

Energiewirtschaftliche Grundlagen

Ökoinventare von Energiesystemen

**Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und
den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz**

Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU)

Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich

Sektion Ganzheitliche Systemanalysen

Paul Scherrer Institut, Villigen/Würenlingen

Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW)

Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL)

3. Auflage

Juli 1996

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Projektleitung:

Prof. Dr. P. Suter
R. Frischknecht
Institut für Energietechnik
Eidgenössische Technische Hochschule,
Zürich

Schlussredaktion:

R. Frischknecht
Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt
Institut für Energietechnik
Eidgenössische Technische Hochschule,
Zürich

AutorInnen der Überarbeitung:

Bollens U., Bosshart S., Ciot M., Ciseri L., Doka G., Frischknecht R., Hischier R., Martin A.
Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt
Institut für Energietechnik
Eidgenössische Technische Hochschule,
Zürich

Dones R., Gantner U.
Sektion Ganzheitliche Systemanalysen
Forschungsbereich F4
Paul Scherrer Institut,
Villigen/Würenlingen

Bollens Ursula	Dipl. Natw.ETHZ	Erdwärme, Wärmepumpe, <i>Windenergie</i> , Holz, <i>Blockheizkraftwerk</i> , Baumaschinen
Bosshart Stefan	Dipl. Natw. ETHZ	Stahl, Gummi EPDM
Ciot Marco	cand. Dipl. Inf.- Ing. ETHZ	Software Ecoinvent
Ciseri Lucia	Dipl. Ing.ETHZ	Erdgas, Photovoltaik, Sonnenkollektoren
Doka Gabor	Dipl. Chem. nat.	Entsorgungsprozesse, <i>Energiesparmassnahmen</i>
Dones Roberto	Dipl. Ing.	Kernenergie
Frischknecht Rolf	Dipl. Ing. ETHZ	Einleitung/ Zielsetzung, Methodik, Wasserkraft, Resultatdiskussion Nutzwärme, Schlussfolgerungen, Basismaterialien, Transporte, Fernwärme, Ecoinvent
Gantner Urs	Dipl. Ing. ETHZ	Kohle
Hischier Roland	Dipl. Natw. ETHZ	Erdöl, Strommix
Martin André	Dipl. Ing. ETHZ	Erdöl, Strommix

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Projektleitung, Redaktion und Autoren der 1. Auflage

Projektleitung:

Prof. Dr. P. Suter
Dr. E. Walder
Institut für Energietechnik
Eidgenössische Technische Hochschule,
Zürich

Redaktion:

Frischknecht R., Hofstetter P., Knoepfel I.,
Ménard M.
Institut für Energietechnik
Eidgenössische Technische Hochschule,
Zürich

Dones R., Zollinger E.
Paul Scherrer Institut, Villigen/Würenlingen

AutorInnen:

Attinger Nicole	cand. Natw.ETHZ	Studentin	Erdwärme, Wärmepumpe
Baumann Thomas	Dipl. Ing. ETHZ	freier Mitarbeiter	Basismaterialien
Doka Gabor	Dipl. Chem. nat.	freier Mitarbeiter	Photovoltaik
Dones Roberto	Dipl. Ing.	PSI	Kernenergie
Frischknecht Rolf	Dipl. Ing. ETHZ	ETHZ	Erdöl, Basismaterialien, Transporte, Teil I-III, XIII, XIV
Gränicher Hans-Peter	Dipl. Ing. ETHZ	Student	Sonnenkollektor
Grasser Christian	Dipl. Natw.ETHZ	freier Mitarbeiter	Holz
Hofstetter Patrick	Dipl. Ing. ETHZ	ETHZ	Kohle, Basismaterialien, Transporte, Teil I-III, XIII, XIV
Knoepfel Ivo	Dipl. Ing. ETHZ	ETHZ	Erdgas, Basismaterialien, Stromnetz, Fernwärme, Software, Teil I-III, XIII, XIV
Ménard Martin	Dipl. Ing. ETHZ	ETHZ	Downstreamprozesse, Transporte
Müller Hans	Dr.sc.nat.	Tergeso AG, Sargans	Wasserkraft
Vollmer Martin	Dipl. Natw.ETHZ	freier Mitarbeiter	Photovoltaik
Walder Ernst	Dr.sc.nat.	ETHZ	Erdwärme, Wärmepumpe
Zollinger Erich	Dipl. Ing. ETHZ	PSI	Kernenergie

Vorwort zur 3. Auflage

Ausgehend von den Erfahrungen und Ergebnissen der 1. Auflage der "Ökoinventare für Energiesysteme" wurde in den letzten beiden Jahren eine Aktualisierung und Erweiterung der Datenbank "ECOINVENT" realisiert. Auf Grund der Bedeutung der Elektrizitätsbereitstellung in Ökoinventaren sowie der darob geführten kontroversen Diskussionen wurde eine weitere Differenzierung der Inventardaten der Strombereitstellung angestrebt. Gleichzeitig wurden mit Windenergie und Wärme-Kraft-Kopplung zwei weitere Systeme der Elektrizitätserzeugung bilanziert. Neue Erkenntnisse bezüglich Vorgehensweise bei Allokationsfragen sind in dieses Projekt eingeflossen. Dies gilt zumindest teilweise auch für Anforderungen, die sich aus Weiterentwicklungen innerhalb der Wirkungsbilanz ergeben haben.

Für die Finanzierung der Weiterführung dieses Projektes möchten wir dem Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) sowie dem Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft herzlich danken. Ebenfalls in den Dank einschliessen möchten wir den Nationalen Energie-Forschungs-Fonds (NEFF), welcher mit seiner grosszügigen Teilfinanzierung der 1. Phase zusammen mit dem BEW den Grundstein für das vorliegende Nachschlagewerk gelegt hat.

Neben den einleitend zu den einzelnen Teilen des Berichts erwähnten Personen, die uns in unserer Arbeit massgeblich unterstützt haben, gilt unser Dank insbesondere Herrn Prof. Gander und seinen Mitarbeitern vom Institut für Wissenschaftliches Rechnen der ETH Zürich sowie Matthias Flury vom Laboratorium für Energiesysteme, die uns in Informatikfragen tatkräftig unterstützt haben. Den Kolleginnen und Kollegen der Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt sei für deren aufbauende und wohlwollende Kritik und Unterstützung im Verlaufe dieses Projektes herzlich gedankt.

Das Projektteam

<p>Die finanzierenden Institutionen geben den Bericht frei, ohne sich zu dessen Inhalt abschliessend zu äussern. Die inhaltliche Verantwortung liegt bei den Autoren.</p>

Vorwort zur 1. Auflage

Ausgehend von den Erfahrungen des Laboratoriums für Energiesysteme bei der Erstellung von Ökobilanzen für Produkte und Prozesse wurde im Frühjahr 1990 das vorliegende Projekt formuliert. Es sollte damit dem Umstand Rechnung getragen werden, dass von der Bereitstellung und Umwandlung von Energieträgern grosse Umweltbelastungen ausgehen, welche innerhalb der damals bekannten Ökobilanzen eine dominante Rolle in der Gesamtumweltbelastung von Produkten und Prozessen einnahmen, bis zu jenem Zeitpunkt aber nur ungenügend quantifiziert waren.

Die vorliegende Arbeit soll diese Lücke schliessen und als Grundlage für die Erstellung von Ökobilanzen und die ökologische Optimierung von Energieversorgungsstrategien dienen. Der weitgehende Verzicht auf Wertung oder Aggregation soll die breite Anwendbarkeit der Daten garantieren und den ebenso komplexen Wertungsfragen als solides Fundament dienen, damit auch verschiedene Wertungsmodelle direkt miteinander verglichen werden können.

Die transparente Bilanzierung einer Vielzahl von Prozessen ist für den ungewöhnlichen Umfang verantwortlich, was der fehlenden Transparenz anderer Studien entgegenwirken, potentielle Anwender aber nicht abschrecken soll. Der modulare Aufbau ermöglicht eine gute Übersicht und selektive Nutzung des Gesamtberichtes.

An dieser Stelle können nicht alle Personen und Institutionen aufgeführt werden, welche zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Einleitend zu den verschiedenen Energiesystembilanzierungen wurden Personen mit massgeblichem Beitrag namentlich aufgeführt. Ihnen allen, den externen Projektmitarbeiterinnen und -mitarbeitern (N. Attinger, T. Baumann, G. Doka, H.-P. Gränicher, Ch. Grasser, H. Müller, M. Vollmer) und denjenigen Personen des Nationalen Energie-Forschungs-Fonds (NEFF) und Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW), welche durch die Teilfinanzierung dieses Projekt erst ermöglicht haben, sei an dieser Stelle herzlichst gedankt.

Das Projektteam

Kurzfassung

Der vorliegende Schlussbericht enthält Ökoinventare für die in der Schweiz relevanten Energiesysteme im In- und europäischen Ausland. Ökoinventare enthalten umweltrelevante und möglichst quantifizierte Informationen zu Produkten und Prozessen. Wichtige Daten sind dabei der Verbrauch von energetischen und nichtenergetischen Ressourcen und die flüssigen und gasförmigen Abprodukte der Teilprozesse. Für folgende Systeme und Produkte wurden Ökoinventare erstellt:

Systeme	Produkte
Erdöl	Heizöl EL & S, verbleites und unverbleites Benzin, Diesel, Kerosin, Naphtha, Bitumen, Raffineriegas, Wärme ab Haus- und Industriefeuerungen, Strom aus ölthermischen Kraftwerken
Erdgas	Erdgas ab versch. Druckniveaus, Wärme ab Haus- und Industriefeuerungen, Strom aus Gas- und Blockheizkraftwerken
Kohle	Natürliche und künstliche Braun- und Steinkohlen, Wärme ab Haus- und Industriefeuerungen, Strom aus Braun- und Steinkohlekraftwerken
Kernenergie	Strom ab Siede- und Leichtwasserreaktoren
Wasserkraft	Strom aus Speicher-, Lauf- und Umwälzkraftwerken
Holz	Wärme ab verschiedenen Feuerungen
Erdwärme	Wärme ab typischem System mit Sonden und Wärmepumpe
Sonnenkollektor	Warmwasser ab verschiedenen Kollektortypen für Ein- und Mehrfamilienhäuser
Photovoltaik	Strom ab integrierten/aufgesetzten Klein-/Grosskraftwerken mit versch. Produktionstechnologien
Wind	Windkraftanlagen in der Schweiz (Sool, Grimsel und Grenchenberg)
Energiesparprozesse	zusätzliche Wärmedämmung für verschiedene Bauteile (Aussenwand, Flach- und Steildach), Ersatz von Glüh- durch Energiesparlampen
Strom	Strommix A, B, CH, D, E, Ex-Ju ¹ , F, GR, I, L, NL, P und UCPTe im Durchschnitt der Jahre 1990-1994 ² , je ab Hoch- Mittel- und Niederspannung sowie die Strommixe der schweizerischen Verteil- und Überlandgesellschaften NOK und EWZ 1993, je Jahresdurchschnitt und saisonal differenziert, für EWZ auch Hoch-, Niedertarif

Die Bilanzierung dieser Systeme und Produkte erfolgte dabei durch die Verknüpfung von knapp 1200 Teilprozessen, welche für sich abgeschlossen bilanziert wurden. Die Verwaltung erfolgt mit Hilfe einer relationalen Datenbank ('Ecoinvent'). Bei der Berechnung der kumulierten Ressourcenverbräuche und Emissionen wurde den gegenseitigen Abhängigkeiten der verschiedenen Energiesysteme (die Bereitstellung von Kohle zur Verstromung benötigt selber Strom etc.) Rechnung getragen.

Das Hauptziel dieser Arbeit liegt im Bereitstellen von aktuellen Ökoinventar-Daten. Diese Daten sind primär dazu geeignet, ökologische Produkt- und Prozessvergleiche zu unterstützen und, im Falle bilanzierter Neuanlagen, heutige Energiesysteme zu vergleichen. Innerhalb der Prozesskette einzelner Energiesysteme können auf der Basis der vorliegenden Ergebnisse Systemoptimierungen vorgenommen werden.

Im Bereich der Energieplanung sind sie geeignet, die ökologischen Vor- und Nachteile von Energiesparmassnahmen zu quantifizieren. Für die Beurteilung der ökologischen Konsequenzen verschiedener Kraftwerkstechnologien zur Deckung eines möglichen zukünftigen Mehrbedarfs an Elektrizität in der Schweiz sind die vorliegenden Ergebnisse nur bedingt verwendbar, da keine Systeme bilanziert wurden, welche erst in Zukunft verfügbar sind. Auch wurde nur die heutige Situation betreffend Brennstoffqualitäten und Förderaufwendungen abgebildet.

Der vorliegende Datensatz enthält teilprozessspezifische, unbewertete und nachvollziehbare Basisdaten. Aussagen zur ökologisch optimalen Systemwahl sind auf dieser Stufe noch nicht möglich und wurden auch nicht angestrebt. Es bleibt den Anwendern überlassen, situationsangepasste Wertungen der Daten vorzunehmen und daraus Entscheidungen abzuleiten.

¹ Ex-Ju steht stellvertretend für die neuen Staaten Bosnien/Herzegowina, Kroatien, Slowenien und Rest-Jugoslawien

² Dieses Vorgehen wird gewählt, um die starken Jahresschwankungen der Erträge aus der Wasserkraft glätten zu können.

Der vorliegende Datensatz unterscheidet sich in einem oder mehreren Punkten von bisherigen ähnlichen Arbeiten:

- Es wird grosser Wert auf die Vollständigkeit der Erfassung der Energie- und Stoffflüsse gelegt. Verschiedene Daten von meist untergeordneter Bedeutung beruhen auf Schätzungen. Dadurch kann erstmals ein grosses Spektrum von Ressourcen, Emissionen und Abfällen quantitativ und integral erfasst werden.
- Es werden nicht nur Umwelteinwirkungen der Hauptkette (Förderung, Transport, Veredelung etc.), sondern auch jene der vor- und nachgelagerten Ketten (z.B. Infrastruktur/ Entsorgung) erfasst.
- Es wurden die für die Schweiz relevanten Energiesysteme im In- und Ausland bilanziert. Die Daten sind daher direkt für die Entscheidungsfindung in der Schweiz relevant.
- Die detaillierte Analyse wird nicht auf ein Produkt (Energieträger oder Energiesystem) beschränkt, sondern für eine grosse Anzahl Energieträger und Energieformen konsequent nach vergleichbaren Systemabgrenzungen durchgeführt.
- Die Bilanzierung bleibt weitgehend unaggregiert/unbewertet und weist eine hohe Transparenz auf, was einerseits den Vorteil der Nachvollziehbarkeit, andererseits aber den Nachteil des grossen Umfangs mit sich bringt. Die entsprechenden Daten dürfen deshalb als weitgehend neutral erarbeitet betrachtet werden, da auch keine direkt politischen oder wirtschaftlichen Interessen verfolgt wurden. Die Beurteilung und Bewertung der Daten obliegt dem Anwender, welcher damit eine erhöhte Verantwortung übernimmt.

Die Fehlerkontrolle der in der Datenbank enthaltenen Prozessdaten wurde mittels Anwenden von aktuellen Ökobilanz-Bewertungsmethoden durchgeführt. Damit konnten Eingabefehler (Grössenordnungen) erkannt und weitgehend eliminiert werden. Trotzdem muss davon ausgegangen werden, dass unbeabsichtigte, nicht erkannte Fehler enthalten sind.

Was ist neu gegenüber der 1. Auflage?

Die Aktualisierung und Erneuerung der 1. Auflage hat zu Änderungen und Neuerungen in den folgenden Bereichen geführt:

1. Elektrizitätserzeugung

Neu werden länderspezifische Kraftwerkportfolios und deren Umwelteinwirkungen ausgewiesen. Basis dazu ist das fünfjährige Mittel der Jahre 1990-1994. Es werden sowohl die Kraftwerksmixe der Nettoinlandproduktion als auch diejenigen unter Berücksichtigung des Stromhandels bilanziert. Ebenso werden die Aufwendungen und Verluste der Elektrizitätsverteilung auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene berücksichtigt. Innerhalb des schweizerischen Strommix werden zusätzlich die Ökoinventare des Strommixes des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (EWZ) sowie der Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) erfasst. Dabei werden die Daten für die Stromerzeugung saisonal (Schweiz 1993, NOK und EWZ) und teilweise auch tageszeitlich (EWZ) differenziert angegeben.

Die Bilanzierung der länderspezifischen Strommixe kann auf Grund der vorliegenden Daten bei den Stein- und Braunkohlekraftwerken und bei den Brenngas-Kraftwerken inklusive der Kohle- resp. Gasversorgung gut abgebildet werden. Bei den ölthermischen Kraftwerken ist der Kraftwerksbetrieb (Emissionen, Wirkungsgrad, eingesetzte Brennstoff) grösstenteils länderspezifisch bilanziert, währenddem die vorgelagerten Prozessschritte der Brennstoffbereitstellung einem westeuropäischen Durchschnitt entsprechen. Bei der Kernenergie sind für Deutschland, Frankreich und die Schweiz länderspezifische Kraftwerksbilanzen durchgeführt worden. Auch für die Brennstoffbereitstellung (insbesondere der Schritt der Anreicherung) wird die länderspezifische Situation erfasst. Die Kernkraftwerke der übrigen Länder werden zusammengefasst mit einem westeuropäischen Durchschnitt angenähert. Bei der Wasserkraft schliesslich werden die für die schweizerische Situation ermittelten Daten auch für die Wasserkraft der übrigen Länder verwendet, wobei die Anteile der Produktion aus Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken länderspezifisch erfasst worden sind.

2. Neue Systeme

Neu sind in der 3. Auflage die folgenden Systeme bilanziert:

- Blockheizkraftwerk: 600kW_{In} , Brennstoff Gas, mit Wärmepumpe (30kW) zur Nutzung der Abwärme und Öl-Spitzenkessel
- Windenergie: Ausgehend vom Ökoinventar der Windkraftanlage Simplon werden die Anlagen Grenchenberg und Sool bilanziert und ein Windenergiemix Schweiz berechnet.
- Energiesparmassnahmen: Die zusätzlichen Aufwendungen zur Wärmedämmung an der Gebäudehülle werden der eingesparten Energie gegenübergestellt. Es sind Ökoinventare für eine Flachdach-, eine Steildach- und eine Aussenwandsituation mit Mineralwolle als Dämmstoff erarbeitet worden. Im Bereich Elektrizität wird der Ersatz von Glüh- durch Energiesparlampen bilanziert.
- Die in der 1. Auflage ausgewiesenen Szenarien für die 3kW-Photovoltaik-Anlagen fallen weg. Es wird nur noch zwischen integrierten und aufgesetzten Anlagen unterschieden.

3. Infrastruktur

Die Aufwendungen der Infrastruktur sind nun von denjenigen des Betriebs getrennt (separate Eingabemodule). Dadurch wird es möglich, den Einfluss der Infrastruktur für den Einzelfall abzuschätzen. In der abschliessenden Resultatdiskussion wird dieser Aspekt diskutiert.

4. Umwelteinwirkungen

Neu wird unterschieden zwischen Wasserschadstoffen, die in Süsswasser (Inlandseen, Flüsse und Grundwasser) und solchen, die in die Meere geleitet werden. Diese Unterscheidung ist für den nachfolgenden Schritt der Wirkungsbilanz von Bedeutung. Es werden einige zusätzliche Emissionen (insb. chlorierte Kohlenwasserstoffe, radioaktive Isotope) sowie Ressourcen berücksichtigt.

5. Langzeit-Umwelteinwirkungen

Um Umwelteinwirkungen, die "heute" stattfinden von denjenigen in ferner Zukunft unterscheiden zu können, werden diese Prozesse resp. Emissionen separat erfasst. Dadurch wird es möglich, den Einfluss dieser Langzeiteinwirkungen auf das Gesamtergebnis zu berechnen.

6. Anhang A: Basismaterialien

Der Anhang A ist um Grobbilanzen für zusätzliche Materialien und chemische Grundstoffe ergänzt worden. Die Bilanzierung der Kunststoffe ist unter Auswertung mehrerer z.T. neuer Quellen aktualisiert worden.

7. Anhang B: Transporte

Die Bilanzierung der Transportsysteme ist auf der Basis der neuen Erkenntnisse kürzlich abgeschlossener Studien (Ökoinventar Transport, Infrac; Luftschadstoff-Emissionen des Strassenverkehrs 1950-2010, BUWAL) aktualisiert worden. Dabei werden neu transportmittelspezifische Auslastungen berücksichtigt.

8. Anhang F: Entsorgungsprozesse

Die Bilanzierung der Entsorgungsprozesse erfolgt auf der Basis der Ergebnisse aus der kürzlich abgeschlossenen Studie "Ökoinventare von Entsorgungsprozessen" (ESU-ETH). Damit werden für Reststoff- und Reaktordeponien sowie für das Landfarming erstmals in diesem Projekt auch abfall-spezifische Langzeit-Wasseremissionen berücksichtigt.

Organisatorische Hinweise

Der vorliegende Schlussbericht ist modular aufgebaut. Jeder Teil und jeder Anhang ist mit Abkürzungs- und Literaturverzeichnis in sich geschlossen, nimmt jedoch auf die anderen Teilberichte direkten Bezug.

Die Daten sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" als Tabellenkalkulations-Files verfügbar. Ein Vertrieb des Datenbankprogrammes "Ecoinvent" ist nicht geplant.

Inhaltsübersicht

Definitionen

- I Zusammenfassung**
- II Einleitung/Zielsetzung**
- III Methodik**
- IV Erdöl**
- V Erdgas**
- VI Kohle**
- VII Kernenergie**
- VIII Wasserkraft**
- IX Holz**
- X Wärmepumpe mit Erdwärmennutzung**
- XI Sonnenkollektor**
- XII Photovoltaik**
- XIII Windkraft**
- XIV Wärme-Kraft-Kopplung**
- XV Energiesparmassnahmen**
- XVI Strommix**
- XVII Resultatdiskussion**
- XVIII Schlussfolgerungen**

- Anhang A Basismaterialien**
- Anhang B Transporte und Bauprozesse**
- Anhang C Stromnetz**
- Anhang D ECOINVENT**
- Anhang E Fernwärme**
- Anhang F Entsorgungsprozesse**
- Anhang G Errata**

Aufbau des Berichtes

Dieser Bericht enthält 18 Teile und 6 Hauptanhänge. Jeder dieser Teile und Anhänge enthält ein eigenes Inhalts-, Abkürzungs- und Literaturverzeichnis. Die Symbole und Abkürzungen für dieselben Begriffe und die Zitierweise für dieselbe Literaturquelle wird in den verschiedenen Teilen unterschiedlich gehandhabt. Jeder Teil oder Hauptanhang hat seinerseits wieder Anhänge.

Vor der Zusammenfassung (Teil I) sind häufig verwendete Begriffe definiert. Im Teil Einleitung und Zielsetzung (Teil II) wird neben der Beschreibung der Projektziele auch eine allgemeine Einführung in das Gebiet der Ökobilanzierung gegeben. Im Methodikkapitel (Teil III) wird gezeigt, wie die sich stellenden methodischen Probleme in diesem Projekt gelöst wurden. Insbesondere sind dort die Systemabgrenzungen, Abbruchkriterien und das Vorgehen bei Multi-Input/Output-Prozessen beschrieben, die Behandlung von Stör- und Unfällen erklärt und die Art der Erfassung der verschiedenen Umweltfaktoren ausgewiesen.

In Teil IV bis XV werden die primär untersuchten Energiesysteme nach vergleichbarem Vorgehen und Aufbau, unterteilt in Prozessschritte, bilanziert und diskutiert. Der Umfang dieser einzelnen Teile widerspiegelt nicht die erreichte Güte der verschiedenen Teile, darf jedoch als Indikator für den Bilanzierungsaufwand verstanden werden. Die einzelnen Teile enthalten pro untersuchten Prozessschritt zusammenfassende Eingabetabellen, wo Material- und Energiebedarf, Emissionsfaktoren und weitere Outputgrößen aufgelistet sind. Im Resultatkapitel jedes Teiles sind dann für verschiedene Energieniveaus (End- und Nutzenergie) eine Auswahl von kumulierten Ergebnissen ausgewiesen. Die vollständigen Resultattabellen mit allen kumulierten Resultaten sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" zu finden.

Die Resultatdiskussion anhand ausgewählter und zusammengefasster Ergebnisse ist nur unter genauer Beachtung der Konventionen im Kap. III.6.2 verständlich.

In den Teilen XVI und XVII erfolgt eine berichtsübergreifende Resultatdiskussion, welche vor allem für die verschiedenen Modelle der Elektrizitätserzeugung, der Nutzwärmebereitstellung und dem Einfluss der Infrastruktur ausführlich geführt wird. Die Resultatdiskussion für einzelne Systeme erfolgt primär im entsprechenden Energiesystem-Teil. In Teil XVIII wird eine abschliessende Einschätzung der Ökoinventare gegeben und daraus Schlussfolgerungen abgeleitet.

Die Anhänge A bis F werden als Hilfswerkzeuge zur Erstellung von Ökoinventaren für Energiesysteme betrachtet und erforderten teilweise einen erheblichen Bilanzierungsaufwand (z.B. Anhang A und B). Diese Hilfswerkzeuge decken einen breiten Bereich von Prozessen in der Volkswirtschaft ab. Diese grosse Breite erforderte in vielen Bereichen eine pragmatische Vorgehensweise. Es wurden sowohl alte als auch neue Daten verwendet, Lücken offengelassen und verschiedene Literaturangaben nicht zwingend abgeglichen. Die Anhänge A, B und F sind zwar für die Bilanzierung von Energiesystemen genügend genau, eignen sich aber nicht für Material-, Transportmittel- und Entsorgungsanlagenentscheide.

Aus den Teilen IV bis XV wird häufig auf die Anhänge A bis F zugegriffen, indem entsprechende Produkte oder Dienstleistungen nachgefragt werden.

Wo finde ich Eingabedaten und Resultate?

Emissionsfaktoren einzelner Prozesse (z.B. Emissionen einer Ölfeuerung 10 kW) werden in diesem Projekt "Eingabedaten" genannt und sind jeweils im Kapitel "Zusammenstellung der Eingabedaten" des entsprechenden Teils (z.B. Teil IV Erdöl) sowie im Directory "Eingabedaten und Resultate" zusammengestellt. Die kumulierten Aufwendungen über den gesamten Lebenszyklus eines Produktes (z.B. 1 TJ Nutzwärme ab Ölfeuerung 10 kW) finden sich in einer *für die Resultatdiskussion* zusammengefassten Form im jeweiligen Kapitel "Verknüpfung der Prozesse" oder "Resultate" und ausführlich für die *Anwendung in Ökobilanzen* im Directory "Eingabedaten und Resultate".

Definitionen

Die hier aufgelisteten Definitionen sind als Verständigungshilfe innerhalb dieses Projektes gedacht. Sie lehnen sich im wesentlichen an die aktuellen Definitionen der ISO und die entsprechenden deutschen Übersetzungen an <ISO 1996, NAGUS 1995>.

- **Abprodukt/ Abfall:** Abprodukte sind Erzeugnisse aus einem Teilprozessschritt, welche im weiteren Verlauf der Stoffflüsse eine zusätzliche Behandlung in einer Entsorgungsanlage (Kehrichtverbrennungsanlage, Abwasserreinigungsanlage, Inertstoff-, Reststoff-, Reaktordeponie) erfahren, bevor die Stoffe in die Umweltkompartimente gelangen.
- **Downzyklat:** Als Downzyklate werden Güter und Stoffe bezeichnet, die als Sekundär-Rohstoffe in die Produktion anderer, qualitativ minderwertiger Güter einfließen. Im Verlauf der verschiedenen Teilprozessschritte erfahren sie praktisch unumkehrbare Qualitätseinbußen.
- **Elementarer Fluss/Umwelteinwirkung (elementary flow):** Jeder untersuchte, in das System eingehende Rohstofffluss, der der Umwelt ohne vorherige Bearbeitung entnommen wurde; jeder untersuchte, das System verlassende Materialfluss, der ohne weitere Behandlung in die Umwelt abgegeben wird.
- **Funktionale Einheit:** Bezeichnet die Einheit, in welcher der hauptsächliche Output eines Systems (Produkt oder Dienstleistung) angegeben wird.
- **Gut:** Ein Gut ist eine handelbare Substanz und besteht aus einem oder mehreren Stoffen. Es kann sowohl einen positiven (Produkt, Koppelprodukt, Nebenprodukt) als auch einen negativen (Abprodukt) Wert besitzen, wobei der Wert sich nicht zwingend mit dem Handelswert decken muss (z.B. Altölverwertung in Zementöfen).
- **Hilfsstoff:** Stoffinput, der im betrachteten System (Produktionsprozess) verwendet wird, ohne in das Produkt einzugehen.
- **Inhärente Energie (Feedstock-Energy):** Bezeichnet den Energieinhalt respektive die freie Enthalpie eines Stoffes oder Gutes (intrinsische Energie).
- **Interpretation:** Bestandteil der Ökobilanz, in welcher die Ergebnisse des Ökoinventars und der Wirkungsbilanz gemäss dem Ziel und Umfang der Studie kombiniert und Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet sowie Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden.
- **Kaskadennutzung:** Bezeichnet das Weiterverwenden von Gütern und Stoffen auf einem tieferen Qualitäts- oder Ordnungsniveau. Sie resultiert aus der praktisch unumkehrbaren Qualitätseinbuße im Verlauf der verschiedenen Teilprozessschritte (siehe auch Downzyklat).
- **Klassifizierung (Classification):** Bestandteil der Wirkungsbilanz, in dem die Sachbilanzparameter gruppiert und in eine Reihe von Wirkungskategorien eingeteilt werden.
- **Koppelprodukt:** Siehe Produkt/ Koppelprodukt
- **Lebenszyklus:** Aufeinander folgende und zusammenhängende Stufen eines Produktes oder einer Dienstleistung, von der Rohstoffentnahme bis zur Entsorgung. Die Modellierung des Zusammenhangs der einzelnen Stufen erfolgt in Analogie zu den ökonomischen Flüssen.
- **Life cycle assessment (LCA):** siehe Ökobilanz
- **Life cycle inventory (LCI):** siehe Inventar
- **Life cycle interpretation:** siehe Interpretation
- **Multioutput-Prozess:** Bezeichnet einen Prozess, der mehrere funktionale Outputs liefert (Produkte und Dienstleistungen). Siehe auch Produkt/ Koppelprodukt.
- **Nebenprodukt:** Nebenprodukte sind Erzeugnisse aus einem Teilprozessschritt ohne einen Beitrag zur Befriedigung seiner Funktion zu leisten (z.B. Abwärme bei der Beleuchtung). Sie werden als Sekundär-Rohstoffe respektive -Energien auf einem tieferen Qualitäts- oder Ordnungsniveau genutzt.
- **Ökobilanz (Life cycle assessment (LCA)):** Systematik zur Sammlung und Analyse der stofflichen und energetischen Inputs und Outputs eines Systems und der damit verbundenen Umweltbeeinflussungen, bezogen auf die Funktion eines Produktes oder einer Dienstleistung über den gesamten Lebensweg.
- **Ökoinventar/ Sachbilanz (Life-Cycle Inventory (LCI)):** Bestandteil der Ökobilanz, der die Zusammenstellung und Quantifizierung der Inputs und Outputs eines Produktes oder einer Dienstleistung über den gesamten Lebenszyklus umfasst.

- **Produkt, Koppelprodukt:** Produkt und Koppelprodukt sind Erzeugnisse aus einem Teilprozessschritt, die seiner Funktion entsprechend beabsichtigt sind. Bei der Koppelproduktion stehen, im Gegensatz zur einfachen Produktion, mehrere Funktionen im Vordergrund (z.B. Wärme-Kraft-Kopplung).

- **Produktsystem:** Sammlung von stofflich und/oder energetisch verbundener Teilprozessschritte, die zusammen eine oder mehrere definierte Funktionen erfüllen. Diese Definition gilt auch für Dienstleistungen.

- **Recycling:** Prozesse zur Rückgewinnung von Stoffen, die ansonsten entsorgt würden, in Form eines Materialinputs in die Herstellung eines Produktes oder der Bereitstellung einer Dienstleistung.

Anmerkung 1: Rückgewinnung des Stoffoutputs eines Produktes zur Nutzung als Stoffinput in einem anderen System wird Recycling in einem offenen Kreislauf genannt.

Anmerkung 2: Rückgewinnung des Stoffoutputs eines Produktes zur Nutzung als Stoffinput im selben System wird Recycling in einem geschlossenen Kreislauf genannt.

- **Rezyklat:** Als Rezyklate werden Güter und Stoffe bezeichnet, die als Sekundär-Rohstoffe in die Produktion ebendieser oder gleichwertiger Güter und Stoffe einfließen. Im Verlauf der verschiedenen Teilprozessschritte erfahren sie kaum unumkehrbare Qualitätseinbußen.

- **Sekundär-Rohstoff:** Als Sekundär-Rohstoffe werden eingesammelte und aufbereitete Altstoffe aus Gütern (Produkte, Koppelprodukte am Ende ihres Lebenszyklus') sowie eingesammelte und aufbereitete technologisch bedingte Produktionsabfälle (Nebenprodukte in jedem Teilprozessschritt) bezeichnet.

- **Stoff:** Ein Stoff ist ein chemisches Element oder eine chemische Verbindung wie Eisen, Stickstoff, Aluminium oder Cellulose.

- **Systemgrenze:** Schnittstelle zwischen dem System eines untersuchten Produkts oder einer untersuchten Dienstleistung und der Umwelt und anderen Systemen.

- **Teilprozessschritt (unit process):** Bezeichnet die kleinste untersuchte Prozesseinheit, für den innerhalb einer Ökobilanz Daten erfasst werden.

- **Umweltbeeinflussung:** Die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, das ökologische Gleichgewicht von Flora und Fauna oder die zukünftige Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen, die den Input- und Outputströmen eines Systems zugeschrieben werden.

Quellen

ISO 1996	International Standards Organization (ISO), "Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and framework", Reconstructed Draft 14 040, Paris 1996
NAGUS 1995	DIN/NAGUS, "Umweltmanagement - Ökobilanzen; Prinzipien und Verfahren", Rohübersetzung Entwurf ISO CD 14040.2, August 1995

Teil I

Zusammenfassung

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	i
1. Zielsetzung.....	1
2. Systemabgrenzung.....	2
3. Was fehlt bis zur ganzheitlichen Bilanzierung?	2
4. Zusammenfassung der verschiedenen Teile.....	4
4.1 Erdöl.....	4
4.2 Erdgas	4
4.3 Kohle.....	5
4.4 Kernenergie	6
4.5 Wasserkraft	6
4.6 Holz.....	7
4.7 Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung.....	8
4.8 Sonnenkollektor.....	8
4.9 Photovoltaik.....	8
4.10 Windkraft	9
4.11 Wärme-Kraft-Kopplung.....	9
4.12 Energiesparmassnahmen.....	10
4.13 Anhang A: Basismaterialien.....	10
4.14 Anhang B: Transporte und Bauprozesse	11
4.15 Anhang F: Downstreamprozesse	11
5. Stromerzeugung.....	12
6. Resultate	13
7. Ausblick.....	14
Literaturverzeichnis.....	15
Abkürzungsverzeichnis.....	i

Abkürzungsverzeichnis

DOC	Dissolved Organic Carbon
NMVOC	Non-Methane-Volatile Organic Compounds
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

1. Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Energie- und Stoffflüsse einer begrenzten Anzahl von Energiesystemen quantitativ und mit demselben, relevanzorientierten Detaillierungsgrad zu erfassen. Es wird versucht, bisher in Ökobilanzen unvollständig oder nur qualitativ erfasste Umwelteinwirkungen wie Flächeninanspruchnahme und radioaktive Emissionen einer möglichst umfassenden quantitativen Behandlung zugänglich zu machen. Im Bereich der Abprodukte ist es das Ziel, die Energie- und Stoffflüsse aus Entsorgungsprozessen einzubeziehen und so eine Vervollständigung des Bilanzierungsgebietes zu erreichen.

Die vorliegende Studie dient primär als Grundlage für das Erstellen von Ökobilanzen. Das Präsentieren der Resultate in modularer Form erlaubt ein einfaches Integrieren von Standardprozessen in künftige Ökoinventararbeiten. Dabei muss jedoch der jeweilige Gültigkeitsbereich des Moduls berücksichtigt werden.

Im weiteren dienen die Resultate dem Erkennen der Relevanzreihe der Umweltbelastungen innerhalb eines Energiesystems. Dadurch können diejenigen Teilsysteme identifiziert werden, deren Energie- und Stoffflüsse prioritär einer Optimierung bedürfen.

Die Informationen können auch bei der Evaluation der Energieversorgung von Gemeinden oder Regionen wertvolle Dienste leisten. Dabei ist jedoch je nach Planungshorizont sorgfältig zu prüfen, welche Prozesse möglichen zukünftigen Veränderungen anzupassen sind (Änderung des Strommix, Änderung des Schwefelgehalts im Rohöl, Effizienzsteigerungen).

Letzlich bieten die Daten dem Vergleich verschiedener Wertungsmodelle ein solides Fundament. Auf das Bewerten und anschließende Vergleichen der Daten verschiedener Energieketten resp. auf das Erstellen einer Energiesystemrangliste wird aber im Rahmen dieses Projektes ausdrücklich verzichtet.

Die hier erarbeiteten Basisdaten können jedoch mit verschiedenen, problemadäquaten Wertungsmodellen aggregiert und Schlussfolgerungen abgeleitet werden, wobei bei unterschiedlichen Folgerungen das Wertungsmodell als Ursache gelten kann. Die Ergebnisse können demzufolge auch für die Weiterentwicklung und Validierung von Bewertungsmethoden eingesetzt werden.

Die vorliegende Studie deckt demzufolge lediglich die Schritte "Zieldefinition" (goal and scope definition) und "Ökoinventar" (Sachbilanz, Inventory analysis) einer Ökobilanz ab (siehe Fig. I.1).

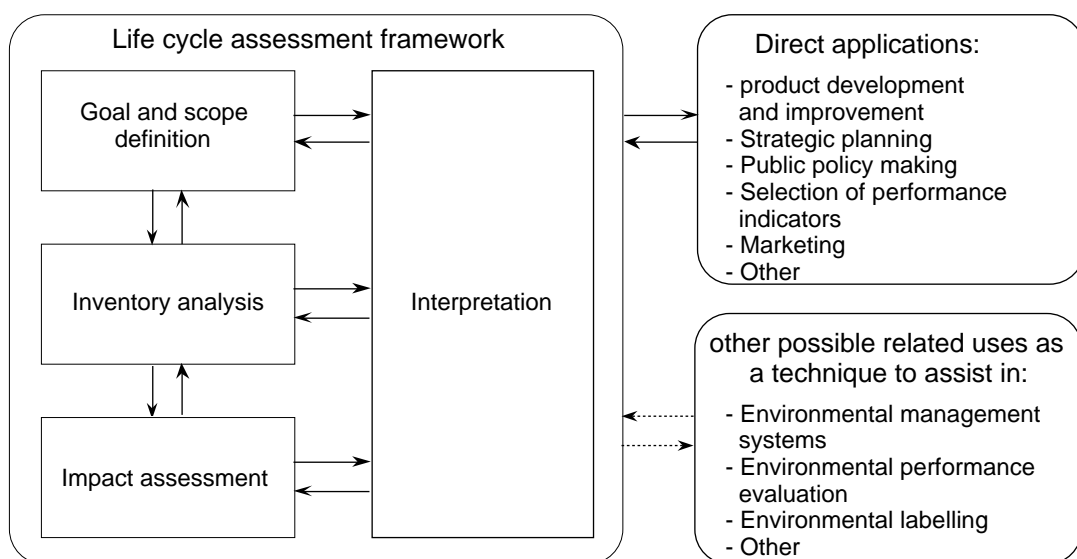


Fig. I.1: Prinzipieller Ablauf der Schritte einer Ökobilanz <ISO 1996>

2. Systemabgrenzung

In Ökobilanzen und Ökoinventaren ist eine genaue Angabe der gewählten Systemgrenzen von zentraler Bedeutung. In dieser Arbeit werden die Kriterien der Systemabgrenzung explizit angegeben und gelten für alle Energiesysteme. Es soll damit gewährleistet sein, dass alle Energiesysteme nach konsistenten und gleichwertigen Kriterien bilanziert werden. Man unterscheidet zwischen geographischen, zeitlichen und strukturellen Abgrenzungen.

Die Methode der Prozesskettenanalyse, die in diesem Bericht zum Einsatz kommt, erlaubt keine Systemabgrenzungen nach geographischen Kriterien. Die vorgelagerten Prozessketten für die Bereitstellung von Endenergien, von Hilfsusername oder -dienstleistungen werden deshalb ohne Rücksicht auf geographische Grenzen zurückverfolgt. Das Gebiet des Endverbrauchs von Energie ist hingegen auf Westeuropa oder auf die Schweiz beschränkt. Die Inventarisierung der Prozessketten geschieht also aus der Sicht der westeuropäischen oder schweizerischen Endverbraucher. Unter Westeuropa sind in erster Linie die 12 Mitgliedsländer des UCPT Stromverbundnetzes (Stand 1994) gemeint, da diese ein wichtiges Bezugssystem in dieser Arbeit darstellen.

Bezüglich der Bereitstellung von Endenergien wird in diesem Bericht die durchschnittliche Ist-Situation um das Jahr 1994 bilanziert. Die Beschreibung der verschiedenen technischen Prozesse geschieht aufgrund von Angaben aus der Literatur, von Betreibern, von öffentlichen oder privatwirtschaftlichen Organisationen. Die meisten Angaben beziehen sich auf die Situation in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre. Die technischen Angaben werden mittels statistischer Angaben zu einem Verbrauchsmix für das Jahr 1994, im Falle der Strombereitstellung für die Jahre 1990-1994 zusammengefasst. Beim Strommix wird ein Durchschnitt gewählt, um die starken Jahresschwankungen der Erträge aus der Wasserkraft zu glätten.

Für die Beschreibung der Wärmebereitstellung in Heizungen oder Industriefeuerungen werden, im Sinne von Beispielrechnungen, ausgewählte Neuanlagen beschrieben, die typisch sind für Westeuropa und die Schweiz. Hier entfällt der Anspruch auf die Beschreibung der durchschnittlichen Situation in einem Gebiet. Ergebnisse aus diesem Projekt können deshalb nicht ohne weiteres mit nationalen Emissionsinventaren verglichen werden.

Für jeden Prozessschritt in den Energiesystemen werden auch Material-, Transport- und Dienstleistungsinputs bilanziert. Gleichermassen wird die Entsorgung der Reststoffe auf allen Prozessebenen berücksichtigt. Bei der Bilanzierung dieser Materialien, Transport- und Entsorgungsdienstleistungen mussten gewisse Vereinfachungen getroffen werden. Es werden Standard-Datensätze definiert, die für alle Energiesysteme gelten und die sich auf die aktuelle westeuropäische Produktionsweise, im Falle der Entsorgungsprozesse auf die aktuelle Situation in der Schweiz beziehen. Die Datenlage v.a. im Bereich der Basismaterialien ist z.T. noch lückenhaft und sollte in Zukunft weiter verbessert und aktualisiert werden.

Für den Bedarf an Hilfsstrom und Prozesswärme werden die Ergebnisse aus diesem Projekt verwendet. Diese werden im Sinne einer rekursiven Verknüpfung von den Energiesystemen immer wieder benützt. Daraus resultiert eine einheitliche Datenbasis für den Energieeinsatz in diesem Bericht.

3. Was fehlt bis zur ganzheitlichen Bilanzierung?

Die vorliegende Arbeit ist zwar ein Schritt in Richtung ganzheitlicher Bilanzierung, enthält aber auch viele Lücken, welche teilweise bewusst offen gelassen wurden oder innerhalb des Projektrahmens nicht bearbeitet werden konnten. Ausführliche Diskussionen zu den einzelnen Lücken sind in Teil III zu finden.

- Diese Studie enthält nur die Teilbereiche Zieldefinition und Ökoinventar. Die Zuordnung von Einwirkungen zu den Auswirkungen (Klassifizierung, Charakterisierung), die Bewertung der Auswirkungen und die Systemoptimierung werden bewusst ausgeklammert. Es können deshalb keine Ranglisten nach dem Kriterium 'Umweltverträglichkeit' aufgestellt werden.
- Es werden Energiebereitstellungssysteme basierend auf nicht-erneuerbaren oder erneuerbaren Energieträgern untersucht. Für die Bilanzierung auf Ebene End- und Nutzenergie ist diese Eingrenzung

vertretbar. Wird jedoch die Energiedienstleistung als sinnvolle Bilanzierungseinheit gewählt, so müssen auch die "Negawatt-Systeme" untersucht werden. Verbesserte Isolations-, Speicher- und Wärmerückgewinnungssysteme <Hofstetter et al. 1991>, <Mani 1994> dürfen als Alternativen zur Energiebereitstellung nicht vernachlässigt werden. Das vorliegende Projekt enthält diesbezüglich lediglich ausgewählte Beispiele.

- Emissionsinventare für geographisch abgegrenzte Gebiete können mit diesen publizierten Daten nicht erstellt werden. Hier werden regionenübergreifende Umwelteinwirkungen aufsummiert und Mittelwerte über verschiedene Herkunftsländer gebildet. Es wird nur eine kleine Anzahl Endnutzertechnologien bilanziert, welche den installierten Park nicht abbilden kann und soll.
- Es werden vor allem heute eingesetzte Systeme bilanziert. Einerseits handelt es sich um den Technik-Durchschnitt (Kraftwerke, Industriefeuerungen Europa) andererseits um heute verbreitet installierte neue Technik (Hausfeuerungen Schweiz). Auf eine Bilanzierung von 'zukünftiger, bester Technik' wird verzichtet. Diese durch den Umfang des Projektes nötige Beschränkung mindert die Aussagekraft der Bilanzdaten für Zubaufragen. Die Systeme der Endenergiebereitstellung ändern allerdings nur langsam und allfällige Technologiesprünge zeigen aufgrund der grossen bereits getätigten Investitionen nur verzögert ihre Wirkung. Die Bilanzdaten neuer Umwandlungssysteme auf der Nutzenergie-seite sind dem Investor bekannt oder können leicht beschafft werden.
- Die Vielzahl der zu berücksichtigenden Basismaterialien, Transportsysteme und Entsorgungsprozesse war zu gross, um innerhalb dieses Projektes abschliessend bilanziert werden zu können. Es wird deshalb vorwiegend auf die Ergebnisse ausführlicher Studien in diesen Bereichen zurückgegriffen <Maibach et al. 1995>, <ESU-ETH 1996>. Für die Bilanzierung der Materialien können oftmals lediglich Grobbilanzen erstellt werden, wobei bei den für Energiesysteme wichtigeren Materialien (wie z.B. Zement oder Stahl) eine höhere Genauigkeit angestrebt wird. Die Qualität dieser "Hilfsprozesse" genügt für dieses Projekt in den meisten Fällen, kann jedoch für die Ökobilanzierung von Bauten, Verkehrsmitteln oder Entsorgungssystemen zu Fehlinterpretationen führen. Vor einer entsprechenden Weiterverwendung dieser Daten müssen diese deshalb entsprechend der neuen Fragestellung modifiziert werden.
- Eine Vielzahl von Stoffen, welche in die Luft oder ins Wasser emittiert werden, werden hier lediglich als Elemente angegeben. Die ökologische Relevanz geht jedoch nicht nur von Elementen sondern ganz entscheidend von der Art der Verbindung aus. Die Autoren sind nicht der Meinung, dass die Elementbilanzierung die Umwelteinwirkungen angemessen erfassen kann. Aus Gründen der verfügbaren Angaben und der Praktikabilität muss auf eine weitere Unterteilung nach Verbindungen oft verzichtet werden.
- Die Bildung von Summenparametern (NMVOC, DOC, SO_x, NO_x etc.) kann oft die ökologische Relevanz nicht abbilden. Bei den organischen Verbindungen wird deshalb eine Aufteilung in Einzelsubstanzen oder Untergruppen angegeben, wo entsprechende Messungen vorlagen. Für Emissionen in die Luft, welche kurz nach der Emission ohnehin ein klimaabhängiges Verhältnis zwischen den verschiedenen Verbindungen aufweisen (NO_x, SO_x) wird auf eine weitere Aufschlüsselung verzichtet, obwohl teilweise Angaben verfügbar sind.
- Grossunfälle (Häufigkeit <10 Unfälle pro Jahr bei Energieversorgung der gesamten Welt durch das gleiche Energiesystem) werden in den Bilanzdaten nicht erfasst. Hier sind Einzelbetrachtungen nötig, welche ergänzend zur Ökobilanzierung erfolgen müssen.
- Umwelteinwirkungen, welche weit in der Zukunft liegen und damit nicht auf Grund von Erfahrungswerten quantifizierbar sind (z.B. Endlagerung von Sonderabfall und radioaktivem Abfall), können nur mittels Szenarien oder gar nicht miterfasst werden. Dies muss bei der Interpretation der Daten beachtet werden.
- In diesem Projekt wurde keine benutzerfreundliche Ökobilanzierungssoftware entwickelt, welche Anwender unterstützt. Die für dieses Projekt entwickelte Bilanzierungssoftware 'Ecoinvent' ist auf die Forschungsbedürfnisse innerhalb des vorliegenden Projektes abgestimmt und kann nicht frei erworben werden.

4. Zusammenfassung der verschiedenen Teile

4.1 Erdöl

Der vorliegende Teil enthält Ausführungen über Entstehung, Förderung und Verwendung von Rohöl und Erdölprodukten. Die verschiedenen Produkte werden bezüglich Zusammensetzung und Heizwert charakterisiert. Die Erdölprozesskette wird unterteilt in "Exploration", "Förderung", "Ferntransport", "Raffination", "Regionalverteilung" und "Endnutzung" (Feuerung resp. Kraftwerk) und es werden die zugehörigen Energie- und Stoffbilanzen hergeleitet. Folgende Systeme werden bilanziert:

- energetisch genutzte Erdölprodukte frei Tankstelle resp. Heizungstank:
 - Propan/ Butan, ab Raffinerie Schweiz und Europa,
 - Benzin verbleit und bleifrei, Schweiz und Europa,
 - Dieseltreibstoff, Schweiz und Europa,
 - Kerosin, Schweiz und Europa,
 - Heizöl EL, Schweiz und Europa,
 - Heizöl EL 2000 (erhöhter Energiebedarf in der Raffinerie), Schweiz und Europa,
 - Heizöl S, Schweiz und Europa,
- nichtenergetisch genutzte Erdölprodukte frei Raffinerielager:
 - Naphtha, Europa,
 - Heizöl Petro (als Schmieröl), Europa,
 - Bitumen, Schweiz und Europa,
- Endnutzung:
 - Haus- und Industrief Feuerungen, 10, 100, 1'000 kW, Heizöl EL,
 - Industrief Feuerungen, Heizöl S,
 - Kraftwerke, Heizöl S, Schweiz, UCPTE-Europa sowie für die einzelnen Staaten der UCPTE

Die Materialintensität der Erdölprodukte liegt bei rund 120 bis 180 kg/t_{Produkt} mit einem Stahl- resp. Kalksteinanteil von je etwa 4 bis 6 %. Betonkies steuert mit 50 bis zu 70 % den Hauptanteil bei. Er stammt vorwiegend aus der Transport-Infrastruktur.

Der zentrale Prozess bezüglich der Luftbelastung bei der Bereitstellung von Erdölprodukten ist die Raffination. Infolge des stark unterschiedlichen Energiebedarfes in der Raffinerie liegen die vorgelegerten Emissionen des Benzins (bleifrei und verbleit) deutlich über denjenigen des Dieseltreibstoffes. Es zeigt sich, dass bei mit Heizöl EL betriebenen Feuerungen die vorgelagerten atmosphärischen Emissionen bedeutend sind und mehr als 50 % der kumulierten Emissionsfaktoren ausmachen können. Die zu erbringenden interkontinentalen Transportleistungen beeinflussen aufgrund der eingesetzten Brennstoffqualität die atmosphärischen Emissionen erheblich.

Bei der Förderung werden erhebliche Mengen an Formationswasser in die Biosphäre eingebracht. Die damit verbundene Einleitung von Salzen und organischen Verunreinigungen (ohne Öl) dominieren die Wasserbelastung innerhalb der Erdölketten. Mit einem Anteil von mehr als 80 % bei einer Gesamtmenge von rund 1 kg/t_{Produkt} ist der Hochseetransport von Rohöl und Erdölprodukten der weitaus bedeutendste Emittent von Öl in Gewässer. Durch eine zunehmende Verwässerung der Ölfelder insbesondere in der Nordsee muss jedoch der Einleitung organischen Kohlenstoffs bei der Offshore-Förderung in Zukunft Beachtung geschenkt werden, um eine Zunahme der spezifischen Ölemissionen zu vermeiden.

Insgesamt fallen rund 60 bis 70 kg/t_{Produkt} Abfälle an. Mit über 60 % sind die Inertstoffe (z.B. Beton) dominant. Gut 10 % gehen ins Landfarming (Bohr- und Raffinerieschlämme) und rund 1 % sind Sonderabfälle, welche zur Hauptsache aus der Regionalverteilung und der Raffination (Leichtstoffabscheider) stammen. Sie werden mehrheitlich in Sonderabfallverbrennungsanlagen verbrannt.

4.2 Erdgas

Das Energiesystem für Erdgas wird aus der Sicht des schweizerischen und des UCPTE-europäischen Endverbrauches beschrieben. Entsprechend der wichtigsten Herkunftsländer werden Prozessketten für Erdgas aus Deutschland, aus den Niederlanden, aus Norwegen, aus den GUS Ländern und aus Algerien berücksichtigt.

Ein Teil des Erdgases wird in Kombination mit Erdöl gefördert (rund 15%). Hier ist eine klare Abgrenzung mit der Erdöl-Förderung notwendig. Es wird im weiteren zwischen "onshore" und "offshore"-Förderung unterschieden und zwischen "süßem" und schwefelhaltigem Erdgas, das zu einem grösseren Aufwand für die Aufbereitung führt. Für den Ferntransport des Erdgases werden Kompressorstationen mit Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW zugrundegelegt, die das Erdgas direkt von der Gasleitung beziehen.

Eine relativ grosse Unsicherheit besteht in der Bilanzierung des Förder- und Transportsystems in den GUS Ländern. Für Erdgas aus GUS Ländern werden 2 % Erdgas-Leckagen als Emission in die Luft zugrundegelegt, wobei dieser Wert nachwievor unsicher ist. Für die Ortsgasversorgung in der Schweiz werden rund 0.8 % Erdgas-Leckagen geschätzt. Dies führt zu gesamten Erdgas-Leckagen von rund 1 % für Hochdruckbezüger und von rund 1.8 % für Niederdruckbezüger im System Erdgas.

In UCPTe Brenngas-Kraftwerken werden nebst 84 % Erdgas auch rund 8 % Hochofengas und 8 % Kokereigas eingesetzt, die speziell berücksichtigt werden müssen, weil sie z.T. einen wichtigen Einfluss auf die Emissionen haben. Für die länderspezifischen Emissionen der Stromproduktion spielt der Anteil des Kokerei- und Hochofengases, welches in den Kraftwerken eingesetzt wird, eine grosse Rolle. Brenngas-Kraftwerke werden meistens als Spitzenlast-Kraftwerke eingesetzt, was zu relativ schlechten Auslastungen führt. Dies wird mehr als kompensiert durch den relativ geringen Materialaufwand (keine aufwendigen Rauchgasreinigungsanlagen) und durch den geringen Betriebsmitteleinsatz.

Bei der Erdgas-Feuerungen sind relativ hohe Emissionen von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (u.a. Benzo-a-Pyren) und von Formaldehyd in Luft zu verzeichnen, wobei hier auf Informationen relativ alten Datums zurückgegriffen werden musste. Für die meisten Wasserschadstoffe (insbesondere Schwermetalle und Kohlenwasserstoffe) weist Erdgas hingegen niedrigere Werte als andere fossile Energien aus.

4.3 Kohle

Innerhalb der Kohlekette wurde zwischen den beiden Hauptqualitäten Braun- und Steinkohle unterschieden und für die nachfolgenden Produkte Ökoinventare erstellt:

- Für die Braunkohle wurden die Endenergieträger Rohbraunkohle, Braunkohlenstaub und Braunkohlebriketts bilanziert. Für die Nutzwärmebereitstellung wurde ein Brikett-Einzelofen untersucht. Daneben wurde für die Länder Österreich, Spanien, ehemaliges Jugoslawien, Frankreich, Griechenland, und Deutschland je ein länderspezifisches Durchschnittskraftwerk bilanziert, womit auch die durchschnittliche Strombereitstellung mit Braunkohle im europäischen Stromverbund (UCPTE) berechnet werden konnte.
- Im Steinkohlesystem wurde für jedes Land ein spezifischer Steinkohlemix bilanziert. Ausserdem wurde die Brikett- und Koksproduktion untersucht. Für die Wärmebereitstellung liegen Bilanzen für Einzelöfen vor, welche mit Briketts, Koks oder Anthrazit befeuert werden. Zudem wurde das Ökoinventar einer Industrierostfeuerung im Leistungsbereich 1 bis 10 MW erstellt. Für die Länder Österreich, Belgien, Spanien, Italien, ehemaliges Jugoslawien, Frankreich, die Niederlande, Portugal und Deutschland wurden Steinkohlekraftwerke bilanziert, welche zudem zum UCPTe-Mix zusammengefasst wurden.

Als interessante Resultate sind die grosse Relevanz der den Feuerungen vor- und nachgelagerten Prozesse zu nennen, welche künftig unbedingt berücksichtigt werden sollten, wenn vergleichende Entscheide gefällt werden. Im speziellen fällt die grosse Relevanz des Transportes auf, welcher bei modernen Steinkohlekraftwerken die kumulierten Umwelteinwirkungen massgeblich beeinflusst und die Auswirkung des weltweiten Kohlehandels zeigt. Weniger überraschend zeigte sich, dass die Kohlekraft innerhalb der europäischen Stromerzeugung im allgemeinen einen überproportionalen Anteil an der Umweltbelastung aufweist.

Der pro Einheit Nutzwärme oder Strom erforderliche Bedarf energetischer Ressourcen liegt in der vorliegenden Studie eher über den sonst publizierten Daten. Dies liegt a) am Einbezug einer Vielzahl

von Hilfsprozessen und vorgelagerten Ketten b) an der effektiv durchgeführten rekursiven Berechnung der kumulierten Verbräuche und Emissionen und c) an der Berücksichtigung von Ländern mit veralteter Technologie oder schlechter Kohlequalität.

4.4 Kernenergie

Innerhalb der Kernenergiekette wurden die folgenden Teilprozesse untersucht: Uranmine, Uranerzaufbereitung, Konversion, Anreicherung, Brennelement-Herstellung, Kraftwerk, Wiederaufarbeitung, Zwischenlager und Endlager für konditionierte mittel- und hochaktive Abfälle.

Bei den Kernkraftwerken wurde zwischen Druckwasser- und Siedewassereaktoren unterschieden. Die Datenermittlung stützte sich primär auf die schweizerischen Kernkraftwerke mit ihren relevanten, nuklearen Brennstoff-, Ver- und Entsorgungsanlagen; diese Daten wurden teilweise auf die Kraftwerke der UCPTE-Länder extrapoliert. Analysiert wurden die beiden, der 1000 MW-Klasse angehörenden, schweizerischen Druckwasser- und Siedewasser-Reaktoren Gösgen und Leibstadt. Für die Kernkraftwerke in Frankreich und Deutschland konnten länderspezifische Daten zu radioaktiven Emissionen, Abbrand und Abreicherungsgrad ermittelt werden. Für die anderen UCPTE-Länder mit KKW (Belgien, Niederlande, Slovenien und Spanien) mussten durchschnittliche Daten verwendet werden, welche nicht auf die länderspezifische Situation eingehen. Die anhand der KKW Gösgen und Leibstadt bilanzierten spezifischen Daten zur Kraftwerksinfrastruktur wurden anhand der länderspezifischen Arbeitsausnutzung auf die UCPTE Kraftwerke übertragen.

Bei den Uranminen wurde nur Tagebau und Untertagebau bilanziert. Auf der Stufe der Uranerzaufbereitung wurden neben den Betriebsemissionen auch die radioaktiven Langzeitemissionen der Prozessrückstände (Tailings) über eine Zeit von 80'000 Jahren integriert. Nach dieser Zeitdauer dürften die Restemissionen aus sanierten Tailings das Niveau der natürlichen Hintergrundbelastung erreichen. Als Anreicherungsverfahren wurden die Gasdiffusion und die Gas-Ultrazentrifugen untersucht. Ferner wurden für die vier wichtigsten Aufbereitungsfirmen (EURODIF, URENCO, USEC, TENEX) spezifische Inventare unter Berücksichtigung der Art der Stromversorgung erstellt. Die bestehenden Marktverhältnisse zwischen den Betreibern von Urananreicherungsanlagen und von Kernkraftwerken verschiedener Länder wurden so weit wie möglich berücksichtigt. Da die stromintensive Anreicherung durch Diffusion je nach der Art der Stromversorgung unterschiedliche Umweltbelastungen verursacht, hat die Berücksichtigung der Vertragsverhältnisse einen grossen Einfluss auf einige Resultate der Kernenergiekette.

Die Wiederaufarbeitung wurde als Prozessstufe in allen UCPTE-Nuklearketten bilanziert, obwohl diese nicht in allen Ländern benutzt wird. Die Wiederverwendung von extrahiertem Uran und Plutonium als Brennelement wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Für die konditionierten radioaktiven festen Abfälle wurden zwei Endlager, welche das schweizerische Konzept reflektieren, bilanziert: eines für schwach- und mittelaktive Abfälle in horizontal zugänglichen Kavernen und eines für hochaktive Abfälle in tiefen, vertikal zugänglichen Stollen.

Der kumulierte Stromverbrauch der modellierten Kernenergieketten liegt zwischen 2-4% der Stromproduktion und hängt in erster Linie vom Anteil der Diffusion am Anreicherungsschritt ab. Die nicht radioaktiven Luftemissionen entstehen vor allem auf den Stufen Anreicherung (Stromverbrauch) und Kernkraftwerk (Material- und Energiebedarf). Je nach Art der radioaktiven Luft- und Wasseremissionen dominieren die Prozessschritte Uranmine/Aufbereitung oder Wiederaufarbeitung.

4.5 Wasserkraft

Das Schwergewicht liegt auf der Bilanzierung der Verhältnisse in der Schweiz. Daneben werden auch Richtwerte für das Gebiet der UCPTE erarbeitet. Jeweils für die Energiesysteme Speicherkraft und Laufkraft sowie für das Modul Umwälzbetrieb werden unter anderem folgende Kennziffern behandelt: Zement-, Stahl- und Sprengstoffverbrauch, Transportaufwand (Schiene und Strasse), Bauenergiebedarf (Strom und Diesel), Flächenbeanspruchung, Nutzinhalt der Speicherseen und Turbinierwassermenge. Dieser erste Schritt bildet den Kern der Arbeiten.

Im zweiten Schritt werden die Kennziffern in die übergeordnete Datenbank ECOINVENT

eingegeben und weiterverarbeitet. Die berechneten totalen spezifischen Emissionen sind bei Speicherkraft und Laufkraft zu einem wesentlichen Teil durch die zum Bau verwendeten Baustoffe Zement und Stahl bestimmt. Ebenfalls relevant ist der Dieselverbrauch in Baumaschinen. Beim Umwälzbetrieb sind die Ergebnisse stark von der Pumpenergie dominiert. Daneben ist auch hier der Zement- und Stahlverbrauch wichtig. Obwohl Wasserkraftwerke als materialintensiv bekannt sind, liegen die Emissionen und weiteren Kennziffern im allgemeinen wesentlich tiefer als bei anderen Energiesystemen. Ein wichtiger Grund dafür ist die lange Nutzungsdauer, namentlich jene von Talsperren.

Aus ökologischer Sicht am schwerwiegendsten dürften bei der Wasserkraftnutzung die hydrologisch-biologischen Effekte sein, d.h. jene Umweltbeeinflussungen, die unmittelbar mit den hydrologischen Veränderungen durch den Kraftwerksbetrieb zusammenhängen. Solche Effekte werden relativ detailliert beschrieben, jedoch erst ansatzweise in die Quantifizierung einbezogen. Denn einerseits sind diese hydrologisch-biologischen Effekte äusserst vielfältig und stellen bei einer Quantifizierung beträchtliche Probleme, andererseits ist für entsprechende Kennziffern beim momentanen Kenntnisstand die Vergleichbarkeit mit anderen Energiesystemen stark begrenzt. Weiterführende Studien sollten primär in diesem Bereich ansetzen.

4.6 Holz

In diesem Teil werden die Umweltbelastungen, welche durch die Wärmeerzeugung mittels Holzfeuerungen entstehen, aufgezeigt. Es werden insgesamt acht verschiedene Holzenergiesysteme untersucht. Die einzelnen Systeme unterscheiden sich einerseits in der Form und Herkunft des Brennholzes und andererseits in der Feuerungsleistung des Heizkessels. Als Brennholz werden Stückholz und Holzschnitzel aus naturbelassenem Holz berücksichtigt. Die Feuerungsleistung der untersuchten Heizkessel beträgt 30 kW und 100 kW für das Stückholz sowie 50 kW und 300 kW für die Holzschnitzelfeuerungen.

Für die Bereitstellung des Brennholzes werden vier verschiedene Versorgungsketten analysiert:

- Stückholz Buchenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Buchenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Fichtenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Fichtenholz aus Sägereiabfällen

Neben den Aufwendungen für die Waldpflege wird auch die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre durch den Baum berücksichtigt. Da bei den Holzschnitzeln das Fichtenholz ohne Umweltbelastungen aus dem Sägereiprozess übernommen wird, fallen bei dieser Brennholzsorte die Belastungen aus der Holzbereitstellung weg. Lediglich die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre wird berücksichtigt.

Der Einbezug der Waldpflege ist nicht zwingend, da heute noch keine Klarheit über die Zuordnung dieser Aufwendungen zu den verschiedenen Waldfunktionen herrscht. Hier werden sie voll dem Energie- und Bauholz zugerechnet. Die Resultate zeigen aber klar, dass die daraus entstehenden Umwelteinwirkungen nicht vernachlässigbar sind. Es muss deshalb ein Schlüssel gefunden werden, damit diese Belastungen sinnvoll auf die verschiedenen Waldfunktionen aufgeteilt werden können.

Der Materialbedarf ist bei allen Holzschnitzelfeuerungen höher als bei den Stückholzfeuerungen. Die Ursache dafür liegt bei den Holzschnitzelsilos, welche aus armiertem Beton hergestellt werden. Wird lediglich der Bedarf an Stahl und Gusseisen betrachtet, so zeigt sich dass die Stückholzfeuerungen einen grösseren Verbrauch aufweisen.

Die atmosphärischen Emissionen werden hauptsächlich durch den Betrieb des Heizkessels bestimmt. Die Angaben zu diesen Emissionen schwanken aber je nach Heizkessel und Betriebsbedingungen sehr stark. Es wäre deshalb wünschenswert, dass nicht mehr Konzentrationen gemessen werden, sondern Schadstofffrachten über genormte Abbrandereignisse. Da die Fixierung von Kohlenstoff im Holz als negative Emission verrechnet wird, ergeben sich aus der gesamten Nutzenergiebereitstellung nur geringe CO₂-Emissionen von 570 und 3'000 für Stückholzfeuerungen und 3'500 bis 5'000 kg/TJ Nutzenergie für Waldholzschnitzelheizungen. Bei den Sägereiholzschnitzeln liegen die Werte noch tiefer (1'200-1'700kg/TJ), da dort die Aufwendungen der Waldbewirtschaftung wegfallen.

Bei den Abfällen zeigt sich ein hoher Anteil an Sonderabfällen. Diese stammen aus dem Modul «Diesel in Grosshacker» und «Diesel in Baumaschine». Letzteres wird an Stelle eines Traktors bei der Holzernte bilanziert. Diese Vereinfachung sollte im Rahmen künftiger Arbeiten überprüft werden.

4.7 Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung

Anhand einer fiktiven Anlage für ein Einfamilienhaus im Schweizer Mittelland werden die Input- und Outputgrößen einer Wärmepumpenheizung mit Erdwärmenutzung bilanziert. Zur Erdwärmesondenanlage gehören eine Wärmepumpe, die Erdwärmesonde und ein Wärmeverteilungssystem. Bilanziert werden die für den Bau verwendeten Materialien, die eingesetzte Energie für Bau und Betrieb sowie den aus Bau und Abbruch hervorgehenden Abfällen. Das System wird mit 3 Infrastrukturmodulen für die Wärmepumpe, die Erdwärmesonde und die Wärmeverteilung sowie mit dem Modul für die Bereitstellung der Nutzenergie dargestellt.

Als Beispiel für den Einsatz einer Wärmepumpe zum Beheizen von Wohnraum wird die Nutzung der "untiefen Geothermie" betrachtet (Sole/Wasser). Nicht berücksichtigt sind die "tiefe Geothermie" und Luft/Wasser oder Wasser/Wasser-Anlagen. Die Sonde liegt in unmittelbarer Nähe des zu beheizenden Objektes (Nahwärmesystem). Der Fall einer Fernheizung (grössere Anlage für mehrere Häuser) wird nicht behandelt.

Insgesamt werden pro TJ Nutzwärme ab Erdwärmesonde 7'700 kg Materialien eingesetzt, zu 60 % direkt im Bau der Wärmeverteilung, 30 % stammen aus den Prozessketten der Strombereitstellung.

Obwohl beim Betrieb einer Erdwärmesonde, abgesehen von Kältemittelverlusten, direkt keine Emissionen entstehen, werden auch bei diesem Energiesystem über vorgelagerte Prozesse Luftschadstoffe freigesetzt. Pro TJ Nutzwärme ab Erdwärmesonde werden gegen 6'000 kg CO₂ emittiert, wovon 43 % bei der Stromerzeugung (Strommix Schweiz, Inlandproduktion) und der Rest bei der Produktion verschiedener Materialien entstehen. Durch Anwenden verschiedener nationaler Strommixe zeigt sich der Einfluss der Strombereitstellung auf die Umwelteinwirkungen der Wärmebereitstellung mittels elektrischer Wärmepumpe sehr deutlich.

4.8 Sonnenkollektor

Im Hinblick auf die Anwendung von Sonnenkollektoren zur Warmwasserbereitung in Ein- und Mehrfamilienhäusern werden fünf verschiedene Kollektorprodukte und drei Anlagentypen bilanziert, die miteinander kombiniert werden können. Für die Zusatzenergie wird angenommen, dass sie elektrisch bereitgestellt wird. Es werden zwei verschiedene Systembetrachtungen gemacht: Bei der Variante "solar" werden die Umwelteinwirkungen des Solaranteils alleine auf die Wärme aus Sonnenenergie bezogen; bei der Variante "hybrid" ist die Bezugsgrösse die total von der Anlage gelieferte Wärme (mit elektrischer Zusatzheizung). Die Wärmeertragsrechnungen der einzelnen Systeme beruhen auf Berechnungen mit dem Simulationsprogramm POLYSUN.

Andere Anwendungen wie Prozesswärmeerzeugung, Raumheizung, Schwimmbadheizung und Heubelüftung sind nicht bilanziert. Mit den erarbeiteten Daten über die Kollektorprodukte und den Basismaterialdaten ist es jedoch möglich, diese Systeme zu bilanzieren, falls die entsprechenden Projektangaben vorhanden sind.

Für eine "solar"-Variante erfolgt eine Resultataufschlüsselung nach den verursachenden Teilprozessen. Dabei zeigt sich, dass der Stahlanteil der Anlage (Speicher, Verrohrung) der wichtigste Verursacher für die meisten Umwelteinwirkungen ist. Der durch den Kollektor verursachte Anteil fällt weniger ins Gewicht. Eine gleiche Aufteilung bei der "hybrid"-Variante zeigt, dass die Bereitstellung der Zusatzenergie schwerer wiegt als der Materialeinsatz für Anlagenteile und Kollektoren. Sonnenkollektoren produzieren rund vier bis zehn mal weniger Abwärme pro abgegebene Einheit Nutzwärme als konventionelle, fossil befeuerte Energiesysteme.

4.9 Photovoltaik

Im Bereich der Stromproduktion ab Photovoltaik-Anlagen werden verschiedene gebäudeintegrierte Kleinanlagen (3 kW), eine 100 kW-Anlage auf der Schallschutzwand der Autobahn N13 bei Chur und eine 500 kW Grossanlage (PHALK 500 auf dem Mont-Soleil) bilanziert.

Für die Kleinanlagen wird ein durchschnittlicher Standort in der Schweiz mit einem Jahresertrag von 3.1 GJ_e pro Jahr und installiertem kW-Peak zugrundegelegt. Die Angaben für die Grossanlagen sind anlagen- und standortspezifisch und deshalb nicht repräsentativ für grosse Photovoltaik-Anlagen.

Mono- und polykristalline Solarzellen werden separat bilanziert, basierend vor allem auf früheren deutschen Untersuchungen. Ein Teil der Solarzellen für die Schweiz stammt aus Japan; hier werden Besonderheiten der japanischen Produktion speziell berücksichtigt. Durch die separate Bilanzierung der Zellen kann für eine beliebige Kleinanlage sowohl die Ausführung mit mono- als auch die mit polykristallinen Zellen berücksichtigt werden. Modular aufgebaute Anlagen der mittleren Leistungsklasse können als Vielfaches der 3 kW-Kleinanlage berechnet werden.

In diesem Projekt werden die Panel- und die Laminat-Bauweise bilanziert. Die Panels haben eine eigene tragende Struktur und können an der Gebäudefassade aufgesetzt werden; Laminat-Konstruktionen müssen in das Gebäude integriert sein. Diese integrierte Infrastruktur zeigt eine Abnahme in der Grössenordnung von 10% für Material- und Transportbedarf wie auch für Umwelteinwirkungen.

Die Resultate für Photovoltaik-Anlagen zeigen, dass der Hauptteil des Ressourcenverbrauchs und der Emissionen aus dem Stromverbrauch für die Fertigung der Solarzellen und der Panels stammt. Dieser Stromverbrauch, der vor allem als Strommix UCPTE verbucht wurde, belastet das Ökoinventar des Photovoltaik-Stroms entscheidend. Würde Solarstrom eingesetzt, wären die Umwelteinwirkungen deutlich geringer.

Eine neue Erkenntnis aus den Resultaten ist die Tatsache, dass die Aufwendungen für die polykristalline Technologie bei allen Anlagentypen generell höher liegen als für die monokristalline Technologie. Im Besonderen zeigt sich ein Abnahme von 50% für die Abwärme. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der polykristallinen Zellenherstellung unreine, nicht-rezyklierbare Siliziumabfälle anfallen, während bei der monokristallinen Zellenherstellung verhältnismässig reiner Verschnitt anfällt, der ohne Vorbehandlung intern wiederverwendet werden kann.

4.10 Windkraft

Ausgehend von einer detaillierten Analyse der Windkraftanlage Simplan werden auch für die Standorte Sool und Grechenberg Ökoinventare erstellt. Dabei werden die effektiven Erträge der verschiedenen Standorte berücksichtigt. Diese sind – auf die installierte Leistung bezogen – gegenüber Anlagen an windreichen Standorten (Nord-, Ostsee) rund 50 % tiefer. Die Einsatzzeit der bewegten Teile wird mit 20, diejenige der nicht bewegten Teile mit 50 Jahren angenommen.

Pro TJ Elektrizität werden im Schnitt rund 11 Tonnen Material eingesetzt, rund die Hälfte davon Kies. Die CO₂-Emissionen belaufen sich je nach Anlage auf 7'200-17'000 kg/TJ. Insgesamt werden zwischen 0.10 und 0.22 TJ nichterneuerbare Energieträger pro TJ_e benötigt und in Feuerungen oder Kraftwerken eingesetzt.

Die Materialherstellung verursacht in den meisten Fällen die höchsten Anteile der Gesamtemissionen des Systems. Neben Stahl und Gusseisen steuern Kupfer (SO_x) und Zement (CO₂) bedeutende Anteile bei.

4.11 Wärme-Kraft-Kopplung

Die Energie- und Stoffflüsse eines wärmegeführten, gasbetriebenen Blockheizkraftwerks mit einer thermischen Heizleistung von 360 kW mit Öl-Spitzenkessel und Wärmepumpe werden beschrieben.

Die dazu benötigten Daten wurden grösstenteils von Herstellern und Anlageplanern zur Verfügung gestellt. Die übrigen Werte, wie zum Beispiel die Fertigungsaufwendungen, werden mit Hilfe von Handelspreisen und Energieintensitäten der entsprechenden Branchen abgeschätzt.

Die beim Bau, Betrieb und Rückbau der Anlage verwendeten Materialien, Energien und Transporte sowie die emittierten Stoffe werden inventarisiert und mittels verschiedener Allokationsvarianten den Produkten (Bezugsgrößen) "Wärme ab BHKW" und "Strom ab BHKW" zugeteilt. Dabei werden sowohl der Ansatz der Systemerweiterung als auch der Aufteilung nach Kriterien wie Energieinhalt, Wertigkeit der Energie, Preise und Motivationen angewendet.

Beim Bezug von Wärme und Strom ab BHKW werden über 80 % der kumulierten CO₂-Emissionen durch den Betrieb freigesetzt. Die SO_x-Emissionen stammen zum überwiegenden Anteil aus den vorgelagerten Prozessen der Gasbereitstellung. Es zeigt sich, dass der Wahl des Vorgehens bei der Allokation (Systemerweiterung oder Allokation) resp. der Wahl des Zuteilschlüssels bei der Allokation eine zentrale Bedeutung zukommt. Je nach Allokationsschlüssel betragen beispielsweise die kumulierten CO₂-Emissionen zwischen 46.7 und 101t/TJ thermisch resp. 0.2 und 237t/TJ elektrisch, wobei bei tiefen Werten für das Produkt "Wärme" der Strom höher belastet wird und umgekehrt. Beim Systemerweiterungsansatz ist die "Wahl" des verdrängten Systems (Kraftwerk resp. Hausfeuerung) entscheidend für die Höhe der Umwelteinwirkungen pro TJ Wärme resp. Strom. Je nach Szenario und betrachteter Umwelteinwirkung resultieren teilweise negative Emissionen.

4.12 Energiesparmassnahmen

Zwei Energiesparmassnahmen beim Endenergiebezüger wurden betrachtet, zum einen die Einsparung von Heizenergie durch eine zusätzliche Wärmedämmung aus Mineralwolle. Hier wurden drei verschiedene Konstruktionen mit je zwei Dämmstärkezunahmen (100 mm auf 120 mm resp. auf 200 mm) betrachtet. Zum anderen wurde die Einsparung von Niederspannungsstrom durch den Ersatz einer 60 W-Glühlampe durch eine 11 W-Energiesparlampe gleicher Lichtstärke bilanziert. Die Auswirkungen der Entsorgung der benötigten Produkte werden explizit berücksichtigt (Bei der Energiesparlampe die Entsorgung in einer KVA als "worst case"). Die Resultate werden in der Form "Umwelteinwirkungen pro Terajoule eingesparte Energie" berechnet und können so direkt mit den Einwirkungen aus verschiedenen Energiebereitstellungen verglichen werden.

Die Auswirkungen der Wärmedämmung hängen in erster Linie von der Mineralwolleherstellung ab. Der Transport der zusätzlich benötigten Materialien wird in den kumulierten Resultaten spürbar. Im Vergleich mit einer Erdöl- oder Erdgasheizung besitzt die Wärmedämmung eine tendenziell höhere Materialintensität (6 bis 17 t / TJ_{Eingespart}). Generell werden aber durch Wärmedämmung weniger Luftschadstoffe emittiert als durch die Bereitstellung von Heizenergie (z.B. 5 bis 16t Kohlendioxid / TJ_{Eingespart} gegenüber 60 – 90 t/TJ_{Nutz}). Wegen dem Chlorgehalt des bei der Mineralwolleherstellung verwendeten Kokes liegen aber z.B. die HCl-Emissionen bei der Wärmedämmung bei 1 – 3 kg / TJ_{Eingespart} gegenüber 0.1 – 0.4 t / TJ_{Nutz}. Die Emissionen ins Wasser sind bei der Wärmedämmung meist vergleichbar oder geringer als bei der Erdgasheizung. Erhöhte Werte sind bei den Chlorid-, Sulfat- und Zink-Emissionen zu verzeichnen.

Bei der Energiesparlampe werden von den Aufwendungen der Herstellung und Entsorgung der Sparlampe diejenigen der ersetzten Menge Glühlampen unter Berücksichtigung der jeweiligen Lebensdauer subtrahiert. Dadurch sind in den kumulierten Resultaten pro TJ_{Eingespart} auch negative Auswirkungen entstanden. Der Ersatz durch Sparlampen vermindert daher z.B. den Wasserverbrauch, die Gesamtmenge benötigter Materialien, den Wasseremissionen (Zink, Chloride, Ammoniak, Sulfate) und Luftemissionen (SO_x, HCl) bereits bei Betrachtung der Herstellung und Entsorgung der Lampen allein. Andere Auswirkungen werden dagegen erhöht (z.B. Quecksilber und weitere Luftemissionen). Trotz gewissen Erhöhungen gegenüber der Option "Glühlampe" liegen die allermeisten Umweltauswirkungen pro TJ_{Eingespart} unter den Emissionsfaktoren der Bereitstellung von Niederspannungsstrom verschiedener Länder (inkl. CH-Inlandmix).

4.13 Anhang A: Basismaterialien

Das Kapitel "Basismaterialien" enthält eine Vielzahl von Bilanzdaten für Bau- und Betriebsstoffe, welche zum Bau von Infrastrukturen und technischen Anlagen für Energie- und Verkehrssysteme eingesetzt werden. Es wurde dabei versucht, einerseits die massenmässig wichtigsten Baustoffe (z.B.

Beton, Stahl) und andererseits diejenigen Materialien, die trotz geringen Mengen für die Emissionen relevant sein können (z.B. Platin), zu erfassen.

Es handelt sich in praktisch allen Fällen um Grobbilanzen, die nicht voll der Systematik innerhalb dieses Projektes genügen können. So sind der Bauaufwand und die Flächenbeanspruchung durch Infrastrukturen nicht einbezogen. Die Flächenbeanspruchung durch die Ressourcengewinnung dagegen konnte meist einbezogen werden.

Als Bilanzgebiet wird meist Produktion oder Verbrauch in Deutschland gewählt, um westeuropäische Verhältnisse zu repräsentieren. Gewisse Materialien, welche bei den Energiesystemen in vorgelagerten Prozessen eingesetzt werden, werden teilweise auch fallspezifisch abgegrenzt. Teilweise sind auch Daten schweizerischer Prozesse eingeflossen. Es werden keine länder- oder kontinentspezifische Bilanzen erstellt.

Der Umfang der einzelnen Teilkapitel ist meist proportional zur Bilanztiefe und zur ausgewerteten Literatur. In jenen Kapiteln, welche keine Angaben zur Datenqualität enthalten, war dies nicht möglich oder aufgrund der äusserst groben Bilanzierung nicht nötig.

4.14 Anhang B: Transporte und Bauprozesse

Im Kapitel "Transporte und Bauprozesse" werden Gütertransporte auf der Strasse, der Schiene und dem Wasser betrachtet. Im weiteren werden auch die Bauprozesse und Baumaschinen in diesem Anhang bilanziert, da diese Prozesse an die Lkw-Bilanzierung angelehnt werden können. Der Pkw wird als Personentransportmittel bilanziert, da er vor allem für Kontrollfahrten für Anlagen der Energiesysteme eingesetzt wird.

Der Pipeline-Transport ist in Teil IV und V für Öl und Gas behandelt. Zu den Schiffstransporten sind weitere Erläuterungen in Teil IV bis VI zu finden.

Aufgrund der Wichtigkeit des ganzen Verkehrssektors in der Umweltdebatte konnte mehrheitlich auf detaillierte Studien zurückgegriffen werden. Insbesondere die indirekten Effekte durch Fahrzeugbau und -unterhalt sowie Infrastrukturbau und -unterhalt werden jedoch weiterhin nur grob abgeschätzt. Die Berücksichtigung der indirekten Effekte, wie z.B. der Umstand, dass Verkehrsinfrastrukturen durch eine Vielzahl von Nutzungen beansprucht werden und die heute in Betrieb stehenden Anlagen und Fahrzeuge z.T. schon vor Jahrzehnten gebaut worden sind, ist zudem methodisch noch nicht abschliessend diskutiert.

Die Auslastung im Strassen- und Schienenverkehr wurde pauschal auf 30% (Lieferwagen), 40% (Lkw 16 resp. 28t) resp. 50% (Lkw 40t) festgelegt. Es wird damit darauf verzichtet, verkehrszweckabhängige Auslastungen einzuführen, da die vorhandenen Unterlagen dazu nicht ausreichen.

Eine Auswertung der Resultate wird nur punktuell vorgenommen. Insbesondere ein Vergleich der verschiedenen Transportsysteme untereinander wird nicht geführt. Wichtigste Erkenntnis aus der Resultatdiskussion ist, dass die indirekten Umwelteinwirkungen durch die Infrastruktur, den Fahrzeugbau und die Kraftstoff-Produktion oft grösser sind als die direkten Emissionen der Transportmittel. Weitere Transportsysteme und eine ausführliche Analyse der Resultate sind in der Studie "Ökoinventar Transport" von Infrac Zürich enthalten <Maibach et al. 1995>.

4.15 Anhang F: Entsorgungsprozesse

Die Entsorgungsprozesse für die rund 50 in den Energieprozessketten anfallenden Abfälle werden bilanziert:

- Kehrlichtverbrennung (inkl. Deponierung der Reststoffe und Schlacken)
- Reaktordeponie (inkl. Sickerwasserbehandlung)
- Reststoffdeponie
- Sonderabfallverbrennung
- Landfarming

Für die Inertstoffdeponie wird nur die Infrastruktur bilanziert (Einige Sonderabfälle werden zudem

im Inventar ausgewiesen, aber deren Auswirkungen sind nicht bilanziert). Einige Entsorgungsprozesse werden zudem in den entsprechenden Energiesystemen bilanziert (z.B. Rauchgasreinigung, Kohleberge, Fabrikabwasserbehandlungen).

Aufgrund von Angaben von durchschnittlichem Abfall und Plausibilitätsbetrachtungen werden aus Zusammensetzung und weiteren Eigenschaften des bilanzierten Abfalls die abfallspezifischen Auswirkungen ermittelt. Bei den Deponien werden generell die totalen Emissionspotentiale ins Sickerwasser basierend auf Availability-Tests bilanziert, jedoch getrennt als Emissionen der überwachten Phase der Deponie und als langfristige Emissionen.

Die Resultate für die Entsorgungssysteme zeigen, dass – je nach Zusammensetzung und anderen Abfalleigenschaften – die Infrastruktur, die Transporte und Betriebsstoffe gegenüber den direkten Emissionen mehr oder weniger wichtig, jedoch durchwegs nicht vernachlässigbar sind.

Der Einbezug der Entsorgungsprozesse in die Inventare kann auf der Ebene der Basismaterialien bei vielen Umwelteinwirkungen wichtige Erhöhungen bewirken. Bei den Inventaren von Energiesystemen werden oft wesentliche Erhöhungen bei den Wasserbelastungen gefunden. Bei den Schwermetallemissionen in den Boden sind die Entsorgungssysteme zu 100% verantwortlich.

5. Stromerzeugung

Der vorliegende Teil enthält Ausführungen über die Stromproduktion in den Staaten der UCPTTE. Es werden die Produktionen der verschiedenen Kategorien sowie die Stromaustauschmengen mit den Nachbarstaaten aufgeführt. Es werden zwei Arten von Strommischen unterschieden, nämlich der "Strommix X" (Variante 1 aus Kap. XVI.2.3) welcher sich nur aus der Inlandproduktion zusammensetzt, sowie der "Strommix X Import" (Variante 3 aus Kap. XVI.2.3), welcher zusätzlich noch die Stromein- und -ausfuhren umfasst. Für die Schweiz werden zusätzlich noch saisonale und regionale Strommische ausgewiesen.

In <BUWAL 1991a> wurde erstmals für die Bilanzierung von Stromverbräuchen in Europa der Netzgedanke aufgegriffen und die Durchschnittserzeugung der 12 europäischen Länder (W-D, F, B, I, NL, L, GR, E, P, CH, Ex-Ju³ und A), welche den westeuropäischen Netzverbund (UCPTTE) bilden, zugrunde gelegt. In diesem Projekt werden sämtliche Strombezüge vom Netz ausserhalb der Schweiz so verbucht, als ob der Strom mit einem Kraftwerkspark erzeugt worden wäre, wie er in UCPTTE besteht. Dabei handelt es sich um ein vereinfachendes Modell. Es wird damit aber nicht postuliert, dass in Ökoinventaren generell dieser Mix verwendet werden muss. Dort wo Informationen zum Kraftwerkspark vorhanden sind, soll vielmehr der heimische Kraftwerkspark verwendet werden. Der Verbrauch in der Schweiz wird in diesem Projekt mit dem CH-Kraftwerkspark (Strommix CH gemäss Variante 1) verbucht.

Bei den Mischen für die verschiedenen Länder der UCPTTE wird eine tages- oder jahreszeitlich unterschiedliche Auslastung des betriebenen Kraftwerksparkes nicht berücksichtigt. Es wird vielmehr die durchschnittliche Stromproduktion der Jahre 1990 bis 94 zur Berechnung des Strommises zugrunde gelegt, für die regionalen und saisonalen Mische dient das hydrologische Jahr 1993/94 als Grundlage. Dabei werden die folgenden Kategorien unterschieden: Stein-, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, weitere Gase, Wasserkraft, Umwälzkraft, Kernenergie und "weitere" Produzenten.

Für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 94 resultieren die in Tabelle XVI.I.1 aufgeführten Anteile der einzelnen Energieträger.

³ Bezeichnet stellvertretend die neuen Staaten Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina und Rest-Jugoslawien.

		Stein- kohle	Braun- kohle	Mineral- öl	Erdgas	weitere Gase	Wasser- kraft	Umwälz- kraft	Nuklear	weitere	Total
Schweiz	GWh %			583 1.0			34148 58.7	510 0.9	22217 38.3	637 1.1	58095 100
UCPTE	GWh %	280271 17.5	169659 10.5	155658 9.7	125932 7.9	30434 1.9	228920 14.2	15651 1.0	591730 36.9	6553 0.4	1604754 100

Tab. I.5.1: Durchschnittliche Inlandproduktion in der Schweiz sowie in der UCPTE der Jahre 1990 bis 94, Annahmen und Quellen siehe Kap. XVI.2.

Die Technik und die Eigenschaften sowie der Bedarf an Ressourcen und die resultierenden Emissionen werden für die verschiedenen Energieträger in den jeweiligen Teilen dieses Werkes behandelt, z.B. Teil VI.Kohle für Steinkohle und Braunkohle. In die Kategorie "weitere" gehören v.a. Kehrichtverbrennungsanlagen, aber auch geothermische Kraftwerke und weitere Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern. Die Stromproduktion in Entsorgungsanlagen wird nach der Methodik dieses Projektes als Nebenprodukt behandelt und trägt damit keine Umweltbelastung aus der Erzeugung.

Da Verteilverluste und Infrastrukturaufwendungen für die Stromübertragung eine relevante Grössenordnung erreichen, wurde zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsbezügern unterschieden. Wird auf Basis der Abwärmeproduktion (vgl. Kap. III.6.2 und XVI.3.1) der Systemwirkungsgrad berechnet, so liegt dieser zwischen 35 und 30 % für die UCPTE und zwischen 74 und 64 % für die Schweiz. Der tiefere Wert gilt dabei für die Niederspannung, der obere für den Bezug ab Klemme Kraftwerkspark.

Bei den Niederspannungsbezügen zeigt sich zudem eine hohe Relevanz der Infrastruktur und Verteilverluste. Besonders beim schweizerischen Mix (Variante 1) können die Umwelteinwirkungen der Verteilung jene der Produktion übertreffen, bleiben aber grösstenteils um 1 bis 2 Grössenordnungen unter demjenigen des UCPTE-Mixes.

6. Resultate

Die Umweltschutzmassnahmen wurden im Endnutzungsbereich erfolgreich eingeführt, weshalb der Umweltbelastung besonders bei den vorgelagerten Ketten eine erhöhte Bedeutung zukommt. Dieser Sachverhalt kann nun mit den vorliegenden Daten in vielfacher Hinsicht mit konkreten Daten belegt werden.

Die *vorgelagerten Umwelteinwirkungen* (durch Transporte, Materialproduktion, Hilfsenergieverbrauch und Endenergiebereitstellung) sind aufgrund der in diesem Bericht diskutierten Resultate tatsächlich sehr relevant. Die Systeme können diesbezüglich in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Wasserkraft, Kernkraft, Photovoltaik, reine Solarwärme und Windkraft verursachen sehr kleine Umwelteinwirkungen während dem Betrieb. Damit fällt vor allem der grosse Bauaufwand (resp. die vorgelagerte Kette) verbunden mit hohen Emissionen bei der Materialproduktion (resp. der Brennelementbereitstellung) und die allfällige umweltproblematische Entsorgung ins Gewicht. Bei diesen Systemen war es deshalb nicht überraschend festzustellen, dass die vor- und nachgelagerten Prozesse die Umwelteinwirkungen des Betriebs meist um ein Mehrfaches übersteigen.
- Erdwärme, Umwälzwasserkraft und hybride Solarwärme zeichnen sich durch sehr hohe Strombezüge im Betrieb aus, womit die Resultate sehr sensibel auf die Wahl der bilanzierten Stromproduktionsart (Schweiz, UCPTE oder einzelne europäische Länder) reagieren. Die dem Strombezug vorgelagerte Kette bestimmt diese Systeme ganz massgeblich.
- Erdöl, Erdgas, Kohle und Holz sind typischerweise durch sehr hohe Standortemissionen bei der Verfeuerung gekennzeichnet. Die hier ermittelten Resultate zeigen jedoch, dass aufgrund der Optimierung der Feuerungssysteme die vorgelagerten Prozesse bei sehr vielen Umwelteinwirkungen bereits dominieren. Als vorgelagerte Systeme, welche häufig die Bilanz dominieren, können die Förderung und Raffination von Erdöl und Erdgas, Kokereien, Steinkohlebergehalden, Holzernte mit Traktor und auch ganz entscheidend die Transporte (inkl Pipeline) genannt werden. Der oft praktizierte Vergleich von Systemen aufgrund der Standortemissionen allein muss deshalb als unzulässig bezeichnet werden und kann besonders bei "sauberen Endnutzertechnologien" zu Fehlentscheidungen führen.

Bei dem in diesem Projekt bilanzierten Nahwärmeverbund mit gasbetriebenem *Blockheiz-Kraftwerk* ist das Mass der Reduktion von Umwelteinwirkungen gegenüber konventionellen Feuerungen stark vom gewählten Vorgehen bei der Allokation von Aufwendungen und Emissionen auf die Produkte Strom und Wärme abhängig. Bei einzelnen Vorgehensweisen werden, zumindest für das eine Produkt, sogar teilweise höhere Gesamtemissionen errechnet. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass in diesen Fällen das Koppelprodukt sehr geringe spezifische Gesamtemissionen aufweist. Dem Aspekt der Allokation ist deshalb insbesondere beim Erarbeiten von Ökoinventardaten, welche als eine Grundlage für Investitionsentscheide zu Gunsten von Wärmekraftkopplungs-Anlagen dienen sollen, besondere Beachtung zu schenken.

Für die *Transporte* wurden konsequent Aufwendungen für den Fahrzeug- und Infrastrukturbau berücksichtigt und eine Auslastung der Transportsysteme von 30 bis 50 % zu Grunde gelegt. Dadurch wird der Transport insbesondere bei den Systemen mit grossen Transporttonnagen und grossen Distanzen (Erdöl, Kohle, Erdgas) sehr relevant. Als Beispiel sei hier das moderne nachgerüstete Steinkohlekraftwerk erwähnt, welches mit Importkohle aus Übersee versorgt wird; die vorgelagerten Emissionen sind dann bei NO_x und SO₂ ebenso gross wie die Standortemissionen. Die Flächenbeanspruchung durch die Verkehrsinfrastrukturen wird zudem in praktisch allen Ketten relevant.

Die Entsorgung von *Abfällen* hat sehr unterschiedliche Einflüsse auf die kumulierten Resultate. Handelt es sich um Entsorgungssysteme, welche Emissionen ins Wasser verursachen (z.B. Reststoff- und Reaktordeponien, Steinkohlebergedeponie), so können diese das ganze System dominieren. Dies ist ausgeprägt bei der Steinkohlebergedeponie der Fall. Luftschadstoffe aus Entsorgungsprozessen (durch Verbrennung) sind hingegen häufig ohne oder von sehr geringem Einfluss. Durch die Ergebnisse des Projektes "Ökoinventare von Entsorgungsprozessen" konnte die Entsorgung verlässlicher einbezogen werden, wobei die Schwierigkeit darin bestand, die zur Bilanzierung notwendigen Abfallkenndaten (chemische Zusammensetzung, Heizwert etc.) bereitzustellen. Durch notwendige Vereinfachungen könnten die Umwelteinwirkungen (insbesondere die Wasserschadstoffe) teilweise überschätzt werden. Bei gewissen Abfällen sind die ausgewiesenen Umwelteinwirkungen aber immer noch eine untere Abschätzung.

Die Verteilung des produzierten Stroms an Haushalte mit Niederspannungsbezug erfordert ein aufwendiges Verteilnetz, welches mit grossem Bauaufwand und relativ hohen Verlusten verbunden ist. Analog aufwendig ist das Niederdruckgasnetz mit allen Unter- und Hausstationen. Diese Netze können zusätzlich als Speicher- und Ausgleichsysteme verstanden werden und spielen bei den leitungsgebundenen Energiesystemen eine zentrale Rolle. Diesem hohen Stellenwert wurde mit einer relativ detaillierten Analyse der Verteilnetze in der Schweiz Rechnung getragen, was die hohen Materialaufwendungen zutage gebracht hat. Die Niederdruckverteilung von Erdgas kann, bezogen auf den Normkubikmeter, z.B. rund die Hälfte des kumulierten Materialbedarfs für die gelieferte Nutzwärme einer Feuerung ausmachen. Die Stromverteilung (Niederspannung) hat durch den Verteilverlust von rund 13 % mindestens einen ebensolchen Anteil an den kumulierten Resultaten, kann jedoch beim UCPTE-Netz auch höhere Anteile (z.B. Transport 17 bis 38 %, Materialien 42 %) erreichen. Wird der Anteil des Niederspannungsnetzes für den schweizerischen Kraftwerkspark berechnet, so beträgt dieser Anteil sogar 13 bis 99.9 % und liegt sogar für Schadstoffe wie NO_x und SO₂ bei rund 50 % resp. 70 % (Annahme Betriebsdauer: 30 Jahre). Daraus kann gefolgert werden, dass Haushaltsverteilnetze nicht nur finanziell wichtige Teile der Energiewirtschaft, sondern auch ökologisch relevant sind und in ihrer Bedeutung bisher unterschätzt wurden. Insbesondere beim Entscheid zwischen leitungs- und nichtleitungsgebundener Versorgung, beim Ausbau bestehender Netze und dem Aufbau von In-sellösungen sind diese Aspekte besonders relevant. Bei bestehenden Netzen lassen sich jedoch durch den Minderbezug von Elektrizität weder die Verteilverluste noch die Bauaufwendungen reduzieren.

7. Ausblick

Mit den vorliegenden Ökoinventaren konnten bisherige Lücken geschlossen werden, aber auch eine Vielzahl weiterer Fragen identifiziert werden. Die hier erfasste Datenmenge konnte nicht in allen Bereichen durch Spezialisten überprüft werden und stützt sich zwangsläufig auf viele Annahmen ab.

Eine Überarbeitung und Aufdatierung ist dort vorgesehen, wo grosse Unsicherheiten in relevanten Teilprozessen identifiziert werden konnten und auch im entsprechenden Teil erwähnt wurden und dort wo das Bezugsjahr eine entscheidende Rolle spielt. Im Rahmen dieser Aufdatierung sollen auch weitere Energiesysteme oder Technologien bilanziert werden, falls diese für die Schweizerische Energieversorgung relevant werden könnten. Insbesondere der Bereich der Energiesparmassnahmen sind vertiefte Analysen sinnvoll. In diesem Zusammenhang soll auf das interdisziplinäre Verbundprojekt GaBE (Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen) hingewiesen werden, welches im Zeitrahmen 1993 bis 1997 verschiedene, für die Schweiz mögliche Energiepfade bezüglich ihrer Auswirkungen auf Umwelt, Wirtschaft und Sicherheit untersucht. An diesem Projekt sind zwei Forschungsbereiche des PSI (Paul Scherrer Institut, Villigen; Projektleitung) beteiligt. An der ETH Zürich sollen im Bereich der Ökoinventar-Methodikentwicklung werden u.a. Fragen der Modellierung von Technologieentwicklungen im Energiesektor behandelt.

Bis Ende 1999 werden verschiedene schweizerische Projekte abgeschlossen sein, welche im Bereich Ernährung/ Konsummuster, Gebäudebilanzierung, neue Transportsysteme, Entsorgung, und Bewertung die Methodik der Ökobilanzierung weiterentwickeln. Insbesondere neue Erkenntnisse im Bereich der Bewertung werden benötigt, um den Aufwand der künftigen Aktualisierung der vorliegenden Datenbank in Grenzen halten zu können.

Literaturverzeichnis

- | | |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ESU-ETH 1996 | Doka G., Huber F., Labhardt A., Ménard M., Zimmermann P., "Ökoinventare von Entsorgungsprozessen - Grundlagen zur Integration der Entsorgung in Ökobilanzen", ESU-Reihe 1/96; Institut für Energietechnik, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt, ETH Zürich, 1996 |
| Habersatter 1991 | Habersatter K., Widmer F., "Ökobilanz für Packstoffe; Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt 132, Bern 1991 |
| Hofstetter et al. 1991 | P. Hofstetter et al., "Die ökologische Rückzahldauer der Mehrinvestitionen in zwei Nullenergiehäuser", Überarbeitung einer interdisziplinären Semesterarbeit der ETH Zürich, Laboratorium für Energiesysteme, 1991 |
| ISO 1996 | International Standards Organization (ISO), "Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and framework", Reconstructed Draft 14 040, Paris 1996 |
| Maibach et al. 1995 | M. Maibach, D. Peter, B. Seiler, "Ökoinventar Transport; Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Transportsystemen und für den Einbezug von Transportsystemen in Ökobilanzen", SPP Umwelt, Modul 5, Infrac Zürich, 1995 |
| Mani 1994 | J. Mani, "Eine Ökobilanz von Glühlampe und Energiesparlampe", BEW-Schrift Nr. 53, Büro '84, Bern 1994 |

Teil II

Einleitung/Zielsetzung

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	i
1. Zielsetzung.....	1
2. Grundsätzliches	1
3. Geschichte der Life-Cycle-Analysis (LCA)	2
3.1 Motivation	2
3.2 Qualitative Betrachtungen.....	2
3.3 Die ersten Theorien und Anwendungen im Energiebereich	4
3.4 Die ersten umfassenderen Bewertungsansätze	6
3.5 Der Einfluss limitierender Faktoren	6
4. Umfeld.....	7
5. Aufbau einer Ökobilanz.....	8
6. Prozessketten- und Input-Output-Analyse.....	10
Literaturverzeichnis.....	10

Abkürzungsverzeichnis

DGMK	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
GaBE	Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
IKARUS	Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien

1. Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Energie- und Stoffflüsse einer begrenzten Anzahl von Energiesystemen quantitativ und mit demselben, relevanzorientierten Detaillierungsgrad zu erfassen. Es wird versucht, bisher in Ökobilanzen unvollständig oder nur qualitativ erfasste Umwelteinwirkungen wie Flächeninanspruchnahme und radioaktive Emissionen einer möglichst umfassenden quantitativen Behandlung zugänglich zu machen. Im Bereich der Abprodukte ist es das Ziel, die Energie- und Stoffflüsse aus Entsorgungsprozessen einzubeziehen und so eine Vervollständigung des Bilanzierungsgebietes zu erreichen.

Die vorliegende Studie dient primär als Grundlage für das Erstellen von Ökobilanzen. Das Präsentieren der Resultate in modularer Form erlaubt ein einfaches Integrieren von Standardprozessen in künftige Ökoinventararbeiten. Dabei muss jedoch der jeweilige Gültigkeitsbereich des Moduls berücksichtigt werden.

Im weiteren dienen die Resultate dem Erkennen der Relevanzreihe der Umweltbelastungen innerhalb eines Energiesystems. Dadurch können diejenigen Teilsysteme identifiziert werden, deren Energie- und Stoffflüsse prioritär einer Optimierung bedürfen.

Die Informationen können auch bei der Evaluation der Energieversorgung von Gemeinden oder Regionen wertvolle Dienste leisten. Dabei ist jedoch je nach Planungshorizont sorgfältig zu prüfen, welche Prozesse möglichen zukünftigen Veränderungen anzupassen sind (Änderung des Strommix, Änderung des Schwefelgehalts im Rohöl, Effizienzsteigerungen).

Letzlich bieten die Daten dem Vergleich verschiedener Wertungsmodelle ein solides Fundament. Auf das Bewerten und anschließende Vergleichen der Daten verschiedener Energieketten resp. auf das Erstellen einer Energiesystemrangliste wird aber im Rahmen dieses Projektes ausdrücklich verzichtet.

2. Grundsätzliches

Bei der Durchführung dieser Arbeit und beim Verfassen des Berichtes haben wir uns an folgende Grundsätze gehalten:

- wir bemühen uns um eine möglichst vollständige *Transparenz* bei der Benützung von Quellen, von Methoden, bei der Angabe der getroffenen Annahmen.
- jede Angabe muss, wenn immer möglich, durch eine *Quellenangabe* und durch eine kurze *Begründung* der Wahl begleitet sein. Die Quellenangabe ist so genau, dass die Quelle leicht identifizierbar und wiederauffindbar ist.
- wo immer möglich benützen wir *öffentlich zugängliche* Daten. Nur in Ausnahmefällen benützen wir Firmenangaben, deren Herkunft oder Zuordnung verdeckt sind.
- es ist eines der wichtigsten Anliegen dieser Arbeit, alle Energiesysteme nach *konsistenten und gleichwertigen Kriterien* zu bilanzieren. Wir definieren im voraus Kriterien für die Systemabgrenzung und für die Detailliertheit der Untersuchung, die für alle Energiesysteme in dieser Arbeit gelten.
- wir geben zuerst alle Grunddaten *unaggregiert* an und zeigen dann, wie wir sie auf immer höheren Aggregationsstufen zusammenfassen. Das Zusammenfassen von Grunddaten muss jederzeit nachvollziehbar und reproduzierbar sein.

Die möglichst vollständige und unaggregierte Darstellung aller Grunddaten kann auch wie folgt begründet werden:

- Die Möglichkeiten der Bewertung von Umweltdaten sind heute noch sehr vielfältig und führen oft zu unterschiedlichen Resultaten, was die Entscheidungsfindung entsprechend erschwert.
- Da es zurzeit noch kein "bestes Bewertungsmodell" gibt, müssen Daten aus Energie- und Stoffbilanzen so bereitgestellt werden, dass sie für alle existierenden und zukünftigen Modelle anwendbar sind, was mit einer möglichst ausführlichen und unaggregierten Datenbasis gleichbedeutend ist.

3. Geschichte der Life-Cycle-Analysis (LCA)

3.1 Motivation

Eine wesentliche Motivation, Ökobilanzen durchzuführen, liegt in der zunehmenden Knappheit des Angebots einer oder mehrerer Umweltleistungen wie saubere Luft, sauberes Wasser oder Deponievolumen. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass in allen Epochen der Menschheitsgeschichte im Rahmen der jeweiligen technischen Möglichkeiten Überlegungen über Kosten-Nutzen-Verhältnisse menschlicher Tätigkeiten durchgeführt worden sind, die mit der Nutzung eines knappen Angebots verbunden waren. Somit ist die folgende Darstellung der Geschichte der Ökobilanzen punktuell und unvollständig. Sie gibt Einblick in mögliche Motivationen zur Durchführung von Energie- und Stoffbilanzen und in die Wandlung der Wertvorstellungen bezüglich Gewichtung der verschiedenen ökologischen Kriterien wie Luftverschmutzung, Klimaerwärmung oder Ressourcenschonung.

3.2 Qualitative Betrachtungen

Nachdem die Pestepidemien in der zweiten Hälfte des 14. Jahrhunderts u.a. eine Entschärfung der Holzknappheit bewirkte und die Kohlenutzung vorübergehend an Bedeutung verlor, mussten die weniger bemittelten Bevölkerungsschichten zu Beginn des 17. Jahrhunderts infolge erneuter Brennholzverknappung auf die billigere Steinkohle umsteigen <Sieferle 1982>. Mithilfe von Programmen zur Förderung des Holzanbaus versuchte z.B. J. Evelyn, die Steinkohlefeuer, welche "Wolken von Rauch und Schwefel" verursachen, "Kirchen schwärzen, Kleider ruinieren und Wasser verderben" zu bekämpfen <Evelyn 1661>. Als Argumente zur Unterstützung seiner Vorhaben verwendete er u.a. eine rudimentäre Version der Bioindikation, indem er darauf hinwies, dass in Londons Gärten keine Blumen mehr wachsen würden und es keine Bienen mehr gäbe. Auch würden die Londonerinnen und Londoner an allen möglichen Lungenkrankheiten leiden. Letztlich haben aber die Vorteile der Kohle, ihre grossen Vorräte und ihr transportbedingter leichter Gebrauch über die ästhetischen und gesundheitlichen Nachteile gesiegt <Sieferle 1982>.

Die Kohle wurde zur entscheidenden Waffe im Kampf der europäischen Handelsnationen um die wirtschaftliche Vormachtstellung. In der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts zeichneten sich die Folgen des exponentiell wachsenden Kohleverbrauchs ab. So zeigte z.B. der Ökonom W.S. Jevons im 1865 erstmals veröffentlichten Buch "The Coal Question" <Jevons 1965> die Unmöglichkeit steten exponentiellen Wachstums auf (siehe Fig. II.1).

Ohne auf Probleme der Luftverschmutzung zu sprechen zu kommen, plädierte er angesichts der Endlichkeit der Kohlereserven für kurze aber wahre nationale Grösse statt langandauernder Mittelmässigkeit.

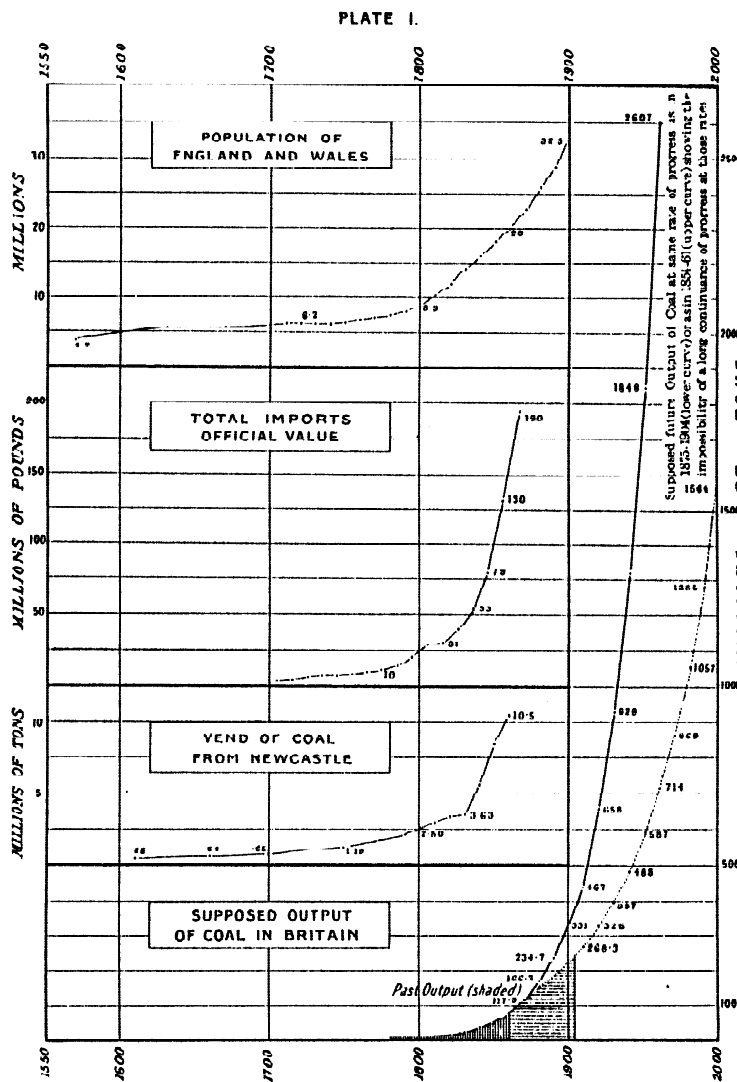


Fig. II.1: Bevölkerung, Importe, Kohleverkauf und Kohleproduktion in England <Jevons 1965>

Zur selben Zeit hat Rudolf Clausius, ehemaliger Thermodynamik-Professor an der ETH in Zürich, darauf hingewiesen, dass "kein Mittel einer noch so vorgerückten Wissenschaft im Stande sein [wird], eine weitere Energiequelle [nach Erschöpfen der Kohlereserven] zu eröffnen". Vielmehr seien die Menschen darauf angewiesen, "sich mit der Energie zu behelfen, welche die Sonne ihnen im Verlaufe der ferneren Zeit noch fortwährend durch ihre Strahlen liefert" <Clausius 1885>. Er plädierte darum für ein Umsteigen von der Nutzung des solaren Energiekapitals (Kohle) hin zur Nutzung der durch die Sonnenstrahlen veranlassten Bewegungen (Wasserkraft, Wind).

Den drei oben zitierten Aussagen ist gemeinsam, dass auf eine Quantifizierung der vorgebrachten Argumente weitgehend verzichtet wird. Ohne auf dem Inventar einer Ökobilanz aufzubauen, wird eine ökologisch respektive sozial orientierte Empfehlung basierend auf persönlichen Wertvorstellungen vorgenommen. So ist "reine Luft" für Evelyn ein anzustrebender Idealzustand, Jevons gewichtet nationale Grösse am stärksten und ist damit um die kommenden *britischen* Generationen besorgt. Clausius versucht dem ökonomischen Prinzip nachzuleben, dass "von jeder Sache nur so viel verbraucht werden darf, wie in gleicher Zeit davon wieder produziert werden kann". Er sorgt sich aufgrund theoretischer Erkenntnisse um die kommenden Generationen *im allgemeinen*.

3.3 Die ersten Theorien und Anwendungen im Energiebereich

Die erste Person, welche ein Inventar im heutigen Sinn vorgeschlagen hat, war Patrick Geddes, ein schottischer Biologe und Ökonom. Als Zeitgenosse Jevons' und Clausius' entwickelte er, aufbauend auf einer nationalen, das natürliche Kapital erfassenden Statistik <Geddes 1881>, eine Methodik zur Erfassung der Energie- und Materialströme, welche durch Gewinnung, Verarbeitung, Transport, Handel und Gebrauch eines Produktes verursacht werden <Geddes 1884>.

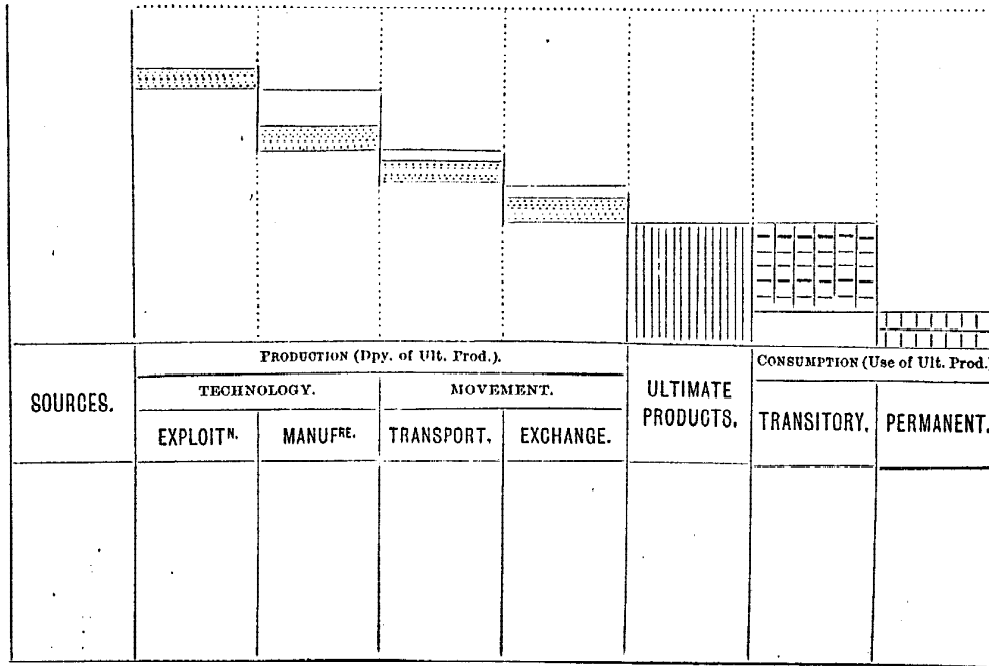


Fig. II.2: Stoff- und Energiebilanz von der Extraktion bis zur Nutzung, unterschieden wird in Verluste (weiss) und Verbräuche (gepunktet), der untere Teil ist für detaillierte Beschreibungen der Prozesse gedacht, <Geddes 1884>

Seine Überlegungen entstammen der Erkenntnis, dass die Preise nur ungenügend über die Ineffizienz technischer Prozesse informieren. Auch er hatte dabei die sich rasch verbreitende Kohlenutzung und deren erschöpfbaren Vorräte im Kopf. Auch ihm ging es weniger um die kohlebedingte Luftverschmutzung als um den Wirkungsgrad der Kohlenutzung und dessen Verbesserung auf allen Stufen der Prozesskette. Auf der Seite des Konsums sieht Geddes mögliche Verbesserungen im Sinne einer Steigerung des Wohls einer Nation durch Ausrichten des Wachstums bestehender Industrien auf dauerhafte Produkte (weg vom Brot, hin zur Kunst!). Damit gehört Geddes auch zu einem der ersten Vordenker qualitativen Wachstums.

Die Entdeckung und Förderung der Erdölvorkommen in den USA und im Nahen Osten liess den limitierenden Faktor der Ressourcen- und Energieknappheit ebenso wie die beiden Weltkriege, welche nebst allem Leid einen Einbruch auf der Nachfrageseite verursachten und damit zu Überkapazitäten führten, in den Hintergrund treten <Martinez et al. 1987>.

Diesen Umständen zum Trotz werden ökologisch orientierte Handlungsempfehlungen auf der Basis qualitativer Überlegungen gegeben. So z.B. durch Prof. F.T. Wahlen, der in seiner Antrittsvorlesung für eine landwirtschaftliche Alkoholproduktion zur Substitution fossiler Brenn- und Treibstoffe plädierte. Neben der Vollbeschäftigung wollte er damit eine Sanierung der mit "giftigen Abgasen geschwängerten Grossstadt-Atmosphäre" erreichen und nichterneuerbare Ressourcen für kommende Generationen aufsparen <Wahlen 1945>. Wie der Verlauf der jüngeren Geschichte gezeigt hat, war diesem Vorschlag nur wenig Erfolg beschieden.

In den fünfziger und sechziger Jahren erlangte die Wachstumstheorie innerhalb der Wirtschafts- und den Ingenieurwissenschaften eine dominierende Stellung <Jöhr 1971>, <Weinberg et al. 1970>. Dies war in der Zeit des grossen Wiederaufbaues. So betrug die jährliche Wachstumsrate des schweizer-

ischen Energieverbrauchs von 1950 bis 1970 rund 6.5 %, diejenige des realen Brutto-Sozialproduktes lediglich 4.4 % <Baumberger 1971>! Diese Wachstumsraten, welche mit denjenigen des 19. Jahrhunderts vergleichbar sind, haben erneut zu Betrachtungen bezüglich der möglichst umweltgerechten Energieproduktion geführt <Baumberger 1971>, <Ginsburg 1971a,b>. Neben regional wirksamen Auswirkungen wie Gewässer- und Luftverschmutzung oder Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, wurden auch globale Auswirkungen wie die Veränderung des Wärmehaushaltes der Erde (durch CO₂, siehe z.B. <Bolin 1970>, und Staub), Sauerstoffverbrauch und Abwärmeproduktion <Chapman 1975b> diskutiert. In diese Zeit fallen auch erste Ideen einer Pollution-Tax (Emissionszertifikate) <Dolan 1971>.

Nach einer kurzen Begründung des Bedarfs weiterer Energieproduktionsanlagen in der Schweiz mithilfe eines weiter steigenden Energieverbrauchs (um einen Faktor 4 bis ins Jahr 2000 auf 625 PJ), erörtert Baumberger in <Baumberger 1971> die ökologischen Auswirkungen der verschiedenen in der Schweiz gängigen Energiesysteme. Mithilfe einer einfachen Matrix, in welcher in quasidigitaler (ja - nein - ?) Weise die berücksichtigten Umweltwirkungen der betrachteten Energiesysteme eingetragen sind, gelangt er zu folgender Energiesystem-Rangliste:

	Gewässerverschmutzung	Luftverschmutzung	Sauerstoffdeizit/Kohlen- dioxidproduktion	Beeinträchtigung der Landschaft	Abwärmebelastung (global)	Raubbau
Flüssige Brenn- und Treibstoffe . .	x	x	x	?	x	x
Erdgas		?	x		x	x
Hydroelektrizität	?			x		
Konventionell-thermische Elektrizität (auf Erdölbasis)	x	x	x	x	x	x
Nuklear-thermische Elektrizität . . .				x	x	?

Tab. II.1 Hauptsächlichste Umweltbelastungen verschiedener Energieträger (Energiesysteme) <Baumberger 1971>; Rangliste bezüglich "Sauberkeit" nach <Baumberger 1971>: 1. Hydroelektrizität, 2. Atomkraft, 3. Erdgas, 4. Flüssige Brenn- und Treibstoffe, 5. Elektrizität auf Erdölbasis

In derselben Zeit entwickelten P. Jansen, S. Jordan und W. Schibarski eine vergleichende Systemtheorie atmosphärischer Schadstoffbelastungen verschiedener Kraftwerkstypen <Jansen et al. 1972>. Für die Stromversorgung der BRD von 1970 bis 2000 wurde angenommen, dass sie jeweils ausschliesslich durch den entsprechenden Kraftwerkstyp (Kohle, Öl, Nuklear) bereitgestellt wurde. Die daraus resultierenden Schadstoffkonzentrationen werden mit den maximal zulässigen Schadstoffkonzentrationen resp. Immissionskonzentrationen ins Verhältnis gesetzt.

Schadstoff	Steinkohle	Braunkohle	Öl	Erdgas	SWR	DWR	WA
SO ₂	0,86 (2,47)	1,09 (3,14)	1,06 (3,03)	3,1·10 ⁻⁴ (9,0·10 ⁻⁴)	-	-	-
Staub	1,06 (1,06)	2,06 (2,06)	0,53 (0,53)	--	-	-	-
NO _x	0,09 (0,40)	0,14 (0,65)	0,10 (0,46)	0,08 (0,35)	-	-	-
Fluor	1,56 (0,23)	4,67 (0,68)	0,16 (0,02)	--	-	-	-
Xe-133	--	--	--	--	7,9·10 ⁻⁴	2,4·10 ⁻⁴	-
Kr-85	--	--	--	--	1,2·10 ⁻³	1,9·10 ⁻³	0,51
Summe	3,57 (4,16)	7,96 (6,53)	1,85 (4,04)	0,08 (0,35)	0,002	0,002	0,51

Tab. II.2 Relative Schadstoffbelastung S für BRD-Modell mit deutschen und USA-Grenzwerten (USA-Werte in Klammern) <Jansen et al. 1972>, SWR, DWR: Siede- resp. Druckwasserreaktor, WA: Wiederaufbereitungsanlage

Es zeigt sich in Tab. II.2, dass z.B. für SO₂ mit Ausnahme von Erdgas die Grenzwerte erreicht oder überschritten werden (0.86-1.09). In der Summe zeigt sich, dass Kernenergieanlagen die Grenzwerte um einen Faktor 500 (SWR, DWR) resp. 2 (WA) unterschreiten, während die Stromerzeugung mit festen und flüssigen fossilen Brennstoffen zu einer bis zu 5-fachen Überschreitung führt.

Die erste Erdölpreiskrise Ende 1973 hatte zur Folge, dass vermehrt Untersuchungen über die Energiekosten von Prozessen und Produkten durchgeführt wurden. Neben dem Energiebedarf der Energieversorgung <Chapman 1974>, <Chapman 1975b>, <Wright et al. 1975> und energieintensiver Materialien wie Aluminium, interessierte der Einsatz fossiler Energien in der Landwirtschaft und die daraus resultierenden Erntefaktoren <Pimentel et al. 1973>, <Leach 1976>.

Zu den Standardwerken der Energieanalyse zählt das "Handbook of Industrial Energy Analysis" von I. Boustead und G.F. Hancock <Boustead et al. 1979>, welches einerseits die in Energieanalysen auftretenden methodischen Fragen behandelt und andererseits ein umfangreiches Tabellenwerk zum Energiebedarf von Prozessen und Produkten enthält.

3.4 Die ersten umfassenderen Bewertungsansätze

Als eine der ersten quantitativen Energie- und Stoffbilanzen, welche nach umfassenderen ökologischen Kriterien bewertet worden sind und die als Modellstudie die Entwicklung der Ökobilanzen eingeleitet hat <Assies 1992>, gilt die "Resource and Environmental Profile Analysis" (REPA) über die Umweltbelastung verschiedener Kunststoffbehälter <Hunt et al. 1974>. Neben dem Verbrauch an Rohstoffen, Wasser und Energie wurden auch industrielle Abfälle, Luft- und Wasserschadstoffe und Abfälle nach Gebrauch bilanziert. Zur gleichen Zeit liess das damalige Eidgenössische Amt für Umweltschutz eine vergleichende Untersuchung über die Umweltbelastung von Behältern aus PVC, Glas, Blech und Karton durchführen <Basler et al. 1974>.

Gemäss einer Übersicht über öffentlich zugängliche Produkt-Ökobilanzen <Rubik et al. 1992>, wurden knapp die Hälfte im Bereich Verpackungen durchgeführt, die restlichen verteilen sich auf Windeln, Baumaterialien, chemische Produkte und Diverses.

Das Anwendungsgebiet für Ökobilanzen hat sich in der Zwischenzeit wieder erweitert. Neben produktbezogenen Ökobilanzen wurde eine Methodik zur ökologischen Überwachung von Unternehmen (Ökocontrolling) entwickelt <Müller-Wenk 1978>, und für Städte und Regionen angepasst <Braunschweig 1988>. Mit letzterem schliesst sich der Kreis wieder zu Patrick Geddes' Vorschlag einer Bestandes- und Flussrechnung des ökologischen Inventars einer Region aus dem Jahre 1881 <Geddes 1881>.

3.5 Der Einfluss limitierender Faktoren

Nichtmonetäre Kosten-Nutzen-Rechnungen sind keine Erscheinungen der Neuzeit, sondern vielmehr Folge eines wahrgenommenen und/oder tatsächlich vorhandenen, das Wachstum der Anthroposphäre limitierenden Faktors. Als limitierender Faktor kann derjenige Produktionsfaktor der Wirtschaft bezeichnet werden, welcher bei einem Mangel zu einer Stagnation oder Schrumpfung der wirtschaftlichen Tätigkeit führt, ungeachtet des möglichen Überflusses der anderen

Produktionsfaktoren. Als Produktionsfaktoren gelten Kapital, Arbeit und Boden und, durch das Einführen von Emissionszertifikaten oder Energiesteuern, auch Umweltleistungen. Der Chemiker Justus von Liebig hat den Begriff des limitierenden Faktors im Zusammenhang mit Überlegungen zur Steigerung landwirtschaftlicher Erträge geprägt <Liebig 1878>. Er bezeichnet denjenigen mineralischen Nährstoff einer Kulturpflanze als limitierenden Faktor, welcher bei Entzug oder Mangel zu Ertragsminderungen führt und damit alle andern Nährstoffe wirkungslos werden lässt.

Der limitierende Faktor wechselt im Verlaufe der Zeit und variiert auch innerhalb der Bevölkerungsgruppen einer Epoche. So war im England des 17. Jahrhunderts für die einen die Verknappung der Waldbestände Motivation, die Kohlenutzung zu fördern, während andere sich durch die Luftverschmutzung des Kohlebrandes in ihrer Lebensqualität eingeschränkt sahen.

Ende des 19. Jahrhunderts war es die aufgrund der Kenntnisse damaliger Vorräte vorhersehbare Verknappung des Energieangebots in Form von Kohle, welche erste Ansätze einer Prozesskettenanalyse entstehen liessen. Erst die intensive Wachstumsperiode in der zweiten Hälfte unseres Jahrhunderts machte uns die in den Hintergrund gerückten ökologisch limitierenden Faktoren wieder bewusst. Klimaerwärmung, Abwärme, Luftqualität sowie radioaktive Emissionen und Abfälle wurden im Zusammenhang mit exponentiell wachsendem Energiebedarf als limitierende Faktoren diskutiert, bevor die erste Erdölpreiskrise mit der relativen Verknappung des Hauptenergieträgers und damit der Energie an sich, zur erneuten Wahrnehmung einer ressourcenseitigen Begrenzung der wirtschaftlichen Entwicklung führte.

Durch die stetig sich verlängernden statischen Reichweiten fossiler Energieträger infolge neuer Funde einerseits und die erneute Verschlechterung der Luftqualität mit ihren negativen Folgen für Gesundheit, Gebäude und Natur andererseits, wurde in den achziger Jahren das Schwergewicht vor allem auf troposphärisch wirksame Luftschadstoffe gerichtet. Heute stehen jedoch wieder globale Probleme wie Klimaerwärmung und Ozonschichtzerstörung und die damit in Verbindung gebrachten Luftschadstoffe im Vordergrund.

Im vorliegenden Projekt wird auf eine Einschränkung auf Seiten der Umweltwirkungen weitgehend verzichtet, da bis heute auf politischer und gesellschaftlicher Ebene kein Konsens über die kurz-, mittel- oder langfristige prioritär anzugehenden Umweltprobleme besteht.

4. Umfeld

Im Rahmen der Eidgenössischen Gesamtenergiekonzeption 1978 hat die Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, die Studie "Die Umweltbelastung im Energiebereich" verfasst. Dabei wird die geographische Grenze der Schweiz als Bilanzierungsgrenze gewählt, die Materialvorleistungen werden nicht berücksichtigt. Es werden sehr detailliert chemische und physikalische Emissionen in Boden, Wasser und Luft sowie Strukturveränderungen wie Abfälle (inkl. radioaktive Abfälle) oder Landbedarf dokumentiert. Die Gewinnung von Ressourcen (erfolgt im Ausland) sowie immaterielle Auswirkungen wie z.B. sozio-ökonomische Effekte werden nicht erfasst <Elektrowatt 1978>.

Die zur Zeit aktuellste und umfassendste Studie zum Thema hat das Ökoinstitut Darmstadt im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft und Technik durchgeführt und Ende 1989 veröffentlicht <Fritsche et al. 1989>. Im Jahre 1992 wurde eine erweiterte Version 2.0 veröffentlicht <Fritsche et al. 1992> und für dieses Jahr ist die Herausgabe der Version 3.0 vorgesehen. Die Prozessketten der Energiesysteme umfassen alle Schritte von der Prospektion bis zur Nutzenergiebereitstellung inklusive Materialvorleistungen. Neben den Luftschadstoffen (SO₂, NO_x, Staub, CO₂, CH₄, NMVOC, CO, N₂O) werden die Aspekte Flächeninanspruchnahme und feste Reststoffe quantitativ erfasst und zusätzlich - zusammen mit den rein qualitativen Aspekten Unfallgefahr und Mikroökologie - in einer vergleichenden Intensitätsskala dargestellt. Die Bereiche Schwermetallemissionen, Radioaktivität und Abwasserbelastung sind diskutiert aber nicht quantitativ erfasst.

Im Auftrag des BUWAL hat Infras Zürich eine vergleichende Umweltbilanz zum Thema "Energie aus Heizöl oder Holz" verfasst. Die Versorgungsketten umfassen alle Schritte von der Prospektion bis zur Nutzenergiebereitstellung inklusive Hilfsenergie, Energievorleistungen (Material) und Arbeitsaufwand. Neben den Luftschadstoffen (SO₂, NO_x, Staub und Russ, CO, CO₂, CH₄, Schwermetalle) werden auch Wasserverunreinigungen (aggregiert) und Bodenbelastungen (feste Abfälle) quantitativ erfasst. Volkswirtschaftliche Betrachtungen runden die Studie ab <Infras 1990>.

Innerhalb der GaBE-Aktivitäten wurden Ökoinventare für zukünftige Stromversorgungsszenarien erstellt <Dones et al. 1996>. In dieser Arbeit werden zukünftige Technologien zur Stromerzeugung bilanziert. Für die Energieträgerbereitstellung basiert sie u.a. auf der Datenbank ECOINVENT.

Im Auftrag des U.S. Department of Energy hat die Meridian Corporation verschiedene Stromsysteme (Kohle, Nuklear und Photovoltaik) hinsichtlich Emissionen in Boden, Wasser und Luft sowie hinsichtlich Materialbedarf (inkl. Land- und Frischwasserbedarf) bilanziert <Meridian 1989>. Die Resultate sind in zusammengefasster Form publiziert und beziehen sich auf US-amerikanische Verhältnisse.

Unter dem Titel "Emissions of Greenhouse Gases from the Use of Transportation Fuels and Electricity" hat M.A. DeLuchi eine umfassende Treibhausgasbilanz der mit dem Transport zusammenhängenden Prozesse erstellt <DeLuchi 1991>. Im methodischen Ansatz und in der Bilanzierungstiefe ist sie mit der vorliegenden Studie vergleichbar.

Die von der DGMK publizierte Studie "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus der Sicht der fossilen Energieträger" <DGMK 1992> enthält für Erdgas, Erdöl und Kohle deutschlandspezifische Daten zu den verschiedenen Prozessketten. Die Erhebungen beschränken sich auf CO₂ und CH₄.

Auch die britische Studie "Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation" konzentriert sich bei der Analyse der Elektrizitätserzeugung in Grossbritannien auf Luftschadstoffe und klimarelevante Gase <Bates 1995>.

Im weiteren wurden und werden verschiedene Projekte im Bereich der Bestimmung der externen Kosten der Energiebereitstellung durchgeführt. Der Schwerpunkt dieser Studien liegt jedoch beim Zuweisen der Kosten, weshalb die Datenbasis (Inventar) mit weit weniger Aufwand erstellt wird resp. wurde. Namentlich sei die Studie der Prognos <Prognos 1992>, <Infras 1994> und das ExternE-Programm <ExternE 1996a-f>, <Valette et al. 1992> erwähnt.

In <Dreicer et al. 1995> werden die Umwelteinwirkungen der Kernenergie-Prozesskette anhand des französischen Brennstoffkreislaufs erfasst und monetarisiert. Schwerpunkte bilden dabei die Erfassung der radioaktiven Emissionen entlang der französischen Brennstoff-Prozesskette sowie das Ermitteln der damit verbundenen externen Kosten. In <Sandgren et al. 1994> sind die Umwelteinwirkungen der Elektrizitätserzeugung in Norwegen bilanziert und ebenfalls monetarisiert. Die Studie stützt sich unter anderem auf die Daten der 1. Auflage dieses Werkes ab. Statoil hat für ihre Aktivitäten in der Nordsee eine Ökoinventar erstellt, wobei hier lediglich die upstream Aktivitäten inklusive Raffinerie betrachtet worden sind <Bakkane et al. 1994>.

Im Rahmen eines Gesamtkonzeptes zur Senkung der Klimagasemissionen in Deutschland läuft seit Oktober 1991 unter dem Namen IKARUS ein grossangelegtes Forschungsprogramm zur Erarbeitung einer Datenbank für heutige und absehbare Energietechniken <Bradke 1992>. Neben Daten zu Emissionen und Wirkungsgrade werden Informationen über Kapazitäten, Kosten, Verfügbarkeit etc.) in die Datenbank einfließen.

5. Aufbau einer Ökobilanz

Die Ökobilanz oder LCA wird meist bei Gütern oder Leistungen angewandt. Sie wird in vier Schritten erstellt. Grundlage der folgenden Ausführungen ist im wesentlichen der Draft des ISO-Dokuments 14040, welcher die Prinzipien des Life Cycle Assessment beschreibt <ISO 1996>.

Die Zieldefinition (goal definition) dient dazu, den Zweck der Analyse festzulegen (intern: Verbesserung eigener Produkte, extern: Vergleich verschiedener Produkte). Die Gründe, welche zur Durchführung der Studie geführt haben, sind ebenso zu erwähnen, wie das Zielpublikum.

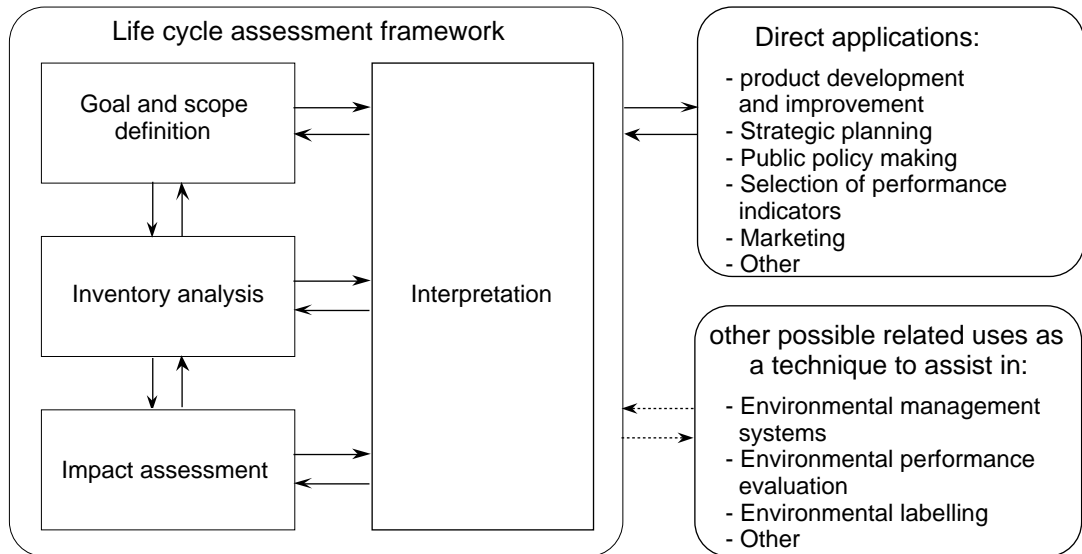


Fig. II.3: Prinzipieller Ablauf der Schritte einer Ökobilanz <ISO 1996>

Bei der Definition des Bilanzierungsumfangs (scope definition) muss folgendes beachtet und beschrieben werden:

- die Funktion des Systems oder der Systeme,
- die funktionale Einheit,
- die zu untersuchenden Systeme,
- die Systemgrenzen,

Bei der Definition der Systemgrenzen sind beispielsweise folgende, das Ergebnis eines Ökoinventars massgebend beeinflussende Fragen zu beantworten:

- Ist eine geordnete Deponie noch ein anthropogenes System (mit Flächeninanspruchnahme und Emissionen in Luft und Wasser) oder wird der deponierte Abfall als Emission in die Natur betrachtet?
- Wie werden bei Multi-Output-Prozessen die Umweltbelastungen auf die Produkte verteilt?
- Wie wird Recycling und Downcycling (Open-Loop-Recycling) behandelt?
- die Allokationsverfahren,
- die zu berücksichtigenden Umweltauswirkungen und die anzuwendende Bewertungsmethode und Interpretation,
- Datenbedarf,
- Annahmen,
- Einschränkungen,
- die ursprünglichen Anforderungen an die Datengenauigkeit,
- die Art des kritischen Reveiw, falls vorgesehen,
- die Art und das Format des für die Studie benötigten Berichts.

Das Ökoinventar (inventory analysis) beinhaltet die Datenerfassung und Berechnungsvorgänge, um die relevanten Inputs und Outputs eines Systems zu quantifizieren. Diese Inputs umfassen in der Regel den Bedarf an Ressourcen und die Emission von Schadstoffen in Luft, Wasser und Boden. Die Erfassung geschieht ohne Berücksichtigung möglicher Abbauprozesse oder Transportvorgänge in den entsprechenden Umweltmedien. Die Daten bilden ebenfalls die Grundlage des nachfolgenden Schrittes der Wirkungsbilanz (life cycle impact assessment).

Die Bewertung (life cycle impact assessment) zielt unter Verwendung der Ergebnisse des Ökoinventars auf eine Abschätzung der potentiellen Auswirkungen auf die Umwelt. Die Bewertung kann die folgenden drei Schritte umfassen:

- Zuteilen der Ökoinventardaten zu Umweltwirkungsklassen (Klassifizierung),
- Modellieren der Ökoinventardaten innerhalb der Umweltwirkungsklassen (Charakterisierung),
- Aggregation der Wirkungsbilanz zu einem oder mehreren Umweltindizes. Die Daten, welche die Grundlage für den Bewertungsschritt bilden, sollen zugänglich sein.

Innerhalb der Interpretation werden die Resultate aus dem Ökoinventar mit denjenigen der Bewertung kombiniert. Es werden entsprechende Schlussfolgerungen gezogen und Empfehlungen formuliert. Die Ziele der Studie wie auch der Untersuchungsumfang können in der Interpretationsphase Änderungen erfahren und eine zweite Iteration der Analyse erforderlich machen. Sensitivitätsanalysen können ebenfalls Bestandteil der Interpretation sein.

6. Prozessketten- und Input-Output-Analyse

Für die Berechnung von Energie- und Stoffbilanzen im Ökoinventar stehen grundsätzlich zwei Methoden zur Verfügung: die Prozesskettenanalyse und die Input-Output-Analyse.

Bei der *Prozesskettenanalyse* werden aus dem feinmaschigen Netz von miteinander verknüpften Prozessen einzelne Prozessketten, die für das Bilanzobjekt im Vordergrund stehen, herausgelöst und bezüglich ihrer Energie- und Stoffflüsse untersucht. Die Energieflüsse werden in der Regel auf physikalische Grössen bezogen; dies entspricht den Ansprüchen einer naturwissenschaftlichen Analyse. Bei der zeitlichen, örtlichen und technischen Systemabgrenzung müssen aber trotzdem normative Entscheidungen getroffen werden. Die Zielvorgabe der Bilanz, die Motivation des Bilanzierers oder des Auftraggebers sind zusätzliche Faktoren, welche die Ergebnisse von Prozesskettenanalysen beeinflussen können.

Mit steigender Komplexität des bilanzierten Systems, verliert die Prozesskettenanalyse, infolge der zwangsläufigen Vereinfachungen zur Reduktion der Datenmenge an Schärfe. An diesem Punkt beginnt die *Input-Output-Analyse* an Bedeutung zu gewinnen. Bei der Input-Output-Analyse werden monetär bewertete Massenströme zwischen den zu Sektoren zusammengefassten Wirtschaftseinheiten mit der Energiebilanz der Volkswirtschaft verknüpft. Der Weg über monetäre Grössen führt aber zu erheblichen Unsicherheiten. Die Input-Output-Analyse vermag zwar die Wirtschaft als Ganzes abzubilden, die Schärfe im Detail (Bezug auf einzelne Produkte, Erfassung einer grossen Anzahl von Umweltfaktoren) geht aber verloren.

Neue Entwicklungen der Input-Output-Analyse zielen darauf ab, nicht nur Energieflüsse, sondern auch Umweltbeanspruchungen in die Analyse einzubeziehen. So beinhaltete z.B. in Deutschland ein Projekt des Umweltbundesamtes und des Statistischen Bundesamtes die Integration von Umweltbelastungsdaten in die deutschen Input-Output-Tabellen <Hohmeyer et al. 1992>. Die Input-Output-Analyse ist ein wertvolles Instrument beim Abschätzen von Grössenordnungen, und könnte auch im Rahmen der Prozesskettenanalyse zum Festlegen der Bilanzierungstiefe oder der Systemgrenzen benutzt werden.

Literaturverzeichnis

- | | |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Assies 1992 | J.A. Assies, "State of the Art", in Society of Environmental Toxicology and Chemistry - Europe (Setac, Hrsg.), "Life Cycle Assessment", Workshop Report, 2.-3. December 1991, Leiden, The Netherlands, Brussels 1992, S. 1-20 |
| Bakkane 1994 | K.K. Bakkane, "Life Cycle Data for the Norwegian Oil and Gas", Tapir Publishers, Trondheim 1994 |
| Bates 1995 | J. Bates, "Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation", ETSU, Oxfordshire 1995 |
| Basler et al. 1974 | Basler und Hoffmann, "Studie Umwelt und Volkswirtschaft. Vergleich der Umweltbelastung von Behältern aus PVC, Glas, Blech und Karton", Eidgenössisches Amt für Umweltschutz, Bern 1974 |

- Baumberger 1971 H. Baumberger, "Wirtschaftliche Probleme einer Umweltkonformen Energieversorgung", in M.P. von Walterskirchen, "Umweltschutz und Wirtschaftswachstum", Referate und Seminarergebnisse des Ersten Symposiums für Wirtschaftliche und Rechtliche Fragen des Umweltschutzes an der Hochschule St. Gallen, 19. bis 21. Oktober 1971, S. 225-252
- Bolin 1970 B. Bolin, "The Carbon Cycle", in Scientific American, Vol. 223, Nr. 3, September 1970, S. 124-132
- Boustead et al. 1979 I. Boustead, G.F. Hancock, "Handbook of Industrial Energy Analysis", Ellis Horwood Ltd., 1979
- Bradke 1992 H. Bradke, "Zusammenfassung des Vortrags 'Das Forschungsprojekt IKARUS des Deutschen Bundesministers für Forschung und Technologie'", in I. Knoepfel (Hrsg.), "Energie und Umwelt in neuen Technologiedatenbanken", Tagung vom 10. März 1992 an der ETH in Zürich
- Braunschweig 1988 A. Braunschweig, "Die ökologische Buchhaltung als Instrument der Städtischen Umweltpolitik", Verlag Rüegger, Grüsich 1988
- Chapman 1974 P.F. Chapman, "Energy Costs: a Review of Methods", in Energy Policy, June 1974, S. 91-103
- Chapman 1975a P.F. Chapman, "Energy Analysis of Nuclear Power Stations", in Energy Policy, December 1975, S. 285-298
- Chapman 1975b P.F. Chapman, "Fuel's Paradise; Energy Options for Britain", Penguin Books, Harmondsworth, Middlesex, England 1975
- Clausius 1885 R. Clausius, "Über die Energievorräthe der Natur und ihre Verwerthung zum Nutzen der Menschheit", Verlag von Max Cohen & Sohn, Bonn 1885
- DeLuchi 1991 M.A. DeLuchi, "Emissions of Greenhouse Gases from the Use of Transportation Fuels and Electricity", Final Report, Center for Transportation Research (Hrsg.), Argonne, Illinois 1991
- DGMK 1992 DGMK (Hrsg.), "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger", DGMK Forschungsbericht 448-2, Hamburg 1992
- Dolan 1971 E.G. Dolan, "TANSTAAFL (There ain't no such thing as a free lunch). The Economic Strategy for Environmental Crisis", Holt, Rinehart and Winston, Inc., New York 1971
- Dones et al. 1996 R. Dones, U. Gantner, S. Hirschberg, G. Doka, I. Knoepfel, "Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland", PSI-Bericht Nr. 96-07, Villigen 1996
- Dreicer et al. 1995 M. Dreicer, V. Tort, P. Manen, "Nuclear Fuel Cycle", CEPN Report No. 234, Paris 1995
- Elektrowatt 1978 Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, "Die Umweltbelastung im Energiebereich", Schriftenreihe der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK), Studie Nr. 24, Bern 1978
- Evelyn 1661 J. Evelyn, "Fumifugium, or, The Inconveniencie of the Aer and Smoak of London Dissipated", London 1661, zitiert in P. Sieferle, "Der Unterirdische Wald. Energiekrise und Industrielle Revolution", Beck'sche Schwarze Reihe Band 226, München 1982
- ExternE 1996a European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 1: Summary Report", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- ExternE 1996b European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 2: Methodology Report", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- ExternE 1996c European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 3: Coal and Lignite", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- ExternE 1996d European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 4: Oil and Gas", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- ExternE 1996e European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 5: Nuclear", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- ExternE 1996f European Commission, "ExternE, Externalities of Energy, Volume 6: Wind and Hydro", DGXII Science, Research and Development, JOULE Programme Reports, Brussels 1996
- Fritsche et al. 1998 Fritsche U., Rausch L., Simon H.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", Endbericht Darmstadt/Kassel 1989
- Fritsche et al. 1992 Fritsche U., Leuchtner J., Matthes F.C., Rausch L., Simon H.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0", Endbericht Darmstadt/Freiburg/Kassel/Berlin 1992
- Geddes 1881 P. Geddes, "On the Classifications of Statistics and its Results", in Proceedings of the Royal Society of Edinburgh, Vol. XI, 1881, S. 295-322
- Geddes 1884 P. Geddes, "An Analysis of the Principles of Economics", in Proceedings of the Royal Society of Edinburgh, Vol. XII, 1884, S. 943-980
- Ginsburg 1971a T. Ginsburg, "Energieproduktion als Umweltbelastung", in Neue Zürcher Zeitung, 192. Jahrgang, 17.11.1971, Morgenausgabe Nr. 536, S. 23
- Ginsburg 1971b T. Ginsburg, "Die Tragik der Allmende; Die Wahl zwischen Wirtschaftswachstum und lebenswerter Umwelt", in Neue Zürcher Zeitung, 192. Jahrgang, 24.11.1971, Morgenausgabe Nr. 549, S. 25ff

- Guinée 1992b J. Guinée, "Classification", Draft Paper, Centre of Environmental Science, Leiden 1992
- Hohmeyer et al. 1992 O. Hohmeyer et al., "Methodenstudie zur Emittentenstruktur in der Bundesrepublik Deutschland, Verknüpfung von Wirtschaftsstruktur und Umweltbelastungsdaten", Abschlussbericht, Karlsruhe 1992
- Hunt et al. 1974 R.G. Hunt et al., "Resource and Environmental Profile Analysis of Nine Beverage Container Alternatives", Midwest Research Institute for U.S. Environmental Protection Agency, Washington D.C., 1974
- Infras 1990 "Energie aus Heizöl oder Holz? Eine vergleichende Umweltbilanz", Schriftenreihe Umwelt Nr. 131, BUWAL 1990
- ISO 1996 International Standards Organization (ISO), "Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and framework", Reconstructed Draft 14 040, Paris 1996
- Jansen et al. 1972 P. Jansen, S. Jordan, W. Schikarski, "Vergleichende Modelltheorie der atmosphärischen Schadstoffbelastung durch Kernkraftwerke", Vortrag gehalten auf dem 10. Colloque IRCHA sur les Atmosphères Polluées, 3.-5. Mai 1972 in Paris, zitiert in H. Unger, "Atomkraftwerke - eine Umweltfreundliche Energieerzeugung", in "Umwelt aktuell", Heft 4, "Reinhaltung der Luft", Müller Verlag, Karlsruhe, 1973, S. 109-122
- Jevons 1965 W.S. Jevons, "The Coal Question. An Inquiry Concerning the Progress of the Nation and the Probable Exhaustion of our Coal-mines", 3rd Ed. revised, A.M. Kelley, New York 1965
- Jöhr 1971 W.A. Jöhr, "Bedrohte Umwelt. Die Nationalökonomie vor neuen Aufgaben", in M.P. von Walterskirchen, "Umweltschutz und Wirtschaftswachstum", Referate und Seminarergebnisse des Ersten Symposiums für Wirtschaftliche und Rechtliche Fragen des Umweltschutzes an der Hochschule St. Gallen, 19. bis 21. Oktober 1971, S. 41-126
- Leach 1976 G. Leach, "Energy and Food Production", IPC Science and Technology Press, Surrey, United Kingdom 1976
- Liebig 1878 J. von Liebig, "Chemische Briefe", 6. Auflage, Leipzig und Heidelberg, 1878, S. 391
- Martinez et al. 1987 J. Martinez-Alier with K. Schlüpmann, "Ecological Economics. Energy, Environment and Society", Oxford, United Kingdom 1987
- Meridian 1989 Meridian Corporation, "Energy System Emissions and Material Requirements", USDoE (Hrsg.), Washington D.C., 1989
- Müller-Wenk 1978 R. Müller-Wenk, "Die Ökologische Buchhaltung. Ein Informations- und Steuerungsinstrument für Umweltkonforme Unternehmenspolitik", Campus Verlag Frankfurt, 1978
- Pimentel et al. 1973 D. Pimentel et al., "Food Production and the Energy Crisis", in Science Vol. 182, No. 4111, 2.11.1973, S. 443-449
- Prognos 1992 Prognos-Schriftenreihe, "Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung", Band 1 bis 8, Basel 1992
- Rubik et al. 1992 F. Rubik, T. Baumgartner, "Technological Innovation in the Plastics Industry and its Influence on the Environmental Problems of Plastic Waste", SAST Project No. 7, Evaluation of Eco-Balances, Commission of the European Communities, Science and Research Development, 1992
- Sandgren et al. 1994 J. Sandgren, S. Sorteberg, "Electric Power and Environmental Impacts", The Norwegian Research Council, Report No. 93-3701, DNV Industry AS, Høvik 1994
- Sieferle 1982 R.P. Sieferle, "Der Unterirdische Wald. Energiekrise und Industrielle Revolution", Beck'sche Schwarze Reihe Band 226, München 1982
- Valette et al. 1992 P. Valette, J. Boucher, "The EC/US Project on the External Costs of Fuel Cycles", Paper presented at the OECD/IEA Expert Workshop on "Life-Cycle Analysis: Methods and Experience", Paris, 21./22. May 1992
- Wahlen 1945 F.T. Wahlen, "Pflanze und Mensch. Gedanken zur sinnvollen Nutzung der Vegetationsdecke der Erde", in Kultur- und Staatswissenschaftliche Schriften, Heft 45, Polygraphischer Verlag A.-G. Zürich, 1945
- Weinberg et al. 1970 A.M. Weinberg, R.P. Hammond, "Limits to the Use of Energy", in American Scientist, Vol. 58, July-August 1970, S. 412-418
- Wright et al. 1975 J. Wright, J. Syrett, "Energy Analysis of Nuclear Power", in New Scientist, Vol. 65, No. 931, 9.1.1975, S. 66-67

Teil III

Methodik

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	ii
1. Einleitung.....	1
2. Zeitliche, geographische und strukturelle Abgrenzungen	2
3. Allokation bei Multi-Outputprozessen.....	4
3.1 Allokation.....	5
3.2 Systemerweiterung.....	7
4. Recycling und Gutschriften.....	9
5. Behandlung von Unfällen und Störfällen.....	11
6. Datenmanagement.....	13
6.1 Struktur der Datensätze und Rechenvorgang	13
6.2 Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen	13
7. Datenqualität.....	16
8. Umweltfaktoren	17
8.1 Ressourcen/ Abwärme	17
8.1.1 Nichtenergetische Ressourcen.....	17
8.1.2 Energetische Ressourcen	17
8.1.3 Abwärme.....	19
8.2 Flächenbilanzierung.....	20
8.2.1 Flächenkategorien	20
8.2.2 Flächen beansprucht durch Umwandlungssysteme.....	20
8.2.3 Rekultivierung bei Rohstoffabbau.....	21
8.3 Lärm.....	22
8.4 Strahlung/Radioaktivität.....	23
8.4.1 Elektromagnetische Strahlung	23
8.4.2 Sichtbare Strahlung.....	23
8.4.3 Infrarotstrahlung	23
8.4.4 Radioaktive Strahlung.....	23
8.5 SO _x -, NO _x - Bilanzierung.....	24
8.6 Spurenelemente	24
8.7 Kohlenwasserstoffe VOC	25
8.7.1 Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC).....	25
8.7.2 Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)	27
8.7.3 Dioxine und Furane	27
8.8 Partikel.....	28
8.9 Weitere nicht erfasste Umweltfaktoren.....	28
9. Transportdistanzen	30
Literaturverzeichnis.....	31

Abkürzungsverzeichnis

AOX	Adsorbierbare organische Halogenverbindungen
atro	absolut trocken (0 % Wassergehalt im Holz)
B(a)P	Benzo(a)Pyren
BHKW	Blockheiz-Kraftwerk
BOD ₅	siehe BSB ₅
BSB ₅	Biochemischer Sauerstoffbedarf für den 5-tägigen mikrobiellen Abbau
COD	siehe CSB
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
DGMK	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
ECOINVENT	Ecological Inventory: Oracle/Matlab- Datenbankprogramm zur Erstellung von Ökoinventaren
f	freshwater (Wasserschadstoffe)
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
H-FCKW	teilhalogenierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe
kA	keine Angabe
kBq	1000 Becquerel
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
ID	Inertstoffdeponie
m	mobil
MTBE	Methyl Tertiär-Butyl Ether
NMVOG	Non-Methane-Volatile Organic Compounds
p	prozessspezifisch
Pa	1 Pascal = 10 ⁻⁵ bar
PAH	Polycyclic Aromatic Hydrocarbons
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
RD	Reaktordeponie
RS	Reststoffdeponie
s	stationär (Luftschadstoffe), seawater (Wasserschadstoffe)
SAVA	Sonderabfallverbrennungsanlage
TOC	Total Organic Carbon
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

1. Einleitung

Die Bilanzierung der Energiesysteme erfolgt in diesem Projekt mit Hilfe der Prozesskettenanalyse (siehe Teil II, Kap. 5). Ergebnisse aus Input-Output-Analysen werden nur in Ausnahmefällen benützt. Die klare Entscheidung zugunsten der Prozesskettenanalyse stellt eines der wichtigen Merkmale dieses Projekts dar. Die möglichst vollständige Beschreibung aller Umweltbelastungen, die sich diese Arbeit zum Ziel gesetzt hat, kann zum heutigen Zeitpunkt auch nur über Prozesskettenanalyse erfolgen. Dadurch, dass auch die Bereitstellung von Hilfsmaterialien und -dienstleistungen mitbilanziert wird und dass rekursive Verknüpfungen zwischen den Teilsystemen zugelassen werden, können auch die meisten indirekten Vorleistungen erfasst werden. Dies bedeutet eine wesentliche Annäherung an die Ergebnisse einer Input-Output-Bilanz.

Beim Arbeiten mit Prozesskettenanalyse müssen verschiedene zeitliche, geographische und strukturelle Systemabgrenzungen vorgenommen werden. Sie werden in Kap. 2 beschrieben.

Die Handhabung von Koppel- und Nebenprodukten und das Vorgehen beim Recycling werden in den Kap. 3. und 4 beschrieben.

Die teilweise Einbeziehung von Umweltbelastungen aus Stör- und Unfällen in Ökoinventaren ist ein wichtiges Abgrenzungsproblem und wird in Kap. 5 beschrieben.

Für die Verwaltung, Verknüpfung und Berechnung der Daten wird in diesem Bericht ein selbst entwickeltes Datenbank-Programm namens ECOINVENT benutzt. Das Programm ermöglicht einen modularen Aufbau. Der Rechenalgorithmus erlaubt beliebige Verknüpfungen zwischen den Modulen, auch solche rekursiver Natur (siehe Beschreibung im Kap. 6.1 und in Anhang D). Die Resultat-Diskussion wird auf der Basis einer reduzierten Anzahl von Indikatoren (Ressourcen, Dienstleistungen, Emissionen in Luft und Wasser sowie Abfälle) geführt. Die Indikatoren der Liste sind nicht aufgrund des Kriteriums der Umweltrelevanz gewählt worden sondern dienen in erster Linie dem Verständnis für die analysierten Prozessketten. Sie werden in Kap. 6.2 erklärt.

Wegen der vielen zu berücksichtigenden Qualitätsindikatoren und der grossen Menge an Input- und Outputdaten ist eine *quantitative* Angabe der Datenqualität in diesem Projekt nicht möglich. Die Diskussion der Eingabedaten erfolgt *qualitativ* mithilfe eines im voraus definierten Beurteilungsrasters (siehe Beschreibung in Kap. 7). Der Einfluss besonders kritischer Eingabedaten auf die Ergebnisse wird mittels Sensitivitätsanalysen untersucht.

Bei der Angabe der Umweltfaktoren (Emissionen, Ressourcenverbräuche etc.) wird in diesem Projekt eine möglichst unaggregierte Angabe einzelner Stoffe angestrebt. Manchmal liegen nur zusammengefasste Angaben für ganze Emissionskategorien vor. Die Systematik dieser Emissionskategorien wird in Kap. 8 beschrieben. Die Regel lautet: alle Emissionen und Ressourcenverbräuche werden nur einmal verbucht (keine Doppelzählungen!), und zwar auf möglichst detaillierte Weise. In Kap. 8 wird auch die Methodik für die Angabe der Flächenbeanspruchung in diesem Projekt erklärt. Kap. 9 schliesslich enthält Angaben zu den in diesem Projekt verwendeten Standarddistanzen für häufig nachgefragte Materialien.

2. Zeitliche, geographische und strukturelle Abgrenzungen

Ziel der Studie ist eine möglichst aktuelle Inventarisierung der Energiesysteme. Wir unterscheiden zwischen den Prozessketten zur Bereitstellung von Endenergie ("vorgelagerte" Ketten, auch "Pre-combustion" genannt) und der Wärme- oder Strombereitstellung in Feuerungen und Kraftwerken.

Die Inventarisierung geschieht auf verschiedenen Ebenen: Es werden Bilanzen erstellt für verschiedene Endenergieträger, für Wärme und Strom, die dem Endverbraucher abgegeben werden und für die wichtigsten Materialien und Dienstleistungen, die von den Energiesystemen nachgefragt werden.

Für vorgelagerte Prozessketten wird in diesem Bericht die **durchschnittliche Ist-Situation** anfangs der neunziger Jahre aus der Sicht der westeuropäischen oder schweizerischen Endverbraucher beschrieben. Unter Westeuropa sind in erster Linie die 12 Mitgliederländer des UCPTE Stromverbundes (Stand 1994) gemeint, da die Inventarisierung des durchschnittlichen UCPTE-Stromverbrauchs eines der Ziele des Projekts ist.

Der durchschnittliche Endenergie-Verbrauchsmix für 1994 wird mittels öffentlicher Statistiken bilanziert. Für die Berechnung des durchschnittlichen UCPTE-Stromverbrauchs wird der statistische Brennstoffeinsatz in europäischen Kraftwerken für den Durchschnitt der Jahre 1990-1994 berücksichtigt. Diese Durchschnittsbildung wird durchgeführt, um die starken Jahresschwankungen der Erträge aus der Wasserkraft zu glätten.

Die Beschreibung der verschiedenen technischen Prozesse geschieht aufgrund von Angaben aus der Literatur, von Betreibern, von öffentlichen oder privatwirtschaftlichen Organisationen und Verbänden. Die meisten Angaben beziehen sich auf die Situation in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre. Auch hier gilt der Grundsatz der möglichst aktuellen Datenerhebung. Für die Beschreibung von Rauchgas- und Abwasserreinigungstechniken in Kraftwerken, die einen wesentlichen Einfluss auf die Emissionen haben, können Angaben bis 1995 berücksichtigt werden.

Vereinzelt müssen auch ältere Angaben vor 1985 benutzt werden. Der Einfluss auf die Qualität der Ergebnisse wird in den einzelnen Kapiteln diskutiert. Der entstehende Fehler hält sich in Grenzen, wenn etablierte Grosstechnologien beschrieben werden (z.B. bei den konventionellen Energiesystemen), die nicht einem starken technischen Wandel unterliegen.

Für die Beschreibung der Wärmebereitstellung in Heizungen oder Industriefeuerungen werden, im Sinne von Beispielrechnungen, **ausgewählte Neuanlagen** beschrieben, die typisch sind für Westeuropa resp. die Schweiz. Hier entfällt der Anspruch auf die vollständige Beschreibung der durchschnittlichen Situation in einem Gebiet. Ergebnisse aus diesem Projekt können deshalb nicht mit nationalen Emissionsinventaren verglichen werden, die eine Bestandesaufnahme der Ist-Emissionen in einem Gebiet zum Ziel haben. Für die Schweiz wurden die durchschnittlichen nationalen Emissionsdaten revidiert <BUWAL 1995>. Unterschiede zu diesem Bericht (tiefere Emissionsfaktoren für Neuanlagen) sind wegen der unterschiedlichen Aufgabenstellung einfach zu erklären.

Die Methode der Prozesskettenanalyse, die in diesem Bericht zum Einsatz kommt, erlaubt keine Systemabgrenzungen nach **geographischen** Kriterien. Die vorgelagerten Prozessketten für die Bereitstellung von Endenergien, von Hilfsgütern oder -dienstleistungen werden deshalb ohne Rücksicht auf geographische Grenzen zurückverfolgt. Das Gebiet des Endverbrauchs von Energie ist hingegen klar auf Westeuropa (UCPTE) oder auf die Schweiz beschränkt. Die Inventarisierung der Prozessketten geschieht also aus der Sicht der westeuropäischen oder schweizerischen Endverbraucher.

Bei der **Bilanzierung von Hilfsmaterialien, -dienstleistungen oder -energien**, die in die Energiesysteme einfließen, müssen gewisse Vereinfachungen getroffen werden. Ihre Bilanzierung erfolgt in Bezug auf die aktuelle westeuropäische Produktionsweise. Insbesondere für die Bereitstellung von Hilfsmaterialien und Transportdienstleistungen stehen vor allem deutsche und schweizerische Daten zur Verfügung, die stellvertretend für die Situation in Westeuropa benutzt werden. Für den Stromverbrauch stehen die Ergebnisse für den durchschnittlichen UCPTE-Kraftwerkspark aus diesem Projekt zur Verfügung. Rekursive Verknüpfungen sind möglich, was bedeutet, dass Ergebnisse für den UCPTE-Strom immer wieder neu angepasst werden.

Für den Material- und Energieverbrauch **ausserhalb Europas** werden in erster Näherung Daten für die europäische Produktion eingesetzt. Auch wenn ein Energiesystem in Saudi-Arabien Strom be-

zieht, wird UCPT-Strömung verbucht. Das gleiche gilt für ein Energiesystem, das in Süd-Afrika Stahl für Infrastruktur bezieht. Es wird immer von der heutigen westeuropäischen Fertigung ausgegangen.

In Bezug auf die **zeitliche Dimension** bedeutet dies unter anderem, dass Material- oder Dienstleistungsinputs, die zeitlich weit zurückliegen, auf die heutige Produktionsweise anfangs der neunziger Jahre bezogen werden. Als typisches Beispiel sei die Errichtung von Strom- und Gasverteilnetzen über längere Zeitspannen genannt. Da die wichtigsten Material- oder Dienstleistungsinputs in die Energiesysteme einen betrieblichen Charakter haben und in diesem Projekt vor allem in Europa produziert und verbraucht werden, dürfte sich der daraus entstehende Fehler in Grenzen halten. Der Vorteil der getroffenen Annahme liegt in der klaren Bezugsbasis, in der konsequenten Behandlung aller Energiesysteme und im beschränkten Analyseaufwand.

Um eine möglichst gleichmäßige Datenbasis zu gewährleisten und Doppelspurigkeiten zu vermeiden werden sogenannte **Basismodule** definiert (verschiedene Basismaterialien, Transport-, Entsorgungs- und sonstige Dienstleistungen; siehe Anhänge A-F), auf die sich alle Energiesysteme beziehen können. Grundsätzlich gilt im ganzen Bericht, dass Basismaterialien und -dienstleistungen durch das nachfragende System verbucht werden. Benötigt ein Energiesystem beispielsweise Rohrleitungen aus Stahl, so muss es den Stahlverbrauch und den Transport zwischen Fabrik und Gebrauchsort verbuchen. Aus Konsistenzgründen werden typische Transportdistanzen verwendet, die in Kap. 9 definiert sind und für alle Energiesysteme gelten.

Personaltransporte wurden nur dann als Energiesystem-spezifisch betrachtet und dementsprechend mitbilanziert, wenn sie zu einem nicht-stationären Arbeitsort erfolgen. Als Beispiel sei der Personaltransport beim Bau einer Erdgas-Pipeline genannt.

Die Bilanzierung der Infrastruktur geschieht meistens direkt auf der Ebene der eingesetzten Basismaterialien (z.B. Stahl, Aluminium, Kupfer, siehe Anhang A). Der zusätzliche Energie- und Materialaufwand für die **Fertigung von Halbfabrikaten** und Maschinen wird in den meisten Fällen mit 50% des Primärenergieinhalts der verwendeten Konstruktionsmaterialien berücksichtigt (Analogieschluss zum Kohlekraftwerksbau). Der daraus entstehende Fehler ist in der Regel von untergeordneter Bedeutung.

Eine weitere Abgrenzung, die konsequent für alle Energiesysteme gilt, ist die Vernachlässigung des **Büro- und Verwaltungsaufwandes** bei Planung, Bau, Betrieb und Abbruch der Systeme. Wir gehen von der Arbeitshypothese aus, dass, für den Spezialfall der Energiebereitstellung, sekundäre Dienstleistungen wie Büro- und Verwaltungsdienste im Vergleich zu den prozessbedingten Material- und Energieflüssen von untergeordneter Bedeutung sind. Kontroll- und Unterhaltsarbeiten "im Feld" hingegen werden teilweise mitbilanziert.

3. Allokation bei Multi-Outputprozessen

Bei einer Vielzahl von Produktions- und Umwandlungsprozessen entstehen neben dem interessierenden Erzeugnis noch andere Produkte (Koppelprodukte) sowie Nebenprodukte und Abprodukte (Abfälle). Es stellt sich die Frage, wie die Systemgrenzen zu ziehen sind und wie die Umweltbelastung des betrachteten Prozesses auf die verschiedenen Produkte und Nebenprodukte aufgeteilt werden soll. Innerhalb der Energiesysteme seien folgende Prozesse beispielhaft erwähnt:

Prozess Produkte und Koppelprodukte		Nebenprodukte
Rohölraffination	Heizöl schwer, Heizöl EL, Benzin etc.	Schwefel
Wärme-Kraftkopplung	Strom, Prozesswärme/ Heizwärme	-
Kehrichtverbrennungsanlage	Entsorgte Abfälle	Prozesswärme, Elektrizität

Gemäss <ISO 1996> wird die folgende Reihenfolge der Vorgehensweise bei Allokationsproblemen empfohlen:

- 1.a Vermeiden der Allokation durch erhöhte Detaillierung in mehrere Teilprozesse,
- 1.b Minimieren der Allokationsschritte durch Systemerweiterung,
2. Berücksichtigen physikalischer Kausalitäten,
3. Berücksichtigen ökonomischer Kausalitäten resp. der Kausalitäten des Marktes.

Es herrscht jedoch noch kein Konsens darüber, ob Systemerweiterung oder Allokation zu bevorzugen sei. Die Konsequenzen der Wahl eines bestimmten Vorgehens soll mit Hilfe von Sensitivitätsüberlegungen (Anwenden unterschiedlicher Methoden als auch unterschiedlicher Zuteilschlüssel) geprüft werden.

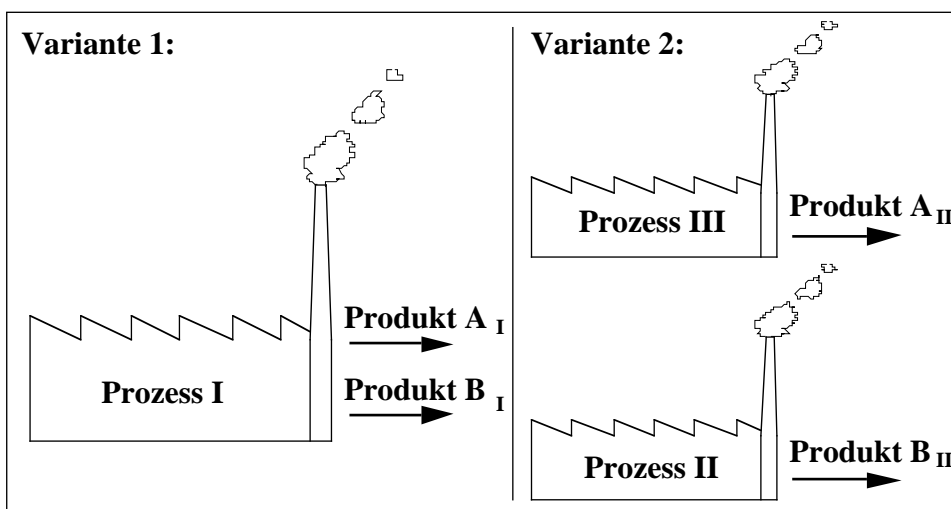


Fig. III.3.1: Vergleich des Produktes A eines Multioutput-Prozesses (I) mit demjenigen eines Singleoutput-Prozesses (III) mit Hilfe der Systemerweiterung

Durch den Ansatz der Systemerweiterung (1.b) wird das eine System derart erweitert, dass der Systemoutput beider oder mehrerer Varianten die gleichen funktionalen Einheiten abdecken. Dies kann einerseits durch Addition der Aufwendungen und Emissionen der beiden Prozesse II & III in Fig. III.3.1 erfolgen. Dann werden die beiden Varianten bezüglich der Summe der Produktion der Produkte "A" plus "B" verglichen. Soll lediglich ein Produkt Gegenstand des Vergleichs sein - z.B. die Produkte "A" - so werden die Aufwendungen und Emissionen des Prozesses II von denjenigen des Multioutput-Prozesses I *subtrahiert*.

Bei den Vorgehensweisen 2. und 3. werden Zuteilschlüssel definiert, mit Hilfe derer die Aufwendungen und Emissionen den verschiedenen Koppelprodukten zugewiesen werden.

Die Probleme im Zusammenhang mit den Vorgehensweisen 1.b. sowie 2. und 3. sind sehr unterschiedlich. Währenddem bei der Systemerweiterung das Problem der Wahl eines Referenzsystems besteht, werden die anderen Varianten oftmals durch die Wahl des Allokationsschlüssels geprägt.

Grundsätzlich können fünf Situationen unterschieden werden:

- a. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden bei gleichzeitig konstantem Bedarf am Koppelprodukt B.
- b. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden, wobei auch der Bedarf am Koppelprodukt B zunimmt.
- c. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden, wobei dies durch eine Erhöhung der Auslastung der Anlage erfolgt.
- d. Der Ausstoss an Koppelprodukten eines Multioutput-Prozess soll - in Analogie zur ökonomischen Optimierung - im Hinblick auf die Umwelteinwirkungen optimiert werden.
- e. Die Koppelprodukte des Multioutput-Prozesses dienen zur Befriedigung eines Teils des heutigen Konsums (Sockelbedarf) der Produkte A und B.

Situation a. führt dazu, dass wenn die Deckung des Mehrbedarfs an Produkt A mit dem Multioutput-Prozess I in Fig. III.3.1 erfolgt, der Ausstoss des Prozesses II (Produktion des Produktes B) reduziert werden muss, sofern man von einer konstanten Lagerhaltung ausgeht. Somit verdrängt der Koppelprozess I zumindest teilweise den Prozess II. Die Situation b. führt nicht zu einer tatsächlichen sondern zu einer hypothetischen Verdrängung. In beiden Fällen ist das Definieren des - tatsächlich oder hypothetisch - verdrängten Prozesses und der damit zusammenhängenden Aufwendungen und Umwelteinwirkungen der entscheidende Punkt.

Situation c. kann in Ökoinventaren zur Zeit nicht durchgehend modelliert werden, da meist die Informationen zum Auslastungsgrad der Anlagen nicht vorliegen. Ansonsten gilt das für die Fälle a. und b. Gesagte.

Situation d. ist eine für Anlagenbetreiber typische Fragestellung, welche ebenfalls auf geeignete Szenarien resp. ein strukturiertes Vorgehen bei der Definition derselben angewiesen ist.

Stehen die jährlich verursachten Umwelteinwirkungen der Erzeugung elektrischer Energie eines Landes oder eines Versorgungsgebietes zur Diskussion (Situation e.), so wird keine Technologie durch eine zusätzliche Produktion verdrängt. In diesem Falle steht lediglich die Allokation und die damit zusammenhängende Festlegung eines adäquaten Zuteilschlüssels zur Diskussion.

Die Situationen a. bis d. können somit sowohl mit Hilfe des Systemerweiterungs-Ansatzes als auch mit Hilfe der Allokation modelliert werden. Die verschiedenen Situationen (Fragestellungen) unterscheiden sich lediglich in der Ausgangslage bezüglich des zu wählenden Szenarios (Systemerweiterung) resp. des zu wählenden Zuteilschlüssels (Allokation). In Situation e. ist hingegen, da es sich um das Modellieren eines Istzustandes handelt, zwingend ein Zuteilschlüssel anzuwenden.

3.1 Allokation

Die Aufteilung der Aufwendungen und Umweltbelastungen auf Produkte und Koppelprodukte erfolgt in drei Stufen. Zunächst werden die eindeutig zuteilbaren Aufwendungen (z.B. Wärmeverteilung bei der Wärmekraftkopplung) direkt zugeordnet. Gleichzeitig werden die eindeutig quantifizierbaren Anteile ebenfalls auf die einzelnen Produkte überwält. Die restlichen Aufwendungen und Umweltbelastungen eines Prozesses sollen dann aufgrund physikalischer, chemischer oder biologischer Kausalitäten (nicht Parameter) den Produkten zugeteilt werden. Diese Zuteilungsart hat vor allem im Entsorgungsbereich einige Relevanz, indem hier die Qualität der zu entsorgenden Abfälle (Heizwert, Gehalt an Schwermetallen und anderen emissions- resp. aufwendungsrelevanten Stoffen etc.) auch einen entsprechenden Einfluss auf den Betrieb der Anlage ausüben kann.

Fehlen diese naturwissenschaftlichen Zusammenhänge zwischen Aufwendungen und Emissionen einerseits und den Koppelprodukten andererseits so muss auf andere, arbiträr wählbare Kriterien ausgewichen werden. Folgende Allokationsmöglichkeiten seien hier erwähnt:

- **nach Produktpreisen:** Produkte, welche aufgrund ihrer Nachfrage einen Fabrikationsprozess erfordern, sollen stärker belastet werden als kaum nachgefragte Koppelprodukte. Die Produktpreise können dabei als Gradmesser der Nachfrage dienen. Kann für ein Koppelprodukt kein Preis mehr

erzielt werden (Gratisabgabe) oder muss zu dessen Beseitigung bezahlt werden (Entsorgungsgebühr), so wird das Koppelprodukt einem Neben- resp. Abprodukt gleichgestellt. Dem Hauptprodukt werden dann sämtliche Aufwendungen und Umweltbelastungen des Prozesses zu 100% angerechnet (inkl. Entsorgung der Abprodukte). Als Schwierigkeiten erweisen sich die starken Schwankungen der Preise, mögliche Monopolsituationen (z.B. Energieversorgungsunternehmen), das Fehlen der externen Kosten bei heutigen Preisen (mögliche Rückkopplungseffekte) sowie das Festlegen der jeweiligen Referenzpreise.

- **nach Gewichtsanteilen:** Eine Aufteilung nach Gewicht impliziert einen direkten Zusammenhang zwischen der Umweltbelastung des Prozesses und der Masse der Produkte. Dadurch werden Haupt- und Nebenprodukte einander gleichgestellt. Diese Methode ist nur beschränkt sinnvoll, da sie die Bedarfssituation der einzelnen Produkte nicht berücksichtigt. Dieses Kriterium kann zur Allokation gewichtsabhängiger Aufwendungen verwendet werden.
- **nach Energieinhalt:** Eine Aufteilung der Schadstoffbelastung nach Energieinhalt der Produkte kann bei der Analyse der Energieketten angewendet werden. Bei der Refinement von Erdölprodukten kann so dem unterschiedlichen Destillieraufwand für die einzelnen Derivate Rechnung getragen werden. Ein direkter Zusammenhang zwischen Energieinhalt und Umweltbelastung ist jedoch nicht gegeben. Im weiteren wird auch hier die Bedarfssituation nicht berücksichtigt.
- **nach Exergieinhalt:** Bei Energiesystemen, die Energieträger in Energie verschiedener Wertigkeit umwandeln (z.B. Wärme-Kraftkopplung), kann der Exergieanteil der Endenergieträger als Verteilungsschlüssel dienen. Dadurch wird der höherwertigen Energieform (Strom) pro kWh eine stärkere Umweltbelastung zugeordnet als der genutzten Abwärme. Dies widerspiegelt die Tatsache, dass mit einer kWh Strom die zwei bis dreifache Menge an Nutzwärme aus Umweltwärme bei Umgebungstemperatur bereitgestellt werden kann. Eine verstärkte Abwärmenutzung senkt den Stromertrag (Abwärmenutzung KKW) was folgerichtig zu einer Verringerung der dem Strom zugeordneten Umweltbelastung führt. Die Bedarfssituation bleibt auch hier unberücksichtigt.
- **nach Molanteilen:** Bei chemischen Reaktionen kann infolge stark unterschiedlichen Gewichts eine auf der Stöchiometrie basierende Aufteilung angezeigt sein.
- **keine Aufteilung:** Die Umweltbelastung wird ganz dem Hauptprodukt zugeteilt. Dieser Weg kann beschritten werden, wenn die Koppelprodukte auch als Abfall oder Abstoffe deklariert werden können. Ansonsten sollte nur bei schlechter Datenlage auf diese Methode zurückgegriffen werden.
- **Konzentration:** Bei Prozessen der Ressourcengewinnung (Erzabbau) können die Aufwendungen aufgrund stark unterschiedlicher Konzentrationen im Muttergestein schwanken. Deshalb drängt sich hier eine Allokation nach Erzgehalt auf.
- **Konvention:** Die Aufteilung kann aufgrund von Konventionen vorgenommen werden. Dieses Vorgehen kann anstelle der Allokation nach Produktpreisen verwendet werden beim Fehlen marktwirtschaftlicher Verhältnisse. Anwendbar beispielsweise bei abfallthermischen Wärme-Kraftwerken (Aufteilung auf behandelte Abfälle sowie die erzeugte Energie in Form von Wärme und Elektrizität) oder auch bei der Wärme-Kraftkopplung.

Tab.III.3.1 zeigt die in diesem Projekt in den Hauptprozessen der Energiesysteme verwendeten Allokationskriterien. Es wird versucht, Kriterien zu wählen, die den physikalisch-chemischen Eigenheiten des jeweiligen Prozesses am ehesten entsprechen.

Bei der Wärme-Kraft-Kopplung werden fünf verschiedene Allokations-Varianten gerechnet, da der Zuteilungsschlüssel einen entscheidenden Einfluss auf die kumulierten Umwelteinwirkungen ausübt. Zusätzlich wird auch der Ansatz der Systemerweiterung angewendet.

Kapitel	Koppelprodukte	Was	Kriterium
IV. 6.6.2 7.8.1-7.8.5 8.7	Erdöl/ kommerzialisiertes Erdölglas Erdöl/ kommerzialisiertes Erdölglas Erdöl und -produkte/ restl. Güter	Emissionen Bohrlochtests Fackel- und andere Verluste Flächen- und Energiebedarf Hafenanlagen Bauaufwand Kanäle Gewicht	unterer Heizwert unterer Heizwert Gewicht
8.10.4 9.4-9.10	Binnentankschiff/ Binnenfrachter Raffineriegas/ Propan/ Butan/ Naphtha/ Benzin verbleit/ Benzin unverbleit/ Kerosin/ Diesel/ Heizöl EL/ Heizöl Petro/ Heizöl S/ Bitumen	Bauaufwand Kanäle Gewicht	Transportleistung Material-, Bauaufwand, Energie- aufwand ¹⁾ , Verbrauch Betriebs- stoffe ¹⁾ , Prozessemissionen Luft, Emissionen Wasser ¹⁾ , Abfälle ¹⁾ , Flächenbedarf
11.2	Heizkessel unterschiedlicher Leistung	Bauaufwand, Verpackung und Abfälle	firmeninterner Verteilschlüssel
12.	Strom/ Wärme	Energie- und Stoffflüsse Kraft- werke	alles auf Strom ²⁾
V. 7.	Erdgas/ Natural Gas Liquids	gesamte Aufwendungen und Emissionen Gasaufbereitung	unterer Heizwert
12.	Strom/ Wärme	Energie- und Stoffflüsse von Wärmeleistungswerken	Exergie
VI. 6. 6.	Kohle/ genutztes Grubengas Kohle/ genutztes Grubengas	Energie- und Stoffflüsse Bergbau Entnahme von Grubengas	Kohleabbau: alles auf Kohle energ. Ressourcen: nach unterem Heizwert resp. Gewicht
7.3	Koks/ Kokereigas/ Teer/ Benzol	Energie- und Stoffflüsse Kokerei	unterer Heizwert, Gewicht und Erlös (gibt alles das gleiche für Koks)
VII. 7.	angereichertes Uran, Flussäure	Energie- und Stoffflüsse Anreicherung	alles auf angereichertes Uran
10.	Uran, Plutonium, konditionierte Abfälle	Energie- und Stoffflüsse Wieder- aufarbeitung	alles auf Abfallkonditionierung
11.	Abfälle aus KKW, Medizin, Forschung	Energie- und Stoffflüsse Zwischenlagerung	nach Volumina
VIII.	Wasserkraft/ Hochwasserschutz	Energie- und Stoffflüsse Stollen- und Dammbau	alles auf Wasserkraft
IX. 7. & 8.	Rohstoff-/ Wohlfahrt- und Schutz-/ Erholungsfunktion des Waldes	Energie- und Stoffflüsse Waldpflege und Fällen & Rücken	alles auf Rohstofffunktion ³⁾
XII. 5.7	Fassadenschutz/ Stromproduktion	Energie- und Stoffflüsse 3 kW-PV- Anlage	Preise
XIV.	Strom/ Wärme	Energie- und Stoffflüsse der Wärme-Kraft-Kopplung	Energie, Exergie, Preis, 100% auf Wärme, 100% auf Strom
Anhang A 1.	Roheisen/ Hochofengas	Emissionen Hochofengas	Anteil Hochofengas zur Ver- stromung wird von den Emissionen für Roheisen subtrahiert (27%)
Anhang B 1.-3.	Güter- und Personentransport	Strassen- und Schieneninfrastruktur	nach Bruttotonnenkilometer

Tab.III.3.1: Allokationskriterien innerhalb der Hauptprozesse der Energiesysteme; ¹⁾: auf Stufe Teilprozessschritt; ²⁾: Anteil Wärme auf Ebene UCPT vernachlässigbar; ³⁾: Sensitivitätsparameter

3.2 Systemerweiterung

Bei der Systemerweiterung stellt sich die Frage, welcher Prozess resp. welche Technologie durch die zusätzliche, zwangsläufige Produktion eines Koppelproduktes verdrängt (Situation a.) resp. nicht eingesetzt wird (Situation b.). Aufgrund der Fragestellung, dass ein zusätzlicher Bedarf gedeckt werden soll, handelt es sich dabei um "Grenztechnologien". Das Bestimmen dieser Technologien oder gar der entsprechenden Produktionsstätten ist bei Vorliegen der Situation a. infolge der starken wirtschaftlichen Vernetzung mit einigen Schwierigkeiten verbunden. Es ist deshalb angezeigt, verschiedene Szenarien zu definieren und deren Auswirkungen auf das Endergebnis zu diskutieren. Bei Situation b. sind Szenarien unumgänglich.

In diesem Projekt sind Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen die einzigen Multioutput-Energiesysteme bei welchen der Ansatz der Systemerweiterung angewandt wird. Alle übrigen Prozesse - und dazu zählen insbesondere die hier bilanzierten Entsorgungsprozesse - dienen der Deckung des heutigen Bedarfs, weshalb die Systemabgrenzung auf der Basis der Allokation erfolgt.

Bei der Bilanzierung der Umwelteinwirkungen der Produkte "Wärme" und "Strom" des Systems "Wärme-Kraft-Kopplung" (mit Wärmepumpe und Öl-Spitzenkessel) werden je zwei Szenarien pro Produkt definiert. Bei der Bilanzierung der Nutzwärme ab BHKW wird angenommen, dass der erzeugte Strom

1. ein deutsches, durchschnittliches Braunkohlekraftwerk und
2. ein französisches, durchschnittliches Kernkraftwerk ersetzt.

Bei der Bilanzierung der Stromproduktion wird angenommen, dass die gelieferte Wärme ansonsten durch:

1. eine LowNOx-Gasfeuerung resp.
2. eine LowNOx-Ölfeuerung erzeugt worden wäre.

Dabei werden die strom- und wärmespezifischen Aufwendungen (Infrastruktur, Bauaufwand etc.) sowie die Emissionen des Multioutput-Prozesses in einem Black-Box-Prozess zusammengefasst. In diese Betrachtung nicht einbezogen wird die Wärme, welche durch den Spitzenkessel erzeugt wird. Detaillierte Angaben zur Modellierung der Wärme-Kraft-Kopplung sind in Teil XIV zu finden.

4. Recycling und Gutschriften

Energie- und Ökobilanzen sind mit dem Problem konfrontiert, dass auch Produkte betrachtet werden, deren Materialien zwar während der Nutzungsphase nicht energetisch genutzt werden, deren Energieinhalt bei der thermischen Abfallbehandlung aber freigesetzt und damit theoretisch genutzt oder beim Rezyklieren eingespart werden kann. Dies wurde und wird oft mit dem Gewähren von Gutschriften gelöst (z.B. für den Heizwert der eingesetzten Materialien) <Boustead et al. 1979>, <Fecker 1990>. Prinzipiell sind folgende Strategien unterscheidbar:

- **"Traditionelle" Gutschrift (Energiebilanzen):**

- Energiegutschrift für Energierückgewinnung aus der Verbrennung,
- Gutschrift des Heizwertes beim Rezyklieren.

Folgen:

- Dem Produkt aus rezykliertem Material muss der Heizwert angelastet werden.
- nur brennbare Stoffe erhalten eine Energiegutschrift

- **Konsequente Energiegutschrift:**

- Energiegutschrift für Energierückgewinnung aus der Verbrennung,
- Gutschrift des Heizwertes resp. der freien Enthalpie beim Rezyklieren.

Folgen:

- Dem Produkt aus rezykliertem Material muss der Heizwert resp. die freie Enthalpie belastet werden.

- **Konsequente Belastungs-Gutschrift:**

- Energie- und Umweltbelastungs-Gutschrift für Energierückgewinnung aus der Verbrennung,
- Gutschrift des Heizwertes resp. der freien Enthalpie und der damit verbundenen Umweltbelastungen beim Rezyklieren.

Folgen:

- Dem Produkt aus rezykliertem Material muss der Heizwert resp. die freie Enthalpie und die damit verbundenen Umweltbelastungen belastet werden.

- **Differenzbelastung:**

- Energie- und Umweltbelastungs-Gutschrift für Energierückgewinnung aus der Verbrennung,
- Gutschrift der Differenz zwischen Herstellung aus Neumaterial und Herstellung aus Rezyklaten.

Folgen:

- Dem Produkt aus rezykliertem Material muss die Differenz zwischen Herstellung aus Neumaterial und Herstellung aus Rezyklaten belastet werden. => Die Ökobilanz des Recyclingprodukts ist mit derjenigen des Produkts aus Neumaterial identisch!

- **Ohne Gutschriften:**

- Energie- und Umweltbelastungs-Gutschrift für Energierückgewinnung erfolgt nicht,
- Gutschrift für Rezyklieren erfolgt nicht.

Folgen:

- keine Belastung für die Entsorgung der als Rezyklate weiterverwerteten Materialien,
- Das Rezyklat wird nur mit den durch den Recyclingprozess verursachten Umweltbelastungen belastet.

In der vorliegenden Studie wird konsequent ein Vorgehen ohne Gutschriften verfolgt. Diese Vorgehensweise bevorteilt diejenigen Systeme, welche statt zu entsorgende Abprodukte weiterverwertbare Nebenprodukte erzeugen und diejenigen Systeme, welche Sekundärrohstoffe für ihre Produktionsprozesse verwenden.

Bei der Roheisenherstellung führt diese Betrachtungsweise dazu, dass diejenige Menge an Hochofengas, das zur Verstromung weiterverwendet wird, nicht dem Roheisen als Emissionen angelastet werden (28% in diesem Projekt, siehe Kap. 1 in Anhang A). Die mit Hochofengas betriebenen Kraftwerke ihrerseits haben aber die durch das niederkalorige Gas bedingten erhöhten spezifischen Emissionen auf den produzierten Strom zu überwälzen.

Die mit dieser Vorgehensweise verbundenen Konsequenzen sollen anhand eines Beispiels aus der Erdölraffination verdeutlicht werden.

Als Beispiel wird die Schwefelgewinnung in der Raffinerie betrachtet. Schwefel fällt in kommerzialisierbarer Form als Nebenprodukt bei der Rauchgasentschwefelung an. Für den Hersteller von Schwefelsäure ist rezyklierter Schwefel eine Alternative zu Primärschwefel. System I (Raffineriebetreiber) erspart sich Deponiekosten durch den Verkauf des Schwefels, System II (Hersteller von Kunstdünger) kann die Schwefel-Ressourcen schonen.

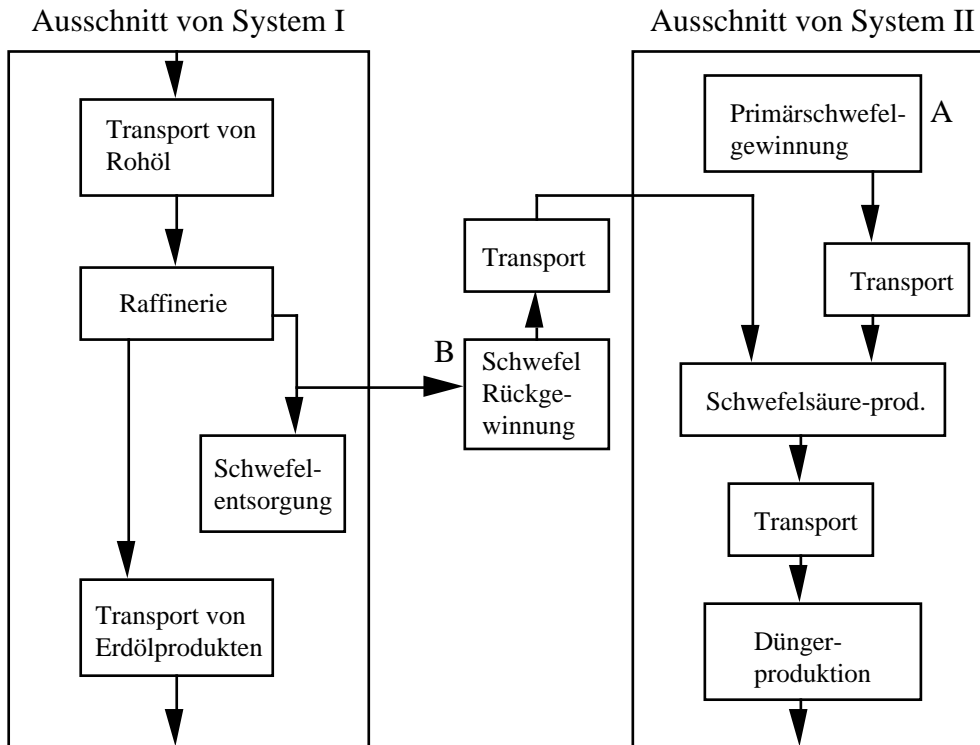


Fig. III.4.2: Schwefel als Nebenprodukt in System I und als Sekundär-Rohstoff in System II

Die Frage stellt sich, ob es sinnvoll ist, Sekundärschwefel anstelle des Primärschwefels zu verwenden. Dazu können die Prozesse "Schwefelrückgewinnung" (B) und "Primärschwefelgewinnung" (A) miteinander verglichen werden. Es zeigt sich, dass die anrechenbaren Emissionen bei der Schwefelrückgewinnung teilweise höher sind als diejenigen der Primärschwefelgewinnung. Aufgrund der Luftemissionen (SO₂, Partikel) scheint die Schwefelrückgewinnung für den Schwefelsäureproduzenten nicht sinnvoll zu sein. Um dies aber abschliessend beurteilen zu können, müssen Aspekte wie Ressourcenschonung, Emissionen ins Wasser, notwendige Transportvorgänge, feste Abfälle und Flächeninanspruchnahme miteinbezogen werden. In diesem Projekt wird Schwefel als Nebenprodukt behandelt.

Schadstoff	Emissionen bei der Gewinnung von	
	Primärschwefel [mg/kg S]	Sekundärschwefel [mg/kg S]
CO ₂	270'000	255'000
SO ₂	300	1'700
NO _x	500	430
HC	125	40
Partikel	9	110

Tab. III.4.1: Luftschadstoffe der Primär- und Sekundär-Schwefelgewinnung <Raffoil 1991>, <Gruber et al. 1992>

5. Behandlung von Unfällen und Störfällen

Ökobilanzen und Ökoinventare werden meistens für die Beschreibung des "normalen" Betriebs von Energiesystemen eingesetzt. Das Schwergewicht liegt bei der Beschreibung der diffusen Umweltbelastung. Sehr seltene Ereignisse, die vor allem lokale Folgen haben, werden bewusst nicht berücksichtigt.

Dies sollte nicht als Verharmlosung solcher Ereignisse verstanden werden. Es handelt sich vielmehr um eine "Arbeitsteilung" mit anderen Instrumenten, z.B. mit solchen aus dem Bereich der Risikoanalyse, die geeigneter sind für die Erfassung und Beschreibung seltener Ereignisse. In Bezug auf diese prinzipielle Arbeitsteilung konvergieren die Meinungen der meisten Ökobilanz-Fachleute weltweit (siehe z.B. <Fava et al. 1991>).

Schwieriger ist es, ein für die Abgrenzung zwischen Ökobilanz und Risikoanalyse allgemeingültiges Kriterium festzulegen. Prinzipiell gilt, dass Umweltbelastungen infolge häufig auftretender Störfälle in einer Ökobilanz berücksichtigt werden können und dass solche aus seltenen Unfällen nicht Bestandteil von Ökobilanzen sein sollten. Ein wichtiges Kriterium ist also die Häufigkeit des Ereignisses.

In diesem Projekt werden nur Unfälle ab einer bestimmten Grenzhäufigkeit berücksichtigt. Damit eine allgemeingültige Grenzhäufigkeit definiert werden kann, muss auf eine fiktive, gelieferte Energiemenge normiert werden (z.B. 1 GWa). Als Grenzhäufigkeit wird hier die Wahrscheinlichkeit bezeichnet, dass ein Unfall pro gelieferte Energieeinheit eintritt. Dabei wird linear extrapoliert, das heisst, dass z.B. ein erhöhtes Unfallrisiko durch Verdichtung von Aktivitäten oder Rückkopplungen unberücksichtigt bleibt.

In Tab. III.5.1 sind die Grenzhäufigkeiten für den Fall angegeben, dass innerhalb eines Energiesystems 1 Unfall pro Jahr auftritt, wenn dieses Energiesystem den gesamten Primärenergiebedarf (Welt, Europa resp. CH) abdecken würde.

Im Rahmen dieses Projekts kommt die Grenzhäufigkeit $1 \cdot 10^{-3}/\text{GWa}$ für alle Energiesysteme zum Einsatz. Sie entspricht rund 10 Unfällen pro Energiesystem bei der Deckung des gesamten Welt-Primärenergiebedarfs. Häufiger eintretende Unfälle werden in die Bilanzierung eingeschlossen, seltenere werden in diesem Projekt ausgeschlossen.

Wir sind uns bewusst, dass die Angabe der Grenzhäufigkeit den Ansprüchen eines eindeutigen Kriteriums noch nicht genügt. Durch die Wahl von engeren oder breiteren Unfallkategorien, können die Eintretenswahrscheinlichkeiten variiert werden.

In jedem Fall gilt, dass wir in diesem Bericht immer explizit angeben, welche Unfälle und die damit verbundenen Umwelteinwirkungen berücksichtigt sind und welche nicht. Nicht berücksichtigte Unfälle werden qualitativ beschrieben.

	Energiebedarf 1992 [GWa]	Grenzhäufigkeit w [GWa ⁻¹] 1 Unfall pro Jahr
Welt	10'700	$0.9 \cdot 10^{-4}$
OECD-Europa	1'900	$0.5 \cdot 10^{-3}$
Schweiz	32	$0.3 \cdot 10^{-1}$

Tab. III.5.1: Grenzhäufigkeit für das Eintreten eines Unfalls bei der Deckung des weltweiten, westeuropäischen resp. schweizerischen Primärenergiebedarfs, Energiebedarf gemäss <BP 1993>

Das gewählte Kriterium hat unter anderem zur Folge, dass grosse Kernkraftwerks-Unfälle und grosse Öl-Tankerunfälle in diesem Bericht nicht in die Bilanzierung einfließen.

Gemäss <Kröger et al. 1990> beträgt die Kernschmelzhäufigkeit pro Reaktorjahr zwischen $1 \cdot 10^{-4}$ bis $1 \cdot 10^{-5}$. Für ein 1'300 MW Kraftwerk mit 80% Auslastung ergibt dies eine Kernschmelzhäufigkeit von $1 \cdot 10^{-4}/\text{GWa}$ bis $1 \cdot 10^{-5}/\text{GWa}$. Grosse Kernkraftwerks-Unfälle mit Kernschmelzen werden deshalb in diesem Projekt nicht berücksichtigt. Kleinere, häufiger eintretende Störfälle sind in den Angaben des Teils VII "Kernenergie" dank der kontinuierlichen Emissionsmessung in Kernkraftwerken in den Emissionsfaktoren enthalten.

Im Kap. IV.8 werden Informationen zu grossen und mittelgrossen Tankerunfällen gemäss der internationalen OECD Systematik ausgewertet.

Es zeigt sich, dass die mittelgrossen Unfälle mit einer Freisetzung zwischen 700 und 25'000 Tonnen Öl oder einer Schadenssumme < 5 Mio. \$ eine Eintretenswahrscheinlichkeit haben, welche grösser ist, als die gewählte Grenzhäufigkeit in diesem Projekt bei Deckung des Welt-Energiebedarfes mit Erdöl. Sie beträgt im Mittel über die Jahre 1980 bis 1990 $41 \pm 14 * 10^{-4}/\text{Gwa}$. Die dabei entstehenden Emissionen in Wasser werden in die Bilanzierung aufgenommen, womit sich die Emissionen von Öl ins Wasser um rund 15 % erhöhen. Grosse Tankerunfälle mit einer Freisetzung grösser als 25'000 Tonnen oder einer Schadenssumme > 5 Mio. \$ haben eine Eintretenswahrscheinlichkeit, die kleiner ist als die Grenzhäufigkeit und werden nicht berücksichtigt. Die damit unberücksichtigt bleibende Emission beträgt je nach Unfallhäufigkeit innerhalb eines Jahres und Emission pro Unfall zwischen 10 und 20 % der jährlichen Fracht, womit die Verzerrung durch Weglassen dieser Unfallkategorie aus der Sicht einer globalen Bilanz nicht stark ins Gewicht fällt. Lokal können gravierende Schäden verursacht werden, was jedoch durch andere methodische Ansätze besser berücksichtigt werden kann (z.B. Risikoanalyse).

6. Datenmanagement

6.1 Struktur der Datensätze und Rechengvorgang

Für die Eingabe und Verwaltung der Daten (Modulnamen, Prozessbeschreibung und Verknüpfungen mit anderen Moduln) und die Berechnung wird in diesem Projekt ein eigens für dieses Projekt entwickeltes Datenbank-Programm namens ECOINVENT benutzt, das auf Unix basiert (siehe Anhang D). Die Datenbank ist in *Oracle* implementiert, die Berechnung der kumulierten Umwelteinwirkungen wird in einer Umgebung für numerische Mathematik (*Matlab*) vorgenommen.

ECOINVENT kann grob in zwei Bereiche unterteilt werden: eine *relationale Datenbank* und einen Berechnungs-/Verknüpfungsalgorithmus. Das Programm ist modular aufgebaut, wobei jedes Datenmodul mit beliebig vielen anderen Modulen verknüpft werden kann. Es sind auch rekursive Verknüpfungen möglich (z.B. zur Herstellung eines kg Stahl wird wiederum Stahl benötigt).

In ECOINVENT können nur lineare Verknüpfungen zwischen verschiedenen Teilprozessen berücksichtigt werden. Es können also keine benutzerdefinierten, z.B. zeitabhängigen Funktionen eingegeben werden. Es ist auch nicht möglich, Brennstoffdaten mit Prozessdaten zu verknüpfen, um Emissionsfaktoren zu berechnen. Emissionsfaktoren werden durch den Benutzer für eine bestimmte Brennstoff/Prozess-Kombination definiert.

Das Programm überprüft nicht, ob der Input massen- und energiemässig dem Output entspricht. Die Kontrolle der Energie- oder Stoffbilanzen wird somit nicht automatisch durch das Programm berechnet. Sie muss ausserhalb der Datenbank erfolgen.

6.2 Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen

Die Auswahl der Default-Module, welche in den Resultattabellen im Laufertext erscheinen, erfolgt nicht nach dem Kriterium der Umweltrelevanz. Das Ziel ist vielmehr, die Verschiedenartigkeit der verschiedenen Umwelteinwirkungen und -beanspruchungen einzubeziehen und eine Grundlage für die Resultatdiskussion zu schaffen. Bezüglich der Bedeutung der Abkürzungen m, p, und s bei den Luft- resp. s und f bei den Wasserschadstoffen siehe Kap. 8. "Umweltfaktoren".

Emissionen in Luft, Wasser und Boden sowie die Entnahme von Ressourcen sind die einzigen Austauschprozesse der Technosphäre mit der Biosphäre. Alle anderen in den Tabellen aufgeführten Grössen (insb. Transporte, Strom und Abfälle) sind *Zwischengrössen* innerhalb der Technosphäre, welche selbst wieder zu Emissionen in Luft, Wasser und Boden und zu Ressourcenentnahmen führen. Diese durch die Zwischengrössen verursachten Umwelteinwirkungen sind bei den in den Tabellen aufgeführten Emissionen bereits berücksichtigt.

- Flächen: Die Flächen werden direkt aus der Haupttabelle übernommen. Eine weitere, ungewichtete Aggregation ist nicht zulässig.
- Die energetischen Ressourcen werden in Mengeneinheiten und unaggregiert ausgewiesen. Die angegebenen Werte entsprechen direkt den Werten der Resultattabellen.
- Beim Wasser werden sowohl die Turbinierwassermenge aus der Wasserkrafterzeugung als auch alle anderen Wasserverbräuche (inkl. Kühlwasser) zusammengefasst. Dieses Wasser kann also nicht als verbraucht, sondern lediglich als beansprucht gelten.
- Beim Stromverbrauch wird die Anknüpfungsgrösse "Strom ab Kraftwerk X" gewählt, da damit auch die Netzverluste berücksichtigt sind. Es handelt sich also um die Nettostromproduktion der Kraftwerke, welche erfasst wird. Zusammengefasst wird die Stromproduktion aller Kraftwerkstypen (inkl. Photovoltaik, Windkraft etc.).
- Die Aggregation aller Materialien bedarf einiger Vereinfachungen, da z.B. Ammoniak sowohl direkt als auch als Halbprodukt für z.B. Sprengstoffproduktion eingesetzt wird. Folgende Materialien werden, um Doppelzählungen zu vermeiden, nicht eingerechnet: Beton, Blasstahl, Chlor, Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure), Dimethyl p-phthalat, Ethylen, Ethylenoxid/Glykol, Fluorwasserstoff HF (Flusssäure), Gips, Glas (Flach-) beschichtet, Glas (Flach-) unbeschichtet, Guss-eisen, Harnstoff, Holzbaustoff Brettschichtholz, Kältemittel R134a, Kältemittel R22, Kalk (CaO & Ca(OH)₂), Keramik, Mineralwolle, Natronlauge (NaOH), Nickelpigmentiertes Aluminium-

oxid, Paraxylol, PE (HD), PE (LD), Pellets, PET 0% Rec., Phenol, Phosphorsäure, Polycarbonat, Polypropylen, Polystyrol schlagfest, Propylen, Propylenglykol, PUR-Hartschaum, PVC schlagfest, Roheisen, Russ, Salpetersäure, Sinter, Soda, Sprengstoff, Stahl hoch-, niedrig- und unlegiert, Styrol, Vinylchlorid, Wasser entkarbonisiert und vollentsalzt, Wasserglas, Zement und Zeolith. Damit dürfte der effektive Materialeinsatz nur geringfügig überschätzt werden. Zusätzlich wird aus den verschiedenen Energiesystemen Bitumen und Naphtha ab Raffinerie und Deckfarbe addiert. Der totale Gütereinsatz liegt jedoch noch deutlich höher, da hier nicht die Ressourcen (z.B. Gestein inkl. Erz) sondern bereits Halbfabrikate zusammengefasst werden.

- Kalkstein vor Abbau wird direkt den Resultattabellen entnommen.
- In der Kategorie Stahl und Guss werden die drei unterschiedlich legierten Stahlsorten und das Gusseisen zusammengefasst. Damit werden auch die Legierungselemente eingeschlossen.
- Da sowohl Beton als auch Zement direkt eingesetzt werden, wird Betonkies ausgewiesen, um Doppelzählungen zu verhindern.
- Die Kupfermenge wird direkt den Resultattabellen entnommen.
- Unter 'Transport Lkw' sind die vier Kategorien Lieferwagen und Lkw 16-40t zusammengefasst. Die PKW-Kilometer werden nicht eingeschlossen.
- Die Kategorie 'Transport Schiene' entspricht direkt dem Tabellenwert.
- Für den Schifftransport werden neben den Binnen- und Hochseefrachtern auch die Erdöltanker zusammengefasst.
- Die Abwärme bildet die Summe aller Abwärmeströme in Luft, Wasser und Boden. Zu ihrer Bedeutung und Aussagekraft siehe Kap. 8.1.3.
- Bei den CO₂-Emissionen werden die Einzelkomponenten nach mobil (m), prozessbedingt (p) und stationär (s) getrennt ausgewiesen (zur Illustration), während für SO_x, NO_x und CH₄ jeweils die Totalemissionen angegeben werden.
- Unter BTEX werden Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol (siehe auch Tab. III.8.6), unter NMVOC-Total alle Kohlenwasserstoffe ohne Methan und BaP zusammengefasst. Die entsprechenden Module sind auch aus Tab.III.8.6 ersichtlich.
- Die radioaktiven Emissionen in Luft und Wasser werden gemäss Tab. III.6.1 zu je vier Kategorien zusammengefasst. In den ausführlichen Tabellen sind die Inventare bezüglich einzelner Isotope unvollständig, da auf Stufe Kraftwerk teilweise mit bereits aggregierten Daten gearbeitet werden muss.

Kategorie	Isotop
Luftschadstoffe:	
Rn total (inkl. Ra total)	Rn220, Rn222, Ra226, Ra228
Edelgase total	Ar41, C14, H3, Kr85, Kr85m, Kr87, Kr88, Kr89, Xe131, Xe133, Xe133m, Xe135, Xe135m, Xe137, Xe138
Aerosole total	Ag110m, Andere Beta, Ba140, Cr51, Ce141, Ce144, Co58, Co60, Cs134, Cs137, Fe59, I129, I131, I133, I135, K40, La140, Mn54, Nb95, Pb210, Pm147, Po210, Ru103, Ru106, Sb124, Sb125, Sr89, Sr90, Tc99, Te123m, Zn65, Zr95
Aktinide total	Am241, Cm242, Cm244, Cm alpha, Np237, Pa234m, Pu238, Pu alpha, Pu241 beta, Th228, Th230, Th232, Th234, U alpha, U234, U235, U238
Wasserschadstoffe:	
Ra total	Ra 224, Ra226, Ra228
H ₃	H3
Nuklidgemisch total	Ag110, Ba140, C14, Cd109, Ce141, Ce144, Co57, Co58, Co60, Cr51, Cs134, Cs136, Cs137, Fe59, I129, I131, I133, K40, La140, Mn54, Mn55, Mo99, Na24, Nb95, Pb210, Po210, Ru103, Ru106, Sb122, Sb124, Sb125, Spalt- und Aktiv. prod., Sr89, Sr90, Tc99, Tc99m, Te123m, Te132, Y90, Zn65, Zr95
Aktinide total	Alpha-Strahler, Am241, Cm alpha, Np237, Pa234m, Pu alpha, Pu241 beta, Th228, Th230, Th232, Th234, U238, U alpha, U234, U235

Tab. III.6.1: Zuordnung der radioaktiven Emissionen zu den je vier Kategorien

- Die restlichen angegebenen Luftschadstoffe entsprechen der Zusammenfassung aus m, p und s (siehe Kap.8) des entsprechenden Schadstoffs.

- Bei den Chloridemissionen werden auch jene Stoffe addiert, welche im Wasser vergleichbare Verbindungen bilden. Es sind dies: HOCl und OCl.
- Bei den aromatischen Kohlenwasserstoffen werden neben dem Summenparameter auch Benzol, Chlorbenzol, Ethylbenzol, Phenole, Polyzyklische arom. KWe, Toluol und Xylol zusammengefasst.
- Bei den restlichen Wasserschadstoffen wird die Aggregation auf das Zusammenfassen der Unterkategorien s und f (siehe Kap.8) beschränkt.
- Sämtliche nichtradioaktiven Abfälle werden hier zu sechs Kategorien (Inertstoff-, Reaktor-, Reststoffdeponie, Sonderabfälle, Abfälle in Kehrrechtverbrennungsanlage und Abfälle ins Landfarming) zusammengefasst. Für die meisten Entsorgungsprozesse werden zusätzliche Landbeanspruchung, Infrastrukturaufwendungen und teilweise auch Emissionen aus den Entsorgungsprozessen bereits berücksichtigt. Es handelt sich also nicht um eine additive Umwelteinwirkung, sondern um eine Zwischengröße.

Kategorie	Modul
Abfälle in Inertstoffdeponie	Bausperrgut in ID, Beton in ID, Deckfarbe in ID, Erdgasleitungen in ID, Glas in ID, Kalksteinrückstände in ID, Kupfer in ID, Mineralwolle in ID, Stahl in ID, Steinkohleberge-Deponie, Zeolithe in ID
Abfälle in Reaktordeponie	Asphalt in RD, Bitumen in RD, Elektronikabfälle, Holz in RD, Kunststoffe in RD, Kupferabsorber in Reaktordeponie, PV/EVA-Zellenabfälle, Raffinerieschlamm in RD, Rückstände aus Kühlturm-tassen, Schlamm in RD
Abfälle in Reststoffdeponie	Bausperrgut in RS, Bohrabfall in RS, PV-Panelabfälle in RS, PV-Zellenabfälle in RS, Rückstände Entkarbonisierung in RS, Steinkohle-Asche in Deponie, deponierte Flugasche
Abfälle in KVA	Al in KVA, Energiesparlampe in KVA, Energiesparlampe Plastic in KVA, F in KVA, Glühlampe in KVA, Holz unbehandelt in KVA, Holzasche gemischt in KVA, Holzmasten in KVA, Karton in KVA, Kunststoffe in KVA, PE in KVA, Polystyrol in KVA, Propylenglykol in KVA, PVC in KVA, Siedlungsabfall in KVA, Stahl in KVA
Sonderabfälle	Abfälle in SAVA, Altöl in SAVA, Bilgenöl in SAVA, Ionentauscherharz in Sonderabfall, Katalysator in Sonderabfalldeponie, Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA, PV-Produktionsabfälle in SAVA, Raffinerieschlamm in SAVA, Schlamm Ionentauscher in Sonderabfall, Schweisstaub in Sonderabfallbehandlung
Abfälle in Landfarming	Raffinerieschlamm in Landfarming, Bohrabfall in Landfarming

Tab. III.6.2: Zuordnung der nichtradioaktiven Abfälle zu den sechs Kategorien

- Die radioaktiven Abfälle werden in den drei Kategorien "Schwachaktive Abfälle in Deponie", "Schwach- und mittelaktive Abfälle in Endlager B" und "Hochaktive Abfälle in Endlager C" angegeben, wobei erstere vor allem Abfälle aus Upstream-Aktivitäten (u.a. auch aus der Erdölförderung) umfassen.

7. Datenqualität

Datenqualität im Zusammenhang mit Ökobilanzen ist definiert als der Vertrauensgrad in eine Datenquelle oder einen Wert, aufgrund vorgegebener Daten-Qualitätsziele und -Qualitätsindikatoren, und deren Einfluss auf die Gesamtbilanz (siehe z.B. <SETAC 1993>).

Wegen den vielen zu berücksichtigenden Qualitätsindikatoren und der grossen Menge an Input- und Outputdaten ist eine *quantitative* Angabe der Datenqualität ganzer Prozessketten in Ökobilanz-Projekten problematisch. Dies ist nicht ein Ökobilanz-spezifisches Problem, sondern allen Projekten mit grossen Datenmengen aus verschiedener Herkunft gemeinsam.

Verschiedene quantitative Ansätze sind in der Vergangenheit vorgeschlagen worden. Keiner genügt unseren Vorstellungen bezüglich Praktikabilität und Aussagekraft. Die Anwendung eines quantitativen Qualität-Kontrollsystems setzt strenge Regeln bei der Strukturierung und Erhebung der Daten voraus. Dies hätte die Analyse eingengt und zusätzlich belastet. Es war im voraus nicht klar, ob sich dieser zusätzliche Aufwand lohnen würde.

Die Angabe der Datenqualität erfolgt in diesem Projekt *qualitativ*. Die Diskussion der Daten oder Ergebnisse geschieht aber in Bezug auf ein im voraus definiertes *Beurteilungsraster*. Das Beurteilungsraster enthält folgende Punkte:

- **Vollständigkeit des Datensets:** beantwortet die Frage, ob alle Umweltfaktoren, die Bestandteil dieser Arbeit sind, erfasst werden konnten.
- **Aggregationsniveau** und relative Bedeutung im Rahmen einer Prozesskette: beantwortet die Frage, inwieweit verschiedene Prozesse in einem Datenset zusammengefasst wurden. Solche stark zusammengefassten Datensets können stärker ins Gewicht fallen, als einzelne Prozesse untergeordneter Bedeutung.
- **Vertrauenswürdigkeit der Datenquelle:** beinhaltet auch die Information bezüglich der Art der Datenquelle, d.h. ob es sich um eine Literaturquelle, um eine persönliche Mitteilung, um Angaben von Interessensverbänden, von öffentlichen Behörden, von technischen Verbänden etc. handelt.
- **Annahmen, Schätzungen:** in gewissen Fällen müssen Annahmen getroffen werden oder verschiedene Angaben zu einem Wert zusammengefasst werden. Die Willkür solcher Annahmen ist unterschiedlich. Es kann sich dabei um Extrapolationen handeln, die auf einer breiten und vertrauenswürdigen Datenbasis beruhen. Im schlimmsten Fall sind es pauschale Schätzungen.
- **Unsicherheit** der Angabe: ist gewissermassen eine Zusammenfassung verschiedener Qualitätsfaktoren. Gemeint ist die Angabe des geschätzten Schwankungsbereichs eines Wertes. Ist die Unsicherheit im Bereich von nur einigen Prozenten, oder ist sie so gross, dass der Wert gerade so gut eine Grössenordnung höher oder tiefer liegen könnte? Die geschätzte Unsicherheit ist unter anderem sehr stark vom Aggregationsniveau der Angabe abhängig.

Die Qualitätsdiskussion erfolgt für jeden Teilprozessschritt in den verschiedenen Energiesystemen separat. Sie erfolgt auf verschiedenen Ebenen: auf der Ebene der Grunddaten, auf der Ebene der zusammengefassten Eingabedaten für einzelne Teilprozessschritte und auf der Ebene der berechneten Resultate.

Insbesondere interessiert, wie sich die Unsicherheit der Eingabedaten auf die Ergebnisse auswirkt. In diesem Zusammenhang werden für ausgewählte Faktoren Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die gerechneten Ergebnisse werden durchwegs mit drei signifikanten Stellen angegeben. Dies ist für eine vernünftige Resultatdiskussion notwendig, soll aber nicht suggerieren, dass die Bilanzierung der Energiesysteme eine Genauigkeit im Promille-Bereich aufweist. Vielmehr können die Ungenauigkeiten je nach Umwelteinwirkung und betrachtetem System um einiges grösser sein. Als generelle Tendenz kann gelten, dass die hier verwendeten Daten für weit entfernt (Afrika, Nahost, Asien), an zahlreichen Standorten stattfindenden Prozesse durch die beschränkt vorliegenden Informationen eine grössere Unsicherheit aufweisen als diejenigen europäischer oder schweizerischer Prozesse. Dies hat zur Folge, dass die Unsicherheit parallel zum Einfluss von vorgelagerten Prozessen (z.B. der Erdölförderung) auf die Gesamtbilanz eines Energiesystems wächst.

8. Umweltfaktoren

In diesem Kapitel wird die Art der Erfassung der Umwelteinwirkungen erklärt und auf nichterfasste Einwirkungen hingewiesen.

Die Luftschadstoffemissionen werden mit den Indizes s (Emissionen aus stationären Verbrennungsprozessen, Emission über Kamin), m (Emissionen aus mobilen Emissionsquellen), p (prozessspezifische Emissionen wie Leckagen, Verdampfungsverluste, Oxidation geogenen Kohlenstoffs, tritt oftmals diffus resp. nicht in Begleitung heisser Abgase in die Atmosphäre) zusätzlich differenziert. Damit ist es möglich, neben dem Gesamttotal z.B. der Stickoxidemissionen auch Aussagen über den Anteil der Emissionen aus Lastkraftwagen, Schiffen und dieselbetriebenen Lokomotiven (=m), aus stationären Verbrennungsanlagen (=s) und aus prozessbedingten Emissionen (=p) zu machen. Letztere stammen aus Ausbeuteverlusten, resp. klar von der Verbrennung unterscheidbaren chemischen Reaktionen. Diese Aufteilung erlaubt zudem zusätzliche Resultatinterpretationen, werden doch Emissionen der Kategorie m und p eher diffus, Emissionen der Kategorie s jedoch oft über Hochkamine emittiert.

Bei den Wasserschadstoffen wird zwischen Emissionen in Binnengewässer (f, Freshwater) und in Meere (s, Seawater) unterschieden. Es hat sich gezeigt, dass diese Unterscheidung für die dem Ökoinventar folgende Wirkungsbilanz, insbesondere für Human- und Ökotoxizität von entscheidender Bedeutung sein kann (stark unterschiedliche Aufnahmepfade für Pflanzen, Tiere und Menschen).

8.1 Ressourcen/ Abwärme

8.1.1 Nichtenergetische Ressourcen

Die Bilanzierung der nichtenergetischen Ressourcen erfolgt fast ausschliesslich über den Verbrauch von Bau- und Betriebsmaterialien. Da die entsprechenden Produktionsprozesse (Anhang A) nur als Grobbilanzen erfasst wurden, erreicht auch die Erfassung der nichtenergetischen Ressourcen nur eine tiefe Qualität. Bei den Metallen wird zudem nicht das abgebaute Erz, sondern direkt das Metall im Erz angegeben, da die entsprechenden Statistiken zu Reserven und Ressourcen ebenfalls direkt die Metallmengen erfassen <Minerals 1991>. Als bei Verbrennungsprozessen mengenmässig wichtigste nichtenergetische Ressource wird die Luft nicht bilanziert.

8.1.2 Energetische Ressourcen

Die energetischen Ressourcen entsprechen der ersten erfassten Ressourcengrösse der einzelnen Energiesysteme. Es werden dabei nicht die Ressourcen im entsprechenden Lager, sondern die zu Tage geförderte Menge erfasst (bei der Braunkohle identisch mit der Rohbraunkohle vor Förderung). Bei den erneuerbaren Energiesystemen kann die energetische Ressource nicht immer zweifelsfrei erfasst werden. Für Wasserkraft wird der Nutzinhalte des Speichersees resp. die potentielle Energie des Wassers erfasst. Bei den Sonnenkollektoren und Solarzellen wie auch beim Holz wird die direkte und diffuse solare Strahlung nicht erfasst. Beim Holz wird der Baum als energetische Ressource erfasst. Die Holzbildung wird aber ebenfalls bilanziert, um dem Umstand des geschlossenen CO₂-Kreislaufes und der Abwärmebilanz Rechnung zu tragen.

Mit dieser Methodik bleibt die Qualität der abgebauten Ressourcen weitgehend unberücksichtigt. Die Konzentration des gewünschten Output wird nicht miterfasst. Ebenfalls unberücksichtigt bleibt, dass z.B. die Ölförderung oder die Untertageförderung von Kohle z.T. weniger als 50% der Ressourcen ausbringt und eine spätere vollständige Ausbeutung durch die heute angewandten Techniken erschwert oder gar verunmöglicht wird. Diese Aspekte, welche die Fragen der Ressourcenbeanspruchung stark beeinflussen, sollten bei der Fokussierung auf die Ressourcenfrage berücksichtigt werden.

Die nichtenergetischen Ressourcen werden in Gewichtseinheiten erfasst, die energetischen Ressourcen teilweise als Gewicht, als Volumen oder in Energieeinheiten (Potentielle Energie Wasser). Üblicherweise werden die energetischen Ressourcen auch in Energieeinheiten ausgedrückt. Da technische Umwandlungssysteme mittlerweile in der Lage sind, auch einen Teil der Kondensationswärme von Abgasen zu nutzen, ist es sinnvoll den oberen Heizwert (Brennwert) der Ressourcen für die Umrechnung einzusetzen, was auch den Konventionen nach <SETAC 1993>

entspricht. Dies sollte jedoch innerhalb des Bewertungsschrittes (siehe Teil II, Kap. 5) durchgeführt werden, da diese Umrechnung in MJ einer Wertung der verschiedenen Energieträger entspricht.

Aus diesem Grund werden hier die energetischen Ressourcen nicht in Energieeinheiten ausgedrückt. Um eine solche Umrechnung trotzdem zu ermöglichen, werden hier Anhaltswerte für die Umrechnung angegeben (Tab.III.8.1). Der Nutzinhalt von Speicherseen in m³a wird hier nicht weiter aufgeführt, da die Hauptrelevanz dieses Indikators in den hydrologischen Auswirkungen und nicht in der Inanspruchnahme energetischer Ressourcen liegt (siehe Teil VIII "Wasserkraft").

Die Probleme der Umrechnung von energetischen Ressourcen in MJ zeigen sich am Beispiel Uranbrennstoff deutlich, kann doch kein 'richtiger' Energieinhalt angegeben werden (ausser vielleicht nach Einstein: $E = m \cdot c^2$). Die Berechnung der Primärenergie entspricht Konventionen und hat lediglich energiewirtschaftliche Relevanz. Die Primärenergie für Wasser- und Kernkraft müsste nach Konvention der OECD z.B. mit dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad des fossilen Kraftwerkparkes des entsprechenden Landes berechnet werden.

Bei der Kernspaltung kann nicht von einem Heizwert gesprochen werden, da es sich nicht um die Bindungsenergien verschiedener Atome sondern um die Spaltenergie handelt. Da die Zerfallsketten durch die Prozesssteuerung in Reaktoren beeinflusst werden und Mehrfachspaltungen möglich sind, entspricht die Spaltungsenergie von Brennelementen nicht dem Anteil der Spaltungsenergie von Uran 235 alleine. Wird ein Abbrand von 960MWh pro kg Uran (3.5% U235) zu Grunde gelegt und berücksichtigt, dass die abgebrannten Elemente noch rund 0.8% U235 enthalten (d.h. 0.027kg U235 erzeugen 960MWh), kann die theoretische Spaltungswärme zu 128 TJ pro kg U235 bestimmt werden. Natürliches Uran enthält rund 0.7% Uran 235, was somit einer Spaltungswärme von rund 0.9 TJ/kg entspricht. Die prozentualen Brennstoffverluste innerhalb der Kernenergiekette sind einiges höher als bei den fossilen Systemen. In Abweichung zu den übrigen Energiesystemen können deshalb die bei der Anreicherung und beim Brennstoffeinsatz auftretenden Verluste zur Berechnung des Energieinhalts von 1 kg Uran natürlich berücksichtigt werden.

Von dem der Erde entnommenen U235 des Uran natürlich verbleiben 33% im abgereicherten Uran (7.27kg Uran natürlich (0.7% U235) für 1kg angereichertes Uran (3.4% U235)). Nach dem Einsatz im Reaktor beträgt der Anteil U235 in den Brennelementen noch 0.8%, was eine Brennstoffausnutzung im Ersteinsatz von 77% entspricht. Geht man davon aus, dass das in den Brennelementen enthaltene U235 mittels Wiederaufarbeitung zu 100% einer weiteren Nutzung zugeführt werden kann und das im abgereicherten Uran in einer Konzentration von 0.28% enthaltene U235 ebenfalls nicht entwertet und damit verloren ist, reduziert sich der U235-Bedarf pro produzierte kWh um insgesamt 48.5%. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird der "Heizwert" von Uran natürlich von 0.9TJ/kg auf ca. 0.46TJ/kg reduziert. Die übrigen Verluste (z.B. beim Abbau) werden hingegen in Analogie zu den Systemen der fossilen Energieträger berücksichtigt.

	Einheit	unterer Heizwert MJ/Einheit	oberer Heizwert MJ/Einheit
Nichtererneuerbare, energetische Ressourcen			
Erdöl	Nm ³	40.9	45
Grubengas (Methan)	kg	35.9	39.8
Rohgas	Nm ³	35	39
Rohöl ab Bohrloch	t	42'600	45'600
Rohbraunkohle vor Förderung ¹⁾	kg	8	9.5
Rohfördersteinkohle vor Aufbereitung ¹⁾	kg	18	19
Uran ab Erz (0.7% U235)	kg		900'000/460'000 ²⁾
Erneuerbare, energetische Ressourcen			
Potentielle Energie Wasser	TJ	1'000'000	1'000'000
Holz im Wald (atro)	t	18'500	20'300

Tab. III.8.1: Anhaltswerte für den unteren und oberen Heizwert der verschiedenen, in diesem Projekt erfassten energetischen Ressourcen; ¹⁾: für durchschnittliche Einsatzkohle in UCPT-E-Kraftwerken, ansonsten sehr variabel; ²⁾: inkl./exkl. Energieinhalt U235 im abgereicherten Uran und in den abgebrannten Brennstäben

Werden die Umrechnungsfaktoren aus Tab.III.8.1 auf die bilanzierten Systeme angewandt, so resultiert bei der Kernkraft unter Anwendung des höheren Wertes ein sehr tiefer Systemwirkungsgrad, was sich auch bei allen anderen Systemen und beim Strommix deutlich auswirkt. Da die Energie des abgereicherten Urans (U235) nicht als verloren betrachtet werden muss, sollte in Energiebilanzen der

tieferer Wert verwendet werden. Bei den übrigen Systemen sind die entlang der Prozesskette auftretenden, energetisch gewichteten Brennstoff-Verluste von untergeordneter Bedeutung.

8.1.3 Abwärme

Bilanziert wird die Abwärmefreisetzung der verschiedenen Energiesysteme in Luft, Wasser und Boden. Aufgrund der beschränkten ökologischen Relevanz erfolgt eine leicht vereinfachte Bilanzierung. Die Aufteilung der Abwärme auf Luft und Wasser kann jeweils nur abgeschätzt werden, da selten ausgewiesen wird, welcher Anteil mit dem Kühlwasser abgeführt wird und ob die Rückkühlung nass oder trocken erfolgt. Die Bilanzierung der Abwärme dient in erster Linie dazu, stufengerecht Verluste aufzuzeigen und die gesamthaft umgewandelte und freigesetzte Energie zu erfassen.

Die Abwärme bezeichnet den der Erdatmosphäre zusätzlich zur Verfügung stehende Wärmefluss, welcher dank des entsprechenden Prozesses entstand. Der dabei berücksichtigte Zeithorizont beträgt ca. 1000 Jahren. Dies bedeutet, dass die bei der Entstehung der fossilen Energieträger der Atmosphäre entzogene Wärme nicht berücksichtigt wird (keine negative Abwärmeemissionen).

Damit ergibt sich folgendes methodisches Vorgehen im Bereich der erneuerbaren Energiesysteme:

Photovoltaik: Die als Strom ins Netz gelieferte Energiemenge (1 TJ) wird, verrechnet mit allfälligen Strombezügen aus dem Netz, als negative "Abwärme in Luft" verbucht. Da die Abwärme der Stromnutzung bei denjenigen Modulen bilanziert wird, welche diesen Strom beziehen, ergibt sich für Photovoltaikanlagen bei den Modulen "Strom ab 3 kWp ..." etc. ein negatives Saldo. Im Endeffekt resultiert jedoch ein Null-Saldo der solar bedingten Abwärme.

Sonnenkollektor: Die in Wärme umgewandelte Sonnenenergie wird als negative "Abwärme in Luft" bilanziert. Da bei Heizsystemen die Verluste und die Nutzwärme als "Abwärme in Luft" verbucht werden, ergibt sich bei diesem System ein Null-Saldo der solar bedingten Abwärme auf der Stufe "1 TJ Wärme ab EFH Kollektor...." etc..

Bei diesen beiden Anlagentypen wird davon ausgegangen, dass das Albedo durch die Anlagen nicht verändert wird. Die Gültigkeit dieser Annahme ist vom konkreten Standort abhängig.

Erdwärme: Stammt die dem Untergrund entzogene Wärme aus radioaktiven Zerfällen, so muss auf eine Bilanzierung negativer Abwärme verzichtet werden, da das System zu einer zusätzlichen Abwärmeproduktion führt. Stammt die Wärme jedoch vom Regenwasser, von der direkten Sonnenstrahlung oder vom Grundwasser, wird eine negative "Abwärme in Boden" eingeführt. Das hier untersuchte System entspricht dem zweiten Fall. In beiden Fällen sind die Verluste und die gelieferte Nutzwärme im Modul "Nutzwärme ab Erdwärmesonde" als (positive) "Abwärme in Luft" zu verbuchen.

Holz: Entsprechend dem oberen Heizwert des Holzes wird im Modul "Holz im Wald" eine negative "Abwärme in Luft" eingeführt. Beim Modul "Holzabfälle im Wald" muss die gesamte entsprechende Abwärmemenge (positiv) verbucht werden, da der Heizwert eines 1000-jährigen Waldbodens gegenüber demjenigen der stehenden und jährlich umgesetzten Biomasse vernachlässigt werden kann. Dadurch erfolgt auf der Stufe Nutz- resp. Endenergie, wo Verluste und abgegebene Nutzenergie als positive "Abwärme in Luft" bilanziert werden, ein Saldieren auf 0 resp. leicht positiv (Hilfsenergien).

Bei der Wasserkraft darf davon ausgegangen werden, dass die potentielle Energie auch ohne Wasserkraftnutzung in Wärme umgewandelt oder als Wasserdampf verdunstet würde. Die abgegebene Strommenge wird deshalb als Abwärmeentzug (negative Abwärmeemission) bilanziert.

Energie, welche als Enthalpie in Verbindungen eingeht, wird in der Abwärmebilanz trotzdem als Abwärme bilanziert. Dies geschieht aus Pragmatismus und soll in Zukunft verfeinert werden. Alle Metalle, welche aus Erzen gewonnen werden, oder auch die Siliziumkristalle bei der Photovoltaik erfahren eine nicht zu vernachlässigende Enthalpieerhöhung, welche A) teilweise rückgewinnbar ist und B) die effektive Abwärme im Produktionsschritt mindert.

Die Abwärme aus Feuerungen wird auf Stufe Feuerung voll verrechnet, wobei auch die nutzbare Wärme bereits als Abwärme behandelt wird. Damit hat der *Wärmebezügler* keine zusätzliche Abwärme zu berücksichtigen.

Beim Strom wird nur die Abwärme des Kraftwerkes bereits auf Stufe "Strom ab..." berücksichtigt. Die Umwandlung des Stroms in Abwärme wird beim Stromverbraucher zusätzlich berücksichtigt.

8.2 Flächenbilanzierung

Eine spezielle Form des nichtenergetischen Ressourcenverbrauchs stellt die Beanspruchung der Erdoberfläche dar. Es wird in diesem Projekt allerdings davon abgesehen, dass Fläche im Extremfall verbraucht wird (Einebenen von Gebirge), vielmehr soll die zeitliche Beanspruchung und deren Intensität bilanziert werden. Das Erfassen der Beanspruchung von Fläche umfasst auch den Benthos, das Ökosystem des Meeresbodens im Bereich des Kontinentalshelms. Diese Flächen werden in separaten Moduln ("Fläche Benthos") nach derselben, hier beschriebenen Methodik erfasst.

Durch die Erfassung der Flächenbeanspruchung in 'Fläche mal Zeit' können die Auswirkungen von Ökosystemzerstückelung (z.B. durch Strassen) nicht genügend berücksichtigt werden.

8.2.1 Flächenkategorien

Die Oberfläche der Erde wurde sehr grob in die vier Kategorien "natürlich, modifiziert (naturnah), kultiviert und bebaut" eingeteilt. Die Definitionen nach <IUCN 1991> sind in Tab.III.8.2 zu finden. Die Abgrenzung zwischen den Kategorien ist real fließend, was bei der Zuordnung zu den einzelnen Kategorien zu subjektiven Einordnungen führt.

Systemkategorie	Kriterium	Flächenkategorie
Natürlich	Einfluss des Menschen seit der industriellen Revolution nicht grösser als derjenige anderer Spezies	I
Modifiziert	Einfluss des Menschen grösser als derjenige anderer Spezies, aber unkultivierte Komponenten (z.B. natürl. sich regenerierende Wälder)	II
Kultiviert	Einfluss des Menschen grösser als derjenige anderer Spezies, meist kultivierte Komponenten (z.B. Ackerbau, Energiewald)	III
Bebaut	dominiert durch Gebäude, Strassen, Dämme, Minen etc.	IV

Tab. III.8.2: Einteilung von Oekosystemen nach Kriterien gemäss <IUCN 1991>

Diese Einteilung soll die ökologische Wertigkeit verschiedener Flächen widerspiegeln, ohne dabei eine zu subjektive Wertung einfließen zu lassen. Grundsätzlich interessiert für einen Bergbau oder einen Standort eines Umwandlungssystems der Zustand vor, während und nach der Nutzung. Sind die Fläche in Quadratmeter und die erbrachte Leistung bekannt, so kann daraus eine spezifische Flächenbeanspruchung berechnet werden.

8.2.2 Flächen beansprucht durch Umwandlungssysteme

Standorte von Umwandlungssystemen (zB. Kraftwerke, Transportnetze, Fabriken) haben die Eigenschaft, zeitlich unbegrenzt für die entsprechende Umwandlung zur Verfügung zu stehen. Die Lebensdauer der Umwandlungssysteme ist zwar beschränkt, am gleichen Standort kann jedoch meist das Nachfolgesystem wieder errichtet werden.

Würde davon ausgegangen, dass solche Standorte nach Ablauf der technischen Lebensdauer der Umwandlungssysteme rekultiviert werden müssen, so wären kurzlebige gegenüber langlebigen Systemen bezüglich Flächenbeanspruchung in ungerechtfertigter Weise benachteiligt (der erhöhte spezifische Materialaufwand wird bereits berücksichtigt). Es liegt hier also eine Vermischung von Fluss- und Bestandesgrößen vor, welche zu methodischen Problemen führt.

In dieser Studie wurde folgender pragmatischer Ansatz gewählt:

Standorte von Umwandlungssystemen werden nach Ablauf der technischen Lebensdauer der installierten Anlagen durch die Errichtung weiterer Umwandlungssysteme weitergenutzt. Die Flächenkategorie dieser Weiternutzung ist dabei mindestens gleich hoch wie jene des Erstsyste.ms. Die

Flächenbeanspruchung wird somit nur während der Bau-, Betriebs- und Abbruchphase berücksichtigt und ins Verhältnis zur umgesetzten Leistung gesetzt.

$$f_{x0 \rightarrow x1} = F_{x0 \rightarrow x1} * \frac{\text{Zeitdauer für Bau und Betrieb und Abbruch des Umwandlungssystems [a]}}{\text{summierte Leistung des Systems während Betriebsdauer [Bilanzierungseinheit]}}$$

[m²*a/Bilanzierungseinheit]

$f_{x0 \rightarrow x1}$ = spezifische Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x1 in [m²*a/Bilanzierungseinheit]
 $F_{x0 \rightarrow x1}$ = Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x1 in [m²]

Bsp. 500MW Kraftwerk (Bilanzierungsgrösse 1TJinput)

Bauzeit = 8a	$F_{II \rightarrow IV} = 20'000m^2$
Betriebszeit = 40a	verbrauchte Kohle im Betrieb : 900'000TJ
Abbruch = 1a	$\Rightarrow f_{II \rightarrow IV} = 1.09 m^2a/TJ$

Mit dieser Bilanzierungsweise wird die effektive Flächenbeanspruchung leicht unterschätzt, da die Rekultivierung am Ende der totalen Nutzungsdauer (vielleicht in 200a) nicht berücksichtigt wird. Wie das nächste Teilkapitel zeigt, fällt diese Rekultivierung nur ins Gewicht, wenn ursprünglich natürliche Ökosysteme (Kat.I) vorlagen.

8.2.3 Rekultivierung bei Rohstoffabbau

Sind Anlagen und Flächen zum Abbau endlicher Ressourcen im Einsatz, so kann davon ausgegangen werden, dass nach Ausschöpfung der Ressourcen die Betriebsgelände nicht mehr weiter betrieben werden. Es ist somit möglich, die Flächenbeanspruchung während Bau, Betrieb und Rekultivierung auf eine endliche Ressourcenmenge zu beziehen.

$$f_{x0 \rightarrow x2} = F_{x0 \rightarrow x2} * \frac{\text{Zeit für Bau und Betrieb und 1. Rekult.phase (von x2 auf x1) des Rohstoffgew.systems [a]}}{\text{abgebaute Ressourcen [Bilanzierungseinheit]}}$$

[m²*a/Bilanzierungseinheit]

$$f_{x0 \rightarrow x1} = F_{x0 \rightarrow x1} * \frac{\text{Zeitdauer für 2. Rekultivierungsphase (von x1 auf x0) des Rohstoffgewinnungssystems [a]}}{\text{abgebaute Ressourcen [Bilanzierungseinheit]}}$$

[m²*a/Bilanzierungseinheit]

$f_{x0 \rightarrow x2}$ = spezifische Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x2 in [m²*a/Bilanzierungseinheit]

$f_{x0 \rightarrow x1}$ = spezifische Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x1 in [m²*a/Bilanzierungseinheit]

$F_{x0 \rightarrow x2}$ = Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x2 in [m²]

$F_{x0 \rightarrow x1}$ = Flächenbeanspruchung von Kategorie x0 auf x1 in [m²] (meist = $F_{x0 \rightarrow x2}$)

Es ist dabei zu berücksichtigen, dass im Bergbau die Flächen für die Infrastruktur während der ganzen Abbauphase betrieben werden, während die einzelnen Abbauflächen nur zeitweise beansprucht werden.

Für die Rekultivierung verschieden beanspruchter Flächen sollen nun feste Rekultivierungszeiten bestimmt werden, welche in dieser Studie einheitlich angewendet werden sollen. Diese Vereinheitlichung wurde aus zwei Gründen gewählt:

- Die aktive Rekultivierung wird aufgrund entsprechender Kenntnisse und Druck der Öffentlichkeit bald weltweit durchgeführt werden. Durch die Vereinheitlichung wird damit kein Energiesystem bestraft, falls die Rekultivierung in den 80er Jahren noch nicht Stand der Dinge war.
- Meist fehlen Kenntnisse über die tatsächlichen Verhältnisse der Rekultivierung bezüglich des europäischen und des schweizerischen Verbrauchs.

Statt vielen subjektiven Annahmen und Schätzungen, welche ungewollt einzelne Energiesysteme bevorteilen könnten, wird ein transparentes Verfahren angestrebt, welches keine falsche Genauigkeit vorspiegelt.

Für die Bestimmung der Rekultivierungszeiten von Kat. IV zu III und III zu II müssten die genauen örtlichen Bedingungen (Bodenbeschaffenheit, Verdichtung, Klima etc.), die Ziel-Biotope (Sandrasen, Hecken, Moore etc.) und das angewendete Rekultivierungsverfahren bekannt sein. Beim Bergbau ist z.B. entscheidend, ob vor der Ressourcennutzung der Ober- und Unterbau separat deponiert wurde und nach Ausbeutung schichtengerecht wieder eingebracht wird, oder ob anfallendes Bergematerial wahllos und hochverdichtet als Abdeckung verwendet wird. Während im ersten Fall schon nach wenigen Jahren eine landwirtschaftliche Nutzung möglich ist, wird es im zweiten Fall Jahrzehnte dauern.

Aufgrund verschiedener Literaturquellen <Haber et al.1991, Thum et al. 1992, Schröder 1988, Broggi et al. 1989> und Gesprächen mit Kulturingenieuren wurden für diese Studie die Rekultivierungszeiten in Tab. III.8.3 festgelegt.

Die Rückführung von bebautem in kultiviertes Land (Landwirtschaft) kann in wenigen Jahren erfolgen, wenn verdichtete Böden ausgewechselt und Drainagen vorgesehen werden. Die Rekultivierung in Richtung modifizierter Ökosysteme dauert bereits wesentlich länger, da zB. Überangebote an Nährstoffen und Spurenelementen vorerst abgebaut werden müssen. Für diesen Abbau ist es zudem nötig, die Biomasse in den ersten Jahren abzuführen, damit ein echter Entzug stattfinden kann. Da der Eintrag von Nährstoffen und Spurenelementen über die Luft auch in wenig belasteten Gebieten sehr hoch ist, kann dieser Prozess sehr lange dauern. Bei der Uranerzaufbereitung erstreckt sich die Rekultivierungszeit über sehr lange Zeiträume (>100'000 Jahre), da der langfristigen radioaktiven Emissionen der Absetzteiche. Es wird deshalb bei diesem System von den ansonsten festgelegten 50 Jahren abgewichen.

Rekultivierungsart	Rekultivierungszeit
Kat IV auf Kat III	5 a
Kat III auf Kat II	50 a ¹⁾
Kat II auf Kat I	100'000 a

Tab.III.8.3: Rekultivierungszeiten, welche in dieser Studie zu Grunde gelegt werden. Kategorien-Definition siehe Tab.III.8.2; ¹⁾: Ausnahme Uranerzaufbereitung: Rekultivierungszeit >100'000a (siehe Kap. VII.5)

Die Rückführung in den natürlichen Zustand kann aufgrund der anthropogen bedingten Stoffkreisläufe nicht in absehbarer Zukunft geschehen. Es wurde deshalb eine Zeitspanne eingesetzt, welche in etwa derjenigen der Zwischeneiszeiten entspricht. Da keine Flächen der Kategorie I berücksichtigt werden, aufgrund der Annahme, dass es diese nicht mehr gibt, erlangt diese lange Rekultivierungszeit keine praktische Bedeutung.

Bsp.Kohlereinigungssystem (Bilanzierungseinheit 1t gereinigte Kohle)

Bauzeit = 3a	$F_{II \rightarrow IV} = 50'000 m^2$
Betriebszeit = 30a	produzierte Kohle: 10 Mio.t
Abbruch = 1a	
=> $f_{II \rightarrow IV} = (3+30+1+5) * 50'000 / 10 \text{ Mio.} = \mathbf{0.195 \text{ m}^2 \text{ a/t}}$	
$f_{II \rightarrow III} = (50) * 50'000 / 10 \text{ Mio.} = \mathbf{0.25 \text{ m}^2 \text{ a/t}}$	

8.3 Lärm

Lärm ist ein Umweltfaktor, welcher konsequent aus der Bilanzierung ausgeschlossen wurde. Messgrößen wären der Schalldruck in Dezibel oder in Pa²*s. Die Berücksichtigung des Lärms in Ökobilanzen wurde u.a. von <Heijung et al.1992>, <Müller-Wenk 1993> und <Maibach et al. 1995> be-

reits vorgeschlagen und entsprechende Bewertungsmöglichkeiten aufgezeigt. <Maibach et al. 1995> bestimmen diejenige Fläche, deren Immissionen durch eine Aktivität (in diesem Falle Transportvorgänge) über dem Immissionsgrenzwert von 60dB(A) liegen. Auf eine Bilanzierung innerhalb dieses Projektes wird verzichtet, da lediglich für Transportsysteme ein konsistenter Datensatz vorliegt.

8.4 Strahlung/Radioaktivität

8.4.1 Elektromagnetische Strahlung

Obwohl die im Zusammenhang mit der elektromagnetischen Strahlung stehenden Dosis-Effekt-Beziehungen noch nicht genügend geklärt sind, darf dieser Umweltfaktor bei der Bilanzierung von Strombereitstellungssystemen nicht vergessen werden.

Eine Bilanzierung kann in Analogie zur Flächenbeanspruchung oder zum Lärm durch das Bilden verschiedener Kategorien mit verschiedenen Strahlungsintensitäten, welche anschliessend als Volumen oder projizierte Flächen erfasst werden, erfolgen. Zur Durchführung dieser Bilanzierung müssten jedoch sämtliche Felder aller stromführenden Einrichtungen bekannt sein. Diese Datenlücke konnte in diesem Projekt nicht geschlossen werden; eine Bilanzierung unterblieb.

Der grösste Beitrag an elektromagnetischer Strahlung liefern die Transformation und der Transport von Strom. Alle Systeme mit Ferntransport von Strom dürften deshalb mit Ausnahme von Untertagekabeln ähnliche Umwelteinwirkungen mit elektromagnetischen Strahlen verursachen. Detailabklärungen lohnen sich dann, wenn Insellösungen ohne Stromtransport oder Stromsubstitution als Alternativlösungen bilanziert werden.

8.4.2 Sichtbare Strahlung

Umwelteinwirkungen durch sichtbares Licht werden bisher selten als Umweltfaktoren diskutiert, da offenbar kaum Auswirkungen beobachtet werden. Im Zusammenhang mit der öffentlichen Beleuchtung dürften die Einwirkungen am grössten sein. Eine Bilanzierung erübrigt sich damit innerhalb dieses Projektes. Bei der Bilanzierung von Verkehrssystemen könnten diese Einwirkungen jedoch in das Inventar aufgenommen werden.

8.4.3 Infrarotstrahlung

Die Infrarotstrahlung ist im Zusammenhang mit dem zusätzlichen Treibhauseffekt, verursacht durch die anthropogene Emission von Treibhausgasen, als Umweltfaktor bekannt.

Innerhalb dieses Projektes wird die Infrarotstrahlung nicht direkt erfasst. Erfasst wird jedoch die Abwärme, welche in die Luft oder ins Wasser abgegeben wird. Ein Teil dieser Abwärme wird im Infrarotbereich abgestrahlt. Zur Berechnungsweise der Abwärme sei auf Kap.III.8.1.3 verwiesen.

8.4.4 Radioaktive Strahlung

Es wird in diesem Projekt versucht, auch die Emission von radioaktiven Elementen und deren Aktivität vollständig zu erfassen. Es ist dabei schwierig, für alle Prozesse, welche radioaktive Emissionen aufweisen könnten, Messdaten zusammenzustellen. Selbst bei der Kernenergiekette konnten z.B. Emissionen beim Mining nur abgeschätzt werden.

Es kann grundsätzlich zwischen Elementen aus den natürlichen Zerfallsketten von Uran 238 und Thorium 232 und jenen aus künstlichen Zerfallsketten (z.B. U 235 für die Kernenergiekette) unterschieden werden. Beim Abbau von Erzen, Kohle und Steinen wie auch beim Fördern von Rohöl und Erdgas muss immer mit der Emission von Radon, einem natürlichen gasförmigen Zerfallsprodukt, gerechnet werden. Diese Abbauprozesse führen somit zu einer Erhöhung (Beschleunigung) der entsprechenden Emissionen. Künstliche Zerfallsprodukte betreffen dagegen Isotope, welche keine oder nur sehr kleine geogene Quellen besitzen.

Die Emission radioaktiver Elemente wird in tausend Becquerel [kBq] angegeben, was 1000 Zerfällen pro Sekunde entspricht. Auf die Angabe von Sievert oder rem wird bewusst verzichtet, da dort bereits eine Bewertung der Zerfälle nötig ist.

Aufgrund teilweise fehlender detaillierter Emissionsdaten auf der Stufe Kraftwerk sind die kumulierten Inventare einzelner Isotope unvollständig. Deshalb werden die Emissionen in den zusammenfassenden Resultattabellen in je vier Kategorien aggregiert, obwohl damit eine implizite Bewertung der Emissionen vorgenommen wird.

8.5 SO_x-, NO_x- Bilanzierung

Schwefel- und Stickoxide wurden schon früh als relevante Luftschadstoffe erkannt. Verschiedene Wirkungsketten dieser Schadgase sind mittlerweile bekannt. Bei den Wirkungsketten werden die verschiedenen Verbindungen unterschieden. Bei den NO_x müssen z.B. NO und NO₂ unterschieden werden. SO_x beinhaltet neben dem SO₂ auch SO₃, SO₄²⁻ und weitere Oxide.

Die häufig angewandten Messmethoden zur Bestimmung von NO_x und SO_x erlauben keine einfache Differenzierung zwischen den verschiedenen Verbindungen. Abhängig von den Umweltbedingungen stellt sich nach der Emission ein emissionsunabhängiges Gleichgewicht zwischen den verschiedenen Oxiden von Stickstoff und Schwefel ein. Aus diesen Gründen wird auf eine Differenzierung verzichtet, auch wenn Daten für einzelne Prozesse verfügbar waren. Als Bezugsmoleküle wurden NO₂ und SO₂ gewählt, was mit der Methodik der meisten verwendeten Arbeiten übereinstimmt.

Soll auf Grund der Differenzierungsmöglichkeit auf der Bewertungsseite zwischen den verschiedenen Oxiden unterschieden werden, so kann als erste Abschätzung die Aufteilung nach Tab.III.8.4 vorgenommen werden.

	NO ₂ [Gew.-%]			SO ₄ ²⁻ [Gew.-%]		
	Kraftwerke	Industrie	Haushalt	Kraftwerke	Industrie	Haushalt
feste Brennstoffe	4	2	2	1	2	2
Heizöl EL	2	1,5	k.A.	3	5	k.A.
andere flüssige Brennstoffe	10	4	5	3	3,5	3,5
Brenngase	1,5	3	30	-	-	-

Tab.III.8.4: Anteil des NO₂ am NO_x resp. SO₄²⁻ am SO_x in Feuerungsrauchgasen <Veldt et al. 1992>

8.6 Spurenelemente

Im Bereich der Spurenelemente wird die Erfassungsbreite bisheriger Ökoinventare deutlich gesprengt. Einzelne Ökobilanz-Arbeiten weisen diese in den Ergebnissen nicht aus, da die Schwankungsbreiten der möglichen Emissionsfaktoren sehr gross ist <Fritsche et al. 1992>.

Andere Ökobilanzen berücksichtigen energiebedingte Spurenelementemissionen nur dann, wenn entsprechende prozessbedingte Emissionen als wichtig eingestuft werden. So wurden z.B. bei der Beurteilung von Energiesparlampen im Vergleich mit Glühlampen die Quecksilberemissionen bei der Strombereitstellung berücksichtigt <Muis et al. 1990>, <Rubik 1993>.

Da die hier ermittelten Ökoinventare auf eine breite Anwendung ausgerichtet sind, Spurenelementemissionen aufgrund ihrer meist tiefen geogenen Hintergrundkonzentrationen und meist hoher Persistenz als ökologisch relevant gelten können und Energiesysteme wichtige Quellen der globalen Gesamtemissionen sind, wird eine Vielzahl von Spurenelementen bilanziert.

Da z.B. Kohle praktisch alle Elemente des Periodensystems enthält, müssten im Prinzip auch alle Elemente bilanziert werden. Viele Elemente treten in den Reingasen resp. Partikeln in Konzentrationen unterhalb der Nachweisgrenze auf oder werden aus verschiedenen Gründen nicht regelmässig und nicht bei allen Prozessen gemessen. Solche nicht gemessenen (aber messbare) Elemente können entweder gegenüber den natürlichen Emissionen vernachlässigt werden oder erscheinen bei technischen Prozessen nach dem heutigen Stand des Wissens weder als umweltrelevant noch störend oder nützlich. Auf Grund der ständig verbesserten Messtechnik und dem steigenden Verständnis von

Wirkungsketten wird die Palette der regelmässig gemessenen Elemente in Zukunft noch weiter zunehmen.

In diesem Projekt kann die Auswahl der Spurenelemente nicht alleine aufgrund der ökologischen Relevanz erfolgen. Es ist vielmehr nötig, die beschränkten, verallgemeinerbaren Messungen auszuwerten, was die berücksichtigten Elemente bereits stark einschränkt. Die Bilanzierungsbreite, wie sie z.B. bei Kohlekraftwerken (Kap.VI.9) erreicht wird, kann nicht für alle Energiesysteme und alle Prozessschritte konsequent eingehalten werden. Insbesondere können die an Partikelemissionen adsorbierten Schwermetalle oftmals nicht quantifiziert werden. Damit müssen die in den Resultattabellen angegebenen Spurenelementemissionen als sehr unsicher und aufgrund der Prozesse ohne Erfassung als tendenziell untere Schätzung verstanden werden. Lediglich für die Spurenelemente V, Cr, Zn, Cd, Hg und Pb sind allfällige Emissionen für eine Vielzahl von Prozessen erfassbar.

Spurenelemente werden in elementarer Form, als Gase aber oftmals auch als Verbindungen emittiert. Die häufig angewandten Messverfahren unterscheiden die Art der Verbindung nicht, weshalb in diesem Projekt nur Elementemissionen angegeben werden.

Am Beispiel des Quecksilbers kann gezeigt werden, dass je nach Emissionsquelle die Anteile des elementaren, bivalenten und partikelförmigen Quecksilbers stark variieren können (Tab.III.8.5). Während das elementare (metallische) Quecksilber wenig reaktiv ist und nur in sauren Lösungen absorbiert wird, geht das bivalente Quecksilber meist Verbindungen mit Halogenen (v.a. Chlor) ein. Das partikelförmige Quecksilber ist an Partikel adsorbiert. Die ökologische Relevanz dieser drei Zustände im Moment der Emission ist unterschiedlich, da sich die Transmissionsbedingungen und das Reaktions- und Lösungsverhalten unterscheiden.

		elementares Hg	bivalentes Hg	partikelförmiges Hg
Kohleverbrennung	%	50	30	20
Müllverbrennung	%	20	60	20
Chlorproduktion	%	70	30	
NE-Metallindustrie, Eisen, Zement, Krematorien	%	85	10	5
anthropogene Emissionen	%	57.4	30	12.6
natürliche Emissionen	%	90	10	

Tab.III.8.5: Grobe Aufteilung der Form von Quecksilberemissionen <Axenfeld et al. 1991>

Inwiefern die Erfassung der Elementemissionen für die Bewertung in Ökobilanzen genügend Informationsgehalt bietet, müssen laufende Bewertungsprojekte zeigen. Aufgrund des Temperaturverlaufs im Prozess und dem Angebot anderer reaktiver Elemente dürfte die grobe Aufteilung der Elementemissionen nach Verbindungen möglich sein, sobald eine Differenzierung gefordert wird.

8.7 Kohlenwasserstoffe VOC

Abgeschlossene Ökobilanzprojekte haben gezeigt, dass die Bilanzierung des Summenparameters VOC (resp. HC) für die ökologische Bewertung nicht genügt. Als Grundanforderung innerhalb dieses Projektes wird deshalb eine Unterscheidung zwischen Methan und Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen (NMVOC) gemacht.

Ausserdem sollten wo möglich die NMVOC weiter aufgeschlüsselt werden, wie dies nachfolgend beschrieben wird. Die Gruppe der polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK) und die Dioxine und Furane werden dabei in separaten Unterkapiteln besprochen.

8.7.1 Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC)

Die Gruppe der NMVOC umfasst eine nichtquantifizierbare Anzahl von Verbindungen der Elemente H und C alleine oder in Kombination mit einer grossen Vielzahl weiterer Elemente (Nichtmetalle). Oftmals ist gerade die Kenntnis der Art der Verbindung entscheidend für die ökologische Relevanz. In <Heijungs et al. 1992> werden Bewertungshilfen für insgesamt über 100 Kohlenwasserstoffverbindungen angegeben, welche somit auch separat erfasst werden müssten.

Methan				
NMVOC (Nicht-Methan- Kohlenwasserstoffe)	nichthalogenierte Kohlenwasserstoffe	Alkane	aliphatische	Ethan Propan Butan Pentan Hexan Heptan
			alicyklische (Cycloalkane)	
		Alkene		Ethen Propen
		Alkine		Ethin
		Aromaten	Monoaromaten	Benzol Ethylbenzol Arom. Amine Phenol Styrol Toluol Xylol
			Polyaromaten	BaP
		Aldehyde		Acetaldehyd Acrolein Benzaldehyd Formaldehyd Glutaraldehyd Propionaldehyd
		Alkohole		Ethanol Methanol
		Ketone		Aceton
		Thiole	Mercaptane	
		Aether		MTBE Ethylenoxid
		organische Säuren		Essigsäure Propionsäure
			Fettsäuren	
		Amine	Diamine	
	halogenierte Kohlenwasserstoffe	Halone		H 1211, H 1301
		FCKW		R11, R12, R13, R113, R114, R115
		H-FCKW		R22, R141b, R142b
		FKW		R 134a,
		halogenierte Aromaten		Chlorbenzol Hexachlorbenzol Pentachlorbenzol Pentachlorphenol
		Dioxine und Furane		TCDD-Äquivalente ¹⁾
		halogenierte Kohlenwasserstoffe		1,1,1-Trichlorethan CH3Br Dichlormethan (Methylenchlorid) Dichlormonofluormethan Ethyldichlorid Perchlorethylen Tetrachlormethan Trichlorethylen Trichlormethan Vinylchlorid

Tab.III.8.6: Einordnung der in diesem Projekt zumindest einmal berücksichtigten, in die Luft emittierten Kohlenwasserstoffe; ¹⁾: 2,3,7,8-Tetrachlordibenzo-p-dioxin-Äquivalente

Aus folgenden Gründen können hier nicht alle emittierten Kohlenwasserstoffverbindungen separat erfasst werden:

- Die Messung mit den üblicherweise verwendeten Messinstrumenten erlaubt keine beliebige Differenzierung zwischen den verschiedenen Verbindungen.
- Die publizierten Messdaten in der Literatur variieren oftmals so stark, sodass selbst das Ableiten von Anhaltswerten problematisch erscheint <Veldt 1991>.

- Die Anzahl der insgesamt berücksichtigten Emissionen in Luft und Wasser stösst auch ohne Berücksichtigung aller Kohlenwasserstoffverbindungen an die Grenze der Handhab- und Überblickbarkeit. Dieser rein organisatorische Grund wird bei gleichzeitig sinkenden Messkosten und Nachweisgrenzen in Zukunft noch wichtiger werden.

Aufgrund dieser Situation werden die in Tab.III.8.6 aufgeführten NMVOC-Gruppen resp. Verbindungen explizit bilanziert. Aufgrund des Prinzips, dass jede Emission nur einmal verbucht wird, werden z.B. Angaben zu einer bestimmten Menge Cycloalkane weder bei den Alkanen noch bei den NMVOC nochmals verbucht. Dies führt dazu, dass je nach Verfügbarkeit und Differenzierung der Daten die Emission von Ethylbenzol als Ethylbenzol, Benzol, Aromat oder NMVOC erfolgt. Die Verbindungen in der Spalte ganz rechts von Tab. III.8.6 erfassen somit immer nur einen nicht bestimmbareren Anteil der Emission der entsprechenden Verbindung. Diese unbefriedigende Situation muss in Kauf genommen werden, da ansonsten höchstens zwischen Methan und NMVOC unterschieden werden kann.

8.7.2 Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)

Die unvollständige Verbrennung organischer Materialien verursacht Emissionen einer grossen Zahl polyzyklischer aromatischer Kohlenwasserstoffe (PAK). Bei regelmässigen Messungen werden 6 bis 15 PAK quantitativ erfasst und als PAK-Profil dargestellt. Diese PAK-Profil variieren je nach Brennstoff und Umwandlungsanlage nicht nur absolut sondern auch relativ sehr stark. Die PAK-Profil der Immissionssituation in verschiedenen Städten und Ländern sind jedoch relativ sehr ähnlich, was auf die Vermischung der verschiedenen Emissionsquellen und die unterschiedlichen Verweildauern der einzelnen Verbindungen zurückzuführen ist. Pott sagt "aber die Kenntnis der Konzentrationen der 6 bis 15 üblicherweise gemessenen PAK ergibt gegenwärtig keine bessere Beurteilungsgrundlage für das kanzerogene Potential einer Luftprobe als die exakt bestimmte Benzo(a)pyren-Konzentration" <Pott 1985>. Obwohl die Kenntnisse diesbezüglich in den letzten Jahren stark zugenommen haben, werden für die Kettenbetrachtung nur die B(a)P gesondert betrachtet.

Für einzelne Umwandlungsanlagen werden auch beispielhaft ganze PAK-Profil wiedergegeben, was allerdings nicht konsequent eingehalten werden kann.

8.7.3 Dioxine und Furane

Dibenzodioxine (PCDD) und Dibenzofurane (PCDF) bestehen aus zwei Benzolringen, die mit zwei resp. einem Sauerstoffatom verbunden sind. Die Anzahl der Chloratome wird durch den Vorsatz Mono bis Octa und deren Stellung durch Bezifferung angezeigt. Die gute Fettlöslichkeit bei biologischen Halbwertszeiten bis zu 10 Jahren führen zu einer Anreicherung über die Nahrungskette und stellen damit u.a. für den Menschen eine potentielle Gefahr dar. Von den insgesamt 210 Einzelverbindungen der Dioxine und Furane sind insbesondere die 17 Verbindungen relevant, welche an den Stellen 2,3,7,8 chloriert sind <Blessing et al. 1991>.

Für die Gewichtung dieser 17 Dioxine und Furane hat sich das NATO/CCMS-Gewichtungsmodell durchgesetzt, welches jeder Verbindung einen Äquivalenzfaktor zuordnet und damit die Bildung eines Toxizitätsäquivalentes (TE) erlaubt. In Deutschland wurde z.B. in der 17. Bundes-Immission-Schutz-Verordnung (BImSchV) für Kehrrechtverbrennungsanlagen ein Grenzwert von 0.1ng/Nm³ festgeschrieben <Blessing et al. 1991>.

Ganze Profil von Dioxinen und Furanen werden bei den Umwandlungsanlagen beispielhaft aufgeführt. In die Datenbank werden jedoch nur die TE aufgenommen.

Die Gewichtung der verschiedenen Dioxine und Furane wird dabei nach Tab.III.8.7 vorgenommen.

	Aquivalenzfaktor (TE) [-]
2,3,7,8 Tetrachlor-Dibenzo-Dioxin	1
1,2,3,7,8 Pentachlor-Dibenzo-Dioxin	0.5
1,2,3,4,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.1
1,2,3,6,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.1
1,2,3,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.01
1,2,3,4,6,7,8,9 Octachlor-Dibenzo-Dioxin	0.001
2,3,7,8 Tetrachlor-Dibenzo-Furan	0.1
1,2,3,7,8 Pentachlor-Dibenzo-Furan	0.05
2,3,4,7,8 Pentachlor-Dibenzo-Furan	0.5
1,2,3,4,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1
1,2,3,6,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1
1,2,3,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1
2,3,6,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1
1,2,3,4,6,7,8 Heptachlor-Dibenzo-Furan	0.01
1,2,3,4,7,8,9 Heptachlor-Dibenzo-Furan	0.01
1,2,3,4,6,7,8,9 Octachlor-Dibenzo-Furan	0.001

Tab.III.8.7: Äquivalenzfaktoren für Dioxine und Furane gemäss <Braun et al. 1992>

8.8 Partikel

In diesem Projekt werden alle Abgaben zu Staub-, Russ- und Partikelemissionen im Parameter 'Partikel' zusammengefasst. Es wird dabei keine Unterscheidung nach Partikeldurchmesser, wie dies etwa in den Vereinigten Staaten aufgrund der Lungengängigkeit üblich ist <CSG/Tellus 1992>, vorgenommen.

Partikel aus Feuerungen oder Motoren bestehen normalerweise aus Russ (Kohlenstoff), angelagerten Kohlenwasserstoffen, Sulfaten und Asche, welche ihrerseits auch eine Vielzahl von Spurenelementen enthalten kann. Je nach Brennstoff liegt der Anteil der Asche höher oder tiefer. Prozessbedingte Partikelemissionen können auch als Feinstaub bezeichnet werden und enthalten nicht zwingend organische Komponenten. Der Aufbau und die ökologische Relevanz dieser Feinstäube unterscheidet sich deutlich von den feuerungsbedingten Partikelemissionen.

Ein Grossteil der separat bilanzierten Spurenelement-Emissionen (Kap.III.8.6) haftet diesen Partikeln an. Die zusätzliche Bilanzierung kann deshalb zu Doppelzählungen führen. Die Unterscheidung nach mobilen (m), stationären (s) und prozessbedingten (p) Partikelemissionen erlaubt bereits eine gewisse Klassierung der Relevanz, dürften doch prozessbedingte Emissionen ökologisch weniger relevant sein als diejenigen aus Verkehr und Feuerungen.

8.9 Weitere nicht erfasste Umweltfaktoren

Innerhalb der oben diskutierten Umweltfaktoren werden jeweils Teilaspekte oder gewisse Stoffgruppen nicht erfasst. Zusätzlich werden jedoch auch ganze Kategorien von Beeinträchtigungen nicht berücksichtigt.

Folgende Umweltfaktoren werden nicht erfasst:

- Die Veränderung des Landschaftsbildes aufgrund anthropogener Eingriffe wird ausgeklammert, da keine objektive Erfassungsgrösse gefunden werden konnte und Teilaspekte in der Flächenbeanspruchung bereits erfasst werden.
- Die Arbeitsplatzqualität mit den entsprechenden Umweltbedingungen für die Arbeiter wird bewusst nicht ins Inventar aufgenommen, da dafür bereits andere Erfassungssysteme und eine hohe Regelungsdichte besteht. Bei Ökobilanzen von Gebäuden könnten jedoch die Innenraumbelastung und die ähnlich gelagerten Belastungen an den Arbeitsplätzen zu einem nicht vernachlässigbaren Kriterium werden.
- Die physikalische Beeinträchtigung der Lithosphäre durch Erosion und Erschütterungen erfolgt nur indirekt via Berücksichtigung der Flächenbeanspruchung. Eine direkte Erfassung entfällt.

- Die Raumbeanspruchung durch Deponien (Bodenvolumen) erfolgt nur indirekt über die Flächenbeanspruchung. Da Deponien als technische Prozesse verstanden werden, entspricht diese Einschränkung der Behandlung anderer technischer Systeme.
- Die Zusammensetzung des Deponiegutes und der anderen Abfälle kann nicht in allen Fällen ermittelt werden. Eine Aufarbeitung der Teilresultate auf Stufe 'Stoffe zurück in Lithosphäre' kann im Rahmen dieses Projektes nicht geleistet werden, kann aber in einigen Fällen aus den Bilanzdaten abgeleitet werden.

Folgende Teilaspekte werden nicht oder nur lückenhaft erfasst:

- Die erhöhte Wärmeabgabe des Erdreiches durch Ressourcenabbau/-förderung wird nicht erfasst, obschon die Wärmemengen gegenüber anderen Verlusten nicht vernachlässigt werden können.
- Veränderungen des Wasserhaushaltes und der Abschwemmungsveränderungen können nur lückenhaft durch die Bildung von wasserkraftspezifischen Indikatoren erfasst werden. Eine entsprechende Diskussion erfolgt in Teil VIII.
- Die Emission von Wasser und Wasserdampf, Sauerstoff und Stickstoff wird grundsätzlich nicht erfasst, da Luft auch nicht als Ressource auftaucht und damit die Motivation der Kontrolle der Massenbilanz entfällt. Das Schliessen der Massenbilanz wird aufgrund der Erfahrungen von <IIASA 1991> als sich nicht lohnend erachtet.

Weitere energiesystemsspezifische Umwelteinwirkungen, welche nicht in einem Indikator quantifiziert werden konnten, werden in den entsprechenden Teilen IV bis XII diskutiert.

9. Transportdistanzen

Die effektiven Transportdistanzen können in den seltensten Fällen aus Industrieangaben oder Literatur übernommen werden. Für den Transport der Brenn- und Treibstoffe werden repräsentative Distanzen für das entsprechende Zielgebiet erhoben oder abgeschätzt.

Für die häufig eingesetzten Basismaterialien, welche meist zur Infrastrukturerichtung eingesetzt werden, drängt sich jedoch eine Vereinheitlichung auf. Es werden für die Zielgebiete Europa und Schweiz je Standarddistanzen abgeschätzt, welche aufgrund der Anzahl von Fabrikationsbetrieben und deren regionalen Verteilung festgelegt werden (Tab.III.9.1). Diese Distanzen gelten nur für die Lieferung grösserer Mengen. Für den Kleinverbrauch (<1 Lkw-Ladung) werden zusätzlich 50km mit einem Lieferwagen für die Feinverteilung eingesetzt.

Werden in einem Energiesystem besonders grosse Mengen eines Basismaterials eingesetzt, so werden teilweise auch fallspezifische Distanzen eingesetzt.

	Dichte <i>kg/m³</i>	Verbrauch in Europa (km)		Verbrauch in der Schweiz (km)	
		Bahn	LKW 40 t	Bahn	LKW 28 t
Stahl/Guss	7'900	200	100	600	50
Kies/Sand	2'000		20		20
Zement	3'150	100	50	100	20
Beton (ohne Armierungseisen)	2'200		20		20
Flachglas	2'500	600	100	600	50
Kupfer	8'900	200	100	600	50
Aluminium	2'700	200	100	200	50
Kunststoffe	¹⁾	200	100	200	50

Tab.III.9.1: Dichten und Standard-Transportdistanzen (vom Herstellungsort bis zum Endverbrauch), für Kleinverbraucher/Haushalte wird generell zusätzlich 50 km Lieferwagen verrechnet; ¹⁾ PVC:1'400, PE:950, PP:900

Literaturverzeichnis

- Axenfeld et al. 1991 Axenfeld F., Münch J., Pacyna J.M., "Europäische Test-Emissionsdatenbasis von Quecksilberkomponenten für Modellrechnungen" Teilprojekt des Programms "Belastung von Nord- und Ostsee durch ökologisch gefährliche Stoffe am beispiel atmosphärischer Quecksilberkomponenten", Friedrichshafen und Lillestrom 1991
- Blessing et al. 1991 Blessing R., Frenkler W., Wissmann G. "Dioxin-Emissionen aus Feuerungsanlagen", BWK, Nr.3 (1991), E43-E48
- Boustead et al. 1979 I. Boustead, G.F. Hancock, "Handbook of Industrial Energy Analysis", Ellis Horwood Ltd., 1979
- BP 1993 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1993
- Braunschweig 1988 A. Braunschweig, "Die ökologische Buchhaltung als Instrument der Städtischen Umweltpolitik", Verlag Rüegger, Grösch 1988
- Broggi et al. 1989 Broggi M.F., Schlegel H., "Mindestbedarf an naturnahen Flächen in der Kulturlandschaft", Bericht 31 des nationalen Forschungsprogrammes "Boden", Liebefeld-Bern 1989
- BUWAL 1995 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Handbuch: Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Ausgabe 1995", Vollzug Umwelt, Bern 1995
- CSG/Tellus 1992 Tellus Institute, "CSG/Tellus Packaging Study", Volume 1&2, Boston 1992
- Fava et al. 1991 J.A. Fava, "A technical framework for life-cycle-analysis", Report of a SETAC-Workshop on Aug. 18-23 1990, SETAC, Washington 1991
- Fecker 1990 Fecker I., "Was ist eine Ökobilanz", EMPA St. Gallen 1990
- Fritsche et al. 1992 Fritsche U., Leuchtner J., Matthes F.C., Rausch L., Simon H.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0", Endbericht Darmstadt/Freiburg/Kassel/Berlin 1992
- Guinée 1992b J. Guinée, "Classification", Draft Paper, Centre of Environmental Science, Leiden 1992
- Haber et al.1991 Haber W., Riedel B., Theurer R., "Ökologische Bilanzierung in der Ländlichen Neuordnung", Materialien zur Ländlichen Neuordnung - Heft 23, München 1991
- Heijungs et al. 1992 Heijungs R., Guinée J.B., Huppes G., Lankreijer R.M., Udo de Haes H.A et al., "Environmental Life Cycle Assessment of products; Guide & Backgrounds", Leiden 1992
- IASA 1991 Ingman J., Jäger W., Lübker B. et al., "Life-Cycle Analysis; IDEA - an International Database for Ecoprofile Analysis", Laxenburg 1991
- ISO 1996 International Standards Organization (ISO), "Environmental Management - Life Cycle Assessment - Inventory Analysis", Draft CD 14 041.2, April 1996
- IUCN 1991 IUCN/UNEP/WWF (Hrsg.), "Caring for the Earth. A Strategy for Sustainable Living", Gland, Switzerland 1991
- Kröger et al.1990 W. Kröger, S. Chakraborty, "Risikobestimmung - eine Bestandesaufnahme der Methodik für Kernkraftwerke", SIA-Bulletin Nr. 37, 13.9.1990, S. 1022-1030
- Minerals 1991 United States Department of the Interior, Bureau of Mines (Hrsg.), "Minerals Yearbook, Volume I: Metals and Minerals 1989", Washington 1991
- Muis et al. 1990 Muis H., Posthumus A., Slob A.F.L., van der Sluis S.M., "Environmentals Aspects of Lighting: A product oriented approach", Ministry of Housing, Physical Planning and the Environment, Rotterdam 1990
- Müller-Wenk 1993 Müller-Wenk R., "Einbenzug von Verkehrslärm in Ökobilanzen", Referat im Rahmen der Clausius-Gespräche, Zürich 1993
- Pott 1985 Pott F. "Pyrolyseabgase, PAH und Lungenkrebsrisiko - Daten und Bewertung", Staub Reinhaltung der Luft, Bd.45 (1985), Nr.7/8, s.369-379
- Rubik 1993 Rubik F., persönliche Kommunikation in Zusammenhang mit eine Eco-Labeling-Studie zu Beleuchtungskörper, IÖW Heidelberg 1993
- Schröder 1988 Schröder D., "Bodenschonende Rekultivierung von Lössböden in Braunkohletagebauen" in Rosenkranz, "Bodenschutz", 1. Lfg. 1988
- SETAC 1993 SETAC (ed.), "Guidelines for Life-Cycle Assessment: A 'Code of Practice'", Brüssel 1993
- Thum et al. 1992 Thum J., Wünsche M., Fiedler H.-J., "Rekultivierung im Braunkohlebergbau der östlichen Bundesländer" in Rosenkranz, "Bodenschutz", 10. Lfg. 1992
- Veldt 1991 Veldt C., "Development of EMEP and CORINAIR emission factors and species profiles for emissions of organic compounds", TNO, Apeldoorn 1991
- Veldt et al. 1992 Veldt C., Bakkum A., Bouscaren R., "Default Emission Factors from stationary sources", Corinair Inventory, Part 1, 1992



Teil IV

Erdöl

Überarbeitung 1996:

Roland Hischier, André Martin

Bearbeitung

Rolf Frischknecht

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Verdankungen

An dieser Stelle sei folgenden Personen und Firmen für Ihre Bereitschaft zur aktiven Mithilfe beim Erarbeiten sowie dem Zusammenstellen der vorliegenden Datensätze herzlich gedankt.

M. Affolter (Fornax AG), H. Baumann (Chalmers Industrieknik), Ch. Bourdier (EdF), M.J. van der Burgt (Shell International), A. de Canter (Concawe), R. Feyerabend (Bragtank AG), E. Furuholt (Statoil), J. Gartner (VEÖ), B. Gehr (Erdöl-Vereinigung), L. Ghelfi (Sulzer Chemtech), L. Gimenez (Unesa), H.J. Haas (Shell Switzerland), P. Hofer (EMPA Dübendorf), H.Jäckle (EMPA Dübendorf), V. Jeravic (Ekonerg), A.J. Jacobsen (Cool Sorption A/S), O. Kaarstad (Statoil), A. Liechti (BUWAL), A. Lupi (ENEL), R. Mietk (Shell Switzerland), H.J. Minder (Thommen Chemie), T. de Neef (New Sulzer Diesel), Th. Nussbaumer (ETHZ), C. Pelet (EOS), E. Pereira (CPPE), J. Precht (Bundeslastverteiler Wien), C. Rensch (BUWAL), R. Rettenberger (Carbura), P. Sarrazin (Institut Français du Pétrole), W. Schildknecht (Erdöl-Vereinigung), K. Schoch (Gewässerschutzamt Basel-Stadt), O. Schuler (ETH), R. Siegenthaler (Sulzer Escher Wyss), H. Verdelho (EdP), F. Welti (Raffinerie de SUD-OUEST), F. de Weyn (Electrabel), A. Wettstein (Shell Switzerland), Baroid, IG Pulvertechnik, Europäischer Kraftwerksbetreiber, Europäische Petrochemiefirma, Europäischer Raffineriebetreiber, div. schweizerische Heizkesselfabrikanten.

Zusammenfassung

Der vorliegende Teil enthält Ausführungen über Entstehung, Förderung und Verwendung von Rohöl und Erdölprodukten. Die verschiedenen Produkte werden bezüglich Zusammensetzung und Heizwert charakterisiert. Die Erdölprozesskette wird, unterteilt in "Exploration", "Förderung", "Ferntransport", "Raffination", "Regionalverteilung" und "Endnutzung" (Feuerung resp. Kraftwerk), beschrieben und die dazugehörigen Energie- und Stoffbilanzen werden hergeleitet. Folgende Systeme wurden bilanziert:

- energetisch genutzte Erdölprodukte frei Tankstelle resp. Heizungstank:
 - Propan/ Butan¹, Schweiz und Europa,
 - Benzin verbleit und bleifrei, Schweiz und Europa,
 - Dieseltreibstoff, Schweiz und Europa,
 - Kerosin, Schweiz und Europa,
 - Heizöl EL, Schweiz und Europa,
 - Heizöl EL 2000 (erhöhter Energiebedarf in der Raffinerie), Schweiz und Europa,
 - Heizöl S, Schweiz und Europa,

- nichtenergetisch genutzte Erdölprodukte frei Raffinerielager:
 - Naphtha, Europa,
 - Heizöl Petro (als Schmieröl), Europa,
 - Bitumen, Schweiz und Europa,

¹ frei Raffinerie

- Endnutzung:
 - Haus- und Industriefeuerungen, 10^2 , 100^2 , $1'000^3$ kW, Heizöl EL,
 - Industriefeuerungen³, Heizöl S,
 - Kraftwerke, Heizöl S, Schweiz, UCPTE-Europa sowie für die einzelnen Staaten der UCPTE

Die Materialintensität der Erdölprodukte liegt bei rund 120 bis 180 kg/t_{Produkt} mit einem Stahl- resp. Kalksteinanteil von je etwa 4 bis 6 %. Betonkies steuert mit 50 bis zu 70 % den Hauptanteil bei. Er stammt vorwiegend aus der Transport-Infrastruktur.

Der zentrale Prozess bezüglich Luftbelastung bei der Bereitstellung von Erdölprodukten ist die Raffination. Infolge des stark unterschiedlichen Energiebedarfes in der Raffinerie liegen die vorgelagerten Emissionen des Benzins (bleifrei und verbleit) deutlich über denjenigen des Dieseltreibstoffes. Es zeigt sich, dass bei mit Heizöl EL betriebenen Feuerungen die vorgelagerten atmosphärischen Emissionen bedeutend sind und mehr als 50 % der kumulierten Emissionsfaktoren ausmachen können. Die zu erbringenden interkontinentalen Transportleistungen beeinflussen aufgrund der eingesetzten Brennstoffqualität die atmosphärischen Emissionen erheblich.

Bei der Förderung werden erhebliche Mengen an Formationswasser in die Biosphäre eingebracht. Die damit verbundene Einleitung von Salzen und organischen Verunreinigungen (ohne Öl) dominieren die Wasserbelastung innerhalb der Erdölketten. Mit einem Anteil von mehr als 80 % bei einer Gesamtmenge von rund 1 kg/t_{Produkt} ist der Hochseetransport von Rohöl und Erdölprodukten der weitaus bedeutendste Emittent von Öl in Gewässer. Durch eine zunehmende Verwässerung der Ölfelder insbesondere in der Nordsee muss jedoch der Einleitung organischen Kohlenstoffs bei der Offshore-Förderung in Zukunft Beachtung geschenkt werden, um eine Zunahme der spezifischen Ölemissionen zu vermeiden.

Insgesamt fallen rund 60 bis 70 kg/t_{Produkt} Abfälle an. Mit über 60 % sind die Inertstoffe dominant. Gut 10 % gehen ins Landfarming (Bohr- und Raffinerieschlämme) und rund 1 % sind Sonderabfälle, welche zur Hauptsache aus der Regionalverteilung und der Raffination (Leichtstoffabscheider) stammen. Sie werden mehrheitlich in Sonderabfallverbrennungsanlagen verbrannt.

² Hausfeuerungen, jeweils LowNO_x- und Brennwerttechnik, Fallbeispiele

³ Industriefeuerungen, Durchschnittswerte

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	xi
1. Entstehung des Erdöls	1
2. Reserven und Ressourcen	
2.1 Konventionelle Ressourcen	3
2.2 Unkonventionelle Ressourcen	4
2.3 Kosten	4
3. Brennstoffqualitäten	
3.1 Rohöl.....	6
3.1.1 Klassifikation	6
3.1.2 Zusammensetzung des Rohöls.....	6
3.1.3 Erdölqualitäten für die Schweiz.....	12
3.2 Erdölgas	12
3.2.1 Quecksilber-Gehalt	12
3.2.2 Gehalt an radioaktiven Elementen (NORM)	13
3.2.3 Zusammenstellung der Brennstoffdaten	14
3.3 Raffineriegas	14
3.4 Benzin	15
3.5 Heizöl EL.....	15
3.6 Dieselöl	16
3.7 Kerosin.....	16
3.8 Heizöl M/S und Bunkeröl	17
3.9 Bitumen.....	19
4. Brennstoffeinsatz	
4.1 Welt.....	20
4.1.1 Geschichte.....	20
4.1.2 Förderung.....	20
4.1.3 Verbrauch und Verwendung	21
4.2 Europa.....	22
4.2.1 Förderung	22
4.2.2 Verbrauch	23
4.2.3 Verwendung der Erdölprodukte	23
4.3 Schweiz.....	24
4.3.1 Verbrauch	24
4.3.2 Verwendung.....	24
4.3.3 Importstatistik Schweiz	25
5. Systemcharakterisierung	
5.1 Aufteilung in Prozessschritte	29
5.1.1 Übersicht	29
5.1.2 Basisdaten für Erdölprodukte und -dienstleistungen	32
5.2 Vereinfachungen und Annahmen	34
5.2.1 Geographisch	34
5.2.2 Zeitlich	34
5.2.3 Bilanzierung.....	34
5.2.4 Allokationen	34
5.2.5 Sensitivitäten.....	35
5.2.6 Ressource Rohöl	35

6. Exploration

6.1	Übersicht	36
6.1.1	Zusammenfassung	36
6.1.2	Geophysikalische Prospektion	36
6.2	Vorgehen bei Bohrungen	37
6.3	Fündigkeit und Ergiebigkeit	39
6.4	Betriebsmittel und Materialeinsatz	41
6.4.1	Bohrchemikalien	41
6.4.2	Stahl, Zement	44
6.4.3	Wasser	44
6.4.4	Transporte	44
6.4.5	Zusammenstellung der Betriebsmittelbedarfe	44
6.5	Energiebedarf	45
6.6	Emissionen Luft	46
6.6.1	Energiebereitstellung	46
6.6.2	Prozessemissionen	46
6.7	Emissionen Wasser	46
6.7.1	Offshore	47
6.7.2	Onshore	50
6.8	Abfälle	50
6.9	Flächenbedarf	53
6.9.1	Onshore	53
6.9.2	Offshore	53
6.10	Zusammenstellung der Eingabedaten	54
6.11	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	55

7. Förderung

7.1	Übersicht	56
7.1.1	Einleitung	56
7.1.2	Anteil der Offshore-Erdölförderung	56
7.1.3	Anteil der Tertiär-Erdölförderung (EOR)	57
7.1.4	Spezifische Förderrate	58
7.1.5	Entölungsgrad	59
7.2	Verfahren	59
7.2.1	Konventionelle Förderung	59
7.2.2	Sekundär- und Tertiärförderung	61
7.3	Materialeinsatz und Bauaufwand	61
7.3.1	Offshore	61
7.3.2	Onshore	63
7.4	Flächenbedarf	64
7.4.1	Offshore	64
7.4.2	Onshore	65
7.5	Zusammenstellung Infrastruktur und Flächenbedarf	66
7.6	Betriebsmittel	66
7.6.1	Einsatzmengen	66
7.6.2	Transporte	67
7.7	Energiebedarf	67
7.7.1	Pumpen und andere Fördertechniken	68
7.7.2	Sekundär- und Tertiärverfahren	69
7.7.3	Gasseparator und Dehydrator	70
7.7.4	Zusammenfassung Bottom-up	70
7.7.5	Top-Down-Ansatz	72
7.7.6	Energieerzeugung	74
7.7.7	Zusammenstellung Energiebedarf	74

7.8	Emissionen Luft	75
7.8.1	Fackelverluste	75
7.8.2	Leckagen der Anlagen	79
7.8.3	Niederdruck-Entlüftung	79
7.8.4	Gasausbrüche	79
7.8.5	Zusammenfassung der VOC-Emissionen	79
7.8.6	Halon-Emissionen	80
7.8.7	Quecksilber-Emissionen	81
7.8.8	Emissionen radioaktiver Elemente (NORM)	81
7.9	Emissionen Wasser	81
7.9.1	Produziertes Wasser	81
7.9.2	Produktionschemikalien	87
7.10	Abfälle	88
7.10.1	Scale	88
7.10.2	Infrastruktur	89
7.11.	Zusammenstellung der Eingabedaten	90
7.12.	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	92

8. Ferntransport

8.1	Überblick	93
8.1.1	Zusammenfassung	93
8.1.2	Transportvorgänge International	93
8.1.3	Annahmen und Geltungsbereich	94
8.2	Erdölherkunft	94
8.2.1	Raffinerie Schweiz	94
8.2.2	Raffinerien Nordseeraum	95
8.2.3	Raffinerien Mittelmeerraum	95
8.2.4	Raffinerien GUS (ehem. UdSSR)	96
8.2.5	Raffinerien Nordafrika	96
8.2.6	Raffinerien Nordamerika	96
8.2.7	Nicht erfasste Importe	97
8.2.8	Zusammenfassende Darstellung der Importe	97
8.3	Transportwege	97
8.3.1	Löschhafen bis Schweiz	97
8.3.2	Rohöltransporte Hochsee	98
8.3.3	Rohöltransporte Festland Förderländer	100
8.4	Transportdistanzen und -mittel	101
8.4.1	Rohölimporte	101
8.4.2	Produktimporte	101
8.5	Spezifische Transportleistung	103
8.6.	Verluste	105
8.6.1	Verdampfungsverluste	105
8.6.2	Ölemissionen	106
8.7	Flächeninanspruchnahme und Energiebedarf Umschlag	106
8.8	Pipeline	106
8.8.1	Auslastung und Lebensdauer	106
8.8.2	Materialeinsatz und Bauaufwand	107
8.8.3	Energiebedarf	107
8.8.4	Flächenbedarf	108
8.8.5	Abfälle	110
8.8.6	Unfälle	110
8.9	Hochseetanker	111
8.9.1	Erdölhandel und Schiffsflotte	111
8.9.2	Antriebssysteme und Treibstoff	111

8.9.3	Bau, Betrieb und Unterhalt.....	111
8.9.4	Energiebedarf	114
8.9.5	Emissionen Luft	115
8.9.6	Emissionen Wasser und Unfälle.....	116
8.9.7	Abfälle	118
8.10	Binnentankschiffe.....	119
8.10.1	Schweizerische Rheinflotte	119
8.10.2	Auslastung	119
8.10.3	Transportdistanz	119
8.10.4	Materialeinsatz und Bauaufwand	119
8.10.5	Energiebedarf	120
8.10.6	Emissionen Luft	121
8.10.7	Betriebsmittel	121
8.10.8	Abfälle	121
8.11	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	123
8.11.1	Transportleistungen	123
8.11.2	Pipeline	124
8.11.3	Hochseetanker	125
8.11.4	Binnentankschiff	126
8.12	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	126
8.12.1	Transportleistungen	126
8.12.2	Pipeline	126
8.12.3	Hochseetanker	127
8.12.4	Binnenschifffahrt	127

9. Raffinerie

9.1	Übersicht	128
9.1.1	Raffinerien Schweiz	128
9.1.2	Raffinerien Europa	129
9.2	Prozesse	129
9.3	Halbfabrikate und Rohstoffe	135
9.3.1	Rohöl	135
9.3.2	Additive	136
9.4	Materialeinsatz und Bauaufwand für Infrastruktur	137
9.4.1	Materialeinsatz	137
9.4.2	Bauaufwand.....	138
9.4.3	Transporte.....	139
9.5	Energieaufwand.....	139
9.5.1	Thermische Energie, westliche Welt.....	139
9.5.2	Thermische Energie, GUS.....	140
9.5.3	Strom	141
9.5.4	Spezifischer Energieträgerbedarf	141
9.5.5	Energie- und Elektrizitätsfaktoren.....	142
9.5.6	Rohöl zur Fackel	144
9.6	Betriebsstoffe.....	145
9.6.1	Wasser	145
9.6.2	Chemikalien.....	145
9.6.3	Katalysatoren.....	146
9.6.4	Transporte.....	148
9.7	Emissionen Luft	148
9.7.1	Kohlendioxid (CO ₂)	148
9.7.2	Kohlenmonoxid (CO).....	148
9.7.3	Schwefeldioxid (SO ₂).....	149
9.7.4	Stickoxide (NO _x)	150

9.7.5	Partikel	150
9.7.6	Kohlenwasserstoffe.....	151
9.7.7	Spurenelemente und Halogene	153
9.7.8	Abwärme.....	154
9.7.9	Zusammenstellung der verbrennungsbedingten Emissionen...	154
9.8	Emissionen Wasser	155
9.8.1	Abwasserfrachten	156
9.8.2	Chloride	157
9.8.3	Sulfat	157
9.8.4	Totaler Stickstoff	158
9.8.5	Sulfide	158
9.8.6	Schwefelwasserstoff und Mercaptan	159
9.8.7	Gesamt-Cyanid (CN-)	159
9.8.8	Spurenelemente.....	159
9.8.9	Biologischer Sauerstoffbedarf (BOD ₅).....	160
9.8.10	Chemischer Sauerstoffbedarf (COD)	160
9.8.11	Totaler organischer Kohlenstoff (TOC)	161
9.8.12	Suspendierte Feststoffe (TSS)	161
9.8.13	Phenole	161
9.8.14	Gesamt-Kohlenwasserstoffe/ Öl.....	162
9.8.15	BTEX-Aromaten.....	163
9.8.16	AOX (Adsorbierbare organische Halogenverbindungen)	163
9.8.17	MTBE (Methyl Tertiär-Butyl Ether)	164
9.8.18	Leichtflüchtige Chlorkohlenwasserstoffe	164
9.8.19	Faktoren für Wasserschadstoffe	164
9.9	Abfälle	164
9.10	Flächenbedarf	167
9.11	Zusammenstellung der Eingabedaten	167
9.12	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	179

10. Regionalverteilung

10.1	Übersicht.....	180
10.2	Materialeinsatz und Bauaufwand Lagerung	180
10.2.1	Tank	180
10.2.2	Tankauffangraum.....	180
10.3	Energieaufwand Umschlag	181
10.4	Betriebsmittelbedarf Umschlag	182
10.5	Prozessemissionen Luft	182
10.5.1	Benzin	182
10.5.2	Kerosin.....	185
10.5.3	Übrige Produkte.....	185
10.6	Emissionen Wasser	185
10.6.1	Abwasserfrachten	186
10.6.2	Abwasserqualität.....	186
10.7	Abfälle Lagerung	187
10.7.1	Frachten	187
10.7.2	Zusammensetzung	188
10.7.3	Infrastruktur	189
10.8	Transporte	189
10.8.1	Kerosin.....	189
10.8.2	Übrige Produkte.....	189
10.9	Flächenbedarf Lagerung	189
10.10	Zusammenstellung der Eingabedaten	190
10.11	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	194

11. Feuerungen

11.1	Übersicht und Feinstruktur	195
11.2	Materialeinsatz und Bauaufwand	196
11.2.1	Heizkessel und Brenner	196
11.2.2	Heizöltank und Auffangvorrichtung	198
11.2.3	Kamin	199
11.2.4	Übrige Komponenten	199
11.2.5	Transporte übrige Komponenten, Kamin und Tank	200
11.2.6	Zusammenfassung Heizkessel und übrige Komponenten	200
11.3	Bezugsgrösse, Energiebedarf, Verluste	201
11.3.1	Verluste	201
11.3.2	Heizperiode und Energielieferung	202
11.3.3	Schalzhäufigkeit, Brennerlaufzeiten	202
11.3.4	Hilfsenergiebedarf	203
11.4	Emissionen Luft	205
11.4.1	Allgemeines	205
11.4.2	Kohlendioxid	206
11.4.3	Schwefeldioxid	207
11.4.4	Stickoxide	207
11.4.5	Kohlenmonoxid (CO)	208
11.4.6	Partikel (Staub und Russ)	209
11.4.7	Lachgas (N ₂ O)	209
11.4.8	Flüchtige Organische Verbindungen (VOC)	210
11.4.9	Dioxine und Furane	214
11.4.10	Spurenelemente und Halogene	215
11.4.11	Abwärme	216
11.5	Emissionen Wasser	216
11.5.1	Kondensat	216
11.6	Abfälle	217
11.6.1	Tankrückstände	217
11.7	Flächenbedarf	218
11.8	Zusammenstellung der Eingabedaten	219
11.9	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	221

12. Kraftwerke

12.1	Elektrizitätserzeugung in Europa (UCPTE)	222
12.1.1	Zusammenfassung	222
12.1.2	Übersicht und Produktion	222
12.1.3	Situation in den einzelnen Ländern	223
12.2	Materialeinsatz und Bauaufwand	225
12.2.1	Materialeinsatz	225
12.2.2	Bauaufwand	226
12.3	Betriebsmittel	226
12.4	Energiebedarf, Wirkungsgrad und Abwärme	227
12.4.1	Nettowirkungsgrad und Energiebedarf	227
12.4.2	Brennstoffbeschaffung und Transporte	228
12.4.3	Abwärme	228
12.5	Emissionen Luft	228
12.5.1	Reduktionsziele für SO ₂ und NO _x in Europa	228
12.5.2	Kohlendioxid	229
12.5.3	Schwefeldioxid	229
12.5.4	Stickoxide	231
12.5.5	Kohlenmonoxid	232

12.5.6	Partikel	232
12.5.7	Lachgas	233
12.5.8	Flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC)	233
12.5.9	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH)	234
12.5.10	Spurenelemente und Halogene	235
12.5.11	Dioxine	236
12.6	Emissionen Wasser	236
12.7	Abfälle	236
12.8	Flächenbedarf	237
12.9	Zusammenstellung der Eingabedaten	238
12.10	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	242

13. Vor- und nachgelagerte Prozesse

13.1	Exploration	244
13.1.1	Energiebereitstellung mit Diesel-Aggregaten.....	244
13.1.2	Basische Chemikalien, Anorganische Salze	245
13.1.3	Basisöl für Bohrspülungen	246
13.1.4	Polymere/ Viscosifier	246
13.1.5	Lignosulfonate	247
13.1.6	Lignite	247
13.1.7	Biozide	247
13.1.8	Sauerstoff-Scavenger	248
13.1.9	Zusammenstellung Wasseremissionen Offshore	248
13.1.10	Rohöl in Bohrungstests	248
13.2	Förderung.....	248
13.2.1	Erdölgasbetriebene Gasturbinen und Kolbenverdichter	248
13.2.2	Flaring und Venting	250
13.3	Raffinerie	251
13.3.1	Methyl Tertiär-Butyl Ether (MTBE)	251
13.3.2	Tetra Ethyl Lead (TEL)	252
13.4	Feuerungen	253
13.4.1	Deckfarbe (Pulverbeschichtung)	252

14. Verknüpfung der Prozesse 254

14.1	Übersicht und allgemeine Tendenzen.....	254
14.1.1	Übersicht	254
14.1.2	Allgemeine Tendenzen	254
14.2	Erdölprodukte	255
14.2.1	Übersicht	255
14.2.2	Benzin bleifrei	255
14.2.3	Diesel	258
14.2.4	weitere Produkte	260
14.3	Feuerungen	261
14.4	Kraftwerke	272
14.5	Einfluss der Materialherstellung und Transportprozesse	275
14.6	Sensitivitäten, Qualität.....	275
14.6.1	Unsicherheiten innerhalb der Erdölkette	275
14.6.2	Sensitivitäten.....	276

15. Schlussfolgerungen

15.1	Allgemeine Erkenntnisse	277
15.2	Erdölprodukte	277
15.3	Feuerungen und Kraftwerke	278
15.4	Identifizierte Schwachstellen	278

Anhang

Anhang 3.	"Brennstoffqualitäten"	280
Anhang 6.	"Exploration"	283
6.A1	Übersicht über Bohrflüssigkeiten	283
6.A2	Chemikalien für wässrige Bohrspülungen	285
6.A3	Chemikalien für Ölbohrspülungen	286
Anhang 7.	"Förderung"	287
7.A1	Einsatzkriterien für Chemikalien	287
7.A2	Rohölherkunft Schweiz 1991	287
7.A3	Heizwerte für Allokation Top/Down-Ansatz	288
7.A4	Produziertes Wasser	289
Anhang 8.	"Ferntransport"	291
8.A1	Herkunft des in der Schweiz raffinierten Rohöls	291
Anhang 9.	"Raffinerie"	291
9.A1	Katalysatoren	291
9.A2	Allokationsfaktoren Emissionen Wasser	292
9.A3	Zusammensetzung Raffinerieschlamm	293
Anhang 10.	"Regionaltransport"	295
10.A1	NMVOC-Profile von Benzindämpfen	295
Anhang 11.	"Feuerungen"	296
11.A1	Stickoxide	296
11.A2	Kohlenmonoxid	297
11.A3	Partikel	297
11.A4	Flüchtige Organische Verbindungen (VOC)	298
11.A5	Monozyklische, aromatische Kohlenwasserstoffe	298
11.A6	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH)	299
11.A7	Leistung von Gebläsen	299
Anhang 12.	"Kraftwerke"	299
12.A1	Schwefelgehalt und Partikelemissionen	299

Literatur- und Quellenverzeichnis 301

Abkürzungen

a	Jahr (annum)
API	American Petroleum Institute
B(a)P	Benzo(a)Pyren
bbf	Barrel
BEW	Bundesamt für Energiewirtschaft
BIBO	Bilgenboot Basel
BOD ₅	siehe BSB ₅
BRT	Bruttoregistertonne
BSB ₅	Biochemischer Sauerstoffbedarf für den 5-tägigen mikrobiellen Abbau
BOOS	Burner Out Of Service
Bq	Becquerel
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
CEL	Central European Pipeline
cf	Cubic Feet
CH ₄	Methan
Ci	Curie
CMC	Carboxymethyl Cellulose
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
COD	siehe CSB
Concawe	Conservation of Clean Air and Water in Europe (the oil companies' european organization for environmental and health protection, established in 1963)
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
d	Tag (day)
DeNOx	Entstickungsverfahren (allg.)
DGMK	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
DoE	Department of Energy
dwt	dead weight tons
EdF	Electricité de France
EdP	Electricidade de Portugal S.A.
ENEA	Italian National Agency for New Technology, Energy and the Environment
EOR	Enhanced Oil Recovery
EOS	SA l'Energie de l'Ouest-Suisse
EPA	Environmental Protection Agency
FGD	Flue Gas Desulphurization
GWP	Global Warming Potential
IEA	International Energy Agency
IMO	International Maritime Organization
IPCC	International Panel on Climate Change
J	Joule
kA	keine Angabe
KW	Kohlenwasserstoffe
LDC	Lower Developed Country
LPG	Liquified Petroleum Gas
LRV	Luftreinhalte-Verordnung
MEEPD	Ministry of the Environment, Environmental Protection Department
MTBE	Methyl Tertiär-Butyl Ether
na	nicht analysiert
NDP	Norwegian Petroleum Directorate

NGL	Natural Gas Liquids
Nm ³	Normal-Kubikmeter (für Gase)
NMVOG	Non-Methane-Volatile Organic Compounds
nn	nicht nachweisbar
NORM	Naturally-Occuring Radioactive Materials
NO _x	Stickoxide
NR	Not Reported
OBM	Oil Based Mud, Ölbohrschlamm
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OFA	Over Firing Air
PAH	Polycyclic Aromatic Hydrocarbons
PARCOM	Paris Commission
REA	Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage
RMPE	Royal Ministry of Petroleum and Energy Norway
Rn	Radon
RODP	Relative Ozone Depletion Potential
RSO	Raffinerie du Sud-Ouest SA
RZ	Russzahl
SEPL	Südeuropäische Pipeline
SMA	Schweizerische Meteorologische Anstalt
SNCR	Selective-Non-Catalytic-Reduction
SPCA	State Pollution Control Authority
SRE	Société Romande d'Electricité
TBA	Tertiär-Butanol
TBT	Tributyl-Tin (-Zinn)
TDS	Total Dissolved Solids (Total gelöste Feststoffe)
tkm	Tonnenkilometer
toe	Ton Oil Equivalent (Tonne Öläquivalent)
TS	Trockensubstanz
TSS	Total Suspended Solids (Total suspendierte Feststoffe)
TVA	Technische Verordnung über Abfälle
uA	unbedeutender Anteil
UBA	Umweltbundesamt
UCPTE	Union pour la Production et le Transport de l'Electricité
ULCC	Ultra Large Crude Carrier
Unipede	International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy
US	United States
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.
VEÖ	Verband der Elektrizitätswerke Österreichs
VFWL	Verein zur Förderung der Wasser- und Lufthygiene
VLCC	Very Large Crude Carrier
VOC	Volatile Organic Compounds
VVS	Verordnung über den Verkehr mit Sonderabfällen
WBM	Water Based Mud, wässriger Bohrschlamm
WEC	World Energy Council

Indices

e	Elektrisch
End	Endenergie
In	Input, bezogen auf einen Energiewandler (Endenergie)
Nutz	Nutzenergie
Out	Output, bezogen auf einen Energiewandler (Nutz- oder Endenergie)
therm	Thermisch

1. Entstehung des Erdöls

Rohes Erdöl ist eine braune, meist grünlich fluoreszierende Flüssigkeit von charakteristischem Geruch, welche in allen geologischen Schichten vom Präkambrium bis zum Quartär vorkommt. Die Entstehung von Rohöl steht in engem Zusammenhang mit der Bildung feinkörniger Sedimentgesteine in mariner oder meerähnlicher Umgebung. Pflanzliche und tierische Überreste, welche zur Zeit der Sedimentierung eingebunden wurden, bilden die Ausgangsprodukte des Rohöls.

Theorien, welche auf Bildungsmechanismen mit anorganischem Kohlenstoff als Quellen beruhen (CaCO_3 , Fe_3C , Mn_3C), konnten aufgrund der Eigenschaften des Rohöls widerlegt werden. Das Auftreten von Chlorophyll- und Hämin-(Blutfarbstoff!) Derivaten wie Porphyrine im rohen Erdöl geben einen eindeutigen Hinweis auf die biologische Herkunft von Erdöl. Die Porphyrine, welche meist als Metallkomplexe vorkommen, sind auch verantwortlich für den erhöhten Gehalt des Rohöls an Vanadium und Nickel, z.T. auch an Kupfer und Eisen.

Die tierischen und pflanzlichen Überreste wurden von Bakterien zersetzt, womit der Sauerstoffgehalt abgenommen und sich die Zusammensetzung des Ausgangsmaterials demjenigen des Rohöls angenähert hat. Es wird geschätzt, dass infolge des anaeroben bakteriellen Zersetzungsprozesses unter erhöhtem Druck 60 bis 70 % des sedimentierten organischen Kohlenstoffs als CO_2 freigesetzt wird <Speight 1990>.

Insgesamt wird nur ein kleiner Teil des geogenen Kohlenstoffflusses in die Sedimente eingebunden (weniger als 1/10'000 der Öl- und Kohlereserven <Bolin 1970>, <Enquête 1990>) und davon wiederum nur eine geringe Menge zu fossilen Brennstoffen umgewandelt.

Vom globalen Kohlenstoffinventar sind lediglich 120 ppm (Masse) in Form von Asphalt und Petroleum in Reservoirgesteinen konzentriert (siehe Tab. IV.1.1), weitere 4 % in Erdölmuttergesteinen oder "Transport"-Formationen (Nichtreservoir-Gesteine) relativ dispers verteilt <Speight 1990>.

[10 ¹² t]	C _{organisch}
Alle Sedimente:	unlöslich ¹⁾
Tone und Schiefer	8'900
Carbonate	1'800
Sande	1'300
Kohleflöze > 4.5 m	15
Nichtreservoir-Gesteine:	löslich ¹⁾
Asphalt	275
Petroleum	265
Reservoir-Gesteine:	
Asphalt	0.5
Petroleum	1.1
Total Welt	13'000

Tab. IV.1.1: Globales Kohlenstoff-Inventar, ¹⁾: organische Verbindungen, <Speight 1990>

Der Kenntnisstand um die chemischen Umwandlungsprozesse von organischem Material zu Rohöl ist relativ gering. Sowohl biologische Aktivitäten als auch thermische Effekte werden als Möglichkeiten angesehen, wobei erstere für höhere Kohlenwasserstoffe kaum in Frage kommen (v.a. Methanbildung). Die Eigenschaften der vorliegenden, ausbeutbaren Rohölvorkommen sind auf alle Fälle einerseits von den verschiedenen Arten der sedimentierten Fossilien, andererseits von Temperatur, Druck und anderen physikalischen Parametern während der Ölbildung und der Migrationen abhängig. Im Erdölmuttergestein liegt das Protopetroleum in disperser Form vor. Durch primäre und sekundäre Migration werden die feinverteilten Kohlenwasserstoffe gesammelt und zu ausbeutbaren Rohölvorkommen konzentriert. Zuerst wandern die Kohlenwasserstoffe von an organischen Stoffen reichen Erdölmuttergesteinen zu Orten, wo Öl und Gas sich als Tropfen sammeln können (primäre Migration). Danach folgt die Wanderung eines Kohlenwasserstoff-Fluids durch wassergesättigten Fels, Kluftsysteme und Verwerfungen und die Akkumulation von Öl und Gas in sedimentalen Antiklinalen (Fallen).

Somit sind für ausbeutbare Rohölvorkommen folgende Voraussetzungen unabdingbar (siehe auch Fig. IV.1.1):

- Erdölmuttergestein (Sedimentation von feinkörnigem, anorganischem und organischem Material),
- Reservoirgestein (hohe Porosität und Permeabilität für die Migration),
- Antiklinale (Sammeln und Konzentrieren der Kohlenwasserstoffe).

Aufgrund der verschiedenen Abschnitte bei der Rohölbildung ist es verständlich, dass die konventionellen flüssigen Formen des Rohöls nur die Spitze des Eisbergs bilden. Andere Formen wie Schwere Rohöle, Bitumen in Teersanden und Ölschiefen sind in viel grösseren Mengen (mehr als 2 Größenordnungen, siehe Tab. IV.1.1) in der Erdkruste gespeichert.

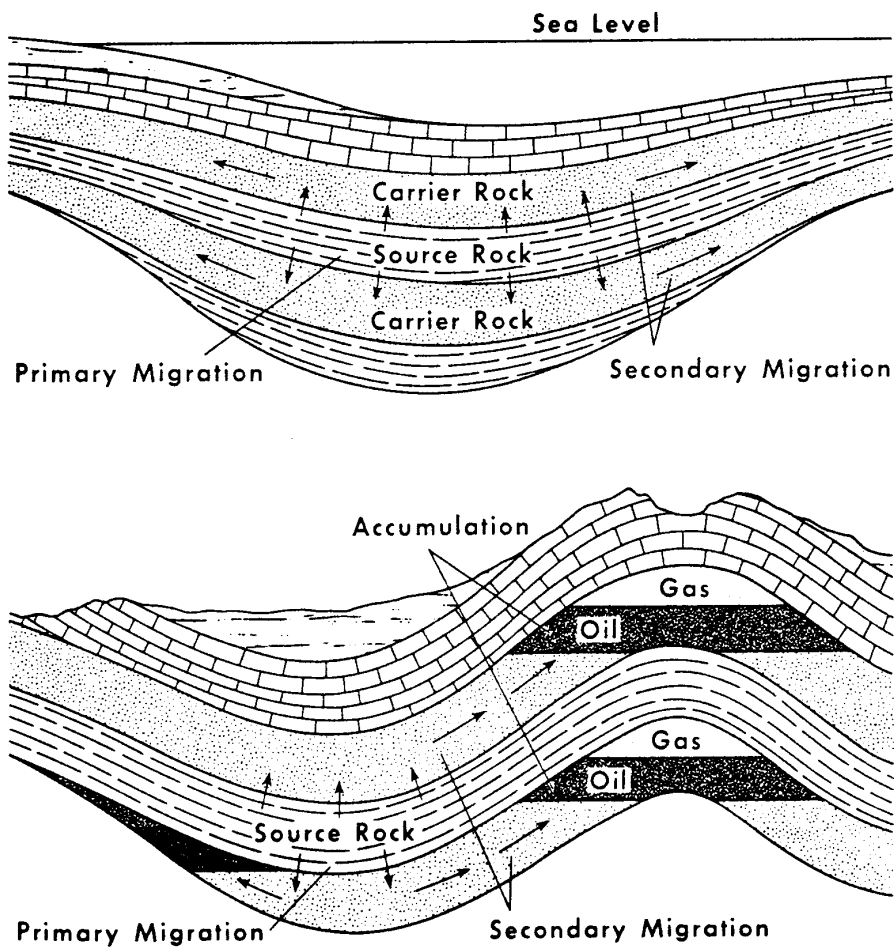


Fig. IV.1.1: Schematische Darstellung primärer und sekundärer Migration, <Speight 1990>

2. Reserven und Ressourcen

2.1 Konventionelle Ressourcen

Die sicheren Reserven betragen weltweit auf Ende 1994 1'009 Gbbl (137.3 Gt) Rohöl <BP 1995>. Davon befinden sich etwa 66% im Mittleren Osten und nur gerade 1.6% in Westeuropa. Die statische Reichweite der Vorräte, das Verhältnis von sicheren Reserven zur Produktion des betrachteten Jahres (hier 1994), beträgt für die ganze Welt 42.8 Jahre. Die westeuropäischen Vorkommen reichen bei heutigen Fördermengen noch 7.7 Jahre, diejenigen des Mittleren Ostens mehr als hundert Jahre <BP 1995>. Der Anteil an gesicherten Offshore-Reserven liegt gemäss <Jacquard 1991>, <Masseron 1991> und <Simandoux et al. 1989> bei 22 bis 25 %.

Als sichere Reserven gelten diejenigen Mengen, welche unter heutigen ökonomischen und technischen Bedingungen aufgrund geologischer und ingenieurmässigen Abklärungen mit einiger Sicherheit gewonnen werden können. Dabei beträgt der aktuelle Ausbeutegrad rund 30 % der in gesicherten Reserven vorliegenden Rohölmengen <Jacquard 1991>, <Simandoux et al. 1989>.

	sichere Reserven [Mia. t]	Produktion [Mio. t]	R/P [a]	Verbrauch [Mio. t]	V/P [-]
Nordamerika	4.7	492.5	9.5	887.4	1.8
Lateinamerika ¹⁾	18.5	427.2	43.3	262.9	0.6
OECD Europa	2.2	286.7	7.7	652.5	2.3
Non-OECD Europa	8.1	375.5	21.6	290.9	0.8
Mittlerer Osten	89.4	956.8	> 100	179.8	0.2
Afrika	8.3	329.6	25.2	99.7	0.3
Asien & Australasien	6.1	340.7	17.9	799.2	2.3
Total Welt	137.3	3'209.1	42.8	3'172.4	0.988 ¹⁾

Tab. IV.2.1: Sichere Reserven (R), Produktion (P), Verbrauch (V), R/P- und V/P-Verhältnis für Erdöl Ende 1994; ¹⁾: Die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch sind in "Lageränderungen", "statistischen Differenzen" und "Nicht bekannte Verbräuche" verbucht; <BP 1995>; ¹⁾ Mexiko wird zu Lateinamerika gezählt

Das totale R/P-Verhältnis ist, nach einem Einbruch zwischen 1970 und 1980 wieder gestiegen und lag 1990 erstmals seit Mitte der sechziger Jahre über 40 Jahren. Die Steigerung des Verhältnisses ist dabei eher auf eine Zunahme der sicheren Reserven denn auf eine Verbrauchsabnahme zurückzuführen.

In Tab. IV.2.1 können in der Spalte V/P die Export- resp. Importregionen abgelesen werden. So sind der Mittlere Osten, Afrika und - etwas weniger ausgeprägt - Lateinamerika erdölexportierende Regionen, wogegen OECD-Europa, Asien, Australasien und Nordamerika erdölimportabhängige Regionen sind.

	Onshore [Mia. t]	Offshore [Mia. t]	Anteil Offshore [%]
gesichert:			
- Kumulative Produktion	75	15	17
- gesicherte Reserven	105	30	22
- Verbesserte Förderung	60	15	20
- Nicht gefördertes Rohöl	450 ¹⁾		-
Total gesicherte Reserven	240 ²⁾	60	20
zukünftig:			
- Zukünftige Entdeckungen	30 - 40	50 - 60	60
- Verbesserte Förderung	10	20	67
Total zukünftige Entdeckungen	40 - 50	70 - 80	62
Total Welt	280 - 290	130 - 140	32

Tab. IV.2.2: Konventionelle Erdölressourcen und verbesserte Ölgewinnung 1991; ¹⁾: inkl. Offshore; <Jacquard 1991>; ²⁾: ohne nicht gefördertes Rohöl

Neben den gesicherten Reserven werden zukünftige Entdeckungen in der Größenordnung von 80 bis 100 Gt mit einem Offshore-Anteil von rund 60 % vermutet. Durch Steigern des Ausbeutegrades von heute 30 auf 40 % im Jahre 2020 können weitere 33 % der sicheren und noch zu entdeckenden Reserven gefördert werden (rund 30 Gt). Danach verbleiben weiterhin rund 450 Gt nicht gewonnenen Rohöls aus gesicherten Reserven. Der Offshore-Anteil vor allem der zukünftigen Entdeckungen wird um einiges höher geschätzt als der aktuelle. <Masseron 1991> rechnet z.B. mit einem Offshore-Anteil bei der Förderung von 40 bis 45 % im Jahr 2000. Damit dürften längerfristig die Aufwendungen auch aus diesem Grund zunehmen (siehe Tab. IV.2.2).

2.2 Unkonventionelle Ressourcen

Als unkonventionelle Ressourcen werden Tiefseevorkommen, Vorkommen in der arktischen Zone und extraschwere Öle sowie Teersande und Ölschiefer bezeichnet. Die Mengen liegen hier bei 50 Gt (Tiefsee und Arktik) resp. bei 200 Gt für die in Bergbaumethoden abzubauenen, kohlenwasserstoffreichen Teersande und Ölschiefer (siehe Fig. IV.2.1) <Jacquard 1991>.

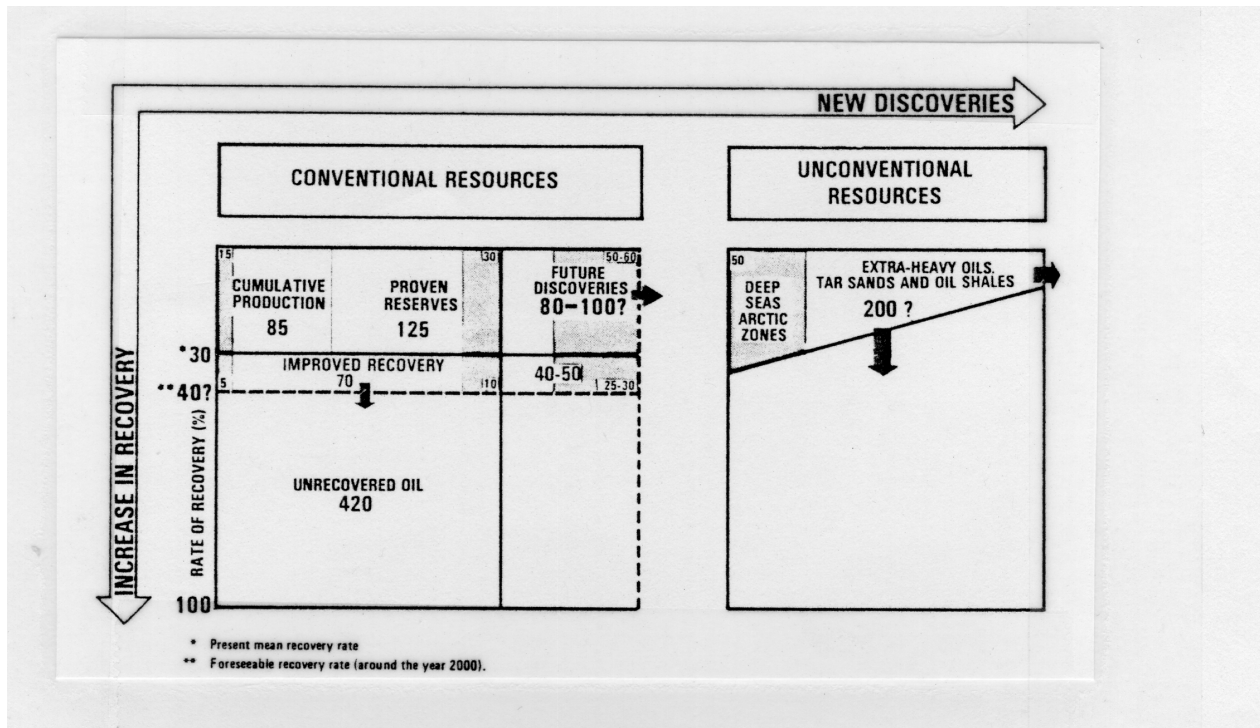


Fig. IV.2.1: Ölressourcen und -gewinnung, <Jacquard 1989>

2.3 Kosten

Um den durchschnittlichen Ausbeutegrad um 10 %-Punkte erhöhen zu können, sind weitergehende Techniken erforderlich (Enhanced oder Improved Oil Recovery, EOR, IOR). Diese sind energie- und kapitalintensiver und lohnen sich erst ab Erdölpreisen von 30 \$/bbl und darüber. Dies hat u.a. ab 1986 durch den Erdöl-Preiszerfall zu einer massiven Verlangsamung der Verbreitung von EOR-Methoden geführt. Nach einer kurzzeitigen Erholung der Weltmarktpreise anfang der 90-er Jahre (von 15 auf 22 \$/bbl) sind sie 1994 wieder auf unter 20 \$/bbl gefallen <BP 1995>. Die zusätzlichen Kosten von EOR liegen je nach verwendeter Methode im Bereich von 2 bis 50 \$/bbl (siehe Fig. IV.2.2). Bei steigenden Erdölpreisen ist somit mit einem erneuten Anstieg des Anteils des mittels EOR-Verfahren gewonnenen Rohöls zu rechnen, wodurch sich auch der spezifische Energieeinsatz pro geförderte t Rohöl erhöht. Die Förderung in klimatisch schwierigen oder technisch anspruchsvollen Gebieten (Tiefsee, Arktis) gewinnt dann ebenfalls an Attraktivität.

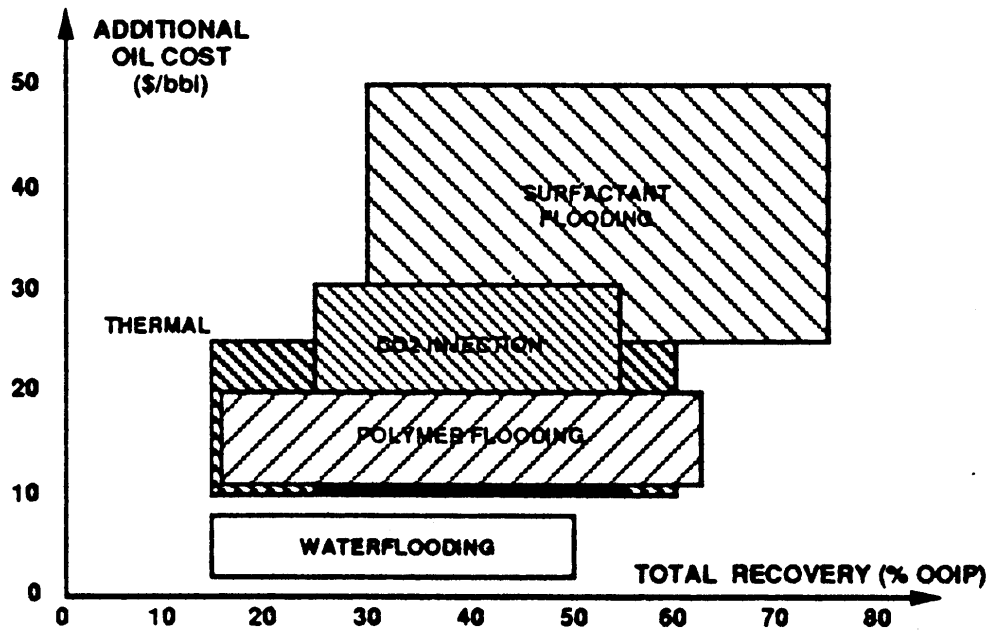


Fig. IV.2.2: Technisch-ökonomische Eigenschaften der EOR-Methoden, <Simandoux et al. 1989>

3. Brennstoffqualitäten

3.1 Rohöl

3.1.1 Klassifikation

Innerhalb der natürlichen Rohstoffe fällt Erdöl in die Untergruppe der natürlich auftretenden Kohlenwasserstoffe. Gegenüber Kohle, welche bezüglich Elementarzusammensetzung sehr gut untersucht und dokumentiert ist, fällt eine Klassifizierung von Erdöl aufgrund einer geringeren Anzahl ausführlicher Analysen schwieriger aus. Die Verhältnisse der Elemente C und H im Erdöl schwanken - trotz der grossen Variation physikalischer Eigenschaften zwischen leichten, mobilen Kohlenwasserstoffen und Ölen und Bitumen - innerhalb recht enger Grenzen nur wenig <Speight 1991>.

Das Klassifizieren des Rohöls kann nach verschiedenen Gesichtspunkten vorgenommen werden <Speight 1991>:

- Aufgrund der Mengenverhältnisse an Paraffin-, Naphten-, aromatischen, Wachs- und Asphaltkomponenten.
- Mittels Korrelationsindex. Er beschreibt den Zusammenhang zwischen der Dichte und der Siedetemperatur einerseits, der chemischen Zusammensetzung andererseits.
- Mittels Kohlenstoffverteilung. Die Verteilung der Anteile in Funktion ihrer Flüchtigkeit ist eine wichtige Kenngrösse. Im weiteren werden die Anteile aromatischer, naphtenischer und paraffinischer Kohlenwasserstoffe ermittelt, wobei die paraffinischen weiter in Normal- und Iso-Paraffine unterteilt werden.

3.1.2 Zusammensetzung des Rohöls

Heizwert

Der Heizwert von Rohöl schwankt je nach Herkunft und Zusammensetzung. In <Schmidt et al. 1981> wird ein durchschnittlicher unterer Heizwert von 42.3 MJ/kg, in <Speight 1991> für den oberen Heizwert eine Spanne von 41.9 bis 48.6 MJ/kg angegeben. Der obere Heizwert lässt sich gemäss <Speight 1991> mit Hilfe der vereinfachenden Gleichung

$$H_o \text{ [cal/g]} = 12'400 - 2'100 \cdot d^2$$

beschreiben, wobei mit d das spezifische Gewicht bei 15/15°C in [g/cm³] bezeichnet wird.

	unterer Heizwert [MJ/kg]	oberer Heizwert [MJ/kg]	Dichte [kg/l]
<Birnbaum et al. 1992>	42.60	kA	kA
<Raffoil 1991>	43.3	45.8	0.836
<Schmidt et al. 1981>	42.3	45.4	0.86
<BP 1993>	41.8	45.5	0.855
<Speight 1991>	kA	41.8-48.5	kA
Dieses Projekt	42.6	45.6	0.86

Tab. IV.3.1: Heizwert und Dichte von Rohöl nach verschiedenen Quellen

Die gewichtsmässig bedeutenden Bestandteile des Erdöls sind, nebst Kohlenstoff und Wasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff und Schwefel <Speight 1991>.

	[Gew.-%]
C-Gehalt	83 - 87
H-Gehalt	10 - 14
O-Gehalt	0.05 - 1.5
N-Gehalt	0.1 - 2.0
S-Gehalt	0.05 - 6

Tab. IV.3.2: Chemische Zusammensetzung von Rohöl, <Speight 1991>

Kohlenwasserstoffe

Die Kohlenwasserstoffe (KW), welche als Hauptbestandteile des Rohöls nur aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen, lassen sich nach ihren chemischen Eigenschaften in drei Gruppen gliedern:

- gesättigte KW (Paraffine oder Alkane); sie bilden die Hauptbestandteile des Rohöls,

Chemische Formel: C_nH_{2n+2}

Beispiele: CH_4 - C_5H_{12} , Methan, Aethan, Propan etc. (gasförmig),

C_6H_{14} - $C_{21}H_{44}$, Hexan, Heptan, Oktan etc. (flüssig),

$\geq C_{22}H_{46}$, Pentacosan, Triacontan etc. (fest).

Unter die Gruppe der gesättigten KW fallen auch die zyklischen gesättigten (alicyklischen) KW (Naphtene, Cycloparaffine, Cycloalkane).

- ungesättigte KW (Alkene oder Olefine resp. Alkine),

Chemische Formel: C_nH_{2n} , resp. C_nH_n

Beispiele: C_2H_4 (Ethen, Ethylen), C_3H_6 (Propen, Propylen), etc., C_2H_2 (Ethin) etc.

Ungesättigte KW spielen in natürlichen Rohölen eine eher untergeordnete Rolle. Sie fallen aber in der Raffinerie bei Crackingprozessen als wertvolle Koppelprodukte an, welche die Treibstoffeigenschaften verbessern und zum Teil als Ausgangsmaterial für viele Synthesen grosse Bedeutung erlangt haben. Aufgrund ihrer Reaktivität haben sie eine grosse Bedeutung bei der Bildung von troposphärischem Ozon.

- aromatische KW

Als Aromaten werden ungesättigte, ringförmige KW bezeichnet.

Beispiele: C_6H_6 (Benzol), C_7H_8 (Toluol), C_8H_{10} (ortho-, meta- und para-Xylol) etc.

Die Anteile der verschiedenen Kohlenwasserstoffkomponenten variiert von einem Rohöl zum andern. Generell kann gesagt werden, dass schwerere Rohöle (Lateinamerika, Nahost) höhere Anteile an polyzyklischen Naphtenen und polynuklearen Aromaten aufweisen auf Kosten geringerer Anteile an Paraffinen und monozyklischen Naphtenen <Speight 1991>, was u.a. auch zu erhöhten Gehalten an Metallen (Ni, V) führt.

Nichtkohlenwasserstoff-Komponenten

Rohöl enthält neben der Vielzahl reiner Kohlenwasserstoffe verschiedene organische Nichtkohlenwasserstoff-Bestandteile. Zur Hauptsache sind dies Schwefel-, Stickstoff- und Sauerstoffverbindungen. In kleineren Mengen sind auch organometallische Komponenten in Lösung und anorganische Salze in kolloidaler Suspension vorhanden. Diese Bestandteile kommen innerhalb des gesamten Siedebereichs des Rohöls vor, sind aber vorwiegend in den schwereren Fraktionen und den nichtflüchtigen Rückständen konzentriert <Speight 1991>.

Der Einfluss der Verbindungen in technischen Prozessen kann, trotz der relativ geringen Mengen, sehr gross sein. So führt das thermische Zersetzen von anorganischen Chloriden zu freier Salzsäure und damit zu Korrosionsproblemen bei der Destillation. Auch die Anwesenheit von organischen sauren Komponenten wie Mercaptane und Säuren kann metallische Korrosion hervorrufen. In katalytischen Prozessen kann u.a. durch Nickel- und Vanadium-Ablagerungen oder durch Chemisorption von stickstoffhaltigen Verbindungen eine Passivierung resp. Vergiftung des Katalysators erfolgen, was eine häufige Regeneration oder den vorzeitigen Ersatz des Katalysators zur Folge haben kann.

Schwefel-Verbindungen

Der Schwefelgehalt korreliert in erster Näherung mit der Dichte des Rohöls. Er schwankt zwischen 0.04 % für ein leichtes Paraffin-Öl und 5 % und mehr für ein schweres Rohöl. Schwefel in Erdölprodukten kann in vielen Anwendungen zu Korrosionserscheinungen führen. So führen z.B. Mercaptane in Kohlenwasserstoff-Lösung bei Luftzutritt zu Korrosion von Kupfer und Messing. Die Schwefel-Verbindungen variieren von einfachen Thiolen (Mercaptane) über Sulfide, polyzyklische Sulfide und Thiophene bis zu benzothiophenen Derivaten <Speight 1991>.

Für die hauptsächlichlichen Fördergebiete können folgende Schwefelgehalte angegeben werden:

	Schwefel [Gew.-%]
Nahost	1.3 - 4.6 (1.6)
Afrika	0.1 - 0.5 (0.2)
Lateinamerika	0.2 - 2.4 (1.4)
Westeuropa	0.2 - 1.0 (0.3)
Andere	0.1

Tab. IV.3.3: Schwefelgehalt verschiedener Rohöle, Min. - Max. (Durchschnitt), <Pacyna 1982a>

Dabei zeigt sich, dass Rohöl aus der Region mit den höchsten statischen Reichweiten der Erdölvorräte (Nahost) den durchschnittlich höchsten Schwefelgehalt aufweist.

Sauerstoff-Verbindungen

Als Sauerstoff-Verbindungen sind Alkohole (Phenole), Ether, carboxylische Säuren, Ketone und Furane anzutreffen, wobei Ketone, Ester, Ether und Anhydride eher in den schwereren, nichtflüchtigen Rückständen auftreten. Sie können aus dem Blasen der Rückstände (siehe Kap. 9. "Raffinerie") entstehen und müssen nicht ursprüngliche Bestandteile des Rohöls sein.

Stickstoff-Verbindungen

Stickstoff-Verbindungen können in basische und nichtbasische unterschieden werden. Der Stickstoffgehalt nimmt mit dem Asphaltgehalt des Rohöls tendentiell zu. Stickstoff ist dementsprechend auch eher in den höhersiedenden Fraktionen und Rückständen zu finden. Das zunehmende Veredeln der Rückstände zu leichteren Fraktionen ("Whitening of the Barrel") kann zu schädlichen Einflüssen des Stickstoffs auf die Crack-Katalysatoren in den Raffinerien führen <Speight 1991>.

Porphyrine

Porphyrine sind zyklische, konjugierte Komponenten, welche in der Regel im nichtbasischen Teil des stickstoffhaltigen Konzentrats auftreten. Beinahe alle Rohöle enthalten Vanadyl- und Nickel-Porphyrine (metallische Chelate). Andere Metalle konnten in derartigen Verbindungen kaum gefunden werden. Dafür werden geochemische Gründe geltend gemacht. Es ist jedoch bei weitem nicht alles

Vanadium und Nickel in Porphyrinen eingebunden. Sie können auch als nichtporphyrine, metallische Chelate vorkommen <Speight 1990>.

Porphyrene konzentrieren sich in den Asphalt-Fraktion, weshalb deasphaltierte Rohöle kleinere Porphyrin- und normalerweise auch sehr kleine Konzentrationen an nichtporphyrinen Metallen aufweisen.

Weitere Spurenelemente

Für Verarbeitungsprozesse aber auch für Emissionsbilanzen von Erdöl-Energiesystemen sind, neben dem Heizwert und dem Schwefelgehalt auch Angaben über andere Spurenelementgehalte von Rohöl und deren Produkte von Interesse.

Aus der Sicht der Erdölverarbeiter und Erdölkunden sind Spurenelemente im Erdöl unerwünscht. Zum einen, weil sie die Wirkung der Katalysatoren in der Raffinerie beeinträchtigen, zum andern können sie z.B. in Turbinen zu Aschebildung und Korrosion führen. Die Spurenelemente, welche in bedeutenden Konzentrationen im Erdöl vorkommen, können in zwei Gruppen eingeteilt werden. Zink, Titan, Calcium und Magnesium u.a. sind als organometallische Seifen vorhanden, während z.B. Vanadium, Kupfer, Nickel und Eisen als öllösliche Bestandteile auftreten.

Durch den Destillationsprozess werden die Spurenelemente in der Regel in den Rückständen konzentriert. Tendentiell nimmt somit der Spurenelementgehalt von den leichten zu den schwereren Produkten zu und ist bei Heizöl schwer und Bitumen grösser als im verarbeiteten Rohöl.

Verschiedene Publikationen enthalten Resultate von Analysen über Spurenelementgehalte oder deren Emissionsfaktoren in Rohölen und Produkten. Aus Tab. IV.3.A1 im Anhang geht hervor, wie stark die Elementgehalte im Rohöl schwanken können. Es zeigt sich, dass die Werte von <Korte 1977> zum grossen Teil dem arithmetischen Mittel der Spanne von <Speight 1991> entsprechen.

Die hohen Konzentrationen von Zink und Eisen in der Zusammenstellung von <Pacyna 1982a> (siehe Anhang Tab. IV.3.A1) deuten auf Anreicherung bei der Erdölaufbereitung (Separation von Wasser und Gasen) und beim Transport hin.

Quecksilber

Über Quecksilber, das in relativ geringen Mengen vorkommt, liegen rohölspezifische Werte vor. Die Konzentration schwankt zwischen 3 bis 77 ppb (Gewicht) <Aymon 1989> resp. 10 - 3'000 ppb (Gewicht) <Sarrazin et al. 1993>. Gemäss <Achterberg et al. 1972> liegt der Quecksilbergehalt in Rohöl zwischen 2 und 6 µg/kg. In Frankreich wurden Rohöle mit Hg-Gehalten von unter 1 ppm raffiniert <Bouscaren et al. 1980>. Diese Angaben umfassen die von <Korte 1977> resp. <Valkovic 1978> zitierten Gehalte (siehe Tab. IV.3.A1). Betreffend des Akkumulationsverhaltens des Quecksilbers in den Raffinationsprozessen (Akkumulation in leichten oder schweren Fraktionen) gehen die Meinungen auseinander. Neueste Erkenntnisse gehen jedoch davon aus, dass das Quecksilber sich nicht in den Rückständen konzentriert, sondern in allen Fraktionen anzutreffen ist, mit einer Anreicherungstendenz in den leichteren Naphtha-Fraktionen von 36 - 170 °C <Sarrazin et al. 1993>.

	Hg [mg/kg]
Nahost	0.003 - 0.054
Venezuela	0.006 - 0.053
Vereinigte Staaten	0.023 - 0.077
Kanada	0.021 - 0.032
Südostasien ¹⁾	1.8
Dieses Projekt	0.030

Tab. IV.3.4: Quecksilbergehalt verschiedener Rohöle <Aymon 1989>; ¹⁾: Kondensat <Sarrazin et al. 1993>.

Bei einer durchschnittlichen Ausbeute eines Rohöls gemäss Tab. IV.4.9 ergeben sich folgende Anreicherungs-faktoren:

	Verteilung Hg im Kondensat [%]	Gewichtsanteil der Fraktionen [%] ¹⁾	Anreicherungs faktor Hg [-]	Dieses Projekt [µg/kg]
Leichte Produkte: - < 36 °C - 36 - 100 °C - 100 - 170 °C	70.3 8.9 27.6 33.8	30	2.3	70
Mitteldestillate: - 170 - 260 °C - 260 - 330 °C	23.4 16.0 7.4	40	0.6	20
Rückstände: - > 330 °C	6.3 6.3	30	0.2	6

Tab. IV.3.5: Aufkonzentration des Quecksilbers in den einzelnen Erdölfractionen; ¹⁾: siehe Tab. IV.4.9, <Sarrazin et al. 1993>

Relevanz der Spurenelemente

Spurenelemente gelangen nicht bloss durch das Verbrennen von Öl in die Atmosphäre. Andere anthropogene und natürliche Aktivitäten sind für die Stoffkreisläufe verantwortlich. In <Nriagu 1989> werden für 15 Elemente Angaben zu natürlichen und anthropogenen Emissionen gemacht. Bei den anthropogenen Emissionsquellen ist u.a. die Ölverbrennung speziell aufgeführt. So kann für jedes Element das Verhältnis zwischen der durch das Verbrennen von Erdöl freigesetzten und der durch natürliche Prozesse umgesetzten Frachten ermittelt werden. Dadurch wird der Einfluss anthropogener Tätigkeiten auf den natürlichen Stoffhaushalt der Erde erfasst, unabhängig von einer allfälligen Wirkung des entsprechenden Stoffes, und ohne Rücksicht auf mögliche lokale Auswirkungen.

	As	Cd	Co	Cr	Cu	Hg	Mn	Mo
natürliche Emissionen	12	1.3	6.1	44	28	2.5	317	3
anthropogene Emissionen	19	7.6	k.A.	30	35	3.6	38	3.2
davon Ölverbrennung	0.06	0.14	k.A.	1.4	1.9	u.A. ¹⁾	1.4	0.55
Verhältnis anthrop. zu natürl. [%]	160	600	-	70	130	140	12	110
Verhältnis Ölverbr.zu natürl. [%]	0.5	11	-	3	7	0	0.4	18

	Ni	Pb	Sb	Se	Sn	V	Zn
natürliche Emissionen	30	12	2.4	9.3	k.A.	28	45
anthropogene Emissionen	56	332	3.5	3.8	6.2	86	132
davon Ölverbrennung	27	2.4	u.A.	0.48	3.3	76	1.4
Verhältnis anthrop. zu natürl. [%]	190	2'800	150	40	-	310	290
Verhältnis Ölverbr.zu natürl. [%]	90	20	0	5	-	270	3

Tab. IV.3.6: Natürliche und anthropogene Emissionen von Spurenelementen in [Mio. kg/a] nach <Nriagu 1989>, ¹⁾: 0.09 Mio. kg/a mit Jahresverbrauch rund 3'000 Mio. t und Hg-Gehalt von 30 ppb

Im Jahre 1978 haben R.J. Lantzy und F.T. Mackenzie <Lantzy 1979> die globalen Spurenelement-Emissionen ermittelt und nach natürlichen (kontinentaler Staub, vulkanische Emissionen) sowie anthropogenen (industrieller Staub und fossile Energieträger) aufgeteilt.

Vergleicht man die beiden Tabellen IV.3.6 und IV.3.7, so zeigt sich eine relativ gute Übereinstimmung im Bereich der natürlichen Emissionen. Bei den anthropogenen Emissionen sind die Werte von <Lantzy 1979> jedoch zum Teil beträchtlich höher (Cu, Pb, Mn, Zn), was auf die Berücksichtigung einer verbesserten Filtertechnik bei industriellen Prozessen in <Nriagu 1989> zurückgeführt werden kann. Die hohen anthropogenen Bleiemissionen bei <Lantzy 1979> sind ohne die beträchtlichen Mengen aus der Verbrennung von verbleitem Benzin errechnet. Bei den Emissionsfaktoren

für Ölverbrennung ist <Lantzy 1979> davon ausgegangen, dass der sehr hohe Anteil von 90% der im Öl enthaltenen Spurenelemente bei der Verbrennung in die Luft emittiert wird. Die Werte von <Nriagu 1989> basieren auf Emissionsstudien in Westeuropa, USA, Kanada und der ehemaligen UdSSR. Es werden aber keine Angaben zu Transferkoeffizienten gemacht. Da in den Entwicklungsländer oft weniger strenge Vorschriften gelten, müssen die Angaben eher als untere Schätzung betrachtet werden.

	Al	Sb	As	Pb	Cd	Cr	Fe	Co	Cu	Mn
natürliche Emissionen	49000	1.0	2.8	5.9	0.3	58	28000	7.0	19	600
anthropogene Emissionen	7200	38	78	2030	5.5	94	10700	4.4	263	316
davon Verbrennung fossiler Br.	3200	18	16	430	1.5	29	3200	2.0	43	16
Verhältnis anthrop. zu natürl. [%]	15	3900	2800	35000	1900	160	40	60	1400	50
Verhältnis Fossil zu natürl. [%]	6.5	1800	570	7300	500	50	10	30	230	2.7

	Mo	Ni	Hg	Sm	Se	Ag	Ti	V	Zn	Sn
natürliche Emissionen	1.1	28	0.04	4.1	0.4	0.06	3500	65	36	5.2
anthropogene Emissionen	51	98	11.0	1.2	14.0	5.0	520	210	840	43
davon Verbrennung fossiler Br.	41	38	6.0	0.5	9.0	1.0	160	110	140	3.0
Verhältnis anthrop. zu natürl. [%]	4500	350	27500	30	3400	8300	15	320	2300	820
Verhältnis Fossil zu natürl. [%]	3700	140	15000	12	2300	1700	5	170	390	60

Tab. IV.3.7: Natürliche und anthropogene Emissionen von Spurenelementen in [Mio. kg/a] nach <Lantzy 1979>

Aufgrund der Verhältnisse, dargestellt in Tab. IV.3.6 zeigt sich, dass die durch das Verbrennen von Erdöl und dessen Produkte emittierten Frachten von Arsen, Quecksilber, Mangan und Antimon im Promillebereich der natürlichen Emissionen liegen, gegenüber von z.B. Vanadium dessen ölbedingte Luftemissionen die natürlichen übertreffen.

Bei den Wasseremissionen zeigt sich, dass die Herstellung von Petroleumprodukten direkt nur sehr wenig zu den gesamten anthropogenen Emissionen beiträgt. Hier sind es vor allem die Kohlekraftwerke, die Eisen- und Stahlwerke, die Nichteisenschmelzwerke und das Deponieren von Klärschlamm (wobei in <Nriagu 1988> davon ausgegangen wird, dass 20% des anfallenden Schlammes direkt in aquatische Systeme geleitet wird).

Klärschlamm fällt auch bei Raffinerien an und zwar in Mengen von rund 0.7 kg/t_{Output} (siehe Kap. IV.9 "Raffinerie"), der zu 35% deponiert wird oder ins Landfarming geht <Concawe 1989a>. Mit den in <Concawe 1980> angegebenen Spurenelementgehalten und Transferkoeffizienten aus <Belevi et al. 1989> und <Baccini et al. 1987> lässt sich zeigen, dass zu den direkten Einträgen indirekte Einträge in der Größenordnung von bis zu 25% (Ni) dazukommen. Diese Werte stellen aber eine untere Grenze dar, da ein direktes Eintragen von Raffinerieschlämmen in aquatische Systeme die Spurenelementfrachten um ein Vielfaches erhöhen würden.

	As	Cd	Co	Cr	Cu	Hg	Mn	Mo
totale anthropogene Emissionen	12-70	2.1-17	k.A.	45-239	35-90	0.3-8.8	109-404	1.8-21
Herstellung Petroleumprodukte	0-0.06	k.A.	k.A.	0-0.21	0-0.06	0-0.02	k.A.	k.A.
Eintrag durch Raffinerieschlämme ¹⁾	k.A.	u.A.	k.A.	0-0.035	0-0.005	u.A.	0.007	u.A.
Verhältnis Petroleum zu total. [%]	0-0.5	-	-	0-0.5	0-0.2	0-6.7	-	-

	Ni	Pb	Sb	Se	Sn	V	Zn
totale anthropogene Emissionen	33-194	97-180	3.9-33	10-72	k.A.	2.1-21	77-375
Herstellung Petroleumprodukte	0-0.06	0-0.12	0-0.03	0-0.09	k.A.	k.A.	0-0.24
Eintrag durch Raffinerieschlämme ¹⁾	0-0.014	0-0.002	k.A.	k.A.	k.A.	0-0.015	0-0.1
Verhältnis Petroleum zu total. [%]	0-0.2	0-0.1	0-0.5	0-0.9	-	-	0-0.3

Tab. IV.3.8: Anthropogene Emissionen und Emissionen aus der Herstellung von Petroleum-Produkten von Spurenelementen in aquatische Systeme [Mio. kg/a] nach <Nriagu 1988>; ¹⁾ Berechnet mit Zahlen aus <BP 1991>, <Concawe 1989a>, <Concawe 1980>, <Belevi et al. 1989>, <Baccini et al. 1987>

3.1.3 Erdölqualitäten für die Schweiz

Stellvertretend für die in der Schweiz in Betrieb stehende Raffinerie in Cressier wurde eine moderne, westeuropäische Raffinerie untersucht, deren Stoff- und Energiebilanz sowie die Qualitäten der verarbeiteten Rohöle ermittelt. Im folgenden wird die Raffinerie mit "Raffoil" bezeichnet.

Raffoil verarbeitet Rohöle unterschiedlicher Qualität. Aus den gewichteten Mittelwerten ergibt sich ein Rohöl mit den untenstehenden (theoretischen) physikalischen Eigenschaften (siehe Tab. IV.3.9), wobei zu beachten ist, dass Natrium und Chlor nicht eigentliche Bestandteile des Rohöls sind, sondern v.a. durch den Kontakt mit Meerwasser oder Lagerstättenwasser in das Rohöl gelangen.

	Mittelwert (Minima-/ Maximawerte)
Oberer Heizwert H_O	45.5 (44 - 46) [MJ/kg]
Dichte	0.836 (0.8 - 0.9) [kg/l]
Schwefel (S)	5'900 (1'400 - 29'000) [mg/kg]
Stickstoff (N)	750 (50 - 1'500) [mg/kg]
Salz als NaCl	10 (5 - 22) [mg/kg]
Vanadium (V)	9 (0.3 - 55) [mg/kg]
Nickel (Ni)	7 (0.8 - 18) [mg/kg]

Tab. IV.3.9: Physikalische Daten zu den in Raffoil 1990 verarbeiteten Rohölsorten; <Raffoil 1991>

Es zeigt sich, dass gegenüber dem europäischen Durchschnitt relativ schwefelarmes Rohöl verarbeitet wird. Dasselbe lässt sich für die Raffinerie de Sud-Ouest SA in Collombey sagen, wobei hier keine entsprechenden Analysen vorliegen. Aufgrund der Rohölerkunft (Libyen) und der Schwerölqualitäten aus Collombey kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ebenfalls schwefelarmes Rohöl verarbeitet wird. Die obenstehenden Daten haben lediglich informativen Charakter.

3.2 Erdölgas

3.2.1 Quecksilber-Gehalt

Untersuchungen bei holländischen Erdgasfeldern ergaben Quecksilbergehalte im Erdgas des Groningenfeldes von $180 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Messungen in Deutschland ergaben sehr unterschiedliche Resultate. Norddeutsches Gas aus Karbon-Formationen wies die höchsten Quecksilberkonzentrationen auf ($300 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$), solches aus dem Buntsandstein etwas geringere (15 bis $200 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$) und dasjenige aus dem Jura die geringsten (15 bis $100 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$) <Tunn 1973b>. Im osthannoverschen Raum beim Erdgasfeld Wustrow wurden Werte zwischen $1'200$ und $2'000 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ gemessen. Dies bedingt besondere technische Massnahmen, um das Quecksilber abzuschneiden <Tunn 1975>.

In <Tunn 1973a> wird die Vermutung geäussert und in <Tunn 1975> erhärtet, dass die Entstehungsgeschichte des Gases einen wesentlichen Einfluss auf den Quecksilbergehalt hat. So haben sich die Gase, welche aus dem Karbon stammen, an der Kohle, welche relativ hohe Quecksilbergehalte aufweist (50 bis $400 \mu\text{g Hg}/\text{kg}_{\text{Kohle}}$ <Achterberg et al. 1972>), angereichert. In Erdölgasen ist weit weniger Quecksilber zu erwarten, da die Hg-Konzentrationen in Rohöl um eine bis zwei Grössenordnungen unter denjenigen von Kohle liegen (siehe Tab. IV.3.4). In Erdölgasen aus Norddeutschland sind Konzentrationen von 20 resp. $15 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ gefunden worden <Tunn 1973b>, was die Vermutung bestätigt.

Im folgenden soll von einem Hg-Gehalt in Erdölgasen von $15 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ausgegangen werden.

3.2.2 Gehalt an radioaktiven Elementen (NORM)

Aufgrund der in <Tunn 1975> aufgelisteten Analysresultate bezüglich der Aktivität von Erdgas- und Erdölgasfeldern in der damaligen Bundesrepublik Deutschland lassen den Schluss zu, dass bezüglich Aktivität nicht zwischen Erdgas- und Erdölgas-Vorkommen unterschieden werden muss. Vielmehr spielt der Gehalt an ^{238}U resp. das geologische Alter der die Vorkommen beherbergenden Formationen eine Rolle, wie <Heijde et al. 1977> zeigen konnten. Diese Tatsache wird durch eine Affinität zwischen der Radon-Konzentration in Erdgasen und dem Eintreten von Radon aus dem Untergrund in Gebäude erhärtet. So ist in den USA sowohl die Radon-Konzentration in Erdgasen als auch der Radon-Fluss aus dem Untergrund um rund eine Grössenordnung höher als in Deutschland <UN 1988>. Das heisst, dass Informationen über den ^{238}U -Gehalt resp. über das geologische Alter der massgebenden Formationen in Afrika, Nahost und GUS vorliegen müssten.

Der Siedepunkt des bei der Förderung von Erdgas mitgeführten Radons liegt zwischen denjenigen von Ethan und Propan. Entsprechend können deshalb bei der Produktion von Flüssiggasen Aufkonzentrationen von Radon in Ethan- und Propan-Flaschengas auftreten <Gesell 1975>.

	[°C]
Methan	-161.0
Ethan	-88.5
Radon-222	-61.8
Propylen	-47.7
Propan	-42.1
Butan	-0.5

Tab. IV.3.10: Siedepunkte einiger Kohlenwasserstoffe und von Radon, <Gray 1991>

Der Gehalt an Radon im Erdgas ist vor allem vom ^{238}U -Gehalt der Formationen bei der Förderstelle abhängig und schwankt von 1 bis über 1'000 pCi/l (0.04 bis über 50 Bq/l). Für Gas, welches in den aus schweizerischer Sicht interessierenden Regionen Nigeria und Nordsee gefördert wird, liegen die Werte zwischen 1 bis 4 pCi/l (0.04 - 0.15Bq/l). Über Polonium (^{210}Po) und Blei (^{210}Pb) liegt nur je eine Messung vor (Grossbritannien, nach der Reinigung, vor der Gasverteilung). Deren Aktivitäten sind gegenüber Radon um einen Faktor 2 bis 4 geringer. Sie werden im folgenden vernachlässigt.

Ort der Förderung	^{222}Rn [Bq/l]
Borneo	
- Ampa Field	0.056 - 0.118
Bundesrepublik Deutschland	0.037 - 0.355
Bundesrepublik Deutschland 1)	< 0.01 - 0.4 (0.03)
Kanada	
- Alberta, 1918 3)	0.37 - 7.6 (2.3)
- British Columbia, 1918 3)	14.4 - 20.0 (17.5)
- Ontario, 1918 3)	0.148 - 29.6 (6.3)
Niederlande	
- Slochteren, 1976	0.041 - 0.104
- Other fields, 1976	0.137 - 1.65
Nigeria	
- Niger Delta	0.033 - 0.107
Nordsee	
- Leman field	0.074 - 0.141
- Indefatigable field	(0.067)
- UK-Versorgung 2)	30.3E-3 ± 9.3E-3
Vereinigte Staaten	0.007 - 54
Dieses Projekt	0.1

Tab. IV.3.11: Radon 222 -Konzentration in Erd- und Erdölgas am Bohrlochkopf verschiedener Regionen und für dieses Projekt, Durchschnitt in Klammern, <UN 1977>, <Gesell 1975>, 1): <Kolb et al. 1984>, 2): <Wilkins 1980>, Nachfilterwerte, vor Gasverteilung, 3): kombinierte Förderung

Gemäss <Pierce et al. 1956> steigt der Gehalt an Helium mit dem Alter des gasproduzierenden Reservoirs. Aufgrund von Untersuchungen bei knapp 1'000 Gasfeldern kann ein durchschnittlicher Helium-Gehalt von 0.6 Vol.-% ermittelt werden. Im weiteren wurde Argon in einer um einen Faktor 10 geringeren Konzentration nachgewiesen. Es konnte aufgrund der Übereinstimmung von Berechnung und Messung gezeigt werden, dass Helium und Argon aus radioaktiven Zerfällen stammen müssen.

Alter der Formation	Helium [Vol.-%]	Anzahl Gasfelder
Paleozoikum	0.9	609
Mesozoikum	0.2	183
Tertiär	0.02	178
Durchschnitt ¹⁾	0.6	970

Tab. IV.3.12: Helium-Gehalt von Erdölgas nach <Pierce et al. 1956>, ¹⁾: Dieses Projekt

3.2.3 Zusammenstellung der Brennstoffdaten

Die Zusammensetzung bezüglich einzelner Kohlenwasserstoffe schwankt recht stark (siehe Tab. IV.3.A2 im Anhang). In diesem Projekt werden die aggregierten Angaben von <Birnbaum et al. 1992> weiterverwendet, mit den ergänzenden Informationen zu Quecksilber-, Radon- und Heliumgehalt.

	Einheit	
CH ₄	kg/Nm ³	0.585
C _m H _n (m=2.5)	kg/Nm ³	0.271
CO ₂	kg/Nm ³	0.014
He	kg/Nm ³	0.001
Hg	µg/Nm ³	15
²²² Rn	kBq/Nm ³	0.1
Dichte	kg/Nm ³	0.87
unterer Heizwert H _U	MJ/Nm ³	40.9
oberer Heizwert H _O ¹⁾	MJ/Nm ³	45.0

Tab. IV.3.13: Chemische Zusammensetzung von Erdölgas für dieses Projekt, ¹⁾: 1.1 H_U

3.3 Raffineriegas

Die Zusammensetzung der Raffineriegase ist in starkem Masse abhängig von den installierten und gefahrenen Prozessen (Hydrocracker, Hydrotreater, Steam Reforming) und dem zu behandelnden Rohöl. Innerhalb derselben Raffinerie können je nach Fahrweise unterschiedlich hohe Anteile an Wasserstoff enthalten sein (Zusammenstellung von Literaturwerten siehe Tab. IV.3.A3).

	unterer Heizwert		Dichte [kg/Nm ³]
	[MJ/Nm ³]	[MJ/kg]	
<Birnbaum et al. 1992>	39.7	52.5 ¹⁾	0.756 ¹⁾
<Hausen 1972> Cross/ Gyro	60.08/ 53.00	48.6/ 52.8 ¹⁾	1.235/ 1.003
<Raffoil 1991>	37.1 ¹⁾	51.8	0.716 ¹⁾
<Gemis 1992>	kA	49.36 ¹⁾	1.028 ¹⁾

Tab. IV.3.14: Heizwert und Dichte von Raffineriegas nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: gerechnete Werte

Der durchschnittliche Schwefelgehalt der Raffineriegase westeuropäischer Raffinerien beträgt gemäss <Concawe 1991> 0.21 Gew.-%. Er wird ebenfalls für die GUS-Raffinerien verwendet. Der

gewichtsspezifische untere Heizwert liegt in relativ engen Grenzen um 50 MJ/kg, wie Angaben in <Hausen 1972>, <Gemis 1992>, <Birnbauer et al. 1992> und <Raffoill 1991> zeigen. Für die Raffineriestandorte Schweiz, Europa und GUS werden die folgenden Brennstoffdaten verwendet:

	Einheit	<Raffoill 1991	<RSO 1992>	Europa/ GUS
C _m H _n	Gew.-%	94.3 (75.0) ¹⁾	94.3	99.8 (78.3) ¹⁾
H ₂	Gew.-%	5.6	5.6	
S	Gew.-%	0.0025	0.1	0.21
Hg	ppb	70 ²⁾	70 ²⁾	70 ²⁾
unterer Heizwert H _U	MJ/kg	51.8	51.8	49.4
oberer Heizwert H _O ³⁾	MJ/kg	57.0	57.0	54.3

Tab. IV.3.15: Elementaranalyse Raffineriegas, ¹⁾: Gesamtanteil C in Klammern, ²⁾: Defaultwert gemäss Tab. IV.3.5, ³⁾: 1.1 H_U <Baehr 1989>

3.4 Benzin

In Europa werden verschiedene Ottokraftstoffe vertrieben. Neben dem verbleiten Superbenzin sind unverbleites Normal- und Superbenzin auf dem Markt. Für Motorflugzeuge wird das hochoktanige Flugbenzin mit einem erhöhten Bleigehalt hergestellt. Das Benzin wird in unseren Breitengraden in Sommer- und Winterqualität geliefert, um den wechselnden klimatischen Bedingungen Rechnung zu tragen, wobei die Sommerqualität tendenziell höhere Aromatengehalte aufweist <DGMK 1992>. Der Bleigehalt in der Schweiz darf 0.013 g/l für unverbleites resp. 0.15 g/l für verbleites Benzin nicht überschreiten. Für Flugbenzin gilt ein Grenzwert von 0.56 g/l. Dem bleifreien Benzin werden in der Schweiz rund 11 Gew.-ppm TEL zugegeben (0.003 g Pb/l) <Raffoill 1991>. Der Quecksilbergehalt leichter Produkte beträgt 70 µg/kg (siehe Tab. IV.3.5). Eine Zusammenstellung verschiedener Literaturangaben findet sich im Anhang Tab. IV.3.A4.

	Einheit	Normal, unverbleit	Super, verbleit
C	Gew.-%	86.5	87
H	Gew.-%	13.5	12
O	Gew.-%	0.3	0.65
N	Gew.-%	-	-
S	Gew.-%	0.032	0.013
Pb	Gew.-%	0.003	0.02
Hg	ppb	70	70
unterer Heizwert H _U	MJ/kg	42.8	41.5
oberer Heizwert H _O ¹⁾	MJ/kg	45.8	44.4
Dichte	kg/l	0.75	0.75

Tab. IV.3.16: Chemische Zusammensetzung, Heizwert und Dichte von verbleitem und unverbleitem Benzin für dieses Projekt, ¹⁾: 1.07 H_U <Baehr 1989>

3.5 Heizöl EL

Der Schwefelgehalt im Heizöl EL wurde in den letzten Jahren kontinuierlich gesenkt und liegt heute (1991) bei 0.14 Gew.-% <EV 1995>. Gemäss <LRV 1992> darf der Schwefelgehalt 0.2 Gew.-% nicht übersteigen. Der Stickstoffgehalt liegt aufgrund der Messungen der EMPA bei durchschnittlich 140 mg/kg <EMPA 1992>, schwankt jedoch zwischen 40 und 300 mg/kg <Schuler 1993>. Eine Zusammenstellung verschiedener Elementaranalysen findet sich im Anhang in Tab. IV.3.A5. Für Quecksilber wird ein Gehalt von 20 µg/kg weiterverwendet (siehe Tab. IV.3.5). Infolge des Kontakts mit Kupferleitungen u.ä. sind im Heizöl EL auch Spuren der Metalle Kupfer und Zink enthalten. Laut einer Brennstoffanalyse der DGMK sind es je rund 30 µg/kg <DGMK 1987a>.

Aufgrund von 40 Stichproben im Zeitraum von 1986-1989 wurde ein mittlerer Chlorgehalt von

4 ppm gemessen, derjenige von Fluor liegt um einen Faktor zehn darunter (0.4 ppm) <BUWAL 1993>. Sie liegen damit deutlich unter den für die Schweiz bis zum 1.1.1992 gültigen Qualitätsanforderungen bezüglich Spurenelementen und Halogenen (Cl: 20'000 ppb, Zn: 2'000 ppb, <LRV 1988>).

	Einheit	Heizöl EL
C	Gew.-%	86.2
H	Gew.-%	13.4
O	Gew.-%	-
N	Gew.-%	0.014
S	Gew.-%	0.14
Cl	ppb	4'000
Cu	ppb	30
F	ppb	400
Hg	ppb	20
Zn	ppb	30
unterer Heizwert H_U	MJ/kg	42.7
oberer Heizwert H_O	MJ/kg	45.4 ²⁾
Dichte	kg/l	0.84

Tab. IV.3.17: Chemische Zusammensetzung, Heizwerte und Dichte von Heizöl EL für dieses Projekt, ¹⁾: 1.063 H_U <Baehr 1989>

3.6 Dieselöl

Das Dieselöl ist in seiner Zusammensetzung dem Heizöl EL sehr ähnlich. Zur Verbesserung der Verbrennungseigenschaften werden verschiedene Additive beigemischt (siehe Kap. IV.9 "Raffinerie"). Seit dem 1.1. 1994 darf in der Schweiz nur noch Dieselöl mit einem Schwefelgehalt von max. 0.05 Gew.-% eingeführt werden <LRV 1992>. Dadurch ist es möglich, dieselbetriebene Fahrzeuge mit Katalysatoren auszurüsten. Diesem Umstand wird in diesem Projekt jedoch noch nicht Rechnung getragen (trotz Betrachtungsjahr 1994) da für die Transportprozesse durchschnittliche europäische Verhältnisse eingesetzt werden. Für Quecksilber wird ein Gehalt von 20 $\mu\text{g}/\text{kg}$ weiterverwendet (siehe Tab. IV.3.5).

	Einheit	Diesel
C	Gew.-%	86.5
H	Gew.-%	13.3
O	Gew.-%	0
N	Gew.-%	0
S	Gew.-%	1.3 (0.057 ¹⁾)
Hg	ppb	20
Pb	ppb	110 ²⁾
unterer Heizwert H_U	MJ/kg	42.8
oberer Heizwert H_O	MJ/kg	45.5 ³⁾
Dichte	kg/l	0.84

Tab. IV.3.18: Chemische Zusammensetzung, Heizwerte und Dichte von Dieselöl für dieses Projekt nach <Gemis 1992>, ¹⁾: Stand 1994 in der Schweiz <EV 1995>, ²⁾: <AfU SO 1990>, ³⁾: 1.063 H_U <Baehr 1989>

3.7 Kerosin

Da auf das Bilanzieren des Flugverkehrs im Rahmen dieses Projektes verzichtet wird, werden bezüglich Zusammensetzung lediglich die Daten aus <DGMK 1992> aufgeführt. Mengenmässig ist der Jet-A1-Düsenkraftstoff von Bedeutung. Dessen Zusammensetzung kann der Tab. IV.3.19 entnommen werden. Bezüglich Additive siehe Kap. IV.9. "Raffinerie". Für Quecksilber wird ein Gehalt von 20 $\mu\text{g}/\text{kg}$ eingesetzt (siehe Tab. IV.3.5).

	Einheit	Kerosin
C	Gew.-%	85.0
H	Gew.-%	15.0
O	Gew.-%	0
N	Gew.-%	0
S	Gew.-%	0.02
Hg	ppb	20
unterer Heizwert H_U	MJ/kg	43.25
oberer Heizwert H_O	MJ/kg	46.0 ¹⁾
Dichte	kg/l	0.795

Tab. IV.3.19: Chemische Zusammensetzung, Heizwerte und Dichte von Kerosin nach <DGMK 1992>, ¹⁾: 1.063 H_U <Baehr 1989>

3.8 Heizöl M/S und Bunkeröl

Der Schwefelgehalt im Rückstand ist im wesentlichen abhängig von der Herkunft des Rohöls. So beträgt der Schwefelgehalt eines leichten Rohöls (z.B. Nordsee) 0.3 Gew.-%, während Rückstände aus südamerikanischem Rohöl 6.0 Gew.-% Schwefel enthalten können (siehe auch Tab. IV.3.3). Aus europäischen Raffinerien, die 89 % des in Westeuropa verarbeiteten Rohöls raffinieren, verliessen 1989 1'668 kt Schwefel mit Schweröl <Concawe 1991>. 1988 betrug der Bedarf an Schweröl ohne Bunkeröl in OECD-Europa 84 Mt <BP 1992>, <Masseron 1991>. Daraus lässt sich ein mittlerer S-Gehalt von 2.4 Gew.-% errechnen. Zahlreiche Informationen betreffend Schwefelgehalt in europäischem Schweröl, bestätigen diesen Gehalt oder liegen sogar darüber <Masseron 1991>, <EDP 1993>, <EDF 1993>, <Fontelle et al. 1993>. In <King et al. 1981> wird die Qualität verschiedener Versuchsbrennstoffe beschrieben. Der mittlere Schwefelgehalt von 25 Proben beträgt 2.7 ± 1.0 Gew.-%.

Bezüglich Spurenelemente liegen u.a. Informationen von <Pacyna 1982a> und <King et al. 1981> vor. Im weiteren wurden Brennstoffanalysen eines europäischen Kraftwerks <Kraftwerk 1996> und Analyseresultate der EMPA Dübendorf der Jahre 1984 bis 1986 <EMPA 1986> ausgewertet (siehe Anhang Tab. IV.3.A6 und Tab. IV.3.A7).

Während für die schweizerischen Raffinerien resp. für die stellvertretend untersuchte Raffinerie "Raf-foil" Analysedaten der flüssigen Brennstoffe vorliegen und verwendet werden, werden für die Raffinerien Europas und der GUS die Gehalte an Spurenelementen des europäischen Heizöls S übernommen. Nicht analysierte Elemente der schweizerischen Raffineriebrennstoffe werden anhand der Auswertung der Analysedaten der EMPA Dübendorf ergänzt.

In relativ bedeutenden Mengen im Schweröl enthalten sind die Elemente Cl, Na, Ni und V. Aus den Brennstoffanalysen der EMPA geht hervor, dass insbesondere bei Heizöl M erhöhte Pb-Gehalte nachgewiesen worden sind. Da diese Heizölqualität in der Schweiz nicht mehr vorgesehen ist, wurden die Analyseergebnisse der beiden Qualitäten zusammengefasst. Das Blei dürfte von Additivverunreinigungen herrühren.

In der Hochseeschifffahrt wird vorwiegend das Marine Fuel Öl (Mischbrennstoffe) ein Gemisch von Rückständen und Destillationskomponenten verwendet. Daneben gibt es noch marine Gasöl Destillate und marines Diesel Öl. Während ersteres in den Eigenschaften einem Dieselkraftstoff resp. einem Heizöl EL nahekommt, handelt es sich beim zweiten um mit Rückständen kontaminierte Destillate <DGMK 1992>. In diesem Projekt wird für die Hochseeschifffahrt Marine Fuel Öl eingesetzt. Aus europäischen Raffinerien, die 89 % des in Westeuropa verarbeiteten Rohöls raffinieren, verliessen 1989 581 kt Schwefel mit dem Bunkeröl <Concawe 1991>. Der Gehalt an Hauptkomponenten C, H, O und N und der Heizwert stammen aus <Gemis 1989>, der Schwefelgehalt aus <Hannan et al. 1990>. Die Daten der weiteren Spurenelemente stammen aus <Hannan et al. 1990> sowie aus <Lloyd's 1995>.

Aus motortechnischen Gründen darf nur Bunkeröl mit einem max. Schwefelgehalt von 5%, und einen begrenzten Gehalt an Spurenelementen eingesetzt werden <Sulzer 1991>.

Gemäss Brennstoffanalysen von <Sulzer 1991> bewegt sich der Schwefelgehalt zwischen 2 bis 5 Gew.-%, der Vanadiumgehalt zwischen 50 und 200 ppm. Aus Fig. IV.3.1 geht hervor, dass der

Schwefelgehalt vorwiegend bei etwa 3.5 Gew.-% liegt, der Vanadiumgehalt bei 100 ppm. Es wird im folgenden für Bunkeröl mit den Daten aus <Lloyd's 1995> resp. aus dem Brennstoff Test A gerechnet (siehe Zusammenstellung von Analysedaten im Anhang Tab. IV.3.A8).

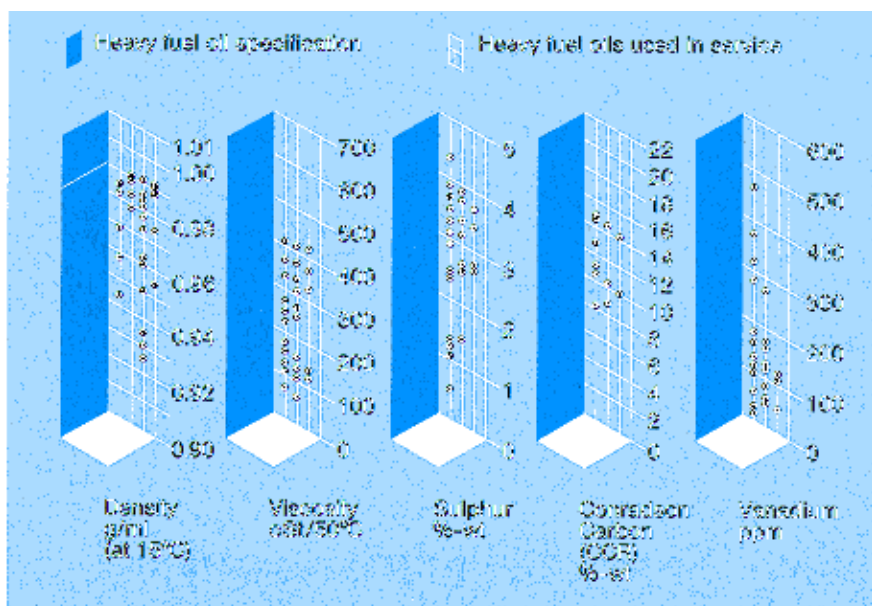


Fig. IV.3.1: Brennstoff-Qualitätsanforderungen und Analyseresultate eingesetzter Brennstoffe, <Sulzer 1991>

Element	Einheit	Raffinerien			Kraftwerk	Feuerungen und Kraftwerke Euro		Bunkeröl
		Raffoil	RSO SA	Euro/GUS	CH	CH	Euro	
C	Gew.-%	87.8	87.8	84.9	86	87.5	85.0	84
H	Gew.-%	10.3	10.3	10.6	13.4	10.5	11	10
O	Gew.-%	0.44	0.44	1.0	-	0.5	1.0	1.3
N	Gew.-%	0.46	0.46	0.5	0.28	0.45	0.45	1.0
S	Gew.-%	0.82	0.5	2.18	0.61	0.84	2.4	3.65
Al	ppm	kA	kA	kA	0.7	kA	kA	7
As	ppm	0.8	0.8	0.8	na	0.8	0.8	0.7
Ca	ppm	7	7	7	1.0	7	5	6
Cd	ppm	0	0	2	nn	0	2	kA
Cl	ppm	90	90	90	10	90	90	kA
Co	ppm	0.8	0.8	2	na	2	2	0.43
Cr	ppm	0.3	0.3	1	nn	0.3	1	0.35
Cu	ppm	1	1	3	nn	1	3	0.4
F	ppm	9	9	9	1 ²⁾	9 ²⁾	9 ²⁾	kA
Fe	ppm	10	10	11	27	50	11	13
Hg ¹⁾	ppm	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.02
Mo	ppm	0.5	0.5	1	nn	0.5	1	0.56
Na	ppm	46	46	46	13	46	46	35
Ni	ppm	19	19	40	17	30	40	34
P	ppm	kA	kA	kA	kA	kA	kA	4
Pb	ppm	9	9	3.5	nn	9	3.5	0.15
Se	ppm	0.8	0.8	0.75	na	0.75	0.75	0.2
Si	ppm	kA	kA	kA	kA	kA	kA	6
V	ppm	21	21	160	7	60	160	89
Zn	ppm	3.5	3.5	2.5	0.9	3.5	2.5	kA
Heizwert H _U	MJ/kg	40.3	40.3	40.0	41.3	40.6	40.0	38.9
Heizwert H _O ²⁾	MJ/kg	42.6	42.6	42.3	44.2	43.0	42.3	41.2
Dichte	kg/l	1.02	1.02	1.0	0.92	0.95	1.0	-

Tab. IV.3.20: Brennstoffdaten von Heizöl S für Raffinerien, Feuerungen und Kraftwerke sowie von Bunkeröl in diesem Projekt, Quellen siehe Text, ¹⁾: Wert nach Tab. IV.3.5, ²⁾: 1.058 H_U <Baehr 1989>

3.9 Bitumen

Aufgrund einer vereinfachten Elementenbilanz der Raffinerie "Raffoil" für Vanadium und Nickel resultiert ein Gehalt von 110 mg V/kg resp. 75 mg Ni/kg Bitumen. <Speight 1991> gibt diesbezüglich höhere Werte an. Der Schwefelgehalt liegt gemäss <Raffoil 1991> zwischen 3 und 5 Gew.-%. Der Heizwert liegt nach Angaben von <Speight 1991> bei rund 40.7 MJ/kg.

	Einheit	<Speight 1991>	<Concawe 1992d>	"Raffoil" ³⁾
C-Gehalt	[Gew.-%]	83.1	83	kA
H-Gehalt	[Gew.-%]	10.6	10	kA
O-Gehalt	[Gew.-%]	1.1	7 ¹⁾	kA
N-Gehalt	[Gew.-%]	0.4	-	kA
S-Gehalt	[Gew.-%]	4.8	-	3 - 5
Vanadium		250	-	110
Nickel	ppm	100	-	75
Eisen	ppm	75	-	kA
Kupfer	ppm	5	-	kA
Arten KW:				
- Asphaltene	%	19	-	kA
- Harze	%	32	-	kA
- Öle	%	49	-	kA
- PAH [mg/kg]	ppm	-	0 - 10 ²⁾	kA
Heizwert H _U	MJ/kg	40.7	kA	kA
Dichte	kg/l	kA	1.0 - 1.05	kA

Tab. IV.3.21: Chemische Zusammensetzung, Heizwert und Dichte von Bitumen nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: inkl. N und S, ²⁾: detaillierte Zusammensetzung in <Concawe 1992d>, ³⁾: gerechnet aufgrund vereinfachter Elementenbilanz

4. Brennstoffeinsatz

4.1 Welt

4.1.1 Geschichte

Die ersten Rohölanwendungen (Bitumen und Asphalte im Schiffsbau) werden u.a. im alten Testament erwähnt. Im prebabylonischen Mesopotamien wurden ebenfalls Bitumenanwendungen entdeckt (Bindemittel bei der Herstellung von Schmuck, Baumaterial für Gebäude und Strassen) die mehr als 5000 Jahre zurückliegen. Die Ägypter benutzten u.a. Asphalt zur Mumifizierung und während der Bronzezeit wurde Asphalt im Pfahlbau auch in der Schweiz eingesetzt. In Italien wurde Asphalt erstmals 750 n.Chr. als Farbe in der Malerei verwendet und aus der Zeit der Jahrtausendwende stammen erste Berichte über die Destillation von Asphalt zur Ölgewinnung. Im weiteren wurde die Verwendung von Petroleum auch für China und die Baku-Region im nördlichen Persien dokumentiert (letztere durch Marco Polo, 1271-1273).

Das Interesse an Petroleum blieb bis heute erhalten. Ebenfalls erhalten blieb die historische Tendenz eines steigenden Interesses an leichteren Fraktionen. Spiritus z.B. wurde bereits um 1200 als brennende Waffe gegen und als Medizin zu Heilzwecken für Menschen eingesetzt.

Zwischen 1600 und 1800 wurde Naphtha aus Asphalt gewonnen und zu Beleuchtungszwecken eingesetzt. 1859 gilt mit dem Entdecken und Kommerzialisieren von Rohölvorkommen in Pennsylvania als Geburtsjahr der Petroleumindustrie. 1861 fand der erste Interkontinentaltransport von USA nach England (in Holzfässern) statt und in den siebziger Jahren des letzten Jahrhunderts waren bereits zahlreiche Pipelines, Raffinerien und Tankwagen im Einsatz.

Im 19. Jahrhundert bis zum Ausbruch des 1. Weltkrieges waren die USA und Russland die dominanten Förderregionen. In der Nachkriegszeit begann die Bedeutung des mittleren Ostens aufgrund der Entdeckung riesiger Vorräte zu steigen.

Bei einem Vergleich der weltweiten Verbrauchszahlen gegenüber der Produktion zeigt sich, dass Nordamerika, Westeuropa und Asien (hier v.a. Japan) als wichtigste Importregionen auftreten, wogegen vor allem der Mittlere Osten und Afrika mehr als 70% ihrer Produktion exportieren (siehe Tab. IV.2.1). Der westeuropäische Erdölverbrauch hat nach einem Rückgang zu Beginn der achtziger Jahre wieder zugenommen und liegt seit 1992 stabil bei etwa 650 Mio.t /Jahr (1994: 652 Mio t). Weltweit hat der Bedarf seit 1980 um insgesamt rund 5% zugenommen, seit 1966 um insgesamt mehr als 90% <BP 1995>.

4.1.2 Förderung

Entsprechend der geschichtlichen Entwicklung verlief die Produktion von Rohöl. Der Verbrauch stieg von 21 Mt im Jahre 1900 auf etwas über 1'000 Mt 1960 und 2'336 Mt 1970 <Masseron 1991>. In den achtziger Jahren fand ein Einbruch und eine anschließende Verlangsamung des Förderungswachstums statt. 1994 hat die weltweite Förderung von Rohöl den Rekordstand von 1978 (3'210 Mt) aber wieder erreicht und 1995 mit 3'261 Mt sogar übertroffen <BP 1995>. Nach wie vor ist der mittlere Osten führende Förderregion, gefolgt von GUS und Nordamerika. Es sei an dieser Stelle erwähnt, daß in diesem Bericht unter 'Nordamerika' nur die Daten von Kanada und den USA zusammengefaßt werden. Mexiko wird zu Lateinamerika gezählt.

	[Mio. t]	[%]
Nordamerika	492.5	15.3
Lateinamerika	427.2	13.3
OECD-Europa	286.7	8.9
Non-OECD-Europa	375.5	11.7
Nahost	956.8	29.8
Afrika	329.6	10.3
Asien und Australasien	340.7	10.6
Welt	3'209.1	100

Tab. IV.4.1: Förderung 1994 in Mio. t, <BP 1995>

Die Förderung im ehem. Ostblock hat in den letzten fünf Jahren einen massiven Einbruch erlitten (Rückgang um 41.6 % von 1987 bis 1994) während der mittlere Osten im selben Zeitraum seine Produktion um fast 50 % gesteigert hat. In den anderen Regionen sind keine markanten Änderungen zu verzeichnen. Bezeichnend für die in den USA zur Neige gehenden Reserven ist der stete Rückgang der dortigen Förderung (minus 17 % seit dem Maximum im Jahr 1985).

Die Raffineriekapazität betrug 1994 weltweit 75.5 Mio. Barrel pro Tag, was einer Jahreskapazität von 27.5 Mia. Barrel entspricht. Die Raffinerieauslastung erreichte in diesem Jahr knapp 83 %, was einem effektiven Jahresdurchsatz von fast 23 Mia. Barrel Rohöl entspricht.

4.1.3 Verbrauch und Verwendung

Der Verbrauch an Erdölprodukten betrug 1994 3'172 Mio. t. Seit 1982 hat er um 14 % zugenommen. Während die Zunahme in Nordamerika und Europa (West und Ost) unterdurchschnittlich verlief, verzeichnete Asien und Australasien eine Verbrauchszunahme von über 50 % <BP 1995>.

Mit fast 28 % am Gesamtverbrauch steht Nordamerika weiterhin an der Spitze, gefolgt von Asien und Australasien mit gut 25 %. Der Anteil der Schweiz lag mit einem Bedarf von 12.7 Mio. t bei 0.4 % des Welterdölverbrauchs <BP 1995>.

	1982 [Mio t]	1994 [Mio t]	Zunahme [%]
Nordamerika	778.4	887.4	14.0
Lateinamerika	214.7	262.9	22.4
OECD Europa	601.6	652.5	8.5
Non-OECD-Europa	512.2	290.9	-43.2
Nahost	122.5	179.8	46.8
Afrika	77.9	99.7	28.0
Asien und Australasien	480.6	799.2	66.3
Welt	2788	3172	14

Tab. IV.4.2: Weltverbrauch an Erdölprodukten 1982 und 1994; <BP 1991>, <BP 1995>

In den regionalen Verbrauchszahlen zeigt sich die Wirtschaftsentwicklung deutlich. In Osteuropa führte der Zusammenbruch des politischen und wirtschaftlichen Systems zu einem eigentlichen Verbrauchseinbruch, wovon vor allem die GUS betroffen sind. Demgegenüber haben Länder wie Thailand, Südkorea und Singapur ihren Energieverbrauch in den letzten zehn Jahren mehr als verdoppelt.

Insgesamt verbrauchten die weniger entwickelten Länder (EME: Emerging Market Economies: Lateinamerika, Osteuropa, Afrika, Nahost und Nicht-OECD-Asien) mit 1250 Mio.t rund 40 % der total nachgefragten Erdölprodukte bei einer Bevölkerung von rund 3.6 Mia.

	1994 [t/a]
Nordamerika	3.0
OECD-Europa	1.5
Schweiz	1.8
Non-OECD-Europa	0.72
LDC	0.34
Welt	0.55

Tab. IV.4.3: Pro-Kopf-Verbrauch an Erdölprodukten 1994; <BP 1995>

Der Pro-Kopf-Verbrauch der Menschen in den EME's liegt dementsprechend mit 340 kg/a um 40 % unter dem Weltdurchschnitt und um einen Faktor zehn unterhalb desjenigen der Nordamerikaner. Der Verbrauch des Durchschnittsschweizers lag 1994 mit 1.8 t/a rund 20 % über demjenigen des Westeuropäers.

Weltweit wurden knapp 29 % der Erdölprodukte als Benzine verbraucht, in Nordamerika knapp 42% und in den EME's gut 20 %. Andererseits werden in Nordamerika bloss 7 % als Schweröl eingesetzt, während Schweröl in den EME's 28 % des Verbrauchs bestreitet <BP 1995>. Darin zeigen sich die Unterschiede in den Aktivitäten (individuelle Mobilität in Nordamerika, Prozesswärme und Treibstoffe für Hochseeschiffe in den EME's).

4.2 Europa

4.2.1 Förderung

Die Förderung in Westeuropa wird dominiert von Grossbritannien und Norwegen. Über 90% des in Westeuropa geförderten Rohöls stammt aus diesen beiden Ländern. Aufgrund der geologischen Situation liegen mehr als 95 % der förderfähigen Erdölfelder in der Nordsee und müssen mit Offshore-Technologie gefördert werden.

	1990 [Mio. t]	Anteil [%]	1994 [Mio. t]	Anteil [%]
Österreich	1.2	0.6	1.2	0.4
Dänemark	5.9	2.9	9.0	3.1
Frankreich	3.4	1.7	3.3	1.1
Deutschland	3.9	1.9	2.9	1.0
Italien	4.6	2.3	4.6	1.6
Norwegen	82	41	130.5	45.8
Türkei	3.7	1.8	-	-
Grossbritannien	92	45	126.0	44.4
Andere	5.8	2.9	6.5	2.3
Total	202	100	284	100

Tab. IV.4.4: Produktion Rohöl in Westeuropa 1990 und 1994; <BP 1991>, <NZZ 1996>

Aus den obengenannten Zahlen ergibt sich ein tatsächlicher Eigenversorgungsgrad für Westeuropa von über 35%, unter der Annahme, daß der Rohölexport ausschließlich aus europäischem Öl besteht. Beim Produkteexport wird die vollständige Vermischung von europäischen und importierten Produkten vorausgesetzt. Es sei darauf hingewiesen, daß die in Tab. IV.4.5. dargestellte Importmenge auch Transitverluste und statistisch nicht erfaßte Bewegungen von 30.3 Mio.t beinhaltet, welche beim Verbrauch nicht berücksichtigt werden.

	gehandelte Menge [Mio. t]	Anteil [%] ¹⁾
Eigenproduktion	284	37
Import ²⁾	486.6	63
Export Rohöl	53.8	7
Export Produkte	35.0	4.5
Verbrauch (Europa)	652.5	85

Tab. IV.4.5: Verbrauch, Eigenproduktion und Import/Export Rohöl und Erdölprodukte in Westeuropa 1994; <BP 1995>, ¹⁾: Bezogen auf die Gesamtmenge (Import + Eigenförd.) in Europa: 770.6 Mio. t, ²⁾: beinhaltet auch Transitverluste, Import zu militärischen Zwecken, statistisch nicht erfaßte Bewegungen etc. von 30.3 Mio.t.

4.2.2 Verbrauch

Westeuropa hat 1994 knapp 490 Mio.t in Form von Rohöl (83%) und Produkten (17%) importiert. Diese stammen zu gut 40% aus dem Mittleren Osten, zu je 20% aus Nordafrika und der ehemaligen UdSSR (heute Gemeinschaft unabhängiger Staaten, GUS). Dem steht ein Exportvolumen von rund 90 Mio. t (60% Rohöl, 40% Produkte) gegenüber. Die Raffineriekapazität betrug in Westeuropa 1994 rund 14.4 Mio. Barrel pro Tag, was einer Jahreskapazität von 5.2 Mia. Barrel entspricht. Die Raffinerieauslastung erreichte in diesem Jahr knapp 90%, was einem effektiven Jahresdurchsatz von 4.75 Mia. Barrel Rohöl entspricht.

1994 [Mio.t]	Import	Export
Nordamerika	8.7	59.4
Lateinamerika	22.9	4.0
Nordafrika	97.3	7.0 ¹⁾
Westafrika	50.3	-
Mittlerer Osten	188.6	0
Asien & Australasien	1.9	6.1
ehem. UdSSR & Zentraleuropa	86.5	-
Übrige	0.1	12.3
Verluste, Militär, etc	30.3	-
Total	486.6	88.8
Rohöl	404.2	53.8
Produkte	82.4	35.0

Tab. IV.4.6: Import und Export von Rohöl und Produkten von und nach Westeuropa 1994, ¹⁾: Total Afrika; <BP 1995>

4.2.3 Verwendung der Erdölprodukte

In OECD-Europa wurden 1993 insgesamt 620 Mio.t Erdölprodukte verbraucht. Davon dienten 39.3 Mio.t (6%) zur reinen Stromerzeugung. Immerhin 6.7 Mio.t wurden in Wärmekraftwerken verbrannt, und nur 1.2 Mio.t dienen der öffentlichen Wärmeerzeugung <IEA/OECD 1995a>. Die den Endverbrauchern zugeführten Produkte, insgesamt 558.7 Mio.t verteilten sich auf folgende Sektoren:

1993	Endverbrauch h [Mio.t]	Anteil [%] ¹⁾
Industrie	161.0	28.8
Transport	281.7	50.4
- Luft	32.1	11.4
- Strasse	238.2	84.6
- Schiene	3.1	1.1
- Binnenschifffahrt	8.3	2.9
Landwirtsch./Gewerbe/ Dienstleistungen	52.8	9.5
Haushalte	59.3	10.6
nicht spezifiziert	3.9	0.7
Total	558.7	100

Tab. IV.4.7: Endverbrauch nach Sektoren in OECD-Europa 1993, <IEA/OECD 1995a>, ¹⁾: Gew.-%

Der Transportsektor ist mit über 50 % eindeutig der grösste Bezüger. Innerhalb dieses Sektors dominiert der Strassenverkehr mit knapp 85 % des Endverbrauchs. Beim Schienenverkehr ist hier lediglich der direkte Bedarf an Dieseltreibstoffen verbucht. Der über die Elektrizität nachgefragte Verbrauch an Erdölprodukten ist nicht berücksichtigt.

4.3 Schweiz

4.3.1 Verbrauch

In der Schweiz werden im Raum Emmental/Entlebuch grössere Erdgasvorkommen vermutet. Im Zusammenhang mit ersten Funden wurden 1990 geringe Mengen (knapp 100 t) schweizerischen Kondensats gefördert und raffiniert. Im Jahre 1992 wurden in der Schweiz insgesamt 12.7 Mio. Tonnen Erdölprodukte abgesetzt <EV 1995>. Der Anteil an Motorenbenzin betrug rund 30 %, derjenige der Mitteldestillate 60 %. Die schweizerischen Raffinerien hatten in derselben Zeit einen Ausstoss von rund 4.7 Mio. Tonnen <EV 1995>, wovon knapp 25% auf Motorenbenzin und rund 50% auf Mitteldestillate entfielen (siehe Tab. IV.4.8 und IV.4.10).

[%]	Struktur Bedarf Schweiz	Struktur Bedarf Westeuropa	Struktur Produktion Raffinerien Schweiz
Benzine ¹⁾	29.1	25.0	23.6
Mitteldestillate ²⁾	61.4	40.9	50.7
Schweröl ³⁾	2.5	16.8	18.5
Übrige Produkte ⁴⁾	7.0	17.3	7.2

Tab. IV.4.8: Struktur des schweizerischen und des westeuropäischen Mineralölabsatzes und der Produktion der Inlandraffinerien im Jahr 1991; <EV 1995>, <BP 1995>; ¹⁾: Flug-, Motoren- und Leichtbenzin; ²⁾: Kerosin, Heizöl EL und Dieselöl (ohne marine Bunkeröle); ³⁾: inkl. marine Bunkeröle; ⁴⁾: Raffineriegas, LPG, Petroleum-Koks, Bitumen etc.; <BP 1995>

Es zeigt sich eine relative Unterdeckung in den beiden Sektoren Benzine und Mitteldestillate. Dies bedeutet, dass die Schweiz eine Verbrauchsstruktur aufweist, die einen gegenüber den schweizerischen Raffinerien erhöhten Energieaufwand in der Refination mit sich bringt <Fabri et al. 1991>. In <Speight 1991> werden schematisch die Ausbeuten von einem leichten und einem schwereren Rohöl aufgezeigt (siehe Tab. IV.4.9). Daraus geht hervor, dass insbesondere der hohe Anteil an Rückständen durch einen erhöhten raffinerietechnischen Aufwand zu Mitteldestillaten und Motorenbenzin umgewandelt werden muss. So können gemäss <Asinger 1990> aus 2 kg Heizöl schwer 1.5 kg Benzin durch Konversion in einem Hydrotreater und anschliessendem Aufarbeiten auf Olefine und Aromaten in Steamcrackern gewonnen werden.

	leichtes Rohöl [%]	schweres Rohöl [%]
Leichte Produkte (Gas, Benzin)	30	19
Mitteldestillate (Heizöl)	40	31
Rückstände (Schweröl)	30	50

Tab. IV.4.9: Schematische Darstellung der Unterschiede zwischen einem leichten Rohöl ($^{\circ}\text{API}=44$) und einem schwereren Rohöl ($^{\circ}\text{API}=31$); Speziell erwähnenswert sind die relativen Anteile an Rückständen, Quelle: <Speight 1991>; $^{\circ}\text{API} = 141.5/\rho(15.6^{\circ}\text{C}) - 131.5$; mit $\rho(15.6^{\circ}\text{C})$ =spezifisches Gewicht bei 15.6°C .

4.3.2 Verwendung

Eine detaillierte Aufstellung der in der Schweiz nachgefragten Erdölprodukten gibt erste Anhaltspunkte über deren Verwendung:

	[kt]	[%]
Heizöl EL	5'487	43.1
Heizöl M/S	328	2.6
Benzin, verbleit	779	6.1
Benzin, unverbleit	3'703	29.1
Flugtreibstoff	1'208	9.5
Dieselöl	1'123	8.8
Petrolkoks	69	0.5
Übrige	35 ¹⁾	0.3
Total	12'732	100

Tab. IV.4.10: Nachfrage nach Erdölprodukten in der Schweiz 1994 in kt, BP 1995, ¹⁾: Bitumen, Flüssiggas, Leichtbenzin, Schmieröle und -fette, Leuchtpetrol <EV 1995>

Neben dem klimatisch bedingten hohen Anteil an Heizöl EL (Hausfeuerungen) bestreiten die Kraftstoffe den nächstgrössten Anteil mit fast 50 Gew.-%. Gegenüber 1991 ist der Verbrauch von verbleitem Benzin um die Hälfte zurückgegangen, jener des bleifreien Benzins aber drastisch gestiegen, sodaß die Gesamtnachfrage an Kraftstoffen um fast 1'000 t zugenommen hat. Die den Endverbrauchergruppen zugeführten Erdölprodukte verteilen sich wie folgt:

1993	Endverbrauch h [Mio t]	Anteil [%] ¹⁾
Industrie	1.3	10.2
Transport	5.7	44.9
- Luft	1.1	19.2
- Strasse	4.6	80.7
- Schiene	0.01	0.17
- Binnenschifffahrt	0.01	0.17
Landwirtsch./Gewerbe/ Dienstleistungen	2.1	16.5
Haushalte	3.6	28.4
Nichtenergetischer Bedarf	0	0
nicht spezifiziert	0	0
Total	12.7	100

Tab. IV.4.11: Endverbrauch nach Sektoren in der Schweiz 1993, ¹⁾: Gew.-%

Auch hier zeigt sich die Dominanz des strassengebundenen Verkehrs mit fast 45 Gew.-% des Endenergieverbrauchs. Die Haushalte sind, einerseits aufgrund der geographischen Lage, andererseits aufgrund eines energieextensiveren und kleineren Industriesektors stärker am Endenergieverbrauch beteiligt, als im europäischen Durchschnitt.

4.3.3 Importstatistik Schweiz

Über den Import von Rohöl, Spikes (Halbfertigprodukte) und Fertigprodukten liegen detaillierte Statistiken vor. Fig.IV.4.1. zeigt die Rohölherkunft der beiden schweizer Raffinerien von 1991 bis 1994. Nach einem leichten Abfall des Gesamtimports 1992 stieg dieser 1994 wieder auf fast 4.8 Mio.t.

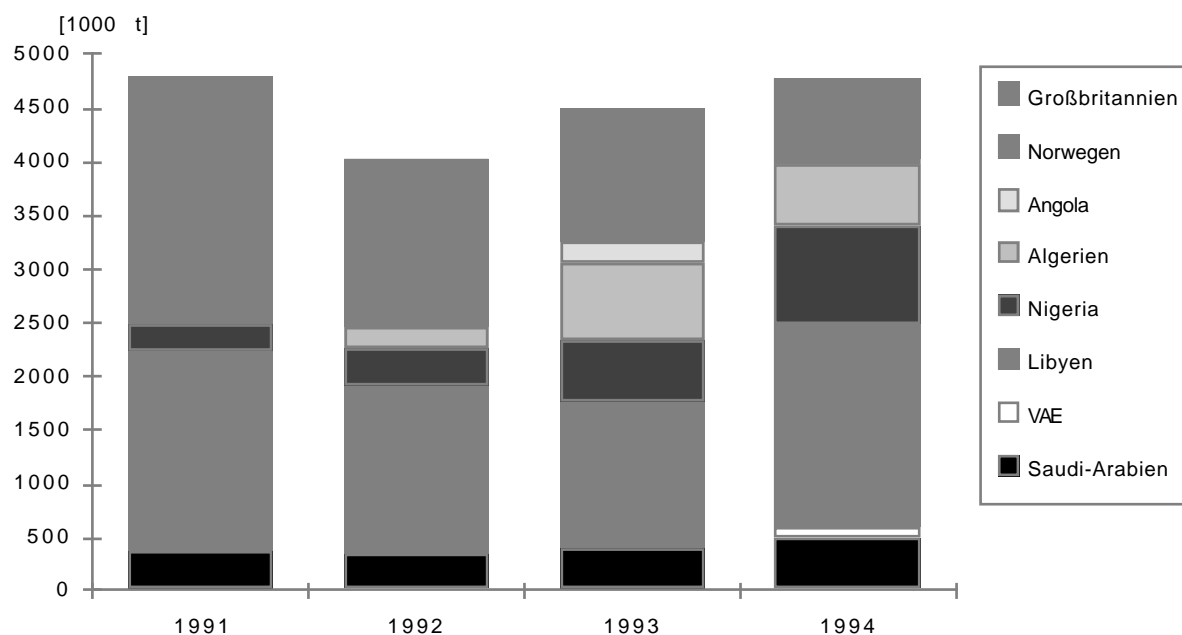


Fig. IV.4.1: Herkunftsländer der Rohöl-Direktimporte in die Schweiz von 1991 bis 1994, <EV 1995>

Für die Rohölimporte können die Herkunftsländer identifiziert werden, wobei grössere Veränderungen innerhalb weniger Jahre festzustellen sind. So verloren europäische Rohöle (insbesondere Norwegen) große Anteile zugunsten von afrikanischen Ölimporten. Beim libyschen Rohöl ist ein stetiger Rückgang bis ums Jahr 1993 zu verzeichnen, welcher aber 1994 wieder aufgefangen wurde. Die Importe aus Nigeria hingegen nahmen seit 1991 stetig zu und machten 1994 fast 20% der gesamten schweizer Rohölimporte aus.

Bei den Importen der Fertigprodukte wird die Situation unübersichtlicher. Wohl sind die Handelspartner bekannt, die Herkunft der Rohöle zur Raffination der direkt und indirekt mit der Schweiz gehandelten Produkte muss jedoch für jeden Handelspartner ermittelt werden. Auch hier sind von Jahr zu Jahr grosse Veränderungen in der Verteilung der Lieferländer und in der Herkunftsstatistik der Rohöle für im Ausland raffinierte Fertigprodukte aufgetreten.

Um die Rohölherkunft der in die Schweiz importierten Produkte zu bestimmen wurden bei diesem Projekt sowohl die direkten als auch die indirekten Produkteinfuhren berücksichtigt. Dies bedeutet, daß für die Handelspartner der Schweiz (Belgien, Frankreich, BRD, Italien, Niederlande, Grossbritannien, USA) eine vollständige Vermischung der im eigenen Land raffinierten Produkte mit den aus anderen Ländern importierten Fertigprodukten vorausgesetzt wird. Beim Rohölexport hingegen wird angenommen, daß die Rohölausfuhren der Handelspartner ausschließlich aus der eigenen Förderung stammen. Fig. IV.4.2 zeigt die so berechnete Rohölherkunft für die 1994 in die Schweiz eingeführten Fertigprodukte (ohne die Rohölimporte der schweizer Raffinerien).

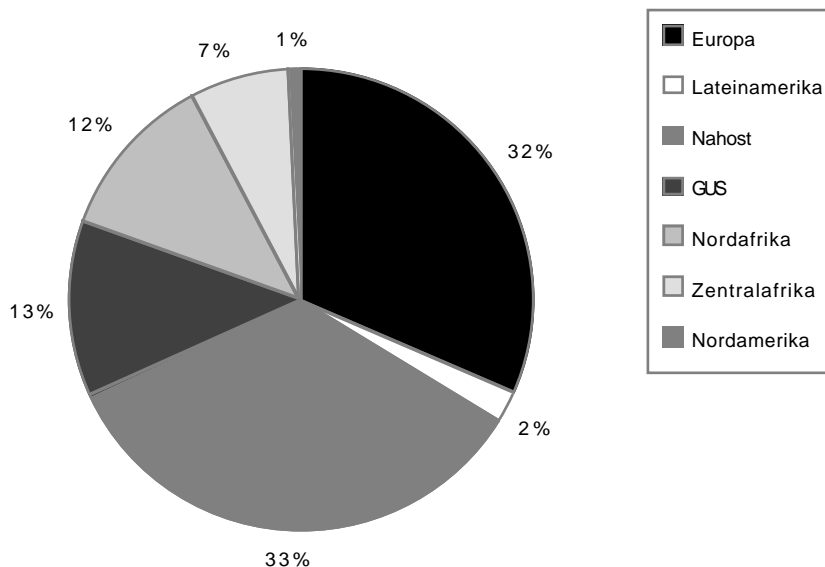


Fig. IV.4.2: Rohölherkunft der 1994 in die Schweiz importierten Fertigprodukte, <EV 1995>, <IEA/OECD 1995a>

Um eine für die Schweiz repräsentative Importsituation darzustellen kann entweder a) ein Durchschnitt z.B. der letzten fünf oder zehn Jahre gebildet werden, oder es kann b) ein Jahr (z.B. 1994) gewählt werden, für welches eine solide Datenbasis besteht. Zusätzlich zum Nachteil beider Möglichkeiten, dass die gewählte Modellsituation für die Zukunft kaum einem repräsentativen Querschnitt entsprechen kann, wird der Aufwand zur Durchschnittsbildung in Möglichkeit a) sehr gross. Möglichkeit b) besitzt zudem den Vorteil einer hohen Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Somit können veränderte Importsituationen ohne grossen Aufwand korrigiert werden.

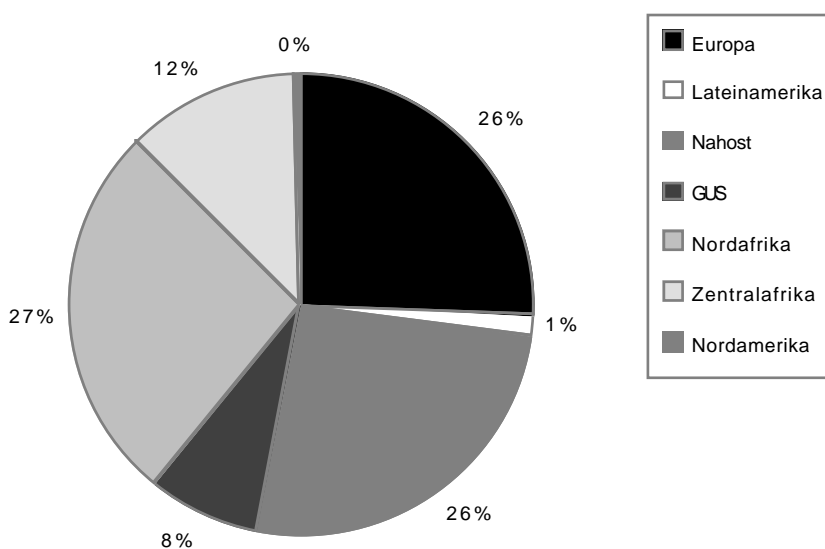


Fig. IV.4.3: Rohöl-Herkunftsregionen und deren prozentuale (Massen-)Anteile am schweizerischen Erdölprodukte-Markt 1994, <EV 1995>, <IEA/OECD 1995a>

Als Grundlage für die mit Erdöl in Zusammenhang stehenden Energiesysteme bilden aus den oben genannten Erwägungen die Statistiken des Kalenderjahres 1994. In der Schweiz waren zu diesem Zeitpunkt beide Raffinerien ganzjährig in Betrieb und verarbeiteten rund 33 % der in der Schweiz konsumierten Erdölprodukte <EV 1995>. Die restlichen 67 % wurden als Fertigprodukte aus den obengenannten Ländern importiert. Unter Berücksichtigung des in der Schweiz raffinierten Öls

einerseits sowie der direkten und indirekten Produktimporte andererseits, stellt sich die Rohölherkunft der auf dem schweizer Markt gehandelten Erdölprodukte wie folgt dar:

Dabei zeigt sich, dass für den schweizer Markt mehr als drei Viertel des Rohöls aus Nordafrika (Libyen), dem Nahen Osten und Europa stammt (siehe Fig. IV.4.3). Zentralafrika (Nigeria) liefert immerhin fast 12 %. Die Rohöle aus Osteuropa hingegen (hier unter GUS) nahmen seit 1991 stetig ab und machten 1994 auf dem schweizer Markt nur noch einen Anteil von knapp 8% aus. Die Anteile Nord- und Lateinamerikas sind marginal. Durch den hohen Offshore-Anteil Europas resultiert somit für die Schweiz ein Nordsee-Anteil von gut 25%. Die detaillierten Informationen über Produkt und Rohölherkunft sind im Anhang (Tab. IV.7.A3 bis A5) zu finden.

Zum Vergleich sind in Fig.IV.4.4. die Rohöl-Herkunftsregionen und deren Anteile für den westeuropäischen Markt dargestellt. Die Ausgangsdaten stammen aus Tab.IV.4.5. und IV.4.6., wobei nur die für den allgemeinen Verbrauch bestimmten Importe von 456.3 Mio.t berücksichtigt wurden. Wie oben wird davon ausgegangen, daß der Rohölexport aus der europäischen Eigenförderung stammt. Für den Produkteexport wird eine vollständige Vermischung eigener und importierter Fertigprodukte angenommen, wodurch sich die Herkunftsverhältnisse nicht verändern.

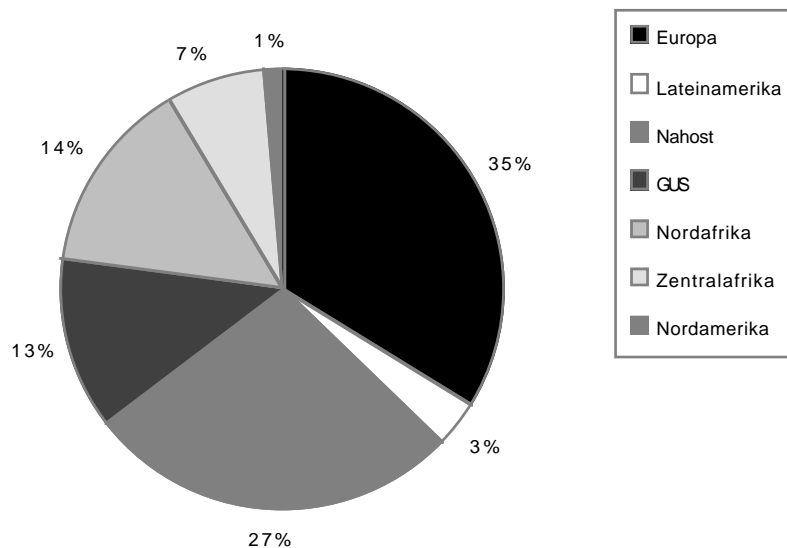


Fig. IV.4.4: Rohöl-Herkunftsregionen und deren prozentuale (Massen-)Anteile am europäischen Erdölprodukte-Markt 1994, <BP 1995>

5. Systemcharakterisierung

5.1 Aufteilung in Prozessschritte

5.1.1 Übersicht

Die Systeme der energetisch genutzten Erdölprodukte lässt sich grob gemäss Fig. IV.5.1 charakterisieren. Bei den nichtenergetisch genutzten Produkten wie "Naphtha" und "Heizöl Petro" entfällt der Schritt "Regionaltransport" zugunsten individuell bilanzierter Transportleistungen.

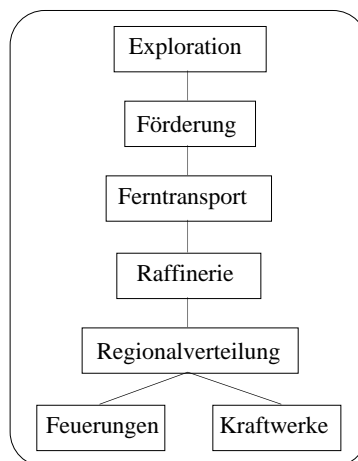


Fig. IV.5.1: Übersicht Grobstruktur der Erdölprodukte-Prozessketten in diesem Projekt

Der Erdölmarkt ist gekennzeichnet durch eine Vielzahl von möglichen Transportmitteln, durch Variationen der Transportwege aus einzelnen Herkunftsregionen und der Umschlags- und Lagerungsaktivitäten sowie durch unterschiedliche Förderungsbedingungen verschiedener Rohölfelder in einem Land (z.B. Onshore/ Offshore). Dementsprechend kann es innerhalb dieser Studie nicht das Ziel sein, die tatsächliche Situation für die schweizerische und europäische Versorgung mit Erdölprodukten eines bestimmten Jahres abzubilden. Mithilfe von Vereinfachungen und Annahmen wurde deshalb für das Jahr 1994 eine auf schweizerische und europäische Verhältnisse zugeschnittene Durchschnittsbetrachtung der Schritte "Exploration", "Förderung", "Ferntransport" und teilweise "Raffination" durchgeführt. Das Modul "Regionalverteilung" ist als schweizerischer resp. europäischer Durchschnitt zu verstehen und widerspiegelt nicht die Situation einzelner Regionen.

Prinzipiell wurden die Energieketten für schweizerische und westeuropäische Verhältnisse (CH/Euro) bilanziert. Dies gilt nicht für die Produkte Naphtha und Heizöl Petro, welche als Ausgangsstoffe der Petrochemie nur für europäische Verhältnisse ausgewiesen werden.

Bei der Rohölförderung wurde zwischen Onshore und Offshore-Förderung unterschieden. Für den Prozeßschritt "Ferntransport" erfolgte eine Aufteilung in die 7 für die Schweiz und Europa relevanten Herkunftsregionen des Rohöls. Für jedes dieser Module kann dann anteilmäßig On- und Offshore-Förderung berücksichtigt werden. Beim Modul "Rohöl ab Ferntransport" ist jedoch anzumerken, daß für die Berechnung der Transportaufwendungen der Import in die Schweiz von 1994 als Grundlage diente und auf dieser Stufe aus datentechnischen Gründen auf eine Differenzierung CH/Euro verzichtet wurde. Bei den Raffinerien wird aber wieder zwischen schweizer und europäischem Markt unterschieden: einerseits wird die unterschiedliche Herkunft des Rohöls berücksichtigt, andererseits aber auch die verschiedenen Raffineriestandorte (Fig.IV.5.2).

Prozesse, die von den in Fig. IV.5.1 dargestellten Hauptmoduln nachgefragt werden, sind in verschiedenen Teilen der gesamten Studie bilanziert. Erdölspezifische Prozesse und Dienstleistungen finden sich im Kap. IV.13 "Vor- und nachgelagerte Prozesse", während allgemeine Dienstleistungen wie Gütertransportleistungen oder Basismaterialien in den entsprechenden Anhängen bilanziert sind.

Jeder Hauptprozessschritt entspricht einem Kapitel. Kap. 6 "Exploration" enthält die Bilanzierung der Energie- und Stoffflüsse der für Exploration und Förderung notwendigen Bohrleistungen, Kap. 7. "Förderung" diejenige der zur Förderung notwendigen Aktivitäten. In Kap. 8. "Ferntransport" sind für jede Herkunftsregion die erforderlichen Transportleistungen sowie die dazu verwendeten, ölspezifischen Transportmittel "Hochseetanker", "Binnentankschiff" und "Pipeline" (On-/ offshore) bilanziert. Bei den Transportleistungen sind z.T. Produkttransporte ebenfalls aufgeführt, welche in Ecoinvent im Modul "Produkt X ab Regionallager" verbucht werden. In Kap. 9. "Raffinerie" sind die Energie- und Stoffflüsse der vielfältigen Raffinerieprozesse und in Kap. 10. "Regionalverteilung" diejenigen der Lagerung sowie die erforderlichen Transportleistungen bilanziert. Kap. 11. "Feuerungen" enthält Fallbeispiele von Hausfeuerungen sowie Basisdaten zu Industriefeuerungen, welche teilweise innerhalb dieser Studie von anderen Energiesystemen nachgefragt werden. In Kap. 12. "Kraftwerke" sind ölthermische Kraftwerke für die Nationen im europäischen Stromverbund UCPTe und für die Schweiz bilanziert. Kap. 13. "Vor- und nachgelagerte Prozesse" schliesslich enthält Bilanzierungen von Strom ab Dieselaggregaten und Emissionen ins Wasser infolge Einleiten von Bohrchemikalien (zu 6. "Exploration"), von Erdölgasturbinen und Fackelemissionen (zu 7. "Förderung"), von MTBE und TEL als Additive des verbleiten und unverbleiten Benzins (zu 9. "Raffinerie"), sowie von Pulverbeschichtung bei der Heizkesselproduktion (zu 11. "Feuerungen"). Die restlichen, von Erdölketten beanspruchten Dienstleistungen finden sich in den Anhängen A, B und F. Fig. IV.5.2 zeigt am Beispiel der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW" die relevanten energetischen Verknüpfungen auf der Stufe der einzelnen Prozessschritte.

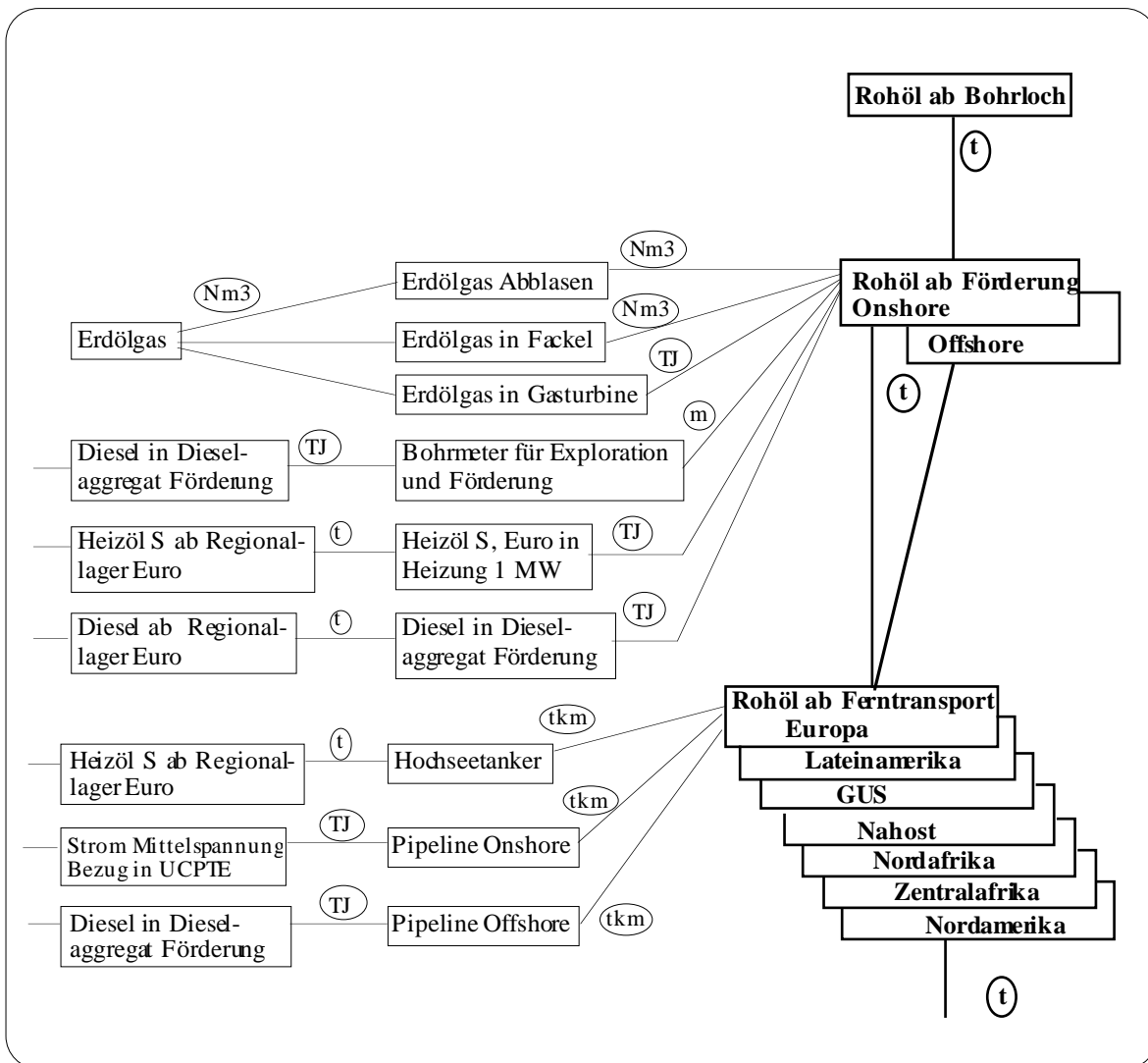


Fig. IV.5.2: Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW" (als Beispiel) inkl. Verknüpfungen der relevanten energetischen Vorleistungen

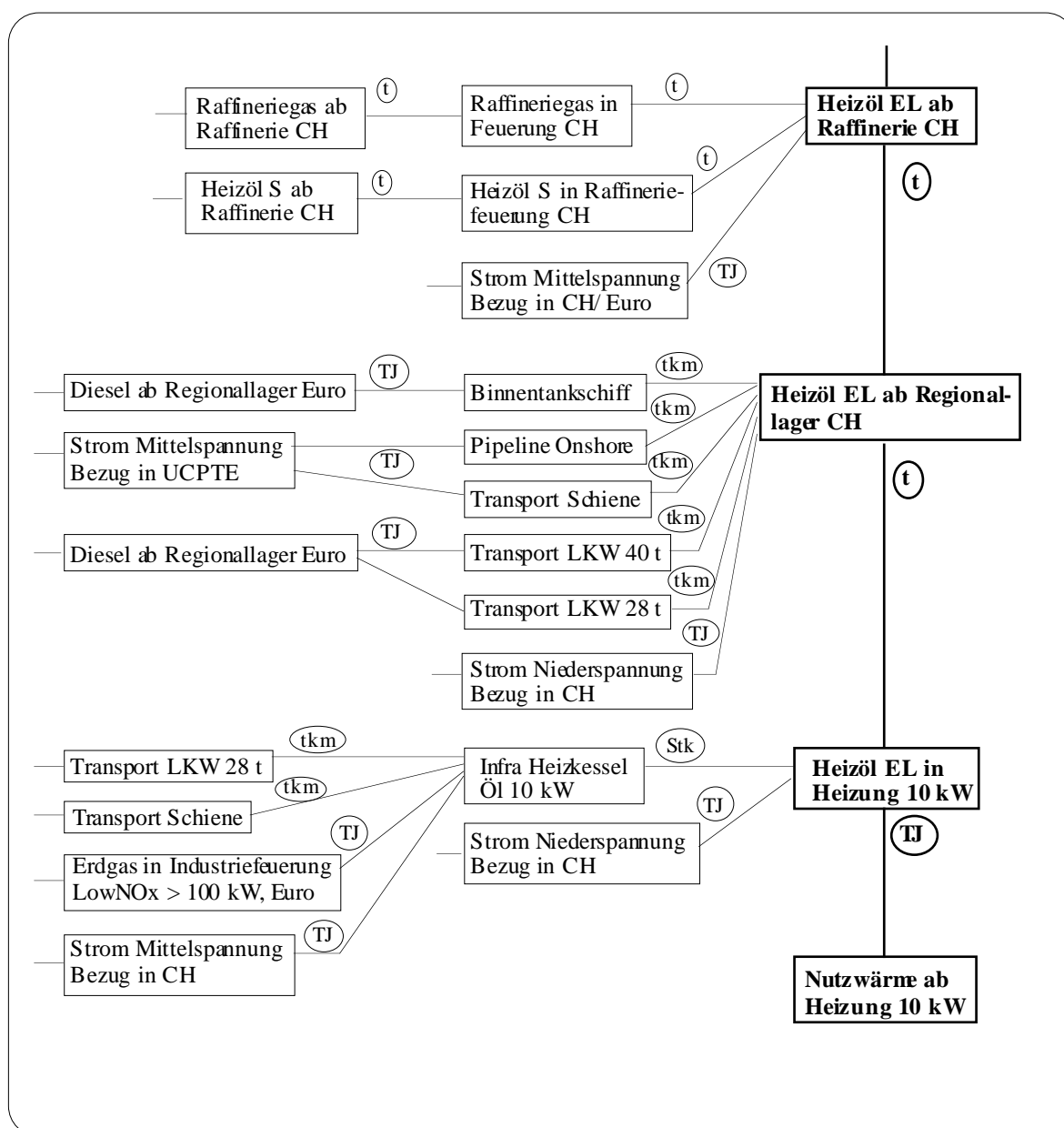


Fig. IV.5.2: Forts.

Die genaue Anbindung der Module "Produkt X ab Raffinerie" an den Ferntransport ist aus Fig.IV.5.3. ersichtlich. Dabei werden für das Rohöl die Herkunftsanteile aus Fig.IV.4.3. bzw. IV.4.4 verwendet.

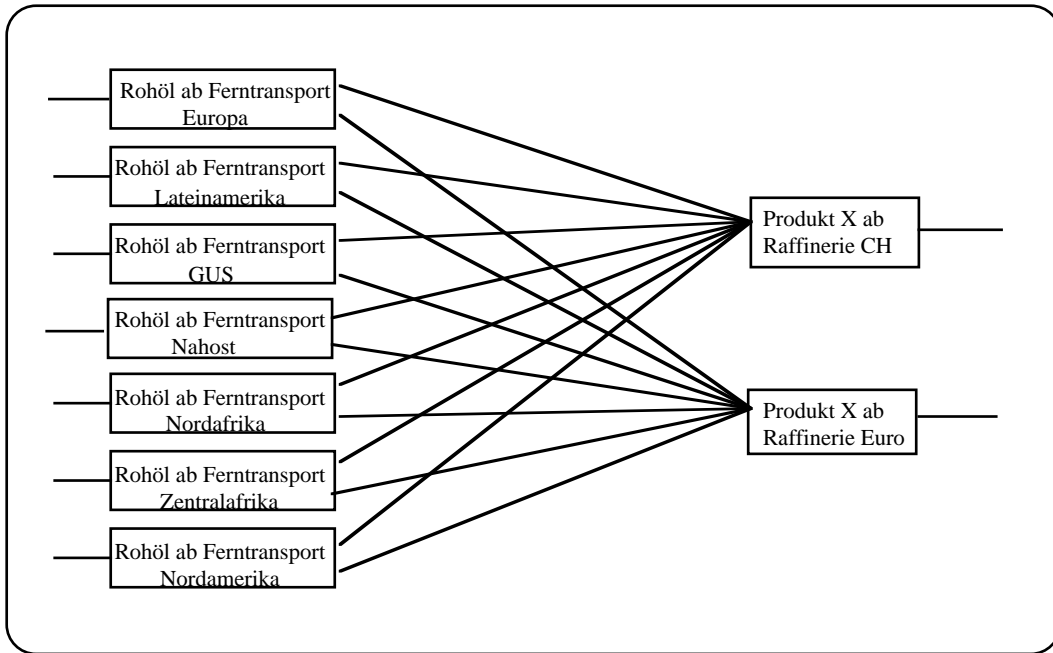


Fig.IV.5.3: Anbindung der Raffineriemodule an den Ferntransport

5.1.2 Basisdaten für Erdölprodukte und -dienstleistungen

Die Daten dieses Projektes erlauben ein Zugreifen auf Erdölprodukte und -dienstleistungen auf verschiedenen Stufen der jeweiligen Prozesskette. Es kann unterschieden werden zwischen dem Anbinden an Energieträgerbereitstellung ab Regionallager (in Tonnen), Grundstoffbereitstellung für die Petrochemie ab Raffinerie und der Energiebereitstellung ab Haus- und Industrieheizung (Stufe End- oder Nutzenergie, in TJ) resp. Kraftwerk (Stufe Sekundär- oder Endenergie, in TJ). Bei der Energieträgerbereitstellung ab Regionallager ist die Feinverteilung zum Einzelkunden resp. zur Tankstelle bereits berücksichtigt.

Fig. IV.5.4 zeigt die heizölspezifischen Prozessketten sowie deren Anbindungen an vorgelagerte Prozessschritte. Fig. IV.5.5 zeigt die Verknüpfungen der übrigen Erdölprodukte.

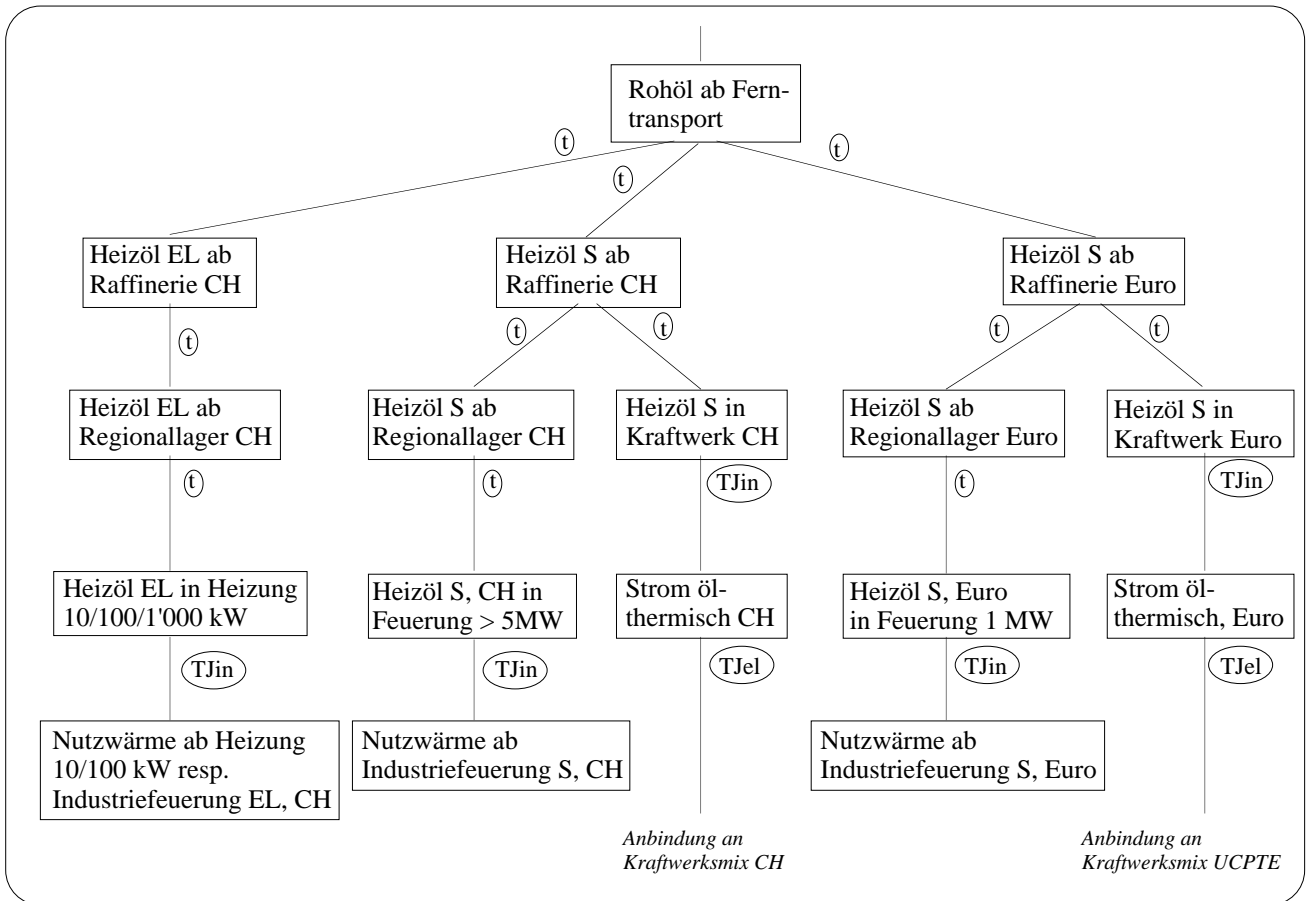


Fig. IV.5.4: Übersicht der in Kap. 11. und 12. behandelten Energieumwandlungssysteme (Feuerungen und Kraftwerke) sowie deren Verknüpfungen mit vorgelagerten Hauptprozessen

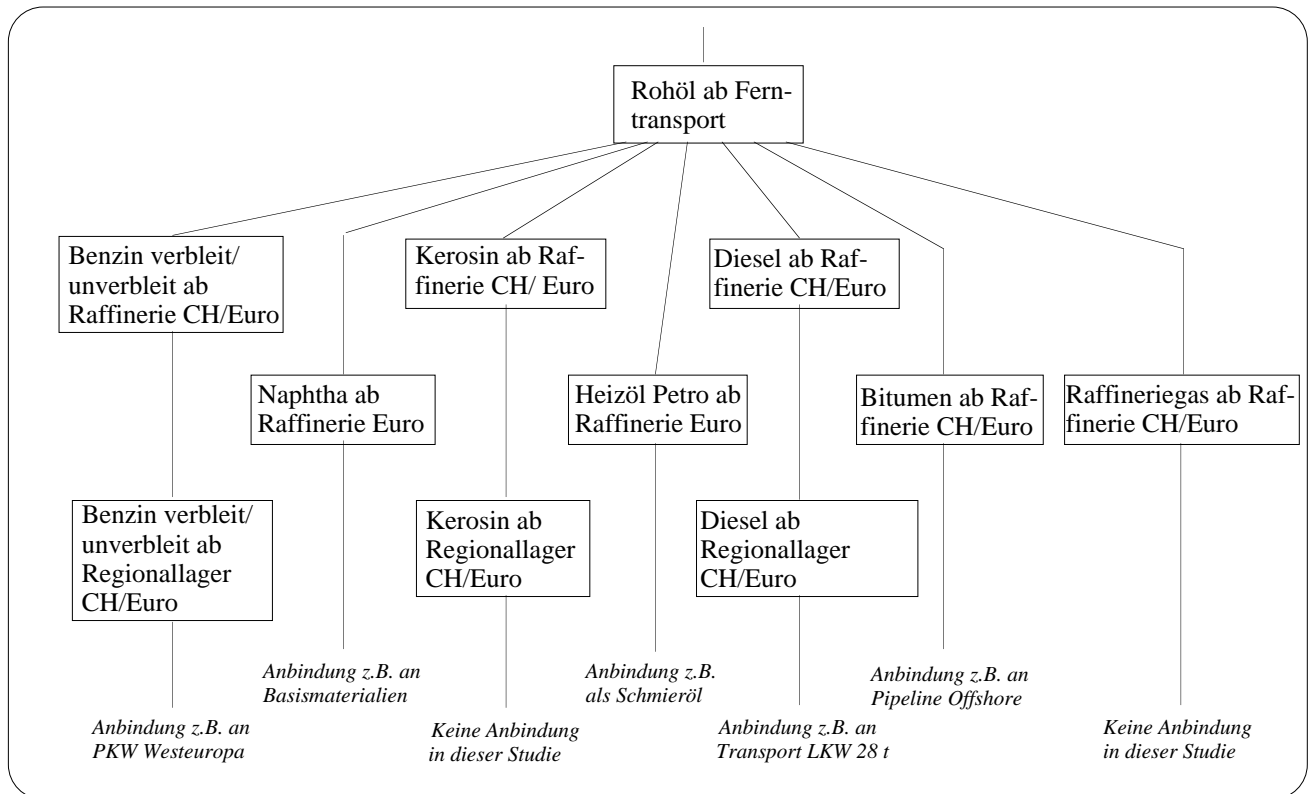


Fig. IV.5.5: Übersicht der Energieträger- und Grundstoffbereitstellung (ohne Heizöl EL & S) sowie deren Verknüpfungen mit vorgelagerten Hauptprozessen, Bezugsgrösse: [t]

5.2 Vereinfachungen und Annahmen

5.2.1 Geographisch

Die Herkunftsländer der in die Schweiz und nach Europa importierten Produkte wurden aufgrund statistischen Materials der Importländer bestimmt und den Regionen Nahost, Lateinamerika, Nord-, Zentralafrika, Europa, GUS und Nordamerika zugeordnet. Mexiko wurde in Anlehnung an die 1. Edition zu Lateinamerika gezählt. Die europäischen Lösshäfen wurden zusammengefasst und der Region Nordsee (für Produkte aus Belgien/Luxemburg, Deutschland und den Niederlanden) resp. Mittelmeer (Produkte aus Frankreich und Italien) zugewiesen. Für das Bestimmen der Transportdistanzen wurde angenommen, dass Rohöl aus Nahost, welches im Mittelmeer gelöscht wird, durch den Suezkanal transportiert wird. Wird es in einem Nordseehafen gelöscht, so wird ein Umschiffen des afrikanischen Kontinents unterstellt.

Betreffend Raffineriestandorte wird eine Unterscheidung in die Regionen Schweiz, Westeuropa und GUS vorgenommen. Hierbei wird angenommen, daß die nordafrikanischen und amerikanischen Raffinerien den europäischen Standard erfüllen und unter Westeuropa zusammengefaßt wurden. Stellvertretend für die "Raffinerie de Cressier" wurde eine ähnliche westeuropäische Raffinerie bilanziert. Von der "Raffinerie du Sud-Ouest" in Collombey lagen aktuelle Daten vor. Für Westeuropa wird, in Analogie zum Stromverbund UCPTE, die Gesamtheit der westeuropäischen Raffinerien, z.T. anhand der flächendeckenden Erhebungen der Concawe, bilanziert. Für die GUS wurde die nationale Energiestatistik der ehem. UdSSR zur Ermittlung der spezifischen Energieverbräuche beigezogen. Als Raffinerieschwerpunkt wurde Schwedt (an der deutsch-polnischen Grenze) angenommen.

Die Transport- und Lagerungsaktivitäten der Regionalverteilung widerspiegeln die Situation einer Erdölgesellschaft in der Schweiz. Diese wird auf die gesamte Schweiz wie auch auf Westeuropa (UCPTE-Raum) angewandt, wobei aufgrund der geringeren Siedlungsdichte die Transportdistanzen für Europa um 50 % erhöht wurde.

5.2.2 Zeitlich

Während sich die meisten statistischen Angaben auf das Jahr 1994 beziehen, wurde z.B. beim Ausrüstungsstand der Rauchgasreinigungstechniken in Kraftwerken versucht, die Situation von 1994/95 zu berücksichtigen. Bei den vorgelagerten Prozessen "Exploration" und "Förderung" konnten meist aktuelle Daten verarbeitet werden (nach 1985), insbesondere was statistische Angaben wie Offshore-Anteil, Anteil EOR-Techniken betrifft. Zur Berücksichtigung der Offshore-Förderung musste teilweise auf älteres Zahlenmaterial zurückgegriffen werden.

Die Entsorgung konnte insbesondere im Bereich des "Landfarming" nicht abschliessend bilanziert werden. Eluate aus Schlamm-Landfarming sind mangels Daten nur rudimentär im Anhang F bilanziert. Im Gegensatz z.B. zur Kohlekette sind hier jedoch keine nennenswerten Einträge zu erwarten.

5.2.3 Bilanzierung

Im Bereich der Nutzenergiebereitstellung wurden nur einzelne wenige Systeme bilanziert, obwohl der Einfluss unterschiedlicher Feuerungstypen u.a. emissions- und materialeseitig stark zum Tragen kommt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Benutzer der Bilanzdaten für fallspezifische Betrachtungen Angaben zum Feuerungssystem vorliegen hat, womit diese ohnehin zusätzlich bilanziert werden.

5.2.4 Allokationen

Als Allokationskriterien wurden meist der untere Heizwert resp. das Gewicht der Koppelprodukte verwendet. Bei der Zuteilung der Fackel-, Abblas- und anderen Verluste wurden die Emissionen mittels unterem Heizwert auf die beiden kommerzialisierten Energieträger Erdöl und Erdölgas (Erdgas) aufgeteilt. Die restlichen Aufwendungen der Exploration und Förderung wurden aufgrund der relativ grossen Unsicherheit der Daten und des relativ bescheidenen Anteils an kommerzialisiertem Erdölgas ganz dem geförderten Rohöl zugeschlagen.

Bei der Raffination wurde die Allokation mittels Gewicht auf Teilprozessebene durchgeführt, da auf dieser Ebene Angaben für alternative Kriterien wie Heizwert oder Marktpreise fehlen. Dabei werden alle Produkte mit Ausnahme des Schwefels als Koppelprodukte betrachtet. Dies in Übereinstimmung mit der Funktion einer Raffinerie, Erdölprodukte aller Art herzustellen.

5.2.5 Sensitivitäten

Der spezifische Energiebedarf einer Raffinerie für verschiedene Erdölprodukte variiert recht stark (etwa Faktor 4). Die Tendenz der Nachfragestruktur hin zu höheren Anteilen an leichten Produkten hat zur Folge, dass vermehrt weitergehende, energieintensive Veredelungsprozesse notwendig werden. So wird Heizöl EL nicht mehr nur aus der atmosphärischen Destillation stammen, sondern auch aus gecrackten Rückstandsölen hergestellt werden müssen. Diesem Umstand eines erhöhten Aufwandes bei der Herstellung von Heizöl EL wird mit Heizöl EL 2000 Rechnung getragen. Es werden integrale Energieketten bis zur Stufe Nutzenergie verglichen, um den Einfluss des erhöhten Aufwandes eruieren zu können.

5.2.6 Ressource Rohöl

Als Ressource "Rohöl ab Bohrloch" wird dasjenige Erdöl verbucht, welches der Erdkruste entnommen wird. Damit wird dem Umstand, dass der heutige Entölungsgrad bei rund 30 % liegt und damit 70 % des in bekannten Vorkommen vorhandenen Rohöls nicht gefördert wird, nicht Rechnung getragen. Das im Boden verbleibende Öl ist für kommende Generationen aber nicht verloren. Der Aufwand zur Gewinnung weiterer Anteile (Erhöhen des Entölungsgrades) ist jedoch einiges höher und zur Zeit nicht wirtschaftlich. Die Verluste z.B. infolge der Einleitung von Erdöl in die Weltmeere werden jedoch beim Rohölbedarf berücksichtigt.

6. Exploration

6.1 Übersicht

6.1.1 Zusammenfassung

Im vorliegenden Kapitel werden die Explorationstätigkeiten für die aus der Sicht der Schweiz und Europas relevanten Erdölförderregionen analysiert. Der Energiebedarf für die geophysikalische Prospektion wird mit Energieintensitäten abgeschätzt. Aufgrund der stark unterschiedlichen Fündigkeit und Ergiebigkeit der Bohrungen wird eine regionale Differenzierung vorgenommen. Es werden Angaben gemacht zu Bedarf und Entsorgung von Bohrchemikalien (vorwiegend aus den Regionen Nordsee und Nordamerika), zu Energiebedarf und über Emissionen aus der Energiebereitstellung. Die beiden resultierenden Moduln der Exploration fassen die Daten in Form von spezifischen Werten pro erbrachte Dienstleistung (Bohrmeter) separat für Onshore- und Offshore-Bohrungen zusammen.

6.1.2 Geophysikalische Prospektion

Nach einer ersten geologischen Vorerkundung, die Hinweise auf erfolgsversprechende Strukturen gegeben hat, werden geophysikalische Messungen durchgeführt. Dazu können drei grundsätzlich unterschiedliche Verfahren angewendet werden.

- seismische Messungen,
- Schweremessungen und
- magnetische Messungen.

Die Tätigkeit der Explorationsphysiker ist statistisch mit der Anzahl der arbeitenden Seismik-Trupps erfasst. Sie ist zwischen 1985 und 1986 um 34% zurückgegangen und betrug 1990 noch 515 Trupps, wovon 15% Offshore tätig waren <West 1991>. In Deutschland waren 1990 insgesamt 850 Personen im Bereich der Geophysik beschäftigt, davon arbeiteten rund die Hälfte in der Datenverarbeitung und Interpretation der Feldmessungen. Insgesamt vermessen die 200 Personen starken Messtrupps 2'100 Profilkilometer und gut 900 km² Flächen vorwiegend mittels Reflexionsseismik resp. mit 3D-Seismik.

Gemäss <Masseron 1991> wurden in den marktwirtschaftlich organisierten Ländern 1988 insgesamt rund 1'500 Mio. US-\$ für die geophysikalische Prospektion ausgegeben.

Ausgaben 1988	[Mio. \$]
im Gelände	1'090
- Seismik terrestrisch	782
- Seismik marin	279
- Aeromagnetismus u.a.	29
Analyse und Interpretation	370
Total Ausgaben	1'460

Tab. IV.6.1: Auflistung der Kosten für geophysikalische Prospektion in marktwirtschaftlich organisierten Ländern für 1988, <Masseron 1991>

Es soll versucht werden mithilfe der Energieintensitäten Rückschlüsse zumindest auf die Grössenordnung des Energieverbrauchs der Prospektion ziehen zu können.

Annahmen:

- je 50 % der Ausgaben im Gelände resp. für Analyse und Interpretation sind Lohnkosten,
- 50 % der Ausgaben im Gelände werden für elektronische Apparate mit einer Primärenergie-Intensität von 38.1 BTU/\$(1977) <Spreng 1988> ausgegeben.

- 50 % der Ausgaben für Analyse und Interpretation werden für Computer mit einer Primärenergie-Intensität von 31.5 BTU/\$(1977) <Spreng 1988> ausgegeben.
- Gemäss <Kreith et al. 1990> hat die Energieintensität pro US-\$ um durchschnittlich 22.5 % abgenommen. Damit sind sowohl Geldentwertung als auch Effizienzsteigerung des Energieeinsatzes von 1977 bis 1988 berücksichtigt.
- Als Referenzgrösse wird die Welt-Produktion (ohne Osteuropa und ehem. UdSSR) des Jahres 1988 genommen (102 Mio. TJ, <BP 1992>).

Der Primärenergiebedarf für geophysikalische Prospektion beträgt unter den oben erwähnten Annahmen rund 21 TJ, was einem Anteil von $2 \cdot 10^{-3}$ % entspricht und damit vernachlässigt werden kann.

Der damit zusammenhängende Stofffluss soll anhand der drei Metalle Platin, Gold und Kupfer grob abgeschätzt werden. Gemäss <BUWAL 1992> beträgt der Stofffluss pro Computer etwa 100 kg. Davon sind 1.25 kg Kupfer, 2.3 g Gold und 0.8 g Platin. Mit einem Preis von 2'000 US-\$ pro Computer ergeben sich folgende Stoffintensitäten und damit Stoffflüsse für die Prospektion:

	Stoffintensität [g/US-\$]	Stofffluss [kg]	spez. Stofffluss [mg/t _{Roböl}]
Kupfer	0.6	115'000	50
Gold	1E-3	20	0.1
Platin	0.4E-3	70	0.03

Tab. IV.6.2: Stoffintensitäten ausgewählter Metalle sowie daraus ermittelte Stoffflüsse für geophysikalische Prospektion in marktwirtschaftlich organisierten Ländern für 1988, <Masseron 1991>

Gegenüber dem spezifischen Platinbedarf für die Katalysatoren von z.B. 10 mg/t_{Benzin} in der Raffinerie (siehe Kap. IV.9 "Raffinerie"), ist - aufgrund der groben Abschätzung - auch der mit der Prospektion zusammenhängende Stofffluss vernachlässigbar.

6.2 Vorgehen bei Bohrungen

Bei Bohrungen zum Auffinden und Fördern von Erdöl wird heute vorwiegend das Drehbohrverfahren angewandt. Dabei gelangen hauptsächlich Rollen- oder Diamantmeissel mit Durchmessern von 6" bis 26" (15-70 cm) zum Einsatz. Die benötigte Energie liefern in der Regel Dieselaggregate in Gruppen von 3 bis 5 Einheiten mit einer Leistung bis 4'000 kW <BP 1989a>.

Um ein Einfallen des Bohrloches zu vermeiden, werden Stahlrohre in Etappen eingelassen, welche mit Zement hinterfüllt werden. Nach der ersten Verrohrungsphase wird ein Blowout-Preventer montiert, welcher ein unkontrolliertes Austreten von Flüssigkeiten und Gasen aus dem Bohrloch verhindern soll. Produktionsbohrungen werden, sofern sie erfolgreich sind (keine trockenen Bohrungen), zur kontrollierten Förderung mit einem Eruptionskreuz versehen <BP 1989a>.

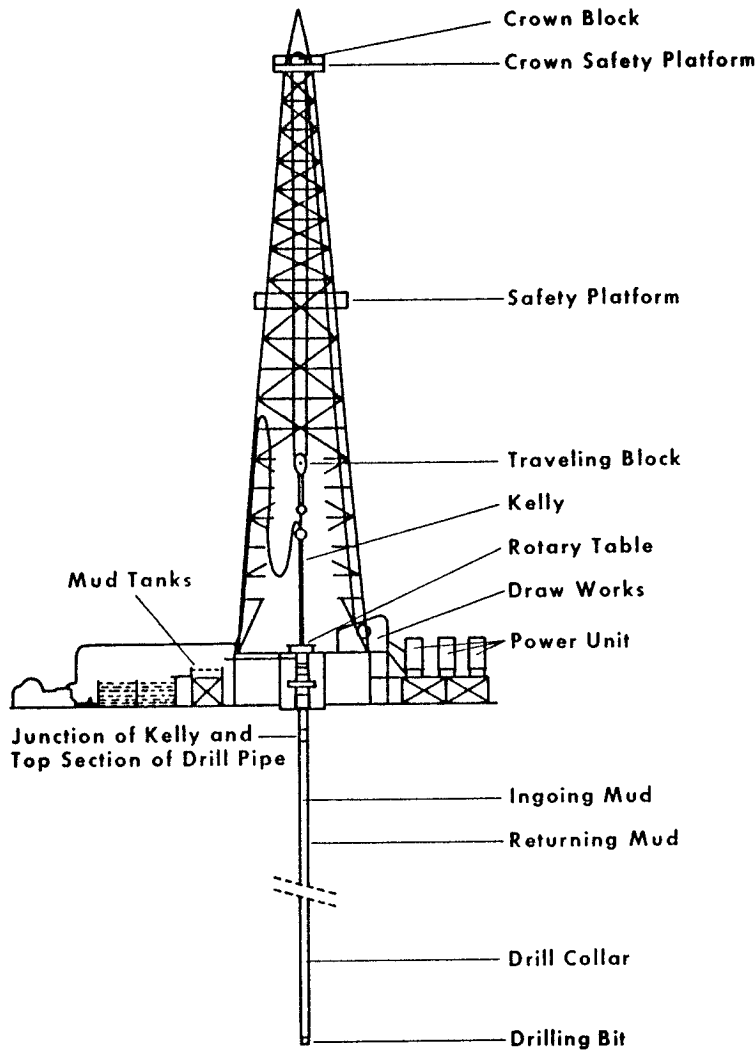


Fig. IV.6.1: Drehbohrverfahren, Bohrturm und andere Vorrichtungen <Speight 1991>

Die Bohrflüssigkeit erfüllt eine Vielzahl wichtiger Funktionen, welche für das Gelingen einer Bohrung entscheidend sind, wie:

- Kühlen und Schmieren des Bohrstranges und des Meissels,
- Aufbau eines impermeablen Filterkuchens an der Bohrlochwandung,
- Kontrolle des Druckes unter der Oberfläche,
- Abgabe von Sand und Bohrklein an der Erdoberfläche,
- Minimieren der Schäden an der geologischen Formation,
- Sichern maximaler Information über die erreichten geologischen Formationen etc.

Es gibt drei grundsätzlich unterschiedliche Bohrflüssigkeiten, welche sich vor allem in ihrer Matrix unterscheiden:

- Gasbohrspülung,
- wässrige Bohrspülung,
- Ölspülung.

Gasbohrspülungen werden verwendet, um Wasserverluste und die damit zusammenhängenden Schäden produktiver Zonen zu vermeiden, sowie für hohe Bohrleistungen in hartem Fels.

Ölspülungen werden vor allem aufgrund ihrer operationellen Vorteile wie niedriger Filtratverlust, Stabilität gegen Untergrundverunreinigungen, erhöhte Vortriebsleistung etc. angewendet.

Über die Häufigkeit resp. das Ausmass der Anwendung der drei Bohrspülungstypen liegen nur vereinzelt Angaben vor. Insbesondere für den Nahen Osten, Afrika und GUS sind z.Z. keine Informationen bekannt. Im Abschnitt "Bohrchemikalien" werden Ausführungen zu eingesetzten Mengen, ins Meer eingeleitete Mengen und Zusammensetzung der Bohrschlämme gemacht.

6.3 Fündigkeit und Ergiebigkeit

Um abschätzen zu können, inwiefern die Bohraktivitäten aus ökologischer Sicht berücksichtigt werden müssen, muss die Fündigkeitsrate sowie der spezifische Fundumfang bekannt sein. In <Gemis 1989> wird z.B. US-amerikanische Literatur zitiert, wonach der Energiebedarf des gesamten Probebohrprogramms eines Feldes weniger als 0.1% des Energieäquivalents der förderbaren Menge beträgt und aus diesem Grunde vernachlässigt werden kann.

Weltweit beträgt gemäss <BP 1989a> die Fündigkeit der Explorationsbohrungen lediglich 10%. Im Jahre 1980 lag der Wert für Aufschluss- oder Explorationsbohrungen noch zwischen 10 und 20% <Bischoff et al. 1980>.

Der spezifische Fundumfang pro Explorationsbohrmeter ist sehr stark abhängig von der geologischen Situation und schwankt je nach Erdölförderregion um bis zu vier Grössenordnungen.

	[bbl/ft] ¹⁾	[Mt/Expl.-bohrung]	Verhältnis Expl. zu Bohrungen total [%]	Bohrtiefe [m]
Nahost	5-stellig	36	42	2'000
Lateinamerika	3	0.8	20	1'400
Afrika	4	1.8	43	2'500
Europa	2	0.3	57	2'600
GUS (ehem. UdSSR)	-	0.2	19 ²⁾	3'000 ³⁾
Nordamerika	2	0.05	22	1'500
Quelle	<Bischoff et al. 1980>	<Masseron 1991>	<West 1991>	<Pétrole 1992>

Tab. IV.6.3: Fundumfang Rohöl pro Explorationsbohrmeter resp. pro Explorationsbohrung und Anzahl Explorationsbohrungen zu Bohrungen total (1989); ¹⁾: Barrel per feet (521 l/m³); ²⁾: Verhältnis der Bohrleistungen in m; ³⁾: Annahme, gestützt auf <West 1991>

	A [t/m]	B [t/m]
Nahost	7'600	1'900-19'000
Lateinamerika	114	9-90
Afrika	310	190-1'900
Europa	66	2.6-26
GUS (ehem. UdSSR)	13 ¹⁾	-
Nordamerika	7	1-10

Tab. IV.6.4: Spezifischer Fundumfang pro Bohrmeter (Exploration, Entwicklung und Produktion) ; A: Basis <Masseron 1991>, B: Basis <Bischoff et al. 1980>, ¹⁾: Annahme gestützt auf <West 1991>

Aufgrund der spezifischen Fundumfänge (Tab. IV.6.4) zeigt sich eindeutig, dass es für die mögliche Relevanz der Bohraktivitäten sehr entscheidend ist, aus welcher Region das in der Schweiz nachgefragte Erdöl stammt. Während für Erdöl aus dem Nahen Osten die Explorations- und Er-

schliessungsaufwendungen kaum ins Gewicht fallen, müssen bei europäischem, russischem und eventuell auch bei afrikanischem Öl dieselben berücksichtigt werden.

In <DGMK 1992> werden die im Jahre 1989 erfolgten Bohrleistungen den im selben Jahr produzierten Erdölmengen gegenübergestellt. Diese Zahlen sind jedoch nur beschränkt aussagekräftig, da aufgrund von Sättigungs- oder Mangelercheinungen auf dem Erdölmarkt die Bohrtätigkeit reduziert resp. intensiviert werden kann.

	Erdölproduktion [Mio. t]	Bohrmeter 1989 [1'000 m]	spez. Fundumfang [t/m]
Nahost	780	1'100	710
Lateinamerika	230	1'000	230
Afrika	250	1'100	230
Europa	170	1'000	170
GUS (ehem. UdSSR)	630	40'000	16
Durchschnitt	2'060	44'200	47

Tab. IV.6.5: Spezifischer Fundumfang errechnet aus Produktion und Bohrtätigkeit 1989, <DGMK 1992>

Im folgenden werden spezifische Fundumfänge für die Ölförderregionen gemäss Tab. IV.6.6 verwendet. Wegen Datenmangel muß angenommen werden, daß für Nord- und Zentralafrika die gleichen Werte gelten. Der gewichtete Durchschnitt an Bohrmeter für die Versorgungssituation der Schweiz 1994 unterscheidet sich vom europäischen um rund 50%, und so wird für dieses Projekt der Wert der Schweiz mit einer durchschnittlichen Bohrleistung von 12mm/t gefördertes Rohöl verwendet. Dieser Wert ist stark von den enormen Bohranstrengungen der GUS beeinflusst. Auch die Tendenz einer quasi autarken Energieversorgung Europas auf Kosten von Rohöl aus Nahost erhöht die spezifischen Bohraufwendungen erheblich. Schon eine erste überschlägige Rechnung zeigt, dass die Explorationstätigkeit auch aus energetischen Gründen nicht a priori vernachlässigt werden darf. Der Energiebedarf beträgt in diesem Projekt rund 300 kg Diesel pro Bohrmeter. Pro t gefördertes Rohöl werden 12 mm Bohrungen nachgefragt. Somit werden fast 1 % des Energieinhaltes des Rohöls zur Exploration benötigt.

	Fundumfang [t/m]	Bohrleistung [mm/t]	Herkunftsanteil Schweiz, 1994 [%]	Herkunftsanteil Europa, 1994 [%]	Anteil Offshore [%]
Europa	66.0	15.2	25.87	38.6	98.3
Lateinamerika	114.0	8.8	1.43	3.1	0
Nahost	7600.0	0.1	25.90	25.5	32.5
GUS	13.0	76.9	7.91	11.7	0
Nordafrika	310.0	3.2	26.55	13.1	20.2
Zentralafrika	310.0	3.2	11.93	6.8	58
Nordamerika	7.0	142.9	0.41	1.2	12
gew. Durchschnitt	Schweiz	12.0			
	Europa	17.5			
	Projekt	12			

Tab. IV.6.6: Spezifischer Fundumfang für die aus europäischer Sicht relevanten Erdölförderregionen (entspricht 0.6 m/TJ_{Rohöl}, Heizwert Rohöl 42.6 MJ/kg) und prozentuale Verteilung der Rohölherkunft für die in der Schweiz und Europa nachgefragten und verarbeiteten Erdölprodukte (siehe Kap. IV.7.1 "Übersicht")

Die Bezugsgrösse des Explorationsmodul ist die Bohrleistung (Bohrmeter). Dies gilt für Explorations- und Produktionsbohrungen. Entsprechend der Variation des Fundumfanges wird die Produktion von 1 t "Rohöl ab Bohrloch" eine bestimmte Menge Bohrmeter nachfragen (siehe Tab. IV.6.6).

6.4 Betriebsmittel und Materialeinsatz

6.4.1 Bohrchemikalien

In diesem Abschnitt geht es darum, die zur Anwendung gelangenden Bohrflüssigkeiten zu charakterisieren, die Massenströme der Chemikalien aufzulisten und in Beziehung zur Bohrleistung zu setzen.

Übersicht

Die für den Bohrbetrieb in Frage kommenden Bohrspülungen können folgendermassen unterteilt werden (<McGlothlin 1980>, <McNordie 1980>, <Darley et al. 1988>):

- Wässrige Bohrschlämme (WBM, water based mud):

In einem Bohrloch werden meist verschiedene der im Anhang aufgelisteten Bohrschlammtypen eingesetzt. Der einfache Spudschlamm wird zu Beginn der Bohrung verwendet. Nach und nach wird Barit zugefügt, um die Dichte entsprechend dem zunehmenden Formationsdruck zu erhöhen. Additive zur Begrenzung der Flüssigkeitsverluste konvertieren den Schlamm zu einem Salzwasserschlamm. Der Schlamm wird fortlaufend über Bord ins Meer (offshore) oder in Schlammgruben (onshore) eingeleitet. In Misch tanks werden die benötigten Bohrchemikalien in kleinen Chargen dem zirkulierenden Schlamm beigegeben.

Wässrige Spülungen werden mit einer Vielzahl von Additiven versetzt, um auf geologische, chemische und physikalische Eigenheiten des Bohrvorganges reagieren zu können (siehe Anhang).

- Ölbohrschlämme (OBM, oil based mud):

Ölbohrschlämme wurden entwickelt, um gewisse unerwünschte Eigenschaften wässriger Schlämme zu umgehen, welche vorwiegend auf den Eigenschaften des Wassers beruhen (Lösen von Salzen, Mischen mit Öl und Gas in porösen Formationen, Zersetzen und Auflösen von Tonen, Korrosion von Eisen) <Darley et al. 1988>.

Ölbohrschlämme benötigen weit weniger Bohrchemikalien als wässrige Flüssigkeiten, da Ölschlämme weit weniger mit den Tonen der geologischen Formationen reagieren. Sie werden anders als Bohrspülungen auf wässriger Basis als vorgemischte Lösungen verkauft und werden für mehrere Bohrungen verwendet. In der Nordsee müssen die Schlämme nach dem Bohrvorgang für eine Weiterverwendung gelagert oder zur Entsorgung oder Weiterverwendung an Land transportiert werden <Hudgins 1991>. Funktionskategorien von Additiven finden sich im Anhang.

- Anwendung, Mengen

Über die Häufigkeit der Anwendung der verschiedenen Bohrspülungen resp. über die Massenflüsse der eingesetzten Chemikalien liegen nur für den Bereich der Nordsee detailliertere Angaben vor. Insbesondere für den Nahen Osten, Afrika und die GUS sind vor allem qualitative Informationen bekannt <Leonhardt 1992>. Gemäss <Ambrok 1993> beträgt der Anteil der wässrigen Spülungen weltweit onshore 95 %, offshore 80 %. Schwerwiegendere Konsequenzen bei technischen Schwierigkeiten mit wässrigen Bohrspülungen offshore können als ein Grund für den höheren Anteil an OBM bei der Offshore-Exploration angegeben werden <Ambrok 1993>.

	Onshore [%]	Offshore [%]
wässrige Spülung (WBM)	95	80
Ölspülung (OBM)	5	20

Tab. IV.6.7: Anteile weltweit von wässrigen und Öl-Bohrspülungen, <Ambrok 1993>

Zusammensetzung

Bohrspülungen sind in zahlreichen Variationen erhältlich. Einerseits sind direkt Angaben über die eingesetzten Chemikalienmengen in der Nordseeregion erhältlich, andererseits können über typische Zusammensetzungen der Spülungen und deren Anwendungshäufigkeit die entsprechenden Frachten ermittelt werden.

Hauptsächliche Einträge (massenbezogen) sind weighting agents, anorganische Salze, pH-Kontrolle, Polymere und Emulgiermittel. Aufgrund ihrer erhöhten Toxizität sind im weiteren Lignosulphonate, Lignite, Biozide und Sauerstoff-Scavengers von Bedeutung <Hudgins 1991>.

Aufgrund mehrerer firmeninterner und firmenübergreifender Untersuchungen liegen verschiedene Angaben vor. Tab. IV.6.8 zeigt eine Zusammenstellung dieser Daten, deren Herkunft und Untersuchungsrahmen.

	A [kg/m']	B [%]	C [kg/m']	D [kg/m']	E [kg/m']	F [kg/m']	G [kg/m']	H [%]
Basisöl	60	kA	7.7	kA	kA	0.6	kA	31.3
Barit	270	81.6 ¹⁾	470 ¹⁾	285	100-530	43	490 ¹⁾	60.8
Bentonit	20	-	-	29	kA	28	-	kA
Basische Chemikalien	6	-	-	kA	kA	kA	-	kA
Anorganische Salze	35	12.2 ²⁾	50	<0.3	kA	2.5 ²⁾	12.3 ²⁾	3.3
Polymere	4 ^{3) 4)}	1.9	11	8.6	kA	0.5	6	0.2
Emulgatoren	5	kA	4.3	kA	kA	kA	kA	2.2
Lignosulfonat/ Lignit	1.2/ 0.2	0.7	2.3	0.6	kA	1.1/ 0.8	kA	kA
Biozide	0.03	0.03	0.16	0.25 ⁵⁾	kA	> 0.03	0.1	kA
Sauerstoff-Scavenger	0.02	0.01	kA	kA	kA	0.005	0.01	kA

Tab. IV.6.8: Stoffflüsse eingesetzter Bohrchemikalien, Anteil wässriger Bohrspülungen ist i.a. nicht bekannt; A: Untersuchung Nordsee 1989, deckt 30% der abgeteuften Bohrungen ab, Bohrtiefe 3'000 m angenommen <Hudgins 1991>, B: Untersuchung Nordsee 1988, deckt praktisch 100% der abgeteuften Bohrungen ab, keine Angaben über Bohrleistungen <Hudgins 1991>, C: Spezifische Werte norwegische Nordsee 1990 (96 Bohrungen, 300'000 Bohrmeter, 2/3 wässrige Bohrspülungen) <NOIA 1991c>, D: Firmenspezifische Werte (STATOIL) <Melberg 1991>, E: 6 Offshore Bohrungen im Golf von Mexiko <Boothe et al. 1989>, F: Übersicht über die US-amerikanische Bohrtätigkeit 1978 <EPA 1987>, Bohrleistung und Mengen Barit, Bentonit aus <Darley et al. 1988>, G: Übersicht über norwegische Offshorebohrungen 1988 (100 Bohrungen à 3'000 m) <Koefoed 1991>, H: Typische Nordsee-Bohrung mit OBM <Davies et al. 1992>, ¹⁾ inkl. Bentonit, ²⁾ inkl. basische Chemikalien, ³⁾ v.a. CMC, ⁴⁾ mangelhaft erhoben, eher zu tief, ⁵⁾ Glutaraldehyd, **fett**: Werte für dieses Projekt

Während die Zahlen von <Hudgins 1991> aus international durchgeführten Umfragen hervorgegangen sind, welche nur knapp 30% der Bohrtätigkeit erfasst haben, sind die restlichen Daten situativ oder länder- resp. firmenspezifisch. Die US-amerikanischen Angaben beziehen sich auf eine landesweite Erfassung der eingesetzten Chemikalien im Jahre 1978 mit entsprechenden Änderungen und Anpassungen an die Situation 1985. Auffallend ist dabei der tiefe Anteil an Barit, was vor allem auf die kleine durchschnittliche Bohrteufe zurückgeführt werden kann (knapp 1'100 m, <Darley et al. 1988>). 1990 wird der Anteil wässriger Bohrspülungen des norwegischen Sektors auf über 80% geschätzt <NOIA 1991c>, wogegen im britischen Sektor weiterhin überwiegend (knapp 80%) Ölbohrspülungen verwendet werden <Bedborough et al. 1985> (bei 87 resp. 212 vollendeten Bohrungen im Jahre 1989 <West 1991>). Die in <Klitz 1980> angegebenen summarischen Werte für Bohrchemikalien von 300 kg/m' Explorationsbohrung resp. 160 kg/m' Produktionsbohrung bestätigen die Daten von <Hudgins 1991> und <Davies et al. 1992>.

Der Einsatz von Bohrchemikalien ist abhängig von der Bohrteufe. Tab. IV.6.9 zeigt den Verlauf des Verbrauchs in Abhängigkeit von der Bohrlochteufe. Es zeigt sich eine erwartete Zunahme des Barits, währenddem der Bentonitbedarf quasi konstant bleibt. Die Zunahme an Natronlauge im letzten Abschnitt deutet auf einen erhöhten Salzgehalt der Formationen und eine dadurch erforderliche pH-Korrektur hin. Charakteristisch ist ebenfalls die Zunahme des Verbrauchs von Lignosulfonaten mit der Teufe.

	Bedarf an Bohrchemikalien in [kg/m ³]					
	Bohrung A				Bohrung B	
	0-860 m	0-1'880 m	0-2'270 m	0-2'990 m	0-750 m	0-1'480 m
Barit	0	27	89	183	135	290
Bentonit	31	17	15	13	30	17
Basische Chemikalien ¹⁾	4.6	3.2	4.6	12	3.5	3.1
Anorganische Salze ²⁾	0.16	0.22	0.18	0.18	2.5	1.3
Emulgatoren ³⁾	0	0	0	0.05	0	0.03
Lignosulfonat ⁴⁾	0.79	2.0	3.9	4.2	2.7	2.8
Lignit	0.79	1.5	2.8	3.3	0.18	2.3

Tab. IV.6.9: Verlauf der Chemikalien-Verwendung bei zwei Lignosulfonat-Bohrungen im Golf von Mexiko <Monaghan et al. 1980>, ¹⁾: Natronlauge, ²⁾: Natriumbikarbonat und Natriumsäure Pyrophosphat Na₂H₂P₂O₇, ³⁾: Aluminium Stearat, ⁴⁾: Ferrochrom-Lignosulfonat

Neben der relativen Zunahme innerhalb eines Bohrvorganges beeinflussen aber auch geologische Gegebenheiten den Chemikalienverbrauch. So ist in Bohrloch B der Baritbedarf bis 750 m Teufe bereits höher als derjenige der Bohrung A bis 2'270 m.

In <McGlothlin 1980> wird eine Übersicht gegeben über die Zusammensetzung verschiedener Kategorien wässriger Bohrspülungen (siehe Tab. IV.6.10). Dabei werden die Größenordnungen der Verhältnisse zwischen Weighting agents und den übrigen Additiven bestätigt. Die Daten werden jedoch nur im Zusammenhang mit Verbrauchszahlen verschiedener Erdölförderregionen verwendbar.

N a m e Bohrspülung	de r Frischwasser [g]	Lignosulfonat/ Lignit [g]	Gips [g]	Lehm [g]	Kaliumchlori d [g]
Wasser	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000
Barit	0	660	0	660	660
Bentonit	60	70	70	70	0
Lignosulfonat	0	20	20	14	0
Lignit	0	14	0	0	0
Natronlauge	1.5	3	5	7	2
Polymere	0	0	3	0	0
Lehm	0	0	0	10	0

Tab. IV.6.10: Zusammensetzung wässriger Bohrspülungen nach <McGlothlin 1980>

In <Parrish et al. 1989> werden für vereinzelte Additive empfohlene Höchstkonzentrationen angegeben. Es zeigt sich, dass z.B. auch in WBM Mineralöl in Konzentrationen bis zu 10 Gew.-% enthalten sein kann (siehe Tab. IV.6.11).

Additiv	Konzentration [g/l _{Wasser}]
Mineralöl; Mentor 28	100
Polycarboxylsäure Salz	2.9
Chrom Lignosulfonat	34.2
Isothiazolin Mischung	0.331
Paraformaldehyd	1.4
Zinkoxid	14.3

Tab. IV.6.11: Empfohlene Maximalkonzentrationen ausgewählter Bohrradditive in WBM <Parrish et al. 1989>

Aus den zur Verfügung stehenden Daten werden diejenigen der Untersuchungen der Nordseeaktivitäten <Hudgins 1991> für die gesamten Bohrtätigkeiten weiterverwendet. Die Werte basieren auf einem OBM-Anteil von 20 % für Norwegen (87 Bohrungen <West 1991>) und 80 % für

Grossbritannien (212 Bohrungen <West 1991>). Der Ölanteil von 2 Gew.-% (siehe Tab. IV.6.13) in diesem Projekt ist somit eher konservativ, da auch bei WBM ein Ölanteil von 10 Gew.-% zugelassen ist.

6.4.2 Stahl, Zement

Zur Stabilisierung der Bohrungen werden Stahlrohre eingesetzt, welche mit Zement hinterfüllt werden. Der diesbezügliche Materialbedarf ist aus Tab. IV.6.12 ersichtlich, wobei bei den Produktionsbohrungen ein stationärer Blowout-Preventer miteinbezogen ist. Bei Explorationsbohrungen kann der Preventer mehrere Male verwendet werden. Die Daten repräsentieren die Situation in der britischen Nordsee Ende der siebziger Jahre, resp. gesamte Nordsee 1989. Es wird mit <Klitz 1980> (Stahl) resp. <Hudgins 1991> (Zement) gerechnet.

	Exploration [kg/m']	Produktion [kg/m']	Dieses Projekt [kg/m']	Quelle
Stahl	170	260	210 ¹⁾	<Klitz 1980> ¹⁾
Zement	120	120		<Klitz 1980>
	200	200	200	<Hudgins 1991> ²⁾

Tab. IV.6.12: Stahlbedarf und Zementverbrauch für Erdölbohrungen in der Nordsee; ¹⁾: Anteil Explorationsbohrungen 1989: 57% <West 1991>; ²⁾: Bohrtiefe 3'000 m angenommen

6.4.3 Wasser

Der Wasserbedarf für wässrige Bohrspülungen liegt gemäss <Klitz 1980> bei rund 6 m³ aufbereitetes Meerwasser pro Offshore-Bohrmeter. Die Erfassung der Bohrabfälle in den USA ergab eine Flüssigkeitsmenge von 3.45 m³/m (siehe Tab. IV.6.25). <Dossena et al. 1989> gibt für eine typische Onshore-Bohrung von 5'000 Metern einen spezifischen Wasserbedarf von 3.2 m³/m ohne resp. 1.6 m³/m mit geschlossenem Wasserkreislauf an. Aufgrund des grossen Flächenbedarfs zur Entsorgung der Schlämme, werden in Regionen mit beschränkten Entsorgungsmöglichkeiten (Deponievolumen) vermehrt geschlossene Wasserkreisläufe eingesetzt. In diesem Projekt werden 3 m³/m weiterverwendet.

6.4.4 Transporte

Die Bohrradditive, insbesondere Barit und Bentonit, und Stahl und Zement sind kontinental verfügbar. Somit entfallen Interkontinentaltransporte. Das Wasser wird an Ort und Stelle aufbereitet. Es wird von einer Transportdistanz von 500 km mit LKW (40 t) ausgegangen. Bei einer Gesamtmenge von rund 800 kg/m ergeben sich 400 tkm/m.

6.4.5 Zusammenstellung der Betriebsmittelbedarfe

	[kg/m']		[kg/m']
Wasser	3'000	Emulgatoren ²⁾	5
Basisöl als Heizöl Petro	60	Lignosulfonat ¹⁾	1.2
Barit	270	Lignit als Rohbraunkohle	0.2
Bentonit	20	Biozide ²⁾	0.03
Basische Chemikalien ¹⁾	6	Sauerstoff-Scavenger ¹⁾	0.02
Anorganische Salze ¹⁾	35	Stahl	210
Polymere ²⁾	4	Zement	200

Tab. IV.6.13: Durchschnittliche Betriebsmittel- und Materialverbräuche dieses Projekt, ¹⁾: als anorganische Chemikalien bilanziert, ²⁾: als organische Chemikalien bilanziert, siehe Anhang A, Kap. 32.

Die hier verwendeten Daten basieren auf einem Anteil an Ölbohrspülungen von rund 20 %. Diese Daten werden aber trotzdem auch auf Onshore-Bohrungen angewendet, da keine onshore-spezifischen Chemikalienverbräuche erfasst werden konnten. Der Fehler insbesondere bezüglich Ölgehalt dürfte klein sein, da auch wässrige Bohrspülungen max. 100 g Öl pro l Bohrflüssigkeit enthalten dürfen.

Insgesamt werden 42.2 kg/m als anorganische und 9 kg/m als organische Chemikalien verbucht.

6.5 Energiebedarf

Gemäss <DGMK 1992> werden pro Bohrmeter 195 Liter Diesel zur Strombedarfsdeckung veranschlagt. Dies gilt für deutsche Erdgasbohrungen von einer Teufe zwischen 2'000 und 4'700 Meter. Gemäss <Bischoff et al. 1980> lag zu Beginn der siebziger Jahre die Bohrteufe in den USA für Öl bei 1'900, für Gas bei 2'200 Metern. Sie ist für Öl in den vorangegangenen Jahrzehnten stetig angestiegen. Während die Annahme eines um 2/3 reduzierten Energiebedarfes infolge geringerer Bohrteufen bei Ölfeldern für Deutschland noch zutrifft, muss weltweit von einer heute üblichen Bohrteufe von 2'000 bis 3'000 Metern ausgegangen werden. Die durchschnittlichen Bohrteufen sind in Tab. IV.6.3 aufgeführt.

In <DOE 1983> werden für die Entwicklungsbohrungen eines Onshore-Erdölfeldes ein Dieselbedarf von 1'700 TJ angegeben. Insgesamt wurden knapp 600 Bohrungen durchgeführt. Bei einer durchschnittlichen US-amerikanischen Bohrtiefe von rund 1'500 Metern <West 1991> entspricht dies einem spezifischen Energiebedarf von 54 l Diesel/m'.

Für ein Offshore-Erdölfeld wird für 24 Bohrungen auf eine durchschnittliche Tiefe von 2'900 Metern ein Dieselbedarf von 600 TJ angegeben, was in einem spezifischen Energiebedarf von 240 l Diesel/m resultiert <DOE 1983>. Die Daten dieser Studie sind jedoch sehr dürftig dokumentiert und können deshalb höchstens als Kontrollwerte verwendet werden.

<Klitz 1980> verwertete u.a. eine Prozessanalyse der BP Forties Fields aus dem Jahre 1978. Der Energieaufwand zum Erstellen einer 3'400 Meter tiefen Bohrung (Exploration oder Produktion) betrug knapp 1280 l Diesel/m. Davon werden 510 l Diesel/m für die Bohrflüssigkeiten-Pumpen gebraucht, die restlichen 770 l Diesel/m für den Drehtisch. Zusätzlich wird zur Bohrselversorgung rund 550 l Bunkeröl/m' für ein Versorgungsschiff eingesetzt.

Zusammenstellung der vorliegenden Werte:

Quelle	Onshore [l Diesel/m]	Offshore [l Diesel/m]	Bohrtiefe [m]
<DGMK 1992>	195	kA	2'000-4'700 ¹⁾
<DOE 1983>	54	240	1'500 ²⁾ / 2'900 ³⁾
<Klitz 1980>	kA	1'280	3'400
<NOIA 1991b,c>	kA	250 ⁴⁾	3'500 ⁵⁾
<Mobil 1993>	173	kA	~ 5'000
<Mobil 1993>	25	kA	1'030
<Mobil 1993>	9.2	kA	848
Dieses Projekt	200	500	

Tab. IV.6.14: Spezifischer Energiebedarf für Erdölbohrungen Onshore und Offshore; ¹⁾: Werte aus <WEG 1991>; ²⁾: Wert Onshore aus <West 1991>; ³⁾: Wert Offshore <DOE 1983>; ⁴⁾: aus CO₂-Emissionen der Exploration <NOIA 1991b> und Bohrleistung <NOIA 1991c> errechnet; ⁵⁾: <Pétrole 1992>

Der Energiebedarf für Offshore-Bohrungen ist demnach mit 500 l Diesel/m (rund 18 GJ/m) fast das Dreifache des Bedarfs für Onshore-Bohrungen (ca. 7 GJ/m).

6.6 Emissionen Luft

6.6.1 Energiebereitstellung

Zur Energiebereitstellung werden Dieselaggregate eingesetzt. Entsprechende Emissionsfaktoren sind z.B. in <AP 42 1986> und <NOIA 1991b> zu finden (siehe Kap. IV.13.1 "Energiebereitstellung mit Diesel-Aggregaten").

6.6.2 Prozessemissionen

Beim Testen von Bohrungen treten jährlich weltweit zwischen 0.24 und 0.5 Mia. m³ Methan aus <Selzer et al.1990>. Als beste Schätzung werden 0.37 Mia. m³ Methan angegeben. Zusätzlich werden 0.03 bis 0.07 Mia. m³ Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC) emittiert. Beste Schätzung hier liegt bei 0.06 Mia. m³ NMVOC.

Bei einer Bohrloch-Kompletierung von weltweit rund 62'000 Bohrungen im Jahre 1989 (marktwirtschaftlich organisierte Länder: 47'000 <Pétrole 1992>, Bohrtiefe 1'670 m, <Pétrole 1992>; ehem. UdSSR: 15'000, Bohrleistung 44 Mio. m, <West 1991>), was einer Bohrleistung von 122 Mio. m entspricht, sind dies 3.03 (1.97 - 4.10) m³ Methan und 0.49 (0.25 - 0.57) m³ NMVOC pro Bohrmeter. Bei einer Erdölproduktion von knapp 2.3 Mia. t der für die Schweiz relevanten Förderregionen wurden rund 400 Mia. Nm³ Erdölgas abgesetzt (siehe Kap. IV.7.32). Umgerechnet auf Energieeinheiten werden demnach 85 % der Prozessemissionen dem Erdöl zugerechnet.

	Rohöl [Mio. t]	Erdölgas [Mia. Nm ³]	Rohöl [Mio. TJ]	Erdölgas [Mio. TJ]	Rohöl [%]	Erdölgas s [%]
Welt ¹⁾	2292	363	98	15	85	15

Tab. IV.6.15: Aufteilung der VOC-Prozessemissionen in diesem Projekt, siehe auch Tab. IV.7.32, ¹⁾: ohne Nordamerika und Fernost

In der norwegischen Nordsee werden rund 13.5 kg Rohöl pro Bohrmeter bei Bohrungstests verbrannt. Diese Menge resultiert bei einer Produktion von 93.1 Mio. t <RMPE 1992>, einer der Verbrennung zugeführten Menge von 19'000 t <NOIA 1993> und einer spezifischen Förderrate von 66 t Rohöl pro Bohrmeter (siehe Tab. IV.6.6). Betreffend Emissionen bei Bohrungstests siehe Kap. IV.13.1.10 "Rohöl in Bohrungstests". Im weiteren wird für die Baritanwendung am Bohrloch ein Emissionsfaktor von 55 kg pro 1'000 t (55 ppm) verbrauchtem Barit angegeben <Sittig 1975>.

	[kg/m]
Methan ¹⁾	1.9
NMVOC ²⁾	0.65
Partikel	0.015
Rohöl in Bohrungstests	13.5

Tab. IV.6.16: Prozessemissionsfaktoren und Rohöl für Bohrungstests für dieses Projekt (für Onshore und Offshore-Situation), ¹⁾: Dichte Methan: 0.72 kg/Nm³, ²⁾: Dichte NMVOC: 1.64 kg/Nm³ (siehe Tab. IV.7.35)

6.7 Emissionen Wasser

Es hat sich gezeigt, daß die Belastung der Umwelt durch Schadstoffe sehr stark von deren Ausbreitungsmethoden abhängt. So werden sich Emissionen in Fließgewässer für den Menschen anders auswirken als jene ins Meer, da die Trinkwasserversorgung stark mit den Fließgewässern vernetzt ist. Um diesem Umstand bei der Beurteilung Rechnung tragen zu können wird bei den Emissionen ins Wasser zwischen Abgaben in Fließ-/Süßwasser und Abgaben ins offene Meer unterschieden.

In den Kapiteln "Exploration" und "Förderung" geht man davon aus, daß die dort anfallenden flüssigen Emissionen offshore ins Meer und onshore in Fließgewässer abgeleitet werden.

6.7.1 Offshore

Übersicht

Für das Gebiet der Nordsee sind detaillierte Angaben über Bohrabfallfrachten publiziert. Daraus geht hervor, dass bei Ölbohrspülungen nur noch low-toxicity-Mineralöle verwendet werden. Die durch die Bohrtätigkeit anfallenden ölhaltigen Bohrabfälle (Schlämme, Bohrklein etc.) werden teilweise vorge-reinigt ins Meer eingeleitet, reinjiziert oder an der Küste zur Entsorgung aufbereitet. Bohrschlämme wässriger Bohrspülungen dürfen ohne weitere Aufbereitung entsorgt, d.h. ins Meer eingeleitet werden. Für weitere, interessierende Förderregionen mit Offshore-Produktion (Nahost, Afrika, Zentralamerika und GUS) liegen keine entsprechenden Informationen vor.

Bohrklein

Je nach Bohrlochdurchmesser und Art der geologischen Formationen fallen zwischen 0.1 und 0.4 m³ Bohrklein pro Bohrmeter (Festmass) an, was einem Gewicht von 0.4 - 0.6 Tonnen pro Bohrmeter entspricht. Wir gehen im folgenden von einem durchschnittlichen Bohrkleinanfall von 500 kg/m resp. 0.3 m³ aufgelockerten Gesteins aus.

Menge Bohrklein	[m ³ /m]	[t/m] ⁷⁾	Bohrteufe [m]
<Friesen 1980>	0.17	kA	2'700
	0.12	kA	3'200
	0.12	kA	3'900
<Dossena et al. 1989> ¹⁾	0.36	kA	kA
<Boothe et al. 1989> ²⁾	0.13	kA	kA
<Reiersen et al. 1989> ³⁾			
Statfjord A	kA	0.28	2'900 ⁴⁾
Statfjord B	kA	0.4	2'900 ⁴⁾
Statfjord C	kA	0.35	2'900 ⁴⁾
Valhall	kA	0.24	2'500 ⁴⁾
Oseberg	kA	0.27	2'300 ⁴⁾
<Melberg 1991> ¹⁾	kA	0.43-0.57	3'500
<Farestveit et al. 1992> ¹⁾	0.17 ⁵⁾	0.5	4'000
Dieses Projekt	0.3 ⁶⁾	0.5	

Tab. IV.6.17: Spezifischer Bohrkleinanfall, Übersicht über Literaturwerte; ¹⁾: Durchschnittliche Erfahrungswerte; ²⁾: berechneter Wert; ³⁾: Felduntersuchungen; ⁴⁾: Quelle <West 1991>; ⁵⁾: Festkubikmeter; ⁶⁾: aufgelockert; ⁷⁾: Trockensubstanz

Die Übersicht in Tab. IV.6.17 zeigt deutlich, dass der Bohrkleinanfall nicht primär von der Bohrteufe abhängig ist. Vielmehr sind es vor allem die Gesteinseigenschaften im Zusammenhang mit den verwendeten Bohrspülungen, welche zu den unterschiedlichen Mengen führen (Salzschichten, Tone).

Verschiedene Untersuchungen zum Spurenelementgehalt in Bohrklein sind in <Gillam 1988> zusammengestellt. Dabei zeigen sich gegenüber geogenen Gehalten erhöhte Konzentrationen bei Cadmium, Blei und Zink (siehe Tab. IV.6.18). Die Werte für dieses Projekt wurden aus den zur Verfügung stehenden Daten gemittelt. Sie fließen nicht in die Ecoinvent-Berechnungen ein. Bohrklein aus Onshore-Bohrungen wird im Zusammenhang mit den festen Abfällen behandelt.

Bohrung	Ba [ppm]	Cd [ppm]	Cr [ppm]	Hg [ppm]	Pb [ppm]	Ni [ppm]	Zn [ppm]	U [ppm]	Ra [ppm]
Alma F-67	na	<0.5	123	0.118	698	77	233	na	na
S. Timbal	84.8	16.4	10.8	0.093	298	9.48	2710	na	na
S. Marsh	34.0	10.3	9.48	0.489	115	12.1	2'030	na	na
Vermillion	54.0	0.402	11.7	0.148	21.4	<6	107	na	na
Statfjord B	79.1	na	32.0	na	19.4	51.1	135	na	na
Statfjord A	65.0	na	30.5	na	36.6	50.5	155	na	na
Panhandle ¹⁾	na	na	na	na	na	na	na	1 - 5	0.9E-6
Dieses Projekt	60	7	36	0.2	200	34	900	-	-

Tab. IV.6.18: Spurenelementkonzentrationen in Bohrklein verschiedener Bohrungen, Werte für dieses Projekt aus den übrigen Daten gemittelt, ppm bezüglich Trockengewicht <Gillam 1988>, ¹⁾: <Pierce et al. 1964>

Öl

Bei Ölbohrspülungen haftet dem Bohrklein Öl an, welches bei Offshore-Bohrungen ins Meer geleitet wird. Der Ölgehalt von in die Gewässer der Nordsee eingeleitetem Bohrklein ging in den letzten Jahren aufgrund verschärfter Bestimmungen um bis zu 40% zurück, wobei in norwegischen Gewässern strengere Vorschriften gelten als in den übrigen Gebieten.

Im folgenden wird davon ausgegangen, dass weitergehende Reinigungstechnologien noch wenig verbreitet sind. Folgende Ölemissionsfaktoren für Ölbohrspülungen werden weiterverwendet:

	Grossbritannien [g/kg TS]	Norwegen [g/kg TS]	Gesetzliche Grenzwerte [g/kg TS]	weitergehende Reinigung [g/kg TS]
1984	190	kA	1'000	
1987	150	kA	kA	-
1990	120-130 ¹⁾	73	100 ²⁾ / 60 ³⁾	-
1993	50-100	-	10 ³⁾	<10
Quelle	<Davies et al. 1989>	<NOIA 1991c>	<NOIA 1991c>	<Ellingsen 1991>

Tab. IV.6.19: Spezifischer Ölgehalt pro kg Trockensubstanz Bohrklein in der Nordsee für Ölbohrspülungen; ¹⁾: beste erreichbare Werte 1987; ²⁾: PARCOM/ SPCA (Paris Commission/ State Pollution Control Authority); ³⁾: Norwegian Petroleum Directorate (NPD), Norwegen

Die zur Rückhaltung des Öls erforderliche Technik (z.B. Reibungsverdampfer mit geschlossenem Kreislauf) benötigt rund 400 bis 600 kJ thermische Energie pro kg Bohrklein, was einem spezifischen Energiebedarf von 120-360 MJ pro Bohrmeter entspricht. Erste Versuche mit Pilotanlagen zeigen, dass der Abscheidegrad mehr als 90% beträgt <Ellingsen 1991>.

	Öl [g/kg TS]	Öl [kg/m']	Anteil CH 1991 [%] ⁵⁾
Nordsee	110 ¹⁾	55 ³⁾	60
Übrige	150 ²⁾	75	40
Dieses Projekt ⁴⁾		6	

Tab. IV.6.20: Spezifische Ölemissionen pro Bohrmeter für Ölbohrspülungen, Menge Bohrklein: 500 kg TS/m; ¹⁾: beste erreichbare Werte 1987, Bohrleistung Norwegen 1990: 340'000 m, Grossbritannien 1990: 1.1 Mio. m <Pétrole 1992>; ²⁾: Technik Grossbritannien 1987 für restl. Förderregionen; ³⁾: low toxicity Öl; ⁴⁾: Wert für Bohrmeter total (On- und Offshore), Anteil Offshore 46.2 % (folgt aus Tab. IV.6.6), Anteil OBM Offshore 20 % (siehe Tab. IV.6.7); ⁵⁾: Anteile aus Offshoreproduktion für die Versorgungssituation Schweiz 1991

Das Öl wird als 95 Gew.-% Fette und Öle und 5 Gew.-% Aromaten bilanziert (siehe Kap. IV.13.1.3 "Basisöl").

Chemikalien

Mit der Bohrflüssigkeit werden auch die dabei eingesetzten Chemikalien ins Meer eingeleitet. Die umfangreiche Untersuchung über den Einsatz von Chemikalien in der Nordsee <Hudgins 1991> sowie Datenerhebungen früherer Jahre (PARCOM 1987/1988) lassen Rückschlüsse auf die ins Meer eingeleiteten Mengen zu. Die Variation zwischen den Chemikalien ist im wesentlichen auf die unterschiedliche Entsorgung von wässrigen und Ölbohrspülungen zurückzuführen. Bohrspülungen können aber auch diffus in die geologischen Formationen einsickern oder sie werden gezielt reinjiziert.

Die Werte der gesamten Nordsee liegen im allgemeinen tiefer als diejenigen Norwegens, was u.a. auf den wesentlich höheren Anteil an Ölbohrspülungen in britischen Gewässern zurückgeführt werden kann. Ölbohrspülungen dürfen nicht in die Nordsee eingeleitet werden (ausgenommen vorgereinigtes Bohrklein, siehe Abschnitt "Öl").

	Verhältnis der ins Meer eingeleiteten zu den eingesetzten Chemikalien			
	Norwegen 1990 [Gew.-%]	Grossbritannien 1984 [Gew.-%]	Nordsee 1987/88 [Gew.-%]	Nordsee 1989 [Gew.-%]
Basisöl	28	57 ¹⁾	kA	24
Barit	78 ²⁾	-	60 ²⁾	54
Bentonit	-	-	-	82
Basische Chemikalien	-	-	-	72
Anorg. Salze	74 ³⁾	-	50 ³⁾	50
Polymere/Viscosifier	90	-	67	77
Emulgatoren	53	-	54	30
Lignosulphonat	89 ⁴⁾	-	64 ⁴⁾	76
Lignit	-	-	-	43
Biozide	100	-	62	48
Sauerstoff Scavenger	48	-	72	75
Quelle	<NOIA 1991c>	<Bedborough et al. 1987>	<Hudgins 1991>	<Hudgins 1991>

Tab. IV.6.21: Verhältnis der ins Meer geleiteten zu den eingesetzten Chemikalien in [Gew.-%]; ¹⁾: Anteil über alles; ²⁾: inkl. Bentonit; ³⁾: inkl. Basische Chemikalien; ⁴⁾: inkl. Lignit, **fett**: dieses Projekt

Bezüglich der Massenverhältnisse der Bohrabfälle sind in <Friesen 1980> Durchschnittswerte von Bohraktivitäten in der kanadischen Arktis enthalten. Werden die Zahlen auf einen Bohrkleinanfall von 500 kg TS/m geeicht, so ergeben sich Werte, welche in der Grössenordnung der in Tab. IV.6.13 aufgelisteten liegen. Die Wasserbedarf ist allerdings um einen Faktor zwei kleiner. Geschlossene Wasserkreisläufe können u.a. zur Begründung angeführt werden.

Bohrabfall	[Gew.-%]	[kg/m]
Bohrklein	22.8	500
Barit	5.8	127
Bentonit	3.5	78
Anorg. Salze	1.1	24
Lignosulphonat	0.1	2.2
Lignit	0.04	0.9
Polymere	0.2	4.4
Wasser	66.5	1'460
Total	100	2'200

Tab. IV.6.22: Durchschnittliche Anteile von Komponenten in zu entsorgenden Bohrschlämmen [Gew.-%], <Friesen 1980> und auf 500 kg/m Bohrklein geeichte Massenströme

Es werden die Resultate der repräsentativen Untersuchung der Nordsee-Region aus <Hudgins 1991> auf die Offshore-Bohrungen aller Regionen angewandt.

In diesem Projekt werden für Offshore-Bohrungen die Wasseremissionen aufgrund der Zusammensetzung der Chemikalien gerechnet (siehe Tab. IV.13.6). Damit können Öl, Polymere, Lignosulfonat sowie anorganische Chemikalien berücksichtigt werden. Barit wird als Wasseremission aufgeführt, da die darin enthaltenen Spurenelemente durch Mikroorganismen mobilisiert werden können. Basierend auf Angaben aus <Hudgins 1991> werden Biozide als Glutaraldehyd und Emulgatoren als Fettsäuren gesamt (Angabe als C, Annahme Anteil C: 0.85) verbucht.

	[kg/m]
Basisöl	14
Barit	146
Bentonit	16
Anorg. Salze	3
Salinity	25
Polymere/Viscosifier	3
Emulgatoren	2
Lignosulphonate	0.9
Lignite	0.1
Biozide	0.02
Sauerstoff	0.02
Scavenger	

Tab. IV.6.23: Spezifische Chemikalienemissionen für Offshore-Bohrungen

6.7.2 Onshore

Die bei Onshore-Bohrungen anfallenden Abwässer werden im Abschnitt IV.6.8 "Abfälle" bilanziert. Sie werden dort aufgrund von Schadstoff-Messungen in der Flüssigphase von Schlammgruben und der spezifischen Abwasserfracht errechnet.

6.8 Abfälle

Aus der Offshore-Tätigkeit in der Nordsee fallen nur geringe Mengen an Bohrklein und Bohrschläm- men von Ölpülungen an, da sie meist auf der Plattform vorbehandelt und dann ins Meer eingeleitet werden.

	Schlammgrube, Flüssigphase [mg/l]			Schlammgrube, Festphase [mg/kg]		
	zentrale Gruben	Einzel-gruben	Dieses Projekt	zentrale Gruben	Einzel-gruben	Dieses Projekt
Biochemischer Sauerstoffbedarf	385	493	500	4'310	2'850	4'000
Chemischer Sauerstoffbedarf	7'258	5'086	5'000	30'250	110'500	30'000
Chlorid	11'530	6'687	10'000	34'000	39'000	35'000
Öl und Fett	kA	kA	kA	34'700	32'700	35'000
Totaler organischer Kohlenstoff	482	450	500	24'400	34'300	30'000
Methylchlorid	261.8	8.158	100	0.04	0.3	0.05
Aromaten	5.6	0.77	5	59	50	50
Aluminium	78.3	202.1	100	14'700	9'700	10'000
Eisen	296.1	366.0	300	24'000	23'600	20'000
Magnesium	280.9	178.9	200	8'300	6'500	8'000
Mangan	4.2	5.2	5	400	450	400
Kalium	1'385	2'280	1'500	3'600	3'050	3'500
Silizium	42.4	69.4	50	980	1'730	1'000
Natrium	7'413.5	13'142	10'000	21'200	27'100	20'000
Strontium	39.4	24.3	30	100	160	100
Arsen	0.69	0.044	0.7	3.6	4.1	4
Barium	3.3	42.4	10	4'650	8'900	5'000
Bor	15.5	16.9	15	72	75	100
Chrom	0.998	1.36	1	63	34	50
Zink	2.233	1.54	2	171	140	150
Calzium	1'126	1'059	1'000	38'800	40'150	40'000
Schwefel	162	230	200	4'160	7'000	5'000
Phosphor	2.271	5.683	2	512	84	500
Fluorid	2	10	5	517	480	500
Sulfid	kA	kA	kA	1'760	700	1'000

Tab. IV.6.24: Resultate von Feldmessungen an Bohrabfällen, aus 4 zentralen und 19 Einzelschlammgruben in den USA, <DeNagy et al. 1989>, daraus abgeleitete Werte für das vorliegende Projekt

Sie werden beim Flächenbedarf Offshore und bei den Emissionen in die Hydrosphäre berücksichtigt. Onshore-Abfälle demgegenüber werden deponiert, dem Landfarming zugeführt oder verfestigt. Sie unterscheiden sich kaum von denjenigen der Offshore-Bohrungen. Pro Bohrmeter fallen zwischen 240 und 570 kg Bohrklein und Schlämme an (Tab. IV.6.17). In diesem Projekt wird von 500 kg/m ausgegangen. Die Zusammensetzung der Abfälle kann der Tab. IV.6.24 entnommen werden, die Entsorgungswege sind in Tab. IV.6.26 aufgelistet.

Über den Input einzelner Bohrchemikalien in Schlammgruben liegen keine detaillierten Angaben vor. In der von der US-amerikanischen Umweltschutzbehörde in Auftrag gegebenen Studie über den Umgang mit Abfällen aus der Exploration, Entwicklung und Produktion von Erdgas und Erdöl <EPA 1987>, wurden aber die Zusammensetzung der flüssigen und der Schlammphasen verschiedener Schlammteiche (19 Bohrplätze und 4 zentrale Schlammgruben) auf organische Komponenten und Metalle hin analysiert und in <DeNagy et al. 1989> veröffentlicht. Der Anteil an Ölbohrspülungen ist nicht bekannt.

Die US-amerikanische Petroleum Industrie produzierte 1985 mit insgesamt rund 70'000 Onshore-Bohrungen (ca. 100'000 Bohrkilometer <Darley et al. 1988>) je nach Erfassungsmethode zwischen 57.5 und 388 Mio m³ Bohrabfälle <Freeman et al. 1989>, <EPA 1987>. Davon waren 89% Flüssigkeiten, 10% Schlämme und Bohrklein und 1% andere Feststoffe <Freeman et al. 1989>. Zwar wird in <EPA 1987> geglaubt (sic!), dass die API-Erfassung mittels Direktbefragung der Realität näher komme als die EPA-Schätzungen über bestehende Bohrschlammgruben. Ein Vergleich mit anderen spezifischen Zahlenwerten zeigt jedoch, dass die API-Daten eher zu einer Unterschätzung führen (vgl. z.B. Abschnitt IV.6.4.3 "Wasser" oder Tab. IV.6.17, <Dossena et al. 1989>), die EPA-Werte hingegen in der Größenordnung bestätigt werden. Mit einer Optimierung des Bohrschlamm-Kreislaufes (Rüttelsieb, Desilter, Entsander, Zentrifuge etc.) konnte bei den Bohrungen des Malossa-Feldes in Italien das Abfallvolumen auf 1 m³/Bohrmeter gesenkt werden <Ceffa et al. 1991>.

Art der Bohrabfälle	Erfassungsmethode API		Erfassungsmethode EPA		Dieses Projekt [m ³ /m ¹]
	[Mio m ³]	[m ³ /m ¹]	[Mio m ³]	[m ³ /m ¹]	
Flüssigkeiten	51.5	0.515	kA	3.45	3.05
Schlämme und Bohrklein	5.7	0.057	kA	0.39	0.8 ¹⁾
andere Feststoffe	0.3	0.003	kA	0.04	-
Total	57.5	0.575	388	3.88	3.85

Tab. IV.6.25: Bohrabfälle aus der Onshore-Bohrtätigkeit der US-Petroleum Industrie 1985, <Freeman et al. 1989>, <EPA 1987>, ¹⁾: alle Feststoffe in Schlammteich, siehe Tab. IV.6.24, Dichte 3 t/m³ (Annahme aufgrund der Dichte von Barit (4.5 t/m³))

Gemäss der landesweiten Erfassung der Entsorgungswege (nach API) wurden die Abfälle wie folgt entsorgt <EPA 1987>:

Art der Entsorgung	[Mio m ³]	[%]
Flüssigkeiten		
Einleiten	5.9	13
Evaporation	16.9	36
Untergrund-Injektion	7.7	16
Entsorgung andernorts	16.3	35
Subtotal	46.8	100
Feststoffe mit Restflüssigkeit		
Deponieren	6.7	63
Landfarming	3.9	36
Verfestigen	0.1	1
Subtotal	10.7	100
Total	57.5	

Tab. IV.6.26: Entsorgungswege der Bohrabfälle aus der Onshore-Bohrtätigkeit der US Petroleum Industrie 1985, <Freeman et al. 1989>

Angaben anderer Regionen liegen nicht vor. Es wird deshalb im folgenden, gestützt auf <EPA 1987>, davon ausgegangen, dass gut die Hälfte der Schadstoffe der flüssigen Phase in den Becken als Rückstände der Evaporation zurückbleiben und zu den festen Abfällen addiert werden und die restlichen zum Teil als Emissionen im Vorfluter anfallen oder in den Untergrund reinjiziert werden.

Art der Bohrabfälle	Flüssigphase		Festphase	
	[kg/m]	[%]	[kg/m]	[%]
Einleitung ¹⁾	600	20	-	-
Evaporation	1'700	55	-	-
Untergrundinjektion	750	25	-	-
Deponieren	-	-	1'500	60
Landfarming	-	-	900	40
Total	3'050	100	2'400	100

Tab. IV.6.27: Mengen und Entsorgungswege der Bohrabfälle aus der Onshore-Bohrtätigkeit dieses Projekt; ¹⁾: in Vorfluter

Über Emissionen bei den Entsorgungsprozessen (Deponieren und Landfarming) liegen keine Untersuchungen vor.

6.9 Flächenbedarf

6.9.1 Onshore

Die Landfläche, welche für Onshore-Bohrungen benötigt wird, unterteilt sich in eine Arbeits- und eine Entsorgungsfläche. Während die eigentliche Arbeitsfläche relativ klein gehalten werden kann (rund 0.2 ha, <BP 1989a>), muss für die Aufbereitung und die Entsorgung der Bohrabfälle eine grössere Fläche ausgeschieden werden.

Gemäss <EPA 1987> werden pro Jahr und pro m³ Schlamm etwa 0.7 bis 0.9 m² Fläche für die Deponie beansprucht. Dabei handelt es sich in der Regel um modifizierte Flächen (Kat. II). Bei Anwendung von Landfarming für Bohrklein steigt dieser Wert um einen Faktor 5 auf 3.7 m²/m³ Bohrklein und Jahr an (2.2 m²/t), wie Erfahrungen in Kanada gezeigt haben <O'Leary et al. 1989>. Dabei wurden die vom Bohrklein getrennten Bohrschlämme reinjiziert. Bei 3.85 m³/m Schlamm (Tab. IV.6.25), 0.3 m³/m Bohrklein und einem Deponieanteil von 64 % (Tab. IV.6.26) ergeben sich insgesamt 2.4 m²/m.

	II - IV [m ² a/m ³]	II - IV [m ² a/m]
Schlammgrube	0.8	3.1
Landfarming	3.7	1.1
Total		2.4

Tab. IV.6.28: Spezifischer Flächenbedarf bei der Entsorgung von Bohrabfällen aus der Onshore-Bohrtätigkeit für dieses Projekt (**fett**)

6.9.2 Offshore

Die Bohrtätigkeit im Kontinentalschelf z.B. der Nordsee erfordert ebenfalls versorgungs- und entsorgungsseitig Platz. Versorgungsseitig muss Platz vorhanden sein für das Lagern der Verrohrung, des Zements und anderer Betriebsmittel (Chemikalien, Treibstoffe) sowie gegebenenfalls entsorgungsseitig für die Aufbereitung der an Land verschifften Bohrflüssigkeiten und -abfälle. Versorgungsseitig geht <Klitz 1980> von einer temporär beanspruchten Lager- und Umschlagsfläche von rund 0.2 ha für eine rund 3'400 m tiefe Bohrung aus. Die Bohrdauer beträgt rund 2 Monate <Klitz 1980>.

Bohrklein aus Offshore-Aktivitäten, das ins Meer eingeleitet wird, verursacht Wassertrübungen und beeinträchtigt das Benthos (Tier- und Pflanzenwelt des Meeresbodens) in einem Umkreis von rund 1 km Durchmesser massgeblich <Davies et al. 1989>. So werden pro Bohrmeter rund 260 m² Meeresboden stark beeinträchtigt (Bedecken des Meeresbodens, Flächenkategorie II-IV während der Bohrzeit von rund 2 Monaten <Klitz 1980> plus fünf Jahre Regeneration sowie Kategorie II - III während 50 Jahren Regeneration). Die Flächeninanspruchnahme ist aus Tab. IV.6.29 ersichtlich. Sie ist gegenüber den anderen Prozessschritten sehr hoch.

	Bohrzeit [m ² a/m]	Rekultivierung [m ² a/m]	Total [m ² a/m]
Benthos II - IV	40	1'300	1'340
Benthos II - III	0	13'000	13'000

Tab. IV.6.29: Spezifischer Flächenbedarf bei der Entsorgung von Bohrabfällen aus der Offshore-Bohrtätigkeit für dieses Projekt

6.10 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro Bohrmeter	Einheit	Offshore	Onshore
INPUT:			
Infrastruktur:			
Stahl unlegiert	kg	2.10E+02	2.10E+02
Zement	kg	2.00E+02	2.00E+02
Betriebsstoffe:			
Wasser	kg	3.00E+03	3.00E+03
Basisöl ¹⁾	t	6.00E-02	6.00E-02
Barit	kg	2.70E+02	2.70E+02
Bentonit	kg	2.00E+01	2.00E+01
Anorganische Chemikalien	kg	4.22E+01	4.22E+01
Organische Chemikalien	kg	9.05E+00	9.05E+00
Rohbraunkohle	t	2.00E-04	2.00E-04
Fläche:			
Benthos II - III	m ² a	1.30E+04	0.00E+00
Benthos II - IV	m ² a	1.34E+03	0.00E+00
II - IV	m ² a	0.00E+00	2.40E+00
Transporte:			
LKW 40 t	tkm	4.00E+02	4.00E+02
Energieträger:			
Diesel in Stromaggregat	TJ	7.20E-03	18.00E-03
OUTPUT:			
Rohöl in Bohrungstests	kg	1.35E+01	1.35E+01
Luftemissionen:			
Partikel p	kg	1.50E-02	1.50E-02
NMVOc p	kg	6.50E-01	6.50E-01
Methan (CH ₄) p	kg	3.03E+00	3.03E+00

Tab. IV.6.30: Energie- und Stoffflussdaten für den Prozessschritt "Exploration", ¹⁾: als Heizöl EL Petro verbucht

Forts.	Einheit	Offshore	Onshore
Wasseremissionen ²⁾:			
Abwasser	kg	3.00E+03	6.00E+02
TSS (Bohrklein)	kg	5.00E+02	0.00E+00
Öl (ohne Aromaten) als Fette und Öle	kg	1.37E+01	0.00E+00
Barit (inkl. Bentonit)	kg	1.62E+02	0.00E+00
Fettsäuren gesamt (Emulgatoren) als C	kg	1.70E+00	0.00E+00
Glutaraldehyd (Biozide)	kg	2.00E-02	0.00E+00
Biochemischer Sauerstoffbedarf	kg	0.00E+00	3.00E-01
Chemischer Sauerstoffbedarf	kg	0.00E+00	3.00E+00
Chloride	kg	1.30E+00	6.00E+00
Totaler organischer Kohlenstoff	kg	1.50E+00	3.00E-01
Methylchlorid	kg	0.00E+00	6.00E-02
Aromaten	kg	7.20E-01	3.00E-03
Aluminium	kg	0.00E+00	6.00E-02
Eisen	kg	0.00E+00	1.80E-01
Magnesium	kg	0.00E+00	1.20E-01
Mangan	kg	0.00E+00	3.00E-03
Kalium	kg	1.60E-01	9.00E-01
Silizium	kg	0.00E+00	3.00E-02
Natrium	kg	1.12E+01	6.00E+00
Strontium	kg	0.00E+00	1.80E-02
Arsen	kg	0.00E+00	4.20E-04
Barium	kg	0.00E+00	6.00E-03
Bor	kg	0.00E+00	9.00E-03
Chrom	kg	5.00E-02	6.00E-04
Zink	kg	0.00E+00	1.20E-03
Calcium	kg	4.30E+00	6.00E-01
Schwefel als Sulfate	kg	6.00E-01	3.60E-01
Phosphor als Phosphorverbindungen	kg	0.00E+00	1.20E-03
Fluorid	kg	0.00E+00	3.00E-03
Abfälle:			
Bohrabfall in Reststoffdeponie	kg	0.00E+00	1.50E+03
Bohrabfall in Landfarming	kg	0.00E+00	9.00E+02

Tab. IV.6.30: Forts., ²⁾ Wasseremissionen offshore ins Meer (s), onshore in Fließgewässer (f)

6.11 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Nordsee ist bezüglich der Bohrtätigkeit relativ streng überwacht. Angaben über das Handhaben anfallender Abwässer und Abfälle sind mit Ausnahme der USA kaum vorhanden. Insbesondere fehlen Daten aus den u.a. auch für die Schweiz relevanten Regionen Nahost, Afrika und GUS. Dieser Mangel wird einerseits durch die sehr geringen gebohrten Meter pro t Rohöl im Nahen Osten z.T. gemildert andererseits durch die intensive Bohrtätigkeit der GUS eher verschärft.

Die Untersuchungen über die Aktivitäten in der Nordsee umfassen rund ein Drittel der dort abgeteuf-ten Bohrungen und kann ebenfalls als nur bedingt repräsentativ angesehen werden. Die Aufteilung in Ölbohrschlämme und wässrige Bohrschlämme beruht auf einer groben Schätzung und konnte nicht verifiziert werden. Sie gelangen aber im Rahmen dieses Projektes nicht zur Anwendung.

Bezüglich des Chemikalienbedarfes konnten verschiedene Quellen beigezogen werden, weshalb die- sen Werten eine genügende Genauigkeit im Rahmen dieses Projektes attestiert werden kann.

Beim Flächenbedarf muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass der grösste Anteil von der Offshore-Entsorgung von Bohrklein herrührt und es sich dabei um das Benthos, den Meeresboden handelt.

Insgesamt können verbesserte Ergebnisse weiterer Untersuchungen in diesem Bereich nur mit erheb-lichem Aufwand erzielt werden. Da aber der Anteil im Bereich der Gewässerbelastung und der De-ponie- resp. Landfarmingfläche innerhalb der Prozesskette beträchtlich ist, ist diesem Prozessschritt eine übergeordnete Priorität bei der weiteren Aktualisierung der Daten zuzuweisen.

7. Förderung

7.1 Übersicht

7.1.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel wird die Erdölförderung für die aus der Sicht Westeuropas und der Schweiz relevanten Erdölförderregionen analysiert. In einer Übersicht werden die verschiedenen Förderverfahren beschrieben und die Anteile Offshore- und Tertiärförderung ermittelt. Der Material- und Bauaufwand für On- und Offshore-Felder wird angegeben, ebenso der Betriebsmittelbedarf und die Flächeninanspruchnahme. Der Energiebedarf bei der Förderung und der anschliessenden Reinigung des Rohöls wird aufgrund prozessspezifischer Daten ermittelt und mit Hilfe energie-statistischer Daten verifiziert. Prozessemissionen in die Atmosphäre infolge Abfackeln, Leckagen, Blow-Outs und Niederdruckentlüftung werden zusammengestellt und auf der Basis der kommerziell genutzten Rohöl- und Erdöl-gas-Mengen auf ebendiese verteilt (Allokation nach Heizwert). Angaben zu den Mengen mitproduzierten Formationswassers sowie damit im Zusammenhang stehende Emissionen in Oberflächengewässer werden diskutiert und regionalspezifische Werte angegeben. Aus all diesen Angaben werden spezifische Module für die Förderung Onshore resp. Offshore zusammengestellt. Eine Zusammenstellung der Ergebnisse sowie Angaben zu einzelnen, vorgelagerten Prozessen erleichtern die Übersicht. Bei der Zusammenstellung des Eingabemoduls war die schweizer Importsituation ausschlaggebend. Es wurde darauf verzichtet für jede Herkunftsregion ein eigenes Förderungsmodul zu erstellen, und so wird von jedem (spezifischen) Ferntransportmodul auf die beiden erwähnten Förderungsmodul zugegriffen.

7.1.2 Anteil der Offshore-Erdölförderung

Anfang der 70er Jahre produzierten nur 18 Länder im Offshore-Bereich zusammen rund 400 Mio.t. Rohöl. Das waren etwa 15% der Welt-Erdölproduktion. Heute (1994) fördern über 40 Länder im Offshore-Bereich rund 1 Mrd.t im Jahr. Das entspricht fast einem Drittel der weltweiten Erdölförderung (1994: 3.2 Mrd.t) <Shell 1994>. Bis zu Jahr 2000 wird mit einem weiteren massiven Anstieg des Offshore-Anteils auf 40-45% gerechnet <Masseron 1991>. Der Anteil maritimer Förderung ist jedoch von Region zu Region sehr unterschiedlich. So stammen in Westeuropa fast 99% der Rohölproduktion aus maritimen Reserven, während der Offshore-Anteil in Osteuropa praktisch Null ist. Die z.Z. größten Offshore-Projekte liegen in den Sedimentbecken der Nordsee, im Golf von Mexiko, im südchinesischen Meer und vor Brasilien. In Tab.IV.7.1. ist die Offshore-Produktion der einzelnen Regionen für das Jahr 1994 angegeben, wobei nur die für den westeuropäischen Markt relevanten Förderländer berücksichtigt wurden.

1994	Total [Mio. t]	Offshore [Mio. t]	Anteil Offshore [%]
Europa	220	216	98
Lateinamerika	251	0	0
Nahost	758	247	33
GUS	392	0	0
Nordafrika	172	35	20
Zentralafrika	150	87	58
Nordamerika	501	kA	12 ¹⁾

Tab. IV.7.1: Offshore-Förderung 1994 für Europa (N, UK, DK), Lateinamerika (Venezuela, Mexiko), GUS, Nahost (Iran, Saudi-Arabien, VAE, Kuwait), Nordafrika (Algerien, Ägypten, Libyen, Tunesien), Zentralafrika (Angola, Kamerun, Kongo, Gabun, Nigeria) und Nordamerika (USA, Kanada) <Petroleum 1995>; ¹⁾ Schätzung aus <Masseron 1989>

Von den gesicherten Reserven Anfang 1994 lagern rund 28 % in Offshore-Gebieten <Shell 1995>, wobei auch hier regional grosse Unterschiede bestehen.

1994	Reserven total [Mia. t]	Reserven Offshore [Mia. t]	Anteil Offshore [%]
Nahost	89.4	18.0	20
Lateinamerika	18.5	6.8	37
Afrika	8.3	3.3	39
Europa	2.2	2.0	91
GUS (ehem. UdSSR)	8.1	0.5	6
Nordamerika	4.7	2.9	62
Asien/ Ozeanien	6.1	4	65
Total	137	38	28

Tab. IV.7.2: Gesicherte Erdölreserven total und Offshore 1994, <Shell 1995>, <BP 1995>

Während bei den gesicherten Reserven der Anteil an Offshore-Erdöl nur unwesentlich über dem weltweiten jährlichen Produktionsanteil liegt, wird doch bei Hinzunahme der potentiellen Ressourcen ein Offshore-Anteil von 55-60 % vermutet <Champlon et al. 1990>. Das bedeutet, dass langfristig mit erhöhten Offshore-Anteilen gerechnet werden muss.

Aus der Sicht der Schweiz bzw. Europa (Versorgungssituation 1994, siehe Anhang Tab. IV.7.A3 bis A5) ergibt sich somit folgender Offshore-Anteil:

1994 [%]	Anteil Offshore	Herkunft CH	Herkunft Euro ¹⁾	Anteil Offshore für CH	Anteil Offshore für Euro
Europa	98.3	25.9	33.9	25.4	33.3
Lateinamerika	0	1.4	3.3	0.0	0.0
Nahost	32.5	25.9	27.4	8.4	8.9
GUS	0	7.9	12.6	0.0	0.0
Nordafrika	20.2	26.6	14.2	5.4	2.9
Zentralafrika	58	11.9	7.3	6.9	4.2
Nordamerika	12	0.4	1.3	0.0	0.2
Total		100	100	46.2	49.5

Tab. IV.7.3: Offshore-Anteil aus der Sicht der Schweiz und Europas, Importsituation 1994, ¹⁾: <BP 1995>

Verglichen mit dem langfristigen, weltweiten Offshore-Anteil liegt der schweizerische und der europäische Prozentsatz schon heute sehr hoch. Vor allem die Bezüge aus Westeuropa (Norwegen, Grossbritannien) tragen massgeblich dazu bei. Bei der Zusammenstellung der Förderungsmodul wird zwischen On- und Offshore unterschieden, damit beim Transport für jede Region separat auf diese beiden Module zurückgegriffen werden kann.

7.1.3 Anteil der Tertiär-Erdölförderung (EOR)

Tertiärverfahren (Enhanced Oil Recovery) werden angewendet, um den Ausbeutegrad von Ölfeldern zu erhöhen (siehe Abschnitt 7.2 "Verfahren"). 1994 wurden weltweit rund 1.9 Mio. bbl/d mit Tertiärmethoden gefördert <Petroleum 1995>. Dies entspricht bei einer Welt-Erdölfördermenge von 60 Mio bbl/d einem Anteil von 3.2 %. Anfang der 90er Jahren förderten die USA mehr als die Hälfte des weltweiten EOR-Erdöls. Die Tendenz zu Sekundär- und Tertiär-Methoden ist weiterhin steigend, da die alternden Ölquellen versiegen, und neue Entdeckungen meist nur kleineren Ausmaßes sind. Neben den USA sind auch Kanada, GUS, Venezuela und Libyen Fördernationen mit nennenswerten EOR-Anteilen. Da für die Verbreitung von EOR-Förderung in den einzelnen Regionen keine aktuellen Daten vorlagen, wurden für 1994 die Anteile von 1990 weiterverwendet. Man kann aber davon ausgehen, daß sich die EOR-Anteile in dieser Zeit erhöht haben.

Für die schweizerische Importsituation 1994 beträgt der Tertiär-Anteil 1.9 %, für Europa 1.4 %, wobei die Gasverfahren mengenmässig dominieren.

1994	Herkunft CH [%]	Herkunft Euro [%]	Anteil EOR- Förderung [%]	Thermisch [%] ²⁾	Gas [%] ²⁾	Chemisch [%] ²⁾
Europa	25.9	33.9	-	-	-	-
Lateinamerika	1.4	3.3	1.6	91	9	-
Nahost	25.9	27.4	-	-	-	-
GUS	7.9	12.6	2	34	6	60
Nordafrika	26.6	14.2	4.3	-	100	-
Zentralafrika	11.9	7.3	4.3	-	100	-
Nordamerika	0.4	1.3	10	61.2	33.3	5.5
Total CH	100	-	1.88 ¹⁾	0.10	1.68	0.10
Total Euro	-	100	1.36 ¹⁾	0.21	0.99	0.16

Tab. IV.7.4: Anteile der Tertiär-Fördermethoden aus der Sicht der Schweiz und Europas, Importsituation 1994; ¹⁾: Anteil bezogen auf die jeweiligen Importanteile; ²⁾: <Jacquard 1991>

Während in Nordamerika und Venezuela vorwiegend thermische, in der GUS vorwiegend chemische Verfahren angewandt werden, arbeiten Algerien und Libyen mit dem Gas- oder Kondensat-Mischverfahren. Aufgrund des dominanten Anteils der Gasmischverfahren werden die anderen im folgenden ebenso vernachlässigt wie der Unterschied zwischen den Verhältnissen Schweiz und Europa. Man geht für beide Märkte von einem EOR- Anteil von 1.7% aus.

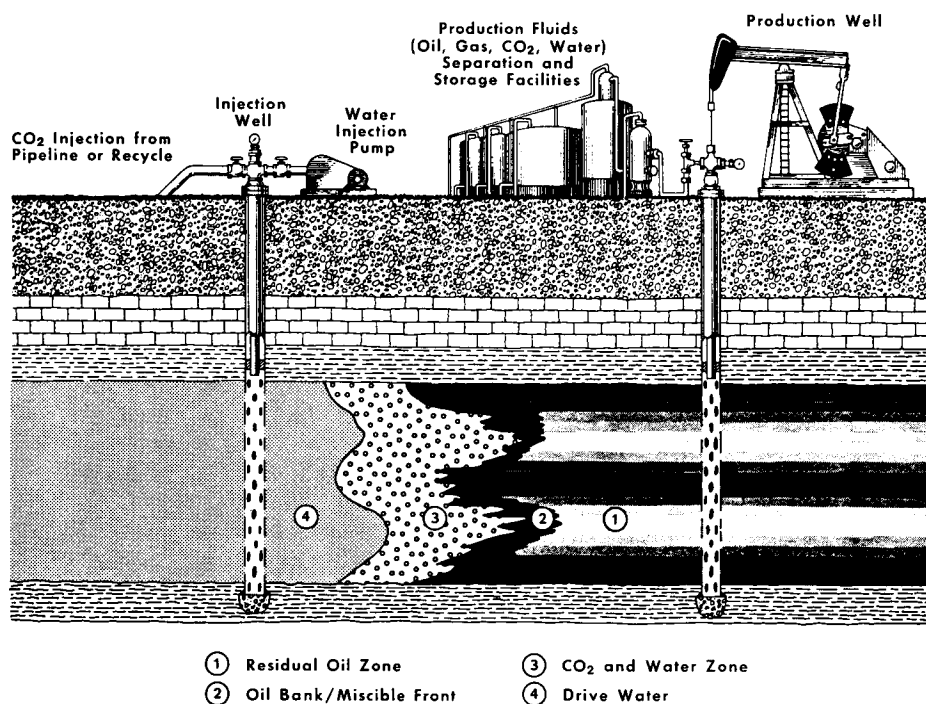


Fig. IV.7.1: Tertiärförderung mit dem Gasmischverfahren (CO₂-Mischverfahren) <Speight 1991>

7.1.4 Spezifische Förderrate

Die mittlere Produktion pro Bohrung betrug 1990 weltweit rund 66 bbl/d. Aufgeteilt in Regionen zeigen sich aber erhebliche Unterschiede von mehr als zwei Grössenordnungen. Da keine spezifischen Daten für 1994 vorliegen, wird mit den Werte von 1990 weitergearbeitet.

1990	spez. Produktion [bbl/d]
Nahost	2'400
Lateinamerika	150
Afrika	1'100
OECD Europa	580
GUS (ehem. UdSSR)	80
Nordamerika	14

Tab. IV.7.5: Spezifische Produktion pro Bohrung, <West 1991>

Diese Information wird bei der Flächeninanspruchnahme und beim Energiebedarf benötigt.

7.1.5 Entölungsgrad

Der Entölungsgrad der Erdölreservoirs variiert sehr stark, Er hängt ab von den Eigenschaften des Muttergesteins und des Rohöls einerseits, von der Art und Intensität der treibenden Kräfte andererseits. Der Entölungsgrad ist in der Regel niedrig für Förderungen mit Flüssigkeitsexpansion oder mit der Entwicklung gelöster Gase als treibende Mechanismen (z.T. unter 20 %). Wird das Öl jedoch durch Wasser- oder Gaskappen an die Erdoberfläche getrieben, können normalerweise Entölungsgrade von 40-50 % erreicht werden. Die höchste Effizienz (bis 80 %) bieten jedoch wassergetriebene Förderungen, bei welchen der hydrostatische Druck, die Expansion des Formationswassers oder beides zusammen wirksam wird <Speight 1991>. Entsprechend der unterschiedlichen Ausbeutegrade mit primären Methoden (5-80%) setzen EOR-Projekte in stark unterschiedlichen Stadien der Reservoir an. Während z.B. in Venezuela mit EOR-Methoden Entölungsgrade von lediglich 10-40 % erzielt werden, ist im libyschen EOR-Projekt "Intisar" ein Restölgehalt von 20 % anvisiert <West 1991>. Der weltweite, durchschnittliche Entölungsgrad beträgt anfangs der neunziger Jahre rund 30 % <Jacquard 1991>. Dank verbesserter Fördermethoden (horizontale Bohrungen, EOR-Methoden) wird eine Erhöhung auf durchschnittlich 40 % voraussehbar <Jacquard 1991>.

7.2 Verfahren

7.2.1 Konventionelle Förderung

Entsprechend der Vielfalt der Rohöle und deren Eigenschaften, sind die anzuwendenden Förderverfahren und weiteren Behandlungen unterschiedlich. Während dickes, zähfließendes Öl zur Oberfläche gepumpt werden muss, eruptiert Kondensat ohne Hilfsmittel unter dem hohen Lagerstätten-Druck. Die Lagerstättenenergie kann dabei wenige Tage, Wochen, Monate oder, wie bei den Ölfeldern des Nahen Ostens jahrelang ausreichen. Reicht die Gesamtenergie nicht mehr, um die Schwerkraft und die Reibungsverluste zu überwinden, muss zusätzlich Energie von aussen zugeführt werden. Dazu werden zwei grundsätzlich verschiedene Verfahren angewandt <BP 1989a>:

- Das Gaslift-Verfahren und
- die Tiefpumpenförderung.

Beim Gasliftverfahren wird die Energie in Form von komprimiertem Gas zugeführt (Erdölgas oder Abgas). Dadurch wird die Erdölsäule verschäumt und entsprechend leichter. Bei der Tiefpumpenförderung kommen Kolbenpumpen mit externem Antrieb oder neuerdings auch elektrische Zentrifugalpumpen zum Einsatz.

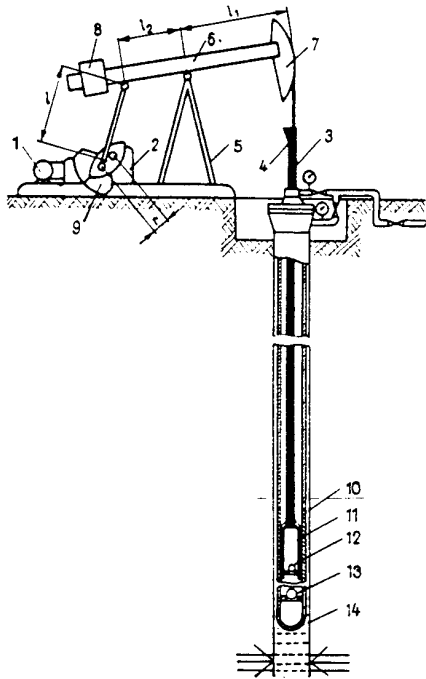


Fig. IV.7.2: Tiefpumpenförderung <Chilingarian et al. 1987>

Das geförderte Rohöl wird von allfällig mitgeführten Gas und Wasser getrennt. Gastrennanlagen werden meist mehrstufig gebaut, um gleichzeitig die wertvollen Fraktionen, wie Butan und Pentan, von den ökonomisch weniger interessanten trennen zu können. Der Druck in den einzelnen Separatoren wird dabei stufenweise (bis zu sieben Stufen) reduziert. Gasseparatoren werden als grosskalibrige Rohre horizontal, schräg geneigt oder senkrecht angeordnet.

Ist im Öl nach dem Abscheiden des Gases noch Salzwasser (Formationswasser) enthalten, muss dieses auf einen für Transportsysteme und Raffinerien erträglichen Wert gesenkt werden (Korrosionsprobleme). Für Pipelines beträgt der maximale Wassergehalt 2 % <BP 1989a>. In den Raffinerien wird der Salzwassergehalt weiter gesenkt (Ausspülen mit Süsswasser).

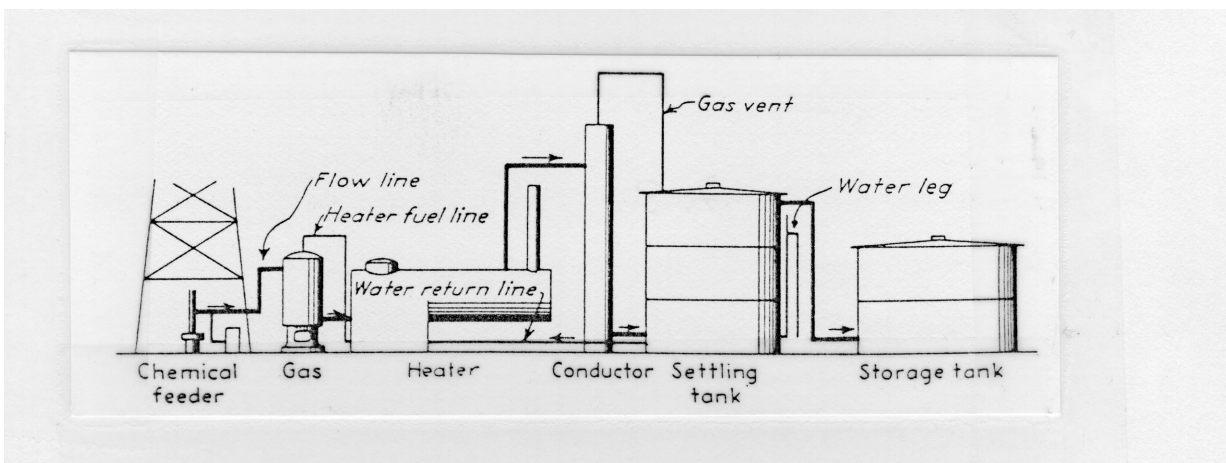


Fig. IV.7.3: Rohölbehandlung, nicht immer werden alle hier abgebildeten Installationen benötigt. Dicke Linien zeigen mit Chemikalien versetzte Flüssigkeiten, <Chilingarian et al. 1987>

Um möglichst wenig Salzwasser fördern zu müssen, werden entsprechende Vorkehrungen bei der Bohrlochgestaltung getroffen. Gegen Ende der Ausbeutung eines Feldes, insbesondere dann, wenn zusätzlich Wasser injiziert wird (siehe Sekundär- und Tertiärverfahren), kann es vorkommen, dass

Bohrungen mit einem Wasseranteil von 95 % wirtschaftlich fördern <BP 1989a>. Die Verwässerung der deutschen Ölsonden beispielsweise betrug 1976 rund 85 % <BP 1989a> (siehe auch Kap. 7.9.1 "Produziertes Wasser").

Durch die Verwirbelung während des Aufsteigens im Bohrloch entsteht eine Wasser-Öl-Emulsion. Grob verteiltes Wasser wird sofort nach Austritt in langen Becken abgeschieden, bevor das Öl in den Gasseparatoren gelangt. Das fein verteilte Wasser wird anschliessend in einem HeaterTreater erhitzt. Damit und meist unter Zuhilfenahme von Chemikalien kann Öl und Wasser effizient getrennt werden.

Anschliessend gelangt das gereinigte Rohöl via Sammelleitungen zu Sammelstationen von wo es in grosskalibrigen Pipelines zum Schiffsanlegeplatz gepumpt wird.

7.2.2 Sekundär- und Tertiärförderung

Reicht der Lagerstättendruck nicht mehr aus, um das Öl zur Bohrlochsohle hinzubewegen, werden sekundäre Techniken wie Wasserfluten und Gasinjektion eingesetzt.

Beim Wasserfluten werden grosse Wassermengen in die Lagerstätte eingepresst. Das Wasser treibt dabei das Öl in Richtung Bohrlochsohle. Es kompensiert damit die dafür notwendige aber zu geringe Lagerstättenenergie.

Bei der Gasinjektion werden in-situ geförderte Erdölbegleitgase in die Reservoirs eingepresst. Dazu sind Kompressoren mit mehreren MW Leistung erforderlich. Es gelangen sowohl Gasturbinen (mit gefördertem Erdölbegleitgas betrieben) und elektrische Kompressoren (gespiessen von Diesellaggregaten) zum Einsatz.

Reservoirs mit hochviskosem Rohöl oder in niedrigpermeablen Gesteinen eignen sich jedoch nur bedingt für konventionelle, sekundäre Methoden. Hier kommen in einem frühen Stadium Tertiärverfahren zum Einsatz, die sich grob in drei Kategorien einteilen lassen <Speight 1991>:

- Chemische Methoden,
- Thermische Methoden und
- Mischungs-Verfahren.

Innerhalb der chemischen Methoden können wiederum drei Verfahren unterschieden werden. Das Polymerfluten ist eine konzeptionell einfache und billige Methode. Die zu erwartenden Mehrausbeuten sind jedoch gering. Tensidfluten ist komplex, teuer und bedarf umfangreicher Voruntersuchungen. Für niedrig- und mittelviskose Öle besitzt es exzellente Verbesserungseigenschaften. Basische Flutverfahren werden nur in Reservoirs mit Rohöl hoher Azidität eingesetzt.

Bei den vor allem in Amerika und Indonesien angewandten thermischen Verfahren wird mittels Wärme ein Erniedrigen der Ölviskosität oder ein Verdampfen des Öls erreicht. Dadurch wird aber auch der Druck und damit die Lagerstättenenergie erhöht. Es wird unterschieden zwischen zyklischer Dampf-injektion, Dampf-fluten und In-Situ-Verbrennung. Dampfprozesse werden meist in Reservoirs hochviskosen Öls oder Teeren anstelle (eher als nach) primärer und sekundärer Methoden durchgeführt. Im Bereich der In-Situ-Verbrennung sind erst vereinzelt Projekte durchgeführt worden.

Die für die Schweiz relevanten Mischungs-Verfahren beruhen auf dem Herauslösen des verbliebenen Öls mittels CO₂, Kohlenwasserstoffen (Gase oder Kondensate), Stickstoff oder Abgase. Durch das Mischen der eingepressten Fluide mit dem Lagerstättenöl können die Kapillarkräfte überwunden und damit der Entölungsgrad erhöht werden.

7.3 Materialeinsatz und Bauaufwand

7.3.1 Offshore

Der Materialaufwand für Förderbohrungen ist beim Prozessschritt "Exploration" bereits berücksichtigt. Für die Offshore-Förderung werden an dieser Stelle die Materialvektoren für die Plattformen bilanziert. Aufgrund ihrer Vorteile in Gewässern von weniger als 100 m Tiefe, überwiegt die Zahl

der Stahlplattformen (Annahme: 80 % Stahl-, 20 % Betonplattformen) <Chilingarian et al. 1992>.

Aufgrund der vorliegenden Informationen kann der Materialbedarf aufgeteilt werden in Substruktur und Aufbauten. Der Materialanteil für die Unterkünfte und Dienstleistungen der Arbeiter ist nicht separat ausgewiesen, kann aber aufgrund der Fig. IV.7.4 mit 10 % angenommen werden <Grogan et al. 1992>. Dieser Anteil ist im folgenden beim spezifischen Materialbedarf nicht mehr enthalten. Die Entwicklung der Stahlbohrinseln in tieferen Gewässern (160-170 m) führte zu materialextensiveren Lösungen mit Materialeinsparungen von bis zu 60 % für die Substruktur und von 30 % bei den Aufbauten <Lavers 1990>. Die Bauaufwendungen teilen sich auf in Konstruktions- und Transportenergien. Die Elektrizität wird mit Grossdieselaggregaten erzeugt (siehe Basisdatenmodul), die Transportdienstleistungen werden an das Tankermodul angeknüpft.

In <Klitz 1980> werden für beide Plattformtypen detaillierte Angaben zu Materialeinsatz und Bauaufwendungen gemacht. Die Daten basieren auf einer typischen Bohr- und Förderinsel der Nordsee.

- Stahlplattform:

Der Stahlbedarf umfasst Substruktur sowie Aufbauten und Ausrüstung. Beton wird zur Foundation der Konstruktion verwendet (d.h. unter Wasser). Der Wasserbedarf für Beton ist relativ bescheiden.

Elektrizität wurde während der Konstruktion der Substruktur (60 %) und der Moduln und Aufbauten (40 %) benötigt. Motorenbrennstoffe werden gebraucht für den Aushub (Baumaschine), für die Installation der Plattform und der Moduln (Transportschiffe). Zum Rammen der Foundationspfähle und zum Heben der Moduln und Ausrüstungen werden ebenfalls Motorenbrennstoffe (Baumaschinen) benötigt.

- Betonplattform:

Bei Betonplattformen wird die Substruktur in Beton ausgeführt, die Aufbauten (Moduln und Ausrüstungen) in Baustahl. Daneben wird Armierungsstahl und Spannstahl in der Betonkonstruktion benötigt.

Energie wird zu analogen Zwecken verwendet wie bei Stahlplattformen.

Zu diesen Aufwendungen sind die Verbindungs-Leitungen zwischen den einzelnen Förderstellen zu den Verladeenrichtungen resp. zu den Bohrinseln mit Pipeline-Anschluss ans Festland hinzuzurechnen. Rund 170 km Öl-Pipeline oder 5'500 t Stahl verbinden beispielsweise die Felder der Region "Ekofisk" <OPL 1989>. Bei gewinnbaren Reserven von 59 Mio. t <RMPE 1992> resultiert ein Stahlbedarf von rund 0.1 kg/t_{Rohöl}. Der Aufwand ist damit tendentiell geringer als bei Onshore-Bohrungen (weniger Bohrungen, weniger Leitungen). Die Zusammenstellung der Energie- und Materialaufwendungen findet sich in Tab. IV.7.11.

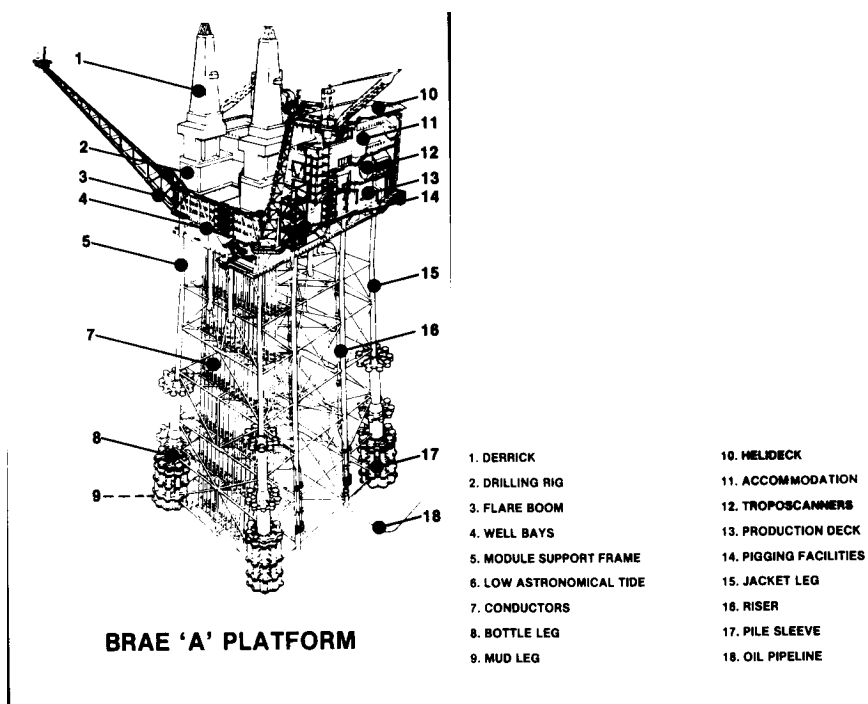


Fig. IV.7.4: Aufbau einer Offshore-Bohrinsel <Grogan et al. 1992>

7.3.2 Onshore

Bei der Onshore-Förderung werden einige hundert Förderstellen zu einem Produktionsfeld zusammengefasst. Die Ölaufbereitung wird zentral vorgenommen (siehe Fig. IV.7.5). Dafür sind Leitungen und Pumpen notwendig. Für ein Feld mit 400 Bohrungen sind 508'000 t Leitungen verlegt und 2'910 t Pumpen installiert worden <DoE 1983>. Die Förderrate pro Bohrung beträgt 250 bbl/d, was für nordamerikanische Verhältnisse eher hoch ist. Bei einem Leitungsdurchmesser von 0.4 m und einer Wandstärke von 10 mm sind dies pro Bohrung 12 km Leitung, was als unwahrscheinlich hoch bezeichnet werden muss. Ausgehend von einem Abstand von 500 m zwischen den Bohrungen und einer kammartigen Sammlung des Erdöls resultiert eine mittlere Distanz von etwa 250 m pro Bohrung. Der Stahlbedarf wird damit um einen Faktor fünfzig geringer. Der spezifische Stahlbedarf für Leitungen beträgt damit bei einer Lebensdauer des Feldes von 30 Jahren pro $t_{\text{Rohöl}}$ rund 100 g. <Surthuthev et al. 1990> gibt für das Russkoe- und das Tengiz-Feld spezifische Werte an für primäre, sekundäre und tertiäre Förderung. Der Metallbedarf variiert zwischen 0.125 und 4 kg/ $t_{\text{Rohöl}}$.

	spez. Metallbedarf [kg/ $t_{\text{Rohöl}}$]
Russkoe:	
Primär	1.85 - 2.11
EOR, Dampf	4.17
EOR, In-situ- Verbrennung	0.74
Tengiz:	
Primär	0.126
EOR, Stickstoff	1.165
EOR, Abgas	1.407

Tab. IV.7.6: Metallbedarf für zwei Erdölbohrfelder in der ehem. UdSSR nach <Surthuthev et al. 1990>

Der Metallbedarf für primäre Methoden liegt - zumindest für das Tengiz-Feld - im Bereich der eigenen Berechnungen. Es muss beim Russkoe-Feld berücksichtigt werden, dass sich das Feld im Permafrostgebiet befindet, was spezielle Aufwendungen erfordert (Isolationen, Tragkonstruktionen).

Ferner geht aus den Angaben nicht hervor, ob z.B. die Leitungen nach Ablauf der primären Förderung ihre Lebensdauer schon erreicht haben.

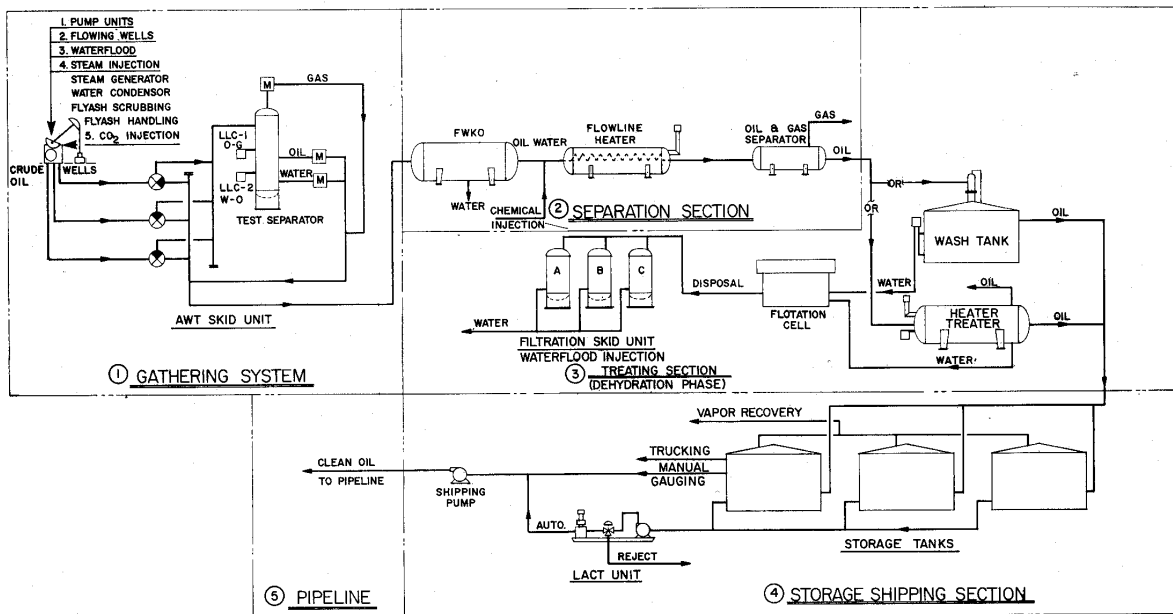


Fig. IV.7.5: Schematisches Flussdiagramm der Installationen für die Erdölförderung. <Chilingarian et al. 1987>

Für dieses Projekt werden folgende Stahlverbräuche weiterverwendet, wobei von einem Tertiärförderanteil von 1.7 % ausgegangen wird:

	spez. Stahlbedarf [kg/t _{Rohöl}] ¹⁾
Primär und Sekundär	0.10
Tertiär, Gas	1.40
Durchschnitt onshore ²⁾	0.12

Tab. IV.7.7: Stahlbedarf für dieses Projekt, ¹⁾: unlegiert, ²⁾: 1.7 % EOR-Förderung

Der Energieaufwand für die Bauphase wird aufgrund des geringeren Materialaufwandes und einfacherer Bauvorgänge mit 10 % desjenigen für die Offshore-Förderung veranschlagt.

7.4 Flächenbedarf

7.4.1 Offshore

Der Landbedarf bezieht sich hier auf den Konstruktions- und Umschlageort auf dem Festland. Eine Fläche von 0.005 m²/t_{Rohöl} <Klitz 1980> wird pro Bohrsel während zwei Jahren in Anspruch genommen <Chilingarian et al. 1992>. Dies findet meist in bereits vom Menschen stark beeinflussten Gebieten statt (Flächenkategorie III - IV). Danach wird die Fläche rekultiviert (Dauer 5 Jahre).

Fläche:	m ² a/t _{Rohöl}
III - IV	0.035

Tab. IV.7.8: Flächenbedarf für den Bau von Stahl- und Betonplattformen nach <Klitz 1980>

7.4.2 Onshore

Onshore-Förderung benötigt Platz für Pumpen, Separatoren, Lagertanks, Leitungen, Energieerzeugung (bei Eigenerzeugung Elektrizität) sowie Reinigungsprozesse (insb. Abwasserreinigung). Aus einer Darstellung in <Chilingarian et al. 1987> wurden folgende Platzbedarfe abgeschätzt:

- Pumpen: 400 m² (20 x 20 m) <Infras 1981>, pro Bohrung,
- Separator: 150 m² (15 x 10 m), pro Feld,
- Tanks: 750 m² (50 x 15 m), pro Feld,
- Leitungen etc.: 250'000 m² (200 x 250 x 5 m), pro Feld.

Hieraus resultiert eine durchschnittliche Flächeninanspruchnahme von 1650 m²/Bohrung. Aufgrund der unterschiedlichen Fördermengen pro Bohrung kommt es jedoch für die spezifischen Flächenbedarf pro $t_{\text{Rohöl}}$ zu regional grossen Unterschieden. Desweiteren spielen Unterschiede bei den Leitungen (Querschnitte) eine nicht unwesentliche Rolle. Die meist in entlegenen Gebieten liegenden Förderstätten wandeln damit praktisch unbeeinflusste Flächen in bebaute um. Für die schweizer Importsituation ergibt sich ein durchschnittlicher Flächenbedarf für den Betrieb von 0.075 m²a/ $t_{\text{Rohöl}}$. Dieser Wert unterscheidet sich nur wenig von dem des europäischen Marktes (0.12 m²a/ $t_{\text{Rohöl}}$) und ist deshalb für dieses Projekt ausschlaggebend.

Bei einer Lebensdauer einzelner Felder von über 100 Jahren (Coalingu in Kalifornien, <West 1991>) wird eine durchschnittliche Förderdauer von 50 Jahren angenommen. Damit wird für die Rekultivierung von 5 resp. 50 Jahren 10 resp. 100 % der durch den Betrieb beanspruchten Fläche benötigt.

1994	Produktion [$t_{\text{Rohöl}}$ /a]	Herkunft CH [%]	II - IV [$m^2a/t_{\text{Rohöl}}$]			II - III
			Betrieb	Rekultivierung g	Total	Rekultivierung g
Europa	29'000	25.87	0.057	0.006	0.063	0.057
Lateinamerika	7'500	1.43	0.221	0.022	0.243	0.221
Nahost	120'000	25.90	0.014	0.001	0.015	0.014
GUS	4'000	7.91	0.414	0.041	0.455	0.414
Afrika	55'000	38.48	0.030	0.003	0.033	0.030
Nordamerika	700	0.4	2.364	0.236	2.600	2.364
Durchschnitt ¹⁾	60'000	100	0.075	0.008	0.083	0.075

Tab. IV.7.9: Spezifische Produktion pro Bohrung (siehe Tab. IV.7.5) und Flächeninanspruchnahme verschiedener Regionen, ¹⁾: gewichtet nach Herkunftsanteilen

Die in <Surthuthev et al. 1990> gemachten Angaben bezüglich Flächenbedarf müssen mit einer Lebens- resp. Nutzungsdauer der Felder multipliziert werden. Damit ergeben sich Werte, die ebenfalls über denjenigen aufgrund eigener Berechnungen erhaltenen Werte liegen.

	spez. Flächenbedarf [$m^2/t_{\text{Rohöl}}$]	Nutzungsdaue r [a]	spez. Flächenbedarf [$m^2a/t_{\text{Rohöl}}$]
Russkoe:			
Primär	0.37 - 0.43	10 ¹⁾	3.7 - 4.3
EOR, Dampf	0.34	20 ¹⁾	6.8
E O R , In - s i t u - Verbrennung	0.09	50 ¹⁾	4.5
Tengiz:			
Primär	0.002	25	0.05
Sekundär, Stickstoff	0.022	20	0.44
Sekundär, Abgas	0.246	20	4.9

Tab. IV.7.10: Flächenbedarf für zwei Erdölbohrfelder in der ehem. UdSSR nach <Surthuthev et al. 1990>, ¹⁾: Annahmen

Es zeigt sich auch hier beim Tengiz-Feld eine gewisse Übereinstimmung mit den gerechneten Werten. Die Angaben von <Surthuthev et al. 1990> sind aber kaum dokumentiert und deshalb nur beschränkt weiterverwertbar.

7.5 Zusammenstellung Infrastruktur und Flächenbedarf

pro $t_{\text{Rohöl}}$	Einheit	Offshore ¹⁾	Onshore
INPUT:			
Nichtenergetische Ressourcen:			
Wasser	kg	0.074	0
Energieträger:			
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	TJ	22E-6	26E-6
Diesel in Baumaschinen	TJ	11E-6	11E-7
Fläche:			
II - IV	m ² a	0	0.083
II - III	m ² a	0	0.075
III - IV	m ² a	0.035	0
Materialien (Infrastruktur):			
Stahl unlegiert	kg	0.76	0.12
Stahl niedriglegiert	kg	0.005	0
Beton	kg	0.9	0

Tab. IV.7.11: Materialeinsatz und Bauaufwand für Förderung in diesem Projekt, ¹⁾: 80 % Stahl- und 20 % Betonplattformen

7.6 Betriebsmittel

7.6.1 Einsatzmengen

Als Betriebsmittel gelten die Produktionschemikalien, welche verschiedene Funktionen erfüllen. Generell können bei der Erdölförderung drei Prozessschritte, welche Chemikalien benötigen, unterschieden werden <Hudgins 1991>:

- Produktion und Separation,
- Wasserfluten,
- Stimulation und Überarbeiten.

Bei der Gasförderung werden zur Gasbehandlung ebenfalls Chemikalien verwendet.

Bei der Produktion können Ablagerungen, Korrosion etc. die Förderung beeinträchtigen. Eine Übersicht über Probleme und dagegen verwandte Chemikalien findet sich im Anhang.

Beim Wasserfluten in der Nordsee kann selten auf einen genügend grossen Aquifer zurückgegriffen werden. Deshalb muss aufbereitetes Meerwasser verwendet werden. Mit Ausnahme der Filterchemikalien werden alle Chemikalien injiziert <Hudgins 1991>. Das injizierte Wasser kann jedoch durchaus als produziertes Wasser wieder in die Biosphäre gelangen. Im Anhang findet sich eine Übersicht über die Kategorien der verwendeten Chemikalien.

Als Stimulations- und Überarbeitungs-Chemikalien schliesslich werden Säuren und Korrosionsinhibitoren verwendet.

Für die Nordseeförderung in Grossbritannien wurden 1984 22'000 t Produktionschemikalien benötigt <Bedborough et al. 1987>. Das sind 175 g/ $t_{\text{Rohöl}}$. Eine Erhebung bei allen in der Nordsee fördernden Nationen im Jahre 1989 ergab einen Produktionschemikalienbedarf (ohne Wasseraufbereitung, Stimulation und Überarbeitung) von hochgerechnet 40'000 t bei einer Förderung von 180 Mio. $t_{\text{Rohöl}}$ <Hudgins 1991>. Dies entspricht einem spezifischen Chemikalienbedarf von 220 g/ $t_{\text{Rohöl}}$. Die für Norwegen durchgeführte Erhebung im Jahre 1990 ergab einen spezifischen Chemikalienbedarf von 140 g/ $t_{\text{Rohöl}}$. Darin zeigt sich die Tendenz der erhöhten Verwässerung des geförderten Rohöls in der Nordsee (v.a. der britischen), welche einen erhöhten Bedarf an Wasserbehandlungs- und

Antikorrosionschemikalien mit sich bringt <Antheunis 1988>. Die Aufteilung der Chemikalien nach Wirkungsgruppen ist aus der Tab. IV.7.12 ersichtlich. Es werden Repräsentanten für die Wirkungsgruppen genannt, die in <Hudgins 1991> als häufig verwendete Substanzen erwähnt werden.

	A	B	C	D	Dieses Projekt
	[g/t _{Rohöl}]	[g/t _{Rohöl}]	[g/t _{Rohöl}]	[g/t _{Rohöl}]	[g/t _{Rohöl}]
Scale Inhibitor ¹⁾ \$	18.2	19.4	9.3	9.8	20
Korrosionsinhibitor ²⁾ \$	26.6	19.4	17.1	5.5	25
Biozide ³⁾ \$	27.2	24.7	31.7	16.9	25
Demulgatoren ⁴⁾ \$	4.7	kA	3.9	1.8	5
Sauerstoff Scavenger ⁵⁾ £	13.4	17.6	10.6	12.4	15
Koagulanzen ⁶⁾ £	2.3	kA	kA	kA	2.5
Andere \$	12.8	18.5	10.4	6.5	15
Versch. Stimulanzen ⁷⁾ £	16.2	kA	kA	kA	15
Chloridsole ⁸⁾ £	64.6	kA	kA	kA	65
Bromidsole ⁸⁾ £	21.8	kA	kA	kA	20
Total (ohne Gasbehandlung)	207.8	99.6	83.0	52.9	207.5

Tab. IV.7.12: Produktionschemikalien, A: Nordsee, 1989 <Hudgins 1991>, B: Norwegen Offshore 1988, <Koefoed 1991>, C: Norwegen Offshore 1990, <NOIA 1991c>, D: Statoil Offshore 1991, <Statoil 1992a>, ¹⁾: Phosphonate, ²⁾: 65 % Laurinsäure, 35 % Abietinsäure, ³⁾: Formaldehyd, ⁴⁾: Naphtalen-Sulfonate, ⁵⁾: Ammonium-Bisulfid, ⁶⁾: Eisensulfat, ⁷⁾: Al₂O₃, ⁸⁾: Natrium- oder Calcium-Salze, \$: als organische Chemikalien verbucht, £: als anorganische Chemikalien verbucht

Insgesamt werden hier 0.9 kg organische und 0.12 kg anorganische Chemikalien pro t geförderten Rohöls benötigt. Für die organischen Chemikalien wird der Energiebedarf von Polyethylen verwendet, für anorganische derjenigen von Phosphorsäure (siehe Anhang A, "Organische und anorganische Chemikalien").

	Einheit	Dieses Projekt
organische Chemikalien	kg/t _{Rohöl}	0.09
anorganische Chemikalien	kg/t _{Rohöl}	0.12

Tab. IV.7.13: Zusammenfassung des Bedarfes an Produktionschemikalien für dieses Projekt, Annahmen siehe Tab. IV.7.12

7.6.2 Transporte

Es werden 200 km Bahn und 100 km LKW 28 t veranschlagt. Dies führt zu Transportleistungen von 0.04 resp. 0.02 tkm/t_{Rohöl}. Sie werden im folgenden vernachlässigt.

7.7 Energiebedarf

Neben der Prozessenergie zum Trennen von Öl und Wasser sowie für den Gasseparator wird bei nicht eruptierenden Bohrungen Pumpen- resp. Kompressorenenergie beansprucht. In Anlehnung an <Gemis 1989> wird für die OPEC (Nahost, Afrika und Lateinamerika) ein Sekundärförderungsanteil von 20 % und für GUS, Nordamerika und Europa von 35 % angenommen.

	Primär [%]	Sekundär [%]	Tertiär [%]	Anteil Versorgung Schweiz 1994 [%]
Europa	65.0	35.0	0.0	25.87
Lateinamerika	78.4	20.0	1.6	1.43
Nahost	80.0	20.0	0.0	25.90
GUS	63.0	35.0	2.0	7.91
Nordafrika	75.7	20.0	4.3	26.55
Zentralafrika	75.7	20.0	4.3	11.93
Nordamerika	55.0	35.0	10.0	0.41
Durchschnitt	72.99	25.13	1.88	100.00

Tab. IV.7.14: Fördermethoden in den für die Schweiz relevanten Regionen sowie deren Anteile aufgrund der Versorgungssituation Schweiz 1994

Es wurden zwei Ansätze verfolgt. Einerseits werden spezifische Verbrauchswerte aus der Literatur zusammengestellt und untereinander verglichen. Andererseits wird versucht, mit Hilfe nationaler Energiestatistika Abschätzungen vorzunehmen und so die spezifischen Werte zu überprüfen.

7.7.1 Pumpen und andere Fördertechniken

Der Energiebedarf für Tiefpumpen, der meist verbreiteten Fördertechnik, ist in erster Linie abhängig von der Fördertiefe, der Pumpenkonstruktion und der Förderrate. In <Chilingarian et al. 1987> sind beispielhaft Werte verschiedener Pumpentypen bei einer Förderrate von 351 bbl pro Tag und einer Fördertiefe von 2'650 m angegeben. Mit einer Fördereffizienz von 80 % und einem spezifischen Gewicht von 0.86 g/l ergibt sich ein spezifischer Energiebedarf von 74 - 114 MJ_{el}/t_{Rohöl}. Damit wird die Größenordnung anderer Literaturwerte bestätigt.

Das Gasliftverfahren wird v.a. bei Anfall von Erdölgasen angewandt. Der Gasbedarf für dieses Verfahren beträgt in der Regel 30 - 60 m³/bbl Öl, kann aber bis zu 350 m³/bbl Öl ansteigen. Der Gasdruck muss zwischen 20 bis 55 bar betragen <Chilingarian et al. 1987>, kann aber auch Werte von 150 bis 200 bar erreichen <Siegenthaler 1993>. Dazu werden elektrisch oder mittels Gasturbinen betriebene, mehrstufige Verdichter benötigt.

Leistung	Zweck	Gasmenge [Nm ³ /h]	Antrieb	Druck [bar]	Leistungsbedarf [kW] ¹⁾	Energiebedarf [TJ/Nm ³]
Veslefrikk	Gasinjektion	19'000	E	60	2'600	0.49E-6
Veslefrikk	Pipeline	98'500	E	170	12'300	0.49E-6
Gannet	Gasinjektion	145'000	E	200	10'950	0.27E-6
Gannet	Gas Lift	200'900	E	175	13'500	0.24E-6
October Field Suez	Gas Lift	31'000	G	107	5'050	0.59E-6
Samaan	Gas Lift	77'000	G	86	13'450	0.63E-6
Dieses Projekt	CO₂-Injektion					0.75E-6

Tab. IV.7.15: Spezifischer Energiebedarf von Gaskompressoren, E: Elektrisch, G: Gasturbine, <Siegenthaler 1993>, ¹⁾: an der Welle

Die unterschiedlichen Energiebedarfe der Felder resultieren neben dem zu erzeugenden Druck in dem teilweisen Vorhandensein bereits vorkomprimierten Gases (insbesondere beim Gannet-Feld). Ausgehend davon, dass pro t zu förderndes Rohöl 400 Nm³ Gas eingepresst werden muss und pro Nm³ ein Energiebedarf von 0.5E-6 TJ besteht, resultiert ein spezifischer Endenergiebedarf von 0.2 GJ/t_{Rohöl}. Der Energiebedarf liegt somit um einen Faktor 2 höher als bei der Tiefpumpenförderung.

Elektrische Zentrifugalpumpen werden vor allem eingesetzt, um Wasser oder Öl mit hohem Wasseranteil zu fördern. Gemäss einer Auflistung in <Chilingarian et al. 1987> liegt der spezifische Strombedarf bei Vollast zwischen 5 und knapp 50 MJ_{el}/t_{Fluid}.

Leistung	Förderleistung [bbl/d]	spez. Energiebedarf [MJ _{el} /t _{Fluid}]
33	100-450	46-209
70	280-1'575	28-158
93	600-2'450	24-98
191	1'500-5'000	24-81
280	4'200-8'500	21-42
475	6'000-32'500	9-50
746	24'000-95'800	5-20

Tab. IV.7.16: Leistung, Förderraten und spezifischer Energiebedarf elektrischer Förderpumpen, <Chilingarian et al. 1987>

Die mittlere Förderrate bewegt sich aber im Bereich von 100 bis 2'500 bbl/d, was einem Leistungsbe-
reich von 70 bis 280 kW oder einem Energiebedarf bei Vollast von 25 MJ_{el}/t entspricht.

Insgesamt zeigt sich, dass der Energiebedarf zur Förderung nichterruptierender Felder (ohne Separatoren) im Bereich zwischen 20 und 160 MJ_{el}/t liegt. Da die Förderung mit Tiefpumpen die weitaus verbreitetste Technik ist, gehen wir in diesem Projekt von einem Elektrizitätsbedarf von 90 MJ_{el}/t aus. Für Sekundärverfahren wird angenommen, dass die Verwässerung auf 50 % gestiegen ist und deshalb der Energieaufwand sich verdoppelt.

7.7.2 Sekundär- und Tertiärverfahren

Im Förderfeld Oseberg wird mit Gasinjektion gearbeitet. Zu diesem Zweck werden rund 25 Mia. Nm³ Gas aus dem Troll-Feld injiziert, um die förderbare Erdölmenge um 15 Mio. m³ Öl zu erhöhen <RMPE 1992>. Dies entspricht einer spezifischen Gasmenge von 265 Nm³/bbl (1'940 Nm³/t_{Rohöl}). Basierend auf einem spezifischen Energiebedarf von 0.4 MJ/Nm³ (Kap. IV.13.2.1) und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Gasturbine von 30 % resultiert ein spez. Endenergieaufwand von rund 2.5 GJ_{In}/t_{Rohöl}.

Die Injektion von 2.6 Mia. Nm³/a beim Troll-Oseberg-Feld <RMPE 1992> benötigt rund 1'000 TJ/a in Form von Erdölgas oder auf die Gesamtfördermenge Norwegens umgerechnet 14 MJ/t_{Rohöl}. Die Gasinjektion von Oseberg trägt somit zur Zeit nur zu rund 5 - 10 % zum Rest-Energiebedarf bei (siehe Tab. IV.7.22).

Über andere Techniken wie Wasserinjektion liegen nur Informationen älteren Datums vor. Der in <Gemis 1989> zitierte Wert von 80 MJ_{el}/t stammt aus in den siebziger Jahren publizierten US-amerikanischen Studien.

Für dieses Projekt wird für Sekundärverfahren davon ausgegangen, dass für die Förderpumpen 180 MJ_{el}/t, für die Wasserinjektionspumpen 80 MJ_{el}/t benötigt werden.

Das Öl-zu-Dampf-Verhältnis der Volumina bei der Dampf-injektion als Tertiärmethode liegt aufgrund bisheriger Erfahrung zwischen 2.5 und 6 <Chilingarian et al 1989>. Daraus resultiert ein Brennstoffbedarf von 7.6 - 18 GJ/t (Wirkungsgrad Dampferhitzer 82 %). Durchschnittlich muss von 3 geförderten Fass Öl eines zur Dampferzeugung verbrannt werden, was einem Energieaufwand von 14.2 GJ/t entspricht.

Projekte mit CO₂-Fluten in Kanada, Ungarn, Trinidad und Türkei liefern bei einem CO₂-Input von 125'000 t/d rund 20'000 t_{Rohöl}/d <Klins 1991>. Der Energieinput für die Kompression der gesamten Gasmenge von 3'200 Nm³/t_{Rohöl} auf 200 bar beträgt unter Verwendung der Informationen von <Siegenthaler 1993> rund 2.5 GJ/t_{Rohöl}. Die Kompressionsarbeit für CO₂ beträgt nach <Gemis 1989> 0.75 MJ/Nm³ und stimmt damit mit derjenigen überein, welche aufgrund der Angaben von <Siegenthaler 1993> errechnet wurde. <Taber 1990> rechnet für CO₂-Mischverfahren mit einem CO₂-Bedarf von rund 1'000 Nm³/t_{Rohöl}, <Surthuthev et al. 1990> geben 1'500 bis 2'500 Nm³/t_{Rohöl} an. Entsprechend resultiert ein um den Faktor 1.3 bis 3.2 kleinerer Energiebedarf (0.8 bis 2.0 GJ/t_{Rohöl}). In diesem Projekt wird von einer benötigten Gasmenge von 1'600 Nm³, einem Kompressionsarbeitsbedarf von 0.75 MJ/Nm³ und einem daraus abgeleiteten Brennstoffeinsatz (Erdölgas) von 4 GJ/t_{Rohöl} ausgegangen (Wirkungsgrad Gasturbine 30 %, siehe Kap. IV.13.2.1).

In <Surthuthevet al. 1990> werden verschiedene Tertiärverfahren für zwei verschiedene Ölfelder bezüglich des Energiebedarfs verglichen. Es zeigt sich, dass die Stickstoff-Injektion mit $0.7 \text{ GJ}/t_{\text{Rohöl}}$ um einiges energie günstiger ist, als die Abgas-Injektion mit $4.7 \text{ GJ}_{\text{End}}/t_{\text{Rohöl}}$. Der Energiebedarf für in-situ-Verbrennen liegt mit $7.2 \text{ GJ}_{\text{In}}/t$ um 50 % unter den in anderen Quellen angeführten Werten. Da die Gasmischverfahren für die Schweiz und Europa die wichtigste Tertiärmethode darstellen, wird der Energiebedarf für Mischungsverfahren bei den Tertiärmethoden weiterverwendet.

7.7.3 Gasseparator und Dehydrator

Meist werden zur Trennung von Öl, Gas und Wasser kombinierte Separatoren (HeaterTreater) eingesetzt. Zur Trennung von Wasser können elektrische Dehydratoren zum Einsatz gelangen, oft unter Beigabe von Demulgatoren. Sie benötigen für leichtere Rohöle $0.5 \text{ kW}/1'000\text{bbl}/\text{d}$, für schwerere rund das Vierfache. Dies entspricht einem Elektrizitätsbedarf von 0.32 bis $1.26 \text{ MJ}_{\text{el}}/t$.

Im HeaterTreater wird das zu separierende Rohöl um etwa 30 °C erwärmt. Dies hat folgende Vorteile <Chilingarian et al. 1987>:

- Reduzieren der Viskosität des Rohöls,
- Schwächen oder Brechen des Films zwischen Öl und Wassertropfen durch Expansion des Wassers,
- Verändern der Dichtedifferenz der beiden Fluide und Beschleunigen der Absetzzeit.

Durch die Erwärmung gehen aber gewisse Anteile flüchtiger Bestandteile verloren, weshalb die Betriebstemperatur nicht zu hoch gewählt werden darf. Aus der Temperaturerhöhung und den spezifischen Wärmekapazitäten der Fluide lässt sich ein Brennstoffbedarf (Heizöl S) von $240 \text{ MJ}/t_{\text{Rohöl}}$ errechnen. Die Energiebereitstellung wird als Industriefeuerung mit Heizöl S, Europa verbucht.

7.7.4 Zusammenfassung Bottom-up

Die Daten in <Infras 1981> berücksichtigen nur die Pumpenenergie für die Förderung, resp. die Prozessenergie zur Dampferzeugung bei Tertiärförderung. On- und Offshore wurde nicht unterschieden. <Klitz 1980> berücksichtigt bei der Offshore-Förderung zusätzlich die Transportenergie für die Versorgungsschiffe, und schliesst Wasserinjektion aus (keine Sekundärförderung). <Gemis 1989> berücksichtigt sowohl Pumpen- als auch Prozessenergie, unterscheidet aber nicht zwischen On- und Offshore. Die Arbeit stützt sich auf US-amerikanische Untersuchungen Ende der siebziger Jahre. <WEC 1988> stützt sich auf <Jung 1989>, der sich seinerseits auf die Daten in <Infras 1981> bezieht. <DoE 1983> erfasst sowohl Pumpen- als auch Prozessenergien und die Daten in <DGMK 1992> beruhen auf Analogieschlüssen aufgrund von Daten deutscher und einiger aussereuropäischer Felder, wobei die Reinigungsprozesse unberücksichtigt bleiben. Diese Daten sind im Kap. 7.7.5 "Top-Down-Ansatz" aufgeführt.

Die Zusammenstellung des Energiebedarfs bei der Förderung von Rohöl zeigt folgendes:

- Der Energiebedarf für Pumpen schwankt je nach Quelle zwischen 0.02 und $0.27 \text{ GJ}_{\text{el}}/t$. Nicht mit Sicherheit erklärbar ist der Unterschied innerhalb von <DoE 1983>, wo der Energiebedarf zwischen On- und Offshore um einen Faktor 10 differiert. Mögliche Erklärungen können entweder die Wahl der Fördertechnik oder der Verwässerungsgrad der Ölfelder sein.
- Separatoren: Anders als bei der Förderenergie liegt der Energiebedarf relativ nahe beieinander ($0.13 - 0.27 \text{ GJ}/t$). Der Unterschied zwischen <Gemis 1989> und der Berechnung aufgrund der Angaben in <Chilingarian et al. 1987> beruht v.a. auf dem Berücksichtigen des mittleren Verwässerungsgrades von 50 % in diesem Projekt (siehe Kap. 7.9.1 "Produziertes Wasser"). Ausnahme ist auch hier <DoE 1983> mit einem Onshore-Wert von $0.036 \text{ GJ}/t$.
- Zu den sekundären Fördermethoden liegen nur wenige Angaben vor <Infras 1981>, <Gemis 1989>, wobei in ersterer keine Angaben zu der eingesetzten Technik zu finden sind. Der Energiebedarf für das Einpressen von Wasser ist um einen Faktor 3 bis 4 kleiner als derjenige für die Gasinjektion.

	Einheit	Primär	Sekundär	Tertiär
<Klitz 1980> (Offshore)				
Pumpen	GJ _{in} /t	0.12	kA	kA
Versorgungsschiffe	GJ _{in} /t	0.04	kA	kA
<Infras 1981>				
Pumpen und Kompressoren	GJ _{el} /t	0.17-0.34	1.07	14.9 ¹⁾
<DoE 1983>				
• Onshore				
Pumpen	GJ _{el} /t	0.27	kA	kA
Heater Treater	GJ/t	0.036	kA	kA
Prozessdampf	GJ _{in} /t	0	0	14.8 ²⁾
• Offshore				
Pumpen	GJ/t	0.045	kA	kA
Heater Treater	GJ _{in} /t	0.27	kA	kA
Restl. Bedarf für Prod.- und Versorgung	GJ/t	0.63	kA	kA
<Gemis 1989>				
Pumpen und Kompressoren	GJ _{el} /t	0.043	0.115 ³⁾	0.115 ³⁾
Heater Treater	GJ/t	0.128	0.128	0.128
Prozessdampf	GJ _{in} /t	0	0	12.78 ²⁾
CO ₂ -Injektion	GJ _{in} /t	0	0	3.4 ¹⁰⁾
<Chilingarian et al. 1987>				
Tiefpumpen	GJ _{el} /t	0.074 - 0.114		
elektr. Zentrifugalpumpen	GJ _{el} /t	0.02 - 0.16		
Heater Treater				
- Prozesswärme ⁴⁾	GJ _{in} /t	0.24	0.24	0.24
- Elektrizität	GJ _{el} /t	0.001	0.001	0.001
<Chilingarian et al. 1989>				
Prozessdampf	GJ _{in} /t	0	0	14.2
<Surthuthev et al. 1990>				
Primäre Fördermethoden ⁵⁾	GJ/t	0.001 - 0.018		
Gasinjektion: ⁶⁾				
- Stickstoff	GJ _{in} /t			0.72
- Abgas (CO ₂ -Fluten)	GJ _{in} /t			4.7
Prozessdampf ⁷⁾	GJ _{in} /t			2.95
In-Situ-Verbrennen ⁷⁾	GJ _{in} /t			7.2
Dieses Projekt				
Pumpen	GJ _{el} /t	0.09 ⁸⁾	0.26 ⁸⁾	0.18 ⁸⁾
Heater Treater	GJ _{in} /t	0.24	0.24	0.24
	GJ _{el} /t	0.001 ⁸⁾	0.001 ⁸⁾	0.001 ⁸⁾
Tertiärverfahren	GJ _{in} /t	0	0	4 ⁹⁾
Versorgungsschiffe (nur Offshore)	tkm/t	250	250	250

Tab. IV.7.17: Energiebedarf für Förderpumpen, Kompressoren und Reinigungsanlagen bei der Förderung; ¹⁾: Schweröl für Dampfproduktion und Injektion, ²⁾: Wirkungsgrad Dampferzeuger 85 %, Schwerölfeuerung, ³⁾: Injektion von Wasser, ⁴⁾: eigene Berechnungen auf der Basis von <Chilingarian et al. 1987>, ⁵⁾: Erdölfelder Russkoe und Tengiz, ⁶⁾: Tengiz, ⁷⁾: Russkoe, ⁸⁾: Elektrizität aus Dieselaggregaten (Annahme), Wirkungsgrad 36 %, ⁹⁾: Gasmischverfahren (CO₂, HC)

- Bei den thermischen Tertiärverfahren liegt der Energiebedarf überall bei 14 - 15 GJ/t, was einem Wirkungsgrad von rund 67 % entspricht.
- Die Gasverfahren benötigen hohe Kompressionsleistungen zum Einpressen der entsprechenden Gase (CO₂, Kohlenwasserstoffe, Abgase). Der Energiebedarf liegt aber um einen Faktor 1.5 bis 3 unterhalb desjenigen der thermischen Methoden.
- Es wird angenommen, dass die Elektrizität mit Grossdieselaggregaten bereitgestellt wird. Dies aus der Überlegung, dass auch die Onshore-Förderung meist abseits der öffentlichen Stromversorgung stattfindet.

- Der Energiebedarf für Versorgungsschiffe wird in tkm umgerechnet und als Hochseetanker verbucht.

7.7.5 Top-Down-Ansatz

Aus den Energiestatistika der IEA sind für OECD-Länder Angaben über Produktion von Erdöl, Erdgas und den damit verbundenen Energieverbrauch enthalten <IEA/OECD 1991a>. In erster Linie interessieren hier die Länder Norwegen und Grossbritannien aufgrund ihrer Bedeutung innerhalb der Erdölförderländer Europas.

	Grossbritannien		Norwegen	
	1980	1989	1980	1989
Produktion:				
Erdgas [TJ]	1.46E6	1.72E6	1.06E6	1.29E6
Rohöl [t]	78.9E6	87.4E6	23.1E6	72.6E6
Natural Gas Liquids (NGL) [t]	1.55E6	4.4E6	1.22E6	2.33E6
Energiebedarf Öl- und Gasförderung:				
Erdgas [TJ]	61.6E3	120.4E3	40.4E3	132.9E3
Elektrizität [GWh]	-	370	-	100
LPG (UK) resp. Diesel (N) [t]	188E3	291E3	56E3	113E3

Tab. IV.7.18: Produktion fossiler Energieträger und Energiebedarf bei der Förderung derselben in Grossbritannien und Norwegen für die Jahre 1980 und 1989, <IEA/OECD 1991a>

Norwegen hat in den Jahren 1980-1989 seine Erdölproduktion knapp verdreifacht. Die Erdgasproduktion stieg dagegen nur noch wenig an (20%). In Grossbritannien setzte eine Abflachung der Fördersteigerung beim Erdöl ein, während beim Erdgas und dem NGL eine Produktionszunahme von 20 resp. 180 % zu verzeichnen war. Der Erdgaseinsatz musste in Grossbritannien verdoppelt, in Norwegen gar mehr als verdreifacht werden und auch der Einsatz flüssiger Brennstoffe wurde in beiden Ländern rund verdoppelt.

Die Allokation wird, entgegen dem Vorgehen in <WEC 1988>, mit den Heizwerten der geförderten Energieträger vorgenommen (Heizwerte siehe Anhang A1.).

Der Energiebedarf zur Förderung fossiler Energieträger hat in den beiden Ländern in den letzten Jahren zugenommen. Die Zunahme bei der Rohölförderung war in Grossbritannien höher als in Norwegen. Der spezifische Bedarf liegt bei 1 bis 1.2 $GJ_{\text{therm}}/t_{\text{Rohöl}}$. Der Elektrizitätsbedarf (ab Netz) ist verständlicherweise minim.

	Grossbritannien		Norwegen	
	1980	1989	1980	1989
Erdgas: Anteil in [%]	29.8	30.5	50.5	28.7
Erdgas [TJ/TJ]	12.59E-3	21.33E-3	19.238E-3	29.60E-3
Elektrizität [MWh/TJ]	-	65.5E-3	-	22.27E-3
LPG (UK) resp. Diesel (N) [t/TJ]	38.4E-3	51.5E-3	26.67E-3	25.17E-3
Rohöl: Anteil in [%]	68.7	66.0	46.9	68.9
Erdgas [TJ/t]	0.536E-3	0.909E-3	0.820E-3	1.176E-3
Elektrizität [MWh/t]	-	2.792E-3	-	0.949E-3
LPG (UK) resp. Diesel (N) [t/t]	1.637E-3	2.196E-3	1.136E-3	1.072E-3
Natural Gas Liquids: Anteil in [%]	0.15	0.36	0.27	0.24
Erdgas [TJ/t]	0.578E-3	0.979E-3	0.883E-3	1.155E-3
Elektrizität [MWh/t]	-	3.007E-3	-	1.022E-3
LPG (UK) resp. Diesel (N) [t/t]	1.763E-3	2.365E-3	1.223E-3	1.155E-3

Tab. IV.7.19: Spezifischer Energie- und Brennstoffbedarf bei der Förderung von fossilen Energieträgern in Grossbritannien und Norwegen für die Jahre 1980 und 1989, Berechnungsgrundlage <IEA/OECD 1991a>, Allokation mit Heizwerten

Für das Jahr 1989 ergeben sich für die Rohölförderung folgende thermische und elektrische Energieverbräuche:

Rohölförderung 1989	Grossbritannien [GJ/t _{Rohöl}]	Norwegen [GJ/t _{Rohöl}]
Erdgas	0.909	1.176
LPG (UK) resp. Diesel (N)	0.103	0.050
total thermisch	1.012	1.226
Elektrizität	10.05E-3	3.416E-3

Tab. IV.7.20: Spezifischer Elektrizitäts- und Brennstoffbedarf für die Rohölförderung, Berechnungsgrundlage <IEA/OECD 1991a>, Allokation mit Heizwerten

Der so ermittelte spezifische Energiebedarf liegt gegenüber der Bottom-Up-Berechnung um rund 50 % höher. Der Hauptgrund liegt darin, dass der Energiebedarf für den Pipeline-Transport zum Festland bei der Top-Down-Analyse miteingeschlossen ist. Gemäss <Statoil 1992b> betrug der spezifische Energiebedarf im Jahre 1990 rund 1.1 GJ/toe (Öl und Gas). Zur Energieerzeugung wurden dabei 95 % Gas und 5 % Diesel eingesetzt. Diese Werte verstehen sich inklusive

- Öl/ Gas- und Öl/ Wasser-Trennung,
- Sekundärförderung,
- Antrieb Pipelines (Öl und Gas) und
- Flaring (Anteil 22 % nach <NOIA 1991b>).

Aufgrund der Angaben in <Statoil 1992b> lässt sich der Energiebedarf folgendermassen aufschlüsseln:

Statoil 1990	[Energie-%]
Abfackeln	0.57
Transport Erdgas	0.47-0.71
Wasserinjektion	0.2-0.4
Rest ¹⁾	0.80-1.48
Total	2.6

Tab. IV.7.21: Aufschlüsselung des Energiebedarfes im Norwegischen Kontinentalshelf 1990, <Statoil 1992b>, <Statoil 1992c>, ¹⁾: Gasinjektion, Bohrloch-Tests, versch. Prozesse, Beleuchtung, Heizung, Transport Rohöl

Der Pipeline-Transportenergieaufwand für Rohöl lässt sich mit Daten aus Kap. IV.8 "Ferntransport" abschätzen und liegt bei etwa 0.075 %. Anders als für Gastransport, ist der Anteil somit relativ gering.

Rohölförderung Statoil 1990	[GJ/t _{Rohöl}]
Abfackeln	0.238
Transport Rohöl	0.032
Wasserinjektion	0.127-0.255
Rest ¹⁾	0.31-0.65
Total	0.705-1.173

Tab. IV.7.22: Spezifischer Energiebedarf für die Rohölförderung berechnet aus Angaben in <Statoil 1992b>, <Statoil 1992c>, ¹⁾: Gasinjektion (siehe Abschnitt 7.7.2 "Sekundär- und Tertiärverfahren"), Bohrloch-Tests, versch. Prozesse, Beleuchtung, Heizung

Die Werte in Tab. IV.7.22 stimmen relativ gut mit den aufgrund der Informationen aus <OECD/IAE 1991a> errechneten Zahlen überein (siehe Tab. IV.7.20). Betreffend Wasserinjektion zeigt sich eine Übereinstimmung der Angaben von <Statoil 1992b> mit den Werten aus der Literatur, wobei zu beachten ist, dass der für dieses Projekt verwendete Wert den Pumpenaufwand miteinschliesst.

<Callaghan et al. 1991> gibt für den Energiebedarf des Explorations- und Produktionsbereich eine Spanne von 0.2 bis 5 % des Energieinhalts der geförderten Kohlenwasserstoffe an. Der untere Wert wird bei reinen Gasfeldern erreicht, bei welchen der Lagerstättendruck für den Transport mit der Pipeline ausreicht, der obere gilt für Gasfelder, welche Kompressionsenergie für den Transport benötigen und für Ölfelder mit Erdölbegleitgasproduktion. Bei strukturellem Ungleichgewicht können aber durch vermehrtes Abfackeln der nichtkommerzialisierbaren Gase auch höhere Verluste auftreten.

In <DGMK 1992> werden regional differenzierte Energieverbräuche für Förderung und Aufbereitung angegeben. In Tab. IV.7.16b sind die entsprechenden Werte aufgelistet.

	[GJ/t _{Rohöl}]
Nahost	0.004
Südamerika	0.054
Afrika	0.016
West Europa	0.020
Ost Europa	0.100

Tab. IV.7.23: Spezifischer Energiebedarf für die Rohölförderung gemäss <DGMK 1992>

Die Werte sind eher zu tief angesetzt und kaum belastbar. Allein der Energiebedarf für Westeuropa liegt um einen Faktor 50 (!) unterhalb der aus den OECD-Statistiken ermittelten Werte für Grossbritannien und Norwegen (Förderanteil in Westeuropa 1991: 86 % <BP 1992>).

7.7.6 Energieerzeugung

Hier wird unterschieden zwischen der Erzeugung von Prozesswärme für die Ölaufbereitung und von Kraft für Pumpen, Antriebe und Kompression. Es wird davon ausgegangen, dass der Strom für Pumpen und die Injektion von Erdölgas (Sekundärverfahren) mit Dieselgeneratoren erzeugt wird, die Prozesswärme der HeaterTreater mittels Industriefeuerung und die CO₂-Injektion (Tertiärverfahren) mittels Gasturbinen.

7.7.7 Zusammenstellung Energiebedarf

Mithilfe der Angaben in Tab. IV.7.17 und den Anteilen an Fördermethoden (Tab. IV.7.14) lassen sich folgende Energieverbräuche zusammenstellen:

	Diesel ¹⁾ [TJ/t _{Rohöl}]	Schweröl ²⁾ [TJ/t _{Rohöl}]	Erdölgas ³⁾ [TJ/t _{Rohöl}]	Total [TJ/t _{Rohöl}]	Tanker [tkm/t _{Rohöl}]	Herkunft CH [%]
Europa	4.17E-04	2.40E-04	0.00E+00	6.57E-04	6.17E+01	25.87
Lateinamerika	3.51E-04	2.40E-04	6.40E-05	6.55E-04	0.00E+00	1.43
Nahost	3.47E-04	2.40E-04	0.00E+00	5.87E-04	2.11E+01	25.90
GUS	4.22E-04	2.40E-04	8.00E-05	7.42E-04	0.00E+00	7.91
Nordafrika	3.57E-04	2.40E-04	1.72E-04	7.69E-04	1.34E+01	26.55
Zentralafrika	3.57E-04	2.40E-04	1.72E-04	7.69E-04	1.70E+01	11.93
Nordamerika	4.42E-04	2.40E-04	4.00E-04	1.08E-03	3.30E-01	0.41
Durchschnitt ⁴⁾	3.75E-04	2.40E-04	7.51E-05	6.90E-04	1.14E+02	100

Tab. IV.7.24: Zusammenstellung Energie- und Transportbedarf der für die Schweiz und Europa relevanten Förderregionen, ¹⁾: in Dieselgenerator, ²⁾: in Industriefeuerung Euro, ³⁾: in Gasturbine, ⁴⁾: Basis Herkunft Rohöl für die Schweiz 1994

Der Endenergiebedarf beträgt 0.7 GJ/t_{Rohöl} oder rund 1.6 % des Energieinhaltes des geförderten Rohöls. Er liegt damit im Bereich des für die Nordseeförderländer Norwegen und Grossbritannien ermittelten Energiebedarfs. Der Unterschied zwischen der Herkunft für die Schweiz und für Europa ist gegenüber den sonstigen Ungenauigkeiten vernachlässigbar klein.

7.8 Emissionen Luft

7.8.1 Fackelverluste

Iran fackelte 1977 rund 27 Mia. Nm³ Erdölgas ab. Dies entsprach etwa 50 % der geförderten Gasmenge. 19.5 Mia. Nm³ konnten einer Nutzung zugeführt werden und 8.5 Mia. Nm³ wurden reinjiziert <Backhaus 1979>. Bei einer Erdölförderung im Jahre 1977 von 283.5 Mio. t <BP 1979> ergibt dies eine Fackelgasmenge von rund 95 Nm³/t_{Rohöl}. Weltweit betrug die Fackelgasmenge 1977 210 bis 220 Mia. Nm³ <Marland et al. 1983> bei einem Fördervolumen von 3'077 Mio. t Erdöl und 1'157 toe Erdgas <Marland et al. 1983>. Die Fackelverluste betragen im Vergleich zu 1973 nur noch 80 % und sind bis 1987 auf 38 % des Wertes von 1973 gesunken <DGMK 1992>. Weltweit werden somit rund 105 Mia. m³ Erdölgas zur Fackel geführt. Dieser Wert wird durch die Angabe in <Little 1989> (109 Mia. m³ Erdölgas) und <Baniriah 1991> (rund 92 Mia. m³ abgefackeltes Gas für 1988) bestätigt. Im folgenden wird davon ausgegangen, dass die gesamte abgefackelte Gasmenge aus der kombinierten Förderung stammt und somit den Produkten Erdölgas und Rohöl zugeordnet wird. Der Energieaufwand für die reinjizierten Gase wird bei den EOR-Verfahren berücksichtigt resp. dem zu produzierenden Erdgas belastet (zukünftige Gewinnung).

Welt ¹⁾	Produktion [Mio t]	Gas/Öl-Verhältnis [Nm ³ /t]	Erdölgas Brutto [Mia. Nm ³]	zur Fackel [Mia. Nm ³]	Reinjektion [Mia. Nm ³]	Kontraktion [Mia. Nm ³]	Erdölgas Netto [Mia. Nm ³]
Nahost	643.2	160	102.9	15.6	16.9	11.4	59.0
Afrika	253	530	134.1	25.6	52.3	6.5	49.7
Lateinamerika	331.5	440	145.9	13.2	21.7	15.7	95.2
Europa	199.6	80	16.0	2.8	0.8	0.5	11.9
GUS	645.2	250	161.3	20	0.0	1.9	139.4
Total	2072.5	270	560.1	77.2	91.7	36.1	355.1

Tab. IV.7.25: Produktion Erdöl im Jahr 1987 <BP 1991>, Gas/Öl-Verhältnis <DGMK 1992>, und Erdölgasproduktion (Brutto und Netto) sowie Anteile Reinjektion, Fackelanteil und Kontraktion <Baniriah 1990>, ¹⁾: ohne Nordamerika und Asien

Es zeigt sich, dass die Nettoproduktion von Erdölgas zwischen 37 % (Afrika) und über 85 % (GUS) ausmachen. Bedeutend sind die Fackelverluste in Afrika, Nahost, Lateinamerika und GUS sowie der Anteil reinjizierten Gases in Afrika. Der Energieaufwand zur Reinjektion wird nach Heizwert der geförderten Produkte Erdöl und Erdölgas aufgeteilt.

Welt ohne Nordamerika und Fernost	Erdölgas Brutto [%]	zur Fackel [%]	Reinjektion [%]	Kontraktion [%]	Erdölgas Netto [%]
Nahost	100	15.2	16.4	11.1	57.3
Afrika	100	19.1	39.0	4.9	37.0
Lateinamerika	100	9.0	14.9	10.8	65.3
Europa	100	17.5	4.7	3.0	74.7
GUS (ehem. UdSSR)	100	12.4	0.0	1.2	86.4
Total	100	13.8	7.6	3.6	74.9

Tab. IV.7.26: Anteile Reinjektion, Fackelanteil, andere Verluste und Nettoproduktion an der Erdölgas-Bruttoproduktion im Jahr 1987

Wird die Netto-Erdölgasproduktion mit der Gesamterdgasproduktion desselben Jahres verglichen, zeigt sich, dass das Erdgas aus Lateinamerika zu über 100 % aus kombinierter Förderung stammt. Er wird für dieses Projekt auf 100 % (1987) gesetzt, was das erwähnte Verhältnis Erdölgas zu Rohöl auf rund $370 \text{ Nm}^3/\text{t}_{\text{Rohöl}}$ senkt.

Welt ohne Nordamerika und Fernost,	Erdölgas Netto [Mia. Nm ³]	Erdgas Netto [Mia. Nm ³]	Anteil Erdölgas [%]
Nahost	59.0	82.3	71.6
Afrika	49.7	57.1	87.0
Lateinamerika	95.2	80.8	117.8
Europa	11.9	183.4	6.5
GUS (ehem. UdSSR)	139.4	696.3	20.0
Total	355.1	1099.9	32.3

Tab. IV.7.27: Nettoproduktion Erdölgas und Erdgas insgesamt im Jahr 1987 <BP 1991>, und daraus errechnete Anteile Erdölgas

Für dieses Projekt werden die Produktionszahlen 1994 und die korrigierten Verhältniszahlen aus <DGMK 1992> verwendet. Die Netto-Produktion dient zur Allokation der Fackelverluste.

Welt ¹⁾	Rohöl-Produktion [Mio t]	Gas/Öl-Verhältnis [Nm ³ /t]	Erdölgas Brutto [Mia. Nm ³]	zur Fackel [Mia. Nm ³]	Reinjektion [Mia. Nm ³]	Kontraktion [Mia. Nm ³]	Erdölgas Netto [Mia. Nm ³]
Nahost	956.8	160	153.1	23.3	25.1	17.0	87.7
Afrika	329.6	530	174.7	33.4	68.1	8.6	64.6
Lateinamerika	267.2	373	99.7	9.0	14.9	10.8	65.1
Europa	286.7	80	22.9	4.0	1.1	0.7	17.2
GUS	375.5	250	93.9	11.6	0.0	1.1	81.1
Total	2215.8	246	544.3	75.1	41.4	19.6	408.2

Tab. IV.7.28: Produktion Erdöl im Jahr 1994 <BP 1995>, Gas/Öl-Verhältnis <DGMK 1992>, und Erdölgasproduktion (Brutto und Netto) sowie Anteile Reinjektion, Fackelanteil und andere Verluste <Selzer et al. 1990>, ¹⁾: ohne Nordamerika und Asien

Für das Jahr 1994 zeigt sich, dass der Erdölgas-Anteil rund 35 % beträgt, mit stark regionalen Unterschieden von gut 8 (Europa) bis knapp 95 % (Lateinamerika).

Welt ohne Nordamerika und Fernost,	Erdölgas Netto [Mia. Nm ³]	Erdgas Netto [Mio t.o.e]	Erdgas Netto [Mia. Nm ³]	Anteil Erdölgas [%]
Nahost	87.7	114.6	127.3	68.9
Afrika	64.6	66.4	73.8	87.6
Lateinamerika	65.1	63.3	70.3	92.5
Europa	17.2	188.8	209.8	8.2
GUS (ehem. UdSSR)	81.1	628.5	698.3	11.6
Total	408.2	1061.6	1179.4	34.6

Tab. IV.7.29: Nettoproduktion Erdölgas und Erdgas insgesamt im Jahr 1994 <BP 1995>, und daraus errechnete Anteile Erdölgas. Dabei gilt: 1 Mio t.o.e = 1.111 Mia Nm³ Gas

Je nach Quelle zeigt sich ein differenziertes Bild betreffend der spezifischen Fackelverluste. <DGMK 1992> gibt einen maximalen Fackelverlust von 10 % für Nahost, Afrika und GUS an. Die Werte liegen generell tiefer als diejenigen aus <Baniriah 1991> und anderen Quellen. So wird z.B. in <OECD 1991b> für Nahost ein Fackelverlust von 16 % angegeben.

Welt ohne Nordamerika und Fernost, 1989	zur Fackel [%]
Nahost	10 (16) ¹⁾
Afrika	10
Lateinamerika	6
Europa	4
GUS (ehem. UdSSR)	10

Tab. IV.7.30: Fackelanteil gemäss <DGMK 1992>, ¹⁾: Angabe in Klammern aus <OECD 1991b>

In <Little 1989> sind ebenfalls Angaben über Fackelverluste sowie die Technologie der Fackeln und damit zusammenhängende Umsetzgrade angegeben. Es werden Mittelwerte für die für die Schweiz relevanten Gebiete gerechnet.

1987	Produktion [Mio. t]	zur Fackel [Mia Nm ³]	Pipe flares [%]	Ringed pipe flares & steam/ air inject flares [%]	Multijet flares [%]	Venting [%]
GUS (ehem. UdSSR)	624.2	22.5	30-60	25-50	5-15	5-10
Nigeria	63.7	13.3	30-50	25-50	18-20	2-5
Algerien	48.9	7.1	30-35	30-50	18-30	2-5
Irak	102.4	5.7	70-75	15-20	0-5	5-10
Iran	114.7	5.4	70-75	15-20	0-5	5-10
China	132.9	4.9	30-60	25-50	10-15	3-5
Indonesien	63.3	4.2	25-30	30-50	15-30	0-10
USA	471.3	3.6	25-30	30-50	20-38	0.5-2
Trinidad Tobago	8.3	3.6	15-40	25-50	0-15	20-35
Europa und Kanada	290.5	39 ¹⁾	25-30	30-50	20-38	0.5-2
andere	1'008.8		30-60	25-50	10-18	2-5
Total Welt	2929.0	109				

Tab. IV.7.31: Produktion <BP 1991>, Fackelverluste, Anteile Fackeltypen und Anteile Venting für einzelne Länder resp. Regionen, <Little 1989>, ¹⁾: inkl. andere

Das Gas/ Öl-Verhältnis für "Total Welt" ist aufgrund der dabei verwendeten gesamten geförderten Gasmenge (inkl. separat gefördertes Erdgas) nur bedingt aussagekräftig.

Die für die Emissionen wichtigen Informationen über den Stand der Fackeltechnik wird aus <Little 1989> entnommen. Die entsprechenden Umsetzgrade sind in Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting" beschrieben.

Der spezifische Fackelverlust beträgt bei Verwenden der Informationen in <DGMK 1992> 23.7 (27.1) Nm³/t_{Rohöl}, bei Abstützen auf <Selzer et al. 1990> für die OPEC 46.9 Nm³/t_{Rohöl} und für die Welt 26.7 Nm³/t_{Rohöl}. Für die GUS ergibt sich nach <Little 1989> ein spezifischer Fackelverlust von 36.0 Nm³/t_{Rohöl}, für die Welt rund 37.2 Nm³/t_{Rohöl}. Als möglicher Grund für die Differenz der Zahlen in <Selzer et al. 1990> und <Little 1989> wird in <Selzer et al. 1990> der Umstand angegeben, dass bei den im Enquête-Bericht zitierten Werten der CEDIGAZ möglicherweise nur die mit dem Erdgashandel zusammenhängenden Fackelverluste berücksichtigt worden sind.

1991	Produktion Rohöl ¹⁾		Nettoproduktion Erdölgas ²⁾		Anteil Rohöl [TJ-%]	Anteil Erdölgas [TJ-%]
	[Mio. t]	[Mio. TJ]	[Mia. Nm ³]	[Mio. TJ]		
Nahost	956.8	40.8	87.7	3.6	91.9	8.1
Afrika	329.6	14.0	64.6	2.6	84.2	15.8
Lateinamerika	267.2	11.4	65.1	2.7	81.0	19.0
Europa	286.7	12.2	17.2	0.7	94.6	5.4
GUS (ehem. UdSSR)	375.5	16.0	81.1	3.3	82.8	17.2
Total	2215.8	94.4	408.2	16.7	85.0	15.0

Tab. IV.7.32: Erdölproduktion <BP 1995>, Nettoproduktion Erdölgas und Allokationsanteile Rohöl/ Erdölgas, ¹⁾: Heizwert Rohöl: 42.6 MJ/kg (siehe Kap. IV.3.1), ²⁾: Heizwert Erdölgas 40.9 MJ/kg (siehe Kap. IV.3.3)

Für dieses Projekt wird die Allokation der Fackelverluste zu Rohöl und Erdölgas mithilfe des Heizwertes der beiden geförderten Fluide durchgeführt. Das Gas/Öl-Verhältnis wird aus <DGMK 1992> übernommen, die absoluten jährlichen Fackelverluste aus <Little 1989> resp. <Selzer et al. 1990>.

Welt ¹⁾	Verluste Fackel [Mia. Nm ³]	Reinjektion [Mia. Nm ³]	spez. Verluste Fackel [Nm ³ /t]	spez. Reinjektion [Nm ³ /t]
Nahost	23.3	25.1	22.4	24.1
Afrika	33.4	68.1	85.2	173.9
Lateinamerika	9.0	14.9	27.2	45.0
Europa	4.0	1.1	13.2	3.6
GUS	11.6	0.0	25.7	0.0
Total	75.1	41.4	44.6	75.1

Tab. IV.7.33: Spezifische Verluste Fackel und Reinjektionsmengen 1994 für dieses Projekt, ¹⁾: bezogen auf die Versorgungssituation Schweiz und Europa

Die sich damit ergebenden spezifischen Fackelverluste und Reinjektionsmengen sind in Tab. IV.7.33 aufgeführt. Betreffend Fackeltechnik wird der Mittelwert der in <Little 1989> angegebenen Spannbreiten genommen, mit ihrem Produktionsanteil gewichtet und, mithilfe der Angaben "andere" (siehe Tab. IV.7.31), auf die entsprechenden Regionen hochgerechnet.

1994	spezifischer Fackelverlust [Nm ³ /t _{Rohöl}]	Pipe flares [%]	Ringed pipe flares & steam/ air inject flares [%]	Multijet flares [%]	Venting [%]	Herkunft Rohöl Schweiz 1994 [%]
Nahost	22.4	54.5	30.5	10.0	5.0	25.9
Afrika	85.2	41.5	38.0	17.0	3.5	38.5
Lateinamerika	27.2	45	37.5	14.0	3.5	1.4
Europa	13.2	25	45.0	29.0	1.0	25.9
GUS (ehem. UdSSR)	25.7	45	37.5	10.0	7.5	7.9
Total	44.6	40.9	37.8	17.7	3.6	99.6

Tab. IV.7.34: Spezifische Fackelverluste und gewichtete Anteile der Fackeltechnik der aus schweizerischer und europäischer Sicht relevanten Regionen, Basisjahr 1994, <BP 1995>

Für Emissionen und andere Angaben betreffend Abfackeln und Abblasen siehe Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting".

7.8.2 Leckagen der Anlagen

Gemäss der in <Little 1989> verwendeten API-Studie stammen 93 % der Leckagen aus dem Gas-Handling. Da nicht spezifiziert wird, welche Anteile aus welchen Prozessen stammen, wird - analog zu den Fackelverlusten - eine Allokation über den Heizwert der beiden auf den Markt gelangenden Energieträger Erdöl und Erdölgas vorgenommen. Die gesamten Kohlenwasserstoffemissionen aus der Erdöl- und der kombinierten Produktion betragen für Kohlenwasserstoffe (Methan in Klammern) zwischen 1.2 (1.06) und 2.1 (1.85) Mia. Nm³ pro Jahr, mit einer besten Schätzung bei 1.46 (1.45) Mia. Nm³ pro Jahr <Selzer et al. 1990>. Bei einer Förderung von 2'929.0 Mio. t Erdöl und 364 Mia. Nm³ verkaufte Erdölgas werden somit 87 % der Leckageverluste dem Erdöl, 13 % dem Erdölgas zugeordnet. Umgelegt (anteilmässig) auf die produzierte Menge Erdöl ergibt dies einen Emissionsfaktor von 1.04 (0.92) Nm³/t_{Rohöl}. Mangels differenzierter und neuerer Informationen wird dieser Wert für alle Regionen verwendet.

7.8.3 Niederdruck-Entlüftung

Mit Niederdruck-Entlüftung muss bei Öl-Terminals, Tankläger und Beladungseinrichtungen, teilweise auch bei Produktionsstätten gerechnet werden. Der Druck dieses Gases liegt bei 1.5 bar oder darunter und kann deshalb kaum abgefackelt werden. Niederdruck-Gas, welches die letzte Separationsstufe verlässt, hat einen markant kleineren Anteil Methan (20 - 30 %). Die Entlüftungsmengen betragen global zwischen 4.33 und 12.77 Mia Nm³ mit einer besten Schätzung bei 8.55 Mia. Nm³. Mit einem Methan-Anteil von 20 Vol.-% werden somit weltweit 1.71 Mia Nm³ emittiert <Selzer et al. 1990>. Da es sich hier um eine Emission innerhalb der Erdölkette handelt, werden diese Emissionen dem Erdöl alleine zugerechnet. Es resultiert demnach ein Emissionsfaktor für Methan von 0.6 resp. für Kohlenwasserstoffe von 2.9 Nm³/t_{Rohöl}. Auch diese Emissionsfaktoren werden für alle Regionen verwendet.

7.8.4 Gasausbrüche

Gasausbrüche sind unvorhergesehene Ereignisse über die Angaben zu Eintretenswahrscheinlichkeit, Zündwahrscheinlichkeit sowie Dauer und Volumen des ausströmenden Gases in <Little 1989> enthalten sind. Die Eintretenswahrscheinlichkeiten pro Jahr betragen für

- Explorationsbohrungen 5.3E-3 (9'500 Bohrungen weltweit, ohne Osteuropa),
- Entwicklungsbohrungen 1.6E-3 (32'000 Bohrungen weltweit, ohne Osteuropa),
- Produktion und Workover 1.7E-4 (910'000 Bohrungen weltweit),

Bei einer Produktion von 3'105.5 Mio t Erdöl (4'195 GWa) resultiert eine Eintretenswahrscheinlichkeit von 610E-4/GWa. Die Wahrscheinlichkeit von Gasausbrüchen ist somit höher, als die im Kap. IV.8 "Ferntransport" aufgeführte Grenzhäufigkeit. Damit zählen sie wie regelmässig auftretende Emissionen. Die Emissionen betragen für Kohlenwasserstoffe zwischen 0.09 und 0.23 Mia. Nm³/a mit einer besten Schätzung bei 0.16 Mia. Nm³/a, für Methan zwischen 0.08 und 0.22 (beste Schätzung 0.15) Mia. Nm³/a. Die Gasausbruch-Emissionsfaktoren betragen somit für Kohlenwasserstoffe 0.055 Nm³/t_{Rohöl} resp. für Methan 0.051 Nm³/t_{Rohöl}.

7.8.5 Zusammenfassung der VOC-Emissionen

Die neben NMVOC und Methan im Erdölgas enthaltenen Stoffe (CO₂, He, Ra²²² und Hg) werden für Niederdruckentlüftung, Gasausbrüche und Leckagen (insgesamt rund 5.5 Nm³ Erdölgas) hier, die restlichen 44.6 Nm³ werden im Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting" bilanziert. Weltweit werden nach Angaben von <Boeckh 1993> in der Mineralölwirtschaft von der Förderung bis und mit Verbrennung 15.3 Mia. Nm³ Methan emittiert. Bei einem weltweiten Erdölbedarf von 3'132.5 Mio. t im Jahre 1991 <BP 1992> beträgt somit der CH₄-Emissionsfaktor der Erdölwirtschaft 4.9 Nm³/t_{Rohöl}. Da keine spezifischen Daten für 1994 vorliegen, wird mit den Werten von 1990 weitergearbeitet. Es ist allerdings nicht klar, wie bei diesem Wert die Allokation insbesondere der Fackelemissionen

vorgenommen worden ist. Mit Heizwertallokation resultiert in diesem Projekt ein Emissionsfaktor bei der Förderung von rund 3.5 kg CH₄/t_{Rohöl} (siehe auch Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting").

	NMVOC [Nm ³ /t _{Rohöl}]	Methan [Nm ³ /t _{Rohöl}]	NMVOC [kg/t _{Rohöl}]	Methan [kg/t _{Rohöl}]
Abfackeln	41.6 ¹⁾			
Abblasen	3.0 ¹⁾			
Niederdruck-Entlüftung	2.9	0.6	4.8	0.43
Gasausbrüche	0.06	0.05	0.1	0.04
Anlage Leckagen	1.04	0.92	1.7	1.5
Bohrungstests	²⁾	²⁾		

Tab. IV.7.35: Emissionsfaktoren Kohlenwasserstoffe und Methan bei der Produktion von Erdöl, ¹⁾: VOC, Menge zur Fackel, Umwandlung differenziert nach Regionen siehe Prozess "Abfackeln/Abblasen" (Kap. IV.13.2.2), ²⁾: Emission bei Modul "Exploration" berücksichtigt

7.8.6 Halon-Emissionen

Halon wird zur Feuerbekämpfung eingesetzt. Aufgrund ihrer Treibhauswirksamkeit und ihres Ozon-schichtabbaupotentials werden Halone ab 1.1.1994 in den Industriestaaten nicht mehr hergestellt. Den Staaten des Trikont wurde aber eine zehnjährige Fristerstreckung bis zur Stilllegung der Produktion gewährt <Rentsch 1993>. Für "essential users", wie bestehende Offshore-Plattformen und z.B. die Alaska-Pipeline, sind ebenfalls, je nach Höhe des gesamten Halon-Bedarfs, Ausnahmeregelungen für Produktion und Verbrauch erforderlich. Sie werden demgemäss weiterhin mit den bestehenden Halon-Brandschutz-Anlagen geschützt <Brunner 1993>. Mittelfristig kann jedoch bei den Unterzeichnerstaaten mit einer Abkehr von Halon gerechnet werden, da neue Brandbekämpfungstechniken entwickelt und bei neuen Bohrinseln eingesetzt werden (z.B. Nebelspray <Statoil 1992c>).

Weltweit wurden 1985 21'400 t Halone (je 50 % H-1211 und H-1301) produziert und schätzungsweise rund 6'000 t emittiert <Hammit et al. 1987>. In Norwegens Offshore-Förderung wurden 1987 30 t Halone emittiert, 1990 noch 20 t <Lode et al. 1991>, <NOIA 1991b>. Gemäss <Statoil 1992a> wurden von den firmeneigenen Anlagen 8.6 t Halone emittiert. Im Jahre 1994 wurden auf den Anlagen der Statoil noch 1.7 t Halone emittiert <Statoil 1995>. Da nicht zwischen Öl- und Gasförderung unterschieden wird, wird die Zuordnung der Emissionen mithilfe des Heizwertes der beiden Produkte vorgenommen. Damit resultieren folgende Emissionsfaktoren:

	[kg/t _{Rohöl}]	
Norwegen 1987	0.389E-3	
Norwegen 1990	0.186E-3	
Statoil 1991	0.141E-3	
Dieses Projekt		Anteil Offshore
Offshore Europa	0.2E-3	26.5 %
übrige Offshore	0.4E-3	17.5 %
Total ¹⁾	0.12E-3	

Tab. IV.7.36: Emissionsfaktoren Halon (H 1301, CBrF₃) bei der Erdöl-Offshore-Förderung, sowie Emissionsfaktor für dieses Projekt, ¹⁾: auf Gesamtproduktion bezogen (On- und Offshore), Versorgungssituation Schweiz 1991

Im folgenden wird davon ausgegangen, dass für europäische und nordamerikanische Offshore-Anlagen 0.2 g_{Halon}/t_{Rohöl}, für die übrigen Gebiete 0.4 g_{Halon}/t_{Rohöl} emittiert werden. Da durch Probefluten, Fehlalarme, Verluste beim Füllen und Leckagen zwischen 70 und 90 % der Gesamtfracht emittiert wird <Angerer et al. 1990>, kann auf das Zuordnen des Halonbedarfs zu Löschzwecken bei Unfällen/ Havarien verzichtet werden.

Bei einer jährlichen Rohöl-Fördermenge Offshore von 360 Mio. t in Nordamerika und Europa sowie 410 Mio. t in den übrigen Regionen (aus Daten <BP 1995> sowie <Petroleum 1995>),

resultiert eine jährliche Halon-Emission von 235 t, was rund 5 % der weltweiten Emission von Halonen entspricht.

Als Feuerlöschmittel werden die Halone 1211 (CBrClF₂) und 1301 (CBrF₃) eingesetzt. Während H 1211 vorwiegend in Handfeuerlöschern gebraucht wird, liegt das Anwendungsgebiet der H 1301 bei stationären Anlagen <Rentsch 1993>. Somit kann davon ausgegangen werden, dass auf Off-shore-Bohrinseln vorwiegend H 1301 eingesetzt und emittiert wird.

7.8.7 Quecksilber-Emissionen

Quecksilber ist aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften vor allem in gasförmigen Kohlenwasserstoffen anzutreffen. Je nach Entstehungsgeschichte kann der Hg-Gehalt variieren zwischen < 0.1 bis 2'000 µg/Nm³ Erdgas. Für Erdölgas liegt die Konzentration zwischen 15 und 20 µg/Nm³. Im folgenden wird eine Hg-Konzentration von 15 µg/Nm³ angenommen. Nähere Angaben dazu in Kap. IV.3.2 "Erdölgas". Die Emissionen werden für Niederdruckentlüftung, Gasausbrüche und Leckagen hier verbucht, für Fackeln und Abblasen im Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting" aufgeführt.

7.8.8 Emissionen radioaktiver Elemente (NORM)

Die Kontamination von Öl- und Gas-Produktions-Anlagen mit natürlich auftretenden radioaktiven Materialien (naturally occurring radioactive materials, NORM) ist weitverbreitet. Teilweise ist die Kontamination derart hoch, dass Unterhalts- und anderes Personal schädlichen Konzentrationen ausgesetzt sein kann <Gray 1991>. Während Kontamination mit Radon und seinen Zerfallsprodukten vorwiegend in der Erdgas-Produktion auftritt, führt in der Petroleumindustrie vor allem Radium zu radioaktiver Kontamination.

Natürlich auftretende Radionukleide wie Uranium (U), Radium (Ra), Radon (Rn) und andere sind in vielen geologischen Formationen zusammen mit Öl und Gas vorhanden. Bei der Förderung von Öl und Gas werden diese Stoffe mitgefördert. Enthält das Formationswasser Spuren von Radium (Ra²²⁶, ein Zerfallsprodukt von U²³⁸ sowie Ra²²⁸ und Ra²²⁴, Zerfallsprodukte von Th²³²), können die Ablagerungen an der Stahlauskleidung der Förderbohrung radioaktiv werden (Gehalt an Ra von mehreren 1'000 pCi (Curie) resp. mehr als 40 Bq (Becquerel, Zerfälle pro Sekunde) pro Gramm Ablagerung). Da Radium in derselben chemischen Familie ist wie Barium, scheidet es sich zusammen mit Barium- und Strontiumsulfaten ab (siehe Kap. 7.10. "Abfälle"). Die NORM-Emissionen im Formationswasser werden im Kapitel 7.9 "Emissionen Wasser" weiterbehandelt. Hier geht es um die gasförmigen Emissionen bei der kombinierten Förderung.

Das Erdölbegleitgas enthält u.a. Radon-222 aus natürlichen Zerfallsprozessen. Es wurden Konzentrationen von 0.007 bis über 50 kBq/Nm³ gemessen. Für dieses Projekt wird von einer ²²²Rn-Aktivität von 100 Bq/Nm³ ausgegangen. Nähere Angaben über Konzentrationen in Erdgasen und Erdölgasen in Kap. IV.3.2 "Erdölgas".

Die spezifischen Radon-Emissionswerte werden für Niederdruckentlüftung, Gasausbrüche und Leckagen hier verbucht, für Fackeln und Abblasen im Kap. IV.13.2.2 "Flaring und Venting" aufgeführt.

7. Emissionen Wasser

7.9.1 Produziertes Wasser

Übersicht

Unterirdische Öl- und Gasvorkommen sind meist begleitet von Solewasser. Dieses sogenannte Formations- oder produziertes Wasser wird separiert und, bei der Offshore-Förderung, ins Meer eingeleitet <Middleditch 1987>. Zu Beginn der Förderung eines neuen Feldes ist der Anteil mitgeförderten Wassers normalerweise klein. In der Nordsee beträgt der Anteil meist weniger als 1 Vol.-% <Somerville et al. 1987>. Überschreitet der Wassergehalt den für den Pipeline-Transport zulässigen Maximalgehalt, so wird das Wasser in einem Separator getrennt <Bedborough et al. 1987>. Ab etwa 10 - 20 % Verwässerung fördert die Bohrung gewöhnlich nicht mehr selbsttätig. Dann müssen z.B. Tief-

pumpen installiert werden <Bischoff et al. 1980>. Insgesamt kann die Gesamtfracht produzierten Wassers über die ökonomische Lebensdauer eines Ölfeldes die Ölfördermenge um das zehnfache übersteigen <Stephenson 1991>. Bei 90 bis 95 % Verwässerung (d.h. 10 bis 20 mal so viel Wasser wie Öl) wird die Förderung in der Regel aus ökonomischen Gründen eingestellt. Die steigende Zahl ihren Zenith überschreitender Ölfelder in Kombination mit wenigen Feldaufgaben führt zu einer künftig gegenüber der Ölproduktion höheren Bruttoproduktion. Bereits heute ist es nicht unüblich, dass Felder mit über 90 % Verwässerung noch betrieben werden und die Shell-Gruppe fördert ausserhalb der USA mit einem Verwässerungsgrad von bereits rund 50 % <Antheunis 1988>. In Norddeutschland ist der Verwässerungsgrad stetig gestiegen und betrug 1988 rund 93 Vol.-% <Fürer 1991>.

Entsorgung

Zur Entsorgung dieser enormen Wassermengen stehen prinzipiell folgende Möglichkeiten offen <Fürer 1991>:

- Die Versenkung in aufgelassene Lagerstättenhorizonte bzw. in das Randwasser von Erdöllagerstätten und
- die Versenkung mittels Schluckbohrungen in aufnahmefähige Horizonte des tiefen Untergrundes, die auch als Aquifer-Horizonte mit mineralisiertem Tiefenwasser bezeichnet werden;
- die Ableitung in geeignete oberirdische Gewässer (Offshore: ins Meer).

Die erste Variante ist begrenzt durch den maximal zulässigen d.h. ursprünglichen Lagerstättendruck. Dieser darf durch das Einpressen von Abwasser nicht nennenswert überschritten werden. Dabei stellt sich das Problem, dass weder Erdöl- noch Erdgaslagerstätten rechtzeitig mit genügend grossem Porenraum zur Verfügung stehen, um die wachsenden Abwassermengen laufend zu entsorgen.

Aquifere kommen als Endlagerstätten nur in Frage, wenn sie gegenüber höheren geologischen Horizonten, die im nutzbaren, natürlichen Wasserkreislauf stehen, geologisch dicht sind und eine gute Aufnahmefähigkeit aufweisen. Fördertechnisch darf der natürliche Lagerstättendruck nur geringfügig überschritten werden. Aquifere enthalten oft mineralisiertes Tiefenwasser, bei welchem ab einem NaCl-Gehalt von 5 Gew.-% von einem Bodenschatz (Thermal-Sole zu Heil- oder Badezwecken) gesprochen wird <Fürer 1991>. Aquifere, die zur Entsorgung der Abwässer dienen, sind aber als Bodenschatz nicht mehr brauchbar, weshalb die Abwasserfrachten, welche derart entsorgt werden, ebenfalls zu bilanzieren wären.

In Deutschland ist die Möglichkeit der oberirdischen Einleitung eher beschränkt nutzbar, da entweder kein geeigneter Vorfluter zur Verfügung steht (mit der erforderlichen Verdünnungskapazität) oder bestimmte chemische Parameter des Abwassers die Einleitung verbieten, wie z.B. der hohe Natriumchlorid-Gehalt, die BSB₅- oder CSB-Werte und dergleichen.

Laut <Callaghan 1991> wird das meiste von Shell E&P Onshore produzierte Wasser mittels Injektion in die produzierende Formation oder in untiefere Aquifere entsorgt, wobei letzteres bevorzugt wird. Offshore ist es üblich, das Wasser ins Meer einzuleiten.

	Oberflächengewässer [%]	Reinjektion [%]	Injektion in Aquifer [%]
Offshore	100	0	0
Onshore	10	0	90

Tab. IV.7.37: Entsorgungswege von produziertem Wasser für dieses Projekt

In diesem Projekt wird im folgenden davon ausgegangen, dass Onshore 90 % des Wasser in Aquifere eingeleitet wird <Lode et al. 1991>, <Somerville 1987>. Die restlichen 10 % werden in Oberflächengewässer eingeleitet, wobei es sich dabei um Fliessgewässer handelt. Offshore wird 100 % in Oberflächengewässer, d.h. das Meer, eingeleitet. Dies führt zu einer in Vorfluter eingeleiteten Wassermenge von 100 kg/t Onshore rsp. 1'000 kg/t Offshore. Bei den Offshore-Emissionen werden Inhaltsstoffe des produzierten Wassers, welche im Meerwasser in ähnlicher Konzentration enthalten

sind, nicht berücksichtigt. Produktionschemikalien werden nicht bilanziert, weil sie mit den Inhaltsstoffen des produzierten Wassers bereits berücksichtigt sind.

Mengen

Über die Mengen an produziertem Wasser, also über den Verwässerungsgrad der Bohrungen in den verschiedenen Regionen zeigen sich grosse Unterschiede im Verwässerungsgrad. Vergleicht man die spezifische Wassermenge mit der statischen Reichweite der gesicherten Reserven, so zeigt sich die Tendenz der zunehmenden Verwässerung im zeitlichen Verlauf der Förderung. Die gleiche Tendenz ist auch aus den Zahlen für Norwegen zu ersehen. Durch die kleine Anzahl an Daten und regionale Unterschiede ist aber keine eindeutige Korrelation auszumachen. Für dieses Projekt wird der repräsentative Wert der Shell-Gruppe weiterverwendet.

	produziertes Wasser 1) [Mio t/a]	Ölproduktion [Mio t/a]	spez. Wassermenge [t/t _{Roil}]	Quelle
Grossbritannien 1984	40	125.9	0.32	<Somerville et al. 1987>
Grossbritannien 1986	75	128.6 2)	0.58	<Gillam 1988>
Grossbritannien 1989	106.5	91.8 2)	1.16	<Taylor et al. 1991>
Statfjord 1990	10.6	28.7 3)	0.37	<Statoil 1992b>
Gulffaks 1990	3.1	19.2 3)	0.16	<Statoil 1992b>
Ekofisk 1990	1.5	11.8 3)	0.13	<Statoil 1992b>
Norwegen 1989	13.5	74.9 2)	0.18	<Taylor et al. 1991>
Norwegen 1990	15.7	81.9 2)	0.19	<Statoil 1992b>
Norwegen 1994	112	63.64	0.57	<Statoil 1995>
Norwegen 1995	118	65.02	0.55	<Statoil 1996>
Norwegen 2000	90	80 2)	1.1	<Brendehaug et al. 1992>
Norddeutschland 1988	47.2	2.9	14.3	<Füer 1991>
Nordsee 1989	130	167.9	0.77	<Taylor et al. 1991>
Oman 1991	51.1 4)	36.5	1.43	<Parker et al. 1991>
Khafji 1982 5)	-	-	0.1 - 0.25	<Ryan 1982>
Hout 1982 5)	-	-	0.15 - 0.3	<Ryan 1982>
Qatar	0.81	17	0.04	<Ryan 1982>
UAE	3.8	18.5	21	<Ryan 1982>
Allgemein	-	-	≤10	<Stephenson 1991>
Welt, Offshore 1981	1'000	700	1.43	<Middleditch 1987>
Shell Group 1988 6)	-	-	1	<Antheunis 1988>
Dieses Projekt	-	-	1	

Tab. IV.7.38: Menge produziertem Wasser in verschiedenen Regionen, 1): In Oberflächengewässer eingeleitet, 2): Produktionszahlen aus <BP 1992>, 3): Produktionszahlen aus <RMPE 1992>, 4): 43 % Reinjektion, 57 % Injektion in untiefe Formationen, 5): Nasse Felder der freien Zone zwischen Kuwait und Saudi Arabien, 6): ausserhalb der USA, Förderanteil weltweit rund 10 % der Weltförderung <Shell 1992b>

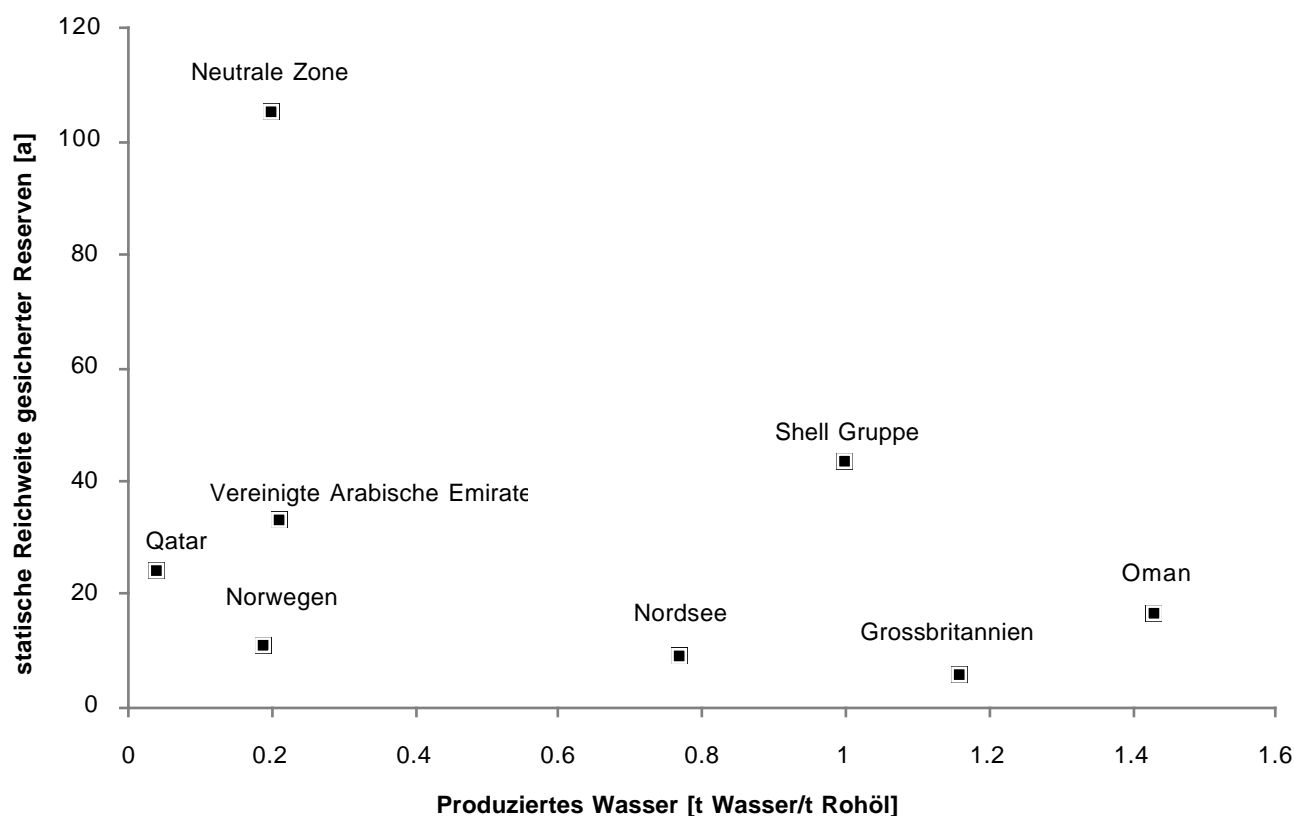


Fig. IV.7.6: Spezifische Menge produziertem Wasser in Abhängigkeit der statischen Reichweite der gesicherten Erdölreserven, Reichweiten aus <BP 1992>

Qualität

Nach der Separation von Öl und Wasser liegt nur ein kleiner Teil des Kohlenstoffs in Form von suspendiertem Öl vor. Der weitaus grössere Anteil sind niedermolekulare Fettsäuren wie Acetate, Propionate etc. Das Muster der Zusammensetzung von produziertem Wasser ist meist sehr ähnlich. Unterschiede sind vor allem in Bezug auf die Menge des Kohlenstoffes zu erwarten <Somerville et al. 1987>. Der Kohlenstoff in gereinigtem, produziertem Wasser liegt normalerweise anteilmässig in folgenden Verbindungen vor:

	mg C/l	Anteil [%]
Suspendiertes Öl	28 ± 5.5	5
Fettsäuren	420 ± 82.5	75
- Acetate	308 ± 60.5	55
- Propionate	67.2 ± 13.2	12
- Butyrate	22.4 ± 4.4	4
- höhere Säuren	16.8 ± 3.3	3
- Aromatische Säuren	5.6 ± 1.1	1
Flüchtige organ. Verbind.	28 ± 5.5	5
andere organ. Verbind.	28 ± 5.5	5
anorgan. Kohlenstoff	56 ± 11	10
Total	560 ± 110	100

Tab. IV.7.39: Kohlenstoffverbindungen in produziertem Wasser, Durchschnittliche Werte Nordsee <Somerville et al. 1987>

Die Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe hängt ab von der Zusammensetzung des gefördert Rohöls und der Löslichkeit der Kohlenwasserstoffe. Diese nimmt mit zunehmendem Molekulargewicht ab und ist bei aromatischen Kohlenwasserstoffen höher als bei aliphatischen gleichen molekularen Gewichts. Deshalb ist die lösliche Fraktion des Öls in produziertem Wasser stark mit leichten, aliphatischen und vor allem aromatischen Kohlenwasserstoffen angereichert <Neff et al. 1987>.

	Buccaneer, Gulf of Mexico		Anteil [%]	Dieses Projekt Anteil [%]	Vergleich Anteil im Öl [%]
	A [mg/l _{Wasser}]	B [mg/l _{Wasser}]			
Aromaten	12.9	16.1	63/79	71	9
Alkane	4.6	3.2	22/16	18	25
Cykloalkane	2.6	1.1	13/5	9	kA
Alkene	0.6	na	3/na	2	kA
Total Kohlenwasserstoffe	20.6	20.3	100	100	-

Tab. IV.7.40: Kohlenwasserstoffe in produziertem Wasser aus der Ölförderung, A: nach Middleditch, B: nach Sauer, A & B zitiert in <Neff et al. 1987>

Der Gehalt an aromatischen Verbindungen und Phenolen schwankt recht stark. Anteilsmässig sind die aufgeführten Verbindungen (Benzol bis C3-Benzol) dominierend. Die Aromaten werden deshalb gemäss der Verteilung aus Tab. IV.7.41 als Emissionsfaktoren weiterverwendet.

	Konzentration [µg/l _{Wasser}]	Konzentration [µg/l _{Wasser}]	Anteil [%]	Dieses Projekt [%]
Phenole	1'049±889	kA	29/-	22
Benzol	1'318±1'468	3'300	36/33	26
Toluol	1'065±896	3'500	29/36	24
Xylol	kA	2'400	-/24	18
Ethylbenzol	221±754	kA	6/-	5
Propylbenzol	kA	650	-/7	5
Quelle	<Stephenson 1991>	<Neff et al. 1987>		

Tab. IV.7.41: Phenole und flüchtige aromatische Kohlenwasserstoffe in produziertem Wasser aus der Ölförderung

Im weiteren wurden in <Stephenson 1991> Naphtalin und andere polyzyklische Kohlenwasserstoffe erfasst.

	Konzentration [µg/l _{Wasser}]	Maximalwert [µg/l _{Wasser}]
Naphtalin	132±161	1180
andere PAH	7±18	108

Tab. IV.7.42: Polynukleare aromatische Kohlenwasserstoffe in produziertem Wasser, <Stephenson 1991>

Der Ölgehalt in produziertem Wasser liegt aufgrund verschiedener Messungen in der Regel unterhalb der 40 ppm-Grenze, welche seit 1976 für die Nordsee Gültigkeit besitzt <Read et al. 1992>. Zur Zeit ist jedoch eine Senkung auf 30 oder 25 ppm in Diskussion <Gramme 1991>. Dazu sind effizientere Abscheide-Technologien erforderlich. Gemäss <OECD 1991a> stammen rund 0.05 Mio. t Rohöl von Förderplattformen. Bei einer Weltförderung von 3 Mia. t pro Jahr und einem Offshore-Anteil von zur Zeit 24 % entspricht dies einem spezifischen Emissionsfaktor von knapp 70 g/t Rohöl resp. Wasser. Im folgenden wird mit diesem Emissionsfaktor gerechnet, der sich im übrigen gut mit gemessenen Werten deckt (siehe Tab. IV.7.43).

	TOC [mg/l _{Wasser}]	Öl [mg/l _{Wasser}]
<Gillam 1988>:		
- Gulf of Mexico	68-661	15-106
- Offshore California	kA	56-359
- Grossbritannien 1986	470±215	36
<Somerville et al. 1987>	560±110	28±5.5
<Bedborough et al. 1987>	kA	36
<Fürer 1991>	kA	80 ¹⁾
<Lode et al. 1991>	kA	25 ²⁾

Tab. IV.7.43: Totaler organischer Kohlenstoff und Öl in produziertem Wasser, verschiedene Quellen, ¹⁾: als Kohlenwasserstoffe, ²⁾: Ekofisk Plattformen

Verdrängungswasser, welches bei Offshore-Tanklager anfällt, ist in der Regel mit einem Ölgehalt von weniger als 10 ppm befrachtet <Read et al. 1992>. Infolge des bescheidenen Anteils und fehlender Informationen über die Offshore-Speicherkapazitäten, wird das Verdrängungswasser nicht weiter berücksichtigt. Zusammenfassend sind durchschnittlich folgende Kohlenstoff-Verbindungen im produzierten Wasser zu erwarten (Werte für dieses Projekt):

	[mg C/l _{Wasser}]		[mg C/l _{Wasser}]
Total Organic Carbon	590	Naphtalin ³⁾	1
Suspendiertes Öl	60	PAH	0.1
Alkane	11	Fettsäuren	415
Cykloalkane	5	- Acetate	310
Alkene	1	- Propionate	65
Aromaten	42	- Butyrate	20
- Benzol	11	- höhere Säuren	15
- Toluol	10	- Aromatische Säuren	5
- Xylol	8	Flüchtige organ. Verbind.	30
- Ethylbenzol	2	andere organ. Verbind. ²⁾	30
- Propylbenzol ¹⁾	2	anorgan. Kohlenstoff ²⁾	55
- Phenole	10		

Tab. IV.7.44: Zusammenfassung der Kohlenstoff-Verbindungen in produziertem Wasser für dieses Projekt, ¹⁾: als Aromaten gesamt verbucht, ²⁾: nicht verbucht in Ecoinvent, ³⁾: als PAH gesamt verbucht

Die Konzentrationen werden pauschal mit dem Faktor 1/0.85 multipliziert, um von der Masse des Kohlenstoffs auf die Gesamtmasse der jeweiligen Substanz zu kommen (ausgenommen TOC).

Produziertes Formationswasser ist mineralienreich. Der Anteil an gelösten Feststoffen kann, wie z.B. in einigen Norwegischen Ölfeldern, bis zu 26 Gew.-% betragen <Pennington 1988>. Oft ist die Salinität um einen Faktor 2 bis 4 höher als derjenige des Meerwassers <Dicks et al. 1988>. Eine Diskussion und Zusammenstellung der Angaben befindet sich im Anhang, die Werte für dieses Projekt in Tab. IV.7.46.

Formationswasser enthält überdies Radionuklide aus natürlichen Zerfallsprozessen. Die Gehalte sind stark von der geologischen Situation abhängig. Eine Korrelation zwischen dem Gehalt an gelösten Feststoffen und dem Gehalt an Nukliden besteht nicht. Vielmehr ist der Gehalt an ²³⁸U resp. ²³²Th im umgebenden Gestein entscheidend. Für die Scale-Bildung sind die Feststoffgehalte im Formationswasser aber aufgrund der chemischen Verwandtschaft von Radium mit Strontium und Barium relevant (siehe Kap. 7.10.1 "Scale").

[Bq/l _{Wasser}]	²²⁴ Ra	²²⁶ Ra	²²⁸ Ra	²²⁸ Th
<Stephenson 1991>: OOC 44 Platform Study	kA	9.7±5.8 (21.6)	10.2±5.4 (21.7)	kA
Louisiana DoE Data	kA	5.9±5.3 (34.4)	6.1±5.6 (34.3)	kA
EPA 3 Facilities Study	kA	2.5±2.4 (8.1)	1.07±0.70 (2.5)	kA
<Kolb et al. 1984> Uchta, Nordost-Russland	kA	250	kA	kA
Deutschland bei Hannover	kA	1-13	kA	kA
Deutschland ¹⁾	10%: < 4E-3; 10 %: > 20; Mittel: 1.5 (80)			kA
<Titayeva et al. 1977>: ehem. UdSSR	118	293	222	468
Dieses Projekt	5	10	10	20

Tab. IV.7.45: Radionuklide in produziertem Wasser, Maximalwerte in Klammern, verschiedene Quellen, ¹⁾: nur ²²⁶Ra

Die Datenbasis ist relativ schmal, was ein Festlegen der für dieses Projekt gültigen Konzentrationen erschwert. Die Werte der Felder in der ehem. UdSSR müssen als überdurchschnittlich hoch bezeichnet werden. Es werden die relativen Verhältnisse der vier Isotope aus <Titayeva et al. 1977> übernommen und auf die Konzentrationen der "OOC 44 Platform Study" <Stephenson 1991> angewandt, was zu den in Tab. IV.7.46 aufgeführten Konzentrationen führt. Die in diesem Projekt weiterverwendeten Konzentrationen basieren weitgehend auf einem Formationswasser mittlerer Salinität (<Pennington 1988>, Spalte E in Tab. IX.7.A8). Ausführliche Analysedaten produzierten Wassers finden sich im Anhang zu Kap. 7. in den Tab. IV.7.A7 und IV.7.A8.

[ppb]	Ba	Pb	B	Br ¹⁾	Cd	Cs	Ca	Cl
Prod. Wasser	250'000	300	70'000	70'000	30	100	3'000'000	50'000'000
Meerwasser	0	kA	4'800	65'000	kA	0.5	450'000	19'900'000
[ppb]	Cr	Fe	F	I	K	Cu	Mg ¹⁾	Mn
Prod. Wasser	200	10'000	1'000	10'000	400'000	100	500'000	4'000
Meerwasser	kA	<1'000	kA	50	370	3	1'400'000	2
[ppb]	Na	Ni	Rb	Ag	Sr	Zn ¹⁾		
Prod. Wasser	30'000'000	200	1'000	60	600'000	200		
Meerwasser	10'650'000	kA	120	kA	10'000	200		
[Bq/l _{Wasser}]	²²⁴ Ra	²²⁶ Ra	²²⁸ Ra	²²⁸ Th				
Prod. Wasser	5	10	10	20				
Meerwasser	kA	kA	kA	kA				

Tab. IV.7.46: Zusammenfassung der Spurenelement- (inkl. Radionuklid-) Konzentrationen in produziertem Wasser, Konzentrationen im Meerwasser als Vergleich, ¹⁾: wird nicht bilanziert, Begründung im Text

Mit Ausnahme von Brom, Magnesium und Zink werden alle Elemente als Emissionen in Frisch- resp. in Meerwasser bilanziert. Brom, Magnesium und Zink werden aufgrund der dem Meerwasser ähnlichen Konzentrationen nur im Frischwasser (d.h. Onshore) erfasst.

7.9.2 Produktionschemikalien

Von den gebrauchten Chemikalien wird nur ein Teil direkt in die Gewässer eingeleitet. Ein Grossteil einzelner Chemikalien wird injiziert. In <Hudgins 1991> ist diese Aufteilung vorgenommen. Die Massenbilanz der einzelnen Stoffe zeigt jedoch, dass die Angaben der Förderfirmen unvollständig sind. So werden z.B. 8.7 % des Bedarfs an Korrosions-Inhibitor in die Nordsee eingeleitet und nur 0.2 % injiziert. Wohin die restlichen 91 % entsorgt werden, ist nicht bekannt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass fehlende Mengen injiziert worden sind, da Analysen injizierter Fluide häufig nicht durchgeführt werden. Die Übereinstimmung mit Einleit-Anteilen anderer Förderländer stützt diese Annahme. Die Angaben in Tab. IV.7.47 besitzen lediglich informativen Charakter, da da-

von ausgegangen wird, dass die Produktionschemikalien bereits mit der Zusammensetzung des Produktionswassers erfasst werden.

	A [g/t _{Rohöl}]	B [g/t _{Rohöl}]	C [g/t _{Rohöl}]	D [g/t _{Rohöl}]	E [g/t _{Rohöl}]
Scale Inhibitor	9.5	13.2 (68)	12.0 (66)	5.8 (62)	0.17 (69)
Korrosionsinhibitor	1.75	0.27 (19,4)	2.27 (8.7) ¹⁾	3.9 (23)	1.22 (22)
Biozide	4.0	0.62 (2.5)	0.85 (3.1)	0.22 (0.7)	0.04 (1)
Demulgatoren	4.8	kA	0.095 (2.0)	0.48 (12.4)	6.7 (0.4)
Sauerstoff Scavenger	0.95	0.21 (1.2)	0.23 (1.7)	0.03 (0.3)	0.01 (0.3)
Koagulanzen	kA	kA	2.0 (85)	kA	kA
Gasbehandlung	4.1	2.5 (1.8)	30.0 (31)	5.0 (8.5)	1.33 (6)
Andere	kA	7.1 (38)	12.6 (98)	2.8 (27.4)	0.45 (7)
Versch. Stimulanzen ²⁾	kA	kA	1.59 (9.8)	kA	kA
Chloridssole	kA	kA	52.8 (82)	kA	kA
Bromidssole	kA	kA	7.5 (35)	kA	kA
Total (ohne Gasbehandlung)	21.0	21.4	91.9	13.2	8.6

Tab.IV.7.47: Ins Meer eingeleitete Produktionschemikalien, in Klammern: Anteil eingeleitet zu Verbrauch [%], A: Grossbritannien Nordsee, 1984, <Bedborough et al. 1987>, B: Norwegen Offshore 1988, <Koefoed 1991>, C: Offshore Nordsee 1989, <Hudgins 1991>, D: <NOIA 1991c>, E: <Statoil 1992a>, ¹⁾: 0.2 % Injiziert, siehe Text, ²⁾: Al₂O₃

Wieviel der Chemikalien injiziert werden hängt von den Möglichkeiten ab, produziertes Wasser in ausgediente Öl- oder Gasfelder resp. Aquifere einzupressen. Um keine Doppeltzählung vorzunehmen, werden die injizierten Chemikalien nicht als Emission bilanziert. Das produzierte Wasser enthält auch reinjiziertes Wasser, sodass die Chemikalien in erster Näherung mit der Zusammensetzung des Formationswassers erfasst sind.

7.10 Abfälle

7.10.1 Scale

Bei der Erdölförderung fallen die im produzierten Wasser gelösten Mineralstoffe aus und setzen sich an den Apparaturen (Pumpen, Separator, Ventile etc.) fest. Messungen eines Manifolds in Grossbritannien ergaben eine Radium-Aktivität von 510 Bq/g. Während zehn Monaten haben sich dabei 1.27 t Scale niedergeschlagen <Reed et al. 1991>. Bei einer durchschnittlichen Förderrate von 1'900 bbl/d (94'000 t/a) der BP-Felder <West 1991> resultiert eine spezifische Scale-Deposition von 16 g/t_{Rohöl}. Zusätzlich fallen 2 t Scale im Separator an. Damit fallen alleine aus Manifold und Separator rund 35 g Scale/t_{Rohöl} an.

Die Scale-Deposition ist abhängig vom Mineraliengehalt des produzierten Wassers. Je nach Meerwasseranteil schwankt die Depositionsrate beim Beatrice-Feld (Nordsee) von 300 (100 % Seewasser) bis 700 mg/l_{Wasser} (0 % Seewasser) <Ray et al. 1988>. Bei einer spezifischen produzierten Wassermenge von 1 t/t_{Rohöl} resultiert eine Deposition von 300 bis 700 g/t_{Rohöl}. Darin enthalten sind die Ablagerungen an der Verrohrung der Bohrung. Das Formationswasser des Beatrice-Feldes kann als eines mit mittlerer Salinität bezeichnet werden. Im folgenden soll deshalb von einem Scale-Anfall von 0.5 kg/t_{Rohöl} ausgegangen werden, was ein Volumen von 0.2 dm³ schwachaktivem Abfall ergibt.

Laut 1960 Radioactive Substances Act gilt ein fester Abfall als radioaktiv, wenn seine spezifische Aktivität höher als 370 mBq/g ist. Mit den 1968 Ionizing Radiation (Unsealed Radioactive Substances) Regulations wurde die Grenze auf 74 Bq/g angehoben und seit 1986 gilt mit den 1985 Ionizing Radiation Regulations (inkl. Approved Code for Practice) die Grenze von 100 Bq/g <Smith 1987>. Damit können in der Erdölproduktion schwach radioaktive Abfälle entstehen.

[Bq/g]	²²⁴ Ra	²²⁶ Ra	²²⁸ Ra	²¹⁰ Pb	²²⁷ Ac	²²⁸ Th
<Reed et al. 1991> ¹⁾ :						
Bohrloch Assemblies	kA	1-223 (50)	kA	kA	kA	kA
Pumpen im Bohrloch	kA	0.5-1008 (286)	kA	kA	kA	kA
Röhren	kA	1-360 (54)	kA	kA	kA	kA
Bohrlochköpfe	kA	0.8-125 (29)	kA	kA	kA	kA
Prallplatten, Kühlrippen	kA	3-55 (26)	kA	kA	kA	kA
Schlamm aus Separator	kA	1-308	kA	kA	kA	kA
<Kolb et al. 1984>: Scale ²⁾	kA	59	240	na	nn	48
<Heijde et al. 1977> ³⁾ :						
Ampa Field (associated gas)	kA	kA	kA	0.004	kA	kA
Leman & Indefatigable	kA	kA	kA	0.37 - 160	kA	kA
<Armbrust et al. 1956>: Oklahoma, N-W-Arkansas	230	248	322	kA	kA	3
Dieses Projekt	230	250	300	0	0	0

Tab. IV.7.48: Radionuklide in Scale aus Erdölfeldern, Mittelwerte in Klammern, ¹⁾: Summe der Aktivitäten von ²²⁴Ra, ²²⁶Ra und ²²⁸Ra, ²⁾: Zusammensetzung des Scale: Ba/SrSO₄, PbS, ³⁾: Schlamm, Scale und Schrott

7.10.2 Infrastruktur

Die Verrohrung der Bohrungen wird im Boden zurückgelassen und somit dispers deponiert. Seit 1989 gelten für Offshore-Plattformen die "Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone" der IMO <Side 1992>. Darin wird die vollständige Demontage aller Installationen von weniger als 4'000 Tonnen, welche in Gewässern un tiefer als 75 Meter stehen, verlangt. Für Installationen, welche nach dem 1. Januar 1988 errichtet wurden gilt eine Maximaltiefe von 100 Metern. Die restlichen Anlagen dürfen teilweise oder integral verlassen werden, falls gezeigt werden kann, dass dies keine Behinderungen anderer Nutzniesser der See nach sich zieht.

Ob der durch Demontieren anfallende Stahl einem Recycling zugeführt wird oder ob er direkt an Ort und Stelle versenkt wird, ist abhängig von den ökonomischen Rahmenbedingungen der Wiederverwertung einerseits, den Lagerkapazitäten für Schrott und Bauschutt andererseits. Wir gehen davon aus, dass die gesamte Plattform Offshore zerlegt oder unzerlegt deponiert wird.

Der Demontiervorgang selbst wird nicht bilanziert.

7.11. Zusammenstellung der Eingabedaten

pro t Rohöl ab Förderung	Einheit	Offshore	Onshore
INFRASTRUKTUR			
nichtenergetische Ressourcen:			
Fläche II - IV	m ² a		0.075
Fläche II - III	m ² a		0.083
Fläche III - IV	m ² a	0.035	
Wasser	kg	0.074	
Energieträger:			
Elektrizität, Mittelspannung UCPT	TJ	2.2E-05	2.6E-05
Basismaterialien:			
Stahl unlegiert	kg	0.76	0.12
Stahl niedriglegiert	kg	0.005	
Beton	kg	0.9	
Allgemeine Dienstleistungen:			
Dieselöl in Baumaschine	TJ	1.1E-05	1.1E-06
Abfälle unbehandelt:			
Stahl in Inertstoffdeponie	kg	0.76	0.12
Beton in Inertstoffdeponie	kg	0.9	
Emissionen Luft:			
Abwärme Luft	TJ	2.2E-05	2.6E-05
INPUT			
Rohstoffe und Halbfabrikate:			
Rohöl ab Bohrloch	t	1	1
Erdölgas	Nm ³	5.5	5.5
Betriebsstoffe:			
Organische Chemikalien	kg	0.09	0.09
Anorganische Chemikalien	kg	0.12	0.12
Vorleistungen:			
Bohrmeter für Exploration und Produktion	m	0.012	0.012
Transporte:			
Hochseetanker	tkm	1.14E+02	1.14E+02
Energieträger:			
Dieselöl in Stromaggregat Förderung ¹⁾	TJ	3.75E-04	3.75E-04
Heizöl S, Euro in Industriefeuerung Euro	TJ	2.40E-04	2.40E-04
Erdölgas in Gasturbine ¹⁾	TJ	7.51E-04	7.51E-05

Tab. IV.7.49: Energie- und Stoffbilanz der Rohöl-Förderung in diesem Projekt. ¹⁾ Verknüpft mit entsprechendem Off- resp. Onshore-Modul

Forts.	Einheit	Offshore	Onshore
OUTPUT			
Luftemissionen:			
Erdölgas zur Fackel	Nm ³	41.6	41.6
Erdölgas Abblasen	Nm ³	3.0	3.0
NMVOC p	kg	6.6	6.6
CH ₄ Methan p	kg	2	2
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	0.077	0.077
He Helium p	kg	0.006	0.006
Hg Quecksilber p	kg	8E-08	8E-08
Rn 222 p	kBq	0.55	0.55
H 1301 Halon	kg	2.0E-04	4.0E-04
Wasseremissionen: ²⁾			
Produziertes Wasser	kg	1'000	100
Total Organischer Kohlenstoff	kg	0.59	0.059
Suspendiertes Öl	kg	0.071	0.0071
Alkane	kg	0.013	0.0013
Alkene	kg	0.0012	0.00012
Aromaten (inkl. Propylbenzol)	kg	0.052	0.0052
Benzol	kg	0.013	0.0013
Toluol	kg	0.0108	0.0011
Xylol	kg	0.094	0.0094
Ethylbenzol	kg	0.0024	0.00024
Phenole	kg	0.0108	0.0011
PAH	kg	0.0013	0.00013
Fettsäuren	kg	0.488	0.049
Flüchtige organ. Verbind.	kg	0.035	0.0035
Barium	kg	0.25	0.025
Cadmium	kg	0.00003	0.000003
Calcium	kg	3	0.3
Cäsium	kg	0.0001	0.00001
Chlorid	kg	50	5
Chrom	kg	0.0002	0.00002
Eisen	kg	0.01	0.001
Fluor	kg	0.001	0.0001
Iod	kg	0.01	0.001
Kalium	kg	0.4	0.04
Kupfer	kg	0.0001	0.00001
Mangan	kg	0.004	0.0004
Natrium	kg	30	3
Nickel	kg	0.0002	0.00002
Rubidium	kg	0.001	0.0001
Silber	kg	0.00006	0.000006
Strontium	kg	0.6	0.06
Ra 224	kBq	5	0.5
Ra 226	kBq	10	1
Ra 228	kBq	10	1
Th 228	kBq	20	2
Abfälle:			
Schwachaktive Abfälle	m ³	0.2E-3	0.2E-3

Tab. IV.7.49: Forts. ²⁾ Offshore in Meerwasser, Onshore in Frischwasser

7.12. Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das Modul ist bezüglich berücksichtigter Umweltwirkungen vollständig. Bezüglich berücksichtigter Regionen müssen zum Teil entscheidende Einschränkungen gemacht werden, indem über 70 % des für die Schweiz geförderten Rohöls aus Gegenden stammt, die mangelhaft bis gar nicht dokumentiert sind, resp. deren Dokumentationen nicht in nützlicher Frist zusammengestellt werden konnten.

Die vielfältigen Prozesse und kaum zentral erfasste Daten verunmöglichten jedoch eine genaue Erfassung u.a. der Energieaufwendungen pro Region. Somit waren im Bereich Energiebedarf insbesondere beim Separator sowie bei den Sekundär- und Tertiärverfahren Annahmen zu treffen, was die eingesetzten Techniken betrifft. Ebenfalls weitgehend auf Annahmen beruhen die Mengen der Produktionswässer sowie der Anteil der in Oberflächengewässer eingeleitet wird, wogegen die Zusammensetzung der Produktionswässer ausreichend dokumentiert ist. Auch die Infrastrukturaufwendungen für die Onshore-Förderung beruht auf eigenen Abschätzungen.

Die Robustheit der Daten ist aufgrund des geschilderten Sachverhaltes gegenüber andern Prozessen reduziert.

Die Unsicherheiten der benutzten Quellen selbst sind in den meisten Fällen relativ klein. Nicht nachvollziehbare Werte konnten aufgrund von Quervergleichen eruiert werden.

Der Bedarf an Produktionschemikalien wurde aufgrund von Untersuchungen in der Nordsee extrapoliert. Hier konnte keine weitergehende Bilanzierung erfolgen.

Die Emissionen ins Wasser beruhen auf den Ergebnissen verschiedener Untersuchungen. Die Chemikalieneinträge werden über die Wasserzusammensetzung erfasst.

Die Abfälle (insb. Scale) wurden aufgrund einer Fallstudie erfasst. Bezüglich der Entsorgung solcher Abfälle wären weitergehende Recherchen erforderlich.

8. Ferntransport

8.1 Überblick

8.1.1 Zusammenfassung

Dieses Kapitel enthält Angaben über Mengen und Herkunft der direkt importierten Rohöle, der Produkte sowie der Rohöle für die Produkte im Jahre 1994. Die Erdölförderländer wie auch die Hersteller von Erdölprodukten werden in Regionen eingeteilt und die Transportrouten und -distanzen zwischen diesen Regionen werden angegeben. Die vielfältigen Transportaktivitäten, welche für den Import von Erdöl und deren Produkte notwendig sind, werden ebenfalls in einem theoretischen, repräsentativen Transportweg zusammengefasst. Dabei werden die ermittelten Werte von 1994 mit denjenigen von 1987, 1990 und 1991 verglichen.

In den Kapiteln "Pipeline" und "Hochseetanker" und "Binnentankschiffe" werden Literaturangaben zu umweltrelevanten Daten (spezifischer Energiebedarf, Emissionen in Luft und Wasser, Auslastung der Schiffe und Tanker, Unterhalt, Energieträger der Pipeline-Antriebssysteme etc.) aufgezeigt und verglichen.

8.1.2 Transportvorgänge International

Im Jahre 1994 wurden weltweit insgesamt knapp 1'800 Mio. t Rohöl und Produkte gehandelt <BP 1995>. Die Produkte bestreiten davon einen Anteil von gut 20 %. Hauptexporteur von Rohöl ist nach wie vor der Mittlere Osten (46 % der transportierten Menge) gefolgt von Afrika und Lateinamerika. Hauptimporteure sind Westeuropa, die USA und Japan, welche zusammen rund 70 % der transportierten Menge importieren.

Haupttransportwege auf den Weltmeeren sind die Strasse von Malacca (Nahost - Fernost, 1989: 290 Mio. t), das Kap der guten Hoffnung (Nahost - Nordamerika und Europa, 1989: 195 Mio. t), der Suez-Kanal (Nahost - Europa, 1989: 130 Mio. t) und der Panama-Kanal (Alaska - Nordamerika, 1989: 50 Mio. t) <Masseron 1991>.

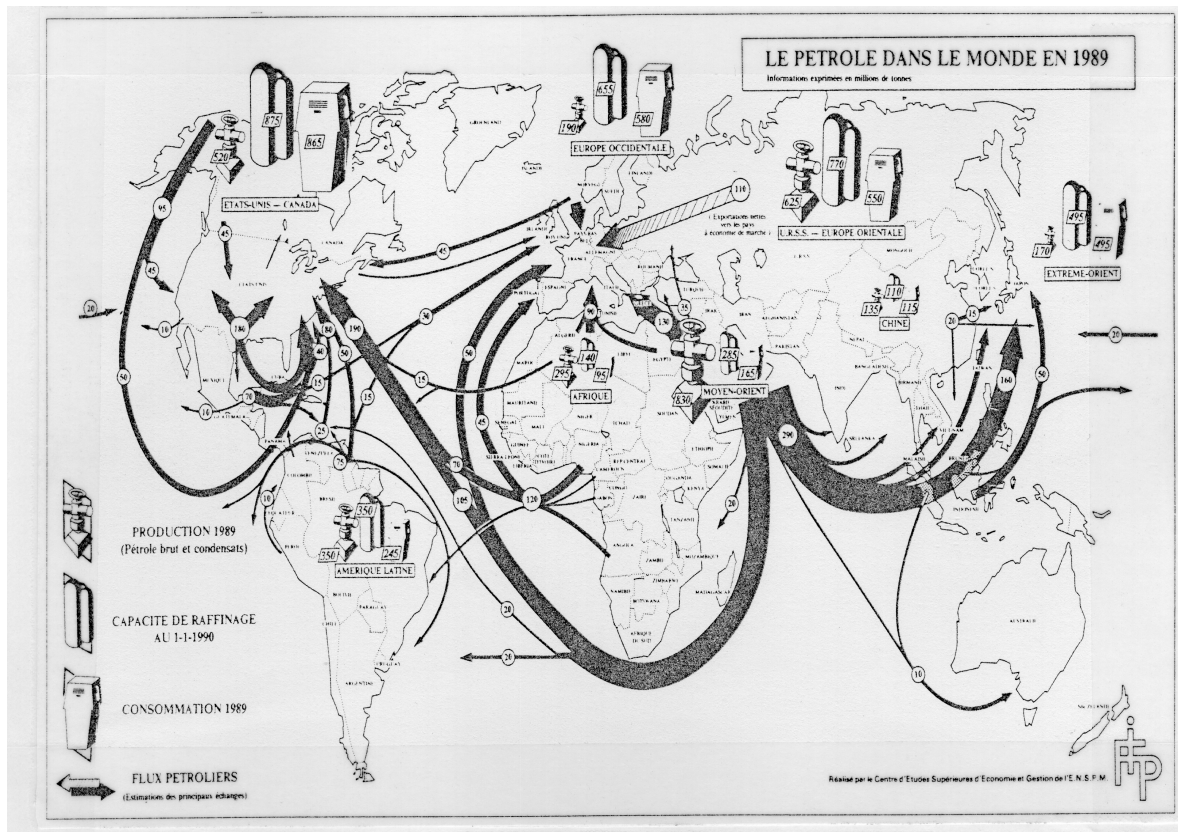


Fig. IV.8.1: Wichtige Erdöl-Transportvorgänge 1989, aus <Masseron 1991>

8.1.3 Annahmen und Geltungsbereich

Für die Betrachtung der Transportaktivitäten von den Förderstätten bis zu den Raffinerien wird auf die Daten des Jahres 1994 abgestellt. Es wird versucht, den Transportwegen von den Erdölförderstätten aus bis in die Schweiz zu folgen. Dabei sind Vereinfachungen unerlässlich.

Die Schweiz bezieht ihre Produkte zu über 95% aus Deutschland, Frankreich, Italien, Belgien, den Niederlanden, Grossbritannien und den USA <EV 1995>. Die Herkunft der dafür benötigten Erdöle ist weitgehend bekannt und umfasst rund zwanzig Lieferländer <Pétrole 1995>.

Die Lieferländer werden wie folgt eingeteilt:

Mittlerer Osten	Zentralafrika
- Saudi-Arabien	- Angola
- Iran	- Kamerun
- Irak	- Nigeria
- Kuwait	- Gabun
- Vereinigte Emirate	Europa off-shore
Lateinamerika	- Grossbritannien
- Venezuela	- Norwegen
- Mexico	- Europa allg.
Nordafrika	GUS
- Libyen	- GUS (ehem. UdSSR)
- Algerien	- Ungarn
- Aegypten	- Tschechoslowakei

Die europäischen Raffineriestandorte werden ebenfalls zusammengefasst in Nordseeraum (Produkte aus Deutschland, Belgien/ Luxemburg und den Niederlanden), Mittelmeerraum (Produkte aus Italien und Frankreich) sowie ehem. UdSSR.

Bezüglich der Produkte ist der Aufwand für eine Aufschlüsselung in einzelne Produktkategorien kaum bewältigbar. Deshalb wird in der Folge davon ausgegangen, dass alle Produkte aus einer bestimmten Region mit denselben Transportmitteln transportiert werden.

Die in die Schweiz importierten Rohöle und Produkte werden nach Verkehrsträgern erfasst. Die Transportart zwischen Raffinerie resp. Löschhafen und Importlager Schweiz kann jedoch wechseln. Diesem Umstand kann nicht Rechnung getragen werden. Es wird somit davon ausgegangen, dass die gesamte Strecke von der Raffinerie bis zum Importlager mit demselben Transportmittel zurückgelegt wird.

Die hier ebenfalls bezüglich Transportleistungen aufgeführten Transportmittel Binnentankschiff, Bahn, LKW und Produkte-Pipeline werden im Prozessschritt "Regionalverteilung" verbucht, da die pro t Erdölprodukt zu transportierenden Mengen vor und nach der Raffination variieren.

8.2 Erdölherkunft

8.2.1 Raffinerie Schweiz

Die Herkunft des in der Schweiz raffinierten Rohöls schwankte in den letzten Jahren recht stark. Die schweizerischen Raffinerien haben in den letzten knapp zehn Jahren Rohöl vor allem aus Afrika, Nahost und Europa bezogen (Länderspezifische Aufstellung siehe Anhang IV.8.A1).

Der Anteil des direkt aus der ehemaligen UdSSR importierten Erdöls ist Mitte 80er Jahre auf Null gesunken. Bei den Anteilen aus dem Mittleren Osten fand eine Verlagerung von den Ländern Iran und Nordjemen zu den Vereinigten Arabischen Emiraten VAE hin statt. Die Anteile der afrikanischen Erdöle haben nach einem Einbruch Ende der 80er Jahre sich wieder stark erhöht. Bei den europäischen Importen ist genau das gegenteilige Bild auszumachen, wobei 1994 der Import aus Norwegen auf Null gesunken ist. Im weiteren ist der Rückgang der gesamten importierten

Erdölmenge in den Jahren 1989 und 1990 ersichtlich, der durch die vorübergehende Stilllegung der Raffinerie in Collombey zu erklären ist.

Herkunft	1986 [1'000 t]	1987 [1'000 t]	1988 [1'000 t]	1989 [1'000 t]	1990 [1'000 t]	1991 [1'000 t]	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Mittlerer Osten	406	401	436	445	339	352	590	12
Nordafrika	2'250	2'332	2'032	479	1'159	1'882	2'465	52
Zentralafrika	772	559	238	306	250	236	960	20
Europa	475	603	1'139	1'784	1'306	2'059	751	16
Total	3'910	3'895	3'845	3'014	3'054	4529	4'766	100

Tab. IV.8.1: In die Schweiz direkt importierte Rohöle, aufgeteilt nach Regionen, 1986 - 1994 in [1'000 t], <EV 1987> - <EV 1995>

Im Jahr 1994 betrug der afrikanische Anteil 72 %. Der Rest stammte fast zu gleichen Teilen aus Europa und aus dem mittleren Osten.

8.2.2 Raffinerien Nordseeraum

Im folgenden wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die in Deutschland, Belgien/ Luxemburg und den Niederlanden raffinierten Produkte in Küstennähe verarbeitet werden (Rotterdam, Anvers, Hamburg, Gelsenkirchen). Der für die Schweiz wichtige Raffineriestandort Karlsruhe wird nicht separat berücksichtigt und zu Hamburg/ Gelsenkirchen zugeschlagen. Für die aus den entsprechenden Ländern gelieferten Produkte stammten die Erdöle aus den folgenden Regionen:

Herkunft	1991 [1'000 t]	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Europa	1303	2228	38.21
Lateinamerika	175	157	2.7
Mittlerer Osten	1900	2002	34.3
GUS (ehem. UdSSR)	471	616	10.6
Nordafrika	718	440	7.5
Zentralafrika	434	338	6.6
Nordamerika	0	0	0.0
Total	5001	5830	100.0

Tab. IV.8.2: In den Nordseeraum (D, NL, B/L) importierte Rohöle, aufgeteilt nach Regionen, in [1'000 t]; <Pétrole 1992>

Es zeigt sich gegenüber der in der Schweiz raffinierten Erdöle ein deutlich höherer Anteil an Erdöl aus dem Mittleren Osten sowie aus Europa, wogegen der Anteil des afrikanischen Erdöls nur rund 14 % beträgt.

8.2.3 Raffinerien Mittelmeerraum

Die Löschhäfen von Genua und Marseille werden hier unter dem Begriff Mittelmeerraum zusammengefasst. Weiter wird angenommen, dass die von Frankreich und Italien gelieferten Produkte in dieser Region raffiniert werden. Die Erdöle stammen zu etwa 40 % aus dem Mittleren Osten, zu rund 30 % aus Afrika. Der Anteil der Nordsee-Erdöle liegt trotz der geographischen Lage (Das Rohöl muss über Gibraltar in den Mittelmeerraum transportiert werden) bei rund 18 %.

Herkunft	1991 [1'000 t]	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Europa	181	336	17.6
Lateinamerika	49	13	0.7
Mittlerer Osten	1042	714	37.5
GUS (ehem. UdSSR)	230	259	13.6
Nordafrika	674	408	21.4
Zentralafrika	276	175	9.2
Nordamerika	0	0	0.0
Total	5001	5830	100.0

Tab. IV.8.3: In den Mittelmeerraum (F, I) importierte Rohöle, aufgeteilt nach Regionen, in [1'000 t]; <Pétrole 1992>

8.2.4 Raffinerien GUS (ehem. UdSSR)

Die osteuropäischen Lieferländer von Erdölprodukten (ehem. UdSSR, Ungarn, CSFR und übrige) werden vereinfachend unter "ehemalige UdSSR" oder "GUS" zusammengefasst. Das gesamte, für die Herstellung der Erdölprodukte notwendige Rohöl (140'000 t, <Pétrole 1995>) stammt aus eigener Produktion.

8.2.5 Raffinerien Nordafrika

Die Löschhäfen an der Mittelmeerküste Afrikas werden hier unter Nordafrika zusammengefasst. Weiter wird angenommen, dass die aus dieser Region (Algerien, Ägypten, Libyen) stammenden Produkte ebenfalls in dieser Region raffiniert werden. Die Erdöle stammen zu mehr als 90 % aus der Region selber. Woher die weiteren Erdöle stammen, zeigt die folgende Tabelle:

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Lateinamerika	1	0.9
Mittlerer Osten	7.7	7.7
Nordafrika	91.4	91.4
Zentralafrika	0	0.0
Total	100.1	100.0

Tab. IV.8.4: In den Raum Nordafrika importierte Rohöle, aufgeteilt nach Regionen, in [1'000 t]; <Pétrole 1992>

8.2.6 Raffinerien Nordamerika

In Nordamerika gibt es zwei relevante Raffinerie-Zentren, die Region Golf von Mexico - Texas sowie den Raum der grossen Seen im Nordosten der USA. Es wird angenommen, dass die Produkte in diesen zwei Regionen raffiniert werden. Das Erdöl stammt dabei aus den folgenden Regionen:

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Europa	4	4.4
Lateinamerika	13	14.3
Mittlerer Osten	11	12.0
GUS (ehem. UdSSR)	0.1	0.2
Nordafrika	0.5	0.6
Zentralafrika	8	8.6
Nordamerika	53	59.9
Total	89.6	100.0

Tab. IV.8.5: Nach Nordamerika importierte Rohöle, aufgeteilt nach Regionen, in [1'000 t]; <Pétrole 1992>

8.2.7 Nicht erfasste Importe

Die zollfrei importierten Erdölprodukte (v.a. Flugpetrol für den internationalen Flugverkehr) sind in dieser Aufstellung nicht erfasst. Für das Flugpetrol wird derselbe Transportmix verwendet, wie für die übrigen Produkte.

8.2.8 Zusammenfassende Darstellung der Importe

Insgesamt stammte 1994 beinahe 40 % des Rohöls für den schweizerischen Markt aus Afrika. Der Anteil aus dem Mittleren Osten sowie jener aus Europa betragen jeweils rund 26 %. Osteuropa (hier unter GUS) wies nur noch einen Anteil von rund 8 % (1991 noch rund 10%) auf. Die Wiederinbetriebnahme der "Raffinerie de Collombey" zeigt sich auch im Anteil afrikanischen Erdöls, der 1987 noch mehr als 40 % betragen hatte und 1994 wieder auf über 38 % gestiegen ist. Dies wirkt sich auf die Transportdistanzen aus, wie in Kap. 8.5 gezeigt wird.

Herkunft ¹⁾	1987 [1'000 t]	1990 [1'000 t]	1991 [1'000 t]	1994 [1'000 t]	1994 [%]
Europa	2092	3516	3543	3319	25.87
Lateinamerika	173	200	224	184	1.43
Mittlerer Osten	2585	3409	3294	3324	25.9
GUS (ehem. UdSSR)	1566	1410	1156	1015	7.91
Nordafrika	3539	2859	3275	3405	26.55
Zentralafrika	934	560	946	1531	11.93
Nordamerika	-	-	-	53	0.41
Total	10889	11954	12437	12831	100.0

Tab. IV.8.6: Herkunft des Rohöls für den schweizerischen Markt (direkte und indirekte Importe) <EV 1991>, <EV 1992>, <EV 1995>, <Pétrole 1991>, <Pétrole 1992>, <Pétrole 1995>; ¹⁾: ohne zollfrei eingeführtes Flugpetrol für den internationalen Flugverkehr

8.3 Transportwege

8.3.1 Löschhafen bis Schweiz

Rohölimport

Das in der Schweiz verarbeitete Erdöl wurde 1994 zu 63.3 % durch die südeuropäische Pipeline (SEPL) von Fos-sur-mer bei Marseille bis Gennes und von dort mit einer Zweigleitung (Oléoduc du jura neuchâtelois) bis Cressier transportiert. Die übrige Menge Erdöl gelangte über die Central European Pipeline (CEL) von Genua über Sannazzaro nach Chivasso und von dort mit dem Oléoduc du Rhone nach Collombey <EV 1995>.

Das bedeutet, dass das gesamte importierte Rohöl im Mittelmeerraum gelöscht wird, was gerade für das Erdöl aus der Nordsee, immerhin knapp ein Viertel der Gesamtmenge, zu erheblichen Transportwegen führt.

Produktimport

Die Angaben betreffend Verkehrsträger beziehen sich auf diejenigen beim Grenzübertritt in die Schweiz. Es wird davon ausgegangen, dass die Verkehrsträger von den Raffinerien bis zur Lagerung in der Schweiz nicht gewechselt werden. Die nachstehenden beiden Tabellen zeigen die Anteile der verschiedenen Verkehrsträger. In der ersten Tabelle sind die Anteile aus den drei Verarbeitungsregionen Nordseeraum, Mittelmeerraum und GUS für die Jahre 1991, 1990 und 1987 dargestellt. Die zweite Tabelle enthält für alle fünf Verarbeitungsregionen die Werte des Jahres 1994, welche für dieses Projekt zur Anwendung gelangen.

[%]	Nordsee			Mittelmeer			GUS		
	1987	1990	1991	1987	1990	1991	1987	1990	1991
Pipeline	0	0	0	33	44	42	49	26	24
Bahn	22	27	32	18	8	11	40	65	55
Schiff	75	70	65	19	17	14	10	7	19
LKW	3	3	3	30	31	33	1	2	3
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tab. IV.8.7: Anteil Verkehrsträger für aus dem Nordseeraum (D, B/L, NL), dem Mittelmeerraum (F, I) und den GUS (ehem. UdSSR) importierte Erdölprodukte, in [%]; <EV 1987>, <EV 1991>, <EV 1992>

[%]	1994				
	Nordsee	Mittelmeer	Nordafrika ¹⁾	GUS	Nordamerika
Pipeline	0	49	49	0	0
Bahn	25	8	8	71	1
Schiff	73	4	4	21	95
LKW	2	39	39	8	4
Total	100	100	100	100	100

Tab. IV.8.8: Anteil Verkehrsträger für aus dem Nordseeraum (D, B/L, NL), dem Mittelmeerraum (F, I), den GUS (ehem. UdSSR), Nordafrika sowie Nordamerika importierte Erdölprodukte, in [%]; <EV 1995>; ¹⁾: Annahme

Während für die Produkte aus der Nordseeregion die Binnenschifffahrt nach wie vor den Hauptanteil ausmacht (mit leicht fallender Tendenz), so halten sich bei den Mittelmeer- und den Nordafrika-Produkten Pipeline und Strasse (v.a. Italien) etwa die Waage. Bei den Transporten auf dem Rhein spielen neben der Schiffbarkeit auch die Verfügbarkeit konkurrierender Transportsysteme wie z.B. die kürzlich für zivile Zwecke freigegebene NATO-Pipeline eine Rolle.

Die Verkehrsträgeranteile sind mit grosser Unsicherheit behaftet, da mit vernünftigen Aufwand keine Informationen darüber verfügbar gemacht werden konnten, ob die Fahrzeuge nicht zwischen Raffinerie und Zollübergang gewechselt werden. Daraus sich ergebende zusätzliche Umschlagsaktivitäten (VOC-Emissionen) werden jedoch ebenfalls nicht verbucht.

8.3.2 Rohöltransporte Hochsee

Europa offshore

Die Erdöle aus der Nordsee werden an der britischen und norwegischen Küste, sowie auf der "Eko-

fisk"-Plattform auf Tanker verladen und zu den Löschhäfen der Nordsee (D, NL, B), via Gibraltar zu denjenigen des Mittelmeerraumes (I,F) resp. über den Atlantik in die USA transportiert (Distanzen 1'000 resp. 6'000 km, Schätzungen).

Lateinamerika

Das venezuelanische Erdöl gelangt mit Tankern über den Atlantik zu den Löschhäfen in den USA resp. zu denjenigen des Mittelmeer- sowie Nordseeraumes (Distanz 3'500 km, Schätzung, resp. 7'500 km, <Masseron 1982>).

Mittlerer Osten

- Löschhäfen Fos-sur-mer, Genua (Mittelmeerraum)

Das Rohöl, welches im Mittelmeerraum gelöscht wird, wird in Yanbu (Rotes Meer) auf Tanker verladen und gelangt via Suez-Kanal (Tanker < 150'000 BRT) resp. via die Pipeline Elath - Ashkelon ins Mittelmeer. Die Pipeline-Variante bedingt ein zweifaches Umschlagen des Erdöls <Shell 1992a>, <Masseron 1982>. Im folgenden wird vereinfachend davon ausgegangen, dass 100% durch den Suez-Kanal transportiert wird (Distanz: 7'800 km, <Masseron 1982>).

- Löschhäfen Rotterdam, Anvers, Wilhelmshafen (Nordseeraum)

Das für den Nordseeraum bestimmte Erdöl gelangt vom persischen Golf über das Kap der Guten Hoffnung in den Atlantik <Shell 1992a> (Distanz 20'000 km, <Masseron 1982>).

- Löschhäfen in Nordafrika

Das Rohöl, welches in Nordafrika gelöscht wird, wird in Yanbu (Rotes Meer) auf Tanker verladen und gelangt via Suez-Kanal (Tanker < 150'000 BRT) resp. via die Pipeline Elath - Ashkelon ans Ziel. Die Pipeline-Variante bedingt ein zweifaches Umschlagen des Erdöls <Shell 1992a>, <Masseron 1982>. Im folgenden wird vereinfachend davon ausgegangen, dass 100% durch den Suez-Kanal transportiert wird (Distanz: 6'500 km, Schätzung).

- Löschhäfen in Nordamerika

Das für die USA bestimmte Rohöl gelangt vom Persischen Golf über das Kap der Guten Hoffnung in den Atlantik und so ans Ziel (Distanz 17'000 km, Schätzung).

GUS (ehem. UdSSR)

Für die russischen Erdöle bestehen verschiedene Möglichkeiten der Transportwege. Neben der reinen Festlandroute kann das Erdöl im Sommer über die baltische See nach Rotterdam gelangen oder (ganzjährig) über Odessa durch das Schwarze Meer ins Mittelmeer. Für die Nordseeregion wird die reine Festlandroute angenommen (200 km Pipeline von der Raffinerie zum Umschlag Westeuropa), für die Mittelmeerregion werden ab Raffinerie 200 km Pipeline und 1'000 km Tanker eingesetzt. Dabei handelt es sich um eigene Annahmen und Schätzungen. Betreffend Transport von der Förderstelle zur Raffinerie siehe Abschnitt 8.3.3.

Nordafrika

Es wird davon ausgegangen, dass das libysche, algerische und ägyptische Erdöl entweder via Gibraltar in die Nordsee transportiert wird, resp. in die Löschhäfen Norditaliens und Südfrankreichs gelangt (Distanzen 5'000 resp. 1'000 km, Schätzungen).

Zentralafrika

Tanker mit nigerianischem Erdöl umschiffen den afrikanischen Kontinent und erreichen das Mittelmeer via Gibraltar, die Nordsee sowie die USA via Atlantik (Distanzen 8'000 resp. 9'000 km, Schätzungen).

8.3.3 Rohöltransporte Festland Förderländer

Europa offshore

Die Offshore-Bohrinseln sind durch ein Netz von Pipelines untereinander verbunden (Sammel-pipelines). Einige wenige grosse Leitungen bringen dann das gesammelte Erdöl auf das Festland. Die wichtigsten beiden sind diejenige vom "Forties"-Feld nach "Cruden Bay" (185 km) und von dort weiter nach "Grangemouth" (208 km) und diejenige vom "Ekofisk"-Feld nach "Teeside" (355 km).

Lateinamerika

Das für die Schweiz und ihre Zulieferländer massgebende Förderland ist Venezuela, dessen Erdölfelder sich überwiegend Offshore befinden. Es werden 100 km offshore-Pipeline angenommen.

Mittlerer Osten

Seit Mitte der siebziger Jahre sind mehrere Pipelines, die durch das Gebiet des Irak führen, geschlossen <Pétrole 1986>, <Pétrole 1991>, <Masseron 1991>. 1990 sind dies folgende Leitungen:

- Abqaiq - Sidon (1'720 km),
- Kirkuk - Baniyas (890 km),
- Kirkuk - Tripoli (855 km).

Für das Jahr 1994 konnten keine speziellen Daten gefunden werden, deshalb wird mit den Angaben von 1990 weitergearbeitet. Somit ist der Zugang zum Mittelmeer via Pipeline erschwert und nur für Erdöl aus syrischen, türkischen und jordanischen Erdölfeldern möglich. Saudi-Arabien kann sein Erdöl über die Pipeline Abqaiq - Yanbu (1'300 km) im Roten Meer verladen.

GUS (ehem. UdSSR)

Laut <Pétrole 1991> sind im Jahre 1990 vor allem die Erdölfelder Romashkino (Wolga/Ural) sowie Samotlor (Westsibirien) aufgrund ihrer Förderraten von Bedeutung (Romashkino: 50 Mio t; Samotlor: 140 Mio t). Für das Jahr 1994 konnten keine speziellen Daten gefunden werden, deshalb wird mit den Angaben von 1990 weitergearbeitet.

Die COMECON-Leitung ehem. UdSSR-Polen-ehem. Ostdeutschland-ehem. Tschechoslowakei-Ungarn erstreckt sich über eine Länge von 5'000 km. Nach einer doppelt geführten Linie von Kuibychev nach Mozyr (1'350 km) zweigt sich die Pipeline in einen Ast nach Schwedt (1'190 km) und einen nach Budapest-Bratislava-Prag (1'690 km) auf. Von hier existiert eine Verbindung mit der Adria über ehem. Jugoslawien-Ungarn-ehem. Tschechoslowakei (1'050 km).

Die Ölfelder von Samotlor sind über eine 2'130 km lange Pipeline mit Kuibychev verbunden, wo eine Leitung (2'870 km) Erdöl nach Odessa (Schwarzes Meer) bringt.

Nordafrika

Die Erdölfelder der unter Nordafrika zusammengefassten Förderländer Algerien, Libyen und Aegypten sind unterschiedlich weit von der Mittelmeerküste entfernt. Lybien, welches insgesamt mehr als 40 % der gesamten, für die Schweiz bestimmten Erdölmenge (roh und verarbeitet) fördert, verfügt

über zwei Haupt-Pipelines von den Feldern in "Amal" und "Sarir" zu den Verladehäfen "Ras Lanuf" resp. "Marsa el Hariga" von 270 resp. 510 km Länge.

Algerien (Anteil 35%) seinerseits muss das Öl über längere Strecken (rund 1'000 km) transportieren, bis es auf Tanker verladen werden kann. Die beiden Förderstellen "In Amenas" und "Ohanet" sind über "Haud el Hamra" mit den Verladehäfen "Bejaia" resp. "Arzew" am Mittelmeer verbunden. Das Öl aus Ägypten wird über Pipelines von 300 km Distanz transportiert.

Die durchschnittliche Transportdistanz beträgt rund 600 km (mit Förderanteilen gewichtet).

Zentralafrika

Über nigerianische Pipelines liegen keine Angaben vor. Da vorwiegend Offshore gefördert wird, werden 100 km offshore-Pipeline angenommen.

Nordamerika

Die Fördergebiete sind über Pipelines mit den beiden oben genannten Raffinerie-Regionen der USA verbunden. Das Rohöl aus Texas, Oklahoma, Louisiana, Kansas, New Mexico und Arkansas wird in den Raum Golf von Mexico transportiert (Distanz 1'200 km) und macht rund 80% Anteil aus. In den Raum der grossen Seen gelangt Rohöl aus Kanada (2 % -bei Distanz von 3500 km) und sowie den US-Bundesstaaten Illinois, Pennsylvania, Indiana, Michigan und Ohio (18 % -mit Distanz von 500 km). Somit folgt eine durchschnittliche Distanz von knapp 1'200 km.

8.4 Transportdistanzen und -mittel

8.4.1 Rohölimporte

Aus Tab. IV.8.9 sind die Transportdistanzen ersichtlich, und zwar diejenige vom Löschhafen zur Raffinerie, von der Verladestation zum Löschhafen sowie die Distanz von der Förderstelle zu den jeweiligen Verladestationen (siehe 8.3.3 "Rohöltransporte Festland Förderländer").

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]	Löschhafen - Raffinerie [km]	Verladestation - Löschhafen [km]	Förderung - Verladestation [km]
Europa off-shore	751	15.8	740 ¹⁾	6'000 ³⁾ ⁵⁾	350 ²⁾
Mittlerer Osten	589	12.3	740 ¹⁾	7'800 ⁴⁾	1'300 ¹⁾
Nordafrika	2466	51.8	740 ¹⁾	1'000 ³⁾	600 ¹⁾
Zentralafrika	960	20.1	740 ¹⁾	8'000 ³⁾ ⁵⁾	100 ²⁾ ⁵⁾
Total	4766	100			

Tab. IV.8.9: In der Schweiz raffinierte Erdöle, aufgeteilt nach Regionen, 1991 in [1'000 t], Transportdistanzen Raffinerie - Löschhafen, Verladestation - Löschhafen und Förderstätte - Verladestation; ¹⁾: Überland-Pipeline, ²⁾: Pipeline off-shore, ³⁾: Tanker, ⁴⁾: Tanker, Annahme: 100 % Suezkanal; ⁵⁾: Annahmen; <Masseron 1982>, <Masseron 1991>, <Pétrole 1986>, <BP 1989a>, <Pétrole 1995>

8.4.2 Produktimporte

Die Produkte werden nach Herkunft in solche aus dem Nordseeraum (D, B/L, NL), aus dem Mittelmeerraum (F,I), aus der ehemaligen UdSSR, aus Nordafrika sowie aus Nordamerika unterschieden. Innerhalb der Produkte wird nicht weiter differenziert.

Nordseeraum

Tab. IV.8.10 gibt einen Überblick über die Herkunft der im Nordseeraum raffinierten Erdöle sowie über die damit verbundenen Transportaktivitäten.

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]	Raffinerie - Lagerung CH [km]	Löschhafen - Raffinerie [km]	Verladestation - Löschhafen [km]	Förderung - Verladestation [km]
Europa off-shore	2228	38.21	1'000 ¹⁾	100 ^{3) 7)}	1'000 ²⁾	350 ⁴⁾
Lateinamerika	157	2.7	1'000 ¹⁾	100 ^{3) 7)}	7'500 ²⁾	100 ^{4) 7)}
Mittlerer Osten	2002	34.3	1'000 ¹⁾	100 ^{3) 7)}	20'000 ²⁾	1'300 ³⁾
GUS (ehem. UdSSR)	616	10.6	1'000 ¹⁾	0	200 ^{5) 6)}	5'000 ³⁾
Nordafrika	440	7.5	1'000 ¹⁾	100 ^{3) 7)}	5'000 ²⁾	600 ³⁾
Zentralafrika	338	6.6	1'000 ¹⁾	100 ^{3) 7)}	9'000 ²⁾	100 ^{4) 7)}
Total	5830	100.0				

Tab. IV.8.10: Im Nordseeraum für die Schweiz raffinierte Erdöle, aufgeteilt nach Regionen, 1994 in [1'000 t], Transportdistanzen; ¹⁾: 25 % Eisenbahn, 73 % Rheinschiffahrt, 2 % LKW; ²⁾: Tanker; ³⁾: Pipeline; ⁴⁾: off-shore Pipeline; ⁵⁾: Pipeline, Distanz Verladestation - Umschlag in Westeuropa; ⁷⁾: Annahmen

Mittelmeerraum

Tabelle IV.8.11 gibt einen Überblick über die Herkunft der im Mittelmeerraum raffinierten Erdöle sowie über die damit verbundenen Transportaktivitäten.

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]	Raffinerie - Lagerung CH [km]	Löschhafen - Raffinerie [km]	Verladestation - Löschhafen [km]	Förderung - Verladestation [km]
Europa off-shore	336	17.6	800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	6'000 ²⁾	350 ⁴⁾
Lateinamerika	13	0.7	800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	7'500 ²⁾	100 ^{4) 6)}
Mittlerer Osten	714	37.5	800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	7'800 ²⁾	1'300 ³⁾
GUS (ehem. UdSSR)	259	13.6	800 ¹⁾	0	1'000 ^{5) 6)}	5'000 ³⁾
Nordafrika	408	21.4	800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	1'000 ²⁾	600 ³⁾
Zentralafrika	175	9.2	800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	8'000 ²⁾	100 ^{4) 6)}
Total	5830	100.0				-

Tab. IV.8.11: Im Mittelmeerraum für die Schweiz raffinierte Erdöle, aufgeteilt nach Regionen, 1994 in [1'000 t], Transportdistanzen; ¹⁾: 49 % Pipeline, 8 % Eisenbahn, 4 % Rheinschiffahrt, 39 % LKW; ²⁾: Tanker, ³⁾: Pipeline, ⁴⁾: off-shore Pipeline; ⁵⁾: Tanker; ⁶⁾: Annahmen

GUS (ehem. UdSSR)

Diejenigen Produkte, welche aus der ehemaligen UdSSR stammen, sind ausschliesslich aus einheimischen Erdölen hergestellt. Wo jedoch das Erdöl mehrheitlich raffiniert wird und welche Transportmittel und -wege hauptsächlich verwendet werden, ist kaum im Detail eruiert. Nach Angaben von Herrn Haas (Shell Switzerland) <Shell 1992a> erfolgt der Import in den EG-Raum vorwiegend über die Niederlande. Es wird ferner angenommen, dass das russische Rohöl in Schwedt raffiniert wird und von dort mit dem für Osteuropa geltenden Verkehrsträgermix in die Schweiz transportiert wird.

- Import via Kuibyshev - Mozyr - Schwedt (Refinement) - Rostock:

Herkunft	1991 [1'000 t] total	1991 [%]	Umschlag NL - Lagerung CH [km]	Raffinerie GUS- Umschlag NL [km]	Förderung - Raffinerie GUS [km]
GUS (ehem. UdSSR)	140	100	1'000 ¹⁾	500 ^{2) 3)}	5'000 ²⁾

Tab. IV.8.12: In der ehem. UdSSR für die Schweiz raffinierte Erdöle, Import via Baltische See - Nordsee, 1994 in [1'000 t], Transportdistanzen; ¹⁾: 71% Eisenbahn, 21% Rheinschiffahrt, 8% LKW; ²⁾: Pipeline; ³⁾: Annahmen

Nordafrika

Tabelle IV.8.13 gibt einen Überblick über die Herkunft der an der afrikanischen Mittelmeerküste raffinierten Erdöle sowie über die damit verbundenen Transportaktivitäten. Dabei wird der geringe Anteil aus Lateinamerika unter Nahost verbucht.

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]	Raffinerie - Lagerung CH [km]	Löschhafen - Raffinerie [km]	Verladestation - Löschhafen [km]	Förderung - Verladestation [km]
Mittlerer Osten	8.7	8.6	1'800 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	7'500 ²⁾	1'300 ³⁾
Nordafrika	91.4	91.4	1'800 ¹⁾	-	1'000 ²⁾	600 ³⁾
Total	100.1	100.0				-

Tab. IV.8.13: Im Raum Nordafrika für die Schweiz raffinierte Erdöle, aufgeteilt nach Regionen, 1994 in [1'000 t], Transportdistanzen; ¹⁾: 1'000 km Tanker, Rest: 49 % Pipeline, 8 % Eisenbahn, 4 % Rheinschiffahrt, 39 % LKW; ²⁾: Tanker, ³⁾: Pipeline, ⁴⁾: off-shore Pipeline; ⁶⁾: Annahmen

Nordamerika

Tabelle IV.8.14 gibt einen Überblick über die Herkunft der in den USA raffinierten Erdöle sowie über die damit verbundenen Transportaktivitäten. Die GUS-Anteile werden mit dem Anteil aus dem Mittleren Osten verrechnet, jene aus Nordafrika zusammen mit den Anteilen aus Zentralafrika.

Herkunft	1994 [1'000 t]	1994 [%]	Raffinerie - Lagerung CH [km]	Löschhafen - Raffinerie [km]	Verladestation - Löschhafen [km]	Förderung - Verladestation [km]
Europa off-shore	4	4.4	7'000 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	6'000 ²⁾	350 ⁴⁾
Lateinamerika	13	14.3	7'000 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	3'500 ²⁾	100 ^{4) 6)}
Mittlerer Osten	11.1	12.2	7'000 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	17'000 ²⁾	1'300 ³⁾
Afrika	8.5	9.2	7'000 ¹⁾	100 ^{3) 6)}	8'000 ²⁾	100 ^{4) 6)}
Nordamerika	53	59.9	7'000 ¹⁾	-	1'200 ³⁾	400 ³⁾
Total	89.6	100.0				

Tab. IV.8.14: In den USA für die Schweiz raffinierte Erdöle, aufgeteilt nach Regionen, 1994 in [1'000 t], Transportdistanzen; ¹⁾: 6'000 km Tanker, Rest: 42 % Pipeline, 1 % Eisenbahn, 95 % Rheinschiffahrt, 4 % LKW; ²⁾: Tanker, ³⁾: Pipeline, ⁴⁾: off-shore Pipeline; ⁵⁾: Tanker; ⁶⁾: Annahmen

8.5 Spezifische Transportleistung

Aufgrund der Verkehrsträgeranteile, der damit zurückgelegten Distanzen und Mengen an Rohöl und Produkten, lassen sich theoretische Transportwege pro Tonne Rohöl resp. Erdölprodukt vom Förderland in die Schweiz berechnen. Dabei wird unterschieden zwischen Pipeline Überland und off-shore, Bahn, Binnenschiffahrt und LKW. Nebst den Werten für die Jahre 1994 und 1991 wurden auch die

Zahlen 1990 sowie 1987 ausgewertet, um den Einfluss sich verändernder Importverhältnisse abschätzen zu können.

Für 1994 betragen die spezifischen Transportaufwendungen rund 4'200 tkm/t Rohöl (1991: 5'400 tkm/t, 1990: 5'700 tkm/t, 1987: 4'800 tkm/t) resp. rund 9'800 tkm/t Erdölprodukt (1991: 10'200 tkm/t, 1990: 9'400 tkm/t, 1987: 9'500 tkm/t). Die detaillierten Werte können der nachstehenden Tabelle entnommen werden.

Im Bereich der Rohöle zeigt sich die Verlagerung des Imports Ende der 80er Jahre auf europäisches Öl, welches überdurchschnittliche Tanker-Transportdistanzen aufweist. Dadurch sind die spezifischen Transportaufwendungen 1990 um rund 1'000 tkm/t gegenüber 1987 angestiegen. Der Anteil an europäischem Öl ist von 1991 bis 1994 wieder massiv kleiner geworden, was sich in den stark gesunkenen Tanker-Transportdistanzen zeigt.

	Pipeline Überland [tkm/t]	Pipeline off-shore [tkm/t]	Tanker [tkm/t]	Bahn [tkm/t]	Binnen- schiff [tkm/t]	LKW [tkm/t]	Produkte- Pipeline [tkm/t] ¹⁾
1994							
Rohöl	1095	20	3093	0	0	0	0
Erdölprodukte	1299	121	7424	94	209	550	97
1991							
Rohöl	1076	164	4166	0	0	0	0
Erdölprodukte	1585	77	7690	259	460	101	147
1990							
Rohöl	1135	158	4466	0	0	0	0
Erdölprodukte	1551	93	6966	237	487	94	160
1987							
Rohöl	1268	69	3479	0	0	0	0
Erdölprodukte	1779	82	6719	227	508	79	207

Tab. IV.8.15: Spezifische Transportaufwendungen für Rohöl und Erdölprodukte von den Förderländern bis in die Schweiz, 1994, 1991, 1990 und 1987, berechnet aus Tab. IV.8.4 bis IV.8.9, ¹⁾: Überland

Aufgrund der Anteile Rohöl und Erdölprodukte lassen sich die für die Situation Schweiz erforderlichen Transportleistungen errechnet.

[%]	1987	1990	1991	1994
Rohöl	31.7	23.3	33.3	37.0
Erdölprodukte	68.3	76.7	66.7	63.0

Tab. IV.8.16: Massenanteile Rohöl und Erdölprodukte für die Schweiz 1987, 1990, 1991 und 1994, inkl. zollfreier Import von Flugtreibstoff

[tkm/t]	Rohöl			Erdölprodukte				Total
	Pipeline Überland	Pipeline off-shore	Tanker	Bahn	Binnen- schiff	LKW	Produkte- Pipeline ¹⁾	
1994	1224	84	5824	59	132	347	61	7730
1991	1415	106	6517	173	307	67	98	8684
1990	1454	108	6383	182	374	72	122	8695
1987	1617	78	5692	155	347	54	142	8084

Tab. IV.8.17: Transportleistung für den Rohöl- und Erdölprodukteabsatz bis Lagerung in Raffinerie resp. Importlager für die Schweiz 1987, 1990, 1991 und 1994 und für dieses Projekt, ¹⁾: Überland

Die Wiederaufnahme der Produktion in Collombey zu Beginn der 90er Jahre liess den Anteil an importierten Erdölprodukten wieder sinken. Damit verbunden ist eine Verringerung der Transportleistung für Rohöle. Durch den hohen Anteil des nordafrikanischen Rohöls sind die

Transportleistungen im Vergleich zu 1991 noch weiter gesunken.

Die Veränderung der Importverhältnisse v.a. in den Nordseeraum führte Ende der 80er Jahre zu einer Zunahme des spezifischen Hochsee-Transportaufwandes für in Europa raffinierte Produkte von rund 15 %.

Sehr deutlich tritt die Verlagerung des Transportes von Bahn und Binnenschiff auf die Strasse in dieser Zusammenstellung zutage. Hauptsächlich die Raffinerien Rund ums Mittelmeer (Mittelmeerraum sowie Nordafrika) bewirken diesen hohen LKW-Anteil.

Für dieses Projekt wurden neu für jede der verschiedenen Förderregionen (Europa, Lateinamerika, Nahost, GUS, Nordafrika, Zentralafrika, Nordamerika) ein eigenes Ferntransportmodul erstellt. Das bisherige generelle Ferntransportmodul basiert anschliessend auf diesen 7 Modulen. Die spezifischen Transportleistungen für die verschiedenen Regionen sind in der folgenden Zusammenstellung dargestellt:

	Pipeline Überland [tkm/t]	Pipeline off-shore [tkm/t]	Tanker [tkm/t]	Bahn [tkm/t]	Binnen- schiff [tkm/t]	LKW [tkm/t]	Produkte- Pipeline [tkm/t] ¹⁾
1994							
Europa	100	350	1670	225	639	58	51
Lateinamerika	100	100	7639	220	696	42	28
Mittlerer Osten	1400	0	16792	200	547	97	103
GUS	5241	0	255	266	480	103	100
Nordafrika	994	0	2874	151	359	175	208
Zentralafrika	69	100	8760	190	519	110	120
Nordamerika	1600	0	6000	10	950	40	0

Tab. IV.8.18: Transportleistung aus den verschiedenen Förderregionen für den Rohöl- und Erdölprodukteabsatz bis Lagerung in Raffinerie resp. Importlager für die Schweiz 1994 und für dieses Projekt, ¹⁾: Überland

8.6. Verluste

8.6.1 Verdampfungsverluste

Für den Ferntransport von Rohöl wird global ein VOC-Verlust von 18 g/t für Lagerung und Umschlag angegeben <Veldt et al. 1992>. Die Zusammensetzung der Dämpfe können der Tab. IV.8.19 entnommen werden.

1987	[Gew.-%]
Methan	9 (0.5-25)
Ethan	2.5 (1-6)
Propan	16±7
Butan	21±7
Pentan	30±5
Hexan	10 (5-13)
C7 +	7.5±2
Benzol	2.5
Toluol	1.5

Tab. IV.8.19: Zusammensetzung der Rohöldämpfe, <Veldt et al. 1992>

Die Verdampfungsverluste der Erdölprodukte werden pauschal im Kap. IV.10 "Regionaltransport" bilanziert.

8.6.2 Ölemissionen

Gemäss Ausführungen im Kap. IV.8.9 "Hochseetanker" werden 0.8 kg/t_{Öl} durch Normalbetrieb sowie häufig auftretende, kleinere Unfälle ins Meer eingeleitet. Gemäss Ausführungen im Kap. IV.8.8 "Pipeline" gelangen 2.3 g/t_{Öl} (GUS 154 g/t_{Öl}) durch häufig auftretende kleinere Unfälle in den Boden.

8.7 Flächeninanspruchnahme und Energiebedarf Umschlag

Hier wird die Flächeninanspruchnahme durch die Löschhafenanlagen anhand des Hafens Hamburg bilanziert. Der Anteil Flüssiglading am Gesamtumschlagsvolumen von 61.4 Mio. t/a beträgt rund 25 %. Von der Gesamtlandfläche von 55.5 km² sind 61 % über das Umschlagsvolumen zuordenbare Flächen, 13 % sind für die Grundstoff- und mineralölverarbeitende Industrie <Heusser 1992> ausgeschieden. Es wird angenommen, dass es sich bei der Flüssiglading ausschliesslich um Rohöl und Produkte handelt. Somit sind 15.7 km² dem Umschlag von Rohöl und Produkten zurechenbar. Dies führt zu einer Flächeninanspruchnahme von rund 1 m²a/t pro Umschlagstelle oder, bei je einem Verlade- und Entladevorgang, insgesamt 2 m²a/t. Da mit Ausnahme eines Teils des GUS-Rohöls alles auf dem Wasserweg auf den europäischen Kontinent transportiert wird, werden je 1 m²a/t (Kat. III zu IV resp. Kat. II zu IV) weiterverwendet.

Der Strombedarf des Hafens Hamburg beträgt 3.2 kWh/t Gesamtumschlag <Heusser 1992>. Für Lade- und Entladevorgang werden hier deshalb 26 MJ_e/t (Strom Mittelspannung UCPTE) bilanziert.

Der Umschlag für Binnentankschiffe und Pipelines ist dabei bereits berücksichtigt resp. wird bei den Importlärer bilanziert (Kap. IV.10 "Regionaltransport").

Die Bilanzierung des Material- und Bauaufwands der gesamten Hafenanlage kann an dieser Stelle mangels zur Verfügung stehender Daten nicht erfolgen.

8.8 Pipeline

Zusammen mit den Hochseeschiffen bildet die Pipeline den Hauptverkehrsträger im Bereich Erdöltransporte. Pipelines werden hauptsächlich für kurze und mittlere Distanzen eingesetzt. In einigen Fällen jedoch verkürzen sie die Distanzen und damit die Fahrzeiten der Tanker oder ermöglichen wintersichere (eisfreie) Verladehäfen. Beispiele dafür sind die "Abqaiq - Yanbu"-Pipeline in Saudi-Arabien (1'300 km), welche die Ölfelder im Persischen Golf mit dem Roten Meer verbindet oder die "Alaska"-Pipeline (1'300 km).

Erdöl aus der ehemaligen UdSSR wird ebenfalls über sehr lange Strecken mit Pipelines transportiert, u.a. weil die sibirischen Häfen nur im Sommer zugänglich sind.

In der Nordsee sind Unterwasser-Pipelines im Einsatz, welche die Ölfelder auf dem kürzesten Weg mit dem Festland verbinden.

8.8.1 Auslastung und Lebensdauer

Bei einer Leitungslänge in Westeuropa von rund 21'000 km im Jahr 1991 wurden 593 Mio. m³ verpumpt <Concawe 1992b>. Mit einer durchschnittlichen Transportdistanz von 1'100 km/t (ohne Transportanteil Pipeline GUS) beträgt die Transportleistung 1991 rund 650 Mia. m³km oder 560 Mia. tkm. Die Lebensdauer wird in <Masseron 1991> mit 20 bis 25 Jahren für die Leitungen angegeben, während <Gemis 1989> 30 Jahre einsetzt. Da es sich bei ersterer um eine ökonomische Lebensdauer handelt, wird im folgenden 30 Jahre weiterverwendet, woraus sich eine Transportleistung von 17'000 Mia. tkm errechnet. Spezifisch werden somit 800 Mio. tkm/km_{Pipeline} transportiert resp. 0.001 mm/tkm Pipeline benötigt. Die Kapazität von Pipelines mit Durchmesser 81 cm liegt zwischen 25 und 50 Mio. t/a. Über die gesamte Lebensdauer können somit zwischen 750 und 1'500 Mio. t transportiert werden, was mit der hier verwendeten Transportleistung gut übereinstimmt.

8.8.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

<Gemis 1989> rechnet mit einem Stahlbedarf von 100 t/km während <Infras 1981> 140 t/km angibt. Für Offshore-Pipelines muss mit einem erhöhten Stahlbedarf gerechnet werden (hydrostatischer Druck und hohe Innendrucke). <Klitz 1980> gibt für eine 81 cm (32") Durchmesser-Pipeline rund 410 t/km Stahlverbrauch an (Anteil legiert 10 %). Zusätzlich werden Asphalt, Sand und Beton benötigt. Für dieses Projekt werden die Materialbedarfe von <Infras 1981> für Onshore- und diejenigen von <Klitz 1980> für Offshore-Pipelines weiterverwendet. Die Daten für Bauaufwendungen Onshore werden aus Kap. V.8 "Ferntransport" abgeleitet.

pro km	Einheit	Onshore	Offshore	Einheit	Onshore	Offshore
Stahl unlegiert	t/km	125	360	kg/tkm	1.56E-04	4.50E-04
Stahl legiert ¹⁾	t/km	15	40	kg/tkm	1.88E-05	5.00E-05
Beton	t/km	0	108	kg/tkm	0	1.35E-04
Asphalt (Bitumen)	t/km	0	90	kg/tkm	0	1.13E-04
Sand	t/km	660	175	kg/tkm	8.25E-04	2.19E-04
Diesel in Dieselaggregat Förderung	TJ/km	0	8.2 ²⁾	TJ/tkm	0	1.03E-08
Diesel in Baumaschine	TJ/km	0.64	18	TJ/tkm	8.00E-10	2.25E-08
PKW Westeuropa	km/km	22'100	0	TJ/tkm	3.0E-05	0

Tab. IV.8.20: Spezifischer Materialeinsatz und Bauaufwand für Pipelines in diesem Projekt, ¹⁾: 10 % Anteil vom gesamten Stahlbedarf angenommen, ²⁾: Wirkungsgrad Dieselaggregat: 36 %, Quellen siehe Text

8.8.3 Energiebedarf

Überland-Pipeline

Der Energiebedarf von Pipelines ist abhängig von der Fördermenge pro Zeiteinheit, von der Dichte des transportierten Mediums, von den spezifischen Reibungswiderständen und vom Wirkungsgrad der Pumpen und ihres Antriebs <VIA 1990>. In den meisten Fällen werden die Pumpen elektrisch betrieben, da es im Gegensatz zu anderen Förderarten stationäre Antriebe sind <VIA 1990>. Lediglich in Regionen erschwerter Stromversorgung (Alpen, ehem. UdSSR) gelangen fossil betriebene Pumpen zum Einsatz (z.B. Gasturbinen für Pumpstationen in den Alpen).

Die Pipelines werden in Etappen betrieben, um die erforderlichen Antriebsleistungen und die aus das Rohrsystem wirkenden Drücke in Grenzen zu halten. Die Central European Pipeline z.B. verfügt auf ihrer Strecke von Fos-sur-mer nach Karlsruhe über 16 Pumpstationen in Abständen von 50 km. Rohöl, welches von Gennes nach Cressier durch die Zweigleitung "Oléoduc du Jura Neuchâtelois" (Länge 88 km) transportiert wird, wird von einer Pumpstation in Gennes befördert.

In <VIA 1990> sind für verschiedene westeuropäische Pipelines die erhobenen spezifischen Energieverbräuche aufgelistet.

Streckenführung Pipeline	Rohrleitungs- durchmesser [m]	Leitungs- länge [km]	Geodät. Höhendiffe- renz ¹⁾ [m/km]	Mittlerer Auslastungs- grad ²⁾ [%]	Endenergie- verbrauch [Wh/t km]
Europoort-Venlo (RRP)	0.9	176	0.3	28	4.6
Venlo-Rheydt (RRP)	0.61	103	0	28	5.5
Rheydt-Raunheim (RRP)	0.61	155	0.3	28	6.3
Triest-Ingolstadt (TAL)	1.02	464	3.4	23	16.2
Ingolstadt-Neustadt (TAL)	0.66	22	0.9	23	10.1
Wilhelmshaven-Wesseling (NWO)	0.71	353	1.8	34	16.0
Wilhelmshaven-Hünxe	1.02	244	≈0.1	34	3.4

Tab. IV.8.21: Spezifischer Endenergieverbrauch einiger ausgewählter Pipelines in Westeuropa, <VIA 1990>; ¹⁾: Höhendifferenz zu Leitungslänge, ²⁾: genutzte Fördermenge zu Förderkapazität; RRP: Rotterdam-Rheine Pipeline, TAL: Transalpine Ölleitung, NWO: Nordwest Ölleitung

Der Auslastungsgrad der Leitungen gibt das Verhältnis an von genutzter Fördermenge zu Förderkapazität. Da der Leistungsbedarf mit der dritten Potenz der Fördermenge zunimmt, ist der Auslastungsgrad bezüglich Energiebedarf ein wichtiger Parameter. Diese Tendenz zeigt sich auch in den in <Infras 1981> verwendeten Daten. Ebenso steigt der spezifische Energiebedarf mit abnehmendem Rohrdurchmesser (Verhältnis Volumen zu Oberfläche verschlechtert sich, womit sich die spez. Reibungskraft erhöht).

Es zeigt sich deutlich, dass vor allem die geodätische Höhendifferenz einen entscheidenden Einfluss auf den spezifischen Endenergieverbrauch hat. Der Auslastungsgrad und der Rohrdurchmesser zeigen ihren Einfluss darin, dass der Energieverbrauch der Leitung Wilhelmshaven - Wesseling etwa demjenigen der Leitung Triest - Ingolstadt entspricht. Die geodätische Höhendifferenz ist bei der ersteren im Vergleich zur letzteren nur halb so gross, die Auslastung liegt jedoch um 50% höher und der Leitungsquerschnitt ist um 50% kleiner.

Neben diesen ermittelbaren Parametern können jedoch auch jahreszeitlich schwankende Diskontinuitätseinflüsse und Stoffeigenschaften den Endenergiebedarf von Pipelines beeinflussen.

Die in <VIA 1990> verwendete Näherungsformel führt zu Resultaten, die in der Tendenz stimmen, durch oben erwähnte nichtberücksichtbare Einflüsse aber zu gegenläufigen Abweichungen von etwa +/-35 % führen können.

<DeLuchi 1991> gibt einen Energiebedarf für Rohölpipelines von 14 Wh/tkm und für Produkteleitungen 17 Wh/tkm an. Es werden keine Angaben zu Auslastungsgrad und geographischer Lage gemacht.

In der 1980 erarbeiteten Studie <Infras 1981> wird von strombetriebenen Pumpen ausgegangen. Es werden Daten aufgrund der theoretischen Grundlagen von <Krass 1979> errechnet. Je nach Öldurchsatz schwankt der Energiebedarf zwischen 17 und 33 Wh_e/tkm.

Öldurchsatz [Mio t/a]	Endenergie- verbrauch [Wh/tkm]
20	17
30	21
50	33

Tab. IV.8.22: Spezifischer Endenergieverbrauch (Elektrizität) für verschiedene Fördermengen nach <Krass 1979>

In diesem Projekt wird der Energiebedarf einer Pipeline mit 100 cm Durchmesser, einem Auslastungsgrad von 60 % und einer geodätischen Förderhöhe von 2 m/km berechnet. Die Auslastung wird höher angenommen, als diejenigen der in <VIA 1990> aufgeführten, da die Pipelines bei den Förderstellen tendentiell höher ausgelastet sind als die kontinentaleuropäischen. Der so errechnete Energiebedarf beträgt rund 20 Wh_e/tkm.

Offshore-Pipeline

Für die Förderung von Erdöl aus der Nordsee hat Kenneth Klitz eine detaillierte Untersuchung über den Ressourcenbedarf gemacht <Klitz 1980>. Bei den Daten für den Energiebedarf einer Nordsee-pipeline stützt er sich auf eine Untersuchung von <Macleod 1976>.

Dabei wird der Betriebsenergieaufwand nicht nur für die Pumpen sondern auch für die damit zusammenhängenden Aktivitäten (z.B. Versorgungsschiffe) angegeben. Bei einer Beschränkung auf die Betriebsenergie für Pumpen, ergibt sich ein spezifischer Dieselbedarf von rund 150 Wh/tkm. Mit einem Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 36% für Grossdiesel-Aggregate liegt der Elektrizitätsbedarf für Offshore-Pipelines um einen Faktor 1.5 bis 3 über derjenigen von Überland-Pipelines. Da bei <Klitz 1980> keine Angaben über den Auslastungsgrad der Pipeline gemacht werden, kann dieser Unterschied nicht befriedigend erklärt werden. Ein Grund liegt in der Tatsache, dass Offshore-Pipelines, wie z.B. die Norpipe Pipeline (Ekofisk - Teeside, 335 km) oder das Oseberg Transport-

system (Oseberg - Sture Onshore-Ölterminal, 115 km) ohne Zwischenpumpstationen arbeiten müssen <Statoil 1992c> und demzufolge eine markant höhere Förderleistung benötigen.

Aktivität	Endenergiebedarf [GJ/t]	Endenergiebedarf [Wh/tkm]
Pumpen	96E-3	150 ¹⁾
Versorgungsschiffe	29E-3	45 ¹⁾
Helikopter	0.4E-3	0.6 ¹⁾

Tab. IV.8.23: Spezifischer Endenergieverbrauch pro Tonne transportiertes Erdöl für eine 175 km lange Leitung, <Klitz 1980>; ¹⁾: Motorenkraftstoff

Zusammenfassung Energiebedarf

Für dieses Projekt werden folgende Energieverbräuche weiterverwendet:

Aktivität	Onshore [TJ/tkm]	Offshore [TJ/tkm]
Diesel in Dieselaggregat Förderung ¹⁾	0	440E-9
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	72E-9	0

Tab. IV.8.24: Spezifischer Endenergieverbrauch in diesem Projekt, ¹⁾: Wirkungsgrad Dieselaggregat: 36 %

8.8.4 Flächenbedarf

Für Überland-Pipelines mit einem Durchmesser von mehr als 600 mm, muss ein Schutzstreifen von mindestens 10 Metern Breite freigehalten werden, welcher nicht bebaut werden darf. Ansonsten wird das durch den Pipeline-Bau beanspruchte Gelände renaturiert. Für die europäische Situation wird angenommen, dass 50 % der Pipeline-Kilometer oberirdisch und 50 % unterirdisch verlegt sind.

Die Baustelle wird die Hälfte der Fläche entlang der Pipeline (5'000 m²/km) rund ein Monat lang beanspruchen (Annahme). Die nachfolgende Rekultivierung auf Kat. III dauert 5 Jahre. Für die oberirdisch verlegten Pipelines (50 %) wird ein Fläche von 60'000 m²a/km (II-IV) über die Lebensdauer von 30 Jahren beansprucht (Streifen von 2 m Breite).

Für Offshore-Pipelines wird während der Bauzeit rund 8.7 m²/km Fläche (Umschlag, Lagerung, Kategorie III-IV) beansprucht. Es wird eine Bauzeit von sechs Monaten angenommen sowie eine Rekultivierungszeit von 5 Jahren. Der Flächenbedarf beträgt somit 48 m²a/km. Die verlegte Pipeline beansprucht während der Betriebszeit analog zur oberirdisch verlegten Onshore-Pipeline einen Streifen von 2 m Breite der Benthosfläche.

Fläche	Onshore o. [m ² a/km]	Onshore u. [m ² a/km]	Offshore [m ² a/km]	Onshore [m ² a/tkm]	Offshore [m ² a/tkm]
II - III	240'000	275'000	0	0.3E-3	0
II - IV	60'000	25'000	0	0.05E-3	0
III - IV	0	0	48	0	uA
II - IV Benthos	0	0	60'000	0	0.075E-03

Tab. IV.8.25: Spezifische Flächeninanspruchnahme in diesem Projekt, Pipelinebedarf 1.25E-9km/tkm

8.8.5 Abfälle

Die Materialien der Infrastruktur der Offshore-Pipelines fallen am Ende ihrer Lebensdauer als deponierter Abfall an, diejenigen der Überland-Pipelines werden zu 50 % dem Re- und Downcycling zugeführt (Annahme). Sand wird aufgrund seiner Ähnlichkeit mit der ihn umgebenden Matrix (Kiese/ Sande, Gestein) und seiner Wiederverwendbarkeit nicht als Abfall bilanziert.

8.8.6 Unfälle

Bei Ölpipelines kann es infolge mechanischen Versagens, Korrosion, Naturereignissen, Beschädigung durch Dritte und anderem zu Ölaustritten kommen. 1991 wurden für die westeuropäischen Pipelines 14 Vorfälle gemeldet mit einer Brutto-Leckage von 1'346 m³. Dies sind 2.3 ppm der transportierten Öl- und Produktemenge. Davon wurden 33 % zurückgewonnen <Concawe 1992b>. Für das Jahr 1994 wurde für Westeuropa eine Leckage von 2'434 m³ <Concawe 1995> resp. von 3 ppm der transportierten Menge bestimmt. In der GUS gingen 1994 50'000 t Rohöl bei einer totalen transportierten Menge von 326 Mio. t <Weltwoche 1995> verloren. Dies entspricht einer Leckage von 154 ppm. Die Unfallhäufigkeit gemäss Abschnitt IV.8.9.6 beträgt somit $3E^{-5}/GWA_{transportiert}$. Es handelt sich somit um ein im Sinne dieses Projektes regelmässig auftretendes Ereignis. Es werden 2.3 g Öl/t Erdöl als Emission in den Boden für sämtliche Module (Ausnahme: GUS 154 g Öl/t Erdöl) bilanziert.

8.9 Hochseetanker

8.9.1 Erdölhandel und Schiffsflotte

Der weltweite maritime Handel mit Erdöl und dessen Produkten ist in den letzten 50 Jahren von etwa 10 Mio. t auf über 1'600 Mio. t (1990) <BP 1991>, <Masseron 1982> angestiegen. Die Schiffsflotte hat sich im selben Zeitraum von 16 Mio dwt (dead weight tons) auf 256 Mio dwt vergrößert, mit einem Maximum Ende der siebziger Jahre bei knapp 330 Mio dwt <Shipping 1991>, <Masseron 1982>.

Altersklasse [a]	0 - 4	5 - 9	10 - 14	15 - 19	20 - 24	>25
Durchschn. Kapazität pro Einheit [1'000 dwt]	55	31	36	83	23	10
Anzahl Tanker pro Klasse	459	920	1150	1580	890	965
davon 150'000-300'000 dwt (VLCC)	38	24	37	268	32	
davon >300'000 dwt (ULCC)	2	2	20	58		

Tab. IV.8.26: Öltanker nach Altersklassen, Stand 1.1.1991 nach <Shipping 1991> zitiert in <Gehr 1991>; dwt: dead weight tons,

Die Tendenz des neueren Schiffbaus geht wieder in Richtung kleinerer Einheiten. Die grossen und ultragrossen Tanker sind mehrheitlich bald zwanzigjährig und werden in den kommenden Jahren abgewrackt <Gehr 1991>.

Der Gewichtsanteil der transportierten Erdölprodukte an der Gesamtfracht betrug 1980 rund 18% mit steigender Tendenz. Bezogen auf den Tonnenkilometer sinkt der Anteil jedoch beträchtlich, da Rohöl gegenüber Erdölprodukten über doppelt so lange Strecken transportiert wird (durchschnittlich rund 13'500 km gegenüber 6'800 km) <Masseron 1982>. Es zeigt sich auch, dass die Distanzen für die Schweiz und Europa um etwa einen Faktor 2 kürzer sind als die in <Masseron 1982> publizierten. Dies liegt u.a. an den grossen Transportwegen für die Erdölversorgung Japans und Nordamerikas.

8.9.2 Antriebsysteme und Treibstoff

Die Antriebssysteme können in zwei Kategorien eingeteilt werden:

- Motoren,
- Dampfturbinen.

Für die Fortbewegung der Tanker werden grosse Leistungen benötigt (20 MW und mehr). Motoren einer entsprechenden Leistung beanspruchen sehr viel Platz, weshalb für sehr grosse Schiffe häufig platzsparende Turbinenantriebe zur Anwendung gelangen. Der energetische Wirkungsgrad der Turbinen ist jedoch gegenüber demjenigen der Motoren um einiges schlechter. Zur Zeit werden gemäss einer Statistikauswertung des Norwegian Institute of Technology 62% der Tankerflotte mittels Dampfturbinen angetrieben, die restlichen 38% mit Motoren <Kolle et al. 1991>. Die durchschnittliche Grösse der so erfassten Tanker beträgt 280'000 dwt für turbinengetriebene und 140'000 dwt für motorengetriebene.

Als Treibstoff wird Bunkeröl (Schweröl) verwendet, welches, um die Pumpfähigkeit zu gewährleisten, erwärmt werden muss. Für die Treibstoffzufuhr auf hoher See, kann die Wärme dem Abgasstrom entnommen werden. Beim Betanken jedoch muss die Wärme anderweitig erzeugt werden.

8.9.3 Bau, Betrieb und Unterhalt

Stahl

Über den Bau von Öltankern ist nur wenig publiziert. Schätzungen über den Stahlbedarf wurden in wenigen Arbeiten vorgenommen. Aufgrund des mittleren Alters der derzeitigen Tankerflotte von 16

Jahren (nach Lloyd's Shipping Register) kann von einer Lebensdauer von mindestens 24 Jahren ausgegangen werden <Stiller 1994>.

Der Stahlbedarf eines Tankers der 200'000 t Klasse liegt zwischen 12 und 17 % der Nutzlast <Heusser 1992>. Für einen VLCC-Tanker werden somit rund 30'000 t Stahl benötigt. Bei einer Lebensdauer von 24 Jahren und einer Jahresdistanz von 145'000 km <Heusser 1993> (Auslastung 50 %) sind dies 0.09 g/tkm. Für Kupfer wird 1 Promill des Stahlbedarfs, also 0.09 mg/tkm angenommen.

Bei <Gemis 1989> resp. <Infras 1981> wird für Tanker mit einem Stahlbedarf von 20'000 Tonnen, einer Lebensdauer von 16 Jahren, einer Auslastung von 5'000 Stunden und einer transportierten Ölmenge von umgerechnet 1.1 Mio. Tonnen Öl pro Jahr gerechnet. Daraus ergibt sich ein spezifischer Stahlbedarf von rund 1.1 kg Stahl pro Tonne Öl oder bei weltweit 13'500 km Fahrdistanz rund 0.08 g/tkm.

Der Bauaufwand wird mit 50 % des kumulierten Energieaufwandes der Materialien abgeschätzt. Die Energie wird in Form von 10 % Elektrizität Mittelspannung UCPTe, und 90 % Schweröl in Industrieerzeugung bereitgestellt. Es werden 0.05 kJ_e/tkm (Stromerzeugungs-Wirkungsgrad 40 %) sowie 1.2 kJ_{Heizöl}/tkm benötigt.

Oberflächenbehandlung (z.B. Antifouling-Anstriche)

Im Tankerbau sind Oberflächenbehandlungen notwendig (Korrosion, Bewuchs). Gerade Schiffe mit flüssiger Ladung erfahren auf See erhöhte Materialbeanspruchung durch Schlingerbewegungen, was auch zu verstärkter Korrosionsneigung führt. Die Anwendung der Anstriche führt zu einer Senkung des Brennstoffbedarfes.

Auf die Stahlteile resp. den Stahlrumpf des Schiffes wird nach dem Sandstrahlen ein dünner Farb-anstrich (Shop-Primer) appliziert, um die Stahlteile während der Bauzeit vor atmosphärischen Einflüssen zu schützen. Danach wird das Unterwasserschiff vor dem ersten Stapellauf zwei- bis dreimal mit einer Vinylharz-Teer-Kombination oder einem Polyurethan-Teer-Anstrich grundiert, sowie mit einer Werft-Bewuchsschutzfarbe versehen.

Nach der Ausrüstungsperiode, bei der das Schiff im Wasser liegt, wird es wieder aufgedockt und die Anstriche werden ausgebessert. Dann folgen die Giftanstriche (Antifouling), deren Giftstoffe sich nach und nach im Wasser auflösen, um so die den Bodenbewuchs bildenden Organismen im Wachstum zu stören bzw. die Sporen dieser Organismen abzutöten. Als Wirkstoffe werden in der Spannungsreihe edle Schwermetalle oder Organo-Metallverbindungen eingesetzt, mitunter auch Giftstoffkombinationen beider Arten <Müller 1980>.

Antifouling-Anstriche bestehen aus einem filmbildenden Material (Matrix/ Bindemittel/ Harz/ Medium) und einem Pigment. Der Anstrich unterscheidet sich von den normalen Farbanstrichen durch die biozide Wirkung des Pigmentes oder der Matrix. Die Auslaugungsrate der Giftstoffe ist abhängig von der Art des Anstriches.

Grundsätzlich können drei Arten von Antifouling-Anstrichen unterschieden werden:

- konventionelle oder "free association"-Anstriche, in denen die bioziden Wirkstoffe frei in der Farbe "schwimmen" und durch Kontakt ausgelaugt werden. Der Wirkstoff kann Tributyl-Zinn, Kupfer resp. Kupfer-Verbindungen (z.B. Vinyl-Kupfer) oder eine Kombination der beiden sein. Der Gehalt an bioziden Wirkstoffen liegt bei 10 bis 20 Gew.%. Der Anstrich muss in Perioden von weniger als 2 Jahren erneuert werden, da Kalkablagerungen das weitere Auswaschen des Wirkstoffes verhindern. Der restliche Wirkstoff muss vor dem Erneuern des Anstriches entfernt werden.
- Anstriche mit löslicher oder abschabender Matrix, bei denen die bioziden Wirkstoffe zusammen mit der Matrix allmählich abgelöst werden und neue Schichten freilegen. Die Wirkstoffe "schwimmen" frei in der Matrix und werden logarithmisch über die Zeit ausgewaschen. Die Lebensdauer dieser Anstriche beträgt rund 2 Jahre.
- selbst-polierende Anstriche, in denen die bioziden Wirkstoffe frei in der Farbe "schwimmen" oder chemisch in der Matrix integriert sind. Diese Anstriche sind hydrophob (d.h. das Seewasser kann nicht in die Matrix eindringen) und die Reaktion zwischen Anstrich und Wasser erfolgt an

der Oberfläche. Durch einen instabilen Film an der Oberfläche werden die Wirkstoffe, welche in sehr niedrigen Konzentrationen vorliegen, freigesetzt. Da das Freisetzen durch Hydrolyse des Tributyl-Zinns und nicht durch Auflösung des Anstriches erfolgt, kann die Ausschwemmrate viel effektiver kontrolliert und erniedrigt werden, indem die Wasserabsorptions-Charakteristik des Polymers verändert werden kann.

Die untenstehende Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der Freisetzung von Tributyl-Zinn eines konventionellen und eines selbstpolierenden Anstrichs <Champ 1988>.

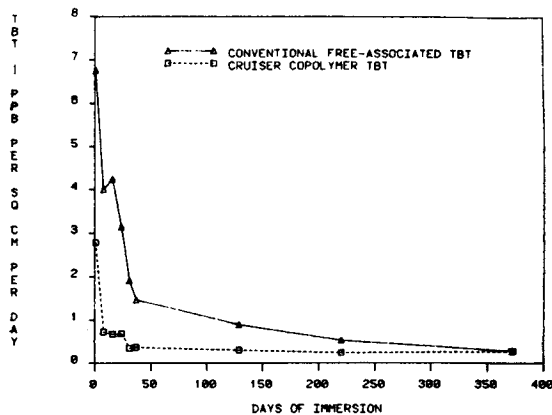


Fig. IV.8.2: Zeitlicher Verlauf des Auswaschvorgangs bei Tributyl-Zinn in zwei verschiedenen Anstrichtypen (frei schwimmender ("free association") resp. chemisch eingebundener (Copolymer) biozider Wirkstoff <Anderson 1986>

TBT besteht aus einem Zinn-Atom umgeben von drei Butyl-Ionen ($C_4H_9^-$). Der Gew.-Anteil von Zinn beträgt demnach 40.9 %. Als repräsentatives TBT sei Tri-n-Butyl-Zinn Fluorid erwähnt, das in gelöster Form als $Sn(C_4H_9)_2 \cdot 2H_2O^+$ vorliegt.

Der Gebrauch von TBT ist in verschiedenen Staaten eingeschränkt. So ist in Grossbritannien und Frankreich der Gehalt an TBT und in den USA die Auswaschrage limitiert. In allen drei Ländern besteht eine Schifflängenbegrenzung, unterhalb derer diese Bestimmungen zur Anwendung kommen (20 resp. 25 m). Die Beschränkungen gelten somit nicht für grosse Frachtschiffe.

TBT Grenzwerte für die Wasserqualität sind u.a. in den USA und in Grossbritannien festgelegt. Sie liegen bei 26 ng/l in Süßwasser resp. 10 ng/l für Meerwasser (USA) resp. in Form einer vorge-schlagenen Empfehlung bei 2 ng/l (UK).

Die Anstrichmenge beträgt bei einem zwei-jährige Erneuerungszyklus normalerweise etwa 120 g TBT/m² <Champ 1988>. Die Auswaschrage liegt zwischen 5 und 50 mg TBT/m²d <Champ 1988>. Frische Anstriche emittieren bis über 350 mg TBT/m²d. Pro tkm werden rund 0.3 ng TBT/m² emittiert (Auslastung, Geschwindigkeit etc. siehe Tab. IV.8.27, 445'000 dwt-Tanker). Bei einer benetzten Oberfläche von rund 34'000 m² <Heusser 1992> werden somit 10 µg TBT/tkm ausgewaschen.

Feuersicherheit

Speziell auf Öltankern muss der Feuersicherheit Beachtung geschenkt werden. Zur Brandbekämpfung werden Wasser, Pulver, CO₂ oder Halone verwendet. Global werden rund 340 t Halone durch die Schifffahrt emittiert <Koefoed 1991>. Bei einer durchschnittlichen Distanz von 6'760 km für Produkte und 13'500 km für Rohöl <Masseron 1982> sowie einem Transportvolumen von 344 Mio. t Produkte resp. 1'250 Mio. t Rohöl <BP 1992> resultiert eine Gesamt-Transportleistung von knapp 20 Ttkm. Der spezifische Emissionsfaktor für Halone beträgt somit 0.018 mg/tkm.

8.9.4 Energiebedarf

Über den Energiebedarf liegen verschiedene Angaben vor. Sie liegen im Bereich von 1 - 3 g Bunker-

öl/tkm. Der Energiebedarf der Erdöltanker ist stark von der Fahrgeschwindigkeit abhängig. Diese wird nach wirtschaftlichen Kriterien gewählt und variiert dementsprechend mit der Preisentwicklung des Bunkeröls. Während zu Beginn der achziger Jahre sich die Preise für Schweröl infolge des Krieges zwischen Iran und Irak um einen Faktor 2.5 erhöht haben, liegen sie heute wieder in der Bandbreite von vor 1980 <BP 1995>. Entsprechend wird aktuellen Angaben und den Angaben aus den frühen achziger Jahren mehr Gewicht beigemessen.

- <Kolle et al. 1991>

Aufgrund der Umfragen werden Durchschnittswerte für den Energie- und Treibstoffbedarf angegeben. Zusätzlich werden Korrekturfaktoren angegeben für Leerfahrten, Tankvorgänge, Auslastung etc.

	Kapazität [dwt]	Hauptaggregat [kW]	Geschwindigkeit [Knoten]	Verbrauch [t/d]	Verbrauch [g/tkm]	Korrekturfaktor [%] ¹⁾	Korr. Verbrauch [g/tkm]
Dampfturbine	280'000	26'000	16	170	0.9	55	1.6
Motor	140'000	18'000	15	80	0.8	52	1.6

Tab. IV.8.27: Spezifischer Energiebedarf verschiedener Tankerkategorien, <Kolle et al. 1991>; ¹⁾: Korrekturfaktor für Ballastfahrten, Ladefaktor etc.

- <VIA 1990>

Umfrageergebnisse bei Tankerbetreibern und eigene Rechenwerte ergaben Endenergieverbrauchs-werte von 10 - 20 Wh/tkm (= 0.9 - 1.8 g Bunkeröl mit $H_U = 40.2$ MJ/kg) für Tanker von 150'000 bis 300'000 dwt.

- <Gemis 1989>

Der Wert für den Energiebedarf (14 Wh/tkm = 1.3 g Bunkeröl/tkm) beruht auf den Ermittlungen der Vorgängerstudie von <VIA 1990>.

- <Masseron 1982>

Hier lassen sich aus den Beschreibungen über Fahrzeiten und Treibstoffverbrauch pro Tag spezifische Energieverbräuche für verschiedene Tankerkategorien ermitteln. Der spezifische Verbrauch wird mit 110 g Bunkeröl/kW/h für motorengetriebene und 150 g Bunkeröl/kW/h für turbinengetriebene Tanker bei voller Geschwindigkeit (16 Knoten = 30 km/h) angegeben.

Kategorie [dwt]	Motor [g/ tkm]	Turbine [g/ tkm]
50'000	1.7	1.5
100'000	1.2	1.7
200'000	0.8	1.1
250'000	0.7	1.0
300'000	-	0.9
500'000	-	0.9

Tab. IV.8.28: Spezifischer Energiebedarf verschiedener Tankerkategorien; <Masseron 1982>

8.9.5 Emissionen Luft

- <MHEP 1980>, <BUWAL 1991a>

- <MHEP 1980>, <BUWAL 1991a>

Für Tanker >80'000 dwt mit Dampfturbine wird bei einer Geschwindigkeit von 15 km/h von einer benötigten Leistung von 0.11 kW/t ausgegangen. Dies ergibt einen spezifischen Treibstoffbedarf von 0.35 kg/kWh resp. 2.6 g/tkm (= 29 Wh/tkm). Die Emissionen sind aus der folgenden Tabelle ersichtlich. Sie wurden durch die U.S. Environmental Protection Agency festgesetzt.

Schadstoff	Motor [g/kg Brennstoff]			Dampfturbine [g/kg Brennstoff]		
	v _{max.}	70% v _{max.}	40% v _{max.}	v _{max.}	70% v _{max.}	40% v _{max.}
CO	7	3.4	18	0.5	0.3	0.1
NO _x	35	43	44	3.5	1.7	0.7
SO ₂ ¹⁾	45	45	45	45	23	4.6
C _x H _y	4.5	3.0	7.2	0.25	0.12	0.06
Russ	2.5	2.5	2.5	2	1	0.4

Tab. IV.8.29: Spezifische Emissionen von Übersee-Schiffsmotoren; ¹⁾: Bunkeröl mit 3 % Schwefel; <MHEP 1980>

Die Differenz zwischen Schwefel-Emission und Schwefel-Input mit dem Brennstoff konnte nicht geklärt werden.

- <Kolle et al. 1991>

<Kolle et al. 1991> hat sich mit den NO_x-Emissionen in der Nordsee beschäftigt, weshalb nur für diesen Luftschadstoff Angaben gemacht werden. Dabei geht er von 70 resp. 8 g NO_x/kg Bunkeröl als Emissionsfaktoren für motoren- resp. turbinengetriebene Tanker aus. Daraus ergeben sich NO_x-Emissionen von 130 resp. 14 mg/tkm.

- <Sulzer 1992a>

Gemäss Angaben von New Sulzer Diesel sind mit den folgenden spezifischen Energieverbräuchen und Emissionsfaktoren für einen 150'000 t Tanker zu rechnen:

Spez. Werte	[kg/Tag]	[mg/tkm] ¹⁾	[g/kgBrennstoff]
Brennstoff	65'000	1'340	1'000
Schmieröl	400	8.2	6.2
CO ₂	200'000	4'120	3'080
CO	500	10.3	7.7
NO _x	4'000	82	61.5
SO ₂ ²⁾	4000	82	61.5
C _x H _y	150	3.1	2.3

Tab. IV.8.30: Energie- und Schmierölbedarf sowie Emissionen eines Öltankers (150'000 t, Geschwindigkeit 14 kn = 26 km/h); ¹⁾: Berechnete Werte mit Auslastung 52% gemäss <Kolle et al. 1991>; ²⁾: Schwefelgehalt im Bunkeröl schwankt zwischen 2 und 5 Gew.-%, <Sulzer 1992a>

Es zeigt sich bei dieser Übersicht, dass die neueren Untersuchungen doch zu mehrheitlich übereinstimmenden Resultaten bezüglich Treibstoffbedarf gelangen. Berücksichtigt man bei den Werten von <Masseron 1982> den Korrekturfaktor für Leerfahrten, Auslastungsziffern etc., so liegt dieser Wert (2 g_{Bunkeröl}/tkm) über demjenigen von <Kolle et al. 1991>. Die spezifischen Emissionen haben sich in den letzten Jahren nicht wesentlich verringert. Die Stickoxid-Emissionen sind im Gegenteil eher noch angestiegen. Im folgenden werden für Tanker mit Dampfturbinen die Werte von <MHEP 1980>, für solche mit Dieselmotoren diejenigen von <Sulzer 1992a> verwendet.

Für Hochseetanker wird mit folgenden spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerten gerechnet:

Spez. Werte	Dampfturbine [mg/tkm]	Dieselmotor [mg/tkm]	Durchschnitt [mg/tkm] ²⁾
Brennstoff	1'800	1'800	1'800 ³⁾
Schmieröl	k.A.	10	-
CO ₂ ¹⁾	5'541	5'520	5.53E+03
CO	0.81	9.828	4.24E+00
NO _x	5.76	81	3.44E+01
SO ₂ ¹⁾	131.4	131.4	1.31E+02
VOC	0.486	3.06	1.46E+00
Russ	3.6	4.5	3.94E+00
Aluminium ¹⁾	0.0126	0.0126	1.26E-02
Arsen ¹⁾	0.00126	0.00126	1.26E-03
Cobalt ¹⁾	0.000774	0.000774	7.74E-04
Chrom ¹⁾	0.000612	0.000612	6.12E-04
Kupfer ¹⁾	0.00072	0.00072	7.20E-04
Blei ¹⁾	0.00027	0.00027	2.70E-04
Calcium ¹⁾	0.0108	0.0108	1.08E-02
Eisen ¹⁾	0.0234	0.0234	2.34E-02
Quecksilber ¹⁾	0.000036	0.000036	3.60E-05
Molybdaen ¹⁾	0.001008	0.001008	1.01E-03
Natrium ¹⁾	0.063	0.063	6.30E-02
Nickel ¹⁾	0.0612	0.0612	6.12E-02
Phosphor ¹⁾	0.0072	0.0072	7.20E-03
Selen ¹⁾	0.00036	0.00036	3.60E-04
Silizium ¹⁾	0.0108	0.0108	1.08E-02
Vanadium ¹⁾	0.1602	0.1602	1.60E-01

Tab. IV.8.31: Energie- und Schmierölbedarf sowie Emissionen für Transportmodul "Öltanker"; ¹⁾: berechnet, Brennstoffwerte siehe Tab. IV.3.18 und Tab. IV.3.20, ²⁾: Transportleistung: 62 % Dampfturbinen, 38% Dieselmotoren <Kolle 1991>; ³⁾: 0.07E-6 TJ (Heizwert Bunkeröl 38.9 MJ/kg); ⁴⁾: Anteil Methan: 43 % <Rothenegger 1991>

8.9.6 Emissionen Wasser und Unfälle

Übersicht

Die Verschmutzung der Meere mit Öl wird gemäss <OECD 1991a> mit 3 bis 4 Mio. Tonnen pro Jahr angegeben, wobei sich die kontinentalen und maritimen Eintragungen etwa die Waage halten. Neben einem natürlichen Fluss von 0.3 Mio. Tonnen, stammen rund 1.1 Mio. Tonnen vom regulären maritimen Transport, 0.4 Mio. Tonnen von maritimen Transportunfällen und 0.05 Mio. Tonnen von den Förder-Bohrinseln. Die transportierte Fracht betrug in den späten achziger Jahren etwas mehr als 1'500 Mio toe <Masseron 1991>, welche als Bezugsgrösse gewählt wird, da praktisch alles in Europa nachgefragte Öl mit Hochseeschiffen transportiert wird. Daraus ergibt sich ein spezifischer Emissionsfaktor für nicht-unfallbedingte Ölemissionen von rund 0.07 % resp. 0.7 kg/t. Dazu werden die Emissionen kleiner und häufig auftretender Unfälle dazugezählt.

Tankerunfälle

Die Verkehrssicherheit bei Tankertransporten hat im letzten Jahrzehnt, durch internationale und regionale Zusammenarbeit bei der Kontrolle des Tanker-Verkehrs, deutlich verbessert werden können. Während in den siebziger Jahren noch regelmässig über 20 Unfälle mit mehr als 700 Tonnen freigesetztem Öl registriert wurden, pendelte sich diese Zahl in den achziger Jahren bei etwa 10 ein <OECD 1991a>.

Jahr	Transport [Mio TOE] ¹⁾	Primärenergiebedarf [Mio TOE] ¹⁾			Anzahl Unfälle [-]	
		Welt	Westeuropa	Schweiz	mittleres Ausmass ²⁾	grösseres Ausmass ³⁾
1990	1'566	8'033	1'407	28.2	11	?
1989	1'523	8'004	1'409	27.0	10	2
1988	1'404	7'852	1'403	28.8	9	0
1987	1'241	7'607	1'394	28.5	10	0
1986	1'327	7'375	1'372	28.7	8	0
1985	1'219	7'193	1'337	28.6	6	2
1984	1'249	7'020	1'302	25.8	6	2
1983	1'230	6'727	1'273	26.6	9	3
1982	1'291	6'644	1'274	25.6	5	0
1981	1'446	6'678	1'298	26.4	2	4
1980	1'610	6'729	1'330	26.6	9	4

Tab. IV.8.32: Maritimer Ölhandel, Primärenergiebedarf der Welt, Westeuropas und der Schweiz, sowie Anzahl der Unfälle der Jahre 1980 - 1990; ¹⁾: 1 TOE = 12*10³ kWh; ²⁾: 700 t < Ölemission < 25'000 t resp. Schadenersatz < 5 Mio. \$; ³⁾: Ölemission > 25'000 t resp. Schadenersatz > 5 Mio. \$; <BP 1991>, <OECD 1991a>.

Um zwischen regelmässig auftretenden Störfällen und seltenen Unfällen resp. Ereignissen unterscheiden zu können, werden Grenzhäufigkeiten definiert. Um für alle Energiesysteme dieselbe Grenzhäufigkeit anwenden zu können, muss auf eine fiktive gelieferte Energiemenge normiert werden (z.B. 1 GWa). In der Tabelle IV.8.27 wird die Grenzhäufigkeit angegeben, für den Fall, dass Erdöl den gesamten Energiebedarf (der Welt, Westeuropas, der Schweiz) decken müsste. Als Grenzhäufigkeit wird hier die Wahrscheinlichkeit bezeichnet, dass ein Unfall pro Jahr eintritt. Dabei wird linear extrapoliert, das heisst, dass z.B. erhöhtes Unfallrisiko durch Verkehrsverdichtungen unberücksichtigt bleiben.

Jahr	Grenzhäufigkeit [*10 ⁻⁴ /GWa Verbrauch] ¹⁾			Unfallhäufigkeit [*10 ⁻⁴ /GWa _{transportiert}] ¹⁾		
	Welt	Westeuropa	Schweiz	mittleres Ausmass ²⁾	grösseres Ausmass ³⁾	insgesamt
1990	0.91	5.2	260	51	0	51
1989	0.91	5.2	270	48	10	58
1988	0.93	5.2	250	47	0	47
1987	0.96	5.2	260	59	0	59
1986	0.99	5.3	250	44	0	44
1985	1.02	5.5	260	36	12	48
1984	1.04	5.6	280	36	11	47
1983	1.09	5.7	270	53	18	71
1982	1.10	5.7	290	28	0	28
1981	1.09	5.6	280	10	20	30
1980	1.08	5.5	270	41	18	59

Tab. IV.8.33: Grenzhäufigkeit sowie tatsächliche, spezifische Unfallhäufigkeit in den Jahren 1980 - 1990; Grenzhäufigkeit: Wahrscheinlichkeit, dass sich bei Deckung des gesamten Primärenergiebedarfes der Welt, Westeuropas resp. der Schweiz 1 Unfall pro Jahr bei Erdöltankertransporten ereignet; ¹⁾: 1 GWa = 8.76*10⁹ kWh; ²⁾: 700 t < Ölemission < 25'000 t resp. Schadenersatz < 5 Mio. \$; ³⁾: Ölemission > 25'000 t resp. Schadenersatz > 5 Mio. \$; <BP 1991>, <OECD 1991a>.

Es zeigt sich, dass Unfälle mit einer Freisetzung von mehr als 700 aber weniger als 25'000 Tonnen Öl eine Auftretenswahrscheinlichkeit haben, welche grösser ist, als die Grenzhäufigkeit bei Deckung des Welt- wie auch des westeuropäischen Energiebedarfes mit Erdöl. Sie beträgt im Mittel über die Jahre 1980 - 1990 41 +/- 14 * 10⁻⁴/GWa. Das Vertrauensintervall (K = 95%) beträgt in diesem Fall +/- 1 * 10⁻³/GWa oder +/- 25%. Die dabei entstehenden Emissionen ins Wasser werden zu den nicht-unfallbedingten dazugezählt.

Ausgehend von einem spezifischen Ölverlust von 15'000 t pro Unfall mittleren Ausmasses und etwa 6 Ereignissen pro Jahr, werden 100'000 t/a zusätzlich zu den nichtunfallbedingten Ölemissionen ins Meer emittiert. Damit beträgt der gesamte Emissionsfaktor 0.08 % oder 0.8 kg/t.

Für Ereignisse mit mehr als 25'000 Tonnen ausgeflossenem Öl oder einem Schadenersatz von über 5 Mio. \$ kann kein vernünftiger Mittelwert mehr angegeben werden, da die Varianz in derselben Grössenordnung liegt wie der Mittelwert selbst. Deshalb soll diese Kategorie von Ereignissen separat betrachtet werden.

Art der Ölemissionen

Bei den Öl-Emissionen ins Wasser wird die Qualität des Öls nicht genauer spezifiziert. Obwohl es relevant ist, ob es sich um ein Produkt (wie z.B. bleifreies Benzin) oder um rohes Erdöl handelt (Anteil Aromaten), können hier keine näheren Angaben gemacht werden.

8.9.7 Abfälle

Die Schiffe werden periodisch von Bilgenwasser und Altölen entsorgt. Gemäss <Pahl 1992> fallen rund 0.4 bis 1 % des Kraftstoffbedarfs als Öl-Schlamm-Gemisch an. Für dieses Projekt werden rund 0.5 Gew.-% oder 0.01 g/tkm eingesetzt. Diese Abfälle werden entwässert und anschliessend in einer Hochtemperaturverbrennungsanlage entsorgt <HÖG 1992>. Über die Zusammensetzung liegen keine Informationen vor. Das Gemisch wird als Bunkeröl bilanziert.

	Einheit	Bilgenöl
C	Gew.-%	84
H	Gew.-%	10
O	Gew.-%	1.3
N	Gew.-%	1.0
S	Gew.-%	3.65
Aluminium	ppm	7
Blei	ppm	1
Calcium	ppm	6
Eisen	ppm	28
Natrium	ppm	35
Nickel	ppm	79
Phosphor	ppm	4
Silizium	ppm	6
Vanadium	ppm	331

Tab. IV.8.34: Zusammensetzung des Bilgenöls (analog Bunkeröl) siehe Kap. IV.3.8

Die Materialien der Infrastruktur (Stahl und Kupfer) werden dem Re- und Downcycling zugeführt.

8.10 Binnentankschiffe

8.10.1 Schweizerische Rheinflotte

Der Bestand der schweizerischen Rheinflotte hat nach einem Maximum zu Beginn der achtziger Jahre einen Rückgang des Gesamtfrachtraums bis 1990 um rund 40% erfahren. Demgegenüber stieg im selben Zeitraum der spezifische Frachtraum um rund 25% bei den Motorschiffen und um 15% bei den Schubleichtern <Binnenschiffahrt 1991>. Seither war beim Gesamtfrachtraum eine weitere Abnahme von 37% zu verzeichnen. Der spezifische Frachtraum bei den Motorschiffen stieg um weitere 10% an, während bei den Schubleichtern eine Abnahme der gleichen Größenordnung stattfand.

Kategorie	Motorschiffe			Schubleichter/ Kähne			Schlepper, inkl. Schubboote		
	Anzahl	t	t/Schiff	Anzahl	t	t/Schiff	Anzahl	PS	t/Schiff
1990									
Gütertransport allg.	156	270'000	1'730	48	110'000	2'300	17	20'000	-
davon Erdölprodukte	92	170'000	1'850	10	24'000	2'400	0	-	-
1994									
Gütertransport allg.	104	199'000	1'915	27	56'000	2'070	10	12'200	-
davon Erdölprodukte	65	128'000	1'975	5	9'300	1'850	0	-	-

Tab. IV.8.35: Schweizerischer Rheinflotte, Bestand, Gesamtfrachtraum, spez. Frachtraum, Stand 1. Jan. 1990, <Binnenschiffahrt 1991> resp. 1. Jan. 1995, <Binnenschiffahrt 1995>

8.10.2 Auslastung

Die Beladung der Tankschiffe beträgt im Mittel über die letzten Jahre (bis 1990) rund 1'200 t. Bei einer durchschnittlichen Tragfähigkeit von etwa 1'900 t pro Einheit ergibt dies einen Auslastungsfaktor von rund 65%. Der Anteil Leerfahrten wird bei der Festlegung des Energieverbrauchs berücksichtigt.

8.10.3 Transportdistanz

Die durchschnittliche Transportdistanz der Tankschiffe auf dem Rhein beträgt rund 60% der Strecke Rotterdam - Basel, d.h. rund 500 km <Bragtank 1992>. Dies stimmt gut überein mit den Werten des spezifischen Transportweges für Produkte (460 bis 510 km).

8.10.4 Materialeinsatz und Bauaufwand

Einerseits werden hier die Aufwendungen für den Schiffsbau, andererseits die Aufwendungen für den Kanalbau bilanziert. Der Kanalbau wird im Hinblick auf europäische Verhältnisse berücksichtigt und führt für die schweizerischen Importe zu einer geringen Überschätzung des Gesamtaufwandes.

Schiffsbau

Laut Angaben von <Bragtank 1992> werden für ein 2'000 t Schiff rund 500 t Stahl und 5 t Kupfer benötigt. Bei einer Transportleistung von 12 Mia. tkm und rund 1'400 auf dem Rhein im Einsatz stehenden Tankerschiffen ergibt dies eine jährliche Transportleistung von 9 Mio. tkm pro Schiff <Binnenschiffahrt 1991>. Die Lebensdauer der Schiffe wird von <Bragtank 1992> mit 30 Jahren veranschlagt, was zu folgenden spezifischen Materialverbräuchen führt. Der Bauaufwand wird mit 50 % des kumulierten Energieaufwandes der Materialien abgeschätzt. Die Energie wird in Form von 10 % Elektrizität Mittelspannung UCPTe, und 90 % Schweröl in Industriefeuerung bereitgestellt. Es werden 1.0 kJ_e/tkm (Stromerzeugungs-Wirkungsgrad 40 %) sowie 23 kJ_{Heizöl}/tkm benötigt.

	[kg/ tkm]
Stahl unlegiert	2E-3
Kupfer	20E-6

Tab. IV.8.36: Spezifischer Materialbedarf von Binnenschiffen

Kanalbau

Für den Kanalbau wird von deutschen Verhältnissen ausgegangen. Die auf künstlichen Wasserstraßen erbrachten Transportleistungen betragen 1990 30 % der Gesamttransportleistung <Stiller 1993>.

Die spezifischen Aufwendungen für den Kanalbau pro tkm auf Kanälen erfolgter Transportleistungen wurden nach Angaben von <Stiller 1993> berechnet. Dabei ist der Anteil der Transportleistungen auf natürlichen Flussläufen (v.a. Rhein) berücksichtigt worden.

pro tkm	Einheit	Netz
Aushub Hydraulikbagger	m ³	0.021
Sand und Kies	kg	0.005
Zement	kg	0.13E-3
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	0.25E-6
Stahl unlegiert	kg	72E-6
Wasser (Erstfüllung)	kg	0.007
Fläche III - IV ¹⁾	m ² a	4E-3

Tab. IV.8.37: Spezifischer Materialbedarf für Kanalbauten, nach <Stiller 1993>, ¹⁾: Kanalbreite 55 m <VBW 1992>, Transportleistung 4.3 Mio. tkm/km <Stiller 1993>

8.10.5 Energiebedarf

- <Bragtank 1992>

Der Leistungsbedarf für ein 2'000 t Tankschiff beträgt für die Bergfahrt rund 0.5 kW/t. Für die rund 500 km lange Strecke von Karlsruhe nach Basel und zurück benötigt das Schiff 62'500 kWh oder 5'200 kg Diesel. Unter Berücksichtigung der Auslastung beträgt der spezifische Energiebedarf somit 100 Wh/tkm <Bragtank 1992>.

- <Binnenschiffahrt 1991>

Für Deutschland betrug der Endenergiebedarf im Jahre 1989 rund 600'000 t Dieselöl bei einer Verkehrsleistung von 54 Mia tkm. Daraus errechnet sich ein spezifischer Energiebedarf von 130 Wh/tkm und liegt damit um 30% höher als die Angabe der Bragtank.

- <VIA 1990>

Für ein Grossmotorschiff von 2'000 t Frachtraum wird für eine Rhein-Bergfahrt, ohne Angaben über den Auslastungsgrad, mit rund 20 kg Diesel pro km gerechnet. Daraus ergibt sich ein Endenergiebedarf von 120 Wh/tkm.

Als Bandbreiten des spezifische Endenergiebedarfs der Binnenschiffahrt auf dem Rhein bei 60% Auslastung werden folgende Werte angegeben:

	Energiebedarf [Wh/ tkm]
Bergfahrt	70-150
Talfahrt	20-40
Frachtraum [t]	650-8'800

Tab. IV.8.38: Spezifischer Primärenergiebedarf von Binnenschiffen bei einem Auslastungsgrad von 60%, <VIA 1990>

Für dieses Projekt wird ein Dieserverbrauch von 140 Wh/tkm (0.5E-6 TJ/tkm) oder 12 g/tkm eingesetzt, wobei die Talfahrt mitberücksichtigt ist.

8.10.6 Emissionen Luft

- Motoren:

Es existieren keine Emissionsgrenzwerte für Schiffs-Dieselmotoren. Aufgrund des stationären Betriebs dieser Motoren und des kleinen Energiebedarfs pro tkm beschränkt sich die Kontrolle der Schiffsmotoren auf eine visuelle Prüfung.

Es werden die in <BUWAL 1991a> verwendeten Emissionsfaktoren ergänzt um CO₂ sowie Benzol und Benzo(a)Pyren (gemäss Anhang B, Kap. 1.2.5), weiterverwendet.

[g/tkm]	<BUWAL 1991>	<Rothengatter 1991>	Dieses Projekt
CO ₂	kA	42.0	38 ¹⁾
SO ₂	0.165	kA	0.031 ²⁾
CO	0.168	0.17	0.17
NO _x	0.294	0.5	0.3
VOC	0.042	0.1 ³⁾	0.04 ⁴⁾
Methan	kA	-	0.03
Russ	0.029	kA	0.03
Benzol	-	-	1.2E-8 ⁵⁾
Benzo(a)Pyren	-	-	6E-11 ⁵⁾

Tab. IV.8.39: Emissionsfaktoren von Binnenschiffen für dieses Projekt, ¹⁾: C-Gehalt 86.5 Gew.-%, siehe Kap. IV.3.8, ²⁾: Schwefelgehalt 0.13 Gew.-%, siehe Kap. IV.3.6, ³⁾: Methananteil 43 %, ⁴⁾: NMVOC, ⁵⁾: gemäss Anhang A, Kap. 1.2.5

- Verdampfungsverluste:

Die Rheinschiffe verfügen seit 15 Jahren über Gaspendelanlagen <Bragtank 1992>. Die Verlade- und Löschhäfen sind jedoch erst vereinzelt mit den entsprechenden Einrichtungen versehen <Concawe 1992e>. Die Verdampfungsverluste werden im Prozessschritt "Regionalverteilung" pauschal berücksichtigt.

8.10.7 Betriebsmittel

- Schmiermittel

Es wird mit einem Schmiermittelbedarf von 0.075 - 0.9 g/kWh (0.1 - 1.2 g/PS) gerechnet. Bei einem Energiebedarf von 140 Wh/tkm wird somit 0.1 - 0.13 g/tkm Schmieröl benötigt <Braktank 1992>. Es wird als bereits im Treibstoffbedarf mitberücksichtigt angenommen.

- Aussenanstriche

Pro Jahr werden rund 400 kg Kunstharzfarbe benötigt. Bei einer Transportleistung von 9 Mio. tkm pro Jahr sind dies 50 mg/tkm. Mit einem Lösemittelanteil der Farbe von 50 Gew.-% (Annahme) werden somit 25 mg NMVOC/tkm emittiert.

8.10.8 Abfälle

Die Schiffe werden periodisch von Bilgenwasser und Altölen entsorgt. Gemäss <Pahl 1992> fallen rund 0.4 bis 1 % des Kraftstoffbedarfs als Öl-Schlamm-Gemisch an. Für dieses Projekt werden 0.5 Gew.-% oder 0.06 g/tkm eingesetzt. Diese Abfälle werden entwässert und anschliessend in einer

Hochtemperaturverbrennungsanlage entsorgt <HÖG 1992>. Über die Zusammensetzung liegen keine Informationen vor. Der Ölanteil errechnet sich aus den Angaben der 1991 in Basel entsorgten Rheinschiffe <BIBO 1992> zu 10 % und wird als Bunkeröl bilanziert. Der damit gemachte Fehler ist aufgrund der im Vergleich zum Öltanker kleinen spezifischen Transportleistung gering.

	Einheit	Bilgenöl
C	Gew.-%	84
H	Gew.-%	10
O	Gew.-%	1.3
N	Gew.-%	1.0
S	Gew.-%	3.65
Aluminium	ppm	7
Blei	ppm	1
Calcium	ppm	6
Eisen	ppm	28
Natrium	ppm	35
Nickel	ppm	79
Phosphor	ppm	4
Silizium	ppm	6
Vanadium	ppm	331

Tab. IV.8.40: Zusammensetzung des Bilgenöls, Zusammensetzung analog Bunkeröl, siehe Kap. IV.3.8

Die Materialien der Infrastruktur (Stahl und Kupfer) werden dem Re- und Downcycling zugeführt.

8.11 Zusammenstellung der Eingabedaten

8.11.1 Transportleistungen

pro t Rohöl ab Ferntransport	Einheit	Europa	Latein-amerika	Mittl. Osten	GUS	Nord-afrika	Zentral-afrika	Nord-amerika
INFRASTRUKTUR ¹⁾								
nichtenergetische Ressourcen:								
Fläche II - IV	m ² a	1	1	1	1	1	1	1
Fläche III - IV	m ² a	1	1	1	1	1	1	1
Energieträger:								
Strom Mittelspannung UCPTE	TJ	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6
Emissionen Luft:								
Abwärme s	TJ	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6	26E-6
INPUT								
Rohöl ab Förderung	t	1.0008	1.0008	1.0008	1.00095	1.0008	1.0008	1.0008
Pipeline Überland	tkm	100	100	5241	1400	994	69	1600
Pipeline Offshore	tkm	350	100				100	
Hochseetanker	tkm	1670	7639	255	16792	2874	8760	6000
OUTPUT								
Rohöl ab Ferntransport	t	1	1	1	1	1	1	1
Emissionen Luft:								
Methan p	kg	0.00162	0.00162	0.00162	0.00162	0.00162	0.00162	0.00162
Ethan p	kg	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045
Butan p	kg	0.00378	0.00378	0.00378	0.00378	0.00378	0.00378	0.00378
Propan p	kg	0.00288	0.00288	0.00288	0.00288	0.00288	0.00288	0.00288
Pentan p	kg	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054
Hexan p	kg	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018
Alkane p	kg	0.00135	0.00135	0.00135	0.00135	0.00135	0.00135	0.00135
Benzol p	kg	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045	0.00045
Toluol p	kg	0.00027	0.00027	0.00027	0.00027	0.00027	0.00027	0.00027
Emissionen Wasser:								
Öl in Meerwasser	kg	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Emissionen Boden:								
Öl p	kg	2.3E-3	2.3E-3	2.3E-3	154E-3	2.3E-3	2.3E-3	2.3E-3

Tab. IV.8.41: Zusammenstellung Transportleistungsbedarf sowie direkte Einwirkungen für dieses Projekt; ¹⁾ als allg. Infrastrukturmodul für alle Ferntransportmodule definiert

8.11.2 Pipeline

pro tkm	Einheit	Onshore	Offshore
INFRASTRUKTUR			
nichtenergetische Ressourcen:			
Fkäche II - III	m ² a	3.00E-04	
Fläche II - IV	m ² a	5.0E-05	
Fläche II - IV Benthos	m ² a		7.5E-05
Energieträger: ²⁾			
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	TJ	7.20E-08	
Basismaterialien:			
Stahl unlegiert	kg	1.56E-04	4.50E-04
Stahl niedriglegiert	kg	1.88E-05	5.00E-05
Beton	kg		1.35E-04
Asphalt ¹⁾	t		1.13E-07
Sand	kg	8.25E-04	2.19E-04
Allgemeine Dienstleistungen:			
Diesel in Baumaschine	TJ	8.00E-10	2.25E-08
Abfälle:			
Stahl in Inertstoffdeponie	kg	8.70E-05	5.00E-04
Beton in Inertstoffdeponie	kg		1.35E-04
Bitumen in Reaktordeponie	kg		1.13E-04
Emissionen Luft: ²⁾			
Abwärme s	TJ	7.2E-08	
INPUT			
Energieträger:			
Diesel in Dieselaggregat Förderung	TJ		4.50E-07
Transporte:			
PKW Westeuropa	km	3.0E-05	
OUTPUT			
Pipeline Onshore	tkm	1	
Pipeline Offshore	tkm		1

Tab. IV.8.42: Energie- und Stoffbilanz Pipeline Überland und Offshore, ¹⁾: als Bitumen ab Raffinerie bilanziert; ²⁾: in Modul Pipeline Onshore integriert (nicht in Inframodul)

8.11.3 Hochseetanker

pro tkm	Einheit	
INFRASTRUKTUR		
Energieträger:		
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	0.50E-10
Heizöl S, Euro in Industrieheizung	TJ	1.2E-9
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	kg	0.90E-04
Kupfer	kg	0.90E-07
INPUT		
Energieträger:		
Heizöl S ab Regionallager Euro	t	1.8E-06
OUTPUT		
Hochseetanker	tkm	1
Emissionen Luft:		
CO ₂ m	kg	5.53E-03
CO m	kg	4.24E-06
NO _x m	kg	3.44E-05
SO ₂ m	kg	1.31E-04
Methan m	kg	6.28E-07
NMVO m	kg	8.32E-07
Partikel m	kg	3.94E-06
Aluminium m	kg	1.26E-08
Arsen m	kg	1.26E-09
Cobalt m	kg	7.74E-10
Chrom m	kg	6.12E-10
Kupfer m	kg	7.20E-10
Blei m	kg	2.70E-10
Calcium m	kg	1.08E-08
Eisen m	kg	2.34E-08
Quecksilber m	kg	3.60E-11
Molybdaen m	kg	1.01E-09
Natrium m	kg	6.30E-08
Nickel m	kg	6.12E-08
Phosphor m	kg	7.20E-09
Selen m	kg	3.60E-10
Silizium m	kg	1.08E-08
Vanadium m	kg	1.60E-07
Halon (H 1301) p	kg	1.80E-08
Abwärme Luft m	TJ	7.60E-08
Emissionen Wasser:		
TBT Tributylzinn p	kg	1.00E-08
Abfälle:		
Bilgenöl in Hochtemperaturverbrennung	kg	1.00E-05

Tab. IV.8.43: Energie- und Stoffbilanz Hochseetanker

8.11.4 Binnentankschiff

pro tkm	Einheit	
INPUT:		
Materialien Infrastruktur:		
Stahl unlegiert	kg	2.41E-04
Kupfer	kg	1.88E-05
Farbe §	kg	5.00E-05
Sand und Kies (Betonkies)	kg	5.00E-03
Zement	kg	1.30E-04
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	2.50E-07
Wasser (Erstfüllung)	kg	7.00E-03
Fläche III - IV	m ² a	4.00E-03
Allg. Dienstleistungen:		
Aushub Hydraulikbagger	m ³	2.10E-02
Energieträger:		
Diesel ab Regionallager Euro	t	1.20E-05
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	TJ	1.00E-09
Heizöl S, Euro in Industrieheizung	TJ	2.25E-08
OUTPUT:		
Binnentankschiff	tkm	1
Emissionen Luft:		
CO ₂ m	kg	3.80E-02
CO m	kg	1.70E-04
NO _x m	kg	3.00E-04
SO ₂ m	kg	3.10E-05
Methan m	kg	3.00E-05
NMVOG m	kg	4.00E-05
NMVOG p	kg	2.50E-05
Benzol m	kg	1.20E-08
Benzo(a)Pyren	kg	6.00E-11
Partikel m	kg	3.00E-05
Abwärme Luft m	TJ	5.70E-07
Abfälle:		
Bilgenöl in Hochtemperaturverbrennung	kg	6.00E-05

Tab. IV.8.38: Energie- und Stoffbilanz Binnentankschiff, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

8.12 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

8.12.1 Transportleistungen

Der mehrheitlich privatwirtschaftlich organisierte Transport von flüssigen fossilen Brenn- und Treibstoffen erschwert das eindeutige Bilanzieren von Transportleistungen. So mussten Distanzen, Wege und/oder Transportarten zum Teil aufgrund von Annahmen und Schätzungen festgelegt werden. Darin dürfte die grösste Ungenauigkeit liegen.

Die Informationen betreffend Transportarten decken nicht den gesamten Weg von der Raffinerie bis zum Importlager ab. Hier wurde angenommen, dass die Transportmittel nicht gewechselt werden.

Die Informationen stammen betreffend Transportvolumina von Verbänden und Erdölökonomern, betreffend Verluste von internationalen Umweltschutz-Programmen (CORINAIR resp. UNEP).

Flächenbedarf und Stromverbrauch für die Umschlagsaktivitäten wurden anhand des Hafens Hamburg bilanziert.

8.12.2 Pipeline

Beim Flächenbedarf mussten Annahmen getroffen werden (Anteil oberirdisch geführter Pipelines). Der Energiebedarf wurde mithilfe der auf reale Verhältnisse abgestimmten Formel aus <VIA 1990>

gerechnet. Der Auslastungsgrad wurde anhand des westeuropäischen Pipeline-Netzes für das gesamte benötigte Pipeline-Netz verwendet.

Die Unterscheidung zwischen Produkte- und Rohöl-Pipeline wird lediglich aufgrund der pro t Produkt unterschiedlichen Fördermengen vorgenommen.

Die Informationen stammen von Instituten des Verkehrswesens, von Concawe und von in Zusammenarbeit mit BP durchgeführten Untersuchungen über die britischen Offshore-Förderfelder. Letztere stammen aus Ende der siebziger Jahre.

Bezüglich der Leckagerate für die Pipelines der GUS wurde hier ein Artikel aus der Weltwoche als Grundlage verwendet. Aus dieser Quelle wird deutlich, dass diese Zahlen mit Vorsicht zu geniessen sind, da es sehr schwierig ist, die wahren Werte zu erhalten (zu bestimmen ?).

8.12.3 Hochseetanker

Der Materialeinsatz konnte anhand grober Richtwerte bestimmt werden. Der Bauaufwand wurde mithilfe von Analogieschlüssen aus den Angaben über den Kesselbau abgeschätzt (50 % des Energieinhaltes der Baustoffe).

Daten über Auslastung, Antriebsart und Energiebedarf sind repräsentativ für den Stand Ende der achtziger Jahre. Die Emissionen wurden aufgrund von Messungen an neuen Motoren resp. von Daten aus den frühen achtziger Jahren für Turbinen errechnet. Die Turbinen sind vor allem bei VLCC- und ULCC-Tankern eingebaut worden, welche v.a. aus den siebziger und achtziger Jahren stammen. Deshalb scheint das unterschiedliche Alter der verwendeten Informationen gerechtfertigt.

Spezifische Emissionen infolge Vorhalten von Brandbekämpfungsanlagen wurden aufgrund globaler Zahlen errechnet. Die geringe Emission rechtfertigt dieses Vorgehen.

Unsicherheiten bestehen im Bereich der Antifouling-Anstriche. Es muss aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen jedoch davon ausgegangen werden, dass Grosstanker auch heute noch überwiegend mit TBT-haltigen Anstrichen geschützt werden.

Das Berücksichtigen kleiner, regelmässig auftretender Unfälle hat einen geringen Einfluss auf die gesamte, ins Meer emittierte Ölmenge (< 15 %).

Betreffend Bilgenölanfall lagen wenige Angaben vor. Aufgrund der Entsorgungstätigkeit in Basel und Angaben von Spezialfirmen wurden spezifische Mengen bestimmt. Die Zusammensetzung wurde mangels Angaben als Bunkeröl bilanziert.

8.12.4 Binnenschifffahrt

Der Materialeinsatz konnte anhand firmenspezifischer Angaben grob ermittelt werden. Der Bauaufwand wurde mithilfe eines Analogieschlusses zum Kesselbau (Kraftwerke) abgeschätzt (50 % des Energieinhaltes der Baustoffe).

Aufwendungen für den Kanalbau wurden bilanziert, obwohl aus der Sicht der Schweiz der Rhein als Transportweg interessiert. Für den schweizerischen Erdöltransport kann dies zu einer Überschätzung des Aufwandes führen.

Das Emissionsverhalten der Binnenschiffe ist nur dürftig dokumentiert, da es z.B. auf dem Rhein keine gesetzlichen Abgasvorschriften gibt. Der Treibstoffverbrauch konnte hingegen redundant erhoben werden (kleine Abweichungen).

NMVOC-Emissionen, welche von den Schiffsunterhaltsarbeiten stammen, liegen etwa in derselben Grössenordnung wie diejenigen aus der Verbrennung. Hier wurde für die Kunstharzfarben ein Lösemittelanteil von 50 % angenommen.

Emissionen ins Wasser wurden keine berücksichtigt. Gegenüber den von den Hochseetankern emittierten Mengen sind sie vernachlässigbar.

9. Raffinerie

9.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden die Erdölprodukte aus dem Raffinerieprozess bilanziert. Namentliche sind dies:

- Raffineriegas,
- Propan und Butan,
- Benzin (verbleit und unverbleit) und Naphtha (Grundstoff der Petrochemie),
- Kerosin und Diesel,
- Heizöl EL, Heizöl Petro (als Grundstoff der Petrochemie) und Heizöl EL 2000 (für Sensitivitätsbetrachtungen),
- Heizöl S und Bitumen.

Petrolkoks, welches in einigen Raffinerien hergestellt wird, bleibt im Rahmen dieses Projekts unberücksichtigt. Grundstoffe für die Petrochemie resp. Produkte für eine nichtenergetische Nutzung werden analog den entsprechenden Brenn- oder Treibstoffen bilanziert (ohne Additive). Dies trifft für Naphtha (analog Benzin) und für Heizöl Petro (analog Heizöl EL) zu.

Im Sinne einer Sensitivitätsbetrachtung wird der Energiebedarf für Heizöl EL gegenüber dem Standardfall um 200 % erhöht, was dem Energiebedarf für Destillate in den USA entspricht und die Mehraufwendungen der Raffinerien infolge erhöhter Nachfrage nach leichten Produkten widerspiegeln soll. Der Name "Heizöl EL 2000" soll nicht implizieren, dass dies bereits in weniger als fünf Jahren der Fall sein wird.

Es werden für Halbfabrikate, Roh- und Betriebsstoffe, für Baumaterialien und Bauprozesse der Infrastruktur, für Schadstoffe und Abfallkategorien Daten aus der Literatur und aus eigenen Recherchen verglichen. Für die bekannten und routinemässig gemessenen oder erfassten Grössen wie SO_2 , NO_x , Öl im Abwasser, Abfälle etc. sind die Stoffflüsse der europäischen Raffinerien bekannt. Für Stoffe, welche wie z.B. Spurenelemente aufwendiger zu analysieren sind oder keine akuten Probleme verursachen, liegen meist nur punktuelle Konzentrationsmessungen vor. Angaben über Abwasserströme lassen eine Hochrechnung auf jährliche Frachten zu. Diesbezüglich ist die Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse der schweizerischen, westeuropäischen und ehemals sowjetischen Raffinerien als heterogen zu bezeichnen. Quervergleiche gerade bei den kaum regelmässig gemessenen Substanzen helfen aber, repräsentative, durchschnittliche Werte anzugeben.

Stellvertretend für die "Raffinerie de Cressier" wurde eine moderne, westeuropäische Raffinerie - im folgenden "Raffoil" genannt - bezüglich Energie- und Stoffflüssen betrachtet. Im Bereich des Energiebedarfs und der VOC-Verluste lagen GUS-spezifische Werte vor, während ansonsten auf Daten westeuropäischer Raffinerien zurückgegriffen werden musste.

Die Werte sind jeweils auf 1 t Produkt bezogen. Den Umrechnungen, sofern sie notwendig waren, liegt ein mittlerer unterer Heizwert von 42.6 MJ/kg Rohöl zugrunde.

9.1.1 Raffinerien Schweiz

Die in der Schweiz konsumierten oder aufgetankten Raffinerieprodukte stammen zur Zeit (1994) zu etwas mehr als einem Drittel aus inländischen Raffinerien (Raffinerie de Cressier und Raffinerie du Sud-Ouest SA in Collombey). Die Produkte, welche im Ausland raffiniert werden, stammen zum überwiegenden Teil aus Westeuropa. Ein kleiner Anteil stammt aus Osteuropa, zwei Promill aus den USA. Rund 1 Mio. t Flugpetrol wird zollfrei eingeführt. Ein Teil davon, rund 200'000 t wird als Rohöl eingeführt und in den schweizerischen Raffinerien zu Flugpetrol verarbeitet. Daraus lassen sich Differenzen zur Statistik der Erdöl-Vereinigung <EV 1995> erklären. Für die Raffinerie du Sud-Ouest SA wird ein Produktausstoss von rund 1.8 Mio. t veranschlagt <RSO 1996>, woraus sich der Ausstoss der Raffinerie de Cressier ermitteln lässt.

Herkunft Produkte	Schweiz 1994 [1'000 t]	Schweiz 1994 [%]	Dieses Projekt [%]
Schweiz	4'767	37.0	
- Cressier	2'977	62.5	23.1
- RSO	1'790 ¹⁾	37.5	13.9
Ausland	7'242		
Flugpetrol	867 ²⁾		
Total Ausland	8'109	63.0	
- Westeuropa	7'168	99.0 ³⁾	62.5
- Osteuropa	60	0.8 ³⁾	
davon GUS	27	0.4 ³⁾	0.5
- USA	12	0.2 ³⁾	
- Übrige	2	0.0 ³⁾	
Total	12'876	100	100

Tab. IV.9.1: Ort der Raffination der in der Schweiz nachgefragten Erdölprodukte 1994, <EV 1995> und eigene Berechnungen, ¹⁾: <RSO 1996>, ²⁾: zollfrei importiertes Flugpetrol, ³⁾: Basis 100 % = 7'242'000 t

Für dieses Projekt werden die Produkte aus Westeuropa, den USA und aus nicht weiter bestimmten Regionen unter Westeuropa zusammengefasst, diejenigen aus Osteuropa und GUS unter GUS. Daraus resultieren die in Tab. IV.9.1 aufgelisteten Anteile.

9.1.2 Raffinerien Europa

Europa importierte 1994 430 Mio. t Rohöl und 92 Mio. t Produkte. Gleichzeitig wurden 125 Mio. t Rohöl und 69 Mio. t Produkte exportiert <BP 1995>. Der Nettoimport von Produkten betrug demnach knapp 7,5 % des Nettoimports von Rohöl. Aufgrund dieses Sachverhalts wird für in Europa konsumierte Produkte davon ausgegangen, dass sie in Europa raffiniert wurden. Für europäische Produkte gelten deshalb die Energie- und Stoffbilanzen "Europa '94".

9.2 Prozesse

Die Raffinerie ist eine technische Anlage, in der das rohe Erdöl in hochwertige Produkte umgewandelt wird. Sie umfasst mehrere Stufen von der Aufbereitung und Reinigung des Erdöls über das Trennen der einzelnen Fraktionen bis hin zum Verbessern oder Beseitigen gewisser Eigenschaften (siehe Fig. IV.9.1). Die Beschreibung der Prozesse stammt vorwiegend aus <Schmidt et al. 1981>.

Destillieren

Als erstes gelangt das entsalzte Erdöl in die atmosphärische Destillation. Es wird in einem Röhrenofen auf etwa 360 °C erhitzt und in die verschiedenen Siedefractionen getrennt.

Bei der atmosphärischen Destillation bleiben in der Regel rund ein Drittel des Inputs als Schweröle und Rückstände zurück. Bei stark schwefelhaltigen Rohölen kann dieser Wert aber auch über 50% liegen (siehe auch Tab. IV.9.2). Anschliessend wird der Rückstand zur Vakuumdestillation geführt und dort unter einem Druck von weniger als 0.1 bar weiter aufgetrennt. Das Vakuumdestillat kann als schweres Heizöl dem Cracker zugeführt oder zur Schmierölherstellung verwendet werden. Der Rückstand kann als Bitumenkomponente verwendet, im Visbreaker gecrackt oder unmittelbar dem schweren Heizöl zugemischt werden.

Fraktion	Siedebereich °C	grobe Unterteilung der Fraktionen
Gas	-160 bis 30	Gas
Leichtbenzin	30 bis 100	Benzine
Schwerbenzin	100 bis 180	
Leichtöl	170 bis 250	Mitteldestillate oder Gasöl (leicht)
Dieselöl, Heizöl L	250 bis 340	
Rückstandsöl, Heizöl S	320 bis ca. 430	Gasöl (schwer), (Waxy-Destillat)
Rückstand	über 430	

Tab. IV.9.2: Siedefractionen des Erdöls und deren Siedebereiche nach <Schmidt et al. 1981>

Da die Spurenelemente tendentiell bei den schwererflüchtigen Kohlenwasserstoffen eingebunden und angelagert sind, muss auch damit gerechnet werden, dass die Schweröl- und Bitumenfraktionen überproportional hohe Spurenelementanteile enthalten.

Verkoken (Coking)

Coking ist ein Prozess zur Herstellung von Petrolkoks durch thermisches Cracken (Temperatur 460 bis 510 °C, Druck 3 bis 5 bar) von schweren Destillationsrückständen des Schweröls bei langen Verweilzeiten, die bis zur völligen Aufspaltung in (Petrol-)Koks und Wasserstoff führen. Die Ausbeute beträgt je nach Prozessführung und Eigenschaften des Destillationsrückstandes:

- Koks 20 - 60 Gew.-%,
- Gasöl 20 - 35 Gew.-%,
- Benzin 1 - 30 Gew.-%,
- Gas 10 - 20 Gew.-%.

Viskositätsbrechen (Visbreaking)

Das Visbreaking ist ein Prozess zum Brechen (Vermindern) der Viskosität zähflüssiger Öle. Schwere Rückstandsöle werden bei kurzen Verweilzeiten von wenigen Sekunden und Temperaturen um 485 °C gecrackt. Die flüchtigen Crackprodukte werden anschliessend hydriert und fraktioniert, wobei Gas, Benzin, leichtes und schweres Gasöl anfallen. Der Destillationsrückstand wird dem Koker zugeführt oder dem schweren Heizöl beigemischt.

Hydrierendes Entschwefeln (Hydrotreating)

Als Hydrotreating wird eine Anzahl von Verfahren bezeichnet, die den Zweck haben, die in Mineralölfractionen enthaltenen, für die Weiterverarbeitung schädlichen Stoffe umzuwandeln bzw. abzutren-

nen. Dies sind die organischen Schwefel-, Sauerstoff-, Stickstoff- und auch Metallverbindungen. Dies ist notwendig, weil sie

- die Katalysatoren der weiterverarbeitenden Anlagen vergiften,
- nachgeschaltete Anlagenteile durch Korrosion zerstören und als Ammoniumsalze zu Verstopfungen führen können,
- beim Verbrennen umweltbelastende Substanzen wie Stickoxide, Schwefeldioxyde und Schwermetallverbindungen bilden,
- zum Teil sehr unangenehm riechen und daher in einigen Fertigprodukten nicht enthalten sein dürfen.

Die chemische Umsetzung geschieht durch hydrierendes Spalten an Katalysatoren (Kobalt/ Molybdän-Oxide oder Nickel/Molybdän-Oxide auf Aluminiumoxid als Trägermasse). Die Leicht- und Mitteldestillate werden in einen Reaktor mit Festbettkatalysator (seltener Wirbelbett) bei 230 bis 450 °C und Drucken zwischen 24 bis 60 bar geführt. Nach Kühlen und Entgasen wird das gereinigte Produkt durch einen Stripper geführt, in welchem mittels Wasserdampf restlicher Schwefelwasserstoff und Ammoniak abgetrieben werden.

Katalytisches Cracken

Das katalytische Cracken ist der wichtigste unter den Prozessen, durch die hochsiedende Erdölfraktionen (Waxy-Destillate) und entasphaltierte Rückstandsöle in hoher Ausbeute zu Gasen, Benzin und Mitteldestillaten mit hoher Oktanzahl umgewandelt werden können. Die leichtsiedenden Produkte des Verfahrens können direkt als Motorgaskomponenten eingesetzt werden, Kerosin und Mitteldestillate werden lediglich noch hydriert und entschwefelt.

Als Crack-Katalysatoren werden Aluminiumsilikate verwendet, die als Zeolithe natürlich vorkommen. Die in den letzten Jahren vermehrt eingesetzten, synthetischen Katalysatoren besitzen ein dreidimensionales Gerüst mit Hohlräumen molekularer Größenordnung (Molekularsieb). Da der Katalysator zur Koksbildung neigt, muss er von Zeit zu Zeit regeneriert werden. Es hat sich hierbei ein Verfahren durchgesetzt, das ein kontinuierliches Regenerieren ermöglicht (Fluid Catalytic Cracking, FCC). Hierbei wandert der sehr feinteilig aufgewirbelte Katalysator (mit einem Teilchendurchmesser von 50 bis 70 µm) zwischen Reaktor und Regenerator hin und her.

Die Energie, die zum Abbrennen des Katalysators im Regenerator gebraucht wird, kann im Grenzfall den gesamten Wärmebedarf des Prozesses decken. Im folgenden sind Prozessdaten zum FCC-Verfahren aufgelistet:

Temperatur in [°C]	
- im Reaktor	475 - 550
- im Regenerator	650 - 750
Verweilzeiten in [s]	
- des Öls im Reaktor	5 - 20
- des Katalysators im Reaktor	10 - 200
Umsatz in [%]	60 - 90
Benzinausbeute in [Vol.-%] (je nach Fahrweise)	40 - 65
Aromaten im Benzin in [Vol.-%]	30 - 45
Alkene im Benzin in [Vol.-%]	20 - 45
Koks auf dem Katalysator in [Gew.-%]	
- vor dem Regenerieren	1 - 4
- nach dem Regenerieren	0.1 - 0.4

Tab. IV.9.3: Prozessdaten zum Fluid Catalytic Cracking (stark vom Einsatzgut abhängig); <Schmidt et al. 1981>

Hydrocracken

Hydrocracken bedeutet hydrierendes Cracken oder, in Anlehnung an das Hydrotreating, spaltendes Hydrieren. Hauptziel ist die Umwandlung hochsiedender Erdölfractionen und von Vakuumrückstandsölen in hochwertige Vergaserkraftstoffe, daneben in Mitteldestillate und auch in Flüssiggas. Wie beim Hydrotreating verwendet man Katalysatoren (meist Festbett) mit den Metallen Vanadium, Molybdän, Wolfram, Nickel, Kobalt, Platin oder Palladium auf nichtmetallischer Oberfläche (saure Aluminiumsilikate). Den metallischen Komponenten kommt die hydrierende, dem Träger die crackende Wirkung zu (bifunktionaler Katalysator).

Da beim Hydrieren mehr Wasserstoff verbraucht wird, als durch das Cracken entsteht, müssen ständig grössere Mengen Wasserstoff zugeführt werden, je nach Art des Eduktes bis zu 500 m³ je Tonne. Für das Hydrocracken sind relativ hohe Temperaturen (260 bis 480°C) und hohe Wasserstoff-Partialdrucke (35 bis 200 bar) notwendig.

Die Produktausbeute kann, je nach Prozessart und Reaktoranzahl, in Richtung Benzin, Kerosin oder Mitteldestillat gesteuert werden. Tabelle IV.9.4 zeigt das Ergebnis einer Fahrweise auf Benzin und vergleicht es mit dem eines einfachen katalytischen Crackens bei gleichem Einsatzgut.

Produkte	Produktverteilung in [Gew.-%]	
	Kat. Cracken	Hydrocracken
C ₁ - bis C ₄	20	13
Benzin	40	87
Mitteldestillat	11	-
Schweröl	18	-
Koks	11	-
Alkene im Benzin	50 [Vol.-%]	-

Tab. IV.9.4: Unterschiedliche Produktverteilung durch katalytisches Cracken oder durch Hydrocracken auf Benzin bei gleichem Einsatzgut; <Schmidt et al. 1981>

Katalytisches Reformieren

Das katalytische Reformieren dient in erster Linie dazu, Destillatbenzine, die wegen ihrer niedrigen Oktanzahl nicht als Kraftstoffe eingesetzt werden können, in klopfeste hochoktanige Benzine überzuführen. Chemisch geschieht dies durch mehrere neben- und nacheinander ablaufende Reaktionen, nämlich:

- Cyclisieren von Alkanen zu Naphtenen,
- Isomerisieren von Naphtenen und Alkanen,
- Dehydrieren von Naphtenen zu Aromaten und Hydrocracken von langkettigen Paraffinen.

Das katalytische Reformieren ist ferner ein wichtiges Verfahren zur Erzeugung der BTX-Aromaten Benzol, Toluol und Xylol. Ausserdem fallen erhebliche Mengen Wasserstoff an. Als Katalysatoren werden Edelmetalle auf Trägermassen benutzt, vorwiegend Platin auf Aluminiumoxid (Anteil Platin: 0.35 - 0.7 %). Daher rührt auch der Name Platforming (Universal Products Co.) für den bis heute wichtigsten Reformierprozess. Durch Multimetall-Kontakte konnten die herkömmlichen Katalysatoren verbessert werden, wobei vor allem Rhenium zur Anwendung gelangt. Für den Prozess werden Temperaturen von 480 bis 540°C und Drucke von 10 bis 26 bar benötigt. Tabelle IV.9.5 zeigt die Veränderung der Strukturgruppenverteilung im Benzin durch Reformieren.

Strukturgruppen	Strukturgruppenverteilung in [Vol.-%]	
	im Einsatz	im Produkt
Alkane	42.7	20.5
Alkene	0.7	1.5
Cycloalkane	37.8	1.5
Aromaten	18.8	76.5
Oktanzahl	54.6	100

Tab. IV.9.5: Veränderung der Strukturgruppenverteilung im Benzin durch Reformieren; <Schmidt et al. 1981>

Isomerisieren

Beim Isomerisieren werden geradkettige Kohlenwasserstoffe durch Verschieben einer Seitengruppe in verzweigte oder aromatische umgewandelt. Die Reaktionswärmen von Isomerisierungsvorgängen sind allgemein sehr gering. Meist werden Platinkatalysatoren auf Trägermasse eingesetzt und die Temperaturen liegen niedriger als beim Reformieren.

Alkylieren

Unter Alkylieren in der Erdölraffinerie versteht man die Reaktion von i-Butan mit C₃-, C₄- oder C₅-Alkenen unter Einwirkung von Säuren als Katalysatoren zu grösseren verzweigten Molekülen von hoher Oktanzahl. Als Säuren werden Schwefelsäure (über 90%ig) oder Flusssäure (wasserfrei) verwendet. Als Produkt aus diesem Prozess liegt Alkylatbenzin vor, welches aufgrund seiner hohen Klopfestigkeit, des grossen Brennwertes, seines niedrigen Dampfdruckes und des günstigen Siedebereiches zu den Motorenkraftstoffen bester Qualität zählt. Es wird meist Otto- und Flugkraftstoffen zugemischt, um deren Oktanzahl zu verbessern.

Dampfspalten (Steamreforming)

Steamreforming bedeutet Aufspalten von Wasserdampf durch Reaktion mit leichten Kohlenwasserstoffen an Festbettkatalysatoren (Nickel). Hierbei entsteht ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Als Edukte können Kohlenwasserstoffe von Methan bis zu Benzin dienen. Der Wasserstoff wird zur Ammoniaksynthese, für den Hydrocracker und den Hydrotreater der Raffinerie oder für andere Hydrierungen der chemischen Industrie verwendet. Das Gemisch CO + H₂ kann für die Fischer-Tropsch-Synthese (Produktion von Kohlenwasserstoffen) oder zur Methanol-Herstellung verwendet werden.

Steamcracken (zu vorwiegend Ethylen)

Steamcracken bedeutet Cracken von Kohlenwasserstoffen bei hohen Temperaturen, mit erheblichem Dampfzusatz ohne Katalysator. Aus schwereren Kohlenwasserstoffen entstehen leichtere Produkte, vorwiegend Ethylen. Die Palette der Edukte reicht von Ethan über Naphta bis zu Vakuum-Gasöl (Waxy-Destillat). Bei Temperaturen von 800 bis 950 °C und kurzen Verweilzeiten von 1 s bis 0.03 s bilden sich Crackgase und je nach Art des Eduktes auch Pyrolysebenzin und Rückstandsbenzin in unterschiedlichen Mengen. Das Gas besteht vorwiegend aus Ethylen und enthält ausserdem Propen, Buten, Butadien, Methan und Wasserstoff. Im flüssigen Pyrolysebenzin sind die Aromaten Benzol, Toluol, Xylol sowie Alkane, Cycloalkane und Alkene enthalten.

Die verschiedenen Stoffe im Crackgas werden durch Destillation voneinander getrennt, das Pyrolysebenzin fliesst teilweise in den Destillationskreislauf zurück und zum anderen Teil wird es hydriert und als Crackbenzin zu Kraftstoff und Aromaten weiterverarbeitet. Vom Sumpfprodukt werden Ethan, Ethylen sowie die C₃- und C₄-Kohlenwasserstoffe abgetrennt.

In <Barlow 1991> sind die spezifischen Energieverbräuche für einzelnen Schritte in einem vereinfachten Raffinerie-Prozessschema angegeben, wobei sie nur als grobe Richtgrössen verstanden werden dürfen (siehe Fig. IV.9.2). Es zeigt sich, dass vor allem die leichten Produkte einen gegenüber den Mitteldestillaten erhöhten Energiebedarf aufweisen. So ist der Energiebedarf für Motorenkraftstoffe (Destillation plus Cracker resp. Destillation plus Reformer) gemäss <Barlow 1991> zwischen 3 und 4 mal höher als derjenige für Heizöl (Destillation plus Entschwefelung). Eine Energie- und Stoffbilanz der Raffinerie "Raffoil" bestätigt diese Tendenz, wie in Kap. 9.5 "Energieaufwand" gezeigt wird.

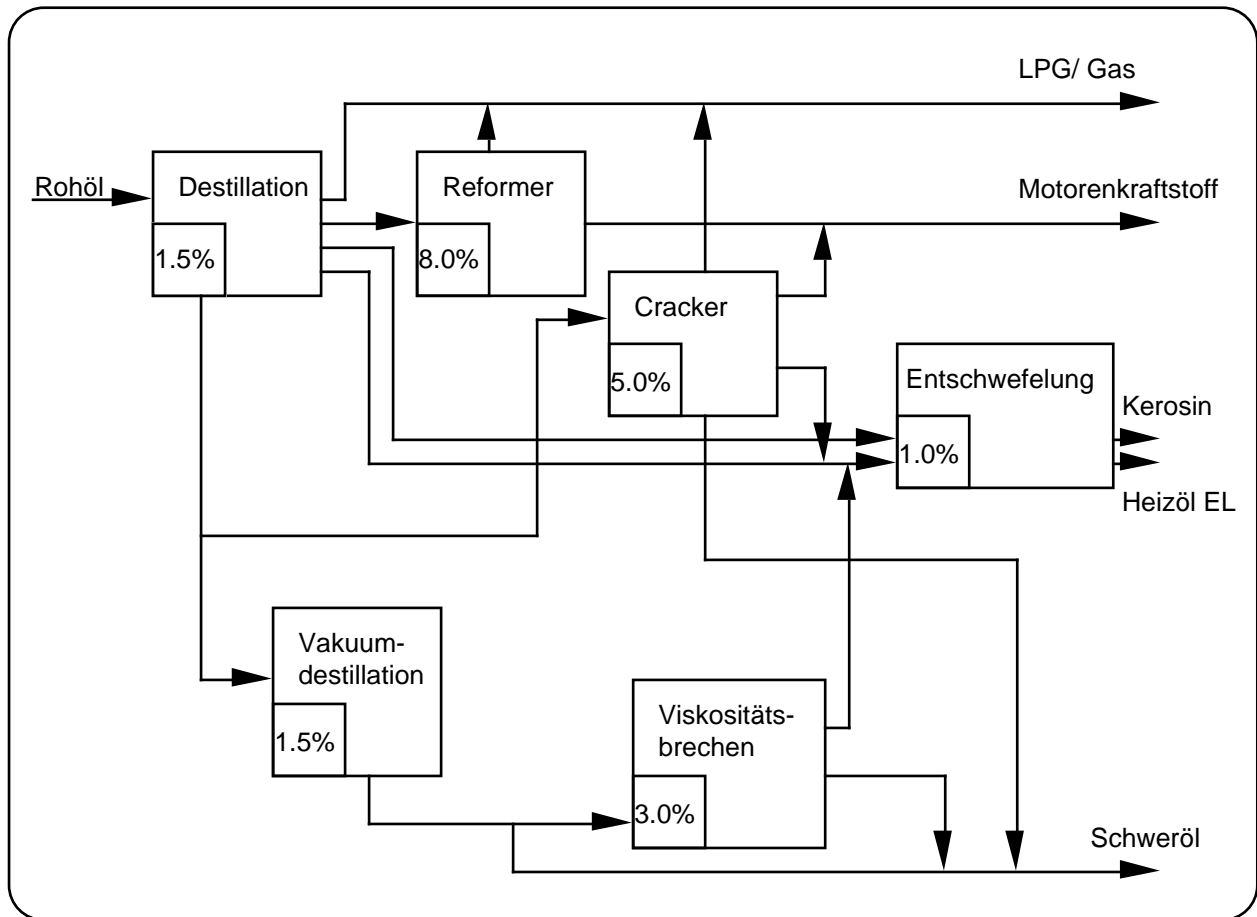


Fig. IV.9.2: Energiebedarf von Raffinerie-Teilprozessen in Prozenten des Teilprozess-Inputs; nach <Barlow 1991>

9.3 Halbfabrikate und Rohstoffe

9.3.1 Rohöl

Der spezifische Rohölbedarf eines Produktes errechnet sich aus dem Brennstoffbedarf einerseits und dem Bedarf an zugemischten Additiven andererseits. Der Brennstoffbedarf wurde mithilfe der in Kap. 9.5 hergeleiteten Energiefaktoren ermittelt, der Bedarf an Additiven wird in den nachstehenden Abschnitten angegeben.

Produkt	Europa '94 [kg/t _{Produkt}]	Schweiz '94 [kg/t _{Produkt}]
Bitumen	1'040	1'030
Heizöl M/S	1'070	1'060
Heizöl EL/ Diesel	1'040	1'030
Heizöl ¹⁾	1'040	1'030
Heizöl EL 2000	1'100	1'090
Kerosin	1'040	1'030
Benzin unverbleit	1'060	1'040
Benzin verbleit / Naphtha ¹⁾	1'140	1'120
Propan/ Butan	1'100	1'090
Fuel Gas	1'070	1'060

Tab. IV.9.6: Produktspezifischer Rohölbedarf der Raffinerien für Europa und Schweiz '94, ¹⁾: für Petrochemie

9.3.2 Additive

Additiv Bitumen

Zur Erhöhung der Haft- und Emulgierfähigkeit des Bitumens wird ein Emulsifier in einer Dosierung von 1.5 kg/t_{Bitumen} zugegeben. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

Additive Heizöl EL

- Cold Flow Property Improver:

Es wird ein Ethylen-Vinylacetat Copolymer, gelöst in höhersiedender Benzinfraktion, in einer Konzentration von 400 ppm (Gewicht) verwendet <Raffoil 1991>. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

- Antifouling:

Das Antifouling-Additiv wird in Konzentrationen von 33 g/t_{Heizöl} eingesetzt <Raffoil 1991>. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

Additive Diesel-Treibstoff

- Cold Flow Property Improver:

Es wird ein Ethylen-Vinylacetat Copolymer, gelöst in höhersiedender Benzinfraktion, in einer Konzentration von 400 ppm (Gewicht) verwendet <Raffoil 1991>. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

- Cetane Improver:

Als Cetane Improver wird in den USA vermehrt Cyclohexanol-Nitrat resp. Amyl-Nitrat eingesetzt <Korte 1977>. Die Konzentrationen variieren zwischen 0.1 (Wert in diesem Projekt) und 1 %. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

Additive Kerosin

- Antioxidant:

Als Antioxidant wird ein Gemisch von Monomethyl und Dimethyl tertiär Butylphenol verwendet in Konzentrationen zwischen 19 und 26 ppm (Gewicht) <Scanraff 1991> resp. <Raffoil 1991>. Im folgenden wird für die Schweiz von 25 ppm und für Europa und GUS von 20 ppm ausgegangen. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

- Antistatika:

Als Antistatika kommen Mischungen von Chrom-Dialkyl-Salicylate, Calcium-Diethyl-Sulfonate und Alkyl-Methyl-Acrylat-Copolymere + Methyl-Vinyl-Pyridin (im Verhältnis 1:1:1) in Frage <Korte 1977>. Die Einsatzmenge beträgt 0.85 bis 1 ppm (Gewicht) <Raffoil 1991>, <Korte 1977>. Es sind keine näheren Angaben über die Zusammensetzung des Stoffes zugänglich. Er wird unter organische Chemikalien verbucht.

Additive Benzin

- Vereisungsverhinderer:

Als Frostschutzmittel werden Fettsäureester, Aminsalze, Alkohole oder Glykole eingesetzt. Sie sind in alkoholhaltigen Kraftstoffen nicht notwendig <Dabelstein et al. 1986b>. In Raffoil wird Dipropylenglykol im Benzin "Winterqualität" in Konzentrationen von 400 ppm (Gewicht) eingesetzt. Übers

Jahr betrachtet beträgt der Bedarf an Dipropylenglykol $210 \text{ g/t}_{\text{Benzin}}$ <Raffoil 1991>. Es wird als Propylenglykol verbucht.

- Klopfestigkeit, Methyl Tertiär-Butyl Ether (MTBE):

MTBE wird aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen in Konzentrationen von 7 bis 9 Gew.-% dem bleifreien Benzin zugemischt <Raffoil 1991>. In diesem Projekt wird davon ausgegangen, dass im bleifreien Benzin 8 Gew.-% MTBE eingesetzt wird. Dem verbleiten Benzin wurden 7 Gew.-% MTBE beigegeben. Die Herstellung ist in Kap. IV.13.3 bilanziert.

- Klopfestigkeit, Tetraethyl Blei (TEL):

Der Maximalgehalt an Blei im verbleiten Motorenbenzin beträgt 0.15 g/l , derjenige des unverbleiten 0.013 g/l . Der Bleigehalt im Flugbenzin darf max. 0.56 g/l betragen <LRV 1992>. In der Raffinerie Raffoil wurden 1990 $0.48 \text{ kg TEL/t}_{\text{Super}}$ eingesetzt, was einem Bleigehalt von 0.143 g/l entspricht. Dem bleifreien Benzin werden rund 3 mg/l resp. $11 \text{ g/t}_{\text{bleifrei}}$ beigegeben <Raffoil 1991>. Die Herstellung ist in Kap. IV.13.3 bilanziert.

- Reinigungszusätze:

Zur Sauberhaltung des Vergasers, des Einlasssystems und des Brennraumes werden Polymer-Amine mit Trägeröl eingesetzt <Dabelstein et al. 1986b>.

- Verbrennungsverbesserer:

Zur Verhinderung der Zündkerzenverschmutzung kommen organische Phosphorverbindungen zum Einsatz <Dabelstein et al. 1986b>.

- Antioxidantien:

Als Oxidationsinhibitoren und Metalldeaktivatoren werden Alkylphenole, Amine und Phenylen-diamine eingesetzt <Dabelstein et al. 1986b>.

Additiv LPG

- Odorierung:

Aus Sicherheitsgründen werden Flüssiggase mit Methyl-Mercaptan in Dosierungen von 15 ppm (Gewicht) odoriert <Raffoil 1991>. Der Schwefelgehalt beträgt somit 10 ppm.

Transporte

Die Transporte der Halbfabrikate und Rohstoffe werden vernachlässigt, da Mengen und Distanzen um Grössenordnungen unterhalb derjenigen des Ausgangsproduktes (Rohöl) liegen. Die Transporte des Rohöls und des mengenmässig bedeutenden Additivs MTBE werden in separaten Modulen erfasst. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Ausgangsprodukte des MTBE denselben Weg nehmen, wie die Basisprodukte für Benzin.

9.4 Materialeinsatz und Bauaufwand für Infrastruktur

9.4.1 Materialeinsatz

Der Materialbedarf der Infrastruktur lässt sich grob in Prozess- und Lagerungsinfrastruktur unterteilen. Eine atmosphärische Destillierkolonne mit einer Kapazität von $110'000 \text{ bbl/d}$ wiegt rund 210 t, davon entfallen 40 % auf die Einbauten. Während es sich bei der Aussenverkleidung um unlegierten Kesselbaustahl handelt, kommt bei den Einbauten vorwiegend hochlegierter Stahl zum Einsatz. Weiter werden rund 3 t Mineralwolle als Isolation und 100 t Beton als Feuerschutz eingesetzt <Sulzer 1992b>. Die Lebensdauer beträgt 30 Jahre.

Eine Vakuum-Destillierkolonne weist einen um 20 % höheren Materialaufwand auf und insgesamt kann der Stahlaufwand für Prozesse auf das Fünfzig- bis Hundertfache einer Destillierkolonne ge-

geschätzt werden <Sulzer 1992b>. Für dieses Projekt wird mit folgenden Materialaufwendungen gerechnet:

	Destillation [t]	Faktor [-] ¹⁾	Raffinerie [t]	Raffinerie [g/t _{Produkt}]
Stahl unlegiert	130	160	20'800	175
Stahl hochlegiert	80	20	1'600	15
Mineralwolle	3	50	150	1
Beton	100	50	5'000	40
Total	310	80	27'600	230

Tab. IV.9.7: Materialbedarf für eine Raffinerie mit einer Jahreskapazität von 5 Mio. t, Lebensdauer 30 Jahre, Auslastung: 80 %, ¹⁾: Schätzung

Ein Vergleich mit den groben Daten in <Infras 1981> zeigt eine relativ gute Übereinstimmung des Stahlbedarfs. Bezogen auf den Stahlbedarf gibt <Gemis 1989> einen Zementbedarf (wohl als Beton zu verstehen) von rund 30 % und einen Kunststoffbedarf von 1% an. Die Angabe in <Jensch 1988> ist zu summarisch und gibt eine Spannweite von 1 bis 50 Tonnen Material pro MW Raffineriekapazität an.

Für dieses Projekt wird der Stahlbedarf aus <Gemis 1992> übernommen und die restlichen Materialien gemäss Tab. IV.9.7 festgelegt.

	A [g/t _{Produkt}]	B [g/t _{Produkt}]	C [g/t _{Produkt}]
Stahl unlegiert	175	180 ¹⁾	175
Stahl hochlegiert	15	-	15
Mineralwolle	1	kA	1
Beton	40	50 ²⁾	40
Kunststoffe	kA	2 ²⁾	2
Total	230	230	230

Tab. IV.9.8: Spez. Materialvektoren für Raffinerien, ¹⁾: inkl. hochlegierte Stähle, <Infras 1981>, ²⁾: Anteil bezüglich Stahlbedarf gemäss <Gemis 1989>, A: Errechnet auf der Basis der Informationen von <Sulzer 1992b>, B: <Infras 1981> ergänzt um <Gemis 1989>, C: Dieses Projekt

Die entsprechenden Mengen fallen mit Ausnahme des Stahls, der dem Schrotthandel zugeführt wird, als zu deponierender Abfall an.

9.4.2 Bauaufwand

Betreffend Bauaufwand sind lediglich die zur Fertigung von Destillierkolonnen benötigten Energien und Betriebsstoffe bekannt <Sulzer 1993>. Mittels Extrapolation wird auf den gesamten, die Verfahrenstechnik betreffenden Energie- und Stoffeinsatz geschlossen.

Es zeigt sich, dass z.B. der Elektrizitätsbedarf gegenüber dem spezifischen Betriebsstrombedarf vernachlässigbar klein ist. Wird angenommen, dass 1/3 des gesamten Primärenergiebedarfs (Materialien und Bauaufwand) für den Bau benötigt wird, so resultiert ein Primärenergiebedarf in derselben Grösßenordnung (rund 3 MJ/t_{Produkt}). Aufgrund der unbedeutenden Energiemengen werden lediglich der Bedarf an Schweißzusätzen (als cadmiumfreies Hartlot) und jener an Chemikalien/Säuren (als Schwefelsäure) weiterverwendet.

	Einheit	Destillierkolonnen	Faktor ¹⁾	Total Raffinerie
Elektrizität	TJ/t _{Produkt}	5.98E-08	10	6E-07
Heizöl EL	TJ/t _{Produkt}	1.37E-08	50	7E-07
Wasser	m ³ /t _{Produkt}	1.45E-04	50	7E-03
Chemikalien/ Säuren ²⁾	kg/t _{Produkt}	1.65E-04	50	8E-03
Schweisszusätze ³⁾	kg/t _{Produkt}	1.42E-04	50	7E-03

Tab. IV.9.9: Bauaufwand für Destillierkolonnen inkl. Einbauten für eine Raffinerie mit 5 Mio. t Jahreskapazität, Auslastung 80 %, Lebensdauer 30 Jahre, ¹⁾: Annahmen, ²⁾: als cadmiumfreies Hartlot verbucht, ³⁾: als Schwefelsäure verbucht

9.4.3 Transporte

Die Transporte der Baumaterialien werden vernachlässigt, da Mengen und Distanzen um Größenordnungen unterhalb derjenigen der Ausgangsprodukte (Rohöl und Additive) liegen.

9.5 Energieaufwand

9.5.1 Thermische Energie, westliche Welt

Raffinerien erzeugen die erforderliche Prozessenergie mit Schweröl und/ oder Erdölgas der eigenen Produktion. Der Eigenverbrauch der Anlagen schwankt zwischen 2 - 10% des Inputs. <WEC 1988> zitiert <Suess 1985> resp. indirekt <Sittig 1978>, der folgende Unterteilung der Raffinerien vorgenommen hat:

Raffinerietyp	Prozesse	Energiebedarf [% des Inputs]
einfach	Destillation/ Behandlung	2 - 4
mittel	Destillation/ Behandlung/ Konversion	4 - 6
komplex	Destillation/ Behandlung/ Konversion spezielle Produkte	6 - 10

Tab. IV.9.10: Energiebedarf verschiedener Raffinerietypen nach <Sittig 1978>

In <Fabri et al. 1991> werden folgende Unterscheidungen gemacht:

Raffinerietyp	Prozesse	Energie [%] ¹⁾	Produktausbeute [%] ¹⁾
semi-komplex	Destillation/ Thermisches Cracking	5.5	LPG/ Benzin: 21.0 - 23.5 Mitteldestillate: 45.5 - 43.0 Rückstandsöle: 28.0
komplex	Destillation/ Vakuumdestillation/ Hydro- und Katalytisches Cracking/ Visbreaker	7	LPG/ Benzin: 24.0 - 35.0 Mitteldestillate: 40.0 - 31.0 Rückstandsöle: 27.0
komplex und "no fuel"	dito	9	LPG/ Benzin: 31.0 - 50.0 Mitteldestillate: 54.0 - 36.0

Tab. IV.9.11: Energiebedarf verschiedener Raffinerietypen nach <Fabri et al. 1991>, ¹⁾: bezüglich Output

Der Energiebedarf einer Raffinerie ist sehr stark von der Komplexität der Anlage und der Produktstruktur abhängig. Durch die vermehrte Nachfrage nach leichten Produkten und den Rückgang bei den schweren Heizölen müssen die Erdöle, die immer einen Rückstandsanteil zwischen 30 und 50% aufweisen, vermehrt hydriert und gecrackt werden.

<Shell 1990> gibt für europäische Anlagen einen Durchschnittswert von 6 Gew.-% des Outputs (ca. 5.7 Gew.-% bezogen auf den Input) an. In <Concawe 1994> sind die Resultate einer Umfrage bei 84 westeuropäischen Raffinerien publiziert. Bei einer raffinierten Erdölmenge von 466 Mio. t (1992) und einer Produkteausbeute von 447 Mio. t (siehe Tab. IV.9.14) wurden rund 11 Mio. t Schweröl ($H_U = 40.0$ MJ/kg) und 19 Mio. t Raffineriegas ($H_U = 49.4$ MJ/kg) verfeuert. Daraus resultiert ein Eigenbedarf von 6.4 Gew.-% (93.0 %). Raffoil liegt mit 4.0 Gew.-% (95.4 %) unter dem Schnitt und <Tillman 1991> gibt 3.6 Gew.-% (95.5 %) als Eigenverbrauch bezogen auf die durchgesetzte Menge an. Die Werte in Klammern geben den thermischen Wirkungsgrad der Raffinerie in TJ/TJ_{Input} an. Die spanischen Raffinerien benötigen zwischen 0.6 und 5.2 GJ/ t_{Input} mit einem Durchschnittswert von 2.6 GJ/ t_{Input} <Ortiz et al. 1989>. Dies entspricht einem thermischen Wirkungsgrad von 93.9 % (87.8 - 98.6 %).

Die Raffinerie du Sud-Ouest SA in Collombey verfeuerte 1994 89'500 t Raffineriegas (S-Gehalt: 0.1 Gew.-%) und 23'800 Schweröl (S-Gehalt: 0.52 Gew.-%, <RSO 1996>). Ein Teil des erzeugten Stroms (entsprechend 32 Gew.-% der eingesetzten Energieträger) wurde ins öffentliche Stromnetz der Société Romande d'Electricité (SRE) eingespeist. Der Energieträgereinsatz der Raffinerie wurde dementsprechend korrigiert, wobei zur Stromerzeugung ein Wirkungsgrad von 33 % angenommen wurde.

Quelle	Stromerzeugung [MWh]	Endenergie [TJ_{th}]	Endenergie [%]
Dampf		1'267	63
Strom/Brennst.	98'700	1'077	
- Verkauf	31'700	346	
- Eigenbedarf	67'000	731	37
Total RSO		1'998 ¹⁾	100

Tab. IV.9.12: Dampf- und Stromerzeugung in der Raffinerie du Sud-Ouest SA, <RSO 1996>, 1): Energieeinsatz Dampfkessel 1994: 15'700 t Schweröl, 21'600 t Raffineriegas <RSO 1996>

Knapp zwei Drittel der in den Dampfkesseln eingesetzten Energie wird in Collombey selbst benötigt, die restlichen knapp 32 TWh werden ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Insgesamt werden somit für den Betrieb der Raffinerie rund 20'100 t Schweröl und 84'800 t Raffineriegas benötigt.

Quelle	Schweröl (S=0.52%) [t]	Raffineriegas (S=0.1%) [t]
Ofenanlagen	4'400	63'200
Dampfkessel	15'700	21'600
Stromexport	3'700	4'700
Total	23'800	89'500

Tab. IV.9.13: Energieträgerbedarf der Raffinerie du Sud-Ouest SA, <RSO 1996>

Dies entspricht einem thermischen Wirkungsgrad der Raffinerie von 93.0 % resp. einem Gewichtsanteil von 6.3 %. Im weiteren wurden 1991 108.5 t Raffineriegase abgefackelt. Für 1994 konnten diesbezüglich keine spezifischen Daten in Erfahrung gebracht werden.

9.5.2 Thermische Energie, GUS

Im Jahre 1993 wurden in der GUS 300.8 Mio toe raffiniert. Da daneben aber keine weiteren spezifischen Daten für 1993 erhältlich waren, wird im folgenden mit den Werten von 1989 gearbeitet. Im Jahre 1989 wurden in der Sowjetunion 463.7 Mio. toe raffiniert. Zur Herstellung von 445.2 Mio. toe Petroleum-Produkten wurde neben 1.4 Mio. toe Gas, 7 Mio. toe Elektrizität und 32 Mio. toe Wärme benötigt <IEA/OECD 1991b>. Die Produktpalette entspricht etwa der Destillationsausbeute eines

mittelschweren Rohöls. In einigen Anlagen werden bis zu 40 % Schweröl produziert <Gorst 1991>. Auch muss die ehem. UdSSR leichtere Produkte wie Fahrbenzin in beachtlichen Mengen importieren. Ausgehend von einem Ausstoss-Anteil der Raffinerien an Fahrbenzin von 20 Gew.-% - dort werden die mengenmässig relevanten Additive (MTBE, TEL, insgesamt etwa 10 Gew.-% der Benzin-Produkte) eingesetzt - kann der Energiebedarf der Raffinerien berechnet werden. Unter der Annahme eines Wärmeerzeugungs-Wirkungsgrads von 85%, beträgt der Wirkungsgrad russischer Raffinerien für die thermische Energie (ohne Elektrizität) rund 87.5% <IEA/OECD 1991b>. Als Energieträger bei der Wärmeerzeugung wird angenommen, dass 1/3 mit Schweröl und 2/3 mit Raffineriegas bereitgestellt wird.

9.5.3 Strom

Der Strombedarf der Raffinerien für Pumpen etc. ist beträchtlich. In manchen Raffinerien wird er durch Wärmekraft-Kopplungseinheiten selbst erzeugt. Betreffend Stromverbrauch zitiert <Gemis 1989> die Fichtner/FTA-Studie <Maier 1986>, welche von einem Stromverbrauch der Grössenordnung von 0.5% ($0.21 \text{ GJ/t}_{\text{Produkt}}$) des Raffinerie-Outputs ausgeht. Für Raffoil konnte ein Strombedarf in ähnlicher Grössenordnung ermittelt werden ($0.12 \text{ GJ/t}_{\text{Produkt}}$) <Raffoil 1991>. Die Raffinerie du Sud-Ouest <RSO 1996> erzeugte 1994 98'700 MWh Elektrizität, wovon knapp 68 % für den Eigenbedarf. Der spezifische Strombedarf beträgt damit $0.135 \text{ GJ/t}_{\text{Produkt}}$. Da es sich um Eigenerzeugung handelt, wird der damit zusammenhängende Energiebedarf bei den mit Raffineriegas und Schweröl betriebenen Feuerungen bilanziert.

Für alle OECD-Länder zusammen wurden 1991 bei einer verarbeiteten Rohölmenge von 551 Mio. t (plus 76 Mio. t Additive und Feedstock) rund 23.1 TWh Elektrizität benötigt <IEA/OECD 1993a>. Bei einem Eigenverbrauch von 6 % resultiert ein spezifischer Elektrizitätsbedarf von $0.14 \text{ GJ/t}_{\text{Produkt}}$. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass 1/3 der westeuropäischen Raffinerien ihren Elektrizitätsbedarf mit Eigenerzeugung decken. Der Elektrizitätsbedarf sowjetischer Raffinerien beträgt rund $0.66 \text{ GJ/t}_{\text{Produkt}}$ (mit $H_U = 42.6 \text{ MJ/kg}$) <IEA/OECD 1991b>.

9.5.4 Spezifischer Energieträgerbedarf

Zusammenfassend lässt sich der Energiebedarf für die aus schweizerischer Sicht interessierenden Raffinerie-Standorte wie folgt in Form von Energieträgerflüssen darstellen:

Raffinerie-standort	Schweröl [t]	Raffineriegas [t]	Elektrizität [TJ]	Produktion [$\text{kt}_{\text{Produkt}}$]	Quelle
Raffoil	22'458	87'412	307.6	2'632	<Raffoil 1991>
RSO	20'100 ¹⁾	84'800 ¹⁾	0 ⁴⁾	1'790	<RSO 1996>
Europa	11'310'000	19'122'000	63'000 ³⁾	447'000 ²⁾	<Concawe 1994>
GUS	13'100'000	21'300'000	293'000	445'200	<IEA/OECD 1991b>

Tab. IV.9.14: Energieträgerbedarf der für die Schweiz relevanten Raffineriestandorte, ¹⁾: Anteil Brennstoffbedarf für Stromverkauf an Dritte abgezogen, ²⁾: Rohölinput: 466 Mio. t, Energiebedarf: 30 Mio. t, Zukauf Additive: 11 t (Schätzung: Anteil Kraftstoffe 29 % <Masseron 1991>, Anteil Additive in Kraftstoffen 10 Gew.-%), Produkte: 447 Mio. t, ³⁾: spez. Bedarf 0.14 GJ/t , Herleitung siehe Text, ⁴⁾: 100 % Eigenerzeugung

Daraus resultieren folgende spezifischen Energiebedarfe:

Raffinerie-standort	Schweröl [$\text{kg/t}_{\text{Produkt}}$]	Raffineriegas [$\text{kg/t}_{\text{Produkt}}$]	Elektrizität [$\text{GJ/t}_{\text{Produkt}}$]
Raffoil	8.5	33.2	0.117
RSO	11.2	47.4	0 ¹⁾
Europa	25.3	42.8	0.14
GUS	29.4	47.8	0.658

Tab. IV.9.15: Spezifischer Energieträgerbedarf der für die Schweiz relevanten Raffineriestandorte, ¹⁾: Eigenerzeugung

Die in Tabelle IV.9.15 aufgelisteten Energieverbrauchsdaten decken sich in ihrer Tendenz mit denjenigen in <Fabri et al. 1991> (Benzin: 3.0 GJ/t_{Output}; Diesel: 1.3 GJ/t_{Output}).

9.5.5 Energie- und Elektrizitätsfaktoren

Raffinerien haben die Funktion, Rohöl in verschiedene Fraktionen aufzuteilen, um so Produkte mit bestimmten Eigenschaften zu erhalten. Die Produktpalette der Koppelprodukte reicht somit vom Raffineriegas bis zu schweren Rückständen, Petrolkoks und Bitumen. Insbesondere zur Herstellung von Bitumen werden dafür geeignete Rohölqualitäten gezielt eingekauft. Im folgenden werden deshalb alle Erdölprodukte ihren Anteil an den durch den Raffineriebetrieb verursachten Stoff- und Energieströmen übernehmen.

Einzig der Schwefel wird als Nebenprodukt betrachtet. Die Aufwendungen zur Gewinnung von Elementarschwefel (Claus-Anlage) und deren Emissionen werden in diesem Projekt nicht der Raffinerie, sondern dem Schwefel-Abnehmer belastet.

Dort wo es möglich ist, werden verursacherorientierte Zuweisungen vorgenommen. Die Allokation erfolgt jeweils nach Massenprozenten, da eine ökonomische Wertung der Zwischenprodukte nicht möglich ist und eine Zuordnung nach Heizwert keine wesentlich anderen Resultate ergeben würde (Schwankung des Heizwertes zwischen 40 und 50 MJ/kg).

Die vermehrte Nachfrage nach leichtem Heizöl und Kraftstoffen lässt den Energieverbrauch der Raffinerien steigen. Es werden Reforming-, Cracking- und Entschwefelungsprozesse benötigt, um dem Rohöl einen höheren Anteil an leichteren Kohlenwasserstoffen abzugewinnen ("Whitening of the barrel"; <Barlow 1991>, <Fabri et al. 1991>) und die atmosphärische Umweltbelastung zu senken (SO₂). Somit ist es sinnvoll, einen der Produktionsweise der verschiedenen Raffinerieprodukte entsprechenden Energiebedarf zu ermitteln und ihnen die dazugehörigen Emissionen zuzuweisen. Aufgrund der Energie- und Stoffflussanalyse der Raffinerie Raffoil <Raffoil 1991>, bei der keine ökonomische Wertung der in den Teilprozessen entstehenden Produkte vorgenommen worden ist, haben sich folgende Werte und damit folgende Verteilschlüssel für thermische und elektrische Energie ergeben:

Produkt	Energiebedarf [MJ/kg _{Output}]	Energiefaktor [-]	Elektrizitätsbedarf [MJ _e /kg _{Output}]	Elektrizitätsfakt or [-]
Bitumen	1.2	0.62	0.12	1.11
Heizöl M/S	1.7	0.86	0.10	0.90
Heizöl EL/ Diesel	1.0	0.52	0.08	0.70
Heizöl Petro ¹⁾	1.0	0.52	0.08	0.70
Kerosin	1.1	0.56	0.07	0.60
Benzin	3.8	1.94	0.18	1.59
Naphtha ¹⁾	3.8	1.94	0.18	1.59
Propan/ Butan	3.0	1.56	0.16	1.41
Fuel Gas	2.1	1.10	0.11	0.95
Raffinerie	1.9	1.0	0.11	1.0

Tab. IV.9.16: Spezifischer Energiebedarf für Raffinerieprodukte der Raffoil 1990 und daraus abgeleitete Energiefaktoren. Der Energiefaktor beschreibt das Verhältnis von Energiebedarf Produkt zu Energiebedarf Raffinerie. ¹⁾ für Petrochemie

Diese Vorgehensweise widerspiegelt die in der Erdölindustrie gängige Sichtweise, dass alle Produkte einer Raffinerie gleichwertig sind und insbesondere auch Schweröl ein vollwertiges Produkt darstellt. Dem Schweröl werden im übrigen für die Zukunft dank verbesserter Verbrennungstechniken neue Absatzmärkte vorausgesagt <Hofmann 1993>.

Es zeigt sich deutlich, dass durch die energieintensiven Veredelungsprozesse die dabei beteiligten Produkte einen höheren Prozessenergiebedarf zugeteilt erhalten. Durch die Allokation des Energiebedarfes aufgrund der Massenanteile der an einem Prozess beteiligten produktspezifischen Stoffströme

lässt sich der gegenüber Heizöl EL 30 bis 60 % höhere Energiebedarf für Heizöl M/S erklären.

Um auch bei europäischen Raffinerien dem unterschiedlichen Energiebedarf der Produkte Rechnung tragen zu können, wurde ein Energiefaktor definiert als Verhältnis zwischen Energiebedarf des Produktes zu Energiebedarf der gesamten Raffinerie. Die Faktoren werden aufgrund unterschiedlicher Komplexität der Raffinerien auf halbe Punkte gerundet. Dadurch ergeben sich folgende, in diesem Projekt verwendete Energie- und Elektrizitätsfaktoren.

Produkt	Energiefaktor ¹⁾ [-]	Elektrizitätsfakt or [-]
Bitumen	0.5	1.0
Heizöl M/S	1.0	1.0
Heizöl EL/ Diesel	0.5	0.5
Kerosin	0.5	0.5
Benzin	2.0	1.5
Propan/ Butan	1.5	1.5
Fuel Gas	1.0	1.0
Raffinerie	1.0	1.0

Tab. IV.9.17: Energie- und Elektrizitätsfaktoren für alle Raffinerien dieses Projektes, ¹⁾: nur thermische Energie

Durch die obenstehenden Faktoren wird es möglich, die energiebedingten Luftschadstoffemissionen den Produkten verursachergerecht zuzuordnen.

Zu beachten ist ferner, dass der Energiebedarf und die zugehörigen Emissionen zur Herstellung des Fuel Gas den anderen Produkten angelastet werden muss. Dies hat z.B. folgende Konsequenzen für den Energiebedarf für Benzin:

	Energiebedarf [MJ/kg _{Output}]
Fuel Gas ($H_U = 51.8$ MJ/kg)	2.2
Benzin ohne Precombustion Fuel Gas	4.1
Benzin mit Precombustion Fuel Gas	4.3

Tab. IV.9.18: Spezifischer Energiebedarf für Fuel Gas (Raffinerie-Brennstoff) und Benzin mit und ohne Energiebedarf für Precombustion des Fuel Gas.

Zu beachten ist ebenfalls der Trend des zunehmenden Verbrauchs an leichten Produkten. In den USA betrug der Anteil an Benzin und Flüssiggas bereits heute 1991 mehr als 50 % <IEA/OECD 1993a>. Dementsprechend sind die US-amerikanischen Raffinerien auf leichtere Produkte ausgelegt.

Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung sollen diese Verhältnisse näher betrachtet werden.

Aufgrund detaillierter Angaben und darauf aufbauender Berechnungen gelangt <DeLuchi 1991> zu dem Ergebnis, dass Benzin gegenüber Rückstandsöl rund das Zwei- bis Dreifache an Energie benötigt. Es zeigt sich im weiteren, dass die Raffinerien insgesamt energieintensiver sind als die westeuropäischen, indem zwar der spezifische Bedarf für Benzin und Rückstandsöl etwa gleich hoch, der Energiebedarf für Mitteldestillate aber um einen Faktor drei höher ist.

Werden die Energieverbrauchs- und Produktionszahlen der Raffinerien in den USA aus dem Jahre 1991 beigezogen (rund 3 Mia. GJ_{th} bei 671 Mio. t Produkten, <IEA/OECD 1993a>), so zeigt sich eine gute Übereinstimmung mit den in Tab. IV.9.19 aufgeführten Werten für den spezifischen thermischen Energieverbrauch (rund 4.5 GJ_{th}/t_{Produkt}).

Produkt	Anteil [%] ²⁾	[TJ _{th} /TJ _{Prod}]	[GJ _{th} /t _{Prod}]	Energiefaktor [-] ¹⁾	[TJ _{th} /TJ _{Prod}]	[GJ _{th} /t _{Prod}]	Energiefaktor [-] ¹⁾
Benzin	53	0.13	5.56	1.3	0.132	5.65	1.3
Destillate	33	0.068	2.91	0.7	0.073	3.12	0.7
Rückstandsöl	14	0.064	2.56	0.6	0.05	2.0	0.5
Raffinerie	100	-	4.3	1	-	4.3	1

Tab. IV.9.19: Spezifischer Energie- und Elektrizitätsbedarf nach verschiedenen Allokationsfaktoren in <DeLuchi 1991>, ¹⁾: Energiefaktor bezogen auf den durchschnittlichen Raffinerie-Energiebedarf, ²⁾: Anteil der Produkte des Raffinerie-Outputs 1991 in den USA <IEA/OECD 1993a>

Mit den in Tab. IV.9.20 aufgeführten Energiefaktoren sollen die Auswirkungen eines zukünftigen, weitergehenden "Whitening of the Barrel" anhand des Beispiels Heizöl EL abgeschätzt und durchgerechnet werden.

Produkt	Energiefaktor [-]
Benzin	2.5
Destillate	1.5
Rückstandsöl	1
Raffinerie	2 ¹⁾

Tab. IV.9.20: Energiefaktoren (thermisch und elektrisch) für die Sensitivitätsbetrachtung, ¹⁾: bezogen auf den Energiebedarf aus Tab. IV.9.15

9.5.6 Rohöl zur Fackel

Insgesamt können die 1989 in den europäischen Raffinerien über die Fackel verlorenen Raffineriegase auf rund 15 Mio. t geschätzt werden. Um die über die Fackel verbrannte Gasfracht zu bestimmen, wurden die über die Fackel emittierten SO₂-Frachten aus <Concawe 1994> resp. <Concawe 1991> verwendet und ein Gas mit einem gegenüber Raffineriegas zehnmal höheren Schwefel-Gehalt (Wirkungsgrad Entschwefelung 90 %) angenommen. Dadurch resultiert ein spezifischer Verlust von 2.7 kg/t_{Produkt} für 1992, 3.5 kg/t_{Produkt} für 1989 und von 2.1 kg/t_{Produkt} für 1985 <Concawe 1986d>. <Raffoil 1991> gibt einen Fackelverlust von rund 3 kg/t_{Produkt} an. Der in <Scanraff 1991> angegebene Fackelverlust beträgt rund 1 kg/t_{Produkt}. <Shell 1990> gibt für ihre Raffinerien einen allgemeinen Verlust von 5 kg/t_{Produkt} an, wobei davon ausgegangen werden kann, dass es sich zum überwiegenden Teil um Fackelverluste handelt. Der Wert von <RSO 1992> liegt sehr tief und kann nur mit dem unregelmässigen Betrieb der Anlage erklärt werden. Es wird stellvertretend für die CH der Wert von <Raffoil 1991> verwendet. Für Europa wird ebenfalls mit 3 kg/t_{Produkt} gerechnet - während für die GUS mit 5 kg/t_{Produkt} gerechnet wird.

	Raffineriegas [kg/t _{Produkt}]	Region	Raffineriegas [kg/t _{Produkt}]
<Raffoil 1991>	3	Raffoil & RSO	3
<Scanraff 1991>	5	Europa	3
<Statoil 1992a>	5.5	GUS	5
<RSO 1992>	0.07		
Europa 1985	2.1		
Europa 1989	3.5		
Europa 1992	2.7		
<Shell 1990>	5		

Tab. IV.9.21: Verluste über Fackel in Raffinerien

Die Fackelverluste sind im Vergleich zum Bedarf an Brennstoffen für die Feuerungen gering. Die

Emissionen werden, mit Ausnahme von SO₂, VOC und CO₂, die als Prozessemissionen erfasst werden, nicht berücksichtigt.

9.6 Betriebsstoffe

Über Betriebsstoffe sind nur spärliche Informationen vorhanden. Als Quelle diente vorwiegend <Raffoil 1991>. Die Angaben werden mit Ausnahme des Wasserbedarfs als Default-Wert für alle Raffineriestandorte verwendet.

9.6.1 Wasser

Gemäss <Shell 1990> beträgt der Wasserbedarf für Kühlung 6 m³/t_{Output} und für Prozesswasser 0.3 m³/t_{Output}. Die der Abwasserreinigung zufließende Wassermenge wird in <Concawe 1984> mit 5.4 m³/t_{Input} resp. (bei einem Raffineriewirkungsgrad von 93.6 % <Concawe 1991>) 5.8 m³/t_{Output} <Concawe 1984> angegeben. 1987 betrug die spezifische Wassermenge noch 3.9 m³/t_{Input} resp. 4.1 m³/t_{Output} <Concawe 1989b>. Bei Raffoil seinerseits werden jährlich 731'000 t Abwasser gereinigt, was einem spezifischen Fluss von 0.28 m³/t_{Output} entspricht. Dazu kommen 20 m³/h oder 0.07 m³/t_{Output} Kühlwasserverluste. Der tiefe Wert von Raffoil ist in erster Linie eine Folge des geschlossenen Kühlwasserkreislaufes. Die Raffinerie du Sud-Ouest SA benötigt 0.12 m³/t_{Output} Trink- und 10.9 m³/t_{Output} Flusswasser <RSO 1992>. Für 1994 wird ein Verbrauch von 0.88 m³/t_{Output} Wasser angegeben <RSO 1996>, gemessen bei der anschliessenden Reinigung in der Kläranlage. Es wird sowohl das Prozess- als auch das Kühlwasser berücksichtigt (siehe auch Kap. 9.8 "Emissionen Wasser"). Eine grosse nordische Raffinerie benötigt 0.32 m³/t_{Output} Wasser für Prozesse und Kühlung <Scanraff 1991>.

	Wasserbedarf [m ³ /t _{Output}]	Region	Wasserbedarf [m ³ /t _{Output}]
<Concawe 1984>	5.8	Raffoil	0.28
<Concawe 1989b>	4.1	RSO	0.88
<Shell 1990>	0.3 (6.3) ¹⁾	Europa & GUS	4.1
<Scanraff 1991>	0.32		
<Raffoil 1991>	0.28		
<RSO 1992>	0.77 (11.0) ¹⁾		
<RSO 1996>	0.88 ²⁾		
<DGMK 1991b> A	0.12		
<DGMK 1991b> B	0.13		
<DGMK 1991b> C	0.23		

Tab. IV.9.22: Spezifischer Wasserbedarf für Raffinerien; ¹⁾: in Klammern inkl. Kühlwasser ; ²⁾: in Kläranlage gereinigte Menge 1994 (inkl. Regenwasser)

9.6.2 Chemikalien

Natronlauge

In der Raffinerie Raffoil wurden 1990 insgesamt rund 0.16 kg/t_{LPG} Natronlauge (gesättigt, Dichte 1.19 kg/l; rein, Dichte 1.75 kg/l) für die Propan-Wäsche (Entfernen von H₂S) verbraucht. Mit den Angaben in <Scanraff 1991> erhält man einen spezifischen Bedarf von gut 3 kg/t_{LPG}. Da bei <Scanraff 1991> nicht klar ist, zu welchen Zwecken die Natronlauge verwendet wird, und keine spezifischen Daten für 1994 erhoben werden konnten, wird der spezifische Bedarf von <Raffoil 1991> für alle Raffineriestandorte weiterverwendet.

Stickstoff

Raffoil verbrauchte im Jahr 1990 rund 0.11 l oder 90 g Flüssigstickstoff/t_{Produkt}.

Korrosionsinhibitoren

Für Kühl- und Prozesswasser in einer Raffinerie werden rund $5.5 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Korrosionsinhibitoren verwendet <Raffoil 1991>. Unter anderen werden Natriumtriphosphat (16 %) und ein sich in wässriger Lösung befindendes Additiv (38 %) folgender Zusammensetzung verwendet:

- organisches Polymer,
- Organo-Phosphate (p-Toluol-Sulfonsäure), 1.5 Gew.-%,
- Zinksalz (ZnCl_2), 20 Gew.-%

Um die Herstellungsaufwendungen zu berücksichtigen, werden die Korrosionsinhibitoren im folgenden unter organischen Chemikalien verbucht.

Flokkulantien

Für die Abwasserreinigung werden rund $50 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Flokkulantien verwendet <Raffoil 1991>. Dabei handelt es sich um Eisenchlorid (FeCl_3) oder Eisensulfat. Es wird Eisensulfat bilanziert.

Biozide

Bei der Kühlwasseraufbereitung werden rund $1 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Biozide verwendet <Raffoil 1991>. Dabei handelt es sich um Javellewasser (NaClO). Es wird als NaCl verbucht.

Demulgatoren

Bei der Rohölentsalzung werden rund $6 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Demulgatoren verwendet <Raffoil 1991>. Da keine Angaben über die Substanz vorliegen, wird angenommen, dass es sich um einen Polyglykolester handelt <Hudgins 1991>. Er wird als Propylenglykol verbucht.

pH-Kontrolle

Zur pH-Kontrolle werden rund $2 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Ammonium verwendet <Raffoil 1991>. Es wird als Ammoniak verbucht.

Sauerstoff-Scavenger

Es werden rund $1 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Sauerstoff-Scavenger verwendet <Raffoil 1991>. Um die Herstellungsaufwendungen zu berücksichtigen, werden sie im folgenden unter organischen Chemikalien verbucht.

Wasseraufbereitung

Bei der Wasseraufbereitung werden rund $40 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Kalk (Ca(OH)_2) verwendet <Raffoil 1991>.

Salz

Bei der Regeneration des Ionentauschers der Wasseraufbereitung werden rund $50 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ Salz (NaCl) verwendet <Raffoil 1991>.

9.6.3 Katalysatoren

Die Raffinerie Raffoil benötigt 11.6 g Katalysatoren pro t Produkt <Raffoil 1991>. Aus <Concawe 1989a> lässt sich ein spezifischer Bedarf von $69 \text{ g/t}_{\text{Produkt}}$ ermitteln. Der Unterschied liegt im hohen Bedarf an Katalysatoren für den Catalytic Cracker, der auf europäischer Ebene rund $2/3$ der gesamten

Katalysatormenge ausmacht. Die Raffinerie "Raffoil" ist jedoch mit einem thermischen Cracker ausgerüstet. <Shell 1990> gibt 30 g/t_{Produkt} an. Für die Raffinerie "RSO" wird der Wert von Raffoil verwendet, und für GUS, unter der Annahme einer wenig verbreiteten Catalytic-Cracker-Technologie, derjenige von <Shell 1990>.

Quelle	Katalysatoren [g/t _{Output}]	Raffineriestandort	Katalysatoren [g/t _{Output}]
<Raffoil 1991>	11.6	Raffoil & RSO	11.6
<Shell 1990>	30	Europa	69
<Concawe 1989a>	69	GUS	30 ¹⁾

Tab. IV.9.23: Spezifischer Bedarf an Raffineriekatalysatoren und Werte für dieses Projekt, ¹⁾: Annahme: kleiner Anteil an Catalytic Cracker

Im Anhang werden Angaben über die stoffliche Zusammensetzung der einzelnen Katalysatoren gemacht. Mithilfe der Zusammensetzung und der Lebensdauer der Katalysatoren lässt sich ein Materialvektor errechnen, der für die schweizerischen Raffinerien zur Anwendung gelangt. Dabei wird berücksichtigt, dass 96 % der Metalle wiedergewonnen und als Rezyklate wieder eingesetzt werden <Raffoil 1991>. Für die europäischen und die GUS-Raffinerien werden die Daten der US-amerikanischen Erdölindustrie verwendet. Der spezifische Edelmetallbedarf der stellvertretend für die Schweiz untersuchten Raffinerie liegt insbesondere bei den Platinmetallen im selben Bereich. Eine Kontrollrechnung zeigt, dass der hochgerechnete Bedarf der Raffinerien an Metallen der Platingruppe bezogen auf den jeweiligen Weltbedarf rund 12 % für Platin, 10 % für Palladium und 1.5 % für Rhodium beträgt (Weltbedarf aus <Minerals 1991>). Der Rhenium-Bedarf der Reforming-Katalysatoren liegt bei rund 25 % des Welt-Rheniumverbrauchs 1989.

[Gew.-%]	Raffoil	Raffoil & RSO ¹⁾	Euro & GUS
Cobalt	0.28	1.21E-02	1.78E-03
Molybdän	6.72	2.93E-01	2.00E-03
Nickel	1.36	5.92E-02	kA
Palladium	0.00	0.00E+00	5.54E-03
Platin	0.06	2.58E-03	6.23E-03
Rhenium	0.09	4.06E-03	4.45E-03
Rhodium	0.00	0.00E+00	5.88E-05
Chlorid	0.21	9.23E-03	kA
Zeolith	91.28	99.6	99.98
Total	100	100	100

Tab. IV.9.24: Durchschnittliche prozentuale Anteile an Trägermaterialien und Metallen von Raffineriekatalysatoren <Raffoil 1991>, ¹⁾: bei Verwendung von 96 % rezyklierten Metallen, **Fett**: Werte für dieses Projekt

Aufgrund der Energie- und Stoffflussanalyse der Raffinerie "Raffoil" können den einzelnen Raffinerieprodukten mithilfe dimensionsloser Faktoren spezifische Metallverbräuche zugeordnet werden. Dabei wurde analog zum Energieverbrauch vorgegangen. Über die Herstellungsaufwendungen von Zeolith-Katalysatoren liegen Informationen eines schweizer Produzenten vor (siehe Anhang A).

Es zeigt sich, dass leichte Produkte wie Motorenbenzin und Propan/ Butan hohe spezifische Metall- und Trägermaterialbedarfe aufweisen. Betreffend Emissionen bei der Gewinnung von Metallen siehe Anhang A: "Basismaterialien".

	Bitumen	Heizöl S	Heizöl EL, Diesel	Kerosin	Benzin	Propan, Butan	Raffinerie gas	Total
Cobalt	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
Molybdän	0.0	0.0	0.4	1.8	2.0	2.0	2.0	1.0
Nickel	0.0	0.0	0.0	2.2	2.4	2.4	2.4	1.0
Palladium ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.8	0.9	1.0
Platin	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.8	0.9	1.0
Rhenium	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.2	1.2	1.0
Rhodium ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.8	0.9	1.0
Chlorid	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.2	1.2	1.0
Zeolith	0.0	1.1	0.4	0.7	2.1	1.3	1.4	1.0
Output [%]	5.2	15.3	38.3	8.5	24.5	5.0	3.2	100

Tab. IV.9.25: Faktoren zur Allokation der Metalle und Trägermaterialien von Raffineriekatalysatoren zu den Produkten
¹⁾: dieselben Faktoren wie für Platin angenommen

9.6.4 Transporte

Die Transporte der Betriebsstoffe werden vernachlässigt, da Mengen und Distanzen um Größenordnungen unterhalb derjenigen des Ausgangsproduktes (Rohöl) liegen.

9.7 Emissionen Luft

Es wird zwischen Prozess- und Verbrennungsemissionen unterschieden. Die Prozessemissionen werden auf den Produktausstoß der Raffinerie bezogen, die Feuerungsemissionen auf den Energieeinsatz. Dabei wird an die Moduln "Raffineriegas in Feuerung" und "Schweröl in Raffineriefeuerung" angeknüpft. Die Werte sind jeweils auf 1 t_{Output} (ca. 7.3 bbl) bezogen.

9.7.1 Kohlendioxid (CO₂)

Aufgrund der eingesetzten Energieträger werden für dieses Projekt die folgenden Emissionsfaktoren verwendet:

	Schweröl [kg/t _{Brennstoff}]	Raffineriegas [kg/t _{Brennstoff}]	Prozess (Fackel) [kg/t _{Produkt} ¹⁾
Raffoil/ RSO	3'220	2'750	8.3
Europa	3'110	2'870	8.6
GUS	3'110	2'870	14.4

Tab. IV.9.26: CO₂-Emissionsfaktoren für Raffineriebrennstoffe, Brennstoffkennwerte siehe Kap. IV.3, ¹⁾: errechnet mit CO₂-Emissionsfaktoren und Menge Raffineriegas zur Fackel (siehe Tab. IV.9.21)

9.7.2 Kohlenmonoxid (CO)

In <OECD/IEA 1991> sind aktuelle Angaben über europäische Kohlenmonoxid-Emissionen zu finden. Sie sind abhängig vom Brennstoff und betragen 6 g/TJ_{Brennstoff} für Schweröl und 67 g/TJ_{Brennstoff} für Raffineriegas. Bei einem Schwerölanteil bei westeuropäischen Raffinerien von 37 Gew.-% <Concawe 1994>, Brennstoffbedarf von 963 kg Raffineriegas und 570 kg Schweröl pro TJ zu verarbeitenden Rohöls und einem Heizwert für Schweröl von 40.0 MJ/kg resp. für Raffineriegas von 49.4 MJ/kg ergibt dies einen Emissionsfaktor von rund 148 mg/t_{Output}. Für Raffoil betragen die CO-Emissionen 18 kg/a was einem spezifischen Emissionsfaktor von nur 7 mg/t_{Output} entspricht!

	CO [mg/t _{Output}]	Raffineriestandort	CO [g/t _{Brennstoff}]
<Raffoil 1991>	7	Raffoil/ RSO	0.15
<OECD/IEA 1991>	150	Europa/ GUS	0.24/ 3.3 ¹⁾

Tab. IV.9.27: CO-Emissionsfaktoren für Raffinerien; ¹⁾: Schweröl/ Raffineriegas

9.7.3 Schwefeldioxid (SO₂)

Die westeuropäischen Raffinerien wurden im Jahre 1992 auf ihre SO₂-Emissionen hin untersucht <Concawe 1994>. Der Schwefelgehalt im Rohöl ist von 1985 bis 1989 von 0.98 auf 1.1 Gew.-% gestiegen <Concawe 1991>. Im Zeitraum von 1989 bis 1992 nahm er auf einen Wert von 1.05 Gew.-% ab. Bei einer gesamten, raffinierten Rohölmenge von 466 Mio. t pro Jahr sind somit 5'582 kt Schwefel in die Raffinerie gelangt. Davon sind 1'511 kt zurückgewonnen und 444 kt Schwefel in Form von SO₂ in die Luft emittiert worden. Die Gesamtemissionen lassen sich in folgende Emittenten unterteilen:

	[kt S/a]	Anteil [%]
Fackeln und andere ¹⁾	39	8.8
Schwefel- Rückgewinnung	59	13.4
Fluid Catalytic Cracker	67	15.0
Brennstoff Schweröl	249	56.1
Brennstoff Raffineriegas	30	6.7
Total	444	100

Tab. IV.9.28: Schwefelemissionen Luft in westeuropäischen Raffinerien; <Concawe 1994>, ¹⁾: andere: Schlammverbrennung, Nicht-FCC-Regenerierung etc., Anteil 47 %

In destillierten Produkten haben 1992 790 kt Schwefel die Raffinerien verlassen, in Heizölen (ohne Bunkeröl) 1'440 kt, in Bunkeröl 622 kt und in Bitumen 752 kt.

Die Claus-Anlage dient zur Verarbeitung der SO₂- und H₂S-Emissionen zu Elementarschwefel. Die chemische Reaktion läuft exotherm, und emittiert beträchtliche Mengen SO₂. Für europäische Verhältnisse ergibt sich bei einer rückgewonnenen Schwefelmenge von 1'889 kt S/a (1992) und Schwefel-Emissionen der Claus-Anlage in der Größenordnung von 106 kt SO₂/a ein spezifischer Emissionsfaktor von 0.06 kg SO₂/kg S_{recovered}. Für Raffoil liegt dieser Wert bei 0.114 kg SO₂/kg S_{recovered}.

Die Aufwendungen zur Gewinnung von Sekundär-Rohstoffen werden denselben zugeordnet. Dies hat zur Folge, dass demjenigen, der sein Produkt (z.B. Schwefelsäure) nicht mit Schwefel aus Lagerstätten herstellt, sondern rückgewonnenen Schwefel verwendet, die spezifischen Emissionen aus der Claus-Anlage angerechnet werden. Er erspart sich auf der anderen Seite jedoch die Umweltbelastungen durch die Gewinnung von Elementar-Schwefel aus Lagerstätten oder aus Pyrit.

Die Raffinerie ihrerseits kann die durch das Rückgewinnen entstehenden Schwefelemissionen von den Gesamt-Schwefelemissionen abziehen. Dasselbe gilt für die Energie und die daraus resultierenden Emissionen. Die Energiemengen sind mit 0.2 % jedoch im Verhältnis zum gesamten Energiebedarf der Raffinerie gering. Für den rückgewonnenen Schwefel beträgt der Energiebedarf rund 3 MJ/kg S_{recovered} <Raffoil 1991>.

Emissionen, welche nicht aus den Verbrennungsvorgängen stammen (Prozessemissionen des Fluid Catalytic Crackers (63 %), der Fackel (24 %) und anderer Quellen (13 %), insgesamt 106 kt Schwefel) werden als Prozessemissionen separat ausgewiesen (nur Raffinerien Europa und GUS).

Entsprechend den Brennstoff-Kennwerten ergeben sich für dieses Projekt folgende Emissionsfaktoren:

	aus Feuerungen		Prozesse ¹⁾ [kg/t _{Output}]
	Schweröl [kg/t _{Brennstoff}]	Raffineriegas [kg/t _{Brennstoff}]	
Raffoil	16.4	0.05	0
RSO	10	2	0
Europa/ GUS	44	4.2	0.47 ²⁾

Tab. IV.9.29: SO₂-Emissionsfaktoren für Raffinerien in diesem Projekt; ¹⁾: Emissionen aus der Schwefelrückgewinnung nicht berücksichtigt (wird der Sekundärschwefelgewinnung angerechnet), ²⁾: stammen zu 63% aus dem Fluid Catalytic Cracker, zu 24% von der Fackel und zu 13% aus anderen Quellen (z.B. Schlammverbrennung) <Concawe 1994>

9.7.4 Stickoxide (NO_x)

In <Concawe 1986b> werden die Stickoxid-Emissionen der westeuropäischen Raffinerien aufgeführt. Für Feuerungen und Dampferzeuger wurden Messungen vorgenommen, um die Bandbreite und die Durchschnittskonzentration der NO_x in den Raffinerieabgasen zu ermitteln. Damit sind die totalen NO_x-Massenströme für Westeuropa hochgerechnet worden, mit Rohöldurchsatz und geschätztem Brennstoffbedarf für 1985. Die NO_x-Emissionen für Feuerungen liegen zwischen 100 und 550 mg/Nm³ (3% O₂) und für Dampferzeuger zwischen 350 und 700 mg/Nm³ (3% O₂). Der daraus resultierende Emissionsfaktor ist gegenüber <Gemis 1989> und <Shell 1990> um einiges höher. Die Emissionen von Raffoil sind deutlich niedriger als diejenigen abgeleitet aus dem Concawe-Report und unterbieten diejenigen aus <Scanraff 1991>. Die Stickoxide der spanischen Raffinerien stammen überwiegend aus dem Brennstoff <Ortiz et al. 1989>.

Die Prozessemissionen der Catalytic Cracker werden auf 11 % der verbrennungsbedingten Frachten geschätzt <Concawe 1986b>.

Quelle	NO _x [kg/t _{Output}]	Raffineriestandort	Feuerung [kg/t _{Brennstoff}]	Prozess [kg/t _{Output}]
<Concawe 1986b>	0.28	Raffoil	3.0	0.013
<Shell 1990>	1	RSO	7.0	0.024
<OECD/IEA 1991>	0.44	Europa & GUS	5.0 ¹⁾	0.028 ¹⁾
<UBA 1989>	0.18			
<Gemis 1989>	0.20			
<Scanraff 1991>	0.15			
<Raffoil 1991>	0.12			
<RSO 1992>	0.22			
<Ortiz et al.1989>	0.30			

Tab. IV.9.30: NO_x-Emissionsfaktoren für Raffinerien und für Raffineriefeuerungen in diesem Projekt, ¹⁾: <Concawe 1986b>

9.7.5 Partikel

Der in <Shell 1990> angegebene Emissionsfaktor für Partikel liegt etwa in der Größenordnung von <Gemis 1989>. Die Emissionsfaktoren in <Raffoil 1991> und <Scanraff 1991> liegen aber um rund eine Zehnerpotenz darunter.

<Pacyna 1982a> geht bei Schwerölf Feuerungen von einer linearen Beziehung zwischen Schwefelgehalt und Partikelemissionen aus. Mithilfe der Formel $e_p = 1.25 S + 0.38$ in [kg/m³_{Brennstoff}] lässt sich der Partikel-Emissionsfaktor errechnen. Raffineriegas-Feuerungen werden als partikelfrei angenommen.

	Partikel [kg/t _{Output}]	Partikel [kg/t _{Schweröl}]	berechnet ¹⁾ [kg/t _{Schweröl}]
<Shell 1990>	0.10	kA	-
<Gemis 1989>	0.10	kA	-
<Scanraff 1991>	0.02 ²⁾	3.8	3.1
<Raffoil 1991>	0.015	1.7	1.5

Tab. IV.9.31: Partikel-Emissionsfaktoren für Raffinerien, ¹⁾: siehe Text, ²⁾: davon 50 % prozessbedingt (CatCracker)

Raffineriestandort	S-Gehalt [Gew.-%]	Feuerung [kg/t _{Schweröl}]	Prozess [kg/t _{Output}]
Raffoil	0.82	1.7 ¹⁾	0.01
RSO	0.5	1.1 ²⁾	0.01
Europa & GUS	2.18	3.3 ³⁾	0.01

Tab. IV.9.32: Partikel-Emissionsfaktoren für Schweröl-Raffineriefeuerungen und prozessbedingte Emissionen in diesem Projekt; ¹⁾ Literaturwert, ²⁾ berechnet gem. Text, ³⁾ Mittelwert aus Literatur und Rechnung

9.7.6 Kohlenwasserstoffe

In einer Raffinerie muss zwischen Verdampfungsverlusten und Emissionen infolge unvollständiger Verbrennung unterschieden werden. Bei Raffoil stammt der überwiegende Anteil aus der Verdampfung durch Leckageverluste bei der Produktion sowie bei Lagerung und Umschlag (94%) <Raffoil 1991>.

Prozessbedingte Emissionen

[Gew.-%]	A	B	C	Dieses Projekt
Alkane			90	90
- Ethan	14.8	2.4	5	5
- Propan	13.7	14.5	20	20
- n Butan			15	15
- i Butan			5	5
- Butan +	55.9	68.9	-	-
- n Pentan			5	5
- i Pentan			20	20
- Hexan			10	10
- Heptan			5	5
- Oktan +			5	5
Alkene		0.38	2.5	2.5
- Ethen	3.3	0.5	1	1
- Propen	-	-	1	1
- Propen +	8.3	0.4	-	-
- Buten	-	-	0.5	0.5
Aromaten			7.5	7.5
- Benzol	1.8	2.6	2	2
- Toluol	2.2	5.7	3	3
- Xylol	0	5.0	-	-
- o-Xylol	-	-	0.7	0.7
- p,m-Xylol	-	-	1.3	1.3
- Ethylbenzol	-	-	0.5	0.5
Total	100	100	100	100

Tab. IV.9.33: Zusammensetzung der Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe von Prozessemissionen, A,B: <Concawe 1986a>, C: <Veldt 1991>

Die Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe kann beträchtlich schwanken und es ist dementsprechend schwierig, einen Durchschnitt zu ermitteln. In <Concawe 1986a> wurden Luftproben von zwei Raffineriegeländen genommen und analysiert. Dabei wurden nur die Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe berücksichtigt.

Es zeigt sich eine klare Dominanz der gesättigten Kohlenwasserstoffe (80-90%). Der Anteil der ungesättigten und/oder aromatischen KWe liegt zwischen 10 und 20% und ist abhängig von den installierten Raffinerieprozessen.

Der in <Korte 1977> angegebene Wert von 5 Mol-% (entsprechend 2 Gew.-%) für Methan stimmt zwar recht gut mit den in <DGMK 1989b> zitierten Quellen überein. Dort wird ein Anteil an Methan bei den Kohlenwasserstoffemissionen von Rohöl resp. Schweröl von 3 Gew.-% zitiert. Neue Untersuchungen der CORINAIR-Arbeitsgruppe VOC <Bouscaren et al. 1991a> geben aber einen Anteil von 10 Gew.-% an, der im weiteren verwendet wird.

	VOC [kg/t _{Output}]	Anteil CH ₄ [%]
<Shell 1990>	2	kA
<Concawe 1986a>	0.40	kA
<Fritsche 1989> ¹⁾	0.42	20
<Scanraff 1991>	0.33	kA
<Raffoil 1991>	0.45	kA
<Bouscaren et al. 1991a> ²⁾	0.25	10
<Bouscaren et al. 1991a> ³⁾	1.0	10
<Ortiz et al. 1989> ⁴⁾	0.52	kA
<RSO 1992>	0.68	kA
<Veldt 1991> ⁵⁾	11	kA

Tab. IV.9.34: NMVOC- und CH₄-Emissionsfaktoren für Raffinerien; ¹⁾: Emissionen VOC aus <UBA 1989>; ²⁾: moderne Raffinerie, 10 Gew.-% Methan-Anteil angenommen; ³⁾: älterer Raffinerietyp, 10 Gew.-% Methan-Anteil angenommen; ⁴⁾: VOC total der spanischen Raffinerien 1985; ⁵⁾: UdSSR 1985

Gemäss <Concawe 1986a> beträgt der Anteil der verdampfenden Kohlenwasserstoffe an der durchgesetzten Rohölmenge rund 0.04 Gew.-%. Während die Emissionsfaktoren von <Gemis 1989>, <Raffoil 1991> und von <Scanraff 1991> in derselben Grössenordnung liegen, liegt derjenige von <Shell 1990> um einen Faktor 5 höher.

In diesem Projekt werden folgende Prozessemissionsfaktoren verwendet:

Raffineriestandort	VOC [kg/t _{Output}]	NMVOC [kg/t _{Output}]	CH ₄ [kg/t _{Output}]	Quelle für VOC
Raffoil	0.45	0.4	0.05	<Raffoil 1991>
RSO	0.68	0.61	0.07	<RSO 1992>
Europa	0.4	0.36	0.04	<Concawe 1986a>
GUS	11	10	1	<Veldt 1991> ¹⁾

Tab. IV.9.35: Prozess-Emissionsfaktoren NMVOC und CH₄ für Raffinerien in diesem Projekt, ¹⁾: UdSSR 1985

Die NMVOC werden gemäss Tab. IV.9.33 in einzelne Alkane, Alkene und Aromaten weiter aufgeschlüsselt.

Feuerungsbedingte Emissionen

Während für Raffoil Messwerte bezüglich feuerungsbedingten Kohlenwasserstoffemissionen vorliegen, werden für die restlichen Standorte Defaultwerte aus <Veldt et al. 1992> weiterverwendet. Für

Methan wird ein Anteil von 50 Gew.-% gemäss <Veldt 1991> (stationäre Verbrennung von Schweröl resp. Erdgas < 50 MW_{th}) angenommen.

Raffineriestandort	Schweröl [kg/t _{Brennstoff}]	Raffineriegas [kg/t _{Brennstoff}]
Raffoil	0.04	0.04
RSO, Europa & GUS ¹⁾	0.4	0.5

Tab. IV.9.36: Emissionsfaktoren VOC für Raffinerief Feuerungen in diesem Projekt, ¹⁾: gerechnet, Emissionsfaktor Grossfeuerungen Raffineriegas und Schweröl: 10 g/GJ_{Input} <Veldt et al. 1992>, Anteil Methan 50 % <Veldt 1991>

9.7.7 Spurenelemente und Halogene

Angaben über Spurenelement-Emissionen liegen für zwei Fallbeispiele vor. In <Scanraff 1991> und in <Raffoil 1991> werden die Nickel- und Vanadiumfrachten angegeben. Sie sind aus den Konzentrationsangaben des Brennstoffes errechnet worden. Zusätzlich können aus den Angaben über Spurenelement-Gehalte im Schweröl-Brennstoff von Raffoil Frachten weiterer Elemente ermittelt werden <Raffoil 1991>.

Spurenelemente werden meist in den höhersiedenden Fraktionen konzentriert <Speight 1991>. Die Spurenelement-Konzentrationen in Schweröl-Rückständen liegen zwischen 50 und über 200% über denjenigen des rohen Erdöls <Speight 1991>, <Raffoil 1991>. Für die Emissionen der Schweröl-Feuerungen in Europa und den GUS wird von einem Brennstoff ausgegangen, dessen Spurenelementgehalte den in <Pacyna 1982a> angegebenen Mittelwerten von europäischen Schwerölen entsprechen. Der Transferkoeffizient wird als 1.0 für Luftemissionen angenommen. Für die in <Raffoil 1991> nicht analysierten Spurenelemente werden die Werte aus <Pacyna 1982a> als Defaultwerte eingesetzt, für Eisen wird für RSO, Europa und GUS derjenige von <Raffoil 1991> verwendet. Der Quecksilbergehalt wurde gemäss Tab. IV.3.5 bestimmt.

	Raffoil & RSO [g/t _{Brennstoff}]	Europa & GUS [g/t _{Brennstoff}]
HCl	90	90
HF	9	9
As	0.8	0.8
Ca	7	7
Cd	0	2
Co	0.8	2
Cr	0.3	1
Cu	1	3
Fe	10	10
Hg ³⁾	0.006	0.006
Mo	0.5	1.0
Na	46	46
Ni	19	40
Pb	9	3.5
Se	0.8	0.8
V	21	160
Zn	3.5	2.5
Quelle	<Raffoil 1991>	<Pacyna 1982a>

Tab. IV.9.37: Spurenelement- und Halogen-Emissionsfaktoren für Schweröl-Raffinerief Feuerungen; Transferkoeffizienten für alle Emittenten: Luft 1.0, ³⁾ Werte nach Tab. IV.3.20

Es wird ferner angenommen, dass Raffineriegas mit Ausnahme von Quecksilber nicht mit Spurenelementen befrachtet ist.

9.7.8 Abwärme

Es liegen keine statistischen Angaben über die Verbreitung der Durchlaufkühlung in Raffinerien vor. Es wird auf der Basis des spezifischen Wasserbedarfs angenommen, dass die in den Feuerungen produzierte Energie letztendlich als Abwärme zu 75 % an die Luft abgegeben wird. Die restlichen 25 % gelangen mit dem Kühlwasser in einen Vorfluter. Als Abwärme wird der obere Heizwert der Brennstoffe eingesetzt (1.06 H_U bei Schweröl, 1.1 H_U bei Raffineriegas).

9.7.9 Zusammenstellung der verbrennungsbedingten Emissionen

Modul "Heizöl S in Raffineriefeuerung":

pro t _{Brennstoff}	Einheit	Raffoil	RSO	Europa	GUS	CH ²⁾
Heizöl S ab Raffinerie CH	t	1	1	0	0	0.37
Heizöl S ab Raffinerie Euro	t	0	0	1	1	0.63
CO ₂	kg	3.22E+03	3.22E+03	3.11E+03	3.11E+03	3.15E+03
CO	kg	1.50E-04	1.50E-04	2.40E-04	2.40E-04	2.07E-04
SO ₂	kg	1.64E+01	1.00E+01	4.40E+01	4.40E+01	3.29E+01
NO _x	kg	3.00E+00	7.00E+00	5.00E+00	5.00E+00	4.82E+00
Partikel	kg	1.50E+00	1.10E+00	3.30E+00	3.30E+00	2.58E+00
Methan	kg	2.00E-02	2.00E-01	2.00E-01	2.00E-01	1.58E-01
NMVOG	kg	2.00E-02	2.00E-01	2.00E-01	2.00E-01	1.58E-01
As	kg	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04
Ca	kg	7.00E-03	7.00E-03	7.00E-03	7.00E-03	7.00E-03
Cd	kg	0	0	2.00E-03	2.00E-03	1.26E-03
HCl	kg	9.00E-02	9.00E-02	9.00E-02	9.00E-02	9.00E-02
Co	kg	8.00E-04	8.00E-04	2.00E-03	2.00E-03	1.56E-03
Cr	kg	3.00E-04	3.00E-04	1.00E-03	1.00E-03	7.41E-04
Cu	kg	1.00E-03	1.00E-03	3.00E-03	3.00E-03	2.26E-03
HF	kg	9.00E-03	9.00E-03	9.00E-03	9.00E-03	9.00E-03
Fe	kg	1.00E-02	1.00E-02	1.00E-02	1.00E-02	1.00E-02
Hg ¹⁾	kg	6.00E-06	6.00E-06	6.00E-06	6.00E-06	6.00E-06
Mo	kg	5.00E-04	5.00E-04	1.00E-03	1.00E-03	8.15E-04
Na	kg	4.60E-02	4.60E-02	4.60E-02	4.60E-02	4.60E-02
Ni	kg	1.90E-02	1.90E-02	4.00E-02	4.00E-02	3.22E-02
Pb	kg	9.00E-03	9.00E-03	3.50E-03	3.50E-03	5.54E-03
Se	kg	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04	8.00E-04
V	kg	2.10E-02	2.10E-02	1.60E-01	1.60E-01	1.09E-01
Zn	kg	3.50E-03	3.50E-03	2.50E-03	2.50E-03	2.87E-03
Abwärme Luft	TJ	3.20E-02	3.20E-02	3.17E-02	3.17E-02	3.18E-02
Abwärme Wasser	TJ	1.07E-02	1.07E-02	1.06E-02	1.06E-02	1.06E-02

Tab. IV.9.38: Emissionsfaktoren für Schweröl-Raffineriefeuerungen, ¹⁾: siehe Tab. IV.3.5; ²⁾ Anteilmässig gemäss Tab. IV.9.1 aus den vier Raffinerieorten zusammengesetzt

Modul "Raffineriegas in Feuerung":

pro t _{Brennstoff}	Einheit	Raffoil	RSO	Europa	GUS	CH ²⁾
Raffineriegas ab Raff. CH	t	1	1	0	0	0.37
Raffineriegas ab Raff. Euro	t	0	0	1	1	0.63
CO ₂	kg	2.75E+03	2.75E+03	2.87E+03	2.87E+03	2.83E+03
CO	kg	1.50E-04	1.50E-04	3.30E-03	3.30E-03	2.13E-03
SO ₂	kg	5.00E-02	2.00E+00	4.20E+00	4.20E+00	2.94E+00
NO _x	kg	3.00E+00	7.00E+00	5.00E+00	5.00E+00	4.82E+00

Tab. IV.9.39: Emissionsfaktoren für Raffineriegas-Feuerungen, ¹⁾: siehe Tab. IV.3.5; ²⁾ Anteilmässig gemäss Tab. IV.9.1 aus den vier Raffinerieorten zusammengesetzt

Forts.	Einheit	Raffoil	RSO	Europa	GUS	CH ²)
Partikel	kg	0	0	0	0	0
Methan	kg	2.00E-02	2.50E-01	2.50E-01	2.50E-01	1.97E-01
NMVOC	kg	2.00E-02	2.50E-01	2.50E-01	2.50E-01	1.97E-01
Hg ¹)	kg	7.00E-05	7.00E-05	7.00E-05	7.00E-05	7.00E-05
Abwärme Luft	TJ	4.28E-02	4.28E-02	4.05E-02	4.05E-02	4.14E-02
Abwärme Wasser	TJ	1.43E-02	1.43E-02	1.35E-02	1.35E-02	1.38E-02

Tab. IV.9.39: Forts.

9.8 Emissionen Wasser

In der Regel sind, unabhängig von der Art, der Grösse und dem verfahrenstechnischen Stand der Raffinerie, folgende Abwasser-Inhaltsstoffe anzutreffen <DGMK 1984>:

- Kohlenwasserstoffe (meist zusammengefasst als Mineralöl, Öl),
- Phenole,
- Ammonium bzw. Ammoniak,
- Schwefelverbindungen,
- Cyanide,
- Schwermetalle.

• Kohlenwasserstoffe

- Alkane:

Die Stoffgruppe der gesättigten Iso- und Normalparaffine mischt sich wegen ihres unpolaren Charakters nur wenig in Wasser. Ihre Löslichkeit nimmt mit steigender Kettenlänge ab.

- Cycloalkane:

Im Erdöl sind vor allem Cyclohexane, Methylcyclohexan, Methylcyclopentan und 1,2-Dimethylcyclopentan enthalten. Die Löslichkeit entspricht etwa derjenigen der offenkettigen Alkane mit entsprechender Kohlenstoff-Zahl.

- Olefine:

Der Gehalt an Olefinen im Erdöl ist zwar gering, sie fallen jedoch bei verschiedenen Verarbeitungsprozessen, wie thermisches und katalytisches Cracken oder Reformieren an. Die Wasserlöslichkeit der Olefine ist bei einer gleichen Kohlenstoff-Zahl höher als bei den Paraffinen.

- Aromaten:

Gegenüber aliphatischer Kohlenwasserstoffe kommen die Aromaten im Erdöl in wesentlich geringeren Mengen vor. Sie sind relativ am besten wasserlöslich und am stärksten toxisch.

• Phenole

In Erdölen ist der Gehalt an Phenolen insgesamt sehr niedrig. In Raffinerie-Primärprodukten, bevorzugt aus dem katalytischen Cracken, finden sich erhöhte Konzentrationen (bis 1'000 ppm), die sich im wesentlichen auf Phenol, Kresole, und Xylenole verteilen. Phenolverbindungen vermögen Chlorophyll zu schädigen und damit die Photosynthese zu beeinträchtigen. Phenole im Abwasser stammen vor allem aus:

- Laugenwäsche für die Crackprodukte,
- Strippdampfcondensate,
- Extraktionsverfahren mit Phenol als Lösungsmittelanteil,

- Rohölentsalzungsanlagen.

• **Ammoniak, Ammonium**

Ammoniak wird in verschiedenen Verarbeitungsprozessen gebildet. Es fällt an aus:

- der Rohöldestillation in Stripddampfkondensaten, wo Ammoniak zur pH-Wert-Stabilisierung bzw. Korrosionsinhibierung zugegeben wird,
- Crackanlagen in Stripddampfkondensaten,
- Hydrotreating-Anlagen in Sauerwässern,
- Gaswaschprozessen mit Alkanolaminen.

• **Schwefelverbindungen**

Neben den Kohlenwasserstoffen bilden die Schwefelverbindungen den häufigsten Bestandteil des Erdöls. Wichtige Prozesse bzw. Schwefelverbindungen im Abwasser sind:

- Hydrotreating der Mitteldestillate und Heizöl S, wobei organische Schwefelverbindungen zu Schwefelwasserstoff gespalten werden,
- Stripddampfkondensate aus verschiedenen Destillations- und Crackprozessen,
- Laugenwäscher,
- Rohölentsalzung.

• **Cyanide**

Cyanide stammen aus folgenden Prozessschritten:

- Sammelwasser aus Rohöltanktassen,
- Wasser aus der Rohölentsalzung,
- Stripddampfkondensate der Rohöldestillation,
- Prozessdampfkondensate aus Bitumenanlage,
- Stripddampfkondensate aus katalytischer Crackung je nach Einsatzprodukt,
- Dampfkondensate aus der Vakuumdestillation.

Im folgenden Abschnitt werden einerseits die Abwasserfrachten bestimmt und andererseits die Konzentrationen der Schadstoffe diskutiert. Aus diesen Größen lassen sich die spezifischen Schadstofffrachten errechnen. In <DGMK 1991b> wurden Raffinerien mit eher kleinem Abwasseranfall und geringen Schadstoffkonzentrationen untersucht, weshalb die Schadstofffrachten eher als untere Grenze anzusehen sind.

Mithilfe von Abwasserfaktoren, welche aufgrund der Energie- und Stoffbilanz der Raffinerie "Raffoil" <Raffoil 1991> und den Untersuchungen der DGMK <DGMK 1991b> eruiert wurden, werden die Schadstoffe den einzelnen Produkten zugeordnet.

9.8.1 Abwasserfrachten

Die Abwasserfrachten in Raffinerien variieren aufgrund unterschiedlicher Kühlwasserführungen (offener oder geschlossener Kreislauf) sehr stark (siehe auch Kap. 9.6 Betriebsmittel). Es können Frachten zwischen 0.1 bis über 6 m³/t_{Output} anfallen. Je nach Standort der Raffinerie gelangen diese Abwässer dann direkt ins Meer oder aber in ein Binnengewässer (Fluss). Die Frachten von Europa und der GUS werden aufgeteilt in die entsprechenden Anteile an Emissionen ins Meer (s) resp. in Binnengewässer (f). Tabelle IV.9.40 zeigt, wie diese Aufteilung für dieses Projekt vorgenommen wird.

	Kapazität am Meer [Mt/a]	Kapazität im Landesinneren [Mt/a]	Abwasser ins Meer [%]	Abwasser in Flüsse [%]
Grossbritannien	62	-		
Frankreich	46	14		
Belgien / Niederlande	52	28		
Deutschland	10	78		
Österreich	-	8		
Italien	64	28		
Spanien / Portugal	48	6		
Westeuropa Total	282	162	63.5	37.5
GUS	12	3157	0	100

Tab. IV.9.40: Raffineriekapazitäten in Westeuropa und der GUS <Pétrole 1995>; Fett: Werte für dieses Projekt

In diesem Projekt werden im folgenden Abwasserfrachten gemäss Tab. IV.9.41 zur Bestimmung der Schadstofffrachten weiterverwendet.

	Abwasserfracht [m ³ /t _{Output}]	Region	Abwasserfracht [m ³ /t _{Output}]
<Concawe 1984>	5.8	Raffoil	0.28
<Concawe 1989b>	4.1	RSO	0.88
<Shell 1990>	6.3	Europa & GUS	4.1 ²⁾
<MHEP 1983>	kA		
<Scanraff 1991>	0.32		
<Raffoil 1991>	0.28		
<RSO 1992>	0.77 (11.0) ¹⁾		
<RSO 1996>	0.88		
<DGMK 1991b> A	0.12		
<DGMK 1991b> B	0.13		
<DGMK 1991b> C	0.23		

Tab. IV.9.41: Spezifische Abwasserfrachten für Raffinerien; ¹⁾ in Klammern inkl. Kühlwasser Dampfturbine; ²⁾ aufgeteilt auf Meer rsp. Binnengewässer gemäss Tab. IV.9.40

9.8.2 Chloride

Die Chlorid-Emissionen variieren sehr stark. Sie sind im wesentlichen vom Gehalt an Lagerstättenwasser des angelieferten Rohöls und damit von der Vorgeschichte (insbesondere Gewinnung und erste Aufbereitung) abhängig. Die unerwünschte Verunreinigung wird in der Rohölentsalzung entfernt. Der Emissionsfaktor in <Raffoil 1991> ist eher tief im Vergleich zu <DGMK 1991b>.

	Chloride [mg Cl/l]	Region	Chloride [mg Cl/l]
<DGMK 1991b> A	508	Raffoil & RSO	250
<DGMK 1991b> B	683	Europa & GUS	400
<DGMK 1991b> C	337		
<Raffoil 1991>	250		
<RSO 1992>	kA		

Tab. IV.9.42: Chlorid-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.3 Sulfat

Ähnlich wie Chlorid kommt auch Sulfat aus dem Lagerstättenwasser. Die DGMK-Untersuchung er-

mittelte unterschiedlich hohe Sulfat-Konzentrationen im Ablauf der Kläranlage. Unterschiedliche Rohölqualitäten können den grossen Unterschied erklären.

	Sulfat [mg/l]	Region	Sulfat [mg/l]
<DGMK 1991b> A	153	Raffoil & RSO	200
<DGMK 1991b> B	173	Europa & GUS	200
<DGMK 1991b> C	927		
<Scanraff 1991>	200		

Tab. IV.9.43: Sulfat-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.4 Totaler Stickstoff

In einem Forschungsprojekt der DGMK <DGMK 1987b> wurden drei Raffinerien mit für Deutschland repräsentativer Verarbeitungs- und Produktionspalette auf Ammonium, Nitrat, Nitrit und organischen Stickstoff hin untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass die Kläranlagen durch die biologische Reinigung eine Reduktion des Gehaltes an Gesamtstickstoff um 45 bis 62% bewirken.

	Ablauf [mg N/l]	Ablauf [mg N/l]	Ablauf [mg N/l]	Ablauf [mg N/l]	Anteil ¹⁾ [%]
Ammonium/ Ammoniak	3.1 - 11.3	16.5	19.7	232	75
Nitrat	1.9 - 3.1	kA	2.5	kA	10
Nitrit	0.1 - 0.6	uA	uA	uA	0
org. Stickstoff	3.2 - 4.1	< 17	< 17	23	15
Gesamtstickstoff	8.6 - 15.1	20.9	26.3	256	100
Quelle	<DGMK 1987b>	<DGMK 1991b>	<DGMK 1991b>	<DGMK 1991b>	

Tab. IV.9.44: Gesamt-Stickstoff-Konzentrationen für Raffinerieabwasser; ¹⁾: angenommene mittlere Anteile in diesem Projekt

Die Bandbreite der totalen Stickstoff-Emissionen erstreckt sich über eine Grössenordnung. Der Anteil des organischen Stickstoffes wird in <Snider et al. 1982> mit 12 - 30% angegeben, was mit den Ergebnissen des DGMK-Forschungsprojektes 391 gut übereinstimmt. Der Rest wird als Ammoniak-Stickstoff angegeben. Für Raffoil wurde ein durchschnittlicher Anteil an organischem Stickstoff von 15% angenommen.

	Gesamt-N [mg N/l]	Region	Gesamt-N [mg/l]
<DGMK 1991b> A	20.9	Raffoil & RSO	45
<DGMK 1991b> B	26.3	Europa & GUS	25
<DGMK 1991b> C	256		
<Scanraff 1991>	25.6		

Tab. IV.9.45: Gesamt-Stickstoff-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.5 Sulfide

Hier liegen nur Daten von <Scanraff 1991> als Einzelwerte vor. Die 1981 von Concauwe durchgeführte Untersuchung der Abwässer westeuropäischer Raffinerien ergab einen durchschnittlichen Emissionsfaktor der unterhalb des von <Scanraff 1991> angegebenen Maximalwertes liegt.

	Sulfide [mg/l]	Region	Sulfide [mg/l]
<Concawe 1984>	0.4	Raffoil & RSO	0.4
<MHEP 1983>	-	Europa & GUS	0.4
<Scanraff 1991>	< 1		

Tab. IV.9.46: Sulfid-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.6 Schwefelwasserstoff und Mercaptan

Das Entfernen des in den Rohölen enthaltenen Schwefels wird mit regenerativen Waschprozessen mit organischen Aminen durchgeführt. Zur Entschwefelung bestimmter Raffineriegase wird auch Natronlauge angewandt. Trotz extrem hoher Konzentrationen in Teilströmen werden die beiden toxikologisch und ökologisch wichtigen Schadstoffe durch Vorbehandlungsmassnahmen wie Strippen soweit vermindert, dass sie nicht mehr nachgewiesen werden können.

9.8.7 Gesamt-Cyanid (CN⁻)

Allgemein werden in den Teilströmen der drei untersuchten deutschen Raffinerien sehr niedrige Gesamt-Cyanid-Werte gemessen <DGMK 1991b>. Einzig das katalytische Cracken führt erwarteter Weise zu erhöhten Cyanid-Werten. In <Scanraff 1991> wurden 0.05 mg/l festgestellt.

Region	CN ⁻ [mg/l]
Raffoil & RSO	0.05
Europa & GUS	0.05

Tab. IV.9.47: Cyanid-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.8 Spurenelemente

In <Concawe 1979> werden Untersuchungsergebnisse aus 9 US-amerikanischen Raffinerien hinsichtlich ihrer Schwermetallkonzentrationen im Abwasser zitiert. Die umfangreiche Studie der DGMK <DGMK 1991b> untersuchte die Abwässer auf Alkali- und Erdalkalimetalle sowie weitere Spurenelemente. Es zeigt sich, dass die Konzentrationen mit Ausnahme der Alkali- und Erdalkalimetalle Natrium, Kalium, Magnesium und Calcium unter 1 mg/l liegen.

Spurenelement [ppb] (Gewicht)	a	b	c	d	e	f	g	Dieses Projekt
Aluminium (Al)	kA	50	kA	< 50	100	100	kA	50
Arsen (As)	kA	kA	kA	11	26	3	kA	10
Barium (Ba)	kA	110	kA	kA	kA	kA	kA	100
Blei (Pb)	2 - 30	50	50				< 50	10
Bor (B)	kA	410	kA		340 - 640		kA	400
Cadmium (Cd)	1.1 - 16	5	20				< 50	10
Calcium (Ca)	kA	82'300	kA	63'000	71'000	140'000	kA	50'000
Chrom (Cr)	11 - 1'100	10	kA	nn	nn	nn	< 50	10
Eisen (Fe)	kA	400	kA	400	600	2'700	800	500
Kalium (K)	kA	12'400	kA	< 10'000	10'000	10'000	kA	10'000

Tab. IV.9.48: Spurenelement-Konzentrationen in gereinigten Raffinerieabwässern, a: <Concawe 1979>, b: <DGMK 1984>, c: <Scanraff 1991>, d: Cat-Cracker-Raffinerie, 7 Mio. t <DGMK 1991b>, e: Cat-Cracker-Raffinerie 4.5 Mio. t <DGMK 1991b>, f: Raffinerie mit thermischem Cracker und Visbreaker, 7.5 Mio. t <DGMK 1991b>, g: <Raffoil 1991>, ¹): < 10 ppb, ²): Zu laufkonzentration

Spurenelement [ppb] (Gewicht)	a	b	c	d	e	f	g	Dieses Projekt
Kupfer (Cu)	10 - 130	10	kA	nn ¹⁾	nn ¹⁾	nn ¹⁾	< 50	10
Magnesium (Mg)	kA	25'800	kA	33'000	21'000	26'000	kA	20'000
Mangan (Mn)	kA	190	kA	300	200	600	kA	200
Molybdän (Mo)	kA	10	kA	kA	kA	kA	< 50	10
Natrium (Na)	kA	326'000	kA	310'000	400'000	190'000	kA	300'000
Nickel (Ni)	0.9 - 82	20	110	nn ¹⁾	nn ¹⁾	nn ¹⁾	< 50	10
Phosphor (P)	kA	1'400	kA	100	100	100	kA	100
Quecksilber (Hg)	kA	kA	0.1	< 0.5	< 0.5	6.3	kA	0.1
Selen (Se)	kA	kA	kA	16	18	10	kA	10
Silber (Ag)	1.3 - 174	5	kA	kA	kA	kA	kA	0
Strontium (Sr)	kA.	700	kA	kA	kA	kA	kA	700
Vanadium (V)	kA.	30	75		10 - 17 ²⁾		< 50	10
Zink (Zn)	10 - 190	100	kA	10	20	130	300	100

Tab. IV.9.48: Spurenelement-Konzentrationen in gereinigten Raffinerieabwässern, Forts.

Der hohe Maximalwert der Chrom-Emissionen bei <Concawe 1979> ist bedingt durch die Kühlwasserkreislaufkonditionierung mit Chromverbindungen. Eisen und Kupfer müssen als Korrosionsprodukte angesehen werden und sind deshalb nur wenig vom entsprechenden Gehalt im Rohöl abhängig. Die hohe Quecksilber-Konzentration im Ablauf der Raffinerie mit thermischem Cracker und Visbreaker (Spalte f) kann auf mit Quecksilber verunreinigte Natronlauge, die für Neutralisationszwecke eingesetzt wird, zurückgeführt werden <DGMK 1991b>.

9.8.9 Biologischer Sauerstoffbedarf (BOD₅)

Der Biologische Sauerstoffbedarf ist ein Summenparameter für die Beschreibung der biologisch oxidierbaren Verunreinigungen. Leider sind diesbezüglich nur wenige, z.T. heterogene Angaben zu finden. Immerhin zeigt sich, dass trotz stark unterschiedlicher Wassermengen die Konzentration von <Raffoil 1991> im Bereich derjenigen von <Shell 1990> liegt. Der Wert von <Scanraff 1991> und die Messungen von <DGMK 1991b> liegen deutlich höher, was z.T. auf die geringe spezifische Wassermenge zurückgeführt werden kann. Da für Europa und die GUS mit hohen Wasserfrachten gerechnet wird scheint der tiefe spezifische BOD₅-Wert von 1 mg/l gerechtfertigt.

	BOD ₅ [mg/l]	Region	BOD ₅ [mg/l]
<Concawe 1984>	1.7	Raffoil & RSO Europa & GUS	1.1
<DGMK 1991b> A	8		1
<DGMK 1991b> B	16		
<DGMK 1991b> C	7		
<Shell 1990>	0.95		
<Raffoil 1991>	1.1		
<Scanraff 1991>	6.4		
<RSO 1992>	kA		

Tab. IV.9.49: BOD₅-Wert für Raffinerieabwasser

9.8.10 Chemischer Sauerstoffbedarf (COD)

Auch bezüglich chemischem Sauerstoffbedarf sind nur wenige Angaben zu finden. Die in <Scanraff 1991> und <DGMK 1991b> angegebene Wert liegen aufgrund kleiner spezifischer

Abwassermengen tendentiell höher als die andern. Ein Vergleich der BOD₅- und COD-Werte von <Scanraff 1991>, <DGMK 1991b> und <Raffoil 1991> zeigt die bezüglich Abbaubarkeit sehr unterschiedlichen Abwasserqualitäten der Raffinerien.

	COD [mg/l]	Region	COD [mg/l]
<Concawe 1984>	26	Raffoil & RSO	33
<DGMK 1991b> A	36	Europa & GUS	30
<DGMK 1991b> B	78		
<DGMK 1991b> C	67		
<Raffoil 1991>	33		
<Scanraff 1991>	155		
<RSO 1992>	kA		

Tab. IV.9.50: COD-Wert für Raffinerieabwasser

9.8.11 Totaler organischer Kohlenstoff (TOC)

Es liegen nur Angaben von <DGMK 1991b> vor, die für alle Raffinerien ungefähr in der gleichen Grössenordnung liegen.

	TOC [mg/l]	Region	TOC [mg/l]
<DGMK 1991b> A	25	Raffoil & RSO	30
<DGMK 1991b> B	31	Europa & GUS	30
<DGMK 1991b> C	26		
<Scanraff 1991>	kA		
<Raffoil 1991>	kA		
<RSO 1992>	kA		

Tab. IV.9.51: TOC-Wert für Raffinerieabwasser

9.8.12 Suspendierte Feststoffe (TSS)

Auch bei den suspendierten Feststoffen zeigen sich die unterschiedlichen Wasserfrachten deutlich. So ist die Konzentration bei <Scanraff 1991> um einen Faktor 20 höher als diejenige von <Shell 1990>. Bei einer knapp 20-fachen Wasserfracht von <Shell 1990> gegenüber <Scanraff 1991> liegt aber die TSS-Fracht pro t Produkt etwa gleich hoch. Für Raffoil und RSO wird aufgrund kleiner spezifischer Abwasserfrachten mit einer mittleren TSS-Konzentration von 10 mg/l gerechnet.

	TSS [mg/l]	Region	TSS [mg/l]
<Shell 1990>	0.95	Raffoil & RSO	10
<Scanraff 1991>	22.5	Europa & GUS	1
<Raffoil 1991>	kA		
<RSO 1992>	kA		

Tab. IV.9.52: TSS-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.13 Phenole

Die Phenol-Emissionen liegen in einem relativ engen Bereich. <Scanraff 1991> und auch <Raffoil 1991> zeichnen sich durch eher tiefe Emissionsfaktoren aus.

	Phenol [mg/l]	Region	Phenol [mg/l]
<Concawe 1984>	0.22	Raffoil & RSO	0.04
<DGMK 1991b> A, C	nn	Europa & GUS	0.2
<DGMK 1991b> B	0.2		
<Scanraff 1991>	0.1		
<Raffoil 1991>	0.04		

Tab. IV.9.53: Phenol-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.14 Gesamt-Kohlenwasserstoffe/ Öl

In Raffinerien ist es unvermeidlich, dass durch die Destillations- und Konversionsprozesse unterschiedliche qualitative und quantitative Belastungen der Abwässer stattfinden. Die Reinigungsleistung der Kläranlagen beträgt durchwegs über 95 % <DGMK 1991b>, weshalb die Kohlenwasserstoffe vorwiegend im Schlamm resp. als CO₂ in der Luft und nicht im Ablauf zu finden sind.

Gesamt-KW [mg/l]	Zulauf	Ablauf
<Raffoil 1991>	kA	kA
<Scanraff 1991>	kA	kA
<RSO 1992>	kA	0.25
<DGMK 1991b>, A	0.9	nn
<DGMK 1991b>, B	20	0.6
<DGMK 1991b>, C	17	0.5

Tab. IV.9.54: Gesamt-KW-Konzentrationen im Zulauf und Ablauf von Raffinerien

Öl als Summenparameter ist über die jährlichen Frachten einfach zu bestimmen oder abzuschätzen. Da es aber kaum praktikabel ist, für alle Kohlenwasserstoffe eine detaillierte Analyse durchzuführen, müssen Einzelmessungen auf jährliche Frachten hochgerechnet werden. Einen Anhaltspunkt über die Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe aufgrund der Einleitung von Öl in das Raffinerieabwasser gibt eine Untersuchung über das Lösungsverhalten von Heizöl in Wasser <Concawe 1979>. Total betragen die gelösten Substanzen 4.2 mg/l. Nichtsdestotrotz wären Angaben über die Qualität der eingeleiteten Öle unerlässlich, um Aussagen über Toxizität, Abbaubarkeit, Bioakkumulation und Geoakkumulation und somit über die Umweltrelevanz der Ölemissionen machen zu können. Die Öl-Emissionsfaktoren werden im Sinne einer ersten Annäherung erwähnt.

	Öl [mg/l]	Region	Öl [mg/l]
<Concawe 1984>	4.4	Raffoil & RSO	1.1
<Concawe 1989b>	2.65	Europa & GUS	2.7
<Shell 1990>	0.48		
<Scanraff 1991>	3.9		
<Raffoil 1991>	1.1		
<DGMK 1991b> A	nn ¹⁾		
<DGMK 1991b> B	0.6 ¹⁾		
<DGMK 1991b> C	0.5 ¹⁾		

Tab. IV.9.55: Öl-Emissionsfaktoren für Raffinerien; ¹⁾: Gesamt-KW

Im Jahre 1987 führte Concawe eine Untersuchung über Öl-Emissionen der europäischen Raffinerien durch <Concawe 1989b>. Es hat sich gezeigt, dass die spezifischen Emissionen der Raffinerien gegenüber 1981 um mehr als 55% gesenkt werden konnten <Concawe 1984>. Der sich aus <Concawe

1989b> ergebende Emissionsfaktor liegt um einen Faktor 5 höher als derjenige in <Shell 1990>. Demgegenüber stehen Emissionsfaktoren von <Raffoil 1991> und <Scanraff 1991>, die im Bereich von <Concawe 1989b> liegen.

9.8.15 BTEX-Aromaten

Abwässer von Raffinerien sind mit einer Vielzahl von aromatischen Kohlenwasserstoffen befrachtet. Detaillierte Untersuchungen wurden in den Jahren 1982 - 1984 in 6 deutschen Raffinerien durchgeführt und in <DGMK 1984> veröffentlicht. Es zeigen sich sehr unterschiedliche Konzentrationsangaben der einzelnen Raffinerien, wie das Beispiel Toluol und Benzol im Ablauf der biologischen Kläranlage zeigt.

Raffinerie	1 [$\mu\text{g/l}$]	2 [$\mu\text{g/l}$]	3 [$\mu\text{g/l}$]	4 [$\mu\text{g/l}$]	5 [$\mu\text{g/l}$]	6 [$\mu\text{g/l}$]
Benzol	0.3	1.3	280	0.15	0.8	0.9
Toluol	1.0	1.8	490	0.26	0.5	1.5

Tab. IV.9.56: Maximale Konzentrationen von Benzol und Toluol im Ablauf der biologischen Kläranlage von 6 deutschen Raffinerien; <DGMK 1984>

Eine aktuelle Untersuchung der DGMK in drei deutschen Raffinerien (Jahreskapazitäten von 4.5 bis 7.5 Mio. t) ergaben in der Größenordnung übereinstimmende Resultate. Die Eliminationsrate in den Kläranlagen betrug dabei zwischen 92 und über 99 %.

	A [$\mu\text{g/l}$]	B [$\mu\text{g/l}$]	C [$\mu\text{g/l}$]	Dieses Projekt [$\mu\text{g/l}$]
Benzol	0.9	1.9	0.3	1
Toluol	1.4	0.46	0.5	1
Xylole	0.76	1.0	0.8	1
Ethylbenzol	0.24	0.2	0.2	0.2
Gesamt-BTEX	3.3	3.6	1.8	3.2

Tab. IV.9.57: Konzentrationen von Aromaten im Ablauf der biologischen Kläranlage von 3 deutschen Raffinerien <DGMK 1991b> und Konzentrationen für dieses Projekt

Aus der Untersuchung geht weiter hervor, dass die Eliminationsraten der Kläranlagen bezüglich Kohlenwasserstoffe über 95% betragen. Dies steht im Einklang mit Untersuchungen von Klärprozessen in den USA, bei welchen die Eliminationsraten für ein breites Spektrum von Kohlenwasserstoffen ermittelt wurden <Snider et al. 1982>.

9.8.16 AOX (Adsorbierbare organische Halogenverbindungen)

Die Herkunft von AOX kann auf folgende Quellen zurückgeführt werden <DGMK 1991b>:

- ev. Bildung bei Konversionsprozessen,
- Einsatz von elementarem Chlor bei der Regeneration des Katalysators in der Reformierung,
- Einsatz von chlororganischen Verbindungen zur Erhaltung der Aktivität von Reformier-Katalysatoren,
- Verwendung von Chlor als Biozid in der Kühlkreislauf-Wasserkonditionierung,
- Einsatz von Chlor bei der Abwasserreinigung (Oxidation von Fe^{++} zu Fe^{+++}).

	AOX [mg/l]	Region	AOX [mg/l]
<DGMK 1991b> A	0.033	Raffoil & RSO	0.05
<DGMK 1991b> B	0.068	Europa & GUS	0.05
<DGMK 1991b> C	0.057		

Tab. IV.9.58: AOX-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.17 MTBE (Methyl Tertiär-Butyl Ether)

In Raffinerien, welche bleifreies Benzin produzieren, tritt auch MTBE im Abwasser auf.

	MTBE [mg/l]
<Raffoil 1991>	0.6
Dieses Projekt	0.6

Tab. IV.9.59: MTBE-Konzentrationen für Raffinerieabwasser

9.8.18 Leichtflüchtige Chlorkohlenwasserstoffe

1,1,1-Trichlorethan, Trichlorethen, Tetrachlorethen und Tetrachlorkohlenstoff lagen in allen Proben der in <DGMK 1991b> untersuchten Erdölraffinerien unterhalb der Nachweisgrenze von 0.2 µg/l.

Chloroform wurde in einer Raffinerie in einer Konzentration von 15.6 µg/l gefunden, bei den andern lag sie ebenfalls unterhalb der Nachweisgrenze (0.2 µg/l) <DGMK 1991b>.

Sie werden im folgenden deshalb weggelassen.

9.8.19 Faktoren für Wasserschadstoffe

Mithilfe der detaillierten DGMK-Studie <DGMK 1991b> wird es möglich, die Schadstoffbelastung der Abwasserteilströme auf die Produkte umzulegen. Analog zum Vorgehen bei den energiebedingten Emissionen in die Atmosphäre, werden die Faktoren grosszügig gerundet, um der unterschiedlichen Komplexität der Raffinerien Rechnung zu tragen. Im Gegensatz zur Energie zeigt sich, dass die Emissionen gleichmässiger verteilt sind und die schweren Fraktionen eher geringere Emissionen verursachen. Die Allokation der Abwasserfrachten der einzelnen Teilprozesse erfolgte nach Masse. Die Faktoren befinden sich im Anhang (Tab. IV.9.A6). Für die übrigen Emittenten (Sulphide und weitere Spurenelemente) werden die Abwasserfaktoren 1 gesetzt.

9.9 Abfälle

Über Raffinerie-Abfälle existiert eine detaillierte Zusammenstellung der Resultate einer Umfrage bei 89 europäischen Raffinerien <Concawe 1995a>. Der Gesamtdurchsatz der untersuchten Raffinerien betrug 1993 527 Mio. t Rohöl. In Tab. IV.9.60 sind die verschiedenen Abfallsorten aufgelistet und als spezifische Emissionsfaktoren angegeben.

	Abfallmenge 1993 [t]	spez. Abfallmenge [kg/TJ _{Input}]
API/PPI/CPI/FFU Schlämme	448'000	20
Schlämme aus der Entsalzung	9'200	0.4
Tank Bottom Schlamm	76'000	3.4
Öl-Unfälle auf dem Gelände	not reported	-
Acid Alkyl Schlamm	4'200	0.2
Speisewasser Schlamm	138'000	6.1
Klärschlamm	323'000	14.4
Verschiedene Schlämme	72'000	3.2
Catalytic Cracker Katalysatoren (inkl. Staub)	39'000	1.7
Reforming Katalysatoren	900	0.04
Katalysatoren für die Entschwefelung	6'400	0.3
Andere Katalysatoren	9'500	0.4
Filter Ton	5'400	0.2
Alumina, Mol. Siebe, Holzkohle	3'800	0.2
Stäube aus Luftfilter	not reported	-
Ablagerungen Tanks (verbleit)	400	0.02
Ablagerungen Tanks (unverbleit)	4'400	0.2
Teere aus dem Acid Treatment	500	0.02
Verbrauchte Chemikalien	14'400 ¹⁾	0.6
Abgasentschwefelung	2'500	0.1
Verseuchter Boden	53'000	2.4
Andere	31'000	1.4
Verbrauchte Natronlauge	178'000	7.9

Tab. IV.9.60: Abfallaufkommen von 89 europäischen Raffinerien 1993; Rohöldurchsatz 527 Mio. t; <Concawe 1995a>; ¹⁾ Inbegriffen sind "spent caustic"

Von den anfallenden Schlämmen werden 75% vorbehandelt, das dabei anfallende Abwasser wird gereinigt und der vorbehandelte Schlamm wird zusammen mit den anderen Abfällen entsorgt. Entsorgungspfade der einzelnen oben aufgeführten Abfallkategorien können nicht angegeben werden. Einzig bei Katalysatoren ist bekannt, dass sie den Herstellern zur Rückgewinnung der Metalle zurückgegeben werden. Für 99 % der identifizierten Abfälle konnte auch der Entsorgungsweg identifiziert werden. Davon werden 6.5% verbrannt (1/3 mit energetischer Nutzung), 48.7 % werden deponiert, 1.9 % gelangen ins Landfarming und für 42.9 % werden andere Techniken (insbesondere Metallrückgewinnung etc.) angewandt <Concawe 1995a>.

Entsorgungsweg	Abfall [%]	Schlamm [%]	Schlamm für dieses Projekt
Verbrennung	6.5	44	50
Deponie	48.7	29	30
Landfarming	1.9	9	10
Recycling/Reuse	38.9	0	0
Alternate fuel use	0	4	0
andere	3.6	14	10

Tab. IV.9.61: Abfall- und Schlammbehandlung europäischer Raffinerien, <Concawe 1995a>

In diesem Projekt wird davon ausgegangen, dass von den anfallenden Schlämmen der Raffinerien Europas und der GUS 50 % verbrannt, 30 % deponiert und 10 % ins Landfarming gehen, während für 10% weitere Techniken verwendet werden. Die Schlämme der Raffinerien "Raffoil" und "RSO" gehen ins Landfarming (auf raffinerieeigenem Gelände) <Raffoil 1991>, <RSO 1992>.

Die Katalysatoren werden zur Metallrückgewinnung u.a. nach Übersee (Houston, Texas) gesandt. Die Metalle werden z.T. nicht mehr für Katalysatoren, sondern für Produkte der Wasserreinigung

oder für Stahllegierungen <Criterion 1992> verwendet. Das Trägermaterial (meist Zeolithe) wird deponiert (Annahme: Inertstoffdeponie).

Das Trägermaterial wird demnach sowohl als Ressource wie auch als Abfälle in Deponie bilanziert. Gemäss <Raffoil 1991> werden 95 bis 97 % der Metalle zurückgewonnen. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass 96 % der Metalle Sekundär-Rohstoffe sind.

Zusammenfassend kann das Abfallaufkommen wie folgt dargestellt werden:

	<Shell 1990> [kg/TJ _{Output}]	<Concawe 1995a> [kg/TJ _{Output}]	<Raffoil 1991> [kg/TJ _{Output}]	<RSO 1992> [kg/TJ _{Output}]
Vorbehandelter Schlamm	11.0	8	17 ¹⁾	8
Tankablagerungen	0	0.2	k.A.	0.1
Schrottmaterial	5.5	0	-	kA
Verseuchter Boden	1.3	2.4	-	2
Verbrauchte Chemikalien ²⁾	2.7	0.6	-	kA
Verbrauchte Katalysatoren	0.7	2.4	0.9	kA
Andere (inkl. 10% Asche)	0	1.4	kA	kA
Total	21	15	18	10

Tab. IV.9.62: Vergleich spezifischer Abfallmengen in Raffinerien; ¹⁾: inkl. Tankablagerungen, ²⁾: werden als pH-Puffer im Abwasser verwendet

Die Übersicht zeigt eine recht gute Übereinstimmung der Werte, wobei der tiefe Wert für Schlamm und der hohe Anteil Schrottmaterial bei den Daten von <Shell 1990> auffällt. Die Abfallmenge von 15 kg/TJ_{Output} entspricht ungefähr einer Menge von 0.7 g/kg raffinierter Produkte.

Die Tankablagerungen werden bei den Schlämmen berücksichtigt, über verseuchten Boden und andere Abfälle sind keine näheren Angaben vorhanden. Verbrauchte Chemikalien werden z.T. als pH-Kontrolle im Abwasser eingesetzt. Deren Umwelteinwirkungen werden somit bei den Abwasseremissionen erfasst. Die Schlämme werden nach Massenanteilen, das Trägermaterial der Katalysatoren gemäss Verteilschlüssel auf die Produkte verteilt. Die Metalle werden als Downzyklate anderen Produktionsprozessen zugeführt und werden somit hier nicht bilanziert.

	Europa & GUS [kg/t _{Output}]	Raffoil [kg/t _{Output}]	RSO [kg/t _{Output}]
Vorbehandelter Schlamm ¹⁾	0.33	0.7	0.34
Andere (inkl. Asche) [*]	0.056	0.056	0.056
Verseuchter Boden [*]	0.096	-	0.08
Stahl niedriglegiert ²⁾	0.175	0.175	0.175
Stahl hochlegiert ²⁾	0.015	0.015	0.015
Mineralwolle ³⁾	0.001	0.001	0.001
Beton ³⁾	0.040	0.040	0.040
Kunststoffe ⁴⁾	0.002	0.002	0.002
Verbrauchte Katalysatoren ⁵⁾	0.069/0.03 ⁶⁾	0.0116	0.0116
Total	0.96	0.94	0.58

Tab. IV.9.63: Vergleich spezifischer Abfallmengen in Raffinerien; ¹⁾: Entsorgung gemäss Tab. IV.9.61; ²⁾: Re-, Down-cycling; ³⁾: Inertstoffdeponie; ⁴⁾: Reaktordeponie; ⁵⁾: Produktspezifische Werte; ⁶⁾: Europa/ GUS; ^{*}) nicht in Ecoinvent berücksichtigt

Die Aufteilung des Abfallaufkommens infolge des Katalysator-Trägermaterials (mehr als 99 Gew.-% der gesamten Katalysatormasse) geschieht gemäss den Faktoren aus Tab. IV.9.63.

Produkt	Zeolith-Faktor [-]
Bitumen	0.0
Heizöl M/S	1.1
Heizöl EL/ Diesel	0.4
Kerosin	0.7
Benzin	2.1
Propan/ Butan	1.3
Fuel Gas	1.4
Raffinerie	1

Tab. IV.9.64: Faktor zur Aufteilung des Anfalls an Trägermaterial von Katalysatoren

9.10 Flächenbedarf

Von den rund 640'000 m² des Geländes der Raffinerie "Raffoil" sind 180'000 m² (gut 25 %) nicht bebaut. Bei einem jährlichen Produkteabsatz von 3 Mio. t und einer Auslastung von 80 % ergibt dies eine Beanspruchung von 0.25 m² a/t_{Produkt} resp. 160 m²/MW. In <Gemis 1989> wird für Raffinerien rund 0.24 m² a/t_{Produkt}, in <Jensch 1988> eine Spanne von 185 - 230 m²/MW (0.25 - 0.3 m² a/t_{Produkt}), bezogen auf 8'760 h/a angegeben. Jensch bezieht sich dabei auf diejenige Fläche, die notwendig ist, um einen ordnungsgemässen Betrieb der Anlage zu ermöglichen. <Infras 1981> zitiert Concawe mit einem Wert von 0.011 bis 0.013 m²/t_{Rohöl} oder 50'000 m². Für das Prozessfeld einer Kompaktraffinerie von 5 Mio. Jahrestonnen Verarbeitungskapazität werden nach <BP 1989a> 40'000 m² benötigt. Daraus resultiert ein spezifischer Flächenbedarf von 0.01 m² a/t_{Produkt}.

Die Raffinerie du Sud-Ouest SA steht auf einem Gelände von rund 1.3 Mio. m². Bei einer Jahreskapazität von 3.2 Mio. t und einer Auslastung von 80 % entspricht dies einem Flächenbedarf von gut 0.5 m² a/t_{Produkt}.

	II - IV [m ² a/t _{Produkt}]	II - III [m ² a/t _{Produkt}]	Total [m ² a/t _{Produkt}]
RSO	0.36	0.14	0.5
Raffoil	0.18	0.07	0.25
Europa & GUS	0.18	0.07	0.25

Tab. IV.9.65: Flächenbedarf von Raffinerien

9.11 Zusammenstellung der Eingabedaten

Aus den in den Abschnitten IV.9.5 bis IV.9.10 zitierten Emissionsfaktoren und Materialbedarfen werden die für den schweizerischen und europäischen Erdöl-Mix geltenden Zahlen bestimmt. Für die in der Schweiz betriebenen Raffinerien werden die Werte aus <Raffoil 1991> und aus <RSO 1992> verwendet. Für die europäischen Raffinerien wird vorwiegend auf Daten der Concawe-Reports zurückgegriffen, welche meist auf der Basis breitangelegter Umfragen bei Raffineriebetreibern in Westeuropa zu spezifischen Emissions-, Energie- und Abfalldaten entstanden sind. Für Raffineriestandort GUS werden mit Ausnahme der Energiebedarfe europäische Verhältnisse angenommen. Der Energiebedarf (thermisch und elektrisch) wurde der internationalen Energiestatistik entnommen <IEA/OECD 1991b>. Sind einzelne Schadstoffe nicht gemessen oder rapportiert, werden Default-Werte aus situativen Untersuchungen gewählt.

Die Zusammensetzung der Katalysatoren wurde anhand der Angaben von <Raffoil 1991> und einer Top-Down-Betrachtung mit Daten aus <Minerals 1991> und <BP 1992> abgeschätzt. Der Bedarf an Betriebsmitteln und Additiven wird aufgrund vorliegender Daten aus <Raffoil 1991> und <Scanraff 1991> eruiert und für die Produkte aller Raffinerien verwendet.

Die Energie- und Stoffbilanzen werden produktspezifisch angegeben, wobei Unterschiede im

Energieverbrauch die Höhe der atmosphärischen Emissionen bestimmen. Aus Abwasserteilströmen resultieren produktspezifische Schadstofffrachten und aufgrund der Stoffbilanz produktspezifische Katalysatorbedarfe. Wo nicht anders spezifiziert, sind die Werte in $[\text{kg}/\text{t}_{\text{Produkt}}]$ angegeben, wobei für Umrechnungen der untere Heizwert des zu verarbeitenden rohen Erdöls verwendet wird.

Die Infrastruktur ist bei allen Produkten gleich. In Tab. IV.9.66 sind die Eingabedaten der Infrastruktur zusammengestellt. Anschliessend folgen die Tabellen mit den Werten für die einzelnen Produkte.

Infrastruktur für Produkte ab Raffinerie:

pro $\text{t}_{\text{Produkt ab Raffinerie}}$	Einheit	
INFRASTRUKTUR		
nichtenergetische Ressourcen:		
Flaeche II-III	m ² a	0.0778
Flaeche II-IV	m ² a	0.2
Wasser	kg	7.00E-03
Energieträger:		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTE	TJ	6.00E-07
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	7.00E-07
Basismaterialien:		
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	0.04
Cadmiumfreies Hartlot	kg	0.007
Mineralwolle	kg	0.001
PE (HD)	kg	0.002
Schwefelsaeure H ₂ SO ₄	kg	0.008
Stahl hochlegiert	kg	0.015
Stahl unlegiert	kg	0.175
Abfälle unbehandelt:		
Beton in Inertstoffdeponie	kg	0.04
Kunststoffe in Reaktordeponie	kg	0.002
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	0.001
Emissionen Luft:		
Abwaerme in Luft	TJ	6.00E-07

Tab. IV.9.66: Eingabedaten der Infrastruktur für die Module "Produkt ab Raffinerie CH/Euro"

pro t	Einheit	Raffineriegas		Propan / Butan	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
INPUT:					
Rohstoffe / Halbfabrikate:					
Rohöl ab Ferntransport	t	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
• ab Europa	t	2.6E-01	3.4E-01	2.6E-01	3.4E-01
• ab Lateinamerika	t	1.4E-02	3.3E-02	1.4E-02	3.3E-02
• ab Nahost	t	2.6E-01	2.7E-01	2.6E-01	2.7E-01
• ab GUS	t	7.9E-02	1.3E-01	7.9E-02	1.3E-01
• ab Nordafrika	t	2.7E-01	1.4E-01	2.7E-01	1.4E-01
• ab Zentralafrika	t	1.2E-01	7.3E-02	1.2E-01	7.3E-02
• ab Nordamerika	t	4.1E-03	1.3E-02	4.1E-03	1.3E-02
Methyl-Mercaptan §	kg	0.0E+00	0.0E+00	1.5E-02	1.5E-02
organ. Chemikalien	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Propylenglykol	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
MTBE	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
TEL	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Energieträger:					
Raffineriegas in Feuerung	t	3.9E-02	4.0E-02	5.7E-02	5.8E-02
Schweröl in Raff.-feuerung	t	1.8E-02	2.4E-02	2.7E-02	3.4E-02
Rohöl über Fackel §	t	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03
Elektrizität Mittelsp. CH	TJ	2.7E-05	0.0E+00	4.1E-05	0.0E+00
Elektrizität Mittelsp. UCPT	TJ	9.1E-05	1.4E-04	1.4E-04	2.1E-04
Betriebsstoffe:					
Wasser	kg	2.8E+03	4.1E+03	2.8E+03	4.1E+03
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02
organ. Chemikalien	kg	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03
Eisensulfat	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
Propylenglykol	kg	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03
Ammonium (als Ammoniak)	kg	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03
Kalk (CaOH) ₂	kg	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02
NaOH	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
NaCl	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Cobalt	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Molybdän	kg	2.7E-05	2.8E-06	2.7E-05	2.8E-06
Nickel ab Anreicherung	kg	6.1E-06	0.0E+00	6.1E-06	0.0E+00
Palladium ab Anreicherung	kg	2.2E-06	3.4E-06	1.9E-06	3.1E-06
Platin ab Anreicherung	kg	2.5E-06	3.9E-06	2.2E-06	3.4E-06
Rhenium	kg	2.5E-06	3.7E-06	4.2E-07	6.1E-07
Rhodium	kg	2.3E-06	3.7E-06	2.0E-06	3.2E-06
Chlorid	kg	4.8E-07	0.0E+00	7.9E-08	0.0E+00
Zeolith	kg	6.7E-02	9.7E-02	6.2E-02	9.0E-02
OUTPUT:					
Prozessemissionen Luft:					
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	8.5E+00	8.6E+00	8.5E+00	8.6E+00
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	3.0E-01	4.7E-01	3.0E-01	4.7E-01
Stickoxid (NO _x)	kg	2.4E-02	2.8E-02	2.4E-02	2.8E-02
Partikel	kg	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02
Ethan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Propan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Butan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Pentan	kg	1.1E-01	9.0E-02	1.1E-01	9.0E-02
Hexan	kg	4.5E-02	3.6E-02	4.5E-02	3.6E-02
Heptan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Alkane	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Ethen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Propen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Buten	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Benzol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03

Tab. IV.9.67: Eingabedaten für Raffineriegas und Propan/ Butan, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Forts.	Einheit	Raffineriegas		Propan / Butan	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
Toluol	kg	1.4E-02	1.1E-02	1.4E-02	1.1E-02
Xylole	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03
Ethylbenzol	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Methan (CH ₄)	kg	5.1E-02	4.0E-02	5.1E-02	4.0E-02
Abwärme	TJ	2.5E-04	2.8E-04	3.1E-04	3.5E-04
Emissionen Wasser:					
Chlorid	kg	1.1E+00	1.6E+00	1.1E+00	1.6E+00
Sulphat	kg	5.5E-01	8.2E-01	5.5E-01	8.2E-01
Ammonium-N	kg	6.0E-02	8.5E-02	6.0E-02	8.5E-02
Nitrat-N	kg	2.4E-02	3.4E-02	2.4E-02	3.4E-02
organ.-geb.-N	kg	1.3E-02	1.8E-02	1.3E-02	1.8E-02
Gesamt-N	kg	8.0E-02	1.1E-01	8.0E-02	1.1E-01
Sulfide	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Gesamt-Cyanid	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Aluminium	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Arsen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Barium	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Blei	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Bor	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Cadmium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Calcium	kg	1.4E-01	2.1E-01	1.4E-01	2.1E-01
Chrom	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Eisen	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.4E-03	2.1E-03
Kalium	kg	2.8E-02	4.1E-02	2.8E-02	4.1E-02
Kupfer	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Magnesium	kg	5.5E-02	8.2E-02	5.5E-02	8.2E-02
Mangan	kg	5.5E-04	8.2E-04	5.5E-04	8.2E-04
Molybdän	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Natrium	kg	8.3E-01	1.2E+00	8.3E-01	1.2E+00
Nickel	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Phosphor	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Quecksilber	kg	2.8E-07	4.1E-07	2.8E-07	4.1E-07
Selen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Strontium	kg	1.9E-03	2.9E-03	1.9E-03	2.9E-03
Vanadium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Zink	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
ungelöste Stoffe	kg	4.5E-03	4.1E-03	4.5E-03	4.1E-03
TOC	kg	9.1E-02	1.4E-01	9.1E-02	1.4E-01
CSB	kg	1.0E-01	1.5E-01	1.0E-01	1.5E-01
BSB5	kg	3.1E-03	4.5E-03	3.1E-03	4.5E-03
Phenol	kg	4.7E-04	7.4E-04	4.7E-04	7.4E-04
Öl	kg	8.6E-03	1.3E-02	8.6E-03	1.3E-02
Benzol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Toluol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Xylol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Ethylbenzol	kg	5.5E-07	8.2E-07	5.5E-07	8.2E-07
AOX	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
MTBE	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Abfälle:					
Vorbehandelter Schlamm	kg	6.5E-01	7.0E-01	6.5E-01	7.0E-01
Schlamm in Reaktordeponie	kg	1.9E-01	2.1E-01	1.9E-01	2.1E-01
Schlamm in Landfarming	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
Schlamm in Verbrennung	kg	3.2E-01	3.5E-01	3.2E-01	3.5E-01
Schlamm in weitere Entsorgung §	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
verseuchter Boden §	kg	7.2E-02	9.6E-02	7.2E-02	9.6E-02
Andere (inkl. Asche) §	kg	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02
Verbrauchte Katalysatoren	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	6.7E-02	9.7E-02	6.2E-02	9.0E-02

Tab. IV.9.67: Forts.

pro t	Einheit	Benzin bleifrei		Benzin verbleit		Naphtha
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94	Euro '94
INPUT:						
Rohstoffe / Halbfabrikate:						
Rohöl ab Ferntransport	t	9.2E-01	9.2E-01	9.3E-01	9.3E-01	1.0E+00
• ab Europa	t	2.4E-01	3.1E-01	2.4E-01	3.2E-01	3.4E-01
• ab Lateinamerika	t	1.3E-02	3.0E-02	1.3E-02	3.1E-02	3.3E-02
• ab Nahost	t	2.4E-01	2.5E-01	2.4E-01	2.5E-01	2.7E-01
• ab GUS	t	7.3E-02	1.2E-01	7.4E-02	1.2E-01	1.3E-01
• ab Nordafrika	t	2.4E-01	1.3E-01	2.5E-01	1.3E-01	1.4E-01
• ab Zentralafrika	t	1.1E-01	6.7E-02	1.1E-01	6.8E-02	7.3E-02
• ab Nordamerika	t	3.8E-03	1.2E-02	3.8E-03	1.2E-02	1.3E-02
Propylenglykol	kg	2.1E-01	2.1E-01	2.1E-01	2.1E-01	0.0E+00
MTBE	kg	8.0E+01	8.0E+01	7.0E+01	7.0E+01	0.0E+00
TEL	kg	1.1E-02	1.1E-02	4.8E-01	4.8E-01	0.0E+00
Energieträger:						
Raffineriegas in Feuerung	t	7.3E-02	7.5E-02	7.3E-02	7.5E-02	7.5E-02
Schweröl in Raff.-feuerung	t	3.4E-02	4.4E-02	3.4E-02	4.4E-02	4.4E-02
Rohöl über Fackel §	t	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03
Elektrizität Mittelsp. CH	TJ	4.1E-05	0.0E+00	4.1E-05	0.0E+00	0.0E+00
Elektrizität Mittelsp. UCPTE	TJ	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Betriebsstoffe:						
Wasser	kg	2.8E+03	4.1E+03	2.8E+03	4.1E+03	4.1E+03
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02
organ. Chemikalien	kg	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03
Eisensulfat	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
Propylenglykol	kg	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03
Ammonium (als Ammoniak)	kg	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03
Kalk (CaOH) ₂	kg	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02
NaOH	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
NaCl	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02	6.9E-02
Molybdän	kg	2.7E-05	2.8E-06	2.7E-05	2.8E-06	2.8E-06
Nickel ab Anreicherung	kg	6.1E-06	0.0E+00	6.1E-06	0.0E+00	0.0E+00
Palladium ab Anreicherung	kg	8.9E-06	1.4E-05	8.9E-06	1.4E-05	1.4E-05
Platin ab Anreicherung	kg	1.0E-05	1.6E-05	1.0E-05	1.6E-05	1.6E-05
Rhenium	kg	8.0E-06	1.2E-05	8.0E-06	1.2E-05	1.2E-05
Rhodium	kg	9.4E-06	1.5E-05	9.4E-06	1.5E-05	1.5E-05
Chlorid	kg	1.5E-06	0.0E+00	1.5E-06	0.0E+00	0.0E+00
Zeolith	kg	1.0E-01	1.4E-01	1.0E-01	1.4E-01	1.4E-01
OUTPUT:						
Prozessemissionen Luft:						
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	8.5E+00	8.6E+00	8.5E+00	8.6E+00	8.6E+00
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	3.0E-01	4.7E-01	3.0E-01	4.7E-01	4.7E-01
Stickoxid (NO _x)	kg	2.4E-02	2.8E-02	2.4E-02	2.8E-02	2.8E-02
Partikel	kg	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02
Ethan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Propan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02	7.2E-02
Butan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02	7.2E-02
Pentan	kg	1.1E-01	9.0E-02	1.1E-01	9.0E-02	9.0E-02
Hexan	kg	4.5E-02	3.6E-02	4.5E-02	3.6E-02	3.6E-02
Heptan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Alkane	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Ethen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03	3.6E-03
Propen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03	3.6E-03
Buten	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03	1.8E-03
Benzol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03	7.2E-03

Tab. IV.9.68: Eingabedaten für Benzin verbleit und unverbleit sowie Naphtha, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Forts.	Einheit	Benzin bleifrei		Benzin verbleit		Naphta
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94	Euro '94
Toluol	kg	1.4E-02	1.1E-02	1.4E-02	1.1E-02	1.1E-02
Xylole	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03	7.2E-03
Ethylbenzol	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03	1.8E-03
Methan (CH ₄)	kg	5.1E-02	4.0E-02	5.1E-02	4.0E-02	4.0E-02
Abwärme	TJ	3.1E-04	3.5E-04	3.1E-04	3.5E-04	3.5E-04
Emissionen Wasser:						
Chlorid	kg	1.1E+00	1.6E+00	1.1E+00	1.6E+00	1.6E+00
Sulphat	kg	5.5E-01	8.2E-01	5.5E-01	8.2E-01	8.2E-01
Ammonium-N	kg	6.0E-02	8.5E-02	6.0E-02	8.5E-02	8.5E-02
Nitrat-N	kg	2.4E-02	3.4E-02	2.4E-02	3.4E-02	3.4E-02
organ.-geb.-N	kg	1.3E-02	1.8E-02	1.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Gesamt-N	kg	8.0E-02	1.1E-01	8.0E-02	1.1E-01	1.1E-01
Sulfide	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03	1.6E-03
Gesamt-Cyanid	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Aluminium	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Arsen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Barium	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
Blei	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Bor	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03	1.6E-03
Cadmium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Calcium	kg	1.4E-01	2.1E-01	1.4E-01	2.1E-01	2.1E-01
Chrom	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Eisen	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.4E-03	2.1E-03	2.1E-03
Kalium	kg	2.8E-02	4.1E-02	2.8E-02	4.1E-02	4.1E-02
Kupfer	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Magnesium	kg	5.5E-02	8.2E-02	5.5E-02	8.2E-02	8.2E-02
Mangan	kg	5.5E-04	8.2E-04	5.5E-04	8.2E-04	8.2E-04
Molybdän	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Natrium	kg	8.3E-01	1.2E+00	8.3E-01	1.2E+00	1.2E+00
Nickel	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Phosphor	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
Quecksilber	kg	2.8E-07	4.1E-07	2.8E-07	4.1E-07	4.1E-07
Selen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Strontium	kg	1.9E-03	2.9E-03	1.9E-03	2.9E-03	2.9E-03
Vanadium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Zink	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
ungelöste Stoffe	kg	4.5E-03	4.1E-03	4.5E-03	4.1E-03	4.1E-03
TOC	kg	9.1E-02	1.4E-01	9.1E-02	1.4E-01	1.4E-01
CSB	kg	1.0E-01	1.5E-01	1.0E-01	1.5E-01	1.5E-01
BSB5	kg	3.1E-03	4.5E-03	3.1E-03	4.5E-03	4.5E-03
Phenol	kg	4.7E-04	7.4E-04	4.7E-04	7.4E-04	7.4E-04
Öl	kg	8.6E-03	1.3E-02	8.6E-03	1.3E-02	1.3E-02
Benzol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Toluol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Xylol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Ethylbenzol	kg	5.5E-07	8.2E-07	5.5E-07	8.2E-07	8.2E-07
AOX	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
MTBE	kg	6.6E-03	9.8E-03	6.6E-03	9.8E-03	0.0E+00
Abfälle:						
Vorbehandelter Schlamm	kg	6.5E-01	7.0E-01	6.5E-01	7.0E-01	7.0E-01
Schlamm in Reaktordeponie	kg	1.9E-01	2.1E-01	1.9E-01	2.1E-01	2.1E-01
Schlamm in Landfarming	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02	7.0E-02
Schlamm in Verbrennung	kg	3.2E-01	3.5E-01	3.2E-01	3.5E-01	3.5E-01
Schlamm in weitere Entsorgung §	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02	7.0E-02
verseuchter Boden §	kg	7.2E-02	9.6E-02	7.2E-02	9.6E-02	9.6E-02
Andere (inkl. Asche) §	kg	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02
Verbrauchte Katalysatoren	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02	6.9E-02
Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	1.0E-01	1.4E-01	1.0E-01	1.4E-01	1.4E-01

Tab. IV.9.68: Forts.

pro t	Einheit	Kerosin		Diesel	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
INPUT:					
Rohstoffe / Halbfabrikate:					
Rohöl ab Ferntransport	t	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
• ab Europa	t	2.6E-01	3.4E-01	2.6E-01	3.4E-01
• ab Lateinamerika	t	1.4E-02	3.3E-02	1.4E-02	3.3E-02
• ab Nahost	t	2.6E-01	2.7E-01	2.6E-01	2.7E-01
• ab GUS	t	7.9E-02	1.3E-01	7.9E-02	1.3E-01
• ab Nordafrika	t	2.7E-01	1.4E-01	2.7E-01	1.4E-01
• ab Zentralafrika	t	1.2E-01	7.3E-02	1.2E-01	7.3E-02
• ab Nordamerika	t	4.1E-03	1.3E-02	4.1E-03	1.3E-02
organ. Chemikalien	kg	2.3E-02	2.1E-02	5.0E-01	5.0E-01
Energieträger:					
Raffineriegas in Feuerung	t	2.0E-02	2.1E-02	2.0E-02	2.1E-02
Schweröl in Raff.-feuerung	t	9.4E-03	1.2E-02	9.4E-03	1.2E-02
Rohöl über Fackel §	t	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03
Elektrizität Mittelsp. CH	TJ	1.4E-05	0.0E+00	1.4E-05	0.0E+00
Elektrizität Mittelsp. UCPTE	TJ	4.5E-05	7.0E-05	4.5E-05	7.0E-05
Betriebsstoffe:					
Wasser	kg	2.8E+03	4.1E+03	2.8E+03	4.1E+03
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02
organ. Chemikalien	kg	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03
Eisensulfat	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
Propylenglykol	kg	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03
Ammonium (als Ammoniak)	kg	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03
Kalk (CaOH) ₂	kg	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02
NaOH	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
NaCl	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Cobalt	kg	0.0E+00	0.0E+00	3.2E-06	3.1E-06
Molybdän	kg	2.4E-05	2.5E-06	5.4E-06	5.5E-07
Nickel ab Anreicherung	kg	5.6E-06	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Zeolith	kg	3.3E-02	4.8E-02	1.9E-02	2.8E-02
OUTPUT:					
Prozessemissionen Luft:					
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	8.5E+00	8.6E+00	8.5E+00	8.6E+00
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	3.0E-01	4.7E-01	3.0E-01	4.7E-01
Stickoxid (NO _x)	kg	2.4E-02	2.8E-02	2.4E-02	2.8E-02
Partikel	kg	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02
Ethan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Propan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Butan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Pentan	kg	1.1E-01	9.0E-02	1.1E-01	9.0E-02
Hexan	kg	4.5E-02	3.6E-02	4.5E-02	3.6E-02
Heptan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Alkane	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Ethen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Propen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Buten	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Benzol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03

Tab. IV.9.69: Eingabedaten für Kerosin und Diesel, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Forts.	Einheit	Kerosin		Diesel	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
Toluol	kg	1.4E-02	1.1E-02	1.4E-02	1.1E-02
Xylol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03
Ethylbenzol	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Methan (CH ₄)	kg	5.1E-02	4.0E-02	5.1E-02	4.0E-02
Abwärme	TJ	1.9E-04	2.1E-04	1.9E-04	2.1E-04
Emissionen Wasser:					
Chlorid	kg	1.1E+00	1.6E+00	1.1E+00	1.6E+00
Sulphat	kg	5.5E-01	8.2E-01	5.5E-01	8.2E-01
Ammonium-N	kg	5.5E-02	7.7E-02	6.0E-02	8.5E-02
Nitrat-N	kg	2.4E-02	3.4E-02	2.4E-02	3.4E-02
organ.-geb.-N	kg	1.2E-02	1.7E-02	1.3E-02	1.8E-02
Gesamt-N	kg	7.3E-02	1.0E-01	8.0E-02	1.1E-01
Sulfide	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Gesamt-Cyanid	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Aluminium	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Arsen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Barium	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Blei	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Bor	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Cadmium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Calcium	kg	1.4E-01	2.1E-01	1.4E-01	2.1E-01
Chrom	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Eisen	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.4E-03	2.1E-03
Kalium	kg	2.8E-02	4.1E-02	2.8E-02	4.1E-02
Kupfer	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Magnesium	kg	5.5E-02	8.2E-02	5.5E-02	8.2E-02
Mangan	kg	5.5E-04	8.2E-04	5.5E-04	8.2E-04
Molybdän	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Natrium	kg	8.3E-01	1.2E+00	8.3E-01	1.2E+00
Nickel	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Phosphor	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Quecksilber	kg	2.8E-07	4.1E-07	2.8E-07	4.1E-07
Selen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Strontium	kg	1.9E-03	2.9E-03	1.9E-03	2.9E-03
Vanadium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Zink	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
ungelöste Stoffe	kg	4.5E-03	4.1E-03	4.5E-03	4.1E-03
TOC	kg	8.3E-02	1.2E-01	9.1E-02	1.4E-01
CSB	kg	8.4E-02	1.2E-01	1.0E-01	1.5E-01
BSB5	kg	2.8E-03	4.1E-03	3.1E-03	4.5E-03
Phenol	kg	3.1E-04	4.9E-04	4.7E-04	7.4E-04
Öl	kg	7.9E-03	1.2E-02	8.6E-03	1.3E-02
Benzol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Toluol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Xylol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Ethylbenzol	kg	5.0E-07	7.4E-07	5.5E-07	8.2E-07
AOX	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
MTBE	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Abfälle:					
Vorbehandelter Schlamm	kg	6.5E-01	7.0E-01	6.5E-01	7.0E-01
Schlamm in Reaktordeponie	kg	1.9E-01	2.1E-01	1.9E-01	2.1E-01
Schlamm in Landfarming	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
Schlamm in Verbrennung	kg	3.2E-01	3.5E-01	3.2E-01	3.5E-01
Schlamm in weitere Entsorgung	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
§					
verseuchter Boden §	kg	7.2E-02	9.6E-02	7.2E-02	9.6E-02
Andere (inkl. Asche) §	kg	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02
Verbrauchte Katalysatoren	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	3.3E-02	4.8E-02	1.9E-02	2.8E-02

Tab. IV.9.69: Forts.

pro t	Einheit	Heizöl EL		Heizöl EL 2000		Heizöl Petro
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94	Euro '94
INPUT:						
Rohstoffe / Halbfabrikate:						
Rohöl ab Ferntransport	t	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
• ab Europa	t	2.6E-01	3.4E-01	2.6E-01	3.4E-01	3.4E-01
• ab Lateinamerika	t	1.4E-02	3.3E-02	1.4E-02	3.3E-02	3.3E-02
• ab Nahost	t	2.6E-01	2.7E-01	2.6E-01	2.7E-01	2.7E-01
• ab GUS	t	7.9E-02	1.3E-01	7.9E-02	1.3E-01	1.3E-01
• ab Nordafrika	t	2.7E-01	1.4E-01	2.7E-01	1.4E-01	1.4E-01
• ab Zentralafrika	t	1.2E-01	7.3E-02	1.2E-01	7.3E-02	7.3E-02
• ab Nordamerika	t	4.1E-03	1.3E-02	4.1E-03	1.3E-02	1.3E-02
organ. Chemikalien	kg	4.3E-01	4.3E-01	4.3E-01	4.3E-01	0.0E+00
Energieträger:						
Raffineriegas in Feuerung	t	2.0E-02	2.1E-02	5.7E-02	5.8E-02	2.1E-02
Schweröl in Raff.-feuerung	t	9.4E-03	1.2E-02	2.7E-02	3.4E-02	1.2E-02
Rohöl über Fackel §	t	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03
Elektrizität Mittelsp. CH	TJ	1.4E-05	0.0E+00	4.1E-05	0.0E+00	0.0E+00
Elektrizität Mittelsp. UCPTE	TJ	4.5E-05	7.0E-05	1.4E-04	2.1E-04	7.0E-05
Betriebsstoffe:						
Wasser	kg	2.8E+03	4.1E+03	2.8E+03	4.1E+03	4.1E+03
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02
organ. Chemikalien	kg	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03
Eisensulfat	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
Propylenglykol	kg	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03
Ammonium (als Ammoniak)	kg	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03
Kalk (CaOH) ₂	kg	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02
NaOH	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
NaCl	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02	6.9E-02
Cobalt	kg	3.2E-06	3.1E-06	3.2E-06	3.1E-06	3.1E-06
Molybdän	kg	5.4E-06	5.5E-07	5.4E-06	5.5E-07	5.5E-07
Zeolith	kg	1.9E-02	2.8E-02	1.9E-02	2.8E-02	2.8E-02
OUTPUT:						
Prozessemissionen Luft:						
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	8.5E+00	8.6E+00	8.5E+00	8.6E+00	8.6E+00
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	3.0E-01	4.7E-01	3.0E-01	4.7E-01	4.7E-01
Stickoxid (NO _x)	kg	2.4E-02	2.8E-02	2.4E-02	2.8E-02	2.8E-02
Partikel	kg	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02
Ethan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Propan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02	7.2E-02
Butan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02	7.2E-02
Pentan	kg	1.1E-01	9.0E-02	1.1E-01	9.0E-02	9.0E-02
Hexan	kg	4.5E-02	3.6E-02	4.5E-02	3.6E-02	3.6E-02
Heptan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Alkane	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Ethen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03	3.6E-03
Propen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03	3.6E-03
Buten	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03	1.8E-03
Benzol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03	7.2E-03

Tab. IV.9.70: Eingabedaten für Heizöl EL, Heizöl EL 2000 und Heizöl Petro, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Forts.	Einheit	Heizöl EL		Heizöl EL 2000		Heizöl Petro
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94	Euro '94
Toluol	kg	1.4E-02	1.1E-02	1.4E-02	1.1E-02	1.1E-02
Xylol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03	7.2E-03
Ethylbenzol	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03	1.8E-03
Methan (CH ₄)	kg	5.1E-02	4.0E-02	5.1E-02	4.0E-02	4.0E-02
Abwärme	TJ	1.9E-04	2.1E-04	3.1E-04	3.5E-04	2.1E-04
Emissionen Wasser:						
Chlorid	kg	1.1E+00	1.6E+00	1.1E+00	1.6E+00	1.6E+00
Sulphat	kg	5.5E-01	8.2E-01	5.5E-01	8.2E-01	8.2E-01
Ammonium-N	kg	6.0E-02	8.5E-02	6.0E-02	8.5E-02	8.5E-02
Nitrat-N	kg	2.4E-02	3.4E-02	2.4E-02	3.4E-02	3.4E-02
organ.-geb.-N	kg	1.3E-02	1.8E-02	1.3E-02	1.8E-02	1.8E-02
Gesamt-N	kg	8.0E-02	1.1E-01	8.0E-02	1.1E-01	1.1E-01
Sulfide	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03	1.6E-03
Gesamt-Cyanid	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Aluminium	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Arsen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Barium	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
Blei	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Bor	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03	1.6E-03
Cadmium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Calcium	kg	1.4E-01	2.1E-01	1.4E-01	2.1E-01	2.1E-01
Chrom	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Eisen	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.4E-03	2.1E-03	2.1E-03
Kalium	kg	2.8E-02	4.1E-02	2.8E-02	4.1E-02	4.1E-02
Kupfer	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Magnesium	kg	5.5E-02	8.2E-02	5.5E-02	8.2E-02	8.2E-02
Mangan	kg	5.5E-04	8.2E-04	5.5E-04	8.2E-04	8.2E-04
Molybdän	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Natrium	kg	8.3E-01	1.2E+00	8.3E-01	1.2E+00	1.2E+00
Nickel	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Phosphor	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
Quecksilber	kg	2.8E-07	4.1E-07	2.8E-07	4.1E-07	4.1E-07
Selen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Strontium	kg	1.9E-03	2.9E-03	1.9E-03	2.9E-03	2.9E-03
Vanadium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05	4.1E-05
Zink	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04	4.1E-04
ungelöste Stoffe	kg	4.5E-03	4.1E-03	4.5E-03	4.1E-03	4.1E-03
TOC	kg	9.1E-02	1.4E-01	9.1E-02	1.4E-01	1.4E-01
CSB	kg	1.0E-01	1.5E-01	1.0E-01	1.5E-01	1.5E-01
BSB5	kg	3.1E-03	4.5E-03	3.1E-03	4.5E-03	4.5E-03
Phenol	kg	4.7E-04	7.4E-04	4.7E-04	7.4E-04	7.4E-04
Öl	kg	8.6E-03	1.3E-02	8.6E-03	1.3E-02	1.3E-02
Benzol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Toluol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Xylol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06	4.1E-06
Ethylbenzol	kg	5.5E-07	8.2E-07	5.5E-07	8.2E-07	8.2E-07
AOX	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04	2.1E-04
Abfälle:						
Vorbehandelter Schlamm	kg	6.5E-01	7.0E-01	6.5E-01	7.0E-01	7.0E-01
Schlamm in Reaktordeponie	kg	1.9E-01	2.1E-01	1.9E-01	2.1E-01	2.1E-01
Schlamm in Landfarming	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02	7.0E-02
Schlamm in Verbrennung	kg	3.2E-01	3.5E-01	3.2E-01	3.5E-01	3.5E-01
Schlamm in weitere Entsorgung §	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02	7.0E-02
verseuchter Boden §	kg	7.2E-02	9.6E-02	7.2E-02	9.6E-02	9.6E-02
Andere (inkl. Asche) §	kg	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02
Verbrauchte Katalysatoren	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02	6.9E-02
Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	1.9E-02	2.8E-02	1.9E-02	2.8E-02	2.8E-02

Tab. IV.9.70: Forts.

pro t	Einheit	Heizöl S		Bitumen	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
INPUT:					
Rohstoffe / Halbfabrikate:					
Rohöl ab Ferntransport	t	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
• ab Europa	t	2.6E-01	3.4E-01	2.6E-01	3.4E-01
• ab Lateinamerika	t	1.4E-02	3.3E-02	1.4E-02	3.3E-02
• ab Nahost	t	2.6E-01	2.7E-01	2.6E-01	2.7E-01
• ab GUS	t	7.9E-02	1.3E-01	7.9E-02	1.3E-01
• ab Nordafrika	t	2.7E-01	1.4E-01	2.7E-01	1.4E-01
• ab Zentralafrika	t	1.2E-01	7.3E-02	1.2E-01	7.3E-02
• ab Nordamerika	t	4.1E-03	1.3E-02	4.1E-03	1.3E-02
organ. Chemikalien	kg	0.0E+00	0.0E+00	1.5E+00	1.5E+00
Energieträger:					
Raffineriegas in Feuerung	t	3.9E-02	4.0E-02	2.0E-02	2.1E-02
Schweröl in Raff.-feuerung	t	1.8E-02	2.4E-02	9.4E-03	1.2E-02
Rohöl über Fackel §	t	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03	3.0E-03
Elektrizität Mittelsp. CH	TJ	2.7E-05	0.0E+00	2.7E-05	0.0E+00
Elektrizität Mittelsp. UCPTE	TJ	9.1E-05	1.4E-04	9.1E-05	1.4E-04
Betriebsstoffe:					
Wasser	kg	2.8E+03	4.1E+03	2.8E+03	4.1E+03
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02	9.0E-02
organ. Chemikalien	kg	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03	6.5E-03
Eisensulfat	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
Propylenglykol	kg	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03	6.0E-03
Ammonium (als Ammoniak)	kg	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03	2.0E-03
Kalk (CaOH) ₂)	kg	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02	4.0E-02
NaOH	kg	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02	5.0E-02
NaCl	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Zeolith	kg	5.2E-02	7.6E-02	0.0E+00	0.0E+00
OUTPUT:					
Prozessemissionen Luft:					
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	8.5E+00	8.6E+00	8.5E+00	8.6E+00
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	3.0E-01	4.7E-01	3.0E-01	4.7E-01
Stickoxid (NO _x)	kg	2.4E-02	2.8E-02	2.4E-02	2.8E-02
Partikel	kg	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02	1.0E-02
Ethan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Propan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Butan	kg	9.0E-02	7.2E-02	9.0E-02	7.2E-02
Pentan	kg	1.1E-01	9.0E-02	1.1E-01	9.0E-02
Hexan	kg	4.5E-02	3.6E-02	4.5E-02	3.6E-02
Heptan	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Alkane	kg	2.3E-02	1.8E-02	2.3E-02	1.8E-02
Ethen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Propen	kg	4.5E-03	3.6E-03	4.5E-03	3.6E-03
Buten	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Benzol	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03

Tab. IV.9.71: Eingabedaten für Heizöl S und Bitumen, §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Forts.	Einheit	Heizöl S		Bitumen	
		CH '94	Euro '94	CH '94	Euro '94
Toluol	kg	1.4E-02	1.1E-02	1.4E-02	1.1E-02
Xylole	kg	9.0E-03	7.2E-03	9.0E-03	7.2E-03
Ethylbenzol	kg	2.3E-03	1.8E-03	2.3E-03	1.8E-03
Methan (CH ₄)	kg	5.1E-02	4.0E-02	5.1E-02	4.0E-02
Abwärme	TJ	2.5E-04	2.8E-04	2.5E-04	2.8E-04
Emissionen Wasser:					
Chlorid	kg	1.1E+00	1.6E+00	1.1E+00	1.6E+00
Sulphat	kg	5.0E-01	7.4E-01	5.0E-01	7.4E-01
Ammonium-N	kg	2.7E-02	3.8E-02	2.7E-02	3.8E-02
Nitrat-N	kg	2.4E-02	3.4E-02	2.4E-02	3.4E-02
organ.-geb.-N	kg	3.3E-03	4.6E-03	3.3E-03	4.6E-03
Gesamt-N	kg	3.6E-02	5.1E-02	3.6E-02	5.1E-02
Sulfide	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Gesamt-Cyanid	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Aluminium	kg	1.4E-04	2.1E-04	1.4E-04	2.1E-04
Arsen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Barium	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Blei	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Bor	kg	1.1E-03	1.6E-03	1.1E-03	1.6E-03
Cadmium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Calcium	kg	1.4E-01	2.1E-01	1.4E-01	2.1E-01
Chrom	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Eisen	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.4E-03	2.1E-03
Kalium	kg	2.8E-02	4.1E-02	2.8E-02	4.1E-02
Kupfer	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Magnesium	kg	5.5E-02	8.2E-02	5.5E-02	8.2E-02
Mangan	kg	5.5E-04	8.2E-04	5.5E-04	8.2E-04
Molybdän	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Natrium	kg	8.3E-01	1.2E+00	8.3E-01	1.2E+00
Nickel	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Phosphor	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
Quecksilber	kg	2.8E-07	4.1E-07	2.8E-07	4.1E-07
Selen	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Strontium	kg	1.9E-03	2.9E-03	1.9E-03	2.9E-03
Vanadium	kg	2.8E-05	4.1E-05	2.8E-05	4.1E-05
Zink	kg	2.8E-04	4.1E-04	2.8E-04	4.1E-04
ungelöste Stoffe	kg	4.5E-03	4.1E-03	4.5E-03	4.1E-03
TOC	kg	4.2E-02	6.2E-02	3.3E-02	4.9E-02
CSB	kg	2.5E-02	3.7E-02	1.7E-02	2.5E-02
BSB5	kg	1.4E-03	2.1E-03	1.1E-03	1.6E-03
Phenol	kg	8.9E-04	1.4E-03	7.3E-04	1.1E-03
Öl	kg	2.2E-03	3.3E-03	2.2E-03	3.3E-03
Benzol	kg	2.5E-06	3.7E-06	2.5E-06	3.7E-06
Toluol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Xylol	kg	2.8E-06	4.1E-06	2.8E-06	4.1E-06
Ethylbenzol	kg	6.1E-07	9.0E-07	6.1E-07	9.0E-07
AOX	kg	1.2E-04	1.8E-04	1.2E-04	1.8E-04
MTBE	kg	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
Abfälle:					
Vorbehandelter Schlamm	kg	6.5E-01	7.0E-01	6.5E-01	7.0E-01
Schlamm in Reaktordeponie	kg	1.9E-01	2.1E-01	1.9E-01	2.1E-01
Schlamm in Landfarming	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
Schlamm in Verbrennung	kg	3.2E-01	3.5E-01	3.2E-01	3.5E-01
Schlamm in weitere Entsorgung	kg	6.5E-02	7.0E-02	6.5E-02	7.0E-02
§					
verseuchter Boden §	kg	7.2E-02	9.6E-02	7.2E-02	9.6E-02
Andere (inkl. Asche) §	kg	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02	5.6E-02
Verbrauchte Katalysatoren	kg	4.8E-02	6.9E-02	4.8E-02	6.9E-02
Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	5.2E-02	7.6E-02	0.0E+00	0.0E+00

Tab. IV.9.71: Forts.

9.12 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das Modul ist im wesentlichen vollständig bezüglich der möglichen Umweltfaktoren. Es fehlen Transferkoeffizienten der durch das Rohöl in die Raffinerie eingebrachten Spurenelemente. Es war nicht möglich Elementenbilanzen aufzustellen.

Die Komplexität einer Raffinerie ist relativ hoch und die Vielfalt der Anlagentypen erschwert die Bildung einer Durchschnittsraffinerie. Im Einzelfall sind somit erhebliche Abweichungen von den hier publizierten Werten zu erwarten.

Die Daten stammen zu einem grossen Teil aus direkten Kontakten mit Raffineriebetreibern in Westeuropa. Weiter konnten für Massenschadstoffe flächendeckende Untersuchungen der Erdölindustrie verwendet werden. Im Bereich der Wasserschadstoffe musste mit Ausnahme einiger weniger Parameter auf Fallbeispiele zurückgegriffen werden. Die Allokation des Energie- und Katalysatorbedarfs, der feuerungsbedingten Emissionen und der Wasserschadstoffe wurde anhand eines eigenen, vereinfachten Modells vorgenommen. Die Modellannahmen basieren auf den tatsächlichen Energie- und Stoffflüssen einer modernen, westeuropäischen Raffinerie. Wie gezeigt worden ist, führt die weitergehende Gewinnung leichter Produkte zu andern Energiefaktoren und damit vor allem bei den Mitteldestillaten zu erheblichen Unterschieden beim spezifischen Energiebedarf und den damit verbundenen Emissionen.

Aufgrund der Vielfalt an Prozessen und Prozesskombinationen muss mit erheblichen Schwankungsbereichen gerechnet werden. Dies gilt weniger für die Feuerungs- und atmosphärischen Prozessemissionen (Ausnahme Partikel) als für die Eintragungen ins Wasser und die Betriebsmittelbedarfe, welche nicht flächendeckend erfasst werden. Es wurden in der Regel keine unerklärbar extremen Analysedaten gefunden. Somit kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Projekt keine unrealistisch hohen oder tiefen Emissionsfaktoren aufgeführt sind. Die Infrastrukturaufwendungen sind als grobe Abschätzung zu verstehen. Verlässliche Literaturdaten konnten kaum ausgemacht werden. Für situative Betrachtungen sind die hier zusammengestellten Datensätze nicht geeignet.

Unsicherheiten bestehen z.B. im Bereich der Partikel-Emissionen. Über prozessspezifische Emissionen lagen keine Informationen vor (Regeneration von Katalysatoren, Catalytic Cracker) und die Partikel-Emissionsfaktoren der Schwerölfeuerungen mussten aufgrund einer empirisch abgestützten, theoretischen Beziehung errechnet und mit den spärlich vorhandenen Messdaten verglichen werden. Angaben über den Stand der Filtertechnik waren ebenfalls kaum erhältlich, doch muss davon ausgegangen werden, dass praktisch nirgends Filter installiert sind oder werden. Die Reduktion der Partikelemissionen wird eher in der Brennstoffsubstitution gesucht. So hat sich in den letzten Jahren der Modal Split von Schweröl und Raffineriegas zugunsten von Raffineriegas geändert. Der Anteil von Schweröl ist seit 1985 von 43 Gew.-% auf 37 Gew.-% (1992) gesunken <Concawe 1994>, <Concawe 1986d>. Damit entschärft sich mit der Zeit die Ungenauigkeit im Bereich der Partikel.

Verbesserungsmöglichkeiten liegen regional betrachtet bei den Raffineriedaten der GUS, insbesondere dann, wenn der Anteil des indirekt importierten Rohöls (v.a. via Deutschland) wieder steigt. Im Bereich der Luftschadstoffe ist eine Aktualisierung v.a. im Bereich der Partikelemissionen und den damit zusammenhängenden Spurenelementen erwünscht. Bei Änderungen der Produktzusammensetzungen (wie z.B. die Reduktion des Schwefelgehalts für Dieseltreibstoff auf 0.05 Gew.-%), müssten gegebenenfalls die Energiefaktoren und SO₂-Emissionen den neuen Verhältnissen angepasst werden.

10. Regionalverteilung

10.1 Übersicht

In diesem Kapitel wird die europäische und schweizerische Regionalverteilung ab Raffinerie behandelt. Bilanziert werden alle Transportvorgänge für Produkte in die Schweiz, innerhalb der Schweiz, innerhalb Europas sowie die Lagerung in Regional- und Importlager. Bei den Kraftstoffen werden die Energieaufwendungen bei den Tankstellen ebenfalls bilanziert.

Es wird unterschieden zwischen leichtflüchtigen Produkten wie Benzin einerseits, Mitteldestillaten und Rückstandsprodukten andererseits. Für die Schweiz und Europa wird gestützt auf <Shell 1992c> davon ausgegangen, dass 50 % der Produkte direkt ab Importlager an die Kunden resp. Tankstellen gehen. Die andere Hälfte wird vor der Feinverteilung in ein regionales Zwischenlager transportiert.

Für in der Schweiz raffiniertes Rohöl gilt das Produktelager der Raffinerien als "Importlager". Für importierte Produkte sind die Transportleistungen bis zum Importlager im Kapitel IV.8.5 bilanziert, werden aber im Modul Regionaltransport verbucht. Die Transporte der Feinverteilung ab Import- und Zwischenlager erfolgen auf der Strasse, diejenigen vom Import- zum Zwischenlager auf der Schiene <Shell 1992c>.

10.2 Materialeinsatz und Bauaufwand Lagerung

10.2.1 Tank

Die durchschnittliche Tankgrösse liegt in der Schweiz bei 7'000 bis 8'000 m³ <Rettenhaber 1992>. Der Stahlbedarf für Lagertanks dieser Grössenordnung liegt zwischen 18 und 24 kg/m³ Lagervolumen <Rettenhaber 1992>. Das gesamte Lagervolumen beträgt rund 12 Mio. m³, wovon 3.5 Mio. m³ für Ottokraftstoffe und 60'000 bis 70'000 m³ für Schweröl zur Verfügung stehen. Miteingerechnet ist dabei das Pflichtlager, welches einem halben Jahresverbrauch, oder rund der Hälfte der heutigen Lagerkapazität <Rettenhaber 1992> entspricht. Die Lagerdauer beträgt zwischen einigen Wochen und einem halben Jahr <Shell 1992c>. Für Pflichtlager kann sie bis zu zehn Jahre betragen. Für dieses Projekt wird mit einer durchschnittlichen Lagerdauer von 2 Monaten gerechnet. Die Lebensdauer der Tanks wird mit 80 Jahren veranschlagt <Shell 1992c>. Dies führt über die Lebensdauer zu einem Umschlag von 480 m³ Produkt pro m³ Lagerraum und damit zu folgenden spezifischen Materialbedarfen pro Umschlag:

Produkt	Dichte [kg/l]	Stahl [kg/t]	Stahl ¹⁾ [kg/t]
Benzin	0.75	0.056	0.083
Heizöl/ Diesel	0.84	0.050	0.074
Schweröl, Schweiz	0.95	0.044	0.044
Schweröl, Europa	1.0	0.042	0.042

Tab. IV.10.1: Spezifischer Stahlbedarf für Tanks pro Lagerung, Umschlagmenge 480 m³/m³, Tank: 10'000 m³, Lebensdauer 80 Jahre, Lagerdauer 2 Monate, spezifischer Stahlbedarf 20 kg/m³, ¹⁾: 50 % Regionallagerung für Benzine, Diesel und Heizöl berücksichtigt

Die Werte stimmen recht gut mit denjenigen aus <Infras 1981> überein. Da angenommen wird, dass 50 % der Produkte (ohne Schweröl) über ein Regionallager zu den Kunden gelangt, muss dort der Stahlbedarf um 50 % erhöht werden. Über den Bauaufwand sind keine Angaben vorhanden.

10.2.2 Tankauffangraum

Grundsätzlich können erdumwallte und stahl- resp. betonumwallte Auffangräume unterschieden werden. Vor allem ältere Tanklager stehen in bitumenbeschichteten, durch Erdwälle begrenzten Auffangwannen. Die Asphalttrag- und deckschicht sind je zwischen 8 bis 9 cm stark. Zusätzlich wird eine ölbeständige Beschichtung auf Steinkohlenteerbasis appliziert <DGMK 1991a>.

Bei Stahlbetonwannen werden sowohl Bodenplatte der Tanks und des Auffangraumes als auch die Umwallung betoniert und teilweise mit einer Asphaltdeckschicht oder einer Dichtungsfolie (UV- und ölbeständig) versehen.

Nach <Rettenhaber 1992> kann für die Schweiz vereinfachend davon ausgegangen werden, dass rund 50 % der Tanklager mit beschichteten Erdwällen, der Rest mit Stahlbeton und Bitumenabdichtung ausgeführt sind.

Die Materialbedarfe können der folgenden Tabelle entnommen werden:

	Schichtstärke [m]	Bedarf [kg/m ³] ¹⁾	CH-Mix [kg/m ³]
Stahlbetonwanne			
- Beton	0.3	200	100
- Bitumen	0.05	15	7
Erdwall			
- Asphaltdeckschicht	0.1	60	30

Tab. IV.10.2: Spezifischer Materialbedarf für Tankauffangräume, Schätzungen aus Graphiken in <DGMK 1991a>, ¹⁾: Flächenintensität 0.25 m²/m³ Lagervolumen <Rettenhaber 1992>

Auf die umgeschlagene Produktmenge bezogen ergeben sich zusammenfassend folgende spezifische Materialbedarfe:

Produkt	Stahl	Beton	Bitumen	Asphalt ¹⁾
Benzin	0.083	0.42	0.029	0.125
Heizöl/ Diesel	0.074	0.37	0.026	0.112
Schweröl, Schweiz	0.044	0.22	0.015	0.066
Schweröl, Europa	0.042	0.21	0.015	0.063

Tab. IV.10.3: Spezifischer Materialbedarf für Tanklager in kg/t_{Produkt}, Herleitung siehe Tab. IV.10.1 & 2; ¹⁾: Kies: 95 Gew.-%, Bitumen: 5 Gew.-% <Elsener et al. 1993>

Die Transportaufwendungen sind im Vergleich zu den sonst auftretenden Transportleistungen vernachlässigbar. Die Werte werden auch für europäische Verhältnisse verwendet.

10.3 Energieaufwand Umschlag

Der Energiebedarf zum Pumpen der Produkte ist u.a. abhängig von deren Viskosität. Generell kann mit einem Energiebedarf von rund 1 kWh pro t gerechnet werden <Shell 1992c>. Dabei werden in stationären Anlagen elektrische und in mobilen Anlagen (Hauslieferung) dieselbetriebene Pumpen eingesetzt. Wie in Abschnitt 10.1 erwähnt, werden 50 % der Produkte in Regionallager zwischengelagert.

Umschlag bei	Anteil Produkte [%]
Importlager	100
Tankfahrzeug (Bahn)	50
Regionallager	50
Tankfahrzeug (LKW)	100
Tankstelle, Öltank	100

Tab. IV.10.4: Umschlag bei Lagerung und Transport von Erdölprodukten sowie Anteil der Produkte, die gelagert oder transportiert werden

Insgesamt sind 3 bis 5 Umschlagsaktivitäten notwendig, wovon eine dieselbetrieben ist. Somit werden pro t 3 kWh Elektrizität und 1 kWh Diesel in LKW-Motor benötigt. Letzteres wird als Diesel in Baumaschine verbucht. Dies gilt sowohl für die Schweiz als auch für Europa. Der Energieaufwand zum Aufwärmen von Schweröl (Pumpfähigkeit) kann mit etwa 100 MJ/t abgeschätzt werden (Erwärmung um 50 °C angenommen).

Der Energiebedarf von Tankstellen wird anhand zweier Fallbeispiele in <Hoffmann et al. 1993> beschrieben. Es handelt sich dabei um Tankstellen mit Aussen- und Innenbeleuchtung und Waschanlagen. Der jährliche Kraftstoffumsatz beträgt rund 4 Mio. Liter. Bei den hier verwendeten Energiedaten wurde der Bedarf für die Waschanlage abgezogen. Dieser wird bei den Moduln "Transport PKW Europa" resp. "Transport LKW ..." bilanziert.

in [TJ/t]	Tankstellenbetrieb Benzin/Diesel			Pumpen	Total	Pumpen	Pumpen
	Tank- stelle 1	Tank- stelle 2	Dieses Projekt	Benzin/ Diesel	Benzin/ Diesel	Heizöl EL	Schweröl
Strom Bezug Niederspannung	61E-6	224E-6	130E-6	11E-6	140E-6	11E-6	110E-6
Diesel in Baumaschine	0	0	0	4E-6	4E-6	4E-6	0
Heizöl EL in Feuerung 100 kW	19E-6	33E-6	27E-6	0	27E-6	0	0

Tab. IV.10.5: Spezifischer Energiebedarf für die Umschlagsaktivitäten von Erdölprodukten inkl. Tankstellen für dieses Projekt

10.4 Betriebsmittelbedarf Umschlag

Einzig beim Umschlag von Ottokraftstoffen werden für Benzinrückverflüssigungsanlagen Betriebsstoffe benötigt. Da die in der Schweiz stehenden Anlagen erst seit kurzer Zeit in Betrieb sind, fehlen entsprechende Erfahrungswerte.

10.5 Prozessemissionen Luft

10.5.1 Benzin

Flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC)

Die Atmungsverluste beim Transport von Erdölprodukten sind vernachlässigbar. Dies einerseits aufgrund der Zusammensetzung der Produkte (Heizöl, Diesel, Kerosin) oder aufgrund des kleinen Anteils verglichen an den Emissionen beim Be- und Entladen (Benzin) <Concawe 1986c>.

Beim Be- und Entladen und der Lagerung von Benzin muss mit Verdampfungsverlusten im Promille-Bereich der bewegten Menge gerechnet werden. Die Emissionsfaktoren sind abhängig von der Bauart der Tanks (Festdachtank, Festdachtank mit innenliegender Schwimmmembran, Schwimmdachtank).

In <VDI 1985> wurden Emissionsfaktoren von Tanks unterschiedlicher Bauart berechnet. Dabei ergaben sich folgende Resultate:

	VOC [t/a]	VOC [%]
Festdachtank:	87.0-91.3	100
- Atmung freibelüftet	15.2	
- mit Vakuum/ Druck-Ventilen	10.9	
- Arbeitsverluste	76.1	
Festdachtank mit Schwimmdecke	8.9	10
Schwimmdachtank	8.9	10

Tab. IV.10.6: VOC-Emissionen für Tanks (3'000 m³, 30 Umschlagvorgänge pro Jahr) unterschiedlicher Bauart, <VDI 1985>

Durch das Verwenden von Schwimmdachtanks oder Festdachtanks mit innenliegender Schwimmmembran lassen sich die Emissionen auf rund 10 % derjenigen von Festdachtanks reduzieren. In der Schweiz machen Festdachtanks lediglich 15 % der Lagerkapazität für Benzin aus <Rettenhaber 1992>. Für Westeuropa wird ein Festdachtank-Anteil von 30 % angenommen.

Die Emissionsfaktoren sind in Tab. IV.10.7 zusammengefasst <UBA 1989>, <Hofer 1993>.

VOC in [g/kg]	<UBA 1989>	Schweiz	Europa
Beladen von Tankwagen (Schiene, Strasse)	0.6	0.9 ¹⁾	0.9 ¹⁾
Depotbefüllung und Lagerung in Festdachtanks:		0.56 ^{1),2)}	0.89 ^{1),3)}
- Verluste durch Verdrängung	1.4		
- Tankatmung und Entnahme	0.2		
Depotbefüllung und Lagerung in Schwimmdachtanks:	0.16 ⁴⁾		
Tankstellenbefüllung und -lagerung:		1.6	1.6
- Verluste durch Verdrängung und Tankatmung	1.6		
Fahrzeugbetankung:			
- Verluste durch Verdrängung	1.8 (1.4-2.2) ⁵⁾	1.8	1.8
Total	5.2 - 6.0	4.9	5.2

Tab. IV.10.7: VOC-Emissionsfaktoren für die Verteilung von Ottokraftstoffen und Emissionsfaktoren für die Schweiz und Europa ohne Benzindampfrückgewinnung, ¹⁾: 50 % direkt ab Importlager, 50 % über regionales Zwischenlager, ²⁾: Total Depotbefüllung und Lagerung, Anteil Festdachtanks 15 %, ³⁾: Total Depotbefüllung und Lagerung, Anteil Festdachtanks 30 %, ⁴⁾: 10 % der Emissionen aus Festdachtanks, ⁵⁾: <Hofer 1993>

Die Werte der Tab. IV.10.7 werden durch Angaben in <Ortiz et al. 1989> in der Grössenordnung bestätigt. Für die Lagerung werden 0.72 g/kg und für die Tankstellen 2.8 g/kg angegeben. <Concawe 1986a> gibt für die gesamte Distribution (ab Raffinerie bis zum Fahrzeug) 4.9 kg/t an, wovon 70 % alleine bei die Tankstellen (Füllen, Lagern, Tanken) emittiert werden. <DGMK 1989b> gibt für Umschlag und Lagerung von Ottokraftstoffen 61'000 t/a und für das Betanken 44'000 t/a (1986) bei einer umgesetzten Kraftstoffmenge von 23 Mio. t/a <UBA 1989> an. Dies entspricht einem spezifischen Emissionsfaktor von 2.65 kg/t für Lagerung. Dabei wird ein Methan-Anteil von 0.03 Gew.-% angegeben <DGMK 1989b>. <Rettenhaber 1992> quantifiziert die Verdampfungsverluste der Benzin-Distribution mit 0.4 bis 0.7 %. Diese Spanne stimmt mit derjenigen in Tab. IV.10.7 überein, wenn man davon ausgeht, dass 50 % des Treibstoffes über ein Zwischenlager geht und somit zwei Beladungen und zwei Depotbefüllungen benötigt werden.

Benzindampf-Rückgewinnung

In der Schweiz sind 27 % der Grosstanklager und Raffinerien (gemessen an der Umschlagsmenge, Stichtag 1. Januar 1993) mit Gaspindelung und Gasrückverflüssigungs-Anlagen ausgerüstet <Transport 1993>. Bis ins Jahr 2002 sollten alle Anlagen damit ausgerüstet sein (10 Jahre Übergangsfrist <LRV 1992>).

Bei der Tankstellenversorgung sind 77 % der Anlagen mit Gaspindelung ausgerüstet und bei der Fahrzeugbetankung 47 % (bezogen auf den Umschlag, Stichtag 1. Januar 1993) <Transport 1993>.

Die Wirkungsgrade entsprechen den theoretisch erreichbaren Werten oder den gesetzlichen Bestimmungen. Für die Fahrzeugbetankung liegt er eher zu hoch, wie Feldmessungen der EMPA gezeigt haben. Laut <Concawe 1992> sind erst 2 Verladeeinrichtungen für Schiffe und Tanker mit Benzindampf-Kontrolleinrichtungen ausgerüstet. Die meisten Schiffe innerhalb der EG sind jedoch bereits entsprechend nachgerüstet. Laut <Concawe 1990> werden die Verdampfungsemissionen infolge der europäischen Gesetzgebung zwischen 1990 und 1995 um rund 15 % abnehmen. Da einzelne Länder wie die Schweiz das Sanierungsprogramm zeitlich vorziehen, wird für Westeuropa ein Sanierungsstand von 20 % abgeschätzt. Der Wirkungsgrad der Rückhaltmassnahme bei den Umschlagsaktivitäten liegt mit Ausnahme der Fahrzeugbetankung bei 98 % <Ursprung 1992>.

	Sanierungsgrad Schweiz [%]	Sanierungsgrad Europa [%] ¹⁾	Wirkungsgrad [%]
Tanklager und Raffinerien	27	20	98
Tankstellenversorgung	77	20	98
Fahrzeugbetankung	47	20	90

Tab. IV.10.8: Stand der Sanierung beim Benzinumschlag, <Transport 1993>, ¹⁾: Annahme, siehe Text

Dies führt zu folgenden, in diesem Projekt weiterverwendeten Emissionsfaktoren:

VOC	Schweiz ⁺ [g/kg]	Europa ⁺ [g/kg]
Beladen von Tankwagen (Schiene, Strasse)	0.67	0.72
Depotbefüllung und Lagerung in Tanklager ¹⁾	0.56	0.89
Tankstellenbefüllung und -lagerung	0.39	1.29
Fahrzeugbetankung	1.04	1.48
Total	2.7	4.4

Tab. IV.10.9: VOC-Emissionsfaktoren für die Verteilung von Ottokraftstoffen in diesem Projekt für die Schweiz und für Europa mit Berücksichtigung des Anteils Benzindampfrückgewinnung (siehe Tab. IV.10.8), ¹⁾: Anteile Schwimm- und Festdachtanks gemäss Tab. IV.10.7

Bei der Benzinrückverflüssigung gelangen verschiedene Prinzipien zur Anwendung:

- Adsorption an Aktivkohle,
- Kondensation mit Stickstoffeinspritzung oder an Wärmetauscher,
- Absorption mit Reformat, Benzin oder Petroleum,

Für die in der Schweiz geltenden Grenzwerte ist eine Kombination der obenstehenden Varianten unumgänglich <LRV 1992>, wobei in der zweiten Stufe auch die thermische Verwertung oder Vernichtung der Restdampfmenge in Frage kommt. Funktionsbeschreibungen der Anlagentypen finden sich z.B. in <DGMK 1987c>.

Nach Angaben von <Zingg 1992> wird mit rund 0.33 kWh pro kg rückgewonnenes Benzin gerechnet. Nach Angaben von Cool Sorption A/S werden für die erste Stufe (Absorption mit Kerosin) pro Liter rückgewonnenes Benzin 0.2 kWh Elektrizität und 0.3 kWh Dampf benötigt <Jacobsen 1992>. Ein anderer Anlagehersteller gibt einen spezifischen Energiebedarf von 0.09 kWh pro Liter rückgewonnenes Benzin an <Zink 1990>. Bei Rückgewinnungsraten der Grössenordnung 0.1 % der umgeschlagenen Menge kann dieser Energiebedarf vernachlässigt werden.

Zusammensetzung der Dämpfe

Ottokraftstoffe sind ein Gemisch von Paraffinen, Cycloparaffinen, Olefinen und Aromaten mit Kohlenstoffzahlen vorwiegend über C₃, welche zwischen 30 und 260 °C sieden <Concawe 1992c>. Gemäss <Concawe 1992c> beträgt der durchschnittliche Benzol-Gehalt in Europa 2.6 Vol. % oder 3.1 Gew.-%. Unverbleites Benzin enthält durchschnittlich 3.9 Gew.-% Benzol. Der Hauptanteil der Aromaten sind Xylole und höhere Aromaten. Der maximale Sauerstoff-Gehalt (infolge Beigabe von Methanol, Ethanol, TBA oder MTBE) liegt bei 3.7 Gew.-% <Concawe 1992c>.

Die Zusammensetzung der Benzindämpfe hängt mit der Zusammensetzung des Benzins zusammen. Entsprechend den unterschiedlichen Anforderungen (verbleit, unverbleit, Sommer- und Winterqualität) und den Möglichkeiten, diese Anforderungen zu erreichen, ist es schwierig, verallgemeinerbare Aussagen über die Zusammensetzung zu machen (siehe Tab. IV.10.A1 im Anhang). Im Anhang werden Kohlenwasserstoffprofile (NMVOC) verschiedener Messreihen nebeneinandergestellt und daraus ein für dieses Projekt weiterverwendetes kreiert. Methan ist nach <DGMK 1989b> mit einem Anteil von 0.03 Gew.-% im VOC-Profil vertreten.

[Gew.-%]	A	B	C	D	E ¹⁾	F
Alkane	53.5	47.8	60.5	84.3	30 - 90 ²⁾	89 - 91
Alkene	-	15.1	7.3	8.3	0 - 20	5 - 7
Aromaten	43.3	33.5	32.2	0.4	5 - 55	2 - 5 ³⁾
MTBE	5.4	kA	kA	0	kA	kA
Total	102.2	96.4	100	100	-	100

Tab. IV.10.10 Kohlenwasserstofffraktionen in Otto-Kraftstoffen nach verschiedenen Quellen, A: <Coker et al. 1989>, B: <Schröder 1981>, C: Durchschnitt von 4 Kraftstoffproben aus <Black et al. 1980>, D: Superkraftstoff, <DGMK 1978>, E: <Concawe 1992c>, F: <MEEP 1988>, ¹⁾: Vol.-%, ²⁾: davon 1 - 35 Vol.-% Cycloparaffine (Naphtene), ³⁾: davon je 1 - 2 % Benzol und Toluol

Der Gehalt der verschiedenen Kohlenwasserstoffe im Benzin unterscheidet sich wesentlich von demjenigen im dazugehörenden Dampfgemisch. Es findet eine Entmischung statt, indem vor allem leichtflüchtige Kohlenwasserstoffe (niedrige C-Zahl) verdampfen. So sind beispielsweise die Aromaten stark untervertreten.

Es zeigen sich recht grosse Unterschiede im Gehalt an Alkenen, Aromaten und Additiven (MTBE). Während der Gehalt an Alkanen zwischen 70 und etwas über 80 Gew.-% liegt, schwankt der Alkene-Gehalt um mehr als 100 % (von 10 Gew.-% aus). Dies kann damit erklärt werden, dass die für Otto-Kraftstoffe erforderliche Oktanzahl mithilfe von Iso-Alkanen, Alkenen, Aromaten oder MTBE erreicht werden kann. Aufgrund der innerhalb der Kohlenwasserstoff-Gruppen schwankenden Zusammensetzung wird auf eine detaillierte Dampfzusammensetzung verzichtet. Unterschiede zeigen sich beim MTBE (unterschiedliche Anteile im Benzin) und bei den Alkanen.

[Gew.-%]	verbleit	unverbleit
Methan	0.03	0.03
Alkane (ohne Methan)	83	80
Alkene	10	10
Benzol	2	2
Toluol	2	2
höhere Aromaten	1	1
MTBE	2	5
Total	100	100

Tab. IV.10.11: VOC-Profil der Dämpfe von Ottokraftstoffen für dieses Projekt

10.5.2 Kerosin

Für Kerosin wird in <Ortiz et al. 1989> für die Lagerung ein VOC-Emissionskoeffizient von 0.2 kg/t angegeben. <BUWAL 1987> gibt, gestützt auf Informationen des Flughafens Kloten und der Erdöl-Vereinigung 0.006 kg/t an. Die Emissionen werden nicht weiter aufgeschlüsselt. In diesem Projekt werden 0.006 kg/t NMVOC für die Schweiz und 0.2 kg/t für Europa weiterverwendet.

10.5.3 Übrige Produkte

Für die übrigen Produkte wird angenommen, dass keine nennenswerten Verdampfungsemissionen auftreten <Concawe 1987>, <Rettenhaber 1992>.

10.6 Emissionen Wasser

In Grosstanklager fallen ölhaltige Abwässer an. Sie stammen einerseits aus der Tankentwässerung und der Entwässerung von Pumpenständen, andererseits aus der Entwässerung der Tankfelder. Letzteres ist relativ wenig mit Schadstoffen befrachtet, währenddem die Abwässer aus der Tankentwässerung einer weitergehenden Behandlung bedürfen. Da über die Standorte dieser Grosstanklager

keine genaueren Angaben eingeholt wurden, werden alle Emissionen als solche in Fließgewässer verzeichnet.

Als Emissionen ins Wasser werden demzufolge lediglich die Kohlenwasserstoffe bilanziert, welche von den Tankfeldern durch das Meteorwasser abgeschwemmt werden. Dieses Abwasser wird über einen Ölseparator geführt und anschliessend in den Vorfluter eingeleitet.

Laut <Rettenhaber 1992> sind bei der Distribution von Heizölen insgesamt Verluste in der Höhe von 0.1 % zu erwarten. Dieser Wert wird aber auf seiten der Emissionen nicht erreicht. Es wird deshalb auf ein Verwenden dieser Angabe verzichtet.

10.6.1 Abwasserfrachten

- Meteorwasser:

Bei einer durchschnittlichen schweizerischen Regenmenge von 1'000 l/m² und einem Platzbedarf von 0.25 m²/m³ fallen pro t_{Produkt} rund 50 l Wasser an (6 Umschlagsaktivitäten pro Jahr, siehe Kap. IV.10.2.1 "Tank"). Ausser bei Heizöl S wird ein Zuschlag von 50 % für die zusätzliche Regionallagerung eingesetzt. Mangels Angaben werden diese Frachten auch für Europa verwendet.

- Tankentwässerung:

Im weiteren müssen die Tanks von Zeit zu Zeit entwässert werden (Kondenswasser, eindringendes Regenwasser). Der Wasseranfall ist in erster Linie abhängig von der Bauart der Tanks. So werden bei Festdachtanks durchschnittlicher Grösse 1 bis 5 kg, bei Schwimmdachtanks 5 bis 6 m³ pro Monat erwartet <Rettenhaber 1992>. Die Schwimmdachtanks stellen rund 15 % der gesamtschweizerischen Lagerkapazität. Somit fallen durchschnittlich 170 bis 210 g Abwässer/t_{Produkt} an. Eine Untersuchung der Abwässer eines Tanklagers in Deutschland ergab spezifische Abwasserfrachten von rund 170 g/t_{Produkt}. Dies bei einer durchschnittlichen Meteorwasserfracht von 700 l/m² <DGGMK 1989a>. Aufgrund der zweifachen Lagerung von 50 % der Produkte werden im folgenden 0.25 l/t_{Produkt} eingesetzt.

10.6.2 Abwasserqualität

- Meteorwasser:

Bei Messungen an zwei Tankläger in Deutschland <DGGMK 1985> wurden detaillierte Analysen betreffend der Inhaltsstoffe durchgeführt.

Schadstoff	Tanklager [mg/l]	Schadstoff	Tanklager [mg/l]	Schadstoff	Tanklager [µg/l]
Chlorid	340	Magnesium	2.2	Benzol	1267
Sulphat	33	Mangan	0.12	Toluol	445
Ammonium-N	0.28	Natrium	212	Chloroform	0.34
Nitrat-N	1.0	Nickel	< 0.01	Dichlormethan	0.21
Aluminium	0.35	Phosphor	0.66	Trichlorethylen	0.36
Barium	0.03	Strontium	0.21	Tetrachlorethylen	0.1
Blei	< 0.005	Zink	0.28	Fluoranthen	7.74
Bor	0.016	TOC	28	Pyren	19.94
Cadmium	0.0005	CSB	70	Benzanthracen	1.52
Calcium	36	Gesamt-KW	3.6	Chrysen	1.48
Chrom	0.008			4,5-Benzopyren	8.02
Eisen	1.4			1,2-Benzopyren	0.89
Kalium	4			3,4-Benzoflouranthen	1.64
Kupfer	0.015			11,12-Benzoflouranthen	0.51

Tab. IV.10.12: Zusammensetzung der Meteor-Abwässer für dieses Projekt, Mittelwerte gerechnet aufgrund der Analysedaten in <DGGMK 1985>

Der mittlere Gehalt an Kohlenwasserstoffen des Meteorwassers liegt gemäss Messungen des Kantons Basel-Stadt bei zwei Tanklager nach dem Koaleszenzabscheider bei 4.5 mg/l <Schoch 1992>. Dieser Wert deckt sich mit den Analysresultaten aus <DGMK 1985>. Bei Berücksichtigung einer zweifachen Lagerung von 50 % der abgesetzten Produkte ergibt sich ein Emissionsfaktor von rund 8 g/TJ_{Produkt}. Bei Schweröl-Tanklager ist die statische Ölabscheidung aufgrund der kleinen Dichtedifferenzen einiges schwieriger. Es können aber Werte von 20 mg/l erreicht werden <Schoch 1993>.

- Tankentwässerung:

Die Zusammensetzung der Tankentwässerungs-Abwässer geht aus Tab. IV.10.13 hervor. Es handelt sich dabei um Mittelwerte der nach dem Separator eines Grosstanklagers in Norddeutschland gemessenen Einzelwerte von Schadstoffkonzentrationen <DGMK 1989a>. Sie werden als Sonderabfall entsorgt oder in KVA's verbrannt <Rettenhaber 1992>.

Schadstoff	Separator [mg/l]	Schadstoff	Separator [mg/l]
Chlorid	2'550	Kalium	na
Sulphat	284	Kupfer	0.024
Ammonium-N	16	Magnesium	142
Nitrat-N	1.1	Mangan	1.5
organ.-geb.-N	23	Natrium	na
Gesamt-N	0.5	Nickel	0.037
Sulfide	8	Quecksilber	nn
H ₂ S	na	Vanadium	na
Merkaptane	na	Zink	0.75
Gesamt-Cyanid	na	Selen	0.0002
Arsen	0.009	TOC	0.4
Blei	0.034	CSB	4'100
Cadmium	0.0005	BSB5	2'200
Calcium	98	Phenol	20
Chrom	0.015	Gesamt-KW	24
Eisen	45		

Tab. IV.10.13: Zusammensetzung der Tankentwässerungsabwässer für dieses Projekt, Mittelwerte gerechnet aufgrund der Analyse daten in <DGMK 1989a>

10.7 Abfälle Lagerung

10.7.1 Frachten

- Leichtstoffabscheider:

Die Menge der zu entsorgenden Öl-Wasser-Schlamm-Gemische hängt im wesentlichen ab von der Dimensionierung der Abscheider. So kann die Ölauffangwanne als Regenrückhaltebecken benutzt und damit die Spitzenbelastung des Abscheiders reduziert werden. In einem Tanklager von 50'000 m³ Lagerinhalt wurden innerhalb von drei Jahren 137 t Ölabscheidergut entsorgt <Schoch 1993>. Eine Leerung erfolgt im Schnitt halbjährlich. In dieser Zeit werden rund 150'000 m³ Produkte umgeschlagen (Annahme 6 Umschlagvorgänge pro Jahr), was einer spezifischen Fracht von 0.9 kg/m³ entspricht. Bei einem angenommenen Schlammanteil von 10 % TS/kg_{Ölabscheidergut} werden somit rund 0.1 kg TS/t_{Produkt} entsorgt. Mit Ausnahme von Heizöl S wird für die teilweise Zwischenlagerung ein Zuschlag von 50 % gemacht.

- Tankrevision:

Bei der Tankrevision, welche in Intervallen von 10 Jahren durchgeführt wird, fallen Tankrückstände (Ölschlämme) an, welche als Sonderabfall (Code 1472) u.a. in einer Hochtemperaturverbrennung in

Frankreich entsorgt werden. Die Mengen bewegen sich zwischen 2.5 und 5 t bei Heizöl EL und Diesel sowie 0.8 bis 1 t bei Benzin für einen Tank durchschnittlicher Grösse (5'000 bis 10'000 m³) <Tarag 1992>, <Shell 1992c>, was einem spezifischen Abfallaufkommen von 5 bis 10 g/t für Heizöl EL und Diesel sowie 1.8 bis 2.3 g/t für Benzin entspricht. Für Schweröltanks werden die Werte von Heizöl EL verwendet. Wird die teilweise Lagerung von Heizöl EL, Diesel und Benzin in Regional-lagern noch berücksichtigt, so ergeben sich folgende Werte:

Produkt	Ölschlamm [g/t]
Benzin	3
Heizöl/ Diesel	11
Schweröl, Schweiz & Europa	7

Tab. IV.10.14: Spezifischer Ölschlammfall für dieses Projekt, Herleitung siehe Text

10.7.2 Zusammensetzung

- Leichtstoffabscheider:

Die Schlämme der Leichtstoffabscheider bei Tanklager wurden in <DGMK 1985> untersucht. Die folgende Tabelle zeigt den Mittelwert zweier Tanklager in Deutschland. Die Kohlenwasserstoffe und die lipophilen Stoffe werden in die Elemente C, H, O und S zerlegt in für Rohöl typischer Zusammensetzung. Der Glühverlust von 27.5 % wird nicht weiter berücksichtigt.

Schadstoff	[mg/kg TS]	Schadstoff	[mg/kg TS]
Kohlenwasserstoffe	87'000 ¹⁾	Kupfer	120
Lipophile Stoffe	110'000 ¹⁾	Magnesium	16'700
Aluminium	1'335	Mangan	405
Barium	270	Molybdän	5
Blei	670	Natrium	710
Bor	21	Nickel	38
Cadmium	8	Phosphor	1'490
Calcium	182'000	Strontium	300
Chrom	69	Vanadium	52
Eisen	34'000	Zinn	65
Kalium	1'480	Zink	2'680

Tab. IV.10.15: Zusammensetzung der Schlämme aus Leichtstoffabscheidern für dieses Projekt, Mittelwerte gerechnet aufgrund der Analysedaten in <DGMK 1985>, ¹⁾: Annahme: C: 85 %, H: 13.5 %, O: 1 %, S: 0.5 %

- Tankrevision:

Nach <Minder 1993> werden Tankrückstände aufbereitet und der Zementindustrie als Ersatzbrennstoff verkauft. Sie gelten somit als Downzyklate und werden nicht den Erdölprodukten angerechnet. Einzelheiten zur Zusammensetzung der Rückstände können der Tab. IV.10.16 entnommen werden. Je nach dem wie der Unterhalt geführt wurde, welche Heizölqualitäten vermischt werden und wie gross der Durchsatz im Lager war, schwanken die Kenndaten der Rückstände sehr stark.

		Heizöl EL
Wasser	Gew.-%	1-70
Heizwert	MJ/kg	¹⁾
Chlor	Gew.-%	< 0.5

Tab. IV.10.16: Kenndaten für Tankrückstände aus Grosstanklager mit Heizöl EL <Minder 1993>, ¹⁾: je nach Wassergehalt

10.7.3 Infrastruktur

Mit Ausnahme des Stahls, der in den Schrotthandel gelangt, werden die Materialien Beton, Bitumen und Asphalt als zu deponierende Abfälle bilanziert. Bitumen und Asphalt werden in Reaktordeponien entsorgt, Beton in Inertstoffdeponien.

Produkt	Beton	Bitumen	Asphalt
Benzin	0.42	0.029	0.125
Heizöl/ Diesel	0.37	0.026	0.112
Schweröl, Schweiz	0.22	0.015	0.066
Schweröl, Europa	0.21	0.015	0.063

Tab. IV.10.17: Spezifischer zu deponierender Abfall aus Tanklager in kg/t_{Produkt}, Herleitung siehe Tab. IV.10.1

10.8 Transporte

10.8.1 Kerosin

Kerosin wird zu praktisch 100 % direkt mit der Bahn zu den Tanklager der internationalen Flughäfen transportiert. Deshalb werden hier keine weiteren Transportleistungen bilanziert.

10.8.2 Übrige Produkte

Von den in der Schweiz nachgefragten Produkten werden etwa die Hälfte über regionale Zwischenlager, zur Hälfte direkt ab Import- resp. Raffinerielager geliefert. Die Transportdistanzen können durchschnittlich wie folgt angenommen werden <Shell 1992c>:

- 100 km per Bahn für den Transport vom Import- resp. Raffinerielager zum Regionallager,
- 60 km per LKW für die Feinverteilung ab Regional-, Import- oder Raffinerielager.

Dazu kommen die im Kap. IV.8 "Ferntransport" eruierten Distanzen der importierten Produkte.

Für europäische Verhältnisse werden die Distanzen um 50 % erhöht (Annahme aufgrund tendentiell geringerer Siedlungsdichte).

in [tkm]	Produkte- import ¹⁾	Verteilung Schweiz	Verteilun g Europa
Bahn	59	100	150
Binnentankschiff	132	0	0
LKW 28 t	0	60	0
LKW 40 t	347	0	100
Pipeline Onshore	61	0	0

Tab. IV.10.18: Spezifischer Transportaufwand für Produkte in diesem Projekt, 1): gilt für Schweiz und Europa, Distanzen aus Tab. IV.8.12

Die durchschnittliche Auslastung wird im entsprechenden Basisdatenmodul berücksichtigt.

10.9 Flächenbedarf Lagerung

Die Flächenintensität der Lagerung flüssiger fossiler Brennstoffe beträgt $0.25 \text{ m}^2/\text{m}^3$ <Rettenhaber 1992>. Bei einer jährlichen Umschlagsmenge von $6 \text{ m}^3/\text{m}^3$ werden somit $0.042 \text{ m}^2/\text{m}^3$ gelagertes Produkt beansprucht. Bezogen auf die einzelnen Produkte ergeben sich folgende Flächenbedarfe, wobei wieder für Heizöl EL, Diesel und Benzin davon ausgegangen wird, dass ein Anteil von 50 % über ein Regionallager geht.

Produkt	Fläche [m ² a/t]
Benzin	0.084
Heizöl/ Diesel	0.075
Schweröl, Schweiz	0.044
Schweröl, Europa	0.042

Tab. IV.10.19: Spezifischer Flächenbedarf Kategorie II - IV für dieses Projekt, Herleitung siehe Text und Tab. IV.10.4

10.10 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro t Produkt	Einheit	Benzin Bleifrei	Benzin Verbleit	Kerosin	Diesel	Heizöl EL	Heizöl S
INFRASTRUKTUR							
nichtenergetische Ress.:							
Fläche II - IV	m ² a	8.40E-02	8.40E-02	7.50E-02	7.50E-02	7.50E-02	4.40E-02
Basismaterialien:							
Stahl unlegiert	kg	8.30E-02	8.30E-02	7.40E-02	7.40E-02	7.40E-02	4.40E-02
Beton	kg	4.20E-01	4.20E-01	3.70E-01	3.70E-01	3.70E-01	2.20E-01
Bitumen ab Raffinerie CH	t	3.50E-05	3.50E-05	3.20E-05	3.20E-05	3.20E-05	1.80E-05
Betonkies	kg	1.19E-01	1.19E-01	1.06E-01	1.06E-01	1.06E-01	6.30E-02
Abfälle unbehandelt:							
Beton in Inertstoffdeponie	kg	4.20E-01	4.20E-01	3.70E-01	3.70E-01	3.70E-01	2.20E-01
Bitumen in Reaktordeponie	kg	2.90E-02	2.90E-02	2.60E-02	2.60E-02	2.60E-02	1.50E-02
Asphalt in Reaktordeponie	kg	1.25E-01	1.25E-01	1.12E-01	1.12E-01	1.12E-01	6.60E-02
INPUT							
Halbfabrikate:							
Produkt ab Raffinerie	t	1.0027	1.0027	1	1	1	1
Energetische Ressourcen:							
Strom Niederspannung CH	TJ	1.40E-04	1.40E-04	1.10E-05	1.40E-04	1.10E-05	1.10E-04
Diesel in Baumaschine	TJ	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	0.00E+00
Heizöl EL in Feuerung 100 kW	TJ	2.70E-05	2.70E-05	0	2.70E-05	0	0
Transporte:							
Pipeline Onshore	tkm	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01
Binnentankschiff	tkm	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02
Bahn	tkm	1.09E+02	1.09E+02	5.90E+01	1.09E+02	1.09E+02	1.09E+02
LKW 40 t	tkm	3.47E+02	3.47E+02	3.47E+02	3.47E+02	3.47E+02	3.47E+02
LKW 28 t	tkm	6.00E+01	6.00E+01	0.00E+00	6.00E+01	6.00E+01	6.00E+01
OUTPUT							
Prozessemissionen Luft:							
VOC p	kg	2.70E+00	2.70E+00	0.006 ¹⁾	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Methan (CH ₄) p	kg	8.10E-04	8.10E-04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alkane p	kg	2.16E+00	2.24E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alkene p	kg	2.70E-01	2.70E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Benzol p	kg	5.40E-02	5.40E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Toluol p	kg	5.40E-02	5.40E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
höhere Aromaten p	kg	2.70E-02	2.70E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
MTBE p	kg	1.35E-01	5.40E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Abwärme in die Luft	TJ	1.40E-04	1.40E-04	1.10E-05	1.40E-04	1.10E-05	1.10E-04

Tab. IV.10.20: Resultatübersicht Regionalverteilung CH, ¹⁾: als NMVOC verbucht

Forts.	Einheit	Benzin Bleifrei	Benzin Verbleit	Kerosin	Diesel	Heizöl EL	Heizöl S
Prozessemissionen Wasser:							
Abwasserfracht	l	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	5.00E+01
Abwasserinhaltsstoffe							
Chlorid	kg	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	1.70E-02
Sulphat	kg	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	1.65E-03
Ammonium-N	kg	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	1.40E-05
Nitrate	kg	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	1.60E-04
Aluminium	kg	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	1.75E-05
Barium	kg	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	1.50E-06
Bor	kg	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	8.00E-07
Cadmium	kg	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	2.50E-08
Calcium	kg	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	1.80E-03
Chrom	kg	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	4.00E-07
Eisen	kg	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	7.00E-05
Kalium	kg	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	2.00E-04
Kupfer	kg	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	7.50E-07
Magnesium	kg	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.10E-04
Mangan	kg	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	6.00E-06
Natrium	kg	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.06E-02
Phosphor als Phosphate	kg	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	3.30E-05
Strontium	kg	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.05E-05
Zink	kg	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	1.40E-05
TOC	kg	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	1.40E-03
CSB	kg	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	3.50E-03
Gesamt-KW	kg	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	1.80E-04
Benzol	kg	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	6.34E-05
Toluol	kg	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	2.23E-05
PAH	kg	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	2.05E-06
AOX	kg	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	5.00E-08
Abfälle:							
Sonderabfallverbrennung:							
Leichtstoffabscheiderschlamm	kg	1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.00E-01
Tankreinigung ²⁾	kg	3.00E-03	3.00E-03	1.10E-02	1.10E-02	1.10E-02	7.00E-03

Tab. IV.10.20: Forts., ²⁾: Downzyklat

pro t Produkt	Einheit	Benzin Unverbleit	Benzin Verbleit	Kerosin	Diesel	Heizöl EL	Heizöl S
INFRASTRUKTUR							
nichtenergetische Ress.:							
Fläche II - IV	m ² a	8.40E-02	8.40E-02	7.50E-02	7.50E-02	7.50E-02	4.20E-02
Basismaterialien:							
Stahl unlegiert	kg	8.30E-02	8.30E-02	7.40E-02	7.40E-02	7.40E-02	4.20E-02
Beton	kg	4.20E-01	4.20E-01	3.70E-01	3.70E-01	3.70E-01	2.10E-01
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	3.50E-05	3.50E-05	3.20E-05	3.20E-05	3.20E-05	1.80E-05
Betonkies	kg	1.19E-01	1.19E-01	1.06E-01	1.06E-01	1.06E-01	6.00E-02
Abfälle unbehandelt:							
Beton in Inertstoffdeponie		4.20E-01	4.20E-01	3.70E-01	3.70E-01	3.70E-01	2.10E-01
Bitumen in Reaktordeponie		2.90E-02	2.90E-02	2.60E-02	2.60E-02	2.60E-02	1.50E-02
Asphalt in Reaktordeponie		1.25E-01	1.25E-01	1.12E-01	1.12E-01	1.12E-01	6.30E-02
INPUT							
Halbfabrikate:							
Produkt ab Raffinerie	t	1.0044	1.0044	1	1	1	1
Energieträger:							
Strom Niederspannung UCPT	TJ	1.40E-04	1.40E-04	1.10E-05	1.40E-04	1.10E-05	1.10E-04
Diesel in Baumaschine	TJ	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	4.00E-06	0.00E+00
Heizöl EL in Feuerung 100 kW	TJ	2.70E-05	2.70E-05	0	2.70E-05	0	0
Transporte:							
Pipeline onshore	tkm	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01	6.10E+01
Binnentankschiff	tkm	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02	1.32E+02
Bahn	tkm	1.34E+02	1.34E+02	5.90E+01	1.34E+02	1.34E+02	1.34E+02
LKW 40 t	tkm	4.47E+02	4.47E+02	4.47E+02	4.47E+02	4.47E+02	4.47E+02
OUTPUT							
Prozessemissionen Luft:							
VOC p	kg	4.40E+00	4.40E+00	0.2 ¹⁾	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Methan (CH ₄) p	kg	1.32E-03	1.32E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alkane p	kg	3.52E+00	3.65E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alkene p	kg	4.40E-01	4.40E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Benzol p	kg	8.80E-02	8.80E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Toluol p	kg	8.80E-02	8.80E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Aromaten p	kg	4.40E-02	4.40E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
MTBE p	kg	2.20E-01	8.80E-02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Abwärme in die Luft	TJ	1.40E-04	1.40E-04	1.10E-05	1.40E-04	1.10E-05	1.10E-04

Tab. IV.10.21: Resultatübersicht Regionalverteilung Europa, ¹⁾: als NMVOC verbucht

Forts.	Einheit	Benzin Unverblei t	Benzin Verbleit	Kerosin	Diesel	Heizöl EL	Heizöl S
Prozessemissionen Wasser:							
Abwasserfracht	l	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	7.50E+01	5.00E+01
Abwasserinhaltsstoffe							
Chlorid	kg	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	2.55E-02	1.70E-02
Sulphat	kg	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	2.48E-03	1.65E-03
Ammonium-N	kg	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	1.40E-05
Nitrate	kg	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	2.50E-04	1.60E-04
Aluminium	kg	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	2.63E-05	1.75E-05
Barium	kg	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	2.25E-06	1.50E-06
Bor	kg	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	1.20E-06	8.00E-07
Cadmium	kg	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	3.75E-08	2.50E-08
Calcium	kg	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	2.70E-03	1.80E-03
Chrom	kg	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	6.00E-07	4.00E-07
Eisen	kg	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	1.05E-04	7.00E-05
Kalium	kg	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	3.00E-04	2.00E-04
Kupfer	kg	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	1.13E-06	7.50E-07
Magnesium	kg	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.65E-04	1.10E-04
Mangan	kg	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	9.00E-06	6.00E-06
Natrium	kg	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.59E-02	1.06E-02
Phosphor	kg	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	4.95E-05	3.30E-05
Strontium	kg	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.58E-05	1.05E-05
Zink	kg	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	2.10E-05	1.40E-05
TOC	kg	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	2.10E-03	1.40E-03
CSB	kg	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	5.25E-03	3.50E-03
Gesamt-KW	kg	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	2.70E-04	1.80E-04
Benzol	kg	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	9.50E-05	6.34E-05
Toluol	kg	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	3.34E-05	2.23E-05
PAH	kg	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	3.08E-06	2.05E-06
AOX	kg	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	7.50E-08	5.00E-08
Abfälle:							
Sonderabfallverbrennung:							
Leichtstoffabscheiderschlämme		1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.50E-01	1.00E-01
Tankreinigung ²⁾		3.00E-03	3.00E-03	1.10E-02	1.10E-02	1.10E-02	7.00E-03

Tab. IV.10.21: Forts., ²⁾: Downzyklat

10.11 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das Modul ist bezüglich Umweltwirkungen vollständig. Mögliche Unfälle und Störfälle konnten jedoch mangels Daten nicht berücksichtigt und bilanziert werden. Auch fehlen Angaben zum Betrieb der Tankstellen (Tankstellenabwässer, Energiebedarf). Hier sind jedoch Einflüsse durch vorhandene Waschstrassen u.ä. so gross, dass keine geeigneten Daten verwendet werden konnten. Die in den Waschwässern enthaltenen Substanzen können jedoch einen entscheidenden Einfluss auf die Belastung der Kläranlage ausüben (Deaktivierung der Ölabscheider durch anionische und nichtionische Tenside).

Die Lagerung und der Regionaltransport ist zwar von den Prozessen her einfach, durch die Vielzahl von Lieferfirmen jedoch bezüglich tatsächlicher Transportbewegungen kaum überblickbar. Annahmen bezüglich Distanzen und Umschlagsaktivitäten waren deshalb unerlässlich.

Die Informationen stammen zum überwiegenden Teil von Erdölfirmen (Logistik) oder staatlichen Stellen (Gewässerschutz- und Entsorgungsaspekte). Die Angaben können als verlässlich angesehen werden, spiegeln aber bezüglich Strategie der Produkteverteilung nur die Situation einer Firma wider.

Die grössten Unsicherheiten bestehen zur Zeit beim Stand der Sanierung der Benzin-Verteilanlagen (Tankstellen, Tanklager) in Europa. Hier mussten aufgrund von Prognosen der CONCAWE Abschätzungen vorgenommen werden. Die Angaben betreffend Abwasserinhaltsstoffen wurde aufgrund zweier Fallbeispiele gemittelt und mit in der Schweiz üblichen Regenmengen zu Frachten hochgerechnet. Die Tankreinigungsschlämme werden aufbereitet und den Zementwerken als Ersatzbrennstoff geliefert. Dementsprechend entfällt hier die Bilanzierung der Aufbereitungsschritte.

Die Angaben der verwendeten Quellen sind den Kategorien Erfahrungswerte sowie Messwerte zuzuordnen. Die Unsicherheiten der Quellen können als dementsprechend gering, die Akkuranz der Daten aber im Falle der Messwerte als nur bedingt gegeben betrachtet werden.

Im Rahmen von Untersuchungen über den privaten Strassenverkehr können im Bereich des Tankstellenbetriebs weitere Untersuchungen ansetzen, um die hier nicht berücksichtigten aber bedeutenden Abwasserfrachten und Schadstoffeinträge zu bilanzieren.

11. Feuerungen

11.1 Übersicht und Feinstruktur

Im folgenden Kapitel werden Feuerungen mit flüssigen fossilen Brennstoffen behandelt. Aufgrund der Vielfalt der Systeme (Brennertechnik, Leistungsbereich, Einsatz) werden exemplarisch die folgenden Systeme bilanziert, wobei die Leistungsangabe als Grössenordnung zu verstehen ist:

- LowNO_x-Kessel 10 und 100 kW, Heizöl EL,
- Brennwertkessel 10 und 100 kW, Heizöl EL,
- Industriefeuerung 1 MW, Heizöl EL, CH,
- Industriefeuerung > 5 MW, Heizöl S, CH,
- Industriefeuerung 1 MW, Heizöl S, Europa.

Für den unteren Leistungsbereich (10 kW) wird eine vollständige Materialbilanz erstellt, während für den 100 kW-Bereich nur der Kessel und dessen Herstellung bilanziert wird. Die übrigen Komponenten werden mit Hilfe eines Analogieschlusses vom 10 kW-Kessel hochgerechnet. Aufgrund vielfältiger Nutzungen wird auf eine Bilanzierung des Tanks und der übrigen Komponenten bei Industriefeuerungen verzichtet. Bei der Kesselproduktion sind Energieaufwand und Abfälle bilanziert, beim Tank und den übrigen Komponenten fehlen Daten zum Bauaufwand. Die Transportleistungen der Halbzeuge zur Produktionsstätte und der Heizungskomponenten zum Einsatzort wurden zusammengefasst.

Für Hausfeuerungen (LowNO_x- und Brennwertkessel) wurde ein Standardwinter festgelegt (Zürich-SMA) und eine optimale Dimensionierung der Heizanlage vorausgesetzt. Aus der Leistung (10 resp. 100 kW), der zu erwartenden Brennerlaufzeit pro Jahr und der Lebensdauer der Anlage konnten Materialeinsatz und Bauaufwand auf die eingesetzte Energiemenge bezogen werden. Der Hilfsenergiebedarf (Elektrizität) wird ebenfalls mit Hilfe der zu erwartenden Brennerlaufzeit und der Dauer der Heizperiode auf die eingesetzte Energiemenge bezogen. Bei Industriefeuerungen wird analog vorgegangen.

Die hier zur Anwendung gelangenden Emissionsfaktoren beruhen für LowNO_x- und Brennwert-Feuerungen auf dem aktuellen Stand der Verbrennungstechnik. Das heisst, dass soweit möglich und relevant nur Blaubrenner-Technologie berücksichtigt wurde. Für industrielle Feuerungen wurden meist durchschnittliche Emissionsfaktoren verwendet, da es sich um Systeme handelt, welche in vorgelagerten Prozessen eine Rolle spielen können. Für die Vielzahl der VOC-Komponenten werden VOC-Profile als Defaultwerte verwendet, welche aufgrund der Auswertung mehrerer Abgasanalysen im Rahmen des europäischen Inventars atmosphärischer Luftschadstoffe CORINAIR erstellt worden sind. Vorliegende Messreihen von Fallbeispielen ergaben bei diesen Schadstoffen atypische Werte und beruhen auf teilweise für die Schweiz nicht mehr aktueller Brennertechnik. Die Emissionen von Spurenelementen wurden aus den Gehalten in den Brennstoffen errechnet, wobei in der Regel ein Transferkoeffizient Luft von 1.0 angenommen wurde. Bei Brennwertkesseln wurde bei einzelnen Schadstoffen das Einbinden in das Kondensat berücksichtigt (Schwefel, Chlor, Fluor) und bei schwerölbefeuerten Industriefeuerungen eine Installationsrate für Rauchgaszyklone angenommen.

Es werden nur Emissionen infolge Kondensateinleitung in die Kanalisation bei Brennwertkesseln der Leistungsgrösse 10 und 100 kW erfasst. Der 10 kW-Brennwertkessel ist mit einer Reinigung auf Ionenaustauscherharz-Basis ausgerüstet, welche Metalle und Salzionen zu 98 % herausfiltert. Die Schadstoffe fallen dann als Sonderabfall bei der periodischen Regeneration des Ionenaustauscherharzes an.

Es werden die Abfälle durch den Betrieb der Anlage erfasst. Neben den Sonderabfällen der Brennwertkessel kleiner Leistung fallen bei der periodischen Tankreinigung Ölschlämme an. Die Entsorgung der Installationen wird beim Materialeinsatz bilanziert.

11.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

11.2.1 Heizkessel und Brenner

Materialien

Aufgrund der Angaben schweizerischer Heizkesselhersteller <Heizung 1993a,b> und aus der Literatur kann für die Herstellung von Öl- und Gasheizkesseln von folgenden spezifischen Daten ausgegangen werden.

	10 - 20 kW ¹⁾		100 kW ¹⁾		1'000 kW ¹⁾		18-21 kW	9 kW ⁵⁾
	Stahl ²⁾ [kg/Stk]	Guss ³⁾ [kg/Stk]	Stahl ²⁾ [kg/Stk]	Guss ³⁾ [kg/Stk]	Stahl ²⁾ [kg/Stk]	Guss ³⁾ [kg/Stk]	Stahl ⁴⁾ [kg/Stk]	Stahl ⁵⁾ [kg/Stk]
Stahl unlegiert	120	0	510	0	200	0	98	114
Stahl hochlegiert	0	0	0	0	0	0	10	4.6
Gusseisen	0	140	0	400	4'420	2'000	25	0
Aluminium, Guss	0	0	0	0	0	0	7.5	0
Schamotte	0	0	0	0	70	0	0	36
Mineralwolle	8	5	19	15	40	30	12	12
Kupfer	3	0	25	0	kA	0	0.2	kA
Kunststoff	0	0	0	0	0	0	0.8	2.7
Korrosionsschutz	0.25	0	kA	0	kA	0	kA	kA
Deckfarbe	1	0.2	2	0.4	4	0.6	kA	kA
Dichtheitsschnur	0.5	0	1	0	8	0	kA	kA
Total	132	145	560	415	4'740	2'030	154	169

Tab. IV.11.1: Materialbedarf von Heizkesseln verschiedener Leistungen, ¹⁾: ohne Brenner, ²⁾: <Heizung 1993a>, ³⁾: <Heizung 1993b>, ⁴⁾: <Wagner et al. 1989b>, ⁵⁾: <Hofstetter et al. 1991>

Der Materialbedarf pro kW beträgt somit zwischen 13 und 5 kg/kW. Damit liegt er um rund 50 % tiefer als derjenige in <Infras 1981>.

Für Hausfeuerungen wird ein Stahlkessel unterstellt, für Industriefeuerung ein Gusskessel. Dies führt zu folgendem Materialbedarf, wobei die Dichtheitsschnur mangels Informationen zum Produktionsprozess weggelassen und der Korrosionsschutz der Deckfarbe zugerechnet wird.

	10 kW [kg/Stk]	100 kW [kg/Stk]	1 MW [kg/Stk]
Stahl unlegiert	115	485	190
Stahl hochlegiert ¹⁾	5	25	230
Gusseisen	0	0	4'200
Aluminium, Guss	7.5	15 ²⁾	30 ²⁾
Schamotte ³⁾	0	0	70
Mineralwolle	8	19	40
Kupfer	3	25	0
Deckfarbe ⁴⁾	1.25	2.5	5
Total	140	570	4'760

Tab. IV.11.2: Spezifischer Materialbedarf von Heizkesseln verschiedener Leistungen, ¹⁾: Annahme 5 % Stahl hochlegiert, ²⁾: Annahmen (Brennergehäuse), ³⁾: als Beton bilanziert, ⁴⁾: inkl. 20 Gew.-% Korrosionsschutz <Heizung 1993a>

Energiebedarf Herstellung

Die Angaben über den Energiebedarf zur Herstellung von Heizkesseln stammen von schweizerischen Kesselfabrikanten. Es werden Energieträger, Energiemenge und Art der Feuerung pro produzierte Einheit angegeben.

	10 - 20 kW		100 kW		1 MW
	Stahl ¹⁾ [TJ/Kessel]	Guss ²⁾ [TJ/Kessel]	Stahl ¹⁾ [TJ/Kessel]	Guss ²⁾ [TJ/Kessel]	Guss ²⁾ [TJ/Kessel]
Erdgas in Industriefeuerung LowNOx >100kW	2.5E-3	0	3.2E-3	0	0
Heizöl EL in Industriefeuerung CH	0	42.7E-6	0	0.1E-3	0.15E-3
Elektrizität CH	0.14E-3	0.3E-3	0.22E-3	0.86E-3	4.3E-3

Tab. IV.11.3: Spezifischer Energiebedarf bei der Kesselherstellung, ¹⁾: <Heizung 1993a>, ²⁾: <Heizung 1993b>

Die relativ grossen Unterschiede zwischen den beiden Werken lässt sich nicht befriedigend erklären. Es wird vermutet, dass bei der Gusskesselherstellung die Heizung der Fertigungshallen nicht berücksichtigt ist.

Betriebsmittel

Bei der Kesselherstellung werden Schweissanoden und Wasser (Druckprobe) benötigt. Die Mengen werden ebenfalls pro Produktionseinheit angegeben.

	10 kW [kg/Kessel]	100 kW [kg/Kessel]	1'000 kW [kg/Kessel]
Schweissanoden ¹⁾	4	6	-
Wasser	100	300	-

Tab. IV.11.4: Spezifischer Betriebsmittelbedarf bei der Herstellung von Heizkesseln verschiedener Leistungen, <Heizung 1993a>, ¹⁾: als cadmiumfreies Hartlot bilanziert, siehe Teil XI "Sonnenkollektor"

Verpackung

Als Verpackungsmaterialien kommen bei kleineren Einheiten PE-Folien und Karton zum Einsatz <Heizung 1993a>.

	10 kW [kg/Kessel]	100 kW [kg/Kessel]	1'000 kW [kg/Kessel]
PE-Folie	0.5	1	-
Karton	5	10	-

Tab. IV.11.5: Spezifischer Materialbedarf für Verpackung von Heizkesseln verschiedener Leistungen <Heizung 1993a>

Transporte

Es wird von einer Transportdistanz von 600 km per Bahn (für Halbfabrikate und Rohstoffe) und 50 km per LKW (für den Kessel) ausgegangen. Dies führt zu folgenden Transportleistungen:

	10 kW [tkm/Kessel]	100 kW [tkm/Kessel]	1'000 kW [tkm/Kessel]
Bahn	84	340	2'850
LKW	7	30	240

Tab. IV.11.6: Spezifische Transportleistung für Heizkessel verschiedener Leistungen

Abfälle

Neben dem eigentlichen Heizkessel und dessen Materialien fallen Schweißstaub und Verpackungsmaterialien als Abfälle an. Die Stahl- und Aluminiumanteile fließen in den Schrotthandel <Heizung 1993a> und werden deshalb nicht weiter bilanziert.

	10 kW [kg/Kessel]	100 kW [kg/Kessel]	1'000 kW [kg/Kessel]
Kessel:			
- Schamotte ¹⁾	0	0	70
- Mineralwolle ¹⁾	8	19	40
- Kupfer ¹⁾	3	25	-
- Deckfarbe ²⁾	1.25	2.5	5
Verpackung und Produktion:			
- PE-Folie in KVA	0.5	1	-
- Karton in KVA	5	10	-
- Schweißstaub ³⁾	0.2	0.3	-

Tab. IV.11.7: Spezifisches Abfallaufkommen bei Produktion, Vertrieb und Entsorgung von Heizkesseln verschiedener Leistungen, ¹⁾: in Inertstoffdeponie, ²⁾: in Stahlrecycling, ³⁾: in Sonderabfallbehandlung

11.2.2 Heizöltank und Auffangvorrichtung

Im weiteren werden Tanks und Auffangvorrichtungen benötigt. Als Materialien kommen für Tanks Kunststoffe (z.B. HD-PE) und Stahl in Frage. Kunststofftanks sind in Normgrößen von 800 bis 2'000 l erhältlich und werden v.a. im Einfamilienhausbereich eingesetzt. Stahltanks können den Gegebenheiten angepasst konstruiert werden. Die Tanks stehen entweder in einer Betonwanne mit Schutzanstrich oder in separaten Auffangbehältern. Separate Auffangwannen werden u.a. aus glasfaserverstärktem Polyester gefertigt <Hofstetter et al. 1991>.

Das Tankvolumen kann zwischen einem Bedarf für 1/3 bis 3 Heizperioden variieren. Im folgenden wird eine Vorrathaltung von 1 1/2 Jahren veranschlagt und ein Stahltank mit Betonvormauerung verrechnet.

Für einen Stahltank mit Nutzinhalt 3'000 l beträgt der spezifische Stahlbedarf $150 \text{ kg/m}^3_{\text{Heizöl}}$ <Wagner et al. 1989b>. Zusätzlich werden beim Stahltank 10 kg Kunststoffauskleidung benötigt und 6 kg Farbe <Wagner et al. 1989b>.

Im weiteren wird eine Betonvormauerung (3.0 x 0.5 x 0.15 m) angenommen, welche bei einer Lebensdauer von 80 Jahren zu einem Betonbedarf von 185 kg für 10 kW-Feuerungen resp. 370 kg für 100 kW-Feuerungen (Faktor 2 angenommen) führen. Für 1 MW-Feuerungen wird mit einer umlaufenden Vormauerung gerechnet (Faktor 20).

	Stahl ¹⁾ [kg/Stk]	10 kW [kg/Heizung]	100 kW ⁴⁾ [kg/Heizung]	1 MW ⁷⁾ [kg/Heizung]
HD-PE	10 ²⁾	7	28	140
Glas	0	0	0	0
Stahl unlegiert	450	300	1'200	6'000
Farbe ³⁾	6	4	16	80
Beton ⁵⁾	500	185	370 ⁶⁾	3'700
Total	-	500	1'610	9'920

Tab. IV.11.8: Spezifischer Materialbedarf für Öltank und Auffangschalen resp. Betonvormauerung sowie Materialbedarf für dieses Projekt, bezogen auf die Kessel Lebensdauer von 20 Jahren, ¹⁾: 3'000 Liter <Wagner et al. 1989b>, ²⁾: Kunststoffauskleidung als HD-PE angenommen, ³⁾: Annahme: Kunststoffpulver (siehe Deckfarbe Heizkessel), ⁴⁾: Annahme Faktor 4 gegenüber 10 kW-Heizung, ⁵⁾: Vormauerung, Lebensdauer 80 Jahre, ⁶⁾: Faktor 2 (Annahme), ⁷⁾: separater Tankraum, Faktor 20 gegenüber 10 kW-Heizung

11.2.3 Kamin

Es wird unterschieden zwischen Kaminen für Einfamilienhäuser (Leistungsbereich 10 bis 35 kW) und für Mehrfamilienhäuser (Leistung bis 100 kW). Es werden dreischalige Kaminbausteine bilanziert. Sie bestehen von innen nach aussen aus einem Betonschamotterohr, einer Mineralfaserisolation und einem Mantel aus Backsteinbruch-Beton. Das Gesamtgewicht beträgt 95 resp. 135 kg/m (für Leistung 10 resp. 100 kW) <Reimann 1993>, wovon die Isolation geschätzte 0.5 Gew.-% ausmacht. Die Kaminhöhe wird mit 8 resp. 18 m für ein zweistöckiges Einfamilienhaus resp. ein fünfstöckiges Mehrfamilienhaus angenommen. Die Lebensdauer wird entsprechend der Gebäudelebensdauer mit 80 Jahren veranschlagt. Die Betonschamotte und der Backsteinbruchbeton wird als Beton bilanziert. Die Materialmengen fallen auch als Abfälle in Inertstoffdeponie an.

Material	10 kW [kg/m]	100 kW [kg/m]	10 kW [kg]	100 kW [kg]	1 MW [kg] ¹⁾
Beton	95	135	190	600	1'200
Mineralfaser	0.5	0.5	1	2	5
Bedarf [m]	8	18	-	-	-
Lebensdauer	80	80	20	20	20

Tab. IV.11.9: Spezifischer Materialbedarf für Kamine verschiedener Leistungsklassen, <Reimann 1993>, ¹⁾: Faktor 2 gegenüber 100 kW Heizung (Annahme)

11.2.4 Übrige Komponenten

Die Materialangaben betreffend der übrigen Komponenten stammen mit Ausnahme der Verteilung (Daten aus <Jensch 1988>) alle aus <Wagner et al. 1989b>. Der Bauaufwand der übrigen Komponenten wird mangels Angaben nicht bilanziert.

Material	Brenner [kg/Stk]	Umwälz- pumpe [kg/Stk]	Ausdehnungs- gefäß [kg/Stk]	Ventile [kg/Stk]	Mischventil 1 [kg/Stk]	Rohrleitung Öl [kg/m]	Regelung [kg/Stk]	Verteilung [kg/kW] ³⁾
Stahl unlegiert	2.9	0.1	8	0.05	1.3	0.02	0.03	15
Gusseisen	0	3.5	0	0	6	0	0	0
Aluminium	7.5	0.1	0	0	0	0	0	0
Messing	0.2	0	0	0.3	1.4 ¹⁾	0	0.05	0
Kupfer	0.2	0.1	0	0	0.1	2	0.03	0
Kunststoffe ²⁾	0.85	0.05	0.3	0	0.1	0.005	0.4	0
Bedarf [Stk]	1	1 (65 W)	1	12	1	10 [m]	1	10
Lebensdauer	12 ⁴⁾	12 ⁵⁾	20 ⁵⁾	20 ⁵⁾	20 ⁵⁾	40 ⁵⁾	12 ⁵⁾	40 ⁵⁾

Tab. IV.11.10: Spezifischer Materialbedarf übrige Komponenten, 15 kW-Heizkessel <Wagner et al. 1989b>, ¹⁾: inkl. Nichteisenmetalle, ²⁾: inkl. Gummi, ³⁾: <Jensch 1988>, ⁴⁾: <VDI 1991>, ⁵⁾: Annahmen

Aufgrund des Bedarfes an übrigen Komponenten ergibt sich folgender Materialbedarf für Feuerungen kleiner Leistung (10 kW), wobei der Materialbedarf der übrigen Komponenten des 15 kW-Heizkessels übernommen wird. Für die Kessel höherer Leistungen werden die Aufwendungen extrapoliert.

	10 kW [kg/Heizung]	100 kW ³⁾ [kg/Heizung]	1 MW ⁴⁾ [kg/Heizung]
Stahl unlegiert	90	135	900
Gusseisen	12	18	120
Aluminium	13	20	130
Kupfer ¹⁾	16	25	160
Kunststoffe ²⁾	3	5	30
Total	134	203	1'340

Tab. IV.11.11: Materialbedarf übrige Komponenten pro Heizkessel (Lebensdauer 20 Jahre), mit Ausnahme von Kunststoff wird alles recycelt (Annahme), ¹⁾: inkl. Messing und Nichteisenmetalle, ²⁾: inkl. Gummi, als HD-PE bilanziert, auch als Abfall in KVA bilanziert, ³⁾: Annahme Faktor 1.5 gegenüber 10 kW-Heizung, ⁴⁾: Annahme Faktor 10 gegenüber 10 kW-Heizung

11.2.5 Transporte übrige Komponenten, Kamin und Tank

Es wird von einer Transportdistanz von 600 km per Bahn (für Halbfabrikate und Rohstoffe, ohne Beton) und von 50 km per LKW 28 t (für den Tank und die übrigen Komponenten, Beton insgesamt 20 km) ausgegangen. Für die kleineren Kessel (10 und 100 kW) werden zusätzlich 50 km Lieferwagen verbucht. Dies führt zu folgenden Transportleistungen:

	Komponenten [tkm/Kessel]			Tank und Kamin [tkm/Kessel]			Total [tkm/Kessel]		
	10 kW	100 kW	1 MW	10 kW	100 kW	1 MW	10 kW	100 kW	1 MW
Bahn	80	120	800	190	745	3'750	270	865	4'550
LKW	7	10	70	23	82	410	30	92	480
Lieferw.	7	10	0	23	82	0	30	92	0

Tab. IV.11.12: Spezifische Transportleistung für den Tank und die übrigen Komponenten

11.2.6 Zusammenfassung Heizkessel und übrige Komponenten (Eingabedaten Infrastruktur)

	Einheit	10 kW	100 kW	1 MW ¹⁾
INFRASTRUKTUR				
nichtenergetische Ressourcen:				
Fläche IV - IV	m ²	106	1060	25'000
Wasser	kg	100	300	-
Energieträger:				
Erdgas in Industrieheizung LowNOx > 100kW	TJ	2.5E-3	3.2E-3	0
Heizöl EL in Industrieheizung	TJ	0	0	0.15E-3
Elektrizität, Mittelspannung CH	TJ	0.14E-3	0.22E-3	4.3E-3
Basismaterialien:				
Stahl unlegiert	kg	505	1820	7'090
Stahl hochlegiert	kg	5	25	230
Gusseisen	kg	12	18	4'320
Aluminium, Guss (0 % Recycling)	kg	20.5	35	160
Schweissanoden (Hartlot cadmiumfrei)	kg	4	6	-
Beton	kg	375	970	4'970
Mineralwolle	kg	9	21	45
Kupfer	kg	19	50	160
Kunststoff (HD-PE)	kg	10.5	34	170
Karton	kg	5	10	-
Deckfarbe	kg	5	18	85

Tab. IV.11.13: Zusammenfassung Eingabedaten der Infrastruktur (Heizkessel und übrige Komponenten) für dieses Projekt, ¹⁾: für Industrieheizungen

	Einheit	10 kW	100 kW	1 MW ¹⁾
Transporte:				
Transport Schiene	tkm	354	1'205	7'400
Transport LKW 28 t	tkm	37	122	720
Transport Lieferwagen < 3.5 t	tkm	37	122	0
Abfälle unbehandelt:				
Beton in Inertstoffdeponie	kg	190	970	4'970
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	9	21	45
Kupfer in Inertstoffdeponie	kg	3	25	0
Kunststoff (HD-PE) in KVA	kg	10.5	29	170
Karton in KVA	kg	5	10	-
Schweissstaub in Sonderabfallbehandlung	kg	0.2	0.3	-
Emissionen Luft:				
Abwärme	TJ	0.14E-3	0.22E-3	4.3E-3

Tab. IV.11.13: Forts., ¹⁾: für Industriefeuerungen

11.3 Bezugsgrösse, Energiebedarf, Verluste

11.3.1 Verluste

Bei der Wärmeerzeugung treten verschiedene Verluste auf. Bei den Abgasverlusten kann zwischen unverbrannten Anteilen, fühlbarer und latenter Wärme unterschieden werden. Die Strahlung bei Brennerbetrieb und bei Brennerstillstand sowie die innere Auskühlung addieren sich zu den Bereitschaftsverlusten. Dies ergibt den Jahreswirkungsgrad eines Heizkessels (siehe Fig. IV.11.1), welcher das Verhältnis der Energie im Brennstoff (unterer Heizwert) zur in das Verteilnetz eingespeisten Energie angibt. Der Jahresnutzungsgrad berücksichtigt zusätzlich die Verteilverluste <SIA 1988>. Als Durchschnitt für den Heizungsbestand in der Schweiz kann ein Jahresnutzungsgrad von 70 bis 75 % angegeben werden <BfK 1987>. In Deutschland liegt der Jahresnutzungsgrad für Einfamilienhäuser und kleinere Mehrfamilienhäuser bei 80 % <Jensch 1988>.

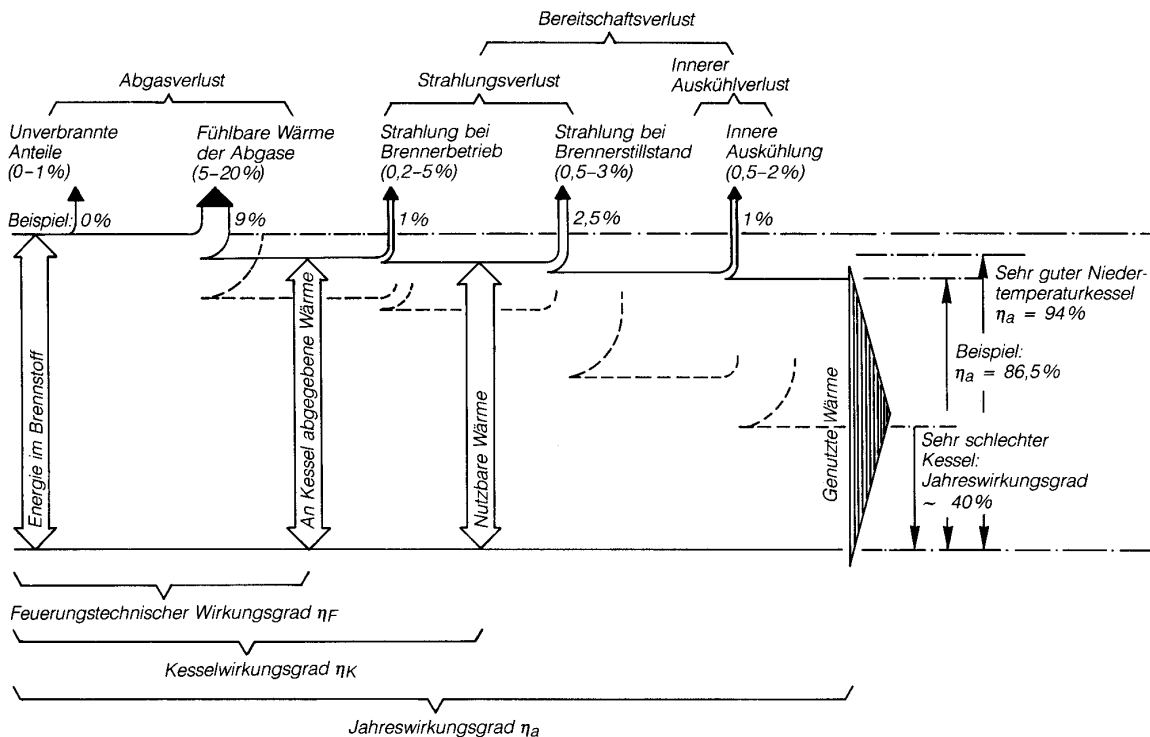


Fig. IV.11.1: Verluste und Wirkungsgrade bei Heizkesseln <BfK 1986>

EMPA-Typenprüfungen verschiedener Ölheizkessel ergaben Jahresnutzungsgrade zwischen 89 und 91 % <EMPA 1992>. In <Gemis 1989> wird von einem Jahresnutzungsgrad von 87 % als Mittelwert moderner Neuanlagen ausgegangen. Heutige Niedertemperatur-Heizkessel erreichen Jahresnutzungsgrade von bis zu 94 % <BfK 1982>, <Gemis 1989>. Für Industriefeuerungen wird ein Jahresnutzungsgrad inkl. Verteilverluste von 85 % angenommen <Gemis 1989>.

Der feuerungstechnische Wirkungsgrad von Brennwertkesseln liegt gemäss Untersuchungen von <DGMK 1987a> mit durchschnittlich 98.4 % rund 4.5 %-Punkte über demjenigen gewöhnlicher LowNOx-Kessel (93.9 %) <EMPA 1992>. Messungen an neueren Anlagen zeigen einen um 7 %-Punkte höheren Wirkungsgrad. Damit liegt der Jahresnutzungsgrad von Brennwertkesseln - die anderen Verluste als gleich vorausgesetzt - bei rund 95 bis 97 %.

Da in diesem Projekt für Anlagen zur Gebäudeheizung Emissionsfaktoren bezüglich der Wärmeabgabe an den Raum interessieren, werden die Verteilverluste im Haus (unbeheizte Räume) ebenfalls berücksichtigt. Laut <Jung 1987> betragen sie 2 bis 3 %.

Für LowNOx-Feuerungen wird in diesem Projekt von einem Jahresnutzungsgrad inkl. Verteilverluste von 0.87 ausgegangen, bei Brennwert-Feuerungen von 0.94 und bei Industriefeuerungen von 0.85.

11.3.2 Heizperiode und Energielieferung

Die Anzahl Heiztage 20/12 von September bis Mai variiert in der Schweiz zwischen 273 auf dem Jungfraujoch und 180 in Locarno-Monti. Für Anlagen zur Raumheizung wird in diesem Projekt Zürich-SMA als Referenzstandort beigezogen mit 218 Heiztagen oder einer Heizperiode von rund 5'300 Stunden. Während dieser Dauer sind die Umwälzpumpen und die Heizungssteuerung in Betrieb. Die Heizgradtage von September bis Mai belaufen sich auf 3'616 d°C <SIA 1988>.

Pro Heizsaison resp. Jahr werden folgende Energiemengen benötigt resp. geliefert:

Leistung [kW]	Input [GJ _{in}] ¹⁾	LowNOx-Kessel [GJ _{out}]	Brennwertkessel [GJ _{out}]	Leistung [kW]	Input [GJ _{in}] ²⁾	Industriekessel [GJ _{out}]
10	75.6	66	71	1'000	18'000	15'300
100	756	660	710	η ³⁾	-	0.85
η ³⁾	-	0.87	0.94			

Tab. IV.11.14: Jährliche Energieumwandlung in Heizkesseln zur Gebäudeheizung (ohne Warmwassererwärmung) und in Industriekesseln, ¹⁾: Brennerlaufzeit: 2'100 h, ²⁾: Jahresauslastung: 5'000 h (Vollast), ³⁾: Jahresnutzungsgrad (inkl. Verteilung)

Die Lebensdauer der Kessel wird in Deutschland mit 20 Jahren veranschlagt <VDI 1991>. <Gemis 1989> rechnet mit 15 Jahren, <Infras 1981> gibt 15 bis 20 Jahre an, während verschiedene Hersteller 20 Jahre als Durchschnitt, teilweise 30 Jahre als Maximum angeben <Viessmann 1992>.

Bei Brennereinschaltzeiten von 2'100 h pro Heizperiode (siehe Tab. IV.11.15) und einer Lebensdauer von 20 Jahren werden somit für Hausfeuerungen von 10 resp. 100 kW 0.66 resp. 0.066 Kessel/TJ_{In} benötigt, für Industriefeuerungen bei einer Jahresauslastung von 5'000 h und 20 Jahren Lebensdauer 0.0028 Kessel/TJ_{In}.

11.3.3 Schalthäufigkeit, Brennerlaufzeiten

In herkömmlichen, atmosphärischen Gasheizkesseln werden 8 bis 20 Schaltzyklen pro Stunde erreicht oder 30'000 bis 50'000 Schaltzyklen pro Jahr <Viessmann 1992>, während neue atmosphärische Kessel auf nur 10'000 Schaltzyklen pro Jahr kommen. <Struschka et al. 1988> geht bei heutigen Ölheizungs-Systemen von 20'000 bis 40'000 Schaltzyklen während der Heizperiode aus. Die Zusammenstellung der Brennerlaufzeiten bei verschiedenen Raumtemperaturen sowie ohne und mit Warmwassererwärmung zeigt, dass durch eine richtige Dimensionierung der Heizkesselleistung die Be-

triebszeiten erhöht und die Anzahl der Schaltzyklen gesenkt werden kann.

Dimensionierung	Warmwassererwärmung			
	ohne		mit	
	Raumlufthtemperatur			
	20°C	22°C	20°C	22°C
richtig	2'100	2'500	2'350	2'750
zweifach	1'150	1'350	1'400	1'600
dreifach	850	1'000	1'100	1'200

Tab. IV.11.15: Jährliche Brennerlaufzeiten [h], Geltungsbereich Durchschnitt der 1982 bestehenden Wohnhäuser im Mittel-land, <BfK 1982>, **fett**: Brennerlaufzeit in diesem Projekt

Für Hausfeuerungen wird der Wert der richtigen Dimensionierung ohne Warmwassererwärmung bei Raumlufthtemperaturen von 20 °C weiterverwendet, was bezogen auf die Dauer der Heizperiode einer relativen Einschaltdauer von knapp 40 % entspricht. Die Brennerlaufzeiten pro Schaltzyklus liegen für herkömmliche Heizungsanlagen zwischen 2 bis 6 Minuten, während heutige Systeme u.a. dank erhöhtem Wasservolumen des Kessels Brennerlaufzeiten bis 10 Min. erreichen <Viessmann 1992>, <Struschka et al. 1988>.

Betreffend der lufthygienischen und technischen Probleme bei der Dimensionierung von Hausfeuerungen im kleinen Leistungsbereich (unter 10 kW) siehe auch Kap. IV.11.4 "Emissionen Luft".

11.3.4 Hilfsenergiebedarf

Heizungssteuerung

Zur Steuerung und Überwachung von Ölheizungen werden elektronische Steuergeräte mit einer Leistung von 6 W (z.B. RVL 45 von Landis & Gyr, Zug) <Ries 1993> eingesetzt. Sie ist 5'300 h pro Jahr in Betrieb, weshalb die Leistung bezogen auf die Brennerlaufzeit um einen Faktor 2.5 erhöht werden muss.

Brennersteuerung

Zur Steuerung und Überwachung von Ölbrennern werden Flammenfühler mit zugehörigem Steuergerät eingesetzt. Fühler und Steuergerät zusammen benötigen 11 W <Satronic 1993>. Auch hier wird die Leistung um den Faktor 2.5 erhöht.

Mischventil

Für den Antrieb des Mischventils wird mit einem Leistungsbedarf von 20, 30 resp. 100 W (Kesselleistung 10, 100 resp. 1'000 W) gerechnet. Er ist während rund 12 % der Dauer der Heizperiode im Einsatz (Faktor 0.12) <Heizung 1993a>.

Gebläse

Das Gebläse dient der Zufuhr von Verbrennungsluft. Bei Druckluftzerstäuber-Brennern ist das Gebläse mit einem Ringkolben-Verdichter kombiniert. Die Leistungsaufnahme ist abhängig von der Brennerleistung und variiert zwischen 90 W_e im Kleinleistungsbereich (18 kW_{Brenner}) bis 750 W_e bei Anlagen bis mehr als 300 kW_{Brenner}. Der spezifische Leistungsbedarf variiert zwischen 2.4 und 8 W_e/kW_{Brenner} <EMPA 1992>. Die Laufzeit des Gebläses ist ungefähr identisch mit der Brennerlaufzeit (Faktor 1.0).

Leistung [kW]	[%] ¹⁾
< 15	1
15 - 50	0.3
50 - 100	0.6
> 100	0.3

Tab. IV.11.16: Spezifischer Leistungsbedarf (elektrisch) des Gebläses in Ölheizkesseln, siehe auch Anhang, ¹⁾: Leistung elektrisch zu Kesselleistung thermisch (Input)

Umwälzpumpe

Umwälzpumpen benötigen rund 3.5 bis 4 % des Gesamtelektrizitätsverbrauchs der Schweiz <BfK 1991>. Der Elektrizitätsverbrauch der Umwälzpumpen liegt aufgrund ausgemessener Gebäude bei ca. 1.5 % des Brennstoffenergieverbrauchs <BfK 1991>. Als Ziel wird in <BfK 1991> ein Elektrizitätsverbrauch der Heizungspumpen von weniger als 1 % des Endenergieverbrauchs Wärme angegeben. Laut <Bieri 1993> werden im Einfamilienhausbereich heute Pumpen mit einer Leistung von 80 W installiert. Umgerechnet auf die Heizperiode sind dies 2 % des Endenergieverbrauchs Wärme (Faktor 2.5).

Folgende Elektrizitätsverbräuche werden in diesem Projekt weiterverwendet:

Leistung [kW]	[%] ¹⁾
10	2
100	1
1'000	1.5

Tab. IV.11.17: Spezifischer Leistungsbedarf (elektrisch) des Umwälzpumpe für den Heisswasserkreislauf, ¹⁾: Energieverbrauch elektrisch zu Heizölverbrauch

Zusammenfassung

Insgesamt beläuft sich der Hilfsenergiebedarf elektrisch gemäss Zusammenstellung in Tab. IV.11.18 auf zwischen 1.6 und 3.3 % des Heizölverbrauchs.

[%] ¹⁾	10 kW	100 kW	1'000 kW
Brennersteuerung	0.1	0.01	uA
Heizungssteuerung	0.2	0.02	uA
Mischventil	0.01	uA	uA
Gebläse	1	0.6	0.3
Umwälzpumpe	2	1	1.5
Total	3.3	1.6	1.8

Tab. IV.11.18: Relativer Leistungsbedarf (elektrisch) der Zusatzgeräte von Heizkesseln, ¹⁾: Energieverbrauch elektrisch zu Heizölverbrauch (unterer Heizwert)

Die Werte dieses Projektes liegen über denjenigen von <Infras 1981> und <Gemis 1989>, welche mit einem spezifischen Elektrizitätsbedarf von 0.8 resp. 1.0 % rechnen. Die Differenz lässt sich mit dem Berücksichtigen der unterschiedlichen Laufzeiten von Brenner einerseits und Pumpe sowie Steuerung andererseits erklären.

11.4 Emissionen Luft

11.4.1 Allgemeines

Heizölqualität

Gemäss Dauerversuchen von <Struschka et al. 1988> mit Heizölen unterschiedlicher Qualität (Dichte, Viskosität, Siedebereiche) konnten einzig bei den Schadstoffen CO und bei der Russzahl eine Abhängigkeit vom Brennstoff festgestellt werden. Unverbrannte Kohlenwasserstoffe, CO₂ und NO_x waren innerhalb der Messgenauigkeit relativ stabil. Dies stimmt jedoch nur bei konstantem Brennstoffstickstoffgehalt. Dieser kann jedoch zwischen 40 und 300 ppm schwanken <Schuler 1993>. Der Stickstoff-Gehalt des Brennstoffes kann deshalb bei modernen Low-NO_x-Ölfeuerungen für über 50 % der Stickoxidemissionen verantwortlich sein (siehe Abschnitt 11.4.4 "Stickoxide").

Im weiteren wird der Gehalt an Spurenelementen im Brennstoff zur Ermittlung der Spurenelement-Emissionen benötigt. Es zeigt sich, dass Verunreinigungen vor allem durch Transport- und Lagerbehältermaterialien verursacht werden (Kupfer, Zink), andererseits aber auch Chlor und Fluor aus Meer- und Lagerstättenwasser im Heizöl EL enthalten sind (siehe Kap. IV.3.5 "Heizöl EL").

Brenner

Die heute in der Schweiz für Neugeräte gängige Technik beruht auf dem Prinzip der Abgasrezirkulation (Blaubrenner). Dadurch können die Flammentemperaturen gesenkt und damit die Bildung von thermischen Stickoxiden wirkungsvoll unterdrückt werden. Die zur Abgasrezirkulation benötigten Gase können dabei innerhalb oder ausserhalb der Brennkammer (Kamin) entnommen werden.

Gerade im niedrigen Leistungsbereich der gut wärmegeprägten Einfamilienhäuser sind der optimalen Dimensionierung infolge möglicherweise auftretender Düsenverstopfung noch technische Grenzen gesetzt. Im Niedrigst-Leistungsbereich (unter 10 kW) sind entsprechend noch wenige ausgereifte Brenner auf dem Markt erhältlich. Während die energetischen Verluste heutiger Kessel gegenüber Überdimensionierung relativ unempfindlich sind (gute Isolation), führt eine Überdimensionierung zu erhöhten spezifischen Emissionen infolge einer erhöhten Anzahl Ein-/ Aus-Zyklen.

Kombination Brenner - Kessel

Die Kombination Brenner - Kessel kann sich entscheidend auf die Emissionen auswirken. Messungen mit 14 verschiedenen Zerstäuberbrennern an einem Heizkessel liessen die CO-Emissionen zwischen 20 und 100, die NO₂-Emissionen zwischen 80 und 280 mg/Nm³ Abgas schwanken <Struschka et al. 1988>. Beim Kombinieren zweier Zerstäuberbrenner mit verschiedenen Kesseln wurden Schwankungen beim CO von nn bis 500 resp. von nn bis 210 mg/Nm³, beim NO₂ von 230 bis 310 resp. 130 bis 220 mg/Nm³ festgestellt <Struschka et al. 1988>. Eine Auswertung von 11 verschiedenen Units (vom Hersteller abgestimmte Brenner - Kessel Kombinationen) ergab beim CO eine Bandbreite von 10 bis 30 mg/Nm³, bei NO₂ von 110 bis 250 mg/Nm³ <Struschka et al. 1988>.

Brennkammer

Die Temperatur der Brennkammeroberfläche hat einen entscheidenden Einfluss auf das Verbrennungsverhalten und die Schadstoffbildung. So wird mit einer heissen Brennkammer eine vollständige Verbrennung erreicht, die Stickoxidbildung wird aber begünstigt (thermische NO_x). Andererseits führen gekühlte Brennkammern zu erhöhten CO-Emissionen <Struschka et al 1988>.

Schadstoff [mg/Nm ³]	Ausführung der Brennkammer		
	gekühlt	heiss	teilweise heiss
CO	25	11	20
NO _x	163	215	175

Tab. IV.11.19: Mittelwerte für CO und NO_x von je fünf Heizkesseln mit gekühlter, heisser und teilweise heisser Brennkammer <Struschka et al. 1988>

Laut Untersuchungen von <Gass et al. 1993> sind die NO_x-Emissionen stark abhängig von den Konstruktionsmerkmalen der Brennkammer und der Einstellung des Brenners durch den Heizungsmonteur. Es konnten keine Korrelationen bezüglich Verbrennungsluftmenge oder Brennkammerleistung nachgewiesen werden. Die CO-Emissionen lagen bei diesen Untersuchungen weit unterhalb des schweizerischen gesetzlichen Grenzwertes für Gebläsebrenner von 60 mg/Nm³ <LRV 1992>, <Gass et al. 1993>.

Leistungsregelung und Teillastbetrieb

Durch Ein- und Ausschaltvorgänge einstufiger und zweistufiger Anlagen entstehen erhöhte CO- und Kohlenwasserstoff-Emissionen. Bei einem Kaltstart können die spezifischen Emissionen um einen Faktor 10 bis 20 (in kg/TJ_{ln}) über denjenigen bei Dauerbetrieb liegen. Bei Warmstart liegen die Werte 1.5 bis 8 mal höher <Struschka et al. 1988>.

Schadstoffe [kg/TJ _{ln}]	Brennerstart		Dauerbetrieb
	Kaltstart	Warmstart	
CO	36	13	1.7
C _m H _n	13	1.7	1.1

Tab. IV.11.20: CO und C_mH_n-Emissionen beim Brennerstart und im Dauerbetrieb <Struschka et al. 1988>

Durch die hohe Anzahl an Schaltzyklen (10'000 bis 50'000) können die jährlichen CO-Emissionen infolge Brennerstart die Emissionen infolge Dauerbetrieb erreichen <Struschka et al. 1988>. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Abschaltvorgängen. Auch hier sind Emissionsspitzen zu beobachten, welche um einen Faktor 25 bei den unverbrannten Kohlenwasserstoffen resp. einen Faktor 14 beim CO über den stationären Emissionsfaktoren liegen <Struschka et al. 1988>. Da die Emissionsfaktoren z.B. der EMPA-Typenprüfungen in stationärem Zustand ermittelt werden, werden die für dieses Projekt verwendeten Emissionsfaktoren für CO und für Kohlenwasserstoffe über denjenigen von <EMPA 1992> liegen.

Bei zweistufigen Anlagen können beim Umschalten von Klein- auf Grosslast oder umgekehrt Emissionsspitzen auftreten. Dies infolge Luftmangelbetrieb, wenn Brennstoff- und Luftmenge nicht im selben Verhältnis verstellt werden. Die Bandbreiten und Mittelwerte für CO und C_mH_n können dabei deutlich höher liegen als bei Brennerstart.

Folgerungen

Es zeigt sich, dass verschiedene Faktoren das Emissionsverhalten von Feuerungen entscheidend beeinflussen können. Im Bereich der Hausfeuerungen sind deshalb die Emissionsfaktoren als Einzelbeispiele zu verstehen. Durchschnittswerte von Feldmessungen werden soweit möglich nur bei Industriefeuerungen (für vorgelagerte Prozesse) angewandt.

Eine Liste der der Literatur entnommenen Emissionsfaktoren einzelner Schadstoffe findet sich jeweils im Anhang.

11.4.2 Kohlendioxid

Entsprechend der Brennstoffqualitäten (siehe Kap. IV.3.5 & IV.3.8) ergeben sich mit der Annahme einer vollständigen Oxidation folgende Emissionsfaktoren:

	C-Gehalt [%]	Heizwert [MJ/kg]	CO ₂ [kg/TJ _{in}]
LowNOx-Feuerung	86.2	42.7	74'000
Brennwert-Feuerung	86.2	42.7	74'000
Industriefeuerung, Heizöl EL	86.2	42.7	74'000
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	87.5	40.6	79'000
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	85.0	40.0	77'900

Tab. IV.11.21: CO₂-Emissionsfaktoren für dieses Projekt, siehe Kap. IV.3.5 und IV.3.8

11.4.3 Schwefeldioxid

Der durchschnittliche Schwefelgehalt des schweizerischen Heizöls betrug 1994, je nach Heizölqualität zwischen 0.14 und 0.84 % (siehe Tab. IV.11.22) <EV 1995>. Aufgrund der zurückgehenden Bedeutung von Heizöl Mittel wird auf ein Aufführen von dessen Emissionsfaktor verzichtet.

Kessel [kW]	S-Gehalt [Gew.-%]	SO ₂ [kg/TJ _{in}]	Heizwert [MJ/kg]
Diesel	0.13 ¹⁾	60	42.8
Heizöl EL	0.14	65	42.7
Heizöl S, CH	0.84	394	40.6
Heizöl S, Euro	2.4 ²⁾	1'200	40.0

Tab. IV.11.22: Schwefelgehalt in schweizerischen Brenn- und Treibstoffen 1994 sowie daraus resultierende Emissionsfaktoren, <EV 1995>, ¹⁾: siehe Kap. IV.3.6, ²⁾: siehe Kap. IV.3.8

Gemäss <Veldt et al. 1992> werden 3.5 Gew.-% der SO₂-Emissionen in Form von SO₄²⁻ emittiert. Dies gilt für alle mit leichtem Heizöl befeuerten Industrie- und Hausfeuerungen. Bei Schwerölfeuerungen beträgt der Anteil an SO₄²⁻ 5 Gew.-%. Bei kondensierenden Kesseln gehen bis zu 5 Gew.-% des Schwefels ins Kondensat. Erfahrungen mit einer 460 kW-Anlage ergaben eine Reduktion der SO₂-Emissionen infolge Kondensation von 2.5 %. Da der Anteil SO₄²⁻ von Parametern wie Rauchgastemperatur, Kamin etc. abhängig ist, soll dies erst im Zusammenhang mit der Bewertung dieser Schadstoffe berücksichtigt werden. Es wird hier deshalb auf eine Differenzierung verzichtet.

	SO ₂ [kg/TJ _{in}]
LowNOx-Feuerung	65
Brennwert-Feuerung	63.4 ¹⁾
Industriefeuerung, Heizöl EL	65
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	394
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	1'200

Tab. IV.11.23: SO₂-Emissionsfaktoren für dieses Projekt, ¹⁾: 2.5 Gew.-% ins Kondensat

11.4.4 Stickoxide

Eine ausführliche Diskussion der Emissionsfaktoren neuerer und älterer Heizsysteme findet sich in <Gemis 1989>. Dabei lässt sich keine eindeutige Zuordnung spezifischer Emissionsniveaus zu einzelnen Brennertypen vornehmen. Dies wird in der Neuauflage <Gemis 1992> mit den dort verwendeten Emissionsfaktoren bestätigt (siehe Anhang Tab. IV.11.A1). Die Werte für NO_x (angegeben als NO₂) streuen zwischen 56 und über 200 mg/Nm³ (bei 3 % O₂). Die Auswertung einer nichtrepräsentativen Anzahl EMPA-Typenprüfungen für neue LowNOx-Geräte zeigte beachtliche Stabilität der Emissionsfaktoren über den gesamten beobachteten Leistungsbereich von 18 bis über 300 kW (siehe Anhang). Eine von der Luftunion durchgeführte Untersuchung bestehender Ölkessel hat ergeben,

dass von den 668 ausgemessenen Anlagen (davon 9 % LowNO_x-Kessel) rund 75 % im Bereich zwischen 120 und 250 mg/Nm³ resp. 34 bis 71 kg/TJ_{In} (bei 3 % O₂) emittieren <Luftunion 1992>.

Der Mittelwert des N-Gehalts in Heizöl EL liegt bei 140 mg/kg <EMPA 1992>, <Struschka et al. 1988>, was bei einer Umsetzungsrate von 80 bis 90 % <Buschulte 1986> einem Emissionsfaktor von rund 9 kg/TJ_{In} als NO₂ entspricht. Der Anteil des Brennstoff-Stickstoffs an der Gesamt NO_x-Emission liegt dementsprechend bei heutigen Zerstäuberbrennern bei 20 bis knapp 50 %. Bei Brennstoffen mit höherem Stickstoffgehalt (Heizöl S) werden Umsetzungsraten von 10 bis 30 % erreicht <Kraftwerk 1993>.

Die in der Schweiz ausgemessenen Schwerölfeuerungen sind nicht repräsentativ, deren gemittelter Emissionsfaktor liegt aber in der von <Veldt et al. 1992> angegebenen Spannbreite. Es werden die Werte aus <OECD 1991b> für Schweröl-Industriefeuerungen weiterverwendet.

Die Werte von <Braun 1992> wurden an in Betrieb stehenden Anlagen gemessen, wobei die tiefsten NO_x-Konzentrationen bei Einstellungsversuchen (abgesenkte Luftüberschusszahl) erzielt worden sind. Bei den untersuchten Kesseln handelt es sich nicht um eigentliche Low-NO_x-Kessel. Aufgrund vorliegender Untersuchungen (siehe Anhang) werden folgende Emissionsfaktoren für neue Anlagen resp. durchschnittliche Industriefeuerungen weiterverwendet.

	NO _x ¹⁾ [kg/TJ _{In}]
LowNO _x -Feuerung	25
Brennwert-Feuerung	25
Industriefeuerung, Heizöl EL	60
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	160
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	160

Tab. IV.11.24: NO_x-Emissionsfaktoren für dieses Projekt, ¹⁾: als NO₂

11.4.5 Kohlenmonoxid (CO)

Der CO-Gehalt gilt, neben der Russzahl und den VOC als zuverlässiger Indikator einer vollständigen Verbrennung. Wie oben bereits gezeigt, ist der Emissionsfaktor abhängig von Brennraumtemperatur, der Brenner-Kessel-Kombination und der Schalthäufigkeit.

Der mittlere Emissionsfaktor von Zerstäuberbrennern bei Prüfstanduntersuchungen in <Struschka et al. 1988> beträgt 11 kg/TJ_{In}, bei Felduntersuchungen wurden 24 kg/TJ_{In} ermittelt. Andere Untersuchungen ermittelten in stationärem Zustand 1.7 kg/TJ_{In}. Die Emissionen variieren auf dem Prüfstand von 5.6 bis 19 kg/TJ_{In} und im Felde von nn bis 350 kg/TJ_{In}. Darin zeigt sich der Einfluss der Heizungseinstellung deutlich. Eine Zusammenstellung von Emissionsfaktoren verschiedener Feuerungstypen findet sich im Anhang (Tab. IV.11.A2). Bei Feuerungen in der Schweiz wird der LRV-Grenzwert für CO (80 mg/Nm³, <LRV 1988>) nur gerade von knapp 3 % der Anlagen überschritten <Luftunion 1992>. Rund 75 % der untersuchten Anlagen emittieren weniger als 20 mg/Nm³ oder 5.7 kg/TJ_{In}. Da die Werte der Industriefeuerungen Schweiz nur aufgrund von Messungen einzelner, teilweise sehr alter Anlagen errechnet worden sind, werden dort die Default-Werte aus <OECD 1991b> verwendet.

	CO [kg/TJ _{In}]
LowNO _x -Feuerung	5
Brennwert-Feuerung	5
Industriefeuerung, Heizöl EL	12
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	15
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	15

Tab. IV.11.25: CO-Emissionsfaktoren für dieses Projekt

11.4.6 Partikel (Staub und Russ)

Bei Ölfeuerungen werden die Partikel- resp. Staub- und Russemissionen über die Russzahl nach Bacharach erfasst. Gemäss LRV darf sie den Wert 1 für Feuerungen mit Gebläsebrennern resp. 2 für Feuerungen mit Verdampfungsbrennern nicht überschreiten <LRV 1992>. Bei Empa-Typenprüfungen wurden Russzahlen von unter 0.2 bis 0.3 ermittelt <EMPA 1992>.

Gemäss <Schleicher et al. 1990> liegt die der Russzahl 1 entsprechende Massenkonzentration der Partikel zwischen 60 und 160 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (17 bis 45 $\text{mg}/\text{TJ}_{\text{In}}$). <Baum et al. 1970> demgegenüber kommen zum Ergebnis, dass die Partikel-Konzentration bei Russzahlen zwischen 0 und 1 etwas über 3 mg/Nm^3 (0.85 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$) liegt. Die Korrelation ist vom Brennertyp und vom Brennstoff abhängig.

<Gemis 1989> zitiert Emissionsfaktoren von nn bis 4.2 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$, wobei keine eindeutige Korrelation zwischen Verbrennungsgüte (CO-Emissionen) und der Höhe der Partikel-Emissionen besteht. Die Russzahl ausgemessener Feuerungen in der Schweiz lag in über 90 % der Fälle unter 1 <Luftunion 1992>. Eine Zusammenstellung von Emissionsfaktoren verschiedener Feuerungstypen findet sich im Anhang (Tab. IV.11.A3).

Die Partikelemissionen von mit Schweröl betriebenen Industriefeuerungen bestehen aus einem Gemisch von Metalloxiden, Koks und Russ. Schwerölfeuerungen sind in Deutschland gemäss <UBA 1989> nur vereinzelt mit Massenkraftabscheidern (Zyklone) ausgerüstet. Die Reingas-Partikelgehalte bewegen sich je nach Aschegehalt des eingesetzten Heizöls und feuerungstechnischen Massnahmen zwischen 30 und 400 mg/Nm^3 (10 bis 120 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$). Durchschnittlich wurden in Deutschland 170 mg/Nm^3 oder 51 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$ erreicht, was rund 60 % über dem Grenzwert der TA Luft 86 liegt <UBA 1989>, <TA Luft 1986>.

Die Verwendung des Partikelfilters reduziert die Partikelemissionen gegenüber dem gerechneten Wert auf etwas über 20 %. Zyklonabscheider haben je nach Partikelgrösse einen Abscheidegrad von 50 bis 99 % (Teilchengrösse < 5 μm resp. > 40 μm). Aufgrund der Grenzwerte der LRV (50 resp. 80 mg/Nm^3 bei 3 Vol.-% O_2 , <LRV 1992>) müssen die Schwerölfeuerungen bei der verwendeten Schwerölqualität mit Staubabscheidern (Zyklonabscheidern) ausgerüstet sein. Bei einem Abscheidegrad von 70 % <Baum 1988> resultiert für Schwerölfeuerungen in der Schweiz ein Emissionsfaktor von 12 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$. Für Europa wird der Partikel-Emissionsfaktor aufgrund der Zusammenhangs zwischen Schwefelgehalt und Partikel-Emissionen errechnet (siehe Anhang 11.A3 "Partikel"). Es wird angenommen, dass 50 % der Feuerungen mit Zyklonen (Wirkungsgrad 70 %) ausgerüstet sind. Mit dieser Annahme liegt man in der Nähe des für Deutschland 1986 geltenden Emissionsfaktors.

Es werden folgende Emissionsfaktoren weiterverwendet:

	Partikel [$\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$]
LowNOx-Feuerung	0.1
Brennwert-Feuerung	0.1
Industriefeuerung, Heizöl EL	0.1
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	12
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	50

Tab. IV.11.26: Partikel-Emissionsfaktoren für dieses Projekt

11.4.7 Lachgas (N_2O)

Aufgrund neuer Erkenntnisse betreffend Bildung von N_2O aus SO_2 , H_2O und NO im Abgas-Probenbehälter wurden die N_2O -Konzentrationen infolge Verbrennungsprozessen auf < 5 ppm resp. < 10 mg/Nm^3 korrigiert. Diverse Messungen von <Nussbaumer 1993> ergaben Lachgaskonzentrationen im Abgas von unter 2 ppm (< 1.1 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$). Für Heizöl EL resultiert ein Emissionsfaktor von < 3 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{In}}$ <Hackl et al. 1992>. Ohne Berücksichtigung sekundärer DeNOx-Techniken sind aufgrund ausgemessener Einzelanlagen folgende N_2O -Emissionsfaktoren zu erwarten <Vitovec et al. 1991>:

Brennstoff	Emissionsfaktor N ₂ O [kg/TJ _{ln}]			
	<200 kW	<2 MW	<100 MW	>100 MW
Heizöl EL	-	-	0.6	-
Heizöl L	0.7	-	-	-
Heizöl M	-	0.4	-	-
Heizöl S	-	0.8	2.4	-
schwere Rückstände	-	-	-	4.6

Tab. IV.11.27: Lachgas-Emissionsfaktoren verschiedener Brennstoffe und Feuerungsleistung <Vitovec 1991>

Für Europa wird angenommen, dass je 50 % der Energieumwandlung in Feuerungen unter 2 MW resp. unter 100 MW erfolgt. Bei höheren Feuerungsleistungen und schwereren Brennstoffen muss aber mit erhöhten Lachgasemissionen gerechnet werden. Aufgrund der Untersuchungsergebnisse von <Vitovec 1991> werden folgende Emissionsfaktoren weiterverwendet:

	N ₂ O [kg/TJ _{ln}]
LowNOx-Feuerung	0.7
Brennwert-Feuerung	0.7
Industriefeuerung, Heizöl EL	0.6
Industriefeuerung, Heizöl S, CH	0.8
Industriefeuerung, Heizöl S, Euro	1.6

Tab. IV.11.28: N₂O-Emissionsfaktoren dieses Projekt

11.4.8 Flüchtige Organische Verbindungen (VOC)

Die Zusammensetzung flüchtiger organischer Verbindungen ist abhängig vom eingesetzten Brennstoff und von den Bedingungen bei der Verbrennung. Aufgrund des eher kleinen Anteils verbrennungsbedingter VOC-Emissionen an den Gesamtfrachten sind die Informationen über deren Zusammensetzung rar <Veldt et al. 1992>. Für flüssige Brennstoffe werden in <Veldt et al. 1992> und <Veldt 1991> die NMVOC-Emissionen aufgeschlüsselt und zwar für kleinere Anlagen sowie für Grossanlagen mit Heizöl EL resp. S (siehe Tab. IV.11.29). Die wenigen Daten, welche als Grundlagen für die VOC-Profile dienen, schwanken recht stark. Aus diesem Grund sind insbesondere bei den Profilen A und B Korrekturen vorgenommen worden. Es betrifft die Emissionen aromatischer Kohlenwasserstoffe, welche in Profil B gänzlich fehlen und in Profil A aufgrund der benutzten Hintergrundinformationen in <Veldt et al. 1992> unterschätzt werden. Das VOC-Profil D wurde aufgrund der umfangreichen Messungen an einem Blaubrenner (35 kW) erstellt. Es besitzt bloss informativen Charakter.

Schadstoff [Gew.-%]	A	B	C	D
Methan	50	33.3	20	3
Ethan	0	0	2	0
Propan	0.5	0.67	3	0
n-,i-Butan	0	10.5 ²⁾	15	0
n-,i-Pentan	0	7.0 ²⁾	10	0
Alkane C ₆ +	10	16	25	0
Ethylen	0	0	5	1.2
Acetylen	0	0	1	0
Propylen	0	0	2	0
Alkene C ₄ +	0.5	0	2	0

Tab. IV.11.29: VOC-Profil flüssiger Brennstoffe, A: Industriefeuerungen, Schweröl/ Rückstandsöl, B: Industriefeuerungen, Heizöl EL (Distillate Oil), C: kleinere Feuerungen, A & B: <Veldt 1991>, C: <Veldt et al. 1992>, D: Zusammenstellung der Untersuchungsergebnisse am Blaubrenner 35 kW <Braun et al. 1991>, ¹⁾: inkl. nicht-identifizierte NMVOC, ²⁾: Analogieschlüsse aufgrund von Informationen aus <Veldt et al. 1992> und <Veldt 1991>

Schadstoff [Gew.-%]	A	B	C	D
Benzol	0.5	1 ²⁾	2	80
Toluol	0	0.5 ²⁾	1	2.4
andere Aromaten	2.5	1 ²⁾	2	0
Formaldehyd	7.5	30 ²⁾	kA	0.2
Acetaldehyd	2.5	0	kA	kA
andere Aldehyde	kA	kA	5	1.4
Methanol	8.5 ¹⁾	0	kA	kA
Ethanol	5	0	kA	kA
Aceton	2.5	0	5	kA
Essigsäure	10	0	0	8.5
Propionsäure	kA	kA	0	3.6
Total	100	100	100	100

Tab. IV.11.29: Forts., ¹⁾: inkl. nichtidentifizierte NMVOC, ²⁾: Analogieschlüsse aufgrund von Informationen aus <Veldt et al. 1992> und <Veldt 1991>

Die VOC-Profile A bis C der Tab. IV.11.29 werden trotz der oben erwähnten Unsicherheiten als Default-Werte für Feuerungen weiterverwendet. Es zeigen sich grosse Unterschiede zwischen <Veldt et al. 1992> und <Braun et al. 1991>, indem bei den Messwerten von <Braun et al. 1991> die Aromaten mit über 80 Gew.-% den grössten Anteil der VOC-Emissionen ausmachen. Der Anteil an Aldehyden und Alkoholen ist bei mit Rückstandsöl befeuerten Anlagen markant höher als bei den mit Heizöl EL betriebenen. Auch der Methananteil der Emissionen variiert von 20 bis 50 Gew.-% bezüglich VOC.

Die VOC-Emissionsfaktoren von Hausfeuerungen schwanken je nach Technologie zwischen nn und 7.5 kg/TJ_{In}. Die Typenprüfungen in der Schweiz ergaben Werte zwischen nn und 2.3 kg/TJ_{In} mit einem Mittelwert bei unter 1 kg/TJ_{In}. Für Industriefeuerungen werden je nach eingesetztem Brennstoff Werte zwischen 3 und 10 kg/TJ_{In} erreicht. Eine Zusammenstellung der Emissionsfaktoren findet sich im Anhang Tab. IV.11.A5)

In der Schweiz existieren für VOC-Emissionen keine Grenzwerte, weshalb auch dementsprechend wenige Messreihen vorliegen.

Unter Berücksichtigung der bei diskontinuierlichem Betrieb zu erwartenden erhöhten Emissionen werden folgende Emissionsfaktoren weiterverwendet:

	VOC [kg/TJ _{In}]	Profil
LowNOx-Feuerung	4.0	C
Brennwert-Feuerung	4.0	C
Industrieheizung, Heizöl EL	3.0	B
Industrieheizung, Heizöl S, CH	6.0	A
Industrieheizung, Heizöl S, Euro	6.0	A

Tab. IV.11.30: VOC-Emissionsfaktoren und VOC-Profil für dieses Projekt (siehe Tab. IV.11.29)

Paraffine und Olefine

Paraffine und Olefine sind bei Ölfeuerungen nur bei Einstellungsversuchen in höheren Konzentrationen anzutreffen. Bezüglich CH₄ gibt <OECD 1991b> für schwerölbefeuerte Industrieheizungen 2.9 kg/TJ_{In} an, für Hausfeuerungen 0.6 kg/TJ_{In} an. Mit dem Methan-Anteil der in diesem Projekt weiterverwendeten VOC-Profile gemäss Tab. IV.11.29 resultieren für Hausfeuerungen 0.8 kg/TJ_{In}, für schwerölbefeuerte Industrieheizungen 2.5 kg/TJ_{In}.

Schadstoff	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner [g/TJ _{in}] ¹⁾
Methan	nn - 630	20 - 100	50
Ethylen	nn - 180	nn	20
Acetylen	nn - 390	nn	nn
Propan/ Propen	nn - 60	nn	nn
Summe P. & O.	-	-	70

Tab. IV.11.31: Paraffin- und Olefin-Emissionsfaktoren von Blau- und Gelbbrennern <Braun et al. 1991>, ¹⁾: Normaleinstellung Blaubrenner

Aufgrund der stationären Messbedingungen werden die Werte von <Braun et al. 1991> nicht weiter berücksichtigt. Die Emissionsfaktoren für dieses Projekt gehen demzufolge aus den entsprechenden VOC-Profilen hervor.

Monozyklische, aromatische Kohlenwasserstoffe

Bezüglich monozyklischer, aromatischer Kohlenwasserstoffe sind bei mit Blaubrennern bestückten Feuerungen praktisch nur Benzol und Toluol von Bedeutung. Die Verhältnisse der in <Struschka et al. 1988> angegebenen mittleren Emissionsfaktoren für Benzol, Toluol und anderen zur Gesamtkohlenwasserstoffemission liegen etwas unter den in <Veldt et al. 1992> angegebenen Gewichtsanteilen (siehe Tab. IV.11.A6).

Die von Braun gemessenen Werte variieren aufgrund von Einstell-Versuchen z.T. sehr stark und sind vergleichsweise sehr hoch. Die folgende Tabelle zeigt Werte die bei Normaleinstellung der Heizungsanlagen gemessen worden sind. Dabei konnten nur Benzol und Toluol nachgewiesen werden, wobei der hohe Emissionsfaktor für Benzol auffällt.

Schadstoff	Gelbbrenne r [g/TJ _{in}]	Blaubrenne r [g/TJ _{in}]
Benzol	17 - 119	1'320
Toluol	nn - 14	40
Summe Aromaten	-	1'360

Tab. IV.11.32: Emissionsfaktoren aromatischer Verbindungen aufgrund von Feldversuchen mit Normaleinstellung, <Braun et al. 1991>

Die Emissionsfaktoren für dieses Projekt gehen aus den entsprechenden VOC-Profilen hervor. Der Emissionsfaktor für Aromaten liegt zwischen 0 und 0.2 kg/TJ_{in}.

Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH)

Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe werden bei Ölfeuerungen nur in geringem Ausmass nachgewiesen (siehe Anhang Tab. IV.11.A7). Insbesondere die Gebläsebrenner-Technik hat zu wesentlich geringeren Emissionen geführt <Smith 1984>. Aufgrund der grossen Unterschiede der vorliegenden Informationen werden einzig Benzo(a)Pyren und Gesamt-PAH bilanziert. Bei Gelbbrennern in stationärem Zustand und Russzahl 0 sind die Emissionen um rund eine Grössenordnung höher als diejenigen des Blaubrenners. Intermittierender Betrieb des Gelbbrenners führten zu generell niedrigeren Emissionen <Struschka et al. 1988>. Insgesamt sind die von Struschka gemessenen Emissionen von Fluoranthren und Pyren gegenüber derjenigen von <Braun et al. 1991> sehr hoch. Die Tendenz erhöhter PAH-Emissionen bei Gelbbrennern wird jedoch durch die Messergebnisse von <Braun et al. 1991> bestätigt. Die in <Smith 1984> publizierten Werte für atmosphärische und Gebläsebrenner zeigen klar den grossen Vorteil der Gebläsebrenner bezüglich PAH-Emissionen (siehe Tab. IV.11.A7).

In Normaleinstellung wurden von Braun folgende Substanzen nachgewiesen:

Schadstoff	Blaubrenner [g/TJ _{in}] ¹⁾	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]
Acenaphthylen	0.2	nn
Acenaphthen	0.03	nn
Fluoren	0.06	nn
Phenantren	0.06	0.02
Fluoranthen	0.085	0.02
Pyren	0.02	nn
Benzo(a)Pyren	nn (0)	nn
Summe PAH	0.455	0.04

Tab. IV.11.33: PAH-Emissionsfaktoren von Blau- und Gelbbrennern bei Normaleinstellung <Braun et al. 1991>, **fett**: Emissionsfaktoren LowNOx- und Brennwertfeuerung dieses Projekt

Bei Industrie- und Hausfeuerungen ("commercial boiler") liegen folgende Emissionsfaktoren vor, wobei über den Brennstoff und die Feuerungstechnik keine Informationen vorliegen.:

Schadstoff	A [g/TJ _{in}]	B [g/TJ _{in}]	Dieses Projekt [g/TJ _{in}] ²⁾
Benzo(a)Pyren	0.028	1.0	0.03
PAH Total	0.58 ¹⁾ (0.13-2.5)	20.5 ¹⁾	0.5

Tab. IV.11.34: PAH-Emissionsfaktoren von Industrie- und kommerziellen Feuerungen sowie für Industriefeuerungen für dieses Projekt, errechnet nach Angaben von <Smith 1984> mit Abgasvolumen von 12 Nm³ und Heizwert 40 MJ/kg (Heizöl S, Euro), ¹⁾: typischer Wert, A: Industrieheizung, B: Hausheizung (commercial boiler), ²⁾: Industriefeuerungen

Aldehyde

Bei Normalbetrieb der von <Braun et al. 1991> untersuchten Feuerungen lagen die Aldehyd-Emissionen in der Regel unter 10 g/TJ_{in}. Bei Einstellungsversuchen wurden vereinzelt Werte von über 400 g/TJ_{in} (Acetaldehyd, Gelbbrenner) gemessen <Braun et al. 1991>. Gemäss <Gerold et al. 1980> liegen die Aldehyd-Emissionen (als Formaldehyd) von Feuerungen über 1 MW Leistung bei zwischen 33 und 48 Gew.-% der VOC-Emissionen. Es werden zwischen 3 bis 6.5 kg/TJ_{in} Aldehyde angegeben. Damit liegen diese Faktoren um einen Faktor 2 bis 4 über den mit den VOC-Profilen berechneten.

Schadstoff	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner ¹⁾	
			[g/TJ _{in}]	[%] ²⁾
Formaldehyd	3 - 140	3 - 6	3	12
Acetaldehyd	6 - 230	11 - 20	11	41
Acrolein	6 - 85	6 - 14	6	23
Propionaldehyd	3 - 85	3 - 6	3	12
Benzaldehyd	3 - 85	3 - 6	3	12
Summe Aldehyde	-	-	26	100

Tab. IV.11.35: Aldehyd-Emissionsfaktoren von Blau- und Gelbbrennern <Braun et al. 1991>, <Braun 1992>, Umrechnung mithilfe der Brennstoffdaten aus <Braun et al. 1991>, ¹⁾: bei Normaleinstellung, ²⁾: Profil für Hausfeuerungen dieses Projekt

Die Emissionsfaktoren für dieses Projekt gehen aus den entsprechenden VOC-Profilen hervor (zwischen 0.2 und 1.0 kg/TJ_{in}). Für kleinere Feuerungen werden für die einzelnen Aldehyde die Anteile aus <Braun et al. 1991> (siehe Tab. IV.11.35) verwendet.

Säuren

<Braun et al. 1991> hat Essig- und Propionsäure im Abgas nachgewiesen. Die Emissionsfaktoren der 70 (Gelbbrenner) resp. 35 kW-Feuerungen bewegen sich zwischen 30 und 350 g/TJ_{in}, wobei kein signifikanter Unterschied zwischen Gelb- und Blaubrennern festgestellt werden konnte.

Schadstoff	Gelbbrenne	Blaubrenne
	r [g/TJ _{in}]	r [g/TJ _{in}]
Essigsäure (CH ₃ COOH)	115 - 370	140 - 370
Propionsäure (C ₂ H ₅ COOH)	30 - 115	60 - 85

Tab. IV.11.36: Emissionsfaktoren aromatischer Verbindungen aufgrund von Feldversuchen mit Normaleinstellung <Braun et al. 1991>, Umrechnung mit Hilfe der Brennstoffdaten aus <Braun et al. 1991>

Die Emissionsfaktoren für dieses Projekt gehen aus den entsprechenden VOC-Profilen hervor (0.6 kg/TJ_{in} bei schwerölbefeuerten Industriefeuerungen). Die Werte von <Braun et al. 1991> werden nicht weiter verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass bei Hausfeuerungen eher Aldehyde als Säuren emittiert werden.

11.4.9 Dioxine und Furane

Ausführliche Dioxin-Messungen wurden von <Braun et al. 1992> durchgeführt. Dabei wurden die Emissionen eines Blaubrenners (35 kW) und eines Gelbbrenners (70 kW) ermittelt. Der Chlorgehalt des Brennstoffs betrug 3 Gew.-ppm. Insgesamt hat sich gezeigt, dass die Dioxin- und Furanemissionen beim Blaubrenner eher in der Kondensat- und Absorbat-Fraktion, beim Gelbbrenner vorwiegend in der Staubfraktion vorliegen. Es werden lediglich die Gesamtemissionen als Toxizitätsäquivalent angegeben (Staub- und Kondensat-, Absorbatfraktion). Bei Emissionsmessungen durch <Bröker et al. 1992> an einem 46 bis 56 kW-Gebläsebrenner (Gelbbrenner) bei Ein/Aus-Zyklen und einem Sauerstoffgehalt von 14 bis 16 Vol.-% (Luftüberschusszahl ca. 4) wurden TCDD-Äquivalente gemessen (Minimalwerte), welche in der Größenordnung etwa denjenigen von <Braun et al. 1992> entsprechen. Aufgrund der unrealistischen Messzyklen in <Bröker et al. 1992> werden die Werte von Braun weiterverwendet.

Schadstoff [ng/TJ _{in}]	<Bröker et al. 1992>	<Braun et al. 1992>	
	Gelbbrenner	Gelbbrenner	Blaubrenner
H7CDD	kA	22'000	850
- 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD	kA	18'000	850
O8CDD	kA	29'000	nn
Summe PCDD	kA	51'000	850
H7CDF	kA	21'000	4'500
- 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF	kA	20'000	4'500
O8CDF	kA	24'000	4'500
Summe PCDF	kA	52'000	9'100
PCDD + PCDF	kA	103'000	9'900
TCDD-Äquivalente	480/ 2650¹⁾	450²⁾	57³⁾

Tab. IV.11.37: Dioxin- und Furan-Emissionsfaktoren von Blau- und Gelbbrennern <Braun et al. 1992>, Umrechnung mit Hilfe der Brennstoffdaten aus <Braun et al. 1991>, ¹⁾: Min./ Max., ²⁾: Emissionsfaktor Industriefeuerungen dieses Projekt, ³⁾: Emissionsfaktor LowNOx- und Brennwert-Feuerungen dieses Projekt

Für Ölfeuerungen wurden von offizieller Seite keine Dioxin-Messungen durchgeführt <BUWAL 1993>. Der Chlorgehalt in Schweröl ermöglicht jedoch prinzipiell die Dioxin-Bildung, wobei die gleichzeitige Anwesenheit des Schwefels hindernd wirkt <Hasler 1993>.

11.4.10 Spurenelemente und Halogene

Heizöl EL ist im Vergleich zu anderen, schwereren Erdölprodukten wie Heizöl S oder Bitumen arm an Spurenelementen. Es wird ein Quecksilbergehalt von 20 µg/kg angenommen (siehe Kap. IV.3.1). Die Luftreinhalte-Verordnung hat in der aktuellen Version auf einzuhaltende Maximalkonzentrationen der flüssigen fossilen Brennstoffe weitgehend verzichtet <LRV 1992>.

Durch den Kontakt mit Metallen in Tanks, Leitungen etc. nimmt Heizöl Spuren von Metallen wie Aluminium, Kupfer, Eisen, Zink oder Chrom auf (siehe Kap. IV.3.5). Dies führt zu folgenden Emissionsfaktoren:

Schadstoff	Brennstoff [µg/kg]	LowNOx [g/TJ _{in}]	Brennwert [g/TJ _{in}]
Chlor	4'000 ¹⁾	94	0 ⁴⁾
Fluor	400 ¹⁾	9	4.5 ⁷⁾
Kupfer	30 ²⁾	0.7	0.4 ⁵⁾
Quecksilber	20 ³⁾	0.5	0.5
Zink	30 ²⁾	0.7	0.5 ⁶⁾

Tab. IV.11.38: Emissionsfaktoren von Spurenelementen für Heizöl EL, ¹⁾: <BUWAL 1993>, ²⁾: <DGMK 1987a>, ³⁾: siehe Kap. IV.3.5, ⁴⁾: Abscheidegrad 100%, ⁵⁾: Abscheidegrad 43 %, ⁶⁾: Abscheidegrad: 29 %; ⁷⁾: Abscheidegrad 50 % angenommen; betr. Abscheidegrad siehe Kap. IV.11.5.1 "Kondensat"

Die Spurenelementgehalte der schweren Heizöle gemäss Kap. IV.3.8 führen zu den untenstehenden, für schweizerische und europäische Industriefeuerungen weiterverwendeten Emissionsfaktoren. Dabei wurde angenommen, dass bei 50 % der Feuerungen 100 % jedes Elementes in die Luft emittiert werden, die restlichen 50 % über Rauchgaszyklone mit einem Wirkungsgrad von 70 % verfügen (Transferkoeffizient Luft: 1.0 resp. 0.3).

	CH [ppm]	E-Faktor [g/TJ _{in}] ¹⁾	Euro [ppm]	E-Faktor [g/TJ _{in}] ²⁾		CH [ppm]	E-Faktor [g/TJ _{in}] ¹⁾	Euro [ppm]	E-Faktor [g/TJ _{in}] ²⁾
As	0.8	13	0.8	13	Mo	0.5	8	1	16
Ca	7	110	5	80	Na	46	750	46	750
Cd	0	0	2	33	Ni	30	490	40	650
Co	2	33	2	33	Pb	9	145	3.5	57
Cr	0.3	5	1	16	Se	0.75	12	0.75	12
Cu	1	16	3	49	V	60	1'000	160	2'600
Fe	50	820	11	180	Zn	3.5	55	2.5	40
Hg	0.006	0.15 ³⁾	0.006	0.15 ³⁾					

Tab. IV.11.39: Emissionsfaktoren von Spurenelementen für Heizöl S, CH und Europa, Rauchgasreinigung siehe Text, ¹⁾: Heizwert 40.6 MJ/kg, ²⁾: Heizwert 40.0 MJ/kg, ³⁾: Annahme 100 % Emission in die Luft

[g/TJ _{in}]	LowNOx	Brennwert	Heizöl S
HCl	94	0	1'440
HF	9	4.5	144

Tab. IV.11.40: Emissionsfaktoren Halogene der Heizsysteme für dieses Projekt, Cl- und F-Konzentrationen siehe Tab. IV.11.38 & IV.11.39

Es zeigt sich, dass mengenmässig vor allem Nickel, Vanadium, Chlor und Natrium (letztere aus Lagerstätten- und Meerwasser!) sowie das Korrosionsprodukt Eisen von einiger Bedeutung sind.

11.4.11 Abwärme

Entsprechend dem Jahresnutzungsgrad und dem Hilfsstrombedarf der betrachteten Feuerungen fallen folgende Abwärmelasten an, wobei als Bezug der obere Heizwert gilt (H_O/H_U bei Heizöl EL resp. S: 1.063 resp. 1.058).

Feuerungstyp	H_O/H_U [-]	Abwärme Elektrizität [TJ/TJ _{In}]	Abwärme [TJ/TJ _{In}]
LowNOx-Kessel 10 kW	1.063	0.033	1.096
LowNOx-Kessel 100 kW	1.063	0.016	1.079
Brennwertkessel 10 kW	1.063	0.033	1.096
Brennwertkessel 100 kW	1.063	0.016	1.079
Industriefeuerung Heizöl EL	1.063	0.018	1.081
Industriefeuerung Heizöl S	1.058	0.018	1.076

Tab. IV.11.41: Emissionsfaktoren Abwärme der Heizsysteme für dieses Projekt

11.5 Emissionen Wasser

11.5.1 Kondensat

Bei kondensierenden Heizkesseln fällt zwischen 0.3 und 0.65 kg Kondensat pro kg_{Heizöl} an (bei 12 resp. 14 Vol.-% CO₂) <DGMK 1987a>. Aus anderen Untersuchungen lässt sich eine temperaturabhängige Kondensatmenge eruieren (siehe Tab. IV.11.42). Praktische Erfahrungen einer Niedertemperaturheizung (460 kW) ergaben bei einer minimalen Rücklauftemperatur von 35 °C eine spezifische Kondensatmenge von knapp 0.3 kg/kg_{Öl} <Schmid 1992>. Dabei wurde ein feuerungstechnischer Wirkungsgrad von 101.2 % erreicht.

Rücklauftemperatur [°C]	Kondensat [kg/kg _{Öl}]	feuerungstechn. Wirkungsgrad [%]
46	0	98.1
43/ 44	0.14	97.9
36	0.58	98.5
26/ 27	0.77	98.9
24/ 25	0.85	98.7

Tab. IV.11.42: Durchschnittliche Menge Abgaskondensat und feuerungstechnischer Wirkungsgrad von Brennwertkesseln in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur, <DGMK 1987a>

Pro TJ_{In} fallen somit zwischen 3.3 und knapp 20 t Kondensat an. In diesem Projekt wird von einem mittleren Kondensatanfall von 10 t/TJ_{In} ausgegangen. Mit rund 420 l/t_{Öl} liegt die Abwassermenge in derselben Grössenordnung wie in Raffinerien (siehe Kap. IV.9.8.1 "Abwasserfrachten").

Die durchschnittliche Konzentration der Kondensat-Inhaltsstoffe geht aus Tab. IV.11.43 hervor. Bis zu 5 Gew.-% des im Heizöl enthaltenen Schwefels geht ins Kondensat <DGMK 1987a>. Bei einem Schwefelgehalt des schweizerischen Heizöls EL von 0.14 % und 420 l/t sind dies maximal 167 mg S/l. Es wird davon ausgegangen, dass 2.5 Gew.-% des Brennstoff-Schwefels ins Kondensat gelangen.

Schadstoff	Kondensat [mg/l] ¹⁾	Kondensat [mg/l] ²⁾	Kondensat [mg/l] ³⁾	Dieses Projekt [mg/l]
Org. Stoffe, Russ	kA	kA	24/ 29	25 ⁴⁾
Chloride	10	kA	10/ 14	10
Sulfat-S	17	110	210/ 65	84
Nitrit-N	105	< 0.03	kA	0
Nitrat-N	65	2.2	3/ 7	2
Aluminium	19	kA	kA	20
Chrom	0.38	kA	8.3/ nn	0.4
Eisen	1.95	3.3	44/ 1	2
Fluor	kA	kA	kA	0.45 ⁵⁾
Kupfer	kA	0.036	kA	0.03
Nickel	kA	kA	3.6/ nn	2
Zink	kA	0.020	kA	0.02
			Total	152

Tab. IV.11.43: Durchschnittliche Konzentrationen der Inhaltsstoffe in Abgaskondensaten von Öl-Brennwertfeuerungen, ¹⁾: <Fornax 1992>, ²⁾: <DGMK 1987a>, ³⁾: Kessel-Rekuperator/ Kamin, <Schmid 1992>, ⁴⁾: als TOC, ⁵⁾: errechnet nach Annahme aus Tab. IV.11.38

Das Kondensat wird in einer Neutralisationsbox aufgefangen und neutralisiert. Dies geschieht entweder mittels Kalium- oder Magnesiumhydroxid in Granulatform oder mittels spezieller Ionenaustauscherharze. Dazu wird 4 Liter Harz benötigt, welches regenerierfähig ist und - als Annahme - dieselbe Lebensdauer erreicht wie der dazugehörige Kessel (20 Jahre). Der Abscheidegrad der Metalle und Salzionen im Ionenaustauscher kann mit 100 % beim Ersteinsatz und 98 % bei den folgenden angenommen werden <Schlegel 1993>. Die Lebensdauer ist nach Herstellerangaben nicht begrenzt. Die Metalle und Ionen (total 64 g/t_{Heizöl}) werden bei der Regeneration aus dem Ionenaustauscherharz entfernt und als Sonderabfall (Code 2860, siehe <VVS 1989>) weiterbehandelt <Schlegel 1993>. Das gereinigte Kondensat kann je nach den örtlichen Verhältnissen in die Kanalisation eingeleitet werden. In einzelnen Fällen wird das Kondensat nach einer Vorneutralisation in die Kanalisation eingeleitet <Schmid 1992>. Das verbrauchte Ionenaustauscherharz wird ebenfalls als Sonderabfall (Code 2860, <VVS 1989>) entsorgt.

11.6 Abfälle

11.6.1 Tankrückstände

Bei der Lagerung von Heizöl bei den Kunden fällt über 10 Jahre (Intervall der Tankrevisionen) je nach Grösse des Tanks zwischen 50 bis 100 Liter Ölschlamm an. Bezogen auf die umgesetzte Heizölmenge in 10 Jahren sind dies 66 l/TJ_{In} bei einer 10 kW-Feuerung mit 4'000 l Tank (50 l Ölschlamm), bei der 100 kW-Feuerung rund 13 l/TJ_{In} und bei einer 1MW-Industriefeuerung 0.4 l/TJ_{In}.

Tank [l]	Ölschlamm [l]	Heizung [kW]	Ölschlamm [l/TJ _{In}]
5'000	50	10	66
10'000	60	100	13
> 10'000	100	1 MW ¹⁾	0.4

Tab. IV.11.44: Durchschnittliche Mengen Ölschlamm (Sonderabfall, Code 1472, <VVS 1989>) in Tanks <Tarag 1992> und spezifische Werte für dieses Projekt, Wartungsintervall 10 Jahre; ¹⁾: Industriefeuerung

Der Ölschlamm wird als Sonderabfall deklariert (Code 1472, VVS 1989>), auf 5 bis 10 Gew.-% entwässert, filtriert (Filtrerrückstand etwa 0.5 % der filtrierten Menge bei Heizöl EL) und in der Schweiz in der Zementindustrie als Ersatzbrennstoff eingesetzt <Minder 1993>. Allfällige Filtrerrückstände werden einer KVA zugeführt oder, falls der Chlorgehalt zu hoch liegt, in einer Sonderabfallverbrennungsanlage (Hochtemperaturverbrennung) verbrannt.

Der Einsatz in Zementwerken führt dazu, dass die Tankrückstände als Downzyklate gelten und somit nicht innerhalb der Feuerungen erfasst werden. Der Vollständigkeit halber seien die Qualitätsangaben zu den Rückständen in Tab. IV.11.45 aufgeführt.

	Einheit	Heizöl EL	Schweröl ¹⁾
Wassergehalt	Gew.-%	< 10	1 - 90
Heizwert	MJ/kg	> 37	- ¹⁾
Chlor	Gew.-%	< 0.1	< 0.5
Schwefel	Gew.-%	-	0.5 - 5

Tab. IV.11.45: Qualitätsangaben zu Tankrückständen für verschiedene Brennstoffe, <Minder 1993>, ¹⁾: je nach Wassergehalt

11.7 Flächenbedarf

Es wird davon ausgegangen, dass alle Heizsysteme für den Energieumwandler Platz in etwa derselben Größenordnung benötigen. Hier wird deshalb lediglich der Tankraum bilanziert. <Infras 1981> gibt einen Raumbedarf für die Lagerung von Heizöl von 0.3 bis 0.4 m³/kW an. Bei einem kubischen Tank entspricht dies einem Flächenbedarf von 0.45 bis 0.55 m²/kW. Entsprechend den umgewandelten Energiemengen entspricht dies einer Flächeninanspruchnahme (Kat. IV -> IV) von 60 bis 71 m²a/TJ_{In}. Diese Größenordnung wird von <Jensch 1988> mit 0.2 m²/MWh Lagergut bestätigt. Bei einem 3'000 l Öltank resultiert eine spezifische Flächeninanspruchnahme von 80 m²a/TJ_{In}. In diesem Projekt wird ein Flächenbedarf von 70 m²a/TJ_{In} für alle Heizsysteme verwendet. Die Flächeninanspruchnahme durch das Kamin ist demgegenüber bescheiden (0.15 m² pro Stockwerk) und wird vernachlässigt.

11.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro TJ _{In}	Einheit	A	B ¹⁾	C	D	E
INFRASTRUKTUR						
Heizkessel Öl 10 kW ²⁾	Stk	0.66/0	0.66/0	0	0	0
Heizkessel Öl 100 kW ²⁾	Stk	0/0.066	0/0.066	0	0	0
Heizkessel Öl 1 MW ²⁾	Stk	0	0	0.0028	0.0028	0.0028
INPUT						
Energieträger:						
Heizöl EL ab Regionallager	t	23.42	23.42	23.42	0	0
Heizöl S, ab Regionallager CH	t	0	0	0	24.63	0
Heizöl S, ab Regionallager Euro	t	0	0	0	0	25
Elektrizität, Niederspannung	TJ	0.033/0.016	0.033/0.016	0.018	0.018	0.018
Betriebsstoffe:						
Ionentauscherharz	l	0	2.65/0	0	0	0
OUTPUT						
Nutzwärme	TJ	0.87	0.94	0.85	0.85	0.85
Emissionen Luft:						
CO ₂	kg	74000	74000	74000	79000	77900
SO ₂	kg	65	63.4	65	394	1200
NO _x	kg	25	25	60	160	160
CO	kg	5	5	12	15	15
Partikel	kg	0.1	0.1	0.1	12	50
N ₂ O	kg	0.7	0.7	0.6	0.8	1.6
Methan	kg	0.8	0.8	1.00	3	3
Ethan	kg	0.08	0.08	0	0	0
Propan	kg	0.12	0.12	0.0201	0.03	0.03
n-,i-Butan	kg	0.6	0.6	0.315	0	0
n-,i-Pentan	kg	0.4	0.4	0.21	0	0
Alkane C ₆ +	kg	1	1	0.48	0.6	0.6
Ethen	kg	0.2	0.2	0	0	0
Ethin	kg	0.04	0.04	0	0	0
Propen	kg	0.08	0.08	0	0	0
Alkene C ₄ +	kg	0.08	0.08	0	0.03	0.03
Aromaten	kg	0.08	0.08	0.03	0.15	0.15
Benzol	kg	0.08	0.08	0.015	0	0
Toluol	kg	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03
PAH	g	0.46	0.46	0.5	0.5	0.5
Benzo(a)Pyren	g	0	0	0.03	0.03	0.03
Aldehyde	kg	0	0	0	0	0
Formaldehyd	kg	0.024	0.024	0.9	0.45	0.45
Acetaldehyd	kg	0.082	0.082	0	0.15	0.15
Acrolein	kg	0.046	0.046	0	0	0
Propionaldehyd	kg	0.024	0.024	0	0	0
Benzaldehyd	kg	0.024	0.024	0	0	0
Methanol	kg	0	0	0	0.51	0.51
Ethanol	kg	0	0	0	0.3	0.3
Aceton	kg	0.2	0.2	0	0.15	0.15
Essigsäure	kg	0	0	0	0.6	0.6
TCDD-Äquivalente	ng	57	57	450	450	450
HCl	g	94	0	94	1440	1440
HF	g	9	4.5	9	48	144

Tab. IV.11.46: Zusammenstellung der Eingabedaten; A: LowNO_x-Kessel 10/100 kW; B: Brennwertkessel 10/100 kW; C: Industriefeuerung Heizöl EL 1 MW; D: Industriefeuerung Heizöl S, CH > 5 MW; E: Industriefeuerung Heizöl S, Euro 1 MW, ¹⁾: Brennwertkessel 10 kW mit Neutralisationsbox, ²⁾: siehe Tab. IV.11.13

Erdöl, Feuerungen

Forts.	Einheit	A	B ¹⁾	C	D	E
Emissionen Luft (Forts.):						
As	µg	0	0	0	13	13
Ca	µg	0	0	0	110	80
Cd	µg	0	0	0	0	33
Co	µg	0	0	0	33	33
Cr	µg	0	0	0	5	16
Cu	µg	0.7	0.4	0.7	16	49
Fe	µg	0	0	0	820	180
Hg	µg	0.5	0.5	0.5	0.15	0.15
Mo	µg	0	0	0	8	16
Na	µg	0	0	0	750	750
Ni	µg	0	0	0	490	650
Pb	µg	0	0	0	145	57
Se	µg	0	0	0	12	12
V	µg	0	0	0	1000	2600
Zn	µg	0.7	0.5	0.7	55	40
Abwärme	TJ	1.096/1.079	1.096/1.079	1.081	1.076	1.076
Emissionen Wasser:						
Kondensatmenge	l	0	10E4/10E4	0	0	0
Org. Stoffe, Russ als TOC	kg	0	0.005/0.25	0	0	0
Chloride	kg	0	0.002/0.1	0	0	0
Sulfate	kg	0	0.054/2.7	0	0	0
Nitrate	kg	0	0.0013/0.066	0	0	0
Aluminium	kg	0	0.004/0.2	0	0	0
Chrom	kg	0	0.08E-3/4E-3	0	0	0
Eisen	kg	0	0.0004/0.02	0	0	0
Fluor	kg	0	0.09E-3/0.0045	0	0	0
Kupfer	kg	0	6E-6/3E-4	0	0	0
Nickel	kg	0	0.0004/0.02	0	0	0
Zink	kg	0	4E-6/2E-4	0	0	0
Abfälle:						
Schlamm aus Ionenaustauscherregeneration in Sonderabfall (Code 2860)	kg	0	1.5/0	0	0	0
Ionenaustauscherharz (Code 2850)	l	0	2.65/0	0	0	0
Tankreinigungsschlämme als Downzyklat (Zementwerke)	l	66/13	66/13	0.4	0.4	0.4

Tab. IV.11.46: Forts.; A: LowNOx-Kessel 10/100 kW; B: Brennwertkessel 10/100 kW; C: Industriefeuerung Heizöl EL 1 MW; D: Industriefeuerung Heizöl S, CH > 5 MW; E: Industriefeuerung Heizöl S, Euro 1 MW, ¹⁾: Brennwertkessel 10 kW mit Neutralisationsbox

11.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das Feuerungsmodul kann als im wesentlichen vollständig bezüglich der möglichen Umweltfaktoren betrachtet werden. Nicht berücksichtigt sind u.a. die bei Tankrevisionen entweichenden Kohlenwasserstoffe sowie die Erneuerung der Innenanstriche.

Der Feuerungsprozess kann als wenig komplex bezeichnet werden, was aber nicht heisst, dass die Vielzahl der technischen Varianten nicht zu grossen Schwankungen insbesondere im Bereich der atmosphärischen Emissionen führen können. Durch Auslagern der Infrastrukturaufwendungen konnte die Transparenz und Übersichtlichkeit erhöht werden.

Die Informationen stammen einerseits von staatlichen Institutionen, internationalen Organisationen, privaten Instituten sowie Firmen (Infrastruktur). Insbesondere bei den Daten privater Institute werden bei Fallstudien z.T. unrealistische Werte für Luftschadstoffe angegeben, welche mit anderen Informationen nicht bestätigt werden konnten. Die firmenspezifischen Angaben konnten nicht vor Ort überprüft werden. Sie werden aber durch Literaturangaben gestützt.

Insbesondere im Bereich der Luftschadstoffe sind sehr starke Schwankungen üblich. Der Einfluss der Technik ist bei neuen Systemen eher von untergeordneter Bedeutung. Ausschlaggebend zur Reduktion der Luftschadstoffe sind vielmehr die optimale Dimensionierung der Heizung durch den Planer und deren Einstellung durch den Installateur.

Bei kondensierenden Kesseln kann die Kondensatmenge durch relativ geringe Veränderungen bei der Rücklauftemperatur stark schwanken. Entsprechend können die hier angegebenen Werte für Kondensatanfall und Wirkungsgrad nur als Richtwerte verstanden werden. Es wurde eine Rücklauftemperatur von 36 bis 40 °C angenommen.

Die Unsicherheiten entstehen vorwiegend durch das individuelle Betriebsverhalten der Feuerungen. Überdimensionierte Anlagen führen bei CO und VOC zu Emissionen, welche um bis das Zweifache über denjenigen des stationären Betriebs liegen können.

Bei Industriefeuerungen werden die durchschnittlichen Partikel-Emissionen in Deutschland 1986 als für Europa geltend verwendet. Plausible Annahmen betreffend Ausrüstung mit Massenkraftabscheidern stützen diesen Wert. Im Bereich der Spurenelemente können keine Aussagen betreffend der Transferkoeffizienten gemacht werden. Da die Gehalte an Spurenelementen insbesondere in Schweröl ohne weiteres um eine Grössenordnung schwanken können, ist der aufgrund grober Annahmen gemachte Fehler von untergeordneter Bedeutung.

12. Kraftwerke

12.1 Elektrizitätserzeugung in Europa (UCPTE)

12.1.1 Zusammenfassung

Ausgehend von der Produktionssituation ölthermischer Kraftwerke innerhalb des UCPTE-Netzes werden für die zwölf betroffenen Länder Emissionsfaktoren bestimmt. Dies erfolgt teilweise aufgrund von Umfragen bei den einzelnen Ländern (für SO₂, NO_x und Partikel), z.T. werden Default-Werte des Programms zur Überwachung der Luftqualität in Europa (Corinair) oder Messreihen aus anderen (Nicht-UCPTE)-Ländern wie z.B. Japan betreffend N₂O diskutiert. Der Wirkungsgrad des ölthermischen Kraftwerksparks wurde ebenfalls aufgrund länderspezifischer Angaben errechnet. Für die Situation in der Schweiz können die Emissionswerte und der Wirkungsgrad eines bezüglich Technik und Leistung mit dem Grosskraftwerk Vouvry vergleichbaren Grosskraftwerks verwendet werden. Bei Italien, dem bezüglich ölthermischer Elektrizität bedeutendsten Land innerhalb des UCPTE, mussten in der ersten Auflage des Ökoinventares die länderspezifischen Emissionsfaktoren für SO₂, NO_x und Partikel auf der Basis von Hochschätzungen der installierten Rauchgasreinigung bestimmt werden. Mit diesen Daten wurde, aufgrund des Fehlens von spezifischen Daten für 1994 weitergearbeitet (Ausnahme Kohlendioxid). Der Bauaufwand und Materialeinsatz wurde mithilfe von Angaben für ein Steinkohlekraftwerk und Daten zu ölthermischen Kraftwerken bestimmt. Der Chemikalienbedarf für die Kühlwasseraufbereitung und die Wasserbelastung wird im Anhang A "Basismaterialien" zentral für alle thermischen Kraftwerke bilanziert. Für das Bestimmen der Abfälle standen Informationen der deutschen Grosskraftwerksbetreiber zur Verfügung.

12.1.2 Übersicht und Produktion

In der Schweiz ist der Anteil konventionell-thermisch erzeugter Elektrizität bescheiden. Die grössten Produzentengruppe sind die Kehrlichtverbrennungsanlagen mit einer Nettoproduktion 1993 von 692 GWh <BEW 1995>, was 67 % der konventionell-thermischen Gesamtproduktion von 1031 GWh <BEW 1995> entspricht. Neben dem ölthermischen Reservekraftwerk in Vouvry (2 x 150 MW_{el}), welches 1994 160 GWh produzierte <BEW 1995>, stehen vorwiegend Eigenerzeugungsanlagen der Industrie sowie gasgetriebene Wärmekraft-Kopplungsanlagen zur Stromproduktion zur Verfügung. Im folgenden wird der Strom aus Kehrlichtverbrennungsanlagen als emissionsfrei (Strom als Nebenprodukt der Abfallbehandlung) und die restliche Produktion als mit Reservekraftwerken vom Typ Vouvry erzeugt betrachtet. Dabei wird die Aufteilung von 1993 für die Zahlen von 1994 verwendet. Der damit gemachte Fehler ist bezüglich Emissionen relativ gering, da einerseits industrielle Eigenerzeugungsanlagen tendenziell mit bezüglich Emissionsverhalten schlechteren Brennstoffen als Vouvry arbeiten <Kraftwerk 1996>, andererseits erdgasgetriebene Wärmekraftkopplungsanlagen einen höheren Wirkungsgrad und tiefere Emissionen aufweisen. Die Stromproduktion der Kehrlichtverbrennungsanlagen wird als gegenüber dem Jahre 1993 unverändert angenommen.

Im weiteren wird die Stromproduktion innerhalb des europäischen Stromverbundes (UCPTE) länderspezifisch bilanziert. Im UCPTE-Netz wurden im Jahre 1994 insgesamt 153 TWh oder rund 9 % der gesamten Nettoelektrizitätsproduktion ölthermisch erzeugt. Schwankungen der hydrologischen Bedingungen können jedoch einen Einfluss auf diesen Anteil ausüben, da bei grossem Wasserangebot zuerst öl- und gasbefeuerte Kraftwerke ausser Betrieb genommen werden.

Mehr als 70 % der ölthermischen Nettostromproduktion werden von Italien bereitgestellt. Portugal, Westdeutschland, Griechenland, Spanien und Frankreich folgen in dieser Reihenfolge der Stromproduzenten mit Anteilen von je zwischen 2.4 bis 5.3 %. Aufgrund der länderspezifischen Grenzwert-Standards sind vor allem Frankreich, Griechenland, Portugal und Spanien von Interesse (siehe Anhang Tab. IV.12.A1).

Die Blockgrösse ölthermischer Kraftwerke geht bis über 1'000 MW_{el}, wobei es sich dabei um Zweistoffkraftwerke (meist in Kombination mit Kohle) handelt. Die dominierenden Grössen in Italien liegen bei 320 und 600 MW_{el} <Kraftwerk 1993>. Einzelne Länder wie West-Deutschland, Belgien, Portugal, Spanien oder Kroatien koppeln in unterschiedlichem Masse Wärme aus. Dabei werden in Kroatien 41 % der eingesetzten Energieträger für die Wärmeproduktion in kombinierten Kraftwerken verwendet <EKONERG 1996>. Bei den übrigen Ländern konnte der Anteil nicht ermittelt werden. Ihre Anteile werden im folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Die Bilanzierung der Infrastruktur erfolgt aufgrund von Angaben zu Steinkohlekraftwerken. Die Daten wurden dann auf die Verhältnisse bei ölbefeuerten Kraftwerken mittels Analogieschlüssen angepasst. Damit wurde berücksichtigt, dass der Anteil an installierten Rauchgasreinigungsanlagen gegenüber Kohlekraftwerken viel kleiner ist. Betriebsmittel für die Wasseraufbereitung und die Rauchgasreinigung werden anhand von Basisdaten bilanziert.

Der Nettowirkungsgrad wird länderspezifisch erhoben und für Luftschadstoffe werden Angaben der Landesregierungen verwendet, wobei teilweise aufgrund der momentan durchgeführten Nachrüstungen Anpassungen erforderlich waren (Italien).

Als Bezugsjahr für das Stromerzeugungs-Portfolio innerhalb des UCPTe gilt grundsätzlich das Jahr 1994. Da seit der ersten Ausgabe des Ökoinventares weitere Kraftwerke mit Rauchgasreinigungssystemen nachgerüstet wurden oder auf andere Brennstoffe umgestellt haben, sollen diese Einflüsse, soweit sie in Erfahrung gebracht werden konnten, berücksichtigt werden, da damit die Emissionsfaktoren des Kraftwerkparks für einzelne Luftschadstoffe (SO_x, NO_x) deutlich gesenkt werden.

Es werden nur Grosskraftwerke bilanziert, welche mit Heizöl S betrieben werden. Der aktuelle durchschnittliche Schwefelgehalt der eingesetzten Brennstoffe soll länderspezifisch erfasst werden.

Bei den Rauchgasreinigungssystemen werden nur die häufigsten Typen berücksichtigt. Sie sind im Kap. 9. "Kraftwerke" des Teils VI. "Kohle" bilanziert.

Die Anlieferung des Brennstoffes erfolgt ab Raffinerie (Annahme), sodass dafür und für die Hilfsstoffe und Chemikalien die Transporte noch berücksichtigt werden müssen.

1994	Nettoproduktion [TWh _e]	Anteil [%]	Heizöl S [PJ _{th}]	Anteil [%]
Belgien	1.347	0.89	13.7	0.96
West-Deutschland	7.682	5.08	69.1	4.82
Frankreich	3.603	2.38	33.5	2.33
Griechenland	7.437	4.91	78.7	5.49
Italien	109.397	72.30	1027.9	71.67
Kroatien/Slovenien	1.599	1.06	17.2	1.20
Luxemburg	0.041	0.03	0.4	0.03
Niederlande	3.13	2.07	30.5	2.13
Österreich	2.083	1.38	17.5	1.22
Portugal	8.099	5.35	75.2	5.24
Schweiz ¹⁾	0.369	0.24	3.6	0.25
Spanien	6.531	4.32	67.0	4.67
Total UCPTe	151.3	100.00	1434.3	100.00

Tab. IV.12.1: Stromproduktion ölthermisch (netto) und Brennstoffeinsatz 1994 <UNIPeDE 1995>, ¹⁾: konventionell thermisch, ohne Stromproduktion der Kehrlichtverbrennungsanlagen, <BEW 1995>

Eine grosse Anzahl der fossil-thermischen Kraftwerke ist für das Verbrennen verschiedener Brennstoffe ausgelegt. 1991 waren in Italien von den 54 in Betrieb stehenden, mit Heizöl beschickbaren Kraftwerken (über 100 MW) 36 reine Ölkraftwerke. Von den 19 geplanten oder in Bau befindlichen sind gerade noch 2 reine Ölkraftwerke <Brecht et al. 1992>.

12.1.3 Situation in den einzelnen Ländern

Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf den Angaben, wie sie für die erste Ausgabe des Ökoinventares zur Verfügung standen. Für jene Länder, für die spezifische Daten für 1994 in Erfahrung gebracht werden konnten, sind diese zusätzlich noch aufgeführt.

Belgien

In Belgien werden zur Zeit DeNO_x-Massnahmen evaluiert <Unipede 1991>. Der Ausrüstungsstand mit Rauchgasreinigung ist jedoch noch sehr tief. Durch die Verwendung von relativ schwefelarmem Brennstoff werden geringe SO₂- resp. Partikelemissionen erreicht.

Westdeutschland

In Westdeutschland werden die Emissionen durch Brennstoffsubstitution und - zu einem geringen Anteil - durch Sekundärmassnahmen verringert. Bei 24 % der installierten ölthermischen Leistung werden SCR-Verfahren zur Stickoxid-Minderung eingesetzt. REA sind im Umfang von rund 4 % der installierten Leistung in Betrieb <Hildebrand 1992>.

Frankreich

Der Kraftwerkspark in Frankreich wird bis 1993 unverändert, d.h. ohne Rauchgasreinigung, betrieben. Durch den hohen nuklearen Anteil werden die nationalen Emissionsfrachtenziele der EG erreicht <Unipede 1991>, weshalb sich Frankreich in Verhandlungen Überschreitungen der empfohlenen europäischen Grenzwerte <EWG 1988> ausbedingen konnte.

An drei Blöcken von je 600 MW werden gegenwärtig Rauchgasentschwefelungsanlagen eingebaut, welche 1996 resp. 1997 in Betrieb gehen sollen. Im Zeitraum 1994 bis 1997 sollen zudem bei acht Einheiten von jeweils 250 MW ebenfalls SO_x-mindernden Sekundärtechniken eingerichtet werden. Bei den Stickoxiden sollen bis 1997 rund ein Dutzend Kraftwerks-Einheiten mit entsprechenden Reinigungsanlagen ausgerüstet werden <EDF 1996>. Damit sollten Reduktionen im Bereich von gegen 40 % möglich sein.

Griechenland

Für Griechenland liegen Defaultwerte für SO₂, NO_x, und Partikel für das Jahr 1985 aus den CORIN-AIR-Erhebungen vor <Fontelle et al. 1993>. Es muss angenommen werden, dass sich seither emissionsseitig wenig verändert hat.

Italien

Die konventionell thermisch erzeugte Elektrizität in Italien ist im Umbruch. Ende 1992 betrug die installierte Kraftwerksleistung 37'400 MW_{el}, wobei während des Jahres 1992 mehr als 10 % neue Kapazität zugebaut wurde. Für grössere Kraftwerke (> 500 MW_{th}) bestehen seit Juli 1991 verschärfte Grenzwerte, welche bei den ölthermischen Kraftwerken primäre oder/und sekundäre Massnahmen erforderlich machen.

Bis Ende 1997 müssen 35 %, bis Ende 1999 60 % und bis Ende 2002 100 % der Anlagen die Emissionsgrenzwerte für SO₂, NO₂, Partikel und CO erfüllen (400, 200, 50 resp. 250 mg/Nm³ bei Anlagen > 500 MW_{th}) <Pastorino et al. 1993>.

Der Schwefelgehalt des Schweröls hat seit 1987 von damals 2.7 Gew.-% auf 1.3 Gew.-% (1991) abgenommen. Die Stickoxidemissionen werden mittels SCR bei Anlagen über 500 MW_{th} und mittels Primärmassnahmen bei allen Einheiten gemindert. Zur Zeit sind rund 13 % der installierten Kapazität modifiziert. Die durchschnittliche Reduktion liegt bei 30 bis 50 % <Benanti et al. 1993>.

Ehem. Jugoslawien

Infolge des anhaltenden Krieges war es nicht möglich, Daten für das gesamte Gebiet zu erhalten. Es liegen nur Angaben aus Kroatien vor, die hier für das gesamte ehem. Jugoslawien verwendet werden. Es ist davon auszugehen, dass sich zwischen 1989/1990 und heute bezüglich Rauchgasreinigung nichts geändert hat.

Luxemburg

Der marginalen Produktion und marginalen Bedeutung dieses Landes entsprechend, wurde auf das Einholen spezifischer Informationen verzichtet.

Niederlande

Die Niederlanden beabsichtigen, ab 1993 die letzten ölthermischen Kraftwerke stillzulegen resp. umzurüsten, was aber bis heute nicht geschah. Es wird davon ausgegangen, dass dementsprechend keine

Sekundärtechniken installiert sind. Der Schwefelgehalt des Brennstoffes liegt in derselben Größenordnung wie derjenige Italiens.

Österreich

Österreich hat als einzige Nation die Sanierung des gesamten ölthermischen Kraftwerksparks mittels Sekundärmaßnahmen weitgehend abgeschlossen <Reichl 1993>.

Portugal

Portugal darf seine Emissionsfracht aus Kraftwerken bis um die Jahrhundertwende mehr als verdoppeln. Es sind zur Zeit lediglich bei einem Kraftwerk Sekundärmaßnahmen bezüglich SO₂ geplant. Knapp 2 % des ölthermisch erzeugten Stroms wurde in einem Kraftwerk mit Elektrostatikfiltern produziert. Beim grössten ölthermischen Kraftwerk (60 % der Produktion) werden momentan Partikelfilter installiert und beim zweitgrössten sind sie geplant. Somit werden die Partikelemissionen in den nächsten Jahren stark zurückgehen. Das grösste Kraftwerk ist auch bereits mit LowNO_x-Brennern ausgerüstet.

Schweiz

Das einzige ölthermische Grosskraftwerk wird als Reservekraftwerk im Winterhalbjahr betrieben. Ein niedriger Schwefelgehalt ist u.a. für das gute Emissionsverhalten verantwortlich. Mit Primärmaßnahmen (Burner out of Service) konnten die NO₂-Emissionen um 30 bis 40 % auf 250 bis 265 mg/Nm³ gesenkt werden <Unipede 1993>. Zur Zeit werden Versuche mit Doppelkegelbrennern gefahren, um den geforderten Grenzwert bezüglich NO₂ (150 mg/Nm³ für Anlagen > 100 MW_{th}, <LRV 1992>) erreichen zu können. Stellvertretend für dieses Kraftwerk wurde ein westeuropäisches Reservekraftwerk ähnlicher Leistung bilanziert.

Spanien

Über die spanische Stromproduktion liegen neben offiziellen Angaben für die Jahre 1985 resp. 1983 <Ortiz et al. 1989>, <Ortiz et al. 1988>, auch solche für das Jahr 1994 vor <Unesa 1996>. Allerdings sind diese Angaben nicht vereinbar mit den vorhandenen Angaben über die Produktion im gleichen Zeitraum und sie werden aus diesem Grunde nicht weiter verwendet. Laut Informationen in <Unipede 1991> und <Unipede 1993> sind bis heute keine Rückhaltetechniken installiert. In einem Öl/ Gas-gefeuerten Kraftwerk wurden LowNO_x-Brenner installiert und es werden weitere Versuche mit LowNO_x-Brennern durchgeführt.

12.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

12.2.1 Materialeinsatz

Über den Materialbedarf sind für ölthermische Kraftwerke nur wenige Angaben vorhanden. In <DoE 1983> wird ein 800 MW_e-Kraftwerk bilanziert, mit einem Wirkungsgrad von 34.7 % und einer Arbeitsausnutzung von 55 %. Die Lebensdauer wird mit 35 Jahren angegeben. <Jensch 1988> geht von einer Arbeitsausnutzung von 57 % aus und bezieht seine Werte auf eine Lebensdauer von 20 Jahren. In <Gemis 1989> wird für ein 400 MW_e-Ölkraftwerk eine Lebensdauer von 30 Jahren angegeben (keine Angaben zur Auslastung). Die in diesem Projekt massgebenden ölthermischen Kraftwerke Italiens bestreiten über 50 % des Elektrizitätsbedarfs des Landes. Es wird deshalb angenommen, dass es sich um Grundlastkraftwerke handelt. Die Auslastung wird mit 65 % angenommen, was ungefähr der Auslastung von Grundlast-Braunkohlekraftwerken in Deutschland entspricht <VDEW 1992>. Die Lebensdauer wird mit 30 Jahren veranschlagt, der Nettowirkungsgrad mit rund 38 %, was demjenigen der italienischen Kraftwerke entspricht. Die daraus resultierende Laufzeit von 170'000 h entspricht etwa dem Erfahrungswert ölthermischer Kraftwerke, für die mit Laufzeiten von 150'000 bis 200'000 h gerechnet wird <Kraftwerk 1993>. Die Mehrzahl italienischer Kraftwerke liegt im Leistungsbereich zwischen 300 und 400 MW_e, weshalb die spezifischen Werte der einzelnen Materialien auf der Basis des gesamten Materialbedarfes aus <Gemis 1989> bestimmt werden.

Aufgrund der in den meisten Ländern nicht vorhandenen Rückhaltetechniken werden nur rund 90 % des Materialbedarfes von <Gemis 1989> resp. <Jensch 1988> für europäische ölthermische Kraft-

werke eingesetzt. Aufgrund von eigenen Abschätzungen basierend auf <Jensch 1988> bestreiten Elektrofilter-, Rauchgasentschwefelungs- und Entstickungsanlage inkl. Gebäude etwa 10 % des gesamten Materialbedarfs.

Material	Schweröl, 800 MW _e [t]/ [%] ¹⁾	Steinkohle, 450 MW _e [t]/ [%]	Öl, 400 MW _e [t]/ [%]	Dieses Projekt [kg/TJ _{In}]/ [%]
Beton	86'200/ 75	122'400/ 72	125'000/ 84 ³⁾	149/ 74.5
unlegierter Stahl	25'300/ 22	45'900/ 27 ²⁾	24'000/ 16	44/ 22
niedriglegierter Stahl	1'500/ 1.34	-		3/ 1.5
hochlegierter Stahl	565/ 0.49	-		1/ 0.5
Gusseisen	372/ 0.32	-		0.6/ 0.3
Kupfer	593/ 0.52	374/ 0.22		1/ 0.5
Aluminium	179/ 0.16	255/ 0.15		0.4/ 0.2
Nichteisenmetalle	364/ 0.31	34/ 0.02		0
Mineralwolle	kA	340/ 0.2		0.4/ 0.2
Kunststoffe, Lack	kA	391/ 0.23		0.4/ 0.2
Öl	kA	68/ 0.04		0.08/ 0.04
Total	115'100/ 100	170'000/ 100	149'000/ 100	200/ 100
Spez. Total ⁴⁾ [kg/TJ _{In}]	82	215	212	200
Quelle	<DoE 1983>	<Jensch 1988>	<Gemis 1989>	

Tab. IV.12.2: Materialbedarf verschiedener Kraftwerke, ¹⁾: 800 MW_e-Schweröl-Kraftwerk in den USA mit elektrostatischem Filter, Rauchgasentschwefelung, Abwasserreinigung, Schlammwässerung und Abfallentsorgungssystem <DoE 1983>, ²⁾: Eisen und Stahl, ³⁾: errechnet aus Angabe Zement (15'000 t) mit 300 kg Zement pro m³ Beton, ⁴⁾: Basis: Auslastung 65 %, Lebensdauer 30 Jahre, Wirkungsgrad 38 % (Italien)

12.2.2 Bauaufwand

In <Jensch 1988> wird der Bauenergieaufwand eines 450 MW_e-Steinkohlekraftwerks auf rund 50 % des auf Werkstoff- und Halbzeugebene ermittelten kumulierten Primärenergieverbrauchs geschätzt. Das heisst, dass zum Bau des Kraftwerks rund 800 MJ/TJ_{In} Endenergie aufgewendet werden. Analog zu den andern Energiesystemen wird angenommen, dass 10 % als Elektrizität und je 45 % als Diesel in Baumaschinen resp. Wärme aus Industriefeuerungen bezogen wird.

Energiebedarf	[TJ/TJ _{In}]
Strom Mittelspannung UCPTE	0.027E-3
Heizöl S, Euro in Industriefeuerung	0.36E-3
Diesel in Baumaschinen	0.36E-3

Tab. IV.12.3: Energiebedarf zum Bau eines Kraftwerks in diesem Projekt

12.3 Betriebsmittel

In Ölkraftwerken wird Wasser für die Kühlung, für Speisewasser des Dampfkreislaufes, für die REA, eine allfällige Nassentschlackung und in kleinen Mengen als Reinigungswasser verwendet.

	Einheit	Tab. VI.9.56	UCPTE ¹⁾	CH
Speisewasser ²⁾	m ³ /TJ _{In}	6	6	6
Durchlaufkühlung ³⁾	m ³ /TJ _{In}	14'000 (130)	7'000 (65)	0
Nasskühlung ³⁾	m ³ /TJ _{In}	200 (150)	100 (75)	200 (150)
Chlor (für Durchlaufk.)	kg/TJ _{In}	42	21	0

Tab. IV.12.4: Wasser- und Betriebsmittelbedarf in ölthermischen Kraftwerken UCPTE & CH, Werte in Klammern geben die verdunstete Wassermenge an, Herleitung siehe Kap. VI.9.7, ¹⁾: Anteil Nasskühlung 50 %, ²⁾: Wasser vollentsalzt, ³⁾: Wasser entkarbonisiert

Das REA-Wasser wird im Kap. VI.9.5.3 im Teil "Kohle" bilanziert, die Wasseraufbereitung für

Kühlung und des Speisewassers in Anhang A, Wasseraufbereitung. Gemäss den in Kap. VI.9.7 gemachten Ausführungen werden folgende Mengen aufbereiteten Wassers und an Betriebsmittel benötigt.

Da es sich bei ölthermischen Kraftwerken in der Regel um ältere Einheiten handelt, wird von einem Nasskühlungsanteil von 50 % ausgegangen. Teilweise wird Meerwasser zur Kühlung eingesetzt (beispielsweise in der Lagune von Venedig).

12.4 Energiebedarf, Wirkungsgrad und Abwärme

12.4.1 Nettowirkungsgrad und Energiebedarf

Der Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung in den UCPTE-Ländern wurde aufgrund statistischen Zahlenmaterials und Angaben staatlicher Behörden ermittelt. Eine Kontrolle über Bottom-Up-Modelle war aufgrund fehlenden statistischen Materials über Stand der Technik und Produktion einzelner ölthermischer Kraftwerke nicht möglich.

Für Deutschland, Frankreich, Kroatien, Österreich sowie Portugal lagen Angaben für 1994 der Landesregierungen vor. Für die Schweiz wird der Nettowirkungsgrad für das bilanzierte Reservekraftwerk eingesetzt <Kraftwerk 1996>.

Da keine spezifischen Daten für 1994 vorliegen, wurden für Belgien und die Niederlande die Werte von 1990, welche auf Angaben der Landesregierungen basieren, weiterverwendet. Für Griechenland wurde der Nettowirkungsgrad mithilfe der Nettostromproduktion aus <VIK 1992> und dem Brennstoffbedarf aus <UN 1992> errechnet. Für Luxemburg wird der Nettowirkungsgrad von Belgien eingesetzt. Der Fehler ist marginal. Für Spanien wurde der Bruttowirkungsgrad aus <Ortiz et al. 1988> und der Eigenstrombedarf mit den Angaben aus <UN 1992> und <VIK 1992> abgezogen.

Land	η [%]	Quelle	$[TJ_m/TJ_e]$	Heizöl S [t/TJ _e]
Belgien	35.4	<Electrabel 1993>	2.83	70.7
Deutschland	40.0	<VDEW 1996>	2.50	62.5
Frankreich	38.8	<EDF 1996>	2.58	64.5
Griechenland	34.0	<UN 1992>, <VIK 1992>	2.94	73.5
Italien	38.3	<ENEL 1995>	2.61	65.2
Jugoslawien ²⁾	33.6	<EKONERG 1996>	2.98	74.5
Luxemburg	35.4	-	2.83	70.7
Niederlande	36.9	<Wijk 1992>	2.71	67.8
Österreich	43.0	<Brennstoff 1995>	2.33	58.3
Portugal	38.8	<CPPE 1996>	2.58	64.5
Schweiz	37.4	<Kraftwerk 1996>	2.68	64.8
Spanien ¹⁾	35.1	<Ortiz et al. 1988>	2.85	71.2
Durchschnitt	38.0	UCPTE	2.64	66.0 ³⁾

Tab. IV.12.5: Wirkungsgrad und Endenergieeinsatz für ölthermische Kraftwerke, ¹⁾: Wert für 1983, Umrechnung Brutto zu Netto mit <UN 1992> und <VIK 1992>, ²⁾: nur Kroatien, ³⁾: davon 0.25 % Heizöl S, CH

Die unterschiedlichen Netto-Wirkungsgrade ölthermischer Kraftwerke resultiert einerseits aus der Betriebscharakteristik der Kraftwerke (Grundlast-, Mittellast- oder Reservekraftwerke) und andererseits aus dem unterschiedlichen Stand der Technik (Dampfparameter) und der Rauchgasreinigung.

In <Albert et al. 1993> sind Grössenordnungen des Eigenbedarfs verschiedener Kraftwerkstypen aufgelistet. Es zeigt sich, dass der Anteil der Umweltschutzeinrichtungen am Eigenbedarf ölthermischer Kraftwerke zwischen 25 und mehr als 50 % betragen kann.

Kraftwerkstyp/ Komponente	Eigenenergiebedarf [%-Pkte]
Gasturbinenkraftwerk	1
Gas- und Dampfkraftwerk	2
Dampfkraftwerk mit Ölfeuerung	5 - 6
Umweltschutzeinrichtungen (REA und DeNOx)	2

Tab. IV.12.6: Elektrischer Eigenbedarf verschiedener Kraftwerkstypen <Albert et al. 1993>

12.4.2 Brennstoffbeschaffung und Transporte

Die Brennstoffbeschaffung wird als direkt ab Raffinerie verbucht. Als Transportwege werden pauschal 100 km per Bahn für UCPTE resp. 15 km Pipeline Onshore für die Schweiz verrechnet. Die Transporte der Materialien für den Kraftwerksbau werden vernachlässigt.

12.4.3 Abwärme

Die Abwärmelast ergibt sich aus dem Wirkungsgrad. Bei der Nasskühlung wird 100 % an die Luft abgegeben, bei der Durchlaufkühlung vorerst 100 % an den Vorfluter, wovon knapp 30 % noch evaporiert (siehe Tab. IV.12.7). Somit fallen unter Berücksichtigung eines gegenüber dem Heizwert um 5.75 % höheren Brennwertes folgende Abwärmelasten an.

	CH [TJ/TJ _{in}]	UCPTE ¹⁾ [TJ/TJ _{in}]
Abwärme in die Luft	0.662	0.426
Abwärme ins Wasser	0	0.229

Tab. IV.12.7: Abwärmelast für ölthermische Kraftwerke, ¹⁾: Anteil Durchlaufkühlung 50 %

12.5 Emissionen Luft

12.5.1 Reduktionsziele für SO₂ und NO_x in Europa

Bezüglich der SO₂- und NO_x-Emissionen sind auf europäischer Ebene neben Emissionsgrenzwerten für Neuanlagen auch nationale Reduktionsziele für bestehende Anlagen festgelegt worden <EWG 1988>.

Reduktion gegenüber 1980	SO ₂ [%] (1993)	NO _x [%] (1993)	SO ₂ [%] (2003)	NO _x [%] (1998)
Belgien	40	20	70	40
Dänemark	34	3	67	35
Deutschland	40	20	70	40
Griechenland	-6	-94	-6	-94
Spanien	0	24	37	24
Frankreich	40	40	70	40
Irland	-25	-79	-25	-79
Italien	27	26	63	26
Luxemburg	40	40	60	40
Niederlande	40	40	70	40
Portugal	-102	-178	-79	-178
Grossbritannien	20	30	60	30

Tab. IV.12.8: Reduktionsziele SO₂ und NO_x für existierende Grossfeuerungsanlagen der 12 EG-Mitgliedsstaaten 1993 und 1998/ 2003, <EWG 1988>

Dabei zeigt sich, dass Portugal, Irland und Griechenland die Emissionen existierender Anlagen infolge am oder nach dem 1. Juli 1987 genehmigter Kapazitäten noch steigern dürfen, wogegen die andern Länder Reduktionen von 25 bis 40 % bei den NO_x (bis 1998) und von 40 bis 70 % beim SO₂ (bis 2003) anstreben. Portugal plant den Einbau von Partikelfiltern in den beiden grossen ölthermischen Kraftwerken "Carregado" (750 MW_e) und Setúbal" (1'000 MW_e) <EDP 1993>.

12.5.2 Kohlendioxid

Aufgrund der Brennstoffspezifikationen in Kap. IV.3.8 wird prinzipiell mit Heizöl S, Qualität Europa gerechnet, was zu einem Emissionsfaktor von knapp 78 t/TJ_{in} führt. Aufgrund der Daten aus verschiedenen Ländern, können deren spezifische Emissionen berechnet werden. Der Emissionsfaktor für die Schweiz beträgt 76.35 t/TJ_{in} und wurde aufgrund der Zusammensetzung des Brennstoffes des bilanzierten Reservekraftwerk bestimmt <Kraftwerk 1996>. Aus den totalen Emissionen sowie der benötigten Menge Brennstoff konnte für Kroatien ein Faktor von 78.2 t/TJ_{in} <EKONERG 1996> und für Portugal ein solcher von 76.9 t/TJ_{in} <CPPE 1996> berechnet werden. Für die italienischen Kraftwerke wurde aus dem Brennstoffbedarf <ENEL 1995> sowie aus den Emissionen gemäss <ENEL 1996> ein Faktor von 80.3 t/TJ_{in} ermittelt.

Brennstoff in Kraftwerk	C-Gehalt [%]	Heizwert [MJ/kg]	CO ₂ [kg/TJ _{in}]
Italien 1994 ¹⁾	88	40.0	80'300
Kroatien 1994 ¹⁾	85	40.0	78'200
Portugal 1994 ¹⁾	85	40.0	76'900
Schweiz 1994 ¹⁾	86	41.3	76'350
Default, Heizöl S, Euro	85	40.0	77'900
CH, B, D, NL, A			76'350
F, GR, L, E			77'900

Tab. IV.12.9: CO₂-Emissionsfaktoren - Fett: Emissionsfaktoren für dieses Projekt, ¹⁾: Quellen siehe Text

Für die Schweiz, Italien, Portugal und Kroatien werden die oben berechneten Werte verwendet. Aufgrund der in Belgien, Deutschland, den Niederlanden und in Österreich eingesetzten Brennstoffqualität mit geringerem Schwefelgehalt, wird für diese Länder der Emissionsfaktor Schweiz 1994 verwendet. Für die verbleibenden Nationen wird der Defaultwert für europäisches Heizöl S gemäss diesem Projekt angewandt.

12.5.3 Schwefeldioxid

Grosse ölthermische Kraftwerke (> 100 MW_e) werden in der Regel mit Schweröl befeuert. Der Emissionsfaktor für Schwefeldioxid ist abhängig vom Schwefelgehalt des Brennstoffes, vom natürlichen Einbindevermögen der jeweiligen Brennstoffflasche (bei ölthermischen Kraftwerken gering) sowie der Wirksamkeit der eingesetzten Entschwefelungsverfahren <UBA 1989>.

Entschwefelungsanlagen sind in den Kraftwerken Österreichs installiert (siehe Abschnitt "Entschwefelung"). Das Sanierungsprogramm ist dort abgeschlossen <VEÖ 1993>, <Reichl 1993>. In Deutschland werden die Kraftwerke als Spitzenlast- resp. Reservekraftwerke betrieben. Dementsprechend lohnen sich Sekundärmassnahmen wie Rauchgasentschwefelung kaum. So wird eine Reduktion der Emissionen überwiegend durch Brennstoffsubstitution (Wechsel des Energieträgers oder Heizöl mit niedrigerem Schwefelgehalt) erreicht. 1991 waren rund 35 Gew.-% der eingesetzten Heizöle Destillate (Diesel oder Heizöl L) <IEA/OECD 1993a>. Bei einem Schwefelgehalt von 1.9 Gew.-% für Heizöl S und 0.25 Gew.-% für Heizöl L errechnet sich ein mittlerer Schwefelgehalt von 1.3 Gew.-%. Da keine spezifischen Daten für 1994 vorliegen, wird mit den Werten von 1991 weitergearbeitet. Es wird angenommen, dass 8 % der erzeugten Elektrizität aus Kraftwerken mit REA stammen. Dies entspricht dem doppelten Anteil der mit REA ausgerüsteten ölthermischen Kraftwerkskapazität. Auch Italien hat den Schwefelgehalt der in Kraftwerken verfeuerten Brennstoffe

um über 50 % auf 1.3 Gew.-% gesenkt <Pastorino et al. 1993>.

Land	S-Gehalt [%]	Land	S-Gehalt [%]
Belgien	< 1	Luxemburg	3.0 ²⁾
Westdeutschland	1.3	Niederlande	1.3 ²⁾
Frankreich	2.8	Österreich	1.1 ²⁾
Griechenland	3.9 ¹⁾	Portugal	3.0
Italien	1.3	Schweiz	0.61
Kroatien	2.1 ²⁾	Spanien	3.2

Tab. IV.12.10: Schwefelgehalt der Brennstoffe für ölthermische Kraftwerke, ¹⁾: errechnet aus den Emissionsangaben, ²⁾: 18 Gew.-% Heizöl, 82 Gew.-% Rückstandsöl, <IEA/OECD 1993a>

Für Italien wird davon ausgegangen, dass noch keine Rauchgasentschwefelungsanlagen installiert sind. Es wurden zwar REA für insgesamt 4.8 GW_e installiert und sind für weitere 5 GW_e geplant (konventionell thermisch insgesamt) <Pastorino et al. 1993>. Diese sind jedoch überwiegend bei den Kohle- oder Zweistoffkraftwerken installiert, da Reduktionsmöglichkeiten auf Seiten der Brennstoffqualität bei Kohle begrenzt sind. Entsprechend dem Schwefelgehalt des Brennstoffes werden die Emissionen errechnet. Staatlichen Angaben, basierend auf einem Schwefelgehalt von 2.9 Gew.-% aus dem Jahr 1989, sind infolge der rasanten Entwicklung in Italien nicht mehr aktuell.

Bei den portugiesischen ölthermischen Kraftwerken ist für die beiden grössten eine Rauchgasentschwefelung geplant <EDP 1993>. Die damit verbundene zukünftige Emissionsreduktion fliesst nicht in dieses Projekt ein.

Für Luxemburg und Griechenland werden die Defaultwerte von Corinair für schwerölbefeuerte Kraftwerke verwendet <Fontelle et al. 1993>, welche auf das Jahr 1985 zurückgehen.

Die Emissionsgrenzwerte für Neuanlagen innerhalb der europäischen Gemeinschaft liegen bei 1700 mg SO₂/Nm³ (500 kg/TJ_{in}) für Anlagen von 50 bis 300 MW_{th} und bei 400 mg SO₂/Nm³ (120 kg/TJ_{in}) bei Anlagen grösser 500 MW_{th}. Dazwischen wird linear interpoliert <EWG 1988>.

	Reingas [kg/TJ _{in}]	Zurückgehalten [kg/TJ _{in}]	Quelle
Belgien 1992	741 ¹⁾	0	<Electrabel 1993>
Deutschland 1990	600 ²⁾	50	-
Frankreich 1991	1'443	0	<EDF 1993>
Griechenland 1985	1963 ³⁾	0	<Fontelle et al. 1993>
Italien, 1991	650	0	<Pastorino et al. 1993>
Kroatien 1994	1'124	0	<EKONER 1996>
Luxemburg 1985	1'500	0	<Fontelle et al. 1993>
Niederlande 1983-90	670	0	<Wijk 1992>
Österreich 1990	28 ⁴⁾	522	-
Portugal 1994	1'419	0	<CPPE 1996>
Schweiz 1994	331	0	<Krafwerk 1996>
Spanien 1985	1'406	0	<Ortiz et al. 1989>

Tab. IV.12.11: Emissionsfaktoren Schwefeldioxid ölthermischer Kraftwerke der UCPTE-Nationen, ¹⁾: Schwefelgehalt <1 %, ²⁾: 8 % in Kraftwerken mit Rauchgasentschwefelung erzeugt, ³⁾: 18 Gew.-% Heizöl, 82 Gew.-% Rückstandsöl <IEA/OECD 1993a>, ⁴⁾: Installation der Rauchgasentschwefelung 1993 abgeschlossen <Reichl 1993>, Wirkungsgrad 95 % <Pastorino et al. 1993>

Gemäss <Veldt et al. 1992> werden bei Schwerölf Feuerungen 5 Gew.-% der SO₂-Emissionen in Form von SO₄²⁻ emittiert. Eine Differenzierung erfolgt jedoch erst im Zusammenhang mit den Betrachtungen der Transport- und Umwandlungsvorgänge der emittierten Stoffe.

Rauchgasentschwefelung

Die Anbindung an die Entschwefelungsverfahren erfolgt über die zurückgehaltene Menge SO_2 . Über die verschiedenen Entschwefelungsverfahren, deren Effizienz und deren Betriebsaufwendungen siehe Kap. 9. "Kraftwerke" des Teils VI. "Kohle".

12.5.4 Stickoxide

Emissionsfaktoren

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage hat, neben dem Stickstoffgehalt des Brennstoffes, einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die Emission von Stickoxiden. Je nach Anlagegrösse variiert der Emissionsfaktor für NO_2 von 60 bis 300 kg/TJ_{in} . In steinkohlebefeueten Kraftwerken liegt die Umwandlungsrate von Brennstoffstickstoff zu NO_x bei 10 bis 30 % <UBA 1989>. Bei ölbefeueten Kraftwerken liegen die Verhältnisse ähnlich <Kraftwerk 1993>.

Sekundäre Entstickungsmassnahmen sind in allen österreichischen <Reichl 1993>, bei rund 24 % (2'000 MW_{el}) der westdeutschen <Hildebrand 1992> und bei 13 % der italienischen Kraftwerke ergriffen worden (siehe Abschnitt "Entstickungsverfahren"). Es wird angenommen, dass überall SCR-Verfahren mit einem Wirkungsgrad von 80 % eingesetzt werden. Bei den übrigen Nationen muss davon ausgegangen werden, dass noch keine sekundären Entstickungsmassnahmen durchgeführt worden sind.

Im weiteren wurden und werden in Italien Primärmassnahmen durchgeführt, weshalb die NO_2 -Konzentration im Abgas bei rund 500 mg/Nm^3 <Kraftwerk 1993> gegenüber durchschnittlichen 800 bis 1000 mg/Nm^3 in konventionellen Kraftwerken <Pastorino et al. 1993> liegen dürfte.

	Reingas [kg/TJ_{in}]	Zurückgehalte n [kg/TJ_{in}]	Quelle
Belgien 1992	208	0	<Electrabel 1993>
Deutschland 1991	145 ¹⁾	45	-
Frankreich 1991	179	0	<EDF 1993>
Griechenland 1985	109 ²⁾	0	<Fontelle et al. 1993>
Italien 1991/92	125 ³⁾	25	-
Kroatien 1994	134	0	<EKONER 1996>
Luxemburg 1985	210	0	<Fontelle et al. 1993>
Niederlande 1983-90	187	0	<Wijk 1992>
Österreich 1991/92	20 ⁴⁾	100	-
Portugal 1994	212	0	<CPPE 1996>
Schweiz 1994	73	0	<Kraftwerk 1996>
Spanien 1989	185 ⁵⁾	0	<Unipede 1991>

Tab. IV.12.12: Emissionsfaktoren NO_x als NO_2 ölthermischer Kraftwerke europäischer Nationen, ¹⁾: Rohgas: 190 kg/TJ_{in} <UBA 1989>, ²⁾: 18 Gew.-% Heizöl, 82 Gew.-% Rückstandsöl <IEA/OECD 1993a>, ³⁾: Rohgas: 150 kg/TJ_{in} (siehe Text), ⁴⁾: Rohgas: 120 kg/TJ_{in} <VEÖ 1993>, ⁵⁾: total fossil befeuerte Kraftwerke (Emission 1988, Produktion 1989, $\eta = 35\%$), ⁵⁾: total fossil befeuerte Kraftwerke

Entstickungsverfahren

Der gegenüber Kohle geringere Gehalt an Brennstoffstickstoff in Erdölprodukten hat zur Folge, dass der Anteil thermischer Stickoxide relativ hoch ist. Deshalb sind hier v.a. Verbesserungen im Bereich der Verbrennungsführung untersucht und eingeführt worden.

Eine Verminderung der Stickoxide kann mithilfe von Verbrennungsluftstufung (OFA, BOOS) oder mit Abgasrezirkulation erreicht werden <Unipede 1991>. Je nach eingesetzter Technik können NO_x -Reduktionen von 35 bis 60 % erzielt resp. erwartet werden.

Bei ölbefeueten Kraftwerken in Deutschland stehen die SNCR-Verfahren im Vordergrund. Aufgrund der Absicht Italiens vor allem SCR-Verfahren einzusetzen wird aber angenommen, dass

v.a. das SCR-Verfahren (hier mit einem Wirkungsgrad von 80 %) eingesetzt wird. Dieses ist im Kap. 11. "Kraftwerke" des Teils VI. "Kohle" bilanziert. Die mit den Entstickungsmassnahmen hervorgerufenen Probleme bezüglich Lachgasbildung sind im entsprechenden Abschnitt diskutiert.

12.5.5 Kohlenmonoxid

Die Kohlenmonoxidwerte liegen zwischen 3 und 15 kg/TJ_{in}. Mangels detaillierter Angaben zur Erklärung der Unterschiede wird ein einheitlicher Wert von 10 kg/TJ_{in} weiterverwendet.

	CO [kg/TJ _{in}]	Quelle
Grossbritannien 1990	14.2	<Eyre 1990>
USA 1977 ¹⁾	14.4	<OECD 1985>
USA 1983	14.7	<DoE 1983>
Deutschland 1986	3.0	<UBA 1989>
Österreich 1987	14	<VEÖ 1993>
Schweiz 1991	8.6	<Kraftwerk 1993>
Default-Wert	10	UCPTE

Tab. IV.12.13: Emissionsfaktoren Kohlenmonoxid ölthermischer Kraftwerke europäischer Nationen, ¹⁾: ohne Rückhalte-technik ($\eta = 35 \%$)

12.5.6 Partikel

Bei Schwerölfeuerungen werden die Partikelemissionen im wesentlichen durch

- die Brennstoffzusammensetzung (die Menge der im Brennstoff enthaltenen Asphaltene- und Vanadium-Verbindungen, der Aschegehalt),
- die Art der Verbrennung (Brenner-Konstruktion und Brennraumgeometrie) und
- die Verbrennungsbedingungen (Luftüberschuss, Brennstofffluss)

bestimmt <King et al. 1981>, <UBA 1989>. So führen schlechtes Mischungsverhalten von Öl und Luft, niedere Flammentemperaturen und kurze Aufenthaltszeiten in der Verbrennungszone zu grösseren Partikeln mit höheren Anteilen an unverbranntem Brennstoff <Pacyna 1982a>. Schwerölfeuerungen sind selten mit Elektrofiltern und versuchsweise mit Gewebefiltern ausgerüstet <UBA 1989>. Heizöl EL-Feuerungen weisen infolge eines geringen Vanadium- und Asphaltene-Gehalts geringe Partikelemissionen auf <UBA 1989>, sind aber für Grosskraftwerke von untergeordneter Bedeutung.

Die Partikel-Emissionen fossil-thermischer Kraftwerke konnten in Deutschland von 1988 bis 1991 um mehr als 50 % gesenkt werden <Hildebrand 1992>. In Österreich ist das Sanierungsprogramm ebenfalls abgeschlossen <VEÖ 1993>. Für Deutschland werden deshalb die Partikelemissionen des Jahres 1986 um 50 %, für Österreich diejenigen des Jahres 1987 aufgrund der Entschwefelung um 80 % reduziert.

Der Emissionsgrenzwert für Neuanlagen innerhalb der europäischen Gemeinschaft beträgt für flüssige Brennstoffe 50 mg/Nm³ (15 kg/TJ_{in}) <EWG 1988>.

Als Default-Werte werden für Griechenland 100 kg/TJ_{in} (aufgrund der Brennstoffqualität) und für Luxemburg und die Niederlande 5 kg/TJ_{in} (in Analogie zu Belgien) eingesetzt.

Im allgemeinen liegen die mithilfe von <Pacyna 1982a> errechneten Werte eher über den gemessenen (siehe Anhang A1.), was als Hinweis auf das Vorhandensein von Elektrostatikfiltern gedeutet werden kann. Insbesondere in Italien sind in Mehrbrennstoff-Kraftwerken derartige Filter im Einsatz und erreichen Abscheidegrade von rund 99.7 % <Pastorino et al. 1993>. Für Portugal stimmt der berechnete mit dem gemessenen Emissionsfaktor überein. Für Griechenland wird der Emissionsfaktor mangels Daten aufgrund der Beziehung zwischen Schwefelgehalt und Partikelemissionen errechnet. Das Vorgehen wird in Anhang 12.A1. erklärt.

Brennstoff	Partikel [kg/TJ _{in}]	Quelle
Heizöl S	16	<UBA 1989>
Heizöl EL	1	<UBA 1989>
Rückstandsöl	45	<Pacyna et al. 1987>
Belgien 1992	5	<Electrabel 1993>
Deutschland 1990	8 ¹⁾	-
Frankreich 1991	24	<EDF 1993>
Italien 1989	20 ²⁾	<ENEA 1989>
Kroatien 1994	80	<EKONERG 1996>
Österreich 1990	3 ⁴⁾	-
Portugal 1991	109	<CPPE 1996>
Schweiz 1991	8	<Kraftwerk 1993>
Spanien 1985	2	<Ortiz et al. 1989>
Default-Wert I	100	GR
Default-Wert II	5	L, NL

Tab. IV.12.14: Emissionsfaktoren Partikel ölthermischer Kraftwerke europäischer Nationen, <UBA 1989>, ¹⁾: Abnahme gegenüber 1986: 50 %, ²⁾: Elektrostatische Filter in Mehrbrennstoffanlagen, ⁴⁾: Abscheiderate 80 % infolge REA

12.5.7 Lachgas

Gemäss <Hackl et al. 1992> betrug der N₂O-Ausstoss der österreichischen ölthermischen Kraftwerke 49'800 kg/a (1990). Bei einer Elektrizitätsproduktion von 1'278 GWh/a und einem Heizöleinsatz von 278'449 t/a <BWA 1992> ergibt dies einen N₂O-Emissionsfaktor von 4.5 kg/TJ_{in}. Eine Untersuchung von 21 ölbefeuerten Kraftwerken ergaben Lachgas-Konzentrationen von 0.3 ppm (Schwankung von 0.1 bis 0.8 ppm) <Yokoyama et al. 1991>. Dies entspricht der Hintergrundkonzentration. Es wird darauf hingewiesen, dass Messungen vor 1989 und daraus abgeleitete Emissionsfaktoren um eine bis zwei Grössenordnungen zu hoch sind (Artefaktbildung). <Hayhurst et al. 1992> gibt für die meisten Verbrennungsprozesse eine obere Grenze von 5 ppm oder 4.7 kg/TJ_{in} an. Bei Anlagen mit SNCR-Entstickung muss mit höheren Lachgasemissionen (5 bis 10 ppm) gerechnet werden <Unipede 1993>. Bei Kraftwerken mit SCR wurden keine signifikanten Erhöhungen der Abgaskonzentrationen festgestellt <Unipede 1993>. Aufgrund der heute noch unsicheren Datenlage und den tendentiell erhöhten Werten bei Anlagen mit SNCR wird im folgenden von einem Emissionsfaktor basierend auf einer Konzentration von 3 ppm ausgegangen. Die Ergebnisse in Österreich liegen trotz SCR mit 7.6 ppm über den von <Unipede 1993> angegebenen Werten.

	N ₂ O [kg/TJ _{in}]	Quelle
Österreich 1990	4.5	<Hackl et al. 1992>
Japan 1990	0.18 (0.06-0.47)	<Yokoyama et al. 1991>
> 100 MW	4.6	<Vitovec 1991>
-	< 4.7	<Hayhurst et al. 1992>
Dieses Projekt	1.8	Defaultwert

Tab. IV.12.15: Emissionsfaktoren Lachgas ölthermischer Kraftwerke des UCPTE-Verbundnetzes

12.5.8 Flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC)

Die Emission flüchtiger Kohlenwasserstoffe liegt im Bereich zwischen 1 und 16 kg/TJ_{in}. Bei den Nationen ohne eigene Messdaten werden Default-Werte aus Corinair verwendet <Bouscaren et al. 1991a>. Das für die Schweiz bilanzierte Kraftwerk weist lediglich Methan aus. Es wird angenommen, gestützt auf Angaben von <Bouscaren et al. 1991a> dass Methan 50 % der VOC-Emissionen ausmacht.

	VOC [kg/TJ _{in}]	Quelle
Deutschland 1986	7	<UBA 1989>
Frankreich 1985	10	<Fontelle et al. 1993>
Griechenland 1985	14	<Fontelle et al. 1993>
Italien 1989	10	<ENEA 1991>
Luxemburg 1985	10	<Fontelle et al. 1993>
Österreich 1987	3	<VEÖ 1993>
Portugal 1985	10	<Fontelle et al. 1993>
Schweiz 1991	< 0.6	<Kraftwerk 1993>
Spanien 1985	10	<Ortiz et al. 1989>
Default-Wert	6	B,YU,NL

Tab. IV.12.16: Emissionsfaktoren flüchtiger organischer Verbindungen ölthermischer Kraftwerke innerhalb des UCPTE-Verbundnetzes, ¹): 18 Gew.-% Heizöl, 82 Gew.-% Rückstandsöl, ²): Anteil Methan 25 %, <ENEA 1991>.

Aufgrund der Angaben in <Veldt 1991> werden die NMVOC-Emissionen nach Einzelkomponenten aufgeschlüsselt. Der Methan-Anteil beträgt bei schwerölbefeuerten Kraftwerken 50 Gew.-% <Bouscaren et al. 1991>.

Schadstoff	A [Gew.-%]	B [Gew.-%]	Schadstoff	A [Gew.-%]	B [Gew.-%]
Methan	100	50	Benzol	1	0
Ethan	0	0	Toluol	0	0
Propan	1	1	andere Aromaten	2	0
n-, i-Butan	0	16	Formaldehyd	15	48
n-,i-Pentan	0	11	Acetaldehyd	5	0
Alkane C ₆ +	20	24	Methanol	10	0
Ethen	0	0	Ethanol	10	0
Ethin	0	0	Aceton	5	0
Propen	0	0	Essigsäure	20	0
Alkene C ₄ +	1	0	Total	200	150

Tab. IV.12.17: VOC-Profil flüssiger Brennstoffe, Anteile NMVOC aus <Veldt 1991>, A: Schweröl/ Rückstandsöl, Methananteil nach <Bouscaren et al. 1991a>, B: Heizöl EL (Distillate Oil), Methananteil nach <Veldt 1991>

12.5.9 Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH)

PAH-Emissionen sind von der Brennstoffzusammensetzung und dem Lastbereich, in welchem das Kraftwerk betrieben wird, abhängig <Mascllet et al. 1987>. Für ein 600 MW_e ölthermisches Kraftwerk wurden bei halber Last (300 MW_e) PAH-Emissionen von rund 72 mg/t_{in} gemessen.

Schadstoff	[mg/TJ _{in}]	Schadstoff	[mg/TJ _{in}]
1-Methylnaphtalen	180	Benzo(a)anthracen	27
2-Methylnaphtalen	60	Chrysen	135
Fluoren	180	Benzo(b)fluoranthen	uA
Phenantren	750	Benzo(k)fluoranthen	uA
Fluoranthen	290	Benzo(e)pyren	4.5
Pyren	160	Benzo(a)pyren	15
		PAH Total	1'800

Tab. IV.12.18: PAH-Emissionsfaktoren für 600 MWe-Kraftwerk ölthermisch bei Halblast, errechnet mit einem Abgasvolumen von 12 Nm³ und einem Heizwert von 40 MJ/kg (Heizöl S, Euro), <Mascllet et al. 1987>, **fett**: dieses Projekt

Der Anteil an B(a)P betrug knapp 1%. <Smith 1984> und <Bjørseth et al. 1985> zitieren Werte, die für PAH aus Öl-Industriefeuerungen eine Spannbreite von 5 bis 100 mg/t_{in} mit einem typischen Wert von 23 mg/t_{in} angeben. Der typische Emissionsfaktor für B(a)P liegt bei 1.1 mg/t_{in} oder knapp 5%. Als Default-Werte werden die Emissionsfaktoren von PAH Total und Benzo(a)Pyren weiterverwendet.

12.5.10 Spurenelemente und Halogene

Die Emissionen von Spurenelementen kann einerseits über den Gehalt im Brennstoff, andererseits auch über den Gehalt in den emittierten Partikeln eruiert werden. Durchschnittliche Spurenelementgehalte in Partikeln sind in Tab. IV.12.19 aufgelistet <Pacyna 1982a>, <Pacyna 1991>.

Element	Konzentration Bereich [ppm]	Konzentration Durchschnitt [ppm]	Element	Konzentration Bereich [ppm]	Konzentration Durchschnitt [ppm]
As (Arsen)	120-480	330	Mo (Molybdän)	200-400	380
Cd (Cadmium)	75-190	158	Ni (Nickel)	12'200-20'000	13800
Co (Kobalt)	1'250-2'000	1'750	Pb (Blei)	700-1'800	1700
Cr (Chrom)	20-840	585	Se (Selen)	100-320	250
Cu (Kupfer)	1'100-2'600	2'350	V (Vanadium)	1'000-70'000	50000
Mn (Mangan)	200-600	550	Zn (Zink)	350-2'000	1200

Tab. IV.12.19: Spurenelemente im Staub (Partikel) von europäischen, ölbefeuerten Kraftwerken <Pacyna 1982a>, <Pacyna 1991>.

Die Durchschnittswerte wurden aufgrund von Spurenelement-Messungen in Partikeln europäischer Kraftwerke, den Rohöl-Importverhältnissen für Europa sowie Spurenelementkonzentrationen in Rohölen errechnet <Pacyna 1982a>.

Der Schwefelgehalt von in europäischen Raffinerien verarbeitetem Rohöl ist von 1.28 Gew.-% (1982) auf 1.05 Gew.-% (1992) gesunken (Tiefstwert 1985 mit 0.98 Gew.-%) <Concawe 1994>, was auch auf der Seite der weiteren Spurenelemente tendenziell eine Senkung der Konzentrationen erwarten lässt. Aufgrund fehlender gesicherter Korrelationen zwischen Schwefelgehalt und z.B. Vanadium oder Nickel wird dieser mögliche Einfluss nicht weiter berücksichtigt.

Mithilfe dieser Konzentrationsangaben und Partikel-Emissionsfaktoren können die Emissionsfaktoren dieser Spurenelemente berechnet werden. Die Konzentrationen in den Partikeln gelten mit Ausnahme der Schweiz für alle Nationen.

	CH [ppm]	CH [g/TJ _{in}]	UCPTE [ppm]	UCPTE [g/TJ _{in}]
Ca (Calcium)	1	25	5	60
Fe (Eisen)	23	550	11	140
Hg (Quecksilber)	0.006	0.15	0.006	0.15
Na (Natrium)	10.7	260	46	600
Ni (Nickel)	12	290	-	-
V (Vanadium)	5.1	120	-	-
Zn (Zink)	0.9	20	-	-
HCl	10 ¹⁾	250	30 ¹⁾	750
HF	1 ²⁾	25	3 ²⁾	75

Tab. IV.12.20: Spurenelemente im Brennstoff für Kraftwerk Schweiz nach <Kraftwerk 1993> und weitere Spurenelemente in Heizöl S, Euro, für ölbefeuerte Kraftwerke UCPTE sowie daraus resultierende Emissionsfaktoren (siehe Kap. IV.3.8), ¹⁾: als Cl, ²⁾: als F

Für die Schweiz werden die Emissionen aufgrund der Konzentrationen im verwendeten Brennstoff und einem Transferkoeffizienten von 1.0 errechnet. Die in den festen Rückständen zurückbleibenden Spurenelemente können zu etwa 10 % abgeschätzt werden, womit der Fehler innerhalb der Brenn-

stoffqualitätsschwankungen liegt. Ergänzend werden für folgende Spurenelemente die Brennstoffkonzentrationen des Heizöl S, Euro verwendet.

Da der Partikel-Emissionsfaktor in Italien um mehr als 50 % unterhalb des nach <Pacyna 1982a> gerechneten Wertes liegt und der Anteil der mit REA ausgerüsteten Kraftwerkskapazität in den UCPTE-Ländern bei z.Z. lediglich 2 % liegt, wird für die UCPTE-Emissionen von Ca, Fe und Na ein Transferkoeffizient von 0.5 eingesetzt. Chlorwasserstoff-, Fluorwasserstoff- sowie Quecksilber-Emissionen werden zu 100 % emittiert (Annahme). Die reinigende Wirkung der REA bezüglich Halogene wird aufgrund des geringen installierten Anteils vernachlässigt.

12.5.11 Dioxine

Über Dioxin-Bildung in ölthermischen Kraftwerken liegen keine Informationen vor. Mit dem Vorhandensein von Chlor in Erdölprodukten ist es aber prinzipiell möglich, dass auch in ölthermischen Kraftwerken Dioxine gebildet werden, wobei ein erhöhter Schwefel-Gehalt die Dioxinbildung tendenziell mindert <Hasler 1993>.

12.6 Emissionen Wasser

Die Emissionen ins Wasser stammen aus der Kühl- und Speisewasseraufbereitung sowie aus den Rauchgasreinigungsverfahren. Sie sind im Anhang A resp. im Kap. 9. "Kraftwerke" des Teils VI. "Kohle" bilanziert. Einzig die Emissionen aus der Konditionierung der Durchflussskühlwässer werden hier direkt verbucht. Der Anteil Nasskühlung wird für die UCPTE-Kraftwerke mit 50 % angenommen.

Aus <Brecht et al. 1992> wurde anhand der Standorte der Kraftwerke mit über 300 MW Leistung der Anteil an Emissionen ins Meer resp. in Flusswasser bestimmt.

in kg/TJ _{In}	UCPTE	A	B	CH	D	E	ex-Jug	F	Gr	I	L	NL	P
Anteil am Meer in %	53	0	0	0	15	60	45	40	100	55	0	25	45
HOCl fresh	0.33	0.7	0.7	0	0.59	0.28	0.38	0.42	0	0.32	0.7	0.52	0.38
HOCl sea	0.37	0	0	0	0.11	0.42	0.32	0.28	0.7	0.38	0	0.18	0.32
OCl- fresh	0.33	0.7	0.7	0	0.59	0.28	0.38	0.42	0	0.32	0.7	0.52	0.38
OCl- sea	0.37	0	0	0	0.11	0.42	0.32	0.28	0.7	0.38	0	0.18	0.32

Tab. IV.12.21: Anteil der Kraftwerke am Meer - abgeschätzt aus <Brecht et al. 1992>, sowie daraus resultierende Emissionen Wasser aus der Behandlung von Durchflussskühlwasser, (siehe auch Kap. VI.9.7)

12.7 Abfälle

Die Abfälle aus der Abgasreinigung und der Wasseraufbereitung werden in separaten Moduln bilanziert. Hier werden somit nur die übrigen Abfälle erfasst.

Aus der Aufbereitung von Wasser und Abwasser der öl- und gasthermischen Kraftwerke in Deutschland 1990 fielen insgesamt 55'000 t Rückstände in der Elektrizitätswirtschaft und 13'000 t in der industriellen Kraftwirtschaft an <VGB 1992>. Bei einem ölthermischen Anteil im Jahre 1991 von 20 El.-% der öl- und gasthermischen Produktion <VDEW 1992> und einem Heizöleinsatz von 79'130 TJ <VDEW 1992> resultiert eine spezifische Reststoffmenge von 172 kg/TJ_{In}. Der überwiegende Anteil (über 90 Gew.-%) stammt aus der Wasseraufbereitung und -reinigung (Abspritzwässer aus Reinigungsvorgängen und Abwässer aus der Nassentaschung). Die hier bilanzierten Abfälle werden zu 100 % deponiert.

	[1'000 t]	[%]	[kg/TJ _{in}]	davon ent- sorgt [%]	Abfall [kg/TJ _{in}]
Reinigung von Dampferzeugern	0.5 ¹⁾	0.7	1.2	100	1.2 ²⁾
Kühlturmtassen	0.5 ¹⁾	0.7	1.2	100	1.2 ²⁾
Sandfängern und Abscheidern	5	7.4	12.7	100	12.7
Total inkl. Wasseraufbereitung	68	100			15.1 ³⁾

Tab. IV.12.22: Rückstände aus der Wasser- und Abwasseraufbereitung in ölthermischen Kraftwerken Deutschlands, <VGB 1992>, ¹⁾: geschätzt, ²⁾: zusammen als Rückstände in Kühlturmtassen bilanziert, ³⁾: ohne REA- und Betriebsabwasseraufbereitung

12.8 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf für ein ölthermisches Kraftwerk (800 MW_e) beträgt nach <DoE 1983>, <OECD 1985> 0.39 km². Bei einer Auslastung von 65 % und einem Wirkungsgrad von 37 % beträgt der spezifische Flächenbedarf demzufolge knapp 8 m²a/TJ_{in}. <Jensch 1988> geht für Nennleistungen von 300 bis 700 MW_e von einem spezifischen Flächenbedarf von 120 - 250 m²/MW_e (entsprechen 2 bis 4.3 m²a/TJ_{in}) aus. Diese Spannweite wird ebenfalls in <IAEA 1991> zitiert und auch <Infras 1981> liegt mit 200 bis 250 m²/MW_e in diesem Bereich. In diesem Projekt wird ein Flächenbedarf von 5.5 m²a/TJ_{in} inkl. 10 % Bau- und Abbruchzeit weiterverwendet (Kategorie II - IV).

Flächenbedarf	m ² a/TJ _{in}
Kategorie II - IV	5.5

Tab. IV.12.23: Flächenbedarf ölthermischer Kraftwerke in diesem Projekt

12.9 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Eingabedaten teilen sich in drei verschiedene Arten von Modulen auf, nämlich:

- Infra Kraftwerk ölthermisch CH / UCPTE / Länder
- Heizöl S in Kraftwerk CH / UCPTE
- Strom ölthermisch CH / UCPTE / I / F / Dt /

Die ersten Module enthalten die Infrastruktur für die verschiedenen Kraftwerkstypen. Die funktionale Einheit für die beiden ersten (CH und UCPTE) ist 1 TJ_{in}, während das dritte dieser Module sich auf 1 TJ_{out} bezieht. Dieses Modul wurde mit dem Wirkungsgrad für den UCPTE-Mix erstellt. Für die Berechnung der Infrastrukturanteile der verschiedenen Länder (Modul "Strom ölthermisch ab X") wird die Infrastrukturverknüpfung entsprechend dem Verhältnis der Wirkungsgrade von UCPTE und dem jeweiligen Land berechnet. Die beiden Module Heizöl S in Kraftwerk beziehen sich ebenfalls auf 1 TJ_{in}.

Eingabedaten für die Infrastruktur-Module ölthermischer Kraftwerke:

Bezug	Einheit	Kraftwerk CH <i>pro TJ in</i>	Kraftwerk Laender <i>pro TJ out</i>	Kraftwerk UCPTE <i>pro TJ in</i>
nichtenergetische Ress.: Flaeche II-IV	m2a	5.5	14.53	5.5
Energieträger: Elektizität, Mittelspannung CH	TJ	2.70E-05		
Elektizität, Mittelsp. UCPTE	TJ		7.13E-05	2.70E-05
Heizoel S in Heizung 1 MW	t	0.00036	0.000977	0.00036

Tab. IV.12.24: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Infrastruktur ölthermische Kraftwerke CH, UCPTE sowie der Länder, Bemerkungen siehe Text

Forts.	Einheit	Kraftwerk CH	Kraftwerk Laender	Kraftwerk UCPTE
<i>Bezug</i>		<i>pro TJ in</i>	<i>proTJ out</i>	<i>pro TJ in</i>
Basismaterialien:				
Aluminium 0% Rec.	kg	0.4	1.06	0.4
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	149	393.6	149
Gusseisen	kg	0.6	1.59	0.6
Kupfer	kg	1	2.64	1
Mineralwolle	kg	0.4	1.06	0.4
Öl (als Heizöl Petro)	t	8.00E-05	0.000211	8.00E-05
PE (HD)	kg	0.4	1.06	0.4
Stahl hochlegiert	kg	1	2.64	1
Stahl niedriglegiert	kg	3	7.93	3
Stahl unlegiert	kg	44	116.2	44
Allg. Dienstleistungen:				
Diesel in Baumaschine	TJ	0.00036	0.000977	0.00036
Emissionen Luft:				
Abwaerme in Luft s	TJ	2.70E-05	7.13E-05	2.70E-05

Tab. IV.12.24: Forts.

Eingabedaten für Module "Heizöl S in Kraftwerk CH/UCPTE":

	Einheit	Heizöl S in Kraftwerk UCPTE	Heizöl S in Kraftwerk CH
INFRASTRUKTUR			
Infra ölthermisches KW CH			1
Infra ölthermisches KW UCPTE		1	
INPUT			
Energieträger:			
Heizöl S, ab Raffinerie CH	t	0.06	24.21
Heizöl S, ab Raffinerie Euro	t	24.94	
Betriebsstoffe:			
Chlor flüssig	kg	21	
Wasser	kg	7.00E+06	
Wasser entkarbonisiert	kg	100000	200000
Wasser vollentsalzt	kg	6000	6000
Transporte:			
Bahn	tkm	2500	
Pipeline Onshore	tkm	15	360
OUTPUT			
Emissionen Luft:			
CO ₂	kg	73330	76350
SO ₂	kg	818	331
SO ₂ zurückgehalten	kg	8.74	
NO _x	kg	135.6	73.0
NO _x zurückgehalten	kg	21.23	
CO	kg	10.0	10.0
Partikel	kg	28.5	8.00
N ₂ O	kg	1.80	1.80
Methan	kg	4.9	0.25
Propan	kg	0.049	0.0025
Alkane C6+	kg	0.98	0.05
Alkene C4+	kg	0.049	0.0025
Aromaten	kg	0.0098	0.005
Benzol	kg	0.049	0.0025
PAH	kg	1.80E-03	1.80E-03
Benzo(a)Pyren	kg	1.50E-05	1.50E-05
Formaldehyd	kg	0.735	0.038
Acetaldehyd	kg	0.24	0.01
Methanol	kg	0.49	0.025
Ethanol	kg	0.49	0.025
Aceton	kg	0.24	0.01
Essigsäure	kg	0.98	0.05
HCl	kg	7.50E-01	2.40E-01
HF	kg	7.50E-02	2.40E-02
As	kg	9.4E-03	
Ca	kg	6.25E-02	2.40E-02
Cd	kg	4.50E-03	
Co	kg	5.00E-02	
Cr	kg	1.66E-02	
Cu	kg	6.69E-02	
Fe	kg	1.38E-01	6.47E-01
Hg	kg	1.50E-04	1.44E-04
Mn	kg	1.60E-02	
Mo	kg	1.08E-02	
Na	kg	5.75E-01	3.12E-01
Ni	kg	3.93E-01	4.08E-01
Pb	kg	4.80E-02	
Se	kg	7.12E-03	

Tab. IV.12.25: Zusammenstellung der Eingabedaten für ölthermische Kraftwerke CH und UCPTE, Bezugsgrösse 1 TJ_{in}

Forts.	Einheit	Heizöl S in Kraftwerk UCPTE	Heizöl S in Kraftwerk CH
V	kg	1.42E+00	1.68E-01
Zn	kg	3.42E-02	2.16E-02
Abwärme	TJ	0.426	0.662
Emissionen Wasser:			
HOCl	kg	0.7	
OCl	kg	0.7	
Abwärme	TJ	0.229	
Abfälle:			
Reinigung von Dampferzeuger ¹⁾	kg	1.20	1.20
Kühlturmtassen ¹⁾	kg	1.20	1.20
Sandfänger und Abscheider ²⁾	kg	12.70	12.70

Tab. IV.12.25: Forts., ¹⁾: als "Rückstände aus Kühlturmtassen", ²⁾: als Leichtstoffabscheiderschlamm

Eingabedaten der Module "Strom ölthermisch aus ...":

	Einheit	A	B	CH	E	Ex-Jug	F
INFRASTRUKTUR							
KW ölthermisch Laender	TJ out	1.13	0.93		0.924	0.884	1.021
KW ölthermisch CH	TJ in			2.675			
INPUT							
Energieträger:							
Heizöl S ab Raffinerie CH	t			6.48E+01			
Heizöl S ab Raffinerie Euro	t	5.83E+01	7.07E+01		7.12E+01	7.45E+01	6.45E+01
Betriebsstoffe:							
Chlorwasserstoff HCl	kg	4.89E+01	5.94E+01	0.00E+00	5.99E+01	6.26E+01	5.42E+01
Wasser	kg	1.63E+07	1.98E+07	0.00E+00	2.00E+07	2.09E+07	1.81E+07
Wasser entkarbonisiert	kg	2.33E+05	2.83E+05	5.35E+05	2.85E+05	2.98E+05	2.58E+05
Wasser vollentsalzt	kg	1.40E+04	1.70E+04	1.61E+04	1.71E+04	1.79E+04	1.55E+04
Transporte:							
Transport Schiene	tkm	5.83E+03	7.08E+03	0.00E+00	7.13E+03	7.45E+03	6.45E+03
Pipeline Onshore	tkm	3.50E+01	4.25E+01	9.63E+02	4.28E+01	4.47E+01	3.87E+01
OUTPUT							
Emissionen Luft:							
CO2 Kohlendioxid s	kg	1.71E+05	2.07E+05	2.04E+05	2.09E+05	2.18E+05	1.89E+05
SOx als SO2 s	kg	1.89E+03	2.30E+03	8.85E+02	2.32E+03	2.42E+03	2.10E+03
SOx zurueckgehalten in REA	kg	2.04E+01	2.48E+01	0.00E+00	2.50E+01	2.61E+01	2.26E+01
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	3.14E+02	3.81E+02	1.95E+02	3.83E+02	4.01E+02	3.47E+02
NOx zurueckgehalten in SCR	kg	4.96E+01	6.03E+01	0.00E+00	6.07E+01	6.35E+01	5.50E+01
CO Kohlenmonoxid s	kg	2.33E+01	2.83E+01	2.68E+01	2.85E+01	2.98E+01	2.58E+01
Partikel s	kg	6.46E+01	7.85E+01	2.14E+01	7.91E+01	8.27E+01	7.16E+01
N2O Lachgas s	kg	4.19E+00	5.09E+00	4.82E+00	5.13E+00	5.36E+00	4.64E+00
CH4 Methan s	kg	1.14E+01	1.39E+01	6.69E-01	1.40E+01	1.46E+01	1.26E+01
Propan s	kg	1.14E-01	1.39E-01	6.69E-03	1.40E-01	1.46E-01	1.26E-01
Alkane s	kg	2.28E+00	2.77E+00	1.34E-01	2.79E+00	2.92E+00	2.53E+00
Alkene s	kg	1.14E-01	1.39E-01	6.69E-03	1.40E-01	1.46E-01	1.26E-01
Aromaten s	kg	2.28E-01	2.77E-01	1.34E-02	2.79E-01	2.92E-01	2.53E-01
Benzol s	kg	1.14E-01	1.39E-01	6.69E-03	1.40E-01	1.46E-01	1.26E-01
PAH s	kg	4.19E-03	5.09E-03	4.82E-03	5.13E-03	5.36E-03	4.64E-03
BaP Benzo(a)pyren s	kg	3.50E-05	4.25E-05	4.01E-05	4.28E-05	4.47E-05	3.87E-05
Formaldehyd s	kg	1.71E+00	2.08E+00	1.00E-01	2.09E+00	2.19E+00	1.90E+00
Acetaldehyd s	kg	5.71E-01	6.93E-01	3.34E-02	6.98E-01	7.30E-01	6.32E-01
Methanol s	kg	1.14E+00	1.39E+00	6.69E-02	1.40E+00	1.46E+00	1.26E+00
Ethanol s	kg	1.14E+00	1.39E+00	6.69E-02	1.40E+00	1.46E+00	1.26E+00
Aceton s	kg	5.71E-01	6.93E-01	3.34E-02	6.98E-01	7.30E-01	6.32E-01
Essigsaeure s	kg	2.28E+00	2.77E+00	1.34E-01	2.79E+00	2.92E+00	2.53E+00

Tab IV.12.26: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module "Strom ölthermisch ab ..."

Forts.	Einheit	A	B	CH	E	Ex-Jug	F
As Arsen s	kg	2.13E-02	2.59E-02	0.00E+00	2.61E-02	2.73E-02	2.36E-02
Ca Calcium s	kg	1.46E-01	1.77E-01	6.41E-02	1.78E-01	1.86E-01	1.61E-01
Cd Cadmium s	kg	1.02E-02	1.24E-02	0.00E+00	1.25E-02	1.31E-02	1.13E-02
HCl Salzsäure s	kg	1.75E+00	2.12E+00	6.41E-01	2.14E+00	2.24E+00	1.94E+00
Co Cobalt s	kg	1.13E-01	1.37E-01	0.00E+00	1.38E-01	1.45E-01	1.25E-01
Cr Chrom s	kg	3.78E-02	4.59E-02	0.00E+00	4.63E-02	4.84E-02	4.19E-02
Cu Kupfer s	kg	1.52E-01	1.85E-01	0.00E+00	1.86E-01	1.94E-01	1.68E-01
HF Fluorwasserstoff s	kg	1.75E-01	2.12E-01	6.41E-02	2.14E-01	2.24E-01	1.94E-01
Fe Eisen s	kg	3.20E-01	3.89E-01	1.73E+00	3.92E-01	4.10E-01	3.55E-01
Hg Quecksilber s	kg	3.50E-04	4.25E-04	3.85E-04	4.28E-04	4.47E-04	3.87E-04
Mn Mangan s	kg	3.56E-02	4.32E-02	0.00E+00	4.35E-02	4.55E-02	3.94E-02
Mo Molybdän s	kg	2.46E-02	2.98E-02	0.00E+00	3.00E-02	3.14E-02	2.72E-02
Na Natrium s	kg	1.34E+00	1.63E+00	8.34E-01	1.64E+00	1.71E+00	1.48E+00
Ni Nickel s	kg	8.92E-01	1.08E+00	1.09E+00	1.09E+00	1.14E+00	9.88E-01
Pb Blei s	kg	1.10E-01	1.33E-01	0.00E+00	1.34E-01	1.41E-01	1.22E-01
Se Selen s	kg	1.62E-02	1.96E-02	0.00E+00	1.98E-02	2.07E-02	1.79E-02
V Vanadium s	kg	3.23E+00	3.93E+00	4.49E-01	3.95E+00	4.13E+00	3.58E+00
Zn Zink s	kg	7.76E-02	9.42E-02	5.77E-02	9.49E-02	9.92E-02	8.59E-02
Abwärme in Luft s	TJ	9.90E-01	1.21E+00	1.77E+00	1.21E+00	1.27E+00	1.10E+00
Emissionen Wasser:							
Chlor. HOCl f	kg	1.63E+01	1.98E+01	0.00E+00	7.98E-01	1.15E+01	1.08E+01
Chlor. HOCl s	kg	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.20E+01	9.39E-01	7.22E-01
Chlor. OCl f	kg	1.63E+01	1.98E+01	0.00E+00	7.98E-01	1.15E+01	1.08E+01
Chlor. OCl s	kg	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.20E+01	9.39E-01	7.22E-01
Abwärme in Wasser f	TJ	5.34E-01	6.48E-01	0.00E+00	3.92E-01	3.75E-01	3.55E-01
Abwärme in Wasser s	TJ	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	2.61E-01	3.07E-01	2.36E-01
Abfälle:							
Rückstände Kühlturmstassen	kg	5.59E+00	6.79E+00	6.42E+00	6.84E+00	7.15E+00	6.19E+00
Leichtstoffabscheiderschlämme	kg	29.591	35.941	33.9725	36.195	37.846	32.766

Tab IV.12.26: Forts.

	Einheit	Gr	I	L	NL	P	W-D
INFRASTRUKTUR							
KW ölthermisch Laender	TJ out	0.896	1.009	0.93	0.972	1.021	1.053
INPUT							
Energieträger:							
Heizöl S ab Raffinerie Euro	t	7.35E+01	6.52E+01	7.07E+01	6.77E+01	6.45E+01	6.25E+01
Betriebsstoffe:							
Chlorwasserstoff HCl	kg	6.17E+01	5.48E+01	5.94E+01	5.69E+01	5.42E+01	5.25E+01
Wasser	kg	2.06E+07	1.83E+07	1.98E+07	1.90E+07	1.81E+07	1.75E+07
Wasser entkarbonisiert	kg	2.94E+05	2.61E+05	2.83E+05	2.71E+05	2.58E+05	2.50E+05
Wasser vollentsalzt	kg	1.76E+04	1.57E+04	1.70E+04	1.63E+04	1.55E+04	1.50E+04
Transporte:							
Transport Schiene	tkm	7.35E+03	6.53E+03	7.08E+03	6.78E+03	6.45E+03	6.25E+03
Pipeline Onshore	tkm	4.41E+01	3.92E+01	4.25E+01	4.07E+01	3.87E+01	3.75E+01
OUTPUT							
Emissionen Luft:							
CO2 Kohlendioxid s	kg	2.15E+05	1.91E+05	2.07E+05	1.99E+05	1.89E+05	1.83E+05
SOx als SO2 s	kg	2.39E+03	2.12E+03	2.30E+03	2.20E+03	2.10E+03	2.03E+03
SOx zurückgehalten in REA	kg	2.58E+01	2.29E+01	2.48E+01	2.38E+01	2.26E+01	2.19E+01
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	3.96E+02	3.51E+02	3.81E+02	3.65E+02	3.47E+02	3.36E+02
NOx zurückgehalten in SCR	kg	6.26E+01	5.56E+01	6.03E+01	5.77E+01	5.50E+01	5.33E+01
CO Kohlenmonoxid s	kg	2.94E+01	2.61E+01	2.83E+01	2.71E+01	2.58E+01	2.50E+01
Partikel s	kg	8.16E+01	7.24E+01	7.85E+01	7.52E+01	7.16E+01	6.94E+01
N2O Lachgas s	kg	5.29E+00	4.70E+00	5.09E+00	4.88E+00	4.64E+00	4.50E+00
CH4 Methan s	kg	1.44E+01	1.28E+01	1.39E+01	1.33E+01	1.26E+01	1.22E+01
Propan s	kg	1.44E-01	1.28E-01	1.39E-01	1.33E-01	1.26E-01	1.22E-01
Alkane s	kg	2.88E+00	2.56E+00	2.77E+00	2.65E+00	2.53E+00	2.45E+00

Tab. IV.12.27: Zusammenstellung der Eingabedaten für Module "Strom ölthermisch ab ..."

Forts.	Einheit	Gr	I	L	NL	P	W-D
Alkene s	kg	1.44E-01	1.28E-01	1.39E-01	1.33E-01	1.26E-01	1.22E-01
Aromaten s	kg	2.88E-01	2.56E-01	2.77E-01	2.65E-01	2.53E-01	2.45E-01
Benzol s	kg	1.44E-01	1.28E-01	1.39E-01	1.33E-01	1.26E-01	1.22E-01
PAH s	kg	5.29E-03	4.70E-03	5.09E-03	4.88E-03	4.64E-03	4.50E-03
BaP Benzo(a)pyren s	kg	4.41E-05	3.92E-05	4.25E-05	4.07E-05	3.87E-05	3.75E-05
Formaldehyd s	kg	2.16E+00	1.92E+00	2.08E+00	1.99E+00	1.90E+00	1.84E+00
Acetaldehyd s	kg	7.20E-01	6.39E-01	6.93E-01	6.64E-01	6.32E-01	6.12E-01
Methanol s	kg	1.44E+00	1.28E+00	1.39E+00	1.33E+00	1.26E+00	1.22E+00
Ethanol s	kg	1.44E+00	1.28E+00	1.39E+00	1.33E+00	1.26E+00	1.22E+00
Aceton s	kg	7.20E-01	6.39E-01	6.93E-01	6.64E-01	6.32E-01	6.12E-01
Essigsaeure s	kg	2.88E+00	2.56E+00	2.77E+00	2.65E+00	2.53E+00	2.45E+00
As Arsen s	kg	2.69E-02	2.39E-02	2.59E-02	2.48E-02	2.36E-02	2.29E-02
Ca Calcium s	kg	1.84E-01	1.63E-01	1.77E-01	1.69E-01	1.61E-01	1.56E-01
Cd Cadmium s	kg	1.29E-02	1.14E-02	1.24E-02	1.19E-02	1.13E-02	1.10E-02
HCl Salzsaeure s	kg	2.21E+00	1.96E+00	2.12E+00	2.03E+00	1.94E+00	1.88E+00
Co Cobalt s	kg	1.43E-01	1.27E-01	1.37E-01	1.32E-01	1.25E-01	1.21E-01
Cr Chrom s	kg	4.77E-02	4.24E-02	4.59E-02	4.40E-02	4.19E-02	4.06E-02
Cu Kupfer s	kg	1.92E-01	1.70E-01	1.85E-01	1.77E-01	1.68E-01	1.63E-01
HF Fluorwasserstoff s	kg	2.21E-01	1.96E-01	2.12E-01	2.03E-01	1.94E-01	1.88E-01
Fe Eisen s	kg	4.04E-01	3.59E-01	3.89E-01	3.73E-01	3.55E-01	3.44E-01
Hg Quecksilber s	kg	4.41E-04	3.92E-04	4.25E-04	4.07E-04	3.87E-04	3.75E-04
Mn Mangan s	kg	4.49E-02	3.98E-02	4.32E-02	4.14E-02	3.94E-02	3.82E-02
Mo Molybdaen s	kg	3.10E-02	2.75E-02	2.98E-02	2.86E-02	2.72E-02	2.64E-02
Na Natrium s	kg	1.69E+00	1.50E+00	1.63E+00	1.56E+00	1.48E+00	1.44E+00
Ni Nickel s	kg	1.13E+00	9.99E-01	1.08E+00	1.04E+00	9.88E-01	9.57E-01
Pb Blei s	kg	1.39E-01	1.23E-01	1.33E-01	1.28E-01	1.22E-01	1.18E-01
Se Selen s	kg	2.04E-02	1.81E-02	1.96E-02	1.88E-02	1.79E-02	1.73E-02
V Vanadium s	kg	4.08E+00	3.62E+00	3.93E+00	3.76E+00	3.58E+00	3.47E+00
Zn Zink s	kg	9.79E-02	8.69E-02	9.42E-02	9.02E-02	8.59E-02	8.32E-02
Abwaerme in Luft s	TJ	1.25E+00	1.11E+00	1.21E+00	1.15E+00	1.10E+00	1.07E+00
Emissionen Wasser:							
Chlor. HOCl f	kg	0.00E+00	8.22E-01	1.98E+00	1.42E+00	9.93E-01	1.49E+00
Chlor. HOCl s	kg	2.06E+00	1.01E+00	0.00E+00	4.74E-01	8.13E-01	2.63E-01
Chlor. OCl f	kg	0.00E+00	8.22E-01	1.98E+00	1.42E+00	9.93E-01	1.49E+00
Chlor. OCl s	kg	2.06E+00	1.01E+00	0.00E+00	4.74E-01	8.13E-01	2.63E-01
Abwaerme in Wasser f	TJ	0.00E+00	2.69E-01	6.71E-01	4.65E-01	3.25E-01	4.87E-01
Abwaerme in Wasser s	TJ	6.97E-01	3.29E-01	0.00E+00	1.55E-01	2.66E-01	8.59E-02
Abfälle:							
Rückstände Kühlturm Massen	kg	7.06E+00	6.26E+00	6.79E+00	6.50E+00	6.19E+00	6.00E+00
Leichtstoffabscheiderschlämme	kg	37.338	33.147	35.941	34.417	32.766	31.75

Tab. IV.12.27: Forts.

12.10 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Produktion

Die Elektrizitätsproduktion der Tab. IV.12.1 umfasst sowohl öffentliche als auch autonome Stromproduktion. Es wird weder zwischen verschiedenen Brennstoffen noch zwischen verschiedenen Techniken (Ausnahme Rauchgasreinigung, ja/nein) unterschieden. Es werden kleine Anteile an leichteren Destillaten eingesetzt. So waren es 1991 in Italien 1.4, in Frankreich 1.1, in Griechenland 18, in Portugal 0.9 und in Spanien 6.4 Gew.-% <IEA/OECD 1993b>. Einzig bei Deutschland wurden bedeutende Mengen (knapp 31 Gew.-%) Diesel und leichtes Heizöl eingesetzt. Für das Jahr 1994 sind entsprechende Daten nicht vorhanden.

Der Fehler durch das Nichtberücksichtigen von Wärmekraftwerken ist relativ bescheiden und wird durch das Nichtberücksichtigen des Einsatzes schwererer Heizöle in Industrieanlagen teilweise kompensiert.

Materialeinsatz und Bauaufwand

Die Werte wurden mithilfe der Informationen eines Steinkohlekraftwerkes und zwei Quellen für ölthermische Kraftwerke festgelegt. Bezüglich Bauaufwand wurde über eine globale Angabe des Primärenergiebedarfes auf Elektrizitäts- und Brennstoffbedarf geschlossen. Aufgrund der untergeordneten Bedeutung der Bauphase (der Primärenergiebedarf liegt bei 1 Promill des Energieeinsatzes im Kraftwerk) dürfte der Fehler klein sein.

Betriebsmittel

Die Betriebsmittel für Rauchgasreinigung und Wasseraufbereitung werden in Standardmoduln bilanziert.

Wirkungsgrad

Die Wirkungsgrade konnten in der Regel aufgrund von länderspezifischen Angaben der Landesregierungen oder aus internationalen Statistiken errechnet werden. Eine Bottom-Up-Überprüfung konnte nicht durchgeführt werden, weshalb diesem Aspekt eine Unsicherheit im Bereich von $< \pm 10\%$ zugestanden werden muss.

Emissionen Luft

Für die Massenschadstoffe SO_2 , NO_x und Partikel können meist länderspezifische, allerdings nicht immer auch aktuelle Werte eingesetzt werden. Für die meisten der übrigen Schadstoffe wurden Defaultwerte aus Corinair oder anderen, wenn möglich repräsentativen Untersuchungen beigezogen. Der Auswurf von Spurenelementen ist sehr stark abhängig von der Zusammensetzung des Brennstoffes und damit grossen Schwankungen unterworfen. Die hier verwendeten Daten basieren zum einen auf der Situation in Europa zu Beginn der achziger Jahre und können als repräsentativ für den europäischen Kraftwerkspark und die europäische Schwerölqualität jener Zeit bezeichnet werden. Zum andern wurden für die Schweiz mit den der aktuellen Brennstoffqualität entsprechenden Emissionen gerechnet.

Über Dioxin-Emissionen liegen keine Messungen vor.

Emissionen Wasser

Die Anbindung erfolgt über Standardmoduln für alle fossilthermischen Kraftwerke. Diese Aufwendungen werden bei der Braunkohleverstromung bilanziert.

Abfälle

Der Grossteil der festen oder deponierbaren Abfälle stammt aus der Wasserbehandlung. Diese wird als Standardmodul im Anhang A (Stichwort: "Wasser entkarbonisiert resp. vollentsalzt") behandelt. Die restlichen Abfallmengen können als gering bezeichnet werden.

13. Vor- und nachgelagerte Prozesse

13.1 Exploration

13.1.1 Energiebereitstellung mit Diesel-Aggregaten

Allgemeines

Zur Stromproduktion in der Öl- und Gas-Exploration und -Förderung werden Generatoren mit mehr als 9'000 cm³ Hubraum verwendet. In Gruppen von 3 bis 5 Maschinen liefern sie die benötigte elektrische Energie. Sie werden mit Diesel oder dual (5 % Diesel, 95 % Gas) betrieben <AP 42 1985>.

Wirkungsgrad, Energie- und Materialbedarf

Der Wirkungsgrad der Aggregate wird in <AP 42 1985> mit 36 % (Stand 1982) angegeben. Er wird für dieses Projekt übernommen. Der Treibstoffbedarf beträgt 23.36 t/TJ_{In} Diesel. Der Stahlbedarf wird mittels Angaben aus dem Schiffsmotorenbau abgeschätzt <Sulzer 1991>. Bei einem spezifischen Gewicht von rund 12 t/MW im Leistungsbereich der Motoren von 9 bis 13 MW und einer Laufzeit (Lebensdauer) von 150'000 h werden rund 22 kg Stahl benötigt (andere Materialien vernachlässigt). Zur Berücksichtigung des Generators wird der Bedarf um 50 % erhöht. Im weiteren wird ein Anteil von 5 % hochlegiertem Stahl sowie 10 % Kupfer angenommen.

Emissionen Luft

Aufgrund der Angaben aus <AP 42 1985> und von Nordsee-Fördergebieten, einem unteren Heizwert von 42.8 MJ/kg und einer Dichte von 0.84 kg/l für Diesel ergeben sich folgende Emissionsfaktoren:

[kg/TJ _{In}]	Partikel	NO _x	N ₂ O	CO	Methan	NMVOG	SO ₂	CO ₂ ⁷⁾
USA, 1984 ¹⁾	170	1'670	kA	450	5.6	45	200	74'100
Nordsee, Statoil ²⁾	kA	70.9	14.2	48.2	2.84	5.67	kA	74'100
Norwegen, Exploration ³⁾	kA	570	17	905	100	100	kA	74'100
Norwegen, Förderung ³⁾	kA	1510	5	910	50	100	kA	74'100
Norwegen total ⁸⁾	kA	1'410	6	910	55	100	kA	74'100
Dieses Projekt Offshore	170	570	17	900	100	100	140 ⁵⁾	73'000 ⁶⁾
Onshore	170	1'670	6	450	5	45	200	73'600 ⁶⁾

Tab. IV.13.1: Emissionsfaktoren in [kg/TJ_{In}] für Diesel-Aggregate der Bohr- und Förderindustrie, ¹⁾: <AP 42 1985>, ²⁾: <Statoil 1992b>, gute Anlagen, ³⁾: <NOIA 1991b>, Nordsee 1990, ⁴⁾: Kohlenstoffgehalt 86.5 % (siehe Kap. IV.3.6), ⁵⁾: Schwefelgehalt 0.3 % <Concawe 1989>, ⁶⁾: C-Emissionen CO, Methan und NMVOG berücksichtigt, ⁷⁾: Annahme 10 % Exploration, 90 % Produktion

Die Abwärmeproduktion von 1.063 TJ/TJ_{In} wird vollumfänglich als in die Luft emittiert angenommen. Zusätzlich werden in Analogie zu den Motoren der Lastkraftwagen (siehe Anhang B, Kap. 1.2.5) Benzol mit 0.02 kg/TJ_{In} und B(a)P mit 0.1E-3 kg/TJ_{In} bilanziert.

In Ermangelung detaillierterer Angaben werden die Emissionen der Dieselaggregate für die Offshore-Exploration gemäss <NOIA 1991b>, diejenigen der Onshore-Exploration gemäss <AP 42 1985> angenommen.

pro TJ _{In}	Einheit	Offshore	Onshore
INFRASTRUKTUR			
Basismaterialien:			
Stahl niedriglegiert	kg	30	30
Stahl hochlegiert	kg	1.5	1.5
Kupfer	kg	3.5	3.5

Tab. IV.13.2: Zusammenstellung der Eingabedaten der Module "Diesel in Dieselaggregat Off- rsp. Onshore"

Forts.	Einheit	Offshore	Onshore
INPUT			
Energieträger:			
Diesel ab Regionallager Euro	t	23.36	23.36
OUTPUT			
Emissionen Luft:			
CO ₂	kg	73'000	73'600
CO	kg	900	450
SO ₂	kg	140	200
NO _x	kg	570	1'670
N ₂ O	kg	17	6
Partikel	kg	170	170
NM VOC	kg	100	45
Methan	kg	100	5
Benzol	kg	0.02	0.02
Benzo(a)Pyren	kg	0.1E-03	0.1E-03
Abwärme in die Luft	TJ	1.063	1.063

Tab. IV.13.2: Forts. Zusammenstellung der Eingabedaten der Module "Diesel in Dieselaggregat Off- rsp. Onshore"

13.1.2 Basische Chemikalien, Anorganische Salze

"Basische Chemikalien" ist ein Sammelbegriff für eine Vielzahl bei Bohraktivitäten verwendeter Chemikalien. Die pH-Kontrolle in WBM auf Salzwasserbasis erfolgt mit Natronlauge (NaOH), in Gips- und Kalkbohrspülungen mit Kalk (Ca(OH)₂). KOH wird in gewissen Polymerspülungen verwendet, in denen die Ca- resp. Na-Konzentration niedrig gehalten werden muss.

Um das Auswaschen von Salzen in erbohrten Formationen zu verhindern, werden Salze (vorwiegend NaCl) eingesetzt. KCl, MgCl₂ oder CaCl₂ werden verwendet, um ein Quellen und Hydrieren der Tone zu verhindern <Hudgins 1991>.

In den USA wurden im Jahre 1978 folgende kommerziellen, anorganischen Chemikalien eingesetzt:

	<EPA 1987>	<Darley et al. 1988>		Basische Chemikalien [%]	Anorganische Salze [%]
	[t]	[t]	[%]		
Ammoniumsäurephosphat	kA	100	0.05	-	0
Ammoniumsulfid NH ₄) ₂ SO ₃ .H ₂ O ¹⁾	100	2'500	1.2	-	-
Calciumchlorid CaCl ₂	12'500	20'000	9.7	-	15
Calciumhydroxid Ca(OH) ₂	10'000	20'000	9.7	30	-
Calciumsulfat CaSO ₄	500	15'000	7.3	-	12
Chromchlorid CrCl ₃ ²⁾	kA	200	0.1	-	-
Magnesiumoxid MgO	<10	500	0.25	-	0
Kaliumchlorid KCl	5'000	12'000	5.8	-	10
Kaliumhydroxid KOH	500	700	0.3	0	-
Natriumbikarbonat NaHCO ₃	500	2'500	1.2	-	0
Natriumkarbonat Na ₂ CO ₃	20'000	23'000	11.2	-	17
Natriumchlorid NaCl	50'000	60'000	29.2	-	47
Natriumchromat/ -dichromat ³⁾	4'000	2'000	1.0	-	-
Natronlauge NaOH	50'000	45'000	21.9	70	-
Natriumsulfid Na ₂ SO ₃ ¹⁾	50	400	0.2	-	0
Zinkchromat ZnCrO ₄	<10	kA	-	-	-
Zinkkarbonat ZnCO ₃	100	1'000	0.5	-	0
Zinksulfat ZnSO ₄	kA	600	0.3	-	0

Tab. IV.13.3: Einsatzmengen anorganischer Chemikalien in den USA 1978, ¹⁾: Als Sauerstoff Scavenger verwendet, siehe dort, ²⁾: wird zusammen mit Xantham Gum verwendet, siehe "Polymere", ³⁾: wird zusammen mit Chrom Lignosulfonat und Chrom Lignit verwendet

Zu den mengenmässig wichtigen Chemikalien gehören bei den basischen Chemikalien Natronlauge und Calciumhydroxid, bei den anorganischen Salzen Natriumchlorid, Natriumkarbonat, Calciumchlorid, Calciumsulfat und Kaliumchlorid. Die beiden Kolonnen rechts werden für die entsprechenden Basisdatenmoduln ("Basische Chemikalien" resp. "Anorganische Salze") weiterverwendet. Der Energiebedarf für die Chemikalien wird unter "anorganische Chemikalien" zusammengefasst bilanziert. Aufgrund der emittierten Mengen, der Zusammensetzung der eingesetzten Substanzen und den hier angenommenen Anteilen werden die Wasseremissionen bilanziert. Die Zusammenstellung findet sich in Tab. IV.13.6.

13.1.3 Basisöl für Bohrspülungen

Als Basisöle gelangen Rohöl, Dieselöl und Mineralöl (meist Kerosin) zum Einsatz. Aufgrund des hohen Aromatenanteils des Dieselöls wird heute in der Nordsee nur noch Mineralöl verwendet. Während der Aromatengehalt im Dieselöl bei ca. 30 % liegt, schwankt der Anteil an Aromaten in Low-toxicity-Öl (Mineralöl) zwischen 2 und 7.5 % <Tatum 1988>. Andere Quellen wie z.B. <Gillam 1988> bestätigen diese Werte. <Davies et al. 1992> dokumentiert anhand einzelner aromatischer Komponenten den Unterschied von bis zu einem Faktor zwanzig zwischen Diesel- und Mineralöl. In diesem Projekt wird von einem Aromatengehalt von 5 Gew.-% ausgegangen.

Für dieses Projekt wird angenommen, dass nur noch Mineralöl verwendet wird. Das Mineralöl wird andererseits als "Heizöl EL Petrochemie" an die Regionalverteilung Europa angebunden.

13.1.4 Polymere/ Viscosifier

Folgende Polymere werden in Bohrspülungen verwendet:

- Stärke, Stärkederivate und Guar Gum sind Polysaccharide, welche aus Pflanzen extrahiert werden (Mais, Kartoffeln).
- Carboxymethyl Cellulose (CMC) und Hydroxyethyl Zellulose (HEC) werden aus natürlich vorkommender Zellulose (z.B. Baumwollfasern, Zelluloseanteil 90%) hergestellt.
- Xanthan Gum, ebenfalls ein Polysaccharid, entsteht durch Bakterien aus natürlichen Carbohydraten.
- Acrylic Polymere sind aus Acrylonitril, Acrylsäure und Acrylamid hergestellte synthetische Polymere (siehe <Wells 1991>).
- Ethoxylated Alcyl Phenols werden als Komponente in Vollendungsspülungen verwendet.

	Menge in [t]	Anteil in [%]
Stärke etc.	13'200	40
CMC/ HEC	14'500	44
Xanthan Gum	500	2
Acrylic Polymere	2'500	8
Ethoxylated Alcyl Phenols	2'000	6
Total	32'700	100

Tab. IV.13.4: Polymer-Einsatzmengen in den USA 1978 <Darley et al. 1988>

Vereinfachend werden für Polymere im folgenden 100 % CMC angenommen. Über die Produktion von CMC und Stärke liegen keine Angaben vor. Sie werden als organische Chemikalien verbucht. In Natrium-CMC sind 10 % Na und 38 % C enthalten. Diese Werte werden für die Wasseremissionen verwendet (siehe Tab. IV.13.6).

13.1.5 Lignosulfonate

Lignosulfonate sind die mengenmässig drittichtigsten Additive in Bohrspülungen. Sie werden als Deflokkulierungsmittel eingesetzt und verhindern das Gelieren von Bohrschlamm durch Zusammenwirken von Feststoffen, Verunreinigungen und Temperatur <Perricone 1980>. Aufgrund ihrer sehr günstigen Eigenschaften bezüglich pH-Verträglichkeit, Temperaturstabilität, Resistenz gegen Verunreinigungen und Funktionsfähigkeit bei hohen Salzgehalten, sind Chrom-Lignosulfonate die meistverbreitetsten Deflokkulierungsmittel.

Lignosulfonat ist ein Nebenprodukt aus dem Sulfidprozess der Zellstoffherstellung aus Holz. Ein Entsorgungsproblem der gebrauchten Sulfidlösung führte zur heutigen Verwendung in der Bohrindustrie <Darley et al. 1988>. Die gewünschten Eigenschaften werden durch Oxidation und Bildung metallischer Salze erreicht. Als Metalle werden Eisen, Chrom, Aluminium und Kupfer verwendet. Als Nebenprodukte sind Lignosulfonate lediglich mit Veredelungs- und Transport-Umweltbelastungen befrachtet (Oxidationsprozesse).

	[Gew.-%]
Natrium als Na ₂ O	9.6
Kalium als K ₂ O	0.4
Chrom als Cr ₂ O ₃	5.9
Anorgan. Schwefel als SO ₄	12.3
Organ. Schwefel als SO ₄	24.5
Reduzierender Zucker als Glukose	0.4
Wasserstoff	4.3
Sauerstoff	9.8
Kohlenstoff (auf 100)	32.8
Total	100

Tab. IV.13.5: Zusammensetzung eines typischen Chrom-Lignosulfonaten <Perricone 1980>

Die häufig verwendeten Chrom-Lignosulfonate enthalten zwischen 3 bis 4 Gew.-% Chrom in Form von Cr₂O₃. Die Konzentration in Bohrspülungen variiert zwischen 1 und 15 lb/bbl (3-43 kg/m³), was einem Chromgehalt von bis zu 6'000 ppm entspricht <Gillam 1988>. Weiter enthalten Lignosulfonate anorganische Salze sowie organischen und anorganischen Schwefel (siehe Tab. IV.13.5).

Die akute, aquatische Toxizität der Lignosulfonate ist relativ hoch. Es zeigen sich Unterschiede innerhalb der verschiedenen Lignosulfonate von einer Grössenordnung. In der Nordsee wurden sowohl chromhaltige als auch chromfreie Lignosulfonate eingesetzt <Hudgins 1991>. Laut <EPA 1987> kommt auch Cadmium als Metall in Frage.

13.1.6 Lignite

Mit Leonardit, einem natürlich oxidierten Lignit, wird eine Braunkohle mit niederem Heizwert bezeichnet. Hauptbestandteil ist Huminsäure, eine Vielzahl aromatischer Hydroxysäuren (mit einer Carboxyl- und einer oder mehreren Hydroxy-Gruppen) <Perricone 1980>, <Christen 1976>. Meist wird Lignit alkalisch gelöscht und durch Reaktion mit Natriumdichromat (Na₂CrO₄) zu einem geeigneten Additiv synthetisiert, welches Filtrationseigenschaften und thermische Stabilität verbessert. Nebst Chromsalzen kommen auch Eisen-, Mangan- und Zinkverbindungen in Frage. Es wird als "Rohbraunkohle ab Bergwerk UCPTTE" verbucht.

13.1.7 Biozide

Biozide werden eingesetzt, um sulfatreduzierende Bakterien abzutöten. Dazu können Aldehyde, quaternäre Ammonium-Verbindungen oder Chlor-freisetzende Substanzen eingesetzt werden <Pennington 1988>, <Hudgins 1991>. Bei Bohrungen in der Nordsee wurde für 1989 nur Glutaraldehyd als Biozid gemeldet <Hudgins 1991>. Biozide werden unter "organische Chemikalien" verbucht.

13.1.8 Sauerstoff-Scavenger

Als Sauerstoff-Scavengers werden in der Nordsee ausschliesslich Sulfite eingesetzt <Hudgins 1991>. So werden bei Bohrungen Ammoniumbisulfid (NH_4HSO_3), Natrium- und Zinksulfid (Na_2SO_3 resp. ZnSO_3) sowie Zinkkarbonat (ZnCO_3) beigegeben. Zur Berücksichtigung der Herstellungsaufwendungen werden sie unter "anorganische Chemikalien" verbucht.

13.1.9 Zusammenstellung Wasseremissionen Offshore

Aufgrund der emittierten Mengen, der Zusammensetzung der eingesetzten Substanzen und den hier angenommenen Anteilen werden die Wasseremissionen bilanziert.

	anorg. Chem. [kg/m]	Polymere [kg/m]	Lignosulfonate [kg/m]	Total [kg/m]
Menge	28	3	0.9	31.9
Ca ⁺	4.3	0		4.3
Cl ⁻	1.3	0		1.3
Cr ³⁺	0	0	0.05	0.05
K ⁺	0.16	0	ua	0.16
Na ⁺	10.8	0.3	0.08	11.2
SO ₄ ²⁻	0.25	0	0.33	0.58
TOC	0.06	1.1	0.3	1.5

Tab. IV.13.6: Zusammenstellung der Wasseremissionen infolge Einleitung von anorganischen Chemikalien, Polymeren und Lignosulfonaten für Offshore-Bohrungen in diesem Projekt, siehe auch Tab. IV.6.23

13.1.10 Rohöl in Bohrungstests

Bei den in den Jahren 1991 und 1992 durchgeführten Bohrungstests in der norwegischen Nordsee wurden Emissionsmessungen durchgeführt <NOIA 1993>. Neben den konventionellen Schadstoffen wurden auch Proben auf Dioxine und PAH hin untersucht. Tab. IV.13.7 zeigt die dabei ermittelten spezifischen Emissionsfaktoren, welche in diesem Projekt Verwendung finden.

pro kg Rohöl	Einheit	Abfackeln
CO ₂	kg	3.1E+00
CO	kg	54E-03
NO _x	kg	4.9E-03
SO ₂	kg	22E-3 ¹⁾
Methan	kg	4.6E-03
NMVOG	kg	2.0E-03
Dioxine (TCDD-Äquivalent)	ng	8.6
PAH	kg	10E-6
Abwärme in Luft	TJ	45.6E-06 ²⁾

Tab. IV.13.7: Spezifische Emissionen aus Bohrungstests, ¹⁾: gerechneter Wert (Durchschnittlicher Schwefelgehalt im Rohöl europäischer Raffinerien 1.1 Gew.-% <Concawe 1991>), ²⁾: siehe Tab. IV.3.1

13.2 Förderung

13.2.1 Erdölgasbetriebene Gasturbinen und Kolbenverdichter

Allgemeines

Für die Gasinjektion und die Kraftbereitstellung werden erdölgasbetriebene Gasturbinen oder Kolbenverdichter eingesetzt. Aufgrund des günstigeren Emissionsverhaltens der Gasturbinen werden vermehrt Gasturbinen eingesetzt. Der Wirkungsgrad ist jedoch gegenüber den Kolbenverdichtern

geringer. Laut <Callaghan 1991> werden in der Nordsee Aggregate mit Wirkungsgraden von 17 - 38 % eingesetzt. Das bedeutet, dass der Energiebedarf alleine aufgrund des unterschiedlichen thermischen Wirkungsgrades um einen Faktor 2 variieren kann.

Wirkungsgrad und Material- und Energiebedarf

In <AP 42 1985> wird ein Wirkungsgrad von 34 % für Kolbenkompressoren, von 25 % für Gasturbinen angegeben. Diese Angabe stammt jedoch aus dem Jahre 1976. In diesem Projekt wird von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 30 % für Gasturbinen ausgegangen.

Es werden 24'450 Nm³/TJ Erdölgas benötigt (siehe Kap. IV.3.2 "Erdölgas").

Die Materialbedarfe für Stahl und Kupfer werden gemäss Kap. V.15.2.3 bilanziert.

Emissionen Luft

Die Gasturbinen werden mit Erdölgas betrieben. Die Angaben in <NOIA 1991b> wurden mithilfe der CO₂-Bilanz errechnet.

Für dieses Projekt werden für Offshore die Werte von <NOIA 1991b> und für Onshore diejenigen von <AP 42 1985> verwendet.

[kg/TJ _{in}]	Partikel	NO _x	N ₂ O	CO	Methan	NMVOG	SO ₂	CO ₂
Nordsee, Norwegen ¹⁾)	kA	286	1.54	14.1	17.9	10.2	kA	59'400 ²⁾)
Kolbenkompressor ³⁾)	nA	1'355	kA	172	480 ⁴⁾)	55 ⁴⁾)	0.225	59'400 ²⁾)
Gasturbine ³⁾)	nA	115	kA	47.4	6.16	0.685	0.225	59'400 ²⁾)
Dieses Projekt Onshore	0	115	1.5	45	6	0.7	0.225	59'400
Offshore	0	285	1.5	15	18	10	0	59'400

Tab. IV.13.8: Emissionsfaktoren in [kg/TJ_{in}] für Gasturbinen und Kolbenverdichter der Förderindustrie, ¹⁾: <NOIA 1991b>, Gasturbinen und Kolbenkompressoren Nordsee Norwegen 1990, ²⁾: siehe Kap. IV.3.6, ³⁾: <AP 42 1985>, mit Heizwert Erdölgas 40.9 MJ/Nm³, ⁴⁾: errechnet mit 10 Gew.-% NMVOG <AP 42 1985>.

Weiter werden die gemäss der Zusammensetzung des Erdölgases emittierten Inhaltsstoffe Hg, ²²²Rn und He bilanziert. Die Emissionsfaktoren betragen pro TJ_{in} für Hg 3.7E-4 kg, für He 24.5 kg und für ²²²Rn 2'450 kBq. Die Abwärmeemission beträgt 1.1 TJ/TJ_{in} (siehe Kap. IV.3.2 "Erdölgas").

pro TJ _{in}	Einheit	Onshore	Offshore
INFRASTRUKTUR			
Basismaterialien:			
Stahl unlegiert	kg	16	16
Stahl hochlegiert	kg	0.8	0.8
Kupfer	kg	1.7	1.7
INPUT			
Betriebsstoffe:			
Erdölgas	Nm ³	24'450	24'450
OUTPUT			
Emissionen Luft:			
CO ₂	kg	59'400	59'400
CO	kg	45	15
NO _x	kg	115	285
N ₂ O	kg	1.5	1.5

Tab. IV.13.9: Zusammenstellung der Eingabedaten der Module "Erdölgas in Gasturbine On- resp. Offshore"

Forts.	Einheit	Onshore	Offshore
NMVOC	kg	0.7	10
Methan	kg	6	18
Quecksilber (Hg)	kg	3.7E-04	3.7E-04
Helium (He)	kg	24.5	24.5
Rn 222	kBq	2'450	2'450
Abwärme in die Luft	TJ	1.10	1.10

Tab. IV.13.9: Forts. Zusammenstellung der Eingabedaten der Module "Erdölgas in Gasturbine On- rsp. Offshore"

13.2.2 Flaring und Venting

Überblick

Bezüglich Fackeltechnik können drei Techniken, bezüglich Brandverhalten zwei Kategorien unterschieden werden. Sie unterscheiden sich insbesondere in ihrer Effizienz, Kohlenwasserstoffe zu verbrennen <Little 1989>:

- Pipe flare:
Die Pipe flare ist der einfachste Fackeltyp und besteht nur aus einem Rohr. Sie wird ohne Düse ausgeführt und muss, da sie durch die Flamme zerstört wird, periodisch ersetzt werden. Mithilfe eines Ringes um den Fackel-Kopf wird eine Stabilisierung der Flamme erreicht.
- Flare with Steam/water injection:
Injektion von Dampf oder Luft bei der Fackeldüse.
- Multijet Flare:
Das zu verbrennende Gas wird an der Fackelspitze in mehrere Ströme aufgeteilt und einzeln gezündet, um eine optimale Gas/Luft-Mischung zu erhalten.

Neben der Konstruktionsweise der Fackel hat die Gaszusammensetzung einen Einfluss auf den Umwandlungsgrad der Kohlenwasserstoffe. So reduziert Gas mit niederem Heizwert die Verbrennungseffizienz durch vermehrte Flammeninstabilität, währenddem mit Methan ein hoher Umwandlungsgrad erreicht werden kann. Gase höherer Kohlenstoffzahl benötigen Dampf/Luft-Injektion, um eine optimale Effizienz erreichen zu können.

Gemäss <Little 1989> werden folgende Werte erreicht (Werte gemittelt):

Effizienz der Verbrennung [%]	Pipe Flares	Ringed Pipe flares and steam/air inject flares	Multijet flares
Stabil	96.5	99.7	99.7
Instabil	85	92.5	97.5
Dieses Projekt ¹⁾	94.2	98.3	99.3

Tab. IV.13.10: Effizienz der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen bei Fackeln in Abhängigkeit der Technik, <Little 1989>, ¹⁾: Annahme 80 % stabil, 20 % instabil

Aufgrund des technischen Standes der Fackeln <Little 1989> und den spezifischen Fackelmengen der Regionen können die Emissionsfaktoren für die Versorgungssituation Schweiz 1994 berechnet werden. Aufgrund der zahlenmässig dominanten "Pipe flares" ist die Menge an Erdölgas, welche unverbrannt über die Fackel emittiert wird, ebenso hoch wie jene, welche direkt abgeblasen wird.

1994	spezifischer Fackelverlust [Nm ³ /t _{Rohöl}]	Pipe flares [%]	Ringed pipe flares & steam/ air inject flares [%]	Multijet flares [%]	Venting [%]	Herkunft Rohöl Schweiz 1991 [%]
Nahost	22.4	54.5	30.5	10.0	5.0	25.9
Afrika	85.2	41.5	38.0	17.0	3.5	38.5
Lateinamerika	27.2	45.0	37.5	14.0	3.5	1.4
Europa	13.2	25.0	45.0	29.0	1.0	25.9
GUS (ehem. UdSSR)	25.7	45.0	37.5	10.0	7.5	7.9
Total	44.6	40.9	37.8	17.7	3.6	99.6

Tab. IV.13.11: Spezifische Fackelverluste und gewichtete Anteile der Fackeltechnik der aus Schweizerischer Sicht relevanten Regionen, Basisjahr 1994, <BP 1995>, <Little 1989>

Emissionen Luft

Insgesamt werden für die Versorgungssituation der Schweiz 1994 durch Fackeln und Abblasen rund 44.6 Nm³_{Erdölgas}/t_{Rohöl} in die Atmosphäre emittiert, rund 7 % davon unverbrannt. Die restlichen etwa 41.5 Nm³_{Erdölgas}/t_{Rohöl} werden mit einem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor von 2.41 kg/Nm³ (Erdöl-gaszusammensetzung siehe Kap. IV.3.2) sowie einem NO_x-Emissionsfaktor von 12 g/Nm³ <NOIA 1991b> verbrannt. Helium, Quecksilber und Radon werden zu 100 % in die Luft emittiert (Annahme). Die Methan- und NMVOC-Emissionen aus dem Abblasen ergeben sich aus der Erdöl-gaszusammensetzung. Die Abwärmefreisetzung beträgt 45.0E-6 TJ/Nm³.

Es werden folgende Emissionsfaktoren weiterverwendet:

	Einheit	Abfackeln	Abblasen
CO ₂	kg/Nm ³	2.41E+00	1.40E-02
NO _x	kg/Nm ³	1.20E-02	0.00E+00
Methan	kg/Nm ³	0.00E+00	5.85E-01
NMVOC	kg/Nm ³	0.00E+00	2.71E-01
He	kg/Nm ³	1.00E-03	1.00E-03
Hg	kg/Nm ³	1.50E-08	1.50E-08
²²² Rn	kBq/Nm ³	0.1	0.1
Abwärme in Luft	TJ/Nm ³	45.0E-06	0

Tab. IV.13.12: Spezifische Emissionen aus Abfackeln und Abblasen für die Versorgungssituation Rohöl Schweiz 1994

13.3 Raffinerie

13.3.1 Methyl Tertiär-Butyl Ether (MTBE)

Die Herstellung von MTBE beruht auf der chemischen Reaktion von Isobuten mit Methanol. Die Reaktion findet unterhalb 100 °C an stark sauren, makroporösen Ionentauschern als Katalysatoren statt. Die Reaktion ist schwach exotherm und muss gekühlt werden. Nach der Reaktion sind verschiedene Reinigungsprozesse notwendig. Dabei wird lediglich Wasser in einem geschlossenen Kreislauf benötigt. Das nicht benötigte Methanol wird wieder eingesetzt.

Isobuten fällt in Gemischen aus folgenden Prozessen an:

- Steamcracking von Ethen aus Naphtha (10 % C4-Schnitt mit 45 % Isobuten, Raffinat 1),
- Fluid Catalytic Cracker (C4-Schnitt mit 15 % Isobuten, FCC-C4),
- Erdölförderung (Feldbutane),
- Tertiär-Butanol (Nebenprodukt aus der Propenoxid-Produktion, TBA).

Pro t MTBE werden gemäss <Wells 1991> 653 kg Isobuten und 370 kg Methanol benötigt. Die Ausbeute beträgt somit rund 98 %. Je nach Ausgangsprodukten werden folgende Energie-, Dampf- und Kühlwassermengen benötigt:

	Elektrizität [kWh]	Kühlwasser [m ³]	Dampf [t]
Raffinat 1	10-18	32-40	0.36-0.76
FCC-C4	10-18	55-90	1.0-1.5
Feldbutane	41-52	180	5
TBA	ca. 15	ca. 40	ca. 1
Dieses Projekt	15	50	1.0

Tab. IV.13.13: Energie- und Kühlwasserbedarf zur MTBE-Herstellung für verschiedene Einsatzprodukte <MTBE 1992>

Mit einem Dampferzeugungswirkungsgrad von 85 % und einem Energieinhalt des Dampfes von 2.74 GJ/t (bei 4 bar) ergibt dies einen thermischen Energiebedarf von 3.2 GJ_{th}/t. Es wird angenommen, dass die Energie durch Raffinerief Feuerungen (30 E.-% Schweröl und 70 E.-% Raffineriegas, siehe Kap. IV.9."Raffinerie") bereitgestellt werden, da die Prozesse in petrochemischen Raffinerien stattfinden.

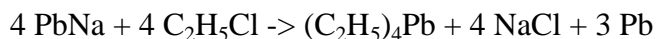
Bezüglich Ausgangsstoffen wird angenommen, dass das Isobutylene aus Naphtha, und Methanol aus Erdgas und Wasser (Erdgasanteil 47 Gew.-%) hergestellt wird. Somit findet die Anbindung an Erdgas ab Hochdrucknetz und Naphtha ab Raffinerie statt. Es resultieren folgende Energie- und Stoffflüsse:

pro kg MTBE	Einheit	
Rohstoffe und Halbzeuge:		
Naphtha ab Raffinerie Euro	t	0.650E-3
Erdgas HD-Abnehmer Europa	TJ	7.875E-6
Wasser vollentsalzt	kg	0.195
Energieträger:		
Schweröl in Raffinerief Feuerung	t	25E-6
Raffineriegas in Feuerung	t	45E-6
Betriebsstoffe:		
Kühlwasser entkarbonisiert	kg	50

Tab. IV.13.14: Energie- und Stoffflüsse für die Produktion von MTBE für dieses Projekt

13.3.2 Tetra Ethyl Lead (TEL)

Tetraethyl Blei wird aus Natrium-Blei-Verbindungen und Ethyl-Chlorid gemäss der folgenden chemischen Reaktion hergestellt <Elvers et al. 1990>.



Stöchiometrisch werden somit u.a. 0.64 kg Blei und 0.8 kg Ethylenchlorid für 1 kg TEL und 0.72 kg NaCl benötigt. NaCl wird hier als Nebenprodukt betrachtet, da die Funktion des Prozesses im Herstellen von TEL liegt.

Ethylchlorid seinerseits wird aus Ethylen und Salzsäure hergestellt. Für 1 kg Ethylchlorid werden 0.49 kg Ethylen und 0.625 kg Salzsäure benötigt <Wells 1991>. Ethylen kann u.a. aus Ethan, Propan, Butan, Naphtha oder Schweröl hergestellt werden. Es wird im folgenden als aus Naphtha hergestellt angenommen und deshalb als Naphtha ab Raffinerie Euro verbucht.

Für das Blei wird eine Transportdistanz von 500 km Seeweg verbucht unter der Annahme, dass das Blei aus Spanien (und nicht z.B. aus Mexiko) nach England (Associated Octel) importiert wird. Die restlichen Güter werden 100 km per LKW transportiert.

Über Prozessenergiebedarfe liegen keine Informationen vor. Somit ergibt sich für TEL folgende Stoffbilanz:

pro kg TEL	Einheit	
Rohstoffe und Halbzeuge:		
Naphtha ab Raffinerie Euro	t	0.39E-3
Salzsäure	kg	0.5
Blei	kg	0.64
Transporte:		
Hochseefrachter	tkm	0.32
LKW 40 t	tkm	0.1

Tab. IV.13.15: Energie- und Stoffflüsse für die Produktion von TEL für dieses Projekt

13.4 Feuerungen

13.4.1 Deckfarbe (Pulverbeschichtung)

Als Deckfarbe der bilanzierten Heizkessel wird ein Kunststoffpulver auf Polyester-Epoxid-Basis verwendet. Das Beschichtungspulver enthält 16.5 Gew.-% Bleichromat (PbCrO_4) <Scherrer 1993>. Bleichromat wird als Pigment (Chromatgelb) eingesetzt. Es ist temperaturbeständig, chemikalien- und lichtecht und besitzt ein günstiges Preis-Leistungsverhältnis.

Das Pulver besteht aus folgenden Komponenten <Pulvertechnik 1992a>:

- 55 bis 65 % Harze,
- 2 bis 10 % Härter,
- 25 bis 43 % Pigmente sowie
- Verschnitte und
- Hilfsmittel.

Neben dem Polyester-Epoxid als Harz und dem Bleichromat als Pigment wird als weiteres Pigment ein Eisenoxid- oder Molybdatrot (Fe_2O_3 resp. MoO_4^{2-}) verwendet.

Beim Beschichtungsvorgang (elektrostatisches Beschichten) werden weniger als 1 Gew.-% organische Stoffe emittiert <Pulvertechnik 1992b>. Die VOC-Emissionen werden deshalb nicht weiter berücksichtigt.

Es werden der stöchiometrische Metallbedarf an Blei und Chrom sowie das Harz und der Härter als organische Chemikalien verbucht. Als Transportleistung der Ausgangsprodukte werden 200 km Bahn verbucht.

pro kg Deckfarbe	Einheit	
Rohstoffe und Halbzeuge:		
Blei	kg	0.106
Chrom	kg	0.027
organ Chemikalien	kg	0.65
Transporte:		
Transport Schiene	tkm	0.2

Tab. IV.13.16: Energie- und Stoffflüsse für Deckfarbe (Pulverbeschichtung) für dieses Projekt

14. Verknüpfung der Prozesse

14.1 Übersicht und allgemeine Tendenzen

14.1.1 Übersicht

In diesem Kapitel folgt eine erste Resultatauswertung auf der Basis ausgewählter Grössen (Ressourcen, Materialien, Transportleistungen, Emissionen und Abfälle). Die Auswahl der in den Listen aufgeführten Schadstoffe erfolgte nicht aufgrund der Umweltrelevanz, sondern bietet die Basis, die betrachteten Energiesysteme bezüglich der durch die Teilprozesse beigesteuerten Anteile zu analysieren. Die vollständigen Energie- und Stoffbilanz-Tabellen finden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate" der CD-Rom.

14.1.2 Allgemeine Tendenzen

Der Flächenbedarf der Kategorien II - III und II - IV wird bei allen Produkten durch die Exploration dominiert. Der Grund liegt in den durch die Offshore-Förderung beanspruchten Benthosflächen der Meere, welche durch das ins Meer eingeleitete Bohrklein grossflächig bedeckt werden. In diesem Projekt interessieren neben dem für landwirtschaftliche Produktion verlorengegangenen Boden auch die Beeinträchtigungen von Ökosystemen. Für die Kategorie II - III wird deshalb zwischen terrestrischer und mariner Beanspruchung unterschieden. Der Anteil der marinen Beanspruchung macht dabei 90 % und mehr aus. Bei der Flächenbeanspruchung II - IV und dem terrestrischen Anteil von II - III liefern die Transporte der Regionalverteilung und des Ferntransportes den nächstwichtigsten Beitrag. Bei der Kategorie II - IV sind die Beanspruchungen ohne den Beitrag der Exploration zu über 60 % aus diesen beiden Schritten, weniger als 40 % stammen aus den systemspezifischen Anlagen (Tanklager, Raffinerie, Förderung).

Bei der Abwärmefreisetzung dominiert der Verbrennungsprozess der Erdölprodukte. Abgesehen davon sind die Emissionen bei der Raffination und/oder bei der Förderung (Fackelverluste) am höchsten.

Der Materialbedarf wird dominiert durch die Regionalverteilung, die Raffination und die Exploration. Insbesondere bei der Regionalverteilung fliessen grosse indirekte Anteile über die Infrastruktur der Transportsysteme Strasse und Schiene ein. Die totale Transportleistung beträgt 5'500 bis 6'000 tkm/t. Der direkte Anteil der Transportleistungen (Hochseetanker, Binnentankschiff, Pipeline etc.) liegt bei rund 90 %, die restlichen 10 % teilen sich Materialbereitstellung und energetische Vorleistungen.

Bei den atmosphärischen Emissionen sind die Standort-CO₂-Emissionen durchwegs dominierend. Ansonsten zeigt sich jedoch ein sehr heterogenes Bild. Je nach Prozess und verwendetem Brennstoff resp. Energieträger sind die vorgelagerten Emissionen mehr oder weniger relevant. In der Tendenz gewinnen die vorgelagerten Ketten bei leichteren Erdölprodukten an Bedeutung.

Die Quecksilberemissionen sind sehr gering. Dabei zeigt sich, dass bei Energieumwandlungssystemen der Hauptteil als Standortemissionen anfällt und der Anteil des mit dem abgefackelten Erdölgas emittierten Quecksilbers lediglich einige Prozent ausmacht.

Bei den Emissionen ins Wasser dominieren in den meisten Fällen die Exploration und vor allem die Förderung. Sulfate und Ammoniak stammen allerdings zur Hauptsache aus dem Schritt der Raffination. Die Einleitung von Öl in die Weltmeere wird dominiert durch den Hochseetransport. Dabei sind die grossen Tankerunfälle nicht berücksichtigt. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass rund 0.1 % des Produktgewichts als Rohöl oder Produkt in Gewässer eingeleitet wird.

Die Emissionen radioaktiver Elemente ist stark geprägt durch den Strombezug der Erdöl-Prozessketten. Die bei der Erdölförderung durch Abfackeln und Abblasen emittierte Menge an Rn²²² liegt unter 2 % der kumulierten Emission für Erdölprodukte. Bei Ra²²⁶ werden jedoch immerhin knapp ein Viertel der kumulierten Emissionen bei der Erdölförderung durch die Einleitung produzierten Wassers verursacht.

Die Bohrabfälle der Exploration dominieren bei den Abfallkategorien "Reststoffdeponie" und "Landfarming". Sie sind neben den Inertstoffen auch mengenmässig bedeutend. Die bei der Erdölförderung anfallenden Mengen an schwachaktiven Abfällen bilden den Hauptanteil der

insgesamt durch die hier betrachteten Prozessketten verursachten deponierten, schwachaktiven Abfälle.

Generell zeigt es sich, dass alle Schritte innerhalb der Prozesskette zumindest bei einigen Indikatoren (Ressourcen, Emissionen) relevant werden, weshalb eine Beschränkung der Bilanz nicht möglich ist.

14.2 Erdölprodukte

14.2.1 Übersicht

Die Energie- und Stoffflüsse der verschiedenen bilanzierten Produkte unterscheiden sich untereinander im wesentlichen infolge des unterschiedlichen Energiebedarfes in der Raffinerie. Dies gilt ebenso für die Unterschiede zwischen in der Schweiz resp. in Europa nachgefragten Produkten. Mit Ausnahme der Verdampfungsverluste bei Benzin und Kerosin und teilweise unterschiedlichen Transportdistanzen ist der Einfluss der Regionalverteilung auf die Emissionen gering. Die Schritte Ferntransport, Förderung und Exploration unterscheiden sich lediglich durch die unterschiedlichen, der Raffinerie zuzuführenden Rohölmengen. Für die graphische Darstellungen in diesem Kapitel wird für den Ferntransport angenommen, dass das Rohöl zu 100 % aus Nordafrika stammt mit einem Anteil von 20 % Offshore-Förderung. Die Zahlen stimmen deshalb nicht exakt mit denjenigen in den diversen Resultattabellen überein. Die nachfolgenden Diskussionen basieren bezüglich den Anteilen der verschiedenen Schritte auf der graphisch dargestellten Kette.

14.2.2 Benzin bleifrei

Ressourcen

Pro t Benzin werden für schweizerische Verhältnisse 1.17 t, für jene in Europa rund 1.18 t Rohöl benötigt. Der Hauptanteil der zusätzlichen Erdölmenge wird in der Raffinerie oder bei der Produktion der Additive (MTBE, TEL) benötigt. Insgesamt werden rund 14 GJ Abwärme/t emittiert, was rund 25 % des oberen Heizwertes des Produktes entspricht. Der gesamte Materialbedarf beträgt rund 18 % des Produktgewichts. Rund die Hälfte davon entfällt auf Betonkies (Infrastruktur Transportsysteme) während Stahl und Kalk jeweils einen Anteil von rund 4% ausmachen.

Die Flächeninanspruchnahme der Kategorie IV liegt bei knapp 18 m²a/t, wovon rund ein Drittel landwirtschaftlich genutztes Land war. Knapp 85 m²a/t werden für die Renaturierung beanspruchter Fläche benötigt, wobei davon nur gerade 10 % auf Land entfallen, der Rest ist Meeresgrund (stammt zu rund 50 % aus der Exploration).

Insgesamt flossen 1'200 resp. 800 m³/t (CH resp. Europa) Wasser als Turbinier-, Kühl- oder Prozesswasser durch technische Systeme. Noch vor der (Verbrennungs-)Luft ist dies somit die mengenmässig wichtigste Ressource. Sie wird überwiegend in der Hydroelektrizität (Laufkraftwerke) benötigt.

Emissionen Luft

Die vorgelagerten CO₂-Emissionen liegen mit 810 resp. 890 kg/t bei rund 25 (28) % der durch Verbrennen einer Tonne Benzin emittierten Menge CO₂ (Standortemissionen) und entspricht damit etwa dem Verhältnis Abwärmefreisetzung durch Precombustion zu oberem Heizwert. Rund ein Viertel der vorgelagerten CO₂-Emissionen stammen aus der Förderung, wobei dort die Fackelverluste (als prozessbedingte Emissionen verbucht) etwa die Hälfte ausmachen, während rund 40% aus Diesel in Dieselaggregat sowie aus Erdölgas in Gasturbine stammen.

Es werden rund 3.9 resp. 5.4 kg SO₂/t emittiert (CH resp. Europa). Diese stammen zu mehr als 60% aus der Raffinerie. Hier zeigt sich auch ein recht grosser Unterschied zwischen in der Schweiz und in Europa bereitgestelltem Benzin (plus 38 % für Benzin Euro bezüglich Benzin CH). Der Ferntransport und die Förderung steuern je etwa 10 % bei. Beim Ferntransport ist dies der mit 3.6 Gew.-% sehr hohe Schwefel-Gehalt des auf Tankern verbrannten Öls, der sich deutlich bemerkbar macht. Infolge der Platingewinnung für Raffineriekatalysatoren erhöhen sich die spezifischen Emissionen um rund 6 bis 7 %, wobei dem Rezyklieren des Edelmetalls Rechnung getragen wurde.

Der NO_x-Emissionsfaktor liegt bei 3.2 resp. 3.4 kg/t. Die Emissionen sind auf alle Prozessschritte

verteilt. Prozesse mit Verbrennungsmotoren steuern aufgrund ihrer überdurchschnittlichen NO_x -Emissionsfaktoren hohe Anteile bei (Transporte mit LKW, Dieselaggregate bei Förderung und Exploration). Die Fackelverluste sind mit einem Anteil von 14 % ebenfalls beachtlich.

Bei den Kohlenwasserstoffen (Methan und NMVOC) dominiert die Förderung mit Anteilen von 75 % resp. knapp 60 %. Dabei machen die direkten Emissionen den Hauptanteil mit 52 % resp. 87 % davon aus. Der Rest stammt überwiegend aus dem Abblasen von Erdölgas. Mit knapp 5 kg CH_4 /t resp. 12 bis 14 kg NMVOC/t sind die Kohlenwasserstoffe nach CO_2 die mengenmässig wichtigsten in die Luft emittierten Substanzen. Die BTEX-Aromaten (150 resp. 210 g/t) ihrerseits werden zu rund drei Vierteln bei der Regionalverteilung als Verdampfungsverluste emittiert. Die restlichen Emissionen fallen vor allem bei der Raffination an. Die übrigen (Verbrennungs-)Prozesse emittieren vernachlässigbare Mengen.

Die Benzo(a)Pyren-Emissionen liegen bei 0.97 mg/t. Rund 40 % stammen aus der Regionalverteilung, wobei diese zu 90 % aus Verbrennungsmotoren (LKW, Schiff) stammen. Daneben wird rund ein Drittel der Emissionen durch den direkten Materialbedarf verursacht (Infra-Module). Bei den Materialien fällt vor allem der hohe Emissionsfaktor bei der Koksherstellung ins Gewicht. Koks wird in der Stahlherstellung benötigt (Siehe Anhang A).

HCl- und Hg-Emissionen fallen zu rund drei Vierteln bei der Raffination sowie der anschliessenden Regionalverteilung an. Dabei bilden die Verbrennung von Raffineriegas und schweren Heizölen rund 50 % der Emissionen. Die Stromverteilung ist mit rund 10 % beteiligt, ebenso der MTBE-Verbrauch der Raffinerie.

Emissionen Wasser

Es werden beachtliche Mengen an gelösten Salzen emittiert. So fallen rund 30 kg Chloride und knapp 20 kg Natrium an. Daneben sind Sulfate mit 1.5 kg/t und Öl mit über 1 kg/t mengenmässig bedeutende Frachten. Sulfat und Ammoniak stammen überwiegend aus der Raffination, die Chloride sowie die aromatischen Kohlenwasserstoffe fallen überwiegend beim Ferntransport an. Die Emissionen aus der Regionallagerung sind in der Regel von untergeordneter Bedeutung.

Abfälle

Insgesamt werden pro t in der Schweiz bereitgestellten Benzins bleifrei rund 69 kg Abfälle erzeugt. Dabei sind über 60 % Inertstoffe aus der Infrastrukturbereitstellung. Ein Grossteil davon stammt aus den nachgefragten Transportleistungen. Es fallen weiter rund 0.7 kg Sonderabfälle an, welche vor allem aus der Raffination und der Regionalverteilung stammen (Leichstoffabscheiderschlämme). Die für europäische Verhältnisse um 50 % erhöhten Transportleistungen bei der Regionalverteilung führen zu einem um 15 % höheren Inertstoffvolumen.

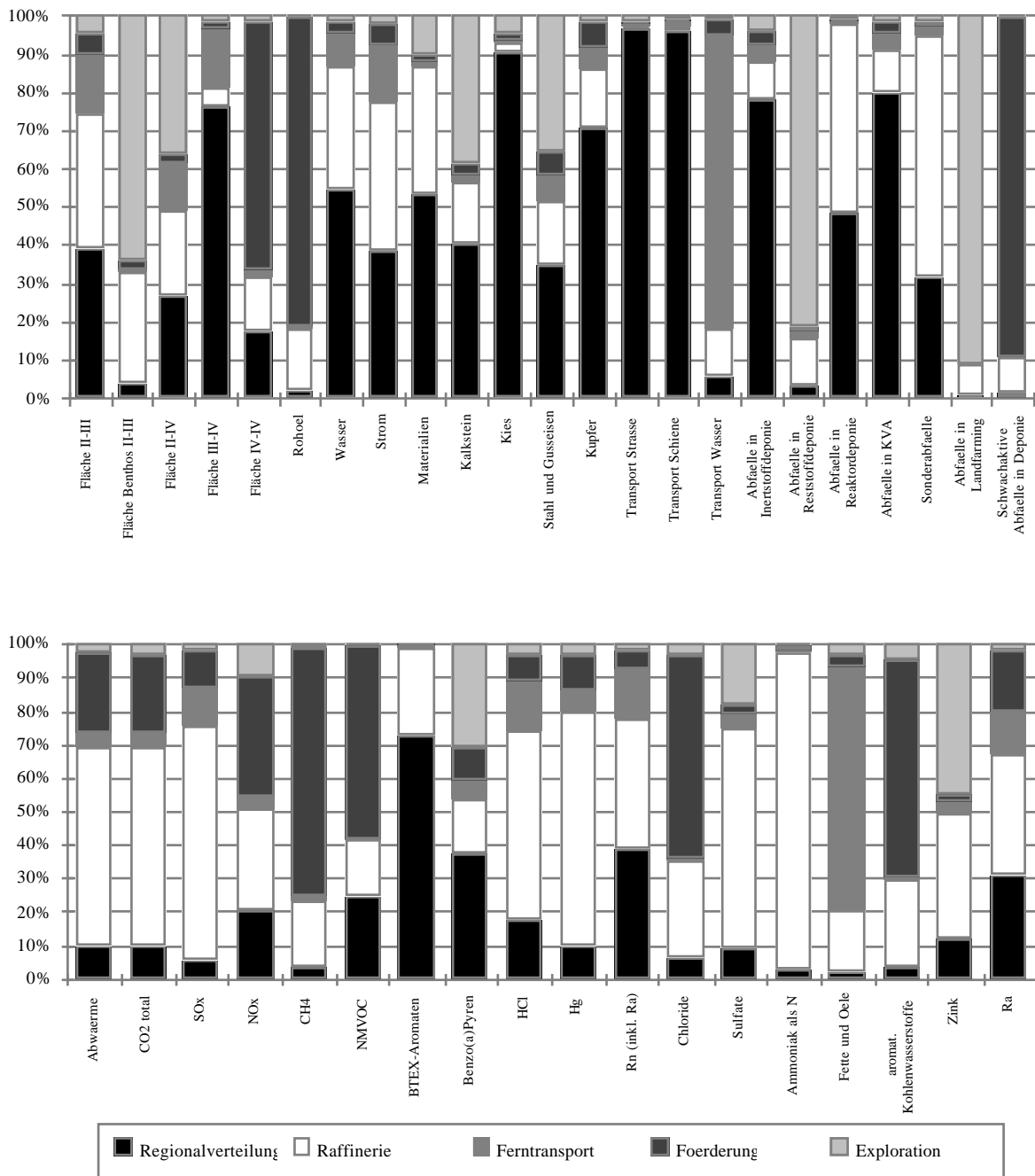


Fig. IV.14.1: Relative Anteile der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Benzin bleifrei ab Regionallager CH"

		Benzin bleifrei CH	Benzin bleifrei Euro	Benzin verbleit CH	Benzin verbleit Euro	Diesel CH	Diesel Euro	Kerosin CH	Kerosin Euro
Ressourcen									
Fläche II-III	m ²	9.69E+00	1.03E+01	9.74E+00	1.03E+01	7.77E+00	6.42E+00	5.82E+00	6.36E+00
Fläche II-IV	m ² a	1.17E+01	1.28E+01	1.17E+01	1.28E+01	1.09E+01	1.19E+01	1.06E+01	1.19E+01
Fläche III-IV	m ² a	6.21E+00	6.70E+00	6.21E+00	6.69E+00	6.05E+00	6.50E+00	5.46E+00	6.50E+00
Fläche IV-IV	m ² a	2.45E-02	2.51E-02	2.45E-02	2.51E-02	2.31E-02	2.34E-02	2.09E-02	2.15E-02
Fläche Benthos II-III	m ² a	7.51E+01	8.30E+01	7.51E+01	8.30E+01	6.91E+01	7.63E+01	6.87E+01	7.63E+01
Rohöl	t	1.17E+00	1.18E+00	1.17E+00	1.19E+00	1.09E+00	1.10E+00	1.09E+00	1.10E+00
Wasser	kg	1.21E+06	8.08E+05	1.21E+06	8.08E+05	9.74E+05	4.58E+05	4.70E+05	4.52E+05
Strom	TJ	7.31E-04	7.90E-04	7.36E-04	7.91E-04	5.65E-04	4.42E-04	3.98E-04	4.37E-04
Materialien									
Materialien	kg	1.80E+02	1.91E+02	1.74E+02	1.85E+02	1.24E+02	1.33E+02	1.09E+02	1.33E+02
Kalkstein	kg	8.01E+00	8.54E+00	8.03E+00	8.55E+00	7.32E+00	7.60E+00	6.83E+00	7.61E+00
Kies	kg	9.22E+01	1.00E+02	9.22E+01	1.00E+02	9.10E+01	9.89E+01	7.89E+01	9.88E+01
Stahl und Gusseisen	kg	7.25E+00	7.64E+00	7.24E+00	7.63E+00	6.75E+00	6.98E+00	6.35E+00	6.97E+00
Kupfer	kg	7.52E-02	7.92E-02	7.53E-02	7.92E-02	6.94E-02	4.22E-02	3.71E-02	4.19E-02
Transporte									
Transport Strasse	tkm	4.39E+02	4.80E+02	4.39E+02	4.80E+02	4.37E+02	4.78E+02	3.75E+02	4.78E+02
Transport Schiene	tkm	1.24E+02	1.51E+02	1.24E+02	1.51E+02	1.22E+02	1.48E+02	1.21E+02	1.48E+02
Transport Wasser	tkm	4.91E+03	5.37E+03	4.92E+03	5.38E+03	4.55E+03	4.95E+03	4.52E+03	4.95E+03
Abwärme	TJ	1.41E-02	1.51E-02	1.39E-02	1.50E-02	8.33E-03	8.46E-03	7.89E-03	8.41E-03
Emissionen Luft									
CO ₂ m ⁻¹)	kg	7.02E+01	7.26E+01	7.03E+01	7.27E+01	6.80E+01	7.00E+01	5.95E+01	6.99E+01
CO ₂ p ⁻¹)	kg	1.33E+02	1.35E+02	1.33E+02	1.35E+02	1.23E+02	1.25E+02	1.23E+02	1.25E+02
CO ₂ f ⁻¹)	kg	6.04E+02	6.83E+02	5.97E+02	6.77E+02	2.90E+02	3.10E+02	2.83E+02	3.07E+02
SO _x	kg	3.94E+00	5.44E+00	3.89E+00	5.39E+00	2.22E+00	2.76E+00	2.18E+00	2.75E+00
NO _x	kg	3.24E+00	3.41E+00	3.23E+00	3.41E+00	2.60E+00	2.65E+00	2.48E+00	2.65E+00
CH ₄	kg	4.84E+00	4.97E+00	4.83E+00	4.97E+00	4.40E+00	4.43E+00	4.37E+00	4.43E+00
NMVOC	kg	1.22E+01	1.39E+01	1.22E+01	1.39E+01	8.81E+00	8.78E+00	8.76E+00	8.97E+00
BTEX-Aromaten	kg	1.52E-01	2.14E-01	1.52E-01	2.14E-01	3.93E-02	3.27E-02	3.90E-02	3.27E-02
Benzo(a)Pyren	kg	9.67E-07	1.02E-06	9.66E-07	1.02E-06	9.02E-07	9.30E-07	8.43E-07	9.29E-07
HCl	kg	1.80E-02	2.55E-02	1.81E-02	2.56E-02	1.17E-02	1.32E-02	1.11E-02	1.31E-02
Hg	kg	1.30E-05	1.54E-05	1.35E-05	1.58E-05	6.83E-06	7.33E-06	6.57E-06	7.28E-06
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.16E+05	1.25E+05	1.17E+05	1.25E+05	9.02E+04	6.96E+04	6.30E+04	6.88E+04
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	3.03E+01	3.35E+01	3.03E+01	3.34E+01	2.80E+01	3.07E+01	2.77E+01	3.07E+01
Sulfate	kg	1.53E+00	1.92E+00	1.51E+00	1.90E+00	1.16E+00	1.42E+00	1.12E+00	1.42E+00
Ammoniak als N	kg	7.77E-02	1.04E-01	7.68E-02	1.04E-01	6.66E-02	9.15E-02	6.07E-02	8.37E-02
Fette/Öle Süsswasser	kg	1.26E-02	1.54E-02	1.25E-02	1.53E-02	1.11E-02	1.38E-02	1.06E-02	1.30E-02
Fette/Öle Meerwasser	kg	1.05E+00	1.08E+00	1.05E+00	1.08E+00	9.80E-01	9.97E-01	9.76E-01	9.96E-01
aromat. Kwe	kg	5.96E-02	6.50E-02	5.96E-02	6.51E-02	5.52E-02	6.01E-02	5.48E-02	5.98E-02
Zink	kg	2.02E-03	2.30E-03	2.01E-03	2.29E-03	1.77E-03	1.90E-03	1.72E-03	1.90E-03
Ra	kBq	5.32E+01	5.71E+01	5.35E+01	5.72E+01	4.33E+01	3.74E+01	3.40E+01	3.71E+01
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	4.30E+01	4.92E+01	4.30E+01	4.92E+01	4.04E+01	4.39E+01	3.57E+01	4.38E+01
Reststoffdeponie	kg	1.66E+01	1.76E+01	1.66E+01	1.75E+01	1.42E+01	1.37E+01	1.40E+01	1.37E+01
Reaktordeponie	kg	7.08E-01	7.51E-01	7.01E-01	7.49E-01	6.56E-01	6.94E-01	6.09E-01	6.94E-01
KVA	kg	3.46E-01	3.65E-01	3.47E-01	3.65E-01	3.23E-01	1.92E-01	1.60E-01	1.90E-01
Sonderabfälle	kg	6.91E-01	7.34E-01	6.83E-01	7.31E-01	6.30E-01	6.61E-01	6.19E-01	6.61E-01
Landfarming	kg	7.56E+00	7.22E+00	7.56E+00	7.23E+00	7.08E+00	6.64E+00	7.05E+00	6.64E+00
Schwachaktive Abfälle in Deponie	m ³	2.35E-04	2.39E-04	2.36E-04	2.40E-04	2.20E-04	2.21E-04	2.18E-04	2.21E-04
Endlager Typ B	m ³	4.55E-06	4.74E-06	4.59E-06	4.74E-06	3.54E-06	2.65E-06	2.41E-06	2.62E-06
Endlager Typ C	m ³	3.65E-07	3.87E-07	3.67E-07	3.88E-07	2.83E-07	2.16E-07	1.96E-07	2.14E-07

Tab. IV.14.1: Kumulierte Energie- und Stoffbilanzen von Treibstoffen ab Regionallager, Bezugsgrösse: 1 t, ¹): m: mobil, p: prozessbedingt, f: feuerungsbedingt (siehe Kap. III.6)

14.2.3 Diesel

Ressourcen

Pro t Diesel ab Regionallager müssen rund 1.1 t Rohöl gefördert werden. Der Unterschied zwischen Europa und der Schweiz ist bedeutend geringer als bei Benzin, da der Energieaufwand in der Raffinerie um einen Faktor 4 kleiner ist. Insgesamt werden rund 8.4 GJ Abwärme/t emittiert, was rund 18 % des oberen Heizwertes des Produktes entspricht. Damit liegt Diesel um rund 7 %-Punkte unterhalb des bleifreien Benzins.

Der Gesamtmaterialbedarf liegt rund einen Drittel unterhalb von demjenigen des Benzins. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in der Raffinerie kein MBTE benötigt wird und somit das dort benötigte Naphtha nicht mehr zu Buche schlägt. Beim Bedarf an Stahl und Kalkstein weist Diesel gegenüber Benzin einen rund 10 % kleineren Bedarf aus. Die Gesamttransportleistung ist nur

unbedeutend geringer (gleiche Transportleistung angenommen), wobei vor allem der geringere Rohölbedarf und die damit zusammenhängenden Transportleistungen der Tanker und Pipelines den Ausschlag geben. Der Wasserbedarf liegt mit 975 resp. 460 m³/t um 20 % resp. 40 % tiefer, worin sich der Einfluss des geringeren Strombedarfes deutlich zeigt.

Emissionen Luft

Die vorgelagerten CO₂-Emissionen liegen bei 481 kg/t (CH) resp. 505 kg/t (Europa). Damit liegt der Anteil der Precombustion im Bereich von 15 % der mit dem Treibstoff emittierten Menge. Aufgrund des gegenüber Benzin kleineren Energiebedarfes in der Raffinerie sind feuerungsbedingte Emissionen der Raffinerie insgesamt etwa halb so gross wie für Benzin und die Emissionen der Förderung (CO₂, NO_x) resp. des Ferntransports (SO₂) gewinnen an Bedeutung. Durch das Wegfallen von Verdampfungsverlusten bei der Regionalverteilung liegt auch der Emissionsfaktor für BTEX-Aromaten bei 25 % resp. bei 15 % im Vergleich mit dem Benzin. Die Raffinerie wird damit für Produkte ohne Verdampfungsverluste zum Hauptemittenten der BTEX-Aromaten. Die dominanten Anteile von HCl- und Hg-Emissionen liegen nun beim Ferntransport und der Regionalverteilung. Die Werte sind dabei rund 35 bis 50 % tiefer als beim Benzin.

Emissionen Wasser

Aufgrund der geringen produktspezifischen Unterschiede bei den Emissionsfaktoren für Wasserschadstoffe zeigt sich hier ein dem Benzin sehr ähnliches Bild.

Abfälle

Bei den Abfällen ergeben sich leichte Unterschiede zum Benzin. Sie werden vorwiegend durch die geringere zu transportierende und zu fördernde Menge Rohöl und den geringeren Strombedarf verursacht. Die Gesamtmenge verändert sich jedoch nur geringfügig (64 kg/t für die Schweiz).

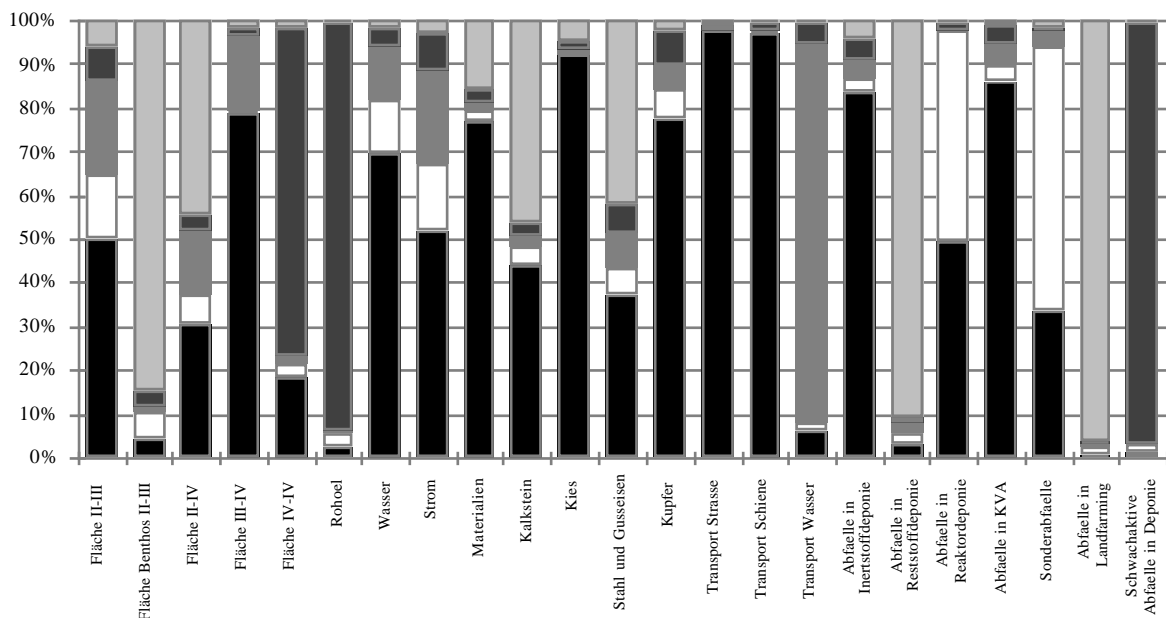


Fig. IV.14.2: Relative Anteile an Ressourcenbedarf und Abfällen der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Diesel ab Regionallager CH"

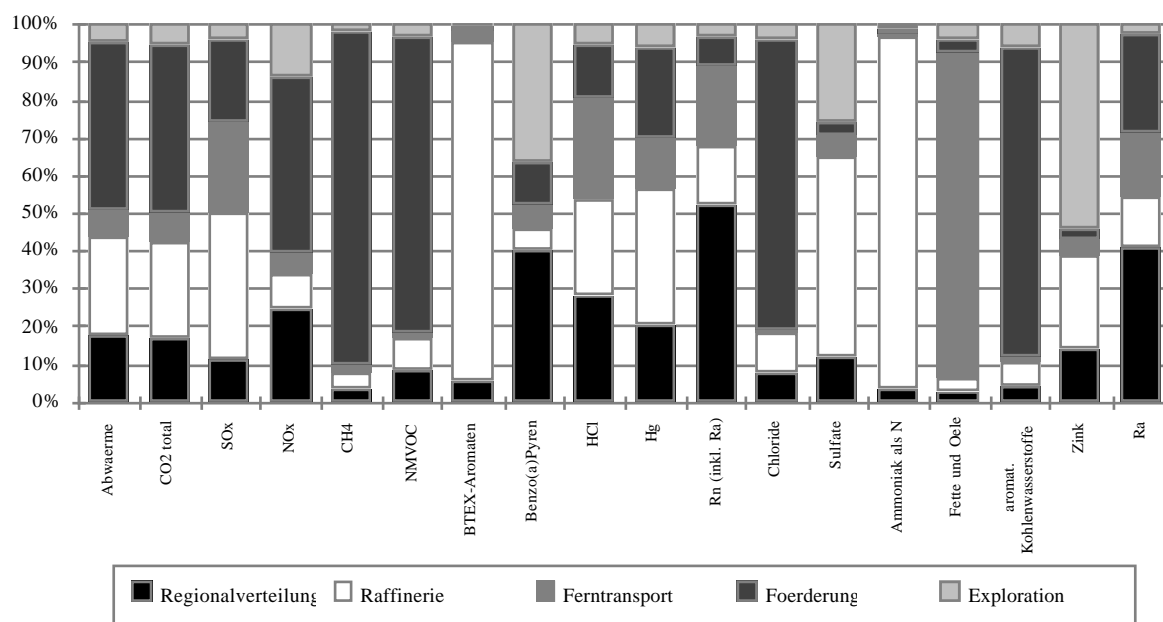


Fig. IV.14.2: (Forts.) Relative Anteile an Abwärme und Emissionen in Luft sowie Wasser der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Diesel ab Regionallager CH"

14.2.4 Weitere Produkte

Mitteldestillate

Diesel, Heizöl EL und Kerosin sind für Europa mit Ausnahme der Additive und der Verdampfungsverluste von Kerosin in ihren Energie- und Stoffflüssen quasi identisch. Bei den Modulen für die Schweiz wird beim Kerosin aufgrund der verminderten Transportleistung (LKW und Schiene) ein Materialminderbedarf von 15 % gegenüber Diesel/ Heizöl EL verzeichnet. Auch die Abwärmeemissionen ändern geringfügig (um rund 5 %).

Bitumen

Der Einfluss des gegenüber den Mitteldestillaten um 100 % höheren Strombedarfs zur Bitumenherstellung in der Raffinerie ist bei der Abwärmebilanz und bei den CO₂-Emissionen kaum bemerkbar (1 bis 3 % auf Stufe "frei Raffinerie"). Bei den HCl-Emissionen und dem Gesamtwasserbedarf sind aber grössere Unterschiede feststellbar (plus 15 (20) % resp. 30 (25) % gegenüber Diesel/ Heizöl EL aus CH (Euro)).

Heizöl S

Heizöl S weist aufgrund des gegenüber den Mitteldestillaten doppelt so hohen thermischen und elektrischen Energiebedarfs merklich höhere Emissionen auf. Der Rohölbedarf steigt um 3 %-Punkte, die Abwärmeemission steigt auf 23 % (CH) resp. 25 % (Europa) des oberen Heizwertes von Heizöl S. Der Anteil des Precombustion-CO₂ beträgt 18 % (CH) resp. 20 % (Europa).

Mit Ausnahme der Inertstoffe und der Reaktordeponie sind die Abfallmengen höher als bei den Mitteldestillaten. Dies hat seinen Grund im Fehlen eines Zwischenlagers und in kürzeren Transportdistanzen bei der Regionalverteilung.

Propan/ Butan

Propan und Butan ab Raffinerie sind relativ energieintensive Produkte. Insgesamt werden rund 10 GJ Abwärme/t freigesetzt. Es muss jedoch betont werden, dass Propan und Butan mit tendentiell weniger Aufwand direkt aus Kondensaten der Erdgasförderung oder aus kombinierter Förderung gewonnen werden können.

Naphtha

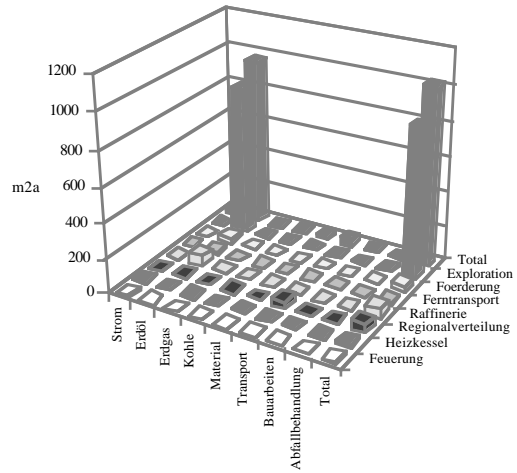
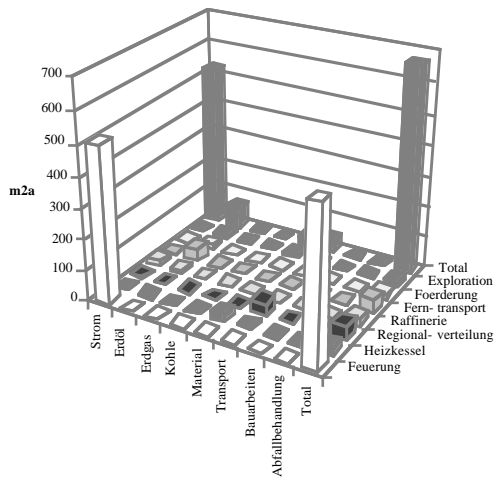
Die Energie- und Stoffflüsse von Naphtha ab Raffinerie decken sich weitgehend mit denjenigen des Benzins ab Raffinerie. Unterschiede ergeben sich einzig infolge der wegfallenden Additive.

		Heizöl EL CH	Heizöl EL Euro	Heizöl S CH	Heizöl S Euro	Heizöl EL 2000 CH	Heizöl EL 2000 Euro	Bitumen CH	Bitumen Euro
Ressourcen									
Fläche II-III	m ² a	6.03E+00	6.40E+00	8.13E+00	8.59E+00	7.67E+00	8.31E+00	5.05E+00	5.36E+00
Fläche II-IV	m ² a	1.09E+01	1.19E+01	1.12E+01	1.22E+01	1.14E+01	1.25E+01	8.62E+00	9.38E+00
Fläche III-IV	m ² a	6.04E+00	6.50E+00	6.08E+00	6.56E+00	6.12E+00	6.59E+00	1.33E+00	1.35E+00
Fläche IV-IV	m ² a	2.11E-02	2.15E-02	2.17E-02	2.22E-02	2.22E-02	2.27E-02	1.89E-02	1.90E-02
Fläche Benthos II-III	m ² a	6.90E+01	7.63E+01	7.11E+01	7.88E+01	7.31E+01	8.10E+01	6.74E+01	7.46E+01
Rohöl	t	1.09E+00	1.10E+00	1.12E+00	1.13E+00	1.15E+00	1.16E+00	1.07E+00	1.07E+00
Wasser	kg	4.85E+05	4.55E+05	9.59E+05	6.55E+05	6.94E+05	6.27E+05	4.43E+05	4.11E+05
Strom	TJ	4.12E-04	4.41E-04	5.98E-04	6.41E-04	5.57E-04	6.13E-04	3.77E-04	4.06E-04
Materialien									
Materialien	kg	1.23E+02	1.33E+02	1.24E+02	1.34E+02	1.25E+02	1.35E+02	1.03E+03	1.03E+03
Kalkstein	kg	7.22E+00	7.60E+00	7.44E+00	7.90E+00	7.55E+00	7.98E+00	4.21E+00	4.28E+00
Kies	kg	9.04E+01	9.88E+01	9.10E+01	9.93E+01	9.11E+01	9.96E+01	7.49E+00	7.48E+00
Stahl und Gusseisen	kg	6.66E+00	6.97E+00	6.83E+00	7.18E+00	6.95E+00	7.30E+00	4.39E+00	4.51E+00
Kupfer	kg	3.93E-02	4.20E-02	6.45E-02	6.79E-02	4.41E-02	4.78E-02	1.96E-02	2.07E-02
Transporte									
Transport Strasse	tkm	4.37E+02	4.78E+02	4.37E+02	4.78E+02	4.38E+02	4.79E+02	2.02E+01	2.06E+01
Transport Schiene	tkm	1.22E+02	1.48E+02	1.23E+02	1.49E+02	1.23E+02	1.49E+02	8.92E+00	9.48E+00
Transport Wasser	tkm	4.54E+03	4.95E+03	4.68E+03	5.12E+03	4.81E+03	5.26E+03	4.28E+03	4.68E+03
Abwärme	TJ	8.09E-03	8.42E-03	1.00E-02	1.07E-02	1.16E-02	1.23E-02	7.10E-03	7.43E-03
Emissionen Luft									
CO ₂ m ¹)	kg	6.79E+01	6.99E+01	6.87E+01	7.10E+01	6.95E+01	7.18E+01	2.57E+01	2.80E+01
CO ₂ p ¹)	kg	1.24E+02	1.25E+02	1.27E+02	1.28E+02	1.30E+02	1.32E+02	1.19E+02	1.20E+02
CO ₂ f ¹)	kg	2.87E+02	3.08E+02	3.84E+02	4.35E+02	4.77E+02	5.27E+02	2.65E+02	2.86E+02
SO _x	kg	2.21E+00	2.76E+00	2.68E+00	3.59E+00	3.12E+00	4.20E+00	2.05E+00	2.59E+00
NO _x	kg	2.60E+00	2.65E+00	2.80E+00	2.91E+00	3.00E+00	3.11E+00	1.97E+00	2.01E+00
CH ₄	kg	4.39E+00	4.43E+00	4.53E+00	4.62E+00	4.66E+00	4.74E+00	4.26E+00	4.29E+00
NMVOOC	kg	8.80E+00	8.77E+00	9.06E+00	9.06E+00	9.29E+00	9.32E+00	8.48E+00	8.44E+00
BTEX-Aromaten	kg	3.93E-02	3.27E-02	4.03E-02	3.39E-02	4.12E-02	3.47E-02	3.71E-02	3.03E-02
Benz(o)a)Pyren	kg	8.92E-07	9.29E-07	9.14E-07	9.62E-07	9.31E-07	9.76E-07	5.64E-07	5.80E-07
HCl	kg	1.15E-02	1.32E-02	1.38E-02	1.93E-02	1.61E-02	1.96E-02	1.02E-02	1.19E-02
Hg	kg	6.75E-06	7.30E-06	8.73E-06	1.05E-05	1.06E-05	1.17E-05	6.00E-06	6.55E-06
Rn (inkl. Ra)	kBq	6.51E+04	6.94E+04	9.52E+04	1.01E+05	8.83E+04	9.67E+04	5.99E+04	6.44E+04
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	2.79E+01	3.07E+01	2.88E+01	3.18E+01	2.96E+01	3.26E+01	2.66E+01	2.93E+01
Sulfate	kg	1.13E+00	1.42E+00	1.16E+00	1.48E+00	1.26E+00	1.59E+00	1.00E+00	1.27E+00
Ammoniak als N	kg	6.65E-02	9.14E-02	3.57E-02	4.77E-02	7.03E-02	9.60E-02	3.20E-02	4.35E-02
Fette/Öle Suesswasser	kg	1.11E-02	1.37E-02	7.22E-03	7.78E-03	1.17E-02	1.44E-02	6.36E-03	6.83E-03
Fette/Öle Meerwasser	kg	9.79E-01	9.97E-01	1.00E+00	1.03E+00	1.03E+00	1.06E+00	9.56E-01	9.71E-01
aromat. KWe	kg	5.51E-02	6.01E-02	5.71E-02	6.26E-02	5.83E-02	6.37E-02	5.39E-02	5.90E-02
Zink	kg	1.76E-03	1.90E-03	1.82E-03	2.05E-03	1.90E-03	2.09E-03	1.53E-03	1.66E-03
Ra	kBq	3.48E+01	3.73E+01	4.54E+01	4.85E+01	4.34E+01	4.74E+01	3.27E+01	3.53E+01
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	3.96E+01	4.38E+01	4.09E+01	4.64E+01	4.14E+01	4.63E+01	8.63E+00	9.41E+00
Reststoffdeponie	kg	1.41E+01	1.37E+01	1.48E+01	1.53E+01	1.54E+01	1.54E+01	1.36E+01	1.32E+01
Reaktordeponie	kg	6.56E-01	6.94E-01	6.02E-01	6.42E-01	6.71E-01	7.11E-01	2.43E-01	2.63E-01
KVA	kg	1.77E-01	1.91E-01	2.98E-01	3.14E-01	1.97E-01	2.15E-01	6.19E-02	6.61E-02
Sonderabfälle	kg	6.25E-01	6.61E-01	5.90E-01	6.29E-01	6.51E-01	6.90E-01	4.17E-01	4.49E-01
Landfarming	kg	7.07E+00	6.64E+00	7.27E+00	6.86E+00	7.45E+00	7.05E+00	6.93E+00	6.49E+00
Schwachaktive Abfälle in Deponie	m ³	2.19E-04	2.20E-04	2.26E-04	2.28E-04	2.32E-04	2.34E-04	2.14E-04	2.16E-04
Endlager B	m ³	2.49E-06	2.64E-06	3.72E-06	3.85E-06	3.39E-06	3.68E-06	2.30E-06	2.45E-06
Endlager C	m ³	2.03E-07	2.16E-07	2.98E-07	3.14E-07	2.75E-07	3.01E-07	1.87E-07	2.00E-07

Tab. IV.14.2: Kumulierte Energie- und Stoffbilanzen von Brennstoffen ab Regionallager resp. Bitumen, Bezugsgrösse: 1 t, ¹): m: mobil, p: prozessbedingt, f: feuerungsbedingt (siehe Kap. III.6), ²): ab Raffinerie

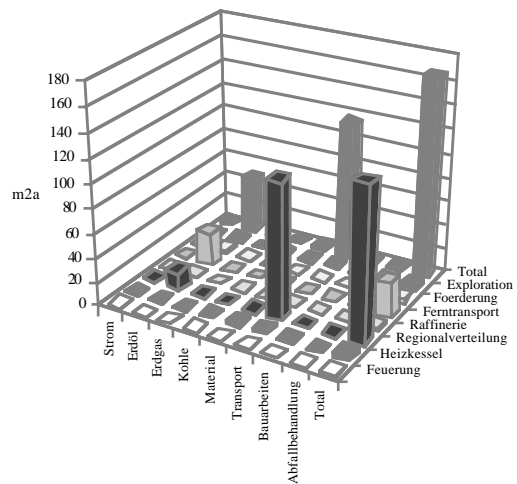
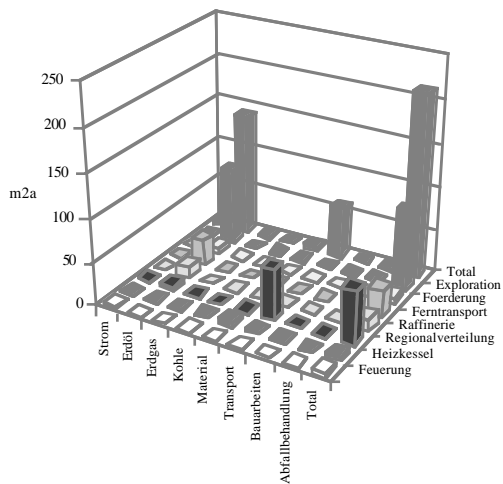
14.3 Feuerungen

Das Schwergewicht der Diskussion wird an dieser Stelle auf die 10 kW-LowNO_x-Feuerung gelegt. Ausgehend von diesem Beispiel wird auf Unterschiede zu anderen Feuerungstypen hingewiesen. Die Resultate beziehen sich auf 1 TJ_{Nutz}, eine Energiemenge, welche ausreicht, ein Einfamilienhaus während rund 13 Jahren zu beheizen. Dazu werden 23.4 t Heizöl EL oder rund 2'100 l/a benötigt. Als erster Eindruck fällt auf, dass der Einfluss der Feuerung selbst nur bei wenigen der hier aufgeführten Schadstoffen dominiert. Je nach Ressource, Schadstoff oder Abfall sind es andere Prozesse innerhalb der Erdölketten, Transportprozesse oder Prozesse der Materialherstellung, welche den Hauptanteil beisteuern (Siehe Fig. IV.14.3 bis IV.14.9).



Fläche II - III

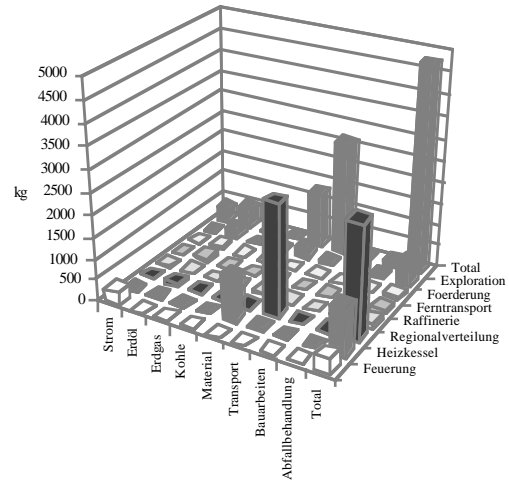
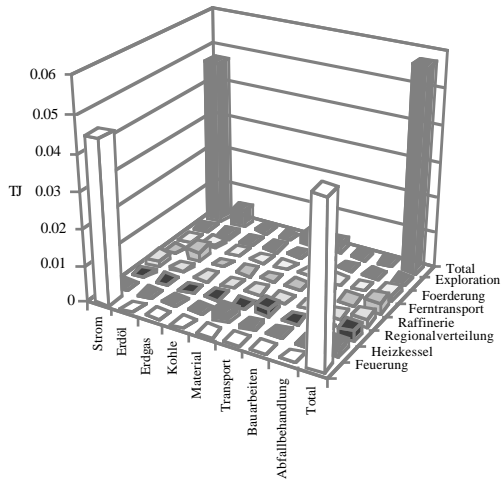
Fläche Benthos II - III



Fläche II - IV

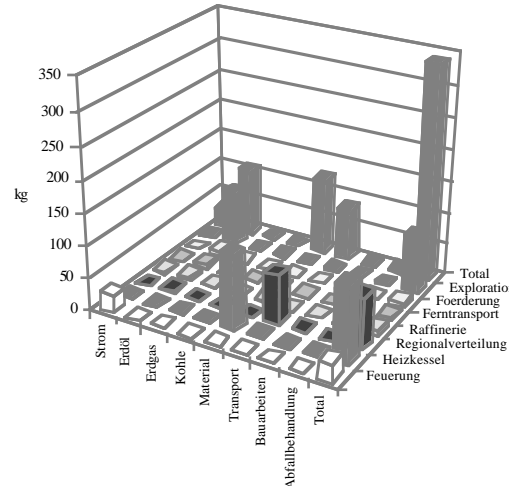
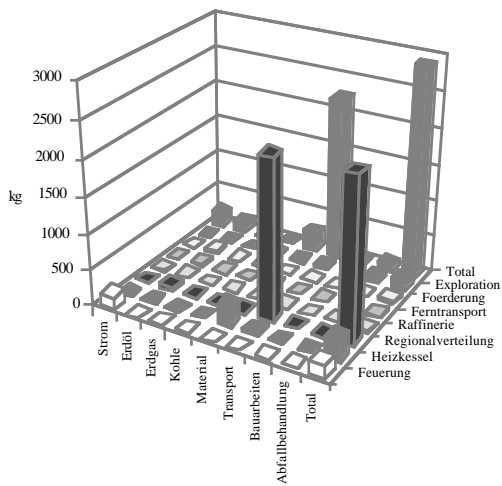
Fläche III - IV

Fig. IV.14.3: Relative Anteile der Flächeninanspruchnahme der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"



Strom

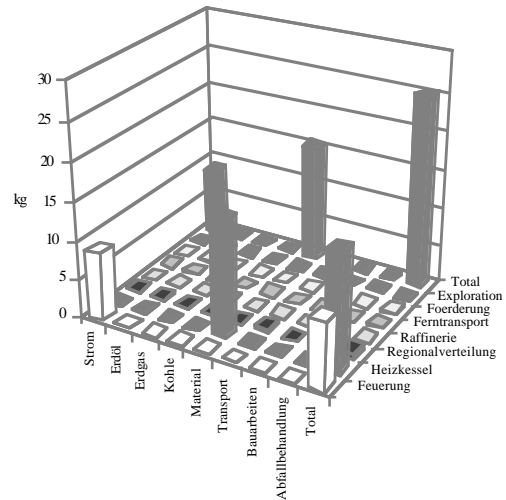
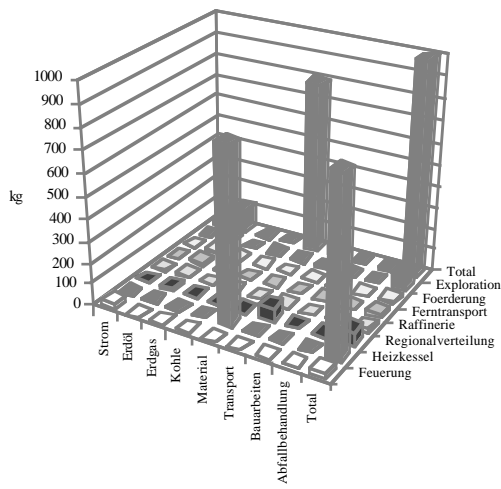
Materialien Total



Kies

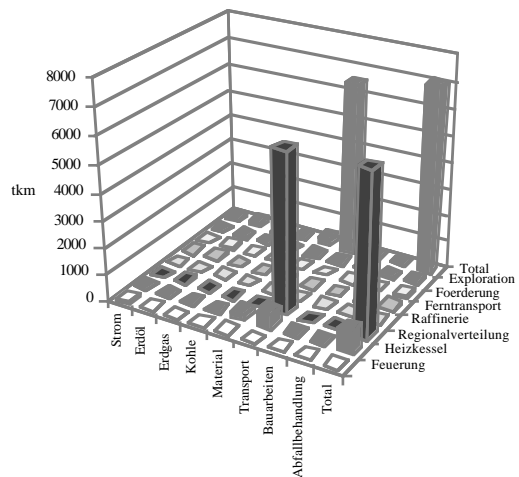
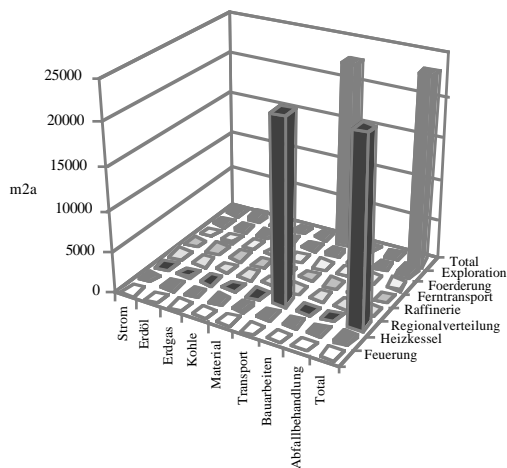
Kalkstein

Fig. IV.14.4: Relative Anteile des Bedarfes an Material total, Betonkies, Kalkstein sowie Strom der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"



Stahl und Gusseisen

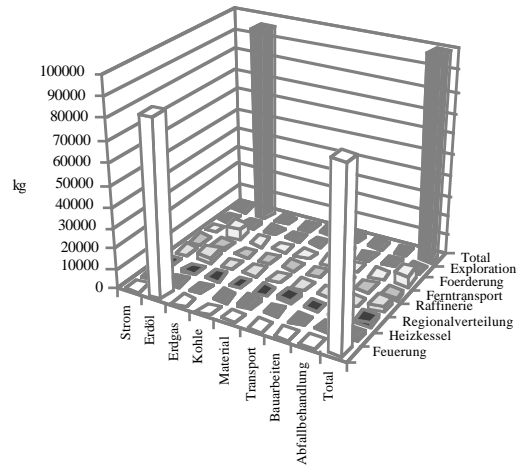
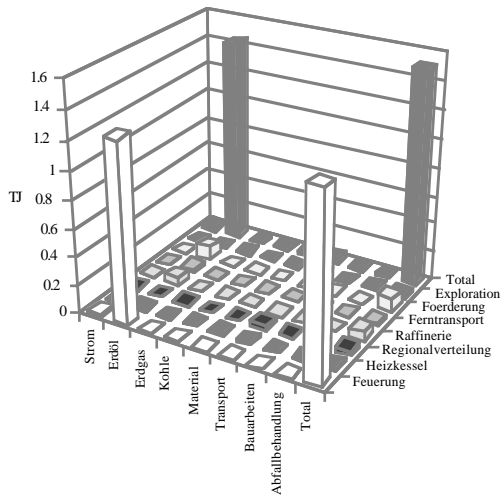
Kupfer



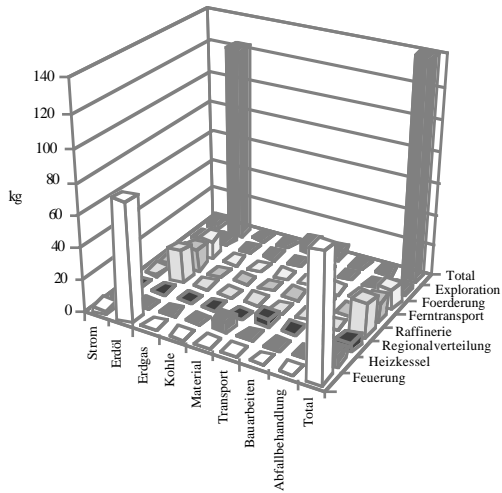
Transport Strasse

Transport Schiene

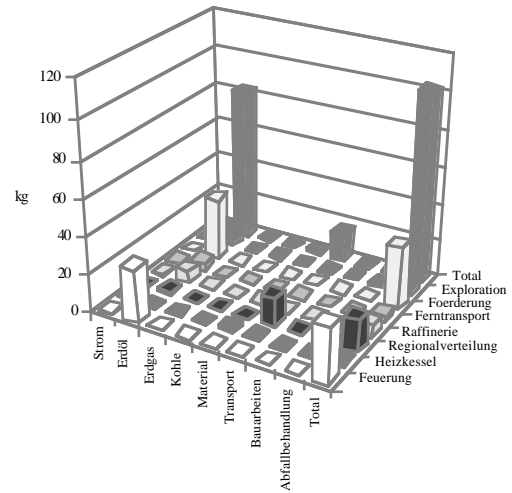
Fig. IV.14.5: Relative Anteile des Stahl- und Kupferverbrauches sowie der nachgefragten Transportleistungen der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"



Abwärme



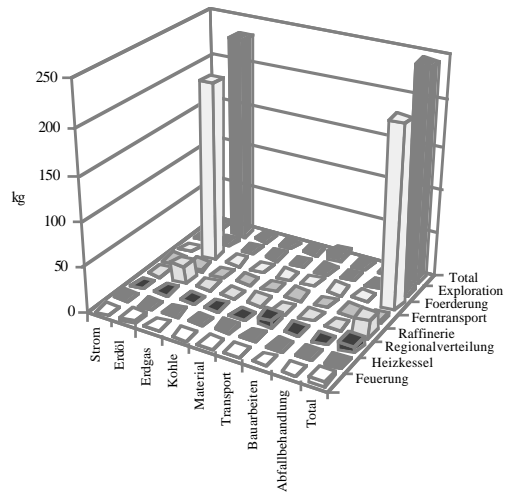
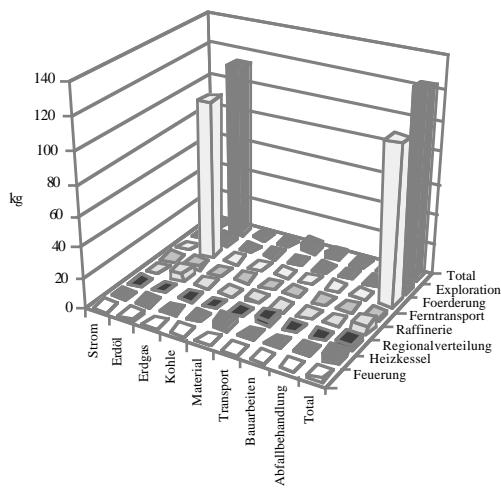
CO2 Total



SOx

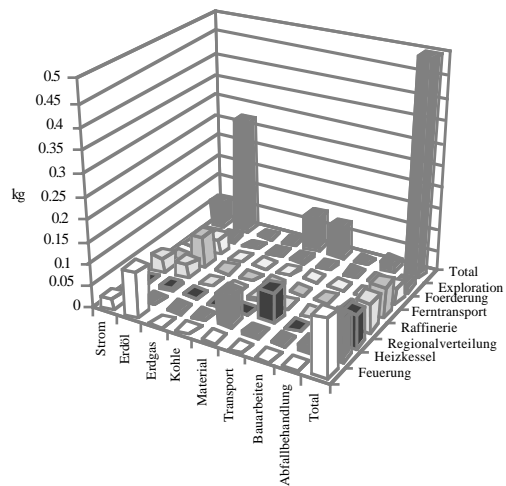
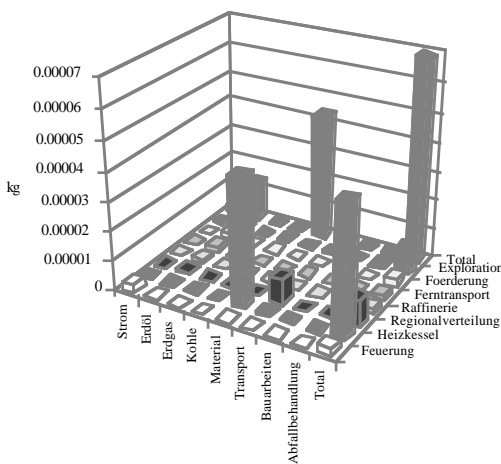
NOx

Fig. IV.14.6: Relative Anteile der Abwärme sowie der totalen CO₂-, SO_x- und NO_x-Emissionen der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNO_x"



CH₄

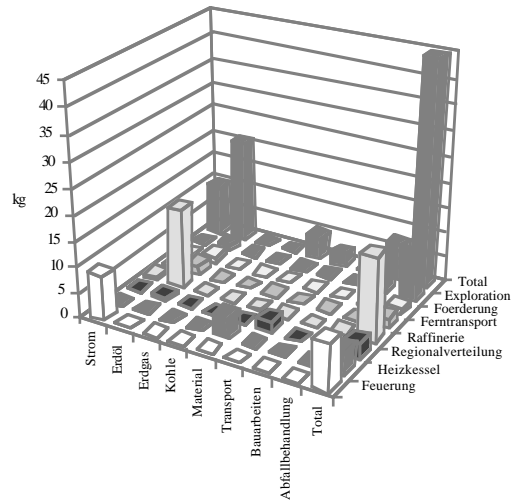
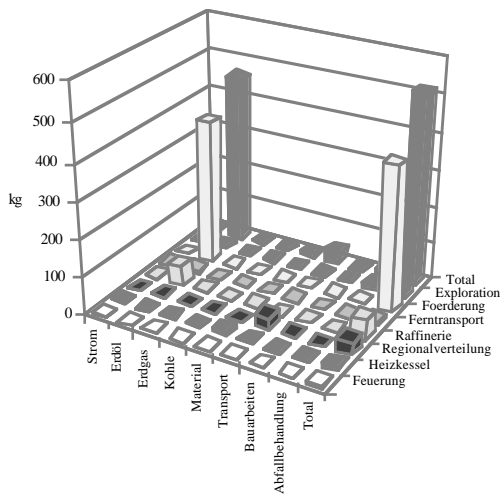
NMVOC



Benz(a)Pyren

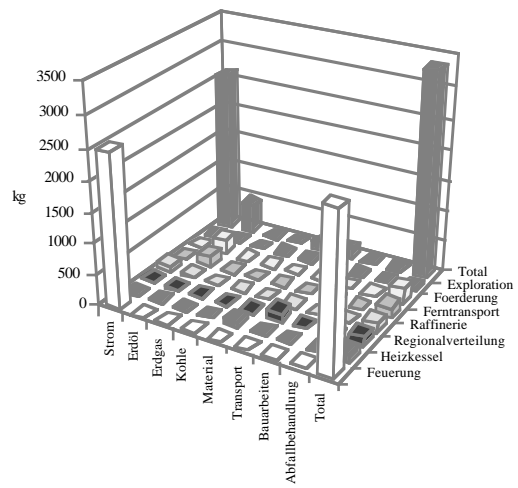
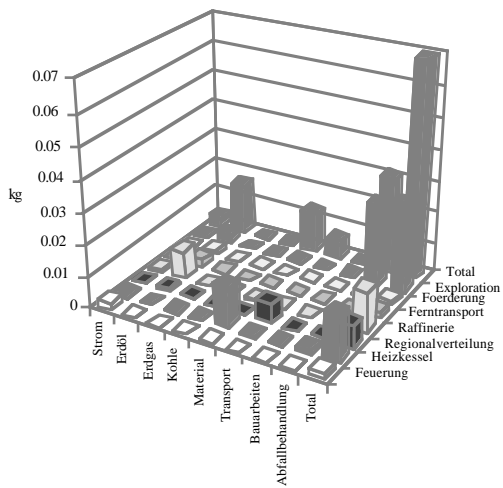
HCl

Fig. IV.14.7: Relative Anteile der CH₄-, NMVOC-, B(a)P- und HCl-Emissionen der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNO_x"



Chloride

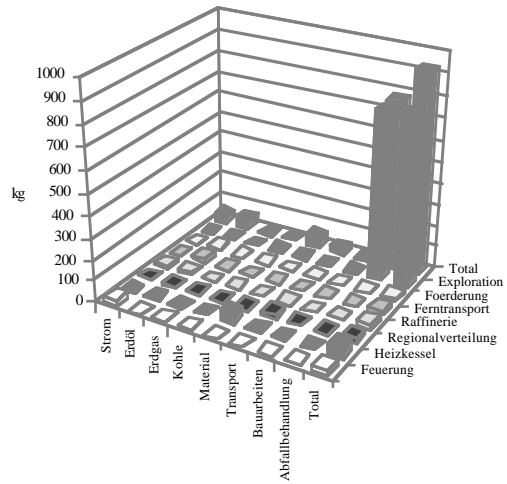
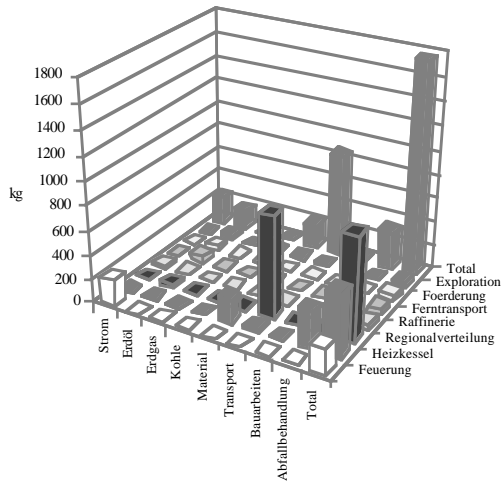
Sulfate



Zink

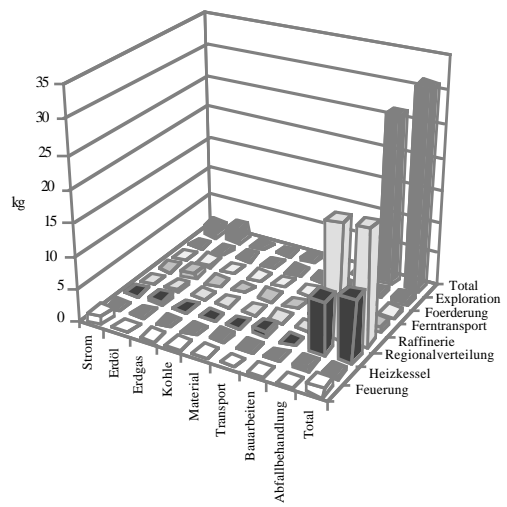
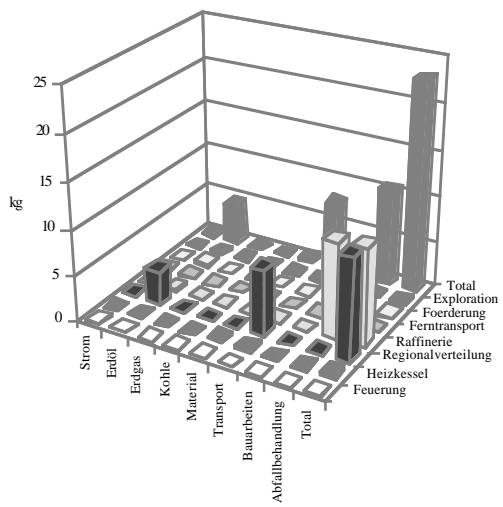
Ra

Fig. IV.14.8: Relative Anteile der Chlorid-, Sulfat-, Zink- und Radium-Emissionen in Wasser der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"



Inertstoffdeponie

Reststoffdeponie



Reaktordeponie

Sonderabfälle

Fig. IV.14.9: Relative Anteile des Abfallaufkommens der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"

Ressourcen

Insgesamt werden 29.5 t Rohöl benötigt. Durch eine teilweise Kondensation lässt sich diese Menge um 2.2 t oder 7 % vermindern.

Durch erhöhte Aufwendungen in der Raffinerie infolge erhöhter Nachfrage nach leichten Erdölprodukten (vermehrtes energieintensives Cracken von Rückstandsölen) steigt der Rohölbedarf einer mit Heizöl EL 2000 betriebenen 100 kW-Feuerung auf 31 t.

Für eine 10 kW Feuerung liegt der Materialbedarf bei rund 4.6 t. Für die 100 kW Feuerung werden total 3.8 t Material benötigt. Der Anteil des 10 kW-Kessels beträgt insgesamt rund 20 %, derjenige des 100 kW-Kessels knapp 8 %. Die Transportsysteme (Infrastruktur Schiene und Strasse) sowie die Abfallbehandlung (Deponien) steuern zusammen rund 56 % des gesamten Materialbedarfes bei. Beim Stahlbedarf ist es aber der Heizkessel selbst, der etwa 80 % des gesamten Bedarfes von über 980 kg verursacht (Feuerung 10 kW).

Die gesamte Transportleistung der 10 kW-Feuerung beträgt rund 145'000 tkm, was 5'500 tkm pro t Heizöl EL entspricht. Für die 100 kW Feuerung reduziert sich die Transportleistung nur unwesentlich (um etwa 1 %).

Die Abwärmefreisetzung beträgt inklusive Emission der Nutzwärme rund 1.5 TJ/TJ_{Nutz}. Der grösste Anteil wird dabei - neben der Nutzwärme - durch Verluste des Heizsystems und durch das Nichtverwerten der Kondensationswärme verursacht. Die restlichen Verluste verteilen sich auf Förderung, Raffinerie, Regionalverteilung, Umwälzpumpen, Ferntransport, Heizkessel und Exploration in dieser Reihenfolge (siehe Fig. IV.14.10).

Emissionen Luft

Die CO₂-Emissionen liegen zwischen 98.5 t (100 kW) und 101 t (1 MW Industriefeuerung) bei den Feuerungen mit Heizöl EL. Kondensierende Kessel emittieren rund 92 t oder knapp 9 % weniger. Insgesamt betragen die Emissionen der vorgelagerten Kette der Feuerungen rund 15 % der Feuerungsemissionen. Hier zeigt sich der Einfluss der CO₂-armen Stromproduktion in der Schweiz deutlich. Der Anteil der Precombustion liegt bei Feuerungen grösserer Leistung eher tiefer, bei kondensierenden Anlagen eher höher. Der erhöhte Aufwand zur Herstellung von Heizöl EL in der Raffinerie (Faktor 3 für Heizöl EL 2000) zeigt sich in einem um 4 Energie-% erhöhten CO₂-Emissionsfaktor.

Schweröl-Industriefeuerungen emittieren kumuliert 110 resp. 113 t CO₂/TJ_{Nutz} (CH resp. Europa). Der Anteil Precombustion liegt bei 17 resp. 22 % (CH resp. Europa). Hier zeigt sich der erhöhte Aufwand in der europäischen Raffinerie und der Unterschied zwischen dem schweizerischen und dem europäischen Strommix.

Beim SO₂ aus mit Heizöl EL betriebenen Feuerungen nimmt die Bedeutung der vorgelagerten Prozesse zu. Die kumulierten Emissionen liegen bei 126 bis 162 kg/TJ_{Nutz}. Der Anteil der Standortemissionen beträgt nurmehr 55 % für Heizöl EL. Bei den Schwerölf Feuerungen, die kumuliert 540 (CH) resp. 1'540 kg/TJ_{Nutz} emittieren, beträgt der Anteil Precombustion noch gut 15 % (CH) resp. 9 % (Europa).

Die Stickoxide der Feuerungen spielen innerhalb der gesamten Kette eine untergeordnete Rolle. Rund ein Viertel der kumulierten Emissionen (insgesamt rund 100 kg/TJ_{Nutz}) sind Standortemissionen. Die restliche Fracht stammt hauptsächlich aus Verbrennungsmotoren (Verkehr, Dieselaggregate). Bei Feuerungen höherer Leistung (1 MW) sind erhöhte NO_x-Emissionen zu verzeichnen, weshalb der kumulierte Emissionsfaktor auf 145 kg/TJ_{Nutz} steigt. Bei Schwerölf Feuerungen ist der Einfluss der vorgelagerten Kette aufgrund erhöhter Standortemissionen geringer (Anteil der Standortemissionen bei 31 resp. 35 %).

Die unverbrannten Kohlenwasserstoffe stammen zum überwiegenden Anteil aus den vorgelagerten Prozessen, der Einfluss der Feuerung ist eher gering. Dies im Gegensatz zu den Halogen- und Spurenelement-Emissionen. Die Emissionen aus Heizkessel und Feuerung betragen für HCl über 50 %, für Hg sogar knapp 80 %. Aufgrund des Einflusses der Strombereitstellung liegt der Anteil der vorgelagerten Emissionen bei Europa um einiges höher als für die Schweiz. Die kumulierten Emissionen liegen bei einigen 100 g/TJ_{Nutz} für Heizöl EL resp. bei einigen kg/TJ_{Nutz} für Heizöl S,

wobei die Emissionen der europäischen Industriefeuerung in der Regel aufgrund der schlechteren Ölqualität höher liegen als diejenigen der schweizerischen.

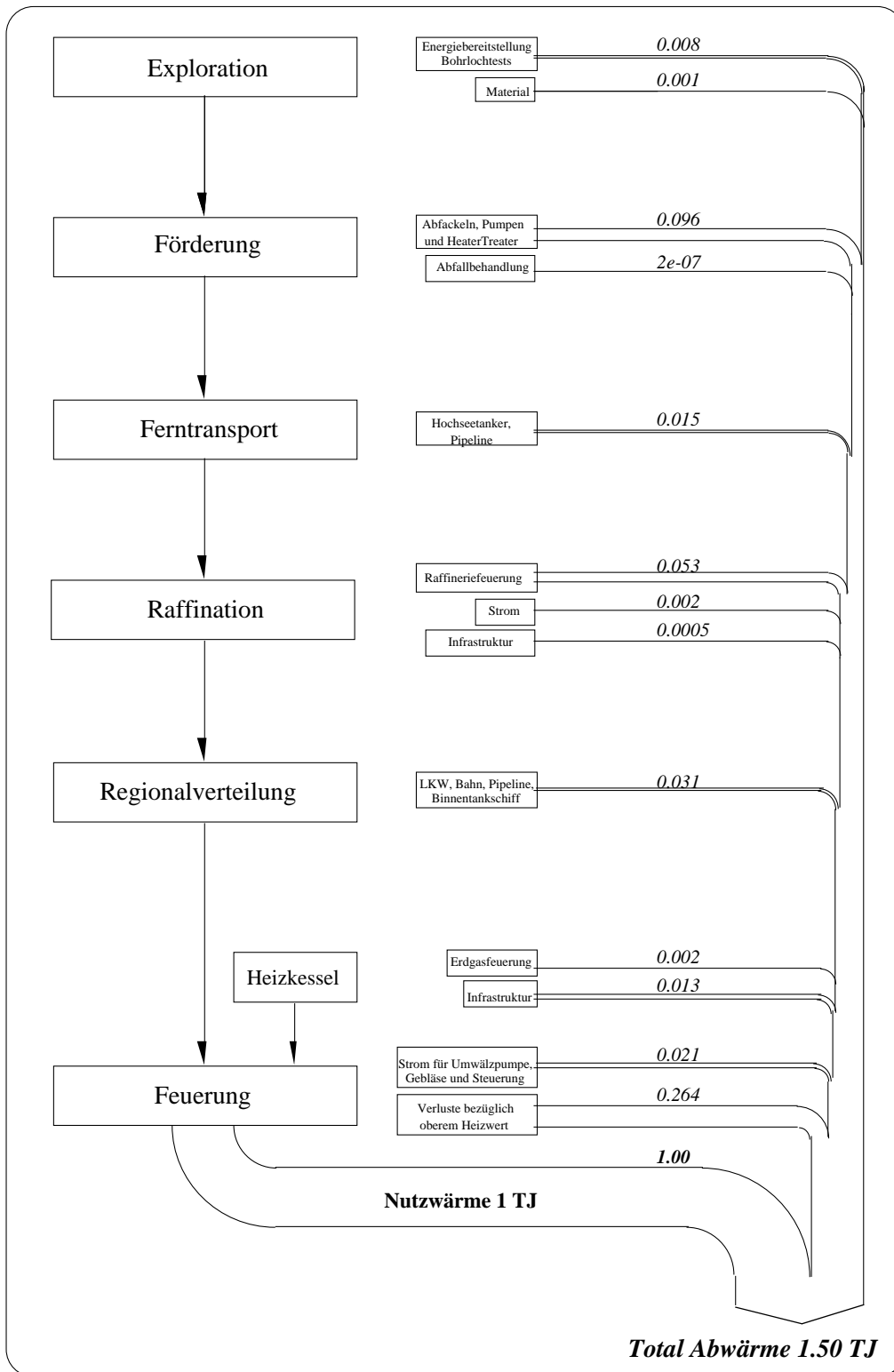


Fig. IV.14.10: Abwärme-Flussdiagramm für "Nutzwärme ab Heizung 10 kW LowNOx"; Die Angaben betreffend Herkunft der Beiträge zur Abwärme sind als grobe Hinweise zu verstehen

Emissionen Wasser

Wasseremissionen treten bei Normalbetrieb am Standort nur bei kondensierenden Kesseln auf. Ihr Anteil an den gesamten Emissionen ist jedoch bescheiden und erreicht lediglich bei den Sulfaten knapp 10 % der Gesamtemissionen. Diese Mehremissionen werden jedoch durch den verbesserten Wirkungsgrad mehr als wettgemacht, sodass die kumulierten Emissionen niedriger liegen als bei konventionellen Kesseln. Auch hier kann davon ausgegangen werden, dass 1 Promill des benötigten Heizöls in Gewässer emittiert wird (als Rohöl oder als Produkt). Der Hauptteil stammt dabei aus den Hochseetransporten.

		10 kW Heizöl EL	10 kWb Heizöl EL	100 kW Heizöl EL	100 kWb Heizöl EL	1 MWi Heizöl EL	> 5 MWi Heizöl S CH	1 MWi Heizöl S Euro	100 kW Heizöl EL 2000 CH
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	6.95E+02	6.44E+02	4.15E+02	3.85E+02	4.51E+02	5.20E+02	5.25E+02	4.59E+02
Fläche II-IV	m2a	3.02E+02	2.80E+02	2.97E+02	2.75E+02	3.03E+02	3.26E+02	3.65E+02	3.11E+02
Fläche III-IV	m2a	1.67E+02	1.54E+02	1.64E+02	1.52E+02	1.67E+02	1.77E+02	1.95E+02	1.66E+02
Fläche IV-IV	m2a	8.10E+01	7.50E+01	8.10E+01	7.50E+01	8.29E+01	8.30E+01	8.30E+01	1.61E+02
Fläche Benthos II-III	m2a	1.87E+03	1.73E+03	1.86E+03	1.72E+03	1.90E+03	2.06E+03	2.34E+03	1.97E+03
Rohöl	t	2.95E+01	2.73E+01	2.94E+01	2.72E+01	3.01E+01	3.25E+01	3.35E+01	3.10E+01
Wasser	kg	1.61E+08	1.49E+08	8.34E+07	7.72E+07	9.34E+07	1.08E+08	4.46E+07	8.90E+07
Strom	TJ	5.83E-02	5.40E-02	3.34E-02	3.09E-02	3.64E-02	4.24E-02	4.42E-02	3.73E-02
Materialien									
Materialien	kg	4.62E+03	4.28E+03	3.77E+03	3.49E+03	3.64E+03	3.84E+03	4.19E+03	3.82E+03
Kalkstein	kg	3.41E+02	3.16E+02	2.44E+02	2.26E+02	2.23E+02	2.40E+02	2.65E+02	2.53E+02
Kies	kg	2.89E+03	2.68E+03	2.59E+03	2.40E+03	2.60E+03	2.75E+03	2.99E+03	2.61E+03
Stahl und Gusseisen	kg	6.04E+02	5.59E+02	3.33E+02	3.09E+02	2.35E+02	2.49E+02	2.67E+02	3.41E+02
Kupfer	kg	2.52E+01	2.33E+01	9.26E+00	8.57E+00	6.51E+00	7.30E+00	7.48E+00	9.39E+00
Transporte									
Transport Strasse	tkm	1.19E+04	1.10E+04	1.18E+04	1.09E+04	1.21E+04	1.27E+04	1.41E+04	1.18E+04
Transport Schiene	tkm	3.86E+03	3.57E+03	3.49E+03	3.23E+03	3.44E+03	3.63E+03	4.63E+03	3.52E+03
Transport Wasser	tkm	1.28E+05	1.18E+05	1.24E+05	1.15E+05	1.26E+05	1.36E+05	1.55E+05	1.31E+05
Abwärme	TJ	1.51E+00	1.40E+00	1.47E+00	1.36E+00	1.51E+00	1.57E+00	1.63E+00	1.57E+00
Emissionen Luft									
CO ₂ m ¹)	kg	1.91E+03	1.77E+03	1.86E+03	1.72E+03	1.88E+03	2.00E+03	2.12E+03	1.90E+03
CO ₂ p ¹)	kg	3.34E+03	3.09E+03	3.32E+03	3.07E+03	3.38E+03	3.65E+03	3.76E+03	3.50E+03
CO ₂ f ¹)	kg	9.42E+04	8.72E+04	9.32E+04	8.63E+04	9.52E+04	1.04E+05	1.08E+05	9.83E+04
SOx	kg	1.44E+02	1.31E+02	1.38E+02	1.26E+02	1.40E+02	5.43E+02	1.54E+03	1.62E+02
NOx	kg	1.02E+02	9.40E+01	9.97E+01	9.23E+01	1.43E+02	2.70E+02	2.80E+02	1.10E+02
CH ₄	kg	1.24E+02	1.15E+02	1.21E+02	1.12E+02	1.23E+02	1.36E+02	1.46E+02	1.28E+02
NMVOG	kg	2.43E+02	2.25E+02	2.41E+02	2.23E+02	2.45E+02	2.66E+02	2.72E+02	2.54E+02
BTEX-Aromaten	kg	1.22E+00	1.13E+00	1.20E+00	9.87E-01	1.14E+00	1.21E+00	1.07E+00	1.26E+00
Benzo(a)Pyren	kg	7.09E-05	6.57E-05	4.09E-05	3.79E-05	6.62E-05	6.81E-05	7.14E-05	4.20E-05
HCl	kg	5.38E-01	3.98E-01	4.59E-01	3.25E-01	4.50E-01	2.12E+00	2.89E+00	5.82E-01
Hg	kg	8.24E-04	7.63E-04	7.80E-04	7.22E-04	7.87E-04	4.42E-04	6.86E-04	8.83E-04
Rn (inkl. Ra)	kBq	9.39E+06	8.69E+06	5.39E+06	4.99E+06	5.90E+06	6.87E+06	6.98E+06	6.01E+06
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	7.64E+02	7.07E+02	7.56E+02	7.00E+02	7.72E+02	8.37E+02	9.49E+02	8.00E+02
Sulfate	kg	4.40E+01	4.08E+01	3.63E+01	3.65E+01	3.67E+01	3.90E+01	5.84E+01	3.97E+01
Ammoniak als N	kg	1.83E+00	1.70E+00	1.81E+00	1.67E+00	1.85E+00	1.05E+00	1.43E+00	1.91E+00
Fette/Öle Suesswasser	kg	3.09E-01	2.86E-01	3.02E-01	2.80E-01	3.07E-01	2.11E-01	2.32E-01	3.18E-01
Fette/Öle Meerwasser	kg	2.65E+01	2.45E+01	2.64E+01	2.44E+01	2.70E+01	2.91E+01	3.03E+01	2.79E+01
aromat. KWe	kg	1.50E+00	1.38E+00	1.49E+00	1.38E+00	1.52E+00	1.66E+00	1.85E+00	1.57E+00
Zink	kg	6.39E-02	5.92E-02	5.32E-02	4.95E-02	5.10E-02	5.55E-02	7.63E-02	5.71E-02
Ra	kBq	3.53E+03	3.27E+03	2.17E+03	2.01E+03	2.35E+03	2.71E+03	2.79E+03	2.40E+03
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	1.64E+03	1.52E+03	1.31E+03	1.22E+03	1.25E+03	1.34E+03	1.73E+03	1.36E+03
Reststoffdeponie	kg	4.57E+02	4.23E+02	4.07E+02	3.77E+02	4.06E+02	4.46E+02	6.11E+02	4.42E+02
Reaktordeponie	kg	1.82E+01	1.68E+01	1.78E+01	1.65E+01	1.81E+01	1.75E+01	1.91E+01	1.82E+01
KVA	kg	5.99E+01	5.54E+01	2.86E+01	2.65E+01	2.94E+01	3.32E+01	3.38E+01	2.92E+01
Sonderabfälle	kg	1.85E+01	2.15E+01	1.75E+01	1.62E+01	1.80E+01	1.78E+01	1.95E+01	1.82E+01
Landfarming	kg	1.92E+02	1.77E+02	1.91E+02	1.77E+02	1.95E+02	2.11E+02	2.03E+02	2.01E+02
Schwachaktive Abfälle in Deponie	m3	6.08E-03	5.63E-03	5.98E-03	5.54E-03	6.12E-03	6.63E-03	6.83E-03	6.31E-03
Endlager B	m3	3.84E-04	3.56E-04	2.18E-04	2.02E-04	2.40E-04	2.79E-04	2.66E-04	2.43E-04
Endlager C	m3	2.98E-05	2.76E-05	1.71E-05	1.58E-05	1.87E-05	2.18E-05	2.17E-05	1.90E-05

Tab. IV.14.3: Kumulierte Energie- und Stoffbilanzen schweizerischer und europäischer Haus- und Industriefeuerungen, Bezugsgrösse: 1 TJ_{Nutz, 1}): m: mobil, p: prozessbedingt, f: feuerungsbedingt (siehe Kap. III.6), ²): b: Brennwerttechnik, i: Industrie feuerung

Abfälle

Falls für kondensierende Kessel keine Neutralisation notwendig ist, entsteht im Betrieb der Anlagen kein Sonderabfall. Der aus der Tankreinigung stammende Schlamm wird als Downzyklat in der Zementindustrie weiterverwendet, belastet also die Prozesskette nicht. Während durch die Wirkungsgradverbesserung infolge Kondensation die Abfallmenge und die Emissionen reduziert werden, muss in der Kategorie "Sonderabfälle" bei Verwenden einer Neutralisationsbox auf der Basis von Ionenaustauscherharzen mit einer knapp 15 prozentigen Steigerung der Menge gerechnet werden (auf 21.5 kg/TJ_{Nutz}). Insgesamt fallen 2.1 resp. 1.7 t/TJ_{Nutz} Abfälle an (10 resp. 100 kW Feuerung).

14.4 Kraftwerke

Ressourcen

Der Flächen-, der Rohöl- und der Materialbedarf der beiden Modellkraftwerke unterscheiden sich lediglich infolge des unterschiedlichen Heizwertes der eingesetzten Brennstoffe und der unterschiedlichen Transportmittel und -distanz für die Lieferung des Brennstoffes. Da der Wirkungsgrad der beiden Kraftwerke nahezu identisch ist, zeigt sich der Einfluss des Transportes deutlich. Die Inanspruchnahme landwirtschaftlich genutzter Fläche liegt für das schweizerische Kraftwerk bei 91 m²a/TJ_e und beim europäischen Kraftwerk bei 110 m²a/TJ_e. Die Infrastruktur des Schienentransportes ist massgeblich an diesem Mehraufwand beteiligt. Derselbe Effekt zeigt sich beim totalen Materialbedarf, der beim europäischen Kraftwerk infolge des Transportes gegenüber dem schweizerischen um rund 20 % höher liegt.

Insgesamt werden rund 2.4 bis 3 t Material benötigt. Der Stahlanteil liegt bei gut 20 %, der Anteil an Betonkies bei rund 40 %. Der mit 360 (CH) resp. 430 kg/TJ_e relativ hohe Bedarf an Kalkstein ist auf die Wasseraufbereitung und in geringerer Masse auf die Rauchgasreinigung zurückzuführen. Der direkte Anteil des Kraftwerks liegt zwischen 30 und 40 % des kumulierten totalen Materialbedarfes. Insbesondere die Kupfermenge ist mit rund 4 kg/TJ_e im Vergleich zu derjenigen des anschliessenden Verteilnetzes von geringer Bedeutung.

Vom insgesamt benötigten Wassers wird beim europäischen Kraftwerk rund 37 % zu Kühlzwecken im Kraftwerk eingesetzt. Der Rest teilt sich gleichmässig auf Raffinerie, Ferntransport und Förderung auf. Beim schweizerischen Kraftwerk stammt der überwiegende Anteil (über 98 %) aus den vorgelegerten Ketten (Hydroelektrizität). Die Gesamtmengen liegen bei rund 30'000 resp. 48'000 m³/TJ_e (CH resp. Europa).

Emissionen Luft

Pro TJ_e werden rund 237 resp. 229 t CO₂ emittiert (CH resp. UCPTE). Der Anteil der feuerungsbedingten Emissionen ist mit rund 95 % erwartungsgemäss recht hoch.

Innerhalb der Kette sind die Standortemissionen des Kraftwerkes aufgrund der Brennstoffqualität mit Ausnahme der unverbrannten Kohlenwasserstoffe dominierend. Beim schweizerischen Kraftwerk macht sich allerdings die relativ gute Brennstoffqualität bei den SO₂-, den Halogen- und Spurenelementemissionen bemerkbar. Sie liegen gegenüber dem europäischen Kraftwerk um bis zu 60 % tiefer.

Die SO₂-Emissionen liegen bei 1.05 resp. 2.4 t/TJ_e (CH resp. UCPTE) mit einem Precombustionsanteil von etwa 19 resp. 9 %. Auch bei den Stickoxiden (340 resp. 510 kg/TJ_e) sind grosse Unterschiede zwischen dem schweizerischen und dem europäischen Kraftwerk auszumachen. Dies ist einerseits durch den Unterschied in der Brennstoffqualität, andererseits aber auch durch eine optimierte Verbrennung im schweizerischen Kraftwerk bedingt.

Die kumulierten Emissionen von HCl liegen für das schweizerische Kraftwerk bei 1.2 kg/TJ_e, während das europäische Kraftwerk rund 2.9 kg/TJ_e HCl ausstösst.

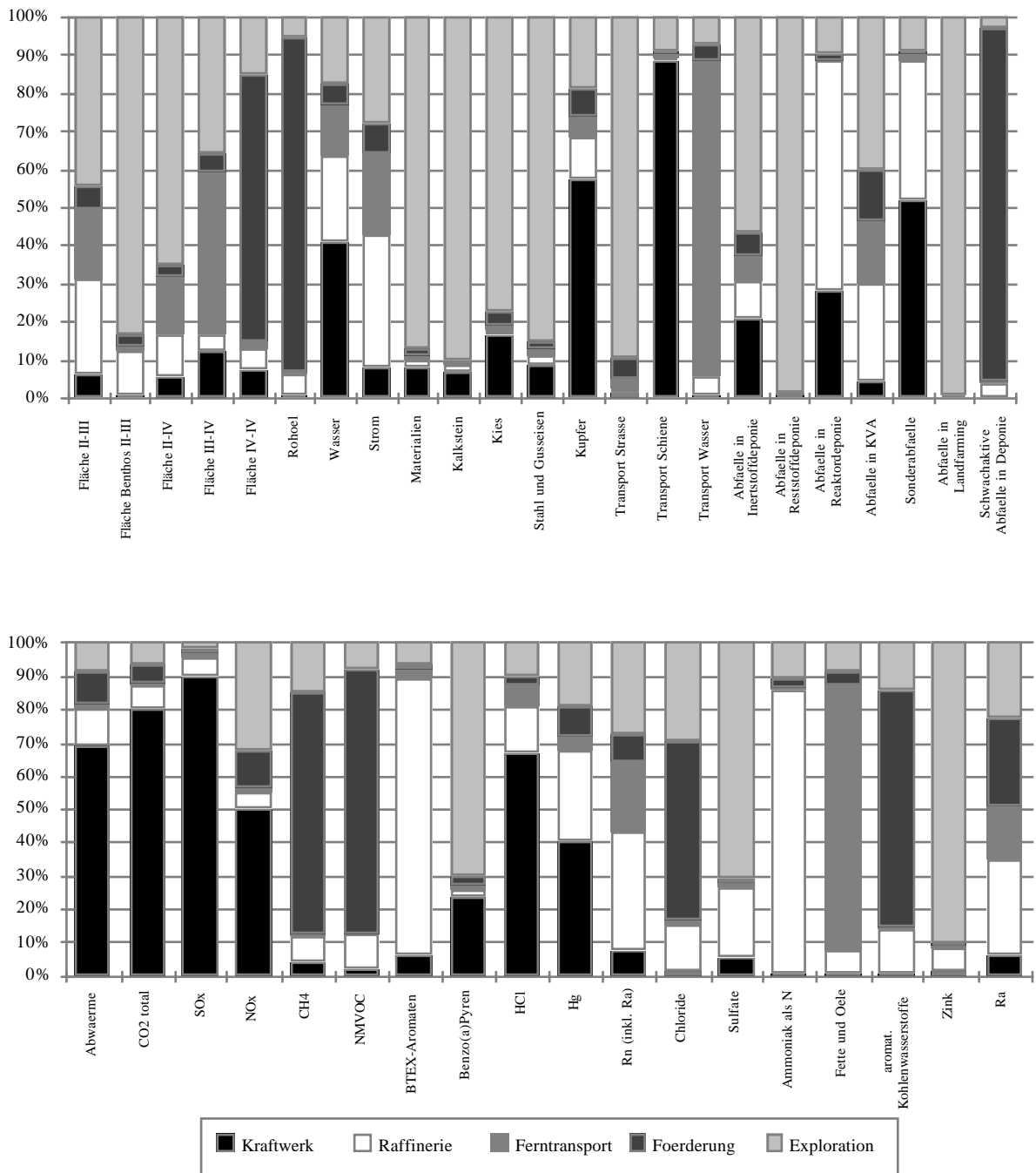


Fig. IV.14.11: Relative Anteile an Ressourcenbedarf, Emissionen und Abfällen der Teilschritte innerhalb der Prozesskette "Heizöl S in Kraftwerk UCPTÉ"

Emissionen Wasser

Die Bedeutung des Kraftwerksbetriebs bezüglich Wasseremissionen beschränkt sich im wesentlichen auf die für die Wasseraufbereitung charakteristischen Emissionen. Deshalb sind einzig bei den Sulfaten und beim Zink nennenswerte Anteile zu verzeichnen. Mengenmässig dominieren jedoch auch hier die Chlorideinträge mit knapp 2 t/TJ_e. Der kumulierte Emissionsfaktor für Sulfate liegt zwischen 90 und 100 kg/TJ_e, derjenige für Ammoniak bei 2 bis 3 kg/TJ_e und derjenige für Zink zwischen 110 und 120 g/TJ_e. Die pro TJ_e eingeleitete Ölmenge beträgt etwas mehr als 65 kg.

Abfälle

Die Gesamtabfallmenge beträgt rund 2.2 bis 2.5 t/TJ_e. Die Abfälle für die Inertstoff- sowie die Reststoffdeponie machen den Hauptanteil aus (CH 30% in Inertstoff und 47 % in Reststoff, Euro beide je rund 40 %), wobei beim europäischen Kraftwerk ein bedeutender Beitrag in die Inertstoffdeponie vom Transportsystem Schiene stammt. Auffallend ist hier der hohe Anteil an Sonderabfällen aus dem Kraftwerksbetrieb, welcher überwiegend aus Abscheidern und Sandfängen stammt. Präzise Angaben über den Entsorgungsweg dieser Abfälle konnten nicht eruiert werden. Der Umstand, dass sie gemäss <VGB 1992> durch Fachfirmen entsorgt werden, lässt auf eine Sonderabfallqualität schliessen. Insgesamt fallen rund 60 bis 70 kg/TJ_e Sonderabfälle an.

		Kraftwerk		Kraftwerk		Kraftwerk
		CH pro TJ in	Euro pro TJ in	CH pro TJ el	Euro pro TJ el	Italien pro TJ el
Ressourcen						
Fläche II-III	m ² a	1.27E+02	1.48E+02	3.39E+02	3.89E+02	3.86E+02
Fläche II-IV	m ² a	2.22E+02	2.52E+02	5.94E+02	6.64E+02	6.59E+02
Fläche III-IV	m ² a	3.38E+01	4.23E+01	9.06E+01	1.11E+02	1.10E+02
Fläche IV-IV	m ² a	5.02E-01	5.35E-01	1.34E+00	1.41E+00	1.40E+00
Fläche Benthos II-III	m ² a	1.69E+03	1.93E+03	4.51E+03	5.09E+03	5.04E+03
Rohöl	t	2.66E+01	2.77E+01	7.12E+01	7.31E+01	7.24E+01
Wasser	kg	1.14E+07	1.84E+07	3.04E+07	4.85E+07	4.81E+07
Strom	TJ	9.38E-03	1.11E-02	1.03E+00	1.03E+00	1.03E+00
Materialien						
Materialien	kg	8.97E+02	1.08E+03	2.40E+03	2.84E+03	2.82E+03
Kalkstein	kg	1.36E+02	1.64E+02	3.63E+02	4.31E+02	4.29E+02
Kies	kg	3.27E+02	4.25E+02	8.75E+02	1.12E+03	1.12E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.59E+02	1.72E+02	4.26E+02	4.53E+02	4.51E+02
Kupfer	kg	1.49E+00	1.58E+00	4.00E+00	4.18E+00	4.18E+00
Transporte						
Transport Strasse	tkm	5.40E+02	5.84E+02	1.44E+03	1.54E+03	1.53E+03
Transport Schiene	tkm	2.60E+02	2.80E+03	6.96E+02	7.35E+03	7.31E+03
Transport Wasser	tkm	1.07E+05	1.22E+05	2.88E+05	3.20E+05	3.18E+05
Abwärme	TJ	8.76E-01	8.90E-01	2.34E+00	2.34E+00	2.32E+00
Emissionen Luft						
CO ₂ m ¹)	kg	6.51E+02	7.59E+02	1.74E+03	2.00E+03	1.98E+03
CO ₂ p ¹)	kg	3.04E+03	3.18E+03	8.14E+03	8.38E+03	8.31E+03
CO ₂ f ¹)	kg	8.51E+04	8.33E+04	2.27E+05	2.19E+05	2.17E+05
SO _x	kg	3.92E+02	9.02E+02	1.05E+03	2.36E+03	2.34E+03
NO _x	kg	1.26E+02	1.93E+02	3.37E+02	5.05E+02	5.01E+02
CH ₄	kg	1.07E+02	1.17E+02	2.87E+02	3.08E+02	3.05E+02
NMVOG	kg	2.12E+02	2.23E+02	5.68E+02	5.88E+02	5.83E+02
BTEX-Aromaten	kg	9.26E-01	8.37E-01	2.48E+00	2.20E+00	2.18E+00
Benzo(a)Pyren	kg	3.46E-05	3.62E-05	9.24E-05	9.55E-05	9.49E-05
HCl	kg	5.18E-01	1.11E+00	1.38E+00	2.92E+00	2.89E+00
Hg	kg	3.34E-04	3.80E-04	8.94E-04	1.00E-03	9.93E-04
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.49E+06	1.75E+06	3.98E+06	4.62E+06	4.58E+06
Emissionen Wasser						
Chloride	kg	6.69E+02	7.66E+02	1.79E+03	2.02E+03	2.00E+03
Sulfate	kg	3.35E+01	3.79E+01	8.95E+01	9.98E+01	9.90E+01
Ammoniak als N	kg	8.24E-01	1.15E+00	2.20E+00	3.03E+00	3.00E+00
Fette/Öle Suesswasser	kg	1.63E-01	1.81E-01	4.35E-01	4.77E-01	4.72E-01
Fette/Öle Meerwasser	kg	2.39E+01	2.51E+01	6.39E+01	6.62E+01	6.56E+01
aromat. KWe	kg	1.35E+00	1.53E+00	3.62E+00	4.04E+00	4.00E+00
Zink	kg	4.27E-02	4.74E-02	1.14E-01	1.25E-01	1.24E-01
Ra	kBq	8.14E+02	9.43E+02	2.18E+03	2.48E+03	2.46E+03
Abfälle						
Inertstoffdeponie	kg	2.39E+02	3.80E+02	6.40E+02	1.00E+03	9.94E+02
Reststoffdeponie	kg	3.83E+02	3.70E+02	1.03E+03	9.76E+02	9.67E+02
Reaktordeponie	kg	8.50E+00	9.44E+00	2.27E+01	2.49E+01	2.47E+01
KVA	kg	1.56E+00	1.76E+00	4.18E+00	4.64E+00	4.61E+00
Sonderabfälle	kg	2.33E+01	2.51E+01	6.24E+01	6.62E+01	6.56E+01
Landfarming	kg	1.73E+02	1.68E+02	4.62E+02	4.43E+02	4.39E+02
Schwachaktive Abfälle in Deponie	m ³	5.35E-03	5.58E-03	1.43E-02	1.47E-02	1.46E-02
Endlager B	m ³	5.70E-05	6.67E-05	1.53E-04	1.76E-04	1.74E-04
Endlager C	m ³	4.63E-06	5.45E-06	1.24E-05	1.44E-05	1.42E-05

Tab. IV.14.4: Kumulierte Energie- und Stoffbilanzen der ölthermischen Kraftwerke CH und Europa, Bezugsgrösse: 1 TJ_{In} resp. TJ_e, ¹): m: mobil, p: prozessbedingt, f: feuerungsdeingt (siehe Kap. III.6)

Rauchgasreinigung

Durch den auf europäischer Ebene noch relativ bescheidenen Ausbaustand bezüglich Rauchgasreinigung sind deren Auswirkungen auf die Energie- und Stoffbilanz der Kraftwerke kaum spürbar (deutlich unter 1 %).

14.5 Einfluss der Materialherstellung und Transportprozesse

Anhand der 10 kW-Feuerung werden die Beiträge der Materialbereitstellung und der Transportleistungen bezogen auf die gelieferte Nutzenergie aufgezeigt.

Bei der Flächenbeanspruchung sind die Anteile der Materialien von untergeordneter Bedeutung. Aufgrund der vereinfachten Bilanzierung stammen die Beanspruchungen vor allem aus den für die Materialbereitstellung notwendigen Transportvorgängen. Die direkt nachgefragten Transportleistungen ihrerseits steuern Anteile von bis zu 70 % (bei Kat. III - IV) bei.

Vom kumulierten Bedarf an Wasser stammen 3 resp. 1.7 % von der Materialbereitstellung resp. dem Transport. Mit rund 3 % sind auch die material- resp. transportbedingten Anteile an den Abwärmeemissionen bescheiden und stützen damit frühere Erkenntnisse, dass die Materialvorleistungen bei konventionellen Energiesystemen energetisch wenig relevant sind. In der gleichen Grössenordnung wie die Abwärme liegen die Anteile der CO₂-Emissionen.

Bei SO₂ liegen die Anteile aufgrund der SO₂-intensiven Strombereitstellung und dem Einsatz von Brennstoffen mit hohem Schwefelgehalt bei knapp 5 % für die Materialien und 4 % für die Transporte. Der grösste Teil des Transport-SO₂ stammt von den Hochseeschiffen.

Erwartungsgemäss spielen die Transporte bei den Stickoxiden eine wichtige Rolle. Knapp 16 % stammen aus mobilen Verbrennungsmotoren.

Bei Benzo(a)Pyren stammt ein hoher Anteil (rund 63 %) aus der Materialbereitstellung. Für den bei der Stahlherstellung verwendeten Koks werden beträchtliche Mengen emittiert, was sich in den gesamten, hier diskutierten Prozessketten niederschlägt.

Bei den Wasserschadstoffen sind vor allem die Sulfat-Emissionen durch Transporte und Material mit rund 15 % erwähnenswert. Sie fliessen v.a. über den Stahlbedarf in die Prozesskette ein. Die Emissionen stammen aber aus dem Steinkohlebergbau, der die für die Herstellung von Steinkohlekoks benötigte Steinkohle liefert. Steinkohlekoks wird u.a. bei der Stahlherstellung benötigt.

Bei den Inertstoffen fallen wiederum vor allem aus den Transporten grosse Anteile an. Beinahe die Hälfte der Inertstoffe stammen aus der Infrastrukturbereitstellung für die Transportsysteme.

14.6 Sensitivitäten, Qualität

14.6.1 Unsicherheiten innerhalb der Erdölkette

Durch die Dominanz der Förderung bei verschiedenen, ins Wasser eingeleiteten Schadstoffen gewinnt die Unsicherheit der Datenlage in diesem Bereich an Bedeutung. Bei manchen Schadstoffen schlägt sich eine Änderung des Anteils reinjizierten Wassers zu über 80 % in den kumulierten Emissionsfaktoren nieder.

Die Unsicherheiten bezüglich Energiebedarf und zugehöriger Emissionen bei der Förderung werden dagegen durch den grossen Anteil der Fackelverluste (rund 65 % der energetischen Verluste) stark gedämpft.

Der Einfluss der Transportsysteme in den Bereichen Flächenbedarf (Kat. II - IV & III - IV), Materialbedarf total und Abfälle (Inertstoffe) ist beachtlich. Somit sind durch die Unsicherheiten bei den Transportvorgängen der Regionalverteilung in den oben erwähnten Bereichen grössere Abweichungen möglich. Eine Erhöhung der Transportleistung LKW um 100 % auf knapp 8'500 tkm bei einer 10 kW-Feuerung, führt zu einer um 18 resp. 50 % erhöhten Flächenbeanspruchung (Kat. II - IV resp. III - IV). Der totale Materialbedarf erhöht sich um 25 %.

Bei den schwachaktiven Abfällen ist die Datenlage betreffend Mengen und Entsorgungswegen recht dürftig, weshalb die eindeutige Dominanz der erdölspezifischen Abfälle innerhalb der Prozessketten entsprechend mit Vorsicht zu interpretieren ist.

14.6.2 Sensitivitäten

Der spezifische Energiebedarf in den Raffinerien dürfte in Zukunft infolge des erhöhten Bedarfs an leichteren Produkten zunehmen. Die Konsequenzen einer Verdreifachung des Energiebedarfs zur Herstellung von Heizöl EL z.B. führt auf der Stufe Nutzenergie zu einem Rohöl-Mehrbedarf von etwa 4 % und zu einem Mehrausstoss an CO₂ von ebenfalls 4 %. Der kumulierte Stickoxid-Emissionsfaktor erhöht sich um 11 %, derjenige für SO₂ um 17 %, während die Halogene und Spurenelemente zwischen 30 und 40 % höher liegen.

Es zeigt sich somit auch für andere Raffinerieprodukte, dass eine Änderung des Energiebedarfes innerhalb der Raffinerie auf der Stufe Nutzenergie je nach betrachtetem Schadstoff einen gegenüber der Änderung um einen Faktor 7 bis 50 verringerten Einfluss auf die kumulierten Emissionen ausüben kann. Die grössten Veränderungen treten dabei bei Schadstoffen auf, welche überwiegend aus den vorgelagerten Prozessen stammen.

Bei den Feuerungen ist es aufgrund des bedeutenden energetischen Anteils zentral, wie die Hilfsenergie (Strom für Umwälzpumpen etc.) bereitgestellt wird. Wird bei der 10 kW-Feuerung statt des schweizerischen der europäische Strommix eingesetzt, so steigen die klassischen, fossil bedingten Emissionen um 6 % beim CO₂, um rund 17 % bei SO₂, 11 % bei NO_x und 12 % bei Vanadium sowie um rund 200 % bei HCl an. Darin zeigt sich, dass unbedingt auf die regionale Begrenztheit der Resultate bilanzierter Systeme geachtet werden muss und dass die Ergebnisse nicht ohne Anpassungen auf Situationen in anderen Nationen angewandt werden sollten.

Der Einfluss der Transportsysteme auf Flächeninanspruchnahme und Materialbedarf ist, wie schon erwähnt, beachtlich. Allein die Annahme, dass der Brennstoff für europäische ölthermische Kraftwerke 100 km mit der Bahn transportiert wird (im Vergleich zu 15 km Pipeline für das schweizerische Kraftwerk) erhöht die spezifischen Werte der obengenannten Grössen signifikant.

15. Schlussfolgerungen

15.1 Allgemeine Erkenntnisse

Im Verlaufe der Untersuchungen hat sich gezeigt, dass bei Ökoinventaren das Kriterium des Energiebedarfs oder des Massenanteils alleine nicht genügen kann, um die Umweltrelevanz eines Prozesses abzuschätzen. Die Explorationstätigkeit im Zusammenhang mit der Erdölförderung führt, obwohl von untergeordneter energetischer Bedeutung, zu einer die gesamte Erdöl-kette dominierenden Beeinträchtigung quasi unberührter Ökosysteme (Flächeninanspruchnahme). Die Aufbereitung seltener Edelmetalle wie Rhodium und Platin verursacht erhebliche SO₂-Emissionen, welche trotz eines Platin-Bedarfs im mg-Bereich pro t Benzin rund 6 % der kumulierten SO₂-Emissionen bei der Bereitstellung von Benzin ausmachen.

Weltweit werden immer noch beachtliche Mengen Erdölgase abgefackelt, insbesondere in Afrika und Nahost, welche einerseits einen Energieexportüberschuss verzeichnen und andererseits (noch) kaum über nahegelegene, energieintensive Siedlungs- resp. Industriegebiete verfügen. Der dort zu verzeichnende Wirkungsgradverlust entspricht in etwa der möglichen Wirkungsgradsteigerung durch teilweises Ausnützen der Kondensationswärme mittels Brennwerttechnologie bei Feuerungen.

Der grösste Teil des Öls, welches auf dem Weg von der Förderung bis in den Heizungstank verloren geht, wird in die Weltmeere eingeleitet. Die mit dem Alter einer Erdölförderstätte zunehmende Menge mitgeförderten Formationswassers (bis zu 10 t Wasser pro t Rohöl) bringt jedoch eine zunehmende Ölemission insbesondere bei der Nordseeförderung mit sich, wo die britischen und deutschen Reserven langsam zur Neige gehen. Durch erhöhte Bohraktivitäten infolge vermehrter Exploration und aufwendigerer Ölfeldentwicklung kann der Anteil des mit dem Bohrklein in die Meere emittierten Öls ebenfalls zunehmen.

Das Entsorgen von Abfällen der Erdöl-kette mittels Verbrennen führt zu atmosphärischen Emissionen, welche die Gesamtbilanz kaum beeinflussen. Auch der Einsatz der Baumaschinen zur Errichtung der Infrastrukturen führen innerhalb der Erdöl-kette zu vernachlässigbaren Energie- und Stoffflüssen. Hingegen können für gewisse Schadstoffe wie beispielsweise Benzo(a)Pyren die Materialvorleistungen massgebend sein. Im allgemeinen sind jedoch deren Auswirkungen von untergeordneter Bedeutung. Die Transportprozesse beeinflussen die Energie- und Stoffbilanzen in erheblichem Masse. Insbesondere die Flächeninanspruchnahme, der Materialbedarf und NO_x-Emissionen reagieren sensitiv auf Änderungen der nachgefragten Transportleistungen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es aufgrund der Ergebnisse des Teils "Erdöl" als unzulässig erscheint, nur die atmosphärischen Standortemissionen für den ökologischen Vergleich verschiedener Energieumwandlungstechnologien beizuziehen. Zu vielfältig und mengenmässig wichtig sind die Belastungen der Hydrosphäre. So sind beispielsweise die spezifischen Chlorid- und Sulfatfrachten in die Gewässer in derselben Grössenordnung wie die spezifischen SO_x-Emissionen in die Luft durch Schwerölfeuerungen, was bezüglich Versauerung von Gewässern und Böden eine nicht zu vernachlässigende Erhöhung des Einflusses bedeutet.

15.2 Erdölprodukte

Zur Bereitstellung von 1 t Erdölprodukt sind rund 120-180 kg nichtenergetische Materialien (ohne Wasser) erforderlich. Durch die Energiebereitstellung werden somit erhebliche nichtenergetische Stoffflüsse induziert. Es zeigt sich aufgrund der Abwärmebilanz, dass gegenüber früherer Studien der Energieeinsatz zur Bereitstellung insbesondere leichter Erdölprodukte wie Benzin höher liegt. Durch eine verursachergerechtere, zweistufige Allokation des Energiebedarfs in Raffinerien auf deren Produkte hat sich gezeigt, dass die Herstellung von Benzin rund viermal energie- und damit auch luftschadstoffintensiver ist als Dieseltreibstoff. Auch der Bedarf an Edelmetallen wie Platin und Rhenium ist für Benzin aufgrund der benötigten Raffineriekatalysatoren überdurchschnittlich.

Die vermehrte Verwendung schwefelarmer Brennstoffe in Kraftwerken, Feuerungen und Motoren führt zu einer generell erhöhten Energieintensität der Erdölprodukte (Whitening of the barrel) und zu einem erhöhten Anfall elementaren Schwefels in der Raffinerie. Hier muss darauf geachtet werden, dass dieser Schwefel nicht mit anderen Produkten gleichwohl in die Umwelt gelangt.

15.3 Feuerungen und Kraftwerke

Das Bestreben insbesondere der Umweltschutzgesetzgebung, die Belastung der Luft und der Gewässer in dichtbesiedelten Gebieten wie der Schweiz zu reduzieren, führte im Bereich der Feuerungen und Motoren zu teilweise massiven Reduktionen der Emissionen. Dies hat zur Folge, dass Hausfeuerungen, welche mit Heizöl EL betrieben werden, innerhalb der Prozesskette bezüglich CO₂ zwar immer noch dominant sind, bei SO_x und NO_x aber die vorgelagerten Prozesse an Bedeutung gewinnen und damit bei der künftigen Optimierung der Gesamtsysteme erhöhter Beachtung bedürfen.

Die Feuerungstechnik für Heizöl S ist in Europa insbesondere im Kraftwerksbereich im Umbruch. Verbrennungsoptimierung bezüglich der Stickoxidemissionen und der Wechsel auf schwefelärmere Brennstoffe als Primärmassnahmen sowie Rauchgasentschwefelung und -entstickung als sekundäre Massnahmen führen zu einer steten Reduktion der Standort-Luftschadstoffemissionen, wobei auf europäischer Ebene vorzugsweise Primärmassnahmen realisiert werden. Ein regelmässiges Aktualisieren soll deshalb die Bedeutung der vorliegenden Daten wahren helfen.

Aufgrund der partiellen Auswaschung von Schwefel und Chlor mittels Kondensation der Rauchgase liegt der Anteil der Schadstofffrachten in Gewässer durch Brennwertkessel ohne Neutralisation lediglich bei maximal 10 % der Sulfat- und Chloridfrachten der gesamten Prozesskette. Bezüglich Gewässerbelastung sind also die vorgelagerten Prozesse in jedem Fall dominant. Gegebenenfalls muss aber der regionalen Belastungssituation Beachtung geschenkt werden (Technologiedichte).

Die bei kondensierenden Kesseln mit Neutralisation anfallende Sonderabfallmenge ist im Vergleich zur Gesamtmenge ebenfalls relativ gering (rund 15 %). Hier sind vor allem die Transportmittel (Bilgenöl der Schiffe) und die damit zurückgelegten grossen Distanzen ausschlaggebend.

Insgesamt liegen die Emissionen kondensierender Kessel tiefer als diejenigen von Kesseln konventioneller Bauart. Insbesondere die Wasseremissionen, welche hauptsächlich aus den vorgelagerten Ketten stammen, können durch die Wirkungsgradsteigerung insgesamt gesenkt werden.

15.4 Identifizierte Schwachstellen

Innerhalb der Erdölkette musste bei den Prozessen "Exploration" und "Förderung" auf ein bezüglich Geographie beschränktes Datenmaterial zurückgegriffen werden (vornehmlich Nordsee). Informationen über afrikanische, nahöstliche und russische Förderregionen waren nur sehr spärlich greifbar. Die aufgrund der erhöhten Schadstoffbelastung gute Überwachung der Nordsee hat bewirkt, dass die Explorations- und Förderaktivitäten in diesem Gebiet relativ strengen gesetzlichen Bestimmungen und kontinuierlicher Überwachung unterliegen. Dies hat zur Folge, dass die hier verwendeten Daten der Nordseeförderung eine Unterschätzung der Aufwendungen und Emissionen der für die Schweiz relevanten Versorgungssituation darstellen kann.

Ein grosses und wichtiges Fragezeichen blieben die Entsorgungswege produzierten Wassers bei der Erdölförderung. Hier fehlen flächendeckende Informationen.

Beim Ferntransport und der Regionalverteilung werden keine Mehrfachlagerungen und -transporte bilanziert. Je nach ökonomischen Randbedingungen sind jedoch erhöhte Transportdistanzen denkbar, was aufgrund des relativ starken Einflusses der Transportsysteme innerhalb dieser Studie zu merklichen Veränderungen der Energie- und Stoffbilanzen führen würde. Das vermehrte Verwenden von Hochseetankern als schwimmende Lager wurde ebenfalls nicht berücksichtigt.

Der Bereich des Landfarming konnte insbesondere bezüglich Sickerwässer und entweichender Gase nicht bilanziert werden. Aufgrund des Fehlens von quantifizierten Untersuchungsergebnissen in diesem Bereich muss davon ausgegangen werden, dass im Gegensatz zur Steinkohleberggedepone, die dem Landfarming zugeführten Schadstoffe (Schwermetalle, organische Verbindungen) in der Matrix fixiert bleiben oder in unbedeutenden Mengen ausgewaschen werden.

Die Inventarisierung der Abfälle erfolgte gemäss der für die Schweiz gültigen Kategorisierung und Technologie. Inwiefern dies auf europäische resp. aussereuropäische Verhältnisse übertragen werden kann bleibt offen. Es muss aber davon ausgegangen werden, dass das gewählte Vorgehen mit Ausnahme der radioaktiven Abfälle eher zu einer Unterschätzung der Umweltbelastungen geführt hat.

Grosse, selten auftretende Tankerunfälle mit hohen Schadenssummen wurden in dieser Studie ausgeklammert. Mengenmässig sind die damit verbundenen Ölemissionen eher von untergeordneter Bedeutung. Da aber punktuell gravierende Umweltschäden verursacht werden können, dürfen diese Ereignisse bei der Entscheidungsfindung auch aus ökologischen Gründen nicht unberücksichtigt bleiben. Es bedarf dazu aber anderer methodischer Ansätze, welche dem Charakter seltener Unfälle gerecht werden können.

Anhang

Zu Kapitel 3. "Brennstoffqualitäten"

[mg/kg]	A	B ¹⁾	C ²⁾	D	E	F	G	H
Aluminium (Al)	0.75	k.A.	k.A.	k.A.	0.5	0.5-1.0	0.3	kA
Antimon (Sb)	k.A.	k.A.	0.055	k.A.	0.01	k.A.	k.A.	kA
Arsen (As)	k.A.	0.111	0.077	k.A.	0.01	k.A.	0.5	0.263
Barium (Ba)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.1	0.001-0.1	0.005	kA
Beryllium (Be)	k.A.	k.A.	k.A.	0.0004	0.0004	k.A.	k.A.	kA
Blei (Pb)	0.1	k.A.	k.A.	0.2	0.3	0.001-0.2	0.005	0.24
Bor (B)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.002	0.001-0.1	0.03	kA
Brom (Br)	k.A.	0.491	1.33	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	kA
Cadmium (Cd)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.01	k.A.	k.A.	0.03
Calcium (Ca)	1.75	k.A.	k.A.	k.A.	5	1.0-2.5	4	kA
Cer (Ce)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.01	0.001-0.6	k.A.	kA
Chlor (Cl)	12.5	39.3	1.81	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	kA
Chrom (Cr)	0.2	0.093	0.0023	0.05	0.3	k.A.	0.005	0.008
Eisen (Fe)	3.2	10.8	4.94	k.A.	2.5	k.A.	0.5	40.67
Erbium (Er)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.001	k.A.	k.A.	kA
Gallium (Ga)	k.A.	k.A.	0.01	0.01	0.01	0.001-0.1	k.A.	kA
Germanium (Ge)	k.A.	k.A.	k.A.	0.001	0.001	k.A.	k.A.	kA
Iod (I)	1	0.719	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	kA
Kalium (K)	k.A.	k.A.	4.93	k.A.	k.A.	k.A.	0.5	kA
Kobalt (Co)	k.A.	0.054	0.032	0.2	0.2	0.001-12	0.005	1.71
Kupfer (Cu)	k.A.	k.A.	0.19	0.2	0.14	0.2-12	0.06	1.32
Lanthan (La)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.005	k.A.	k.A.:	kA
Magnesium (Mg)	1.75	k.A.	k.A.	k.A.	0.1	1.0-2.5	0.5	kA
Mangan (Mn)	k.A.	0.01	0.79	k.A.	0.1	k.A.	0.01	1.17
Molybdän (Mo)	0.25	k.A.	k.A.	7	10	k.A.	k.A.	0.031
Natrium (Na)	19	3.62	13	k.A.	2	k.A.	10	kA
Nickel (Ni)	14	9.38	49.1	20	10	3.0-120	0.7	165.8
Phosphor (P)	2	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	kA
Quecksilber (Hg)	0.065	0.051	k.A.	0.43	10 ³⁾	0.03-1.0	k.A.	3.24
Scandium (Sc)	k.A.	0.0008	0.0003	k.A.	0.001	k.A.	k.A.	kA
Schwefel (S)	k.A.	830	4'694	k.A.	3'400	k.A.	k.A.	kA
Selen (Se)	k.A.	0.0052	1.10	k.A.	0.17	k.A.	k.A.	0.53
Silber (Ag)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.0001	k.A.	k.A.	kA
Silicium (Si)	2.5	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.1-5.0	0.8	kA
Strontium (Sr)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.1	0.001-0.1	0.1	kA
Titan (Ti)	k.A.	k.A.	k.A.	0.1	0.1	0.001-0.4	k.A.	kA
Uranium (U)	k.A.	k.A.	0.015	k.A.	0.001	k.A.	0.0015	kA
Vanadium (V)	27.5	13.6	8.2	50	50	5.0-1'500	0.7	88.5
Yttrium (Y)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.001	k.A.	k.A.	kA
Zink (Zn)	k.A.	0.046	62.9	5	0.25	0.5-1.0	0.01	29.8
Zinn (Sn)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.01	0.1-0.3	k.A.	kA

Tab. IV.3.A1: Spurenelementgehalte nach verschiedenen Quellen; A: <Korte 1977>, B: <Valkovic 1978>, C: <Valkovic 1978>, D: <Fiedler et al 1988>, E: <Bertine 1971>, F: <Speight 1991>, G: <Pierce et al. 1964>, H: Durchschn. Gehalt in Rohöl<Pacyna 1982a>, **Fett**: Elemente, welche aufgrund ihrer Toxizität resp. ihrer hohen Konzentrationen normalerweise analysiert werden <Pacyna 1982a>, ¹⁾: Libya Crude Oil, ²⁾: Alberta Crude Oil, ³⁾: sehr hoch! In <Lantzy 1979> wird ein Wert von 0.022 mg/kg aus <Sheibley 1975> zitiert. Siehe auch Text

	A [Vol.-%]	B [Vol.-%]	C [Gew.-%]	D [Vol.-%]
CH ₄	82.0	70 - 98	76.85	64.9
C ₂ H ₆	kA	1 - 10	5.21	10.0
C ₃ H ₈	kA	Spuren - 5	5.64	10.4
C ₄ H ₁₀	kA	Spuren - 2	3.15	15.7
C ₅ H ₁₂	kA	Spuren - 1	2.98 ¹⁾	0
C ₆ H ₁₄	kA	Spuren - 0.5	-	0
C ₇ H ₁₆ +	kA	keine - Spuren	-	0
C _m H _n (m=2.5)	16.4	kA	kA	0
Zyklische KW	kA	Spuren	kA	0
CO ₂	0.7	Spuren - 1	4.4	0
CO	0	kA	kA	0
N ₂	kA	Spuren bis 15	kA	0
H ₂ S	kA	gel. Spuren	kA	0
He	kA	Spuren - 5	kA	0
Hg [µg/m ³]	kA	kA	kA	kA
Andere S & N-Komp.	kA	gel. Spuren	kA	0
H ₂ O	kA	Spuren - 5	kA	0
²²² Rn [Bq/l]	kA	kA	kA	kA
Total	99.1	-	98.2	101.0

Tab. IV.3.A2: Chemische Zusammensetzung von Erdölgas nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: C₅ und höhere KW, ²⁾: Dichte 0.87 kg/Nm³, A: <Birnbäum et al. 1992>, B: <Speight 1991>, C: <DGMK 1992>, D: <Cerbe et al. 1981>

	A [Vol.-%]	B [Vol.-%] ¹⁾	C [Vol./Gew.-%]	D [Gew.-%]
CH ₄	92.2	4.4/ 23.3	25.0/ 24.9	34.5
C ₂ H ₄	kA	15.0/ 39.6	kA	65.5
C ₂ H ₆	kA	72.5/ 21.7	20.7/ 38.7	0
C _m H _n (m=2.6)	5.9	kA	55.4/ 94.3	100
CO ₂	0	0	0	0
CO	0	1.2/ 1.2	0	0
N ₂	kA	0.6/ 0.1	0	0
H ₂	kA	6.1/ 13.1	44.6/ 5.6	0
O ₂	kA	0.2/ 1.0	0	0
S	kA	kA	0.0025	0
Total			100/ 99.9	100

Tab. IV.3.A3: Chemische Zusammensetzung von Raffineriegas nach verschiedenen Quellen, A: <Birnbäum et al. 1992>, B: <Hausen 1972>, C: <Raffoil 1991>, D: <Gemis 1992>, ¹⁾: Crackgase: Cross Still/ Gyro Still

		Motoren- benzin	Benzin	Benzin	Normal unverbleit	Super Plus, unverbleit	Super, verbleit	Flugbenzin, verbleit
C	Gew.-%	85.9	85.5	86.5	86.5	86	87	84.5
H	Gew.-%	kA	14.45	13.2	13.5	12	12	15.5
O	Gew.-%	kA	0	0.2	0.2/ 0.4 ¹⁾	1.9/ 1.6 ¹⁾	0.7/ 0.6 ¹⁾	-
N	Gew.-%	kA	0	0.1	-	-	-	-
S	Gew.-%	kA	0.05	0.032	0.032	0.005	0.013	-
Pb	ppb	-	-	-	0	0	0.02/ 0.018	0.08
H _U	MJ/kg	43.54	43.5	42.8	42.8	41.0	41.5	43.9
ρ	kg/l	kA	0.726	kA	0.735-0.766	0.735-0.766	0.735-0.766	0.735-0.766
		<Birnbäum et al. 1992>	<Baehr 1989>	<Gemis 1992>	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>

Tab. IV.3.A4: Chemische Zusammensetzung, unterer Heizwert und Dichte verschiedener Benzinqualitäten nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: Sommer-/ Winterqualität

	Einheit	A	B	C	D	E	F	G
C-Gehalt	Gew.-%	85.9	85.0	86.2	85.2	86.5	86.2	85.9
H-Gehalt	Gew.-%		13.1	13.4	14.0	13.32	kA	13.7
O-Gehalt	Gew.-%		0.2	-	0	-	kA	0
N-Gehalt	Gew.-%		-	0.014 ¹⁾	0.59	0.02	0.016	0
S-Gehalt	Gew.-%		1.0	0.15 ²⁾	0.16	0.17	0.16	0.35
Heizwert	MJ/kg	42.70	42.7	42.7	42.8	42.8	42.8	42.97
Dichte	kg/l	kA	0.85	kA	kA	kA	0.845	kA

Tab. IV.3.A5: Chemische Zusammensetzung von Heizöl EL nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: Durchschnittswert Schweiz, Deutschland <EMPA 1992>, <Struschka et al. 1988>, ²⁾: Durchschnittswert Schweiz 1991 <EV 1992> A: <Birbaum et al. 1992>, B: <Baehr 1989>, C: <SIFF 1992>, D: <Gemis 1989>, E: <Gemis 1992>, F: <DGMK 1992>, G: <Hausen 1972>

	Einheit	A	B	C	D	E	F	G	H
C	Gew.-%	88.0	85.3/ 84.9	87.8	84.0	87.5	87.5	86.4	86.0
H	Gew.-%		11.6/ 10.6	10.3	11.0	10.5	kA	11.5	13.4
O	Gew.-%		0.6/ 1.0	0.44	1.5	0.5	kA	-	-
N	Gew.-%		-	0.46	1.0	0.45	0.45	0.5	0.28
S	Gew.-%		2.5/ 3.5	0.82	1.8	1.0	1.0	1.6	0.61
Heizwert H _U	MJ/kg	kA	40.8/40.0	40.3	39.6	40.7	40.7	41.14	41.3
Dichte	kg/l		0.92/0.98	1.02	kA	kA	0.97	0.94	0.94

Tab. IV.3.A6: Chemische Zusammensetzung, unterer Heizwert und Dichte bei 15 °C von Heizöl M/S nach verschiedenen Quellen, A: <Birbaum et al. 1992>, B: <Baehr 1989>, C: <Raffoil 1991>, D: <Gemis 1989>, E: <Gemis 1992>, F: <DGMK 1992>, G: <Hausen 1972>, H: <Kraftwerk 1996>

[ppm]	<Pacyna 1982a>		<King et al. 1981>	<EMPA 1986>	<Kraftwerk 1996>	<LRV 1988>
	Spannbreite	Mittelwert				
As	0.17-1.28	0.8	kA	na	na	-
Ca	kA	kA	4.7±5.7	7.3	1.0	-
Cd	1.59-2.27	1.93	kA	0	nn	-
Cl	kA	kA	kA	93	10	100
Co	0.26-12.68	2.11	kA	na	na	-
Cr	0.26-2.76	1.33	kA	0.3	nn	-
Cu	0.28-13.42	2.82	kA	1.3	nn	-
F	kA	kA	kA	na	1 ²⁾	-
Fe	kA	kA	10.8±6.1	48	27	-
Hg ¹⁾	0.006	0.006	kA	na	0.006	-
Mo	0.23-1.55	0.95	kA	0.5	nn	-
Na	kA	kA	45.8±31.6	na	13	-
Ni	12.50-86.13	42.2	23.0±13.7	29	17	40
Pb	2.49-4.55	3.52	kA	8.6	nn	5
Se	0.40-1.98	0.75	kA	na	na	-
V	7.23-540.00	160	83.0±70.1	60	7	120
Zn	kA	kA	kA	3.4	0.9	10

Tab. IV.3.A7: Spurenelementgehalte von Heizöl M/S nach verschiedenen Quellen, Grenzwerte Schweiz bis 1.1.1992 und für Feuerungen Heizöl S, CH & Euro dieses Projekt, ¹⁾: Wert nach Tab. IV.3.??, ²⁾: Verhältnis Cl:F = 10 gemäss <BUWAL 1993>

	Einheit	Test-Brennstoff A	Test-Brennstoff B	Test-Brennstoff C	Test-Brennstoff D	CIMAC 12/13	RTA Diesel	Analyse Lloyds
Kinematische Viskosität (50°C)	cSt	75 -210 ¹⁾	310	180	330	55 ¹⁾ max.	700	-
Dichte bei 15°C	g/l	1.011	0.965	0.977	0.982	0.991 / 1.01	0.991	-
Schwefel	Gew.-%	3.65	3.30	2.59	3.10	5.0 max.	5.0 max.	-
Asche	Gew.-%	0.1	0.03	0.05	0.06	0.2 max.	0.2 max.	-
Conradson-Kohlenstoff, CCS ?	Gew.-%	22.3	12.1	13.2	12.8	22 max.	22 max.	-
Wasser	Vol.-%	0.05	4	26	22	1.0 max.	1.0 max.	-
Aluminium	ppm	7	2	17	15	30 max.	30 max.	-
Blei	ppm	1	-	-	-	-	-	0.15
Chrom	ppm	-	-	-	-	-	-	0.34
Calcium	ppm	6	-	-	-	-	-	-
Kobalt	ppm	-	-	-	-	-	-	0.43
Kupfer	ppm	-	-	-	-	-	-	0.4
Eisen	ppm	28	-	-	-	-	-	13
Molybdaen	ppm	-	-	-	-	-	-	0.56
Natrium	ppm	35	36	11	35	-	100	-
Nickel	ppm	79	-	-	-	-	-	34
Phosphor	ppm	4	-	-	-	-	-	-
Quecksilber	ppm	-	-	-	-	-	-	0.02
Selen	ppm	-	-	-	-	-	-	0.2
Silizium	ppm	6	-	-	-	-	-	-
Vanadium	ppm	331	61	80	122	600 max.	600 max.	89
Zink	ppm	-	-	-	-	-	-	0.75
Zinn	ppm	-	-	-	-	-	-	0.3

Tab. IV.3.A8: Brennstoffeigenschaften von Bunkeröl SSF 7 sowie Grenzwerte der International Council of Combustion Engines (CIMAC) und von New Sulzer Diesel für RTA Aggregate; Brennstoffanalyse A und Grenzwerte CIMAC in <Hannan et al. 1990>, Brennstoffanalysen B, C, D in <Takaishi et al. 1990>, Grenzwerte für RTA Diesel in <Sulzer 1991>; Zusätzlich sind noch die Mittelwerte von Spurenelement-Analysen verschiedener Schiffstreibstoffe <Lloyd's 1995> ¹⁾: bei 100°C

Zu Kapitel 6. "Exploration"

6.A1 Übersicht über Bohrflüssigkeiten

Klassifikation	Hauptbestandteile	Charakterisika
Gas		
Trockene Luft	Trockene Luft	Schnelles Bohren in trockenem, hartem Fels; kein Wassereinbruch; Staub
Nebel	Luft, Wasser oder Schlamm	Nasse Formationen mit wenig Wassereinbruch; hohe Umdrehungsgeschwindigkeit

Tab. IV.6.A1: Übersicht über Bohrflüssigkeiten <Darley et al. 1988>, <McNormie 1980>, <Sanders et al. 1987>, <Hudgins 1991>

Klassifikation	Hauptbestandteile	Charakteristika
Gas (Forts.)		
Schaum	Luft, Wasser, Schäumungsmittel	Stabiler Fels; moderater Wassereintritt erlaubt
Stabiler Schaum	Luft, Wasser mit Polymeren und/oder Bentonit, Schäumungsmittel	Alle Bedingungen "reduzierten Drucks": Grosse Wasservolumina, Hohe Bohrkleinmengen bei niedriger Umdrehungsgeschwindigkeit; ausgewählte Polymere und Schäumungsmittel zur Bohrlochstabilisierung und Salztoleranz; Schaum kann an der Oberfläche erzeugt werden
Wasser		
Süßwasser	Süßwasser	Schnelles Bohren in stabilen Formationen; Braucht grosse Absetzbecken, Flockulierungsmittel oder reichliche Wasserversorgung und leichte Entsorgung
Salzwasser	Meerwasser	Solen für erhöhte Dichte und erniedrigten Gefrierpunkt; Anwendung begrenzt auf niedrig-permeablen Fels
Low Solids Schlämme	Süßwasser, Polymere, Bentonit	Schnelles Bohren in standfestem Fels; Mechanische Feststoffabscheidung erforderlich; Wird durch Zement verunreinigt, lösliche Salze
Spud Schlämme	Bentonit und Wasser	Billig
Salzwasserschlämme ¹⁾	Meerwasser, Sole, gesättigtes Salzwasser, Salzwassertonen, Stärke, Zellulose Polymere, Additive gegen Flüssigkeitsverlust	Salzstöcke; Überarbeitungen; Nicht halogenide Salze können Spezialbehandlung erfordern
Kalkschlämme ¹⁾	Süß- oder Brackwasser, Bentonit (oder natürlich vorkommende Tone) ²⁾ , Kalk, Lignosulfonate, Lignite, Natriumchromate und Surfactant für hohe Temperaturen, Additive gegen Flüssigkeitsverlust	Bohren in Schiefer; Einfacher Betrieb bei mittleren Dichten; Max. Temp. 150°C mit Lignit; Teilweise salztolerant; Unbeeinflusst durch Anhydrit, Zement; pH 11-12
Gippschlämme ^{1) 3)}	Gleich wie Lehmschlämme, ausser Lehm durch Gips ersetzt, Additive gegen Flüssigkeitsverlust	Bohren in Schiefer; Einfacher Betrieb; Max. Temp. 165°C; Unbeeinflusst durch Anhydrit, Zement, mässiger Salzgehalt; pH 9-10
Chrom-Lignit/ Chrom-Lignosulfonat-Schlämme ^{1) 3)}	Süß- oder Brackwasser, Bentonit ²⁾ , Natronlauge, Lignite, Lignosulfonate oberflächenaktive Substanzen für hohe Temperaturen, Additive gegen Flüssigkeitsverlust	Bohren in Schiefer; Einfacher Betrieb; Max. Temp. 180°C; Dieselbe Toleranz für Verunreinigungen wie Gippschlämme, pH 9-10
Kaliumschlämme	Kaliumchlorid, Acrylic-, Bio-, oder Zellulose-Polymer, etwas Bentonit ²⁾ , Additive gegen Flüssigkeitsverlust, Verflüssiger	Bohrlochstabilität; Mechanische Feststoffabscheidung erforderlich; Schnelles Bohren mit minimalem Feststoffgehalt; pH 7-8
Öl		
Öl	Entgastes Rohöl; asphaltisches Rohöl mit Seifen und Wasser	Bohrlochvollendung und Überarbeitung bei niedrigem Druck; Bohren in untiefen produktiven Zonen niedrigen Drucks; Wasser kann zur Erhöhung der Dichte und der Bohrkleintransportfähigkeit zugefügt werden

Tab. IV.6.A1: Forts.; Erläuterungen und Fussnoten sind am Schluss der Tabelle aufgeführt.

Öl (Forts.)		
Asphaltische Schlämme	Dieselöl, Asphalt, Emulgatoren, 2-10% Wasser	Die Zusammensetzung der Ölschlämme kann den Anforderungen an Dichte, Bohrlochstabilität und Temperaturbeständigkeit (bis 315°C) angepasst werden
Nichtasphaltische Schlämme	Dieselöl, Emulgatoren, oleophiler Ton, modifizierte Harze und Seifen, 5-40% Wasser	Hohe Beschaffungskosten und strenge Umweltvorschriften, aber niedrige Betriebskosten
Schlämme auf Dieselsbasis	Wasser-in-Öl Emulsion, Dieselöl (70-80%), Polymere, Tone, Barit	Anstelle von entgastem Rohöl, hohe aquatische Toxizität (hoher Aromatengehalt)
low-toxicity Schlämme	Wasser-in-Öl Emulsion, Mineralöl-Kerosin (70-80%), Wasser, Polymere, Tone, Barit	Anstelle von Dieselöl, niedriger Gehalt an aromatischen und polyzyklischen aromatischen KW

Tab. IV.6.A1: Forts.; ¹⁾: Diesen Schlämmen wird oft Dieselöl zusammen mit einem Emulgator zugegeben; ²⁾: heute wird häufig auch Barit anstelle von oder in Kombination mit Bentonit verwendet; ³⁾: Erhöhen der Temperaturbeständigkeit durch Ersetzen von Calcium durch Lignit und oberflächenaktive Substanzen; ⁴⁾: Dichte von Ölschlämmen kann durch Zugabe von Calciumcarbonat oder Barit erhöht werden; ⁵⁾: Calciumchlorid wird dem emulgierten Wasser zugegeben, um die Schieferstabilität zu erhöhen

6.A2 Chemikalien für wässrige Bohrspülungen

Klassifikation	Verwendete Substanzen	Charakteristika
Weighting Agent	Galena (PbS), Hematit (Fe ₂ O ₃), Magnetit (Fe ₃ O ₄), Eisenoxid (Fe ₂ O ₃), Illmenit (FeO, TiO ₂), Barit (BaSO ₄), Siderit (FeCO ₃), Celestit (SrSO ₄), Dolomit (CaCO ₃ , MgCO ₃), Calcit (CaCO ₃)	Kontrolle des Formationswasserdruckes, Verhindern von Blowouts,
Anorganische Geliermittel	Bentonit	Viskositätserhöhung, Reduktion der Flüssigkeitsverluste
Basische Chemikalien	Natronlauge, Calcium-, Kaliumhydroxid	pH-Kontrolle im basischen Bereich
Anorganische Salze	Natrium-, Kalium-, Magnesiumchlorid	Verhindern des Lösens von Salzen in geologischen Formationen
Andere anorganische Chemikalien	Gips	Calciumerhöhung
Material zur Verhinderung von Zirkulationsverlusten	geschredderte Nusschalen, vegetabile Fasern,	Verschliessen der Gesteinsporen
Lignosulphonate	Lignosulphonate und modifizierte Lignosulphonate	Dispergatoren, Deflokkulation von Bentoniten und anderen Tonen, Emulgiermittel
Lignite	Leonardit, modifizierte Lignite	Braunkohlenart
Polymere	Stärke (1), Guar Gum (1), Xanthan Gum (1), Carboxymethyl Cellulose (CMC) (2), Acrylic Polymere (3)	(1): Viskositätserhöhung, (2): Verhinderung von Zirkulationsverlusten, (3): Verschiedenes
Produkte auf Asphaltbasis	Asphaltene, Harze, Öle, verblasener Asphalt	Reduktion der Schieferaktivität, Verhinderung von Zirkulationsverlusten
Schauminhibitoren	Silikone, Polyalkohole, Aluminium Stearate, Alkyl Phosphate, Tributyl Phosphate	Verhindern von Schaumbildung
Biozide	Aldehyde, quaternäre Ammonium-Verbindungen u.a.	Verhindern u.a. des Wachstums sulfatreduzierender Bakterien

Tab. IV.6.A2: Chemikalien für wässrige Bohrspülungen, nach <Hudgins 1991>, <Darley et al. 1988>

Korrosionsinhibitoren	Lehm (1), Natronlauge (1), Sauerstoff-, Schwefelwasserstoff-Scavengers (2),	(1): pH-Kontrolle, (2): Lösen von Sauerstoff resp. Schwefelwasserstoff
Ablagerungsinhibitoren	-	Verhinderung von Ablagerungen von Calciumcarbonat
Bohr-Schmiermittel	Fettsäuren, Fettsäure-Salze (Calcium-Seifen), Triglyzeride, Glasperlen, organische Polymere	Reduktion der Bohrrreibung
Bohrgestänge-Deblockierer	-	Deblockieren festgefahrener Bohrgestänge
Dispergatoren	Lignosulphonate,	Dispergieren, Emulgieren
Emulgatoren, Detergenzien	Fettsäuren, Sulphonate, Polyoxylate	Öl-in-Wasser-Emulsionen, Wasser-in-Öl-Emulsionen (v.a. OBM)
Schiefer-Inhibitoren,	Kaliumchlorid, CMC, Acrylic Polymere	siehe oben
Verdünner	Lignosulphonate, Lignite, Polyphosphate	Chemische Reaktionen mit Ton- und Bentonitpartikeln

Tab. IV.6.A2: Chemikalien für wässrige Bohrspülungen, nach <Hudgins 1991>, <Darley et al. 1988>

6.A3 Chemikalien für Ölbohrspülungen

Klassifikation	Verwendete Substanzen	Charakterisika
Weighting Agent	Galena (PbS), Hematit (Fe ₂ O ₃), Magnetit (Fe ₃ O ₄), Eisenoxid (Fe ₂ O ₃), Illmenit (FeO, TiO ₂), Barit (BaSO ₄), Siderit (FeCO ₃), Celestit (SrSO ₄), Dolomit (CaCO ₃ , MgCO ₃), Calcit (CaCO ₃)	Kontrolle des Formationswasserdruckes, Verhindern von Blowouts,
Basisöl	Rohöl, Dieselöl, Mineralöl (Kerosin)	Bohrflüssigkeit
Sole	Calciumchlorid (CaCl ₂)	Verhindern der Reaktion mit Tonen und lösbaren Salzen, Erhöhung der Dichte, Erhöhung der Viskosität
Anorganische Geliermittel	Bentonit	Viskositätserhöhung, Reduktion Flüssigkeitsverluste
Basische Chemikalien	Calciumhydroxid	pH-Kontrolle im basischen Bereich
Lignite	Leonardit, modifizierte Lignite	Braunkohlenart
Polymere	Stärke (1), Guar Gum (1), Xanthan Gum (1), Carboxymethyl Cellulose CMC (2), Acrylic Polymere (3)	(1): Viskositätserhöhung, (2): Verhinderung von Zirkulationsverlusten, (3): Verschiedenes
Emulgatoren, Detergenzien	Fettsäuren, Terpentinharze	Wasser-in-Öl-Emulsionen (v.a. OBM)

Tab. IV.6.A3: Chemikalien für Öl-Bohrspülungen, nach <Hudgins 1991>, <Darley et al. 1988>

Zu Kap. 7. "Förderung"

7.A1 Einsatzkriterien für Chemikalien

Problem	Chemikalie
Mineralische Ablagerungen (Scale)	Scale Inhibitor
Korrosion der Apparaturen	Korrosionsinhibitor, Sauerstoff-Scavenger
Bakterienwachstum	Biozide
Wasser-in-Öl Emulsion	Demulgatoren
Öl-in-Wasser Emulsion	Koagulanzen, Flokkuliermittel
Entfernen von Feststoffen	Koagulanzen, Flokkuliermittel
Schäumen, Öl oder Wasser	Antischäummittel
Paraffin Ablagerungen	Paraffin Inhibitor; Lösungsmittel

Tab. IV.7.A1: Probleme bei der Erdölförderung und dagegen verwandte Chemikalien <Hudgins 1991>

Problem	Chemikalie
Bakterienwachstum	Biozide
Gelöster Sauerstoff	Sauerstoff-Scavenger
Effizienz der Filtration	?
Gelöste Feststoffe	Koagulanzen, Flokkuliermittel
Schäumen	Antischäummittel
Erhöhen der Reaktionsgeschwindigkeit	Katalysatoren
Mineralische Ablagerungen (Scale)	Scale Inhibitor

Tab. IV.7.A2: Chemikalien zur Meerwasseraufbereitung für Wasserfluten <Hudgins 1991>

7.A2 Rohölherkunft Schweiz 1994

Rohölherkunft	Einheit	B	F	D	I	NL	N	UK	USA	GUS	Nord-afrika	Total
Lieferländer												
Europa	Mio. t	11.66	20.62	38.10	5.59	15.19	19.10	72.78	32.42	0.00	0.00	215.5
Lateinamerika	Mio. t	1.10	0.68	3.91	0.34	0.37	0.00	2.19	105.7	0.00	0.70	114.9
Nahost	Mio. t	12.41	34.43	15.45	22.33	31.22	0.00	10.34	88.55	0.00	5.60	220.3
ehem. UdSSR	Mio. t	1.38	4.73	22.76	16.70	2.29	0.00	1.46	1.40	280.7	0.00	331.4
Nordafrika	Mio. t	0.91	4.16	18.74	30.01	0.14	0.00	1.52	3.83	0.00	66.67	126.0
Zentralafrika	Mio. t	0.80	10.68	8.29	3.02	5.46	0.00	0.57	63.36	0.00	0.00	92.2
Nordamerika	Mio. t	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	441.1	0.00	0.00	441.0
Summe	Mio. t	28.26	75.28	107.3	77.99	54.67	19.10	88.85	736.3	280.7	72.97	1541.3

Exportanteil in die Schweiz	%	5.26	1.31	2.04	1.18	3.19	0.43	0.37	0.01	0.05	0.14		in [%]
Europa	Mio. t	0.61	0.27	0.78	0.07	0.48	0.08	0.27	0.00	0.00	0.00	2.57	31.8
Lateinamerika	Mio. t	0.06	0.01	0.08	0.00	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.18	2.3
Nahost	Mio. t	0.65	0.45	0.32	0.26	0.99	0.00	0.04	0.01	0.00	0.01	2.73	33.9
ehem. UdSSR	Mio. t	0.07	0.06	0.46	0.20	0.07	0.00	0.01	0.00	0.14	0.00	1.01	12.6
Nordafrika	Mio. t	0.05	0.05	0.38	0.35	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.09	0.94	11.7
Zentralafrika	Mio. t	0.04	0.14	0.17	0.04	0.17	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.57	7.1
Nordamerika	Mio. t	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.05	0.7
Total	Mio. t	1.49	0.98	2.19	0.92	1.74	0.08	0.33	0.09	0.14	0.10	8.06	100.0

Tab. IV.7.A3&4 Oben: Rohölherkunft der für die Schweiz relevanten Lieferländer 1994, <Pétrole 1995> ; Unten: Rohölherkunft für die Schweiz 1994, nach Lieferländer <Pétrole 1995>, <EV 1995>

Löschhafen	Einheit	Nord-see	Mittel-meer	GUS	USA	Nord-afrika	Total Prod.	Rohöl direkt	Total	Anteil [%]
Europa	Mio. t	2.23	0.34	0.00	0.00	0.00	2.57	0.75	3.32	25.87
Lateinamerika	Mio. t	0.16	0.01	0.00	0.01	0.00	0.18	0.00	0.18	1.43
Nahost	Mio. t	2.00	0.71	0.00	0.01	0.01	2.73	0.59	3.32	25.90
ehem. UdSSR	Mio. t	0.62	0.26	0.14	0.00	0.00	1.01	0.00	1.01	7.91
Nordafrika	Mio. t	0.44	0.41	0.00	0.00	0.09	0.94	2.47	3.41	26.55
Zentralafrika	Mio. t	0.39	0.18	0.00	0.01	0.00	0.57	0.96	1.53	11.93
Nordamerika	Mio. t	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.41
Total	Mio. t	5.83	1.90	0.14	0.09	0.10	8.06	4.77	12.83	100.00

Tab. IV.7.A5: Rohölherkunft Schweiz 1994, <Pétrole 1995>, <EV 1995>

7.A3 Heizwerte für Allokation Top/Down-Ansatz

	unterer Heizwert [MJ/kg]
Schweröl	40.0 ¹⁾
Rohöl	42.6 ²⁾
NGL	45.88 ³⁾
LPG	47.0 ⁴⁾
Erdgas	48.6 ⁵⁾

Tab. IV.7.A6: Heizwert verschiedener fossiler Energieträger, ¹⁾: Tab. IV.3.20, ²⁾: Tab. IV.3.1, ³⁾: <Birnbauer et al. 1992>, ⁴⁾: berechnet mit Heizwert aus <Birnbauer et al. 1992>, ⁵⁾: <OECD/IEA 1991>, siehe auch Kap. IV.3 "Brennstoffqualitäten"

7.A4 Produziertes Wasser

	A [µg/l]	B [µg/l]	C [µg/l]	D [µg/l]	E [µg/l]	F [µg/l]	G [µg/l]
Barium (Ba)	k.A.	33E3±25E3	12E3	50E3	250E3	2.2E6	0
Blei (Pb)	315±670	<500	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Bor (B)	k.A.	67E3±4E3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4.8E3
Brom (Br)	k.A.	68E3±2E3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	65E3
Cadmium (Cd)	27±12	<81±185	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Cäsium (Cs)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.5
Calcium (Ca)	k.A.	0.3E6±44E3	1.95E6	1.0E6	2.8E6	780E3	0.45E6
Chlor (Cl)	k.A.	15E6±1.4E3	36.6E6	25.6E6	52.4E6	68E6	19.9E6
Chrom (Cr)	186±68	<500	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Eisen (Fe)	k.A.	k.A.	<1'000	k.A.	k.A.	k.A.	<1'000
Fluor (F)	k.A.	800±300	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Iod (I)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	50
Kalium (K)	k.A.	208E3±21E3	240E3	330E3	370E3	1.7E6	370
Kobalt (Co)	k.A.	<1'000	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kupfer (Cu)	104±180	<38±72	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3
Lithium (Li)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	200
Magnesium (Mg)	k.A.	79E3±34E3	300E3	305E3	500E3	100E3	1.4E6
Mangan (Mn)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	2
Natrium (Na)	k.A.	10E6±340E3	19.6E6	14.6E6	29.4E6	41.9E6	10.65E6
Nickel (Ni)	192±307	50±110	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Quecksilber (Hg)	k.A.	<3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Rubidium (Rb)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	120
Sulfat (SO ₄ ²⁻)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0.88E6
Silber (Ag)	63±17	<200	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Strontium (Sr)	k.A.	43E3±11E3	175E3	260E3	575E3	370E3	10E3
Uranium (U)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Vanadium (V)	k.A.	<50	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Zink (Zn)	170±253	<270±400	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Tab. IX.7.A7: Spurenelementgehalt in produziertem Wasser nach verschiedenen Quellen, A: Synthese verschiedener Studien <Stephenson 1991>, B: Nordsee Ölförderung <Somerville et al. 1987>, C: Beatrice Field, Nordsee <Ray et al. 1988>, D, E, F: niedrige, mittlere und hohe Salinität des produzierten Wassers <Pennington 1988>, G: Meerwasser, <Ray et al. 1988>, <Neff et al. 1987>

	H [µg/l]	I [µg/l]	K [µg/l]	L [µg/l]	M [µg/l]	Hier [µg/l]
Barium (Ba)	k.A.	5E3-60E3	240-930	k.A.	5'000	250'000
Blei (Pb)	160-915	k.A.	k.A.	600	100	300
Bor (B)	k.A.	8E3-40E3	k.A.	k.A.	15'000	70'000
Brom (Br)	k.A.	46E3-1.2E6	k.A.	k.A.	k.A.	70'000
Cadmium (Cd)	39-56	k.A.	k.A.	29	k.A.	30
Cäsium (Cs)	k.A.	100-600	k.A.	k.A.	k.A.	100
Calcium (Ca)	k.A.	2.5E6-25.8E6	k.A.	k.A.	2.76E6	3.0E6
Chlor (Cl)	k.A.	46E6-141E6	k.A.	k.A.	k.A.	50E6
Chrom (Cr)	59-390	k.A.	k.A.	260	k.A.	200
Eisen (Fe)	8E3-0.1E6	k.A.	3.1E3-7.1E3	k.A.	70'000	10'000
Fluor (F)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1'000
Iod (I)	k.A.	3E3-210E3	k.A.	k.A.	k.A.	10'000
Kalium (K)	k.A.	130E3-3.1E6	k.A.	k.A.	470'000	400'000
Kobalt (Co)	k.A.	k.A.	k.A.	< 0.1	k.A.	-
Kupfer (Cu)	100-137	600-3E3	k.A.	75	2'000	100
Lithium (Li)	k.A.	3E3-50E3	k.A.	k.A.	k.A.	-
Magnesium (Mg)	k.A.	0.53E3-4.3E6	k.A.	k.A.	1.34E6	500'000
Mangan (Mn)	4E3	12E3-0.18E6	k.A.	k.A.	500	4'000
Natrium (Na)	k.A.	23E6-57E6	k.A.	k.A.	44E6	30E6
Nickel (Ni)	68-1.7E3	k.A.	k.A.	960	2'000	200
Quecksilber (Hg)	<0.3-<1	k.A.	k.A.	0.08	k.A.	-
Rubidium (Rb)	k.A.	100-4E3	k.A.	k.A.	k.A.	1'000
Sulfat (SO ₄ ²⁻)	k.A.	0.21E6-1.2E6	k.A.	k.A.	k.A.	-
Silber (Ag)	1-152	k.A.	k.A.	66	k.A.	60
Strontium (Sr)	85E3	7E3-1E6	37E3-80E3	k.A.	140'000	600'000
Uranium (U)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1.5	0
Vanadium (V)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	2'000	-
Zink (Zn)	190-640	k.A.	k.A.	280	7'000	200

Tab. IX.7.A8: Spurenelementgehalt in produziertem Wasser nach verschiedenen Quellen, H: Gulf of Mexico, <Gillam 1988>, I: <Neff et al. 1987>, K: <Rose et al. 1981>, L: Ausgewählte Offshore-Öl- und Gas-Produktionsstätten <Middleditch 1987>, M: <Pierce et al. 1964>, Herleitung für Werte dieses Projekt siehe Text

Zu Kapitel 8. "Ferntransport"

8.A1 Herkunft des in der Schweiz raffinierten Rohöls:

Herkunft	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1994
Saudi-Arabien	284	361	400	357	370	339	352	490
Nordjemen	0	0	0	79	75	0	0	0
VAE	0	0	0	0	0	0	0	100
Iran	23	45	0	0	0	0	0	0
Libyen	1'807	1'637	1'735	1'488	479	1'128	1'882	1'872
Nigeria	784	719	489	218	152	250	236	920
Algerien	707	514	550	384	0	31	0	593
Angola	0	0	0	0	0	0	0	40
Kamerun	0	53	70	20	154	0	0	0
Tunesien	18	99	48	160	0	0	0	0
Grossbritannien	127	406	169	779	894	387	1'407	751
Norwegen	0	69	434	360	890	919	652	0
GUS	61	7	0	0	0	0	0	0
Total	3'811	3'910	3'895	3'845	3'014	3'054	4'529	4'766

Tab. IV.8.A1: In die Schweiz importierte Rohöle 1985 - 1994 in [1'000 t]; <EV 1995>

Zu Kapitel 9. "Raffinerie"

9.A1 Katalysatoren

Cobalt-Molybdän-Katalysator

Zusammensetzung:

Komponente	[Gew.-%]
CoO	4
MoO ₃	19
Al ₂ O ₃	77

Tab. IV.9.A1: Zusammensetzung eines Cobalt-Molybdän-Katalysators; <Raffoil 1991>

Lebensdauer: 6 a

Durchsatz: 350'000 t/a

Nickel-Molybdän-Katalysator

Zusammensetzung:

Komponente	[Gew.-%]
W ₂ O ₅	8
NiO	4
MoO ₃	19.5
Al ₂ O ₃	68.5

Tab. IV.9.A2: Zusammensetzung eines Nickel-Molybdän-Katalysators; <Raffoil 1991>

Lebensdauer: 2 resp. 8 a (Durchschnitt 3 a)

Durchsatz: 900'000 t/a resp. 200'000 t/a (Durchschnitt 580'000 t/a)

Wolfram wird nicht weiter berücksichtigt.

Platin-Katalysator

Zusammensetzung:

Komponente	[Gew.-%]
Pt	0.35
Al ₂ O ₃	99.65

Tab. IV.9.A3: Zusammensetzung eines Platin-Katalysators; <Raffoil 1991>

Lebensdauer: 20 a

Durchsatz: 150'000 t/a

Platin-Rhenium-Katalysator

Zusammensetzung:

Komponente	[Gew.-%]
Pt	0.22
Re	0.44
Chloride	1 - 1.1
Zeolith	98.2

Tab. IV.9.A4: Zusammensetzung eines Platin-Rhenium-Katalysators; <Raffoil 1991>

Lebensdauer: 7 a

Durchsatz: 600'000 t/a

Zeolith-Katalysator

Zusammensetzung:

Komponente	[Gew.-%]
Zeolith	100

Tab. IV.9.A5: Zusammensetzung eines Zeolith-Katalysators; <Raffoil 1991>

Lebensdauer: 10 a

Durchsatz: 850'000 t/a

9.A2 Allokationsfaktoren Emissionen Wasser

	Bitumen	Heizöl S	Heizöl EL Diesel	Kerosin	Benzin	Propan, Butan	Raffineri egas	Total
Chlorid	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Sulphat	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Ammonium-N	0.5	0.5	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0
Nitrat-N	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
organ.-geb.-N	0.3	0.3	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.0
Gesamt-N	0.5	0.5	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0
Sulfide	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
H ₂ S	0.1	0.1	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.0
Merkaptane	0.8	0.8	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0
Gesamt-Cyanid	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Natrium	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Kalium	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Magnesium	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Calcium	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Eisen	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Zink	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Kupfer	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Chrom	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Vanadium	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Quecksilber	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Selen	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
TOC	0.4	0.5	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0
CSB	0.2	0.3	1.2	1.0	1.2	1.2	1.2	1.0
BSB5	0.4	0.5	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0
Phenol	1.4	1.7	0.9	0.6	0.9	0.9	0.9	1.0
Gesamt-KW	0.3	0.3	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.0
Benzol	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Toluol	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Xylol	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Ethylbenzol	1.1	1.1	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Gesamt-BTEX	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
AOX	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
MTBE	0	0	0	0	4.0	0	0	0

Tab. IV.9.A6: Produktspezifische Faktoren für Wasseremissionen einer Raffinerie

9.A3 Zusammensetzung Raffinerieschlamm

Über die Zusammensetzung z.B. der Schlämme wurden in <Concawe 1980> Analysen von typischen Raffinerieschlämmen publiziert. Es wurden verschiedene Schlammproben genommen und auf ihre Spurenelementgehalte hin untersucht. Es zeigt sich, dass auch hier die Konzentrationen sehr stark schwanken und es auf die Herkunft des Schlammes ankommt. Eisen mit 1'700 bis 6'000 ppm, Calcium mit 600 bis 3'800 ppm und in einigen Fällen Silicium sind diejenigen Elemente mit den bedeutendsten Konzentrationen.

Spurenelement	Probe 1 [ppm]	Probe 2 [ppm]	Probe 3 [ppm]	<RSO 1992> [ppm]	Dieses Projekt [ppm]
Aluminium (Al)	kA	nn	kA	kA	0
Blei (Pb)	800	43	kA	450	450
Cadmium (Cd)	kA	1	kA	9	10
Chrom (Cr)	10	140	5'080	63	60
Eisen (Fe)	kA	kA	kA	kA	2'000
Kalium (K)	kA	kA	830	820	800
Kobalt (Co)	30	13	110	21	20
Kupfer (Cu)	10	600	660	113	100
Magnesium (Mg)	kA	nn	7'145	3'230	3'000
Mangan (Mn)	kA	kA	1'050	kA	1'000
Molybdän (Mo)	kA	3.5	kA	19	20
Natrium (Na)	kA	kA	665	kA	600
Nickel (Ni)	2'000	40	kA	135	150
Quecksilber (Hg)	4	2.1	kA	kA	2
Vanadium (V)	kA	200	2'125	kA	200
Zink (Zn)	200	400	3'025	1'030	1'000

Tab. IV.9.A7: Spurenelementgehalte in Raffinerie-Schlammproben, bezogen auf Gesamtmasse, <Concawe 1980>, <RSO 1992>

Im weiteren sind, neben den oben aufgeführten Elementen Kalium und Magnesium, folgende

düngenden Komponenten enthalten:

	<RSO 1992> [ppm]	Dieses Projekt [ppm]
Stickstoff	1'100	1'000
Phosphate	470	500
Calcium	7'100	7'000

Tab. IV.9.A8: Zusammensetzung von Raffinerie-Schlammproben; <RSO 1992>

Über den Gehalt an Öl oder Kohlenwasserstoffen sind Angaben in <Adams 1982> enthalten, welche für die verschiedenen Raffinerieschlämme Angaben zu Öl- resp. Kohlenwasserstoffgehalt, Gehalt an Wasser sowie flüchtigen und inerten Feststoffen macht. Mithilfe der Daten in <RSO 1992> werden die spezifischen Werte für dieses Projekt festgelegt.

	<RSO 1992> [Gew.-%]	<Adams 1982> [Gew.-%]	Dieses Projekt [Gew.-%]
Kohlenwasserstoffe	8.8	5 - 48	10
Wasser	69	29 - 98	88
Trockensubstanz	22.2	2 - 49	2

Tab. IV.9.A9: Zusammensetzung von Raffinerie-Schlammproben, <RSO 1992> und für dieses Projekt

Die Kohlenwasserstoffe werden als reine HC-Verbindungen mit einem C/H-Verhältnis von 85/15 angenommen.

Zu Kap. 10. "Regionaltransport"

10.A1 NMVOC-Profile von Benzindämpfen

[Gew.-%]	A	B	C	D	E	F	G
Alkane	72.9	91.1 ¹⁾	77.4	76.4	82.7	75.2	68.6
- Ethan	kA	-	-	-	0.1	kA	kA
- Propan	kA	-	-	-	0.8	kA	kA
- Methylpropan	21	-	-	-	22.4	0.2	17.6
- Butan	29	-	-	-	24.0	23.0	15.6
- Methylbutan	16	-	-	-	10.0	36.0	21.7
- Pentan	5.3	-	-	-	17.3	1.7	10.8
- Hexane	1.4	-	-	-	6.1	12.4	2.9
- Heptan	0.2	-	-	-	1.2	1.9	kA
Alkene	9.3		19.2	8.9	17.0	5.8	31.5
- Methylpropan	0.6	-	-	-	-	0.9	6.7
- i-Buten	0.5	-	-	-	-	-	10.2
- trans-2-Buten	1.3	-	-	-	5.4	-	2.9
- cis-2-Buten	1.3	-	-	-	3.9	-	2.9
- 3-Methyl-1-buten	0.4	-	-	-	-	0.8	0.7
- 1-Penten	1.0	-	-	-	-	-	4.4
- 2-Methyl-1-buten	1.3	-	-	-	1.4	-	1.2
- trans-2-Penten	1.4	-	-	-	2.5	1.0	1.4
- cis-2-Penten	0.8	-	-	-	0	-	0.5
- 2-Methyl-2-buten	1.6	-	-	-	2.8	1.2	0.6
- C6+	kA	-	-	-	1.0	1.9	kA
Aromaten	3.8	2.2	3.4	14.7	0	0.1	uA
- Benzol	2.2	0.8	1.1	-	0	0.1	-
- Toluol	1.6	1.0	1.5	-	kA	kA	-
- Ethylbenzol	kA	-	0.1	-	kA	kA	-
- Xylol	kA	0.4	0.7	-	kA	kA	-
MTBE	kA	6.7	0	0	0	kA	0
Total	86.0	100	100	100	99.5	81.1	100.1

Tab. IV.10.A1: NMVOC-Profil der Dämpfe von Ottokraftstoffen aus verschiedenen Quellen, A: <Berglund et al. 1990>, B: <Coker et al. 1989>, C: <Schröder 1981>, D: Durchschnitt von 4 Kraftstoffproben aus <Black et al. 1980>, E: Superkraftstoff, <DGMK 1978>, F: <Muller et al. 1967>, G: <Bragtank 1992>, ¹⁾: inkl. Olefine

Zu Kap. 11. "Feuerungen"

11.A1 Stickoxide

Kessel [kW]	NO _x ¹⁾ [mg/Nm ³]	NO _x ¹⁾ [kg/TJ _{in}]	Geltungsbereich	Quelle
bis 1'000	70 - 110	20 - 31	schadstoffarme Blaubrenner, Heizöl EL	<Brennpunkt 1991>
18	66-89	19 - 25	Typenprüfung, Heizöl EL	<EMPA 1992>
26	99-105	28 - 30	"	"
31	88-93	25 - 26	"	"
38-44	96-99	27 - 28	"	"
59-88	87-105	25 - 30	"	"
56-78	87-97	25 - 27	"	"
103-150	92-96	26 - 27	"	"
180-310	100-109	28 - 31	"	"
20	85 - 115	24 - 33	Versuchsreihe LES	<Gass et al. 1993>
125	100 - 140	28 - 40	Versuchsreihe LES	<Gass et al. 1993>
5 - 10 kW		50	Einzelofen	<Gemis 1992>
10 - 1'000 kW		40	atmosphärischer Brenner	"
10 - 1'000 kW		30	Gebäldebrenner	"
1 - 5 MW		30	Heizwerk	"
5 - 50 MW		30	Kessel	"
70	175 - 265	50 - 75	Gelbbrenner, 9 Versuche	<Braun 1992>
35	267 - 362	76 - 102	Blaubrenner, 5 Versuche	<Braun 1992>
< 1'000	209	59	Durchschnitt Schweiz 1990, Heizöl EL	<BUWAL 1993>
> 1 MW	239	68	Durchschnitt Schweiz 1990, Heizöl EL	"
> 1 MW	780	230	3 Messungen BL 1990, Heizöl S	<VFWL 1988>
Industriefeuerungen	kA	70	Heizöl EL	<UBA 1989>
Industriefeuerungen	kA	186	Heizöl S	<UBA 1989>
1 - 10 MW	470	130	Heizöle	<Gerold et al. 1980>
> 10 - 30 MW	650	180	Heizöle	<Gerold et al. 1980>
> 30 MW	880	240	Heizöle	<Gerold et al. 1980>
Industriefeuerung	kA	161	Schweröl	<OECD 1991b>
Hausfeuerung	kA	64	Heizöl EL	<OECD 1991b>
Hausfeuerung	kA	50	Default-Wert CORINAIR, Heizöl EL	<Veldt et al. 1992>
< 50 - > 300 MW	kA	100	Default-Wert CORINAIR, Heizöl EL	<Veldt et al. 1992>
< 50 - > 300 MW	kA	140 - 260	Default-Wert CORINAIR, Heizöl S	<Veldt et al. 1992>

Tab. IV.11.A1: NO_x-Emissionsfaktoren für Feuerungen unterschiedlicher Leistung, Einzel- und Durchschnittswerte, ¹⁾: als NO₂

11.A2 Kohlenmonoxid

	CO [kg/TJ _{In}]	Quelle
Zerstäuberbrenner, Prüfstand	11	<Struschka et al. 1988>
Zerstäuberbrenner, Feldmessung	24	<Struschka et al. 1988>
Gebläsebrenner < 50 kW	10 - 70	<Gemis 1989>
neue Kessel < 1'000 kW	25	<Gemis 1989>
Gebläsebrenner 10 - 1'000 kW	30	<Gemis 1992>
Heizwerk 1 - 5 MW	30	<Gemis 1992>
Kessel 5 - 50 MW	30	<Gemis 1992>
Industrief Feuerungen Heizöl S & EL	10	<UBA 1989>
Blaubrenner	2 - 8.5	<Brennpunkt 1991>
Div. LowNOx-Kessel	0.3 - 5.7 (2.8) ¹⁾	<EMPA 1992>
Gelbbrenner 70 kW	0.9 bis 8	<Braun 1992>
Blaubrenner 35 kW	1.4 - 13	<Braun 1992>
Anlagen < 350 kW (repräsent.)	30	<BUWAL 1993>
Anlagen < 1MW (repräsent.)	12	<BUWAL 1993>
Anlagen > 1 MW (repräsent.)	58	<BUWAL 1993>
2 Industrief Feuerungen Heizöl S, 1-5 MW	2.4 resp. 53	<VFWL 1988>
Industrief Feuerungen, Heizöl S	15	<OECD 1991b>
Hausfeuerungen, Heizöl EL	16	<OECD 1991b>

Tab. IV.11.A2: CO-Emissionsfaktoren nach verschiedenen Quellen, ¹⁾: Mittelwert in Klammern

11.A3 Partikel

Feuerungstyp	Partikel [kg/TJ _{In}]	
Gebläsebrenner 10 - 1'000 kW	0.1	<Gemis 1992>
Verdampfungsbrenner 10 - 1'000 kW	0.5	<Gemis 1992>
Einzelofen 5 - 10	1.0	<Gemis 1992>
Gelbbrenner 70 kW	0.3 - 12	<Braun 1992>
Blaubrenner 35 kW	0.3 - 0.9	<Braun 1992>
Industrief Feuerungen Heizöl EL	1.5	<UBA 1989>
Industrief Feuerungen Heizöl S	50	<UBA 1989>
Industrief Feuerung Heizöl S ¹⁾	22	<VFWL 1988>
Industrief Feuerung Heizöl S ²⁾	9	<VFWL 1988>

Tab. IV.11.A3: Partikel-Emissionsfaktoren verschiedener Feuerungstypen, ¹⁾: ohne Rauchgaszyklon, ²⁾: mit Rauchgaszyklon, S-Gehalt: 0.98 Gew.-%

Zusammenhang Schwefel-Gehalt im Brennstoff und Partikelemissionen

Die Korrelation zwischen dem Schwefelgehalt im Brennstoff und den Partikel-Emissionen lässt sich mit folgender Beziehung ausdrücken<Pacyna 1982a>:

$$e_p = 1.25 S + 0.38 \quad \text{mit} \quad e_p: \text{ Partikel-Emissionsfaktor (kg/10}^3 \text{ l}_{\text{Öl}}),$$

$$S: \text{ Gew.-% Schwefel im Brennstoff.}$$

S-Gehalt [%]	Heizwert [MJ/kg]	Dichte [kg/l]	Partikel [kg/TJ _{In}]
0.15	42.7	0.84	15.5
0.93	40.6	0.95	40
0.98	40.6	0.95	41.6
2.4	40.0	1.0	85

Tab. IV.11.A4: Partikel-Emissionsfaktoren bei verschiedenem S-Gehalt

11.A4 Flüchtige Organische Verbindungen (VOC)

Feuerungstyp	VOC [kg/TJ _{in}]	
Gebläsebrenner 10 - 1'000 kW	4.0	<Gemis 1992>
Verdampfungsbrenner 10 - 1'000 kW	7.5	<Gemis 1992>
Einzelofen 5 - 10	7.5	<Gemis 1992>
Gelbbrenner 70 kW	0.9 - 16	<Braun 1992>
Blaubrenner 35 kW	1.4 - 3.4	<Braun 1992>
Hausfeuerungen 15 bis 100 kW	nn - 2.3 (0.66)	<EMPA 1992>
Zerstäuberbrenner	4.7	<Struschka et al. 1988>
Verdampfungsbrenner, gebläseunterstützt	5.6/ 3.9 ¹⁾	<Struschka et al. 1988>
Heizwerk 1 - 5 MW	4.0	<Gemis 1992>
Kessel 5 - 50 MW	4.0	<Gemis 1992>
Industriefeuerungen, Heizöl EL	5	<Veldt et al. 1992>
Industriefeuerungen, Heizöl S	10	<Veldt et al. 1992>
Industriefeuerungen, Heizöl EL	5	<UBA 1989>
Industriefeuerungen, Heizöl S	8	<UBA 1989>
Industriefeuerung, Heizöl EL	3	<Veldt 1991>
Industriefeuerung, Heizöl S	6	<Veldt 1991>

Tab. IV.11.A5: VOC-Emissionsfaktoren verschiedener Feuerungstypen, ¹⁾: Teillast/ Vollast

11.A5 Monozyklische, aromatische Kohlenwasserstoffe

Schadstoff	<Struschka et al. 1988>		<Braun 1992> ¹⁾	
	17 - 50 kW [g/TJ _{in}]	170 - 2'000 kW [g/TJ _{in}]	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner [g/TJ _{in}]
Benzol	17	8	17 - 190	390 - 1'350
Toluol	55	8	nn - 65	14 - 40
o-Xylol	kA	5	nn - 62	nn - 3
m-,p-Xylol	kA	kA	nn - 14	nn
Ethylbenzol	20	8	nn	nn
Phenol	kA	kA	nn - 3	nn
Salicylaldehyd	kA	kA	nn - 108	nn - 23
Naphtalin	30	kA	nn - 800	nn
1-Methylnaphtalin	36	kA	kA	kA
Total	4'700	1'800	-	-

Tab. IV.11.A6: Mittlere Emissionsfaktoren aromatischer Verbindungen aufgrund von Feldversuchen bei Feuerungen mit Zerstäuberbrenner (je 8 verschiedene Anlagen) <Struschka et al. 1988>, resp. eines Gelb- und eines Blaubrenners (70 resp. 35 kW) <Braun et al. 1991>, <Braun 1992>, ¹⁾: errechnet mithilfe der Brennstoffdaten aus <Braun et al. 1991>

11.A6 Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH)

Schadstoff	<Struschka et al. 1988> ¹⁾		<Braun 1992> ²⁾		<Smith 1984>	
	Blaubrenner [g/TJ _{in}]	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]	Blaubrenner [g/TJ _{in}]	Gelbbrenner [g/TJ _{in}]	Gebläse [g/TJ _{in}]	atmosph. [g/TJ _{in}]
Acenaphtylen	kA	kA	nn - 0.20	nn - 58	kA	kA
Acenaphten	kA	kA	nn - 0.028	nn - 3	kA	kA
Fluoren	kA	kA	nn - 0.11	nn - 6	kA	kA
Phenantren	kA	kA	0.057 - 0.65	0.017 - 125	kA	kA
Anthracen	kA	kA	nn - 0.057	nn - 13	kA	kA
Fluoranthren	25	220	0.085 - 0.28	0.023 - 53	0.0157-0.0411	50.5-65.8
Perylen	kA	kA	kA	kA	kA	0.07-0.12
Pyren	10	110	0.023 - 0.085	nn - 47	0.0057-0.0124	2.52-37.7
Benzo(a)anthracen	kA	kA	nn - 0.28	nn - 3.4	kA	kA
Chrysen/ Triphenylen/ Benzo(a)anthracen	2.5	25	nn - 0.14 ³⁾	nn - 7.1 ³⁾	0.0007-0.0019	1.09-6.19
Coronen	kA	kA	kA	kA	kA	0.21-0.78
Benzo(b,k)fluoranthren	1.5	15	nn	nn - 5.7	kA	kA
Benzo(e)pyren	0.5	10	kA	kA	0.0002-0.0007	0.82-3.27
Benzo(a)pyren	0.05	5	nn	nn - 6.0	0.0001-0.0005	0.07-0.56
Indeno(1,2,3,-cd)pyren	kA	kA	nn	nn - 8.5	kA	kA
Dibenzo(a,c)anthracen	kA	kA	nn	nn	kA	kA
Benzo(ghi)perylen	0.5	15	nn	nn - 6.8	0.0001-0.0005	0.24-1.44
PAH Total	40	400	kA	kA		

Tab. IV.11.A7: PAH-Emissionsfaktoren von Blau- und Gelbbrennern, ¹⁾: in stationärem Zustand mit Russzahl 0, ²⁾: Werte von <Braun 1992> errechnet mithilfe der Brennstoffdaten aus <Braun 1992>, ³⁾: nur Chrysen, ⁴⁾: nur Benzo(a)anthracen

11.A7 Leistung von Gebläsen

Kessel [kW]	Gebläse [W]	[%]
18	90	0.5
25	90	0.36
30	110	0.37
35	110	0.29
56-78	450	0.57-0.80
103-150	450	0.30-0.44
179-311	750	0.24-0.42
38-44	180	0.41-0.47
59-88	450	0.51-0.76
Satronair 8-42.5	110	0.26-0.14

Tab. IV.11.A8: Leistungsbedarf und spezifischer Leistungsbedarf (elektrisch) des Gebläses verschiedener Ölheizkessel <EMPA 1992>, <Satronic 1993>

Zu Kapitel 12. "Kraftwerke"

12.A1 Schwefelgehalt und Partikelemissionen

Aufgrund der Korrelation vom Schwefel- mit dem Spurenelementgehalt im Erdöl lässt sich eine mathematische Beziehung herleiten <Pacyna 1982a> (siehe Anhang 11.A3).

S-Gehalt	Partikel [kg/1000l _{Öl}]	Partikel [kg/TJ _{ln}]
0.5	1.005	25.1
1.0	1.630	40.8
1.5	2.255	56.4
2.0	2.880	72.0
2.5	3.505	87.6
3.0	4.130	103
3.5	4.755	118.9

Tab. IV.12.A1: Emissionsfaktoren Partikel für flüssige Brennstoffe mit unterschiedlichem Schwefelgehalt, nach <Pacyna 1986>, Heizwert H_U: 40.0 MJ/kg, Dichte ρ: 1.0 kg/l.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Achterberg et al. 1972 A. Achterberg, J.J. Zaanen, "Sporen kwik in het Groninger Aardgas", (Quecksilberspuren im Groninger Erdgas), in Chemisch Weekblad, Nr. 2, 14.1.1972
- Adams 1982 C.E. Adams, "The Economics of Handling Refinery Sludges", in Environment International, Vol. 7, pp 293-303, 1982
- AfU SO 1990 Amt für Umweltschutz (AfO) des Kantons Solothurn, "Schwermetallbestimmung in Dieselöl", Solothurn 1990
- Albert et al. 1993 K. Albert, O. Apelt, G. Bär, H.-J. Koglin, "Elektrischer Eigenbedarf. Energietechnik in Kraftwerken und Industrie", VDE-Verlag GmbH, Berlin/ Offenbach 1993
- Ambrok 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Ambrok, Baroid, Celle, 28. April 1993
- Anderson 1986 C.D. Anderson, R. Dalley, "Use of Organotins in Antifouling Paints", Proceedings Oceans '86 Organotin Symposium, Vol. 4 S. 1108-1113, Marine Technology Society, Washington D.C.
- Antheunis 1988 D. Antheunis, "Changing Chemical Needs of the Oil Producing Industry", in P.H. Ogden (ed.) "Chemicals in the Oil Industry", Proceedings of the 3rd International Symposium, University of Manchester, April 19-20, 1988, S. 260-276
- AP 42 1986 "Compilation of air pollutant emission factors; Volume I: Stationary sources", Fourth Edition U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, October 1986
- Asinger 1990 F. Asinger, "Bemerkungen zur stoffwirtschaftlichen sowie energiewirtschaftlichen Verwertung der fossilen Rohstoffe", in Erdöl, Erdgas, Kohle, 106. Jahrgang, Heft 6, pp263-269, 1990
- Aymon 1989 M. Aymon, "Les Emissions de Mercure dans l'Atmosphère en France", Monographie du CITEPA No. 58, Institut Français de l'Energie (Hrsg.), 1989
- Baccini et al. 1987 P. Baccini, G. Henseler, R. Figi, H. Belevi, "Water and Element Balances of Municipal Solid Waste Landfill", in Waste Management and Research 5, 1987
- Backhaus 1979 H. Backhaus, "Fackelgas - vergeudete Energie?", in Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie, Bd. 32, Heft 9, September 1979, S. 414
- Baehr 1989 H.D. Baehr, "Thermodynamik", 7. Auflage, Springer-Verlag 1989
- Baniriah 1990 N. Baniriah, "Le Gaz Naturel et sa Consommation en Suisse", Série de Publications du CUEPE N° 41, Université de Genève, 1990
- Barlow 1991 P.L. Barlow, "How clean is clean?" Vortrag gehalten anlässlich der World Clean Energy Conference, Geneva, 4. - 7.11.1991
- Baum et al. 1970 F. Baum, W. Brocke, "Praktische Erfahrungen bei der Kontrolle von Ölfeuerungen zur Verminderung des Russauswurfs und der Geruchsentwicklung", in Staub - Reinhaltung der Luft 30 (1970), Nr. 8, August, S. 328-333
- Baum 1988 F. Baum, "Luftreinhalung in der Praxis", München, Wien, Oldenburg 1988
- Bedborough et al. 1987 D.R. Bedborough, R.A.A. Blackman, R.J. Law, "A Survey of Inputs to the North Sea Resulting from Oil and Gas Developments" in Phil. Trans. R. Soc. Lond., Vol. 316, S. 495-509
- Belevi et al. 1989 H. Belevi, P. Baccini, "Long Term Behavior of Municipal Solid Waste Landfill", in Waste Management and Research 7, 1989
- Benanti et al. A. Benanti et al., "Primary Technologies for NOX Reduction in ENEL (Italian Electric Company) Fossil-Fired Boilers", Paper to be presented at the Conference on Thermal Power Generation & the Environment, Hamburg, 1.-3. Sept. 1993
- Bertine 1971 K.K. Bertine, E.D. Goldberg, "Fossil Fuel Combustion and the Major Sedimentary Cycle" in Science, Vol. 173, pp 233-235, 1971
- BEW 1995 Bundesamt für Energiewirtschaft (Hrsg.), "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1994", Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE Nr. 8, Bern 1995
- BfK 1982 Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), "Energiegerechter Betrieb haustechnischer Anlagen", Leitfaden für Betriebsfachleute, Bern 1982
- BfK 1986 Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), "Haustechnik in der Integralen Planung", Impulsprogramm Haustechnik, Bern 1986
- BfK 1987 Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), "Haustechnik heute. Gemeinsames Wissen für Installateure, Haustechnikplaner und Architekten", Impulsprogramm Haustechnik, Bern 1987
- BfK 1991 Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), "Umwälzpumpen. Auslegung und Betriebsoptimierung", Impulsprogramm RAVEL, Bern 1991

- BIBO 1992 Rheinschiffahrtsdirektion Basel, "BIBO REGIO - Abfallentsorgung. Zusammenfassung der übernommenen und abgegebenen Abfälle im Jahre 1991", Auszug aus dem BIBO-Jahresbericht 1991, Basel 1992
- Bieri 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn W. Meyer, Bieri Pumpenbau AG, Münsingen, Mai 1993
- Binnenschifffahrt 1991 Bundesverband der deutschen Binnenschifffahrt e.V. (Hrsg.), "Binnenschifffahrt in Zahlen", Ausgabe 1991, Duisburg-Ruhrort
- Binnenschifffahrt 1995 Bundesverband der deutschen Binnenschifffahrt e.V. (Hrsg.), "Binnenschifffahrt in Zahlen", Ausgabe 1995, Duisburg-Ruhrort
- Bjørseth et al. 1985 A. Bjørseth, T. Ramdahl, "Handbook of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons Volume 2; Emission Sources and Recent Progress in Analytical Chemistry", Dekker Inc., New York and Basel 1985
- Birnbaum et al. 1992 K.U. Birnbaum, H.-J. Wagner, "Einheitliche Berechnung von CO₂-Emissionen", in "Energiewirtschaftlichen Tagesfragen", 42. Jahrgang (1992), Heft 1/2
- Bischoff et al. 1980 G. Bischoff, W. Gocht (Hrsg.), "Das Energiehandbuch", 3. Aufl., Braunschweig/ Wiesbaden, 1980
- Black et al. 1980 F.M. Black, L.E. High, J.M. Lang, "Composition of Automobile Evaporative and Tailpipe Hydrocarbon Emissions", in Journal of Air Pollution Control Association, Vol. 30, No. 11, Nov. 1980, S. 1216-1221
- Boeckh 1993 M. Boeckh, "Zuviel Methan entweicht", in VDI-Nachrichten Nr. 5, 5. Februar 1993, S. 26
- Boesch et al. 1987 Boesch D.F., N.N. Rabalais, "Long-term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development", Elsevier Applied Science, London and New-York, 1987
- Bolin 1970 B. Bolin, "The Carbon Cyle", in Scientific American, Vol. 223, Nr. 3, September 1970, S. 124-135
- Boothe et al. 1989 P.N. Boothe, B.J. Presley, "Trends in Sediment Trace Element Concentrations around Six Petroleum Drilling Platforms in the Northwestern Gulf of Mexico" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 3-22
- Bouscaren et al. 1980 R. Bouscaren et al., "Petrole et Metaux Lourds", Union de Chambres Syndicales de l'Industrie du Petrole, Monographies du CITEPA No. 11, Paris 1980
- Bouscaren et al. 1991a R. Bouscaren et al., "VOC's Default Emission Factors (Total NMVOC and CH₄), (Updating), Corinair inventory, Commission of the European Community, July 1991
- Bouscaren et al. 1991b R. Bouscaren et al., "NO_x Default Emission Factors from Stationary Sources (NO + NO₂), (Updating), Corinair inventory, Commission of the European Community, July 1991
- BP 1979 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1979
- BP 1989a Deutsche BP (Hrsg.), "Das Buch vom Erdöl", Hamburg 1989
- BP 1991 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1991
- BP 1992 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1992
- BP 1993 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1993
- BP 1995 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1995
- Bragtank 1992 Persönliche Informationen der Herren Feyerabend und Giger, Bragtank AG Basel, 14. Mai 1992
- Braun et al. 1991 H. Braun, B. Angüner, P. Ecker, R. Gschaider, A. Sorger, F. Wurst, R. Ellinger, "Emissionen bei der Verbrennung", Forschungsprojekt, Wien 1991
- Braun 1992 H. Braun, "Emissionen bei der Verbrennung", Kurzfassung des Forschungsvorhabens von H. Braun, NÖ Schriften 57, Wien 1992??
- Braun et al. 1992 H. Braun, B. Angüner, P. Ecker, F. Wurst, Th. Prey, "Dioxinmessungen bei Feuerungen", Forschungsprojekt, Wien 1992
- Brecht et al. 1992 C. Brecht et al., "Jahrbuch 1992, Bergbau Öl und Gas, Elektrizität, Chemie", 99. Jahrgang, Verlag Glückauf GmbH, Essen 1992
- Brendehaug et al. 1992 J. Brendehaug et al., "Toxicity Testing and Chemical Characterization of Produced Water - a Preliminary Study", Statoil Stavanger, Trondheim, Bergen, 1992
- Brennpunkt 1991 "Schadstoffarme Ölbrennersysteme für Hausheizungen", Brennpunkt Nr. 20, Zürich, März 1991
- Brennstoff 1995 Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten (BWA), Bundeslastverteiler (Hrsg.), "Brennstoffstatistik 1994, Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Wien 1995

- Brockhaus 1980 Brockhaus "abc Naturwissenschaft und Technik", 13. Auflage, Brockhaus-Verlag Leipzig, DDR, 1980
- Bröker et al. 1992 G. Bröker, K.-H. Geneke, E. Hiesler, H. Niesenhans, "Emission Polychlorierter Dibenzo-p-dioxine und -furane aus Hausbrand-Feuerungen", LIS-Berichte Nr. 103, Landesanstalt für Immissionsschutz Nordrhein-Westfalen, Essen 1992
- Brunner 1993 Persönliche Mitteilung von W. Brunner, Envico AG, 3. Februar 1993
- Buschulte 1986 W. Buschulte, "Schadstoffemissionen des 'Raketenbrenners'", in VDI (Hrsg.), "Emissionsminderung bei Heizanlagen", VDI-Bericht Nr. 623. 1986, S. 79-102
- BUWAL 1987 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Vom Menschen verursachte Schadstoff-Emissionen in der Schweiz 1950 - 2010", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 76, Bern 1987
- BUWAL 1991a Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Oekobilanz von Packstoffen; Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt Nr. 132, Bern 1991
- BUWAL 1991b Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Entsorgung von Siedlungsabfällen in der Schweiz. Stand 1988", Schriftenreihe Umwelt Nr. 174, Bern 1991
- BUWAL 1992 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Anorganische Zusammensetzung von Computer-Einzelteilen; Methoden und Analysen-Resultate", Bern 1992
- BUWAL 1993 Persönliche Mitteilungen von Herrn A. Liechti, Abteilung Lufthygiene, BUWAL, Bern, 16. April 1993
- BWA 1992 Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten (BWA), Bundeslastverteiler (Hrsg.), "Brennstoffstatistik 1991, Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Wien 1992
- Callaghan et al. 1990 D. Callaghan, W. Baumgartner, "Characterization of Residual Hydrocarbons in Produced Water Discharged From Gas Production Platforms", paper prepared to present at Europec 90, The Hague, Netherlands, 23-24 october 1990, SPE 20881
- Callaghan 1991 D. Callaghan, "The Elimination of Waste Emissions From Oil and Gas Production Operations", Paper presented at the First international Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10-14 November 1991, SPE 23325
- Ceffa et al. 1991 L. Ceffa, G. di Luise, G. Dossena, "Environmental Protection in AGIP Hydrocarbons E & P", in G. Imarision, M. Frias, J.M. Bemtgen (Hrsg.), "The European Oil and Gas Conference", Proceedings of the Conference held in Altavilla Milicia (Palermo, Sizilien, Italien), 9.-12. Oktober, 1990, Brüssel 1991
- Cerbe et al. 1981 G. Cerbe et al., "Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung", 3. Auflage, Wien 1981
- Champ 1988 M.A. Champ, D.F. Bleil, "Research Needs Concerning Organotin Compounds Used in Antifouling Paints in Coastal Environments", U.S. Department of Commerce (Hrsg.), 1988
- Chilingarian et al. 1987 G.V. Chilingarian, J.O. Robertson Jr., S. Kumar, "Surface Operations in Petroleum Production, I", Developments in Petroleum Science 19A, Elsevier New York, 1987
- Chilingarian et al. 1989 G.V. Chilingarian, J.O. Robertson Jr., S. Kumar, "Surface Operations in Petroleum Production, II", Developments in Petroleum Science 19B, Elsevier New York, 1989
- Chilingarian et al. 1992 G.V. Chilingarian, S.J. Mazullo, H.H. Rieke, "Carbonate Reservoir Characterization, a Geologic-Engineering Analysis", Part I, Developments in Petroleum Science, Elsevier New York, 1992
- Christen 1976 H.R. Christen, "Chemie", Verlag Sauerländer Aarau, 1976
- Coker et al. 1989 D.T. Coker, N. van den Hoed, K.J. Saunders, P.E. Tindle, "A Monitoring Method for Gasoline Vapour Giving Detailed Composition", in Ann. Occup. Hyg. Vol. 33, No. 1, S. 15-26, 1989
- Concawe 1979 Concawe (Hrsg.), "the environmental impact of refinery effluents", Concawe report no. 5/79, Brussels 1979
- Concawe 1980 Concawe (Hrsg.), "sludge farming: a technique for the disposal of oily refinery wastes", Concawe report no. 3/80, Brussels 1980
- Concawe 1984 Concawe (Hrsg.), "quality of aqueous effluents from oil refineries in western europe", Concawe report no. 84/53, Brussels 1984
- Concawe 1986a Concawe (Hrsg.), "volatile organic compound emissions: an inventory for western europe", Concawe report no. 2/86, Brussels 1986
- Concawe 1986b Concawe (Hrsg.), "measured data on NO_x emissions in european refineries", Concawe report no. 6/86, Brussels 1986
- Concawe 1986c Concawe (Hrsg.), "Hydrocarbon Emissions from Gasoline Storage and Distribution Systems", Concawe report no. 85/54, The Hague 1986
- Concawe 1986d Concawe (Hrsg.), "Sulphur dioxide emissions from oil refineries and combustion of oil products in western europe (1985)", Concawe report no. 10/86, The Hague 1986
- Concawe 1989a Concawe (Hrsg.), "oil refineries waste survey - disposal methods, quantities and costs", Concawe report no. 5/89, Brussels 1989

- Concawe 1989b Concawe (Hrsg.), "trends in oil discharged with aqueous effluents from oil refineries in western europe - 1987 survey", Concawe report no. 3/89, Brussels 1988
- Concawe 1990 Concawe (Hrsg.), "Gasoline Vapour Emissions - a European Concern", Concawe brochure no. 90/02, Brussels 1990
- Concawe 1991 Concawe (Hrsg.), "sulphur dioxide emissions from oil refineries and combustion of oil products in western europe (1989)", Concawe report no. 2/91, Brussels 1991
- Concawe 1992a Concawe (Hrsg.), "Trends in Oil Discharged with aqueous Effluents from Oil Refineries in Western Europe - 1990 Survey", Concawe report no. 1/92, Brussels 1992
- Concawe 1992b Concawe (Hrsg.), "Performance of Oil Industry Cross-Country Pipelines in Western Europe - Statistical Summary of Reported Spillages - 1991", Concawe report no. 4/92, Brussels 1992
- Concawe 1992c Concawe (Hrsg.), "Gasolines", Product Dossier no. 92/103, Brussels 1992
- Concawe 1992d Concawe (Hrsg.), "Bitumens and Bitumen Derivates", Product Dossier no. 92/104, Brussels 1992
- Concawe 1992e Concawe (Hrsg.), "VOC emissions from the loading of gasoline into ships and barges in EC-12: control technology and cost-effectiveness", Concawe report no. 92/52, Brussels 1992
- Concawe 1994 Concawe (Hrsg.), "sulphur dioxide emissions from oil refineries and combustion of oil products in western europe (1992)", Concawe report no. 6/94, Brussels 1994
- Concawe 1995 Concawe (Hrsg.), "Performance of Oil Industry Cross-Country Pipelines in Western Europe - Statistical Summary of Reported Spillages - 1994", Concawe report no. 4/95, Brussels 1995
- Concawe 1995a Concawe (Hrsg.), "oil refineries waste disposal methods, quantities and costs 1993 survey", Concawe report no. 1/95, Brussels 1995
- CPPE 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn E. Pereira, Companhia Portuguesa de Producao de Electricidade S.A., 11. Juni 1996
- Criterion 1992 Persönliche Mitteilung von Herrn J. Glover, Criterion Catalyst, Hampshire Fareham, 5. März 1992
- Dabelstein et al. 1986 W. Dabelstein, A. Reglitzky, "Kraftstoffe für den Strassenverkehr im Wandel der Zeit (2)", in Erdöl Erdgas Kohle, 102. Jhg., Heft 5, Mai 1986, S. 246-253
- Darley et al. 1988 H.C.H. Darley, G.R. Gray, "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids", 5th ed., Gulf Publishing Company, Houston 1988
- Davies et al. 1989 J.M. Davies, D.R. Bedborough et al., "The Environmental Effect of Oil-based Mud Drilling in the North Sea", in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 59-90
- Davies et al. 1992 J.M. Davies, P.F. Kingston, "Sources of Environmental Disturbance Associated with Offshore Oil and Gas Developments", in W.J. Cairns (Hrsg.), "North Sea Oil and the Environment; Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses", Elsevier Applied Science, 1992, S. 417-440
- DeLuchi 1991 M.A. DeLuchi, "Emissions of Greenhouse Gases from the Use of Transportation Fuels and Electricity", Final Report, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, 1991
- DeNagy et al. 1989 S.L. DeNagy, W.A. Telliard, "The Analytical Methods Utilized and Results from the Analyses of Field Collected Drilling Wastes" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 359-394
- DGMK 1978 DGMK (Hrsg.), "Testanlage zur Reduzierung von Kohlenwasserstoff-Emissionen an Tankwagen-Füllstellen", DGMK-Forschungsbericht 4590-12, Hamburg 1978
- DGMK 1984 DGMK (Hrsg.), "Untersuchung von Inhaltsstoffen in Raffinerie-abwässern", DGMK-Forschungsbericht 283, Hamburg 1984
- DGMK 1985 DGMK (Hrsg.), "Untersuchung ausgewählter Inhaltsstoffe der Tankstellen- und Tanklagerabwässer", DGMK-Forschungsbericht 351, Hamburg 1985
- DGMK 1987a DGMK (Hrsg.), "Untersuchungen an Brennwertkesseln", DGMK-Forschungsbericht 359, Hamburg 1987
- DGMK 1987b DGMK (Hrsg.), "Organische und anorganische Stickstoffverbindungen in Mineralölraffinerie-abwässern und ihr Verhalten bei der biologischen Abwasserreinigung", DGMK-Forschungsbericht 391, Hamburg 1987
- DGMK 1987c DGMK (Hrsg.), "Verfahren zur Rückgewinnung von Benzinkomponenten aus Abluft", DGMK-Forschungsbericht 420, Hamburg 1987
- DGMK 1989a DGMK (Hrsg.), "Pflanzenbiologische Reinigung von Abwässern aus einem Mineralöltanklager", Forschungsbericht 388 inkl. Materialienband der DGMK, Hamburg, Mai 1989
- DGMK 1989b DGMK (Hrsg.), "Methanemission bei der Mineralölverarbeitung sowie bei Umschlag, Lagerung und Verteilung von Mineralölprodukten in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988", Forschungsbericht 448-02 der DGMK, Hamburg, Oktober 1989

- DGMK 1991a DGMK (Hrsg.), "Tankauffangraumgestaltung unter dem Aspekt des Gewässerschutzes", Forschungsbericht 435 der DGMK, Hamburg, Mai 1991
- DGMK 1991b DGMK (Hrsg.), "Ermittlung von Abwasserkenndaten in charakteristischen Abwasserteilströmen und im Gesamtabwasser von Erdöl- und Schmierölraffinerien", Forschungsbericht 441 der DGMK, Hamburg, Juli 1991
- DGMK 1992 DGMK (Hrsg.), "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger", Forschungsbericht 448-2 der DGMK, Hamburg, Februar 1992
- Dicks et al. 1988 B. Dicks, T. Bakke, M.T. Dixon, "Oil Exploration and Production and Oil Spills", in W. Salomons et al. (Hrsg.), "Pollution of the North Sea; an Assessment", Springer Verlag, 1988, S. 524-537
- DOE 1983 DoE (Hrsg.), "Energy Technology Characterizations Handbook; Environmental Pollution and Control factors", Washington 1983
- DOE 1988 DoE (Hrsg.), "Energy Technologies & the Environment; Environment Information Handbook", Washington 1988
- DOE 1989a DoE (Hrsg.), "Energy systems emissions and material requirements", prepared by Meridian Corp., Virginia/Washington 1989
- DOE 1989b San Martin R.L., "Environmental emissions from Energy technology systems: The total fuel cycle", Washington 1989
- Dossena et al. 1989 G. Dossena, G.P. Carta et al., "The AGIP Experience in Treatment and Disposal of Wastes on Deep Drilling Sites" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 261-270
- Dubbel 1987 Beitz W., Küttner K.-H.(Hrsg.), "Taschenbuch für den Maschinenbau", 16.Auflage, Berlin 1987
- Düring 1991 Düring K., "Energietransport", BWK, Bd.43, Nr.4, April 1991
- EDF 1996 Persönliche Mitteilungen von Frau Chantal Bourdier, Electricité de France (EDF), 29. und 31. Mai 1996
- Ekonerg 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn V. Jelavic, Energy Research and Environmental Protection Institute Ltd, 10. Juni 1996
- Electrabel 1993 Persönliche Mitteilung von Mr. F. de Weyn, Electrabel, Brüssel, Belgien, 13. April 1993
- Ellingsen 1991 O. Ellingsen, "Oil Contaminated Drill Cuttings" in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991
- Elsener et al. 1993 J. Elsener, P. Strub, "Material- und Energiebilanz für den Güterverkehr - Teil Infrastruktur und Fahrzeugpark", Semesterarbeit an der ETH Zürich, Institut für Energietechnik, Zürich 1993
- Elvers et al. 1990 B. Elvers, S. Hawkins, G. Schulz (Hrsg.), "Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 5th, Completely Revised Edition, Vol. A 15: Isotopes, Natural to Magnesium Compounds, Weinheim, Basel 1990
- EMPA 1986 EMPA Dübendorf, 80 Messprotokolle von Heizöl S und Heizöl M der Jahre 1982 bis 1986, Abteilung Brenn- und Treibstoffe, EMPA Dübendorf, 1986
- EMPA 1992 EMPA-Typenprüfungen verschiedener Heizkessel (18 bis 311 kW), Dübendorf 1992
- ENEA 1991 Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, ENEA (Hrsg.), "National Emission Inventories of SOx, NOx, NMVOCs, CO, in Italy 1985 - 89", Emission Estimates Performed by ENEA for the Ministry of Environment for the 1991 Edition of the Report on the State of the Environment, Rom 1991
- ENEL 1995 ENEL(Hrsg.), "Production and consumption of electricity in Italy 1994", Rom 1994
- ENEL 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn A. Lupi, ENEL - Planning and Strategies Department, 26. März 1996
- Enquête 1990 Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages (Hrsg.), "Schutz der Erdatmosphäre. Eine internationale Herausforderung", 3. erweiterte Auflage, Bonn/Karlsruhe 1990
- EPA 1987 EPA, Office of Solid Waste (Hrsg.), "Management of Wastes from the Exploration, Development and Production of Crude Oil, Natural Gas and Geothermal Energy", Vol. I "Oil and Gas", Washington D.C., December 1987
- EV 1988 Erdöl-Vereinigung, "Jahresbericht 1987", Zürich
- EV 1991 Erdöl-Vereinigung, "Jahresbericht 1990", Zürich
- EV 1992 Erdöl-Vereinigung, "Jahresbericht 1991", Zürich
- EV 1995 Erdöl-Vereinigung, "Jahresbericht 1994", Zürich

- EWG 1988 88/609/EWG, "Richtlinie des Rates vom 24. November 1988 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Grossfeuerungsanlagen in die Luft", in Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 336, 31. Jahrgang 7. Dezember 1988, Rechtsvorschriften, Ausgabe in deutscher Sprache, S. 1-13
- Eyre 1990 N.J. Eyre, "Gaseous Emissions due to Electricity Fuel Cycles in the United Kingdom", Energy and Environment Paper No. 1, ETSU for the Department of Energy, Oxfordshire 1990
- Fabri et al. 1991 J. Fabri, A. Reglitzky, M. Voisey, "Verminderung der CO₂-Emissionen bei Kraftstoffen aus Sicht der Kette: Förderung, Verarbeitung, Verteilung und Endverbrauch" in "Erdöl Erdgas Kohle", 107. Jahrgang, Heft 1, Januar 1991, S. 24-29
- Farestveit et al. 1992 R.J. Farestveit, J.P. Aabel, "Marin Forurensning", STATOIL Miljøpublikasjon nr. 4, Februar 1992
- Fiedler et al 1988 Fiedler H.J., Rösler H.J., "Spurenelemente in der Umwelt", Stuttgart 1988
- Fontelle et al. 1993 Persönliche Mitteilung der Herren J.P. Fontelle und J.P. Chang, CITEPA, Paris, 28. April 1993
- Fornax 1992 "Rauchgas-Kondensation statt saurem Regen, Informationsschrift der Firma Fornax AG, Grenchen 1992
- Freeman et al. 1989 B.D. Freeman, P.G. Wakim, "API Survey Results on 1985 Onshore Wastes Volumes and Disposal Practices within the US Petroleum Extraction Industry" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 343-358
- Friesen 1980 G. Friesen, "Drilling Fluids and Disposal Methods Employed by ESSO Resources Canada Limited to Drill in the Canadian Arctic", in American Petroleum Institute et al. (Hrsg.), "Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings", Proceedings of the Symposium, Januar 21-24, 1980, S. 53-69
- Fritsche 1989 U. Fritsche, "Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD", Oeko-Institut Darmstadt, 1989
- Fürer 1991 Fürer G., "Die Entsorgung von Abwässern und Schlämmen aus Erdöl- und Erdgasförderbetrieben", Erdöl-Erdgas-Kohle 107(1991), Nr. 4, S. 168-173
- Gass et al. 1993 J. Gass, H. Dreher, M. Flury, O. Schuler, "Wechselwirkung zwischen modernen Low-NOx-Brennern und Brennkammern", in Gas-Wasser-Abwasser 4/93, 73. Jahrgang, S. 256-263
- Gehr 1991 B. Gehr, "Öltransporte", Zürich 1991
- Gemis 1989 Fritsche U., Rausch L., Simon K.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", Darmstadt/Kassel 1989
- Gemis 1992 U. Fritsche, J. Leuchtner, F.C. Matthes, L. Rausch, K.-H. Simon, "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0; Endbericht", Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen, Darmstadt/Freiburg/Kassel/Berlin 1992
- Gerold et al. 1980 F. Gerold, F. Brieda, F. Heidenfels, P. Treusch, "Emissionsfaktoren für Luftverunreinigungen - Feuerungen und Aufbereitungsanlagen sowie Lagerung und Umschlag fester und flüssiger Stoffe", Materialien 2/80, Umweltforschungsplan des Bundesministers des Innern - Luftreinhaltung, Erich Schmidt Verlag, Berlin 1980
- Gesell 1975 T.F. Gesell, "Occupational Radiation Exposure due to ²²²Rn in Natural Gas and Natural Gas Products", in "Health Physics" 1975, Vol. 29 (November), S. 681-687
- Gettleston 1980 D.A. Gettleston, "Effects of Oil and Gas Operations on the Marine Environment", in R.A. Geyer (Hrsg.), "Marine Environmental Pollution, 1 Hydrocarbons, Elsevier Scientific Publishing Company 1980, S. 371-412
- Gillam 1988 A.H. Gillam, "Chemical Monitoring of Offshore Oil and Gas Operations", in P.H. Ogden (ed.) "Chemicals in the Oil Industry", Proceedings of the 3rd International Symposium, University of Manchester, April 19-20, 1988, S. 244-259
- Goethel et al. 1992 G.F. Goethel, B.-R. Altmann, "Emissionsminderung in deutschen Raffinerien - ein Rückblick über die letzten 10 Jahre", in Tagungsbericht 9205, Vorträge der 8. ÖGEW/DGMK-Gemeinschaftstagung "Mineralöl und Umwelt" am 22. und 23. Oktober 1992 in Graz, S. 201-220
- Gorst 1991 I. Gorst, "Who will rescue Soviet Refineries?", in "Petroleum Economist", Sept. 1991, S. 13-14
- Gramme 1991 P. Gramme, "New Technologies Offshore; Reduction of Oil in Produced Water", in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991, S. 115-126
- Gray 1991 P.R. Gray, "NORM Contamination in the Petroleum Industry", Paper presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas Texas, 6. - 9. Oktober 1991, SPE 22880
- Grogan et al. 1992 W.C. Grogan, J.R. Blanchard, "Environmental Assessments", in W.J. Cairns (Hrsg.), "North Sea Oil and the Environment; Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses", Elsevier Applied Science, 1992, S. 363-402

- Hackl et al. 1992 A.E. Hackl, W. Vitovec, "Pyrogene N₂O-Emissionen aus stationären Quellen in Österreich", in ÖChemZ 1992/10, S. 262-264
- Hannan et al. 1990 E.S. Hannan et al., "Engine tests and assessment of results", in The Institute of Marine Engineers (Hrsg.), "Diesel Engine Combustion Chamber Materials For Heavy Fuel Operation", Proceedings, 1990, S. 131-137
- Hasler 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn P. Hasler, Verenum AG, Zürich, 4. August 1993
- Hayhurst et al. 1992 A.N. Hayhurst, A.D. Lawrence, "Emissions of Nitrous Oxide from Combustion", in Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 18 No. 6, 1992, S. 529-552
- Hausen 1972 H. Hausen (Hrsg.), "Landolt-Börnstein, Zahlenwerte und Funktionen aus Physik, Chemie, Astronomie, Geophysik und Technik, 4. Teil, Bandteil b, Thermodynamische Eigenschaften von Gemischen, Verbrennung, Wärmeübertragung", 6. Auflage, Springer-Verlag 1972
- Heizung 1993a Vertrauliche Angaben einer schweizerischen Kesselbaufirma, Mai/ Juni 1993
- Heizung 1993b Vertrauliche Angaben einer schweizerischen Kesselbaufirma, Juni/Juli 1993
- Heijde et al. 1977 H.B. van der Heijde, H. Beens, A.R. de Monchy, "The Occurrence of Radioactive Elements in Natural Gas", in Ecotoxicology and Environmental Safety, Vol. 1, Nr. 1, June 1977, S. 49-87
- Heusser 1992 T. Heusser, "Ökologiebilanz des Güterverkehrs, Schiffahrt", unveröffentlichte Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1992
- Hildebrand 1992 M. Hildebrand, "10 Jahre Emissionsbilanzen der Stromversorger (1982 - 1991)", in Elektrizitätswirtschaft, Jg. 91 (1992), Heft 18, S. 1158 - 1169
- Hofer 1993 P. Hofer, "Luftreinhaltung I. Emissionen - Transmission - Immissionen", Skript, Abt. für Kulturtechnik und Vermessung, Ausgabe Sommersemester 1993, ETH Zürich
- Hoffmann et al. 1993 C. Hoffmann, F. Ilmberger, "Der Energieverbrauch von Tankstellen", in "Energiewirtschaftliche Tagesfragen", Heft9/1993, S. 613-618
- Hofmann 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn E. Hofmann, Shell Switzerland, Zürich, April 1993
- Hofstetter et al. 1991 Hofstetter P., et al., "Die ökologische Rückzahldauer der Mehrinvestitionen in zwei Nullenergiehäuser", Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1991
- HÖG 1992 Hamburger Ölverwertungsgesellschaft (HÖG), "Recycling und Entsorgung", Hamburg 1992
- Hudgins 1991 C.M. Hudgins, Jr., "Chemical Usage in North Sea Oil and Gas Production and Exploration Operations" prepared for the Norwegian Oil Industry Association, 1991
- IAEA 1991 IAEA (Hrsg.), "Senior Expert Symposium on Electricity and the Environment", Helsinki, Finland, 13-17 May 1991, Key Issues Papers, Vienna 1991
- IEA/OECD 1991a IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Statistics of OECD Countries 1980-1989, IEA Statistics, Paris 1991
- IEA/OECD 1991b IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1988-1989, IEA Statistics, Paris 1991
- IEA/OECD 1992 IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Balances of OECD Countries 1989-1990, IEA Statistics, Paris 1992
- IEA/OECD 1993a IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Statistics of OECD Countries 1990-1991, IEA Statistics, Paris 1993
- IEA/OECD 1993b IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Balances of OECD Countries 1990-1991, IEA Statistics, Paris 1993
- Infras 1981 Umweltbundesamt Berlin (Hrsg.), "Prozessdatenspiegel für 42 Förderungs-, Transport-, Speicherungs- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung", Infras Zürich, Berlin 1981
- Jacobsen 1992 Persönliche Mitteilung von Herrn A.J. Jacobsen, Cool Sorption A/S, Glostrup, Dänemark, 16. Dezember 1992
- Jacquard 1989 P. Jacquard, "High Technology Oil Production, a Major Challenge", Paper originally presented at the 14th Congress of the World Energy Conference Montreal, 17-22 September 1989, in "Profils IFP", No. 89.2, Paris 1989
- Jacquard 1991 P. Jacquard, "Improved Oil Recovery in the Global Energy Perspective", Communication présentée lors du "6th European Symposium on Improved Oil Recovery" in Stavanger, 21-23 mai 1991, in Profils IFP, No. 91.3, Paris 1991
- Jelavic et al. 1992 V. Jelavic et al., "Balance of Emission of Pollutants into the Atmosphere from Croatian Power Utility Thermal Power Plants", Study, EKONERG - Energy Research and Environmental Protection Institute, Zagreb 1992
- Jensch 1988 Jensch W., "Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung", IfE-Schriftenreihe Heft 22, München 1988
- Jung 1987 J. Jung, "Zukünftige Heizungssysteme. Nutzungsketten - Verluste - Emissionen", in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 37. Jg. Heft 2, 1987, S. 166-171

- King et al. 1981 K. King et al., "The Relationship Between Residual Fuel Oil Composition and Particulate Emissions from Packaged Boilers", in J.S. Hardman et al. (Hrsg.), "The Heavy End of the Barrel - Future Trends in Oil Firing Symposium", The Institute of Energy (South Coast Section), Portsmouth Polytechnic, 1981, S. 108-125
- Klins 1991 M.A. Klins, "Carbon Dioxide Flooding", in M. Bavière (Hrsg.), "Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes", Critical Reports on Applied Chemistry Vol. 33, Essex 1991, S. 215-242
- Klitz 1980 Kenneth Klitz J., "North Sea Oil", Pergamon Press, Oxford, 1980
- Koefoed 1991 J.H. Koefoed, "The Environmental Challenge - Introductory Overview" in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991, S. 17-32
- Kolb et al. 1984 W.A. Kolb, M. Wojcik, "Enhanced Radioactivity due to Natural Oil and Gas Production", in A. Kaul et al. (Hrsg.), "Radiation-Risk-Protection", Vol. 1, International Radiation Protection Association, 6th International Congress, Organized by the Fachverband für Strahlenschutz e.V. Berlin (West), 7-12, 1984, S. 93-96
- Kolle et al. 1991 L. Kolle et al., "Emissions from Inland and Coastal Shipping and Potential for Improvement", in M. Kroon et al. (Hrsg.) "Freight Transport and the Environment", Studies in Environmental Science 45, Elsevier Science Publications, Amsterdam 1991, S. 163-173
- Korte 1977 F. Korte, "Potential Impact of Petroleum Products on the Environment", in "Petroleum Meeting", Paris, March 29 - April 1, 1977, Vol. 2, UNEP Industry Sector Seminar, S. 475-558
- Kraftwerk 1996 Vertrauliche Informationen eines modernen, westeuropäischen ölthermischen Kraftwerks, 1996
- Krass 1979 W. Krass, A. Kittel, A. Uhde, "Pipelinteknik", Verlag TÜV, 1979
- Kroon et al. 1991 L. Kolle, Ø. Melhus, K. Bremnes, G. Fiskaa, "Emissions from Inland and Coastal Shipping an Potential for Improvement", in M. Kroon et al. (Hrsg.) "Freight Transport and the Environment", Studies in Environmental Science 45, Elsevier Science Publications, Amsterdam 1991, S. 163-173
- Lantzy 1979 R.J. Lantzy, F.T. Mackenzie, "Atmospheric Trace Metals: Global Cycles and Assessment of Man's Impact", in Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 43, pp511-525, 1979
- Lavers 1990 B.A. Lavers, "Some Technological Challenges for the Upstream Oil Industry in the 1990s", in M. Ala et al. (Hrsg.), "Seventy-Five Years of Progress in Oil Field Science and Technology", Rotterdam/Brookfield, 1990
- Leonhardt 1992 E. Leonhardt, "Einfluss von Umwelt- und Umfeldbedingungen bei der Förderung von Öl und Gas in unterschiedlichen Produktionsgebieten", in Tagungsbericht 9205, Vorträge der 8. ÖGEW/DGMK-Gemeinschaftstagung "Mineralöl und Umwelt" am 22. und 23. Oktober 1992 in Graz, s. 101-124
- Little 1989 A.D.Little, "Methane Emissions from the Oil and Gas Production Industries, Methanemissionen durch Verluste bei der Öl- und Gasförderung", Final Report to Ruhrgas A.G., 1989
- Lloyd's 1995 Lloyd's Register of Shipping (Hrsg.), "Marine Exhaust Emissions Research Programme", London 1995.
- Lode et al. 1991 T. Lode, Bjørn Helland, "Environmental Protection Management" in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991
- LRV 1988 "Luftreinhalte-Verordnung (LRV)" vom 16. Dezember 1985 (Stand 1. Juli 1988)
- LRV 1992 "Luftreinhalte-Verordnung (LRV)" vom 16. Dezember 1985 (Stand 1. Januar 1992)
- Luftunion 1992 Luftunion, Schweizerische Gesellschaft für Lufthygiene-Messung (Hrsg.), "Auswertung der Resultate von Rauchgasmessungen durch Firmen der Luftunion Winter 1991/92", Basel 1992
- Macleod 1976 E. Macleod, "Process Analysis on BP Forties Field", Energy Study Unit, University of Strathclyde, 1976
- Maier 1986 Maier, "Umweltvergleich von elektrischen und anderen Heizsystemen Teil II: Bewertung ausgewählter Systeme zur Hausbeheizung unter dem Aspekt der Schadstoffabgabe, Fichtner-Studie im Auftrag der FTA, Stuttgart 1986
- Marland et al. 1983 G. Marland, R.M. Rotty, "Carbon Dioxide Emissions from Fossil Fuels: A Procedure for Estimation and Results for 1950 - 1981", US DoE (Hrsg.), Washington D.C. 1983
- Maslet et al. 1987 P. Maslet, M.A. Bresson, G. Mouvier, "Polycyclic Aromatic Hydrocarbons Emitted by Power Stations, and the Influence of Combustion Conditions", in Fuel Vol. 66, Nr. 4, S. 556-562
- Masseron 1982 J. Masseron, "L'Économie des Hydrocarbures", 3^{ième} Edition, Publications Insitut Français du Pétrole, Paris 1982
- Masseron 1991 J. Masseron, "L'Economie des Hydrocarbures", 4^{ème} Edition, Institut Français du Pétrole Publications, Paris 1991

- McGlothlin 1980 R.E. McGlothlin, "Water Base Drilling Fluid", in American Petroleum Institute et al. (Hrsg.), "Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings", Proceedings of the Symposium, Januar 21-24, 1980, S. 30-37
- McNordie 1980 W.C. McNordie Jr., "Oil Base Drilling Fluids", in American Petroleum Institute et al. (Hrsg.), "Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings", Proceedings of the Symposium, Januar 21-24, 1980, S. 38-42
- MEEPD 1988 Ministry of the Environment Environmental Protection Department, "Inventory of Volatile Organic Compound Emissions in Finland, 1985, Helsinki 1988
- Melberg 1991 B. Melberg, "Reduction of Pollution from Drilling Operations" in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991
- Ménard et al. 1992 M. Ménard, T. Baumann, "Ökobilanz der Kehrlichtverbrennung", unveröffentlichte Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1992
- MHEP 1980 Ministry of Health and Environmental Protection (Hrsg.), "Handbook of Emission Factors, Part 1: Non Industrial Sources", The Hague 1980
- MHEP 1983 Ministry of Health and Environmental Protection (Hrsg.), "Handbook of Emission Factors, Part 2: Industrial Sources", The Hague 1983
- Middleditch 1987 B.S. Middleditch, "Ecological Effects of Produced Water Effluents from Offshore Oil and Gas Production", in Ocean Management 9, 1987, S. 191-316
- Minder 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn H.J. Minder, Thommen Chemie, Rüti bei Büren (BE), 3. August 1993
- Minerals 1991 United States Department of the Interior, Bureau of Mines (Hrsg.), "Minerals Yearbook, Volume I: Metals and Minerals 1989", Washington 1991
- Mobil 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Mannchen, Mobil Oil Germany, 23. März 1993
- Monaghan et al. 1980 P.H. Monaghan, C.D. McAuliffe, F.T. Weiss, "Environmental Aspects of Drilling Muds and Cuttings from Oil and Gas Operations in Offshore and Coastal Waters", in R.A. Geyer (Hrsg.), "Marine Environmental Pollution, 1 Hydrocarbons, Elsevier Scientific Publishing Company 1980, S. 413-432
- MTBE 1992 Vertrauliche Informationen einer europäischen Petrochemiefirma, Juli 1992
- Müller 1980 J. Müller et al., "Handbuch für die Schiffsführung, Band 3: Seemannschaft und Schiffstechnik, Teil A: Schiffsicherheit, Ladungswesen, Tankschiffahrt", 8. Aufl., Springer-Verlag Berlin, 1980
- Myers 1972 L. Myers et al., "National Petroleum Refining Wastewater Characterization Studies, EPA Internal Report, Kerr Laboratory, U.S. EPA 1972
- Myers 1982 Myers D.K., Gentner J.R., Johnson J.R., Mitchel R.E.J., "Carcinogenic potential of various energy sources" in "Health impacts of different sources of energy" Procedures of Int.Symposium organizes by WHO, UNEP, IAEA Nahville 1981, IAEA Wien 1982
- Neff et al. 1987 J.M. Neff, N.N. Rabalais, D.F. Boesch, "Offshore Oil and Gas Development Activities Potentially Causing Longterm Environmental Effects" in D.F. Boesch and N.N. Rabalais (ed.) "Long term environmental effects of offshore oil and gas development", Elsevier, 1987
- NOIA 1991a OLF Environmental Programme, "Summary Report", Report Phase I, The Norwegian Oil Industry Association, 1991
- NOIA 1991b OLF Environmental Programme, "Emissions to Air", Report Phase I, Part A, The Norwegian Oil Industry Association, 1991
- NOIA 1991c OLF Environmental Programme, "Discharges to Sea", Report Phase I, Part B, The Norwegian Oil Industry Association, 1991
- NOIA 1993 OLF Environmental Programme, "Summary Report", Report Phase II, The Norwegian Oil Industry Association, 1993
- Nriagu et al. 1988 J.O. Nriagu, J.M. Pacyna, "Quantitative assessment of worldwide contamination of air, water and soil by trace metals", in Nature Vol. 333, 12. Mai 1988, S. 134-139
- Nriagu 1989 Nriagu J.O., "Natural versus anthropogenic emissions of trace metals to the atmosphere", in Pacyna J.M., Ottar B.(eds.) "Control and fate of atmospheric trace metals", Dordrecht 1989
- Nussbaumer 1993 Persönliche Mitteilung von T. Nussbaumer, Institut für Enrgietechnik, ETH Zürich, Juni 1993
- O'Leary et al. 1989 K.E. O'Leary, M.W. Kemblowski, G.M. Deeley, "Environmental Analysis of a Saline Drilling Waste Disposal Site", in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 197-212
- OECD 1983 "Environmental effects of energy systems", The OECD Compass Project, Paris 1983
- OECD 1985 "Environmental Effects of Electricity Generation", Paris 1985

- OECD 1989 OECD (Hrsg.), "Global Climate Change - The Energy Dimension, Part 3: Greenhouse Gas Emissions and Emission Factors", OECD Environment Committee, Group on Energy and Environment, Paris 1989
- OECD 1991a OECD (Hrsg.), "The State of the Environment", Paris 1991
- OECD 1991b OECD (Hrsg.), "Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks", Final Report from the OECD Experts Meeting, 18-21 February 1991
- OECD/IEA 1991 "Greenhouse Gas Emissions; The energy dimension", Paris 1991
- OPL 1989 Oilfield Publications Limited (OPL), "The North Sea Subsea Atlas 1988/1989", Herefordshire (GB), 1989
- Ortiz et al. 1988 A. Ortiz, M.M. Merino, E. Gomara, "Corinair - Inventario de Emision de Contaminantes Atmosfericos DG-XI", Informe Final, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Secretaría General de Medio Ambiente, Análisis Estadístico de Datos S.A., Madrid 1988
- Ortiz et al. 1989 A. Ortiz, E. Gomara, "Corinair - Inventario de Emision de Contaminantes Atmosfericos", Corinair Prototipo 1985, Informe Final, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Secretaría General de Medio Ambiente, Análisis Estadístico de Datos S.A., Edición Final Revisada, Madrid 1989
- Pacyna 1982a J.M. Pacyna, "Estimation of Emission Factors of Trace Metals from Oil-Fired Power Plants", Norwegian Institute for Air Research (NILU), Lillestrøm 1982
- Pacyna 1982b J. Pacyna, "Trace Element Emissions from Coal-, and Oil-Power Plants in Europe. Methodology of Calculations", Norwegian Institute for Air Research (NILU), Lillestrøm 1982
- Pacyna 1986 J.M. Pacyna, "Emission Factors of Atmospheric Elements", in J.O. Nriagu, C.I. Davidson, "Toxic Metals in the Atmosphere", Vol. 17 in the Wiley Series in Advances in Environmental Science and Technology, New York 1986, S. 1-32
- Pacyna et al. 1987 Pacyna J.M., Nriagu J.O., "Atmospheric Emissions of Chromium from natural and anthropogenic sources", in Nriagu J.O., Nieboer E. (Hrsg.) "Chromium in the natural and human environments", New York 1987, S. 105-124
- Pacyna 1991 J.M. Pacyna, "Emission Factors of Atmospheric Cd, Pb and Zn for Major Source Categories in Europe in 1950 through 1985", Norwegian Institute for Air Research (NILU), Lillestrøm 1991
- Pahl 1992 Johannes M. Pahl GmbH, "Entsorgung nach MARPOL (Waste disposal by MARPOL Standards)", Hamburg 1992
- Parker et al. 1991 D.H. Parker et al., "Oil Production and Water Management in Oman", Paper presented at the First international Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10-14 November 1991, SPE 23322
- Parrish et al. 1989 P.R. Parrish, J.M. Macauley, R.M. Montgomery, "Acute Toxicity of Two Generic Drilling Fluids and Six Additives, Alone and Combined, to Mysids (Mysidopsis bahia)", in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 415-426
- Pastorino et al. 1993 G. Pastorino, G. Sica, "ENEL's Activities for Reducing the Emissions of Pollutants in the Flue Gases from Thermal Power Stations: Programs and Technologies", Paper to be presented at the Conference on Thermal Power Generation & the Environment, Hamburg, 1.-3. Sept. 1993
- Pennington 1988 J. Pennington, "An Overview of Alternative Approaches to the Development of Monitoring Methods for Scale Inhibitors in Oil-field Produced Waters" in P.H. Ogden (ed.) "Chemicals in the Oil Industry", Proceedings of the 3rd International Symposium, University of Manchester, April 19-20, 1988,
- Perricone 1980 C. Perricone, "Major Drilling Fluid Additives - 1979", in American Petroleum Institute et al. (Hrsg.), "Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings", Proceedings of the Symposium, Januar 21-24, 1980, S. 15-29
- Pétrole 1986 Comité Professionnel du Pétrole (Hrsg.), "Pétrole 86, éléments statistiques; activité de l'industrie pétrolière", Paris 1987
- Pétrole 1991 Comité Professionnel du Pétrole (Hrsg.), "Pétrole 90, éléments statistiques; activité de l'industrie pétrolière", Paris 1991
- Pétrole 1992 Comité Professionnel du Pétrole (Hrsg.), "Pétrole 91, éléments statistiques; activité de l'industrie pétrolière", Paris 1992
- Pétrole 1995 Comité Professionnel du Pétrole (Hrsg.), "Pétrole 94, éléments statistiques; activité de l'industrie pétrolière", Paris 1995
- Petroleum 1995 Petroleum publishing (Hrsg.), "International Petroleum Encyclopedia 1995", Tulsa 1995
- Pierce et al. 1956 A.P. Pierce, J.W. Mytton, G.B. Gott, "Radioactive Elements and their Daughter Products in the Texas Panhandle and Other Oil and Gas Fields in the United States", in "Proceedings of the First International Conference on the Peaceful uses of Atomic Energy", Vol. 6, Geology of Uranium and Thorium, 1956, S. 494-498

- Pierce et al. 1964 A.P. Pierce, G.B. Gott, J.W. Mytton, "Uranium and Helium in the Panhandle Gas Field Texas, and Adjacent Areas", Geological Survey Professional Paper 454-G, Washington 1964
- Pope et al. 1991 P.R. Pope, G.A. Dalzell, "Halon Fire-Fighting Agents: A Guide To Minimising Use and Losses", Paper presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10.-14. November 1991, SPE 23233
- Pulvertechnik 1992a IG Pulvrotechnik, "Herstellung und Zusammensetzung von Beschichtungspulver", Kirchberg 1992
- Pulvertechnik 1992b IG Pulvrotechnik, "MSDS Material-Sicherheits-Datenblatt", Sammlung von Sicherheitsdatenblättern, Kirchberg 1992
- Pusch 1987 G. Pusch, "Neue Technologien in der Erdölgewinnung; ein Beitrag zur Reservenerhöhung" in "Energiewirtschaftliche Tagesfragen", 37. Jahrgang, Heft 7, 1987
- Radian 1988 US EPA (Hrsg.), "Emissions and Cost Estimates for Globally Significant Anthropogenic Combustion Sources of NO_x, N₂O, CH₄, CO and CO₂", Draft Report, Radian Corporation 1988
- Raffoil 1991 Vertrauliche Informationen einer modernen, westeuropäischen Raffinerie, 1991
- Ray et al. 1988 J.M. Ray, M. Fielder, "Downhole Scale Inhibition in the Beatrice Field" in P.H. Ogden (ed.) "Chemicals in the Oil Industry", Proceedings of the 3rd International Symposium, University of Manchester, April 19-20, 1988, S. 87-107
- Read et al. 1992 A.D. Read, L.O. Reiersen, "International Initiatives and Statutory Controls on the Prevention of Pollution from Offshore Operations", in W.J. Cairns (Hrsg.), "North Sea Oil and the Environment; Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses", Elsevier Applied Science, 1992, S. 403-416
- Reed et al. 1991 G. Reed, B. Hooland, A. McArthur, "Evaluating the Real Risks of Radioactive Scale in Oil and Gas Production", Paper presented at the First international Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10-14 November 1991, SPE 23383
- Reichl 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Dr. Reichl, VEÖ, Wien, Juli 1993
- Reiersen et al. 1989 L.O. Reiersen, J.S. Gray et al., "Monitoring in the Vicinity of Oil and Gas Platforms; Results from the Norwegian Sector of the North Sea and Recommended Methods for Forthcoming Surveillance" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 91-118
- Reimann 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Reimann, Kaminwerk Allschwil, Allschwil (BL), 3. August 1993
- Rentsch 1993 Persönliche Mitteilung von C. Rentsch, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), 2. Februar 1993
- Rettenhaber 1992 Persönliche Mitteilung von R. Rettenhaber, CARBURA, Zürich, 3. Juli 1992
- Ries 1993 Persönliche Mitteilung von Dr. P. Ries, Landis & Gyr, Zug, 7. Juni 1993
- RMPE 1992 Royal Ministry of Petroleum and Energy Norway (Hrsg.), "Fact Sheet 1992; The Norwegian Continental Shelf", Oslo 1992
- Rothengatter 1991 W. Rothengatter, "Cost-Benefit-Analysis for Goods Transport on Roads", in M. Kroon et al. (Hrsg.) "Freight Transport and the Environment", Studies in Environmental Science 45, Elsevier Science Publications, Amsterdam 1991, S. 187-213
- RSO 1992 Raffinerie du Sud-Ouest SA (RSO, Hrsg.), "Etude de l'Impact sur l'Environnement. Projects de Modernisation", Rapport d'Impact et Annexes, Bureau d'Etudes Impact SA, Granges 1992
- RSO 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn F. Welti, Raffinerie du SUD-OUEST S.A., 25. Mai 1996
- Ryan 1982 P.B. Ryan, "Regional Oily Water Discharge Problems", Paper presented at the Regional Seminar on Technical Aspects of Oily Water Discharges, The Oil International Exploration & Production Forum and Gulf Area Oil Companies Mutual Aid Organisation, Bahrain, 28.-30. November 1982
- Sanders et al. 1987 P.F. Sanders, P.J.C. Tibbetts, "Effects of Discarded Drill Muds on Microbial Populations" in Phil. Trans. R. Soc. Lond., Vol. 316, 1987, S. 567-585
- Sarrazin et al. 1993 P. Sarrazin, C.J. Cameron, Y. Barthel, M.E. Morrison, "Processes Prevent Detrimental Effects from As and Hg in Feedstocks" in "Oil & Gas Journal", 25. Jan. 1993, S. 86-90
- Satronic 1993 Satronic Komponenten, Zürich 1993
- Scanraff 1991 Scanraff, "Environmental Report 1990", Lysekil, 1991
- Scherrer 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Scherrer, IG Pulvrotechnik, 25. Juni 1993
- Schlegel 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Schlegel, Fornax AG, Grenchen, 15. & 18. Juni 1993
- Schleicher et al. 1990 A. Schleicher, W. Hartig, "Anmerkungen zur Russzahlmessung nach Bacharach (DIN 51 402)", in Staub - Reinhaltung der Luft 50 (1990), S. 235-239
- Schmid 1992 R. Schmid, "Ölkondensationskesselanlage mit Wärmerückgewinnung am Kunststoffkamin", in Energieforschung im Hochbau, 7. Schweizerisches Statusseminar 1992, EMPA-KWH, 17./18. Sep. ETH Zürich, S. 215-222

- Schmidt et al 1981 Schmidt K.-H., Romey I., "Kohle - Erdöl - Erdgas; Chemie und Technik", Würzburg 1981
- Schoch 1992 Persönliche Mitteilung von Herrn K. Schoch, Gewässerschutzamt Basel-Stadt, 10. Juli 1992
- Schoch 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn K. Schoch, Gewässerschutzamt Basel-Stadt, 24. Juni 1993
- Schröder 1981 H. Schröder, "Differenzierte Analyse eines Ottokraftstoffes und seiner Dämpfe", in Staub - Reinhaltung der Luft 41 (1981), Nr. 1 Januar, S. 14-18
- Schuler 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn O. Schuler, Laboratorium für Energiesysteme, Institut für Energietechnik, ETH Zürich, 7. Juli 1993
- Selzer et al. 1990 H. Selzer, H.-H. Rogner, "Energiebedingte Methanemissionen", in "Fossile Energieträger: Band 4", Enquête-Kommission, Karlsruhe 1990, S. 233-322
- Sheibley 1975 D.W. Sheibley, "Trace Elements by Instrumental Neutron Activation Analysis for Pollution Monitoring", in "Trace Elements in Fuel" S.P. Babu (Hrsg.), Adv. Chem. Ser. 141, ACS, Washington D.C., 1975
- Shell 1990 Persönliche Mitteilung von Mr. P.B. Grabau, Shell International, 8. Juni 1990
- Shell 1992a Persönliche Mitteilung von Herrn H.J. Haas, Shell Switzerland, 2. März 1992
- Shell 1992b Shell International Petroleum Maatschappij B.V. (Hrsg.), "Royal Dutch Geschäftsbericht 1991", Den Haag, 1992
- Shell 1992c Persönliche Mitteilung von Herrn R. Mietk, Shell Switzerland, 16. Juli 1992
- Shell 1993a Persönliche Mitteilung von Mr. M.J. van der Burgt, Shell International, 27. Januar 1992
- Shell 1994 Deutsche Shell AG (Hrsg.), "Historische Entwicklung und heutige Trends" in "Shell Briefing Service" 1/1994
- Shell 1995 Persönliche Mitteilung von Shell Switzerland, April 1996
- Shipping 1991 Institut für Seewirtschaft (Hrsg.), "Shipping statistics", Nr. 3/1991, Bremen 1991
- SIA 1988 Schweizerischer Ingenieur und Architekten-Verein (SIA, Hrsg.), "Energie im Hochbau", SIA-Empfehlung 380/1, Ausgabe 1988, Zürich 1988
- Side 1992 J.C. Side, "Decommissioning and Abandonment of Offshore Installations", in W.J. Cairns (Hrsg.), "North Sea Oil and the Environment; Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses", Elsevier Applied Science, 1992, S. 523ff
- Siegenthaler 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn R. Siegenthaler, Sulzer-Escher Wyss AG, 5. April 1993
- SIFF 1992 Schweizerische Interessensgemeinschaft Feuerungsforschung (SIFF), Arbeitsgruppe Abgasanalytik, "Brennstoffspezifische Kenngrößen für Heizöl EL", Zürich 1992
- Simandoux et al. 1989 P. Simandoux, D. Champlon, E. Valentin, "Status and Outlook of Improved Oil Recovery", Paper originally presented at the International Congress on Geoenvironment in Torino, 27-30 September 1989, in Profils IFP, No. 89.2, Paris 1989
- Sittig 1975 M. Sittig, "Environmental Sources and Emissions Handbook", Noyes Data Corporation, London 1975
- Sittig 1978 M. Sittig, "Petroleum Refining Industry - Energy Saving and Environmental Control", Noyes Data Corporation, Park Ridge, New Jersey, USA 1978
- Smith 1984 I.M. Smith, "PAH from Coal Utilisation - Emissions and Effects", ICTIS/TR29, IEA Coal Research, London 1984
- Smith 1987 A.L. Smith, "Radioactive-Scale Formation", in "Journal of Petroleum Technology", June 1987, S. 697-706
- Snider et al. 1982 E.H. Snider, F.S. Manning, "A Survey of Pollutant Emission Levels in Wastewaters and Residuals from the Petroleum Refining Industry" in Environment International, Vol. 7, pp 237-258, 1982
- Somerville et al. 1987 H.J. Somerville et al., "Environmental Effect of Produced Water from North Sea Oil Operations" in "Marine Pollution Bulletin", Vol. 18, No. 10, October 1987
- Speight 1990 Speight J.G. (Hrsg.), "Fuel Science and Technology Handbook", Marcel Dekker, New-York and Basel, 1990
- Speight 1991 J.G. Speight, "The Chemistry and Technology of Petroleum", Second Edition, Revised and Expanded, M. Dekker Inc. (Hrsg.), New York 1991
- Spreng 1988 D.T. Spreng, "Net Energy Analysis and the Energy Requirements of Energy Systems", Praeger New York, 1988
- Statoil 1992a "Statoils Miljørapport for 1991", HMS Miljø, april 1992
- Statoil 1992b Persönliche Mitteilung von O. Kaarstad, Statoil, 20. Oktober 1992
- Statoil 1992c Persönliche Mitteilung von O. Kaarstad, Statoil, 18. Dezember 1992
- Statoil 1994 Statoil (Hrsg.), "Environmental Report for 1994", Stavanger, 1994

- Statoil 1995 Statoil (Hrsg.), "Annual Report on Health, the Environment and Safety 1995", Stavanger, 1995
- Stephenson 1991 M.T. Stephenson, "Components of Produced Water, a Compilation of Results from Several Industry Studies", Paper presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10.-14. November 1991, SPE 23313
- Stiller 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn H. Stiller, Wuppertal Institut, Juli 1993
- Stiller 1994 Persönliche Mitteilung von Herrn H. Stiller, Wuppertal Institut, Januar 1994
- Struschka et al. 1988 M. Struschka, D. Straub, G. Baumbach, "Schadstoffemissionen von Kleinf Feuerungsanlagen", Forschungsberichte VDI, Reihe 15: Umwelttechnik Nr. 60, Düsseldorf 1988
- Suess 1985 M.J. Suess (WHO) (Hrsg.), "Ambient Air Pollutants from Industrial Sources, A Reference Handbook, Amsterdam 1985
- Sulzer 1991 New Sulzer Diesel, diverse Firmenunterlagen, 1991
- Sulzer 1992a Persönliche Mitteilung von T. de Neef, New Sulzer Diesel, 11. Juni 1992
- Sulzer 1992b Persönliche Mitteilung von L. Ghelfi, Sulzer Chemtech, 29. Juli 1992
- Sulzer 1993 Persönliche Mitteilung von L. Ghelfi, Sulzer Chemtech, 2. Juni 1993
- Surthuthev et al. 1990 L. Surthuthev, I. Basnieva, "System Analysis of Oilfield Development Problems in Environmentally Sensitive Areas, paper prepared to present at Europec 90, The Hague, Netherlands, 23-24 october 1990, SPE 20884
- Taber 1990 J.J. Taber, "Environmental Improvements and Better Economics in EOR Operations", in In Situ, Vol. 14, No. 4, 1990, S. 345-405
- TA Luft 1986 Henselder R. (Hrsg.), "TA Luft - Vorschriften zur Reinhaltung der Luft", Bundesanzeiger, Köln 1986
- Takaishi et al. 1990 T. Takaishi, A. Strang, C.H. White, "The problems associated with burning heavy fuels in diesel engines: a study of blow-by through exhaust valve seats as a result of burning heavy fuels in diesel engines", in The Institute of Marine Engineers (Hrsg.), "Diesel Engine Combustion Chamber Materials For Heavy Fuel Operation", Proceedings, 1990, S. 83-90
- Tarag 1992 Persönliche Mitteilung von Herrn Jermann, Tarag, Reinach BL, 6. Juli 1992
- Tatum 1988 J.P. Tatum, "Organophilic Clays for Low-toxicity Drilling Fluids", in P.H. Ogden (ed.) "Chemicals in the Oil Industry", Proceedings of the 3rd International Symposium, University of Manchester, April 19-20, 1988, S. 31-36
- Taylor et al. 1991 J. Taylor, R. Larson et al., "Treatment of Offshore Produced Water - an Effective Membrane Process" in Proceedings of the "1st International Environment Northern Seas Conference and Exhibition", Vol. 7 "Seminar on Offshore Activities and Shipping", Stavanger Norway, 1991
- Tillman 1991 A.-M. Tillmann, H. Baumann, E. Eriksson, T. Rydberg, "Life-Cycle Analysis of Selected Packaging Materials - Quantification of Environmental Loadings", Draft, Chalmers Industriteknik, Göteborg Schweden 1991
- Titayeva et al. 1977 N.A. Titayeva et al., "U, Th and Ra Isotope Compositions in Soils in Prolonged Contact with Radioactive Stratal Waters", in C.P. Thornton (Hrsg.) "Geochemistry International", Vol. 14, No. 5, 1977, S. 57-63
- Transport 1993 Transport Rundschau, "Rund um unsere Tankstellen", in Transport Rundschau 4/93, S. 40-41
- Tunn 1973a W. Tunn, "Quecksilber in Erdgasen", in Nachrichten Deutsche Geologische Gesellschaft, 7, 1973, S. 139-140
- Tunn 1973b W. Tunn, "Quecksilberspuren in Erdgasen aus deutschen Erdgasfeldern und ihr Einfluss auf die Luft", in Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie, Bd. 26, Heft 9, September 1973, S. 498-500
- Tunn 1975 W. Tunn, "Untersuchungen über Spurenelemente in Gasen aus deutschen Erdgas- und Erdölfeldern", in "Compendium Deutsche Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und Kohlechemie", Vol. 75 76, 1975, S. 96-111
- TVA 1990 "Technische Verordnung über Abfälle", vom 10. Dezember 1990
- UBA 1989 "Luftreinhalteung'88; Tendenzen-Probleme-Lösungen", Umweltbundesamt Berlin, 1989
- UN 1977 United Nations Publication (Hrsg.), "Sources and Effects of Ionizing Radiation", United nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), 1977 Report to the General Assembly, with Annexes, New York 1977
- UN 1988 United Nations Publication (Hrsg.), "Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation", United nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, 1988 Report to the General Assembly, with Annexes, New York 1977
- UN 1992 United Nations (Hrsg.), "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", Vol. XXXVI, New York 1992

- UNEP 1979 "The Environmental Impacts of Production and Use of Energy; Part 1: Fossil Fuels", Energy reports Series, UNEP Nairobi 1979
- Unesa 1996 Persönliche Mitteilung von Frau L. Gimenez, Unidad Electrica S.A., 3. Juni 1996
- Unipede 1991 Unipede (Hrsg.), "NO_x Control Technologies, Application and Experience under Commercial Operating Conditions", Thermal Generation Study Committee, France 1991
- Unipede 1993 Unipede (Hrsg.), "NO_x Control Technologies, Application and Experience under Commercial Operating Conditions", Thermal Generation Study Committee, Revision A, France 1993
- UNIPEDE 1995 Unipede (Hrsg.), "Unipede Electricity Statistics, Generation and Consumption 1990 - 1994", Draft-Version, Paris, März 1996
- Ursprung 1992 B. Ursprung, "Unsere Energieversorgung heute. Brenn- und Treibstoffe (Herkunft, Raffination, Preise, zukünftige Anforderungen)", Shell (Switzerland), Zürich 1992
- Valkovic 1978 V. Valkovic, "Trace Elements in Petroleum", Petroleum Publishing Company, Oklahoma 1978
- VBW 1992 Verein für Binnenschifffahrt und Wasserstrassen e.V. (VBW, Hrsg.), "Wasserstrassen und Binnenschifffahrt im Vergleich zum Schienen- und Strassenverkehr", Duisburg-Ruhrort 1992
- VDEW 1992 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), "Die Öffentliche Elektrizitätsversorgung 1991", Frankfurt am Main 1992
- VDEW 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn Wunsch, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., 3. Februar 1996
- VDI 1985 VDI (Hrsg.), "Emissionsminderung Raffineriefarne Mineralölvertriebsläger", in VDI-Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 3, VDI-Verlag, Düsseldorf 1985
- VDI 1991 VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung (Hrsg.), "Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Betriebstechnische und Wirtschaftliche Grundlagen", VDI 2067 Blatt 1, in VDI Handbuch Heizungstechnik, Düsseldorf 1991
- Veldt 1991 C. Veldt, "Default Emission Factors (VOC Profiles), Draft Report, Corinair Inventory Part 7, Commission of the European Community, September 1991
- Veldt et al. 1992 C. Veldt, A. Bakkum, R. Bouscaren, "Default Emission Factors from stationary Sources (NO_x - VOC including CH₄)", Part 1, CORINAIR Inventory, Commission of the European Community, Brussels 1992
- Veltkamp et al. 1989 A.G. Veltkamp, J.W. Jurg, "Treatment of Drilling Waste: a Dutch Case History" in F.R. Engelhardt, J.P. Ray, A.H. Gillam (Hrsg.), "Drilling Wastes", Elsevier, 1989, S. 229-240
- VEÖ 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn J. Gartner, Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ), 2. März 1993
- Vercier et al. 1975 P. Vercier, S. Cahuzac, "Analysing heavy ends of petroleum; the views of the french petroleum refiners", in "Compendium Deutsche Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und Kohlechemie", Vol. 75/76, 1975, S. 547ff
- VFWL 1988 3 Messprotokolle von Schweröl-Industriefeuerungen im Kanton Basel-Landschaft, VFWL 1988
- VGB 1992 VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber e.V., VDEW Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland", VGB-TW 702, Essen 1992
- VIA 1990 VIA (Hrsg.), "Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr; Ermittlung und Vergleich der Spezifischen Energieverbräuche", Verkehrswissenschaftliches Institut der Rhein.-Westf. Technischen Hochschule Aachen 1990
- Viessmann 1992 Viessmann (Hrsg.), "Umweltschonend Heizen - Schadstoffarme Verbrennung", Fachreihe Nr. 3, Allendorf 1992
- VIK 1992 Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK, Hrsg.), "Statistik der Energiewirtschaft 1991/92, Essen 1992
- Vitovec 1991 W. Vitovec, "N₂O Emissionen aus pyrogenen Quellen in Österreich", Dissertation, Technische Universität Wien, Technisch-Naturwissenschaftliche Abteilung, Wien 1991
- VSE 1991a Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1990, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 12/1991
- VSE 1991b Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1990, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 8/1991
- VSE 1992a Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1991, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 12/1992
- VSE 1992b Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1991, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 8/1992
- VVS 1989 "Verordnung über den Verkehr mit Sonderabfällen (VVS)", vom 12. November 1986 (Stand 1. Januar 1989)
- Wagner 1986 H.J. Wagner, "Der Energiebedarf zum Bau und Betrieb von Energieversorgungsanlagen", 7. Hochschultage Energie, Univ. Essen, GHS, 24./25.Sept.1986

- Wagner et al 1989a Wagner H.-J., Wassmann B., Hansen K., Schön R., "Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von Materialien", Jülich 1989
- Wagner et al 1989b Wagner H.-J., Hansen K., Schön R., Wassmann B., "Aufschlüsselung von Investitionskosten und Erstellung von Materialanalysen für vorgegebene Anlagen der Energieversorgung", Jülich 1989
- Waterfall 1991 K.W. Waterfall, "Alternatives to Fire-Fighting Halons", Paper presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment, La Hague, 10.-14. November 1991, SPE 23232
- WEC 1988 "Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility", World Energy Conference, Report 1988, London 1988
- WEC 1989 "WEC Survey of Energy Resources", World Energy Conference (1989) London 1989
- WEG 1991 Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, "Jahresbericht 1990", Hannover 1991
- Wells 1991 G.M. Wells, "Handbook of Petrochemicals and Processes", Gower, Vermont USA, 1991
- Weltwoche 1995 Chr. Neidhart, "Hier hatten wir immer wieder Havarien" in Weltwoche Nr. 16 / 20. April 1995
- West 1991 J. West (Hrsg.), "International Petroleum Encyclopedia 1991, Oklahoma, U.S.A.
- Wijk 1992 A.J.M. van Wijk, "De Nederlandse Elektriciteitsvoorziening 1981 - 2002; Brandstofinzet en Emissies", Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving, Rijksuniversiteit Utrecht, 1992
- Wilkins 1980 B.T. Wilkins, "The Assessment of Radon and its Daughters in North Sea Gas Used in the United Kingdom", in "Radiation Protection; A Systematic Approach to Safety", Proceedings of the 5th Congress of the International Radiation Protection Society, Jerusalem, March 1980, S. 1143-1146
- Yokoyama et al. 1991 T. Yokoyama, S. Nishinomiya, H. Matsuda, "N₂O Emissions from Fossil Fuel Fired Power Plants", in Environ. Sci. Technol. 1991, 25, S. 347-348
- Zingg 1992 Persönliche Mitteilung von Herrn B. Zingg, Esso Schweiz, 15. Juli 1992
- Zink 1990 John Zink Company, "Hydrocarbon Vapor Recovery Systems. Carbon Adsorption/ Absorption", Oklahoma 1990



Teil V

Erdgas

Überarbeitung 1996:

Lucia Ciseri

Bearbeitung

Ivo Knoepfel

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Die Beschreibung der Erdgaskette wäre in dieser Form nicht möglich gewesen, ohne den grosszügigen Beitrag verschiedener Fachleute aus der Erdgasindustrie.

Für den Bereich "Förderung" und "Aufbereitung" möchten wir E. Furuholt und O. Kaarstad der Firma Statoil und G. Husdal der Norwegian Oil Industry Association besonders danken, die uns wertvolle Informationen, insbesondere zur offshore-Förderung geliefert haben und bereit waren, die Zahlen zur Förderung und Aufbereitung zu redigieren.

Für den Bereich "Ferntransport" und "Regionale Verteilung" möchten wir insbesondere B. Meier und R. Fasler der Firma SWISSGAS und Dr. E. Défago der Firma Gaznat danken, für ihre grosszügige Bereitschaft, Informationen zu liefern und uns die Besonderheiten des regionalen Verteilnetzes zu erklären. Eine Besichtigung verschiedener Komponenten des Schweizer Verteilnetzes unter der Führung von Herrn Fasler gab uns die Gelegenheit, die eindrucklichen Dimensionen der Anlagen kennenzulernen.

Für die wertvollen Hinweise und Informationen im Bereich "Ortsgasversorgung" geht unser Dank an M. Seifert des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW), an M. Sager der Gasversorgung Zürich und an G. Blondin der Services du Gaz de Genève.

Gespräche mit A. Liechti, BUWAL, S. Baumgartner und M. Seifert, beide SVGW, waren von grossem Wert bei der Angabe von Emissionszahlen für den Gaseinsatz in Feuerungen und Heizungen.

U. Fritsche vom Öko-Institut, Darmstadt, und L. Rausch von der Gesamthochschule Kassel möchten wir ganz besonders danken, für ihre Bereitschaft, den ganzen Bericht (1. Auflage) nochmals kritisch durchzulesen und letzte Änderungsvorschläge anzubringen. Unser Dank geht gleichermassen auch an alle Personen, die auf irgendeine Weise am guten Gelingen der Arbeit beteiligt waren, und die hier nicht alle namentlich aufgeführt werden können.

Zusammenfassung

Das Energiesystem für Erdgas wird aus der Sicht des schweizerischen und des UCPTE-europäischen Endverbrauches beschrieben. Entsprechend der wichtigsten Herkunftsländer werden Prozessketten für Erdgas aus Deutschland, aus den Niederlanden, aus Norwegen, aus den GUS Ländern und aus Algerien berücksichtigt.

Ein Teil des Erdgases wird in Kombination mit Erdöl gefördert (rund 15%). Hier ist eine klare Abgrenzung mit der Erdöl-Förderung notwendig. Es wird im weiteren zwischen "onshore" und "offshore"-Förderung unterschieden und zwischen "süßem" und schwefelhaltigem Erdgas, das zu einem grösseren Aufwand für die Aufbereitung führt. Für den Ferntransport des Erdgases werden Kompressorstationen mit Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW zugrundegelegt, die das Erdgas direkt von der Gasleitung beziehen.

Eine relativ grosse Unsicherheit besteht in der Bilanzierung des Förder- und Transportsystems in den GUS Ländern. Für Erdgas aus GUS Ländern werden 2 % Erdgas-Leckagen als Emission in die Luft zugrundegelegt, wobei dieser Wert nachwievor unsicher ist. Für die Ortsgasversorgung in der Schweiz werden rund 0.8 % Erdgas-Leckagen geschätzt. Dies führt zu gesamten Erdgas-Leckagen von rund 1 % für Hochdruckbezüge und von rund 1.8 % für Niederdruckbezüge im System Erdgas.

In UCPTE Brenngas-Kraftwerken werden nebst 84 % Erdgas auch rund 8 % Hochofengas und 8 % Kokereigas eingesetzt, die speziell berücksichtigt werden müssen, weil sie z.T. einen wichtigen Einfluss auf die Emissionen haben. Für die länderspezifischen Emissionen der Stromproduktion spielt der Anteil des Kokerei- und Hochofengases, welches in den Kraftwerken eingesetzt wird, eine grosse Rolle. Brenngas-Kraftwerke werden meistens als Spitzenlast-Kraftwerke eingesetzt, was zu relativ schlechten Auslastungen führt. Dies wird mehr als kompensiert durch den relativ geringen Materialaufwand (keine aufwendigen Rauchgasreinigungsanlagen) und durch den geringen Betriebsmitteleinsatz.

Bei der Erdgas-Feuerungen sind relativ hohe Emissionen von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (u.a. Benzo-a-Pyren) und von Formaldehyd in Luft zu verzeichnen, wobei hier auf Informationen relativ alten Datums zurückgegriffen werden musste. Für die meisten Wasserschadstoffe (insbesondere Schwermetalle und Kohlenwasserstoffe) weist Erdgas hingegen niedrigere Werte als andere fossile Energien aus.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort/Verdankungen	i
Zusammenfassung	ii
Inhaltsverzeichnis	iii
Abkürzungsverzeichnis	vi
Indizes	vi
1. Entstehung	1
2. Reserven/Ressourcen	2
3. Brennstoffklassifizierung	3
3.1 Einteilung der Brenngase	3
3.2 Brennstoffdaten von Rohgasen	3
3.3 Brennstoffdaten - Erdgas für den Endverbrauch	6
4. Brennstoffeinsatz	8
5. Systemcharakterisierung	10
5.1 Aufteilung in Prozessschritte	10
5.2 Unterteilung in Module	10
5.2.1 Gründe für die Unterteilung in Module	10
5.2.2 Detaillierte Unterteilung der Erdgasketten	10
5.3 Abgrenzungen	12
6. Exploration und Förderung	14
6.1 Übersicht	14
6.2 Exploration	15
6.3 Förderung	15
6.3.1 Übersicht	15
6.3.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung	16
6.3.3 Energiebedingte Emissionen	18
6.3.4 Emissionen in Luft (prozessbedingt)	19
6.3.5 Emissionen in Wasser und Abfälle (prozessbedingt)	21
6.4 Zusammenstellung der Eingabedaten	24
6.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte	25
7. Aufbereitung	26
7.1 Übersicht	26
7.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung	27
7.3 Energiebedingte Emissionen	28
7.4 Betriebsmittel	28
7.5 Prozessbedingte Emissionen in Luft	29
7.6 Erdgas-Leckagen	30
7.7 Emissionen in Wasser und Abfälle	31
7.8 Zusammenstellung der Eingabedaten	32
7.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte	33
8. Ferntransport. Ferntransport	34
8.1 Übersicht	34
8.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung	34
8.3 Energiebedingte Emissionen	36
8.4 Erdgas-Leckagen und andere prozessbedingte Emissionen	38
8.5 Saisonale Gasspeicherung	38
8.6 Transport LNG Frachter	39
8.7 Zusammenstellung der Eingabedaten	40
8.8 Kritik, verbesserungswürdige Punkte	41

9.	Regionale Verteilung	42
9.1	Übersicht.....	42
9.2	Materialeinsatz	42
9.3	Bau- und Transportaufwand	46
9.4	Emissionen aus Betrieb und Überwachung.....	47
9.5	Flächenbeanspruchung.....	48
9.6	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	49
9.7	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	50
10.	Ortsgasversorgung	51
10.1	Übersicht.....	51
10.2	Materialeinsatz	51
10.3	Bau- und Transportaufwand	53
10.4	Emissionen aus Betrieb und Überwachung.....	55
10.5	Erdgas-Leckagen	55
10.6	Flächenbeanspruchung.....	56
10.7	Unfälle	57
10.8	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	57
10.9	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	57
11.	Feuerungen	59
11.1	Übersicht.....	59
11.2	Materialeinsatz, Flächenbeanspruchung und Betrieb.....	59
	11.2.1 Material- und Flächeninanspruchnahme	59
	11.2.2 Bezugsgrösse, Energiebedarf, Verluste	60
11.3	Emissionen in Luft.....	61
	11.3.1 Übersicht.....	61
	11.3.2 Anlagen mit atmosphärischen Brennern.....	64
	11.3.3 Anlagen mit Gebläsebrennern.....	64
11.4	Emissionen in Wasser.....	65
11.5	Unfälle	66
11.6	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	66
11.7	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	68
11.8	Anhang	69
12.	Kraftwerke.....	71
12.1	Übersicht, UCPTM-Mix.....	71
12.2	Materialeinsatz und Bauaufwand	72
12.3	Betriebsmittel	73
12.4	Energiebedarf, Nutzungsgrade.....	73
12.5	Emissionen Luft	75
	12.5.1 Kohlendioxid	75
	12.5.2 Schwefeldioxid	75
	12.5.3 Stickoxide	76
	12.5.4 Kohlenmonoxid.....	77
	12.5.5 Flüchtige Kohlenwasserstoffe.....	78
	12.5.6 Weitere Emissionen.....	78
12.6	Emissionen Wasser, Abfälle und Abwärme	79
12.7	Flächenbeanspruchung.....	80
12.8	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	80
12.9	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	82

13. Verknüpfung der Prozessschritte	83
13.1 Erdgas-Leckage.....	83
13.1.1 Erdgas-Leckagen für Prozessschritte in den GUS-Ländern.....	83
13.1.2 Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung in der Schweiz.....	84
13.2 UCPTe Erdgas-Aufkommen.....	84
13.3 Verknüpfungen für die Stufe Endenergie.....	85
13.3.1 Eingabedaten für den UCPTe Erdgasbezug.....	85
13.3.2 Resultate für den Erdgasbezug.....	86
13.4 Verknüpfungen für die Stufe Nutzenergie.....	88
13.5 Resultate für verschiedene Brenngaskraftwerke.....	94
14. Schlussbemerkungen	96
15. Anhänge	97
15.1 Gasturbinen.....	97
15.1.1 Übersicht.....	97
15.1.2 Prozessbeschreibung.....	97
15.1.3 Materialeinsatz und Flächenbedarf	97
15.1.4 Direkte Emissionen.....	98
15.1.5 Zusammenstellung der Eingabedaten	99
15.2 Gasmotoren.....	100
15.2.1 Übersicht.....	100
15.2.2 Materialeinsatz und Flächenbedarf	101
15.2.3 Direkte Emissionen.....	101
15.2.4 Zusammenstellung der Eingabedaten	102
15.3 Materialeinsatz für Gebäude.....	102
16. Literatur- und Quellenverzeichnis.....	104

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
CH	Schweiz
CORINAIR	Programm der Europäischen Gemeinschaft zur Erfassung von nationalen Emissionsdaten
Erdgas H	Erdgas vom Typ H (high): siehe Kap. 3.1
Erdgas L	Erdgas vom Typ L (low): siehe Kap. 3.1
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
HD	Hochdruck
HD-PE	Polyethylen "high density"
Ho	oberer Heizwert, auch Brennwert
Hu	unterer Heizwert
IEA	International Energy Agency
kBq	Kilo-Becquerel
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWe	Kohlenwasserstoffe
LD-PE	Polyethylen "low-density"
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquid Natural Gas: Flüssigerdgas
Low-NOx	Feuerung oder Heizung mit verbesserter Verbrennung, die unter anderem zu tieferen NOx-Emissionen führt
m ³	Kubikmeter. In diesem Bericht, wenn für Brenngase angewendet: Norm-Kubikmeter.
ND	Niederdruck
NGL	Natural Gas Liquids: Mischungen von Ethan, Propan, Butane und Pentan. Siehe Kap. V.7.1
NMVOc	Flüchtige organische Kohlenwasserstoffe, ohne Methan ("non-methane volatile organic compounds")
OECD	Organization for Economic Co-Operation and Development
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
PE	Polyethylen
PJ	Peta-Joule: 10 ¹⁵ Joule
TCDD Äquiv.	2,3,7,8-Tetrachlordibenzo-p-dioxin-Äquivalente: Summenangabe für verschiedene Dioxine, siehe Kap. III, Methodik
TJ	Tera-Joule: 10 ¹² Joule
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VOC	Flüchtige organische Kohlenwasserstoffe, Sammelkategorie
µg	Micro-Gramm: 10 ⁻⁹ kg

Indizes

e	Index: elektrisch
nutz	Index: Nutzenergie
end	Index: Endenergie
primär	Index: Primärenergie
in	Index: Input
out	Index: Output

1. Entstehung

Erdgas wird der Kategorie der fossilen Brennstoffe zugeordnet. Diese sind über Millionen von Jahren durch bio- und geochemische Prozesse entstanden. Der Rohstoff für diese Prozesse war organisches Material von Lebewesen und Pflanzen, das unter Abschluss von Luft zu wasserstoffreichen Verbindungen umgewandelt wurde.

Erdgas entstand in Kombination mit der Erdöl- und Kohlebildung. Im ersten Fall ist das Ausgangsmaterial Plankton, das auf Meeresgrund absank und dort als Faulschlamm vergärte. Mit dem Absinken von Festlandschutt wurde es mittels katalytischer Vorgänge in Bitumen überführt, aus dem wiederum, durch hohe Drücke und Temperaturen, flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe entstanden. Das so gebildete Erdgas kommt in den kohlenwasserstoffhaltigen Becken der Erde, etwa unter der Nordsee oder im Persischen Golf vor.

Bei der Bildung in Kombination mit der Kohle wurden vor allem höhere Pflanzen in verschiedenen Zeitaltern, vor allem im Karbon, in rasch absinkenden Trögen abgelagert. Durch den sogenannten Inkohlungsprozess veränderte sich dieses organische Material und wurde zuerst zu Torf, dann zu Braunkohle, Steinkohle und Anthrazit. Während dieser Inkohlung wurden gasförmige Reaktionsprodukte, besonders Methan, reichlich abgespalten. Erdgas aus dem Inkohlungsprozess ist z.B. in grossen Mengen in den Niederlanden und der südlichen Nordsee anzutreffen.

Neuere Theorien gehen davon aus, dass ein Teil des Erdgases nichtbiologischen Ursprungs ist. Dabei wird angenommen, dass Brennstoffe biologischen Ursprungs während ihrer Entstehung oder auch danach noch weiter mit nichtfossilem Erdgas aus dem Erdinnern angereichert wurden. Weiter führen diese Thesen zur Vermutung, unterhalb der bekannten Vorkommen an Erdgas, Erdöl und Kohle könnten sich in grösseren Tiefen nochmals grosse Erdgasvorkommen befinden.

2. Reserven/Ressourcen

Im wesentlichen soll zwischen den sicher ausbringbaren und abbauwürdigen Vorräten (*proved reserves*), den sicher erkannten Vorkommen und den Ressourcen unterschieden werden. Die Abschätzung dieser Grössen ist mit wesentlichen Unsicherheiten verbunden und wird jährlich mit neusten Daten aktualisiert. Angaben zu den sicheren Reserven, den Jahresproduktionen und den darausfolgenden statischen Reichweiten der Reserven sind in Tab. V.2.1 zusammengefasst.

Mengen in Mio t Öläquivalente	sichere Reserven 1994	sichere Reserven 1994	Jahresproduktion 1994	Statische Reich- weite in Jahren 1994
	10 ¹² m ³	Mio t Öläquiv. *)	Mio t Öläquiv.	Jahre
Nordamerika	8.8	8'008	633	12.7
Lateinameika	5.4	4'914	63	77.6
Westeuropa	5.4	4'914	189	26.0
Osteuropa und GUS	56.7	51'597	629	82.1
Mittlerer Osten	45.2	41'132	115	>100
Afrika	9.2	8'736	66	>100
Südostasien, Ozeanien	9.9	9'009	180	50.1
Welt	141.0	128'310	1'874	68.5

*) Für die Umrechnung gilt $10^{12} \text{ m}^3 = \text{ca. } 910 \text{ Mio t Öläquivalente}$

Tab. V.2.1: Sichere Reserven, Jahresproduktion und darausfolgende Reichweiten der Reserven, aus <BP 1995>

Aus Tab. V.2.1 ist einerseits ersichtlich, dass die bedeutendsten Reserven in Osteuropa und in den Ländern des Mittleren Ostens liegen. Die durchschnittliche Reichweite der Weltreserven liegt bei der heutigen Produktion bei rund 68 Jahren. Sowohl die sicheren Reserven als auch die Jahresproduktion steigen Jahr für Jahr um einige Prozente. Gemäss <Baniriah 1991> haben die sicheren Reserven in den letzten 20 Jahren jährlich um durchschnittlich 6% zugenommen, der Gasverbrauch um rund 4%.

Zu den sicheren Reserven kommen die sicher erkannten Vorkommen von ca. $180 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ <Stohler et al. 1986>. Zusammen mit den sicheren Reserven ergibt dies rund $300 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. Eine Abschätzung der gesamten Ressourcen ist praktisch unmöglich, da die oben erwähnte These grosser Lagerstätten im Erdinnern zur Zeit noch nicht erhärtet werden kann.

3. Brennstoffklassifizierung

3.1 Einteilung der Brenngase

Die öffentliche Gaswirtschaft umfasst heute den Absatz von Erdgas, Kokereigas und Hochofengas. In den folgenden Kapiteln wird die Situation für Erdgas beschrieben. Die Produktion von Kokereigas wird im Teil VI "Kohle" beschrieben. Hochofengas fällt als Nebenprodukt der Stahlerzeugung an und wird im Anhang A "Basismaterialien" beschrieben.

Das in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts durch die Entgasung von Steinkohle erzeugte Stadtgas hat durch Einführung von Erdgas seine Bedeutung verloren. Die Erschliessung des holländischen Erdgasfeldes bei Groningen hat in Europa ab 1965 zu einem Nachfrageboom nach Erdgas geführt. Heute beträgt der Anteil von Erdgas am westeuropäischen Primärenergieverbrauch rund 20% <OECD/IEA 1994>.

Die Bedeutung von Kokerei- und Hochofengas ist abnehmend. In Westeuropa, z.B., ist der Anteil des Kokereigases am gesamten Gasaufkommen auf unter 7% gesunken. Hochofengas nimmt einen Anteil von etwa 6% ein. Erdgas, Kokerei- und Hochofengas weisen wesentliche Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung auf. Tab. V.3.1 zeigt typische Werte für die Zusammensetzung der drei Brenngase.

	H ₂ Vol-%	CO Vol-%	CH ₄ Vol-%	C ₂ H ₆ Vol-%	C ₃ H ₈ Vol-%	Rest C _x H _y Vol-%	CO ₂ Vol-%	N ₂ Vol-%	O ₂ Vol-%
Hochofengas	4.1	21.4					22.0	52.5	
Kokereigas	54.5	5.5	25.3			2.3	2.3	9.6	0.5
Erdgas L			81.8	2.8	0.4	0.2	0.8	14.0	
Erdgas H			93.0	3.0	1.3	0.3	1.0	1.1	

Tab. V.3.1: Zusammensetzung von Brenngasen (Anhaltswerte) <Cerbe 1988>.

Typisch für Erdgas ist der hohe Methan-Anteil. Hochofengas zeichnet sich durch hohe Stickstoff- und Kohlenmonoxid-Gehalte aus, Kokereigas durch hohe Wasserstoffgehalte. Beim Erdgas unterscheidet man je nach Höhe des Brennwertes und des Wobbeindex zwischen Erdgas L (low) und Erdgas H (high).

Die Eigenschaften und Zusammensetzung von kommerziellen Brenngasen sind in Deutschland gemäss DIN- und DVGW- und in der Schweiz gemäss SVGW-Richtlinien genormt. Das Erdgas wird der 2. Gasfamilie zugeteilt. Eine Reihe von Gasbegleitstoffen ist durch Richtwerte begrenzt. So soll z.B. der Gesamtschwefel bei der 2. Gasfamilie 120 mg/m³, kurzzeitig 150 mg/m³, und der Sauerstoffgehalt 3 Vol.-% nicht überschreiten. Schwefelwasserstoff darf den Richtwert von 5 mg/m³ nicht überschreiten. Weitere Richtwerte werden für verschiedene Kohlenwasserstoffe, Wasser, Nebel, Staub, Flüssigkeit, Mercaptanschwefel, Stickstoffoxid, Kohlenmonoxid, Ammoniak und Cyanwasserstoff genannt.

3.2 Brennstoffdaten von Rohgasen

In diesem Abschnitt wird die Zusammensetzung von Erdgasen nach der Förderung und vor einer allfälligen Aufbereitung (sogenannte Rohgase) angegeben. Diese Angabe ist von Bedeutung für die Berechnung von Emissionen, die bei der Förderung und Aufbereitung des Erdgases entstehen.

Als Ressourcenverbrauch wird in diesem Bericht "Rohgas" bilanziert, wobei sowohl Erdgase aus dem Inkohlungsprozess, als auch Erdgase, die in Zusammenhang mit Erdöl entstanden sind, gemeint sind.

Die Zusammensetzung des Rohgases schwankt je nach Herkunft relativ stark. Die Aufbereitung dient dazu, das Rohgas den Reinheitsanforderungen des Endverbrauches anzupassen. Während des anschliessenden Ferntransportes mit Pipelines und der Verteilung ändert sich die Zusammensetzung nur noch gering.

Die chemische Zusammensetzung des Rohgases ist durch seine Entstehung bedingt, wobei das aus dem Inkohlungsprozess gebildete Gas in der Fachsprache als Erdgas, das in Kombination mit Erdöl entstandene Gas als Erdölgas bezeichnet wird. Der Hauptbestandteil ist Methan. Weitere wichtige Komponenten sind Ethan, Propan, Stickstoff, Kohlendioxid, Helium, schwefelhaltige Stoffe und höhere Kohlenwasserstoffe.

Die schwefelhaltigen Stoffe im Rohgas sind vor allem Schwefelwasserstoff, aber auch Kohlenoxidsulfid COS, Schwefelkohlenstoff CS₂, sonstige organische Sulfide, Disulfide, Mercaptane und Thiophene. Unter den höheren Kohlenwasserstoffen sind wegen ihrer toxikologischen Bedeutung vor allem die aromatischen KWe Benzol, Toluol und Xylol zu erwähnen <Nerger et al. 1987>.

In Tab. V.3.2 sind Angaben über die chemische Zusammensetzung verschiedener Rohgase vor der Aufbereitung (sog. Fördergase) zusammengestellt. Man unterscheidet zwischen sogenannten "sauren" Gasen (mit hohem Schwefel- und Kohlendioxid-Anteil) und "süssen" Gasen. Das in Kombination mit Erdöl geförderte Erdölgas wird im Teil "Erdöl" näher beschrieben.

Stoffe	Allg. Schwankungsbereich Vol-% <Infras 1981>	Rohgas aus Groningen (NL) Vol-% <Infras 1981>	Rohgas aus Süddoldenburg (D), "sauer" Vol-% <Infras 1981>	Rohgas "sauer" Vol-% <Landolt Börnstein 1972>	Rohgas aus Bentheim (D) Vol-% <Landolt Börnstein 1972>
Methan	>80	81.5	79.1	58.7	93.2
Ethan C ₂ H ₆	bis 8	2.8	0.3	16.5	0.6
Propan C ₃ H ₈	bis 3	0.4		9.9	
Butan C ₄ H ₁₀		0.14	<0.01		
Höhere KWe	bis 4	0.14			
H ₂ S	0-24		6.9	6.4	
CO ₂	bis 18	0.92	9.1		
N ₂	bis 15	14.1	4.6		6.2

Tab V.3.2: Chemische Zusammensetzung von Rohgasen vor der Aufbereitung (Fördergase).

Neben den erwähnten Stoffen können im Erdgas weitere Stoffe in geringen Konzentrationen vorkommen, die aus umwelthygienischer Sicht ebenfalls Aufmerksamkeit verlangen. Das Rohgas kann sich mit Elementen in Spurenkonzentrationen von 10⁻³ bis 10⁻⁶ g/m³ beladen <Nerger et al. 1987>. Die Spurenelementuntersuchung auf Quecksilber wird seit den dreissiger Jahren in den USA und in Europa durchgeführt.

<Achterberg et al. 1972> geben für holländische Rohgase einen Quecksilbergehalt von rund 180 µg/m³ an. Dieser Wert sinkt auf rund 12 µg/m³ nach der Gasaufbereitung und auf 1-4 µg/m³ beim Abnehmer. <Tunn 1973> und <Hahn 1974> berichten über die Hg-Gehalte in Erdgasen aus Deutschland. Danach sind in Gasen aus dem Karbon rund 300 µg Hg/m³, in Gasen aus dem Buntsandstein 15-200 µg Hg/m³ und in Gasen aus dem Jura 15-100 µg Hg/m³ enthalten. <Tunn 1975> berichtet über vereinzelte Erdgasfelder mit Quecksilberkonzentrationen bis 2'000 µg/m³.

Untersuchungen an Pipeline-Gasen zeigen eine relativ rasche Abnahme des Hg-Gehaltes in den Pipelines. <Tunn 1973> führt den Nachweis für das von Holland nach Norddeutschland transportierte Erdgas durch. Ein grosser Teil des Quecksilbers im Groningen-Gas (Konzentration an der Förderbohrung: 180 µg/m³) wird auf dem Weg zur deutsch-holländischen Grenze abgeschieden. Durch Aufbereitung und Kondensatabscheidung in Holland wird eine Quecksilberkonzentration bis zur deutschen Grenze von 20 µg/m³ erreicht. Diese Konzentration nimmt während des Transportes auf deutscher Seite durch physikalische oder chemische Bindung weiter ab, bis auf einen Wert von 2 bis 3 µg/m³. Nur wenn Erdgas aus deutschen Erdgasfeldern mit höheren Quecksilbergehalten zugespiesen wird, steigt die Konzentration in den Pipelines bis auf 19 µg/m³, nimmt aber - bis das Erdgas zu den weiter entfernten Verbrauchern gelangt - auf Werte ab, die z.T. unter der

Nachweisbarkeitsgrenze liegen, bei etwa 1 bis 2 µg/m³.

Das Rohgas gewisser Lagerstätten enthält Spuren von Radon-222, ein radioaktives gasförmiges Zerfallsprodukt des Urans. <Gray 1990> fasst Ergebnisse aus verschiedenen Untersuchungen zusammen. Radonkonzentrationen bei der Förderbohrung liegen dabei im Bereich zwischen 1 und 10 pCi/l für Deutschland, zwischen 1 und 45 pCi/l für die Niederlande, zwischen 1 und 3 pCi/l für die Offshore-Förderung in der Nordsee. Die Angabe der Radon-Emissionen erfolgt in diesem Bericht in Kilo-Becquerel- (kBq) Einheiten.

Eine genaue Angabe der Zusammensetzung verschiedener Erdgase ist wegen den zeitlichen und örtlichen Schwankungen und wegen mangelnder Angaben nicht möglich. Aufgrund der Daten in Tab. V.3.2 und der obigen Bemerkungen werden plausible Standardgase für dieses Projekt definiert (Tab. V.3.3). Diese kommen im System Erdgas immer wieder zur Anwendung, z.B. bei der Verrechnung von Erdgas-Leckagen in den verschiedenen Prozessschritten.

Bei der Angabe von Standardgasen wird zwischen den für die Schweiz und Europa wichtigen Herkunftsländer **Niederlande, Deutschland, Algerien, Norwegen und GUS** unterschieden. Für die Angabe von Standard-Rohgasen vor der Aufbereitung werden plausible Mittelwerte aus Tab. V.3.2 eingesetzt, eine Quecksilber-Konzentration von 300 µg/m³ und eine Radon-222-Konzentration von 10 pCi/l oder rund 0.4 kBq/m³. Die Heizwerte und CO₂-Emissionsfaktoren werden entsprechend der Annahme einer vollständigen stöchiometrischen Verbrennung berechnet.

Die Tabelle V.3.3 definieren zugleich die chemische Zusammensetzung und die Brennstoffdaten der Hilfsmodule "Leckage Rohgas süß" und "Leckage Rohgas sauer", die in der Tabelle V.3.4 für die Berücksichtigung der Module "Leckage Fördergas" benützt werden.

Gastyp		Rohgas vor der Aufbereitung "sauer"	Rohgas vor der Aufbereitung "süß"	Rohgas vor der Aufbereitung "sauer"	Rohgas vor der Aufbereitung "süß"
Herkunftsland		Deutschland, GUS	Norwegen, Niederlande, Deutschland, GUS, Algerien	Deutschland, GUS	Norwegen, Niederlande, Deutschland, GUS, Algerien
Einheit:		Vol-%	Vol-%	kg/m ³	kg/m ³
Methan		70	85	0.50	0.61
Ethan		8	3	0.11	0.04
Propan		5		0.10	
Butane					
C5+		1	1	0.04	0.04
Kohlendioxid		5	1	0.10	0.02
Stickstoff		5	10	0.06	0.13
H ₂ S		6		0.09	
Quecksilber	µg/m ³			300	300
Radon-222	kBq/m ³			0.4	0.4
Brennwert Ho	MJ/m ³			41	38
Heizwert Hu	MJ/m ³			37	34
Dichte	kg/m ³			1.00	0.84
EF-CO ₂ Hu *)	kg/GJ			89.2	88.7

*) Annahme: vollständige Verbrennung

Tab. V.3.3: Brennstoffdaten von Rohgasen vor der Aufbereitung. Quellen: Tab. V.3.2 und Bemerkungen im Text.

MName		Leckage Foerdergas Alg.	Leckage Foerdergas D	Leckage Foerdergas GUS	Leckage Foerdergas N	Leckage Foerdergas NL
	Unit	m3	m3	m3	m3	m3
Sauergas	%	0	50	20	5	0
Foerdergas, Alg.	m3	1				
Foerdergas, D	m3		1			
Foerdergas, GUS	m3			1		
Foerdergas, N	m3				1	
Foerdergas, NL	m3					1
CH4 Methan p	kg	0.61	0.555	0.588	0.6045	0.61
CO2 Kohlendioxid p	kg	0.02	0.06	0.036	0.024	0.02
Ethan p	kg	0.04	0.075	0.054	0.0435	0.04
H2S Schwefelwasserstoff p	kg	0	0.045	0.018	0.0045	0
Hg Quecksilber p	kg	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07
N2 Stickstoff p	kg	0.013	0.0365	0.0224	0.01535	0.013
NMVOC p	kg	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Propan p	kg	0	0.05	0.02	0.005	0
Radio. Rn222 p	kBq	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

Tab. V.3.4: Eingabedaten für die Module "Leckage Foerdergas Alg" bzw D, GUS, N und NL. Quelle: Tab. V.3.3.

3.3 Brennstoffdaten - Erdgas für den Endverbrauch

In diesem Abschnitt werden Brennstoffdaten für Erdgase angegeben, die in Europa und in der Schweiz zum Endverbrauch gelangen.

Wie bereits erwähnt, entspricht das Erdgas vor der Einleitung in das europäische Pipeline-Netz in seinen Hauptbestandteilen bereits der Endverbrauchs-Qualität. Während des Transportes kondensieren kleine Mengen an höheren Kohlenwasserstoffen und Spurenelementen, die in regelmässigen Abständen in Kondensat-Abscheidern gesammelt werden. Vor der Übergabe in ein regionales Verteilnetz wird dem Erdgas aus Sicherheitsgründen ein schwefelhaltiges Odoriermittel beigemischt.

Wir definieren in der folgenden Tab. V.3.5 Standard-Zusammensetzungen von Erdgasen nach der Aufbereitung und für verschiedene Herkunftsländer, gestützt auf Angaben von <DGMK 1992>. Diese Zusammensetzung gilt sowohl für den Erdgas-Einsatz in Kompressorstationen des Ferntransports, als auch für den Endverbrauch in Kraftwerken und Heizungen.

Für Schwefeldioxid- und Quecksilber-Emissionsfaktoren werden unterschiedliche Werte für den Ferntransport und für den Endverbrauch eingesetzt. In Pipelines wird eine Quecksilber-Konzentration von 10 µg/m³ angenommen (vgl. auch Bemerkungen in Kap. 13), die sich dann im Verlauf des Transports auf 2 µg/m³ reduziert (Wert für den Endverbrauch, gemäss Angaben von <Tunn 1973><Achterberg et al. 1972>).

Es muss berücksichtigt werden, dass praktisch 100 % des algerischen Erdgases aus der kombinierten Oel/Gas-Förderung stammt (dies geht aus den Bemerkungen im Kap. "Förderung" des Teils Erdöl und aus <BP 1992> hervor). Das Erdgas aus Algerien kann gemäss Analysewerten aus <Landolt Börnstein 1972> als Typus "Süssgas" eingestuft werden. Zur Beschreibung der Aufbereitung in Algerien können Werte der niederländischen Aufbereitung eingesetzt werden (auch 100% Süssgas-bezogen).

In Tab. V.3.5 ist auch die durchschnittliche Zusammensetzung des Erdgases für den Endverbrauch in der Schweiz angegeben. Diese wird regelmässig durch den Gasverbund Ostschweiz gemessen und ausgewertet < SVGW 95/96>. Es existieren in der Schweiz keine Messungen in Bezug auf eventuelle Quecksilber- und Radon-222-Verunreinigungen.

Erdgas, Brennstoffklassifizierung

		Leckage produziertes Erdgas Alg	Leckage produziertes Erdgas N	Leckage produziertes Erdgas NL	Leckage produziertes Erdgas D	Leckage produziertes Erdgas GUS	Leckage Erdgas frei UCPTE	1) Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck
Quelle		Bem im Text	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>	<DGMK 1992>		<SVGW 95/96>
		m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³
produziertes Erdgas, Alg. produziertes Erdgas, N produziertes Erdgas, NL produziertes Erdgas, D produziertes Erdgas, GUS Erdgas frei UCPTE Erdgas frei CH Erdgas HD- Abnehmer CH		<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1 1)</i> <i>1)</i>
Methan	kg	0.72	0.72	0.68	0.70	0.72	0.70	0.67
Ethan		0.07	0.07	0.02	0.01	0.01	0.026	0.04
Propan		0.019	0.019	0.003	0.001	0.002	0.006	0.015
Butan		0.006	0.006	0.001		0.001	0.002	0.006
C5+		0.002	0.002			0.001	0.001	0.004
Kohlendioxid		0.013	0.013	0.008	0.002	0.001	0.006	0.005
Stickstoff		0.007	0.007	0.118	0.062	0.007	0.061	0.033
Gesamtschwefel - unodoriert - odoriert		<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>2 *10⁻⁶ 3)</i>	<i>1.63 *10⁻⁶</i> <i>8.4 *10⁻⁶</i>
Quecksilber	µg	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	2e-9 2)	0
Brennwert	MJ	43.9	43.9	35.1	36.5	40.0	38.2	40.0
Heizwert	MJ	39.7	39.7	31.6	32.8	36.0	34.4	36.4
Dichte	kg	0.84	0.84	0.83	0.78	0.74	0.80	0.79
EF-CO ₂ Hu 4)	kg/TJ	57400	57400	61700	59700	56200	59100	56000
EF-SO ₂ (odoriert)								0.55

1) Das Modul "Leckage Erdgas Schweiz Niederdruck" bezieht statt 1m³ Erdgas frei CH ein Betrag von 3.54E-5TJ Erdgas HD-Abnehmer CH

2) im Verlauf des Transports auf 2 µg/m³ reduziert

3) eigene Annahme

4) gerundet

Tab. V.3.5: Brennstoffdaten von Erdgasen nach der Aufbereitung. Die kursiv gedruckten Werte sind Eingabedaten für die Module "Leckage produziertes Erdgas Alg" (bzw N, NL, D und GUS), "Leckage Erdgas frei UCPTE", "Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck" und "Leckage Erdgas Schweiz Niederdruck" 1).

Die Zusammensetzungen von Tab. V.3.4 und V.3.5 definieren zugleich die Module "Leckage Foerdergas Alg" (bzw D, GUS, N und NL); "Leckage produziertes Erdgas Alg" (bzw N, NL, D und GUS), "Leckage Erdgas frei UCPTE", "Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck" und "Leckage Erdgas Schweiz Niederdruck", die in den Kapiteln *Ferntransport*, *Regionale Verteilung*, *Ortsgasversorgung*, *Feuerungen* und *Kraftwerke* für die Berücksichtigung der Erdgas-Leckagen benützt werden.

4. Brennstoffeinsatz

In diesem Projekt interessiert sowohl der durchschnittliche UCPTE-europäische, als auch der durchschnittliche schweizerische Erdgas-Einsatz.

Im Rahmen der "Life Cycle Assessment" Methodik, die in diesem Projekt zur Anwendung kommt, interessiert nicht der vertragliche Erdgasbezug, sondern die echte (physikalische) Herkunft des Erdgases. Liefermengen aus typischen Erdgas-Handelsnationen, wie Deutschland und Frankreich, müssen deshalb nach ihrer Herkunft aufgeschlüsselt werden.

Die Herkunft des Erdgases für den Verbrauch in UCPTE-Ländern wird für das Jahr 1994 in <OECD/IEA 1994> angegeben (Tab. V.4.1). Die wichtigsten Herkunftsländer für UCPTE-Länder sind, der Reihe nach, die Niederlande, die GUS-Staaten, Algerien, Norwegen und Deutschland. Der Restbetrag ist vor allem inländische Förderung in Italien und Frankreich. In diesem Projekt werden die, aus der Sicht der Schweiz wichtigsten fünf Herkunftsländer Niederlande, Deutschland, Norwegen und GUS näher untersucht. Zur Abschätzung der Vorleistungen für den durchschnittlichen UCPTE-Verbrauch werden zusätzliche Angaben für den LNG-Import aus Algerien gemacht. Gemäss <BP Gas 1995> werden rund 63% des Erdgases aus Algerien als Flüssigerdgas (LNG) importiert.

	Deutschland	Niederlande	Norwegen	Algerien *)	Algerien *) LNG	GUS	Rest (EP)	
Belgien	1	196	92		165		(†)	
Deutschland	669	793	425			1095	62 (669)	
Spanien			43		243		24 (8)	
Frankreich		173	302		324	450	129 (129)	
Griechenland							2 (2)	
Italien		170		421	7	515	786 (786)	
Ex-Jugoslawien				12		84	106 (3)	
Luxemburg							23 (-)	
Niederlande		2785	109				13 (2785)	
Österreich	9		11			179	54 (54)	
Portugal								TOTAL
Schweiz	44	21				14	13 (†)	UCPTE
TOTAL	723	4'138	982	433	739	2'337	1'212	10'564
In % des Totals	7%	39%	9%	4%	7%	22%	12%	100%

*) inkl. kleiner Anteil aus Lybien.

(EP) Eigenproduktion

(†) weniger als 500 TJ

Tab. V.4.1: Herkunft des Erdgases für den Verbrauch in UCPTE-Ländern im Jahr 1994. Angaben in 1000 TJ. Die Import-Export-Situation ist nicht vollständig berücksichtigt <OECD/IEA 1994> (Ex-Ju Daten aus <BP Gas 1995>).

Die gesamten Erdgasbezüge der Schweiz erreichten im Jahre 1994 25'742 GWh und lagen um 1.8% unter dem Vorjahreswert <VSG 1994>. Der grösste Versorger ist die Swissgas AG mit einem Anteil von rund 75% am Bedarf. Swissgas verfügt über langfristige Lieferverträge mit der deutschen Ruhrgas, der niederländischen Gasunie und der italienischen SNAM und verteilt das Erdgas weiter an die Regionalgesellschaften Gasverbund Mittelland, Gasverbund Ostschweiz, Gaznat und Erdgas Zentralschweiz.

Die vertragliche Basis der Erdgasbezüge der Schweiz ist jeweils der Jahresstatistik des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie zu entnehmen (2. Kolonne in Tab. V.4.2). Die Liefermengen aus Deutschland, aus Frankreich, aus Italien und aus den Niederlanden müssen weiter aufgeschlüsselt werden. Wegen dem relativ grossen russischen Anteil am deutschen, französischen und italienischen Gas ergibt sich für die Schweiz ein Anteil von ca. 37% an Erdgas russischer Herkunft (7. Kolonne in Tab. V.4.2). Analog stammt ein grosser Anteil des Erdgases aus den Niederlanden (38%). Der noch bescheidene Anteil von Erdgas aus norwegischer Herkunft wird vermutlich in Zukunft mit der

Erschliessung neuer Lagerstätten im Troll-Gebiet an der norwegischen Küste steigen.

Ganz offensichtlich bestehen gewisse Unterschiede in den Angaben von Tab. V.4.1 und Tab. V.4.2. Insbesondere fällt auf, dass Angaben für den schweizerischen Herkunftsmix gewissen Abweichungen unterliegen. Dies mag daran liegen, dass in den OECD-Angaben die Import-Export-Dynamik des Erdgashandels (Input-Output-Tabelle!) nur zum Teil oder ungenau berücksichtigt ist.

Die wichtigste Importgesellschaft, Swissgas, verfügt über mehrere langfristige Lieferverträge mit der deutschen Ruhrgas. Ein Teil der Verträge bezieht sich explizit auf GUS-Erdgas, andere auf generische Disponibilitäten der Bundesrepublik Deutschland <VSG 1994>. Im Rahmen dieses Projektes interessiert die sich aus der vertraglichen Situation ergebende echte (physikalische) Herkunft des Erdgases. In Tab. V.4.2 werden die Bezüge aus Deutschland, aus Frankreich, aus Italien und aus Niederlande nach ihrer Herkunft weiter aufgeschlüsselt (zwei Mal).

Die bottom-up Abschätzung von Tab. V.4.2 kommt, im Fall der Schweiz, der physikalischen Realität näher, als die OECD-Angaben von Tab. V.4.1. Die Werte von Tab. V.4.2 werden in diesem Projekt für die Beschreibung des schweizerischen Herkunftsmix verwendet. Für die Beschreibung des Herkunftsmix für den UCPTE-Verbrauch werden die Angaben von Tab. V.4.1 eingesetzt.

	Bezugsländer	Aufteilschlüssel für Bezug aus				Herkunft des Erdgases 1994
	1994	Deutschland	Frankreich	Italien	Niederlande	
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
Niederlande	23	31	15	9	96	38
Norwegen	0	13	20		4	10
Deutschland	48	21				10
Frankreich	12		9			1
Algerien *)	0			0.4		0.3
Algerien LNG	0		22	23.6		2.7
GUS	16	35	33	26		37
Italien	1			41		1
Rest (CH)	0.1					(†)

(†) weniger als 0.001%

*) ink. kleiner Anteil aus Lybien

Tab. V.4.2: Bezugsländer (vertragliche Basis) und daraus ermittelte Herkunftsländer des importierten Erdgases für die Schweiz. Quelle: <BP Gas 1995>, <VSG 1994> für die Schweiz.

5. Systemcharakterisierung

5.1 Aufteilung in Prozessschritte

Das Energiesystem Erdgas wird in 5 Endenergiebereitstellungs-Prozessschritte und in zwei Endverbrauchs-Prozessschritte aufgeteilt. Diese sieben Prozesse sind meist örtlich getrennt und werden deshalb getrennt behandelt.

Jeder Hauptprozessschritt entspricht einem Kapitel (Kap.V.6-12) in diesem Bericht.

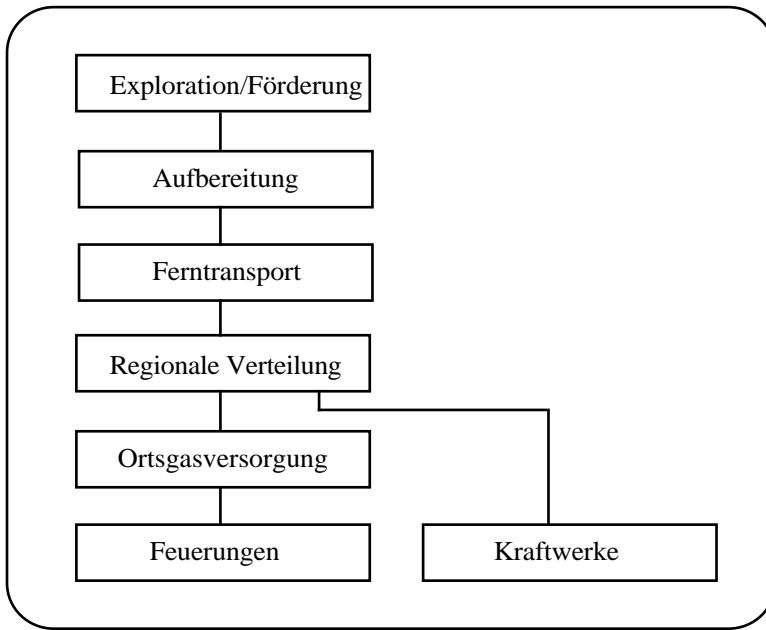


Fig.VI.5.1: Hauptprozessschritte der Erdgaskette in diesem Bericht

5.2 Unterteilung in Module

5.2.1 Gründe für die Unterteilung in Module

Die Unterteilung auf Modulebene entspricht im wesentlichen auch der Rechenebene der speziell für dieses Projekt angepassten Datenbank Ecoinvent (siehe Anhang D). Über die Output-Bezugsgrößen der einzelnen Prozessschritte wird die Verknüpfung für die Systemberechnung definiert. Da Ecoinvent eine Matrixstruktur aufweist, können die vielfältigen rekursiven Systemrückkopplungen mit genügender Genauigkeit berechnet werden.

Die Zahl der gewählten Module stellt einen Kompromiss dar zwischen einer möglichst übersichtlichen Darstellung und dem Wunsch möglichst viele Prozessschritte explizit anzugeben, damit die interessanten Systemaspekte nicht durch die Aggregation untergehen.

5.2.2 Detaillierte Unterteilung der Erdgasketten

Bei den Modulen Exploration/Förderung bis und mit Ferntransport wird zwischen den fünf wichtigsten Herkunftsländern des Erdgases Norwegen, Niederlande, Deutschland, GUS und Algerien unterschieden (rund 98 % des Erdgas-Aufkommens in der Schweiz). Die fünf vorgelagerten Prozessketten werden dann gemäss Herkunftsstatistik (Tab. V.4.1 und 4.2) zusammengefasst, wobei der Mix für 1994 eingesetzt wird.

Verknüpfungen für den UCPTE-Mix werden speziell im Kap. 13.2 diskutiert. Zur Berücksichtigung des nicht explizit untersuchten Erdgases aus italienischer, französischer und dänischer Herkunft werden in erster Näherung Angaben für die Förderung in Deutschland eingesetzt (siehe Kap. 13.2).

Der aus der Vernetzung der Haupt-Prozessketten entstehende Aufbau der Erdgasketten in diesem Bericht ist in Fig. V.5.2 abgebildet.

Die saisonale Speicherung in Kavernen- oder Aquiferspeichern wird dem Modul Ferntransport zugeordnet, die Kurzzeitspeicherung hingegen dem Modul Ortsgasversorgung. Alle inventarisierten Stoff- und Energieströme werden auf den *Gas-Output* des jeweiligen Moduls bezogen.

Die Output-Gasströme der Module Förderung, Aufbereitung und Ferntransport werden in m³ Normvolumen angegeben (im folgenden bedeutet m³ immer Nm³). Die Output-Gasströme der Module Regionale Verteilung, Ortsgasversorgung und Endnutzung werden in energetischen Einheiten (TJ) angegeben. **Energetische Angaben beziehen sich im Bericht immer auf den jeweiligen unteren Heizwert des Gases.**

Die meisten Module in Fig. V.5.2 sind mit den eigenen Infrastruktur-Modulen und mit weiteren Modulen der Basismaterialien, Transportprozesse, anderen Energieträger resp. Nutzenergien anderer Energiesysteme und Entsorgungsprozesse verknüpft. Die Basisdatenmodule sind in den Anhängen A bis F näher beschrieben. Andere Basisdatenmodule werden nur im System "Erdgas" benötigt und sind im Anhang am Schluss des Teils "Erdgas" beschrieben. Es handelt sich dabei z.B. um die Hilfsaggregate "Gasmotor" und "Gasturbine" und um die Dienstleistung "Transport mit Pipeline".

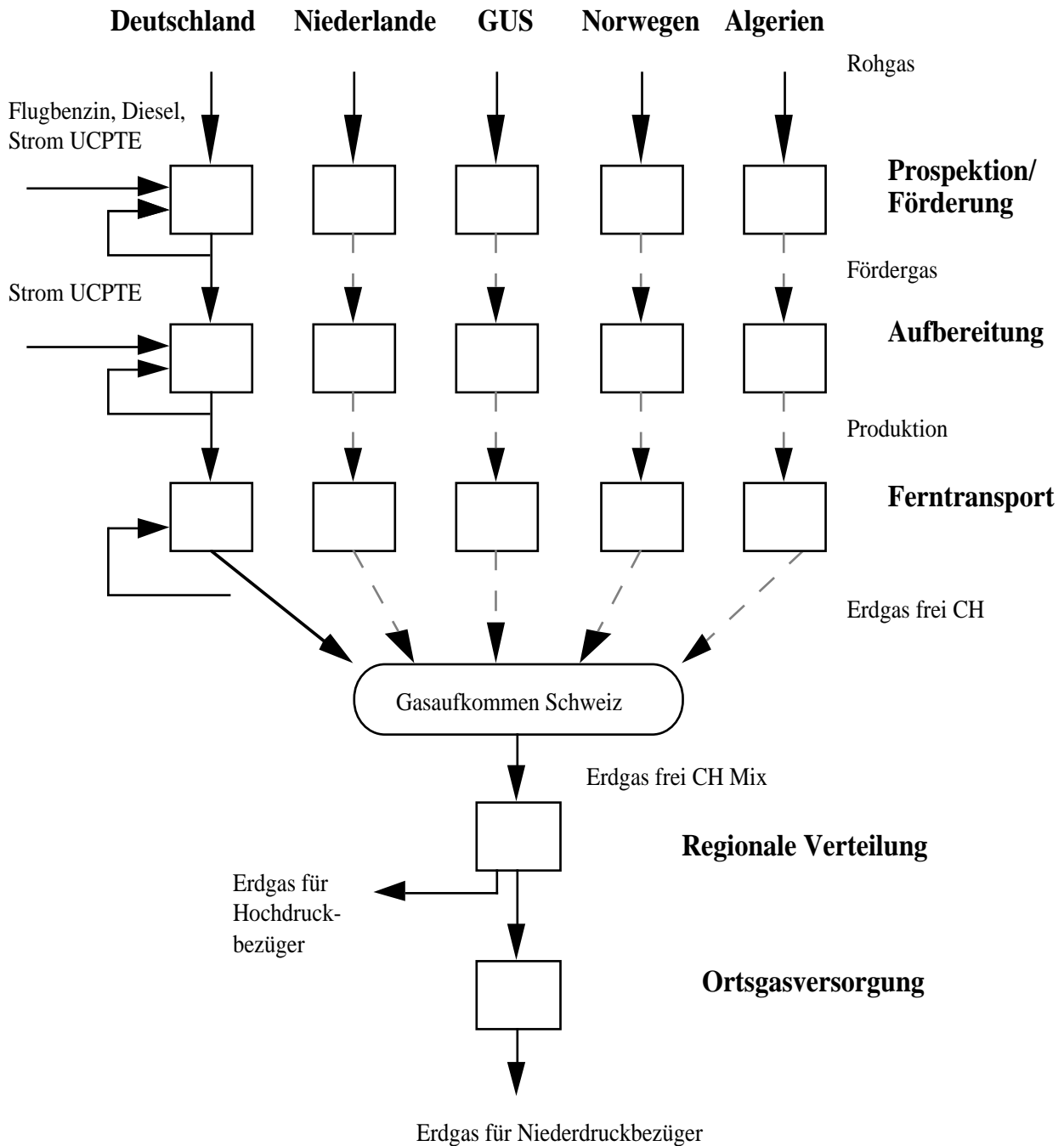


Fig. V.5.2: Aufbau der Prozessketten für die Bereitstellung von Erdgas verschiedener Herkunft in diesem Bericht.

5.3 Abgrenzungen

Grundsätzlich gilt die Methodik wie in Kap. III beschrieben auch für die Erdgaskette. Die wichtigsten gasspezifischen Abgrenzungen werden hier kurz angesprochen.

Zeitlich

Die meisten statistischen Angaben für die Erdgaskette beziehen sich auf das Jahr 1994. Für die Berechnung des UCPTE-Stroms wurde der statistische Brenngaseinsatz in europäischen Kraftwerken für das Jahr 1993 berücksichtigt. Auch die Angaben für ausgewählte Neuanlagen bei Feuerungen und Heizungen beziehen sich auf den Anfang der neunziger Jahre.

Bei der Bilanzierung von Hilfsmaterialien, -dienstleistungen oder -energien, die in die Erdgaskette einfließen, waren oft keine aktuellen Daten verfügbar, so dass diese Daten teilweise weit zurückreichen, was in den meisten Fällen vertretbar ist.

Methodisch kann diese Durchmischung von alten und neuen Daten dann toleriert werden, wenn in jenen Bereichen neue Daten ausgewertet wurden, wo wesentliche Änderungen durch Technologiesprünge zu erwarten sind, während bei sich langsam verändernden Parametern das Bilanzierungsjahr weniger entscheidend ist.

Eine wichtige Annahme, die für alle Energiesysteme gilt, ist dass Material- oder Dienstleistungsinputs, die zeitlich weit zurückliegen, auf die heutige (1994) Produktionsweise bezogen werden. Dies bedeutet z.B., dass der Stahl, der schon 1972 für den Bau des schweizerischen Erdgasnetzes eingesetzt wurde, gemäss der Produktionsweise von 1994 berücksichtigt wird.

Die Bilanzierung der Infrastruktur geschieht meistens direkt auf der Ebene der eingesetzten Basismaterialien (z.B. Stahl, Aluminium, Kupfer, siehe Anhang A). Der zusätzliche Energie- und Materialaufwand für die Fertigung von Halbfabrikaten und Maschinen wird in den meisten Fällen vernachlässigt. Bei der Produktion von Erdgasleitungen wird z.B. nur die Stahl- oder Kunststoffherstellung berücksichtigt, ausschliesslich der zusätzlichen Formgebung der Rohre.

Die Allokation des über längere Zeit stattfindenden Materialeinsatzes auf die abgesetzte Gasmenge ist bei Erdgasnetzen besonders schwierig. In diesem Bericht kommt ein einfaches "statisches" Verfahren zur Anwendung. Das heute existierende Netz wird in Bezug auf den Materialeinsatz in seiner Gesamtheit inventarisiert. Ferner wird angenommen, dass die heutigen Auslastungen typische Durchschnittswerte für vergangene und zukünftige Betriebszustände darstellen.

Geographisch

Die Methode der Prozesskettenanalyse, die in diesem Bericht zum Einsatz kommt, nimmt die Systemabgrenzungen nicht nach geographischen Kriterien vor. Die vorgelagerten Prozessketten für die Bereitstellung von Erdgas werden deshalb ohne Rücksicht auf geographische Grenzen zurückverfolgt.

Das Gebiet des Endverbrauchs von Energie ist hingegen klar auf Westeuropa (UCPTE) oder auf die Schweiz beschränkt. Die Inventarisierung der Prozessketten geschieht also aus der Sicht der westeuropäischen oder schweizerischen Endverbraucher.

Wie auch in den anderen Energiesystemen werden Strombezüge im Ausland generell als Strom aus dem UCPTE-Netz verbucht, selbst wenn das Verbrauchsland auf einem anderen Kontinent liegt.

6. Exploration und Förderung

6.1 Übersicht

Vor der eigentlichen Erdgas-Förderung steht die Phase der Exploration von Lagerstätten. Im Anschluss an magnetische oder seismische Studien werden Explorationsbohrungen angesetzt. Ist die Grösse der Lagerstätte und die Gas-Qualität zufriedenstellend, werden schliesslich Produktionsbohrungen zur Förderung des Erdgases eingerichtet.

Bei den Förderanlagen unterscheidet man zwischen onshore- und offshore-Anlagen. Explorations- und Produktionsbohrungen auf Land werden meistens mit einem Rotary-Bohrgerät und Bohrturm durchgeführt. Für die Aufsuche und Förderung im Shelfgebiet (offshore) werden aufwendigere Bohrplattformen aus Beton und Stahl eingesetzt. Gemäss Herkunftsstatistik (Tab. V.4.1) stammen rund 20% des Erdgases für den UCPT-Verbrauch aus der offshore-Förderung (Tab. V.6.1).

Quelle ->	Herkunft des Erdgases frei Schweiz	Herkunft des Erdgases frei UCPT-Verbrauch	Anteil aus offshore-Förderung
Quelle ->	Tab. V.4.2	Tab. V.4.1	<BP Gas 95>
Algerien ¹⁾	0.3 %	7 %	0%.
Algerien LNG ¹⁾	2.7 %	4 %	0%.
Deutschland	10 %	7 %	0 %
GUS-Staaten	37 %	22 %	0 % ²⁾
Norwegen	10 %	9 %	100 %
Niederlande	38 %	39 %	30 %
Rest	2%	12%	k.A.

1) kleine Menge aus Libyen einbegriffen

2) Der 1 %-Offshoreanteil aus Azerbaijan-Herkunft wird für dieses Projekt nicht berücksichtigt

Tab. V.6.1: Herkunftsländer des Erdgases für die Schweiz und für UCPT-Verbrauch (1994) und Anteile aus offshore-Förderung.

Ein nicht vernachlässigbarer Teil des Erdgases wird kombiniert mit Erdöl gefördert (sogenanntes Erdöl-Erdgas). Tab. V.6.2 zeigt den Anteil Erdöl-Erdgas an der Erdgasproduktion einiger Länder.

	Anteil Erdöl-Erdgas am gesamten produzierten Erdgas	Quelle
Algerien	100 %	IV.6, <BP 1992>
Deutschland	1 %	<WEG 1995>
GUS	13 %	Tab. IV.7.29
Norwegen	60 % *)	<Husdal 1992> <Statoil 1992>
Niederlande	5 %	<MEZ 1992>

*) Wert für den Export nach Festland-Europa

Tab. V.6.2: Anteil Erdöl-Erdgas am gesamten produzierten Erdgas.

In diesem Kapitel werden Explorations- und Förderaktivitäten für Erdgas und Erdöl-Erdgas für die wichtigsten Herkunftsländer Niederlande, Norwegen, Deutschland, GUS und Algerien beschrieben.

Explorationsaktivitäten (angegeben in Bohrmeter pro m³ Fördergas) werden als Teil der Erdgas-Förderung mitbilanziert (Kap. 6.2). Die Hauptanbindung des Systems "Förderung" erfolgt über die Eingangsgrösse *Rohgas* (Ressource, in m³) und über die Ausgangsgrösse *Fördergas* (in m³).

6.2 Exploration

Für das Gebiet der ehemaligen BRD und der Niederlande sind relativ genaue Bohrstatistiken vorhanden. In Deutschland liegt die Fündigkeitsrate bei durchschnittlich 30% (im Durchschnitt über die letzten 20 Jahre, <WEG 1991>). Die durchschnittliche Tiefe liegt bei etwa 3000 m, mit tieferen Bohrungen über 6000 m.

Die niederländische Bohrstatistik <MEZ 1992> gibt spezifische Bohrleistungen in der Grössenordnung von $15 \cdot 10^{-7}$ m/m³ für onshore-Bohrungen und von $25 \cdot 10^{-7}$ m/m³ für offshore-Bohrungen an. <Statoil 1992> gibt für die norwegische Erdgas-Förderung (offshore) eine spezifische Bohrleistung von durchschnittlich $42 \cdot 10^{-7}$ m/m³ an.

In <DGMK 1992> sind Bohrleistungen für verschiedene Länder zusammengetragen (Tab. V.6.3). Allerdings wird nicht zwischen Explorations- und Produktionsbohrungen unterschieden und die Angaben beziehen sich ausschliesslich auf das Stichjahr 1989. Für Algerien könnten die Werte von GUS und Deutschland benützt werden.

In Tab. V.6.4 werden schliesslich die spezifischen Bohrleistungen für das vorliegende Projekt festgehalten. Auf eine weitere Unterscheidung zwischen Explorations- und Produktionsbohrungen wird verzichtet.

	Fördergas 1989 Mrd. m ³ /a	Bohrmeter 1989 m/a	Spezifische Bohrleistung m/m ³
BR Deutschland	16	99'500	$62 \cdot 10^{-7}$
GUS	897	2'870'000	$32 \cdot 10^{-7}$
Norwegen/ Dänemark	27	100'000	$37 \cdot 10^{-7}$
Niederlande	78	200'000	$26 \cdot 10^{-7}$

Tab. V.6.3: Spezifische Bohrleistungen verschiedener Länder (1989) <DGMK 1992>.

	Onshore-Förderung	Offshore-Förderung
Algerien	$60 \cdot 10^{-7}$	
Deutschland	$60 \cdot 10^{-7}$	
GUS	$60 \cdot 10^{-7}$	
Norwegen		$40 \cdot 10^{-7}$
Niederlande	$15 \cdot 10^{-7}$	$30 \cdot 10^{-7}$

Tab. V.6.4: Spezifische Bohrleistungen für Explorations- und Förderaktivitäten in diesem Projekt [m / m³ Fördergas].

Die Energie- und Stoffflüsse für Explorations- und Förderbohrungen wurden bereits im Kap. IV.6 des Teils "Erdöl" beschrieben. Im folgenden werden sie, angesichts des ähnlichen Technologieeinsatzes, auch für Erdgas benützt. Die Anbindung an die Werte von Tab. IV.6.25 geschieht mit der Angabe spezifischer Bohrleistungen von Tab. V.6.4.

6.3 Förderung

6.3.1 Übersicht

Nach dem Einbau des Förderstranges in die Gasbohrung und dem Anschluss des Sondenkopfes an das sogenannte Eruptionskreuz beginnt die eigentliche Phase der Förderung. Das Eruptionskreuz ist meistens mit einer Fackelleitung und mit einer zusätzlichen Leitung zum Totpumpen der Sonde bei Störfällen verbunden. Oberhalb eines Hauptabsperrschiebers sind die zwei oder mehr Anschlüsse für Entnahmeleitungen angeordnet. Bei einigen Sonden sind feste Düsen eingebaut (Grundlast), bei anderen kann die Entnahme mit Nadelventilen gesteuert oder geregelt werden (Spitzenlast) <Cerbe 1988>.

Meistens findet unmittelbar nach der Förderung eine erste Reinigung des Rohgases statt (Aufbereitung im Feld). Das Gas wird mittels Zyklonabscheidern, Expansionsgefässen und Kühlaggregaten von freien Flüssigkeiten (Wasser, höhere Kohlenwasserstoffe etc.) oder von schädlichen Gasen (H_2S) bereinigt, bevor es in eine Pipeline für den weiteren Transport eingeleitet wird.

6.3.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung

Die Energie- und Stoffflüsse für Förderbohrungen sind in der Angabe für Explorationsaktivitäten bereits mitberücksichtigt. Im folgenden Abschnitt werden Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbedarf für den eigentlichen Förderbetrieb beschrieben.

Für die offshore-Förderung kommen Förder-Plattformen aus Stahl und Beton zur Anwendung. Aufgrund ihrer Vorteile in Gewässern von weniger als 100 m Tiefe, überwiegt heute die Zahl der Stahlplattformen (Annahme: 80 % Stahl-, 20 % Betonplattformen, gemäss <Chilingarian et al. 1992>).

Im Kap. IV.7, "Förderung Erdöl", werden Materialvektoren, Bauaufwand und Flächenbedarf für offshore-Plattformen und für die onshore-Förderung von Erdöl angegeben. Die dort gemachten Angaben, umgerechnet auf den Heizwert von Erdöl, sind repräsentativ für die Förderung von Erdöl und sind in Tab. V.6.5 nochmals aufgelistet.

Für die reine Erdgasförderung sind wenig Angaben vorhanden. <Klitz 1980> gibt den Energie- und Materialeinsatz für den Bau des englischen offshore-Gasfeldes Leman an (grösseres Feld mit 26 Förderinseln, Tab. V.6.5). Dieses Feld hat bis Ende der achtziger Jahre insgesamt etwa $2.9 \cdot 10^{11} \text{ m}^3$ Erdgas produziert. Abweichungen von den Werten im Kap. IV.7 sind vermutlich durch die hohe Fördermenge und die relativ lange Lebensdauer des Leman-Gasfeldes zu erklären. In Tab. V.6.5.a werden schliesslich durchschnittliche Werte für die gesamte offshore Erdgas-Förderung angegeben, die in diesem Projekt weiter benützt werden sollen.

Bei der onshore-Förderung werden bis einige hundert Förderstellen zu einem Produktionsfeld zusammengefasst. Hier ist der spezifische Stahlbedarf für Sammelleitungen zu berücksichtigen. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Produktion pro Feld von 1'500 Mio m^3 <MEZ 1992>, für die Niederlande, einer Anzahl von 100 Bohrungen pro Feld mit einem Abstand von rund 300 m von einer kammartigen Sammelleitung, resultiert ein Stahlbedarf in der Grössenordnung von 0.001 kg Stahl pro m^3 Fördergas. In <DOE 1983> wird ein höherer Wert von 0.04 kg/m^3 angegeben. <Fritsche et al. 1989> rechnen mit einem Stahlbedarf von 0.0008 kg/m^3 (onshore) resp. 0.0013 kg/m^3 (offshore). Im folgenden wird mit einem durchschnittlichen Stahlbedarf von 0.001 kg/m^3 für die onshore-Förderung gerechnet.

Die Bauarbeiten für Sammelleitungen sind von untergeordneter Bedeutung, da die Leitungen entweder direkt auf den Boden gelegt werden, oder in geringer Tiefe (rund 0.5 m) in den Boden verlegt werden. Unter Berücksichtigung der Angaben im Basismodul "Bauprozesse" (Anhang B) wird der Energieaufwand für Bauarbeiten auf 0.001 MJ/ m^3 Fördergas "Diesel in Baumaschine" geschätzt.

Für den Transport des eingesetzten Stahls werden generell 200 km Bahntransport und 100 km LKW-Transport verrechnet, für den Transport von Beton 20 km LKW-Transport (gemäss Teil III Metodik). Für die offshore-Förderung kommen zusätzlich rund 300 km Transport mit Frachtschiff hinzu.

pro m ³ Erdgas oder Erdölglas	Einheit	Erdölglas 1)	Erdgas <Klitz 1980>	Dieses Projekt 2)
INPUT:				
Nichtenergetische Ressourcen:				
Wasser	kg	7.1E-5	1 E-4	1 E-4
Energetische Ressourcen:				
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	TJ	2.2E-8	3 E-9	5 E-9
Diesel in Baumaschinen	TJ	1.1E-8	4 E-9	5 E-9
Fläche:				
III - IV	m ² a	3.4E-5	1.4 E-5	2 E-5
Materialien (Infrastruktur):				
Stahl unlegiert	kg	7.3E-4	2.7 E-4	3 E-4
Stahl niedriglegiert	kg	4.8E-6		1 E-6
Beton	kg	8.6E-4		5 E-4

- 1) Werte gemäss Tab. IV.7.11, umgerechnet auf den Heizwert von Erdölglas; Heizwert Rohöl 42.6 MJ/kg, Erdölglas 40.9 MJ/kg.
2) rund 10% Erdölglas und 90% rein Erdgas

Tab. V.6.5.a: Materialeinsatz und Bauaufwand für die gesamte **offshore** Erdgas-Förderung in diesem Projekt

pro m ³ Erdgas oder Erdölglas	Einheit	Erdölglas 1)	Erdgas 3)	Dieses Projekt 2)
INPUT:				
Energetische Ressourcen:				
Elektrizität, UCPTE Mittelspannung	TJ	1.9E-9		0.2 E-9
Diesel in Baumaschinen	TJ	1.0 E-9	1 E-9	1 E-9
Fläche:				
II - IV	m ² a	9.6E-4	2 E-4	3 E-4
III - IV	m ² a	4.8E-5		1 E-5
II - III	m ² a		0.1 E-4	0.1 E-4
Materialien (Infrastruktur):				
Stahl unlegiert	kg	1.3E-4	1 E-3	1 E-3

- 1) Werte gemäss Tab. IV.7.11, umgerechnet auf den Heizwert von Erdölglas; Heizwert Rohöl 42.6 MJ/kg, Erdölglas 40.9 MJ/kg.
2) rund 10% Erdölglas und 90% rein Erdgas
3) Siehe Bemerkungen im Text

Tab. V.6.5.b: Materialeinsatz und Bauaufwand für die **onshore** Erdgas-Förderung in diesem Projekt

Die onshore-Förderung benötigt Platz für den Bohrturm, für Reinigungsprozesse, Leitungen und Energieerzeugung. <Fritsche et al. 1989> und <DOE 1983> geben einen Flächenverbrauch von 0.0003 resp. 0.0001 m²a/m³ an. Im folgenden wird mit einem Flächenverbrauch II-IV von 0.0002 m²a/m³ Fördergas gerechnet. Dabei wird angenommen, dass sich die Förderstellen vorwiegend in abgelegenen Gebieten des Flächentypus "modifiziert" befinden. Unter Berücksichtigung einer Rekultivierungszeit von 5 Jahren für Leitungen, die vergraben werden, resultiert eine zusätzliche Flächenbeanspruchung des Typus II-III von ca. 0.00001 m²a/m³.

Die Verrohrung der Bohrungen und die Sammelleitungen werden im Boden zurückgelassen und somit dispers deponiert. Seit 1989 müssen alle offshore-Plattformen kleiner als 4'000 Tonnen, welche in Gewässern untiefer als 75 m stehen, vollständig demontiert werden. Die restlichen Anlagen dürfen teilweise verlassen werden, falls gezeigt werden kann, dass dies keine Behinderungen anderer Nutzniesser der See nach sich zieht.

Ob der durch Demontage anfallende Stahl einer Wiederverwertung zugeführt wird oder direkt an Ort versenkt wird, hängt von den ökonomischen Randbedingungen ab. Es wird angenommen, dass alle offshore-Plattformen und onshore-Anlagen zerlegt oder unzerlegt deponiert werden. Die Demontage selbst wird nicht bilanziert.

6.3.3 Energiebedingte Emissionen

Zu Beginn der Nutzung von Gasfeldern ist der Reservoirdruck im Allgemeinen so hoch, dass für den Pipelinetransport keine Kompression erforderlich ist. Bei älteren Feldern sowie bei kombinierter Öl/Gas-Förderung ist jedoch eine Verdichtung notwendig. Auch die nachfolgende Gasaufbereitung, die zum Teil unmittelbar nach der Förderung mittels Druckentspannung geschieht, weist hohe Druckverluste auf, die durch Kompression ausgeglichen werden müssen.

In <WEC 1988> wird ein Aufwand von 0.2 % des produzierten Erdgases für Kompressionsarbeit (Förderung + Aufbereitung) angenommen, bzw. als mechanische Energie rd. 0.06 %. <Fritsche et al. 1989> gehen unter Einbeziehung steigender Fördertiefen und sinkender Reservoirdrücke von einem mechanischen Energiebedarf von 0.1 % aus.

Angaben für die offshore-Förderung in der Nordsee liegen gemäss verschiedenen Quellen tendentiell höher (Tab. V.6.6). Der Hauptgrund liegt darin, dass es sich vorwiegend um kombinierte Öl/Gas-Förderung mit einem höheren Energiebedarf für Kompression und Reinigung (direkt auf der Förder-Plattform) handelt.

Für die norwegische offshore-Förderung können Energieverbrauchsangaben auch aus den <IEA/OECD 1991> Statistiken entnommen werden. Dieser sogenannte "top-down"-Ansatz wurde im Kap. IV.7.8.5 erläutert. Unter Benützung von Heizwerten für die Aufteilung des Energieverbrauchs auf die Ausgangsprodukte Erdölgas, Erdöl und Natural Gas Liquids, erhält man für Erdölgas Werte, die tendentiell höher als bei "bottom-up"-Berechnungen liegen. Der Grund für diesen Unterschied ist die zusätzliche Berücksichtigung des Pipeline-Transports zum europäischen Festland bei der "top-down"-Analyse.

Im Rahmen dieses Projektes wird generell ein Energieaufwand von 1 % des geförderten Gases weiterverwendet (Tab. V.6.6). Diese Angabe schliesst den Kompressionsaufwand für das Sammeln des Erdgases, für den Transport zur Aufbereitungsanlage (onshore: rund 50 km) und zur Kompensation der Druckverluste in der Aufbereitungsanlage mit ein.

Zur Bereitstellung der Kompressionsenergie werden vorwiegend Gasturbinen verwendet (in 95% der Fälle, gemäss <Statoil 1992>). Dabei handelt es sich um Aggregate im Leistungsbereich zwischen 10 und 20 MW <Husdal 1992>. Nur zu einem kleinen Teil wird Abgaswärme der Turbinen für "in-field" Gasaufbereitungsprozesse (Dehydrierung) verwendet. In Tab. V.6.7 werden Emissionsfaktoren für die Gasturbinen angegeben.

Dabei können nicht ohne weiteres die Werte im Anhang "Gasturbine" (Kap V.15.1) benützt werden, weil sich diese auf eine Erdgas-Qualität nach der vollständigen Aufbereitung beziehen. Es müssen vielmehr die Brennstoffdaten von Rohgasen gemäss Tab. V.3.3 berücksichtigt werden. Insbesondere "saures" Rohgas, mit rund 6 Vol-% H₂S-Anteil, hat stark erhöhte SO₂-Emissionen zur Folge. Es wird angenommen, dass das "saure" Rohgas durch Reinigungsverfahren "im Feld" (meistens Druckentspannung) auf einen H₂S-Gehalt von 3 Vol-% konditioniert wird. Dabei liegt der Saueergas-Anteil für den UCPT-Verbrauchsmix bei rund 10 % (vgl. Tab. V.7.1 und Tab. V.6.1).

		Quelle	Gebiet	Produziertes Erdgas m ³ Fördergas	Diesel / Flugbenzin m ³ Fördergas
Kompressionsenergie	m ³	<WEC 1988>	alle	0.002	
Kompressionsenergie (reine Erdgasförderung)	m ³	<Klitz 1980>	Britische Nordsee	0.01	
Helikopter/Schiff-Transporte	kJ	<Klitz 1980>	Britische Nordsee		40
Kompressionsenergie (Förderung von Erdölgas 1)	m ³	<Statoil 1992> und eigene Annahme	Norwegische Nordsee	0.015	
Transporte	kJ	<Statoil 1992>	Norwegische Nordsee		45
Total Energieverbrauch - Erdölgas 2)	m ³	gemäss <IEA/OECD 1991>	Norwegische Nordsee	0.030	38 kJ/m ³
Kompressionsenergie	m³	dieses Projekt	alle	0.01	
Transport mit Frachter	tkm	dieses Projekt	nur offshore		³⁾

1) Das Erdölgas wird nicht mit dem Energieverbrauch der sekundären Öl-Förderung (Reinjektion) belastet. Die ursprüngliche Angabe von <Statoil 1992>, 0,025 m³/m³, beinhaltet auch den Kompressionsaufwand für die Unterwasserpipeline. Für rund 500 km Unterwasserpipeline lässt sich dieser auf rund 0,01 m³/m³ beziffern. Der Kompressionsaufwand für die Unterwasserpipeline wird erst im Kapitel V.8 "Ferntransport" verbucht.

2) "Top-down"-Ansatz, beinhaltet auch Aufbereitungsprozesse und Ferntransport von Erdölgas.

3) Der Transport mit Frachter wurde bereits im Abschnitt 6.3.2 berücksichtigt.

Tab. V.6.6: Energieaufwand der Erdgasförderung. Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt.

Brennstoff ->		Erdgas für Endverbraucher	Fördergas Mix Norwegen	Erdölgas	Erdgas vor Aufbereitung		Output Gasturbine Förderung	
					Sauergas	Süssgas	Sauergas	Süssgas
Leistungsklasse	M W	10	ca. 10	k.A.			10	10
Quelle		Basismodul Gasturbine Anh. 1-Erdgas	<NOIA 1991> <Statoil 1992>	Tab. IV.7.43	Tab. V.3.3	Tab. V.3.3	dieses Projekt	dieses Projekt
		m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in
Rohgas	m ³						1	1
SO ₂	kg			0	.09		0.085	0
NO _x		0.0047	0.011	0.007			0.01	0.01
Partikel		0		0			0	0
CO		0.0014		0.01			0.005	0.005
CH ₄		0.0002	0.0003	0.0004			0.0003	0.0003
NMVOG		0.00004	0.0001	0.0002			0.0001	0.0001
N ₂ O		0.00001		0.00005			0.00001	0.00001
CO ₂		1.98		2.14	1.98	1.98	2.00	2.00
Quecksilber					1.5E-7 ¹⁾	1.5E-7 ¹⁾	1.5E-7	1.5E-7
Radon-222	kBq				0.2 ¹⁾	0.2 ¹⁾	0.2	0.2
Abwärme	TJ	27 E-6					40 E-6	40 E-6

1) Konditionierung des Gases im Feld. Annahme: Reduktion des Emissionsfaktors um 50%.

Tab. V.6.7: Zusammenfassung der Eingabedaten für die Module "Output Gasturbine Förderung Sauer gas" und "Output Gasturbine Förderung Süss gas".

6.3.4 Emissionen in Luft (prozessbedingt)

Die wichtigsten prozessbedingten Luft-Emissionen der Erdgas-Förderung sind <Füer 1991>:

- Emissionen aus der Erdgas-Abfackelung
- Gas-Leckagen der Anlagen
- Gas-Emissionen bei der Entlüftung und bei Reparaturarbeiten

Die meisten Förderanlagen, aber auch gewisse Bohranlagen, verfügen über eine Anlage zur Abfackelung von überschüssigem Gas. Die Fackelanlage wird aus Sicherheitsgründen in einer gewissen Entfernung von der Bohrung errichtet. Sie dient zur Abfackelung von Gas während des Bohrbetriebes, beim Aufstarten der Produktion eines neuen Feldes, bei Reparaturarbeiten, bei Unfällen und zur Entlastung der Aufbereitungsanlagen beim Auftreten von Druckspitzen <Klitz 1980>.

In der Deutschen Förderstatistik <WEG 1991> wird angegeben, dass etwa 0.2 Vol.-% des Rohgases unmittelbar bei der Förderung abgefackelt werden. <Infras 1991> zitiert Quellen des deutschen Umweltbundesamtes, die Fackelverluste in der Höhe von 0.3 % des geförderten Gases angeben, wovon maximal ein Drittel direkt als CH₄ emittiert werden. Für die reine Erdgas-Förderung wird in diesem Projekt ein durchschnittlicher Wert von 0.25 % Fördergas in die Abfackelung eingesetzt (Tab. V.6.8).

Bei der kombinierten Öl/Gas-Förderung ist eine differenziertere Betrachtung notwendig, die in Kap. IV.7.9 des Teils "Erdöl" erklärt wird. Gestützt auf Angaben von <Selzer et al. 1990> und <Little 1989> und mit Benützung von Heizwerten für die Aufteilung des Fackelgases können abgefackelte Mengen für die Erdölgas-Förderung angegeben werden (Tab. V.6.8). Diese liegen tendentiell höher als bei der reinen Erdgas-Förderung. Angaben für die Emissionsfaktoren der Fackelanlagen sind in Tab. V.6.9 zusammengefasst.

	Gas in Fackel (Erdgas) m ³ /m ³ Fördergas	Gas in Fackel (Erdölgas) m ³ /m ³ Fördergas
Quelle	Bemerkungen im Text	Tab. IV.7.32-33 <Baniriah 1991>
Europa	0.0025	0.0130
GUS	0.0025	0.0250
Algerien		0.017

Tab. V.6.8: Abgefackelte Gasmengen bei der Förderung von Erdgas und Erdölgas.

Brennstoff ->		Fördergas Mix Norwegen	Erdölgas 2)	Erdgas vor Aufbereitung	Output Fackel Förderung	
					Sauergas	Süsssgas
Quelle		<NOIA 1991>	Anhang 1, Teil "Erdöl"	Tab. V.3.3	dieses Projekt	dieses Projekt
		m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in	m ³ in
SO ₂	kg		k.A.	1) ¹⁾	0.17	0
NO _x		0.012	0.012		0.012	0.012
Partikel			k.A.		0	0
CO			k.A.		0	0
CH ₄		0.006	0.008		0.006	0.006
NMVOG		0.003	0.004		0.003	0.003
CO ₂			2.43	1.98	2.00	2.00
Quecksilber	µg		15	300	270	270
Radon-222	kBq		0.1	0.4	0.4	0.4
Abwärme	TJ			40 E-6	40 E-6	40 E-6

1) 0.17 kg SO₂/m³ für saures Gas (6 Vol% H₂S) und 0 kg SO₂/m³ für süßes Gas (0 Vol% H₂S) .

2) Durchschnittliche Anteile für Fackeltechnik: 47% Pipe Flares, 53% neuere Systeme

Tab. V.6.9: Zusammenfassung der Eingabedaten für das Modul "Output Fackel Förderung Sauergas" und "Output Fackel Förderung Süsssgas".

Für die Angabe der Erdgas-Leckagen der Anlagen, bei der Entlüftung oder bei Reparaturarbeiten werden die Werte aus <Selzer et al. 1990> eingesetzt (Tab. V.6.10). Erdgas-Leckagen infolge Bohrungstests oder Gasausbrüchen während des Bohrbetriebes sind durch Anbindung an die Explorations-Module des Kap. IV.6 bereits berücksichtigt.

		Gasleckagen der Förderung <Selzer et al. 1990>
		m ³ Fördergas
Anlagen-Leckagen	m ³	0.0004
Entlüftung Instrumente/ Anlagen	m ³	0.0002
TOTAL¹⁾	m³	0.0006

1) Leckage Gas vor Aufbereitung sauer + süß

Tab. V.6.10: Fördergas-Emissionen aus Anlagen, bei der Entlüftung oder bei Reparaturarbeiten: Mittelwerte nach <Selzer et al. 1990>.

6.3.5 Emissionen in Wasser und Abfälle (prozessbedingt)

Die wichtigsten prozessbedingten Emissionen in Wasser und Boden aus der Erdgas-Förderung sind <Fürier 1991>:

- Emissionen bei der Entsorgung anfallender Lagerstättenwässer
 - Onshore: Versenkung in Aquifere, Versenkung in alte Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Ableitung in oberirdische Gewässer
 - Offshore: Direkte Einleitung ins Meer, Versenkung in Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Transport und Entsorgung an Land
- Verschmutzung des Bodens (onshore) oder des Meeres (offshore) durch Schmieröle, Fette oder Reinigungsmittel (oft über abfließendes Regenwasser)
- Emissionen durch die weitere Entsorgung von Schlamm und Verunreinigungen, die von den Lagerstättenwässern abgeschieden werden (Deponierung in Schlammgruben oder Behandlung als Sonderabfall).

Lagerstättenwasser aus der Erdgas-Förderung (auch "produziertes Wasser") kann die Umwelt stark belasten. Speziell in der letzten Phase der Ausschöpfung eines Gasfeldes werden grössere Mengen von Wasser durch den Gasstrom mitgerissen. Diese müssen dann wieder abgetrennt und entsorgt werden. Angaben für den Anfall an Lagerstättenwasser sind in Tab. V.6.11 zusammengefasst. Die Angaben schwanken stark und sind vermutlich mit grossen Ungenauigkeiten behaftet.

Im allgemeinen gilt, dass die Förderung von Erdölgas 10 bis 100mal grössere Wassermengen verursachen kann als die Förderung von Erdgas allein <Statoil 1992>. Im Rahmen dieses Projektes wird für Erdgas ein Wert von 0.01 l/m³ geförderttes Gas und für Erdölgas ein Wert von 0.2 l/m³ geförderttes Gas eingesetzt (Tab. V.6.11). Die Angabe für Erdölgas ist in Übereinstimmung mit der Angabe für die Rohölförderung von Kap. IV.7.10. Dort werden rund 1 Liter Lagerstättenwasser pro kg geförderttes Rohöl angegeben.

Wegen der Unsicherheit der Angabe wird zusätzlich im Kap. 13 eine Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Menge des anfallenden Lagerstättenwassers durchgeführt.

Gebiet/System	Quelle	l / m ³ geförderttes Gas
Norddeutschland	<Fürier 1991>	0.001 - 1
Norwegen	<Statoil 1992>, <BP 1992> für Produktionsmengen	0.120 *)
US Durchschnitt 1985	<EPA 1987>	7
Produktion von Erdgas	dieses Projekt	0.01
Produktion von Erdölgas	dieses Projekt	0.2

*) Allokation auf produziertes Öl und Erdgas unter Benützung von Heizwerten

Tab. V.6.11: Angaben über den Anfall an Lagerstättenwasser bei der Förderung von Erdgas.

Bei der chemischen Zusammensetzung von Lagerstättenwasser gibt es deutliche Unterschiede zwischen Süß- und Sauregasfeldern. So führen Süßgasfelder freie Kohlensäure mit und Felder, die aus dem Rotliegenden oder aus dem Buntsandstein fördern, können mit Quecksilber belastet sein <Füer 1991>. Bei schwefelwasserstoffhaltigen Feldern werden dem Gasstrom Mittel zur Schwefelbekämpfung und zur Korrosionsminderung beigemischt, wie z.B. Monoethylamin oder das Spindelöl/TDF, die dann im abgetrennten Wasser wiederzufinden sind. Bei vielen Feldern findet man ausserdem Wasserbelastungen durch Salze, Kohlenwasserstoffkondensate (pH-Einstellung) und Glykol (aus der Trocknung) <Füer 1991>. Analysen zeigen ein breites Spektrum von chemischen Verbindungen. Ein grosser Teil der eingesetzten Produktionschemikalien sind im zu entsorgenden Lagerstättenwasser wiederzufinden.

Grosse Unterschiede bestehen zwischen dem Lagerstättenwasser der reinen Erdgas- und der Erdöl-gas-Förderung. Bei der kombinierten Öl/Gas-Förderung ist das Wasser mit Rohöl und verschiedenen Kohlenstoff-Verbindungen belastet. Das Wasser wird vor der Einleitung in Oberflächengewässer in einem Abscheider gereinigt. Die Diskussion über die chemische Zusammensetzung von Lagerstättenwasser der kombinierten Öl/Gas-Förderung wird im Kap. IV.7.10 geführt. Für den Teil der Erdöl-gas-Förderung werden hier die Angaben von Tab. IV.7.44 weiterverwendet. Angaben für die chemische Zusammensetzung der reinen Erdgas-Förderung sind hingegen in Tab. V.6.12 zusammengefasst.

		Erdgasangaben für Deutschland pro l	Angaben für USA	Emission Lagerstaettenwas-ser Erdgas	Emission Lagerstaettenwas-ser Erdoelgas
		<Füer 1991>: Salze: 200-350 g <Boesch et al. 1987>: Salze: 50-300 g	<EPA 1987>		Tab.IV.7.44
			1	1	1
NMVOC p	kg				3.00E-05
Alkane in Wasser	kg				1.10E-05
Alkene in Wasser	kg				1.00E-06
Arom. KWe gesamt	kg				4.00E-06
Benzol in Wasser	kg		4.7 0E-07	5.00E-07	1.10E-05
Chloride	kg		7.3E-3	0.007	
Fette und Oele gesamt	kg				0.000415
Ion Arsen	kg		2.00E-08	2.00E-08	
Phenole	kg				1.00E-05
TOC	kg				0.00059
Toluol in Wasser	kg				1.00E-05
Xylol in Wasser	kg				8.00E-06

Tab. V.6.12: Zusammenfassung der Eingabedaten für die Module "Emission Lagerstättenwasser Erdgas" und "Emission Lagerstättenwasser Erdgas".

Für die Entsorgung des anfallenden Lagerstättenwassers kommen grundsätzlich drei Möglichkeiten in Frage <Füer 1991>:

- die Versenkung in ausgeschöpften Erdöl- oder Erdgaslagerstätten
- die Versenkung in einen Aquifer
- die Ableitung in Oberflächengewässer (nach Zumischung/Verdünnung mit frischem Wasser).

Onshore-Förderbetrieb

Die Entsorgungspraktiken variieren stark von Region zu Region. Eine genaue Statistik ist nicht vorhanden. Die gesetzlichen Vorschriften in Deutschland und den Niederlanden sind mittlerweile so streng, dass eine Einleitung in Oberflächengewässer nur in seltenen Fällen in Frage kommt <Füer 1991>. In den GUS-Staaten dürfte diese Entsorgungspraxis hingegen öfters zur Anwendung kommen.

Für die Niederlande und Deutschland wird angenommen, dass etwa 10% der Lagerstättenwässer in Oberflächenwässer eingeleitet werden, für die GUS-Staaten 30% der Lagerstättenwässer (Tab. V.6.13).

Offshore-Förderbetrieb

Beim offshore-Förderbetrieb werden die Lagerstättenwässer im allgemeinen ins Meer eingeleitet. Bei kombinierter Öl/Gas-Förderung wird vor der Einleitung normalerweise das freie Öl in einem Abscheider abgetrennt bis der Ölgehalt im Lagerstättenwasser unterhalb der 40 ppm-Grenze zu liegen kommt (siehe Kap. IV.7). Es wird angenommen, dass 100 % des Lagerstättenwassers aus der offshore-Förderung in Norwegen und den Niederlanden ins Meer eingeleitet werden.

	Einleiten in Oberflächen- gewässer	Versenkung in Lagerstätten/Aqui- -feren
Offshore	100 %	
Onshore GUS	30 %	70 %
Onshore Rest	10 %	90 %

Tab. V.6.13: Angenommene Entsorgungswege von Lagerstättenwässern für dieses Projekt.

6.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

		Foerdergas, Alg.	Foerdergas, D	Foerdergas, GUS	Foerdergas, N	Foerdergas, NL
Onshore		100%	100%	100%	0%	70%
		m3	m3	m3	m3	m3
En. Ressourcen						
Rohgas (Erdgas)	Nm3	1	1	1	1	1
Erdöl						
Bohrmeter fuer Exploration und Produktion	m	6.00E-06	6.00E-06	6.00E-06	4.00E-06	1.95E-06
Erdgas						
Emission Lagerstaettenwasser Erdgas	l		0.001	0.0023	0.004	0.00132
Emission Lagerstaettenwasser Erdoelgas	l	0.02		0.0078	0.12	0.00139
Infra Foerdergas, Alg.	m3	1				
Infra Foerdergas, D	m3		1			
Infra Foerdergas, GUS	m3			1		
Infra Foerdergas, N	m3				1	
Infra Foerdergas, NL	m3					1
Leckage Foerdergas Alg.	m3	0.0006				
Leckage Foerdergas D	m3		0.0006			
Leckage Foerdergas GUS	m3			0.0025		
Leckage Foerdergas N	m3				0.0006	
Leckage Foerdergas NL	m3					0.0006
Output Fackel Foerderung Sauergas	m3		0.00013	0.001	0.0004	
Output Fackel Foerderung Suessgas	m3	0.017	0.00238	0.004	0.0084	0.003
Output Gasturbine Foerderung Sauergas	m3		0.005	0.002	0.0005	
Output Gasturbine Foerderung Suessgas	m3	0.01	0.005	0.008	0.0095	0.01

Tab. V.6.14: Uebersicht über die Eingabedaten des Prozessschrittes "Förderung" im Teil Erdgas.

Infrastruktur		Infra Foerdergas, Alg.	Infra Foerdergas, D	Infra Foerdergas, GUS	Infra Foerdergas, N	Infra Foerdergas, NL
		m3	m3	m3	m3	m3
Nichten. Ressourcen						
Flaeche II-III	m2a	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05		7.00E-06
Flaeche II-IV	m2a	0.0003	0.0003	0.0003		0.00021
Flaeche III-IV	m2a	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	2.00E-05	1.30E-05
Wasser	kg				0.0001	3.00E-05
Energieträger						
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTE	TJ	2.00E-10	2.00E-10	2.00E-10	5.00E-09	1.64E-09
Basismaterialien						
Beton (ohne Armierungseisen)	kg				0.0005	0.00015
Stahl niedriglegiert	kg				1.00E-06	3.00E-07
Stahl unlegiert	kg	0.001	0.001	0.001	0.0003	0.00079
Transport						
Transport Frachter Uebersee	tkm				0.00024	7.20E-05
Transport LKW 28 t	tkm	0.0001	0.0001	0.0001	4.01E-05	8.20E-05
Transport Schiene	tkm	0.0002	0.0002	0.0002	6.02E-05	0.000158
Allg. Dienstlsg.						
Diesel in Baumaschine	TJ	1.00E-09	1.00E-09	1.00E-09	5.00E-09	2.20E-09
Abfälle unbehandelt						
Bausperrgut in Inertstoffdeponie	kg	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Emissionen Luft						
Abwaerme in Luft p	TJ	2.00E-10	2.00E-10	2.00E-10	5.00E-09	1.64E-09

Tab. V.6.14 Fort.: Uebersicht über die Eingabedaten des Prozessschrittes "Förderung" im Teil Erdgas.

6.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Angabe der spezifischen Bohrleistungen ist mit relativ grossen Unsicherheiten verbunden, weil der Bezug der Bohrleistungen auf die zeitlich verzögerte Produktion unsicher ist.

Die Angabe der Anteile onshore- und offshore-Förderung und der Anteile Erdöl- und Erdgas ist sehr wichtig für die weiteren Berechnungen. Die Angaben stammen aus öffentlichen Statistiken relativ guter Qualität.

Angaben zum Material- und Bauaufwand beruhen auf Literaturwerten und Annahmen und sind als relativ ungenau zu bezeichnen, fallen aber bezogen auf den grossen Durchsatz und auf die lange Lebensdauer der Anlagen nicht so stark ins Gewicht.

Die Angabe des abgefackelten Gases stammt aus Erhebungen der Gasindustrie und ist als öffentliche Statistik erhältlich. Wegen der nötigen Allokation auf Öl und Gas bei der kombinierten Förderung sind die Angaben mit Annahmen behaftet.

Sehr unsicher ist die Angabe über die Menge des anfallenden Lagerstättenwassers. Öffentliche Statistiken sind nicht vorhanden. Die Mengen mussten aufgrund von Literaturangaben abgeschätzt werden.

7. Aufbereitung

7.1 Übersicht

Um die erforderlichen Qualitätsziele für den Endverbrauch zu erfüllen, muss das Rohgas vor der Einspeisung in das Transport- und Versorgungsnetz aufbereitet werden. Insbesondere schwefelhaltige oder wasserhaltige Rohgase bedürfen einer ersten groben Reinigung schon unmittelbar nach der Förderung ("im Feld") bevor sie zu einer nahe gelegenen Aufbereitungsanlage transportiert werden.

Man unterscheidet im wesentlichen zwischen vier bis fünf Aufbereitungsschritten:

- die Abscheidung von freiem Wasser und Öl
- die Abscheidung höherer Kohlenwasserstoffe
- die Gastrocknung
- die Entschwefelung und Rückgewinnung von Schwefel mittels Claus-Anlage
- (evtl.) die Nachtrocknung höherer Kohlenwasserstoffe.

Die Wahl und Reihenfolge der Verfahren ist im wesentlichen von der Zusammensetzung des Rohgases abhängig, die stark schwanken kann.

Die Hauptanbindung des Prozessschrittes "Aufbereitung" erfolgt über die Eingangsgrösse *Fördergas* (in m³) und über die Ausgangsgrösse *produziertes Erdgas* (in m³).

Der Aufbereitungsaufwand ist abhängig von der Qualität des Fördergases. Generell ist die Aufbereitung von Sauerogas aufwendiger, weil eine zusätzliche, relativ aufwendige Entschwefelung nötig ist. Für verschiedene Herkunftsländer zeigt Tab. V.7.1 eine Statistik der angewendeten Verfahren. Da keine offiziellen Statistiken vorliegen, sind die Angaben mit relativ grosser Unsicherheit behaftet.

Herkunftsland	Anteil mit Entschwefelung bezogen auf den gesamten Fördergas-Input	Anteil mit Trocknung und Abscheidung höherer KWe
Algerien	0% <Landolt Börnstein 1972>	100%
Deutschland	60% <Cerbe 1988> 50% <Fritsche et al. 1993> 45% <DGMK 1992>	100%
GUS	16% <DGMK 1992> 20% <Fritsche et al. 1993>	100%
Norwegen	0% <DGMK 1992> 5% <Fritsche et al. 1993>	100%
Niederlande	0% <DGMK 1992>	100%

Tab. V.7.1: Statistik der angewendeten Gasaufbereitungsverfahren (Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt).

Durch die Gasreinigung werden zwischen 2 und 20 % Molanteil des Gasinputs abgetrennt <Cerbe 1988> <Grimm et al. 1983>, wobei die entfernten höheren Kohlenwasserstoffe und Schwefel z.T. als Koppel- oder Nebenprodukte weiterverkauft werden können. Für die sogenannten Natural Gas Liquids NGL (Mischungen von Ethan, Propan, Butane und Pentan) existiert ein internationaler Markt mit Preisen über 500 sFr./t <Grimm et al. 1983>.

Verfahren der Gastrocknung

Wasser und Wasserdampf müssen weitgehend entfernt werden, weil sie bei bestimmten Drücken und Temperaturen mit den Kohlenwasserstoffen kristalline, schneeähnliche Verbindungen - sogenannte Gashydrate - bilden, die zu Verstopfungen von Leitungen und Anlagen führen. Durch Gashydrate und wasserdampfhaltige Gase tritt auch verstärkt Korrosion in Leitungen und Anlagen auf. Wasserdampf kann aus Erdgasen nach den folgenden erprobten Möglichkeiten entfernt werden:

- Tiefkühlung, wobei Expansionskühlung (Joule-Thomson-Effekt) und Fremdkühlung mit Kälteanlagen angewendet werden

- Trocknung mit organischen flüssigen Absorptionsmitteln
- Trocknung mit festen Adsorptionsmitteln.

Bei der Abscheidung des Wasserdampfes durch Kühlung sind grosse Wärmemengen nötig. Deshalb versucht man bei Erdgas, das mit ausreichendem Druck am Bohrlochkopf ansteht, den Joule-Thomson-Effekt auszunützen. Dies ist zum Beispiel bei den meisten Offshore-Feldern in der Nordsee der Fall.

Das meistverbreitete Trocknungsverfahren ist das Absorptionsverfahren auf der Basis von Glykol (meistens in Form von Triethylen-Glykol). Dieses Verfahren kommt z.B. für Gas aus dem grössten holländischen Erdgasfeld Groningen zur Anwendung <Cerbe 1988>. Ein Hochdruckseparator entzieht dem Gas die grobe, aus der Sonde mitgerissene Feuchtigkeit. Anschliessend wird dem Gasstrom eine geringe Menge Glykol zugegeben. Das Glykol absorbiert freies Wasser, es wird hinter der Drosselstelle abgetrennt und nach einer Regenerierung wieder in Umlauf gesetzt.

Bei kleinen Gasdurchsätzen oder in Fällen extrem niedriger Taupunkte kommt eine Gastrocknung durch Adsorption an festen Trocknungsmitteln, wie Silikagel oder Alugel, in Betracht. In extremen Fällen werden auch Molekularsiebe (Zeolithe) eingesetzt.

Verfahren der Entschwefelung

Bezüglich des Schwefelwasserstoffgehaltes wird zwischen Sauergas und Süssgas (auch Leangas) unterschieden. Als Sauergas werden Erdgase mit H₂S-Gehalten über 1 Vol.-% bezeichnet, Leangas hat geringere H₂S-Gehalte (vgl. Brennstoffdaten Tab. V.3.3).

Das meistverbreitete Verfahren der Entschwefelung ist die physikalisch chemische Gaswäsche. Die eingesetzten Waschlaugen enthalten besonders reaktive Stoffe wie Purisol, Sulfinol, Rectisol (Handelsnamen) und Ethanolamin. Die Lauge wird nach Entspannung und Vorwärmung in einem zweiten Stripper durch Dampfzugabe regeneriert. Das abgetriebene H₂S wird in eine Claus-Anlage zur Schwefelerzeugung geleitet. In der Claus-Anlage wird H₂S durch partielle Verbrennung zu SO₂ und anschliessender katalytischer Reaktion von H₂S/SO₂ in elementaren Schwefel umgewandelt. Verschiedene Abgase aus der Entschwefelungsanlage werden in einer Fackel, oft unter Beimischung von Erdgas oder Dampf, verbrannt. Hier interessieren u.a. die hohen SO₂-Emissionen.

7.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung

Angaben zum Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung von Gasaufbereitungsanlagen sind in Tab. V.7.3 angegeben. Ein Vergleich mit der onshore-Förderung (Kap. 6.3) zeigt, dass ungefähr doppelt soviel Stahl für die Aufbereitungsanlagen benötigt wird. Dies ist in Anbetracht der Komplexität der Anlagen plausibel.

Pro m ³ produ		Fritsche et al. 1989	DOE 1983	dieses Projekt
		m ³ prod	m ³ prod	m ³ prod
Aluminium	kg	0.00004		
Stahl	kg	0.002		0.002 ¹⁾
Beton	kg.	0.001 ⁴⁾		0.001 ²⁾
Transport LKW 40t	tkm			0.0002
Transport Schiene elektrisch	tkm			0.0004
Diesel in Baumaschine	TJ			2*10 ⁻⁹ ³⁾
Strom Mittelspann. UCPTE	TJ			0.4*10 ⁻⁹ ³⁾
Flächeninanspruchnahme II-IV (abgelegene Gebiete)	m ² a	0.00019	0.00002	0.0001

Tab. V.7.3: Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung für Gasaufbereitungsanlagen; 1): Transport 200 km Bahn, 100 km LKW 40t; 2): Transport von Beton 20 km mit LKW; 3): In Analogie zu Tab. V.6.5b; 4): Angabe "Zement" wird aus Plausibilitätsgründen als Beton gedeutet

Der Energieaufwand für Bauprozesse wird in Analogie zur onshore-Förderung doppelt so hoch angesetzt. Für den Transport der Materialien werden Standard-Distanzen, gemäss Teil III Methodik eingesetzt.

7.3 Energiebedingte Emissionen

Die Gasaufbereitung erfordert überwiegend Brennstoff für Prozesswärme. Angaben zum Energieverbrauch der verschiedenen Reinigungsverfahren sind in Tab. V.7.4 zusammengestellt. <Fritsche et al. 1993> stützen sich dabei auf verschiedene amerikanische und deutsche Quellen (u.a. <EPA 1979> <DOE 1983> <Grimm et al. 1983> und <WEC 1988>). Für die Abscheidung höherer Kohlenwasserstoffe wird eine moderne Technik auf der Basis von Strom angenommen. Besondere Annahmen für die Situation in den GUS-Staaten (schlechtere Wirkungsgrade der Energiebereitstellung) werden hier nicht getroffen.

Es wird angenommen, dass die Prozesswärme für die Sauer gas-Aufbereitung mit einer modernen Industriefeuerung bereitgestellt wird. Dabei wird schon gereinigtes Erdgas eingesetzt <Speight 1990>. Strom wird auf dem mittleren Spannungsniveau vom Netz bezogen, analog zu den Erdö raffinerien.

Die Aufbereitung von Süss gas geschieht, im Gegensatz zur Aufbereitung von Sauer gas, oft "im Feld" in unmittelbarer Nähe zu den Förderanlagen. Es wird angenommen, dass der Strom für die Süss gas-Aufbereitung mit einer modernen Gasturbine (10 MWe) bereitgestellt wird. Wärmekraftkopplung ist gemäss <Statoil 1992> unüblich und wird nicht berücksichtigt.

Unterm modul	Quelle	Energiebedarf (Input) m ³ prod.Erdgas / m ³ prod. Erdgas	Output/Anlage
Entschwefelung (Sauer gas)	<Fritsche et al. 1993>	0.01	Wärme aus Gasfeuerung
Trocknung und Abscheidung höherer KWe (Sauer gas)	<Fritsche et al. 1993>	0.01	Strom aus Hochspannungsnetz
Trocknung und Abscheidung höherer KWe (Süss gas)	<Fritsche et al. 1993>	0.001	Strom aus Gasturbinenkraftwerk
Total (Sauer gas)	<Statoil 1992b> für eine Anlage	0.03	k.A.
Total (Sauer gas)	<DGMK 1992>	0.04	k.A.
Sauer gas	dieses Projekt	0.02 72E-8TJ/m ³ *)	Wärme aus Industriefeuerung
		0.01 14E-6TJ/m ³ *)	Strom aus Mittelspannungsnetz
Süss gas	dieses Projekt	0.001 36E-9TJ/m ³ *)	Strom aus Gasturbine 10 MW

*) Heizwert Erdgas 36.4 MJ/m³, Wirkungsgrad der Stromproduktion rund 38 %

Tab. V.7.4: Energieverbrauch der verschiedenen Erdgas-Aufbereitungsverfahren.

7.4 Betriebsmittel

Die eingesetzte Betriebsmittel kann man unterteilen in: <Hudgins 1991>

- Inhibitoren der Hydratbildung
- Absorptionsmittel für die Trocknung
- Absorptionsmittel für die Entschwefelung
- z.T. auch Korrosionsinhibitoren.

Die Bildung von Hydraten (Wasserkristallen) ist sehr gefürchtet in der Gasindustrie. Besonders in

Gasaufbereitungsanlagen mit starken Druckabfällen kann der Taupunkt unterschritten werden. In diesem Fall werden dem Erdgas-Strom Inhibitoren beigemischt, v.a. Methanol und in seltenen Fällen auch Ethylen-Glykol. Gemäss <Hudgins 1991> müssen im abgeschiedenen Wasser zwischen 10 und 50 Gew.-% Methanol enthalten sein, damit es nicht zur Bildung von Hydraten kommt. Eine weitere Behandlung des abgeschiedenen Wassers kommt nur bei grossem Anfall ("feuchte" Erdgase) in Frage.

Das bei weitem meistverwendete Absorptionsmittel für die Trocknung ist Triethylen-Glykol, das in einem geschlossenen Absorption/Desorptions-Verfahren eingesetzt wird. Ein kleiner Teil des Glykols kann durch den Gasstrom mitgerissen werden (gemäss <Hudgins 1991> typischerweise zwischen 0.01 und 0.04 ml/m³ prod. Erdgas) und ist im Kondensat der Sammelleitungen der Gasaufbereitung wiederzufinden.

Als Absorptionsmittel für die Entschwefelung kommen spezielle Waschlagen wie Purisol, Sulfinol, Rectisol (Handelsnamen) und Ethanolamin zur Anwendung. Auch hier können kleine Verluste durch das Mitreissen von Tröpfchen auftreten, die nicht näher spezifiziert sind.

Detaillierte Angaben über den Einsatz von Betriebsmitteln, über eventuelle Verluste und Emissionen sind nicht vorhanden. Das PARCOM-Abkommen zur Überwachung der Meeresbelastung in der Nordsee fasst alle Betriebsmittel der Gasaufbereitung unter dem Begriff "Gas Treatment Chemicals" zusammen (Tab. V.7.5).

	Eingesetzte Betriebsmittel	Ins Meer eingeleitet
	g/m ³ prod. Erdgas	g/m ³ prod. Erdgas
Nordsee <Hudgins 1991>	0.10	0.03
Norwegen <NOIA 1991>	0.15	0.01

Tab. V.7.5: Betriebsmitteleinsatz für Gasaufbereitung und Emissionen in Oberflächengewässer.

Der Energiebedarf zur Herstellung der Betriebsmittel ist so klein, dass er hier vernachlässigt wird. Das gleiche gilt für die benötigten Transportdienstleistungen.

7.5 Prozessbedingte Emissionen in Luft

Die heute üblichen Entschwefelungsverfahren vermögen das H₂S sehr selektiv aus dem Fördergas zu entfernen und in elementaren Schwefel umzuwandeln. Der Gesamtwirkungsgrad der Schwefel-Entfernung aus dem Fördergas beträgt heute bei neuen Anlagen über 99%. Der restliche Schwefel wird durch die Abgase der Fackelanlage in der Form von SO₂ emittiert. Angaben über den Gesamtwirkungsgrad der Entschwefelung und über SO₂-Emissionsfaktoren sind in Tab. V.7.6 aufgelistet.

Quelle	Beschreibung	Gesamtwirkungsgrad der Entschwefelung %	SO ₂ -Emissionsfaktor der Fackel g/m ³ prod. Erdgas
Schnitzler et al. 1989	Bereich für Anlagen in Nord-Amerika	95 - 99.8	8.5 - 0.35
Taylor et al. 1991	Neue Anlage in den Niederlanden, für Fördergas mit H ₂ S > 15% Vol.	> 99.8	< 0.35
Infras 1981	Anlage Grossenkneten in Deutschland	97	8.4
Dieses Projekt	Durchschnitt über gesamtes Sauergas	98	3.4

Tab. V.7.6: Gesamtwirkungsgrad der Entschwefelung (Sauergas mit 6 Vol-% H₂S gemäss Tab. V.3.3) und SO₂-Emissionsfaktor der Fackel von Entschwefelungsanlagen.

Gemäss <EPA 1976> sind andere Luft-Emissionen aus der Fackel von Aufbereitungsanlagen von

untergeordneter Bedeutung (Tab. V.7.7). Eine Abschätzung zeigt aber, dass NO_x -, CO- und Partikel-Emissionen der Fackel in der gleichen Grössenordnung der Emissionen für Energiebereitstellung im Prozessschritt "Aufbereitung" liegen. Sie werden deshalb hier berücksichtigt. VOC-Emissionen können hingegen im Vergleich zu den Leckagen der Anlagen vernachlässigt werden. Die durchschnittlichen Angaben von Tab. V.7.7 gelten sowohl für Süssgas als auch für Sauergeras.

	Emissionsfaktoren Fackel (*) mg/m ³ prod.Erdgas
NO_x	2.0
VOC	0.1
CO	0.4
Partikel	0.3

*) mit Beiträgen aus Trocknung-, Abscheidungs- und Claus-Anlage

Tab. V.7.7: Durchschnittliche Emissionen aus der Fackel von Aufbereitungsanlagen in den U.S.A. <EPA 1976>.

Aus den Brennstoffdaten für Erdgase vor und nach der Aufbereitung (Tab. V.3.3 und 3.4) geht ausserdem hervor, dass in der Aufbereitungsanlage rund 95 % des Quecksilbers und rund 100 % des Radons-222 vom Erdgasstrom abgetrennt werden.

<Achterberg et al. 1972> haben das Schicksal des Quecksilbers in den Aufbereitungsanlagen des Groninger Gasfeldes verfolgt. Von den ursprünglichen 180 $\mu\text{g Hg/m}^3$ sind nach der Absorption mit Glykol und nach der Tieftemperaturabscheidung nur noch 40 $\mu\text{g Hg/m}^3$ im Gasstrom enthalten. Dabei ist das abgeschiedene Quecksilber zum grössten Teil im Kondensat (NGL) wiederzufinden. Nur Spuren sind im abgeschiedenen Wasser enthalten. In der anschliessenden Filteranlage wird der Quecksilbergehalt weiter von 40 auf 12 $\mu\text{g Hg/m}^3$ gesenkt.

Ein ähnliches Schicksal gilt für das Radon-222. Gemäss <Gesell 1975> und <Summerlin et al. 1985> ist das abgeschiedene Radon-222 zum grössten Teil in abgeschiedenen LPG-Komponenten (v.a. Propan, Propan und Butane) wiederzufinden. Dies ist durch den etwa gleich grossen Dampfdruck von Radon-222 und den LPG-Komponenten zu erklären. Toxikologisch interessieren v.a. die langlebigen Zerfallsprodukte des Radon-222: Pb-210, Bi-210 und Po-210.

Schwermetall-Messungen der Fackel-Abgase von 10 Aufbereitungsanlagen (<Pierre et al. 1989>) bestätigen die Aussage von <Achterberg et al. 1972>, dass kein (nachweisbares) Quecksilber in die Luft emittiert wird. Dies ist u.a. dadurch zu erklären, dass vorwiegend schon gereinigtes Erdgas und Abgase aus der Entschwefelungsanlage in die Fackel gelangen.

7.6 Erdgas-Leckagen

Flüchtige Kohlenwasserstoffe entweichen aus verschiedenen Quellen (Undichtheiten an Pumpen, Flanschen, Ventilen etc.) der Aufbereitungsanlagen.

Gemäss <Lillie 1989> beträgt die Methan-Leckage der Aufbereitungsanlagen in Deutschland rund 0.13 Vol-% des produzierten Erdgases oder 0.0009 kg/m³ prod. Erdgas. <DGMK 1992> und <Jennervik 1991> geben für West-Europa Methan-Leckagen im Bereich 0.10 - 0.15 Vol-% des produzierten Erdgases an. Für Algerien, Deutschland, Norwegen und die Niederlande wird in diesem Projekt mit einer Leckage von 0.0013 m³ Erdgas pro m³ produziertes Erdgas gerechnet. Die Emissionen werden in Anbindung an das Hilfsmodul "Leckage Produziertes Erdgas, Alg.", bzw. D, N und NL (Tab. V.3.5) berücksichtigt. Dabei wird angenommen, dass vor allem schon gereinigtes Erdgas emittiert wird. Dies geht aus den höheren Qualitätsanforderungen an Prozesse und Materialien im Input-Teil der Gasaufbereitung hervor <Speight 1990>.

Angaben über Methanemissionen der Aufbereitung in den GUS-Staaten sind sehr unsicher. <Fritsche et al. 1993> rechnen mit Methanemissionen von 0.5 Vol-% (onshore-Förderung) und 0.2 Vol-% (Gasaufbereitung) bezogen auf die produzierte Menge Erdgas. <DGMK 1992> schätzt 0.25 Vol-% Methan-Verluste für Förderung und Aufbereitung.

Die Erdgas-Leckagen der Aufbereitung in GUS-Ländern werden, zusammen mit den Leckagen des

Ferntransports, im Kap. 13.1.1 untersucht. Im Rahmen dieses Projektes wird für die GUS-Aufbereitung ein typischer Wert von 0.25 Vol-% Leckage bezogen auf die produzierte Menge eingesetzt (Hilfsmodul "Leckage Produziertes Erdgas, GUS").

7.7 Emissionen in Wasser und Abfälle

Über die bei der Gasaufbereitung anfallenden Abwässer und Abfälle sind wenig Angaben vorhanden. Gemäss <Sostek 1984> entstehen in einer modernen Aufbereitungsanlage rund 0.07 l schwach toxische und 0.001 l hoch toxische Abwässer pro m³ prod. Erdgas.

Gemäss <Statoil 1992b> entstehen in einer firmeneigenen Aufbereitungsanlage in der Nordsee rund 22 l schwach belastete Abwässer (Kühl- und Reinigungswasser mit TOC 51 mg/l) und 0.02 mg hoch toxische Abfälle pro m³ produziertes Erdgas.

Gemäss Brennstoffdaten in <Kumar 1987> und <Speight 1990> sind Rohgase mit Wassergehalten zwischen 0 und 30 g/m³ beladen. Feuchte Gase liegen typischerweise im Bereich 6 - 8 g/m³ und trockene Gase im Bereich 0 - 1 g/m³. In Pipeline-Spezifikationen wird ein Wert nicht grösser als 0.1 g/m³ verlangt. Durch die Abscheidung von freiem Wasser "im Feld" (siehe Kap. 6 "Förderung") wird das Gas auf einen Feuchtegehalt von rund 1 g/m³ konditioniert. Damit fallen in Gasaufbereitungsanlagen rund 0.9 g Wasser pro m³ prod. Erdgas an. Dieser Wert wird hier weiterverwendet.

Gemäss den Ausführungen im Abschnitt 7.4 werden dabei auch rund 0.03 g/m³ Betriebsmittel in Oberflächengewässer eingeleitet. Dabei wird angenommen, dass 0.015 g/m³ Triethylen-Glykol aus der Trocknung und 0.015 g/m³ Methanol für die Hydrat-Inhibierung sind (siehe Kap. 7.4).

Die Emissionen durch das Kühl- und Reinigungswasser werden in Anlehnung an die Werte von <Statoil 1992b> berücksichtigt (rund 1 g TOC pro m³ produziertes Erdgas).

Gemäss den Ausführungen im Abschn. 7.4 wird ein Teil des Quecksilbers (rund 30 µg/m³) in Filteranlagen zurückgehalten. Die Filtermasse aus Kunststoff ist Sonderabfall und wird in Hochtemperatur-Verbrennungsanlagen entsorgt <Fasler 1992>. Die genaue Zusammensetzung der Filtermasse ist nicht bekannt. Für das Quecksilber können die Transferkoeffizienten der Hochtemperatur-Verbrennungsanlage, gemäss Anhang F "Downstream-Prozesse", eingesetzt werden. Rund 1.2 µg/m³ gelangen als Emission in die Luft, 3.3 µg/m³ gelangen als Emission in Oberflächengewässer und 25.5 µg/m³ gelangen in eine Reststoffdeponie.

7.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

produziertes Erdgas		Alg.	D	GUS	N	NL
Verteilschlüssel ->		0% Entschwefelung	50% Entschwefelung	20% Entschwefelung	5% Entschwefelung	0% Entschwefelung
		m3	m3	m3	m3	m3
Energieträger						
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ		7.00E-08	2.80E-08	7.00E-09	
Erdgas						
Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro	TJ		3.60E-08	1.40E-07	3.60E-08	
Foerdergas, Alg.	m3	1				
Foerdergas, D	m3		1			
Foerdergas, GUS	m3			1		
Foerdergas, N	m3				1	
Foerdergas, NL	m3					1
Infra prod. Erdgas, Alg.	m3	1				
Infra prod. Erdgas, D	m3		1			
Infra prod. Erdgas, GUS	m3			1		
Infra prod. Erdgas, N	m3				1	
Infra prod. Erdgas, NL	m3					1
Leckage prod. Erdgas Alg.	m3	0.0013				
Leckage prod. Erdgas D	m3		0.0013			
Leckage prod. Erdgas GUS	m3			0.0025		
Leckage prod. Erdgas N	m3				0.0013	
Leckage prod. Erdgas NL	m3					0.0013
Output Gasturbine Alg.	TJ	3.60E-08				
Output Gasturbine D	TJ		1.80E-08			
Output Gasturbine GUS	TJ			2.90E-08		
Output Gasturbine N	TJ				3.40E-08	
Output Gasturbine NL	TJ					3.60E-08
Emissionen Luft						
Abwaerme in Luft p	TJ		7.00E-08	2.80E-08	7.00E-09	
CO Kohlenmonoxid p	kg	4.00E-07	4.00E-07	4.00E-07	4.00E-07	4.00E-07
Hg Quecksilber p	kg	1.20E-09	1.20E-09	1.20E-09	1.20E-09	1.20E-09
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	2.00E-06	2.00E-06	2.00E-06	2.00E-06	2.00E-06
Partikel p	kg	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-07
SOx als SO2 p	kg		0.0017	0.00068	0.00017	
Emissionen Wasser						
DOC f	kg	1.50E-05	1.50E-05	1.50E-05		1.05E-05
DOC s	kg				1.50E-05	4.50E-06
Ion Quecksilber f	kg	3.30E-09	3.30E-09	3.30E-09		2.31E-09
Ion Quecksilber s	kg				3.30E-09	9.90E-10
TOC f	kg	0.0001	0.0001	0.0001		7.00E-05
TOC s	kg				0.0001	3.00E-05
Triethylen-Glykol f	kg	1.50E-05	1.50E-05	1.50E-05		1.05E-05
Triethylen-Glykol s	kg				1.50E-05	4.50E-06
Infra produziertes Erdgas						
		Alg.	D	GUS	N	NL
		m3	m3	m3	m3	m3
Nichten. Ressourcen						
Flaechen II-IV	m2a	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Energieträger						
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10
Basismaterialien						
Beton	kg	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Stahl unlegiert	kg	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
Transport						
Transport LKW 40 t	tkm	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
Transport Schiene	tkm	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
Allg. Dienstlsg.						
Diesel in Baumaschine	TJ	2.00E-09	2.00E-09	2.00E-09	2.00E-09	2.00E-09
Emissionen Luft						
Abwaerme in Luft p	TJ	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10	4.00E-10

Tab. V.7.7: Übersicht über die Eingabedaten des Prozessschrittes "produziertes Erdgas" im System Erdgas. Dabei wurden alle Stoffflüsse auf den Erdgas-Output bezogen.

7.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Da bei der Aufbereitung sehr viele verschiedene Verfahren angewendet werden, über die keine genauen Statistiken erhältlich sind, muss das Modul "Aufbereitung" als eher unsicher bezeichnet werden. Es wurden alle Verfahrensschritte (Trocknung, Entschwefelung, Abscheidung von Kohlenwasserstoffen und Spurenelementen) in einem Modul zusammengefasst (starke Aggregation). Durch die Unterscheidung zwischen den Herkunftsländern Norwegen, Niederlande, Deutschland und GUS konnten hingegen gewisse länderspezifische Unterschiede berücksichtigt werden.

Für den Materialeinsatz und die Flächenbeanspruchung waren nur wenige Quellen aus der Literatur vorhanden. Die Unsicherheit dieser Angaben fällt aber im Rahmen der gesamten Erdgaskette nicht stark ins Gewicht.

In Bezug auf den Energiebedarf ist eine gute Konvergenz verschiedener Angaben aus der Literatur und von Betreibern festzustellen. Diese Angabe kann somit als ziemlich gesichert gelten.

Auch über den Abscheidegrad von Entschwefelungsanlagen sind verschiedene übereinstimmende Angaben aus der technischen Literatur vorhanden. In Europa kann auch angenommen werden, dass relativ moderne Anlagen installiert sind. Unsicher ist der Stand der Anlagen in den GUS-Ländern.

Als noch sehr unsicher müssen die Angaben über Abscheidung und Entsorgung allfälliger Spurenelemente bezeichnet werden (Quecksilber, Radon). Die Emissionen in Wasser sind abhängig von den eingesetzten Verfahren und von der Fördergas-Qualität, die örtlich und zeitlich schwanken kann. Hier waren lediglich einige wenige Angaben von Betreibern erhältlich, die nicht als repräsentativ bezeichnet werden können.

Kleine Mengen der eingesetzten Betriebsmittel gelangen als Emission ins Wasser. Für die Gesamtmenge konnten statistische Angaben für die Nordsee (PARCOM) eingesetzt werden. Eine genauere chemische Zusammensetzung geht aber aus den PARCOM-Protokollen nicht hervor.

8. Ferntransport

8.1 Übersicht;

Der Ferntransport des aufbereiteten Erdgases erfolgt mit Ausnahme vom LNG praktisch ausschliesslich in Pipelines, die durch Verdichter mit Gasturbinen angetrieben sind. LNG wird teilweise mit Schiff transportiert (siehe Kap 8.6). Erdgas wird daher zur Kategorie der leitungsgebundenen Energieträger gezählt. In Westeuropa ist ein gut ausgebautes Pipelinetz in Betrieb, das zusammen mit den saisonalen Speichern einen Ausgleich von Bedarfsspitzen und das Dispatching von Import-Gas aus verschiedener Herkunft erlaubt.

Materialeinsatz und Bauaufwand spielen hier eine wichtige Rolle und werden in Kapitel 8.2 untersucht. Die saisonale Gasspeicherung wird als Teil des Ferntransports in Kapitel 8.4 bilanziert.

In diesem Kapitel wird der Ferntransport von den Herkunftsländern in die Schweiz beschrieben. Wichtige Parameter sind der Importmix und die Transportdistanzen für Erdgas verschiedener Herkunft. Zusätzlich interessiert auch die durchschnittliche Situation in UCPT-Europa. Sie wird in Kap. 13.2 beschrieben.

Die Hauptanbindung des Prozessschritts "Ferntransport" geschieht über die Eingangsgrösse "produziertes Erdgas, Alg." (in m^3), bzw D, GUS, N und NL und über die Ausgangsgrösse "Erdgas frei CH, D" (in m^3) bzw CH, GUS, CH, N, CH, NL, UCPT, Alg., UCPT, Alg NLG, UCPT, D, UCPT, GUS, UCPT, N und UCPT, NL.

8.2 Materialeinsatz, Bauaufwand und Flächenbeanspruchung

Für die Leitungen kommen Stahlrohre mit Leitungsdurchmessern zwischen 750 und 1100 mm und einer Wanddicke zwischen 5 und 20 mm zur Anwendung.

In diesem Projekt wird mit einem typischen Durchmesser von 950 mm und einer Wanddicke von 10 mm gerechnet. Dies geht aus Angaben für die aus Schweizer Sicht relevante Transportleitung TENP Holland-Norditalien hervor <Ercolani et al. 1991>, <Swissgas 1990>. Die angenommene Geometrie führt zu einem spezifischen Stahleinsatz von rund 240 t/km. Dieser Wert wird in erster Näherung für alle Pipelines eingesetzt, weil die Transportkapazität der "Trans-Méditerranéen"-Pipeline (von Algerien über Tunesien und Sizilien nach Nord-Italien) mit 12 Gm^3/a zwar fast doppelt so gross ist wie die der TENP-Leitung, der längenspezifische Materialeinsatz (Durchmesser im Hauptabschnitt 1'060 mm <Petrole 1986>) aber ebenfalls grösser ist. Dies führt zu einem energiespezifischen Materialeinsatz in der gleichen Grössenordnung der TENP-Leitung. Für die Überquerung der Meerenge zwischen Tunesien und Sizilien werden Pipelines mit grösseren Wandstärken eingesetzt. Dafür entfällt der Aufwand für den Bau des Grabens. Auf eine nähere Analyse dieses relativ kleinen Anteils Unterwasser-Pipeline wird hier verzichtet. Die verwendeten Stahlsorten sind StE 480.7 TM und StE 360.7 TM gemäss <Lübben et al. 1990>.

Über die Lebensdauer der Pipelines existieren keine genauen Angaben, da die meisten Leitungen nicht älter als 40 Jahre sind. Neue Leitungen werden heute für die Dauer von 50 Jahren konzessioniert <Fasler 1992>, ihre Lebensdauer liegt vermutlich höher. Im folgenden wird von einer Lebensdauer von durchschnittlich 50 Jahren ausgegangen.

Die Auslastung einer Pipeline schwankt im Verlauf des Jahres. Hier interessiert die durchschnittliche Auslastung in Mio. m^3 pro Stunde. Die für die Schweiz relevante Transitleitung Holland-Norditalien weist eine durchschnittliche Auslastung von 0.77 Mio. m^3/h aus (Durchschnitt über die Jahre 1990 und 1991 gemäss <Swissgas 1992>, <SVGW 95/96>). Für die Leitung zwischen den GUS-Staaten und Deutschland wird mit einer durchschnittlichen Auslastung von 1.0 Mio. m^3/h gemäss <Petrole 1986> gerechnet. Wie oben erklärt, wird der Wert der algerischen Pipelineauslastung mit 0.77 Mio. m^3/h angenommen. Angaben zum spezifischen Materialaufwand und zur Bezugslänge werden in Tab. V.8.1 zusammengestellt. In Tab. V.8.1 ist auch der Sandverbrauch für die Einbettung der Rohre aufgeführt. Der untere Drittel des Rohrgrabens (Profil 0.8 x 1.5 m <Nerger et al. 1987>) wird für eine bessere Einbettung der Rohre im Boden mit Sand gefüllt.

Der Bauprozess einer Hochdruck-Gasleitung stellt einen wichtigen Eingriff in die Landschaft dar und

untersteht deshalb in den meisten Ländern der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung. Im wesentlichen unterscheidet man zwischen folgenden Bauphasen:

- Trasseevorbereitung und Humusabtrag. Der Humus wird auf einer Seite der Trasse aufgeschichtet (Einsatz von Frontlader-Raupen). Die Baustellenbreite im Haupttrassebereich beträgt rund 20 m.
- Rohrausfuhr (mit LKW).
- Vorstrecken, Schweissen der Rohre. Röntgenprüfung der Schweissnähte. Nachisolierung der Schweisszone.
- Grabenaushub (Einsatz von Hydraulik-Baggern).
- Absenken der Leitungsstränge in den Graben (Einsatz von sogenannten Seitenbaum-Raupen).
- Rohrumhüllung, Grabenauffüllung, Untergrundlockerung, Humusierung und Instandstellung.

		Quelle	Euro **)	Alg.	D	GUS	N *)	NL
Bezuglänge (Entfernung bis Schweizer Grenze)	km	Ruhrgas 1991, Fritsche et al. 1993, eigene Ergänzung für die Schweiz	800	2500	800	6000	1500	800
Spezifischer Stahlbedarf	t/km	Annahmen im Text	240	240	240	240	240	240
Spezifischer Sandbedarf	t/km	Annahmen im Text	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000
Durchschnittliche Transportkapazität	Mio m ³ /h	Swissgas 1992, Petrole 1986	0.8	0.8	0.8	1	0.8	0.8
Lebensdauer	Jahre		50	50	50	50	50	50
Stahl unlegiert	kg/ tkm		8.56E-04	8.56E-04	8.56E-04	6.85E-04	8.56E-04	8.56E-04
Sand für Bau	kg/ tkm		3.57E-03	3.57E-03	3.57E-03	2.85E-03	3.57E-03	3.57E-03

*) inkl. rund 500 km Unterwasser-Pipeline in der Nordsee

***) typische Europäische Pipeline

Tab. V.8.1: Bezugslänge und spezifischer Materialbedarf für Pipelines

Die Länge einer Baustelle, die in der Art eines Fliessbandverfahrens eingerichtet ist, beträgt zwischen 5 und 20 km. <Ullmanns 1987> gibt folgende Grössenordnung für den Energieverbrauch einer solchen Baustelle an:

- 28'000 l Dieselkraftstoff für Baumaschinen und Lastwagen pro Tag
- 1'000 l Benzin für Personal-Fahrzeuge pro Tag.

Dabei schwanken die Verlegungsleistungen je nach Geländeart zwischen 500 bis 800 Meter pro Tag (typischer Wert 700 m/d) <Ullmanns 1987>. Dies führt zu einem Energieverbrauch von rund 40'000 l Diesel und 1'400 l Benzin pro Kilometer gebaute Leitung. Die Personal-Transporte müssen gemäss Konvention (Kap. III) berücksichtigt werden, da es sich um Transporte zu einem nicht-stationären Arbeitsort handelt. Im Vergleich zum Gas-Eigenverbrauch und zum Diesel-Verbrauch fallen sie aber nicht ins Gewicht und werden im folgenden vernachlässigt.

Beim Dieselverbrauch interessiert der Anteil für Baumaschinen und der Anteil für Lastwagen zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Emissionssituation. Eine bottom-up Abschätzung gestützt auf Angaben von <Beyert 1985> ergibt einen Dieselverbrauch für Baumaschinen in der Grössenordnung von 15'000 l Diesel pro Kilometer gebaute Leitung, die im Rahmen dieses Projektes weiterverwendet wird.

Der Transport der Materialien zu und von der Baustelle wird in Anbindung an die Transportmodule im Anhang B berücksichtigt. Die Stahlrohre werden per Bahn (200 km) und per LKW (100 km) angeliefert. Der Sand wird aus der nahen Umgebung per LKW (20 km) angeliefert. Das überflüssige Erdreich kann weiterverwendet werden, ist also ein Nebenprodukt des Leitungsbaus (Tab. V.8.2).

Der **Flächenbedarf** ist vor allem während der Bauphase von Bedeutung. Nach Abschluss der Bauarbeiten folgt eine Rekultivierungszeit, die gemäss Konvention in diesem Projekt (Teil. III) auf 5 Jahre angesetzt wird.

Während des Betriebs muss eine Sicherheitszone der Breite 10 m links und rechts der Leitung eingehalten werden, die nicht überbaut werden darf. Nutzung für Erholungszwecke oder für die Landwirtschaft ist hingegen möglich. Bei der Planung werden bewusst Waldflächen vermieden. Trotzdem beträgt der Anteil der Waldfläche rund 15 % der Leitungslänge für Verteilungen (gemäss Kap. V. 9.5). Dieser Anteil dürfte in Deutschland und den Niederlanden tendenziell tiefer, in den GUS-Staaten tendenziell höher sein. Im Durchschnitt über alle Pipelines werden im folgenden Waldflächen entlang 10 % der Leitungslänge angenommen, die nach dem Bauprozess aus Sicherheitsgründen nicht mehr in den ursprünglichen Zustand gebracht werden können. Genaue Angaben existieren nicht.

Im folgenden werden 20'000 m²/km verbucht und für die Bauphase 2 Monate, für die Rekultivierungsphase 5 Jahre und für die Betriebsphase 50 Jahre veranschlagt. Im Ausgangszustand ist 10 % der Fläche vom Typus "modifiziert" (mitteleuropäischer Wald) und 90 % der Fläche vom Typus "kultiviert".

		Quelle/Bemerkung	Euro **)	Alg.	D	GUS	N *)	NL
			tkm	tkm	tkm	tkm	tkm	tkm
Stahl unlegiert	kg	Tab. V.8.1	8.56E-04	8.56E-04	8.56E-04	6.85E-04	8.56E-04	8.56E-04
Sand für Bau	kg	Tab. V.8.1	3.57E-03	3.57E-03	3.57E-03	2.85E-03	3.57E-03	3.57E-03
Transport LKW 40 t	tkm	200/0 km	1.57E-04	1.57E-04	1.57E-04	1.26E-04	1.57E-04	1.57E-04
Transport Schiene	tkm	100/20 km	1.71E-04	1.71E-04	1.71E-04	1.37E-04	1.71E-04	1.71E-04
Transport Frachter Übersee							1.33E-03	
Flaeche II-III	m2a	Annahmen im Text	3.57E-04	3.57E-04	3.57E-04	2.85E-04	3.57E-04	3.57E-04
Flaeche II-IV	m2a	Annahmen im Text	3.69E-05	3.69E-05	3.69E-05	2.95E-05	3.69E-05	3.69E-05
Flaeche III-IV	m2a	Annahmen im Text	3.32E-04	3.32E-04	3.32E-04	2.65E-04	3.32E-04	3.32E-04

*) für den Leitungsstrang in der Nordsee müssen die Materialien am Schluss zusätzlich mit Frachter (rund 300 km) transportiert werden. Der Flächenbedarf unter der See wird gleich gehandhabt wie auf Land.

***) typische Europäische Pipeline

Tab. V.8.2: Spezifischer Transportaufwand und Flächenbedarf für Pipelines.

Der Aufwand, der mit der Ausgrabung der Leitungen nach Lebensende verbunden wäre, hat zur Folge, dass die Leitungen in den meisten Fällen im Boden belassen werden. Im folgenden wird angenommen, dass das gesamte Material im Boden belassen wird und als Inertstoff in Deponie zu verbuchen ist.

8.3 Energiebedingte Emissionen

Im Abstand von 100 bis 200 km kommen Turboverdichter mit Gasturbinenantrieb zum Ausgleich von Druckverlusten zum Einsatz <Eberhard et al. 1990>. In der Regel werden mehrere Turbinen zu einer Kompressorstation zusammengefasst. Es werden Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW eingesetzt mit einem Jahresnutzungsgrad von rund 30% <Lübben et al. 1990>. Als Brennstoff kommt das Pipeline-Erdgas zum Einsatz, das in erster Näherung der Brennstoffqualität für den Endverbrauch entspricht.

Emissionen und Vorleistungen werden in Anlehnung an die Module "Output Gasturbine Pipeline Alg.", bzw D, GUS, N, NL und UCPT (in den Anhängen des Teils "Erdgas") berechnet. Dabei werden Neuanlagen ohne besondere Sekundärmassnahmen (Dampf-/Wassereinspritzung, Katalysator-Technik) vorausgesetzt (Tab. V.8.3). Diese Annahme ist eher optimistisch. Gemäss <Fasler 1992> sind noch verschiedene ältere Turbinen in Betrieb, die z.T. NO_x-Emissionsfaktoren

bis 350 kg/TJend aufweisen. Erst nach einer Übergangsfrist von einigen Jahren ist anzunehmen, dass die alten Anlagen mit neueren Turbinen ersetzt werden, zur Einhaltung der verschärften Anforderungen der neuen TA-Luft II in Deutschland und der LRV II in der Schweiz. Öffentlich zugängliche Angaben zu den NO_x-Emissionen der Kompressorstationen entlang der Holland-Norditalien Leitung waren nicht erhältlich. Für die Beschreibung der Situation zu Beginn der neunziger Jahre wird mit einem gegenüber dem Anhang um 50 % erhöhten NO_x-Emissionsfaktor gerechnet.

SO ₂	kg/TJ end	0.55
NO _x ¹⁾		195
Partikel		0
CO		40
CH ₄		4.5
NMVOG		1
N ₂ O		1
CO ₂ ³⁾		
Abwärme ²⁾	TJ/TJ end	1.1

1) Wert modifiziert gemäss Bemerkungen im Text

2) Es wird angenommen, dass der gesamte obere Heizwert als Abwärme anfällt, da schlussendlich auch die latente Energie in Wärme umgewandelt wird.

3) Je nach Gasherkeunftsland

Tab. V.8.3: Emissionsfaktoren für Pipeline-Kompressorstationen (10 MW-Gasturbinen). Quelle: Anhang 15.1.5 des Teils "Erdgas".

Angaben zum Gasverbrauch der Kompressorstationen liegen im Bereich zwischen 1.4 und 3 % pro 1000 km Transportdistanz (Tab. V.8.4). Im Rahmen dieses Projektes wird der durchschnittliche Wert 2 % pro 1000 km eingesetzt. Gemäss russischen Quellen (u.a. <Bashmakov 1992>, <Lemechev 1991>) ist der Zustand der Anlagen für den Ferntransport in den GUS-Staaten markant schlechter als der (west-)europäische Standard. In Analogie zu <Fritsche et al. 1993> wird ein um 50% erhöhter spezifischer Energieverbrauch angenommen.

Quelle	m ³ Erdgas / m ³ transp. Erdgas
Fritsche et al. 1993 (Westeuropa)	1.4 %
Eberhard et al. 1990	2 %
DGMK 1992	2 %
DOE 1983	3 %
Infras 1981	1.9 %
dieses Projekt	Vol-%
Westeuropa und Alg.	2
GUS	3

Tab. V.8.4: Gasverbrauch der Kompressorstationen für 1000 km Pipeline-Transport.

Während der Betriebsphase müssen die Leitungen regelmässig kontrolliert werden. Gemäss <Fasler 1992> werden die Leitungen in ihrer ganzen Länge einmal im Monat mit Helikopter überflogen. Die Emissionen dieser Überwachungsflüge werden in Tab. V.8.5 basierend auf Angaben von <EPA 1985> abgeschätzt.

	30 min. Flugzyklus für Kontrolle eines 50 km-Leitungsstranges kg	Emissionen während 50 Jahren Lebensdauer einer 1000 km-Leitung kg
CO	0.7	8'400
NO _x	0.6	7'200
NMVOC	1.2	14'400

Tab. V.8.5: Emissionen der Überwachung von Pipelines (Klein-Helikopter, gemäss <EPA 1985>).

8.4 Erdgas-Leckagen und andere prozessbedingte Emissionen

Die Gas-Leckagen einer Hochdruck-Pipeline sind sehr gering. Die Angaben in der Literatur schwanken im Bereich zwischen 0.001 bis 0.15% des transportierten Erdgases <Jennervik 1991> <Okken 1990>. In <Selzer et al. 1990> werden durchschnittliche Leckraten für Hochdruck-Leitungen und Armaturen in der Grössenordnung von 600 m³/(km.a) angegeben, die einer Leckage von rund 0.01% einer 1000 km langen Leitung entsprechen. Im folgenden wird mit der Angabe von <Selzer et al. 1990> für den Pipeline-Transport in West-Europa gerechnet. Die Gas-Leckagen des Ferntransportes aus den GUS-Staaten werden detailliert im Kap. 13 behandelt. Für das mittlere Szenario werden dort 1.5 % des produzierten Erdgases als Leckage angegeben.

Je nach Bodentyp, wird ein kleiner Teil des entwichenen Erdgases im Boden zurückgehalten oder von Bakterien umgewandelt <Nerger et al. 1987>. In erster Näherung kann aber angenommen werden, dass die gesamte Gas-Leckage in die Atmosphäre gelangt.

Aus den Brennstoffdaten für Erdgase vor und nach der Verteilung (Tab. V.3.4 und V.3.5) geht ausserdem hervor, dass sich während des Ferntransports die Zusammensetzung des Erdgases noch leicht verändert. Entlang der Leitung kondensieren kleinere Mengen an höheren Kohlenwasserstoffen und Wasser (falls noch vorhanden), die in regelmässigen Abständen in Kondensatabscheidern gesammelt werden. Im Kap. 3.3 wird angenommen, dass mit dem Kondensat auch rund 8 µg Quecksilber pro m³ transportiertes Erdgas abgeschieden werden. Es wird angenommen, dass das anfallende Kondensat mit den Quecksilberverunreinigungen in einer Verbrennungsanlage mit anderen Abfällen behandelt wird. Für das Quecksilber werden Transferkoeffizienten für KVA-Anlagen gemäss <Baccini et al. 1991> eingesetzt: rund 72 % werden in die Luft emittiert und 28 % werden mit dem Filterstaub und mit der Asche deponiert (Luftemissionen werden verbucht, Deponie-Emissionen hingegen nicht).

8.5 Saisonale Gasspeicherung

Die saisonale Gasspeicherung ist ein wesentlicher Bestandteil des Gasversorgungssystems. Man geht heute davon aus, dass etwa 10 % des jährlichen Gasabsatzes saisonal zwischengespeichert werden müssen (<Lübben et al. 1990>), d.h. bezogen auf den Schweizer Endverbrauch rund 230 Mio m³. Die Schweiz verfügt über rund 70 Mio m³ Speichervolumen in Kavernenspeichern der Gaz de France im französischen Jura <Défago 1992>. Kavernenspeicher sind künstlich erzeugte Hohlräume in ausgewaschenen Salzstöcken. Die restliche Speicherkapazität wird vorwiegend durch Kavernenspeicher der Ruhrgas in Deutschland gedeckt.

Die Umweltbelastung durch die saisonale Gasspeicherung ist von untergeordneter Bedeutung. Der jährliche Gasverbrauch der Kolbenverdichter beträgt rund 1 % des Gas-Arbeitsvolumens <Défago et al. 1989> <DOE 1983>. Auch der Material- und Ressourcenverbrauch ist gering <DOE 1983> und wird im folgenden vernachlässigt. Der Energieverbrauch wird vollständigshalber berücksichtigt.

In <Selzer et al. 1990> wird ausserdem eine Gas-Leckage von rund 100'000 m³ für ein Speicher-Arbeitsvolumen von 220 Mio m³ ausgewiesen. Im Schnitt über das ganze Jahr ergibt dies rund 0.005 % Leckage im Verhältnis zum transportierten Erdgas.

8.6 Transport LNG Frachter

Rund 64 % des Erdgas aus Algerien (rund 735 PJ) werden in verflüssigter Form importiert. Das Erdgas, das mit Pipeline vom Inland zur Mittelmeerküste gelangt, wird mittels Tiefkühlung verflüssigt, wobei bis zu 15 % des Gases verbraucht werden <Cerbe 1988>. Der Abtransport in Schiffen erfordert eine Zwischenlagerung in Speicherbehältern, die mit bis zu 100'000 m³ Inhalt gebaut werden. Der Innentank wird druckfest aus Aluminium oder 9%-Nickelstahl hergestellt, die Aussenhaut aus C-Stahl oder Beton. Dazwischen werden Wärmedämmstoffe wie Mineralwolle und Styropor eingesetzt.

Speicherung und Transport von LNG zeichnen sich durch sehr kurze Lager- und Transportzeiten aus. Die Lagerdauer ist typischerweise 1-2 Tage <Cerbe 1988>. Bei einer Lebensdauer der Speichersysteme von 50 Jahren, führt dies zu über 9'000 Umschlägen pro Tank. Der Materialeinsatz pro umgesetzte Erdgas-Menge ist sehr klein und wird deshalb in diesem Projekt vernachlässigt.

Für den Bau von LNG-Tankern mit bis zu 130'000 m³ Inhalt haben sich zwei Schiffsbehälter-Konstruktionen durchgesetzt: selbsttragende Tanks und Membrantanks. Selbsttragende Tanks sind aus Aluminium oder 9%-Nickelstahl ausgeführt und sind kugelförmig mit einem Durchmesser von bis zu 37 m. Bei Aluminium variiert die Wanddicke zwischen ca. 40 mm und 70 mm. Membrantanks werden mit Blechhäuten aus Invar (36% Nickelgehalt) mit rund 0.6 mm Wanddicke hergestellt. Dazwischen wird eine Wärmedämmschicht aus Perlite in Sperrholzkästen angeordnet <Cerbe 1988>. Aus ähnlichen Gründen, wie oben aufgeführt für die Speicherung an Land, wird der Materialeinsatz für den Transport vernachlässigt.

Die Tanks bleiben bei Hin- und Rückfahrt des Schiffes kalt. Dazu wird beim Entleeren ein Rest LNG im Tank belassen. Man rechnet mit einer Verdampfungsrate von etwa 0.15 %/d, bezogen auf das Tankvolumen. Bei einem 125'000 m³-Tankschiff sind das täglich über 180 m³ LNG bzw. rund 108'000 m³ Erdgas/d. Das verdampfte LNG wird auf den Schiffen als Kesselbrennstoff verwendet. Die durchschnittliche Geschwindigkeit ist 20 Seemeilen/h <Cerbe 1988>. Für die durchschnittliche Distanz zwischen Arzew und Skikda und den Anlandestationen La Spezia, Fos sur Mer, Barcelona und Cartagena werden 500 Seemeilen geschätzt (einfacher Weg).

In den Anlande-Terminals wird das LNG über Pumpen entnommen, auf den Druck der Pipeline gefördert und unter diesem Druck verdampft. Meistens wird Meerwasser für die Verdampfung verwendet, das sich dabei um rund 6 K abkühlt <Cerbe 1988>. Für Spitzenlast-Verdampfer werden bis zu 2% des Erdgas-Inputs für Feuerungen gebraucht gemäss <Sargent&Lundy 1976>. Das gasförmige Gas wird von den Anlande-Terminals bis zum UCPT-Verbraucher durch Pipeline weiter transportiert.

Gemäss Angaben von <Selzer et al. 1990> betragen die weltweiten Methan-Leckagen der LNG-Verflüssigung rund 0.73 Mia m³. Bezogen auf die weltweite Produktion von Flüssigerdgas von rund 72 Mia m³ (Angabe als gasförmiges Erdgas gemäss <Cédigaz 1991>) sind dies rund 1.1 % Erdgas-Leckage in Prozenten des Outputs frei UCPT-Endverbrauch.

Die gesamten Annahmen für den Transport LNG Frachter sind in Tab. V.8.7 zusammengefasst

8.7 Zusammenstellung der Eingabedaten

		Transport Erdgas-Pipeline	Transport Erdgas-Pipeline Alg.	Transport Erdgas-Pipeline D	Transport Erdgas-Pipeline GUS	Transport Erdgas-Pipeline N	Transport Erdgas-Pipeline NL
		tkm	tkm	tkm	tkm	tkm	tkm
Erdgas							
Infra Transport Erdgas-Pipeline	tkm	1					
Infra Transport Erdgas-Pipeline Alg.	tkm		1				
Infra Transport Erdgas-Pipeline D	tkm			1			
Infra Transport Erdgas-Pipeline GUS	tkm				1		
Infra Transport Erdgas-Pipeline N	tkm					1	
Infra Transport Erdgas-Pipeline NL	tkm						1
Leckage Erdgas frei UCPTE	m3	0.00028125					
Leckage produziertes Erdgas Alg.	m3		0.00020313				
Leckage produziertes Erdgas D	m3			0.00020313			
Leckage produziertes Erdgas GUS	m3				0.003125		
Leckage produziertes Erdgas N	m3					0.00016667	
Leckage produziertes Erdgas NL	m3						0.00020313
Output Gasmotor (pro TJin)	TJ	5.67E-08					
Output Gasmotor Alg.	TJ		1.82E-8				
Output Gasmotor D	TJ			5.67E-08			
Output Gasmotor GUS	TJ				7.56E-09		
Output Gasmotor N	TJ					3.03E-08	
Output Gasmotor NL	TJ						5.67E-08
Output Gasturbine Pipeline Alg.	TJ		9.08E-07				
Output Gasturbine Pipeline D	TJ			9.08E-07			
Output Gasturbine Pipeline GUS	TJ				1.36E-06		
Output Gasturbine Pipeline N	TJ					9.08E-07	
Output Gasturbine Pipeline NL	TJ						9.08E-07
Output Gasturbine Pipeline UCPTE	TJ	9.08E-07					
Emissionen Luft							
CO Kohlenmonoxid s	kg	3.00E-08	3.00E-08	3.00E-08	2.40E-08	3.00E-08	3.00E-08
Hg Quecksilber s	kg	9.00E-09	2.88E-09	9.00E-09	1.20E-09	4.80E-09	9.00E-09
NMVOc s	kg	5.14E-08	5.14E-08	5.14E-08	4.11E-08	5.14E-08	5.14E-08
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	2.57E-08	2.57E-08	2.57E-08	2.05E-08	2.57E-08	2.57E-08

Infrastruktur	kg	Infra Transport Erdgas-Pipeline	Infra Transport Erdgas-Pipeline Alg.	Infra Transport Erdgas-Pipeline D	Infra Transport Erdgas-Pipeline GUS	Infra Transport Erdgas-Pipeline N	Infra Transport Erdgas-Pipeline NL
		tkm	tkm	tkm	tkm	tkm	tkm
Nichten. Ressourcen							
Flaeche II-III	m2a	0.000357	0.000357	0.000357	0.000285	0.000357	0.000357
Flaeche II-IV	m2a	3.69E-05	3.69E-05	3.69E-05	2.95E-05	3.69E-05	3.69E-05
Flaeche III-IV	m2a	0.000332	0.000332	0.000332	0.000265	0.000332	0.000332
Basismaterialien							
Sand fuer Bau	kg	0.00357	0.00357	0.00357	0.00285	0.00357	0.00357
Stahl unlegiert	kg	0.000856	0.000856	0.000856	0.000685	0.000856	0.000856
Transport							
Transport Frachter Uebersee	tkm					0.00133	
Transport LKW 40 t	tkm	0.000157	0.000157	0.000157	0.000126	0.000157	0.000157
Transport Schiene	tkm	0.000171	0.000171	0.000171	0.000137	0.000171	0.000171
Allg. Dienstlstg.							
Diesel in Baumaschine	TJ	1.93E-09	1.93E-09	1.93E-09	1.54E-09	1.93E-09	1.93E-09
Abfaelle unbehandelt							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.00442	0.00442	0.00442	0.00354	0.00442	0.00442

- 1) für die Umrechnung des Gaseigenverbrauchs von (TJ) in (m3) wurde ein durchschnittlicher Heizwert von 36 MJ/m3 für das europäische Ferntransport-Netz angenommen (inkl. Transport aus GUS gemäss Brennstoffdaten Tab. V.3.4).
 2) Erdgas-Leckagen für den GUS-Ferntransport werden im Kap. 13.1.1 beschrieben.

Tab. V.8.6: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module "Transport Erdgas-Pipeline", bzw Alg, D, GUS, N und NL.

		Transport LNG Frachter	Bemerkungen
		m3	
Transport Frachter Uebersee Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	tkm TJ	1.48 7.30E-07	0.02 m ³ Erdgas für Spitzlast-Verdampfung
Leckage produziertes Erdgas Alg.	m3	0.011	Bemerkung im Text
Output Gasmotor Alg.	TJ	5.62E-06	0.15 m ³ Erdgas für Verflüssigung 0.006 m ³ Erdgas für Abkühlung

Tab. V.8.7: Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul "Transport LNG Frachter".

8.8 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Datenqualität für den Ferntransport von Erdgas ist insgesamt als gut zu bezeichnen. Angaben für den Materialaufwand und für den Energiebedarf aus verschiedenen Quellen (Literatur und Betreiber) zeigen eine gute Übereinstimmung.

Die Prozesse (Pipelines, Kompressorstationen etc.) sind überschaubar und relativ leicht zu inventarisieren. Dies hat einen positiven Einfluss auf die Vollständigkeit der Angaben. Der Pipeline-Bauprozess ist gut bekannt und durch vertrauenswürdige Quellen beschrieben worden.

Eine grosse Unsicherheit besteht in der Angabe der Erdgas-Leckagen im GUS-Ferntransportsystem.

Relativ unsicher ist auch die Angabe der Lebensdauer der Pipelines (noch keine endgültigen Betriebserfahrungen) und die Angabe der durchschnittlichen Auslastung (unklar ist, welchen Einfluss saisonale und langfristige Schwankungen haben können).

9. Regionale Verteilung

9.1 Übersicht

In diesem Kapitel wird die regionale Verteilung des Erdgases in acht europäischen Ländern und im UCPT-Europa beschrieben. In der Schweiz wird rund 70% des Erdgases ausgehend von der Transitleitung Holland-Italien durch die Swissgas AG an die regionalen Gesellschaften GVM, GVO, GAZNAT, UNIGAZ, GANSA und EGZ weiterverteilt. Das restliche Erdgas wird in Grenzgebieten direkt vom Ausland importiert (Genf, Tessin, Nord-Ost-Schweiz).

Die Verteilgesellschaften betreiben Messstationen und Druckreduzierstationen, in denen der Gas-(über-)druck von rund 70 bar (Hochdruck in Transportleitungen) auf etwa 0.1 bar (Beginn des Niederdruckbereiches) reduziert wird. Grössere Verbraucher beziehen das Erdgas direkt ab den Verteilungen (0.1-1 bar Überdruck). Für die Versorgung von Kleinverbrauchern in der Schweiz wird das Erdgas hingegen einer Ortsgasversorgung übergeben (Beschreibung im Kap. 10).

Es werden keine zusätzlichen Kompressorstationen im Verteilnetz betrieben. Der hohe Druck in der Transitleitung genügt zur Aufrechterhaltung des benötigten Druckes in den Verteilungen. Die Vorleistungen für die Energiebereitstellung (die im System "Ferntransport" stattfindet) werden im Prozessschritt "Regionale Verteilung" verbucht.

In diesem Kapitel wird das Verteilnetz als Blackbox beschrieben. Ausgehend von einem gesamtschweizerischen Leitungsinventar und einer mittelfristigen, durchschnittlichen Auslastung des gesamten Netzes wird der spezifische Materialeinsatz pro abgelieferte Gaseinheit berechnet. Eine genauere bottom-up Berechnung ("wieviel transportiert jeder Leitungsstrang während seiner Lebensdauer") ist wegen der Komplexität des Netzes und wegen mangelnder Informationen nicht möglich. Die Situation der einzelnen Länder wurde an die Schweizerische angepasst, die detailliert analysiert wurde.

Die Hauptanbindung des Prozessschritts "Regionale Verteilung" geschieht über die Eingangsgrössen "Erdgas frei CH", "Erdgas frei UCPT", "Erdgas frei UCPT, Alg.", "Erdgas frei UCPT, Alg. LNG", "Erdgas frei UCPT, D", "Erdgas frei UCPT, GUS", "Erdgas frei UCPT, N" und "Erdgas frei UCPT, NL" (in m³) und über die Ausgangsgrössen "Erdgas HD-Abnehmer CH", "Erdgas HD-Abnehmer Belgien", "Erdgas HD-Abnehmer Deutschland", "Erdgas HD-Abnehmer Euro", "Erdgas HD-Abnehmer Frankreich", "Erdgas HD-Abnehmer Italien", "Erdgas HD-Abnehmer Niederlande", "Erdgas HD-Abnehmer Österreich" und "Erdgas HD-Abnehmer Spanien", (in TJ).

9.2 Materialeinsatz

Der Ausbau des Schweizer Verteilnetzes hat in den frühen siebziger Jahren begonnen und in den letzten Jahren wieder stark zugenommen. Das Netz besteht aus einem Spektrum von Leitungen unterschiedlichen Alters. Da die meisten Leitungen nicht älter als 20 Jahre sind, existieren noch wenig praktische Erfahrungen in Bezug auf die erreichbare Lebensdauer. Stahlleitungen haben eine technische Lebensdauer von mehr als 40 Jahren, analog zu den Pipelines für den Ferntransport. Für moderne Kunststoffleitungen werden ähnliche Lebensdauern erwartet <Fasler 1992>. Ältere Kunststoffleitungen weisen jedoch z.T. schon heute (nach rund 15 Jahren) erste Schäden auf <Wiget 1992>. Die meisten Verteilgesellschaften schreiben ihre Leitungen auf 20-25 Jahre ab <Zeder 1992>.

Im folgenden wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 40 Jahren für alle Leitungen ausgegangen. Auf eine Differenzierung zwischen verschiedenen Leitungstypen wird mangels gesicherter Angaben verzichtet.

Im folgenden wird eine Bestandsaufnahme des im Jahre 1994 existierenden Gasverteilnetzes gemacht. Es wird angenommen, dass dieses Netz 40 Jahre lang durchschnittlich das Erdgasaufkommen '94 abliefern kann. Dies führt zu einem durchschnittlichen Durchsatz von rund 20 TJ/km*a. Es wird angenommen, dass die im Jahr 1990 gebauten Leitungen erst im darauffolgenden Jahr in Betrieb genommen werden, daher der Bezug für die Schweiz auf den Gasdurchsatz im Jahr 1995. Die Quelle für die anderen Länder hat den 1. Januar '94 als Referenzzeitpunkt.

Es stellt sich die Frage, ob diese vereinfachte Betrachtung gerechtfertigt ist. Tab. V.9.1 zeigt die Entwicklung für die Schweiz in den letzten 9 Jahren. Die Werte können von Jahr zu Jahr schwanken; sie liegen für die letzten Jahre im Bereich zwischen 18 und 21 TJ/km*a. Durch die vermehrte Nachfrage nach Erdgas und durch unterstützende technische Massnahmen (z.B. den Bau von Tages- und Wochenspeichern) wird die durchschnittliche Auslastung des Verteilnetzes in Zukunft tendenziell zunehmen. Wir gehen im folgenden von der Annahme aus, dass die Auslastungen im Jahr 1994 einen Mittelwert für die neunziger Jahre darstellt. Auch für die anderen Ländern wurde die Auslastung '94 gewählt (Tab V.9.2).

Jahr	Totale Leitungslänge (Hoch- und Mitteldruck) <VSG 1991> <VSG 1991> km	Gasaufkommen *) <GesEn 1991> <VSG 1994> PJ	Durchschnittliche Auslastung TJ/km
1986	3'465	64.8	18.7
1987	3'615	65.2	18.0
1988	3'736	70.9	19.0
1989	4'068	75.9	18.7
1990	4'196	85.2	20.3
1991	4'548	89.6	19.7
1992	4'319	94.3	21.8
1993	5'023	90.0	17.9
1994	5'380	102.2	19.0

*) jeweils im darauffolgenden Jahr

Tab. V.9.1: Leitungslänge, Gasabsatz und durchschnittliche Auslastung des Gasverteilnetzes in der Schweiz.

Land	Totale Leitungslänge (Hoch- und Mitteldruck) <Eurogas 94> 1. Januar 1994*) km	Gasaufkommen <OECD/IEA 1994> 1994*) PJ	Durchschnittliche Auslastung 1994*) TJ/km
Schweiz	13150	102.2	19.0
Belgien	40294	454	30.4
Deutschland	290000	3044	24.1
Frankreich	160420	1378	19.4
Italien	175830	1899	26.3
Niederlande	116355	2907	66.3
Österreich	19705	253	38.6
Spanien	3092	310	238.8
Euro	818846	10347.2	30.3

*) für die Schweiz Leitungslänge 1994, Gasaufkommen 1995

Tab. V.9.2: Leitungslänge, Gasabsatz und durchschnittliche Auslastung des Gasverteilnetzes per 1.1.94 in europäischen Ländern.

Ein offizielles Leitungsinventar existiert nicht. In Zusammenarbeit mit Vertretern von Verteilgesellschaften (u.a. <Meier 1991>, <Fasler 1992>, <Defago 1992>, <Seifert 1992>) wurde ein erstes, grobes Inventar erstellt. Dabei wird zwischen drei verschiedenen Druckstufen im Netz unterschieden:

- Hochdruck, > 5 bar Überdruck
- Mitteldruck, 1 - 5 bar Überdruck
- Niederdruck, 0.1 - 1 bar Überdruck

In der Tabelle. V.9.3 wird eine Abschätzung der eingesetzten Materielien für Leitungen der

verschiedenen Druckstufen gemäss <Wieg 1992> abgeschätzt. Die Länge pro Land und Rohrtyp sind in Tab.V.9.4 bestimmt. Der Materialbedarf pro Längeneinheit der verschiedenen Leitungstypen ist in der Tabelle V.9.5 aufgeführt. Die Leitungen werden mit Polyethylen-Folien oder Bitumen ummantelt, um sie vor Korrosion zu schützen (Tab. V.9.6). Typische Grabenprofile und Rohrbettungstoffe für den Graben (meistens Sand) sind in Tab. V.9.7 angegeben Die Tabelle V.9.8 zeigt den gesamten Materialbedarf pro Land .

Netzstufe	Material	(Strecken-) Anteil
> 5 bar	Stahl 1)	100 %
1 - 5 bar	Stahl 2)	55 %
	Duktilguss	10 %
	HD-PE	35 %
0.1 - 1.0 bar	Stahl 2)	25 %
	Duktilguss	15 %
	HD-PE	60 %

1) vorwiegend StE 360-7 <Keller 1992> <Zeier et al. 1990>

2) vorwiegend StE 415-7

Tab. V.9.3: Eingesetzte Materialien für Leitungen des regionalen Gasverteilnetzes. Abschätzung gemäss <Wiget 1992>.

Netzstufe		> 5 bar		1 - 5 bar			0.1 - 1 bar		
		stahl	stahl	duktilguss	hd-pe	stahl	duktilguss	hd-pe	
Belgien	km	3524	4247	772	2703	919	552	2206	
Schweiz	km	1920	1297	236	825	281	168	674	
Deutschland	km	53000	27374	4977	17420	5925	3555	14220	
Euro	km	127795	79816	14512	50792	17276	10366	41463	
Franchreich	km	31120	14934	2715	9504	3233	1940	7758	
Italien	km	25830	17325	3150	11025	3750	2250	9000	
Niederlande	km	11255	12139	2207	7725	2628	1577	6306	
Österreich	km	654	2200	400	1400	476	286	1143	
Spanien	km	492	300	55	191	65	39	156	

Tab. V.9.4: Eingesetzte Leitungslänge gemäss <Eurogas 1994>; Die Länge der Verteilung-Pipeline wurden gemäss Schweizer Daten in 10% für 1 -15 bar, 21% für 0.1 - 1 bar und 79% für < 0.1 bar unterteilt.

		Durchschn. Durchmesser <Swissgas 1990>	Durchschn. Wanddicke 1)	Spez. Materialbedarf 2)
		mm	mm	kg/km
> 5 bar	Stahl	275	6	41'000
1 - 5 bar	Stahl	225	5.5	31'000
	Duktilguss	240	6.5	35'000
	HD-PE	200	7.5	4'000
0.1 - 1 bar	Stahl	150	5	19'000
	Duktilguss	180	6	24'000
	HD-PE	150	7	3'0000

1) Quellen: <Fasler 1992>, <Seifert 1992>, <Keller 1992>, <Zeier et al. 1990>.

2) Dichte Stahl 7'900 kg/m³; Duktilguss 7'200 kg/m³; HD-PE 950 kg/m³.

Tab. V.9.5: Materialeinsatz pro Längeneinheit für Leitungen des regionalen Gasverteilnetzes. Bezieht sich auf die Gesellschaften Swissgas, GVM, GVO, Gaznat, Unigaz, Gansa, EGZ und einige grössere Ortsgasversorgungen.

Material	Spezif. Materialverbrauch 2) t/km
ND-PE	1.6
Bitumen	2.4

1) Annahme: 75% ND-PE-, 25% Bitumen-Ummantelung

2) 2.2 mm dicke ND-PE-Folie (Dichte 0.92 t/m³) oder 3.0 mm dicke Bitumen Schicht (Dichte 1.01 t/m³).

Tab. V.9.6: Ummantelung der Leitungen des regionalen Gasverteilnetzes.

Netzstufe	Grabenprofil <Keller 1992> <SKS 1992> <Öhrli 1991> m x m	Spezif. Sandverbrauch*) kg/m	Spezif. Zementverbrauch*) kg/m
> 5 bar	0.8 x 1.5	1'000	26
1 - 5 bar	0.8 x 1.5	1'000	26
0.1 - 1.0 bar	0.6 x 1.2	600	26

*) Bei rund 85% der Leitungen wird das Rohr in Sand eingebettet. Der Sand füllt etwa ein Drittel des Grabenprofils. Bei den restlichen 15% der Leitungen wird das Rohr mit Faserzementmörtel (rund 12 mm dicke Schicht) ummantelt und direkt mit Erde überdeckt <Fasler 1992>. Dichte Sand: 2.6 t/m³; Dichte Zementmörtel: 2.8 t/m³.

Tab. V.9.7: Grabenprofile und Rohrbettungstoffe für Leitungen der regionalen Gasverteilung.

	Stahl	Gusseisen	HD-PE	ND-PE	Bitumen	Sand	Zement
	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Belgien	2.91E+08	4.07E+07	1.90E+07	1.79E+07	8.95E+06	1.14E+10	5.82E+07
Schweiz	1.23E+08	1.24E+07	5.81E+06	6.48E+06	3.24E+06	4.21E+09	2.11E+07
Deutschland	3.11E+09	2.62E+08	1.23E+08	1.52E+08	7.59E+07	9.94E+10	4.93E+08
Euro	7.99E+09	7.65E+08	3.57E+08	4.10E+08	2.05E+08	2.67E+11	1.33E+09
Frankreich	1.79E+09	1.43E+08	6.69E+07	8.54E+07	4.27E+07	5.61E+10	2.78E+08
Italien	1.66E+09	1.66E+08	7.76E+07	8.68E+07	4.34E+07	5.64E+10	2.82E+08
Niederlande	8.81E+08	1.16E+08	5.43E+07	5.26E+07	2.63E+07	3.37E+10	1.71E+08
Oesterreich	1.03E+08	2.11E+07	9.85E+06	7.87E+06	3.94E+06	4.93E+09	2.56E+07
Spanien	3.05E+07	2.88E+06	1.34E+06	1.56E+06	7.79E+05	1.01E+09	5.06E+06

Tab. V.9.8: Materialeinsatz für das Regionalnetz der verschiedenen europäischen Ländern gemäss Tab.V.9.5, V.9.6 und V.9.7.

Der Materialaufwand für Armaturen (Schieber, Druckreduzieranlagen, Molchschleusen usw.) ist in der Angabe für Leitungen mitenthalten. Es kommen noch verschiedene kleinere Gebäude und Schaltschränke hinzu, die Übernahmestationen, Schieber und Druckreduzierstationen beherbergen. Statistische Angaben für diese Räumlichkeiten sind nicht vorhanden. Wir benützen Angaben aus <Balzari et al. 1992> für eine etwa 100 km lange Leitung (Leitung Ruswil-Mülchi-Altavilla) und rechnen diese auf die gesamte Leitungslänge der einzelnen Regionalnetze hoch. Diese erste, sehr grobe Abschätzung ergibt für 1000 km der Verteilnetze folgendes Bild:

- rund 140 Schieber-Steuerschränke (je Metallbau rund 10 m³ <Fasler 1992>)
- rund 10 Übernahmestationen (je Massivbau rund 1'000 m³)
- rund 10 Übernahmestationen (je Massivbau rund 300 m³)
- rund 10 Druckreduzier-Messstationen (je Massivbau rund 300 m³).

Die Vorleistungen für diese Räumlichkeiten werden in Anbindung an die Hilfsmodule im Anhang (Teil "Erdgas") berücksichtigt.

In stark besiedelten Regionen müssen verschiedene Hindernisse mit speziellen bautechnischen Massnahmen umgangen werden. Beim Bau der Erdgasleitung Malters-Hünenberg (25 km Länge), die das bestehende Leitungssystem des Kantons Luzern mit der Region Zug verbindet, mussten z.B.

folgende Objekte unterquert werden <Zeier et al. 1990>:

- 1 Kantonsstrasse
- 1 SBB-Linie
- 1 Autobahn
- 2 Autobahzubringer
- 1 stark ausgebaute Gemeindestrasse
- zweimal den Fluss Reuss
- verschiedene Bäche.

Für die Unterquerung von Strassen und Bahnlinien werden die Gasleitungen in Beton-Mantelrohren (Durchmesser ca. 1.0 m) geführt. Die Mantelrohre werden mit einer speziellen Presse in den Boden eingeleitet. In gewissen Fällen müssen eigentliche Betonkanäle gebaut werden. Für kleine und mittlere Wasserläufe genügt im Normalfall eine einfache Betonummantelung der Rohre. Diese werden vom Ufer aus mit Seitenbaum-Raupen ins Wasser gelegt. Für die Unterquerung von Flüssen kommen kunststoffarmierte betonummantelte Dükerrohre zum Einsatz <Zeier et al. 1990>, <Keller 1992>. Der zusätzliche Materialbedarf für solche baulichen Massnahmen wird in Tab. V.9.9 grob abgeschätzt (im Schnitt über das gesamte Verteilnetz). Die grobe Abschätzung ist gerechtfertigt, da der entsprechende Materialbedarf im Vergleich zu den anderen Anlagen sehr klein ist.

	Füll-Beton t/km	Beton- mantelrohre t/km	Armierte Beton- Strukturen t/km
Strassenquerungen		3	1
Flussquerungen	1		1

Tab. V.9.9: Zusätzlicher Materialbedarf wegen spezieller Hindernissen beim Bau von Gasverteilungen.

Welcher Anteil der Leitungen nach dem Lebensende wieder ausgegraben wird und z.T. ins Recycling gelangt, ist unklar, weil noch wenig Erfahrungen aus der Praxis vorliegen. Das Ausgraben ist mit grossem Aufwand verbunden und unwirtschaftlich. Im Falle einer Ersatzinvestition wird aber oft der Graben einer alten Leitung benützt. In diesem Fall können die ausgegrabenen Leitungen einem Downcycling zugeführt werden. Im folgenden wird pauschal angenommen, dass rund 50% der Leitungen wieder ausgegraben werden und ins Downcycling gelangen und dass rund 50% im Boden belassen werden.

9.3 Bau- und Transportaufwand

Der Bauprozess einer Hochdruck-Gasleitung wurde bereits im Kap. 8 "Ferntransport" beschrieben. Hier interessiert der Energie- und Stoffaufwand für den Bauprozess der Verteilungen in der Schweiz. Es werden dabei Angaben der Basismodule "Aushub Frontladerraupe" und "Aushub Hydraulikbagger" (Anhang B) basierend auf <Beyert 1985> benützt. In Tab. V.9.10 werden die für den Bau des Verteilnetzes benötigten Arbeiten zusammengestellt.

Baumaschine/Bauarbeit	Profil *)	Aushubvolumina m ³ /km
Frontlader-Raupe/ Humusabtrag	18m x 0.5m	9'000
Hydraulik-Bagger/ Grabenaushub	0.8m x 1.5m	1'200
Frontlader-Raupe/ Auffüllen des Grabens		10'000

*) <Keller 1992> <SKS 1992> <Oehrli 1991>

Tab. V.9.10: Arbeiten für den Bau von Gasverteilungen.

Der Transport der Materialien zu und von der Baustelle wird wiederum unter Verwendung von Basismodulen der Datenbank Ecoinvent verrechnet. Es werden die im Teil III "Methodik" definierten durchschnittlichen Transportdistanzen verwendet.

Die Stahlrohre werden aus dem Ausland per Bahn (600 km) und per LKW (50 km) angeliefert. Kunststoffrohre und Rohr-Umhüllungsmaterialien stammen zu rund 50% aus dem Inland (LKW 50 km) und zu 50% aus anliegenden Ländern (Bahn 200 km und LKW 50 km). Sand und Faserzementmörtel werden aus der nahen Umgebung per LKW (20 km) angeliefert. Das überflüssige Erdreich kann weiterverwendet werden, ist also ein Nebenprodukt des Leitungsbaus.

9.4 Emissionen aus Betrieb und Überwachung

Im allgemeinen werden keine Kompressorstationen im Verteilnetz betrieben. Das Erdgas wird bei hohem Druck bezogen und dieser reicht aus, um das Gas regional zu verteilen. Der nötige Druck für die Verteilung wird durch Kompressorstationen der Ferntransport-Leitungen erzeugt. Es handelt sich um eine Dienstleistung, die im Kap. 8 noch nicht berücksichtigt wurde und die hier dem Prozessschritt "Regionale Verteilung" angelastet werden muss.

Analog zu <Infras 1991> setzen wir eine durchschnittliche Distanz von 100 km für die regionale Gasverteilung ein. Dies führt zu einem Eigenverbrauch für Kompressionsarbeit von rund 0.2 % des transportierten Erdgases. Es kommen Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW mit einem Jahresnutzungsgrad von 30% zum Einsatz <Lübben et al. 1990>. Emissionen und Vorleistungen werden in Anlehnung an Tab. V.8.3 berücksichtigt.

Die Leitungen müssen regelmässig kontrolliert werden. Besonders gefürchtet ist die Einwirkung von Baumaschinen aus Baustellen, die in der Nähe einer Leitung liegen. Gemäss <SKS 1992> und <Fasler 1992> werden in der Schweiz Verteilleitungen mindestens einmal pro Monat befahren und begangen. Die Leitung wird mit Personenwagen abgefahren und zum Teil zu Fuss inspiziert. Hinzu kommt mindestens einmal pro Monat das Befliegen mit Helikopter <Fasler 1992>. Eine Umrechnung dieser Werten gibt 36.5 Kontrollen pro 1000 km in 40 Jahre. Die benötigten Transportdienstleistungen sind in Tab. V.9.11 zusammengefasst.

Im Bereich der prozessbedingten Emissionen sind vor allem Erdgas-Leckagen der Leitungen und der Armaturen zu berücksichtigen. Im folgenden werden Leckraten gemäss <Selzer et al. 1990> benützt, die im Rahmen einer Battelle-Studie für Deutschland ermittelt wurden (Tab. V.9.12). Die gesamten jährlichen Leckagen des Verteilnetzes der Schweiz von rund 2.0 Mio m³ entsprechen einer Leckage von rund 0.07 % des transportierten Erdgases (Tab. V.9.13). Die durchschnittliche Leckage des europäischen Verteilnetzes betragen 0.04 %.

Das Erdgas, das in der Schweiz verteilt wird, ist trocken. Im gesamten Verteilnetz entsteht praktisch kein Kondensat, das entsorgt werden müsste <Fasler 1992>.

	Pro Kontrolle
Fahrleistung Personenwagen	300 km
Klein-Helikopter gemäss Tab. V.8.5:	
• CO	0.7 kg
• NO _x	0.6 kg
• NMVOC	1.2 kg

Tab. V.9.11: Transportdienstleistungen für Kontrolle der Verteilleitungsnetz.

Leitungstyp	Leckrate m ³ /(km*a)
- Stahl/Duktilguss > 1 bar	330
- Stahl/Duktilguss 0.1-1 bar	1'310
- HD-PE	190

Tab. V.9.12: Erdgas-Leckagen des Verteilnetzes pro km und Jahr <Selzer et al. 1990>.

	Total Leakage	
	m3	Vol-%
Belgien	5.68E+06	0.05%
Schweiz	2.01E+06	0.07%
Deutschland	4.66E+07	0.06%
Euro	1.27E+08	0.04%
Frankreich	2.61E+07	0.07%
Italien	2.69E+07	0.05%
Niederlande	1.66E+07	0.02%
Oesterreich	2.56E+06	0.04%
Spanien	4.82E+05	0.01%

Tab. V.9.13: Erdgas-Leckagen der Verteilnetze europäischer Länder.

9.5 Flächenbeanspruchung

Der Flächenbedarf ist, wie schon im Kap. 8 erwähnt, sowohl während der Bauphase, als auch während der Rekultivierungs- und Betriebsphase von Bedeutung.

Die meisten Flächen, die tangiert werden, sind landwirtschaftlich genutzte Flächen (Typus "kultiviert"). Bei der Planung neuer Leitungen wird darauf geachtet, dass möglichst wenig Wald- oder Naturschutzflächen (Typus "modifiziert") beansprucht werden. Gemäss neueren Leitungsprojekten (<SKS 1992> <Balzari et al. 1992>) und <Fasler 1992> ist dieser Anteil kleiner als 15 % der benötigten Fläche.

Während der Betriebsphase muss eine Sicherheitszone der Breite 10 m links und rechts der Leitung eingehalten werden, die für Kontroll- und Unterhaltsarbeiten frei zugänglich sein muss <Défago 1992>. Nutzung für Erholungszwecke oder für die Landwirtschaft ist möglich. Die beanspruchten Waldpartien können somit nicht wieder in den ursprünglichen Zustand gebracht werden. Für die beanspruchten Waldflächen während des Betriebs wird eine Flächendegradation des Typus "Modifiziert" (mitteleuropäischer Wald) zum Typus "Kultiviert" (gerodeter Sicherheitsstreifen) angenommen.

Im folgenden werden für die Bauphase 2 Monate, für die Rekultivierungsphase 5 Jahre und für die Betriebsphase 50 Jahre, analog zu Kap. 8, veranschlagt. Im Ausgangszustand ist 10 % der Fläche vom Typus "modifiziert" (mitteleuropäischer Wald) und 90 % der Fläche vom Typus "kultiviert".

9.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

		Erdgas HD- Abnehmer B	Erdgas HD- Abnehmer CH	Erdgas HD- Ab- nehmer D	Erdgas HD- Abnehmer Euro	Erdgas HD- Ab- nehmer F	Erdgas HD- Ab- nehmer I	Erdgas HD- Abnehmer NL	Erdgas HD- Ab- nehmer A	Erdgas HD- Ab- nehmer E
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energietraeger										
Infra Erdgas HD- Abnehmer :										
Belgien	TJ	1								
CH	TJ		1							
Deutschland	TJ			1						
Euro	TJ				1					
Frankreich	TJ					1				
Italien	TJ						1			
Niederlande	TJ							1		
Oesterreich	TJ								1	
Spanien	TJ									1
Erdgas										
Erdgas frei:										
CH	m3		27540							
UCPTE	m3			561	27540	2578	11399	123	5878	2132
UCPTE, Alg.	m3						6105			
UCPTE, Alg. LNG	m3	10009				6475	102			21588
UCPTE, D	m3	61		6053					980	
UCPTE, GUS	m3			9907		8993	7469		19485	
UCPTE, N	m3	5581		3845		6036		1033	1197	3820
UCPTE, NL	m3	11890		7175		3457	2465	26384		
Leckage Erdgas frei	m3	13		15	12	19	14	6	10	2
UCPTE										
Leckage Erdgas	m3		20							
Schweiz Hochdruck										
Output Gasturbine										
Pipeline:										
CH	TJ		0.002							
D	TJ			0.002						
GUS	TJ									
N	TJ									
NL	TJ						0.002			
UCPTE	TJ	0.002			0.002	0.002	0.002		0.002	0.002
Emissionen Luft										
CO Kohlenmonoxid	kg	2.09E-05	3.37E-05	2.65E-05	2.11E-05	3.30E-05	2.43E-05	9.63E-06	1.65E-05	2.67E-06
p										
NOx Stickoxide als	kg	1.79E-05	2.89E-05	2.27E-05	1.80E-05	2.82E-05	2.08E-05	8.25E-06	1.41E-05	2.29E-06
NO2 p										
NMVOc p	kg	3.59E-05	5.78E-05	4.54E-05	3.61E-05	5.65E-05	4.17E-05	1.65E-05	2.83E-05	4.58E-06

Infrastruktur		Infra Erdgas HD-Abnehmer B	Infra Erdgas HD-Abnehmer CH	Infra Erdgas HD-Abnehmer D	Infra Erdgas HD-Abnehmer Euro	Infra Erdgas HD-Abnehmer F	Infra Erdgas HD-Abnehmer I	Infra Erdgas HD-Abnehmer NL	Infra Erdgas HD-Abnehmer A	Infra Erdgas HD-Abnehmer E
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Nichten. Ressourcen										
Flaeche II-III	m2a	6.57E+01	1.06E+02	8.31E+01	6.61E+01	1.03E+02	7.62E+01	3.02E+01	5.19E+01	8.37E+00
Flaeche II-IV	m2a	8.49E+00	1.37E+01	1.07E+01	8.54E+00	1.33E+01	9.84E+00	3.90E+00	6.70E+00	1.08E+00
Flaeche III-IV	m2a	7.64E+01	1.23E+02	9.66E+01	7.69E+01	1.20E+02	8.86E+01	3.51E+01	6.03E+01	9.74E+00
Basismaterialien										
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	4.93E+00	7.93E+00	6.23E+00	4.96E+00	7.75E+00	5.71E+00	2.26E+00	3.89E+00	6.28E-01
Gusseisen	kg	2.24E+00	3.04E+00	2.16E+00	1.85E+00	2.60E+00	2.19E+00	1.00E+00	2.08E+00	2.32E-01
PE (HD)	kg	1.05E+00	1.42E+00	1.01E+00	8.63E-01	1.21E+00	1.02E+00	4.67E-01	9.73E-01	1.08E-01
PE (LD)	kg	9.86E-01	1.59E+00	1.25E+00	9.92E-01	1.55E+00	1.14E+00	4.52E-01	7.78E-01	1.26E-01
Sand fuer Bau	kg	6.30E+02	1.03E+03	8.17E+02	6.46E+02	1.02E+03	7.42E+02	2.90E+02	4.87E+02	8.18E+01
Stahl unlegiert	kg	1.60E+01	3.02E+01	2.56E+01	1.93E+01	3.25E+01	2.18E+01	7.58E+00	1.02E+01	2.46E+00
Zement	kg	3.20E+00	5.15E+00	4.05E+00	3.22E+00	5.04E+00	3.71E+00	1.47E+00	2.53E+00	4.08E-01
Transport										
Transport LKW 28 t	tkm	1.38E+01	2.27E+01	1.81E+01	1.43E+01	2.26E+01	1.64E+01	6.35E+00	1.06E+01	1.81E+00
Transport PKW Westeuropa	km	9.00E-03	1.45E-02	1.14E-02	9.05E-03	1.41E-02	1.04E-02	4.13E-03	7.10E-03	1.15E-03
Transport Schiene	tkm	1.12E+01	2.03E+01	1.69E+01	1.29E+01	2.14E+01	1.47E+01	5.26E+00	7.58E+00	1.65E+00
Allg. Dienstlsg.										
Aushub	m3	1.56E+01	2.51E+01	1.97E+01	1.57E+01	2.45E+01	1.81E+01	7.16E+00	1.23E+01	1.99E+00
Frontladerraupe										
Aushub	m3	9.86E-01	1.59E+00	1.25E+00	9.92E-01	1.55E+00	1.14E+00	4.52E-01	7.78E-01	1.26E-01
Hydraulikbagger										
Erdoel										
Bitumen ab Raffinerie CH	t		7.93E-01							
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	4.93E-01		6.23E-01	4.96E-01	7.75E-01	5.71E-01	2.26E-01	3.89E-01	6.28E-02
Erdgas										
Massivbau-Gebaeude	m3	1.31E-02	2.11E-02	1.66E-02	1.32E-02	2.07E-02	1.52E-02	6.03E-03	1.04E-02	1.67E-03
Metallbau-Gebaeude	m3	1.15E-03	1.85E-03	1.45E-03	1.16E-03	1.81E-03	1.33E-03	5.28E-04	9.07E-04	1.47E-04
Abfaelle unbehandelt										
Erdgasleitungen in Inertstoffdeponie	kg	9.67E+00	1.73E+01	1.44E+01	1.10E+01	1.81E+01	1.25E+01	4.52E+00	6.62E+00	1.40E+00

*) für die Umrechnung m3 zu TJ wurde der untere Heizwert 36.4 MJ/m3 eingesetzt

Tab. V.9.14: Übersicht über die Eingabedaten für die Module des Prozessschritts "Regionale Verteilung".

9.7 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das hier betrachtete schweizerische Verteilnetz konnte über ein Leitungsinventar relativ genau erfasst werden. Angaben zum Materialeinsatz können als sicher bezeichnet werden. Die Angaben stammen in den meisten Fällen von den Betreibern selbst.

Die "Regionale Verteilung" ist ein relativ einfaches und überschaubares System, das praktisch nur aus den Leitungen besteht. Dies hat auch zur Folge, dass das Aggregationsniveau relativ tief und die Vollständigkeit hoch ist.

Unsicher ist die Bezugsgrösse, d.h. das im Verlauf der Betriebszeit abgesetzte Erdgas. Hier wurde angenommen, dass die heutigen Auslastungen typische Durchschnittswerte sind. Relativ unsicher ist auch die Angabe der Lebensdauer der Leitungen, da noch keine endgültigen Betriebserfahrungen (insbesondere mit den neueren Kunststoffleitungen) existieren.

Die Erdgas-Leckagen wurden über Leckraten der deutschen Battelle-Studie berechnet. Die daraus folgende Leckage von rund 0.07 % entspricht in der Grössenordnung auch anderen Angaben aus der Literatur und fällt im Rahmen der gesamten Erdgaskette nicht so stark ins Gewicht.

10. Ortsgasversorgung

10.1 Übersicht

In diesem Kapitel wird die lokale Gasversorgung in der Schweiz (auch Ortsgasversorgung genannt) beschrieben. Die Ortsgasversorgung ist das verbindende Element zwischen dem regionalen Verteilnetz und den Niederdruckbezüglern im Bereich kleiner als 0.1 bar Überdruck.

In der Schweiz sind 87 Ortsgasversorgungen in Betrieb <VSG 1991>. Die meisten wurden im Verlauf der siebziger Jahre errichtet, im Anschluss an den Bau der TENP-Pipeline und des regionalen Verteilnetzes. Die Netze wurden zu Beginn fast ausschliesslich mit Stahl- und Duktulgussleitungen gebaut, ab Mitte der siebziger Jahre zunehmend auch mit Kunststoffleitungen. In Ausnahmefällen wurden auch Guss- und Stahlleitungen aus alten Stadtgasnetzen übernommen.

Analog zum regionalen Verteilnetz wird die Ortsgasversorgung nach dem Blackbox-Verfahren beschrieben. Ausgehend von einem gesamtschweizerischen Leitungsinventar und einer mittelfristigen, durchschnittlichen Auslastung des gesamten Netzes wird der spezifische Materialeinsatz pro abgelieferte Gaseinheit berechnet. Eine genauere bottom-up Berechnung ("wieviel transportiert jeder Leitungsstrang während seiner Lebensdauer") ist wegen der Komplexität des Netzes und wegen mangelnder Informationen nicht möglich.

Zum Ausgleich kurzfristiger Bedarfsspitzen setzen Ortsversorgungsunternehmen Gasspeicher ein, die, zusammen mit der restlichen Infrastruktur, im Kapitel 10.2 beschrieben werden.

Die Hauptanbindung des Prozessschritts "Ortsgasversorgung" geschieht über die Eingangsgrösse "Erdgas HD Abnehmer CH" (in TJ) und über die Ausgangsgrösse "Erdgas ND Abnehmer CH" (in TJ).

10.2 Materialeinsatz

Genauere Angaben zur durchschnittlichen Auslastung der Ortsgasversorgung in der Schweiz sind nicht vorhanden. Die offizielle Gasverkaufs-Statistik <VSG 1991> orientiert sich nicht nach den Druckstufen im Netz, sondern nach den Wirtschaftssektoren.

<Infras 1981> geht davon aus, dass Industrie, Handel/Gewerbe, öffentliche Gebäude und Fernheizungen (rund 60% des Gasbezugs) am Hoch-/Mitteldrucknetz angeschlossen sind und dass die Haushalte das Erdgas aus dem Niederdrucknetz beziehen. Dies dürfte in den Bereichen Handel/Gewerbe und öffentliche Gebäude nicht ganz zutreffen. Für diese zwei Sektoren wird angenommen, dass der Gasbezug zu 50% aus dem Hoch-/Mitteldrucknetz und zu 50% aus dem Niederdrucknetz erfolgt. Dies führt zu folgender Abschätzung für den Gasbezug (1995):

- Gasbezug über Hoch- und Mitteldrucknetz: 53.1 PJ (52 %)
- Gasbezug über Niederdrucknetz: 49.1 PJ (48 %).

Im folgenden wird also mit einer mittelfristigen durchschnittlichen Auslastung des Niederdrucknetzes von rund 49.1 PJ/a gerechnet. Analog zu den Ausführungen im Kap. 9.2 wird angenommen, dass diese Auslastung, die der Situation im Jahr 1994 entspricht, einen Mittelwert darstellt.

Bei den installierten Stahl- und Gussleitungen wird eine Lebensdauer von 40 Jahren angenommen, analog zu den Leitungen des regionalen Verteilnetzes. Für die Kunststoffleitungen existieren noch wenig langfristige Betriebserfahrungen. Gemäss <Wiget 1992> ist bei den ältesten Kunststoffleitungen (20 Jahre) bereits eine Anhäufung von Material- und Verlegefehlern festzustellen, was im Widerspruch zur erwarteten Lebensdauer von über 40 Jahren steht. Unterdessen sind material- und verletechnisch grosse Fortschritte zu verzeichnen. Bei neuen Kunststoffleitungen wird eine Lebensdauer von rund 50 Jahren erwartet. Es wird hier auch für Kunststoffleitungen eine Lebensdauer von 40 Jahren eingesetzt.

Beim Materialeinsatz fallen vor allem die Leitungen ins Gewicht. Ein ausführliches Leitungsinventar ist in der Schweiz nicht erhältlich. <VSG 1991> liefert Informationen zur gesamten Leitungslänge, aber nicht zur Bauweise oder zur Materialbeschaffenheit.

In einer Umfrage, die rund 77 % der Leitungen im Niederdruckbereich abdeckt, hat <Wiget 1992> Materialanteile der existierenden Leitungen ermittelt (Tab. V.10.1). Dabei ist zu beachten, dass PE-Rohre sehr häufig zur Sanierung alter Leitungen (v.a. Graugussleitungen) eingesetzt werden, im sogenannten Relining-Verfahren. Beim Relining werden neue PE-Leitungen in alte Guss-Leitungen eingezogen. Gemäss <Wiget 1992> sind rund 10 % der total installierten PE-Rohre für das Relining bestimmt.

Rohrmaterial	Anteil im Niederdruckbereich	
	%	km
PE	39.6	3'077
Stahl	10.9	847
Duktil/ Grauguss	49.1	3'815
Andere	0.4	31
Total	100.0	7'770

Tab. V.10.1: In der schweizerischen Ortsgasversorgung (Niederdruckbereich) installierte Rohre 1970-1990 gemäss <Wiget 1992>. Bezieht sich auf die gesamte installierte Rohrlänge von rund 8'200 km. Wegen Relining beträgt hingegen die **Leitungslänge** rund 7'770 km gemäss <VSG 1994>.

Wir verwenden die Angaben von Tab. V.10.1 und Annahmen über typische Rohrdurchmesser und Wanddicken zur Abschätzung des gesamten Materialaufwands für das existierende Ortsversorgungsnetz in der Schweiz (Tab. V.10.2). Die meisten Leitungen sind ausserdem mit PE-Folie umhüllt (rund 1 kg/m Leitung), um sie vor Korrosion zu schützen. Da in der Umfrage von <Wiget 1992> nicht zwischen Duktil- und Grauguss unterschieden wird, muss hier der Graugussanteil (ohne Relining) auf rund 10 % der gesamten Leitungslänge geschätzt werden.

Für die drei grössten Ortsgasversorgungen Zürich, Basel und Genf, die rund 30 % der gesamten Leitungslänge umfassen, konnte, basierend auf <Blondin 1993>, <Sager 1992>, <Chaccard 1992>, ein Graugussanteil von rund 12.9 % ermittelt werden. Da es sich um relativ alte Ortsgasversorgungen mit einem überdurchschnittlich hohen Graugussanteil handelt (z.T. noch aus der Zeit der Stadtgas-Versorgung), scheint es gerechtfertigt, für den schweizerischen Durchschnitt, einen Graugussanteil von 10 % einzusetzen. Der Graugussanteil ist zugleich eine wichtige Grösse für die Berechnung der Erdgas-Leckagen (Abschnitt 10.5).

Material	Rohrlänge	Durchschn. Durchmesser	Durchschn. Wanddicke	Spezif. Materialaufwand	Tot. Materialaufwand
	1) km	<Cerbe 1988> mm	<Cerbe 1988> mm	2) kg/m	t
HD-PE	3077	200	15	9	27'693
Stahl	847	180	4	19	16'093
Duktilguss	2347	180	6	24	56'328
Grauguss	1469	250	6	34	49'946
ND-PE Folie	3194 ³⁾			1	3'194

1) Gesamtlänge gemäss <VSG 1994>, Aufteilung gemäss <Wiget 1992> hochgerechnet auf 100% der installierten Rohre; eigene Annahme für den Grauguss-Anteil.

2) Dichte Stahl 7'900 kg/m³; HD-PE 950 kg/m³; Guss 7'200 kg/m³.

3) Betrifft Stahl- und Duktilguss-Rohre.

Tab. V.10.2: Materialeinsatz für das 1994 existierende Ortsgasversorgungsnetz (Niederdruckbereich).

In der Zusammenstellung von Tab. V.10.2 noch nicht enthalten sind sogenannte Hausanschlussleitungen, die die Versorgungsleitungen mit den Hausinstallationen verbinden. Weitere Bestandteile des Hausanschlusses sind in der Regel die Hauseinführung mit Mantelrohr, eine Hauptabsperreinrichtung und ein Druckregelgerät. Die Hausanschlüsse werden nicht in der offiziellen Gasstatistik erfasst. Gemäss <Wiget 1992> wurden in der Periode 1970 bis 1990 rund 70'000 Hausanschlüsse ausgeführt. Insgesamt dürften in der Schweiz rund 110'000 Hausanschlüsse in Betrieb sein, wie eine

Abschätzung gestützt auf Angaben zum spezifischen Energieverbrauch pro Hausanschluss aus <GVZ 1993> (Gasversorgung Zürich) zeigt. Gemäss <GVZ 1993> sind Hausanschlüsse in der Stadt Zürich rund 15 m lang. Wir nehmen 20 m für den schweizerischen Durchschnitt an. Dies ergibt eine totale Länge für Hausanschlussleitungen von rund 30% der Versorgungsleitungslänge. Das entspricht einem Wert von 2331 km für das Jahr 1994.

Gemäss <Wiget 1992> wurden 1970 bis 1990 rund 57% aller Hausanschlussleitungen in PE und rund 43% in Stahl ausgeführt. Unter Berücksichtigung auch der Hausanschlüsse, die vor 1970 installiert wurden (Stahlbauweise), ergibt dies einen Materialanteil von rund 35% PE und 65% Stahl. Gemäss <GVZ 1993> sind z.T. auch über 30 Jahre alte Hausanschlüsse in Betrieb, wobei der nicht sanierte Graugussanteil bei 1 % der gesamten Leitungslänge liegt und im folgenden vernachlässigt wird. Der geschätzte Materialaufwand für Hausanschlussleitungen ist in Tab. V.10.3 zusammengefasst.

Material	Leitungslänge *) km	Durchschn. Durchmesser <Cerbe 1988> mm	Durchschn. Wanddicke <Cerbe 1988> mm	Spezif. Material- aufwand **) kg/m	Tot. Materialaufwand t
HD-PE	816	63	5.8	1	816
Stahl	1515	60	2.9	4	6060
TOTAL	2331				

*) Annahmen im Text basierend auf <Wiget 1992>, <GVZ 1993>

**) Dichte Stahl 7'900 kg/m³; HD-PE 950 kg/m³.

Tab. V.10.3: Gesamtmaterialaufwand für die 1994 existierenden Hausanschlussleitungen (alle Druckbereiche).

Der Materialaufwand für Armaturen (Schieber, Druckreduzieranlagen usw.) ist im Materialaufwand für die Leitungen berücksichtigt. Die vielen Druckregler-/Messanlagen und Gasübergabestationen einer Ortsgasversorgung müssen in Steuerschränken oder in kleineren Gebäuden untergebracht werden. Wir rechnen mit rund 0.5 grösseren Netzeinspeisungen/Regleranlagen und mit rund 0.5 kleineren Regleranlagen pro Kilometer Niederdruckleitung (dies geht z.B. aus <GVZ 1993> hervor). Für die grösseren Anlagen nehmen wir Massivbau-Gebäude mit einem Volumen von je 100 m³ an. Für die kleineren Anlagen metallische Steuerschränke (6 m³). Hochgerechnet auf die gesamte Leitungslänge führt dies zu folgendem Bedarf an Räumlichkeiten:

- rund 389'000 m³ Massivbau-Gebäude
- rund 23'000 m³ metallische Steuerschränke.

Ortsversorgungsunternehmen setzen zum Ausgleich kurzfristiger Bedarfsspitzen Gasspeicher ein. Die älteren Glocken- oder Kugelgasbehälter werden in der Schweiz allmählich durch Hochdruck-Röhrenspeicher ersetzt. Insgesamt waren Ende 1990 Röhrenspeicher für den Tagesausgleich mit einem geometrischen Volumen von rund 30'000 m³ in Betrieb <Kilchmann 1991>. Das Arbeitsgasvolumen dieser Speicher beträgt rund 0.8 Mio m³ Erdgas.

Wegen den hohen Speicher-Drücken werden in der Regel dickwandige Stahlrohre verwendet. Die Röhrenspeicher sind ausserdem mit einer etwa 100 mm dicken Faserzementmörtel-Schicht geschützt und mit Erdreich überdeckt. Dies führt zu einem zusätzlichen Materialaufwand von:

- rund 11'000 t Stahl (Durchmesser 1.8 m, Wanddicke 20 mm)
- rund 20'000 t Faserzementmörtel.

10.3 Bau- und Transportaufwand

Analog zum Kap. 9 wird der Aufwand für Bauarbeiten mit dem Hilfsmodul "Aushub Frontlader-raupe" (Anhang B, gestützt auf <Beyert 1985>) verrechnet. In Tab. V.10.5 werden die für den Bau des Ortsgasnetzes benötigten Arbeiten zusammengestellt.

Für die Grabenbreiten ist die bundesrätliche "Verordnung über die Unfallverhütung bei Graben- und Schachtbau sowie bei ähnlichen Arbeiten" vom 13. Sept. 1963 massgebend. Die typischen Graben-geometrien und die verwendeten Rohrbettungsstoffe sind in Anlehnung an <Sager 1992b> geschätzt (Tab. V.10.4).

Der Transport der Materialien zu und von der Baustelle wird wiederum unter Verwendung von Hilfsmodulen der Datenbank Ecoinvent verrechnet. Es wird angenommen, dass Rohre für Versorgungs- und Hausanschlussleitungen aus dem Ausland und aus der Schweiz per Bahn (200 km) und LKW (50 km) angeliefert werden. Sand und Betonkies werden aus der nahen Umgebung per LKW (30 km) angeliefert. In den Transportdistanzen ist berücksichtigt, dass das Material oft aus ländlichen Gebieten in eine Agglomeration/Stadt transportiert werden muss. Das überflüssige, z.T. verunreinigte Erdreich und abgetragene Strassenbeläge müssen einer Deponie zugeführt werden (LKW 30 km).

Leitungsmaterial	Grabenprofil m x m	Leitungs- länge km	Spezif. Sand- verbrauch*) kg/m	Spezif. Betonkies- verbrauch*) kg/m	Tot. Sand- verbrauch Mio t	Tot. Betonkies- verbrauch Mio t
Versorgungs- leitungen: PE, Stahl, Duktilguss, Grauguss mit PE-Relining, Grauguss	0.6 X 1.2	7770	500	150	3.885	1.166
Hausanschluss- leitungen: PE, Stahl, Grauguss	0.5 X 1.0	2331	350	100	0.816	0.233
Total					4.701	1.399

*) Bei rund 80% der Leitungen wird das Rohr in Sand eingebettet. Der Sand füllt etwa einen Drittel des Grabenprofils. Bei den restlichen 20% der Leitungen wird das Rohr in Betonkies eingebettet.

Tab. V.10.4: Grabenprofile und Rohrbettungsstoffe für Ortsgasnetze der Schweiz 1994.

Leitungslänge km	Profil m x m	Aushubvolumen m ³ /km	Aushubvolumen Mio m ³
7770	0.6 x 1.2	720	5.59
2331	0.5 x 1.0	500	1.17
			6.75

Tab. V.10.5: Mit Frontladerampe auszuführende Bauarbeiten (Aushubvolumen) für Ortsgasnetze der Schweiz 1994.

Leitungsmaterial	Tot. Menge t	Transport Schiene km	Transport LKW 28 t km
Rohre für Versorgungs- und Hausanschlussleitungen, Speicher	191130	200	50
Sand und Betonkies	6.1 Mio		30
Erdreich und Strassenbelag in Deponie	ca. 5 Mio		30
Alte Leitungen in Deponie	63710		30

Tab. V.10.6: Transportaufwendungen für den Bau und Abbruch der Ortsgasnetze in der Schweiz 1994.

Angaben zum Anteil der Leitungen, die nach Lebensende wieder ausgegraben werden und in das Recycling gelangen, sind nicht vorhanden. Angesichts des akuten Platzmangels in Städten, wird angenommen, dass für Ersatzinvestitionen immer die alten Rohrgräben/-schächte benutzt werden und dass 100 % der alten Leitungen wieder ausgegraben werden. Der Aufwand für das Ausgraben geht zulasten der neuen Leitung. Es wird angenommen, dass rund zwei Drittel des ausgegrabenen

Materials im Sinne des Downcycling wiederverwertet werden kann und dass ein Drittel einer Deponie zugeführt wird (inklusive LKW-Transport von 30 km).

10.4 Emissionen aus Betrieb und Überwachung

Der notwendige Druck um das Erdgas im Niederdrucknetz zu verteilen wird durch die regionale Verteilleitungen geliefert. Der Energieaufwand, um diesen Druck aufrechtzuerhalten, wurde dort bereits verbucht.

Zu berücksichtigen sind hier noch die Fahrleistungen für Kontrolle und Überwachung der Leitungen und der Eigenenergieverbrauch für Heizung und Beleuchtung von Verwaltungsgebäuden. Fahrleistungen (PWs und kleine Lieferwagen) werden für Netzreparatur- und -kontrollarbeiten und für Kundenberatungen benötigt. Gestützt auf Angaben von <Sager 1992b> für die Gasversorgung Zürich wird mit einer PW-Fahrleistung von rund 100 km pro TJ abgesetztes Erdgas gerechnet.

In der öffentlichen Gasstatistik <VSG 1991> wird ein Eigenverbrauch der Ortsgasversorgung in der Grössenordnung von 0.1 % des abgelieferten Erdgases ausgewiesen, der vor allem zur Beheizung der eigenen Räumlichkeiten eingesetzt wird. Aus Konsistenzgründen (gleiche Behandlung aller Energiesysteme in diesem Projekt) wird dieser im folgenden vernachlässigt.

Der weitere Betriebsenergieverbrauch, etwa für Leittechnik, für den anodischen Schutz von Leitungen, für den Betrieb von Schiebern etc. ist gemäss Angaben von <Sager 1992b> so klein, dass er vernachlässigt werden kann.

10.5 Erdgas-Leckagen

Folgende Quellen sind verantwortlich für die Leckagen in Ortsgasnetzen:

- Rohrleitungen einschliesslich Hausanschlussleitungen und Haus- und Zählerdruckregler
- Regleranlagen inkl. Sicherheitsarmaturen in Übernahme- und Bezirksstationen
- Absperrarmaturen (oft gasbetrieben)
- Sonstige Armaturen (Zähler, versch. Messgeräte)

Es existieren keine genauen Angaben über die Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung in der Schweiz. Die spezifischen Leckraten, die in <Selzer et al. 1990> für (West-)Deutschland ermittelt wurden, können aber in erster Näherung auch auf die Situation in der Schweiz angewendet werden. Der daraus entstehende Fehler fällt bei der heutigen Unsicherheit dieser Angaben nicht sehr stark ins Gewicht. Ausserdem sind die statistischen Unterschiede der Ortsgasversorgung in (West-) Deutschland und in der Schweiz nicht allzu gross (in beiden Fällen sind rund 10 bis 15 % nicht sanierte Graugussleitungen vorhanden).

Wichtig bei der Anwendung der Angaben von <Selzer et al. 1990> ist die genaue Kenntnis der Materialanteile im Netz. Äusserst sensitiv ist die Angabe des Anteils Leitungen aus Grauguss mit Stemmuffen-Verbindungen. Diese Leitungen stammen noch aus der Zeit der Versorgung mit Stadtgas. Bei der Umstellung auf das im Vergleich sehr trockene Erdgas treten Leckagen in den versprödeten Stemmuffen auf.

In der folgenden Tab. V.10.7 werden Materialanteile gemäss Tab. V.10.2 und 10.3 und die spezifischen Leckraten von <Selzer et al. 1990> zur Abschätzung der gesamten Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung eingesetzt.

Leitungstyp	Materialanteil %	Leitungslänge km	Spezif. Leckraten m ³ /km.a	Tot. Erdgas- Leckagen Mio m ³ /a
Versorgungsleitungen:				
PE	33 %	2564	95	0.244
Stahl	12 %	932	869	0.810
Duktilguss	34 %	2642	869	2.295
Grauguss mit PE-Relining	11 %	85	95	0.081
Grauguss	10 %	777	7'865	6.110
Hausanschlussleitungen:				
Grauguss	1 %	23	7'865	0.183
PE	34 %	793	95	0.075
Stahl	65 %	1515	869	1.317
Leckage Armaturen		10101	14	0.14
Total				11.26

Tab. V.10.7: Schätzung der Erdgas-Leckagen der schweizerischen Ortsgasversorgung (Niederdruckbereich) gemäss der Angabe spezifischer Leckraten in <Selzer et al. 1990>. Leitungslängen gemäss Tab. V.10.2 und 10.3.

Die Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung betragen demzufolge rund 229.3 m³/TJ oder 0.83 % der im Niederdruckbereich abgesetzten Gasmenge (49.1 PJ pro Jahr, oder rund 1.35 Mia m³ Erdgas). Die Zusammensetzung des Erdgases entspricht den Brennstoffdaten in Tab. V.3.5. Rund 93 Vol-% ist Methan.

Die Schweizer Leckage liegt somit in der gleichen Grössenordnung der Angaben für andere westeuropäische Länder. In den Studien für die Klima-Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages sind Verlustwerte von 0.4 - 1% für Westdeutschland angegeben <Selzer et al. 1990>. Eine Studie der deutschen Gaswirtschaft <DGMK 1992> rechnet mit rund 0.4% Verlusten bezogen auf das im Niederdruckbereich abgesetzte Erdgas, wobei, analog zum Vorgehen in Tab. V.10.7, die Leckraten von <Selzer et al. 1990> eingesetzt werden. Der im Vergleich zur Schweizer Angabe tiefere Wert kann durch die bessere Auslastung der Deutschen Ortsgasnetze erklärt werden (höherer Gasabsatz pro Leitungslänge). Allgemein kann gesagt werden, dass sich die Schweizer Ortsgasnetze in einer starken Ausbauphase befinden und noch nicht den optimalen Auslastungspunkt erreicht haben. In Zukunft ist vermutlich mit besseren Auslastungen zu rechnen und daher mit niedrigeren spezifischen Leckagen.

Für die Situation in den Niederlanden hat <Okken 1990> Gasverluste im Niederdruckbereich von 0.5 - 1% angegeben. <Fritsche et al. 1993> geben für Westdeutschland 0.7% an. In England weichen die Angaben der Gaswirtschaft (durchschnittlich 1% Leckagen) und von Umweltorganisationen (bis durchschnittlich 5% Leckagen) stark voneinander ab.

Im Verlauf der nächsten Jahre sind Ergebnisse aus ausführlichen Untersuchungen in Japan, USA, England, Niederlanden, Deutschland und der Schweiz zu erwarten. Die Gaswirtschaft ist selbst sehr engagiert in solchen Projekten (z.B. British Gas in England, Gasunie in den Niederlanden, DGMK in Deutschland, Gas Research Institute in den U.S.A.). Die laufenden Projekte versuchen die Gas-Leckagen direkt an der Quelle zu messen. Oft werden Tracer-Stoffe dem Erdgas beigemischt zur Steigerung der Messgenauigkeit. Es werden z.T. auch indirekte Messmethoden angewendet, z.B. über die Messung der bakteriellen Aktivität bei Leitungsleckagen im Boden.

10.6 Flächenbeanspruchung

Der Flächenbedarf ist vor allem während der Bauphase von Bedeutung. Meistens handelt es sich um schon besiedelte, städtische Flächen, d.h. um eine Flächenbeanspruchung des Typus IV-IV, die in Vereinbarung mit den anderen Energiesystemen hier nicht weiter aufgeführt wird.

Die Angabe der Flächenbeanspruchung in Städten ist insofern problematisch, dass Arbeiten oft mehrere Zwecke gleichzeitig erfüllen (Allokation schwierig) und mehrere Flächentypen tangieren.

10.7 Unfälle

Statistische Angaben über Gasunfälle in der Schweiz sind unvollständig. <Bützer 1988> stützt sich auf Angaben der Vereinigung kantonaler Feuerversicherungen, die neun, nicht näher definierte Kantone umfassen. In der Zeit zwischen 1973 und 1987 fanden durchschnittlich rund 2.5 Unfälle pro Jahr statt. Die Ursachen für die Unfälle lagen zu rund 15% bei defekten Gasherden und zu rund 85% bei defekten Leitungen der Gasversorgung. Die Art des Ereignisses war in den meisten Fällen eine Explosion. Der Auslöser für Unfälle bei der Gasversorgung war meistens ein Leitungsriss, der spontan oder durch äussere Eingriffe entstand.

Angaben über die Erdgas-Leckagen oder über die Menge des verbrannten Gases beim Stattfinden eines Unfalls fehlen. Im Sinne einer "worst-case" Abschätzung können 10 Unfälle in der Schweiz pro Jahr und eine Leckage von 1'000 m³ pro Unfall angenommen werden. Die aus Unfällen stammende Leckage ist somit im Vergleich zu den restlichen Leckagen (Abschn. 10.5) so klein, dass sie vernachlässigt wird.

10.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

		Erdgas ND- Abnehmer CH
Energieträger		
Erdgas HD-Abnehmer CH	TJ	1
Infra Erdgas ND-Abnehmer CH	TJ	1
Erdgas		
Leckage Erdgas Schweiz Niederdruck	m ³	229.3
Infrastruktur		
Basismaterialien		
Betonkies	kg	712
Gusseisen	kg	54.11
PE (HD)	kg	14.42
PE (LD)	kg	1.626
Sand fuer Bau	kg	2394
Stahl unlegiert 1)	kg	16.88
Zement	kg	10.8
Transport		
Transport LKW 28 t	tkm	175.4
Transport PKW Westeuropa	km	100
Transport Schiene	tkm	19.5
Allg. Dinstlsg.		
Aushub Frontladerraupe	m ³	3.44
Erdgas		
Massivbau-Gebaeude	m ³	0.1978
Metallbau-Gebaeude	m ³	0.01187
Abfälle unbehandelt		
Erdgasleitungen in Inertstoffdeponie	kg	632.4

1) inkl. Duktilguss

Tab. V.10.8: Zusammenfassung der Resultate für das Datenmodul "Erdgas Niederdruck-Abnehmer CH", betreffend die Ortsgasversorgung in der Schweiz.

10.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Ortsgasversorgung besteht aus einer Vielfalt, dynamisch miteinander gekoppelter Netze, die auch ständig um- und ausgebaut werden. Dies erschwert eine Bestandesaufnahme "statischer" Art, wie sie hier vorgenommen wird, erheblich.

Der Materialeinsatz und der Bauaufwand des existierenden Netzes konnten relativ genau über ein gesamtschweizerisches Leitungsinventar erfasst werden. Die Angaben gelten als gesichert und

stammen in den meisten Fällen von den Betreibern selbst. Auch in Bezug auf andere Stoffflüsse (Emissionen, Betriebsmittel) konnte eine befriedigende Vollständigkeit erreicht werden.

Unsicher ist die Bezugsgrösse, d.h. das im Verlauf der Betriebszeit abgesetzte Erdgas. Hier wurde angenommen, dass heutige Auslastungen typische Durchschnittswerte darstellen. Relativ unsicher ist auch die Angabe der Lebensdauer der Leitungen, da noch keine endgültigen Betriebserfahrungen (insbesondere mit den neueren Kunststoffleitungen) existieren.

Als noch sehr unsicher muss die Angabe der Erdgas-Leckagen betrachtet werden. Diese wurde über die Angabe technischer Leckraten der deutschen Klima-Enquête-Kommission (Battelle-Studie) abgeschätzt und beruht nicht auf Schweiz-spezifische Messungen oder Untersuchungen. Im wesentlichen bestehen Unsicherheiten in Bezug auf drei Parameter:

- die spezifischen Leckraten
- die Materialanteile im Netz. Hier interessiert vor allem der Anteil alter Grauguss-Leitungen mit Stemmuffen-Verbindung, der im Standardfall auf rund 10 % der Leitungslänge geschätzt wurde
- die tatsächlich durch das Niederdrucknetz abgesetzte Gasmenge, die im Standardfall auf rund 49PJ/a beziffert wurde.

11. Feuerungen

11.1 Übersicht

Unter dem Begriff Feuerungen werden hier Haus- und Industriefeuerungen verstanden, welche ausschliesslich Wärme produzieren und somit keine Kraft oder Elektrizität abgeben. Grosse Kraftwerksfeuerungen werden im Kap. 12 beschrieben. Anlagen der Wärmekraftkopplung im teil X.

In diesem Kapitel werden exemplarisch die wichtigsten Heizsysteme und Industriefeuerungen (inklusive Verteilung der Wärme) für Erdgas behandelt. Es werden Neuanlagen zu Beginn der neunziger Jahre betrachtet. Eine Bestandesaufnahme für alle installierten Anlagen wird ausdrücklich nicht gemacht. Durchschnittliche Emissionsfaktoren für die Schweiz wurden durch das Bundesamt für Umweltschutz ermittelt <BUS 1987> und revidiert <Buwal 1995>. In diesem Kapitel werden exemplarisch folgende Systeme bilanziert:

- Heizung mit atmosphärischem Brenner < 100 kW, Anbindung an Ortsgasnetz
- Heizung mit atmosphärischem Brenner, Low-NO_x, < 100 kW, Anbindung an Ortsgasnetz
- Heizung mit atmosphärischem Brenner, Low-NO_x, kondensierend < 100 kW, Anbindung an Ortsgasnetz
- Heizung mit Gebläsebrenner < 100 kW, Anbindung an Ortsgasnetz
- Heizung mit Gebläsebrenner, Low-NO_x, < 100 kW, Anbindung an Ortsgasnetz
- Industrieheizung > 100 kW, Anbindung an Hochdrucknetz, Bezug in CH oder UCPTE
- Industrieheizung, Low-NO_x > 100 kW, Anbindung an Hochdrucknetz, Bezug in CH oder UCPTE

Im Abschnitt 11.2 wird der Materialeinsatz der Anlagen angegeben. In den Abschnitten 11.3, 11.4 und 11.5 werden Emissionsfaktoren für die verschiedenen Anlagen zusammengestellt. Bei den Feuerungen wird zwischen Anlagen mit atmosphärischem und Anlagen mit Gebläsebrenner unterschieden. Es wird zusätzlich zwischen Low-NO_x- und Brennwert- (Kondensations-) Anlagen unterschieden.

Die Zusammenstellung der Angaben im Kap. 11.6 bezieht sich auf den *unteren* Heizwert des eingesetzten Erdgases (36.4 MJ/m³ für die Schweiz, und Europa, gemäss Tab. V.3.5). Dies wird hier aus Kompatibilität mit den anderen Energiesystemen gemacht, entspricht aber nicht der gängigen Praxis der Gaswirtschaft in der Schweiz.

11.2 Materialeinsatz, Flächenbeanspruchung und Betrieb

11.2.1 Material- und Flächeninanspruchnahme

Angaben zum Materialeinsatz verschiedener Heizkessel und Industriefeuerungen werden im Kapitel IV.11 (Erdöl) zusammengetragen. Dort werden Material- und Dienstleistungsvektoren für 10 kW-, 100 kW- und 1 MW-Anlagen angegeben, die im folgenden auch als Grundlage für die Beschreibung von gasbefeuerten Anlagen benutzt werden.

	Einheit	<100 kW 1)	> 100 kW 2)
Rohstoffe und Halbfabrikate:			
Stahl unlegiert ³⁾	kg	205	190
Stahl hochlegiert	kg	5	230
Gusseisen	kg	12	4'200
Aluminium, Guss	kg	20.5	30
Beton ³⁾	kg	190	70
Mineralwolle	kg	9	40
Kupfer ³⁾	kg	6	0
Kunststoff (HD-PE) ³⁾	kg	3.5	kA
Karton	kg	5	kA
Deckfarbe ³⁾	kg	1	5
Energieträger:			
Erdgas in Industrieheizung LowNOx > 100kW	TJ	2.5E-3	0
Heizöl EL in Industrieheizung	TJ	0	0.15E-3
Elektrizität	TJ	0.14E-3	4.3E-3
Betriebsmittel:			
Schweissanoden	kg	4	
Wasser	kg	100	
Transporte:			
Bahn elektrisch	tkm	300	2850
LKW 28 t	tkm	20	240
Emissionen Wasser			
Abfälle:			
Beton in Inertstoffdeponie ³⁾	kg	190	70
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	9	40
Kupfer in Inertstoffdeponie ³⁾	kg	6	0
Deckfarbe in Inertstoffdeponie ³⁾	kg	1	5
Kunststoff (HD-PE) in KVA ³⁾	kg	3.5	kA
Karton in KVA	kg	5	-
Schweissstaub in Sonderabfallbehandlung	kg	0.2	-

1) Es werden die Werte für ein 10 kW-Kessel gemäss Tab. IV.11.13 eingesetzt, ergänzt mit gasspezifischen Korrekturfaktoren

2) Es werden die Werte für ein 1000 kW-Kessel gemäss Tab. IV.11.13 eingesetzt, ergänzt mit gasspezifischen Korrekturfaktoren

3) ohne Heizöltank/Auffangvorrichtung (Tab. IV.11.8) und Rohrleitung Öl (Tab. IV.11.10)

Tab. V.11.1: Zusammenstellung der Eingabedaten für den Heizkessel und die übrigen Komponenten für Erdgasfeuerung.

Nur für den unteren Leistungsbereich (<100 kW) konnte eine vollständige Materialbilanz erstellt werden, inklusive Verpackungsmaterialien und Transportaufwendungen. Für den oberen Leistungsbereich ist lediglich der Materialbedarf und der Herstellungs- und Transportaufwand des Kessels berücksichtigt.

Die Angaben von Tab. V.11.1 schliessen auch übrige Komponenten, wie das Ausdehnungsgefäss, Ventile, Rohrleitungen für die Verteilung im Haus und Regelungsanlagen mitein. Die Bilanzierung wird im Abschnitt IV.11.2.3 des Teils "Erdöl" beschrieben.

Gemäss Konvention wird der Flächenbedarf der Heizanlagen (z.B. Heizräume in Gebäuden) in diesem Projekt nicht aufgeführt. Dies wird konsequent für alle Energiesysteme so gehandhabt.

11.2.2 Bezugsgrösse, Energiebedarf, Verluste

In diesem Bericht werden Materialeinsatz, Flächenbeanspruchung und Emissionen sowohl auf die Brennstoffenergie (Endenergie) als auch auf die abgegebene Wärmeenergie nach der Verteilung im Haus (Nutzenergie) bezogen.

Bei der Wärmeerzeugung im Kessel und bei der Verteilung im Haus treten Verluste auf. **Jahresnutzungsgrade** der Wärmeerzeugung mit Erdgas-Feuerungen liegen im Bereich zwischen 80 und über 90 % (vgl. Anhang V.A11). In <Fritsche et al. 1993> wird von einem Jahresnutzungsgrad von 87 % als Mittelwert moderner Neuanlagen ausgegangen. Heutige Niedertemperatur-Heizkessel

erreichen Jahresnutzungsgrade von bis 94 % <BfK 1982>. Für Industriefeuerungen geben <Fritsche et al. 1989> einen Jahresnutzungsgrad inkl. Verteilverluste von 85 % an.

Der Nutzungsgrad von Brennwertkesseln liegt gemäss Untersuchungen von <Fichtner 1986>, <Larsen 1987> und <Schlee 1991> im Bereich zwischen 92 % und über 100 % (Bezugsgrösse unterer Heizwert). Gestützt auf weiteren Quellen, die im Anhang V.A11 aufgeführt sind, werden in diesem Projekt folgende Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung angewendet:

- nicht kondensierende Heizanlagen und Industriefeuerungen: 87 %
- kondensierende Heizanlagen: 97 %.

Wird als Bezugsgrösse die abgegebene Nutzenergie verwendet, müssen die **Verteilverluste** im Haus berücksichtigt werden. Gemeint ist z.B. die Wärmeabgabe an unbeheizte Räume. Diese beträgt laut <Jung 1987> 2 bis 3 % für neuere Verteilanlagen, laut <Maier 1986> rund 5 % für Niedertemperaturheizungen. Im folgenden wird mit 3 % Verteilverlusten gerechnet.

Für die Berechnung des spezifischen Materialeinsatzes wird eine Anlagen-**Lebensdauer** von 20 Jahren veranschlagt, analog zur Lebensdauer von Öl-Heizungen. <Fritsche et al. 1989> rechnen mit 15 Jahren, <Infras 1981> gibt 15 bis 20 Jahre an, während die meisten Kessel-Hersteller 20 bis 30 Jahre angeben <Viessmann 1992>.

Als Referenzstandort für die Berechnung der **Auslastung** der Anlagen wird Zürich-SMA gewählt mit 218 Heiztagen oder einer Heizperiode von rund 5'300 Stunden. Für die Wärmeerzeugung werden 2'100 Stunden/Jahr (24 % Auslastung) veranschlagt (Brennerlaufzeit), gestützt auf die Angaben in Kap. IV.11.3.3. Industriefeuerungen sind besser ausgelastet, mit rund 5'000 Stunden/Jahr oder 57% Auslastung (Annahme).

Sowohl für Anlagen mit atmosphärischen als auch für solche mit Gebläsebrennern ist der **Hilfsenergieverbrauch** für Pumpen, Ventilatoren und Regler zu berücksichtigen. <Jensch 1988> gibt einen Stromverbrauch von rund 0.02 TJ_e/TJ_{nutz} im Durchschnitt über alle Gas-Heizanlagen an. <Fritsche et al. 1989> unterscheiden zwischen Anlagen mit atmosphärischem Brenner (0.01 TJ_e/TJ_{end}) und Anlagen mit Gebläsebrenner (0.03 TJ_e/TJ_{end}). Für einen speziellen Low-NO_x Brennwertkessel wird in <Kemna et al. 1992> ein Stromverbrauch von 0.025 TJ_e/TJ_{end} angegeben.

Gemäss den Ausführungen in Kap. IV.11.3.4 ist der Hilfsenergieverbrauch (elektrisch) von der Leistung des Heizanlage abhängig. Für die Umwälzpumpe werden im unteren Leistungsbereich rund 0.02 TJ_e/TJ_{end} benötigt, im oberen Leistungsbereich rund 0.01 TJ_e/TJ_{end}. Für das Gebläse werden im unteren Leistungsbereich rund 0.01 TJ_e/TJ_{end}, im oberen Leistungsbereich rund 0.005 TJ_e/TJ_{end} benötigt.

Zusammenfassend werden für Gasheizungen folgende Werte für den Hilfsenergieverbrauch eingesetzt:

- Anlagen mit atmosphärischem Brenner < 100 kW: 0.02 TJ_e/TJ_{end}
- Anlagen mit Gebläsebrenner < 100 kW: 0.03 TJ_e/TJ_{end}
- Anlagen mit Gebläsebrenner > 100 kW: 0.015 TJ_e/TJ_{end}.

11.3 Emissionen in Luft

11.3.1 Übersicht

Erdgas ist nach seiner Aufbereitung (Kap. 7) und nach dem Transport (Kap. 8, 9 und 10) ein hochwertiger Brennstoff, der nur noch Spuren von Schwefel und Reststoffen aufweist. Die Emissionen stammen daher im wesentlichen aus verbrennungstechnischen Vorgängen.

Im Unterschied zur Situation bei Kohle, kann beim Erdgaseinsatz in der Schweiz von einer relativ einheitlichen **Brennstoffqualität** ausgegangen werden. In der Schweiz kommt ausschliesslich das hochkalorige Erdgas H zur Anwendung. Die Zusammensetzung des Erdgases für den Endverbrauch in der Schweiz wird regelmässig durch den Gasverbund Ostschweiz gemessen und ausgewertet

<SVGW 95/96>. Die durchschnittliche Zusammensetzung des Erdgases, wie sie im Kap. 3 beschrieben wird, wird hier nochmals angegeben (Tab. V.11.2). Abweichungen von diesen Mittelwerten im Verlauf des Jahres sind gering und mit den ausländischen Zulieferern (z.B. Ruhrgas) vertraglich geregelt.

Bevor das Erdgas zum Endverbraucher gelangt, wird es aus Sicherheitsgründen mit schwefelhaltigen Stoffen odoriert. Es handelt sich hierbei im wesentlichen um zwei Stoffklassen:

- Sulfide (Thioether) R-S-R
- Thiole (Merkaptane) R-S-H.

In der Schweiz wird ausschliesslich Tetrahydrothiophen THT C_4H_8S verwendet <SVGW/VSG 1990>. Pro m^3 werden dem Erdgas rund 19 mg THT (rund 7 mg Schwefel) zugegeben.

Gastyp		Endverbrauch CH	Endverbrauch UCPTE-Mix
Einheit:		m^3	m^3
Methan	kg	0.67	0.70
Ethan	kg	0.04	0.026
Propan	kg	0.015	0.006
Butane	kg	0.006	0.002
C5+	kg	0.004	0.001
Kohlendioxid	kg	0.005	0.006
Stickstoff	kg	0.033	0.061
Gesamtschwefel			
- unodoriert	mg	1.6	1.6
- odoriert	mg	8.9	8.9
Brennwert	MJ	40.0	40.0
Heizwert	MJ	36.4	36.4
Dichte (odoriert)	kg	0.79	0.79
EF-CO ₂	kg/TJ	56000	59100

Tab. V.11.2: Brennstoffdaten von Erdgas für den Endverbrauch in der Schweiz und in UCPTE-Europa. Quelle: siehe Tab. V.3.5.

Die feuerungstechnische Auslegung der Anlagen hat einen entscheidenden Einfluss auf die Emissionen. Die Kombination Brenner - Kessel und die Bauweise der Brennkammer beeinflussen u.a. die CO- und NO_x-Bildung.

Die grosse Vielfalt an Gasheizsystemen lässt sich grundsätzlich in zwei Kategorien einteilen: diejenigen mit atmosphärischem Brenner (Naturzugbrenner) und diejenigen mit Gebläsebrenner. In Bezug v.a. auf **CO-** und **NO_x-Emissionen** bestehen Unterschiede zwischen den beiden Anlagentypen. Sie werden in den folgenden Abschnitten 11.3.2 und 11.3.3 gesondert behandelt. Neuere Anlagen mit Vormischbrennern für Gas-Kondensationskessel werden der Familie der atmosphärischen Brenner zugeordnet. Anlagen mit atmosphärischem Brenner, insbesondere in Low-NO_x Ausführung, werden vor allem im Haushaltsbereich verwendet. Anlagen mit Gebläsebrenner eignen sich auch für grosse Leistungen und werden für industrielle Anwendungen eingesetzt.

SO₂- und CO₂-Emissionsfaktoren sind für alle Anlagen praktisch konstant. Der durchschnittliche SO₂-Emissionsfaktor wird aufgrund der gemessenen Schwefelinhalte im odorierten Erdgas (Brennstoffdaten Tab. V.11.2) auf 0.52 kg/TJ_{end} berechnet. Der Emissionsfaktor für Kohlendioxid beträgt rund 56'000 kg/TJ_{end} für die Heizung, die mit schweizerischem Gas betrieben werden und 59'100 kg/TJ_{end} für die Industrieheizung, die Gas aus UCPTE-Mix verwenden. Dabei wird angenommen, dass eine vollständige Oxidation des Brennstoff-Kohlenstoffs stattfindet.

CO-Emissionen sind relativ stark von der Betriebsweise und vom Zustand der Anlage (Wartung!) abhängig. Die angegebenen Werte in Tab. V.11.4 und 11.5 sind deshalb nur als Anhaltswerte für Neuanlagen zu verstehen.

Eine relativ hohe Unsicherheit besteht in der Angabe von N₂O- und **Kohlenwasserstoff-**

Emissionen. <Yokoyama et al. 1991> haben Konzentrationen im Abgas grosser Erdgas-Feuerungen im Bereich < 1 mg/Nm³ gemessen. Dies entspricht für Erdgas einem Emissionsfaktor < 0.3 kg/TJ_{end}. Messungen von <Vitovec 1991> ergeben N₂O-Emissionsfaktoren im Bereich zwischen 0.2 und 0.7 kg/TJ_{end}, wobei die Abhängigkeit von der Kesselleistung nicht klar ersichtlich ist. In diesem Projekt wird für alle Gaskessel der Wert 0.5 kg/TJ_{end} eingesetzt.

Die Messung von **Methan** und anderer Kohlenwasserstoffe (**NMVOC**) im Abgas ist analytisch aufwendig. Die meisten Quellen unterscheiden nicht zwischen Methan und NMVOC (Kap. 11.8 Anhang).

<Braun et al. 1991> haben CH₄-Emissionsfaktoren < 1 kg/TJ_{end} gemessen. <Fritsche et al. 1993> geben für CH₄ einen Wert von rund 3 kg/TJ_{end} an. NMVOC-Emissionen sind um einen Faktor 2-5 höher. <Veldt 1991> unterscheidet im Rahmen der CORINAIR-Projekte zwischen Feuerungen <50 MW (CH₄: 4 kg/TJ_{end}, NMVOC: 4 kg/TJ_{end}) und Feuerungen >50 MW (CH₄: 1 kg/TJ_{end}, NMVOC: 4 kg/TJ_{end}). <Selzer et al. 1990> geben für die CH₄-Emissionen einen Bereich zwischen 2 und 3.8 kg/TJ_{end} an.

In diesem Projekt werden für atmosphärische Brenner 3 kg_{CH₄}/TJ_{end} und 5 kg_{NMVOC}/TJ_{end} eingesetzt. Bei Low-NO_x- und Gebläsebrennern werden diese Werte aufgrund der besseren Verbrennungssituation auf 2 kg_{CH₄}/TJ_{end} und 3 kg_{NMVOC}/TJ_{end} reduziert. Bezüglich der Zusammensetzung der NM-Kohlenwasserstoffe wird in erster Näherung das Profil von Tab. V.11.3 eingesetzt, das im folgenden diskutiert werden soll.

Für die genaue Zusammensetzung der NMVOC sind wenig Angaben vorhanden. Bei den Messungen wird zwischen Permanentgasen, Aldehyden, monozyklischen und polyzyklischen Kohlenwasserstoffen unterschieden.

Ausführliche Messungen wurden von <Braun et al. 1991> an einem 50 kW Low-NO_x Brenner durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tab. V.11.3 zusammengefasst. Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) sind bei Erdgasfeuerungen aufgrund der genauen Einstell- und Regelbarkeit des Luft-Brennstoff-Gemisches gemäss <Braun et al. 1991> so gut wie nicht nachweisbar. <Ramdahl et al. 1985> haben sehr hohe Werte für die gesamten PAK gemessen, die im Widerspruch mit den Ergebnissen von <Braun et al. 1991> stehen.

Anlage ->	50 kW Low-NOx	k.A.	atmos- phärisch < 100 kW	Durch- schnitt alle Anlagen	k.A.	atmos- phärische Brenner	Low-NOx- und Gebläse- brenner
Quelle ->	Braun et al. 1991	Veldt et al. 1992	Fichtner 1986	WEC 1988	Ramdahl et al. 1985	dieses Projekt	dieses Projekt
- Propan		0.36				0.5	0.2
- Butan		0.8				1.1	0.7
- Pentan		1.4				1.6	1.2
- Formaldehyd	0.003-0.009	0.72	1.5	1		1	0.1
- Acetaldehyd	< 0.003					0.001	0.001
- Benzol	0.3-3.0	0.36				0.4	0.4
- Toluol	0.015-0.5	0.20				0.2	0.2
- andere	< 0.03						
- Acenaphthen	3-30 E-5						
- Benzo(a)pyren	n.n.		3 E-6	1 E-4	2.5 E-4	1 E-5 *)	1 E-5 *)
- andere PAK	n.n.				120- 275 E-4	100 E-4 *)	100 E-4 *)
- Essigsäure	0.12-0.24					0.15	0.15
- Propionsäure	< 0.06					0.02	0.02
TOTAL						5	3

*) Diese Angabe ist mit grossen Unsicherheiten behaftet.

Tab. V.11.3: NMVOC-Profile für Erdgas-Feuerungen. Emissionsfaktoren [kg/TJ_{end}] für Aldehyde, monozyklische und polyzyklische Kohlenwasserstoffe, Säuren und Dioxine aus verschiedenen Quellen und Werte für dieses Projekt. n.n. bedeutet: nicht nachweisbar.

Zu den Kohlenwasserstoffen in den Abgasen kommen noch **Gasverluste** aus den Hausinstalla- tionen, Gasverluste beim turnusmässigen Zählerwechsel und Leckagen der Gasgeräte. Insgesamt be-

tragen die Methan-Emissionen der Endnutzer 42 kg/TJ_{end} (Haushalte) und 10 kg/TJ_{end} (Industrie) gemäss <Selzer et al. 1990>. Dies entspricht einer Gas-Leckage von rund 0.2 resp. 0.05 % in Prozenten des Gasbezugs.

Für **Dioxin**-Verunreinigungen in Abgasen von Erdgas-Feuerungen liegen nur die Messwerte von <Braun et al. 1992> vor. Alle Werte liegen sehr nahe oder unter der Nachweisbarkeitsgrenze. Die Summenangabe von <Braun et al. 1992> in der Höhe von $2.9 \cdot 10^{-11}$ kg TCDD- pro TJ_{end} wird im folgenden für alle Gasfeuerungen weiterverwendet. Dieser Wert ist sehr unsicher, ist aber so tief, dass er v.a. im Vergleich mit anderen fossilen Energiesystemen nicht ins Gewicht fallen dürfte.

Bei den Schwermetall-Verunreinigungen im Erdgas kann vor allem **Quecksilber** von Bedeutung sein. Es existieren in der Schweiz keine Messungen über Quecksilbergehalte im Erdgas. Gemäss den Ausführungen im Kap. 3 wird, analog zu gemessenen Konzentrationen beim holländischen und norddeutschen Endverbraucher, eine Quecksilberkonzentration im Erdgas von rund 2 µg/m³ angenommen <Tunn 1973> <Achterberg et al. 1972>.

Als **Abwärme** in Luft wird der obere Heizwert des Brennstoffs verbucht.

11.3.2 Anlagen mit atmosphärischen Brennern

Aufgrund der Angaben in der Literatur (Kap. 11.8 Anhang) und der Bemerkungen im Abschnitt 11.3.1 werden in der folgenden Tab. V.11.4 Emissionsfaktoren für Anlagen mit atmosphärischem Brenner für dieses Projekt festgehalten. "Abwärme in Luft" wird erst in der zusammenfassenden Tabelle 11.7 aufgeführt.

Anlagen		typische Neu-anlagen 1990	Low-NOx Anlagen	Low-NOx Anlagen (Brennwertgeräte)
Leistung	MW	< 0.1	< 0.1	< 0.1
Quelle		dieses Projekt	dieses Projekt	dieses Projekt
SO ₂	kg/TJend	0.5	0.5	0.5
CO ₂		56'000	56'000	56'000
NO _x		50	20	20
Partikel		0.1	0.1	0.1
CO		30	30	30
CH ₄		3	2	2
NM _{VOC} *)		5	3	3
TCDD Äq.		$3 \cdot 10^{-11}$	$3 \cdot 10^{-11}$	$3 \cdot 10^{-11}$
N ₂ O		0.5	0.5	0.5
Hg		5.5 E-5	5.3 E-5	5.5 E-5
Nutzungsgrad Kessel	%	87	89	97

*) Zusammensetzung gemäss Tab. V.11.2

Tab. V.11.4: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit atmosphärischen Brennern: Werte für dieses Projekt.

11.3.3 Anlagen mit Gebläsebrennern

Aufgrund der Angaben in der Literatur (Kap. 11.8 Anhang) und der Bemerkungen im Abschnitt 11.3.1 werden in der folgenden Tab. V.11.5 Emissionsfaktoren für Anlagen mit Gebläsebrenner für dieses Projekt festgehalten. "Abwärme in Luft" wird erst in der zusammenfassenden Tabelle 11.7 aufgeführt.

In die Kategorie der Gebläsebrenner fallen auch sogenannte Gas/Öl-Zweistoffbrenner, die in der Industrie, auf Wunsch von Gasversorgungsunternehmen, zum Ausgleich der winterlichen Bedarfs-

spitzen eingesetzt werden. Die Zweistoffbrenner vereinen im Prinzip einen Gas-Gebläseburner und einen Ölzerstäuberburner. Diese Anlagen sind heute technisch ausgereift und sind in Bezug auf die Emissionen praktisch gleichwertig mit konventionellen Anlagen. Sie werden hier nicht separat behandelt.

Anlagen		typische Neu- anlagen 1990	Low- NOx Anlagen	typische Industrie- feuerungen 1990	Low-NOx Industrie- feuerungen 1990
Leistung	MW	< 0.1	< 0.1	> 0.1	> 0.1
Quelle		dieses Projekt	dieses Projekt	dieses Projekt	dieses Projekt
SO ₂	kg/TJend	0.5	0.5	0.5	0.5
CO ₂		56'000	56'000	59'100	59'100
NO _x		30	15	47	23
Partikel		0.1	0.1	0.2	0.1
CO		20	20	14	14
CH ₄		2	2	6	6
NMVO _C *)		3	3	2	2
TCDD Äq.		3*10 ⁻¹¹	3*10 ⁻¹¹	3*10 ⁻¹¹	3*10 ⁻¹¹
N ₂ O		0.5	0.5	0.1	0.1
Hg		5.5 E-5	5.5 E-5	5.5 E-5	5.5 E-5
Nutzungsgrad Kessel	%	87	87	87	87

*) Zusammensetzung gemäss Tab. V.11.2

Tab. V.11.5: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit Gebläseburnern: Werte für dieses Projekt.

11.4 Emissionen in Wasser

Bei Brennwertkesseln (Kondensationskessel) sind Emissionen in Wasser durch das entstehende Kondensat zu berücksichtigen; andere Wassereinleitungen treten bei Erdgas-Feuerungen nicht auf. Das Kondensat wird aufgrund seiner relativen Reinheit meistens in das öffentliche Abwassernetz eingeleitet. Nur in gewissen Fällen wird eine Neutralisation mit Kalkstein verlangt. Im Kanton Zürich dürfen z.B. die Kondensate unneutralisiert abgeleitet werden, sofern die Abwasserleitung aus korrosionsbeständigem Material besteht. Neutralisationsboxen, z.B. mit Ionentauscherharzen, werden bei Erdgas nicht benötigt.

Angaben über Kondensatmengen und -zusammensetzung sind in Tab. V.11.6 zusammengefasst. Diese Angaben hängen stark von der Betriebsweise der Anlagen ab (Abgastemperatur und -taupunkt).

Anlagen		typische Neuanlagen 1986 (atmosph. Brenner)	typische Neuanlagen 1985-1991 (atmosph. Brenner)	typische Neuanlagen 1985	Low-NO _x Brennwert- kessel (Teil- kondensation)	typische Brennwert- Neuanlagen 1990
Quelle		Larsen 1987	VFWL 1992	Stohler, Stadelmann 1986	Kemna et al. 1992	dieses Projekt
Menge	kg/TJend	11'110		14'000-28'000	6'300	15'000
pH-Wert	-	3.5	4.0	3.9-4.5		
SO ₄ -Ionen	kg/TJend	0.02-0.11			< 0.03	0.05
SO ₃ -Ionen	kg/TJend	0.02-0.11				0.05
NO ₃ -Ionen	kg/TJend	0.07-0.20				0.13
NO ₂ -Ionen	kg/TJend	0.001-0.005				0.003

Tab. V.11.6: Kondensatmengen und -zusammensetzung für Brennwertkessel.

11.5 Unfälle

Statistische Angaben über Gasunfälle in der Schweiz sind unvollständig. <Bützer 1988> stützt sich auf Angaben der Vereinigung kantonaler Feuerversicherungen, die neun, nicht näher definierte Kantone umfassen. In der Zeit zwischen 1973 und 1987 fanden durchschnittlich rund 2.5 Unfälle pro Jahr statt. Die Ursachen für die Unfälle lagen zu rund 15% bei defekten Gasherden und zu rund 85% bei defekten Leitungen der Gasversorgung. Die Art des Ereignisses war in den meisten Fällen eine Explosion. Angaben über die Erdgas-Leckagen oder über die Menge des verbrannten Gases fehlen.

Unfälle bei Heizanlagen und Industriefeuerungen wurden keine gemeldet. Auch im internationalen Vergleich wurden in der gleichen Periode praktisch keine Unfälle bei Feuerungen gemeldet <Bützer 1988>. Sie müssen hier deshalb nicht weiter untersucht werden.

11.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

In der folgenden Tab. V.11.7 werden Angaben für verschiedene Heizanlagen und Industriefeuerungen zusammengefasst.

		Erdgas in Heizung atm. Brenner <100 kW	Erdgas in Heizung atm. LowNOx <100 kW	Erdgas in Heizung atm. LowNOx KOND <100kW	Erdgas in Heizung Geblaeseb r LowNOx <100kW	Erdgas in Heizung Geblaeseb r <100 kW	Erdgas in Industr.f. Low- NOx>100k W Euro	Erdgas in Industriefe uerung >100kW Euro
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energieträger								
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ						1	1
Erdgas ND-Abnehmer CH	TJ	1	1	1	1	1		
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03		
Strom Niederspannung - Bezug in UCPTTE	TJ						0.015	0.015
Erdgas								
Infra Heizungen	TJ	1	1	1	1	1		

Erdgas, Feuerungen

		Erdgas in Heizung atm. Brenner <100 kW	Erdgas in Heizung atm. LowNOx <100 kW	Erdgas in Heizung atm. LowNOx KOND <100kW	Erdgas in Heizung Geblaeser LowNOx <100kW	Erdgas in Heizung Geblaeser <100 kW	Erdgas in Industr.f. Low-NOx>100kW Euro	Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro
Infra Industrie-feuerungen	TJ						1	1
Leckage Erdgas frei UCPTE	m3						14	14
Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck	m3	55	55	55	55	55		
Emissionen Luft								
Abwaerme in Luft s	TJ	1.11	1.11	1.11	1.12	1.12	1.115	1.115
Acetaldehyd s	kg	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
BaP Benzo(a)pyren s	kg	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	1.00E-05
Benzol s	kg	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Butan s	kg	1.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
CH4 Methan s	kg	3	2	2	2	2	2	2
CO Kohlenmonoxid s	kg	30	30	30	20	20	14	14
CO2 Kohlendioxid s	kg	56000	56000	56000	56000	56000	59100	59100
Essigsaeure s	kg	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Formaldehyd s	kg	1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Hg Quecksilber s	kg	5.50E-05	5.50E-05	5.50E-05	5.50E-05	5.50E-05	5.50E-05	5.50E-05
N2O Lachgas s	kg	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1
NMVOC s	kg							
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	50	20	20	15	30	23	47
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Partikel s	kg	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Pentane s	kg	1.6	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Propan s	kg	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Propionsaeure s	kg	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
SOx als SO2 s	kg	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
TCDD-Aequivalente	ng	30	30	30	30	30	30	30
Toluol s	kg	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Emissionen Wasser								
Nitrate f	kg			0.13				
Nitrite f	kg			0.003				
Sulfate f	kg			0.05				
Sulfite f	kg			0.05				

Tab. V.11.7: Übersicht über die Eingabedaten der Heizungen und der Industriefeuerungen des Prozessschrittes "Feuerungen" im System Erdgas. Bezugsgrösse ist der Endenergie-Input (unterer Heizwert des Erdgases).

Infranstruktur		Infra Heizungen	Infra Industriefeuerungen
		TJ	TJ
Energietraeger			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	9.20E-05	9.20E-05
Basismaterialien			
Aluminium 0% Rec.	kg	4.5	
Aluminium 100% Rec.	kg	9	0.08
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	125.7	0.19
Gusseisen	kg	7.94	11.67
Karton (Verpackungs-)	kg	3.31	
Kupfer	kg	3.97	
Mineralwolle	kg	5.95	0.11
PE (HD)	kg	2.31	
Stahl hochlegiert	kg	3.3	0.64
Stahl unlegiert	kg	135.6	0.53
Wasser entkarbonisiert	kg	66.14	
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	13.23	0.67
Transport Schiene	tkm	198.4	7.92
Erdöl			
Deckfarbe	kg	0.66	0.01
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ		4.20E-07
Erdgas			
Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro	TJ	0.0017	
Abfälle unbehandelt			
Beton in Inertstoffdeponie	kg	125.7	0.19
Deckfarbe in Inertstoffdeponie	kg	0.66	0.01
Karton in KVA	kg	3.31	
Kupfer in Inertstoffdeponie	kg	3.97	
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	5.95	0.11
PE in KVA	kg	2.31	
Schweissstaub in Sonderabfallbehandlung	kg	0.13	
Emissionen Luft			
Abwärme in Luft p	TJ	9.20E-05	9.20E-05

Tab. V.11.8: Übersicht über die Eingabedaten der Infrastrukturen der Heizungen und der Industriefeuerungen des Prozessschrittes "Feuerungen" im System Erdgas. Bezugsgrösse ist der Endenergie-Input (unterer Heizwert des Erdgases).

11.7 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Angaben zum Materialeinsatz stammen aus der Literatur und von den Fabrikanten selbst; die Quellen sind vertrauenswürdig und aus Daten einzelner Anlagen zusammengestellt. Der spezifische Materialverbrauch wurde über angenommene Lebensdauern und Auslastungen der Anlagen berechnet. Insofern beziehen sich die Angaben in diesem Kapitel auf Fallbeispiele für ganz bestimmte Neuanlagen, mit vorgegebenen Betriebsparametern. Auf keinen Fall dürfen die gemachten Angaben als Beschreibung der durchschnittlichen Situation in der Schweiz oder in Europa verstanden werden.

Die Angabe des elektrischen Hilfsenergieverbrauchs stützt sich auf wenige Werte aus der Literatur und auf Angaben von Betreibern. Die Abhängigkeit von der Kesselleistung konnte z.T. berücksichtigt werden. Die Angabe gilt als relativ sicher.

Für die konventionellen Emissionsfaktoren in Luft konnten viele Angaben aus der Literatur, aus amtlichen Messungen (z.B. Prüfungsanstalten) und aus Forschungsberichten beigezogen werden. Die Werte können als sicher bezeichnet werden (in Bezug auf die behandelten Fallbeispiele).

Noch grosse Unsicherheiten bestehen in der Angabe für Kohlenwasserstoffe (insbesondere die polyzyklischen aromatischen), für N₂O, für Quecksilber und für die Dioxine. Hier sind weitere Messungen und eine künftige Aktualisierung der Daten unerlässlich.

11.8 Anhang

Anlagen		typische Neuanlagen 1990-1995	Low-NOx Anlagen	typische Neuanlagen 1987	Low-NOx Anlagen	typische Neuanlagen 1985-1990	Low-NOx Anlagen	typische Neuanlagen 1985-1988	Low-NOx Anlagen (mit Wasserkühlung)
Leistung	MW	0.01	0.01	<1	0.01-1.0	0.01-0.1	0.01-0.1	0.01-1.0	0.05
Quelle		Fritsche et al. 1993	Fritsche et al. 1989	SVGW/V SG 1990	SVGW/V SG 1990 und VSG 1991	VFWL 1992	VFWL 1992	Struschka et al. 1988	Braun et al. 1992
SO ₂ NO _x Partikel CO VOC CH ₄ NMVOC N ₂ O	kg/ TJ _{end}	0.3 40 0.1 40 2.8 14 0.7	0.3 20 0.1	0.5 60 <1 65 <1 <1	20-30	50-70 10-30	5-20 5-40	55 20 5	0.8-2.5 50-65 0.1-0.5 5-10 2-4 0.1-0.3 -
Jahresnutzungsgrad Kessel	%	87	87						

Tab. V.A11.1: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit atmosphärischen Brennern

Anlagen		typische Neuanlagen 1986	typische Neuanlagen 1986 (Brennwertgeräte)	typische Neuanlagen 1986 (Brennwertgeräte)	Low-NOx Anlagen (Brennwertgeräte)	Anlagen in Betrieb 1984	typische Neuanlagen vor 1987 (auch Gebläsebrenner)	Heizkessel Industrie CH 1990	Heizkessel Industrie Low NOx-Anlagen
Leistung	MW	0.018	0.018	0.018	0.01-0.03	0.01-1.0	0.01		
Quelle		Fichtner 1986	Fichtner 1986	Larsen 1987	Schlee 1991	BUS 1986	WEC 1988	Buwal	Buwal
SO ₂ NO _x Partikel CO VOC CH ₄ NMVOC N ₂ O Formald. Benzo-a-P.	kg/ TJ _{end}	44 0.1 56 1.5 1.5 3 · 10 ⁻⁶	38 0.1 44 1.5 1.5 3 · 10 ⁻⁶	13-19 35-70 <0.2	10-15 5-15	0.77 47 0.2 52 13	0.1 40 0.1 70 15 1 0.0001	0.5 47 0.2 14 6 2 0.1	0.5 23 0.1 14 6 2 0.1
Jahresnutzungsgrad Kessel	%	84	92	97.5-99.5	95-105				

Forts. A11.1: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit atmosphärischen Brennern

Erdgas, Feuerungen

Anlagen		typische Neuanlagen 1992	Low-NOx Anlagen	typische Neuanlagen 1987	Low-NOx Anlagen	typische Neuanlagen 1987 (Industrie)	typische Neuanlagen 1985-1988	Low-NOx Anlagen 1988 (Industrie)
Leistung	MW	0.01	0.01	<1	0.01-3.0	1-100	0.01-1.0	1-300
Quelle		Fritsche et al. 1993	Fritsche et al. 1989	SVGW/VS G 1990	SVGW/VS G 1990 und VSG 1991	SVGW/VS G 1990	Struschka et al. 1988 - Messung	Bässler 1990
SO ₂ NO _x Partikel CO VOC CH ₄ NMVOC N ₂ O	kg/TJ end	0.3 30 30 1.4 12.6 0.7	0.3 10 0.1	0.5 30 <1 50 5	8-15	0.5 50 1 10 5	30 30 4	10-40
Jahresnutzungsgrad Kessel	%	87	87					95

Tab. V.A11.2: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit Gebläseburnern.

Anlagen		typische Neuanlagen 1986	typische Neuanlagen 1991 (Industrie)	Zweistoff-feuerung	Zweistoff-feuerung
Leistung	MW	0.018	>100		
Quelle		Fichtner 1986	Tellus 1992		
SO ₂ NO _x Partikel CO VOC CH ₄ NMVOC N ₂ O Formald. Benzo-a-P.	kg/TJ end	28 0.1 44 1.4 1.4 3 · 10 ⁻⁶	30 15 1.3 1.2		
Jahresnutzungsgrad Kessel	%	86			

Forts. A11.2: Emissionsfaktoren für Gas-Heizanlagen mit Gebläseburnern.

12. Kraftwerke

12.1 Übersicht, UCPTe-Mix

Im UCPTe-Netz wurden im Jahr 1994 insgesamt 772 TWh konventionell thermisch erzeugt. Davon entfielen rund 164 TWh auf die Energieträger Erdgas, Kokereigas und Hochofengas, im folgenden Brenngase genannt <UN 1995>. In diesem Kapitel wird der Brenngaseinsatz in UCPTe-Kraftwerken untersucht. Die Übersicht über den gesamten Energieeinsatz in UCPTe-Kraftwerken wird im Teil. XVI gegeben.

In folgenden UCPTe-Ländern wurden Brenngase für die öffentliche Stromerzeugung eingesetzt: Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien, den Staaten des ehem. Jugoslawien (hier ex-Jugoslawien), Luxemburg, Niederlande und Österreich. In den einzelnen Ländern schwanken die Anteile stark. Während in Frankreich und Spanien weniger als 1 % der Elektrizität mit Brenngasen erzeugt wird, liegt der Anteil in den Niederlanden bei über 58 %. Tab. V.12.1 zeigt Brenngas-Einsatz, Netto-Stromproduktion und Netto-Wärmeleistung in verschiedenen Ländern für das Jahr 1993. Als Quelle wird die Energiestatistik der Vereinten Nationen gewählt, auch wenn sie nur die Werte für das Jahr 1993 bieten kann, um möglichst ähnliche Kriterien für alle Länder zu verwenden. Die Umrechnung dieser Daten hat manchmal irrealer Werte für den Nutzungsgrad gegeben. Für diese Kraftwerke werden entweder der Nutzungsgrad des Jahr 1990 oder andere Quellen verwendet.

	Brenngas-Einsatz	Netto-Stromproduktion	Anteil an Stromproduktion	Netto-Wärmeleistung
Quelle:	<UN 1995>	<UN 1995>		<UN 1995>
	PJ	TWh	%	PJ
Belgien	100.45	9.24	5.8%	4.49
Deutschland	348.81	41.07	25.7%	126.91
Spanien	17.10	2.17	1.4%	0
Frankreich	62.42	7.29	4.6%	0
Italien	415.61	43.02	27.0%	0
ex-Jugoslawien	31.12	1.42	0.9%	7.47
Luxemburg	6.74	0.53	0.3%	0
Niederlande	431.26	46.84	29.4%	13.17
Österreich	45.67	7.89	4.9%	6.93
Total UCPTe	1459.17	159.54	100.0%	158.96

Tab. V.12.1: Brenngas-Einsatz, Netto-Stromproduktion und Netto-Wärmeleistung für Brenngas-Kraftwerke in UCPTe-Ländern im Jahr 1993

Von den meisten Ländern sind nationale Emissionsinventare für die Kraftwerke, u.a. aus den CORINAIR-Projekten, vorhanden. Aus diesem Grund werden in diesem Kapitel Emissionsangaben für Brenngase länderspezifisch angegeben. Durch den Bezug auf den Energie-Input lassen sich durchschnittliche Emissionsfaktoren herleiten und mit technischen Werten aus der Literatur oder mit Werten einzelner Kraftwerksbetreiber vergleichen.

Die vorgelagerten Energie- und Stoffflüsse für Materialeinsatz, Bauaufwand, Transporte und Precombustion der eingesetzten Brenngase werden hingegen als Durchschnitt UCPTe angegeben. Länderspezifische Module werden bezüglich einem UCPTe-Mix zusammengefasst. Somit resultiert ein Datenmodul "Strom ab Brenngas-Kraftwerk UCPTe -Mix".

Die vorgelagerte Bereitstellung des Erdgases wurde in den Kapiteln 3 bis 10 beschrieben. Der statistische Herkunftsmix für UCPTe-Erdgas wird im Kap. 13 (Tab. V.13.3) angegeben und ist in Tab. V.12.2 nochmals aufgeführt.

Kokereigas wird als Koppelprodukt der Steinkohlen-Koks-Produktion behandelt (vgl. Kap. VI.7). Die vorgelagerten Energie- und Stoffflüsse für Kokereigas werden in Anbindung an das Kokerei-Modul berücksichtigt. Die Bereitstellung von Hochofengas wird hingegen nicht berücksichtigt, da Hochofengas in diesem Projekt als Nebenprodukt der Stahlherstellung gilt. Bei der Angabe der Kraftwerksemissionen hingegen wird dem Einsatz aller Brenngase inklusive Hochofengas Rechnung getragen.

	Erdgas frei UCPTE
Erdgas frei UCPTE Algerien	4%
Erdgas frei UCPTE Algerien LNG	7%
Erdgas frei UCPTE D	19%
Erdgas frei UCPTE GUS	22%
Erdgas frei UCPTE N	9%
Erdgas frei UCPTE NL	39%

Tab. V.12.2: Angaben für den Herkunftsmix frei UCPTE (1994), gemäss Tab. V.13.3.

12.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

Über den Materialeinsatz für den Bau von Brenngas-Kraftwerken sind nur wenige Angaben vorhanden (Tab. V.12.3). In <Jensch 1988> wird ein Dampfturbinen-Kraftwerk der Leistungsklasse 100 MWe bilanziert. In <Fritsche et al. 1989> sind Werte für ein Gas-und-Dampf-Kraftwerk der Leistungsklasse 200 MWe angegeben.

Brenngas-Kraftwerke werden bevorzugt für die Spitzenlastdeckung eingesetzt. Somit resultiert z.B. für Deutschland eine durchschnittliche Auslastung von nur rund 20% <VDEW 1992>. Angaben für die Lebensdauer liegen im Bereich zwischen 20 und 35 Jahren (<DOE 1983>, <Fritsche et al. 1989>, <Jensch 1988>).

In diesem Projekt wird die Lebensdauer mit 30 Jahren veranschlagt, die durchschnittliche Auslastung mit 1'800 h/a (rund 20%) und der elektrische Nutzungsgrad mit 39% (vgl. Tab. V.12.4). Für den Materialeinsatz werden die Werte von <Jensch 1988> für ein 100 MWe-Dampfturbinen-Kraftwerk eingesetzt. Somit resultiert ein Materialeinsatz von insgesamt rund 95 kg/TJ_{in} (zu rund 80% Beton). Ein Vergleich mit ölthermischen Kraftwerken (Tab. IV.12.2) zeigt, dass der Materialeinsatz für Brenngas-Kraftwerke nur rund die Hälfte beträgt. Dies ist u.a. mit dem Fehlen der materialaufwendigen Brennstofflagerung zu erklären.

In <Jensch 1988> wird der Bauaufwand eines 450 MWe-Steinkohlekraftwerkes auf rund 50% des auf Werkstoff- und Halbzeugebene ermittelten kumulierten Primärenergieverbrauchs geschätzt, oder rund 1.1 GJ_{primär}/TJ_{in}. Dieser Wert wird hier auch für Brenngas-Kraftwerke eingesetzt. In Vereinbarung mit den anderen Energiesystemen wird ferner angenommen, dass rund 10% als Strom, 45% als Schweröl in Industrieheizung und 45 % als Diesel in Baumaschine benötigt werden. Somit werden rund 0.04 GJ/TJ_{in} Elektrizität, 0.5 GJ/TJ_{in} Schweröl in Industrieheizung und 0.5 GJ/TJ_{in} Diesel in Baumaschine verbucht. Darin enthalten sind auch Transportaufwendungen für Materialien.

Anlagen		GT-KW	DT-KW	Gas-GuD-KW		dieses Projekt ¹⁾
Leistung	MWe	>10	100	200		
Quelle		Jensch 1988	Jensch 1988	Fritsche et al. 1989		
Eisen/Stahl NE-Metalle ²⁾ Kunststoffe, sonst. ³⁾	kg	55'000 15'000 20'000	550'000 150'000 300'000	5'000'000		
Beton		110'000	4'000'000	3'000'000		
Stahl unlegiert					kg/TJ _{in}	10
Kupfer					kg/TJ _{in}	1.5
Aluminium 0% Rec.					kg/TJ _{in}	1.5
ND-PE					kg/TJ _{in}	3
Mineralwolle					kg/TJ _{in}	3
Beton					kg/TJ _{in}	75

1) Lebensdauer 30 Jahre, durchschnittliche Auslastung 1'800 h/a, elektrischer Nutzungsgrad 39%, Materialeinsatz gemäss <Jensch 1988> für DT-Kraftwerk

2) Annahme: NE-Metalle: 50% Kupfer, 50% Aluminium

3) Annahme: Kunststoffe/Sonstige: 50% ND-PE, 50% Mineralwolle

Tab. V.12.3: Materialeinsatz für Brenngas-Kraftwerke

12.3 Betriebsmittel

In Gaskraftwerken wird Wasser für die Kühlung und z.T. auch Speisewasser für den Dampfkreislauf (Dampfturbinen-Kraftwerke) verwendet.

Zur Abführung der Abwärme stehen die Verfahren der Durchlaufkühlung (mit Fliessgewässern) und der Nasskühlung (meistens mit Kühltürmen) zur Verfügung. Gemäss den Ausführungen im Kap. 9.7 des Teils "Kohle" werden heute im UCPT-Teil rund 75% der thermischen Kraftwerke mit Nasskühlung betrieben. Da es sich bei den Gaskraftwerken meistens um neuere Kraftwerke handelt, wird angenommen, dass 100% mit Nasskühlung betrieben werden.

Der Wasserverbrauch für die Nasskühlung mit Kühltürmen schwankt gemäss Angaben in der Literatur zwischen 100 und 500 t/TJ_{in} (siehe Tab. VI.9.56). In Analogie zu den anderen thermischen Kraftwerken wird auch für Erdgas der Wert 200 t/TJ_{in} eingesetzt. Rund drei Viertel des Wassers verdunsten und ein Viertel wird in Oberflächengewässer eingeleitet. Die Wasseraufbereitung für die Nasskühlung (Entkarbonisierung) wird im Anhang A "Basismaterialien" beschrieben.

Der Bedarf an Speisewasser für den Dampfkreislauf wird, analog zu den anderen thermischen Kraftwerken, auf 6 t/TJ_{in} beziffert (siehe Tab. VI.9.56). Die Wasseraufbereitung für die Nasskühlung (Voll-Entsalzung) wird ebenfalls im Anhang A "Basismaterialien" beschrieben.

12.4 Energiebedarf, Nutzungsgrade

Die Netto-Strom- und die Netto-Wärmeleistung verschiedener Länder gehen aus Tab. V.12.1 hervor. Die entsprechenden Angaben für den Brenngas-Einsatz sind der Statistik der Vereinigten Nationen <UN 1995> zu entnehmen (Tab. V.12.4).

Für die Berechnung des Nutzungsgrades der Stromproduktion muss zwischen dem Brenngaseinsatz für Wärme- und dem Brenngaseinsatz für Stromproduktion unterschieden werden. Es wird eine Allokation gemäss dem Exergieanteil der austretenden Produkte Strom und Wärme vorgenommen. Es zeigt sich, dass der Brenngaseinsatz für Wärmeleistung von untergeordneter Bedeutung ist (rund 3.3 % am gesamten Brenngaseinsatz).

Die Allokation gemäss dem Exergieanteil führt zu einem Brenngaseinsatz für die Wärmeleistung, der leicht tiefer als die eigentliche Wärmeleistung liegt (Tab. V.12.1)! Dies ist nicht weiter verwunderlich und ist in Vereinbarung mit dem Prinzip der Exergieanalyse. Ein Teil der Wärmeleistung muss als zwangsläufiges Nebenprodukt der Stromproduktion verstanden werden (abwärmennutzung).

Aus der Berechnung in Tab. V.12.4 resultieren meistens durchaus plausible Nutzungsgrade für Strom in verschiedenen UCPTE-Ländern. Die grossen Brenngasverbraucher, Italien und die Niederlande weisen Nutzungsgrade von rund 39% aus, was auf gute Betriebsbedingungen und relativ moderne Anlagen schliessen lässt. Für Deutschland wurde eine andere Quelle gewählt, weil der berechnete Wert offensichtlich zu hoch ist.

Nutzungsgrade für neue Dampfturbinenanlagen werden von <Fritsche et al. 1993> und <WEC 1988> auf 41% resp. 42% beziffert. Für grosse Gasturbinen-Kraftwerke gibt <WEC 1988> 33% an. Für grosse GuD-Kraftwerke geben <Fritsche et al. 1993> 52 % an.

Wichtig für die Angabe von Emissionsfaktoren ist die weitere Aufschlüsselung der eingesetzten Brenngase in Erdgas, Hochofengas und Kokereigas (Tab. V.12.5). Hier müssen z.T. ältere Angaben der Betreiber benutzt werden, da die erwünschte Aufschlüsselung nicht aus öffentlichen Statistiken hervorgeht.

	Brenngas-Einsatz Total	Brenngas-Einsatz Netto-Strom 1)	Brenngas-Einsatz Netto-Wärme 1)	Berechneter Nutzungsgrad Strom	Dieses Projekt 2)
	<UN 1992>				
	PJ	PJ	PJ		
Belgien	100.4	96.5	3.9	34.4%	34%
Deutschland	348.8	277.4	71.4	53.3%	41%
Spanien	17.1	17.1	0.0	45.7%	33%
Frankreich	62.4	62.4	0.0	42.1%	42%
Italien	415.6	415.6	0.0	37.3%	37%
ex-Jugoslawien	31.1	21.6	9.5	23.6%	34%
Luxemburg	6.7	6.7	0.0	28.1%	28%
Niederlande	431.3	421.4	9.9	40.0%	40%
Österreich	45.7	42.6	3.1	66.7%	36%
Total UCPTE	1459.2	1361.4	97.8		39%

1) Aufteilschlüssel gemäss dem Exergieanteil der austretenden Produkte Strom und Wärme. Strom wird mit dem Faktor 1 gewichtet, Wärme mit dem Faktor 0.3 (Annahme Dampf mit 150°C, Referenztemperatur 293 K)

2) Die Nutzungsgrade für D, E, ex-Ju und A werden wie folgt bestimmt: für Deutschland aus <Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke 1996>, Spanien und Österreich aus <UN 1992 > und ex-Ju aus <Ekonerk 1996>

Tab. V.12.4: Brenngas-Einsatz für die Strom- und Wärmeproduktion in Brenngas-Kraftwerken der UCPTE und Nutzungsgrade für Strom.

	Brennstoff-einsatz Erdgas	Brennstoff-einsatz Hochofengas	Brennstoff-einsatz Kokereigas	Quelle 1)
	%	%	%	
Belgien	68	22.3	9.7	Electrabel 1993 2)
Deutschland	78.1	4.4	17.5	VDEW 1994
Spanien	57.3	33.0	9.7	Mopu 1989
Frankreich	30	63.2	6.8	EDF 1993 2)
Italien	58.7	37.1	4.1	ENEL 1994
ex-Jugoslawien	90.0		10.0	Jelavic et al. 1993
Luxemburg	6.7	93.3		Annahme kein Kokereigas
Niederlande	93.6	6.4		Wijk 1992
Österreich	90		10.0	Annahme kein Hochofengas
Total UCPTE	74.5	18.6	6.9	

1) die Aufteilung Erdgas zu Rest für alle Länder erfolgt über <UN 1995>

2) Heizwert für Erdgas 36 MJ/m³, für Hochofengas 3.3 MJ/m³ und für Kokereigas 18 MJ/m³, gemäss <Birbaum et al. 1992>

Tab. V.12.5: Aufteilung des Brenngaseinsatzes auf Erdgas, Hochofen- und Kokereigase.

12.5 Emissionen Luft

In diesem Abschnitt werden länderspezifische Emissionsfaktoren definiert. Darin ist auch der Einsatz verschiedener Brenngase berücksichtigt. In Ländern wie Frankreich, Spanien und Luxemburg ist ein grosser Teil des Brenngaseinsatzes Hochofen- oder Kokereigas (Tab. V.12.5).

Wegen dem hohen Anteilen an CO und CO₂ im Brenngas (Tab. V.12.6), ist der CO₂-Emissionsfaktor für Hochofengas besonders hoch. Beim Einsatz von Kokereigasen sind die erhöhten SO₂-Emissionen zu berücksichtigen.

	CH ₄ Vol-%	NMVOC Vol-%	CO ₂ Vol-%	CO Vol-%	Heizwert Hu MJ/m ³
Hochofengas	0	0	20	23	3.3
Kokereigas	24.0	2.5	1.3	5.5	17.1
Erdgas L	83.5	4.7	1.4	1.4	33.4
Erdgas H	85.3	7.7	1.4	1.4	36.1

Tab. V.12.6: Zusammensetzung von Brenngasen (Anhaltswerte) <erdgas 1996>.

12.5.1 Kohlendioxid

Für die Angabe der länderspezifischen Kohlendioxid-Emissionsfaktoren werden die Werte von <Birnbaum et al. 1992> und Tab. V.3.4 mit dem Anteil der eingesetzten Brenngase (Tab. V.12.5) gewichtet (Tab. V.12.7).

Die relativ hohen CO₂-Emissionsfaktoren für Frankreich, Luxemburg, Italien und Spanien resultieren aus dem Einsatz von Hochofengas.

	CO ₂ kg/TJin	Bemerkungen/Quellen
Erdgas	59100	Tab. V.3.5
Hochofengas	260000	<Birnbaum et al. 1992>
Kokereigas	44000	<Birnbaum et al. 1992>
Belgien	102400	Anteile der Brenngase gem. Tab. V.12.5
Deutschland	65300	
Spanien	123900	
Frankreich	185000	
Italien	133000	
ex-	57590	
Jugoslawien		
Luxemburg	246500	
Niederlande	72000	
Österreich	57600	

Tab. V.12.7.: CO₂-Emissionsfaktoren für Brenngase: dieses Projekt.

12.5.2 Schwefeldioxid

Der Emissionsfaktor für SO₂ ist abhängig vom Schwefelgehalt des Brennstoffes und von der Wirksamkeit allfälliger Entschwefelungsverfahren. Das Erdgas, das in den Kraftwerken zum Einsatz kommt, ist praktisch schwefelfrei, gemäss den Angaben im Kap. 3. Die Abgase müssen deshalb nicht entschwefelt werden und der SO₂-Emissionsfaktor ist vernachlässigbar klein (Tab. V.12.8).

Gemäss Angaben von <ENEA 1991> und Brennstoffdaten von <Landolt Börnstein 1972> und <Fritsche et al. 1993> wird Hochofengas als schwefelfrei angegeben. Bei Kokereigas kann, je nach Qualität der eingesetzten Kohle und der angewendeten Rohgasaufbereitung, der Schwefelgehalt variieren.

<Kurtz 1978> berichtet von einem typischen Schwefelgehalt im Roh-Kokereigas von rund 8 g/m³. Das Kokereigas wird in Gaswäschern gereinigt, mit einem angenommenen Wirkungsgrad der Schwefelentfernung von 90 %. Dies führt zu einem SO₂-Emissionsfaktor für Kokereigas von rund 90 kg/TJ_{in}. Die Angabe für Kokereigas ist sehr unsicher. Eine italienische Quelle <ENEA 1991> gibt einen SO₂-Emissionsfaktor von 742 kg/TJ_{in} an, der unwahrscheinlich hoch scheint. Eine deutsche Quelle <UBA 1989> gibt 12 kg/TJ_{in} an. In diesem Projekt kommt der angenommene Wert 90 kg/TJ_{in} für Kokereigas zur Anwendung.

	SO ₂ kg/TJ _{in}	Bemerkungen/Quellen
Erdgas	0.5	Tab. V.3.4
Kokereigas	90	<Kurtz 1978> und Bem. im Text
Kokereigas	12	<UBA 1989>
Kokereigas	90	dieses Projekt
Hochofengas	0	<ENEA 1991>
Belgien	9.1	Anteile der Brenngase gem. Tab. V.12.5
Deutschland	16.1	"
Spanien	9.0	"
Frankreich	6.3	"
Italien	4.0	"
ex-Jugoslawien	9.5	"
Luxemburg	0.0	"
Niederlande	0.5	"
Österreich	9.5	"

Tab. V.12.8: SO₂-Emissionsfaktoren für Brenngase: dieses Projekt

12.5.3 Stickoxide

Die Wärmeleistung und die Bauweise der Anlage haben, neben dem Stickstoffgehalt des Brenngases, einen wesentlichen Einfluss auf die Emission von Stickoxiden. In Tab. V.12.9 sind technische Emissionsfaktoren für einzelne (Neu-)Anlagen und durchschnittliche Emissionsfaktoren aus nationalen Emissionsinventaren angegeben.

Die Angaben aus nationalen Erhebungen beziehen sich z.T. auf die Situation vor 1990. Für Spanien und Luxemburg (rund 1% des UCPTE-Brenngaseinsatzes) sind nur Angaben für das Jahr 1985 vorhanden. Für Deutschland ist eine Angabe des Umweltbundesamtes für das Jahr 1986 vorhanden. Gemäss <Rentz 1990> und <Hildebrand 1992> wurden zwischen 1986 und 1991 ausschliesslich Kohle- und ölthermische Kraftwerke mit sekundären Entstickungsanlagen ausgerüstet. Es wird angenommen, dass sich der Emissionsfaktor zwischen 1986 und 1994 nicht verändert hat.

In Tab. V.12.9 sind auch Emissionsfaktoren für Neuanlagen und für Kokereigas- und Hochofengas-Feuerungen als Vergleichswerte aufgeführt. Die Werte aus den nationalen Erhebungen sind durchaus plausibel. Auffallend ist der hohe Wert für Italien, der aber von der zuständigen Energiebehörde selber angegeben wurde. Die tiefen Werte von Belgien und Frankreich lassen sich durch hohe Anteile an Hochofengas erklären. Die tiefen Werte für die Niederlande und für Österreich können durch den Einsatz moderner Anlagen und weitgehender Einführung von Primärmassnahmen für die Entstickung erklärt werden.

	NO _x kg/TJ _{in}	Quelle	Bemerkungen
DT-Kraftwerk Erdgas	56	<Fritsche et al. 1993>	
DT-Kraftwerk Erdgas	54	<WEC 1988>	
GT-Kraftwerk Erdgas	210	<Fritsche et al. 1993>	> 16 MWe
GT-Kraftwerk Erdgas	60	<WEC 1988>	100 MWe
GuD-Kraftwerk Erdgas	42	<Fritsche et al. 1993>	grosse Einheit 500 MWe
GuD-Heizkraftwerk	28	<Fritsche et al. 1993>	grosse Einheit 200 MWe
Kokereigas-Feuerung	150	<ENEA 1991>	
Hochfengas- Feuerung	80	<ENEA 1991>	
Belgien 1992	52	<Electrabel 1993>	Anteil Hochofen-/Kokereigas, siehe Tab. V.12.5
Deutschland 1990	117	1)	"
Spanien 1985	180	<MOPU 1989>	"
Frankreich 1991	42	<EDF 1993>	"
Italien 1989	252	<ENEA 1991>	"
Kroatien 1990	137	<Jelavic 1992>	"
Luxemburg 1985	150	<Fontelle et al. 1993>	"
Niederlande 1990	86	<Wijk 1992>	"
Österreich 1990	71	2)	"

1) EF für 1986: 117 kg/TJ_{in} gemäss <UBA 1989>. Gemäss <Hildebrand 1992> keine Sekundärentstickung installiert zwischen 1986-1991.

2) <BWA 1992> für 1987 und Annahme keine Sekundärentstickung installiert zwischen 1986-1991.

Tab. V.12.9: NO_x-Emissionsfaktoren für Brenngase. Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt.

12.5.4 Kohlenmonoxid

Kohlenmonoxid entsteht als Produkt einer unvollständigen Verbrennung. Aus wirtschaftlichen und technischen Gründen werden Kraftwerksfeuerungen bei optimalen Verbrennungsbedingungen betrieben, die zu sehr geringen CO-Emissionen führen. Es sind nur spärliche Angaben aus nationalen Emissionsinventaren vorhanden. In Tab. V.12.10 sind auch Emissionsfaktoren für Neuanlagen und für Kokereigas- und Hochfengas-Feuerungen als Vergleichswerte aufgeführt. Typische Werte liegen im Bereich zwischen 20 und 80 kg/TJ_{in}, mit höheren Werten für Gasturbinen-Kraftwerke.

<ENEA 1991> gibt für Kokereigas- und Hochfengas-Feuerungen einen Emissionsfaktor für CO gleich Null an, was nicht plausibel scheint. Unter Annahme, dass in UCPTE-Ländern vor allem Dampfturbinen-Kraftwerke für Brenngase in Betrieb sind, wird für alle Länder der Default-Wert 20 kg/TJ_{in} eingesetzt.

	CO kg/TJ _{in}	Quelle	Bemerkungen
DT-Kraftwerk Erdgas	22	<Fritsche et al. 1993>	> 16 MWe 100 MWe grosse Einheit 500 MWe grosse Einheit 200 MWe
DT-Kraftwerk Erdgas	5	<WEC 1988>	
DT-Kraftwerk Erdgas	19	<OECD 1991>	
GT-Kraftwerk Erdgas	168	<Fritsche et al. 1993>	
GT-Kraftwerk Erdgas	5	<WEC 1988>	
GuD-Kraftwerk Erdgas	84	<Fritsche et al. 1993>	
GuD-Heizkraftwerk Erdgas	42	<Fritsche et al. 1993>	
GuD-Heizkraftwerk	0	<ENEA 1991>	
Kokereigas-Feuerung	0	<ENEA 1991>	
Hochofengas- Feuerung		dieses Projekt	
Default-Wert für alle UCPTE-Länder	20		

Tab. V.12.10 : CO-Emissionsfaktoren für Brenngase.

12.5.5 Flüchtige Kohlenwasserstoffe

Die Emission flüchtiger Kohlenwasserstoffe liegt in einem typischen Bereich zwischen 1 und 15 kg/TJ_{in}, mit höheren Werten für Gasturbinen-Anlagen. Verschiedene Angaben sind in Tab. V.12.11 zusammengefasst.

Die Messung von Methan und anderer Kohlenwasserstoffe (NMVOC) im Abgas ist analytisch aufwendig. <Braun et al. 1991> haben CH₄-Emissionsfaktoren < 1 kg/TJ_{in} gemessen. <Selzer et al. 1990> geben für die CH₄-Emissionen einen Bereich zwischen 2 und 3.8 kg/TJ_{in} an.

Im Rahmen der CORINAIR-Projekte hat <Veldt 1991> für Feuerungen > 50 MWe Emissionsfaktoren für CH₄ von 1 kg/TJ_{in} und für NMVOC von 4 kg/TJ_{in} angegeben. Diese Werte werden im folgenden als Default-Werte für alle Gaskraftwerke weiterverwendet.

Die NMVOC-Emissionen werden zusätzlich nach Einzelkomponenten aufgeschlüsselt, gemäss dem NMVOC-Profil von Tab. V.11.3. Somit resultiert u.a. ein Default-Emissionsfaktor für Benzo(a)pyren von 0.01 g/TJ_{in}.

	CH ₄ kg/TJ _{in}	NMVOC kg/TJ _{in}	Quelle	Bemerkungen
DT-Kraftwerk Erdgas	1.4	2.8	<Fritsche et al. 1993>	> 16 MWe grosse Einheit 500 MWe grosse Einheit 200 MWe
GT-Kraftwerk Erdgas	8.4	42	<Fritsche et al. 1993>	
GuD-Kraftwerk Erdgas	4.2	8.4	<Fritsche et al. 1993>	
GuD-Heizkraftwerk	4.2	4.2	<Fritsche et al. 1993>	
Erdgas-Feuerung >50MW	1	4	<Bouscaren et al. 1991>	
Default-Wert für alle UCPTE- Länder	1	4	dieses Projekt	

Tab. V.12.11 : VOC-Emissionsfaktoren für Brenngase. Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt.

12.5.6 Weitere Emissionen

Aufgrund der Zusammensetzung der Brenngase resultieren sehr geringe **Partikel**-Emissionen. Literaturangaben für Erdgas schwanken zwischen 0 und 4 kg/TJ_{in}. In diesem Projekt wird für Länder ohne Angabe aus nationalen Emissionsinventaren der durchschnittliche Default-Emissionsfaktor 1 kg/TJ_{in} eingesetzt (Tab. V.12.12).

	Partikel kg/TJ _{in}	Quelle
DT-Kraftwerk Erdgas	1.4	<Fritsche et al. 1993>
DT-Kraftwerk Erdgas	0	<WEC 1988>
GT-Kraftwerk Erdgas	4.2	<Fritsche et al. 1993>
GT-Kraftwerk Erdgas	0	<WEC 1988>
GuD-Kraftwerk Erdgas	0.4	<Fritsche et al. 1993>
GuD-Heizkraftwerk	0.1	<Fritsche et al. 1993>
Belgien	1	Default-Wert
Deutschland	1	Default-Wert
Spanien 1985	18	<MOPU 1989>
Frankreich 1991	0.6	<EDF 1993>
Italien 1989	0	<ENEA 1991>
Kroatien 1990	1.4	<Kisic 1993>
Luxemburg	1	Default-Wert
Niederlande	1	Default-Wert
Österreich 1990	0	<VEÖ 1993>

1) Default-Wert gemäss Bemerkung im Text

Tab. V.12.12 : Partikel-Emissionsfaktoren für Brenngase. Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt.

Für den **N₂O**-Emissionsfaktor wird der Wert von Kap. 11 "Feuerungen" benützt. <Yokoyama et al. 1991> haben Konzentrationen im Abgas grosser Erdgas-Feuerungen im Bereich < 1 mg/Nm³ gemessen. Dies entspricht für Erdgas einem Emissionsfaktor < 0.3 kg/TJ_{in}. Messungen von <Vitovec 1991> ergeben N₂O-Emissionsfaktoren im Bereich zwischen 0.2 und 0.7 kg/TJ_{in}. In diesem Projekt wird für Erdgas der Wert 0.5 kg/TJ_{in} eingesetzt.

Für **Dioxin**-Verunreinigungen in Abgasen von Erdgas-Feuerungen liegen nur die Messwerte von <Braun et al. 1992> vor. Alle Werte liegen sehr nahe oder unter der Nachweisbarkeitsgrenze. Die Summenangabe von <Braun et al. 1992> in der Höhe von 2.9*10⁻¹¹ kg TCDD- pro TJend wird im folgenden für alle Gaskraftwerke benutzt. Dieser Wert ist sehr unsicher, ist aber so tief, dass er, v.a. im Vergleich mit anderen fossilen Energiesystemen, nicht ins Gewicht fallen dürfte.

Bei den Schwermetall-Verunreinigungen im Erdgas kann vor allem **Quecksilber** von Bedeutung sein. Gemäss den Ausführungen im Kap. 3 wird, analog zu gemessenen Konzentrationen beim holländischen und norddeutschen Endverbraucher, eine Quecksilberkonzentration im Erdgas von rund 2 µg/m³ angenommen <Tunn 1973>, <Achterberg et al. 1972>.

Radon-Emissionen sind, unter Berücksichtigung der angenommenen Brennstoffqualitäten (Kap. 3), keine mehr zu erwarten.

12.6 Emissionen Wasser, Abfälle und Abwärme

Gemäss den Angaben im Abschnitt 12.3 verdunsten rund 150 t/TJ_{in} Kühlwasser; rund 50 t/TJ_{in} werden wieder in Oberflächengewässer eingeleitet. Dabei entstehen keine eigentlichen Emissionen (Wasser wird in diesem Projekt nicht mehr aufgeführt).

Aus dem Betrieb der Gaskraftwerke sind festen Abfälle zu erwarten. Nach Lebensende werden rund 70% des für Infrastruktur eingesetzten Stahls, Aluminiums und Kupfers rezykliert (Annahme, siehe auch Kap. 9.8 im Teil "Kohle"). Der Rest der Materialien wird einer Inertstoffdeponie zugeführt.

Bei Nasskühlung kann angenommen werden, dass rund 100% der Abwärme an die Luft abgegeben werden. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Nutzungsgrades für Gaskraftwerke von 39% und einer Differenz zwischen oberem und unterem Heizwert von rund 10% (für Mix 74.5% Erdgas, 18.6% Hochofengas, 6.9% Kokereigas) ergibt dies rund 0.71 TJ Abwärme in Luft pro TJ_{in}.

12.7 Flächenbeanspruchung

Für ein 800 MWe-Dampfturbinen-Gaskraftwerk gibt <DOE 1983> einen Flächenbedarf von 0.36 km², <Jensch 1988> für ein 100 MWe-Dampfturbinen-Gaskraftwerk rund 0.02 km² an. Für ein 200 MWe-GuD-Kraftwerk geben <Fritsche et al. 1989> 0.03 km² an.

Bei einer Lebensdauer von 30 Jahren, einer durchschnittlichen Auslastung von 1'800 h/a und einem elektrischen Nutzungsgrad von 39% resultieren Flächenbedarfe zwischen 10 und 25 m²a/TJ_{in} (Kategorie II-IV). In diesem Projekt wird der Wert 20 m²a/TJ_{in} weiterverwendet, wobei rund 10% für die Flächenbeanspruchung während der Bau- und Entsorgungszeit bereits berücksichtigt sind (in Analogie zu den anderen Energiesystemen).

Der Flächenbedarf ist wegen der schlechteren Auslastung der Gaskraftwerke rund viermal höher als bei ölthermischen oder kohlebefeueten Kraftwerken.

12.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

		Strom ab Brenngas- Kraftwerk A	Strom ab Brenngas- Kraftwerk B	Strom ab Brenngas- Kraftwerk E	Strom ab Brenngas- Kraftwerk Ex-Ju	Strom ab Brenngas- Kraftwerk F
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energieträger						
Erdgas HD-Abnehmer Belgien	TJ		1.97			
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ				2.68	
Erdgas HD-Abnehmer Frankreich	TJ					0.713
Erdgas HD-Abnehmer Oesterreich	TJ	2.5				
Erdgas HD-Abnehmer Spanien	TJ			1.74		
Steinkohlekoks	TJ	0.278	0.282	0.294	0.298	0.162
Basismaterialien						
Wasser entkarbonisiert	kg	556000	581000	606000	595000	475000
Wasser vollentsalzt	kg	16700	17400	18200	17900	14300
Erdgas						
Infra Brenngas-Kraftwerk	TJ	1	1	1	1	1
Abfälle unbehandelt						
Rueckstaende aus Kuehlturmtassen	kg	3.58	7.06			5.71
Emissionen Luft						
Abwaerme in Luft s	TJ	2	2.09	2.18	2.14	1.71
Acetaldehyd s	kg	0.00223	0.00233	0.00243	0.00239	0.00191
BaP Benzo(a)pyren s	kg	2.23E-05	2.33E-05	2.43E-05	2.39E-05	1.91E-05
Benzol s	kg	0.892	0.932	0.973	0.956	0.764
Butan s	kg	2.45	2.56	2.68	2.63	2.1
CH4 Methan s	kg	2.78	2.9	3.03	3.13	2.56
CO Kohlenmonoxid s	kg	55.6	58.1	60.6	62.5	51.3
CO2 Kohlendioxid s	kg	150000	289000	368000	168000	471000
Essigsaeure s	kg	0.335	0.35	0.365	0.359	0.286
Formaldehyd s	kg	2.23	2.33	2.43	2.39	1.91
Hg Quecksilber s	kg	0.000153	0.00016	0.000167	0.000164	0.000131
N2O Lachgas s	kg	1.39	1.45	1.52	1.49	1.19
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	197	151	545	428	108
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	0.0223	0.0233	0.0243	0.0239	0.0191
Partikel s	kg		2.9	54.5	4.38	1.54
Pentane s	kg	3.57	3.73	3.89	3.82	3.05
Propan s	kg	1.12	1.17	1.22	1.2	0.954
Propionsaeure s	kg	0.0446	0.0466	0.0487	0.0478	0.0382
SOx als SO2 s	kg	26.3	26.3	27.3	29.5	16.1
TCDD-Aequivalente	ng	80.6	84.2	87.9	86.3	68.9
Toluol s	kg	0.446	0.466	0.487	0.478	0.382

Tab. V.12.13a: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Datenmodule "Strom ab Brenngas-Kraftwerke A" bzw B, E, Ex-Ju und F. Die Module sind pro TJ_{output} gegeben.

Erdgas, Kraftwerke

		Strom ab Brenngas- Kraftwerk I	Strom ab Brenngas- Kraftwerk L	Strom ab Brenngas- Kraftwerk NL	Strom ab Brenngas- Kraftwerk W-D	Strom ab Brenngas- Kraftwerk UCPTE-Mix
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energieträger						
Erdgas HD-Abnehmer Deutschland	TJ				1.9	
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ		0.238			
Erdgas HD-Abnehmer Italien	TJ	1.58				
Erdgas HD-Abnehmer Niederlande	TJ			2.34		
Steinkohlekoks	TJ	0.11			0.427	
Basismaterialien						
Wasser entkarbonisiert	kg	537000	712000	500000	488000	
Wasser vollentsalzt	kg	16100	21400	15000	14600	
Erdgas						
Infra Brenngas-Kraftwerk	TJ	1	1	1	1	
Strom ab Brenngas-Kraftwerk A	TJ					0.0597
Strom ab Brenngas-Kraftwerk B	TJ					0.0593
Strom ab Brenngas-Kraftwerk E	TJ					0.0008
Strom ab Brenngas-Kraftwerk Ex-Ju	TJ					0.0104
Strom ab Brenngas-Kraftwerk F	TJ					0.0246
Strom ab Brenngas-Kraftwerk I	TJ					0.2880
Strom ab Brenngas-Kraftwerk L	TJ					0.0005
Strom ab Brenngas-Kraftwerk NL	TJ					0.3070
Strom ab Brenngas-Kraftwerk W-D	TJ					0.2500
Abfälle unbehandelt						
Rueckstaende aus Kuehlturmtassen	kg	6.49	8.57	6		
Emissionen Luft						
Abwaerme in Luft s	TJ	1.93	2.56	1.8	1.76	
Acetaldehyd s	kg	0.00216	0.00286	0.00201	0.00196	
BaP Benzo(a)pyren s	kg	2.16E-05	2.86E-05	2.01E-05	1.96E-05	
Benzol s	kg	0.862	1.14	0.803	0.783	
Butan s	kg	2.37	3.14	2.21	2.15	
CH4 Methan s	kg	2.56	4.17	2.56	2.63	
CO Kohlenmonoxid s	kg	51.3	83.3	51.3	52.6	
CO2 Kohlendioxid s	kg	335000	1.03E+06	175000	163000	
Essigsaeure s	kg	0.323	0.429	0.301	0.294	
Formaldehyd s	kg	2.16	2.86	2.01	1.96	
Hg Quecksilber s	kg	0.000148	0.000196	0.000138	0.000134	
N2O Lachgas s	kg	1.34	1.78	1.25	1.22	
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	646	625	221	308	
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	0.0216	0.0286	0.0201	0.0196	
Partikel s	kg		4.17	2.56	2.63	
Pentane s	kg	3.45	4.57	3.21	3.13	
Propan s	kg	1.08	1.43	1	0.979	
Propionsaeure s	kg	0.0431	0.0572	0.0401	0.0392	
SOx als SO2 s	kg	10.2	0.14	1.2	42.5	
TCDD-Aequivalente	ng	77.8	103	72.5	70.7	
Toluol s	kg	0.431	0.572	0.401	0.392	

Tab. V.12.13a Fort.: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Datenmodule "Strom ab Brenngas-Kraftwerke I" bzw L, NL, W-D und UCPTE-Mix. Die Module sind pro TJ_{output} gegeben.

		Infra Brenngas-Kraftwerk
		TJ
Nichten. Ressourcen		
Flaeche II-IV	m ² a	52.6
Energieträger		
Strom Niederspannung - Bezug in UCPTE	TJ	0.000105
Basismaterialien		
Aluminium 0% Rec.	kg	3.95
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	197
Kupfer	kg	3.95
Mineralwolle	kg	7.89
PE (LD)	kg	7.89
Stahl unlegiert	kg	26.3
Allg. Dienstlstg.		
Diesel in Baumaschine	TJ	0.00132
Erdöl		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	0.00132
Abfälle unbehandelt		
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	223

Tab. V.12.13b: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Datenmodule "Infra Brenngas-Kraftwerk". Das Modul ist pro TJ_{output} gegeben.

12.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Aggregation auf UCPTE-Ebene basiert auf statistischen Angaben der Vereinten Nationen, die als vertrauenswürdig bezeichnet werden können. Die daraus abgeleiteten Nutzungsgrade für Strom sind durchaus plausibel, für einzelne Länder sind die Angaben jedoch fehlerhaft.

Relativ unsicher ist die Aufteilung der Brenngase in Erdgas, Hochofengas und Kokereigas. Die Angaben für diese Aufteilung sind zum Teil veraltet und mussten mit Annahmen ergänzt werden. Auch existieren keine genauen Angaben zu den länderspezifischen Brennstoffdaten von Hochofengas und Kokereigas. Beim Hochofengas sind keine zusätzliche Schwermetall-Emissionen berücksichtigt.

Bei der Angabe der Emissionsfaktoren konnte man sich zum Teil auf Angaben aus nationalen Emissionsinventaren stützen. Es handelt sich um offizielle, vertrauenswürdige Quellen, die in den meisten (aber nicht in allen) Fällen zu plausiblen Werten führen. Zum Teil mussten auch Default-Werte aus der technischen Literatur eingesetzt werden (v.a. bei CO und VOC).

Als noch sehr unsicher sind die Angaben für N₂O, für NMVOC-gesamt und für das NMVOC-Profil zu bezeichnen. Hier sind in Zukunft weitere Abklärungen nötig.

Für den Kühlwasserverbrauch standen nur wenige Quellen aus der Literatur zur Verfügung. Die Angaben für den Materialeinsatz stammen auch aus der Literatur und wurden mit zusätzlichen Annahmen für die Lebensdauer, Auslastung und den Nutzungsgrad ergänzt.

13. Verknüpfung der Prozessschritte

13.1 Erdgas-Leckage

13.1.1 Erdgas-Leckagen für Prozessschritte in den GUS-Ländern

Die Erdgas-Leckage im Förderungs- und Ferntransportsystem der GUS-Länder ist eine zentrale und sehr unsichere Grösse. Offizielle Angaben des sowjetischen Gasministeriums liegen nicht vor. In den letzten Jahren haben verschiedene Autoren die Grössenordnung dieser Leckage abgeschätzt und z.T. stark abweichende Werte angegeben. Dabei ist zwischen dem Eigenenergieverbrauch der Anlagen (z.B. Kompressorstationen) und der echten Erdgas-Leckage zu unterscheiden.

Nach <Chem Systems 1989> lagen die Leckagen des Transportsektors in der Zeit zwischen 1983 und 1987 zwischen 1.8 und 2.1 % der produzierten Menge. Als Hauptursache für die hohen Leckagen werden klimatische Einwirkungen auf das Material und schlechte Überwachung und Instandhaltung der Pipelines, insbesondere jenseits des Urals (z.T. Permafrost-Gebiete), genannt.

Basierend auf Angaben der GUS Gasindustrie gibt das Sibirische Energie Institut <Merenkov 1991> 4 bis 9 % Verluste in der gesamten Kette (Förderung bis Endverbrauch) innerhalb der GUS-Länder an. Im Haupttransportsystem (einschliesslich saisonale Speicher) werden die Leckagen auf 1.2 bis 2.4 % geschätzt.

<DGMK 1992> schätzt die Methan-Leckage des Fördersystems in den GUS-Ländern auf 0.25 % des produzierten Erdgases. Im Ferntransportsystem wird eine Leckage von 0.07 % des produzierten Erdgases angenommen.

Eine Beschreibung des (schlechten) technischen Zustandes des GUS Transportsystems findet sich bei <Korchemkin 1989>. Ein Grossteil der Pipelines ist in einem so schlechten Zustand, dass sie nicht mehr mit dem Auslegungsdruck betrieben werden können. Die Kompressorstationen sind veraltet und weisen Wirkungsgrade zwischen 24 und 27 % auf. Im Jahr 1985 wurden rund 13 % des ferntransportierten Gases in den Kompressorstationen verbraucht oder gingen während des Transportes verloren. <Pospischill 1993> und <Sinyak 1990> geben einen Brennstoffverbrauch für die Verdichterstationen zwischen 10 und 12 % an. Demnach wären die restlichen 1 bis 3 % echte Leckagen.

<Bashmakov 1992> von der russischen Akademie der Wissenschaften hat während eines Aufenthaltes am Pacific Northwest Laboratory verschiedene Experten-Gutachten der russischen Gasindustrie zusammengetragen. Die Methan-Leckagen der Förderung liegen gemäss diesen Schätzungen zwischen 1.8 und 4.5 % des produzierten Erdgases. Die Leckagen des Ferntransports liegen zwischen 1 und 6 % des produzierten Erdgases, wobei der höhere Wert von <Arbatov 1991> stammt.

<Fritsche et al. 1993> nehmen 0.7 % Methan-Leckagen bei der Förderung an. Für den Pipeline-Transport schätzen sie Leckagen in der Grössenordnung von 0.3 % des transportierten Erdgases (unter Berücksichtigung kurz- bis mittelfristiger Verbesserungen der Anlagen).

<Zittel 1993> geht von der atmosphärischen Anreicherung von Methan aus und berechnet rückwärts eine wahrscheinliche Obergrenze für die Methan-Emissionen der Ferngasversorgung in den GUS-Ländern. Gemäss dieser Betrachtung liegt die Obergrenze für die Leckage (sowohl Förderung als auch Ferntransport) bei 10 % des produzierten Erdgases.

Die angegebenen Quellen sind in Tab. V.13.1 zusammengefasst. Aufgrund der Unsicherheit der Angaben sind derzeit keine belastbaren Aussagen möglich.

Aufgrund neuerer Untersuchungen dürften die gesamten Verluste der russischen Gaswirtschaft inkl. Verteilung und Nutzung in der Grössenordnung von 5% liegen <Swissgas 1996>. Gemäss derselben Quelle geht Herr Zittel davon aus, dass dem in Westeuropa verbrauchten russischen Erdgas Emissionen von ca. 2-3% anzulasten seien.

Quelle	Leckage Förderung und Aufbereitung % ¹⁾	Leckage Ferntransport % ¹⁾	Leckage Förderung, Aufbereitung und Ferntransport % ¹⁾
Chem Systems 1989		1.8 - 2.1	
Merenkov 1991		1.2 - 2.4	
DGMK 1992	0.25	0.07	
Korchemkin 1989, Pospischill 1993		1 - 3	
Bashmakov 1992, Arbatov 1991	1.8 - 4.5	1 - 6	
Fritsche et al. 1993	0.7	0.3	
Zittel 1993			bis 10
Swissgas 1996 ³⁾			1.5-3
dieses Projekt:	(0.5) ²⁾	(1.5) ¹⁾	2

Tab. V.13.1: Erdgas-Leckage der GUS-Ferngasversorgung: verschiedene Quellen und Szenarien für dieses Projekt; ¹⁾: Bezugsgrösse: produziertes Erdgas; ²⁾: Pauschale Aufteilung des Gesamtbetrages zu Rechenzwecken; ³⁾: dem westeuropäischen Verbrauch zuzuordnen

13.1.2 Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung in der Schweiz

Im Kap. 10.5 wurden die Erdgas-Leckagen der Ortsgasversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung der spezifischen Leckraten aus <Selzer et al. 1990> und der Materialanteile im Versorgungsnetz ermittelt. Daraus resultiert eine Leckage von rund 265 m³ Erdgas pro TJ im Niederdruckbereich abgesetztes Erdgas oder, in Prozenten ausgedrückt, rund 0.9 %.

Im wesentlichen bestehen Unsicherheiten in Bezug auf drei Parameter:

- die spezifischen Leckraten aus <Selzer et al. 1990>
- die Materialanteile im Netz. Hier interessiert vor allem der Anteil alter Grauguss-Leitungen mit Stemmuffen-Verbindung, der im Standardfall auf rund 10 % der Leitungslänge geschätzt wurde
- die tatsächlich durch das Niederdrucknetz abgesetzte Gasmenge, die im Standardfall auf rund 40 PJ/a beziffert wurde.

Die spezifischen Leckraten aus <Selzer et al. 1990>, die sowohl auf Messungen als auch auf statistischen Auswertungen basieren, sind allgemein als die besten heute erhältlichen Werte anerkannt. Ihre Unsicherheit ist schwierig zu quantifizieren.

Der Anteil alter Grauguss-Leitungen mit Stemmuffen-Verbindung wurde im Standardfall auf rund 10% der Leitungslänge geschätzt. In den drei grössten Ortsgasnetzen liegt dieser Anteil aber bei rund 13%.

Eine Statistik der Gasabgabe nach Druckstufen existiert nicht. Im Kap. 10.5 wurde die jährliche Abgabe durch das Niederdrucknetz auf rund 49.1 PJ geschätzt (schliesst die Haushalte und ein Teil von "Handel /Gewerbe /öffentliche Gebäude" mit ein). Geht man aber davon aus, dass praktisch 100% "Handel /Gewerbe /öffentliche Gebäude" und ein Teil der Kleinbetriebe das Gas auf Niederdruck beziehen, so würde dies einen Gasabsatz des Niederdrucknetzes von rund 60 PJ/a bedeuten.

13.2 UCPTTE Erdgas-Aufkommen

In diesem Projekt interessiert nicht nur der Erdgasverbrauch in der Schweiz. Die Erfassung des durchschnittlichen europäischen Aufkommens ist für die Bilanzierung des UCPTTE-Kraftwerkparks und für die Bereitstellung von Materialien und Dienstleistungen in benachbarten Ländern von Bedeutung.

Für den Verbrauch im UCPTTE-Raum müssen durchschnittliche Distanzen für den Ferntransport definiert werden. Im Kap. 8 werden diese für die Schweiz angegeben: 800 km für Erdgas aus den Niederlanden, 1'500 km für Erdgas aus Norwegen, 800 km für Erdgas aus Deutschland und 6'000 km für Erdgas aus GUS-Ländern.

Unter Berücksichtigung des Verbrauchs- und Herkunfts-Mix (Tab. V.4.1), werden folgende durchschnittliche Distanzen für den Ferntransport des Erdgases im UCPTTE-Raum definiert:

- die Hauptverbraucher von niederländischem Erdgas sind die Niederlande selbst (rund 50%), Deutschland, Italien und Frankreich. Es wird von einer durchschnittlichen Distanz für den Ferntransport von rund 500 km ausgegangen.
- die Hauptverbraucher von norwegischem Erdgas sind Deutschland und Frankreich. Es wird von einer durchschnittlichen Distanz für den Ferntransport von rund 1'500 km ausgegangen (analog zur Angabe für die Schweiz). Dies stimmt mit Angaben von <DGMK 1992> überein.
- die Hauptverbraucher von deutschem Erdgas sind Deutschland (rund 80%!) und die Niederlande. Es wird von einer durchschnittlichen Distanz für den Ferntransport von rund 400 km ausgegangen, in Übereinstimmung mit Angaben von <DGMK 1992>.
- die Hauptverbraucher von GUS-Erdgas sind Deutschland, Italien und Frankreich. Es wird von einer durchschnittlichen Distanz für den Ferntransport von rund 6'000 km ausgegangen (analog zur Angabe für die Schweiz).

Abschliessend werden in Tab. V.13.2 die Prozessketten für Erdgase verschiedener Herkunft und für den Endverbrauch im UCPTTE-Raum definiert. Für die Bilanzierung der inländischen Förderung in Italien und Frankreich ("Rest" in Tab. V.4.1) werden in erster Näherung die Angaben der Förderung in Deutschland eingesetzt.

	Erdgas frei UCPTTE, D	Erdgas frei UCPTTE, NL	Erdgas frei UCPTTE, N	Erdgas frei UCPTTE, Algerien	Erdgas frei UCPTTE, Algerien LNG	Erdgas frei UCPTTE, GUS	Erdgas frei UCPTTE, Rest
Output: Erdgas frei UCPTTE	1 m ³	1 m ³	1 m ³	1 m ³	1 m ³	1 m ³	1 m ³
Kumulative Angabe ¹⁾			1 m ³ Erdgas frei CH (N) ⁴⁾			1 m ³ Erdgas frei CH (GUS) ⁴⁾	1 m ³ Erdgas frei CH (D)
Ferntransport	400 km Pipeline-Transport ²⁾	500 km Pipeline-Transport ²⁾		2'500 km Pipeline-Transport ²⁾			
LNG-Kette					gemäss Tab. V.13.8		
Aufbereitung	produziertes Erdgas D ³⁾	produziertes Erdgas NL ³⁾		Aufbereitung Algerien ⁵⁾	Aufbereitung Algerien ⁵⁾		
Exploration/Förderung				Förderung Algerien	Förderung Algerien		

1) diese Angabe beinhaltet die gesamte vorgelagerte Kette, inkl. Ferntransport, Aufbereitung und Exploration/Förderung

2) Basismodul

3) diese Angabe beinhaltet auch die Exploration/Förderung

4) im Text wurde für das UCPTTE Aufkommen die gleiche Ferntransport-Distanz angenommen wie für die Schweiz

5) in Anlehnung an Aufbereitung NL

Tab. V.13.2: Verknüpfung der Module für das UCPTTE Erdgas-Aufkommen aus verschiedener Herkunft.

13.3 Verknüpfungen für die Stufe Endenergie

13.3.1 Eingabedaten für den UCPTTE Erdgasbezug

Erdgase verschiedener Herkunft frei UCPTTE oder frei Schweiz müssen zu einem Mix frei UCPTTE oder frei CH, gemäss den statistischen Angaben im Kap. 4, zusammengefasst werden (Tab. V.13.4).

		Erdgas frei UCPTE m ³	Erdgas frei CH m ³
	<i>Bezug</i>		
Erdgas frei UCPTE Algerien	Tab. V.13.9	0.04	
Erdgas frei UCPTE Alg. LNG	Tab. V.13.9	0.07	
Erdgas frei UCPTE D *)	Tab. V.13.9	0.19	
Erdgas frei UCPTE GUS	Tab. V.13.9	0.22	
Erdgas frei UCPTE N	Tab. V.13.9	0.09	
Erdgas frei UCPTE NL	Tab. V.13.9	0.39	
Total		1.00	
Erdgas frei CH Algerien **)	Tab. V.8.6		0.003
Erdgas frei CH Alg. LNG	Tab. V.8.6		0.027
Erdgas frei CH D *)	Tab. V.8.6		0.12
Erdgas frei CH GUS	Tab. V.8.6		0.37
Erdgas frei CH N	Tab. V.8.6		0.10
Erdgas frei CH NL	Tab. V.8.6		0.38
Total			1.00

*) inkl. "Rest" (v.a. Inlandförderung in Italien und Frankreich)

Tab. V.13.3: Zusammensetzung "Erdgas frei UCPTE" und "Erdgas frei CH", Basis 1990, gemäss Tab. V.4.1 und V.4.2

Die regionale Verteilung und die Ortsgasversorgung in der Schweiz werden in den Kapiteln 9 und 10 beschrieben. In Europa interessiert der Gasverbrauch der Kraftwerke und der Industriefeuerungen. In beiden Fällen darf angenommen werden, dass das Erdgas direkt vom regionalen Verteilnetz auf Hochdruck bezogen wird. In erster Näherung werden die schweizerischen Angaben für die Beschreibung der regionalen Verteilung in Europa eingesetzt (Tab. V.9.10).

13.3.2 Resultate für den Erdgasbezug

Die Verknüpfung aller Prozessschritte im System Erdgas für die Stufe Endenergie führt zu den Resultaten in Tab. V.13.4. In der Tabelle ist nur eine kleine Auswahl von Resultaten aufgeführt, die keinerlei Wertung darstellt. Die vollständigen Resultatlisten für Erdgas sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" zu finden. Der Rechenalgorithmus wird im Anhang D beschrieben.

In den ersten zwei Spalten der Tab. V.13.4 werden, stellvertretend für andere, zwei Erdgase ab Pipeline (GUS und NL) verglichen. Die Unterschiede stammen vor allem aus der grösseren Transportdistanz für GUS Erdgas (6'000 km statt 500 km für holländisches Erdgas). Dies hat einen grösseren Flächenbedarf, Stahlverbrauch für Leitungen und Erdgaseinsatz in den Kompressorstationen zur Folge. Andere Unterschiede auf den Stufen Förderung und Aufbereitung sind eher von untergeordneter Bedeutung: der material- und energieintensivere offshore-Anteil beträgt in den GUS-Ländern 0 %, in den Niederlanden rund 30 %; die energieintensivere Aufbereitung von "saurem" Erdgas bezieht sich in den GUS-Ländern auf rund 20 %, in den Niederlanden auf 0 % der Produktion.

Der höhere Stromverbrauch für GUS Erdgas ist durch die energieintensivere Aufbereitung von "saurem" Erdgas zu begründen. Der Unterschied im Wasserverbrauch ist im wesentlichen auf den Stromverbrauch zurückzuführen.

Der Materialverbrauch bezieht sich im wesentlichen auf den Einsatz von Sand für Bau, Beton, Zement und Stahl. Die Bedeutung des Materialverbrauchs nimmt nach der regionalen Verteilung und insbesondere nach der Ortsgasversorgung stark zu. Dabei ist vor allem der Stahlverbrauch für einen wesentlichen Teil des Wasserverbrauchs, des Transports auf Schiene und mit Schiff, gewisser Emissionen in Luft (Benzo-a-Pyren, HCl) und in Wasser (Chloride, Sulfat, Ammoniak, Zink) verantwortlich.

		Erdgas frei CH, NL	Erdgas frei CH, GUS	Erdgas HD- Abnehmer CH	Erdgas HD- Abnehmer Euro	Erdgas ND- Abnehmer CH
		m3	m3	TJ	TJ	TJ
Ressourcen						
Flaeche II-III	m2a	0.000448	0.00234	150	101	163
Flaeche Benthos II-III	m2a	0.0121	0.0438	856	814	869
Flaeche II-IV	m2a	0.00163	0.0053	121	109	132
Flaeche III-IV	m2a	0.000265	0.00144	145	92.5	149
Flaeche IV-IV	m2a	1.27E-07	0.000000437	0.0312	0.0223	0.1
Erdgas	Nm3	1.03	1.23	30700	30100	31000
Wasser	kg	13.7	67.8	1730000	1490000	2130000
Strom	TJ	1.36E-08	6.75E-08	0.00167	0.00148	0.00204
Materialien						
Materialien	kg	0.0113	0.0358	2540	1730	5950
Kalkstein	kg	0.00128	0.00338	81.1	70.8	118
Kies	kg	0.00185	0.00399	108	94.5	929
Stahl und Gusseisen	kg	0.00388	0.00871	201	171	277
Transporte						
Transport Strasse	tkm	0.00196	0.00623	160	140	365
Transport Schiene	tkm	0.00305	0.00709	183	153	267
Transport Wasser	tkm	0.0421	0.106	6890	7290	8200
Abwaerme	TJ	1.38E-06	0.00000865	0.131	0.107	0.138
Emissionen Luft						
CO2 mobil	kg	0.000526	0.00141	61.2	62.5	117
CO2 prozessbedingt	kg	0.00701	0.0146	441	440	499
CO2 feuerungsbedingt	kg	0.0803	0.448	6820	5530	7170
SOx	kg	0.0000328	0.00135	25	23.7	27.2
NOx	kg	0.000321	0.00169	26.6	21	28.1
CH4	kg	0.00143	0.015	202	150	358
NMVOG	kg	0.000334	0.00177	33.8	26.4	50.3
BTEX-Aromaten	kg	8.15E-08	0.0000004	0.0392	0.0237	0.0611
Benzo(a)Pyren	kg	4.21E-10	9.53E-10	0.0000222	0.0000189	0.0000337
HCl	kg	5.38E-07	0.00000213	0.0526	0.0467	0.0686
Hg	kg	9.94E-09	0.000000013	0.000324	0.00028	0.000337
Emissionen Wasser						
Chloride	kg	0.000164	0.000519	31.7	24.5	36.1
Sulfate	kg	0.0000696	0.000221	5.26	4.75	6.48
Ammoniak als N	kg	2.05E-07	0.000000605	0.0387	0.0339	0.0471
Fette und Oele Sueswasser	kg	6.61E-07	0.00000411	0.206	0.194	0.213
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.000014	0.0000505	1.7	1.39	1.79
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	8.34E-07	0.00000316	0.115	0.0986	0.121
Zink	kg	2.26E-07	0.000000683	0.0149	0.0134	0.018
Ra	kBq	0.000749	0.00369	101	87.8	122
Abfälle						
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.00561	0.0228	395	299	1170
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.00179	0.0065	131	122	136
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	2.29E-06	0.00000701	0.355	0.278	0.647
Abfaelle in KVA	kg	2.24E-06	0.000013	0.305	0.277	0.429
Sonderabfaelle	kg	6.32E-06	0.0000173	0.783	0.694	0.937

Tab. V.13.4: Resultate (Verknüpfungen aller Prozesse) für den Energieträger Erdgas ab Pipeline (aus GUS und NL) und am Ort des Endverbrauches: Hochdruckbezüger in UCPTE und in der Schweiz (z.B. Grossindustrie) und Niederdruckbezüger (z.B. Haushalte ab Ortsgasversorgung).

Die CO₂- und NO_x-Emissionen sind zu über 80 % durch den Gaseinsatz in Pipeline-Kompressorstationen bedingt. SO_x-Emissionen, hingegen, stammen zu einem wesentlichen Teil aus dem Abfackeln und Aufbereiten von schwefelhaltigem "saurem" Erdgas. Die Methan-Emissionen stammen fast ausschliesslich von den Erdgas-Leckagen bei Förderung, Aufbereitung, Ferntransport (insbesondere beim Erdgas aus GUS), Verteilung und Ortsgasversorgung. Aus der Sicht der Hochdruck-Bezüger betragen die Methan-Leckagen in den vorgelegten Erdgasketten rund 0.9 % des abgelieferten Erdgases. Aus der Sicht der Niederdruck-Bezüger sind es rund doppelt soviel, wegen den Leckagen im Niederdruck-Netz. Diese Angaben sind mit grossen Unsicherheiten behaftet (siehe

Fig. V.13.1). Die deutliche höhere Leckage für die Schweiz sind auf den höheren Anteil GUS-Erdgas im Herkunftsmix zurückzuführen (37% für die Schweiz und nur 22% für Europa).

Die meisten Unterschiede zwischen dem Erdgasbezug HD in der Schweiz und in Europa liegen zwischen 10 und 20%. Auch diese sind durch den höheren GUS-Erdgasanteil im schweizer Mix zu begründen. Deutlich sind die höheren Emissionen, die auf die Leckage zurückzuführen sind und der höhere Materialbedarf, die in der aufwendigen Pipeline (6 000 km) investiert sind. Die Grössere Nachfrage nach Wasser Schiffstransporten bei Erdgas HD Europa ist durch die höheren Anteil Flüssigerdgas aus Algerien, der mit 22% (2.7% in der Schweiz) in Europa deutlich höher ist, zu begründen.

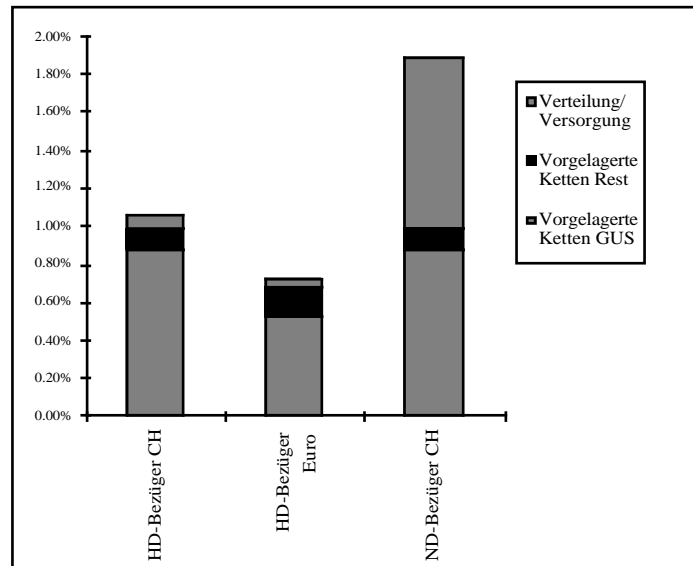


Fig. V.13.1: Erdgasleakagen in den vorgelagerten Ketten für Erdgas Hochdruck- und Niederdruckbezug. Die Prozentangaben sind volumenbezogen und beziehen sich auf das ab Pipeline bezogene Erdgas: Aufschlüsselung der Provenienz der Leckagen.

13.4 Verknüpfungen für die Stufe Nutzenergie

Auf der Stufe Nutzenergie (Wärme ab Feuerung, Strom ab Kraftwerk) wurden in diesem Bericht 2 Industriefeuerungen, 5 Hausfeuerungen und länderspezifische Brenngas-Kraftwerke sowie der Durchschnitt aller UCPT-E-Brenngaskraftwerke bilanziert. Eine Auswahl der Resultate aus der Verknüpfung aller Prozessschritte wird in Tab. V.13.5 und Tab.V.13.6 gegeben. Die vollständigen Resultatlisten für Nutzwärme ab Erdgas-Feuerungen und für Strom ab UCPT-E Brenngas-Kraftwerken sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" zu finden.

Die Unterschiede zwischen den Tab. V.13.4 und V.13.5 sind einerseits durch den Wirkungsgrad der Umwandlung von End- zu Nutzenergie, andererseits durch die direkten Emissionen der Feuerungen und durch den Material- und Betriebsmitteleinsatz auf Feuerungs- oder Kraftwerksebene zu begründen. Bei der Stromproduktion ist der Anteil anderer Gase (Kokerei- und Hochofengas) ein wichtiger Parameter.

Fig. V.13.2 zeigt den Anteil der vor- und nachgelagerten Prozessketten an den gesamten Aufwendungen und Umweltfaktoren für die Produktion von 1 TJ Nutzwärme ab Heizung <100 kW mit atmosphärischem Brenner. Dabei wird nur eine Erdgaskette betrachtet, und zwar die, die Erdgas von den Niederlanden in die Schweiz führt. Dabei soll exemplarisch gezeigt werden, wie die Resultate in diesem Bericht zu deuten sind.

Für gewisse Luftschadstoffe, z.B. CO₂ aus Verbrennung, NO_x und BTEX-Aromaten, findet auf der Stufe Erdgas in Heizung die bei weitem grösste Emission in der Erdgaskette statt. Bei der niederländischen Erdgaskette findet der Hauptteil der CH₄-Emissionen im Verteil- und Ortsversorgungsnetz (in der Schweiz) statt. Kleinere Mengen werden beim Einsatz im Heizkessel, bei der

Aufbereitung und bei der Förderung emittiert. Dieses Bild ändert sich stark, wenn die Erdgaskette aus GUS-Ländern betrachtet wird. Dort stammt der Hauptteil der CH₄-Emissionen aus den Prozessschritten Aufbereitung und Ferntransport.

Bei CH₄ und CO₂ stammen mehr als 97% der Emissionen aus der Erdgaskette selbst. Im Fall von NO_x ist ein Beitrag von rund 4% bzw. 3% aus den Ölkette bzw. aus den Materialaufwendungen zu verzeichnen. Ähnliche Werte findet man bei BTEX: ca. 90% aus Erdgaskette, 5% aus Ölkette und 3% von den Materialaufwendungen. Die Situation ändert sich bei den SO_x- und BaP-Emissionen. Die SO_x-Emissionen stammen zu rund 50% aus Materialaufwendungen, zu rund 3% aus dem Einsatz von schwefelhaltigem Gas bei der Förderung, und zu rund 13% aus der Produktion von Strom. Ein wichtiger Anteil kommt aus dem verwendeten Bitumen im der Verteilungsnetz (16%, SO_x: 2.05 kg/ t Bitumen ab Raffinerie). Benzo(a)Pyren entsteht bei der Verbrennung im Heizkessel und bei der Herstellung von Stahl für Leitungen und Kessel.

Bei den Emissionen in Wasser zeigt sich ein differenzierteres Bild. Sulfate stammen im wesentlichen aus der Material- und Strombereitstellung (36 bzw. 44%) aus der Erdgaskette sind geringere Sulfate-Emissionen zu erkennen. Andere beeinflussende Beiträge stammen aus Bitumen in HD-Gas (7%) und Bohrungen für Förderung (9%). Fette und Öle werden vor allem bei Bohraktivitäten für die Erdgasförderung (oft in Kombination mit Ölbohrungen, bilanziert im System Erdöl) emittiert (43%). Dabei spielt vor allem der Anteil aus offshore-Förderung (20% im niederländischen Fall) eine wichtige Rolle. Bitumen und Materialien tragen 14 bzw. 29% der Süßwasser-Emissionen bei.

Chlorid-Emissionen entstehen vor allem bei der Bitumen-, Material-, Strom- und Transportbereitstellung mit 59, bzw. 22, 5 und 3%. Zuletzt wird die Zuordnung des Wasserverbrauchs gezeigt. Dieser stammt zu mehr als 96% aus der Bereitstellung von Strom, der für den Betrieb der Heizung benötigt wird (Zirkulationspumpen).

Fig. V.13.3 zeigt exemplarisch die Energiebilanz für das System "Nutzwärme ab Erdgas-Heizung atmosphärisch <100kW" pro TJ Nutzwärme. Der Grossteil der Abwärme wird auf der Stufe des Heizkessels emittiert (1.30 TJ). Praktisch der gesamte obere Heizwert des eingesetzten Erdgases wird dort in Abwärme umgewandelt. Abwärmeflüsse in vorgelagerten Prozessschritten liegen im Prozentbereich.

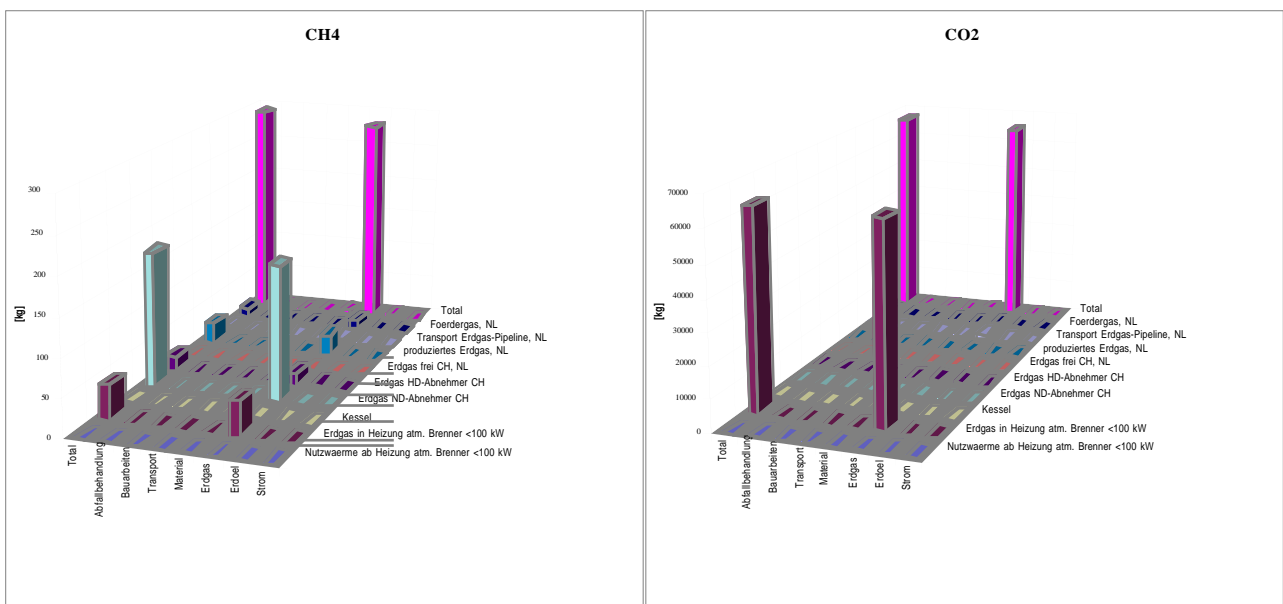
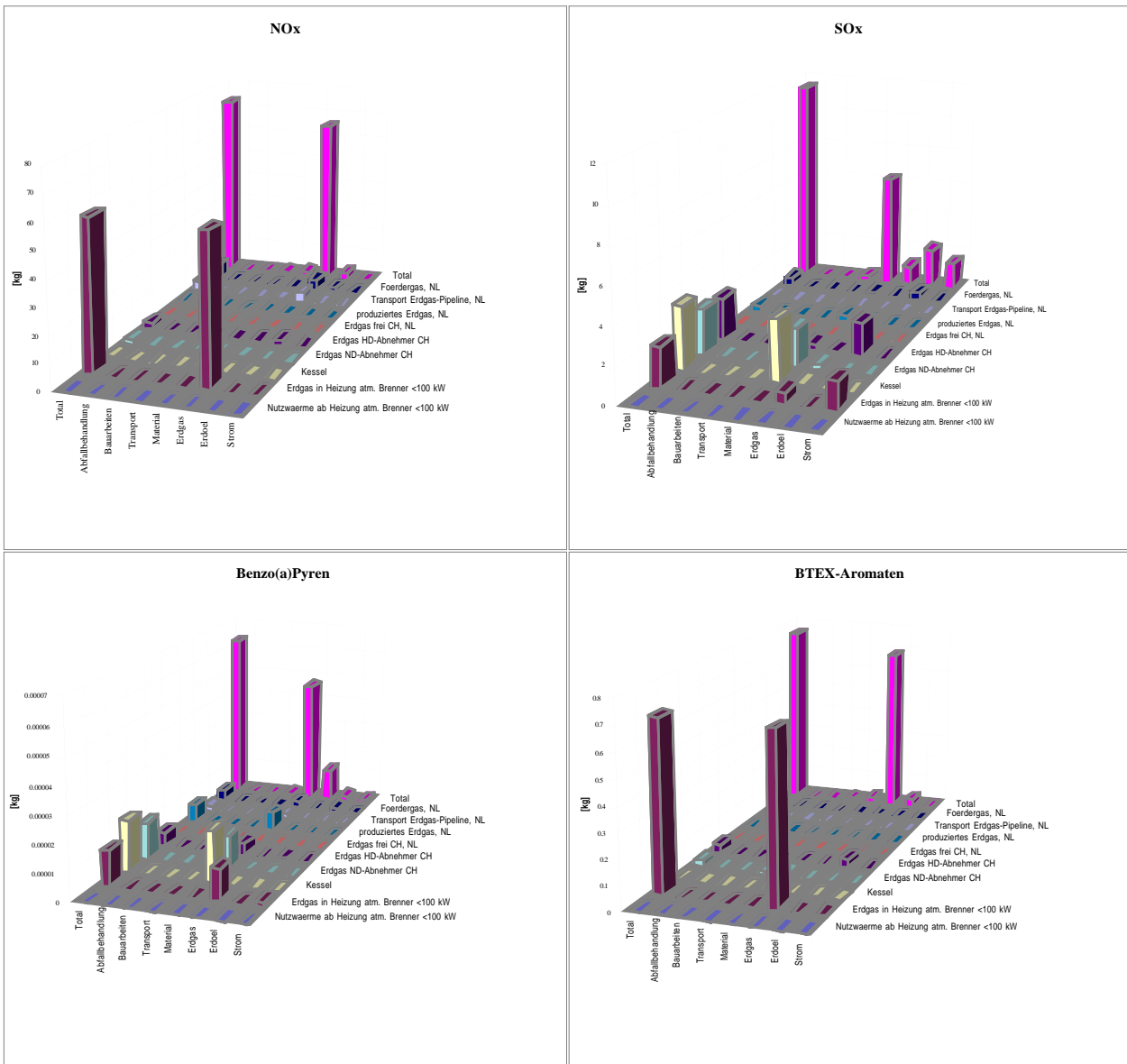
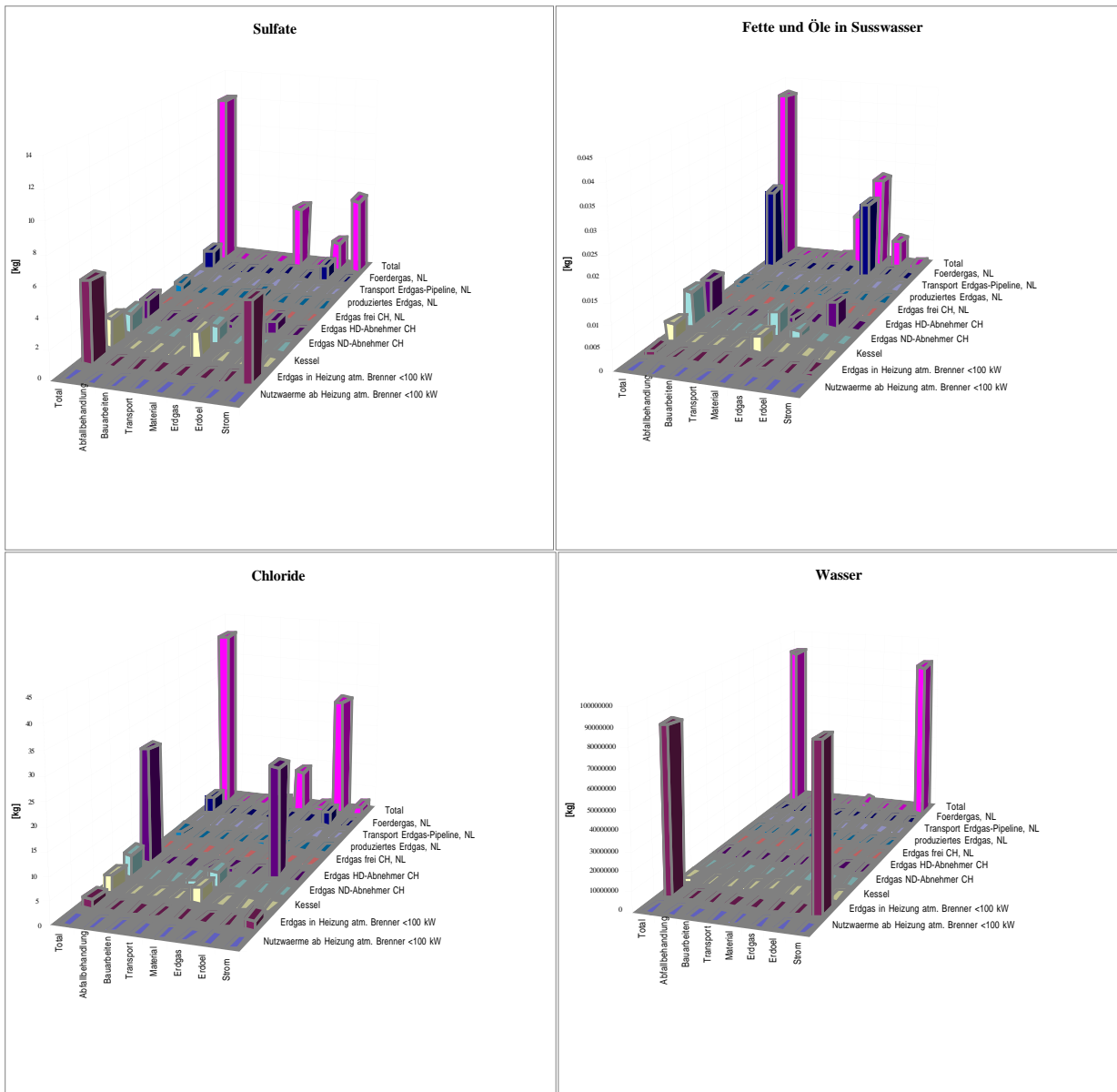


Fig. V.13.2: Aufteilung von Emissionen des Systems "Nutzwärme ab Erdgas-Heizung atmosphärisch <100kW" (Anbindung an die niederländische Erdgaskette) auf die verschiedenen Prozessschritte und Verursacher-Kategorien. (folgt..)



(folgt..)

Fig. V.13.2: Aufteilung von Emissionen des Systems "Nutzwärme ab Erdgas-Heizung atmosphärisch <100kW" (Anbindung an die niederländische Erdgaskette) auf die verschiedenen Prozessschritte und Verursacher-Kategorien. (folgt..)



(folgt..)

Fig. V.13.2: Aufteilung von Emissionen und Wasserverbrauch des Systems "Nutzwärme ab Erdgas-Heizung atmosphärisch <100kW" (Anbindung an die niederländische Erdgaskette) auf die verschiedenen Prozessschritte und Ver-ursacher-Kategorien.

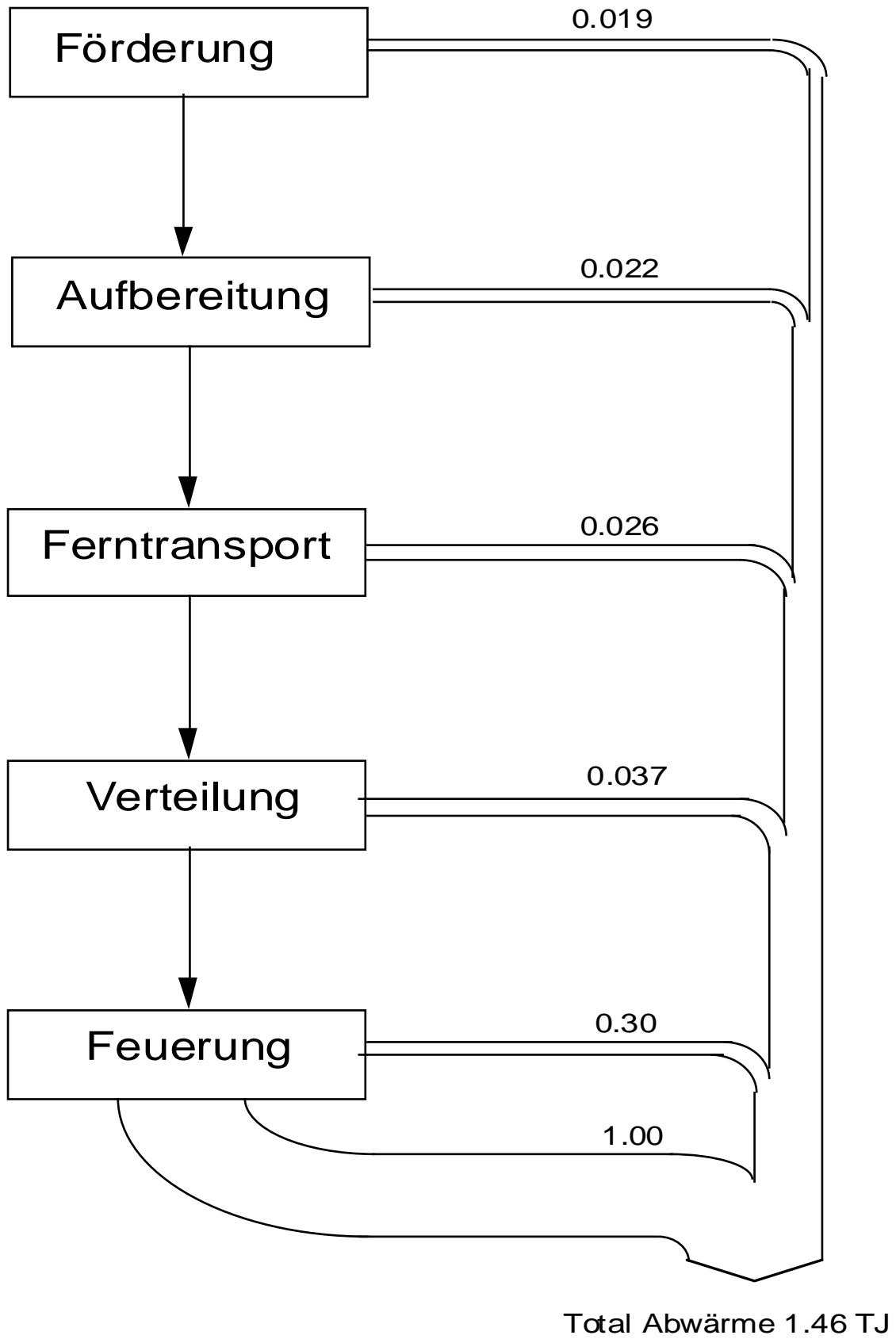


Fig. V.13.3: Abwärmebilanz für das System "Nutzwärme ab Erdgas-Heizung atmosphärisch <100kW" pro TJ Nutzwärme (Anbindung an die niederländische Erdgaskette).

Erdgas, Verknüpfung Prozessschritte

		Nutzwaerme ab Heizung LowNOx KOND.<100 kW	Nutzwaerme ab Heizung atm. <100 kW	Nutzwaerme ab Heizung Gebl. <100 kW	Nutzwaerme ab Industrie- feuerung >100 kW	Strom ab Brenngas- Kraftwerk UCPTE-Mix
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen						
Flaeche II-III	m2a	454	506	660	346	264
Flaeche Benthos II-III	m2a	904	1010	1010	973	1440
Flaeche II-IV	m2a	141	157	158	133	257
Flaeche III-IV	m2a	156	174	174	111	172
Flaeche IV-IV	m2a	0.141	0.157	0.162	0.0531	0.161
Erdgas	Nm3	32100	35700	35700	35500	58900
Wasser	kg	81500000	90800000	134000000	22800000	7630000
Strom	TJ	0.0274	0.0305	0.044	0.0229	1.01
Materialien						
Materialien	kg	6720	7490	7590	2190	3730
Kalkstein	kg	190	212	220	106	200
Kies	kg	1180	1320	1370	162	491
Stahl und Gusseisen	kg	452	504	511	230	395
Transporte						
Transport Strasse	tkm	426	475	482	191	343
Transport Schiene	tkm	612	682	697	355	737
Transport Wasser	tkm	10700	11900	12100	11700	12700
Abwaerme	TJ	1.31	1.46	1.47	1.48	2.1
Emissionen Luft						
CO2 mobil	kg	146	162	165	99	125
CO2 prozessbedingt	kg	511	570	551	511	706
CO2 feuerungsbedingt	kg	64800	72200	72300	74000	243000
SOx	kg	33.2	37	37.8	46.4	58.3
NOx	kg	50.9	91.2	68.4	84.9	408
CH4	kg	412	461	460	195	374
NMVOC	kg	59.5	68.6	66.5	36.9	62
BTEX-Aromaten	kg	0.69	0.769	0.77	0.764	1.35
Benzo(a)Pyren	kg	0.0000636	0.0000709	0.0000717	0.0000387	0.000369
HCl	kg	0.119	0.133	0.14	0.578	0.221
Hg	kg	0.000433	0.000483	0.000487	0.000562	0.000748
Emissionen Wasser						
Chloride	kg	42.2	47	48	41.3	178
Sulfate	kg	13.4	14.9	17.6	17.8	112
Ammoniak als N	kg	0.0698	0.0778	0.0862	0.0604	0.179
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.225	0.25	0.251	0.231	0.345
Fette und Oele Meerwasser	kg	1.91	2.13	2.15	1.8	2.56
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.13	0.145	0.146	0.126	0.181
Zink	kg	0.0253	0.0282	0.0288	0.0286	0.221
Ra	kBq	1520	1700	2450	1240	357
Abfaelle						
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1550	1720	1790	640	4660
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	171	190	198	277	356
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.821	0.915	0.936	0.526	6.33
Abfaelle in KVA	kg	29.8	33.2	46.2	20.3	0.873
Sonderabfaelle	kg	1.88	2.1	2.49	1.67	2.23

Tab. V.13.5: Resultate (Verknüpfung aller Prozesse) für Nutzenergie aus dem Energiesystem Erdgas: Nutzwärme ab Hausfeuerungen und ab Industriefeuerungen; Strom ab UCPTE Brenngas-Kraftwerken.

Ein Vergleich der Resultate für die Stufe Nutzenergie mit früheren Studien drängt sich auf. Eine umfassende Studie der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle <DGMK 1992> liefert Resultate für CO₂- und Methanemissionen für die ganze Erdgaskette aus der Sicht Deutschlands. Die gesamten CO₂-Emissionen für Exploration, Gewinnung, Aufbereitung, Ferntransport, Endverteilung und -verbrauch werden zu 123 Mio t/a beziffert, die Methanemissionen zu 280'000 t/a. Die durch Brenngase bereitgestellte Nutzenergie (Strom, Wärme) wird zu rund 1'500 PJ beziffert. Dies führt zu durchschnittlichen Emissionsfaktoren für den

Brenngaseinsatz in Deutschland von 82'000 kg CO₂/TJnutz und 190 kg CH₄/TJnutz.

Ein Vergleich mit Resultaten aus diesem Projekt ist nicht ohne weiteres möglich, da hier keine Emissionsinventare für ein ganzes Land erstellt, sondern nur Werte für ausgewählte Anlagen angegeben werden. Tendenziell liegen die Werte von DGMK für die CO₂-Emissionen höher. Der Unterschied liegt höchstwahrscheinlich in den schlechteren Feuerungswirkungsgraden für durchschnittlich installierte Anlagen, die von DGMK zugrundegelegt werden. Die Werte für die CH₄-Emissionen liegen bei DGMK tendenziell tiefer. Wie DGMK selbst schreibt, "sind diese Werte nicht direkt auf andere Länder übertragbar, wegen unterschiedlichen Versorgungsstrukturen und Techniken ..". Insbesondere weist Deutschland einen hohen Anteil Industriefeuerungen am Brenngas-Einsatz aus (über 70 % der Nutzenergie) und verfügt über allgemein gut ausgelastete Versorgungsnetze.

Eine weitere Studie, die den ganzen Lebenszyklus verschiedener Energiesysteme untersucht ist <Fritsche et al. 1989>, <Fritsche et al. 1993>. Resultate aus dieser Studie für die ganze Erdgaskette inklusive Gaseinsatz in Hausfeuerungen betragen rund 8 kg SO₂/TJnutz, 44 kg NO_x/TJnutz, 1 kg Partikel/TJnutz, 75'600 kg CO₂/TJnutz. Es fallen vor allem die Unterschiede bezüglich den SO₂- und NO_x-Emissionen auf.

Die höheren SO₂-Emissionen im vorliegenden Projekt sind folgendermassen zu begründen: leicht höhere Konzentration von Schwefel im Erdgas (0.55 kg/TJend, statt 0.3 kg/TJend in <Fritsche et al. 1989>), z.T. höhere SO₂-Emissionen bei der Aufbereitung von Sauer gas, dreimal so hohe SO₂-Emissionen bei der Produktion von Stahl. Es ist zu sagen, dass die SO₂-Emissionen in der Erdgaskette ohnehin sehr klein und deshalb nicht entscheidend für die Umweltrelevanz des Energieträgers sind.

Die NO_x-Angabe von <Fritsche et al. 1989> bezieht sich im wesentlichen auf eine gute Neuanlage mit Gebläsebrenner. Die um rund 35 % höheren NO_x-Emissionen für solche Anlagen in der vorliegenden Studie sind v.a. durch höhere Pipeline-Transportdistanzen für Schweizer Erdgas zu erklären (die NO_x-Emissionsfaktoren für Kompressorstationen sind in beiden Studien etwa gleich). Auch im Bereich der Materialbereitstellung und der Transporte (Anhänge A und B) werden in diesem Bericht tendenziell höhere NO_x-Emissionen zugrundegelegt.

13.5 Resultate für verschiedene Brenngaskraftwerke

Zur Stromerzeugung in Brennkraftwerken wird ausser Erdgas auch Kokerei- und Hochofengas eingesetzt. Hochofengas ist ein Nebenprodukt der Stahlproduktion. In der Folge wird die Stromproduktion in Italien, den Niederlanden, Deutschland und im Durchschnitt für UCPTTE verglichen. Die drei Länder produzieren 85% des gesamten UCPTTE-Stroms.

Die Luftemissionen sind stark vom eingesetzten Gasmix (Erd-, Kokerei-, und Hochofengas) beeinflusst. Hohe Kokereianteile bewirken höhere SO_x-Emissionen beim deutschen Kraftwerkstrom; hohe Hochofengasanteil bewirkt höhere CO₂-Emissionen in Italien. Die NO_x-Emissionen sind in diesen Projekt länderspezifisch angegeben, weil der Gasherkmunftsmix der einzigen Länder berücksichtigt werden konnte.

Ressourcen-, Material- und Transport-Bedarf sind ebenfalls von den unterschiedlichen Gassorten abhängig. Eine Zusammenfassung der Gas-Charakterisierung, die für Stromproduktion angewendet wird, ist in Tab.V.13.7 ersichtlich.

Erdgas, Verknüpfung Prozessschritte

		Strom ab Brenngas- Kraftwerk UCPTE-Mix	Strom ab Brenngas- Kraftwerk I	Strom ab Brenngas- Kraftwerk NL	Strom ab Brenngas- Kraftwerk W-D
		TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen					
Fläche Benthos II-III	m2a	1440	1530	858	1740
Fläche II-III	m2a	264	245	108	435
Fläche II-IV	m2a	257	263	178	308
Fläche III-IV	m2a	172	181	96.9	237
Fläche IV-IV	m2a	0.161	0.157	0.131	0.193
Erdgas	Nm3	58900	48900	66500	58000
Wasser	kg	7630000	6330000	3000000	13400000
Strom	TJ	1.01	1.01	1	1.01
Materialien					
Materialien	kg	3730	3770	2290	5080
Kalkstein	kg	200	191	138	259
Kies	kg	491	442	339	674
Stahl und Gusseisen	kg	395	374	290	495
Transporte					
Transport Strasse	tkm	343	346	230	423
Transport Schiene	tkm	737	574	257	1360
Transport Wasser	tkm	12700	11800	6320	13600
Abwärme	TJ	2.1	2.18	1.89	2.07
Emissionen Luft					
CO2 mobil	kg	125	118	68.5	144
CO2 prozessbedingt	kg	706	892	592	475
CO2 feuerungsbedingt	kg	243000	347000	180000	178000
SOx	kg	58.3	49.4	7.58	117
NOx	kg	408	697	244	372
CH4	kg	374	368	107	564
NMVOG	kg	62	63.6	38.2	72.9
BTEX-Aromaten	kg	1.35	1.38	1.24	1.38
Benzo(a)Pyren	kg	0.000369	0.00025	0.0000521	0.000801
HCl	kg	0.221	0.174	0.0648	0.42
Hg	kg	0.000748	0.000706	0.000669	0.000806
Emissionen Wasser					
Chloride		178	132	37.5	362
Sulfate	kg	112	81.1	25.7	226
Ammoniak als N	kg	0.179	0.138	0.0458	0.352
Fette und Öle Süßwasser	kg	0.345	0.275	0.175	0.49
Fette und Öle Meerwasser	kg	2.56	2.69	1.56	3.24
Zink	kg	0.221	0.15	0.0243	0.486
Ra	kBq	357	287	104	672
Abfälle					
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	4660	3240	582	10100
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	356	364	242	432
Abfälle in Reaktordeponie	kg	6.33	7.87	6.43	3.67
Abfälle in KVA	kg	0.873	0.806	0.45	1.28
Sonderabfälle	kg	2.23	2.15	1.57	2.84

Fig. V.13.6: Ausgewählte Resultate (Verknüpfung aller Prozesse) für Stromproduktion ab Brenngaswerk verschiedener Nationen

	UCPTE	Süßgas	Onshore	Erdgas	Hochofengas	Kokereigas
	%	%	%	%	%	%
I	29	88	94	58.7	37.1	4.1
NL	31	100	67	93.6	6.4	
D	25	81	78	78.1	4.4	7.5
UCPTE	100	90	75	74.5	18.6	6.9

Fig. V.13.7: Charakterisierung der Brenngase mit Berücksichtigung der Herkunft.

14. Schlussbemerkungen

In diesem Bericht wird eine sehr grosse Anzahl von kumulierten Umweltfaktoren (Ressourcenverbräuche, Emissionen in Luft, Wasser, Boden) für verschiedene End- und Nutzenergieformen im System Erdgas angegeben. Eine ökologische Beurteilung des Energieträgers Erdgas (d.h. Zusammenfassung vieler Umweltfaktoren zu wenigen Indikatoren) ist aber nicht Bestandteil dieser Arbeit. Dies erschwert auch die Interpretation der Resultate. Pauschale Aussagen in Bezug auf ganze Energiesysteme sind angesichts der sehr differenzierten Datenlage nicht möglich.

Wie in Kap. 13 anhand einiger Beispiele gezeigt wurde, ist die Interpretation der kumulierten Resultate nicht ganz einfach. Der Grund liegt vor allem in der starken Verknüpfung der Energiesysteme mit anderen Systemen, die Materialien, Bau-, Transport- und Entsorgungsdienstleistungen bereitstellen. Auch die Verknüpfung mit anderen Energiesystemen und, vor allem, mit dem UCPTE-Stromnetz können einen wesentlichen Einfluss auf einzelne Umweltfaktoren haben. Wie in Kap. 13 gezeigt wurde, ist bei jedem Umweltfaktor zu überlegen, inwiefern er direkt von der Erdgaskette stammt oder ob er über andere Systeme "importiert" wurde.

Dies bestätigt einerseits eine zentrale Hypothese dieser Studie. Energiesysteme sollten, wegen ihrer Komplexität und Vernetztheit mit anderen Systemen, nicht für sich allein betrachtet werden. Wenn man sich nicht nur für die "Schadstoffe des Tages interessiert, sondern auch für Spurenelemente, für einzelne kanzerogene oder hoch toxische Substanzen, für eine detaillierte Angabe der Emissionen in Wasser, dann ist es unerlässlich, auch Materialbezüge, Bauprozesse, Entsorgungsdienstleistungen etc. miteinzubeziehen.

Es zeigt sich, dass der Erdgaseinsatz in Pipeline-Kompressorstationen, Material- und Bauaufwendungen in Transport- und Versorgungssystemen, und der Hilfsstrombedarf auf Feuerungsebene einen wichtigen Einfluss auf die kumulierten Umweltfaktoren der Erdgaskette haben. Verbesserungen in diesen Bereichen, können das Ökoinventar für Erdgas positiv beeinflussen.

Die Tatsache, dass Erdgas in einem schon relativ edlen Zustand als Ressource vorliegt und ohne aufwendige Aufbereitung verwendet werden kann, führt dazu, dass viele Umweltfaktoren für Erdgas tiefer liegen als bei anderen fossilen Systemen. Für die meisten Emissionen in Wasser (insbesondere Schwermetalle und Kohlenwasserstoffe), zum Beispiel, weist das gasförmige Erdgas niedrigere Werte aus als die flüssigen und festen fossilen "Brüder".

Dies darf aber nicht über die Tatsache hinwegtäuschen, dass sich Problem der Lagerstättenwässer bei der Förderung auch für Erdgas in Zukunft stark verschärfen wird. Die Erdgaswirtschaft hat dieses Problem erkannt und hat verschiedene Projekte zur Entsorgung der Lagerstättenwässer lanciert.

Es gibt dann eine Reihe von "erdgasspezifischen" Emissionen in Luft, die bei Erdgassystemen besonders hoch ausfallen. Es sind dies unter anderem die Methanemissionen aus den Erdgas-Leckagen, Quecksilber-Emissionen in Luft bei Förderung und Aufbereitung, Emissionen von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (u.a. Benzo-a-Pyren), von Formaldehyd, von Benzol und Toluol auf Feuerungsebene. Leider ist es so, dass vor allem für diese Emissionsfaktoren die Unsicherheit der Angabe besonders hoch ist. Die Angabe der Methanemissionen schwankt stark, vor allem wegen der Unsicherheit bezüglich der Leckagen im russischen Förder- und Transportsystem. Für die polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe und für Formaldehyd liegen nur wenig und veraltete Messungen vor.

In diesen, aber auch anderen, Bereichen sind noch Datenlücken vorhanden oder ist die Datenqualität unbefriedigend. Diese Lücken sind von der Erdgaswirtschaft weitgehend erkannt worden. Zur Zeit wird auf europäischer Ebene ein Projekt zur genaueren Erfassung der Methanemissionen gestartet. Es ist unser Anliegen, neue Erkenntnisse aus laufenden Projekten in zukünftige Aktualisierungen des vorliegenden Berichtes einfließen zu lassen.

15. Anhänge

15.1 Gasturbinen

15.1.1 Übersicht

Gasturbinen kommen in diesem Projekt vor allem im Teil "Erdgas" zur Anwendung. Sie werden auf Förderinseln, in Gasaufbereitungsanlagen oder in Kompressorstationen für den Ferntransport eingesetzt. Die zwei Module "Output Gasturbine Forderung Sauer gas" und "Output Gasturbine Forderung Süssgas" sind in Kap. 6 berücksichtigt. Hier wird das Modul "Output Gasturbine (pro TJin)" als Basismodul definiert und aus es die Landspezifischen Module für Kompressionstationen und Pipelinetransport eregestellt. Es ist ein Hilfsmodul, das in erster Näherung eingesetzt werden kann, wenn keine genaueren Angaben vorliegen. Es werden Gasturbinen der Leistungsklasse 10 MW beschrieben.

Die Module "Output Gasturbine ... beschreiben der Bedarf (landspezifisch) an Input-Erdgas, die betrieblichen Emissionen und die vorgelagerten Aufwendungen für den Materialeinsatz in Gasturbinen.

Es werden durchschnittliche Emissionsfaktoren für aufbereitete Erdgase (Endverbraucher-Qualität) angegeben. Bezugsgrösse ist das Input-Erdgas in TJ (bezogen auf Hu).

15.1.2 Prozessbeschreibung

Gasturbinen sind Wärmearbeitsmaschinen, in denen das Turbinenrad durch das Abgas des in der Brennkamer verfeuerten Brenngases angetrieben wird. Die bei der Verbrennung entstehende Wärmeenergie wird durch die Turbine in kinetische Energie umgesetzt. Diese treibt über eine Antriebswelle einen Generator zur Stromerzeugung an. Obwohl sich aus material- und verbrennungstechnischen Gründen Erdgas am besten eignet, kommen auch andere Brennstoffe (Heizöl HEL, Erdöl gas und sogar Schweröl und Kohlenstaub) zum Einsatz.

Gasturbinen gibt es ab etwa 150 kWe bis zu einigen 100 MWe. Ihr mechanischer Wirkungsgrad beträgt im Kleinbereich 12 bis 18%, ab etwa 750 kW 20 bis 30% und ab etwa 2 MW bis über 30%. Die Abwärme der Verbrennung fällt in Form von Abgasen, bei Temperaturen von 450 bis 600 °C, an. Dies gestattet die Erzeugung von Dampf oder Heisswasser bis etwa 180 °C in nachgeschalteten Wärmetauschern bzw. Abhitze kesseln oder auch die direkte Verwendung der Abgase zu Trocknungszwecken.

Das Turbinenabgas enthält nach der Verbrennung noch etwa 16 bis 17% Sauerstoff, weil die Turbine mit etwa 400% Luftüberschuss betrieben wird. Deshalb eignet es sich als Verbrennungsluft für eine Zusatzfeuerung, mit der das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung zugunsten der letzteren verändert werden kann oder höhere Temperaturen oder Dampfdrücke erzeugt werden können. Die Gasturbine ist aus den oben beschriebenen Gründen ein beliebtes Aggregat für die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme (Wärme-Kraft-Kopplung, WKK).

15.1.3 Materialeinsatz und Flächenbedarf

Es wird angenommen, dass die Gasturbinen-Anlage und der Abhitze-Kessel in einem separaten Gebäude untergebracht sind (Gebäude wird mitbilanziert). Angaben zum Materialeinsatz und zum Flächenbedarf sind in Tab. V.15.1 zusammengefasst. Für die Berechnung energiespezifischer Faktoren muss die Lebensdauer und die durchschnittliche jährliche Auslastung bekannt sein. Es wird von einer Lebensdauer von rund 15 Jahren und von einer relativ hohen Auslastung von rund 5'500 h/a ausgegangen, die typisch ist für grössere BHKW und für Aggregate, die in der Erdöl- und Erdgasindustrie eingesetzt werden.

15.1.4 Direkte Emissionen

Angaben für die Emissionsfaktoren aus verschiedenen Quellen sind in der Tab. V.15.2 zusammengefasst.

Anlagen		Gasturbinenkraftwerk (typische Neuanlagen 1988)	Gasturbinen für WKK (typische Neuanlagen 1989)	Gasturbinen 10 MW	Gasturbinen (typische Neuanlagen 1994)
Leistung	MWe	>10	<10	10	10
Quelle		<Jensch 1988>	<Fritsche et al. 1989>	<ABB 1993> und eigene Annahmen	dieses Projekt
Lebensdauer	a		10		15
Auslastung	h/a		4'500		5'500
Eisen/Stahl	kg	55'000	5'000	30'000	50'000 *)
NE-Metalle		15'000	5'000	5'000	5'000 **)
Kunststoffe, sonst.		20'000			15'000
Beton		110'000			100'000
Zement			3'000		
Flächenbedarf	m2		500		1'000
Ecoinvent-Angaben:					
Stahl unlegiert	kg/TJin				16.0
Stahl hochlegiert	kg/TJin				0.8
Kupfer	kg/TJin				1.7
Beton	kg/TJin				33.7
PE	kg/TJin				5.1
Flächenbedarf III-IV	m2a/TJin				5.1

*) 5% sind hochlegierte Stähle für die Auskleidung der Brennkammer

***) Annahme: Kupfer.

Tab. V.15.1: Materialeinsatz für Gasturbinen.

Anlagen		Gasturbine n (typische Neuanlage n 1990-1995)	Gasturbine n-STIG (typische Neuanlage n 1990-1995)	Gasturbine n offshore-Energiebereitstellung Norwegen	Gasturbine n (typische Neuanlage n USA 1971)	Gasturbine n (typische Neuanlage n 1990)	Gasturbine n (typische Neuanlage n 1990)	Gasturbine n (typische Neuanlage n 1990)
Abgasreinigung			STIG		?			STIG
Leistung	MWe	10	25	ca. 10	> 10	4.5-10 (Vollast)	4.5-10 (Teillast)	4.5-10 (Vollast)
Quelle		Fritsche et al. 1993	Fritsche et al. 1993	NOIA 1991 *)	EPA 1985 *)	ASUE 1990	ASUE 1990	ASUE 1990
SO ₂	kg/TJ end	0.3	0.3		0.22			
NO _x		84	42	280	110	155	110	95
Partikel		0.4	0.4					
CO		42	42		46	20	65	20
VOC								
CH ₄		4.2	4.2	18	6			
NMVO		4.2	4.2	9	0.66			
N ₂ O		4.2	4.2					

*) Heizwert 39.7 MJ/m³

Tab. V.15.2: Emissionsfaktoren für Gasturbinen

Abgasreinigung		?	SCR-Kat		STIG
Leistung	MWe	ca. 10	?	10	10
Quelle		DOE 1983	Eicher 1990	dieses Projekt	dieses Projekt
SO ₂	kg/TJ end	0.14		0.55 *)	0.55 *)
NO _x		107	30	130	80
Partikel			0	0	0
CO		40	50	40	40
VOC		7.4			
CH ₄			4.5	4.5	4.5
NMVOG			0.5	1	1
N ₂ O				1	1
CO ₂				*)	*)

*) Brennstoffdaten gemäss Kap. 3, Tab. V.3.5

Tab. Forts.: Emissionsfaktoren für Gasturbinen

15.1.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Angaben für die Module sind in der Tab. V.15.3a, V.15.3b und V.15.4 zusammengefasst.

		Output Gasturbine (pro TJin)	Output Gasturbine CH	Output Gasturbine Alg.	Output Gasturbine D	Output Gasturbine GUS	Output Gasturbine N	Output Gasturbine NL
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Erdgas								
Erdgas frei CH	m3		27540					
Erdgas frei UCPT	m3	27540						
Infra Output Gasturbine	TJ	1	1	1	1	1	1	1
produziertes Erdgas, Alg.	m3			27540	27540			
produziertes Erdgas, D	m3							
produziertes Erdgas, GUS	m3					27540		
produziertes Erdgas, N	m3						27540	
produziertes Erdgas, NL	m3							27540
Emissionen Luft								
Abwaerme in Luft s	TJ	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
CH4 Methan s	kg	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
CO Kohlenmonoxid s	kg	40	40	40	40	40	40	40
CO2 Kohlendioxid s	kg	59100	56000	57400	59700	56200	57400	61700
N2O Lachgas s	kg	1	1	1	1	1	1	1
NMVOG s	kg	1	1	1	1	1	1	1
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	130	130	130	130	130	130	130
SOx als SO2 s	kg	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55

Tab. V.15.3a: Zusammenfassung der Eingabedaten.

		Output Gasturbine Pipeline UCPTE	Output Gasturbine Pipeline Alg.	Output Gasturbine Pipeline D	Output Gasturbine Pipeline GUS	Output Gasturbine Pipeline N	Output Gasturbine Pipeline NL
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Erdgas							
Erdgas frei UCPTE	m3	27540					
Infra Output Gasturbine produziertes Erdgas, Alg.	TJ	1	1	1	1	1	1
produziertes Erdgas, D	m3		27540				
produziertes Erdgas, GUS	m3			27540			
produziertes Erdgas, N	m3				27540		
produziertes Erdgas, NL	m3						27540
Emissionen Luft							
Abwaerme in Luft s	TJ	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
CH4 Methan s	kg	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
CO Kohlenmonoxid s	kg	40	40	40	40	40	40
CO2 Kohlendioxid s	kg	59100	57400	59700	56200	57400	61700
N2O Lachgas s	kg	1	1	1	1	1	1
NMVOC s	kg	1	1	1	1	1	1
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	195 *)	195 *)	195 *)	195 *)	195 *)	195*)
SOx als SO2 s	kg	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55

*) Wert modifiziert gemäss Bemerkungen im Kap. V.8.3

Tab. V.15.3b: Zusammenfassung der Eingabedaten.

Infrastruktur		Infra Output Gasturbine
		TJ
Nichten. Ressourcen		
Flaeche III-IV	m2a	5.1
Basismaterialien		
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	33.7
Kupfer	kg	1.7
PE (HD)	kg	5.1
Stahl hochlegiert	kg	0.8
Stahl unlegiert	kg	16

Tab. V.15.4: Zusammenfassung der Angabedaten für das Infrastrukturmodul "Infra Output Gasturbine".

15.2 Gasmotoren

15.2.1 Übersicht

Gasmotoren kommen in diesem Projekt vor allem im Teil "Erdgas" zur Anwendung. Sie werden z.B. für die Kompression des Erdgases in saisonalen Speichern oder für die Verflüssigung benötigt. In diesem Anhang wird das Basismodul "Output Gasmotor (pro TJin)" definiert und aus es die Landspezifischen Module eregestellt. Sie sind Modulen, die in erster Näherung eingesetzt werden können, wenn keine genaueren Angaben vorliegen. Es werden Gasmotoren mit Dreiwegkatalysatoren der Leistungsklasse 200 kW beschrieben.

Es ist dies eine Grösse, die in der Schweiz oft für Standard-Blockheizkraftwerke (BHKW) eingesetzt wird. Eine Beschreibung des BHKW-Einsatzes in der Schweiz findet sich z.B. in <Kaufmann 1992>. Die Stromkennzahl (Verhältnis Elektrizitäts- zu Wärmeerzeugung) solcher Aggregate liegt typischerweise bei 0.6. Dabei kommen standardisierte Techniken und erprobte Industrie-Gasmotoren

zum Einsatz.

Die Module "Output Gasmotor ... beschreiben der Bedarf (landspezifisch, d.h. das Modul nimmt weiteren Bezug auf die Qualität des eingesetzten Brennstoffes) an Input-Erdgas, die betrieblichen Emissionen und die vorgelagerten Aufwendungen für den Materialeinsatz in Gasturbinen. Bezugsgrösse ist das Input-Erdgas in TJ (bezogen auf Hu).

15.2.2 Materialeinsatz und Flächenbedarf

Angaben für den Materialeinsatz sind spärlich. <Fritsche et al. 1989> geben für Gas-BHKWe rund 30 t Stahl und 20 t Beton an. Für ein grosses 880 kW Gas-BHKW gehen <Herrmann, Graf 1992> von rund 180 t Stahl aus (entspricht, angegeben in Primärenergie, rund 2% der Wärmeproduktion). Für ein sehr kleines 10 kW Gas-BHKW werden gemäss <Sachs 1990> rund 0.6 t Stahl eingesetzt.

In diesem Projekt wird für ein 206 kW Gas-BHKW ein Materialeinsatz von 1'400 kg Stahl eingesetzt <Bollens 1995>. Der Heizraum wird in Analogie zu den anderen Energiesystemen nicht bilanziert, auch flächenmässig nicht. Die Betriebsstundenprozent beträgt 75% und die Lebensdauer 15 Jahre. Damit erhält man einen Materialeinsatz von rund 19.45 kg/TJin für dieses Projekt.

15.2.3 Direkte Emissionen

Verschiedene Angaben für die Emissionsfaktoren der Gasmotoren mit Dreiwegkatalysator sind in Tab. V.15.5 zusammengefasst.

Leistung	MWe	> 100 kW	200 kW	> 100 kW	200 kW
Quelle		EGES 1987	Pauli et al. 1989	Fritsche et al. 1989	dieses Projekt
SO ₂	kg/TJ end	30	20	16-63	0.55 *)
NO _x		3		2	20
Partikel		90	60		2
CO					60
VOC					
CH ₄			17 **)		17
NMVOG		8	8		
N ₂ O					8
CO ₂					*)
Abwärme	TJ/TJ end				1.1 *)

*) Brennstoffdaten gemäss Kap. 3, Tab. V.3.5

***) Persönliche Mitteilung Fa. Eicher und Pauli, 17.6.93

Tab. V.15.5: Emissionsfaktoren für Gasmotoren mit Dreiwegkatalysator

15.2.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

Angaben für die Module sind in der Tab. V.15.6 und V.15.7 zusammengefasst.

		Output Gasmotor (pro TJin)	Output Gasmotor Alg.	Output Gasmotor D	Output Gasmotor GUS	Output Gasmotor N	Output Gasmotor NL
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Erdgas							
Erdgas frei CH	m3	27540					
Infra Output Gasmotor produziertes Erdgas, Alg.	TJ	1	1	1	1	1	1
produziertes Erdgas, D	m3		27540				
produziertes Erdgas, GUS	m3			27540			
produziertes Erdgas, N	m3				27540		
produziertes Erdgas, NL	m3						27540
Emissionen Luft							
Abwaerme in Luft s	TJ	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
CH4 Methan s	kg	17	17	17	17	17	17
CO Kohlenmonoxid s	kg	60	60	60	60	60	60
CO2 Kohlendioxid s	kg	56000	57400	59700	56200	57400	61700
NMVOC s	kg	8	8	8	8	8	8
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	20	20	20	20	20	20
Partikel s	kg	2	2	2	2	2	2
SOx als SO2 s	kg	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55

Tab. V.15.6: Zusammenfassung der Eingabedaten.

Infrastruktur		Infra Output Gasmotor
		TJ
Basismaterialien		
Gusseisen	kg	13.89
Stahl hochlegiert	kg	1.39
Stahl niedriglegiert	kg	2.78
Stahl unlegiert	kg	1.39

Tab. V.15.7: Zusammenfassung der Eingabedaten für das Infrastrukturmodul "Infra Output Gasmotor".

15.3 Materialeinsatz für Gebäude

In der Erdgas-Verteilkette werden Räumlichkeiten für Mess-, Druckreduzier- und Schaltanlagen benötigt. Eine genaue Bilanzierung ist im Rahmen dieses Projektes nicht möglich. Es wurden pauschal 2 Gebäudetypen definiert: Massivbau-Gebäude und Metallbau-Schaltschränke.

Massivbau-Gebäude werden in Anlehnung an <Kohler 1986> bilanziert. Dort wird ein Wohngebäude mit 3'800 m³ Innenvolumen betrachtet. Der Materialeinsatz bezogen auf das Innenvolumen ist in Tab. V.15.8 zusammengefasst. Der Materialaufwand für Fenster wird vernachlässigt, da Gebäude der Erdgasversorgung meistens ohne Fenster ausgeführt sind. Der Flächenbedarf wird nicht hier verbucht, sondern direkt in den betreffenden Energiesystemen.

Für Metallbau-Schaltschränke lagen keine Angaben vor. Es werden rund 50 kg Stahl pro m³ Innenvolumen geschätzt. Die Angaben für den Materialeinsatz in Gebäuden in diesem Kapitel müssen als sehr grobe Näherungen verstanden werden. Dies ist im Rahmen dieses Projektes zulässig, da die Gebäude eine untergeordnete Bedeutung haben, sollte aber nicht auf andere Fälle übertragen werden.

		Massivbau- Gebäude	Metallbau- Gebäude
		m3	m3
Basismaterialien			
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	350	
Holzbaustoff massiv	kg	5	
Mineralwolle	kg	2	
Backsteine *)	kg	50	
Stahl unlegiert	kg		50
Allg. Dienststg.			
Aushub Frontladerraupe	m3	0.3	
Aushub Hydraulikbagger	m3	0.3	
Abfälle unbehandelt			
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	357	

*) werden im Rahmen dieses Projektes nicht berücksichtigt.

Tab. V.15.8: Materialeinsatz für Massivbau-Gebäude (Fenster nicht berücksichtigt) <Kohler 1986>

16. Literatur- und Quellenverzeichnis

- ABB 1993 Asea Brown Boveri, "Gas turbine GT 10", Firmenprospekt, 1993
- Achterberg et al. 1972 A. Achterberg, J.J. Zaanen, "Sporen kwik in het Groninger aardgas", Chemisch Weekblad, 14 januari 1972, S. 9-11
- Albert et al. 1993 K.H. Albert et al., "Elektrischer Eigenbedarf", vde, Berlin 1993
- Arbatov 1991 A. Arbatov, zitiert in: I. Bashmakov (Hrsg.), "Prospects for energy related greenhouse gases emissions dynamics in the USSR", Energy Research Inst., Moskau 1991
- ASUE 1990 Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., "Emissionsverhalten von Gasturbinen in der Kraft-Wärme-Kopplung", Hamburg 1990
- Balzari et al. 1992 Balzari & Schudel AG Ing. und Planer, "Bericht zur Umweltverträglichkeitsprüfung 1. Stufe, Erdgasleitung Ruswil-Mülchi-Altavilla", zu Handen des Eidg. Rohrleitungsinspektorates, Zürich, 31. Jan. 1992
- Baniriah 1991 N. Baniriah, "Le gaz naturel et sa consommation en Suisse", Serie de Publications du CUEPE no. 41, Université de Genève, Sept. 1991
- Bashmakov 1992 I. Bashmakov, "Greenhouse gas emissions inventory of the former Soviet Union: energy related emissions, 1988", Battelle Memorial Inst., Pacific Northwest Laboratory, Washington D.C., Jan. 1992
- Bässler 1990 Bässler R-G., "Niedrigere NOx-Emissionsgrenzwerte dank neuer Techniken", Technische Rundschau Sulzer 2/1990
- Battelle 1989 Battelle-Institut e.V. (Projektleitung W. Schneider-Fresenius), "Ermittlung der Methan-Freisetzung durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland", Kurzfassung, Battelle-Institut, Frankfurt, Aug. 1989
- Benthaus et al. 1978 Benthaus et al., "Rohstoff Kohle", Verlag Chemie, Weinheim 1978
- Beyert 1985 Beyert J., "Ermittlung des Energieaufwands bei Bauprozessen erläutert am Beispiel der Erstellung eines Strassenbaus", Diss. Technische Hochschule Aachen, Aachen 1985
- BfK 1982 Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), "Energiegerechter Betrieb haustechnischer Anlagen", Leitfaden für Betriebsfachleute, Bern 1982
- BfW 1992 Bundesministerium für Wirtschaft, "Energiedaten 91", Bonn Sept. 1992
- Birnbaum et al. 1992 Birnbaum U., Wagner H.-J. "Einheitliche Berechnung von CO₂-Emissionen", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42.Jg. (1992), Heft 1/2
- Blondin 1993 Persönliche Mitteilung Dr. Blondin, Services Industriels Genève, 28.1.93
- Boesch et al. 1987 Boesch D.F., Rabalais N.N., "Long-term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development", Elsevier, London/New York 1987
- Bouscaren et al. 1991 R. Bouscaren et al., "VOC's Default Emission Factors (Total NMVOC and CH₄), (Updating), Corinair inventory, Commission of the European Community, July 1991
- BP 1995 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1995
- BP Gas 1995 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Review of World Gas 1995", London 1995
- Brachetti 1990 H.E. Brachetti, "Einfluss der Europeanormen EN 253/254 auf die Technik der Kunststoff-Mantelrohre", Fernwärme international 19(1990) Nr. 1, S. 28-30
- Braun et al. 1991 Braun H., Angrüner B., Ecker P., Gschaidner R., Sorger A., Wurst F., Ellinger R. "Emissionen bei der Verbrennung", Wien 1991
- Braun et al. 1992 Braun H., Angrüner B., Ecker P., Wurst F., Prey Th. "Dioxinmissionen bei Feuerungen", Wien 1992
- BUS 1986 Bundesamt für Umweltschutz, "Vom Menschen verursachte Schadstoff-Emissionen in der Schweiz 1950-2010", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 76, Bern 1987
- Bützer 1988 P. Bützer, "Gefährdungsanalyse von Flüssiggas (Propan, Butan) und Erdgas - Grundlagen", Okt. 1988 (erhältlich u.a. bei Hauptbibliothek ETH, Zürich)
- Buwal 1995 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Handbuch - Emissionsfaktoren für stationäre Quelle", Bern 1995
- BWA 1992 Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten (BWA), Bundeslastverteiler (Hrsg.), "Brennstoffstatistik 1991, Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Wien 1992
- Cédigaz 1991 Cedigaz, "Le gaz naturel dans le monde en 1991 - Statistiques", Paris 1991
- Cerbe 1988 G. Cerbe, "Grundlagen der Gastechnik", 3. Auflage, Hanser, 1988
- Chaccard 1992 Persönliche Mitteilung Dr. Chaccard, Industrielle Werke Basel, 26.8.92

- Chem Systems 1989 Chem Systems International Ltd., "Methane losses from natural gas utilisation", Statens energiverk 1989: R20, Stockholm 1989, zitiert in <Pospischill 1993>
- Défago 1992 Persönliche Mitteilung Dr. E. Défago, Gaznat S.A., 16.1.92
- Défago et al. 1989 Défago E., Ph. Petitpierre, P. Berthelot, "Apports du nouveau gazoduc Etrez-Gland et du stockage de gaz naturel en France à l'approvisionnement de la Suisse Romande", Gas-Wasser-Abwasser (1989), Nr. 10
- DGMK 1992 Deutsche Wiss. Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger", Forschungsbericht 448-2, Hamburg 1992
- DOE 1983 U.S. Department of Energy, "Energy technology characterizations handbook: Environmental pollution and control factors", 3rd ed., DOE/EP-0093, Washington, März 1983
- DOE 1983 U.S. Department of Energy, "Energy technology characterizations handbook: Environmental pollution and control factors", 3rd ed., DOE/EP-0093, Washington, März 1983
- DOE 1989a "Energy systems emissions and material requirements", prepared by Meridian Corp., Virginia/Washington 1989
- Eberhard et al. 1990 R. Eberhard, R. Hüning, "Handbuch der Gasversorgungstechnik", 2. Auflage, Oldenbourg, München 1990
- EDF 1993 Electricite de France, Persönliche Mitteilung von G. Roy, 29.3.93
- EGES 1987 Expertengruppe Energieszenarien, "Wärme-Kraft-Kopplung - Grunddaten zur Technologie von Blockheizkraftwerken und Heizkraftwerken für ausgewählte Versorgungsgebiete", EGES-Schriftenreihe Nr. 9, Bern 1987
- Eicher 1990 Eicher H.P., "Gasbetriebene BHKW", Technische Rundschau (1990) Nr. 1
- Electrabel 1993 Electrabel, Persönliche Mitteilung von F. De Weyn, 13.4. und 22.4.93
- ENEA 1991 ENEA für Ministry of Environment, Italy, "National Emission Inventories of SOx, NOx, NMVOCs, CO, TSP, NH3, CH4, CO2, N2O in Italy 1985-1989", 1991
- ENEL 1994 ENEL, "Production and consumption of electricity in Italy, Roma 1994
- EPA 1976 Environmental Protection Agency, "Atmospheric Pollution Potential from Fossil Fuel Resource Extraction, On-Site Processing, and Transportation", Radian Corporation, EPA-600/2-76-064, NTIS PB-252 649, Washington, March 1976
- EPA 1979 Environmental Protection Agency, "Energy from the West - Energy Resource Development Systems Report", Office of Energy, Minerals and Industry, EPA-600/7-79-060e
- EPA 1985 Environmental Protection Agency, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors", Volume I: Stationary Point and Area Sources, Volume II: Mobile Sources, 4th ed., Washington 1985
- EPA 1987 Environmental Protection Agency, "Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural gas, and Geothermal Energy", Vol. 1 - Oil and Gas, PB 88-146220, Washington 1987
- Ercolani et al. 1991 D. Ercolani et al., "Snamprogetti pipeline activities: Experience in overland and offshore systems for long distance transportation of clean energy", Proc. World Clean Energy Conf., Geneva Nov. 1991, S. 509-525
- Eurogas 1994 Eurogas, "Natural Gas in Western Europe", Brussels 1994
- Erdgas 1994 Persönliche Mitteilung Hr. M. Pfander, Erdgas, 12.3.96
- Fasler 1992 Persönliche Mitteilung Hr. R. Fasler, SWISSGAS AG, 26.6.92
- Fichtner 1986 Fichtner Beratende Ingenieure, "Einfluss von emissionsmindernden Massnahmen auf die Schadstoffbewertung der Heizsysteme unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten", im Auftrag des BMFT, Oertliche und regionale Energieversorgungskonzepte, Bd. 10, Bonn 1986
- Fontelle et al. 1993 J.P. Fontelle, J.P. Chang (CITEPA), Persönliche Mitteilung, 28. April 1993
- Fritsche et al. 1989 Fritsche U., Rausch L., Simon K.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", Darmstadt/Kassel 1989
- Fritsche et al. 1992 Fritsche U. et al.: "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", Entwurfssfassung, Version 2.0, Darmstadt/Kassel, Okt. 1992
- Fritsche et al. 1993 Fritsche U. et al.: "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", , Version 2.0, Darmstadt/Kassel 1993
- Fürer 1991 Fürer G., "Die Entsorgung von Abwässern und Schlämmen aus Erdöl- und Erdgasförderbetrieben", Erdöl Erdgas Kohle 107(1991) Nr. 4, S. 168-173
- FWI 1987 Jahrbuch Fernwärme international, Generalberichte über den "Unichal Congress '87 Berlin", 1987

- Gaille et al. 1992 F. Gaille, J. van Gilst, "Evaluation du potentiel de récupération de chaleur par refroidissement des câbles électriques", Bulletin SEV/VSE 83(1992) Nr. 15, S. 25-30
- GDF 1991 Gaz de France S.A., "Rapport Annuel 1990", Paris, 1991
- Gesell 1975 T.F. Gesell, "Occupational radiation exposure due to Radon-222 in natural gas and natural gas products", Health Physics 29 (1975), S. 681-687
- GesEn 1991 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1991
- Gray 1990 Gray P., "Radioactive materials could pose problems for the gas industry", Oil & Gas J. (1990) Juni, S. 45-48
- Grimm et al. 1983 P. Grimm, U. Rathmann, "Abtrennung von Ethan, schweren Kohlenwasserstoffen, Stickstoff und Helium aus Erdgasen und Erdölbegleitgasen", Erdöl und Kohle- Erdgas-Petrochemie, 36(1983) Nr. 2, S. 75-84
- GVO 1990 Gasverbund Ostschweiz, "Eigenschaften der in der Schweiz verteilten Erdgase - Mittelwerte und Grenzen im Jahr 1990", Zürich 1990
- GVZ 1993 Gasversorgung Zürich, "Geschäftsbericht 1992", Zürich 1993
- Hahn 1974 Hahn H., "Untersuchungen über den Quecksilbergehalt in Erdgasen, gwf - gas/erdgas 115(1974) Nr. 3, S. 132-135
- Hartley et al. 1987 Hartley J.P., Clark R.B., Hrsg., "Environmental Effects of North Sea Oil and Gas Developments", Phil. Trans. R. Soc. London 316(1987) Nr. 1181, S. 461-670
- Herrmann, Graf 1992 M. Herrmann, M. Graf, "Ökobilanz für den Einsatz von Blockheizkraftwerken in Wohngebieten", Heizung/Klima (1992) Nr. 3, S. 140-146
- Hildebrand 1992 Hildebrand M., "10 Jahre Emissionsbilanzen der Stromversorger (1982 bis 1991)", Elektrizitätswirtschaft Jg.91 (1992), H 18, s.1158-1179
- Hofstetter et al. 1991 Hofstetter P. (Uebearbeitung) et al., "Die ökologische Rückzahldauer der Mehrinvestitionen in zwei Nullenergiehäuser", Uebearbeitung einer Semesterarbeit, Laboratorium für Energiesysteme, Eidg. Technische Hochschule, Zürich 1991
- Hudgins 1991 Hudgins C.M., "Chemical Usage in North Sea Oil and Gas Production and Exploration Operations", prepared for the Norwegian Oil Industry Association, Petrotech Consultants, Houston 1991
- Husdal 1992 Husdal G., Norwegian Oil Industry Association, Persönliche Mitteilung, 20.7.1992
- IEA/OECD 1991 IEA/OECD (Hrsg.), "Energy Statistics of OECD Countries 1980-1989", IEA Statistics, Paris 1991
- Infras 1981 Umweltbundesamt Berlin (Hrsg.), "Prozessdatenspiegel für 42 Förderungs-, Transport-, Speicherungs- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung", Infras Zürich, Berlin 1981
- Infras 1991 INFRAS, "Internalisierung Externer Kosten im Bereich Wärme" (Pacer/KNS), Prozesskette Erdgas, Stand 24. Juni 1991, Zürich, 1991
- Jahresberichte 1991 Jahresberichte 1990 der Verbände oder Gesellschaften SVGW, VSG, SWISSGAS, GAZNAT, GVM, GVO, GVZ
- Jahresberichte 1992 Jahresberichte 1991 der Verbände oder Gesellschaften SVGW, VSG, SWISSGAS, GAZNAT, GVM, GVO, GVZ
- Jelavic 1992 V. Jelavic et al., "Balance of Emission of Pollutants into the Atmosphere from Croatian Power Utility Thermal Power Plants", Study, EKONERG - Energy Research and Environmental Protection Institute, Zagreb 1992
- Jennervik 1991 Jennervik A., "Methane Leakage within Natural Gas Operations", 18th World Gas Conference, Nr. A5, International Gas Union, Berlin, 1991
- Jensch 1988 Jensch W., "Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung", IFE Schriftenreihe Nr. 22, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, München 1988
- Jung 1987 Jung J., "Zukünftige Heizungssysteme: Nutzungsketten - Verluste - Emissionen", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37.Jg (1987) Heft 2, s.166-171
- Kaufmann 1992 U. Kaufmann, "Statistik der Klein-WKK-Anlagen in der Schweiz", Bulletin SEV/VSE 83(1992) Nr. 18, S. 39-43
- Keller 1992 C. Keller, "Erdgasversorgung Laufental/Thierstein und Kanton Jura", Gas-Wasser-Abwasser 72(1992) Nr. 6, S. 407-412
- Kemna et al. 1992 Kemna R.B.J., Behage J.E., "Oefenprojekt: Milieumaten voor de CV-ketel Nefit turbo 21", Nefit BV, Studie NOH Projektnummer 53110/3110, Deventer NL, 1992
- Kilchmann 1991 Persönliche Mitteilung, Dr. A. Kilchmann, 31.10.91
- Klitz 1980 Kenneth Klitz J., "North Sea Oil", Pergamon Press, Oxford, 1980

- Kohler 1986 N.A. Kohler, "Analyse energetique de la construction de l'utilisation et de la demolition de batiments", Dissertation Nr. 623, EPFL Lausanne, 1986
- Korchemkin 1989 M.B. Korchemkin, "Energy aspects of Perestroika", Centre for International Energy Studies, Erasmus University Rotterdam, EURICES Paper No. 89/2, Rotterdam, April 1989
- Koudstaal 1987 Koudstaal R., "Water Quality Management Plan North Sea: Framework for Analysis", A.A.Balkema, Rotterdam 1987
- Kumar 1987 S. Kumar, "Gas Production Engineering", Gulf Publishing, Houston, 1987
- Kurtz 1978 Kurtz, Beitrag in <Benthaus et al.1978>
- Landolt Börnstein 1972 Landolt-Börnstein, "Zahlenwerte und Funktionen", 6. Aufl., IV. Band Technik, 4. Teil Wärmetechnik, Springer, Berlin 1972
- Larsen 1987 Larsen H., "Untersuchungen an einem Brennwert-Kessel zur Ermittlung der Schadstoffbilanzen bei Einsatz von Heizöl EL und Erdgas", in DGMK-Projekt 359: "Untersuchungen an Brennwertkesseln", Hamburg 1987
- Lemechev 1991 Lemechev M.: "Désastre écologique en URSS", Sang de la Terre, Paris 1991
- Lillie 1989 Lillie W., "Methanemission in Erdgas- und Erdölproduktionsbetrieben der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988", Erdöl-Erdgas-Kohle 105(1989), Nr. 9, S. 349 ff.
- Little 1989 A.D. Little, "Methane Emissions from the Oil and Gas Production Industries", Final Report to Ruhrgas A.G., 1989
- Lommerzheim 1976 Lommerzheim W., "Neuere Untersuchungen über Erdgasspurenelemente, gwf - gas/erdgas 117(1976) Nr. 10, S. 117-119
- Lübben et al. 1990 H. Lübben, K.M. Reinicke, "Transport von Erdgas", Gaswärme Int. 39(1990) Nr. 10, S. 422-427
- Maier 1986 Maier , "Umweltvergleich von elektrischen mit anderen Heizsystemen Teil II: Bewertung ausgewählter Systeme zur Hausheizung unter dem Aspekt der Schadstoffabgabe, Fichtner-Studie im Auftrag der FTA, Stuttgart 1986
- Meier 1991 Persönliche Mitteilung Dr. B. Meier, Swissgas AG, 13.11.91
- Merenkov 1991 A.P. Merenkov, "Environmental problems of the centralized and decentralized energy supply", Siberian Energy Institute/Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences, Irkutsk, Oct. 1991, zitiert in <Pospischill 1993>
- MEZ 1992 Ministerie van Economische Zaken, "Olie en gas in Nederland opsporing en winning 1991", 's-Gravenhage 1992
- MOPU 1989 Ministerio Obras Publicas y Urbanismo, "Inventario Corinair de emision de contaminantes atmosfericos - Informe Final", Madrid 1989
- Müller et al. 1990 Müller R., Emsperger W., "Kombiprozesse und ihr Beitrag zum Umweltschutz", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40(1990) Nr. 5, S. 334-338
- Nerger et al. 1987 Nerger M., J. Trenel, R. Leschber, "Wirkungen von Erdgashochdruckleitungen auf die Gewässer unter besonderer Berücksichtigung des Grundwasserschutzes", Institut für Wasser-, Boden- und Lufthygiene des Bundesgesundheitsamtes, Heft 1/87, Berlin, 1987
- NOIA 1991 The Norwegian Oil Industry Association, "OLF Environmental Programme", Report Phase I, Summary Report, Part A, Part B, Stavanger 1991
- OECD 1991 OECD prepared for IPCC "Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks", Paris 1991
- OECD/IEA 1991 OECD/IEA, "Oil and Gas Information 1988-1990", Paris 1991
- OECD/IEA 1992 OECD/IEA, "Energy balances of OECD countries 1989-1990", Paris 1992
- OECD/IEA 1994 OECD/IEA, "Oil and Gas Statistics 1994, Paris 1991
- Oehrli 1991 E. Oehrli, "Die Rentabilität von Gasnetzerweiterungen", Gas-Wasser-Abwasser 71(1991) Nr. 3, S. 169-172
- Okken 1990 Okken P.: "Methane Leackage from Natural Gas", Energy Policy, March 1990, S. 202-204
- Pauli et al. 1989 H. Pauli et al., "Standard Blockheizkraftwerk 150 kWe", Fa. Eicher & Pauli, Liestal, Jan. 1989
- Petrole 1986 Comite Professionnel du Petrole, "Petrole 86", Paris 1986
- Pospischill 1993 H. Pospischill, "Die Methanemissionen der vorgelagerten Kohle- und Erdgasprozesskette und ihre Bedeutung am Beispiel der Strombereitstellung", Bericht Nr. 2716, Forschungszentrum Jülich/STE, Jülich 1993
- Ramdahl et al. 1985 T. Ramdahl, A. Bjørseth, "Polycyclic Aromatic Hydrocarbons", Vol. 2, Marcel Dekker, NewYork/Basel 1985
- Rentz et al. 1990 Rentz O., Haasis H.-D., Morgenstern Th. et al. "Optimal Control Strategies for reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community"Gaseous

- Nitrogen Species in the pressurized fluidized bed Combustion of Coals", KfK-PEF 72, Kernforschungszentrum Karlsruhe 1990
- RMPEN 1992 The Royal Ministry of Petroleum and Energy Norway, "Fact Sheet - The Norwegian Continental Shelf", Oslo 1992
- Ruhrgas 1991 Ruhrgas AG, "Erdgas heute und morgen", Essen 1991
- Sachs 1990 Fichtel & Sachs, "Heizkraftanlagen", Firmenprospekt, Schweinfurt/Main, 1990
- Sager 1992 Persönliche Mitteilung M. Sager, Gasversorgung Zürich, 25.5.92
- Sager 1992b Persönliche Mitteilung M. Sager, Gasversorgung Zürich, 4.11.92
- Sargent&Lundy 1976 Sargent&Lundy Engineers, "Technology characterization: liquified natural gas", Microfiche ANL-EES-TM-17 -SL-3292, Washington 1976
- Schlee 1991 Schlee G., "Entwicklungen in der Brenner-, Heizkessel- und Brennwerttechnik", HLH 42(1991) Nr. 6, S. 365-373
- Schnitzler et al. 1989 W.J. Schnitzler, F.J. Mink, "Sulphur recovery guidelines for sour gas plants in Alberta", in: L.J. Brassier et al., "Man and his Ecosystem", Proc. 8th World Clean Air Congress, Elsevier, The Hague, 1989
- Seifert 1992 Persönliche Mitteilung Hr. M. Seifert, SVGW, 30.1.92
- Selzer et al. 1990 H. Selzer, H.H. Rogner, "Energiebedingte Methanemissionen", in "Fossile Energieträger: Band 4", Enquête-Kommission, Karlsruhe 1990
- Sinyak 1990 Y. Sinyak, "Energy Projections for Eastern Europe and the USSR 1985-2000", Int. Inst. for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxemburg, Feb. 1990
- SKS 1992 SKS Ingenieure AG, "Parallelleitung zur Transitgas-Leitung Abschnitt Wallbach-Däniken", Umweltverträglichkeitsbericht 1. Stufe, zu Händen des Eidg. Rohrleitungsinspektorates, Zürich, 31. Jan. 1992
- Sostek 1984 T. Sostek, "Identification and Management of Hazardous Wastes at a Natural Gas Treatment Plant in California", Diss., UCLA, Los Angeles 1984
- Speight 1990 J.G. Speight, "Fuel science and technology handbook", Marcel Dekker, New York 1990
- Statoil 1992 Statoil, Persönliche Mitteilung O. Kaarstad, 20. Okt. 1992
- Statoil 1992b Statoil, "Statoils miljørapport for 1991", Stavanger 1992
- Stohler et al. 1986 Stohler F., Stadelmann M., "Umweltschonend heizen mit Gas", AT Verlag, Aarau 1986
- Struschka et al. 1988 Struschka M., Straub D., Baumbach G., "Schadstoffemissionen von Kleinfeuerungsanlagen. Derzeitiger Stand - Möglichkeiten zur Schadstoffminderung - Zukünftige Förderschwerpunkte", Inst. für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Stuttgart 1988
- Summerlin et al. 1985 J. Summerlin, H.M. Prichard, "Radiological health implications of Lead-210 and Polonium-210 accumulations in LPG refineries", Am. Ind. Hyg. Assoc. J. 46(1985), Nr. 4, S. 202-205
- SVGW/VSG 1990 Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches/Verband der Schweizerischen Gasindustrie, "Erdgas und Umweltschutz", Zürich 1990
- SVGW 95/96 Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches/Verband der Schweizerischen Gasindustrie, "Jahrbuch 95/96 - Gas und Wasser", Zürich 1996
- Swissgas 1990 Swissgas AG, Generalkarte des Schweizerischen Erdgas-Hochdruck-Verteilnetzes, 1:300'000, Zürich 1990
- Swissgas 1991 Swissgas AG, "Jahresbericht 1990", Zürich, 1991
- Swissgas 1992 Swissgas AG, "Jahresbericht 1991", Zürich 1992
- Swissgas 1996 persönliche Mitteilung von Herrn B. Meier, Swissgas, 4. Juli 1996
- Taylor et al. 1991 N.A. Taylor, J.A. Hugill, "Gas-desulfurization plant handles wide range of sour gas compositions", Oil and Gas J. 59(1991) Aug. 19, S. 56-59
- Tellus 1992 Tellus Institute, "CSG/Tellus Packaging Study", Vol. I+II, Boston 1992
- Tunn 1973 Tunn W., "Quecksilberspuren in Erdgasen aus deutschen Erdgasfeldern und ihr Einfluss auf die Luft, Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie 26(1973) Nr. 9, S. 498-500
- Tunn 1975 Tunn W., "Untersuchungen über Spurenelemente in Gasen aus deutschen Erdgas- und Erdöl-Feldern", Tagungsband 3. DGMK-Fachgruppentagung vom 6. bis 8.10.1975, Hannover
- UBA 1989 "Luftreinhalte'88; Tendenzen-Probleme-Lösungen", Umweltbundesamt Berlin 1989
- UCPTE 1992 Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité, "Jahresbericht 1991", Madrid 1992
- Ullmanns 1987 Ullmanns Enzyklopädie der Technischen Chemie, 1987

- UN 1992 United Nations, "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", Genf 1992
- UN 1995 United Nations, "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", Genf 1995
- VDEW 1992 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, "Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1991", Frankfurt 1992
- Veldt 1991 Veldt C., "Corinair Inventory 'Default Emission Factors (VOC Profiles)', Draft report", Commission of the European Community, Stand September 1991
- Veldt et al. 1992 Veldt C., Bakkum A., Bouscaren R., "Corinair Inventory 'Default Emission Factors from Stationary Sources (NOx -VOC including CH4)", Commission of the European Community, Stand Januar 1992
- VEö 1993 Verband der Elektrizitätswerke Oesterreichs, Persönliche Mitteilung (J. Gartner), 2. März 1993
- VFWL 1992 Verein zur Förderung der Wasser- und Lufthygiene, "Lufthygienische Messungen an atmosphärischen Gasheizanlagen", Zürich 1992
- Viessmann 1992 Viessmann (Hrsg.), "Umweltschonend Heizen - Schadstoffarme Verbrennung", Fachreihe Nr. 3, Allendorf 1992
- VIK 1992 VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., "Statistik der Energiewirtschaft 1991/92", Essen 1992
- Vitovec 1991 Vitovec W. "N₂O-Emissionen aus pyrogenen Quellen in Oesterreich", Dissertation TU Wien, Wien 1991
- VSG 1991 Statistik des Verbandes der Schw. Gasindustrie, Zürich 1991
- VSG 1994 Statistik des Verbandes der Schw. Gasindustrie, Zürich 1994
- Wagner 1989 H.-J. Wagner et al., "Aufschlüsselung von Investitionskosten und Erstellung von Materialanalysen für vorgegebene Anlagen der Energieversorgung", Jül-Spez-524, Programmgruppe STE, KfA Jülich, Okt. 1989
- WEC 1988 "Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility", World Energy Conference Report, London 1988
- WEG 1991 Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, "Jahresbericht 1990", Hannover 1991
- WEG 1995 Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, "Jahresbericht '95", Hannover 1995
- Wiget 1992 M. Wiget, "Kunststoffrohre und -verbindungssysteme, Erfahrungen bei Gasversorgungen", Gas-Wasser-Abwasser 72(1992) Nr. 3, S. 177-183
- Wiget 1992 Wiget M., "Kunststoffrohre und -verbindungssysteme", Gas-Wasser-Abwasser 72(1992) Nr. 3, S. 177-183.
- Wijk 1992 Van Wijk A.J.M., Rijkuniversiteit Utrecht, "De Nederlandse Elektriciteitsvoorziening 1981-2002; Brandstofinzet en emissies", Utrecht 1992
- Winkens 1991 H.P. Winkens, "Kunststoffmantelrohrtechnik in der Fernwärmeversorgung: Entwicklung, Stand, Probleme", BWK 43(1991) Nr. 6, S. 303-309
- Yokoyama et al.1991 Yokoyama T., Nishinomiya S. "N₂O Emissions from Fossil Fuel Fired Power Plants", Environ.Sci.Technol., 1991, 25, s.347-348
- Zeder 1992 W. Zeder, "Das Regionalnetz der GVM - Aufbau und Ausbau", Gas-Wasser-Abwasser 72(1992) Nr. 6, S. 401-406
- Zeier et al. 1990 P. Zeier, O. Mayer, "Zubringerleitung Malters-Hünenberg", Gas-Wasser-Abwasser 70(1990) Nr. 10, S. 713-720.
- Zittel 1993 W. Zittel, "Umweltauswirkungen der Erdgasnutzung", Energie 45 (1993) Nr. 5, S. 32-38



Teil VI

Kohle

Überarbeitung 1996:

Urs Gantner, PSI

Bearbeitung

Patrick Hofstetter, ETH Zürich

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Der Kohleteil zeichnet sich dadurch aus, dass praktisch keine bilanzierten Prozesse in der Schweiz ablaufen. Der Kohleverbrauch in der Schweiz kann heute als unbedeutend bezeichnet werden. In diesem Teil war es deshalb nötig, die Informationen zur Kohlenutzung vor allem aus dem Ausland zusammenzutragen.

Da die sonst sehr komplette ETH-Bibliothek ausgerechnet im Kohlebereich einige Lücken aufwies, möchte ich an dieser Stelle dem geduldrigen Bibliothekspersonal für die unzähligen Fernleihen bestens danken.

Für die Unterstützung in inhaltlichen Fragen und der Belieferung mit Informationen möchte ich allen Beteiligten danken und namentlich folgenden Personen meinen speziellen Dank für Ihren Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit aussprechen: U. Fritsche (Öko-Institut), W. Fritz (Ruhr-Saar), B. Gysel (Sulzer-ABB), Hein (Deutsche Montan Technologie), W. Kamberger (Sulzer-ABB), Liechi (BUWAL), Dr. Roge (Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus), Dr. Schabronath (Ruhrkohle AG), N. Schlösser und Herrn Christ (Rheinbraun AG), H. Schütz (Wuppertal Institut), H. Stiller (Wuppertal Institut).

Für die Zukunft wünsche ich mir, dass die zahlreichen Grobabschätzungen durch fundierte Messdaten der entsprechenden Unternehmen, Verbände und Verwaltungsorgane ersetzt werden können. Gleichzeitig soll dieser Bericht als erster Anhaltspunkt für die Prioritätensetzung dienen, welche aufgrund der identifizierten Umweltprobleme unumgänglich erscheint.

Zusammenfassung

Innerhalb der Kohlekette wurde zwischen den beiden Hauptqualitäten Braun- und Steinkohle unterschieden und für die nachfolgenden Produkte Ökoinventare erstellt.

- Für die Braunkohle wurden die Endenergieträger Rohbraunkohle, Braunkohlenstaub und Braunkohlebriketts bilanziert. Für die Nutzwärmebereitstellung wurde ein Brikett-Einzelofen untersucht. Daneben wurde für die Länder Österreich, Spanien, ehemaliges Jugoslawien, Frankreich, Griechenland, und Deutschland je ein länderspezifisches Durchschnittskraftwerk bilanziert, womit auch die durchschnittliche Strombereitstellung mit Braunkohle im europäischen Stromverbund (UCPTE) berechnet werden konnte.
- Im Steinkohlesystem wurde für jedes Land ein spezifischer Steinkohlemix bilanziert. Ausserdem wurde die Brikett- und Koksproduktion untersucht. Für die Wärmebereitstellung liegen Bilanzen für Einzelöfen vor, welche mit Briketts, Koks oder Anthrazit befeuert werden. Zudem wurde das Ökoinventar einer Industrierostfeuerung im Leistungsbereich 1 bis 10 MW erstellt. Für die Länder Österreich, Belgien, Spanien, Italien, ehemaliges Jugoslawien, Frankreich, die Niederlande, Portugal und Deutschland wurden Steinkohlekraftwerke bilanziert, welche zudem zum UCPTE-Mix zusammengefasst wurden.

Als interessante Resultate sind die grosse Relevanz der den Feuerungen vor- und nachgelagerten Prozesse zu nennen, welche künftig unbedingt berücksichtigt werden sollten, wenn vergleichende Entscheide gefällt werden. Im speziellen fällt die grosse Relevanz des Transportes auf, welcher bei modernen Steinkohlekraftwerken die kumulierten Umwelteinwirkungen massgeblich beeinflusst und die Auswirkung des weltweiten Kohlehandels zeigt. Weniger überraschend zeigte sich, dass die Kohlekraft innerhalb der europäischen Stromerzeugung einen im allgemeinen überproportionalen Anteil an der Umweltbelastung aufweist.

Der pro Einheit Nutzwärme oder Strom erforderliche Bedarf energetischer Ressourcen liegt in der vorliegenden Studie eher über den sonst publizierten Daten. Dies liegt a) am Einbezug einer Vielzahl von Hilfsprozessen und vorgelagerten Ketten b) an der effektiv durchgeführten rekursiven Berechnung der kumulierten Verbräuche und Emissionen und c) an der Berücksichtigung von Ländern mit veralteter Technologie oder schlechter Kohlequalität.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	vi
1. Kohlebildung.....	1
2. Reserven und Ressourcen.....	2
3. Brennstoffklassifizierung	4
3.1 Charakterisierung der Kohlearten.....	4
3.2 Spurenelemente in der Kohle	5
4. Brennstoffeinsatz	8
4.1 Einleitung.....	8
4.2 Importländer und Importqualitäten für die Schweiz.....	8
4.3 Kohleanwendung in der Schweiz.....	10
4.4 Kohleverbrauch der Schweiz im Ausland.....	11
4.5 Folgerungen.....	12
5. Systemcharakterisierung.....	13
5.1 Aufteilung in Prozessschritte	13
5.2 Unterteilung in Module	13
5.2.1 Gründe für die Unterteilung in Module	13
5.2.2 Braunkohle	13
5.2.3 Steinkohle.....	14
5.3 Abgrenzungen.....	15
6 Förderung und Aufbereitung.....	17
6.1 Einleitung.....	17
6.1.1 Übersicht	17
6.1.2 Untersuchte Produkte	17
6.1.3 Ab- und Eingrenzung.....	20
6.2 Material- und Ressourcenbedarf	20
6.2.1 Material- und Bauaufwand	20
6.2.2 Flächenbeanspruchung	22
6.3 Direkte Einwirkungen Braunkohlenbergbau und Aufbereitung.....	25
6.3.1 Verfahrensbeschreibung.....	25
6.3.2 Energieträgerbilanz.....	26
6.3.3 Emissionen in die Luft	28
6.3.4 Emissionen ins Wasser.....	30
6.3.5 Feste Abprodukte	31
6.4 Direkte Einwirkungen Steinkohlenbergbau und Aufbereitung	31
6.4.1 Prozessbeschreibung	31
6.4.2 Energieträgerbilanz.....	35
6.4.3 Emissionen in die Luft	37
6.4.4 Emissionen ins Wasser	40
6.4.5 Feste Abprodukte	44
6.5 Unfälle/Störfälle	45
6.6 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	46
6.7 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	48
7. Kohleveredelung	49
7.1 Einleitung.....	49
7.1.1 Übersicht	49
7.1.2 Untersuchte Produkte	49
7.1.3 Abgrenzung.....	50

7.2	Materialeinsatz, Bauaufwand.....	51
7.3	Direkte Einwirkungen Steinkohlenkokerei.....	52
	7.3.1 Prozesse.....	52
	7.3.2 Energieträgerbilanz und Energieverbrauch	54
	7.3.3 Emissionen in die Luft.....	55
	7.3.4 Emissionen ins Wasser	57
	7.3.5 Feste Abprodukte.....	57
7.4	Direkte Einwirkungen Steinkohlenbrikett	58
	7.4.1 Prozessbeschreibung.....	58
	7.4.2 Emissionen in die Luft.....	58
	7.4.3 Emissionen ins Wasser	59
	7.4.4 Feste Abprodukte.....	59
7.5	Direkte Einwirkungen Braunkohleprodukte.....	59
	7.5.1 Prozessbeschreibung.....	59
	7.5.2 Emissionen in die Luft.....	60
	7.5.3 Emissionen ins Wasser	60
	7.5.4 Feste Abprodukte.....	61
7.6	Flächenbeanspruchung.....	61
7.7	Unfälle/ Störfälle	61
7.8	Zusammenstellung der Eingabedaten	62
7.9	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	64
8.	Transport, Umschlag und Lagerung	65
8.1	Übersicht.....	65
8.2	Inland-Kohletransport in den Exportländern	66
8.3	Überseetransport	67
8.4	Inlandtransport in den UCPT-E-Ländern	68
8.5	Kohlespezifische Transportaspekte	69
8.6	Kohlelagerung.....	70
8.7	Länderspezifische Steinkohlemix.....	71
8.8	Zusammenstellung der Eingabedaten	73
8.9	Datenqualität.....	73
9.	Kraftwerke 74	
9.1	Einleitung.....	74
	9.1.1 Übersicht.....	74
	9.1.2 Untersuchte Kraftwerke/Abgrenzung	75
9.2	Kraftwerksbau.....	76
	9.2.1 Material- und Bauaufwand.....	76
	9.2.2 Flächenbedarf.....	77
	9.2.3 Transportaufwand.....	78
	9.3 Energiebedarf und Wirkungsgrad.....	78
9.4	Kohlekraftwerke Europas	80
	9.4.1 Übersicht.....	80
	9.4.2 Ziele und Vorgehen	82
	9.4.3 Angaben für einzelne Länder	84
9.5	Rauchgasreinigung und Reingasemissionen	92
	9.5.1 Überblick	92
	9.5.2 Unkontrollierte Emissionen.....	92
	9.5.3 Rauchgasentschwefelung.....	94
	9.5.4 Entstickung.....	98

9.5.5	Entstaubung.....	100
9.5.6	Halogene.....	101
9.5.7	Kohlenmonoxid.....	102
9.5.8	Kohlenwasserstoffe.....	103
9.5.9	Lachgas (Distickstoffmonoxid).....	105
9.6	Spurenelementemissionen	106
9.6.1	Überblick.....	106
9.6.2	Elementgehalte in den verfeuerten Kohlen	106
9.6.3	Verhalten der Elemente im Kraftwerk.....	109
9.6.4	Radioaktive Elemente.....	111
9.7	Kühl- und Prozesswasser, Abwärme	113
9.8	Feste Abprodukte.....	115
9.8.1	Grob- und Flugaschen.....	115
9.8.2	Rückstände der Wasser- und Abwasseraufbereitung	119
9.8.3	Infrastruktur.....	119
9.9	Unfälle und Störfälle	120
9.10	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	121
9.10.1	Stein- und Braunkohlekraftwerke.....	121
9.10.2	Stromproduktion aus Kohlekraftwerken in den UCPTE-Ländern ...	124
9.10.3	Schwefel- und Stickoxidrückhaltung	125
9.11	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	125
10.	Feuerungen 127	
10.1	Einleitung.....	127
10.1.1	Übersicht	127
10.1.2	Untersuchte Feuerungen.....	127
10.2	Materialeinsatz, Bauaufwand	128
10.3	Direkte Einwirkungen, Emissionen.....	129
10.3.1	Wirkungsgrad und Ressourcenbedarf	129
10.3.2	Emissionen in die Luft	131
10.3.3	Emissionen Wasser.....	135
10.3.4	Feste Abprodukte	135
10.4	Flächenbeanspruchung.....	136
10.5	Unfälle/Störfälle	137
10.6	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	137
10.7	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	139
11.	Resultate 140	
11.1	Übersicht.....	140
11.2	Resultate Braunkohle	140
11.2.1	Stufe Energieträger (Endenergie)	140
11.2.3	Kraftwerkspark UCPTE.....	144
11.2.4	Sensitivitäten, Qualität	148
11.3	Resultate Steinkohle	149
11.3.1	Stufe Endenergie (Energieträger)	149
11.3.2	Stufe Wärme (Nutzenergie).....	151
11.3.3	Kraftwerkspark UCPTE.....	156
11.3.4	Sensitivitäten, Qualität	159
12.	Folgerungen.....	161

Anhang

Anhang 6.1: Materialaufwand im Kohlebergbau	164
Anhang 6.2: Zusammensetzung verschiedener Berge	165
Anhang 7.1: Kokerei-Emissionen.....	165
Anhang 8.1: Hochseetransport von Importkohle	166
Anhang 9.1: Verbrauch, Förderung und Import	167
Anhang 9.2: Kraftwerksdatenbank UCPTE.....	168
Anhang 9.3: PAH-Emissionen	175
Anhang 9.4: NMVOC-Emissionen.....	176
Anhang 9.5: Spurenelementgehalte verschiedener Kohlen.....	177
Anhang 9.6: Transferkoeffizienten.....	179
Anhang 9.7: Spurenelementgehalte in Steinkohlen der sechs definierten für den UCPTE-Raum relevanten Förderländer	181
Anhang 10.1: Einzelofen - Emissionen <UBA 1987>.....	182
Anhang 10.2: Industriefeuereungs-Emissionen <UBA 1987>	183
Anhang 10.3: Feuerungsemissionen <Braun et al. 1991>	185
Anhang 10.4: Durchbrandofen mit Anthrazit.....	186
Anhang 10.5: Durchbrandofen mit Steinkohlenkoks.....	187
Anhang 10.6: Durchbrandofen mit Steinkohlenbriketts.....	188
Anhang 10.7: Durchbrandofen mit Braunkohlenbriketts.....	189
Anhang 10.8: Universaldauerbrenner mit Braunkohlenbriketts.....	190
Anhang 10.9: Industriefeuerung.....	191
Literaturverzeichnis.....	192
Zitierte Quellen.....	192
Weitere ausgewertete Quellen (nicht zitiert).....	204

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
BaP	Benzo (a) pyren
BEW	Schweizerisches Bundesamt für Energiewirtschaft
Brk	Braunkohle
BSB, BOD	Biologischer Sauerstoffbedarf
BTEX	Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol
BTX	Benzol, Toluol und Xylol
CH	Schweiz
CSB, COD	Chemischer Sauerstoffbedarf
DeNO _x	Entstickung(sanlage)
DM	Deutsche Mark
DWT	Dead Weight Tonage
EG	Europäische Gemeinschaft
EJ	10 ¹⁸ Joule
EPA	Environmental Protection Agency
GJ	10 ⁹ Joule
GV	Glühverluste
Ho	oberer Heizwert (Brennwert)
Hu	unterer Heizwert
IGCC	Fully Integrated Coal Gasification Combined Cycle Plant
in	Input
jato	Jahr und Tonne
k.A.	keine Angabe
kJ	10 ³ Joule
KOLKO	Vereinigung der Schweizerischen Kohlenwirtschaft
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWe	Kohlenwasserstoffe
lftr	lufttrocken
LKW	Lastkraftwagen
Mio.	Millionen 10 ⁶
MJ	10 ⁶ Joule
Mt	Millionen Tonnen
NM VOC	None Methane Volatile Organic Compound
n.n.	nicht nachweisbar
out	Output
PAK	Polyaromatische Kohlenwasserstoffe
PFBC	Pressurized Fluidized Bed Combustion Plant
PJ	10 ¹⁵ Joule
PKW	Personenkraftwagen
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
RK	Rohkohle
SCR	Selective Catalytic Reduction
SKE	Steinkohle-Einheit (1 kg SKE = 29.308 MJ resp. 7000 kcal)
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction
Stk	Steinkohle
t v.F.	Tonnen verwertbare Förderung
Tcoe, tcoe	Tonnen Kohleäquivalent = t SKE
TE, TEQ	Toxic Equivalent (hier Summenparameter für Dioxine und Furane)
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1 t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VOC	Volatile Organic Compound
waf	wasser- und aschefrei
wf	wasserfrei
wmf	wasser- und mineralstofffrei

1. Kohlebildung

Die fossilen Brennstoffe sind durch bio- und geochemische Prozesse entstanden, die sich über Millionen von Jahren erstreckt haben und noch heute andauern. Der Rohstoff für diese Reaktionen war organisches Material von Lebewesen und Pflanzen, auch Biomasse genannt. Diese Masse wurde durch Wasser oder Feststoffe von der Luft abgeschlossen. Beim anaeroben Abbau bildeten sich flüchtige wasserstoffreiche Verbindungen, die sich vom Feststoff absonderten, wodurch dieser reicher an Kohlenstoff wurde (Inkohlung).

Brennstoffart	Kohlenstoffgehalt in Gew.-%
Graphit	100
Anthrazit	95-97
Steinkohle	75-94
Braunkohle	58-73
Torf	58-60

Tab.VI.1.1: Kohlenstoffgehalt einiger fossiler fester Brennstoffe (wf) als Kennzeichen für den Inkohlungsgrad und das Alter <Schmidt et al. 1981>.

Der Kohlenstoffgehalt (Tab.VI.1.1) gibt indirekt auch Auskunft über das geologische Alter des Brennstoffes und den Inkohlungsgrad. Die festen Brennstoffe haben sich vorwiegend aus höheren Pflanzen des Festlandes entwickelt, die Steinkohle z. B. aus Farnen, Schachtelhalmen und Bärlappgewächsen, die im Zeitalter des Carbon das Vegetationsbild beherrschten.

Es wird angenommen, dass in einer ersten Phase aus den Pflanzen Torf gebildet wurde, welcher in einer ersten Inkohlungsphase zu Braunkohle und in einer zweiten Inkohlungsphase zu Steinkohle zersetzt wurde. Noch sind nicht alle Bildungsmechanismen bekannt. Das Alter der Braunkohle beträgt rund 50 Mio. Jahre, jenes der Steinkohle rund 250 Mio. Jahre.

Die weltweiten Braun- und Steinkohlevorräte weisen sehr unterschiedliche Zusammensetzungen und Eigenschaften auf, da das ursprüngliche Pflanzenmaterial, das Alter der Lagerstätte und die dortigen Temperatur- und Druckverhältnisse zum Teil sehr unterschiedlich sind <Schmidt et al. 1981>.

Die Kohlen bestehen aus sogenannten Mazerale, welche in Vitrinit, Extinit und Inertit aufgeteilt werden können. Die unterschiedlichen Entstehungsparameter wie Klima, Vegetation und Senkungsgeschwindigkeit der Moore haben dazu geführt, dass die Mazeralhäufigkeiten und -vergesellschaftungen in den Weltkohlelagerstätten stark variieren. Karbonische Steinkohlen (Deutschland, Polen, Nordamerika) enthalten hohe Vitrinit- und Extinit-Anteile, permische Steinkohle (Süd-Afrika, Australien) enthalten dagegen viel Inertinit.

Wüstensandstürme in der Nähe von Mooren in Süd-Afrika resp. Australien haben dazu geführt, dass Kohlen mit starken Mineralverwachsungen und damit hohen Aschegehalten entstanden sind <Tauber 1988>.

2. Reserven und Ressourcen

Im wesentlichen soll zwischen Ressourcen, sicher erkannten Vorkommen und sicher ausbringbaren und abbauwürdigen Vorräten unterschieden werden. Die Abschätzung dieser Mengen ist mit grossen Unsicherheiten verbunden und wird jährlich mit den neuesten Funden aktualisiert. Es ist damit tendenziell mit einer Zunahme der Angaben für die Reserven auszugehen. Da Kohlebergbauunternehmen mit einem Zeithorizont von rund 30 Jahren rechnen, besteht oft kein Anlass, die vermuteten weiteren Ressourcen näher zu untersuchen.

Aus Tab.VI.2.1 lassen sich verschiedene Folgerungen ableiten. Die Kohle lagert zu einem hohen Anteil auf der nördlichen Halbkugel in den Ländern der 1. und 2. Welt. Die Steinkohle deckt rund 70 % der Lager ab, während subbituminöse Kohlen und Braunkohle je rund 10 bis 20 % der Lager ausmachen. Nur 8 bis 10 % der Ressourcen gelten heute als sichere und abbauwürdige Reserven.

Es muss dabei berücksichtigt werden, dass die Ausbringgrade im allgemeinen zwischen 40 und 95 % (Tagbau) liegen, d. h. dass oftmals nur die Hälfte der Ressourcen unter Tage auch genutzt werden können. Zwar können bessere Abbautechnologien den Ausbringgrad erhöhen, bereits abgebaute Flöze können jedoch kaum ein zweites Mal ausgebeutet werden.

Lager in EJ	<Weltenergiekonferenz 1989>									<BP 1989>	
	geschätzte Ressourcen			sicher erkannte Reserven			sicher ausbringbare abbauwürdige Reserven			sichere Reserven	
Kontinente	Steinkohle	Subbituminöse Kohlen	Braunkohle	Steinkohle	Subbituminöse Kohlen	Braunkohle	Steinkohle	Subbituminöse Kohlen	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle
Nordamerika	12'829	5'963	10'444	6'419	3'261	621	3'588	1'970	900	3'553	1'760
Lateinamerika	338	430	2	117	272	0	73	167	0	199	57
Westeuropa	9'262	16	58	1'221	32	696	835	24	478	855	788
Osteuropa + GUS	58'222	34'957	14'316	5'151	934	2'137	3'544	705	1'728	3'512	2'361
Afrika	3'209	12	0	3'217	15	1	1'648	2	0	1'639	3
Südostasien + Austr./Ozeanien	51'293	1'853	1'241	15'520	121	1'799	736	43	355	4'374	833
Welt	135'153	43'231	26'060	31'645	4'635	5'253	10'425	2'911	3'460	14'133	5'802
Welt-Summe aller Kohlen	204'444			41'533			16'796			19'935	

Tab.VI.2.1a: Weltweite Ressourcen und Reserven in EJ nach den Kenntnissen von 1989 <Rogner 1990>.

Neben der Mächtigkeit der Reserven und Ressourcen interessiert vor allem auch die Reichweite der Reserven bei der heutigen Abbaugeschwindigkeit. Müsste der gesamte Weltenergiebedarf mit Kohle abgedeckt werden, so würden die sicheren Reserven in etwas über 50 Jahren abgebaut sein. Da jedoch nur ein Teil des Energiebedarfs mit Kohle gedeckt wird, reichen die sicheren Reserven deutlich über 200 Jahre weit (bei konstantem Verbrauch).

Mio.t	Reserven 1994			Abbau 1994		Steinkohle	Braunkohle	alle Kohlen
	Anthrazit und Steinkohle	Braunkohle	Total	Anthrazit und Steinkohle	Braunkohle	R/P-Rate [a]	R/P-Rate [a]	R/P-Rate [a]
Nordamerika	111'864	138'528	250'392	648.3	366.2	173	378	247
Südamerika	5'649	4'548	10'197	34.2		165	-	298
OECD-Europa	27'558	67'576	95'134	127.5	328.5	216	206	209
Nicht-OECD-Europa	135'422	179'908	315'330	525.9	369.3	258	454	352
Afrika/ mittlerer Osten	61'054	268	61'322	203.2		300	-	302
Asien/Australien	178'187	133'303	311'490	1'640.6	206.2	109	646	169
Welt	519'733	524'131	1'043'864	3'181.2	1'270.2	163	413	235

Tab.VI.2.2: Reichweite der sicheren Kohlereserven beim Jahresverbrauch von 1994, R/P-Rate entspricht Verhältnis zwischen Reserven und Abbau im Jahre 1994 <BP 1995>.

Bei genauerer Betrachtung der aktuellen Zahlen (Tab.VI.2.2) fällt auf, dass je nach Kontinent die Reichweite aller Kohlen zwischen 169 und 352 Jahren liegt. Bei der tiefen Reichweite für Westeuropa muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass rund 30 % der verbrauchten Kohle importiert wird und somit die Reichweite bei Eigenbedarfsdeckung noch wesentlich tiefer liegen würde. Die Braunkohlereichweiten liegen in allen Kontinenten über jenen der Steinkohle, da es ökonomisch günstiger ist, zuerst die hochkalorige Steinkohle abzubauen. Diese Zahlen müssen insofern mit Vorsicht betrachtet werden, als dass Bergbaubetriebe eine 30-Jahre-Planung betreiben und deshalb nur ein bedingtes Interesse daran haben, bekannte Ressourcen soweit zu erkunden, dass diese als sichere Reserven eingestuft werden können.

Über 50 % der Steinkohle wurde weltweit in Kraftwerken verfeuert; bei der Braunkohle betrug dieser Anteil sogar über 65 % <Daniel 1991>.

Gewinnungskosten

Die wesentlichen Faktoren für die Produktionskosten sind die Teufe, Flözmächtigkeit, sonstige geologische Eigenschaften und tektonische Kennziffern. Ausserdem ist das Lohnniveau und die Bergbaubetriebsarten entscheidend für den Gesteinpreis.

In <Rogner 1990> wurden die Förderkosten für verschiedene Kohlearten und Kontinente angegeben. In Westeuropa liegen diese Kosten zwischen 3 und 10 DM/GJ, in den anderen Abbaugebieten unter DM 2.50 pro GJ (1987).

Bis zum Jahr 1970 wurde die Kohle meist im Land des Abbaus verbrannt. Seit den Erdölkrisen wurden jedoch riesige Transportkapazitäten geschaffen, welche den Welthandel mit Kohle erst ermöglichten. Im Jahre 1990 wurden bereits rund 15 % der Weltkohleförderung weltweit gehandelt, wobei es sich vorwiegend um Steinkohle oder Kohleprodukte handelt. Ueber 80 % des Weltkohlehandels erfolgt per Schiff.

Sogar die EG importierte im Jahre 1990 trotz ihrer grossen Kohlereserven rund 30 % der eingesetzten Kohle. Diese Importe lohnen sich, weil z. B. die Preise für die deutsche Ruhrkohle rund dreimal höher liegen als jene für Importkohle. Selbst wenn noch hohe Transport- und Umschlagkosten anfallen, lohnt sich heute der Kohleimport auch aus den entfernten Lagerstätten (Nord-Amerika, Südafrika, Australien und Süd-Amerika).

Da die Transportkosten über grössere Distanzen rund 2 DM/GJ (1987) <Rogner 1990> betragen, ist der Kohleimport nur für jene Länder interessant, welche die eigene Kohle mit Kosten über 4 DM/GJ abbauen müssen. Da dies praktisch ausschliesslich für Westeuropa und Länder ohne Kohleförderung zutrifft, dürfte sich der Weltkohlehandel auch in Zukunft auf diese Gebiete beschränken.

In der EG subventionieren alle Kohleabbauländer den Kohlebergbau mehr oder weniger stark. Die EG möchte die subventionsberechtigten Zechen auf diejenigen beschränken, welche unter 150 DM/t Steinkohle abbauen können <Parker 1992>. Dieser Preis wird praktisch nur in England erreicht, Westdeutschland liegt knapp um einen Faktor 2 darüber. Wenn auch die Einführung dieser neuen Subventionspraxis noch nicht absehbar ist, dürften sich trotzdem grosse Veränderungen im Kohlebergbau ergeben. Ein weiteres Ansteigen der Importe scheint voraussehbar.

3. Brennstoffklassifizierung

3.1 Charakterisierung der Kohlearten

Für die Charakterisierung der Kohlen können der Kohlenstoffgehalt, der Anteil flüchtiger Bestandteile, das Kokungsvermögen, das Reflexionsvermögen des Vitrinites oder auch der Heizwert verwendet werden. Die Einteilung nach Kohlearten wird fast in jedem Land unterschiedlich vorgenommen. <Ruhrkohle 1987> beschreibt für verschiedene Länder die Einteilung der Kohlen.

Eine weiter Unterteilung wird nach der Korngrösse (0 bis 160 mm) vorgenommen. Auch hier hat beinahe jedes Land seine eigene Einteilung <Ruhrkohle 1987>. Das internationale Klassifikationssystem für Steinkohlen erfasst die Bläh- oder Backzahl, die flüchtigen Bestandteile, die Dilatation oder den Gray-King-Koks-Typ und schliesslich auch noch den Brennwert. Weitere Einzelheiten dazu sind in <Ruhrkohle 1987> zu finden.

Nach <Dubbel 1987> kann zwischen natürlichen und künstlichen Kohlen unterschieden werden. In Tab.VI.3.1 und 3.2 werden für die natürlichen und die künstlichen Kohlensorten eine Elementaranalyse der wasser- und aschefreien Kohlen und einige zusätzliche Angaben wie Abmessungen und Eigenschaften angegeben.

Brennstoffart	Flüchtige Bestandteile Gew.-%, waf	Mittlere Elementaranalyse in Gew.-% auf waf bezogen					Gew.-% der Roh-Brennstoffe		Mittlerer Roh-Heizwert MJ/kg	Eigenschaften		
		c	h	o	n	s	Wasser	Asche		der Kohle	des Kokes	der Flamme
Holz (lfr.)	>70	50	6	44	-	-	12...25	0,2...0,8	15,2	fasrig	porös	lang
Forf (lfr.)	60...70	59	6	33	1,5	0,5	25...40	1...3	13,4	elastisch	weich, porös, krümelig	lang, matt
Weichbraunkohle	55...62	68	5,5	23	1,0	2,5	40...65	2...24	8,4	plastisch, matt	pulverig, krümelig	lang, matt
Hartbraunkohle	48...55	74	5,5	17,5	1,5	1,5	20...30	7...18	16,8	hart, glänzend	körnig	lang, hell
Sinterkohle	40...45	78	5,5	14,5	1,0	1,0	#	+	28,0 ^{a)}	wenig backend	locker	Inag, matt
Gasflammkohle	35...40	82	5,2	10,0	1,3	1,5	#	+	29,4 ^{a)}	schwach backend	schwach backend	sehr lang
Gaskohle	28...35	86	5,0	6,5	1,5	1,0	#	+	32,0 ^{a)}	backend blähend	gut gebacken	lang, hell
Fettkohle	19...28	88	5,0	4,5	1,5	1,0	#	+	32,4 ^{a)}	stark backend	fest, dicht	kurz, kräftig
Esskohle	14...19	90	4,5	3,0	1,5	1,0	#	+	31,5 ^{a)}	leicht blähend	gesintert	kurz
Magerkohle	10...14	91	3,8	3,2	1,0	1,0	#	+	31,5 ^{a)}	nicht blähend	gesindert bis sandig	kurz
Anthrazit	3...10	93	3,0	2,0	1,0	1,0	#	+	31,0 ^{a)}	nicht blähend	pulverig	sehr kurz

Tab.VI.3.1: Eigenschaften fester, natürlicher Brennstoffe <Dubbel 1987>, a) gilt für Nusskohle; für anderen Ballastgehalt Umrechnung mit Hilfe $Hu, waf = (Hu, roh + r \cdot w) / (1 - a - w)$; r = Verdampfungswärme von Wasser, w = Wassergehalt, a = Aschegehalt, b) Schwefelgehalt der Braunkohle liegt z. B. in Deutschland wesentlich tiefer.
Förder- und Stückkohle 2%..3%, Nusskohle 3%..5%, Feinkohle (gew.) 7%..10%
+ Stückkohle 3%..6%, Nusskohle 4%..7%, Feinkohle (gew.) 6%..9%

Für die Charakterisierung der Kohle ist es hilfreich, die verschiedenen Bezugsgrössen klar zu definieren. In Anlehnung an <Dubbel 1987> sollen folgende Definitionen verwendet werden:

Rohkohle = brennbare Substanz (Reinkohle ,wmf) + Mineralstoffe + hygroskopische Feuchte + grobe Feuchte

Die nichtbrennbare Substanz der Rohkohle wird auch als Ballast bezeichnet.

lufttrockene Kohle (lfr) = brennbare Substanz (Reinkohle ,wmf) + Mineralstoffe + hygroskopische Feuchte

Wird die Kohle zusätzlich bei 106°C getrocknet, so wird von Trockenkohle gesprochen.

Trockenkohle (wf) = brennbare Substanz (Reinkohle ,wmf) + Mineralstoffe (=Bezugsgrösse für Elementaranalyse)

Wasser- und aschefreie Substanz (waf) = Trockenkohle - Asche

Brennstoff	Flüchtige Bestandteile in Gew.-% auf waf bezogen	Mittlere Elementaranalyse in Gew.-% auf waf bezogen					Gew.-% der Roh-Brennstoffe		Mittlerer Roh-Heizwert MJ/kg	Erzeugung bzw. Abmessungen in mm und Gewicht in g
		c	h	v	n	s	Wasser	Asche		
Braunkohlen-Brikett	45...50	68	5,5	23	1,0	2,5	10...18	4...14	19,8...21,4	Hausbrandbrikett 183x60x40mm, 500 bis 550g; Industriebrikett (eiförmig) 60x52x40mm, 170g
Steinkohlenbrikett (Esskohle)	15...22	90	4,5	3	1,5	1,0	<2	5...7	31,5	Eierbrikett 60x45x32 mm, 50g; Nussbrikett 45x 32x24 mm, 24g
Braunkohlen-Schwelkoks	7...15	90	3,0	5	0,5	1,5	5...30	6...20	16,8...25,2	Schmelzung von Rohbraunkohle unter Luftabschluss bei 500° C
Steinkohlen-Schwelkoks	10	90	3,0	5,5	0,7	0,8	0,6	6...10	31,5	Schmelzung nichtbackender Steinkohle unter Luftabschluss bei 500° C
Hochtemperaturkoks	1...3	97	0,5	0,5	1,0	1,0	3...5	7...12	29,4	Verkokung backender Fett- oder Gaskohle unter Luftabschluss bei 850 bis 1200° C

Tab.VI.3.2: Eigenschaften künstlicher fester Brennstoffe <Dubbel 1987>, Schwefelgehalt der Braunkohleprodukte liegt z. B. in den alten Bundesländer Deutschlands wesentlich tiefer.

Bei den angegebenen chemischen Eigenschaften der Kohle (Tab.VI.3.1) handelt es sich um Anhaltswerte. Diese Werte können je nach Lagerstätte stark variieren. Besonders der Stickstoff- und Schwefel-Gehalt und der Heizwert ist für die Schadstoffbildung entscheidend, da diese zu hohen Anteilen zu NO_x bzw. SO₂ umgesetzt werden.

Es wird hier bewusst darauf verzichtet, Kohlezusammensetzungen für verschiedene Länder, Abbaustätten und Kohlearten anzugeben, da diese als Verallgemeinerung immer falsch sind. In den Kapitel VI.9 und VI.10 sind verschiedene Angaben zu typischen Feuerungs- und Kraftwerkskohlen zu finden. In dieser Studie werden meist die Begriffe Stein- und Braunkohle verwendet. Eine Differenzierung bei den Steinkohlen unterscheidet zusätzlich den Anthrazit, bei den Braunkohlen können Weich- und Hartbraunkohlen zusätzlich unterschieden werden.

3.2 Spurenelemente in der Kohle

Je nach Kohlequalität können über 50 Spurenelemente nachgewiesen werden. Die Elementkonzentrationen variieren je nach Lagerstätte beträchtlich. Länderspezifische Spurenelementgehalte sind in <Swaine 1990> und <Swaine 1995> zusammengestellt. In Kap.VI.9 und Anhang VI.9.5/7 wurden für die in diesem Projekt relevanten Abbau- und Verbrauchsländer typische Spurenelementgehalte zusammengestellt.

Das Verhalten der Spurenelemente bei der Verbrennung von Kohle wird im wesentlichen durch die Affinität der Elemente zum reinen Kohlenstoff resp. zum mineralischen Anteil, durch die physiochemikalischen Eigenschaften der Elemente und ihrer Konzentration in der Kohle, durch die Verbrennungsbedingungen und durch die Rauchgasreinigung bestimmt. Es kann zwischen Elementen, welche im organischen Teil (Br, Ge, Be, Sb, B und org. S), welche im anorganischen Teil (Zn, As, Cd, Fe, Zr, Hg, Pb, Hf, Mn und pyritischer S) oder in beiden Fraktionen eingebunden sind (Al, Si, Ti, V, Mo, K, P, Ga, Ca, Cr, Co, Ni, Cu, Mg und Se), unterschieden werden. Die Art der Einbindung der Spurenelemente ist für die spätere Verteilung im Kraftwerk (Asche, Filterstaub und Reingas) mitentscheidend.

häufige Werte					typische Kohle*					Erdrinde				
Element	Abk.	Swaine 1990	Tauber 1988	Tauber 1988	Element	Abk.	Swaine 1990	Tauber 1988	Tauber 1988	Element	Abk.	Swaine 1990	Tauber 1988	Tauber 1988
		ppm	ppm	ppm			ppm	ppm	ppm			ppm	ppm	ppm
Antimon	Sb	0.05-10	2	0.2	Molybdän	Mo	0.1-10	3	1.5	Nickel	Ni	0.5-50	20	75
Arsen	As	0.5-80	10	1	Niobium	Nb	1-20	2	20	Phosphor	P	10-3000	150	1050
Barium	Ba	20-1000	250	426	Quecksilber	Hg	0.02-1	0.1	0.08	Rhenium	Re	0.03-20	<0.1	0.001
Beryllium	Be	0.1-15	1	2.8	Rubidium	Rb		15	90	Scandium	Sc	1-10	5	22
Bismuth	Bi	0.05		0.2	Selen	Se	0.2-1.4	3	0.05	Silber	Ag		0.1	0.07
Blei	Pb	2-80	20	13	Strontium	Sr	15-500	150	375	Tantal	Ta		0.2	2
Bor	B	5-400	50	10	Tellur	Te	1	<0.1	0.01	Thallium	Tl	0.2-1	3	0.5
Brom	Br	20	2.5	0.2	Thorium	Th	0.5-10	2	7.2	Titan	Ti	10-2000	1000	4400
Cadmium	Cd	0.1-3	1	0.2	Uran	U	0.5-10	2	1.8	Vanadium	V	2-100	40	135
Cäsium	Cs		1	3	Wolffram	W		1	1.5	Yttrium	Y		3	33
Chlor	Cl	50-2000	1000	130	Zink	Zn	5-300	50	70	Zinn	Sn	1-10	8	2
Chrom	Cr	0.5-60	20	100	Zirkonium	Zr	5-200	20	165					
Fluor	F	20-500	50	625										
Gallium	Ga	1-20	5	15										
Germanium	Ge	0.5-50	1	1.5										
Gold	Au	0.01	0.01	0.004										
Hafnium	Hf		1	3										
Indium	In	0.01-0.2	0.1	0.1										
Iod	I	0.5-15	5	0.5										
Kobalt	Co	0.5-30	10	25										
Kupfer	Cu	0.5-50	20	55										
Lithium	Li	1-80	30	20										
Mangan	Mn	5-300	40	950										

Tab.VI.3.3: Spurenelementgehalte typischer Steinkohlen und Durchschnittswerte für die Erdrinde, fettgedruckte Elemente treten in Kohlen in höheren Konzentrationen als in der Erdrinde auf.

* 6 % Wassergehalt, 8 % Aschegehalt, $H_u = 29$ MJ/kg.

Für den Vergleich dieser Gehalte mit dem Boden und der Erdkruste wurden in Tab.VI.3.3 häufige Werte für die Spurenelementgehalte angegeben. Dieser Vergleich zeigt, dass die Spurenelementkonzentrationen in der Kohle für Antimon, Arsen, Bor, Brom, Cadmium, Chlor, Iod, Rhenium, Selen und Thallium mindestens um einen Faktor 5 über den mittleren Konzentrationen der Erdkruste liegen. Die übrigen Konzentrationen liegen im Bereich derjenigen der Erdkruste oder tiefer. Neben der diffusen Verbreitung über die Kamine muss jedoch auch die Anreicherung in der Schlacke und insbesondere in der Flugasche beachtet werden.

Den Spurenelementen muss Beachtung geschenkt werden, da die Mobilisierung dieser Stoffe zum Teil erhebliche Umweltbelastungen hervorruft und die natürlichen Frachten um ein Mehrfaches übertreffen können. In Tab.VI.3.4 sind aus zwei Quellen die natürlichen und die anthropogenen Stoffflüsse wiedergegeben. Bei den Daten von <Fiedler et al. 1988> handelt es sich um ältere Daten (siebziger Jahre) für die Emissionen in die Atmosphäre. Es wurden dort auch einige Flüsse von vieldiskutierten Luftschadstoffen angegeben. Der Interferenzfaktor entspricht der Division des anthropogenen Flusses durch den natürlichen. Nriagu hat seine eigenen Berechnungen früherer Jahre aufgrund neuer Erhebungen angepasst und dürfte mit seinen Daten eine gute Abschätzung für die Mitte der achtziger Jahre angeben <Nriagu 1989>. Es wurden dabei auch Emissionen ins Wasser berücksichtigt, während Fiedler nur jene in die Atmosphäre betrachtet. Die Unterschiede der beiden Abschätzungen zeigen neben dem unterschiedlichen Bezugsjahr und den abweichenden Systemgrenzen auch die Unsicherheit solcher Abschätzungen.

Kohle, Brennstoffklassifizierung

Element	Abk.	Fiedler et al. 1988			Nriagu 1989				
		natürlicher Eintrag in Atmosphäre	anthropogener Eintrag in Atmosphäre	Interferenzfaktor	natürlicher Eintrag	Emissionen aus Kohleumwandlung	anthropogene Emissionen	Interferenzfaktor Kohle	Interferenzfaktor Total
		1'000t/a	1'000t/a	-	1'000t/a	1'000t/a	1'000t/a	-	-
Aluminium	Al	48'926	7200	0.15					
Stickoxid	NO ₂	60'000	20'000	0.33					
Eisen	Fe	27'775	10'700	0.39					
Wasserstoff	H ₂	8'000	13000	1.6					
Schwefel	S	23'000	70'000	3					
Kohlenmonoxid	CO	33'000	350'000	10					
Antimon	Sb	0.99	38	39	2.4	1.3	3.5	0.54	1.46
Arsen	As	2.81	78	28	12	2	19	0.17	1.58
Cadmium	Cd	0.29	5.5	19	1.3	0.53	7.6	0.41	5.85
Chrom	Cr	58	94	1.6	44	11	30	0.25	0.68
Kobalt	Co	7	4.4	0.63	6.1				
Kupfer	Cu	19.3	263	14	28	5.2	35	0.19	1.25
Blei	Pb	5.97	2'030	345	12	8.2	332	0.68	28
Mangan	Mn	605.21	316	0.52	317	11	38	0.03	0.12
Quecksilber	Hg	0.04	11	275	2.5	2.1	3.6	0.84	1.71
Molybdän	Mo	1.24	51	45	3	2.7	3.2	0.9	1.07
Nickel	Ni	28.3	98	3.5	30	14	56	0.47	1.87
Selen	Se	.41	14	34	9.3	1.8	6.3	0.19	0.68
Silber	Ag	0.06	5	83					
Zinn	Sn	5.24	43	8.2					
Titan	Ti	3'500	520	0.15					
Vanadium	V	65	210	3.2	28	7.9	86	0.28	3.1
Zink	Zn	35.8	840	23	45	11	132	0.24	2.9

Tab.VI.3.4: Natürliche und anthropogene Emissionen einiger Stoffe mit zusätzlicher Angabe des Interferenzfaktors (Division des anthropogenen Flusses durch den natürlichen).

In <Nriagu 1989> sind für die Kohleverbrennung die Emissionen separat ausgewiesen. Es können damit Interferenzfaktoren für die Kohle berechnet werden, welche anzeigen, um welchen Teil die natürlichen Emissionen durch die Kohleverbrennung erhöht werden. Geht man von der Annahme aus, dass bei der natürlichen Emissionsrate nirgends eine Ökosystem-gefährdende Akkumulation von Elementen entsteht, kann diese Emission als umweltverträglich bezeichnet werden. Eine anthropogen verursachte Erhöhung dieser Emissionsrate kann zu einer unerwünschten Akkumulation führen. Je tiefer die Abbaurate der Schadstoffe ist, desto eher findet eine Akkumulation statt. Da Spurenelemente im Boden kaum abgebaut werden, sollte eine Erhöhung der natürlichen Emissionsrate möglichst vermieden werden.

Gemäss Tab.VI.3.4 erhöht die Kohleumwandlung den natürlichen Fluss der untersuchten Elemente um 17 bis 90 % (Ausnahme Mn: 3 %). Falls lediglich eine Erhöhung des natürlichen Flusses um 1 % toleriert werden kann, heisst dies, dass alle Spurenelemente aus <Nriagu 1989> bei der Kohleumwandlung als relevant eingestuft werden müssen.

<Tauber 1988> weist darauf hin, dass Messungen von Spurenelementgehalten vor dem Jahr 1970 wegen Messproblemen kaum belastbar sind. Amerikanische Messungen erfolgen seit 1975 nach normierten Verfahren mit reproduzierbaren Ergebnissen.

4. Brennstoffeinsatz

4.1 Einleitung

Angaben zum weltweiten Kohleabbau sind in Kap.VI.2 wiedergegeben. Weitere Angaben zum Kohleverbrauch in Europa sind den Kapitel VI.6 und VI.9 zu entnehmen. Der Kohleeinsatz in der Schweiz soll hier durchleuchtet werden. Die Angaben stützen sich dabei auf Angaben der KOLKO, der Energiestatistik und der Zollstatistik <KOLKO 1989-1993>, <Jahresstatistik 1988>, <CI 1995> und <BEW 1993>.

Eine genauere Aufteilung nach Importqualitäten (mit physikalischen und chemischen Spezifikationen) und Einsatzgebieten ist der Zentralstelle für Kohleimport (Basel) bekannt, konnte jedoch nicht zugänglich gemacht werden. Da diese Stelle auch das Pflichtlager überwacht, unterstehen deren Tätigkeiten der Geheimhaltung.

Da der Kohleeinsatz in der Schweiz schon heute gering ist und weiter abnehmen wird, soll auch die energieseitige Verknüpfung mit dem Ausland und der damit verbundene Kohleverbrauch aufgezeigt werden. Besonders in der europäischen Stromproduktion und der energieintensiven Rohstoffindustrie spielt Kohle eine wichtige Rolle.

4.2 Importländer und Importqualitäten für die Schweiz

Aus den Geschäftsberichten der KOLKO <KOLKO 1989-1993> können die Kohle- und Koksimporte, nach den Importländern aufgeschlüsselt, abgelesen werden. In Fig.VI.4.1 sind die wichtigsten Importländer mit den prozentualen Anteilen der Jahre 1987 bis 1992 angegeben. Die absoluten Mengen schwanken ziemlich stark zwischen 250'000 und 675'000 t. Im folgenden ist auch immer der Petrolkoks mit Kohle bezeichnet, obwohl es sich um ein Erdölprodukt handelt. Rund 61 % der Kohle stammt aus Südafrika, 27 % aus Deutschland, 6 % aus den USA und 3 % aus Frankreich. Seit dem Jahr 1987 bezieht die Schweiz keine Kohle mehr aus Australien. Unter 'Andere' figurieren praktisch ausschliesslich europäische Länder.

Ueber die Jahre 1987 bis 1990 gemittelt, wurde 65 % der Kohle per Rheinschiff importiert, die restlichen Kohleimporte wurden per Schiene und Strasse transportiert.

Anthrazit wird als Ballast-, Mahl-, kalzinierte, nicht kalzinierte und als gekörnte Kohle eingeführt. Der gekörnte Anthrazit findet dabei vorwiegend energetische Anwendungen, während die anderen Sorten weiterverarbeitet werden (z. B. Schmiermittel). Vom gekörnten Anthrazit gehen je die Hälfte in die Industrie und in den Hausbrand.

Die bituminöse Kohle kann weiter aufgeteilt werden in Industrie-, Fein-, Ballast-, Gasflamm- und Schmiedekohle und wird ausschliesslich in der Industrie und in den Schmieden verbraucht. Steinkohlestaub findet in Giessereien und Kautschukwerken ihren Abnehmer.

Steinkohlebriketts werden als Eierkoks und Extrazit im Hausbrand eingesetzt.

Braunkohle findet in kleinstmengen noch Absatz als Hilfsmittel in Giessereien. Braunkohle agglomeriert wird als Brikett im Hausbrand eingesetzt.

Beim Koks wird unterschieden zwischen Gruskoks, Brechkoks (bis 60 mm Korn, grösser 60 mm und grösser 80 mm Korn) und Carborit. Während vom Brechkoks bis 60 mm Korn ein Teil im Hausbrand verwendet wird, kommen die anderen Qualitäten vor allem in Giessereien und der restlichen Industrie zum Einsatz. Nicht kalzinierter Petrolkoks wird in der Zementindustrie verbrannt, kalzinierter Petrolkoks findet allgemeine Anwendung in der Industrie.

Die Aufteilung nach Kohle- und Kokssorten entspricht der Einteilung nach Zolltarifnummern. In

Fig.VI.4.2 sind die sieben für die Schweiz wichtigsten Kohlearten aufgelistet. Die Kategorien "Andere Steinkohle (Zollnummer 2701.1900)" und "Braunkohle (Zollnummer 2702.1000)" wurden weggelassen, da davon nur Kleinstmengen importiert werden. Retortenkohle und Koks aus Braunkohle oder Torf wurde dem Koks zugerechnet, da auch diese Mengen sehr gering sind. Ab dem Jahr 1991 wurden nur noch aggregierte Zahlen publiziert, womit die Kategorien Anthrazit und kalzinierter Petrolkoks nicht mehr separat ausgewiesen werden können.

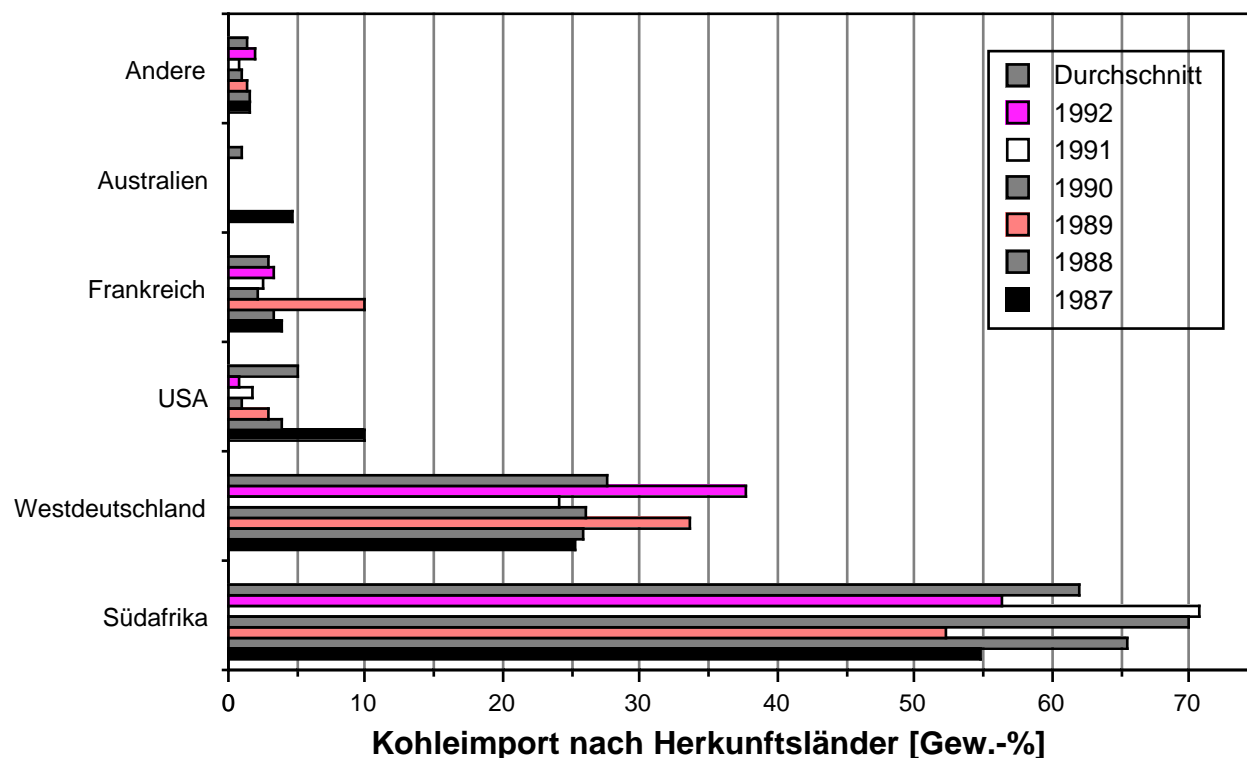


Fig.4.VI.1: Kohleimporte in die Schweiz, aufgeschlüsselt nach Herkunftsländer. <KOLKO 1989-1993>, Gesamt mengen: 1987 = 675'150 t, 1988 = 576'835 t, 1989 = 490'578 t, 1990 = 604'533 t, 1991 = 486'682 t, 1992 = 247'478 t.

Im Jahre 1993 wurde nach <OECD 1995> 163'000 t Kohle importiert und 269'000 t konsumiert. <CI 1994> schätzt den Import für das Jahr 1994 auf 123'000 t. Fast 95 % der Kohle stammt aus Süd-Afrika, der Rest aus Kolumbien und europäischen OECD-Ländern.

Die Industriekohle (auch "bituminöse Steinkohle" genannt) hat an der gesamten verbrauchten Kohlemenge einen Anteil von 73 %. Petrolkoks macht einen Anteil von 11 % aus, zusätzlich werden noch 3 % des kalzinierten Petrolkoks verbraucht. Der Koksanteil beträgt 8 %, die Braunkohlebriketts 3 % und die Steinkohlebriketts 1 %. Die verbrauchte Menge Anthrazit beträgt 1 %.

In der <Jahresstatistik 1988>, welche nicht genau mit den Zahlen von KOLKO übereinstimmt, kann herausgelesen werden, woher die verschiedenen Sorten im Jahre 1988 stammten. Anthrazit, kalzinierter Petrolkoks, Steinkohlebriketts und Braunkohlebriketts stammten vorwiegend aus Deutschland. Nicht kalziniertes Petrolkoks stammte je zur Hälfte aus Deutschland und den USA. Die Industriekohle stammt zu über 75 % aus Südafrika. Weitere wichtige Zulieferer waren Deutschland und Frankreich (1988 kamen auch rund 2'000 t aus China). Vom Koks stammten 2/3 aus Deutschland und 1/3 aus Frankreich.

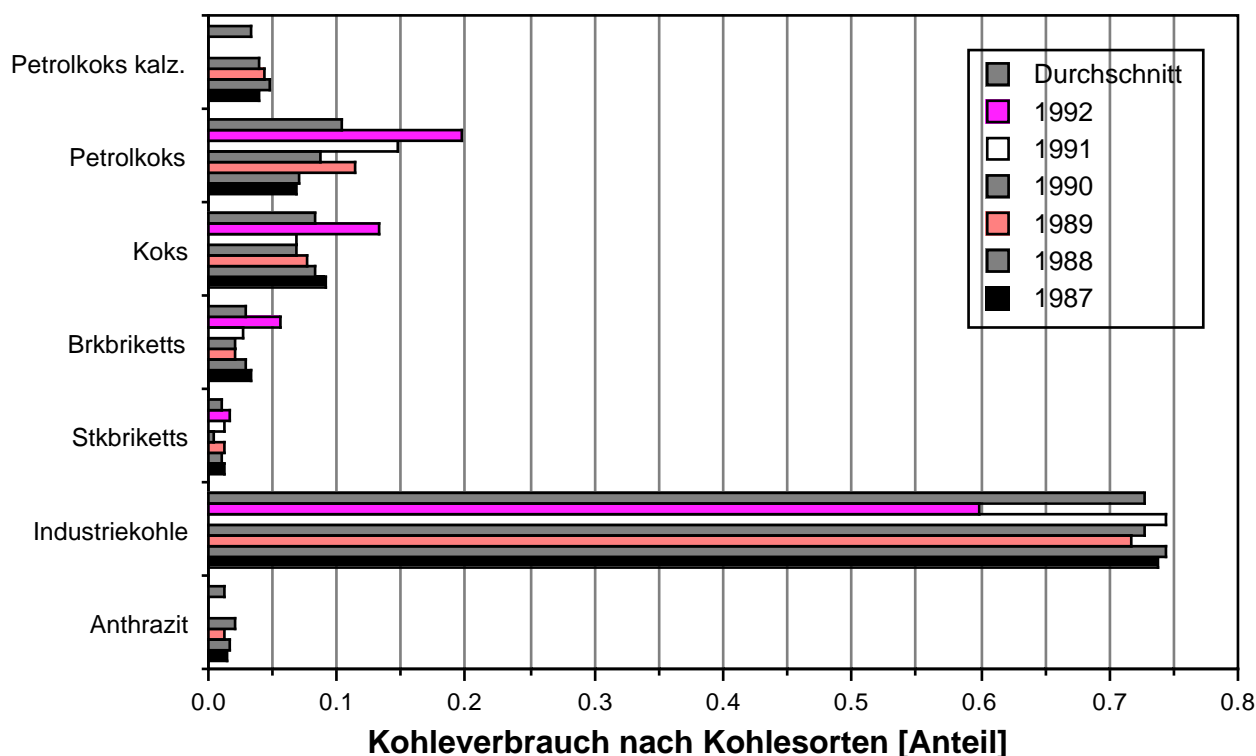


Fig.VI.4.2: Aufteilung des Kohle- und Koksverbrauchs der Schweiz nach Sorten <KOLKO 1989-1993>, Gesamtmengen: 1987 = 691'438 t, 1988 = 594'888 t, 1989 = 642'225 t, 1990 = 622'125 t, 1991 = 486'682 t, 1992 = 247'478 t.

4.3 Kohleanwendung in der Schweiz

Im folgenden sollen nur noch die Kohleprodukte für energetische Zwecke betrachtet werden. In Fig.VI.4.3 ist der energetische Kohleverbrauch seit dem Jahr 1930 aufgetragen. Es ist dabei sehr gut ersichtlich dass der Anteil am Bruttoenergieverbrauch in den letzten sechzig Jahren von 66 % auf 1.5 % (1992: 0.8 %) abgenommen hat, was einerseits durch die Abnahme des Kohleverbrauchs von 92 auf 15 PJ (1992: 8.8 PJ) und andererseits durch die Zunahme des Bruttoenergieverbrauchs von 141 auf 1'016 PJ (1992: 1'069 PJ) verursacht wurde <BEW 1993>.

Seit dem Jahr 1971 blieb der Kohleverbrauch trotz grossen Schwankungen (8.8 PJ (1992) bis 21PJ (1981)) etwa konstant.

Die Verwendung der Kohle konzentriert sich auf die Industrie (1992 = 94 %) und die Haushalte (1992 = 6 %). Im Jahre 1980 wurden noch 27 % der Kohle in den Haushalten verbraucht. Dieser Anteil ist demnach stark am Abnehmen und macht heute vom gesamten Endenergieverbrauch der Haushalte noch 0.2 % aus. Der Industrieverbrauch betrug seit 1984 zwischen 8 und 18 PJ, was im Jahre 1992 noch etwa 6 % des gesamten Energieverbrauchs der Industrie ausmachte <BEW 1993>.

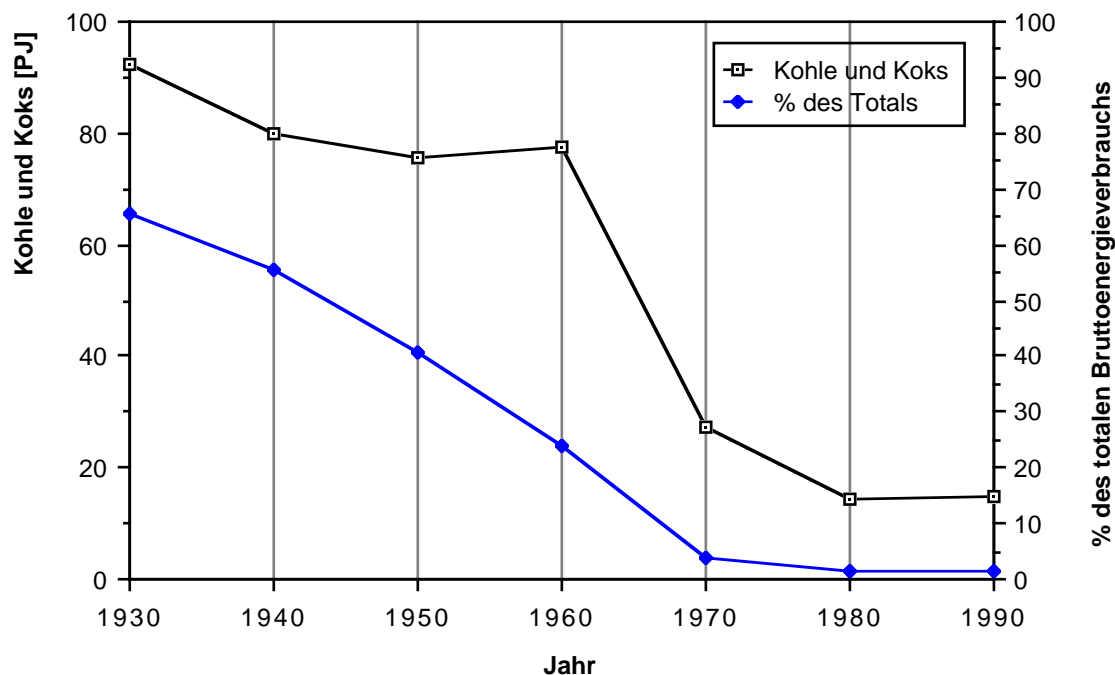


Fig.VI.4.3: Kohleverbrauch in den letzten 60 Jahren absolut [in PJ] und relativ zum jeweiligen Bruttoverbrauch [%], <BEW 1993>.

	1988		1989		1990		1991		1992	
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%
Haushalte	1130	7.8	980	6.6	650	4.4	750	5.9	520	5.9
Industrie	12'880	89.4	12'990	87.3	13'680	91.9	11'790	93.1	8120	92.8
Chemiefaserindustrie	0	0	153	1.0	118	0.8	0	0	0	0
Papier- und Papierstofffabrikanten	883	6.1	1'151	7.7	1'085	7.3	662	5.2	120	1.4
Zement-, Kalk- und Gipsfabrikanten	9'985	69.3	9'881	66.4	11'622	78.1	8'675	68.5	6'664	76.2
Metallwarenfabrikanten	?	?	963	6.5	827	5.6	698	5.4	731	8.4
Gewerbe, Landwirtschaft	30	0.2	30	0.2	30	0.2	20	0.2	10	0.1
Total Endverbrauch	14'040	97.4	14'000	94.1	14'360	96.4	12'560	99.1	8'650	98.9
Fernheizwerke	370	2.6	880	5.9	530	3.6	110	0.9	100	1.1
Total Bruttoenergieverbrauch	14'410	100	14'880	100	14'890	100	12'670	100	8'750	100

Tab.VI.4.1: Aufschlüsselung der Verwendung von Kohle in der Schweiz <BEW 1993>.

Die Zementindustrie verbrannte im Jahr 1992 rund 1/3 aller Kohleimporte, obwohl dort zunehmend Abfälle mit zum Teil hohem Heizwert (z. B. Altholz, Altöl) und Schweröl eingesetzt werden. Per 1993 werden daneben in der Industrie kaum noch Kohlen verbraucht, da alle Industrien auf andere Energieträger umgestiegen sind. Das Fernheizkraftwerk in Bern bleibt im Jahr 1993 der einzige grössere Kohleverbraucher neben der Zementindustrie. Der absolute Verbrauch der Haushalte dürfte weiterhin langsam abnehmen, relativ jedoch eher ansteigen.

4.4 Kohleverbrauch der Schweiz im Ausland

In Ökobilanzen wird für im europäischen Wirtschaftsraum hergestellte Güter oft nicht der nationale Kraftwerkspark und die daraus resultierenden Umweltbelastungen, sondern der Kraftwerkspark des europäischen Verbundnetzes (UCPTE) als Grundlage für die Stromerzeugung gewählt <BUWAL 1991>.

Energieträger	Modell UCPT 94 Kap.XIII.3	Modell EG 91 <SdK 1993>	BRD 1991 <SdK 1993>	CH 1994 Kap.XIII. 3
Steinkohle	16.4	28.4	27.5	
Braunkohle	10.8	9.9	29.0	
Öl	9.2	10.2	2.7	0.7
Gas	9.9	8.0	8.3	
Total konv. thermisch	46.3	56.5	67.5	0.7
Nuklear	36.7	33.3	27.9	36.1
Wasserkraft	16.6	10.2	4.6	62.1
andere	0.4			1.1
Total	100	100	100	100

Tab.VI.4.2: Stromerzeugung nach Energieträgern für drei verschiedene Gebietskörperschaften.

Würde der Stromverbrauch der Schweiz von 169 PJ (1994) mit dem Stromerzeugungsmix nach UCPT 94 (siehe Tab.VI.4.2) bereitgestellt, bedeutete dies, dass rund 45 PJ davon mit Kohle erzeugt würden. Bei einem mittleren Wirkungsgrad von 30 % ergibt sich damit ein hypothetischer zusätzlicher Kohleverbrauch der Schweiz von 150 PJ.

Wird mit nationaler Stromerzeugung gerechnet, so muss berücksichtigt werden, dass die Schweiz rund 260 PJ Primärenergie grau importiert <VSE 1996>. Während in den Exporten kaum Kohleenergie steckt, wird ein erheblicher Teil der Produktionsenergie im Ausland (260 PJ) mit Kohleenergie bereitgestellt. In Deutschland werden vom gesamten Primärenergieverbrauch 15.3 % mit Braunkohle und 15.5 % mit Steinkohle gedeckt <SdK 1993>. Würde diese Aufteilung ebenfalls für die importierte graue Energie der Schweiz zutreffen, so bedeutet dies, dass für Güter, welche in der Schweiz konsumiert werden, 80 PJ Kohle im Ausland verbrannt wurden. Der Kohleverbrauch im Ausland für die Schweiz übersteigt damit unabhängig von Stromimporten den Kohleverbrauch im Inland um ein Vielfaches (Faktor 10 für 1992).

4.5 Folgerungen

Dieses Kapitel hat die Kohleverwendung aufgezeigt. Es können daraus Folgerungen für die Analyse der Kohlekette gezogen werden:

- Der Kohleverbrauch im Ausland für die Schweiz ist dominierend gegenüber dem Inlandverbrauch.
- Die europäische Stromproduktion innerhalb des UCPT-Raumes basiert zu rund 27 % auf Kohle. Es sollen somit detaillierte Daten zur Umweltbelastung der länderspezifischen Kohlekraftwerk-parks ermittelt werden.
- Der Inlandverbrauch ist sehr gering und wird in den nächsten Jahren weiter abnehmen. Das wichtigste Lieferland für Kohle ist Südafrika, weshalb die dortigen Abbauverhältnisse zusätzlich zu den europäischen Verhältnissen vertieft analysiert werden müssen.

5. Systemcharakterisierung

5.1 Aufteilung in Prozessschritte

Die ganze Kohlekette wird in drei Endenergiebereitstellungs-Prozessschritte und zwei Umwandlungs-Prozessschritte aufgeteilt. Diese fünf Prozesse sind meist örtlich getrennt und werden deshalb getrennt behandelt.

Innerhalb dieser Hauptprozesse wird immer zwischen Braun- und Steinkohle unterschieden. Zusätzlich werden verschiedene Kohleprodukte untersucht und länderspezifische Kraftwerksbilanzen erstellt. Jeder Hauptprozessschritt entspricht einem Kapitel (Kap.VI.6-10) in diesem Projekt.

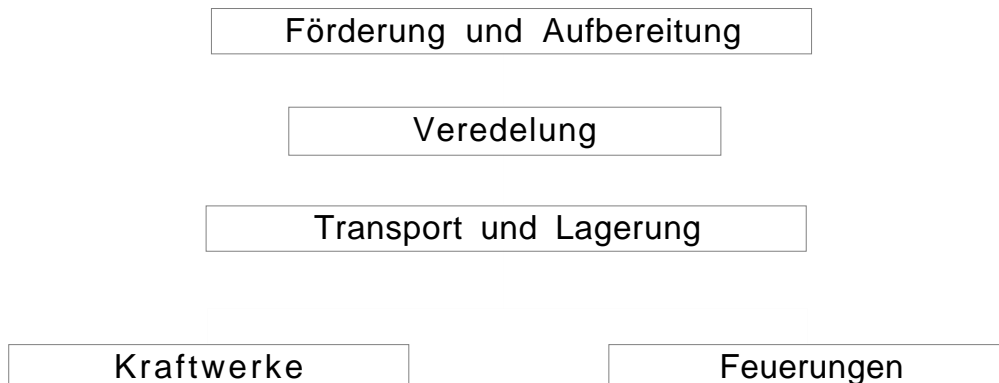


Fig.VI.5.1: Hauptprozessschritte der Kohlekette in diesem Projekt.

5.2 Unterteilung in Module

5.2.1 Gründe für die Unterteilung in Module

Die Unterteilung auf Modulebene entspricht im wesentlichen auch der Rechenebene der speziell für dieses Projekt angepassten Datenbank 'Ecoinvent', welche auf 'Oracle' und 'Matlab' programmiert wurde (siehe Anhang D). Über die Output-Bezugsgrößen der einzelnen Prozessschritte wird die Verknüpfung für die Systemberechnung definiert. Die vielfältigen rekursiven Systemrückkopplungen können berechnet werden.

Die Zahl der gewählten Module wurde gegen oben durch die Wahrung der Übersichtlichkeit und die Anzahl der zur Verfügung stehenden desaggregierten Bilanzierungsgrößen beschränkt; gegen unten sollte die Begrenzung so vorgenommen werden, dass interessante Systemaspekte nicht durch die Aggregation verloren gehen. Es sollten z. B. Einflüsse von grossen Transportdistanzen oder Ländern mit tiefem Verbreitungsgrad an Rauchgasreinigungstechnologien erkannt werden können.

5.2.2 Braunkohle

Braunkohle wird aufgrund des tiefen Heizwertes meist in der Nähe des Bergbaus verfeuert oder aufbereitet. Damit findet auch nur ein sehr kleiner internationaler Handel statt. Die zwölf UCPTE-Länder (Stand 1994) importieren deshalb nur geringe Mengen an Braunkohle aus Ländern ausserhalb der UCPTE. Fast alle Braunkohle im UCPTE-Raum wird im Tagebau gewonnen, der Braunkohle-Untertagebau wurde deshalb nicht separat bilanziert. Wie Fig.VI.5.2 zeigt, wird ein Aggregat für den UCPTE-Bergbau gebildet.

Von den verschiedenen Braunkohleprodukten wurden nur Braunkohlenstaub und Braunkohlenbriketts explizit bilanziert. Koks und Wirbelschichtkohle wurden wegen der geringen Bedeutung für

dieses Projekt nicht bilanziert. Ausgehend von den Briketts wurde auch noch ein kleiner Einzelofen bilanziert, wie sie auch in der Schweiz noch betrieben werden.

Bei der Braunkohleverstromung werden für alle UCPTE-Länder, die Kohlekraftwerke betreiben, länderspezifische Kraftwerksbilanzen erstellt und in einem weiteren Modul zum gewichteten UCPTE-Braunkohlestrommix aggregiert. Die Bilanzierung der Rauchgasreinigung erfolgt zusätzlich in externen Modulen, welche hier mit aufgeführt wurden.

Die meisten dieser Module in Fig.VI.5.2 sind mit weiteren Modulen der Basismaterialien, Transportprozesse, anderen Energieträger resp. Nutzenergien anderer Energiesysteme und Entsorgungsprozesse verknüpft.

Die Stromkette wird zudem mit den anderen Kraftwerken der UCPTE-Länder und mit der Bilanz des Stromnetzes verbunden.

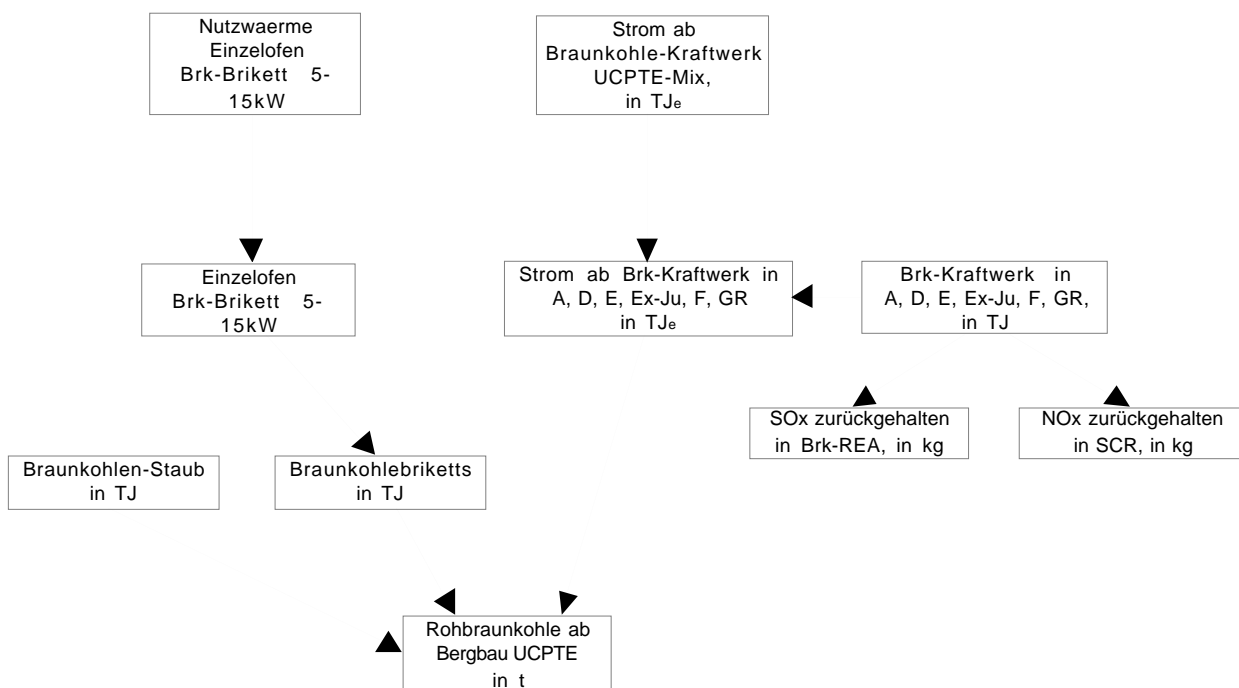


Fig.VI.5.2 Vereinfachte Prozesskette des Braunkohle-Systems, wie es in diesem Projekt modelliert wird und in der Datenbank erfasst ist.

5.2.3 Steinkohle

Steinkohlen werden sowohl im Tag- als auch im Untertagebau in nennenswertem Umfang abgebaut. Ausserdem ist UCPTE-Europa ein grosser Importeur für Steinkohlen. Es wurde in diesem Projekt zwischen Tag- und Untertagebau unterschieden. Der Tagbau in den UCPTE-Ländern und in den Herkunftsländern der Importkohle wurden dabei jeweils zu einem Aggregat zusammengefasst. Die Untertagezechen wurden für die relevanten Abbauländer separat ausgewiesen. Die Unterschiede beschränken sich vorläufig auf die Methanemissionen aus dem Bergwerk. Diese Vereinfachung war nötig, weil zuwenig länderspezifische Angaben vorlagen.

Im Gegensatz zur Braunkohle wird bei der Steinkohle auch eine Zwischenlagerung für einen Teil der Förderung berücksichtigt. Die Bilanzierung des Transportes erfolgt für die verschiedenen Herkunftsländer getrennt. Für jedes Land wird ein spezifischer Steinkohlemix berechnet.

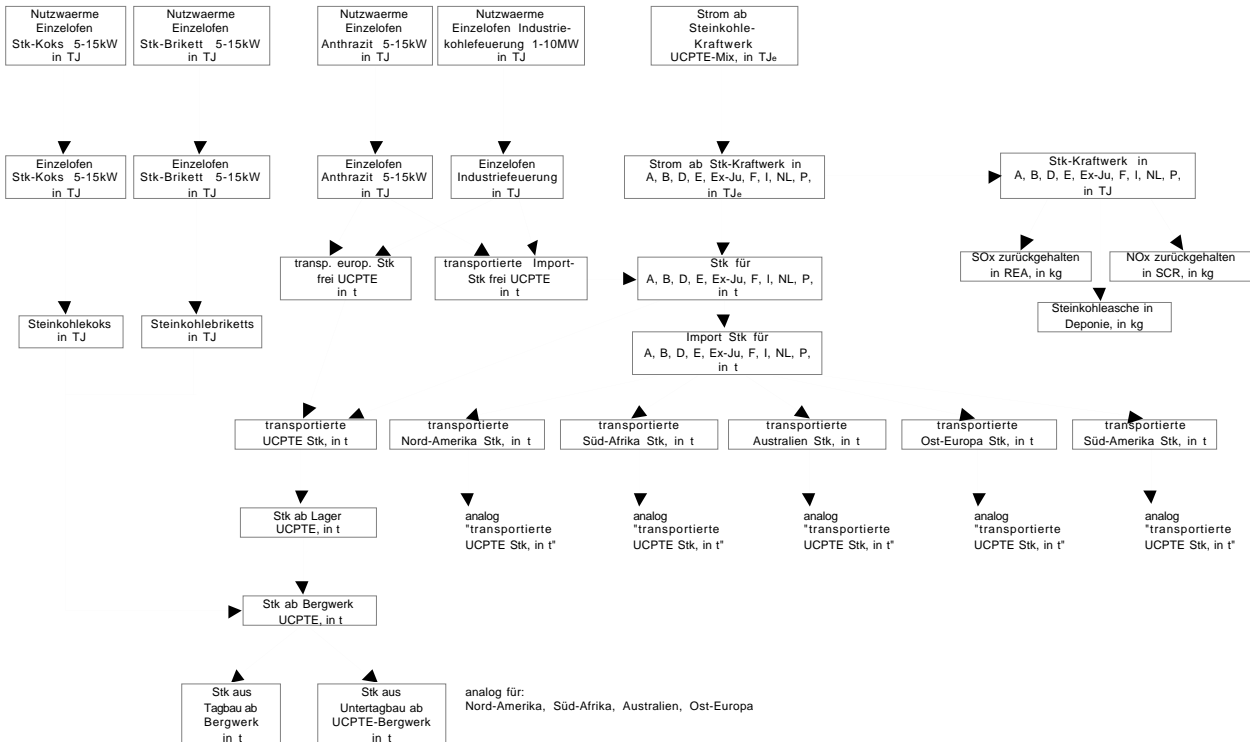


Fig.VI.5.3 Vereinfachte Prozesskette des Steinkohle-Systems, wie es in diesem Projekt modelliert wird und in der Datenbank erfasst ist.

In der Kohleveredelung wurden Kokereien und die Brikettherstellung bilanziert. Beide Produkte werden zusätzlich als Brennstoffe in Einzelöfen bilanziert. Zusätzlich wurde ein Einzelofen bilanziert, welcher direkt mit Anthrazit befeuert wird. Die Industrieheizung mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW entspricht einer Rostfeuerung und verbrennt Vollwertkohle. Es wurde dabei angenommen, dass die Koks- und Brikettöfen mit Kohlen aus Eigenförderung mit geringerem Transportaufwand beschickt werden, während die Kohle für die Industrieheizung und den Anthrazitöfen der durchschnittlichen UCPTe-Kohle entspricht, was Abbau- und Transportaufwand betrifft.

Die Steinkohlekraftwerke wurden fast analog den Braunkohlekraftwerken bilanziert. Wichtigster Unterschied ist, dass auch für jedes Land berücksichtigt wurde, wie hoch der Anteil an Importkohle ist.

Auch hier sind die Module mit vor- und nachgelagerten Prozessen und den anderen Energiesystemen verknüpft. Auch rekursive Verknüpfungen treten auf.

5.3 Abgrenzungen

Grundsätzlich gilt die Methodik wie in Teil III beschrieben auch für die Kohlekette. Die wichtigsten kohlespezifischen Abgrenzungen werden hier kurz angesprochen.

Zeitlich

In der Bilanzierung wird versucht, einen möglichst aktuellen Stand zu erfassen, wobei die Durchschnittsbetrachtung einen hohen Stellenwert hat. Die meisten statistischen Angaben beziehen sich auf den Zeitraum 1990 bis 1994. Bei den Kraftwerken wurde versucht, möglichst den Ausrüstungsstand mit Rauchgasreinigungstechnik des Jahres 1995/96 zu erfassen, während die Feuerungen älteren Modellen entsprechen.

Zu den Materialaufwendungen waren meist keine aktuellen Daten verfügbar, so dass diese Daten

teilweise weit zurückreichen, was wegen der beschränkten Relevanz vertretbar ist.

Die Bilanzierung des Abbaus und der Veredelung beruhte teilweise ebenfalls auf älteren Angaben. Da die Altersverteilung der in Betrieb stehenden Anlagen nicht bekannt ist, entsteht dadurch jedoch kein grösserer Fehler als beim Vorliegen aktueller Daten.

Methodisch kann diese Durchmischung von alten und neuen Daten dann toleriert werden, wenn in jenen Bereichen neue Daten ausgewertet wurden, wo wesentliche Änderungen durch Technologiesprünge zu erwarten sind, während bei sich langsam verändernden Parametern das Bilanzierungsjahr weniger entscheidend ist.

Die zukünftigen Emissionen wurden wo möglich vollständig erfasst. So wurden z. B. die Eluate aus Filteraschedeponien mit unbeschränktem Zeithorizont bilanziert. Bei den Sumpfungswässern im Bergbau wurden diesbezüglich Kompromisse gemacht, damit die Bilanzierung möglich wurde.

Geographisch

Das Schwergewicht der Bilanzierung liegt auf dem Kohleverbrauch des UCPT- Raumes. Dadurch müssen der Kohlebergbau innerhalb dieser Länder, aber auch die Zulieferländer wie Nord-Amerika, Süd-Afrika, Australien, Süd-Amerika und Ost-Europa berücksichtigt werden.

Getreu dem Lebenszyklusgedanken wird also keine geographische Einschränkung vorgenommen.

Wie auch in den anderen Energiesystemen werden Strombezüge im Ausland generell als Strom aus dem UCPT-Netz verbucht, selbst wenn das Verbrauchsland auf einem anderen Kontinent liegt.

Bei der Kohleprodukteherstellung (Koks, Briketts, Staub) wurden die deutschen Verhältnisse zu Grunde gelegt, was besonders bei den Kokereien eine wichtige Einschränkung darstellt.

Bilanzierungstiefe

Es wird eine homogene Bilanzierungstiefe angestrebt. Dies bedeutet, dass in jedem Modul auch die baulichen Vorleistungen erfasst werden. Die Infrastrukturaufwendungen in der zweiten Ebene (Fabrikbau für den Kesselbau) wurden dagegen nicht berücksichtigt und fliessen nur dort mit ein, wo im Anhang A die Basisdatenmodule so weit bilanziert wurden, dass auch dort die Vorleistungen eingeschlossen werden konnten (z. B. Verkehr).

Um zu dieser homogenen Bilanzierungstiefe zu gelangen, mussten zum Teil nicht belastbare Abschätzungen vorgenommen werden, welche allerdings meist wenig Einfluss auf das Gesamtsystem ausüben.

Die Bilanzierungsbreite musste auf allen Prozessstufen eingeschränkt werden. Im Bereich der Wärmezeugung fand dabei die grösste Einschränkung auf ein paar wenige Systeme statt, obwohl der Einfluss der verschiedenen Feuerungstypen das ganze System dominieren kann. Es wurde wie in den anderen Ketten davon ausgegangen, dass der Benutzer dieser Bilanzdaten zum Feuerungssystem fallspezifische Angaben hat, womit diese ohnehin zusätzlich bilanziert werden.

6 Förderung und Aufbereitung

6.1 Einleitung

6.1.1 Übersicht

In diesem ersten Kapitel wird der ganze Bereich der Prospektion, Erschliessung, Förderung und Aufbereitung bis zum Verlassen der Kohle des Betriebsgeländes der Bergwerke zusammengefasst bilanziert.

Die Prospektion umfasst die Lagerstätten erkundung mit diversen geologischen Arbeiten, welche Probebohrungen und Vibrationsmessungen (Seismik) einschliessen. Im Gegensatz zu Erdöl- und Erdgasfeldern sind die Standorte der Lagerstätten weitgehend bekannt, so dass es weniger um das Suchen als um das Bestimmen von Abbauteufe, Flözmächtigkeit und -verlauf, Kohlequalität und das Abklären der hydrologischen Verhältnisse geht. Neue Lagerstätten werden selten erschlossen, meist wird lediglich das Abbaugelände ausgedehnt.

Beim Kohleabbau werden Tagebau und Untertagebau unterschieden. Beim Tagebau wird die Deck-schicht oberhalb des Flözes entfernt, damit die Kohle gewonnen werden kann, während im Unter-tagebau Schachtanlagen angelegt werden, um die Kohle auch in 1'000 m Teufe und mehr abzubauen zu können und via Hebeanlagen oder Zechenzügen an die Oberfläche zu fördern.

In Tagebauen umfasst die Erschliessung die Absenkung des Grundwasserspiegels unterhalb die Teufe des kohleführenden Flözes und die örtliche Abtragung der Gesteinsschichten oberhalb des Flözes. Typische Teufen betragen wenige Meter bis zu 500 m. Die Neuerschliessung von Untertage-bau-Bergwerken erfordert aufwendige Schacht- und Stollenbauten. Meist dauert es mehrere Jahre bis die erste Kohle gefördert werden kann. Erweiterungen sind weniger aufwendig, da oft nur noch ein kleinerer Nebenschacht gebaut werden muss und die Kohlehebung und Weiterbehandlung über den alten Hauptschacht erfolgen kann. Typische Teufen reichen von 100 m bis über 1200 m.

Die Förderung erfolgt kontinuierlich oder diskontinuierlich und kennt unterschiedlich mechanisierte Systeme, welche sich bzgl. Einsatzmöglichkeiten, Arbeitskraftaufwand und Kohleausbringung zum Teil sehr stark unterscheiden. Die einzelnen Verfahren werden in Kap.VI.6.3.1 und 6.4.1 etwas näher beschrieben.

Rohförder-Braunkohle wird gebrochen und homogenisiert und je nach Bergwerk auch getrocknet. Rohförder-Steinkohle wird meist mechanisch und mit Hilfe von Wasser zerkleinert, homogenisiert und von anorganischen Bestandteilen getrennt. Weitergehende chemische Aufbereitungsverfahren sind entwickelt, werden jedoch nicht breit eingesetzt. Die Aufbereitung hat generell die Konditionie-rung der Rohförderkohle zu verwertbarer Förderung zum Ziel, was die Homogenisierung, Heizwert-steigerung und Anpassung an den Einsatzzweck beinhaltet.

6.1.2 Untersuchte Produkte

Es sollen diejenigen Kohlen untersucht werden, die in den Energiesystemen im UCPTE-Raum im Jahre 1994 eingesetzt wurden (vorwiegend Dampf- und Braunkohlen). Für die Steinkohlen wird dabei für jedes Land im UCPTE-Raum ein eigener Steinkohlemix berechnet. Dabei wird der Her-kunft (Zusammensetzung der Kohle, Anteil Tag-/Untertagebau, Methanrückhaltung, Transportauf-wand etc.) Rechnung getragen. Der resultierende Mix ist kein Durchschnittswert, sondern wider-spiegelt die Import-Situation im Jahre 1993 (Daten für 1994 waren nicht vollständig verfügbar).

Als Ausgangspunkt sind in Tab.VI.6.1 für die UCPTE-Länder (ohne Luxemburg) Verbrauch, Eigenförderung und Import für das Jahr 1993 zusammengestellt. Bemerkenswert ist die gute Übereinstimmung der Braunkohle-eigenförderung und des Braunkohlenverbrauchs <CI 1994>. Auf eine Aufschlüsselung allfälliger Braunkohle-Importe wird deshalb verzichtet.

Aus Tab.VI.6.1 kann abgelesen werden, dass mengenmässig in den UCPTE-Ländern deutlich mehr Braun- als Steinkohle verbraucht wurde. Auf Energieeinheiten bezogen ist der Steinkohleverbrauch jedoch leicht grösser. Während bei der Braunkohle praktisch 100 % der verbrauchten Kohlen in UCPTE-Ländern abgebaut werden, liegt bei der Steinkohle der Anteil importierter Kohlen bei 50 %.

Mio. t 1993	Brk Eigen- förderung	Brk Verbrauch El. & Wä.*	Stk Eigen- förderung	Stk Verbrauch h Total	Steinkohleimport aus						
					Deutsch- land	Nord- Amerika	Süd- Afrika	Austalien & Ferner Osten	Ost- Europa	Süd- Amerika	Total Import
Oesterreich	1.691	1.065	0	3.019	0.01	0	0.082	0	3.088	0	3.18
Belgien	0	0	0.97	12.154	0.415	4.134	3.517	2.56	0.973	0.075	11.674
Deutschland	221.802	183.988	64.17	77.884	-	0.964	4.624	1.792	4.022	0.929	12.331
Frankreich	1.672	1.556	8.99	21.409	0.202	4.716	2.229	3.403	1.433	1.932	13.915
Griechenland	54.8	54.306	0	1.452	0	0	0.861	0	0.337	0.139	1.337
Italien	0.62	0.62	0.01	15.019	0.001	7.087	2.291	2.636	1.999	0.254	14.268
Niederlande	0	0	0	13.088	0.06	4.756	1.641	5.045	1.141	2.22	14.863
Portugal	0	0	0.2	4.873	0	1.504	2.089	0.128	0.183	0.858	4.762
Spanien	13.347	13.435	14.13	26.63	0.022	4.268	5.014	1.627	0.437	0.947	12.315
Schweiz	0	0	0	0.22	0.007	0	0.118	0	0	0	0.125
Ex-Jugoslawien	67.5	61.8	0.2	0.9	0	0	0.1	0.2	0.7	0	1
Total	361.432	316.77	88.67	176.648	0.717	27.429	22.566	17.391	14.313	7.354	89.77

Tab.VI.6.1: Verbrauch, Eigenförderung und Import von Braun- und Steinkohlen für die UCPTÉ-Länder (ohne Luxemburg) für das Jahr 1993 in Mio. t verwertbare Förderung nach <CI 1994> und <OECD 1995>. Die "Rohdaten" des Steinkohlenimports befinden sich im Anhang VI.9.1.
* Braunkohlenverbrauch für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung.

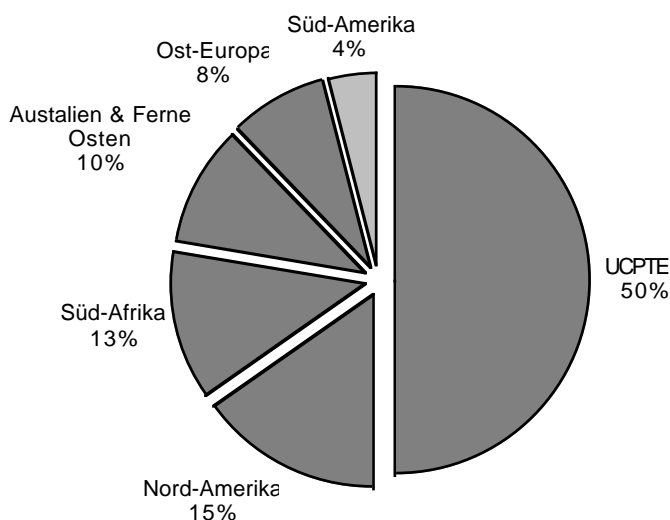


Fig.VI.6.1: Förderanteile am totalen Steinkohlenverbrauch der UCPTÉ-Länder für das Jahr 1993 in Gewichts-Prozent der verwertbaren Förderung nach <CI 1994>

Die Herkunft der Steinkohle wird in 6 Regionen unterteilt: UCPTÉ-Raum, Nord-Amerika, Süd-Afrika, Australien & Ferner Osten, Ost-Europa und Süd-Amerika. Das Hauptkriterium bei der Einteilung war die geographische Lage und nicht die Abbaubedingungen oder die Kohlequalitäten. Die Anteile der sechs Regionen UCPTÉ (73 % Deutschland, 16% Spanien, 10 % Frankreich und 1 % Belgien), Nordamerika (94 % USA, 6 % Kanada), Süd-Afrika, Australien & Ferner Osten (82 % Australien, 12 % Indonesien, 6 % China), Ost-Europa (56 % Polen, 28 % ehem. UdSSR, 16 % ehem. CSFR) und Süd-Amerika (71 % Kolumbien, 29 % Venezuela) sind in Fig.VI.6.1 dargestellt. Die grössten Anteile besitzen die Länder Deutschland (36 %), USA (14 %) und Süd-Afrika (13 %). Neben Deutschland sind innerhalb der UCPTÉ nur noch die Fördermengen von Spanien (8 %) und Frankreich (5 %) relevant. Von den in den UCPTÉ-Raum exportierenden Ländern besitzt neben der USA und Süd-Afrika nur Australien (8 %) einen Marktanteil von mehr als 5 %.

Bei der Braunkohleförderung hat Deutschland mit 61 % einen noch deutlich grösseren Anteil am Marktvolumen als bei der Steinkohle. Griechenland, Ex-Jugoslawien und Spanien haben zusammen weitere 38 % Marktanteil. Österreich, Frankreich und Italien sind für die weiteren Betrachtungen nicht relevant.

Ausgehend von der Kohleförder- und Verbrauchsstruktur im Jahre 1993 sollen folgende Produkte untersucht werden:

- Die "Durchschnitts-Braunkohle UCPTTE", welche in den UCPTTE-Ländern verfeuert wird und vorwiegend aus den Abbaugebieten Deutschlands, Griechenlands, Ex-Jugoslawiens und Spaniens stammt.
- Die im UCPTTE-Raum verwendeten Steinkohlen, die aus dem UCPTTE-Raum selbst stammen oder in den Regionen Nord-Amerika, Süd-Afrika, Australien & Ferner Osten, Ost-Europa und Süd-Amerika abgebaut werden. Aus diesen sechs Regionen wird für jedes Land ein spezifischer Mix zusammengestellt (Kap.VI.8).

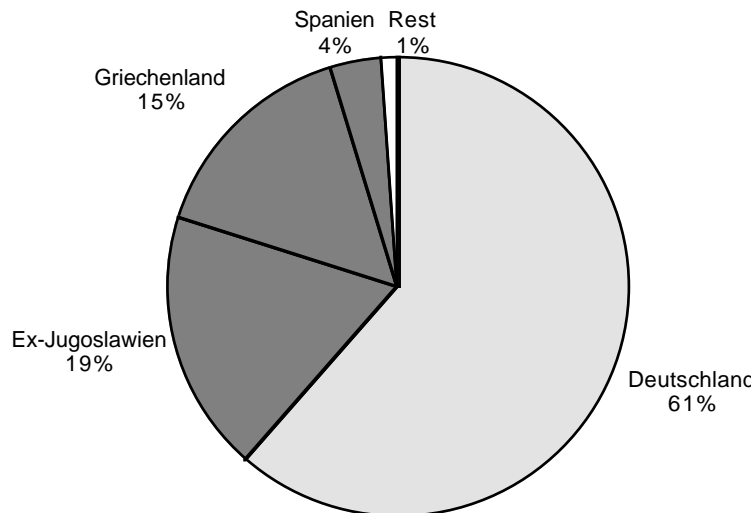


Fig.VI.6.2: Förderanteile am totalen Braunkohlenverbrauch der UCPTTE-Länder für das Jahr 1993 in Gewichts-Prozent der verwertbaren Förderung <CI 1994>

Für die Bilanzierung der Steinkohle muss zwischen Tag- und Untertagebau unterschieden werden. Am Schluss des Kapitels werden die Tag- bzw. Untertagebauanteile der einzelnen Regionen angegeben (Tab.VI.6.21).

Beim Kohlebergbau wird nicht zwischen Dampf- und Kokskohle unterschieden. Beim Zusammenstellen der länderspezifischen Steinkohlenmix hingegen werden nur diejenigen Kohlen betrachtet, die im Energiesektor eingesetzt werden (Kap. 8). Ausser in Deutschland werden in allen UCPTTE Ländern ausschliesslich Dampfkohlen zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt <CI 1994> und <OECD 1995>. Auch in anderen Kohlen konsumierenden Sektoren, wie z. B. Industrie, werden vorwiegend Dampfkohlen verwendet (mit Ausnahme der Eisen- und Stahlindustrie in den Niederlanden <OECD 1995>). Kokskohlen werden hauptsächlich zur Umwandlung in feste Produkte benötigt (patent fuels, Koks). Die Untersuchung der importierten Kohlenmengen für die einzelnen Länder beschränkt sich deshalb auf die Dampfkohlen.

Ein eigentlicher Wert für die europäischen Industriestaaten wird nicht gebildet. Da im UCPTTE-Raum weder England noch die skandinavischen Länder vertreten sind, soll diese Einschränkung diskutiert werden. Da Dänemark, Schweden, Norwegen und Finnland kaum eigene Kohlen abbauen und die Importländer jenen der UCPTTE-Länder entsprechen, bleibt der Fehler für diese Länder klein. England hat dagegen eine grosse Eigenförderung, was zu einem gewissen Fehler führen dürfte. Diese fünf Länder zusammen weisen jedoch eine den UCPTTE-Ländern ähnliche Aufteilung zwischen Import und Eigenförderung auf. Im weiteren findet der Kohleabbau in England zwar bei günstigeren Bedingungen als in Deutschland statt, ist jedoch ebenfalls vorwiegend Untertagebau.

Die Bilanzierung erfolgt jeweils pro Tonne verwertbare Förderung (t v. F.). Eine Differenzierung nach Kohlequalitäten innerhalb der verschiedenen Braunkohle- und Steinkohlequalitäten erfolgt nicht, da der Förderaufwand pro Tonne verwertbare Förderung weniger von der Kohlequalität als von den Abbaubedingungen abhängt.

6.1.3 Ab- und Eingrenzung

Wie bereits erwähnt wurde, beschränkt sich die **Prospektion** auf die nähere Untersuchung bekannter Lagerstätten, um einen allfälligen Abbau zu planen. In <Rheinbraun 1993> werden die Untersuchungsstollen mit rund 20 km pro Jahr quantifiziert, was bezogen auf die gegenwärtige Förderung 0.2 mm/t Rohbraunkohle entspricht. Zum Vergleich werden für Wasserstollen im Braunkohletagebau rund 0.3 mm Bohrungen pro Tonne Rohbraunkohle ausgeführt. Im Untertagebau dürften diese Prospektionsbohrungen leicht höher liegen, da die Teufen wesentlich grösser sind. Da kaum Neuerschliessungen erfolgen, wird hier davon ausgegangen, dass die Aufwendungen für Prospektionsarbeiten beim normalen Abbauaufwand mitenthalten sind. Eine separate Bilanzierung erfolgt somit nicht.

Innerhalb des Bergbaus sollen drei verschiedene **Kohlekatgorien** unterschieden werden. Am Anfang steht die Kohle vor Förderung, welche im abzubauenen Flöz vorhanden ist. Andere Flöze in anderen Teufen gelten somit nicht zur Kohle vor Förderung. Die geförderte Kohle wird hier als Rohförderkohle bezeichnet und entspricht der effektiv abgebauten Kohle. Die verwertbare Förderung (v. F.) entspricht schlussendlich jener Kohle, welche das Bergwerk verlässt oder in Grubenkraftwerken verstromt wird.

Für die Ressourcenbeanspruchung ist es nun wichtig, welche dieser Kategorien als die beanspruchte Ressource gelten soll. In Konsistenz zu den anderen Energiesystemen gilt nur die ausgebrachte Menge als beanspruchte Ressource, womit als Bezugsgrösse die Rohförderkohle gilt. Da die Ausbringung je nach Abbauverfahren 40 bis 99 % beträgt, handelt es sich um eine einschneidende Konvention. Zwischen Rohförderkohle und verwertbarer Förderung liegen vor allem die Verluste bei der Aufbereitung.

Die **Transporte** auf dem Bergwerksgelände werden in diesem Kapitel mitbilanziert, was für Grubenkraftwerke bedeutet, dass kein zusätzlicher Transportaufwand anfällt. Da der Transport oft mit Förderbändern erfolgt, wäre eine Auftrennung dieser Schritte schwierig.

Die Daten zum Bergbau beziehen sich wo möglich auf die Verhältnisse anfangs der **90-er Jahre**. Da teilweise nur ältere Informationen zugänglich sind, kann dieser Stand allerdings nicht für alle Angaben eingehalten werden. Da sich der Bergbau nur sehr langsam fortentwickelt und zurzeit weltweit praktisch alle denkbaren Techniken eingesetzt werden, dürften die Fehler eher im fehlenden Wissen über die aktuell angewandte Technik liegen als in den Unterschieden der einzelnen Techniken. Die Abbauverhältnisse in den Exportländern werden soweit möglich berücksichtigt.

Die **Untertagevergasung** als vielbeschworene Zukunftstechnik stösst in den interessanten grossen Teufen noch auf grosse Probleme und wird nur zu Versuchszwecken betrieben. Eine weitere Behandlung entfällt, da diese Technik in diesem Jahrhundert keine Bedeutung erlangen wird <Guntermann et al. 1987>.

Die **chemische Aufbereitung** der Kohle wurde vor allem auch in den USA weit entwickelt und hat zum Ziel, die Kohle bereits vor der Verbrennung weitgehend zu entschwefeln und möglichst auch Spurenelementgehalte und Ascheanteil zu senken <IEACR 1989>. So wünschbar diese chemische Aufbereitung bei Kohlen mit Schwefelgehalten bis zu 10 % auch ist, wird sie wegen den enorm hohen Kosten nur vereinzelt eingesetzt. Obwohl der Anteil an gereinigter Kohle noch steigen dürfte, sollen solche Verfahren hier nicht bilanziert werden. Die zukünftigen fortgeschrittenen Kohlevergasungs- und Kohleverflüssigungstechniken sind nicht auf eine chemische Aufbereitung angewiesen.

Die Versetzung der Kohle mit Wasser zu Transport- und Umwandlungszwecken wird Kohle-Slurry genannt und konnte sich bisher kaum verbreiten. Diese Technologie wird deshalb nicht näher untersucht.

6.2 Material- und Ressourcenbedarf

6.2.1 Material- und Bauaufwand

Der Material- und Bauaufwand soll anhand der Angaben von einigen wenigen Zechen grob abgeschätzt werden. Eine gesicherte Durchschnittsbildung wäre auch bei breiterer Datenbasis kaum mög-

lich, da jede Zeche ihre Eigenheiten besitzt und deshalb vollständige Daten zu allen (mehreren hundert) Zechen bekannt sein müssten.

Im **Braunkohle-Tagbau** sind fast nur mobile Einrichtungen vorhanden, wenn von Förderbändern, Schienen und Verwaltungsgebäuden abgesehen wird. Der Materialaufwand ist deshalb stark abhängig von der Betriebsdauer der einzelnen Maschinen und Anlagen. Gemäss <Schlösser 1993> werden die Maschinen und Anlagen während der gesamten Produktionsdauer von 40 bis 50 Jahren eingesetzt. Zur Berücksichtigung des Unterhaltsaufwandes wird eine leicht kürzere durchschnittliche Lebensdauer von 30 Jahren eingesetzt. In Anhang VI.6.1 sind Daten aus der Literatur zusammengestellt. Für den Brk-Tagbau wurden die Daten von Oberdorf (Oesterreich), Kans-Achinsk/Ekibastuz (GUS) (beide <Astakhov et al. 1984>) und für die Rheinbraun AG <Schlösser 1993> verwendet und ein Durchschnittswert abgeschätzt. Sprengstoff wurde nicht verbucht, da angenommen wird, dass die europäische Braunkohle in weicheren Schichten ohne Sprengstoff abgebaut werden kann. Die Stahlmengen sind insgesamt für alle drei Zechen etwa gleich hoch (ca. 5 kg/t*a), weshalb angenommen wird, dass diese Angabe ziemlich robust ist. Für die allgemeine Infrastruktur werden pro memoria 5 kg/t*a Eisenbeton eingesetzt. In <Levin 1993> wird ein Modellbergwerk beschrieben. Die dort resultierenden Materialmengen (Stahl: 0.152 kg/t, Beton: 0.105 kg/t, Kupfer: 0.005 kg/t, Kunststoffe: 0.017 kg/t) liegen im Bereich der gewählten Daten in Tab.VI.6.2. In <Levin 1993> werden die Bau- und Betriebsaufwendungen zudem detailliert beschrieben. Die ausgewiesenen Daten werden jedoch hier nicht berücksichtigt.

Der **Steinkohle-Tagbau** wird vor allem in den Zulieferländer für Europa angewandt. Da die Steinkohle in härteren Gesteinen eingelagert ist und auch selber härter ist, wird angenommen, dass mit Sprengung gearbeitet wird, wodurch grosse Mengen Sprengstoff verbraucht werden. Da die Steinkohle in der Regel aufbereitet wird, muss für Infrastruktur ein etwas höherer Wert berücksichtigt werden. Der Pneuverbrauch konnte nur aufgrund von Kostenabschätzungen einbezogen werden. Die durchschnittliche Lebensdauer entspricht jener des Braunkohle-Tagbaus. Die gewählten Werte sind aufgrund der ungenügenden Datenbasis nur eine erste Abschätzung.

Material		Brk Tagbau		Stk-Tagbau		Stk-Untertagbau	
		Infrastruktur		Bau & Betrieb	Infrastruktur	Bau & Betrieb	Infrastruktur
Pneu	kg/t Rohkohle			0.1			
Sprengstoff ANC	kg/t Rohkohle			1		0.1	
Sprengstoff Schlamm	kg/t Rohkohle			0.2			
Kupfer	kg/t Rohkohle	0.007		0.003	0.003	0.002	0.002
Stahl unlegiert	kg/t Rohkohle	0.13		0.07	0.07	2.4	0.9
Stahl niedriglegiert	kg/t Rohkohle	0.04		0.03	0.03	0.1	0.1
Beton	kg/t Rohkohle	0.17		0.3	0.3	6.5	0.3
Holz	kg/t Rohkohle	0.03		0.003	0.003	7	0
Energieverbrauch (nur Bau)							
Strom Mittelspannung UCPT	MJe/t	0.3		1	1	1.5	1.5
Diesel in Baumaschinen	MJDiesel/t	1		4	4	6	6
Wärme Oel >100 kW	MJOel/t	1		4	4	6	6

Tab.VI.6.2: Abschätzung des Material- und Energieaufwandes für Bau- und Betrieb von Kohlebergwerken in resp. für Europa. Grunddaten siehe Anhang VI.6.1. Energieverbrauch nur für die Bauaufwendungen (Infrastruktur), Energieverbrauch für Betrieb Kap.6.3.

Untertage wird praktisch nur Steinkohle abgebaut, da sich der Aufwand für Braunkohle selten lohnt (siehe auch Tab.VI.6.3). Ausnahmen sind hier Oesterreich, Spanien und Länder Osteuropas. Da Steinkohle in Europa vor allem im Untertagebau abgebaut wird und die nach Europa importierte Kohle zu rund 50 % aus dem Untertagebau stammt, sollen die europäischen Verhältnisse stark gewichtet werden. Im Untertagebergbau werden relativ grosse Materialmengen für Stollen- und Strebauskleidung benötigt, was sich im grossen spezifischen Materialbedarf niederschlägt. An Einrichtungen sind die Kohletransporteinrichtungen untertage (Bänder/Züge) und die eigentlichen Abbaumaschinen inklusive Stützgerüst zu erwähnen. Übertage sind Lift, Belüftungs-, Kühl-, Aufbereitungs-, Verlade, Verwaltungs- und sanitäre Anlagen zu berücksichtigen. In Anhang VI.6.1 sind die Literaturdaten zusammengestellt, wobei die Aufteilung auf Bau und Betrieb nicht immer klar und eindeutig ist. Es wurden deshalb beim Bau nur noch zusätzlich Kupfer- und Betonverbrauch bilanziert, da die anderen Materialmengen bereits beim Betrieb enthalten sind. Die durchschnittliche Lebensdauer entspricht jener des Braunkohle-Tagbaus.

Die Angaben aus <ORNL 1980> liegen deutlich unter den Werten in Tab.VI.6.2, wurden jedoch nicht weiter berücksichtigt, da die Originalquelle nicht beschafft werden konnte.

In <Levin 1993> wird ein Modellbergbau für die Untertageförderung von Steinkohle detailliert beschrieben. Die dort ermittelten Daten (jeweils pro t v.F. Stahl: 3.98 kg, Beton: 29.2 kg, Kunststoffe: 0.054 kg, Kupfer: 0.017 kg) weichen auch nach Berücksichtigung der verschiedenen Bezugsgrößen um einen Faktor 3 für Beton und um einen Faktor 5 für Kupfer von Tab.VI.6.2 ab. Als Durchschnittswerte wurden die Daten von Tab.VI.6.2 beibehalten. Die Daten von <Levin 1993> können für Sensitivitätsüberlegungen einbezogen werden.

Die Erschliessung eines Tag- oder Untertagebaus benötigt einen relativ grossen Aufwand und kann mehrere Jahre dauern. Da heute kaum noch neue Felder erschlossen werden resp. die Nutzung solcher Felder sehr lange dauert, kann dieser Erstaufwand auf eine sehr grosse Menge Kohle "abgeschrieben" werden und kann durch Aufrunden des Betriebsenergieaufwandes (Kap.VI.6.3.2) berücksichtigt werden. Die Produktion von Maschinen und Anlagen aus den Materialien soll hier jedoch mit den Annahmen, dass die Energie in den Materialien 66 % des kumulierten Energieverbrauchs ausmacht <Jensch 1988> und der restliche Energieaufwand zu 10 % elektrisch, 45 % Baumaschinen und 45 % Prozessdampf gedeckt wird, grob abgeschätzt werden.

Für die "Durchschnitts-Braunkohle UCPTE" können in erster Näherung direkt die Werte für den Braunkohle-Tagbau in Europa übernommen werden, da gemäss Tab.VI.6.3 über 94 % der Braunkohle für die UCPTE-Länder im Tagbau abgebaut wird. Die im UCPTE-Raum eingesetzte Steinkohle stammt im Durchschnitt zu 28 % aus dem Tagbau, wobei Kohlen aus Süd-Afrika zu 100 % und Kohlen aus den Bergwerken im UCPTE-Raum zu 3.9 % im Tagbauverfahren gefördert werden. Für die sechs Regionen (Fig.VI.6.1) werden deshalb die Anteile Tag-/Untertagebau berücksichtigt (Tab.VI.6.3).

6.2.2 Flächenbeanspruchung

Die Flächenbeanspruchung durch den Kohlebergbau umfasst neben den Betriebsflächen für die Infrastruktur, die eigentlichen Abgrabungsflächen resp. Haldenflächen und die wasserwirtschaftlich beeinträchtigen Flächen. Während die Flächen für Infrastruktur, Abbau und Halden für die untersuchten Abbaugebiete abgeschätzt werden können, sind zu den wasserwirtschaftlich eingeschränkten Flächen nur sehr grobe Schätzungen aufgrund weniger Angaben möglich. Für die nachfolgende Diskussion soll zwischen Tag- und Untertagebau unterschieden werden.

Tagbau

Im Tagbau sind die eigentlichen Abgrabungsflächen am auffälligsten. Die spezifische Abgrabungsfläche ist direkt proportional zur Flözmächtigkeit der verschiedenen Abbaugebiete. In Tab.VI.6.3 wurde zunächst versucht für den Steinkohle- und Braunkohlebergbau den gewichteten Anteil des Tagbaus zu berechnen. Dazu wurden Angaben aus <OECD 1994>, <Walker 1993>, <Ernst 1992>, <Henning 1991>, <Coal Statistics 1992>, <Astakhov et al. 1984>, <Pospischill 1993> und <Hessling 1991> ausgewertet. Da jeweils pro Land nicht alle Abbaugebiete für den Export relevant sind, die Angaben zu Tag- oder Untertagebau sehr lückenhaft sind und die Angaben für dasselbe Land zudem oft differieren, entsprechen die angegebenen Werte eigenen Schätzungen. Somit werden 28 % der in den UCPTE-Ländern verbrauchten Steinkohle und 94 % der Braunkohle im Tagbau abgebaut.

Um eine mittlere Flözmächtigkeit in den Tagbau-Bergwerken zu ermitteln, wurden neben den oben erwähnten Quellen zusätzlich <Thomas 1992> und <RWE 1993> ausgewertet. Die angegebenen Mächtigkeiten umfassen teilweise mehrere übereinander liegende Flöze, welche addiert wurden. Da die Ausbringung im Tagbau fast 100 % beträgt, musste die Flözmächtigkeit nicht korrigiert werden. Da jedoch oft mehrere Flöze übereinander liegen und meistens nicht alle beschriebenen Flöze abgebaut werden, war die Angabe der durchschnittlichen abgebauten Flözmächtigkeit nur mit einer unsicheren Durchschnittsbildung möglich. Aus der Gewichtung der verschiedenen Angaben resultiert für den Steinkohle-Tagbau ein direkter Flächenbedarf von 0.18 m²/t Rohkohle, während für Braunkohle durchschnittlich 0.04 m²/t Rohkohle nötig sind (Tab.VI.6.3). Beim Steinkohlenbergbau wird angenommen, dass 30 % der betroffenen Flächen bereits landwirtschaftlich genutzt wurden (Kat.III), während 70 % lediglich modifiziert (Kat.II) waren. Da der Braunkohlebergbau im dichtbesiedelten und intensiv genutzten Europa stattfindet, wird dort gerade von umgekehrten Verhältnissen ausgegangen. Es wird weiter angenommen, dass diese Flächen im Mittel zehn Jahre beansprucht resp. ohne Rekultivierung bleiben, weitere 5 Jahre für die Rekultivierung von Kategorie IV zu III und falls ursprünglich in der Kategorie II weitere 50 Jahre von Kat. III zu II (siehe

Kap.III.4) benötigen. Im Rheinland wird die Rekultivierung sofort nach Verkipfung in Angriff genommen. Die Schirrhöfe (Rheinbraun-Bauernhöfe) bewirtschaften diese Flächen sieben Jahre lang und produzieren bereits im ersten Jahr Luzerne <Schlösser 1993>. In <OECD 1985> wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass die aktive Rekultivierung vor allem ausserhalb Europas oft unterbleibt, da erhebliche Kosten damit verbunden sind.

	Förderung Steinkohle		Anteil Tagbau	Total Tagbau	Flöz Tagbau	Fläche Tagbau	Förderung Braunkohle		Anteil Tagbau	Total Tagbau	Flöz Tagbau	Fläche Tagbau
	Mt	%					Mt	%				
			%	%	m	m ² /t RK			%	%	m	m ² /t RK
Oesterreich	0						1.691	0.5	70	0.3	40	0.03
Belgien	0.97	0.5	0	0								
Deutschland	64.17	36.1	0	0			221.802	61.5	100	61.5	35	0.03
Frankreich	8.99	5.1	15	0.77	1.5	0.67	1.672	0.5	0			
Griechenland	0						54.8	15.2	100	15.2	30	0.03
Spanien	14.13	8.0	15	1.19	1.5	0.67	13.347	3.7	85	3.1	20	0.05
ehem. Jugosl.	0.2	0.1	0	0			67.5	18.1	75	14.0	10	0.10
Australien	17.391	9.8	70	6.86	20	0.05						
Nord-Amerika	27.429	15.5	55	8.53	3	0.33						
Süd-Amerika	7.354	4.1	100	4.1	20	0.05						
Ost-Europa	14.313	8.1	17	1.36	10	0.1						
Süd-Afrika	22.566	12.7	40	5.04	30	0.03						
Total	177.5	100		28			360.812	100		94.1		
Durchschnitt						0.18						0.04

Tab.VI.6.3: Gewichteter Flächenbedarf für den Steinkohlen- und Braunkohlen-Tagbau für den Kohleverbrauch in den UCPT-E-Ländern.

Neben der quantifizierten Abbaufäche, welche auch die Flächen für Infrastrukturanlagen bereits beinhalten, müssen auch die beeinträchtigen Flächen um den Bergbau berücksichtigt werden. Dazu gehören die eigentlichen Randflächen der Abbaugelände, welche durch Staub, Lärm und starke Absenkungen beeinträchtigt sind und die Grundwassersenkungsflächen. <Euler 1984> unterscheidet bei den Grundwassersenkungsflächen jene des oberen und jene des unteren Stockwerkes, womit spezielle deutsche Verhältnisse charakterisiert werden. Um das Versumpfen der Abbaugelände zu verhindern, müssen enorme Wassermengen mittels Brunnenanlagen gefördert werden. Dadurch wird der Grundwasserspiegel sehr stark abgesenkt, was für die oberflächennahe Wasserführung, die Trinkwasserversorgung aber auch Absenkungen nachteilige Auswirkungen hat. Die Ökosysteme werden vor allem dort stark beeinträchtigt, wo bisher Feucht- und Sumpfgelände erhalten blieben und dort, wo die Grundwasserzone im wurzelverfügbaren Bereich liegt. Absenkungen und verschlechterte Trinkwasserversorgung kann nur beschränkt als Flächenbeanspruchung betrachtet werden, da dadurch Ökosysteme nicht zwingend beeinträchtigt werden.

<Euler 1984> gibt für den deutschen Steinkohlenbergbau eine Zunahme der Grundwassersenkfläche für das obere Stockwerk von 0.31 m²/t und für das untere Stockwerk von 0.81 m²/t an. Damit besteht das Problem, dass diese zusätzlichen Senkflächen noch eine unbestimmte Zeit entwässert werden müssen und somit schwer einer Tonne Kohle zugeordnet werden können. Im Jahr 1980 betrug die totale Senkfläche pro jährlich geförderte Tonne Rohkohle rund 27 m²/jato, diejenige des oberen Grundwasser-Stockwerkes 12 m²/jato.

Die Beeinflussung des unteren Grundwasser-Stockwerkes wird im folgenden nicht mehr als Flächenbeanspruchung berücksichtigt, da die direkte Relevanz für die Ökosysteme nicht klar gegeben ist. Die beeinflusste Fläche des oberen Grundwasser-Stockwerkes beginnt sich im Rheinland zu stabilisieren <Euler 1984>, womit es möglich wird, die beeinträchtigte Fläche pro geförderte Tonne Kohle abzuschätzen. Für den deutschen Braunkohlebergbau bedeutet dies, dass rund 15 m²/a Fläche zusätzlich durch die Grundwasserabsenkung beeinflusst sind. Das entspricht somit einer Beeinträchtigungsdauer von rund 50 Jahren. Als beeinträchtigt sollen allerdings nur jene Flächen gelten, welche zuvor nicht bereits landwirtschaftlich intensiv genutzt wurden (30 % Brk, 70 % Stk).

Da der Braunkohle-Tagbau in Europa gegenüber dem Rheinland eher in kleinerer Teufe und in Gebieten mit kleineren Grundwasservorkommen stattfindet, kann davon ausgegangen werden, dass in diesen anderen Abbaugeländen kleinere Flächen durch Grundwasserabsenkung betroffen sind. Der Durchschnittswert wird auf 10 m²/a geschätzt, was bei einem Anteil von 30 % Fläche der Kategorie II eine Flächenbeanspruchung von 3 m²/a (Kat.II->III) ergibt.

<Schlösser 1993> weist darauf hin, dass im Rheinland 100 % der ursprünglichen Flächen kultiviert oder sogar besiedelt waren. Ausserdem könne davon ausgegangen werden, dass die Pflanzen direkt

durch die Feuchtigkeit, welche im Lössboden gespeichert ist, versorgt werden. Die ursprünglichen Flusssaugebiete könnten im Rheinland flächenmässig vernachlässigt werden. An der obigen Bilanzierung wird trotzdem festgehalten, da hier der Durchschnitts-Braunkohletagbau im UCPTE-Raum interessiert.

Zum Steinkohlen-Tagbau liegen bzgl. der Beeinflussung durch Grundwasserabsenkungen keine detaillierten Daten vor. Da die Abbauteufen wiederum eher kleiner als im Rheinland sind und sich die hydrologischen Verhältnisse in den wichtigen Tagbau-Gebieten der USA, Süd-Afrika, Australien und Kolumbien stark von jenen in Deutschland unterscheiden, wird unter Berücksichtigung eines Anteils von 70% an Flächen der Kategorie II eine beeinträchtigte Fläche von $2 \text{ m}^2/\text{a/t}$ (Kat.II->III) abgeschätzt. In diese grobe Abschätzung sind eingeflossen, dass die direkte Abbaufäche pro t Rohkohle grösser ist als beim Braunkohlebergbau, dass aber die geförderten Wassermengen <DOE 1983>, <Astakhov et al. 1984> in den Exportländern wesentlich tiefer (Faktor 20 und mehr) als in den deutschen Abbaugebieten liegen.

Untertageabbau

Beim Untertageabbau können Flächenbeanspruchung durch Halden, Anlagen über Tage, Grundwasserabsenkung (Polderflächen) und der eigentlichen Abbaufäche untertage unterschieden werden. Die Flächenbeanspruchung durch Halden wird unter Kap.VI.6.4.5 bilanziert.

Die Anlagen übertage beanspruchen in Deutschland 1.2 bis 1.4 $\text{m}^2/\text{jato v.F.}$ (Fläche pro Jahr und Tonne verwertbare Förderung) <Euler 1984>. <Astakhov et al. 1984> nennt durchwegs tiefere Werte (0.27 bis 1 $\text{m}^2/\text{jato v.F.}$). Für einen Hauptschacht muss mit rund 100 ha Landbedarf gerechnet werden, wenn auch alle Aufbereitungsanlagen und Verladestationen eingerechnet werden. Beim Ausbau von Zechen werden jedoch heute hauptsächlich Nebenschachtanlagen gebaut, welche nur rund 10 ha Land benötigen, da die Förderung und Aufbereitung weiterhin über den Hauptschacht erfolgen kann. Bei solchen Nebenschachtanlagen sind die PKW-Parkflächen und die Gebäude mit den sanitären Anlagen mindestens so augenfällig wie die eigentlichen Bergbaueinrichtungen. Es soll hier deshalb mit einem Durchschnitt von 0.5 m^2/jato gerechnet werden. Die Rekultivierung alter Standorte gibt wegen Altlasten von Kohleveredelungsprozessen einige Probleme auf. Für den heutigen Bergbau wird davon ausgegangen, dass als Mix zwischen Europa und kohleexportierenden Ländern 50 % der ursprünglichen Fläche der Kat.II angehört und dass die Bergwerke nach 25 Betriebsjahren rekultiviert (5 Jahre von IV zu III, 50 Jahre von III zu II) werden. Für die Anlagen übertage wird somit mit einer Flächenbeanspruchung von 0.02 m^2 pro Tonne Rohkohle gerechnet. Die Anteile der verschiedenen Kategorien ist in Tab.VI.6.4 gezeigt.

Die eigentliche Abbaufäche untertage beträgt je nach Flözmächtigkeit, Anzahl Flöze und Ausbringgrad 0.1 bis 1 m^2/t . Diese Abbaufäche ist nun aber nicht direkt als beeinträchtigte Fläche zu werten, da an der Oberfläche vor allem eine leichte Absenkung als Zeichen des Kohleabbaus auftritt. Im Ruhrgebiet werden heute selbst Dörfer und Kulturgüter (Schloss) untergraben, ohne gravierende Schäden an den Bauten zu riskieren. Wenn Abbruchflanken entstehen, können allerdings grössere Schäden nicht vermieden werden. Die Absenkung (meist 1 bis 2 m, Extremfälle bis 20 m) hat direkt auf die Ökosysteme kaum einen Einfluss. Indirekt kann die Absenkung bei Gebieten mit hohem Grundwasserpegel zu Versumpfung führen. Meist werden diese Gebiete "künstlich" trockengelegt, teilweise aber auch als Sekundärbiotope angelegt. Die Sumpfung ist in Deutschland über sehr grosse Flächen nötig, da der Grundwasserpegel nahe der Oberfläche liegt. Durch die Sumpfung, aber auch die Grubenwasserförderung (Tiefenwasser) werden die hydrologischen Verhältnisse der Abbaugebiete komplett zerstört <Euler 1984>. Richtungsänderungen von Grundwasserströmen und Vorfluter werden routinemässig vorgenommen.

Für die Verallgemeinerung auf den europäischen und weltweiten Untertageabbau soll zunächst die Grubenwasserförderung und damit veränderte Tiefenwasser-Hydrologie nicht als Flächenbeanspruchung gewertet werden. Die Polderflächen werden jedoch dort, wo vor Abbau Kat.II zugeordnet werden konnte, als Beeinträchtigung von Kat.II->III berücksichtigt. Während in Europa die oberflächennahen Grundwasservorkommen häufig sind, dürften diese in anderen Gebieten eher selten sein, so dass keine Beeinträchtigung besteht. Es wird somit von einer betroffenen Fläche von 0.1 m^2/t ausgegangen, wovon 50 % zuvor nicht bereits kultiviert waren und die in Anlehnung an den Tagbau 50 Jahre lang als beeinträchtigt gelten.

Zusammenstellung

Mit den obigen Annahmen lassen sich die spezifischen Flächenverbräuche in Tab.VI.6.4 berechnen. Durch die Gewichtung mit den entsprechenden Anteilen Tag- und Untertagabbau (Tab.VI.6.3) lassen sich diese Angabe auf die Durchschnittskohlen in den UCPTL-Ländern umrechnen.

		Braunkohle- Tagbau in Europa	Steinkohle- Tagbau für Europa	Steinkohle- Untertagbau für Europa
direkter Flächenbedarf, Betriebsflächen	m ² /t	0.04	0.18	0.02
Kat. II -> Kat. III	m ² a/t	0.6	6.3	0.5
Kat. II -> Kat. IV	m ² a/t	0.18	1.89	0.3
Kat. III -> Kat. IV	m ² a/t	0.42	0.81	0.3
Grundwassersenkflächen, Polderflächen				
Kat. II -> Kat. III	m ² a/t	3	2	2.5

Tab.VI.6.4: Abschätzung der Flächenbeanspruchung durch den Kohlebergbau pro t Rohkohle. Annahmen siehe Text.

In einzelnen Länder sind grosse Abweichungen von den tabellierten Werten zu erwarten, was bei Aussagen zum Flächenbedarf für den Kohleabbau unbedingt berücksichtigt werden muss.

Es muss ebenfalls nochmals darauf hingewiesen werden, dass die ausgewertete Literatur zuwenig belastbares Datenmaterial enthielt, so dass viele Annahmen und Schätzungen vorgenommen werden mussten.

6.3 Direkte Einwirkungen Braunkohlenbergbau und Aufbereitung

6.3.1 Verfahrensbeschreibung

Aus Tab.VI.6.3 ist ersichtlich, dass die in den UCPTL-Ländern verbrauchte Braunkohle zu über 94 % im Tagbau gewonnen wird. Zwei Drittel dieser Tagbau-Braunkohle wird in Deutschland abgebaut, der Rest überwiegend in Griechenland, Ex-Jugoslawien und Spanien. Dem Umstand, dass knapp 6 % im Untertagabbau gefördert werden, wird nur insofern Rechnung getragen, dass die Angaben aus dem Tagbau entsprechend auf- oder abgerundet werden, da diese 6 % eine sehr unsichere Angabe sind und die Resultate kaum verändern.

Der Braunkohletagbau, welcher bis zu 600 m Teufe erreichen kann, aber in meist weniger als 200 m Teufe stattfindet, ist ein ziemlich einfaches und wenig variierendes Verfahren.

Die zwei bis sechsfache Menge der Braunkohle wird als Abraum gefördert. Es sind somit riesige Volumina umzulagern, was entsprechend leistungsstarke Geräte voraussetzt.

Ursprünglich wurden vor allem Eimerkettenbagger eingesetzt, die vom Prinzip her den Baustellenbagger nahe kommen, von der Kapazität her jedoch Grossgeräte mit einer Abraumförderkapazität von rund 40 Mio.m³/a sind. Heute werden in Abbaugebieten in kleineren Teufen (bis max. 60 m) und ungestörten meist horizontalen Flözen sogenannte Abraumbrücken eingesetzt. Solche Abraumbrücken bauen am Kopf Abraum ab und verfüllen diesen Abraum über den Schwanz sofort wieder. Solche Abraumförderbrücken weisen Längen zwischen 200 und 600 m auf und können bis zu 130 Mio.m³ Abraum pro Jahr fördern. Für grössere Teufen oder geologisch schwierigere Verhältnisse wird die sogenannte Strossenförderung eingesetzt, welche mit dem Schaufelradbagger/Band/Absetzer-System arbeitet. Die ganze Abraumdecke wird nicht in einem Arbeitsschritt, sondern stufenweise abgetragen. Der Schaufelradbagger baut also Abraum ab, welcher auf Transportbändern über weite Strecken zum Absetzer transportiert wird. Der Absetzer übernimmt eine wichtige Aufgabe in der Rekultivierung und Landschaftsgestaltung, was mit den Abraumförderbrücken nur teilweise möglich ist. Die Abraumförderung ist jedoch rund dreimal kosten- und energieünstiger und wird deshalb wo möglich eingesetzt <Steinmetz 1992>.

In Griechenland im Tagbau Ptolemais <Gross 1988> werden wegen den schwierigen geologischen Verhältnissen und den zum Teil harten Deckgebirgen auch Löffelbagger/Brecher/Bandwagen-Systeme und Löffelbagger/LKW eingesetzt.

Die Kohle wird je nach Tagbau auf Bändern, mit Zügen oder mit LKW's aus dem Tagbau zu den Grubenkraftwerken oder Veredelungsbetrieben gebracht. Eine Aufbereitung erfolgt in Deutschland praktisch nicht. In Griechenland wird die Kohle vor der Verfeuerung in Grubenkraftwerken vorge-trocknet, um den sehr tiefen Heizwert (unter 5 MJ/kg) etwas anheben zu können. Über eine allfällige Aufbereitung in Spanien und Ex-Jugoslawien ist nichts bekannt.

Neben Abraum und Kohle müssen auch grosse Mengen Wasser gefördert werden. Ein typischer Wert für Deutschland ist 6 m³/t. Die Systeme der Wasserförderung besitzen einen grossen Anteil am gesamten Energieverbrauch der Kohleförderung. Da die Teufen in den anderen Tagbauen etwas kleiner sind und auch die Wasserverhältnisse tiefere Fördermengen erwarten lassen, dürfte der Durchschnitt tiefer liegen.

6.3.2 Energieträgerbilanz

Hier soll der Energieaufwand für den Braunkohleabbau ermittelt werden. Dazu sind Angaben zum Betriebsenergieverbrauch und zu den abgebauten Mengen und Qualitäten nötig, damit ein gewichteter Mittelwert errechnet werden kann.

Da praktisch alle in Europa eingesetzten Grossabbaugeräte elektrisch betrieben sind und auch die Wasserpumpen elektrisch angetrieben sind, braucht der Kohlebergbau grösstenteils Strom, welcher teilweise direkt in Grubenkraftwerken erzeugt wird.

Gemäss <Steinmetz et al. 1990> liegt der minimale spezifische Energieverbrauch von Abraum-förderbrücken bei 0.64 kWh/m³ Abraum. Da die Abraumförderung in den neuen Bundesländern Deutschlands nur rund 50 % des gesamten Energieverbrauchs ausmacht <Strzodka et al. 1990> und Abraumförderbrücken aus geologischen Gründen nur bedingt eingesetzt werden können, kann dieser Wert für die Bestimmung des gesamten Energieaufwandes nicht benützt werden. Gemäss <Strzodka et al. 1990> werden im ehemaligen Ostdeutschland 52.8 % des Stromverbrauchs für die Abraumbewegung, 10.8 % für die Kohlegewinnung, 10.5 % für Fahrstrom und 25.9 % für die Wasserhebung eingesetzt. Damit ist auch etwa ersichtlich, was verminderte Wasserförderung oder ein kleineres Abraum zu Kohle -Verhältnis energetisch bringen kann.

In den Energiestatistiken ist jeweils auch der Stromverbrauch der Kohlebergwerke ausgewiesen <UN 1992>. Für jene Länder die nur oder fast nur Braunkohle fördern, lässt sich damit ein durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch berechnen. In Tab.VI.6.5 sind diese Koeffizienten ausgewiesen. Die Problematik bei solchen Angaben liegt darin, dass nicht klar ist, welche Nebenbetriebe eingeschlossen und welche ausgeschlossen sind. So ist es gut möglich, dass die Wasserförderung nicht unter Bergbau verbucht wurde, während Veredelungsbetriebe eingeschlossen wurden. Die berechneten Werte können deshalb nur Tendenzen wiedergeben.

	Stromverbrauch Braunkohle-Bergbau kWh Strom/t Rohbraunkohle
Oesterreich	25.3
ehem. Ostdeutschland	20.4
Griechenland	9.2
Italien	<61.8
Jugoslawien	15.4

Tab.VI.6.5: Durchschnittlicher Energieverbrauch gemäss Energiestatistiken <UN 1992>, <CI 1992>

In Tab.VI.6.6 sind neben dem Stromverbrauch auch die anderen Energieverbräuche angegeben. Ausserdem wurden, sofern bekannt, Angaben zum Abraum- zu Kohleverhältnis und zum Wasser- zu Kohleverhältnis gemacht, damit allfällige Unterschiede erklärt werden können. Die Angaben aus <AGEB 1991> und <DGMK 1992> für die alten Bundesländer Deutschlands stimmen sehr gut überein und dürften für den Braunkohleabbau wegen den grossen Teufen und hohen Abraum- und Wasseranteilen eher einen oberen Verbrauchswert darstellen. Die Daten aus <Levin 1993> sind wie schon in Kap.6.2.1 beschrieben sehr detailliert aber gegenüber den anderen Referenzen deutlich höher, weshalb diese Daten nur für Sensitivitätsüberlegungen berücksichtigt werden. Die Angaben aus dem ehemaligen Ostdeutschland, weichen zwischen Tab.VI.6.5 und Tab.VI.6.6 stark voneinander ab. Der tiefere Wert gegenüber den alten Bundesländern ist vor allem bei den geringeren

Teufen und dem Einsatz von Abraumförderbrücken zu suchen. Die Daten für Oesterreich liegen leicht unter jenen Westdeutschlands, was unter anderem auf die sehr tiefe Wasserförderung zurückzuführen ist. Aufgrund der relativ tiefen Abraumförderung und Wasserhebung im Tagbau Kans-Achinsk liegt auch dort der Stromverbrauch tiefer. Der zusätzliche Energieverbrauch liegt in Westdeutschland und Oesterreich bei rund 20 MJ/kg, im ehem. Ostdeutschland bei 10 MJ/kg und in der GUS bei 27 MJ/kg.

Aus Tab.VI.6.5 lässt sich ablesen, dass in Griechenland gegenüber den anderen Ländern deutlich tiefere Stromverbräuche angegeben werden. Aufgrund der grossen geologischen Probleme und der nicht sehr vorteilhaften Abraum zu Kohle-Verhältnisse (5.8 für Ptolemais nach <Gross 1988>) erstaunt dieser Wert und ist entweder ein Produkt der Statistik oder weist auf dieselbetriebene Abbaugeräte hin. Der zusätzliche Energiebedarf dürfte in Griechenland auf jeden Fall hoch liegen, da auch LKW's zur Abraumbewegung eingesetzt werden. Die hohen Angaben für Italien sind ebenfalls mit Vorsicht zu geniessen, da gleichzeitig auch geringe Mengen Steinkohle abgebaut werden. Die Werte für Jugoslawien liegen im Bereich vom ehem. Ostdeutschland und sind auch wegen dem tiefen Abraum zu Kohle-Verhältnis erklärbar.

Quelle		alte Bundesländer ¹⁾ AGEB 1991	CSFR Hojdar et al. 1992	alte Bundesländer DGMK 1992	ehem. Ostdeutschland Stzodka et al. 1990	Oesterreich Oberdorf Astakhov et al. 1984	GUS Kansk-Achinsk Astakhov et al. 1984	alte Bundesländer Levin 1993
Abraum: Kohle	m ³ /t	4.4	3.3		4.36	4.5	1.6	
Wasser: Kohle	m ³ /t	6			5.55	0.25	0.11	
Strom	kWh/t	32.2	23.3	29	14.5	21.3	17.3	
Heizöl EL	MJ/t	0.5						
Dieselmotoren	MJ/t				4.7	18.4	5.9	
Braunkohle	MJ/t	17.5				4	21.4	
Brk-Brikett	MJ/t	2.9						
Brk-Koks	MJ/t	0.3						
Brk-Staub	MJ/t	1.3						
diverse	MJ/t				5.4			
Grubenaufschluss	kWh/t							26.8
Wasserhebung	kWh/t							9.8
Kohleabbau	kWh/t							49.3
Bunkerung	kWh/t							20.3
Transport	kWh/t							0.4

Tab.VI.6.6: Zusammenstellung von Energieverbrauchsdaten für verschiedene Länder aus verschiedenen Quellen
¹⁾ inklusive Brikettfabriken

In Tab.VI.6.7 sind nun für die fünf Abbaugelände Annahmen zum Strom- und Dieserverbrauch angegeben. Berücksichtigt wurden dabei Unterschiede der Abraum- und Wassermenge und Einsatz von dieselbetriebenen Maschinen und LKW's. Beim gewichteten Verbrauch für UCPTE wurde zudem angenommen, dass der Stromverbrauch beim Untertageabbau doppelt so hoch liegt wie beim Tagbau.

		Deutschland	Griechenland	Ex-Jugoslawien	Spanien	Oesterreich	diese Studie
Anteil am Brk-Tagbau	%	65.4	16.2	14.8	3.3	0.3	100
Heizwert	GJ/t RK	8.2	2.8-6.7	8.2-9.7	8.7-14.5	8.3-12	7.5
Abraum zu Kohle Verhältnis	m ³ /t RK	4.38	2.5-5.8	2	?	4.5	3.7
Wasser zu Kohle Verhältnis	m ³ /t RK	5.75	?	?	?	0.25	3.5
Stromverbrauch	kWh/t RK	20	15	15	25	25	20
Hochspannung in UCPTE							
Diesel in Baumaschinen	MJ/t RK	2	36	18	18	18	10

Tab.VI.6.7: Energieverbrauch des Braunkohle-Tagbaus in verschiedenen Ländern und für den UCPTE-Durchschnitt. Anteil am Brk-Tagbau aus Tab.VI.6.3, Heizwert aus <RWE 1993>, <Gross 1988>, <Ernst 1992>, <Felices et al. 1989>, <Astakhov et al. 1984>, Abraum zu Kohle- und Wasser zu Kohle Verhältnis aus <Schlösser 1993>, <Gross 1988> und <Astakhov et al. 1984>, Strom- und Dieserverbrauch abgeschätzt oder nach Tab.VI.6.5/6.6.

Eigentlicher Wärmeverbrauch, bereitgestellt durch Kohle oder Heizöl wurde nicht in die Bilanzierung aufgenommen, da angenommen wird, dass dieser oft aus den Grubenkraftwerken als Nebenprodukt ausgekoppelt wird. Der Strom für Bergwerke stammt oft aus Grubenkraftwerken. Da Braunkohle

generell nahe dem Bergwerk verstromt wird, ist die Stromproduktion dieser Kraftwerke wesentlich grösser als der Eigenbedarf. Folgende Annahmen zum Stromverbrauch sind denkbar:

- Die Grubenkraftwerke liefern den Strom. Es müsste somit ein Modul Strom aus Brk-Grubenkraftwerk generiert werden, da Grubenkraftwerke oft kleinere Leistung und höhere spezifische Emissionen aufweisen.
- Braunkohlekraftwerke liefern den Strom. Das Durchschnitts-Brk-Kraftwerk der UCPTTE liefert somit den Strom.
- Der Strom wird ab öffentlichem Netz bezogen. Der UCPTTE-Mix kommt zum Tragen.

Von diesen Möglichkeiten wird die letztere gewählt, da selbst Grubenkraftwerke oft übers öffentliche Netz Bergwerke versorgen, beim Steinkohlebergbau nicht durchwegs entsprechende Grubenkraftwerke mit Ganzjahresbetrieb bestehen, die Daten zur Bilanzierung eines typischen Grubenkraftwerks nicht vollständig vorliegen und diese Annahme jenen bei anderen Systemen nahe kommt. Es wird Hochspannungsverbrauch bilanziert, da damit Übertragungsverluste und der geringe Netzaufwand am besten abgebildet werden.

Da die Emissionsfaktoren pro MJ Diesel für LKW und Baumaschinen gemäss Anhang B sehr ähnlich sind, wird angenommen, dass hier der gesamte Diesel in Baumaschinen verbraucht wird.

Die Ausbringung der Kohle beträgt im Tagbau gemäss <CERI 1976> rund 95 % und dürfte für die mächtigen Flöze noch wesentlich höher liegen. Der Untertagbau dürfte den durchschnittlichen Ausbringgrad noch leicht reduzieren. Da nur die geförderte Kohle als Ressource verbucht wird, muss hier kein Mittelwert ermittelt werden.

Zwischen der geförderten Kohle und der verwertbaren Förderung liegen verschiedene Transportprozesse verbunden mit Lufttrocknung. In Griechenland wird die Braunkohle vor der Verfeuerung offenbar noch mit Abwärme vorgetrocknet, was hier nicht als Aufbereitungsschritt eingeht, da diese Trocknung im Kraftwerk erfolgt <Couch 1989>. Allfällige Verluste auf dem Bergwerksgelände durch Transport- und Umschüttprozesse werden mangels Angaben nicht berücksichtigt.

Für die energetische Bilanzierung des Ressourcenverbrauchs ist der obere Heizwert (Brennwert) relevant, welcher je nach Braunkohlenqualität etwa 1 bis 2 MJ/kg über dem unteren Heizwert liegt. Da vorwiegend Weichbraunkohle abgebaut wird, kann für solche Bilanzierungen mit einem Zuschlag von 1.8 MJ/kg gerechnet werden.

6.3.3 Emissionen in die Luft

Die auftretenden Emissionen in die Luft sind Staub, Methan, Lärm, Radon, Abwärme und Wasserdampf. Die Emissionen der Energieumwandlung werden in den jeweiligen Modulen bilanziert. Lärm und Wasserdampf werden hier nicht quantifiziert, obwohl durch die Offenlegung und Staubbekämpfung die Wasserverdunstung erhöht sein dürfte und die Bandanlagen und Grubenförderer grosse Lärmemissionen verursachen.

Bei den Abwärmeemissionen wird nur die **Abwärme** der eingesetzten Energie berücksichtigt. Zusätzlich wäre eine gewisse Wärmeentwicklung in der Kohle und die Wärmeabgabe der Grube aufgrund der erhöhten Temperatur in der Tiefe zu bilanzieren. Eine Quantifizierung ist sehr schwierig, da keine Modelle dafür bekannt sind. Da die innerhalb der Kohlekette grossen Abwärmemengen bei der Umwandlung zu Strom resp. der Endnutzung zu erwarten sind, soll hier keine Abschätzung vorgenommen werden.

Radonemissionen entstehen beim Abbau von Braunkohle durch Freisetzungen aus der Kohle und aus dem Deckgebirge. Wenn das Deckgebirge locker ist (z.B. Rheinland), so sind diese Emissionen beim Abbau sehr gering, da eine Ausgasung bereits stattgefunden hat. Aus <UNSCEAR 1993> kann entnommen werden, dass rund 20 % des Radongehaltes der Kohle plus das Doppelte davon aus dem Deckgebirge emittiert, was rund 12 Bq/kg Kohle entspricht. Diese Angaben dürften allerdings für Steinkohle zutreffen und für Braunkohle tiefer liegen. Als Arbeitshypothese wird angenommen, dass für Braunkohle lediglich ein Sechstel dieser Emissionen (2 Bq/kg) anfallen, womit berücksichtigt ist, dass im UCPTTE-Gebiet die meiste Braunkohle mit durchlässigem Deckgebirge abgebaut wird.

Eine Quantifizierung der **Staubemissionen** des Braunkohle-Tagbaus wurde bisher selten angegangen. Während die Braunkohle selber aufgrund des hohen Wassergehaltes wenig staubt, muss beim Deckgebirge von einer Emissionsquelle gesprochen werden. Mit Abdeckung, Begrünung und Wasserberieselung wird die Staubentwicklung möglichst tief gehalten. Ein grosser Teil des verbleibenden Staubes verlässt den Tagbau nicht, sondern setzt sich innerhalb des Abbaubereiches wieder.

Die feineren Partikel verlassen jedoch den Bergbau und führen zu einer Staubbelastung der näheren Umgebung. Staubmessungen werden kontinuierlich vorgenommen <Respondek et al. 1992> und erfassen vor allem den Staubbiederschlag und teilweise auch Schwebestaub. Die gemessenen Staubbiederschlags-Jahresmittelwerte schwanken in Deutschland zwischen 70 und 300 mg/(m²*d) und werden jeweils zwischen Bergbau und nächstem Dorf (Stadt) und zusätzlich auf der dem Bergbau abgewandten Seite des Dorfes (Stadt) gemessen. Dieser Staub stammt allerdings auch aus Feuerungen, Kraftwerken und Strassenverkehr und kann deshalb nicht ausschliesslich dem Braunkohle-Tagbau zugerechnet werden. Die Schwebestaubmessungen im rheinischen Revier ergaben Jahresmittelwerte zwischen 50 und 60 µg/m³ und liegen damit deutlich unter den Immissionsgrenzwerten.

Es soll nun aus diesen Angaben eine einfache Hochrechnung für den UCPTE-Raum vorgenommen werden. Das Abbaubereich habe einen Durchmesser von 4 km und eine Jahresförderung von 15 Mio.t. Am Rand dieses Abbaubereiches seien 0.2 g/(m²*d) gemessen, in drei Kilometer Entfernung 0.1 g/(m²*d) und in 6 km sei der Niederschlag vom Tagbau her vernachlässigbar. Nach diesem Modell gibt dies eine jährliche Emission von Staub von rund 0.4 kg/t Braunkohle. Das Umweltbundesamt (UBA) gibt in <UBA 1989> für den Umschlag und Transport von Braunkohle für die Braunkohlenveredelung 0.2 kg/t Braunkohleprodukt an. Die vorgenommene Abschätzung soll deshalb weiterverwendet werden, da es als realistisch erscheint, dass die Gesamtemissionen des europäischen Tagbaus nochmals um einen Faktor 2 höher liegen.

Methanausgasung

Für die detaillierte Diskussion der verschiedenen Aspekte der Methanausgasung sei auf Kap.VI.6.4.3 oder <Smith et al. 1992b> verwiesen. Braunkohle als junger und wenig inkohlter Brennstoff erreichte während seiner Bildungszeit kaum Temperaturen über 80°C. Erst bei 80°C beginnt jedoch die Methanbildung während der Inkohlungsphase. Bei tieferen Temperaturen ist lediglich eine CO₂-Bildung zu beobachten, welche allerdings für Braunkohle, verglichen mit den Verbrennungsemissionen, bescheiden bleibt (<1%).

Aufgrund dieser Bildungsgeschichte sind bei der Weichbraunkohle kaum und bei Hartbraunkohle bescheidene Methanmengen zu erwarten. Gemäss <Rheinische Braunkohlenwerke 1989> ergaben Messungen (Probeentnahme unter Druck um Ausgasung zu verhindern) aus zwei Flözen des Rheinlands Methangehalte von 0.015 m³/t Braunkohle. Dieser Wert wird als Obergrenze für die Methanausgasung angegeben, obwohl nicht klar ist, ob mit den beiden beprobten Flözen eine repräsentative Wahl getroffen wurde.

<Hempel et al. 1981> berichtete schon früh von Methanemissionen aus dem untertägigen Braunkohlenbergbau. Er zitiert noch wesentlich ältere Untersuchungen, welche bei tektonisch beeinflusster oder geologisch älterer Kohle, wie die bayrische Pechbraunkohle, die böhmische Hartbraunkohle und die Glanzbraunkohle in Oesterreich und Jugoslawien, von Schlagwettergefährdung berichten, was auf erhöhte Methanführung zurückgeführt werden kann. Selbst beim untertägigen Abbau von Weichbraunkohlen sollen sich Schlagwetterexplosionen ereignet haben <Hempel et al. 1981>. Analysen von solchen Grubengasen zeigten Methankonzentrationen zwischen 6 und 90 Vol.-%. Da dieses Methan nicht aus der Inkohlung stammen kann, werden drei mögliche Bildungspfade angegeben: 1. Zellulosevergärung von Grubenholz im alten Mann, 2. Zellulosevergärung organischer Kohlerestbestandteile und 3. Zellulosevergärung in einem früheren Torfmoor-Stadium. Fehlendes Äthan und Äthylen lassen annehmen, dass Erdbrände und Inkohlung als Bildungsprozess praktisch vernachlässigt werden kann. Während in Moskauer Weichbraunkohle nur geringe Methangehalte von 0.02 bis 0.16 m³/t (liegen über deutschen Messungen) festgestellt wurden, traten beim Anfahren alter, mit Standwasser gefüllter Grubenbaue jeweils erhöhte Methanemissionen auf, was auf die Gärung von Pflanzenresten in der Kohle zurückgeführt wird.

Noch lange nach dem Einstellen von untertägigen Bergwerken, werden erhöhte Methanemissionen festgestellt <Hempel et al. 1981>.

In <Smith et al. 1992> sind aus einer Vielzahl von Publikationen spezifische Methanemissionen zusammengestellt. Für Braunkohle alleine werden jedoch nur ganz wenige Faktoren angegeben. Global wird ein Wert von 1.4 m³/t angegeben, ansonsten werden die Daten von <Rheinische Braunkohlenwerke 1989> (0.015 m³/t) und <Selzer et al. 1990> (Osteuropa, GUS: 2.28 m³/t) zitiert. <VDI 1993> geht für Westdeutschland von einem Wert von 0.2 m³/t aus, dieser steht jedoch noch zur Diskussion und liegt für rheinische Braunkohle zu hoch <Schlösser 1993>.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Weichbraunkohlen sehr tiefe Methangehalte aufweisen, welche bei den für Europa relevanten Hartbraunkohlen bereits höher liegen dürften. Ausserdem sind Methanemissionen aus Gärungsprozessen zu erwarten, welche sehr stark von regionalen Verhältnissen abhängig sind und nicht der Inkohlung zugewiesen werden können. Aufgrund dieser Erkenntnisse bilden die Messungen der <Rheinische Braunkohlenwerke 1989> eher eine untere als eine obere Abschätzung (siehe auch <Fritsche et al. 1992>), welche nur für Weichbraunkohle zutreffen würde.

		Deutschland	Griechenland	Ex-Jugoslawien	Spanien	Oesterreich	diese Studie
Weichbraunkohle	Mio. t/a	221.8	54.8	50.6	11.3	1.69	341.9
Methanemissionen	m ³ /t RK	0.02	0.02	0.2	0.2	0.2	0.0534
Hartbraunkohle	Mio. t/a			16.9	2.0		18.9
Methanemissionen	m ³ /t RK			2.28	2.28		2.28
Durchschnitt	m ³ /t RK	0.02	0.02	0.72	0.51	0.2	0.06

Tab.VI.6.8: Berechnung der durchschnittlichen Methanemissionen des Braunkohlebergbaus in den UCPTÉ-Ländern. Aufteilung der Abbaumengen siehe Tab.VI.6.3, spezifische Emissionen siehe Quellen im Text.

Die resultierende Methanemission von 0.06 m³/t bzw. 0.04 kg/t wird nicht vollständig beim Fördern emittiert. Während Transport, Lagerung und Homogenisieren sind weitere Ausgasungen zu erwarten. Es wird hier jedoch keine Aufteilung auf Prozessschritte gesucht, zumal die meisten Schritte hier sowieso zusammenfallen.

Energetisch bedeuten die Methanemissionen einen Verlust von rund 2 MJ/t oder rund 0.02 % des oberen Heizwertes.

Der durchschnittliche untere Heizwert einer Tonne verwertbarer geförderte Braunkohle beträgt für die Tagbau-Braunkohle (Tab.VI.6.7) 7.5 MJ/kg und kann mit einem Wert von 13.5 MJ/kg für Untertagbau-Braunkohle angegeben werden. Damit resultiert ein Mittelwert von 8 MJ/kg für den durchschnittlichen unteren Heizwert der Braunkohle in den UCPTÉ-Ländern.

6.3.4 Emissionen ins Wasser

Die Wassersituation im Braunkohlebergbau wurde bereits in Kap.VI.6.2.2 angesprochen und ist auch detailliert in <Euler 1984> beschrieben. In <Rheinbraun 1993> wird das Verhältnis zwischen Wasserhebung und Kohle für den rheinischen Braunkohle-Tagbau mit 6:1 ausgewiesen. Dieses Verhältnis sank seit 1980 deutlich. Dieses Wasser wird zu 7 % als Trinkwasser und zu 27 % als Brauchwasser an Dritte abgegeben. Rund 6 % werden unter anderem für den Immissionsschutz selber gebraucht. Die verbleibenden 60 % werden in Gewässer eingeleitet. Die Wasserhebung wird nach Beendigung der Kohleförderung eingestellt, womit in den Gebieten mit einem Horizont unter dem zukünftigen Grundwasserpegel grossflächige Seen entstehen werden.

Das gehobene Wasser ist durch die Eigenschaften der Mineralien gekennzeichnet, in denen sie gesümpft werden. Es muss meist für die Verwendung als Trinkwasser aufbereitet werden. In Gebieten mit erhöhter Pyritverwitterung muss der Eisengehalt im Wasser vor Einleitung in die Gewässer reduziert werden <Schlösser 1993>.

Die Wasserhebung in den anderen Tagbau-Gebieten im UCPTÉ-Raum dürfte wesentlich tiefer liegen. Ausser in Spanien liegen zudem die Schwefelkonzentrationen sehr tief, was auf eine kleine Pyritverwitterung schliessen lässt. Es kann deshalb auch davon ausgegangen werden, dass die pH-Wert-Absenkung unter 4 (vgl. Kap.VI.6.4.4) nicht möglich ist, selbst wenn von sauren Niederschlägen in die offene Grube ausgegangen wird. Die Situation in Spanien dürfte von den restlichen Gebieten stark abweichen, da dort die Braunkohle Schwefelgehalte von 1.5 bis 8 % aufweist.

		Spanien	restl. UCPTE-Länder	diese Studie
Abbau 1991	Mio.t RK/a	13.35	347.47	
S-Gehalt	%	1.5-8	0.1-1.2	
Wasserhebung	m ³ /t RK	1	3.5	3.5
Salzemission	kg/t RK	1	3.5	3.5
Sulfat-Emission	kg/t RK	40		3.3
Eisen-Emission	kg/t RK	20		1.6

Tab.VI.6.9: Grobe Abschätzungen zu den Emissionen ins Wasser des Braunkohle-Tagbaus, Annahmen siehe Text.

Aufgrund der sehr schmalen Datenbasis wird eine grobe Abschätzung vorgenommen. Für die Abbaugelände ausserhalb von Deutschland (6 m³/t) wird von einer Wasserhebung von 1 m³/t ausgegangen. Generell wird von einem Salzgehalt von 1 g/l ausgegangen, welcher nach Angaben in <Euler 1984> abgeschätzt wurde und auch deutlich höher liegen könnte und die verschiedenen Salze nicht unterscheidet. Für Spanien wurde angenommen, dass pro Tonne Rohkohle im Abraum rund 40 kg Pyrit (FeS₂) verwittern und als Fe²⁺ und SO₄²⁻ mit dem Grubenwasser gefördert und unbehandelt in den Vorfluter abgegeben werden. Diese Annahme ist sehr grob und wird durch keine bekannten Literaturdaten gestützt, soll jedoch verhindern, dass dieser potentielle Effekt unberücksichtigt bleibt. Die mögliche Absenkung des pH-Wertes mit darauf folgender Auswaschung von Spurenelementen wird hier nicht weiter untersucht, da solche Frachten noch spekulativer wären.

6.3.5 Feste Abprodukte

Unter festen Abprodukten werden in einem Bergwerk der Abraum, welcher kontinuierlich im Tagbau deponiert wird, und die zu entsorgenden Anlagen und Infrastrukturen gezählt. Da Flächenbedarf und allfällige Emissionen ins Wasser des Abraums bereits bei der Kohlegewinnung berücksichtigt werden, soll hier der Abraum nicht als Abprodukt bilanziert werden. Gemäss Tab.VI.6.7 kann der Abraum auf rund 3.7 m³/t RK oder über 7 t/t RK (rund 2'700t/TJe) geschätzt werden, was alle anderen Abprodukte der Kohlekette bei weitem übertrifft.

Aus den Infrastrukturen fallen gemäss Tab.VI.6.2 0.15 kg Beton und 0.03 kg Holz pro Tonne Rohkohle an, welche deponiert werden. Der Eisen- und Nichteisenmetallschrott werde dem Recycling zugeführt und wird deshalb in der Entsorgungsbilanz nicht aufgeführt.

6.4 Direkte Einwirkungen Steinkohlenbergbau und Aufbereitung

6.4.1 Prozessbeschreibung

28 % oder knapp 50 Mio.t der Steinkohle, welche im Jahre 1994 im UCPTE-Raum verbrannt wurde, stammt aus dem Steinkohle-Tagbau. Die Regionen Nord-Amerika, Süd-Afrika, Australien und Süd-Amerika machen davon rund 93 % aus und sollen deshalb primär betrachtet werden. Weitere Tagbau-Abbauländer sind in der GUS, England und in den UCPTE-Ländern Spanien und Frankreich zu finden. Bergbauspezifische Angaben zu diesen Ländern werden bei der quantitativen Beschreibung lediglich zu Rundungszwecken verwendet.

Gegenüber dem Braunkohletagbau sind die einzelnen Steinkohleflöze wesentlich dünner, dafür liegen oftmals bis zu 20 Flöze übereinander. In den USA werden im Tagbau Flöze bis zu einer minimalen Dicke von 24 cm gewinnbringend abgebaut <Hessling 1991>, wobei übliche Mächtigkeiten eher bei 2 bis 10 m liegen. Die Teufen übersteigen selten 100 m. Aufgrund dieser leicht veränderten Situation gegenüber dem Braunkohletagbau und wegen dem höheren Heizwert von Rohsteinkohle zwischen 15 und 30 MJ/kg werden öfters Löffelbagger und LKW's eingesetzt. Das härtere Deckgestein und auch die härtere Kohle erlauben meist den Einsatz des Schaufelradbaggers nicht und macht Sprengungen nötig. Die entsprechenden Aufwendungen sind in Kap.VI.6.2.1 zusammengestellt.

Die eingesetzten Anlagen sind von Teufe, Flözmächtigkeit und auch stark vom Flözverlauf abhängig. Je nach Voraussetzungen wird Abraum und Kohle kontinuierlich oder diskontinuierlich abgebaut. Bei steil verlaufenden Flözen und Flözen, welche in Berge hineinragen, kann der Abraum zudem nicht immer am Abbauort verfüllt werden.

Der Ausbringgrad im Steinkohle-Tagbau liegt leicht unter jenem der Braunkohle, da die Flöze dünner sind, dürfte jedoch 90 bis 100 % erreichen. Diese nicht ausgebrachte Kohle wird definitionsgemäss nicht in die Ressourcenbilanzierung einbezogen (Kap.6.1.3).

<Hessling 1991> gibt für die Aufbereitung Kohleverluste zwischen 0 (keine Aufbereitung) und 38 % an. Der Mittelwert dürfte nahe bei 30 % liegen. Pro Tonne verwertbare Förderung (t v.F.) werden somit 1.43 t Rohkohle gefördert und 0.43 t Berge aus der Aufbereitung deponiert. Die Aufbereitung entspricht für die Exportkohle jener des Untertagebaus (siehe nächstes Unterkapitel).

Als direkte Einwirkungen sind neben den Emissionen der Energieumwandlung für die Hilfsenergiebereitstellung auch Staub- und Methanemissionen und grössere Gewässerbelastungen zu erwarten. Auch die Aufhaltung von Waschbergen aus der Aufbereitung führt zu weiteren Gewässerbelastungen.

Untertagebau

Gemäss Tab.VI.6.3 stammt die im Untertagebau geförderte und im UCPTE-Raum verfeuerte Kohle zu über 50 % aus Deutschland. Nord-Amerika, Süd-Afrika, Spanien und Ost-Europa besitzen einen Anteil von je ca. 10 %.

Typische Flözmächtigkeiten reichen von 0.7 bis 5 m, wobei auch mehrere Flöze übereinander abgebaut werden können. Flöze unter 0.7 m können wirtschaftlich nicht abgebaut werden, Flözmächtigkeiten zwischen 2 und 3 m gelten als optimal. Die Teufen reichen von unter 100 m (Süd-Afrika) bis zu über 1000 m (Westdeutschland). Deutsche, französische und englische Bergwerke weisen wesentlich grössere Teufen auf als die anderen Länder.

Der mechanisierte Kohlebergbau hat den manuellen Abbau in Europa und bei den meisten grossen Exporteuren vollständig abgelöst. Während in Europa der schreitende Strebausbau (longwall) vorherrscht, wird in den USA und auch in Süd-Afrika der Örterbau (room & pillar) breit eingesetzt.

Beim schreitenden Ausbau werden Abbaugelände zuerst durch Schachtanlagen, welche den An- und Abtransport ermöglichen, erschlossen. Solche rechteckigen Flöze können z. B. 300 mal 1000 m gross sein und werden dann mit Kohlenhobel oder Walzenschrämlader entlang der kürzeren Seite abgetragen. Pro Tag können so einige Meter vorgetrieben werden, so dass der Abbau eines solchen Feldes rund ein Jahr dauert. Die Kohle fällt auf einen Bandförderer und wird über das Schachtsystem Richtung Hauptschacht gefördert. In Zentralladestellen wird die Kohle auf Waggons verladen oder auch direkt zum Hauptförderschacht gebracht. Die Strebausrüstung verhindert das Einbrechen des Hangenden während des Abbaus. Wenige Meter hinter der Abbaufont wird das Deckgebirge nicht mehr gestützt, wodurch dieses im Laufe der Zeit einstürzt. Der Blasversatz mit Bergematerial soll in Zukunft vermehrte Anwendung finden, da damit Haldenprobleme an der Oberfläche gelöst werden können und auch die Absenkung des Gebirges geringer ausfällt. Die mögliche Kohleausbringung liegt bei diesem Verfahren relativ hoch und dürfte je nach geologischen Verhältnissen zwischen 60 und 90 % liegen. Verwürfe und andere geologische Störungen, aber auch behördliche oder betriebswirtschaftliche Beschränkungen der Abbauhöhe können die Ausbringung stark limitieren.

Erläuterungen über die Grössenordnung eines Steinkohlebergwerkes mit Strebbau auf verschiedenen Stockwerken und der Vielfalt der eingesetzten Werkzeuge sind z. B. in <Schmidt et al. 1981> zu finden.

Beim Örterbau werden abwechselnd dicke Kohlesäulen (Örter) stehen gelassen um das Deckgebirge abzustützen. Da die Örter praktisch gleich gross sind wie die abgebauten Flächen, beträgt der Ausbringgrad lediglich 45 bis 50 % <Piccot et al. 1990>. Trotz der schlechten Ressourcenausbeutung wird dieses Verfahren aus ökonomischen Gründen angewandt, da die Schichtleistungen wesentlich höher sind als beim schreitenden Ausbau.

An dieser Stelle soll nochmals deutlich darauf hingewiesen werden, dass in diesem Projekt lediglich diejenige Kohle erfasst wird, welche nach Übertage gebracht wird. Sollen weiterreichende Ressourcenüberlegungen angestellt werden, ist es notwendig die Abbautechniken zu berücksichtigen. <Hessling 1991> berichtet von einer Mine in Australien mit einer Flözmächtigkeit von 12 m, wovon lediglich 3 m abgebaut werden, da die meisten Abbaugeräte auf diese maximale Mächtigkeit

ausgelegt sind. Damit kann fast reine Kohle abgebaut werden, was weitere Aufbereitungsschritte überflüssig macht. Ausserdem werden bei mehreren übereinander liegenden Flözen oft nur die besonders günstigen abgebaut. Diese Abbautechniken und Ressourcenbewirtschaftung führt durch den unvollständigen Abbau zu einer Ressourcenentwertung, resp. einer Erhöhung der Entropie, was zur Folge hat, dass kommende Generationen die verbleibende Kohlen nur mit ungleich grösserem Aufwand abbauen können.

Früher wurde vorwiegend mit dezentralen Kälteanlagen ein erträgliches Grubenklima aufrecht erhalten. In den tieferen Steinkohlegruben Westeuropas werden die grossen Kälteleistungen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen vermehrt zentral erzeugt <Altena 1986>. Die Ruhrkohle hatte im Jahr 1988 eine zentrale Kälteleistung von 117 MW und eine dezentrale Kälteleistung von 130 MW installiert und förderte im selben Jahr 51 Mio.t v.F.<Heiermann 1989>.

Kohleaufbereitung

Heute wird meist aufbereitete Kohle in Kraftwerken verfeuert. Folgende Vorteile sind dabei erwähnenswert <Tauber 1988>:

- Verringerung des Transport- und Mahlaufwandes für Staubkohlen infolge Heizwerterhöhung.
- Verringerung des Schwefelgehaltes => geringerer Betriebsmitteleinsatz in der Rauchgasentschwefelung.
- Höherer Wirkungsgrad wegen geringerer Heizflächenverschmutzung.
- Verringerung der Heizflächenkorrosion.
- Entlastung der Entschlackungs- und Entstaubungseinrichtungen.
- Verringerung der emittierten Reingasstaub- und Spurenelementgehalte infolge geringeren Kohleverbrauchs.
- Verringerung der zu entsorgenden Rückstände und Reststoffe.

Als wichtigster Nachteil sind die Umweltbelastungen bei der Aufbereitung der Kohle und der Entsorgung von Waschbergen zu erwähnen.

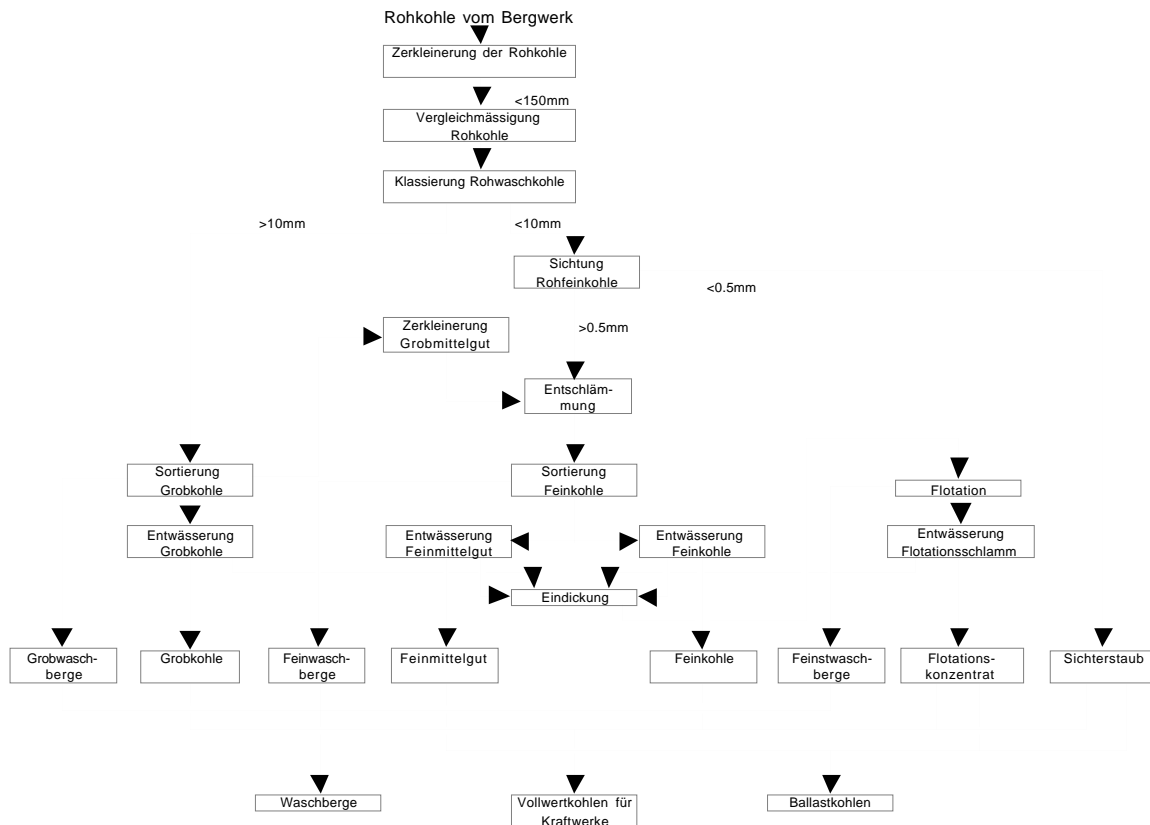


Fig.VI.6.3: Verfahrensschema zur Gewinnung von Vollwert- und Ballastkohlen für Kraftwerke <Tauber 1988>

In Fig.VI.6.3 wird die häufig angewandte mechanische Aufbereitung mit Waschung von Rohkohle dargestellt <Tauber 1988>. Die chemische Aufbereitung ist zwar weitgehend entwickelt, wird jedoch selten eingesetzt und hier nicht beschrieben. Im wesentlichen beruht die Separierung auf Unterschieden in Korngrösse und spezifischem Gewicht, was eine weitgehende Abtrennung der anorganischen Bestandteile erlaubt.

Der Schwefel in der deutschen Steinkohle ist zu rund 60 % Pyrit-gebunden und zu rund 40 % organisch gebunden. Bei der Kohleaufbereitung wird nur der Pyrit-gebundene Schwefel reduziert. Während theoretisch bis ca. 65 % des Pyrit-gebundenen Schwefels entfernt werden können, erreicht man in der Praxis 30 bis 50 %, wodurch der Gesamtschwefelgehalt bis zu 30 % reduziert werden kann. Durch hohe Entschwefelungsraten steigt auch der Kohlegehalt der Waschberge und entsprechend sinkt die Produktausbeute <Tauber 1988>.

Bei der Kohleaufbereitung können auch die Gehalte einzelner Spurenelemente verkleinert werden. Waschbarkeitskurven geben dabei für jedes Element an, wie sein Gehalt in Abhängigkeit der Produktausbeute abnimmt. Zn, As, Cd und Hg können schon bei geringer Abnahme der Produktausbeute stark reduziert werden, während z.B. Bor oder Germanium eher noch angereichert werden <Tauber 1988>.

In <Hessling 1991> ist der Gewichtsverlust während der Verarbeitung von Steinkohlen in den grössten Mienen mit 0 (keine Aufbereitung) bis 58 % angegeben, wobei besonders bei Kokskohle eine kleine Ausbeute resultiert. Der Mittelwert für die Kohle, welche im UCPTE-Raum verbraucht wird, dürfte etwa bei 40 % liegen. Gemäss <Elliott 1980> wurden in den USA früher 60 % der Kohle gewaschen, wobei die Verluste 25 % betragen. Heute dürfte der Anteil der aufbereiteten Kohle deutlich höher liegen. Generell nahm der Bergeanteil in der geförderten Kohle mit der fortschreitenden Mechanisierung stark zu.

In <Franke et al. 1989> wird für die deutsche Steinkohle ein energetischer Wirkungsgrad der Aufbereitung von 95.4 % angegeben (d.h., 4.6% der brennbaren Substanz geht in den Waschbergen verloren). Aus Tab.VI.6.10 kann der Verlust in der Aufbereitung auf 2.45 GJ/t v.F. oder bei einem mittleren Heizwert von rund 27.65 GJ/t <DGMK 1992> auf 8.9 % abgeschätzt werden.

	Bergeanfall	Schwefelgehalt	Hu	Schwefel	Hu
	kg/t v.F.	%	MJ/kg	kg/t v.F.	MJ/t v.F
Grubenberge	70	0.24	ca. 0	0.2	0
Grobberge	575	0.66	2 - 2.5	3.8	1'150
Feinberge	205	1.47	4	3	800
Flotationsberge	80	1.8	6	1.4	500
Total	930			8.4	2'450

Tab.VI.6.10: Menge, Schwefelgehalt und Heizwert für den durchschnittlichen Bergeanfall aus der Steinkohleaufbereitung in Deutschland nach <RSU 1990> und <Wiggering et al. 1991>.

6.4.2 Energieträgerbilanz

Hier soll der Energieaufwand für den Steinkohlentag- und Untertagebau dokumentiert werden. Dazu sind Angaben zum Betriebsenergieverbrauch und zu den abgebauten Mengen und Qualitäten nötig, damit ein gewichteter Mittelwert errechnet werden kann.

Strom und Diesel dominieren die Energiebilanz, da Grossabbaugeräte und die Maschinen untertage meist elektrisch betrieben und Transporte in der Grube oft mit LKW's ausgeführt werden.

Da jeder Bergbau seinen eigenen Energiesplit hat, ist eine Verallgemeinerung schwieriger als beim Braunkohlebergbau.

In den Energiestatistiken ist jeweils auch der Stromverbrauch der Kohlebergwerke ausgewiesen <UN 1992>. Für jene Länder, die nur oder fast nur Steinkohle fördern, lässt sich damit ein durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch berechnen. In Tab.VI.6.11 sind diese Koeffizienten ausgewiesen. Die Problematik bei solchen Angaben liegt darin, dass nicht klar ist, welche Nebenbetriebe eingeschlossen und welche ausgeschlossen sind. So ist es gut möglich, dass die Wasserförderung nicht unter Bergbau verbucht wurde, während Veredelungsbetriebe eingeschlossen wurden. Die berechneten Werte können deshalb nur Tendenzen wiedergeben.

Stromverbrauch	Stk-Bergbau kWh/t v.F.
Belgien	73.7
Portugal	21.4
GUS	51.1
UK	47.8

Tab.VI.6.11: Durchschnittlicher Stromverbrauch des Steinkohlebergbaus gemäss Energiestatistiken <UN 1992>, <CI 1992>

In Tab.VI.6.12 sind neben dem Stromverbrauch auch die anderen Energieverbräuche angegeben. Ausserdem wurden wo bekannt Angaben zu Abraum- zu Kohleverhältnis und Wasser- zu Kohleverhältnis gemacht, damit sich allfällige Unterschiede erklären lassen.

		Deutschland ¹⁾ alte Bundes- länder	Deutschland alte Bundes- länder	Frankreich Lorraine	GUS Donetsk, Kuznetsk, Karaganda, Moskau	USA Ost	USA Ost	USA Ost
Quelle		AGEB 1991	DGMK 1992	Astakhov et al. 1984	Astakhov et al. 1984	ORNL 1980	DOE 1983	Astakhov et al. 1984
Wasser: Kohle	m ³ /t			8.5	0.2 - 1.2 - 3.9		0.56	
Strom	kWh/t	94.6	127.8	99	10.7 - 30 - 76.1	13	57.7	14 - 21
Heizöl EL+S	MJ/t	17.2						
Dieselmotorkraftstoff	MJ/t	11.9				40	7.8	4
Steinkohle	MJ/t	32						
Kokereigas	MJ/t	34.8						
Fernwärme	MJ/t	75.4						
diverse	MJ/t				30 - 150 - 350		380	

Tab.VI.6.12: Zusammenstellung von Energieverbrauchsdaten des Steinkohle-Untertagebaus für verschiedene Länder aus verschiedenen Quellen.
¹⁾ inklusive Brikettfabriken

		Welt	USA Ost	USA Ost	USA Ost	Süd-Afrika	Kuzbass GUS
Abbau		Durchschnitt	Tagbau	Tagbau	Tagbau	Tagbau	Tagbau
Quelle		WEC 1988	ORNL 1980	Astakhov et al. 1984	DOE 1983	Dohmen et al. 1988	Astakhov et al. 1984
Abraum: Kohle	m ³ /t			10.75		5.52	2.7
Wasser: Kohle	m ³ /t			0.1	0.12		0.2
Strom	kWh/t	30	5	20	9.7	26.9	18
Dieselmotorkraftstoff	MJ/t	56		368	645		158.3
diverse	MJ/t			380			5.4

Tab.VI.6.13: Zusammenstellung von Energieverbrauchsdaten des Steinkohle-Tagbaus für verschiedene Länder aus verschiedenen Quellen.

		Tagbau	Untertagebau
Rohkohle	t/t v.F.	1.43	1.67
Stromverbrauch Hochspannung UCPT	kWh/t v.F.	15	85
Diesel in Baumaschinen	MJ/t v.F.	340	11
Steinkohle in Industrieheizung	MJ/t v.F.		110

Tab.VI.6.14: Gewichteter Energieverbrauch des Steinkohlebergbaus in den für die UCPTe fördernden Ländern. Annahmen und Quellen siehe Text und Tab.VI.6.11 bis VI.6.13.

Aus den Angaben in den Tabellen VI.6.11 bis VI.6.13, den Angaben zu den Förderanteilen der verschiedenen Länder in Tab.VI.6.3 und Plausibilitätsüberlegungen wurde je ein gewichteter Energieverbrauch für den Tagbau und Untertagebau ermittelt. In Tab.VI.6.14 sind diese Mittelwerte angegeben. Für den Tagbau wurde dabei angenommen, dass nur Strom und Diesel gebraucht wird. Im Untertagebau wurden neben Strom und Diesel die restlichen Energieträger zusammengefasst und zur Vereinfachung der Berechnungen als Kohleinput in eine Industriekohlefeuerung (Kap.VI.9) verbucht. Da im Untertagebau in Deutschland rund 25 % (4.76 m³/t) des freigesetzten Methans energetisch verwertet wird <OECD 1994>, was rund 170 MJ/t entspricht, muss diese gewonnene Energie ebenfalls berücksichtigt werden. Dieses Koppelprodukt wird im nächsten Abschnitt näher behandelt.

Da LKW's und Baumaschinen vergleichbare Emissionen pro kg Diesel aufweisen, wird der ganze Dieserverbrauch als Diesel in Baumaschinen verbucht. Der Strom für Bergwerke stammt oft aus Grubenkraftwerken, welche mit Ballastkohle (Kohle mit erhöhtem Aschegehalt und tiefem Heizwert) befeuert werden. Aus den gleichen Überlegungen wie in Kap.VI.6.3.2 soll der Stromverbrauch vom Verbundnetz UCPTe als Hochspannung bilanziert werden. Da rund 50 % der Steinkohle ausserhalb der UCPTe gefördert wird und die Stromversorgung in den meisten Förderländern in hohem Masse fossil erfolgt und die Umweltstandards unter jenen Europas liegen, führt diese Art der Bilanzierung tendenziell zu Emissionen, welche unter den effektiven liegen. Dieser wichtige Aspekt kann innerhalb dieses Projektes nicht untersucht werden, da alle Energiesysteme Strom ab europäischen Kraftwerken beziehen. Eine konsequentere Bilanzierung könnte zu einer wesentlichen Mehrbelastung der Importkohle führen, was deren Bewertung verändern würde.

Die Ausbringung der Kohle beträgt im Tagbau 90 bis 95 % und im Untertagebau je nach Technik und geologischen Bedingungen 40 bis 80 %. Da nur die geförderte Kohle als Ressource verbucht wird, muss hier kein Mittelwert ermittelt werden.

Zwischen der geförderten Kohle und der verwertbaren Förderung liegt der Aufbereitungsschritt, welcher im Unterschied zur Braunkohle sehr wichtig ist. Der Energieaufwand für die Betreibung der Aufbereitungsanlagen ist in Tab.VI.6.14 bereits inbegriffen. Mit der Abscheidung der anorganischen nicht brennbaren Bestandteile ist jedoch auch immer eine Abscheidung brennbarer Komponenten verbunden, was als Energieverlust bilanziert werden muss. In Kap.VI.6.4.1 sind bereits einige Daten aus <Franke et al. 1989> und eigenen Berechnungen aus <Wiggering et al. 1991> und <RSU 1990> angegeben. In <IEACR 1989> wird von amerikanischen Aufbereitungsanlagen berichtet, welche mit dem Oxydentschwefelungsprozess arbeiten und eine Reduktion des Schwefelgehaltes um 30 bis 75 % erreichen. Durch das hohe Sauerstoffangebot findet jedoch eine Heizwertreduktion um 5 bis 15 % statt, da Wasserstoff zu Wasser und Kohlenstoff zu CO₂ oxidieren.

Auf der Basis der vorliegenden Unterlagen wird für dieses Projekt angenommen, dass alle Kohle aufbereitet wird, da gerade auch die Kohle für den Export einen möglichst hohen Heizwert und tiefen Schwefelgehalt haben soll. Die abgeschiedenen Berge erreichen für die *Steinkohle aus Tagbau* 30 % der Rohkohle und 40 % für die *untertage gewonnene Kohle* (eigene Annahmen aufgrund <Hessling 1991> und <Astakhov et al. 1984>). Somit fallen pro Tonne verwertbare Förderung 0.43 t (Tagbau) resp. 0.67 t Berge (Tiefbau) an.

Es wird für diese Studie angenommen, dass der *energetische Aufbereitungswirkungsgrad im Tagbau* 95 % und im *Tiefbau* 92 % erreicht. Die abgeschiedenen Berge können teilweise verwertet oder deponiert werden. Die energetische Nutzung der Flotationsberge in Wirbelschichtfeuerungen wird hier nicht bilanziert, da nicht genügend Informationen über die gegenwärtige Praxis vorliegen und selbst bei vollständiger Verwertung nur ein kleiner Teil (20 %) der abgeschiedenen brennbaren Anteile zurückgewonnen werden kann (siehe Tab.VI.6.10).

6.4.3 Emissionen in die Luft

Grundsätzlich sind die Emissionen der Energieumwandlung, Staubemissionen und die Entgasung der Kohle, des Nebengesteins und der Berge zu berücksichtigen. Lärmemissionen, welche besonders beim Tagbau weiträumig sind, werden in diesem Projekt nicht berücksichtigt. Bezüglich Abwärme gelten die gleichen Einschränkungen wie beim Braunkohletagbau. Die Erdwärme, welche direkt an die Luft oder indirekt über die Förderung von warmem Grubenwasser oder erhöhter Verdunstung abgegeben wird, kann nicht quantifiziert werden. Es wird lediglich die Abwärme aus dem Energieeinsatz bilanziert, welche vermutlich kleiner als die zusätzliche Erdwärme ist.

Zum Radon im Untertagebergbau wurden umfangreiche Messungen zur Entwicklung einer Messmethodik und Überprüfung der Arbeitsbedingungen durchgeführt <Müller et al. 1992>. Für die spezifischen Emissionen sind die Radonkonzentrationen im Wetterstrom beim Verlassen der Schachtanlagen entscheidend. Entsprechende Immissionsmessungen an den verschiedensten Stellen der Ausziehseite (auch schlecht durchlüftete) zeigten Aktivitäten von 80 bis über 500 Bq/m³ (Mittelwert knapp 200 Bq/m³). Eine Zuordnung von spezifischen Wetterstrommengen pro t geförderte Kohle war nicht möglich. Aus <UNSCEAR 1988> kann entnommen werden, dass rund 20 % des Radongehaltes der Kohle plus das Doppelte davon aus dem Deckgebirge emittiert, was rund 12 Bq/kg Kohle entspricht. Dieser Wert wird auch in diesem Projekt übernommen, wobei nicht nach Tag- oder Untertagebau unterschieden wird, da die Daten dazu nicht ausreichen.

Die Methanabgasung wird im nachfolgenden Unterkapitel ausführlich diskutiert, kommt ihr im Steinkohlenbergbau doch eine prioritäre Rolle zu.

Die *Emissionen der Energieumwandlung* werden hier indirekt über den Energieträgereinsatz bilanziert (Kap.VI.6.4.2). Die vereinfachte Annahme bezüglich den verschiedenen Diesellaggregaten auf LKW's und Abbaumaschinen kann zu gewissen Fehlern führen. Die Untertage eingesetzten Diesellaggregate sind z. B. besonders optimierte Geräte mit tiefen Emissionen, um das Untertageklima nicht zu sehr zu belasten. Der Einfluss des Methangehaltes in der Verbrennungsluft hat dabei einen grossen Einfluss auf die entsprechenden Emissionsfaktoren <von Ameln 1989>. Da der Anteil

des Dieserverbrauchs unter Tage klein sein dürfte, aber nicht explizit ausgewiesen wird, können solche Effekte nicht berücksichtigt werden. Aus der Verknüpfung mit den entsprechenden Modulen der Energieumwandlung werden die theoretischen Emissionen berechnet, welche aus den hier und in Kap.VI.6.4.2 dargelegten Gründe den effektiven lokalen Verhältnissen nicht immer entsprechen dürften, aber einer einheitlichen Systematik innerhalb dieser Studie folgend Sinn machen.

Bei den *Staubemissionen* sollen nur diejenigen berücksichtigt werden, welche nicht aus den Verbrennungsprozessen stammen und potentiell nicht bereits im Bergbau wieder abgelagert werden. In <AP 42 1986> sind neben Berechnungsformeln für die situationsbezogene Berechnung von Staubemissionen auch eine typische Korngrößenverteilung des Staubes aus dem Steinkohle-Tagbau angegeben. Danach sind 90 Gew.-% der Körner zwischen 15 und 30 µm, 10 % kleiner als 15 µm, 6 % kleiner als 10 µm und 0.2 bis 1 % kleiner als 2.5 µm.

Beim Untertagebau sind geringe Emissionen über die Bewetterung und etwas grössere Emissionen durch das Kohle- und Bergehandling und den eigentlichen Aufbereitungsschritt zu erwarten. Im Tagbau sind stark erhöhte Emissionen durch die grossen Abbaugeräte und LKW's und die offene Grube zu erwarten. Die klimatischen Verhältnisse (Wind, Niederschläge und Temperatur) und die Eigenschaften der Kohle (Wassergehalt) beeinflussen die Emissionen zusätzlich.

Literaturangaben zu den *Staub-Emissionen der Kohleaufbereitung* reichen von 22 bis 75 g/t <DOE 1983>, <ORNL 1980>, <UBA 1989> und <Rentz 1991>. Für dieses Projekt wird die Angabe in <UBA 1989> übernommen (36 g/t).

Die restlichen Emissionen des Untertagebaus werden in keiner Quelle explizit erwähnt oder als vernachlässigbar angegeben, obwohl gerade Umschüttvorgänge hohe spezifische Emissionen aufweisen. Für den Tagbau wird in <ORNL 1980> ein Wert von 440 g Schwebstaub pro Tonne angegeben, wobei darauf hingewiesen wird, dass Teile davon bereits auf dem Minenareal wieder abgelagert werden. <DOE 1988> gibt für den Tagbau in den USA wesentlich höhere Werte von 1.87 bis 3 kg/t an, wobei der tiefere Wert nur mit Staubminderungsmassnahmen erreichbar sei. Es kann angenommen werden, dass ein Grossteil dieser Staubemissionen auch Aufwirbelungen miterfasst, welche bei normalen Windverhältnissen auf dem Minenareal wieder abgelagert werden.

Für den gesamten Bergbau werden für dieses Projekt folgende Staubemissionsfaktoren gewählt:

- Staubemissionen Untertagebau inklusive Aufbereitung: 0.1 kg/t v.F.
- Staubemissionen Tagbau inklusive Aufbereitung: 0.4 kg/t v.F.

Die Veränderung und Ausgasung der Kohle während Transport, Aufbereitung und Lagerung wird in bisherigen Ökoinventaren kaum berücksichtigt. Die Aspekte der Methanausgasung werden im nachstehenden Teilkapitel untersucht, während Reaktionen während Transport und Lagerung in Kap.VI.8 beleuchtet werden. Es bleibt hier somit die Diskussion der Emissionen in die Luft (ohne Staub und Methan) aus der Kohleaufbereitung und aus der Bergeablagerung.

Zu prozessspezifischen Emissionen in die Luft sind abgesehen von Staub und Methan keine Angaben zu finden. Beim Mahlvorgang wären weitere Gasemissionen denkbar, welche hier jedoch nicht berücksichtigt werden können. <Püttmann et al. 1988> präsentiert Messungen von aromatischen Kohlenwasserstoffen in Waschbergen, Nebengesteinen, frischer und verwitterter Kohlen. Die Gehalte an BTX (Benzol, Toluol und Xylol) liegen für die Waschberge in der Summe zwischen 600 und 800 mg/kg, wobei Xylole über 50 % ausmachen. Die Nebengesteine enthalten nur rund 5 % dieser Frachten, während unverwitterte Kohle ähnliche Werte aufweist. Verwitterte Kohlen weisen dagegen BTX nur noch in Spuren auf.

Da verschiedene Abbaumechanismen parallel ablaufen dürften, ist gemäss <Püttmann et al. 1988> noch unklar, welche Emissionen von BTX an Luft und Wasser zu erwarten sind und welcher Anteil zu CO₂ aufoxidiert wurde. Es kann auf jeden Fall erwartet werden, dass auch die Bergen im Laufe der Zeit einen stark verminderten BTX-Gehalt aufweisen und der Verbleib unklar ist. Aufgrund der unsicheren Wissensbasis wird hier darauf verzichtet, Emissionsfaktoren abzuschätzen.

Methanausgasung

Die Kohlebildung geht mit der Bildung von CO₂, Methan und Stickstoff einher. Während bei der Bildung von Braunkohlen und subbituminösen Kohlen noch kaum Methan gebildet wird, nimmt die Methanproduktion mit zunehmender Inkohlung zu und erreicht für Anthrazit bis zu 200 m³/t und mehr <RSWG 1992> und <Piccot et al. 1990a> (ausserdem 73 m³ CO₂ und 25 m³ Stickstoff). <Selzer 1990> nennt Methangehalte in Steinkohlen in Abhängigkeit von Druck, Tiefe und Inkohlungsgrad von 3 bis 65 m³/t. Das Kohlebettgas enthält neben über 90 % Methan zusätzlich zu CO₂ und N₂ auch Argon, Helium und höhere Kohlenwasserstoff. Es werden hier im weiteren nur noch das Methan bilanziert, da der Nichtmethan-Anteil praktisch nur aus CO₂ und Stickstoff besteht und verglichen mit den anderen Emissionen vernachlässigt werden kann.

In grossen Teufen sind diese Methanmengen noch zu grossen Teilen im Flöz oder angrenzenden Nebengesteinen unter Druck gespeichert und emittieren während und nach dem Abbau. In Tagbauen sind die Emissionen wesentlich geringer, da das meiste Methan bereits durch natürliche Prozesse emittiert ist oder abgebaut wurde.

Es kann nach <Löcken et al. 1986> zwischen der Grund-, Vor- und Zusatzausgasung unterschieden werden. Die Grundausgasung umfasst die Ausgasung des gebauten Flözes, d.h. aus dem angrenzenden Kohlestoss, dem Hangenden, dem Liegenden und dem alten Mann. Die Methanfreisetzung aus der abgebauten Kohle fällt ebenfalls unter diesen Prozess und dauert auch während Aufbereitung, Lagerung und Transport noch an. Die Zusatzausgasung betrifft das Methan, welches aufgrund der veränderten Spannungsverhältnisse aus Nebengestein und benachbarten Flözen in den Abbaubereich gelangt und ebenfalls über die Absaugung emittiert wird. Die Vorausgasung bezeichnet die gezielte Absaugung von Methan aus später abzubauenen Flözen und vermindert somit die späteren Emissionen.

Aus dieser kurzen Beschreibung wird auch klar, dass pro Tonne geförderte Kohle wesentlich mehr Methan emittiert werden kann, als in der Kohle heute gespeichert ist oder auch ursprünglich während der Inkohlung entstanden ist, da zusätzlich Methan aus Nachbarflözen und der unvollständig ausgebrachten Kohle ausgast. Beim schreitenden Ausbau, welcher einen hohen Ausbringgrad erreicht, sind die Emissionen aus nicht abgebauter Kohle gering, dafür fördert der alte Mann und hereinbrechendes Deckgebirge die Ausgasung anderer Flöze. Inwieweit hier der Blasversatz von Bergen diese Ausgasung mindert, ist nicht bekannt. Der Örterbau verursacht kaum die Ausgasung benachbarter Flöze, verursacht jedoch die Ausgasung der nicht ausgebrachten Kohle. Nach Schliessung von Zechen kann die Methanausgasung noch lange (Halbwertszeit 10 bis 20 Jahre) andauern <Stamer et al. 1991> und jährlich mehrere Mio.m³ Methanemissionen verursachen.

Zur Verminderung der Emissionen werden die Vorausgasung, Bewetterungsentgasung und Nachausgasung der abgebauten Hohlräume vorgeschlagen <RSWG 1992> und <Schäfer 1989>, wobei die abgeführten Gase mit unterschiedlichem Methangehalt je nach Qualität in Gasnetze (lokale Grubengasnetze, Zumischung zum Ferngas auf Kokereien, Unterfeuerung von Kokereien) eingespiesen, in Kesseln von Kraftwerken oder Industrie verbrannt oder als Kraftstoff in Gasmotoren und Gasturbinen eingesetzt werden können. Gase mit tiefen Methankonzentrationen können bei kurzer Entfernung zu Kraftwerken als Primärluft eingesetzt werden. <RSWG 1992> schätzt den möglichen Methanrückhaltegrad bei Kombination der verschiedenen Technologien auf bis zu 90 % bei vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand. Die gegenwärtige Praxis erreicht allerdings wesentlich tiefere Werte. In Deutschland werden gemäss <Fitzner 1990> und <GdS 1989> rund 27 % der gesamthaft anfallenden Methanmenge abgesaugt und davon 69 % auch tatsächlich energetisch verwertet. Damit werden also lediglich 19 % des vorhandenen Methans von der Emission zurückgehalten, was jedoch international betrachtet bereits viel sein dürfte. Dort wo Absaugeinrichtungen eingerichtet sind, erreicht die abgesaugte Menge allerdings Anteile über 50 % <Fitzner 1990>. <OECD 1994> gibt für Deutschland eine absolute Menge von 371 Mio.m³ verwertetes (rund 26 %) und 1'428 Mio.m³ freigesetztes Methan pro Jahr an. Die entspricht bei einer geförderten Kohlemenge von 78 Mio. t einer Methanrückhaltung von 4.76 m³/t.

Die Vorhersage der Gasemissionen ist mit verschiedenen Angaben zur Kohle und Geologie für jede Zeche möglich <Jones et al. 1990>; Hochrechnungen ohne Detailangaben können jedoch nicht zuverlässig erfolgen.

In <OECD 1994> wurden für die zehn wichtigsten Kohlefördernden Länder spezifische Methanemissionsfaktoren behandelt. Mit diesen Angaben wurden für die sechs Regionen (UCPTE, Nord-Amerika, Süd-Afrika, Australien & Ferner Osten, Ost-Europa und Süd-Amerika) je ein Methanemissionsfaktor für den Untertagebau abgeschätzt (Tab.VI.6.15). Aus fünfzig US-Proben wird in <OECD 1994> für den Tagbau ein Mittelwert von 0.4 m³/t berechnet. Mit der Annahme, dass 40 % des Methans in der Kohle bleibt, erhält man einen Emissionsfaktor für den Tagbau von 0.24 m³/t v.F.. <GdS 1989>, <Smith et al. 1992>, <Pospischill 1993>, <Eyre et al. 1991>, <Lama 1991>, <CIAB 1992> und <Piccot et al. 1991a> wurden zur Überprüfung herangezogen. In dieser Abschätzung mitberücksichtigt sind die Ausgasung der Kohle während Aufbereitung, Lagerung und Transport und die Emissionen aus verlassenen Gruben.

	Förderung Steinkohle für UCPTE	Methanemissionen Untertage	Methanemissionen Untertage	Methanrückhaltung ¹⁾	Ressourcenverbrauch Methan
	Mt	m ³ /t v.F.	kg/t v.F.	m ³ /t v.F.	kg/t v.F.
UCPTE	88.5	18.2	12.4	4.8	15.6
Nord-Amerika	27.4	12.3	8.4	1.2	9.2
Süd-Afrika	22.6	9.9	6.7	0	6.7
Australien & Ferner Osten	17.4	10.1	7.0	1.9	8.2
Ost-Europa	14.3	14.9	10.2	1.8	11.4
Süd-Amerika	7.4	-	-	-	-
Total	177.5				
Durchschnitt für UCPTE		14.4	9.8	2.9	11.8

Tab.VI.6.15: Gewichtete Methanemissionen für den Steinkohlen-Untertagebau der sechs Kohlenfördernden Regionen für den Verbrauch in den UCPTE-Ländern nach <OECD 1994>.
¹⁾ wird ebenfalls als Ressourcenverbrauch bilanziert.

Diese Methanfreisetzungen bedeuten gleichzeitig, dass die Energieausbringung gesenkt wird. Bei einem oberen Heizwert von 36.4 MJ/m³ für Methan gehen im Tagbau durchschnittlich rund 9 MJ/t und im Untertagebau 525 MJ/t oder 0.036 % resp. 2 % des Heizwertes der Kohle durch Methanemissionen verloren. Beim Untertagebau erhält man nach <OECD 1994> eine durchschnittliche energetischen Verwertung von Grubengas von 17 % (2.9 m³/t = 106 MJ/t). Es handelt sich dabei um ein typisches Koppelprodukt, welches im Prinzip 2 % des Bergbauaufwandes (Allokation nach Energieinhalt) tragen müsste. Da angenommen werden darf, dass das abgesaugte Methan auch energetisch genutzt wird, wird sowohl die emittierte als auch die zurückgehaltene Methanmenge als Ressourcenverbrauch bilanziert. Die Aufwendungen für die Grubengasabsaugung werden dem restlichen Bergbau angelastet.

6.4.4 Emissionen ins Wasser

Es können vier verschiedene Wasserqualitäten oder -verwendungszwecke unterschieden werden. Es sind dies Grubenwässer, Trink- und Betriebswasser für die Anlagen, Aufbereitungswässer und Eluate aus den Halden. Die Wassermengen und mobilisierten Stofffrachten werden nachfolgend separat diskutiert.

Grubenwasser

Beim Bergwerksbetrieb im Tag- und Untertagebau muss Grundwasser gesammelt und gefördert werden, um ein Überfluten und Versumpfen der Abbaupunkte zu verhindern. Hydrologische und landschaftliche Folgen der Grubenwasserförderung wurden bereits ausführlich in Kap.VI.6.2.2 behandelt. Zusätzlich soll nun der Stoffeintrag in den Vorfluter durch die Grubenwasserförderung untersucht werden. In Deutschland können folgende Wasserqualitäten unterschieden werden <Brune et al. 1984> und <Euler 1984>:

- Hydrogenkarbonatwässer aus geringen Teufen. Gelöste Stoffe unter 1000 mg/l.
- Sulfatwässer bis 500 m Teufe, gelöste Stoffe einige 1'000 mg/l, hoher Sulfatgehalt aus Oxidation von Pyrit.

- Chloridwässer aus grösseren Teufen, gelöste Stoffe 5'000 bis 200'000 mg/l, Kochsalz, Magnesium, Kalzium, Barium und Strontium sind die wichtigsten gelösten Stoffe.

Grubenwässer trugen um 1970 zu 15 % (=2.1 Mio.t/a) zur Chloridfracht des Rheins bei <Brune et al. 1984>. Daraus lässt sich aufgrund der damaligen Förderung ein spezifischer Emissionsfaktor von 20 kg/t v.F. berechnen. Die durchschnittliche Chlorid-Konzentration im Grubenwasser dürfte etwa 10 g/l betragen haben, obwohl die damalige durchschnittliche Teufe noch unter 800 m lag (und heute bereits über 900 m liegt) <SdK 1991>. Aus dem Steinkohlebergbau in Nordrhein-Westfalen <NRW 1992> sind im Jahr 1991 rund 1.26 Mio.t Chlorid in Vorfluter geleitet worden. Dies entspricht einer spezifischen Emission von 22.2 kg/t v.F., was die obigen Aussagen stützt.

Von den verschiedenen gelösten Stoffen wird für den Untertagebau nur noch das Chlorid weiter untersucht. Für den Tagbau wird in Analogie zu Kap.VI.6.3.4 eine Salzfracht bilanziert.

Die Grubenwassermenge und deren Zusammensetzung dürfte für die alten Bundesländer Deutschlands, Frankreich und Belgien vergleichbar sein (zusammen 57 % der Untertageförderung), während die anderen Abbaugelände meist in wesentlich kleineren Teufen abbauen und auch deutlich weniger Grundwasser gefördert werden muss. Mit der Nordwanderung des deutschen Steinkohlebergbaus sinken die spezifischen Grundwassermengen tendenziell, da neu unter dem Deckgebirge abgebaut werden kann. Die Grundwasserförderung aus abgebauten Standorten, welche eine Versumpfung verhindert, trägt unabhängig von der geförderten Menge Steinkohle ebenfalls zum Grubenwasseranfall bei. Die Salzkonzentrationen nehmen dort nur sehr langsam ab. Wenn nun die jährlich geförderte Wassermenge auf die jährliche Produktion umgelegt wird, so ergeben sich 1.53 m³/t <NRW 1992>, welche wegen der unbegrenzt fortdauernden Sumpfungserfordernis in Poldergebieten nur eine untere Grenze darstellt. Als symbolische Berücksichtigung dieses methodisch kaum lösbaren Problems wird für Deutschland, Frankreich und Belgien ein Wert von 2 m³/t eingesetzt. Für die anderen Länder wird mit Informationen aus <Astakhov et al. 1984> und <DOE 1983> ein Wert von 0.5 m³/t abgeschätzt, womit ein mittlerer Wert von 1.3 m³/t resultiert.

Für die Gruppe Deutschland, Frankreich und Belgien wird mit einem mittleren Chloridgehalt von 14.5 g/l <NRW 1992> gerechnet. Für die anderen Länder muss berücksichtigt werden, dass kaum Teufen über 500 m erreicht werden. Als Schätzwert sollen 2 g/l verwendet werden. Daraus resultiert ein mittlerer Emissionsfaktor für Chlorid von 16.7 kg/t v.F.

Im Tagbau fallen wesentlich tiefere Wassermengen an, wenn die Angaben in <Astakhov et al. 1984> tatsächlich repräsentativ sind. Die Teufen sind nochmals kleiner als im Braunkohletagbau, da ein Abraum zu Kohle -Verhältnis von 30 m³/t aus wirtschaftlichen Gründen nicht überschritten wird und die Flöze wesentlich dünner sind als Braunkohleflöze. Damit sind neben kleinen Wassermengen auch relativ kleine Salzgehalte zu erwarten. Es soll hier mit 200 l/t Wasserförderung und einem Salzgehalt von 0.5 g/l gerechnet werden.

		Untertagebau	Tagbau
Grubenwasser	m ³ /t v.F.	1.3	0.2
Chlorid-Emissionen	kg/t v.F.	16.7	
Salzemission	kg/t v.F.		0.1

Tab.VI.6.16: Grobe Abschätzungen zu den Emissionen in Binnengewässer des Steinkohle-Bergbaus, Annahmen siehe Text.

Allgemeine Betriebswässer

Es wird angenommen, dass das Wasser für die Staubminderung direkt durch Grubenwasser gedeckt wird und damit zu keinem zusätzlichen Wasserverbrauch und damit Emissionen führt. Dagegen sind gemäss <Euler 1984>, <Astakhov et al. 1984> und <DOE 1983> zwischen 4 und 250 l/t v.F. für den Zechenbetrieb samt Nebenbetrieb inklusive Trink- und Sanitärwasser nötig. Es dürfte sich dabei um schwach verschmutztes Abwasser, vergleichbar mit häuslichen Abwässern, handeln. Schadstoffemissionen werden keine berücksichtigt. Der durchschnittliche Wasserverbrauch wird im Tagbau auf 100 l/t v.F. und im Untertagebau auf 200 l/t v.F. abgeschätzt.

Wasser bei Steinkohleaufbereitung

Die Rohsteinkohle wird in Grobkorn (>10 mm), Feinkorn (0.5 bis 10 mm) und Feinstkorn (<0.5 mm) klassiert und nach Berge, Mittelgut und Kohle sortiert. Die Sortierung erfolgt meist mit nasstechnischen Verfahren in Setzmaschinen und Schwertrübeabscheidern. Je nach Inhaltsstoffen werden in Deutschland 0.2 bis 1 m³ Wasser/t Kohle benötigt. Die Einleitbedingungen (0.5 mg/l absetzbare Stoffe, 100 mg/l abfilterbare Stoffe und 100 mg/l CSB) können erst nach einer Reinigung erreicht werden <Franke et al. 1989>.

Aus verschiedenen Quellen wurden Emissionsfaktoren für die nasse Aufbereitung zusammengestellt. Aus diesen zugänglichen Informationen wurde für dieses Projekt ein Emissionsvektor abgeleitet, welcher sowohl für Tagbau- als auch für Untertagbau-Kohle gelten soll, da für eine Differenzierung die Daten nicht ausreichen. Aus den verfügbaren Angaben zum Wasserbedarf für die Kohleaufbereitung <DOE 1983>, <Franke et al. 1989>, <Euler 1984> und <Chadwick et al. 1987> wurde ein globaler Mittelwert von 200 l/t abgeschätzt. Die gewählten Emissionsfaktoren sind Tab.VI.6.17 zu entnehmen.

g/t v.F.	Tagbau			Tagbau	Untertag	Tagbau Ost/West	Untertag	1)	
	DOE 1989	DOE 1983	ORNL 1980	UNEP 1985	UNEP 1985	DOE 1980	DOE 1980	Brune et al. 1984	diese Studie
TDS	1100	907	1100	493	10250	570/650	10700		1000
TSS	18	16.5	19.88	9.5	440	11/63	47	<20	15
SO4	700	495	620	338	4500	390/895	4800		500
Al		1.1	1.42			0.8/0.16	47		1
NH3		1.1	1.68	0.5	7.5	0.55/5.5	8.2		1
Fe gelöst		0.16	0.24			0.01/0.14	0.55		
Fe ungelöst		1.6	2.19			0.11/0.55	5.5		
Fe total									2
Mn		0.8	1.19			2.7/0.55	2.7		1
Ni		0.08	0.09			0.05/0.03	0.55		0.1
Zn		0.11	0.17			0.05/0.14	0.55		0.1
Cl							350		350
F							2.7		3
Sr							5.5		5
CaCO3							3800		
CSB								<20	

Tab.VI.6.17: Emissionen ins Wasser für Steinkohle-Aufbereitungsanlagen des Tag- und Untertagbaus.

1) Abwassereinleitbedingungen Westdeutschland mit 200 l Abwasser pro t v.F. hochgerechnet

Bergehalten

Gemäss den Ausführungen in Kap.VI.6.4.2 und 6.4.5 werden pro t v.F. im Tagbau 0.43 t Wasch- und Grubenberge zurück in den Tagbau verbracht. Beim Tiefbau sind es nach Abzug des Fremdversatzes und der Untertagverbringung noch 0.54 t Wasch- und Grubenberge.

Von diesen Bergen kann nach Ablagerung im Laufe der Zeit eine Wasserbelastung ausgehen, da die Eluate grosse Stofffrachten ausbringen. Gemäss <Wiggering et al. 1991> können drei Verwitterungsphasen mit entsprechenden Stoffausträgen unterschieden werden. In der *ersten Phase* werden die leicht löslichen Salze, vor allem NaCl und wasserlösliche Sulfate ausgewaschen. Der anfängliche pH-Wert steigt schnell in den schwach basischen Bereich an. Die Menge der ausgewaschenen Stoffe ist primär vom Gehalt abhängig, welcher seinerseits von der Teufe abhängt. In der *zweiten Verwitterungsphase* treten Oxydationsprozesse auf, wobei hauptsächlich Pyrit zu Schwefelsäure, Eisenionen und Protonen reagiert. Die Protonen reagieren mit verschiedenen Puffersystemen. Zuerst werden die Puffersysteme im höheren pH-Bereich "aufgebraucht" bis das Silicat-Jarosit-Puffersystem mit sehr hoher Pufferkapazität bei pH 3 erreicht wird. Der Reihe nach werden Na, K, Ca und Mg als Kationen freigesetzt. Durch die Abdichtung mit sehr feinkörnigen Bergen (Flotationsberge) kann der Sauerstoffzutritt stark behindert werden, womit die Auslaugung stark reduziert oder gar verhindert werden kann. Zeitlich dauert diese zweite Phase mehrere Jahre bis Jahrzehnte und ist im wesentlichen abhängig vom Pyritgehalt und der Ionenaustausch- und Pufferkapazität der Berge. Es wurde auch nachgewiesen, dass Bakterien die Oxydation des Pyrits beschleunigen und mitunter für jahreszeitliche Schwankungen verantwortlich sind.

Die *dritte Phase* wird von jenen Bergen erreicht, welche ein genügend hohes Verhältnis zwischen Pyritgehalt und Pufferkapazität aufweisen. Die pH-Werte sinken stark ab und die Auswaschung von Schwermetallen setzt ein. Da die wenigsten Halden dieses Stadium bereits voll erreicht haben, sind keine zuverlässigen Messdaten vorhanden, welche eine Frachtrechnung ermöglichen würde. Es wird heute angenommen, dass die Schwermetalle zu einem grossen Teil unter der Halde adsorptiv an Tonmineralien fixiert werden und damit rasch aus dem Grundwasser entfernt werden <Wiggering et al. 1991>.

Generell werden die Auswirkungen dieser Prozesse auf das Grundwasser als erheblich bezeichnet <Euler 1984>, <Wiggering 1984>, <Schöpel 1985>, <Düngelhoff et al. 1983> und <Kerth 1988>. Es soll hier deshalb eine grobe Abschätzung der zu erwarteten Stofffrachten in Haldeneluaten vorgenommen werden.

	Elementgehalt Berge	Auslaugung theoretisch	davon praktisch realisiert	Eluat- emissionen	Tagbau	Untertag
	ppm			g/t Berge	g/t v.F.	g/t v.F.
Al	100'000	10%	50%	5000	2150	2700
As	20	100%	50%	10	4.3	5.4
Ba	800	100%	50%	400	172	216
Ca	4'000	100%	80%	3200	1376	1728
Cd	0.5	100%	50%	0.25	0.1	0.1
Cl	300	100%	80%	240	103.2	129.6
Co	20	100%	50%	10	4.3	5.4
Cr	100	100%	50%	50	22	27
Cu	50	100%	50%	25	11	14
Fe	30'000	10%	50%	1500	645	810
K	30'000	10%	50%	1500	645	810
Mg	8'000	100%	50%	4000	1720	2160
Mn	200	100%	50%	100	43	54
Mo	25	100%	50%	12.5	5.4	6.8
Na	5'000	100%	80%	4000	1720	2160
Ni	50	100%	50%	25	11	14
P	600	100%	50%	300	129	162
Pb	50	100%	50%	25	11	14
S	8'400	100%	80%	6720	2890	3629
SO4				20'160	8'670	10'890
Se	50	100%	50%	25	11	14
Sr	100	100%	50%	50	22	27
Ti	6'000	10%	50%	300	129	162
V	50	100%	50%	25	11	14
Zn	100	100%	50%	50	22	27
Total	193'916			27'568	11'854	14'887

Tab.VI.6.18: Typische Elementgehalte in Bergen, theoretische und davon praktisch realisierte Auswaschung, resultierende Eluatmissionen pro t Berge und pro t Tagbauförderung (0.43 t Berge) und Untertagförderung (0.54 t Berge). Bilanziert in eigenem Modul "Steinkohleberge-Deponie". Annahmen im Text.

Hierzu werden vorerst einige Analysedaten von Bergen aus der Literatur zusammengestellt (Anhang VI.6.2). Die daraus abgeleitete mittlere Haldenzusammensetzung ist in Tab.VI.6.18 wiedergegeben. Für die Abschätzung der Eluate muss nun der Anteil der eluierten Stoffe bestimmt werden. Es wird dabei von einem unbegrenzten Betrachtungshorizont ausgegangen, womit alle drei Verwitterungsphasen theoretisch ganz ablaufen. Durch diese lange Beobachtungszeit werden auch Stoffe in grösseren Körnern durch die mechanische Verwitterung verfügbar. Es wird deshalb bei all jenen Elementen, welche innerhalb der Berge keine stabilen Verbindungen eingehen dürften, eine 100 %-Auslaugung angenommen, was aufgrund der verschiedenen Gleichgewichtsprozesse real nie der Fall sein wird. Es wird nun weiter angenommen, dass in einigen Bergen das Verhältnis Pyrit zu Pufferkapazität zu klein ist, um die dritte Verwitterungsphase zu erreichen und vor allem das Haldeninnere durch Flotationsberge teilweise vollständig von der Oxydation abgeschlossen wird. Für die Elemente, welche typischerweise in Phase 1 und 2 emittieren, wurde deshalb angenommen, dass 80 % davon auch wirklich emittieren können. Bei den Elementen, welche vorwiegend in Phase 3 ausgelaugt werden, wurde angenommen, dass 50 % der Berge diese Phase erreichen.

Die Daten der Kolonne Eluatmissionen (Tab.VI.6.18) wird in der Datenbank als separates Entsorgungsmodul "Steinkohleberge-Deponie" aufgeführt. Ausser den Eluatmissionen werden jedoch alle anderen Belastungen und Aufwendungen im Zusammenhang mit der Deponierung (Flächenbedarf, Aufhaltungsaufwand etc.) im Hauptmodul Bergbau bilanziert. Es muss beachtet werden, dass die hier bilanzierten Emissionen zeitlich über mehrere Jahrzehnte verteilt emittiert werden und deshalb nicht zwingend zu umweltrelevanten Konzentrationen führen.

6.4.5 Feste Abprodukte

Bergehalden

Beim Aufschliessen einer Lagerstätte und beim Abbau der Steinkohle fällt taubes Gestein, Berge genannt, an. Gemessen an der Rohförderung beträgt der Bergeanteil in Deutschland 35 bis 47 %. Pro Tonne verwertbarer Förderung wird dort knapp 0.9 t Gestein (Deckgebirge, Nebengesteine, Verunreinigungen der Kohle (Sandsteine und Schiefersteine), Pyrit und Kohle) gefördert. Diese Grob- und Waschberge gehen in ausgediente Schacht- und Stollenanlagen, in den Tiefbau (Strassenbau, Lärmschutzwälle, Deiche und Kiesgruben, Auffüllungen) oder werden aufgehaldet <Brune et al. 1984>. Flotationsberge aus der Feinstkohleaufbereitung enthalten bis 30 % brennbare Bestandteile und werden teilweise in Wirbelschichtöfen energetisch genutzt oder mit den Waschbergen vermischt.

In den alten Bundesländer Deutschlands wurden im Jahr 1988 73.4 % der Berge aufgehaldet, 6.6 % unter Tage versetzt und 20 % im Strassen- und Eisenbahnbau, Wasserbau, Rekultivierung etc. eingesetzt. Da in anderen Ländern die Platzverhältnisse weiträumiger sind und damit der Bergeinsatz mit grossem Transportaufwand verbunden wäre, dürfte der aufgehaldete Anteil dort wesentlich höher liegen (z.B. 90 %). Für den Untertage-Steinkohlebergbau soll ein Mittelwert von 80 % gewählt werden.

Die Ausbildung der Bergeaufaldung kann in drei Generationen eingeteilt werden. In der ersten Generation wurden Spitzkegelhalden angelegt, welche eine sehr hohe mittlere Schichthöhe erreichten, wegen den steilen Flanken aber schlecht begrünbar sind. In der zweiten Generation wurden Tafelberge erstellt und heute kommt meist die dritte Generation zur Anwendung, welche sogenannte Landschaftsbauwerke beinhaltet und eine weitgehende Renaturierung und Integration in die Landschaft vorsieht. Eine landwirtschaftliche Nutzung ist im Gegensatz zu den Bergen aus dem Tagbau nicht üblich. Da der Anteil der Bergemassen an der Steinkohleförderung ständig wächst, müssen immer grössere Flächen für die Berge beansprucht werden. In <Stock et al. 1986> wurden die klimatischen Veränderungen aufgrund von Bergehalden untersucht. Es konnten Veränderungen von Temperatur und Feuchtigkeit nachgewiesen werden, was zu Veränderungen von Fauna und Flora führt. Die Immissionsituation der umliegenden Flächen wird durch den Windschutz ebenfalls verändert. In <Stock et al. 1986> wird deshalb auch von Nutzungseinschränkungen gesprochen.

Für die Flächenbeanspruchung wird nun die Erstellung von Landschaftsbauwerken angenommen, welche einen spezifischen Flächenbedarf von 0.025 m²/t Berge <Euler 1984> verursachen. Wenn 80 % der 0.67 t Berge (Kap.VI.6.4.2) aufgehaldet werden, beansprucht dies somit eine Fläche von 0.013 m²/t v.F.. Den Ausführungen von <Stock et al. 1986> folgend, müsste diese Fläche plus die nähere Umgebung zeitlich unbeschränkt als beansprucht gelten.

Hier wird die klimatische Beeinflussung der Umgebung nicht berücksichtigt. Zudem wird angenommen, dass die Halde insgesamt 15 Jahre als bebaut gelten muss (Kat. IV) und während 50 Jahren der Kategorie III angehört. Damit ergeben sich folgende Flächenbeanspruchungen durch den Untertagebau:

Kat. II->IV	0.2 m ² a/t v.F.
Kat. II->III	0.67 m ² a/t v.F.

Weitere Betriebsabfälle werden mangels konkreter Angaben nicht berücksichtigt.

Beim Tagbau werden die Berge direkt wieder in den Bergbau zurückgebracht. Eine zusätzliche Flächenbeanspruchung entsteht dadurch somit nicht. Die Eluate der Berge aus dem Tag- und Untertagebau wurden bereits in Kap.VI.6.4.4 bilanziert.

Aus der Entsorgung der Infrastrukturen fallen beim Tagbau einzig 0.3 kg Beton pro t RK (0.48 kg/t v.F.) in nicht vernachlässigbarer Menge an. Der Abtransport ist in den allgemeinen Transporten enthalten, als Deponiestandort wird der Tagbau gewählt. Eine Verbuchung als Abfall entfällt somit. Im Untertagebau sollen pro memoria ebenfalls 0.3 kg Beton pro t RK (0.5 kg/t v.F.) berücksichtigt werden, da die ganze Infrastruktur Untertage zur Entsorgung kaum abgebaut wird. Die Transporte werden ebenfalls als bereits verbucht angenommen, die Weiterbehandlung als zu deponierender Abfall wird jedoch aufgenommen, da zusätzlicher Deponieraum beansprucht wird.

6.5 Unfälle/Störfälle

In Sicherheits- und Risikostudien beeinflussen die Unfälle im Kohlebergbau die Gesamtbilanz der ganzen Kohlekette erheblich und führen meist auch dazu, dass die Kohlekette als besonders gefährlich dargestellt wird. Der Grund für diese Stellung sind die Vielzahl von Personenunfällen beim Kohleabbau aber auch bei Umschlag und Transport sowie die durch den Untertageabbau verursachten Berufskrankheiten.

Da die direkten Personenschäden in dieser Studie nicht untersucht werden, sollen diese Unfälle nicht berücksichtigt werden.

Umweltrelevante Störfälle sind auslaufendes Oel aus Hydraulikleitungen oder Maschinen, Lecks in Kältemittel-haltigen Verrohrungen und Haldenbrände.

Eine Quantifizierung der Oel- oder Kältemittlemissionen ist nicht möglich, da dazu keinerlei Informationen vorliegen.

Die Haldenbrände waren früher ein grosses Problem. Heute gelten solche Brände zumindest in Europa als sehr unwahrscheinlich. Zur Verhinderung der Selbstentzündung werden die Berge verdichtet und auch möglichst gegen aussen abgedichtet resp. bepflanzt, womit der Sauerstoffzutritt stark behindert wird.

Aus den USA sind Daten aus <DOE 1988> für das Jahr 1968 bekannt. Eine grobe Umrechnung auf die damals produzierte Kohlemenge ergab die Werte in Tab.VI.6.19.

	CO	SO ₂	VOC	NO _x	Partikel
g/t	2.2	1.1	0.4	0.4	1.5
g/TJ Kohle	85	42	15	15	58

Tab.VI.6.19: Abgeschätzte Emissionen aus Haldenbränden in den USA für 1968 nach <DOE 1988>

Verglichen mit den Emissionen aus der Verbrennung von Kohlen (Kap.VI.9/10) können diese Werte vernachlässigt werden.

6.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

Für die Übernahme der Bilanzdaten in die Datenbank werden hier die Eingabedaten dieses Kapitels zusammengefasst. Die Bergedeponie (Tab.VI.6.18) wird dabei als separates Modul behandelt und hier nicht noch einmal wiedergegeben.

		Rohbrk ab Bergbau UCPTÉ	Infra Rohbrk ab Bergbau UCPTÉ	Stk aus Tagbau ab Bergwerk	Infra Stk aus Tagbau ab Bergwerk	Stk Untertagbau ab UCPTÉ-Bergwerk ¹⁾	Infra Stk aus Untertagbau ab Bergwerk
Infra Rohbraunkohle# Infra Steinkohle aus Tagbau# Infra Steinkohle aus Unt.tagbau#		1		1		1	
Rohbraunkohle	kg/t v.F.	1'000					
Rohfördersteinkohle	kg/t v.F.			1'430		1'670	
Methan	kg/t v.F.	0.04		0.16		15.4	
Wasser	kg/t v.F.	3'500		500		1'700	
Fläche II->III	m ² a/t v.F.	3.6		11.87		4.87	0.8
Fläche III->IV	m ² a/t v.F.	0.42		1.16			0.5
Fläche II->IV	m ² a/t v.F.	0.18		2.7		0.2	0.5
Strom Hochspannung UCPTÉ#	TJe/t v.F.	72•10 ⁻⁶		54•10 ⁻⁶		306•10 ⁻⁶	
Strom Mittelspannung UCPTÉ#	TJe/t v.F.		0.3•10 ⁻⁶		1.4•10 ⁻⁶		2.5•10 ⁻⁶
Baumaschinen Diesel#	TJin/t v.F.	10•10 ⁻⁶	1•10 ⁻⁶	340•10 ⁻⁶	5.7•10 ⁻⁶	11•10 ⁻⁶	10•10 ⁻⁶
Wärme Oelfeuerung >100kW#	TJin/t v.F.		1•10 ⁻⁶		5.7•10 ⁻⁶		10•10 ⁻⁶
Wärme Kohlefeuerung 1-10MW#	TJin/t v.F.					110•10 ⁻⁶	
Gummi EPDM #	kg/t v.F.			0.14			
Sprengstoff #	kg/t v.F.			1.7		0.17	
Kupfer#	kg/t v.F.		0.007		0.005		0.003
Stahl unlegiert#	kg/t v.F.		0.13		0.1	2.5	1.5
Stahl niedriglegiert#	kg/t v.F.		0.04		0.05		0.17
Beton#	kg/t v.F.		0.17		0.47	10.6	0.5
Holz#	kg/t v.F.		0.03		0.0043	11.7	
Emissionen Luft							
Partikel	kg/t v.F.	0.4		0.4		0.1	
Methan	kg/t v.F.	0.04		0.16		12.4	
Radon 222	kBq/t v.F.	2		12		12	
Emissionen Wasser							
gelöste Stoffe f	kg/t v.F.			1		1	
ungelöste Stoffe f	kg/t v.F.			0.015		0.015	
Sulfate f	kg/t v.F.	3.3		0.5		0.5	
Ion Aluminium f	kg/t v.F.			0.001		0.001	
Ammoniak als N f	kg/t v.F.			0.001		0.001	
Salze f	kg/t v.F.	3.5		0.1			
Ion Eisen f	kg/t v.F.	1.6		0.002		0.002	
Ion Mangan f	kg/t v.F.			0.001		0.001	
Ion Nickel f	kg/t v.F.			0.0001		0.0001	
Ion Zink f	kg/t v.F.			0.0001		0.0001	
Chloride f	kg/t v.F.			0.35		17.05	
Fluoride f	kg/t v.F.			0.003		0.003	
Ion Strontium f	kg/t v.F.			0.005		0.005	
Abwärme an Luft	TJ/t v.F.	72•10 ⁻⁶	0.3•10 ⁻⁶	54•10 ⁻⁶	1.4•10 ⁻⁶	306•10 ⁻⁶	2.5•10 ⁻⁶
Beton in Inerstoffdeponie#	kg/t v.F.		0.15		0.47		0.5
Holz in Inertstoffdeponie#	kg/t v.F.		0.03				
Steinkohleberge-Deponie # ²⁾	kg/t v.F.			430		540	

Tab.VI.6.20: Eingabetabelle der Bilanzierungsdaten für den Kohle-Bergbau und deren Infrastruktur pro Tonne verwertbare Förderung als Eingabetafel für die Ecoinvent-Datenbank, # Anbindung an andere Module.

¹⁾ Es wurde für jede Region ein eigenes "Stk aus Untertag ab Bergwerk"-Modul definiert. Sie unterscheiden sich nur durch den Ressourcenverbrauch "Methan (Grubengas)" und die Emission von "Methan" (Tab.VI.6.15).

²⁾ siehe Tab.VI.6.18

Für den ganzen Steinkohlenbergbau wurden keine Heizwerte von Kohlen verwendet oder gewichtete Angaben gemacht. Die Anwendbarkeit dieser Daten wird deshalb breiter, da auch der Aufwand und die Umweltbeeinträchtigungen weniger vom Heizwert als vom Volumen von Kohle und Abraum und den geologischen und hydrologischen Verhältnissen abhängig ist. Für jene Anwender, die eine Energiebilanz erstellen wollen, ist dies trotzdem möglich. Ausgehend vom Heizwert pro Tonne verwertbare Förderung (t v.F.), welcher vom Anwender her bekannt ist, muss der Aufbereitungswirkungsgrad (Tagbau $\eta = 95\%$, Untertagbau $\eta = 92\%$) eingerechnet werden. Für die Umrechnung auf den oberen Heizwert auf Stufe Rohkohle kann folgende Formel angewandt werden:

$$H_o = H_u + 24.41 \cdot (8.94 \cdot H + W)$$

H: Wasserstoffgehalt in Gew.-%

W: Gesamtwassergehalt in Gew.-%

Der Wassergehalt ist dabei nicht sehr relevant und kann für Rohkohle z. B. mit 10 % angenommen werden. Die Erhöhung beim Übergang vom unteren auf den oberen Heizwert dürfte in den meisten Fällen zwischen 3 bis 6 % betragen.

Für den Durchschnitt der aus der Eigenförderung stammenden Steinkohle (Stk ab Bergwerk UCPTE) kann aus Tab.VI.6.3 der Anteil der Tagaufförderung berechnet werden (Tab.VI.6.21). Da diese Gewichtung aufgrund von t v.F. berechnet wurde, würde eine grosse Abweichung zwischen dem durchschnittlichen Heizwert von Tagbau- und Untertagbau-Kohle zu einem Fehler in der Aufteilung führen. Da die Angaben zu den verschiedenen Heizwerten aber keine signifikante Unterschiede aufweisen, wird die Berechnung nach Tonnagen verwendet. Die Aufteilung Tag-/Untertagbau für die fünf in den UCPTE-Raum importierenden Regionen kann Tab.VI.6.3 entnommen werden.

		Steinkohle aus Tagbau	Steinkohle aus Untertagbau
Stk ab Bergwerk Australien #	t/t	0.7	0.3
Stk ab Bergwerk Nord-Amerika #	t/t	0.55	0.45
Stk ab Bergwerk Ost-Europa #	t/t	0.17	0.83
Stk ab Bergwerk Süd-Afrika #	t/t	0.4	0.6
Stk ab Bergwerk Süd-Amerika #	t/t	1	0
Stk ab Bergwerk UCPTE #	t/t	0.039	0.961

Tab.VI.6.21: Verknüpfungsgrößen für die Bildung typischer Steinkohlemodule für die fünf Importregionen und die Eigenförderung im UCPTE-Raum. # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

6.7 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Vollständigkeit der Erfassung ist nur teilweise gegeben. Emissionen in die Luft ausser Methan, Radon und Staub sind nicht erfasst, obwohl diese zu erwarten sind. Die Stoffflüsse in den geförderten Grubenwässer sind ebenfalls nur sehr unvollständig erfasst. Die Betriebsmittel schliessen z.B. Hydraulik- und Schmieröle nicht ein.

Die verwendeten Quellen stammen oft von den Bergbaubetreibern oder Kohleforschungseinrichtungen, welche nicht als unabhängig gelten können. Da der Kohleabbau bereits sehr lange betrieben wird, ist die Gefahr der einseitigen Darstellung jedoch stark gemindert.

Die Emissionen aus der Grubenwasserförderung und die Eluate aus den Bergen dürften für die ganze Kohlekette relevant sein und haben deshalb einen besonders starken Einfluss auf das aggregierte verknüpfte Schlussergebnis. Gerade diese Angaben sind jedoch sehr unsicher.

Um nicht bloss den deutschen Bergbau zu bilanzieren, mussten viele Annahmen und Abschätzungen zu Verhältnissen in den restlichen Förderländern vorgenommen werden. Während die Relevanz bei Energie- und Materialbedarf bescheiden ist, könnten diese Annahmen gerade auf der Abwasserseite zu erheblichen Verzerrungen führen.

Die möglichen Fehler in den Angaben zum Materialverbrauch, Grubenwasseremissionen, Radonemissionen und Eluate der Steinkohleberge-Deponierung dürften den angegebenen absoluten Wert teilweise übersteigen. Die anderen Angaben weisen ebenfalls grosse Schwankungsbreiten auf, wie auch aus den Angaben im Text hervorgeht.

7. Kohleveredelung

7.1 Einleitung

7.1.1 Übersicht

Es wird hier nicht die Aufbereitung unmittelbar nach der Förderung untersucht, welche vorwiegend die Abtrennung der Asche und Homogenisierung zum Ziel hat, sondern die weitergehende Verarbeitung zu eigentlichen Kohleprodukten.

Als wichtigste Produkte von Steinkohlen können Schwel- und Hochofenkoks und Briketts genannt werden, wobei die Koksproduktion eine wesentlich wichtigere Rolle spielt. Braunkohlen werden zu Briketts, Staubkohle, Koks, Trockenkohle und seit einigen Jahren auch zu Wirbelschichtkohle verarbeitet.

Bei Briketts spielt die Trocknung, Homogenisierung und Pressung zu nichtstaubenden Gütern eine wichtige Rolle, während bei der Verkokung eine eigentliche Umwandlung unter Verlust der flüchtigen Komponenten stattfindet. Mit der Herstellung von Staubprodukten aus Braunkohlen wird die Heizwerterhöhung angestrebt, um den Transport zu rechtfertigen. Ausserdem werden verfahrenstechnisch günstige Korngrößen angestrebt.

Steinkohlen-Koks wird weltweit zu über 80 % aufgrund der reduzierenden Wirkung in der Metallindustrie, der Rest in Feuerungen zur Warmwasser- und Dampferzeugung eingesetzt. In der OECD macht der Koksverbrauch am gesamten Steinkohlenverbrauch rund einen Viertel aus <CI 1992>. Braunkohlenkoks wird in sehr vielen Anwendungen auch nicht energetisch (Aktivkohle) eingesetzt. Die Absatzmengen sind allerdings sehr klein.

Briketts werden vor allem zur Wärmeerzeugung in kleineren Feuerungen eingesetzt. Braunkohlenstaub und Wirbelschichtkohle werden hauptsächlich in industriellen Feuerungen zur Dampfproduktion eingesetzt.

7.1.2 Untersuchte Produkte

Es werden hier nicht alle Produkte näher untersucht, da die Mengen gering sind oder keine entsprechenden weiteren Umwandlungssysteme betrachtet werden. Auch die beschränkten Informationen zu den verschiedenen Verfahren schränken den Bilanzierungsbereich ein.

Es werden deshalb folgende Produkte untersucht:

- Steinkohle-Koks (SK)
- Steinkohle-Briketts (SB)
- Braunkohle-Briketts (BB)
- Braunkohlen-Staub (BS)

In Tab.VI.7.1 sind Anhaltswerte für die untersuchten Kohlequalitäten angegeben. Die gewählten Werte für die Zusammensetzung des Kokes und der CS/RA-Briketts werden in Kap.VI.10 näher begründet, während jene für Braunkohlen direkt von der Rheinbraun AG stammen (ausser Spurenelementgehalte). Die Spurenelementkonzentrationen wurden Kap.VI.9 entnommen. Es wurden dabei jeweils die Default-Werte für die Durchschnittskohlen "Welt" (Anhang VI.9.5, 10% Asche) gewählt, welche für alle Qualitäten eingesetzt wurden. Diese Spurenelementgehalte müssen noch mit dem effektiven Aschegehalt korrigiert werden (in Tab.VI.7.1 nicht durchgeführt).

		Rohbrk	Brk-brikett	Brk-Staub	Stk-Koks	CS/RA-Brikett
Schüttdichte	kg/m ³		710-750		480-580 a	740-820 a
Heizwert Hu	MJ/kg	8.8	19.5	21.7	28.6	31.4
Wassergehalt	Gew.-%	58	19	11	6	4
Aschegehalt	Gew.-%	2.5	4	4	10	8.5
C	Gew.-%	27.1	53.2	58.8	81.7	80
N	Gew.-%	0.3	0.6	0.7	0.9	0.5
S	Gew.-%	0.2	0.35	0.35	0.7	1
Cl	Gew.-%		0.025	0.028	0.04	0.08
F	Gew.-%		0.001	0.0012	0.005	0.005
Al	ppm wf		4700	4700	17000	17000
Ca	ppm wf		20000	20000	2000	2000
Fe	ppm wf		5400	5400	7000	7000
K	ppm wf		600	600	2000	2000
Mg	ppm wf		3000	3000	6000	6000
Na	ppm wf		900	900	1000	1000
P	ppm wf		40	40	100	100
Si	ppm wf		48000	48000	25000	25000
Ti	ppm wf		100	100	600	600
Sb	ppm wf		4	4	1	1
As	ppm wf		5	5	10	10
Ba	ppm wf		100	100	200	200
Be	ppm wf		1	1	2	2
Pb	ppm wf		5	5	40	40
B	ppm wf		300	300	50	50
Br	ppm wf		4	4	10	10
Cd	ppm wf		0.61	0.61	0.5	0.5
Cr	ppm wf		14	14	20	20
I	ppm wf		2	2	2	2
Co	ppm wf		15	15	5	5
Cu	ppm wf		6	6	15	15
La	ppm wf		3.5	3.5	10	10
Mn	ppm wf		20	20	70	70
Mo	ppm wf		7	7	3	3
Ni	ppm wf		15	15	20	20
Hg	ppm wf		0.1	0.1	0.1	0.1
Sc	ppm wf		0.5	0.5	4	4
Se	ppm wf		2	2	1	1
Sr	ppm wf		70	70	200	200
Tl	ppm wf		0.02	0.02	1	1
Th	ppm wf		1.6	1.6	4	4
U	ppm wf		1	1	2	2
V	ppm wf		35	35	40	40
Zn	ppm wf		28	28	50	50
Sn	ppm wf		1.6	1.6	2	2
Zr	ppm wf		83	83	50	50

Tab.VI.7.1: Anhaltswerte für Elementkonzentrationen von Braun- und Steinkohlen. Quellen für CS/RA-Brikett- und Koks-Daten siehe Tab.VI.10.2. Spurenelemente siehe Tab.VI.10.3 resp.Anhang VI.9.5 (die Spurenelementgehalte beziehen sich auf 10% Aschegehalt)

7.1.3 Abgrenzung

In der Schweiz werden Kohleprodukte hauptsächlich aus Deutschland, Frankreich und Italien eingeführt. Für die Eisen- und Stahlproduktion werden ebenfalls schwergewichtig deutsche Verhältnisse betrachtet. Da auch die meisten Informationen zu den Veredelungsprozessen aus Deutschland stammen, liegt die Bilanzierung der deutschen Verhältnisse nahe. Während diese Einschränkung für Briketts und Staubkohle vollkommen gerechtfertigt ist und auch den Bedürfnissen für Ökobilanzen entspricht, stellt die Vernachlässigung der nichtdeutschen Kokereien eine wichtige Einschränkung dar, da gerade der Metallhandel international ist und in Europa entsprechend indirekt grosse Mengen nichteuropäischen Koks verbraucht wird. Eine Untersuchung zur Metallproduktion müsste diesem Umstand Rechnung tragen, soll hier aber unterbleiben.

Da die Kokereien in Deutschland bis 1994 auf einen wesentlich besseren Stand gegenüber 1986 gebracht werden, ist es wichtig, aktuelle Daten zu verwenden. Es wird hier versucht, den Stand 1992 wiederzuspiegeln, welcher bis 1994 nur noch wenig ändern wird. Für die restlichen Angaben werden Daten Ende der 80er-Jahre bis 1992 verwendet.

Die Bilanzierung erfolgt bis Kap.VI.7.7 pro Tonne Fertigprodukt und wird dann in Kap.VI.7.8 in TJ Fertigprodukt umgerechnet. Die Kohleprodukte werden frei Verarbeitungsbetrieb bilanziert.

7.2 Materialeinsatz, Bauaufwand

Für Kohleverarbeitungsbetriebe sind aus der Literatur keinerlei Hinweise auf Materialeinsatz für den Bau der Anlagen vorhanden. Da repräsentative Angaben mit verantwortlichem Aufwand nicht zu beschaffen sind, sollen hier grobe Abschätzungen vorgenommen werden, damit der kumulierte Materialaufwand für die entsprechenden Ketten trotzdem berechnet werden kann. Es werden für Kokereien und für Briketts resp. Staub je eine separate Abschätzung vorgenommen.

Kokereien sind entweder autonome Anlagen in Bergwerksnähe oder werden nahe von Hütten betrieben. Die Infrastruktur umfasst eine grosse Anzahl von Öfen, welche jeweils pro Ladung (Charge) rund 20 Stunden betrieben werden und deshalb einen geringen Durchsatz aufweisen. Für die Weiterverarbeitung von Rohgas und Teer braucht es zudem Anlagen, welche mit einer kleinen Chemiefabrik vergleichbar sind (siehe Kap.VI.7.3.). Umwelttechnikeinrichtungen und Kühlanlagen sind ebenfalls wichtige Komponenten. Ein Teil dieser Einrichtungen sind jedoch den Koppelprodukten Koksofengas, Rohbenzol, Rohteer und Ammoniak anzulasten (gemäss Kap.VI.7.3.1 zu 20 %). Als grobe Abschätzung werden aus diesen Gründen die spezifischen Materialaufwendungen für ein 500 MWe-Steinkohlekraftwerk verwendet, welche für die Umrechnung auf TJ_{out} um 10 % erhöht und so grob gerundet auf Tonnen produzierten Koks umgerechnet wurden (Tab.VI.7.2). Der Mineralwollebedarf wurde aufgrund der grossen Anzahl von Öfen mit grossen Oberflächen grosszügig aufgerundet. Die Ofenauskleidungen mit hitzebeständigen Steinen wurde dagegen nicht berücksichtigt. Kupfer und Aluminium wurden vernachlässigt, da kein Strom produziert wird und Anlagenbestandteile, welche mit dem aggressiven Ammoniak in Berührung kommen, kein Kupfer enthalten dürfen.

Der Bau einer neuen Kokerei (Kaiserstuhl III <RAG 1992>) mit einer Produktionskapazität von 2 Mio. Jahrestonnen hat 1.15 Mrd. DM gekostet. Über eine Lebensdauer von 30 Jahren ergibt dies zu heutigen Preisen (80 % wird dem Koks angelastet) rund 16 DM/t. Bei einer Energieintensität für Hoch- und Tiefbau von rund 5 MJ/DM <Baumann et al. 1993>, werden für Infrastrukturaufwendungen somit rund 80 MJ/t Koks aufgewendet. Werden die Angaben in Tab.VI.7.2 ebenfalls in MJ Primärenergie umgerechnet, so ergeben sich Werte, die leicht darunter liegen, die Grössenordnung aber sehr gut widerspiegeln und deshalb weiter verwendet werden sollen.

Objekt	Kraftwerk 500 MWe	Kokerei	Trockner, Pressen und Mühlen
Quelle	Tab.VI.9.3	Schätzung	Schätzung
	kg/TJin	kg/t Koks	kg/t Briketts resp. Kohlenstaub
Beton	176	6	0.3
Stahl total	56	2	0.1
unlegierter Stahl	51	1.8	0.09
legierter Stahl	5.1	0.18	0.009
rostfreier Stahl	0.6	0.02	0.001
Mineralwolle	0.5	0.1	0.005
KS, Lack, Gummi*	0.7	0.02	0.001
Bauaufwand	MJ/TJin	MJ/t Koks	MJ/t Briketts resp. Kohlenstaub
Strom UCPT ($\eta = 35\%$)	70	2.5	0.125
Diesel in Baumaschinen	300	10	0.5
Heizöl S in Industrieheizung	300	10	0.5

Tab.VI.7.2: Abschätzungen für den Bauaufwand von Kokereien und Brikett/Staub-Fabriken, Erläuterungen siehe Text. Für den Bauaufwand wurden 50 % der grauen Energie in den Materialien berücksichtigt <Jensch 1988>. 10 % des Bauaufwandes wurde elektrisch, 45 % als Diesel in Baumaschinen und 45 % als Prozesswärme aus einer Oelfeuerung angenommen (eigene grobe Abschätzung).* wird als PE (HD) verbucht.

Brikett- und Staubkohlefabriken sind meist einem Kraftwerk angeschlossen, welches die Wärme zum Trocknen liefert. <Böcker et al. 1988> berichtet über die Veredelungsbetriebe der Rheinbraun AG, welche 100 Röhrentrockner, 130 Brikettpressen und 30 Mühlen betreibt. Die Aufwendungen sind insgesamt wesentlich kleiner als bei den Kokereien, da relativ kurze Verweilzeiten in den Trocknern möglich sind und die Mühlen und Pressen einen hohen Durchsatz auf kleinem Raum ermöglichen. Die Aufwendungen für die Wärme- und Stromproduktion im Kraftwerk wird indirekt über die Energiebezüge bilanziert. Für die Trockner, Pressen und Mühlen werden 5 % der Aufwendungen in der Kokerei als Grössenordnung abgeschätzt.

Für den Transport werden beim Beton 20 km LKW, beim Stahl 200 km Zug und 100 km LKW, bei der Mineralwolle 200 km Zug und beim Sammelposten Kunststoffe, Lack und Gummi 200 km Zug und 100 km LKW eingesetzt.

7.3 Direkte Einwirkungen Steinkohlenkokerei

7.3.1 Prozesse

Die erste Produktion von Koks geht bis ins Jahr 1700 zurück <Bertling et al. 1990> und wurde damals in Kohlemeilern analog der Jahrtausendealten Holzkohleproduktion durchgeführt. Heutige Anlagen entsprechen dagegen grossindustriellen Fabriken.

In den alten Bundesländern Deutschlands wird heute ausschliesslich die Hochtemperatur-Verkokung von Fett- oder Gaskohle unter Luftabschluss bei Temperaturen zwischen 900 und 1300°C betrieben. Als Koppelprodukte entstehen primär Rohteer und Koksofengas.

Aus diesen primären Koppelprodukten können Benzol, Phenol, Naphtalin, Schwefel oder Schwefelsäure und eine Palette weiterer Produkte gewonnen werden. Die Mengenverhältnisse variieren dabei abhängig von Kokskohle, Verkokungstemperatur und Anlagensteuerung, welche wiederum auf die wirtschaftliche Verwertung der Koppelprodukte abgestimmt ist.

Umweltbelastungen der Kohleveredelung stammen neben der Energiebereitstellung vor allem aus der Schwel- und Kokereigasreinigung, der Teeraufbereitung und betreffen sowohl Emissionen in die Luft als auch ins Wasser. Weltweit ist ein Trend zur Überalterung der Kokereien festzustellen, da Koks heute vorwiegend in der eisenschaffenden Industrie eingesetzt wird und die nötigen Kokereikapazitäten für die anderen Einsatzgebiete in den letzten 20 Jahren stark zurückgegangen sind. Es werden deshalb eher Kokereien geschlossen als neue gebaut. In Deutschland wurde in den letzten Jahren nur eine Kokerei neu erstellt; das durchschnittliche Alter der in Betrieb stehenden Anlagen liegt heute vermutlich über 25 Jahren <Allhorn et al. 1984>.

Transport und Kohlenaufbereitung

Zur Gewinnung der gewünschten Koks- und Koppelproduktqualität werden verschiedene Kokskohlen (Gas- und Fettkohlen) in Mahl- und Mischanlagen auf die gewünschte Zusammensetzung gemischt. Hier sind hauptsächlich Staubemissionen zu erwarten.

Der Kokskohlentransport kann für Bergbaukokereien vernachlässigt werden. In Deutschland werden rund 40 % des Koks <DGMK 1992> in Hüttenkokereien verarbeitet. Es wird angenommen, dass auch diese Kokereien durch heimische Kohlen betrieben werden, obwohl der Import von Kokskohle in den letzten Jahren stark zugenommen hat, wird mit einer durchschnittlichen Transportdistanz für alle Kokereien von 50 km Schiene gerechnet.

Die Lagerung von Steinkohle wird in Kap.VI.8.6 näher beschrieben. Es wird angenommen, dass aufgrund der genau definierten Koksqualität relativ grosse Kokskohlezwischenlager betrieben werden. Obwohl 60 % des Koks in Bergbau-Kokereien verarbeitet wird, soll im Durchschnitt angenommen werden, dass 50 % der Kohle wie in Kap.VI.8.6 gelagert wird und entsprechende Emissionen verursacht werden.

Verkokung

Während die Hochtemperatur-Verkokung ursprünglich ausschliesslich wegen des Koks durchgeführt wurde, ist heute die Nachfrage nach dem Koppelprodukt Kokereigas grösser als jene nach Koks.

Die Entgasung wird in vier Schritte unterteilt:

- Vorentgasung (bis 375°C)
Verdampfung des Wassers; Entweichen der physikalisch gebundenen Gase N₂, O₂ und CH₄, erste Spaltprodukte (Alkane, Alkene, Acetylene)

- **Mittelentgasung (375 bis 425°C)**
Kohle wird plastisch; Spaltung weiterer Kohlenwasserstoffe (Alkene, Aromaten) und entweichen von Wasserstoff.
- **Hauptentgasung (425°C bis 450°C)**
Wiederverfestigung der Kohle; Bildung von Alkenen, Naphthenen und Phenolen.
- **Nachentgasung (450 bis 1'000°C)**
ab 500°C Urteer cracking; Bildung von Ammoniak, Aromatisierung, Benzolbildung

Diese Vergasungsstufen werden in schmalen, langen und hohen Koksöfen durchlaufen. Pro Ofen können in einer Charge je nach Typ 30 bis knapp 50 t Koks produziert werden. 120 bis 180 solcher Öfen werden typischerweise in einer Kokerei installiert. Eine Charge braucht für das Durchlaufen der Verkokungsphasen rund 20 h.

Bei der Hochtemperaturverkokung können typischerweise folgende Produkte erwartet werden <Schmidt et al. 1981>:

Koks	79 Gew.-%
Rohteer	3 Gew.-%
Rohbenzol	1 Gew.-%
Ammoniak	0.2 Gew.-%
Schwefel	0.1 Gew.-%
Reaktionswasser	4 Gew.-%
Gas und Verluste	12.7 Gew.-%

Wertstoffgewinnung

Der Rohteer und das Kokereirohgas werden nach dem Koksofen in aufwendigen Trennanlagen in verschiedene marktfähige Chemikalien aufgetrennt. In Fig.VI.7.1 sind z. B. die möglichen Folgeprodukte der Teeraufbereitung eingezeichnet. Je nach Marktlage werden die Prozesse zur Optimierung einzelner Komponenten gesteuert.

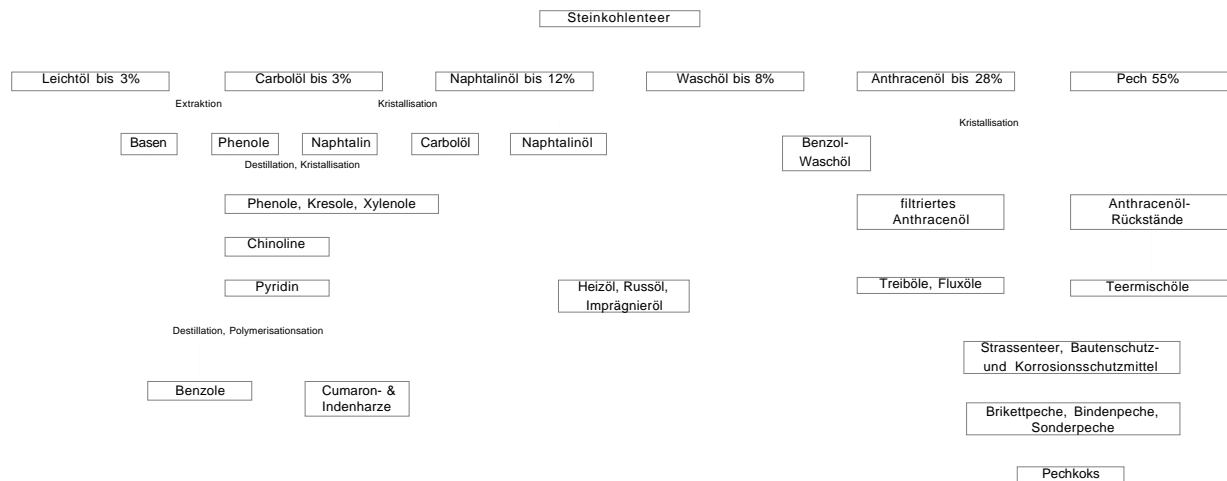


Fig.VI.7.1: Aufbereitung des Steinkohlenhochtemperaturteers nach Franck und Collin <Schmidt et al. 1981>

Aus der Gasaufbereitung können ebenfalls diverse Grundstoffchemikalien gewonnen werden (Fig.VI.7.2).

Für die Bilanzierung von Koks stellt sich nun die Frage nach der durchschnittlichen Anlage und nach der Aufteilung von Energieaufwand und Emissionen auf die verschiedenen Produkte.

Bei den meisten Koppelprodukten handelt es sich um nachgefragte Güter, welche teilweise sogar wichtiger als der Koks sind. Eine Behandlung als Koppelproduktion drängt sich daher auf.

Grundsätzlich stehen die Aufteilung nach Energie, Exergie, Molverhältnis, Gewicht und Erlös zur Verfügung, wenn die Aufwendungen und die Emissionen nicht prozessspezifisch den einzelnen Produkten zugeordnet werden können. Da die Informationen zu den Einzelprozessen zu wenig gut sind, soll eine globale Zuordnung vorgenommen werden.

Die Aufteilung nach Mol oder Exergie führt hier nicht zum Ziel. Abschätzungen für die Zuteilung nach Energieinhalt, Gewicht (Wasser als Abprodukt) und Erlös mit Angaben aus <Tippmer 1988>, <Benthaus et al. 1978> und <AGEB 1991> ergaben Belastungen für den Koks zwischen 76 und 83 % (siehe für die Allokation nach Energie Tab.VI.7.3). Die Bewertung der Koppelprodukte Gas und Teer variiert dabei stärker. Da die Koppelprodukte nicht näher untersucht werden sollen und können, wird für die weiteren Berechnungen von einer 80 %-Allokation der Aufwendungen und Belastungen zur Koksproduktion gerechnet.

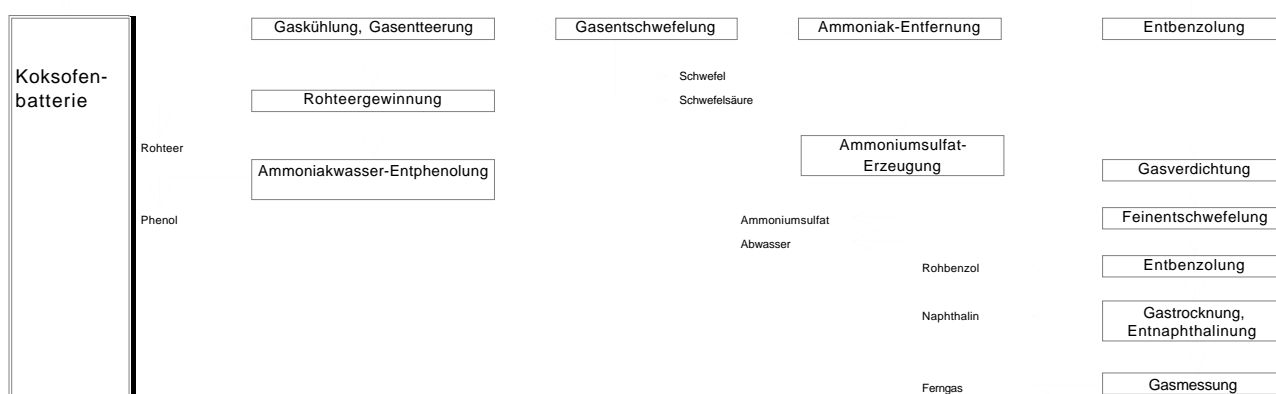


Fig.VI.7.2: Fließschema der Koksofengasbehandlung <Schmidt et al. 1981>

7.3.2 Energieträgerbilanz und Energieverbrauch

In <DGMK 1992>, <AGEB 1991> und <Geiger et al. 1990> sind detaillierte Angaben zum Energieverbrauch von Kokereien zu finden. In <DGMK 1992> wird dabei zwischen Bergbau- und Hüttenkokereien unterschieden. Bergbaukokereien werden überwiegend mit Koksofengas (Starkgas) befeuert, während Hüttenkokereien in einem engen Gasaustausch mit den Hochöfen stehen und deshalb vorwiegend Gichtgas (Schwachgas) einsetzen. Der Energieaufwand ist bei den Hüttenkokereien leicht höher, da bei höheren Temperaturen mit niederwertigem Gas (bzgl. Heizwert) gearbeitet wird.

Die Interpretation von Tab.VI.7.3 ergibt, dass zur Produktion von 1 TJ Koks insgesamt rund 1.42 TJ Energie in Form von Kohle, verschiedenen Gasen und weiteren Brennstoffen eingesetzt werden. Als Koppelprodukte entstehen zusätzlich Produkte mit einem Heizwert von 0.254 TJ. 80 % des Gesamtaufwandes von 1.4175 TJ sind dem Koks anzurechnen, was damit einen spezifischen Energieverbrauch von 134 GJ/TJ Koks (3.83 GJ/t) ergibt (plus 1 TJ im Koks). Dieser Wert stimmt auch recht gut mit den Angaben von <Geiger et al. 1990> überein.

	Input Deutschland	Output Deutschland		spez. Input	spez. Output	
	1000t SKE	1000t SKE	%	TJ	TJ	%
Steinkohle	22575			1.294		
Klärschlamm	125			0.0072		
Petrolkoks	959			0.055		
Gichtgas	689			0.0395		
Strom	103			0.0059		
Koks	135	17581	75.3		1	79.8
Teer		900	3.9		0.052	4.1
Koksgas	1327	4633	19.8		0.189	15.0
Benzol		248	1.1		0.014	1.1
Erdgas	257			0.0147		
Grubengas	21			0.0012		
Total	26'170	23'362	100.0	1.4175	1.254	100.0

Tab.VI.7.3: Energiebilanz der Kokereien in den alten Bundesländern für das Jahr 1990 <AGEB 1991>. Für die Angabe der spezifischen Aufwände wurde der Koksaustritt auf 1 TJ normiert, wobei Koksinput und Koksgas für die Unterfeuerung zuvor intern verrechnet wurden.

Der Energiebedarf für die Kokereien besteht einerseits aus dem meist ausgewiesenen Unterfeuerungsbedarf und andererseits aber auch aus der direkten Umsetzung der Kokskohle. Wie bereits in Tab.VI.7.3 erläutert, werden für die Unterfeuerung diverse Brennstoffe eingesetzt, welche teilweise auch als Abprodukte gelten können (Klärschlamm, Gichtgas). Um die vielfältigen Allokationsfragen zu umgehen, werden hier nur Kokereien mit reiner Koksofengasbefuerung und Dampferzeugung untersucht, wie sie in Bergbau-Kokereien anzutreffen sind. Die Differenz in Tab.VI.7.4 zwischen Input und Output entspricht dem Energieverbrauch in der Kokerei.

	Heizwert	ohne Allokation pro t Koks	ohne Allokation GJ/t Koks	mit Allokation pro t Koks	mit Allokation GJ/t Koks
Input					
Steinkohle	29.2 MJ/kg	1.38 t	40.3	1.1 t	32.24
Strom		47 kWh	0.17	37.6 kWh	0.136
Output					
Koks feucht	28.6 MJ/kg	1 t	28.6	1 t	28.6

Tab.VI.7.4: Energiebilanz einer virtuellen Kokerei mit reiner Koksofenbeheizung bei einem insgesamt identischen Energieaufwand wie die durchschnittliche Kokerei in den alten Bundesländern Deutschlands (Tab.VI.7.3). Im Falle mit Allokation wurden lediglich 80 % der Aufwendungen dem Koks angelastet.

<Eisenhut 1990> gibt den Wirkungsgrad der heutigen Kokereien mit 35 % an. In Zukunft wären gemäss gleicher Quelle unter Einsatz von Wärmerückgewinnung, optimaler Regelung und optimierter Bauweise Wirkungsgrade bis 65 % realisierbar, womit der Energieaufwand fast halbiert werden könnte. Solche Verbesserungen können allerdings nur bei Neubauten realisiert werden.

7.3.3 Emissionen in die Luft

Kokereien stehen seit langem wegen den gasförmigen Emissionen im Kreuzfeuer der Kritik. Durch die Vielfalt an kanzerogenen Stoffen erkrankten früher Kokereiarbeiter sehr häufig an Krebs, was schon früh nachgewiesen wurde. In Deutschland liegen die Kokereien oft nahe von Wohngebieten, was die Emission von geruchsintensiven Aromaten, Ammoniak- und Schwefelverbindungen zu einem wichtigen Störfaktor machten. Aufgrund dieser Situation wurden zumindest in Deutschland die Kokereien ständig verbessert und Rückhalteeinrichtungen gebaut. Die in Tab.VI.7.5 angegebenen Emissionen entsprechen westdeutschen Verhältnissen und dürften weder dem europäischen noch dem weltweiten Durchschnitt entsprechen, da die westdeutschen Kokereien besonders hohe Umweltstandards erfüllen.

In <LNRW 1993> sind alle Kokereien des Landes Nordrhein-Westfalen zusammengestellt, welche im Jahr 1993 zusammen rund 9 Mt Koks erzeugen und damit rund 70 % der deutschen Koksproduktion abdecken <Hein 1993>. Die einzelnen Werke emittieren jeweils sehr unterschiedliche Schadstoffmengen. Abweichungen der spezifischen Emissionen alleine in Europa um Faktor 10 sind keine Seltenheit wie Anhang A7.1 zeigt (Ausnahme SO₂ und NO_x). Das gewichtete Mittel wurde hier meist als repräsentativ angenommen; Ausnahmen werden hier kurz diskutiert.

Die CO₂-Emissionen berechnen sich nach Tab.VI.7.4 und den Angaben für Fettkohle aus <DGMK 1992>. Demnach wird mit der Kokskohle 836 kg Kohlenstoff pro Tonne Koks einge-

bracht und mit dem Koks 817 kg wieder ausgebracht. Die Differenz von 19 kg entspricht einem Emissionsfaktor von 70 kg CO₂/t Koks. Der Kohlenstoff im CO, NMVOC und im Methan muss davon noch subtrahiert werden, womit ein Nettoemissionfaktor von 68 kg CO₂/t Koks resultiert.

	diese Studie	diese Studie
	g/t Koks	kg/TJ Koks
		Hu=28.6MJ/kg
CO ₂	68'000	2'380
CO	800	27.97
SO ₂	344	12.03
NO _x	688	24.06
NH ₃	5.6	0.20
H ₂ S	40	1.40
HCN	0.08	0.0028
NMVOC (Rest)	80	2.80
CH ₄	28	0.98
Ethan	14.4	0.50
Propan	7.2	0.25
Ethen	44	1.54
Acethen	1.44	0.05
Propen	2.88	0.10
C ₄ + Alkene	1.44	0.05
BaP	0.050	0.0017
Benzol	7.2	0.25
Toluol	1.44	0.05
Partikel	120	4.20
Cd	0.004	0.00014
Pb	0.04	0.00140
As	0.0024	0.00008
Hg	0.0008	0.00003

Tab.VI.7.5: Schadstoffemission einer Kokerei in die Luft. Quellen siehe Anhang VI.7.1. Die Allokation auf den Koks (80 %) wurde hier bereits durchgeführt.

Für die CO-Emissionen musste ein Durchschnitt aus den sehr widersprüchlichen Angaben in <UBA 1989> und anderen Quellen (Anhang VI.7.1) gewählt werden. Die Emissionen für Methan wurden gegenüber <LNRW 1993> fast verdoppelt, da <DGMK 1992> wesentlich höhere Emissionen angibt. Aufgrund der hohen Angaben für VOC wurde zusätzlich eine Gruppe der NMVOC eingeführt. Der gewählte Wert entspricht der Ergänzung zu <Rantz et al. 1990> und liegt unter dem Durchschnittswert, welcher von <UBA 1989> angegeben wurde. <Corinair 1991b> gibt noch wesentlich höhere Werte (1 kg CH₄/t, 2 kg NMVOC/t) als <Corinair 1991> oder auch <Corinair 1992> an, welche wiederum wesentlich über den gewählten liegen. Das Profil wurde aus <Corinair 1992> übernommen (18 % Aethan, 9 % Propan, 55 % Aethen, 1.8 % Aceten, 3.6 % Propen, 1.8 % C₄+ Alkene, 9 % Benzol, 1.8 % Toluol).

Die BaP-Emissionen als Stellvertreter für die PAK-Emissionen wurden von <Eisenhut et al. 1993> übernommen. Wie <Bernert et al. 1988> allerdings zeigen konnten, macht das BaP am kanzerogenen Gesamtwirkungspotential nur wenige Prozent aus.

Bei den Spurenelementemissionen wurden die Faktoren für 1995 aus <UBA 1989> übernommen, obwohl diese Liste natürlich mit anderen flüchtigen Spurenelementen ergänzt werden müsste. Diese Ergänzung wird hier nicht vorgenommen, da bei den Feuerungen (Kap.VI.10) angenommen wurde, dass die Spurenelement-Inventare noch weitgehend vorhanden sind. In <Münch et al. 1992> sind Spurenelementemissionsfaktoren angegeben, welche noch wesentlich über jenen von <UBA 1989> liegen.

Die in <Sloss 1993> zitierten Werte (Anhang VI.7.1) liegen generell deutlich über den verwendeten Angaben und zeigen die mögliche Größenordnung bei einem Weltdurchschnitt.

Die unteren Angaben von <LNWR 1993> und die "best available technology (BAT)"-Daten aus <UBA 1989> zeigen das verbleibende Verbesserungspotential, welches allerdings aufgrund der geringen Erneuerungsrate noch lange nicht ausgeschöpft werden kann.

Ausserdem soll durch Transport und Umlad eine Staubemission von 0.1 % (1.1 kg/t = 40 kg/TJ) angenommen werden. Zu Lachgas-, Dioxin/Furan- und radioaktiven Emissionen sind keine Messungen bekannt. Diese Emissionen können jedoch nicht ausgeschlossen werden, hier jedoch nicht bilanziert.

7.3.4 Emissionen ins Wasser

Die Abwässer der Kokereien gehören wegen ihres Gehaltes an Phenolen, Cyaniden, Ammonium- und Schwefelverbindungen und weiteren organischen und anorganischen Begleitstoffen zu den Industrieabwässern, welche weitgehend gereinigt werden müssen.

Bei der modernen Trockenkühlung fallen neben wenig Kondensat keine Abwässer mehr an. Die Nasskühlung entspricht jedoch heute noch der relevanten Anlagenbetriebsweise.

Angaben zu eingeleiteten Abwässern und Schadstofffrachten sind nur sehr spärlich vorhanden. <Baum 1988> geht von 500 bis 600 l Löschwasser pro Tonne Kohle aus. <Sloss 1993> verwendet für die Umrechnung von Konzentration auf Fracht 300 l Abwasser pro Tonne Koks. Die detaillierteste Beschreibung ist in <Tippmer 1988> zu finden. Für den relevanten Basisfall werden rund 1'570 l Wasser/t Koks verbraucht. Als stark belastetes Abwasser werden 190 l/t, als schwach belastetes 165 l/t und als zusätzliches Frischwasser in die Abwasserreinigung 240 l/t Koks genannt. Die restlichen 975 l/t Koks verdampfen.

			Quelle
Stromverbrauch	kWh/ t Koks	0.85	Tippmer 1988
NaOH-Verbrauch	kg/ t Koks	2	Tippmer 1988
H ₃ PO ₄ -Verbrauch	kg/ t Koks	0.14	Tippmer 1988
FeCl ₃ -Verbrauch	kg/ t Koks	0.06	Tippmer 1988
Totale Abwassermenge	kg/ t Koks	600	Tippmer 1988
Salze	kg/ t Koks	3.1	Tippmer 1988
davon NaCl *	kg/ t Koks	2.3	Tippmer 1988
Schlamm	kg/ t Koks	0.23	Tippmer 1988
NH ₃	kg/ t Koks	<0.018	Tippmer 1988
H ₂ S	kg/ t Koks	<0.003	Tippmer 1988
HCN	kg/ t Koks	<0.003	Tippmer 1988
Benzol/Toluol/Xylol	kg/ t Koks	<0.00006	Sloss 1993
PAK	kg/ t Koks	0.00002	Sloss 1993

Tab.VI.7.6: Aufwendungen in der Abwasserreinigung und Emissionen ins Wasser für Kokereien. Die Allokation auf den Koks (80 %) wurde noch nicht durchgeführt. * als 0.9 kg Na⁺ und 1.4 kg Cl⁻

Für das Normverfahren werden in <Tippmer 1988> typische Aufwendungen und Emissionen für die Abwasserreinigung angegeben (Tab.VI.7.6). In <Sloss 1993> sind zudem Konzentrationsangaben für einige Kohlenwasserstoffe angegeben, welche sich auf deutsche und holländische Anlagen resp. Grenzwerte beziehen. Diese Abwasserbilanz ist allerdings unvollständig, dürften doch eine Vielzahl von Schadstoffen auch im Reinwasser noch vorhanden sein.

7.3.5 Feste Abprodukte

In den gesichteten Quellen wird selten von festen Abfällen gesprochen, da das Ziel besteht, sämtliche Fraktionen in marktfähige Produkte zu wandeln. Wenn auch angenommen werden muss, dass dies unter heutigen wirtschaftlichen Bedingungen nicht immer möglich ist, soll hier trotzdem auf eine Abschätzung verzichtet werden.

Demnach fallen nur Schlämme aus der Wasseraufbereitung und Abbruchmaterialien an.

Schlamm in Deponie	0.2 kg/t Koks
Beton in Deponie	6 kg/t Koks
Mineralwolle und Kunststoffe in Deponie	0.12 kg/t Koks
Stahl ins Recycling	2 kg/t Koks

Die Abtransporte werden mit 20 km LKW berücksichtigt.

7.4 Direkte Einwirkungen Steinkohlenbrikett

7.4.1 Prozessbeschreibung

Durch das Verpressen von feinteiliger, körniger oder pulvriger Kohle erhält man Briketts. Üblicherweise werden Steinkohlenbriketts mit Zusätzen versetzt, damit eine genügend hohe Festigkeit erreicht wird.

Ess- und Magerkohlen, aber auch Anthrazit werden für die Brikettierung eingesetzt. Der Anteil der flüchtigen Bestandteile muss dabei unter 15 % liegen, da sonst eine Vorbehandlung nötig ist. Als Bindemittel können organische (Steinkohlenteerpech, Harze, Asphalt, Bitumen, Sulfitablauge, Melasse, Stärke) oder anorganische (Sorelzement, Ton, Kalk) Stoffe zum Einsatz kommen <Schmidt et al. 1981>. Der Anteil der Bindemittel beträgt typischerweise 5 bis 10 %. Die Verpressung erfolgt in Pressen unterschiedlichster Bauart bei Drücken um 500 bar.

Die Brikettierung bei niedrigen Temperaturen erfolgt unter 100°C und benötigt immer Bindemittel, während die Heissbrikettierung (450 bis 520°C) auch ohne Bindemittel auskommen kann (z.B. Ancit).

Im weiteren wird nur noch die Kaltbrikettierung mit Bitumen als Bindemittel bilanziert. Es wird von einem Bitumengehalt von 7 % ausgegangen, womit ein Bedarf von 70 kg/t Brikett resultiert.

<Fritsche et al. 1992> nimmt für das Pressen einen Kraftbedarf von 1 GJ/TJ an, was hier mangels anderer Angaben übernommen wird. Für das Aufheizen der Brikettkohle auf rund 80°C wurde in <Fritsche et al. 1992> ein Wärmebedarf von ebenfalls 1 GJ/TJ angenommen. Ausgehend von Brikettierkohlen mit einem Wassergehalt von 9 % muss auch bei Berücksichtigung der Bitumenzugabe Wasser ausgetrieben werden. Eine Abschätzung des Wärmebedarfs ergibt rund 6 GJ/TJ und soll hier weiterverwendet werden.

Gemäss <Allhorn et al. 1984> werden üblicherweise Feuergas-Gleichstrom-Trommeltrockner eingesetzt. Die Eintrittstemperatur der Heizgase beträgt 700°C. Da für diese spezielle Feuerungsart keine Daten vorliegen, muss der Wärmebedarf mit der in Kap.VI.10 bilanzierten Industrie-Steinkohlefeuerung gedeckt werden. Da der Wärmebedarf relativ gering ist, sollten dadurch keine allzu grossen Fehler entstehen.

In <Fritsche et al. 1992> wird zusätzlich von einem Verlust von 0.5 % der Einsatzkohle durch Abrieb ausgegangen. Obwohl für diese Angabe keine Quelle genannt wurde, soll sie hier verwendet werden, da auch Staubemissionen und Filterasche entstehen. Zusätzlich wird angenommen, dass 50 % der Kohle zwischengelagert werden muss mit den Emissionen aus Kap.VI.8.6. Für Umschlag, Transport und Lagerung wird total ein Staubemissionsfaktor von 0.1 % angenommen (siehe Kap.VI.8.5).

Bitumenbedarf	70 kg/t	2'230 kg/TJ	Hu = 29.2 MJ/kg, W=9%
Magerkohle	985 kg/t	31'370 kg/TJ	
Transport Zug	50 tkm/t	1'680 tkm/TJ	
Stromverbrauch UCPTe Mittelspannung	8.7 kWh/t	0.001 TJe/TJ	
Wärme Stk-Industriefeuerung	236 MJin/t	0.0075 TJin/TJ	
Abwärme in Luft	270 MJ/t	0.0085 TJ/TJ	

Tab.VI.7.7: Bilanzdaten für die Steinkohlenbrikettproduktion (bitumengebunden), Annahmen im Text

7.4.2 Emissionen in die Luft

Angaben über die Ausgasung von Kohlenwasserstoffen liegen keine Angaben vor, obwohl anzunehmen ist, dass bei 80°C verschiedene Gase austreten. Es wird hier deshalb nur die Staubemission gemäss <UBA 1989> für bitumengebundene Briketts von 180 g Staub/ t Brikett (= 6 kg/TJ) verbucht. Zusätzlich kommen die 0.1 % Staub (0.985 kg/t = 30 kg/TJ) aus den vorgelagerten Prozessen. Die Zusammensetzung dieses Staubes dürfte jener der Briketts nahekommen.

7.4.3 Emissionen ins Wasser

Gemäss <Allhorn et al. 1984> werden allfällige Kühl- und Sprühwässer im Kreislauf geführt. Es werden deshalb weder Wasserbedarf noch Wasseremissionen berücksichtigt.

7.4.4 Feste Abprodukte

Aus dem eigentlichen Betrieb werden die 0.5 % Abrieb als Filterasche erfasst (5 kg/t = 160 kg/TJ).

Ausserdem muss die anteilige Anlagenentsorgung eingerechnet werden, wobei die Mengen so gering sind, dass nur der Beton (0.3 kg/t = 10 kg/TJ) berücksichtigt wird.

7.5 Direkte Einwirkungen Braunkohleprodukte

7.5.1 Prozessbeschreibung

Es werden hier im speziellen die Veredelungsbetriebe der Rheinbraun AG in Deutschland untersucht.

Gemäss <Rheinbraun 1993> wurden im Geschäftsjahr 91/92 rund 6.2 Mio.t Trockenkohle hergestellt, woraus 2.6 Mio.t Brikett und Granulate, 2.6 Mio.t Staub, 0.4 Mio.t Wirbelschichtkohle und 0.2 Mio.t Koks produziert wurden.

Im weiteren werden nur noch die Trockenkohle- und die darauf folgende Brikett- und Staubproduktion betrachtet.

Die Rohbraunkohle mit 55 bis 60 % Wassergehalt wird nach einer Zerkleinerung in Röhrentrocknern auf Wassergehalte unter 20 % getrocknet. Die Rheinbraun AG setzt an den drei Veredelungsstandorten Grubenkraftwerke mit Wärmekraftkoppelung ein. Der Frischdampf (180 bar, 525°C) wird in einer ersten Hochdruckturbine auf Trockendampf (5 bar, 180°C) entspannt, welcher anschliessend in den Röhrentrocknern kondensiert wird. Die Kraftwerke sind wärmegeführt und liefern zusätzlich Strom ans öffentliche Netz. Je nach Rohkohlenwassergehalt müssen den Trocknern zwischen 1 und 1.8 t Dampf pro Tonne produzierter Trockenbraunkohle zugeführt werden <Schwirten 1988>.

Aus den weitreichenden Informationen in <DGMK 1992>, <Schwirten 1988>, <Böcker et al. 1988>, <Rheinbraun 1993>, <Lambertz et al. 1992>, <Böcker et al. 1992> und <Fritsche et al. 1992> konnten zum Teil sich widersprechende Aussagen abgeleitet werden.

<Schlösser 1993> bestätigte die in <DGMK 1992> genannten Rohkohlenverbräuche von 115 GJ/TJ Brikett resp. 126 GJ/TJ Staub. In diesen Werten ist die gesamte Stromerzeugung der Grubenkraftwerke mitenthalten. Gemäss <Schlösser 1993> werden insgesamt 110 kWh/t Produkt als Eigenbedarf benötigt, während rund 67 kWh/t Produkt ans Netz abgegeben werden. Wird der obere Heizwert der Rohkohle eingesetzt, kann gezeigt werden, dass diese Verbräuche dem spezifischen Energiebedarf für die Beheizung der Röhrentrockner von 3 MJ/kg Wasser <Böcker et al. 1992> etwa entspricht. In den neuen Bundesländern Deutschlands wird für die Briketts mit einem Strombedarf von lediglich 35 kWh/t Brikett gerechnet <Fritsche et al. 1992>.

In Tab.VI.7.8 wird nun mit den vorhandenen Daten eine Abschätzung vorgenommen. Der Rohkohlenbedarf wurde aufgrund einer Massenbilanz der wasser- und aschefreien Substanz erstellt, wobei berücksichtigt wurde, dass 0.5 % <Fritsche et al 1992> als Abrieb zugeschlagen werden müssen. Der Wärmeenergiebedarf wurde aus <DGMK 1992> und <Schlösser 1993> übernommen. Wegen dem gegenüber dem unteren Heizwert deutlich höheren oberen Heizwert liegt die Energieausbringung auf Basis des unteren Heizwertes sogar über dem Input.

Es stellt sich nun die Frage, wie die Wärmeenergie und der Strom bilanziert werden sollen. Aus <Lambertz et al. 1992> sind einzelne Emissionsfaktoren der Grubenwerke bekannt. Es wird das Trockenadditivverfahren, primäre Stickoxidminderung und Elektrofilter eingesetzt. Trotzdem fehlen noch diverse Angaben, um eine Grubenkraftwerksbilanzierung zu ermöglichen.

		Brk-Briketts	Brk-Staub		Brk-Briketts	Brk-Staub
Rohkohlenbedarf	t/t	1.96	2.16	t/TJ	100.5	99.6
Wärmeenergiebedarf ab Grubenkraftwerk	GJ/t	2.24	2.73	TJw/TJ	0.115	0.126
Stromrückspeisung ans Netz	kWh/t	67	67	TJe/TJ	0.012	0.011
Strom aus Brk-Kraftwerk in D (Kap.VI.9)	GJin/t	1.76	2.25	TJin/TJ	0.091	0.104

Tab.VI.7.8: Bilanzdaten für die Braunkohlen-Brikett- und -Staubproduktion, Annahmen im Text, Allokation bereits durchgeführt.

Es wird deshalb auf das durchschnittliche 'Braunkohlekraftwerk Deutschland' aus Kap.VI.9 zurückgegriffen, welches allerdings ohne Wärme-Kraft-Kopplung betrieben wird. Das Grubenkraftwerk wird mit einem Gesamtwirkungsgrad von rund 85 % betrieben, wobei aufgrund der Dampfparameter die Stromerzeugung einen Wirkungsgrad von 15 % und die Wärmeerzeugung von 70 % haben dürfte. Die Wärme muss deshalb ebenfalls berücksichtigt und belastet werden. Für diese Zuteilung sind verschiedene Modelle (nach Exergie, Enthalpie, Substitution etc.) denkbar. Aufgrund des Temperaturniveaus der Wärmenutzung wird die Wertigkeit von Wärme gegenüber Strom zu 50 % eingesetzt, womit pro TJ_e 2 TJ_{in} und pro TJ_w ein TJ_{in} nötig sind. Der Wärmeenergiebedarf ist bereits auf den Brennstoff bezogen. Davon wird die Netzeinspeisung mit doppelter Wertigkeit abgezogen. Der resultierende Brennstoffverbrauch wird als Anknüpfungsgrösse an das deutsche Braunkohlekraft-Modul (Kap.VI.9) verwendet.

7.5.2 Emissionen in die Luft

Neben den eigentlichen Grubenkraftwerksemissionen sind vor allem Staubemissionen aus Mahl- und Trockenprozessen und allfällige Ausgasungen bei der Trocknung und Mahlung zu erwarten. <DGMK 1992> zitiert Messungen zu Methanemissionen hinter Trocknern, welche nicht über den Umgebungskonzentrationen lagen. Es wird hier deshalb angenommen, dass keinerlei VOC-Emissionen entstehen.

In Tab.VI.7.9 sind einige Staubemissionsdaten aufgelistet. Die Angaben von <Engelhard 1988> und <Lambertz et al. 1992> dürften dabei vorwiegend die Emissionen des Röhrentrockners erfassen, während in <UBA 1989> auch Emissionen der Anlieferung und weitere diffuse Emissionen enthalten sind. Aufgrund der hohen Feuchte staubt Braunkohle wesentlich weniger als Steinkohle, wie ein Vergleich mit Kap.VI.8 zeigt.

Für die weiteren Rechnungen wird ein Wert von 0.2 kg/t Produkt (resp. 10 kg/TJ Produkt) eingesetzt, womit den in <UBA 1989> möglicherweise noch nicht berücksichtigten neuen Filtern Rechnung getragen und gleichzeitig die ganze Anlieferung und Vorzerkleinerung einbezogen wird. Dieser Staub enthält die Spurenelemente gemäss Tab.VI.7.1, da keine Anreicherung stattfindet.

			Quelle
Staub	kg/t Trockenkohle	0.09	Lambertz et al. 1992
Staub	kg/t Staub	0.4	UBA 1989
Staub	kg/t Brikett	0.4	UBA 1989
Staub	kg/t Dampf	0.07	Engelhard 1988
Partikel	kg/t Produkt	0.2	dieses Projekt
Methan	kg/t Produkt	0	DGMK 1992

Tab.VI.7.9: Emissionen in die Luft für die Braunkohlen-Brikett- und -Staubproduktion, Annahmen im Text

7.5.3 Emissionen ins Wasser

Pro Tonne Trockenkohle wird rund 1 t Wasser verdampft. Für den ganzen Komplex Kraftwerk/Fabrik fallen rund 300 l Wasser pro Tonne Produkt an <Engelhard 1988>, wobei die Zuordnung zu diskutieren ist. Gemäss <Engelhard 1988> fallen die Abwässer nämlich im wesentlichen in folgenden Bereichen an:

- Regenerier- und Abschlammwässer der Kraftwerke
- Abwässer aus der hydraulischen Kesselentaschung
- Abwässer der Nassentstaubungsanlagen

- Abspritzwässer aus der Anlagenreinigung

In Absetzbecken und Klärteichen müssen folgende Konzentrationen erreicht werden:

Abfilterbare Stoffe	50 mg/l
CSB-Wert	50 mg/l

Die gesamte Abwasserfrage wird in Kap.VI.9 behandelt, da es sich vor allem um Kraftwerks-spezifische und nicht um Veredelungs-spezifische Abwässer handelt.

Da mit der Verknüpfung mit dem Braunkohlekraftwerk der Wasserverbrauch bereits bilanziert wird, entfällt hier ein entsprechender Verbrauch.

7.5.4 Feste Abprodukte

Aus dem eigentlichen Betrieb werden die 0.5 % Abrieb als Filterasche erfasst (5 kg/t Rohkohle = 500 kg/TJ für Brikett, 600 kg/TJ für Staub).

Ausserdem muss die anteilige Anlagenentsorgung eingerechnet werden, wobei die Menge so gering sind, dass nur der Beton berücksichtigt wird.

7.6 Flächenbeanspruchung

Zum Flächenbedarf sind leider nur wenige Informationen greifbar, was durch die Koppelproduktion in Kokereien und der Braunkohlenveredelung noch zusätzlich erschwert wird.

Für die neue Kokerei Kaiserstuhl III werden in <RAG 1992> 28.4 ha Flächenbedarf angegeben. Es wird angenommen, dass der resultierende spezifische Flächenbedarf von 0.14 m²a/t eher eine untere Abschätzung darstellt, da sich Kaiserstuhl III durch sehr grosse Öfen auszeichnet. Da aber auch der Flächenbedarf für Umwelttechnik ständig wächst, soll mit diesem Wert, unter Berücksichtigung der 80 %-Allokation zum Koks, gerechnet werden. Darin sind auch kleinere Zwischenlager eingeschlossen.

Da die Fläche bereits zuvor bebaut war und in der Industriezone liegt, wird lediglich eine Beanspruchung von Kat. III auf Kat. IV berücksichtigt. Zur Berücksichtigung von Bau- und Abbruchzeit wird ein Zuschlag von 10 % angesetzt. Gemäss Teil III sind für Umwandlungsanlagen keine Rekultivierungszeiten vorzusehen.

Steinkohle-Brikettfabriken und Braunkohleveredelungsanlagen brauchen wesentlich weniger Flächen, da die Aufenthaltszeit in den Trocknern gegenüber Kokereien viel kürzer ist und keine "Chemieanlagen" mitbetrieben werden. Analog zu Kap.VI.7.2 wird von 5 % des Aufwandes pro Tonne ausgegangen.

Flächenbeanspruchung	Kat III -> IV	Kat III -> IV
	m ² a/t	m ² a/TJ
Steinkohlen-Koks	0.12	4.3
Steinkohlen-Brikett	0.006	0.2
Braunkohlen-Brikett	0.006	0.3
Braunkohlenstaub	0.006	0.3

Tab.VI.7.10: Flächenbeanspruchung für verschiedene Kohleprodukte

Aufgrund der sehr hohen Emissionen ist anzunehmen, dass Standorte von alten Kokereien, aber auch den anderen Veredelungsbetrieben stark belastet sind und als Altlasten-Standorte gelten müssen, was hier jedoch nicht weiter betrachtet wird, da die Anlagen in den alten Bundesländern Deutschlands heute so betrieben werden, dass solche Altlasten nicht mehr entstehen.

7.7 Unfälle/ Störfälle

Kokereien stellen ein grosses Potential für Un- und Störfälle dar, da eine Vielzahl von Prozessen parallel ablaufen und teilweise entsprechend parallel geregelt werden müssen. Ausfälle einzelner Anlagenteile führen nicht zu einer Gesamtabschaltung, womit auch entsprechende Zusatzemissionen

zu erwarten sind. Leider liegen weder zur Häufigkeit noch zu den Auswirkungen solcher Störfälle auswertbare Informationen vor. Die statistischen Undichtheiten von Ofentüren sollten in den Emissionsfaktoren von Kap.VI.7.4 bereits berücksichtigt sein.

Es werden auf einer Kokerei verschiedene umweltgefährdende Stoffe (Ammoniak, Benzol, etc.) in grossen Mengen gelagert. Bei entsprechenden Störfällen sind somit relevante Emissionsmengen zu erwarten, welche auch die durchschnittlichen Emissionfaktoren massiv erhöhen würden.

Bei der Brikettierung und Staubkohlenproduktion können vor allem durch Defekte in der Entstaubung umweltrelevante Emissionen entstehen. Die Erhöhung des durchschnittlichen Emissionsfaktors durch diese Zwischenfälle dürfte im Rahmen der allgemeinen Schwankungen untergehen.

Durch die vielen Prozesse mit hoher Staubentwicklung kommen auch Staubexplosionen vor, welche allerdings vor allem indirekt umweltrelevante Auswirkungen hervorrufen, wenn z. B. Lagertanks Leck schlagen.

7.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab.VI.7.11 und 12 sind die Daten aus den vorangehenden Unterkapiteln auf 1 TJ Heizwert normiert zusammengefasst. Wie erwähnt wurden für die Staubemissionen die Spurenelementkonzentrationen aus Kap.VI.7.1 eingesetzt.

pro TJ unterer Heizwert		Steinkohle-Koks	Steinkohlen-Briketts	Infra Stk-Koks	Infra Stk-Briketts
Hauptprodukt	t	35	31.8		
Infra Steinkohlekoks #	TJ	1			
Infra Steinkohlen-Briketts #	TJ		1		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT #	TJ	0.0048025	0.000996	8.75E-05	4.00E-06
Beton (ohne Armierungseisen) #	kg			200	10
Eisensulfat #	kg	2			
Mineralwolle #	kg			3.5	0.16
Natronlauge NaOH #	kg	56			
PE (HD) #	kg			0.7	0.03
Phosphorsäure #	kg	4			
Stahl hochlegiert #	kg			0.6	0.03
Stahl niedriglegiert #	kg			5.6	0.3
Stahl unlegiert #	kg			56	3
Wasser entkarbonisiert #	kg	43900			
Transport LKW 28 t #	tkm			14	1
Transport Schiene #	tkm	1950	1680	38	
Diesel in Baumaschine #	TJ			3.50E-04	2.00E-05
Bitumen ab Raffinerie Euro #	t		2.23		
Heizöl EL in Heizung 1 MW #	TJ			3.50E-04	2.00E-05
Stk ab Bergwerk UCPT #	t	19.25	15.7		
Stk ab Lager UCPT #	t	19.25	15.7		
Industriekohlefeuerung 1-10 MW #	TJ		0.0075		
Fläche III-IV	m2a			4.3	0.2
Emissionen Luft					
Abwärme in Luft s	TJ	0.1299125	0.000996	8.75E-05	4.00E-06
Al Aluminium p	kg	0.56	0.5		
Alkene s	kg	0.05			
As Arsen p	kg	0.00033	0.00029		
As Arsen s	kg	0.00008			
B Bor p	kg	0.0018	0.0016		
Ba Barium p	kg	0.0066	0.0059		
BaP Benzo(a)pyren s	kg	0.0017			
Be Beryllium p	kg	0.000073	0.000066		
Benzol s	kg	0.25			
Br Brom p	kg	0.00036	0.00033		
Ca Calcium p	kg	0.066	0.059		
Cd Cadmium p	kg	0.00002	0.000015		
Cd Cadmium s	kg	0.00014			
CH4 Methan p	kg	0.98			
CN Cyanide s	kg	0.0028			
Co Cobalt p	kg	0.00016	0.00015		
CO Kohlenmonoxid s	kg	27.97			
CO2 Kohlendioxid s	kg	2380			
Cr Chrom p	kg	0.00066	0.00059		

Kohle, Kohleveredelung

pro TJ unterer Heizwert		Steinkohle-Koks	Steinkohlen-Briketts	Infra Stk-Koks	Infra Stk-Briketts
Cu Kupfer p	kg	0.00049	0.00044		
Ethan s	kg	0.5			
Ethen s	kg	1.54			
Ethin s	kg	0.05			
Fe Eisen p	kg	0.23	0.21		
H2S Schwefelwasserstoff s	kg	1.4			
Hg Quecksilber p	kg	0.000003	0.0000029		
Hg Quecksilber s	kg	0.00003			
I Iod p	kg	0.000066	0.000059		
K Kalium p	kg	0.066	0.059		
La Lanthan p	kg	0.00033	0.00029		
Mg Magnesium p	kg	0.2	0.18		
Mn Mangan p	kg	0.0023	0.0021		
Mo Molybdaen p	kg	0.000098	0.000088		
Na Natrium p	kg	0.033	0.029		
NH3 Ammoniak s	kg	0.2			
Ni Nickel p	kg	0.00066	0.00059		
NM VOC s	kg	2.8			
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	24.06			
P Phosphor p	kg	0.0033	0.0029		
Partikel p	kg	44.2	36		
Pb Blei p	kg	0.0013	0.0012		
Pb Blei s	kg	0.0014			
Propan s	kg	0.25			
Propen s	kg	0.1			
Sb Antimon p	kg	0.000036	0.000033		
Sc Scandium p	kg	0.00013	0.00012		
Se Selen p	kg	0.000033	0.000029		
Si Silizium p	kg	0.82	0.74		
Sn Zinn p	kg	0.000066	0.000059		
SOx als SO2 s	kg	12.03			
Sr Strontium p	kg	0.0066	0.0059		
Th Thorium p	kg	0.00013	0.00012		
Ti Titan p	kg	0.02	0.018		
Tl Thallium p	kg	0.000033	0.000029		
Toluol s	kg	0.05			
U Uran p *	kg	0.000066	0.000059		
V Vanadium p	kg	0.0013	0.0012		
Zn Zink p	kg	0.0016	0.0015		
Zr Zirkonium p	kg	0.0016	0.0015		
Emissionen Wasser					
Ammoniak als N f	kg	0.5			
Arom. KWe gesamt f	kg	0.002			
Chloride f	kg	39			
Cyanide f	kg	0.08			
Ion Natrium f	kg	25			
Polyzykl. arom. KWe f	kg	0.0006			
Salze f	kg	22			
Schwefelwasserstoff f	kg	0.08			
Beton in Inertstoffdeponie #	kg			200	10
Mineralwolle in Inertstoffdeponie #	kg	0.8		3.5	
Schlamm in Reaktordeponie #	kg	6.4			
Steinkohle-Asche in Deponie #	kg		160		

Tab.VI.7.11: Eingabetabelle in Ecoinvent. Bezugsgrösse ist 1 TJ unterer Heizwert der entsprechenden Steinkohleprodukte, # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

pro TJ unterer Heizwert		Braunkohlen-Staub	Braunkohlen-Briketts	Infra Brk-Staub	Infra Brk-Briketts
Hauptprodukt	t	46.1	51.3		
Infra Braunkohlen-Staub #	TJ	1			
Infra Braunkohlenbriketts #	TJ		1		
Rohbraunkohle ab Bergbau UCPTe #	t	111.4	110.8		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTe #	TJ			6.00E-06	6.00E-06
Beton (ohne Armierungseisen) #	kg			15	15
Mineralwolle #	kg			0.23	0.26
PE (HD) #	kg			0.05	0.05
Stahl hochlegiert #	kg			0.04	0.05
Stahl niedriglegiert #	kg			0.41	0.46
Stahl unlegiert #	kg			4.1	4.6
Transport LKW 28 t #	tkm			1	1
Transport Schiene #	tkm			1	1
Diesel in Baumaschine #	TJ			3.00E-05	3.00E-05
Heizöl EL in Heizung 1 MW #	TJ			3.00E-05	3.00E-05
Strom ab Brk-Kraftwerk in D #	TJ	0.104	0.091		
Beton in Inertstoffdeponie #	kg			15	15
Steinkohle-Asche in Deponie #	kg	600	500		
Fläche III-IV	m2a			0.3	0.3
Emissionen Luft					
Abwärme in Luft s	TJ	0.047994	0.052994	6.00E-06	6.00E-06
Al Aluminium p	kg	0.01	0.0095		
As Arsen p	kg	0.000011	0.00001		
B Bor p	kg	0.0027	0.0024		
Ba Barium p	kg	0.00022	0.0002		
Be Beryllium p	kg	0.0000089	0.0000081		
Br Brom p	kg	0.000036	0.000032		
Ca Calcium p	kg	0.045	0.041		
Cd Cadmium p	kg	0.0000014	0.0000012		
Co Cobalt p	kg	0.000033	0.00003		
Cr Chrom p	kg	0.000031	0.000028		
Cu Kupfer p	kg	0.000013	0.000012		

pro TJ unterer Heizwert		Braunkohlen- Staub	Braunkohlen- Briketts	Infra Brk- Staub	Infra Brk- Briketts
Fe Eisen p	kg	0.012	0.011		
Hg Quecksilber p	kg	0.0000022	0.000002		
I Iod p	kg	0.0000045	0.0000041		
K Kalium p	kg	0.0013	0.0012		
La Lanthan p	kg	0.0000078	0.0000071		
Mg Magnesium p	kg	0.0067	0.0061		
Mn Mangan p	kg	0.000045	0.000041		
Mo Molybdaen p	kg	0.000016	0.000014		
Na Natrium p	kg	0.002	0.0018		
Ni Nickel p	kg	0.000033	0.00003		
P Phosphor p	kg	0.000089	0.000081		
Partikel p	kg	10	10		
Pb Blei p	kg	0.000011	0.00001		
Sb Antimon p	kg	0.000036	0.000032		
Sc Scandium p	kg	0.0000011	0.000001		
Se Selen p	kg	0.0000045	0.0000041		
Si Silizium p	kg	0.11	0.097		
Sn Zinn p	kg	0.0000036	0.0000032		
Sr Strontium p	kg	0.00016	0.00014		
Th Thorium p	kg	0.0000036	0.0000032		
Ti Titan p	kg	0.00022	0.0002		
Tl Thallium p	kg	4.50E-08	4.10E-08		
U Uran p *	kg	0.0000022	0.000002		
V Vanadium p	kg	0.000078	0.000071		
Zn Zink p	kg	0.000062	0.000057		
Zr Zirkonium p	kg	0.00018	0.00017		

Tab.VI.7.12: Eingabetabelle in Ecoinvent. Bezugsgrösse ist 1 TJ unterer Heizwert der entsprechen den Braunkohleprodukte, # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

7.9 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Der Bauaufwand und der Flächenbedarf für Kokereien und für die Briketherstellung mussten abgeschätzt werden, da dazu keine Informationen vorlagen. N₂O, Dioxine und radioaktive Elemente aus Kokereien konnten mangels Literaturangaben oder Betreibermessungen nicht berücksichtigt werden.

Die Abwasseremissionen von Kokereien konnten nur ungenügend genau erfasst werden. Der Energieaufwand und die Emissionen für die Steinkohle-Brikettproduktion wurde mangels Literaturangaben abgeschätzt.

Die allenfalls relevanten Unfälle und Störfälle hauptsächlich in Kokereien konnten nicht quantifiziert und damit auch nicht einbezogen werden.

Die Emissionen in die Luft für die Kokereien und der Energieaufwand für die Braunkohleprodukte konnten auf relativ gute Quellen abgestützt werden, gelten jedoch nur für eine sehr begrenzte Auswahl von Anlagen und sind dabei nur für Deutschland repräsentativ. Die durch durchschnittliche europäische Kokereien verursachte Umweltbelastung dürfte deutlich über den hier bilanzierten Daten liegen.

Werden Ökobilanzen für Stahlprodukte erstellt, muss die Koksproduktion unbedingt noch genauer erfasst werden. Der Bilanzraum spielt dabei eine wichtige Rolle.

8. Transport, Umschlag und Lagerung

8.1 Übersicht

Der Transport und Umschlag von Briketts und Koks wurde bis und mit Brikett- und Koksherstellung bereits in Kap.VI.7 erfasst. Der weitere Transport und Umschlag wird beim Kokseinsatz in der Industrie resp. Briketteinsatz im Hausbrand (Kap.VI.10) berücksichtigt. In diesem Kapitel wird deshalb nur die Kraftwerkskohle behandelt.

Die UCPTE-Länder importierten im Jahre 1993 rund 89 Mio.t Steinkohle (Tab.VI.6.1). Bezogen auf die weltweite Steinkohleförderung werden ca. 10 % des Abbaus international gehandelt. Der Hauptgrund für diesen Kohlehandel, der zum Teil über sehr grosse Distanzen geht, liegt in den günstigen Preisen, die für europäische Länder je nach Herkunft und Transportart zwischen 35 und 65 US\$ pro Tonne betragen und damit wesentlich unter den Abbaukosten in Europa liegen <CI 1992>.

Das Handelsvolumen für Braunkohle ist sehr klein. Zudem wird die Braunkohle meist in Gruben-
nähe verstromt oder veredelt, so dass meist keine zusätzlichen Transportaufwendungen nötig sind. Die Bandförderer bringen die Rohbraunkohle oft direkt und kontinuierlich zu den Verwertungsbetrieben. Der Stromaufwand wurde bereits beim Bergbau berücksichtigt. Braunkohlen werden hier deshalb nicht weiter untersucht.

In Kap.VI.6 wurden sechs verschiedene Steinkohleherkunftsgebiete mit verschiedenen Anteilen Tag-/Untertagbau unterschieden (Fig.VI.5.3). Für diese Herkunftsgebiete werden in den folgenden Kapiteln die Transportdistanzen und -mittel zu den Kraftwerken in den UCPTE-Ländern abgeschätzt. Dabei wird unterschieden in Transportaufwendungen bis nach Europa, beinhaltend Inlandtransport in den Exportländern (Kap.VI.8.2) und Überseetransport (Kap.VI.8.3), sowie denjenigen in den UCPTE-Ländern selbst (Kap.VI.8.4). Für jedes UCPTE-Land wurde aus <CI 1994> ein Importmix und ein spezifischer Steinkohlemix berechnet (Kap.VI.8.7). Die Veränderung der Kohle während dem Transport und Kohleverluste durch Staubbildung werden für alle Transporte gemeinsam in Kap.VI.8.5 behandelt. Die Kohlelagerung wird als separater Prozess in Kap.VI.8.6 bilanziert.

Der Kohletransport einer Kohle/Wasser-Suspension (Kohle-Slurry) in Pipelines wird aufgrund der weltweit geringen Bedeutung (Anlagen in Sibirien, USA und Italien) nicht behandelt, obschon im Bereich Forschung und Entwicklung viele Arbeiten im Bereich Kohle-Slurry laufen.

In Tab.VI.6.1 sind die Steinkohle-Importmengen für das Jahr 1993 in die UCPTE-Länder angegeben. Luxemburg wurde aufgrund seiner geringen Mengen weggelassen. Der ausgewiesene Steinkohle-Verbrauch geht allerdings nur teilweise in den Kraftwerkssektor und entspricht deshalb nicht den verwendeten Werten in Kap.VI.9. In Tab.VI.8.1 werden die Mengen der in den UCPTE-Kraftwerken verfeuerten Steinkohlen und der in die einzelnen Länder importierten Dampfkohlen angegeben <CI 1994> und <OECD 1995>.

Ausser in Deutschland wurden in allen UCPTE-Ländern ausschliesslich Dampfkohlen zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt <OECD 1995>. Auch in anderen Kohlen konsumierenden Sektoren, wie z. B. Industrie, wurden vorwiegend Dampfkohlen verwendet <CI 1994>. Tab.VI.8.1 zeigt, dass Total 105.87 Mt Steinkohlen in den UCPTE-Kraftwerken verfeuert wurden (82 % Dampfkohlen). Insgesamt wurden 57.96 Mt Dampfkohlen importiert (52 %). Über 80 % der importierten Dampfkohlen stammen aus Übersee.

Für den Transport in den Export- und Importländern (Kap.VI.8.2) sowie für den Überseetransport (Kap.VI.8.3) wurden die totalen importierten Kohlemengen (Dampf- und Kokskohlen) berücksichtigt. Erst bei der Berechnung der länderspezifischen Importanteile der einzelnen Regionen (Kap.VI.8.5) wurden nur noch die für die Kraftwerke bestimmten Kohlen betrachtet.

						Import von Dampfkohlen aus					UCPTE VI Mt	Total VII Mt	
	I	II	III	IV	V	Australien	Nord-Amerika	Süd-Afrika	Ost-Europa	Süd-Amerika			Total Import Mt
	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt	
Osterreich	0.728	1.032	0	3.019	0	0	0	0.082	1.101	0	1.18	0.01	1.19
Belgien	5.583	7.124	0.97	12.154	0.97	1.247	1.005	3.314	0.899	0.046	6.51	1.385	7.90
Deutschland *	55.361	43.878	29.52	77.884	64.17	1.414	0.538	4.624	3.856	0.923	11.36	29.52	40.88
Frankreich	6.81	13.155	7.64	21.409	8.99	1.154	0.793	2.229	0.791	1.932	6.90	7.839	14.74
Griechenland	0.097	1.452	0	1.452	0	0	0	0.861	0.337	0.139	1.34	0	1.34
Italien	5.569	8.158	0.01	15.019	0.01	0.942	2.403	2.291	1.604	0.251	7.49	0.011	7.50
Niederlande	7.669	8.22	0	13.088	0	4.342	1.615	1.641	0.947	1.47	10.02	0.017	10.03
Portugal	3.779	4.51	0.2	4.873	0.2	0	1.326	2.089	0.139	0.858	4.41	0.2	4.61
Spanien	20.217	22.225	14.13	26.63	14.13	0.608	0.914	5.014	0.255	0.945	7.74	14.15	21.89
Schweiz	0.002	0.22	0	0.22	0	0	0	0.118	0	0	0.12	0.007	0.13
Ex-Jugoslawien	0.1	0.1	0.2	0.9	0.2	0.2	0	0.1	0.6	0	0.90	0.2	1.10
Total UCPTE	105.87	110.07	52.67	176.65	88.67	9.907	8.594	22.363	10.529	6.564	57.957	53.339	111.3

Tab.VI.8.1 Steinkohleverbrauch für Kraftwerke im UCPTE-Raum, Dampfkohlenimport und -eigenförderung für die UCPTE-Länder im Jahre 1993.

I: Steinkohleverbrauch für Stromerzeugung; II: totaler Dampfkohlenverbrauch; III: Dampfkohlen-Eigenförderung; IV: totaler Steinkohleverbrauch (Dampf- und Koks kohlen); V: Eigenförderung (Dampf- und Koks kohlen); VI: Dampfkohlen aus dem UCPTE-Raum (Eigenförderung plus Bezug aus Deutschland); VII: Total Import plus VI

* 18.645 Mt Koks aus der Eigenförderung und 36.671 Mt Dampfkohlen (29.52 Mt aus der Eigenförderung)

8.2 Inland-Kohletransport in den Exportländern

Der Steinkohleabbau erfolgt in den wenigsten Fällen direkt an der Küste. Hier wird deshalb der Transport bis zum nächsten Kohleverladehafen in den verschiedenen Exportländern quantifiziert. Die Distanzen der einzelnen Länder werden gewichtet nach deren Mengen (Tonnagen) zu den Regionen zusammengefasst. Die Gewichtung wurde von Kap.VI.6.1.2 übernommen.

In Tab.VI.8.2 sind die wesentlichen Rechengrößen angegeben. Die Importmengen wurden dabei Anhang VI.9.1 entnommen. Die mittleren Transportdistanzen ergaben sich aufgrund von Angaben in <IEA 1984>, <IEA 1985>, <Fritsche et al. 1992>, <Mannini 1989>, <Hessling 1991>, <CI 1992> und eigenen Schätzungen aufgrund von Landkarten.

- Für Australien wurde ein Durchschnitt für die verschiedenen Abbaugelände und Häfen aus <CI 1992> und <Hessling 1991> gewählt (200 km).
- Für Kanada konnte aus <CI 1992> eine Distanz von 1100 km entnommen werden.
- Für Süd-Afrika wurde die Strecke von Witbank nach Richards Bay eingesetzt.
- Für die USA wurde angenommen, dass die Kohle aus Central oder Northern Appalachia stammt und an der Ostküste in Baltimore, Hampton Roads oder Charleston verladen wird. Als mittlere Zugsdistanz konnten 800 km ermittelt werden.
- Für Polen wurde angenommen, dass die Kohle per Bahn (500 km) in den Hafen von Gdansk transportiert wird <Walker 1993>.
- Für die GUS wurde angenommen, dass die Kohle für Europa im Donetsk Basin abgebaut wird. Bis zum Schwarzen Meer wurde eine Bahndistanz von 500 km eingesetzt <Walker 1993>.
- England hat mehrere Abbaugelände direkt an der Küste. Es wird deshalb nur ein minimaler Transportaufwand angenommen.
- In Kolumbien liegt die wichtigste Exportmine 200 km vom Hafen entfernt <Hessling 1991> und hat einen Anschluss ans Schienennetz.
- Für alle anderen Länder wurde anhand der geographischen Lage der Abbaugelände und den bekannten Kohlehäfen eine Transportdistanz abgeschätzt.

	Import in UCPTE-Länder Mt	mittlere Transportleistung	
		Zug tkm/t	LKW tkm/t
Australien	14.213	200	50
Kanada	1.649	1100	
China	1.108	200	
Kolumbien	5.209	200	
Süd-Afrika	22.566	580	
USA	25.78	800	
Venezuela	2.145		
UK	0.454	50	
CSFR	2.293	300	
GUS	3.978	500	
Deutschland	0.717		
Polen	8.042	500	
Indonesien	2.07		
Total	90.224		

Tab.VI.8.2: Durch den Steinkohleexport nach Europa (UCPTE-Länder) benötigte Transportleistung in den Exportländern, Annahmen und Quellen im Text.

Tab.VI.8.2 zeigt, dass in den Exportländern die Kohle fast ausschliesslich per Bahn transportiert wird. Die mit diesen Transporten verbundenen Aufwendungen (energetischer und nichtenergetischer Ressourcenverbrauch) und die Belastungen (Flächenbeanspruchung, Emissionen) werden durch die Verknüpfungen mit den Basisdatenmoduln (Anhang B) berechnet. Die Beladung der Güterwagen und LKW's im Bergbau wird in Kap.VI. 6, der Umlad auf die Überseeschiffe in Kap.VI.8.3 erfasst.

8.3 Überseetransport

Für die Abschätzung des Aufwandes für die Hochseeschifffahrt wird nach Mittelmeer- (Süd-Europa) und Atlantik- bzw. Nordseeanlieferung (=Nord-Europa) unterschieden. Die Exporte aus Deutschland werden in Kap.VI.8.4 berechnet. Aus <IEA 1984>, <IEA 1985>, <Mannini 1989> und einer Seehandelskarte konnte für jedes Kohleexportland die Handelsdistanz abgeschätzt werden. Da sowohl Angaben über Pendelbetrieb als auch über Rundreisen verfügbar waren, wurden die Leerfahrten zusätzlich separat ausgewiesen (siehe Anhang VI.8.1). Eine wichtige Grösse für den spezifischen Transportaufwand ist auch die mögliche Schiffszuladung. Mit Hilfe der Angaben in <IEA 1984>, <IEA 1985>, <CI 1992> und <Mannini 1989> wurde eine mittlere Schiffszuladung abgeschätzt. Die Grösse der eingesetzten Schiffe ist einerseits von den Lade- und Entladehäfen und andererseits von Beschränkungen durch Kanäle abhängig.

- Von Australien nach Europa wird die Route via Kap angenommen. Die mittlere Schiffsgrösse wurde aufgrund der grossen Transportdistanz auf 170'000 DWT (Dead Weight Tonage) geschätzt.
- Die kürzeste Route von Westkanada nach Europa führt durch den Panama-Kanal, wo die Schiffe etwa 120'000 DWT Kapazität aufweisen.
- China hat nicht die Möglichkeit grosse Schiffe zu beladen.
- Kolumbien hat wenig Kapazitäten für Grossschiffe, was eine mittlere Grösse von 120'000 DWT ergab.
- Für die USA wird eine mittlere Schiffsgrösse von 120'000 DWT unterstellt.
- Venezuela hat noch keine Möglichkeiten, grössere Schiffe abzufertigen.
- Für England wird eine mittlere Schiffsgrösse von 120'000 DWT unterstellt.
- Für die GUS wird eine mittlere Schiffsgrösse von 60'000 DWT unterstellt, obwohl für Europa eher noch kleinere Schiffe eingesetzt werden.

In <IEA 1984> sind für die drei unterstellten Schiffstypen typische Lade- und Entladezeiten, Brennstoffverbrauch im Hafen und der Reise-Brennstoffverbrauch zusammengestellt. Zusammen mit diesen Angaben konnten im Anhang VI.8.1 die mittleren Last- und Leerfahrtendistanzen und ein gewichteter Brennstoffverbrauch ermittelt werden.

Die Differenzierung nach Nord- und Südeuropa bringt kaum Unterschiede zu Tage, da bei Lieferungen aus dem Osten und Süden die Distanzen nach Süd-Europa etwas kleiner sind, während die Lieferungen aus dem Westen einen weiteren Weg zurücklegen müssen. Da bei der Wahl grösserer Schiffe meist auch die Transportdistanz ansteigt (Ausnahme China), ist der spezifische Brennstoffverbrauch relativ robust gegenüber diesen Annahmen.

		Nord-Europa	Süd-Europa	UCPTE-Europa
Importmenge 1991 (nur per Schiff)	Mt Steinkohle	51.1	45.7	96.8
Lastfahrten	tkm/t Kohle	11500	10700	11'100
Leerfahrten	tkm/t Kohle	8600	8800	8'700
Auslastung	%	57	55	56

Tab.VI.8.3: Durchschnittliche Transportdistanzen des Hochseeschifftransportes von Kohle für die UCPTE-Länder.

Die Be- und Entladung der Schiffe, der Schiffsbetrieb und -unterhalt und die anderen Kilometer-abhängigen Belastungen des Schiffsverkehrs werden durch die Verknüpfung mit den Modulen aus Anhang B berücksichtigt. Die effektive Auslastung von 56 % wird nicht an die Default-Auslastung von 65 % in Anhang B angepasst. Pro Umschlag müssen zusätzlich rund 1 m²*a/t Fläche (II->IV) und 26 MJe Strom für den Hafenbetrieb berücksichtigt werden (siehe Kap.IV.8).

8.4 Inlandtransport in den UCPTE-Ländern

In diesem Kapitel werden die Transportaufwendungen in den UCPTE-Ländern abgeschätzt. Zusätzlich wird für die aus der Eigenförderung stammende Kohle ein europäischer Mittelwert berechnet.

Für die Steinkohle wurden die Kraftwerksstandorte mit den Häfen und den eigenen Bergbau-standorten verglichen und anhand von Angaben in <CI 1992>, <IEA 1985>, <DGMK 1992>, <Fritsche et al. 1992> und der Landkarte mittlere Distanzen für die drei Transportmittel Zug, Schiff und LKW abgeschätzt. In Tab.VI.8.5 sind die Ergebnisse zusammengestellt.

	Verbrauch 1993	Eigenförd. 1993	Transportdistanz Eigenförd.			Transportdistanz Importk.		
			Zug	Schiff	LKW	Zug	Schiff	LKW
	Mt	Mt	tkm/t	tkm/t	tkm/t	tkm/t	tkm/t	tkm/t
Oesterreich	3.019	0					200	
Belgien	12.154	0.97	50	20		50	20	
Deutschland	77.884	64.17	100	100		70	140	
Frankreich	21.409	8.99	80	50	10	80	50	10
Italien	15.019	0.01				50	50	
Niederlande	13.088	0					50	
Portugal	4.873	0.2			20	20	20	10
Spanien	26.63	14.13			20	20	20	10
Schweiz	0.22	0				100	700	
Ex-Jugoslawien	0.9	0.2	80			100		
Total	175.196	88.67						
Durchschnitt			81	78	4			

Tab.VI.8.5: Steinkohletransport zu Kraftwerken innerhalb der UCPTE-Länder für Steinkohle aus Eigenförderung und Transport der Importkohle vom Löschhafen zu den Kraftwerken.

8.5 Kohlespezifische Transportaspekte

Während dem Transport und Umlad der Kohle muss einerseits eine Veränderung der Feuchte und andererseits Kohleverlust durch Staubbildung berücksichtigt werden.

Eine Veränderung der Feuchte hat einen gewissen Einfluss auf den Heizwert und dürfte auch für abweichende Angaben in Statistiken verantwortlich sein. Detaillierte Unterlagen liegen dazu nicht vor.

Die Staubentwicklung beim Umlad und Transit ist in doppelter Hinsicht wichtig:

1. Die Staubentwicklung belastet die angrenzenden Gebiete von Umschlagplätzen und die Gebiete entlang der Transportstrecken. Es dürfte sich zwar im allgemeinen um relativ grosse Partikel handeln, unerwünschte Auswirkungen auf Mensch und Umwelt können jedoch nicht ausgeschlossen werden.
2. Der Verlust von Kohle bedeutet gleichzeitig einen Wirkungsgradverlust im Brennstoffzyklus und erhöht damit den Förder- und Transportaufwand.

Die Kohleverluste während dem ganzen Transport werden in <WEC 1988> mit 0.05 bis 1 % der transportierten Kohle angegeben. Diese Angaben stammen aus einer amerikanischen Studie aus dem Jahre 1972 und gelten für den Zugtransport. <OECD 1985> zitiert aus der gleichen Studie Kohleverluste beim Transport mit Förderbändern von 0.02 %. Die Lagerung der Kohle verursacht nach der gleichen Quelle nochmals diffuse Verluste von 0.05 bis 0.1 % der gelagerten Menge. <Fritsche et al. 1992> nimmt hier einen totalen Verlust von 0.1 % der transportierten Kohlemenge an, ohne die Informationsquelle zu nennen. <ORNL 1980> geht für Lagerung und Transport von einem Verlust von 0.4 % aus. Die dort angegebenen Staubemissionen liegen allerdings mehrere Grössenordnungen tiefer. <Elliott 1980> und <Rentz 1991> schätzen die Verluste auf ca. 1 % bis max. 2 %, während <Chadwick 1987> als beste Schätzung für den Umlad 0.2 % und den Transport von Inlandkohle 0.1 % annimmt (Import 0.2 %).

In <HEF II 1983> werden für Feuchtegehalte zwischen 6 und 8 % Emissionsfaktoren von 5 bis 20 g/t transportierte Kohle angegeben. Bei Windgeschwindigkeiten von 5 bis 8 m/s erfolgt nach der gleichen Quelle für die Lagerung eine Emission von 1 bis 10 g/Tag pro m² Haldenoberfläche.

<AP 42 1986> gibt für die verschiedenen Kohleumschlagschritte Berechnungsformeln an, welche von Parametern wie Feuchtegehalt, Windgeschwindigkeit, Fahrgeschwindigkeit etc. abhängig sind. Für amerikanische Steinkohlen ergeben sich Emissionsfaktoren im Bereich einiger Gramm pro Tonne Kohle pro Umschlag. Auch die Emissionsfaktoren für Halden liegen in der Grössenordnung von <HEF II 1983>.

Untersuchungen von <Visser 1992>, <Hofschreuderl et al. 1990> und <Vrins 1990> konnten die grosse Abhängigkeit der Emissionsfaktoren von Feuchtegehalt und Windgeschwindigkeit aufzeigen. Bei einer Feuchte um 6 % konnten Emissionsfaktoren zwischen 5 und 250 g/t Kohle gemessen werden, wobei die höheren Werte für Windgeschwindigkeit um 10 m/s gelten. <Vrins 1990> konnte zeigen, dass der mittlere Emissionsfaktoren alleine von den Windgeschwindigkeitsspitzen abhängen dürfte. Mittlere Rechenwerte werden keine angegeben.

Das UBA gibt für den Kohleumschlag einen Emissionsfaktor von 0.02 % an <UBA 1989>. Lagerverluste werden mit 10 g/(m²*d) abgeschätzt.

Um die Staubverluste zu minimieren, werden die Umladestationen eingehaust und die Zugs- und Schiffsladungen versiegelt. Neben Wasser dürften hier auch noch andere Stoffe eingesetzt werden. Die Schiffe emittieren aufgrund der tiefen Fahrgeschwindigkeit weniger Staub als die Züge.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Minderungstechniken zum Einsatz kommen und nicht alle Kohlesorten zu Staubbildung neigen, wird ein Staubanfall von 0.1 % für Kohleumschlag, Transport und Lagerung in Europa und 0.2 % für den Import eingesetzt. Im Einzelfall und ungünstigen klimatischen Bedingungen können diese Emissionen auch wesentlich höher ausfallen.

8.6 Kohlelagerung

Die Kohlelagerung erfolgt aus Kostengründen meist im Freien und kann von einigen Tagen bis zu mehreren Jahren dauern. Kraftwerke halten selber meist nur geringe Lager und sind bestrebt, den Kohlebedarf direkt ab Schiff oder Zug zu decken. Die Kohlewirtschaft hält dagegen grössere Reserven um Notstandssituationen überbrücken zu können, zum Teil aber auch mangels Nachfrage. In Deutschland lagerten 1992 über 20 Mio.t in solchen Lagern, was einem Kohleverbrauch von rund zwei Monaten entspricht.

Die Pflichtlagerhaltungsvorschriften in der Schweiz und die kleineren Verbrauchsmengen dürften in der Schweiz zu einer noch grösseren zeitlichen Lagerreserve geführt haben, welche nun abgebaut wird.

Da die Lagerplätze kaum befestigt sind, muss mit Eluatemissionen gerechnet werden. Tab.VI.8.6 zeigt eine Zusammenstellung von Emissionsmessungen aus Kohlelagern verschiedenster Qualitäten. Da meist weder Kohleanalyse, Lagerdauer, Klimaverhältnisse noch Lagertechnik angegeben werden, ist eine Verwendung dieser Daten mit grossen Unsicherheiten verbunden.

Zur Abschätzung von Anhaltswerten wurden aus den vorliegenden Messungen mittlere Konzentrationen abgeschätzt. Mit den Annahmen, dass 500 Liter Eluat pro m² und Jahr entstehen, die mittlere Lagerdauer 2 Monate und die mittlere Lagerhöhe 6 m betragen, lassen sich spezifische Emissionen (Tab.VI.8.6) berechnen (Schüttdichte 700 kg/m³).

	ORNL 1980	Zahner 1985 (1)	Zahner 1985 (1)	Zahner 1985 (1)	Zahner 1985 (1)	Zahner 1985 (1)	Zahner 1985 (2)	Kok et al. 1989	diese Studie	diese Studie
	ppm	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	kg/t
ungelöste Feststoffe	1551			470	190				500	0.01
gelöste Feststoffe	754		11'745	7'900	3'600	6'500			5000	0.1
SO ₄	401	6'880		5'160	2'780	4'100	107-812	1'300-2'100	2000	0.04
Fe	39	10'800	1'144	940	380	420	0.15-0.51	0.05-0.1	0.1	2E-06
Mn	0.69		17.1	28.7	4.13	7			10	2E-04
Si	10.1									
CN	<0.001									
BOD ₅	<3.8									
COD	1436						0.6-6		5	0.0001
NO ₃	0.31									
Sb	4.6									
As	15.7			0.17	0.02	0.02-0.1	n.n.	<0.002	0.002	4E-08
Cd	0.002			<0.001	0.002	0.001-0.002	n.n.-0.00022	<0.0005	0.0005	1E-08
Cr	0.004	2.74	2.6	0.007	0.007	0.02-0.4	0.01-0.02	<0.002-0.01	0.01	2E-07
Cu	0.08	2.1	1.69	0.86	0.23	0.2-1.6	n.n.-0.0023	0.05-0.01	0.05	1E-06
Pb	0.06					0-0.2	0.0003-0.05	0-0.01	0.01	2E-07
Ni	3.1			2.59	0.33	0.2-2.8	0.02	0-0.015	0.02	4E-07
Se	19.9			0.006	0.001	0.005-0.02		<0.002-0.015	0.01	2E-07
Zn	0.8	5.89	5.9	6.68	2.18	0.2-0.3	n.n.-0.09	0.005-0.015	0.01	2E-07
Hg	<0.001			0.0004	0.004			<0.0002		
Cl	0.27					160	16.4-482	0-400	100	0.002
TOC	280						1.2-13			

Tab.VI.8.6: Eluate aus Kohlelagern zusammengestellt aus verschiedenen Quellen. Die Eluate werden als Emissionen in Meeresgewässer bilanziert.

(1) zitiert Fremdmessungen 1977-1978

(2) Messungen in der Schweiz

Die Kurzzeitlager bei Kraftwerken dürften keine Emissionen aufweisen, während in Langzeitlager verschiedene Zersetzungprozesse ablaufen können. Importkohle erreicht bereits während dem Transport lagerähnliche Zustände. Beim Überseetransport und beim Umlad sind somit Emissionen in Meeresgewässer zu erwarten. Bei dieser Langzeitlagerung gehen auch 2 bis 5 % des Heizwertes <Kok et al. 1989> durch Oxidation zu CO₂ und H₂O verloren, was auch durch eine erhöhte Oberflächentemperatur des Lagers ersichtlich ist. Diese Verluste sind allerdings stark von der Kohlesorte und der Lagerungstechnik (Verdichtung) abhängig. Es wird hier davon ausgegangen, dass diese Abnahme des Heizwertes und die CO₂-Emissionen beim Betrieb der Kraftwerke und Feuerungen implizit berücksichtigt werden, da dort die Betriebsstatistiken mit den Angaben der Liefermenge und Qualität geführt werden dürften. Da die Emissionen aus der Lagerung tatsächlich meist auch auf dem Gelände der Umwandlung stattfindet, kann dieses Zusammenfassen von Prozessschritten durchaus auch methodisch begründet werden.

Bei Langzeitlagern mit Verwitterungserscheinungen ist auch eine starke Abnahme der Gehalte an

Benzol, Toluol und Xylol festzustellen <Püttmann et al. 1988>. Aus den gleichen Gründen wie in Kap.VI.6.4.3 dargelegt, können diese potentiellen Emissionen hier nicht berücksichtigt werden.

Je nach Lagerungstechnik und Abschirmung gegen die Umwelt sind Staubemissionen erheblicher Grössenordnung zu erwarten. Einen mittleren Staubemissionsfaktor wird in Kap.VI.8.5 für Umschlag, Transport und Lagerung zusammen abgeschätzt und entfällt hier somit.

Lagerungsaufwand (Bauten, Fördermittel) und Flächenbedarf wird direkt bei den Kraftwerken und Feuerungen erfasst.

Für die Kohlelagerung konnten keine spezifischen Daten der verschiedenen Länder oder Kohleherkunftsregionen gefunden werden. Es wird deshalb für die sechs Regionen dasselbe Modul (mit verschiedenen Namen) verwendet und direkt mit den Modulen Steinkohle ab Bergwerk verknüpft.

8.7 Länderspezifische Steinkohlemix

Um der verschiedenen Herkunft der Kohlen der einzelnen UCPTE-Länder gerecht zu werden, wird in diesem Kapitel für jedes Land ein eigener Steinkohlenmix berechnet. In Fig.VI.5.3 sind die verschiedenen Verknüpfungen abgebildet. Es werden mittels der in den Kap.VI.8.2 bis 8.4 behandelten Transportdistanzen die Transportmodule für die UCPTE-Länder zusammengestellt.

		transportierte UCPTE Stk *	transportierte N-Amerika Stk	transportierte S-Afrika Stk	transportierte Australien Stk	transportierte E-Europa Stk	transportierte S-Amerika Stk
Strom Mittelspannung UCPTE #	TJ€/t	26E-6	52E-6	52E-6	52E-6	52E-6	52E-6
Trp Frachter Binnengewässer #	tkm/t	78					
Transport Frachter Übersee #	tkm/t		7500	13500	23000	2000	8500
Transport LKW 28 t #	tkm/t	4					50
Transport Schiene #	tkm/t	81	800	580	200	500	200
UCPTE Stk ab Lager #	t/t	1.001					
Nord-Amerika Stk ab Lager #	t/t		1.002				
Süd-Afrika Stk ab Lager #	t/t			1.002			
Australien Stk ab Lager #	t/t				1.002		
Ost-Europa Stk ab Lager #	t/t					1.002	
Süd-Amerika Stk ab Lager #	t/t						1.002
Abwärme in Luft s	TJ/T	26E-6	52E-6	52E-6	52E-6	52E-6	52E-6
Partikel p	kg/t	1	2	2	2	2	2
Infrastruktur:							
Infra Transport Europa #	t/t	1					
Infra Transport Übersee #	t/t		2	2	2	2	2

Tab.VI.8.7: Zusammenstellung der Daten und Verknüpfungen für den Kohletransport.

Die Transportaufwendungen der importierten Kohlen gelten vom Bergwerk bis zum Löschhafen in Europa.

* Für die im UCPTE-Raum abgebaute Kohle wurde in Tab.VI.8.5 ein gewichteter Transportaufwand für die UCPTE-Länder berechnet. # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

In einem ersten Schritt werden die Transportaufwendungen vom Bergwerk bis nach Europa betrachtet (Tab.VI.8.7). Die Kohle muss zweimal umgeschlagen werden (Stromaufwand und Abwärme je 52 MJ/t). Die Partikelemission wurde in Kap.VI.8.5 ausführlich behandelt. Die Flächenbelastung (1 m²a pro Tonne und Umschlag) wird als Infrastruktur bilanziert (Infra Transport Übersee, Tab.VI.8.10). Für die im UCPTE-Raum abgebauten Kohlen wurden in Tab.VI.8.5 gewichtete mittlere Transportaufwendungen berechnet. Demnach wird die Kohle aus der Eigenförderung für alle UCPTE-Länder mit gleichen Transportaufwendungen belastet. Da die Kohle nur einmal umgeschlagen werden muss, sind die Energieaufwendungen und die Partikelemissionen entsprechend kleiner. Auch die Infrastrukturaufwendungen (Infra Transport Europa, Tab.VI.8.10) sind nur halb so gross.

Im zweiten Schritt wird für jedes UCPTE-Land ein Importmix berechnet. Da es sich hier um Kohlen für die Kraftwerke handelt, werden nur die tatsächlich für die Stromerzeugung eingesetzten Kohlen behandelt. Die länderspezifische Zusammensetzung der Importkohle kann aus Tab.VI.8.1 berechnet werden. Zusätzlich zeigt Tab.VI.8.8 die Transportdistanzen der Importkohlen vom Hafen bis zum Kraftwerk. Als Infrastruktur tritt wiederum nur die Flächenbelastung auf (Infra Transport Europa). Es wird für alle Länder mit nur einem Umschlag gerechnet.

		Import Stk für A	Import Stk für B	Import Stk für CH	Import Stk für D	Import Stk für E	Import Stk für Ex-Ju	Import Stk für F	Import Stk für I	Import Stk für NL	Import Stk für P
transportierte Australien Stk #	t/t		0.19		0.12	0.08	0.22	0.17	0.13	0.43	
transportierte Nord-Amerika Stk #	t/t		0.15		0.05	0.12		0.11	0.32	0.16	0.3
transportierte Ost-Europa Stk #	t/t	0.93	0.14		0.34	0.03	0.67	0.11	0.21	0.09	0.03
transportierte Süd-Afrika Stk #	t/t	0.07	0.51	1	0.41	0.65	0.11	0.32	0.31	0.16	0.47
transportierte Süd-Amerika Stk #	t/t		0.01		0.08	0.12		0.28	0.03	0.15	0.2
Strom Mittelspannung UCPTTE #	TJ/t	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5
Trp Frachter Binnengewässer #	tkm/t	200	20	700	140	20	0	50	50	50	20
Transport LKW 28 t #	tkm/t					10		10			10
Transport Schiene #	tkm/t		50	100	70	20	100	80	50		20
Abwärme in Luft s	TJ	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5	2.6E-5
Partikel p	kg	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Infrastruktur:											
Infra Transport Europa #	t/t	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tab.VI.8.8: Zusammenstellung der Daten und Verknüpfungen für die länderspezifische Zusammensetzung der in den Kraftwerken verfeuerten Importkohlen. Zusätzlich werden die Aufwendungen des Transports der Importkohlen vom Löschhafen in Europa bis zum Kraftwerk berücksichtigt. # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

In den ersten beiden Schritten wurde die Herkunft der Importkohlen für jedes UCPTTE-Land und ein gewichteter Mittelwert für den Transport der Kohle aus der Eigenförderung berechnet. Im letzten Schritt werden nun für jedes Land die Anteile der Kohlen aus der Eigenförderung und der importierten Kohlen zusammengefasst. Es müssen keine Transportaufwendungen mehr bilanziert werden.

Für Deutschland muss berücksichtigt werden, dass neben den Dampfkohlen im Jahre 1993 noch 18.645 Mt Kokskohle in den Kraftwerken verfeuert wurden (Tab.VI.8.1). Der Anteil aus der Eigenförderung liegt für Deutschland somit bei 87 %. Tab.VI.8.9 zeigt die Anteile der Steinkohlen aus dem UCPTTE-Raum (Eigenförderung) der einzelnen UCPTTE-Länder.

		Stk für A	Stk für B	Stk für CH	Stk für D	Stk für E	Stk für Ex-Ju	Stk für F	Stk für I	Stk für NL	Stk für P
transportierte UCPTTE Stk #	%	0	18	6	87	65	18	53	0	0	4

Tab.VI.8.9: Anteil der Eigenförderung für die UCPTTE-Länder. Der Rest wird durch den länderspezifischen Importkohlenmix gedeckt (Tab.VI.8.8). # Verknüpfung mit anderen Modulen in Ecoinvent.

8.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Eingabedaten wurden bereits in Kap.VI.8.7 ausführlich behandelt und in den Tab.VI.8.7 bis 8.9 aufgelistet. Auf eine weitere Zusammenstellung der Eingabedaten wird deshalb verzichtet. Als Ergänzung werden in Tab.VI.8.10 noch die beiden Infrastrukturmodule angegeben.

		Infra Transport Europa	Infra Transport Übersee
Fläche II-IV	m ² a/t	1	2

Tab.VI.8.10: Infrastrukturaufwendungen für den Transport in Europa und aus Übersee.

8.9 Datenqualität

Die Daten zu den Transportdistanzen und Leistungen sind trotz der vielen Annahmen relativ robust, während die Annahmen zu den Staubemissionen spekulativ sind und die Wirkungen von diesem eher groben Staub nicht vergleichbar mit Feinstaub aus Feuerungen sind. Die Emissionen von Schwermetallen via Staub an den Verkehrswegen und nahe den Umschlagplätzen wurden ebenfalls nicht erfasst und müssten in einer nächsten Überarbeitung quantifiziert werden.

Ebenfalls fraglicher Qualität sind die Annahmen zur Lagerung. Diese Belastungen scheinen sehr lokal zu sein und werden wenig diskutiert.

9. Kraftwerke

9.1 Einleitung

9.1.1 Übersicht

In der Schweiz werden keine Kohlekraftwerke betrieben. Die letzten Wärmekraftkopplungsanlagen wurden in den letzten Jahren ausser Betrieb genommen. Die Kraftwerks-Bilanzierung erfolgt somit nicht aufgrund der schweizerischen Stromerzeugung, sondern zur Berücksichtigung des internationalen Stromaustausches und aufgrund des Kohlestromverbrauches zur Produktion von Halbfabrikaten und Produkten für die Schweiz im europäischen Ausland.

In Analogie zu den anderen Energiesystemen wird dabei lediglich die Stromproduktion innerhalb des europäischen Stromverbundes (UCPTE), der zwölf im Jahre 1994 angehörigen Länder bilanziert. Im UCPTE-Raum wurden 1994 ca. 27 % des Stroms mit Kohlekraft erzeugt (Tab.VI.9.1). Davon stammen rund 40 % aus Braunkohlekraftwerken, der Rest wird in Steinkohlekraftwerken erzeugt. 86 % der Steinkohleverstromung erfolgt in öffentlichen Kraftwerken, der Rest bei Selbsterzeugern (meist Industrie).

	Steinkohle		Braunkohle		konven. thermisch		Total	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
D	133.536	49.1	133.429	74.6	320.349	41.8	487.832	29.5
	27.37%		27.35%		65.67%		100.0%	
F	18.18	6.7	2.313	1.3	32.254	4.2	454.476	27.4
	4.00%		0.51%		7.10%		100.0%	
B	16.543	6.1		0	28.844	3.8	68.564	4.1
	24.13%		0%		42.07%		100.0%	
I	18.337	6.7		0	169.217	22.1	220.162	13.3
	8.33%		0%		76.86%		100.0%	
NL	24.507	9.0		0	72.429	9.5	76.507	4.6
	32.03%		0%		94.67%		100.0%	
L		0		0	0.521	0.1	1.176	0.1
	0%		0%		44.30%		100.0%	
GR		0	26.934	15.1	34.515	4.5	37.377	2.3
	0%		72.06%		92.34%		100.0%	
E	47.737	17.5	11.247	6.3	65.626	8.6	144.495	8.7
	33.04%		7.78%		45.42%		100.0%	
P	10.849	4.0		0	18.948	2.5	29.433	1.8
	36.86%		0%		64.38%		100.0%	
CH		0		0	1.121	0.1	64.782	3.9
	0%		0%		1.73%		100.0%	
Ex-Ju*	0.075	0.028	3.881	2.2	6.943	0.9	19.493	1.2
	0.38%		19.91%		35.62%		100.0%	
A	2.421	0.9	1.023	0.6	15.492	2.0	51.855	3.1
	4.67%		1.97%		29.88%		100.0%	
Total	272.185	100	178.827	100	766.259	100	1656.152	100
	16.43%		10.80%		46.27%		100.0%	

Tab.VI.9.1: Übersicht über die Nettostromerzeugung in Kohlekraftwerken in den UCPTE-Ländern im Jahre 1994 <CI 1994>, <Unipede 1996>.

* Es wurden nur die in <Unipede 1996> aufgeführten Länder Kroatien und Slowenien berücksichtigt. Im Jahre 1992 wurden in den Staaten des ehemaligen Jugoslawien 27.7 TWh Strom in Kohlekraftwerken produziert <IEA 1994>.

Deutschland ist dabei der wichtigste Kohlestromproduzent mit einem Anteil an der Gesamterzeugung von fast 60 %. Spanien, Griechenland und die Niederlande folgen in dieser Reihenfolge als wichtige Kohlestromerzeuger. Die übrigen UCPTE-Länder besitzen einen Anteil von kleiner 5 %. Da, wie Kap.VI.9.4 zeigt, alle Länder für die durchschnittliche Erzeugung umweltrelevant sind (ausser CH und L), werden in diesem Kapitel alle Länder betrachtet.

Die öffentlichen Kraftwerke besitzen meist Blockgrößen von 50 bis 750 MW_e, Selbsterzeuger-Kraftwerke weisen meist Leistungen unter 100 MW_e auf und werden oft als Wärmekraftkopplungsanlagen betrieben.

Einen grossen Einfluss auf die Umweltrelevanz von Kohlekraftwerken haben die eingesetzten Kohlen mit der zechenspezifischen Zusammensetzung, die angewandte Feuerungsart (Trocken-/Schmelzfeuerung, PFBC, IGCC), Feuerraumgestaltung, Brenneranordnung und Auslegung, Zuluftführung, Dampfparameter (Wirkungsgrad), Art der Kühlung und ganz entscheidend auch die eingesetzte Umwelttechnik (Staubfilter, Entschwefelung, DeNO_x, Kläranlage).

Die Berücksichtigung all dieser Faktoren verlangt detaillierte Unterlagen für jedes Kraftwerk im UCPTE-Raum. In Kap.VI.9.4 werden die in <Maude et al., 1994> aufgeführten Kraftwerke für jedes UCPTE-Land aufgelistet und die wichtigsten Parameter (Leistung, Kohleverbrauch und -qualität, eingesetzte Rauchgasreinigungstechnologien, Auslastung, Brennertechnologie) angegeben. Die vollständige Auflistung der UCPTE-Kraftwerke findet sich im Anhang VI.9.2.

Da die vollständige Inventarisierung mit den vorhandenen Unterlagen nicht möglich war, wird für die Bilanzierung eine Mischform verwendet. Der Kraftwerksbau und der Flächenbedarf z. B. werden für Steinkohle- und Braunkohle-Modellkraftwerke (100 und 500 MW_e) bilanziert, während für Wirkungsgrade Landesdurchschnitte gebildet und für die klassischen Luftschadstoffe in Kap.VI.9.4 Emissionsfrachtangaben der Landesregierungen und bottom-up Rechnungen aufgrund des Kraftwerkinventars (Anhang VI.9.2) kombiniert wurden. Diese Bilanzierungsart erschwert das Verständnis dieses Kapitels und verhindert auch den direkten Technologievergleich. Das Ziel der Bilanzierung ist es jedoch, die Stein- und Braunkohlekraftwerke länderspezifisch zu behandeln und einen gemittelten Wert für den UCPTE-Raum zu berechnen.

9.1.2 Untersuchte Kraftwerke/Abgrenzung

Als **Bezugsjahr** für das Stromerzeugungsportfolio in diesem Kapitel gilt grundsätzlich das Jahr 1994.

Die **geographische Abgrenzung** ist durch die Beschränkung auf die UCPTE-Länder im Jahre 1994 gegeben. Die Schweiz und Luxemburg werden als Kraftwerksstandorte nicht berücksichtigt. Für die Staaten des ehemaligen Jugoslawien waren Stromproduktionsdaten aus Kroatien und Slowenien <Unipede 1996>, für die Kraftwerksdatenbank (Anhang VI.9.2) zusätzlich unvollständige Datensätze für Bosnien-Herzegovina, Mazedonien und Moldavien verfügbar <Maude et al., 1994>. Der Stromaustausch der UCPTE mit anderen Netzen wird nicht berücksichtigt. Unter Deutschland werden im folgenden immer die alten und die neuen Bundesländer verstanden.

Da pro Land ein gewichteter Durchschnitt errechnet werden soll, interessieren selten eingesetzte Techniken nicht. Die spezifischen Eigenschaften von atmosphärischen oder aufgeladenen Wirbelschichtfeuerungen (AFBC, PFBC), Kombikraftwerken ohne oder mit integrierter Kohlevergasung (GuD, IGCC) und alle weiteren Konzepte der "sauberen" Kohletechnologie fliessen in dieser Studie somit nicht ein, womit sich die hier ermittelten Daten auch nur bedingt für die Kraftwerkszubauplanung eignen.

Die Wärmekraftkopplung wird in den grösseren Kraftwerken vor allem in Belgien, Deutschland, dem ehemaligen Jugoslawien und Oesterreich eingesetzt und hat innerhalb der UCPTE einen Anteil kleiner als 5 % an der Stromerzeugung <UN 1992>. Die kleinen Kraftwerke und die Anlagen der Selbsterzeuger werden häufiger mit Wärmeauskopplung betrieben. Die meist höheren spezifischen Umweltbelastungen aufgrund des tieferen Ausrüstungsstandes mit Umwelttechnik kompensieren teilweise die Wärmeauskopplung bei kleineren Anlagen, welche als Koppelprodukt grundsätzlich anteilig am exergetischen Output einen Teil der Gesamtumweltbelastung trägt. Aufgrund der geringen Relevanz wird somit die Wärmekraftkopplung nicht speziell berücksichtigt und bilanziert. Es bleiben die konventionellen Kraftwerke mit Schmelz- und Trockenfeuerungen, welche hier bilanziert werden sollen.

Die Anlieferung der Kohle erfolgt frei Kraftwerk (siehe Kap.VI.8) aus dem In- und Ausland, während für Hilfsstoffe und Chemikalien die Transporte zusätzlich berücksichtigt werden müssen.

Der Kraftwerksbau wird in Kap.VI.9.2 anhand von Modellkraftwerken bilanziert.

Der Hilfsenergiebedarf (Kap.VI.9.3) zum Anfahren der Anlage (Oel) wird nur bei Steinkohlekraftwerken berücksichtigt, da Braunkohlekraftwerke im Grundlastbereich eingesetzt werden. Für den Betrieb der Hilfsaggregate und Rauchgasreinigung wird der verbrauchte Strom nur implizit berücksichtigt. Der Stromverbrauch führt zu einer Wirkungsgradminderung des Kraftwerkes. Die Zwei- oder sogar Dreistoffkraftwerke, bei welchen zusätzlich Oel oder Gas zur Stromproduktion verbrannt wird, werden in zwei oder drei gedachte Kraftwerke aufgeteilt und bei den entsprechenden Energiesystemen bilanziert.

In Kap.VI.9.4 werden die klassischen Luftschadstofffrachten für jedes UCPTE-Land bestimmt.

Bei den Rauchgasreinigungssystemen (Kap.VI.9.5) werden nur die häufigsten Typen (nasse Rauchgasentschwefelung mit Kalk oder Kalkstein, SCR und Elektrofilter) berücksichtigt. Ausserdem werden im Kap.VI.9.5 die Reingasemissionen (mit Ausnahme der klassischen Luftschadstoffe und der Spurenelemente) behandelt.

Die Spurenelementemissionen in die Atmosphäre aus den Kraftwerken wird in Kap.VI.9.6 ebenfalls länderspezifisch abgeschätzt.

Kap.VI.9.7 beschreibt den Kühl- und Prozesswasserverbrauch sowie die Abwärme aus dem Betrieb der Kraftwerke.

Die Reststoffentsorgung wird in Kap.VI.9.8 inklusive Deponieemissionen bilanziert.

Die Stromeinspeisung und -übertragung wird im Anhang C des Gesamtberichtes behandelt.

9.2 Kraftwerksbau

9.2.1 Material- und Bauaufwand

Zum Material- und Bauaufwand für verschiedene Kraftwerke stehen keine vollständigen Angaben von Herstellern oder Anlagenbetreibern zur Verfügung. Es werden deshalb Literaturdaten ausgewertet und Hersteller- oder Anlagenbetreiber-Angaben zu Einzelkomponenten als Validierung beigezogen (Tab.VI.9.2). Die eingesetzten Materialmengen sind von der Leistung, dem eingesetzten Brennstoff, der angewandten Umwelttechnik und lokalen Gegebenheiten abhängig. Die lokalen Gegebenheiten entscheiden insbesondere über den Betonaufwand für Fundamente und den Bauaufwand für Kühltürme und Lagerhallen.

Für dieses Projekt werden für Braun- und Steinkohle je ein Kraftwerk mit 100 MWe resp. 500 MWe bilanziert. Die kleineren Kraftwerke sind mit Elektrofilter (EF) und Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) ausgerüstet, während für die grossen Stk-Kraftwerke zusätzlich eine DeNO_x-Anlage berücksichtigt wurde.

Während Steinkohlekraftwerke als Mittellastkraftwerke mit typischerweise 4'000 Vollaststunden pro Jahr <DGMK 1992> eingesetzt werden, erreichen Braunkohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke wesentlich höhere Auslastungen um 6'000 Stunden pro Jahr. Braunkohlekraftwerke werden oftmals zwei bis drei Jahre ohne Unterbruch betrieben und anschliessend einer grossen Revision unterworfen. Es wird deshalb angenommen, dass insgesamt eine hohe Betriebsstundenzahl von 200'000 Stunden erreicht werden kann. Steinkohlekraftwerke weisen dagegen aufgrund der häufigen Warm-/Kalt-Zyklen eine kürzere Laufdauer von 150'000 Stunden auf (geschätzt).

Da Braunkohlekraftwerke aufgrund der grösseren Massenströme im Kraftwerk und der wenigen Kalt-/Warmzyklen grösser gebaut werden müssen, resultiert ein höherer Materialbedarf pro MWe. Durch die höhere Lebensdauer wird dieser Effekt aber mehr als kompensiert (Tab.VI.9.3).

Aus den vorhandenen Literaturdaten (Tab.VI.9.2) werden Abschätzungen für dieses Projekt vorgenommen (Tab.VI.9.3). Dabei wird angenommen, dass 90 % der Stein- und 70 % der Braunkohlekraftwerke der 500 MWe-Klasse angehören.

	500 MW _e	500 MW _e	800 MW _e	450 MW _e	10 MW _e	100 MW _e	700 MW _e	9300 MW _e	700 MW _e	600 MW _e
	EF und REA	nur Druckteile und Gerüst	EF und REA	EF, REA und DENOx	EF, REA und DENOx	EF, REA und DENOx	EF, REA und DENOx	33 Kessel nur REA inkl. 10 Kamine		
	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Brk	Stk	Brk
	DOE 1983	Gysel 1993	ORNL 1980	Jensch 1988	Jensch 1988	Jensch 1988	Jensch 1988	Uerpmann 1990	Fritsche et al. 1989	Fritsche et al. 1989
	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e	t/MW _e
Beton	137-159		51	272	450-1000	300-540	180-300	100	434	520
Stahl total	41-51	28	40	102	150-350	100-180	60-100	31	102	123
unlegierter Stahl	37-47	20	335							
legierter Stahl	2-2.5	7	6.4							
rostfreier Stahl	0.67-0.85	1	0.61							
Kupfer	1.14-1.34		0.47	0.83					1.14	1.37
Aluminium	0.35-0.42		0.26	0.57					1.14	1.37
Mineralwolle				0.76						
KS, Lack, Gummi				0.87				0.24	1.14	1.37
graue Energie		TJ/MW _e	TJ/MW _e							
thermisch			5.56	66%						
elektrisch			2	66%						
Baustelle +Halb-fabrikatenergie										
thermisch		0.2	1.34	34%						
elektrisch		0.09	0.07	34%						

Tab.VI.9.2: Materialaufwendungen für Kohlekraftwerke verschiedener Leistungsklassen und Ausbaumerkmale

	100 MW _e (10 %) EF und REA Steinkohle		100 MW _e (30 %) EF und REA Braunkohle		500 MW _e (90 %) EF, REA und DeNOx Steinkohle		500 MW _e (70 %) EF und REA Braunkohle	
	t/MW _e	kg/TJ _{in}	t/MW _e	kg/TJ _{in}	t/MW _e	kg/TJ _{in}	t/MW _e	kg/TJ _{in}
Beton	400	281	500	250	250	176	300	150
Stahl total	100	70	130	65	80	56	100	50
unlegierter Stahl	90	63	117	59	72	51	90	45
legierter Stahl	9	6.3	11.7	5.9	7.2	5.1	9	4.5
rostfreier Stahl	1	0.7	1.3	0.7	0.8	0.6	1	0.5
Kupfer	1.5	1.1	1.5	0.8	1.3	0.9	1.3	0.7
Aluminium	1	0.7	1	0.5	0.6	0.4	0.6	0.3
Mineralwolle	1	0.7	1	0.5	0.75	0.5	0.75	0.4
KS, Lack, Gummi*	1.5	1.1	1.5	0.8	1	0.7	1	0.5
Bauaufwand		MJ/TJ _{in}		MJ/TJ _{in}		MJ/TJ _{in}		MJ/TJ _{in}
Strom UCPT		90		80		70		60
Baumaschinen		400		350		300		250
Prozesswärme Oel		400		350		300		250

Tab.VI.9.3: Materialaufwendungen für die in dieser Studie betrachteten Kohlekraftwerke (100 resp. 500 MWe). Vollaststunden Steinkohlekraftwerke: 150'000 h, Braunkohlekraftwerke 200'000 h.
*wird in Ecoinvent als PE (HD) bilanziert

9.2.2 Flächenbedarf

Angaben zur Flächenbeanspruchung von Kohlekraftwerken sind in <Jensch 1988>, <VDI 1993>, <Jacobs et al. 1981>, <GEK 1978>, <OECD 1985>, <DOE 1983> und <IAEA 1991> zu finden. Die Angaben pro MW_e variieren von 100 bis 3700 m². Die grössten Abweichungen gegen oben ergeben sich durch die Berücksichtigung der Deponieflächen für Aschen und Rückstände der Rauchgasreinigung, welche in den USA oft auf dem Kraftwerksareal deponiert werden. Für europäische Verhältnisse variieren die Werte noch zwischen 100 und 600 m²/MW_e. Wichtige Einflussgrößen sind dabei die Grösse der Kohlelager, die Leistung der Anlage, das angewandte Kühlprinzip, Einsatz von Umwelttechnik, zur Verfügung stehende Fläche und die gewählte Abgrenzung (versiegelte Fläche, eingehagtes Gelände, Freihaltezone etc.).

Für dieses Projekt wird nur der Einfluss der Kohlelagerung (Braunkohlekraftwerke werden praktisch ohne Lager) und der Leistungsgrösse berücksichtigt. Für die anderen Variablen wurden Durchschnittswerte gewählt. Es handelt sich um das eingehagte Betriebsgelände.

Für die Berechnung der spezifischen Flächenbeanspruchung wurden zudem die Bau- und Entsorgungszeit mit einer Erhöhung der Beanspruchung von 10 % berücksichtigt.

		100 MWe EF und REA Steinkohle	100 MWe EF und REA Braunkohle	500 MWe EF, REA und DeNO _x Steinkohle	500 MWe EF und REA Braunkohle
Fläche II->IV	m ² /MWe	400	300	200	150
Fläche II->IV	m ² a/TJ _{in}	11	5.5	5.5	3

Tab.VI.9.4: Flächenbeanspruchung durch die Kraftwerke und Kraftwerkskohlelagerung in dieser Studie.
Steinkohle: 4000 Vollaststunden pro Jahr, Braunkohle 6000 Vollaststunden pro Jahr, Wirkungsgrad $\eta = 36\%$

Die Flächenbeanspruchung durch die Reststoffentsorgung wird in Kap.VI.9.8 bilanziert.

9.2.3 Transportaufwand

Für den Transport der Baumaterialien werden die Standardtransportdistanzen (Verbrauch in Europa) gemäss Teil III eingesetzt.

Für Steinkohlekraftwerke (Beton: 186.5 kg/TJ_{in}; andere Baustoffe: 60.6 kg/TJ_{in}) werden somit 9.8 tkm LKW und 12.1 tkm Schiene benötigt. Für Braunkohlekraftwerke (Beton: 180 kg/TJ_{in}; andere Baustoffe: 56.8 kg/TJ_{in}) berechnet man die Transportaufwendungen zu 9.3 tkm LKW und 11 tkm Bahn.

9.3 Energiebedarf und Wirkungsgrad

Es soll hier der Energiebedarf für die Produktion von einem TJ Strom durch Stein- resp. Braunkohlekraftwerke bestimmt werden. Die wichtigste Grösse zur Bestimmung dieses Bedarfs ist der Kraftwerkswirkungsgrad.

Als Hilfsenergie wird vor allem Heizöl für das Anfahren der Anlagen benötigt. Bei Braunkohlekraftwerken kann das Anfahren vernachlässigt werden, da die Betriebszeiten ohne Unterbruch oftmals zwei oder drei Jahre dauern. Bei Mittellast-Steinkohlekraftwerken werden gemäss <STEAG 1988> pro Tonne verfeuerte Steinkohle typischerweise 450 g Heizöl und 0.5 g Diesel zusätzlich benötigt. Dies ergibt einen zusätzlichen Brennstoffbedarf von 0.73 GJ_{Oil}/TJ_{in}. Die Fremdenergien in Mehrstoffkraftwerken werden jeweils in den Bilanzen der anderen Energiesysteme berücksichtigt.

Der Stromverbrauch für die Kraftwerke ist hoch und schmälert damit die Nettoproduktion erheblich. Für ein Steinkohlekraftwerk wird in <STEAG 1988> ein totaler Hilfsenergiebedarf von 9.1 % der Wirkleistung des Generators angegeben. In der Reihenfolge der Relevanz sind dafür Speisepumpen, Rauchgasreinigung, Kühlwasserpumpen, Frischlüfter des Dampferzeugers, Saugzüge des Dampferzeugers, Kohlemühlen, Mühlenluftgebläse und eine Vielzahl weiterer Kleinverbraucher verantwortlich.

Der Verbrauch der Rauchgasreinigung ist dabei vom Ausrüstungsstand und der Dimensionierung abhängig und benötigt typischerweise zwischen 1 und 3.5 % der Bruttoleistung wobei zum Teil erstaunlich grosse Unterschiede auftreten <Hjalmarsson 1992>, <DoE 1992>.

Die Bruttowirkungsgrade der Kraftwerke sind vom Feuerungskonzept, Blockgrösse, den erreichbaren Dampfparametern und der zur Verfügung stehenden Kühlmöglichkeit abhängig. Teillast und viele Ein-/ Aus-Zyklen mindern zudem den Jahreswirkungsgrad.

In <DGMK 1992> wird der absehbare Bereich der Wirkungsgradsteigerung angegeben. Im günstigsten Fall des Gas- und Dampfkraftwerkes (GuD) mit Druckstaubfeuerung können gegenüber dem heutigen durchschnittlichen Kraftwerkspark in den alten Bundesländern Deutschlands rund 20 % Effizienzsteigerung erreicht werden. Heute verfügbare Technik arbeitet rund 6 % effizienter als der installierte Durchschnitt. Neuere Quellen <ABB 1995> und <OFE 1996> geben für zukünftige Systeme weit optimistischere Nettowirkungsgrade an.

in %	Vollast- Nettowirkungsgrad	effektiver Nettowirkungsgrad	Nettowirkungs- grad Jahr 2010	Nettowirkungsgrad fortgeschrittene Systeme
	DGMK 1992	DGMK 1992	ABB 1995	OFE 1996
Konventionelles KW mit REA und DeNO _x		36.5		
Heute erreicht mit konventioneller Bauart	39.7	38.9		
In Zukunft mit konventioneller Bauart	42.2	41.3	46	42-44
GuD-KW mit kohlebefeuertem Dampferzeuger und Erdgasturbine	41	40.2		
GuD-KW mit Kohlevergasung	46	45.1		52
GuD-KW mit Druckwirbelschichtfeuerung	43	41.7	47	50
GuD-KW mit Druckstaubfeuerung	47	45.6		55

Tab.VI.9.5: Heutige und zukünftige Kohlekraftwerkskonzepte und Nettowirkungsgrade aus verschiedenen Quellen.

Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung wurden ursprünglich als technische Alternative zur SO₂- und NO_x-Emissionsminderung betrachtet und entwickelt <Weinzierl 1992>. Heute steht vielmehr die mögliche Wirkungsgradverbesserung von Kohlekraftwerken im Vordergrund. Weltweit stehen bereits mehrere Vergasungsanlagen in Betrieb und eine breitere Anwendung kann in den nächsten Jahren erwartet werden. Die Kosten solcher Kraftwerke werden nach <Weinzierl 1992> entgegen früherer Berechnungen jene konventioneller Kohlekraftwerke übersteigen. Durch Minderung der Investitionskosten im Bereiche der Luftzerlegungsanlage, des Abhitzesystems innerhalb der Vergasungsanlage und der Gasturbine sagt <BWK 1995> bis zum Jahr 2005 eine Reduktion der gesamten Investitionskosten von rund 30 % voraus. Da die produzierten Gas- und Strommengen in Kombikraftwerken mit integrierter Vergasung im Rahmen der Gesamtproduktion im UCPT-RAUM vernachlässigt werden können und auch die Wahl der optimalen Technologien noch nicht abgeschlossen ist, wird dieser Kraftwerkstyp hier nicht weiter untersucht. Bei Kraftwerksneubauten ist dieser Typ als interessante Alternative jedoch einzubeziehen.

Auch alle anderen zukünftigen Technologien werden gemäss Kap.VI.9.1.2 hier nicht näher untersucht.

Für die weitere Bearbeitung muss nun pro Land ein typischer Wirkungsgrad ermittelt werden. Die Wirkungsgradbestimmung scheint trivial zu sein, muss doch lediglich die Nettoproduktion durch den Kohleinput dividiert werden. Da jedoch die Heizwerte der Kohlen, die Behandlung der Wärmekraftkopplungsanlagen und teilweise auch die produzierte Strommenge (Brutto- oder Nettoproduktion) und die eingesetzte Brennstoffmenge variieren, ergibt sich je nach verwendeter Statistik ein anderer Wirkungsgrad. Die in dieser Studie verwendeten Stromproduktions- und Kohleinputdaten wurden <OECD 1995> entnommen. Der Heizwert (Hu), der in den einzelnen Ländern eingesetzten Kohlen, stammt aus <CI 1994>. Beide Quellen beziehen sich auf das Jahr 1993. Die berechneten Werte (Tab.VI.9.6) können für Deutschland mit den Angaben in <RWE 1993> und <DGMK 1992> verglichen werden. Für die Niederlande kann <Wijk 1992> herangezogen werden. Für die anderen Länder kann mit den Angaben in <VEÖ 1993>, <BWA 1992>, <Electrabel 1993>, <EDF 1993>, <Jelavic et al. 1992>, <Ernst 1992> und <EDP 1993> sowie Plausibilitätsüberlegungen die Gültigkeit der berechneten Werte überprüft werden.

Der Wirkungsgrad der meisten Länder ist höher als derjenige von Deutschland, da in Deutschland fast alle Anlagen nachgerüstet (Rauchgasreinigung) wurden. Für die Niederlande und Österreich, die bei ihren Kraftwerken ebenfalls einen hohen Anteil an Rauchgasreinigungsanlagen installiert haben, wird ein neuerer technischer Stand unterstellt. Die Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke liegen unter anderem wegen dem hohen Wassergehalt und den hohen Abgasverlusten unter jenen der Steinkohlekraftwerke. Auch das im Mittel höhere Alter dürfte sich auf den Wirkungsgrad negativ auswirken. Die grösseren Massen, die bewegt werden müssen und der schlechtere Ausbrand senken den Nettowirkungsgrad zusätzlich. Für Griechenland musste der tiefe Heizwert speziell berücksichtigt werden, was einen tiefen Wirkungsgrad ergibt, obschon gemäss <Couch 1989> durch Mahlung und Trocknung der Heizwert auf über 8 MJ/kg und nach einer Brennstoff/Dampfseparation sogar auf über 13.7 MJ/kg gesteigert werden kann. Der tiefe Wirkungsgrad für das ehemalige Jugoslawien ergibt sich aus Angaben in <Ernst 1992> und dürfte die nicht optimal betriebenen und veralteten Kraftwerken widerspiegeln.

Die Anknüpfung an die transportierte Steinkohle erfolgt über Tonnen Steinkohle. Zu diesem Zweck wurde für jedes UCPT-land ein spezifischer Steinkohlemix berechnet (Module der Kategorie 3: "Stk für Land", Kap.VI.8). Mit dem Kehrwert des Nettowirkungsgrades kann direkt der nötige Brennstoffbedarf berechnet werden (siehe auch Tab.VI.9.66).

Kohle, Kraftwerke

		A	B	F	D	GR	I	NL	P	E	Ex-Ju *	UCPTE	Quelle
Stk verstromt	TJ _{in}	20385	15404	179198	1405754	0	14707	19384	10432	42666		2631296	OECD 1995, CI 1994
Brk verstromt	TJ _{in}	11388	8	27915	1594728	29080	8	8	1	4		2109120	OECD 1995, CI 1994
Bruttostrom Stk	GWh	2268	16297	18586	146178	0	15942	21406	11375	46536		278803	OECD 1995
Bruttostrom Brk	GWh	1190	0	2365	147481	27581	0	0	0	15877		195207	OECD 1995
η Brutto-Stk	%	40.1	38.1	37.3	37.4	-	39.0	39.8	39.3	39.3		38.1	berechnet
η Brutto-Brk	%	37.6	-	30.5	33.3	34.1	-	-	-	32.1		33.4	berechnet
Eigenb. Stk-KW	GWh	167	894	1287	10582	0	975	806	583	2835		18149	aus EI 1995
Eigenb. Brk-KW	GWh	88	0	164	10677	2457	0	0	0	967		14396	aus EI 1995
Nettostrom Stk	GWh	2101	15403	17299	2201	0	14967	20600	10792	43701		260653	berechnet
Nettostrom Brk	GWh	1102	0	135595	136804	25124	0	0	0	14910		180811	berechnet
η Netto-Stk	%	37.1	36.0	34.8	34.7	-	36.6	38.3	37.2	36.9	30	35.7	berechnet
η Netto-Brk	%	34.8	-	28.4	30.9	31.1	-	-	-	30.2	27	30.9	berechnet

Tab.VI.9.6: Zusammenstellung verschiedener Angaben zum Nettowirkungsgrad η von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken,
* geschätzt.

Von der Inputwärmemenge gehen rund 50 % über das Kühlwasser in den Vorfluter oder via Nass- oder Trockenkühlturm an die Luft (Tab.VI.9.7). Die Differenz zwischen Nettowirkungsgrad und den verbleibenden 50 % Wärme kann grob als Abwärme an die Luft verbucht werden. Die Kraftwerkskühlung wird in Kap.VI.9.7 behandelt.

in %	Abgas	Strahlung	unvollständige Verbrennung	Asche	Kühlwasser	Strom	Quelle
Stk-Kraftwerk	8.4-9.9	0.5	0.6-0.9	?	88.8-90.5		Skorupska 93
Stk-Kraftwerk	5.1	0.9	0.7	0.3	51	42	WEC 1988
Brk-Kraftwerk	7	1	1.5	0.5	49	41	WEC 1988
Stk-Kraftwerk	5.3		5.3		50	39.5	STEAG 1988

Tab.VI.9.7: Energiebilanz für vier Modellkraftwerke.

9.4 Kohlekraftwerke Europas

9.4.1 Übersicht

Nach den vorliegenden Unterlagen <Maude et al. 1994> werden in Luxemburg und der Schweiz keine Grosskraftwerke mit Kohlen befeuert. Diese Untersuchung beschränkt sich deshalb auf die Länder Österreich, Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Niederlande, Portugal, Spanien und die Länder des ehemaligen Jugoslawien. In diesen zehn Ländern wurden 1993 insgesamt rund 270 Mt Braunkohle (Anhang VI.9.2) und 106 Mt Steinkohle (Tab.VI.8.1) in Kraftwerken verfeuert.

Im folgenden werden die statistischen Angaben für Steinkohle aus Tab.VI.8.1 und für Braunkohle aus Tab.VI.6.1 ausgewertet. Die Zusammenstellung sämtlicher Daten findet sich im Anhang VI.9.1.

In Fig.VI.9.1 ist der Braunkohleverbrauch in den UCPTE-Ländern anteilmässig aufgezeichnet. Unterschiede gegenüber Fig.VI.6.2 liegen darin, dass die unbedeutenden Importe ebenfalls berücksichtigt wurden. Deutschland mit 58 % des Verbrauchs ist stark dominierend vor dem ehemaligen Jugoslawien, Griechenland und Spanien. Die anderen Länder sind nicht relevant. Es wurde der gesamte Verbrauch für die Strom- und Wärmeerzeugung ermittelt. Der Anteil der anderen Braunkohleanwendungen dürfte insgesamt unter 10% liegen.

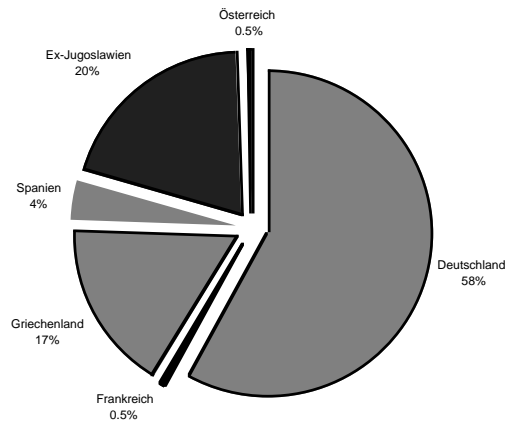


Fig.VI.9.1: Braunkohleverbrauch in den UCPTE-Ländern im Jahre 1993 <CI 1994> und <OECD 1995>, ehemaliges Jugoslawien mit Daten für das Jahr 1992 aus <IEA 1994>.

Die in Kraftwerken verfeuerte Steinkohle wurde ebenfalls aus <CI 1994> und <OECD 1995> ermittelt, wobei nur die tatsächlich in den Kraftwerken verfeuerten Kohlen (ausser in Deutschland werden in Kraftwerken nur Dampfkohlen eingesetzt) erfasst wurden. Ebenfalls berücksichtigt wurden die Exporte von Dampfkohlen (Kap.VI.8).

Rund 52 Gew.-% der Steinkohle wird in Deutschland verstromt (Fig.VI.9.2). Nur Spanien (19 %) besitzt noch einen Anteil über 10 % (Niederlande 7 %, Frankreich 6 %, Belgien und Italien je 5 % und Portugal 4 %). Aus dieser Aufteilung ist allerdings der Energieinhalt der Kohlen nicht ersichtlich, was noch geringe Abweichungen ergeben kann.

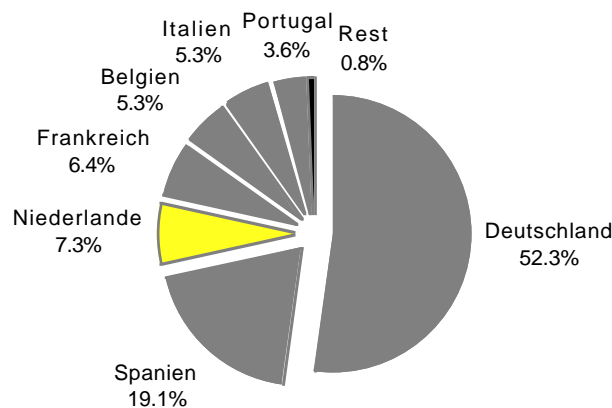


Fig.VI.9.2: Steinkohleverbrauch für die Verfeuerung in Kraftwerken in den UCPTE-Ländern im Jahre 1993 <CI 1994> und <OECD 1995>, Anteile in Gew.-%.

In Fig.VI.9.3 sind nun die Förderländer für die in den UCPTE-Kraftwerken verfeuerten Kohlen zusammengestellt, die ziemlich stark von der Darstellung in Fig.VI.6.1 abweicht. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass aus Deutschland und den USA relativ viel Kokskohle importiert wird.

Die Eigenförderung in den UCPTE-Ländern zusammen mit dem Import aus Süd-Afrika deckt über 70 % der Produktion ab.

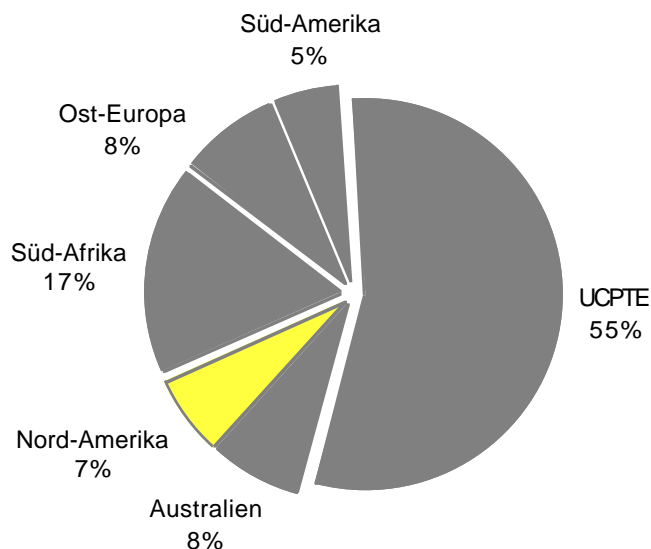


Fig.VI.9.3: Herkunft der in den UCPTE-Kraftwerken verfeuerten Steinkohle für das Jahr 1993, <CI 1994> und <OECD 1995>, Anteile in Gew.-%.

Bei den Kraftwerken in Europa handelt es sich grösstenteils um Grosskraftwerke mit verschiedenen Blöcken. Die ältesten Blöcke sind dabei oft schon 40 Jahre in Betrieb und wurden schon mehrmals dem Stand der Technik angepasst. Jüngere Blöcke sind meistens grösser und erreichen über 700 MWe, während alte Blöcke oft um 100 bis 300 MWe aufweisen. Kraftwerke unter 100 MWe werden vor allem durch Selbsterzeuger genutzt und dienen gleichzeitig meist der Wärmeproduktion. Diese kleinen Kraftwerke sind zwar in grosser Zahl gebaut, tragen aber nur wenige Prozente zur Stromerzeugung bei.

Durch die Waldsterben-Debatte ausgelöste Sanierungsprogramme in einzelnen Ländern wurden durch Vorgaben der ehemaligen EG <EWG 1988> gestützt und sollen gegenüber dem Referenzjahr 1980 bis zum Jahr 1993 zu Reduktionen der Schwefeldioxid-Emissionen um 23 % und bis ins Jahr 2003 um 57 % führen, obwohl einzelnen Länder sogar Emissionsteigerungen zugestanden wurden. Die Stickoxidreduktionsziele sind dabei etwas weniger weitgehend.

Aufgrund dieser Richtlinien wurden in den letzten Jahren grosse Investitionen in die Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen getätigt. Während Deutschland, Oesterreich und Holland die Nachrüstungen bis zum Jahr 1992 weitgehend abgeschlossen hatten, sind die anderen Länder noch nicht soweit. Aufgrund dieses grossen Flusses genügt es hier nicht, historisches Datenmaterial zu verarbeiten, vielmehr müssen die Angaben über den Nachrüstungsstand 1995/96 einfließen.

9.4.2 Ziele und Vorgehen

In diesem Kapitel geht es primär darum, die stark von Rauchgasreinigungsanlagen abhängigen Emissionen von Staub, SO₂ und NO_x aus Stein- und Braunkohlekraftwerken für jedes UCPTE-Land möglichst aktuell zu erfassen. Daraus soll auch abgeleitet werden, wie der Nachrüstungsstand zur Zeit zu bewerten ist, da noch weitere Emissionen davon abhängig sind und auch die Betriebsmittel für die Rauchgasreinigungsanlagen entsprechend bilanziert werden (Kap.VI.9.5).

Gemäss der EG-Verordnung <EWG 1988> sollten "alle Länder bis spätestens 9 Monate nach Ablauf des Berichtsjahres eine Aufstellung über die SO₂- und NO_x-Frachten für alle Anlagen über 300 MW_{th} abliefern". Da solche Zusammenstellungen auch heute noch nicht für alle Länder verfügbar sind, wird ein anderes Vorgehen gewählt.

Einerseits wurden von allen UCPTE-Ländern möglichst aktuelle Emissionsbilanzen angefordert, welche nun teilweise verfügbar sind und sich für die "top-down" Berechnung von Emissionsfaktoren eignen und auch Rückschlüsse auf den Anteil und die Effizienz der eingesetzten Rauchgasreinigungsanlagen erlauben.

Andererseits wurde versucht, mit einem bottom-up-Modell den Kraftwerkspark innerhalb der UCPTE zu charakterisieren (Anhang VI.9.2). Mit Angaben zur verwendeten Kohle (Menge, Heizwert, Schwefel-, Asche- und Feuchtegehalt), Blockgrösse, Blocktyp, Auslastung, eingesetzter Rückhaltetechniken und Berücksichtigung länderspezifischer Eigenheiten werden ebenfalls Emissionsfrachten für jedes Kraftwerk und die einzelnen Länder ermittelt. Die CO₂-Emissionsfaktoren wurden mithilfe von <Piccot et al. 1990b> und <OECD/IEA 1991> abgeschätzt, wo keine länderspezifischen Faktoren verfügbar waren.

Mit einem Abgleich zwischen den Resultaten wurde versucht, einen für Stein- und Braunkohle möglichst aktuellen gewichteten Emissionsfaktor pro Land zu ermitteln. Ausserdem wurde der Anteil der Rauchgasreinigungssysteme abgeschätzt und daraus die reduzierten (nichtemittierten) Schadstoffe bestimmt. Diese zurückgehaltene Schadstoffmenge soll als Anbindungsgrösse für die in Kap.VI.9.5 behandelten Rauchgasreinigungssysteme (REA, EF und DeNO_x) dienen.

Vorgehen für das "Bottom -Up"-Modell

Die Kraftwerksdatenbank basiert im wesentlichen auf den Angaben aus <Maude et al., 1994> und <CI 1994>. In diesen Veröffentlichungen sind die grösseren Kraftwerke der UCPTE-Länder aufgelistet. Leider sind diese Angaben nicht vollständig. Vor allem für die Länder des ehemaligen Jugoslawien waren nur sehr wenige aktuelle Daten erhältlich. Trotzdem konnte eine umfassende länderspezifische Datenbank erstellt werden (Anhang VI.9.2), die robust gegenüber Änderungen sein sollte und im folgenden erklärt wird:

- In der ersten Kolonne steht der Kraftwerksname. Die Kraftwerke sind nach Land und innerhalb der Länder teilweise nach Versorgungsunternehmen und nach Braun- oder Steinkohle geordnet.
- In der zweiten Kolonne steht die elektrische Nettoleistung in MW_e. Die verschiedenen Blöcke eines Kraftwerks werden meistens aufgeteilt.
- In der dritten Kolonne steht die ausgekoppelte thermische Leistung in MW_{th}, d. h. das Kraftwerk wird als WKK-Anlage betrieben.
- In der vierten Kolonne wird der Kohleverbrauch in Millionen Tonnen (Mt) für die einzelnen Blöcke angegeben. Die Kohlemenge wurde dabei ausgehend vom Total der Kraftwerke <Maude et al., 1994> entsprechend der Blockleistung linear auf die einzelnen Blöcke aufgeteilt. Dabei wurde vereinfachend angenommen, dass die verschiedenen Blöcke eines Kraftwerks die gleiche Auslastung besitzen.
- Die fünfte Kolonne gibt die Kohleart (Braun- oder Steinkohle) an. Diese Angabe war nicht bei allen Kraftwerken eindeutig, da die verschiedenen Blöcke teilweise verschieden befeuert werden und weil einzelne Blöcke umgerüstet wurden. Beträgt der untere Heizwert der Kohle 20 MJ/kg oder mehr, so wurde die Kohle unter Steinkohle verbucht.
- In Kolonne sechs ist der Feuerungstyp gemäss <Maude et al., 1994> angegeben. Die Nomenklatur findet sich am Schluss des Anhangs VI.9.2.
- Die Kolonnen 8, 11, 15, 16, 21 und 22 enthalten Angaben zum Element Schwefel. In Kolonne 8 steht der Rückhaltegrad in % für Anlagen, welche mit einer REA (Rauchgasentschwefelungsanlage) ausgerüstet sind. Die Schwefeleinbindung in der Asche wurde in Kolonne 16 berücksichtigt. Gemäss <Bultjes et al. 1989> und <Corinair 1992> kann für Steinkohle ein Mittelwert von 5 % angenommen werden. Für Braunkohle liegt der Einbindungsgrad wesentlich höher (meist zwischen 20 und 60 %) und ist vom Ca- und Na-Gehalt der Asche und vom absoluten Schwefelgehalt abhängig. In dieser Studie wurde für Braunkohle generell 40 % angenommen. In Kolonne 21 wird aus den Angaben in den Kolonnen 4, 8, 15 und 16 die jährliche SO₂-Emission berechnet. Es muss dabei berücksichtigt werden, dass aus einem Kilogramm Schwefel 2 kg Schwefeldioxid entstehen. Zur Kontrolle wird in Kolonne 11 der SO₂-

Gehalt des Reingases bestimmt, der mit den Emissionsvorschriften der einzelnen Länder verglichen wird. Da die Schwefelkonzentration in den Kohlen oft stark schwanken, sind diese Berechnungen trotzdem unsicher. In Kolonne 22 wird schliesslich das durch die REA zurückgehaltene SO_x berechnet.

- Die Kolonnen 9, 12, 23 und 24 beziehen sich auf die Stickoxidemissionen. In Kolonne 9 wird der Wirkungsgrad der Entstickung angegeben. Kolonne 12 richtet sich nach konkreten Angaben, Grenzwerten oder Schätzungen aufgrund der Reduktionstechnologie und der Feuerungstechnik (Kolonne 6). Da der Brennstoffstickstoff nur unvollständig zu einem stark schwankenden Anteil in Stickoxide aufoxidiert, wurde auf die Einbeziehung des Brennstoff-Stickstoff-Gehaltes verzichtet. Die Verknüpfung von Kolonne 4, 12 und 20 ergibt die Emissionen in Kolonne 23. Die Rauchgasmenge in Kolonne 20 wird dabei nach einer Faustformel für Kohle (abhängig vom Heizwert der Kohle) aus <ELCO 1992> berechnet.
- Kolonne 13 enthält die effektiven unteren Heizwerte (H_u) der eingesetzten Kohlen <Maude et al., 1994>. Die Schwankungsbreiten müssen auch hier als erheblich eingestuft werden.
- In Kolonne 17 wird der Aschegehalt angegeben. Teilweise musste der Wert abgeschätzt werden.
- In Kolonne 18 wird der Feuchtegehalt der Kohle angegeben. Dieser Wert stand nicht immer zur Verfügung und ist vor allem bei der Braunkohle von Bedeutung.
- Kolonne 19 enthält die Partikelkonzentrationen im Reingas, welche aufgrund nationaler Grenzwerte, Literaturangaben oder Technologieanalogien (Anlagen mit REA haben sehr tiefe Partikelemissionen) bestimmt resp. abgeschätzt wurden. In Kolonne 25 wird mit Kolonne 4 und 20 die jährliche Partikelemission berechnet.
- Kolonne 26 entspricht dem energetischen Kohleinput pro Jahr.
- Für jedes Land und unterteilt nach Stein- und Braunkohle werden die SO₂-, NO_x- und Partikelemissionen der einzelnen Blöcke aufsummiert und durch den totalen Energieinput (Kolonne 26) dividiert. Dadurch erhält man die Emissionswerte pro T_{Jin}.
- In einer weiteren Zeile wird jeweils angegeben, wieviel der Schadstoffe in Rauchgasreinigungsanlagen zurückgehalten resp. umgewandelt werden. Diese Angabe dient als Anknüpfungsgrosse für die REA- und DeNO_x-Bilanzierungen und erlaubt es, eine Aschenbilanz aufzustellen. Die Kesselasche bei Staubfeuerungen resp. Schlacke bei Schmelzfeuerungen wird dabei eingeschlossen, obwohl diese streng genommen schon vor der Rauchgasreinigung abgeschieden werden. Die zurückgehaltenen Partikel/Asche werden durch den mittleren Aschegehalt (Kolonne 17), die mittlere Partikelrückhaltung (Kolonne 10) und die Kohlemenge (Kolonne 4) berechnet.
- In der Schlusserwertung werden die Summen und Koeffizienten für alle UCPTE-Länder berechnet (Tab.VI.9.29).

Diese umfangreiche und detaillierte Datenbank darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die verbrannte Kohle pro Kraftwerk, die Kohlequalität und einzelne Rauchgaskonzentrationen für NO_x und Partikel geschätzt sind. Die Daten dieses Modells dürfen nicht überschätzt werden und müssen mit dem Top-down-Modell geprüft werden.

9.4.3 Angaben für einzelne Länder

Einführende Bemerkung

Aktuelle Daten konnten nur für Frankreich, Belgien, Deutschland und Kroatien aufgetrieben werden. Für die übrigen Länder muss auf frühere Jahre zurückgegriffen werden, womit die bottom-up Werte nur mit Vorsicht mit den aktuellen Werten des Top-down-Modells verglichen werden können. Da die vorhandene Datenbank relativ vollständig und vor allem konsistent ist, werden die Angaben der einzelnen Länder nur zur Kontrolle aufgeführt.

Österreich

In Österreich wurden bis 1992 alle Kraftwerke mit REA und teilweise mit Entstickungsanlagen nachgerüstet. Viele der Kraftwerke werden mit Wärmeauskopplung betrieben, was hier nur insofern berücksichtigt wird, dass ein höherer Wirkungsgrad verwendet wird. Die Emissionsfaktoren für das Jahr 1987 <BWA 1987> liegen bereits erstaunlich tief, obwohl der Grossteil der Anlagen damals noch nicht nachgerüstet war. Mit der bottom-up-Methode (Anhang VI.9.2) wurden davon abweichende aber plausible Faktoren ermittelt, welche hier weiterverwendet werden sollen. Bei den CO₂-Emissionsfaktoren wird diejenigen aus <OECD/IEA 1991> verwendet (Steinkohle: 94 t/TJ_{in}, Braunkohle: 105t/TJ_{in}), da die Angaben in <BWA 1992> als zu hoch erscheinen.

	Brutto-Strom- erzeugung GWh/a	Leistung reine Kohlefeuerung MWe	Leistung Mischfeuerung MWe	Brennstoff für Strom Mt/a	Brennstoff für Strom TJ _{in} /a	Hu MJ/kg	Brutto- Wirkungsgrad %
Steinkohle 1991	4'384.8		1342	1.457	37'110	25.466	39.6
Braunkohle 1991	2'502.6	395	494	2.217	23'224	10.473	35.7
Steinkohle 1993	2268	542	862	0.728	20385	28.001	40.1
Braunkohle 1993	1190	395	140	1.045	11388	10.898	37.6
	SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x kg/TJ _{in}	VOC kg/TJ _{in}	CO kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ kg/TJ _{in}	
Steinkohle 1987	55	63	1	2	4	95'000	
Braunkohle 1987	140	210	2	8	17	110'000	

Tab.VI.9.8: Daten zur Energieerzeugung in Oesterreich für die Jahre 1991 und 1993 <CI 1994>, <OECD 1995> und spezifische Emissionsfaktoren für Kraftwerke 1987 <VEÖ 1993>, <BWA 1992>

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	23.5	53 510	60 160	4 4600	94
Braunkohle zurückgehalten	13.3	60 320	65 320	7 12400	105

Tab.VI.9.9: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Oesterreich; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Belgien

Der Ausrüstungsstand mit Rauchgasbehandlungsanlagen ist in Belgien noch sehr tief und muss in den nächsten Jahren dem Stand der Technik noch angepasst werden. Die hier präsentierten Emissionsfaktoren dürften deshalb in diesem Jahrzehnt noch stark abnehmen.

Die Angaben der SO₂- und Partikelemissionsfrachten von <Electrabel 1993> und <Electrabel 1996> können durch das bottom-up-Modell sehr gut bestätigt werden. Es muss dabei beachtet werden, dass neben den Kraftwerken der Electrabel noch weitere Anlagen in Belgien betrieben werden, welche jedoch nicht ins Gewicht fallen, da der Nachrüstungsstand vergleichbar ist. Die NO_x-Emissionen scheinen in <Electrabel 1996> zu hoch zu liegen. Es werden deshalb die in Anhang VI.9.2 berechneten Werte übernommen.

Leistung	MWe	1992	1994			1992	1994
Kohleverbrauch	1'000t/a	5'739	6'100	Kohleinput	TJ _{in}	150'936	160'430
Heizwert	MJ/kg	26.3	25.2				
Schwefelgehalt	%	<1%					
Netto-Stromproduktion	GWh/a	14'493	16'297	Netto-Wirkungsgrad	%	34.6	
SO ₂	t/a	73'250	71'400	spez. SO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}	485	445
NO _x	t/a	45'206	50'100	spez. NO _x -Emission	kg/TJ _{in}	300	312
Partikel	t/a	10'109	7'000	spez. Partikel-Emission	kg/TJ _{in}	67	43

Tab.VI.9.10: Kraftwerke in Belgien; alle Angaben für das Jahr 1992 <Electrabel 1993> und 1994 <Electrabel 1996>.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	25.2	456 0	140 90	40 5900	94

Tab.VI.9.11: Emissionsfaktoren für das Jahr 1994 für die Kraftwerke in Belgien; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Deutschland

In den alten Bundesländern Deutschlands wurde die Nachrüstung der Kraftwerke bereits Mitte der 80er-Jahre forciert und ist mittlerweile abgeschlossen. Lediglich kleine Einheiten oder solche, die nur noch eine tiefe Restnutzungsdauer besitzen, wurden nicht nachgerüstet. Bei der Entstickung wurden zudem wo möglich primäre Massnahmen (vor allem in Braunkohlekraftwerken) eingesetzt. Der Stand der Nachrüstungen in den neuen Bundesländern ist noch weniger weit fortgeschritten (Anhang VI.9.2). Es darf aber damit gerechnet werden, dass dies in den nächsten Jahren nachgeholt wird und die Emissionsfaktoren der Braunkohlekraftwerke somit deutlich abnehmen werden.

Die mittleren Emissionsfaktoren für alle Grossfeuerungen in den alten Bundesländern Deutschlands sind in Tab.VI.9.12 wiedergegeben. Da die Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland bei den konventionellen Kraftwerken stark dominieren (>90%), werden die Jahresfrachten auf spezifische Emissionsfaktoren umgerechnet.

	REA-Kapazität MWe	DeNO _x MWe	SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x kg/TJ _{in}	Staub kg/TJ _{in}
Braunkohle	11000	1500			
Steinkohle	26500	25000			
Brk+Stk	37500	26500	94	90	5.3

Tab.VI.9.12: Installierte Rauchgasreinigungskapazitäten in West-Deutschland 1991/92 und durchschnittliche Emissionsfaktoren für fossil befeuerte Kraftwerke (entspricht praktisch dem Kohledurchschnitt aufgrund der geringen Bedeutung von Oel und Gas) <Hildebrand 1992>.

	Bruttoleistung MWe	Strom GWh	Netto-Wirkungsgrad %	S-Gehalt %	Hu MJ/kg	Asche e %	SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x kg/TJ _{in}	REA-Gips kg/TJ _{in}
Braunkohle	9'930	68'282	33.5	0.31	8.142	6.04	32.5	80	1776

Tab.VI.9.13: Durchschnittliche Stromerzeugung, Wirkungsgrad und Brennstoffqualität von 1988-1992 und durchschnittliche Emissionen sowie REA-Gips Anfall 1989-1992 des grössten westdeutschen Betreibers von Braunkohlekraftwerken <RWE 1993>

Für die Braunkohlekraftwerke der <RWE 1993> sind Angaben zu den effektiven mittleren Reingaskonzentrationen gemittelt über grosse Zeiträume verfügbar <RWE 1993>. Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren sind sehr tief und werden in Tab.VI.9.13 wiedergegeben. Diese tiefen Emissionsfaktoren sind auf den tiefen S-Gehalt, die hohe Einbindung und die vollständige Ausrüstung mit REA zurückzuführen. Für die restlichen Braunkohlekraftwerke in Deutschland werden im Anhang VI.9.2 ebenfalls die Emissionsfrachten berechnet, was die durchschnittlichen Emissionsfaktoren nach oben verschiebt. Die CO₂-Emissionsfaktoren werden <Fritsche et al. 1992b> entnommen.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	26.4	116 590	70 220	7 4800	92.5
Braunkohle zurückgehalten	8.6	815 320	150 200	10 7900	111

Tab.VI.9.14: Emissionsfaktoren für das Jahr 1994 für die Kraftwerke in Deutschland gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Die deutlich schlechteren Werte der Braunkohle ist bedingt durch den niedrigen Nachrüstungsstand der Kraftwerke in den neuen Bundesländern. Da der Anteil an Steinkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern vernachlässigbar ist, wirkt sich dieser Effekt dort nicht aus.

Frankreich

Frankreich hat seine Kohlekraftwerke noch nicht an die Vorgaben der EG <EWG 1988> angepasst. Es dürften deshalb in den nächsten Jahren umfangreiche Nachrüstungen und Stilllegungen vorgenommen werden. Die Angaben der <EDF 1993> umfassen nur die EDF-Kraftwerke, entsprechen jedoch den EG-Richtlinien <EWG 1988> (EDF war der einzige europäische Kraftwerksbetreiber, welcher diese offiziell erstmals für das Jahr 1990 einzureichenden Unterlagen an uns weitergab).

		1991	1994			1991	1994
Steinkohlekraftwerke							
Kohleverbrauch	kt/a	9'950	4'486	Kohleinput	TJ _{in}	264'874	113'721
Heizwert	MJ/kg	24.4-30.1	25.35				
Schwefelgehalt	%	0.8					
Stromproduktion	GWh/a	27'591	10'993	Brutto-Wirkungsgrad	%	37.5	
SO ₂	t/a	155'866	3'700	spez. SO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}	588	33
NO _x	t/a	86'874	4'200	spez. NO _x -Emission	kg/TJ _{in}	328	37
Partikel	t/a	5'053	2'200	spez. Partikel-Emission	kg/TJ _{in}	19	19
Chlor	t/a	10'413		spez. Chlor-Emission	kg/TJ _{in}	39	
CO ₂	kt/a	26'062	10'100	spez. CO ₂ -Emission	t/TJ _{in}	98	89
Braunkohlekraftwerke							
Kohleverbrauch	t/a	347		Kohleinput	TJ _{in}	2'688	
Heizwert	MJ/kg	7.8					
Schwefelgehalt	%	1.4					
Stromproduktion	GWh/a	224		Wirkungsgrad	%	30	
SO ₂	t/a	6660		spez. SO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}	2'478	
NO _x	t/a	131		spez. NO _x -Emission	kg/TJ _{in}	49	
Partikel	t/a	47		spez. Partikel-Emission	kg/TJ _{in}	17	
Chlor	t/a	477		spez. Chlor-Emission	kg/TJ _{in}	177	
CO ₂	kt/a	208		spez. CO ₂ -Emission	t/TJ _{in}	77	

Tab.VI.9.15: Kohlekraftwerke in Frankreich; alle Angaben für das Jahr 1991 <EDF 1993> und 1994 <EDF 1996>

Die Angaben für das Jahr 1991 stimmen gut mit den in Anhang VI.9.2 berechneten Werten überein, die auch die Kraftwerke der CdF (zweiter grosser Kraftwerksbetreiber) berücksichtigen. Die Angaben für das Jahr 1994 sind insbesondere für die SO₂- und NO_x-Emissionsfrachten viel zu tief und unrealistisch. Es werden deshalb die Werte aus der Kraftwerksdatenbank (Anhang VI.9.2) weiterverwendet. Für die Braunkohlekraftwerke verschieben sich die Emissionen sehr stark, da EdF ein grosses Braunkohlekraftwerk mit REA betreibt. Ausserdem liegen die Angaben zu den NO_x- und CO₂-Emissionen klar zu tief.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	25.35	504 100	250 0	13 4700	93
Braunkohle zurückgehalten	8.533	870 1100	165 0	13 16700	108

Tab.VI.9.16: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Frankreich; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Griechenland

Griechenland besitzt einen grossen Braunkohle-Kraftwerkspark. Die Kohle mit Heizwerten zwischen 3 und 8 MJ/kg wird vorgetrocknet, gemahlen, vom Wasserdampf getrennt und dann direkt verfeuert. Diese Prozessschritte sind im Kraftwerkswirkungsgrad bereits berücksichtigt. Die verfügbaren Informationen weisen auf sehr tiefe S-Gehalte (0.5 %) und hohe Einbinderaten hin, womit die SO₂-Emissionen trotz fehlender REA in Grenzen gehalten werden können. Eine Ausnahme scheint das Kraftwerk in Megalopolis zu sein, indem Kohle mit hohem Schwefelgehalt (1.5 %) und tiefer Einbinderate verbrannt wird <Giannakopoulos et al. 1993>. Aufgrund des hohen Wassergehaltes wird auch davon ausgegangen, dass nur wenig thermische NO_x gebildet werden. Die resultierenden Frachten (Anhang VI.9.2) können nur mit den maximal zulässigen Frachten nach <EWG 1988> verglichen werden. Dieser Vergleich zeigt, dass zusammen mit den Ölfeuerungen die maximale

Fracht bei den Schwefeldioxidemissionen überschritten wird. Zur Entstaubungstechnik sind keine Angaben zugänglich. Es ist möglich, dass die Partikel-Emissionen noch deutlich höher liegen.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Braunkohle zurückgehalten	5.0	1680 0	240 0	31 37000	123

Tab.VI.9.17: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Griechenland; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Italien

In Italien herrscht zurzeit ein grosser Umbruch, da grosse Kraftwerkskapazitäten nachgerüstet oder neu erstellt werden, während andere stillgelegt werden. Es war deshalb nicht möglich, die Daten von <ENEA 1991> (Tab.VI.9.18) zu übernehmen. Verschiedene Emissionsfaktoren aus <ENEA 1991> entsprechen kaum den tatsächlichen Verhältnissen; insbesondere dürften neben NO_x und SO₂ auch CH₄, NMVOC und N₂O zu hoch liegen.

	Steinkohle- Kraftwerke kg/TJ	Braunkohle- Kraftwerke kg/TJ	Steinkohle- Kraftwerke Mio.t/a	Braunkohle- Kraftwerke Mio.t/a
NMVOC	7.5	7.5	1.9	0.1
NO _x	340	260	77.9	1.6
SO _x	545	1'299	140.4	13.7
CO	3	3	25.8	1.1
NH ₃	0.48	0.86	0.1	0
Partikel	5	240	34.2	1.8
CH ₄	22.5	22.5	5.8	0.2
CO ₂	93'533	100'650	24'097.1	1'061.8
N ₂ O	14	14	3.6	0.1

Tab.VI.9.18: Spezifische Emissionsfaktoren für Stein- und Braunkohlekraftwerke in Italien nach <ENEA 1991> und resultierende Emissionsfrachten für das Jahr 1989 (Stk: 257 PJ_{in}, Brk: 10.5pj_{in}).

Das bottom-up-Modell wird hier für die Emissionsbilanz benützt. Gegenüber früheren Statistiken wird in <Maude et al., 1994> und <CI 1994> für Italien kein Braunkohlekraftwerk mehr ausgewiesen. Im Vergleich mit den Werten in <ENEA 1991> (Tab.VI.9.18) stimmen die in Anhang VI.9.2 berechneten Emissionsfrachten für Steinkohlekraftwerke erstaunlich gut überein.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	24.6	545 230	240 0	11 4600	94

Tab.VI.9.19: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Italien; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Niederlande

Neben Österreich und Deutschland ist Holland das dritte UCPT-land, welches die Nachrüstarbeiten weitgehend abgeschlossen hat. In <Wijk 1993> werden detaillierte Emissionsbilanzen für verschiedene Bezugsjahre angegeben, welche mit dem bottom-up-Modell weitgehend nachvollziehbar sind. Gemäss <Van der Brugghen et al. 1989> weisen die holländischen Kraftwerke nach der REA Staubgehalte <10 mg/m³ auf.

Kohle, Kraftwerke

	Einsatz	Strom netto	Netto- Wirkungsgrad	NO _x	SO ₂	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO ₂
	TJin/a	GWh/a	%	t/a	t/a	kt/a	kg/TJin	kg/TJin	t/TJin
1990	233640	24029	37.0%	42000	48000	22000	180	205	94
1991	206790	21428	37.3%	46000	39000	19400	222	189	94
1993	196320	20910	38.3%	42700	34600	18500	218	176	94
Schnitt 91+93			37.8%				220	182	94

Tab.VI.9.20: Steinkohle-Kraftwerke in den Niederlanden; Angaben für die Jahre 1990, 1991 und eine Prognose für das Jahr 1993 <Wijk 1993>.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJin	NO _x als NO ₂ kg/TJin	Partikel kg/TJin	CO ₂ t/TJin
Steinkohle zurückgehalten	26.37	92 480	55 110	6 4400	93

Tab.VI.9.21: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in den Niederlanden; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Die Durchschnittswerte von <Wijk 1993> für die Jahre 1991 und 1993 scheinen gegenüber den berechneten Werten etwas zu hoch zu sein. Da die Angaben für die Niederlande in <Maude et al 1994> detaillierte sind, werden für dieses Projekt die in Anhang VI.9.2 berechneten Werte verwendet, obwohl gegenüber <Wijk 1993> grosse Abweichungen festzustellen sind.

Portugal

Von <EDP 1993> waren die Angaben in Tab.VI.9.22/23 erhältlich. Im Jahre 1993 ging zusätzlich das Kraftwerk Pego ans Netz, welches neu erbaut wurde und relativ günstige NO_x-Emissionen aufweist. Der verbesserte technische Stand und die hocheffizienten Elektrofilter im Kraftwerk Pego wurden für diese Bilanzierung berücksichtigt. Eine Nachrüstung scheint in Portugal nicht aktuell zu sein, da sogar in Pego keine REA eingebaut wurde.

Leistung	MWe	1713.6				
Kohleverbrauch	Mt/a	3.3966	Kohleinput	TJin	87'465	
Heizwert	MJ/kg	25.5- 27.2				
Schwefelgehalt	%	1				
Stromproduktion	GWh/a	9'292	Wirkungsgrad	%	38.2	
SO ₂	t/a	66'200	spez. SO ₂ -Emission	kg/TJin	757	
NO _x	t/a	33'300	spez. NO _x -Emission	kg/TJin	381	
Partikel	t/a	7'000	spez. Partikel-Emission	kg/TJin	80	

Tab.VI.9.22: Kraftwerke in Portugal; alle Angaben für das Jahr 1991 <EDP 1993>; Elektrofilter mit 99.5% Abscheidung.

	Leistung	Rauchgas- reinigung	Kohle- verbrauch	Strom- produktion	Brennstoff	Schwefel	Heizwert	Asche
	MWe		t/a	GWh/a		%	MJ/kg	%
Tapada do Outeiro	150	EF	285'888	(1) 393	Anthrazit /Oel	<1%		
Sines	1'256	EF (η=99.5%)	3'110'70	8'899.6	Bituminous	1	25.498	16
Pego	307.6	EF (η=99.8%), LowNO _x	?	?	Bituminous	1	27.17	14
Total	1'713.6		3'396'59	9'292		1		

Tab.VI.9.23: Kraftwerke in Portugal; alle Angaben für das Jahr 1991 <EDP 1993>; Kohle mit 0.25 % Chlor und 0.05 % Fluorgehalt;
(1) wurde durch Aufteilen der Kraftwerksproduktion auf Oel und Kohle selber berechnet.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	25.8	669 0	250 4	80 4900	94

Tab.VI.9.24: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Portugal; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Die in Anhang VI.9.2 berechneten Werte stimmen mit den Angaben in <EDP 1993> sehr gut überein.

Spanien

Für Spanien liegen von offizieller Seite nur Angaben für 1985 vor <Ortiz et al. 1989>. Alle verfügbaren Unterlagen weisen darauf hin, dass die Schadstoffemissionen bei leicht erhöhter Stromproduktion kaum gesenkt werden konnten. Damit dürfte Spanien über 50 % der SO₂, über 20 % der NO_x und über 40 % der Partikelemissionen des gesamten UCPT-E-Raumes (nur Kohlekraft) im Jahre 1992 verursacht haben. Für den Kraftwerkspark im Jahre 1994 wurde im Anhang VI.9.2 die in den letzten Jahren eingeführten Verbesserungen mitberücksichtigt.

Die Schwefeldioxid-Daten von <Ortiz et al. 1989> liegen etwa im Bereich der mit dem bottom-up-Modell berechneten Werte. Für Partikelemissionen wurden deutlich tiefere Werte berechnet, da die Nachrüstung von Filtern in den letzten Jahren vollzogen wurde <Maude et al., 1994>. In <Unipede 1993> werden die NO_x-Emissionen aus den spanischen Kohlekraftwerken ausgewiesen. Für das Jahr 1985 werden 182 kt, für das Jahr 1990 200 kt NO_x angegeben. Damit liegt die Angabe für das Jahr 1985 wesentlich unter den Angaben von <Ortiz et al. 1989>. Im weiteren wurden die bottom-up-Resultate verwendet.

Leistung Kohleverbrauch	MW _{th} kt/a	29'955 32'545	Kohleinput (inkl.Oel+Gas)	TJ _{in}	570'000
Heizwert (Durchschnitt)	MJ/k	16.7			
Schwefelgehalt	g %	(1)	spez. SO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}	2'754
SO ₂	t/a	1'570'10 5			
NO _x	t/a	237'120	spez. NO _x -Emission	kg/TJ _{in}	416
Partikel	t/a	264'272	spez. Partikel-Emission	kg/TJ _{in}	464

Tab.VI.9.25: Kraftwerke in Spanien; alle Angaben für das Jahr 1985 <Ortiz et al. 1989>; Kraftwerke fast ausschliesslich grösser als 100 MWe

(1) Steinkohle: 1.2 % Schwefel, H_u = 28.9 MJ/kg; Anthrazit: 0.9 % Schwefel, H_u = 29.7 MJ/kg; Braunkohle: 5.4 % Schwefel, H_u = 10.9 MJ/kg.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	21.52	812 20	210 30	70 10800	96
Braunkohle zurückgehalten	10.4	2955 155	170 4	70 34000	105

Tab.VI.9.26: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in Spanien; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Ehemaliges Jugoslawien

Es konnten lediglich Daten aus Kroatien beschafft werden <Jelavic et al. 1992> und <Ekoneg 1996>, wo ein Steinkohlekraftwerk (Plomin) betrieben wird. Aus den anderen Ländern sind keine aktuellen Daten zugänglich. Es muss davon ausgegangen werden, dass während des Krieges nicht alle Kraftwerke betrieben worden sind.

Die in Tab.VI.9.27 erstellte Bilanz für die Jahre 1989/1990 und 1994 zeigt ähnliche Werte.

Kohle, Kraftwerke

		1990	1994			1990	1994
Leistung	MWe	93	335	Kohleinput	TJ _{in}	6'291	950
Kohleverbrauch	t/a	253'653					
Heizwert	MJ/kg	23.3-26.3					
Schwefelgehalt	%	10	5	Wirkungsgrad	%	28.7	
Stromproduktion	GWh/a	502.2	75				
SO ₂	t/a	43'991.3	4'443.7	spez. SO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}	6'993	4'678
NO _x	t/a	2'684.5	355.6	spez. NO _x -Emission	kg/TJ _{in}	427	374
Partikel	t/a	118.5	16.8	spez. Partikel-Emission	kg/TJ _{in}	19	18
CO ₂	t/a		90'900	spez. CO ₂ -Emission	kg/TJ _{in}		95'700

Tab.VI.9.27: Steinkohlekraftwerk "Plomin" in Kroatien; alle Angaben für das Jahr 1990 und 1994 <Jelavic et al. 1992> und <Ekonerg 1996>.

Im bottom-up-Modell wurde eine durchschnittliche Braunkohle berücksichtigt und eine eher schlechte Filtertechnik unterstellt. Die Kraftwerksdatenbank in Anhang VI.9.2 behandelt neben Kroatien noch weitere Staaten des ehemaligen Jugoslawiens (Serbien, Montenegro, Slowenien, Moldavien, Mazedonien und Bosnien). Da Kroatien nach <IEA 1994> nur einen geringen Anteil der Stromproduktion aus Kohlekraftwerken im ehemaligen Jugoslawien ausmacht (1992: ca. 2 %) und besonders bei den Partikel- und SO₂-Emissionen nicht als repräsentativ betrachtet werden darf, werden die abgeschätzten Werte aus Anhang VI.9.2 verwendet.

Emissionen	Heizwert Hu MJ/kg	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}	NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}	Partikel kg/TJ _{in}	CO ₂ t/TJ _{in}
Steinkohle zurückgehalten	26.88	1984	340	95	93
Braunkohle zurückgehalten	9.652	1890	250	182	108
		0	0	4400	
		0	0	20800	

Tab.VI.9.28: Emissionsfaktoren 1994 für die Kraftwerke in den Ländern des ehemaligen Jugoslawiens; gewählt für dieses Projekt, Anhang VI.9.2.

Folgerungen

Nachdem einige Länder bereits grosse Aufwendungen in der Nachrüstung betrieben haben, beeinflussen die Länder ohne Nachrüstung, grosser Kohlekraftnutzung und eher schlechter Brennstoffqualität die mittleren UCPT-Emissionsfaktoren der hier diskutierten Schadstoffe erheblich. Da gerade in den relevanten Ländern Spanien und Jugoslawien die Datenlage eher schlecht ist, erreicht der mittlere Emissionsfaktor für den UCPT-Raum (Tab.VI.9.29) nicht jene Robustheit, die erwartet werden könnte. Die Nachrüstungen bis ans Ende dieses Jahrzehnts werden den durchschnittlichen Emissionsfaktor massiv mindern, falls auch Spanien und Jugoslawien nachrüsten, andernfalls ist das Reduktionspotential beschränkt.

Emissionen	SO _x als SO ₂ kg/TJ _{in}		NO _x als NO ₂ kg/TJ _{in}		Partikel kg/TJ _{in}	
	BUWAL 1991	diese Studie *	BUWAL 1991	diese Studie *	BUWAL 1991	diese Studie *
	Steinkohle UCPT	540	321	290	126	43
Braunkohle UCPT	605	1172	240	160	30	20
Stk und Brk UCPT	563	659	272	139	38	19

Tab.VI.9.29: direkte Kraftwerksemissionen dieser Studie (Anteil Stk an Kohleinput 56 %) verglichen mit Angaben aus <BUWAL 1991> (Anteil Stk an Kohleinput 65 %); * ohne die ehemaligen Länder Jugoslawiens.

Der Vergleich der hier ermittelten Daten mit jenen in <BUWAL 1991>, welche mit einem wesentlich vereinfachteren Modell ermittelt wurden, zeigt erhebliche Abweichungen. Da die Emissionsfaktoren dieser Studie den Stand 1994 widerspiegeln (BUWAL 1988 und 1990) und in der BUWAL-Studie die Kraftwerke der neuen Bundesländer Deutschlands nicht mitberücksichtigt wurden, sind diese Abweichungen nicht weiter erstaunlich.

9.5 Rauchgasreinigung und Reingasemissionen

9.5.1 Überblick

Es können folgende Prozesse innerhalb des Kraftwerkes unterschieden werden:

- Versorgung (lagern und mischen von Kohlen)
- Aufbereitung (zuteilen, mahlen, trocknen und verteilen)
- Verbrennung (zünden, mischen und ausbrennen von Staubkohlen)
- Wärmeübertragung
- Rauchgasreinigung
- Entsorgung der Endprodukte
- Stromproduktion und Übertragung
- Dampfkondensation und Abführen der Abwärme

In Freilagern vor den Kraftwerken wird durch geschickte Kohlelagerung eine Homogenisierung der angelieferten Kohle erreicht. Da die Kraftwerke mit Kohlen verschiedener Herkunft beliefert werden, ist dies ein wichtiger Schritt zur besseren Verbrennungsführung. Ausserdem wird mit Freilagern die Reservehaltung gewährleistet.

Die Bunker im Kesselhaus sind lediglich Vorlagebehälter für die Kohlemahlanlagen. Der Staubdurchmesser beträgt nach der Mahlung weniger als 0.1 mm. Mit Rauch- oder Heissgas wird der Kohlestaub auf unter 1 % Wasser getrocknet.

Bei Staubfeuerungen wird zwischen Trocken- und Schmelzfeuerungen unterschieden. Trockenfeuerungen arbeiten mit Temperaturen um 1'300°C, was unterhalb der Ascheschmelztemperatur liegt. Die Asche wird als Grobasche bezeichnet und fällt im Bodentrichter des Feuerraumes an. Schmelzfeuerungen arbeiten mit Temperaturen im Bereich der Schmelztemperatur der Asche (1'600°C). Die flüssige Asche wird in einem Wasserbad zu Granulat abgeschreckt.

Bei Trockenfeuerungen gelangen allerdings ca. 80 bis 90 % der Asche bis zum Staubfilter, während bei der Schmelzfeuerung lediglich 60 % in der Staubabscheidung anfallen. Bei der Schmelzfeuerung wird diese Flugasche meist wieder eingedüst, wodurch praktisch alle Asche als Granulat anfällt. Der Ausbrand ist entsprechend hoch.

Einige Vorteile von Schmelzfeuerungen:

- breitere Palette von Einsatzkohlen
- weniger problematische Verbrennungsrückstände

Nachteile:

- höhere Korrosions- und Reparaturanfälligkeit
- mehr NO_x wegen hohen Temperaturen
- schlechtes Teillast und ein/aus-Verhalten

Da die Importkohle von guter Qualität ist und die Nachteile für einen ökonomischen und stickoxidarmen Betrieb überwiegen, wurden in den letzten Jahren vermehrt Trockenfeuerungen gebaut.

Die reingasseitigen Spurenelementemissionen werden in Kap.VI.9.6 behandelt, da dieser Aspekt einer vertieften Behandlung bedarf.

9.5.2 Unkontrollierte Emissionen

Es soll hier ein kleiner Überblick über typische Emissionen von Kohlekraftwerken ohne Rauchgasreinigung gegeben werden, damit der Stellenwert der in Kap.VI.9.5.3 bis 9.5.5 diskutierten Rauchgasreinigungsanlagen besser ersichtlich wird.

Stickoxide

Die Stickoxide werden aus Brennstoff-Stickstoff, prompt und thermisch gebildet. Die Bildungsmechanismen sind gut untersucht aber nicht verallgemeinerbar. Die Bildung von Stickoxiden auf Brennstoff-Stickstoff erfolgt nicht quantitativ, womit die Korrelation Stickstoffgehalt - Stickoxidemissionen nur bedingt zutrifft.

Ohne Massnahmen zur Reduktion der Stickoxidemissionen von Kraftwerken muss bei Steinkohlefeuerungen gemäss <Franke et al. 1989> und <Voos 1985> mit folgenden Emissionen gerechnet werden:

Stk-Trockenfeuerung	mit Strahlbrenner	450 - 700 mg NO _x /m ³ Abgas
	mit Drallbrenner	800 - 1700 mg NO _x /m ³ Abgas
Stk-Schmelzkammerfeuerung	mit Zyklon	900 - 2000 mg NO _x /m ³ Abgas
	mit Strahlbrenner	900 - 1300 mg NO _x /m ³ Abgas
	mit Drallbrenner	1300 - 2500 mg NO _x /m ³ Abgas
Braunkohlekraftwerke	ältere Kraftwerke	600 - 1000 mg NO _x /m ³ Abgas
	primäre Entstickung (nachgerüstet)	500 - 800 mg NO _x /m ³ Abgas
	neue Anlagen	400 - 500 mg NO _x /m ³ Abgas

Es handelt sich dabei um Anhaltswerte, da Brenner, Kessel, Brennstoff und Art des Anlagenbetriebs einen erheblichen Einfluss auf die effektiven Emissionen ausüben.

Schwefeldioxide

Die Daten in Kap.VI.9.4 und Anhang VI.9.2 haben gezeigt, dass der Schwefelgehalt in den im UCPTE-Raum eingesetzten Kohlen von 0.3 bis 6.6 % schwankt. Der Schwefel wird dabei in Steinkohlekraftwerken zu rund 95 % in Schwefeldioxid umgewandelt, während Braunkohlekraftwerke den Schwefel zu 20 bis 60 % in der Asche einbinden.

Es resultieren unkontrollierte Emissionen von 200 bis 4'000 kg SO₂/TJ_{in}, wobei Werte zwischen 500 und 1'000 kg SO₂/TJ_{in} im UCPTE-Raum als üblich gelten können.

Partikel

Die Partikel-Emissionen ohne Staubfilter haben kaum eine reale Bedeutung für den UCPTE-Raum, da davon ausgegangen werden kann, dass überall mehr oder weniger effiziente Abscheider eingebaut wurden. In Ländern Osteuropas sind jedoch noch Kraftwerke ohne Filter anzutreffen.

Der Partikelgehalt des Rohgases ist im wesentlichen vom Ascheanteil und deren Beschaffenheit und dem Kraftwerkstyp abhängig.

	Feuerraumasche	Flugasche
Trockenfeuerung	5 bis 20%	80 bis 95%
Schmelzkammerfeuerung	40 bis 50%	50 bis 60%

Tab.VI.9.30: Verteilung der Aschen in Kraftwerken (ohne Filter)

Neben dem Unbrennbaren trägt auch das Unverbrannte zur Partikelemission bei. Unkontrollierte Emissionen von 2000 bis 20'000 kg/TJ_{in} treten in der Praxis auf. Steinkohlekraftwerke sind dabei je nach Aschegehalt und Aufbereitungsgrad eher im Bereich 3000 bis 6000 kg/TJ_{in} zu finden, während Braunkohlekraftwerke auch 10'000 bis 15'000 kg/TJ_{in} emittieren können.

Weitere Rohgasemissionen

Aus <WEC 1988>, <Fritsche et al. 1992> und weiteren Quellen sind Rohgasemissionen verschiedener Schadstoffe zusammengestellt. Bei den Halogenen (Cl und F) sind die Brennstoffkonzentration und allfällige Einbinderaten emissionsbestimmend, während die anderen Emissionen von der Verbrennungsführung abhängen.

	Steinkohlekraftwerke [kg/T _{jin}]	Braunkohlekraftwerke [kg/T _{jin}]
HCl	40-200	3-60
HF	0.5-5	0.5-5
CO	3-20	3-20
B(a)P	<0.0001	<0.0001
CH ₄	0.04-2	<1
NMVOC	0.4-4	0.4-4

Tab.VI.9.31: Typische Rohgasemissionen einiger Schadstoffe für Kohlekraftwerke <WEC 1988> und <Fritsche et al. 1992>.

9.5.3 Rauchgasentschwefelung

Es gibt rund 30 verschiedene Entschwefelungsverfahren, welche entwickelt und auch eingesetzt werden. Zusätzlich gibt es noch eine grosse Vielzahl weiterer Rauchgasreinigungssysteme, welche in Entwicklung sind oder die Pilotphase nie verliessen. Die wichtigsten Entschwefelungsverfahren sind die nicht-regenerativen wie die Kalk-/Kalksteinwäsche, das Sprühabsorptionsverfahren und verschiedene Trockenadditivverfahren. Die regenerativen Verfahren, welche den Schwefelrückgewinn in Form von flüssigem SO₂, Schwefelsäure oder elementarem Schwefel erlauben, haben an der installierten Kapazität einen Anteil kleiner 4 % und werden hier nicht weiter behandelt, da auch keine weiteren derartigen Anlagen geplant sind. Rund 85 % der installierten REA-Kapazität arbeitet mit einem Nassverfahren mit Kalk oder Kalkstein <Vernon et al. 1990>.

Die Kalksteinwäsche ist das dominierende Entschwefelungsverfahren bei Kohlekraftwerken und soll näher beschrieben werden. Die Sprühabsorptions- und Trockenadditivverfahren werden bei Braunkohlekraftwerken oder kleineren Anlagen eingesetzt und erlauben eine vereinfachte Bilanzierung. Die anderen Verfahren sind z. B. in <IIP 1990> oder <Takeshita 1993> beschrieben.

Entschwefelung mit Kalk(stein)wäsche

Mittels den Absorptionsmittel Branntkalk (CaO), Kalkhydrat (Ca(OH)₂) oder Kalksteinmehl (CaCO₃) werden die Gase SO₂, SO₃, HCl und HF in einer Waschlösung absorbiert. Kalksteinmehl wird dabei trotz der geringsten Reaktivität aus ökonomischen Gründen den anderen Verfahren meist vorgezogen <IIP 1990>. Gemäss <Wagner 1989> werden rund zwei Drittel der Entschwefelungsanlagen in Deutschland mit Kalkstein betrieben.

Folgende Verfahrensschritte werden durchlaufen <IIP 1990>, <Baum 1988>:

- Waschmittelaufbereitung (löschen des Branntkalk, falls nicht mit Kalkstein gearbeitet wird)
- Absorption der Rauchgaskomponenten in der Waschsuspension
- Oxidation zu Sulfat (HSO₃⁻ zu SO₄⁻)
- Neutralisation der Suspension durch Zugabe von Kalkstein
- Kristallisation des Gipses
- Gipskristallabtrennung aus der Mutterlauge
- Kalzinierung oder Pelletierung bzw. Brikettierung des Kraftwerkgipses für weitere Verwendung

Das entstaubte Rauchgas wird entweder in einem Vorwäscher oder direkt im Absorber abgekühlt, wo auch die Halogenwasserstoffe, Reststaubpartikel und bis zu 20 % des SO₂ ausgewaschen wird. Die Vorwäscherkreislauflösung kann nun auch separat ausgeschleust werden, um ein Vermischen mit den REA-Reststoffen (Gips) zu verhindern.

Der pH-Wert, das Verhältnis Absorptionsflüssigkeit zu Abgasmenge und die Konzentration der Absorptionsflüssigkeit beeinflussen den Abscheidegrad von bis zu 95 % erheblich.

Tropfenabscheider halten mitgerissene Flüssigkeitstropfen zurück und das Reingas wird wieder er-

wärmt und über den Schornstein abgeleitet. Durch gezielte Luftzufuhr wird die Oxidation im Wäschersumpf gefördert, um den REA-Gips zu bilden.

Gemäss <Hövelmann 1987> kann für ein Steinkohlekraftwerke (750 MW_{el}) mit folgenden typischen Einsatzmengen je nach Absorptionsmittel gerechnet werden:

- Kalkstein (CaCO₃) 1.6 t/t SO₂
- Kalk (CaO) 0.89 t/t SO₂
- Kalkmilch (Ca(OH)₂) 1.179 t/t SO₂

Die Grobbilanz in Tab.VI.9.32 lässt sich für ein Grosskraftwerk (Hu = 28 MJ/kg, S = 1 %) berechnen, wenn eine Trockenfeuerung mit 5 % Schwefeleinbindung in der Brennraum-Asche vorausgesetzt wird.

Die Entstaubung in der REA wird in <Hövelmann 1987> mit einem Wirkungsgrad von 94 % quantifiziert. In anderen Quellen wird dieser Wert mit 80 % abgeschätzt. Die Entschwefelung muss in der EG für neue Grosskraftwerke 90 % erreichen, was mit der nassen Kalksteinwäsche erreicht werden kann. Die Trockeneindüsung erreicht dagegen Wirkungsgrade von 70 bis 80 % und kommt deshalb bei kleineren Einheiten zum Einsatz.

Die Anbindung an die Kraftwerksbilanzierung erfolgt über die abgeschiedene Menge SO₂. In Tab.VI.9.33 wurden deshalb die spezifischen Stoffflüsse pro kg abgeschiedenen SO₂ zusammengestellt.

	ins Kraftwerk kg/TJ	in REA kg/TJ	aus REA kg/TJ
Vollwertkohle	35'700		
Schwefel	357		
Schwefeldioxid		678	102
Kalkstein		1085	
Gips			1475
Abwasser			5000
Schlamm			36

Tab.VI.9.32: Grobbilanz für die grössten Stoffflüsse in einer REA, bei 1 % Schwefelgehalt und 85 % Entschwefelung für Steinkohle-Kraftwerk (nach <Hövelmann 1987>, <Taubert 1990> und eigenen Berechnungen).

Da sich mittlerweile die Zugabe von Kalkstein in Europa klar durchgesetzt hat, wird der gegenwärtige Anteil von Entschwefelungsanlagen mit Kalkstein auf 80 % abgeschätzt. Damit wird eine mittlere Stoffbilanz aus Tab.VI.9.33 abgeschätzt (siehe Tab.VI.9.34). Für die Braunkohlekraftwerke in den alten Bundesländern Deutschlands muss aufgrund der Relevanz berücksichtigt werden, dass nur Kalkstein verwendet wird, welcher offenbar stöchiometrisch höher dosiert wird und dass das REA-Abwasser zur Aschebefeuchtung benutzt wird und zusammen mit Feuerraumasche und Flugasche deponiert wird <Gebhard et al. 1989>. Die Eluate der Deponie werden dann in Kap.VI.9.8 bei der Flugaschedeponie verbucht.

Die abwasserfreien Verfahren, welche mit Abwassereindampfung arbeiten, werden nicht berücksichtigt, da deren Anteil noch unbedeutend ist <Grünwald et al. 1991>.

Quelle	c)	Hövelmann 1987	Folgmann 1984	Hjalmarsson 1992	Hjalmarsson 1992	Hjalmarsson 1992	Hjalmarsson 1992	Hjalmarsson 1992	Hjalmarsson 1992	Borsch et al. 1992	Taubert 1990	STEAG 1988
Kraftwerk				Voitsberg	Avedore	Zolling	Inkoo	Meri-Pori	Västhamnerket		Bergkamen	
kg/kg SO ₂	Stk	Stk	Stk	Brk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk
Input							Eindüsung					
Kalk		0.9	1.1						0.83		1	1 a)
Kalkstein	1.9			2.9	2.3	1.6	4.5	1.4		1.56		1.6 a)
Wasser			37	21	26	18	29	17'	27	19		4 /9 a)
H ₂ SO ₄											0.08	0.09
NaOH											0.02	0.03
Output												
Gips	2.6		3.3	4.6	3.3	2.7		3.1		2.9	2.2	2.7
Abwasser	8.7			0	3.4	7.8		2.6	?	1.9		
Schlamm	0.06										0.1 b)	

Tab.VI.9.33: Verschiedene REA-Bilanzen aus diversen Quellen
a) entweder mit Kalk oder mit Kalkstein (Kalk/Kalkstein)
b) 30 % Trockensubstanz
c) aus <Hövelmann 1987>, <Taubert 1987>, und Tab.VI.9.32

		REA-Nass	REA-Nass Brk-D
Input			
Kalk	kg/kg SO ₂	0.2	
Kalkstein	kg/kg SO ₂	1.3	2
Wasser entkarbonisiert	kg/kg SO ₂	20	10
Schwefelsäure H ₂ SO ₄	kg/kg SO ₂	0.08	
Natronlauge NaOH	kg/kg SO ₂	0.02	
Transport Schiene	tkm/kg SO ₂	0.17	0.2
Transport LKW 28t	tkm/kg SO ₂	0.003	
Output			
Gips **	kg/kg SO ₂	2.8	4.1
CO ₂ p	kg/kg SO ₂	0.55	0.7
Abwasser	kg/kg SO ₂	5***	2.4*
Schlamm ****	kg/kg SO ₂	0.06	

Tab.VI.9.34: REA-Massenbilanz pro kg reduziertes SO₂, REA-Nass nach Tab.VI.9.33, REA-Nass Brk-D (Nass-Entschwefelung der westdeutschen Braunkohlekraftwerke) nach <Gebhard et al. 1989>, <Uerpmann 1990>
* Wird zur Aschebefeuchtung benützt und deponiert ** wird in Ecoinvent nicht aufgenommen, *** wird mit Tab.VI.9.35/36 verknüpft, **** Zusammensetzung siehe Tab.VI.9.36, wird in Ecoinvent als 'Abfälle in Reststoffdeponie' verbucht.

Die Reaktionsgleichung des Kalsteinverfahrens sieht wie folgt aus:



Daraus kann direkt abgeleitet werden, dass stöchiometrisch 1.56 kg Kalkstein gebraucht und 0.69 kg CO₂ pro kg SO₂ produziert werden. Bei Kalk-Verfahren sind stöchiometrisch nur knapp 0.9 kg Kalk pro kg SO₂ nötig und es fällt kein zusätzliches CO₂ an, da dieses bereits beim Kalkbrennen entwichen ist.

Das REA-Wasser muss keine erhöhten Ansprüche erfüllen und entspricht deshalb der Kühlwasserqualität (Aufbereitung Anhang A). Der Gips gilt als Nebenprodukt des Kraftwerkbetriebes und steht deshalb frei Kraftwerk zur Verfügung (kein Abtransport). Der Schlamm muss behandelt resp. deponiert werden. Es wird hier vom Deponiefall mit 50 km LKW-Transport ausgegangen. Schwefelsäure und Natronlauge werden im Durchschnitt 200 km mit der Bahn transportiert. Kalk und Kalkstein werden im Durchschnitt 100 km per Bahn transportiert. Der Grund für den hohen Bahnanteil liegt in den grossen Tonnagen an Betriebsstoffen, die aus dem REA-Betrieb resultieren.

Die Abwasseremissionen der REA werden in Tab.VI.9.35 aus verschiedenen Quellen zusammengestellt. Obwohl die meisten Informationen und auch die Einleitgrenzwerte aus Deutschland stammen, dürfen diese Angaben für Europa verwendet werden, da die anderen grossen REA-Betreiber (Österreich, Niederlande) ähnliche Umweltstandards einhalten müssen.

Die letzte Kolonne wird weiterverwendet für das Modul "SO_x zurückgehalten in REA", das für die allgemeinen Steinkohlekraftwerke verwendet wird. Für die Braunkohlekraftwerke werden keine Abwasseremissionen berücksichtigt (wird zusammen mit der Aschedeponie in Kap.VI.9.8.1, Tab.VI.9.62 berücksichtigt).

Kohle, Kraftwerke

Ionen von	REA-Abwasser aus Stk-Kraftwerk	REA-Abwasser aus Brk-Kraftwerk	Grenzwerte nach ARA in Deutschland	Grenzwerte nach ARA in Berlin	diese Studie für Stk	mit 5 l Abwasser/kg SO ₂ **
pH	1-6.5		8.5/10	6.5-8	9	9
	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	g/kg SO ₂
Ca*	1'500-18'000			0	10000	50
Mg	300-3500			0	2000	10
Na	400-1000				500	2.5
Cl	5000-40000	10000		60	5000	250
SO ₃	200-6000	-	20		20	0.1
SO ₄	1300-5000	4000	2000	150	2000	10
NH ₄		180				
NO ₃	500-1500	3000		5	1000	5
NH ₃				0.5	0.5	0.003
F	30-1250	30	30		30	0.15
SiO ₂ *	150-300				300	1.5
COD	40-500	130	80 ¹⁾ /150 ²⁾	20	150	0.75
ungelöste Feststoffe	15-10000	3000	0.3 ¹⁾ /0.5 ²⁾		0.5	0.003
BSB5		13		5	5	0.025
Hg	<2	0.13	0.05	0.001	0.05	0.0003
Cd	<2	0.15	0.05	0.01	0.05	0.0003
Pb	<30	2.5	0.1	0.05	0.1	0.0005
Zn	1-39	8	1	0.5	1	0.005
Cr	<20	2.7	0.5	0.05	0.5	0.003
Cu	0.2-26	2.1	0.5	0.05	0.5	0.003
Ni	0.2-5	2	0.5	0.05	0.5	0.003
As	10	0.001		0.03	0.1	0.005
Phosphat				0.3	0.3	0.002
K	130			10	10	0.05
Al	18-160			0.2	0.5	0.003
B	72				66	0.33
Fe	37-140				0.5	0.003
Mn	40-450				1	0.005
Mo	16				0.5	0.003
V	4.2			0.05	0.5	0.003
Sb	2				0.5	0.003
Se	7				0.1	0.0005
Sn	1.3				0.5	0.003
	<Hövelmann 1987, Syring 1990, Grünewald et al. 1991, Kyte 1991>	<Bambauer et al. 1988>	<Hövelmann 1987>	<Grünewald et al. 1991>	diese Studie	diese Studie

Tab.VI.9.35: Konzentrationen von Ionen des REA-Abwassers vor und nach Reinigung mit ARA und für dieses Projekt gewählte Werte. 1) Branntkalk, 2) Kalkstein; * wird in Ecoinvent nicht bilanziert, ** siehe Tab.VI.9.34.

Im REA-Abwasser sind zudem radioaktive Elemente nachzuweisen <Hövelmann 1987>. Gemäss Hövelmann sind die in Tab.VI.9.36 angegebenen Aktivitäten allerdings nicht sehr relevant. Da keine weiteren Angaben verfügbar sind, werden diese übernommen. Maximalwerte können gemäss <Hövelmann 1987> auch eine Grössenordnung (Faktor 10) darüber liegen.

Die Strahlungsaktivität des REA-Schlammes ist gemäss <Hövelmann 1987> nicht vernachlässigbar und beträgt je nach Substanz rund 20 bis 80 Bq pro kg abgeschiedenem kg SO₂ resp. 10 bis 50 kBq/TJ_{in}.

	Wasseraktivität kBq/TJ	Wasseraktivität Bq/kg SO ₂	Schlammaktivität (60 g Schlamm/kg SO ₂) Bq/kg SO ₂
U 238	13	23	40
U 234	k.A.	k.A.	40
Ra 226	17	29	50
Pb 210	27	47	80
Po 210	27	47	80
Th 232	6.2	11	20
Ra 228	k.A.	k.A.	40
Ac 228	k.A.	k.A.	40
Th 228	k.A.	k.A.	40
K 40	34	59	k.A.

Tab.VI.9.36: Radioaktive Elemente im REA-Abwasser und REA-Schlamm eines Steinkohlekraftwerkes <Hövelmann 1987>.

In einem Braunkohlekraftwerk wurden Bilanzen über den Verbleib der radioaktiven Elemente K-40, Ra-226, Pb-214, Bi-214, Ac-228, Pb-212, Bi-212 und Tl-208 erstellt <Merz et al. 1989>. Es konnte dort gezeigt werden, dass diese Elemente zu über 98 % in der Filter- und Nassasche abgeschieden werden. Die Reingasemissionen wurden nicht bestimmt. Der REA-Gips weist Aktivitäten auf, welche über jener von Naturgips oder REA-Gips aus Steinkohlekraftwerken liegt. Chemiegips weist

dagegen eher höhere Aktivitäten auf.

Der REA-Gips weist bis zu 6 % Verunreinigungen auf, welche in Tab.VI.9.37 angegeben sind. Die Qualität des REA-Gipses genügt jedoch, um genügend Absatzmärkte zu finden. Aufgrund der Funktion eines Kraftwerkes wird der Gips als Nebenprodukt behandelt.

Inhaltsstoffe	Anteil in Gew.-%
CaSO ₄ *2H ₂ O	> 94
CaSO ₃ *H ₂ O	<1
Calcit	<6
CaCl ₂	<0.15
Fluorid, Flugasche, Tone, Silikate, Quarz, Hämativ, Dolomit, Siderit	<3

Tab.VI.9.37: Phasenzusammensetzung von entwässertem und getrocknetem Kalksteinwäsche- und Kondensationswäscherreststoff (1 bis 3 Gew.-% Restfeuchtigkeit) <IIP 1990>.

Der zusätzliche Eigenverbrauch an Elektrizität und Wärme für alle Prozesse der REA wurde im Nettowirkungsgrad direkt berücksichtigt.

Die vollständige Zusammenstellung der Eingabedaten für das REA-Modul, das mit der Menge zurückgehaltenem SO₂ an die Kraftwerke angeschlossen wird, findet man im Kap.VI.9.10.3.

9.5.4 Entstickung

Überblick

Bei den DeNO_x-Verfahren stehen die primären Massnahmen (Abgasrezirkulation, Stufenverbrennung, Low-NO_x-Brenner) im Vordergrund. Führen diese Massnahmen einzeln oder in Kombination nicht zum erwünschten Emissionswert, können selektive katalytische oder nichtkatalytische Reduktions-Verfahren eingesetzt werden.

Für die Entstickung werden meist die primären Massnahmen eingesetzt, welche zusammen die NO_x-Emissionen bis zu 60 % reduzieren können. Es sind dazu lediglich bauliche Massnahmen nötig, Betriebsmittel werden keine eingesetzt. Deshalb erübrigt sich hier eine weitere Behandlung. Die selektive katalytische Reduktion wird bei grösseren Kohlefeuerungen als sekundäres DeNO_x-System eingesetzt und soll näher beschrieben werden.

Mit feuerungstechnischen Primärmassnahmen lassen sich die Emissionen von Trockenfeuerungen auf 450 mg/m³ und von Schmelzkammerfeuerungen auf 900 mg/m³ senken. Braunkohle-Trockenfeuerungen erreichen sogar bis zu 200 mg/m³ und können damit auch die schärfsten Grenzwerte ohne sekundäre Entstickung einhalten.

Selektive katalytische Reduktion (SCR)

Mit dem Reduktionsmittel Ammoniak (NH₃) sollen die NO in Stickstoff und Wasser umgesetzt werden. Damit diese Reaktionen auch bei tiefen Rauchgastemperaturen genügend schnell ablaufen, braucht es einen Katalysator aus Metalloxiden, Molekularsieb, Aktivkohle oder -koks. Beim SCR-Verfahren werden Wirkungsgrade von 80 bis 90 % erreicht.

	Einheit	Kohlefeuerungen
Space Velocity*	1/h	2000 bis 3000
Katalysatorkosten	1000 DM/m ³	20 bis 25
Kataysatorstandzeit	a	2 bis 3
Molverhältnis NH ₃ /NO	-	0.8

Tab.VI.9.38: Auslegegrössen für eine SCR-Anlage bei Kohlefeuerungen <IIP 1990>
* Verhältnis Rauchgasvolumenstrom (m³/h) zu Katalysatorvolumen (m³).

Mit NH₃/NO_x-Molverhältnissen von ca. 0.8 werden bei grossen Kohlekraftwerken NO_x-Minderungsraten bis zu 85 % erreicht <IIP 1990>.

Diese SCR-Anlagen können vor (high dust) oder nach (low dust) dem Staubabscheider oder sogar nach der REA eingebaut werden.

Da die NO_x-Konzentration aus dem Kessel schwankt, die Katalysatorleistung bei andauernder

Standzeit zunimmt und die Katalysatorbelastung bei Lastwechsel ändert, muss die SCR-Anlage gut geregelt werden, damit der NH_3 -Schlupf nicht zu gross wird. Das NH_3 reagiert auch mit dem SO_3 zu Ammoniumhydrogensulfat, welches zur Inaktivierung des Katalysators führen kann <IIP 1990>.

Der stöchiometrische Ammoniakbedarf beträgt 0.38 kg pro kg NO . Da mit der NO -Bildung auch noch Nebenreaktionen ablaufen, werden effektiv 0.45 kg Ammoniak pro kg NO resp. 0.3 kg NH_3 pro kg NO_2 verbraucht. Das verbrauchte Katalysatorvolumen beträgt bei einer Reduktion von 1000 $\text{mg NO}_x/\text{m}^3$ auf 200 mg/m^3 mit den obigen Annahmen rund 0.04 $\text{m}^3/\text{t NO}_x$ und verursacht dabei Investitionskosten (inkl. Montage und Entsorgung) von rund 900 DM/t NO_x . Mit der spezifischen Dichte von 0.66 t/m^3 <Marx et al. 1990> resultiert ein spezifischer Bedarf von 26 kg Katalysator pro t NO_x . Bei einem spezifischen Katalysatorgewicht von 0.87 t/MW_e <Wagner 1989> ergibt sich ein Katalysatorverbrauch von rund 24 $\text{kg}/\text{t NO}_x$, was gut mit dem obigen Wert übereinstimmt. Gemäss <Franke et al. 1989> werden vornehmlich $\text{TiO}_2\text{-V}_2\text{O}_5$ Mischoxide auf keramischen Wabenkörper oder Blechkörpern eingesetzt. Um die unerwünschten Reaktionen zu Ammoniakhydrogensulfat zu verhindern, werden Spuren von Wolframoxid oder Niob verwendet, welche die Selektivität verbessern. Gemäss <Lange et al. 1991> besteht die Beschichtung dabei mehr als zu 90 % aus TiO_2 , 0.5 bis 5 % aus V_2O_5 und 5 bis 10 % aus WO_3 . Die Entsorgung der Katalysatormasse, welche mit Schwermetallen angereichert ist, erfolgt durch Einbindung in Baumaterialien oder durch Ablagerung als Sondermüll. Es wird davon ausgegangen, dass bei steigendem Anfall von Altkatalysatoren eine Aufarbeitung möglich ist. Die Produktion der Katalysatorbeschichtung wird nicht weiter bilanziert und die 25 $\text{kg}/\text{t NO}_x$ Katalysatorgewicht werden hier als Sondermüll betrachtet.

Durch den Druckverlust über den Katalysator entstehen zudem zusätzliche Eigenverbräuche (ca. 0.35 % der Nettoleistung <Wagner 1989>). Der zusätzliche Eigenverbrauch an Elektrizität wird beim Nettowirkungsgrad direkt berücksichtigt.

Der Ammoniakslupf beträgt bei einem Molverhältnis NH_3/NO_x von 0.8 unter 2 bis 10 ppm oder rund 1 kg/TJ (0.003 $\text{kg}/\text{kg NO}_x$) <Hjalmarsson 1992>, <Voos 1985>.

Das Ammoniak werde 200 km per Bahn antransportiert, Bauaufwendungen für Lagertanks etc. wurden bereits beim Bau des Kraftwerkes berücksichtigt.

Die vollständige Zusammenstellung der Eingabedaten für das SCR-Modul, das mit der Menge zurückgehaltenem NO_x an die Kraftwerke angeschlossen wird, findet man im Kap.VI.9.10.3.

		SCR-Abscheidung
Input		
Ammoniak	kg/kg NO_x	0.3
Transport Bahn	tkm/kg NO_x	0.06
Output		
NH_3 p (in Luft)	kg/kg NO_x	0.003
Sonderabfall	in kg/kg NO_x	0.025
Deponie*		

Tab.VI.9.39: Bilanzierungsdaten für die Umwandlung von 1 kg NO_x in N_2 , Berechnung und Quellen siehe Text, * enthält TiO_2 , V_2O_5 und WO_3 .

Selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR)

Bei Kohlekraftwerken wird die SNCR-Technologie bisher selten eingesetzt, da die baulichen Voraussetzungen oft nicht optimal und die Regelung schwieriger ist. <Voje et al. 1991> berichten von erfolgreichen Nachrüstungen in einem besonders geeigneten Kraftwerk. Entgegen dem SCR-Verfahren werden hier keine Katalysatoren eingesetzt. Als Reduktionsmittel wird ebenfalls Ammoniak eingesetzt. Damit die Reduktion auch ohne Katalysator abläuft, muss bei wesentlich höheren Temperaturen (optimal zwischen 1010 und 1030°C) Ammoniak eingedüst werden. Das Molverhältnis NH_3/NO_x liegt wesentlich höher als beim SCR-Verfahren (1.8 bis 3.5) und die Gefahr erhöhter Ammoniak-Emissionen stellt sich schon bei kleinen Temperaturänderungen im Rauchgas.

<Voje et al. 1991> berichten von einem Kraftwerk mit NO_x -Konzentrationen im Rohgas von bis zu 1500 mg/m^3 und Konzentrationen nach dem SNCR von 150 bis 180 mg/m^3 , was einer Reduktion

um rund 90 % entspricht. Der NH_3 -Schlupf konnte auf 5 bis 7 mg/m^3 begrenzt werden, was rund Faktor 2 über jenem bei SCR-Anlagen liegt.

Da keine Katalysatorkosten anfallen, ist dieses Verfahren trotz dem höheren Ammoniakverbrauch gegenüber dem SCR-Verfahren konkurrenzfähig, falls die baulichen Voraussetzungen vorhanden sind und die Regelung beherrscht wird.

Mangels Relevanz innerhalb des UCPT- Raumes wird dieses Verfahren nicht bilanziert.

9.5.5 Entstaubung

Um das Austreten der unbrennbaren und unverbrannten Bestandteile der Kohle zu verhindern, werden schon lange Staubabscheider eingesetzt. Es können vier verschiedene Abscheidertypen unterschieden werden : Elektrofilter, Nasswäscher, Gewebefilter und mechanische Abscheider. Zyklonabscheider arbeiten mit dem Schwerkraftprinzip und erreichen Abscheideraten bis 70 bis 80 %, je nach Auslegung und Staubcharakteristika und werden deshalb in Grossfeuerungen nicht eingesetzt. Gemäss <Pacyna 1981> waren im Jahre 1980 hauptsächlich Elektrofilter und Nasswäscher in Grossfeuerungen installiert. <Clarke et al. 1992> berichtet, dass zunehmend auch Gewebefilter installiert werden, was auf die hervorragende Abscheideleistung auch unter 0.2 μm Korndurchmesser zurückzuführen ist. Alle drei Systeme erreichen heute Rückhaltegrade zwischen 99 und 99.9 %. Um den in den meisten UCPT-Ländern geltenden Staubemissionsgrenzwert von 50 mg/m^3 zu erreichen, sind Abscheidegrade von 99.5 % und höher erforderlich, was den Einsatz von Nasswäschern (meist Venturi-Typ) verunmöglicht.

Elektroentstauber sind die weitest verbreitete Entstaubungstechnik in den UCPT-Ländern. Die hocheffizienten Systeme mit Abscheidegraden bis 99.9 % sind dabei meist in mehreren Feldern ausgebildet und haben auch einen erhöhten Stromverbrauch. Die Abscheideleistung für höhere Korndurchmesser ist bei diesem System 100 %, während die feinsten Stäube (<0.2 μm), welche meist auch die höchsten Spurenelementkonzentrationen aufweisen, eher schlecht abgeschieden werden.

Die Gewebefilter haben gerade bei den Feinststäuben gegenüber dem Elektrofilter Vorteile und werden aus diesem Grund teilweise eingesetzt. Der Unterhaltsaufwand von diesen Gewebefiltern liegt jedoch über jenem der Elektrofilter.

Die nachgeschaltete REA mindert den Partikelaustritt nochmals um 80 bis 95 %.

Die abgeschiedene Staubmengen sind aus Kap.VI.9.4 bekannt und werden in Kap.VI.9.8 weiterbilanziert. Die Herstellung der Filter wurden beim Kraftwerksbau berücksichtigt. Es wird hier von Elektrofiltern ausgegangen, damit fallen keine Gewebe als Betriebsmittelbedarf an.

Neben den Partikelemissionen über den Kamin erfolgen noch weitere Staubemissionen. Das Entladen der Bahnwagen, die Förderbänder zum Lager, die Lagerung, der Lagerabbau, der Transport zum Silo, der Kühlturm, die Strassen, der Kalksteinumlad und dessen Lagerung und eine eventuelle Notfeuerungen tragen gemeinsam zu weiteren Emissionen bei. In <Hesketh et al. 1983> sind diese Staubquellen beschrieben und deren Emissionen bestimmt. Es werden dabei verschiedene Staubrückhaltetechniken unterschieden. Die erreichte Kontrolltechnologie (20 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{in}}$), die beste verfügbare Kontrolltechnologie (7.6 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{in}}$) und die tiefsten erreichbaren Emissionen (4.6 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{in}}$) werden unterschieden.

Es soll nun hier berücksichtigt werden, dass in UCPT-Europa die Besiedelung sehr dicht ist und die Kraftwerke deshalb angehalten sind, die beste Rückhaltetechnik anzuwenden. Im weiteren dürfte die nasse Weichbraunkohle auf ihrem kurzen Weg von der Grube ins Kraftwerk wenig stauben. Der Grobstaub, welcher bereits auf dem Kraftwerksgelände niederfällt soll zudem nicht berücksichtigt werden. Es wird deshalb pauschal für alle Kraftwerke und alle Kohlesorten ein zusätzlicher Staubemissionsfaktor von 5 $\text{kg}/\text{TJ}_{\text{in}}$ weiterverwendet.

9.5.6 Halogene

Unter die Halogene fallen Chlor, Fluor, Brom und Iod. Alle diese Elemente sind in Kohlen enthalten und werden im Falle des Chlors in beträchtlichen Mengen ausgestossen. Nach <Germani et al. 1988> kann für die Halogene mit einer Mobilisierung >98 % gerechnet werden. <UBA 1989> räumt ein, dass rund 10 % in der Asche eingebunden werden, wobei dieser Anteil bei deutscher Braunkohle auch höher liegen kann.

<Sloss 1992> und <Swaine 1995> kommen nach Auswertung verschiedener Arbeiten, vor allem jenen von Meij <Meij et al. 1986>, <Meij 1989>, zum Schluss, dass 60 bis 99 % der Halogene verflüchtigen und davon in einer allfälligen REA 70 bis 95 % zurückgehalten werden. Die Schwankungsbreiten sind erheblich.

	Verflüchtigung %	Abscheidung in REA %	Emission nach REA %
Cl	99	90 (87-94)	9.9
F	90	70 (43-97)	27
Br	60	80 (80-96)	12
I	90	75 (41-97)	22.5

Tab.VI.9.40: Verflüchtigungsgrad und Abscheidegrad für verschiedene Halogene, wie sie in diesem Projekt verwendet werden <Sloss 1992>, <Swaine 1995>.

Land	Cl	F	Br	I	Bemerkung	Quelle
USA	0.17				Stk	CITEPA 1987
	0.4				Stk	Booras et al. 1991
Süd-Afrika	0.13	0.005	0.0025	0.00038	Stk	Meij 1989
	0.015				Stk	CITEPA 1987
Deutschland	0.15				Stk	Hövelmann
	0.2	0.01			Vollwert-Stk	UBA 1989, Fritsche et al. 1992a, STEAG 1988
	0.4	0.045			Ballastkohle	UBA 1989, STEAG 1988
	0.22	0.01			Ballastkohle	Fritsche et al. 1992a
	0.05	0.005			rheinische Brk	Fritsche et al. 1992a
	0.032	0.0013			rheinische Brk	Rheinbraun 1991
	0.1				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
	0.015				Durchschnitt Brk	Sloss 1992
	0.14	0.0069	0.001	0.00021	Vollwert-Stk	Heinrichs et al. 1984b
	0.25	0.0148	0.0011	0.00022	Ballastkohle	Heinrichs et al. 1984b
Polen	0.07	0.0094	0.00038	0.0002	Braunkohle	Heinrichs et al. 1984b
	0.1	0.01			Stk	WEC 1988
Oesterreich	0.09				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
	0.003				Durchschnitt Brk	Sloss 1992
Belgien	0.1				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
Frankreich	0.13				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
Italien	0.1				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
Spanien	0.1				Durchschnitt Stk	Sloss 1992
Welt	0.1	0.015	0.002	0.0005	Durchschnitt Welt	Clarke et al. 1992

Tab.VI.9.41: Halogengehalte verschiedener Kohle nach verschiedenen Messungen in Gew.-%, teilweise wf.

Es werden nun die verfügbaren Konzentrationen von Halogenen in den Kohlen aus den sechs Regionen zusammengestellt (Tab.VI.9.41/42b) und entsprechend den Importverhältnissen (Kap.VI.8.7) für jedes UCPT-Land die mittleren Halogengehalte abgeschätzt. Die Rückhaltegrade werden dann entsprechend Tab.VI.9.40 benutzt, um die durchschnittlichen Emissionsfaktoren für jedes Land zu berechnen. Die REA-Anteile spielen dabei eine wichtige Rolle. Die REA-Anteile wurden aus den Informationen zu den nachgerüsteten Kraftwerken in Anhang VI.9.2 berechnet. In Tab.VI.9.43 sind nun die Resultate dieser Berechnungen zu finden. Die benötigte Kohlemenge pro T_Jin wurde aus den mittleren Heizwerten in Anhang VI.9.2 berechnet und bei den Braunkohlekraftwerken wurde zusätzlich ein Wasseranteil von 50 % berücksichtigt, was die Halogenkonzentrationen halbiert.

Für Braunkohle wurden die gleichen Verflüchtigungs- und Abscheideraten wie für Steinkohle angewendet, weil keine spezifischen Informationen vorlagen.

	Aus	B	China	CSFR	CSFR	D	D	Polen	RSA	E	GUS	USA
	Stk	Stk	Stk	Brk	Stk	Brk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	SB
Brom	10	20	30					30	1		10	20
Chlor	200	500	500			600	2000	2000	200	500		500
Fluor	100			273	273	100	200	200	200		100	200
Iod	2	3	5	2	2	3	2	10	2			3

Tab.VI.9.42a: Halogengehalte verschiedener Kohlen aus verschiedenen Ländern ppm wf <Swaine 1990>, <Swaine 1995>.

ppm wf		UCPTE	Australien	Süd-Afrika	Nord-Amerika	Ost-Europa	Süd-Amerika
		Stk	Stk	Stk	Stk	Stk	Stk
Brom	Br	20	10	1	20	30	20
Chlor	Cl	2000	200	200	1000	1000	1000
Fluor	F	200	120	200	200	200	150
Iod	I	2	2	2	2	6	2

Tab.VI.9.42b: Halogengehalte der Kohlen aus den verschiedenen Regionen ppm wf <Swaine 1990>, <Swaine 1995>.

Die Resultate in Tab.VI.9.43 lassen sich nur schwer mit gemessenen Literaturdaten vergleichen, da selten alle Halogene gemessen werden. <WEC 1988> und <Fritsche et al. 1992a> gehen eher von tieferen HF-Emissionen aus, was auf den dort eingesetzten Abscheidegrad von 95 % zurückzuführen ist. Da <Sloss 1992> diese Transferkoeffizienten aus mehreren umfangreichen Messkampagnen in Holland und Japan abgeschätzt hat, werden die Werte in Tab.VI.9.40 als belastbar betrachtet.

Stk		A	B	F	D	I	NL	P	E	Ex-Ju
Anteil REA	-	1	0	0.18	0.98	0.33	0.94	0	0.024	0
Kohleinput	t/TJ _{in}	42.6	39.7	39.4	37.8	40.7	37.9	38.8	46.5	37.2
Br-Gehalt	ppm	25	18	15	17	13	12	11	14	20
Cl-Gehalt	ppm	859	950	1208	1633	583	475	611	1301	867
F-Gehalt	ppm	180	168	168	178	169	142	171	176	167
I-Gehalt	ppm	5	2	2	2	3	2	2	2	4
HBr	kg/TJ _{in}	0.128	0.420	0.305	0.085	0.241	0.069	0.245	0.382	0.441
HCl	kg/TJ _{in}	3.6	37.3	39.5	7.2	16.5	2.7	23.5	58.6	31.9
HF	kg/TJ _{in}	2.1	6.0	5.2	1.9	4.8	1.7	6.0	7.2	5.6
HI	kg/TJ _{in}	0.049	0.079	0.061	0.018	0.070	0.022	0.066	0.076	0.126
Brk		A	F	D	GR	I	E	Ex-Ju		
Anteil REA	-	1	0.62	0.53	0	0	0.05	0		
Kohleinput	t/TJ _{in}	75.2	117.2	116.3	200	0	96.2	103.6		
Br-Gehalt	ppm	4	4	4	4	4	4	4		
Cl-Gehalt	ppm	30	500	500	500	500	500	500		
F-Gehalt	ppm	10	50	50	50	50	50	50		
I-Gehalt	ppm	2	2	2	2	2	2	2		
HBr	kg/TJ _{in}	0.036	0.142	0.161	0.480	0.000	0.222	0.249		
HCl	kg/TJ _{in}	0.223	25.642	30.108	99.000	0.000	45.476	51.285		
HF	kg/TJ _{in}	0.203	2.985	3.292	9.000	0.000	4.177	4.662		
HI	kg/TJ _{in}	0.034	0.113	0.126	0.360	0.000	0.167	0.168		

Tab.VI.9.43: Typische Halogengehalte für Stein- und Braunkohle, welche in den UCPTE-Ländern verbrannt wird, Anteil der Kraftwerksleistung mit REA und daraus resultierende länderspezifische Emissionsfaktoren. Daten aus Tab.VI.9.40/41/42 und Anhang VI.9.2.

<EDF 1993> gibt für die HCl-Emissionen ein Mittelwert für Steinkohle (39 kg/TJ_{in}) und Braunkohle (177 kg/TJ_{in}) an. Der Wert für Steinkohle stimmt mit den Werten hier sehr gut überein. Jener für Braunkohle beruht auf den Messungen eines kleineren Kraftwerkes und darf nicht als repräsentativ betrachtet werden.

9.5.7 Kohlenmonoxid

Die unvollständige Verbrennung bringt CO als Schadstoff hervor. Da die Kraftwerke verglichen mit dem Verkehr keine relevanten CO-Emittenten sind, regulieren nur wenig Länder deren Ausstoss. Die Länder mit Emissionsgrenzwerten haben diese meist sehr hoch angesetzt z. B. <250 mg/m³, damit auch in der Anbrand- oder Ausbrandphase die Grenzwerte nicht überschritten werden. Als Mittelwert resultieren jedoch wesentlich tiefere Werte, wie Tab.VI.9.44 zeigt.

Steinkohle-Kraftwerke	Braunkohle-Kraftwerke	Quelle
kg CO/TJ _{in}	kg CO/TJ _{in}	
15	17	WEC 1988
7		GEK 1978
14	17	Folgmann 1984
2	8	BWA 1992
3	3	ENEA 1991
17	11	UBA 1989
14		OECD 1991
4 bis 9		Meij et al. 1986
17.7/6.6 *	20	Fritsche et al. 1992a
	10.6	Pacyna 1986b
5.9		Halbritter et al. 1982
12		Eyre et al. 1991
	11	VDI 1993
5	10	dieses Projekt

Tab.VI.9.44: CO-Emissionen für Braun- und Steinkohlekraftwerke nach diversen Quellen und für dieses Projekt;
* Vollwertkohle/Ballastkohle.

9.5.8 Kohlenwasserstoffe

Aufgrund der hohen Verbrennungstemperaturen und dem regelmässigen guten Ausbrand liegen die Kohlenwasserstoff-Emissionen von Kraftwerken sehr tief. Um Vergleichswerte zu anderen Prozessen zu haben, werden die verfügbaren Angaben trotzdem zusammengestellt.

Methan und Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe

Stk-Kraftwerke	Stk-Kraftwerke	Stk-Kraftwerke	Brk-Kraftwerke	Brk-Kraftwerke	Brk-Kraftwerke	Quelle
kg VOC/TJ _{in}	kg CH ₄ /TJ _{in}	kg NMVOC/TJ _{in}	kg VOC/TJ _{in}	kg CH ₄ /TJ _{in}	kg NMVOC/TJ _{in}	
3	1	2	3	1	2	Corinair 1991b
3	1.5	1.5	3	1.5	1.5	Corinair 1991a
		1.4 bis 5.1				Sloss 1993
2.5	0.5 bis 2	1.5				Pospischill 1993
2.1	0.6	1.5				Hjalmarsson 1992
<0.74						Botting et al. 1992
2						GEK 1978
3						Folgmann 1984
3.2 bis 5.3/ 1.7 bis 3.5*	1.1 bis 1.8/ 0 bis 0.2*	2.1 bis 3.5/ 1.7 bis 3.3*	2.2 bis 4.3	0.2	2 bis 4.1	Fritsche et al. 1992a
	0.6	1.7				Eyre et al. 1991
<0.5						Meij et al. 1986
<0.5						Levander 1990
1.5	0.54	0.96				EMR 1990
	0.6					OECD 1991
3.4			3.4			UBA 1989
3	1	2	3	1	2	dieses Projekt

Tab.VI.9.45: VOC, CH₄ und NMVOC-Emissionen für Braun- und Steinkohlekraftwerke nach diversen Quellen und für dieses Projekt, * Vollwertkohle/Ballastkohle.

Die Zusammenstellung der Literaturwerte in Tab.VI.9.45 zeigt, dass zwar keine Messungen über 5.1 kg VOC/TJ_{in} vorliegen, aber auch Werte unter 0.5 kg/TJ_{in} gemessen wurden. Da die vorgelagerten Methanemissionen ein Vielfaches von den Kraftwerksemissionen ausmachen wird der pro memoria-Wert 1 kg CH₄/TJ_{in} gewählt. Die NMVOC, welche unten noch weiter aufgeschlüsselt werden, wurden auf 2 kg/TJ_{in} abgeschätzt. Es wurde dabei nicht zwischen Stein- und Braunkohle differenziert und auch eine länderspezifische Zuteilung entfällt.

Die Aufteilung der NMVOC-Emissionen in die Einzelsubstanzen erfolgt mit <Garcia et al. 1992> und <Corinair 1991b>. <GEK 1978> gibt als Gesamtaldehyd eine Emission von 0.04 kg/TJ_{in} an, während <Pope et al. 1988> für Formaldehyd 0.08 kg/TJ_{in} angibt. Anhang VI.9.4 gibt die Daten aus <Garcia et al. 1992> und <Corinair 1991b> wieder. Die Differenzen zwischen diesen Quellen sind gross und auch die verwerteten Daten in <Corinair 1991b> weichen stark ab. Die %-uale Aufteilung ist dabei insofern problematisch, als dass mit der absoluten Emissionhöhe auch die Verteilung ändert. Das von Corinair vorgeschlagene Profil für Kohlefeuerungen scheint eher für Feuerungen <50 MW

(siehe Anhang VI.9.4) seine Gültigkeit zu haben. Es wurde deshalb das Ausgangsprofil für Stromerzeugung gewählt und mit einer Korrektur für Formaldehyd ergänzt (siehe Tab.VI.9.46).

Das gewählte Profil ist sehr unsicher und muss zudem für Stein- und Braunkohlekraftwerke verwendet werden. Eine nationale Differenzierung ist nicht möglich.

	Corinair 1991b %	Corinair 1991b g/TJ	diese Studie g/TJ
Toluol	5.6	112	109
Ethylbenzol	11.2	224	217
m- und p-Xylol*	38.8	776	753
O-Xylol*	8.7	174	169
Ethan	2.1	42	41
Propan	1.8	36	35
n-Butan	1	20	19
2,4dm Pentan**	6.4	128	124
i-Pentan**	1.2	24	23
Alkane C6+	11.3	226	219
Propylen	0.8	16	16
Alkene C5+	11.1	222	216
Formaldehyd			58
Summe	100	2000	2000

Tab.VI.9.46: Aufgeschlüsselte NMVOC-Emissionen für Kohlekraftwerke;
* wird zusammen als Xylol bilanziert, ** wird zusammen als Pentan bilanziert.

Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe

PAH-Emissionen sind bei Kraftwerken unbedeutend. Im Anhang VI.9.3 sind einige Profile zusammengestellt. In Tab.VI.9.47 wurden aus den bekannten Messungen Default-Werte abgeleitet, welche weiterverwendet werden sollen. Da die Angaben über vier Größenordnungen variieren, handelt es sich mehr um einen Anhaltswert. Eine länder- oder kohlespezifische Behandlung ist nicht möglich.

Stk-Kraftwerke mg B(a)P/TJin	Stk-Kraftwerke g PAH/TJin	Brk-Kraftwerke mg B(a)P/TJin	Brk-Kraftwerke g PAH/TJin	Quelle
<3.7 bis 33.3	<0.003 bis 1.5			nach Sloss 1993
0.034 bis 0.65	0.7			nach Sloss 1993
11.4	0.05 bis 1.5			Meij et al. 1986
<0.037 bis 0.26		<0.2		Cariccia et al. 1990
0 bis 9.3	0.2 bis 5.2			Guggenberger et al. 1981
19				Masclat et al. 1987
200 bis 400	7 bis 24			Smith 1984
0.2		0.2		Myers et al. 1982
<100				Häsänen et al. 1986
0.2	1	0.2	1	Zimmermeyer et al. 1991
				WEC 1988
				dieses Projekt

Tab.VI.9.47: B(a)P und PAH-Emissionen für Braun- und Steinkohlekraftwerke nach diversen Quellen und für dieses Projekt.

Dioxine und Furane

Hohe Chlorgehalte und tiefe Verbrennungstemperaturen sind der Dioxinbildung förderlich. Da beide Umstände nicht gegeben sind, emittieren Kohlekraftwerke geringe Mengen von Dioxinen und Furanen. Kleinf Feuerungsanlagen sind jedoch wichtige Dioxin-Emittenten <Blessing et al. 1991>.

Denselben Befund konnten <Hagenmaier et al. 1986> liefern, indem sie bei einer Nachweisgrenze von 1 pg/m³ keine Dioxine oder Furane nachweisen konnten. Im abgeschiedenen Filterstaub wurden jedoch Konzentrationen von 17 bis 66 ng/g Asche gemessen werden. <Nielsen et al. 1989> konnten bei Strohfeuerungen erhöhte Dioxinmissionen nachweisen. Bei Kohlefeuerungen lagen die Dioxinmissionen unter 13 µg/TJ (T4CDD-eq. nach Eadon) resp. unter 550 µg/TJin (ungewichtete Summe Dioxine und Furane).

In <Sloss 1993> werden Dioxin-Messungen verschiedener Kohlefeuerungen zitiert. Aus diesen Untersuchungen wird auch ein Emissionsfaktor für dieses Projekt abgeleitet, welcher als Anhaltswert dienen soll. Es konnte weder nach Kohleart noch nach Ländern unterschieden werden, deshalb wird der gewählte Faktor als Default-Wert benützt.

	Total TCDD µg/TJin	Total TCDF µg/TJin	NATO/CCMS Teq µg/TJin
189 MW	7.4	11.1	7.4
380 MW	0	1.1	11.9
diese Studie			5

Tab.VI.9.48: Dioxin/Furan-Emissionen für Kohlekraftwerke nach <Sloss 1993> und gewählter Anhaltswert für dieses Projekt.

9.5.9 Lachgas (Distickstoffmonoxid)

Der Konzentrationsanstieg von Lachgas in der Atmosphäre verbunden mit dem Einfluss des Lachgases auf den Treibhauseffekt und Ozonabbau hat Ende der 80-iger Jahre zu grossen Messkampagnen geführt, wo auch der Verbrennung ein grosser Stellenwert beigemessen wurde. Alle Messungen vor dem Jahr 1989 müssen jedoch mit Vorsicht verwendet werden, da erst dann bekannt wurde, dass eine Artefaktbildung zusammen mit SO₂ und NO_x stattfindet, was eine nachträgliche Lachgasbildung im Probengefäss ermöglichte. Die nun korrigierten Messungen zeigen, dass die Lachgasemissionen aus der Verbrennung im allgemeinen sehr tief sind und gegenüber den natürlichen Emissionen und jenen der Landwirtschaft nicht ins Gewicht fallen.

Steinkohle-Kraftwerke konventionell kg N ₂ O/TJin	Steinkohle-Kraftwerke Wirbelschicht kg N ₂ O/TJin	Braunkohle-Kraftwerke konventionell kg N ₂ O/TJin	Quelle
<0.7 0.7 (0.5 bis <2.5)	14 bis 49		Botting et al. 1992 Linak et al. 1988 Hein et al. 1991
0.36	20 bis 60		Yokoyama et al. 1991
<7 0.2 0.8	36.7	0.5	Hjalmarsson 1992 Vitovec 1991 OECD 1991
0.2 1.1 bis 1.8/0.3 bis 0.8 *		0.2 bis 2	EMR 1990 Fritsche et al. 1992a
3 2 bis 10 6/15 **			Torp 1991 Levander 1990 Eyre 1991
0.5		0.5	dieses Projekt

Tab.VI.9.49: N₂O-Emissionen für Braun- und Steinkohlekraftwerke nach diversen Quellen und für dieses Projekt;

* Vollwertkohle/Ballastkohle, ** ohne Entstickung/SCR.

Ausnahmen sind die Wirbelschichtfeuerungen und mit Entstickungsanlagen ausgerüstete Feuerungen. Die Datenlage reicht allerdings nicht aus, um für Kraftwerke mit Entstickung einen separaten Emissionsfaktor anzugeben. Die höheren Faktoren in Tab.VI.9.49 wurden nicht weiter berücksichtigt, da angenommen wird, dass eine Artefaktbildung vorliegt. Die verfügbaren Messungen von <Yokoyama et al. 1991> und <Vitovec 1991> wurden besonders stark gewichtet, womit ein tiefer Durchschnittswert von 0.5 kg/TJ_{in} weiterverwendet wird.

Die Hintergrundkonzentration beträgt rund 310 ppb, was etwa 0.6 mg/m³ entspricht und somit rund 50 % der Reingaskonzentration entspricht.

9.6 Spurenelementemissionen

9.6.1 Überblick

In Kap.VI.3 wurde auf die Problematik der Spurenelemente aus der Kohleverbrennung bereits eingegangen (siehe dazu auch <Clarke et al. 1992>, <Swaine 1995>, <Keefer 1993>). Hier sollen die Emissionen von Spurenelementen (alle die in Kap.VI.9.5 noch nicht erfasst wurden) aus den Kraftwerken länderspezifisch bestimmt werden.

Es werden dazu für jedes Förderland aus der Literatur Elementgehalte zusammengestellt. Für jedes UCPTE-Land kann anhand der verbrauchten Kohle eine Durchschnittskohle berechnet werden.

Anhand der länderspezifischen Angaben zur eingesetzten Entstaubungs- und Entschwefelungstechnik kann dann mittels Transferkoeffizienten für die verschiedenen Rückhaltetechniken die Emission der Spurenelemente berechnet werden.

Es werden hier nur die Spurenelementemissionen in die Luft via Kraftwerksskamin bilanziert. Die Spurenelemente ins Wasser werden in Kap.VI.9.5.3 und 9.7, jene in festen Rückständen in Kap.VI.9.8 und 9.5.3 bilanziert. Die Frage der radioaktiven Luftemissionen aus dem Kraftwerk wird in einem zusätzlichen Teilkapitel erörtert.

9.6.2 Elementgehalte in den verfeuerten Kohlen

Tab.VI.9.50 zeigt die Elementgehalte der in den Kraftwerken eingesetzten Steinkohlen für die einzelnen Länder. In AnhangVI.9.7 sind die Werte für die Kohleherkunftsregionen aufgeführt. Mit den Angaben in Tab.VI.8.8 (länderspezifische Zusammensetzung des in den Kraftwerken verwendeten Steinkohlemix), können die Spurenelementgehalte für jedes Land (Tab.VI.9.50) berechnet werden.

Kohle, Kraftwerke

Element	Abk.	A ppm	B ppm	D ppm	F ppm	I ppm	NL ppm	P ppm	E ppm	Ex-Ju ppm	GH ppm
Aluminium	Al	18496	16157	12622	14330	17052	17018	16573	13657	17003	16693
Calcium	Ca	2022	2302	3900	3122	1759	1880	1871	3392	2394	2131
Eisen	Fe	6492	7067	7610	7358	6882	6944	7013	7469	6824	7044
Kalium	K	1996	1992	1686	1831	2150	2075	2121	1782	1934	1978
Magnesium	Mg	7589	4959	2997	3977	4776	5379	4476	3532	6338	5790
Natrium	Na	1436	941	858	894	889	942	817	859	1229	989
Phosphor	P	100	150	104	126	162	221	127	111	144	100
Silizium	Si	25000	25231	25012	25097	25602	25301	25541	25079	25000	25000
Titan	Ti	1198	929	596	740	1029	980	958	688	1027	972
Antimon	Sb	1.55	1.01	2.00	1.56	0.94	1.02	0.75	1.61	1.53	0.41
Arsen	As	3.37	5.89	9.81	7.89	6.87	5.16	6.94	8.56	4.59	3.46
Barium	Ba	328.56	196.39	174.66	168.53	215.55	162.77	182.24	172.93	256.09	197.99
Beryllium	Be	1.74	1.89	1.97	1.85	1.86	1.65	1.86	1.95	1.76	2.00
Blei	Pb	22.52	19.57	43.05	31.67	15.44	14.57	14.73	34.87	24.54	12.23
Bor	B	53.12	45.20	37.23	38.31	43.62	34.57	45.19	40.52	44.93	58.52
Cadmium	Cd	0.52	0.37	0.32	0.32	0.42	0.30	0.40	0.34	0.41	0.39
Cerium	Ce	19.96	18.70	16.76	17.72	19.47	18.24	19.85	17.51	18.60	19.78
Cäsium	Cs	2.55	1.28	1.08	1.12	1.63	1.25	1.32	1.05	1.89	1.00
Chrom	Cr	20.80	27.42	21.21	22.63	25.29	20.57	29.02	24.57	20.43	38.82
Europium	Eu	0.38	0.43	0.40	0.42	0.42	0.40	0.46	0.42	0.38	0.49
Gallium	Ga	2.21	4.00	4.38	4.58	5.12	6.66	4.23	4.00	3.84	0.74
Germanium	Ge	7.58	4.71	5.07	4.84	4.67	3.92	4.54	4.88	6.09	5.00
Hafnium	Hf	1.58	1.64	1.10	1.27	1.56	1.65	1.47	1.27	1.58	1.94
Kobalt	Co	6.02	7.77	11.82	10.03	6.88	6.63	7.73	10.69	7.13	7.34
Kupfer	Cu	8.66	15.78	23.85	21.37	13.53	14.84	17.26	22.10	12.59	15.63
Lanthan	La	10.52	9.57	10.06	9.80	9.69	8.65	10.02	9.98	9.73	10.01
Lithium	Li	22.58	20.23	20.05	19.57	21.45	18.74	20.75	19.96	20.80	20.00
Mangan	Mn	169.32	105.28	66.15	71.06	104.90	70.27	94.91	77.18	125.27	144.40
Molybdän	Mo	2.21	3.32	7.27	5.24	2.62	2.20	2.72	5.99	3.15	2.36
Nickel	Ni	20.07	20.19	26.20	22.43	17.88	16.84	17.58	24.16	20.75	20.44
Quecksilber	Hg	0.22	0.57	0.55	0.48	0.42	0.25	0.55	0.60	0.29	0.97
Rubidium	Rb	18.01	12.25	15.51	14.22	13.19	11.17	12.88	14.23	15.28	10.35
Samarium	Sm	2.46	2.06	2.02	2.03	2.11	2.05	2.01	2.01	2.28	2.00
Scandium	Sc	4.96	4.73	4.28	4.91	4.76	5.27	5.30	4.53	4.81	4.95
Selen	Se	1.52	1.42	1.67	1.53	1.93	1.55	1.68	1.52	1.47	0.67
Strontium	Sr	198.98	155.46	107.99	119.51	155.29	131.15	148.39	122.69	165.73	193.87
Tantal	Ta	0.45	0.41	0.23	0.29	0.41	0.40	0.37	0.28	0.41	0.48
Thallium	Tl	0.87	0.77	0.66	0.72	0.77	0.64	0.87	0.73	0.74	0.98
Thorium	Th	4.18	7.13	4.16	4.98	6.09	5.07	7.32	5.59	4.44	11.50
Uran	U	2.51	2.77	2.38	2.40	2.46	1.97	2.79	2.62	2.32	3.90
Vanadium	V	38.19	42.98	46.72	45.05	39.81	36.95	44.74	46.85	38.73	49.84
Wolfram	W	1.39	2.94	1.87	2.06	2.37	2.00	2.84	2.41	1.70	4.80
Yttrium	Y	16.75	20.50	25.12	22.76	18.99	18.99	19.78	23.83	18.96	20.37
Zink	Zn	37.20	28.85	65.55	51.34	23.23	27.20	24.82	53.09	39.61	14.63
Zinn	Sn	48.58	11.44	4.63	6.18	20.24	11.18	10.59	4.02	30.07	3.89
Zirkonium	Zr	39.69	54.96	49.96	50.55	52.45	63.85	46.27	50.28	51.24	50.00

Tab.VI.9.50: Elementgehalte einiger Haupt- und Spurenelemente in Steinkohlen, welche in UCPT-Europa verbrannt werden, Datenquelle und Berechnung siehe Text und Anhänge VI.9.5 und VI.9.7.

Je nach Kohlequalität können über 50 Spurenelemente nachgewiesen werden. Diese Elementkonzentrationen variieren je nach Lagerstätte beträchtlich und können bei der Erschliessung neuer Flöze ebenfalls innerhalb der gleichen Zeche schwanken. Die sehr unterschiedlichen Gehalte an Spurenelementen sind vor allem auf Unterschiede im Ausgangsmaterial (Pflanzen) und die sehr unterschiedliche Mobilität innerhalb der verschiedenen Bildungsstätten zurückzuführen (Drücke, Wasservorkommen, pH-Wert, etc.). Da die Elementgehalte im allgemeinen diejenigen von Gesteinen nicht übertreffen <Swaine 1990>, ist auch der Eintrag über Gesteinsverwitterung und andere geologische Prozesse denkbar.

<Tauber 1988> weist darauf hin, dass Messungen von Spurenelementgehalten vor dem Jahr 1970 wegen Messproblemen kaum brauchbar sind. Amerikanische Messungen erfolgen seit dem Jahr 1975 nach normierten Verfahren mit reproduzierbaren Ergebnissen. Die Angaben von <Kautz 1984> für deutsche Steinkohle und für Kraftwerkskohle, welche in Deutschland verfeuert wird, und die Steinkohleanalysen für europäische Kraftwerkskohle von <Goetz et al. 1981> stellen gemäss <Tauber 1988> gute Mittelwerte dar.

Element	Abk.	A ppm	B ppm	D ppm	F ppm	GR ppm	I ppm	E ppm	Ex-Ju ppm
Aluminium	Al	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700
Calcium	Ca	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Eisen	Fe	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400
kalium	K	600	600	600	600	600	600	600	600
Magnesium	Mg	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Natrium	Na	900	900	900	900	900	900	900	900
Phosphor	P	40	40	40	40	40	40	40	40
Silizium	Si	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000
Titan	Ti	100	100	100	100	100	100	100	100
Antimon	Sb	4	4	0.15	4	4	4	4	4
Arsen	As	13	5	2	5	5	5	5	5
Barium	Ba	100	100	100	100	100	100	100	100
Beryllium	Be	1	1	0.4	1	1	1	1	1
Blei	Pb	5.3	5	2	5	5	5	5	5
Bor	B	300	300	300	300	300	300	300	300
Cadmium	Cd	0.09	0.61	0.05	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Cerium	Ce	-	-	-	-	-	-	-	-
Cäsium	Cs	-	-	-	-	-	-	-	-
Chrom	Cr	20	14	5	14	14	14	14	14
Europium	Eu	-	-	-	-	-	-	-	-
Gallium	Ga	-	-	-	-	-	-	-	-
Germanium	Ge	-	-	-	-	-	-	-	-
Hafnium	Hf	-	-	-	-	-	-	-	-
Kobalt	Co	15	15	2	15	15	15	15	15
Kupfer	Cu	8.6	6	2	6	6	6	6	6
Lanthan	La	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Lithium	Li	-	-	-	-	-	-	-	-
Mangan	Mn	20	20	50	20	20	20	20	20
Molybdän	Mo	7	7	1	2	7	7	7	7
Nickel	Ni	12	15	3	15	15	15	15	15
Quecksilber	Hg	0.16	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Rubidium	Rb	10	10	10	10	10	10	10	10
Samarium	Sm	-	-	-	-	-	-	-	-
Scandium	Sc	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Selen	Se	0.65	2	0.5	2	2	2	2	2
Strontium	Sr	70	70	70	70	70	70	70	70
Tantal	Ta	-	-	-	-	-	-	-	-
Thallium	Tl	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Thorium	Th	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Uran	U	1	1	1	1	1	1	1	1
Vanadium	V	31.5	35	5	35	35	35	35	35
Wolfram	W	-	-	-	-	-	-	-	-
Yttrium	Y	3	3	3	3	3	3	3	3
Zink	Zn	28.5	28	5	28	28	28	28	28
Zinn	Sn	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Zirkonium	Zr	83	83	10	83	83	83	83	83

Tab.VI.9.51: Elementgehalte einiger Haupt- und Spurenelemente in Braunkohlen, welche im UCPT-Europa verbrannt werden, Datenquelle und Berechnung siehe Text und Anhang VI.9.5.

Aufgrund der Tatsache, dass es den richtigen Spurenelementgehalt für die in einem Land verbrannte Kohle nicht gibt und dass die älteren Messungen nicht zuverlässig sind, wurden aus 24 verschiedenen Quellen, welche teilweise ihrerseits eine Vielzahl von Messungen ausgewertet haben, für die sechs Kohleherkunftsregionen je ein mittlerer Gehalt an Spurenelementen abgeschätzt (Anhang VI.9.7). Aus <Clarke et al. 1992> wurde zudem ein Durchschnittswert für alle Kohlen weltweit übernommen, welcher einerseits für jene Förderländer gewählt wird, wo keine Informationen vorlagen und andererseits für das Ergänzen der Angaben in Anhang VI.9.5 zu jenen Elementen dient, welche nicht länderspezifisch ermittelt werden können. Die Unterschiede in den Elementgehalten von Steinkohlen konnten meist auf unterschiedliche Qualitäten (Ballastkohle mit viel Asche, Vollwertkohle mit tiefem Aschegehalt) zurückgeführt werden. Bei den Angaben von <Rheinbraun 1991> ist dies nicht möglich, liegen doch praktisch alle Angaben unterhalb denjenigen anderer Messungen, teilweise um eine ganze Größenordnung. Die Angaben von <Rheinbraun 1991> werden deshalb nur zum Runden verwendet.

Für Braunkohle stehen nur wenige Elementanalysen zur Verfügung. Es müssen deshalb einige Elemente aus der Analyse ausgeschlossen werden. Da es sich dabei nicht um die umweltrelevantesten nach EPA <Clarke et al. 1992> handelt, ist diese Einschränkung annehmbar.

9.6.3 Verhalten der Elemente im Kraftwerk

Das Verhalten der Spurenelemente bei der Verbrennung von Kohle wird im wesentlichen durch die Affinität der Elemente zum reinen Kohlenstoff resp. zum mineralischen Anteil, durch die physiochemikalischen Eigenschaften der Elemente und ihrer Konzentration in der Kohle, durch die Verbrennungsbedingungen und ganz entscheidend durch die Rauchgasreinigung bestimmt. Es kann zwischen Elementen, welche im organischen Teil (Br, Ge, Be, Sb, B und org. S), welche im anorganischen Teil (Zn, As, Cd, Fe, Zr, Hg, Pb, Hf, Mn und pyritischer S) oder in beiden Fraktionen eingebunden sind (Al, Si, Ti, V, Mo, K, P, Ga, Ca, Cr, Co, Ni, Cu, Mg und Se), unterschieden werden. Die Art der Einbindung der Spurenelemente ist für die Verteilung im Kraftwerk (Asche, Filterstaub und Reingas) mitentscheidend. Ausserdem ist die Art der Feuerung und die Rauchgasreinigung für die Höhe des Auswurfes über das Reingas entscheidend.

Aus den vorgenannten Gründen ist es nicht möglich, direkt aus den Konzentrationsangaben der Spurenelemente in der Kohle auf die Höhe der Emissionen im Reingas zu schliessen. Angaben über die Häufigkeit der verwendeten Technologien sollen dies jedoch ermöglichen.

Aus den Mühlen kann zusätzlich ein Cr und Ni-Eintrag durch Verschleiss erwartet werden. <Tauber 1988> rechnet mit einem Materialverschleiss von 10 t an Mahlkugeln und Prallwänden für das Mahlen von 200'000 t Kohle. Bei gegebener Zusammensetzung des Stahl erhöhen sich die Spurenelementgehalte von Eisen um 50 mg/kg, von Cr um 1 mg/kg und von Mn um 0.5 mg/kg Kohle. Der Eintrag durch Verschleiss in der Mühle bleibt damit vernachlässigbar. Weitere Eintragswege sind die restlichen Oberflächen, welche abgetragen werden (Einfluss zu vernachlässigen), und der Wasser- und Kalk/Kalksteinbedarf in der REA (nicht vernachlässigbar).

Um Aussagen zu den Reingasemissionen zu erhalten, können die Elemente in der Kohle zusätzlich bezüglich ihres Anreicherungsverhalten in vier Gruppen eingeteilt werden.

Zur **Gruppe 1** gehören Mg, Al, Si, K, Ca, Sc, Ti, Mn, Fe, Rb, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Tb, Dy, Yb, Hf und Ta. Der Anreicherungsfaktor beträgt ca. 1, damit werden diese Elemente etwa gleichverteilt auf die festen Rückstände.

Zur **Gruppe 2** gehören Zn, Ga, As, Se, Mo, Cd, Sb, W und Pb. Der Anreicherungsfaktor ist grösser 1, d. h. in den Flugaschen, welche den Kamin verlassen, findet eine Anreicherung statt.

Zur **Gruppe 3** gehören Be, Na, V, Cr, Co, Ni, Cu, Sr, Cs und Ba. Der Anreicherungsfaktor dieser Elemente ist stark von den Verbrennungsbedingungen abhängig und kann nicht einer Gruppe zugeordnet werden.

Gruppe 4 umfasst die Elemente B, F, Cl, Br, S und Hg. Der Anreicherungsfaktor liegt hier unter 1, d. h. diese Elemente werden in Staubfiltern kaum abgeschieden.

Für die Bestimmung der Spurenelementemissionen der europäischen Kohlekraftwerke gibt es mindestens vier prinzipiell verschiedene Möglichkeiten:

- Es werden aus den vorhandenen Emissionsmessungen die Emissionsfaktoren gemittelt.
- Es werden aus den vorhandenen Messungen Transferkoeffizienten für jedes Element und verschiedene Rückhaltetechniken bestimmt und darauf abstützend länderspezifische Transferkoeffizienten bestimmt, welche zusammen mit den länderspezifischen Spurenelementgehalten (Tab.VI.9.50/51) zur Berechnung der Emissionsfaktoren verwendet werden.
- Die Transferkoeffizienten werden aus den physikalischen Eigenschaften der Elemente berechnet <Krzikalla 1993> und daraus ebenfalls länderspezifische Emissionsfaktoren abgeleitet.
- Es werden die Spurenelementgehalte der Reingasstäube in Abhängigkeit des Korndurchmessers aus Messungen oder Berechnungen mit den emittierten Partikelfrachten der einzelnen Länder (Anhang VI.9.2) verknüpft und daraus die Emissionsfaktoren bestimmt.

Für dieses Projekt wurde die zweite Variante bezüglich Aufwand und erzielbarer Genauigkeit als geeignet ausgewählt.

Als erstes müssen die durchschnittlich eingesetzten Rauchgasreinigungstechnologien in den einzelnen Länder bestimmt werden. Aus Anhang VI.9.2 konnten die nötigen Informationen abgeleitet werden. Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wurden dabei je vier Kategorien gebildet. Die Anlagen mit

REA erreichen im allgemeinen Staubabscheidegrade von 99.9 % und höher, deshalb konnten alle Kraftwerke mit REA in einer Kategorie zusammengefasst werden (Tab.VI.9.52). Für die Kraftwerke ohne REA wurde je nach Umweltstandard der Länder ein Abscheidegrad abgeschätzt. Der Abscheidegrad könnte aus der emittierten Partikelmenge über den Aschegehalt und Heizwert auch berechnet werden. Der Kesselascheanteil liegt dabei bei rund 20 %. Trotz relativ hohen Partikelemissionen der Braunkohlekraftwerke liegen die Abscheidegrade der Filter über jenen der Steinkohlekraftwerke, da pro TJ_{in} auch rund dreimal soviel Kohle verbrannt werden muss.

Stk	A	B	D	F	GR	I	NL	P	E	Ex-Ju
REA 99.9%	1		0.98	0.18		0.33	0.94		0.024	
EF 99.9%							0.06			
EF 99.5%			0.02	0.82		0.67		1		1
EF 98%		1							0.976	
Brk										
REA 99.9%	1		0.53	0.62						
EF 99.9%				0.38						
EF 99.7%					1					1
EF 99%			0.47						1	

Tab.VI.9.52: Energiebezogener Anteil [-] der Rückhaltetechnik in den Kohlekraftwerken der UCPTE-Länder, Anhang VI.9.2.

%	Brk EF, REA 99.9	Brk EF 99.9	Brk EF 99.7	Brk EF 99	Stk EF, REA 99.9	Stk EF 99.9	Stk EF 99.5	Stk EF 98
Al	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Ca	0.1	0.1	0.3	1	0.2	0.1	0.5	2
Fe	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
K	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Mg	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Na	0.2	0.1	0.3	1	0.3	0.1	0.5	2
P	0.2	0.2	0.5	1.5	0.2	0.2	1	3
Si	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Ti	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
As	0.15	0.2	0.6	2.5	0.3	0.5	2.5	8
B	12	30	30	30	12	30	30	30
Ba	0.1	0.1	0.3	1.5	0.1	0.1	0.5	2
Be	0.1	0.1	0.3	1.5	0.1	0.1	0.6	2
Cd	4	4	8	10	0.6	0.6	3	10
Co	0.1	0.1	0.3	2	0.1	0.2	1	2
Cr	0.2	0.2	0.6	2	0.1	0.2	1	4
Cu	1.5	1.5	3	5	0.1	0.2	0.8	3.5
Hg	40	90	90	90	40	90	90	90
La	0.02	0.1	0.3	1	0.02	0.1	0.4	1.2
Mn	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.5	1
Mo	0.2	0.2	0.6	2	0.2	0.2	1	5
Ni	0.2	0.3	0.6	2	0.1	0.1	0.8	3
Pb	0.6	0.6	1.8	5	0.1	0.3	2	6
Sb	0.2	0.4	1.2	4	0.2	0.4	2	5
Sc	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.4	1
Se	20	30	30	30	20	30	30	30
Sn	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.3	0.7	1
Sr	0.01	0.1	0.6	2	0.01	0.1	0.8	3
Th	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.4	1.5
Tl	0.1	0.3	1	4	0.1	0.2	3	5
U	0.05	0.2	0.6	1.7	0.05	0.2	1	4
V	0.02	0.1	0.6	2	0.05	0.2	1	3
Zn	1	1.3	2.5	5	0.2	0.4	2	5

Tab.VI.9.53: Partikelgebundene und gasförmige Emissionen für Stein- und Braunkohlekraftwerke bei vier verschiedenen Rauchgasreinigungssystemen.

Für diese je vier verschiedenen Kraftwerkstypen wurden nun Transferkoeffizienten für die einzelnen Elemente bestimmt. Es wurden dazu vor allem Informationen aus <Tauber 1988>, <Clarke et al. 1992>, <Meij 1989>, <Meij et al. 1986>, <Maier 1990>, <Pacyna 1981>, <Axenfeld et al. 1991>, <Maier et al. 1989>, <Meij 1991>, <Häsänen et al. 1986>, <Cernushi et al. 1989>, <Heinrichs et al. 1984b>, <Lützke et al. 1987a/b>, und <Swaine 1995> ausgewertet und darauf abstützend die Transferkoeffizienten abgeschätzt (Tab.VI.9.53). Die Hauptelemente werden ungefähr dem durchschnittlichen Transferkoeffizienten entsprechend emittiert. Die Spurenelemente können dagegen ab- oder angereichert werden, was in den variierenden Koeffizienten ersichtlich wird. As,

Cd, B, Se und Hg werden dabei auch in gasförmiger Form emittiert, was hauptsächlich für B, Se und Hg zu sehr hohen Transferkoeffizienten führt. In der REA werden diese Gase zwar teilweise ausgewaschen, aber auch nach der REA sind noch stark erhöhte Emissionen nachzuweisen. Da nur Bor in grösseren Konzentrationen in der Kohle vorkommt, bleiben die absoluten Emissionen für die anderen Elemente klein.

Da nicht für alle Elemente der Tab.VI.9.50 Transferkoeffizienten bestimmt werden können, müssen einige aus heutiger Sicht unbedeutende in der Folge weggelassen werden.

Mit den ermittelten Transferkoeffizienten (Tab.VI.9.53), den Elementgehalten in der Kohle (Tab.VI.9.50/51), den zu verbrennenden Kohlemengen pro TJ_{in} (Tab.VI.9.43) und einem durchschnittlichen Wasseranteil der Steinkohle von 10 % und der Braunkohle von 50 % (wichtig, da Elementgehalt auf wasserfreie Substanz bezogen ist) können die Emissionsfaktoren der UCPTE-Kraftwerke berechnet werden (Tab.VI.9.54).

g/TJ _{in}	Steinkohlekraftwerke									Braunkohlekraftwerke					
	A	B	D	F	I	NL	P	E	Ex-Ju	A	D	F	GR	E	Ex-Ju
Al	709	11546	464	2175	2299	580	2894	11170	2846	177	1429	275	1410	2261	730
Ca	155	1645	273	494	258	124	327	2778	401	752	6082	1172	6000	9620	3108
Fe	249	5050	280	1117	928	237	1224	6109	1142	203	1642	316	1620	2597	839
K	77	1424	62	278	290	71	370	1458	324	23	182	35	180	289	93
Mg	291	3544	110	604	644	183	781	2889	1061	113	912	176	900	1443	466
Na	165	672	89	147	141	93	143	704	206	68	301	85	270	433	140
P	8	161	8	38	44	15	44	136	48	3	19	5	20	29	10
Si	959	18030	919	3809	3451	863	4460	20512	4185	1805	14598	2813	14400	23088	7459
Ti	46	664	22	112	139	33	167	562	172	4	30	6	30	48	16
Sb	0.12	1.81	0.16	0.92	0.48	0.07	0.52	3.28	1.02	0.30	4.62	0.02	4.80	7.70	2.49
As	0.39	16.85	1.15	5.89	4.46	0.55	6.06	27.99	3.84	0.73	3.65	0.20	3.00	6.01	1.55
Ba	13	140	6	26	29	6	32	141	43	4	44	6	30	72	16
Be	0.07	1.35	0.07	0.33	0.30	0.06	0.39	1.60	0.35	0.04	0.44	0.02	0.30	0.72	0.16
Pb	0.86	41.95	2.02	18.62	7.77	0.56	10.29	85.49	16.43	1.20	7.76	0.70	9.00	12.03	4.66
B	244	485	157	364	384	154	473	501	451	1354	3569	3312	9000	4329	4662
Cd	0.12	1.33	0.07	0.30	0.34	0.06	0.42	1.37	0.41	0.14	2.42	0.12	4.88	2.93	2.53
Cr	0.80	39.18	0.85	6.72	6.51	0.74	10.13	40.17	6.84	1.50	8.52	0.59	8.40	13.47	4.35
Co	0.23	5.55	0.47	2.98	1.77	0.24	2.70	8.74	2.39	0.56	8.66	0.12	4.50	14.43	2.33
Cu	0.33	19.74	0.93	5.11	2.82	0.54	4.82	31.61	3.37	4.85	10.97	1.76	18.00	14.43	9.32
La	0.08	4.10	0.09	1.15	0.97	0.07	1.40	4.89	1.30	0.03	0.98	0.10	1.05	1.68	0.54
Mn	3.2	37.6	1.3	10.6	13.5	1.3	16.6	31.6	21.0	0.4	5.8	2.0	6.0	9.6	3.1
Mo	0.17	5.93	0.53	1.59	0.71	0.15	0.95	12.25	1.05	0.53	4.26	0.12	1.20	6.73	2.18
Ni	0.77	21.64	1.02	5.36	3.73	0.57	4.91	29.63	5.56	0.90	9.12	0.42	9.00	14.43	4.66
Hg	3.4	18.4	7.6	13.7	11.2	3.6	17.2	22.4	8.8	2.4	3.7	3.5	18.0	4.3	4.7
Sc	0.10	1.69	0.08	0.59	0.50	0.10	0.74	1.85	0.64	0.01	0.14	0.02	0.15	0.24	0.08
Se	11.7	15.2	11.5	15.3	18.9	10.9	17.6	18.9	14.7	4.9	28.7	7.0	60.0	28.9	31.1
Sr	0.8	166.6	0.9	27.9	30.7	0.7	41.5	150.3	44.4	0.3	38.5	1.8	42.0	67.3	21.8
Tl	0.03	1.37	0.04	0.64	0.57	0.02	0.91	1.48	0.74	0.00	0.02	0.00	0.02	0.04	0.01
Th	0.08	3.82	0.08	0.60	0.63	0.09	1.02	3.43	0.59	0.03	0.46	0.06	0.48	0.77	0.25
U	0.05	3.95	0.06	0.71	0.62	0.04	0.97	4.28	0.78	0.02	0.48	0.06	0.60	0.82	0.31
V	0.73	46.07	1.10	13.24	10.01	0.74	15.62	57.43	12.97	0.24	19.35	0.15	21.00	33.67	10.88
Zn	2.9	51.5	5.3	30.5	12.0	2.0	17.3	108.5	26.5	10.7	46.9	3.3	70.0	67.3	36.3
Sn	1.86	4.09	0.18	1.30	3.72	0.43	2.59	1.65	7.05	0.06	0.49	0.09	0.48	0.77	0.25

Tab.VI.9.54: Emissionsfaktoren Spurenelemente plus Hauptelemente aus Braun- und Steinkohlekraftwerken für die UCPTE-Länder, Stand 1994

Es wird an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die Elemente in Tab.VI.9.54 grösstenteils in Verbindungen (Oxide, Schwefel- und Halogenverbindungen) emittiert werden und teilweise den Partikel anhaften oder gasförmig austreten. Sowohl die Angaben zu den Elementgehalten in den eingesetzten Kohlen, die eingesetzten Rauchgasreinigungstechnologien als auch die verwendeten Transferkoeffizienten sind abgeschätzt. Da diese drei Faktoren multipliziert werden, können grosse Fehler bei den Emissionsfaktoren resultieren.

9.6.4 Radioaktive Elemente

Neben dem Kohlebergbau werden auch bei der Kohleverbrennung radioaktive Elemente emittiert. In Tab.VI.9.50/51 sind unter anderem die Gehalte der Hauptausgangserzeugnisse Uran, Thorium und Kalium wiedergegeben. Die Gehalte in den Braunkohlen liegen dabei gegenüber der Steinkohle eher tiefer.

Das Uran-238 zerfällt über die Kette U-234, Ra-226, Rn-222, Pb-210, Po-210 zum stabilen Pb-206 (in Wirklichkeit noch zusätzliche Zwischenprodukte). Das Thorium-232 zerfällt über die Kette

Ra-228, Th-228, Rn-220 zum stabilen Pb-208 (in Wirklichkeit noch zusätzliche Zwischenprodukte). Zusätzlich geht vom Isotop K-40 eine gewisse Aktivität aus.

Der Gehalt an radioaktiven Elementen übersteigt jenen des Gesteins nicht. Durch den Abbau und die Verbrennung werden diese Stoffe jedoch mobilisiert und damit verfügbar <Clarke et al. 1992>.

Für die Bilanzierung der Rauchgasemissionen wurden die Angaben aus <Nishiwaki et al. 1982>, <Halbritter et al. 1982>, <Ramachandran 1991>, <Hövelmann 1987>, <OECD 1985>, <WEC 1988>, <UNSCEAR 1993> und <Häsänen et al. 1986> ausgewertet. Aufgrund der vorhandenen Datenbasis aus diesen Quellen erschien es sinnvoll, eine sehr einfache Berechnungsweise zu wählen, da grosse Fehler unvermeidbar scheinen und die Transferkoeffizienten (in Abhängigkeit der eingesetzten Rückhaltetechnologie) der verschiedenen Zerfallsprodukte nicht bekannt sind. Es wird aus <UNSCEAR 1993> die dort als typisch angegebene Aktivität der Reingasflugasche übernommen und mit den jeweiligen Partikelemissionen der verschiedenen Länder multipliziert. Für Braunkohle liegen sehr wenige Angaben vor. Es kann jedoch angenommen werden, dass die Aktivität unter jener von Steinkohle liegt. Für dieses Projekt wird ein Drittel der Aktivität der Steinkohlenflugasche für Braunkohle angesetzt, was einer eigenen Abschätzung entspricht.

	Steinkohlekraftwerke in kBq/TJ _{in}									Braunkohlekraftwerke in kBq/TJ _{in}					
	A	B	D	F	I	NL	P	E	Ex-Ju	A	D	F	GR	E	Ex-Ju
U-238	0.8	8.2	1.4	2.6	2.2	1.2	16.6	11	19	0.469	0.67	0.871	2.077	4.824	12.19
Ra-226	0.96	9.84	1.68	3.12	2.64	1.44	19.92	13.2	22.8	0.56	0.8	1.04	2.48	5.76	14.56
Pb-210	3.72	38.13	6.51	12.09	10.23	5.58	77.19	51.15	88.35	2.17	3.1	4.03	9.61	22.32	56.42
Rn-222 *	436	407	387	403	417	388	397	476	381	128	198	200	341	164	177
Po-210	6.8	69.7	11.9	22.1	18.7	10.2	141.1	93.5	161.5	3.97	5.67	7.37	17.57	40.80	103.1
Th-232	0.28	2.87	0.49	0.91	0.77	0.42	5.81	3.85	6.65	0.161	0.23	0.299	0.713	1.656	4.186
Th-228	0.44	4.51	0.77	1.43	1.21	0.66	9.13	6.05	10.45	0.26	0.367	0.48	1.14	2.64	6.679
Ra-228	0.52	5.33	0.91	1.69	1.43	0.78	10.79	7.15	12.35	0.30	0.433	0.56	1.34	3.12	7.88
Rn-220 *	245	229	218	227	234	218	223	268	214	72	112	113	192	92	99
K-40	1.1	10.9	1.9	3.4	2.9	1.6	22.0	14.6	25.2	0.6	0.9	1.1	2.7	6.4	16.1
Total	696	785	630	678	691	628	923	944	941	209	322	328	571	344	497
Hilfgrössen in kg/TJ _{in}															
Asche	4	41	7	13	11	6	83	55	95	7	10	13	31	72	182
Kohleinput	42.6	39.7	37.8	39.4	40.7	37.9	38.8	46.5	37.2	75.2	116.3	117.2	200	96.2	103.6

Tab.VI.9.55: Spezifische Emissionsfaktoren für Braun- und Steinkohlekraftwerke in die Luft, nach <UNSCEAR 1993>.

* 80 % des Radongehaltes in der Kohle (20 Bq/kg <UNSCEAR 1993>) werden unabhängig von der Rauchgasreinigung emittiert, für Braunkohle wird der gleiche spezifische Emissionsfaktor gewählt.

Pro kg Steinkohleflugasche werden folgende Aktivitäten frei: 0.2 kBq U-238, 0.24 kBq Ra-226, 0.93 kBq Pb-210, 1.7 kBq Po-210, 0.07 kBq Th-232, 0.11 kBq Th-228, 0.13 kBq Ra-228 und 0.27 kBq K-40. Für die Braunkohleflugasche wurde ein Sechstel der Steinkohleflugasche angenommen.

Die Radonemissionen sind gasförmig und somit weitgehend unabhängig von der Rauchgasreinigung. Inwieweit Radon in der REA im Wasser oder Kalk eingebunden wird, konnte nicht ermittelt werden. Es wird davon ausgegangen, dass vom Radongehalt in der Rohkohle (20 Bq/kg, <UNSCEAR 1988>) rund 20 % im Bergbau und 80 % im Kraftwerk emittiert wird. Die Aufteilung auf Rn-220 und Rn-222 wird aufgrund der Angaben in <Nishiwaki et al. 1982> und <Halbritter et al. 1982> vorgenommen. Für Braunkohle liegen wiederum keine Angaben vor. Es wird deshalb analog Kap.VI.6.3.3 ein Sechstel des Radongehaltes der Steinkohle eingesetzt, was etwa der Hälfte der energiebezogenen Emissionsfaktoren von Steinkohle entspricht.

Die Aktivitäten der übrigen Produkte innerhalb der Zerfallsketten wurden hier nicht angegeben, sind aber in den angegebenen Quellen teilweise ausgewiesen.

In Slowenien wurden im Jahr 1988 Messungen in Fliessgewässern vorgenommen, welche im Einzugsgebiet einer Kohlemine, einer Kohleaufbereitungsanlage, eines Kohlekraftwerkes samt Flugaschendeponie und einer Phosphat-Fabrik liegen <Kobal et al. 1990>. Radium-226 wurde dabei als Leitgrösse verwendet. Während die Einleitung der Phosphat-Fabrik eine erhebliche Erhöhung von Ra-226 im Wasser zur Folge hatte, konnten keine Anzeichen gefunden werden, dass die Einrichtungen zur Kohlestromproduktion einen nachweisbaren Einfluss auf das aquatische System hat <Kobal et al. 1990>.

<Hövelmann 1987> gibt Emissionen ins REA-Abwasser an, welche jedoch bei der REA (Kap.VI.9.5.3, Tab.VI.9.36) ausgewiesen wurde.

Es ist anzunehmen, dass auch weitere Abwässer aus Kohlekraftwerken kontaminiert werden, die Bedeutung dürfte allerdings klein sein und wird hier vernachlässigt.

Die Aktivität der Kessel- und Flugasche liegen im allgemeinen mehrfach über jener von Kohle und erreichen Werte leicht tiefer als die emittierte Flugasche (Tab.VI.9.55). Damit liegen die Aktivitäten auch über jenen des normalen Gesteins, sind jedoch nicht mobil. Die Verwendung der Aschen in der Bau- und Zementindustrie erhöht die Zerfallsaktivität der entsprechenden Produkte und kann z. B. in Innenräumen zu leicht erhöhten Aktivitäten <UNSCEAR 1988> führen. Diese Aktivität der Reststoffe wird im weiteren nicht mehr bilanziert.

Auch Gipsprodukte aus der REA weisen gegenüber Naturgips leicht erhöhte Aktivitäten auf <Merz et al. 1989>. Auf eine Berücksichtigung dieses Umstandes wird hier verzichtet.

9.7 Kühl- und Prozesswasser, Abwärme

In Kohlekraftwerken wird Wasser für die Kühlung, Speisewasser für den Dampfkreislauf, Wasser für die REA und eine allfällige Nassentschlackung und kleine Mengen Reinigungswasser verwendet. Das REA-Wasser wurde bereits in Kap.VI.9.5.3 bilanziert und wird hier nicht weiter behandelt.

Zur Abführung der Abwärme bei Kraftwerken ohne Wärmenutzung stehen grundsätzlich folgende Verfahren zur Verfügung:

- Frischwasserkühlung
- Ablaufkühlung
- Nasskühlung
- Hybridkühlung
- Trockenkühlung

Die Frischwasser- und Ablaufkühlung, welche grosse Wärmemengen in die Fließgewässer eintragen, kommen nur bei alten Anlagen zum Einsatz. Diese Verfahren sind zwar sehr wirtschaftlich, erwärmen die Gewässer jedoch so erheblich, dass heute keine zusätzlichen Kraftwerke so gekühlt werden können. Die Nass- und Hybridkühlung reduzieren den Wasserbedarf stark, machen jedoch Kühltürme und Wasseraufbereitung notwendig. Die Trockenkühlung kommt praktisch ohne Zusatzwasser aus und benötigt entsprechend grosse Kühltürme für die konvektive Wärmeübertragung. Trockenkühltürme sind im UCPTE-Raum mit total rund 1000 MW_e gekühlter Leistung vernachlässigbar <Ham 1989>. In wasserarmen Gebieten können sie jedoch die einzige Möglichkeit darstellen die Kondensationswärme abzuführen. Frischwasser- und Ablaufkühlung erreichen die höchsten Kraftwerkswirkungsgrade, weil die tiefsten Kondensationstemperaturen und Drücke erreicht werden. Die Trockenkühlung mindert den Kraftwerkswirkungsgrad gegenüber der Nasskühlung um mindestens ein Prozent.

Folgende Umweltauswirkungen beschränken die maximale Erwärmung von Fließgewässern <Allhorn et al. 1984>:

- Änderung des Kleinklimas.
- Abflussverminderung durch Verdunstung.
- Schnellerer Abbau von Abwasserbelastungen bei gleichzeitig erhöhter Toxizität aufgrund der Temperaturerhöhung.
- Verminderung des Sauerstoffgehaltes.
- Änderung der Lebensbedingungen für Pflanzen und Tiere.

Bei der Nasskühlung wird das im Kondensator erwärmte Wasser im Kühlraum versprüht. Durch Verdunstung und Konvektion wird die Wärme dabei an die Luft abgegeben. Das Verdunstungs- und Abflutwasser muss durch Zusatzwasser ausgeglichen werden.

Bei der Trockenkühlung kann die direkte und indirekte Kühlung unterschieden werden. Bei der direkten Kühlung wird der Abdampf direkt in zwangsbelüfteten Kühlelementen kondensiert, bei der indirekten Kühlung wird die Wärme in einem Wasserkreislauf in einen natur- oder zwangsbelüfteten Kühlturm geleitet.

Unmittelbare Wirkungen der Nass- und Trockenkühlung <Allhorn et al. 1984>:

- Erhöhung der Lufttemperatur
- Zunahme der Luftfeuchtigkeit, Schwadenbildung, Beschattung, Veränderung der Strahlungsbilanz (jeweils nur bei Nasskühlung)
- Ablenkung der Windbewegung

in Sonderfällen:

- Niederschlag aus den Schwaden, Glatteisbildung, Sichtbeeinträchtigung (jeweils nur bei Nasskühlung)

Mittelbare Wirkungen:

- verbesserte Durchmischung der Atmosphäre, Durchbrechen von Inversionen, gute Ausbreitung der Kaminabluft
- Anregung von Quellwolkenbildung
- Verstärkung bestehender Niederschlagsneigung, Auslösen von Niederschlägen und Gewitter
- mehr Nebel, Verteilung des belasteten Kühlwassers (nur Nasskühlung)

In Tab.VI.9.56 sind aus verschiedenen Literaturquellen Kühl- und Prozesswasserbedarf zusammengestellt. Für das Speisewasser wird angenommen, dass rund 2 % des Speisewasserkreislaufes ersetzt werden müssen, was rund 6 m³/TJ_{in} entspricht.

m ³ /TJ _{in}	Speisewasser	Entaschung	Durchlaufkühlung	Nasskühlung	Hybridkühlung
Henning 1985				320	280
Ham 1989		0.7*		200 bis 500	
GESAMP 1984			11'000 bis 22'000		
Euler 1984			14'600 (132)	253 (183)	
STEAG 1988		8.6/214**	10'700	173 (134)	
Cadwick 1987				152	
Borsch et al. 1992			12'800		
Kamberger 1993	6				
dieses Projekt	6	10	14'000 (130)	200 (150)	

Tab.VI.9.56: Wasserbedarf von Kohlekraftwerken in m³/TJ_{in} (ohne REA) aus verschiedenen Literaturquellen. Werte in Klammer geben die verdunstete Wassermenge an.

* Trockenentaschung

** Trockenfeuerung/Schmelzfeuerung

Es muss nun noch ermittelt werden, wie sich das Verhältnis zwischen Frisch-/Ablaufwasserkühlung zu Nass-/Hybridkühlung in den UCPTE-Ländern verhält. Alte Kraftwerke wurden wo möglich an Flüssen erbaut und mit Durchlaufkühlung betrieben. Kühltürme waren eher selten. Mit der Zunahme der Blockgrößen und der knapper werdenden Erwärmungsmöglichkeit der Flüsse, wurden zunehmend Nasskühltürme erstellt. In den alten Bundesländern Deutschlands wurden gemäss <Euler 1984> im Jahre 1978 58 % der Kondensatorabwärme von thermischen Kraftwerken direkt an Flüsse und 42 % über nasse Rückkühlung abgeführt. <Brune et al. 1984> gibt für die Steinkohlekraftwerke im Jahre 1980 einen Anteil der Kraftwerke mit Nasskühltürmen mit 33 % an. Seit dem Jahr 1978 wurden praktisch nur noch Kraftwerke mit Nasskühlturm erbaut. Wird nun angenommen, dass rund 50 % der damals betriebenen Kraftwerke mit Durchlaufkühlung entweder stillgelegt oder an einen Nasskühlturm angeschlossen wurden, bleiben heute rund 25 % der Kraftwerke mit Durchlaufkühlung. Dieser Wert wird für den ganzen UCPTE-Raum übernommen.

Die Wasseraufbereitung für die Nasskühlung und die Speisewasseraufbereitung wird im Anhang A bilanziert. Das Entaschungswasser dürfte ohne Aufbereitung verwendet werden. Aus <GESAMP 1984> kann abgeleitet werden, dass in der Durchlaufkühlung Chlor als Antifouling beigemischt wird. Pro Tonne Wasser werden rund 3 g Chlor zugesetzt, was zur Emission von 0.1 g HOCl und 0.1 g OCl⁻ pro Tonne Wasser führt.

Der Tab.VI.9.7 kann für moderne Kraftwerke entnommen werden, dass rund 50 % der eingesetzten Kohleenergie über den Kondensator als Abwärme verloren geht. Bei einem Durchschnitts-Nettowirkungsgrad von 36 % für Steinkohlekraftwerke (Tab.VI.9.6) gehen somit 14 % direkt oder indirekt an die Luft. Von der Kondensatorabwärme gehen bei der Nasskühlung fast 100 % an die

Luft, bei der Durchlaufkühlung vorerst 100 % ins Wasser, ein Teil der Wärme entweicht danach im Fluss mit dem verdunsteten Wasser. Es muss hier berücksichtigt werden, dass der Brennwert von Steinkohle (oberer Heizwert) rund 5 % über dem unteren liegt, dass also insgesamt 0.69 TJ Abwärme pro TJ_{in} entstehen, wovon 0.55 TJ im Kondensator (75 % Nasskühltürme, 25 % Durchlaufkühlung) abgeführt werden.

Beim durchschnittlichen Braunkohlekraftwerk liegt der Netto-Wirkungsgrad bei 30.8 %. Der Unterschied zwischen Heizwert und Brennwert beträgt hier knapp 20 %. Damit erhöht sich der Abwärmefall entsprechend.

		Braunkohle-Kraftwerk	Steinkohle-Kraftwerk
Kühlwasser entcarbonisiert	kg/ TJ_{in}	150'000	150'000
Speisewasser vollentsalzt	kg/ TJ_{in}	6'000	6'000
unaufbereitetes Wasser	kg/ TJ_{in}	3'500'000	3'500'000
Chlorbedarf*	kg/ TJ_{in}	10	10
HOCl-Emission	kg/ TJ_{in}	0.35	0.35
OCl ⁻ -Emission	kg/ TJ_{in}	0.35	0.35
Abwasser	kg/ TJ_{in}	3'510'000	3'510'000
Abwärme an die Luft	TJ/ TJ_{in}	0.73	0.55
Abwärme ins Wasser	TJ/ TJ_{in}	0.14	0.13

Tab.VI.9.57: Wasserbedarf und Abwärmeemissionen der Braun- und Steinkohlekraftwerke im UCPTE-Raum, * wird als Chlrowasserstoffverbrauch (HCl) bilanziert.

9.8 Feste Abprodukte

Als feste Abprodukte fallen Flugaschen, Kesselaschen/Granulate, Gips, Rückstände aus der (Ab)Wasseraufbereitung und Infrastruktur an. Der REA-Gips und die Schlämme aus der REA-Abwasserbehandlung werden bereits in Kap.VI.9.5.3 bilanziert. Die Rückstände bei der Rohwasserentcarbonisierung werden im Anhang A bilanziert.

Es bleiben somit hier die Bilanzierung der Aschen, der Rückstände aus der Betriebswasserbehandlung, der Reinigung der Dampferzeuger, der Kühlturmtassen und der Sandfänger sowie der Rückbau der Infrastruktur.

9.8.1 Grob-und Flugaschen

Der Aschegehalt der in Europa geförderten Steinkohle liegt meist zwischen 10 und 25 %. Importkohle hat einen Aschegehalt von meist unter 10 % <Brune et al. 1984> und <Maude et al 1994>. Braunkohleaschegehalte variieren alleine in Deutschland zwischen 2 und 20 %. In Anhang VI.9.2 wurde für jedes Land der gewichtete Aschegehalt und mit der bekannten Rückhaltetechnologie die Menge nichtemittierter Asche berechnet.

Die Asche fällt als Grob- resp. Kesselasche und als Flugasche an. Bei Schmelzkammerfeuerungen wird auch von Granulat gesprochen, da die hohen Temperaturen zu einer glasigen Substanz führen. In Trockenfeuerungen fallen 15 bis 20 % der Asche als Kesselasche an, der Rest wird als Flugasche zurückgehalten. Schmelzkammerfeuerungen mit Flugascherückführung bringen die Asche vollständig als Granulat aus, solche ohne Rückführung zu einem Anteil um 50 %. In Deutschland, wo die Schmelzfeuerungen noch rund 50 % der installierten Leistung ausmachen <VGB 1992>, wurden aus Steinkohlekraftwerken knapp 54 % der Aschen als Flugaschen ausgetragen. In den anderen Ländern, welche meist einen tieferen Anteil an Schmelzkammerfeuerungen haben, dürfte dieser Anteil bis zu 80 % betragen.

Kohle, Kraftwerke

		Steinkohleasche		Braunkohleasche
SiO ₂	Gew.-% ohne GV	40-55		20-70
Al ₂ O ₃	Gew.-% ohne GV	23-35		1-15
Fe ₂ O ₃	Gew.-% ohne GV	4-17		1.5-20
CaO	Gew.-% ohne GV	1-8		8-40
MgO	Gew.-% ohne GV	0.8-4.8		0.5-7
K ₂ O	Gew.-% ohne GV	1.5-5.5		0.1-1.5
Na ₂ O	Gew.-% ohne GV	0.1-3.5		0.1-2
SO ₃	Gew.-% ohne GV	0.1-2		1.5-15
TiO ₂	Gew.-% ohne GV	0.5-1.3		0.1-1
		Granulate/Grobasche	Flugasche	
Pb	ppm	30	200	20
Cd	ppm	0.2	2	0.6
Cr	ppm	25	120	40
Cu	ppm	30	160	15
Ni	ppm	60	170	35
Hg	ppm	<0.1	0.1	0.5
Zn	ppm	60	300	45

Tab.VI.9.58a Typische Zusammensetzung der deutschen Stein- und Braunkohleaschen, bezogen auf die glühverlustfreie (GV) Substanz. Spurenelemente können um -50/+100 % variieren, <VGB 1992>.

	Kohle	Kesselasche	zurückgehaltene Flugasche	emittierte Flugasche
Hauptelemente in %:				
Al	1.73	15.69	15.69	15.69
C	73	2.2	4.1	n.a.
Ca	0.13	1.22	1.22	1.22
Cl	0.06	0.004	0.01	0.17
Fe	0.54	4.93	4.93	4.93
K	0.18	1.62	1.62	1.62
Mg	0.08	0.76	0.75	0.76
N	1.6	n.a.	0.3	n.a.
Na	0.04	0.29	0.38	0.61
P	0.01	0.04	0.09	0.27
S	0.7	0.1	0.1	n.a.
Si	3.01	27.39	27.39	27.39
Ti	0.09	0.8	0.8	0.8
Spurenelemente in ppm:				
As	4	2.6	34	221
B	36	119	151	331
Ba	163	1147	1478	2623
Be	4	24	34	75
Br	6	<0.5	2	71
Cd	0.11	0.4	1	8
Ce	17	152	156	156
Co	6	37	55	134
Cr	14	132	132	212
Cs	1	10	10	10
Cu	16	68	142	335
Eu	0.4	4	4	4
F	80	55	129	1089
Ge	2	9	19	144
Hf	1.3	12	12	12
Hg	0.15	0.09	0.3	3
I	2.3	<1	<1	n.a.
La	8	71	71	71
Mn	49	444	444	741
Mo	3	14	30	131
Ni	11	76	103	338
Pb	9	45	82	394
Rb	9	86	86	86
Sb	0.9	2	8	46
Sc	3.5	32	32	32
Se	2.3	<0.2	12	276
Sm	1.9	17	17	17
Sr	100	900	900	900
Th	3	26	26	26
Ti	<1	<3	9	41
U	1.5	9	14	39
V	31	196	281	845
W	1.7	11	16	52
Zn	26	117	234	1307

Tab.VI.9.58b Typische Zusammensetzung der Kohleasche in den Niederlanden, <Swaine 1995>.

Die puzzolane Eigenschaft von Flugaschen ermöglicht zusammen mit Kalk und Wasser die Bildung zementartiger Verbindungen. Folgende Verwertungen werden für Kohleaschen angewandt:

- Herstellung von Mauersteinen und Gasbeton
- Herstellung von Leichtbetonbauteilen
- Strassenbau (Unterbau)

- Bodenabdichtungsmaterial im Tiefbau und Deponien
- Giesspulver in Stahlindustrie
- Untertageverwertung

In den alten Bundesländern Deutschlands konnten im Jahr 1990 95 % der Steinkohlegranulate und 87 % der Steinkohleflugasche verwertet werden. Braunkohleaschen wurden fast vollständig zusammen mit dem REA-Abwasser in der Grube als Stabilisat deponiert. Leider sind aus den anderen Länder keine Verwertungsdaten bekannt, so dass der Verwertungsanteil abgeschätzt werden musste (Tab.VI.9.59). Es wurde dabei davon ausgegangen, dass die drei dicht besiedelten, hoch industrialisierten und auf Umweltfragen sensibilisierten Länder Oesterreich, Holland und Deutschland je einen Verwertungsanteil von 90 % erreichen (welcher dem deutschen Mittelwert <VGB 1992> entspricht), während die anderen Länder 50 bis 70 % der Steinkohleasche einer weiteren Nutzung zuführen resp. andere Gesteine substituieren.

	Steinkohleasche kg/TJ _{in}	Anteil verwertet %	deponiert kg/TJ _{in}	Braunkohleasche kg/TJ _{in}	Anteil verwertet %	deponiert kg/TJ _{in}
A	4600	90	460	13000	5	12350
B	5900	70	1770			
D	4800	90	480			
F	4700	70	1410			
GR						
I	6100	50	3050	38900	5	36955
NL	4400	90	440			
P	4900	50	2450			
E	10800	50	5400			
Ex-Ju	4400	50	2200			
				35300	5	33535
				20800	5	20000

Tab.VI.9.59: Ascherückstände pro TJ_{in} für jedes Land nach Anhang VI.9.2 und abgeschätzter Verwertungsanteil mit resultierender Deponiemenge.

Bei der Braunkohleasche wurde generell angenommen, dass der meist nahe gelegene Tagbau sich zum Deponieren der Aschen anbietet. Ein kleiner unbedeutender Anteil von 5 % werde weiterverwendet.

Zur Verbesserung der Verwertbarkeit wurden auch Verfahren entwickelt, welche hauptsächlich den organischen Anteil der Aschen absenken sollen <Grünwald et al. 1990>, da für verschiedene Anwendungen nur Aschen mit Glühverlust unter 5 % verwendet werden können.

Die verwerteten Aschen fallen in den Graubereich zwischen Neben- und Abprodukt. Es ist nicht bekannt, ob z. B. die Zement- und Betonindustrie etwas für die Asche bezahlt oder sogar erhält. Da Aschen vorwiegend anorganisches Füllmaterial substituieren, welches ansonsten in der Nähe des entsprechenden Betriebes abgebaut worden wäre, wird der zusätzliche Transport der Aschen dem Kraftwerk angelastet. Steinkohleaschen werden gemäss <VGB 1992> 50 bis 150 km weit transportiert. Es wird hier deshalb eine Bahndistanz von 100 km angenommen. Die deponierten Steinkohleaschen werden mit dem LKW 20 km weit transportiert. Der LKW Transport wird im Modul "Steinkohleasche in Deponie" verbucht, während der Abtransport der verwerteten Asche zusammen mit dem Transportaufwand für die Infrastruktur (Kap.VI.9.2.3) direkt im Kraftwerksmodul (Tab.VI.9.64/65) berücksichtigt wird.

Die Braunkohleaschen können in der nahen Grube deponiert werden. Der Transportaufwand und die Flächenbeanspruchung wurden bereits bei der Kohleförderung erfasst. Damit verursacht die Braunkohleasche nur Transportaufwendungen für den verwerteten Anteil (100 km Bahn) und Emissionen ins Sickerwasser, welches hier bilanziert wird.

Die Auslaugung von Flugaschen auf Deponien wird durch eine Vielzahl von Parameter bestimmt. In Labors können Eluattests das Auslageverhalten unter verschiedenen Bedingungen wiedergeben. Der pH-Wert und das Verhältnis Flüssigkeit zu Feststoff (L/S-Verhältnis) sind dabei die bestimmenden Faktoren <Tauber 1988>. In verschiedenen Institutionen wurden Untersuchungen zum Verhalten der Flugasche in Deponien und als Substitutionsprodukte durchgeführt <Kiefer et al. 1991>, <Bolt et al. 1986> und <van der Sloot et al. 1982>. Unter anderem wurde postuliert, dass für jede Anwendung Versuche nötig seien, da das Verhalten der Flugaschen nicht theoretisch vorausbestimmt werden könne.

Felduntersuchungen liefern wenig quantitative Aussagen über die kumulierte Auslaugung. Vielmehr wurde festgestellt, dass die Wasserbelastung örtlich begrenzt bleibt und weniger problematisch als bei

Hausmülldeponien ist. Auslaugungsraten für hohe L/S-Verhältnisse und schwach saure pH-Werte kommen den effektiven Verhältnissen vermutlich am nächsten. Es wurde aus den zitierten und gemessenen Auslaugungsraten in <Tauber 1988> und den Angaben von <van der Sloot et al. 1982> und <Swaine 1995> ein mittlerer Auslaugungsfaktor grob abgeschätzt und für eine durchschnittliche Flugasche (für alle Länder die gleiche Zusammensetzung) die Eluate berechnet. Es wurden dabei die durchschnittlichen Deponiemengen der einzelnen Länder berücksichtigt.

Element	Auslaugungsrate		
	saure Aschen	neutrale Aschen	alkalische Aschen
B	30	1-30	1
Mg	1-2	0.001-2	0.001
Al	0.001-0.1	0.001-0.1	0.001
Si	0.01	0.005-0.01	0.005
SO ₄ ²⁻	50-100	50-100	50-100
Ca	10-15	5-15	10-15
Sc	10-50	0.5-50	0.5
V	0.5	0.005-0.5	0.005
Cr	0.05	0.05-1	1
Cu	0.01-10	0.005-0.01	0.01
Zn	0.01-5	0.005-0.1	0.01
As	1-5	0.1-2	0.1
Mo	10-100	70-100	70-100
Cd	0.1-20	0.01-0.05	0.05
Sb	5-10	0.02-5	0.02
W	20	1-20	1
Pb	0.005-0.5	0.005-0.1	0.01
U	0.05	0.01-0.05	0.02

Tab.VI.9.60: Elementspezifische Auslaugungsraten in % für Flugaschen aus Steinkohlen-Staubfeuerungen (L/S = 5; pH nicht eingestellt) <Tauber 1988>.

	deponierte Asche %	deponierte Asche ppm	mittlere Auslaugungsrate %	Auslaugung kg/kg
Al	15.69	156900	0.01	1.6E-05
C	3.72	37200	0.1	3.7E-05
Ca	1.22	12200	10	1.2E-03
Cl	0.0088	88	5	4.4E-06
Fe	4.93	49300	0.1	4.9E-05
K	1.62	16200	0.3	4.9E-05
Mg	0.752	7520	0.02	1.5E-06
N	0.3	3000	1	3.0E-05
Na	0.362	3620	3	1.1E-04
P	0.08	800	1	8.0E-06
S	0.1	1000	50	5.0E-04
Si	27.39	273900	0.0075	2.1E-05
Ti	0.8	8000	0.1	8.0E-06
	ppm	ppm	%	kg/kg
As	27.72	27.72	1	2.8E-07
B	144.6	144.6	15	2.2E-05
Ba	1411.8	1411.8	0.1	1.4E-06
Be	32	32	0.1	3.2E-08
Br	2	2	0.1	2.0E-09
Cd	0.88	0.88	0.2	1.8E-09
Ce	155.2	155.2	0.1	1.6E-07
Co	51.4	51.4	0.2	1.0E-07
Cr	132	132	0.1	1.3E-07
Cs	10	10	0.1	1.0E-08
Cu	127.2	127.2	0.01	1.3E-08
Eu	4	4	0.1	4.0E-09
F	114.2	114.2	5	5.7E-06
Ge	17	17	0.1	1.7E-08
Hf	12	12	0.1	1.2E-08
Hg	0.258	0.258	0.1	2.6E-10
I	0.5	0.5	0.1	5.0E-10
La	71	71	0.1	7.1E-08
Mn	444	444	0.1	4.4E-07
Mo	26.8	26.8	70	1.9E-05
Ni	97.6	97.6	0.1	9.8E-08
Pb	74.6	74.6	0.1	7.5E-08
Rb	86	86	0.1	8.6E-08
Sb	6.8	6.8	5	3.4E-07
Sc	32	32	25	8.0E-06
Se	0.1	0.1	20	2.0E-08
Sm	17	17	0.1	1.7E-08
Sr	900	900	0.1	9.0E-07
Th	26	26	0.1	2.6E-08
Tl	2	2	0.1	2.0E-09
U	13	13	0.02	2.6E-09
V	264	264	1	2.6E-06
W	15	15	20	3.0E-06
Zn	210.6	210.6	0.05	1.1E-07

Tab.VI.9.61: Eluatemissionen in Binnengewässer aus der Steinkohle-Flugaschedeponie, Elementgehalte der Flugasche aus <Swaine 1995>, <VGB 1992>, <Tauber 1988>, <van der Sloot 1982>, Auslaugraten aus <Swaine 1995>, <Tauber 1988> und <van der Sloot et al. 1982> abgeschätzt. Modulname in Ecoinvent 'Steinkohle-Asche in Deponie'. Zusätzlich ist ein Transportaufwand LWW 0.02 tkm/kg bilanziert.

Zur Braunkohleaschedeponierung sind nur deutsche Untersuchungen im Zusammenhang mit der

gemeinsamen Deponierung von Asche, Gips und REA-Abwässer <Bambauer et al. 1988> und <Gebhard et al. 1989> bekannt. Die dort errechneten Eluatemissionen werden übernommen und auch für die anderen Länder eingesetzt. Die Emissionsfaktoren liegen sehr tief und dürften deshalb im allgemeinen unbedeutend bleiben. Die Übertragung der deutschen Resultate auf die anderen Länder ist insofern nicht zulässig, als dass einerseits in den anderen Länder keine schadstoffhaltigen REA-Abwässer gemeinsam mit der Asche deponiert werden und andererseits weil das Asche-Wasser-Gips-Gemisch ein ziemlich undurchlässiges Stabilisat ergibt, welches gegenüber normaler Asche tiefere Eluatfrachten aufweisen dürfte. Diese Fehler müssen mangels Daten in Kauf genommen werden.

		A	D	F	GR	E	Ex-Ju
deponierte Asche	kg/TJ _{in}	12350	7885	16720	36955	33535	20000
	mg/t Asche *	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
Cl	13000	1.61E-01	1.03E-01	2.17E-01	4.80E-01	4.36E-01	2.60E-01
SO ₄	35000	4.32E-01	2.76E-01	5.85E-01	1.29E+00	1.17E+00	7.00E-01
Pb	1.5	1.85E-05	1.18E-05	2.51E-05	5.54E-05	5.03E-05	3.00E-05
Cd	0.006	7.41E-08	4.73E-08	1.00E-07	2.22E-07	2.01E-07	1.20E-07
Cr	0.75	9.26E-06	5.91E-06	1.25E-05	2.77E-05	2.52E-05	1.50E-05
Cu	1.5	1.85E-05	1.18E-05	2.51E-05	5.54E-05	5.03E-05	3.00E-05
Ni	0.7	8.65E-06	5.52E-06	1.17E-05	2.59E-05	2.35E-05	1.40E-05
Hg	0.034	4.20E-07	2.68E-07	5.68E-07	1.26E-06	1.14E-06	6.80E-07
Zn	1.2	1.48E-05	9.46E-06	2.01E-05	4.43E-05	4.02E-05	2.40E-05

Tab.VI.9.62: Eluatemissionen in Binnengewässer aus der Braunkohle-Flugaschedeponie in den verschiedenen UCPTL-Ländern, Eluatmenge pro Tonne deponierter Asche berechnet aus <Gebhard et al. 1989>.

* Eluatemission pro Tonne deponierte Asche.

9.8.2 Rückstände der Wasser- und Abwasseraufbereitung

Die Rückstände aus der Betriebsabwasserbehandlung, welche z. B aus der Nassentschlackung und der allgemeinen Reinigung stammen, machten im Jahr 1990 in Deutschland rund 35'000 t aus <VGB 1992>. Diese Rückstände sind unproblematisch und können z. B als Bodenverbesserer oder als Kalksteinersatz (hoher CaCO₃-Gehalt) in der REA benützt werden.

Die Reinigung von Dampferzeugern hinterlässt meist Tensid-belastete und Metallionen-haltige Rückstände. Es werden zudem auch Beizmittel eingesetzt. Oft werden diese Rückstände deponiert.

Die Rückstände aus Kühlturm-tassen enthalten organische Bestandteile (Pollen, Blätter etc.) aber auch Korrosionsprodukte des Kühlturmes, Kalkstein und Eisenhydroxyd aus der Zusatzwasseraufbereitung. In <VGB 1992> wird vorgeschlagen, diese Rückstände für Geländeauffüllungen zu benützen oder zu deponieren.

Rückstände aus Sandfängen, Schlamm- und Ölabscheidern enthalten zum Teil abgeschwemmte Kohlepartikel, welche der Kohle zugegeben werden können. Der Rest muss verbrannt werden.

Das Rechengut aus Gewässern enthält vorwiegend organische Materialien, welche geschreddert und kompostiert oder verbrannt werden können.

Rückstände aus	Total Kohlekraftwerke 1990 t/a	UCPTL-Kraftwerke kg/TJ _{in}	Entsorgung
Betriebsabwasserbehandlung	35'000	20	Nebenprodukt
Reinigung von Dampferzeugern	2'000	1	Rückstände
Kühlturm-tassen-Rückstände	8'000	4	Kühlturm-tassen Rückstände
Sandfänger und Abscheiderrückstände	40'000	20	Kühlturm-tassen Nebenprodukt*
Rechengut	10'000 m ³ /a	0.005 m ³	Nebenprodukt**

Tab.VI.9.63: Rückstände aus der (Ab)wasseraufbereitung von Kohlekraftwerken nach <VGB 1992>.

* Kohlepartikel und Sandfänger-Rückstände dominieren diese Rückstände, ** Unbedeutende Menge.

Es werden 5 kg Abfälle pro TJ_{in} in Rückstände aus Kühlturm-tassen verbucht. Die Abtransporte werden gegenüber den anderen Transporten vernachlässigt.

9.8.3 Infrastruktur

Hier wird die Entsorgung der Kraftwerke berücksichtigt. Gemäss <BWK 1992> lieferten in den alten Bundesländern Deutschlands die Blöcke über 200 MW_e 90 % der Steinkohle-Stromproduktion.

Aufgrund des höheren Alters der Braunkohle-Kraftwerke liegt gemäss <RWE 1993> der Anteil der Blöcke über 200 MW_e bei rund 70 %. Diese Angaben werden für den ganzen UCPTE-Raum als Arbeitshypothese übernommen.

Mit diesen Annahmen, den Materialaufwendungen in Tab.VI.9.3 und der weiteren Annahme, dass 70 % des Stahls, Aluminiums und Kupfers recycelt werden kann und der ganze Rest deponiert werden muss, resultieren für Steinkohlekraftwerke 206 kg/TJ_{in} und für Braunkohlekraftwerke 198 kg/TJ_{in} Deponieabfälle. Für den Abtransport werden noch 6 tkm (d. h. rund 30 km) LKW-Transport berücksichtigt.

9.9 Unfälle und Störfälle

Umweltrelevante Un- und Störfälle können sich in verschiedenen Bereichen der Kraftwerke ergeben. Bei der Kohlelagerung kann sich z. B. die Kohlehalde entzünden. Wie gezeigt wurde, haben solche allfälligen Brände keinen Einfluss auf den durchschnittlichen Emissionsfaktor (Kap.VI.6.5).

Das Versagen der Rauchgasreinigungstechnik kann kurzzeitig zu stark erhöhten Emissionen führen. Ausfälle einzelner Elektrofilterabscheidfelder und Probleme mit der REA sind dabei durchaus häufige Ereignisse. Wird unterstellt, dass die Rauchgasreinigung während 1 % der Betriebszeit überhaupt nicht funktioniert, kann dies den Emissionsfaktor für Schwefel um 10 % erhöhen, jenen für nicht angereicherte Elemente in hochaktiven Elektrofiltern ($\eta = 99.9\%$) aber verachtfachen. Für Elektrofilter mit tieferen Abscheidegrade oder Elemente, welche sich im Flugstaub anreichern, beträgt die Erhöhung immer noch Faktor 2.

Der Ausfall der Abwasserreinigung während 1 % der Betriebszeit dürfte den mittleren Emissionsfaktor um rund 10 % erhöhen.

Der Aspekt des Ausfalls von Elektrofiltern wurde in der Literatur bisher kaum diskutiert und berücksichtigt. Es wurden lediglich Messungen bei Ausfall eines Feldes durchgeführt, was darauf schliessen lässt, dass A) ein Totalausfall der Filters ausgeschlossen werden kann, da die einzelnen Felder unabhängig voneinander betrieben werden oder B) bei Totaldefekt eine Sofortabschaltung resultieren würde.

Da keine statistischen Angaben zur Ausfallhäufigkeit während dem Betrieb und zum Ausmass der Ausfälle vorliegen, war der Einbezug dieser Aspekte nicht möglich.

9.10 Zusammenstellung der Eingabedaten

9.10.1 Stein- und Braunkohlekraftwerke

Die Resultatzusammenstellung erfolgt in diesem Kapitel bezogen auf 1 TJ_{in} für Braun- und Steinkohlekraftwerke und jedes UCPTE-Land getrennt (Tab.VI.9.64/65). Die Entschwefelung und Entstickung erfolgen nach den Bilanzen in Kap.VI.9.5.3/4 und werden als separate Module aufgebaut, welche in Kap. 9.10.3 nochmals aufgeführt sind. Ebenfalls als separates Modul behandelt wird die Deponie der Steinkohleasche (Kap.VI.9.8.1, Tab.VI.9.61), wird hier jedoch nicht mehr aufgeführt.

Stk Kraftwerk in		A	B	D	F	I	NL	P	E	Ex-Ju	Infra Stk Kraftwerk
Infra Stk Kraftwerk	TJ	1i	1i	1i	1i	1i	1i	1i	1i	1i	
Nicht energetische Ressourcen											
Flaeche II-IV	m2a										6.05
Wasser	kg	3500000	3500000	3500000	3500000	3500000	3500000	3500000	3500000	3500000	
Energieträger											
Heizuel EL ab Regionallager Euro Strom Mittelsp.-Bezug UCPTE	t TJ	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	7.0E-05
Basismaterialien											
Aluminium 0% Rec.	kg										0.43
Beton (ohne Armierungseisen)	kg										186.5
Chlorwasserstoff HCl (Salzsaure)	kg	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Kupfer	kg										0.92
Mineralwolle	kg										0.52
PE (HD)	kg										0.74
Stahl hochlegiert	kg										0.61
Stahl niedriglegiert	kg										5.22
Stahl unlegiert	kg										52.2
Wasser entkarbonisiert	kg	150000	150000	150000	150000	150000	150000	150000	150000	150000	
Wasser vollentsalzt	kg	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
Transport											
Transport LKW 40 t	tkm										16
Transport Schiene	tkm	414	413	432	329	305	396	245	540	220	12
Allgemeine Dienstleistungen											
Diesel in Baumaschine	TJ										3.0E-04
NOx zurueckgehalten in SCR	kg	160	90	220	0	0	110	4	30	0	
SOx zurueckgehalten in REA	kg	510	0	590	100	230	480	0	20	0	
Heizuel EL in Heizung 1 MW	TJ										3.0E-04
Abfaelle unbehandelt											
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg										206
Rückstaende aus Kühlturmtassen	kg	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Steinkohle-Asche in Deponie	kg	460	1770	480	1410	3050	440	2450	5400	2200	
Emissionen Luft											
Abwaerme in Luft s	TJ	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	7.0E-05
Al Aluminium s	kg	7.09E-01	11.5	4.64E-01	2.17	2.3	5.80E-01	2.89	11.2	2.85	
Alkane s	kg	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	
Alkene s	kg	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	
As Arsen s	kg	3.88E-04	1.68E-02	1.15E-03	5.89E-03	4.46E-03	5.49E-04	6.06E-03	2.80E-02	3.84E-03	
B Bor s	kg	0.244	0.485	0.157	0.364	0.384	0.154	0.473	0.501	0.451	
Ba Barium s	kg	0.0126	0.14	0.00642	0.0256	0.0291	0.00555	0.0318	0.141	0.0429	
BaP Benzo(a)pyren s	kg	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	2.00E-07	
Be Beryllium s	kg	6.68E-05	1.35E-03	7.38E-05	3.35E-04	2.96E-04	5.64E-05	3.89E-04	1.60E-03	3.53E-04	

Kohle, Kraftwerke

Brk Kraftwerk in		A	D	F	GR	E	Ex-Ju	Infra Brk Kraftwerk
Tl Thallium s	kg	7.52E-07	2.25E-05	2.06E-06	2.00E-05	3.85E-05	1.00E-05	
Toluol s	kg	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	
U Uran s *	kg	1.88E-05	4.80E-04	6.27E-05	6.00E-04	8.18E-04	3.10E-04	
V Vanadium s	kg	2.37E-04	1.93E-02	1.48E-04	2.10E-02	3.37E-02	1.08E-02	
Xylol s	kg	0.922	0.922	0.922	0.922	0.922	0.922	
Zn Zink s	kg	1.07E-02	4.69E-02	3.26E-03	7.00E-02	6.73E-02	3.63E-02	
Emissionen Wasser								
Abwaerme in Wasser f	TJ	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	
Chlor. HOCl f	kg	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
Chlor. OCl f	kg	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
Chloride f	kg	0.161	0.103	0.217	0.480	0.436	0.26	
Ion Blei f	kg	1.85E-05	1.18E-05	2.51E-05	5.54E-05	5.03E-05	3.0E-05	
Ion Cadmium f	kg	7.41E-08	4.73E-08	1.00E-07	2.22E-07	2.01E-07	7.0E-07	
Ion Chrom-III f	kg	9.26E-06	5.91E-06	1.25E-05	2.77E-05	2.52E-05	1.5E-05	
Ion Kupfer f	kg	1.85E-05	1.18E-05	2.51E-05	5.54E-05	5.03E-05	3.0E-05	
Ion Nickel f	kg	8.65E-06	5.52E-06	1.17E-05	2.59E-05	2.35E-05	1.14E-05	
Ion Quecksilber f	kg	4.12E-07	2.68E-07	5.68E-07	1.26E-06	1.14E-06	6.8E-07	
Ion Zink f	kg	1.48E-05	9.46E-06	2.01E-05	4.43E-05	4.02E-05	2.4E-05	
Sulfate f	kg	0.432	0.276	0.585	1.293	1.174	0.7	

Tab.VI.9.65: Eingabedaten für die Braunkohlekraftwerke der UCPTE-Länder. Alle Angaben pro TJ_{in}, geordnet nach Kategorien, i Verknüpfung mit Infrastruktur.

9.10.2 Stromproduktion aus Kohlekraftwerken in den UCPTE-Ländern

Aufgrund der Nettowirkungsgrade und Kohleimportverhältnisse der einzelnen Länder werden in Tab.VI.9.66 die Kraftwerksmodule aus 1 TJ_e Nettostromproduktion bezogen und die Anbindung an die Kohlebereitstellung realisiert. Die Anbindung der Braunkohle erfolgt via Tonnen Rohkohle, da keine Braunkohleaufbereitung stattfindet und angenommen wird, dass die Braunkohle ohne Zwischentransport direkt auf dem oder am Rande des Bergwerkes verstromt wird (Kap.VI.7). Dazu ist es nötig, die durchschnittlichen Heizwerte zu bestimmen, welche nicht direkt aus Tab.VI.6.7 übernommen werden konnten, da hier nicht nur die Tagbau-Braunkohle verstromt wird. Der resultierende mittlere Heizwert von 8 MJ/kg entspricht wiederum den Annahmen in Kap.VI.6.3.

		A	B	D	F	I	NL	P	E	Ex-Ju
Stk Kraftwerk (Wirkungsgrad)	TJ _{in} /TJ _e	2.695	2.778	2.882	2.874	2.732	2.611	2.688	2.71	3.333
Heizwert H _u	MJ/kg	23.5	25.2	26.4	25.35	24.6	26.4	25.8	21.5	26.9
Steinkohle	t/TJ _e	115	110	109	113	111	99	104	126	124
	t/TJ _{in}	42.6	39.7	37.9	39.4	40.7	37.9	38.8	46.5	37.2
		A	D	F	GR	E	Ex-Ju			
Brk Kraftwerk in (Wirkungsgrad)	TJ _{in} /TJ _e	2.874	3.236	3.521	3.215	3.311	3.704			
Heizwert H _u	MJ/kg	13.3	8.6	8.5	5.0	10.4	9.7			
Rohbraunkohle ab Bergbau UCPTE	t/TJ _e	216	376	413	643	318	384			

Tab.VI.9.66: Verknüpfung der länderspezifischen Kohlenmix (Kap.VI.8), Stein- und Braunkohlekraftwerke (Kap.VI.9.10.1) zu den Modulen der länderspezifischen Stein- und Braunkohlestromproduktion; Wirkungsgrade aus Tab.VI.9.6, Heizwerte nach Anhang VI.9.2.

Als letzte Verknüpfung wird mit den Stromproduktionszahlen des Jahres 1994 der durchschnittliche UCPTE-Mix für Braun- und Steinkohlekraftwerke berechnet (Tab.VI.9.67).

	Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPTE-Mix %		Strom ab Braunkohlekraftwerk UCPTE-Mix %
Strom ab Stk-Kraftwerk in A	0.87	Strom ab Brk-Kraftwerk in A	0.6
Strom ab Stk-Kraftwerk in B	6.10	Strom ab Brk-Kraftwerk in D	74.6
Strom ab Stk-Kraftwerk in D	49.10	Strom ab Brk-Kraftwerk in E	6.3
Strom ab Stk-Kraftwerk in E	17.50	Strom ab Brk-Kraftwerk in Ex-Ju	2.2
Strom ab Stk-Kraftwerk in Ex-Ju	0.03	Strom ab Brk-Kraftwerk in F	1.2
Strom ab Stk-Kraftwerk in F	6.70	Strom ab Brk-Kraftwerk in GR	15.1
Strom ab Stk-Kraftwerk in I	6.70		
Strom ab Stk-Kraftwerk in NL	9.00		
Strom ab Stk-Kraftwerk in P	4.00		
Total	100.00	Total	100.00

Tab.VI.9.67: 'Strom ab Braun-/Steinkohlekraft UCPTE-Mix', zur Berechnung der Anteile siehe Tab.VI.9.1, resp. Kap.XIII.3.

9.10.3 Schwefel- und Stickoxidrückhaltung

Tab.VI.9.68 zeigt die Eingabedaten der Schwefel- und Stickoxidrückhaltung, die wie das Modul "Steinkohleasche in Deponie" (Tab.VI.9.61) separat bilanziert wurden. Die Schwefelrückhaltung wird in Braun- und Steinkohlekraftwerke unterschieden.

		NO _x zurückgehalte n in SCR kg	SO _x zurückgehalte n in Brk-REA kg	SO _x zurückgehalte n in REA kg
Ammoniak	kg	0.3		
Kalk (CaO)	kg			0.2
Kalkstein	kg		2	1.3
Natronlauge NaOH	kg			0.02
Schwefelsäure H ₂ SO ₄	kg			0.08
Wasser entkarbonisiert	kg		10	20
Transport LKW 28 t	tkm			0.003
Transport Schiene	tkm	0.06	0.2	0.17
Abfälle in Reststoffdeponie	kg			0.06
Katalysator in Sonderabfalldeponie	kg	0.025		
CO ₂ Kohlendioxid f	kg		0.7	5.50E-01
NH ₃ Ammoniak f	kg	0.003		
Ammoniak als N f	kg			3.00E-06
BSB5 f	kg			2.50E-05
Chloride f	kg			2.50E-01
COD f	kg			7.50E-04
Fluoride f	kg			1.50E-04
Ion Aluminium f	kg			3.00E-06
Ion Antimon Sb f	kg			3.00E-06
Ion Arsen f	kg			5.00E-06
Ion Blei f	kg			5.00E-07
Ion Bor f	kg			3.30E-04
Ion Cadmium f	kg			3.00E-07
Ion Calcium f	kg			5.00E-02
Ion Chrom-III f	kg			3.00E-06
Ion Eisen f	kg			3.00E-06
Ion Kalium f	kg			5.00E-05
Ion Kupfer f	kg			3.00E-06
Ion Magnesium f	kg			1.00E-02
Ion Mangan f	kg			5.00E-06
Ion Molybdän f	kg			3.00E-06
Ion Natrium f	kg			2.50E-03
Ion Nickel f	kg			3.00E-06
Ion Quecksilber f	kg			3.00E-07
Ion Selen f	kg			5.00E-07
Ion Vanadium f	kg			3.00E-06
Ion Zink f	kg			5.00E-06
Ion Zinn f	kg			3.00E-06
Nitrate f	kg			5.00E-03
Phosphate f	kg			2.00E-06
Rad. K 40 f	kBq			5.90E-02
Rad. Pb 210 f	kBq			4.70E-02
Rad. Po 210 f	kBq			4.70E-02
Rad. Ra 226 f	kBq			2.90E-02
Rad. Th 232 f	kBq			1.10E-02
Rad. U 238 f	kBq			2.30E-02
Sulfate f	kg			1.00E-02
Sulfite f	kg			1.00E-04
Ungelöste Stoffe f	kg			3.00E-06

Tab.VI.9.68: Eingabedaten für die Schwefel- und Stickoxidrückhalte-Module, nach Kap.VI.9.5.3 und Kap.VI.9.5.4.

9.11 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Vollständigkeit ist durch das verfügbare Datenmaterial nicht gegeben. Es konnten trotzdem für die meisten Prozesse ziemlich vollständige Bilanzen erstellt werden. Die Reststoffbehandlung stellt einen klaren Schw

aufen eine überblickbare Anzahl von Prozessen ab. Die Komplexität ist deshalb beschränkt.

Die Quellen stammen oft von wissenschaftlichen Institutionen oder Kraftwerksbetreiber und aus nationalen Bilanzen. Die Richtigkeit der Angaben von Kraftwerksbetreibern ist nicht überprüfbar.

Dieses Modul hat einen grossen Einfluss auf die Gesamtbilanz des europäischen Stromverbundes UCPTe. Die differenziertere Betrachtung ist deshalb gerechtfertigt. Innerhalb dieses Moduls sind Länder ohne Rauchgasreinigung sehr relevant.

Es liegt in der Natur der Sache, dass fast alle Bilanzdaten auf Annahmen und Schätzungen beruhen, da es nicht möglich ist, alle Bilanzdaten für alle UCPTe-Kraftwerke zu beschaffen. Besonders für die Länder des ehemaligen Jugoslawiens und Frankreich lagen nur wenige Bilanzdaten vor. Die Beschränkung auf Kraftwerke über 100 MWe führt z. B. zu einer Unterschätzung der meisten Emissionen. Ist die Leistungsverteilung des Kraftwerkparkes in allen Ländern wie in <BWK 1992> für die alten Bundesländer Deutschlands beschrieben, so dürfte die Unterschätzung im Bereich von 10 % liegen, macht der Anteil der Stromproduktion mit Anlagen unter 10 MWe doch bloss 1.3 % und jene von 10 bis 100 MWe 5.2 % aus.

Die Kumulation verschiedener "schlechter" Annahmen kann zu erheblichen Fehlern führen, welche auch meist mangels Vergleichsdaten nur schwierig aufgedeckt werden können. Die robusten Angaben beschränken sich auf CO₂, SO₂, NO_x und Abwärmeproduktion.

Die anderen Angaben können im Extremfall auch um eine Grössenordnung vom unbekanntem richtigen Wert abweichen und müssen deshalb als Anhaltswerte verstanden werden.

10. Feuerungen

10.1 Einleitung

10.1.1 Übersicht

Unter dem Oberbegriff Feuerungen werden hier alle Anlagen verstanden, welche ausschliesslich zur Wärme- oder Dampfproduktion betrieben werden und somit keine Kraft oder Elektrizität abgeben.

In diesen Bereich fallen Feuerungen in Haushalten, Landwirtschaft, Gewerbe, Industrie und Dienstleistung. Der Leistungsbereich umfasst Einzelöfen mit wenigen Kilowatt bis zu Heizwerken mit mehreren 100 MW Heizleistung.

Gemäss Kap.VI.4 betrug im Jahr 1992 der Kohleverbrauch in der Schweiz gemessen am Bruttoenergieverbrauch noch 0.8 %. Gründe für diesen abnehmenden Verbrauch liegen zum einen in den verschärften Anforderungen der Luftreinhalteverordnung (LRV) und zum anderen an der starken Konkurrenz durch billigere Brennstoffe (z. B. Heizöl S) oder durch brennbare Abfälle (vor allem in der Zementindustrie).

Abgesehen von den Zementfeuerungen, welche in Anhang A bilanziert werden, dürften im Jahr 1994 in der Schweiz Kohlefeuerungen mit einem Total von weniger als 500 MW thermischer Leistung betrieben worden sein. Ein Inventar der in Betrieb stehenden Feuerungen besteht jedoch nicht. In der Schweiz haben Kohlefeuerungen somit eine stark untergeordnete Bedeutung, was sich in absehbarer Zeit nicht ändern wird. In Ländern mit eigener Kohleförderung und Grundstoffindustrie deckt die Kohle jedoch meist mehr als 10 % des Wärmebedarfs. In Europa sind somit mehrere 100 GW Kohle-Heizleistung installiert, wobei rund die Hälfte der Kohle für Heizzwecke in der Eisen- und Stahlindustrie Verwendung findet.

10.1.2 Untersuchte Feuerungen

Mit den Anforderungen der Luftreinhaltevorschriften dürften mittelfristig einerseits nur die kleinen Öfen in den Haushalten weiterbetrieben werden, wobei in der Schweiz die Einzelöfen dominant sein dürften und andererseits diejenigen Grossfeuerungen, welche einen ökonomischen Betrieb von Rauchgasreinigungsanlagen erlauben. Grossanlagen in der Eisen-, Stahl- und Zementindustrie werden hier nicht betrachtet, da diese in Anhang A separat behandelt werden.

Es werden hier somit beispielhaft **Einzelfeuerungen** mit Leistungen zwischen 5 und 15 kW und **Industriefeuerungen** im Leistungsbereich 1 bis 10 MW näher untersucht.

Die Einzelöfen werden meist manuell mit Briketts, Koks oder Rohkohle beschickt. Es werden Durchbrandfeuerungen, Unterbrandfeuerungen und Universal-Dauerbrenner eingesetzt, wobei die Durchbrandfeuerungen in Deutschland rund 90 % und die Universal-Dauerbrenner rund 10 % der Haushalts-Kohlefeuerungen ausmachen <Struschka et al. 1988>.

In <UBA 1987> sind für das Jahr 1984 die Brennstoffverbräuche der alten Bundesländer Deutschlands für den Sektor Hausbrand, Kleinverbrauch und Deputate wiedergegeben. Unter der Annahme, dass sich an den relativen Verhältnissen wenig geändert hat, sind hauptsächlich Anthrazit, Steinkohlenkoks, CS- und RA-Steinkohlebriketts und Braunkohlebriketts von Bedeutung. Die anderen eingesetzten Steinkohlen (Edelflammkohle, Gas- und Gasflammkohle, Fettkohle, Esskohle, Magerkohle) und Steinkohlenbriketts (Ancit und Extrazit) haben eher eine untergeordnete Bedeutung. In den in Kap.VI.10.3 und Anhang VI.10.4-9 zitierten Quellen sind jedoch meist auch Daten für diese Kohlequalitäten angegeben.

In Industriefeuerungen der untersuchten Leistungsklasse werden Schrägrost-, Schubrost-, Schüttelrost-, Unterschub- oder Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Wanderrost-Feuerungen kommen erst ab 10 MW zum Einsatz. Als Brennstoffe kommen verschiedenste Steinkohle- und Braunkohlequalitäten in den unterschiedlichen Veredelungsstufen in Frage. Es soll hier eine mit Nusskohle befeuerte Rostfeuerung bilanziert werden, welche Steinkohlequalitäten zwischen Gasflamm- und Fettkohle verbrennt. In der Schweiz wird nur noch eine Feuerung über 1 MW betrieben (Fernheizwerk Bern). Es geht hier also darum, typische Angaben zu europäischen Anlagen zu machen.

Da hier im Gegensatz zu Kap.VI.9 keine durchschnittlichen Inventare für Wärmeenergie aus Kohle berechnet werden sollen, decken die untersuchten Anlagen nur einen kleinen Teil der möglichen Systeme ab. Mit den hier wiedergegebenen Daten sollte es jedoch möglich sein, auch für andere Feuerungen bei bekannten Emissionsfaktoren eine zusätzliche Bilanzierung durchzuführen.

10.2 Materialeinsatz, Bauaufwand

Zum Bauaufwand für Feuerungen liegen im Gegensatz zu den Kraftwerken (Kap.VI.9) nur wenig Angaben vor. Die Angaben in <Fritsche et al. 1989> dürften zu hoch liegen und wurden deshalb nur für die Auslastung der Einzelfeuerungen berücksichtigt. Die Lebensdauer der Einzelfeuerungen wird auf 30 Jahre festgelegt, da Einzelöfen meist sehr lange betrieben werden und kaum einer Abnutzung unterworfen sind. Für Industriefeuerungen wird analog den Gas- und Oelfeuerungen 20 Jahre als Lebensdauer angenommen.

		Einzelofen 10 kW _{th}	Stk-HKW 50 MW _{th}	Einzelofen 10 kW	Stk- Feuerung 1-10 MW	Heizwerk
		Fritsche et al. 1989	Fritsche et al. 1989	Jensch 1988	Jensch 1988	Plewnia 1983
		t	t	t/MW _{th}	t/MW _{th}	kg/TJ*a
Material:						
Stahl Total		1.5	4'000	5	3-10	195
Zement						112
Beton			2'300		90	
Kupfer		20				7.2
Aluminium						2.1
Betriebsdaten:						
Lebensdauer	a	15	25			30
Auslastung	h/a	1600	4'500			

Tab.VI.10.1: Abschätzung des Bau-/Infrastrukturwandes aus verschiedenen Quellen.

Der Transport wird grob abgeschätzt, da keine Angaben verfügbar sind. Alles ausser Beton werde 600 km mit Zug und zusätzlich 50 km mit LKW bis zum Feuerungskomponenten-Fabrikanten transportiert. Bis zum Einbauort/Baustelle werden für den Einzelofen nochmals 100 km mit Lieferwagen veranschlagt, während bei der Industrieheizung mit 50 km LKW gerechnet wird. Der Beton werde im gewichteten Mittel 20 km mit LKW transportiert.

		Einzelofen 5-15 kW	Industrie- Feuerung 1-10 MW
Material:			
Stahl unlegiert	kg/TJ _{in}		15
Stahl legiert	kg/TJ _{in}	10	5
Guss	kg/TJ _{in}	80	
Beton	kg/TJ _{in}	105	250
Kupfer	kg/TJ _{in}		0.5
Aluminium	kg/TJ _{in}		0.2
Mineralwolle	kg/TJ _{in}	0.4	
Betriebsdaten:			
Lebensdauer	a	30	20
Auslastung	h/a	1'600	5'000
Transport:			
Schiene	tkm/TJ _{in}	54	12
LKW 28t	tkm/TJ _{in}	7	7
Lieferwagen	tkm/TJ _{in}	9	
Energieverbrauch: *			
Strom in CH	TJ _e /TJ _{in}	0.0001	0.00006
Baumaschinen	TJ _{Diesel} /TJ _{in}	0.0005	0.0003
Oelfeuerung	TJ _{Oel} /TJ _{in}	0.0005	0.0003

Tab.VI.10.2: Abschätzung des Bau-/Infrastrukturwandes für die untersuchten Feuerungen in dieser Studie.

* 50% der Produktionsenergie für Basismaterialien wird zusätzlich für Verarbeitung und Bau aufgewendet <Jensch 1988>. Davon seien 10 % elektrisch, 45 % Baumaschinen und 45 % Prozesswärme aus Oelfeuerungen > 100 kW (eigene Annahmen).

Bei der Einzelfeuerung muss zusätzlich zum Ofen ein Kamin bilanziert werden, welcher in den gesichteten Quellen nicht enthalten war. In Kap.IV.11.2.3 werden zwei verschiedene Kamine bilanziert (Tab.IV.11.9). Es wird daraus der Kamin für ein fünfstöckiges Mehrfamilienhaus gewählt und

angenommen, dass insgesamt fünf Einzelöfen betrieben werden. Daraus resultiert ein Materialaufwand von 486 kg Beton und 1.8 kg Mineralwolle, welcher über 80 Jahre abgeschrieben wird. Die Aufwendungen für den Kamin werden in Tab.VI.10.2 direkt berücksichtigt. Der Kohlelagerraum wird nicht bilanziert, obwohl ein Kellerraum verloren geht, welcher alternativ genutzt werden könnte und somit einen zusätzlichen Bauaufwand verursacht hat. Sollen Vergleiche angestellt werden, wo solche Fragen wichtig sind, müsste auch dieser Bauaufwand berücksichtigt werden.

10.3 Direkte Einwirkungen, Emissionen

10.3.1 Wirkungsgrad und Ressourcenbedarf

Angaben zum Wirkungsgrad von Kleinf Feuerungen werden in <DG MK 1992>, <Jensch 1988>, <Menke et al. 1990>, <UBA 1987>, <Braun et al. 1991>, <Fritsche et al. 1989> und Arbeiten der Enquête-Kommission gemacht. Die Jahreswirkungsgrade schwanken dabei zwischen 50 und 75 %, wobei neben Einzelöfen vereinzelt auch Heizungen mit Wasserkreislauf eingeschlossen sind. Da Einzelöfen im zu beheizenden Raum stehen, entstehen Verluste vor allem über die grossen Rauchgasmengen und die unvollständige Verbrennung. Hier wird der Jahreswirkungsgrad mit 70 % angenommen, was auch etwa den Angaben von <Menke et al. 1990>, <DG MK 1992> und <Jensch 1988> entspricht. Da weder Ventilatoren zur Luftzuführung noch Pumpen zur Warmwasserumwälzung benötigt werden, muss kein Hilfsenergiebedarf eingerechnet werden.

Für die grösseren Feuerungen zwischen 1 und 10 MW sind Kesselwirkungsgrade von 84 bis 90 % realisiert. Unter Berücksichtigung des schlechteren Teillastverhalten und den Speicherverlusten wird hier ein Jahresnutzungsgrad von 80 % angenommen, was auch mit Angaben von <Jensch 1988> für ein Steinkohle-Heizwerk übereinstimmt.

Für den Stromverbrauch werden Angaben des Heizwerkes Bern <Heizwerk Bern 1993> ausgewertet. Im Vollastbetrieb werden 1.13 % der Inputleistung als Strom verbraucht. Diese installierte Leistung in Hilfsaggregaten teilt sich wie folgt auf: Saugzugventilator (31 %), Primärluftventilator (13 %), Speisepumpe (39 %), Elektrofilter (11.8 %), Rost (0.8 %), Fördern (1.8 %), Schlackenkette (0.2 %), Regelölversorgung (0.9 %) und Sekundärluft (1.4 %). Es wird angenommen, dass der spezifische Stromverbrauch im Teillastbetrieb ansteigt, da ein Teil der Aggregate konstant bei Vollast betrieben werden. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die betrachtete Feuerung eine Brennstoffleistung von knapp 38 MW hat und damit grösser als die untersuchten Feuerungen ist. Es wird im folgenden von einem Stromverbrauch von 1.5 % bezogen auf die Inputleistung ausgegangen.

Brennstoffqualität

Für Braunkohle stehen Analysenanhaltswerte der Rheinbraun <Rheinbraun 1991> zur Verfügung. Bei den Hauptelementen handelt es sich dabei um Jahresmittelwerte. Da gerade die deutsche Braunkohlebrikettproduktion auch für die Schweiz im Vordergrund steht <KOLKO 1993>, sollen für die Hauptelemente diese Daten übernommen werden.

Für Steinkohle stehen weder für Deutschland noch für andere Länder konsistente Kohleanalysen der hier verwendeten Kohlen zur Verfügung, was auch darauf zurückzuführen ist, dass wesentlich mehr Zechen eigene Qualitäten produzieren. Es wird jeweils eine kleine Auswahl von Analysen aufgelistet und daraus einen Rechenwert für diese Studie abgeleitet.

Kohle, Feuerungen

		Braunkohle-Brikett	Anthrazit Nuss	Anthrazit Nuss	Stk Haushalt	Anthrazit Nuss	Anthrazit Nuss
Quelle		diese Studie **	Ruhrkohle 1987	UBA 1987	Fritsche et al. 1992b	Landolt-Börnstein 1972	diese Studie
Schüttdichte	kg/m ³	710-750					700-780 *
Heizwert Hu	MJ/kg	19.5	32.4	33.9	30.2	31.2	32.4
Wassergehalt	Gew.-%	19		0.45	6.9	4	4
Aschegehalt	Gew.-%	4		3	5.5	7	5
C	Gew.-%	53.2		89	77.4	81.7	83
N	Gew.-%	0.6			1	1.2	1.2
S	Gew.-%	0.35		0.95	1	0.8	0.95
Cl	Gew.-%	0.025	<0.2	0.06		0.08	0.06
F	Gew.-%	0.001	0.005-0.015	0.0023			0.005

Tab.VI.10.3: Angaben zur Zusammensetzung der eingesetzten Kohlsorten in den untersuchten Feuerungen. Die physikalischen und chemischen Eigenschaften können sehr stark variieren, deshalb stellen die verwendeten Daten nur Anhaltswerte dar. ** <Rheinbraun 1991>, * <Ruhrkohle 1987>.

		Stk-Koks	Stk-Koks	Stk-Koks	Stk-Koks	Stk-Koks	CS/RA-Brikett	CS/RA-Brikett	CS/RA-Brikett
Quelle		DGMK 1992	Fritsche et al. 1992a/b	Landolt-Börnstein 1972	UBA 1987	diese Studie	Fritsche et al. 1992	UBA 1987	diese Studie
Schüttdichte	kg/m ³					480-580_a			740-820 *
Heizwert Hu	MJ/kg	28.7	28.6	27.1	29.4	28.6	31.4	31.4	31.4
Wassergehalt	Gew.-%	5	6	10	0.2	6	4	0.75	4
Aschegehalt	Gew.-%	8.4	10	9	9.8	10	8.5	9	8.5
C	Gew.-%	84.7	81.7	79	87.4	81.7	80	82	80
N	Gew.-%	1	0.9	0.8		0.9	0.5		0.5
S	Gew.-%	0.48 (nur org.)	0.6	0.73 (org.)	0.74	0.7	1	1.23	1
Cl	Gew.-%		0.19		0.04	0.04	0.06	0.13	0.08
F	Gew.-%		0.01			0.005	0.01	0.006	0.005

Tab.VI.10.3: Fortsetzung; * <Ruhrkohle 1987>.

		Vollwert-Steinkohle	Industrie-Steinkohle	Industrie-Steinkohle
Quelle		Fritsche et al. 1992a	Fritsche et al. 1992b	diese Studie
Schüttdichte	kg/m ³			720-800 *
Heizwert Hu	MJ/kg	29.4	28.9	28.9
Wassergehalt	Gew.-%	5.3	8.7	8.7
Aschegehalt	Gew.-%	3.7	7.5	7.5
C	Gew.-%	74.9	73.2	73.2
N	Gew.-%	1.3	0.8	0.8
S	Gew.-%	0.9	0.8	0.8
Cl	Gew.-%	0.2		0.15
F	Gew.-%	0.01		0.005

Tab.VI.10.3: Fortsetzung; * <Ruhrkohle 1987>.

Die Spurenelementkonzentrationen werden dem Kap.VI.9 entnommen. Es werden dabei jeweils die Default-Werte für die Durchschnittskohlen "Welt" (Anhang VI.9.5, 10 % Asche) gewählt, welche für alle Qualitäten (korrigiert auf den effektiven Aschegehalt) eingesetzt werden.

		Stein- kohle	Braun- kohle			Stein- kohle	Braun- kohle
		ppm wf	ppm wf			ppm wf	ppm wf
Aluminium	Al	17000	4700	Iod	I	2	2
Calcium	Ca	2000	20000	Kobalt	Co	5	15
Eisen	Fe	7000	5400	Kupfer	Cu	15	6
Kalium	K	2000	600	Lanthan	La	10	3.5
Magnesium	Mg	6000	3000	Mangan	Mn	70	20
Natrium	Na	1000	900	Molybdän	Mo	3	7
Phosphor	P	100	40	Nickel	Ni	20	15
Silizium	Si	25000	48000	Quecksilber	Hg	0.1	0.1
Titan	Ti	600	100	Scandium	Sc	4	0.5
				Selen	Se	1	2
Antimon	Sb	1	4	Strontium	Sr	200	70
Arsen	As	10	5	Thallium	Tl	1	0.02
Barium	Ba	200	100	Thorium	Th	4	1.6
Beryllium	Be	2	1	Uran	U	2	1
Blei	Pb	40	5	Vanadium	V	40	35
Bor	B	50	300	Zink	Zn	50	28
Brom	Br	10	4	Zinn	Sn	2	1.6
Cadmium	Cd	0.5	0.61	Zirkonium	Zr	50	83
Chrom	Cr	20	14				

Tab.VI.10.4: Anhaltswerte für Spurenelementkonzentrationen von Braun- und Steinkohlen bei 10 % Aschegehalt. Quellen siehe Anhang VI.9.5.

Die Bilanzierung des Kohletransportes erfolgt grundsätzlich in Kap.VI.8. Für den Hausbrandbereich mit aufbereiteter Kohle sollen jedoch spezifische Daten ermittelt werden. Es wird angenommen, dass die Hausbrandkohlen aus europäischer Förderung stammen. Für den Hausbrand werden deshalb in Tab.VI.10.5 mit 700 km Schiff, 100 km Zug und 20 km LKW spezifische Transportleistungen berechnet, welche auch für die Schweiz realistisch erscheinen. Für Industriefeuernungen und Einzelfeuernungen mit Anthrazit gelten die Angaben in Kap.VI.8.

	Kohlen- verbrauch t/TJ _{in}	Zug- Transport tkm/TJ _{in}	Binnenschiff- Transport tkm/TJ _{in}	LKW- Transport tkm/TJ _{in}	$\eta_{\text{End} \rightarrow \text{Nutzenergie}}$ %	Strom- verbrauch TJ _e /TJ _{in}
Hausbrand						
Anthrazit	30.9	Kap.VI.8	Kap.VI.8	618	70	
Steinkohlekoks	35	3'500	24'500	700	70	
Steinkohlebriketts	31.8	3'200	22'300	636	70	
Braunkohlenbriketts	51.3	5'100	35'900	1'026	70	
Industrie						
Steinkohle	34.6	Kap.VI.8	Kap.VI.8	Kap.VI.8	80	0.015

Tab.VI.10.5: Resultierender Kohleverbrauch, Transportleistung, Umwandlungswirkungsgrad End- zu Nutzenergie und Hilfsenergieverbrauch, Herleitung siehe Text.

Der Wasserbedarf für das Zusatzwasser (2 % des Speisewassers <Kamberger 1993>, vollentsalzt) der Industriefeuernung kann auf rund 6 t/TJ_{in} abgeschätzt werden. Der Wasserbedarf für die allfällige Nassentschlackung beträgt rund 1.5 t/TJ_{in}, das Wasser für die Reinigung kann mangels Angaben nicht berücksichtigt werden.

10.3.2 Emissionen in die Luft

In <UBA 1987> wurden anfangs der achziger Jahre verschiedene Kessel mit unterschiedlichen Kohlesorten auf ihre Emissionen untersucht. In Anhang VI.10.1/2 sind die Messresultate für die hier untersuchten Kessel und Kohlesorten wiedergegeben. Neben der Angabe der gemessenen Bandbreiten sind jeweils unter Schnitt auch Mittelwerte angegeben. Diese Mittelwerte entsprechen meist den Annahmen nach <UBA 1987>, welche die Schwachlastphasen entsprechend den realen Bedingungen einbeziehen. Für die PAK und einige wenige weitere Emissionen mussten selber Mittelwerte abgeschätzt werden. Diese Mittelwerte wurden in die Anhänge VI.10.4-9 übertragen. Die CO₂-Emissionen werden aufgrund der Kohlenzusammensetzung und des Heizwertes, welche im Anhang VI.10.1/2 angegeben sind, berechnet, wobei der Kohlenstoff in den CO und VOC-Emissionen in Abzug gebracht wird.

<Braun et al. 1991> gibt für zwei Kohlekessel mit 28 bzw. 35 kW Resultate von umfangreichen Messungen für eine Vielzahl von Schadstoffen an. Obwohl es sich nicht um Einzelöfen handelt, werden die Resultate hier für Steinkohlekoks und Braunkohlebriketts wiedergegeben (siehe auch Anhang VI.10.3).

Die Daten aus den anderen verwendeten Quellen werden jeweils durch Umrechnung auf Kilogramm Emission pro TJ Brennstoffeinsatz in die Tabellen übernommen. Da die Leistungsklasse und Feuerungsart nicht immer dokumentiert ist, kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch Angaben zu Kesseln über 15 kW und abweichender Feuerungstechnik eingeschlossen sind.

Die hier betrachteten Rostfeuerungen zwischen 1 und 10 MW Leistung decken international einen grossen Bereich der industriellen Kohlefeuerungen ab <Vernon 1990>.

Die untersuchten Anlagen werden meist ohne Entschwefelungsanlage betrieben. Die meisten Länder begrenzen deshalb den Schwefelgehalt der eingesetzten Kohle, wobei die Grenzwerte zwischen 0.9 und 1.2 % liegen <Vernon 1990>. Lediglich Schweden und Kanada kennen in diesem Leistungsbereich Emissionsgrenzwerte, welche das Verbrennen von Kohle nur mit Minderungstechniken erlaubt.

Die Staubemissionsfaktoren werden in den verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich reglementiert. Während in Schweden 10 kg/TJ_{in} zulässig sind, dürfen in England bis 200 kg/TJ_{in} emittiert werden. Rostfeuerungen weisen ohne Filter Emissionen von 300 bis 1000 kg/TJ_{in} auf <Vernon 1990>. Mit Rückhaltewirkungsgraden über 95 % sind somit Emissionsfaktoren kleiner 50 kg/TJ_{in} sicher realisierbar. 95 % Abscheidegrad werden von Elektrofiltern und Tuchfiltern problemlos übertroffen, während Zyklonfilter meist Abscheidegrade zwischen 50 und 90 % aufweisen.

Im folgenden werden die für diese Studie gewählten Emissionsfaktoren von Tab.VI.10.9 begründet. Als Grundlage dafür dienen die Annahmen zu den Kohleinhaltstoffen (Kap.VI.10.2) und die im Anhang zusammengestellten Literaturwerte. Da sich die Unterschiede zwischen Durchbrandfeuerung und Universaldauerbrenner für die Braunkohlenbriketts mit der vorhandenen Literatur kaum belegen lassen, wird in der Folge nur noch die Durchbrandfeuerung bilanziert.

Die **CO-**, **H₂S-**, **NO_x-**, **NMVO-**, **Methan-** und **Partikelemissionen** werden aufgrund der vorhandenen Emissionsmessungen abgeschätzt. Die H₂S-Emissionen beruhen dabei ausschliesslich auf <UBA 1987> und sind dementsprechend unsicher. Die grossen Schwankungen in den Angaben machen auch die Angaben zu den NMVO-, Methan- und Partikelemissionen sehr unsicher. Bezüglich den Partikelemissionen ist bei den Einzelöfen die Kaminlänge entscheidend für den Auswurf, wie <UBA 1987> zeigen konnte. Bei der Industriefeuerung wird eine Auswurfbegrenzung von 150 mg/m³ Staub (7 % O₂) zugrunde gelegt. Die weitere Aufschlüsselung der NMVOC-Emissionen kann Tab.VI.10.6 <Corinair 1991b> entnommen werden. Es wird für alle Brennstoffe und Öfen in erster Näherung das gleiche Profil verwendet.

	Profil	Anthrazit	Koks	CS/RA-Brikett	Brk-Brikett	Vollwert-Stk
	%	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
Aethan	15	3	0.75	15	15	1.5
Propan	10	2	0.5	10	10	1
Alkane C4+	5	1	0.25	5	5	0.5
Aethen	30	6	1.5	30	30	3
Aethin	5	1	0.25	5	5	0.5
Propen	5	1	0.25	5	5	0.5
Alkene C4+	5	1	0.25	5	5	0.5
Benzol	5	1	0.25	5	5	0.5
Toluol	1	0.2	0.05	1	1	0.1
Xylol	1	0.2	0.05	1	1	0.1
Oxide	18	3.6	0.9	18	18	1.8

Tab.VI.10.6: Aufteilung der NMVOC-Emissionen nach gesättigten, ungesättigten und aromatischen Kohlenwasserstoffen <Corinair 1991b>.

Für die **N₂O-**, **Formaldehyd**, **Benzol**, **Toluol**, **Phenol**, **B(a)P** und **Nitro-B(a)P-Emissionen** werden Faktoren mit den wenigen vorhandenen Messungen abgeschätzt, damit deren Grössenordnung festgehalten werden kann. Sollten einzelne dieser Emissionen bzgl. der Fracht sämtlicher anthropogener Emissionen relevant werden, müssten weitere Messdaten ausgewertet werden. Die Kohlenwasserstoffe werden von den restlichen NMVOC subtrahiert. Die Summen der (Nitro)-Polyzyklischen Kohlenwasserstoffe und polyzyklischen organischen Stoffe wurden nicht mehr aufgeführt, da deren Relevanz ohne Kenntnis der Zusammensetzung nicht abgeschätzt werden kann.

Schwefel, **Chlor** und **Fluor** in den Kohlen führen zu brennstoffspezifischen Emissionen. Bei den Einzelöfen sind teilweise grosse Einbindungen in die Schlacke und in die abgeschiedenen Partikel festzustellen, was die möglichen Emission verringert. In Tab.VI.10.7 sind die hier verwendeten

Auswurfraten aufgelistet. Da nur sehr wenige Quellen solche Raten explizit berechnen <Plassmann 1977> müssen diese aufgrund von Annahmen zum Inventar und zu den gemessenen Emissionen abgeschätzt werden. Die Qualität dieser geschätzten Daten ist entsprechend eher schlecht.

	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Rostfeuerung 1-10 MW
	Anthrazit	Stk-Koks	CS/RA-Brikett	Brk-Briketts	Vollwert-Stk
	%	%	%	%	%
C	99	98	98	99	99
S	60	90	70	30	90
Cl	90	90	90	50	100
F	80	80	80	50	95

Tab.VI.10.7: Auswurf in % des Inventars in der Kohle (eigene Abschätzungen).

Die **CO₂-Emissionen** werden hier nicht wie in den meisten gesichteten Quellen aus dem Kohlenstoff in der verbrannten Kohle multipliziert mit dem Molverhältnis CO₂:C berechnet. Es wird vielmehr auch die Einbindung (Tab.VI.10.6) und die unvollkommene Verbrennung (CO, NMVOC, Methan) berücksichtigt. Wegen den sehr hohen Emissionen dieser C-haltigen Schadstoffe, reduziert dies den Emissionsfaktor erheblich. Für die NMVOC wird für die Rechnung ein C-Anteil von 80 % angenommen.

Messungen zu **Dioxin- und Furanemissionen** liegen für Kohlefeuerungen nur wenige vor. Es muss hier auf den Messungen von <Braun et al. 1991> und <Nielsen et al. 1989> und den zitierten Angaben in <Sloss 1993> abgestellt werden, welche jedoch nicht als repräsentativ gelten können, da lediglich wenige Messungen an zwei Öfen durchgeführt wurden. Die grossen Unterschiede in Tab.VI.10.8 entstehen durch die unterschiedlichen Öfen und die sehr unterschiedliche Betriebsweise. Eine schlecht eingestellte Feuerung (hohe CO-Werte) führt jedoch nicht unbedingt zu höheren PCDD/F-Werten, wie <Braun et al. 1992> zeigten. Die zitierten Werte in <Sloss 1993> zeigen mit zunehmender Leistung eine deutliche Abnahme der spezifischen Emissionen.

	Äquivalenz- faktor (TE) [-]	Koks ng/Nm ³	Steinkohle ng/Nm ³	Braunkohle ng/Nm ³
2,3,7,8 Tetrachlor-Dibenzo-Dioxin	1	n.n.-0.319	n.n.-0.492	n.n.
1,2,3,7,8 Pentachlor-Dibenzo-Dioxin	0.5	n.n.-0.444	n.n.-0.876	n.n.
1,2,3,4,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.1	n.n.-0.22	n.n.-0.428	n.n.
1,2,3,6,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.1	n.n.-0.236	n.n.-0.422	n.n.
1,2,3,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Dioxin	0.01	n.n.-0.112	n.n.-0.368	n.n.
1,2,3,4,6,7,8 Heptachlor-Dibenzo-Dioxin	0.01	0.257-1.519	0.231-1.45	0.225
1,2,3,4,6,7,8,9 Octachlor-Dibenzo-Dioxin	0.001	0.551-3.185	0.999-0.986	0.725
2,3,7,8 Tetrachlor-Dibenzo-Furan	0.1	0.379-1.899	n.n.-5.244	n.n.
1,2,3,7 (resp.4) ,8 Pentachlor-Dibenzo-Furan	0.05	0.647-3.339	n.n.-3.388	n.n.
2,3,4,7,8 Pentachlor-Dibenzo-Furan	0.5	0.394-2.368	n.n.-4.672	n.n.
1,2,3,4,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1	0.321-2.033	0.284-2.15	n.n.
1,2,3,6,7,8 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1	0.276-1.526	0.155-1.826	n.n.
1,2,3,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1	n.n.-0.109	n.n.-0.128	n.n.
2,3,6,7,8,9 Hexachlor-Dibenzo-Furan	0.1	0.21-0.903	n.n.-1.602	n.n.
1,2,3,4,6,7,8 Heptachlor-Dibenzo-Furan	0.01	1.335-3.9	0.42-3.22	0.238
1,2,3,4,7,8,9 Heptachlor-Dibenzo-Furan	0.01	0.146-0.341	n.n.-0.25	n.n.
1,2,3,4,6,7,8,9 Octachlor-Dibenzo-Furan	0.001	0.583-1.216	n.n.-0.442	0.054
Äquivalenzfaktor TE in [mg/TJin]		0.14-1	0.02-1.7	0.002

Tab.VI.10.8: Dioxin- und Furanemissionen aus zwei Festbrennstoffkesseln mit unterem Abbrand (28 resp. 35 kW), Für Koks und Steinkohle werden zwei Messwerte angegeben, für Braunkohle nur ein Messwert. Die Konzentrationen beziehen sich auf einen Sauerstoffgehalt von 6 %, <Braun et al. 1992>.

Kohle, Feuerungen

	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Rostfeuerung 1-10 MW
	Anthrazit	Stk-Koks	CS/RA-Brikett	Brk-Briketts	Vollwert-Stk
	kg/TJin	kg/TJin	kg/TJin	kg/TJin	kg/TJin
CO ₂	80'000	95'000	82'500	91'500	91'500
CO	8'000	5'000	5'000	4'000	100
SO ₂	350	440	450	100	500
H ₂ S	2	1	1	0.1	n.n.
NO _x	50	60	50	100	200
Methan	180	15	300	300	10
HF	1.5	1.6	1.5	0.3	1.8
HCl	15	11	21	7	50
Partikel & Teer	50	50	200	200	50
N ₂ O	1.5	1.5	1.5	0.5	1
Aethan	3	0.75	15	15	1.5
Propan	2	0.5	10	10	1
Alkane C4+	1	0.25	5	5	0.5
Aethen	6	1.5	30	30	3
Aethin	1	0.25	5	5	0.5
Propen	1	0.25	5	5	0.5
Alkene C4+	1	0.25	5	5	0.5
Benzol	1	0.25	5	5	0.5
Toluol	0.2	0.05	1	1	0.1
Xylol	0.2	0.05	1	1	0.1
Formaldehyd	0.1	0.1	0.1	0.1	0.08
Phenol	0.05	0.05	0.05	0.5	k.A.
andere VOC-Oxide	3.45	0.75	17.85	17.4	1.72
Benzo(a)pyren	0.0001	0.0001	0.04	0.02	0.00001
Nitro-B(a)P	0.00006	0.0004	0.0004	n.n.	k.A.
Dioxine/Furane	100e-9	500e-9	200e-9	2e-9	20e-9

Tab.VI.10.9: Zusammenfassung der Emissionsfaktoren Luft für die untersuchten Feuerungen. Annahmen und Quellen siehe Text und Anhang VI.10.4-9.

Die Emissionsfaktoren für die Spurenelemente variieren je nach Messung sehr stark. In der Literatur wird meist erwähnt, dass aufgrund der vorhandenen Messungen eine Bilanzierung nicht möglich sei <UBA 1987>, <Fritsche et al. 1989>. In <Pacyna 1986b> (siehe Tab.VI.10.10) werden jedoch gemittelte Werte angegeben, welche dort auch für Hochrechnungen benutzt werden.

	Haushalts- feuerungen g/t	Haushalts- feuerungen kg/TJin	Industrie- feuerungen g/t	Industrie- feuerungen kg/TJin
As	0.6	0.020	1.7	0.059
Be	0.1	0.003	0.2	0.007
Cd	0.2	0.007	0.5	0.017
Co	1.1	0.037	3.1	0.107
Cr	4.2	0.140	12	0.414
Cu	3.5	0.117	9.8	0.338
Hg (1)			0.06	0.002
Mn	4	0.133	11	0.379
Mo	0.9	0.030	2.5	0.086
Ni	5.1	0.170	14.5	0.500
Pb	2.7	0.090	7.7	0.266
Sb	0.5	0.017	1.4	0.048
Se (1)			1.1	0.038
V	3.4	0.113	9.7	0.334
Zn	4	0.133	11.4	0.393

Tab.VI.10.10: Emissionsfaktoren von Spurenelementen für Haushalts- und Industriefeuerungen <Pacyna 1986b>, Industrie-feuerung mit 10 % Aschegehalt und 85 %-Staubabscheidung.
(1) nur Emissionen mit Partikel berücksichtigt

Für die Bestimmung der Spurenelement-Emissionsfaktoren müssen die Emissionsfaktoren berechnet werden. Wie in Kap.VI.9.6 bereits beschrieben, stehen dafür mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Es können z. B. Konzentrationsmessungen aus Stein- und Braunkohlekraftwerken <Meij et al. 1986>, <Lützke et al. 1987> für Flugaschen in den hinteren Abscheidefeldern von Elektrofiltern und den Reingasstäuben verwendet werden, um zusammen mit den bekannten Partikelemissionen die Spurenelementfrachten zu bestimmen. Für die flüchtigen Elemente müssen jedoch zusätzliche Annahmen getroffen werden. Eine andere Methode bestimmt Transferkoeffizienten für jedes Element entsprechend ihrem Anreicherungsverhalten (siehe auch Kap.VI.9.6).

Da erstens die Spurenelement-Konzentrationen in den Flugaschen aus Messungen an Kraftwerken abgeleitet werden müssten, welche bei anderen Temperaturen, mit anderen Techniken und höherem

Ausbrand arbeiten, zweitens die Konzentrationen im Staub vom Emissionsfaktor abhängig sind (weil sich verschiedene Elemente vor allem im Feinstaub anreichern) und drittens das Abscheideverhalten von Hausbrand-Kaminen schlecht bekannt ist (<Struschka et al. 1988> berichtet von Abscheidegraden in einem 14 m langen Kamin für Zn 94 %, Pb 76 % und Cd 30 %), handelt es sich um eine grobe Abschätzung.

Es wird für dieses Projekt das gleiche Vorgehen wie in Kap.VI.9.6 gewählt. Unter Berücksichtigung des Anreicherungsverhalten werden Transferkoeffizienten für jedes Element geschätzt. Für Bor, Brom und Selen wird eine Emission von 60 %, bei von Iod 80 % und bei Quecksilber von 90 % des Inventars angenommen. Die Grundlagen und Literaturhinweise für diese Abschätzungen entsprechen jenen in Kap.VI.9.6. Diese Transferkoeffizienten werden mit den Spurenelementgehalten aus Tab.VI.10.4 multipliziert, wobei bei den nicht rein organisch gebundenen Elementen (Kap.VI.3.2) der Normaschegehalt mit dem effektiven Aschegehalt in Tab.VI.10.3 korrigiert wird. Im weiteren musste auch der Wassergehalt berücksichtigt werden, da sich die Angaben in Tab.VI.10.4 auf wasserfreie Substanz beziehen. Die gerundeten resultierenden Emissionsfaktoren sind in Tab.VI.10.13 ersichtlich. Eine Differenzierung zwischen Feuerungen mit Anthrazit, Koks und Vollwertkohle wird dabei bewusst nicht vorgenommen, da alle Öfen denselben Partikelaustrag aufweisen und die verfügbaren Informationen eine Differenzierung nicht rechtfertigt.

Die Emission von radioaktiven Elementen aus Kraftwerken wird ausführlich in Kap.VI.9.6.3 diskutiert und quantifiziert. Für die Feuerungen wird analog vorgegangen. Die Aktivitäten des Reingasstaubes werden aus Tab. VI.9.55 übernommen und mit den Staubemissionen multipliziert. Die Radonemissionen werden ebenfalls pauschal berechnet. Die resultierenden Emissionen sind direkt in Tab.VI.10.13 wiedergegeben und müssen als Anhaltswerte verstanden werden.

10.3.3 Emissionen Wasser

Emissionen in Oberflächen- oder Grundwasser erfolgen beim Hausbrand keine, wenn angenommen wird, dass die Kohle in einem gedeckten trockenen Lager gelagert wird.

Industriefeuerungen können dagegen aus verschiedenen Gründen zu Wasserbelastungen führen. Eine 5 MW-Anlage verbrennt pro Jahr mehrere 1000 t Kohle. Da sich eine kontinuierliche Anlieferung nicht lohnt, muss die Kohle in grösseren Mengen gelagert werden. Aus Kostengründen dürfte meist eine Freiluftlagerung stattfinden, welche durch das Eluieren mit Meteorwasser zu Gewässerbelastungen führen kann, wenn der Lagerplatz nicht befestigt ist und die Eluate nicht gereinigt werden.

Die Verluste beim Speisewasser (boiler blowdown) und Abwässer aus der Reinigung können ebenfalls belastet sein. Wird nass entschlackt, so kann überschüssiges Wasser beim Schlackenhandling ebenfalls als Abwasser anfallen.

Gemäss <Vernon 1990> handelt es sich vorwiegend um gelöste und ungelöste Feststoffe und pH-Veränderungen, wobei jedoch auch Verunreinigungen mit Salzen und Spurenelementen zu erwarten sind.

Für die Emissionen ins Wasser während der Lagerung werden die Daten aus "Kohlelagerung" (Kap.VI.8.6) eingesetzt. Reinigungsabwässer können mangels Daten hier nicht berücksichtigt werden. Das Zusatzwasser des Speisewassers wird im Basismodul "Wasser vollentsalzt" bilanziert. Dort werden auch die resultierenden Abwasseremissionen erfasst.

10.3.4 Feste Abprodukte

Hausbrand-Einzelfeuerung

Es fallen hier grundsätzlich die Ofenasche und am Ende der Lebensdauer des Ofens auch dessen Entsorgung an. Da der Ofen fast ausschliesslich aus Metallen besteht, wird ein vollständiges Einschmelzen angenommen, womit weder Abfälle noch Abtransport hier verbucht werden muss. Der Kamin wird nach Hausabbruch auf die Inertstoffdeponie gebracht (20 km LKW).

Die Ofenasche dürfte in der Schweiz der Kehrichtabfuhr mitgegeben werden und damit grösstenteils in die Verbrennung (80 % KVA, Rest Deponie) gehen. Der Anteil an Brennbarem kann wegen der schlechten Verbrennung im Einzelofen durchaus noch 10 bis 20 % der Asche betragen. Die Asche kann deshalb noch weiter zersetzt werden und würde auch zur Spurenelementmobilisation beitragen.

In Deutschland wird die Asche in Bleheimern der Abfuhr mitgegeben und vermutlich meist deponiert. Es wird hier generell von einer Deponie ausgegangen. Die Dichte für trockene Asche beträgt 400 bis 650 kg/m³ <Ruhrkohle 1987>. Die Eluatemissionen werden analog den Kraftwerken Tab.VI.9.61 bilanziert. Die Bilanzierung erfolgt über eine Verknüpfung mit jenem Modul. Für die Asche aus der Braunkohlefeuerung werden die selben Emissionsfaktoren angenommen.

Der Abtransport ist aufwendig, da jeweils nur kleine Mengen pro Wohnhaus geladen werden können. Es wird deshalb von einer typischen Strecke von 50 km ausgegangen.

		Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW	Einzelofen DB 5-15kW
		Anthrazit	Stk-Koks	CS/RA-Brikett	Brk-Briketts
LKW-Transport	tkm/TJ _{in}	90	205	155	120
Asche in Deponie	kg/TJ _{in}	1'800	4'100	3'100	2'400

Tab.VI.10.11: Abtransport von Asche und Ascheanfall. Annahmen siehe Text, Aschegehalt Kohle siehe Kap.VI.10.2.

Industriefeuerung

Die Feuerung muss nach 20 Jahren abgebrochen werden. Während die metallischen Werkstoffe ins Recycling gehen, muss der Betonteil (zumindest theoretisch) deponiert werden. Der Abtransport erfolgt über eine Distanz von 20 km.

In der untersuchten Rostfeuerung fallen Flugaschen und Grobaschen an, welche analog den Kraftwerken (Kap.VI.9) behandelt werden, d. h. mit dem Modul "Steinkohle-Asche in Deponie" verknüpft werden. Gemäss <Vernon 1990> emittieren Rostfeuerungen zwischen 300 und 1000 kg Partikel pro TJ_{in} wenn keine Partikelabscheidung stattfindet. Daraus lässt sich bei einem Mittelwert von 650 kg/TJ_{in} im Rohgas folgende Reststoffbilanz aufstellen (Abtransport über 50 km mit LKW):

Flugasche	600 kg/TJ _{in}
Grobasche	2'300 kg/TJ _{in}
Beton aus Abbruch	250 kg/TJ _{in}
Abtransport LKW	150 tkm/TJ _{in}

Es wird von einer 100 %-igen Deponierung ohne Verwertung ausgegangen. Dieses 'worst-case-Szenario' wird gewählt, da die Mengen oft zu klein sind, um eigene Verwertungskonzepte zu entwickeln. Im Einzelfall gibt es sicherlich auch Feuerungen mit 100 % Verwertung.

10.4 Flächenbeanspruchung

Der grösste Flächenbedarf entsteht durch die Lagerung von Kohle und den festen Abfällen. Die Standflächen der Anlagen und des Kamins sind gering. In Tab.VI.10.12 sind solche Angaben zusammengestellt, wobei die Angaben von <Jensch 1988> mit der Lagerfläche ergänzt wurden und als Grundlage für die Abschätzung dient.

Die unterschiedlichen theoretischen Lagervolumina durch den unterschiedlichen Heizwert werden nicht berücksichtigt. Die Einzelöfen stehen in bereits überbauten Räumen und die benützte Fläche erfährt deshalb keinen Kategorienwechsel. Die Bau- und Abbruchzeit kann gegenüber dem Betrieb vernachlässigt werden, eine "Rekultivierungszeit" entfällt, obwohl auch heute noch viele Kleinkohlelager von ehemaligen Feuerungen bestehen und nicht umgenutzt wurden.

Industriefeuerungen sollen gemäss unseren Annahmen auf Flächen der Kategorie II gebaut werden. Die Bau- und Abbruchzeit erhöht den Flächenbedarf nur geringfügig. Eine Rekultivierungszeit entfällt, da von einer weiteren Nutzung als bebaute Fläche ausgegangen wird.

Typ		Stk-HKW	Einzelofen	Feuerung	Einzelofen	Industrie- feuerung
Leistung		50 MW _{th}	10 kW (inkl. Lager)	1-10 MW (inkl. Lager)	5-15 kW (inkl. Lager)	1-10 MW (inkl. Lager)
Quelle		Fritsche et al. 1989	nach Jensch 1988	nach Jensch 1988	diese Studie	diese Studie
Lebensdauer	a	25			30	30
Auslastung	h/a	4'500			1'600	4'500
Fläche		30'000 m ²	1'100-1'200 m ² /MW	110-200 m ² /MW	200 m ² a/TJ _{in}	10 m ² a/TJ _{in}
Kategorie		II -> IV	IV -> IV	II -> IV	IV -> IV	II -> IV

Tab.VI.10.12: Spezifische Flächenbeanspruchung für die verschiedenen Feuerungen.

10.5 Unfälle/Störfälle

Als wichtigste Un-/Störfall-Folge mit umweltrelevanten Auswirkungen können Lagerbrände genannt werden, welche aufgrund der Wärmeentwicklung während der Lagerung noch verstärkt wird. Für die veredelten Brennstoffe stellt sich dieses Problem allerdings weniger. Mittlerweile ist die Lagerhaltung soweit perfektioniert, dass die Emissionen solcher Lagerbrände vernachlässigt werden können.

Ein Ausfall des Filters bei der Industriefeuerung kann erhebliche Zusatz-Staubemissionen verursachen. Wird angenommen, dass eine Feuerung pro Jahr während 10 h mit einem defekten Filter betrieben wird, erhöht dies bei einer Betriebsdauer von 5'000 h den durchschnittlichen Partikelaustritt von 50 auf 51 kg/TJ_{in} oder 2 %. Dieser Einfluss kann hier aufgrund der unsicheren Angabe des Emissionsfaktors vernachlässigt werden.

10.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro TJ _{in}		Einzelofen Anthrazit 5-15kW	Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW	Einzelofen Stk-Brikett 5-15kW	Einzelofen Stk-Koks 5-15kW	Industrie- kohlefeuer .1-10 MW	Infra Einzel- ofen	Infra Industrie- kohlefeuer. 1-10 MW
Infra Einzelofen #	TJ	1	1	1	1			
Infra Industriekohlef. 1-10MW #	TJ					1		
Strom Mittelspannung - UCPT #	TJ					0.01506	1.00E-04	6.00E-05
Braunkohlenbriketts #	TJ		1					
Steinkohlen-Briketts #	TJ			1				
Steinkohlekoks #	TJ				1			
transp. Import Stk frei UCPT #	t	16.068				17.992		
transportierte UCPT Stk #	t	14.832				16.608		
Aluminium 0% Rec. #	kg							0.2
Beton (ohne Armierungseisen) #	kg						105	250
Gusseisen #	kg						80	
Kupfer #	kg							0.5
Mineralwolle #	kg						0.4	
Stahl niedriglegiert #	kg						10	5
Stahl unlegiert #	kg							15
Wasser vollentsalzt #	kg					7500		
Transport Frachter Binnengew. #	tkm		35900	22300			9	
Transport Lieferwagen <3.5 t #	tkm						7	
Transport LKW 28 t #	tkm	710	1148	793	907	150		7
Transport Schiene #	tkm		5100	3200	3500		54	12
Diesel in Baumaschine #	TJ						5.00E-04	3.00E-04
Heizöl EL in Heizung 1 MW #	TJ						5.00E-04	3.00E-04
Fläche II-IV	m ² a							10
Fläche IV-IV	m ² a						200	
Emissionen Luft								
Abwärme in Luft s	TJ	1.0299	1.0699	1.0299	1.0099	1.05994	1.00E-04	6.00E-05
Al Aluminium s	kg	10	10	40	10	10		
Alkane s	kg	1	5	5	0.25	0.5		
Alkene s	kg	1	5	5	0.25	0.5		
As Arsen s	kg	0.02	0.02	0.06	0.02	0.02		
B Bor s	kg	1	7.5	1	1	1		
Ba Barium s	kg	0.12	0.3	0.5	0.12	0.12		
BaP Benzo(a)pyren s	kg	0.0001	0.02	0.04	0.0001	0.00001		

Kohle, Feuerungen

pro T _{Jin}		Einzelofen Anthrazit 5-15kW	Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW	Einzelofen Stk-Brikett 5-15kW	Einzelofen Stk-Koks 5-15kW	Industrie- kohlefeuer 1-10 MW	Infra Einzel- ofen	Infra Industrie- kohlefeuer. 1-10 MW
Be Beryllium s	kg	0.002	0.008	0.006	0.002	0.002		
Benzol s	kg	1	5	5	0.25	0.5		
Br Brom s	kg	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2		
Ca Calcium s	kg	1.2	40	4.8	1.2	1.2		
Cd Cadmium s	kg	0.001	0.003	0.004	0.001	0.001		
CH ₄ Methan s	kg	180	300	300	15	10		
Co Cobalt s	kg	0.003	0.06	0.01	0.003	0.003		
CO Kohlenmonoxid s	kg	8000	4000	5000	5000	100		
CO ₂ Kohlendioxid s	kg	80000	91500	82500	95000	91500		
Cr Chrom s	kg	0.024	0.06	0.1	0.024	0.024		
Cu Kupfer s	kg	0.015	0.05	0.06	0.015	0.015		
Ethan s	kg	3	15	15	0.75	1.5		
Ethen s	kg	6	30	30	1.5	3		
Ethin s	kg	1	5	5	0.25	0.5		
Fe Eisen s	kg	4	10	17	4	4		
Formaldehyd s	kg	0.1	0.1	0.1	0.1	0.08		
H ₂ S Schwefelwasserstoff s	kg	2	0.1	1	1	0		
HCl Salzsaeure s	kg	15	7	21	11	50		
HF Fluorwasserstoff s	kg	1.5	0.3	1.5	1.6	1.8		
Hg Quecksilber s	kg	0.003	0.0015	0.003	0.003	0.003		
I Iod s	kg	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05		
K Kalium s	kg	1.2	1.2	4.8	1.2	1.2		
La Lanthan s	kg	0.003	0.007	0.013	0.003	0.003		
Mg Magnesium s	kg	3.5	6	14	3.5	3.5		
Mn Mangan s	kg	0.02	0.04	0.09	0.02	0.02		
Mo Molybdaen s	kg	0.004	0.03	0.014	0.004	0.004		
N ₂ O Lachgas s	kg	1.5	0.5	1.5	1.5	1		
Na Natrium s	kg	0.6	1.8	2.4	0.6	0.6		
Ni Nickel s	kg	0.02	0.06	0.07	0.02	0.02		
NMVOc s	kg	3.45	17.4	17.85	0.75	1.72		
NO _x Stickoxide als NO ₂ s	kg	50	100	50	60	200		
P Phosphor s	kg	0.09	0.12	0.36	0.09	0.09		
Pb Blei s	kg	0.08	0.04	0.3	0.08	0.08		
Phenol s	kg	0.05	0.5	0.05	0.05	0		
Propan s	kg	2	10	10	0.5	1		
Propen s	kg	1	5	5	0.25	0.5		
Radio. K40 s	kBq	13	18	53	13	13		
Radio. Pb210 s	kBq	47	62	186	47	47		
Radio. Po 210 s	kBq	85	113	340	85	85		
Radio. Ra226 s	kBq	12	16	48	12	12		
Radio. Ra228 s	kBq	6.5	8.7	26	6.5	6.5		
Radio. Rn220 s	kBq	200	100	200	200	200		
Radio. Rn222 s	kBq	350	175	350	350	350		
Radio. Th228 s	kBq	5.5	7.3	22	5.5	5.5		
Radio. Th232 s	kBq	3.5	4.7	14	3.5	3.5		
Radio. U238 s	kBq	10	13	40	10	10		
Sb Antimon s	kg	0.002	0.07	0.006	0.002	0.002		
Sc Scandium s	kg	0.001	0.001	0.005	0.001	0.001		
Se Selen s	kg	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02		
Si Silizium s	kg	15	100	60	15	15		
Sn Zinn s	kg	0.0006	0.003	0.003	0.0006	0.0006		
SO _x als SO ₂ s	kg	350	100	450	440	500		
Sr Strontium s	kg	0.2	0.3	0.7	0.2	0.2		
TCDD-Aequivalente	ng	100000	2000	200000	500000	20000		
Th Thorium s	kg	0.002	0.003	0.007	0.002	0.002		
Ti Titan s	kg	0.35	0.2	1.4	0.35	0.35		
Tl Thallium s	kg	0.001	0.0001	0.005	0.001	0.001		
Toluol s	kg	0.2	1	1	0.05	0.1		
U Uran s *	kg	0.002	0.003	0.01	0.002	0.002		
V Vanadium s	kg	0.04	0.15	0.15	0.04	0.04		
Xylole s	kg	0.2	1	1	0.05	0.1		
Zn Zink s	kg	0.06	0.2	0.2	0.06	0.06		
Beton in Inertstoffdeponie #	kg						105	250
Steinkohle-Asche in Deponie #	kg	1800	2400	3100	4100	2900		

Tab.VI.10.13: Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul Feuerungen bezogen auf 1 T_{Jin}. # Verknüpfungen mit anderen Modulen in Ecoinvent (Basisdatenmodule, vor- oder nachgelagerte Module der Kohlekette).

Bei der Anthrazit- und der Vollwertkohle wird angenommen, dass die Qualitäten dem durchschnittlichen Dampfkohlenverbrauch in der UCPTE entspricht. Es müssen somit gemäss Kap. VI. 8.1 rund 48 % als Eigenförderung verbucht werden. Der Rest ist ein Mix aus importierten Kohlen. Diese Annahmen haben einen Einfluss auf die Transportdistanzen und den Anteil des Tagbaus an der Förderung.

Bei der Abwärme wurde berücksichtigt, dass der obere Heizwert eingesetzt werden muss, welcher bei Anthrazit 3 %, Braunkohlebrikett 7 %, Koks 0.7 %, Steinkohlebrikett 3 % und bei Vollwertkohle 4 % über dem unteren Heizwert liegt. Ausserdem muss die Abwärme der Hilfsenergie einbezogen werden.

		Einzelofen 5-15kW	Industriekohlefeue r. 1-10 MW
Wirkungsgrad	-	70	80
Lebensdauer	a	30	20
Auslastung	h/a	1'600	5'000

Tab.VI.10.14: Zusammenstellung wichtiger Daten von Hausbrand- und Industriekohlefeuerungen.

10.7 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Wie verschiedentlich erwähnt wurde, sind die in diesem Kapitel zusammengestellten Daten oft sehr ungewiss, da:

- sehr viele verschiedene Brennstoffe eingesetzt werden,
- die Brennstoffe selber in der Zusammensetzung stark schwanken,
- verschiedene technische Systeme zur Feuerung eingesetzt werden,
- Emissionen von Spurenelementen, Dioxinen/Furanen und ployzyklischen Kohlenwasserstoffen aufgrund weniger stark variierender Angaben abgeschätzt oder berechnet werden mussten,
- zum Bau und Flächenbedarf kaum Angaben vorliegen.

Die Bilanz ist dank der Abstützung auf Daten aus der Kraftwerksbilanzierung zwar vollständig, aber mit vielen Annahmen und Vereinfachungen verbunden.

Eine weitergehende Bearbeitung aus Schweizer Sicht ist trotzdem nicht gegeben, da Kohle in der Schweiz eine untergeordnete Bedeutung spielt. Die Feuerungen der Grundstoffindustrien (Zement, Metall) werden ohnehin meist separat bilanziert, womit auch die Industriefeuerungen für den Schweizerischen Konsum von untergeordneter Bedeutung sind.

11. Resultate

11.1 Übersicht

In diesem Kapitel erfolgt die eigentliche Resultatdiskussion der Energiesysteme Braun- und Steinkohle. Die Hauptverknüpfungen der Prozesse innerhalb des Systems wurden in den Fig.VI.5.2 und 5.3 dargestellt. Auf dieser Stufe erfolgt jedoch auch die Verknüpfung mit Transportsystemen, Baumaterialien und Betriebsstoffen sowie Energieträgern, welche ihrerseits mit diversen Prozessen in Energiesystemen und Entsorgungsprozessen verknüpft sind. Als In- und Outputs dieser Systeme werden rund 600 energetische und nichtenergetische Ressourcen, Luft-, Wasser- und Bodenschadstoffe bilanziert.

Aufgrund dieser hochvernetzten Situation wird die Resultatdiskussion auf eine Auswahl von Kenngrößen beschränkt, welche jedoch nicht die höchste Umweltrelevanz aufweisen, sondern Systemzusammenhänge aufzeigen lassen. Die Methodik für die zusammenfassenden Resultattabellen ist in Kap.III.6.2 beschrieben. Für die weitere Anwendung der Resultate müssen die vollständigen Resultatprints benutzt werden.

Die Resultatdiskussion erfolgt separat für das Braun- und das Steinkohlesystem, da sich die Resultatinterpretation stark unterscheidet. Die Gegenüberstellung des Braun- und Steinkohlesystems erfolgt im Teil XIII und ist nicht Gegenstand dieser Resultatdiskussion.

11.2 Resultate Braunkohle

11.2.1 Stufe Energieträger (Endenergie)

Auf der Stufe Endenergie werden einerseits die Rohbraunkohle, welche direkt in den Kraftwerken verfeuert wird, und andererseits die beiden bilanzierten Braunkohleprodukte (Brikettes, Staub) diskutiert.

Der Resultatauszug dieser drei Endenergieträger ist in Tab.VI.11.1 zusammengestellt. Die Diskussion der Rohbraunkohle beschränkt sich auf den Vergleich der kumulierten Resultate mit den Eingabedaten. Verschiedene Bilanzpunkte liegen gegenüber den direkten Einwirkungen in der Grube bereits deutlich höher, da relativ viel 'Strom ab Hochspannungsnetz' und 'Diesel in Baumaschinen' verbraucht wird. Mehr als 2 % des oberen Heizwert von 9.5 MJ/kg nichterneuerbare Energie wird in Abwärme umgewandelt resp. auf der Stufe Kohleabbau im Tagbau verbraucht. Dieser Energieverbrauch bewirkt eine Vervielfachung des direkten Materialaufwandes und führt zu den wiedergegebenen Emissionen. Von den CO₂-Emissionen aus stationärer Verbrennung stammen 90 % direkt vom Hochspannungsbezug. Die mobilen CO₂-Emissionen stammen dagegen vom Transport der anderen Energieträger und Materialien.

Die Diskussion des Braunkohlestaubes kann zusammen mit der Diskussion der Braunkohlebriketts erfolgen, da aufgrund der Eingabedaten vergleichbare Resultate zu erwarten sind. Die Veredelung von Rohbraunkohle ist durch einen relativ hohen Wärmebedarf für die Trocknung gekennzeichnet. Die Berücksichtigung der Trocknung erfolgte mit der Anknüpfung an den deutschen Braunkohlekraftwerkspark. Pro TJ Staub resp. Brikett (unterer Heizwert) werden 0.38 resp. 0.34 TJ Energie (=Abwärme) umgewandelt. Wird berücksichtigt, dass der effektive Wärmebedarf über Wärmeauskopplung von Grubenkraftwerken gedeckt wird, reduziert sich die entsprechende Abwärme und es bleibt ein Endenergieträger-Bereitstellungswirkungsgrad von rund 85 %.

Kohle, Resultate

		Rohbraunkohle ab Bergbau UCPTE	Braunkohlen-Staub	Braunkohlen-briketts	Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW	Nutzwaerme Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW
		t	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen						
Flaeche Benthos II-III	m ² a	0.0743	12.6	12	67.4	96.3
Flaeche II-III	m ² a	4.42	668	643	678	969
Flaeche II-IV	m ² a	0.201	32.2	30.8	52.9	75.6
Flaeche III-IV	m ² a	0.429	65.5	63.1	237	339
Flaeche IV-IV	m ² a	0.000115	0.0297	0.0278	200	286
Holz trocken	t	5.87E-05	0.00923	0.00887	0.0213	0.0305
Rohbraunkohle	kg	1.00E+03	1.51E+05	1.45E+05	1.46E+05	2.08E+05
Rohfoerdersteinkohle	kg	2.76	449	431	778	1.11E+03
Erdgas	Nm ³	0.448	86.8	81.9	107	153
Rohoel	t	0.00092	0.152	0.145	0.935	1.34
Uran	kg	0.00022	0.0336	0.0323	0.0391	0.0559
Wasser	kg	7.95E+04	1.34E+07	1.28E+07	1.53E+07	2.19E+07
Strom						
Strom	TJ	7.63E-05	0.116	0.102	0.105	0.15
Material						
Materialien	kg	0.83	491	444	1.61E+03	2.30E+03
Kalkstein	kg	0.117	248	219	297	424
Kies	kg	0.317	121	111	874	1.25E+03
Stahl und Gusseisen	kg	0.212	55.7	52.7	232	332
Kupfer	kg	0.00734	1.36	1.29	2.28	3.25
Transport						
Transport Strasse	tkm	0.213	61.7	56.7	1.63E+03	2.32E+03
Transport Schiene	tkm	0.664	161	151	5.54E+03	7.92E+03
Transport Wasser	tkm	13.3	2.30E+03	2.20E+03	4.38E+04	6.26E+04
Emission Luft						
Abwaerme	TJ	0.000227	0.376	0.343	1.46	2.08
CO ₂ mobil	kg	0.115	22.7	21.5	1.58E+03	2.26E+03
CO ₂ prozessbedingt	kg	0.0972	125	111	280	401
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	11.1	3.91E+04	3.44E+04	1.27E+05	1.82E+05
SO _x	kg	0.0637	284	250	359	514
NO _x	kg	0.0297	55.4	48.9	170	243
CH ₄	kg	0.0616	9.98	9.56	316	452
NM VOC	kg	0.00998	2.44	2.28	113	162
BTEX-Aromaten	kg	0.000119	0.439	0.386	7.42	10.6
Benzo(a)Pyren	kg	2.80E-08	6.91E-06	6.54E-06	0.02	0.0286
HCl	kg	0.00189	10.4	9.15	16.2	23.2
Hg	kg	6.11E-07	0.00134	0.00118	0.00272	0.00389
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.21E+04	1.85E+06	1.78E+06	2.15E+06	3.08E+06
Edelgase	kBq	8.34E+03	1.27E+06	1.23E+06	1.48E+06	2.12E+06
Aerosole	kBq	0.00428	3.9	3.47	197	281
Aktinide in Luft	kBq	0.00447	1.11	1.03	26.2	37.4
Emission Wasser						
Chloride	kg	0.0544	10.1	9.6	37.2	53.2
Sulfate	kg	3.35	506	488	493	705
Ammoniak als N	kg	0.0001	0.0166	0.0159	0.0822	0.117
Fette und Oele Suesswasser	kg	1.37E-05	0.00272	0.00259	0.0156	0.0224
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	5.28E-05	0.00885	0.00848	0.0532	0.076
Zink	kg	4.89E-05	0.00953	0.00902	0.018	0.0257
Ra	kBq	4.12	629	605	743	1.06E+03
H ₃	kBq	334	5.11E+04	4.92E+04	5.95E+04	8.50E+04
Nuklidgemisch	kBq	0.297	45.4	43.7	52.9	75.7
Aktinide in Wasser	kBq	0.262	40.2	38.7	54.4	77.8
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.000845	0.14	0.134	0.852	1.22
Abfaelle						
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1.21	280	263	799	1.14E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.471	3.34E+03	2.91E+03	5.33E+03	7.62E+03
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.000897	1.85	1.63	3.51	5.02
Abfaelle in KVA	kg	0.000384	0.0918	0.086	0.785	1.12
Sonderabfaelle	kg	0.00694	2.81	2.56	7.61	10.9
Abfaelle in Landfarming	kg	0.00643	1.09	1.04	5.88	8.4

Tab.VI.11.1: Zusammenfassender Resultat-Ausschnitt für Rohbraunkohle, Braunkohlestaub, Braunkohlebrikett, den Brikett-Einzelofen und die Nutzwärme Einzelofen Brk-Brikett 5-15 kW. Der Bezug erfolgt beim Bergbau auf 1 t Rohbraunkohle, bei den Kohleprodukten auf 1 TJ unterer Heizwert und beim Ofen auf 1 TJ Brennstoffinput resp. 1 TJ Nutzwärmeabgabe.

Der Rohkohlenabbau dominiert auf der Stufe Braunkohleprodukte die Flächenbeanspruchung, die Kohlenwasserstoffemissionen und die Emissionen ins Wasser. Die hohen Wassermengen bei der Förderung werden dagegen bereits deutlich durch den Wasserbedarf der Kraftwerke übertroffen. Auch die Materialverbräuche stammen weniger als zur Hälfte aus der Rohkohlebereitstellung. Die totale CO₂-Emission wird hauptsächlich durch die Veredelung verursacht. SO_x und NO_x stammen zu über 90 % aus dem Stromverbrauch. Auch die HCl- und Hg-Emissionen werden durch den Stromverbrauch bestimmt. Die anfallende Asche bei der Veredelung (welche als Steinkohle-Asche in Deponie verbucht wurde) wird zum grössten Abfallpfad.

11.2.2 Stufe Nutzwärme (Einzelofen)

Als Nutzwärme-Erzeuger wurde lediglich ein Brikett-Einzelofen mit Durchbrand und einem Leistungsbereich von 5 bis 15 kW untersucht. Der Jahresnutzungsgrad von 70 % ergibt den Unterschied zwischen den beiden Kolonnen in Tab.VI.11.1.

Mit einem TJ Nutzwärme lässt sich ein Einfamilienhaus oder ein Hausteil je nach Randbedingungen rund 10 bis 20 Jahre beheizen. Die Ressourcenbeanspruchung und die Emissionen können so in ihrer absoluten Höhe zusätzlich begreifbar gemacht werden. Neben den riesigen Wassermengen werden z. B. auch über 2 t Betonkies benötigt, über 60000 tkm Transportleistung von Schiffen zurückgelegt, 180 t CO₂ emittiert und 10 t feste Abfälle produziert. Der kumulierte Rohbraunkohlebedarf beträgt 208 t oder viermal mehr (gewichtsmässig) als die in Form von Briketts angelieferte Brennstoffmenge.

Beim Verbrauch eines TJ Nutzwärme werden nach vorliegender Rechnung 2.09 TJ Abwärme frei. Darin ist nicht berücksichtigt, dass bei der Wärmeauskopplung im Grubenkraftwerk eine verminderte Abwärmeproduktion entsteht. Der effektive Abwärmewert muss deshalb leicht nach unten korrigiert werden. Der Anteil des kumulierten Aufwandes bis und mit Brikettproduktion ist im Bereich Flächeninanspruchnahme überraschend nicht alleine dominierend. Die relativ grossen Transportdistanzen (in die Schweiz) verursachen ebenfalls eine erhebliche Flächeninanspruchnahme (vor allem Kat.III->IV). Rund ein Viertel der CO₂- und NO_x- sowie rund 70 % der SO₂-Emissionen werden bereits bis und mit Brikettproduktion emittiert. Die Hg-Emissionen sind zu einem Drittel auf die Brikettproduktion zurückzuführen. Bei den Wasserschadstoffen ist der Anteil noch höher, da im Einzelofen direkt keine Emissionen ins Wasser erfolgen.

Wird eine zusätzliche Aufschlüsselung auf verschiedene Energieträger oder Materialproduktionsprozesse vorgenommen, so wird die Relevanz der Transporte und des Stromverbrauchs ersichtlich. Auf eine detaillierte Betrachtung wird an dieser Stelle verzichtet. Neben einem beachtlichen Anteil an der Flächeninanspruchnahme verursachen die Transporte auch grosse Materialaufwendungen (z. B. 30 % Kalkstein und 75 % Betonkies). Der Stromverbrauch beeinflusst hauptsächlich die Emissionen in Luft (70 % SO_x und 30 % NO_x) und Wasser. Dabei spielt die Herkunft des Stromes eine entscheidende Rolle (der Veredelung wird Braunkohlestrom unterstellt).

Die Abfälle in die Inertstoffdeponie (über 2 t) stammen zudem zu knapp 70 % aus dem Transport. Obwohl es sich beim Einzelofen um eine schlechte Verbrennung handelt, sind die vorgelagerten Prozesse also trotzdem relevant. Beim Dioxin werden z. B über 50 % nicht durch den Ofenkamin sondern vorgelagert ausgestossen, obwohl die Bilanzierung der TCDD-Emissionen nur bei wenigen Hilfsprozessen erfolgen konnte. Beim Benzo(a)Pyren gehen dagegen praktisch 100 % der Emissionen auf das Konto des Ofens.

Kohle, Resultate

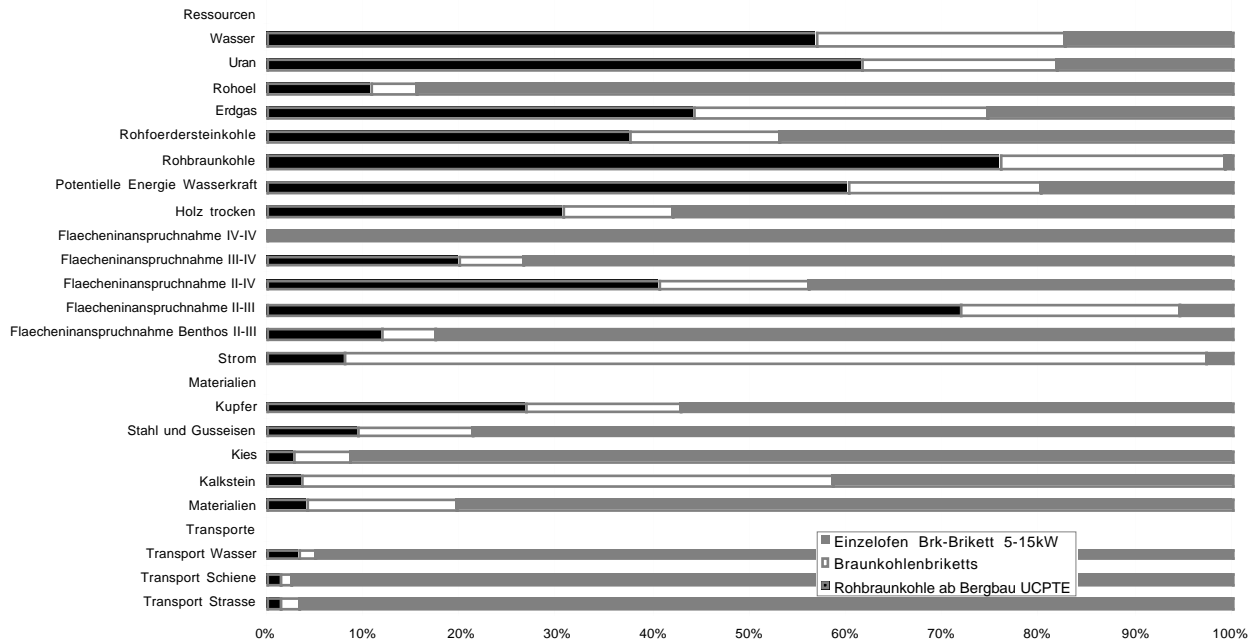


Fig.VI.11.1a: Relative Aufteilung des Ressourcen- und Materialverbrauchs sowie der Transportaufwendungen auf die drei Prozessschritte Braunkohlebergbau, Braunkohlebrikett-Produktion, Einzelofenfeuerung. Absolutwerte für die Einzelofenfeuerung können Tab.VI.11.1 entnommen werden.

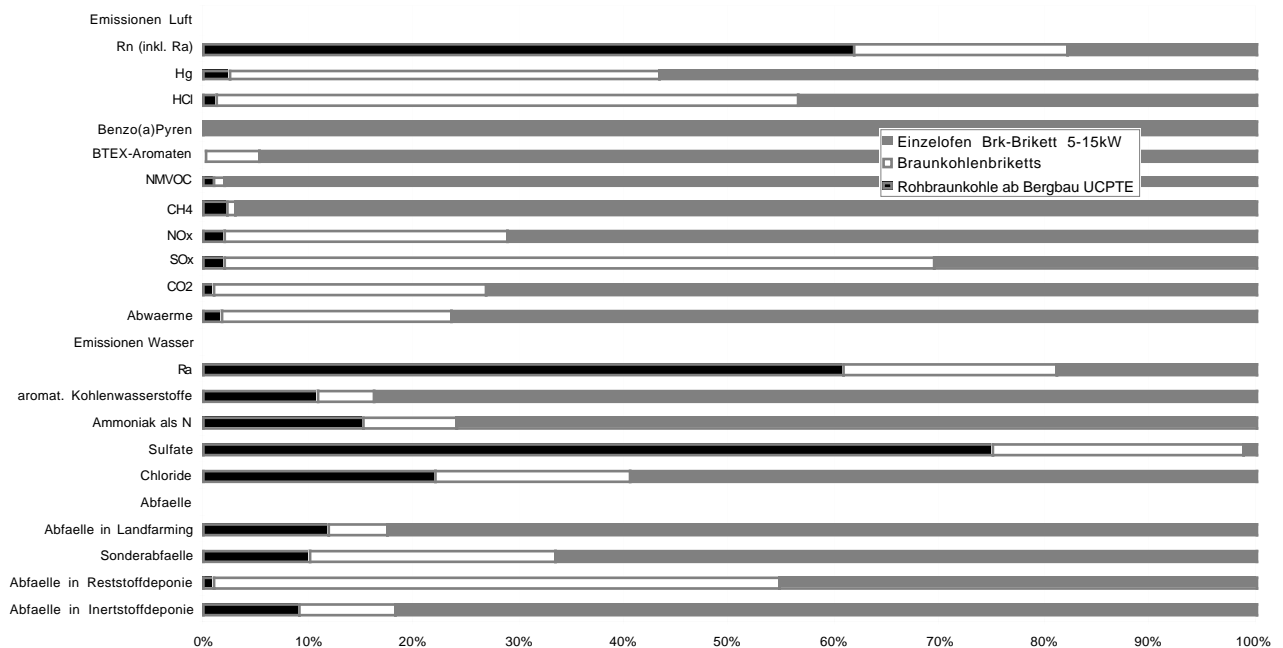


Fig.VI.11.1b: Relative Aufteilung der Emissionen in Luft und Wasser sowie der Abfälle auf die drei Prozessschritte Braunkohlebergbau, Braunkohlebrikett-Produktion, Einzelofenfeuerung. Absolutwerte für die Einzelofenfeuerung können Tab.VI.11.1 entnommen werden.

Neben der Aufschlüsselung der Ressourcenverbräuche und Umwelteinwirkungen auf die Prozessschritte (Fig.VI.11.1a/b) können zusätzlich für jeden Prozessschritt die Aufwendungen der Infrastruktur ausgewiesen werden.

Die vergleichsweise tiefen Abfallmengen sind darauf zurückzuführen, dass weder Berge noch Asche als Abfälle deklariert wurden, da diese zwingend in die Tagbaugrube zurückgehen. Die verbuchten Abfälle betreffen deshalb neben der Flugasche noch Produktionsabfälle und Baumaterialien.

Wird der Beitrag der verschiedenen Länder am UCPTTE-Braunkohlestrom berechnet, so kann festgestellt werden, dass 17 % der SO_x-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken in Spanien emittiert wird, obwohl Spanien lediglich 6.3% der Braunkohlestromerzeugung beisteuert. In Österreich werden deutlich die "saubersten" Braunkohlekraftwerke betrieben.

Mit 2.93 TJ Abwärme pro TJ Strom wird im UCPTTE-Raum durchschnittlich ein Systemwirkungsgrad (ohne Verteilung) von 25% erreicht.

Die weitere Resultatdiskussion (Fig.VI.11.2a/b) stützt sich auf die deutsche Braunkohlekette, die im Jahre 1994 fast 75 % des im UCPTTE-Raum produzierten Braunkohlestromes ausmachte (Kap.VI.9.1). Der grösste Teil der Ressourcenverbräuche (Ausnahme: Fläche Kat.IV->IV) wird durch den Braunkohlebergbau dominiert. Der Kalksteinverbrauch wird vorwiegend in der Entschwefelungsanlage benutzt. Die übrigen dargestellten Materialien werden vorwiegend im Bergbau und im Kraftwerk benötigt. Die Transportaufwendungen sind generell klein. Der grösste Beitrag des Strassentransportes kommt von der Deponie der zurückgehaltenen Asche. Die Überseetransporte fließen indirekt durch den Stromkonsum ein.

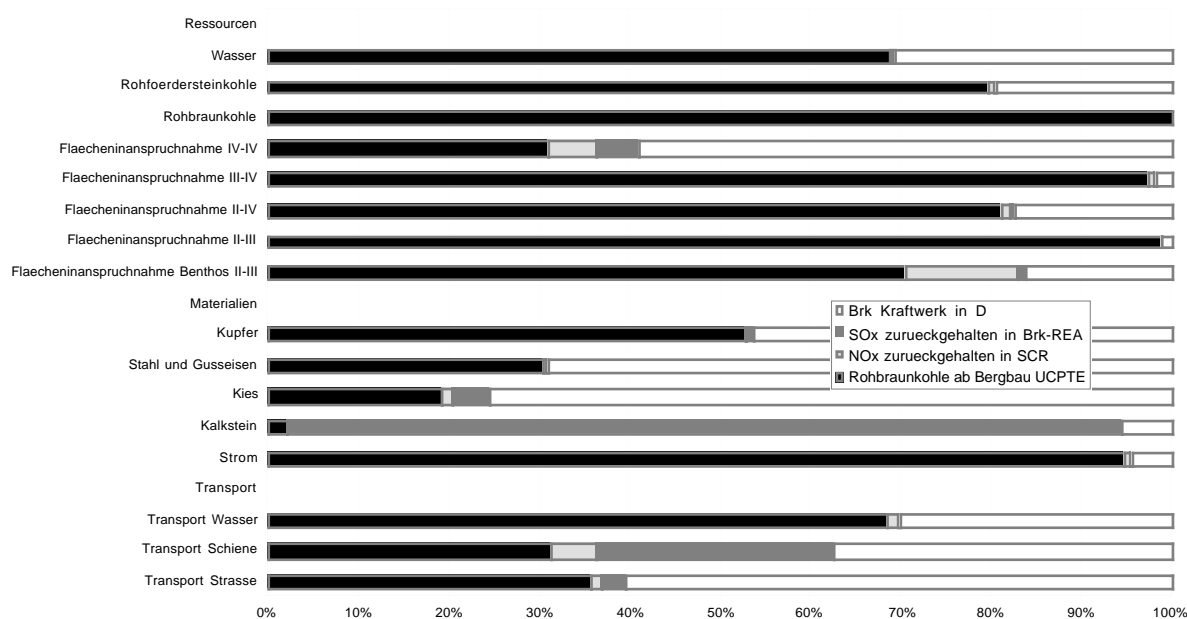


Fig.VI.11.2a: Relative Aufteilung des Ressourcen- und Materialverbrauchs sowie der Transportaufwendungen auf die Prozessschritte Braunkohlebergbau, Verstromung und Rauchgasreinigung. Absolutwerte für das bilanzierte deutsche Kraftwerk können Tab.VI.11.3 entnommen werden.

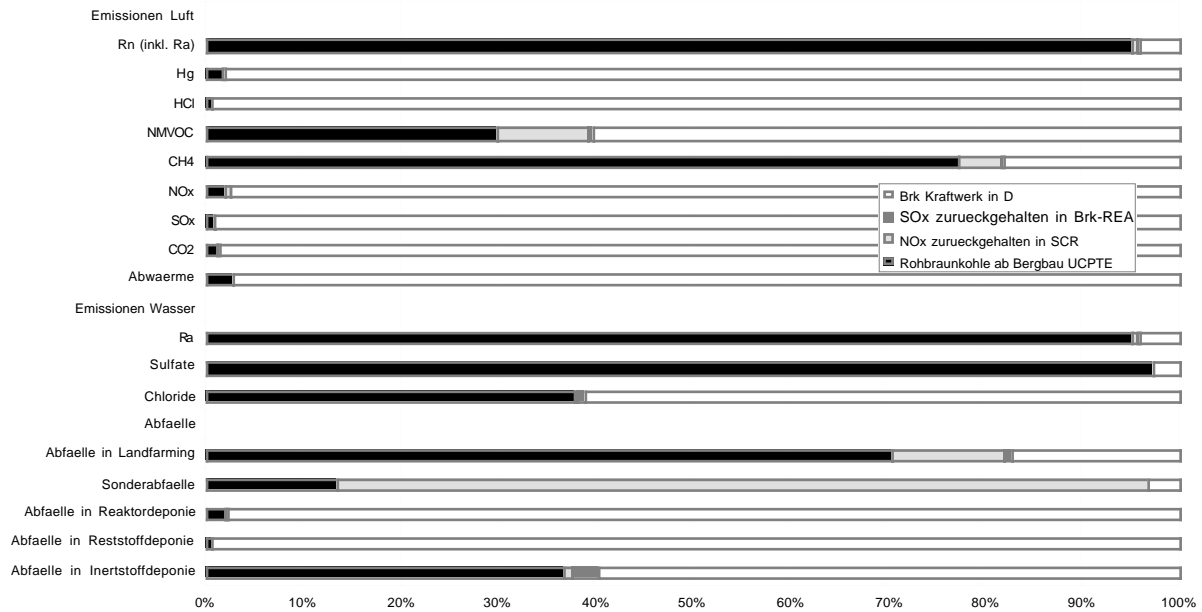


Fig.VI.11.2b: Relative Aufteilung der Emissionen in Luft und Wasser sowie der Abfälle auf die Prozessschritte Braunkohlebergbau, Verstromung und Rauchgasreinigung. Absolutwerte für das bilanzierte deutsche Kraftwerk können Tab.VI.11.3 entnommen werden.

Die Methan- und Radonemissionen stammen grösstenteils aus dem Bergbau, während die anderen gezeigten Emissionen in die Luft hauptsächlich vom Kraftwerk stammen. Die Chloridemissionen des Kraftwerks stammen aus den Eluaten der Aschedeponien. Die meisten Emissionen ins Wasser werden ansonsten durch den Bergbau verursacht. Der hohe Anteil Sonderabfälle aus der DeNO_x-Anlage stammt von den zu deponierenden Katalysatoren.

Neben der Aufschlüsselung der Ressourcenverbräuche und Umwelteinwirkungen auf die Prozessschritte (Fig.VI.11.2a/b) kann zusätzlich für jeden Prozessschritt die Aufwendungen der Infrastruktur ausgewiesen werden.

Für einige Material- und Transportaufwendungen tragen die Infrastrukturaufwendungen einen beachtlichen Anteil bei (z. B. Kies, Stahl, Kupfer). Der hohe Anteil des B(a)P ist eine Folge des Stahlkonsums. Da die Braunkohleasche wieder in die Grube geschüttet wird und deshalb nicht als Abfall in eine Deponie verbucht werden muss, sind die Infrastrukturanteile für die Abfälle teilweise sehr hoch.

Falscheinschätzungen mit den anderen Energiesystembilanzen vergleichbar sein.

Aufgrund der kurzen Prozesskette kann der Einfluss von Sensitivitätsbetrachtungen einfach abgeschätzt werden. Änderungen bei den Wasseremissionen des Bergbaus schlagen direkt durch, wie auch die meisten gasförmigen Emissionen (Ausnahme z. B. Kohlenwasserstoffe) der Feuerungen und Kraftwerke.

11.3 Resultate Steinkohle

11.3.1 Stufe Endenergie (Energieträger)

pro t		Steinkohle aus Tagbau ab Bergwerk	Stk aus Untertagbau ab UCPT-Steinkohle	transportierte UCPT-Steinkohle	transportierte Import-Steinkohle frei UCPT	Stk fuer CH
Ressourcen						
Flaechen Benthos II-III	m ² a	0.768	0.327	0.518	3.1	4
Flaechen II-III	m ² a	12.6	9.43	10.2	14	14.1
Flaechen II-IV	m ² a	2.83	1.11	2.33	6.09	6.03
Flaechen III-IV	m ² a	1.23	0.566	1.17	2.85	5.49
Flaechen IV-IV	m ² a	0.00189	0.00107	0.00178	0.00615	0.0088
Holz trocken	t	3.71E-05	0.0147	0.0143	0.00828	0.0104
Rohbraunkohle	kg	2.89	14.5	16.1	18	20.8
Rohfoerdersteinkohle	kg	1.43E+03	1.69E+03	1.69E+03	1.57E+03	1.61E+03
Erdgas	Nm ³	1.27	2.11	2.43	3.47	3.94
Rohoel	t	0.0106	0.00401	0.00666	0.0435	0.0562
Uran	kg	0.000197	0.000987	0.00109	0.00123	0.00142
Wasser	kg	6.94E+04	3.44E+05	3.81E+05	4.34E+05	5.04E+05
Strom						
Strom	TJ	6.84E-05	0.000343	0.000379	0.000427	0.000495
Material						
Materialien	kg	3.9	31	35.6	50.8	64.4
Kalkstein	kg	0.302	2.52	2.77	3.55	4.55
Kies	kg	1.45	10.2	14.3	31	38.9
Stahl und Gusseisen	kg	0.672	4.38	4.6	5.65	7.68
Kupfer	kg	0.00626	0.00518	0.00934	0.0221	0.0378
Transport						
Transport Strasse	tkm	4.44	1.7	7	29	25.8
Transport Schiene	tkm	2.3	6.15	87.9	542	660
Transport Wasser	tkm	59.8	113	208	1.19E+04	1.37E+04
Emission Luft						
Abwaerme	TJ	0.000674	0.000903	0.00112	0.00297	0.00373
CO ₂ mobil	kg	0.758	0.999	5.1	89.8	120
CO ₂ prozessbedingt	kg	3.18	-22.1	-20.9	-5.37	-6.7
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	39.7	63.7	71.6	102	123
SO _x	kg	0.126	0.353	0.398	2.42	2.75
NO _x	kg	0.439	0.147	0.227	1.68	2.05
CH ₄	kg	0.227	12.6	12.1	4.39	4.99
NMVOG	kg	0.148	0.044	0.0795	0.455	0.62
BTEX-Aromaten	kg	0.000456	0.000686	0.000888	0.00239	0.00294
Benzo(a)Pyren	kg	1.21E-07	4.95E-07	5.32E-07	6.86E-07	9.58E-07
HCl	kg	0.00178	0.0142	0.0149	0.0137	0.0162
Hg	kg	6.34E-07	3.35E-06	3.66E-06	4.14E-06	4.92E-06
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.08E+04	5.43E+04	6.01E+04	6.74E+04	7.82E+04
Edelgase	kBq	7.47E+03	3.75E+04	4.14E+04	4.65E+04	5.39E+04
Aerosole	kBq	0.00386	0.0354	0.0368	0.0321	0.038
Aktinide in Luft	kBq	0.004	0.0222	0.0242	0.026	0.0302
Emission Wasser						
Chloride	kg	0.797	17.5	17	10.2	12.7
Sulfate	kg	9.24	11.7	11.6	10.7	11
Ammoniak als N	kg	0.00358	0.00168	0.00196	0.00452	0.0053
Fette und Oele Suesswasser arom.	kg	0.000159	0.000106	0.000145	0.000466	0.000624
Kohlenwasserstoffe	kg	0.000588	0.000252	0.000399	0.00244	0.00315
Zink	kg	0.0217	0.0275	0.0274	0.0248	0.0257
Ra	kBq	3.81	18.5	20.5	23.4	27.2
H ₃	kBq	299	1.50E+03	1.66E+03	1.86E+03	2.16E+03
Nuklidgemisch	kBq	0.266	1.34	1.48	1.66	1.92
Aktinide in Wasser	kBq	0.333	1.18	1.32	1.85	2.2
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.00966	0.00368	0.0061	0.0395	0.0511
Abfaelle						
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	432	549	549	516	538
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.549	2.45	2.69	3.23	3.86
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.00881	0.00487	0.0159	0.0784	0.0906
Abfaelle in KVA	kg	0.0116	0.00509	0.0115	0.0378	0.0401
Sonderabfaelle	kg	0.185	0.0192	0.0389	0.263	0.333
Abfaelle in Landfarming	kg	0.0667	0.0284	0.0451	0.271	0.349

Tab.VI.11.5: Zusammenfassender Resultat-Ausschnitt für die Steinkohlen aus Tag-/Untertagbau für den UCPT-Steinkohle-Raum sowie für die transportierte UCPT-Steinkohle aus der Eigenförderung, für den UCPT-Import-Mix und für die in der Schweiz verwendete Kohle. Der Bezug erfolgt auf 1 t Kohleoutput aus dem entsprechenden Prozess.

Auf der Stufe Energieträger wurde für jedes Land ein eigener Steinkohlemix berechnet (Fig.VI.5.3). Für den Import-Steinkohlemix der UCPT-Länder, die europäische Steinkohle frei UCPT und die Steinkohle für die Schweiz werden in Tab.VI.11.5 die Resultate angegeben. Alle Kohlemix greifen auf die Module Steinkohle aus Tagbau/Untertagbau zurück. Für jedes Abbau Land wurde ein

spezifisches Untertagbaumodul definiert. Für den Tagbau wurde hingegen nur ein Modul erstellt. Die grössten Unterschiede werden durch die verschiedenen Transportdistanzen erwartet. In Tab.VI.11.6 werden zusätzlich die Resultate für die Steinkohleprodukte Koks und Brikett, der Kohle-spezifischen Deponien sowie der Rückhaltetechniken der Kraftwerke ausgewiesen.

Beim Vergleich der Kohle aus Tag- resp. Untertagbau fällt auf, dass die Tagbaukohle deutlich mehr Fläche benötigt und aufgrund der Baumaschinen auch im Bereich NO_x, NMVOC, Aromatische Kohlenwasserstoffe und Fette & Öle in Meer- und Süsswasser höhere Emissionen aufweist. Für alle anderen Indikatoren weist allerdings der Untertagbau höhere Werte auf, was auf den höheren Material- und Stromeinsatz zurückgeführt werden kann. Zudem fallen erhebliche Chloridemissionen im Untertagbau an, welche aus der Förderung salzhaltiger Grubenwässer stammen.

Die europäische resp. Import-Steinkohle frei UCPTe benötigen neben verschiedenen Anteilen von Tag- und Untertagbau auch unterschiedliche Transportaufwendungen (Kap.VI.8). Die Lagerung zeigt in den ausgewählten Kriterien keinen Einfluss auf die kumulierten Resultate und wird deshalb hier nicht dargestellt. Der Transport der Kohle (insbesondere der Importkohle) erhöht die Indikatorwerte erheblich. Die mobilen CO₂-Emissionen erreichen die gleiche Grössenordnung wie die stationären. Der Anteil der transportbedingten CO₂-Emissionen übersteigt bei den Importkohlen jene aus dem eigentlichen Bergbau und den damit verbundenen vorgelagerten Umwelteinwirkungen. Ähnliche Aussagen wie für die Import-Steinkohle können für die Steinkohle für die Schweiz, die zu 94 % aus Süd-Afrika stammt, gemacht werden. Der Methanausstoss liegt bei den Importkohlen dank dem grösseren Anteil an Tagbau wesentlich tiefer als für die europäische Kohle.

Die Produktion von Koks und Briketts (Tab.VI.11.6) ist mit weiteren Einwirkungen verbunden. Der Koks ist insbesondere bei den B(a)P, BTEX und NMVOC für sehr hohe Anteile verantwortlich. Die hohen B(a)P-Emissionen werden sogar bei allen Energiesystemen über die Stahlproduktionskette dominant. Die Briketts benötigen viel Bitumen, weshalb die typischen Ölemissionen (NMVOC, Vanadium, arom. Kohlenwasserstoffe, Fette & Öle) für Steinkohlebriketts stark erhöht sind.

Etwas verwirrend scheint der negative CO₂ prozessbedingt-Emissionsfaktor beim Untertagebergbau, welcher sich über mehrere Stufen fortpflanzt. Aufgrund des grossen Holzbedarfes zur Stollenabstützung entspricht diese Menge dem absorbierten CO₂ im Wald. Da die spätere Freisetzung nicht bilanziert ist (wird auch teilweise als Methan frei), ist die Holz-CO₂-Bilanz nicht ganz geschlossen, was auf den totalen CO₂-Wert aber keinen wichtigen Einfluss ausübt.

Die kumulierten Resultate für die Rückhalte- und Entsorgungstechniken werden in Kap.VI.11.3.2 und 3.3 diskutiert.

Kohle, Resultate

		Steinkohle- koks TJ	Steinkohlen- Briketts TJ	Steinkohle-Asche in Deponie kg	Steinkohleberge -Deponie kg	NO _x zurueck- gehalten in SCR kg	SO _x zurueck- gehalten in REA kg
Ressourcen							
Flaeche Benthos II-III	m ² a	20.3	180	6.19E-05	0	0.00755	0.00111
Flaeche II-III	m ² a	437	333	5.65E-05	0	0.00353	0.00441
Flaeche II-IV	m ² a	50.2	61.6	9.98E-05	0	0.00112	0.0009
Flaeche III-IV	m ² a	33.7	27.1	0.00019	0	0.00101	0.000836
Flaeche IV-IV	m ² a	0.0837	0.0883	6.77E-08	0	1.14E-05	9.11E-06
Holz trocken	t	0.55	0.45	7.70E-09	0	2.35E-07	6.77E-07
Rohbraunkohle	kg	802	550	0.000125	0	0.0108	0.013
Rohfoerdersteinkohle	kg	6.50E+04	5.33E+04	0.000217	0	0.0104	0.0431
Erdgas	Nm ³	120	82	2.94E-05	0	0.262	0.02
Rohoel	t	0.253	2.56	8.80E-07	0	1.22E-05	8.88E-06
Uran	kg	0.0545	0.0374	8.63E-09	0	7.32E-07	8.90E-07
Wasser	kg	1.90E+07	1.30E+07	3.47	0	254	336
Strom							
Strom	TJ	0.0189	0.013	3.09E-09	0	2.54E-07	3.10E-07
Material							
Materialien	kg	1.64E+03	3.35E+03	0.00442	0	0.319	1.83
Kalkstein	kg	147	95	0.000127	0	0.00101	1.7
Kies	kg	645	411	0.0038	0	0.00392	0.0248
Stahl und Gusseisen	kg	233	152	8.98E-05	0	0.00174	0.000892
Kupfer	kg	0.412	0.282	7.31E-07	0	1.18E-05	1.47E-05
Transport							
Transport Strasse	tkm	128	127	0.0204	0	0.00363	0.0208
Transport Schiene	tkm	2.31E+03	1.99E+03	0.000162	0	0.0637	0.201
Transport Wasser	tkm	5.89E+03	1.59E+04	0.00532	0	0.118	0.2
Emission Luft							
Abwaerme	TJ	0.179	0.058	4.17E-08	0	3.63E-06	2.44E-06
CO ₂ mobil	kg	75.6	127	0.00158	0	0.00173	0.00582
CO ₂ prozessbedingt	kg	-783	-398	0.000151	0	0.371	0.727
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	5.77E+03	3.55E+03	0.000998	0	0.125	0.142
SO _x	kg	30.9	22.1	7.83E-06	0	0.000987	0.00105
NO _x	kg	32.7	12	2.45E-05	0	0.00193	0.000345
CH ₄	kg	468	391	5.19E-06	0	0.00139	0.000365
NM VOC	kg	8.39	20.8	1.28E-05	0	0.00176	0.00011
BTEX-Aromaten	kg	0.339	0.0987	9.64E-08	0	1.08E-06	1.65E-06
Benzo(a)Pyren	kg	0.00173	1.76E-05	1.28E-11	0	2.15E-10	1.38E-10
HCl	kg	0.686	0.875	9.60E-08	0	6.61E-06	3.65E-05
Hg	kg	0.000252	0.000156	4.35E-11	0	4.40E-09	1.59E-08
Rn (inkl. Ra)	kBq	3.00E+06	2.06E+06	0.475	0	40.3	49
Edelgase	kBq	2.07E+06	1.42E+06	0.327	0	27.8	33.8
Aerosole	kBq	1.66	2.31	1.87E-07	0	1.43E-05	0.000101
Aktinide in Luft	kBq	1.19	0.967	1.78E-07	0	1.49E-05	2.90E-05
Emission Wasser							
Chloride	kg	693	599	6.18E-05	0.00024	0.000481	0.251
Sulfate	kg	461	370	0.000504	0.0202	0.000183	0.0111
Ammoniak als N	kg	0.624	0.155	6.59E-08	0	7.30E-07	3.92E-06
Fette und Oele Sueswasser	kg	0.00644	0.0191	2.42E-08	0	1.74E-06	2.32E-07
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.0182	0.142	4.94E-08	0	1.22E-06	5.24E-07
Zink	kg	1.06	0.868	1.19E-07	5.00E-05	2.66E-07	5.85E-06
Ra	kBq	1.02E+03	731	0.000172	0	0.0138	0.0457
H ₃	kBq	8.29E+04	5.69E+04	0.0131	0	1.11	1.35
Nuklidgemisch	kBq	73.7	50.6	1.17E-05	0	0.00099	0.154
Aktinide in Wasser	kBq	65.3	68.7	1.88E-05	0	0.000965	0.0351
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.232	2.32	8.00E-07	0	1.81E-05	8.57E-06
Abfaelle							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	2.13E+04	1.73E+04	0.00129	1	0.00827	0.061
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	139	296	1	0	0.00255	0.0676
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	6.86	0.922	1.25E-05	0	1.22E-05	3.47E-05
Abfaelle in KVA	kg	1.02	0.503	5.39E-06	0	4.57E-05	5.31E-05
Sonderabfaelle	kg	1.36	1.94	1.74E-06	0	0.025	1.94E-05
Abfaelle in Landfarming	kg	1.77	15.6	5.37E-06	0	0.000614	9.59E-05

Tab.VI.11.6: Zusammenfassender Resultat-Ausschnitt für Steinkohlekoks, Steinkohlebriketts, Steinkohleasche und Steinkohlebergedeponie und Rauchgasreinigungssysteme (SCR und REA). Der Bezug erfolgt bei den Kohleprodukten auf 1 TJ Heizwert im Produkt, bei den Entsorgungsprozessen auf 1 kg Schadstoff und bei der Rauchgasreinigung auf 1 kg zurückgehaltener Schadstoff.

11.3.2 Stufe Wärme (Nutzenergie)

Es wurden drei Einzelöfen, die mit Anthrazit, Koks resp. Stk-Briketts befeuert werden, bilanziert. Es handelt sich dabei um Durchbrandöfen im Leistungsbereich von 5 bis 15 kW. Ausserdem wurde eine Rostfeuerung mit 1 bis 10 MW Leistung, die mit Steinkohle befeuert wird, bilanziert.

Der Jahreswirkungsgrad von 70 % bei den Einzelöfen und 80 % bei der Rostfeuerung ist für den Faktor zwischen den zwei Kolonnen pro Feuerung verantwortlich. Zwischen den verschiedenen Feuerungen bestehen aufgrund der stark variierenden Kohlesorten, der unterschiedlichen Aufbereitung und Herkunft grosse Unterschiede (Fig.VI.5.3). Bei den Luftemissionen sind auch die verschiedenen Brennstoffeigenschaften bei der Verbrennung ersichtlich, soweit diese nicht durch vorgelagerte Ketten überdeckt werden.

Inertstoffdeponie wird tonnenmässig stark durch das Bergematerial dominiert.

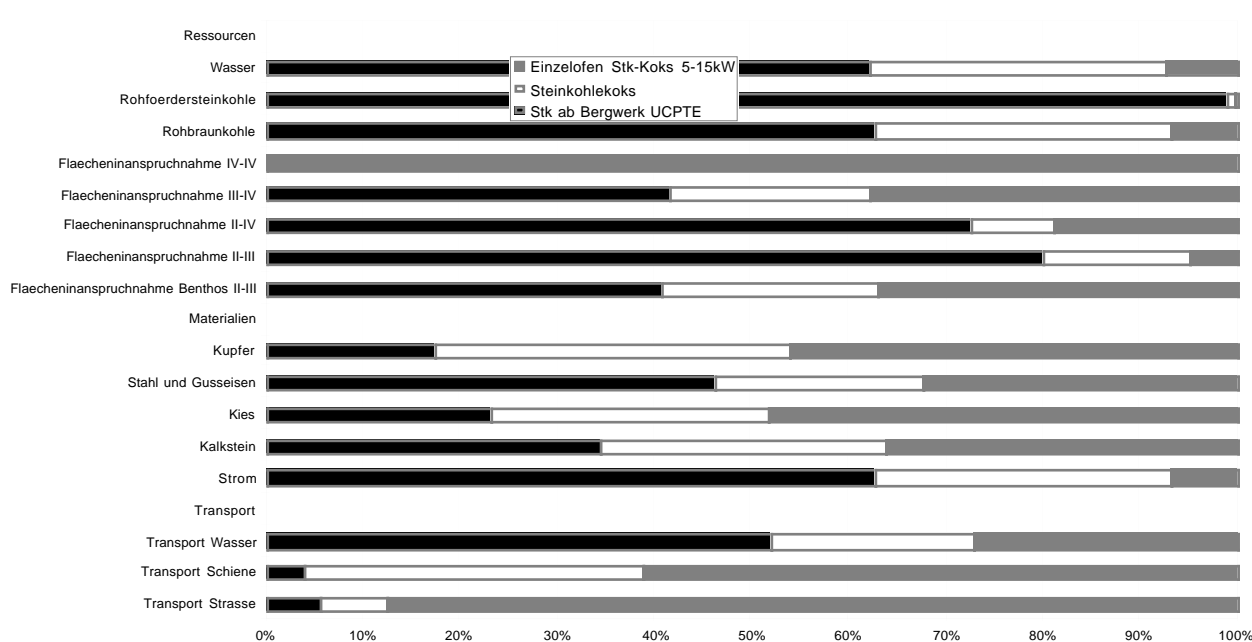


Fig. VI.11.3a: Relative Aufteilung des Ressourcen- und Materialverbrauchs sowie der Transportaufwendungen des Systems Nutzwärme ab Koks-Einzelofen auf die Prozessschritte Bergbau, Kokerei und Feuerung. Absolutwerte können Tab.VI.11.7 entnommen werden.

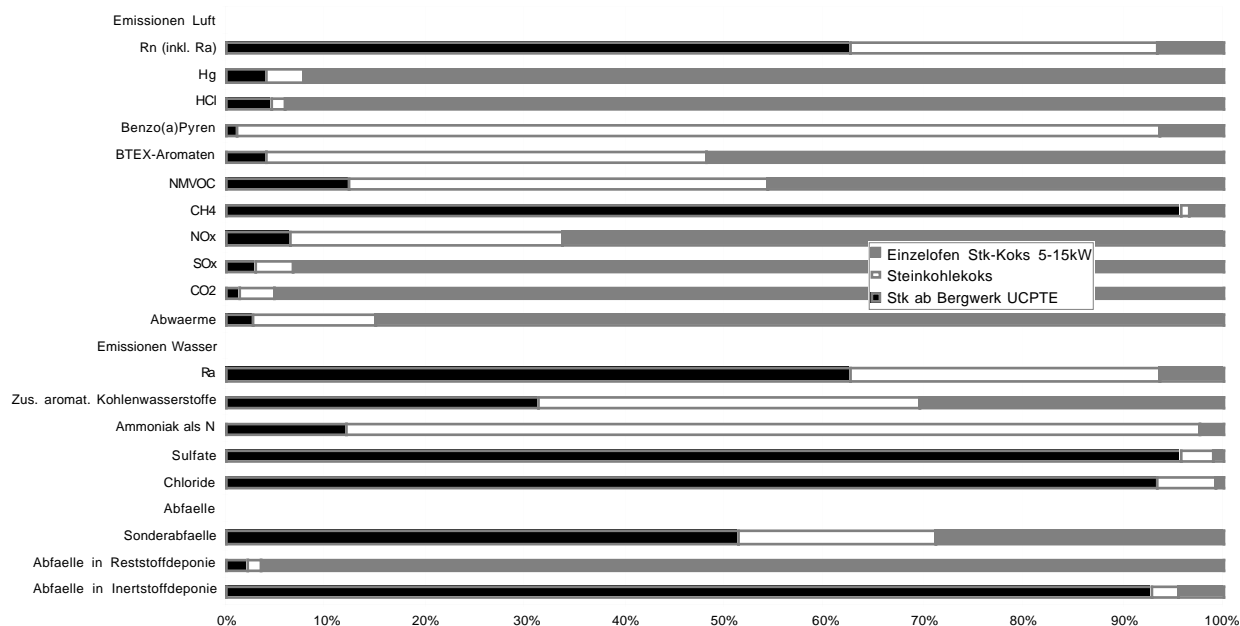


Fig. VI.11.3b: Relative Aufteilung der Emissionen in Luft und Wasser sowie der Abfälle des Systems Nutzwärme ab Koks-Einzelofen auf die Prozessschritte Bergbau, Kokerei und Feuerung. Absolutwerte können Tab.VI.11.7 entnommen werden.

In Fig.VI.11.4 ist ein Abwärmediagramm für den Koks-Einzelofen aufgezeichnet. 6.5 % der Nutzwärme wird bereits im Bergbau frei, wobei der Strom rund die Hälfte ausmacht. In der Kokerei werden weitere 21 % der Nutzwärme frei. Es handelt sich dabei vor allem um den Verkokungsprozess, der durch die Verkokung selber gespeist wird. Aufgrund des Einzelofen-Wirkungsgrades von 70 % werden im Ofen 44 % als Abwärme frei, während 100 % als Nutzwärme zur Verfügung steht. Bei diesem Schritt sind auch der Kokstransport und der Ofen- und Kaminbau mitberücksichtigt.

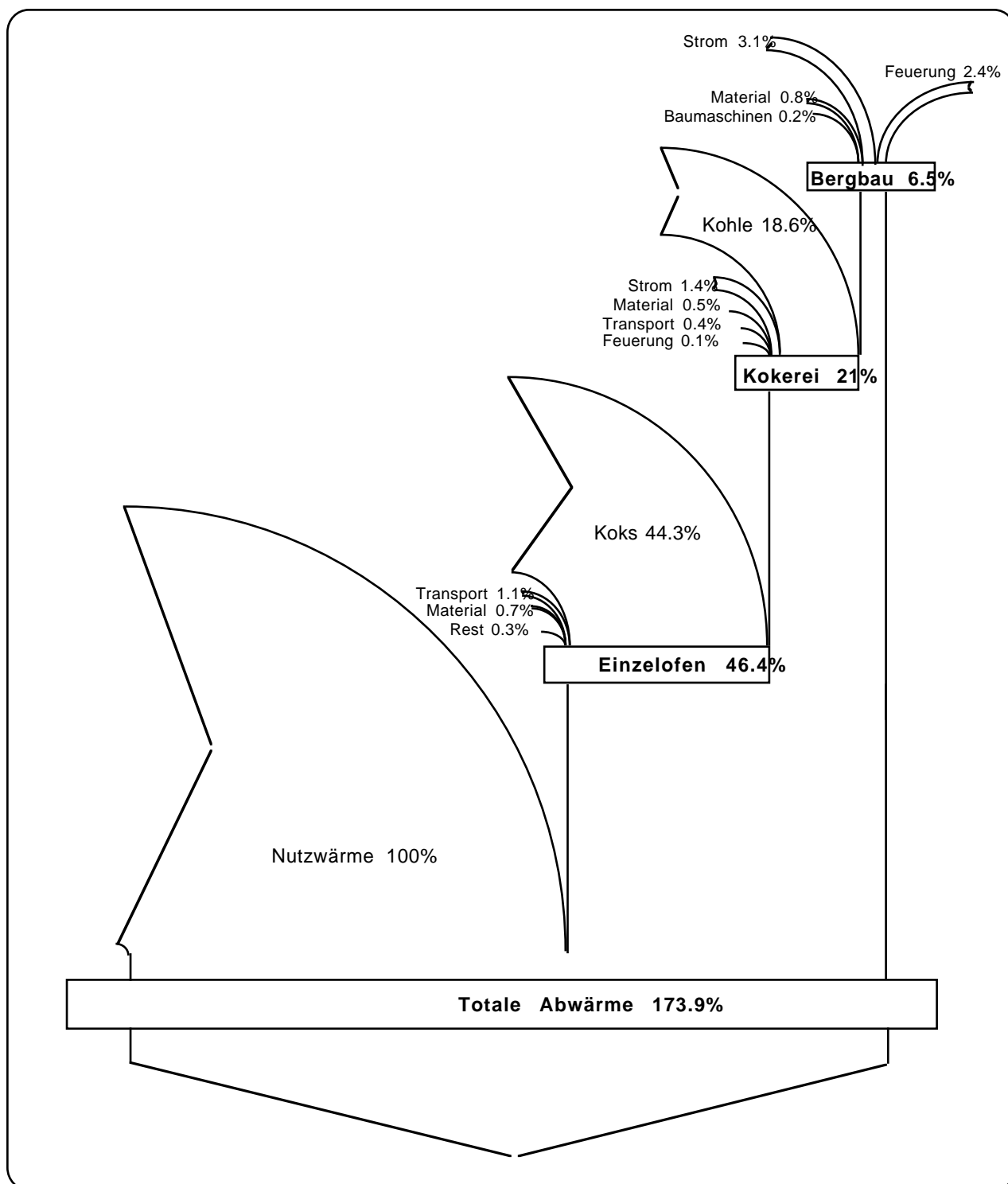


Fig.VI.11.4: Abwärmebilanz für den Koks-Einzelofen (5-15kW) pro Einheit Nutzwärme mit europäischer Steinkohle, welche zu 96 % aus dem Untertage-Bergbau stammt.

Neben der Aufschlüsselung der Ressourcenverbräuche und Umwelteinwirkungen auf die Prozessschritte (Fig.VI.11.3a/b) können zusätzlich für jeden Prozessschritt die Aufwendungen der Infrastruktur ausgewiesen werden (Tab.VI.11.8).

11.3.3 Kraftwerkspark UCPTTE

Analog den Braunkohlekraftwerken wurden auch hier für die neun UCPTTE-Länder, die Steinkohle verstromen, je ein länderspezifischer Durchschnittsstrom bilanziert.

Die Unterschiede zwischen den Ländern sind auch hier immer noch beträchtlich. Schliesst man aufgrund der sehr kleinen Steinkohle-Stromproduktion die Länder des ehemaligen Jugoslawiens aus der Diskussion aus, so schwanken z. B. die SO_x-Emissionen "nur" noch um einen Faktor neun.

Die unterschiedliche Herkunft der Kohlen wirkt sich für die Methanemissionen deutlich aus. Entscheidend dabei ist vor allem der Anteil der im Tagebau geförderten Kohle. Der Aschegehalt der Kohle beeinflusst dagegen direkt die Reststoffdeponiemenge. Die Inertstoffdeponie wird vor allem durch die Berge der Kohlenaufbereitung gefüllt resp. aufgehaldet. Da die Folgewirkungen dieser Aufhaldung (Eluate) erfasst wurden und die Zuteilung der Berge in die Kategorie Inertstoffdeponie verglichen mit dem nichtberücksichtigten Braunkohleabraum etwas hart ist, sollte dieser Eintrag nicht überbewertet werden.

Auch hier zeigt es sich, dass die grossen Sumpfungswässer beim Bergbau verglichen mit dem Kühlwasser in den Kraftwerken fast vernachlässigt werden können.

Die Entstickungsanlage führt wie Tab.VI.11.6 zeigt zu einer starken Erhöhung der Sonderabfallmenge, da angenommen wurde, dass der Katalysator als Sonderabfall deponiert werden muss. Die Entschwefelungsanlage verursacht durch den Kalksteinverbrauch einen erhöhten Materialbedarf und beeinflusst die prozessspezifischen CO₂-Emissionen aufgrund der Kalzinierung. Zudem wird die Chloridfracht ins Wasser erhöht. Im Abwasserbereich bleibt jedoch der Bergbau und die Deponie von Bergen und Asche bestimmend.

Werden die Anteile der verschiedenen Länder am UCPTTE-Mix pro Indikator untersucht, so fällt auf, dass Spanien mit einem Stromproduktionsanteil von 17.5 % rund 38 % der SO_x- und 26 % der NO_x-Emissionen verursacht. Deutschland verursacht bei über 49 % Anteil an der Stromproduktion lediglich 19 % der SO_x- und 27 % der NO_x-Emissionen. Interessant ist auch der hohe 11 %-Anteil an den Quecksilberemissionen der belgischen Steinkohlekraftwerke, produzieren diese doch nur 6.1 % des Stroms.

Für das deutsche Durchschnitts-Steinkohlekraftwerk wurde eine detaillierte Analyse vorgenommen (Fig.VI.11.5a/b). Deutschland wurde ausgewählt, weil fast die Hälfte des Steinkohlestroms im UCPTTE-Raum durch deutsche Kohlekraftwerke produziert wird und gleichzeitig in den Kraftwerken ein sehr hoher Stand an Umwelttechnik herrscht. Nachteilig bei dieser Wahl wirkt sich der sehr grosse Anteil von Kohle aus der Eigenförderung (87 %) aus, da dadurch die Auswirkungen des Kohlehandels, der im UCPTTE-Durchschnitt 50% ausmacht weniger ausgeprägt einfließen.

Kohle, Resultate

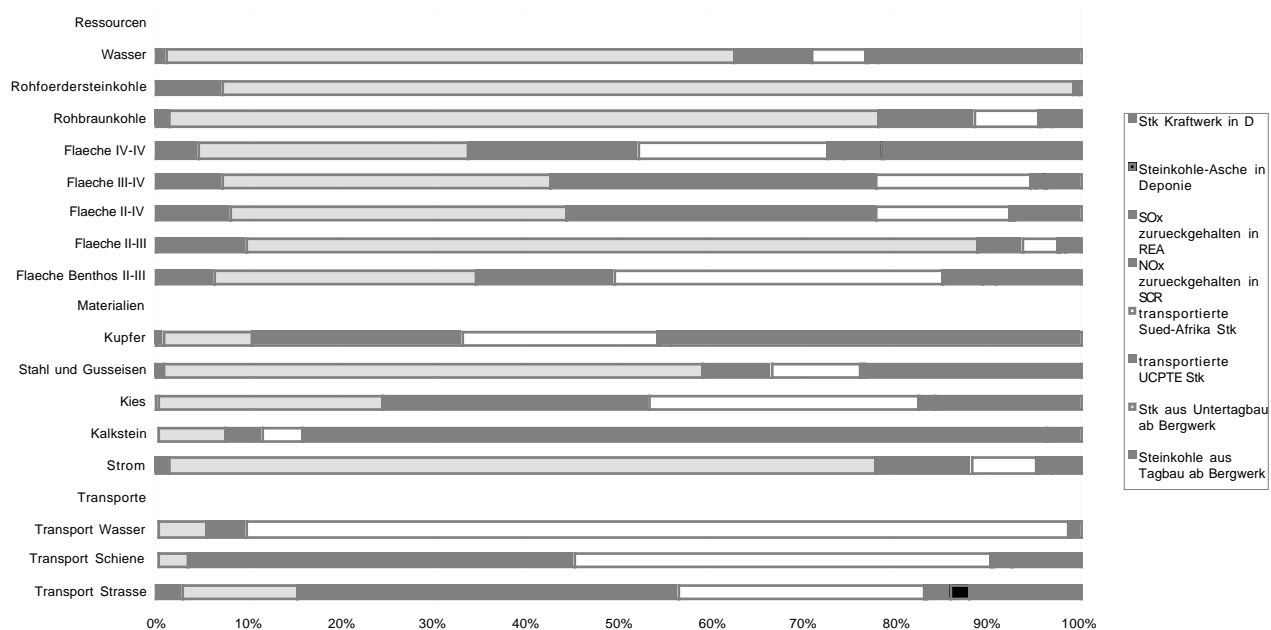


Fig. VI.11.5a: Relative Aufteilung des Ressourcen- und Materialverbrauchs sowie der Transportaufwendungen des Systems "Strom ab Steinkohlekraftwerk in D" auf die verschiedenen Prozessschritte innerhalb des Systems. Absolutwerte können Tab.VI.11.9 entnommen werden.

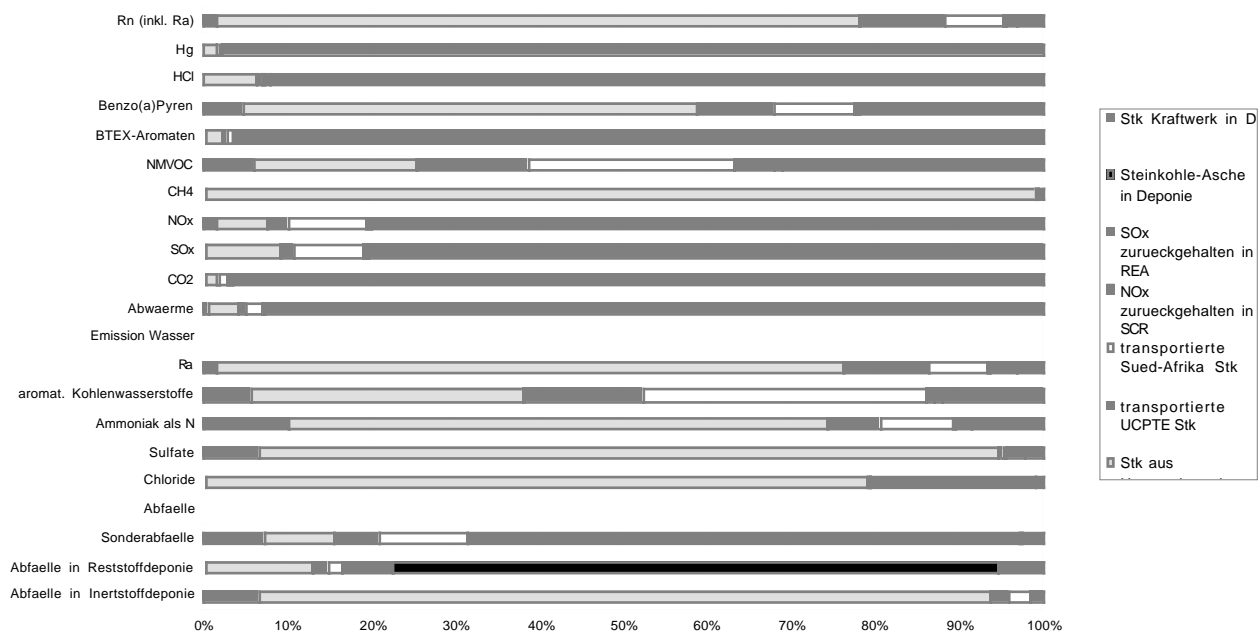


Fig. VI.11.5b: Relative Aufteilung der Emissionen in Luft und Wasser sowie der Abfälle des Systems "Strom ab Steinkohlekraftwerk in D" auf die verschiedenen Prozessschritte innerhalb des Systems. Absolutwerte können Tab.VI.11.9 entnommen werden.

Die CO₂-, HCl-, BTEX- und Hg-Emissionen stammen erwartungsgemäss direkt aus dem Kraftwerk. Die vorgelagerten Ketten machen weniger als 10 % aus. Die im Kraftwerk stark geminderten NO_x- und SO_x-Emissionen stammen dagegen zu rund 20 % aus den vorgelagerten Prozessschritten. Obwohl nur 13 % der Kohle importiert wird, stammen run 9 % der NO_x- und SO_x-Emissionen aus dem Überseetransport. Würde Deutschland die Hälfte der in den Kraftwerken verfeuerten Kohle importieren, so stiege der relative NO_x- und SO_x-Beitrag auf fast 30 %. Die Methanemissionen stammen erwartungsgemäss überwiegend aus dem Untertagebergbau.

Die B(a)P-Emissionen korrelieren stark mit dem Stahlbedarf. Die Sulfat- und Zinkemissionen können direkt auf die Eluate der Berge zurückgeführt werden. Die Berge sind auch für rund 80 % der Inertstoffdeponiemenge (Rest Transport) verantwortlich. Die Flugasche aus dem Kraftwerk macht etwa 75 % der Reststoffdeponiemenge aus.

Der Wasserverbrauch stammt fast ausschliesslich aus dem indirekten Verbrauch via Stromproduktion aus Wasserkraft. Hier muss darauf hingewiesen werden, dass die Nutzung von Wasser für den Antrieb von Turbinen und für die Abführung von Wärme in geographisch verschiedenen Regionen ökologisch nicht gleich behandelt werden darf und damit die vorgenommene Aggregation keine ökologisch relevante Informationen mehr enthält.

Die Abwärme wird zu über 90 % im Kraftwerk frei.

Die NMVOC-Emissionen stammen zu über 60 % aus den vorgelagerten Prozessschritten (aus dem Transport und den Baumaschinen, die im Tagbau eingesetzt werden). Knapp erkennbar werden auch die NMVOC-Emissionen beim Kalksteinabbau mit Baumaschinen für die Entschwefelung der Kraftwerke.

20 % der Chloridemissionen stammen aus den Entschwefelungsanlagen. Der Hauptteil der Chlorid- und Sulfatemissionen stammen jedoch aus dem Untertagbau. Fette & Öle und aromatische Kohlenwasserstoffe korrelieren mit dem Verbrauch von petrochemischen Erzeugnissen.

Neben der Aufschlüsselung der Ressourcenverbräuche und Umwelteinwirkungen auf die Prozessschritte (Fig.VI.11.5a/b) können zusätzlich für jeden Prozessschritt die Aufwendungen der Infrastruktur ausgewiesen werden (Tab.VI.11.10).

Die Infrastrukturanteile erlangen nur bei den Flächen der Kat.III->IV und IV->IV, den Materialien, den B(a)P-Emissionen sowie den Fett und Öl-Emissionen in Wasser Anteile grösser als 20 %.

11.3.4 Sensitivitäten, Qualität

Die in den Teilkapitel VI.6 bis VI.10 geäusserten Aussagen bleiben grundsätzlich bestehen. Anhand der vorgenommenen Auswahl an Indikatoren kann zusätzlich eine grosse Sensitivität bezüglich den Transporten festgestellt werden.

Während die Schiffstransporte relativ genau erfasst werden konnten, sind die Durchschnittsdistanzen in den Binnengewässern und auf der Schiene nicht bekannt und wurden geschätzt. Die sehr hohe Relevanz des Importkohletransportes darf trotzdem als erwiesen betrachtet werden.

Im Wasserbereich scheinen die Eluate aus der Bergeablagerung die kumulierten Emissionen zu dominieren. Bei diesen Eluatemissionen handelt es sich jedoch um spekulative Werte, welche somit einer dringenden Quantifizierung durch die Bergbauunternehmen bedürfen. Da die Eluate solcher Bergehalden oftmals nicht ins Grundwasser eindringen, sondern lokal abgepuffert werden, kann auch die ökologische Relevanz nicht mit direkteingeleiteten Schadstoffen verglichen werden. Eine allenfalls tiefere Eluatemission würde die kumulierte Emission fast linear senken.

Die B(a)P-Emissionen werden durch die Koksproduktion verursacht und fliessen direkt oder via Stahlproduktion in die Systeme ein. Eine Reduktion der Emissionen in der Koksproduktion könnte die kumulierten Emissionen stark begrenzen.

12. Folgerungen

Die Vermutung, dass die Kohleverstromung den UCPTE-Mix massgeblich beeinflusst, hat sich mit den hier erfassten Daten klar bestätigt. Eine weitergehende Diskussion dieses Aspektes ist auch in Teil XIII zu finden. Es war damit richtig, auch dieses System möglichst umfassend zu bilanzieren, wenn auch die Relevanz für die Schweiz nur indirekter Natur ist.

Aus der zahlreichen Literatur und einigen direkten Auskünften konnte insgesamt eine grosse Datenmenge für verschiedene Länder verarbeitet werden. Leider liegt die Datenqualität gerade bei denjenigen Ländern eher tief, welche sich als sehr relevant herausgestellt haben. Dieses Problem muss bei einer nächsten Aufdatierung beachtet werden, da dieser Unterschied in der Informationsdichte vermutlich bestehen bleiben wird respektive typisch ist.

Die Emissionen in die Luft dürften insgesamt relativ genau sein, da viele Messungen ausgewertet werden konnten und sowohl top-down- als auch bottom-up-Abschätzungen möglich waren. Hingegen sind die Wasseremissionen im Bergbau (inkl. Bergehalden) und auch jene der Lagerung und aus Kraftwerken oft Abschätzungen, welche kaum überprüft werden können. In diesem Gebiet sind sicherlich weitere Arbeiten nötig.

Das Verhältnis der Nutzwärme zur produzierten Abwärme beträgt bei den Einzelöfen 58 bis 63 % und bei der Industriekohlefeuerung 69 %. Die Braunkohle-Kraftwerke erreichen im Durchschnitt eine Stromproduktion bezogen auf die totale Abwärme von rund 25 % (ohne Verteilung). Die Schwankungsbreite liegt zwischen 23 und 28 %, wobei Griechenland den UCPTE-Wirkungsgrad durch die schlechte Kohlequalität massiv senkt. Die UCPTE-Steinkohlekraftwerke erreichen ein Abwärmeverhältnis von 32 % mit einer Schwankungsbreite von 28 bis 33 %.

Generell konnte festgestellt werden, dass selbst bei den Einzelöfen mit den sehr hohen Standortemissionen die vorgelagerten Umwelteinwirkungen erhebliche Anteile aufweisen und damit unbedingt berücksichtigt werden müssen.

Im Kraftwerksbereich zeigte sich, dass es nötig ist, sowohl die verbrannte Kohlequalität und installierte Feuerungstechnologie und Umwelttechnik als auch zusätzlich absolute Schadstofffrachten aus der Kohlekraft für ein ganzes Land zu kennen.

Beim untersuchten deutschen Durchschnitts-Steinkohlekraftwerk mit hohem Stand an installierter Umwelttechnik konnte gezeigt werden, dass der Transport von Überseekohle mit Hochseeschiff, Binnenschiff und Bahn massgeblich zu den hohen SO_x- und NO_x-Emissionen beiträgt. Dieses Resultat lässt nun verschiedene Folgerungen zu. Auf der einen Seite kann damit die Effizienz weiterer Emissionsminderungen im Kraftwerk in Frage gestellt werden, wenn in Zukunft die vorgelagerten Emissionen jene der Kraftwerke übersteigen, auf der anderen Seite kann im Sinne einer Optimierung der internationale Kohlehandel in Frage gestellt werden. In Zeiten, welche durch die Schliessung zahlreicher Zechen in Europa geprägt ist, dürfte die zweite Folgerung auf Interesse stossen. Bevor aufgrund solcher Äusserungen Politik gemacht werden kann, ist es nötig, neben dem unterschiedlichen Transportaufwand europäischer und Importkohle auch die unterschiedliche Kohlequalität und die unterschiedlichen Abbaubedingungen in die Überlegungen einzubeziehen. Der Tagbau in Übersee benötigt wohl einen tieferen Energieaufwand, dieser wird jedoch oft in wesentlich schlechteren Kraftwerken produziert als dies hier angenommen wurde. Andererseits sind in den Abbaugebieten in Übersee weniger Umweltbeeinträchtigungen im Wasserbereich zu erwarten. Um belastbare Aussagen zu machen, müsste die Importkohle einer für Europa relevanten Zeche fallspezifisch bilanziert und mit der Kraftwerkskohle einer europäischen Zeche verglichen werden.

Ebenfalls interessant ist die Beobachtung, dass die gut ausgerüsteten Kraftwerke mit hochwirksamen Partikelfilter und Rauchgasentschwefelung zwar verglichen mit Kraftwerken mit mässig wirksamen Partikelfiltern wesentlich weniger Partikel direkt über den Kamin emittieren, gesamthaft aber aufgrund des Kalksteinabbaus vergleichbare Partikelemissionen aufweisen. Da die Umweltrelevanz der Kalksteinpartikel tiefer liegen dürfte, stellt diese Beobachtung den Einbau hochwirksamer Filter nicht in Frage, zeigt aber wie relevant Hilfsstoffe werden können.

Der UCPTE-Mix wird gerade bei den Emissionen, welche mit Umwelttechnik abgeschieden werden können, stark von denjenigen Ländern dominiert, welche kaum Umwelttechnik einsetzen und gleichzeitig schadstoffreiche Kohle verbrennen (z. B. Spanien). An diesem Beispiel kann auch die Frage gestellt werden, ob es sinnvoll ist, generell den UCPTE-Mix zu verwenden, wenn Länder wie Spanien die Durchschnittsemissionen so stark beeinflussen und gleichzeitig am internationalen Stromaustausch kaum teilnehmen.

In einer nächsten Aufdatierung dieses Berichtes sollten vor allem die schlechtdokumentierten aber relevanten Länder näher untersucht werden, wie z. B. Spanien und die ehemaligen Länder Jugoslawiens (in dieser Studie nicht so wichtig, da der Anteil sehr gering ist; es darf jedoch angenommen werden, dass der Anteil auf den Wert der Vorkriegsjahre steigen wird). Ausserdem sollten die entsprechenden Unternehmen und Aufsichtsbehörden die Abwasserbilanzen überprüfen und eventuell mit weiteren Messungen absichern. Für die Zukunft wird es auch sinnvoll sein, die zahlreichen Entwicklungen im Bereich der sauberen Kohletechnologie einzubeziehen, um das mögliche Minderungspotential mit dem Lebenszyklusansatz abschätzen zu können.

Anhang 6.1: Materialaufwand im Kohlebergbau

Tagbau		USA Appalachia Ost	Kansk- Achinsk Ekibastuz	Kuzbass	Oberdorf Oster- reich	Rheinland Deutsch- land	Deutsch- land	Rietspruit Süd- Afrika	Bowen basin Australien	diese Studie	diese Studie
Kohle Abraum:Kohle Abbauteufe Lebensdauer	m3/t m a	Stk 10.75 30	Brk 1.55	Stk 2.7	Brk 4.5	Brk 4.4	Stk/Brk	Stk 4 30	Stk 1.3	Brk 4	Stk 2
Betrieb Pneu Sprengstoff Abraum Sprengstoff Kohle Stahl Holz Dünger Felsstaub Bolzen (Stahl) Gasemissionen Sand Felsabbau/Abraum/Abfall	% oder kg/t % oder kg/t kg/t kg/t kg/t Stk/t m3/t kg/t t/tRK	10% 20%	0% 20%	10% 25%			0.1-1	2 ANC 0.12 SprSchl.	0.47 (ANFO-Spr) 0.23 (Amnitrat)		0.1 1 0.2
Bau Holz Kupfer Metallprofile Zement Beton Eisenbeton Sand, Kies Maschinen (Stahl) Wasser Energie	kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a MJ/t*a		2 2.3	0.15 1		0.21 3.9				1 0.2 3.9	0.1 0.1 2
Quelle <Astakhov et al. 1984>			3.5	7	2.03				3		
						Schlösser 1993	Jensch 1988	Dohmen et al. 1988			

Untertagbau		USA, Appalachia Ost	UdSSR, Donetsk, Kuznetsk	Frankreich, Lorraine	Oesterreich, Trimmelkam Schmitzberg	Australien, Tahmoor	Deutsch- land	Deutsch- land	diese Studie für Europa
Kohle Abraum:Kohle Abbauteufe Methode Lebensdauer	m3/t m a	Stk max. 300 room & pillar 20-30	Stk >500 longwall	Stk 760 longwall	Brk 165 longwall	Stk 410 board & pillar 27	Stk	Stk	Stk Strebbau 20-30a
Betrieb Pneu Sprengstoff Abraum Sprengstoff Kohle Stahl Holz Dünger Felsstaub Bolzen (Stahl) Gasemissionen Sand Felsabbau/Abraum/Abfall	% oder kg/t % oder kg/t kg/t kg/t kg/t kg/t Stk/t m3/t kg/t t/tRK	1% 0.01	0.004- 0.152(0.06)	0.25	5%	0.085 6.9	0.1-1		0.1 1.5 7 1
Bau Holz Kupfer Metallprofile Zement Beton Eisenbeton Sand, Kies Maschinen (Stahl) Wasser Energie	kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a kg/t*a MJ/t*a	0.16 0.006 66.5 2.5	1 2.8-15(6.5) 0.7-38.3 (16) 0.02- 0.47(0.2) davon 10% sauer	1.5 10 0.5 700		0.12 0.004 14.7 13	60 10	0.05 150 50	
				1	0.13l Diesel 0.74 kWhel		Jensch 1988	Fritsche et al. 1989	

Anhang 6.2: Zusammensetzung verschiedener Berge

ppm	Wasch- berge BRD	Flotations- berge BRD	Wasch- berge BRD	Frisch- berge BRD	Wasch- berge BRD	Schacht- berge BRD	Grobwasch- berge BRD	Feinwasch- berge BRD	Flotations- waschberg e BRD	Wasch- berge USA Ost	Wasch- berge USA West	Flotations- berge BRD *
Al	107000	82900	120000									
As	20.4	6.9										50
Ba	500	1120					800	800	700	57	8.8	2200
Be												2.3
Ca	4700	2980	5000									
Cd	0.07	1.35	0.6	<1	<1	<1				0.59		11
Cl	600	300	350									500
Co										26	7.7	13
Cr	145	120	135							63	26	190
Cu	47	59	70	33	43	54				41	32	50
Fe	29400	28000	40000				16000	19000	12000	94000	15900	
Hg							<0.02	<0.02	<0.02			0.57
K	37000	33900	25000									
Mg	9100	11400	7000									
Mn	500	600	500				107	153	125	194	171	3000
Mo										25.5		7.4
Na	8800	6400	2400									
Ni				78	74	74				<15	<15	180
P	820	800	500									
Pb	40	167	100	40	52	118	11	13	<5	46	7.7	1100
S	7400	25500								115000	7900	15900
Se										7.7	<5	3.1
Sr	114	122										220
Ti	7600	5700	5000									
V										78	49	101
Zn	135	430	125	90	77	220				115	69	2200
	Schöpel 1985			Wiggering 1984			Tauber 1988					Güdel- hofer 1988

* neue Sorte

ppm	Berge total Welt diese Studie	Auslaugung theoretisch	davon praktisch realisiert	Eluatemissionen g/t Berge	0.43 Tagbau g/t v.F.	0.54 Untertag g/t v.F.
Al	100000	10%	50%	5000	2150	2700
As	20	100%	50%	10	4.3	5.4
Ba	800	100%	50%	400	172	216
Be						
Ca	4000	100%	80%	3200	1376	1728
Cd	0.5	100%	50%	0.25	0.1	0.1
Cl	300	100%	80%	240	103.2	129.6
Co	20	100%	50%	10	4.3	5.4
Cr	100	100%	50%	50	22	27
Cu	50	100%	50%	25	11	14
Fe	30000	10%	50%	1500	645	810
Hg	<0.02					
K	30000	10%	50%	1500	645	810
Mg	8000	100%	50%	4000	1720	2160
Mn	200	100%	50%	100	43	54
Mo	25	100%	50%	12.5	5.4	6.8
Na	5000	100%	80%	4000	1720	2160
Ni	50	100%	50%	25	11	14
P	600	100%	50%	300	129	162
Pb	50	100%	50%	25	11	14
S	8400	100%	80%	6720	2890	3629
Se	50	100%	50%	25	11	14
Sr	100	100%	50%	50	22	27
Ti	6000	10%	50%	300	129	162
V	50	100%	50%	25	11	14
Zn	100	100%	50%	50	22	27
Total	193916			27568	11854	14887

Anhang 7.1: Kokerei-Emissionen

	LNRW 1993 g/t Koks	LNRW 1993 g/t Koks	RAG 1992 g/t Koks	UBA 1989 g/t Koks	UBA 1989 g/t Koks	UBA 1989 g/t Koks	Zimmermeyer et al. 1991 g/t Koks	Rentz et al. 1990 g/t Koks	Corinair 1991 g/t Koks	Corinair 1992 %
Produktion	DS 1992	Bandbreite	Neuanlage	DS 1986	DS 1995	BAT				
SO2	429	142-799		500	350	30		500		
SO3	2.8	0.18-6.22								
NOx	861	429-1431		1000	600			690		
NH3	7.1	0.1-98								
H2S	49	0.49-81								
HCN	0.09	0.03-0.32								
CO			341	2000	2000					
VOC				900	300	30		150	500	
NMVOC										
CH4	19	1-52							500	
Ethan										18
Propan										9
Ethen										55
Acethen										1.8
Propen										3.6
BaP					0.06	0.02	0.06			
Xylol										
Benzol	2.1	0.18-6.32		60	6					9
Toluol										1.8
aliph.KW	6.9	0.4-15.8								
arom.KW	1.5	0.1-3.2								
Staub	123	67-282		500	150	60		930		
Cd				0.01	0.005					
Pb				0.1	0.05					
As				0.005	0.003					
Hg				0.02	0.001					
Alkene										1.8

	Ziegler 1989 g/t Koks	Schucht 1987 g/t Koks	Bussmann et al. 1985 g/t Koks	Sloss 1993, Koksofen g/t Koks	Sloss 1993, By- Product g/t Koks	Eisenhut et al. 1993 g/t Koks	Geueke 1991	DGMK 1992 g/t Koks	diese Studie g/t Koks	diese Studie kg/TJ Koks
Produktion	DS 1986		KVT					DS 1988		Hu=28.6MJ/kg
SO2	400								430	15
SO3										
NOx	500								860	30
NH3			<5.6						7	0.24
H2S			<45						50	1.75
HCN									0.1	0.0035
CO	100		<168						1000	34.97
VOC										
NMVOC										
CH4								50	35	1.22
Ethan									18	0.63
Propan									9	0.31
Ethen									55	1.92
Acethen									1.8	0.06
Propen									3.6	0.13
C4+ Alkene									1.8	0.06
BaP				<0.5	<0.0001	0.062			0.062	0.00217
Xylol				6		1				
Benzol				44		26	1.3-72	1.5-10	9	0.31
Toluol				11		4			1.8	0.06
aliph.KW										0.00
arom.KW										0.00
Staub	100	200	<45						150	5.24
Cd									0.005	0.00017
Pb									0.05	0.00175
As									0.003	0.00010
Hg									0.001	0.00003

Anhang 8.1: Hochseetransport von Importkohle

	Import in	Import nach	Import nach		mittlere		mittlere		mittl. Schiffsgrösse		Oelver-	Oelver-	Oelver-
	UCPTE	NE	SE		Transportdistanz NE	Transportdistanz SE	Transportdistanz NE	Transportdistanz SE	NE	SE	brauch	brauch	brauch
	Mt	Mt	Mt	%	km	km	km	km	t	t	kg/t Kohle	kg/t Kohle	kg/t Kohle
Australien	13.6	7	6.6	12%	23000	8000	19500	8000	170000	170000	18.1	16.0	17.1
Kanada	2.4	1.7	0.7	2%	16500	8000	18500	8000	120000	120000	16.8	18.2	17.2
China	2.6	2.3	0.3	2%	20000	8000	16500	8000	60000	60000	23.1	20.2	22.7
Kolumbien	5.9	4.5	1.4	5%	8500	8500	9000	9000	120000	120000	11.6	12.2	11.7
Süd-Afrika	25.1	11.5	13.6	23%	13500	13500	11000	11000	120000	120000	18.3	14.9	16.4
USA	38.4	21.4	17	35%	7000	7000	9000	9000	120000	120000	9.5	12.2	10.7
Venezuela	0.7	0.4	0.3	1%	8500	8500	9000	9000	60000	60000	13.9	14.7	14.2
UK	1.3	0.8	0.6	1%	500	500	4000	4000	120000	120000	0.8	5.5	3.1
CSFR	3	0.8	2.2	3%									
GUS	6.8	1.5	5.3	6%	3000	3000	4000	4000	60000	60000	5.0	6.6	6.3
BRD	3.7	2.6	1.1	3%									
Polen	6.8	5.4	1.4	6%									
Total	110.3	59.9	50.5	100%									
Total Schiff	96.8	51.1	45.8	88%	11480	8603	10657	8784			13.5	13.0	13.3

Quellen: <CI 1992, IEA 1984, IEA 1985, 1992, Mannini 1989> NE = Nord-Europa, SE = Süd-Europa

Anhang 9.1: Verbrauch, Förderung und Import

Mio t '93		Stk-Verbrauch	Stk-Eigen-förderung	Austr.	Can.	China	Col.	D	Polen	RSA	CSFR	GUS	UK	USA	Venez.	Indone.
Osterreich		3.019	0					0.01	1.526	0.082	1.507	0.055				
Total	Dampf	1.032	0					0.01	1.101	0.082						
Total	Koks	1.987	0						0.425		1.507	0.055				
Strom	Dampf	0.728	0													
Wärme	Dampf	0.036	0													
Belgien		12.154	0.97	2.254	0.191	0.306		0.415	0.314	3.517	0.221	0.438	0.075	3.943	0.075	
Total	Dampf	7.124	0.97	0.941	0.03	0.306		0.415	0.24	3.314	0.221	0.438	0.075	0.975	0.046	
Total	Koks	5.03	0	1.313	0.161				0.074	0.203				2.968	0.029	
Strom	Dampf	5.583	0													
Deutschland		77.884	64.17	1.532	0.034	0.007	0.749		3.245	4.624	0.535	0.242	0.125	0.93	0.18	0.253
Total	Dampf	43.878	29.52	1.16	0.034	0.007	0.744		3.087	4.624	0.527	0.242	0.125	0.504	0.179	0.247
Total	Koks	34.006	34.65	0.372			0.005		0.158		0.008			0.426	0.001	0.006
Strom	Dampf	36.671	0													
Wärme	Dampf	0.78	0													
Strom	Koks	18.645	0													
Frankreich		21.409	8.99	2.8	0.091	0.598	1.092	0.202	1.155	2.229		0.318	0.127	4.625	0.84	0.005
Total	Dampf	13.155	7.64	0.551	0.091	0.598	1.092	0.199	0.473	2.229		0.318	0.127	0.793	0.84	0.005
Total	Koks	8.254	1.35	2.249				0.003	0.642					3.832		
Strom	Dampf	6.81	0													
Griechenland		1.452	0							0.861		0.337			0.139	
Total	Dampf	1.452	0							0.861		0.337			0.139	
Total	Koks	0	0													
Strom	Dampf	0.097	0													
Italien		15.019	0.01	2.328	0.589	0.195	0.176	0.001	0.558	2.291	0.006	1.435		6.498	0.078	0.113
Total	Dampf	8.158	0.01	0.634	0.35	0.195	0.176	0.001	0.328	2.291	0.006	1.27		2.053	0.075	0.113
Total	Koks	6.861	0	1.694	0.239				0.23			0.165		4.455	0.003	
Strom	Dampf	5.569	0													
Niederlande		13.088	0	4.129	0.16	0.002	1.403	0.06	1.055	1.641	0.024	0.062	0.016	4.596	0.817	0.914
Total	Dampf	8.22	0	3.561	0.003	0.002	1.403	0.017	0.885	1.641		0.062	0.016	1.612	0.067	0.779
Total	Koks	4.868	0	0.568	0.157			0.043	0.17		0.024			2.984	0.75	0.135
Strom	Dampf	7.669	0													
Portugal		4.873	0.2	0.128	0.196		0.858		0.044	2.089		0.139	0.002	1.308		
Total	Dampf	4.51	0.2		0.108		0.858			2.089		0.139		1.218		
Total	Koks	0.363	0	0.128	0.088				0.044				0.002	0.09		
Strom	Dampf	3.779	0													
Spanien		26.63	14.13	1.042	0.388		0.931	0.022	0.185	5.014		0.252	0.109	3.88	0.016	0.585
Total	Dampf	22.225	14.13	0.023			0.929	0.02	0.003	5.014		0.252	0.109	0.914	0.016	0.585
Total	Koks	4.405	0	1.019	0.388		0.002	0.002	0.182					2.966		
Strom	Dampf	20.217	0													
Schweiz		0.22	0					0.007		0.118						
Total	Dampf	0.22	0					0.007		0.118						
Total	Koks	0	0													
Strom	Dampf	0.002	0													
Ex-Jugoslawien		0.9	0.2							0.1		0.7				0.2
Total	Dampf	0.1	0							0.1		0.6				0.2
Total	Koks	0.8	0									0.1				
Total		176.648	88.67	14.213	1.649	1.108	5.209	0.717	8.042	22.566	2.293	3.978	0.454	25.78	2.145	2.07
%		100	50.2	15.5	1.8	1.2	5.7	0.8	8.8	24.6	2.5	4.3	0.5	28.1	2.3	2.3

Kohle, Anhang 9

Morava	115	1.02	Brk		80	0	0	99.7	4852	650	9.5	1.5	20	500	3710	18324	0	2455	0	1888	9671		
Nikola Tesla A	1650	14.61	Brk		80	0	0	99.7	4852	650	9.5	1.5	20	500	3710	262911	0	35223	0	27094	138758		
Nikola Tesla B	1240	10.98	Brk		80	0	0	99.7	4852	650	9.5	1.5	20	500	3710	197581	0	26470	0	20362	104279		
	5773	51.10			80	0	0	99.7	4852	650	9.5	1.5	20	500	3710	919869	0	123237	0	94798	485486		
Total Brk	10657	93			80	0	0	99.7			9.652	1.5	20	500	3710	1686471	0	225787	0	162828	892924		
																1889		253		182			
																		0		20807			
Total Stk	965	2.264			60	0	0	98	7329	1200	26.88	2.8	12	332	7477.9	120736	0	20318	0	5777	60864.5		
																1984		334		95			
																		0		4375			
UCPTE																SOx		NOx		Partikel			
																Stk	946836	1105058	371151	373991	54363	2951015	
																	321	374	126	127	18		
																	Brk	2283735	515464	312230	292046	39636	1948706
																	1172	265	160	150	20		
																	Stk+Brk	3230571	1620522	683382	666037	93999	4899720
																	659	331	139	136	19		

Die in Kap.VI.9 beschriebenen Spalten 3, 14, 16, 18 fehlen aus Platzgründen.

Abgasvolumen = $1000 \cdot (0.898 \cdot 0.239 \cdot Hu + 1634) / 990$

+++ unterstrichene Werte sind berechnet oder geschätzt

Nomenklatur:

- afbc: atmospheric pressure bubbling bed fluidised bed combustion
- (B): denotes Benson type, once through, boiler (eg pf(B))
- cfbc: atmospheric circulating bed fluidised bed combustion
- cgs: chain grate stoker
- hyb: hybrid, combined gasification/combustion systems
- IGCC: integrated coal gasification combined cycle
- pf: pulverised coal fuel firing
- pfbc: pressurised fluidised bed combustion
- pfc: pulverised fuel firing with slagging cyclone furnace
- pfD: pulverised fuel firing with down-shot burners
- pfT: pulverised fuel firing with tangential burner arrangement
- pfW: pulverised fuel firing with horizontal burner arrays on either the front, rear or both walls of the furnace
- s/s: spreader stoker

Anhang 9.3: PAH-Emissionen

	Meij et al 1986 Stk (200 resp. 600MWe) USA-Kohle, Staubf.trocken				Cariccia et al. 1990 Stk (320MW, Trockenstaubfeuerung) USA-Kohle, S=0.64%. Hu=29MJ/kg, Wasser = 7.3% Rostasche EF-Asche Reingas			Guggenberger et al. 1981 Stk-KW Brk-KW		Masclet et al. 1987 5-Stk KW
	ng/m3 von	ng/m3 bis	mg/TJ von	mg/TJ bis	ng/g	ng/g	mg/TJ	ng/m3	ng/m3	ng/m3
Phenanthren	93	2930	31.62	996.2						350-4430
Anthracen	2	65	0.68	22.1	39.8	0.3				
Fluoranthren	20	720	6.8	244.8	72.5	1.4	51			20-2470
Pyren	5	335	1.7	113.9	95.3	1.3				20-6370
3,6 Dimethyl-phenanthren	1.4	32	0.476	10.88						
Triphenylen	20	77	6.8	26.18						
Benzo(b)fluoren	2	6	0.68	2.04						
Benzo(a)anthracen	1	40	0.34	13.6	108.4					20-390
Chrysen	1	41	0.34	13.94	118.3	0.5				15-500
Benzo(e)pyren	3	18	1.02	6.12	186.9	0.3		<0.1-3	<0.1-0.4	5-35
Benzo(j)fluoranthen	5	13	1.7	4.42						
Perlyen	0.2	0.9	0.068	0.306				<0.1-0.2	<0.1	
Benzo(b)fluoranthen	0.3	12	0.102	4.08	84.9	0.3	0.66			0-15
Benzo(k)fluoranthen	1.7	2.5	0.578	0.85	51.7	0.2	2.14	<0.5-2	<0.1-1.3	0-8
Benzo(a)pyren	0.1	1.9	0.034	0.646	94.4	0.2	11.4	<0.1-0.7	<0.5	0-25
Dibenzo(a,j)-anthracen	1.3	3.2	0.442	1.088	21.3	0.4		<0.5-2	<0.5	
Dibenzo(a,i)-pyren	0.9	2.4	0.306	0.816						
Benzo(g,h,i)perlyen	2	6	0.68	2.04	287.4	0.8	21.9	<0.5-2	<0.5	
Indeno(1,2,3-c,d)pyren	0.1	1.8	0.034	0.612	52.1	0.3				
3-Methylcholanthrene	0.3	0.8	0.102	0.272						
anthanthren	0.2	0.6	0.068	0.204						
Fluoren					128.5	0.1				50-390
Phenantren					322.5	4.7				
PAH			54.57	1465.09	1664	10.8	87.1			

Anhang 9.4: NMVOC-Emissionen

	Garcia et al. 1992 Kraftwerke 220 bis 510 MWe Kohle aus F. Polen, Kolumbien, Australien				Corinair 1991b				Corinair 1991b	
	Min 10-6g/Nm3	Max 10-6g/Nm3	Gewählt 10-6g/Nm3	370m3/GJin g/TJ	2 kg NMVOC/TJin >50MW %	g/TJ	20 kg NMVOC <50MW %	g/TJ	2 kg NMVOC/TJin >50MW %	
Acetaldehyd	2.8	30.5	20	7.4						
Formaldehyd	0	17	5	1.85				2	400	3
Tot. Aldehyde								8	1600	
Benzol	3	20	10	3.7				2	400	
Toluol	4	400	50	18.5	5.6	112		8	1600	5.6
Ethylbenzol	4	36	10	3.7	11.2	224		10	2000	11.2
m- und p-Xylol	16	122	30	11.1	38.8	776		20	4000	38.8
O-Xylol	2	51	10	3.7	8.7	174		6	1200	8.7
Isopropylbenzen	0.3	2.8	1	0.37						
n-Propylbenzen	0.6	4.8	2	0.74						
2-Ethyltoluene	0.5	6.6	2	0.74						
3-Ethyltoluene	1.2	16	4	1.48						
4-Ethyltoluene	0.7	7.7	2	0.74						
1,3,5- Trimethylbenzen	0.7	7	2	0.74						
1,2,4- Trimethylbenzen	3	27	5	1.85						
1,2,3- Trimethylbenzen	0.8	7	2	0.74						
1,1,1-Trichlorethen	1.3	12	3	1.11						
Trichlorethen	0.8	10.2	3	1.11						
Tertrachlorethen	1.1	98	5	1.85						
Chlorobenzen	0	0.7	0.2	0.074						
p-Dichlorbenzen	0.3	4.3	1	0.37						
n-Hexane	0	13	3	1.11						
n-Heptane	0.6	13	2	0.74						
n-Octane	0.5	7.4	2	0.74						
n-Nonane	1.7	7.8	2	0.74						
n-Decane	1.5	11.6	5	1.85						
Benzaldehyd	3.5	17.5	10	3.7						
Phenol	0.8	14.5	5	1.85						
Ethan					2.1	42		2	400	2.1
Propan					1.8	36		2	400	1.8
n-Butan					1	20		5	1000	1
2,4dm Pentan					6.4	128		2	400	6.4
i-Pentan					1.2	24		12	2400	1.2
Alkane C6+					11.3	226		7	1400	11.3
Ethylen								2	400	
Acetylen								1	200	
Propylen					0.8	16		2	400	0.8
Alkene C5+					11.1	222		9	1800	11.1
Summe	51.7	965.4	196.2	72.6	100	2000	100	20000	103	2000

Anhang 9.5: Spurenelementgehalte verschiedener Kohlen

Element	Aus Stk ppm	B Stk ppm	China Stk ppm	Col Stk ppm	CSFR Stk ppm	F Stk ppm	West-D Stk ppm	Polen Stk ppm	RSA Stk ppm	E Stk ppm	GUS Stk ppm	USA Stk ppm	UK Stk ppm	Welt Stk ppm
Aluminium Al	17000	17000	17000	17000	17000	17000	10000	20000	17000	17000	17000	16000	17000	17000
Calcium Ca	2000	2000	2000	2000	2000	2000	5000	2000	2000	2000	2000	1200	2000	2000
Eisen Fe	7000	7000	7000	7000	7000	7000	8000	7000	7000	7000	5000	7000	7300	7000
Kalium K	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1500	2000	2000	2000	2000	2500	2000	2000
Magnes. Mg	6000	6000	6000	6000	6000	6000	1200	8900	6000	6000	6500	700	5400	6000
Natrium Na	1000	1000	1000	1000	1000	1000	750	1600	1000	1000	1500	300	1000	1000
Phosphor P	400	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	200	100	100
Silizium Si	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	27000	25000	25000
Titan Ti	1000	600	1000	1000	1500	600	500	1000	1000	600	1500	1000	700	600
Antimon Sb	0.54	2	10	1	1.5	5.2	2	2	0.3	1	1	1	3	1
Arsen As	2	10	5	2	1.5	17	10	3	3	10	5	15	16	10
Barium Ba	100	500	200	50	200	200	150	400	200	200	300	200	145	200
Beryllium Be	1.4	2	2	1	2	2	2	2	2	2	1	2	1.5	2
Blei Pb	7.5	25	40	5	40	40	50	25	10	40	10	15	30	40
Bor B	17	50	50	25	50	50	30	30	60	50	100	30	50	50
Cadmium Cd	0.09	1.1	0.5	0.14	0.5	0.02	0.3	0.7	0.4	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5
Cerium Ce	15	20	20	20	20	20	15	20	20	20	20	20	20	20
Cäsium Cs	0.5	1	5	1	1	1	1	4	1	1	1	2	1	1
Chrom Cr	12	50	30	20	9	20	20	17	40	20	30	20	25	20
Europium Eu	0.3	0.5	0.5	0.5	0.2	0.5	0.35	0.35	0.5	0.5	0.5	0.4	0.7	0.5
Gallium Ga	10	10	10	5	5	0.3	5	0.2	0.5	5	5	10	5	5
German. Ge	2	5	5	5	5	5	5	10	5	5	5	3	5	5
Hafnium Hf	2	2	4	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2	1
Kobalt Co	5.3	15	10	10	7	7	15	6	7	5	5	8	10	5
Kupfer Cu	12	15	15	30	15	10	30	5	15	15	10	15	30	15
Lanthan La	6	10	10	10	10	11	10	11	10	10	10	10	15	10
Lithium Li	15	20	20	15	20	20	20	25	20	20	20	25	20	20
Mangan Mn	30	200	100	10	200	70	50	200	150	70	100	50	170	70
Molybdän Mo	1.6	6.5	3	1	3	2	10	2	2	3	2	4	3	3
Nickel Ni	14	20	50	10	20	20	30	20	20	20	20	15	20	20
Quecksil. Hg	0.06	0.5	0.1	0.05	0.1	0.24	0.7	0.2	1	0.1	0.12	0.2	0.28	0.1
Rubidium Rb	5	20	20	15	15	15	15	23	10	20	12	15	14	15
Samarium Sm	2	2	2	2	2	2	2	2.7	2	2	2.4	2	2	2
Scandium Sc	5	5	5	10	1.3	5.3	4	5	5	4	7	4	5	4
Selen Se	1	2	5	1	1.2	1	2	2	0.6	1	1	4	2	1
Strontium Sr	100	200	100	50	200	200	60	200	200	200	200	100	200	200
Tantal Ta	0.5	0.2	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.2	0.5	0.3	0.12	0.2
Thallium Tl	0.2	0.7	1	1	1	1	0.5	1	1	1	0.5	0.6	1	1
Thorium Th	3.5	4	10	4	5	8.5	3	3	12	4	4	3	4	4
Uran U	1.1	1.5	2	2	1	4	1.5	1.5	4	5	5	1.5	1	2
Vanadium V	26	50	50	50	40	40	50	40	50	40	30	35	20	40
Wolfram W	2	1	1	1	1	1	2	1.5	5	1	0.4	1	1	1
Yttrium Y	20	30	15	20	15	15	30	15	20	15	20	20	60	15
Zink Zn	19	200	50	50	50	250	50	50	11	50	10	20	30	50
Zinn Sn	3	2	2	2	11	2	2	62	4	3	57	25	1	2
Zirkonium Zr	100	50	50	25	50	50	50	40	50	50	30	50	50	50
	1,2,3,3 0	1,4	1	1,2,3	1,4	1,4	1,4,10 -18	1,3,4,5, 30	1,4,30	1	1,5	1-8, 30	1,4,5,9	2+

1=Swaine 1990, 2=Clarke et al. 1992, 3=Meij 1991, 4=Götz et al. 1981, 5=Häsänen et al. 1986, 6=Meij et al. 1986, 7=Meij 1989, 8=PECH 1980, 9=Conrad et al. 1992, 10=Heinrichs et al. 1984b, 11=Lützke et al. 1987a/b, 12=Kirsch 1981, 13=IIP 1990, 14=DGMK 1985, 15=Fleischhauer et al. 1990, 16=Kautz 1984, 17=Gerhard et al. 1985, 18=Markewitz 1991, 19=Maier 1989, 20=Heinrichs 1982, 30=Swaine 1995, 31=Keefe 1993

Kohle, Anhang 9

Element	A Brk ppm	B Brk ppm	West-D Brk ppm	F Brk ppm	GR Brk ppm	I Brk ppm	E Brk ppm	Ex-Ju Brk ppm	Welt Brk ppm
Aluminium	Al	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700
Calcium	Ca	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Eisen	Fe	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400
Kalium	K	600	600	600	600	600	600	600	600
Magnesium	Mg	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Natrium	Na	900	900	900	900	900	900	900	900
Phosphor	P	40	40	40	40	40	40	40	40
Silizium	Si	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000
Titan	Ti	100	100	100	100	100	100	100	100
Antimon	Sb	4	4	0.15	4	4	4	4	4
Arsen	As	13	5	2	5	5	5	5	5
Barium	Ba	100	100	100	100	100	100	100	100
Beryllium	Be	1	1	0.4	1	1	1	1	1
Blei	Pb	5.3	5	2	5	5	5	5	5
Bor	B	300	300	300	300	300	300	300	300
Cadmium	Cd	0.09	0.61	0.05	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Cerium	Ce	-	-	-	-	-	-	-	0
Cäsium	Cs	-	-	-	-	-	-	-	0
Chrom	Cr	20	14	5	14	14	14	14	14
Europium	Eu	-	-	-	-	-	-	-	0
Gallium	Ga	-	-	-	-	-	-	-	0
Germanium	Ge	-	-	-	-	-	-	-	0
Hafnium	Hf	-	-	-	-	-	-	-	0
Kobalt	Co	15	15	2	15	15	15	15	15
Kupfer	Cu	8.6	6	2	6	6	6	6	6
Lanthan	La	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Lithium	Li	-	-	-	-	-	-	-	0
Mangan	Mn	20	20	50	20	20	20	20	20
Molybdän	Mo	7	7	1	2	7	7	7	7
Nickel	Ni	12	15	3	15	15	15	15	15
Quecksilber	Hg	0.16	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Rubidium	Rb	10	10	10	10	10	10	10	10
Samarium	Sm	-	-	-	-	-	-	-	0
Scandium	Sc	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Selen	Se	0.65	2	0.5	2	2	2	2	2
Strontium	Sr	70	70	70	70	70	70	70	70
Tantal	Ta	-	-	-	-	-	-	-	0
Thallium	Tl	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Thorium	Th	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Uran	U	1	1	1	1	1	1	1	1
Vanadium	V	31.5	35	5	35	35	35	35	35
Wolfram	W	-	-	-	-	-	-	-	0
Yttrium	Y	3	3	3	3	3	3	3	3
Zink	Zn	28.5	28	5	28	28	28	28	28
Zinn	Sn	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Zirkonium	Zr	83	83	10	83	83	83	83	83

21=Pacyna 1981, 22=Rheinbraun 1991

Anhang 9.6: Transferkoeffizienten

	%	Brk EF, REA 99.9	Brk EF 99.9	Brk EF 99.7	Brk EF 99	Stk EF, REA 99.9	Stk EF 99.9	Stk EF 99.5	Stk EF 98
Aluminium	Al	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Calcium	Ca	0.1	0.1	0.3	1	0.2	0.1	0.5	2
Eisen	Fe	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Kalium	K	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Magnesium	Mg	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Natrium	Na	0.2	0.1	0.3	1	0.3	0.1	0.5	2
Phosphor	P	0.2	0.2	0.5	1.5	0.2	0.2	1	3
Silizium	Si	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Titan	Ti	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.1	0.5	2
Antimon	Sb	0.2	0.4	1.2	4	0.2	0.4	2	5
Arsen	As	0.15	0.2	0.6	2.5	0.3	0.5	2.5	8
Barium	Ba	0.1	0.1	0.3	1.5	0.1	0.1	0.5	2
Beryllium	Be	0.1	0.1	0.3	1.5	0.1	0.1	0.6	2
Blei	Pb	0.6	0.6	1.8	5	0.1	0.3	2	6
Bor	B	12	30	30	30	12	30	30	30
Cadmium	Cd	4	4	8	10	0.6	0.6	3	10
Chrom	Cr	0.2	0.2	0.6	2	0.1	0.2	1	4
Kobalt	Co	0.1	0.1	0.3	2	0.1	0.2	1	2
Kupfer	Cu	1.5	1.5	3	5	0.1	0.2	0.8	3.5
Lanthan	La	0.02	0.1	0.3	1	0.02	0.1	0.4	1.2
Mangan	Mn	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.5	1
Molybdän	Mo	0.2	0.2	0.6	2	0.2	0.2	1	5
Nickel	Ni	0.2	0.3	0.6	2	0.1	0.1	0.8	3
Quecksilber	Hg	40	90	90	90	40	90	90	90
Scandium	Sc	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.4	1
Selen	Se	20	30	30	30	20	30	30	30
Strontium	Sr	0.01	0.1	0.6	2	0.01	0.1	0.8	3
Thallium	Tl	0.1	0.3	1	4	0.1	0.2	3	5
Thorium	Th	0.05	0.1	0.3	1	0.05	0.1	0.4	1.5
Uran	U	0.05	0.2	0.6	1.7	0.05	0.2	1	4
Vanadium	V	0.02	0.1	0.6	2	0.05	0.2	1	3
Zink	Zn	1	1.3	2.5	5	0.2	0.4	2	5
Zinn	Sn	0.1	0.1	0.3	1	0.1	0.3	0.7	1

Kohle, Anhang 9

Stk	A	B	D	F	I	NL	P	E	Ex-Ju	Brk	A	D	F	GR	E	Ex-Ju
REA 99.9%	1	0	0.98	0.18	0.33	0.94		0.024		REA 99.9%	1	0.53	0.62			
EF 99.9%						0.06				EF 99.9%			0.38			
EF 99.5%			0.02	0.82	0.67		1		1	EF 99.7%		0.47		1	1	1
EF 98%		1						0.976		EF 99%						
in %										in %						
Al	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Al	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Ca	0.2	2	0.206	0.446	0.401	0.194	0.5	1.957	0.5	Ca	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Fe	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Fe	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
K	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	K	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Mg	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Mg	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Na	0.3	2	0.304	0.464	0.434	0.288	0.5	1.959	0.5	Na	0.2	0.576	0.162	0.3	1	0.3
P	0.2	3	0.216	0.856	0.736	0.2	1	2.933	1	P	0.2	0.811	0.2	0.5	1.5	0.5
Si	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Si	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Ti	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Ti	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3
Sb	0.2	5	0.236	1.676	1.406	0.212	2	4.885	2	Sb	0.2	1.986	0.276	1.2	4	1.2
As	0.3	8	0.344	2.104	1.774	0.312	2.5	7.815	2.5	As	0.15	1.255	0.169	0.6	2.5	0.6
Ba	0.1	2	0.108	0.428	0.368	0.1	0.5	1.954	0.5	Ba	0.1	0.758	0.1	0.3	1.5	0.3
Be	0.1	2	0.11	0.51	0.435	0.1	0.6	1.954	0.6	Be	0.1	0.758	0.1	0.3	1.5	0.3
Pb	0.1	6	0.138	1.658	1.373	0.112	2	5.858	2	Pb	0.6	2.668	0.6	1.8	5	1.8
B	12	30	12.36	26.76	24.06	13.08	30	29.57	30	B	12	20.46	18.84	30	30	30
Cd	0.6	10	0.648	2.568	2.208	0.6	3	9.774	3	Cd	4	6.82	4	8	10	8
Q	0.1	4	0.118	0.838	0.703	0.106	1	3.906	1	Q	0.2	1.046	0.2	0.6	2	0.6
Co	0.1	2	0.118	0.838	0.703	0.106	1	1.954	1	Co	0.1	0.993	0.1	0.3	2	0.3
Cu	0.1	3.5	0.114	0.674	0.569	0.106	0.8	3.418	0.8	Cu	1.5	3.145	1.5	3	5	3
La	0.02	1.2	0.028	0.332	0.275	0.025	0.4	1.172	0.4	La	0.02	0.481	0.05	0.3	1	0.3
Mn	0.05	1	0.059	0.419	0.352	0.053	0.5	0.977	0.5	Mn	0.05	0.497	0.069	0.3	1	0.3
Mo	0.2	5	0.216	0.856	0.736	0.2	1	4.885	1	Mo	0.2	1.046	0.2	0.6	2	0.6
Ni	0.1	3	0.114	0.674	0.569	0.1	0.8	2.93	0.8	Ni	0.2	1.046	0.238	0.6	2	0.6
Hg	40	90	41	81	73.5	43	90	88.8	90	Hg	40	63.5	59	90	90	90
Sc	0.05	1	0.057	0.337	0.285	0.053	0.4	0.977	0.4	Sc	0.05	0.497	0.069	0.3	1	0.3
Se	20	30	20.2	28.2	26.7	20.6	30	29.76	30	Se	20	24.7	23.8	30	30	30
Sr	0.01	3	0.026	0.658	0.539	0.015	0.8	2.928	0.8	Sr	0.01	0.945	0.044	0.6	2	0.6
Tl	0.1	5	0.158	2.478	2.043	0.106	3	4.882	3	Tl	0.1	1.933	0.176	1	4	1
Th	0.05	1.5	0.057	0.337	0.285	0.053	0.4	1.465	0.4	Th	0.05	0.497	0.069	0.3	1	0.3
U	0.05	4	0.069	0.829	0.687	0.059	1	3.905	1	U	0.05	0.826	0.107	0.6	1.7	0.6
V	0.05	3	0.069	0.829	0.687	0.059	1	2.929	1	V	0.02	0.951	0.05	0.6	2	0.6
Zn	0.2	5	0.236	1.676	1.406	0.212	2	4.885	2	Zn	1	2.88	1.114	2.5	5	2.5
Sn	0.1	1	0.112	0.592	0.502	0.112	0.7	0.978	0.7	Sn	0.1	0.523	0.1	0.3	1	0.3

Anhang 9.7: Spurenelementgehalte in Steinkohlen der sechs definierten für den UCPTE-Raum relevanten Förderländer

Abk.	UCPTE Stk ppm	Australien Stk ppm	Süd-Afrika Stk ppm	Nord-Amerika Stk ppm	Ost-Europa Stk ppm	Süd-Amerika Stk ppm
Al	11890	17000	17000	16060	18680	17000
Ca	4190	2000	2000	1248	2000	2000
Fe	7730	7000	7000	7000	6440	7000
K	1635	2000	2000	2470	2000	2000
Mg	2496	6000	6000	1018	7764	6000
Na	817.5	1000	1000	342	1476	1000
P	100	346	100	194	100	100
Si	25000	25000	25000	26880	25000	25000
Ti	527	952	1000	976	1220	884
Sb	2.16	1.1628	0.3	1	1.64	1
As	10.7	3.14	3	14.7	3.32	4.32
Ba	166.5	118	200	200	340	93.5
Be	2	1.508	2	2	1.72	1.29
Pb	47.15	13.35	10	16.5	23.2	15.15
B	35.4	22.94	60	31.2	52.8	32.25
Cd	0.312	0.1638	0.4	0.5	0.528	0.2444
Ce	16.35	15.9	20	20	20	20
Cs	1	0.83	1	1.94	2.68	1
Cr	20.3	14.04	40	20	19.36	20
Eu	0.3905	0.336	0.5	0.406	0.368	0.5
Ga	4.58	9.4	0.5	9.7	2.312	5
Ge	5	2.54	5	3.12	7.8	5
Hf	1.01	2	2	1	1.56	1
Co	12.6	5.546	7	7.82	5.88	8.55
Cu	25.45	12.54	15	15	8	25.65
La	10.1	6.72	10	10	10.56	10
Li	20	15.9	20	24.7	22.8	16.45
Mn	56.7	39	150	51.2	172	27.4
Mo	8.045	1.852	2	3.94	2.16	1.58
Ni	27.3	16.88	20	15.3	20	12.9
Hg	0.556	0.0672	1	0.194	0.1616	0.0645
Rb	15.85	7.1	10	15	18.64	15
Sm	2	2	2	2	2.504	2
Sc	4.14	4.88	5	4	4.968	8.26
Se	1.74	1.24	0.6	3.82	1.592	1
Sr	97.8	112	200	106	200	93.5
Ta	0.2	0.464	0.5	0.294	0.452	0.2
Tl	0.632	0.344	1	0.624	0.86	1
Th	3.72	3.95	12	3.06	3.6	4
U	2.31	1.262	4	1.53	2.4	2
V	47.4	29.12	50	35.3	37.2	47.1
W	1.73	1.82	5	1	1.112	1
Y	26.1	19.1	20	19.7	16.4	18.55
Zn	71.5	24.58	11	21.8	38.8	50
Sn	2.16	2.82	4	23.62	52.44	2
Zr	50	91	50	50	38.8	32.25

Anhang 10.1: Einzelofen - Emissionen <UBA 1987>

		Fettkohle Nuss 4	Schnitt	Gasflamkohle Nuss 3	Schnitt
Kohlenanalyse					
Wasser	%				
Asche	%	4.4		3.1	
C	%	84.2		78.9	
S	%	1.04		0.86	
Cl	%				
Hu	MJ/kg	33.4		31.2	
		Schüttelrost-Feuerung 4075 kW, Baujahr 1967		Unterschub-Feuerung 2910kW, Baujahr 1979	
Emissionsfaktoren					
CO	kg/TJ	13-46	30	0-0.1	0.05
NOx	kg/TJ	125-149	130	209-267	220
SO2	kg/TJ	450-770	700	610-655	630
H2S	kg/TJ	0	0	0	0
HC	kg/TJ	3.2-3.4	3	0	0
Fluor	kg/TJ	1.3-2.3	2	0.5-0.7	0.6
Chlor	kg/TJ	18-33	20	50-60	50
Staub+Teer	kg/TJ	30-61	60	23-30	25
Kondensat	kg/TJ				
eta					
Fluoranthren	g/TJ	0.07-4.5	1	0.06-0.37	0.06
Pyren	g/TJ	0.01-0.36	0.1	0.02-0.18	0.03
Benzo(b)naphto(2,1-d)thiophen	g/TJ	0.03-0.89	0.1	0.01-0.02	0.02
Benzo(ghi)fluoranthren+BcPH	g/TJ	0.02-1.53	0.1	0.02-0.321	0.04
Cyclopenta(cd)pyren	g/TJ	0-0.03	0.01	0	0
Benzo(a)anthracen	g/TJ	0.02-0.11	0.05	0.01-0.3	0.3
Chrysen + Triphenylen	g/TJ	0.08-1.8	0.3	0.09-0.8	0.5
Benzo(b+j+k)fluoranthene	g/TJ	0.03-1.3	0.2	0.04-0.47	0.1
Benzo(e)pyrene	g/TJ	0.01-0.19	0.05	0.01-0.54	0.1
Benzo(a)pyrene	g/TJ	0-0.02	0.01	0-0.01	0.01
Perlyene	g/TJ	0-0.01	0.01	0	0
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	g/TJ	0-0.05	0.01	0-0.01	0.01
Benzo(g,h,i)perylene	g/TJ	0-0.03	0.01	0-0.01	0.01
Anthracen	g/TJ	0-0.01	0.01	0	0
Coronen	g/TJ	0-0.05	0.01	0	0
As	g/TJ	15-39		4-14	
Be	g/TJ	8-24			
Cd	g/TJ	2-8		5-15	
Hg	g/TJ				
Ni	g/TJ	113-267		29-61	
Pb	g/TJ	193-346		79-254	
Tl	g/TJ				
V	g/TJ	30-108		2-22	
Quelle <UBA 1987>					

Anhang 10.2: Industriefeuerungs-Emissionen <UBA 1987>

		Anthrazit			Schnitt Anthrazit	Steinkohlenkoks Brech 4	Schnitt Koks	Bitumenbriketts		Schnitt Briketts
		Nuss 3	Nuss 4	Nuss 5				CS-Briketts	RA-Briketts	
Kohlenanalyse										
Wasser	%	0.4	0.5	0.5	0.45	0.2	0.2	0.55	1	0.75
Asche	%	3.3	2.5	2.4	3	9.8	9.8	8	9.5	9
C	%	88.4	89.7	88.6	89	87.4	87.4	82	81.6	82
S	%	0.99	0.89	0.89	0.95	0.74	0.74	1.2	1.27	1.23
Cl	%	0.05	0.04	0.08	0.06	0.04	0.04	0.16	0.11	0.13
Hu	MJ/kg	33.9	33.9	33.8	33.9	29.4	29.4	31.5	31.4	31.4
Emissionsfaktoren										
CO	kg/TJ	900-8700	3000-9200	8500-11100	8700	3500-4100	4000	1000-6600	600-7200	6700
NOx	kg/TJ	20-61	16-31	2-15	25	10-75	65	38-71	52-72	50
SO2	kg/TJ	328-428	255-453	243-321	300	308-364	315	495-663	421-721	550
H2S	kg/TJ	0-1.9	1.3-3.9	1.7-3.5	2	0.4-2.1	1	0-1.9	0-2.4	1
HC	kg/TJ	17-186	143-373	128-374	200	1-14	7	128-589	81-325	200
Fluor	kg/TJ	0-1	0-1	0	0.15	0-2	0.17	0-3	1-3	0.32
Chlor	kg/TJ	3-9	4-8	4-6	6	2-24	4	3-48	3-12	20
Staub+Teer	kg/TJ	0-10	0-20	0-20	4	0-20	4	120-360	90-440	340
Kondensat	kg/TJ	500-5600	0-2900	0-600	1000	300-1500	1000	1100-6500	1400-7000	5000
Wirkungsgrad	-	80	77	75	77	82	82	80	78	79
Fluoranthren	g/TJ	5-65	3-28	4-23	20	6-33	10	70-1600	500-1500	1000
Pyren	g/TJ	3-41	0.3-24	3-22	20	4-25	10	60-1000	500-1300	600
Benzo(b)naphto (2,1-d)thiophen	g/TJ	1-16	1-28	2-39	15	0.6-9	2	60-420	110-370	200
Benzo(ghi)fluoranthene n+BcPH	g/TJ	0.3-8	0.4-4.1	0.3-2.9	3	0.7-11	4	15-320	80-320	100
Cyclopenta(cd)pyren	g/TJ	0-0.1	0-0.3	0-3	0.1	0	0	0-125	6-300	50
Benzo(a)anthracen	g/TJ	1-20	0.1-7.3	0-2.6	5	1-21	5	30-340	150-400	200
Chrysen + Triphenylen	g/TJ	1-60	4-100	2-140	50	1-23	10	70-570	180-510	300
Benzo(b+j+k)fluoranthene	g/TJ	1.5-44	5-57	2-83	30	1-36	10	60-660	200-620	300
Benzo(e)pyrene	g/TJ	1-9	0.3-21	0.6-31	10	0.4-16	5	40-160	80-170	100
Benzo(a)pyrene	g/TJ	0.2-3	0.1-7	0.1-10	0.3	0.3-15	0.7	12-200	50-370	36
Perlyene	g/TJ	0-0.7	0-0.3	0-0.3	0.2	0.1-2.5	0.5	2-32	4-50	20
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	g/TJ	0.3-5	0.1-8	0.5-9.4	1	0.1-10	2	4-130	18-156	50
Benzo(g,h,i)perylene	g/TJ	0.4-5	0.1-9	0.5-10.9	2	0.1-10	2	7-150	19-150	80
Anthracen	g/TJ	0-1	0.4-2.9	0.1-2.6	1	0-1.7	0.2	3-36	0-40	20
Coronen	g/TJ	0.1-0.6	0.1-1.5	0.3-2.4	1	0-1.5	0.2	3-30	3-53	20
As	g/TJ	2-4	3-39	4-41				5-6	1-7	
Be	g/TJ									
Cd	g/TJ	2	1		1			1	2-4	
Hg	g/TJ								13	
Ni	g/TJ									
Pb	g/TJ	120-170	260-390	170-180	82			180-490	60-710	
Tl	g/TJ									
V	g/TJ	1	17-28	10-14				6-13	4-9	
Quelle <UBA 1987>										

Kohle, Anhang 10

Kohle, Anhang 10

	Braunkohlebriketts		Schnitt Brk	Fettkohle Nuss 4	Schnitt	Gasflammkohle Nuss 3	Schnitt
	Union 6 lang	Brikolett					
Kohlenanalyse							
Wasser	10.2	10.1	10.1				
Asche	3.4	3.5	3.4	4.4		3.1	
C	58.4	57.6	58	84.2		78.9	
S	0.19	0.21	0.2	1.04		0.86	
Cl							
Hu	21.9	21.7	21.8	33.4		31.2	
Emissionsfaktoren							
CO	1700-7500	800-6100	7000	13-46	30	0-0.1	0.05
NOx	38-100	63-74	65	125-149	130	209-267	220
SO2	24-69	27-101	54	450-770	700	610-655	630
H2S	0-2.9	0-2	1	0	0	0	0
HC	39-2446	63-1624	800	3.2-3.4	3	0	0
Fluor	0.1-0.6	0.1-0.3	0.14	1.3-2.3	2	0.5-0.7	0.6
Chlor	1-10	2-5.3	10	18-33	20	50-60	50
Staub+Teer	70-1670	70-960	1400	30-61	60	23-30	25
Kondensat	11800-19400	7300-18300	17000				
Wirkungsgrad	82	80	81				
Fluoranthren	650-1350	230-430	500	0.07-4.5	1	0.06-0.37	0.06
Pyren	500-1400	200-450	400	0.01-0.36	0.1	0.02-0.18	0.03
Benzo(b)naphto(2,1-d)thiophen	18-140	10-37	30	0.03-0.89	0.1	0.01-0.02	0.02
Benzo(ghi)fluoranthren+BcPH	140-400	70-110	100	0.02-1.53	0.1	0.02-0.321	0.04
Cyclopenta(cd)pyren	46-570	7-74	100	0-0.03	0.01	0	0
Benzo(a)anthracen	150-430	53-190	150	0.02-0.11	0.05	0.01-0.3	0.3
Chrysen + Triphenylen	240-620	80-410	200	0.08-1.8	0.3	0.09-0.8	0.5
Benzo(b+j+k)fluoranthene	130-450	90-160	150	0.03-1.3	0.2	0.04-0.47	0.1
Benzo(e)pyrene	55-175	35-70	100	0.01-0.19	0.05	0.01-0.54	0.1
Benzo(a)pyrene	70-270	37-96	210	0-0.02	0.01	0-0.01	0.01
Perlyene	18-90	8-32	50	0-0.01	0.01	0	0
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	23-130	18-57	50	0-0.05	0.01	0-0.01	0.01
Benzo(g,h,i)perylene	23-130	23-68	50	0-0.03	0.01	0-0.01	0.01
Anthracen	4-63	1.8-11	20	0-0.01	0.01	0	0
Coronen	2-60	5-19	20	0-0.05	0.01	0	0
As	1	1		15-39		4-14	
Be				8-24			
Cd	2	1-3		2-8		5-15	
Hg							
Ni				113-267		29-61	
Pb	122	70-120		193-346		79-254	
Tl							
V	2-8			30-108		2-22	
Quelle <UBA 1987>							

Anhang 10.3: Feuerungsemissionen <Braun et al. 1991>

	Steinkohle-Koks					Braunkohle-Briketts				
	von mg/Nm3	bis mg/Nm3	von kg/TJ	bis kg/TJ	Durchschnitt kg/TJ	von mg/Nm3	bis mg/Nm3	von kg/TJ	bis kg/TJ	Durchschnitt kg/TJ
CO	2370	7304	837	2578	2500	3422		1208	0	1200
SO2	657	1206	232	426	400	373		132	0	130
NOx	128	248	45	88	70	272		96	0	100
TOC	21	365	7	129	50	432		152	0	150
Staub	8	48	3	17	10	9	19	3	7	5
Formaldehyd	0.01		0.004	0.000	0.004	0.09		0.032	0	0.03
Acetaldehyd	0.02	0.08	0.007	0.028	0.02	1.1		0.388	0	0.4
Acrolein	0.01	0.07	0.004	0.025	0.01	2.4		0.847	0	0.8
Propionaldehyd	0.01	0.06	0.004	0.021	0.01	0.2		0.071	0	0.07
Benzaldehyd	0.02	0.08	0.007	0.028	0.02	4.2		1.483	0	1.5
Essigsäure	0.9	2.3	0.318	0.812	0.5	0.5		0.177	0	0.2
Propionsäure	0.1	0.5	0.035	0.177	0.1	0.4		0.141	0	0.1
Methan	0.737	2.211	0.260	0.780	0.5	6.499	594.96	2.294	210	100
Ethylen	nn	0.702	nn	0.248	0.1	2.457	266.76	0.867	94.17	20
Ethan	nn	0.375	nn	0.132	0.07	0.75	12.375	0.265	4.368	1
Acetylen	nn	0.108	nn	0.038	0.02	3.132	307.8	1.106	108.7	20
Propan/Propen	nn	0	nn	nn	nn	nn	39.38	nn	13.9	3
Benzol	nn	0.12	nn	0.042	0.02	0.07	0.28	0.025	0.099	0.05
Toluol	nn	0.32	nn	0.113	0.03	3.09	4.09	1.091	1.444	1
Ethylbenzol	nn	0.09	nn	0.032	0.01	nn	0.43	nn	0.152	0.05
m,p-Xylol	nn	0.01	nn	0.004	0.001	nn	nn	nn	0	
o-Xylol	nn	0.17	nn	0.060	0.01	nn	nn	nn	0	
Phenol	nn	0.6	nn	0.212	0.05	1.18	2.91	0.417	1.027	0.5
Salicialdehyd	nn	0.83	nn	0.293	0.04	nn	nn	nn	nn	
Naphtalin	nn	1.42	nn	0.501	0.2	0.02	0.07	0.007	0.025	0.02
Biphenyl	nn	0.02	nn	0.007	0.001	nn	nn	nn	nn	
Fluoranthren	0.011	0.11	0.0039	0.03883	0.01	0.391		0.138		0.14
Pyren	0.007	0.065	0.0025	0.02295	0.01	0.388		0.137		0.14
Benzo(a)anthracen	0.0001	0.0016	4E-05	0.00056	0.0001	0.064		0.023		0.02
Chrysen + Triphenylen	0.0002	0.0015	7E-05	0.00053	0.0001	0.13		0.046		0.05
Benzo(b+j+k)fluoranthren	0.0001	0.0007	4E-05	0.00025	0.0001	0.089		0.031		0.03
Benzo(a)pyren	nn	0.0001	nn	3.5E-05	0.00002	0.036		0.013		0.013
Indeno(1,2,3-c,d)pyren	nn	0.0004	nn	0.00014	0.00002	nn		nn		nn
Benzo(g,h,i)perylen	nn	0.0001	nn	3.5E-05	0.00001	0.02		0.007		0.01
Anthracen	0.0002	0.022	7E-05	0.00777	0.004	0.082		0.029		0.03

Anhang 10.4: Durchbrandofen mit Anthrazit

	UBA 1987 kg/TJ	Weber et al. 1989 (1) kg/TJ	Struschka et al. 1988 kg/TJ	UBA 1989 kg/TJ	Vitovec 1991 kg/TJ	Pope et al.1988 kg/TJ	Sloss 1993 kg/TJ	Corinair 1991 kg/TJ	Plassmann et al. 1977 kg/TJ
CO ₂	82'000								
CO	8'700		1000-8600	5000					
SO ₂	300		320-460	400					300
H ₂ S	2								
NO _x	25		55-85	50					
VOC	200		100-350	500					
NMVOC								10	
Methan								90	
HF	0.15		0.3-1						
HCl	6		3-19						
Staub+Teer	4		4-120	250					
N ₂ O					1				
Formaldehyd									
Benzol									
Toluol									
Phenol									
Benzo(a)pyren	0.0003								0.00002
PAK							0.009-0.096		0.0012
Nitro-B(a)P		0.00006							
Nitro-PAK		0.0002							
Polyzyklische org. Stoffe						0.05			
Dioxine/Furane							65 E-9		
As	0.01								
Be									
Cd	0.001		0.004						
Hg			0.009						
Ni									
Pb	0.082		0.23						
Tl									
V	0.01								
Zn			0.26						

(1) Zimmerkachelofen

Anhang 10.5: Durchbrandofen mit Steinkohlenkoks

	UBA 1987	UBA 1989	Plassman n et al. 1977	Fritsche et al. 1992 (1)	Fritsche et al. 1992 (2)	Fichtner 1986 (3)	Struschka et al. 1988	diverse	Braun et al. 1991 (4)	Braun et al. 1991(5)	Baum 1988
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
CO2	102'700			92'400	92'400						
CO	4000	5000	4'500	2447	1'835	7000	550-3600		5'500	2500	7000
SO2	315	500	560	575	575	460	360-530		340	400	550
H2S	1										
NOx	65	50		61	61	100	40-60		40	70	100
VOC	7	5	10				5-30		15	50	20
NMVOC				61	41			5 a			
Methan				31	20			15 a		0.5	
HF	0.17		1.5	3.8	3.8	0.6	2				1.5
HCl	4			70.3	70.3	10	2.5-24				
Staub+Teer	4	50	13	61	61	100	5-80		60	10	
N2O				2	2			1 c			
Formaldehyd						0.1				0.004	
Benzol										0.02	
Toluol										0.03	
Phenol										0.05	
Benzo(a)pyren	0.0007		0.00002			0.0002				0.00002	0.0029
PAH			0.0029								
Nitro-B(a)P								0.0004/ 0.00001 b			
Nitro-PAK								0.00048/ 0.00017 b			
Dioxine/Furane										0.5 E-6	
As											
Be											
Cd						0.017	0.016				0.0014
Hg											
Ni											
Pb						0.375	0.43				0.09
Tl											
V											
Zn							0.86				0.052

(1) 10 kW-Einzelofen, Durchschnitt 1989 für Westdeutschland

(2) 10 kW-Einzelofen, typische Neuanlagen

(3) 48 kW-Ofen

(4) Durchschnittliche Emissionsfaktoren 1987 für Oesterreich

(5) ALBRA 28kW und Kobra 35kW-Kessel

a) <Corinair 1991>

b) <Weber et al. 1989> Zimmerkachelofen/Umstellbrandofen

c) <Vitovec 1991>

Anhang 10.6: Durchbrandofen mit Steinkohlenbriketts

	UBA 1987	UBA 1989	Braun et al. 1991 (1)	Fritsche et al. 1992 (2)	Fritsche et al. 1992 (3)	Struschka et al. 1988	Maier et al. 1985	Euler 1984	Plass mann et al. 1977	Pope et al.1988	Baum 1988	diverse
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
CO ₂	84'600			93'500	93'500							
CO	6'700	5000	5'000	5'000	2'500	900-1500		10'000	5700		10'000	
SO ₂	550	500	270	450	450	580-690		440	360		500	
H ₂ S	1											
NO _x	50	50	50	50	50	70		50	30		50	
VOC	200	300	700			140		400	280		500	580 b
NM VOC				81.6	62.4							200 c
Methan				204	187.7							200 c
HF	0.32			3.4	3.4	2-4.5	1	1.7	1.6		1.5	
HCl	20			19.7	19.7	3-50	13	20			20	
Staub+Teer	340	250	200	102	102	120-150		350	380			
N ₂ O				4.1	4.1							1 d
Formaldehyd							0.2					
Benzol												
Toluol												
Phenol												
Benzo(a)pyren	0.036						0.0015					0.2 a
PAH										2	20	0.127-0.414 e
Polyzyklische org. Stoffe												
Dioxin/Furane												150-197 * E-9 e
As	0.005											
Be												
Cd	0.002					0.002	0.02				0.0011	
Hg	0.013											
Ni												
Pb	0.3					0.37	2				0.1	
Tl												
V	0.008											
Zn						0.86					0.052	

- (1) Durchschnittliche Emissionsfaktoren 1987 für Oesterreich
(2) 10 kW-Einzelofen, Durchschnitt 1989 für Westdeutschland
(3) 10 kW-Einzelofen, typische Neuanlagen
a) <Zimmermeyer et al. 1991>
b) <DGMK 1992>
c) <Corinair 1991>
d) <Vitovec 1991>
e) <Sloss 1993>

Anhang 10.7 Durchbrandofen mit Braunkohlenbriketts

	UBA 1987	Braun et al. 1991(1)	Braun et al. 1991(2)	Ritter et al.1988	diverse	Baum 1988	Fritsche et al. 1992 (3)	Fritsche et al. 1992 (4)	UBA 1989	Struschka et al. 1988	Pope et al. 1988	Plassmann et al. 1977	DGMK 1992	Euler 1984
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
CO ₂	87'400						97'000	98'000					99'000	
CO	5'500	6000	1200	5'200		7'000	6'500	2'500	4500	400-3600		1'400		7'000
SO ₂	60	480	130	110		230	148	148	100	65-115		120		120
H ₂ S	0.1													
NO _x	100	20	100	110		50	124	75	100	80		12		12
VOC	500	800	150			150			450	100-460		420		150
NM ₁ VOC						200 a	41.3	41.3					60	
Methan			100			200 a	20.6	20.6					260	
HF	0.14					0.7	1.1	1.1		0.3		0.5		0.6
HCl	1.5					10	18.6	18.6		1-4				10
Staub+Teer	540	250	5			350	103	70	350	15-500		60		330
N ₂ O						0.5 b	4.1	4.1						
Formaldehyd			0.03											
Benzol			0.05											
Toluol			1											
Phenol			0.5											
Benzo(a)pyren	0.019		0.013	0.035									nn	
PAK						0.15	0.59						0.015	
Nitro-B(a)P						0.46 d								
Nitro-PAK						nn c								
Polyzyklische org. Stoffe						786 c					0.16			
Dioxine/Furan e			2 E-9											
As	0.003													
Be														
Cd	0.002					0.002				0.003				
Hg										0.005				
Ni														
Pb	0.085					0.012				0.05				
Tl														
V	0.003													
Zn						0.006				0.108				

(1) Durchschnittliche Emissionsfaktoren 1987 für Oesterreich

(2) ALBRA 28 kW Kessel

(3) 10 kW-Einzelofen, Durchschnitt 1989 für Westdeutschland

(4) 10 kW-Einzelofen, typische Neuanlagen

a) <Corinair 1991>

b) <Vitovec 1991>

c) <Weber et al. 1989> Zimmerkachelofen

d) <Sloss 1993>

Anhang 10.8: Universaldauerbrenner mit Braunkohlenbriketts

	UBA 1987 kg/TJ	Corinair 1991 kg/TJ	UBA 1989 kg/TJ	Struschka et al. 1988 kg/TJ	Vitovec 1991 kg/TJ	Fichtner 1986 kg/TJ
CO ₂	84'200					
CO	7'000		4500	800-1700		7000
SO ₂	54		100	65-115		217
H ₂ S	1					
NO _x	65		100	70-100		45
VOC	800		450	35-60		
NM VOC		200				
Methan		200				
HF	0.14			0.3		0.14
HCl	10			1-4		2.8
Staub+Teer	1400		350	55-80		350
N ₂ O					0.5	
Formaldehyd						0.1
Benzol						
Toluol						
Phenol						
Benzo(a)pyren	0.21					0.003
As	0.001					
Be						
Cd	0.002			0.003		0.003
Hg				0.005		
Ni						
Pb	0.1			0.05		0.06
Tl						
V	0.005					
Zn				0.108		

Anhang 10.9: Industriefeuerung

	VEÖ 1993 (1) kg/TJ	OECD 1991 kg/TJ	Corinair 1991 kg/TJ	UBA 1987 (2) kg/TJ	UBA 1987 (3) kg/TJ	Fichtner 1986 (4) kg/TJ	Fritsche et al. 1989/92 kg/TJ	Torp 1991 kg/TJ	UBA 1989 kg/TJ	diverse kg/TJ
CO ₂	94'000			92'300	92'700			95'000		
CO	150	93		30	0.05	175	<200		100	
SO ₂	600			700	630	400	760	584	650	
H ₂ S										
NO _x	250	329		130	220	53	190	200	220	
VOC	20			3	nn				30	30 a
NM VOC			15				<40			
Methan		2.4	15				3.5-12	0.3		
HF				2	0.6	0.55				
HCl				20	50	10				
Staub+Teer	100			60	25	170	19		95	
N ₂ O								3		0.5-1 b
Formaldehyd						0.08				
Benzo(a)pyren				0.00001	0.00001	2 E-7				
Dioxine/Furane										7-55*E-9 e
Dioxine/Furane										1.3*E-8 d
As				0.03	0.01					0.001-0.045 c
Be				0.02						
Cd				0.005	0.01	0.03				4 E-6-0.003 c
Hg										1 E-6-0.004 c
Ni				0.2	0.05					0.004-1 c
Pb				0.3	0.2	0.23				0.0002-0.2 c
Tl										
V				0.07	0.01					0.002-0.3 c
Co										0.0002-0.1 c
Cr										0.007-1.5 c
Cu										0.0003-0.3 c
Mn										0.001-0.4 c
Zn										0.0003-0.25 c

(1) Durchschnitt 1987 für Industrie-Feuerungen

(2) Schüttelrost-Feuerung, 4075 kW, Baujahr 1987, Fettkohle Nuss 4

(3) Unterschub-Feuerung, 2910 kW, Baujahr 1979, Gasflammkohle Nuss 3

(4) 725 kW Rostfeuerung, 0.7% S

a) <DGMK 1992>

b) <Vitovec 1991>, <Botting et al. 1992>

c) <Hughes et al. 1988>

d) <Nielsen et al. 1989> für 80MW-Feuerung in kg Teq/TJ

e) <Sloss 1993>

Literaturverzeichnis

Zitierte Quellen

- ABB 1995 Müller M. (ABB Kraftwerke, Baden, CH) und Henry C.W. (ABB Kraftwerke, Winterthur, CH) mit Beiträgen des Steinkohlekraftwerks in Mannheim (D) und der Demonstrationsanlage in Värtan (S), persönliche Mitteilungen, 1995
- AGEB 1991 Arbeitsgruppe Energiebilanzen "Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 1990", Essen 1991
- Allhorn et al. 1984 Allhorn H., Birnbaum U., Huber W. "Kohleverwendung und Umweltschutz", Berlin 1984
- AP 42-1986 "Compilation of air pollutant emission factors; Volume I: Stationary sources", Fourth Edition U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, October 1986
- Astakhov et al. 1984 Astakhov A., Grübler A., "Resource requirements and economics of the coal-mining process: a comparative analysis of mines in selected countries", Laxenburg 1984
- Axenfeld et al. 1991 Axenfeld F. Münch J., Pacyna J.M., "Europäische Test-Emissionsdatenbasis von Quecksilber-Komponenten für Modellrechnungen" Umweltforschungsplan Nr. 104 02 726, Friedrichshafen 1991
- Bambauer et al. 1988 Bambauer H.U., Gebhard G., Holzapfel Th., Krause Ch., Willner G., "Schadstoff-Immobilisierung in Stabilisaten aus Braunkohlenaschen und REA-Produkten", Fortschr. Miner. 66, 2, s.253-290, Stuttgart 1988
- Bartelt 1986 Bartelt D., "Untersuchungen zur Aufbereitung von asche- und schwefelreicher, niedrig inkohlater Kohle einer spanischen Lagerstätte", Essen 1986
- Bauer et al. 1985 Bauer C.F., Andren A.W., "Emissions of vapor-phase fluorine and ammonia from the columbia coal fired power plant", Environ. Sci. Technol. 1985, 19, 1099-1103
- Baum 1988 Baum F. "Luftreinhaltung in der Praxis", München 1988
- Baumann et al. 1993 Baumann Th., Ménard M., "Der kumulierte Energieaufwand; Methode und Resultate der Input-Output-Analyse", Dipolmarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich 1993
- Benthaus et al. 1978 Benthaus F. et al., "Rohstoff Kohle; Eigenschaften Gewinnung Veredelung", Weinheim 1978
- Bernert et al. 1988 Bernert J., Würfel H., "Betrachtungen über den Einfluss bei der Kohlehydrierung entstehender PAH-Emissionen auf den Arbeitsplatz und die Immission", Erdöl Erdgas Kohle, 104. Jg., Heft 11, 1988, s.465-469
- BEW 1991 "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1990", Bulletin SEV/VSE Nr.12/1991
- BEW 1992 "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1991", Bulletin SEV/VSE Nr.12/1992
- BEW 1993 "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1992", Bulletin SEV/VSE Nr.12/1993
- Birnbaum et al. 1991 Birnbaum U., Wagner H.-J. "Einheitliche Berechnung von CO₂-Emissionen", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42.Jg. (1991), Heft 1/2
- Blessing et al. 1991 Blessing R., Frenkler W., Wissmann G. "Dioxin-Emissionen aus Feuerungsanlagen", BWK, Nr.3(1991), E43-E48
- Böcker et al. 1988 Böcker D., Koenigs H. B., "Von der Brikettfabrik zum Veredelungsbetrieb", Braunkohle 40 (1988), Heft 7, s.188-200
- Böcker et al. 1992 Böcker D., Klöcker K.J., Klutz H.-J. "Verfahren zur Trocknung und Mahlung von Braunkohle", BWK Bd.44 (1992) Nr.7/8, s.315-322
- Bolt et al. 1986 Bolt N., Snel A., "Environmental aspects of fly-ash application in The Netherlands", Kema scientific & Technical Reports 4 (11): 125-140 (1986), Arnhem 1986
- Booras et al. 1991 Booras G., Olkhovskij G., Rukes B., "Advanced fossil technologies for electricity generation" in "Senior Expert Symposium on the electricity and the environment, Helsinki 13-17 May 1991", IAEA Vienna 1991
- Borsch et al. 1992 Borsch P., Wagner H.-J. "Energie und Umweltbelastung", Springer Verlag, Berlin 1992
- Botting et al. 1992 Botting A.J., Gavin D.G., Hughes I.S.C. "Emissions of Nitrous Oxide from Coal-Fired Fluidised Bed Boilers", Energy & Environment, Volume 3, Number 3, 1992
- BP 1989 BP Statistical Review of World Energy, The British Petroleum Company, London 1989
- BP 1995 BP Statistical Review of World Energy, The British Petroleum Company, London 1995
- Braun et al. 1991 Braun H., Angrüner B., Ecker P., Gschäider R., Sorger A., Wurst F., Ellinger R. "Emissionen bei der Verbrennung", Wien 1991
- Braun et al. 1992 Braun H., Angrüner B., Ecker P., Wurst F., Prey Th. "Dioxinmissionen bei Feuerungen", Wien 1992
- Brune et al. 1984 Brune D., Stehfest H., "Folgen eines verstärkten Kohleinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland; Teilbericht : Umweltfolgeanalysen für Abwasseremissionen und feste Rückstände aus der

Kohlegewinnung und -nutzung", Kernforschungszentrum Karlsruhe KfK 3526, 1984

- Builtjes et al. 1989 Builtjes P., Meini H., Veldt C. et al., "PHOXA - Photochemical Oxidant and Acid Deposition Model Application within the Framework of Control Strategy Development", Apeldoorn, Friedrichshafen, Berlin 1989
- Bussmann et al. 1985 Bussmann B., Hofherr K., Philipp J., Reinitzhuber F. in Steinmetz E. (Hrsg.) "Kokereitechnik", Haus der Technik - Vortragsveröffentlichungen, Heft 497, "Neuere Ergebnisse beim Betrieb der Kokstrockenkühanlagen der Kokerei August Thyssen", Essen 1985
- BUWAL 1991 Habersatter K., "Ökobilanz von Packstoffen: Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt Nr. 132, Bern 1991
- BWA 1992 "Brennstoffstatistik 1991; Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien 1992
- BWK 1992 Mitteilung BWK 3295 "90% kleine Kraftwerke", BWK Bd.44 (1992) Nr. 3, S. 64
- BWK 1995 W. Schellberg, R. Wetzel, "Entwicklungstendenzen in Kombikraftwerken mit integrierter Flugstromvergasung: Wirkungsgrade, Umweltdaten, Kosten", BWK Bd. 47 (1995) Nr. 9 - September
- Camplin 1980 Camplin W.C., "Coal-fired Power Stations - the Radiological Impact of Effluent Discharges to Atmosphere", National Radiological Protection Board, Harwell, Didcot, Oxon 1980
- Caricchia et al. 1990 Caricchia A.M., Delle Site A., Di Palo C., "Determinazione degli idrocarburi policiclici aromatici nelle ceneri di una centrale a carbone", Rom 1990
- CERI 1976 Colorado Energy Research Institute, CERI "Net Energy Analysis: An Energy Balance Study of Fossil Fuel Resources", Golden 1976
- Cernushi et al. 1989 Cernushi S., Giugliano M. "The enrichment behaviour and the removal efficiency of trace elements from coal combustion", in Brasser L.J., Mulder W.C. (Eds.) "Man and his Ecosystem: Proceedings of the 8th World Clean Air Congress 1989", The Hague 1989, Vol.4, s.315-320
- Chadwick et al. 1987 Chadwick M.J., Highton N.H., Lindmann N (Ed). "Environmental Impacts of Coal Mining and Utilization", Oxford 1987
- CI 1992 OECD/IEA, "Coal Information 1992", Paris 1992
- CI 1994 OECD/IEA, "Coal Information 1994", Paris 1995
- CIAB 1992 Coal Industry Advisory Board, "Global Methane Emissions from the Coal Industry", 1992
- CITEPA 1987 CITEPA, "La retention du soufre lors de la combustion du charbon", Paris 1987
- Clarke et al. 1992 Clarke L.B., Sloss L.L., "Trace elements - emissions from coal combustion and gasification", IEA Coal Research, London 1992
- Coal Statistics 1992 United Nations, "Annual Bulletin of coal statistics for Europe", New York 1992
- Coleman et al. 1990 Coleman S.L., Bragg L.J. in Chyi L.L., Chou C.-L., "Recent advances in coal geochemistry", Geological Society of America, Special Paper 248, "Distribution and mode of occurrence of arsenic in coal", 1990
- Conrad et al. 1992 Conrad V.B., Krofcheck D.S., "ICP-MS Determination of trace elements in coal and other geological materials" in Vourvopoulos G., "Elemental Analysis of Coal and its by-products", Singapore 1992
- Corinair 1991 CEC, "CORINAIR Inventory; VOC's Default Emission Factors", Stand Juli 1991
- Corinair 1991b Veldt C., "Corinair Inventory 'Default Emission Factors (VOC Profiles)', Draft report", Commission of the European Community, Stand September 1991
- Corinair 1992 Veldt C., Bakkum A., Bouscaren R., "Corinair Inventory 'Default Emission Factors from Stationary Sources (NOx -VOC including CH4)", Commission of the European Community, Stand Januar 1992
- Couch 1989 Couch G.R., "Power generation from lignite", IEACR/19, London 1989
- Daniel 1991 Daniel M., "Power station coal use: Prospects to 2000", IEACR/41, London 1991
- DGMK 1992 DGMK-Arbeitskreis "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger", Hamburg 1992
- DOE 1980 U.S. Department of Energy "Environmental Data - Energy Technology Characterizations Coal", Washington 1980
- DOE 1983 U.S. Department of Energy "Energy Technology Characterizations Handbook; Environmental Pollution and Control Factors", Washington 1983
- DOE 1988 U.S. Department of Energy "Energy Technologies & the Environment; Environmental Information Handbook", Washington 1988
- DoE 1992 Departement of the Environment, "Acidic Emission Abatement Technologies; Volume 1: Coal Fired Systems", London 1992

- Dohmen et al. 1988 Dohmen A., Hagen G., Groten A., "Der Steinkohlentagebau Rietspruit/ Republik Südafrika", Braunkohle 40(1988), Heft 1/2, s.24-29
- Dubbel 1987 Beitz W., Küttner K.-H.(Hrsg.), "Taschenbuch für den Maschinenbau", 16.Auflage, Berlin 1987
- Düngelhoff et al. 1983 Düngelhoff J.-M., Lengemann A., Plankert M., Schlimm W., Schmidt W., Wilder H., "Bergehalden und Grundwasser", Krefeld 1983
- EDF 1993 persönliche Mitteilung von G.Roy, EDF, Paris 1993
- EDF 1996 persönliche Mitteilung EDF, Paris 1996
- EDP 1993 Electricidade de Portugal S.A., persönliche Mitteilung von J. Branco und H. Verdelho, Lissabon 1993
- EI 1992 OECD/IEA,"Electricity Information 1992", Paris 1993
- EI 1995 OECD/IEA,"Electricity Information 1994", Paris 1995
- Eisenhut 1990 Eisenhut W., "Möglichkeiten der Abwärmenutzung bei der Kokserzeugung", VDI-Berichte Nr.857, 1990
- Eisenhut et al. 1993 Eisenhut W., Friedrich F., Reinke M., "Coking Plant Environment in West-Germany", mitgeteilt von DeutscheMontanTechnologie, Bochum 1993
- Ekonerg 1996 Emissionsfaktoren Kroatien 1994
- ELCO 1992 E. Marx, "Handbuch Feuerungstechnik", ELCO Energiesysteme, Klöckner Wärmetechnik, Verlag Gustav Kopf GmbH, Waiblingen-Bittenfeld, 1992
- Electabel 1993 persönliche Mitteilung von F. de Weyn, Electrabel, Brüssel 1993
- Electrabel 1996 Emissionsdaten für Belgien für das Jahr 1994, persönliche Mitteilung Electrabel, Brüssel 1996
- Elliott 1980 Elliott M.A. (Hrsg.), "Chemistry of coal utilization", New York 1980
- EMR 1990 Ad Hoc Committee on Emission Factors, Energy, Mines and Resources Canada "Emission factors for Greenhouse and other gases by fuel type: an inventory", 1990
- ENEA 1991 ENEA für Ministry of Environment, Italy, "National Emission Inventories of SOx, NOx, NMVOCs, CO, TSP, NH3, CH4, CO2, N2O in Italy 1985-1989", 1991
- Engelhard 1988 Engelhardt J., "Braunkohlenverarbeitung und Umweltschutz", Braunkohle 40 (1988) Heft 7, s.218-223
- Ernst 1992 Ernst H., "Energiewirtschaft und Braunkohlenbergbau in den Ländern Mitteleuropas", Braunkohle 12/92 s.12-20
- Euler 1984 Euler H., "Umweltverträglichkeit von Energieversorgungskonzepten", Forschungen zur Raumentwicklung, Bonn 1984
- Ewers et al. 1992 Ewers J., Kwasny J., "Braunkohlenveredlung und -verwendung", BWK Bd.44 (1992), Nr.4, s.119-123
- EWG 1988 "Richtlinie des Rates vom 24.11.1988 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Grossfeuerungsanlagen in die Luft", Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 336, 31. Jg, 7.12.1988, 88/609/EWG
- Eyre et al. 1991 Eyre N.J., Michaelis L.A. "The impact of UK Electricity, Gas and Oil Use on Global Warming", ETSU Harwell 1991
- Felices et al. 1989 Felices F.A., Perez E.M., Calvo G.M., Tapia L., "Fluidized bed boiler development to use high ash and sulphur content coal" in 14. WEC "Energy for tomorrow", Montreal 1989
- FICHTNER 1986 Konstantinidis P., Kieferle P., Bäder A., "Schadstoffbewertung der Heizsysteme", Band 10 in "Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte", Bonn 1986
- Fiedler et al. 1988 Fiedler H.J., Rösler H.J., "Spurenelemente in der Umwelt", Stuttgart 1988
- Fitzner 1990 Fitzner G., "Ergebnisse der Methanabsaugung im deutschen Steinkohlenbergbau in den Jahren 1988/89", Glückauf 126 (1990) Nr.17/18, s.848-851
- Fleischhauer et al. 1990 Fleischhauer M., Friedrich R., Häring S., Haugg A., Müller J., Reuter A., Voss A., Wystreil H.-G., "Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern", Stuttgart 1990
- Folgmann 1984 Folgmann B., "Informationspaket umweltfreundliche Kohlekraftwerke", BINE, Fachinformationszentrum Karlsruhe 1984
- Franke et al. 1989 Franke F.H., Guntermann K.J., Paersch M.J. "Kohle und Umwelt", Bergbau Rohstoffe Energie, Band 26, Essen 1989
- Freier 1984 Freier R.K., "Chemie des Wassers in Thermischen Kraftanlagen", Berlin 1984
- Fritsche 1989 Fritsche U., Rausch L., Simon K.-H., "Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD", Darmstadt 1989

- Fritsche et al. 1989 Fritsche U., Rausch L., Simon K.-H., "Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)", Darmstadt/Kassel 1989
- Fritsche et al. 1992 Fritsche U., Leuchtner J., Matthes F.C., Rausch L., Simon K.-H., "Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0", Darmstadt/Kassel 1992
- Fritsche et al. 1992b Fritsche U., Matthes F.C., "Analyse von Datenbasen zu klimarelevanten Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland", Berlin/Darmstadt/Freiburg 1992
- Garcia et al. 1992 Garcia J.P., Beyne-Masclat S., Mouvier G., Masclat P. "Emissions of volatile organic Compounds ba coal-fired Power Stations", Atmospheric Environment Vol. 26A, No.9, s.1589-1597, 1992
- GdS 1989 Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, "Methanemissionen bei der Steinkohlengewinnung", Essen 1989
- GdS 1990 Roge , "Methanemissionen aus Kleinf Feuerungen", Essen 1990
- Gebhard et al. 1989 Gebhard G., Lukas W., Bambauer H.U. "Stabilisierung von Rückständen aus der Braunkohleentschwefelung", VGB Kraftwerkstechnik 69, Heft 4, 1989, s.384-392
- GEK 1978 Schriftenreihe der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, Studie Nr.24 "Die Umweltbelastung im Energiebereich", Bern 1978
- Gerhard et al.1985 Gerhard L., Kautz K., Pickhardt W., Scholz A., Zimmermeyer G., "Untersuchung der Spurenelementverteilung bei der Verbrennung von Steinkohle in drei Kraftwerken", VGB Kraftwerkstechnik 65, Heft 8, August 1985, s.753-763
- Germani et al.1988 Germani M.S., Zoller W.H., "Vapor-Phase Concentrations of Arsenic, Selenium, Bromine, Iodine and Mercury in the Stack of a Coal-Fired Plant", Environ.Sci.Technol., Vol. 22, No.9, 1988, s.1079-1085
- GESAMP 1984 Joint Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Pollution (GESAMP) "Thermal Discharges in the marine environment", Reports and Studies No.24, 1984
- Geueke 1991 Geueke K.-J., "Benzol-Emissionen aus industriellen Anlagen - Messtechnik und Ergebnisse", VDI Berichte Nr.888, 1991, s.565-575
- Goetz et al. 1982 Goetz L., Springer A., Pietra R., Sabbioni E., "Mobilization of heavy metals from fossil-fuelled power plant, potential ecological and biochemical implications; Part III: Heavy metal content in coals burnt in European power plants", Commission of the European Communities, Report EUR 6998 EN, 1982
- Gross 1988 Gross G.R., "Probleme der Abraumbewegung und der Kohlenförderung im Tagebau Ptolemais, Griechenland", Braunkohle 40 (1988), Heft 1/2, s.12-17
- Grünewald et al. 1990 Grünewald K.-G., Otterstetter H., "Untersuchungen zur Aufbereitung von Flugasche aus Kraftwerken mit Hilfe der Flotation", BWK, Band 42 (1990), Nr.1/2, s.61-63
- Grünewald et al. 1991 Grünewald K.G., Dettmann P., Fassbänder M., Jahn P., "Bau- und Betriebserfahrungen mit der ersten abwasserfreien Pilot-Anlage zur REA-Abwasseraufbereitung mit Wertstoffrückgewinnung", VGB Kraftwerk und Umwelt 1991
- Guggenberger et al. 1981 Guggenberger J., Krammer G., Lindenmüller W., "Ein Beitrag zur Ermittlung der Emissionen von polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen aus Grossfeuerungsanlagen", Staub - Reinhalt.Luft 41(1981) Nr.9, s.339-344
- Guntermann et al. 1987 Guntermann K., Beyer L.G., "Untertagevergasung: Stand europäischer Projekte", Erdöl, Erdgas, Kohle 103.Jg., Heft 1, s.39-43, 1987
- Gysel 1993 Gysel B., Sulzer Thermtec, pers. Mitteilung 5.2.1993
- Hagelüken 1988 Hagelüken M., "Der Braunkohlenbergbau 1987 in Europa", Glückauf 124 (1988) Nr.7, s.379-390
- Hagenmaier et al. 1989 Hagenmaier H., Beising R. "Untersuchung von Kraftwerksrauchgasen auf polychlorierte Dibenzodioxine und Dibenzofurane", VGB Kraftwerkstechnik 69, Heft 10, 1989, s.1024-1027
- Halbritter et al. 1982 Halbritter G., Bräutigam K.R., Fluck F.W., Lessmann E., "Contribution to a comparative environmental impact assessment of the use of coal and nuclear energy for electricity generation for selected site conditions in the FRG" in "Health impacts of different sources of energy", WHO/UNEP/IAEA-Symposium, Wien 1992
- Ham 1989 Ham A.J. "Der Wasserverbrauch von Wärmekraftwerken und seine Minimierung", VGB Kraftwerkstechnik 69, Heft 1, 1989, s.15-22
- Häsänen et al. 1986 Häsänen E., Pohjola V., Hahkala M., Zilliacus R., Wickström K. "Emissions from Power Plants fueled by Peat, Coal, Natural Gas and Oil", The Science of Total Environment, 54 (1986) s.29-51
- HEF II 1983 M.E. Reinders, "Handbook of Emission Factors, Part 2 Industrial sources", The Hague 1983
- HEF III 1988 Ministry of Housing, Physical Planning and Environment "Handbook of Emission Factors, Part 3 Stationary combustion sources", The Hague 1988

- Heiermann 1989 Heiermann H. , "Von der Mechanisierung zur Automatisierung; Bergtechnik bei der Ruhrkohle AG", Schriftenreihe der Ruhrkohle AG, Heft 17, Essen 1989
- Hein 1993 persönliche Mitteilung von Herrn K.R.G. Hein, DMT Bochum 1993
- Hein et al. 1991 Hein K.R.G., Boersma D. "Gaseous Nitrogen Species in the pressurized fluidized bed Combustion of Coals" in "1991 International Conference on Coal Science", IEA Coal Research 1991
- Heinrichs 1982 Heinrichs H., "Trace element discharge from a brown coal fired power plant", Environmental technology letters, Vol.3, pp 127-136, 1982
- Heinrichs et al. 1984a Heinrichs H., Brumsack H.-J., "Anmerkungen zum Beitrag "Mineralogical aspects of the combustion of hard coal in power plants - from coal to fly ash", Fortschr. Miner. 62,1,73-77, August 1984, Stuttgart 1984
- Heinrichs et al. 1984b Heinrichs H., Brumsack H.-J., Lange H., "Emissionen von Stein- und Braunkohlekraftwerken der BRD", Fortschr.Mineral.62,1,s.79-105, Stuttgart 1984
- Heizwerk Bern 1993 persönliche Mitteilungen zur Kohlefeuerung im Heizwerk Bern, Bern 1993
- Hempel et al. 1981 Hempel D., Munke K., "Auftreten von Grubengas im untertägigen Braunkohlenbergbau der DDR - Notwendigkeit und Umfang von Schlagwetterschutzmassnahmen", Neue Bergbautechnik, 11.Jg., Heft 7, 1981, s.393-397
- Henning 1985 Henning H., "Stand und Entwicklung im Kühlturbau" in Steinmetz E. (Hrsg.) 'Planung, Bau und Betrieb von Wärmekraftwerken', Haus der Technik, Vortragsveröffentlichungen, Heft 501, Essen 1985
- Henning 1991 Henning D., "Zur Altlastenproblematik im Lausitzer Braunkohlenrevier", Neue Bergbautechnik, 21.Jg, Heft 12, Dez. 1991, s.417 ff
- Hesketh et al. 1983 Hesketh H.E., Cross F.L. "Fugitive emissions and controls", Ann Arbor 1983
- Hessling 1991 Hessling M.K. "Mine productivity", IEA Coal Research Nr. 35, London 1991
- Hildebrand 1990 Hildebrand M. "Stand der Rauchgasreinigung in den westlichen Ländern der BRD", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- Hildebrand 1991 Hildebrand M., "Emissionsentwicklung im EVU-Bereich der alten Bundesländer in den Jahren 1989 und 1990", Elektrizitätswirtschaft Jg.90 (1991), H 12, s.691-706
- Hildebrand 1992 Hildebrand M., "10 Jahre Emissionsbilanzen der Stromversorger (1982 bis 1991)", Elektrizitätswirtschaft Jg.91 (1992), H 18, s.1158-1179
- Hjalmarsson 1992 Hjalmarsson A.-K., "Interactions in emissions control for coal-fired plants", IEA Coal Research, London 1992
- Hjalmarsson et al. 1991 Hjalmarsson A.-K., Soud H.N., "NOx control installations on coal-fired plants", IEA Coal Research, London 1991
- Hofschreuderl et al. 1990 Hofschreuderl P., Vrinsl E.L.M., Oeseburg F., Aronds C., Visser G.Th., "Dust emissions by continous dumping of coal from a conveyor", in Masuda S. and Takahashi "Aerosols; Science, Industry, Health and Environment", Vol.2, Oxford 1990
- Hojdar et al. 1992 Hojdar J., Klimecky O., "Braunkohle in der CSFR", Neue Bergbautechnik, 22. Jg., Heft 9/10, 1992, s.358-364
- Hövelmann 1987 Hövelmann A., "Neue Entsorgungsprobleme kohlegefeuerter Kraftwerke", Jül-2172, KFA Jülich 1987
- Hughes et al. 1988 Hughes I.S.C., Littlejohn R.F., "Emissions of trace elements from coal fired industrial boilers", International Journal of energy research, Vol.12, s.473-480 (1988)
- IAEA 1991 IAEA, "Senior Expert Symposium on the electricity and the environment, Helsinki 13-17 May 1991", Vienna 1991
- IEA 1984 OECD/IEA, "Coal Transport Infrastructure", Paris 1984
- IEA 1985 OECD/IEA, "Moving Coal", Paris 1985
- IEA 1992 IEA/OECD , "Energy Balances of OECD Countries 1989-1990", Paris 1992
- IEA 1994 IEA/OECD , "Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1991-1992", Paris 1994
- IEACR 1989 IEA Coal Research, "Reviews in Coal Science: The problems of sulphur", London 1989
- IIP 1990 IIP Karlsruhe, Ministerium für Umwelt baden-Württemberg, "Entsorgung von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung; Teil 2: TA Luft-Feuerungsanlagen", Karlsruhe 1990
- Jacobs et al. 1981 Jacobs H., Kreutzer A., Pleyer H., Stoll A., "Grundflächenbedarf von Kraftwerken", Siemens-Energetechnik 3 (1981) Heft 8-9, s.298-302
- Jahrbuch 1992 "Jahrbuch Bergbau, Oel und Gas, Elektrizität, Chemie", Glückauf 1992

- Jahresstatistik 1988 "Jahresstatistik des Aussenhandels der Schweiz, Erster Band 1988", Eidgenössische Oberzolldirektion 1989
- Jelavic et al. 1992 Jelavic V., EKONERG -Energy Research and Environmental Protection Institute, "Balance of Emission of Pollutants into the atmosphere from Croatia Power Utility Thermal Power Plants", Zagreb 1992
- Jensch 1988 Jensch W., "Vergleich von Energiesystemen unterschiedlicher Zentralisierung", IfE-Schriftenreihe Heft 22, München 1988
- Jones 1992 Jones T., "Environmental impact assessment for coal", IEA Coal Research/IEACR 46, London 1992
- Jones et al. 1990 Jones J.W., Kirchgesser D.A. (EPA) et al. "Method for Estimating Methane Emissions from Underground Coal Mines: Preliminary Findings", 1990
- Kamberger 1993 pers. Mitteilung von Herrn W. Kamberger, Sulzer Thermtec, 1993
- Kautz 1984 Kautz K., "Mineralogical aspects of the combustion of hard coal in power plants - from coal to fly ash", Fortschr. Miner. 62,1,51-72, August 1984, Stuttgart 1984
- Keefer 1993 Keefer R. F., Sajwan K. S., "Trace Elements in Coal and Coal Combustion Residues", London 1993
- Kerth 1988 Kerth M., "Die Pyritverwitterung im Steinkohlenbergematerial und ihre umweltgeologischen Folgen", Essen 1988
- Kiefer et al. 1991 Kiefer F., Frank-Fuchs A., Schneider H., "Verhalten und Auswirkungen von Graulat und Flugasche in Lysimeterversuchen", VGB Kraftwerk und Umwelt 1991, s.139-149
- Kirsch 1981 Kirsch H., "Die Herkunft der Spurenelemente Zink, Cadmium und Vanadium in Steinkohlen und ihr Verhalten bei der Verbrennung", BMFT-FB-T 81-054, Essen 1981
- Kobal et al. 1990 Kobal I., Brajnik D., Kaluza F., Vengust M. "Radionuclides in Effluent from Coal Mines, a Coal-Fired Power Plant, and a Phosphaite Processing Plant in Zasavje, Slovenia", Health Physics Vol.58, No.1, s.81-85, 1990
- Kok et al. 1989 Kok A., Bolt N., Jelgersma, "Spontaneous heating and stockpiling losses of coal", Kema Scientific & Technical Reports 7 (2):63-89 (1989)
- KOLKO 1989 "Geschäftsbericht 1988", Vereinigung der Schweizerischen Kohlenwirtschaft, Basel 1989
- KOLKO 1990 "Geschäftsbericht 1989", Vereinigung der Schweizerischen Kohlenwirtschaft, Basel 1990
- KOLKO 1991 "Geschäftsbericht 1990", Vereinigung der Schweizerischen Kohlenwirtschaft, Basel 1991
- KOLKO 1993 Vereinigung der Schweizerischen Kohlenwirtschaft, "Jahresbericht 1992", Arlesheim 1993
- Krzikalla 1993 Krzikalla N., "Das Verhalten ausgewählter Spurenelemente in GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung", Jül-2756, Jülich 1993
- Kunze 1990 Kunze B., "Emission ausgewählter Elemente aus Braunkohlekraftwerken", Energietechnik 40, H.8, s.295-302, 1990
- Kyte 1991 Kyte W.S., "Waste and Water Issues", Proceedings "Coal in the Environment", London April 1991
- Lama 1992 Lama D., "Methane gas emissions from coal mining in australia: Estimates and control strategies", in IEA/OECD Proceedings of "International conference on coal, the environment and development: Technologies to reduce greenhouse gas emissions", Paris 1992
- Lambertz et al. 1992 Lambertz J., Heinrich K., "Umweltschutz in den Veredelungsbetrieben der Rheinbraun AG", Braunkohle 12/92 s.20-26
- Landolt-Börnstein 1972 Hausen H. (Hrsg.), "Thermodynamische Eigenschaften von Gemischen, Verbrennung, Wärmeübertragung", IV.Band Technik, 4. Teil, 6. Auflage, Berlin 1972
- Lange et al. 1991 Lange M., Bade M., Günther G., Haug N. "Luftreinhaltung bei Kraftwerks- und Industriefeuerungen", BWK Bd.43(1991) Nr.4. s.198-203
- Lauffer et al. 1993 persönliche Mitteilung von Prof. Lauffer und Dr. Roge, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Mai 1993, Essen 1993
- Lautarski et al. 1982 Lautarski R., Pohjola V., I. Savolainen, Vuori S., "A comparative assessment of the health impacts of coal-fired, peat-fired and nuclear power plants" in "Health impacts of different sources of energy", WHO/UNEP/IAEA-Symposium, Wien 1992
- Levander 1990 Levander Th., "The relative contributions to the Greenhouse effect from the use of different fuels", Atmospheric Environment Vo.24A, No.11, p.2707-2714
- Levin 1993 Levin B., "CO₂-Emissionen von Energiesystemen zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Energiewandlungsketten", Dissertation TU Berlin 1993
- Linak et al. 1988 Linak W., McSorley J., Hall R. et al. "N₂O Emissions from Fossil Fuel Combustion", EPA/600/D-89/203, Durham 1988
- LNRW 1993 Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 11/5438 "Reduzierung der durch Kokereien verursachten

- Umweltbelastung", Düsseldorf Mai 1993
- Löcken et al. 1986 Löcken K., Jüntgen H., "Mathematisches Modell zur Abschätzung der Methanausgasung aus einem Kohleflöz", Erdöl, Erdgas. Kohle 102. Jg., Heft 1, s.43-45, 1986
- Lüderitz et al. 1988 Lüderitz P., Marquart D., "Spurenelementemissionen aus Braunkohlenkraftwerken: der Einfluss von Elektroabscheidern auf die Zusammensetzung der Flugasche", Z.gesamte Hyg. 34 (1988) Heft 4, s.266-269
- Lützke et al.1987a Lützke K., Sobottka H., "Messung und Bewertung der Schwermetallemissionen ausgewählter Anlagen und Vorschläge zu Minderungsmaßnahmen; Teilbericht über die Bestimmung der Schwermetall- und Spurenelementemissionen eines braunkohlebefeuerten Kraftwerkskessels", Essen 1987
- Lützke et al.1987b Lützke K., Grossmann W., Sobottka H., Tölle J. "Messung und Bewertung der Schwermetallemissionen ausgewählter Anlagen und Vorschläge zu Minderungsmaßnahmen; Abschlussbericht", Essen 1987
- Mahler 1990 Mahler W., "Zur Vorhersage des Verbrauchs von Elektroenergie in Braunkohletagebauen", Braunkohle7/1990 s.38-41
- Maier 1990 Maier H., "Emissionen rauchgasflüchtiger und filtergängiger Schwermetalle aus braunkohlebefeuerten Anlagen", VGB Kraftwerkstechnik 70 (1990), Heft 10, s.876-881
- Maier et al. 1985 Maier W., Gerken A., "Kommunen, Konzepte und Konkurrenten", Energie, Jahrg. 37, Nr.5, Mai 1985, Stuttgart 1985
- Maier et al. 1989 Maier H., Schöngrudner W., Much K., "Das Verhalten von Schwermetallen in einer Braunkohlefeuerung - Versuch einer Bilanzierung", VGB Kraftwerkstechnik 69, H.8, s.824-828, 1989
- Mannini 1989 Mannini A., "World coal ports", IEA Coal Research Nr. 15, London 1989
- Mannini et al. 1990 Mannini A., Daniel M., Kirchner A., Soud H., "World coal fired power stations", IEA Coal Research, London 1990
- Markewitz 1991 Markewitz P. "Theoretische Untersuchungen zum Verhalten von Schwermetallen in Kohlekraftwerken", Angewandte Systemanalyse Nr. 61, Jül 2497, Jülich 1991
- Marutzky 1989 Maritzky R., "Emissionsminderungen bei Fuderungsanlagen für Festbrennstoffe", Das Schornsteinfegerhandwerk 3/89, s.7-15
- Marx et al. 1990 Marx F.J., Urhahn G., Eckel J., "Betriebserfahrungen mit der Entstickungsanlage im Kraftwerk Bexbach", BWK, Band 42 (1990), Beilage, s.L11-L16
- Maude et al. 1994 Chris W Maude, Andrew T Kirchner, Martin Daniel, Olivier Montfort, "World coal-fired power stations - Europe and Russia", London 1994
- Masclat et al. 1987 Masclat P., Bresson M.A., Mouvier G., "Polycyclic aromatic hydrocarbons emitted ba power stations, and influence of combustion conditions", FUEL, 1987, Vol.66, s.556-562
- Meij 1989 Meij R., "Tracking trace elements at a coal-fired power plant equipped with a wet flue-gas desulphurization facility", Kema Scientific & Technical Reports 7 (5): 267-335 (1989), Arnhem 1989
- Meij 1991 Meij R., "The fate of mercury in coal-fired power plants and the influence of wet flue gas desulphurization", Water, Air and Soil Pollution 56: 21-33, 1991
- Meij et al. 1986 Meij R., Janssen L.H.J.M., van der Kooij J., "Air pollutant emissions from coal-fired power stations", Kema Scientific & Technical reports 4 (6): 51-69 (1986), Arnhem 1986
- Meij et al. 1989 Meij R., Alderliesten P.T., "The emission of inorganic trace compounds at coal-fired power plants equipped with wet flue gas desulphurization plants", L.J. Brasser and W.C. Mulder (Eds), Man and his Ecosystem. Proceedings of the 8th World Clean Air Congress 1989, The Hague, The netherlands 11-15 September 1989, Volume 4, s.303-308, Amsterdam 1989
- Menke et al. 1990 Menke C., Leithner R., "Auswirkung der Energieversorgung auf die Luftqualität in der Region Braunschweig", BWK, Band 42 (1990), Nr.7/8, s. 446-456
- Merz et al. 1989 Merz.E., Kroth K., Scholz W., Holzapfel Th. "Radioaktivitätsmessung an Gips aus Rachgasentschefelungsanlagen (REA) und Aktivitätsbilanzierung des Rauchgasentschwefelungsprozesses eines mit rheinischer Braunkohle befeuerten Grosskraftwerkes", VGB Kraftwerkstechnik 69, Heft 11, 1989, s.1114-1118
- Mrozowski et al. 1977 Mrozowski M., Kot A., "Möglichkeiten der Vergrößerung der energetischen Rohstoffbasis durch bessere Ausnutzung der Steinkohlenlagerstätten" in "Untersuchungen und Erkundungen von Braunkohlen und deren Lagerstätten", Vorträge zum Berg- und Hüttenmännischen Tag 1976 in Freiberg, Freiberg 1977
- Müller et al. 1992 Müller W.-U., Streffer C., Schabronath J., "Die Radonexposition im Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes" in Reiners Ch., Streffer C., Messerschmidt O., "Strahlenrisiko durch Radon" 32. Jahrestagung der Vereinigung Deutscher Strahlenschutzärzte e.V. in Essen 30. Mai - 1. Juni 1991 Stuttgart 1992

- Münch et al. 1992 J. Münch, F. Axenfeld, J.M. Pacyna, J.A. Duiser, C. Feldt, "Beschaffung von Grunddaten für den Stoffeintrag in unterschiedliche Ökosysteme: Grenzüberschreitender Transport von Luftverunreinigungen unter besonderer Berücksichtigung des Stoffeintrages in Nord- und Ostsee", im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin 1992
- Myers et al. 1982 Myers D.K, Gentner J.R., Johnson J.R., Mitchel R.E.J. "Carcinogenic potential of various energy sources" in "Health impacts of different sources of energy" Procedures of Int. Symposium organizes by WHO,UNEP, IAEA Nashville 1981, IAEA Wien 1982
- Nielsen et al. 1989 Nieleesen P.R., Blinksbjerg P. "Emission of Dioxins (PCDD and PCDF) from some secondary Sources; Combustion od Straw, Coal and Waste Oil from Automobiles", Chemosphere, Vol. 19, Nos.1-6, s.731-734, 1989
- Nishiwaki et al.1982 Nishiwaki Y., Shah S.M., Kanoh E., Tsunetoshi Y. et al., "Studies on the effects of atmospheric contamination due to fossil-fuel combustion in Japan" in "Health impacts of different sources of energy", WHO/UNEP/IAEA-Symposium, Wien 1992
- Nriagu 1989 Nriagu J.O., "Natural versus anthropogenic emissions of trace metals to the atmosphere", in Pacyna J.M., Ottar B.(eds.) "Control and fate of atmospheric trace metals", Dordrecht 1989
- Nriagu et al. 1988 Nriagu J.O., Pacyna J.M., "Quantitative asesment of worldwide contamination of air, water and soils by trace metals", Nature, Vol 333, 12 may 1988, s.134-139, 1988
- NRW 1992 Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, "Bericht über die Tätigkeit der Bergbehörden des landes Nordrhein-Westfalen im Jahre 1991", Düsseldorf 1992
- OECD 1983 OECD "Environmental Effects of Energy Systems - The OECD COMPASS Project", Paris 1983
- OECD 1985 OECD/IEA, "Environmental Effects of Electricity Generation", Paris 1985
- OECD 1991 OECD prepared for IPCC "Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks", Paris 1991
- OECD 1993 OECD "Advanced Emission Controls for Power Plants", Paris 1993
- OECD 1993a OECD/IEA, "Energy Balances of OECD Countries 1990-1991", Paris 1993
- OECD 1993b OECD/IEA,"Energy Statistics of OECD Countries 1990-1991", Paris 1993
- OECD 1994 OECD/IEA, "Global Methane and the Coal Industry", Paris 1994
- OECD 1995 OECD/IEA, "Energy Statistics of OECD Countries 1992-1993", Paris 1995
- OECD/IEA 1991 "Greenhouse Gas Emissions; The energy dimension", Paris 1991
- OFE 1996 US Department of Energy's, Office of Fossil Energy, "Clean Coal Power Program", Informationen ab Netscape Juni 1996, Adresse: <http://www.doe.gov>
- ORNL 1980 ORNL , "A Methodology and a Preliminary Data Base for Examining the Health Risks of Electricity Generation from Uranium and Coal Fuels", Oak Ridge 1980
- Ortiz et al. 1989 Ortiz A. Gomara E. ,"CORINAIR; Inventario de emision de contaminantes atmosfericos; corinair prototipo 1985, Ministerio de Obras Publicas y Urbanismo", Madrid 1989
- Pacyna 1981 Pacyna J.M., "Emission Factors for trace metals from coal-fired power plants", NILU Report 14/81, Norwegian Institute for Air Research, Lillestrom 1981
- Pacyna 1982 Pacyna J., "Trace Element Emissions from Coal-, and oil-Power Plants in Europe Methodology of calculations", Lillestrom 1982
- Pacyna 1986a Pacyna J.M. in Nriagu J.O., Davidson C.I. "Toxic metals in the atmosphere", "Atmospheric trace elements from natural and anthropogenic sources", Advances in Environmental Science and Technology, Vol. 17, s.33, New York 1989
- Pacyna 1986b Pacyna J.M. in Nriagu J.O., Davidson C.I. "Toxic metals in the atmosphere", "Emission factors of atmospheric elements", Advances in Environmental Science and Technology, Vol. 17, s.1, New York 1989
- Pacyna 1989 Nriagu J.O., in Pacyna J.M, Ottar B., "Control and Fate of Atmospheric Trace Metals", "Technological Parameters affecting atmospheric emissions of trace elements from major anthropogenic sources", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht 1989
- Pacyna et al. 1987 Pacyna J.M., Nriagu J.O., "Atmospheric Emissions of Chromium from natural and anthropogenic sources", in Nriagu J.O, Nieboer E. (Eds) "Chromium in the natural and human environments", New York 1987?
- Pacyna et al. 1989a Pacyna J.M., Münch J. in J.P.Vernet "Heavy Metals in the environment", Vol.1,s.144-147, "European inventory of trace metal emissions to the atmosphere", Genf 1989
- Pacyna et al. 1989b Pacyna J.M., Nriagu J.O. in Nriagu J.O., Nieboer E. "Chromium in the natural and human environments", "Atmospheric emissions of chromium from natural and anthropogenic sources",

- Advances in Environmental Science and Technology, Vol. 20, New York 1989
- Pacyna et al. 1991 Pacyna J.M., Münch J., "Anthropogenic mercury emission in Europe", Water, Air and Soil Pollution 56: 51-61, 1991
- Parker 1992 Parker M.J., "European Community Coal Policy: the Subsidy Issue", ENER Bulletin 12-92, s.5-14
- PECH 1980 PECH, "Trace-Element Geochemistry of Coal Resource Development Related to Environmental Quality and Health", Washington 1980
- Piccot et al. 1990a Piccot S., Chadha A., Kirchgesser D.A. et al., "Measurement of Methane Emissions in the Plume of a Large Surface Coal Mine Using Long Path Fourier Transform Infrared Remote (FTIR) Sensing", 1991
- Piccot et al. 1990b Piccot S.D., Chadha A., DeWaters J., Lynch T., Marsosudiro P., Tax W., Walata S., Winkler J.D. "Evaluation of Significant Anthropogenic Sources of Radiatively Important Trace Gases", EPA 1990
- Plassmann et al. 1977 Plassmann E., Zündorf O.-J. "Emissionen luftfremder Stoffe aus Hausbrandfeuerstätten und Kleingewerbebetrieben", Schriftenreihe Umweltschutz TÜV Rheinland, Band 5, Köln 1977
- Plewnia et al. 1983 Plewnia M., Schmitz J., Huber W., "Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten", Projekt "Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte", Jül-Spez-234/Bd.3, Jülich 1983
- Pope et al. 1988 Pope A.A., Cruse P.A., Most C.C. "Toxic Air Pollutant Emission Factors -A Compilation for Selected Air Toxic Compounds and Sources", EPA 1988
- Pospischill 1993 Pospischill H. "Die Methanemissionen der vorgelagerten Kohle- und Erdgasprozesskette und ihre Bedeutung am Beispiel der Strombereitstellung", Jülich 1993
- Püttmann et al. 1988 Püttmann W., Gossel W., "Analytik von aromatischen Kohlenwasserstoffen in Abraummaterial aus dem Steinkohlenbergbau", Wissenschaft und Umwelt 3/1988, s.123-130
- RAG 1992 "Kaiserstuhl setzt Massstäbe", RAG Dialog Nr.1, Oktober 1992, Essen 1992
- Ramachandran 1991 Ramachandran T.V., "Radiological Impact of Power Plants: Coal versus Nuclear", Indian J. Environmental Protection, Vol.11, No.4, April 1991, s.299-303
- Rentz 1991 Rentz O., "Coal Use and Air Pollution Issues", Proceedings "Coal in the Environment", London April 1991
- Rentz et al. 1990 Rentz O., Haasis H.-D., Morgenstern Th. et al. "Optimal Control Strategies for reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community" Gaseous Nitrogen Species in the pressurized fluidized bed Combustion of Coals", KfK-PEF 72, Kernforschungszentrum Karlsruhe 1990
- Respondek et al. 1992 Respondek A., Stein W. "Ergebnisse von Staubbiederschlags- und Schwebstaubmessungen im Rheinischen Braunkohlenrevier in den Jahren 1990/91", Braunkohle 10/1992, s.6-12
- Rheinbraun 1989 "Emissionsfaktoren für Braunkohle", Köln 1989
- Rheinbraun 1991 Rheinbraun Anwendungstechnik (mitgeteilt durch N. Schlösser, Rheinbraun AG) "Anhaltswerte", Köln 1991
- Rheinbraun 1993 Rheinbraun AG "Zahlen-Daten 91/92", Köln 1993
- Rheinische Braunkohlewerte 1989 Rheinische Braunkohlenwerke, "Methan-Emissionen bei Gewinnung, Veredelung und Verwendung Rheinischer Braunkohle", 1989
- Ritter et al. 1988 Ritter G., Faber W., Heinen R. "Emissionen aus der Verfeuerung von Briketts aus Rheinischer Braunkohle im Hausbrandbereich", Erdöl-Erdgas-Kohle Jg 104, Heft 9, September 1988
- Rogner 1990 Selzer H., Rogner H.-H., "Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas und Erdöl, Studie A.3.1 der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Bonn 1990
- RSU 1991 Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, "Abfallwirtschaft", Bonn 1991
- RSWG 1992 Background Document of the Response Strategies Working Group, "Technological Options for Reducing Methane Emissions", Draft 1992
- Ruhrkohle 1987 Verlag Glückauf GmbH, 7. Auflage, "Ruhrkohlen Handbuch", Essen 1987
- RWE 1993 pers. Mitteilungen der RWE Energie AG, Essen 1993
- Sabbioni et al. 1983 Sabbioni E., Goetz L., Springer A., Pietra R., "Trace metals from coal-fired power plants", The Science of the total environment, 29 (1983), s.213-227
- Schäfer 1989 Schäfer H.-G., "Zusammensetzung, Eigenschaften, Absaugung und Verwertung von Grubengas im Ruhrbergbau", Bergbau 9/1989, s.438-443
- Schlösser 1993 pers. Mitteilung von N. Schlösser, Rheinbraun AG, Köln 1993

- Schmidt et al. 1981 Schmidt K.-H., Romey I., Mensch F. "Kohle Erdöl Erdgas, Chemie und Technik", Würzburg 1981
- Schnug 1991 Schnug A. "Elektrizitätswirtschaft", BWK Bd.43, Nr.4-April 1991
- Schöpel 1985 Schöpel M., "Die Abgänge des Steinkohlebergbaus. Verwitterungs- und Lösungsvorgänge im Bergematerial, dargestellt an Lysimeterversuchen", Clausthal 1985
- Schucht 1987 Schucht K., "Umweltschutz als unternehmerische Aufgabe für den Steinkohlenbergbau", Erzmetall 40 (1987) Nr.2, s.77-83
- Schwirten 1988 Schwirten D., "Die Funktionsweise eines Grubenkraftwerks am Beispiel des Kraftwerks Wachtberg", Braunkohle 40 (1988) Heft 7, s.212-218
- SdK 1991 Statistik der Kohlenwirtschaft eV., "Zahlen zur Kohlenwirtschaft", Essen und Köln 1991
- SdK 1993 Statistik der Kohlenwirtschaft eV., "Zahlen zur Kohlenwirtschaft", Essen und Köln 1993
- Selzer et al. 1990 Selzer H., Rogner H.-H. "Energiebedingte Methanemissionen, Studie A.3.3 der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des deutschen Bundestages, Bonn 1990
- Skorupska 1993 Skorupska N.M., "Coal specifications - impact on power station performance", IEACR/52, London 1993
- Sloss 1992 Sloss L.L., "Halogen emissions from coal combustion", IEA Coal Research, London 1992
- Sloss 1993 Sloss L.L., "Organic Compounds from Coal Utilisation, DRAFT", London 1993
- Smith 1984 Smith I.M. "PAH from coal utilisation - emissions and effects", IEA Coal Research London 1984
- Smith et al. 1991 Smith I.M., Thanbimuthu K.V. "Greenhouse gases, abatement and control: the role of coal", IEA Coal Research, London 1991
- Smith et al. 1992a Smith I.M., Thanbimuthu K.V., "Greenhouse gas emissions and the role of coal", World Energy Council. 15th Congress, Madrid 1992
- Smith et al. 1992b Smith I.M., Sloss L.L., "Methane emissions from coal", Perspectives, London 1992
- Soud 1991 Soud H.N., "Emission standards handbook: air pollutant standards for coal-fired plants", IEA Coal Research, London 1991
- Sporenberg 1985 Sporenberg F., "Ermittlung von Emissionsfaktoren für die Elemente Blei, Cadmium, Quecksilber und Zink sowie Beurteilung der Feinstaubabscheidung bei steinkohlegefeuerten Kraftwerken", VDI, Reihe 15: Umwelttechnik Nr.35, Düsseldorf 1985
- Stamer et al. 1991 Stamer R., Eicker H., "Gasaustritte aus verfüllten Schächten und Sicherheitsvorkehrungen über Tage", Glückauf-Forschungshefte 52 (1991) Nr.4
- STEAG 1988 STEAG AG Essen, "Strom aus Steinkohle - Stand der Kraftwerkstechnik", Berlin 1988
- Steinmetz 1992 Steinmetz R., "Schematische Gegenüberstellung von Schaufelradbagger/ Band/ -Absetzer- Betrieb und Förderbrückenbetrieb bei der Abraumgewinnung und -verkipfung in Braunkohletagebauen", Braunkohle3/92 s.5-7
- Steinmetz et al. 1990 Steinmetz R., Redlich H., "Direktförderverfahren als energiesparende Technologien in der Abraumbewegung", Neue Bergbautechnik 20. Jg., Heft 6, 1990, s.208-212
- Stock et al. 1986 Stock P., Horbert M., Schäpel C., "Klimatische Untersuchungen an Bergehalden im Ruhrgebiet", Arbeitshefte Ruhrgebiet, 1986
- Struschka et al. 1988 Struschka M., Straub D., Baumbach G., "Schadstoffemissionen von Kleinf Feuerungsanlagen", VDI-Fortschrittsberichte Reihe 15, Nr. 60, Stuttgart 1988
- Strzodka et al. 1990 Strzodka K., Slaby D., "Aufgaben zur rationellen Energieanwendung und Gestaltung der Hilfsprozesse in Tagebauen", Neue Bergbautechnik, 20. Jg., Heft 4, 1990, s.134-139
- Swaine 1990 Swaine D.J., "Trace Elements in Coal", London 1990
- Swaine 1995 Swaine D.J., Goodarzi F., "Environmental Aspects of Trace Elements in Coal", London 1995
- Syring 1990 Syring H. "REA-Abwasser-Beseitigung", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- Takeshita 1993 Mitsuru Takeshita, Herminé Soud, "FGD performance and experience on coal-fired plants", IEA Coal Research, London 1993
- Tauber 1988 Tauber C., "Spurenelemente in Flugaschen; Kohle - Kraftwerk - Umwelt", Köln 1988
- Taubert 1990 Taubert U., "Waste Management on hard coal fired power plants" in Aarson M.L. et al "Fuel Strategies; Coal supply, dust control, and byproduct utilization", New York 1990
- Thomas 1992 Thomas L. "Handbook of Practical Coal Geology", Chichester 1992
- Tippmer 1988 Tippmer K. in Steinmetz E. (Hrsg.) "Kokereitechnik", Haus der Technik - Vortragsveröffentlichungen, Heft 537, "Rückgewinnung von Prozess- und Brauchwasser sowie Wertstoffen aus dem Abwasser der Kokerei KT 45", Essen 1988

- Torp 1991 Torp U., "persönliche Mitteilung", Ministry of the Environment, Kopenhagen 1991
- UBA 1987 Ratajczak E.-A. im Auftrag des UBA Berlin, "Emissionsmessungen an kohlegefeuerten Hausbrandfeuerstätten insbesondere im Hinblick auf gesundheitsgefährdende Abgasbestandteile, Band 1-3", Essen 1987
- UBA 1989 "Luftreinhaltung'88; Tendenzen-Probleme-Lösungen", Umweltbundesamt Berlin 1989
- Uerpmann 1990 Uerpmann E.-P. "Betriebserfahrungen mit nasser Rauchgasentschwefelung in Braunkohlekraftwerken", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- UN 1992 United Nations, "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", Genf 1992
- Unipede 1993 Unipede (International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy), "NOx Control Technologies", Paris 1993
- Unipede 1996 Unipede (International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy), "Unipede Electricity Statistics, Generation and Consumption 1990-1994", Paris 1996
- UNSCEAR 1988 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation "Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation", New York 1988
- UNSCEAR 1993 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation "Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation", New York 1993
- Unsworth et al. 1991 Unsworth J.F., Barratt D.J., Roberts P.T., "Coal quality and combustion performance", Elsevier, Chester 1991
- Van der Bruggen et al. 1989 Van der Bruggen F.W., Koppius-Odink J.M. "Flue Gas Cleaning of power Stations in the Netherlands", in Brassier L.J and Mulder W.C. (Eds), "Man and his Ecosystem" proceedings of the 8th World Clean Air Congress 1989, The Hague, Volume 4, s.321-325
- Van der Sloot et al. 1982 Van der Sloot H.A., Wijkstra J., Van Dalen A., Das H.A., Slanina J., Deckers J.J., Wals G.D, "Leaching of trace elements from coal solid waste", Netherlands Energy Research Foundation, Petten 1982
- van Wijk 1992 van Wijk A.J.M. "De Nederlandse Elektriciteitsvoorziening 1981-2002; Brandsofinzet en Emissies", Utrecht 1992
- VDI 1993 VDI Berichte 1043, Tagung Schliersee, 29., 30. April 1993 "Instrumente zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen IKARUS", Schliersee 1993
- VEÖ 1993 persönliche Mitteilung des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs, Wien 1993
- Vernon 1991 Vernon J.L., "Pollution control for industrial coal-fired boilers", IEA Coal Research, London 1991
- Vernon et al. 1990 Vernon J.L., Soud H.N. "FGD installations on coal-fired plants", IEA Coal Research, London 1990
- VGB 1992 VGB und VDEW, "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland", VGB-TW 702, Essen 1992
- Visser 1992 Visser G.Th., "A wind-tunnel study of the dust emissions from the continuous dumping of coal", Atmospheric Environment Vol.26A, No.8, s.1453-1460, 1992
- Vitovec 1991 Vitovec W. "N₂O-Emissionen aus pyrogenen Quellen in Oesterreich", Dissertation TU Wien, Wien 1991
- Voje et al. 1991 Voje H.-H., Fischer B., Mittelbach G. "Inbetriebnahme- und Betriebserfahrungen mit SNCR-Anlagen an Schmelzfeuerungskesseln", VGB Kraftwerkstechnik 71 (1991), Heft 10
- vom Berg 1990 vom Berg W. "Verwertung von Verbrennungsrückständen", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- von Ameln 1989 von Ameln D., "Zum Einsatz automobiler Betriebsmittel in der Vor- und Herrichtung von Steinkohlebergwerken", TH Aachen, Aachen 1989
- Voos 1985 Voos H, "Rauchgasreinigung - angewandte Verfahren und Entwicklungen' in Steinmetz E. (Hrsg.) 'Planung, Bau und Betrieb von Wärmekraftwerken', Haus der Technik, Vortragsveröffentlichungen, Heft 501, Essen 1985
- Vrins 1990 Vrins E., "A field study on the airborne dust emissions from a coal storage and handling site", in Masuda S. and Takahashi "Aerosols; Science, Industry, Health and Environment", Vol.2, Oxford 1990
- VSE 1996 Ospelt Ch., Knoepfel I., Spreng D., "Direkter und indirekter Energieverbrauch der Haushalte", Bulletin des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), 12/96
- Wagner 1989 Wagner H.-J. "Aufschlüsselung von Investitionskosten", Jül-Spez 524, Jülich 1989
- Walker 1993 Walker S., "Major coalfields of the world", IEACR/51, London 1993
- Weber et al. 1989 Weber E., Cramer H., Ganse I., "Untersuchungen über das Auftreten von Nitro-PAH bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe", Essen 1989

- WEC 1988 World Energy Conference, "Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility", London 1988
- Weinzierl 1992 Weinzierl K. "Status und Perspektiven des Kombikraftwerkes mit integrierter Kohlevergasung", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992) Heft 4, s.204-210
- Weltenergiekonferenz 1989 WEC Survey of Energy Resources, World Energy Conference (1989) London 1989
- Wiggering 1984 Wiggering H., "Mechanismen bei der Verwitterung aufgehaldeter Sedimente (Berge) des Oberkarbons", Essen 1984
- Wiggering et al. 1991 Wiggering H., Kerth M. (Hrsg.), "Bergehalten des Steinkohlenbergbaus; Beanspruchung und Veränderung eines industriellen Ballungsraumes", Wiesbaden 1991
- Wijk 1992 Van Wijk A.J.M., Rijkuniversiteit Utrecht, "De Nederlandse Elektriciteitsvoorziening 1981-2002; Brandstofinzet en emissies", Utrecht 1992
- Yokoyama et al. 1991 Yokoyama T., Nishinomiya S. "N₂O Emissions from Fossil Fuel Fired Power Plants", Environ.Sci.Technol., 1991, 25, s.347-348
- Zahner 1985 Zahner Ph., "Le stockage du charbon et du coke en plein air: pollution et protection des eaux", Les cahiers de l'environnement No 38, OFPE, Bern 1985
- Ziegler 1989 Ziegler A., "Forschungsschwerpunkte im deutschen Steinkohlenbergbau", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 39.Jg. (1989) Heft 1/2
- Zimmermeyer et al. 1991 Zimmermeyer G., Roge G., Schabronath J. "Minderung der Emissionen von PAH am Beispiel einiger stationärer Anlagen", VDI-Berichte Nr.888, 1991, s.93-115

Weitere ausgewertete Quellen (nicht zitiert)

- Agst 1985 Agst J., "Die Brennstoffe", 7. Auflage Moers 1985
- Altena 1986 Altena H., "Verbesserung des Grubenklimas durch Kälteerzeugungsanlagen über- und untertage", BMFT-FB-HA 86-024, Essen 1986
- Amann 1990 Amann M., "Recent and future development of Emissions of nitrogen oxides in Europe", Atmospheric Environment Vol.24A, No.11, p2759-2765
- Anders et al. 1989 Anders R., Sauer H., in "Desulphurisation in coal combustion systems", 19-21 April 1989, "Removal of SO₂ from coal combustion systems", European Federation of Chemical Engineering, London 1989
- Barrie et al. 1988 Barrie W.B., Carr C.H., "Water use in Coal Mining Industry and its Influence on ground Water in Western Canada", Ottawa 1988
- Bergmann et al. 1990 Bergmann H., Ewers J., "Neue Kraftwerkskonzepte für Braunkohle", VGB Kraftwerkstechnik, 70.Jg., Heft 5, 1990,
- Bertling et al. 1983 Bertling H., Baer H., "Möglichkeiten der Verwertung zurückgewonnener Energie aus Kokstroeknkühlung", Glückauf, 119 (1983) Nr.24, s.1203-1209
- Bertling et al. 1990 Bertling H., Schönau H., "Entwicklungsstand und -perspektiven der Verkokung von Steinkohlen", Erdöl, Erdgas Kohle, 106. Jg., Heft 4, 1990, s.217-222
- Bessette 1984 Bessette R.D., "Coal Handling, Storage and Sampling", Purdue Industrial Fuel Conference 1984
- Bragg et al. 1991 Bragg L.J., Finkelman R.B., Tewalt S.J., "Distribution of Chlorine in United States Coal", in Chlorine in Coal, Stringer J., Banerjee D.D. (Ed.), Amsterdam 1991
- BUWAL 1986 "Schadstoffemissionen des privaten Strassenverkehrs 1950 - 2000", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 55, Bern 1986
- BUWAL 1987 "Vom Menschen verursachte Schadstoff-Emissionen in der Schweiz 1950 - 2010", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 76, Bern 1987
- Cavallaro et al 1991 Cavallaro J.A., Deurbrouck A.W., Killmeyer R.P., Fuchs W., Jacobson P.S., "Sulfur and ash reduction potential and selected chemical and physical properties of United States coals", DE91 015938 1991
- Cernushi 1987 Cernushi S., Giugliano M., "Trace elements emission factors from coal combustion", The Science of the total Environment, 65 (1987) s.95-107
- Chadwick et al. 1984 Chadwick K., Myttenaere C., Sinnavee J., "Health and environmental impacts of energy production and utilization" European Appl. Res. Rept. - Environ. and Nat.Res.Sect. Vol.2 No.2 (1984) pp. 293-350
- Chow et al. 1992 Chow W., Nott B., "Electric power industry's response to recent emission regulations" in Vourvopoulos G., "Elemental Analysis of Coal and its by-products", Singapore 1992
- Corfee 1990 Corfee J., Leggett J., "An international comparison of air pollution controls for power plants: Costs and regulatory requirements", Energy & Environment, Volume 1, Number 1 1990, s.49 - 73
- DBIV 1990 Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. "Jahresbericht 1990", Köln 1991
- DeLuchi 1991 DeLuchi M.A., "Emissions of Greenhouse Gases from the use of transportation fuels and electricity", Argonne National Laboratory 1991
- DGMK 1989 Riepe W., DGMK, "Bestimmungsmethoden von Metallen in Kohlen und deren Produkten", Hamburg 1989
- DOE 1989a "Energy systems emissions and material requirements", prepared by Meridian Corp., Virginia/Washington 1989
- DOE 1989b San Martin R.L., "Environmental emissions from Energy technology systems: The total fuel cycle", Washington 1989
- Düring 1991 Düring K., "Energietransport", BWK Bd.43 (1991) Nr.4, s.204-208
- EGKS 1992 Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl EGKS, "Die Investitionen in den Kohle- und Stahlindustrien der Gemeinschaft; Bericht über die Erhebung 1992", Luxemburg 1992
- Eitz 1991 Eitz A.W., "Probleme der Stromerzeugung in den neuen Bundesländern", VGB Kraftwerke 1991
- Ernst 1988 Ernst J. "Anforderungen an chemische Messungen im Kraftwerksbereich", VGB Kraftwerkstechnik 68, Heft 2, 1988, s.175-181
- Eyre 1991 Eyre N. "Environmental Burdens of Coal Technologies; Draft Working Document", ETSU, Harwell 1991
- Fichtner 1985 Haji-Javad M., Heinisch M., Hetschel M., Hutter F., Ludwig H., "Konzeption eines Steinkohlekraftwerkes aus umweltfreundlichen Komponenten", BMFT-FB-T 85-065, Stuttgart 1985
- Foell 1979 Foell W.K.(ed.), "Management of energy/ Environmental Systems: Methods and Case Studies",

- New-York 1979
- Franklin 1989 "Appendix to the comparative energy and environmental impacts for soft drink delivery systems 1987 to 1995", Franklin Associates Ltd, Prairie Village 1989
- Fritz 1980 Fritz W., "Die verschiedenen Kohlenarten und ihre Eigenschaften", 1980
- Fritzsche 1988 Fritzsche A.F., "Gesundheitsrisiken von Energieversorgungssystemen", Köln 1988
- Gattinger et al. 1990 Siemens Energietechnik, "Emissionen und Umwelt", 1990
- Geiger et al. 1990 Geiger B., Hofer R., Kleeberger H. "Energieträger- und Emissionsmatrix, in 'Energie und Klima', Studie A.1.1.a der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des deutschen Bundestages, Bonn 1990
- Goossens et al. 1989 Goossens W.H.P., Van Loon P.C. "First year operational experience with the largest single absorber FGD in Europe", in Brasser L.J and Mulder W.C. (Eds), "Man and his Ecosystem" proceedings of the 8th World Clean Air Congress 1989, The Hague, Volume 4, s.327-332
- Gruber et al. 1990 Gruber K.H., Hammerschmid R., Winkler R., Rentz O., "Dynamisierung der Grenzwerte für TA Luft-Feuerungsanlagen und Konzeption der Reststoffentsorgung", BWK Band 42 (1990) Nr.11, s.637 - 657
- Grübler 1980 Grübler A., "The WELMM approach to energy and natural resources", Energy in a finite world
- Güdelhöfer et al. 1988 Güdelhöfer P., Mistele J., Scholl G. "Ermittlung und Verminderung der Schadstoffemissionen bei Wirbelschichtfeuerungen mit Kohle", Umweltforschungsplan des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Essen 1988
- Güthner 1980 Güthner G., "Minderung diffuser Staubemissionen stationärer Anlagen", Umwelt 2/80, s.261-266
- Hansel 1988 Hansel G., "Rekultivierung im Steinkohlenbergbau", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 38.Jg. (1988) Heft 8, s.619-623
- Harrad et al. 1991 Harrad S.J., Fernandes A.R., Creaser C.S., "Domestic coal combustion as a source of PCDDs and PCDFs in the british environment", Chemosphere, Vol.23, No.3, s.255-261, 1991
- Hein 1990 Hein K.R.G. "NOx-Minderung bei Feuerungen für rheinische Braunkohlen", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- Herrmann 1977 Herrmann G., "Stromtransport oder Kohletransport - neue Steinkohlekraftwerke wohin?", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 27.Jg (1977) heft 4, s.287-278, 1977
- Hohmeyer et al. 1990 Hohmeyer O., Böhm E., Angerer G., Hiessl H., Toussaint D., Ayse Esin B.A., "Methodenstudie zur Emittentenstruktur in der Bundesrepublik Deutschland; Verknüpfung von Wirtschaftsstruktur- und Umweltbelastungsdaten" 1. Zwischenbericht, Karlsruhe 1990
- Holdren et al 1980 Holdren J.P., Morris G., Minzter I., "Environmental Aspects of Renewable Energy Sources"; Annual Review of Energy 5: 241-291, 1980
- Holdren et al 1983 Holdren J.P., Anderson K.B., Deibler P.M., Gleick P.H., Minzter I.M., Morris G.P., "Health and safety Impacts of renewable, Geothermal and Fusion Energy" in Travis C.C., Etnier E.L. (eds) "Health Risk of Energy Technologies, AAAS Selected Symposium 82, Colorado 1983, s.141-208
- Holzapfel 1990 Holzapfel A., "Aussichten der REA-Gips-Verwertung unter rechtlich-wirtschaftsgeographischen Aspekten. Brennstoff-Wärme-Kraft 42 (1990) Nr.1/2 s.64
- IIASA 1991 "IDEA - an International Database for ecoprofile Analysis; A tool for decision Makers", Laxenburg 1991
- Infras 1981 Prozessdatenspiegel für 42 Förderungs-, Transport- und Umwandlungsprozesse im Bereich der Raumwärmeversorgung, Zürich 1981
- Jung 1987 Jung J., "Zukünftige Heizungssysteme; Nutzungsketten - Verluste - Emissionen", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37.Jg (1987) Heft 2, s.166-171
- Kaouras 1989 Kaouras G., "Kohlepetrographische, Palynologische Untersuchungen der pilozänen Braunkohle von Kariochori bei Ptolemais/NW-Griechenland", Dissertation, Göttingen 1989
- Kato 1992 Kato N., "Structure of energy consumption and trends of emission of atmospheric species related to the global change in asia", in IEA/OECD Proceedings of "International conference on coal, the environment and development: Technologies to reduce greenhouse gas emissions", Paris 1992
- Kausch 1992 Kausch P., "Die Rolle der Consol Energy Inc. in der Steinkohlenindustrie der USA", Braunkohle 12/92 s.8-12
- Kirchner et al 1974 Kirchner H., Merz E., Schiffers A., "Radioaktive Emissionen aus mit rheinischer Braunkohle befeuerten Kraftwerksanlagen", Braunkohle, Heft 11, Bd. 26, 1974
- Koch et al. 1992 Koch E., Altenbeck P., "Umsetzung der Grossfeuerungsanlagen-Richtlinie der EG in den Mitgliedstaaten", Landesanstalt für Immissionsschutz Nordrhein-Westfalen, LIS-Bericht Nr.98,

- Essen 1992
- KOLKO 1981 "Kohlestudie Schweiz; Die Möglichkeit eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Schweiz und deren ökologische und volkswirtschaftliche Auswirkungen", Basel 1981
- Krejci-Graf 1983 Krejci-Graf K., "Minor Elements in Coals", in Augustithis S.S. (ed.) "The significance of trace elements in solving petrogenetic problems", Athen 1983
- Küster et al. 1990 Küster D., Telöken R., "Betriebserfahrungen mit NO_x-armer Verbrennung in Steinkohlekraftwerken", BWK, Band 42 (1990), Beilage s.L17 - L22
- Masuhr et al. 1990 Masuhr K.P., Meckel H., Voss A., Fahl U., "Austausch fossiler Energieträger untereinander", in "Fossile Energieträger: Band 4", Enquête-Kommission, Karlsruhe 1990
- Moskowitz et al. 1987 Moskowitz P.D., Hamilton L.D., "Energy and complex industrial systems environmental emissions data reporting and aquisition", Workshop for the Preparation of Guidelines for the joint IAEA/ UNEP/ WHO Project on "Assessing and managing Health and Environmental Risks from Energy and other complex industrial systems", Long Island 1987
- Müller 1989 Müller R. "Potential der Kohlevergasung in GuD-Kraftwerken", Erdöl, Erdgas, Kohle
- Müller 1991 Müller L., "Die Metropole Berlin mit veränderten Bedingungen für die Strom- und Fernwärmeversorgung", VGB Kraftwerke 1991, s. 26
- Oversby 199? Oversby V.M., "The need for a full-system analysis when evaluating energy options", Livermore
- Pott 1985 Pott F. "Pyrolyseabgase, PAH und Lungenkrebsrisiko - Daten und Bewertung", Staub Reinhaltung der Luft, Bd.45 (1985), Nr.7/8, s.369-379
- Reichl 1990 Reichl A., "Energetische und ökologische Bewertung der Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung", BWK, Band 42(1990), Heft Nr.6, s. 325-336
- Reuther et al 1991 Reuther D., Zanner H., Zelkowski J., "Feuerungstechnische Eigenschaften einiger Steinkohlen", VGB Kraftwerke 1991 s. 164-169
- Rubin et al. 1990 Rubin E.S., Salmento J.S., Chow W. in 83rd Annual Meeting of the Air & Waste Management Association, "Chemical Characterization of Power Plant Waste Streams", Pittsburgh 1990
- RWE 1991 "Energieflussbild 1989 der Bundesrepublik Deutschland", BWK Bd.43, Nr.7/8, Juli/August 1991, s.344
- Schiffer 1992 Schiffer H.-W., "Energiamarkt '91", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992), Heft 3, s.154-174
- Schladot et al. 1982 Schladot J.D., Nürnberg H.W., "Atmosphärische Belastung durch toxische Metalle in der Bundesrepublik Deutschland - Emission und Deposition", KFA Jül 1776, Jülich 1982
- Schulz 1979 Schulz M., "Hydrogeochemische Felduntersuchungen zum Auslaueverhalten verschiedener Bergematerialien des Nordrhein-Westfälischen Steinkohlengebietes und einer Hochofenschlacke", Kiel 1979
- Schüssler et al. 1990 Schüssler U., Kümmel R., "Schadstoff-Wärmeäquivalente", ENERGIE, Jg. 42, Nr.5, 1990
- Schwarz 1990 Schwarz H., "Wie sieht die Energie- und Umwelt-Zukunft der DDR aus", ENERGIE. Jg.42, Nr.1/2 1990
- Stat.Bundesamt 1990 "Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen", Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Tabellen 1985-1988, Statistisches Bundesamt, Stuttgart 1990
- Sturm 1990 Sturm K.-D. "Aus für Alternativen ? Stand und Perspektiven der Müllverbrennung", Energie, Jg.42, Nr.9, 1990, s.16-22
- Swaine 1989 Swaine D.J., "Environmental aspects of Trace Elements in Coal", Journal of coal quality, Vol 8, Nr. 3-4, s.67-71
- Thole 1990 Thole B., "Braunkohlennutzung in der Bundesrepublik Deutschland", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 40.Jg. (1990) Heft 12, s.866-873
- Torrens 1991 Torrens I.M."Towards Cleaner and More Efficient Coal Use Technologies" in CMDC "Cleaner Energy for Sustainable Development", Genf 1991
- UCPTE 1992 Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité", Jahresbericht 1991, Madrid 1992
- UNEP 1979 "The Environmental Impacts of Production and Use of Energy; Part 1: Fossil Fuels", Energy reports Series, UNEP Nairobi 1979
- UNEP 1985 UNEP, "The environmental impacts of production and use of energy", Energy Report Series ERS-14-85, Nairobi 1985
- van Berk 1987 van Berk W., "Hydrochemische Stoffumsetzungen in einem Grundwasserleiter - beeinflusst durch eine Steinkohlenbergehalde", Düsseldorf 1987

- VDEW/VGB/VIK 1990 "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken. Teil III: Rückstände aus der Wasser- und Abwasseraufbereitung", VGB-Kraftwerkstechnik 70 (1990) H.12, s.1033-1041
- Vernon 1989 Vernon J., in "Desulphurisation in coal combustion systems", 19-21 April 1989, "Regulatory control of SO₂ emissions: current status and future trends", European Federation of Chemical Engineering, London 1989
- VGB-Merkblatt 1991 VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber e.V., "Wirkungsgradänderungen an Dampfturbinen - Ursachen und Gegenmassnahmen -", Essen 1991
- Victorin et al. 1986 Victorin K., Jantunen M.J., Itkonen A., Ahlborg U.G., Stahlberg M., Honkasalo S. "Mutagenic Effluents from a Coal-Fired Power Plant: Short-Term Variations and relation to Power Load and Other Load-Dependent Emissions", Environ.Sci.Technol. 1986, 20, s.400-404
- VIK 1991 VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., "Staistik der Energiewirtschaft 1991/92", Essen 1992
- Voigtländer 1990 Voigtländer P. "Stand der Emissionen von Luftschadstoffen aus DDR-Kraftwerken - Schwefeldioxid, Stickoxide, Staub", in VGB-Seminar "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken, Industrie- und Heizkraftwerken", Cottbus 1990
- Wadge et al. 1986 "The concentration and particle...", The science of the total Environment, 54 (1986) 13-27
- Wagner et al 1989 Wagner H.-J., Wassmann B., Hansen K., Schön R., "Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von Materialien", Jülich 1989
- Watson 1982 Watson A.P., "Energy analysis of the coal fuel cycle: Community health and resource change in an appalachian coal county" in "Health impacts of different sources of energy", WHO/UNEP/IAEA-Symposium, Wien 1992
- Weiss 1977 Weiss J.-P. "Produktions- und Beschäftigungseffekte des Baus von Kraftwerken", Referat auf der Fachtagung Nr.18 des Bundesministeriums für Forschung und Technologie über "Energieforschung und Arbeitsplätze" in Dortmund 1977, Dortmund 1977
- Zupke et al 1990 Zupke U., Hartmann J., "Die ökologische Hinterlassenschaft der DDR", Geographische Berichte 35 (1990) 4, s.225-232



Teil VII

Kernenergie

Überarbeitung 1996:

Roberto Dones, PSI

Bearbeitung

Roberto Dones, PSI
Erich Zollinger, PSI

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Verdankungen

Wir möchten an dieser Stelle Herrn Dr. H. Patak (EGL) für die Unterstützung bei der Durchführung dieser Studie danken. Nebst der Beantwortung allgemeiner Fragen bezüglich des Brennstoffkreislaufs war Herr Dr. Patak behilflich bei der Kontaktaufnahme mit US-Minenbetreibern, der BNFL und der Cogéma. Danken möchten wir den Geschäftsleitungen der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt für die KKW-spezifischen Informationen, insbesondere den Herren Dr. Lips (KKG) und R. Häusermann (KKL) für ihren Zeiteinsatz für die Durchsicht der entsprechenden Kraftwerks-Kapitel. Dank ausgesprochen sei der Geschäftsleitung der Nagra, insbesondere Dr. C. McCombie für die Beantwortung von Fragen bezüglich der Endlagerung. Gedankt sei den Herren M. Hohn & T. Schulten, D. Däpp & U. Dommann und A. Tramèr, die in ihren Semesterarbeiten an der ETHZ die Brennstoffkreislaufschritte "Uranerzabbau", "Uranerzaufbereitung", resp. "Endlagerung" im Sinne dieser Studie behandelten. Zu erwähnen ist besonders auch der Beitrag von Herrn M. Ménard bei der Überarbeitung des Textes für die 3. Auflage.

Großer Dank gebührt Herrn K. Foskolos (PSI), der bei der Initiierung des Projekts und bei den ersten Kontaktaufnahmen mit verschiedenen Betreibern nuklearer Anlagen behilflich war. Besonders möchten wir vor allem unserem Gruppenleiter Herrn Dr. S. Hirschberg (PSI), der uns bei der Lösung wichtiger Probleme unterstützt hat, danken.

Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden, im Rahmen der Gesamtstudie "Ökoinventare von Energiesysteme" durchgeführten Arbeit bestand in der Ermittlung des Energie- und Materialbedarfs, der Emissionen in Luft und Wasser sowie der festen Abfälle in allen Schritten des Kernbrennstoff-Kreislaufes bezüglich der Bau-, Betriebs- und Abbruchphasen.

Innerhalb der Kernenergiekette wurden die folgenden Teilprozesse untersucht: Uranmine, Uranerzaufbereitung, Konversion, Anreicherung, Brennelement-Herstellung, Kraftwerk, Wiederaufarbeitung, Zwischenlager und Endlager für konditionierte mittel- und hochaktive Abfälle.

Bei den Kernkraftwerken wurde zwischen Druckwasser- und Siedewassereaktoren unterschieden. Die Datenermittlung stützte sich primär auf die schweizerischen Kernkraftwerke mit ihren relevanten, nuklearen Brennstoff-, Ver- und Entsorgungsanlagen; diese Daten wurden teilweise auf die Kraftwerke der UCPTÉ-Länder extrapoliert. Analysiert wurden die beiden, der 1000 MW-Klasse angehörenden, schweizerischen Druckwasser- und Siedewasser-Reaktoren Gösgen und Leibstadt. Für die Kernkraftwerke in Frankreich und Deutschland konnten länderspezifische Daten zu Emissionen, Abbrand und Abreicherungsgrad ermittelt werden. Für die anderen UCPTÉ-Länder mit KKW (Belgien, Niederlande, Slovenien und Spanien) mussten durchschnittliche Daten verwendet werden, welche nicht auf die länderspezifische Situation eingehen. Die anhand der KKW Gösgen und Leibstadt bilanzierten spezifischen Daten zur Kraftwerksinfrastruktur wurden anhand der länderspezifischen Arbeitsausnutzung auf die UCPTÉ Kraftwerke übertragen.

Bei den Uranminen wurde nur Tagebau und Untertagebau in die Studie aufgenommen. Auf der Stufe der Uranerzaufbereitung wurden neben den Betriebsemissionen auch die radioaktiven Langzeitemissionen der Prozessrückstände (Tailings) bilanziert. Die Langzeitemissionen werden über einen Zeitraum von 80'000 Jahren integriert. Nach dieser Zeitdauer dürften die Restemissionen aus sanierten Tailings ungefähr das Niveau der natürlichen Hintergrundbelastung erreichen. Als Anreicherungsverfahren wurden die Gasdiffusion und die Gas-Ultrazentrifugen untersucht. Ferner wurden für die vier wichtigsten Aufbereitungsfirmen (EURODIF, URENCO, USEC, TENEX) spezifische Inventare unter Berücksichtigung der Art der Stromversorgung erstellt. Die bestehenden Marktverhältnisse zwischen den Betreibern von Urananreicherungsanlagen und von Kernkraftwerken verschiedener Länder wurden so weit wie möglich berücksichtigt. Da die stromintensive Anreicherung durch Diffusion in Abhängigkeit der Art der Stromversorgung unterschiedliche Umweltbelastungen verursacht, hat die Berücksichtigung der Vertragsverhältnisse einen grossen Einfluss auf einige Resultate der Kernenergiekette.

Die Wiederaufarbeitung wurde als Prozessstufe in allen UCPTe-Nuklearketten bilanziert obwohl diese nicht in allen Ländern benutzt wird. Die Wiederverwendung von extrahiertem Uran und Plutonium als Brennelement wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Für die konditionierten radioaktiven festen Abfälle wurden zwei Endlager, welche das schweizerische Konzept reflektieren, bilanziert: eines für schwach- und mittelaktive Abfälle in horizontal zugänglichen Kavernen und eines für hochaktive Abfälle in tiefen, vertikal zugänglichen Stollen.

Am Ende jedes, den einzelnen Prozessstufen zugeordneten Kapitels, sind die ausgewählten Daten zusammengestellt. Die aufgeführten Emissionen beziehen sich dabei auf direkte Umweltabgaben auf den entsprechenden Stufen. Die mit dem direkten und indirekten Einsatz elektrischer Energie und fossilen Brennstoffen sowie mit Transportbedarf verbundenen Emissionen wurden von der Software berechnet. Die Tabellen und die Figuren am Ende dieses Teils zeigen die Resultate des gesamten nuklearen Kreislaufs.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	viii
1 Übersicht	1
1.1 Uranressourcen.....	1
2 Produktionsanlagen im Brennstoffkreislauf	2
2.1 Kernkraftwerke der Schweiz	2
2.2 Kernkraftwerke der UCPTE-Länder	2
2.3 Herkunft der Dienstleistungen der schweizerischen KKW	2
3 Annahmen über den Brennstoffkreislauf.....	5
3.1 Allgemeine Annahmen.....	5
3.2 Schritte des Brennstoffkreislaufs.....	6
3.3 Informationsstand.....	8
4 Uranerzabbau.....	9
4.1 Einleitung und Übersicht.....	9
4.2 Prospektion und Exploration.....	10
4.3 Abbauverfahren.....	11
4.3.1 Tagebau.....	11
4.3.2 Tiefbau	12
4.3.3 In-Situ Laugung.....	12
4.4 Allgemeine Daten der Minen	13
4.5 Material- und Energie-Bedarf.....	14
4.5.1 Betrieb der Anlage	14
4.6 Emissionen Luft.....	18
4.6.1 Übersicht.....	18
4.6.2 Tagebau-Mine.....	18
4.6.3 Tiefbau Mine.....	19
4.7 Emissionen Wasser	20
4.7.1 Tagebau-Mine.....	20
4.7.2 Tiefbau-Mine	22
4.8 Restaurierung der Minen.....	24
4.8.1 Tagebau-Mine.....	24
4.8.2 Tiefbau-Mine	24
4.9 Transporte	24
4.9.1 Transporte von Betriebsmaterialien.....	24
4.9.2 Transporte von Abraum.....	25
4.10 Flächeninanspruchnahme.....	25
4.11 Übersicht über die Eingabedaten.....	26
4.11.1 Modul:"Uran ab Mine"	26
4.11.2 Zusammenstellung der Eingabedaten	26
4.11.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	28
5 Uranerzaufbereitung.....	31
5.1 Übersicht.....	31
5.2 Aufbereitungsverfahren.....	31
5.2.1 Saure Laugung.....	32
5.2.2 Alkalische Laugung	33
5.3 Allgemeine Daten der Aufbereitungsanlagen.....	33
5.4 Material- und Energie-Bedarf.....	35
5.4.1 Bau der Aufbereitungsanlage.....	35
5.4.2 Betrieb der Aufbereitungsanlage.....	35

5.5	Emissionen Luft	37
	5.5.1 Emissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlage.....	37
	5.5.2. Radioaktive Luftemissionen	37
5.6	Emissionen Wasser.....	40
	5.6.1 Radioaktive Wasseremissionen.....	40
	5.6.2 Nicht-radioaktive Wasseremissionen	41
5.7	Emissionen nach dem Betrieb der Aufbereitungsanlagen.....	42
5.8	Transporte.....	51
	5.8.1 Transporte während der Bauphase.....	51
	5.8.2 Transporte während der Betriebsphase	51
5.9	Flächeninanspruchnahme.....	52
5.10	Übersicht über die Eingabedaten.....	53
	5.10.1 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	53
	5.10.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	53
6	Konversion	57
6.1	Einleitung und Übersicht	57
6.2	Konversionsverfahren.....	58
6.3	Allgemeine Daten der Konversions-Referenz-Anlagen.....	60
6.4	Material- und Energie-Bedarf	61
	6.4.1 Bau der Konversionsanlage.....	61
	6.4.2 Betrieb der Anlage.....	62
	6.4.3 Abbruch der Anlage	64
6.5	Emissionen.....	64
	6.5.1 Emissionen beim Betrieb der Anlage.....	64
	6.5.2 Feste Abfälle beim Abbruch der Anlagen	72
6.6	Transporte.....	72
	6.6.1 Transporte während der Bauphase.....	72
	6.6.2 Transport während der Betriebsphase.....	72
	6.6.3 Transporte während der Abbruchsphase	73
6.7	Flächeninanspruchnahme.....	73
6.8	Übersicht über die Eingabedaten.....	74
	6.8.1 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	74
	6.8.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	75
7	Anreicherung.....	79
7.1	Einleitung und Übersicht	79
	7.1.1 Kommerzielle Anreicherungsanlagen.....	79
	7.1.2 Referenz-Anlagen anderer Studien	79
7.2	Anreicherungsverfahren.....	81
	7.2.1 Anreicherung durch Diffusion.....	81
	7.2.2 Anreicherung durch Zentrifugieren	81
	7.2.3 Andere Anreicherungsverfahren.....	81
7.3	Allgemeine Daten	82
	7.3.1 Anreicherungsdienstleistungen.....	82
	7.3.2 Charakteristische Werte für CH und UCPTe Bedingungen.....	84
	7.3.3 Schlüsselgrößen der Anreicherungsanlage.....	84
7.4.	Material- und Energie-Bedarf	86
	7.4.1 Bau der Anreicherungsanlage.....	86
	7.4.2 Betrieb der Anlage.....	88
	7.4.3 Abbruch der Anlage	91
7.5	Emissionen.....	91
	7.5.1 Emissionen beim Betrieb der Anlage.....	91
	7.5.2 Feste Abfälle beim Abbruch der Anlagen	98

7.6	Transporte	99
7.6.1	Transporte während der Bauphase	99
7.6.2	Transporte während der Betriebsphase	100
7.7	Flächeninanspruchnahme	100
7.8	Übersicht über die Eingabedaten	100
7.8.1	Zusammenstellung der Eingabedaten	100
7.8.2	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	101
8	Brennelementfertigung	107
8.1	Übersicht	107
8.2	Beschreibung der Brennelement-Fertigungsschritte	108
8.3	Allgemeine Daten der Anlagen	108
8.4	Material- und Energie-Bedarf	110
8.4.1	Bau	110
8.4.2	Betrieb	110
8.4.3	Abbruch	111
8.5	Emissionen	111
8.5.1	Emissionen beim Betrieb der Anlage	111
8.6	Emissionen beim Abbruch	116
8.7	Transporte	116
8.7.1	Transporte während der Bauphase	116
8.7.2	Transporte während der Betriebsphase	116
8.7.3	Transporte während der Abbruchsphase	117
8.8	Flächeninanspruchnahme	117
8.9	Übersicht über die Eingabedaten	118
8.9.1	Zusammenstellung der Eingabedaten	118
8.9.2	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	118
9	Brennstoffeinsatz im Reaktor	121
9.1	Übersicht, Annahmen und Randbedingungen	121
9.1.1	Wahl der bilanzierten Kernkraftwerke	121
9.1.2	Leistungs- und Produktionsdaten der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt	121
9.2	Technische Beschreibung der Kernkraftwerksanlagen	124
9.2.1	Druckwasser-Reaktoranlage Gösgen (KKG)	124
9.2.2	Siedewasser-Reaktoranlage Leibstadt (KKL)	128
9.2.3	Zusammenstellung der Anlagedaten des KKG und KKL	132
9.3	Material- und Energie-Bedarf der Kernkraftwerks-Anlagen	135
9.3.1	Material- und Energie-Bedarf beim Bau der Kernkraftwerks-Anlagen	135
9.3.2	Stoff- und Energie-Bedarf beim Betrieb der KKW Anlagen	139
9.3.3	Energie- und Materialbedarf beim Abbruch des KKL	145
9.4	Emissionen	146
9.4.1	Emissionen beim Bau der KKW-Anlagen	147
9.4.2	Emissionen beim Betrieb der KKW-Anlagen	147
9.4.3	Emissionen beim Abbruch der KKW-Anlagen	167
9.5	Transporte	170
9.5.1	Während der Bauphase	170
9.5.2	Während der Betriebsphase	172
9.5.3	Während der Abbruchphase	173
9.5.4	Total Transportbedarf	173
9.6	Flächeninanspruchnahme	173
9.7	Übersicht über die Eingabedaten	174
9.7.1	Zusammenstellung der Eingabedaten	174
9.7.2	Service-Module für ‘Strom ab DWR/SWR/KKW-Mix’	186
9.7.3	Kritik, Verbesserungswürdige Punkte	186

10	Wiederaufarbeitung	189
10.1	Übersicht, Annahmen und Randbedingungen	189
10.1.1	Kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlagen	189
10.1.2	Wiederaufarbeitung der Brennelemente aus den KKW-CH.....	189
10.1.3	Annahmen für die Studie.....	190
10.2	Beschreibung des Prozesses	190
10.3	Allgemeine Angaben der Referenz-Wiederaufarbeitungsanlagen	192
10.4	Material- und Energie-Bedarf	193
10.4.1	Bau	193
10.4.2	Betrieb	194
10.4.3	Abbruch.....	196
10.5	Emissionen.....	197
10.5.1	Emissionen beim Bau	197
10.5.2	Emissionen während des Betriebs.....	197
10.5.3	Emissionen beim Abbruch.....	205
10.6	Transporte	206
10.6.1	Transporte während des Baus.....	206
10.6.2	Transporte während des Betriebs und Abbruchs.....	206
10.7	Flächeninanspruchnahme.....	206
10.8	Übersicht über die Eingabedaten.....	207
10.8.1	Zusammenstellung der Eingabedaten des Moduls.....	207
10.8.2	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	209
11	Zwischenlagerung der radioaktiven Abfälle	213
11.1	Übersicht und Kurzbeschreibung des ZWILAG.....	213
11.2	Material- und Energiebedarf	214
11.2.1	Materialbedarf.....	214
11.2.2	Energiebedarf	214
11.3	Emissionen.....	215
11.3.1	Luftemissionen.....	215
11.3.2	Wasseremissionen.....	216
11.3.3	Feste Rückstände.....	217
11.4	Transportbedarf.....	217
11.5	Flächeninanspruchnahme.....	218
11.6	Übersicht über die Eingabedaten.....	219
11.6.1	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	219
11.6.2	Kritik, Verbesserungswürdige Punkte.....	219
12	Endlagerung	223
12.1	Einleitung.....	223
12.2	Das nukleare Entsorgungskonzept der Schweiz	223
12.3	Allgemeine Daten der Endlager-Projekte.....	224
12.3.1	Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle (B).....	224
12.3.2	Endlager für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle (C).....	225
12.4	Material- und Energiebedarf	227
12.4.1	Bau der Endlager B und C	227
12.4.2	Betrieb der Endlager B und C	227
12.4.3	Zusammenstellung des Material- und Energiebedarfs der Endlager.....	228
12.5	Emissionen.....	231
12.5.1	Emissionen beim Bau und Betrieb der Endlager B und C.....	231
12.5.2	Langzeitemissionen.....	233
12.6	Transporte	236
12.7	Flächeninanspruchnahme.....	238
12.8	Endlager für schwach radioaktive Abfälle	238

12.9	Übersicht über die Eingabedaten.....	239
12.9.1	Zusammenstellung der Eingabedaten der Module	239
12.9.2	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	239
13	Resultate, Diskussion.....	241
13.1	Zusammenfassung der Resultate	241
13.2	Diskussion	241
13.2.1	Ressourcen.....	241
13.2.2	Materialien	242
13.2.3	Transportbedarf.....	243
13.2.4	Abwärme total	243
13.2.5	Emissionen Luft	243
13.2.6	Emissionen Wasser.....	245
13.2.7	Abfälle	246
Anhänge	281
1	Unterlagen zur Berechnung des Uran- und des Trennarbeits-Bedarfs für die angenommenen Anreicherungsgrade.....	281
2	Stromproduktion der schweizerischen KKW von 1982-1992.....	282
3	Zusammenstellung der Leistungs- und Produktionsdaten des KKW-Gösgen (det. Angaben für das Kalenderjahr 1991)	283
4	Zusammenstellung der Leistungs- und Produktionsdaten des KKW-Leibstadt (det. Angaben für das Kalenderjahr 1991)	285
5	Zusammenstellung der Leistungsaufnahmen der Pumpen der verschiedenen Hauptwasserkreisläufe	286
6	Betriebsdaten des KKG und KKL für die Jahre 1991 und 1992 sowie kummulierte Produktionsangaben <KKG 1993>, <KKL 1993>	287
7	Betriebszyklen und Brennstoffeinsatz im KKW Gösgen <Meier 1991>.....	288
8	Errata.....	289
Literaturverzeichnis.....	291

Abkürzungsverzeichnis

ABB	Asea Brown Boveri
ADU	Ammonium-Diuranat-(NH ₄) ₂ ·U ₂ O ₇ Konversions-Nass-Prozess
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor
ANF	Advanced Nuclear Fuels (USA)
AUC	Ammonium-Uranyl-Carbonat
AVLIS	Atomic Vapour Laser Isotope Separation Prozeß
B&W	Babcock & Wilcox
BE	Brennelement
BEW	Bundesamt für Energiewirtschaft (CH)
BN	Belgonucléaire
BNFL	British Nuclear Fuels plc
BWR	Boiling Water Reactor
CFC	Chloro-Fluoro-Carbon
CFR	Code of Federal Regulation (U.S.A.)
CIF	Cement Immobilization Facility
CNEA	Comision Nacional de Energia Atomica (RA)
CNFP	Commercial Nuclear Fuel Plant
COD	Chemical Oxygen Demand
COG	Central Off-Gas System
COGEMA	Compagnie générale des matières nucléaires
DOE	Department of Energy (U.S.A.)
DOG	Dissolver Off-Gas System
DWR	Druckwasserreaktor
EARP	Enhanced Actinide Removal Plant
EF	Energy Fuels
EG	Europäische Gemeinschaft
EIA	Environmental Impact Appraisal
ENEA	Ente Nazionale per le Energie Alternative e l'Ambiente (I)
EP2	Encapsulation Plant 2
EPA	Environmental Protection Agency (U.S.A.)
EPRI	Electric Power Research Institute (USA)
FBFC	Franco-Belge de Fabrication des Combustibles
FBR	Fast Breeder Reactor
FN SpA	Fabricazioni Nucleari SpA (I)
FPCCU	Fuel Pool Cleaning and Cooling System
FRP	Fuel Reprocessing Plant
GA	General Atomics
GE	General Electric
GGR	Gas Graphite Reaktor
GHG	Greenhouse Gases
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (ehem. Sowjetunion)
GWP	Greenhouse Warming Potential
HAA	Hochaktive Abfälle
HALES	Highly Active Liquor Evaporation and Storage Plant
HCFC	Hydro-Chloro-Fluoro-Carbon
HEPA	High Efficiency Particulate Air (filter)
HFC	Hydro-Fluoro-Carbon
HLLW	High Level Liquid Waste
HLW	High Level Waste
HM	Heavy Metal
HPCS	High Pressure Core Spray
HSK	Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (CH)
HWZ	Halbwertszeit
IAEA	International Atomic Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ILW	Intermediate Level Waste
JNFS	Japan Nuclear Fuel Service Company (J)

Kani	Kartonfabrik Niedergösgen
KfK	Kernforschungszentrum Karlsruhe
KKB	Kernkraftwerk Beznau (I und II)
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
KKM	Kernkraftwerk Mühleberg
KKW	Kernkraftwerk
LLW	Low Level Waste
LMA	Langlebige mittelaktive Abfälle
LT	Long Term
LWR	Light Water Reactor
MAA	Mittelaktive Abfälle
MASFE	Medium Active Salt Free Evaporation Plant
MEB	Multi-Element Bottle
Minatom	Ministerium für Atomenergie (GUS)
MLIS	Molekular Laser Isotope Separation Prozeß
MOX	Mixed Oxide Fuel
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NICCW	Nuclear Island Closure Cooling System
NC	North Continent
NRC	(US) Nuclear Regulatory Commission
ODP	Ozone Depletion Potential
OK	Odourless Kerosene (siehe TBP/OK)
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
PAEC	Pakistan Atomic Energy Commission (PK)
PFC	PerFluoro-Carbon
PNC	Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation (J)
PSI	Paul Scherrer Institut, Villigen/Würenlingen (CH)
PUREX	Plutonium Uranium Extraction Process
PWR	Pressurized Water Reactor
Refuna	Regionale Fernwärmeversorgung Unteres Aaretal
RBU	Reaktor-Brennelement Union (D)
RDB	Reaktordruckbehälter
RHR	Residual Heat Removal
RWCU	Reactor Water Clean Up System
SAA	Schwach aktive Abfälle
SBR	Schneller Brutreaktor
SEHR	Special Emergency Heat Removal System
SETP	Segregated Effluent Treatment Plant
SIXEP	Site Ion Exchange Effluent Plant
SM	Schwermetall
SMA	Schwache und kurzlebige, mittelaktive Abfälle
SPCU	Suppression Pool Clean-Up System
STP	Solvent Treatment Plant
SVA	Schweizerische Vereinigung für Atomenergie
SWR	Siedewasserreaktor
SWU	Separative Work Unit
TBP	Tributylphosphat
TBP/OK	Tributylphosphate diluted with Odourless Kerosene
TDS	Total Dissolved Solids
TENEX	Technabexport (Russland)
THORP	Thermal Oxide Reprocessing Plant
TOC	Total Organic Carbons
TSS	Total Suspended Solids
TVS	Total Volatile Solids
UC	Union Carbide
UCOR	Uranium Corporation of South Africa
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
UMTRA	Uranium Mill Tailings Remedial Action
UMTRCA	Uranium Mill Tailings Radiation Control Act
UNEP	United Nations Environment Programme

UNH	Uranyl-nitrat-hexahydrat: $\text{UO}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
USEC	U.S. Enrichment Corporation
UTA	Uran-Trenn-Arbeit (siehe SWU)
VF	Vitrification Facility
WA	Wiederaufarbeitung
WAZÜ	Wärmeaustauscher-Zwischenüberhitzer
WCI	Reactor Water Clean Up System
WMF	Waste Management Facilities
WVP	Windscale Vitrification Plant
ZWILAG	Zentrales Zwischenlager für radioaktive Abfälle Würenlingen (CH)

1 Übersicht

1.1 Uranressourcen

Bezüglich des langfristigen Potentials der Kernenergie ergibt sich die grundsätzliche Frage, wie groß aus heutiger Sicht die Uranvorkommen der Welt und wie verlässlich die Angaben zu Reserven sind. Geologische Untersuchungen sind zum Ergebnis gekommen, daß die Erdkruste aus 2-4 ppm Uran besteht. Die Verteilung des Urans in den verschiedenen geologischen Formationen sagt aus, daß die Menge des vorhandenen Urans auf etwa das 300-fache anwächst, wenn man zu Erzen mit 10mal kleinerem Urangehalt übergeht. Für die Brennstoffversorgung von Kernkraftwerken ist deshalb entscheidend, welche Uranmengen technisch und wirtschaftlich zu gewinnen sind. Gegenwärtig werden im wesentlichen Erzkörper mit Urangehalten oberhalb 0.1% abgebaut (siehe Kap.VII.4). Die umfassendste Informationsquelle über die Uranreserven in den Ländern der westlichen Welt ist der Bericht der OECD/IAEA. Dieses sogenannte "Red Book" <OECD/IAEA 1992> unterteilt die Uranreserven hinsichtlich der Nachweistiefe und der Produktionskosten in hinreichend gesicherte Reserven, geschätzte zusätzliche Reserven und vermutete Reserven. Die Produktionskosten¹ der Reservekategorien beziehen sich auf die Kostenklassen bis 80 US\$/kgU, von 80-130 US\$/kgU und von 130-260 US\$/kgU. Wie aus der Tab.VII.1.1 entnommen werden kann, betragen die hinreichend gesicherten und geschätzten zusätzlichen Reserven in den Ländern der westlichen Welt gegenwärtig ca. 4.8E6 tU <Max 1993>. Über die Uranvorkommen der GUS, Osteuropas und China liegen z.T. neue Informationen vor. Danach belaufen sich die hinreichend gesicherten und geschätzten Reserven dieser Länder auf etwa 1.3E6 tU. Diese Angaben erscheinen verhältnismäßig gering; möglicherweise spiegeln sie den in den GUS und in der Volksrepublik China noch niedrigen Stand gezielter Prospektions- und Explorationstätigkeiten wieder. Als vermutete oder auch spekulative Reserven, die bis zu US-\$ 260/kgU abbaubar sind, betragen in den OECD-Ländern zwischen 7.1E6 und 8.4E6 tU; entsprechende Mengen in den übrigen Länder werden mit 2.5E6-2.6E6 tU angegeben. Die gesamten gesicherten und geschätzten Vorräte in West und Ost bis zu Produktionskosten von US-\$ 260/kgU betragen demnach etwa 1.6E7-1.7E7 tU. Eine grobe Abschätzung zeigt, daß bei der Annahme eines weltweit in Betrieb stehenden Kernkraftwerksparks mit einer Gesamtleistung von rund 3.3E5 MW (Stand 1992) und eines mittlerer Bedarfs von rund 200 tU pro GWa, diese Uran-Reserven (inkl. vermutete, d.h. noch nicht entdeckte Reserven), ohne Einbezug irgendwelcher weiteren Extrapolationen und Optionen, für rund 250 Jahre ausreichen würden.

	Westliche Welt	GUS, Osteuropa und VR China	Total
Hinreichend gesicherte und geschätzte Reserven ^a	4.8	1.3	6.1
Vermutete Reserven ^b	7.1-8.4	2.5-2.6	9.6-11.0
Summe ^b	11.9-13.2	3.8-3.9	15.7-17.1

^a Produktionskosten: <US-\$ 130/kgU.

^b Produktionskosten: <US-\$ 260/kgU.

Tab.VII.1.1 Uranreserven in Mio t U <Max 1993>.

¹ Die Produktionskosten umfassen die Kosten für den Uranerzabbau und die Erzaufbereitung; die angewendete Einheit U bedeutet metallisches Uran in Urankonzentrat.

2 Produktionsanlagen im Brennstoffkreislauf

2.1 Kernkraftwerke der Schweiz

Die gegenwärtige Situation der Kernenergie in der Schweiz ist geprägt durch ein bis zur Jahrhundertwende dauerndes Moratorium (10-jähriger Bewilligungsstopp für neue Kernkraftwerke, Volksabstimmung vom 23.9.90). Zusätzlich zur inländischen Nuklearkapazität von total rund 3100 MW brutto hat die schweizerische Elektrizitätswirtschaft aus dem französischen Nuklearpark 2550 MW an Bezugsrechten erworben <Huber 1992>. Die folgende Tabelle zeigt eine Zusammenstellung der in Betrieb stehenden schweizerischen Kernkraftwerke (Jahr 1994).

KKW	Betriebsaufnahme	Reaktortyp	Nennleistung brutto MW	Nennleistung netto MW
Beznau-I	1969	DWR	364	350
Beznau-II	1971	DWR	364	350
Mühleberg	1971	SWR	372	355
Gösgen	1978	DWR	990	940
Leibstadt	1984	SWR	1045	990

Tab.VII.2.1 Schweizerische Kernkraftwerke <HSK 1995>.

2.2 Kernkraftwerke der UCPTE-Länder

Der im Verbundnetz der UCPTE-Länder integrierte europäische Reaktorpark besteht fast ausschließlich aus Leichtwasserreaktoren der Druck (DWR)- und Siedewasserlinien (SWR), für die das KKG resp. KKL relevante Vertreter darstellen. Eine Übersicht über die installierten Leistungen in den einzelnen UCPTE-Ländern und Aufteilung in SWR und DWR zeigt die Tabelle VII.2.2. Hieraus ist ersichtlich, daß der überwiegende Teil von der Druckwasserlinie gestellt wird (90%). Der Hauptgrund dieser signifikanten DWR-Lastigkeit liegt im großen französischen Kernkraftwerkspark, der praktisch zu 100% aus DWR-Anlagen besteht.

2.3 Herkunft der Dienstleistungen der schweizerischen KKW

Als Vorgabe zu dieser Studie mußte die Auswahl der zu analysierenden nuklearen Anlagen auf den einzelnen Brennstoff-Versorgungs- und Entsorgungsstufen unter Berücksichtigung der schweizerischen sowie europäischen Verhältnisse geschehen. Die Datenermittlung hatte sich primär auf die schweizerischen Kernkraftwerke mit ihren entsprechenden Front- und Back-End-Schritten (vor- und nachgelagerte Prozeßstufen) zu konzentrieren. Diese Kernkraftwerke sind vom Leichtwasserreakortyp, dem Druck- und den Siedewasserreaktor. Da der überwiegende Teil der Kernkraftwerke der UCPTE-Länder diesem Reaktortyp angehört, war eine Extrapolation der schweizerischen Daten möglich. Eine Übersicht über die Herkunft der Dienstleistungen in den einzelnen Brennstoffkreislaufschritten bezüglich aller schweizerischen Kernkraftwerke ist aus der Tabelle VII.2.3 ersichtlich. Diese Zusammenstellung diente zur Beurteilung der Relevanz der in den Kapiteln VII.4-VII.12 behandelten Brennstoff-Produktions- und Entsorgungs-Anlagen und -Prozesse in Bezug auf die schweizerischen KKW.

Land	Gesamtleistung MW	DWR		SWR	
		MW	%	MW	%
Deutschland	22630 ^a	15367	70	7263	30
Belgien	5'807	5807	100	---	---
Frankreich	59552 ^b	59552	100	---	---
Niederlande	538	480	90	58	10
Schweiz	3135	1718	55	1417	45
Slowenien	664	664	100	---	---
Spanien	7400	5950	80	1450	20
Total	99726	89538	90	10188	10

^a Nur DWR und SWR (gesamt 20 Anlage).

^b Ohne GGR-Reaktoren: Bugey-1 (555 MW) sowie SBR Reaktor Phénix (250 MW) und Superphénix (1200 MW).

Tab. VII.2.2 Installierte Brutto-Leistungen der DWR und SWR in den UCPT-E-Ländern, Stand 1.2.1995 <atw 1995>.

Stufe	Nukleare Anlage	Beznau I+II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
Uran-Abbau und Aufbereitung	Beteiligungen mit Energy Fuels, Ltd an PHB ^a und ASP ^b , USA	Verträge seit 1977	bis auf weiteres	Verträge seit 80	Bis auf weiteres
	Uncle Sam, Freeport, USA				
	Minerals Comp. Louisiana, USA				
	Spotmarkt				
Konversion	Comurhex, Malvési/Pierrelatte, F	Verträge seit 1978	bis auf weiteres	Verträge seit 1978 bis ca. 1998	bis auf weiteres
	BNFL, Springfields, GB	Verträge seit 1970		Verträge seit 78/79 bis ca. 98/99	
	Metropolis, Illinois, Allied Signal Inc., USA				
	Spotmarkt				
Anreicherung	Georges Besse, Tricastin, F	Verträge seit 1985	bis auf weiteres	Verträge von 1988 bis 1995	Verträge von 1988 bis 1997 für 50 %
	URENCO, Capenhurst, GB			1973 bis 1988	
	Oak Ridge Tennessee od. Portsmouth, Ohio, USA				
	Spotmarkt				
Brennelement Herstellung	RBU, Siemens, Hanau, D	Verträge seit 1984	bis auf weiteres	Verträge von 1977 bis 1995	Verträge bis 1997
	ABB Atom Västerås, S	Verträge bis heute			
	Columbia, Westinghouse, USA				
	General Electric, Wilmington, USA				
Wiederaufarbeitung	UP3, Cogéma, La Hague, F	Verträge reichend bis zum Jahr 2000	Verträge reichend bis zum Jahr 2000	Verträge reichend bis zum Jahr 2000	Verträge reichend bis zum Jahr 2000
	THORP, BNFL, Sellafield, GB	Verträge reichend bis zum Jahr 2004	Verträge reichend bis zum Jahr 2004	Verträge reichend bis zum Jahr 2004	Verträge reichend bis zum Jahr 2004

^a Partnerschaft Hanksville/Blanding.

^b Arizona Strip Partners.

Tab. VII.2.3 Herkunft der Dienstleistungen im Brennstoffkreislauf für die KKW-CH <Patak 1996>, <SBK 1992>.

3 Annahmen über den Brennstoffkreislauf

3.1 Allgemeine Annahmen

Diese Studie basiert primär auf dem KKW-Gösgen (DWR) und dem KKW-Leibstadt (SWR), welche als typische Vertreter der 1000 MW_e-Leistungsgrösse der Leichtwasserreaktoren angenommen werden können. Auf der Entsorgungsseite wurde angenommen, dass der gesamte abgebrannte Brennstoff wiederaufgearbeitet wird, d.h. die Option der direkten Entsorgung wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Weiter wurde bei der Wiederaufarbeitung eine mögliche Rückführung des anfallenden Urans und Plutoniums in den Brennstoffkreislauf nicht berücksichtigt (offener Brennstoffkreislauf), womit entsprechende MOX-Brennstoff-Fabrikations-Prozesse, wie die Konversion und Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran sowie die MOX-Brennelement-Herstellung ausgeklammert werden konnten. Die schweizerischen Zwischenlager und Endlager befinden sich im Planungsstadium; aus Vollständigkeitsgründen wurden aber gleichwohl die entsprechenden Bedarfs- und Emissionsdaten, basierend auf den gegenwärtigen Verhältnissen der Gesamtstudie, eingeführt.

Für die vorliegende Studie wurden den UCPTE Kernenergieanlagen übereinstimmende Brennstoffkreisläufe basierend auf schweizerischen Verhältnissen zugeordnet. Bezüglich der KKW wurden entsprechende Daten auf die UCPTE KKW auf der Basis der Brennstoffabbrand- und Arbeitsausnutzungswerten übertragen, mit Ausnahme der radioaktiven Emissionswerte welche die mittleren Abgaben während der letzten Jahre aller in Betrieb stehenden Anlagen in der Schweiz resp. in den meisten nuklearen UCPTE Ländern (D, F) reflektieren. Aus diesem Grund werden die Module der schweizerischen KKW als DWR CH und SWR CH benannt. Eine spezielle Bedeutung in Bezug auf eine möglichst genaue Bilanzierung des Energiebedarfs, hat die Festlegung der Anreicherungsgrade im Anreicherungsschritt, insbesondere für den energieintensiven Diffusionsprozess; deshalb wurden für die schweizerischen und die KKW der meisten nuklearen UCPTE Ländern differenzierte Anreicherungs Werte eingeführt. Die Back-End-Schritte des Brennstoffkreislaufs der schweizerischen KKW wurden direkt auf die UCPTE Kreisläufe übertragen.

Jeder Schritt wurde in einem separaten Kapitel bearbeitet. Die am Ende jedes Schrittes gezeigten Module enthalten eine Zusammenfassung der in die Software eingegebenen Eingabewerte, enthaltend die direkten Bedarfswerte und direkten Emissionen der jeweiligen Schritte. Die Infrastrukturaufwendungen wurden auf jeder Prozessstufe in separaten Modulen erfasst. Die Kategorisierung wurden gemäss den allgemein in dieser Studie untersuchten Kriterien vorgenommen. Im speziellen sei jedoch darauf hingewiesen, dass die indirekten Emissionen im Zusammenhang mit den allgemeinen Dienstleistungen sowie Transporten in diesen Eingabenzusammenstellungen nicht erscheinen. Die spezifischen Emissionen dieser Aktivitäten können in den entsprechenden Modulen gefunden werden.

Die totalen Emissionen für jeden Schritt sowie für den gesamten Kreislauf für die KKW in der Schweiz und in den UCPTE-Ländern sind mit dem Softwareprogramm berechnet und am Schluss dieses Berichtsteils diskutiert. Für die Ermittlung der auf die Transporte zurückzuführenden Emissionen wurden in dieser Studie die allgemein angewandten Standard-Module eingesetzt. Für die Transportdistanzen konventioneller Materialien wurden die in dieser Studie angenommenen Werte verwendet, währenddem für den Transport nuklearer Produkte, wenn bekannt, die entsprechenden Distanzen eingesetzt wurden. Die nukleare Zerfallswärme des abgebrannten Brennstoffes wurde nicht mitbilanziert; die entsprechende Wärmemenge, integriert über die ersten 40 Jahre nach der Entladung, gibt einen Wert (bezogen auf die Stromproduktion) kleiner als 1% der Wärmeabgabe durch den Kühlturm während des Betriebs des KKW.

Die Flächeninanspruchnahme wird entsprechend der in dieser Studie gewählten Methodik bilanziert, bei der die belegte Fläche mit der Zeitdauer der Inanspruchnahme multipliziert wird. Diese Definition führt bei der Uranerzaufbereitung, aufgrund der Radon-Langzeitemissionen zu besonders

hohen Werten. Als Annahme wird die von allen Prozessstufen der Nuklearkette beanspruchte Fläche in der Kategorie "modifiziert" eingestuft (Siehe Teil 3 "Methodik").

3.2 Schritte des Brennstoffkreislaufs

Das zentrale Element des Verknüpfungsbaumes besteht, wie aus Fig.VII.3.1 ersichtlich, aus dem Modul des KKW-CH- resp. KKW-UCPTE-Mix. Diese Kopfelemente wurden aus den länderspezifischen KKW-Modulen für CH, F, D und 'Andere UCPTE' (stellvertretend für B, NL, SL, E), welche getrennt für DWR und SWR erstellt wurden, berechnet. Diesen länderspezifischen KKW-Modulen werden Bedarfsmengen und Emissionsfrachten von beiden Enden d.h. von der Versorgungs- und von der Entsorgungsseite zugeordnet, was mit der Pfeilrichtungsangabe unterstrichen wird.

Die Front-End Seite beginnt mit dem Uranabbau-Schritt, wobei Tagebau- und Tiefbau-Minen in die Analyse einbezogen wurden. Es wird eine 6:4 Zuordnung dieser Minenarten vollzogen. Die Uranextraktion mit chemischen Verfahren wird nicht analysiert. Nach dem Durchgang des Natururans durch die Aufbereitungs- und Konversionsstufen (U_{nat} in U_3O_8 und U_{nat} in UF_6) erfolgt wiederum eine Aufteilung in Diffusions- und Zentrifugen-Anreicherung. Ferner wurden für die vier wichtigsten Aufbereitungsfirmen (EURODIF, URENCO, USEC, TENEX) spezifische Inventare unter Berücksichtigung der Art der Stromversorgung erstellt. Die bestehenden Marktverhältnisse zwischen den Betreibern von Urananreicherungsanlagen und von Kernkraftwerken verschiedener Länder wurden so weit wie möglich berücksichtigt. Nach der Anreicherungsstufe folgt die Brennelement-Herstellung und der anschließende Brennstoffeinsatz im KKW.

Auf der Back-End-Seite sind die Verknüpfungen der konditionierten, festen, radioaktiven Abfälle ersichtlich. Zum besseren Verständnis und zur Beibehaltung einer gewissen Übersichtlichkeit, wurde eine vereinfachte Darstellung der Abfallrouten gewählt. Der Abfallstrom der abgebrannten Brennelemente ist in zwei Teile aufgeteilt, in die hochaktiven und in die schwach- und mittelaktiven Abfälle (HAA resp. SMA). Beide gelangen von der Wiederaufarbeitung über die Zwischenlagerung zur Endlagerung. Die virtuelle Trennung des anlagentechnisch eine Einheit bildenden Zwischenlagers in zwei Hauptteile (Zwilag B und C), musste wegen der Aufteilung der Endlagerstufe in ein B- und ein C-Lager (gegenwärtiges Konzept der schweizerischen Endlagerung) zwangsläufig vorgenommen werden. Mit dem Zwilag B sind die KKW direkt und indirekt (via Zwilag-Behandlungsanlage) mit dem Strom der radioaktiven KKW-Betriebsabfälle verbunden. Während das Endlager C nur mit dem Zwilag C durch den Strom der verglasten HAA verbunden ist, bestehen zwei Verbindungen vom Endlager B, einerseits durch die KKW-Stillegungsabfälle zum KKW, andererseits durch die SMA zum Zwilag. Die mit SAA (schwach aktive Abfälle) bezeichneten 'oberflächennahen Abfallager' sind den Konversions-, Anreicherungs-, Brennelementherstellungs- und den Wiederaufarbeitungs-Schritten zugeordnet. Diese sind im wesentlichen für die Aufnahme aktiver Stilllegungsabfälle der jeweiligen nuklearen Anlagen bestimmt.

Kernenergie

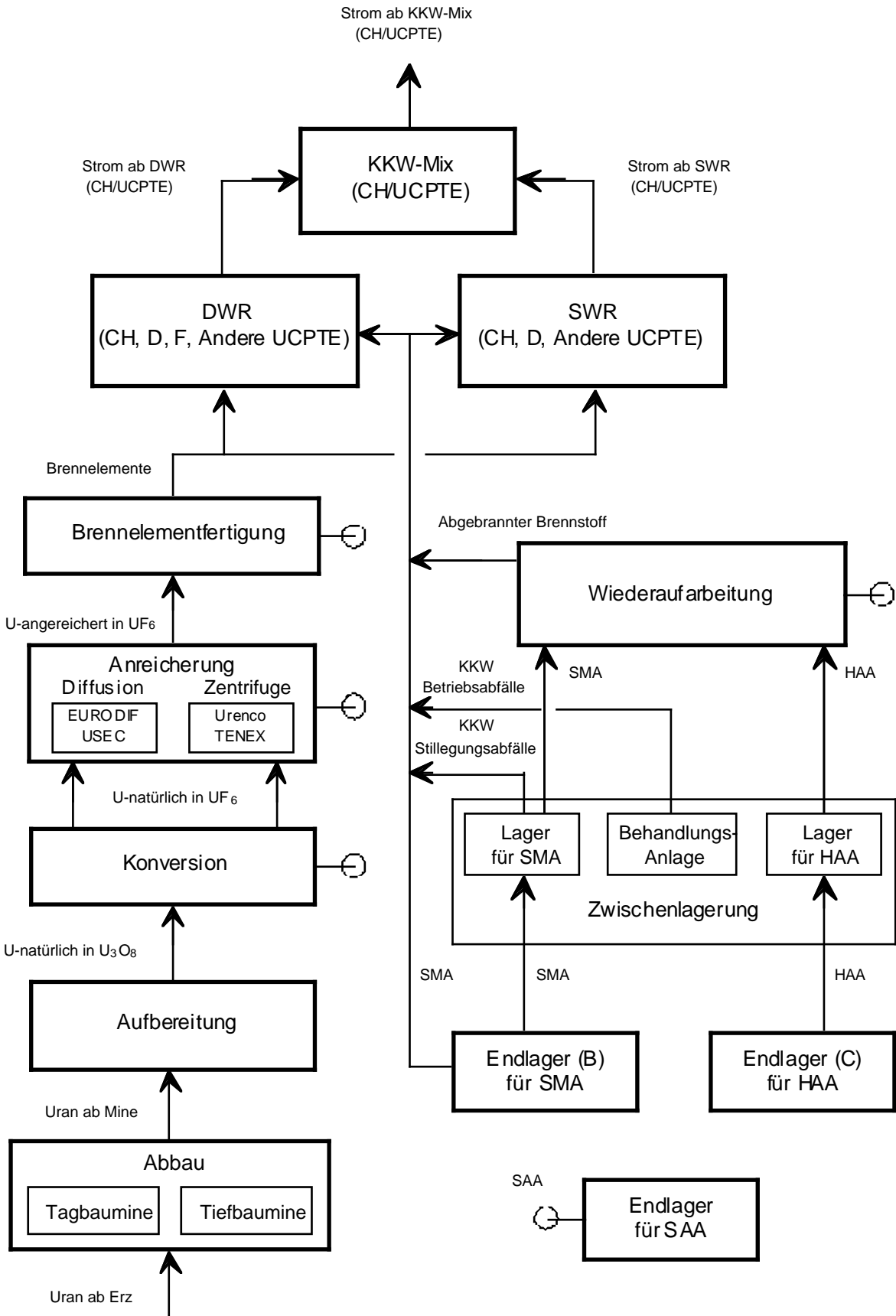


Fig.VII.3.1 Verknüpfung der nuklearen Brennstoffkreislauf-Schritte

3.3 Informationsstand

Eine Übersicht über den dieser Studie zugrundeliegenden Informationsstand in den einzelnen Brennstoffkreislaufschritten ist aus der folgenden Figur herauszulesen. Die Bedingung, daß bei der Durchführung von Ökobilanz-Analysen idealerweise Bau- und Betriebsdaten zur Verfügung stehen sollten, ist in der vorliegenden Studie im KKW-Schritt erfüllt. Speziell erwähnt sind die Kontakte zu den KKW-Betreibern (KKG, KKL), die über Brenn- und Betriebsstoff- resp. Abfallmengen informierten und entsprechende, in diese Studie eingeführte Daten, verifizierten. Die Abstützung der Front-End-Schritte erfolgte auf Literaturangaben. Für die Erzabbau- und Aufbereitungsstufen standen einige von einem US-Minen Betreiber erhaltenen Daten über Energie- und Materialbedarfswerte zur Verfügung. Bezüglich des Endlagerungsschrittes sind die von der Nagra übergebenen, als vollständig zu bezeichnenden Planungsunterlagen für die Endlager zu erwähnen. Planungsdaten für das Zwiilag konnten entsprechenden Sicherheitsberichten und Umweltverträglichkeitsstudien entnommen werden.

Daten aus:	Abbau/ Aufbereitung		Kon- version		Anreiche- rung		Brenn- element Herstellung		Reaktor- anlage		Wieder- aufarbei- tung		Zwischen- lagerung		End- lagerung	
	Literatur	teilweise	teilweise	teilweise	vollständig	teilweise	teilweise	teilweise	vollständig	teilweise	vollständig	teilweise	teilweise	teilweise	teilweise	teilweise
Betrieb	teilweise	teilweise	keine Daten	keine Daten	teilweise	teilweise	keine Daten	keine Daten	vollständig	vollständig	teilweise	teilweise	keine Daten	keine Daten	keine Daten	keine Daten
Auslegung	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	teilweise	teilweise	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig

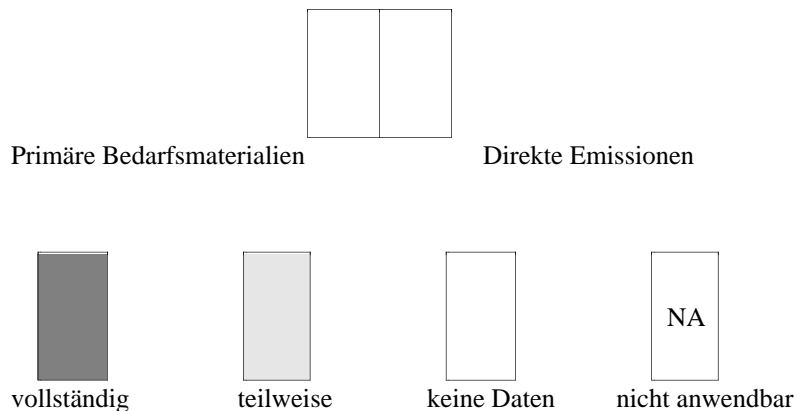


Fig.VII.3.2 Informationsstand der nuklearen Brennstoffkreislauf-Schritte in dieser Studie.

4 Uranerzabbau

4.1 Einleitung und Übersicht

Die im 1990 in den einzelnen Ländern weltweit erreichte Uranproduktion und die bis zu diesem Jahr gesamthaft geförderte Menge ist aus der folgenden Tabelle ersichtlich.

Land	Produktion in t U	
	1990	Gesamt bis 1990
Argentinien	9	2'042
Australien	3'530	48'033
Belgien ^b	38	415
Brasilien	5	960
Bulgarien	900 ^c	^d
China	800 ^a	^d
Deutschland ^e	2'972	217'051
Finnland	0	30
Frankreich	2'841	63'548
Gabun	700 ^a	21'146
Indien ^a	200	5'400
Japan	0	87
Jugoslawien ^f	53	380
Kanada	8'729 ^g	240'235 ^g
Mexiko	0 ^a	42
Namibia ^a	3'211	52'547
Niger	2'831	50'695
Pakistan ^a	30	600
Portugal	111	3'512 ^a
Rumänien	250 ^a	^d
Schweden	0	200
Sowjetunion ^f	14'000 ^a	^d
Spanien	213	3'391
Südafrika	2'487	140'000
Tschechoslowakei ^f	2'000 ^c	110'000 ^b
Ungarn	524	21'000
USA	3'420	333'980
Zaire	0 ^a	25'600
Summe Welt ^a	49'854	^d

^a Schätzung der OECD.

^b Urangewinnung aus Phosphatimporten.

^c <UI 1991>.

^d Keine Angaben aufgrund mangelnder Informationen.

^e Einschließlich Urangewinnung in der ehem. DDR.

^f Ehemalig.

^g Erste Produktionsmengen. Hinzu kommen 73 tU (1988), 31 tU (1989) und 50 tU (1990) aus der Nebenproduktgewinnung der Anreicherungsanlage, die Comeco am Elliot Lake betreibt.

Tab. VII.4.1 Uranproduktion in der Welt <ATW 1993>.

Der Jahresbedarf der Schweizer Kernkraftwerke beträgt rund 540 t U_{nat}. Dies entspricht etwa 1.2% des Bedarfs der westlichen Welt von 46'600 tU im Jahre 1990. Die Nordostschweizerischen Kraftwerke AG (NOK) und die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (KKG) beschlossen 1977, sich an Projekten der Uranförderung zu beteiligen. Zusammen mit der amerikanischen Firma Energy Fuels Nuclear (EF) gründeten sie im selben Jahr das Konsortium Hanksville-Blanding. Auf EF

entfielen 60%, auf die Schweizer Firmen je 20% dieser Unternehmung. Zusammen betreiben sie seither mehrere Uranminen im Colorado-Plateau (Süd-Utah, North-Arizona, Colorado). Die Produktion wird entsprechend dem Anteil am Konsortium aufgeteilt. Hinzu kommt eine gemeinsame Uranaufarbeitungsanlage in Blanding, Utah, die 1980 ihren Betrieb aufnahm. Seit 1974 beteiligen sich Schweizer Atomkraftwerksbetreiber auch an der Uranexploration, zuerst in Kanada, dann ausschließlich in den USA. Da der Uranpreis wegen eines Produktionsanstieges und wegen der Krise der Atomkraft-Industrie in den 80er Jahren wieder stark zurückging, betrieb das Konsortium Hanksville-Blanding in den letzten Jahren keine Exploration mehr in neuen Gebieten. Die Aufbereitungsanlage in Blanding wurde 1983 sogar für drei Jahren geschlossen. In den Jahren 1988 und 1990 hat sich auch die Kernkraftwerk Leibstadt AG (KKL) an Minenprojekten der bestehenden Partnerschaft EF/NOK/KKG beteiligt <Clausen 1991>. Bei den Minen der Partnerschaft EF/NOK/KKG im Colorado Plateau handelt es sich um relativ kleine Vorkommen. Dies kommt der NOK und KKW Gösigen AG entgegen, da sie als kleine Uranverbraucher nicht an großen Investitionen und Risiken interessiert sind. Die Uranversorgung in der Schweiz ist folgendermaßen abgesichert <Clausen 1991>:

- Zwei Gesellschaften decken die Versorgung ganz aus Produktionsbeteiligungen in den USA;
- Eine Gesellschaft deckt die Uranversorgung teilweise aus Beteiligungen in den USA;
- Eine Gesellschaft deckt die Uranversorgung aus Kaufverträgen;
- Alle vier verfügen über Natururanvorräte.

	Beznau I+II	Mühleberg	Gösigen	Leibstadt
Beteiligungen mit Energy Fuels, Ltd an PHB ^a und ASP ^b , USA	Verträge seit 1977		Verträge seit 1980	
Uncle Sam, Freeport, USA		bis auf weiteres		
Minerals Comp. Louisiana, USA		bis auf weiteres		
Spotmarkt				bis auf weiteres

^a Partnerschaft Hanksville/Blanding.

^b Arizona Strip Partners.

Tab. VII.4.2 Herkunft der Uranerzabbau- und Erzaufbereitungsdienste für die schweizerischen KKW <SBK 1992>.

4.2 Prospektion und Exploration

Die Kenntnisse über die Entstehungsgeschichte der Erzlagerstätten und über die Bedingungen, unter denen diese entstehen konnten, werden zu Modellen verdichtet. Der Vergleich solcher Modelle mit den vorgefundenen geologischen Verhältnissen wird dazu genutzt, grundsätzlich untersuchungswürdige Gebiete auszusondern. Die weitere Uransuche erfolgt dann in der Regel in drei Stufen: die grossräumige Beurteilung, auch Reconnaissance genannt; die Detailerkundung oder Prospektion und schließlich der Nachweis der Wirtschaftlichkeit oder die Exploration eines Fundortes. Für die Reconnaissance hat sich die Spektrometrie mit Flugzeugen als effektives Hilfsmittel herausgestellt. Was diese Methode einschränkt, ist, dass alle zu messenden Mineralien an der Oberfläche liegen müssen, um sie zu registrieren. Tiefliegende Erzsichten können mit diesem Vorgehen nicht entdeckt werden. Falls eine erste Beurteilung positiv verlaufen ist, wird im nächsten Schritt eine Bodenuntersuchung durchgeführt. Die Gesteinsproben werden auf ihren Urangehalt untersucht, was

Rückschlüsse auf die darunterliegenden Gesteinsformationen zuläßt. Weiter wird je nach Lagerstätte versucht, die -Strahlung oder die Radon-Konzentration zu messen, da beides auf das Vorhandensein eines Erzkörpers hinweisen kann. Eine ganz andere Methode mißt in Gewässern, Seesedimenten, Erdproben, Steinen und auch Pflanzen im Labor den Urangehalt. Mit analytischen Techniken können sehr kleine Mengen Uran nachgewiesen werden. Falls die Geologen mehrere Anzeichen gefunden haben, die auf einen größeren Erzkörper hinweisen, geht die Prospektion in die dritte und teuerste Phase über. Mit Hilfe von Bohrern werden Gesteinsproben aus tieferen Schichten genommen und auf ihren Urangehalt untersucht. Der Vorteil gegenüber der Suche nach nicht radioaktiven Materialien besteht darin, das Uran mit Hilfe eines Geiger-Zählers relativ leicht nachgewiesen werden kann. Da die Proben deshalb nicht als Bohrkern bestehen bleiben müssen, können billigere Bohrmethoden angewandt werden, die das Gestein pulverisieren. In einem letzten Schritt kann bei einer vielversprechenden Probeentnahme ein größeres Loch gebohrt werden und ins Loch ein Geigerzähler geführt werden. Es können so die genauesten Aussagen über den Urangehalt gemacht werden. Falls alle obigen Untersuchungen zu einem positiven Ergebnis geführt haben, wird mit einer Ausdehnung der Bohrungen versucht, die Lage und Ausdehnung des Erzkörpers zu bestimmen <Pickert et al. 1981>. Der Material- und Energiebedarf sowie entsprechende Emissionen dieser Aktivitäten werden wegen fehlender Literaturangaben nicht berücksichtigt. Die sich dadurch ergebenden Werte dürften verglichen mit den eigentlichen Minenaktivitäten vernachlässigbar sein.

4.3 Abbauverfahren

Uranerze werden sowohl im Tagebau als auch im Tiefbau gewonnen. In zunehmenden Maßnahmen gewinnt auch die In-Situ Laugung an Bedeutung. Die Entscheidung, welche Abbaumethode zu wählen ist, wird durch während der Explorationsphase gewonnene Erkenntnisse über die Art des Erzkörpers, dessen Lage und Tiefenerstreckung bestimmt. Eine entscheidende Einflussgröße ist hierbei das Erz/Abraum Verhältnis. Wird die Menge der abzuräumenden Deckschicht, gemessen an der ausbringbaren Erzmenge, zu groß, muß deren Gewinnung im Tiefbau erfolgen. Die im Tagebau zu bewältigende Abraummenge wächst mit zunehmender Tiefe des Erzkörpers wegen der notwendigen Abschrägung der Grube unverhältnismäßig stark an. Bei unverfestigten Schichten oder Erzen mit geringem Urangehalt bewährt sich die In-Situ Laugung. <Pickert et al. 1981> gibt die folgende Aufteilung in die verschiedenen Uranabbaumethoden an: Tagebau = 68%; Untertagebau = 27%; In-Situ Laugung = 5%. Diese Aufteilung gibt wahrscheinlich nicht den aktuellen Stand wieder, weil sich in den vergangenen Jahre bedeutende Änderungen im Uranmarkt vollzogen haben. Aus <Gibson 1992> kann entnommen werden, dass die Anzahl der in den USA in Betrieb stehenden Minen von 381 im Jahr 1980 auf 11 im Jahre 1991 (von 22 zu 2 der in Betrieb stehenden Aufbereitungsanlagen) zurückgegangen ist.

4.3.1 Tagebau

Da der abzubauen Erzkörper in der Regel nicht zutage tritt, muß zuerst des Deckgebirge abgeräumt werden. Die Mächtigkeit des abzuräumenden Deckgesteins sollte 100 m nicht übersteigen. Der Abbau des freigelegten Erzes erfolgt in Schichten (Strossen) von 2 bis 4 m Mächtigkeit. Weiche Sandsteinerze können durch Reisshacken aufgelockert werden. Bei härterem Gestein muß das Erz durch Bohren und Sprengen aus dem Verbund gelöst werden. Für das Verladen und den Abtransport werden Bagger, Schaufellader und Schwerlastwagen eingesetzt. Um ein Erz mit möglichst gleichmäßigem mittleren Urangehalt in die Aufbereitung geben zu können, werden der im Abbau befindlichen Schicht vorgängig Proben entnommen und der Abbau entsprechend gesteuert. Das Erz, welches die Grube verläßt, wird meistens nach Urangehalt sortiert und anschließend auf Mischhalden so gemischt, dass für die Aufbereitungsanlage keine großen Schwankungen des Urangehaltes vorhanden sind.

Etwas näher eingegangen wird im folgenden auf die einen überdurchschnittlich hohen Urangehalt von

rund 2.6% aufweisende Lake Mine in Saskatchewan, Kanada. Diese Mine wurde in der deutschen Systemstudie "Andere Entsorgungstechniken" als Referenz-Mine gewählt <Pink et al. 1984>. Der relativ hohe Urangehalt dieser Mine, die durchschnittlichen Werte amerikanischer Minen liegen im Bereich zwischen normalerweise 0.1 und 1%, zwingen zur Beachtung besonderer Strahlenschutzmassnahmen. Die Uranlagerstätte Key-Lake besteht aus zwei Erzkörpern, die im Tagebau abgebaut werden. Diese Erzkörper werden von 80 bis 180 m mächtigem Lockergestein überlagert, das zuvor abgeräumt werden muss. Ein Tagebau ist nur wegen des hohen Urangehaltes wirtschaftlich <Young et al. 1982>.

Die Tagebauausrüstung besteht im wesentlichen aus Schürfkübelfahrzeugen mit 35 m³ Inhalt für den Abraum, hydraulischen Tieflöffelbaggern von 7.5 m³ Inhalt für das Nebengestein und aus gleich großen Schaufelladern für das Erz. Erst mit zunehmender Tiefe wird härteres Nebengestein angetroffen, so dass auch Bohren und Sprengen notwendig ist. Um Staubaufwirbelung und damit Kontaminationen durch Uran und dessen Tochternuklide zu verhindern, werden nur Lockersprengungen des Gesteins durchgeführt. Die Muldenkipper werden nur bis 75% beladen, um während des Transportes Verluste an Reicherz zu verhindern und dadurch die Strahlenbelastung auf dem Werksgelände so gering wie möglich zu halten. Jedes beladene Fahrzeug durchfährt im Tagbaubereich zur Qualitätsbestimmung eine radiometrische Teststation und wirft das geladene Haufwerk auf der zugewiesenen Halde oder in den Vorbrecher ab. Dabei gelten untenstehende Qualitätsgrenzen:

Halde	% U ₃ O ₈
Aufbereitungserz	> 0.1
Armerz	0.1-0.03
Abraum	< 0.03

Tab. VII.4.3 Qualitätsgrenzen der abgebauten Materials.

Der Urangehalt kann von Fahrzeug zu Fahrzeug von 0.1% bis 15% U₃O₈ schwanken. Aus den Erzen wird ein Aufbereitungserz von 2.5% U₃O₈ gemischt. Wegen den hohen Schwankungen des Erzgehaltes ist eine ca. sechs Meter hohe Mischhalde mit mindestens 60'000 t Erz erforderlich.

4.3.2 Tiefbau

Läßt das bereits erwähnte Erz/Abraum-Verhältnis einen wirtschaftlichen Tagebau nicht zu (Deckschicht zu hart oder mehr als 100 m dick), so muß das Erz im Tiefbau gewonnen werden. Der Aufschluß des Vorkommens erfolgt durch Schächte und Strecken. Das in den horizontalen Strecken gewonnene Erz wird durch die Schächte zu Tage gefördert. In jüngerer Zeit wurden Förderschächte vielfach durch Schrägstrecken oder Rampen ersetzt, über die das Erz dann mit Hilfe von Lastwagen zur Oberfläche transportiert werden kann.

Beim Uranbergbau wird im wesentlichen die gleiche Technik angewendet wie im konventionellen Bergbau. Allerdings muß besonderes Gewicht auf eine sehr gute Belüftung ("Bewetterung") der Gruben gelegt werden, um unzulässig hohe Konzentrationen des radioaktiven Edelgases Radon zu vermeiden. Die "Bewetterung" im Urantiefbau kann fünf- bis zehnfach höher sein als im Tiefbau anderer Erze. Das freigesetzte Radon soll möglichst schnell aus dem Bergwerk entfernt werden, weil die Halbwertszeiten der Tochternuklide klein sind (in der Größenordnung von Minuten). Unterdrückung von Staubbildung, zeitweiliges Versiegeln von freigelegten Erzstrossen und entsprechende persönliche Ausrüstung der Bergleute gehören weiter zu den Strahlenschutzmassnahmen.

4.3.3 In-Situ Laugung

In-Situ Laugung ist ein Gewinnen des Urans durch selektives Lösen des Minerals aus dem umgebenden Gestein, wobei ein Lösungsmittel durch Bohrlöcher in den Boden gespritzt und nach Durchfließen des Erzkörpers aufgefangen und durch andere, meist zentral gelegene Bohrlöchern an die Oberfläche gepumpt wird.

In-Situ Laugung von Uran kann entweder alkalisch oder sauer erfolgen. Die alkalische Methode wird heute in den meisten Fällen angewandt, da sie ein komplettes Recycling der Lösung erlaubt. Beim alkalischen Verfahren wird eine Lösung aus Natriumkarbonat und -bikarbonat in den Erzkörper gespritzt, wo das Uran in zwei Schritten gelöst wird. Vierwertiges Uran wird zu sechswertigem oxydiert, welches dann mit Hilfe des Karbonates zum löslichen, komplexen Anion Uranylkarbonat umgewandelt wird. Die Lösung wird anschließend an die Oberfläche gepumpt und das darin enthaltene Uran mit Hilfe von Ionentauschern gewonnen.

Uranerzkörper müssen mehrere Voraussetzungen erfüllen, um für die In-Situ Methode geeignet zu sein. Das Uran muß in einer nahezu horizontalen, durchlässigen Gesteinsschicht enthalten sein, welche unter dem Grundwasserspiegel liegen und womöglich zwischen zwei wasserundurchlässigen Tonschichten liegen. Laut Schätzungen könnte In-Situ Laugung auf maximal 30-50% der westlichen Sandsteinlagerstätten angewendet werden.

4.4 Allgemeine Daten der Minen

In dieser Studie werden lediglich die Tage- und Tiefbauminen behandelt. Die In-situ Laugung wird nicht berücksichtigt. Die in diesem Kapitel zur Darstellung kommenden Referenz-Minen können in zwei Gruppen unterteilt werden, in Einzel-Minen und in Durchschnitts-Minen. Die in den Referenzen angegebenen Bedarfs- und Emissions-Daten sind in der Regel bei der Einzelmine auf eine Tonne Erz oder auf die Jahresproduktion bezogen, während bei den Referenzminen der Bezug auf den äquivalenten Erzjahresbedarf einer 1000 MWe. Leichtwasserreaktor-Referenz-Anlage oder aber auch auf eine t Erz gemacht wird. Die in den folgenden Tabellen eingetragenen Daten sind auf die im Erz enthaltene Uranmenge normiert. Die zur Verfügung stehenden Referenzen und die angewendete, resp. beschriebene Abbaumethode, Tagebau und Untertagebau (Tiefbau), ist aus der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	Einzel-Minen			Durchschnitts-Minen					
	Key Lake-Mine	UMO-Mine	Ambrosia Lake Mine	DOE Referenz-Mine	ORNL Referenz-Mine	<DOE 1981>	<UNEP 1981>	<Oszusky 1976>	<Wymer 1981>
Tagebau-Minen									
Tiefbau-Minen									

Tab. VII.4.4 Zusammenstellung der Referenzen für die Uranerzminen.

Kurzbeschreibung der Referenzen

- *Key Lake-Mine:*
Beschreibung und Daten aus <Pink et al. 1984> und <Young et al. 1982>. Standort der aus zwei Erzkörpern bestehenden Tagebau-Mine: Saskatchewan, Kanada; Betriebsaufnahme 1983; Geschätzte Reserven: 86'750 tU₃O₈; Kapazität: 15.6 t U₃O₈ /Tag, was eine jährliche Produktion

von rund 5'700 t U_3O_8 , entsprechend einer Uranmenge von rund 4'800 t/Jahr ergibt. Der durchschnittliche U_3O_8 -Gehalt im Erz beträgt 2.6%. Der tägliche Erz-Abraum- und Nebengestein-Menge beträgt 20'000 t. Die Gesamtbetriebszeit wird 16 Jahre betragen.

- **UMO-Mine:**
Direkte Informationen konnten aus einer US-Tiefbau-Mine für die Arbeit <Hohn et al. 1992> beschafft werden. Aus Gründen der Vertraulichkeit wird die Mine im folgenden mit UMO bezeichnet. Diese besteht aus drei Einzel-Minen mit einer mittleren Tagesproduktion von je rund 550 t Erz und einem durchschnittlichen U_3O_8 -Gehalt von 0.66%.
- **Ambrosia Lake Mine:**
Die Daten der Tiefbau-Minen stammen von den Ambrosia Lake Minen, New Mexico. Produktion: 4'234 t Erz/Tag (mit dem angegebenen Lastfaktor von 85.5% ergibt dies eine jährliche Produktion von 1.23 Mio. t Erz). Der U_3O_8 -Gehalt befindet sich in einem Bereich von 0.15-0.3% (=Urangehalt: 0.13-0.25%). Die entsprechenden Mittelwerte sind mit 0.18% für U_3O_8 und 0.15 % für Uran festgelegt. Die Kapazitätsangaben bezüglich des Tagebaus und der In-Situ Laugung sind für die Durchführung von Normierungsrechnungen ungenügend <Schneider 1982>.
- **ORNL-Referenz-Anlage:**
In <El-Bassioni et al. 1980> wird angenommen, dass der Uranerzbedarf für einen der Studie zugrunde gelegten 1000 MW_e-Referenz-LWR-Reaktor zu 52% mit einer Untertagebau-Mine und zu 48% mit einer Tagebau-Mine gedeckt wird (diese Aufteilung basiert auf statistischen Daten der US-Produktion angegeben von DOE im Jahre 1978). Der mittlere jährliche U_3O_8 -Bedarf dieses Referenz-Reaktors, unter Berücksichtigung des Erstkerns und einer 30-jährigen Reaktorbetriebszeit wird mit 196.9 t angenommen. Die Betriebszeit wird mit 10 Jahren angegeben. Die Hauptdaten der Referenzminen sind aus der folgenden Tabelle ersichtlich.

		Tiefbau-Mine	Tagebau-Mine
Förderbereich	t U_3O_8 /Tag	90-1350	90-2700
Durchschnittlicher	U_3O_8 -Gehalt %	0.172	0.127
Abraum	t/t Erz	1	15

Tab. VII.4.5 Charakteristische Daten der ORNL-Referenz-Minen.

•
DOE-Referenz-Anlage:

Die in <DOE-1983> angegebenen Daten sind in Tiefbau- und Tagebau-Minen aufgeteilt. Die Gesamt-Betriebszeit der Minen wird mit 20 Jahren angenommen; der U_3O_8 -Gehalt beträgt für beide Minentypen 0.2%. Die Kapazitäten der Tagebau-Mine wird mit 4.8E5 t Erz/Jahr (= 8.1E5 kg U/Jahr), derjenige der Untertagebau-Mine mit 1.4E5 t Erz/Jahr (2.4E5 kg U/Jahr) angegeben.

- **<DOE 1981>:**
Die Daten sind auf den Bedarf eines 1000 MWe-Referenz-LWR-Reaktors bezogen. U_3O_8 -Gehalt der Tagebau-Mine: 0.1%. Der Hauptteil der normierten Bedarfs- und Emissionsdaten aus <Oszusky 1976> und <DOE 1981> stimmen überein, womit angenommen werden kann, dass sich die beiden Studien auf gleiche Referenzen abstützen.
- **<Oszusky 1976>:**
Die Daten sind auf den Bedarf eines 1000 MWe-Referenz-LWR-Reaktors bezogen. U_3O_8 -Gehalt der Tagebau-Mine: 0.2%.

4.5 Material- und Energie-Bedarf

4.5.1 Betrieb der Anlage

Materialbedarf

Die Angaben in der Tab. VII.4.6 für den Materialverbrauch während des Betriebs der Referenz-Mine in <El-Bassioni et al. 1980> fassen den Bedarf für die Mine und die Aufbereitungsanlage zusammen. Die Daten beziehen sich auf eine 'Mix-Mine' (52% Tagbau und 48% Tiefbau, siehe Kurzbeschreibung der Referenzen). Für die Normierung wird die in der Referenz angegebene Gesamtbetriebsdauer von 10 Jahren und eine Erzförderung von 1'500 t/Tag mit einem U_3O_8 -Gehalt von 0.172% für die Tiefbaumine, resp. 0.127% für die Tagebaumine eingesetzt. <El-Bassioni et al. 1980> gibt weiter eine Auflistung von Einrichtungsteilen und eingesetzten Maschinen an, extrapoliert von allgemeinen industriellen Minen. Die Kapazitäten und Betriebsdauer der Referenz-Mine in <DOE 1983> entsprechen den Angaben in der oben angegebenen Kurzbeschreibung. Das Fehlen notwendiger Informationen macht eine Zuordnung der Bedarfswerte zur Mine und Aufbereitungsanlage, sowie zur Tief- und Tagebaumine unmöglich. Aus diesem Grunde werden in dieser Studie die Daten der DOE-Referenz-Minen zugrunde gelegt.

Materialien kg/kgUOutput	ORNL Referenz-Mine inkl. Aufbereitungsanlage	DOE-Referenz-Minen	
		Tagbau	Untertagbau
Aluminium	1.3E-2	1.2E-3	2.4E-3
Antimon	6.0E-4		
Asbest	1.2E-4		
Beton	3.1E-1	9.1E-4	9.6E-1
Blei	7.9E-3		
Bor	1.6E-5		
Cadmium	4.0E-5		
Chrom	1.1E-2	4.3E-4	4.6E-4
Dynamit als Sprengstoff	2.6E-1	k.A.	k.A.
Kobalt	2.4E-5		
Kupfer	2.6E-2	2.5E-3 ^a	2.5E-3 ^a
Eisen	2.3E+0		
Gusseisen		8.5E-3	8.4E-3
Stahl		2.0E-1	6.0E-1
Mangan	2.3E-2	9.7E-4	3.1E-3
Molybdän	6.8E-4		
Nickel	1.1E-2	1.3E-5	2.0E-5
Niob	2.4E-5		
Nitrate	6.0E-2		
Silber	1.2E-5		
Titan	2.0E-4		
Vanadium	2.4E-5		
Zink	3.6E-3		
Zinn	3.2E-4		
Summe	3.1E+0	2.15E-1	1.58E+0

^a inbegriffen Messing+Bronze

Tab. VII.4.6 Materialbedarf der Minen <DOE 1983> und <El-Bassioni et al. 1980>.

Wasserbilanz

Zur Absenkung der Grundwasserspiegel muss beim Erzabbau häufig Wasser abgepumpt werden. Es handelt sich dabei meistens um einen temporären Entzug, ein Großteil des abgepumpten Wassers wird auf dem natürlichen Weg der Rezirkulation und Versickerung dem Grundwasser wieder zugeführt. Für die Befeuchtung der Erzhalde und Minen zur Minimierung der Staubbildung wird abgepumptes Wasser eingesetzt. Mit Ausnahme für die UMO-Mine werden für die diesbezüglich eingesetzten Wassermengen keine Werte angegeben.

Die Uranlagerstätte Key Lake liegt in einem Gebiet mit hoher Wasserführung. Vor Beginn der Produktionsphase mussten 7 Seen mit 28 Mio. m³ Wasser abgepumpt werden. 1980 wurde mit der Absenkung des Grundwasserspiegels begonnen. Es wird geschätzt, dass bis zum Ende der Betriebsphase rund 290 Mio. Wasser abgepumpt werden müssen. Pro Tonne Erz müssen durchschnittlich rund 75 m³ Wasser gefördert werden. Für die ORNL-Referenz-Anlage wird lediglich ein Wert für die Wasserabgabe angegeben. Aufgrund der Tatsache, dass es sich um einen relativ großen Wert handelt, kann angenommen werden, dass diese Bedarfsangabe sich auf eine Tagebau-Mine bezieht.

Die Tab. VII.4.7 zeigt die gepumpte Wassermengen der Tagebau-Minen.

		Key Lake	DOE-Referenz-Anlage ^a	ORNL-Referenz-Anlage
Wasser, gepumpt	kg/t Erz	7.5E+4	5.1E+3 ^b	1E+4
	kg/kg Uran	3.4E+3	3.0E+3	9.3E+3

a Dieselben Werte gelten ebenfalls für <DOE 1981>, <Wymer et al. 1981> und <Oszusky 1976>.

b Abgepumptes Wasser, Wasserbedarf für die Staubbildung nicht bestimmt.

Tab. VII.4.7 Gepumpte Wassermengen der Tagebau-Minen <Young et al. 1982>, <DOE 1983>, <DOE 1981>, <Wymer et al. 1981>, <Oszusky 1976>.

Tiefbau-Mine

<Schneider 1982> gibt für die Ambrosia Lake Mine eine jährlich gepumpte Wassermenge von 9E8 Litern an, enthaltend durchschnittlich 50 pCi/l (1.85 kBq/m³) gleich 4.5E-2 Ci/Jahr (1.67E6 kBq/Jahr). Ein Viertel dieses Wassers wird direkt der Uran-Aufbereitungsanlage zugeführt, wobei die restliche Menge nach Behandlung in die Umwelt abgeleitet wird. Bei der UMO-Anlage werden ca. 0.1-0.3 l/s Wasser ausgepumpt. Diese relativ geringe Menge ist auf das aride Gebiet des Minen-Standortes zurückzuführen. Ein Teil dieses Wasser wird für die Staubbildung der Erz- und Abraumhalde verwendet. Tab VII.4.8 zeigt die gepumpte Wassermengen der Tiefbau-Minen.

		UMO	Ambrosia Lake Mine	DOE-Referenz-Mine
Wasser, gepumpt	kg/t Erz	4.5E+1 ^a	5.1E+2	5.9E+1 ^b
	kg/kg Uran	8.1E+0	3.4E+2	3.5E+1

a Abgepumpte Wassermenge; 45% davon wird für den Minenbetrieb wieder verwendet.

b Für den Minenbetrieb gebraucht. Abgepumpte Wassermenge ist nicht bestimmt.

Tab. VII.4.8 Gepumpte Wassermengen der Tiefbau-Minen <Schneider 1982>, <DOE 1983> und <El-Bassioni 1980>.

Energiebedarf

Der Hauptteil der in den Minen verbrauchten Energie wird im allgemeinen für Ausbrucharbeiten und Abbraumabfuhr eingesetzt. Befindet sich der Minenstandort in einem wasserreichen Gebiet mit hohem Grundwasserspiegel, werden ebenfalls wesentliche Pumpenergien benötigt. In Tiefbau-Minen ist der Energieverbrauch für Ventilationszwecke von Bedeutung.

Tagebau-Mine

Bei der Key Lake Mine mußte, bevor mit dem Abbau des eigentlichen Erzkörper begonnen werden konnte, eine relativ dicke Sand- und Lockersteinschicht abgetragen werden (siehe Kap. VII.4.3.1). Das Gesamtvolumen des Vorabbaus betrug rund $4.9E7 \text{ m}^3$ ($2.5E7 \text{ m}^3$ Sand und $2.4E7 \text{ m}^3$ Festgestein). Die eigentliche Abbaumenge errechnet sich auf Grund des angegebenen Erz/Abraum Verhältnisse von 1/40 resp. 1/30 für die beiden Tagebau-Minen, womit sich eine Gesamtabbaumenge von rund $1.2E8 \text{ t}$ errechnet. Die normierte Gesamt-Abbaumenge (inkl. Vorabraum mit der Annahme einer entsprechenden mittleren Dichte von 2.4 t/m^3) beträgt somit 72 kg/kgErz ($3.3E3 \text{ kg/kgUran}$). In <DOE 1981> wird für die Abbaumenge einen Wert von $2.7E6 \text{ t/GW}_e$ angegeben. Mit dem in dieser Referenz zugrunde gelegten durchschnittlichen jährlichen Erzbedarf von $9.1E4 \text{ t}$ für ein 1GW_e Kernkraftwerk ermittelt sich eine normierte Abbaumenge von rund $30 \text{ t(Abraum)/tErz}$ ($1.8E4 \text{ kgAbraum/kgUran}$). Dieselben normierten Abraumwerte können aus <DOE 1983> und <Wymer et al. 1981> ermittelt werden. Das entsprechende Abraum/Erz-Verhältnis der australischen Ranger Mine liegt bei ca. 1:3; mit dem mittlerer Uranoxyd-Gehalt von rund 0.3% wird ein normierten Wert von $1E3 \text{ kg Abraum/kg Uran}$ errechnet <Klix et al. 1982>. Mit der Annahme eines Abraumverhältnisses von 30:1, eines U_3O_8 -Gehalt von 0.5% und einer Abraumdichte von ca. 2.5 t/m^3 , berechnet sich ein normierter Wert von $2.8 \text{ m}^3/\text{kgU}$. Gemäss <Steinmetz et al. 1990> liegt der minimale spezifische Energieverbrauch von Abraumförderbrücken von Kohleminen bei 0.64 kWh/m^3 Abraum. In erster Approximation wird für die Urantagebaumine dieser Wert mit einen Faktor von 2.5 multipliziert, was zu einem Wert von $1.6E-5 \text{ TJ/kgU}$ führt. Die bei der Key Lake-Mine während des Betriebs benötigte elektrische Energie mithilfe eines 2 MW mineneigenen Dieselmotors generiert. Dies entspricht bei ganzjährigem Vollastbetrieb einem Energieverbrauch für die Minenanlagen von ca. 63 TJe <Young et al. 1982>. Ein Großteil dieser erzeugten Strommenge wird für den Betrieb der Pumpenanlagen eingesetzt. Fossile Brennstoffe werden für den Betrieb der Maschinen und Fahrzeuge gebraucht. Für die ORNL-Referenz-Anlage sind die angegebenen Energiebedarfswerte nicht in Tiefbau und Tagebau unterteilt; sie werden deshalb nicht in die folgenden Tabellen eingeführt. Aufgrund der in der Referenz angegebenen Daten für eine 'Mix Mine' kann ein Elektrizitätsbedarf von $4.6E-5 \text{ TJe/kgU}$ und ein Dieselbedarf von $3.6E-4 \text{ TJ/kgU}$ errechnet werden. In diesen Werten sind alle Minenaktivitäten eingeschlossen. Die folgende Tabelle zeigt Energieverbrauchswerte von Tagebau-Minen.

		Key Lake Mine	DOE-Referenz-Mine	<Oszusky 1976>
Elektrizität	TJe/kg U	$1.3E-5^a$	$5.7E-6$	$4.3E-6 - 5.3E-6$
Diesel	TJ/kg U	b	$2.4E-4$	

^a Produziert aus mineneigenem 2 MW Dieselmotors <Young et al. 1982>.

^b Der Dieselbedarf wird im Aushub- und Transportbedarf berücksichtigt.

Tab. VII.4.9 Energiebedarf der Tagebau-Minen <Young et al. 1982>, <DOE 1983>, <Oszusky 1976>.

Tiefbau-Mine

Beim Tiefbau entsteht wenig taubes Gestein, welches anschließend in alten Schächten und Stollen als

Füllstoff verwendet werden kann. Für die UMO-Tiefbau-Mine wird angegeben, dass pro Tonne Erz 3 t Abraum bewegt werden muss (miteingerechnet sind die Erschliessungs-Stollen und -Kavernen). Der normierte Wert errechnet sich zu $5.4E2 \text{ kg(Abraum)/kgU}$. <DOE 1983> gibt für die Tiefbauminen ein Verhältnis Abraum/Erz von 1.6 an (rund $1E3 \text{ kg(Abraum)/kgU}$). Der Energiebedarf für die Bohr- und Ausbrucharbeiten ist im Gesamtenergiebedarf miteingeschlossen. Der aus der folgenden Tabelle ersichtliche relativ geringe Energiebedarf der UMO-Mine kann einerseits auf das geringe, keinen großen Pumpenergieeinsatz notwendig machende Wasservorkommen und andererseits auf die Tatsache zurückgeführt werden, dass eine bestehende, aufgegebene Kupfermine benutzt werden konnte. Der Energieaufwand für Lüftungszwecke bei Tiefbauminen ist bedeutend. Bei der Dieselbedarfsangaben ist aus den Referenzen nicht ersichtlich, ob der Bedarf für den Transport eingeschlossen ist.

		UMO Mine ^a	Ambrosia Lake Mine	DOE-Referenz-Mine
Elektrizität	TJ/kgU	$3.8E-6$ ^b	k.A.	$1.5E-4$
Diesel	TJ/kgU	$2.9E-6$	$1.5E-4$	$3.4E-5$
Benzin		$2.1E-6$ ^c		
Naturgas				$1.6E-4$

^a Angabe aus <Hohn et al. 1992>

^b Bezogen aus öffentlichem Netz.

^c Bedarf für "Pick-up Trucks" (Transport)

Tab. VII.4.10 Energiebedarf der Tiefbau-Minen <Schneider 1982>, <DOE 1983>.

4.6 Emissionen Luft

Quantitative Emissions-Angaben standen nur für die Betriebsphase zur Verfügung. Informationen betreffend der Restauration finden sich in Abschnitt VII.4.8.

4.6.1 Übersicht

Die Luftemissionen können in radioaktive und nicht-radioaktive Abgaben unterteilt werden. Die dominierende Aktivitätsfreisetzung in die Atmosphäre bei der Förderung von Uranerz wird von Radon bestimmt, weil es in gasförmigem Zustand vorkommt. Es können vier Quellen der Radonemission genannt werden <Pink et al. 1984>: Emission aus dem Erz, d.h. von der freigelegten Erzfläche, den Abbauarbeiten, den Erzhalde und den Abraumhalde.

- 1) Das gasförmige Radon entweicht aus dem freigelegten Erz in die Atmosphäre. Durch das Brechen wird dieser Vorgang noch begünstigt. Vor allem beim Übertage-Abbau des Urans werden große Flächen freigelegt, die mit den Abraum- und Erzhalde eine grossflächige Quelle für die unmittelbare Freisetzung von Radon darstellen. Im Untertagebau gelangt Radon in die Gänge der Schachtanlagen und muss durch Ventilationsysteme beseitigt werden.
- 2) Neben den Radon-Emissionen aus dem Erz kommt es zu einer bevorzugten Freisetzung beim Brechen, Aufladen und Transportieren des Erzes. Um die Grössenordnung dieser Freisetzung einer Tiefbauminen abzuschätzen, kann von dem spezifischen Aktivitätswert von $2.1E+5 \text{ kBq(Rn)/m}^3_{\text{Erz}}/(\%U_3O_8)$ mit einer Freisetzungsrate von 27% ausgegangen werden <Pink et al. 1984>. Mit einer Dichte von $2 \text{ t/m}^3_{\text{Erz}}$ <Pink et al. 1984> folgt aus diesen Daten ein spezifischer Emissionswert von rund $2.8E4 \text{ kBq(Rn)/t}_{\text{Erz}}/(\%U_3O_8)$. Bei der Key Lake Tagbauminen ist wegen der relativ starken Abdeckung der Erzkörper die natürliche Emission in der weiteren Umgebung von Key Lake mit $4E-5 \text{ kBq/(m}^2\text{sec)}$ im Vergleich zu anderen Lagerstätten gering. Im geöffneten Tagebau steigt die Aktivität auf $2E-1 \text{ kBq/(m}^2\text{sec)}$ an.

- 3) Auch die Halden, die für eine gute Durchmischung des gefördert Erzes aufgeschüttet werden, sind Quellen von Radon-Emissionen. Infolge der Schüttung hat die Halde eine poröse Oberfläche und eine im Vergleich zum Erzkörper geringere Dichte. Dies hat zur Folge, dass Radon relativ leicht, auch aus tieferen Schichten der Halde, emittieren kann.
- 4) Zusätzliche Radon-Emissionen sind aus den Abraumphalden mit geringem Urangehalt zu erwarten.

Zur Durchführung von Radonemissionsabschätzungen gibt <UNSCEAR 1988> einen allgemeinen, für Tagebau- wie für Tiefbau-Minen gültigen spezifischen Emissionswert von $1 \text{ GBq(Rn)}/t_{\text{Erz}}/(\% \text{U}_3\text{O}_8)$ an. Dieser Wert scheint jedoch im Widerspruch zu stehen mit in derselben Referenz aufgeführten normierten Durchschnitts-Radonemissionswerten von 27 amerikanischen Tiefbau-Minen, welche ca. 8 Mal höher liegen.

Neben den Radon-Emissionen sind weiter die vom Abraum austretenden Staubemissionen zu erwähnen. Der Erzabbau stellt durch seine spezifischen Arbeiten wie Sprengen, Bohren, Brechen und Verladen eine Quelle von Staubemissionen dar. Die Staubbefreiung aus der Mine sind stark von den klimatischen Bedingungen abhängig. Zum Beispiel sind bei der Key Lake Mine durch die klimatischen Verhältnisse der Region Saskatchewan die Staubbefreiungen von vornherein stark eingeschränkt. Der Erzkörper ist aufgrund des feuchten Klimas immer durchnässt, sodass Staubbildung kaum möglich ist.

4.6.2 Tagebau-Mine

Radioaktive Luftemissionen

In der folgenden Tabelle sind die Beiträge der Aktivitäten der verschiedenen Emissionsquellen für die Key Lake Mine ersichtlich. Der oben angegebene spezifische Emissionswert von rund $2.8 \text{E}4 \text{ kBq(Rn)}/t_{\text{Erz}}/(\% \text{U}_3\text{O}_8)$ bezieht sich lediglich auf die eigentlichen Abbauarbeiten ($5700 \text{ t U}_3\text{O}_8/\text{Jahr}$, $2.6\% \text{ U}_3\text{O}_8$ -Gehalt: $2.2 \text{E}5 \text{ t Erz/Jahr}$).

Wird für die Ermittlung der spezifischen Radonaktivität der Gesamtemissionswert eingesetzt, ergibt sich ein Wert von $0.6 \text{ GBq(Rn)}/t_{\text{Erz}}/(\% \text{U}_3\text{O}_8)$, der relativ nahe dem von <UNSCEAR 1988> angegebenen Wert von $1 \text{ GBq}/t_{\text{Erz}}/(\% \text{U}_3\text{O}_8)$ ist. Tab. VII.4.12 zeigt die radioaktiven Luftemissionen der Tagebau-Minen. Wie jedoch aus den Daten der Tiefbauminne Ambrosia Lake, von der als einzige Referenz die Emissions-Werte mehrerer Isotopen zur Verfügung stehen, hervorgeht, ist der Beitrag der langlebigen Nuklide zur Totalaktivität äußerst gering (siehe Tab. VII.4.13).

Radonquelle	Aktivität kBq/Jahr
Erzkörper	1.6E+11
Abbauarbeiten	1.6E+10
Erzhalden	1.4E+11
Abraumhalde	2.5E+10
Gesamt	3.4E+11

Tab. VII.4.11 Radonemissionen beim Uranerzabbau der Key Lake Mine <Pink et al. 1984>.

		Key-Lake-Mine	ORNL-Referenz-Mine	DOE-Referenz-Mine	<UNSCEAR 1988>
Rn-222	kBq/kgUOutput	7.1E+4 ^a	1.6E+5	1.5E+5	1.2E+5
Partikel	kg/kgUOutput	---	5.6E-2	---	---

a Angenommen eine tägliche U₃O₈-Produktion von 15.6 t/Tag.

Tab. VII.4.12 Radioaktive Luftemissionen beim Betrieb von Tagebau-Minen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>, <Pink et al. 1984> und <UNSCEAR 1988>.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Für die Tagebau- und die Tiefbau-Minen stammen die erwähnenswerten, nicht-radiologischen, gasförmigen Emissionen von der Verbrennung fossiler Brennstoffe für die Elektrizitätserzeugung und für die eingesetzten Abbaumaschinen und Transportfahrzeugen. Die entsprechenden Emissionswerte (SO_x, NO_x, CO, CO₂, HC) werden mit der Ausweisung des fossilen Brennstoffbedarfs in den Dienstleistungskategorien erfaßt. Die in der Literatur angegebenen Emissionen für die Tagebau-Minen beziehen sich nur auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Es werden hier demnach keine Werte eingeführt.

4.6.3 Tiefbau Mine

Radioaktive Luftemissionen

In der folgenden Tabelle sind die radioaktiven Luftemissionen beim Betrieb der Anlagen eingetragen. Bezüglich der radioaktiven Emissionen - ausgenommen für die ORNL-Referenz-Mine - ist aus der Literatur nicht ersichtlich, ob die Radonwerte dieser Aktivitätsemissionen die Tochternuklide miteinschließen.

		UMO-Mine	Ambrosia Lake Mine	ORNL-Referenz-Mine	DOE-Referenz-Mine	<UNSCEAR 1988>
Uran	kg/kgUOutput		9.0E-4			
Ra-226			3.6E-10			
Rn-222			3.9E-10			
Partikel				4.1E-2		
Uran	kBq/kgUOutput		2.3E+1 ^a			
Ra-226			1.3E+1 ^b			
Rn-222			2.2E+6 ^c	3.8E+5 ^d	1.3E+6	1.2E+5
Total		1.0E+5 ^e				

a Dieser Wert wurde berechnet aufgrund des Uranabgabewertes, anwendend eine spezifische Aktivität von rund 2.5E+4 kBq/kg Uran natürlich.

b Dieser Wert wurde aufgrund des Radiumabgabewertes berechnet, anwendend eine spezifische Aktivität von 3.7E+10 kBq/kg.

c Dieser Wert wurde berechnet aufgrund des Radonabgabewertes, anwendend eine spezifische Aktivität von 5.6E+15 kBq/kg <Schneider 1982>.

d Radon und kurzlebige Radontochternuklide.

e Angegeben wird eine totale Kamin-Emission von 2.9E+3 Ci für das Jahr 1991. Die Normierung basiert auf einer täglichen Produktion von 550 t Erz mit einen U₃O₈-Gehalt von 0.66%.

Tab. VII.4.13 Radioaktive Luftemissionen beim Betrieb von Tiefbau-Minen <Hohn et al. 1992>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983> und <UNSCEAR 1988>.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

In <Schneider 1982> und <DOE 1983> sind Daten für nicht-radioaktive, nicht aus Verbrennungsprozessen stammende Luftemissionen, gezeigt in Tab. VII.4.14, angegeben.

		Ambrosia Lake Mine	DOE-Referenz-Mine
Felsstaub	kg/kgU _{Output}	3.3E-2	
Partikel		6.3E-3 ^a	1.3E-3
Benzopyren		6.7E-8	
Beryllium		9.8E-7	
Blei		2.0E-5	
Cadmium		2.0E-6	
Organische Säuren			3.9E-4
Schwefel		4.8E-4 ^b	
Zink		2.0E-5	

a Von radioaktiven und nicht-radioaktiven Quellen.

b Von Sprengungen.

Tab. VII.4.14 Nicht-radioaktive Luftemissionen beim Betrieb von Tiefbau-Minen <Schneider 1982> und <DOE 1983>.

4.7 Emissionen Wasser

4.7.1 Tagebau-Mine

Radioaktive Wasseremissionen

Das abgepumpte Wasser enthält gelöstes und suspendiertes Uran und Tochternuklide. Die entsprechende Aktivität wird in <Wymer et al. 1981> mit einigen Curies für eine jährlich gepumpte Gesamtwassermenge von rund 2.5E9 l angegeben, was eine Konzentration in der Größenordnung von 10⁻² kBq/Liter ergibt. Das Wasser wird in Sickerteiche eingeleitet, von denen die radioaktiven Stoffe durch Sickerung in den Boden zurückgelangen. Keine Daten standen für die Key Lake-Mine und die DOE-Referenz-Mine zur Verfügung. Die folgende Tabelle zeigt spezifische Aktivitäten dreier US Minen, der Identifikation und Produktion nicht spezifiziert sind <Schneider 1982>.

		Mine A	Mine B	Mine C
Durchfluss	Liter/Tag	1.74E+6	5.45E+6	1.09E+7
Total	kBq/Liter	1.3E-2	3.8E-3	---
Total		6.2E-3	2.8E-3	---
Total		k. A.	k. A.	---
U		---	---	4.4E-3 - 3.4E-2

Tab. VII.4.15 Radioaktivitäten im Wasser von drei US-Tagebau-Minen <Schneider 1982>.

In Tab. VII.4.16 sind die normierten radioaktiven Betriebs-Wasseremissionen der ORNL-Referenz-Tagebau-Mine <El-Bassioni et al. 1980> eingetragen. Mit der aus Tab. VII.4.8 ersichtlichen, gepumpten Wassermenge der ORNL-Referenz-Mine von 9.3E+3 kg/kgU werden Konzentrationen berechnet, deren Werte ebenfalls in der Tabelle eingeführt sind. In diese Studie eingeführt werden die oberen Werte der angegebenen Bereiche, womit, wie ein Vergleich mit den Konzentrations-Werten

der obigen Tabelle zeigt, konservative Werte berücksichtigt werden.

ORNL-Referenz-Mine				
U	4.6E-3 - 1.2E-2	kg/kgUOut	4.9E-7 - 1.3E-6	kgU/Liter
U	1.2E+2 - 3.1E+2 ^{a, b}	kBq/kgUOut	1.3E-2 - 3.3E-2	kBq/Liter
Ra-226	8.2E+2 - 2.2E+4 ^b		8.8E-2 - 2.4E+0	
Th-230	4.1E+2 - 5.1E+2 ^b		4.4E-2 - 5.4E-2	

^a Diese Werte wurden aufgrund des Uranabgabewertes berechnet, spezifische Aktivität von rund 2.5E+4 kBq/kg Uran natürlich.

^b Diese Studie.

Tab. VII.4.16 Radioaktive Wasseremissionen und Konzentrationen im Wasser beim Betrieb von Tagebau-Minen <El-Bassioni et al. 1980>.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Das aus den Minen gepumpte Wasser kann leicht sauer bis leicht alkalisch sein, mit einem relativ hohen Gehalt an festen Partikeln. Die folgende Tabelle zeigt Konzentrations-Bereiche von nicht-radioaktiven Stoffen einiger US Tagebau-Minen <Schneider 1982>.

		Mine A	Mine B	Mine C
Durchfluss	Liter/Tag	1.74E+6	5.45E+6	1.09E+7
pH		7.9	7.5	6.7 - 8.1
Alkalinität als CaCO ₃	mg/Liter	180	164	144 - 150
TDS		411	627	750 - 825
TSS		163	49	40 - 420
TVS		38	164	40 - 92
Ammoniak als N		0.22	1.33	1.42 - 1.60
Nitrate als N		<0.01	0.002	0 - 1.06
Phospor total als P		0.05	0.07	2.30

Tab. VII.4.17 Konzentrationen nicht-radioaktiver Stoffe im Wasser einiger US-Tagebau-Minen <Schneider 1982>.

In Tab. VII.4.18 sind normierte Werte nicht-radioaktiver Wasseremissionen beim Betrieb der ORNL-Referenz-Tagebau-Mine eingetragen <El-Bassioni et al. 1980>. Gezeigt werden weiter die Konzentrationen, welche, basierend auf der in Tab. VII.4.8 angegebenen normierten Wassermenge, ermittelt wurden. Die Übereinstimmung der Ammoniak- und Nitrat-Werte (hier mit dem oberen Bereichswert) in den beiden Tabellen VII.4.17 und VII.4.18 deutet auf die Verwendung gleicher Quellen der Referenzen hin (<Schneider 1982> und <El-Bassioni et al. 1980>).

	ORNL-Referenz-Mine	
	kg/kgU _{Output}	mg/Liter
Aluminium	3.1E-3	3.3E-1
Ammoniak	1.9E-3 - 1.5E-2	2.0E-1 - 1.6E+0
Arsen	9.3E-5	1.0E-2
Barium	1.9E-3	2.0E-1
Blei	1.8E-2	1.9E+0
Cadmium	9.3E-5	1.0E-2
Calcium (Ca ⁺⁺)	k.A.	
Chloride (Cl ⁻)	8.6E-1	9.2E+1
Eisen	3.4E-2	3.6E+0
Fluoride (F ⁻)	k.A.	
Magnesium	1.1E-1	1.2E+1
Mangan	6.9E-2	7.4E+0
Molybdän	1.6E-3	1.7E-1
Natrium (Na ⁺)	k.A.	
Nitrate (NO ₃ ²⁻)	9.3E-3	1.0E+0
Selen	1.9E-4	2.0E-2
Sulfate (SO ₄ ⁻)	5.4E+0 - 9.1E+1	5.8E+2 - 9.8E+3
TSS	3.7E-1 - 3.9E+0	4.0E+1 - 4.2E+2
Vanadium	4.6E-3 - 8.3E-3	4.9E-1 - 8.9E-1
Zink	1.2E-3	1.3E-1

Tab. VII.4. 18 Nicht-radioaktive Wasseremissionen und Konzentrationen im Wasser beim Betrieb von Tagebau-Minen <El-Bassioni et al. 1980>.

4.7.2 Tiefbau-Mine

Das aus Minen abgepumpte Wasser enthält Aktivitäten von gelösten und suspendierten Uran und Tochternukliden. <Schneider 1982> gibt an, dass bei der Ambrosia-Lake-Mine eine durchschnittliche Aktivität von 1.9E-3 kBq/l an gelöstem Radium 226 gemessen wird. Minenwasser kann auch andere Metalle, Ammoniumnitrate und Öle enthalten. Das Wasser wird an die Oberfläche gepumpt und in Rückhalteteiche geleitet. Bevor es an die Umgebung abgegeben werden kann, muss es zur Erreichung von festgelegten Grenzwerten einer Behandlung unterzogen werden. Ein Teil des Wassers wird direkt zur Erzaufbereitungsanlage für den Einsatz als Prozesswasser geleitet. Die erwähnte Behandlung des Wasser geschieht mit Harz-Ionen-Austauschern, die eine starke selektive Wirkung für das Ausbringen des gelösten Urans aufweisen. Das aus den Ionen-Austauschern tretende Minenwasser wird weiter in einem zweiten Becken mit Barium Chlorid zur Entfernung des Radiums behandelt.

Radioaktive Wasseremissionen

Tab. VII.4.19 zeigt normierte Mengen- und Aktivitäts-Werte radioaktiver Wasseremissionen beim Betrieb von Tiefbauminen. Währenddem der Uran-Abgabewerte der Ambrosia Lake Mine innerhalb des angegebenen Bereichs der ORNL-Referenz-Mine liegt, sind die ausgewiesenen Ra-226- und Th-230-Aktivitätsemissionen ins Wasser um rund drei Grössenordnungen kleiner.

Radionuklide	Ambrosia Lake <Schneider 1983>	ORNL -Mine <El-Bassioni et al. 1980>	Diese Studie
U kg/kgU _{Out}	1.0E-3	2.4E-4 1.3E-1	
Ra-226	2.8E-11		
Th-230	1.0E-9		
U kBq/kgU _{Out}	2.6E+1 ^a	6.2E+0 3.4E+3 ^a	3.1E+2
Ra-226	1.0E+0 ^b	6.1E+2 1.6E+4 ^c	1.6E+4
Th-230	7.4E-1 ^d	3.0E+2 3.8E+2	3.8E+2

^a Diese Werte wurden aufgrund des Uranabgabewertes berechnet, spezifische Aktivität von

- rund 2.5E+4 kBq/kgUran natürlich.
- b Dieser Wert wurde aufgrund des Radiumabgabewertes berechnet, anwendend eine spezifische Aktivität von 3.7E+10 kBq/kg Radium.
- c In <El-Bassioni et al. 1980> wird nicht spezifiziert, ob Tochternuklide eingeschlossen sind.
- d Diese Werte wurden aufgrund des Th230-Abgabewertes berechnet, anwendend eine spezifische Aktivität von rund 7.4E+8 kBq/kgTh230.

Tab. VII.4.19 Radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb von Tiefbau-Minen <El-Bassioni et al. 1980> und <Schneider 1982>.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

In Tab. VII.4.20 werden normierte Werte nicht-radioaktiver Wasseremissionen gezeigt. Daten standen für die Ambrosia Lake Mine und für die ORNL-Referenz-Mine zur Verfügung.

		Ambrosia Lake Mine	ORNL-Referenz-Mine
Aluminium	kg/kgU _{Output}	1.5E-3	2.3E-3
Ammoniak		3.0E-3	0 1.3E-1
Arsen		6.7E-5	6.8E-5
Barium			<1.4E-3
Beryllium		3.3E-5	
Blei			1.3E-2
Cadmium			<6.8E-5
Calcium		1.3E-1	k.A.
Chloride		5.3	6.8E-3 1.1E+1 ^a
Eisen		5.3E-4	1.1E-1
Fluoride		4.3E-3	k.A.
Kupfer		3.3E-4	
Magnesium		5.7E-2	8.2E-2
Mangan			7.5E-4
Molybdän		2.8E-3	1.4E-3 3.4E-2
Natrium		4.4	6.2E-1 8.9E+0
Nitrate		3.2E-2	0 8.2E-2 ^b
Phosphate		6.6E-4	
Selen		1.0E-4	3.4E-4 4.8E-4
Silizium		4.7E-2	
Sulfate		1.0	0 6.8 ^c
Suspended Fines (ungelöste Stoffe)		1.4E-1	4.1E-1 1.7E-1 ^d
Titan		3.2E-3	
Vanadium		2.4E-3	3.4E-3 6.2E-3
Zink		1.0E-4	8.9E-4

a: Cl⁻; b: NO₃²⁻; c: SO₄²⁻; d: TSS.

Tab. VII.4.20 Nicht-rad. Wasseremissionen beim Tiefbau-Minen-Betrieb <El-Bassioni et al. 1980> und <Schneider 1982>.

4.8 Restaurierung der Minen

Eine der wichtigsten Maßnahmen bei der Restaurierung der Minen besteht in der Stabilisierung der seitlichen Minenabhänge sowie der zurückbleibenden Halden zur Verhinderung der Erosion durch Wind und Wasser und zur Minimierung des Austritts von Radionukliden in die Umwelt. Diese Maßnahmen bestehen, wie in <IAEA 1987> berichtet, im wesentlichen in einer Überdeckung mit Geröll und Erdreich sowie in der Verlegung von Drainage-Leitungen mit entsprechenden Messeinrichtungen. Der Material, Energie- und Transportbedarf sowie die Emissionen werden wegen fehlender Angaben in dieser Studie nicht eingeführt. In den folgenden beiden Unterkapiteln

werden die in den Referenzen gemachten wenigen Angaben wiedergegeben. Für die Quantifizierung der radioaktiven und nicht-radioaktiven Langzeitemissionen müssten weitere Literaturstudien durchgeführt werden. Der Hauptteil der radioaktiven Abfälle wird jedoch mit dem Produkt während des Minenbetriebs zur Aufbereitungs-Anlage überführt und dort in den Schlammteichen konzentriert.

4.8.1 Tagebau-Mine

Nach der Stilllegung der Key Lake-Minen, muss gemäß den kanadischen Umweltbestimmungen der ursprüngliche Zustand des Geländes wieder hergestellt werden. Das bedeutet den Abbruch der Anlagen und die Verfüllung der Tagebaue mit Abraum und anschließender Wasserüberdeckung zur Reduktion der Radonemanation auf das natürliche Umgebungsniveau. Die Kosten für Stilllegung, Rekultivierung und Kontrollmassnahmen nach Beendigung der Produktionsphase werden von der Key Lake Mining Corporation für das gesamte Gebiet (eingeschlossen Minen und Aufbereitungsanlagen) auf rund 20-30% der ursprünglichen Investitionen geschätzt <Young et al. 1982>.

4.8.2 Tiefbau-Mine

Für die Wiederherstellung des Geländes der UMO-Minen wurde rund ein Jahr benötigt, wobei die folgenden Arbeiten durchgeführt worden sind: Felduntersuchungen, Planung, Trennung des Haldenerzes in aufzubereitendes ($> 0.2\% \text{U}_3\text{O}_8$) und in die Stollen zurückzuführendes Material, Vorbereitung der Stollen für die Aufnahme des Abfalls, Verfüllung und Verdichtung der Stollen mit dem Abfallausbruchmaterial, Abbruch der Einrichtungen, Abdichtung der Ventilationsschächte mit Stahl- und Betonplatten, Erdschichtüberdeckung und Bepflanzung des Geländes. Ein Bild der Restaurierungswirkung zeigen bei Felduntersuchungen durchgeführte Ionendosismessungen. Vor der Restaurierung wurden durchschnittliche Werte von rund 170 R/h (RRöntgen = $2.58\text{E-}4 \text{ C/kg}$) gemessen (Maximalwert rund 2'000 R/h). Beim Erreichen von Werten unter 100 R/h wurde auf weitere Abtragungen verzichtet. Mit der anschließend vorgenommenen Erdüberdeckung konnte schließlich ein durchschnittliches Dosisniveau bei den verschiedenen Minen von 15-34 R/h erreicht werden, was vergleichbar mit dem natürlichen Untergrund der weiteren Umgebung von ungefähr 10 R/h ist. In den Bereichen der Stolleneingänge wurde eine ca. 1.5 m dicke Überdeckung angebracht. Mit dem Einbau von Drainage-Kanälen wird die Bodenerosion verhindert.

4.9 Transporte

4.9.1 Transporte von Betriebsmaterialien

Der Transport von Minen-Einrichtungsmaterialien stützt sich auf die Mengen der DOE-Referenz-Minen. Es wurden eine Distanz von 700 km und 40t-LKW angenommen. Für den Tagebau erhält man einen Transportbedarf von 0.15 tkm/kgU, für den Untertagebau 1.1 tkm/kgU. Je nach Abgeschiedenheit ist der Transportaufwand für die diversen Betriebsmittel und für den Diesel von Bedeutung. Für die Key-Lake Produktionsanlage wird angegeben, dass täglich 122 t/Tag Betriebsmittel (im wesentlichen Brennstoffe) für Mine und Aufbereitung über eine Distanz von 700 km mit LKW transportiert werden müssen <Young et al. 1982>. Mit der Annahme, dass ein Viertel dieser Materialmenge der eigentlichen Mine zuzuordnen ist (Aufteilung entsprechend der Leistung der Dieselmotoren), erhält man einen normierten Transportbedarf von rund 1.6 tkm/kgU (Annahme 40t LKW mit dem Produktionswert von 13.2 tU/Tag). Dieser Wert wird in erster Approximation auch für den Untertagebau verwendet.

4.9.2 Transporte von Abraum

Tagebau-Mine

Berücksichtigt wird der Transport von Abraummaterial zu den Abraumhalden. In einer ersten Approximation wird ein Abraum/Erz-Verhältnis von 30 und ein mittlerer Uranoxydgehalt von 0.5%

angenommen. Man erhält einen Wert von 7 t Abraum/kg Uran, was dem Durchschnitt der in Abschnitt 4.5.1 gezeigten normierten Werte entspricht. Nimmt man eine Fahrstrecke von 1 km an, erhält man einen Transportbedarf von 7 tkm/kgU. Die Förderung von Abraum und Erz erfolgt mittels zweiachsigen Muldenkippern von 40 m³ Inhalt <Young et al. 1982>. Die Kategorisierung erfolgt für diese Studie mit 40t-LKW.

Tiefbau-Mine

Der Energiebedarf für den Transport, der im Vergleich zu den Tagebau-Minen wegen den wesentlich geringeren Abraummenge kleiner ist, wird mit dem Dieselbedarf mitberücksichtigt.

4.10 Flächeninanspruchnahme

Bei der Ermittlung der Flächenbeanspruchung können zwei Phasen unterschieden werden: Beanspruchung während der Betriebs- und Restaurierungszeit sowie während der Renaturierung. Im besonderen standen keine Angaben bezüglich der anzunehmenden Zeiträume für die Renaturierung zur Verfügung. Für die Berechnung der Flächenbeanspruchung wird in erster Approximation von einer Renaturierungszeit von 50 Jahren ausgegangen (Annahme in dieser Studie).

Tagebau

Für die Key Lake Mine wurde von einem Anlagenplan <Young et al. 1982> die von der Mine beanspruchte Fläche herausgemessen. Die Fläche beinhaltet die eigentlichen Minen, die Misch-Erz- und die Abraumhalden sowie zugehörige Gebäudekomplexe. Die in <DOE 1981> angegebenen Flächenbedarfswerte sind auf den jährlichen Uranbedarf einer 1 GW_e Reaktoranlage bezogen. Diesem Referenz-KKW ist ein durchschnittlicher jährlicher U₃O₈-Bedarf von 165 t zugeordnet. Die Gesamt-Flächenbeanspruchung wird mit 55 acres angegeben, wobei eine Unterteilung in eine gestörte (17 acres) und eine ungestörte Fläche (38 acres) vorgenommen wird. In die untenstehende Tabelle wird nur der Anteil der gestörten Fläche berücksichtigt; die in der Referenz mit 2 acres angegebene, als permanent gestört bezeichnete Fläche ist im eingetragenen Wert miteingeschlossen.

		Key Lake	<DOE-1983>	<DOE-1981> ^a
Beanspruchte Fläche	m ²	1.1E+7	1.2E+6	
Normierte gestörte Fläche	m ² /tErz			7.6E-1
	m ² /kgU	1.5E-1	0.075	4.5E-1
Vorbereitungszeit	Jahr	3		
Betriebszeit		16	20	20
Restaurationszeit		2 ^b	2 ^b	2 ^b
Totalzeit II-IV		21	22	22
Renaturierungszeit II-III		50 ^c	50 ^c	50 ^c
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	kgErz	3.3E+9	9.6E+9	
	kgU	7.4E+7	1.6E+7	
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/kgU	3.2	1.7	9.9
II-III ^d		7.5	3.8	22.5

^a <Oszusky 1976> gibt die gleichen Flächenklassifikationen und dieselben normierten Werte an.

^b Annahme.

^c Annahme für diese Studie.

^d In konservativer Weise wird dieselbe Fläche eingesetzt wie für die Ermittlung der Beanspruchung II-IV.

Tab. VII.4.21 Flächeninanspruchnahme der Tagebau-Minen <Young et al. 1982>, <DOE 1983>, <DOE 1981>.

Tiefbau

Von den zur Verfügung stehenden Unterlagen für die UMO-Minen (Tiefbau) kann entnommen

werden, dass die Minen während 7 Jahre (von ca. 1980 bis ca. 1987) in Betrieb standen. Keine Zeitangaben werden bezüglich der vorbereitenden Arbeiten gemacht. Es wird hier mit einem Jahr gerechnet. Für die Gesamtproduktion errechnet sich ein Wert von rund 4E6 tErz (2.2E4 t Uran). Die durch die Minen während der Betriebszeit beanspruchte Gesamtfläche betrug rund 200'000 m². Dieser Wert bezieht sich auf den Flächenbedarf für die Erz- und Abraum-Halden, für diverse Betriebseinrichtungen und für die Zufahrtsstraßen. <Schneider 1983> gibt für die Gesamtgrösse des Minengebiets eine Fläche von 13 km² an. Die Fläche einer Einzelmine beträgt 0.03-0.04 km². Die von den Minen beanspruchte Fläche, inkl. Abraumhalden hat eine Größe von 0.3 km².

		UMO	Ambrosia Lake Mine	<DOE-1983>
Beanspruchte Fläche	m ²	2E+5	3E+5	1.6E+4
Vorbereitungszeit	Jahr	1		
Betriebszeit		7	20	20
Restaurierungszeit		1		
Totalzeit II-IV		9	20	20
Renaturierungszeit		50 ^a	50 ^a	50 ^a
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	kgErz	4E+9	2.6E+10	2.8E+9
	kgU	2.2E+7	3.9E+7	4.8E+6
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² -Jahr/kgU	8.2E-2	1.5E-1	6.7E-2
		II-III^b	3.8E-1	1.7E-1

a Annahme für diese Studie.

b In konservativer Weise wird dieselbe Fläche eingesetzt wie für die Ermittlung der Beanspruchung II-IV.

Tab. VII.4.22 Flächeninanspruchnahme der Tiefbau-Minen <Schneider 1983>, <DOE 1983>.

4.11 Übersicht über die Eingabedaten

4.11.1 Modul:"Uran ab Mine"

Die zum Teil wesentlichen Unterschiede in den Bedarfs- und Emissionswerten der beiden Abbauverfahren, des Tages- und des Tiefbaus, erfordert die Erstellung getrennter, durch einen entsprechenden Service-Modul verbundene Datensätze. Die Aufteilung geschieht entsprechend den in <Pickert et al. 1981> gemachten Angaben, wobei der Anteil der In-Situ Laugung je zu Hälfte den beiden Minentypen angerechnet wird (Tab. VII.4.23).

4.11.2 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die zum Teil großen Unterschiede der entsprechenden Daten verschiedener Referenzen können auf die spezifischen Verhältnissen (charakteristischen Bodenbeschaffenheiten und klimatischen Verhältnissen) der Standorte zurückgeführt werden. Die Festlegung einer repräsentativen Mine kann demnach nicht vorgenommen werden. Bei der Wahl der in die Berechnung verwendeten Werte müssen die ganzen Wertebereiche betrachtet werden; Mittelwertangaben sind nicht immer gerechtfertigt.

Nichtenergetische Ressourcen (1)

Flächeninanspruchnahme:

Eingeführt wurden Werte im mittleren Bereich, siehe Tab. VII.4.21 und Tab. VII.4.22.

Wasser:

Key Lake liegt in einer wasserreichen Gegend; aus diesem Grunde ist der in Tab. VII.4.7 aufgeführte Wert sehr gross. Er wird jedoch hier nicht berücksichtigt. Berücksichtigt wird ein

Mittelwert der DOE- und der ORNL-Referenz-Anlage. Für die Tiefbaumine wird ein im Mittelbereich liegender Wasserwert eingesetzt (siehe Tab. VII.4.8).

Basismaterialien (4)

Berücksichtigt werden die DOE-Referenz-Minen Werte, da die ORNL-Materialbedarfsangaben einerseits für Mine und Aufbereitungsanlage zusammengefaßt dargestellt sind und andererseits keine Aufteilung in Tage- und Tiefbau vorgenommen wurde. Der für Stahl angegebene Wert wird in die Rubrik Stahl niedriglegiert eingeführt (siehe Tab. VII.4.6). Diese Basismaterialien werden in den Modulen "Infrastruktur Uranerzabbau" und "Infrastruktur Uranerzabbau Tief" berücksichtigt. Der Sprengstoffbedarf wird von der ORNL-Referenz-Mine übernommen.

Transporte (5)

Alle Transporte werden in die Rubrik 40t-LKW eingeführt.

Allg. Dienstleistungen (6)

Dieselbedarf

Eingeführt wird der für die Stromerzeugung benötigte Dieselbedarf, kategorisiert in 'Diesel in Dieselaggregat Förderung'. Die Angaben für den elektrischen Energiebedarf werden mit einem Wirkungsgrad von 36% des Dieselkraftwerks umgerechnet. Der Dieselbedarf für die Fahrzeuge wird in der Transportkategorie berücksichtigt.

Tagebau: Eingesetzt wird der leicht verminderte Key Lake-Minen-Wert, da der Pumpenergiebedarf dieser Mine als relativ groß angesehen werden muss. Der elektrische Energiebedarf (1E-5 TJe/kgU) liegt in einem mittleren Bereich der DOE- und Oszusky-Daten.

Tiefbau: Eingeführt wird ein Wert im mittleren Bereich; alle Anteile (Elektrizität (umgerechnet), Diesel, Benzin und Naturgas) werden in dieser Rubrik zusammengefasst eingeführt.

Emissionen Luft, radioaktiv (18)

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Die Partikelmengen in den Tab. VII.4.12 und VII.4.13 werden in den nicht radioaktiven Luftemissionen ausgewiesen (in der Referenz werden keine zugeordneten Aktivitäten angegeben).

Tagebau: Für Radon wird ein mittlerer Wert eingesetzt (siehe Tab. VII.4.12).

Tiefbau: Für Uran und Radium werden die Ambrosia-Lake-Werte, für Radon ein Wert im mittleren Bereich der angegebenen Referenz-Daten eingeführt (siehe Tab. VII.4.13).

Emissionen Luft, nicht-radioaktiv (18)

Mit der Einführung der Ambrosia Lake Werte (siehe Tab. VII.4.14) wird ein konsistenter und kompletter Datensatz berücksichtigt. Für die Tagebau-Mine wird der Partikel-Wert der ORNL-Referenz-Anlage aus der Zusammenstellung der radioaktiven Luftemissionen aus Tab. VII.4.12 übernommen.

Emissionen Wasser, radioaktiv (19)

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Berücksichtigt werden die Werte der ORNL-Referenz-Minen. Wegen der grossen Spanne in den U Emissionen bei der Tiefbau-Mine wird für diese Studie ein mittlerer Wert von 1.2E-2 kg/kgU mit dem entsprechenden Aktivitätswert von 3.1E+2 kBqUnat/kgU eingesetzt.

Emissionen Wasser, nicht radioaktiv (19)

Eingeführt werden ORNL-Datensätze, die den Durchschnitt der US Minen wiedergeben. Bei Bereichsangaben werden allgemein die oberen Bereichsgrenzen verwendet (siehe Tab. VII.4.18 für Tagebau-Mine). Bei der Tiefbaumine (siehe Tab. VII.4.20) wird mit der Berücksichtigung

der oberen Bereichsgrenze hauptsächlich bei der Chloridabgabe ein konservativer Wert eingeführt. Der entsprechende Ambrosia-Wert liegt jedoch nur unwesentlich unter dieser oberen Grenze.

4.11.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Der Material, Energie- und Transportbedarf sowie die Emissionen während der Sanierungsphase werden wegen fehlender Angaben in dieser Studie nicht berücksichtigt. Benötigt würden weiter Informationen bezüglich radioaktiver und nicht-radioaktiver Umweltabgaben geschlossener Minen und Emissionsangaben bei der Anwendung optimaler Sanierungsmethoden. Die mit der Sanierungsphase zusammenhängende Flächenbeanspruchung wurde vereinfacht abgeschätzt, wobei die angegebenen Werte wahrscheinlich unterschätzt wurden.

Diskrepanzen, wie sie bei den Angaben der radioaktiven Wasseremissionen beim Betrieb von Tiefbau-Minen ersichtlich sind, müssten weiter mit anderen Referenzen überprüft werden. Komplette Datensätze emittierter radioaktiver Isotope sind nicht vorhanden. Radon, manchmal das einzige angegebene Isotop, repräsentiert die Größenordnung der Gesamtaktivität. Detailliertere Angaben bezüglich der Wasseremissionen des gepumpten in die Umwelt abgeführten Wassers und des von den Halden stammenden Sickerwassers müssten weiter analysiert werden. Weitere Probleme z.B. im Zusammenhang mit Wasserspiegelsenkungen müssten analysiert werden.

Uran in Uranerz	1 kg	
Uran in Uranerz aus Tagebau-Mine	kg	0.6
Uran in Uranerz aus Tiefbau-Mine		0.4

Tab. VII.4.23 Service Modul: "Uran in Uranerz".

Uran in Uranerz aus	1 kg	Infra. Tagebau	Infra. Tiefbau	Tagebau- Mine	Tiefbau- Mine
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a			10.0	3.3E-1
Flächeninanspruchnahme: II-IV				4.0	1.0E-1
Wasser	kg			6E+3	1E+2
Energetische Ressourcen (2)					
Uran ab Erz				1.05	1.05
Basismaterialien (4)					
Aluminium 0% Rec.		1.2E-3	2.4E-3		
Stahl niedriglegiert		2.1E-1	6.1E-1		
Gusseisen		8.5E-3	8.4E-3		
Beton (ohne Armierungseisen)		9.0E-4	9.0E-1		
Kupfer		2.5E-3	2.5E-3		
Chrom		4.3E-4	4.6E-4		
Mangan		9.7E-4	3.1E-3		
Sprengstoff				2.6E-1	2.6E-1
Transporte (5)					
Transport LKW 40 t Brutto		0.15	1.1	8.65	1.6
Allg. Dienstleistungen (6)					
Diesel in Baumaschinen	TJth			1.6E-5	3E-4
Diesel in Dieselaggregat Förderung				2.8E-5	---
Aushub Hydraulikbagger	m ³			2.8	---

Tab. VII.4.24 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module: "Uran in Uranerz aus Tagebau/Tiefbau-Mine".

OUTPUT		Tagebau- Mine	Tiefbau- Mine
Emissionen Luft (18)			
radioaktiv			
U in Luft	kg		9.0E-4
U	kBq		2.3E+1
Ra-226			1.3E+1
Rn-222		1.3E+5	1.0E+6
nicht radioaktiv			
Benzopyren als PAH			6.7E-8
Beryllium	kg		9.8E-7
Blei			2.0E-5
Cadmium p			2.0E-6
Partikel		5.6E-2	4.0E-2
Schwefel (als SO ₂ p)			1.0E-3
Zink p			2.0E-5
Emissionen Wasser (19)			
radioaktiv			
U f	kBq	3.1E+2	3.1E+2
Th-230 f		5.1E+2	3.8E+2
Ra-226 f		2.2E+4	1.6E+4
nicht radioaktiv			
Ammoniak als N f		1.2E-2	1.1E-1
Chloride (Cl ⁻) f		8.6E-1	1.1E+1
Nitrate (NO ₃ ²⁻) als N f		2.1E-3	1.8E-2
Sulfate (SO ₄ ⁻) f		9.1E+1	6.8E+0
TSS f		3.9E+0	1.7E-1
Ion Aluminium f		3.1E-3	2.3E-3
Ion Arsen f		9.3E-5	6.8E-5
Ion Barium f		1.9E-3	1.4E-3
Ion Blei f		1.8E-2	1.3E-2
Ion Cadmium f		9.3E-5	6.8E-5
Ion Eisen f		3.4E-2	1.1E-1
Ion Magnesium f		1.1E-1	8.2E-2
Ion Mangan f		6.9E-2	7.5E-4
Ion Molybdän f		1.6E-3	3.4E-2
Ion Natrium f		---	8.9E+0
Ion Selen f		1.9E-4	4.8E-4
Ion Vanadium f		8.3E-3	6.2E-3
Ion Zink f		1.2E-3	8.9E-4

Fortsetzung Tab. VII.4.24 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module: "Uran in Uranerz aus Tagebau/Tiefbau - Mine".

5 Uranerzaufbereitung

5.1 Übersicht

Die weltweit installierten Uranerzaufbereitungskapazitäten sind nach Ländern geordnet aus der folgenden Tabelle ersichtlich. Die Daten widergeben den Stand von 1989.

Land	In Betrieb	Im Bau	Geplant	Eingestellt / Stand by	Bau aufgeschoben
Argentinien	240		500	115	
Australien	4500	2500		700	
Belgien	50				
Brasilien	420	1000			
China	1100				
Deutschland				125	
Frankreich	4000				
Gabon	1500				
Griechenland	150				
Indien	200				
Japan				50	
Kanada	15060		4600		
Marokko	470	370	185		
Mexico					400
Namibia	4000				
Niger	4600				5'000
Pakistan	30				
Portugal	170		200		
Spanien	215		615		
Südafrika	8300			2050	
USA	9020			18710	
Jugoslawien	120				
Total	54145	3870	6100	21'750	5'400

Tab. VII.5.1 Uranerzaufbereitungskapazitäten in t/Jahr <NEI 1989>.

5.2 Aufbereitungsverfahren

Das Ziel der Uranaufbereitung ist die Herstellung eines möglichst hochkonzentrierten Uransalzes. Die charakteristisch großen durchzusetzenden Tonnagen in den ersten Stufen einer Aufbereitungsanlage führte aus Wirtschaftlichkeitsgründen zur Notwendigkeit des Baus dieser Anlage auf dem Minengelände. Das im Tage oder im Untertage-Bau geförderte Uran wird meist mit offenen Lastkraftwagen zur Aufbereitungsanlage transportiert und dem Prozeß der Erzaufbereitung übergeben. Die Aufgabe der Aufbereitung besteht darin, das Uran mittels chemischer Prozesse vom tauben Gestein (Muttergestein) zu trennen. Produkt dieses Prozesses ist das Urankonzentrat ("Yellowcake"), welches rund 70% Uran in Form von Uranaten enthält <Pickert et al. 1981>. Der Hauptteil der weltweit angewandten Uranerzkonzentrationsverfahren besteht in konventionellen, hydrometallurgischen Verfahrensprozessen, ähnlich denjenigen, welche der Aufbereitung anderer Metallerze zugrunde liegen. Die Verfahren lassen sich grundsätzlich in vier Prozessschritte unterteilen: Erzvorbereitung (Mischen, Brechen, Mahlen), chemischer Aufschluß (Oxydieren, Laugen, Fest/Flüssig Trennung), Metallgewinnung (Ionenaustausch, Solvent-Extraktion) und Produktge-

winnung (Fällung, Produkt-Wäsche, Trocknen, Verpacken) <Flöter 1991>. Neuere, vermehrt eingesetzte, unter dem Begriff des Lösungsbergbaus einzugliedernde Methoden sind die untertägige 'In-situ' Laugung sowie die übertägige Becken- oder Haufenlaugung. Mit der im Kap. VII.4 Uranerzabbau bereits erwähnten In-situ Laugung, erfolgt die Förderung und Aufbereitung in einem Schritt. Der Vorteil des Lösungsbergbaus liegt darin, dass die gelaugten Lösungen direkt den Ionenaustauschkolonnen zugeführt werden können, wodurch die Schritte der mechanischen Zerkleinerung der Erze und der Fest/Flüssig Trennung entfallen.

Bei den konventionellen Prozessen können grundsätzlich zwei unterschiedliche Laugungsverfahren angewendet werden. Das **saure** und das **alkalische Verfahren**. Auf der Grundlage metallurgischer Untersuchungen wird das Aufbereitungsverfahren gewählt. Im allgemeinen werden Erze mit basischer Gangart (> 10% MeCO_3) alkalisch, und Erze mit silikatischer Gangart sauer gelaugt. Das Ausbringen der sauren Laugung liegt mit etwa 93% bis 97% um etwa 3% bis 5% über dem Wert des alkalischen Verfahrens.

5.2.1 Saure Laugung

Die meisten weltweit verarbeiteten Erze erlauben den Einsatz des im Vergleich zur alkalischen Laugung, kostengünstigeren sauren Aufschlusses mit verdünnter Schwefelsäure. Da das Uran meist in der vierwertigen schlechtlöslichen Form vorliegt, muss die Laugung unter oxydierenden Bedingungen erfolgen. Als Oxydationsmittel dienen Braunstein (MnO_2) oder Natriumchlorat (NaClO_4). Der Laugungsvorgang läßt sich am Beispiel eines Pechblendenerzes vereinfacht beschreiben: $\text{UO}_2 + \text{H}_2\text{SO}_4 + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{UO}_2(\text{SO}_4) + \text{H}_2\text{O}$ <Pickert et al. 1981>. Die Beschreibung der Aufbereitungs-Prozessabläufe konzentriert sich auf den Betrieb der Key-Lake-Anlage aus <Young et al. 1982>. Der Tagesdurchsatz beträgt 720 t Erz mit einem U_3O_8 Gehalt von 2.4%. Andere kanadische Anlagen setzen zum Vergleich 1'000-3'000 t Erz mit Urangelhalten von rund 0.2% U_3O_8 durch <Pink et al. 1984>.

Der Aufbereitungsprozess beginnt mit der Zerkleinerung des Erzes, wobei die letzte Stufe dieses Mahlprozesses in einer Kugelmühle erfolgt. Das mit Wasser verdünnte, gemahlene Erz (die Trübe) wird in eine Vorlaugungsstufe gepumpt, wo etwa 35% des Urans ausgebracht werden. Nach der Vorlaugung, erfolgt die Eindickung der Dünntübe auf 40% Feststoffgehalt. Der Überlauf der Eindickung wird mit ca. 5 $\text{gU}_3\text{O}_8/\text{l}$ zusammen mit der Klarfiltration direkt zur Solventextraktion¹ geleitet. Der Unterlauf des Voreindickers gelangt dann zur eigentlichen Laugung. Für die Laugung werden rund 100 kg H_2SO_4 pro Tonne Erz zugegeben. Das in Lösung gegangene Uran wird im Überlauf des ersten Eindickers abgezogen. Die Lösung enthält nun über 15 $\text{gU}_3\text{O}_8/\text{l}$, was einer Gesamtausbringung von ca. 97% entspricht. Der eingedickte Feststoff wird unmittelbar in einer Gegenstrom eindickung gewaschen und eingedickt, dabei wird als Waschwasser neben Frischwasser auch kontaminiertes Wasser aus dem Sumpf des Tagebaus verwendet (siehe Kap. VII.4 Uranerzabbau). Um die Uranverluste auf ein Minimum zu beschränken, wird der pH-Wert der Trübe durch Zugabe von weiteren 65 kg $\text{H}_2\text{SO}_4/\text{t}$ Erz auf rund pH 1 gehalten. Die stark saure Reichlaugung gelangt hernach in die Solventextraktion, in der die Extraktion des Urans aus der Lösung erfolgt. Als Solvent kommt eine Mischung von 6% tertiärem Amin, 3% Isodecanol und 91% Kerosin zum Einsatz (<Young et al. 1982>, ohne entsprechende Mengenangaben). Die Rückextraktion erfolgt mit einer Lösung von rund 150 g Ammoniumsulfat/l. Aus der reichen Striplösung mit 25 $\text{gU}_3\text{O}_8/\text{l}$ wird Uran als Yellowcake mit Ammoniak gefällt. In anderen Anlagen wird nach dem Absetzungsvorgang das

¹ Die Solventextraktion wird im nuklearen Brennstoffkreislauf in drei verschiedenen Stufen angewendet: 1. Bei der Uranerzaufbereitung, 2. bei der Urankonversion und 3. bei der Wiederaufarbeitung. Die Uranindustrie hat diesen Prozeß entwickelt und er wird von ihr auch am intensivsten eingesetzt.

Uran durch anorganische Chemikalien (Salzsäure, Sodalösungen, angesäuertes Wasser und NaCl-Lösungen) rückextrahiert; aus diesen Lösungen wird das Uran dann schließlich durch Zugabe von MgO, NaOH oder NH₃ ausgefällt. In Key Lake wird die Lösung weiter mit Waschzentrifugen auf 69% Feststoff eingedickt und in einem Etagenofen getrocknet. Das trockene, stückige Produkt wird in einer Hammermühle zerkleinert, gleichmässig und verpackt.

Im Key Lake-Prozess ist die Abfallbehandlung in der Aufbereitung von besonderer Wichtigkeit. Sie besteht aus einer Gesamtneutralisation der sauren, noch Nickel und Arsen enthaltenden Restlösungen mit Kalk. Durch Beigabe von Barium wird zugleich auch das Radium gefällt. In dieser Stufe ist die Behandlung von überschüssigem radioaktiven Wasser aus dem Tagebau vorgesehen, wenn dafür keine sonstige Verwendung in der Mahlanlage oder in der Gegenstromwäsche besteht. Nach der Neutralisation der Lösungen werden die alkalischen Niederschläge gefiltert und mit dem ausgelaugten Feststoff der Uranerzlaugung gemischt in den, eine Oberfläche von rund 4.5E5 m² und eine Tiefe von 10 m aufweisenden Schlammteich geleitet <Young et al. 1982>. Für Schlammteichdeponierung der neutralisierten Laugungsrückstände wurde ein System gewählt, bei dem die Schlämme gegen eine mechanische oder chemische Remobilisierung optimal geschützt sind. Dieser Schutz wird durch kontrollierte, dünne und schichtweise Ablagerung von Schlammschichten und deren Drainage durch eine Kiesschicht erreicht. Jede Schlammschicht ist nur 5 bis 7 cm dick und ist durch die zuletzt sedimentierenden Schlämme durch sich selbst nach oben abgedichtet, während nach unten eine Drainage erfolgt. Ist die Schichtdicke erreicht, erfolgt die Schlamzufuhr von einer anderen Seite des Schlammteiches, so dass sich die erste Schicht weiter komprimieren und verdichten kann. Auf diese Weise werden die Schichten aus Nickel-, Arsen- und Radiumschlammstoffen mit der Zeit so dicht wie Beton und lassen keinen Feststoff mehr, sondern nur noch Flüssigkeit in das Drainagesystem des Kiesbettes vordringen. Das Drainagesystem besteht aus perforierten Kunststoffrohren, die im Abstand von etwa 100 m verlegt und mit Kies abgedeckt sind. Die drainierte Flüssigkeit wird über das Rohrsystem gesammelt und zur Kontrolle in die Aufbereitung zurückgepumpt. Sie wird dort als Prozesswasser genutzt oder als Überfluß abgegeben <Young et al. 1982>. Es wurde Wert darauf gelegt, dass sich die Abgänge der Aufbereitung sehr schnell, d.h. ohne Entmischung der gelaugten Erzkörper und der chemischen Niederschläge, absetzen. Dadurch sollte bewirkt werden, dass z.B. auch das Radium schnell und bleibend in die sich verfestigende Bergeschicht eingebunden wird. Dieses Ziel wurde durch eine schnelle Entwässerung der Abgänge durch den Filterdamm des Schlammteiches erreicht. Die im Damm gefilterten Abwässer werden in einem Pumpensumpf unterhalb des Dammes gesammelt und wieder in den Prozeß zurückgeführt <Flöter 1991>.

Eine andere Methode der Schlammrückstand-Teicheintragung besteht in der 'Eingedickten Schlamm Abfuhr-Methode' <Robinsky 1982>. Sie besteht im wesentlichen in der Rückführung eines, im Vergleich zur Einführung in einen Schlammteich, dickeren Abfallstromes. Die Schlammabgabestelle wird dabei nicht verändert, wodurch sich ein Schlammhügel mit einer geringen Neigung bildet. Der Vorteil besteht hauptsächlich im Verzicht eines Dammbaus und einer Reduktion der Staubbildung und Radonemanation, da sich eine ständige Benetzung der Oberfläche einstellt. Weitere vorgeschlagene Methoden der Abfallkonditionierung bestehen in der Sinterung und Schwefelsäure-Laugung <Dreesen et al. 1982>.

5.2.2 Alkalische Laugung

Hat das Muttergestein des Uranerzes einen hohen Karbonatanteil, würde die Anwendung des sauren Verfahrens zu einem unwirtschaftlich hohen Säureverbrauch führen. Daher wird bei derartigen Erzen der alkalischen Laugung der Vorzug gegeben. Als Laugungsmittel wird eine Mischung aus Natriumkarbonat/Natriumbikarbonat verwendet. Die alkalische Laugung arbeitet wesentlich selektiver als das saure Verfahren, so dass kaum Fremdelemente in Lösung gehen. Daher kann das Uran nach der mechanischen Klärung durch Filtern oder Dekantieren unmittelbar durch Zugabe von Natronlauge als Natriumuranat ausgefällt werden. Nach nochmaliger Filterung, Trocknung und Ver-

packung ist es als "Yellowcake" versandfertig. Nachteile des alkalischen Verfahrens sind seine hohen Kosten, die durch den notwendigen höheren Ausmahlungsgrad des Erzes, durch geringere Uranausbringung (kleiner 90%) und durch geringere Laugungsgeschwindigkeit bedingt sind.

5.3 Allgemeine Daten der Aufbereitungsanlagen

Der überwiegende Teil der angewandten Aufbereitungsprozesse basiert auf der sauren Laugung. Ältere Referenzen geben einen 80%igen Anteil dieser Laugungsart <Wymer 1981>, resp. 78% <El-Bassioni et al. 1980> an. Neuere Angaben standen nicht zur Verfügung. Die Hauptdaten der dieser Studie zugrundeliegenden, alle den sauren Prozeß anwendenden Aufbereitungsanlagen, sind im Folgenden kurz zusammengefaßt:

- Key Lake-Aufbereitungsanlage:
Beschreibung und Daten aus <Pink et al. 1984> und <Young et al. 1982>. Standort der Mine: Saskatchewan, Kanada; Betriebsaufnahme 1983; Kapazität: 720 t Uranerz pro Tag mit einem Gehalt von 2.4% U_3O_8 ; Gesamtausbringung: 97%. Die Kapazität beträgt rund 4'600 tUOutput/Jahr <FCR 1991>.
- UMO-Aufbereitungsanlage :
Direkte Informationen konnten aus einer US-Erzaufbereitungsanlage (saure Laugung) für die Arbeit <Hohn et al. 1992> beschafft werden. Diese Aufbereitungsanlage entspricht nicht derjenigen, welche den UMO-Minen zugeordnet ist. Im folgenden wird diese Aufbereitungsanlage jedoch ebenfalls (aus Vertraulichkeitsgründen) mit UMO bezeichnet. Die tägliche Erz-Input-Kapazität beträgt 2000 t mit einem U_3O_8 -Gehalt von 0.3%, was einer täglichen U_3O_8 -Menge von 6 t entspricht, wobei die effektive Produktion (Output) mit 5.8 t U_3O_8 /Tag angegeben wird (Gesamtausbringung rund 97%).
- Highland Uranium Aufbereitungsanlage:
Die Daten für die Aufbereitungsanlage Highland Uranium, Douglas, Wyoming stammen aus <Schneider 1982>. Die repräsentative Aufbereitungsanlage wendet den sauren Laugungsprozess an, ist täglich 24 Stunden während 365 Tagen in Betrieb. Die Tageskapazität beträgt 1'800 t Erz mit einem Uran-Gehalt von 0.15%. (Jährliche Produktion rund 9.1E5 kgU) Die Anlage erreicht eine Yellowcake-Produktion von 3.3 t/Tag, entsprechend 2.5 t/Tag Uran (entspricht einem Uran-Gehalt ca. 75% im Yellowcake oder ca. 90% U_3O_8). Die Gesamtausbringung von Uran beträgt 93.7%. Als Schlammrückstände fallen etwa 6.5E8 kg/Jahr an.
- DOE-Referenz-Anlage:
Die jährliche Produktion wird mit 580 t U_3O_8 , entsprechend 490 tU angegeben (U_3O_8 -Gehalt: 0.1%); die Gesamtausbringung beträgt 93%, <DOE 1983>.
- ORNL-Referenz-Anlage:
In <El-Bassioni 1980> werden Daten für Anlagen mit saurer- und alkalischer Laugung angegeben. Weiter sind normierte Daten aufgelistet, die einen Mix von 87% saurer und 13% alkalischer Laugung wiedergeben. Die tägliche Kapazität jeder Anlage beträgt 1'800 t Erz mit einem U_3O_8 -Gehalt von 0.15%. Die Gesamtausbringung wird mit 91.8% angegeben. Die tägliche Uranproduktion beträgt somit 2.1 t.
- <UNSCEAR 1993>:
In dieser Quelle finden sich Daten der Anlagen Ranger, Olympic, Nabariek, Key Lake, Rabbit Lake.
- <UNSCEAR 1988>:
Die aufgeführten Daten beziehen sich auf eine typische Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität

von 2'000 t Erz/Tag. Aus der Referenz ist nicht ersichtlich welchen Urangehalt dieser Produktion zugeordnet werden muss. Angenommen wird ein mittlerer Wert von 0.2%.

- <Oszusky 1976>:
Die Daten sind auf den Bedarf eines 1000 MWe-Referenz-LWR bezogen. Durchschnittlicher Erzgehalt 0.2%. Produktion 900-1'000 t Konzentrat mit einem Gehalt von rund 85% U₃O₈ (Basis: saure Laugung).
- <Wymer 1981>:
Beschrieben werden Prozesse mit saurer und alkalischer Laugung. Daten für den Chemikalienbedarf stammen aus einer Studie von 10 US-Anlagen aus dem Jahre 1973 <Sears et al. 1975>.
- <Moffett et al. 1991>; <UI 1995> :
Aufdatierte Werte von kanadischen Anlagen sind in diesen Referenzen enthalten.

5.4 Material- und Energie-Bedarf

5.4.1 Bau der Aufbereitungsanlage

Materialbedarf und Energiebedarf

Für die ORNL-Referenz-Anlage ist der Materialbedarf für die Aufbereitungsanlage und die Mine zusammengefaßt. Die entsprechenden Daten sind in Kap. VII.4. Uranerzabbau aufgeführt. Die folgenden Tabellen zeigen den Materialbedarf aus <DOE 1983> und den Energieverbrauch aus <El-Bassioni et al. 1980>.

	kg/kgU
Beton	2.1E+0
Stahl total	2.2E-1
Stahl hochlegiert ^a	5.0E-2
Stahl niedriglegiert ^a	1.7E-1
Kupfer	6.4E-3 ^b
Holz	2.2E-3
Plastik	2.2E-3

^a Annahme.

^b Schließt Aluminiumbedarf ein.

Tab. VII.5.2 Materialbedarf für den Bau der DOE-Referenz-Aufbereitungsanlage <DOE 1983>.

Elektrizitätsbedarf	TJ _e /kg	2.5E-6
UOutput		
Fossiler Brennstoffbedarf	TJ/kg	3.2E-5
UOutput		

Tab. VII.5.3 Energieverbrauch für den Bau der ORNL-Referenz-Aufbereitungsanlage <El-Bassioni et al. 1980>.

5.4.2 Betrieb der Aufbereitungsanlage

Chemikalienbedarf

Aus Tab. VII.5.4 sind Daten für den Chemikalienverbrauch der die saure Laugung anwendenden Aufbereitungsanlagen angegeben. Einige der in Kap. VII.5.2 erwähnten Betriebsstoffe, wie Kalk und MgO, sind in der Tabelle wegen fehlenden Angaben nicht aufgeführt.

Wasserbedarf

Der Prozeß der Aufbereitung benötigt erhebliche Wassermengen. Das gesamte angelieferte Erz muss nach dem Brechen und Mahlen befeuchtet und im Laufe des Prozesses immer wieder mit Wasser verdünnt werden, damit die Laugungs- und Lösungsmittel optimal einwirken können. Angestrebt wird eine möglichst weitgehende Recyclingung des Wassers, welches mit dem Erz im Lauf der Aufbereitung irgendwie in Kontakt kommt. In meisten Fällen wird als Prozesswasser abgepumptes Wasser von den Minen eingesetzt. Trotzdem wird der gesamte Wasserverbrauch als Bedarf ausgewiesen (Tab. VII.5.5).

	Einzel-Aufbereitungs-Anlage			Durchschnitts-Aufbereitungsanlage			Diese Studie
	UMO	Key Lake	Highland Uranium	ORNL-Ref.-Anl.	DOE-Ref.-Anl. ^a	<Wymer 1981> ^b	
U ₃ O ₈ -Gehalt %	0.66	2.4			0.1		
Gesamtausbringung %	97	97	93.7	91.8	93	95	
Input t _{Erz} /t _{U₃O₈Out}	156	43	573	726		526	
Input t _{Erz} /t _{UOut}	184.3	50.7	676	857		621	
Schwefelsäure kg/kgU	5.4E+1	8.4	3.2E+1	3.9E+1	5.1E+1	2.0E+1	3.5E+1
Ammoniak	5.0E-1	k.A.	8.0E-1	9.0E-1	1.2E+0	7.9E-1	9.0E-1
Amine	1.8E-2		1.1E-2	1.3E-2	1.6E-2	7.3E-3	1.2E-2
Alkohol	1.3E-2			3.0E-2	4.5E-2	1.1E-2	2.5E-2
Kerosen ^c	1.2E-1	k.A.	3.2E-1	3.9E-1	5.1E-1	1.3E-1	2.9E-1
Total organisch							3.3E-1
Natriumchlorat	3.7E-1		1.0E+0	1.2E+0	1.6E+0	7.3E-1	1.0E+0
Flockungsmittel	8.3E-2	6.9E-2		5.1E-1	6.9E-2		1.8E-1
Natriumcarbonat	2.5E+0						2.5E+0
Natriumhydroxyd	2.6E-2						2.6E-2
NaCl	2.5E+0						2.5E+0
Ammoniumsulfat	5.0E-1	k.A.					5.0E-1
Drewplus	1.8E-2						1.8E-2
Surfactans	5.5E-2						5.5E-2
Polyox	5.5E-3						5.5E-3
Total anorganisch							6.8E+0
Eisen		-		2.1E-1 ^d	2.9E-1	1.4E-1	--- ^e
Total	60.7	8.5	34.1	42.0	54.4	21.8	43.0

^a Nicht spezifiziert ob saure Laugung. Auf Grund der eingesetzten Chemikalien dürfte es sich um den sauren Prozeß handeln.

^b Berücksichtigt werden Verbrauchs-Mittelwerte derjenigen Chemikalien, die bei den Flüssigextraktions- und Ionenaustausch-Verfahren zum Einsatz kommen.

^c Dichte = 0.82 kg/l.

^d Eisen-Ersatzteile der Brechmühlen.

^e Enthalten in Infrastruktur

Tab. VII.5.4 Chemikalienbedarf der Aufbereitungsanlagen mit saurer Laugung <DOE 1983>, <Young et al. 1982>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Aufbereitungs- anlage	Wasserbedarf	
	m ³ /t Erz	kg/kgUOutput
UMO	1.7	700
Highland Uranium	1.3	1100
DOE-Referenz	---	780
<DOE 1981>	3.0	1800
Cluff Lake	4.6	830
Rabbit Lake	6.1	833
Key Lake	6.6	325
Durchschn. kanadische Anlagen	---	500
Diese Studie	---	1000

Tab. VII.5.5 Wasserbedarf der Aufbereitungsanlagen <Moffett et al. 1991>, <DOE 1983>, <Schneider 1982>, <DOE 1981>.

Energiebedarf

Der elektrische Energiebedarf ist für Brecher, Mühlen, Rührwerke usw. bestimmt. Fossile Brennstoffe werden für die Erzeugung von Prozesswärme (z.B. Dampf) eingesetzt. Entsprechende zur Verfügung stehende Daten sind aus Tabelle VII.5.6 ersichtlich. Im speziellen wird angegeben, dass die Key Lake Minen- und Aufbereitungsanlage durch ein Dieselmotorkraftwerk mit einer Leistung von 12 MW versorgt wird. Davon stehen für die Aufbereitungsanlage 6 MW (2 MW für Uranerzabbau) und als Reserve weitere 4 MW zur Verfügung. Dies entspricht bei ganzjährigem Betrieb einem Energieverbrauch von ca. 190 TJ/Jahr <Young et al. 1982>.

	UMO-Aufber. Anlage	Key Lake	ORNL-Ref.-Anl. ^a	DOE Ref.-Anl.	<DOE-1981>
Elektrischer Energiebedarf TJ _{el} /kgUOutput	3.4E-5	4.1E-5 ^b	6.3E-5	7.9E-5	7.0E-5
Fossiler Brennstoffbedarf TJ/kgUOutput	8.5E-6 ^c	---	3.4E-4	5.7E-4 ^d	5.0E-4 ^c

^a Angegeben ist der direkte Energiebedarf.

^b Aus Dieselmotorkraftwerk.

^c Schließt einen jährlichen Verbrauch von 1E5 gallons/Jahr Diesel und 6E+3 gallons/Jahr Benzin ein (Betriebszeit: 310 Tage/Jahr, Dichte Benzin 0.75 kg/l; Heizwert Benzin: 42.8 MJ/kg).

^d Erdgas, Heizwert: 36 MJ/m³.

Tab. VII.5.6 Energiebedarf für den Betrieb der Aufbereitungsanlagen <Pink et al. 1984>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

5.5 Emissionen Luft

5.5.1 Emissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlage

Mit der Aufbereitung der Erze werden neben Uran auch andere Elemente gelöst, welche dann oft in aufwendigen Prozessen gebunden, oder aber mit dem tauben Gestein in gelöster Form in die Absetzteiche geleitet werden. Sowohl die Zusammensetzung der Erze als auch die Art des Aufbereitungsprozesses selber beeinflussen die Emissionen.

Die verbleibenden Reststoffe sind in radioaktive und nicht radioaktive Stoffe eingeteilt. Folgende nicht-radiologische Elemente und Verbindungen können in den Reststoffen enthalten sein: Ammoniak, Arsen, Barium, Beryllium, Blei, Cadmium, Chrom, Kobalt, Cyanide, Kupfer, Mangan, Molybdän, Nickel, Nitrate/Nitrite, organische Komplexe, Phosphor, Quecksilber, Säuren, Selen, Sulfate, Vanadium, Zink.

5.5.2. Radioaktive Luftemissionen

Die radioaktiven Luftemissionen bei der Uranerzaufbereitung betreffen die Radonemanationen und die Staubemissionen aus dem Aufbereitungsprozess und den Erzurückständen. Bei der ersten Stufe der **Erzaufbereitung** (Brechen und Mahlen) wird ein Teil des im Gestein enthaltenen Radons freigesetzt und in die Atmosphäre emittiert. In der nachfolgenden Auslaugungsstufe wird dieser Vorgang

verstärkt fortgesetzt, wobei das Radon fast vollständig aus dem Erzschlamm entweicht <Pink et al. 1984>.

Bei der Uranerzaufbereitung in Key Lake wird jährlich ca. 8.4×10^{10} kBq freigesetzt. Tab. VII.5.7 zeigt für diese Anlage die Radonfreisetzung bei den verschiedenen Arbeitsgängen. Neben der Radonemission durch die Erzverarbeitung kommt es auch zur Freisetzung von kontaminiertem Staub. Als Hauptemissionsquellen sind die Erzbrecher sowie die Trockenanlage für den Yellowcake zu nennen. Zum Teil aufwendige Rückhaltesysteme führen zu starken Reduktionen der Staubabgaben.

Aus Tab. VII.5.8 können die entsprechenden jährlichen Aktivitätsfreisetzungen der Key Lake Anlage entnommen werden.

Arbeitsgang	Radonemission kBq/s
Vorbrecher	26
Mahlen	26
Laugen	2'600
Neutralisation	130

Tab. VII.5.7 Radonfreisetzung bei der Uranerzaufbereitung in der Key Lake Anlage <Pink et al. 1984>.

		kBq/Jahr	kBq/kgU _{Output}
Erzstaub: U-238, U-234, Th-230, Ra-226, Pb-210, Po-210	je	19	4.1×10^{-6}
Yellowcake Staub: U-238, U-234	je	350	7.6×10^{-5}
Th-230		18	3.9×10^{-6}
Ra-226		7.1	1.5×10^{-6}

Tab. VII.5.8 Radioaktive Emissionen im Staub bei der Key Lake Aufbereitungsanlage <Pink et al. 1984>.

Radon wird in den **Erzrückständen** durch den Zerfall des Ra-226 gebildet. Ra-226 und Th-230 wurden durch den Aufbereitungsprozess nicht ausgefällt und befinden sich somit noch fast vollständig und im radioaktiven Gleichgewicht in den Erzrückständen.

Eine Zumischung von Kalk vor der Teicheinleitung führt zu einer betonartigen Verdichtung und Verhärtung der Rückstände, was eine wesentliche Verminderung der Radonfreisetzung bewirkt. Die Radonemissionsrate des Schlamnteichs wird mit ca. 1.5×10^{11} kBq/Jahr beziffert. Ohne diese Behandlung können die Radonaustritts-Aktivitäten bis ca. 10 Mal höhere Werte erreichen <Pink et al. 1984>.

Im allgemeinen kann die Winderosion an den trockenen Teichanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Gesamtstaubemission bringen. Für die Key Lake Anlage ist dieses Phänomen wegen der Klimabedingungen jedoch von geringerer Bedeutung. In Tab. VII.5.9 sind die radioaktiven Emissionen der Aufbereitungsanlagen von allen erhältlichen Referenzen zusammengestellt.

	Key Lake CAMECO	Highland Uranium	ORNL Ref.- Anl.	Model Mill US <NRC 1980> <UMTSP 1986>	DOE Ref. & <NRC 1980> <IAEA 1992> (1)	<DOE 1981>	<UNSCEAR 1988> (2)	<UNSCEAR 1993> (3)	nach <EPA 1983> (4)	Diese Studie
U (kg/kgU)		6.4E-4								
Th-230		5.6E-9								
Ra-226		1.1E-9								
Rn-222		1.7E-9								
U-238 (kBq/kgU)	8.0E-5 ^b				1.3E1	7.9E0			4.0E-1	2.9
U-235					6.7E-1*				2.0E-2	0.14
U-234	8.0E-5 ^b				1.3E1				4.0E-1	2.9
Total U-		1.7E1 ^c	1.2E0	23	2.7E1		8.1E-1 - 3.2E0 ^d	1.8	8.2E-1	6
Th-230	4.8E-1 ^e		1.1E-1	0.13	1.0E1	5.3E0	1.6E-1 - 1.6E0	7.1E-2	5.5E0	3
Ra-226	4.8E-1 ^e	4.1E1 ^f	7.7E-2	0.075	1.0E1	5.3E0	1.6E-1 - 1.6E0	7.1E-2	5.5E0	3
Rn-222	5.1E4 ^g	9.5E6 ^h	1.9E5	5.7e3	3.8E5	2.0E4	8.1E+2 - 5.7E3	1.5E4	1.5E5	1.5E+5
Radon-Töchter			6.8E-2							
Po-210	4.8E-1 ^e				1.0E1			NA	5.5E0	3
Pb-210	4.8E-1 ^e				1.0E1		1.6E-1 - 1.6E0	8.3E-2	5.5E0	3

(1) Auch ‚Model Mill arid areas‘ nach <IAEA 1992> (UMTRA Project).

(2) Produktion: 2000 t Erz/Tag; Uranoxyd-Gehalt: 0.2%; jährliche Produktion: 1240 tU.

(3) Durchschnitt der Anlagen Ranger, Olympic, Nabariek, Key Lake, Rabbit Lake.

(4) Nach <EPA 1983>, basiert auf Annahmen von Radon-Emissionen.

a Von der Staubemission der Aufbereitungsanlage. Keine Wertangaben von Schlammteich-Emissionen.

b Berechnet.

c Dieser Wert wurde berechnet aufgrund des Uranabgabewertes, spezifische Aktivität von rund 2.5E+4 kBq/kg Uran natürlich.

d Der in der Referenz angegebene Wert ist der U-238 und U-234 Abgabe zuzuordnen (in Übereinstimmung mit den anderen, im nuklearen Gleichgewicht stehenden radioaktiven Isotopen).

e Vom Schlammteich, Anteil der Aufbereitungsanlage unbedeutend.

f Dieser Wert wurde aufgrund der Radium-Emission berechnet, wobei eine spezifische Aktivität von 3.7E+10 kBq/kg(Ra) angenommen wurde.

g 3.3E+4 kBq/kgU stammt vom Schlammteich.

h Berechnet aufgrund der Radonemission, wobei eine spezifische Aktivität von 5.6E+15 kBq/kg(Rn) <Schneider 1982> angenommen wurde.

Tab. VII.5.9 Radioaktive Luftemissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlagen <UNSCEAR 1993>, <UNSCEAR 1988>, <UMTSP 1986>, <Pink et al. 1984>, <EPA 1983>, <DOE 1983>, <Schneider 1982>, <DOE 1981>, <El-Bassioni et al. 1980>, <NRC 1980>.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Der Hauptteil der nicht-radiologischen Luftemissionen stammt von der Verbrennung fossiler Brennstoffe für die Bereitstellung von Prozesswärme. Diese Abgaben sind in der folgenden Liste der nicht radioaktiven Emissionen nicht eingetragen.

	Highland Uranium	ORNL Ref.-Anlage ^a	DOE Ref.-Anlage
Staub kg/kgUOutput	2.2E-1	k.A.	
Schwefeloxyd	2.3E-4		6.3E-4 ^b
Stickstoffoxyd	1.7E-2		5.1E-2 ^b
Kerosen	1.0E-1		4.5E-2
Kohlenwasserstoffe	3.5E-3		
Organische Säuren	5.2E-3		
Aldehyd	8.8E-4		
Ammoniak	1.7E-3		
Schwefelsäure	vernachlässigt		
Arsen	vernachlässigt		
Hydrogen Sulfide	vernachlässigt		
Partikel	8.8E-4		6.9E-1 ^b

^a Emissionen von der Verbrennung werden hier nicht aufgeführt.

^b Unklar, ob diese Emissionsangaben der Verbrennung fossiler Brennstoffe zuzuordnen sind.

Tab. VII.5.10 Nicht-radioaktive Prozess-Luftemissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlagen <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

5.6 Emissionen Wasser

5.6.1 Radioaktive Wasseremissionen

Nach dem Laugungsprozess, vorgängig der Solventextraktion, wird eine Dekantierung der Lösung vorgenommen. Währenddem bei der Dekantierung die Uranlösung zur Extraktion weitergeleitet wird, erfolgt eine Mischung der im Verhältnis von rund 1:1 <Schneider 1982> anfallenden flüssigen und festen Abfälle, die danach via Pipeline in den Schlammteich eingeführt werden. Der flüssige Abfallstrom enthält vor der Mischung rund 1% gelöste Feststoffe mit Metall-, Chlorid-, Sulfat-, Ammonium- und Phosphat-Ionen sowie geringe Mengen an Flockungsmitteln und organischen Lösungen.

Im Fall der Key Lake Anlage wird die neutralisierte Lösung als Abwasser zusammen mit überschüssigen, kontaminierten Wässern aus der Mine wegen ihres Radiumgehaltes einer Bariumbehandlung zugeführt (Bariumbedarf unbekannt). Der Grenzwert für Ra-226 im Trinkwasser liegt in Kanada bei 1E-4 kBq/l. Für die Abgabe industrieller Abwässer in die Umwelt sind 1E-3 kBq/l im Monatsdurchschnitt erlaubt. Um diese minimalen Konzentrationen einhalten zu können, wird Radium als Barium/Radiumsulfat ausgefällt und durch eine Filtration ausgeschieden. Die Rückstände werden ebenfalls im Schlammteich deponiert. Das Wasser wird nach mehrstufigen Filtrations- und Überwachungsstufen in die Umwelt abgegeben oder in den Prozeß zurückgeführt.

Der Hauptteil der Umweltabgabe aus den Schlammteichen geschieht durch Versickerung. <El-Bassioni et al. 1980> gibt für die Aufbereitungsanlagen mit den spezifischen Flüssigkeits-Volumenströmen von 1.5 m³/t Erz bei der sauren Laugung, resp. 1.05 m³/t Erz bei der alkalischen Laugung Versickerungsverlustmengen in der Höhe von 7-10% der eingetragenen Flüssigkeit an.

Aus Tab. VII.5.11 können die gesamten radioaktiven Wasserabgaben entnommen werden. Bezüglich

der Aktivitätswerte scheint der ORNL Th-230-Werte nicht konsistent mit den anderen zu sein.

	Highland Uranium	ORNL-Referenz-Anlage	DOE-Referenz-Anlage	Cluff Lake (1)	Rabbit Lake (1)	Key Lake (1)	Kanadische Anlagen (2)	Diese Studie
Produktion t/Jahr				728 1065 ^a	1800 3381 ^a	4900 5983 ^a		
U (kg/kgU)	3.3E-4	1.2E-4		8.6E-4 5.2E-4 ^a	1.0E-3 2.7E-4 ^a	1.2E-5 1.5E-6 ^a		
Th-230 Ra-226	2.0E-7 6.0E-11			— —	— —	— —		
U- (kBq/kgU)	8.5E+0 ^b	3.1E+0 ^b	9.8E+1	2.2E+1 ^b 1.3E+1 ^a	2.5E+1 ^b 6.9 ^a	3.0E-1 ^b 3.6E-2 ^a	8.4 3.6 ^a	10 (20 ^c) ^d
Th-230	1.5E+2 ^e	2.6E-1	2.7E+3	kA	kA	kA		150 (300) ^d
Ra-226	2.2E+0 ^f	1.1E+0	7.6E+0	2.0E-2 4.2E-2 ^a	1.0E-2 2.3E-2 ^a	4.0E-2 3.1E-2 ^a	3.1E-2 3.0E-2 ^a	1 (2) ^d

(1) Uranerzabbau und -aufbereitung <Moffett et al. 1991>; <UI 1995> wo spezifiziert.

(2) Durchschnitt der drei vorangehenden Spalten, bezogen auf die Produktion von 1989 und 1994.

a <UI 1995>.

b Berechnet aufgrund der Uranemission, wobei eine spezifische Aktivität von rund 2.5E+4 kBq/kg(Uran natürlich) angenommen wurde.

c 9.7 für U-234 und U-238; 0.5 für U-234.

d In Klammer sind die Langzeitemissionen, doppelt so hoch wie die Betriebsemissionen angenommen.

e Berechnet aufgrund der Th-230-Emission, wobei eine spezifische Aktivität von 7.4E+8 kBq/kg(Th-230) angenommen wurde.

f Berechnet aufgrund der Radiumemission, mit einer spezifischen Aktivität von 3.7E+10 kBq/kg(Ra).

Tab. VII.5.11 Radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlagen <Moffett et al. 1991>, <UI 1995>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

5.6.2 Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Die für die Laugung des Erzes eingesetzten Lösungsmittel erhöhen zusätzlich die Löslichkeit von ebenfalls im Erz enthaltenen Substanzen. Im alkalischen Prozeß z.B. sind ideale Bedingungen für die Lösung von Selen geschaffen, während sich in der sauren Laugung toxische Schwermetalle und Ra-Zerfallsprodukte abscheiden. Diese gelösten Substanzen werden dann mit oder ohne Behandlung dem Absetzbecken zugeführt. Mit entsprechender Auslegung und Konstruktion der Absetzbecken wird eine Minimierung der Versickerung ins Grundwasser oder Diffusion in nahe gelegene Gewässer angestrebt (Kap. VII.5.2.1).

Eine Zusammenstellung von in Sickerwasser enthaltenen Bestandteilen ist als Beispiel einer nicht mehr in Betrieb stehenden Aufbereitungsanlage aus Tab. VII.5.12 ersichtlich <Moffett 1976>. Die Ausflussrate betrug 98.3 m³/Tag, enthielt eine Feststoffmenge von 542 kg. Dieses Sickerwasser wurde gesammelt und behandelt. Bei der Key Lake werden jährlich ca. 2.1E5 t (bei der Annahme einer durchschnittlicher Betriebszeit von 290 Tage) radioaktive Erzurückstände in die Schlammteiche geleitet. Nach Beendigung des Betriebes wird der Schlammteich zu einer Langzeitquelle für

Radonemissionen. Es erfolgt eine Abdeckung des Schlammteiches mit einer 3 m dicken neutralen Erdschicht. Mit dieser Überdeckung wird eine Reduktion der Radonemissionen um einen Faktor 8 <Pink et al. 1984>, auf einen Wert von rund 1.8E10 kBq/Jahr erreicht.

		Aktiver Schlammteich Sickerwasser	Inaktiver Schlammteich	
			Sickerwasser	Abwasser
pH		6.5-9.0	2.0-6.5	3.0-4.5
TDS	ppm	1000-2500	1000-6000	300-1500
SO ₄		600-1500	600-3200	200-1000
NO ₃		100-200	5-10	5-10
NH ₃		5-15	<0.05-3	<0.05-3
Ca		250-450	250-600	50-350
Fe ⁺²		<0.1	10-400	5-20
Fe ⁺³		<0.1	10-500	5-20
Pb		0.05	<1.0	<0.5
Zn		<0.1	<1.0	<0.5
Cu		<0.1	<1.0	<0.5
Mn		0.01-1.0	1-3.5	0.5-1.5
Ni		<0.1	<1.0	<0.5
U ₃ O ₈		<1.0	<1.0	<1.0
Ra-226	pCi/l	10-100	10-300	<1-100

Tab. VII.5.12 Zusammensetzung des Sickerwassers aus Schlammteichen, Elliot Lake, Kanada <Moffett 1976>.

Aus Tab. VII.5.13 sind die abgegebenen nicht-radioaktiven normierten Wasseremissionen ersichtlich. In <Schneider 1982> ist nicht explizit angegeben, ob sich die Werte auf die totale in den Schlammteich eingeleitete oder auf die versickerte Menge bezieht. In konservativer Weise werden diese Werte der abgegebenen Sickermenge zugeordnet. Die Werte sind vergleichbar mit den Werten der ORNL-Referenz-Anlagen.

5.7 Emissionen nach dem Betrieb der Aufbereitungsanlagen

Nach der Stilllegung der Anlagen werden weiter radioaktive und nicht-radioaktive Emissionen aus den Schlammteichen an die Umwelt abgegeben. Folgende Quellen und Mechanismen können identifiziert werden: Staubabgabe, Erosion, Wasserversickerung, Auslaugung und Akkumulation von Schwermetallen und Radionukliden.

Zur Immobilisierung der Nuklide in den Schlammteichen, um die Umweltabgaben auf ein Minimum zu halten, sind spezielle Maßnahmen vorgesehen. Die Wichtigkeit des Problems in Zusammenhang mit der Restaurierung von stillgelegten Aufbereitungsanlagen, kann von der Tatsache, dass die Anzahl der in den USA in Betrieb stehenden Aufbereitungsanlagen von 22 im Jahr 1980 auf 2 im Jahr 1991 zurückgegangen ist, abgeleitet werden <Gibson 1992>. In den USA befanden sich im 1989 10 Aufbereitungsanlagen in der Abbruchphase sowie 11 in Stand-by, wobei drei Anlage in Betrieb standen (zwei Anlagen wurden in den Jahren 1980-1982 neu errichtet) <Stover 1991>.

Während der Betriebsphase fällt ca. 1 t Abfall pro t Erz an, welcher gesamthaft in den Schlammteich

eingeführt wird. Der Yellowcake-Produktstrom, enthält nur ca. 15% der ursprünglichen Erzaktivität, hauptsächlich U-238 und U-234 und lediglich 0.2% des Ra-226 und 5% des Th-230. Die direkten Tochternuklide von U-238, wie Th-234 und Pa-234m, zerfallen nach der Abtrennung des Urans im Rückstand und werden nicht mehr nachgebildet, womit ca. 70% der Gesamtaktivität des Erzes im Abfall verbleiben. Die Aktivität des Radons im Schlammteich baut sich durch den Zerfall des Vorläuferisotops Th-230 ab.

Stoffe (kg/kgU)	Highland Uranium a	ORNL- Referenz- Anlage b	DOE- Referenz- Anlage	Cluff Lake c	Rabbit Lake CAMECO c	Key Lake CAMECO c	Kanadische Anlagen d	Diese Studie
Produktion tU/yr				728	1800	4900		
SO ₄ ²⁻	5.0E 0	2.0E 0	2.5E+1	2.7E 0	3.2E 0	8.8E-1	1.6E 0	1.6E 0
NO ₃ ²⁻	8.7E-3	8.7E-3						8.7E-3
F ⁻	6.6E-4	4.3E-4						6.6E-4
Ca ²⁺	6.6E-4	4.2E-2		6.3E-1	1.1E 0	3.2E-1	5.4E-1	5.4E-1
Cl ⁻	7.0E-2	9.1E-2		1.1E 0	1.7E 0	6.3E-3	5.2E-1	5.2E-1
Na ⁺	4.0E-2	4.2E-2						4.0E-2
NH ₃ als N	7.2E-2	kA						7.2E-2
Fe	1.0E-1	5.3E-2	8.2E-1					1.0E-1
TSS	---	kA						---
Tot. CO ₃ ²⁻	3.6E-2	3.6E-2						3.6E-2
Ag	8.8E-7							8.8E-7
Al	3.5E-1	-						3.5E-1
As	1.5E-4	7.4E-4		1.2E-5	1.8E-4	5.5E-5	8.1E-5	8.1E-5
Ba	3.0E-5	3.0E-5		1.6E-4	2.5E-4	5.1E-5	1.1E-4	1.1E-4
Be	1.4E-5							1.4E-5
Cd		-						---
Cr	9.6E-4							9.6E-4
Cu	2.0E-4	1.0E-4						2.0E-4
Mg	1.0E-2	1.3E-2						1.0E-2
Mn	1.5E-2	4.0E-3	4.1E-2					1.5E-2
Mo	1.4E-3	-		2.0E-3	6.8E-3	1.3E-4	1.9E-3	1.9E-3
Ni	2.4E-4			2.7E-3	1.1E-4	7.8E-4	1.0E-4	1.0E-4
Pb	1.5E-3	8.6E-3						1.5E-3
Se	1.6E-3	-	1.6E-3					1.6E-3
Ti	1.2E-3							1.2E-3
V	1.8E-5	-						1.8E-5
Zn	5.2E-4	-						5.2E-4
Tertiär Amin	1.5E-3							1.5E-3
Isodecanol C ₁₀ H ₂₁ OH	2.0E-3							2.0E-3
Sulfide S ₂ ⁻	4.4E-5							4.4E-5
Cyanide CN ⁻	8.8E-7							8.8E-7
Phosphate				1.6E-4	1.0E-4	2.7E-4	2.2E-4	2.2E-4

a <Schneider 1982>.

b Mix von Aufbereitungsanlagen mit 87% saurer und 13% alkalischer Laugung.

c <Moffett et al. 1991>.

d Durchschnitt bezogen auf die Produktion im Jahr 1989.

Tab. VII.5.13 Nicht-radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb der Aufbereitungsanlagen <Moffett et al. 1991>, <DOE 1983>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Bei der Key Lake werden jährlich ca. $2.1E5$ t (bei der Annahme einer durchschnittlicher Betriebszeit von 290 Tage) radioaktive Erzurückstände in die Schlammteiche geleitet. Nach Beendigung des Betriebes wird der Schlammteich zu einer Langzeitquelle für Radonemissionen. Es erfolgt eine Abdeckung des Schlammteiches mit einer 3 m dicken neutralen Erdschicht. Mit dieser Überdeckung wird eine Reduktion der Radonemissionen um einen Faktor 8 <Pink et al. 1984>, auf einen Wert von rund $1.8E10$ kBq/Jahr erreicht.

Die Radonemission dauert an, bis Th-230 aus den Erzurückständen zerfallen ist. Für die Langzeitbetrachtungen und die damit verbundene Strahlenexposition wurde in der ersten Auflage dieser Studie nach <Pink et al. 1984> von der willkürlichen Festlegung einer mittleren Lebensdauer des Th-230 von ca. 110'000 Jahren ausgegangen, womit die jährliche Emission auf ca. 37 % abgesunken ist. Mit dieser Annahme würden bis zu diesem Zeitpunkt insgesamt ca. $1.3E15$ kBq emittiert. In der Annahme, dass die gesamte während der Betriebszeit produzierte Erzmengende der Mine von 86'750 t U_3O_8 aufbereitet wird, errechnete sich mit einer Gesamtausbringung von 97% eine Gesamturanproduktion von 71'300 t. Mit den oben gemachten Annahmen errechnete sich ein normierter Emissionswert nach der Betriebsperiode von $1.8E7$ kBq/kgU. Bezüglich der Untergrundstrahlung der Key Lake Gegend werden in der Literatur keine Werte genannt, womit keine Relativierung der oben angegebenen Aktivitätswerte vorgenommen werden konnte.

Der Vollständigkeit halber werden in Tab. VII.5.14 die in <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983> aufgelisteten Werte der radioaktiven festen Rückstände gezeigt.

	ORNL-Referenz-Anlage	DOE-Referenz-Anlage
Schlammrückstände kg/kgU _{Output}		
U	$4.0E-2^a$	$1.15E+3$ $6.4E-2^a$
U-238+U-234 kBq/kgU _{Output}	$1.0E+3$	$1.6E+3$
Th-230	$1.3E+4$	$1.2E+4$
Ra-226	$1.3E+4$	$1.2E+4$
Ra Töchternuklide	$1.3E+4$	
Pb-210		$2.3E+1$
Bi-210		$2.3E+1$
Po-210		$2.3E+1$

^a Berechnet aufgrund der Aktivität, Faktor von rund $2.5E+4$ kBq/kg(Uran natürlich).

Tab. VII.5.14 Radioaktive feste Rückstände beim Betrieb der Aufbereitungsanlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

Im Zusammenhang mit Ökobilanzen wäre es im Prinzip korrekter die Radon-Emissionen so lange zu berücksichtigen, bis die Emissionen in der Umgebung des Schlammteichs auf ein mit der ursprünglichen Hintergrundbelastung vergleichbares Niveau zurückgegangen sind. Dies ist unter Umständen anders, wenn die Schlammrückstände abtransportiert und auf einem anderen Gelände entsorgt werden. Es muss daran erinnert werden, dass sich in der Natur das Radon im Gleichgewicht mit dem Vorläuferisotop U-238, mit einer Halbwertszeit von $4.51E9$ Jahren, befindet. Daher ändert sich in einem Zeitraum von $\approx E4-E6$ Jahren die Hintergrundbelastung nicht, sofern angenommen wird, dass die geologischen Verhältnisse konstant bleiben. Dies ist von zentraler Bedeutung für die Diskussion der Langzeitemissionen.

Aufgrund sehr hoher Unsicherheiten ist es ausgesprochen schwierig die Langzeitemissionen zu

prognostizieren. Trotzdem soll im folgenden der ungefähre Umfang dieser Emissionen abgeschätzt werden. Für die Berechnung des normalisierten Wertes der Langzeitemissionen von Radon aus den Schlammteichen ist es vernünftig anzunehmen, dass die meisten Anlagen (zumindest alle in der Nähe von Wohngebieten) nach dem Betrieb abgeschlossen und saniert werden. Es stehen verschiedene Verfahren für die Sanierung der Schlammteiche zur Verfügung. Diese werden je nach geologischen und geografischen Gegebenheiten und unter Berücksichtigung von Kosten-Nutzen Analysen angewendet, wobei das primäre Ziel immer der Schutz der Bevölkerung vor zusätzlicher Strahlungsbelastung ist. Drei Referenz-Anlagen wurden berücksichtigt <NEA 1984>: eine Anlage in einer tropischen Zone, eine Anlage in einer gemässigten Klimazone und eine Anlage mit semi-ariden Wüsten-Klima. Diese werden im folgenden kurz beschrieben.

Für die erste Klimazone, welche für australische Verhältnisse repräsentativ ist, wird für den Basis-Fall ein Radonausstoss des Schlammteichs von $0.1 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ angenommen; $0.4 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ sollte angenommen werden, wenn Erosion von Erde oder Gestein auftritt. Das effizienteste Sanierungsverfahren, bei dem der Teich mit einer 5 m dicken Deckschicht aus Erde oder Gestein zugedeckt wird (bei entsprechend hohen Kosten), könnten die Radonemissionen auf $0.013 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ reduziert werden.

Für die zweite Klimazone, welche repräsentativ für das Gebiet in Nord-Ontario ist, wird für die berücksichtigte Zeitdauer von 10'000 Jahren im Basis-Fall angenommen, dass der Radonausstoss von $10 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ auf $3 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ zurückgeht. Unter der Annahme einer reversiblen Adsorption von Ra-226 kann von $0.5 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ ausgegangen werden. Eine Sanierung des Schlammteichs mit einem wenig durchlässigen Damm und einem völlig durchnässten Schlammteich führt zu einer Reduktion der Radonemissionen auf 1% des Basis-Falls. Das wirksamste Sanierungsverfahren arbeitet mit den selben Massnahmen, wobei vor der Ablagerung im Schlammteich zusätzlich 90% des Radons und des Thoriums, welches in der Uranerzaufbereitung gelöst wurde, abgetrennt werden. Unter der Annahme eines Abtrennungswirkungsgrades von 95% verbleiben rund 15% des ursprünglichen Thoriums im Schlammteich. Dies entspricht einer weiteren Reduktion des Radonflusses, was einem Radonflux von ungefähr $0.005 \text{ Bq/m}^2\text{s}$.

Für die dritte Klimazone, die repräsentativ für Aufbereitungsanlagen in New Mexico ist, wird am Ende der Betriebszeit ein Radonausstoss eines ungedeckten Schlammteichs von $10 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ angenommen. Der Radonflux kann infolge von Erosion der Schlammablagerungen zunehmen. Insbesondere durch Regen wird die ungeschützte Schlammablagerung allmählich erodiert, wodurch der radioaktive Schlamm über eine immer grössere Fläche verteilt wird. Es wird angenommen, dass im Basis-Fall der Radonflux in 10'000 Jahren um das 2.5-fache steigt und dass die Fläche um das 1.6-fache zunimmt. Es existieren verschiedene Verfahren zur Verhinderung von Erosion. Die einen Verfahren dienen der Sanierung von über dem Bodenniveau (above-grade) aufgeschütteten Schlammteichen, indem eine Deckschicht angebracht wird. Das effizienteste dieser Verfahren mit einer 1 m dicken Tonschicht als Erosionsschutz erreicht eine Reduktion der Radonemissionen auf 0.3% des ursprünglichen Wertes ($0.03 \text{ Bq/m}^2\text{s}$). Die sichersten Verfahren dienen dem Erosionsschutz von versenkten (below-grade) Schlammteichen, welche ebenfalls mit einer Tonschicht abgedeckt werden. Die Radonemissionen können dabei im besten Fall bis auf $3\text{E-}6 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ gesenkt werden.

Die U.S. Environmental Protection Agency (EPA) publizierte im Jahr 1983 die „Standards for Remedial Actions at Inactive Uranium Processing Sites“ <UMTSP 1986>. Das U.S. Department of Energy (DOE) setzte daraufhin eine Frist für die Umsetzung der geplanten Massnahmen bis zum Jahr 1990 fest. Bei der Entwicklung der Verordnung zur Sanierung von Schlammteichen der Uranerzaufbereitung ging die EPA von einem durchschnittlichen Radonflux von $1 \text{ pCi/m}^2\text{s}$ ($0.37 \text{ Bq/m}^2\text{s}$) pro pCi von Rn-222 pro Gramm Schlammrückstand aus <UMTSP 1986>. Der Radonflux darf $20 \text{ pCi/m}^2\text{s}$ (**$0.74 \text{ Bq/m}^2\text{s}$**) innerhalb und 0.5 pCi/l in der Luft ausserhalb der Anlage nicht überschreiten. Die Schlammteiche müssen mindestens über 200 Jahre und, sofern nötig, bis zu 1000 Jahren kontrolliert werden. Das Sickerwasser muss die auf Staats- und Bundesebene erlassenen

Richtlinien einhalten. Die oberste Bodenschicht von 15 cm darf 5 pCi/g nicht übersteigen. Zusätzliche Richtlinien gelten für besondere Fälle.

Ausgewählte durchschnittliche Hintergrundkonzentrationen von Radon in Aussenluft sind in <UMTSP 1986> zusammengestellt. Einige Zahlen sind in Tab. VII.5.15 wiedergegeben. <EPA 1983> gibt für die **typische Hintergrundbelastung von Radon** einen Flux von **0.037 Bq/m²s** an. Daher entspricht der EPA Grenzwert dem 20-fachen des durchschnittlichen weltweiten Radonfluxes. Andere Quellen geben für die Hintergrundbelastung Werte im Bereich von **0.001-0.1 Bq/m²s** an, wobei in uranreichen Gebieten bis zu **50 Bq/m²s** erreicht werden <UI 1995>.

Ort	Konzentration in Aussenluft (Bq/m ³)	Ort	Konzentration in Aussenluft (Bq/m ³)
Übrige Welt	0.02	USA	
Südpol	0.07	New York City	6
Indischer Ozean	0.07	New York Rural	8
Südpazifik	0.2	New Mexico	9
Nordatlantik	2	Ohio	18
Japan	3	Westliche Aufbereitungsanlagen	
Deutschland	3	Monticello, Utah	13
London	3	Salt Lake City, Utah	14
Russland	6	Durango, Colorado	19
Frankreich	9	Grand Junction, Colorado	31
Schätzung nördliche Hemisfere	4		

Tab. VII.5.15 Ausgewählte Hintergrundkonzentrationen von Radon in der Aussenluft (<UMTSP 1986> nach versch. Quellen).

In dieser Studie wird für eine sanierte Aufbereitungsanlage in einem tropischen Klima vom höchsten in der Literatur zitierten Wert ausgegangen, dies entspricht dem minimalen geforderten Wert. Für die anderen beiden Klimatypen, welche auf die Aufbereitungsanlagen in den USA und Kanada anwendbar sind, wird der EPA Grenzwert angenommen. Verfahren, bei denen die Schlammteiche künstlich überflutet werden und welche zu sehr geringen Emissionen in die Atmosphäre führen, werden nicht berücksichtigt.

Der zeitliche Verlauf des Radonfluxes hängt von morphologischen Änderungen der Schlammablagerungen sowie von den geologischen Rahmenbedingungen ab. Wie bereits erwähnt beträgt der obere Zeithorizont nach <NEA 1984> 10000 Jahre. Für diesen Zeitraum sind die Unsicherheiten bei der Modellierung des Verhaltens der Schlammteiche und der Verteilung von Radionukleiden in der Biosphäre sehr gross.

In dieser Studie wird für die Berechnung des Radonfluxes über eine bewusst festgelegte Zeitspanne von 80'000 Jahren integriert; dies entspricht ungefähr der Halbwertszeit des Vorläuferisotopes Th-230. Zudem wird angenommen, dass die Oberfläche und die Struktur des Schlammteichs in diesem Zeitraum ungefähr konstant bleiben. Unter diesen Annahmen verringert sich der Radonflux proportional zum Verfall von Th-230. Am Ende der vorausgesetzten Zeitspanne beträgt die Bildungsrate von Radon nur noch die Hälfte des ursprünglichen Wertes. Die Zeitspanne für die Berechnung der Langzeitemissionen wurde deswegen entsprechend der Halbwertszeit von Th-230 gewählt, weil die Radonemissionen von Schlammteichen nach diesem Zeitraum wieder etwa der

natürlichen Hintergrundbelastung in uranreichen Gebieten entsprechen (Grössenordnung).

Gemäss <IAEA 1992>, schwankt die Hintergrundkonzentration (in Bq/m^3) von Radon in der Luft bei einer Distanz von 0.5-5 km bei einigen stillgelegten nicht sanierten Aufbereitungsanlagen in den USA zwischen 0.3 % bis 50 % derjenigen Konzentrationen, welche direkt über der Anlage gemessen wurden. Wir nehmen an, dass der durchschnittliche Hintergrund-Radonflux eine Grössenordnung kleiner ist als der Flux eines nicht sanierten Schlammteichs. Nach der berücksichtigten Zeitspanne nimmt der Radonflux die selbe Grössenordnung an wie die Hintergrundbelastung.

Im Jahr 1978 erliess der US Kongress die "Uranium Mill Radiation Control Act", in der 24 Anlagen als sanierungsbedürftig identifiziert wurden <Matthews 1984>. DOE wurde mit der Umsetzung beauftragt. Das "Uranium Mill Tailings Remedial Action" Projekt sollte im Jahr 1994 abgeschlossen werden. Zehn Schlammteiche wurden direkt auf dem Gelände der Aufbereitungsanlagen saniert; die Schlammrückstände der übrigen Anlagen wurden abtransportiert und auf anderen Standorten entsorgt <Fahy 1991>.

Die Monsalto Research Corporation hat im Rahmen von UMTRA (Uranium Mill Tailings Remedial Action) und dem FUSRAP Programm ein detailliertes Monitoring von fünf Anlagen (Canonsburg, Pennsylvania; Salt Lake City, Utah; Shiprock, New Mexico; Middlesex, New Jersey; und Lewiston, New York) vorgenommen. Dabei wurde gezeigt, dass die Radonkonzentrationen zwar am Rande der nicht sanierten Anlagen eine Grössenordnung über der Hintergrundbelastung liegen, aber dass sie in einer Distanz von 2 km überall auf den Hintergrundwert zurückgehen <UMTSP 1986>. Nach den Sanierungsarbeiten sollten die Radonkonzentrationen am Rande der Anlagen weniger als 18 Bq/m^3 über dem Hintergrund liegen. Insbesondere in Canonburg betrug die Hintergrundbelastung ungefähr 10 Bq/m^3 , während die maximale Belastung innerhalb der Anlage 110 Bq/m^3 und die maximale Belastung ausserhalb der Anlage 33 Bq/m^3 (bei 0.3 km) betrug (<UMTSP 1986> nach <Rudy et al. 1984>).

Neue Messwerte <DOE 1994> der Slick Rock Anlage in Colorado sind interessant für die vorliegende Diskussion. Der Radonflux bei Union Carbide (UC) Anlage liegt im Bereich von $< 0.037\text{-}4.8 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ (im Mittel $2.6 \text{ Bq/m}^2\text{s}$, und die entsprechenden Expositionsraten betragen $76\text{-}113 \mu\text{R/hr}$). Der Radonflux bei UC off-pile Gebieten entspricht $0.037\text{-}0.096 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ (die entsprechenden Expositionsraten betragen $9\text{-}526 \mu\text{R/hr}$). Der Radonflux bei North Continent (NC) pile and subpile beträgt $0.037\text{-}25.9 \text{ Bq/m}^2\text{s}$ (im Mittel $8.9 \text{ Bq/m}^2\text{s}$, und die entsprechenden Expositionsraten liegen in Bereich von $13\text{-}467 \mu\text{R/hr}$); die Expositionsraten bei NC off-pile betragen $12\text{-}1384 \mu\text{R/hr}$ für den Flux wird kein Wert angegeben. Die Hintergrundbelastung in Slick Rock beträgt $10\text{-}20 \mu\text{R/hr}$ (Mittelwert: $13 \mu\text{R/hr}$). Die von DOE vorgeschlagenen Sanierungsarbeiten für diese Anlage, welche zur Einhaltung der Uranium Mill Tailings Radiation Control Act (UMTRCA) von 1978 notwendig sind, umfassen den Abtrag und die Stabilisierung des kontaminierten Erdmaterials sowie der Deponierung an einem anderen Standort <DOE 1994>.

Mit dem Wismut Projekt sollen die zwischen 1946 und 1990 betriebenen Uranminen und Aufbereitungsanlagen von Sachsen und Thüringen (frühere DDR) saniert werden. Bei der Anlage in Ronneburg umfasst die durch die Erzabbau und -aufbereitung beeinträchtigte Fläche 11885 ha , davon 84.7% mit einer Ortsdosisleistung von $< 200 \text{ nGy/hr}$ was nahe beim natürlichen Hintergrundwert liegt, 11.5% mit $200\text{-}500 \text{ nGy/hr}$, 2.4% mit $500\text{-}1000 \text{ nGy/hr}$ und nur 1% (ungefähr 120 ha) mit $> 1000 \text{ nGy/hr}$ <BMW 1993>, <BMW 1995>. Die zur Zeit noch belastete Fläche beträgt 1322 ha . Die Fläche des Schlammteichs umfasst 3.6 ha (die kumulierte Produktion wird in der zitierten Broschüre nicht angegeben). Daher ist die Emission des nicht sanierten Schlammteichs mindestens 10 mal grösser als die Hintergrundbelastung. Fünf Jahre nach der Betriebseinstellung ist die Radonabgabe auf etwa 20% des Wertes von 1990 gefallen und die langlebigen, Alphastrahlung emittierenden Isotope sind auf 2% zurückgegangen. Die Uraniumfreisetzung ins Wasser wurde etwa auf 30% und die Emission von Ra-226 auf 40% des ursprünglichen Wertes bei Betriebsende reduziert <BMW 1995>.

Die Abdeckung der Spülstrände hat eine wesentliche Verringerung der Staub- und radonbelastung in der Umgebung der Schlammteiche bewirkt. Auch die von den Stränden ausgehende Direktstrahlung wurde wesentlich reduziert. Die Sanierungsarbeiten dauern noch an. Mit der weiteren Trockenlegung der Schlammteiche müssen diese Abdeckerarbeiten kontinuierlich fortgeführt werden <BMW 1993>. Während Messungen der Ortsdosisleistung auf nicht abgedeckten Spülstränden Werte zwischen 3300 nGy/hr and 4300 nGy/hr erbrachten, liegen die Durchschnittswerte nach der Zwischenabdeckung unter 300 nGy/hr, bei Maximalwerten von 800 nGy/hr. Ein Vergleich der Langzeitmittelwerte der Radonkonzentrationen von 1983 bis 1989 mit den Durchschnittswerten von 1991 ergab eine Reduzierung um etwa 50 %. Eine der Halden, die direkt in einem Wohngebiet im Ortsteil Niederschlema liegt, muss eine Ortsdosisleistung nach Abschluss der Arbeiten unter 200 nGy/hr haben <BMW 1993>.

Die deutsche Strahlenschutzkommission empfiehlt als Richtwert der langzeitigen Radonkonzentration im Freien für Wohngebiete, einen Wert von 80 Bq/m³. Die Maximalwerte der Radonkonzentration in den Überwachungsgebieten im Sommerhalbjahr 1994 in Ronnenburg betrug 230 Bq/m³ mit einer Standardabweichung von 20 Bq/m³; der Mittelwert war 47 Bq/m³ mit einer Standardabweichung von 7 Bq/m³. Unter Berücksichtigung aller Überwachungsgebiete liegen die Maximalwerte im Bereich von 60-900 Bq/m³ mit Mittelwerten im Bereich von 34-74 Bq/m³ <BMW 1993>.

Zusammenfassung:

Die beiden zentralen Annahmen für die Berücksichtigung der Langzeitemissionen von Schlammteichen sind:

1. Der Radonflux liegt nach der Sanierung um einen Faktor zwei über der Hintergrundbelastung in uranreichen Gebieten.
2. Das Zeitintervall für die Integration der Langzeitemissionen von Rn-222 entspricht dann der Halbwertszeit von Th-230 (80'000 Jahre).

In Tab. VII.5.16 sind die wichtigsten Annahmen für die Berechnung der Radonemissionen von Schlammteichen der Uranerzaufbereitung wiedergegeben.

Klimazone	% der Welt-Uranproduktion 1975-1995 ^a	Schlammteichoberfläche (m ² /kgU) gemäss <EPA 1983>, <Young et al. 1982>	Mittelwert und Streubereich des Radon-Fluxes von nicht sanierten US-Anlagen (Bq/m ² s) gemäss <UMTSP 1986>	Streubereich ^b des Radonfluxes von sanierten Schlammteichen über 10'000 Jahren (Bq/m ² s) <NEA 1984>	Angenommener anfänglicher Radonflux für sanierte Aufbereitungsanlagen (Bq/m ² s)
nach <NEA 1984>					
1 tropisch	10	0.05 ^a	NA	0.013-0.1	0.1
2 gemässigt	30	0.007	7 (0.05-26) ^c	0.005-3	0.74^d
3 semi-arid	60	0.07	13 (0.04-106) ^e	3E-6 - 10	0.74^d

a Annahme.

b Das Minimum entspricht dem effizientesten Sanierungsverfahren, das Maximum dem Basis-Fall

c Die Hintergrundbelastung ist in der entsprechenden Literatur nicht eingeschlossen.

d EPA-Grenzwert für den Radonflux.

e Die Hintergrundbelastung gilt für einige stillgelegte Anlagen in einiger Distanz vom Schlammteich. Die Literaturwerte schwanken zwischen 0.3 % und 50 % von der durchschnittlichen Konzentration über nicht sanierten Schlammteichen.

Tab. VII.5.16 Zusammenfassung des Radon-Fluxes von sanierten Schlammteichen für verschiedene Klimazonen.

Auf der Basis von <UI 1994> und <IAEA 1992> kann in erster Näherung angenommen werden, dass ungefähr 10% des gesamten Uranerzes in Anlagen des ersten Typs (tropisch), 30% in Anlagen des zweiten Typs (gemässigt) und 50% in Anlagen des dritten Typs (semi-arid) aufbereitet wird.

Die durchschnittliche Fläche, welche ein Schlammteich in einer semi-ariden Zone einnimmt, kann aufgrund von Daten zu 25 Aufbereitungsanlagen in den USA <EPA 1983> auf 0.07 m²/kgU geschätzt werden (die durchschnittliche Fläche der Schlammteiche beträgt 7E5 m², angenommene Uranproduktion über die Lebensdauer einer Aufbereitungsanlage: 10000 tU). Dieser Wert wird auch in <DOE 1981> verwendet. Für die gemässigten Klimazonen können die Werte der Key Lake Anlage (repräsentativ für Kanadische Anlagen) vorausgesetzt werden: 0.007 m²/kgU <Young et al. 1982>. Für tropische Zonen sind keine Informationen verfügbar; wir nehmen hier eine Fläche von 0.05 m²/kgU an.

In <UMTSP 1986> werden für stillgelegte Anlagen die folgenden Werte angegeben: der arithmetisch gemittelte Radonflux einiger Anlagen in einer gemässigten Klimazone beträgt 7 Bq/m²s (der Bereich ist 0.05-26 Bq/m²s); ungefähr 8 Bq/m²s ist der erwartete Wert für Key Lake ohne Überdeckung und 1 Bq/m²s mit Überdeckung (gemäss <Pink et al. 1984>). Das arithmetische Mittel für stillgelegte Anlagen in semi-ariden Regionen in den USA liegt ungefähr bei 13 Bq/m²s (Bereich: 0.04-106 Bq/m²s) <UMTSP 1986>.

Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Annahmen wird in dieser Studie Rn-222-Langzeitemission von **6.0E7 kBq/kgU** vorausgesetzt. Die entsprechende Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-III beträgt ungefähr **3900 m²a/kgU** (siehe Kap. VII.5.9).

In Tab. VII.5.17 sind die Resultate zusammengestellt, welche für unterschiedliche Annahmen für den

anfänglichen Radonflux über den sanierten Schlammteichen (6 Fallbeispiele) sowie für eine Reduktion der Radon-Bildung um einen Faktor 2 bzw. 10 zeigt. Diese Reduktionsfaktoren entsprechen der 1- bzw. der 3.3-fachen Halbwertszeit von Th-230. Diese beiden Zeitdauern werden für die Integration der Radonemissionen über die Zeit verwendet.

Reduktionsfaktor für Radon Bildung/Emission (in Klammern: Integrationszeit)	Annahmen für den anfänglichen Rn-Flux sanierter Schlammteiche	Anfänglicher Rn-Flux von sanierten Schlammteichen (Bq/m ² s)			Emission (Integral) (kBq/kgU)
		Zone 1 tropisch	Zone 2 gemässigt	Zone 3 semi-arid	
	doppelte Hintergrundbelastung	0.08	0.08	0.08	7.1E6
2 (1 T _{1/2} Th-230)	Max. flux für Zone 1; EPA Grenzwert für 2, 3	0.1	0.74	0.74	6.0E7
	10% der nicht sanierten Anlage	1.0 a	0.7	1.3	1.1E8
	10-fache Hintergrundbelastung	0.37	0.37	0.37	6.0E7
10 (3.3 T _{1/2} Th-230)	20-fache Hintergrundbelastung (EPA Grenzwert)	0.74	0.74	0.74	1.2E8
	Durchschnittliche Radon-Emissionen für nicht sanierte Anlagen	10 a	7	13	2.0E9

Die für diese Studie verwendeten Werte sind fett gedruckt.

a Annahme.

Tab. VII.5.17 Sensitivitätsanalyse für Radon-Langzeitemissionen von Schlammteichen.

Eine gute Literaturübersicht und eine erste vorsichtige Abschätzung der Radon-Langzeitemissionen findet sich in <Däpp et al. 1995>. Die berechneten Werte für 10 Anlagen in den USA, inklusive dem UMTRA-Projekt, liegen bei unsanierten Schlammteichen im Bereich von 1.7E8-1.9E10 kBq/kgU und bei sanierten Schlammteichen von 0 bis 5.9E8 kBq/kgU. Für diese Berechnungen wurden ebenfalls die Emissionen bis zur Erreichung der ursprünglichen Hintergrundbelastung für jede Anlage integriert.

Nicht radioaktive Emissionen

Ein Beispiel der Zusammensetzung in Schlammrückständen verschiedener US-Aufbereitungsanlagen (Shiprock, New Mexico; Salt Lake City, Utah; Durango, Colorado; und Ambrosia Lake, New Mexico) wird in Tab. VII.5.18 gezeigt <Dreesen et al. 1982>. Aus den Angaben geht hervor, dass insbesondere bei den Elementen Ra-226, Th-230, Ag, Mo, Se und U eine Konzentration von zwei bis drei Grössenordnungen gegenüber dem Referenzboden feststellbar ist. In Tab. VII.5.12 sind als Beispiel die Emissionen der Elliot Lake Aufbereitungsanlage während, und nach der Betriebsphase gezeigt <Moffett 1976>.

Radio-Isotope und Elemente	Konzentrationen im Schlammteich	max. Konzentrationsverhältnis: Schlamm/Boden ^a
Pb-210	295-2430 pCi/g	k.A.
Ra-226	316-2020 pCi/g	780
Th-230	60-2190 pCi/g	810
Ag	<0.5-12 µg/g	240
Al	1.3%-6.3%	1
As	30-320 µg/g	46
Ba	360-21800 µg/g	45
Ca	1.3%-7.7%	4
Cd	0.1-21 µg/g	60
Ce	23-290 µg/g	4
Cl	<30-6730 µg/g	130
Co	1.2-110 µg/g	10
Cr	20-7880 µg/g	170
Cu	20-850 µg/g	36
Fe	0.29%-13.1%	4
Ga	<22-370 µg/g	19
K	<0.5%-2.7%	1
Mg	<0.1%-1.1%	1
Mn	31-2040 µg/g	3
Mo	7-800 µg/g	420
Na	0.14%-3.7%	9
Rb	<23-130 µg/g	1
Sb	1.4-45 µg/g	56
Se	<8-200 µg/g	170
Ti	830-3330 µg/g	1
U	33-470 µg/g	120
V	150-4130 µg/g	64
W	<7-69 µg/g	46
Zn	46-1780 µg/g	35

^a Boden New Mexico.

Tab. VII.5.18 Durchschnittliche Zusammensetzung der Schlammrückstände einiger US-Aufbereitungsanlagen <Dreesen et al. 1982>.

Bezüglich des Teiches wurden keine besonderen Restaurierungsmassnahmen vorgenommen. Aus dieser Tabelle ist ersichtlich, dass der Fe- und SO₄-Ionen-Gehalt im Sicker- und Abwasser des sich selbst überlassenen Schlammteichs bedeutend größer sind als während des Betriebs. Dieser Unterschied kann auf die Tatsache zurückgeführt werden, dass das Uran im Erz oft zusammen mit Sulfid-Verbindungen, hauptsächlich Pyrit, vorkommt. Diese in die Schlammrückstände eingeführten Verbindungen oxydieren langsam zu Schwefelsäure, mit der Konsequenz der Langzeit-Auslaugung von Schwermetallen und Radionukliden <Levins et al. 1982>. Die Umweltbelastung der Schlammteiche ist im wesentlichen abhängig vom Standort (Erzzusammensetzung, Klima), der angewandten chemischen Aufbereitungsprozesse, der Abfallbehandlung mit den Stabilisierungs- und Restaurierungstechniken der Teiche. Zur Darstellung eines repräsentativen Bildes der gegenwärtigen Situation sollten detaillierte Informationen stillgelegter, restaurierter Schlammteiche in Bezug auf vorgenommene Maßnahmen und den Emissionen zur Verfügung stehen.

Weiter sind keine Informationen vorhanden bezüglich der Emissionsdauer der nicht radioaktiven Substanzen. Es kann angenommen werden, dass die Dauer dieser Abgaben signifikant kürzer ist als

diejenige der radioaktiven Emissionen. Weiter kann unterstellt werden, dass im allgemeinen für einen restaurierten Schlamnteich die Wasseremissionen geringer sind als während der Betriebsphase. In dieser Studie wird in erster Approximation zur Berücksichtigung der Nachbetriebsphase eine Verdoppelung der normierten, nicht-radioaktiven Betriebs-Wasseremissionen angenommen.

5.8 Transporte

5.8.1 Transporte während der Bauphase

Transport von Baumaterialien

Die Berechnung des Transportbedarfs basieren auf Baumaterialbedarfswerte der ORNL-Referenz-Anlage.

	Transportdistanz km		t/kgUOutput	tkm/kgUOutput
Beton	LKW 28t	20	2.1E-3	4.2E-2
andere Materialien	LKW 28t	100	2.3E-4	2.3E-2
	Schiene	200	4.6E-4	4.6E-2

Tab. VII.5.19 Transportbedarf während des Baus der Aufbereitungsanlagen.

5.8.2 Transporte während der Betriebsphase

Transport des Uranerzes zur Aufbereitungsanlage

Der Transport von Erz wird meist mit schweren offenen Lastkraftwagen durchgeführt. Die Kapazität der Lastwagen wird in <El-Bassioni et al. 1980> mit 24 t angegeben, wobei es sich bei diesem Wert um die Nettolast handeln dürfte. Der Lastwagen wird entweder direkt in der Grube oder am Förderschacht beladen, von wo aus das Roherz zum Erzlager oder direkt in die Aufbereitungsanlage gebracht wird. Öffentliche Verkehrswege werden selten in Anspruch genommen, da die Grube und die Aufbereitungsanlage sich in der Regel auf dem gleichen Gelände befinden. Es müssen für die Beförderung keine besonderen Vorkehrungen getroffen werden, da die Aktivität der Erze sehr gering ist. Die Transportdistanz beträgt bei der Key Lake Mine ca. 2 km <Young et al. 1982>. Mit der täglich transportierten Erzmenge von 720 t (entsprechend einer Uranmenge von 13.2 t) erhält man einen normierte Transportbedarf von 1.1E-1 tkm/kgU. Für die ORNL-Referenz-Anlage wird mit der angegebenen mittleren Transportdistanz von 8 km <El-Bassioni et al. 1980>, der Inputmenge von 1800 t Erz pro Tag und den ausgebrachten 2.1 t Uran ein Transportbedarf von 6.9 tkm/kgU ermittelt. Für diese Studie wird ein mittlerer Wert berechnet, wobei eine Transportdistanz von 2 km und ein Urangehalt von 0.2% zugrunde gelegt wird. Dem sich hiermit ergebenden Transportbedarf von **1 tkm/kgU** wird der **40t-LKW** Rubrik zugeordnet.

Transporte von Betriebsmaterialien

In Anlehnung an die in Kapitel VII.4 'Uranerzabbau' gemachten Angaben für der Transport von Betriebsmitteln für die Key Lake Anlage, kann hier für die Aufbereitungsanlage ein Transportbedarf von 4.8 tkm/kgU angerechnet werden. Auf der Grundlage der in Tab. VII.5.4 eingetragenen Werte für den Chemikalienbedarf errechnet sich ein mittleres Gesamtgewicht von rund 40 kg/kgUOutput. Mit den in dieser Studie dem Transport von Bau- und Betriebsmaterialien zuzuordnenden Distanzen von 200 km auf Schiene und 100 km mit LKW (Annahme: 40t-LKW) erhält man einen Transportbedarf von **8 tkm/kgU** für **Schiene** und **4 tkm/U** für **40t-LKW**.

5.9 Flächeninanspruchnahme

Der Hauptteil der gesamthaft für die Aufbereitung der Erze benötigten Fläche wird für die Absetzteiche benötigt. Diese Fläche macht etwa 80% der gesamten Fläche aus. Wegen den langzeitlichen radioaktiven Emissionen nach der Betriebszeit ergibt sich ein relativ großer Beitrag zur Flächenbeanspruchung. <Schneider 1982> gibt die Gesamtgrösse des Minengebiets (Mine und Aufbereitungsanlage, Ambrosia Lake) mit 13 km² an. Die Flächenbeanspruchung der Erzaufbereitungsanlage beträgt 0.12 km², wobei während der Gesamtbetriebszeit für den Schlammteich eine Fläche von rund 1 km² beansprucht wird. Der Teich wird durch einen ca. 20 m hohen Erddamm abgeschlossen. Die in <DOE 1981> angegebenen Flächenbedarfswerte sind auf den jährlichen Uranbedarf einer 1 GW_e Reaktoranlage bezogen. Diesem Referenz-KKW ist ein durchschnittlicher jährlicher U₃O₈-Bedarf von 165 t zugeordnet. Die Gesamt-Flächenbeanspruchung während des Betriebs wird mit 2'000 m²/GW_e/Jahr angegeben, wobei eine Unterteilung in eine gestörte (1'200 m²/GW_e/Jahr) und eine ungestörte Fläche (800 m²/GW_e/Jahr) vorgenommen wird. Für die als 'permanent gestört' bezeichnete Fläche ist ein Wert von 9'700 m²/GW_e/Jahr angegeben.

Für die Berechnung der langzeitigen Flächenbeanspruchung werden für die in Tab. VII.5.20 gezeigten Aufbereitungsanlagen für die Zeitperioden die Annahmen von 80'000 Jahre (Kap. VII.5.7) übernommen.

		Key Lake	Highland Uranium	<DOE-1981> a	DOE Ref.-Anlage
Beanspruchte Fläche (F)	m ²	2.2E+6 ^b	1.1E+6		1.5E+6 ^c
Schlammteich Fläche		5.3E+5 ^d	1.0E+6		1.0E+6
Gestörte Fläche (Betrieb)	m ² /kg Uran			8.7E-3	
Permanent gestörte Fläche				6.9E-2	
Vorbereitungszeit	Jahr	2 ^e	2 ^e	2 ^e	5
Betriebszeit		16	20	20	15
Restaurierungszeit		2 ^e	2 ^e	2 ^e	2 ^e
Totalzeit II-IV		20	24	24	22
Renaturierungszeit II-III		8.0E+4 ^f	8.0E+4 ^f	8.0E+4 ^f	8.0E+4 ^f
Gesamtproduktion	kg Erz	3.3E+9	1.3E+10		
	kg Uran	7.1E+7	1.8E+7		7.4E+6
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/kg U	6.1E-1	1.5E+0	2.1E-1	4.5E+0
	II-III	6.0E+2	4.4E+3	5.5E+3	1.1E+4

a <Oszusky 1976> gibt die gleichen Flächenklassifikationen und dieselben normierten Werte an.

b Eingeschlossen sind Aufbereitungsanlage, die Deponiefläche für die Rückstände, die Wasserreservoirs, die Abwasser-Behandlungsanlage und die Straßen. Die entsprechende Fläche beträgt 9 Mio. m².

c Umfaßt die Aufbereitungsanlage und die Schlammteiche. Die totale Fläche innerhalb des Zauns beträgt 3 Mio. m².

d Angenommen 20% größer als die Schlammteichfläche.

e Annahme.

f Annahme dieser Studie.

Tab. VII.5.20 Flächeninanspruchnahme einiger Aufbereitungsanlagen <Young et al. 1982>, <Schneider 1982>, <Pink et al. 1984>, <DOE 1983>, <DOE 1981>.

Unter Berücksichtigung der in Kap. VII.5.7 beschriebenen Annahmen beträgt die **Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-III** ungefähr **3900 m²a/kgU**. Dieser Wert wird in dieser Studie angenommen. Dieser Wert ist in gutem Einklang mit den in Tab. VII.5.20 gezeigten Werte. Die Kernenergiekette benötigt gemäss der vorliegenden Studie knapp 8 kgUnat/TJ Nutzenergie (siehe Kap. VII.13). Das bedeutet, dass eine Fläche von 0.4 m²TJ über sehr lange Zeit durch die Rückstände der Uranerzaufbereitung beansprucht wird. Ein 1000 MW Kernkraftwerk, welches über 40 Jahre mit

einer Auslastung von 80% arbeitet und 1 Mio. TJ produziert, benötigt somit rund 40 ha Land für die Lagerung von Aufbereitungsrückständen in Schlammteichen.

In der **Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-IV** beträgt der angenommene Durchschnittswert **1 m²a/kgU** (Tab. VII.5.20).

5.10 Übersicht über die Eingabedaten

5.10.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die ins Erzaufbereitungs-Modul "Uran natürlich in Urankonzentrat" eingeführten Werte beziehen sich auf den sauren Laugungsprozess.

Basismaterialien

Die Baumaterialien (Infrastruktur) wurden aus <El-Bassioni et al. 1980> übernommen.

Energieträger

Diesel in Dieselaggregat Förderung: Eingeführt ist der auf thermische Energie umgerechnete elektrische Energiebedarf (Annahme Wirkungsgrad: 0.36) vom Bau (Infrastruktur) und Betrieb. Für den Betrieb wird ein mittlerer Wert der in Tab. VII.5.6 gezeigten Werte verwendet: 6E-5 TJe/kgU.

Erdgas in Industrieheizung > 100 kW Euro: Zusammengefasst ist der fossile Energiebedarf vom Bau (Infrastruktur) und Betrieb. Für den Betrieb wird aus Tab. VII.5.6 ein mittlerer Wert von 3E-4 TJ/kgU abgeschätzt.

Kernenergie

Uran in Uranerz: Annahme für den Wirkungsgrad (=Gesamtausbringung): 0.95.

Emissionen Luft, radioaktiv

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Betrachtet werden die Emissionen der Isotopen von U-natürlich, des Th-230 und des Ra-226 während des Betriebs sowie die Rn-222-Emissionen während der Nachbetriebsphase (LT).

Emissionen Luft nicht-radioaktiv

Berücksichtigt werden die Werte von <Schneider 1982>. (Staub in Partikel einbezogen).

Emissionen Wasser, radioaktiv

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Betrachtet werden die Emissionen der Isotopen von U-natürlich, des Th-230 und des Ra-226- während des Betriebs.

Emissionen Wasser, nicht-radioaktiv

Mittelwerte von <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983> werden eingeführt.

5.10.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Wegen fehlender Information konnten in der vorliegenden Studie keine Betrachtungen standortbezogener Auswirkungen berücksichtigt werden. Entsprechende Einflüsse (aride oder regenreiche Zonen, Frost) auf Abgaben umweltbelastender Stoffe können bedeutend sein. Bezüglich der Abbruchphase standen keine Angaben zur Verfügung. Die aus <DOE 1983> und <El-Bassioni et al. 1980> entnommenen Daten sind in den Referenzen grösstenteils nicht erläutert. Eine Analyse von Originalquellen wurde nicht durchgeführt. Die ORNL- und DOE- Studien basieren auf US-Durchschnittsanlagen der 70er Jahre, die möglicherweise nicht mehr den heutigen Stand repräsentieren. Die Daten der radioaktiven Wasser-Emissionen sind unvollständig. Weiter standen

keine Angaben über Boden- und Grundwasserbelastungen zur Verfügung.

Uran natürlich in Urankonzentrat (21)	1 kg	Infrastruktur	Modul
INPUT			
Nichtenergetische Ressourcen (1)			
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a		3.9E+3
Flächeninanspruchnahme: II-IV			1.0E+0
Wasser	kg		1.0E+3
Basismaterialien (4)			
Beton (ohne Armierungseisen)		2.1E+0	
Stahl hochlegiert.		5.0E-2	
Stahl niedriglegiert		1.7E-1	
Eisen (als Stahl unlegiert)		2.1E-1	
Kupfer		6.4E-3	
Holzbaustoff Brettschichtholz		2.2E-3	
Plastik als PE (HD)		2.2E-3	
Schwefelsäure			3.5E+1
Ammoniak			9.0E-1
Amine (als Chemikalien organisch)			1.2E-2
Alkohol (als Chem. org.)			2.5E-2
Kerosen (als Chem. org.)			2.9E-1
Total Chemikalien organisch			3.3E-1
Natriumchlorat (als Chemikalien anorganisch)			1.0E+0
Flockungsmittel (als Chem. anorg.)			1.8E-1
Natriumkarbonat (als Chem. anorg.)			2.5E+0
Natriumhydroxyd (als Chem. anorg.)			2.6E-2
Salz als Natriumchlorid (als Chem. anorg.)			2.5E+0
Ammoniumsulfat (als Chem. anorg.)			5.0E-1
Drewplus (als Chem. anorg.)			1.8E-2
Surfactans (als Chem. anorg.)			5.5E-2
Polyox (als Chem. anorg.)			5.5E-3
Total Chemikalien anorganisch			6.8E+0
Transporte (5)			
LKW 28t	tkm	0.07	4.83
LKW 40t			3
Schiene			4.046
Energieträger (8, 9)			
Diesel in Dieselaggregat Förderung	TJth	1.1E-4	6.0E-5
Erdgas in Industrieheizung > 100 kW Euro		3.3E-5	2.97E-4
Kernenergie (11)			
Uran ab Mine	kg	1.05	1.05

Tab. VII.5.21 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul:"Uran natürlich in Urankonzentrat".

<i>OUTPUT</i>	Modul
Emissionen Luft (18)	
radioaktiv	
U-234	kBq 2.9
U-235	0.14
U-238	2.9
Th-230	3
Ra-226	3
Po-210	3
Pb-210	3
Rn-222	1.5E+5
LT Radon	6.0E+7
nicht radioaktiv	
Aldehyde gesamt p	8.8E-4
Ammoniak p	1.7E-3
Kerosen (als NMVOC p)	1.0E-1
Kohlenwasserstoffe (als NMVOC p)	3.5E-3
Organische Säuren (als NMVOC p)	5.2E-3
Total NMVOC p	1.1E-1
Partikel p	2.2E-1
Stickstoffoxyd p	1.7E-2
Schwefeloxyd p	kg 2.3E-4

Fortsetzung Tab. VII.5.21 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul:"Uran natürlich in Urankonzentrat".

<i>OUTPUT</i>	Modul
Emissionen Wasser (19) radioaktiv	
U-234 f kBq	9.7
U-235 f	0.5
U-238 f	9.7
Th-230 f	3.0E+2
Ra-226 f	2
nicht radioaktiv	
Ca ²⁺ f kg	1.1E0
Cl ⁻ f	1.0E0
Tot. CO ₃ ²⁻ (keine Kohlensäures Salz in ECOINVENT)	3.6E-2
Cyanide CN ⁻ f	1.7E-6
F ⁻ (Fluoride) f	1.3E-3
Na ⁺ f	8.0E-2
NH ₃ als N f	1.4E-1
NO ₃ ²⁻ f	1.7E-2
Tertiär Amin (als Kohlenwasserstoffe gesamt)	3.0E-3
Isodecanol C ₁₀ H ₂₁ OH (als KWS gesamt)	4.0E-3
Total Kohlenwasserstoffe gesamt f	7.0E-3
Phosphate f	4.4E-4
SO ₄ ²⁻ f	3.2E0
Sulfide S ₂ ⁻ f	8.8E-5
Ion Ag f	1.8E-6
Ion Al f	7.0E-1
Ion As f	1.6E-4
Ion Ba f	2.2E-4
Ion Be f	2.8E-5
Ion Cr (als Cr-III) f	1.9E-3
Ion Cu f	4.0E-4
Ion Fe f	2.0E-1
Ion Mg f	2.0E-2
Ion Mn f	3.0E-2
Ion Mo f	3.8E-3
Ion Ni f	2.0E-4
Ion Pb f	3.0E-3
Ion Se f	3.2E-3
Ion Ti f	2.4E-3
Ion V f	3.6E-5
Ion Zn f	1.0E-3

Fortsetzung Tab. VII.5.21 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul:"Uran natürlich in Urankonzentrat".

6 Konversion

6.1 Einleitung und Übersicht

Ziel der Konversion ist die Umwandlung des Uran zu UF_6 unter gleichzeitiger Verbesserung der Produkte-Reinheit. Die Konversion ist notwendig für die nachfolgende Anreicherung des spaltbaren Uranisotops U-235. Die Eigenschaften des für die Anreicherung notwendigen Zwischenproduktes können wie folgt spezifiziert werden:

Die Verdampfungstemperatur soll möglichst niedrig sein, da alle Anreicherungstechniken ein Gas als Prozessmedium verwenden;

Neben Uran dürfen keine anderen Stoffe vorhanden sein, die Isotopenvielfalt zeigen, weil diese die Urananreicherung stören würde;

Das Zwischenprodukt muß chemisch und thermisch stabil sein, damit bei der weiteren Verarbeitung keine störende Zersetzung auftritt;

Die Korrosionswirkung dieses Zwischenproduktes soll auf die eingesetzte Apparaturen so gering wie möglich sein.

Uranhexafluorid (UF_6) erfüllt diese Bedingung weitgehend: es verdampft (sublimiert) unter Normaldruck bereits bei $56.50^\circ C$, enthält in der Verbindung neben Uran nur das Element Fluor, von dem nur das eine stabile Isotop F19 in der Natur vorkommt. Weiter ist es chemisch und thermisch genügend stabil. UF_6 greift zwar Metalle unter Fluoridbildung an. Bei den niedrigen Temperaturen, die bei der weiteren Verwendung des Uranhexafluorids in den Anreicherungsanlagen vorherrschen, ist der korrosive Angriff metallischer Oberflächen durch UF_6 jedoch beherrschbar. Der Markt für Konversionsdienstleistungen teilen sich wenige Produzenten mit relativ großen Anlagen. Eine Zusammenstellung der Konversionskapazitäten der westlichen Welt ist aus Tab. VII.6.1 ersichtlich.

Land	Anlage	Betreiber	tU/Jahr	Konversions-Verfahren	Beginn
Kanada	Blind River ^a	Cameco	18'000	$U_3O_8UO_3$, naß, UNH-Prozess ^b	1983
	Port Hope	Cameco (früher Eldorado)	10'500	UO_3UF_6	1984
Frankreich	Malvési ^c	Comurhex	14'000	$U_3O_8UF_4$, naß, ADU-Prozess ^d	1959
	Pierrelatte	Comurhex	14'000	$F_4 F_6$	1961
Japan	Nigyo-Toge	PNC	200	$U_3O_8UF_6$, naß	1982
Südafrika	Valindada	UCOR	700	$U_3O_8UF_6$, naß	1986
Großbrit.	Springfields	BNFL	10'000 ^e	$U_3O_8UF_6$, naß, UNH-Prozess	1974/93
USA	Metropolis	ConverDyn. ^f	12'700	$U_3O_8UF_6$, trocken	1959
	Sequoyah Fuels	Sequoyah Fuels Corp. ^g	9'090	$U_3O_8UF_6$, naß, UNH-Prozess	1970

^a beliefert nebst der UF_6 produzierenden Anlage in Port Hope auch eine ebenfalls von Cameco betriebene Anlage mit einer UO_3 -Produktionskapazität von 2'700 t.

^b Nasses Verfahren: durch Ausdampfung Herstellung des Uranyl-nitrat-hexahydrats (UNH): $UO(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$ als Zwischenprodukt.

^c Der 1. Konversionsschritt, von U_3O_8 zu UF_4 geschieht in einer Comurhex-Anlage bei Malvési in der Nähe von Narbonne in Südfrankreich, wobei die anschließende Konversion von UF_4 zu UF_6 bei Pierrelatte (Tricastin) vorgenommen wird.

^d Ausfällung von Ammoniumdiuranat: $(NH_4)_2U_2O_7$ (ADU) als Zwischenschritt.

^e 1. Stufe: $U_3O_8UO_3$, Zwischenprodukt: Uranyl-nitrat-hexahydrat (UNH): $UO(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$, Kapazität: 10'000 tU/Jahr, Inbetriebnahme 1974.

2. Stufe: UO_3UF_4 , Kapazität: 5'000 tU/Jahr, Inbetriebnahme 1974, später Bau einer zweiten Einheit mit derselben Kapazität Inbetriebnahme 1978.

3. Stufe: UF_4UF_6 , Kapazität: 6'000 tU/Jahr, Inbetriebnahme 1974, Bau einer zweiten Einheit mit derselben Kapazität Inbetriebnahme 1993 <BNFL 1991>.

^f Am 23. Nov.1992 gründeten Allied-Signal, Inc. und General Atomics (GA) die gemeinsame Firma "ConverDyn" <SVA 1993>.

^g Diese GA-Tochter (früher Kerr Mc Gee) stellte den Betrieb nach der Gründung von "ConverDyn" vorläufig ein <SVA 1993>.

Tab. VII.6.1 Konversionskapazitäten der westlichen Welt, Stand 1990 <FCR 1991>.

Die größte Konversionsanlage der Welt mit etwa 14'000 tU betreibt die französische Firma Comurhex. Diese Kapazität entspricht etwa 27% der in der westlichen Welt insgesamt installierten Konversionskapazität. In den USA betreibt die Firma ConverDyn (früher Allied-Signal, Inc., siehe Tab. VII.6.1) eine Anlage mit einer Durchsatzmöglichkeit von rund 13'000 tU/Jahr. Weitere Anlagen werden von Cameco in Kanada mit einer Kapazität von 10'500 tU/Jahr und von BNFL, in Großbritannien mit einem Durchsatzvermögen von 10'000 tU/Jahr betrieben. Bezüglich der in den GUS-Ländern bestehenden Konversionskapazitäten sind keine schlüssigen Angaben vorhanden. In der Tabelle nicht eingetragen sind die kapazitätsmäßig relativ kleinen argentinischen, brasilianischen, indischen, koreanischen und türkischen Konversionsanlagen, welche für die Eigenbedarfsdeckung der entsprechenden Länder ausgelegt sind.

Zur Beurteilung der Relevanz der einzelnen Konversionsanlagen und den verschiedenen im nächsten Kapitel näher erläuterten Konversionsverfahren für die schweizerischen und UCPTE Kernkraftwerke ist in Tab. VII.6.2 eine Zusammenstellung über die Herkunft der Konversionsdienstleistungen für die Nachladungen gegeben.

	Beznau I+II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
Comurhex, Malvési/Pierrelatte, F	Verträge seit 1978		Verträge seit 1978 bis ca. 1998	
BNFL, Springfields, GB	Verträge seit 1970		Verträge seit 78/79 bis ca. 1998/99	
Metropolis, Illinois, Conver Dyn (Allied Signal Inc.) USA		bis auf weiteres		
Spotmarkt				bis auf weiteres

Tab. VII.6.2 Herkunft der Konversionsdienste für die schweizerischen Kernkraftwerke <SBK 1992>.

6.2 Konversionsverfahren

Die Verfahren, die zur Herstellung von Uranhexafluorid in technischem Maßstab angewendet werden, unterteilt man in "nasse" und "trockene" Verfahren. Eine schematische Darstellung der verschiedenen Prozesse ist aus Fig. VII.6.1 ersichtlich. Merkmal der "nassen" Verfahren ist, daß bei ihnen ein nasschemisches Verfahren zur Reinigung des Urans vor der Fluorierung zu UF_6 durchgeführt wird. Beim "trockenen" Verfahren wird dagegen das Uran zuerst in UF_6 umgewandelt. Erst danach wird das Uranhexafluorid durch fraktionierte Destillation gereinigt. Bei dieser Konversionstechnik werden also keine nasschemischen Verfahrensschritte verwendet. Im industriellen Maßstab werden zwei "nasse" Konversionsverfahren eingesetzt. Bei beiden wird zunächst das Erzkonzentrat in warmer Salpetersäure gelöst. Das Uran geht dabei als Uranylнитrat in Lösung, die Verunreinigungen setzen sich teilweise ab oder werden als Nitrate gelöst. Bei der nachfolgenden Lösungsmittelextraktion wird das Uran von diesen gelösten Verunreinigungen getrennt.

Das Prinzip der Lösungsmittelextraktion besteht darin, daß zwei Lösungsmittel, die sich nicht mischen und die verschiedene Lösungseigenschaften zeigen, in innigen Kontakt miteinander gebracht werden. Zur Uranreinigung wird eine salpetersaure, wässrige Phase verwendet, in der zunächst das Uran und die Verunreinigungen gelöst sind, und ein organisches Lösungsmittel, Tributylphosphat (abgekürzt TBP). Bei Kontakt der beiden Lösungsmittel löst sich das Uranylнитrat fast vollständig im TBP, wandert von der wässrigen Phase in das organische Lösungsmittel. Die Verunreinigungen dagegen verbleiben in der wässrigen Phase, weil sie nicht im TBP löslich sind. Da die beiden Lösungsmittel sich nicht mischen, trennen sie sich nach dem Kontakt wieder: das leichtere Lösungsmittel, jetzt mit Uran beladen, schwimmt auf, die wässrige Phase mit den gelösten Verunreinigungen setzt sich ab. Damit ist auch das Uran von seinen Verunreinigungen getrennt. In der technischen Anwendung wird dieser Prozeß kontinuierlich im Gegenstromverfahren betrieben.

Die Lösungseigenschaften der Lösungsmittel können durch Temperatur und Azidität beeinflusst

werden. So läßt sich das Uran bei erhöhter Temperatur und bei Zugabe schwacher Salpetersäure aus dem TBP wieder auswaschen. Das Uran wandert von der organischen zurück in die wässrige Phase. Man erhält eine hochreine schwach salpetersaure Uranylнитratlösung als Zwischenprodukt. Das organische Lösungsmittel wird zurückgewonnen und wieder in den Reinigungsprozess eingespeist. Nach der Reinigung des Urans durch die Lösungsmittel-extraktion muß zunächst der Stickstoff wieder entfernt werden ("Denitrieren"), bevor die Fluorierung, die Umwandlung zu UF_6 , durchgeführt werden kann. In der mittleren Stufe findet der Denitrierungsprozess mit anschließender Umwandlung des sich aus dem Uranylнитrat ergebenden Urantrioxyd (UO_3) zu Urandioxyd (UO_2) statt. Hier unterscheiden sich die beiden "nassen" Verfahren.

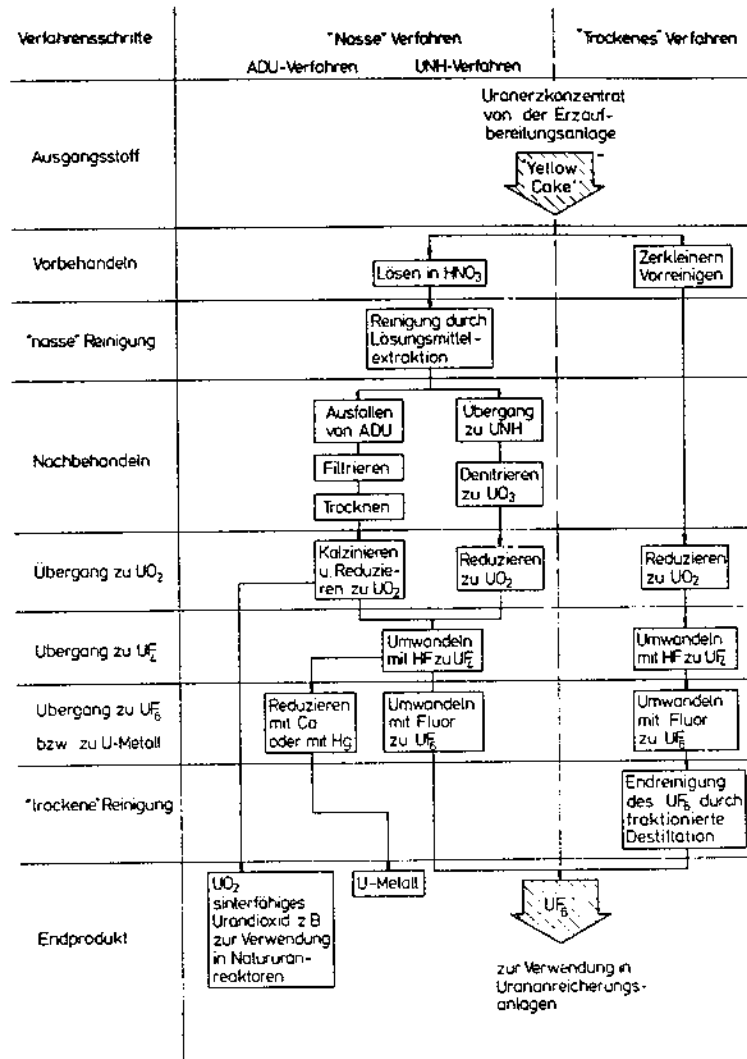


Fig. VII.6.1 Produktionsschritte der verschiedenen Konversionsverfahren <Pickert et al. 1981>.

In dem einen Verfahren, das von der französischen Firma Comurhex verwendet wird, wird Ammoniumdiuranat (ADU) als Zwischenprodukt erzeugt. Das ADU fällt durch Einleiten von Ammoniak in die Uranylнитratlösung aus. Danach wird es gewaschen, filtriert und getrocknet. Durch Erhitzung unter Luftzutritt wird das ADU zu Urantrioxyd (UO_3) denitriert und weiter mit Hilfe von Wasserstoff zu Urandioxyd reduziert. Im "nassen" Verfahren, das von der englischen BNFL-Werke in Springfields, von den amerikanischen Sequoyah Fuels Corp.-Werken (z. Z. außer Betrieb, siehe Tab. VII.6.1) und von der kanadischen Gesellschaft Cameco verwendet wird, geht man über das

Uranyl-nitrat-hexahydrat (UNH), das durch Eindampfen der Uranyl-nitrat-Lösung entsteht, die nach der "nassen" Uranreinigung anfällt. Das UNH wird thermisch zu Urantrioxyd zersetzt (kalziniert). Danach erfolgt schließlich wieder eine Reduktion mit Hilfe von Wasserstoff zu Urandioxyd. Der weitere Weg vom UO_2 zum UF_6 ist bei beiden "nassen" Verfahren wieder der gleiche: Durch Einwirkung von Fluorwasserstoff (HF) wird das UO_2 zunächst in UF_4 (sog. "green salt") umgewandelt. Die weitere Fluorierung zu UF_6 kann durch Anwenden von elementarem Fluor durchgeführt werden.

Das "trockene" Verfahren zur Herstellung von UF_6 wird von der amerikanischen Firma "ConverDyn" angewendet. Das angelieferte Erzkonzentrat, welches das Uran in Form von Uranaten enthält, muß zunächst so zerkleinert werden, daß hernach in sogenannten Fließbettreaktoren eine Reduktion des Urans zu Urandioxyd vorgenommen werden kann. Anschließend folgt durch Einwirkung von Fluorwasserstoff die Umwandlung zu UF_4 . Ein großer Teil der Verunreinigungen, die im Erzkonzentrat enthalten sind, wird bei diesen Prozeßschritten bereits ausgeschieden. Das Urantetrafluorid (UF_4) wird durch Reaktion mit elementarem Fluor zu gasförmigem Uranhexafluorid umgewandelt. Viele Verunreinigungen bilden dabei nichtflüchtige Verbindungen und können so als feste Asche zurückgehalten werden. Die letzten Verunreinigungen werden schließlich durch fraktionierte Destillation des UF_6 entfernt.

6.3 Allgemeine Daten der Konversions-Referenz-Anlagen

Aus <Perkins 1982> und <Schneider 1982> können Betriebsdaten der amerikanischen Anlagen Metropolis (Trockenverfahren) und Sequoyah (Nassverfahren) entnommen werden. Daten von Referenz-Konversions-Anlagen sind in <El-Bassioni et al. 1980> (ORNL-Referenz-Anlage) und <DOE 1983> (DOE-Referenz-Anlage) angegeben, wobei diese Studien durchschnittliche Werte angeben, in denen das nasse, resp. trockene Verfahren zusammengefaßt sind.

Für die ORNL-Referenz-Anlage wird explizit hingewiesen, daß diesbezüglich eine hälftige Produktionsaufteilung angenommen wird. Die Jahres- und Gesamt-Durchsätze der in Betracht gezogenen Anlagen sind aus Tab. VII.6.3 ersichtlich. Für die Normierung der Metropolis, resp. Sequoyah-Anlage-Daten wurden die oberen Werte als maßgebende Größen benutzt (12'700 t, resp. 9'070 t). Die Metropolis-Anlage produziert nebst UF_6 ungefähr 708 t/Jahr flüssiges Fluor, 1'089 t/Jahr Schwefelhexafluorid, 59 t/Jahr Antimonpentafluorid und 236 t/Jahr Iodpentafluorid als Nebenprodukte. Die Produktionsmengen dieser Stoffe werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. In den folgenden Abschnitten werden sämtliche verfügbaren Daten eingeführt.

		Produktions-Anlagen		Referenz-Anlagen	
		Metropolis	Sequoyah	ORNL	DOE
Kapazität	kgU _{Output} /Jahr	4-12.7E+6	4.5-9.1E+6	5.0E+6	5.0E+6
Betriebszeit	Jahr	54	40	30	20
Gesamtdurchsatz während der Betriebszeit	kg	4.8E+8	3.2E+8	1.5E+8	1.0E+8

Tab. VII.6.3 Kapazitäten der Konversionsanlagen <Schneider 1982>, <Perkins 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

Aufgrund der Tatsache, daß die für die schweizerischen KKW (ausgenommen KKW Mühleberg,

siehe Tab. VII.6.1), relevanten europäischen Konversionsanlagen (Comurhex und BNFL) nach dem Nass-Prozessverfahren produzieren, werden sich die in dieser Studie eingeführten Datensätze auf die Sequoyah-Produktions-Anlage konzentrieren. Mit dieser Wahl werden im Vergleich zu den Trockenprozess-Anlagen in Regel konservativere Werte berücksichtigt. Integriert werden Daten aus <Perkins 1982> und <Schneider 1982>, welche sich auf detaillierte Analysen von in Betrieb stehenden Werken abstützen.

6.4 Material- und Energie-Bedarf

6.4.1 Bau der Konversionsanlage

Materialbedarf

In <Perkins 1982> und <Schneider 1982> sind keine Materialbedarfsdaten für den Bau der Anlagen angegeben. Von den beiden zur Verfügung stehenden Datensätzen in <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>, scheint der zweite einen unrealistisch hohen Betonbedarf anzugeben, wobei der Stahlbedarf beider Referenz-Anlagen vergleichbar ist (siehe Tab. VII.6.3). Gesamtmassen von <El-Bassioni et al. 1980> werden eingeführt. Für die Normalisierung wird die geplante Gesamtbetriebszeit der Sequoyah-Anlage von 40 Jahren verwendet (siehe Tab. VII.6.22).

	ORNL t	diese Studie kg/kg UOutput	DOE t
Beton	8.9E+3	4.5E-2	2.4E+5
Strukturstahl	6.4E+1	3.2E-4	
Stahl total			7.4E+3
Stahl für Komponenten	3.7E+3 ^a	1.9E-2	
Eisen			8.9E+1
Nickel			6.0E+0
Kupfer	k.A.	5.5E-4	1.1E+2 ^b
Aluminium		1.8E-4	3.6E+1
Zink	k.A.		
Mangan			3.6E+1
Chrom			3.6E+1

^a Inbegriffen sind Rohrleitungen, Pumpen, Behälter und Ventile.

^b Schließt Messing- und Bronze-Materialien ein.

Tab. VII.6.4 Materialbedarf für den Bau der Konversionsanlagen <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

Energiebedarf

Die einzigen Angaben aus <El-Bassioni et al. 1980> betreffen die ORNL-Referenz-Anlage. In der folgenden Tabelle eingetragen sind die normierten Werte für den direkten Strom- und den fossilen Brennstoffverbrauch; sie sind vernachlässigbar klein.

Elektrizitätsbedarf TJ_e / kg U_{Output}	2.3E-8
Fossiler Brennstoffbedarf $TJ/kg U_{Output}$	1.4E-5

Tab. VII.6.5 Energieverbrauch für den Bau der ORNL-Referenz-Anlage <El-Bassioni et al. 1980>.

6.4.2 Betrieb der Anlage

Uranbedarf

Die Produktionsverluste sind in Bezug auf die Durchsatzmengen sehr gering; <DOE-1983> nimmt einen Produktionswirkungsgrad von 100% an; <Schneider 1982> gibt für die Sequoyah-Anlage eine in der folgenden Tabelle gezeigte Uranbilanzierung an. Der radioaktive flüssige Abfallstrom vom Lösungsmittel-extraktions-Prozess (der sog. "raffinate") besteht hauptsächlich aus Ammoniumnitrat, Salpetersäure, Metallsalzverunreinigungen vom Konzentrat-Input (Yellowcake), geringen Uranmengen und radioaktiven Tochterprodukten des natürlichen Uranzerfalls. Das Ammoniak wird für die Neutralisierung angewendet. Die Uranbilanzwerte nach <Perkins 1982> sind ebenfalls in der Tabelle eingetragen. Die entsprechenden Berechnungen finden sich in den folgenden Kapiteln.

	Sequoyah-Anlage		
	<Schneider 1982>		<Perkins 1982>
	kgU/Tag	kgU/kgU _{Output}	kgU/kgU _{Output}
Anlage-Input: Uran in Konzentrat	2.485E+4	1.002	1.001
Anlage-Output: Uran in:			
-Uranhexafluorid	2.481E+4	1	1
-Luftemissionen	8.7E-2	3.5E-6	2.1E-5
-Wasseremissionen	2.7E+1	1.1E-3	4.4E-4
-Flüssigen und festen Abfällen in "raffinate ponds"	3.3E+0	1.3E-4	5.6E-4
-Feste Abfällen in "fluoride ponds"	7.6E+0	3.1E-4	1.5E-5
-Feste Abfälle "nicht Schlamm"	k.A.	k.A.	3.0E-5

Tab. VII.6.6 Uranbilanz der Sequoyah-Anlage <Schneider 1982> und <Perkins 1982>.

Der Uranverlust mit den Luftemissionen für die Metropolis-Anlage beträgt 482.6 kg/Jahr (= 3.8E-5 kg/kgU_{Output}) <Perkins 1982>. Die mit dem Abwasser abgegebene Uranmenge beträgt 3.8E-4 kg/kgU. Die Berechnung dieser Verlustmenge erfolgt aufgrund der Angabe des in den Jahren 1975/1976 im Abwasser gemessenen mittleren Uran-Konzentrationswertes von 0.8 ppm und der entsprechenden Wasserabgabemenge von rund 13'000 m³/Tag <Perkins 1982>. Die diesen Werten zuzuordnende Produktion ermittelt sich auf rund 1E7 kgU_{Output}/Jahr (vergleiche Werte in der Tab. VII.6.9, welche einen mittleren Wasserdurchsatz von ca. 16'000 m³/Tag zeigen). Bezüglich des Urangehalts im festen Abfallstrom stützt sich diese Studie auf einen in Tab. VII.6.17 eingetragenen Aktivitätswert. In der Annahme des konservativeren Wertes für die spezifische Radioaktivität des Natururans von 2.5E+4 kBq/kg wird ein normierter Abfallwert von 2.2E-4 kg/kgU_{Output} errechnet.

Materialbedarf

Für die in zwei Schritten ablaufende Fluoridierung des UO₂: 1. UO₂UF₄, 2. UF₄UF₆ kann stöchiometrisch der normierte **Fluorsäurebedarf (HF)** berechnet werden; er beträgt: **0.51 kg/kgU_{nat}**. Bezüglich des jährlichen Chemikalienbedarfs können Angaben aus <Perkins 1982> für die Metropolis Anlage (Trockenprozess) übernommen werden (siehe folgende Tabelle). Angegeben sind monatliche oder jährliche Transportmengen. Die Normierung wurde mit einer jährlichen Produktion von 1.27E7 kgU_{Output} durchgeführt.

Bezüglich der Sequoyah-Anlage (Nassprozess) können aus <Schneider 1982> die Bedarfswerte der Hauptchemikalien entnommen werden (Tab. VII.6.8). Von den im folgenden aufgeführten Betriebs-Chemikalien aus <Schneider 1982> und <Perkins 1982> sind keine Mengenangabe gegeben: flüssiger Stickstoff, Schwefelsäure, kalziniertes Soda, Aluminiumhydroxyd, Natriumhydroxyd, Lithiumfluorid, Kohlenanoden und Phosphorsäure.

	t/Jahr	kg/kgUOutput
Fluorsäure (HF)	6.5E+3	5.1E-1
Kaliumhydrogenfluorid (KHF ₂)	2.9E+2	2.3E-2
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	5.0E+2	4.3E-2
Kalk, gebrannt (CaO)	5.5E+3	3.9E-1 ^a
Kaliumhydroxyd (KOH)	4.9E+3	3.9E-1
Ammoniak (NH ₃)	2.2E+3	1.7E-1

^a In <Schneider 1982> wird ein Kalkbedarfswert von 0.1kg/kgUOutput angenommen.

Tab. VII.6.7 Betriebsmaterial-Verbrauchswerte der Metropolis-Produktions-Anlage <Perkins 1982>.

	t/Tag ^a	kg/kgUOutput
Salpetersäure (HNO ₃)	22.332	9.0E-1
Ammoniak (NH ₃)	6.096	2.5E-1
Kalk, gebrannt (CaO)	12.427	5.0E-1
Fluorsäure (HF)	14.615	5.9E-1
Hexan	>0.460	>1.9E-2
TBP	0.273	1.1E-2
Kaliumhydrogenfluorid (KHF ₂)	0.221	8.9E-3
Ammoniumsulfat (NH ₄) ₂ SO ₄	1.076	4.3E-2

^a Bei 100%iger Kapazität; Produktion: 24.8 tUOutput/Tag.

Tab. VII.6.8 Betriebsmaterial-Verbrauchswerte der Sequoyah-Produktions-Anlage <Schneider 1982>.

Zementbedarf für die Konditionierung der festen radioaktiven Abfälle

Die festen radioaktiven Betriebs-Abfälle der Sequoyah-Anlage, wie später im entsprechenden Kapitel erläutert, wird mit einem Volumen-Zementanteil von 1:1 endkonditioniert. Es werde 0.81 kg Zement pro kg UOutput benötigt.

Wasserbedarf

Keine Angaben sind gemacht für den Wasserverbrauch der Metropolis-Produktions- und der ORNL-Referenz-Anlage. Für die Ermittlung des Wasserbedarfs der Sequoyah-Anlage wurde ein Lastfaktor von 80% angenommen.

	Metropolis-Anlage	Sequoyah-Anlage	DOE-Ref.-Anlage
Wassermenge verdampft kg/kgUOutput	k.A.	5.0E+1	6.8E+1
Wassermenge an Gewässer zurückgegeben	3.8E+2 ^a	4.5E+2	4.8E+2
Gesamte dem Gewässer entnommene Wassermenge		5.0E+2	5.5E+2

^a Nach <Perkins 1982> bewegten sich die Wasserabgabemengen in der Zeitperiode vom Jan 1979 bis Dez 1980 in einem Bereich von 14'155-18'334 m³/Tag. Angenommen wird der Mittelwert, ein Lastfaktor von 80% und der jährliche Durchsatz von 1.27E7 kgU.

Tab. VII.6.9 Wasserbedarf für den Betrieb der Anlagen <Perkins 1982>, <DOE 1983>.

Energiebedarf

In <Perkins 1982> und <Schneider 1982> sind für die Metropolis- und Sequoyah-Produktionsanlagen keine Energiebedarfsdaten angegeben. <DOE 1983> und <Perkins 1982> spezifizieren den Einsatz von Erdgas für die eingesetzten fossilen Brennstoffe.

		ORNL-Ref.-Anlage ^a	DOE-Ref.-Anlage
Elektrischer Energiebedarf	TJ _e /kg U _{Output}	3.7E-5	3.3E-5
Fossiler Brennstoffbedarf	TJ/kg U _{Output}	1.3E-3 ^b	1.1E-4 ^c
	kg/kg U _{Output}	2.9E+1 ^d	2.4E+0 ^d

^a Angegeben ist der direkte Energiebedarf.

^b Dieselbe Referenz <El-Bassioni et al. 1980> gibt drei weitere Energiebedarfswerte an, die alle um eine Größenordnung kleiner sind.

^c Erdgasbedarf von 1.5E7 m³ <DOE 1983>; Heizwert: 36 MJ/m³.

^d Dichte Erdgas 0.8 kg/m³.

Tab. VII.6.10 Energiebedarf für den Betrieb der Referenz-Anlagen <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

6.4.3 Abbruch der Anlage

Materialbedarfsdaten bezüglich des Anlagenabbruchs standen nicht zur Verfügung.

Einzig für die ORNL-Referenz-Anlage besteht eine Angabe für den Energieverbrauch während der Abbruchphase. Die Annahme von 0.25% des Verbrauchs während der Bauphase führt zu vernachlässigbaren Werten.

6.5 Emissionen

6.5.1 Emissionen beim Betrieb der Anlage

Der Hauptteil der Emissionen sind charakteristischerweise beim Nass-Konversionsverfahren konzentriert auf Schlammabgabeströme, wobei beim Trockenverfahren die festen Abfälle überwiegen <Schneider 1982>.

Radioaktive Luftemissionen

Detailliertere Datensätze sind in <Perkins 1982> angegeben. Die Werte in dieser Referenz stammen aus NRC übergebenen Berichten, die in Semester zusammengefaßte Abgaben während den Jahren 1976-1978 enthalten. Die radioaktiven Luftemissionen der Anlagen sind in der Tab. VII.6.11 eingetragen. Aus <UNSCEAR 1988> sind zu Vergleichszwecken radioaktive Luftemissionen der kanadischen Konversionsanlage (siehe Tab. VII.6.1) in Tab. VII.6.12 eingetragen. Die angegebenen Daten sind bezogen auf 170 tU_{nat}/GWa.

Die Daten stehen mit Ausnahme von Th-234, für welches die Annahme eines Gleichgewichts mit U-234 zugrunde liegt, in recht guter Übereinstimmung mit den oben gezeigten Werten. Daten aus derselben Referenz und aus <MAFF 1993> für die Springfields-Werke werden hier nicht angeführt, weil die angegebenen Abgabewerte für die Brennelement-Herstellungs- und die Konversionsanlagen zusammengefaßt sind.

	Produktions-Anlagen				Referenz-Anlagen	
	Metropolis ^a		Sequoyah		ORNL	DOE
	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>		
U-238 kBq/kgU _{Output}			2.7E-1 ^b			
U-235			1.3E-2 ^b			
U-234			2.5E-1 ^b			
Total U	8.9E-1 ^c	9.5E-2 ^d	5.3E-1	9.2E-2 ^e	2.1E-1 ^f	3.0E-2
Th-230	6.3E-3	5.4E-3	2.2E-4 ^b		k.A.	k.A.
Th-234		9.5E-2 ^d	2.7E-1 ^g			
Ra-226	3.1E-4 ^h	6.0E-4	3.7E-5 ^b		k.A.	k.A.
Pa-234m		9.5E-2 ^d	2.7E-1 ^g			
Total			1.07E+0 ^{b, i}			

- ^a Die angegebenen Werte sind für <Perkins 1982> mit 1.27E7 kg/Jahr, für <Schneider 1982> mit 1.0E7 kg/Jahr normiert.
- ^b Mittelwerte der Emissionen während den Jahren 1976-1978. Normiert wird mit den angegebenen jährlichen Durchsätzen.
- ^c Mittelwert der 1977 und 1978 gemessenen Luftabgaben.
- ^d Die Werte sind nicht konsistent. Entweder sind die unter Total-U Emission aufgeführten Werte dem U238 Isotop zuzurechnen oder die Th234- und Pa234m-Werte sind nicht korrekt extrapoliert.
- ^e <Schneider 1982> gibt die tägliche Uran-Luftemission von 8.7E-2 kg/Tag an. Der in der Tabelle angegebene Wert wurde mit dem in der selben Referenz angenommenen Konversionsfaktor von ca. 2.5E+4 kBq/kgU_{nat.} berechnet.
- ^f <El-Bassioni et al. 1980> gibt, sich auf eine andere Quelle beziehend, einen zweiten ca. 10 mal kleineren Emissionswert an. Der konservativere Werte wird hier gezeigt.
- ^g Maximal möglicher Wert; mit der Annahme eines zeitlichen Abstandes von mindestens zwei Monaten zwischen der Erzaufbereitung und der Konversion, wann dieses Isotop das Gleichgewicht mit U-238 erreicht.
- ^h Zugrunde gelegt wird ein mittlerer Emissionswert während der Zeitperiode Juli 1976-Juni 1978.
- ⁱ Perkins gibt nur U-238, U-235, U-234, Th-230 und Ra-226 an mit der Erläuterung, daß im Staub gemessene Radioaktivität sich nach folgenden Verhältnissen in die einzelnen Nuklide aufteilt: U-238 : U-235 : U-234 : Th-230 : Ra-226 = 50.28 : 2.29 : 47.39 : 0.03 : 0.01.

Tab. VII.6.11 Radioaktive Luftemissionen beim Betrieb der Konversions-Anlagen <Perkins 1982>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

	MBq/GWa	kBq/kgU _{nat.}
U-238	130	7.6E-1
U-235	6.1	3.6E-2
U-234	130	7.6E-1
Total U	266	1.5E+0
Th-234	130	7.6E-1
Th-232	0.022	1.3E-4
Th-230	0.4	2.4E-3
Th-228	0.022	1.3E-4
Ra-226	---	---

Tab. VII.6.12 Luftemissionen der kanadischen Konversionsanlagen <UNSCEAR 1988>.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Tab. VII.6.13 zeigt eine Zusammenstellung der nicht-radioaktiven Luftemissionen der Konversionsanlage.

	Produktions-Anlagen				Referenz-Anlagen	
	Metropolis		Sequoyah ^a		ORNL ^b	DOE ^c
	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>		
HF kg/kgUOutput	4.2E-4	1.7E-5	2.7E-4	2.7E-4	6.1E-4	6.0E-4
F ₂				1.5E-5		
SO ₂	1.6E-2	1.8E-2	5.5E-3	5.6E-3 ^d		1.5E-1
NH ₃	6.9E-4	2.9E-3				
H ₂ S	5.0E-7			k.A.	2.3E-3	
NO _x			2.5E-2	2.4E-2		5.4E-2
NH ₃ ⁺					4.3E-4	
CO				6.9E-4		1.2E-3
Kohlenwasserstoffe				1.2E-4		4.0E-3
Hexan			1.9E-2	1.9E-2		
Partikel				7.3E-4		

- a <Perkins 1982> gibt zwei Datensätze: für 4535 tU/Jahr resp. für 9070 tU/Jahr; die entsprechenden normierten Emissionen sind verschieden; berücksichtigt wird derjenige der größeren, aktuellen Kapazität. Die Daten schließen Verbrennungsabgaben aus.
- b Bei der Angabe von mehreren Werten wird jeweils der größte gewählt.
- c Nicht spezifiziert, ob Verbrennungsemissionen miteingeschlossen sind.
- d SO_x.

Tab. VII.6.13 Nicht-radioaktiven Luftemissionen beim Betrieb der Konversionsanlagen <Perkins 1982>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

Radioaktive Wasseremissionen

Detailliertere Datensätze sind in <Perkins 1982> gegeben. Die Werte stammen wie bei den radioaktiven Luftemissionen aus NRC übergebenen Berichten, die in Semester zusammengefaßte Abgaben während den Jahren 1976-1978 enthalten.

	Produktions-Anlagen				Referenz-Anlagen	
	Metropolis		Sequoyah ^a		ORNL ^b	DOE
	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>		
Total U kBq/kgUOutput	6.2E+0	9.5E-1	1.1E+1	2.8E+1	9.0E+0	8.9E+0
Th-230	2.0E-2	3.8E-3	1.2E-3		1.4E-0	3.0E-1
Th-234		3.4E-1	5.0E+0 ^c			
Ra-226	1.0E-1	6.7E-2	1.4E-3		5.5E-1	6.8E-1
Pa-234m		3.4E-1	5.0E+0 ^c			
Total-			2.3E+1			

- a <Perkins 1982> mit 9.07E+7 normierte Abgaben von Mitte 1979 bis Mitte 1980; die Verhältnisse Total U- / Total- während den Jahren 1976 bis 1980 bewegten sich in einem Bereich von 80-96%. <Schneider 1982> gibt die tägliche Uran-Wasseremission von 27 kg/Tag an; der in der Tabelle angegebene Wert wurde mit einem Konversionsfaktor von 2.5E+4 kBq/kgU_{nat} berechnet.
- b Bei der Angabe von zwei Werten wird jeweils der größere gewählt.
- c Maximal möglicher Wert; mit der Annahme eines zeitlichen Abstandes von mindestens zwei Monaten zwischen der Erzaufbereitung und der Konversion, wann dieses Isotop das Gleichgewicht mit U₂₃₈ erreicht.

Tab. VII.6.14 Werte der radioaktiven Wasseremissionen beim Betrieb der Anlagen <Perkins 1982>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

Aus <UNSCEAR 1988> sind zu Vergleichszwecken radioaktive Wassermissionen der kanadischen Konversionsanlage (siehe Tab. VII.6.1) in der Tab. VII.6.15 eingetragen. Die angegebenen Daten beziehen sich auf 170 tU_{nat}/GWa.

	MBq/GWa	kBq/kgU _{Output}
U-238	9.4E+1	5.5E-1
U-235	4.3E+0	2.5E-2
U-234	9.4E+1	5.5E-1
Total U	1.92E+2	1.1E+0
Ra-226	1.1E-1	6.5E-4

Tab. VII.6.15 Radioaktive Wasseremissionen der kanadischen Konversionsanlagen <UNSCEAR 1988>.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

In Tab. VII.6.16 sind die normierten Werte der nicht radioaktiven Wasserabgaben eingetragen.

Feste radioaktive Abfälle

Beim "Trocken"-Konversionsprozess (Metropolis-Anlage) können drei Hauptabfallströme identifiziert werden. Der eine, bestehend aus Fluorierungs-Asche, durchläuft einen Karbonat-Auslaugungsprozess, um danach getrocknet in Fässer abgefüllt zu werden. Diese Fässer werden in oberflächennahe Endlager überführt. Die Hauptbestandteile in diesem Abfallstrom sind Fluorid- und in geringeren Mengen Vanadium- und Molybdän-Verbindungen; die Radioaktivität ist im wesentlichen in U_{nat}, Th-230 und Ra-226 enthalten. <Perkins 1982> nennt einen Wert von 1'361 t/Jahr, was einer berechneten maximalen Total-Aktivität von 46.9 Ci entspricht <EIA 1977>. Die Produktion von 12'700 tU/Jahr führt zu folgenden normierten Werten: 0.11 kg Asche/kgU_{Output} und 1.4E+2 kBq/kgU_{Output}. Eine Zusammenstellung der sich in der Asche befindenden Radionuklide ist in Tab. VII.6.17 eingetragen.

<Schneider 1982> gibt eine Aschenabfallmenge von 1'100 t/Jahr für eine Produktion von 10'000 tU/Jahr an, was einen übereinstimmenden Wert von 0.11 kg Asche/kgU_{Output} ergibt. Weiter werden Aktivitätswerte von Radionuklide angegeben, die in Tab. VII.6.18 gezeigt werden.

Der zweite Abfallstrom besteht aus festen Destillationsrückständen, die nach einer Fassabfüllung bei der Anlage zwischengelagert werden. Vor einer Endlagerung dieser Abfälle ist eine weitere Behandlung vorgesehen. Die Menge wird von <Schneider 1982> mit 40 t/Jahr geschätzt. Keine Angaben werden für die Radioaktivität gemacht. Der dritte in Absatzzeiche geleitete Abfallstrom besteht aus Rückständen, die von der Behandlung der flüssigen Abfälle stammen. Diese Rückstände enthalten verbrauchtes Calcium-Fluorid und -Oxyd sowie geringere Mengen von Verbindungen mit Uran, Vanadium, Molybdän und Spuren von Silizium, Kohlenstoff und Schwefel. <Perkins 1982> gibt die totale Menge der in den Absatzzeichen vorhandenen Abfälle mit 76'200 t an, die einer totalen Produktion von 2E8 lbU zuzuordnen ist. Der entsprechende normierte Abfallwert beträgt ca. 0.85 kg(Schlamm)/kgU_{Output}. Dieser Schlamm wird später zur Rückgewinnung von HF aus CaF₂ weiterbehandelt. Nicht klar ist die entsprechende Volumenreduktion, womit konservativerweise mit dem genannten Abfallwert gerechnet wird. <Schneider 1982> gibt für die Schlammabfallmenge keine Werte an.

	Produktions-Anlagen				Referenz-Anlagen	
	Metropolis		Sequoyah		ORNL ^a	DOE
	<Perkins 1982 > ^b	<Schneider 1982 >	<Perkins 1982 > ^c	<Schneider 1982 >		
Aluminium			6.9E-5	2.2E-4		
kg/kgU _{Output}						
Ammoniak			1.7E-4			
Ammonium		8.3E-2			1.7E-2	8.0E-3
Arsen	2.7E-5					
Barium			2.2E-5	6.9E-5		
Blei			1.7E-6			
BSB5 p			3.5E-4			
Cadmium			1.7E-6			
Calcium			8.3E-3	6.9E-3		
Chloride	8.3E-3		8.7E-3	2.7E-2	1.3E-2	1.2E-3
Chrom	1.3E-5		1.0E-5			
COD p			1.7E-3			
Cyanide			0			
Eisen	1.1E-4		1.7E-4	5.6E-4	2.2E-4	2.4E-4
Fluoride	2.4E-2 ^d	2.9E-4	2.7E-4	4.0E-4	7.6E-2	1.4E-1
Kalium		2.3E-3	1.7E-4			
Kalziumcarbonat			1.7E-2			
Alkalität						
Karbonate		1.6E-3				
Kupfer			1.6E-5	4.8E-5		
Magnesium			3.5E-4			
Mangan			2.2E-4			
Molybdän	3.0E-5					
Natrium		1.9E-2	6.1E-3	1.9E-2	4.7E-2	1.9E-2
Nickel	1.4E-5					
Nitrate			6.1E-4	7.3E-4	8.3E-4	1.2E-3
Phosphate	4.2E-4		5.2E-5			
Quecksilber			1.7E-7			
Silber	1.7E-5					
Sulfate	4.8E-2 ^e	2.6E-1	2.8E-3	8.1E-3	5.2E-2	2.4E-2
Sulfide			1.7E-5			
TDS	2.3E-1		4.0E-2			
Titan			1.7E-6			
TOC			1.7E-4			
TSS	1.2E-2		3.5E-3			
Vanadium	3.6E-5					
Zink			6.9E-6	2.2E-5		
Zinn			6.9E-6			

a Bei der Angabe von zwei Werten wird jeweils der größere gewählt.

b Abgabekonzentrationen während 1975-1977 von EIA an EPA übergeben. Die durchschnittliche tägliche Abflussmenge ist mit ungefähr 12'600 m³/Tag angegeben. Angenommen wird eine Betriebszeit von 300 Tage/Jahr, sowie eine während dieser Jahre konstante Produktion von 12'700 tU/Jahr.

c Die angegebenen Werte beziehen sich auf die Angaben von täglichen durchschnittlichen Wasserabgabekonzentrationen der Jahre vor 1973. Keine Angaben sind gegeben bezüglich der Produktion während dieser Jahre. Der beste Produktionswert ist jener des Jahres 1976 (3'537 tU), der für die Normierung angewendet wird. Die Abwassermenge wurde proportional zum Uran Durchsatz angepaßt (173 kg/kgU_{Output}; siehe Tab. VII.6.9).

d Durchschnittswert von April 1975-März 1976: 4.5E-2. Durchschnittswert von April 1976-März 1977: 2.5E-3

e Durchschnittswert von April 1975-März 1976: 2.5E-2. Durchschnittswert von April 1976-März 1977: 7.0E-2; der Sulfatgehalt variiert mit dem entsprechenden Gehalt im bearbeiteten Uranerz.

Tab. VII.6.16 Werte der nicht-radioaktiven Wasseremissionen beim Betrieb der Anlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <Perkins 1982>, <Schneider 1982>, und <DOE 1983>.

	Ci/Jahr	kBq/kgU _{Output}
U nat.	1.9E+0	5.5E+0
Ra226	2.1E+0	6.1E+0
Th230	3.61E+1	1.05E+2
Thorium nat.	6.8E+0	1.98E+1
Total	4.69E+1	1.37E+2

Tab. VII.6.17 Radionuklide in der Fluorierungs-Asche der Metropolis-Anlage <Perkins 1982>.

	Ci/Jahr	kBq/kgU _{Output}
U nat. ^a	9.5E-2	3.5E-1
Pa234m	9.5E-2	3.5E-1
Th230	1.4E+2	5.3E+2
Th234 ^a	9.5E-2	3.5E-1
Ra226	1.6E+1	5.8E+1
Total	1.6E+2	5.9E+2

^a Die Werte sind nicht konsistent. Entweder sind die unter Total-U Emission aufgeführten Werte dem U238 Isotop zuzurechnen oder die Th234- und Pa234m-Werte sind nicht korrekt extrapoliert.

Tab. VII.6.18 Radionuklide in der Fluorierungs-Asche der Metropolis-Anlage <Schneider 1982>.

<Perkins 1982> gibt weiter eine Menge von 400 Fässer (210 l/Faß) pro Jahr (84 m³/Jahr) Uran kontaminierter Reinigungsmaterial- und Papier-Abfall an, welcher kommerziellen Endlagern zugeführt wird. Der normierte Wert bewegt sich in der Größenordnung von 10⁻³ kg/kgU_{Output} und kann demnach vernachlässigt werden.

Die von der Ausfällungsbehandlung stammenden festen Abfälle beim "Nass"-Konversionsprozess (Sequoyah-Anlage, <Schneider 1982>) gelangen mit den "raffinate"-, resp. "fluoride" Strömen zu den entsprechenden Absetzteichen (ponds). In Zukunft könnten die festen Abfälle in den "raffinate" Lagerbecken wiederaufgearbeitet werden, um das mit diesem Abfallstrom eingeführte Uran zurückzugewinnen. Der feste Abfall der "fluoride ponds" wird nach durchgeführten Trocknungsprozessen konditioniert und endgelagert. Nach <Perkins 1982> enthält der "raffinate"-Schlamm die folgenden Elemente mit einem totalen Anteil von rund zwei Prozent: Al, As, B, Ca, Cl, Br, I, C, Fe, F, K, Mg, Mn, Ni, Pb, Mo, Na, N, P, Si, S, V, Zr, sowie Wasser (ca. 60%). Aus der Literatur geht nicht immer klar hervor, ob es sich bei den Gewichtsangaben um Trocken- oder Nassmaterial handelt. Für die Berechnungen wird jeweils explizit auf die gemachten Annahmen hingewiesen. <Perkins 1982> gibt für die Sequoyah-Anlage per Ende 1973 (nach 3-jähriger Betriebszeit) eine total akkumulierte Uranmenge in den "raffinate ponds" von 8625 kg an. Mit der entsprechenden Gesamtproduktion von 10'884 t ergibt dies einen normierter Wert von 7.9E-4 kgU/kgU_{Output}, was einen Aktivitätswert von rund 20 kBq Uran/kgU_{Output} ergibt. Dieser Wert ist ca. 6 mal größer als der entsprechende in <Schneider 1982> angegebene Wert (siehe Tab. VII.6.6), was teilweise durch die höheren Abgabemengen während der von Perkins dargestellten Start-Betriebsphase erklärt werden kann. Aus <Perkins 1982> kann ein "raffinate"-Nass-Schlammvolumen von 8'706 m³/Jahr entsprechend einer Produktion von 9070 tU/Jahr entnommen werden, was einen normierten Wert von ca. 1.0E-3 m³("raffinate"-Nass-Schlamm)/kgU_{Output} ergibt. Mit einer angenommenen Dichte von 3 t/m³ für Trocken-Schlamm ermittelt sich eine mittlere Dichte von 1.4 t/m³ für "raffinate"-Nass-Schlamm, womit man einen Gehalt von 1.4 kg("raffinate"-Nass-Schlamm)/kgU_{Output} erhält. Mit dem Trocknungsprozess reduziert sich dieser Wert auf ca. 0.56 kg("raffinate"-Trocken-Schlamm)/kgU_{Output} und entsprechend 1.8E-4 m³("raffinate"-Trocken-Schlamm)/kgU_{Output}. Unter Berücksichtigung dieser Werte und von Aktivitätsdaten der im "raffinate" Nass-Schlamm

enthaltenen Radionuklide (<Perkins 1982>), werden die in Tab. VII.6.19 eingetragenen normierten Werte berechnet. Der eingetragene Wert für Uran ist etwas kleiner als der oben angegebene, was wahrscheinlich auf die höheren Uranabgaben während der Anfangsperiode zurückzuführen ist. Der entsprechende Wert beläuft sich auf $5.6E-4$ kgU/kgUOutput. <Schneider 1982> gibt eine Nass-"raffinate"-Schlamm-Menge von 82.8 t/Tag an, was einen normierten Wert von 3.3 kg/kgUOutput ergibt.

	pCi/g("Raffinate"- Nass-Schlamm)	kBq/kgUOutput
Ra	22	1.1E+0
Th230	5060	2.6E+2
Th234	<640	3.3E+1
Th228 + Th232	<450	2.3E+1
Pb210, Po210, Ac227, Ra228, Pa231, U235	<750	3.9E+1
U238 + U234	<270	1.4E+1

Tab. VII.6.19 Radionuklide im Nass-"raffinate" Schlamm der Sequoyah-Anlage <Perkins 1982>.

Bezüglich des "fluoride" Abgabestroms zeigen Betriebsdaten aus <Perkins 1982> für eine bei der Anlage in Gräben eingelagerte Menge von 3762 t "fluoride"-Schlamm (hauptsächlich CaF_2) eine spezifische Aktivität von rund $1.2E-3$ Ci/m³. Mit der Annahme eines CaF_2 Trockendichtewert von 3.2 t/m³ ergibt dies eine totale Aktivität von 14 kBq/kg("fluoride"-Schlamm). Abschätzungen aus <Perkins 1982> ergeben während der Gesamtbetriebszeit eine totale Abfallmenge des "fluoride" Schlammes von rund 18'200 t mit einem Uran-Inhalt von 2.5 t. Mit der Annahme, daß es sich hier um Trocken-Schlamm handelt, erhält man einen Wert von $1.4E-4$ kgU/kg("fluoride"-Schlamm), was eine Aktivität von 3.5 kBqUran/kg("fluoride"-Schlamm) ergibt. Der Aktivitäts-Beitrag des Urans zur totalen Aktivität beträgt demnach ca. 25%. <Perkins 1982> gibt weiter eine jährlich produzierte "fluoride"-Schlamm-Menge von 544 t (nicht spezifiziert, ob naß oder trocken) an. Die zuzuordnende Produktionsmenge ist unklar; der Bereich variiert von rund 3'500 tUOutput/Jahr (siehe Bemerkung c in Tab. VII.6.16) bis 9'070 tUOutput/Jahr, was zu einem normierten Schlammabgabeintervall von $6E-2$ bis $1.6E-1$ kg("fluoride"-Schlamm)/kgUOutput führt. Mit dem Durchschnittswert von 0.11 kg("fluoride"-Schlamm)/kgUOutput annehmend, ergibt einen normierten Wert von $3.4E-5$ m³("fluoride"-Schlamm)/kgUOutput. Der entsprechende Uran-Durchschnittswert beläuft sich demnach auf $1.5E-5$ kg(U in "fluoride"-Schlamm)/kgUOutput. Für die Aktivitäten ermitteln sich die folgenden Werte: 0.39 kBq(U in "fluoride"-Schlamm)/kgUOutput und 1.5 kBq(total in "fluoride"-Schlamm)/kgUOutput.

Der Urangehalt ist kleiner als der entsprechende Wert in <Schneider 1982> (siehe Uranbilanz in Tab. VII.6.6), währenddem die Schlamm-Menge der beiden Referenzen gut übereinstimmen (<Schneider 1982> gibt eine "fluoride"-Schlamm-Menge von 1.9 t/Tag an, was zu einem normierten Wert von $7.7E-2$ kg("fluoride"-Schlamm)/kgUOutput führt).

Die Beiträge vom "raffinate"-Strom werden mit den folgenden Annahmen in Tab. VII.6.20 eingeführt: Radon kategorisiert als Ra-226, Th-228 + Th-232 als Thorium nat (beide Nuklide im Gleichgewicht innerhalb der Thorium-Zerfallsreihe) und U-238 und U-234 als U_{nat}.

<Perkins 1982> erwähnt weiter radioaktive 'Nicht-Schlamm' Abfälle. Der Urangehalt der bei der Anlage in oberflächennahen Endlagern entsorgten Materialien, wie ersetzte Einrichtungsgegenstände, Personenschutzmaterialien und andere kontaminierte feste Abfälle betrug per Mitte 1974 total 370 kgU, was zu einem normierten Wert von rund $3E-5$ kgU/kgUOutput (0.75 kBqU/kgUOutput) führt. Bezüglich einer dieser Uranmenge zuzuordneten Abfallmenge werden in der vorliegenden Referenz keine Angaben gemacht. Wird in einer ersten Abschätzung ein spezifischer Unrangelwert des trockenen "fluoride"-Schlammes auf diese festen Materialien übertragen,

erhält man einen Wert von $6.8E-5 \text{ m}^3$ ("Nicht-Schlamm" Abfälle)/kgUOutput. Mit einer angenommenen Dichte der komprimierten Materialien von 3 t/m^3 wird ein normiertes Gewicht von 0.2 kg ("Nicht-Schlamm" Abfälle)/kgUOutput errechnet.

Die Beiträge der drei Abfallströme werden in Tab. VII.6.20 zusammengefaßt dargestellt. Für diese Studie wird der gesamte schwach radioaktive Abfall der Sequoyah-Anlage angenommen. Nach <Perkins 1982> wird der "raffinate"-Schlamm, welcher den Hauptteil der Abfälle ausmacht, nach deren Entwässerung mit einem Zement-Volumenverhältnis von 1:1 konditioniert und anschliessend in Form von festen Blöcken gelagert. In dieser Studie wird angenommen, daß die gesamten schwach-aktiven festen Abfälle ($2.8E-4 \text{ m}^3/\text{kgUOutput}$) auf diese Weise konditioniert werden und oberflächennahe Endlager überführt werden. Zur Berücksichtigung des für die Konditionierung benötigten Matrixmaterials (Zement) wird das Totalvolumen von <Perkins 1982> verdoppelt, um die Zementzugabe für die Konditionierung zu berücksichtigen. Mit der Annahme einer Zementdichte (trocken) von 2.9 t/m^3 wird ein normierter Zementbedarf von rund $0.81 \text{ kg(Zement)}/\text{kgUOutput}$ benötigt.

Zum Vergleich werden in der Tab. VII.6.20 die Abfallwerte der anderen Anlagen gezeigt. Für die Sequoyah-Anlage gibt <Pink et al. 1984> aus <Alexander et al. 1977> eine Abfallmenge von $1.4E-4 \text{ m}^3/\text{kgUOutput}$ an, wobei die Aktivität dieses Rückstandes $3.5E+2 \text{ kBq}/\text{kgUOutput}$ beträgt. Über 75% dieser Aktivität wird durch Th 230 verursacht. Diese Werte stehen in guter Übereinstimmung mit den nach <Perkins 1982> berechneten Werten (Tab. VII.6.20).

	Produktions-Anlagen				Referenz-Anlagen	
	Metropolis		Sequoyah		ORNL	DOE
	<Perkins 1982>	<Schneider 1982>	nach<Perkins 1982>	<Schneider 1982>		
Radioaktiv						
Unat. kBq/kgUOutput	5.5E+0 ^a	3.5E-1	1.5E+1	1.2E+1 ^b		
Pa 234m		3.5E-1				
Th 230	1.1E+2 ^a	5.3E+2	2.6E+2			
Th 234		3.5E-1	3.3E+1			
Thorium nat	2.0E+1 ^a		2.3E+1			
Pb210, Po210, Ac227, Ra228, Pa231, U235			3.9E+1			
Ra 226	6.1E+0 ^a	5.8E+1	1.1E+0			
Total kBq/kgUOutput	1.4E+2 ^a	5.9E+2	3.7E+2			1.8E+2
Uran kg/kgUOutput	2.2E-4	1.4E-5	6.1E-4 ^d	4.8E-4		
Total ^c m ³ /kgUOutput			2.8E-4 ^d		2.3E-4 ^e	
kg/kgUOutput	9.6E-1 ^f	1.5E-1 ^g	8.7E-1 ^d	3.4E+0 ^h	5.1E-1 ^e	2.2E-1
Nicht-radioaktiv						
Total kg/kgUOutput				k.A.	1.7E-1	

- a Aus Fluorierungs-Asche-Strom. Bezüglich der anderen festen Abfallströme werden keine Radioaktivitäts-Werte angegeben.
- b Aus Tab. VII.6.6: Zusammengefaßt ist die Uranmenge in "Raffinate-Ponds" und "Fluoride-Ponds", in Anwendung eines Konversionsfaktors von $2.5E+4 \text{ kBq}/\text{kgU}_{\text{nat}}$.
- c Ohne Konditionierung.
- d Vom "raffinate"- und "fluoride"-Schlamm (trocken), sowie Nicht-Schlamm Abfälle.
- e Beinhaltet Abfälle vom Betrieb und Abbruch (22% der totalen Menge).
- f Enthält Fluorierungs-Asche und Schlamm; die Menge des kontaminierten Reinigungsmaterial- und Papier-Abfalls kann vernachlässigt werden.
- g Faßt die Mengen des Asche- und festen Destillationsrückstand-Stromes zusammen ($1.1E-1 \text{ kg}/\text{kgUOutput}$). Der in der Tabelle gezeigte Wert enthält ebenfalls den Schlamm..
- h Zusammengefaßt sind die flüssigen und festen Abfallströme zu den "Raffinate-Ponds" ($8.3E4 \text{ kg}/\text{Tag}$), sowie die festen Abfälle zu den "fluoride"-Ponds" ($2.0E3 \text{ kg}/\text{Tag}$).

Tab. VII.6.20 Feste Abfälle beim Betrieb der Anlagen <Perkins 1982>, <Schneider 1982>, <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

Aus <DOE 1983> kann entnommen werden, daß die aus nicht flüchtiger Asche bestehenden festen, chemischen Abfälle Eisen, Kalzium, Magnesium, Kupfer und Fluoride enthalten. Die radioaktiven Abfälle werden der Endlagerung zugeführt.

Feste nicht-radioaktive Abfälle

<Perkins 1982> erwähnt Verbrennungsaktionen von nicht quantifizierten brennbaren Betriebsmaterialien in entsprechenden Verbrennungsanlagen. Die Asche und nicht verbrennbaren Stoffe werden in Gruben entsorgt. Einen Wert für die feste Abfallmenge wird lediglich für die ORNL-Referenz-Anlage angegeben.

6.5.2 Feste Abfälle beim Abbruch der Anlagen

Nach dem Erreichen der Auslegungslbenszeit wird die Anlage abgebrochen. <El-Bassioni et al. 1980> macht die beiden folgenden Annahmen: 1. mit dem Abbruch wird unmittelbar nach der Stilllegung begonnen; 2. die Stilllegungsabfallmengen werden entsprechend denjenigen der ORNL-Referenz-Brennelement-Herstellungsanlage quantifiziert. Es kann für die ORNL-Referenz-Anlage eine feste schwachaktive Abbruchabfallmenge von $5E-5 \text{ m}^3/\text{kgUOutput}$ entnommen werden, was einer Menge von 6'000 t entspricht (50% des Gesamtkonstruktionsmaterials). Die restlichen 50% werden in die Reststoff-Inertdeponie überführt. Mit einer Betriebszeit von 40 Jahre wird eine normierte Abfallmenge von $3E-2 \text{ kg/kgUOut}$ berechnet.

6.6 Transporte

Für die Ermittlung des Transportbedarfs werden die Verhältnisse der für das KKG und KKL relevanten Comurhex-Konversionsanlage in Malvési (F) und der BNFL-Anlage in Springfields (UK) berücksichtigt (Herkunft der Dienstleistungen in Tab. VII.6.2). In der Folge werden die mittleren europäischen in der vorliegenden Studie allgemein angewendeten Transportgrößen eingesetzt.

6.6.1 Transporte während der Bauphase

Die Berechnung des Transportbedarfs (Tab. VII.6.21) basiert auf Baumaterialbedarfswerte der ORNL-Referenz-Anlage und den der Gesamtstudie allgemein unterstellten Transportdistanzen.

	Transportdistanz km		kg/kgUOutput ^a	tkm/kgUOutput
	LKW 28t	20		
Beton	LKW 28t	20	4.5E-2	9.0E-4
alle Metalle	LKW 28t	100	1.9E-2	1.9E-3
	Schiene	200	3.8E-2	3.8E-3

^a aus Tab. VII.6.3

Tab. VII.6.21 Transportbedarf für den Bau einer Konversions-Anlage.

6.6.2 Transport während der Betriebsphase

Transport des U₃O₈ Konzentrats zur Konversionsanlage

Eingeführt werden die den europäischen Konversionsanlagen zuzuordnenden Transportbedarfswerte für das angelieferte Urankonzentrat. Wegen der Komplexität des Marktes und der verschiedenen Transportwege werden vereinfachend die durchschnittlichen Verhältnisse abgeschätzt. Es wird

angenommen, daß das Konzentrat von einer Aufbereitungsanlage in Nordamerika rund 1'600 km <Pickert et al. 1981> über Landweg ans Meer und danach rund 6'000 km nach Europa geschifft wird. Der folgende Strassentransport zur Konversionsanlage wird vernachlässigt.

Das Konzentrat wird in 200 lt-Fässer mit einer Kapazität von 0.38 t U_3O_8 transportiert, wobei die eingesetzten LKW mit rund 40 Fässer U_3O_8 (Nettoinhalt ca. 15.2 t) beladen werden <El-Bassioni et al. 1980>. Mit einem Urangehalt im Urankonzentrat von rund 70% erhält man einen normierten Transportbedarf von rund 2.3 tkm/kgU_{Output} für den Landtransport und rund 8.6 tkm/kgU_{Output} für den Überseetransport. Für den Strassentransport wird der Einsatz von LKW-40t angenommen.

Transporte von Betriebsmaterialien

Die in Tab. VII.6.8 angegebenen Betriebsmaterialmengen und die mittleren Transportdistanzen von 100 km für LKW-28t und 200 km für Schiene führen zu einem Transportbedarf von 0.23 tkm/kgU_{Output} mit LKW-28t und 0.46 tkm/kgU_{Output} auf der Schiene. Für den Transport von Zement wird eine geringere Transportdistanz von 50 km mit LKW-28t und 100 km auf Schiene eingesetzt, womit sich ein zusätzlicher Bedarf von 0.041 tkm/kgU_{Output} mit LKW-28t und 0.082 tkm/kgU_{Output} auf der Schiene gibt.

Der Transportbedarf des Erdgases wird mit dem Erdgassystem berücksichtigt. Der Beitrag des Zwischentransports des UF_4 von der Produktionsanlage in Malvési zur UF_6 -Produktions-Anlage in Pierrelatte wird als Transportbedarf von Inputmaterial des Anreicherungs-schrittes (siehe Kap. VII.7) kategorisiert.

Transporte von schwach-radioaktiven Abfällen

Mit einer, dem Transport für die gesamten radioaktiven Abfälle zugeordneten Fahrdistanz von 600 km (Pierrelatte-Centre de l'Aube) und einem mittleren spezifischen Transportgewicht von 3 t/m³ wird ein 28t-LKW Transportbedarf von 1.1 tkm/kgU_{Output} berechnet.

6.6.3 Transporte während der Abbruchphase

Die in Kap. VII.6.5.2 angegeben normierten nicht-radioaktiven Abbruchmengen sind gering, womit ein eventueller Transportbedarfsbeitrag als vernachlässigbar betrachtet werden kann. Der Transport der schwachaktiven Abfälle ist im Transport für die gesamten radioaktiven Abfällen enthalten.

6.7 Flächeninanspruchnahme

Bezüglich der Metropolis-Anlage kann aus <Perkins 1982> entnommen werden, dass bis anfangs 1982 gesamthaft 2.0E8 lbU (in UF_6), während ca. 24 Jahren produziert wurde. In derselben Referenz wird angegeben, dass die Anlage weitere 30 Jahre mit einer jährlichen Produktion von 12'700 kgU betrieben werden kann, womit sich eine totale Produktionsmenge von 4.8E8 kgU während 54 Betriebsjahren errechnet.

Die Sequoyah-Anlage wurde von 1970 bis ca. 1980 mit einem durchschnittlichen jährlichen Durchsatz von 4535 tU betrieben. Die Kapazität wurde in der Folge auf einen Wert von 9070 tU verdoppelt, wobei für die Berechnung des normierten Flächenbedarfs eine anschließende Betriebszeit von 30 Jahren angenommen wird.

		Produktions-Anlagen		Referenz-Anlagen	
		Metropolis	Sequoyah	ORNL	DOE
Beanspruchte Fläche	m ²	4E+5 ^a	3E+5 ^b	k.A.	2.7E+5
Bauzeit	Jahre	3 ^c	3 ^c		3 ^c
Betriebszeit		54	40	30	20
Abbruch		3 ^c	3 ^c		3 ^c
Totalzeit (II-IV)		60	46		26
Renaturierungszeit (II-III)		50 ^d	50 ^d		50 ^d
Kapazität	kgU _{Output} /Jahr	4-12.7E+6	4.5-9.1E+6	5.0E+6	5.0E+6
Gesamtdurchsatz während der Betriebszeit	kg	4.8E+8	3.2E+8	1.5E+8	1.0E+8
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/kgU _{Output}	5.0E-2	4.3E-2	---	7.0E-2
		II-III	4.2E-2	4.7E-2	---

^a <Perkins 1982> gibt eine Totalfläche von 3.6 Mio. m² an. Von einem Plan derselben Referenz kann eine eigentliche beanspruchte Fläche von 0.2-0.4 Mio. m² abgeschätzt werden.

^b Für die Sequoyah-Anlage wird die kontrollierte Fläche mit 8.5 Mio. m² <Perkins 1982>, resp. 4.7 Mio. m² <Schneider 1982> angegeben, wobei die eigentliche, von der Anlage beanspruchten Fläche 0.3 Mio. m² beträgt.

^c Annahme.

^d Annahme für diese Studie. Es wird angenommen, dass alle schwach-aktiven Schlämme endgelagert werden.

Tab. VII.6.22 Flächeninanspruchnahme von Konversions-Anlagen <DOE 1983>, <Perkins 1982>, <Schneider 1982>.

6.8 Übersicht über die Eingabedaten

6.8.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Zu einzelnen Punkten in der unten aufgeführten Modulzusammenstellung folgen zunächst einige Erläuterungen:

INPUT

Nichtenergetische Ressourcen (1)

Flächeninanspruchnahme: Eingesetzt wird der in Tab. VII.6.22. eingetragene Flächenbedarf der Sequoyah-Anlage (Infrastruktur).

Energieträger (3)

Strombedarf: aus Tab. VII.6.10 wird der Wert der ORNL-Referenz-Anlage eingeführt. Werte der Sequoyah-Anlage fehlen. Kategorisiert wird dieser Strombedarf unter Mittelspannung aus dem UCPTE-Netz.

Energieträger (9)

Erdgas in Industriefeuerung >100 kW Euro: Eingeführt wird ein mittlerer Wert der in Tab. VII.6.10 gezeigten Werte.

Basismaterialien (4)

Die eingetragenen Daten stammen von <Schneider 1982>. Aus Tab. VII.6.9 wird der Wasserbedarf der Sequoyah-Anlage berücksichtigt. Angenommen wird der Einsatz von entkarbonisiertem Wasser. Die Werte für den Beton- und Stahlbedarf betreffen die Baumaterialien der ORNL-Referenz-Anlage (Infrastruktur). Der Zementbedarf bezieht sich auf die Konditionierung aller schwach radioaktiven Abfälle.

Transporte (5)

LKW-28t-Transporte und Schiene: Eingeführt werden Transporte von Baumaterialien (Infrastruktur) und Betriebsmaterialien sowie schwach-radioaktive Abfälle.

LKW-40t-Transporte: In dieser Rubrik wird der Landtransport des Urankonzentrats eingeführt.

Schiffs-Transporte: Eingeführt wird der Meer-Transport des Urankonzentrats.

OUTPUT

Emissionen Luft, radioaktiv (18)

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Eingesetzt werden die Werte aus <Perkins 1982> für die Sequoyah-Anlage aus Tab. VII.6.11.

Emissionen Luft nicht-radioaktiv (18)

Für die Abwärme wird der entsprechende Wert des Energiebedarfs eingesetzt. Eingeführt sind Daten aus Tab. VII.6.13 und Tab. VII.6.16

Emissionen Wasser, radioaktiv (19)

Die Uranabgabe wird nur als Aktivität eingeführt. Eingesetzt werden die Werte aus <Perkins 1982> für die Sequoyah-Anlage aus Tab. VII.6.14.

Emissionen Wasser nicht-radioaktiv (19)

Eingeführt sind Daten aus Tab. VII.6.13 und Tab. VII.6.16

Feste Abfälle, schwach radioaktiv (11)

Der Wert des Urangehalts in den festen radioaktiven Abfällen stammen aus <Schneider 1982> (siehe Tab. VII.6.6). Eingeführt werden die Volumen der festen radioaktiven Abfälle und in der Rubrik 'Schwach-radioaktive Abfälle' kategorisiert. Die Abfälle vom Betrieb beziehen sich auf die Sequoyah Anlage <Perkins 1982>. Das Totalvolumen von <Perkins 1982> wurde verdoppelt, um die Zementzugabe für die Konditionierung zu berücksichtigen. Addiert werden die beim Abbruch der Anlage anfallenden festen Abfälle aus <El-Bassioni et al. 1980>.

Feste nicht-radioaktive Abfälle (17)

Der Wert der festen nicht-radioaktiven Abfälle stammt aus <El-Bassioni et al. 1980>.

6.8.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die in der Literatur angegebenen Bedarfs- und Emissions-Betriebs-Daten von amerikanischen Anlagen sind detailliert und vollständig (<Perkins 1982> und <Schneider 1982>). Einer der besten Aspekte der Datenzusammenstellungen von <Perkins 1982> liegt in der Tatsache, dass sie einerseits direkt von den Betreibern andererseits von zuständigen Aufsichtsbehörden stammen.

Die Daten von der Bau- und Abbruchphase sowie die Energiebedarfsangaben während aller Phasen stützen sich auf Studien, denen nach dem "Naß-" und "Trocken"-Verfahren produzierende Referenzanlagen zugrunde liegen (<El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>). Die Mischung von Quellen beeinträchtigt jedoch nicht die Konsistenz der im Modul eingeführten Datensätze, weil auch diese Referenz-Anlagen auf Erfahrungen amerikanischer Konversionswerke Bezug nehmen konnten und weil die Werte der beiden Anlagentypen sich nicht wesentlich unterscheiden.

Bezüglich der festen Abfälle wurde eine vereinfachte Kategorisierung vorgenommen. Definitive Angaben bezüglich der Behandlung, End-Konditionierung- und Lagerung der radioaktiven festen Rückstände standen nicht zur Verfügung.

Mit zukünftig durchzuführenden Arbeiten sollten einerseits die vorhandenen Daten mit neuen Betriebsdaten entsprechender Anlagen aktualisiert werden, andererseits Daten von Bau- und Abbruch-Phasen sowie konsistente, vollständige Datensätze europäischer Konversionsanlagen beschafft werden. Bedeutende Unterschiede sind jedoch nicht zu erwarten.

Uran natürlich in Uranhexafluorid (11)	1 kg	Infrastruktur	Modul
INPUT			
Nichtenergetische Ressourcen (1)			
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	4.7E-2	
Flächeninanspruchnahme: II-IV		4.3E-2	
Energieträger (3, 8, 9)			
Strom Mittelspannung Bezug in UCPTE	TJ _e	2.3E-8	3.7E-5
Diesel in Dieselaggregat Förderung	TJ _{th}	1.4E-5	
Erdgas in Industriefeuerung >100 kW Euro			7.0E-4
Basismaterialien (4)			
Wasser entkarbonisiert	kg		5.0E+2
Beton (ohne Armierungseisen)		4.5E-2	
Stahl niedriglegiert		3.2E-4	
Stahl hochlegiert		1.9E-2	
Zement			8.1E-1
Kupfer		5.5E-4	
Aluminium		1.8E-4	
Fluorwasserstoff (HF)			5.9E-1
Salpetersäure			9.0E-1
Ammoniak (NH ₃)			2.5E-1
Ammoniumsulfat (als Chemikalien anorganisch)			4.3E-2
Kaliumhydrogenfluorid (KHF ₂) (als Chem. anorg.)			8.9E-3
Total Chemikalien anorganisch			5.2E-2
Hexan (als Chemikalien organisch)			1.9E-2
TBP (als Chem. org.)			1.1E-2
Total Chemikalien organisch			3.0E-2
Kalk, gebrannt (CaO)			5.0E-1
Transporte (6)			
LKW 28 t	tkm	2.8E-3	1.37E0
LKW 40 t			2.3E0
Schiene		3.8E-3	5.5E-2
Frachter Übersee			8.6E0
Kernenergie (11)			
Uran natürlich in Urankonzentrat	kg		1.001
OUTPUT			
Kernenergie (11)			
Schwach-radioaktive Abfälle,	m ³		6.1E-4
Feste Abfälle (17)			
78) Feste Reststoffe in Inertstoffdeponie	kg	3.0E-2	
Emissionen Luft (18), radioaktiv			
U-234	kBq		2.5E-1
U-235			1.3E-2
U-238			2.7E-1
Th-230			2.2E-4
Th-234			2.7E-1
Pa-234m			2.7E-1
Ra-226			3.7E-5

Tab. VII.6.23 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: 'Uran natürlich in Uranhexafluorid'.

OUTPUT		Infrastruktur	Modul
Emissionen Luft (18), nicht radioaktiv			
Abwärme	TJ _{th}	2.3E-8	3.7E-5
Fluor (F ₂) (keine F ₂ in ECOINVENT)	kg		1.5E-5
HF			2.7E-4
Kohlenwasserstoffe (als NMVOC)			1.2E-4
Hexan (als NMVOC)			1.9E-2
Total NMVOC			1.9E-2
Partikel			7.3E-4
SO _x als SO ₂ p			5.5E-3
NO _x Stickoxide als NO ₂ p			2.5E-2
CO Kohlenmonoxid p			6.9E-4
Emissionen Wasser (19), radioaktiv			
U-234 f	kBq		5.4E0
U-235 f			2.0E-1
U-238 f			5.4E0
Th-230 f			1.2E-3
Th-234 f			5.0E0
Pa-234m f			5.0E0
Ra-226 f			1.4E-3
Emissionen Wasser (19), nicht radioaktiv			
Ammoniak als N f	kg		1.7E-4
BSB5 f			3.5E-4
Chloride f			8.7E-3
COD f			1.7E-3
Fluoride f			2.7E-4
Kalziumcarbonat Alkalität (nicht eingeführt)			1.7E-2
Nitrate f			6.1E-4
Phosphate f			5.2E-5
Sulfate f			2.8E-3
Sulfide f			1.7E-5
TDS (nicht eingeführt)			4.0E-2
TOC f			1.7E-4
TSS f			3.5E-3
Ion Aluminium f			6.9E-5
Ion Barium f			2.2E-5
Ion Blei f			1.7E-6
Ion Cadmium f			1.7E-6
Ion Calcium f			8.3E-3
Ion Chrom (als Cr-III f)			1.0E-5
Ion Eisen f			1.7E-4
Ion Kalium f			1.7E-4
Ion Kupfer f			1.6E-5
Ion Magnesium f			3.5E-4
Ion Mangan f			2.2E-4
Ion Natrium f			6.1E-3
Ion Quecksilber f			1.7E-7
Ion Titan f			1.7E-6
Ion Zink f		6.9E-6	
Ion Zinn f		6.9E-6	

Fortsetzung Tab.VII.6.23 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: 'Uran natürlich in Uranhexafluorid'.

7 Anreicherung

7.1 Einleitung und Übersicht

7.1.1 Kommerzielle Anreicherungsanlagen

Die weltweit im Einsatz stehenden Leichtwasserreaktoren können aus physikalischen Gründen nicht mit natürlichem Uran betrieben werden. Die Konzentration des Urans 235 muß von den natürlich vorhandenen 0.7% auf rund 3-4% erhöht werden. Diese sog. "Anreicherung" ist relativ schwierig auszuführen, da die Verhaltensunterschiede der beiden Isotope sehr klein sind: sie besitzen die gleichen chemischen, jedoch leicht voneinander abweichende physikalische Eigenschaften.

Zwei Verfahren werden zur Zeit im großtechnischen Maßstab eingesetzt: die Gasdiffusion und die Gas-Ultrazentrifuge. Während das Gasdiffusionsverfahren technische Verbesserungen und wachsende Wirtschaftlichkeit nicht erwarten läßt, ist das Potential der Gas-Ultrazentrifugen-Technologie noch bei weitem nicht ausgereizt. Daneben kommen in kleineren Anlagen das Trenndüsenverfahren (Brasilien) und ein gasdynamisches Verfahren (Südafrika) zum Einsatz <Schreiber et al. 1991>. Noch in Entwicklung stehen Verfahren, bei denen die Uranisotope mit Lasern getrennt werden, bei denen die Trennung in einem Uranplasma erfolgt oder die mit chemischen Austauschreaktionen arbeiten. An einem großtechnischen Einsatz dieser Verfahren ist nicht vor dem Jahr 2000 zu rechnen.

Die Standorte, die Betreiber, das angewandte Verfahren und der nominelle Durchsatz der weltweit im Einsatz stehenden Anlagen sind aus Tab. VII.7.1 ersichtlich. Die Definition von UTA (Uran-Trennarbeit) befindet sich im Anhang 1.

In den kommenden Jahren wird in den Ländern der westlichen Welt der Urantrennarbeitsbedarf weiter leicht ansteigen, der jedoch von den bestehenden und geplanten Trennarbeits-Kapazitäten bis weit über das Jahr 2000 gedeckt werden kann. Mit der politischen Öffnung der GUS und ihrer Hinwendung zu marktwirtschaftlichen Prinzipien ist dieses Land besonders aktiv auf dem Markt von Anreicherungsdienstleistungen, was bereits zu einem ausgeprägteren Überangebot an Trennarbeitsdienstleistungen geführt hat.

Die Zentrifugen-Technologie ist bereits technisch ausgereift und findet in mehreren Ländern Anwendung, inklusive in Japan und Russland und in Zukunft vielleicht auch in den USA. Zur Zeit setzt sich das Zentrifugenverfahren am besten auf dem internationalen Markt durch. Abgesehen von den im Vergleich zur Diffusion erzielbaren Energieeinsparungen, erlaubt die Zentrifuge auch die getrennte Anreicherung von verschiedenen Uranquellen, insbesondere auch aufgearbeitete Brennelemente, wodurch spezifischen Kundenwünschen Rechnung getragen werden kann.

Die in Zukunft angewandten Anreicherungsverfahren sind wahrscheinlich die Zentrifuge und die Atomic Vapour Laser Isotope Separation (AVLIS, vgl. Abschnitt 7.3.3), welche allmählich das Gasdiffusionsverfahren ersetzen werden.

7.1.2 Referenz-Anlagen anderer Studien

In <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983> werden Bedarfs- und Emissionsdaten für Diffusions- und Zentrifugen-Anreicherungsanlagen gegeben. Die Daten der beiden obengenannten Studien werden nur dort übernommen, wo keine aktuelleren Daten zur Verfügung stehen oder wo sie als Vergleichswerte abgebildet werden.

Die Anlagen der ersten Referenz werden im folgenden ORNL-, die der zweiten DOE-Referenz-Anlage genannt. Die maßgebende Auslegungsgröße einer Anreicherungsanlage ist die jährliche

UTA-Kapazität. Es kann dabei angenommen werden, daß die Bedarfs- und Emissionswerte eine direkte Proportionalität zu dieser Größe aufweisen.

Land	Anlage	Betreiber	Kapazität tUTA/Jahr	Trennverfahren	Betriebsaufnahme
Argentinien	Pilcaniyeu (Phase 1)	CNEA	20	Diffusion	1990
	Pilcaniyeu (Phase 2) ^a	CNEA	100	Diffusion	
Brasilien	Resende (Phase 1)	Nuclei	10	Trenndüse	1982
China	Lanchow		200	Diffusion	1980
Frankreich	Georges Besse (Tricastin)	Eurodif	10'800	Diffusion	1979
Deutschland	Gronau ^b	Urenco D	530	Zentrifuge	1985
Japan	Ningyo-Toge (Demo)	PNC	200	Zentrifuge	1989
	Ningyo-Toge (Pilot)	PNC	50	Zentrifuge	1982
	Rokkasho Mura (Phase 1) ^a	JNFS	150	Zentrifuge	1991
	Rokkasho Mura (Phase 2) ^c	JNFS	1'350	Zentrifuge	1995
Niederlande	Almelo	Urenco NL	1'200	Zentrifuge	1981
Pakistan	Kahuta	PAEC	5	Zentrifuge	1984
Südafrika	Valindada	UCOR	300	Helikon ^d	1982
Großbritannien	Capenhurst	Urenco UK	850	Zentrifuge	1976
USA	Paducah	USEC ^e	11'300	Diffusion	1954
	Portsmouth	USEC ^e	7'900	Diffusion	1955
	Oak Ridge ^f	Exxon	7'700	Diffusion	1945
GUS	Sibirien	Minatom	10'000	Diffusion	k.A.
	Andere Anlagen	Minatom	k.A. ^g	Zentrifuge	k.A.

^a Im Bau.

^b 700 tUTA/Jahr according to <Masters 1996>. Erwartet wird eine Kapazitätserweiterung auf 1000 tUTA/Jahr.

^c Geplant.

^d Gasdynamischer Prozeß (Advanced Vortex Tube Process).

^e Früher USDOE.

^f Stillgelegt <Mohrhauer 1995>, <IAEA 1996>.

^g <IAEA 1996> gibt für GUS eine Gesamtkapazität von total 15000 tUTA/Jahr an, <Mohrhauer 1995> gibt eine Gesamtkapazität von rund 14000 tUTA/Jahr.

Tab. VII.7.1 Übersicht über die kommerziellen Anreicherungsanlagen <FCR 1991>.

Die jährlichen Kapazitäten der ORNL-Referenz-Anlagen betragen je rund 8750 tUTA/Jahr, während für die DOE-Referenz-Anlagen Durchsatzmengen von angereichertem UF₆ angegeben sind, welche für die Diffusionsanlage 17000 t(UF₆)/Jahr und für die Gaszentrifugenanlage 14000 t(UF₆)/Jahr betragen. Werden diese Durchsätze mit einer Endanreicherung von 4% (=Mittelwert des in der Referenz genannten Bereichs) und einen Abreicherungsgrad von 0.2% (Referenzangabe) auf UTA-Kapazität umgerechnet, ergeben sich für die DOE-Referenzanlagen die aus Tab. VII.7.2 ersichtlichen Produktionswerte.

	Diffusions-Ref.-Anlagen		Zentrifugen-Ref.-Anlagen	
	ORNL	DOE	ORNL	DOE
Durchsatz tUTA/Jahr	8'700	9'700	8'700	8'000
Betriebsdauer Jahre	30	20	30	20

Tab. VII.7.2 Durchsätze und Betriebsdauer der Referenz-Anreicherungsanlagen der Studien <El-Bassioni et al. 1980> und <DOE 1983>.

7.2 Anreicherungsverfahren

7.2.1 Anreicherung durch Diffusion

Die Urananreicherung im technischen Maßstab wurde zuerst mit dem Gasdiffusionsverfahren durchgeführt. Dieses Verfahren beruht auf der Tatsache, daß leichtere Gasmoleküle sich mit einer größeren Geschwindigkeit im Gasmedium bewegen (Brownsche Molekularbewegung) und somit häufiger auf die Poren der Membranwände treffen und sie durchdringen. Die sich auf diese Weise einstellende Aufkonzentration ist jedoch sehr klein. Deswegen müssen für die Herstellung eines beispielsweise 3%ig angereicherten Uranhexafluoridgemisches rund 1200 Trennstufen hintereinander zu einer Trennkaskade zusammengeschaltet werden. Axialverdichter fördern die UF_6 -Gasströme von Stufe zu Stufe, wobei nach jeder Kompression eine Zwischenkühlung vorgenommen werden muß. Es ist diese Kompressionsarbeit, welche den Anreicherungsschritt, mittels Diffusions-Verfahren, zum energieintensivsten Prozeßschritt innerhalb der Kernenergiekette macht. Ca. 4% der aus KKW gewonnenen elektrischen Energie muß für diesen Brennstoffherstellungsschritt aufgewendet werden. Für die Produktion eines kgUTA/Jahr ist der Einbau von ca. 0.5 m^2 Membranfläche notwendig <Pickert et al. 1981>, womit sich beispielsweise für die Georges Besse-Anlage mit seiner 10800 tUTA-Jahreskapazität eine eingebaute Membrangesamtfläche von 5.4106 m^2 errechnet. Die Druckdifferenz über die Membranwand beträgt je nach Membranmaterial 10-100 mbar, wobei der Arbeitsdruck in einer Zelle bei 100-300 mbar liegt. Als Membranmaterial wurde eine Reihe von Materialien erprobt, wie Au, Ag, Ni, Al, Cu, Monel, Teflon, Al_2O_3 . Die Membrankonstruktion unterliegt einer besonderen Geheimhaltung; sie sollen möglichst dünn mit Porengrößen von rund 10^{-5} mm , aber genug stabil sein, um der Druckdifferenz jahrelang standzuhalten <Ullmann 1977>.

7.2.2 Anreicherung durch Zentrifugieren

Ein zweites Anreicherungsverfahren, die Gas-Ultrazentrifugen-Technologie, hat im Gegensatz zum Diffusionsverfahren ein Potential, das bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist. Das Anreicherungsprinzip beruht hier auf den unterschiedlichen Isotopenmassen, mit dem Effekt, dass sich das schwerere U-238 in der rotierenden Zentrifuge gegen die Peripherie hin konzentriert, wobei das leichtere U-235 sich in der Mitte ansammelt. Der Rotor läuft elektrisch angetrieben und magnetisch gehalten, auf einem Nadellager. Beim Betrieb der Zentrifuge baut sich ein Druckgefälle zwischen der Einspeisung und den Gasauslässen auf, das zur Gasförderung in der Kaskade ausreicht. Besondere Pumpen und Kompressoren sind in der Zentrifugenkaskade deswegen nicht nötig. Die optimale Auslegung bezüglich Dimensionen und Rotationsgeschwindigkeiten der Zentrifugen führte unter Berücksichtigung des Trenneffektes und der Materialbeanspruchung zu länglichen, walzenförmigen, aus hochfesten Materialien hergestellten Rotoren. Zur Vermeidung von Reibungsverlusten läuft der Rotor im Vakuum. Eine wirtschaftliche Anlage (ungefähr 2000 tUTA/Jahr) benötigt etwa 150000 Zentrifugen, die mit ca. 80000 Umdrehungen/Min betrieben werden. Der Energieverbrauch ist hier mindestens zehnmal geringer als beim Diffusionsverfahren (siehe Kap. VII.4.2).

7.2.3 Andere Anreicherungsverfahren

Trenndüsenteknik

Wie das Zentrifugenverfahren nutzt auch diese Technik Zentrifugalkräfte zur Isotopentrennung aus, die bei diesem Prinzip durch die scharfe Umlenkung eines Gasstrahls hervorgerufen werden. Ein Gemisch aus etwa 96% Wasserstoff- oder Helium-Gas und 4% UF_6 expandiert durch eine schlitzförmige Düse und wird an einer Wand um etwa 180° umgelenkt. In dieser gekrümmten Strömung werden die schweren $U^{238}F_6$ -Moleküle bevorzugt nach außen abgelenkt. Ein Messer zerteilt den Gasstrom und schält den äußeren, an U^{235} verarmten Teilstrom ab. Um einen hohen Trenneffekt zu erzielen, sind starke Zentrifugalkräfte erforderlich. Sie werden erreicht durch die Kombination von

hoher Strömungsgeschwindigkeit und starker Umlenkung. Der Krümmungsradius der Umlenkkrille- und damit des Gasstrahls- beträgt 0.1 mm. Hohe Strömungsgeschwindigkeiten werden durch "Verdünnen" des UF_6 -Gases mit Wasserstoff möglich. Wasserstoffgas strömt mit Unterschallgeschwindigkeit durch die Düse und reißt das UF_6 mit. So erreicht das UF_6 das Mehrfache der Schallgeschwindigkeit in der Trenndüse. Brasilien ist bis jetzt das einzige Land, das dieses Verfahren in einer mit Hilfe Deutschlands gebauten Anlage einsetzt (siehe Tab. VII.7.1).

Helikon-Verfahren

In Südafrika wurde von der Firma UCOR ein Anreicherungsprozeß entwickelt, der als Helikon-Verfahren bezeichnet wird. Es handelt sich bei diesem Prinzip, wie beim Trenndüsenverfahren um einen gasdynamischen Prozeß, dessen Verfahrensgas neben UF_6 einen hohen Anteil von Wasserstoffgas enthält. Die in Serie und parallel geschalteten Module enthalten 'Vortex' Trennelemente, einen oder zwei axiale, elektrisch angetriebene Kompressoren und je nach Auslegung einen oder zwei Wärmeaustauscher.

Laserprozeß

Das Laserverfahren besteht in der selektiven Anregung einer Isotopenart durch Laserstrahlen, wobei das eine, das *Atomdampf-Verfahren* (Atomic Vapour Laser Isotope Separation, AVLIS) in der anschließenden Ionisierung des angeregten Urandampfes mit folgender Absaugung durch ein elektrisches Feld und das andere, das *Molekulardampf-Verfahren* (Molecular Laser Isotope Separation, MLIS) in einer selektiven Anregung von UF_6 -Molekülen besteht, bei der die angeregten Moleküle in der Folge dissoziiert und in UF_5 überführt werden <Pickert et al. 1981>. An der Entwicklung dieser Verfahren wird in verschiedenen Ländern gearbeitet. Ein besonderer Anreiz ist der hohe Trenneffekt, der sich mit den Laserverfahren theoretisch erreichen läßt.

Chemische Prozesse

Die 'chemische' Isotopentrennung beruht darauf, dass die Uranisotope bei gewissen chemischen Austauschreaktionen, z.B. $\text{UX} + \text{YUY} + \text{X}$ unterschiedlich starke Tendenzen zeigen, sich mit den Stoffen X und Y zu verbinden. Dadurch kann das Isotopenverhältnis $\text{U}_{235}:\text{U}_{238}$ für die Verbindung UX anders sein als für UY. Diese Tatsache kann man zur Isotopentrennung ausnutzen, wenn man geeignete Reaktionspartner X und Y findet. Auch hier werden in mehreren Ländern solche Austauschreaktionen intensiv auf ihre Eignung zur Isotopentrennung untersucht.

Plasma-Verfahren

An zwei Verfahren wird gearbeitet, bei denen die Isotopentrennung mit einem Uranplasma erreicht werden soll. Das eine Verfahren beruht auf der Tatsache, dass das, den elektrischen Strom leitende, weitgehend ionisierte Plasmagas durch Magnetfelder zum Rotieren gebracht werden kann. Da eine solche 'Plasmazentrifuge' keine rotierenden Teile enthält, können wesentlich höhere Drehgeschwindigkeiten und damit höhere Trenneffekte entstehen als mit mechanischen Gaszentrifugen. Das andere Plasmaverfahren beruht darauf, dass die Flugbahnen von Ionen, also auch von Uranionen, in Magnetfeldern von ihrer Masse abhängig sind. Dadurch wird eine räumliche Trennung der Isotope möglich.

7.3 Allgemeine Daten

7.3.1 Anreicherungsdienstleistungen

Aus Tab. VII.7.2 (abgeleitet von Tab. VII.2.1) ist die Herkunft der Anreicherungsdienstleistungen für die Nachladungen der schweizerischen Kernkraftwerke ersichtlich. Leibstadt erhält 50 % des gesamten Bedarfs von EURODIF während der Rest auf dem Spotmarkt eingekauft wird; Mühleberg kauft ausschliesslich von USEC; Gösgen wird von EURODIF und Beznau von Urenco versorgt.

	Beznau I+II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
Georges Besse, Tricastin, F			Verträge von 1988 bis 1995	Verträge von 1988 bis 1997 für 50 % des Bedarfs
Urenco, Capenhurst, GB	Verträge seit 1985			
Oak Ridge Tennessee oder Portsmouth, Ohio, USEC		bis auf weiteres	1973 bis 1988	
Spotmarkt				restliche 50 % des Bedarfs

Tab. VII.7.3 Herkunft der Anreicherungsdienste für die schweizerischen Kernkraftwerke <SBK 1992>, <Patak 1996>.

Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der beiden kommerziell arbeitenden Anreicherungsverfahren und dem deutlich höheren Energieverbrauch des Diffusionsverfahrens, werden in dieser Studie vier verschiedene Module für die Versorgungsoptionen der europäischen KKW-Betreiber erstellt. Die hier untersuchten Anreicherungsanlagen sind: EURODIF (Tricastin, Frankreich) und USEC (US Enrichment Corporation, Portsmouth und Paducah) mit Diffusionsverfahren, und für die Zentrifuge Urenco (Anlagen in Deutschland, Grossbritannien und den Niederlanden) und TENEX (Technabexport, Ministerium für Atomenergie Minatom in Moskau; obwohl die Anreicherungsanlagen beide Verfahren einsetzten <Mohrhauer 1995>, wird hier angenommen, dass das nach Westeuropa gelieferte Uran mit der Zentrifuge angereichert wurde).

Die Lieferungen der verschiedenen Hersteller von angereichertem Uran an die KKW-Betreiber in den UCPTE Ländern, die hier modelliert, werden sind in Tab. VII.7.4. dargestellt. Die Werte für die schweizerischen DWR und SWR-Mixe entsprechen dem gewichteten Anteil der einzelnen KKW an der Stromproduktion. Auch für die UCPTE Länder wurden die Werte gewichtet mit der Stromproduktion je Reaktortyp.

Berücksicht. System und nukleare Mixes	Abbrand MWd/kgU	Anreicherung % U235	Anreicherungs-Anlagen-Typen			
			Diffusion		Zentrifuge	
			EURODIF	USEC	URENCO	TENEX
DWR D	42.5	3.7	6	14	59	21
DWR F	39.5	3.4	100	---	---	---
DWR CH	42	3.5	60	---	40	---
DWR Andere UCPTE	40	3.5	29	54	11	6
Total DWR UCPTEa		---	69	11.4	14.4	5.2
SWR D	40	3.4	6	14	59	21
SWR CH	35	3.25	48	46	4	2
SWR Andere UCPTE	39	3.4	29	54	11	6
Total SWR UCPTEa		---	16.4	25.5	42.5	15.6
Total KKW CHa		---	54.6	20.7	23.8	0.9
Total KKW UCPTEa		---	64	13	17	6

a Gewichtet mit der Stromproduktion (vgl. Kap. VII.9).

Tab. VII.7.4 In dieser Studie berücksichtigte Anreicherungsanlagen.

Es wird angenommen, dass das angereicherte Uran auf dem Spotmarkt im Durchschnitt den Anteilen der Hauptanbieter auf dem Anreicherungsmarkt entsprechen, gemäss <Mohrhauer 1995>: 54 % USEC, 29 % EURODIF (total 83 % Diffusion); und, 11 % Urenco, 6 % TENEX (total 17 % Zentrifuge).

Die Daten für deutsche Kernkraftwerke werden aus <NUKEM 1996>, <Masters 1996> und <Mohrhauer 1995> übernommen. Dabei wird angenommen, dass zwischen DWR und SWR keine Unterschiede bezüglich der Lieferanten bestehen. Die jährliche Nachfrage der deutschen Anlagen liegt ungefähr bei 2,2 Mio. UTA. Die Anteile wurden berechnet aufgrund von Daten aus der Periode 1990-1995. Hauptlieferant ist Urenco, deren deutsche Anlage ausgebaut werden soll. Für Frankreich wird angenommen, dass die gesamte Nachfrage von EURODIF gedeckt wird, obwohl ein geringer Anteil (genaue Zahl nicht bekannt) von anderen Lieferanten gedeckt wird. Für die anderen UCPTLänder mit KKW (Belgien, Niederlande, Slowenien und Spanien) werden für beide Reaktortypen die Uranbezüge entsprechend der Anteile der Hauptanbieter auf dem Anreicherungsmarkt angenommen. Die kumulierten Werte für UCPTL DWR, SWR und Mixe wurden unter Berücksichtigung der Anteile der einzelnen Länder an der UCPTL Stromproduktion hochgerechnet.

7.3.2 Charakteristische Werte für CH und UCPTL Bedingungen

Die Brennstoffcharakteristiken der KKW CH und UCPTL sind in Kap. VII.9 abgeschätzt. Die Tab. VII.7.5 zeigt die angenommenen mittleren Anreicherungsgrade, der entsprechende spezifische Trennarbeits- und Uranbedarf, der nach den Formalismen in Anhang 1 berechnet wird. Für sämtliche Anreicherungsprozesse wurde ein 0.28%iger Abreicherungsgrad (Tails Assay) angenommen.

Schlüsselgrößen		DWR				SWR		
		CH	D	F	Andere UCPTL	CH	D	Andere UCPTL
Mittlere Anreicherung	%	3.5	3.7	3.4	3.5	3.25	3.4	3.4
Abreicherungsgrad	%	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Trennarbeitsbedarf	kgUTA/kgU _{anger}	4.52	4.91	4.33	4.52	4.05	4.33	4.33
Spezifischer U-Bedarf	kgU _{nat} /kgU _{anger}	7.49	7.95	7.26	7.49	6.91	7.26	7.26
	kgU _{nat} /kgUTA	1.66	1.62	1.68	1.66	1.71	1.68	1.68
Abgereichert Uran	kgU _{abger} /kgUTA	1.45	1.42	1.44	1.45	1.46	1.44	1.44

Tab. VII.7.5: Anreicherung, Trennarbeit und Uranbedarf für die angenommenen Ketten für die schweizerischen und UCPTL-Länder DWR und SWR.

7.3.3 Schlüsselgrößen der Anreicherungsanlage

Die wichtigste Grösse für die LCA der Anreicherung als Prozessstufe innerhalb der Kernenergiekette ist der Stromverbrauch bzw. die Art des Stromversorgungssystems.

Der Energiebedarf für die Urananreicherung hängt vom angewendeten Anreicherungsverfahren ab. Die ersten kommerziellen amerikanischen, nach dem Gasdiffusionsprinzip arbeitenden Anlagen, benötigten einen Energieeinsatz von bis zu 3000 kWh/kgUTA <Pickert et al. 1981>. Wird der Brennstoffherstellung das Diffusionsverfahren für die Urananreicherung zugrunde gelegt, beträgt die

hierfür aufgewendete Energie in der Grösserordnung von 5% der aus dem KKW gewonnenen Strommenge. Dieser Prozess stellt der größte Energieverbrauch im Brennstoffkreislauf dar. Dieser in ökonomischer Hinsicht belastende Prozeßschritt der Brennstoffherstellung führte schon früh zu großen Anstrengungen für die Entwicklung von Anreicherungsverfahren mit geringeren spezifischen Energieeinsätzen. Die Gas-Ultrazentrifugenanlagen weisen eine Grösßenordnung geringeren Energieverbrauch auf. Die spezifischen Verbrauchswerte moderner, effizienter Diffusionsanlagen konnten jedoch ebenfalls reduziert werden. Für die französische Georges Besse Anlage bei Tricastin wird eine Wertspanne von 2300-2500 kWh/kgUTA <INFCE 1980> angegeben. Für Zentrifugenanlagen werden Energieverbrauchswerte von 105-400 kWh/kgUTA <INFCE 1980> angegeben, während <Mohrhauer 1995>, <Mohrhauer 1988> und <Weis 1991> einen Wert von 50 kWh/kgUTA für modernste Anlagen erwähnen; <Weis 1991> gab einen Mittelwert von rund 75 kWh/kgUTA an. Kommerzielle Uranzentrifugenanlagen werden von Urenco betrieben (siehe Tab. VII.7.1). Die mit Urenco eng zusammenarbeitende U.S.-Firma Louisiana Energy Services (LES) plant die Erstellung einer kommerziellen Anreicherungsanlage im Süden der USA <Schreiber et al. 1991>. Das USDOE hat jedoch im Jahr 1985 das Projekt für den Bau einer eigenen Zentrifugenanlage aufgegeben <Mohrhauer 1988>.

Zur vollständigen Information sind die elektrischen und fossilen Energiebezüge der ORNL und DOE Referenz-Diffusions- und Zentrifugen-Anlagen in Tab. VII.7.6 gezeigt.

Energiebedarf		Diffusions-Ref.-Anlagen		Zentrifugen-Ref.-Anlagen ^a	
		ORNL	DOE	ORNL ^b	DOE
Spezifischer Trennarbeitsenergiebedarf	kWh/kgUTA	2860	2900	260	230
Elektrischer Energiebedarf	TJ _e /kgUTA	1.0E-2	1.1E-2	9.4E-4 ^c	9.4E-4
Fossiler Brennstoffbedarf	TJ _{th} /kgUTA	3.6E-4	k.A.	2.1E-4 ^c	2.2E-4 ^d

^a ORNL- und DOE-Studien basieren auf <ERDA 1976>. Wertunterschiede sind wahrscheinlich auf gemachte Rundungen zurückzuführen.

^b Miteingeschlossen ist der Energiebedarf für die Rotorfabrikationsanlage.

^c Ca. 5% davon wird für die Rotorfabrikationsanlage der ORNL-Referenz-Anlage.

^d Etwa 98% davon Kohle.

Tab. VII.7.6 Energiebedarf während des Betriebs der ORNL und DOE-Referenz-Anreicherungsanlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Der Energieverbrauch anderer Technologien kann wie folgt angegeben werden:

- Trenndüsenverfahren (siehe Tab. VII.7.1, Brasilien): in kommerziellen Anlagen: 3'000 kWh/kgUTA, wobei der theoretisch mögliche Wert bei einigen 100 kWh/kgUTA liegt <INFCE 1980>.
- Helikonprozeß (Tab. VII.7.1, Südafrika): in kommerziellen Anlagen: 3500 kWh/kgUTA; die theoretische Grenze wird mit 300 kWh/kgUTA angegeben <INFCE 1980>.
- Chemische Prozesse: aus <INFCE 1980> ist ein zu erwartender spezifischer Verbrauchswert für kommerzielle Anlagen von 600 kWh/kgUTA zu entnehmen.
- Laserverfahren: Für AVLIS wird der Energieverbrauch einer grossmasstäblichen Anlage von der Industrie auf **40 kWh/kgUTA** geschätzt <Pellissier-Tanon 1995>. <Clerc et al. 1986> gibt einen Wert von 65 kWh/kgUTA für AVLIS und für den MLIS einen Bereich von 50-120 kWh/kgUTA an. Nach Angaben in der oben genannten Referenz können die Kapazitäten von Laseranlagen bis zu 5106 kgUTA/Jahr betragen.
- Uranplasmaverfahren (Plasma Separation Prozeß PSP, Ion Cyclotron Resonance): <Clerc et al. 1986> gibt für diese Prozessart einen spezifischen Energieverbrauchswert von 221 kWh/kgUTA an.

Obwohl die Materialbezüge und Emissionsdaten der bilanzierten Anreicherungsprozesse aus verschiedenen Literaturquellen zusammengesucht werden mussten, können die Energieintensität und die Art des Stromversorgungssystems mit ausreichender Genauigkeit abgebildet werden.

Die wichtigsten **Annahmen** sind:

1. Die Stromversorgung von EURODIF in Tricastin erfolgt direkt durch die vier DWR, welche sich auf demselben Gelände befinden. Der angenommene Stromverbrauch beträgt **2400 kWh/kgUTA (8.64E-3 TJ_e/kgUTA)**.
2. Die USEC Anlagen, Paducah and Portsmouth, werden direkt von den Kohlekraftwerken auf dem selben Gelände versorgt (<Mohrhauer 1995>, <Paducah 1982>). In den Berechnungen wurde Strom ab UCPTTE -Steinkohlekraftwerk als erste Näherung eingesetzt (siehe Teil VI). Daher sollten die Transport und Kraftwerkemissionen mit Vorsicht beurteilt werden. Die Stromintensität wird unter Annahme einer im Vergleich zu älteren Werten leichten Effizienzsteigerung der US-Anreicherungsanlagen auf **2600 kWh/kgUTA (9.36E-3 TJ_e/kgUTA)**, was dem obersten Wert in <Mohrhauer 1995> entspricht.
3. Der von den Urenco Anlagen konsumierte Strom wird als **UCPTTE-Mix** verbucht. Aufgrund von konstruktiven Verbesserungen der Zentrifugen, insbesondere durch die Verwendung reibungsfreier Lager, liegt der Stromverbrauch heute bei ca. **50 kWh/kgUTA (1.8E-4 TJ_e/kgUTA)** <Urenco 1995>, <Mohrhauer 1995, 1988>, <Weis 1991>.
4. Für die Stromversorgung der TENEX Zentrifugenanlagen wird in erster Näherung **UCPTTE Strom-Mix** eingesetzt. Der Stromverbrauch wird willkürlich als doppelt so hoch wie derjenige von Urenco angenommen: **100 kWh/kgUTA (3.6E-4 TJ_e/kgUTA)**. Auch die übrigen Bezüge sowie die Emissionen werden hier in erster Näherung doppelt so hoch wie bei Urenco veranschlagt.

Wie in einer vorangehenden Tabelle gezeigt wird, beziehen die schweizer DWR ihr Uran entweder von Anreicherungsanlagen, die ausschliesslich mit Kernenergie versorgt werden (EURODIF), oder von den relativ energieeffizienten Urenco Anlagen. Die schweizer SWR hingegen decken fast die Hälfte ihres Bedarfs mit Uran der USEC Anlagen, welche ihren hohen Energieverbrauch für das Diffusionsverfahren ausschliesslich mit Kohlenstrom decken. Diese Tatsachen wirken sich deutlich auf die Resultate der Prozessketten beider verschiedenen Reaktortypen aus. Besonders für die durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe verursachten Emissionen resultieren bei der Prozesskette von CH DWR geringere Werte als bei der Prozesskette von CH SWR. Es ist zu berücksichtigen, dass diese berechneten Emissionswerte (sowohl für die schweizerischen als auch für die übrigen KKW) nicht charakteristisch für den eingesetzte Reaktortyp sind, sondern sie hängen in erster Linie von den Lieferungsverträgen mit Anreicherungsfirmen ab. Länderspezifische Vergleiche der nuklearen Stromversorgungssysteme sollten daher nicht auf der Ebene von Reaktortypen sondern nur auf der Ebene des Mixes von DWR und SWR vorgenommen werden. Zudem sollten für die Charakterisierung der Systeme immer Wertbereiche angegeben werden und alle relevanten Annahmen sollten klar festgehalten werden.

7.4. Material- und Energie-Bedarf

7.4.1 Bau der Anreicherungsanlage

Materialbedarf

Angaben bezüglich der Baumaterialmengen der ORNL-und DOE-Referenz-Anlagen sind in Tab. VII.7.7 aufgeführt. Auf Grund der vollständigeren Datenangaben werden die Bedarfswerte der ORNL-Referenz-Anlagen in die Berechnung aufgenommen, womit die Normierung bezüglich des Gesamtdurchsatzes auf diesen Datensatz beschränkt wird. Die Normierung wird mit der Gesamt-

produktion von 2.61E5 tUTA durchgeführt. Die in <El-Bassioni et al. 1980> für die Zentrifugen-Anlagen gegebenen spezifischen Bezüge von Beton, Armierungseisen, Baustahl und Stahl für Komponenten wurden nach unserer Ansicht aufgrund von Vergleichen mit Bildern bestehender Anlagen überschätzt. Der gegebene Bedarf an Armierungseisen für eine Diffusionsanlage scheint dagegen eher unterschätzt. Die für Tab. VII.7.7 getroffenen Annahmen werden in den Fussnoten erklärt.

Materialien	Diffusions-Anlagen				Zentrifugen-Anlagen			
	ORNL		DOE	Diese Studie	ORNL ^a		DOE	Diese Studie
	t	kg/kg UTA	t	kg/kg UTA	t	kg/kg UTA	t	kg/kg UTA
Beton	5.5E+5	2.1E+0	1.5E+6	2.1E+0	5.0E+5	1.9E+0	5.4E+5	1.1E+0 ^b
Armierungseisen	9.1E+3	3.6E-2		1.0E-1 ^c				6.7E-2 ^d
Struktur Stahl	5.5E+4	2.1E-1		2.1E-1	5.0E+4 ^e	1.9E-1		2E-1 ^f
Stahl total			6.6E+5				2.5E+5	
Stahl für Komponenten	1.2E+5	4.7E-1		4.7E-1	1.9E+5 ^e	7.2E-1		2E-1 ^f
Eisen			5.3E+4		4.4E+2	1.7E-3		--
Nickel	3.9E+3	1.5E-2	8.2E+2	1.5E-2				--
Kupfer	5.4E+3	2.1E-2	2.3E+4 ^g	2.1E-2	4.5E+3 ^h	1.6E-2	4.5E+3	1.6E-2
Aluminium	6.6E+3	2.5E-2	1.5E+4	2.5E-2	3.8E+4 ^h	1.5E-1	2.3E+4	1.5E-1 ⁱ
Zink					1.9E+2	7.2E-4	2.0E+2	7.2E-4
Mangan			3.6E+3					--
Chrom			4.6E+3					--
Messing					1.5E+2	5.8E-4		5.8E-4
Monel ^j	2.7E+2	1.0E-3		1.0E-3				--
Rotormaterial					6.1E+1	2.2E-4		-- ^k
Glasfaser-Isolation	5.6E+2	2.1E-3		2.1E-3				--
Konstruktionsholz	9.2E+2	3.6E-3		3.6E-3				--
Transformieröl					2.8E+2	1.1E-3	3.0E+2	1.1E-3

^a Die angegebenen Werte schließen die Baubedarfsmengen für die integrierte Rotorfabrikationsanlage ein.

^b Faktor bestimmt unter der Annahme einer überbauten Fläche von 150150 m² und 1 m³ Beton/m², was ca. 5E4 t entspricht. Dieser Wert wird bezogen auf 1500 tUTA/Jahr 30 Jahre Betriebszeit.

^c Angenommenes Verhältnis für Beton:Armierungseisen = 20:1; dies ergibt 2.5E4 t für den Armierungseisen Bedarf.

^d Annahme: 3000 t Bedarf für den Bau; Bezugsgröße 1500 tUTA/Jahr 30 Jahre Betriebszeit.

^e Die Summe des Struktur- und Komponenten-Stahl-Bedarfs entspricht dem in <El-Bassioni et al. 1980> angegebenen Wert für den Stahlbedarf.

^f Annahme: 10000 t für den Bau; Bezugsgröße 1500 tUTA/Jahr 30 Jahre Betriebszeit.

^g Enthalten sind die Mengen für Messing und Bronze.

^h Totale Menge für Anlage und Komponenten.

ⁱ Willkürliche Annahme: 2 m hohe Rotoren bei einer Fläche von 150150 m² und einer Belegungsdichte von 5% des Volumens, was ca. 6E3 t Aluminium ergibt. Bezugsgröße: 1500 tUTA/Jahr 30 Jahre Betriebszeit.

^j Ca. 2/3 Ni, 1/3 Cu.

^k Inklusive Aluminium.

Tab. VII.7.7 Materialbedarf für den Bau der Anreicherungsanlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

Energiebedarf

<El-Bassioni et al. 1980> gibt für die ORNL-Diffusions- und Zentrifugen-Referenz-Anlage Energiebedarfswerte für Elektrizität und fossile Brennstoffe während der Bauphase an. Die in Tab. VII.7.8 eingetragenen normierten Bedarfswerte beziehen sich lediglich auf den direkten Energieverbrauch. Dies sind die einzigen Werte, welche für diese Studie zur Verfügung standen.

Energiebedarf		Diffusionsanlage	Zentrifugenanlage
Elektrizitätsbedarf	TJe/kgUTA	1.1E-6	1.3E-5 ^a
Fossiler Brennstoffbedarf	TJth/kgUTA	7.2E-5	2.9E-5

^a Dieser Wert ist wahrscheinlich zu hoch. In dieser Studie wird für die Diffusionsanlage ein Strom Bedarf eingesetzt, welcher dem in den beiden Referenzen angegebenen Verhältnis des Bedarfs an fossilem Brennstoff angepasst ist (0.4), was ungefähr 4.5E-7 TJe/kgUTA entspricht

Tab. VII.7.8 Energiebedarf für den Bau der ORNL-Referenz-Anreicherungsanlagen <El-Bassioni et al. 1980>.

7.4.2 Betrieb der Anlage

Uranbilanz

Der vom An- und Abreicherungsgrad abhängige spezifische Uranbedarf der KKW-CH und KKW-UCPTE ist aus Tab. VII.7.5 ersichtlich. Der spezifische Anfall des abgereicherten Uranhexafluorids pro kg U_{anger} ist um 1 kg geringer als der spezifische Natururaneinsatz. Die spezifischen Werte dieses abgereicherten Urans pro kgUTA sind in der Modulzusammenstellung (Tab. VII.7.26 und VII.7.27) eingetragen.

Zur Reduktion der anfallenden, normalerweise in zylindrischen Stahlbehältern bei den Werken gelagerten UF_6 -Menge, haben die Betreiber der Anreicherungsanlagen begonnen in nachgeschalteten Defluoridationsanlagen das abgereicherte Uran in das hochstabile UO_2 zu konvertieren. Die der Eurodif Anlage bei Tricastin (Georges Besse) zugeordnete Defluoridationsanlage wandelt jährlich 1104 t UF_6 in UO_2 um, wodurch 8.5E3 t UO_2 und 4.5E3 t HF in Form von handelsüblicher, verdünnter Fluorwasserstoffsäure entsteht. Eine Kapazitätsverdoppelung dieser Defluoridationsanlage ist für das Jahr 1993 geplant <Cogema 1992 a>, womit danach praktisch die gesamte anfallende Menge von abgereichertem UF_6 in UO_2 umgewandelt werden kann. Das abgereicherte Uranoxyd wird bei der Anreicherungsanlage gelagert, womit die Option der Wiedereinführung in den Brennstoffkreislauf (eventuell für einen Einsatz in schnellen Brutreaktoren oder als Blanketmaterial in KKW) offen gehalten wird.

In dieser Studie wird die Rückgewinnung von HF und ein eventueller Einsatz von abgereichertem Uran nicht berücksichtigt.

Materialbedarf

In den in Betracht gezogenen Anreicherungsprozessen (Gasdiffusion- und Zentrifugen-Verfahren) finden keine chemische Umwandlungen des Hauptproduktes statt, womit kein Bedarf chemischer Prozeßstoffen besteht. Die in <El-Bassioni et al. 1980> angegeben, in Tab. VII.7.9 eingetragenen Daten beziehen sich auf den in der Zentrifugen-Referenzanlage vorhandenen Betriebsmaterialbedarf, welcher im Zusammenhang mit dem Verbrauch, resp. der Abnutzung von rotierenden Teilen der Gas-Ultrazentrifugen steht. Im speziellen ist der jährliche Rotormaterialbedarf aus ungeklärten Gründen viel größer als die installierte Menge (Materialzusammensetzung nicht bekannt).

Ein abnehmender Materialbedarf während dem Betrieb kann für die Zukunft erwartet werden, da die Effizienz ständig gesteigert wird (seit den ersten Anlagen wurden Verbesserungen mit einem Faktor von rund 20 erreicht). Da keine spezifischen Daten gefunden wurden, mussten jene aus <El-Bassioni et al. 1980> übernommen werden. Lediglich für Aluminum, aus welchen die meisten Zentrifugeneinheiten bestehen, wurde entsprechend der Ausfallrate von 1% pro Jahr ein neuer Wert eingesetzt (Information beim Besuch der Anlage in Capenhust und von <Mohrhauer 1988> erhalten). Diese Änderung beeinflusst allerdings die gesamte Bilanz kaum.

Betriebsstoff	kg/kgUTA	Betriebsstoff	kg/kgUTA
Stahl	1.5E-1	Rotormaterial	(2.5E-1) ^a
(Aluminium)	(1.1E-1) ^a	Aluminiumoxyd	3.1E-2
Eisen	3.8E-4	Öl	4.5E-3
Messing	1.9E-3	Trichlortrifluoräthan	1.2E-2
Alnico 5	5.6E-3	Freon-TA (FCKW)	1.3E-2
Plastik	8.7E-4	Tetrachloräthylen	6.3E-3

^a Annahme: Ausfallrate von 1% pro Jahr, ca. 1/3 der gesamthaft installierten Aluminiummenge muss während der Lebensdauer der Anlage ersetzt werden (30 Jahre). Mit dieser Annahme beträgt der spezifische Aluminiumverbrauch 0.05 kg(Al)/kgUTA. Keine Rezyklierung von Aluminium angenommen.

Tab. VII.7.9 Betriebsmaterialverbrauch der ORNL-Zentrifugen-Referenz-Anlage <El-Bassioni et al. 1980>.

Chemikalienbedarf

Der Chemikalienverbrauch während dem Betrieb wurden aus dem Umweltbericht der Urenco Anlage in Almelo <Urenco 1993> sowie aus dem Umweltbericht der Urenco Anlage in Capenhurst <Urenco 1994> übernommen. Sie werden in Tab. VII.7.10 gezeigt.

Energiebedarf

Aufgrund seiner überragenden Bedeutung für die gesamten Kernenergiekette wurde der Stromverbrauch bereits in Abschnitt 7.3.3 diskutiert.

Es werden die in <Urenco 1994> ausgewiesenen anlagenspezifischen CO₂-Emissionen, welche durch die Verbrennung von Brennstoffen entstehen, über den Bezug der Brennstoffe berücksichtigt. Für fossile Brennstoffe wurde stets Erdgas angenommen. Mit einem Emissionsfaktor von 55000 kgCO₂/TJth muss der Input in die Zentrifuge 0.66 kgCO₂/kgUTA/55000 kgCO₂/TJth = **1.2E-5 TJth/kgUTA** betragen. Der tatsächliche Erdgasverbrauch nach <Urenco 1993> beläuft sich auf **2.44E-5 TJth/kgUTA**. Es wurde der letztere Wert für die Modellierung Urenco Anlage verwendet.

Für die TENEX Anlage wurde "Heizöl EL in Heizung 1 MW" anstelle einer Gasheizung angenommen, mit einem Emissionsfaktor von 74000 kgCO₂/TJth. Daraus ergibt sich ein Energieverbrauch für TENEX von 0.66 kgCO₂/kgUTA/74000 kgCO₂/TJth. = 9E-6 TJth/kgUTA. Dieser Wert wird willkürlich verdoppelt, wodurch 1.8E-5 TJth/kgUTA resultieren. Um auch die übrigen Unsicherheiten bezüglich der Infrastruktur zu berücksichtigen werden auch hier die Werte verdoppelt. Die hier angenommenen Werte für TENEX sollten, sobald Daten verfügbar werden, überarbeitet werden (alle hier gemachten Annahmen bezüglich dem direkten Kraftwerkverbrauch fossiler Brennstoffe sind allerdings nur von untergeordneter Bedeutung für die gesamte Kernenergiekette).

Wasserbedarf

Ausgehend von einem mittleren, spezifischen Energieverbrauch von 2400 kWh/kgUTA für den Diffusionsprozeß, resp. 75 kWh/kgUTA für das Zentrifugenverfahren, wird eine normierte abzuführende Wärmemenge von 8.64E-3 TJ/kgUTA für die Diffusionsanlage und 2.7E-4 TJ/kgUTA für die Zentrifugenanlage ermittelt. Wird für die unterstellte atmosphärische Kühlung ein Nasskühlturnsystem angenommen und die gesamte abgegebene Energiemenge in konservativer Weise der Wasserverdunstung zugerechnet (rund 30% könnte der konvektiven Wärmeübertragung an die Luft zugeschrieben werden), ergibt sich ein Wasserbedarf von 3.6E3 kg/kgUTA für die Diffusionsanlage, resp. 1.1E2 kg/kgUTA für die Zentrifugenanlage.

Stoffe	Dichte	Bedarf in Jahr 1992 (pro 1500 tUTA)		normierter Wert (kg/kgUTA)
Säure und Basen				
Chlorwasserstoffsäure	1.2 kg/l ^a	250	l	2.0E-4
NaOH	2.13 kg/l	2000	l	2.8E-3
Phosphorsäure	1.75 kg/l ^b	100	l	1.2E-4
Salpetersäure	1.52 kg/l	1500	l	1.5E-3
KOH Kaliumhydroxid	2.04 kg/l	50-100	l	1.0E-4 ^c
Henkel P3-Seife	1.2 kg/l ^d	700-1500	l	8.8E-4 ^c
H2O2 Wasserstoffperoxid	1.71 kg/l ^e	500-700	l	6.8E-4 ^c
Organische Verbindungen				
Methanol	0.787 kg/l	> 500	l	3.2E-4 ^f
Entfetter	1.5 kg/l ^d	560	l	5.6E-4
Diesel	0.85 kg/l ^g	30000	l	0.02
Div. Schmieröle	1.2 kg/l ^d	3000-6000	l	3.6E-3 ^c
Gasen				
Erdgas	x kg/m ³	1-106	m ³	0.67 m ³ /kgUTA 2.44·10 ⁻⁵ TJ _{th} /kgUTA
Stickstoff	x kg/m ³	500	m ³	3.9·10 ⁻⁴ kg/kgUTA
Acetylene	9.5 kg/Flasche	200	l ^h	2.5E-5
Argon	17.7 kg/Flasche ⁱ	3000	l ^h	7.1E-4
Argon/Methan	13.8 kg/Flasche ⁱ	6000	l ^h	1.1E-3
Helium	1.67 kg/Flasche ⁱ	500	l ^h	1.1E-5
Sauerstoff	13.37 kg/Flasche ⁱ	200	l ^h	3.6E-5
Halogene				
Fomblin	---	50	l	--- ^j
Freon R11 (CFC-11)	---	3000	kg	2.0E-3
Freon R12 (CFC-12)	---	650	kg	4.3E-4
Freon R13 (CFC-13)	---	400	kg	2.7E-4
Freon R22 (HCFC-22)	---	700	kg	4.7E-4
Wasser				
Chemikalien für Kühlwasser	---	1500	kg	--- ^k
Wasser		7000-10000	m ³	5.7 ^l

^a 1.05 kg/l for 10.5%Hcl (40 gHCl/l); 1.2 kg/l for 40.4%Hcl (485 gHCl/l) <Römpp 1989>.

^b Sirupartige wäss. 83-90% D=1.7-1.75 kg/l <Römpp 1989>.

^c Annahme: Durchschnitt.

^d Annahme.

^e Annahme: fest bei -20C; bei +20C 1.45 kg/l <Römpp 1989>.

^f Annahme: plus 20%.

^g 0.83-0.88 kg/l <Römpp 1989>.

^h 50 l Gasflaschen.

ⁱ Annahme: 200 bar Druck.

^j Wird recyclet.

^k Hier nicht berücksichtigt, weil in ‚Wasser entcarbonisiert‘ enthalten.

^l Beruht auf dem durchschnittlichen Wert. Wasserbedarf: siehe nächster Abschnitt.

Tab. VII.7.10 Chemikalien für eine Zentrifugen-Anreicherungsanlage (nach <Urenco 1993>).

7.4.3 Abbruch der Anlage

Material- und Energiebedarf

Materialbedarfsdaten bezüglich des Anlagenabbruchs standen nicht zur Verfügung. Aus <El-Bassioni et al. 1980> sind Energiebedarfsangaben und Annahmen für die ORNL-Referenz-Diffusions- und Zentrifugenanlage zu entnehmen. Für den Abbruch der Diffusionsanlage wird ein Verbrauch an Elektrizität und fossilen Brennstoffen von je 6% der für den Bau aufgewendeten Energiemenge angegeben. Für die Zentrifugenanlage werden in der Referenz Energieaufwände von je 0.25% des Baubedarfs angenommen. Die entsprechenden Werte sind aus Tab. VII.7.11 ersichtlich. In dieser Studie wird für die Zentrifugenanlage analog zur Diffusionsanlage ein 6% Faktor angenommen.

Energiebedarf		Diffusionsanlage	Zentrifugenanlage
Elektrizitätsbedarf	TJe/kgUTA	6.7E-8	4.5E-8 a
Fossiler Brennstoffbedarf	TJth/kgUTA	6.7E-6	6.7E-8 b

^a Annahme: 6% des Strombedarfs für Bau gibt 2.7E-8 TJe/kgUTA.

^b Annahme: 6% des Strombedarfs für Bau gibt 1.7E-6 TJth/kgUTA.

Tab. VII.7.11 Energiebedarf für den Abbruch der ORNL-Referenz-Anreicherungsanlagen <El-Bassioni et al. 1980>.

7.5 Emissionen

7.5.1 Emissionen beim Betrieb der Anlage

Luftemissionen

Bei allen Anlagen des Brennstoffkreislaufes, die mit UF_6 als Verfahrensmedium arbeiten, übertrifft das chemotoxische bei weitem das radiologische Risiko. Die Abluft wird deshalb auf Radioaktivität und Fluorwasserstoff (HF) überwacht. Das UF_6 befindet sich während des gesamten Verfahrensablaufes in geschlossenen Systemen zum Teil im Überdruck (Diffusionsverfahren), oder im Unterdruck (Zentrifugenverfahren). Wegen der extrem hohen Dichtheits-Anforderungen an alle UF_6 beinhaltenden Anlagenteile gibt es äußerst geringe UF_6 Freisetzungen. Geringe UF_6 -Kontaminationen sind bei Reparatur- und Wartungsarbeiten sowie beim An- und Abkoppeln von Feed-, Tails- und Produktebehältern nicht auszuschließen. Um eine Ausbreitung in die Raumluft zu verhindern, wird die Luft an vorübergehend geöffneten Systemen gezielt in ein Abluftreinigungssystem abgesaugt <Pink et al. 1984>.

Radioaktive Luftemissionen

In Tab. VII.7.12 sind die auf die jährliche Produktion normierten, radioaktiven Luftemissionswerte der Anreicherungsanlagen eingetragen. Der für die ORNL-Referenz-Anlage angegebenen Datensatz bezieht sich auf Emissionen bei der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran. Bei der Anreicherung von Natururan sind keine wesentlichen Unterschiede bezüglich der Emissionen von U-238 und U-235 im Vergleich mit denjenigen bei der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran zu erwarten, da die Isotopenverhältnisse ungefähr übereinstimmen. Die Aktivität von U-235 ist im Natur-Uran ca. 23 Mal kleiner als diejenige des U-238; das dritte Isotop in Natur-Uran, U-234, steht im radiologischen Gleichgewicht mit U-238. Der in <El-Bassioni et al. 1980> angegebene Aktivitätswert von U-238 ist ca. viermal größer als U-235; dies entspricht dem neuen Aktivitäts-Verhältnis der beiden Isotopen nach der Anreicherung. Das Verhältnis von U-235 und U-234 im

abgebrannten Uran stimmt jedoch nicht mit demjenigen des Natur-Urans überein, womit die U-234 Abgabe in <El-Bassioni et al. 1980> nicht eingeführt werden kann. Eine Abschätzung der abgegebenen U-234-Aktivität basiert auf der Annahme, dass sie die Aktivitätsabgabe von U-235 um einen Faktor von ca. 23 übersteigt, da durch den Anreicherungsprozess die Anreicherung von U-234 etwa im selben Masse ansteigt wie von U-235.

In <El-Bassioni et al. 1980> wird für beide Prozesse, mit Diffusion und mit Zentrifugen, ohne weitere Erläuterungen der gleiche Datensatz angegeben.

Emissionen kBq/kgUTA	Diffusions-Referenz-Anlagen ^a	
	ORNL	DOE
U-234	1.5E-1 ^b	
U-235	6.5E-3	
U-238	2.7E-2	
Total U	1.8E-1	6.9E-1

^a Die radioaktiven Emissionen, mit Ausnahme der Uran-Isotopen werden nicht eingeführt, weil sie von der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran stammen.

^b Berechnet.

Tab. VII.7.12 Radioaktive Betriebs-Luftemissionswerte ab Diffusions-Referenz-Anlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

In Tab. VII.7.13 sind die verfügbaren Informationen über radioaktive Luftemissionen während dem Betrieb von Zentrifugenanlagen ersichtlich. Die Betriebswerte der Capenhurst Anlage (in dieser Studie verwendet) zeigen im Vergleich zu den älteren amerikanischen Quellen (welche nicht auf Betriebswerten basieren) eine bemerkenswerte Reduktion der Emissionen um vier Größenordnungen.

Radioisotopen	Zentrifugenanlagen			
	ORNL ^a	DOE ^a	Urenco (UK)	
	kBq/kgUTA	kBq/kgUTA	kBq/yr	kBq/kgUTA
U-234	1.5E-1 ^c		4.9 ^c	5.9E-6^b
U-235	6.5E-3		0.23 ^c	2.8E-7 ^b
U-238	2.7E-2		4.9 ^c	5.9E-6 ^c
Total U	1.8E-1	2.7E-1	10	1.2E-5

^a Die radioaktiven Emissionen, mit Ausnahme der Uran-Isotopen werden nicht eingeführt, weil sie von der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran stammen.

^b Berechnet auf dem totalen U-. Annahme für diese Studie.

Tab. VII.7.13 Radioaktive Betriebs-Luftemissionswerte der Zentrifugenanlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>, <Urenco 1994>.

Im folgenden werden vollständigkeithalber einige Angaben aus älteren Studien zitiert. In <UNSCEAR 1988> werden radioaktive Luftemissionswerte der Urenco Zentrifugenanlage in Capenhurst für die Nuklide U-234, U-235, U-238 und Th-234 für die Jahre 1980-1985 angegeben. Werden die Abgabewerte des Jahres 1985 mit der Auslegungs-Kapazität normiert, ergeben sich um ca. eine Größenordnung niedrigere Werte als jene, die für die ORNL-Referenz-Zentrifugen-Anlage angegeben sind.

Aus <Pink et al. 1984> sind die für die Urenco Zentrifugenanlage in Gronau (Betriebsaufnahme 1985) erwarteten, basierend auf den Erfahrungen der entsprechenden Anlagen in den Niederlanden und Großbritannien, mit der Abluft emittierten Alpha- und Beta-Aktivitäten gesamthaft mit 2.62E3 kBq/Jahr angegeben. Dieser Wert normiert mit dem in <Pink et al. 1984> zugrunde gelegten

Referenz-Jahresdurchsatz von 1000 tUTA führt zu einem relativ geringen Total(+)-Emissionswert von 2.6E-3 kBq/kgUTA.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Aus Tab. VII.7.14 sind die auf die Jahresproduktion (siehe Tab. VII.7.2) normierten, nicht-radioaktiven Luftemissionen der ORNL und DOE Referenz-Diffusionsanlage ersichtlich. In <SNG 1981> wird angegeben, dass ein Anreicherungswerk jährlich, bezogen auf 1 GWa elektrischer Energieproduktion 0.7 t Fluor ausstößt. Wird diesem Wert einen LWR-Jahresbedarf von 20-30 tU_{anger} zugeordnet, ergibt dies einen normierten Abgabewert von rund 4.5E-3 kg(Fluor)/kgUTA. Dieser Wert ist vergleichbar mit der Angabe für die Fluoridabgabe der DOE-Diffusions-Referenz-Anlage (Tab. VII.7.14).

Emissionen kg/kgUTA	Diffusions-Referenz-Anlagen	
	ORNL	DOE
HF	2.7E-4	
Fluoride		4.3E-3
SO ₂	7.6E-2 ^a	4.0E+1 ^b
NO _x	6.0E-2 ^a	1.1E+1 ^b
Partikel	3.6E-3 ^a	1.1E-1 ^b
CO	1.2E-3 ^a	2.7E-1 ^b
Kohlenwasserstoffe	6.0E-4 ^a	1.0E-1 ^b

^a Diese Luftemissionswerte sind der Verbrennung der fossilen Brennstoffe zuzuordnen.

^b Diese Abgaben könnten einer kohlebefeierten Stromproduktionsanlage zugeschrieben werden. Angaben bezüglich des Kohlebedarfs werden jedoch nicht gemacht.

Tab. VII.7.14 Nicht-radioaktive Luftemissionen beim Betrieb der Diffusionsanlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>.

CFC-114 wird in grossen Mengen in der Diffusionsanlage USEC (früher USDOE's) als Kühlmittel eingesetzt <Trowbridge 1991>, <Paducah 1982>. <Trowbridge 1991> schätzt, dass die jährlichen CFC Verluste max. 800000 lbs/Jahr (363000 kg/Jahr) betragen, aber er erwähnt auch, dass die Leckageverluste in wenigen Jahren halbiert sein sollten. Der Strombezug dieser Anlage wird vom Autor auf 2500 MWJahr/Jahr geschätzt, dies entspricht ungefähr der Produktion von 9000 tUTA (die Paducah Anlage hat eine Kapazität von 11300 tUTA/Jahr). Daraus lässt sich eine spezifische Emission von 0.04 kg/kgUTA berechnen. In dieser Studie wird die Hälfte dieses Werts berücksichtigt (**0.02 kg/kgUTA**) unter der Annahme, dass die erwähnten Reduktionsziele in der Zwischenzeit erreicht wurden.

In dieser Schätzung ist die Auffluorierung zu CFC-115, welche im Kontakt mit UF₆ auftreten kann, noch nicht berücksichtigt (1-5% der austretenden CFC-Menge). Das Treibhauspotential (GWP100 ohne indirekte Effekte) von CFC-114 und CFC-115 sind aber gleich <IPCC 1994>, wodurch sich diese Vernachlässigung nicht auf die Resultate auswirkt. Mit einem Faktor von 4.1 zwischen TJe und UTA resultieren ungefähr 760 kgCO₂-äquiv/TJe (2.8 gCO₂-äquiv/kWh). Dies entspricht etwa 15% der gesamten in dieser Studie berechneten Treibhausgasemissionen.

Die Ersatzstoffe sollten eine minimale Reaktivität mit UF₆ aufweisen. Eine hohe Reaktivität mit OH-Radikalen, was eine kurze Lebensdauer in der Troposphäre bewirkt, bedeutet auch eine hohe Reaktivität mit Fluor. Daher können Ersatzstoffe wie HFCs (welche keine Auswirkungen auf die Ozon-Schicht haben) oder HCFCs in diesem Fall nicht eingesetzt werden. Z.B. HCFC-124 ist 100-1000 mal reaktiver mit UF₆ und F₂ als CFC-114 <Trowbridge 1991>. Mögliche Kandidaten als Ersatzstoffe sind gemäss <Trowbridge 1991> gesättigte PFCs, insbesondere Normal- und

Cyclo-Perfluorbutan (n-C₄F₁₀ and c-C₄F₈), welche weder H noch Cl enthalten, dafür aber ein 3-4 mal höheres Treibhauspotential aufweisen als CFC-114.

Es wurde der Wert aus der amerikanischen Quelle sowohl für USEC als auch für Cogema übernommen um die Situation der vergangenen Jahren zu berücksichtigen. Trotzdem wird zwischen 1996 und 1999 von Cogema geplant für seine Anlage in Tricastin sämtliche CFCs und HCFCs durch andere Chemikalien und Wasser zu ersetzen, mit dem Ziel nach 1999 nur noch eine Menge von weniger als **1E-4kg/kgUTA** zu emittieren (nur noch kleinere Verbräuche <Pellissier-Tanon 1995>). Daraus lässt sich ableiten, dass Treibhausgasemissionen durch Anreicherungsanlagen ab dem Jahr 2000 kaum mehr relevant sind.

Einige Luftemissionen während April-Dezember 1993 werden in <Urenco 1994> für die Capenhurst Anlage angegeben. Die Faktoren in der folgenden Tabelle wurden mit dem Faktor 1.33 multipliziert um die Jahresemissionen zu berechnen. CFCs und HFCs werden als Kühlmittel eingesetzt.

<Urenco 1994> meldet für die Zentrifugenanlage in Capenhurst jährliche CFCs- und HFCs-Verluste aufgrund der benötigten Nachfüllmengen von 630 kg resp. 710 kg, ohne genaue Spezifizierung der Chemikalien. Unter der Annahme einer jährlichen Produktion von 850 tUTA erhält man 7.4·10⁻⁴kg/UTA resp. 8.4E-4 kg/UTA. Angenommen, dass diese als CFC-114 oder -115 (Treibhauspotential GWP100 = 9300 <IPCC 1994>; nur direkte Treibhauswirksamkeit) emittiert werden, erhält man ein CO₂-Äquivalent von 6.9 kgCO₂-equiv/UTA. Wenn für die HFCs ein mittleres GWP100 von 1300 angenommen wird (HFC-134a, HFCs variieren zwischen 140 und 12100) resultieren 1.1 kgCO₂-equiv/UTA. Unter der Annahme eines Verhältnisses von 4.1 zwischen TJe und UTA, erhalten wir 28.3 kgCO₂-equiv/TJe resp. 4.5 kgCO₂-equiv/TJe, was total 33 kgCO₂-equiv/TJe (oder 0.1 gCO₂-äquiv/kWh) ergibt. Dies entspricht ungefähr 1% der gesamten Treibhausgas-Emissionen der Kernenergiekette.

Es werden die von der Almelo Zentrifugenanlage angegebenen CFC-Nachfüllmengen in dieser Studie weiterverwendet. Mit den GWP100 von <IPCC 1994> (R11=4000; R12=8500; R13=11700; R22=1700) erhalten wir 15.6 kgCO₂-equiv/UTA. Mit dem Verhältnis von 4.1 zwischen TJe und UTA resultieren 64 kgCO₂-equiv/TJe, was ungefähr dem doppelten Wert von Capenhurst entspricht. Wie bereits erwähnt wird eine Reduktion des CFC- und HFC-Verbrauchs von Zentrifugenanlagen angestrebt.

Emissionen	Zentrifugenanlage				
	ORNL	DOE	Urenco (UK)		Diese Studie
	kg/kgUTA	kg/kgUTA	kg/yr	kg/kgUTA	kg/kgUTA
HF Fluoride	5.8E-5		3.2E-2 ^a	3.7E-8	3.7E-8
SO ₂	7.6E-2 ^b	9.6E-2 ^b			
NO _x	6.0E-2 ^b	7.6E-2 ^b			
Partikel	3.6E-3 ^b	3.8E-3 ^b			
CO ₂			5.6E+5 ^a	6.6E-1	
CO	1.2E-3 ^b	2.1E-3 ^b			
Kohlenwasserstoff	6.0E-4 ^b	vernachlässigbar			
Äthanol	1.3E-3				1.3E-3
CFCs			6.3E+2 ^c	7.4E-4	d
HFCs			7.1E+2 ^c	8.3E-4	d

^a <Urenco 1994>, Werte von April-Dezember 1993. Hier sind die Werte auf 1 Jahr hochgerechnet.

^b Diese Luftemissionswerte sind der Verbrennung der fossilen Brennstoffe zuzuordnen.

^c Jährl. Nachfüllwerte <Urenco 1994>.

^d Werte von Almelo, auf der Basis der Nachfüllmengen ermittelt <Urenco 1993> (Siehe Tab. VII.7.10).

Tab. VII.7.15 Nicht-radioaktive Luftemissionen während dem Betrieb von Zentrifugenanlagen <Urenco 1994>, <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Wasseremissionen

Radioaktive Wasseremissionen

Die radioaktiven Wasseremissionen der ORNL- und DOE-Diffusions-Referenz-Anreicherungsanlagen sind der Tab. VII.7.16 zu entnehmen. Bezüglich der eingeführten Aktivitätsabgabe von U-234 gelten dieselben Betrachtungen, wie sie für die Luftemissionen gemacht wurden.

Emissionen kBq/kgUTA	Diffusions-Referenz-Anlagen ^a	
	ORNL	DOE
U-234	5.6E-3 ^b	
U-235	2.5E-4	
U-238	4.9E-3 ^c	
Total U	1.1E-2	6.9E+0

^a Die radioaktiven Emissionen, mit Ausnahme der Uran-Isotopen werden nicht eingeführt, weil sie von der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran stammen.

^b Berechnet.

^c Der Werte in <El-Bassioni et al. 1980> wurde um einen Faktor 1'000 multipliziert.

Tab. VII.7.16 Radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb der Diffusions-Anreicherungsanlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Die radioaktiven Wasseremissionen von Zentrifugenanlagen werden aus dem Umweltbericht der Urenco Anlage in Capenhurst <Urenco 1994> übernommen. Sie sind in Tab. VII.7.17 dargestellt und verglichen mit älteren amerikanischen Quellen.

Radioisotopen	Zentrifugenanlagen				
	ORNL ^a	DOE ^a	Urenco (UK)		Diese Studie
	kBq/kgUTA	kBq/kgUTA	kBq/yr	kBq/kgUTA	kBq/kgUTA
U-234	9.8E-3 ^b			5.9E-2 ^b	5.9E-2
U-235	4.3E-4			2.8E-3 ^b	2.8E-3
U-238	9.2E-3			5.9E-2 ^b	5.9E-2
Total U ins Abwasser	1.9E-2	2.9E-2	1.0E+5	1.2E-1	1.2E-1
Total U direkt ins Wasser emittiert	1.9E-2	2.9E-2	0 ^c	0 ^c	1.2E-1 ^d
Total U-Töchter ins Abwasser	---	---	2.0E+5	2.4E-1	2.4E-1
Total U-Töchter direkt ins Wasser emittiert	---	---	0 ^c	0 ^c	2.4E-1 ^{d, e}

^a Die radioaktiven Emissionen, mit Ausnahme der Uran-Isotope werden nicht eingeführt, weil sie von der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran stammen.

^b Berechnet mit dem total U-.

^c Gilt in Capenhurst wo das Abwasser in die BNFL Anlage auf dem selben Gelände transportiert und behandelt wird. Gilt auch für Almelo, das keine direkten Wasseremissionen verursacht.

^d Konservative Annahme. Information von der Gronau Anlage fehlt.

^e Eingegeben als Th-234.

Tab. VII.7.17 Radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb der Zentrifugen-Anreicherungsanlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>, <Urenco 1994>.

Die Betriebswerte werden in der vorliegenden Studie berücksichtigt. Obwohl die radioaktiven flüssigen Abfälle der Anreicherungsanlage von Capenhurst zur nahegelegenen BNFL Anlage zur Behandlung transportiert werden (Abfallbehandlung auf dem selben Gelände <Urenco 1994>), und obwohl die Almelo Anlage keine flüssigen Abfälle erzeugt <Urenco 1993>, werden hier diese flüssigen Abfälle als Wasseremissionen von Urenco Anlagen eingestuft, da keine weiteren Angaben über die Art der Behandlung vorliegen. Zudem sind uns auch keine Werte der Gronau Anlage bekannt.

Die in Tab. VII.7.18 als Vergleichswert angegebenen Wasseremissionen von Capenhurst berücksichtigen sowohl die Emissionen der Urenco- als auch der BNFL-Anlagen. Die Emissionen ins Meer in den Jahren 1990 und 1991 werden zusammen mit den im Jahr 1993 von der Urenco-Anlage erzeugten flüssigen Abfälle ausgewiesen.

Emissionen kBq/Jahr	Abgabegrenz- werte der Anlagen	Abgabe der Anlagen Jahr 1990 ^a	Abgabe der Anlagen Jahr 1991 ^a	Flüssige Abfälle von Urenco in BNFL Jahr 1993 ^a
Uranium	2.0E+7	3.0E+6	2.9E+6	1E+5
Uranium Töchter	2.0E+7	1.0E+7	7.7E+6	2E+5

^a Andere radioaktiven Emissionen werden hier nicht eingeführt, weil sie von der Anreicherung von wiederaufgearbeitetem Uran stammen.

Tab. VII.7.18 Radioaktive Wasseremissionen der Capenhurst Anlagen <MAFF 1992>, <MAFF 1993>, <Urenco 1994>.

Die im Abschnitt "radioaktive Luftemissionen" gemachten Bemerkungen bezüglich der Angaben in <UNSCEAR 1988> für die Capenhurst-Anlage gelten im gleichen Sinne hier für die Wasseremissionen. Für diese Studie werden die Emissionen von wiederaufgearbeitetem Material nicht betrachtet.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Tab. VII.7.19 enthält normierte, nicht-radioaktive Emissionswerte der ORNL- und DOE-Diffusions-Referenz-Anreicherungsanlagen.

Die Tab. VII.7.20 enthält die verfügbaren Emissionswerte der Zentrifugen-Anreicherungsanlagen. Die in <El-Bassioni et al. 1980> angegebenen Werte für die Zentrifugen-Anlage scheinen um einen Faktor 1000 zu hoch zu sein. Die Werte sind entsprechend abgeändert eingetragen. Nur Kupferemissionen werden in <Urenco 1994> angegeben und in dieser Studie berücksichtigt. Keine Informationen werden in <Urenco 1994> zu weiteren flüssigen Abfällen gegeben, wobei hier angenommen wird, dass diese weiteren Emissionen im Vergleich zu Kupfer als nicht relevant eingestuft wurden.

Die Almelo-Anlage verursacht keine Wasseremissionen <Urenco 1993>. Für den Zweck dieser Studie werden die Werte aus verschiedenen Studien berücksichtigt (vgl. Tab. VII.7.20). In Zukunft sollte versucht werden konsistentere Datensätze direkt von den Anlagenbetreibern zu erhalten und in den Ökoinventaren zu berücksichtigen.

Emissionen kg/kgUTA	Diffusions-Referenz-Anlagen	
	ORNL	DOE
Aluminium	2.5E-5	
Aluminiumnitrat	1.7E-4	
Chlor	1.5E-4	
Chrom	2.7E-5	
F ⁻	4.0E-5	
Nitrate	3.1E-3	2.5E-2
Phosphate	4.0E-4	
TBP	5.8E-6	
Varsol	1.7E-5	
Zink	2.7E-4	
Calcium		6.3E-2
Chloride		8.3E-2
Natrium		8.3E-2
Sulfate		6.3E-2
Eisen		4.3E-3

Tab. VII.7.19 Nicht-radioaktive Wasseremissionen beim Betrieb der Diffusions-Anreicherungsanlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Emissionen (kg/kgUTA)	Zentrifugenanlage			
	ORNL	DOE	Urenco	Diese Studie
Aluminium.	1.1E-3 ^a			1.1E-3
Aluminiumnitrat		1.3E-2		---
Chrome	3.8E-6			3.8E-6
F ⁻	1.1E-4			1.1E-4
Nitrate	2.5E-3 ^b	2.5E-3 ^b		2.5E-3
Phosphate	3.4E-4			3.4E-4
TBP	2.5E-5			2.5E-5
Varsol	3.6E-5			3.6E-5
Zinc	3.8E-5			3.8E-5
NOx		2.0E-4		---
Cu			1.3·10 ⁻⁶ ^c	1.3·10 ⁻⁶

^a 90% davon Metallteile.

^b Salpetersäure als Nitrate.

^c <Urenco 1994> gibt die Emissionen vom April-December 1993 wieder. Der auf ein Jahr hochgerechnete Wert beträgt 1.1 kg.

Tab. VII.7.20 Nicht-radioaktive Emissionen von Zentrifugenanlagen <El-Bassioni et al. 1980>, <DOE 1983>, <Urenco 1994>.

Feste Abfälle

Radioaktive Abfälle fallen im wesentlichen bei der Reinigung entleerter UF₆-Behälter an. Die Spülwasser werden gesammelt und das Uran für eine mögliche Wiederverwendung ausgefällt. Die Abfälle werden je nach Konsistenz verpresst oder zementiert. Der gesamte radioaktive Abfall kann der Kategorie 'schwach aktiver Abfall' zugeordnet werden. Der Abfall enthält keine flüchtigen radioaktiven Isotope, die aus den Abfallbehältern entweichen könnten <Pink et al. 1984>. Für diese Art von Abfällen sind keine Daten gegeben. Einige Werte von festen schwach radioaktiven

Betriebsmaterialien sind aus <El-Bassioni et al. 1980> zu entnehmen. Es handelt sich um zu entsorgende Materialien und ersetzte Anlagenteile nach der ORNL-Referenz-Zentrifugen-Anlage, deren Mengen denjenigen in Tab. VII.7.21 entsprechen (ursprünglich Al = 0.11 kg/kgUTA, Rotormaterial = 0.25 kg/kgUTA; nun wird nur das Rotormaterial als Al = 0.05 kg/kgUTA berücksichtigt). Für die Referenz-Diffusions-Anlagen sind keine Daten bezüglich zu entsorgender Abfälle angegeben.

Einige Daten zu Betriebsabfällen sind bekannt für Capenhurst und Almelo. Diese sind in Tab. VII.7.22 dargestellt. Die Zuordnung zu "Abfälle in Reststoffdeponie" und "Abfälle in SAVA" ist willkürlich. Über den Abbruch der Anlagen sind keine Daten bekannt. Recycling von Betriebs- und Abbruchmaterial wird nicht betrachtet. Dies sollte in Zukunft genauer abgeklärt werden.

Betriebsstoff	kg/kgUTA
Stahl	1.5E-1
Eisen	3.4E-4
Messing	1.8E-3
Alnico 5	5.6E-3
Plastik	9.2E-4
Rotormaterial	5.0E-2
Total	2.1E-1

Tab. VII.7.21 Feste schwachaktive Betriebs-Abfallmengen der ORNL-Zentrifugen-Referenz-Anlage (nach <El-Bassioni et al. 1980>).

Zentrifugenanlagen	
Abfälle (in Reststoffdeponie) <Urenco 1994>	kg/kgUTA
Epoxyd-Rückstände 61 m ³ /yr 4.9E4 kg/Jahr a	
Flüssige HNO ₃ /NaOH 2.3 m ³ /yr 3.9E3 kg/Jahr b	
Nitric acid/HF mix 12 m ³ /yr 1.6E4 kg/Jahr c	
Total 6.9E4 kg/yr d	8.1E-2 d
Abfälle (in SAVA) <Urenco 1993>	kg/kgUTA
Öle u.s.w. 4E3 kg/Jahr	2.5E-3
Schwachaktive Abfälle <Urenco 1993>	m ³ /kgUTA
10 m ³ /Jahr	7E-6

- a Epoxy-polyamine Ionentauscherharz, angenommene Dichte feucht 0.72 kg/l <Perry 1987>; hier 0.8 kg/l.
- b Annahme: 1.7 kg/l (HNO₃ Dichte 1.52 bei 100%wt; NaOH Dichte 2.13 bei 100%wt <Perry 1987>).
- c Annahme 1.3 kg/l.
- d Der Wert für Abfälle in Reststoffdeponie wird berechnet mit Daten aus <Urenco 1993>, Größenordnung 1.5E-3 kg/kgUTA.

Tab. VII.7.22 Feste Abfälle durch den Betrieb von Zentrifugenanlagen (nach <Urenco 1994>, <Urenco 1993>).

7.5.2 Feste Abfälle beim Abbruch der Anlagen

Ausgehend von der für dieses Projekt festgelegten Randbedingung, dass von einer Anreicherung wiederaufgearbeiteten Urans abgesehen wird, muß lediglich mit durch Uran und Uran-Tochterisotopen kontaminierten Abfallmaterialien gerechnet werden. Von einer dem Abbruch vorzulagernden Abklingzeit kann demnach abgesehen werden. Die Annahme <El-Bassioni et al. 1980>, dass 25% der Gesamtbetonmenge (abzüglich des geschätzten 20%igen, nicht kontaminierten, der

Rotorfabrikationsanlage zuzurechnenden Anteils) sowie sämtliche mit Uran in Kontakt gestandenen Anlageteile zu entsorgen sind, führt zu den in Tab. VII.7.23 eingetragenen, in entsprechende Endlager zu überführende schwachaktive Abfallmengen. Es wird angenommen, dass keine Konditionierung vorgenommen wird. Die verbleibenden 75% der Gesamtbetonmenge der Anlagen werden zur Inertstoffdeponie überführt.

Abbruchmaterialien		ORNL-Referenz-Diffusionsanlage	ORNL-Referenz-Zentrifugenanlage
Beton	t	1.4E+5	1.0E+5
Glasfasermaterial		5.6E+2	
Stahl		9.5E+4	1.8E+5
Nickel		3.9E+3	
Aluminium		6.6E+3	1.5E+4
Kupfer		3.6E+3	
Rotormaterial			6.1E+1
Eisen			4.9E+2
Messing			1.2E+2
Totalmasse, ohne Beton	t	1.1E+5	2.0E+5
Totalvolumen ohne Beton ^a	m ³	2.8E+4	5.0E+4
Volumen Beton ^b		9.3E+4	6.7E+4
Totales Volumen		1.2E+5	1.2E+5
Totalmasse	t	2.5E+5	3.0E+5
	m ³ /kgUTA	4.7E-4	4.7E-4
	t/kgUTA	9.6E-4	1.1E-3

a Annahme für mittlere Dichte verschrotteten Materials: 4 t/m³

b Annahme für mittlere Dichte abgebrochenen Betons: 1.5 t/m³

Tab. VII.7.23 Schwachaktiver Abbruch-Abfall der ORNL-Referenz-Anlagen <El-Bassioni et al. 1980>.

7.6 Transporte

7.6.1 Transporte während der Bauphase

Transport von Baumaterialien

Ausgehend von den in Tab. VII.7.3 gegebenen Mengenangaben für die ORNL-Referenz-Diffusions- und Zentrifugen-Anlagen werden die Transportbedarfsdaten unter Berücksichtigung der im Projekt generell den Baumaterialien zugeordneten Transportdistanzen ermittelt. Die absoluten und die mit der Gesamtproduktion (2.62E8 kgUTA) normierten Werte sind aus der folgenden Tabelle ersichtlich (Annahme: LKW 28t für Beton, LKW 28t und Schiene für die übrigen Materialien, mit den für die Gesamtstudie gültigen Transportdistanzen).

Materialien	Transport		ORNL-Referenz-Diffusionsanlage		ORNL-Referenz-Zentrifugenanlage	
	Art	km	t	tkm/kgUTA	t	tkm/kgUTA
Beton	LKW 28t	20	5.5E5	4.3E-2	5.0E5	3.8E-2
übrige Materialien	LKW 28t	100	2.0E5	7.6E-2	2.8E5	1.1E-1
	Schiene	200		2.4E-1		2.9E-1

Tab. VII.7.24 Transportbedarf für die ORNL-Referenz-Anreicherungsanlagen (nach <El-Bassioni et al. 1980>).

7.6.2 Transporte während der Betriebsphase

Transport des UF₆ zur Anreicherungsanlage

Für den Transport des 'Feed'-Materials wird für die Diffusionsanlage der Transportweg von Malvési (Nähe Montpellier, Südfrankreich) nach Tricastin (Rhonetal, Nähe Montélimar) unterstellt. Obwohl es sich hier um einen Transport innerhalb des Konversionsschrittes - von Urantetrafluorid zur UF₄UF₆ Konversionsanlage bei Tricastin - handelt, wird dieser Transportbedarf, zur Vermeidung von Transportschritten innerhalb des Konversionsprozesses, dem Anreicherungsschritt zugeordnet, womit eine Kohärenz des Transportbedarfs mit der britischen Konversionsanlage bei Springfields, in der keine vergleichbaren Zwischentransporte vorkommen, erreicht wird. Der Transport von UF₄ nach Tricastin geschieht mit Spezialfahrzeugen mit einer Nettoladepazität von 26 t, womit LKW-40t-Transporte zu unterstellen sind. Mit der rund 200 km betragenden Transportdistanz ergibt sich ein UF₄-Transportbedarf für die Diffusionsanlage von 0.45 tkm/kgUTA. Für die Ermittlung des Transportbedarfs für die Zentrifugenanlage werden die britischen Verhältnisse berücksichtigt. Transportiert wird das, sich in festem Zustand befindliche Uranhexafluorid, in Stahlbehältern mit einem Gesamtgewicht von 14.63 t (12.27 tUF₆ + 2.36 t Stahl-Behälter <Pickert et al. 1981>). Mit der Transportdistanz von Springfields (Konversion) nach Capenhurst (Anreicherung) von 130 km, erhält man einen Transportaufwand für die Zentrifugenanlage von 0.4 tkm/kgUTA. Mit der Annahme, dass zwei Transportbehälter mit einem LKW befördert werden, muß auch hier von einem LKW 40t Einsatz ausgegangen werden.

Transport von Betriebsmaterialien

Der gesamte Materialbedarf aus Tab. VII.7.9-10 beträgt ca. 0.3 kg/kgUTA. Es wird angenommen, dass die eine Hälfte per Bahn und die andere Hälfte per LKW 40t transportiert wird. Mit der unterstellten mittleren Transportdistanz von 100 km für LKW 40t und 200 km für Schiene ergeben sich Transportbedarfswerte von 1.5E-2 tkm/kgUTA resp. 3E-2 tkm/kgUTA.

Transport von festen Abfällen

Aus Tab. VII.7.22 übernehmen wir für die Zentrifugenanlagen ca. 0.1 kg/kgUTA feste Betriebsabfälle. Davon gehört nur ein geringer Anteil zu den schwachaktiven Abfällen. Ein Fahrtweg von 300 km von Capenhurst nach Drigg (entsprechendes Endlager für schwachaktive Abfälle in UK, Nähe Sellafield) wird in dieser Studie für alle festen Abfälle angenommen. Daraus ergeben sich 3E-2 tkm/kgUTA (LKW 40t).

7.7 Flächeninanspruchnahme

Tab. VII.7.25 zeigt eine Zusammenstellung des spezifischen Flächenbedarfs der Georges Besse- und der in Betrieb stehenden DOE-Diffusions-Anlagen sowie der Urenco-, resp. DOE-Referenz-Zentrifugen-Anlagen.

7.8 Übersicht über die Eingabedaten

7.8.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Der Anreicherungsschritt ist in Tab. VII.7.26-27 durch vier Basismodule beschrieben: 'Uran angereichert x% EURODIF/USEC/TENEX/URENCO'. Je ein Modul wurden für die Infrastruktur der Diffusions- und der Zentrifugenanlagen kreiert.

Der HF-Bedarf für die Diffusionsanlage wird von <SNG 1981> übernommen. Die Verbrauchswerte der fossilen Energieträger während des Baus und des Abbruchs der ORNL-Referenz-Anlagen sind in ‚Heizöl EL in Heizung 1 MW‘ zusammengefaßt.

		Diffusionsanlagen ^a		Zentrifugenanlagen ^a	
		EURODIF	USEC ^b	Urenco	DOE-Ref.
Beanspruchte Fläche	m ²	2.75E+6 ^c	1.2E+6	1.5E+5	1.2E+6
Bauzeit ^d	Jahre	7	6	4	7
Betriebszeit		30 ^e	30 ^e	30 ^e	20 ^f
Abbruch ^e		3	3	1	3
Totalzeit II-IV		40	39	35	30
Renaturierungszeit ^g II-III		50	50	50	50
Kapazität	kgUTA/Jahr	1.08E+7	9.0E+6	1E+6	8.0E+6
Gesamtdurchsatz während der Betriebszeit	kgUTA	3.2E+8	2.7E+8	3.0E+7	1.6E+8
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/kgUTA	0.34	0.17	0.18	0.23
		II-III	0.43	0.22	0.25

^a Durchschnittsanlagen <INFCE 1980>.

^b USEC beziehen sich auf in Betrieb stehende Anlagen.

^c Angabe aus < Cogema 1992 a>.

^d Bauzeit bis zur vollen Betriebsaufnahme <INFCE 1980>.

^e Annahme.

^f siehe Tab. VII.7.2.

^g Annahme für diese Studie.

Tab. VII.7.25 Flächeninanspruchnahme von Diffusions- und Zentrifugenanlagen <Cogema 1992 a>, <INFCE 1980>.

In dieser Studie wird die Rückgewinnung von HF und der ev. Wiedereinsatz von angereichertem Uran nicht berücksichtigt.

Es wurden sieben ‚Service Module‘ zur Beschreibung der Anreicherungsdienstleistungen für die analysierten Nuklearketten definiert. Die entsprechenden Lieferungsanteile der vier Anreicherungsanlagen sind in Tab. VII.7.4 zusammengestellt.

7.8.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Ein Teil der in die Module eingeführten Werte für die Diffusions-, wie für die Zentrifugen-Anlage basiert auf den amerikanischen Studien <DOE 1983> und <El-Bassioni et al. 1980>, denen in den 70er Jahren durchgeführte, amerikanische Arbeiten zugrunde lagen. Bezüglich der Diffusionsanlagen ist anzunehmen, dass diese Studien sich auf Betriebsdaten der amerikanischen kommerziellen Anreicherungsanlagen abstützen konnten.

Für die Zentrifugenanlagen konnten für diese Studie einige wichtige Betriebsdaten übernommen werden. Direkte Baudaten waren nicht vorhanden.

Die im Modul aufgeführten Daten geben ein recht vollständiges Bild des Anreicherungs-schrittes, wobei als schwache Punkte das Fehlen von Betriebs-Materialbedarfs-Angaben für die Diffusions-Anlage, sowie die eher ungenügende Dokumentation der Abbruchphasen zu erwähnen sind.

Uran angereichert x% (11)	1 kgUTA	Infrastruktur	Zentrifuge URENCO	Zentrifuge TENEX
INPUT				
Nichtenergetische Ressourcen (1)				
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	2.5E-1		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		1.8E-1		
Wasser	kg		1.1E+2	2.2E+2
Energieträger (3, 8, 9)				
Strom Hochspannung Bezug in UCPTe	TJe	4.8E-7	1.8E-4	3.6E-4
Diesel in Dieselaggregat Förderung	TJth		9E-7	1.8E-6
Div. Schmieröle(als Heizöl Petro ab Raff. Euro)	t		3.6E-6	7.2E-6
Transformeröl (als Heizöl Petro ab Raff. Euro)			1.1E-6	2.2E-6
Öl (als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro)			4.5E-6	9.0E-6
Total Heizöl Petro ab Raffinerie Euro			9.2E-6	1.84E-5
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJth	3.1E-5	---	7.6E-5
Erdgas in Industriefueuerung			2.44E-5	---
Basismaterialien (5)				
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	1.1	0.7	1.4
Stahl unlegiert		6.7E-2		
Stahl niedriglegiert		2.0E-1	1.5E-1	3.0E-1
Stahl hochlegiert		2.0E-1		
Total Aluminium		1.5E-1	5.0E-2	1.0E-1
Kupfer		1.6E-2		
Messing (als Kupfer)		5.8E-4	1.8E-3	3.6E-3
PVC schlagfest			8.7E-4	1.7E-3
Zink (als Zink für Verzinkung)		7.2E-4		
Salzsäure (Chlorwasserstoffsäure)			2.0E-4	4.0E-4
NaOH			2.8E-3	5.6E-3
Phosphorsäure			1.2E-3	2.4E-4
Salpetersäure			1.5E-3	3.0E-3
Stickstoff			3.9E-4	7.8E-4
Argon			7.1·10 ⁻⁴	7.1·10 ⁻⁴
Argon/Methan (als Argon)			1.1·10 ⁻³	1.1·10 ⁻³
Total Argon			1.8E-3	3.6E-3
Helium (als Wasserstoff)			1.1E-5	2.2E-5
Sauerstoff			3.6E-5	7.2E-5
Entfetter (als Chemikalien org.)			5.6E-4	1.1E-3
KOH Kaliumhydroxid			1.0E-4	2.0E-4
Seife			8.8E-4	1.8E-3
H2O2 Wasserstoffperoxid			6.8E-4	1.4E-3
Methanol			3.2E-4	6.4E-4
Acetylene			2.5E-5	5.0E-5
Trichlortrifluoräthan (als Chemikalien org.)			1.2E-2	2.4E-2
CFCs (als Chemikalien org.)			2.7E-3	5.4E-3
HFCs (als Chemikalien org.)			4.7E-4	9.4E-4
Tetrachloräthylen (als Chemikalien org.)			6.3E-3	1.3E-2
Total Chemikalien organisch			2.4E-2	4.8E-2
Aluminiumoxyd (als Chemikalien anorganisch)			3.1E-2	6.2E-2

Tab. VII.7.26 Module 'Uran angereichert 3.25 / 3.4 / 3.5/ 3.7 % von Zentrifuge URENCO / TENEX'.

<i>INPUT</i>	Infrastruktur	URENCO	TENEX
Transporte (5)			
LKW 40t tkm	6.3E-2	4.5E-1	9E-1
Schiene	4.8E-2	3E-2	6E-2
Kernenergie (11) Uran natürlich in Uranhexafluorid für die Anreicherungen 3.25/3.4/3.5/3.7 % U235 kg		1.71/1.68/1.66/1.62	1.71/1.68/1.66/1.62
OUTPUT			
Schwach radioaktive Abfälle m ³		1.3E-3	2.6E-3
Emissionen Luft (16)			
radioaktiv			
U-234 kBq		5.9E-6	1.18E-5
U-235		2.8E-7	5.6E-7
U-238		5.9E-6	1.18E-5
nicht radioaktiv			
HF Fluorwasserstoff p kg		3.7E-8	7.4E-8
Äthanol		1.3E-3	2.6E-3
CFC-11 (R11 FCKW p)		2.0·10 ⁻³	4.0E-3
CFC-12 (R12 FCKW p)		4.3E-4	8.6E-4
CFC-13 (R13 FCKW p)		2.7E-4	5.4E-4
HCFC-22 (R22 FCKW p)		4.7E-4	9.4E-4
Abwärme TJth		1.8E-4	3.6E-4
Emissionen Wasser (19)			
radioaktiv			
U-234 f kBq		9.8E-3	5.9E-2
U-235 f		4.3E-4	2.8E-3
U-238 f		9.2E-3	5.9E-2
U-Töchter (als Th-234 f)		2.4E-1	4.8E-1
nicht radioaktiv			
Ion Aluminium f kg		1.1E-3	2.2E-3
Ion Chrom (als Cr III f)		3.8E-6	7.6E-6
Ion Fluoride f		1.1E-4	2.2E-4
Ion Kupfer f		1.3E-6	2.6E-6
Ion Zink f		3.8E-5	7.6E-5
Nitrate f		2.5E-3	5.0E-3
Phosphate f		3.4E-4	6.8E-4
TBP (als Kohlenwasserstoffe gesamt f)		2.5E-5	5.0E-5
Feste Abfälle (17)			
Abfälle in Reststoffdeponie		8.1E-2	1.62E-1
Abfälle in SAVA		2.5E-3	5.0E-3
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdep.)	0.83		
Kernenergie (11) Nicht berücksichtigt			
Uran angereichert in Uranoxyd für die Anreicherungen 3.25/3.4/3.5/3.7 % U235		1.46/1.45/1.44/1.42	1.46/1.45/1.44/1.42
Fluorwasserstoff recyclet		7.5E-1	7.5E-1

Fortsetzung Tab. VII.7.26 Module 'Uran angereichert 3.25 / 3.4 / 3.5/ 3.7 % von Zentrifuge URENCO / TENEX'.

Uran angereichert x% (21)	1 kgUTA	Infrastruktur	Diffusion EURODIF	Diffusion USEC
INPUT				
Nichtenergetische Ressourcen (1)				
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	4.3E-1		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		3.4E-1		
Wasser entkarbonisiert	kg		3.6E+3	3.6E+3
Energieträger (3, 8)				
Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPTE	TJe		---	9.36E-3
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJth	7.9E-5	3.58E-4	3.58E-4
Basismaterialien (4)				
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	2.1E+0		
Stahl unlegiert		1.0E-1		
Stahl niedriglegiert		2.1E-1		
Stahl hochlegiert		4.7E-1		
Nickel ab Anreicherung		1.6E-2		
Kupfer		2.1E-2		
Aluminium		2.5E-2		
Holzbaustoff Brettschichtholz		3.6E-3		
Glaswolle (als Mineralwolle)		2.1E-3		
Transporte (5)				
LKW 40t	tkm	1.55E-1	1.1E+0	1.1E+0
Schiene		2.4E-1		
Kernenergie (11)				
Strom ab DWR Frankreich			8.64E-3	---
Uran natürlich in Uranhexafluorid für die Anreicherungen 3.25/3.4/3.5/3.7 % U235	kg		1.71/1.68/1.66/1.62	1.71/1.68/1.66/1.62

Tab. VII.7.27 Module 'Uran angereichert 3.25 / 3.4 / 3.5/ 3.7 % von Diffusion EURODIF / USEC'.

OUTPUT		Infrastruktur	EURODIF	USEC
Schwach radioaktive Abfälle	m ³		4.7E-4	4.7E-4
Emissionen Luft (16)				
radioaktiv				
U-234	kBq		1.5E-1	1.5E-1
U-235			6.5E-3	6.5E-3
U-238			2.7E-2	2.7E-2
nicht radioaktiv				
HF Fluorwasserstoff p	kg		4.5E-3	4.5E-3
CFC-114 (R114 FCKW)			2.0E-2	2.0E-2
Abwärme	TJth		8.64E-3	9.36E-3
Emissionen Wasser (19)				
radioaktiv				
U-234 f	kBq		5.6E-3	5.6E-3
U-235 f			2.5E-4	2.5E-4
U-238 f			4.9E-3	4.9E-3
nicht radioaktiv				
Ion Aluminium f	kg		2.5E-5	2.5E-5
Chloride f			1.5E-4	1.5E-4
Fluoride f			4.0E-5	4.0E-5
Ion Chrom (als Cr III f)			2.7E-5	2.7E-5
Phosphate f			4.0E-4	4.0E-4
Ion Zink f			2.7E-4	2.7E-4
Nitrate			3.1E-3	3.1E-3
Aluminiumnitrat			1.7E-4	1.7E-4
Nitrate f			3.27E-3	3.27E-3
Salpetersäure (als Säure gesamt f)			3.1E-3	3.1E-3
TBP (als Kohlenwasserstoffe gesamt f)			5.8E-6	5.8E-6
Feste Abfälle (17)				
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)		1.65		
Kernenergie (11) Nicht berücksichtigt				
Uran abgereichert in Uranoxyd für die Anreicherungen 3.25/3.4/3.5/3.7 % U235			1.46/1.45/1.44/1.42	1.46/1.45/1.44/1.42
Fluorwasserstoff recycelt			7.5E-1	7.5E-1

Fortsetzung Tab. VII.7.27 Modules 'Uran angereichert 3.25 / 3.4 / 3.5/ 3.7 % von Diffusion EURODIF / USEC'.

8 Brennelementfertigung

8.1 Übersicht

Tab. VII.8.1 gibt einen Überblick über die kommerziellen westeuropäischen und nordamerikanischen Fabrikationsanlagen von Uranoxyd- und Misch-Oxyd-Brennelementen (MOX, Mischung von frischem Uranoxyd und Oxyden von wiederaufgearbeitetem Uran und Plutonium).

Land	Anlage	Betreiber	Kapazität tSM ^a /Jahr	Produktion im 1988 tSM ^a	Produkt ^b	Betriebs- aufnahme
Belgien	Dessel	BN	35	35	LWR/MOX	1983
	Dessel	FBFV	400		PWR	
Frankreich	Romans ^c	FBFC	750	650	LWR MOX; PWR	1979
	Melox	Melox		120	LWR MOX	1994
Italien	Bosco Marengo	FN SpA	200		BWR	1986
	Saluggia	ENEA	200		LWR	
Deutschland	Hanau	RBU	720		BWR. PWR	1985
	Hanau	Siemens	25	22	LWR MOX	1985
	Karlstein	RBU	400		BWR. PWR	1982
	Lingen ^d	ANF	300		BWR. PWR	1979
Schweden	Västerås	ABB Atom	400 ^e		BWR. PWR	1971
GB	Springfields	BNFL	200		PWR	1995
	Sellafield	BNFL	50+8 ^f		PU/U-oxyd/LWR MOX	1998
USA	Columbia	Westinghouse	1250		PWR	1969
	CNFP	BWFC	400		PWR	1972
	Hematite	ABB CENP	300		UO ₂ ^g	
	Richland	ANF	700		BWR; PWR	
	Wilmington	General Electric	1100		BWR	1969
	Windsor	ABB CENP	300 ^h		PWR	1982
	Apollo ⁱ	B&W	360		PWR, FBR, MOX	

^a Schwermetall.

^b Durch den Reaktortyp charakterisiert oder speziell bezeichnet.

^c Romans-sur-Isere.

^d Der Betreiber war Exxon Nuclear GmbH; die Kapazität 1984 betrug 180 t/Jahr; geplant: 800 t/Jahr <Pink et al. 1984>.

^e tUO₂/Jahr.

^f Eine Demonstrationsanlage mit einem MOX-Durchsatz von 8 t wird den Betrieb 1993 aufnehmen <SVA 1993>

^g PWR Tabletten oder Pulver.

^h UO₂ Tabletten Eingang von der Hematite Plant.

ⁱ Die Anlage konvertiert UF₆ UO₂ Pulver, das in der B&W Lynchburg Anlage zu Brennelementen verarbeitet wird <Perkins 1983>. Z.Z. ist die Anlage abgestellt. Teildekontamination und Bodenuntersuchungen im Gange. Anlage wird abgebrochen <FCR 1991>.

Tab. VII.8.1 Übersicht über die kommerziellen Oxyd-Brennelement-Fabrikationsanlagen in Westeuropa und Nordamerika.

Tab. VII.8.2 gibt einen Überblick über Herkunft der in den schweizerischen Kernkraftwerken eingesetzten Brennelemente. In den Anlagen Beznau I und II sind in MOX-Programmen von 1988 bis 1991 insgesamt 92 MOX-Brennelemente eingesetzt worden. Sie haben während dieser Zeitspanne etwas mehr als 1 GWe a (= rund 25'000 TJe) produziert. Da die als Referenzanlagen dienenden KKG und KKL bis anhin noch keinen MOX-Brennstoff eingesetzt haben, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit die Fabrikation von MOX-Brennelementen nicht einbezogen.

	DWR Beznau I+II	SWR Mühleberg	DWR Gösgen	SWR Leibstadt
RBU, Siemens, Hanau, D	Verträge seit 1984		Verträge von 1977-1995	
ABB Atom Västerås, S				Verträge bis 1995
Columbia, Westinghouse, USA	Verträge bis heute			
GE, Wilmington, USA		bis auf weiteres		

Tab. VII.8.2 Herkunft der Dienstleistungen für die Brennelementherstellung für die schweizerischen Kernkraftwerke <SBK 1992>.

8.2 Beschreibung der Brennelement-Fertigungsschritte

Die Brennelementfertigung wird hier am Ablauf im Siemens Brennelementwerk Hanau mit Schwergewicht DWR-BE kurz dargelegt. Sie umfaßt die Fertigungsschritte:

Pulverfertigung mit den Verfahrensschritten: Überführung des UF_6 in den gasförmigen Zustand (Ausdampfung), chemische Umwandlung des UF_6 in Ammonium-Uranyl-Carbonat $(NH_4)_4[UO_2(CO_2)_3]$ (AUC), Reinigung und Trocknung des AUC, Umwandlung des AUC in Urandioxydpulver (UO_2) sowie Mischen und Homogenisierung des UO_2 -Pulvers. Das nach dem Zwischenprodukt benannte AUC-Konversionsverfahren hat gegenüber anderer Verfahrensweisen entscheidende Vorteile, z. B. gegenüber dem älteren von Westinghouse (Columbia-Anlage) angewandten nasschemischen Ammoniumdiuranat-Verfahren (ADU). Das AUC-Verfahren liefert ein sehr homogenes, gut rieselfähiges und vor allem fluorfreies Pulver mit einer sehr engen Korngrößenverteilung. Dieses kann ohne Zusätze und weiteren Arbeitsschritten, wie Agglomerieren, Trocknen, Granulieren etc. direkt verpresst werden. In diesem Stadium werden dem Brennstoff auch eventuelle Zusätze, wie z.B. abbrennbare Gifte (Gadoliniumoxyd: Gd_2O_3) beigemischt.

Tablettenfertigung mit den Prozeßstufen: Pressen des Pulvers zu UO_2 -'Grünlingen', Sintern der Grünlinge und Schleifen.

Herstellung der Brennstäbe umfassend die folgenden Fabrikationsschritte: einseitiges Verschweissen des Hüllrohres mit einer Endkappe, Zusammenstellen der Pellets zu einer Brennstoffsäule, Einfüllen der getrockneten Pellets und der Niederhaltefedern für die Säule in das einseitig verschweisste Hüllrohr, Heliumfüllung und Verschweissen des gefüllten Hüllrohres, Elektropolieren und die Endprüfung mit dem Rod Scanner.

Fertigung der Strukturteile und Brennelement-Zusammenbau mit den Herstellungsschritten: Fertigung der Brennelementtragstruktur, Einziehen der Brennstäbe, Montage der Kopf- und Fußstütze sowie die Abschlußprüfung und Lagerung.

Die Hauptdaten des Druckwasser (KKG)- und des Siedewasser-Brennelements (KKL) sind aus Tab. VII.8.3 ersichtlich.

8.3 Allgemeine Daten der Anlagen

Für die folgenden Fabrikations-, resp. Referenz-Anlagen standen Daten zur Verfügung:

1. **HANAU** (D) des Betreibers *Reaktorbrennelemente Union GmbH* (RBU). Diese Anlage wurde für die Studie <Pink et al. 1984> als Referenzanlage verwendet.
2. **Columbia** der Firma Westinghouse, USA. Die Daten stammen aus <Perkins 1983>.

3. DOE-Referenz-Anlage <DOE 1983>.
4. ORNL-Referenz-Anlage <El-Bassioni et al. 1980>.

	KKW Gösgen	KKW Leibstadt
Brennelement		
Anzahl Brennelemente im Kern	177	648
Stabzahl	205	62 (64-2 für H ₂ O)
ab Jahr 1992		96 (100-4 für H ₂ O)
Werkstoff aller BE-Strukturteile und Brennstabhüllrohre	Zircaloy-4	Zircaloy-2
altes BE : Werkstoff der BE-Strukturteile	X10CrNiTi	
Gesamtgewicht des Elements	662 kg	317 kg
Hüllrohrwerkstoff	Zircaloy 4	Zircaloy 2
Gewicht des Zircaloys pro BE	209 kg	133 kg
Brennstoff	gesintertes UO ₂	gesintertes UO ₂
Anreicherung des Erstkerns	1.9/2.5/3.2 %	1.87 % Mittel
Mittlere Anreicherung der Nachladung (1992)	3.5 %	rund 3.5 %
Gesamtgewicht des Urans pro BE	430 kg	184 kg

Tab. VII.8.3 Brennstoff und Brennelementdaten des KKG und KKL <BBC et al. 1980>, <KWU 1981>.

In Tab.VII.8.4 sind die jährlichen Durchsätze eingetragen, die für die Normalisierung der Bedarfs- und Emissionsdaten zugrundegelegt wurden. Das Eingangsprodukt aller Anlagen ist Uranhexafluorid UF₆; alle Anlagen produzieren LWR-Brennelemente, wobei die Columbia Anlage nur PWR-BE herstellt. Bei der Brennelementherstellung werden Uran-Verluste (inkl. Konversion von UF₆ zu UO₂) von weniger als 1% angegeben <Pink et al. 1984>.

Bei den Normierungsrechnungen werden jedoch keine unterschiedlichen Input- und Output-Uranmengen unterstellt. In <DOE 1983> und <El-Bassioni et al. 1980> werden keine Verluste angenommen. Die Betriebszeiten für die DOE-Referenz-Anlage wird mit 20 Jahren, diejenige für die ORNL-Referenz-Anlage mit 30 Jahren angegeben. Dieser Studie wird eine 30 jährige Betriebszeit unterstellt.

	HANAU	Columbia	DOE-Referenz-Anlage	ORNL-Referenz-Anlage
Durchsatz tU/Jahr	600	400-1200 ^a	900	900

^a In den Jahren 1974-1982 wurde die jährliche Produktion von 400 t auf 1200 t erhöht. Die Normierung geschieht jeweils mit den entsprechenden, den Bedarfs, resp. Emissionsdaten zugeordneten Durchsätzen.

Tab. VII.8.4 Durchsätze der Referenz-Brennelementfabrikationsanlagen

8.4 Material- und Energie-Bedarf

8.4.1 Bau

Materialbedarf

Angaben bezüglich der Baumaterialmengen für die DOE- und ORNL-Referenz-Anlagen sind aus Tab. VII.8.5 ersichtlich. Auf Grund des Fehlens weiterer Daten, müssen diese absoluten Größen als Anhaltspunkte für die Ermittlung der von der zugeordneten Betriebszeit direkt abhängigen Normierungswerte dienen. Für die Festlegung der Daten für Stahl- und Betonbedarf werden Mittelwerte eingesetzt, für die anderen Materialien die konservativen Grenzwerte der angegebenen Bereiche.

Energiebedarf

Aus der ORNL-Referenz ist ein Wert für den nicht weiter spezifizierten, normierten Brennstoffverbrauch von $1.7E-5$ TJ_{th}/kgU zu entnehmen, während für den Elektrizitätsbedarf ein sehr geringer, vernachlässigbarer Wert angegeben ist ($E-7$ TJe/kgU).

	DOE-Referenz-	ORNL-Referenz-	Annahme für diese Studie	
	Anlage (t)	Anlage (t)	(t)	(kg/kgU) ^a
Beton	4.2E+4 - 2.5E+5	4.0E+4	4.2E+4	1.6E0
Stahl	6.7E+3 - 2.5E+4 ^b	9.6E+3 ^c		
Stahl unlegiert (Armierungsstahl)			2E+3 ^b	7E-2
Stahl niedriglegiert (Strukturstahl)			8E+3 ^b	3E-1
Stahl hochlegiert (Ausrüstung)		2.9E+2	3E+2	1E-2
Kupfer	3.3E2 - 2.92E+3 ^d	8.1E+1	3.3E+2	1E-2
Aluminium	150-800		8E+2	3E-2
Mangan	40-120		1.2E+2	4E-3
Chrom	56-84		8.E+1	3E-3
Nickel	11-17		1.7E+1	6E-4
Gußeisen	280-510		5.1E+2	2E-2
Zink		1.4E+1	1.4E+1	5E-4
Holz		1.1E+3	1.1E+3	4E-2

^a basierend auf einer Betriebszeit von 30 Jahren und einem Durchsatz von 900 tU/Jahr.

^b Gesamte Stahlmenge

^c dieser auf 1E4 t gerundete ORNL Werte des Stahlbedarfs wurde aufgeteilt in einen unlegierten und einen niedriglegierten Teil. Die Ermittlung der Armierungstahlmasse basiert auf dem Verhältnis von 1 t Stahl für 8 m³ Beton (Abschätzwert für allgemeine Stahlbetonkonstruktionen <Strickler 1983>).

^d inbegriffen Kupfer und dessen Legierungen (Messing, Bronze).

Tab. VII.8.5 Materialbedarf für den Bau der BE-Herstellungsanlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

8.4.2 Betrieb

Materialbedarf

Angaben bezüglich des Materialverbrauchs während der Betriebsphase können für den Zircaloy-Bedarf gemacht werden. Verbrauchswerte anderer eingesetzter Materialien standen nicht zur Verfügung. Der Zircaloy-Werkstoff, eingesetzt sowohl für die Brennstabhülle, als auch für sämtliche BE-Strukturteile, besteht aus Zirkon mit geringen Legierungsanteilen (1.5% Sn, 0.1-0.2% Fe, 0.1% Cr und 0.05-0.005% Ni <Smidt 1975>). Bezüglich des Zircaloy-2- und Zircaloy-4-Werkstoffs

besteht ein geringer Unterschied im Ni-Gehalt. Die Mengen dieser Legierungsbestandteile sind jedoch so klein, daß sie nicht in das Modul aufgenommen werden. Aus den Angaben in Tab. VII.8.3 läßt sich ein Mittelwert für den **Zirkonbedarf** pro kg Uran für das KKG- und KKL-BE von **0.6 kg/kgU** ermitteln. Der Bedarf an Brennstoffzusätzen, wie z.B. abbrennbare Gifte (Gadoliniumoxyd) ist gering und wird demnach nicht berücksichtigt. <Perkins 1983> gibt ohne Wertangaben die eingesetzten, ADU-Prozess spezifischen Chemikalien der Columbia-Anlage an: Ammoniumhydroxyd (Ammoniak), Stickstoff, Salpetersäure, Schwefelsäure, Fluorwasserstoff, Natriumhydroxyd, Salzsäure, Nickelsulfat, Natriumkarbonat, organische Stoffe, Wasserstoff, Argon, Helium.

Wasserbedarf

Für die Columbia-Anlage wird ein jährlicher Wasserverbrauch von umgerechnet $3E+2$ kg/kgU angegeben. 45% davon verdunstet, der Rest wird als Abwasser abgeleitet. Aus der DOE-Referenz ist ein Wert für die zurückgeleitete normierte Abwassermenge von $5.7E+2$ kg/kgU zu entnehmen.

Energiebedarf

Nach <Pink et al. 1984> beträgt der jährliche Energieverbrauch 95 TJ, wobei mehr als die Hälfte auf leichtes Heizöl entfällt. Tab. VII.8.6 gibt einen Überblick über die in den entsprechenden Referenzen angegebenen Elektrizitäts- und Brennstoffbedarfswerte. Bezüglich des Energiebedarfs der Hanau-Anlage wird eine hälftige Aufteilung in Elektrizität und Heizöl vorgenommen.

		Hanau	DOE-Referenz-Anlage	ORNL-Referenz-Anlage
Elektrizitätsbedarf	TJe/kgU	8.0E-5	1.8E-4	3.5E-4
Heizöl	TJth/kgU	8.0E-5		
Naturgas			1.0E-4	2.3E-4

Tab. VII.8.6 Energiebedarf während des Betriebs der BE-Fabrikationsanlagen <Pink et al. 1984>, <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

8.4.3 Abbruch

Materialbedarf

Aus <El-Bassioni et al. 1980> ist für die ORNL-Referenz-Anlage ein Wert für den Stahlbedarf (einschließlich Stahl für diverse Vorrichtungen), normiert auf die Gesamtproduktion, von $3.1E-2$ kg/kgU zu entnehmen.

Energiebedarf

Der einzige angegebene Wert <El-Bassioni et al. 1980> kann vernachlässigt werden.

8.5 Emissionen

8.5.1 Emissionen beim Betrieb der Anlage

Radioaktive Luftemissionen

In der Hanau-Anlage werden mit dem Abluftsystem alle Bereiche belüftet, in denen mit fein verteiltem Uran in löslicher oder unlöslicher Form gerechnet werden muß. Hierzu gehören die UF₆-Ausdampfung, AUC-Ausfällung, Pulverherstellung- und Verarbeitung, Pelletpressen sowie Teile der

nasschemischen Uranschrottrückführung. Die Abluft wird über mindestens zwei in Serie geschaltete Filter über einen Abluftkamin abgeleitet. Dadurch gelangen radioaktive Stoffe nur in geringem Masse über der Kamin in die Umgebung. Im wesentlichen handelt es sich bei der über den Luftpfad abgegebenen Aktivität um staubförmiges Uran. Die in Tab. VII.8.7 eingetragenen jährlichen Abgaben über die Abluft an -Aktivität, zeigen im Laufe der Jahre bedingt durch die verbesserte Rückhaltung einen deutlichen Rückgang der Aktivitäten.

Jahresabgaben in kBq						
1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
2.6E+5	1.7E+5	1.1E+5	1.1E+5	1.1E+5	1.1E+5	5.1E+4

Tab. VII.8.7 Aktivitätsabgaben des RBU-Werkes (Hanau) an die Abluft <Pink et al. 1984>.

Die -Aktivität kann überwiegend dem U-234 zugerechnet werden. Andere Isotope spielen bezüglich ihres Aktivitätsbeitrages nur eine untergeordnete Rolle. Im Jahre 1981 betrug der von den deutschen Behörden festgelegte Grenzwert für Luftabgaben 2.7E+5 kBq/Jahr. Die im Jahre 1981 Abgabe, welche nach <Pink et al. 1984> als repräsentativer totale Wert für die folgenden Jahre bezeichnet wird, ist in der nachstehenden Zusammenstellung eingeführt. Tab. VII.8.8 zeigt die radioaktiven Luftemissionen der Anlagen.

	Hanau	Columbia	DOE-Referenz-Anlage	ORNL-Referenz-Anlage
U-234 kBq/kgU	k.A.	1.4E-1	k.A.	k.A.
U-235	k.A.	7.0E-3	k.A.	k.A.
U-238	k.A.	3.3E-2	k.A.	k.A.
U Total	8.5E-2 ^a	1.8E-1	2.1E-1	2.2E-1 ^b

^a Angenommen wird der Wert des Jahres 1981.

^b Entspricht dem oberen Grenzwert des in der Referenz angegebenen Bereichs.

Tab. VII.8.8 Radioaktive Luftemissionen der Brennelement-Fertigungsanlagen <Pink et al. 1984>, <Perkins 1983>, <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Das mit chemischen Schadstoffen beladene Abgas oder die Abluft wird durch verschiedene Reinigungsstufen, z. B. Wäscher und Filter unterschiedlicher Güteklassen, gereinigt. Dabei werden neben den aktiven Uranpartikeln auch chemische Schadstoffe ganz oder zum Teil aus dem Abgas entfernt. Dagegen werden die Rauchgase der ölgefeuerten Heizanlagen und Prozessdampferzeugung ohne Reinigung emittiert. Die jährliche von der Hanau-Anlage im Jahre 1983 abgegebenen Schadstoffmengen sind aus Tab. VII.8.9 ersichtlich.

Normierte Luftabgabewerte nicht-radioaktiver Gase der Referenzanlagen sind aus der Tab. VII.8.10 ersichtlich. Von der DOE-Referenz-Anlage sind Abschätzungswerte über Abgabemengen von SO₂, NO_x und CO vorhanden, die wahrscheinlich von Verbrennungsprozessen stammen. Diese Werte werden hier nicht aufgeführt. Die Ausweisung einer SO₂-Emission steht zudem im Widerspruch zur Angabe des Einsatzes von Naturgas.

Schadstoffe	Chemieanlage kg/Jahr	Heizung kg/Jahr
SO ₂	---	6'000
NO _x	18'000	6'000 (NO ₂)
CmHn	2'000	700 ^a
CO	---	600
Staub	---	130

^a Organische Gase und Dämpfe.

Tab. VII.8.9 Nicht-radioaktive Luftemissionen der Hanau-Anlage (vor 1984) <Pink et al. 1984>.

		Hanau	Columbia	ORNL- Referenz-Anlage
NO _x	kg/kgU	3.0E-2	k.A.	k.A.
CmHn		3.3E-3	k.A.	k.A.
NH ₃		k.A.	3.3E-2	k.A.
F ⁻		k.A.	1.8E-1	2.2E-1

Tab. VII.8.10 Nicht-radioaktive Prozess-Luftemissionen der Brennelement-Fertigungsanlagen <Pink et al. 1984>, <Perkins 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Radioaktive Wasseremissionen

In der Hanau-Anlage wird aus dem bei der Verarbeitung anfallenden kontaminierten Filtrat in einer zentralen Filteraufbereitungsanlage das Uran chemisch gefällt, die Flüssigkeit weitgehend von Uranresten befreit und den Übergabebehältern zugeführt. Nach Freigabe durch den Strahlenschutz folgt die Einleitung ins öffentliche Abwassernetz, wobei etwa die Hälfte dieser Aktivität im Klärschlamm zurückbehalten wird und in Deponien gelagert wird. Hauptaktivitätsträger ist das Isotop U-234. Der behördliche Grenzwert für Wasserabgaben betrug 1.85E+7 kBq. Vor dem Jahr 1978 galt ein höherer Grenzwert. Aus Tab VII.8.11 sind die Jahreswasserabgaben ersichtlich.

Jahresabgaben in kBq						
1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
1.8E+8	4.1E+7	2.0E+7	1.1E+7	1.2E+7	4.4E+6	4.2E+6

Tab. VII.8.11 Aktivitätsabgaben der Hanau-Anlage an das Abwasser <Pink et al. 1984>.

Auch hier kann nach <Pink et al. 1984> die Abgabe des Jahres 1981 als repräsentativer Total--Wert für die nachfolgenden Jahre bezeichnet werden. Er wird in die folgende Zusammenstellung aufgenommen. Aus den entsprechenden Referenzen werden Werte für die Columbia, DOE und die ORNL-Referenz-Anlagen angegeben.

		Hanau	Columbia	DOE-Referenz-Anlage	ORNL-Referenz-Anlage
U234	kBq/kgU	k.A.	5.7E+0	k.A.	k.A.
U235		k.A.	3.4E-1	k.A.	k.A.
U238		k.A.	1.6E+0	k.A.	k.A.
U Total		7.0E+0 ^a	7.6E+0	2.1E+1	5.3E+1 ^b
Th234		k.A.	k.A.	1.1E+1	4.1E+1 ^b

^a Angenommen wird der Wert des Jahres 1981.

^b Oberer Wert des in der Referenz angegebenen Bereichs, der untere Wert entspricht den für die DOE-Referenz-Anlage eingetragenen Werte

Tab. VII.8.12 Radioaktive Wasseremissionen der Brennelement-Fertigungsanlagen <Pink et al. 1984>, <Perkins 1983>, <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Für die DOE- und ORNL-Referenz-Anlagen sind die in der Tab. VII.8.13 eingetragenen Werte angegeben. Keine Angaben werden für die Hanau-Anlage gemacht.

Für die Columbia-Anlage können detaillierte Wasserabgabemengen nicht radioaktiver Stoffe angegeben werden. Unterstellt wird eine Zeitverfügbarkeit von 80% (siehe Tab. VII.8.14).

		DOE-Referenz-Anlage	ORNL-Referenz-Anlage ^a
NH ₃	kg/kgU	2.9E-1	2.4E-1
NO ₃ ⁻		6.9E-1	1.5E-1
F ⁻		1.2E-1	1.1E-1

^a Obere Werte der angegebenen Bereiche.

Tab. VII.8.13 Nicht radioaktive Wasseremissionen der Brennelementfertigungs-Referenz-Anlagen <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

Feste Abfälle

In den einzelnen Verarbeitungsstufen von der Konversion des UF₆ bis zur Brennstab-Assemblierung fallen nasse und trockene, nicht spezifikationsgerechte Uranmengen an. Um die Uranabfälle so gering wie möglich zu halten, werden die Uranrückstände so weit wie möglich zurückgeführt. Pelletbruchstücke werden der Uranschrottrückführung zugeführt. UO₂-Schleifschlämme werden getrocknet und die U₃O₈ rezykliert. Stimmen chemische Reinheit und Dichte nicht, müssen Pellets oder Pulver wieder aufgelöst und an den Konversionsbereich rückgeführt werden. Bei stark verunreinigtem Material wird eine Gegenstromextraktion mit organischem Lösungsmittel durchgeführt.

In der Hanau-Anlage werden die nicht rückführbaren Abfälle, wie z.B. kontaminierte Reinigungs- und Verpackungsmaterialien, Staubfilter, verschmutzte Produktionsrückstände in 200-l-Fässer eingelagert. Nach Angaben von <Pink et al. 1984> fielen jährlich ca. 30 solche Fässer an (für die Produktion 1983), die zwischengelagert wurden. Die Dosisleistung an der Faßoberfläche ist unbedeutend, da sich in den Fässern nur Uran-kontaminierte Gegenstände befinden. Gasförmige oder aerosolgebundene Aktivitätsemissionen sind aus den geschlossenen Fässern nicht zu erwarten.

	Menge (kg/d)	kg/kgU
Silber (Ag)	3.4E-2	2.5E-5
Eisen (Fe)	2.4E-1	1.8E-4
Natrium (Na)	1.4E+1	1.0E-2
Calcium (Ca)	1.3E+2	9.7E-2
Magnesium (Mg)	6.3E-1	4.6E-4
Mangan (Mn)	1.6E-2	1.1E-5
Molybdän (Mo)	4.3E-2	3.1E-5
Nickel (Ni)	2.3E-1	1.7E-3
Bor (B)	1.0E-1	7.3E-5
Chlor (Cl)	1.1E+1	8.2E-3
Phosphor als P	3.4E-1	2.5E-4
Kjeldahl (Stickstoff)	1.1E+2	8.1E-2
Ammoniak (als NH ₃)	9.1E+1	6.6E-2
Fluor (F)	5.6E+1	4.1E-2
Sulfate (SO ₄)	1.9E+1	1.4E-2
Sulfite (SO ₃)	2.9E-1	2.1E-4
Sulfide (S)	Spuren	
COD	2.6E+1	1.9E-2
BOD ₅	4.9E+0	3.6E-3
Phenole	Spuren	Spuren
Surfactans	1.6E-2	1.2E-5
Öle und Fette	2.0E+0	1.4E-3
Härte (als CaCO ₃)	1.3E+2	9.7E-2
Total Suspendierte Feststoffe	3.6E+0	2.6E-3
Total Feststoffe	1.3E+2	9.3E-2
Total flüchtige Feststoffe	1.4E+2	1.0E-1
Total gelöste Feststoffe	1.2E+2	9.0E-2

Tab. VII.8.14 Betriebsdaten der nicht radioaktiven Wasserabgaben der Columbia-Anlage bei einem jährlichen Durchsatz von 400 tU <Perkins 1983>.

Bei der Columbia-Anlage besteht der Hauptteil des festen Abfalls aus CaF-Kalk-Schlamm, der von der ADU-Nass-Abfall-Behandlung stammt. Der aus Absetzteichen entnommene und getrocknete Schlamm mit einer Uran--Aktivität von 2.2 Ci pro kg Trockenmasse (= ca. 80 kBq/kg) im Jahre 1981 wird zu entsprechenden Lagerplätzen überführt <Perkins 1983>. Bezüglich der DOE-Referenz-Anlage <DOE 1983> kann ein jährlich anfallender Calciumfluorid-Abfall von 674 t mit einer gesamten Uran--Aktivität von 5.9 Ci entnommen werden.

Die Daten der festen Abfälle sind in Tab. VII.8.15 zusammengestellt. Für die Columbia-Anlage ist der jährliche Anfall nicht angegeben. In <DOE 1983> und <El-Bassioni et al. 1980> ist der CaF₂-Schlamm als nicht radioaktiver Abfall kategorisiert. Uran ist getrennt aufgelistet. Für diese Studie wird angenommen, dass CaF₂-Schlamm als schwach radioaktiver Abfall, konsistenterweise mit Angaben der Columbia-Anlage, kategorisiert wird. Unter Berücksichtigung einer Dichte des trockenen CaF₂-Schlamm ergibt sich für die ORNL-Referenz-Anlage ein Wert von 2.5E-4 m³/kgU. Die Aktivität der Uranemission der ORNL-Referenz-Anlage wird konsistenter- und konservativerweise ebenfalls berücksichtigt.

		Hanau	DOE-Ref.-Anlage	ORNL-Ref.-Anlage
Nicht-radioaktive Abfälle				
CaF ₂	kg/kgU		7.5E-1	8E-1
unspezifisch		k.A.	k.A.	8E-1
Radioaktive Abfälle				
Uran	kBq/kgU	k.A.	2.43E+2	2.4E+2
schwach radioaktiver Abfall	m ³ /kgU	1E-5	k.A.	k.A.

Tab. VII.8.15 Feste Betriebsabfälle der Brennelementfertigungs-Anlagen <Pink et al. 1984>, <DOE 1983>, <El-Bassioni et al. 1980>.

8.6 Emissionen beim Abbruch

Bezüglich der festen Abfälle ist aus der ORNL-Referenz 700 t Uran-kontaminierten Stahl zu entnehmen, was normiert einen Wert von 2.6E-2 kg/kgU ergibt. Mit einer angenommenen Dichte von 4 t/m³ dieser Abbruchmaterialien wird ein Wert von 7E-6 m³/kgU berechnet und als schwach aktiver Abfall kategorisiert.

Für die Berechnung der zur Deponie überführten Abbruchmaterialien wird in erster Approximation 80% der nicht rezyklierbaren Materialien (hauptsächlich Beton) zugrunde gelegt (1.3 kg/kgU).

8.7 Transporte

8.7.1 Transporte während der Bauphase

Gestützt auf die Mengenangaben in Tab. VII.8.5, werden aufgrund der in dieser Studie allgemein unterstellten Distanzen folgende Bedarfswerte errechnet: für Beton: 3.0E-2 tkm/kgU mit LKW-28t, für die übrigen Materialien: 4.8E-2 tkm/kgU LKW-28t, sowie 9.6E-2 tkm/kgU auf der Schiene.

8.7.2 Transporte während der Betriebsphase

Das sich in festem Zustand befindende Uranhexafluorid wird in rund 2'300 kg Fassungsvermögen aufweisenden Behältern <Pickert et al. 1981> von der Anreicherungsanlage zur Brennelementherstellungsanlage transportiert. Bezüglich der Transportwege werden die Angaben in Tab. VII.8.2 für die Referenzkraftwerke KKG und KKL berücksichtigt. Bezüglich des KKL-Bedarfs wird angenommen, daß die 50% des gesamthaft benötigten, auf dem Spotmarkt eingekauften, angereicherten Urans von URENCO Zentrifugen-Anlagen stammt. Es wird dabei unterstellt, daß wiederum die Hälfte dieser Spotmarktmenge in der englischen URENCO-Anlage bei Capenhurst, die andere in der niederländischen URENCO-Anlage bei Almelo angereichert wird. Die anderen 50% des KKL, sowie die gesamte Menge des KKG werden bei Tricastin, in der Georges Besse Diffusions-Anlage der COGEMA angereichert. Die Brennelementherstellungs-Anlagen für die KKL-Siedewasserreaktor-Brennelemente befindet sich in Västerås (S), diejenige für die KKG-Druckwasserreaktor-Brennelemente in Hanau (D). Folgenden Distanzen für die Strassentransporte wurden angenommen: Tricastin-Hanau: 800 km, Tricastin-Västerås: 2'000 km, Mittelwert Capenhurst/Almelo-Västerås: 1200 km. Die Berechnungen des Transportbedarfs basieren auf der Annahme, daß 4 Behälter mit einem Gesamtgewicht von 12 t auf 28 t LKW transportiert werden, das Netto-Urangewicht beträgt dabei 6.2 t (in 9.2 t UF₆). Bei der Ermittlung des gemittelten Wertes für den UF₆ Transportbedarf wurde nebst der Berücksichtigung der verschiedenen Transportdistanzen auch eine Gewichtung mit

den spezifischen Uranverbrauchswerten des KKG (0.89 tU/TJ), resp. des KKL (1.07 tU/TJ) vorgenommen. Die Rechnungen ergeben für den Transport von UF₆ einen normierten Bedarfswert von 2.4 tkm/kgU.

Für die Berechnung des Transportbedarfs für die Zircaloyteile werden die Transportdistanzen von den Zircaloy-Fabrikationsanlagen in Duisburg und Hellenthal für das Hanau Werk (approximative Transportdistanz 350 km) resp. die Anlage in Sandviken für das BE-Herstellungsanlage in Västerås (ungefähre Transportdistanz 150 km) zugrundegelegt <FCR 1991>. Mit dem Transportweg-Mittelwert von 250 km und den 0.6 kg Zircaloy-Bedarf pro kg Uran ermittelt sich ein Transportbedarfswert von 0.15 tkm/kgU.

Für den LKW-Transport der nicht speziell abgeschirmten schwach aktiven Abfälle zu oberflächennahen Endlagern wird willkürlich eine Fahrdistanz von 200 km und ein spezifisches Transportgewicht von 0.5 t/m³ unterstellt (1E-3 tkm/kgU). Es scheint, dass entsprechend der Praxis in den USA die Endlagerung des CaF₂-Schlammes bei der Anlage vorgenommen wird. Für diese Studie wird jedoch angenommen, dass der Schlamm zu oberflächennahen Endlagern überführt wird, womit sich ein Transportbedarf von 0.16 tkm/kgU errechnet.

8.7.3 Transporte während der Abbruchphase

Mit der Annahme einer Transportdistanz von 20 km zur Inertstoffdeponie errechnet sich ein Transportbedarf für die nicht-radioaktiven festen Abfälle von 2.6E-2 tkm/kgU.

Für den LKW-Transport der nicht speziell abgeschirmten schwach aktiven Abbruchmaterialien zu oberflächennahen Endlagern wird eine Distanz von 200 km und ein spezifisches Transportgewicht von 4 t/m³ angenommen (6E-3 tkm/kgU).

8.8 Flächeninanspruchnahme

In Tab.VII.8.16 ist eine Zusammenstellung des spezifischen Flächenbedarfs der Brennstoffherstellungs-Anlagen gezeigt.

		Columbia ^a	DOE-Referenz-Anlage
Beanspruchte Fläche	m ²	2.4E+5	3E+4
Bauzeit	Jahre	3	3 ^b
Betriebszeit		30	20
Abbruch		3	3 ^b
Totalzeit II-IV		36	26
Renaturierungszeit II-III		50 ^c	50 ^c
Durchschnittlicher Durchsatz während der Betriebszeit	U/Jahr	1.2E+3	9.0E+2
Gesamtdurchsatz während der Betriebszeit	kg	3.6E+7	1.8E+7
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² -Jahr/kgU	2.4E-1	4.3E-2
II-III		3.3E-1	8.3E-2

^a Für die Westinghouse Columbia Anlage beträgt die kontrollierte Fläche ungefähr 4.7 Mio. m², wovon 0.24 Mio. m² für die Anlage und zugehörigen Gebäudekomplexe beansprucht werden, währendem der übrige Teil zusammengesetzt ist aus Seen, Wald, Sümpfen, Mooren und Felder. Für die Berechnung der Flächenbedarfs wird die eigentliche Flächenbeanspruchung eingesetzt.

^b Annahmen.

^c Annahme für diese Studie.

Tab. VII.8.16 Flächeninanspruchnahme der Columbia-Anlage und der DOE-Referenz-Anlage.

8.9 Übersicht über die Eingabedaten

8.9.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Für zwei der vier Referenz-BE-Herstellungsanlagen stehen Betriebsdaten zur Verfügung, für die Hanau- und die Columbia-Anlage. Bei der Modulerstellung werden diese Werte primär berücksichtigt. Zu einzelnen Punkten in der unten aufgeführten Modulzusammenstellung folgen zunächst einige Erläuterungen:

Nichtenergetische Ressourcen (1)

Flächeninanspruchnahme: Berücksichtigt werden die konservativeren Angaben der Columbia-Anlage.

Energieträger (3, 8)

Strombedarf: Eingesetzt ist der Betriebswert der Hanau-Anlage.

Heizöl EL in Heizung 1 MW: Berücksichtigt werden die normierten Werte für den Bau der ORNL-Referenz-Anlage und für den Betrieb jene der Hanau-Anlage.

Basismaterialien (4)

Wasser entkarbonisiert: Eingetragen wird der Wert der Columbia-Anlage (Hanau keine Angabe).

Materialien für Infrastruktur: Eingetragen sind die Baumaterialien aus Tab. VII.8.5 (der Wert von Stahl niedriglegiert beinhaltet auch den Stahlbedarf für den Abbruch der ORNL-Referenz-Anlage).

Kernenergie (11)

Uran angereichert x% in Uranhexafluorid: Dieser Input entspricht dem in Tab. VII.7.5 gezeigten Trennarbeitsbedarf für die sieben analysierten KKW-Ketten (siehe Kap. VII.3.1-2, VII.7.3.2, VII.9.1.1 und VII.9.7.1).

Schwach radioaktive Abfälle: Zusammengefaßt werden die radioaktiven Abfälle vom Betrieb und vom Abbruch.

Emissionen Luft, radioaktiv (18)

Eingetragen sind die Mittel der Uran-Werte für die Luft-Emissionen der Hanau- und Columbia-Anlagen.

Emissionen Luft, nicht radioaktiv (18)

Aus Gründen der Konsistenz werden für diese Kategorien nur Columbia-Daten eingesetzt.

Emissionen Wasser, radioaktiv (19)

Eingetragen sind die Mittel der Uran-Werte für die Wasser-Emissionen der Hanau- und Columbia-Anlagen.

Emissionen Wasser, nicht radioaktiv (19)

Aus Gründen der Konsistenz werden für diese Kategorien nur Columbia-Daten eingesetzt.

Feste Abfälle, nicht radioaktiv (17)

Eingetragen sind die nicht spezifischen festen Abfälle von der DOE-Referenz-Anlage und die nicht radioaktiven Abbruchmaterialien.

8.9.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Der Hauptteil der im Modul eingeführten Bedarfs- und Emissionswerte sind auf Betriebsdaten existierender Anlagen abgestützt (Columbia, Hanau). Die zum Teil in den Modulen übernommenen

Daten der DOE- und ORNL-Referenz-Anlagen können jedoch als zuverlässig angesehen werden, da Betriebserfahrungen- und Daten amerikanischer BE-Herstellungsanlagen den Angaben zugrunde liegen. Qualitätsvermindernd wirkt sich die Kombination von auf verschiedenen Quellen basierenden Datensätzen aus. In Bezug auf Vollständigkeit seien die fehlenden Betriebsmittel (Chemikalien) sowie die Emissionen beim Abbruch erwähnt. Eine verbesserte Wiedergabe der schweizerischen und europäischen Verhältnisse könnte durch die Beschaffung und Anwendung aktueller Betriebsdaten der europäischen Brennelementfertigungs-Anlagen im speziellen der Hanau-, Västerås- und Romans-Werke erreicht werden. Wesentliche Unterschiede zu den in dieser Studie gezeigten Daten müssen jedoch nicht erwartet werden. Es kann angenommen werden, dass die gezeigten Daten auch für die europäischen Brennstoff-Zyklen Gültigkeit haben.

Uran angereichert in Brennelementen (11)	1 kg	Infrastruktur	Modul
INPUT			
Nichtenergetische Ressourcen (1)			
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	3.3E-1	
Flächeninanspruchnahme: II-IV		2.4E-1	
Energieträger (3, 8)			
Strom Mittelspannung Bezug in UCPTE	TJ _e		8.0E-5
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ _{th}	2.0E-5	8.0E-5
Basismaterialien (4)			
Wasser entkarbonisiert	kg		3.0E+2
Beton (ohne Armierungseisen)		1.6E0	
Stahl hochlegiert		1E-2	
Stahl niedriglegiert		3.3E-1	
Stahl unlegiert		7E-2	
Gußeisen		2E-2	
Nickel ab Anreicherung		6E-4	
Kupfer		1E-2	
Aluminium 0% Rec.		3E-2	
Holzbaustoff Brettschichtholz-Bedarf		4E-2	
Mangan		4E-3	
Chrom		3E-3	
Zircaloy (als Stahl hochlegiert)			6E-1
Zink (als Zink für Verzinkung)		5E-4	
Transporte (5)			
Transport LKW 28t	tkm	1.1E-1	2.71
Transport Schiene		1.0E-1	
Kernenergie (11)			
Uran in Uranhexafluorid anger.	kg		4.05
3.25% für SWR CH			4.33
3.4% für DWR F			4.33
3.4% für SWR D			4.33
3.4% für SWR Andere UCPTE			4.52
3.5% für DWR CH			4.52
3.5% für DWR Andere UCPTE			4.91
3.7% für DWR D			

Tab. VII.8.17 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul 'Uran angereichert in Brennelementen'.

OUTPUT		
Kernenergie (11) Abfälle, radioaktiv		
Schwach radioaktive Abfälle	m ³	2.7E-4
Emissionen Luft (18)		
radioaktiv		
U-234	kBq	1.0E-1
U-235		5.1E-3
U-238		2.4E-2
nicht radioaktiv		
NO _x p	kg	3.0E-2
Kohlenwasserstoffe gesamt p		3.3E-3
Abwärme	TJ _{th}	8.0E-5
Emissionen Wasser (19)		
radioaktiv		
U-234 f	kBq	5.7E0
U-235 f		3.4E-1
U-238 f		1.6E0
nicht radioaktiv		
Ammoniak als N f	kg	6.6E-2
BSB5 f		3.6E-3
Chloride f		8.2E-3
COD f		1.9E-2
Fette und Öle gesamt f		1.4E-3
Fluoride f		4.1E-2
Härte (als Ion Calcium f)		9.7E-2
Phosphor Verb. f		2.5E-4
Sulfate f		1.4E-2
Sulfite f		2.1E-4
Surfactans (nicht eingeführt)		1.2E-5
Total flüchtige Feststoffe (TOC f)		1.0E-1
Ungelöste Feststoffe f *		9.6E-2
Ion Mangan f		1.1E-5
Ion Molybdän f		3.1E-5
Ion Silber f		2.5E-5
Ion Eisen f	1.8E-4	
Ion Natrium f	1.0E-2	
Ion Magnesium f	4.6E-4	
Ion Nickel f	1.7E-3	
Ion Bor f	7.3E-5	
Feste Abfälle (17)		
Feste Abfälle unspezifisch (als Abfälle in Inertstoffdeponie)		8.0E-1
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	1.3E+0	

* Aus Tab. VII.8.14, Total Feststoffe + Total suspendierte Feststoffe.

Fortsetzung Tab. VII.8.18 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul 'Uran angereichert in Brennelementen'.

9 Brennstoffeinsatz im Reaktor

9.1 Übersicht, Annahmen und Randbedingungen

9.1.1 Wahl der bilanzierten Kernkraftwerke

Im Rahmen dieser Studie wurden sieben Module erstellt, welche die modernsten schweizerischen Druckwasser- (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR) der 1000 MW Klasse sowie die Kernkraftwerke dieser Reaktortypen in Deutschland, Frankreich und in den anderen UCPTLänder umfassen. Die Module für Deutschland, Frankreich und andere UCPTLänder wurden auf der Basis der Material- und Energieaufwendungen und dem Anfall von festen Abfällen, welche für die schweizerischen KKW ermittelt wurden, extrapoliert.

Es wurden keine spezifischen Materialaufwendungen für die 1300 MW Klasse, welche in Frankreich ca. die Hälfte und in Deutschland 80% des Nuklearstroms deckt, bilanziert. Es ist anzunehmen, dass dadurch die gesamten Materialaufwendungen und Emissionen der UCPTL-Kernenergieketten, bezogen auf die Stromproduktion, leicht überschätzt werden. Daher sollten die KKW-Module nicht für länderspezifische KKW-Vergleiche verwendet werden.

Die radioaktiven Luft- und Wasseremissionen der schweizerischen, deutschen und französischen Kernkraftwerke wurden direkt aus länderspezifischen Berichten über radioaktive Emissionen übernommen. Die Emissionen der KKW der "Anderen UCPTLänder" wurden dagegen als Durchschnitt von schweizerischen, deutschen und französischen KKW hochgerechnet.

Das für diese Studie geltende Bezugsintervall für radioaktive Emissionen ist 1992-1994. Allerdings wurden einige Daten ohne Aktualisierung direkt von der ersten Auflage mit Bezugsjahr 1990-1992 übernommen. Trotzdem können die bilanzierten Werte als repräsentativ für die Periode 1992-1994 eingestuft werden, da sich in der vergangenen Jahren keine erheblichen Unterschiede eingestellt haben.

Bei der Behandlung dieses wichtigen Kreislaufschrittes konzentrieren wir uns auf die beiden großen schweizerischen Kernkraftwerke: das mit einem Druckwasserreaktor betriebenen Kernkraftwerk Gösgen (im weiteren auch kurz KKG genannt) und dasjenige mit einem Siedewasserreaktor ausgerüstete Kernkraftwerk in Leibstadt (KKL).

Bevor auf die Bedarfs- und Emissions- resp. Abfall-Daten eingegangen wird, folgt zunächst eine Übersicht über die Betriebsdaten und kurze technische Beschreibungen der beiden oben erwähnten, für unsere Untersuchung in Betracht gezogenen Kraftwerksanlagen.

9.1.2 Leistungs- und Produktionsdaten der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt

Bei der Ermittlung der spezifischen Bedarfs-, Emissions- und Abfallmengen kommt der ins Netz eingespiessenen Netto-Strommenge die zentrale Rolle zu. Es wird hierbei eine direkte Abstützung sowohl auf die aktuellen als auch auf die seit Betriebsaufnahme akkumulierten Produktionsmengen vorgenommen. Bei vorzunehmenden Produktionsextrapolationen zur Ermittlung der während der unterstellten Lebensdauer erzeugten gesamten Energiemenge, wird vom Leistungsniveau (Ende 1992) und von der seit Inbetriebnahme ermittelten Gesamtarbeitsausnutzung ausgegangen. Diese Gesamtenergiemenge ist die relevante Bezugsgrösse für die Ermittlung des spezifischen Material- und Energiebedarfs, sowie der entsprechenden Emissionen und Abfälle während der Bau und Abbruchphase. Tab. VII.9.1 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) gibt eine Übersicht über die maßgebenden Daten.

Da die Dampfauskopplung, so wie sie beim KKG realisiert wurde, nicht KKW charakteristisch ist, wird dieses Produkt für die in diesem Bericht durchgeführte Bilanzierung nicht separat berücksichtigt. Wenn nichts besonderes vermerkt, werden die Stromproduktionsangaben für das KKG also stets die der abgezweigten thermischen Energie äquivalente Stromproduktionsmenge miteinschliessen.

Betriebsdaten des KKG und KKL

Die von den Kernkraftwerken veröffentlichten Betriebsdaten schließen stets die Brutto-Erzeugungswerte und die um den Eigenbedarf verminderten Netto-Produktionsdaten ein. Die der Brutto-Stromproduktion, zur Deckung des prozessbedingten Eigenbedarfs des Kernkraftwerks abgezweigte Strommenge, tritt bei der Schlussbilanzierung demnach nicht in Erscheinung, da sämtliche Bedarfs- und Emissionsdaten auf die Netto-, ins Netz eingespiesene Strommenge bezogen werden. Vollständigkeitshalber sind in der Tab. VII.9.2 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) die in den Jahren 1991 und 1992 während des Betriebs der KKW-Gösgen und Leibstadt für den Eigenbedarf verbrauchten Energiemengen und die hieraus berechneten Leistungswerte eingetragen.

	KKG	KKL
1. Kommerzielle Betriebsaufnahme	30.Okt.1979	15.Dez.1984
2. Lebensdauer (allg. gemachte Annahme)	40 Jahre	40 Jahre
3. Thermische/Elektrische Brutto/Netto-Leistung (gerundet)	30.10.79 - 1.1.86: 2806/930/880 MW 1.1.86-13.7.92: 2900/970/920 MW seit 13.7.92 - 3002/990/940 MW	3138/1045/990 MW
4. Ges. therm. Energieproduktion seit Betriebsaufnahme, per Ende 91	950'120 TJ	612'640 TJ
5. Ges. Brutto-/Netto-Stromprod. seit Betriebsaufnahme per Ende 91	313'540/297'420 TJ	192'700/182'500 TJ
6. Brutto-/Netto Wirkungsgrad (Mittel der Jahre 91 und 92)	33/31 %	33/31 %
7. Soll-Nettojahrenproduktion (Leistungsstand Ende 91; 365 Tage)	29'010 TJ	31'221 TJ
8. Arbeitsausnutzung seit kommerz. Betriebsaufnahme per Ende 1991	84.8 %	84 %
9. Zeitverfügbarkeit der Gesamtanlage seit komm. Betriebsaufnahme	87.4 %	87.8%
10. Energieverbrauch für Eigenbedarf im 1991	1'560 TJ	1'470 TJ
11. Zeit während Generator am Netz 1991	7'918 h	7'581 h
12. Durchschnittliche Eigenbedarfsleistung im Jahre 1991	54.7 MW	53.7 MW
13. Durchschnittliche jährl. ins Netz eingespiesene Strommenge	25'197 TJ	26'224 TJ
14. Durchschn. jährl. Fremdenergiebezug während den Stillstandszeiten	34 TJ	30 TJ
15. Durchschnittliche Netto-Jahresproduktion (13.-14.) (gerundet)	25'160 TJ	26'200 TJ
16. Gesamt-Nettostromproduktion während der Lebensdauer (gerundet)	976'000 TJ	1'048'000 TJ

Tab. VII.9.1 Betriebsdaten des KKG und KKL.

Bemerkungen zu den einzelnen Punkten in Tab. VII.9.1:

1. Die Inbetriebnahmephase, d.h. die Zeitspanne zwischen dem Erreichen der 1. Kritikalität und der kommerziellen Inbetriebnahme dauerte mehrere Monate (beim KKL: 10 Monate, beim KKG: 9 Monate).
3. Der Berechnung der elektrischen Bruttoleistung wurde ein mittlerer jährlicher Bruttowirkungsgrad zugrunde gelegt. Die Ermittlung dieses Wirkungsgrades basiert auf den Werten der im Jahre 1991 erzeugten thermischen Energie, sowie der in derselben Periode erzeugten elektrischen Bruttoenergie (siehe Tabelle VII.9.2). Bei der generellen Anwendung dieses Wirkungsgrades auf frühere Jahre wird unterstellt, daß die mittleren jährliche Wirkungsgrade keine nennenswerten Unterschiede aufweisen (abhängig von der mittleren jährlichen Lufttemperatur). Beim KKG schließt die Angabe für die elektr. Bruttoenergie zusätzlich die äquivalente Stromproduktion der Prozessdampfaukopplung (KANI) ein. Weitere Leistungs- und Energieangaben siehe Anhang 3.

5. Die Differenz der Brutto- und Nettostromproduktion wurde für die verschiedenen Verbraucher im KKW aufgewendet. Dieser Eigenbedarfsenergiebedarf wurde zum überwiegenden Hauptteil von den verschiedenen Kühlwasserkreislaufpumpen beansprucht.
6. Eine Zusammenstellung der Wirkungsgrade der Jahre 1991 und 1992 ist in Anhang 6 zu finden.
8. Die Arbeitsausnutzung ist definiert als der Quotient der erzeugten Energie und der Sollproduktion (max. theoretisch möglich). Die Differenz bei der Anwendung von Netto- oder Bruttodaten ist dabei unbedeutend.
9. Die Zeitverfügbarkeit der Gesamtanlage ist definiert als der Quotient gebildet aus der Stundenzahl, während der der Generator am Netz ist und der Gesamtstundenzahl der betrachteten Periode).
13. Der durchschnittlich jährlich ins Netz eingespeisten Strommenge wurde die Nettoleistung (Jahr 1992), und der Durchschnittswert für die Arbeitsausnutzung seit kommerzieller Betriebsaufnahme zugrundegelegt.
14. Für die Berechnung der jährlichen Nettoabgabe muß der Fremdstrombezug während den in der Regel ca. einen Monat dauernden, für den Brennstoffwechsel benötigten Stillstandszeiten berücksichtigt werden. Basierend auf dem Wert für den Fremdstrombezug des KKL im Monat August 1991 (das KKW war während des ganzen Monats wegen Brennstoffwechsel abgeschaltet) von 8'348 MWh (Information von der Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg) berechnet sich der mittlere Fremdleistungsbedarf wie folgt: $8'348 \text{ MWh} / 744 \text{ h} = 11.2 \text{ MW}$ (KKG: 9.4 MW).
- Diese Leistung verteilt sich auf die normalen, auch während der Betriebsphase eingeschalteten Verbraucher (ohne Pumpen der verschiedenen Kühlwasserkreisläufe) und auf die zusätzlichen für die diversen Instandhaltungs- und Revisionsarbeiten benötigten Leistungsabgaben.
- Mit diesen Leistungswerten und der durchschnittlichen Stillstandszeit, welche aufgrund des in der Tabelle eingetragenen Wertes für die Zeitverfügbarkeit seit der kommerziellen Betriebsaufnahme berechnet wurde und der Jahresgesamtstundenzahl (8760 h), ermittelt sich der mittlere jährliche Fremdenergiebezug.
16. Die Gesamtenergie-Nettoproduktion während der Lebenszeit wird in zwei Teile aufgeteilt:

$$E_{tot} = \sum E_{Betr. Daten} + \sum E_{extrapoliert}$$

d. h. in einen ersten Teil, beinhaltend die Nettoproduktion seit kommerzieller Betriebsaufnahme bis Ende 1991 (Werte unter Punkt 5 der Tabelle abzüglich akkumulierter Fremdenergiebezug siehe Punkt 14 (KKG: 12·34 TJ = 408 TJ, KKL: 7·43.1 TJ = 301.7 TJ) und in einen zweiten, extrapolierten Teil, basierend auf der, in der obigen Tabelle (Punkt 15) eingetragenen durchschnittlichen Netto-Jahresproduktion. Beim KKG beträgt die 1. Periode 12, die zweite 28 Jahre, beim KKL 7, resp. 33 Jahre.

Diese Gesamt-Nettostromproduktion ist der maßgebliche Wert für die Ermittlung der spezifischen (normierten) Material- und -Energienengen für den Bau der KKW^S, sowie der während der Lebensdauer akkumulierten festen Abfälle.

		KKG		KKL	
		1991	1992	1991	1992
Erzeugte thermische Energie	TJ	82'400	86'100	81'400	87'420
Brutto produzierte elektrische Energie		27'300	28'260 ^a	26'900	28'670
Netto produzierte elektrische Energie		25'700	26'660 ^a	25'400	27'140
Mittlerer Bruttowirkungsgrad	%	33.1	32.8	33.0	32.8
Mittlerer Nettowirkungsgrad		31.2	31.0	31.2	31.0

^a inkl. el Energieäquivalent von KANI

Tab. VII.9.2 Produktionsdaten des KKG und KKL im Kalenderjahr 1991 und 1992 <HSK 1992 a>, <HSK 1993>, <KKL 1992 b>. <KKG 1992>, <KKG 1993>, <KKL 1993>.

9.2 Technische Beschreibung der Kernkraftwerksanlagen

9.2.1 Druckwasser-Reaktoranlage Gösgen (KKG)

Standort

Die Bau- und Betriebsgesellschaft Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG mit Sitz in Däniken wurde am 27. Feb. 1973 gegründet. Der Standort des Kernkraftwerk Gösgen (KKG) befindet sich am Südfuss des Juras, etwa zwischen den Städten Olten und Aarau auf dem Gebiet der Gemeinde Däniken, Kt. Solothurn. Das Areal von 1514 Aren wird im Norden und Westen von der Aare begrenzt. Der Baugrund besteht aus einer 20-30m dicken alluvialen Kiesschicht, die auf einem kompakten Kalkfels liegt und somit einen tragfähigen Baugrund bildet. In 5 bis 7 m Tiefe stößt man auf einen großen Grundwasserstrom, der mehrere hundert Meter breit ist und ungefähr parallel zur Aare verläuft. Im Osten liegt, in kaum 300 m Abstand, einer der wichtigsten Knotenpunkte des schweizerischen Hochspannungsnetzes, die 400-kV- und 220-kV-Schaltanlage der Atel. Neben den günstigen Verhältnissen für den Energieabtransport war die Nähe des für den KKW-Betrieb mit Kühlturm benötigten Wassers maßgebend für die Standortsbestimmung. Die Anordnung der verschiedenen Gebäude auf dem Kernkraftwerksgelände ist aus Fig. VII.9.1 ersichtlich.

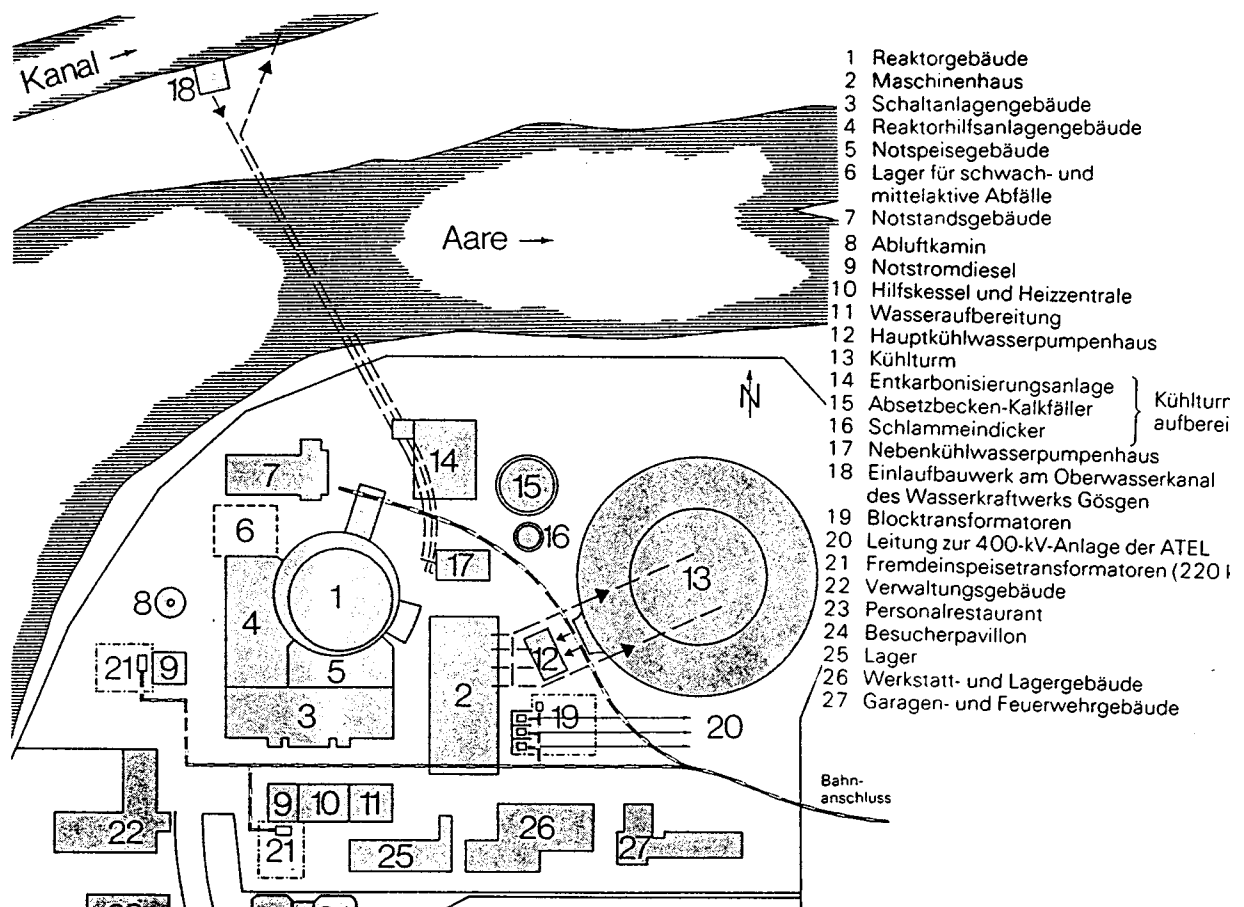


Fig. VII.9.1 Situationsplan des KKG.

Reaktoranlage des KKW-Gösgen

Für das KKG kam das von der Firma Kraftwerkunion bzw. Siemens entwickelte Konzept für eine Druckwasseranlage zur Anwendung, wie es für die KKW Obrigheim, Stade, Biblis A und B, Unterweser, und Neckarwestheim-1 verwirklicht wurde. Die technischen Hauptdaten des KKG sind aus Tab. VII.9.3 in Kap. VII.9.2.3 ersichtlich.

Der Gösgen-Druckwasserreaktor ist für eine thermische Leistung von 2806 MW (sie wurde inzwischen zweimal erhöht (siehe hierzu die entsprechenden Daten aus Tab. VII.9.1), bei einem mittleren Betriebsdruck im Primärsystem von 154 bar abs. ausgelegt. Dieses Primärsystem besteht aus dem Reaktor, der von einer primären Betonabschirmung, dem sog. biologischen Schild, umgeben ist, dem Druckhaltesystem und den drei parallelen Reaktorkühlkreisläufen, die sich aus je einem Dampferzeuger und einer Umwälzpumpe sowie den verbindenden Rohrleitungen zusammensetzen. Diese unter Reaktorbetriebsdruck stehenden und Radioaktivität führenden Anlageteile werden zusammen mit dem Brennelementbecken von einer 32 mm dicken, kugelförmigen Stahlhülle (Sicherheitshülle, Containment) mit einem Durchmesser von 52 m umschlossen. Es folgt dann das aus Eisenbeton bestehende Reaktorgebäude mit einem Aussendurchmesser von 64 m und einer Höhe über der Grundplatte von 56.8 m. Ein Grundriß und Querschnitt des Reaktorgebäudes ist aus Fig. VII.9.2 ersichtlich.

Die kugelförmige Stahlhülle liegt exzentrisch im Reaktorgebäude, womit Raum geschaffen wurde für die Anordnung des Ladebeckens, die ferngesteuerte Brennelementtransfereinrichtung, das Lager für neue Brennelemente sowie den Zugang von außen durch eine Einfahrt mit Hubschacht. Mit diesen Einrichtungen wird der gesamte Brennelementverkehr im kontrollierten Ringraum abgewickelt. Der Aufenthalt des Betriebspersonals innerhalb der Stahlhülle kann während des Normalbetriebs auf ein Minimum beschränkt werden. Im weiteren sind im Ringraum das Sicherheitseinspeisesystem, das Nachkühlsystem, die Flutbehälter, die Verzögerungsstrecke u.a.m. untergebracht. Der Reaktordruckbehälter ist für einen Druck von 176 bar und einer Temperatur von 350 °C ausgelegt. Nach der Wärmeaufnahme im Reaktor strömt das primäre Kühlmittel zum Dampferzeuger und übergibt den Wärmeinhalt an das sekundärseitig verdampfende Wasser des Dampfturbinenkreislaufes. Die Antriebsmotoren der drei Kühlmittelumwälzpumpen haben eine Leistung von je 6.5 MW. Das im Reaktordruckgefäß angeordnete Kerngerüst setzt sich aus einem unteren und einem oberen Teil zusammen und positioniert die 177 Brennelemente. Die Druckregulierung des Primärkreislaufkühlmittels übernimmt der Druckhalter, dessen Volumen 42 m³ beträgt. Er ist mit einem der drei Reaktorkühlkreisläufe verbunden.

Reaktorhilfs- und Nebenanlagen

Die Reaktorhilfssysteme schließen direkt an den Reaktorkühlkreislauf an und nehmen wichtige Funktionen während des Reaktorbetriebes und bei Störfällen wahr. Die Nebenanlagen erfüllen Aufgaben, die nicht unmittelbar mit dem Primärkreislauf gekoppelt sind, wie z. B. die Zurückhaltung radioaktiver Gase, die Aufarbeitung der Abwässer und Feststoffe, die Anlagen- und Gebäudeentwässerung sowie Lüftungsanlagen. Im folgenden werden die Aufgaben der wesentlichen Systeme zusammengefaßt.

Volumenregelung, Kühlmittelreinigung, Kühlmittelaufbereitung und -lagerung, Chemikalieneinspeisesystem

Über das Volumenregelsystem wird die Reaktoranlage gefüllt und entleert sowie der Wasserstand im Druckhalter geregelt. Für die Kühlmittelreinigung und die Kühlmittelaufbereitung sowie die Versorgung der Hauptkühlmittelpumpen mit Sperrwasser wird ein Teil des Reaktorwassers über Hochdruckkühler und Reduzierstation entspannt und abgekühlt. Nach der Kühlmittelreinigung in Mischbettfiltern kommt das borierte Wasser in den Volumenausgleichsbehälter, kann aber auch der Kühlmittelaufbereitung zugeführt werden, wo es in einer Verdampferanlage in Borsäure und Deionat aufgetrennt wird. Ferner besteht die Möglichkeit, in einem nachgeschalteten Entgaser das Hauptkühlmittel zu entgasen. Über das Chemikalieneinspeisesystem kann die Borsäure, die an der

Langzeitregelung beteiligt ist, dem Kreislauf wieder zugeführt werden. In der Kühlmittellagerung mit sechs Kühlmittelspeichern zu 100 m³ Inhalt wird das bei einem Kühlmittelaustausch anfallende borierte Kühlmittel zwischengelagert und auch das entborierte Kühlmittel (Deionat) zur Verfügung gehalten.

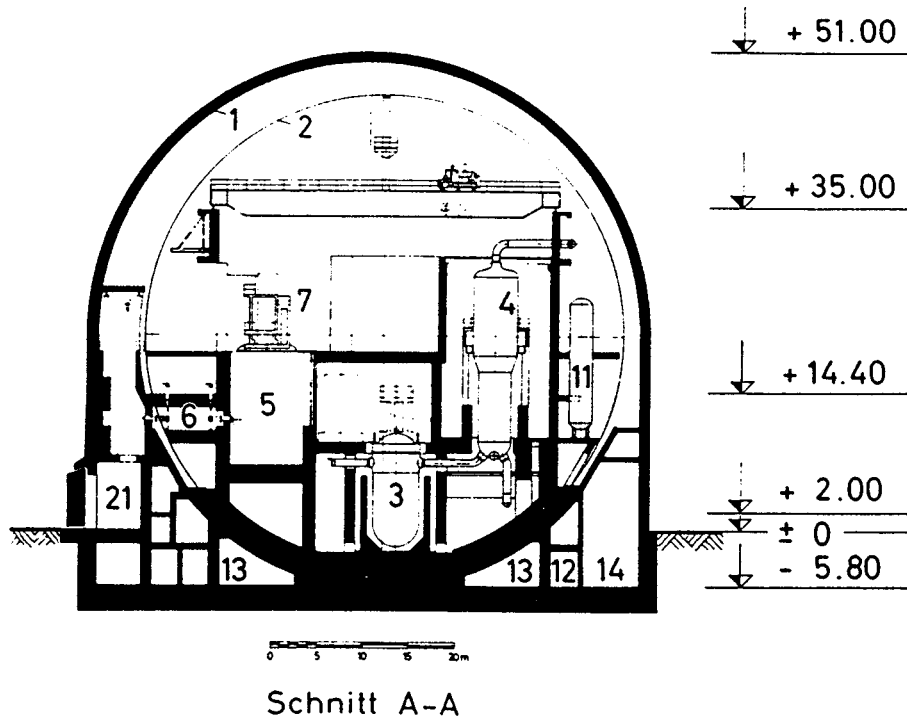


Bild 8
Reaktorgebäude; Grundrisse und Schnitt

- | | |
|-----------------------------------|--------------|
| 1 Reaktorgebäude aus Eisenbeton | 13 Nachkühl |
| 2 Sicherheitsbehälter aus Stahl | 14 Flutbehäl |
| 3 Reaktordruckbehälter | 15 Verzöger |
| 4 Dampferzeuger | 16 Lüftungsa |
| 5 Brennelementbecken | 17 Personen |
| 6 Brennelementtransfereinrichtung | 18 Messumf |
| 7 Lademaschine | 19 Behälter |
| 8 Kühlmittelpumpen | 20 Ladebeck |
| 9 Druckhalter | 21 Hubschac |
| 10 Druckhalterabblasbehälter | 22 Nukleare |
| 11 Druckspeicher | 23 Ölversorg |
| 12 Sicherheitseinspeisepumpen | 24 Nachwär |

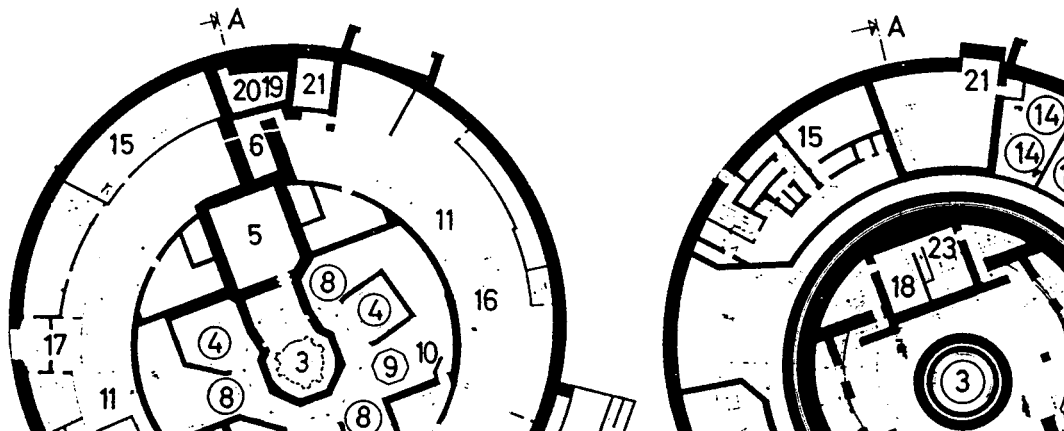


Fig. VII.9.2 Reaktorgebäude: Grundriß und Querschnitt.

Beim normalen Abfahren des Reaktors treten die Nachkühlpumpen zur Abfuhr der Nachzerfallswärme der Brennelemente sowie der Speicherwärme in Funktion. Die abzuführende Wärme wird für jeden Loop in einer getrennten Nachkühlkette über einen Nachkühler und einen nuklearen Zwischenkühlkreislauf an das Kühlwasser des nuklearen Nebenkühlwassersystems abgegeben.

Turbogeneratoranlage

Der Einwellenturbosatz dreht mit 3000 U/min, hat eine Länge von 55m und setzt sich aus der Turbine, bestehend aus einem doppelflutigen Hochdruckteil und drei doppelflutigen Niederdruckteilen sowie dem Generator, Erreger und Hilfserreger zusammen. Von den drei Dampferzeugern strömt der Dampf über die vier kombinierten Schnellschluss- und Regelventile in den doppelflutigen Hochdruckteil des Turbosatzes. Die Kondensation des Dampfes erfolgt in den drei unterhalb der Niederdruckturbinen liegenden Kondensatoren, in denen die Kondensationswärme an den tertiären Kühlturmkreislauf abgeführt wird. Das anfallende Hauptkondensat gelangt dann gefördert von den Kondensatpumpen über verschiedene Vorwärmstufen zurück in die Dampferzeuger.

Neben diesen für die optimale Auslegung des sekundären Dampf-Wasser-Kreislaufs normalen Anzapfungen kommt als Besonderheit bei dieser Anlage die Entnahme von 1 bis 2% der direkt von den Dampferzeugern kommende Dampfmenge, um über einen separaten Wärmeaustauscher einen nahegelegenen Industriebetrieb (Kartonfabrik Niedergösgen) mit Dampf zu versorgen. Es handelt sich um die Auskopplung von rund 40 t Dampf pro Stunde (Auslegung für 80t/h) bei einem Druck von 14.7 bar abs und einer Temp. von 220 °C. Dies entspricht einer thermischen Leistung von rund 65 MW mit der Konsequenz einer elektrischen Minderleistung von ca. 23 MW.

Nuklearer Zwischenkühlkreislauf

Die nach einer Reaktorabschaltung anfallende Zerfallswärme wird über drei getrennte Zwischenkühlkreisläufe und entsprechende Zwischenkühler an den Flusskühlwasserkreislauf abgegeben.

Lüftungsanlagen

Für den Kontrollbereich bestehen die Lüftungsanlagen aus den Zuluft-, Abluft- und Umluftanlagen, welche die Lüftung, Heizung, Kühlung oder Klimatisierung besorgen. Durch die Regelung der Zuluft- und Abluftmengen wird in den Räumen des Kontrollbereiches ständig ein Unterdruck aufrechterhalten, damit keine Luft unkontrolliert nach außen gelangen kann. Auch in den verschiedenen Bereichen des Reaktor- und Reaktorhilfsanlagengebäudes werden Druckgefälle erzeugt, so dass die Luft von den Räumen mit niedriger zu denen mit höheren Radioaktivität strömt. In diesen Lüftungsanlagen des Kontrollbereiches kommen teilweise Absolutfilter und Aktivkohlefilter (Jodfilter) zum Einsatz, bevor die Luft der Gesamtluft beigemischt und verdünnt über das 100 m hohe Kamin wieder nach außen gelangt. Vor Austritt wird die Luft auf ihre spezifische Aktivität überwacht und in Verbindung mit der vorhandenen Luftmengenmessung auch der Gesamtaktivitätsausstoß in die Atmosphäre kontrolliert.

Kühlwassersystem

Durch das Hauptkühlwassersystem, gebildet aus den Kondensator- und Kühlturmwärmetauschersystemen mit den entsprechenden Verbindungsleitungen werden 1850 MW an die Atmosphäre abgeführt. Zur Kühlung sowohl sicherheitstechnisch wichtiger Systeme als auch konventioneller Komponenten wird unabhängig vom Kühlturm Nebenkühlwasser benötigt.

Aus dem Oberwasserkanal werden während des Normalbetriebs rund 2.2 m³/s Wasser entnommen, in einem Düker die Aare unterquert und den Nebenkühlwasserkreisläufen zugeführt. Das für den Kühlturbetrieb benötigte Zusatzwasser (Verdunstung und Reinigungskreislauf des Kühlturms) wird dem konventionellen Nebenkühlwassersystem entnommen (0.9 m³/s), entkarbonisiert, wobei der entstehende Kalkschlamm zur Zementherstellung verwendet werden kann (siehe hierzu feste nicht-radioaktive Abfälle). An den Oberwasserkanal werden ca. 1.6 m³/s Wasser, um maximal 6.5 °C erwärmt, zurückgegeben.

Sicherheitssysteme

Beim Auftreten eines großen Lecks mit der Konsequenz eines starken Druckabfalls tritt instantan das Niederdruck-Sicherheitseinspeisesystem in Funktion, wobei Wasser aus den sechs Druckspeichern in den heißen und kalten Strang jedes Loops eingespeisen wird. Jeder Druckspeicher hat ein Volumen von 45 m³ und steht unter einem Gasdruck von ca. 26 bar. Die ebenfalls sofort anlaufenden Nachkühlpumpen fördern dann boriertes Wasser aus den vier Flutbehältereinheiten (total 944 m³), bestehend aus je zwei Behältern, in die Hauptkühlkreisläufe. Das Hochdruck-Sicherheitseinspeisesystem wird bei mittleren und kleinen Kühlmittelverlusten (z.B. Bruch einer der Anschlussleitungen des Nachkühlsystems an dem Hauptkühlsystem) in Betrieb genommen.

In Störfällen mit Kühlmittelverlust sorgt das Notkühlsystem durch Einspeisen von boriertem Wasser in das Reaktordruckgefäß dafür, dass der Reaktorkern bedeckt bleibt, und somit ausreichende Kühlung vorhanden ist. Das Hochdruck-Sicherheitseinspeisesystem wird bei mittleren und kleinen Kühlmittelverlusten in Betrieb genommen. Die Sicherheitseinspeisepumpen fördern in diesem Falle so lange borhaltiges Wasser aus den Flutbehältern in den Reaktorkühlkreislauf, bis der Druck so weit abgesunken ist, dass auf die Niederdruckeinspeisung umgeschaltet werden kann.

Als weitere sicherheitstechnische Einrichtung ist das Notstandssystem zu erwähnen. Es hat die Aufgabe, bei extremen äußeren Einwirkungen, nach Ausfall der normalen Nachwärmeabfuhr, die Nachzerfallsleistung des abgeschalteten Reaktors im Zustand "Nulllast heiß" über einen Zeitraum von 10 Stunden ohne Eingriff des Betriebspersonals abzuführen. Im Notstandsgebäude sind das Notstandspeisesystem, der Notstandsleitstand, die Notstands-Notstromaggregate und -schaltanlage, 48-V-Batterien und Gleichrichter sowie das Notstandschutzsystem untergebracht.

Elektrotechnische Anlagen

Der 1140-MVA-Generator speist über den Generatorschalter, die drei Einphasen-Blocktransformatoren und die 400-kV-Schaltanlage in das Verbundnetz. Der gesamte Kraftwerkseigenbedarf wird im Normalbetrieb über Eigenbedarfstransformatoren entnommen. Bei Ausfall des Eigenbedarfnetzes sind zum ordnungsgemässen Abfahren der Anlage und zur Beherrschung von Auslegungsunfällen eine Reihe von Antrieben nötig, die unbedingt in Betrieb bleiben oder in Betrieb gehen müssen. Für diese Antriebe ist das Notstromnetz mit einer 4x50%-Auslegung vorgesehen. Bei Ausfall der Sammelschienenspannung der Notstromverteilung werden die jeder Schiene zugeordneten Notstromdieselaggregate mit 3000 kW Dauerleistung automatisch gestartet, um die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher, wie z.B. des Notspeise- und Nachkühlsystems, zu übernehmen.

9.2.2 Siedewasser-Reaktoranlage Leibstadt (KKL)

Standort

Der Standort des Kernkraftwerkes Leibstadt (KKL) liegt am Schweizer Ufer des Hochrheins, ungefähr in halber Distanz zwischen Schaffhausen und Basel. Dank der geringen Entfernung zur Schaltanlage Laufenburg, einem Knotenpunkt des europäischen Verbundsystems, kann die Einspeisung des Stromes aus Leibstadt in das Hochspannungsnetz und die Verteilung an die schweizerischen und deutschen Partner einfach bewerkstelligt werden. Die Partner verfügen über ein Energiebezugsrecht im Verhältnis ihrer Aktienkapitalbeteiligung. Standortuntersuchungen hatten die Eignung dieses Geländes für ein Kernkraftwerk in bezug auf Bodenbeschaffenheit, Energieabtransport, Kühlwasserversorgung und Zugänglichkeit für Schwertransporte bestätigt. Bei der Gestaltung des Projekts wurden die Anforderungen des Umweltschutzes in hohem Masse berücksichtigt, u. a. indem man auf direkte Flusswasserkühlung für das Hauptkühlsystem verzichtete. Mit der Absenkung des KKW^S und des Kühlturms gegenüber dem ursprünglichen Niveau und dem

umgebenden Terrain um 8 m bzw. 15 m wurde Landschaft- und Lärmschutz weitgehend Rechnung getragen. Im Dezember 1973 wurde die Erstellung des sog. schlüsselfertigen Loses einem Lieferantenkonsortium, bestehend aus der BBC Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie. und General Electric Technical Services Company, Inc., übertragen. BBC hatte die Federführung inne und lieferte die Turbogruppe mit den Hilfsbetrieben, die elektrische Ausrüstung sowie die Bauten, während GE den nuklearen Teil des Projektes ausführte. Mit der Projektierung und Bauleitung des unabhängigen Loses wurde die Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG betraut. Eine Gesamtübersicht der Anlage zeigt Fig. VII.9.3. Die technischen Hauptdaten des KKL sind aus Tab. VII.9.3 in Kap. VII.9.2.3 ersichtlich.

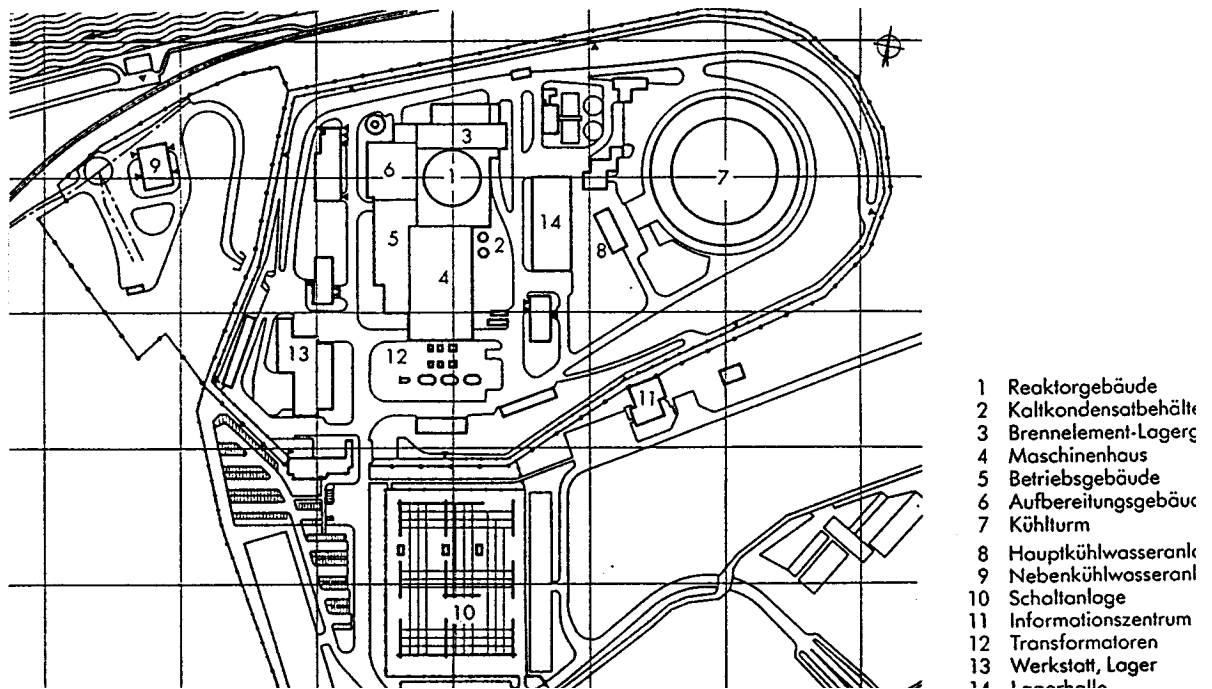


Fig. VII.9.3 Situationsplan des KKL.

Reaktoranlage des KKL

Der im Reaktor erzeugte Satttdampf gelangt mit 68 bar und 284°C über vier Frischdampfleitungen zum Hochdruckteil der Turbine. Im Gegensatz zur Druckwasserreaktoranlage ist zwischen Reaktor und Turbine kein wärmeaustauschendes Element, der Dampferzeuger dazwischengeschaltet. Im Hochdruckteil expandiert der Dampf auf einen Druck von 10.5 bar und strömt dann in die Wasserabscheider/Zwischenüberhitzer. Nach der Entspannung in den drei Niederdruckteilen der Turbine gelangt der Dampf in den Kondensator.

Der quer zur Turbinenachse angeordnete, aus vier voneinander getrennte Wasserkammern aufgebaute Teilbündelkondensator wird vom Kühlwasser durchströmt. Der Unterdruck im Kondensator gewährleistet, dass auch im Falle einer Kondensatorleckage keine Radioaktivität in das Hauptkühlwasser gelangt. Drei Pumpen fördern das Kondensat durch eine Reinigungsanlage und durch die dreistufige, doppelstrassige Niederdruckvorwärmung in den Speisewasserbehälter. Die Niederdruckvorwärmer arbeiten mit Heizdampf aus der Niederdruckturbine. Das Heizkondensat der ersten beiden Vorwärmstufen wird in den Kondensator zurückgeführt, jenes aus der dritten Stufe in den Speisewasserbehälter geleitet. Der Speisewasserbehälter dient als Mischvorwärmer und wird mit Hochdruckabdampf beheizt sowie mit der Restwärme der Kondensate von den Wasserabscheidern und Hochdruckvorwärmern. Drei Speisewasserpumpen, die jeweils 80% der Nennspei-

sewassermenge fördern können, pumpen das Speisewasser durch die zweistufige Hochdruckvorwärmung in das Reaktordruckgefäß. Der Heizedampf für diese Vorwärmer kommt aus der Hochdruckturbine, das Heizkondensat geht in den Speisewasserbehälter.

Das aus dem Kondensator geförderte Gemisch aus nicht kondensierbaren Gasen, Luft und Wasserdampf durchströmt eine katalytische Rekombinationsanlage, wo das infolge Radiolyse entstandene Sauerstoff- und Wasserstoffgas wieder in Wasser umgewandelt wird. Dieses Wasser wird in den Turbinenkondensator geleitet; die Restgase gelangen über Abgaskondensator und Nachkühler zur Abklingstrecke, in der die kurzlebigen radioaktiven Bestandteile den größten Teil ihrer Aktivität verlieren. Es schließen sich Trocknung sowie Endreinigung und Abklingung für Xe und Kr in Aktivkohlefiltern an, bevor das Abgas zusammen mit der normalen Gebäudeluft kontrolliert über Filter und Hochkamin austritt.

Der zweipolige Generator ist mit der Turbine starr gekuppelt. Es wird die heute für Grossgeneratoren übliche gemischte Kühlung angewendet: Rotorwicklung, Luftspalt und Statorblechpaket werden von Wasserstoffgas, Statorwicklung und Ableitungen von Wasser gekühlt.

Nukleares Dampferzeugersystem des KKL

Als Dampferzeugersystem dient ein Siedewasserreaktor vom Typ BWR-6 der Firma General Electric. Der Reaktorkern besteht aus 648 Brennelementen mit je 96 Brennstäben. Als Kernbrennstoff wird leicht angereichertes Uranoxyd verwendet; die Brennelemente mit unterschiedlicher Anreicherung sind so über den Kern verteilt, dass sie Ringzonen gleichen Anreicherungsgrades bilden, womit ein über den ganzen Kern gleichmäßiger Neutronenfluss erreicht wird. Ziel dabei ist die Gewährleistung, dass über den ganzen Zyklus genügend Sicherheit gegenüber Brennstoffversagen besteht.

Die 149 Regelstäbe werden von unten in den Reaktorkern eingefahren. Ihr Antrieb erfolgt hydraulisch. Zur Schnellabschaltung des Reaktors werden die Stäbe durch das Antriebswasser aus den Einzelantrieben, durch Stickstoffakkumulatoren unter Druck gehalten, sehr schnell eingefahren. Im Reaktordruckgefäß wälzen 20 Strahlpumpen das Kühlmittel um, die ihrerseits von zwei externen Umwälzpumpen versorgt werden. Durch Änderung der Umwälzmenge kann die Reaktorleistung zwischen 60 und 100 % der möglichen Leistung in dem Sinne geregelt werden, dass die Leistung mit der Umwälzmenge zunimmt.

Druckabbausystem und Containment des KKL

Das Containment vom Typ Mark III mit dem Druckabbausystem mit einer Wasservorlage bietet optimale Sicherheit gegen den Austritt von Spaltprodukten und von radioaktiv kontaminierter Materie sowohl im Normalbetrieb als auch im Falle einer Reaktorhavarie. Das Druckabbausystem besteht aus einem mit Stahldeckel verschlossenen Betonbehälter (Drywell), der durch einbetonierte Rohre mit einer ringförmigen Wasserkammer verbunden ist. Der Drywell ist für einen Überdruck von 2 bar ausgelegt. Die Wasserkammer befindet sich in einem freistehenden, für einen Überdruck von 1.034 bar ausgelegten Stahlbehälter (primäres Containment). In diesem herrscht im Normalbetrieb Unterdruck. Würden im Falle einer Havarie radioaktive Stoffe und expandierender Dampf aus dem Drywell austreten, so kann die dadurch kontaminierte Luft durch die Not-Abluftanlage abgesaugt und über Absolut- und Kohlefilter gereinigt zum Abluftkamin geleitet werden.

Das 1.2 m dicke Reaktorgebäude aus Beton dient zur Abschirmung und als Schutz gegen Auswirkungen von außen. Der Raum zwischen diesem Gebäude und dem sekundären Containment steht ebenfalls unter reduziertem Druck gegenüber der Umgebung, so dass kein unkontrollierter Austritt radioaktiver Stoffe aus dem Gebäude möglich ist. Absperrventile innerhalb des Drywells und außerhalb des Reaktorgebäude (Dampftunnel) ermöglichen die vollständige Trennung des Primärsystems vom übrigen Teil der Anlage.

Hilfsanlage der Primäranlage des KKL

Im Reaktor-Hilfgebäude sind alle zur Aufrechterhaltung des Kühlbetriebes bei abgeschaltetem Reaktor notwendigen Hilfseinrichtungen angeordnet. Zudem befinden sich in diesem Gebäude die zwei voneinander unabhängigen Notleitstände. Das Reaktor-Hilfgebäude und das angebaute Brennelementbecken-Gebäude sind durch bauliche Maßnahmen gegen Einwirkungen von außen geschützt. Neu hinzugekommen ist das von den schweizerischen Behörden zusätzlich verlangte Notkühlsystem, das sog. SEHR-System (Special-Emergency-Heat-Removal-System). Dieses System kommt automatisch in Betrieb, falls alle anderen Normal- und Notkühlsysteme aus irgendeinem Grund außer Betrieb sind und nicht angefahren werden können. Das System ist unterirdisch gebaut und geschützt gegen Einwirkungen von außen, es hat seine eigenen Strom- und Kühlmittelquellen und verfügt über zwei völlig getrennte und redundante Ketten der aktiven Elemente. Im Aufbereitungsgebäude befinden sich neben der Umkleidezone und der Zugangskontrolle zu den kontrollierten Bereichen des Kraftwerkes die Labors, die Anlagen für die Aufbereitung von festen und flüssigen radioaktiven Stoffen und die zentralen Zu- und Abluftanlagen für den gesamten Kontrollbereich. Im Maschinenhaus befindet sich die Sekundäranlage, bestehend aus der Turbogruppe und den zugehörigen Hilfsausrüstungen.

Kühlsysteme des KKL

Vier Hauptkühlmittelpumpen zu je 25 % fördern das Hauptkühlwasser aus dem Kühlturm-Auffangbecken zum Kondensator und zurück zum Kühlturm. Im Kühlturm befinden sich Rieseleinbauten, die das Kühlwasser in Tröpfchen verteilen. Dieser Tröpfchenschleier fällt herab und wird durch den entgegenströmenden Luftstrom durch Verdunsten gekühlt, worauf es im Auffangbecken gesammelt wird.

Ein Nebenkühlwassersystem kühlt die Zwischenkühlkreisläufe des Reaktorgebäudes und des Maschinenhauses und verschiedene direkt angeschlossene Verbraucher. Das dem Rhein entnommene Kühlwasser strömt durch die Wärmetauscher der Zwischenkühlkreisläufe. Anschließend wird ein Teil dieses Wassers in die Zusatzwasser-Aufbereitungsanlage des Kühlturmes geleitet, und das verbleibende Wasser fließt direkt wieder in den Rhein zurück. Die angeschlossenen Zwischenkühlkreisläufe arbeiten mit aufbereitetem Wasser im geschlossenen Kreislauf. Eine Kontaminierung des Rheinwassers im Nebenkühlwassersystem wird durch die konsequente Trennung der Kreisläufe verhindert. Das Notkühlwassersystem hat zwei eigene Notkühltürme und übernimmt in extremen Notfällen die Funktion des Nebenkühlwassersystems.

Elektrische Anlagen des KKL

Die vom Turbogenerator erzeugte Energie wird mit einer Spannung von 27 kV über einen Generatorschalter und drei einphasige Maschinentransformatoren zur Freiluftschaltanlage geführt. Die Anlage ist über zwei Freiluftleitungen zu den Unterstationen Laufenburg und Beznau an das 380-kV-Verbundnetz angeschlossen.

Die Eigenbedarfsanlagen versorgen die kraftwerksinternen Verbraucher in allen Betriebs-, Revisions- und Störfällen mit elektrischer Energie. Die Entnahmestelle liegt zwischen Generatorschalter und Maschinentransformator. Dieses Konzept erlaubt das Anfahren der Anlage mit dem 380-kV-Netz.

Hilfseinrichtungen des KKL

Als weiter wichtige Hilfseinrichtungen seien erwähnt:

- Hilfsdampfsysteme mit zwei Elektrokesseln zur Erzeugung von Heiz- und Prozessdampf während eines Kraftwerkstillstands;
- System zum Sammeln und Aufbereiten der radioaktiven Abfälle;
- ein System zur Reinigung und Kühlung der Brennelementlagerbecken;
- Reaktorwasserreinigungsanlage zur kontinuierlichen Reinigung des Reaktorkühlmittels im Nebenstrom dient der Limitierung der Radioaktivität im Kühlmittel.

9.2.3 Zusammenstellung der Anlagedaten des KKG und KKL

	KKW Gösgen	KKW Leibstadt
Inbetriebnahme	30.10.1979	15.12.1984
1. Allgemeine Kraftwerksdaten 1991		
Wärmeleistung des Reaktorkerns	2'900 MW	3138 MW
Elektrische Brutto-Nennleistung	970 MW	1045 MW
Elektrischer Eigenbedarf <SVA 1992 c>	55 MW	55 MW
2. Allgemeine Reaktordaten		
Systemdruck	154 bar	72.8 bar
Kühlmitteltemperatur am Eintritt	293 °C	215 °C
Kühlmitteltemperatur am Austritt	326 °C	285 °C
Frischdampfdruck am Reaktorausstritt		69 bar
Dampfmenge am Reaktorausstritt		1'695 kg/s
Kühlmitteldurchsatz	15'668 kg/s	11'150 kg/s
Anzahl Kühlmittelpumpen	3	2
Anzahl Brennelemente im Kern	177	648
Äquivalenter Durchmesser	3'237 mm	
Uran-Gesamtgewicht im Erstkern	71.4 t	118.3 t
3. Brennelement		
Brennelementtyp	15x15-20	8x8-2; 10x10-4 (ab 92)
Grundriss	215.2x215.2 mm	
Stabgitterteilung	14.3x14.3 mm	
Stabzahl	205	62 (64-2 für H ₂ O)
	ab 1992	96 (100-4 für H ₂ O)
Anzahl Führungsrohre für Steuerstäbe	20	
Anzahl Abstandshalter (in der aktiven Zone)	8 (6)	
Gesamtlänge des Brennelements		4'470 mm
Länge der Führungsrohre	4'182 mm	
Werkstoff aller BE-Strukturteile und Brennstabhüllrohre	Zirkaloy-4	
altes BE : Werkstoff der BE-Strukturteile	X10CrNiTi	
Brennelementkasten-Innendurchmesser		132.5 mm
Brennelementkasten-Wanddicke		3.05 mm
Brennelementkantenlänge samt Wasserspalt	215.6 mm	
Gesamtgewicht des alten Elements / neuen-Elements	625 kg/662 kg	317 kg
4. Brennstab		
Brennstablänge	3'848 mm	
	ab Mitte 1991	
Aktive Länge (kalt)	3'400 mm	3810 mm
	ab Mitte 1991	
Hüllrohraussendurchmesser	10.75 mm	12.27; 9.6 mm ab 1991
Hüllrohrinnendurchmesser	9.32 mm	11.65; 8.4 mm ab 1991
Hüllrohrwerkstoff	Zirkaloy 4	Zirkaloy 2
5. Brennstoff	gesintertes UO ₂ -	
Anreicherung des Erstkerns	1.9/2.5/3.2 %	1.87 % Mittel
Mittlere Anreicherung der Nachladung (92)	3.5 %	rund 3.5 %
Tablettendurchmesser	9.13 mm	10.41; 8.2 mm ab 1991
Tablettenhöhe	11 mm	10.41 mm
rel. Volumen der Vertiefungen an den Stirnflächen (Dishing)	2.2 %	
Gesamtgewicht des Urans pro BE (mit längerer akt. Zone)	414 kg (430 kg)	184 kg

Tab. VII.9.3 Hauptdaten der KKG und KKL <Meier 1991>, <BBC et al. 1980>, <KWU 1981>, <Strickler 1983>.

	KKW Gösgen	KKW Leibstadt
6. Steuerelement		
Anzahl der Steuerelemente / Regelstäbe	48	149
Anzahl Stäbe pro Element	20	
Aussendurchmesser des Steuerstabes	10.2 mm	250 mm (Kreuz)
Länge des Steuerstabes	3'980 mm	4417 mm
Absorbermaterial	Ag80In15Cd5	B ₄ C
7. Reaktordruckbehälter		
Innendurchmesser	4'360 mm	6'044 mm
Wanddicke des Zylindermantels	215 mm	149/179 mm
Gesamthöhe	11 m	22 m
Auslegungsdruck/-temperatur	176 bar/350°C	86.2 bar/302°C
Gewicht ohne Einbauten	360 t	650 t
8. Kerngerüst		nicht vorhanden
Grösster Aussendurchmesser	4'095 mm	
Gesamthöhe	8'115 mm	
Gesamtgewicht	135 t	
9 Kühlmittelumwälzpumpen		
Anzahl Hauptpumpen	3	2
Anzahl Strahlpumpen		20
Nenndurchsatz der Hauptpumpen (pro Pumpe)	5'222 kg/s	1'676 kg/s
Förderhöhe	8.1 bar	rund 21.6 bar
Drehzahl	1490 min ⁻¹	1485/371 min ⁻¹
Kupplungsleistung (bei Betriebstemperatur)	5.2 MW	3.9 MW
10. Druckhalter		nicht vorhanden
Äußerer Durchmesser des Behälters	2,4 m	
Gesamthöhe	13.4 m	
Wandstärke (Mantel)	112 mm	
Volumen	42 m ³	
Material	Feinkornstahl, plattiert rostfrei	
Gewicht	87 t	
installierte Heizleistung	1'400 kW	
11. Wasserabscheider und Zwischenüberhitzer		
Druck am Eintritt		10.5 bar
Druck am Austritt		10 bar
Temperatur am Austritt		265 °C
Restnässe am Austritt		0.2 %
12. Dampferzeuger		nicht vorhanden
Anzahl	3	
Höhe	21.2 m	
Durchmesser	3.57 / 4.86 m	
Mantelwerkstoff	Feinkornstahl	
Werkstoff für Rohrplatte	Feinkornstahl	
Rohrwerkstoff	Incaloy 800	
Rohrabbmessungen	22 Ø · 1.2 mm	
Gesamtgewicht pro Einheit	380 t	

Fortsetzung Tab. VII.9.3: Hauptdaten der KKW- Gösgen und- Leibstadt <Meier 1991>, <BBC et al. 1980>, <KWU 1981>, <Strickler 1983>.

	KKW Gösgen	KKW Leibstadt
13. Turbine		
Dampfmenge (HD-Turbine Eintritt)	1'534 kg/s	1'532 kg/s
Dampfdruck am Eintritt der HD-Turbine	66.6 bar	65.7 bar
Dampftemperatur am Eintritt der HD-Turbine	282.5 °C	280 °C
Drehzahl	3'000 min ⁻¹	3'000 min ⁻¹
Anzahl der Gehäuse HD-Teil/Fluten	1/2	1/2
Anzahl der Gehäuse ND-Teil/Fluten	3/2	3/2
Mittlerer Durchmesser der letzten Stufe		3'788 mm
Schaufellänge der letzten Stufe	1055 mm	944 mm
Zahl der Anzapfungen	5	6
Vakuum im Kondensator bei Auslegung	0.080 bar	0.104 bar
14. Hauptspeisewasserpumpe		
Anzahl	3 x 50%	3 x 50%
Förderhöhe	72.2 bar	82 bar
Neendurchsatz pro Pumpe	844 kg/s	814 kg/s
Motorleistung pro Pumpe	8.6 MW	9.4 MW
15. Hauptkondensatpumpen		
Anzahl	3 x 50%	2
Förderhöhe	21.4 bar	30 bar
Neendurchsatz pro Pumpe	514 kg/s	484 kg/s
Motorleistung pro Pumpe	2.4 MW	3.2 MW
16. Generator		
Scheinleistung	1140 MVA	1'182 MVA
Wirkleistung (Klemmenleistung)	970 MW	1000 MW
Leistungsfaktor cos φ	0.85	0.85
Klemmenspannung	27 kV	27 kV
Kühlung: Ständer/ Läufer	H ₂ O/H ₂	H ₂ O/H ₂
Erregersystem		stat. Eigenerrgung
17. Kühlwassersystem		
Hauptkühlwassermenge, gesamt	31'600 kg/s	32'600 kg/s
Zahl der Kühlwasserpumpen	2	4
Förderhöhe	20.5 mWS	19 mWS
Motorleistung, gesamt	8.2 MW	8.0 MW
18. Kühlturm		
Art	Naturzug, nass	Naturzug, nass
Hauptabmessungen: Höhe / Basisdurchmesser	150 m / 117 m	144 m / 119.2 m
Oeffnungsdurchmesser (Krone)	74 m	
Warmwassertemperatur	36 °C	
Kaltwassertemperatur	22 °C	
Luftdurchsatz	um 25'000 m ³ /s	
Kühlzonenbreite (Abkühlspanne des Wassers im Kühlturm)	14 °C	15 °C

Fortsetzung Tab. VII.9.3: Hauptdaten der KKW- Gösgen und- Leibstadt <Meier 1991>, <BBC et al. 1980>, <KWU 1981>, <Strickler 1983>.

9.3 Material- und Energie-Bedarf der Kernkraftwerks-Anlagen

Die Datenermittlung konzentrierte sich auf das **KKW-Gösgen (DWR)** und das **KKW-Leibstadt (SWR)**. Die entsprechenden Werte für die übrigen UCPT KKW wurden extrapoliert.

9.3.1 Material- und Energie-Bedarf beim Bau der Kernkraftwerks-Anlagen

9.3.1.1 Stromverbrauch während des Baus des KKW Leibstadt und Gösgen

Während der Bauzeit bis zur Betriebsaufnahme wurde dem Netz für die verschiedensten Verwendungen elektrische Energie bezogen, wie z.B. Schweißungen, Baumaschinen sowie Beleuchtung. Die in Tab. VII.9.4 eingetragenen Werte beziehen sich auf den Bau des KKL.

Totaler Bezug ab elektrischem Netz	TJe	1'116
Rückspeisung ins Netz		42
Nettobezug		1'072
normiert auf Gesamtproduktion	TJe/TJe	$1.0 \cdot 10^{-3}$

Tab. VII.9.4 Elektrischer Energiebedarf während der Bauphase des KKL <Strickler 83>.

Die während den Testläufen der Turbogruppe (nur beim KKL) ins Netz eingespiesene elektrische Energie kann hierbei in Abzug gebracht werden. Mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 30% errechnen sich für die verbrauchten 3'300 t Heizöl eine produzierte elektrische Energie von rund 42 TJe ($H_u = 42.7 \text{ MJ}_{\text{th}}/\text{kg}$).

Für das KKG fehlen entsprechende Angaben. Es wird angenommen, dass für diesen elektrischen Energieverbrauch im Vergleich zum KKL keine wesentlichen Unterschiede bestanden.

9.3.1.2 Zusammenstellung des Materialbedarfs für den Bau des KKG und KKL

Detaillierte Auflistungen und Zusammenstellungen von Baumaterialien und -stoffen sind für das KKL aus <Strickler 1983> ersichtlich. Die angegebenen Daten sind mit einem Unsicherheitsfaktor von 20% behaftet.

Daten mit demselben Detaillierungsgrad existieren für das KKG nicht. Bei der Angabe der Massen und Volumina der KKG-Baumaterialien wurden, wenn keine wesentlichen anlagentechnischen Unterschiede erkannt wurden, entsprechende Daten des KKL übernommen, wobei die zur Verfügung stehenden Daten aus <Vogt 1982> eingearbeitet wurden.

Tab. VII.9.5 zeigt die Zusammenstellung der ver- und eingebauten Materialien der beiden KKW-Gösgen und Leibstadt, wobei in Tab. VII.9.6 die normierten Werte der Baumaterialien und verschiedener Dienstleistungen (hierin enthalten sind Aufwände für den Aushub und Heizölmengen für verschiedene Zwecke) eingetragen sind.

	KKW-Gösgen	KKW-Leibstadt
Stahl		
Komponenten schlüsselfertiges Los, primär ^a	6'975 t	5'750 t
Komponenten schlüsselfertiges Los, sekundär	9'800 t	9'800 t
Komponenten unabhängiges Los	4'890 t	4'890 t
Kondensatorrohre (KKG) ^b	246 t	
Komponenten total	21'911 t	20'440 t
Armierungsstahl Gesamtanlage ^c	33'680 t	40'030 t
Stahlbau Gesamtanlage	5'570 t	5'570 t
Kupfer ^d	1'473 t	1'473 t
Titan ^e		
Kondensatorrohre (KKL)		130.6 t
Aluminium		
Isolationsummantelungen (Rohre, Behälter, etc.), Elektro- technische Komp. (Freiluftschaltanlagen), Architektonische Komponenten, Abschätzung	200 t	200 t
Beton ^f	169'200 m³	200'200 m³
Asbestzement (Eternit)		
Kühlturmrieseleinbauten	5'300 t	5'300 t
Öle		
Trafoöl		170 t
Schmieröle (Schätzung)		30 t
Total	200 t	200 t
Verbrauchsmaterialien		
Holz (Schalungsholz) ^g	6'720 m ³	8000 m ³
Papier ^h	1000 m ³	5000 m ³
Diesel		
Aushub ⁱ	120 t	1'400 t
Heizöl		
Gebäudeheizung ^k	720 t	1'200 t
Testläufe der Turbogruppe ^l	0	3'300 t

Tab. VII.9.5 Zusammenstellung der Materialien für den Bau der KKG und KKL (nach <Strickler 1983>, <Vogt 1982>).

- ^a Für die Berechnung des KKG-Wertes wurde vom KKL-Wert ausgegangen. Folgende Unterschiede wurden berücksichtigt:
Das Reaktordruckgefäß (RDG) des SWR Leibstadt weist bedeutend größere Dimensionen auf als dasjenige des DWR Gösgen (zusätzliche Unterbringung im SWR-RDG der radial angeordneten Strahlpumpen und der oberhalb des Kerns eingebauten Wasserabscheider/Dampftrockner). Das Gewicht des RDG (ohne Einbauten) des KKL beträgt 687 t, dasjenige des KKG 360 t.
RDB-Einbauten: Das Gewicht der Einbauten im KKL beträgt 160 t, dasjenige im KKG 135 t.
Sicherheitsbehälter: KKL: 2'050 t, KKG: 2'400 t.
Dampferzeuger: Das Gewicht jedes der drei Dampferzeugers im KKG beträgt 380 t.
Druckhalter: Das Gewicht des Druckhalters im KKG beträgt 87 t.
- ^b Wegen der nach wenigen Betriebsjahren vollzogenen Änderung der Wasserchemie im Primärkreislauf auf einen höheren PH-Wert zur Erreichung eines besseren Schutzes der Dampferzeuger, mußten die ursprünglich eingesetzten Messing-Kondensatorrohre (Admiralitätslegierung Cu-Zn-AL) durch austenitische Rohre ersetzt werden. Das Messing wurde rezykliert. Der Fehler durch die Nichtberücksichtigung dieses Materials in der Massenbilanz ist gering (Fabrikationsenergie).
- ^c Das Gewicht des Armierungsstahls im KKW-Block wird entspr. des Betonvolumens angepaßt: KKL: 29'500 t; KKG: 23'150 t
- ^d Dieser Wert schliesst für das KKL folgenden Mengen ein: Komponenten schlüsselfertiges Los, primär 380.2 t; Komponenten schlüsselfertiges Los, sekundär 130.6 t; Komponenten unabhängiges Los 320 t; Elektrische Leitungen schlüsselfertiges Los 481.9 t; Elektrische Leitungen unabhängiges Los 160 t.
- ^e Beim KKL wurden während der ersten Jahresrevision, im Sommer 1985 die Messing-Kondensatorrohre durch Titanrohre ersetzt. Diese Umrüstung begründete sich in aufgetretenen Schädigungen des Schutzfilmes innerhalb der Rohre <Schumacher 1992>.
- ^f Das Volumen des im Kraftwerksblock (schlüsselfertiges Los) verbauten Betons Typ: B 300 betrug im KKL: ca. 144'000 m³, im KKG: 113'000 m³. (in der Grundplatte des KKG wurden allein ca. 8000 m³ eingebracht).
- ^g KKL: 8000 m³, KKG: 240'000 m², was bei der Annahme einer Brettdicke von 28 mm ein Volumen von 6'720 m³ ergibt.
- ^h Die Bauabwicklung des KKG verlief im Vergleich zum KKL wesentlich speditiver, was sich unzweifelhaft auch auf die Papiermenge auswirkte. Der angegebene Wert für das KKG ist eine Schätzung.

i Zur Verminderung der optischen Wirkung wurden die Gebäude um 8 m, vom ursprünglichen Geländeniveau abgesenkt, der Kühlturm um 15m, als Lärmschutzmassnahme, wegen des in die Wassertasse herunterfallenden Wassers. Der Großteil des Aushubmaterials war Kies, der an Ort und Stelle zur Betonaufbereitung verwendet werden konnte. Der Aushub für das KKL: $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ war wesentlich größer als für das KKG: $85'000 \text{ m}^3$ (keine Geländeabsenkung). Dieser Aufwand wird im Schlussmodul in der Rubrik allg. Dienstleistungen in m^3 ausgewiesen.

k Bei der Berechnung des Heizölverbrauchs für die Gebäudeheizung während der KKG-Bauphase wurde angenommen, dass eine Proportionalität zur Bauzeit besteht (KKG: 6a, KKL: 10a) Beginnend mit dem Winter 1976/1977 wurden die verschiedensten Gebäude bis zum Winter 1981/1982 mit Heizöl beheizt. Ab diesem Zeitpunkt wurden die elektrischen Gebäudeheizungen ans Netz angeschlossen. Eine lineare Zunahme des Verbrauchs, beginnend mit einem Wert von $38'000 \text{ l}$ bis $380'000 \text{ l}$ am Ende zugrundeliegend wurde folgenden Gesamtverbrauch ermittelt (nicht bilanziert):

Heizöl für Gebäudeheizung (KKL)	1.254E+6 l
Energieinhalt	46 TJth
normiert auf Gesamtproduktion	4.4E-5 TJth/TJe

l Um beim KKL die Turbogruppe mit all ihren Komponenten vor Inbetriebnahme des nuklearen Dampferzeugers testen zu könne, wurden Hilfskessel im Freien aufgestellt. Die abgegebene Leistung am Generator betrug ca. 15 MW. Folgende Menge wurde verbraucht:

Heizöl für Turbogruppe-Testläufe (KKL):	3.5E+6 l
Energieinhalt	129 TJth
normiert auf Gesamtproduktion	1.2E-4 TJth/TJe

	KKG		KKL	
	t	kg/TJe	t	kg/TJe
Stahl				
Komponenten total	21'911	22.45	20'440	19.50
Stahlbau Gesamtanlage	5'570	5.71	5'570	5.31
Armierungsstahl	33'680	34.51	40'030	38.20
Kupfer	1'472	1.51	1'473	1.41
Titan			130.6	0.13
Aluminium	200	0.21	200	0.19
Beton (Dichte 2.2 t/m ³)	372'000	381	440'000	420
Asbestzement (Eternit)	5'300	5.43	5'300	5.06
Öle	200	0.21	200	0.19
Holz für Schalungen (Dichte 0.5 t/m ³)	3'360	3.44	4'000	3.82
Papier (Dichte 0.85 t/m ³)	850	0.87	4'250	4.06

	m ³	m ³ /TJe	m ³	m ³ /TJe
Aushub	8.5E+4	8.7E-2	1.0E+6	9.5E-1

	TJth	TJth/TJe	TJth	TJth/TJe
Heizöl EL in Heizung	27	2.8E-5	46	4.4E-5
Heizöl EL in Industrieheizung			130	1.2E-4

Tab. VII.9.6 Material- und Dienstleistungsbedarf (absolute und normierte Werte) für das KKL und KKG.

9.3.1.3 Zusammenstellung des Materialbedarfs für den Bau des KKW UCPTÉ

Für die KKW in den UCPTÉ Länder kann in erster Approximation angenommen werden, dass die **normierten Bedarfswerte** eine proportionale Abhängigkeit zur Arbeitsausnutzung aufweisen, womit die Daten der UCPTÉ DWR, resp. SWR von den entsprechen KKG, resp. KKL Werten abgeleitet werden können. Dieser Aussage liegen folgende Annahmen zugrunde:

- gleiche mittlere Leistungsgrößen (1000 MW KKW-Klasse) und Wirkungsgrade (31% netto);
- übereinstimmende Gesamtbetriebszeiten (40 Jahre).

Tab. VII.9.7 zeigt die installierte Brutto-Leistungen der DWR und SWR in den UCPTÉ-Ländern, Stand 1.2.1995 <atw 1995>. Tab. VII.9.8 zeigt die mittleren Werte für die Arbeitsausnutzung der KKW in den UCPTÉ-Länder, basierend auf Angaben von kumulierten Werten seit Betriebsaufnahme bis 1995. Die in der Tabelle angegebenen UCPTÉ Durchschnittswerte wurden durch Gewichtung mit den Leistungsanteilen der einzelnen Länder errechnet.

Land	Gesamtleistung MW	DWR		SWR	
		MW	%	MW	%
Deutschland	22630 ^a	15367	70	7263	30
Belgien	5'807	5807	100	---	---
Frankreich	59552 ^b	59552	100	---	---
Niederlande	538	480	90	58	10
Schweiz	3135	1718	55	1417	45
Slowenien	664	664	100	---	---
Spanien	7400	5950	80	1450	20
Total	99726	89538	90	10188	10

^a Nur DWR und SWR (gesamt 20 Anlage).

^b Ohne GGR-Reaktoren: Bugey-1 (555 MW) sowie SBR Reaktor Phénix (250 MW) und Superphénix (1200 MW).

Tab. VII.9.7 Installierte Brutto-Leistungen der DWR und SWR in den UCPTÉ-Ländern, Stand 1.2.1995 <atw 1995>.

Arbeitsausnutzung %	DWR	SWR
Deutschland	80	67
Belgien	81	---
Frankreich	65	---
Niederlande	80	80 ^a
Schweiz	83	82
Slowenien	72	---
Spanien	78	77
Durchschnitt UCPTÉ	70	70

^a Annahme.

Tab. VII.9.8 Mittlere Arbeitsausnutzung in den KKW der UCPTÉ-Länder <NEI 1996>.

Die spezifischen Materialaufwendungen für die UCPTE-KKW wurden von den Werten von KKL und KKG unter Berücksichtigung der effektiven Arbeitsausnutzung abgeleitet. Damit resultieren für die UCPTE-KKW um den Faktor 1.18 höhere Materialaufwendungen als für die schweizer KKW. Dieser Korrekturfaktor berechnet sich aus dem Verhältnis der durchschnittlichen Arbeitsausnutzung in UCPTE (70%) und CH (83 resp. 82%) Kraftwerken. Im besonderen wurde der Aushub mit Hydraulikbagger für SWR UCPTE dem Wert von DWR UCPTE angepasst. Der SWR CH Wert zieht die sehr speziellen Bedingungen von KKL, weshalb diese nicht für alle SWR Kraftwerke verallgemeinert werden können (siehe Tab. VII.9.5, Fussnote i).

9.3.2 Stoff- und Energie-Bedarf beim Betrieb der KKW Anlagen

9.3.2.1 Uranbedarf

KKW-Gösgen und -Leibstadt

Alljährlich, während der Sommerzeit, wenn die Elektrizitätsnachfrage am geringsten ist, wird der Brennelementwechsel vorgenommen. Während dieser normalerweise ca. einen Monat dauernden Stillstandsphase werden zusätzliche Inspektions- und Revisionsarbeiten durchgeführt. Die Arbeiten zum Brennelementwechsel können nebst dem Ausbau definitiv abgebrannter (event. Wiedereinsatz von nur teilweise abgebrannten Brennelementen in späteren Zyklen) und dem Einbau neuer Brennelemente auch Umgruppierungen von teilweise abgebrannten Brennelementen umfassen. Maßgebend bei der Ermittlung des spezifischen Bedarfs von angereichertem Uran in den Brennelementen, d.h. für die Produktion einer elektrischen Energieeinheit ist der mittlere Entladeabbrand der definitiv ausgebauten Brennelemente und der Anlagenwirkungsgrad. Für die Erzeugung einer Stromeinheit wird folgende Uranmenge verbraucht:

$$\text{Uranbedarf (kg/TJ}_e\text{)} = (\text{Abbrand (TJ}_{th}\text{/kgU)} * \text{Wirkungsgrad})^{-1}$$

Der entscheidende Einfluß des spezifischen Uranbedarfs auf die Beschaffungs- und in den letzten Jahren besonders verstärkt auf die Wiederaufarbeitungs- und Entsorgungskosten macht die zentrale Bedeutung des erreichten Abbrandes der definitiv ausgebauten Brennelemente deutlich. In den letzten Jahren wurden große Anstrengungen zur Erreichung höherer Abbrandwerte unternommen. Beim Druck-, wie beim Siedewasserreaktor konnten die ursprünglichen um 30 MWd/kg(Uran) liegenden Abbrandwerte auf über 40 MWd/kg Uran angehoben werden. Neuere Entwicklungsprojekte zeigen deutlich, dass Abbrandwerte bis 50 MWd/kg Uran für SWR und bis 55 MWd/kg Uran für DWR erreicht werden können <Holzer et al. 1991>. Das bei der Brennstoff- und Elemententwicklung als vorrangig behandeltes Ziel der Erreichung hoher Abbrände, wird durch einer Reihe von konstruktiv-technischer Verbesserungsmaßnahmen, insbesondere aber durch eine Anhebung des Anreicherungsgrades erreicht. Der Entladeabbrand mit seinem unmittelbaren Einfluß auf den Uranbedarf wirkt sich somit ebenfalls direkt auf die Bedarfs- und Emissionsdaten aus, welche auf die elektrische Produktionseinheit zu beziehen sind.

In der Tab. VII.9.9 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) wird eine Übersicht über die während den Jahren 1991-1993 in den KKW-Gösgen und -Leibstadt erzielten Entladeabbrände gegeben.

Jahr	mittlerer Abbrand (MWd/tU)	
	KKG	KKL
1990	39'800	k.A.
1991	40'528	33'840
1992	41'903	35'100

Tab. VII.9.9 Mittlere Abbrandwerte der entladenen Brennelemente im KKG und KKL während den Jahren 1990-1992, <KKG 1992>, <KKG 1993>, <KKL 1992b>, <KKL 1993>.

Die Werte zeigen, dass im gegenwärtigen Zeitpunkt Entladeabbrände von 42'000 MWd/t für das KKG, resp. bei 35'000 MWd/t für das KKL erreicht werden. Bei der Festlegung des Referenzabbrandwertes stützen wir uns auf die aktuellsten Betriebsdaten, d. h. auf den realisierten mittleren Abbrandwerte der im Jahre 1992 entladenen Brennelemente. Mit der Annahme dieser Werte für die gesamte Betriebszeit wird die berücksichtigt, dass in früheren Jahren kleinere Abbrandwerte (im speziellen die ersten Ladungen) und die in Zukunft erwarteten höheren Abbrandwerte erreicht werden.

Der spezifische Uranverbrauch, definiert als der Uranverbrauch pro netto erzeugte, ins Netz eingespiesene Strom, hängt nebst dem Abbrand auch vom Netto-Anlagenwirkungsgrad ab. Für sämtliche KKW wird ein Netto-Wirkungsgrad von 0.31 angenommen (siehe Tab. VII.9.2). Detailliertere Angaben bezüglich Brennstoffspezifikationen finden sich in Anhang 7.

DWR- und SWR UCPTE

Für die Ermittlung der mittleren Abbrandwerte in den UCPTE-Länder wurden mittlere Werte französischer, deutscher und schweizerischer Anlagen berücksichtigt. Die vorliegenden Werte können als repräsentativ für die UCPTE Länder angesehen werden, da die DWR Anlagen in Frankreich, Deutschland und der Schweiz mehr als 80%, die SWR Anlagen in Deutschland und Schweiz rund 85% des UCPTE-Bedarfs decken (siehe Tab. VII.9.7).

Die Nuklearindustrie und KKW-Betreiber unternehmen grosse Anstrengungen um den Abbrand der Brennelemente zu optimieren und damit die Gesamtkosten zu senken. Bereits in den vergangenen Jahren ist der durchschnittliche Abbrand in europäischen KKW angestiegen, für DWR von 33 MWd/kgU auf 40-47 MWd/kgU (jüngste Zahlen der 7 belgischen DWR belegen z.B. einen Abbrand von 44-47 MWd/kgU bei einem entsprechenden Anreicherungsgrad von 3.8-4.25% <Electrabel 1996>) sowie ungefähr von 28 MWd/kgU bis 35-40 MWd/kgU für SWR <Holzer et al. 1991>, <Holzer 1990>. Das angestrebte Ziel ist ein Abbrand für DWR von mehr als 50 MWd/kgU und für SWR von ca. 45 MWd/kgU.

Für die deutschen KKW können aus <Holzer et al. 1991> mittlere Abbrandwerte von 40 MWd/kg für die SWR resp. 42.5 MWd/kg für die DWR um die Jahre 1990 entnommen werden. Die entsprechenden mittleren Anreicherungsgrade werden mit 3.4% resp. 3.7% angegeben. Bei diesen zugehörigen Anreicherungen muß beachtet werden, daß es sich nicht um Gleichgewichtskerne handelt, die den entsprechenden Entladeabbränden zugeordnet werden können. Sie werden davon beeinflusst, ob im Kern noch ältere BE (mit niedriger Anreicherung) oder auch schon neuere BE (mit noch höherem Abbrandziel) parallel eingesetzt sind.

Eine exakte Bestimmung der mittleren Entladeabbrandwerte ist schwierig, da Nachladungen in der Regel den Kerneinsatz nicht als Einheit, sondern in mehreren Teilmengen durchlaufen und ihre Entladeabbrände nicht zum selben Zeitpunkt erreichen <Von Jan 1993>. In den nächsten Jahren werden die jetzt eingesetzten Nachladungen höherer Anreicherung die Führung beim Entladeabbrand übernehmen.

Für die französischen DWR kann ein mittlerer Abbrandwerte von ca. 39.5 MWd/kg mit einem mittleren Anreicherungsgrad von rund 3.4% eingesetzt werden <Traccucci 1991>. Diese Werte ermitteln sich aus den Angaben für die 900 MW Anlagen, für welche ein mittlerer Abbrandwert von rund 43 MWd/kg mit einem Anreicherungsgrad von ca. 3.7% angegeben werden, und für die 1300 MW Anlagen, für welche einen Wert von 34 MWd/kg mit einem Anreicherungsgrad von ca. 3.1% berichtet werden.

In Tab. VII.9.10 sind die wichtigsten Werte, welche in dieser Studie weiter verwendet werden, zusammengestellt. Die Werte sind repräsentativ für den über die Kraftwerks-Lebensdauer resultierenden Durchschnitt und geben daher nicht die maximal erreichbaren Anreicherungs-, Abbrandwerte wieder. Während die angenommenen Abbrandwerte der schweizer KKW auf den spezifischen Werten von KKL und KKG zu Beginn der 90er Jahre beruhen, sind die Angaben für Frankreich und Deutschland Durchschnittswerte von mehreren Anlagen.

Parameter		DWR				SWR		
		CH	D	F	Andere UCPTE	CH	D	Andere UCPTE
Mittlere Anreicherung der Brennelemente	%	3.5	3.7	3.4	3.5	3.25	3.4	3.4
Mittlerer Abbrand	MW _{thd} /kgU	42	42.5	39.5	40	35	40	39
Netto-Wirkungsgrad		0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Spezifischer Uranbedarf	kgU/TJe	0.89	0.88	0.95	0.93	1.07	0.93	0.96

Tab. VII.9.10 Spezifischer Uranbedarf, mittlerer Abbrand und Anreicherung der KKW CH, D, F und Andere UCPTE.

9.3.2.2 Betriebsstoffbedarf der KKG und KKL

Detaillierte Auflistungen der in den Jahren 1991 und 1992 verbrauchten Betriebsstoffe konnten vom KKL beschafft werden (Tab. VII.9.11 unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie), wobei vom KKG lediglich Angaben über Stoffe in Erfahrung gebracht werden konnten, die beim KKL nicht eingesetzt werden oder in der Verbrauchsmenge erwähnenswerte Unterschiede aufweisen.

Batterien und Bleiakkumulatoren werden rezykliert und werden demnach nicht berücksichtigt. Folgende Betriebsstoffe werden wegen der geringen Mengen nicht berücksichtigt: Aktivkohlefilter, Lösungsmittel, Frost- und Korrosionsschutz, Dekontaminationsmittel, Wasserenthärtungsmittel, Borax, Waschmittel für Aktivwäscherei sowie div. Eisenteile.

In Tab. VII.9.12 ist für das KKG der jährliche, durchschnittliche Bedarf derjenigen Betriebsstoffe eingetragen, die im KKL nicht eingesetzt werden oder bei welchen Verbrauchsmengen erwähnenswerte Unterschiede aufweisen. Es wird angenommen, daß für die übrigen Betriebsstoffe ähnliche Mengen, wie im KKL verbraucht werden.

Wasser- und Chemikalienbedarf

Die den Flüssen gesamthaft entnommenen Wassermengen teilen sich im wesentlichen in zwei Teilströme auf: der eine ist dem Kühlturmwater-Kreislauf, der andere den Nebenkühlwater-Kreisläufen zugeordnet. Die dem Kühlturmwater-Kreislauf zugeordnete Zusatzwassermenge deckt die Verdunstungsmengen-Verluste im Kühlturm sowie die Menge des Abschlammwater (zur Verhinderung einer Aufkonzentration im Kühlturmwater-Kreislauf).

Haupt-Betriebsstoffe	Verbrauch 1991 kg	Verbrauch 1992 kg	Durchschnitts- Verbrauch kg/Jahr	Durchschnitts- Verbrauch kg/TJe
Harze ^a	18'700	17'800	18'300	0.70
Aktivkohlefilter ^b	2'000	0	1000	0.04
Filter ^c				
Materialbedarf für Sandstrahlanlagen ^d	56'000	11'000	34'000	1.30
Zemente ^e :	64'900	68'500	66'700	2.55
Öle ^f	13'700	10'500	12'000	0.46
Fette	700	450	600	0.02
Lösungsmittel	2'000	3'000	2'500	0.10
Frostschutz, Korrosionsschutz	1000	500	750	0.03
Dekontaminationsmittel	3'400	1'600	2'500	0.10
Industriesprit (Industrie-Alkohol)	4'400	4'200	4'300	0.16
Borsäure (H ₃ BO ₃): KKL	300	100	200	0.01
Wasserenthärtungssalz	2'350	2'950	2'700	0.10
Borax (Na ₂ B ₄ O ₇ ·10H ₂ O)	400	100	250	0.01
Waschmittel für Aktivwäscherei	3'000	2'000	3'200	0.12
Batterien, Bleiakumulatoren ^g	250	150	200	0.01
Körperschutzmaterialien ^h				
Papier ⁱ			5'000	0.19
div. Eisenteile ^k	1000	1000	1000	0.04

Tab. VII.9.11 Zusammenstellung der allgemeinen Betriebsstoffe für das KKL *.

* Einsicht in diese Daten wurde von der Einkaufsabteilung des KKL gewährt.

^a In dieser Rubrik inbegriffen sind sämtliche Harzarten- und -typen (Anionen-, Kationen-, Pulver- und Kugelharze).

^b Bis Ende 1992 ist noch keine, als radioaktiver Rückstand zu entsorgende Aktivkohle angefallen (Rubriken in den entsprechenden Jahresberichten der KKW weisen noch keine Eintragungen auf).

^c Insgesamt werden pro Jahr ca. 1000 Stück versch. Filter (Grobfilter, Vorfilterzellen, Feinfilter und Schwebstofffilter) verbraucht. Sie werden gewichtsmässig nicht erfaßt.

^d Materialien für Sandstrahlanlagen für Arbeiten außerhalb der Zone. In diesen Mengen nicht inbegriffen sind die "Sand"-Materialien, welche für Dekontaminationsarbeiten, die in der Regel von Fremdfirmen durchgeführt, benötigt werden. Diese Verbrauchsmaterialien werden von den Firmen selbst beschafft, wobei dessen Entsorgung jedoch das KKW übernimmt. Die entsprechenden Mengen erscheinen bei den festen Abfällen (siehe Tab. VII.9.34).

^e In der folgenden Tabelle sind die Zementverbrauchswerte des KKL während den Jahren 1991 und 1992 ersichtlich. Die beiden Zementtypen: Lafarge und TRASS sind in der obigen Tabelle zusammengefaßt eingetragen. Sikament ist ein Zementzuschlagstoff (Erhöhung der Dichtheit); dieser Verbrauch wird nicht berücksichtigt. Der Zement wird hauptsächlich für die Konditionierung der festen Abfälle gebraucht.

Zemente-Verbrauch im KKL	1991	1992
Lafarge Zement kg	50'900	58'500
TRASS DIN 51043		10'000
Sikament (KKL)	900	1'150

^f für hydraulische Systeme und allg. Schmierzwecke.

^g Zusammenstellungen des KKL zeigen, daß durchschnittliche 7000 Stück. Batterien verbraucht werden. Aus Unterlagen bezüglich Sondermüllmengen des KKL ist ersichtlich, daß jährliche Durchschnittsmengen von 200 kg für Batterien und Bleiakumulatoren anfallen.

^h Die Körperschutzmaterialien (Kleider, Schuhe, etc.) werden teilweise als brennbare radioaktive Rückstände behandelt. Sie werden mengenmäßig nicht berücksichtigt.

ⁱ Allg. Büromaterialien, außer Papier werden nicht berücksichtigt.

^k Ersatzteile sind hier nicht eingeschlossen.

	kg/Jahr	kg/TJe
Harze ^a	1'000	0.04
Borsäure (H ₃ BO ₃) ^b	500	0.02
Bitumen ^c	6'000	0.24
Hydrazin ^d (N ₂ H ₄), 15 %	13'000	0.52

- ^a Der für ein Druckwasserreaktor typische wesentlich geringere Verbrauch von Harzen wird durch diesen Bedarfswert deutlich.
- ^b Die Borsäure, die in den Konzentraten von den Verdampfern des Abwasserreinigungssystems anfällt und entsprechend entsorgt wird, muß ersetzt werden. Gesamthaft sind 35'000 kg Borsäure in den versch. Behältern, Becken und Kreisläufen gelöst.
- ^c Die Verdampferkonzentrate werden mit Bitumen endkonditioniert.
- ^d Hydrazin wird im Wasser-Dampfkreislauf des KKG eingesetzt. Hydrazin ist ein gebräuchliches Reduktionsmittel (Bindung von O₂).

Tab. VII.9.12 Jährliche durchschnittlicher Betriebsstoffbedarfs des KKG (Direkte Information).

Tab. VII.9.13 zeigt die Werte der den Flüssen gesamthaft entnommenen und zurückgeleiteten, sowie die für den Kühlturmkreislauf aufbereiteten und im Kühlturm verdunsteten Wassermengen: Die Wärmeübertragung vom relativ warmen in den Kühlturm eintretenden Kondensatorkühlwasser an die Luft geschieht hauptsächlich (ca. 70%) durch Verdunstung, der restliche Teil durch konvektiven Wärmeübergang. Mit der ca. 50% über der Verdunstungsmenge liegenden Zusatzwassermenge wird eine Stabilisierung der Karbonhärte im Kühlwasser auf einem bestimmten Niveau bezweckt, da einerseits praktisch destilliertes Wasser an die Umgebungsluft abgegeben wird, andererseits keine 100%ige Entkarbonisierung durchgeführt werden kann.

	kg/s	KKG	KKL
Durchsatz durch die Wärmetauscher der Nebenkühlwasserkreisläufe		2'200 ^a	1'300
Für den Kühlturbetrieb aufbereitete (entkarbonisierte) Wassermenge		700	900
Gesamte dem Fluss entnommene Wassermenge		2'200	2'200
Im Kühlturm verdunstete Wassermenge		600	600
In den Fluß zurückgeleitete Gesamtwassermenge		1'600	1'600
Wasserverbrauch (= normierte Gesamtentnahmemenge)	kg/TJ	3.1E+6	2.2E+6

- ^a Beim KKG wird das Wasser für den Kühlturm im Rücklauf zur Aare entnommen, d.h die gesamte Entnahmemenge wird durch die Kühler gefördert.

Tab. VII.9.13 Übersicht über die Teilströme der gesamten Flusswasserentnahmemenge <Vogt 1982>, <KKL 1990>.

Das aus dem Fluß entnommene Wasser kann für die Standorte KKG und KKL als ein weiches, schwach alkalisches Gleichgewichtswasser bezeichnet werden. Zur Vermeidung einer Verkalkung und Verschlammung der Pump-, Rohr, und Sprühsteme ist eine Wasseraufbereitung notwendig. In der Tab. VII.9.14 sind die KKL durchschnittlichen Chemikalienverbrauchswerte zur Kühlturmwasseraufbereitung zusammengestellt. Beim KKG wird nebst Weisskalk zur Hauptsache 20-40%ige Kalkmilch eingesetzt, die als Abfall bei der Acetylenproduktion anfällt. Unterschiedlich sind die eingesetzten Flockulierungsmittel: anstelle von Eisenchlorid beim KKL wird im KKG Eisenchlor-sulfat angewendet. Zur Verhinderung der Algenbildung im Kühlturm wird beim KKG Javelwasser eingesetzt, beim KKL kommt kein entsprechendes Biozid-Mittel zum Einsatz. Mit der eingesetzten Schwefelsäure werden eine weitere Kalkausfällung im Kühlturm verhindert und wasserrechtliche Auflagen erfüllt (Kühlturmabschlammung). Beim KKG wird dem Kühlturm-Wasser zusätzlich eine härtestabilisierende Polycarbonsäure beigefügt. Die zur Entkarbonisierung eingesetzten Chemikalien werden, mit Ausnahme von Natriumhypochloritlösung für das KKG, im Modul nicht

eingeführt, da der entsprechende Bedarf durch den Modul 'Wasser entkarbonisiert' mit der Software einbezogen wird.

	t/Jahr		kg/TJ	
	KKG	KKL	KKG	KKL
Weisskalk Ca(OH)_2	500	1'800	20.0	68.7
Kalkmilch 20-40% Ca(OH)_2	9'000 ^a			
Eisenchlorid $\text{FeCl}_2 \cdot \text{XH}_2\text{O}$ ^b		660		25.2
Eisenclorsulfat FeClSO_4	180 ^c		7.2	
Natriumhypochloritlösung NaOCl (Javelwasser)	120		4.8	
Polyacrylamid (Flockungshilfsmittel)	15	20	0.6	0.8
Schwefelsäure H_2SO_4	18	345	0.7	13.2
Polycarbonsäure (Härttestabilisierungsmittel)	70		2.8	

^a Von der Acetylenproduktion als Abfall. Diese Menge wird nicht mitbilanziert.

^b Technisches Eisenchlorid mit einem Gehalt von 33% Fe(II) . (x :2.4).

^c 1'500t/Jahr 12%iges Eisenclorsulfat.

Tab. VII.9.14 Chemikalienverbrauch für die Kühlturmwasseraufbereitung des KKG und KKL.

Gasbedarf

In Tab. VII.9.15 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) sind die in den Jahren 1991 und 1992 vom KKL verbrauchten Gasmengen eingetragen.

Brennstoffbedarf für Testläufe der Diesel-Notstromgruppe des KKL

Nach Angaben des KKL beträgt der jährliche Dieselölverbrauch für die regelmäßig durchzuführenden Tests der Notstromdieselgruppe $8\text{E}+4$ l. Der entsprechende, normierte Energieinhalt beträgt $1.1\text{E}-4$ TJ/TJ_e. Im zusammenfassenden Modul "Strom ab KKW" am Ende dieses Kapitels ist dieser Dieselöl-Bedarf in der Kategorie "allg. Dienstleistungen" in der Rubrik 'Diesel in Baumaschinen' eingetragen.

	Verbrauch	Verbrauch	Durchschnitt	
	1991	1992	kg/a	kg/TJ
	kg	kg		
Sauerstoff (O_2)	$1.47 \cdot 10^5$	$1.11 \cdot 10^5$	$1.3 \cdot 10^5$	4.96
Stickstoff (N_2) ^a	$2.85 \cdot 10^5$	$4.10 \cdot 10^5$	$3.5 \cdot 10^5$	13.36
Wasserstoff (H_2)	$7.70 \cdot 10^4$	$8.50 \cdot 10^4$	$8.0 \cdot 10^4$	3.05
Argon (Ar)	$3.35 \cdot 10^5$	$7.04 \cdot 10^4$	$2.0 \cdot 10^5$	7.63
Acetylen (C_2H_2)	$3.05 \cdot 10^2$	$2.42 \cdot 10^2$	$2.8 \cdot 10^2$	0.01
Formiergas (5-10% H_2 , 95-90% N_2)	$7.25 \cdot 10^4$	$1.82 \cdot 10^5$	$1.3 \cdot 10^5$	4.96
Helium (He)	$2.91 \cdot 10^3$	$2.67 \cdot 10^3$	$2.8 \cdot 10^3$	0.11
Kohlendioxid (CO_2)	$1.33 \cdot 10^3$	$1.33 \cdot 10^3$	$1.3 \cdot 10^3$	0.05

Tab. VII.9.15 Zusammenstellung des Gasbedarfs des KKL (direkte Information).

9.3.2.3 Zusammenstellung des Bedarfs während des Betriebs der KKW in UCPTE Ländern

Die Betriebsaufwendungen (exklusive Wasserbedarf) wurden für alle KKW aus den spezifischen Werten von SWR CH (KKL) und DWR CH (KKG) extrapoliert. Für die Extrapolation wurde, analog zu den Bauaufwendungen, die Arbeitsausnutzung in den verschiedenen Ländern berücksichtigt (Siehe Tab. VII.9.8). Der Korrekturfaktor für DWR D beträgt 1.04, für DWR F 1.28, für DWR andere UCPTE 1.05, für SWR D 1.22, für SWR andere UCPTE 1.06. Die Werte sind am Kapitelende zusammengestellt.

9.3.3 Energie- und Materialbedarf beim Abbruch des KKL

9.3.3.1 Energiebedarf

Basierend auf Angaben in <El-Bassioni et al. 1980> beträgt der Energieaufwand für den Abbruch eines Leichtwasser-Kernkraftwerks der 1000 MW-Klasse 75% der für den Bau des KKW^s aufgewendeten Energiemenge. Den elektrischen Energiebedarf entnehmen wir der Tab. VII.9.4, wobei die Rückspeisemenge nicht in Abzug gebracht wird. 75% von diesen 1'116 TJ_e ergibt also einen Wert für den elektrischen Energiebedarf für den Abbruch von: 837 TJ_e und normiert auf die Gesamtstromproduktion: 8.0E-4 TJ_e/TJ_e.

Ausgegangen wird, wie oben bei der Ermittlung des elektrischen Energiebedarfs für den Abbruch von der verbrauchten Dieselölmenge während des Baus der Anlage. Einbezogen werden die Dieselölmengen, die für den Aushub und die innerhalb der Schweiz durchgeführten Transporte von Baumaterialien verbraucht wurden. Der Gesamtverbrauch während der Bauphase betrug rund 6 Mio kg Dieselöl. Der 75%ige Anteil für den Abbruch ergibt einen thermischen Energieaufwand von 190 TJ und bezogen auf die Stromproduktion während der Gesamtbetriebszeit erhalten wird: 1.9E-4 TJ/TJ_e.

9.3.3.2 Betoncontainer zur Endkonditionierung der Stilllegungsabfälle

Große Beton-Container erlauben die Verfestigung und Verpackung großer Stücke aus der Zerlegung der Teile und Komponenten von Reaktorsystemen (z.B.: RDB-Teile und -Einbauten). Außerdem reduziert die Verwendung von Grosscontainern die Strahlenexposition bei der Zerlegungs- und Konditionierungsarbeiten im Vergleich zur Benützung von kleinen 200-l-Fässern. Sie ist auch wirtschaftlicher. Studien in England und in der EG haben zur Wahl von ähnlich großen Containern für die Stilllegungsabfälle geführt <Lawton 1982>, <Price et al. 1984>.

Zur Vereinfachung der Inventarisierung der Stilllegungsabfälle wurde im Rahmen des Projekts Gewähr <Nagra 1985 b> angenommen, dass auch solche Stilllegungsabfälle (SA), welche gemäß den Stilllegungstudien in 200-l-Fässern verpackt und verfestigt werden sollten, zu Containern zusammengefaßt werden. Als Verfestigungsmatrix sehen die Stilllegungsstudien der schweizerischen KKW einheitlich eine geeignete Zement-Mischung vor. Bezüglich Konditionierung, Verpackung und sicheren Transport müssen folgende Randbedingungen berücksichtigt werden:

- Identifikation des Transportgebindes und Einhaltung nuklidspezifischen Grenzkonzentrationen in den betreffenden Abfallgebinden;
- Oberflächendosisleistung ≤ 2 mSv/h (Millisievert pro Stunde) und Ortsdosisleistung in einer Entfernung von 2 m ≤ 0.1 mSv/h.

Alle Stilllegungscontainer können als "LLS (Low Level Active Solids) Strong Tight Packaging" deklariert werden (keine Begrenzung der Gesamtaktivität, Spezifische Aktivitätsbegrenzungen: z.B. Co-60: 5.2 10¹¹ kBq/t Abfallmatrix, Prüfvorschriften: Dichtigkeitstest, mechanische Integrität während des Transports). Die Wärmeleistung der Stilllegungscontainer darf im Freien 2'700 W/Container und im Endlager Typ B (Endlager für mittel- und schwachaktive Abfälle) im Durchschnitt 200 W/Container zur Vermeidung einer Beschädigung des Zements und der

technischen Barrieren nicht überschreiten. Die Abmessungen, Volumen und Gewichte dieser armierten Betoncontainer sind in Tab. VII.9.16 eingetragen. Zur Gewichtsbestimmung stützen wir uns auf den allgemein angewandten Dichtewerte von $2'200 \text{ kg/m}^3$. Die Berechnung des Armierungsstahlgewichtes basiert auf Daten normal armierter Baukonstruktionen, welche Verhältnisse: Betonvolumen in m^3 zu Stahlgewicht in t von rund 8 aufweisen.

Gesamt-Höhe m	Gesamt-Breite m	Gesamt-Länge m	Wanddicke m	Betonvolumen m^3	Gewicht kg	Armierungseisen kg
2.08	2.18	4.78	0.1	4.6	10'100	575

Tab. VII.9.16 Dimensionen des Betoncontainers für die Endkonditionierung der Stilllegungsabfälle <Nagra 1985 b>.

Aus Kapitel "Emissionen beim Abbruch der Anlage" ist die Gesamtzahl der Container für die Abbruchmaterialien entnommen und in Tab. VII.9.17 eingesetzt. Hieraus lassen sich die spezifischen Bedarfswerte für Beton und Armierungseisen der Container berechnen. Angaben bezüglich Maschinen und Einrichtungen, welche für den Abbruch eingesetzt werden, stehen uns nicht zur Verfügung.

	KKG	KKL
Anzahl Stilllegungscontainer	356	646
Gesamtbetonvolumen m^3	1'638	2'972
Armierungsstahlgewicht kg	205'000	372'000
Betongewicht bezogen auf die Gesamtproduktion kg/TJ	3.7	6.2
Armierungsstahlgewicht bezogen auf die Gesamtproduktion kg/TJ	0.21	0.35

Tab. VII.9.17 Materialbedarf für die Stilllegungscontainer <Nagra 1985 b>.

9.3.3.3 Bedarf beim Abbruch des KKW in UCPTE Länder

Die spezifischen Werte für den Abbruch der UCPTE KKW wurde ebenfalls von den KKL und KKG abgeleitet. Dafür wurden dieselben Korrekturfaktoren wie in Abschnitt 9.3.2.3. verwendet. Die Zahlen sind am Ende des Kapitels zusammengefasst.

9.4 Emissionen

Die Luft- und Wasserabgaben sowie die festen Abfälle können in radioaktive und nicht-radioaktive Emissionen, resp. Abfälle eingeteilt werden. Für die KKW in den UCPTE Länder kann in erster Approximation angenommen werden, dass die normierten festen Abfälle und die nicht radioaktiven Luft- und Wasserabgaben eine proportionale Abhängigkeit zur Arbeitsausnutzung aufweisen, womit die Daten der UCPTE DWR, resp. SWR von den entsprechen KKG, resp. KKL Werten abgeleitet werden können. Bezüglich der radioaktiven Luft- und Wasseremissionen wird im ersten Teil dieses Kapitels zunächst auf die detaillierten Luft- und Wasserabgaben der in dieser Studie als repräsentative KKW der 1000 MW-Klasse eingeführten KKG und KKL, dann auf die durchschnittlichen Abgaben sämtlicher schweizerischen DWR-, resp. SWR-Anlagen und schließlich auf die mittleren DWR-, resp. SWR-Emissionswerte der UCPTE-Länder, basierend auf aktuellen Daten, eingegangen.

9.4.1 Emissionen beim Bau der KKW-Anlagen

Entsprechende Emissionen werden durch die Modul-Verbuchung unter 'Aushub', 'Diesel in Baumaschinen' sowie 'Transport' berücksichtigt.

9.4.2 Emissionen beim Betrieb der KKW-Anlagen

Es werden detaillierte, radioaktiven Luft- und Wasseremissionen in dieser Studie verwendet. Diese werden für die Schlussdiskussion in vier Kategorien zusammengefasst, nämlich Edelgase und Aerosole in Luft sowie Tritium und Nuklidgemisch in Wasser. Um die mittleren radioaktiven Luft- und Wasseremissionen der DWR resp. SWR abzuschätzen, werden die jährlichen Abgaben während der Jahre 1992-1994 betrachtet. Die Radioaktivität im KKW hat folgende Entstehungsmöglichkeiten: natürlicher radioaktiver Zerfall des Brennstoffes, neutroneninduzierte Spaltung von U-235, neutroneninduzierte Aktivierung von Brennstoff und neutroneninduzierte Aktivierung von Reaktormaterialien. Bezüglich der Ausbreitung können folgende Gründe für den Austritt von Radioaktivität aus den Brennstäben der Brennelemente angegeben werden: Kontamination der Brennelementoberfläche, Diffusion durch Hüllrohre und Defekte an Hüllrohren. Von der Verbrennung von fester, brennbarer, radioaktiver Abfälle stammende Luft Emissionen siehe Kap. VII.11.

9.4.2.1 Radioaktive Emissionen

Die radioaktiven Luft- und Wasseremissionen der schweizerischen, deutschen und französischen Kernkraftwerke wurden direkt aus länderspezifischen Berichten über radioaktive Emissionen übernommen. Die Emissionen der KKW der "Anderen UCPT-E Länder" wurden dagegen als Durchschnitt von schweizerischen, deutschen und französischen KKW hochgerechnet.

Für die Normalisierung der durchschnittlichen radioaktiven Emissionen in Luft und Wasser wurden die verfügbaren Daten der Stromproduktion in den Jahren 1992-1994 von schweizer und deutschen KKW verwendet. Die entsprechenden Daten sind in den Tabellen VII.9.18 und VII.9.19 dargestellt.

Abgegebene elektrische Nettoenergie (GWh)	Jahr		
	1992	1993	1994
Beznau I, II	4849	4807	5748
Gösgen	7348.2	7348.9	7600.5
Leibstadt	7537.6	7338	6988.2
Mühleberg	2410	2568.5	2643.1

Tab. VII.9.18 Stromproduktion der schweizerischen DWR und SWR während der Jahre 1992-1994 <HSK 1993-1995>.

Für die Berechnung der normalisierten Wasseremissionen von französischen KKW <EDF 1996> wurde die durchschnittliche Stromproduktion im Jahr 1995 für jede DWR Standard-Leistungsgrösse, nämlich 6132 GWh für 900 MW, und 8425 GWh für 1300 MW <atw 1996>, übernommen. Für die Luftemissionen gibt der verfügbare Umweltbericht <EDF 1996> nur die Summe der Edelgase und Aerosole+Tritium an. Um der in dieser Studie angestrebten Detailliertheit zu genügen, wurden Angaben aus <Dreicer et al. 1995> der vier Tricastin 900 MW Anlagen im Jahr 1991, gewichtet mit der relevanten Stromproduktion von 5700 GWh pro Anlage, verwendet. Die Tricastin Anlagen werden von <Dreicer et al. 1995> als repräsentativ für die französischen DWR eingestuft. Die Summe dieser Emissionswerte entsprechen den Angaben von <EDF 1996> für die vergangenen Jahre. Die unterschiedliche Bezugsgrösse von Bruttoenergie für deutsche und französische KKW und Nettoenergie für schweizer KKW führt zu vernachlässigbaren

Abweichungen in der Grössenordnung von einigen Prozent.

Betriebsarbeit (brutto) (GWh)	Jahr		
	1992	1993	1994
DWR D			
KWO Obrigheim	1983.2	2748.1	2765.4
KKS Stade	4466.8	4741	5630.1
KKB A Biblis A	7352.8	8785.3	7942.1
KKB B Biblis B	8155.2	7976	8513.6
GKN 1 Neckar	6169.1	5981.2	6744.3
KKU Unterweser	9232.4	11406.5	8138
KKG Grafenrheinfeld	10181.8	9338.8	10202.9
KWG Grohnde	11005.7	11276.1	10847.2
KKP 2 Philippsburg	9894.2	11047.2	10814.4
KBR Brokdorf	11338.2	9938.3	10744.1
KKI 2 Isar	10462.7	10823.8	11133.9
KKE Emsland	10732.5	11058.2	11105.9
GKN 2 Neckar	10914.8	10611.3	11016.7
Total DWR D	111889.4	115731.8	115598.6
SWR D			
KWW Würgassen	3977.7	4126.6	3532.1
KKB Brunsbüttel	3645.6	0	0
KKI-1 Isar	6146.3	5830.9	5374.7
KKP 1 Philippsburg	6794	4850.6	6823.7
KKK Krümmel	8749.5	6859.3	2589.3
KRB B+C Gundremmingen	17637.1	16125.7	17243.9
Total SWR D	46950.2	37793.1	35563.7

Tab. VII.9.19 Stromproduktion der deutschen DWR und SWR während der Jahre 1992-1994 <VGB 1993-1995>.

Für die Berechnung der durchschnittlichen radioaktiven Emissionen in Wasser und Luft je Reaktortyp (DWR und SWR) in den verschiedenen UCPTL Ländern wurden Werte aus den in Deutschland <BMU 1993-1995> und der Schweiz <BAG 1993-1995> verfügbaren Umweltberichten verwendet. Für die Wasser- und Luftemissionen der französischen Anlagen standen Daten aus <EDF 1996> and <Dreicer et al. 1995> zur Verfügung.

Im folgenden werden die Luft- und Wasseremissionen der einzelnen Isotope in Tabellen zusammengestellt. Die radioaktiven Emissionen werden zusätzlich als Summenwerte in vier Kategorien ausgewiesen: zwei Luftemissionskategorien betreffen die Edelgase/Gase (alle Isotopen von Ar, Kr, Xe und C-14) und die Aerosole inkl. I-131, und zwei Wasseremissionskategorien betreffen Tritium und alle anderen Isotopen in Nuklidgemisch.

9.4.2.2 Radioaktive Luftemissionen

Radioaktive Luftemissionen der schweizerischen KKW

Eine Übersicht über die abgegebenen radioaktiven Luftemissionen des KKG und KKL seit Betriebsaufnahme bis 1992 zeigen die Fig. VII.9.4-6 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie). Eingetragen sind weiter die behördlich festgelegten Limiten.

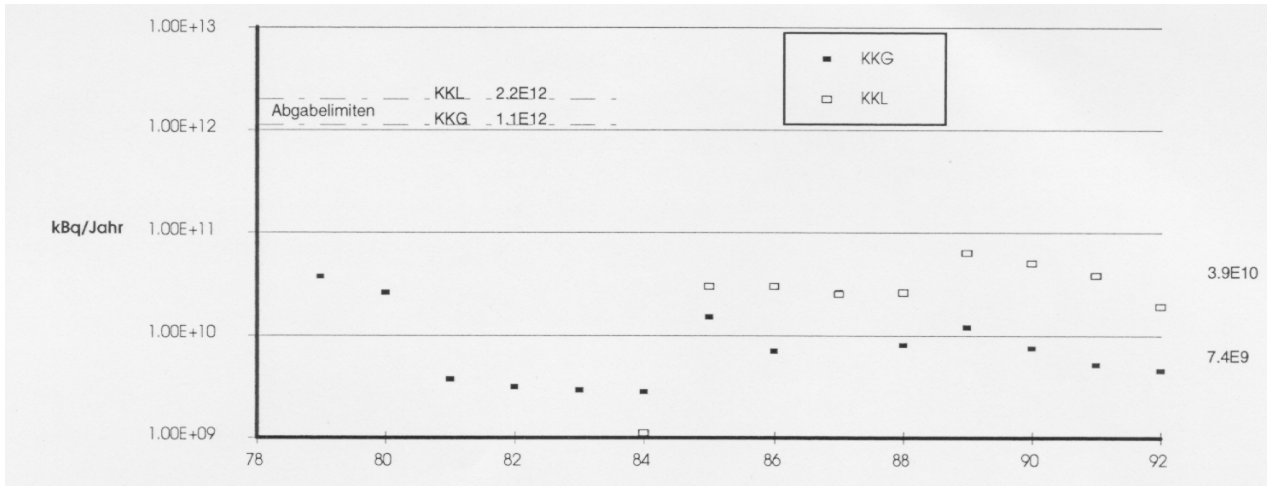


Fig. VII.9.4 Edelgasabgaben des KKG und KKL (in Xe-133-äquivalent) seit Betriebsaufnahme <Murith et al. 1993>.

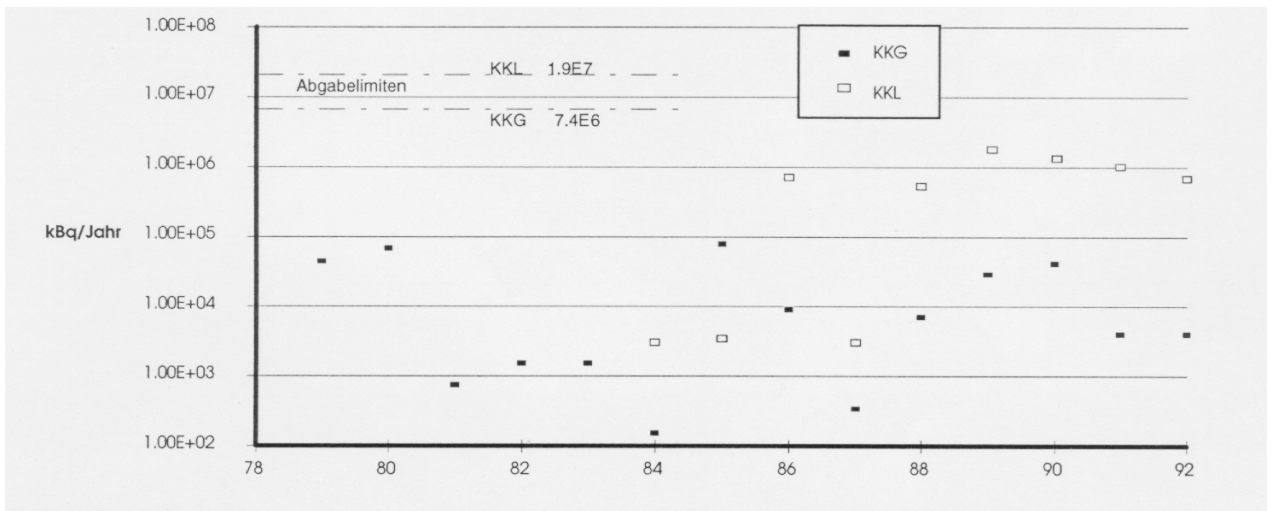


Fig. VII.9.5 Iod-131 Abgaben des KKG und KKL seit Betriebsaufnahme <Murith et al. 1993>.

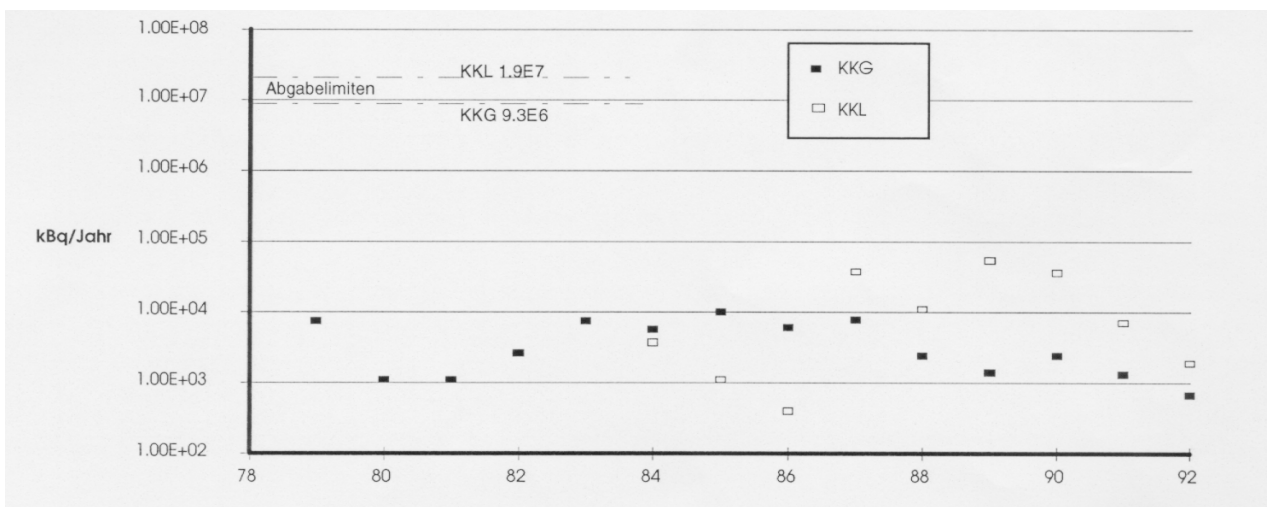


Fig. VII.9.6 Aerosol-Abgaben (ohne Iod-131) des KKG und KKL seit Betriebsaufnahme <Murith et al. 1993>.

Als Beispiel detaillierter radioaktiven Luftemissionen (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage) werden in Tab. VII.9.20 die Emissionen im 1991 für KKW Gösgen und Leibstadt eingetragen. Die Messungen der Abgaben erfolgen nach den Erfordernissen des "Reglement über die Abgaben radioaktiver Stoffe aus dem Kernkraftwerk und über die Umgebungsüberwachung" und nach Weisungen der HSK. Die Messgenauigkeit beträgt $\pm 50\%$. Aus Tab. VII.9.21 sind die Luftabgabemengen im Jahr 1991 des KKG und KKL bezogen auf die behördlichen Abgabelimiten ersichtlich.

Nuklide	KKW-Gösgen		KKW-Leibstadt			
	kBq/Jahr Genauigkeit $\pm 50\%$	kBq/TJe	kBq/Jahr (Genauigkeit $\pm 50\%$)		kBq/TJe in absoluten Werten	
			in absoluten Werten	Xe-133-äquivalent ^a		
Kr-85m	Diese Abgaben werden nur totalisiert (in Xe-133-äquivalent) angegeben		5.6E+7	7.8E+7	2.1E+3	
Kr-87			4.8E+7	4.8E+8	1.8E+3	
Kr-88			4.4E+7	6.7E+8	1.7E+3	
Xe-133			2.9E+9	2.9E+9	1.1E+5	
Xe-135m			3.6E+9	8.9E+9	1.4E+5	
Xe-135			5.2E+9	1.3E+10	2.0E+5	
Xe-138			1.4E+9	1.4E+10	5.3E+4	
total Edelgase (in Xe-133-äquivalent)			5.1E+9	2.0E+5		4.1E+10
C-14	1.0E+8	4.0E+3	3.4E+8		1.3E+4	
I-131^b	<4.0E+3	<1.6E-1	1.04E+6		4.0E+1	
Cr-51	nicht nachweisbar	4.9E-2	4.07E+2		1.6E-2	
Mn-54	nn		7.03E+2		2.7E-2	
Co-58	nn		1.44E+2		5.5E-3	
Co-60	1.22E+3		2.48E+3		9.5E-2	
Fe-59	nn		5.55E+1		2.1E-3	
Zn-65	nn		6.66E+2		2.5E-2	
Zr-95	nn		3.07E+2		1.2E-2	
Nb-95	4.07		1.6E-4	4.07E+2		1.6E-2
Ru-103	nn		3.40E+2		1.3E-2	
Sb-124	0.925		3.7E-5	nn		
Cs-137	6.29		2.5E-4	nn		
Ba-140	18.5		6.4E-5	1.22E+3		4.7E-2
La-140	6.29		2.5E-4	3.50E+3		1.3E-1
Ce-141	nn			3.29E+2		1.3E-2
tot. Aerosole (o. Jod)	1.3E+3		5.0E-2	1.04E+4		4.0E-1

^aFür die Wirkung auf den menschlichen Organismus maßgebender Wert: absolute Aktivität gewichtet mit dem Quotienten gebildet aus dem Ca-Richtwert des Referenznuclids Xe-133 ($Ca=3.7E+2$ kBq/m³) und dem Ca-Richtwert des betreffenden Nuklids. Ca ist der Richtwert in Aktivität pro Kubikmeter für kontaminierte Luft, deren dauernde Einatmung mit 10 m³/Tag während 5 Tagen pro Woche und 50 Wochen pro Jahr zu einer gesetzlich festgelegten höchstzulässigen akkumulierten Dosis im kritischen Organ zur Folge hat <SSVO 1981>.

^bJod-131-Äquivalente berechnet durch gewichtete Summation der Abgaben sämtlicher Iod-Nuklide.

Tab. VII.9.20 Radioaktive Abgaben mit der Abluft des KKG und KKL im Jahre 1991 <BAG 1992>, <HSK 1992 b>.

			KKG	KKL
Edelgase	behördlichen Ca-Grenzwerte ^a	kBq/Jahr	1.1E+12	2.2E+12
	tatsächliche Abgabe/Abgabelimite	%	0.47	1.85
Jod-131	Abgabelimiten	kBq/Jahr	7.4E+6	1.9E+7
	tatsächliche Abgabe/Abgabelimite	%	0.054	5.5
Aerosole	Abgabelimiten	kBq/Jahr	9.3E+6	1.9E+7
	tatsächliche Abgabe/Abgabelimite	%	0.014	0.055

^a Die behördlichen Jahresgrenzwerte wurden so festgelegt, daß die zusätzliche jährliche Strahlendosis der kritischen Bevölkerungsgruppe in der Umgebung unter 0.2 mSv bleibt. Zum Vergleich beträgt in der Schweiz die jährliche Strahlendosis pro Person im Durchschnitt rund 4 mSv. Davon stammen 2 mSv aus natürlichen Quellen, ca. 0.9 mSv aus anderen künstlichen Quellen.

Tab. VII.9.21 Rad. Luft-Abgaben bezogen auf die entsprechenden Abgabelimiten im Jahre 1991 <HSK 1992 a, b>.

Tab. VII. 9.22 zeigt die radioaktiven Luftemissionen der schweizerischen KKW gemittelt über die Jahre 1992-1994 und bezogen auf die Stromproduktion in diesem Zeitraum. Die Daten für DWR und SWR CH stammen von den fünf einzelnen Anlagen.

Luftemissionen (kBq/TJe)	Beznau I+II	Gösgen	DWR CH	Leibstadt	Mühleberg	SWR CH
C-14	2.16E+3	3.74E+3	3.09E+3	8.39E+3	2.19E+4	1.19E+4
Ar-41	---	---	---	---	1.14E+3	2.95E+2
Kr-85	---	---	---	---	1.01E+4	2.60E+3
Kr-85m	1.91E+4	---	7.81E+3	3.13E+3	4.64E+3	3.52E+3
Kr-87	---	---	---	4.87E+3	1.12E+3	3.90E+3
Kr-88	---	---	---	4.81E+3	1.86E+3	4.05E+3
Kr-89	---	---	---	---	1.60E+4	4.15E+3
Xe-131m	---	---	---	---	6.92E+4	1.79E+4
Xe-133	2.72E+5	1.38E+5	1.93E+5	1.99E+5	1.63E+4	1.52E+5
Xe-135	2.34E+5	1.01E+4	1.02E+5	1.92E+5	7.65E+3	1.44E+5
Xe-135m	---	---	---	1.60E+5	1.42E+4	1.22E+5
Xe-137	---	---	---	---	9.59E+3	2.48E+3
Xe-138	---	---	---	4.45E+4	3.64E+3	3.39E+4
andere Gase/Edelgase	3.50E+4	1.01E+4	2.03E+4	---	---	---
Total Edelgase + Gase	5.63E+5	1.62E+5	3.26E+5	6.17E+5	1.77E+5	5.03E+5
I-131	9.02E-1	1.83E-1	4.77E-1	5.44E+1	1.68E+0	4.08E+1
I-133	7.57E-1	---	3.09E-1	---	---	---
Cr-51	---	---	---	3.05E-3	6.56E-2	1.92E-2
Mn-54	---	---	---	3.04E-3	---	2.25E-3
Co-58	---	---	---	4.70E-4	2.22E-3	9.23E-4
Co-60	4.58E-2	1.15E-1	8.70E-2	2.14E-2	2.62E-1	8.37E-2
Zn-65	---	---	---	4.57E-3	2.51E-1	6.84E-2
Sr-89	---	---	---	---	1.86E-2	4.80E-3
Sr-90	---	---	---	---	1.71E-3	4.43E-4
Nb-95	---	8.35E-5	4.94E-5	1.65E-4	1.64E-3	5.46E-4
Ru-103	---	---	---	2.80E-4	---	2.07E-4
Ag-110m	---	1.16E-3	6.85E-4	---	---	---
Sb-124	---	1.25E-3	7.37E-4	---	---	---
Sb-125	---	---	---	---	1.24E-2	3.20E-3
Cs-134	---	---	---	1.40E-3	1.57E-2	5.09E-3
Cs-137	4.58E-2	3.76E-2	4.10E-2	2.01E-2	3.64E-1	1.09E-1
Ba-140	---	---	---	1.49E-1	1.13E-1	1.39E-1
La-140	---	---	---	3.18E-2	---	2.36E-2
Ce-141	---	---	---	2.92E-4	---	2.17E-4
andere Beta	3.61E-2	---	1.47E-2	---	---	---
Aerosole (inklusive I)	1.79E+0	3.39E-1	9.3E-1	5.46E+1	2.79E+0	4.12E+1

Tab. VII.9.22 Radioaktive Luftemissionen aus den schweizerischen KKW: mittlere Werte während der Jahre 1992-1994 <BAG 1993-1995>, <HSK 1993-1995>.

Radioaktive Luftemissionen von den UCPTE KKW

Tab. VII.9.23 zeigt die für die französischen KKW repräsentativen Luftemissionen von DWR (Tricastin) gemäss <Dreicer et al. 1995>. Die Wahl dieser Quelle wurde weiter oben erklärt. Die Emissionen wurden aus Konsistenz-Gründen auf die in dieser Quelle angegebene Stromproduktion bezogen.

Luftemissionen (kBq/TJe)	DWR F
Tritium	4.26E+4
C-14	3.65E+3
Kr-85	2.13E+4
Kr-88	2.13E+4
Xe-133	2.98E+5
Xe-135	4.26E+4
Total Edelgase + Gase	4.30E+5
I-131	8.17E-1
I-133	1.64E+0
I-132 + I-134 + I-135	2.47E+0
Co-58	1.38E-1
Co-60	1.38E-1
Cs-134	1.38E-1
Cs-137	1.38E-1
Aerosole (inklusive I)	5.48E+0

Tab. VII.9.23 Radioaktive Luftemissionen aus den französischen DWR (nach <Dreicer et al. 1995>).

Tab. VII.9.24 zeigt die radioaktiven Luftemissionen der deutschen DWR und SWR gemittelt über die Jahre 1992-1994. Die Werte wurden aus der Summe der Emissionen der einzelnen Anlagen <BMU 1993-1995> hochgerechnet und auf die in dieser Periode erzeugte Elektrizität bezogen. Es wurde keine repräsentative Anlage für die beiden Kraftwerkstypen festgelegt. Die verschiedenen Betreiber geben unterschiedliche Isotope in ihren Berichten an. Beispielsweise geben einige Betreiber eine vollständige Liste der Edelgas-Isotope, andere geben nur einige Isotope an. Einige geben die Emissionen nur an, wenn sie den Grenzwert übersteigen. Daher sollte das angegebene Datenset lediglich als eine grobe Näherung für die Kraftwerksemissionen verstanden werden.

Tab. VII.9.25 zeigt die radioaktiven Luftemissionen für die DWR und SWR der übrigen UCPTE Länder (Belgien, Niederlande, Slovenien und Spanien) zusammengefasst als Andere UCPTE. Sie wurden berechnet unter Berücksichtigung des arithmetischen Mittels von F und D für DWR und CH und D für SWR. Wo nur eine Angabe zu der Emission eines bestimmten Isotopes vorhanden war, wurde dieser Wert direkt verwendet. Aus diesen Gründen stellt das berechnete Datenset für die übrigen UCPTE-Länder nicht eine Abbildung der effektiven Emissionen, sondern vielmehr ein Abschätzung der Grössenordnung dar.

Luftemissionen (kBq/TJe)	DWR D	SWR D
Tritium	1.83E+4	5.48E+3
C-14	2.51E+3	1.41E+4
Ar-41	2.13E+4	8.55E+2
Kr-85m	2.29E+2	2.91E+2
Kr-85	8.73E+3	4.15E+3
Kr-87	8.88E+1	3.38E+2
Kr-88	1.78E+2	4.14E+2
Kr-89	1.13E+0	1.64E+1
Xe-131m	2.65E+2	6.99E+1
Xe-133m	2.57E+2	2.69E+2
Xe-133	4.35E+4	1.04E+4
Xe-135m	1.29E+2	4.60E+3
Xe-135	7.17E+3	1.33E+4
Xe-137	4.13E+0	2.47E-1
Xe-138	9.29E+0	1.08E+3
Total Edelgase + Gase	1.03E+5	5.53E+4
Jod 131 aequiv.	1.67E-1	3.44E+0
Cr-51	2.64E-3	1.30E-1
Mn-54	4.56E-4	4.00E-2
Fe-59	6.07E-5	1.23E-3
Co-57	1.70E-5	---
Co-58	5.08E-3	1.39E-2
Co-60	3.28E-2	4.55E-1
Zn-65	---	1.60E-1
Sr-89	7.04E-5	7.27E-2
Sr-90	5.93E-5	1.37E-2
Zr-95	5.10E-4	5.08E-4
Nb-95	1.35E-3	1.62E-3
Ru-103	7.69E-5	---
Ru-106	---	---
Ag-110m	9.76E-3	4.62E-4
Sb-124	2.29E-3	1.45E-3
Te-123m	4.41E-2	---
Cs-134	2.22E-5	7.49E-3
Cs-137	4.13E-3	2.77E-1
Ba-140	---	1.17E-1
La-140	5.42E-5	9.57E-2
Ce-141	2.10E-5	3.74E-3
Ce-134	2.02E-5	---
Pu-238+Am-241	2.43E-6	7.41E-5
Pu-239+Pu-240	7.28E-6	---
Cm-242	---	3.69E-6
Cm-244	---	3.35E-5
andere Beta	1.45E-4	8.08E-4
Aerosole (inklusive I)	2.71E-1	4.83E+0

Tab. VII.9.24 Radioaktive Luftemissionen aus den deutschen DWR und SWR: mittlere Werte während der Jahre 1992-1994 (nach <BMU 1993-1995>).

Luftemissionen kBq/TJ	DWR ^a Andere UCPTe	SWR ^b Andere UCPTe
Tritium	3.05E+4	5.48E+3
C-14	3.08E+3	1.30E+4
Ar-41	2.13E+4	5.75E+2
Kr-85m	2.29E+2	1.91E+3
Kr-85	1.50E+4	3.37E+3
Kr-87	8.88E+1	2.12E+3
Kr-88	1.07E+4	2.23E+3
Kr-89	1.13E+0	2.08E+3
Xe-131m	2.65E+2	1.79E+4
Xe-133m	2.57E+2	2.69E+2
Xe-133	1.71E+5	8.13E+4
Xe-135m	1.29E+2	6.35E+4
Xe-135	2.49E+4	7.87E+4
Xe-137	4.13E+0	2.48E+3
Xe-138	9.29E+0	1.75E+4
Total Edelgase + Gase	2.78E+5	2.92E+5
Jod 131 aequiv.	4.92E-1	2.21E+1
I-133	8.22E-1	---
I-132+I-134+I-135	1.24E+0	---
Cr-51	2.64E-3	7.47E-2
Mn-54	4.56E-4	2.11E-2
Fe-59	6.07E-5	1.23E-3
Co-57	1.70E-5	---
Co-58	7.14E-2	7.41E-3
Co-60	8.52E-2	2.70E-1
Zn-65	---	1.14E-1
Sr-89	7.04E-5	3.88E-2
Sr-90	5.93E-5	7.09E-3
Zr-95	5.10E-4	5.08E-4
Nb-95	1.35E-3	1.08E-3
Ru-103	7.69E-5	2.07E-4
Ru-106	---	---
Ag-110m	9.76E-3	4.62E-4
Sb-124	2.29E-3	1.45E-3
Sb-125	---	3.20E-3
Te-123m	4.41E-2	---
Cs-134	6.88E-2	6.29E-3
Cs-137	7.09E-2	1.93E-1
Ba-140	---	1.28E-1
La-140	5.42E-5	5.96E-2
Ce-141	2.10E-5	1.98E-3
Ce-144	2.02E-5	---
Pu-238+Am-241	2.43E-6	7.41E-5
Pu-239+Am-240	7.28E-6	---
Cm-242	---	3.69E-6
Cm-244	---	3.35E-5
andere Beta	1.45E-4	---
Aerosole (inklusive I)	2.91E+0	2.30E+1

^a Average of D and F DWR.

^b Average of D and CH SWR.

Tab. VII.9.25 Angenommene mittlere radioaktive Luftemissionen der DWR und SWR anderer UCPTe Länder.

Sobald weitere LCA-Studien zu KKW auf nationaler Ebene verfügbar werden, können die hier angegebenen Werte verbessert werden. Ein Vergleich der hier berechneten Werte mit Angaben zu belgischen KKW (welche leider aus zeitlichen Gründen nicht mehr berücksichtigt werden konnten) zeigen eine ziemlich gute Übereinstimmung: Edelgase = $2.09E+5$ kBq/TJ; und Aerosole+Halogene = 1.11 kBq/TJ <Electrabel 1996>.

9.4.2.3 Nicht radioaktive Luftemissionen

Nennenswerte nicht-radioaktive Luftemissionen stammen einzig von Verbrennungsprozessen. Diese werden einerseits mit den in der Kategorie 'allg. Dienstleistungen' ausgewiesenen Diesel, resp. Ölverbrauch, andererseits über die Transportbedarfsangaben berücksichtigt.

9.4.2.4 Radioaktive Wasseremissionen

Radioaktive Wasseremissionen der schweizerischen KKW

Die Wasserreinigungssysteme für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Brennelementbecken des KKG und KKL umfassen Reinigungs- und Entgasungsanlagen, Kühlmittelaufbereitung, Brennelementbeckenreinigung, Dampferzeuger-Abschlammreinigung (KKG), Kondensatreinigungsanlage (KKL), Druckabbaubeckenreinigung (KKL). Eine Übersicht über die seit Betriebsaufnahme abgegebenen radioaktiven Wasseremissionen, Nuklidgemisch- und Tritiumabgaben bis zum Jahr, zeigen die Fig. VII.9.7 und VII.9.8 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie).

Als Beispiel sind in Tab. VII.9.26 die mit dem Abwasser im Kalenderjahr 1991 abgegebenen Nuklide des KKG und KKL zusammengestellt (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie). Es werden einerseits die unkorrigierten, absoluten Bq-Werte, andererseits die für den menschlichen Organismus relevanten Cw-korrigierten Werte angegeben. Die absoluten Abgabewerte werden bezogen auf ein Nuklidgemisch mit einem Richtwert Cw von $3.7 \cdot 10^6$ Bq/m³ nach <SSVO 1981>. Der Bezug auf die Jahresstromproduktion geschieht nur mit den absoluten, Cw-unkorrigierten Werten.

Tab. VII.9.27 zeigt die radioaktiven Wasseremissions von schweizer KKW gemittelt über die Jahre 1992-1994 und bezogen auf die produzierte Strommenge in der selben Periode. Die Werte für DWR und SWR CH entsprechen dem gewichteten Mittel der einzelnen KKW mit dem entsprechenden Reaktortyp.

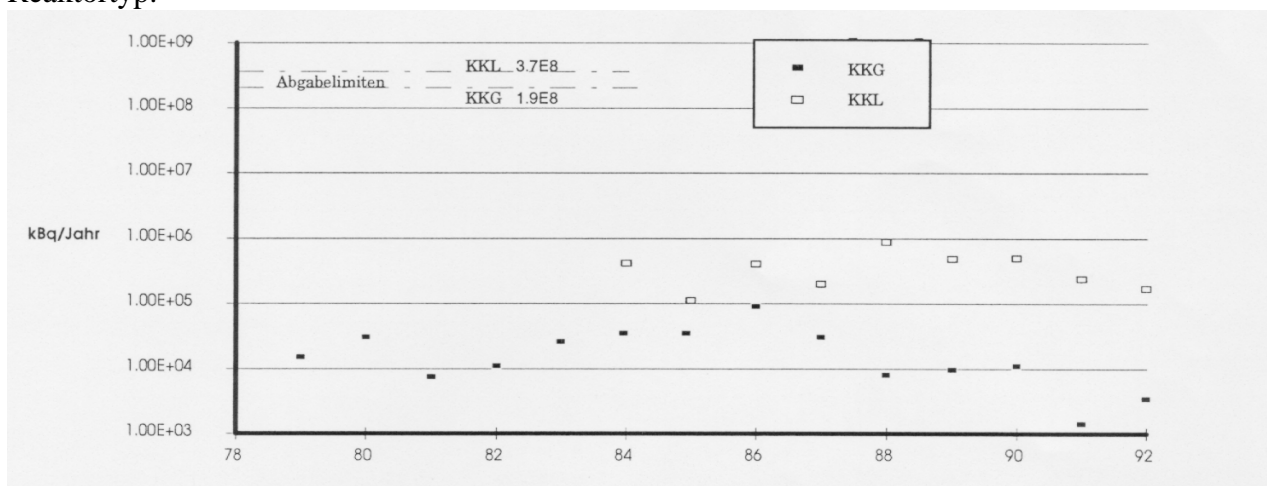


Fig. VII.9.7 Nuklidgemischabgaben (korrigiert) mit dem Abwasser des KKG und KKL seit Betriebsaufnahme <Murith et al. 1993>.

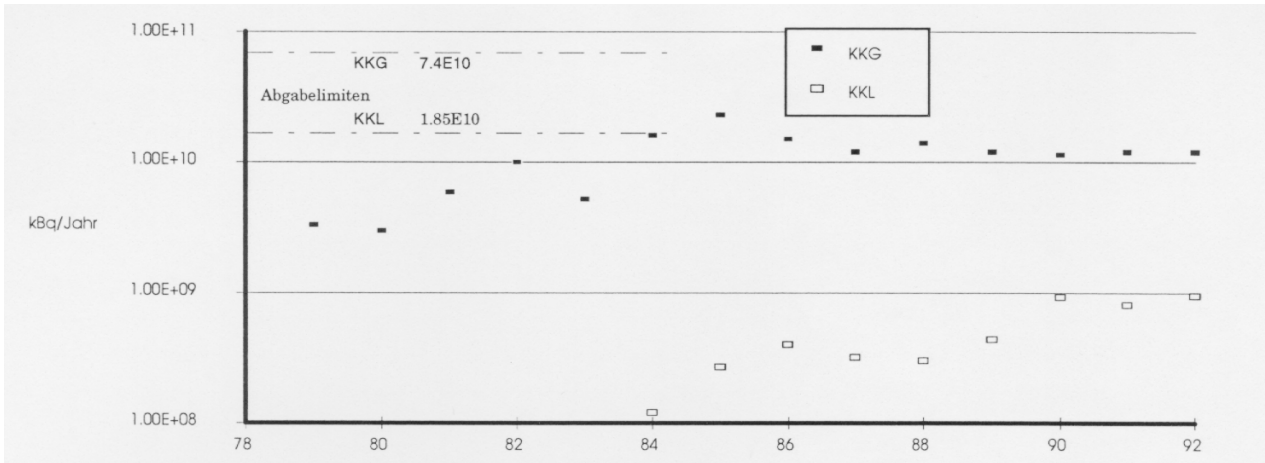


Fig. VII.9.8 Abwasser Tritium-Abgaben des KKG und KKL seit Betriebsaufnahme <Murith et al. 1993>.

	KKW-Gösgen			KKW-Leibstadt		
	absolute Werte	Cw-korr. Werte ^a	absolute Werte	absolute Werte	Cw-korr. Werte ^a	absolute Werte
	kBq/Jahr	kBq/Jahr	kBq/TJe	kBq/Jahr	kBq/Jahr	kBq/TJe
Cr-51	nn	nn		4.8E+4	9.6E+1	1.83
Mn-54	nn	nn		3.6E+3	8.9E+2	0.37
Co-58	nn	nn		1.07E+4	2.7E+2	0.41
Co-60	1.0E+4	1.0E+3	4.0E-1	3.2E+5	3.2E+4	12.22
Zn-65	nn	nn		1.07E+6	3.6E+4	40.84
Nb-95	5.2E+1	1.7	9.1E-3	nn	nn	---
Sb-124	4.8E+2	6.7E+1	1.9E-2	nn	nn	---
Sb-125	nn	nn		1.3E+4	3.1E+2	0.50
I-131	nn	nn		1.0E+5	1.7E+5	3.82
Cs-134	nn	nn		1.6E+3	5.6E+2	0.06
Cs-137	1.2E+3	2.8E+2	4.6E-2	9.3E+3	2.4E+3	0.35
Ru-103	nn	nn		2.6E+3	1.3E+2	0.10
Nuklidgemisch total	1.2E+4	1.4E+3	4.7E-1	1.4E+6	2.4E+5	60.5
behördlicher Grenzwert		1.9E+8			3.7E+8	
tot/behördl. Grenzwert		0.00072 %			0.065 %	
Tritium H-3	1.15E+10		4.6E+5	8.1E+8		3.1E+4
behördlicher Grenzwert	7.4E+10			1.85E+10		
tot/behördl. Grenzwert	15.5 %			4.4 %		

nn nicht nachweisbar

a Für die Wirkung auf den menschlichen Organismus maßgebender Wert: absolute Aktivität gewichtet mit dem Quotienten gebildet aus einem Cw-Wert von 3.7E3 kBq/m³ und dem Cw-Richtwert des betreffenden Nuklids. Cw ist der Richtwert in Aktivität pro Kubikmeter für kontaminiertes Wasser, dessen Dauerkonsum mit 1.1 Liter pro Tag während 5 Tagen pro Woche und 50 Wochen pro Jahr zu einer gesetzlich festgelegten höchstzulässigen akkumulierten Dosis im kritischen Organ zur Folge hat <SSVO 1981>.

Tab. VII.9.26 Detaillierte radioaktive Wasseremissionen der KKG und KKL im Jahre 1991 <BAG 1992>, <HSK 1992 b>.

Wasseremissionen (kBq/TJe)	Beznau I+II	Gösgen	DWR CH	Leibstadt	Mühleberg	SWR CH
Tritium	5.45E+5	4.48E+5	4.88E+5	2.72E+4	2.58E+4	2.68E+4
Na-24	1.40E+2	---	5.73E+1	---	8.67E+0	2.24E+0
Cr-51	7.57E+0	3.49E-3	3.10E+0	1.11E+0	1.82E+2	4.78E+1
Mn-54	3.61E+1	---	1.47E+1	5.46E-1	9.59E+1	2.52E+1
Fe-59	8.31E-2	---	3.40E-2	---	---	---
Co-57	4.83E+0	---	1.97E+0	---	---	---
Co-58	1.54E+3	---	6.28E+2	3.65E-1	3.37E+2	8.74E+1
Co-60	1.82E+3	8.35E-1	7.45E+2	6.99E+0	1.71E+3	4.47E+2
Zn-65	1.17E+0	---	4.79E-1	5.69E+1	4.26E+2	1.52E+2
Sr-89	8.84E+0	---	3.61E+0	---	3.46E+0	8.95E-1
Sr-90	3.14E+0	1.62E-1	1.38E+0	---	1.05E+0	2.71E-1
Y-90	---	---	---	---	1.05E+0	2.71E-1
Nb-95	2.67E+0	6.48E-4	1.09E+0	---	---	---
Zr-95	6.49E-1	---	2.65E-1	---	---	---
Mo-99	---	---	---	---	6.34E-1	1.64E-1
Tc-99m	3.97E-1	1.74E-1	2.65E-1	---	3.03E+0	7.82E-1
Ru-103	1.54E+0	---	6.29E-1	2.41E-2	---	1.79E-2
Cd-109	---	1.87E-2	1.11E-2	---	---	---
Ag-110m	9.77E+0	---	3.99E+0	---	---	---
Sb-122	4.70E+0	---	1.92E+0	---	---	---
Sb-124	6.66E+1	6.23E-2	2.72E+1	3.05E-2	---	2.26E-2
Sb-125	3.66E+1	---	1.50E+1	1.28E-1	2.73E+0	8.02E-1
Te-123m	---	1.37E-1	8.10E-2	---	---	---
Te-132	8.11E-2	---	3.32E-2	---	---	---
I-131	1.33E+1	1.49E-2	5.42E+0	4.19E+0	9.77E-2	3.13E+0
I-133	2.02E+1	---	8.27E+0	---	2.44E+0	6.31E-1
Cs-134	2.37E+1	2.99E-3	9.68E+0	2.41E+0	2.17E+1	7.38E+0
Cs-136	2.52E-2	---	1.03E-2	---	---	---
Cs-137	3.14E+2	1.71E-1	1.28E+2	2.66E+0	1.82E+2	4.91E+1
Ba-140	4.69E+0	---	1.92E+0	---	---	---
La-140	9.74E-1	---	3.98E-1	---	---	---
Ce-141	7.03E-1	---	2.87E-1	---	---	---
Ce-144	2.00E-1	---	8.18E-2	---	---	---
Total Nuklidgemisch	4.06E+3	1.58E+0	1.66E+3	7.54E+1	2.98E+3	8.26E+2

Tab. VII.9.27 Tritium- und Nuklidgemisch-Wasseremissionen der schweizerischen KKW während der Jahre 1992-1994 <BAG 1993-1995>, <HSK 1993-1995>.

Radioaktive Wasseremissionen der UCPTE KKW

Einfachheitshalber wurde angenommen, dass alle Wasseremissionen der KKW in einen Fluss (Vorfluter) emittiert werden.

Tab. VII.9.28 zeigt die Werte der radioaktiven Wasseremissionen deutschen DWR und SWR gemittelt über die Jahre 1992-1994 und bezogen auf die Stromproduktion während dieser Periode. Die Werte wurden durch das Aufsummieren der Emissionen von Tritium, Alpha-Strahler und Spalt- und Aktivierungsprodukte (ausser Tritium) der einzelnen KKW <BMU 1993-1995> berechnet. Dabei gelten die selben Kommentare wie bei den Luftemissionen der deutschen KKW.

Wasseremissionen (kBq/TJe)	Tritium	Alpha-Strahler (A)	Spalt.- u. Aktiv. prod. (S)	Nuklidgemisch (A) + (S)
DWR D				
KWO Obrigheim	4.85E+5	---	2.07E+1	2.07E+1
KKS Stade	2.47E+5	8.61E-3	1.51E+1	1.52E+1
KKB A Biblis A	4.49E+5	---	6.45E+0	6.45E+0
KKB B Biblis B	4.73E+5	---	1.36E+1	1.36E+1
GKN 1 Neckar	5.44E+5	---	3.63E-1	3.63E-1
KKU Unterweser	2.43E+5	---	5.31E+0	5.31E+0
KKG Grafenrheinfeld	3.74E+5	---	5.70E-1	5.70E-1
KWG Grohnde	3.94E+5	8.47E-3	8.55E-1	8.64E-1
KKP 2 Philippsburg	3.59E+5	---	1.77E+1	1.77E+1
KBR Brokdorf	4.08E+5	---	---	---
KKI 2 Isar	4.88E+5	---	1.56E-1	1.56E-1
KKE Emsland	3.00E+5	---	1.68E-2	1.68E-2
GKN 2 Neckar	4.69E+5	3.67E-3	4.94E-1	4.98E-1
Mittlere DWR D	3.98E+5	1.54E-3	4.83E+0	4.84E+0
SWR D				
KWW Würzgassen	2.82E+4	2.12E-3	4.85E+1	4.85E+1
KKB Brunsbüttel	2.57E+4	5.14E-2	2.14E+1	2.15E+1
KKI-1 Isar	3.52E+4	1.73E-1	1.06E+1	1.07E+1
KKP 1 Philippsburg	2.78E+4	1.50E-2	1.68E+1	1.69E+1
KKK Krümmel	2.12E+4	---	5.04E-1	5.04E-1
KRB B+C Gundremmingen	6.59E+4	---	1.12E+1	1.12E+1
Mittlere SWR D	4.40E+4	2.90E-2	1.43E+1	1.43E+1

Tab. VII.9.28 Mittlere Tritium- und Nuklidgemisch-Emissionen aus den deutschen DWR und SWR während der Jahre 1992-1994 <BMU 1993-1995>.

Tab. VII.9.29 zeigt die durchschnittlichen Wasseremissionen der 900 MW und 1300 MW Leistungsklasse der französischen DWR im Jahr 1995 <EDF 1996>. Die Emissionen sind bezogen auf die in <atw 1996> ausgewiesene Stromproduktion im selben Jahr. Tab. VII.9.30 zeigt die angenommenen mittleren Wasseremissionen der französischen 900 MW und 1300 MW DWR während der Jahre 1992-1994 berechnet nach <EDF 1996> mit einer Rückwärts-Extrapolation der oberen Emissionen unter Verwendung der durchschnittlichen Werte von Tritium und Nuklidgemisch in derselben Periode.

Wasseremissionen DWR F	900 MW (1 Anlage)		1300 MW (1 Anlage)	
	kBq/Jahr(1995)	kBq/TJ ^a	kBq/Jahr(1995)	kBq/TJ ^b
Tritium	9.10E+9	4.12E+5	1.57E+10	5.18E+5
Mn-54	2.00E+4	9.06E-1	3.00E+4	9.89E-1
Co-58	5.00E+5	2.26E+1	6.10E+5	2.01E+1
Co-60	3.10E+5	1.40E+1	4.00E+5	1.32E+1
Ag-110m	7.40E+5	3.35E+1	3.70E+5	1.22E+1
Sb-124	1.70E+5	7.70E+0	9.00E+4	2.97E+0
I-131	2.00E+4	9.06E-1	1.00E+4	3.30E-1
Cs-134	1.50E+5	6.79E+0	6.00E+4	1.98E+0
Cs-137	2.20E+5	9.97E+0	1.30E+5	4.29E+0
andere	9.00E+4	4.08E+0	1.20E+5	3.96E+0
Nuklidgemisch	2.22E+6	2.70E+1	1.82E+6	6.00E+1

^a 6'132 GWh/Jahr Brutto (22'075 TJ/Jahr) <atw 1996>.

^b 8'425 GWh/Jahr Brutto (30'330 TJ/Jahr) <atw 1996>.

Tab. VII.9.29 Mittlere Wasseremissionen der französischen 900 MW und 1300 MW DWR im Jahr 1995 <EDF 1996>.

Wasseremissionen DWR F	Angenommener Durchschnitt 1992-1994
	kBq/TJ
Tritium	4.76E+5
Mn-54	1.53E+0
Co-58	3.49E+1
Co-60	2.22E+1
Ag-110m	3.84E+1
Sb-124	8.95E+0
I-131	1.04E+0
Cs-134	7.42E+0
Cs-137	1.19E+1
andere	6.53E+0
Nuklidgemisch	1.33E+2

Tab. VII.9.30 Angenommene mittlere Wasseremissionen der französischen 900 MW und 1300 MW DWR während der Jahre 1992-1994 (nach <EDF 1996>).

Tab. VII.9.31 zeigt die durchschnittlichen Wasseremissionen, welche für die DWR and SWR in anderen UCPTE Ländern angenommen werden. Sie wurden analog zu den Luftemissionen der anderen UCPTE KKW von den Werten der französischen, deutschen und schweizerischen KKW abgeleitet. Ein Vergleich mit Angaben zu den Wasseremissionen von belgischen KKW zeigt eine befriedigende Übereinstimmung mit den geschätzten Werten: Tritium = 4.89E+5 kBq/TJ; und, Nuklidgemisch = 358 kBq/TJ <Electrabel 1996>.

Wasseremissionen kBq/TJ	DWR ^a Andere UCPTE	SWR ^b Andere UCPTE
Tritium	4.37E+5	3.54E+4
Rad. Alpha-Strahler (A)	7.69E-4	1.45E-2
Rad. Spalt.- u. Aktiv.-prod. (S)	6.89E+1	4.20E+2
Nuklidgemisch (A) + (S)	6.89E+1	4.20E+2

^a Durchschnitt von D und F DWR.

^b Durchschnitt von D und CH SWR.

Tab. VII.9.31 Angenommene mittlere radioaktive Wasseremissionen der DWR und SWR anderer UCPTE Länder.

9.4.2.5 Zusammenfassung radioaktiver Luft- und Wasseremissionen

Tab. VII.9.32 zeigt eine Zusammenfassung der mittleren radioaktiven Luft- und Wasseremissionen der DWR und SWR, welche in dieser Studie verwendet werden. Der deutlichste Unterschied ist für Nuklidgemisch als Wasseremission zwischen DWR CH und SWR CH auf der einen Seite und den Emissionen der deutschen und französischen KKW auf der anderen Seite feststellbar. Dies beruht auf den spezifischen Gegebenheiten der Kraftwerks-Mixe. Im Falle der Schweiz existieren drei DWR, eine moderne 1000 MW Anlage (Gösgen) und zwei ältere 364 MW Anlagen (Beznau I & II); der SWR-Mix wird berechnet aus einer modernen 1000 MW Anlage (Leibstadt) und einer kleineren, älteren Anlage (Mühleberg). Die radioaktiven Nuklidgemisch-Emissionen ins Wasser liegen bei der ältesten Anlage zwei bis drei Grössenordnungen über der neusten Anlage (siehe Tab. VII.9.27). Bei den D und F KKW dominieren hingegen die neueren KKW. Die Nuklidgemisch-Wasseremissionen von KKL haben die selbe Grössenordnung wie deutsche Anlagen; die Nuklidgemisch-Wasseremissionen von KKG sind dagegen viel tiefer als die durchschnittlichen Werte der französischen KKW und von der selben Grössenordnung wie diejenigen der deutschen KKW.

Eine ähnliche Diskussion könnte auch für andere radioaktive Emissionen gemacht werden. Unter Berücksichtigung der vielen Annahmen, welche sich hinter den Zahlen in Tab. VII.9.32 verbergen, wird vor einer Verwendung dieser Daten für verallgemeinernde Aussagen über die Kraftwerke in den berücksichtigten Ländern abgeraten.

radioaktive Emissionen (kBq/TJ)		Luftemissionen		Wasseremissionen	
		Edelgase	Aerosole	Tritium	Nuklidgemisch
DWR	CH	3.26E+5	9.3E-1	4.88E+5	1.66E+3
	D	1.03E+5	2.71E-1	3.98E+5	4.84E+0
	F	4.30E+5	5.48E+0	4.76E+5	1.33E+2
	Andere UCPTE	2.78E+5	2.91E+0	4.37E+5	6.89E+1
SWR	CH	5.03E+5	4.12E+1	2.68E+4	8.26E+2
	D	5.53E+4	4.83E+0	4.40E+4	1.43E+1
	Andere UCPTE	2.92E+5	2.30E+1	3.54E+4	4.20E+2

Tab. VII.9.32 Zusammenfassung der mittleren radioaktiven Luft- und Wasseremissionen der DWR und SWR.

9.4.2.6 Nicht radioaktive Wasseremissionen

Die verschiedenen Zusätze zum Kühlturmwater führen zu folgenden Wasseremissionen:

Beim KKG: Der Zusatz des als Flockulierungsmittel wirkendes Eisenchlorsulfat führt zu einem Wassereintrag von Eisen-Ionen, die als feste Partikel (Flockulierungskeime) mit dem anfallenden Kalkschlamm abgeführt werden. Die Sulfat-Ionen haben eine ph-korrigierende Wirkung, wobei ein Teil mit Ca-Ionen (Gips, unlösliche Verbindung) und Mg-Ionen (lösliches Bittersalz) Verbindungen eingeht und mit dem Kalkschlamm und Abschlammwasser abgeführt wird. Weil keine Angaben zur Verfügung stehen werden bezüglich der Sulfat-Ionen keine Wasseremissionen eingeführt. Dieselben Annahmen wurden für die zugesetzte Schwefelsäure gemacht. Die Emissionen vom Natriumhypochlorit beschränken sich (nach Abgabe des Sauerstoffatoms) auf die Abgabe von Natrium- und Chlorid-Ionen (Kochsalz).

Beim KKL: Hier ist lediglich die Wassereinleitung von Chlorid-Ionen (aus den Angaben in Tab. VII.9.14 errechnet sich eine Abgabe von 276 t/Jahr Chlorid Ionen) von der Eisenchlorid-Zusetzung zu erwähnen.

Diese Emissionen (Tab. VII.9.33) werden im Modul nicht eingeführt, da die entsprechenden Emissionen durch den Modul 'Wasser entkarbonisiert' mit der Software einbezogen werden.

		Jährliche Menge t/Jahr	normiert auf jährl. Stromproduktion kg/TJ
KKG	Abgabe von Na-Ionen (Na ⁺)	37.3	1.4
	Abgabe von Chlorid-Ionen (Cl ⁻)	57.7	2.3
KKL	Abgabe von Chlorid-Ionen (Cl ⁻)	276	11.0

Tab. VII.9.33 Nicht-radioaktive Wasseremissionen des KKG und KKL.

9.4.2.7 Feste Abfälle

Bei einem KKW fallen radioaktive und nicht radioaktive feste Betriebsabfälle an. Von besonderer Bedeutung sind die radioaktiven Abfälle, deren Anfall und Behandlung im ersten Teil dieses Unterkapitels beschrieben werden. Die Abfälle in den abgebrannten Brennelementen werden im Brennstoffkreislaufschritt 'Wiederaufarbeitung' beschrieben und bilanziert. Sämtliche radioaktiven, festen Abfälle, die endkonditioniert in Fässern bei den KKW zwischengelagert werden, sind für die Endlagerung im Lager Typ B (für schwach und kurzlebige mittelaktive Abfälle) bestimmt und werden nach dem Bau und Inbetriebnahme des entsprechenden Lagers dorthin direkt überführt.

Radioaktive feste Abfälle

Eine vereinfachte schematische Darstellung des Flusses der im KKG und KKL anfallenden radioaktiven Rückstände ist aus Fig. VII.9.9 und VII.9.10 ersichtlich. Die anfallenden Rückstände können in drei Hauptkategorien eingeteilt werden:

1. Harze und Konzentrate
2. Brennbare Rückstände
3. Nicht brennbare Rückstände

Die Abfälle der 1. Kategorie entstehen bei der Reinigung der verschiedenen Kreisläufe eines KKW^S. Es handelt sich dabei im wesentlichen um Ionentauscherharze, Verdampferkonzentrate, und

Schlämme, welche hauptsächliche Aktivität von der Auflösung korrodierter und aktivierter Teilchen im Wasser des Primärkreislaufs enthalten. In die Kategorie der brennbaren Abfälle gehören im wesentlichen Personenschutzmittel (Überkleider, Schuhe, Handschuhe), Verpackungs-, und Reinigungsmaterialien sowie Lüftungsfiler und aktive Ölrückstände. Die dritte Gruppe der nicht brennbaren radioaktiven Rückstände umfaßt verschieden feste Materialien, wie thermische Isolationsmatten (Mineralwolle), Elektrokabel, Filtermatten aus Mineralwolle oder Kunstfasern, PVC-Folien, kontaminiertes Glas, Metalle usw. sowie aktivierte Glasperlen und Korund, die als aktiviertes Verbrauchsmaterial von Sandstrahl-Dekontaminationsarbeiten anfallen.

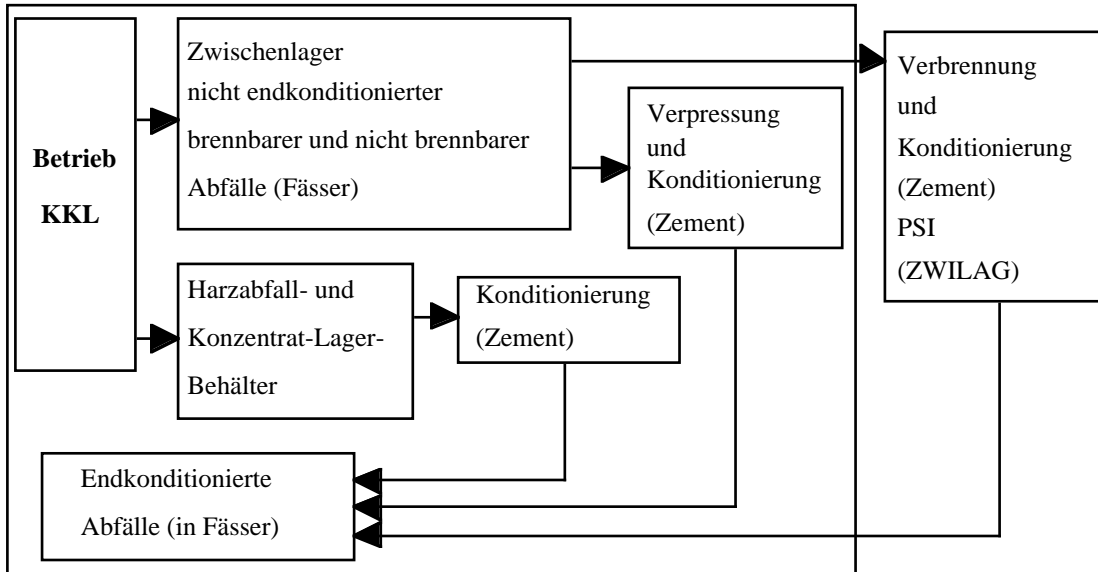


Fig. VII.9.9 Vereinfachtes Fliessbild der radioaktiven Rückstände des KKW-Leibstadt.

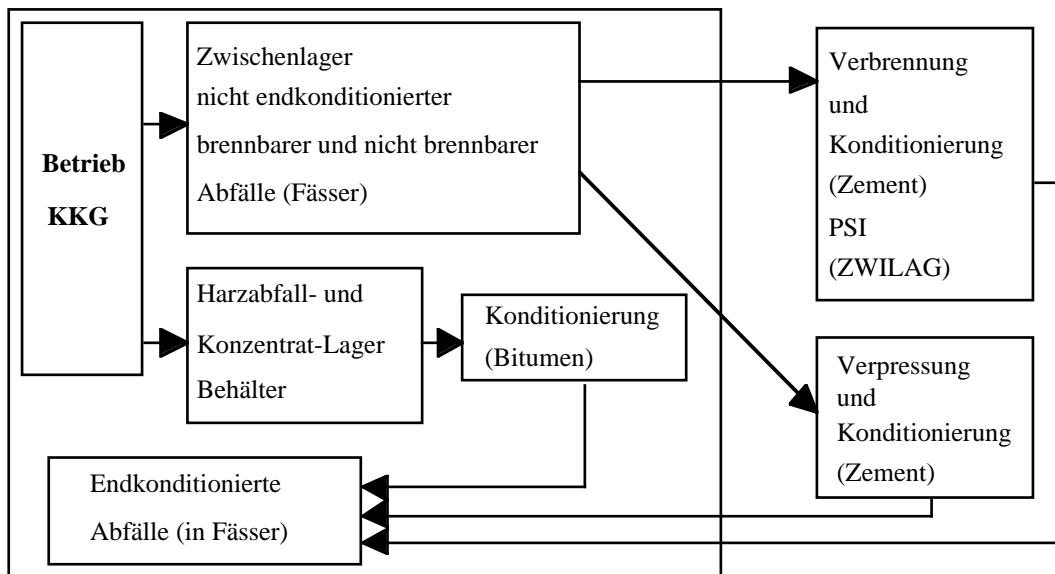


Fig. VII.9.10 Vereinfachtes Fliessbild der Rückstände des KKW-Gösgen.

Wie aus den Fließbildern ersichtlich ist, werden die Abfälle zunächst nicht-endkonditioniert zwischengelagert. Für die brennbaren und nicht-brennbaren Abfälle geschieht dies mittels 200-l-Fässer, in welche diese festen Rückstände provisorisch eingeschlossen und zwischengelagert werden. Die Harz- und Konzentratrückstände gelangen vorerst in Lagerbehälter und werden dort unkonditioniert zwischengelagert.

Die weitere Behandlung der brennbaren und nicht-brennbaren Abfälle geschieht für das KKL und das KKG auf die gleiche Weise: Überführung der brennbaren Rückstände zur Verbrennung ins PSI, wobei unmittelbar die Zement-Endkonditionierung der anfallenden Asche vorgenommen wird. Es folgt hernach der Rücktransport und Zwischeneinlagerung bei den einzelnen Werken.

Der erste Schritt der Konditionierung der nicht-brennbaren Abfälle besteht in der Verpressung, die in periodischen Aktionen, welche durch die schweizerischen KKW gemeinsam organisiert und durchführt werden. Zur Erreichung einer möglichst starken Volumenreduktion werden heute Pressen von über tausend Tonnen Druck eingesetzt. Da die Schweiz bis anhin noch nicht über eine derart starke Presse verfügt, wird von den KKW jeweils gemeinsam eine ausländische Presse gemietet. Die Miete solcher Pressen stellt für die vier KKW-Betreiber z.Z. sowohl technisch wie wirtschaftlich die sinnvollste Lösung dar. Mit diesen Pressvorgängen werden Volumenreduktionen bis zu einem Faktor 4 bis 5 erreicht. Diese jeweils ca. ein bis zwei Monate dauernden Aktionen werden alle in der Regel alle 4 Jahre durchgeführt. Die im 1992 vom April bis Mai Verpressungsaktionen fand in Räumlichkeiten des KKL statt. Die von der deutschen Firma Noell gemietete, die Größe eines Sattelschleppers aufweisende fahrbare Presse erzeugt Drücke bis 2000 Tonnen. Mehrere (je nach Dicke: 4-5) dieser Presslinge werden anschließend gemeinsam in einem 200-l-Fass mit Zement vergossen, so dass über den Prozeß insgesamt eine Volumenreduktion um den Faktor 2 bis 2.5 resultiert. Diese endkonditionierten Fässer werden ebenfalls in die KKW-eigenen Zwischenlager zurückgeführt. Anzufügen ist, dass nicht alle nicht-brennbaren Abfälle verpresst werden können.

Die Harz- und Konzentratrückstände beim KKL gelangen vorerst in größere Lagerbehälter, von wo sie in regelmäßigen Abständen entnommen, nach speziellen Rezepturen gemischt, um darauf mit Zement endkonditioniert zu werden.

Beim KKG mit seinem, für einen Druckwasserreaktor charakteristisch, geringen jährlich ca. 1 m³ betragenden Anfall an Harzrückständen (KKL ca. zehn mal mehr) wird der Harzabfall z.Z. unkonditioniert zurückbehalten, um in einem späteren Zeitpunkt behandelt zu werden. In früheren Jahren wurden versuchsweise beim KKG Harzrückstände mit Zement konditioniert. Eine erste im 1983 abgeschlossene Konditionierungskampagne basierte jedoch bereits auf der Bituminisierung der Rückstände. Für die zukünftig durchzuführenden Konditionierungsaktionen plant KKG ebenso die Bitumeneinbindung.

Als weiterer radioaktiver, jedoch nur beim KKL (SWR) anfallender Rückstand sind die Brennelementkästen zu erwähnen. Jedes Brennelement ist während seiner gesamten Einsatzdauer im Reaktor von einem Brennelementkasten umgeben. Der Brennelementkasten besteht aus dem Werkstoff Zircaloy-4 (eine Zirkonium-Legierung) und sorgt während des Leistungsbetriebes für eine gerichtete Strömung des entstehenden Wasser-Dampf-Gemisches. Der Brennelementkasten wird einerseits im Neutronenfluss des Reaktors aktiviert und andererseits durch das Reaktorwasser an der Oberfläche kontaminiert.

Mit dem alle 5-10 Jahre vorzunehmenden Austausch der Brennelementkästen wird eine übermäßige Kontaminierung des Kühlmittels vermieden. Nach dem Ausbau der Brennelementkästen werden sie unter Wasser mechanisch zerschnitten und in Abfallgebinden mit Zementmörtel verfestigt. Die erste Aktion "Brennelementkastenentsorgung" fand Ende 1992, anfangs 1993 statt. Insgesamt wurden rund 500 Stück entsorgt, wobei 120 endkonditionierte Fässer entstanden.

Tab. VII.9.34 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) zeigt die Zusammenstellung der seit Inbetriebnahme bis Ende 1992 gesamthaft den Zwischenlagern zur Endkonditionierung entnommenen Betriebsabfälle und der per Ende 1992 gelagerten nicht endkonditionierten festen Abfälle sowie die in den Lagerbehältern vorhandenen Quantitäten.

Nicht endkonditionierte Rückstände	seit Betriebsaufnahme zur Veraschung abtransportiert		im Werk gelagert per Ende 1992	
	KKG	KKL	KKG	KKL
Brennbare Rückstände				
• Div. Material (Öle, etc.) <i>l</i>		930		125
• Fässer <i>à 200 l</i>	3911	4634	86	586
• Schwebstofffilter (Lüftung) <i>Stk</i>	43	4096		682
Nicht brennbare Rückstände				
• Feste Abfälle (Metalle etc.) <i>à 100 l</i>		1975		110 *
				143 *
• Glasperlen Waschwasserschlamm <i>à 100 l</i>		25		36 *
• Korund <i>à 200 l</i>				22 *
		für die Verfestigung per Ende 92 ges. entnommen	Ende 1992 vorhandene Mengen und Volumen	
Harzabfallbehälter <i>kg</i>		115'845		935
<i>m³</i>	2.74		11.96	
Konzentratlagerbehälter <i>m³</i>		84.5		35

* siehe Tab. VII.9.35

Tab. VII.9.34 Nicht endkonditionierte rad. Rückstände beim KKG und KKL per Ende 1992 <KKG 1993> <KKL 1993>.

Tab. VII.9.35 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) gibt eine Übersicht über die per Ende 1992 bei den Werken zwischengelagerten, endkonditionierten, radioaktiven, festen Rückstände.

In Tab. VII.9.36 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) sind zusammenfassend die seit Inbetriebnahme bis Ende 1992 gesamthaft produzierten, festen, radioaktiven Abfälle und auf die, bis zu diesem Zeitpunkt akkumulierte Netto-Stromabgabemengen bezogenen Werte eingetragen. Diese Abfälle werden im Zwiilag zwischengelagert, wobei ein Teil vorgängig behandelt wird (Verbrennung in Behandlungsanlage).

Das Volumen der endkonditionierten, veraschten Rückstände kann aus den in Tab. VII.9.35 angegebenen Werten ermittelt werden: 0.3 m³/Jahr für das KKG und 3.3 m³/Jahr für das KKL, was extrapoliert für alle schweizerischen KKW eine Menge von ca. 5 m³/Jahr ergibt. Für die Endlagerung ist diese Aufteilung in mittel- und schwachaktive Abfälle nicht relevant. All diese Rückstände werden dem Endlager B (Endlager für schwache und kurzlebige mittelaktive Abfälle) zugeordnet.

Die jährliche Gesamtproduktion von mittelaktiven und schwachaktiven festen Rückständen beträgt 63 Fässer beim KKG, resp. 588 beim KKL, entsprechend einem Volumen von 12.6 m³ beim KKG, resp. 117.6 m³ beim KKL. Für die gesamte Lebensdauer (40 Jahre) der Anlagen resultiert demnach eine totale Menge von 2'520 Fässer beim KKG, resp. 23'520 beim KKL, was einem Abfall-Gesamtvolumen von 504 m³ vom KKG, resp. von 4704 m³ vom KKL entspricht.

Die hier deutlich in Erscheinung tretenden unterschiedlichen Mengen radioaktiver fester Rückstände des KKG und KKL reflektieren den charakteristischen Konzeptunterschied des SWR mit seinem Einkreisssystem und der DWR-Linie mit den durch Dampferzeuger getrennte Primär- und Sekundär-Kreisläufe. Die radioaktiven festen Betriebsabfälle sind mit den Stilllegungsabfällen zusammengefasst im Schlussmodul aufgeführt.

<i>Endkonditionierte Rückstände</i>	200-l-Fässer	
Mittelaktive Rückstände ¹	KKG (13 Betriebsjahre)	KKL ^a (8 Betriebsjahre)
• Feste Abfälle allgemein (in Zement eingebunden)	1	28 ^b
• Filterkerzen "		1
• Absorberköpfe und Drosselkörper "	65 ^c	
• Ionenaustauscher-Harz "	5	924
• Rückstände aus Veraschung "		17
• Rückstände aus Veraschung (noch nicht endkond.)		2 ^d
• Ionenaustauscher Harze/Konzentrat ^e "		1639
• Ionenaustauscher Harze/Konz. (noch nicht endk.) "		553 ^f
• Ionenaustauscher Harze (in Bitumen eingebunden)	33	
• Brennelementkästen		120 ^g
Schwachaktive Rückstände ²		
• Feste Abfälle allgemein (in Zement eingebunden)	223	624
• Feste Abfälle allgemein (Ende 92 noch nicht endkond.)		109 ^b
• Filterkerzen "	29	32
• Glasperlen (Strahlanlage) ^h "	28	
• Ionenaustauscher-Harz "	1	502
• Ionenaustauscher-Harz/Konzentrat "		18
• Konzentrat "	11	
• Rückstände aus Veraschung "	16	113
• Rückstände aus Veraschung (noch nicht endkond.)		14 ^d
• Sumpfschlamm "		9
• Konzentrate (in Bitumen eingebunden)	406	
• Ionenaustauscherharz "	1	

Tab. VII.9.35 Endkonditionierte radioaktive Rückstände beim KKG und KKL per Ende 1992 <KKL 1993> und <KKG 1993>.

¹ beim KKL gilt: Mittelaktive Rückstände: > 2 mSv/h an der Fassoberfläche

² beim KKL gilt: Schwachaktive Rückstände: < 2 mSv/h an der Fassoberfläche

^a Das Zwischenlager des KKL hat eine totale Kapazität von 12'000 Fässern. Per Ende 1992 waren ca. 3900 Fässer eingelagert, d.h. 1/3 der Kapazität war belegt.

^b Die Mengen der endkonditionierten, festen Abfälle erscheinen mit übereinstimmenden Quantitäten in der Rubrik der *nicht endkonditionierten, nicht brennbaren festen Rückstände*, wobei durch die Verpressung eine entsprechende Volumenreduktion erreicht wurde. Bis Ende 1992 wurden 2'000 (1975+25) Fässer à 100 l (= 200 m³) der Verpressung übergeben. Es entstanden dabei 652 (28+624) Fässer à 200 l (= 130.4 m³), was einen Gesamtvolumen-Reduktionsfaktor von 1.53 ergibt. Der im Unterkapitel «*pressbare, feste Abfälle*» angegebene Faktor von 2-2.5 konnte demnach insgesamt nicht ganz erreicht werden. Der Grund hierfür dürfte zumindest teilweise im Einsatz der weniger effizienten, bei früheren Verpressaktionen eingesetzten Presse des PSI liegen. Werden nun auf die Ende 92 noch im Werk gelagerten 110 und 36 Fässer à 100 l, den 143 à 170 l und den 22 à 200 l (eingetragen im Tabellenteil der nicht endkonditionierten Rückstände) einen Faktor von 2 angewandt, so ergibt dies ein zusätzliches endkonditioniertes Volumen von 21.7 m³, die in weiteren 109 200-l-Fässern eingelagert werden müssen. Sie wurden den schwachaktiven Abfällen per Ende 1992 eingelagert zugeordnet.

^c Von diesen 65 mit Zement konditionierten Fässern sind 62 Stück bereits der Endlagerung zugeführt. Sie wurden im Rahmen international organisierter, bis 1983/1984 durchgeführten Meeresversenkungsaktionen entsorgt.

^d Die im Tabellenteil der nicht endkonditionierten Rückstände aufgelisteten, im Werk gelagerten, brennbaren Abfälle müssen in die Rubrik: "endkonditioniert, verascht" zugerechnet werden. Mit dem bei ca. 7.5 liegenden Mittelwert der Verhältnisse der bereits zur Veraschung abtransportierten und der noch im Werk gelagerten Mengen, können die bis Ende 1992 noch dazuzurechnenden Anzahl Fässer bestimmt werden. Es müssen demnach gesamthaft noch 16 Fässer dazugezählt werden. Diese Fässer werden entsprechend des Verhältnisses der bereits vorhandenen Fässer den mittelaktiven, resp. schwachaktiven Rückständen zugefügt.

- e Der Konzentratanfall kommt beim KKL aus den Verdampfern. Harze stammen zu 90% von der KRA (Kondensatreinigungsanlage) und zu 10% von der Reaktorwasserreinigungsanlage (Reactor Water Cleanup). Pro Jahr fallen durchschnittlich 15 m³ Konzentrat an, wobei ca. 10 m³ davon den Harzabfällen beigemischt und verfestigt wird. Die restlichen ca. 5 m³/a erscheinen in Tab. VII.9.34 als bis Ende 1992 aufkumulierter Wert in den beiden aufgeführten Konzentratlagerbehältern.
- f Gesamthaft waren per Ende 1992 3083 (924+1639+502+18) 200-l-Fässer mittel- schwachaktive Harz und Harz/Konzentrat Rückstände endkonditioniert eingelagert. Diese Menge entspricht der bis Ende 1992 den Harzabfallbehältern gesamthaft für die Verfestigung entnommenen Menge von 115'845 kg und dazugerechnet die 84,5 m³ Konzentrat (siehe Tab. VII.9.34). Wird der Einfachheit halber dieses Volumen mit einem spez. Gewicht von 1000 kg/m³ der Harzmenge dazuaddiert, so ergibt dies ein Gesamtgewicht von 200'000 kg. Durch Division mit der Gesamtfasszahl lässt sich eine Abfallmenge pro Faß von 65 kg ermitteln. Wird dieser spezifische Wert auf die noch nicht endkonditionierten Harz-, resp. Konzentratmengen angewendet, so ergeben sich 553 ((471+84+380+35'000)/65) zusätzlich per Ende 1992 mitzurechnende 200-l-Fässer. Diese werden den mittelaktiven Rückständen zugerechnet.
- g Die Brennelementkasten-Entsorgungsaktion wurde im KKL anfangs 1993 erstmalig ausgeführt. Die Aktion wurde Mitte 1993 abgeschlossen. Die insgesamt 500 entsorgten Kästen wurden - einen Füllgrad von 4.2 erreichend - in 120 Fässern einzementiert. Für die Berechnung des durchschnittlichen jährlichen Anfalls wurde diese Menge den ersten acht (bis Ende 1992) Betriebsjahren zugeschrieben.
- h Bei den KKW führen Fremdfirmen bei Bedarf Dekontaminationsarbeiten mit Strahlanlagen durch, um eine Normal-Alteisenentsorgung von ausgetauschten kontaminierten Komponenten zu ermöglichen. Die eingesetzten Verbrauchsmaterialien (Glasperlen und Korund) werden in Fässern endkonditioniert.

Angefallen per Ende 1992	KKG ^a		KKL ^b	
	200-l-Fässer	m ³ /TJ	200-l-Fässer	m ³ /TJ
Mittelaktive Rückstände	104	6.4E-5	3'284	3.2E-3
Schwachaktive Rückstände	715	4.4E-4	1'421	1.4E-3
Gesamthaft und auf die Stromproduktion bezogenen endkonditionierte Rückstände:	819	5.0E-4	4'704	4.6E-3
zu Behandlungsanlage in Zwiilag		1.2E-5		1.3E-4
zu Zwiilag (zu Endlager B)		4.88E-4		4.47E-3

- a 323'900 TJ per Ende 1992.
 b 209'600 TJ per Ende 1992.

Tab. VII.9.36 Zusammenfassung der festen radioaktiven Abfälle während des Betriebs des KKG und KKL.

Nicht-radioaktive feste Abfälle

Bei der Entkarbonisierung von Kühlturmsatzwasser wird durch Zugabe von gelöschtem Kalk (Ca(OH)₂) zum Flusswasser unlösliches Calciumkarbonat ausgeschieden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die gesamte zugesetzte Menge (auf der Basis der Einkaufsmengen von Kalk in den Jahren 1991 und 1992 wird ein Durchschnittsverbrauch von 1800 t/a angenommen) wieder abgeführt werden muss. Der Abtransport des ausgeschiedenen Kalks geschieht nach der Entwässerung mittels Turmfilterpressen. Mit KKW-eigenen LKWs wird der Kalkschlamm muldenweise (5 m³), beim KKL zum Zementwerk in Rekingen (Distanz 15 km) abgeführt. Der Kalk wird als Basismaterial bei der Zementherstellung eingesetzt.

Die Verhältnisse beim KKW-Gösgen bezüglich Mengen des abzutransportierenden Materials und Distanz des Abtransportweges sind ähnlich wie beim KKL. Diese Kalkschlamm-Mengen, welche als 'Abfall in Reststoffdeponie' zugeordnet sind, werden jedoch im KKW-Modul nicht eingeführt, da sie über 'Wasser entkarbonisiert' berücksichtigt werden. Die Rückstände aus der Reinigung der Kühlturmtassen betragen gemäss <VGB 1990> rund 1 kg/TJ.

Sonderabfall

Tab. VII.9.37 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) zeigt eine Zusammenstellung der vom Kernkraftwerk Leibstadt in den Jahren 1991 und 1992 abgeführten Sonderabfallmengen. Für das KKW-Gösgen standen uns keine entsprechenden Angaben zur Verfügung.

Sondermüll	Jahr 1991	Jahr 1992	Mittelwert	
	kg	kg	kg	kg/TJ ^b
Batterien, Bleiakku	300	40	170	6.5E-3
Putzlappen	1'500	1'900	1'700	6.5E-2
Alox mit hydr. Öl	400 ^a		200	7.6E-3
Ölfilter	1000	500	750	2.9E-2
Jonentauscherharze	200	1'400	800	3.1E-2
Chromschwefelsäure ^c		40 ^a	20	7.6E-4
Trockenmittel	200	800	500	1.9E-2
Altfett	100	200	150	5.7E-3
Diverse Öle	20'000	5'000	12'500	4.8E-1
Alk. Entfettungsbad		400 ^a	200	7.6E-3
Altfrostschutz	4'500 ^a		2'250	8.6E-2
Ölabscheiderflüssigkeit ^d	34'000 ^a		17'000	6.5E-1
Diverse Lösungsmittel	1000	1'300	1'150	4.4E-2
Vermischte Photolaborflüssigkeiten	200	200	200	7.6E-3

^a Annahme, dass diese Menge alle zwei Jahre anfällt.

^b Bezogen auf die durchschnittliche Netto-Jahresproduktion, siehe Tab. VII.9.2.

^c 5% $K_2[Na_2]Cr_2O_7$ in konz. Schwefelsäure.

^d Besteht zu 99 % aus Wasser.

Tab. VII.9.37 Zusammenstellung der Sondermüllmengen des KKL (direkte Information vom KKL).

9.4.3 Emissionen beim Abbruch der KKW-Anlagen

9.4.3.1 Feste Abfälle bei der Stilllegung von KKW-Anlagen

Nach Ablauf der **Betriebsperiode** von etwa **40 Jahren** werden die KKW stillgelegt, der Abbruch erfolgt nach 1 bis 2 Jahren und erstreckt sich auf 7 Jahre (dies war die Annahme für das Projekt Gewähr 1985). Ein stillgelegtes KKW enthält auch nach der Entfernung von abgebrannten Brennelementen Komponenten und Bauteile, deren Anteil an radioaktiven Substanzen der Endlagerung zugeführt werden müssen. Die hier erscheinenden Basisinformationen stammen aus den Stilllegungsstudien der schweizerischen Kernkraftwerksbetreiber, welche Ende 1980 den Sicherheitsbehörden eingereicht wurden. Nur ein kleiner Bruchteil des Materials der ausgedienten Kernkraftwerke ist aktiv und muß entsprechend entsorgt werden.

Die Verteilung der Aktivität auf die verschiedenen Komponenten ist aus Tab. VII.9.38 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) ersichtlich.

In Tab. VII.9.39 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) ist die Aufteilung der gesamt zu entsorgenden Masse des KKW-Gösgen in nichtaktive und aktive Teile gezeigt.

	Gewicht t	Aktivität kBq
Aktivierete Abfälle , davon u. a.	735	~1.33E+14
- RDB-Einbauten, davon u. a.	110	~1.33E+14
Kernumfassung	12.6	~1.30E+14
Kernbehälter	48.2	~3.7E+12
- RDB	350	~1.11E+11
Kontaminierte Abfälle	3'040	~7.4E+10^a
Totaler Aktivitätsinventar	3'775^b	~1.3E+14

^a rund 0.1% der Totalaktivität

^b Bei der Dekontamination, Zerlegung und Konditionierung dieser aktiven Teile fallen noch Sekundärabfälle (ca. 900 t) an, welche auch entsorgt werden müssen. Dadurch erhöht sich das Gewicht der Abfälle auf 4'675 t bei gleichbleibendem Aktivitätsinventar

Tab. VII.9.38 Aktivitätsinventar des KKG nach 40 Betriebsjahren und 1 Jahr Abklingzeit <Nagra 1985 b>.

A.	Gesamt zu entsorgende Masse des KKG ^a		325'765 t
B.	Nichtaktive Beton- und Stahlmassen (Gebäude und die darin installierten Einrichtungen)		185'830 t
C.	Abfälle aus dem Kontrollbereich mit Aktivitätsgrenzen unter Freigrenzen ^b		136'160 t
D.	Aktive Primärabfälle (A-(B+C)) ^c	<u>schwachaktiv</u> ^d	<u>mittelaktiv</u> ^d
	D1 - Aktivierte Abfälle	510	225
	D2 - Kontaminierte Abfälle	1'410	1'630
E.	Sekundärabfälle		900 t
F.	Abfallmenge zur nuklearen Entsorgung (D+E)		4'675 t

^a Unter der Voraussetzung, dass die Gebäude bis 2 m unter Erdoberfläche abgetragen werden, d. h. ein großer Teil der Fundamente bleibt im Erdboden.

^b Nach einer relativ einfachen Dekontamination frei abbaubare Beton- und Stahlbaumassen

^c Etwa 1% der Gesamtmasse (Punkt A) des KKG.

^d schwachaktiv: Oberflächendosis < 2 mSv/h (vor der Konditionierung)
mittelaktiv: Oberflächendosisleistung > 2 mSv/h (vor der Konditionierung)

Tab. VII.9.39 Zu entsorgende Materialmengen bei der Stilllegung des KKG <Nagra-1985 b>.

Wie aus diesen Tabellen ersichtlich, ist der größte Anteil der Aktivität auf die Reaktordruckbehälter-Einbauten (RDB-Einbauten) konzentriert, jene Zone also, von der der Hauptteil der Aktivierungsprodukte während der Betriebsperiode ausgeht. In diesen aktivierten Komponenten sind mehr als 99% des gesamten Aktivitätsinventars des KKW^s nach Entfernung der Brennelemente enthalten. Ein weiterer, relativ kleiner Anteil des totalen Aktivitätsinventars (~0.1 %) ist auf kontaminierte Komponenten verschiedener Wasserkreisläufe im KKW verteilt. Die Kontamination ist jedoch nicht vernachlässigbar. Außerdem sind durch Dekontamination dieser Systeme und Komponenten die Freigrenzen mit akzeptablem Aufwand nicht erreichbar.

Da nicht alle aktivierten und kontaminierten Komponenten und Materialien im gleichen Ausmaß radioaktiv und sperrig sind, ist es wichtig, eine möglichst spezifische Einteilung dieser Abfälle in Abfallsorten zu erreichen. Dabei ist einerseits eine selektive Zuteilung der Stilllegungsabfälle auf verschiedene Endlager entsprechend ihrer Radiotoxizität, unter Berücksichtigung einer optimalen Wirtschaftlichkeit, und andererseits eine vernünftige Verpackung der Abfälle unter Beachtung der Zerlegungstechniken, Wärmeentwicklung und Abschirmbedürfnisse zu erzielen. Die verschiedenen Abfallsorten sind in der Tab. VII.9.40 zusammengestellt.

Abfallsorten		Materialien, Komponenten und Systeme
SA-1	Mittelaktive, aktivierte Primärabfälle aus Stahl	Höher aktivierte RDB-Einbauten, RDB-Teile
SA-2	Mittelaktive, aktivierte Primärabfälle aus Beton	Höher aktivierte Teile vom biologischen Schild
SA-3	Schwachaktive, aktivierte Primärabfälle aus Stahl	Restliche Teile von RDB und RDB-Einbauten
SA-4	Schwachaktive, aktivierte Primärabfälle aus Beton; schwachaktive, kontaminierte Primärabfälle aus Beton	Restliche Teile vom biologischen Schild
SA-5	Mittelaktive, kontaminierte Primärabfälle aus Stahl	<i>Für DWR:</i> Komponenten des Primärkreislaufes <i>Für SWR:</i> Rezirkulationskreisläufe, Abfallaufarbeitung
SA-6	Schwachaktive, kontaminierte Primärabfälle aus Stahl	Schwach kontaminierte Komponenten und Rohrleitungen im Reaktor- und Hilfsanlagegebäude
SA-7a	Schwachaktive, kontaminierte Primärabfälle aus Kunststoff, Kupfer, Mineralwolle	Aus allen Teilen der Anlage
SA-7b	Schwachaktive, kontaminierte Sekundärabfälle: Werkzeuge, Hilfsmittel, Textil, Plastik	Aus allen Teilen der Anlage
SA-8	Mittelaktive und schwachaktive, kontaminierte Sekundärabfälle (Konzentrate)	Dekontaminationskonzentrate, Fällungen, Harze, Filter etc.

Tab. VII.9.40 Kategorisierung der Abfallsorten bei der Stilllegung der KKW <Nagra 1985 b>.

Die Anzahl Container der konditionierten Stilllegungsabfälle sind für beiden KKG und KKL in Tab. VII.9.41 (unüberarbeitet aus der 1. Auflage) summarisch zusammengestellt. Die Berechnung der Abfallmenge basiert auf der Annahme, dass der Abbruch unmittelbar nach der Stilllegung geschieht. Bei einem späteren Abbruch könnten signifikante Mengenreduktionen erreicht werden.

Abfallsorten	KKG		KKL	
	Anz.Cont.	m ³	Anz.Cont.	m ³
SA-1	30	651	52	1130
SA-2	-	-	-	-
SA-3	11	239	35	760
SA-4	16	347	42	911
SA-5	110	2390	36	781
SA-6	95	2060	328	7120
SA-7	38	825	51	1107
SA-8	56	1215	102	2210
Total	356	7'727	646	14'019

^a In SA-1 sind für die KKW-Gösgen und Leibstadt keine Stilllegungsabfälle vorgesehen.

Tab. VII.9.41 Abfallsorten der Stilllegungsabfälle des KKG und KKL <Nagra 1985 b>.

In Tab. VII.9.42 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) sind die auf die Gesamtstrom-Nettoproduktion bezogenes Stilllegungsvolumen eingetragen. Diese Abfälle sind wie die radioaktiven Betriebsabfälle dem Endlager B zugeordnet und werden dorthin direkt überführt.

		KKG	KKL
Stilllegungs-Abfallvolumen	m ³	7'727	14'019
	m ³ /TJ	7.9E-3	1.3E-2

Tab. VII.9.42 Im Endlager B einzulagernde Stilllegungs-Abfallvolumen der KKG und KKL.

9.4.3.2 Luft- und Wasseremissionen

Bezüglich der Luft- und Wasseremissionen während der Abbruchphase standen uns keine Daten zur Verfügung.

9.5 Transporte

Die Datenermittlung bezieht sich auf das KKG und das KKL. Für die KKW in den UCPTE Länder kann in erster Approximation angenommen werden, dass die Bedarfswerte eine proportionale Abhängigkeit zur Arbeitsausnutzung aufweisen, womit die Daten der UCPTE DWR, resp. SWR von den entsprechenden KKG, resp. KKL Werten abgeleitet werden können.

9.5.1 Während der Bauphase

Transportbedarf SWR CH (KKL)

In Tab. VII.9.43 eingetragen sind die Transportleistungen von Baumaterialien zur Baustelle des KKL. Basierend auf Angaben von <Strickler 1983> können diese Transporte in die folgenden drei Strecken-Kategorien eingeteilt werden: Ausland-KKL, Ausland-CH und CH-KKL. Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass die Transporte aus dem Ausland mit der Bahn und LKW 40t erfolgen, während dem für die Transporte CH-KKL nur LKW 28t eingesetzt werden. Die Transporte Ausland-CH betreffen Rohmaterialien, die in der Schweiz eine Bearbeitungs-, resp. Fertigungsstufe durchlaufen.

Transportbedarf für Bau	Ausland-KKL	Ausland-CH	Inland-KKL
	Schiene	LKW 40t	LKW 28t
transportierte Materialien			
Stahlkomponenten t×km	10440×600	5000×600	5000×50
Stahlbau			5670×50
Armierungsstahl	20030×600	10000×600	10000×50
Aluminium		100×200	100×50
Kupfer	1473×600		
Beton			440000×20
Öl			200×200
Asbestzement	5300×100		
Transportbedarf während des Baus tkm	1.97E+7	9E+6	9.9E+6
tkm/TJ	19.7	9	9.9

Tab. VII.9.43 Übersicht über die Transporte von Baumaterialien (Infrastruktur) zum KKL.

Beim Bau des KKL fiel eine sehr hohe Aushubmenge an. Ein Teil des Aushubs konnte als Betonkies direkt für die Herstellung von Ortbeton eingesetzt werden. Dadurch konnte nicht nur der Abtransport von Aushub bis zur Deponie sondern auch der Antransport von Betonkies eingespart werden. In der Bilanz wurde daher lediglich der Transport der gesamten Betonmenge berücksichtigt anstelle der tatsächlichen Transporte eines Teils des Aushubs und des Betonkieses.

Transportbedarf DWR CH (KKG)

Tab. VII.9.44 zeigt den Transportbedarf für den Bau des KKG. Die Werte wurden vom Materialbedarf in Tab. VII.9.6 abgeleitet. Der Abtransport des Aushubmaterials kann im Vergleich zum Betontransport vernachlässigt werden.

Transportbedarf	Ausland-KKG	Ausland-KKG	Inland-KKG
	Schiene	LKW 40t	LKW 28t
transportierte Materialien			
Stahlkomponenten t×km	11911×600	5000×600	5000×50
Stahlbau			5570×50
Armierungsstahl	16880×600	8400×600	8400×50
Aluminium		100×200	100×50
Kupfer	1472×600		
Beton			372000×20
Öl			200×200
Asbestzement	5300×100		
Transportbedarf während des Baus tkm	1.87E+7	8.06E+6	8.4E+6
tkm/TJ	18.7	8.1	8.4

Tab. VII.9.44 Übersicht über die Transporte von Baumaterialien (Infrastruktur) zum KKG.

Transportbedarf SWR UCPTE

Tab. VII.9.45 zeigt die angenommenen Transportaufwendungen für die SWR UCPTE Kraftwerke. Dabei wurde ähnlich wie bei KKL vorgegangen.

Transportbedarf	Schiene	LKW 40t	LKW 28t
transportierte Materialien			
Stahlkomponenten t×km	10570×200	5000×100	5000×100
Stahlbau			5570×100
Armierungsstahl	20030×200	10000×100	10000×100
Aluminium	100×200		100×100
Kupfer	1000×200		473×100
Beton			440000×20
Öl			200×50
Asbestzement			5300×50
Transportbedarf während des Baus tkm	6.34E+6	1.5E+6	1.12E+7
tkm/TJ	6.3	1.5	11.2

Tab. VII.9.45 Übersicht über die Transporte von Baumaterialien (Infrastruktur) zum 1000 MW SWR UCPTE.

Transportbedarf DWR UCPTE

Tab. VII.9.46 zeigt die angenommenen Transportaufwendungen für die DWR UCPTE Kraftwerke. Dabei wurde ähnlich wie beim KKG vorgegangen.

Transportbedarf	Schiene	LKW 40t	LKW 28t
transportierte Materialien			
Stahlkomponenten t×km	11911×200	5000×100	5000×100
Stahlbau			5570×100
Armierungsstahl	17680×200	8000×100	8000×100
Aluminium	100×200		100×100
Kupfer	1000×200		472×100
Beton			372000×20
Öl			200×50
Asbestzement			5300×50
Transportbedarf während des Baus tkm	6.14E+6	1.3E+6	9.63E+6
tkm/TJ	6.2	1.3	9.6

Tab. VII.9.46 Übersicht über die Transporte von Baumaterialien (Infrastruktur) zum 1000 MW DWR UCPTE.

9.5.2 Während der Betriebsphase

Transporte der frischen Brennelemente zur KKL und KKG

Für die Transporte der frischen Brennelemente müssen keine besonderen Abschirmmassnahmen vorgesehen werden. Die Transportbehälter sind relativ leicht. Wegen Kritikalitätsgründen sind diese Behälter für die Aufnahme von lediglich zwei Brennelementen dimensioniert. Bezüglich Transportstrecken und -Mengen wurden die aus Tab. VII.9.47 ersichtlichen Werte angenommen (direkte Information der Werke). Die Transporte der abgebrannten Elemente werden dem Wiederaufarbeitungsschritt zugerechnet.

Transportdaten		KKG	KKL
Transportweg		Hanau, D - Gösgen	Västerås, S - Leibstadt
Transportstrecke (einfacher Weg)	km	450	1'900
Anzahl Container pro LKW (28 t)		4	8
Anzahl Brennelemente pro Container		2	2
Gesamtgewicht des Urans / LKW	t	3.45	2.95
Gewicht der Brennelemente / LKW	t	5.12	5.07
Gewicht der leeren Container / LKW	t	10	10
Gesamt-Transportgewicht Netto / LKW	t	15	15
Energieinhalt des Urans / LKW-Ladung	TJ	3'880	2'760
Transportbedarf	tkm/TJ	1.7	10

Tab. VII.9.47 Transportdaten frischer Brennelemente des KKG und KKL.

Der Transport der Brennelemente während dem Betrieb der UCPT KKW wird analog zu den übrigen Materialien berechnet (vgl. Abschnitt 9.3.2.3). Dies bewirkt eine Mehrbelastung der SWR im Vergleich zu DWR, aber der gewichtete Transportaufwand des Mixes der beiden Reaktortypen sollte etwas näher bei der Realität liegen.

Transporte diverser Materialien

Für Transporte von diversen Materialien (z.B. Abtransporte von Kühlturm-Kalkschlamm und Transporte von brennbaren Abfällen zur Verbrennungsanlage) werden jährlich durchschnittlich, nach Angabe vom KKL 40'000 l Dieseltreibstoff verbraucht. Einen Dieserverbrauch für die eingesetzten LKW von 60l/100km und eine durchschnittliche Nettobeladung von 11 t (80% der Ladekapazität) zugrundelegend, führt zu einem Wert von rund 7.5E5 tkm/Jahr, was normiert einen Wert von 28 tkm/TJ ergibt. Derselbe Wert wurde für das KKG eingesetzt. Der Transportbedarf dieser Kalkschlamm-Mengen wird jedoch im KKW-Modul nicht eingeführt, da er über die zu entkarbonisierende Wassermenge, durch das entsprechende Material-Modul, berücksichtigt wird.

Unter der Annahme einer durchschnittlichen Transportdistanz von 50 km für diverse Chemikalien während dem Betrieb von KKL und KKG (total ca. 38 kg/TJ resp. 42.4 kg/TJ) resultieren 1.9 tkm/TJ resp. 2.1 tkm/TJ (Annahme: LKW 28t). Der Transport von Chemikalien während dem Betrieb von UCPT KKW wird analog zu anderen Bezügen bilanziert (vgl. Abschnitt 9.3.2.3).

9.5.3 Während der Abbruchphase

Der Treibstoffbedarf für div. Transporte (z.B. von Endlager-Betonbehälter zum Abbruchgelände) und Maschineneinsätze sind dem Energiebedarf (siehe Rubrik: Diesel in Baumaschinen im Modul "Strom ab KKW") zugeordnet. Transporte der Endlagerbehälter zum Endlager sind der Brennstoffkreislaufstufe "Endlager Typ B" zugeordnet.

Der Transport des Abbruchmaterials von KKL und KKG wurde bilanziert unter den Annahme, dass 75% der gesamten Betonmasse zu einer 20 km entfernten Deponie mit einem 28t LKW transportiert wird. Für KKL resultieren 6.6 tkm/TJ und für KKG 5.6 tkm/TJ. Der Transport von inertem Abbruchmaterial der UCPT KKW wird analog zu Abschnitt 9.3.2.3 berechnet.

9.5.4 Total Transportbedarf

Der angenommene Transportaufwand für die Infrastruktur von SWR CH ist 19.7 tkm/TJ Schiene, 9 tkm/TJ LKW 40t und 19.7 tkm/TJ LKW 28t. Für DWR CH beträgt er 18.7 tkm/TJ Schiene, 8.1 tkm/TJ LKW 40t und 14 tkm/TJ LKW 28t. Der Transport für Infrastruktur von SWR UCPT (DWR UCPT) ist 19.33 tkm/TJ (16.6 tkm/TJ) Schiene, 10.54 tkm/TJ (9.6 tkm/TJ) LKW 40t und 23.08 tkm/TJ (22.17 tkm/TJ) LKW 28t.

Der totale Transport während dem Betrieb ist 11.9 tkm/TJ für SWR CH und 3.8 tkm/TJ für DWR CH LKW 28t. Die Berechnung für die UCPT KKW wurde in den vorangehenden Kapiteln beschrieben.

9.6 Flächeninanspruchnahme

Die Berechnung des Flächenbedarfs basiert auf die Verhältnisse beim KKG, resp. KKL. Der Flächenbedarf der KKW der UCPT Länder wird berechnet, indem angenommen wird, dass die Bedarfswerte eine proportionale Abhängigkeit zur mittlereren Arbeitsausnutzung aufweisen (siehe Tab. VII.9.8). Die Fläche des vom KKG und vom KKL während der Betriebsphase beanspruchten Landes konnte aus dem Uebersichtsplan des <KWU 1981> und <BBC et al. 1980> ermittelt werden, in der Annahme, dass diese Fläche mit derjenigen innerhalb des Kernkraftwerkzauns übereinstimmt. Es wird hierbei unterstellt, dass der Flächenbedarf während der Nutzungs- und

Abbruchphase übereinstimmen. Die Tab. VII.9.48 enthält weiter die Definitionen für die Berechnung der spezifischen Flächenbedarfswerte.

		KKG	KKL
Beanspruchte Fläche	m ²	1.5E+5	1.9E+5
Bauzeit	Jahr	6	10
Betriebszeit		40	40
Abbruch		9	9
Totalzeit II-IV		55	59
Renaturierungszeit II-III		50 ^a	50 ^a
Gesamtproduktion	TJ	1.004E+6	1.048E+6
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/TJ	8.45	10.70
II-III		7.7	9.9

^a Annahme in der Gesamtstudie.

Tab. VII.9.48 Flächeninanspruchnahme des KKG und KKL.

9.7 Übersicht über die Eingabedaten

9.7.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Es wurden die folgenden Kraftwerks-Module bilanziert:

1. DWR:

- Strom ab DWR CH
- Strom ab DWR D
- Strom ab KKW F (DWR)
- Strom ab DWR Andere UCPTe;

2. SWR:

- Strom ab SWR CH
- Strom ab SWR D
- Strom ab SWR Andere UCPTe.

Die folgenden Tabellen geben die Eingabewerte für die Software, der in diesem Kapitel beschriebenen KKW-Module wieder. Für die Infrastruktur werden vier Module differenziert: DWR/SWR CH und DWR/SWR UCPTe.

In den Infrastruktur-Modulen sind jeweils die Beiträge aus der Bau-, und Abbruchphase zusammengefaßt. In den Wertangaben in den Spalten mit DWR/SWR sind die Beiträge aus der Betriebsphase zusammengefaßt. Der Chemikalienverbrauch für den Kühlturbetrieb (Tab. VII.9.14) und die entsprechenden Emissionen in Wasser (Tab. VII.9.33) ist durch 'Wasser entkarbonisiert' miteingeführt.

Die für die schweizerischen KKW angegebenen Daten entsprechen den Werten des KKG, resp. KKL, mit Ausnahme der radioaktiven Luft- und Wasser-Emissionen. Die Annahme, dass die ermittelten Modulwerte auch für die KKW geringerer Leistung repräsentativ sind, kann zu einer gewissen Unterschätzung führen. Dieser Effekt wird jedoch durch die Tatsache, dass lediglich ca 1/3 der CH-Gesamtleistung durch kleinere Werke erzeugt wird, vermindert.

Die in den fünf bilanzierten UCPTTE Modulen eingeführten Werte werden, mit Ausnahme der radioaktiven Emissionen, von den schweizerischen DWR resp. SWR extrapoliert (Kap. VII.9.3). Die radioaktiven Luft- und Wasseremissionen während des Betriebs der schweizerischen, deutschen und französischen Kernkraftwerke wurden direkt aus länderspezifischen Berichten über radioaktive Emissionen übernommen. Die entsprechenden Emissionen der KKW der "Anderen UCPTTE Länder" wurden dagegen als Durchschnitt von schweizerischen, deutschen und französischen KKW hochgerechnet (siehe Kap. VII.9.4.2.1 und VII.9.4.2.3).

Weitere einzelne Punkte werden nachfolgend näher erläutert:

Nichtenergetische Ressourcen (1)

Wasser: Angegeben ist die dem Fluß total entnommene Wassermenge (einschließlich der Menge, die dem Fluß wieder zurückgeleitet wird, siehe Tab. VII.9.13). Da es sich bei diesem Bedarf im wesentlichen um Kühlwasser der in Betrieb stehenden KKW handelt, können die Werte von KKG und KKL auch für die verschiedenen UCPTTE DWR resp. SWR übernommen werden.

Energieträger (3, 8)

Strom: In diesem Wert eingeschlossen ist der Strombedarf während des Baus und während der Abbruchphase (Infrastruktur). Dieser Verbrauch wird dem Mittelspannungsbereich zugeordnet. Wegen der Anwendung der Strom-Nettoproduktionsgrösse für die Normierung der Verbrauchs- und Emissionswerte, muß der Stromverbrauch der KKW während der Betriebsphase nicht berücksichtigt werden.

Heizöl EL in Heizung 1 MW: In dieser Rubrik erscheint der Heizölverbrauch für die Dampferzeugung für nichtnukleare Dampfturbinentestläufe vor der Inbetriebnahme (KKL).

Basismaterialien (4)

Stahl, Titan: folgende Zuordnung wurde gemacht: Stahlkomponenten —> Stahl hochlegiert, Stahlbau —> Stahl niedriglegiert und Armierungsstahl —> Stahl unlegiert. Der Titan Bedarf bezieht sich auf die Kondensatorrohre des KKL.

Beton: enthalten ist hier die Betonmenge vom Bau (Infrastruktur) sowie der Bedarf für die Abbruchcontainer (Betrieb).

Glas (Flach-): eingeordnet sind hier Verbrauchsmaterialien für Sandstrahlanlagen (nicht für Dekontaminationsarbeiten).

Zement: in dieser Rubrik ist der Zementbedarf eingetragen (Konditionierung der festen radioaktiven Abfälle). der Wert für das KKL ist aus Tab. VII.9.11 ersichtlich.

Chemikalien organisch: Eingeführt sind lediglich Alkohol und Harze.

Chemikalien anorganisch: Borsäure: Berücksichtigt wird der Bedarf während des Betriebs als auch die anteilmäßige Ersteinsatzmenge (KKL: 35 t in den versch. Kreisläufen, Becken und Behältern). Hydrazin: Einsatz im KKG-Dampfkreislauf zur Korrosionsverhinderung.

Natriumhypochloritlösung: zur Verhinderung der Algenbildung im Kühlturm. Im KKL wird kein Biozid eingesetzt.

Gase: Werte aus Tab. VII.9.15. Annahme gleichen jährlichen Gasbedarfs für das KKG. Die Werte wurden für die UCPTTE KKW extrapoliert. He- und CO₂-Verbrauch werden vernachlässigt.

Bitumen: Verbrauch für die Konditionierung der Konzentrate beim KKG.

Allg. Dienstleistungen (6)

Aushub: für die Aushubdienstleistung des SWR CH wurden die speziellen Verhältnisse des KKLs berücksichtigt (siehe Tab. VII.9.5). Bei der Extrapolation auf die SWR D und andere UCPTE wurde lediglich ca. 10% der KKL Aushubmengen eingesetzt (gleiche Größenordnung wie beim DWR CH).

Diesel in Baumaschinen: in dieser Rubrik erscheint der Dieserverbrauch für die während der Betriebsphase in regelmäßigen Abständen durchgeführten Notstromdiesel-Testläufe ($1.1E-4$ TJ_{th}/TJ_e), sowie der in Dieseläquivalent angegebene thermische Energieverbrauchsanteil während der Abbruchphase ($1.9E-4$ TJ_{th}/TJ_e).

Kernenergie (11)

Brennstoff in Wiederaufarbeitung: dieser Wert entspricht den aufgeführten Werte für das angereicherte Uran in den Brennelementen. Der Gewichtsverlust des Urangehalts aufgrund des Abbrandes wird demzufolge nicht berücksichtigt, um dadurch einen direkten Anschluß zum Wiederaufarbeitungs-Modul, in dem sämtliche Bedarfs- und Emissionsangaben auf die Uranmenge des frischen Brennelements bezogen sind, zu schaffen. In Wirklichkeit nimmt die Uranmasse um ca. 5% (bei Abbrandwerten um 40 MWd/kgU) ab. Der abgebrannte Brennstoff ist nach einem Abbrand von 40 MWd/kgU wie folgt zusammengesetzt: ca. 0.8% U-235, 0.5% U-236, 93.5% U-238, ca. 4.1% Spaltprodukte, ca. 1% Pu-Isotope (mit einem ca. 50%igen Anteil an spaltbarem Pu-239) und ca. 0.1% anderen Transurane. Diese Mengen werden in der Wiederaufarbeitung berücksichtigt.

Radioaktive Abfälle in Zwischenlager: unter diesen Punkten werden die Gesamtmengen der radioaktiven Betriebsabfälle der Kernkraftwerke eingetragen. Sie werden in drei Kategorien eingeteilt.

Emissionen Luft (18)

Abwärme: Die in der Abwärme sich befindliche Energie ist die Differenz der im Kern erzeugten thermischen Energie und der gesamthaft netto produzierten elektrischen Energie. Die durch den Kühlturm an die Umgebung abgegebene Gesamtwärmemenge bezieht sich auf den Nettowirkungsgrad womit die Wärmeabgabe in Zusammenhang mit dem elektrischen Eigenbedarf während des Betriebs berücksichtigt ist; die Wärmeabgabe, in Zusammenhang mit dem elektrischen Eigenbedarf, ist separat aufgeführt.

Feste Abfälle (17)

In diesen Rubriken sind die Ausbruchmaterialien und die Sonderabfälle aufgelistet. Unter 'Abfälle in SAVA' sind die brennbaren, festen Abfälle wie Putzlappen, Ionenaustauscherharze, Ölfilter, Altfette und div. Öle. eingeordnet, wobei Alox mit hydr. Öl vernachlässigt wird (siehe Tab. VII.9.37). Trockenmittel werden vernachlässigt. Die Ölabscheiderflüssigkeit wird in der Kategorie 'Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA' eingeführt.

Strom ab KKW (11)	TJ	Infrastruktur DWR CH	Infrastruktur SWR CH	DWR CH	SWR CH
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	7.7	9.1		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		8.45	10.7		
Wasser	kg			1.6E+6	1.3E+6
Energieträger (3, 8)					
Strom Mittelspannung-Bezug in CH	TJ	1.9E-3	1.8E-3		
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJth	---	1.2E-4		
Basismaterialien (4)					
Wasser entkarbonisiert	kg			7.4E+5	9.1E+5
Stahl hochlegiert		22.5	19.50		
Titan (als Stahl hochlegiert)		---	0.13		
Stahl niedriglegiert		5.7	5.3		
Stahl unlegiert		34.7	38.6	0.2	0.4
Kupfer		1.5	1.4		
Aluminium 0% Rec.		0.2	0.2		
Beton (ohne Armierungseisen)		381	420	3.7	6.2
Papier		0.87	4.06	0.19	0.19
Glas (Flach-)				1.30	1.30
Zement				0.13	2.6
Asbestzement (Eternit) (als Zement)		5.4	5.1		
Holzbaustoff Brettschichtholz		3.4	3.8		
Harze-Bedarf (als Chemikalien organisch)				0.04	0.7
Alkohol-Bedarf (als Chem. org.)				0.16	0.16
Tot. Chemikalien organisch				0.2	0.86
Borsäure-Bedarf (als Chemikalien anorganisch)				0.05	0.06
Hydrazin-Bedarf (als Chem. an.)				0.52	---
Tot. Chemikalien anorganisch				0.57	0.06
Natriumhypochloritlösung (als Natriumchlorid)				4.8	---
Sauerstoff ab Luftzerlegung				5.2	5.0
Stickstoff ab Luftzerlegung				13.9	13.4
N ₂ /H ₂ -Formiergas (als Stickstoff ab Luftzerlegung)				5.18	4.96
Tot. Stickstoff ab Luftzerlegung				19.1	18.36
H ₂ Wasserstoff				3.2	3.1
Argon ab Luftzerlegung				8.0	7.6
C ₂ :2H ₂ Acetylen (als Aethylen)				0.01	0.01
Öle-Bedarf (als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro) (8)	t			7E-4	7E-4
Bitumen (als Bitumen Raffinerien Euro)				2.4E-4	---
Transporte (5)					
Transport LKW 28t	tkm	14	16.5	3.8	11.9
Transport LKW 40t		8.1	9	---	---
Transport Schiene		18.7	19.7	---	---
Allg. Dienstleistungen (6)					
Aushub Hydraulikbagger	m ³	8.7E-2	9.5E-1		
Diesel in Baumaschinen	TJth	3.0E-4	3.0E-4		
Kernenergie (11)					
Uran 3.25% in B.E. SWR CH	kg			---	1.07
Uran 3.5% in B.E. DWR CH				0.89	---

Tab. VII.9.49 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR CH'.

OUTPUT		Infrastruktur DWR CH	Infrastruktur SWR CH	DWR CH	SWR CH
Kernenergie (11) Abfälle, radioaktiv					
Brennstoff in Wiederaufarbeitung	kg			0.89	1.07
Rad. Abfälle in Zwiilag-Behandlungsanlage	m ³			1.2E-5	1.3E-4
Rad. Abfälle in Zwiilag zu Endlager B				4.88E-4	4.47E-3
Radioaktiver Abfall in Endlager B				7.9E-3	1.3E-2
Emissionen Luft (18) radioaktiv					
C-14	kBq			3.09E+03	1.19E+04
Ar-41				---	2.95E+02
Kr-85				---	2.60E+03
Kr-85m				7.81E+03	3.52E+03
Kr-87				---	3.90E+03
Kr-88				---	4.05E+03
Kr-89				---	4.15E+03
Xe-131m				---	1.79E+04
Xe-133				1.93E+05	1.52E+05
Xe-135				1.02E+05	1.44E+05
Xe-135m				---	1.22E+05
Xe-137				---	2.48E+03
Xe-138				---	3.39E+04
Andere gase/edelgase				2.03E+04	---
I-131				4.77E-01	4.08E+01
I-133				3.09E-01	---
Cr-51				---	1.92E-02
Mn-54				---	2.25E-03
Co-58				---	9.23E-04
Co-60				8.70E-02	8.37E-02
Zn-65				---	6.84E-02
Sr-89				---	4.80E-03
Sr-90				---	4.43E-04
Nb-95				4.94E-05	5.46E-04
Ru-103				---	2.07E-04
Ag-110m				6.85E-04	---
Sb-124				7.37E-04	---
Sb-125				---	3.20E-03
Cs-134				---	5.09E-03
Cs-137				4.10E-02	1.09E-01
Ba-140				---	1.39E-01
La-140				---	2.36E-02
Ce-141				---	2.17E-04
Andere Beta				1.47E-02	---
Abwärme (vom Kühlturm)	TJth			2.2	2.2
Abwärme (vom elektr. Bedarf)		1.9E-3	1.8E-3		

Forts. Tab. VII.9.49 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR CH'.

OUTPUT	Infrastruktur DWR CH	Infrastruktur SWR CH	DWR CH	SWR CH
Emissionen Wasser (19) radioaktiv				
H-3 f			4.88E+05	2.68E+04
Na-24 f			5.73E+01	2.24E+00
Cr-51 f			3.10E+00	4.78E+01
Mn-54 f			1.47E+01	2.52E+01
Fe-59 f			3.40E-02	---
Co-57 f			1.97E+00	---
Co-58 f			6.28E+02	8.74E+01
Co-60 f			7.45E+02	4.47E+02
Zn-65 f			4.79E-01	1.52E+02
Sr-89 f			3.61E+00	8.95E-01
Sr-90 f			1.38E+00	2.71E-01
Y-90 f			---	2.71E-01
Nb-95 f			1.09E+00	---
Zr-95 f			2.65E-01	---
Mo-99 f			---	1.64E-01
Tc-99m f			2.65E-01	7.82E-01
Ru-103 f			6.29E-01	1.79E-02
Cd-109 f			1.11E-02	---
Ag-110m f			3.99E+00	---
Sb-122 f			1.92E+00	---
Sb-124 f			2.72E+01	2.26E-02
Sb-125 f			1.50E+01	8.02E-01
Te-123m f			8.10E-02	---
Te-132 f			3.32E-02	---
I-131 f			5.42E+00	3.13E+00
I-133 f			8.27E+00	6.31E-01
Cs-134 f			9.68E+00	7.38E+00
Cs-136 f			1.03E-02	---
Cs-137 f			1.28E+02	4.91E+01
Ba-140 f			1.92E+00	---
La-140 f			3.98E-01	---
Ce-141 f			2.87E-01	---
Ce-144 f			8.18E-02	---
Feste Abfälle (17)				
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	kg	3.1E+2	3.2E+2	---
Abfälle in SAVA			7.7E-1	7.7E-1
Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA			6.5E-1	6.5E-1
Rückstände aus Kühlturmtassen			1.0	1.0

Forts. Tab. VII.9.49 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR CH'.

Strom ab KKW (11)	TJ	Infrastruktur DWR UCPTE	Infrastruktur SWR UCPTE	DWR D	SWR D
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	9.13	10.77		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		10.02	12.5		
Wasser	kg			1.6E+6	1.3E+6
Energieträger (3, 8)					
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTE	TJ	2.25E-3	2.11E-3		
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJ _{th}	---	1.4E-4		
Basismaterialien (4)					
Wasser entkarbonisiert	kg			7.4E+5	9.1E+5
Stahl hochlegiert		26.68	23		
Titan (als Stahl hochlegiert)		---	0.13		
Stahl niedriglegiert		6.76	6.21		
Stahl unlegiert		40.91	44.75	0.207	0.49
Kupfer		1.78	1.64		
Aluminium 0% Rec.		0.237	0.234		
Beton (ohne Armierungsseisen)		452	492	3.84	7.6
Papier		1.03	1.03	0.197	0.23
Glas (Flach-)				1.35	1.59
Zement + Asbestzement (Eternit)				5.74	9.42
Holzbaustoff Brettschichtholz		4.03	4.45		
Harze-Bedarf (als Chemikalien organisch)				0.04	0.85
Alkohol-Bedarf (als Chem. org.)				0.17	0.20
Chemikalien organisch				0.21	1.05
Borsäure-Bedarf (als Chemikalien anorganisch)				0.05	0.073
Hydrazin-Bedarf (als Chem. an.)				0.54	---
Chemikalien anorganisch				0.59	0.073
Natriumhypochloritlösung (als Natriumchlorid)				4.89	---
Sauerstoff ab Luftzerlegung				5.4	6.12
Stickstoff ab Luftzerlegung				14.4	16.4
N ₂ /H ₂ -Formiergas (als Stickstoff ab Luftzerlegung)				5.4	6.1
Tot. Stickstoff ab Luftzerlegung				19.8	22.5
H ₂ Wasserstoff				3.32	3.79
Argon ab Luftzerlegung				8.3	9.3
C ₂ H ₂ Acetylen (als Aethylen)				0.0104	0.0122
Öle-Bedarf (als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro) (8)	t			7.3E-4	8.6E-4
Bitumen (als Bitumen Raffinerien Euro)				2.5E-4	---
Transporte (5)					
Transport LKW 28t	tkm	16.6	19.33	3.94	14.6
Transport LKW 40t		9.6	10.54	---	---
Transport Schiene		22.17	23.08	---	---
Allg. Dienstleistungen (6)					
Aushub Hydraulikbagger	m ³	1.03E-1	1.38E-1		
Diesel in Baumaschinen	TJ _{th}	3.56E-4	3.5E-4		
Kernenergie (11)					
Uran 3.7% in B.E. DWR D	kg			0.88	---
Uran 3.4% in B.E. SWR D				---	0.93
OUTPUT					
Kernenergie (11) Abfälle, radioaktiv					
Brennstoff in Wiederaufarbeitung	kg			0.88	0.93
Rad. Abfälle in Zwiilag-Behandlungsanlage	m ³			1.25E-5	1.59E-4
Rad. Abfälle in Zwiilag zu Endlager B				4.98E-4	5.47E-3
Radioaktiver Abfall in Endlager B				8.2E-3	1.59E-2

Tab. VII.9.50 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR D'.

OUTPUT		Infrastruktur DWR UCPTE	Infrastruktur SWR UCPTE	DWR D	SWR D
Emissionen Luft (18) radioaktiv					
H-3	kBq			1.83E+4	5.48E+3
C-14				2.51E+3	1.41E+4
Ar-41				2.13E+4	8.55E+2
Kr-85				8.73E+3	4.15E+3
Kr-85m				2.29E+2	2.91E+2
Kr-87				8.88E+1	3.38E+2
Kr-88				1.78E+2	4.14E+2
Kr-89				1.13E+0	1.64E+1
Xe-131m				2.65E+2	6.99E+1
Xe-133				4.35E+4	1.04E+4
Xe-133m				2.57E+2	2.69E+2
Xe-135				7.17E+3	1.33E+4
Xe-135m				1.29E+2	4.60E+3
Xe-137				4.13E+0	2.47E-1
Xe-138				9.29E+0	1.08E+3
I-131				1.67E-1	3.44E0
Cr-51				2.64E-3	1.30E-1
Mn-54				4.56E-4	4.00E-2
Fe-59				6.07E-5	1.23E-3
Co-57				1.7E-5	---
Co-58				5.08E-3	1.39E-2
Co-60				3.28E-2	4.55E-1
Zn-65				---	1.60E-1
Sr-89				7.04E-5	7.27E-2
Sr-90				5.93E-5	1.37E-2
Nb-95				1.35E-3	1.62E-3
Zr-95				5.10E-4	5.08E-4
Ru-103				7.69E-5	---
Ag-110m				9.76E-3	4.62E-4
Te-123m				4.41E-2	---
Sb-124				2.29E-3	1.45E-3
Cs-134				2.22E-5	7.49E-3
Cs-137				4.13E-3	2.77E-1
Ba-140				---	1.17E-1
La-140				5.42E-5	9.57E-2
Ce-141				2.1E-5	3.74E-3
Ce-144				2.02E-5	---
Pu- α				7.28E-6	---
Pu-238				2.43E-6	7.41E-5
Cm-242				---	3.69E-6
Cm-244				---	3.35E-5
Andere Beta				1.45E-4	8.08E-4
Abwärme (vom Kühlturm)	TJth			2.2	2.2
Abwärme (vom elektr. Bedarf)		2.25E-3	2.1E-3		
Emissionen Wasser (19) radioaktiv					
H-3 f	kBq			3.98E+5	4.40E+4
Alpha-Strahler f				1.54E-3	2.90E-2
Spalt- und Aktivierungsprodukte (ausser Tritium) f				4.83E+0	1.43E+1
Feste Abfälle (17)					
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	kg	3.68E+2	3.75E+2		
Abfälle in SAVA				8E-1	9.4E-1
Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA				6.74E-1	8E-1
Rückstände aus Kühlturmtassen				1.0	1.0

Forts. Tab. VII.9.50 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR D'.

Strom ab KKW (11)	TJ	Infrastruktur DWR UCPTE	DWR F
INPUT			
Nichtenergetische Ressourcen (1)			
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	9.13	
Flächeninanspruchnahme: II-IV		10.02	
Wasser	kg		1.6E+6
Energieträger (3, 8)			
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTE	TJ	2.25E-3	
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJth	---	
Basismaterialien (4)			
Wasser entkarbonisiert	kg		7.4E+5
Stahl hochlegiert		26.68	
Titan (als Stahl hochlegiert)		---	
Stahl niedriglegiert		6.76	
Stahl unlegiert		40.91	0.255
Kupfer		1.78	
Aluminium 0% Rec.		0.237	
Beton (ohne Armierungseisen)		452	4.725
Papier		1.03	0.243
Glas (Flach-)			1.66
Zement + Asbestzement (Eternit)			7.06
Holzbaustoff Brettschichtholz		4.03	
Harze-Bedarf (als Chemikalien organisch)			0.049
Alkohol-Bedarf (als Chem. org.)			0.206
Chemikalien organisch			0.255
Borsäure-Bedarf (als Chemikalien anorganisch)			0.062
Hydrazin-Bedarf (als Chem. an.)			0.666
Chemikalien anorganisch			0.728
Natriumhypochloritlösung (als Natriumchlorid)			6.13
Sauerstoff ab Luftzerlegung			6.64
Stickstoff ab Luftzerlegung			17.74
N ₂ /H ₂ -Formiergas (als Stickstoff ab Luftzerlegung)			6.65
Tot. Stickstoff ab Luftzerlegung			24.39
H ₂ Wasserstoff			4.086
Argon ab Luftzerlegung			10.22
C ₂ H ₂ Acetylen (als Aethylen)			0.0128
Öle-Bedarf (als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro) (8)	t		8.9E-4
Bitumen (als Bitumen Raffinerien Euro)			3.07E-4
Transporte (5)			
Transport LKW 28t	tkm	16.6	4.85
Transport LKW 40t		9.6	---
Transport Schiene		22.17	---
Allg. Dienstleistungen (6)			
Aushub Hydraulikbagger	m ³	1.03E-1	
Diesel in Baumaschinen	TJth	3.56E-4	
Kernenergie (11)			
Uran 3.4% in B.E. DWR D	kg		0.95

Tab. VII.9.51

Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab KKW F (DWR)'.

<i>OUTPUT</i>		Infrastruktur DWR UCPTE	DWR F
Kernenergie (11) Abfälle, radioaktiv			
Brennstoff in Wiederaufarbeitung	kg		0.95
Rad. Abfälle in Zwiilag-Behandlungsanlage	m ³		1.53E-5
Rad. Abfälle in Zwiilag zu Endlager B			6.13E-4
Radioaktiver Abfall in Endlager B			1.0E-2
Emissionen Luft (18) radioaktiv			
H-3	kBq		4.26E+4
C-14			3.65E+3
Kr-85			2.13E+4
Kr-88			2.13E+4
Xe-133			2.98E+5
Xe-135			4.26E+4
I-131			8.17E-1
I-133			1.64E+0
I-132+I-134+I-135 (als I-135)			2.47E+0
Co-58			1.38E-1
Co-60			1.38E-1
Cs-134			1.38E-1
Cs-137			1.38E-1
Abwärme (vom Kühlturm)	TJth		2.2
Abwärme (vom elektr. Bedarf)		2.25E-3	
Emissionen Wasser (19) radioaktiv			
H-3 f	kBq		4.76E+5
Mn-54 f			1.53E+0
Co-58 f			3.49E+1
Co-60 f			2.22E+1
Ag-110m f			3.84E+1
Sb-124 f			8.95E+0
I-131 f			1.04E+0
Cs-134 f			7.42E+0
Cs-137 f			1.19E+1
Spalt- und Aktivierungsprodukte f			6.53E+0
Feste Abfälle (17)			
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	kg	3.68E+2	
Abfälle in SAVA			9.8E-1
Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA			8.3E-1
Rückstände aus Kühlturmtassen			1.0

Forts. Tab. VII.9.51 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab KKW F (DWR)'.

Strom ab KKW (11)	TJ	Infrastruktur DWR UCPTE	Infrastruktur SWR UCPTE	DWR Andere UCPTE	SWR Andere UCPTE
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	9.13	10.77		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		10.02	12.5		
Wasser	kg			1.6E+6	1.3E+6
Energieträger (3, 8)					
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTE	TJ	2.25E-3	2.11E-3		
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJ _{th}	---	1.4E-4		
Basismaterialien (4)					
Wasser entkarbonisiert	kg			7.4E+5	9.1E+5
Stahl hochlegiert		26.68	23		
Titan (als Stahl hochlegiert)		---	0.13		
Stahl niedriglegiert		6.76	6.21		
Stahl unlegiert		40.91	44.75	0.21	0.426
Kupfer		1.78	1.64		
Aluminium 0% Rec.		0.237	0.234		
Beton (ohne Armierungseisen)		452	492	3.89	6.6
Papier		1.03	1.03	0.2	0.2
Glas (Flach-)				1.37	1.38
Zement + Asbestzement (Eternit)				5.81	8.2
Holzbaustoff Brettschichtholz		4.03	4.45		
Harze-Bedarf (als Chemikalien organisch)				0.04	0.74
Alkohol-Bedarf (als Chem. org.)				0.17	0.18
Chemikalien organisch				0.21	0.92
Borsäure-Bedarf (als Chemikalien anorganisch)				0.05	0.064
Hydrazin-Bedarf (als Chem. an.)				0.55	---
Chemikalien anorganisch				0.6	0.064
Natriumhypochloritlösung (als Natriumchlorid)				5.04	---
Sauerstoff ab Luftzerlegung				5.46	5.33
Stickstoff ab Luftzerlegung				14.6	14.25
N ₂ /H ₂ -Formiergas (als Stickstoff ab Luftzerlegung)				5.47	5.3
Tot. Stickstoff ab Luftzerlegung				20.07	19.55
H ₂ Wasserstoff				3.36	3.3
Argon ab Luftzerlegung				8.4	8.09
C ₂ -2H ₂ Acetylen (als Aethylen)				0.0105	0.0106
Öle-Bedarf (als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro) (8)	t			7.4E-4	7.5E-4
Bitumen (als Bitumen Raffinerien Euro)				2.5E-4	---
Transporte (5)					
Transport LKW 28t	tkm	16.6	19.33	3.99	12.67
Transport LKW 40t		9.6	10.54	---	---
Transport Schiene		22.17	23.08	---	---
Allg. Dienstleistungen (6)					
Aushub Hydraulikbagger	m ³	1.03E-1	1.38E-1		
Diesel in Baumaschinen	TJ _{th}	3.56E-4	3.5E-4		
Kernenergie (11)					
Uran 3.5% in B.E. DWR Andere UCPTE	kg			0.93	---
Uran 3.4% in B.E. SWR Andere UCPTE				---	0.96
OUTPUT					
Kernenergie (11) Abfälle, radioaktiv					
Brennstoff in Wiederaufarbeitung	kg			0.93	0.96
Rad. Abfälle in Zwiilag-Behandlungsanlage	m ³			1.26E-5	1.38E-4
Rad. Abfälle in Zwiilag zu Endlager B				5.13E-4	4.76E-3
Radioaktiver Abfall in Endlager B				8.3E-3	1.38E-2

Tab. VII.9.52 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR Andere UCPTE'.

OUTPUT		Infrastruktur DWR UCPTE	Infrastruktur SWR UCPTE	DWR Andere UCPTE	SWR Andere UCPTE
Emissionen Luft, radioaktiv (18)					
H-3	kBq			3.05E+4	5.48E+3
C-14				3.08E+3	1.30E+4
Ar-41				2.13E+4	5.75E+2
Kr-85				1.50E+4	3.37E+3
Kr-85m				2.29E+2	1.91E+3
Kr-87				8.88E+1	2.12E+3
Kr-88				1.07E+4	2.23E+3
Kr-89				1.13E+0	2.08E+3
Xe-131m				2.65E+2	1.79E+4
Xe-133				1.71E+5	8.13E+4
Xe-133m				2.57E+2	2.69E+2
Xe-135				2.49E+4	7.87E+4
Xe-135m				1.29E+2	6.35E+4
Xe-137				4.13E+0	2.48E+3
Xe-138				9.29E+0	1.75E+4
I-131				4.92E-1	2.21E+1
I-133				8.22E-1	---
I-135				1.24E+0	---
Cr-51				2.64E-3	7.47E-2
Mn-54				4.56E-4	2.11E-2
Fe-59				6.07E-5	1.23E-3
Co-57				1.70E-5	---
Co-58				7.14E-2	7.41E-3
Co-60				8.52E-2	2.70E-1
Zn-65				---	1.14E-1
Sr-89				7.04E-5	3.88E-2
Sr-90				5.93E-5	7.09E-3
Nb-95				1.35E-3	1.08E-3
Zr-95				5.10E-4	5.08E-4
Ru-103				7.69E-5	2.07E-4
Ag-110m				9.73E-3	4.62E-4
Te-123m				4.41E-2	---
Sb-124				2.29E-3	1.45E-3
Sb-125				---	3.20E-3
Cs-134				6.88E-2	6.29E-3
Cs-137				7.09E-2	1.93E-1
Ba-140				---	1.28E-1
La-140				5.42E-5	5.96E-2
Ce-141				2.10E-5	1.98E-3
Ce-144				2.02E-5	---
Pu-α				7.28E-6	---
Pu-238				2.43E-6	7.41E-5
Cm-242				---	3.69E-6
Cm-244				---	3.35E-5
Andere Beta				1.45E-4	---
Abwärme (vom Kühlturm)	TJth			2.2	2.2
Abwärme (vom elektr. Bedarf)		2.25E-3	2.1E-3		
Emissionen Wasser (19) radioaktiv					
H-3 f	kBq			4.37E+5	3.54E+4
Alpha-Strahler f				7.69E-4	1.45E-2
Spalt- und Aktivierungsprodukte (ausser Tritium) f				6.89E+1	4.20E+2
Feste Abfälle (17)					
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	kg	3.68E+2	3.75E+2		
Abfälle in SAVA				8.1E-1	8.2E-1
Leichtstoffabscheiderschläm in SAVA				6.83E-1	6.9E-1
Rückstände aus Kühlturmtassen				1.0	1.0

Forts. Tab. VII.9.52 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module 'Strom ab DWR/SWR Andere UCPTE'.

9.7.2 Service-Module für 'Strom ab DWR/SWR/KKW-Mix'

Die Tab. VII.9.53 und VII.9.54 zeigen die Anteile von DWR und SWR KKW für den UCPTTE-Mix sowie für die verschiedenen länderspezifischen Strom-Mixe. Die Anteile wurden berechnet aufgrund der bei der Stromproduktion in den verschiedenen Ländern eingesetzten Reaktortypen. Dabei wurden Daten über die installierte Leistung (Tab. VII.9.7) und über die mittlere Arbeitsausnutzung während dem Leben der Kraftwerke (Tab. VII.9.8) verwendet.

%	DWR UCPTTE	SWR UCPTTE
Deutschland	20	68
Frankreich	62	---
Schweiz	2	16
Andere UCPTTE	16	16
Total UCPTTE	100	100

Tab. VII.9.53 Angenommene Reaktortypanteile der DWR/SWR UCPTTE.

%	DWR	SWR	KKW-Mix
Deutschland	72	28	100
Frankreich	100	---	100
Schweiz	55	45	100
Andere UCPTTE	90	10	100
UCPTTE	90	10	100

Tab. VII.9.54 Angenommene Reaktortypanteile für den länderspezifischen Nuklearstrom-Mix in D, F, CH und den anderen UCPTTE Ländern.

9.7.3 Kritik, Verbesserungswürdige Punkte

Die Material- und Energiebedarfs-Daten für die Bau- und Betriebsphasen des KKL kann als vollständig angesehen werden; das KKG wurde hauptsächlich mit KKL-extrapolierten Daten erfaßt. In der vorliegenden Studie sind ev. zukünftige, außergewöhnliche Unterhalts- und Revisionsarbeiten nicht berücksichtigt (z.B. Auswechseln von Dampferzeugern in DWR, nachträglicher Einbau von Sicherheitseinrichtungen usw.). Bezüglich des Abbruchs sind die Daten unvollständig. Luft- und Wasser-Emissionsdaten sowie Angaben über feste Abfälle können als vollständige angesehen werden. Entsprechende Daten für den Abbruch der Anlagen standen nur teilweise (Abbruchmengen) zur Verfügung.

Bezüglich der Daten-Ungenauigkeiten können folgende Angaben gemacht werden: Baumaterialien KKL: $\pm 20\%$; radioaktive Luft und Wasser-Emissionen für beide KKG und KKL: $\pm 50\%$; feste Abfälle radioaktiv für das KKG und KKL: aktuelle Daten.

Die meisten der zur Verfügung stehenden Daten des KKG und KKL können als abgesichert betrachtet werden (Angaben offiziellen Charakters und direkte Informationen).

Die Module reflektieren nur teilweise die Komplexität des gesamten 'Life Cycle' der Kernkraftanlagen. Relativ wenige Daten wurden aggregiert; nur wenige der verfügbaren Daten wurden vernachlässigt, wenn sie als relativ unwichtig und klein im Wert beurteilt wurden. Keine Berücksichtigung fanden Verfahren für die Herstellung spezieller Komponenten.

Wie im Text erwähnt, wiedergeben die Module den aktuellen Stand der Anlage. Die unterstellten Extrapolationen basieren auf dem Stand des Betriebes in den frühen 90er Jahren (z.B. Abbrand, Arbeitsausnutzung etc.), ohne dass zukünftige (z.T. bereits geplante) Maßnahmen des Betreibers berücksichtigt werden.

Es kann angenommen werden, daß der UCPTTE Strom-Mix mit den eingeführten Werten genügend genau erfasst wird; im Speziellen gilt dies für die eingeführten radioaktiven Emissionen, für welche die aktuellen Abgaben der meisten UCPTTE Anlagen angegeben werden konnten.

10 Wiederaufarbeitung

10.1 Übersicht, Annahmen und Randbedingungen

10.1.1 Kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlagen

Die Tab. VII.10.1 gibt einen Überblick über die Hauptdaten der kommerziell in Betrieb oder in Bau stehenden Wiederaufarbeitungsanlagen. Die Uranmasse Angaben beziehen sich im vorliegenden Bericht generell auf die Schwermetallmenge (ungefähr gleich wie die U-Masse im Brennelement vor Einsatz im Reaktor).

Land	Anlage/Betreiber ^a	Kapazität t U/a	Inbetriebnahme
Frankreich	La Hague UP2 ^b ; Cogema	800	1966/76/91
	La Hague UP3; Cogema	800 ^c	1990
Japan	Rokkasho-Mura	800	1995
Großbritannien	THORP/Sellafield; BNFL	1'200	1994

^a Alle Anlagen wenden den PUREX Prozeß an.

^b Diese Anlage hat UP2-400 ersetzt, die den Betrieb im Jahre 1966 für die Wiederaufarbeitung metallischen Urans aufgenommen hat. 1976 kam ein weiterer Anlageteil für oxydischen Brennstoff mit einem Durchsatz von 400 t/a hinzu.

^c Der Durchsatz im Jahre 1990 betrug 190 tU, im 1991 351 tU. Im Februar 1993 betrug die total akkumulierte wiederaufgearbeitete Menge 1000 tU <SVA 1993 b>

Tab. VII.10.1 Hauptdaten westeuropäischer und japanischer Wiederaufarbeitungsanlagen.

Die weltweit zur Verfügung stehenden Wiederaufarbeitungskapazitäten reichen heute und in Zukunft bei weitem nicht aus, um den gesamthaft entladenen Brennstoff wiederaufzuarbeiten. Der wirtschaftliche Druck zum weiteren Ausbau der Wiederaufarbeitungskapazitäten besteht jedoch nicht, da verschiedene Länder sich einerseits definitiv auf eine direkte Entsorgungsstrategie (ohne Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente) ausgerichtet haben, andererseits eine abwartende Haltung einnehmen. Tab. VII.10.2 (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) gibt einen Überblick über die Haltungen der wichtigsten "Kernkraftwerk-Länder" in Bezug auf ihre zukünftige Entsorgungspolitik.

10.1.2 Wiederaufarbeitung der Brennelemente aus den KKW-CH

Die schweizerischen Kernkraftwerksbetreiber hatten ihre Strategie Ende der 70er, Anfang der 80er Jahre klar auf eine Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente gerichtet. Begründet war diese Haltung mit der sich hierdurch offerierenden Möglichkeit der Rückführung von extrahiertem Spaltmaterial in Brut- und MOX-Brennstoffen. Eine mittel-, bis längerfristige günstige Entwicklung der Wirtschaftlichkeit wurde vorausgesagt. Mit ausländischen Wiederaufarbeitungsanlagen, Cogéma (La Hague, F) und BNFL (Sellafield, UK) wurde bis zum Jahre 2000 reichende Verträge für Uranmengen von je ca. 400 t abgeschlossen. Diese Grundhaltung hat sich in der Zwischenzeit geändert. Die heutige Situation bezüglich Festlegung der zukünftigen Strategie für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente ist seitens der KKW-Betreiber geprägt durch eine abwartende Haltung. Dies ist einerseits begründet durch die Kostensituation, die sich in Bezug auf verschiedene Aspekte negativ für die Wiederaufarbeitung entwickelt hat, andererseits durch die sich heute abzeichnenden günstigen Möglichkeiten einer direkten Entsorgung der abgebrannten Brennelemente (Konditionierung durch Einschluß der ganzen Brennelemente oder einzelner BE-Teile, nach vorgängig durchgeführter Demontage). Die vor 1977 abgeschlossenen Verträge (insgesamt 195 tU) sehen vor, daß alle Abfälle aus der Wiederaufarbeitung dieser abgebrannten Brennelemente unter der Verantwortung der Betreiber der Wiederaufarbeitungsanlagen in Frankreich resp. England bleiben können, d.h. es bestand keine Rücknahmepflicht. Die weiteren, nach 1977 abgeschlossenen Verträge

mit Cogéma und BNFL enthalten eine Klausel, wonach beide Firmen die Option erhalten, alle im Prozeß der Wiederaufarbeitung entstehenden Abfälle nach 1990 in die Schweiz zu transferieren. Der Wiederaufarbeiter entscheidet darüber, ob diese Option ausgeübt wird. Es ist anzunehmen, daß Cogéma und BNFL von dieser Option Gebrauch machen werden.

Land	Direkte Entsorgung	Wiederaufarbeitung	Abwartende Haltung
Deutschland			
Finnland			
Frankreich			
Japan			
Kanada			
Korea			
Schweden			
Schweiz			
Spanien			
Taiwan			
USA			

Tab. VII.10.2 Entsorgungsstrategien ausgewählter Länder.

10.1.3 Annahmen für die Studie

Die zwei grössten Anlagen UP2/UP3 und THORP unterscheiden sich zum Teil in der Verfahrenstechnik sowie den radioaktiven Emissionen und Abfällen. Die beiden Anlagen wurden nicht einzeln im Detail in dieser Studie beschrieben, da die notwendigen Angaben dazu fehlten. Daher basiert das Modul „Wiederaufarbeitung,“ auf den kombinierten, verfügbaren Informationen der beiden Anlagen.

Für die vorliegende Arbeit wird das Konzept der Wiederaufarbeitung aller entladenen Brennelemente zugrunde gelegt, d.h. die Option der direkten Entsorgung wird nicht berücksichtigt. Die Konsistenz mit dem Endlagerungsschritt, der eine Rückgabe aller bei der Wiederaufarbeitung anfallenden Abfälle zugrunde liegt, ist somit gegeben (Nagra, Projekt Gewähr 1985, siehe Kap. VII.12).

Für diese Studie wurde in konservativer Weise angenommen, dass der gesamte Bedarf und Emissionen dem Abfallstrom zugeordnet werden. Eine entsprechende Zuordnung unter Berücksichtigung aller drei Wiederaufarbeitungs-Produkte Uran, Plutonium und konditionierte Abfälle würde zur geringeren Bedarfs- und Emissionswerten führen.

Als wichtige Randbedingung ist hier festgehalten, daß im Rahmen der vorliegenden Studie die Anwendung von MOX-Brennelementen, die ebenso Plutonium und Uran von der Wiederaufarbeitung enthalten, nicht berücksichtigt wird.

Der Wiederaufarbeitungsprozess bezieht sich lediglich auf eine Wiederaufarbeitung von UO₂-Brennstoff; insbesondere werden die Emissionen von der Aufarbeitung von Magnox Brennstoff in Sellafield nicht berücksichtigt.

10.2 Beschreibung des Prozesses

Im Gegensatz zur direkten Entsorgung der bestrahlten Brennelemente ergibt sich durch die Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente die Möglichkeit der Rückgewinnung und Recycling wertvoller Spaltstoffe, wie Uran und Plutonium. Damit verbunden ist eine Einsparung sowohl des Bedarfs an Natururan als auch an Trennarbeit in den Urananreicherungsanlagen. Die Nutzbar-

machung des in den Brennelementen enthaltenen, nun in abgereicherter Form (ca. 0.8% U_{235} , Rest U_{238}), vorhandenen Urans und des während des Reaktorbetriebs erzeugten Plutoniums, welches sich durch mehrfachen Neutroneneinfang aus U_{235} und U_{238} aufbaut, erfolgt in der Wiederaufarbeitungsanlage durch die Abtrennung des mengenmäßig geringen Anteils (ca. 4%) radioaktiver "Asche" von den Hauptbestandteilen Uran und Plutonium. Daran schließen sich mehrere Extraktionsschritte zur Reinigung des Urans und Plutoniums von Spalt- und Aktivierungsprodukten sowie unerwünschten Aktiniden an. Durch den Einsatz dieser beiden Produkte zur Herstellung von MOX-Brennstoff könnte der Brennstoffkreislauf geschlossen werden, was wie oben erwähnt, für diese Studie nicht angenommen wird.

Der heute üblicherweise betriebenen Wiederaufarbeitung liegt der PUREX-Prozess zugrunde (Plutonium/Uran-Extraktion). Dieses seit über 40 Jahren bekannte und angewandte Verfahren, mit dem bereits über 100'000 Tonnen bestrahlter Brennstoff aufgearbeitet worden sind, basiert auf der Tatsache, daß heiße, konzentrierte Salpetersäure (HNO_3) die Uranoxydtabletten auflösen, mitsamt allen darin eingeschlossenen Spaltprodukten und Aktiniden.

Die einzelnen Schritte werden kurz beschrieben:

Eingangsbecken: die bestrahlten Brennelemente werden nach einer mindestens ein Jahr dauernden Zwischenlagerzeit beim KKW zur Wiederaufarbeitungsanlage transportiert, wo sie in Eingangslagerbecken erneut zwischengelagert werden. Mit dieser Zwischenlagerung wird einerseits ein weiterer Abbau der Radioaktivität und Zerfallswärmeerzeugung bezweckt. So nimmt die Aktivität in den ersten fünf Jahren um das dreihundertfache, die Wärmeproduktion gar um das tausendfache ab. Die chemische und technische Prozeßführung wird dadurch erleichtert. Andererseits wird mit der Zwischenlagerung eine Entkopplung der Anlieferung der Brennelemente und der Betriebsführung erreicht. Das Zwischenlager dient somit als Puffer, um Störungen irgendwelcher Art auf beiden Seiten aufzufangen.

Head End Chopper: die erste Operation der Wiederaufarbeitung besteht in der mechanischen Zerkleinerung der Brennelemente, indem Kopf- und Fußstücke abgetrennt und die Zirkaloybrennstäbe in Stücke von einigen Zentimetern Länge geschnitten werden. Die noch mit abgebranntem Brennstoff gefüllten Brennstabstücke fallen in einen Edelstahlkorb.

Dissolver: der volle Korb wird in ein zirkulierendes Bad mit heißer konzentrierter Salpetersäure getaucht. Während dem mehrere Stunden dauernden Auslaugungsprozess, bleiben die ungelösten Zirkaloyhüllenteile, die Kopf- und Fußstücke, sowie die hochaktive Brennstofflösung zurück. Als Besonderheit ist das Auftreten von einigen Kilogramm feinstverteilter Feststoffe pro Tonne abgebrannten Urans zu erwähnen. Diese suspendierten Feststoffe bestehen aus metallischen Spaltprodukten aus der Familie der Edelmetalle (Ru, Rh, Pd) und unlöslichen Zirkon- und Molybdänverbindungen sowie aus feinen Zirkaloyspänen vom Schneiden der Hüllrohre.

Erster Extraktionszyklus: die heiße, salpetersaure Lösung wird hernach gekühlt und in einer Zentrifuge von den oben erwähnten festen Schwebestoffen befreit. Anschließend gelangt sie in den ersten Extraktionszyklus, eine Reihe von ca. 5 Pulskolonnen, in welchem im Gegenstromverfahren das organische Lösungsmittel, TBP (Tri-n-butyl-phosphat $(C_4H_9O)_3PO$) Uran und Plutonium herausgelöst. Zurück bleiben die Spaltprodukte und die restlichen Aktiniden Neptunium, Americium und Curium. In der letzten Kolonne wird das Plutonium quantitativ vom Uran durch Reduktion und Übergang in die wässrige Phase abgetrennt.

Uranreinigung: der uranhaltige Strom wird in mehreren Schritten mittels Extraktion von allenfalls noch mitgetragenen Spaltprodukten und Pu befreit. Am Schluß fällt eine Uranylнитratlösung mit einem Dekontaminationsfaktor von über einer Million an (DF=Verhältnis der radioaktiven Verunreinigung vor und nach der Reinigungsoperation).

Plutoniumreinigung: diese läuft im Prinzip identisch ab, wie die Uranreinigung. Es werden ebenso hohe Dekontaminationsfaktoren erreicht.

Abfallstrom: der aus dem ersten Zyklus anfallende Abfallstrom wird durch Abdampfen (mit nachfolgender Wiederverwendung der Säure) konzentriert und gelagert. Dieser Rohabfall ist sehr radioaktiv.

Lösungsmittelreinigung: Alle Extraktions- und Reinigungsoperationen sind gruppenweise in einem Lösungsmittelzyklus zusammengefaßt. Jeder dieser Lösungsmittelkreisläufe wird ständig gereinigt; die dabei anfallenden radioaktiven Abfälle werden zu den hochaktiven Rohabfällen gebracht oder direkt als mittel- und schwachaktive Betriebsabfälle verfestigt.

Säurerückgewinnung: sie dient nicht nur der Wirtschaftlichkeit, sondern auch der Abfallhandhabung, da durch diesen Prozeß das Tritium in flüssiger Form rezykliert werden kann. Nur ein kleiner Teil des Tritiums wird als Wasser- und Luftemission abgegeben.

Abgasreinigung: beim Zerschneiden der Brennstäbe wie auch beim Auflösen werden die Spalt Edelgase und Jod in die Zellenatmosphäre freigesetzt. Diese Luft wird sorgfältig abgesaugt und über Filtersysteme gereinigt. Um bei Bedarf auch das Krypton (Edelgas) zurückzubehalten, steht als Option der Anschluß einer Tieftemperaturrektifikation offen.

Nach der eigentlichen chemischen Separation von Uran, Plutonium und Abfällen müssen letztere in eine endlagerfähige Form überführt werden. Dieser Konditionierungsprozess kann jedoch nicht sofort vorgenommen werden, da die Wärmeproduktion der nun sehr konzentriert vorliegenden Spaltproduktelösung beträchtlich ist. Diese wird daher als sirupartige Masse gekühlt und kontrolliert für mindestens zwei Jahre zwischengelagert, bis sie für die Endkonditionierung vorbereitet werden kann.

10.3 Allgemeine Angaben der Referenz-Wiederaufarbeitungsanlagen

Für die folgenden vier Wiederaufarbeitungs-Anlagen, resp. Projektanlagen standen uns partielle Daten zur Verfügung:

1. THORP: Auf dem Gelände der Magnox-Wiederaufarbeitungsanlagen und der Calder Hall Magnox Reaktoren gebaute Anlage für die Wiederaufarbeitung von Uran-Oxyd-Leichtwasserreaktor-Brennelementen. Die kommerzielle Betriebsaufnahme fand im April 1994 statt. Die berechneten maximalen radioaktiven Emissionen sind aus <BNFL 1995> entnommen; einige Daten für die Anlage wurden in Artikeln in der technischen Literatur gefunden.
2. Bezüglich der französischen, alleine in Betrieb stehende kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlage La Hague (Cogema) standen einige wenige Daten zur Verfügung.
3. Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf, D (WAW). Baubeginn: Ende 1985; 1988 Abbruch der Arbeiten und Sistierung des Projekts. Die zur Verfügung stehenden Daten stammen aus der Kurzbeschreibung des Projektes in <DWK 1988>.
4. Referenzanlage für die <DOE 1979 b> und <DOE 1979 c> Studie.

In Tab. VII.10.3 sind die charakteristischen Planungsdaten der THORP-, WAW- und DOE-Referenz-Anlagen eingetragen. Die Normierung der Werte in den folgenden Abschnitten wird mit den eingetragenen Kapazitäten vollzogen. Die entsprechenden Daten der Cogema-Anlage wurden in Tab. VII.10.3 noch nicht aufgenommen, da sie in diesem Kapitel nicht verwendet wurden.

		THORP	DOE	WAW
Kapazität	tU/Jahr	1'200	2'000	500
Spezifikation des Eingangsprodukts				
Abbrand	MWd/kg	40	28	40
urspr. Anreicherung des Brennstoffes	%	4.0	3.0	
Kühlzeit vor der Wiederaufarbeitung	Jahre	5	1.5	7
Produkte		UO ₃ /PuO ₂	UF ₆ /PuO ₂	Uranylнитrat-Lösung/PuO ₂ ^a
Betriebszeit, geplant	Jahre	30	30	40
Total aufgearbeitetes Uran	tU	36'000	60'000	20'000

^a In WAW wurde auch eine MOX-Fabrikation vorgesehen. Diesbezügliche Emissionen wurden wenn möglich ausgeschlossen

Tab. VII.10.3 Hauptdaten der Referenz-Wiederaufarbeitungsanlagen <Bullock 1992>,<DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

10.4 Material- und Energie-Bedarf

10.4.1 Bau

Nach <Bullock 1992> wurden in der THORP-Anlage gesamthaft rund 15'000 Stahlgefäße irgendwelcher Art eingebaut. Davon werden 3'000 als größere, der Rest als kleinere Einheiten bezeichnet. Weiter wird die Angabe von 300'000 m für die Gesamtlänge der installierten Rohre gemacht. Den Gewichtsberechnungen liegen folgende Annahmen zugrunde: Gewicht pro Einheit für ein größeres Gefäß 10 t, für ein kleineres 2 t; bezüglich der Rohrleitungen wurde ein Metergewicht von 10 kg eingesetzt. Diese Einheitsgewichte führen zu einem Gesamtgewicht, des in der THORP-Anlage eingebauten hochlegierten Stahls, von rund 57'000 t.

Die gesamte Wiederaufarbeitungsanlage umfaßt jedoch nebst der THORP-Anlage auch folgende Anlagenkomplexe: die Eingangsbecken-Anlagen (THORP Receipt and Storage Facility), die 'Non-THORP Treatment Plants' (u. a. Anlagen zur Zwischenlagerung der in Salpetersäure aufgelösten Rückstände), die EP2-Anlage (Anlage zur Zement-Konditionierung der Hüllen- und Endstücke), sowie die WVP (Anlage zur Glas-Konditionierung der hochaktiven Spaltproduktabfälle). Es wird in konservativer Weise angenommen, daß die Masse des in sämtlichen Anlagenteilen eingesetzten hochlegierten Stahls das 2.5-fache des THORP Anteils beträgt, also: rund 145'000 t, was normiert mit dem gesamten Lebenszeit-Durchsatz einen Wert von ca. 4 kg/kgU ergibt.

Die Konstruktionsstahlmassen (niedriglegierter Konstruktionsstahl: 20'000 t und Armierungsstahl: 35'000 t) für die THORP-Anlage betragen gesamthaft 55'000 t <Bullock 1992>. Ein Vergleich mit entsprechenden <DOE 1979 c> Massenwerten, die gesamthaft (einschließlich Komponenten) mit 43'000 t angegeben werden, zeigt, daß die absoluten Werte der DOE-Referenz-Anlage unterschätzt sind. Zur Erfassung der Konstruktionsstahlmasse der THORP-Gesamtanlage, werden diese Werte um 50% vergrößert, um die THORP bezogenen übrigen Anlagen zu erfassen.

Der Wert für Beton für die THORP Anlage, mit 32'000 t in <Bullock 1992> angegeben, scheint um einen Faktor 10 zu klein und nicht konsistent mit dem Armierungsstahlwert zu sein. Ausgehend von Angaben in <BNFL 1991> welche für die WVP ein Betonvolumen von rund 30'000 m³ auf einer Grundfläche von rund 2'400 m² angibt, ermittelt sich eine auf die THORP-Anlage, mit einer Grundfläche von 31'200 m², extrapolierte Betonmasse von 860'000 t, was für diese Studie in erster Approximation angenommen wird. Eine Vergrößerung dieser Masse um 50% zur Erfassung sämtlicher THORP bezogenen Anlagen ergibt einen Wert von 1'290'000 t.

Bezüglich der Kupfermassen wurde von einer Gesamtlänge der eingebauten Leitungen von 3 Mio. m <Bullock 1992> ausgegangen. Einen Drahtdurchmesser von 3 mm annehmend und auch hier einen Faktor zwei unterstellend, ergibt eine Gesamtkupfermasse von 380 t (die totale Kupfermenge in <DOE 1979 c> beträgt 340 t). Für die Wackersdorf-Anlage (WAW) waren keine Baumaterialdaten verfügbar. Tab. VII.10.4 zeigt die Material- und Energiebedarfswerte während des Baus der Anlagen.

		THORP	DOE
Materialien			
Stahl, hochlegiert (Komponenten)	kg/kgU	4.0	0.30
Stahl, niedriglegiert (Stahlbau)		0.83	k.A.
Stahl, unlegiert (Armierungsstahl)		1.46	0.42
Beton		35.9	8.3
Kupfer		0.02	5.7E-3
Zink		k.A.	1.8E-3
Aluminium		k.A.	3.7E-3
Holz (500 kg/m ³)		k.A.	8.2E-2
Blei		k.A.	1.1E-3
Brennstoff			
Propan		k.A.	2.7E-2
Dieselöl		k.A.	3.2E-1
Benzin		k.A.	2.2E-1
Energie			
Elektrizität	TJ/kg U	k.A.	4.3E-7

Tab. VII.10.4 Material- und Energiebedarf während des Baus der Anlagen <Bullock 1992>, <DOE 1979 c>.

10.4.2 Betrieb

Materialbedarf

Bezüglich dem Materialbedarf während der Betriebsphase standen Daten aus <DOE 1979 c> und aus <Dreicer et al. 1995> zur Verfügung. Die Daten aus <DOE 1979 c> beziehen sich nur auf den Waste Management Teil der Gesamtanlage. Zudem sind diese Daten wertmässig klein und daher vernachlässigt.

Der Chemikalienbedarf während des Betriebs der UP3-Anlage kann aus <Dreicer et al. 1995> entnommen werden. Dieser wird in Tab. VII.10.5 gezeigt. Chemikalien, für den Betrieb des THORP-Anlage sind u.a. Salpetersäure, Bariumkarbonat, TBP, Kerosen, Hydrazin, Oxalsäure, Natriumhydroxyd, Bariumnitrat und Hydroxyl-Amine. Es stehen jedoch keine Daten über diese Anlage zur Verfügung.

Bezüglich der in Tab. VII.10.16 und VII.10.18 definierten und quantifizierten Abfallsorten, kann ein Bedarf für die Verfestigungsmatrix-Materialien und für den Kokillenstahl berechnet werden. Die Ermittlung des Glasbedarfs für die Sorte WA-1 basiert auf Angaben von <Coulthart et al. 1991>, aus denen ein Totalgewicht des Abfalls pro Kokille von 400 kg, ein Kokillenleergewicht von 85 kg und ein Nettoabfallvolumen von 150 l entnommen werden kann. Mit konservativen Annahme einer 100% igen Glasanteils ermitteln sich folgenden Bedarfswerte: 3.6E-1 kg(Glas)/kgU und 8.3E-2 kg Stahl/kgU. Für die Abfallsorten WA-1, -4, -5, und -6 wird für die Konditionierung Zement eingesetzt. Mit der Annahme eines Zementgehalts von 600 kg/m³ Abfall berechnet sich einen Zementbedarf von 3.66 kg. Für die Matrix von WA-2 wird Bitumen verwendet. Mit der Annahme eines 50% igen Bitumenanteils und einer Dichte von 1.4 t/m³ ergibt sich einen Bedarf von 3.8E-1 kg(Bitumen)/kgU.

Chemikalien	UP3	
	Jährlicher Bedarf	Bedarf kg/kgU
Salpetersäure (HNO ₃)	950 m ³ /a (1.4E+6 kg/yr) ^a	4.0E0
Natronlauge (NaOH)	350 m ³ /a (7.5E+5 kg/yr) ^b	2.1E0
Formalin ^c	730 m ³ /a (8.0E+5 kg/yr) ^d	2.3E0
Natrium Nitrite (NaNO ₂)	660 m ³ /a (1.4E+6 kg/yr) ^e	4.0E0
Hydrazine hydrate	32 t/yr	9.1E-2
Hydroxylamine nitrate	147 t/yr	4.2E-1
Natriumkarbonat	32 t/yr	9.1E-2
Oxalic Säure	6 t/yr	1.7E-2
flüssiger Sauerstoff	kA	---
Stickstoff	kA	---
andere	kA	---

a Dichte 1520 kg/m³ 100% Säure.

b Dichte 2130 kg/m³.

c Lösung 35-40 wt% Formaldehyd in Wasser.

d Dichte ca. 1100 kg/m³.

e Dichte 2170 kg/m³.

Tab. VII.10.5 Chemikalienbedarf während der Betriebsphase der UP3 Anlage <Dreicer et al. 1995>.

Wasserbedarf

Tab. VII.10.6 zeigt die Wasserbilanz der DOE-Referenz- und Wackersdorf-Anlagen. <Gleich 1994> gibt einen eher hohen Wert von 50.000 kg/TJth an (dies entspricht ungefähr 160.000 kg/TJ). Aus <BNFL 1993> geht hervor, dass die THORP Anlage die Wassernachfrage der gesamten Sellafield Anlagen um ca. 3 MGD (ca. 4.5 Mm³/a, bei einer Betriebsnahme von 330 Tagen) erhöhen sollte. Geht man von der obigen Annahme aus, so liegt der für die THORP Anlage errechnete maximale Wasserverbrauch bei ungefähr 3.800 kg/kgU. Im Folgenden wird dieser Wert als Grundlage benutzt.

	DOE	WAW
Wasserbedarf kg/kg U	650 ^a	1'500 ^b
Abwasser	170 ^c	610
Verdunstete Wassermenge	480	890

^a <DOE 1979 c> entnehmen wir einen Wert für die FRP-Anlage (Fuel Reprocessing Plant) von 590 kg/kgU (eingeschlossen ca. 5 kg/kgU für den Wasserbedarf während der Bauphase). Die restlichen Anlagenteile mit zusätzlichen 10% mitberücksichtigend ergibt einen Gesamtwasserbedarf von rund 650 g/kgU.

^b Dieser Wert schließt den Wasserbedarf für die MOX-Produktionsanlagen ein. Angaben über die Aufteilung fehlen.

^c Beinhaltet Kühlturm-Blowdown sowie nicht-radioaktive flüssige Abwässer (+10%).

Tab. VII.10.6 Wasserbedarf und Abwassermenge während der Betriebsphase <DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

Energiebedarf

Der auf den jährlichen Durchsatz normierte Energiebedarf ist aus Tab. VII.10.7 ersichtlich. Die installierte elektr. Leistung in der WAW-Anlage beträgt 30 MW. Diese Leistung beinhaltet eine Ausbaureserve. Für die Nominalauslegung wird ein jährlicher elektr. Energiebedarf von 470 TJ angegeben <DWK 1988>. Die Leistung der Erdgas-Feuerungsanlage beträgt in der maximalen Ausbauphase 84 MW. Die Anlage wird im Jahresmittel mit ca. 50% Kesselleistung betrieben (entspricht 8'000 m³/h). Basierend auf 300 Betriebstagen pro Jahr ergibt dies einen jährlichen Energiebedarf von rund 1'100 TJ. Dieselbe Referenz gibt jedoch für den Treibstoff-Gesamtenergiebedarf einen Wert von 1'370 TJ/Jahr. Diese größere Wert wird in Tab. VII.10.7 aufgenommen.

		DOE	WAW ^a
Elektrizität (ab Netz)	TJ/kg U	2.6E-4	9.4E-4
Treibstoff (Erdgas)	TJt/kg U	1.2E-3	2.7E-3

^a Der Energiebedarf für die MOX-Fabrikation von ca. 50 t/Jahr würde rund 10 TJ/Jahr betragen. Dieser Wert ist in Bezug auf den totalen Strombedarf von 470 TJ/Jahr vernachlässigbar.

Tab. VII.10.7 Energiebedarf während der Betriebsphase <DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

10.4.3 Abbruch

Materialbedarf

Bezüglich Materialbedarf während der Abbruchphase stehen uns folgende Werte zur Verfügung <DOE 1979 c>:

		DOE
Stahl niedriglegiert	kg/kg U	3.5E-2
Karton-Verpackung (Papier, Holz, Plastik)		2.2E-3

Tab. VII.10.8 Materialbedarf während der Abbruchphase <DOE 1979 c>.

Energiebedarf

In <DOE 1979 c> wird angenommen, dass der Bedarf von fossilem Brennstoffe für die Abbruchphase 25% des Wertes während der Bauphase beträgt. Die entsprechenden Werte sind in Tab. VII.10.9 eingetragen. Der Bedarf an elektrischer Energie wird mit 25'000 kWh angegeben <DOE 1979 c>. Der Hauptteil dieser Energie ist für die Lüftungszwecke während der vor dem definitiven Abbruch geplanten, 30 Jahre dauernden Einschlusszeit, bestimmt. Dieser Bedarfswert normiert auf den Gesamtdurchsatz ist hingegen sehr klein und wird demnach vernachlässigt.

		DOE
Propan	kg/kg U	6.8E-3
Dieselöl		7.8E-2
Benzin		5.5E-2

Tab. VII.10.9 Treibstoffverbrauch während der Abbruchphase <DOE 1979 c>.

10.5 Emissionen

10.5.1 Emissionen beim Bau

In Tab. VII.10.10 sind die während der Bauphase abgegebenen, nicht radioaktiven, von der Brennstoffverbrennung stammenden Luftemissionen angegeben <DOE 1979 c>. Diese Daten werden nur zu Vergleichszwecken gezeigt. Für die Aushubmaterialien von THORP wird angenommen, dass ein 2 m tiefer Aushub für eine Fläche von 30% der Gesamt-THORP-Areals abgeführt werden muß, was ein Volumen von $3E5 \text{ m}^3$ ($8.3E-3 \text{ m}^3/\text{kgU}$) ergibt.

		DOE
CO	kg/kg U	0.32
HC		0.034
NOx		0.0033
SOx		0.0016
Partikel		0.056

Tab. VII.10.10 Nicht-radioaktive Luftemissionen während des Baus der Wiederaufbereitungs-anlage <DOE 1979 c>.

10.5.2 Emissionen während des Betriebs

Die im bestimmungsgemässen Betrieb von Wiederaufbereitungsanlagen an die Umwelt abgeleiteten radioaktiven Stoffe werden von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Je mehr Energie die Brennelemente während ihres Einsatzes im Kernreaktor abgegeben haben (Abbrand), desto mehr radioaktive Spaltprodukte und Aktiniden sind in den abgebrannten Brennelementen enthalten. Dies beeinflusst in direkter Weise das konditionierte Abfallvolumen der festen, verglasten hochradioaktiven Abfälle.
- Ein Teil der auftretenden Emissionen weist eine eindeutige Korrelation mit dem Durchsatz der Wiederaufbereitungsanlage auf. Dies gilt vor allem für die Ableitung von Krypton-85 mit dem Abgas, in eingeschränkter Weise auch für Emissionen von Tritium und radioaktiven Kohlenstoff als CO_2 .
- Die Ableitungen von radioaktivem Jod und von Aerosolen sowie die Ableitung über den Abwasserpfad werden maßgeblich von der Ausrüstung der Wiederaufbereitungsanlage mit Rückhalteeinrichtungen und von der Betriebsweise beeinflusst; eine Korrelation mit dem Anlagendurchsatz ist hierbei aus den Betriebserfahrungen nicht ableitbar.
- Nach der Entladung aus dem Kern des Reaktors werden die Brennelemente mehrere Jahre zwischengelagert, bevor sie aufgearbeitet werden. In dieser Zeit vermindert sich die Radioaktivität und Zusammensetzung der radioaktiven Stoffe durch radioaktiven Zerfall. Die Länge dieser Abklingzeit ist daher eine wesentliche Einflussgrösse für den Aktivitätsinventar und die betrieblichen Emissionen; die Abklingzeit wird im allgemeinen so lange gewählt, daß alle kurzlebigen Spaltprodukte zerfallen sind.

Radioaktive Luftemissionen

In Tab. VII.10.11 werden die radioaktiven Luftemissionen aus den verfügbaren Quellen gezeigt. Die Freisetzungen aus dem Betrieb der UP3 Anlage wurden bezogen auf 351.4 Tonnen wiederaufbereiteten Brennstoffs (durchschnittlichem Burn-up von ca. 32 MWd/kg, entsprechend 81.4 TWh <Dreicer et al. 1995> nach <Cogema 1992 b>).

Radionuklide	DOE	WAW ^a	UP3 ^b		THORP ^c	
	Abgaben (kBq/kgU)	Abgaben- grenzwerte (kBq/kgU)	Gemessene Abgaben (kBq/yr)	Gemessene Abgaben (kBq/kgU)	Höchst mögliche Abgaben ^d (kBq/kgU)	"Flowsheet" Abgaben ^e (kBq/kgU)
H-3	1.4E+7	3.0E+6	3.73E+9	1.06E+4	1.8E+4	1.8E+4
C-14	2.2E+2	2.6E+4	5.8E+9	1.65E+4	3.6E+2	3.6E+2
Kr-85	3.2E+8	3.2E+8	5.8E+13	1.65E+8	3.1E+8	3.1E+8
Sr-90	9.5E-4	1.6E+1	---	---	6.3E0	3.3E0
Ru-E6	1.4E+2	3.2E0	---	---	2.0E+2 ^f	2.0E+1
I-129	4.1E0	3.7E0	4.16E+6	1.18E+1	2.1E+1	1.8E+1
I-131	---	---	5.76E+4	1.64E-1	---	---
I-133	---	---	2.55E+4	7.26E-2	---	---
Cs-134	---	7.0E0	---	---	4.3E0	2.3E0
Cs-137	1.5E-3	2.6E+1	---	---	8.8E0	4.5E0
Ce-144	---	---	---	---	1.3E0	6.7E-1
U Alpha	3.5E-1	---	---	---	9.4E-3	9.2E-3
Pu-238	---	---	8.28E-1	2.36E-6	---	---
Pu-239	---	---	1.9E0	5.41E-6	---	---
Pu Alpha	4.9E-3	5.5E-1	---	---	2.3E-1	2.0E-1
Pu-241 Beta	1.4E-1	1.2E+1	---	---	5.6E0	5.5E0
Am-241	---	3.2E-2	---	---	6.3E-2 ^g	6.3E-2
Cm Alpha	---	1.6E0	---	---	1.0E-1	1.0E-1
Np-237	---	---	---	---	1.6E-5	3.3E-6
Tc-99	---	---	---	---	8.1E-4	1.4E-4
Co-60	---	---	---	---	6.4E-6	3.6E-6
Pm-147	---	---	---	---	1.6E0	1.7E0
andere Beta	---	4.4E+1	---	---	---	---
andere Alpha	---	2.0E-1	---	---	---	---

a Beantragte obere Grenzen der radioaktiven Ableitungen mit der Fortluft und dem Abgas.

b 1991 Werte bei einer Annahme von 351.4 t wiederaufbereiteten Materials <Dreicer et al. 1995>.

c Gesamt der THORP Anlage und ihrer "downstream" Anlagen.

d Emissionsgrenzwerte <BNFL 1992 a>; basierend auf „flowsheet“ Berechnungen.

e <BNFL 1995>, Grundlage dieser Studie.

f Höchstmögliche Abgabe in <BNFL 1993> beträgt 2.0E+1 kBq/kgU.

g Höchstmögliche Abgabe in <BNFL 1993> beträgt 1.6E-1 kBq/kgU, Cm-242 eingeschlossen.

Tab. VII.10.11 Radioaktive Luftemissionen der Wiederaufarbeitungsanlagen <Dreicer et al. 1995>, <BNFL 1995>, <BNFL 1993>, <BNFL 1992 a>, <DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

Die Angaben bezüglich Freisetzungen von THORP <BNFL 1995> basieren auf „Flowsheet“ Berechnungen für die maximale Leistung von 1200 tU/a und ein Burn-up von 40 MWd/kgU mit einer Kühlperiode von 5 Jahren. Diese werden der Studie zu Grunde gelegt. Die Anlage wurde im April 1994 in Betrieb genommen und hat bis März 1995 nur ca. 70 t Brennstoff (niedriger Burn-up und lange Kühlperiode) erzeugt. Die gemessenen Ausstösse entsprechen den Flowsheet Vorhersagen <BNFL 1995>. Die angenommenen Werte für Luftemissionen (Grenzwerte) sind möglicherweise etwas zu hoch. Sobald die entsprechenden Daten bei voller Inbetriebnahme der Anlage zur Verfügung stehen, werden diese eingesetzt werden.

Beim quantitativen Vergleich der Nuklidemissionen verschiedener Quellen müssten die summierten Luft- und Wasserabgaben betrachtet werden. Insbesondere ist darauf hingewiesen, daß das der <DOE 1979 c> Studie zugrundeliegende Anlagenkonzept keine Wasseremissionen vorsieht.

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Die Ausströme aus der THORP Anlage beinhalten hauptsächlich Ventilationsluft. Der ausgestossene Nitrogenoxidgehalt (resultierend aus der Auflösung des Brennstoffes in HNO₃) wird auf ca. 10 ppm geschätzt. Dieser hat unwesentliche Auswirkungen auf die Umwelt. Im Vergleich wird der von „Her Majesty’s Inspectorate of Pollution“ festgesetzte Grenzwert mit 1000 ppm angegeben <BNFL 1993>. Die Werte der nichtradioaktiven Luftemissionen stehen in dieser Studie nicht zur Verfügung. Die in Tab. VII.10.12 mit "p" bezeichneten Emissionen beziehen sich auf prozessbedingte, diejenigen mit "s" auf verbrennungsbezogene Emissionen ausgehend von Feuerungsanlagen mit festem Standort. Die Werte der prozessbedingten Emissionen werden hier benützt.

		DOE	WAW ^a
NO _x p	kg/kg U	7.0E-4	3.7E-2 ^b
NO _x s		5.0E-2	1.7E-1 ^b
SO _x p		1.5E-4	3.6E-3 ^b
SO _x s		5.0E-2	3.0E-2 ^b
CO p		1.5E-4	3.6E-3
CO s		5.0E-4	8.2E-2
CO ₂ s		2.0E+1	
Partikel p		2.5E-4	4.0E-4
Partikel s			4.0E-3
HCl p		8.5E-5	1.8E-3 ^c
HF p			8.0E-5 ^c
Kerosin			5.0E-2
TBP			6.0E-4
Ammoniak		5.0E-3	
Argon		6.0E-3	
N ₂		6.0E-1	
O ₂		3.6E-1	
H ₂		4.0E-4	
He		5.0E-5	

^a Die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen basieren bei der WAW-Anlage auf dem Einsatz von Gas für die Wärmeerzeugung

^b NO_x, resp. SO_x werden als NO₂- resp. SO₂-Äquivalent angegeben.

^c inbegriffen sind alle anorganischen, gasförmigen Chlor-, resp. Fluor-Verbindungen.

Tab. VII.10.12 Nicht-radioaktiven Luftemissionen der Wiederaufarbeitungsanlagen während der Betriebsphase <DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

Radioaktive Wasseremissionen

In Tab. VII.10.14 werden die radioaktiven Wasseremissionen aus den verfügbaren Quellen gezeigt. Die Bezüge entsprechen denen der Luftemissionen.

Radionuklide	WAW Abgaben- grenzwerte (kBq/kgU)	UP3 a		THORP b	
		Gemessene Abgaben (kBq/yr)	Gemessene Abgaben (kBq/kgU)	Höchst mögliche Abgaben c (kBq/kgU)	"Flowsheet" Abgaben d (kBq/kgU)
H-3	7.4E+4	2.35E+12	6.69E+6	5.8E+6 e	1.2E+7
C-14	---	3.7E+9	1.05E+4	4.1E+2	4.2E+2
Co-60	---	7.40E+8	2.11E+3	1.9E+3	1.8E+3
Sr-90	3.4E0	1.19E+10	3.39E+4	2.4E+3	4.0E+2
Tc-99	---	---	---	2.1E+2	2.1E+2
Ru-E6	2.8E-1	7.14E+9	2.03E+4	1.2E+4	2.0E+3
Sb-125	---	5.02E+9	1.43E+4	---	---
I-129	2.0E-1	5.57E+7	1.59E+2	1.2E+3	1.2E+3
Cs-134	1.6E0	1.20E+8	3.41E+2	9.1E+2	4.3E+2
Cs-137	5.2E0	1.12E+9	3.19E+3	5.4E+3	3.9E+3
Ce-144	---	---	---	3.2E+2 f	1.9E+2
Zr-95, Nb-95	---	---	---	2.0E+1	1.7E+1
Mn-54	---	---	---	2.8E+2	2.8E+2
Np-237	---	---	---	4.5E0	5.3E-1
U-Alpha	---	1.2E+6 g	3.41E0 g	6.9E0	6.9E0
Pu-238	---	7.36E+6	2.09E+1	---	---
Pu-239+240	---	4.66E+6	1.33E+1	---	---
Pu-Alpha	3.1E-1	---	--	1.1E+2	3.3E+1
Pu-241 Beta	5.8E0	---	---	3.3E+3	8.2E+2
Am-241	8.4E-2	7.5E+6	2.13E+1	6.8E0	8.3E0
Cm-244	4.0E-1	3.6E+6	1.02E+1	1.3E+1	1.1E+1
andere Beta	1.0E+1	---	---	---	---
andere Alpha	9.6E-2	---	---	---	---

a 1991 Werte bei einer Annahme von 351.4 t wiederaufbereiteten Materials <Dreicer et al. 1995>.

b Gesamt der THORP Anlage und ihrer „downstream“ Anlagen.

c Emissionsgrenzwerte <BNFL 1992 a>; basierend auf „flowsheet“ Berechnungen.

d <BNFL 1995>, Grundlage dieser Studie.

e Höchstmögliche Abgabe in <BNFL 1993> beträgt 1.2E+7 kBq/kgU.

f Höchstmögliche Abgabe in <BNFL 1993> beträgt 2.35E+1 kBq/kgU, Cm-242 eingeschlossen.

g U-238.

Tab. VII.10.14 Radioaktive Wasseremissionen der Aufarbeitungsanlagen <Dreicer et al. 1995>, <BNFL 1995>, <BNFL 1993>, <BNFL 1992 b>, <DWK 1988>.

Die Emissionen in THORP werden der Studie zu Grunde gelegt. Die DOE-Referenzanlage ist, wie oben erwähnt, ohne Wasseremissionen <DOE 1979 c>. Die wesentlich geringeren Wasserabgaben der Wackersdorf- Anlage (WAW) im Vergleich zur THORP-Anlage beruht auf der Tatsache, dass die Wasseremissionen in einen Fluss abgeleitet werden sollten und nicht wie bei der THORP-Anlage ins Meer.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Für die WAW-Anlage standen keine Angaben bezüglich nicht radioaktiver Wasseremissionen zur Verfügung. In Tab. VII.10.15 werden die Daten der DOE-Referenzanlage und THORP gezeigt. Die Emissionen der THORP-Anlage liegen dieser Studie zugrunde.

	DOE Referenzanlage	THORP (zu erwartende, jährliche Abgaben) ^a	
	kg/kgU	kg/yr	kg/kgU
SO ₄ ²⁻	1.5E-3	---	---
NO ₃ ⁻	1.5E-3	---	---
Cl ⁻	2.5E-3	---	---
Na ⁺ und K ⁺	5.0E-3	---	---
Ammoniak	---	40	3.3E-5
Barium	---	131	1.1E-4
Blei	---	10	8.3E-6
Bor	---	15'250	1.3E-2
Cadmium	---	0.3	2.5E-7
Chrom	---	56	4.7E-5
Eisen	---	60	5.0E-5
Fluoride	---	5	4.2E-6
Kupfer	---	3	2.5E-6
Nickel	---	24	2.0E-5
Nitrite (NO ₂)	---	382'500	3.2E-1
Phosphate	---	10	8.3E-6
Uran	---	94	7.8E-5

a Wasserschatstoffe in der THORP-Anlage werden der EG Direktive "Council Directive 76/464/EEC" entnommen.

Tab. VII.10.15 Nicht-radioaktive Wasseremissionen der Aufarbeitungsanlage während der Betriebsphase <DOE 1979 c>, <BNFL 1993>.

Feste radioaktive Abfälle: Konditionierung und Kategorisierung

Praktisch die gesamte Menge aller Radioaktivität aus dem Brennstoff (über 99.99%) befindet sich als hochaktiver Rohabfall in der salpetersauren, dickflüssigen Lösung. Sie wird nach der Zwischenlagerung aufkonzentriert, kalziniert und zusammen mit den abzentrifugierten suspendierten Feststoffen mit Borsilikatglas verschmolzen.

Das Volumen der verglasten Abfälle hängt einerseits vom prozentualen Gewichtsanteil des zu konditionierenden hochaktiven Abfalls, andererseits von dem vom Aufarbeiter festzulegenden

Gewichtsverhältnis der einzubindenden Abfälle (Spaltprodukte, Restanteile an Uran und Plutonium sowie übrige Aktiniden) zur Glasfrittematrix ab. Während man früher ein Verhältnis von 1:3 zugrunde legte, ist man heute auf eindeutig höhere Verhältnisse übergegangen (bis gegen 1:10). Die festen Abfälle von der Auflösung mit Salpetersäure der Brennelemente (Hülsen der Brennstäbe und Endstücke der Brennelemente) werden mit Zement konditioniert.

Mit der Wiederaufarbeitung verbunden ist außerdem der Anfall an Sekundärabfällen, die sich aus der regenerativen Reinigung der gebrauchten Lösungsmittel, Verdampferdestillate und sonstiger Hilfslösungen, sowie aus der Spaltstoffkontrolle, der chemisch analytischen Überwachung des Prozesses, dem Strahlenschutz des Personals und dem Ersatz abgenutzter Teile und Komponenten ergeben. Diese werden nach dem Grad ihrer Kontamination unterteilt in mittel- und schwachaktive alphas-kontaminierte technologische Abfälle, die separate Abfallsorten bilden.

Eine weitere Abfallsorte bilden die verbrauchten Ionenaustauscherharze aus der kontinuierlichen Reinigung des schwach radioaktiven Brennelement-Zwischenlagerbeckenwassers. Dieser Abfall ist streng genommen keine Folge der Wiederaufarbeitung, weil er auch dann entsteht, wenn die Brennelemente keiner Wiederaufarbeitung zugeführt werden. Die verbrauchten Ionenaustauscherharze und allfällige Schlämme werden mit Zement oder Bitumen verfestigt.

Eine schematische Darstellung der Wiederaufarbeitungsschritte und der dabei anfallenden Abfälle ist aus Fig. VII.10.1 ersichtlich.

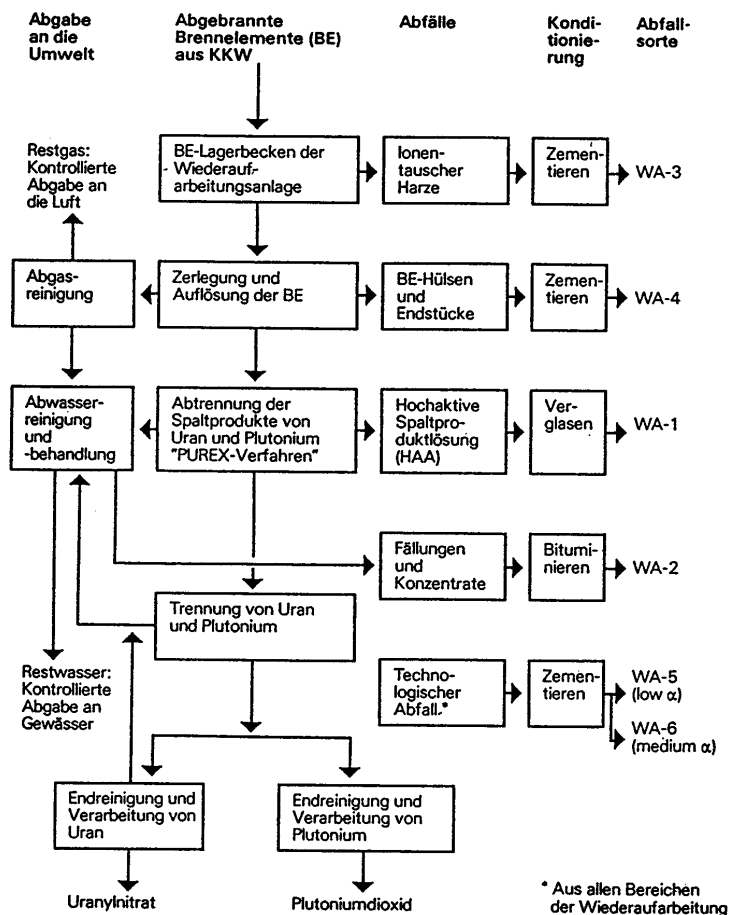


Fig. VII.10.1 Schema der Entstehung der Abfallsorten in der Wiederaufarbeitung <Nagra 1985 b>.

Die für den Wiederaufarbeiter verbindlichen Spezifikationen der Abfälle (Rohabfall, Verfestigungsmaterial, Gebindetyp, Nuklidkonzentrationen, etc.) werden in Verhandlungen mit dem Wiederaufarbeitungskunden festgelegt. Dem Nagra Projekt Gewähr <Nagra 1985 a, b> wurden die Spezifikationen der Wiederaufarbeitungsanlage La Hague entsprechend des Standes Frühjahr 1984 zugrunde gelegt.

Für die Einlagerung in die schweizerischen Endlager (siehe Kap. VII.11 und Kap. VII.12) werden aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente 6 Abfallsorten berücksichtigt:

1. WA-1: hochaktives Glas in Edelstahlkokillen;
2. WA-2: Fällungen und Konzentrate in Bitumen;
3. WA-3: Ionentauscherharze in Zement;
4. WA-4: Hülsen und Endstücke in Zement;
5. WA-5: schwachaktiver alphas kontaminierter technologischer Abfall in Asbestzementgebinden;
6. WA-6: mittelaktiver alphas kontaminierter technologischer Abfall in Asbestzementgebinden.

Eine Zusammenfassung der Abfallsorten und der Mengen aus der Wiederaufarbeitung des gesamten Brennstoffes vom schweizerischen 240 GWa Kernenergie-Szenario findet sich in Tab. VII.10.16 <Nagra 1985 b>.

Abfall-sorte	Abfallart	Verfestigungs-matrix	Dimensionen des Gebindes ^a cm	Aussenvolumen des Gebindes l	Totale Anzahl Gebinde	Total Volumen m ³
WA-1	Spaltprodukte, Transurane und suspendierte Feststoffe	Glas	150-l-Kokille =43.0 H=134.5	190	5'895	1'117
WA-2	Fällungen und Konzentrate	Bitumen	200-l-Faß =57.1, H=88.3	217	19'650	4'262
WA-3	Ionentauscherharze der Lagerbecken	Asbest-Zement-Container + Zement	CAC 1,1 =100.0, H=140.0	1'100	786	865
WA-4	Brennelementhülsen und Endstücke	Zement	1'400-l-Faß =113.0, H=170.7	1'426	3'930	5'603
WA-5	Technologischer Abfall (Low)	Container + Zement	CAC 0.68 =85.0, H=120.0	680	40'872	27'793
WA-6	Technologischer Abfall (Medium)	Container + Zement	CAC 1.2 =100.0, H=150.0	1'180	11'790	13'912

^a Der angegebene Werte im Gebinde-Nahmen bezieht sich auf das effektive Abfallvolumen.

Tab. VII.10.16 Wiederaufarbeitungsabfälle für das 240 GWa schweizerische Kernenergieszenario <Nagra 1985 b>.

Die Daten basieren auf Angaben von Cogema für die Anlage in La Hague. Sie entsprechen der Wiederaufarbeitung von DWR-Brennelementen mit einem Abbrand von 33 MWd/kgU, wobei die angegebenen Abfallvolumina einer gesamten wiederaufgearbeiteten Brennstoffmenge von 7'860 t entsprechen. Die auf diesen Wert bezogene Abfallmengen sind in Tab. VII.10.17. eingetragen. Mit Ausnahme der Abfallsorte WA-1 darf davon ausgegangen werden, daß diese normierten Abfallvolumen unabhängig vom Abbrand des aufzuarbeitenden Brennstoffes sind. Die im Kap. VII.9 festgelegten höheren Referenzabbrandwerte von 42 MWd/kgU für den DWR (KKG), resp. 35 MWd/kgU für den SWR (KKL) wirken sich jedoch auf die Spaltproduktmengen und somit

primär auf die Abfallmenge der Sorte WA-1 aus. Ausgehend von der Tatsache, daß das Glasvolumen dieser Abfallsorte einzig vom gewählten Gewichtsverhältnis (vom Wiederaufarbeiter festgelegt) der Spaltproduktmenge und des zugesetzten Glases abhängt, kann eine Proportionalität zwischen dem Abbrandwert des aufgearbeiteten Brennstoffes und dem Volumen des verglasten Abfalls abgeleitet werden. Diese Aussage beruht auf der Approximation, daß zwischen der Spaltproduktmenge und des Abbrandes eine lineare Abhängigkeit besteht. Die spezifischen WA-1 Werte wurden für das KKG und das KKL somit entsprechend angepaßt.

Abfallsorte	normierte Abfallvolumen m ³ /kg U	
WA-1	1.42E-4 ^a	
	KKG 1.80E-4	KKL 1.51E-4
WA-2	5.42E-4	
WA-3	1.11E-4	
WA-4	7.13E-4	
WA-5	3.54E-3	
WA-6	1.77E-3	

^a verglastes Abfallvolumen basierend auf einem Abbrandwert von 33 MWd/kg.

Tab. VII.10.17 Normierte Abfallvolumen der einzelnen Abfallsorten.

Es kann angenommen werden, dass diese Werte auch für die THORP-Anlage gültig sind. Insbesondere kann hierzu erwähnt werden, dass bei der Windscale Vitrification Plant derselbe Verglasungsprozess angewendet wird wie bei der Anlage in La Hague. Aus der Tab. VII.10.18 ist die Zuteilung der einzelnen Abfallsorten auf die beiden Enlagertypen ersichtlich. Detaillierte Angaben bezüglich der Kriterien für die Zuteilung sind aus <Nagra 1985 b> zu entnehmen. Die bautechnische Auslegung erfolgte nach <Nagra 1985 b>-Angaben für beide unter Berücksichtigung der WA-2 Abfälle. In der vorliegenden Studie werden diese Abfälle in konservativer Weise dem spezifisch viel aufwendigeren C-Lager zugeordnet. In konservativer Weise wurde für WA-1 der KKG-Wert berücksichtigt.

Endlager Typ B für schwache und kurzlebige mittelaktive Abfälle		Endlager Typ C für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle	
WA-3	1.11E-4 m ³ /kg U	WA-1	1.80E-4 m ³ /kg U
WA-5	3.54E-3	WA-2	5.42E-4
WA-6	1.77E-3	WA-4	7.13E-4
Total	5.4E-3	Total	1.4E-3

Tab. VII.10.18 Zuteilung der Abfallsorten aus den Wiederaufarbeitungsanlagen auf die Endlager B und C.

Feste nicht radioaktive Abfälle

Die nicht radioaktiven, festen Abfälle in der THORP Anlage werden wie folgt unterteilt: 1. Aushub; 2. Sonderabfälle (Asbest, Bleiverbindungen, Öl, etc.); 3. andere. Es liegen keine Werte vor. Laut Betreiber haben diese Abfälle keinerlei nennenswerten Auswirkungen auf die Umwelt <BNFL 1993>.

Abwärme

In Tab. VII.10.13 ist der auf den Energieverbrauch (Summe Elektrizität und Treibstoff, siehe Tab. VII.10.7) zurückführende Abwärmemenge und die gesamthaft abzuführende Zerfallswärmemenge eingetragen. Diese setzt sich zusammen aus den Kühlungsanteilen von den Eingangsbecken, von den aufgelöster Brennstoff enthaltenden Behältern, sowie von den Abfallbehälter-Zwischenlager. Für die WAW-Anlage werden die Wärmemengen hauptsächlich über die Gebäudeabluft, die Gebäudeabstrahlung, das Kühlwasser sowie die Rauchgase der Feuerungsanlage abgeführt. Der größte Teil der Wärme wird über den Kühlturm abgeführt <DWK 1988>. Diese Daten werden zu Vergleichszwecken gezeigt. Die Abwärmeabgabe von der Verbrennung wird mit der Ausweisung des Brennstoffbedarfs miteinbezogen. Die nukleare Abwärme wird nicht berücksichtigt. Eingeführt wird lediglich die Abwärme vom Elektrizitätsverbrauch.

	DOE	WAW
Abwärme vom Energieverbrauch TJ/kgU	1.5E-3	3.6E-3
Nukleare Zerfallswärme	5.8E-4	1.7E-3
Gesamtabwärme	2.1E-3	5.3E-3

Tab. VII.10.13 Wärmeabfuhr während der Betriebsphase der Wiederaufbereitungsanlage.

10.5.3 Emissionen beim Abbruch

Nicht radioaktive Luftemissionen

In Tab. VII.10.19 sind die während der Abbruchphase abgegebenen, nicht radioaktiven, von der Brennstoffverbrennung stammenden Luftemissionen angegeben. Diese Daten werden nur zu Vergleichszwecken gezeigt.

	DOE
CO kg/kg U	8.0E-2
HC	8.7E-3
NO _x	8.3E-3
SO _x	4.0E-4
Partikel	1.4E-3

Tab. VII.10.19 Nicht-radioaktive Luftemissionen während des Abbruchs der Wiederaufbereitungsanlage <DOE 1979 c>.

Feste Abfälle

Nach Angaben in <DOE 1979 c>, beträgt das Volumen der total, während des Abbruchs entstehenden, kontaminierten, unkontaminierten Abfälle rund 9'000 m³ (90% davon besteht aus Ausrüstung und Strukturmaterialien). Die Mengen der Baumaterialien der THORP-Anlage sind rund 2.8 mal größer als diejenigen der DOE-Referenz-Anlage. Die Extrapolation der kontaminierten Abbruchmaterialien kann in ersten Approximation auf diesem Werte basieren, womit sich ein normierter Wert von 7E-4 m³/kgU errechnet. Dieser Abfall kann als schwach radioaktiver Abfall kategorisiert werden. Für eine Erstabschätzung der Abbruchmaterialien kann angenommen werden, dass 80% der Betonmassen und des Armierungsstahls in die Deponie abgeführt wird.

10.6 Transporte

10.6.1 Transporte während des Baus

Es wird angenommen, daß die Transporte der Baumaterialien der THORP-Anlage, mit Ausnahme von Beton, mit LKW 28t und Schiene mit mittleren Transportstrecken von 100 km resp. 200 km unterstellt wurden. Basierend auf Tab. VII.10.4 wird ein Transportbedarf von 0.65 tkm/kgU für LKW 28t resp. 1.3 tkm/kgU für Schiene errechnet. Für den Transport von Beton mit einem Gesamtgewicht von 1.3E6 t und einem angenommenen Transportweg von 20 km errechnet sich ein spezifischer Bedarfswert von 0.72 tkm/kgU. Aus dem Transport von Aushubmaterialien, mit der Annahme einer Distanz von 5 km und einer Dichte von 1.5 t/m³ errechnet sich ein Bedarf von 0.06 tkm/kgU (LKW 28t).

10.6.2 Transporte während des Betriebs und Abbruchs

Bezüglich der Emissionen für die Transporte während des Betriebs wird der Transportbedarf von abgebrannten Brennelementen von den Kernkraftwerken zu den Wiederaufarbeitungsanlagen berücksichtigt. Der Rücktransport der festen Abfälle in die Schweiz wird dem Schritt der 'Zwischenlagerung' zugeordnet. In Betracht gezogen werden die sich ausschließlich auf der Schiene abwickelnden Transporte zur THORP-Anlage in Sellafield, Cumbrien (UK) und zur Anlage in La Hague, an der Normandie-Küste in Frankreich. Zu beiden Anlagen wurden von KKW-Gösgen bereits Transporte durchgeführt. Tab. VII.10.20 gibt einen Überblick über die bereits durchgeführten und bis zum Jahre 2000 geplanten Transporte zu diesen beiden WA-Anlagen sowie die normierten Transportbedarfswerte. In dieser Studie wird ein Mittelwert von 32 tkm/kgU angenommen.

Transportbehältertyp		La Hague		THORP	
		TN12		NTL11	
Gewicht pro Behälter ^a	t	100		80	
Länge des Transportweges	km	1'200		1'500	
Anzahl Elemente pro Behälter	-	KKG	KKL	KKG	KKL
Bis Ende 92 transportiert	t U	12	k.A.	7	17
bis 2000 noch geplante Transporte	t U	170	64	30	64
transportierte U-Menge pro Transport	kg U	5'000	k.A.	2'900	3'100
Transportbedarf (Schiene)	tkm/kgU	24	---	41	39

a neue Behältertypen, ausgelegt für höhere Abbrände, werden größere Gewichte aufweisen <Purcell et al. 1991>.

Tab. VII.10.20 Transporte der abgebrannten Brennelemente zu den Wiederaufarbeitungsanlagen La Hague und THORP.

Der Transport der Chemikalien während des Betriebs von insgesamt etwa 13 kg/kgU (Tab. VII.10.5) mit einer Distanz von 100 km, LKW 28t wird auf 1.3 tkm/kgU geschätzt. Für den Transport von Betriebsmaterialien für die Konditionierung der festen Abfälle wurde ein Bedarf von 0.22 tkm/kgU mit LKW 28t (50 km) und 0.44 tkm/kgU mit Schiene (100 km) errechnet. Für den LKW-Transport von Abbruchmaterialien zum Endlager der schwachaktiven Abfälle (Annahme: 3 t/m³) und zur Inerstoffdeponie wird eine Fahrdistanz von 20 km angenommen, was einen Beitrag von 0.04, resp. 0.6 tkm/kgU ergibt.

10.7 Flächeninanspruchnahme

In Tab. VII.10.21 ist eine Zusammenstellung des spezifischen Flächenbedarfs der Wiederaufarbeitungs-Anlagen gezeigt. Für THORP und WAW wurde gesamthaft eine Einschluß- und Abbruchzeit von 30 Jahren angenommen. Bei der WAW-Anlage führt der relativ kleine jährliche

Durchsatz und das großzügig konzipierte Anlagengebiet innerhalb des Anlagezauns zu einer relativ großen normierten Flächenbeanspruchung.

		THORP	DOE	WAW
Beanspruchte Fläche	m ²	0.5E6 ^a	1.1E6 ^b	1.3E6
Bauzeit	Jahre	10 ^c	4	5 ^d
Betriebszeit		30	30	40
Abbruch		30 ^d	34	30 ^d
Totalzeit II-IV		70	68	75
Restaurierungszeit II-III		50 ^e	50 ^e	50 ^e
Gesamtdurchsatz	kg	3.6E7	6E7	2E7
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² -Jahr/kg U	1.0	1.3	4.9
II-III		0.7	0.9	3.3

- ^a Für die Anlagen in Sellafield standen uns keine genaueren Pläne zur Verfügung. Basierend auf Grundriss-Zusammenstellungszeichnungen schätzen wird den Flächenbedarf für die, die gesamten THORP und Magnox-Aktivitäten umfassenden Anlagen rund 1 Mio. m². Für die THORP bezogenen Aktivitäten nehmen wir die Hälfte dieses Werte an: 0.5 Mio. m².
- ^b Inbegriffen ist der Flächenbedarf sämtlicher Bauten und Straßen, Gleise und elektrischer Übertragungsleitungen.
- ^c Bezüglich der Bauzeit stehen für die THORP-Anlage folgende Daten zur Verfügung: Aushubbeginn: 1983, Baubeginn Mitte 1985, Betriebsaufnahme voraussichtlich 1993. Es resultiert eine Bauzeit von 10 Jahre. Es wird unterstellt, das die anderen THORP bezogenen Anlagen in derselben Zeitspanne hätten erbaut werden können.
- ^d Annahme inkl. Einschlusszeit.
- ^e Annahme für diese Studie.

Tab. VII.10.21 Flächeninanspruchnahme der Wiederaufarbeitungsanlagen <DOE 1979 c>, <DWK 1988>.

10.8 Übersicht über die Eingabedaten

10.8.1 Zusammenstellung der Eingabedaten des Moduls

Das Modul gibt kein einheitlich geschlossenes Bild der Massenströme einer einzigen Wiederaufarbeitungsanlage wieder. Die Angaben sollen eine Massenbilanz, bezogen auf die aktuelle schweizerische und europäische Wiederaufarbeitungssituation zeigen, wobei von einer 100%igen Wiederaufarbeitung ausgegangen wird. Der Anschluß zum Modul 'Strom ab KKW' erfolgt über die Output, resp. Input-Rubrik beim vorliegenden Modul: 'Abgebrannter Brennstoff in Wiederaufarbeitung', wobei sich hier die Gesamtmenge auf die Schwermetallmenge im Brennstoff (Uran- und Plutoniumisotopen, inkl. Spaltprodukte und Transurane) versteht. Für diese Studie wurde der gesamte Bedarf und Emissionen der abgebrannten Brennstoffmenge zugeordnet. Das von der Wiederaufarbeitung gewonnene Plutonium und Uran wird nicht berücksichtigt.

Zu einzelnen Punkten in der unten aufgeführten Modulzusammenstellung folgenden zunächst einige Erläuterungen:

Nichtenergetische Ressourcen (1)

Flächeninanspruchnahme: der in Tab. VII.10.21 eingetragenen normierten Wert der THORP-Anlage wird verdoppelt, um die anderen Werte zu berücksichtigen.

Wasser: Eingetragen wird der relativ konservative WAW-Wert (siehe Tab. VII.10.6).

Energieträger (3, 9)

Strombedarf: während der Betriebsphase wird entsprechend der Tab. VII.10.7 der größere Wert der WAW-Anlage berücksichtigt. Die Werte bezüglich des Elektrizitätsbedarf während der Bau- und der Abbruchphase, welche lediglich für die DOE-Anlage vorhanden sind, können vernachlässigt werden.

Erdgas in Industrieheizung: eingetragen ist hier der Erdgasverbrauch während der Betriebsphase (siehe Tab. VII.10.7).

Basismaterialien (4)

Für Stahl, Beton und Kupfer werden THORP-Werte eingesetzt; für die übrigen Baustoffe werden die absoluten in <DOE 1979 c> übernommen und mit dem THORP Gesamtdurchsatzwert normiert (siehe Tab. VII.10.4).

Stahlbedarf für Komponenten (1.4 kg/kgU, hochlegiert) und für die Kokillen des hochaktiven Abfalls (8.3E-2 kg/kgU).

Zum Stahlbedarf für den Bau von 1.12 kg(niedriglegiert)/kgU addiert sich hier die relativ geringe Menge für den Abbruch von 0.035 kg/kgU (siehe Tab. VII.10.8).

Karton: Dieser Wert entspricht dem Verpackungs-Karton-Bedarf während der Abbruchphase (siehe Tab. VII.10.8).

Glas und Zement: angegeben ist der Materialbedarf für die Konditionierung der festen Abfälle.

Transporte (5)

Transport LKW 28t: angeführt wird hier der Transportbedarf von Aushub und Baumaterialien (Infrastruktur), Betriebsmaterialien und von radioaktiven- sowie nicht-radioaktiven Abbruchmaterialien (Infrastruktur).

Transport Schiene: Eingeführt ist die Summe des Mittelwertes der Transporte von abgebrannten Brennelementen von der Schweiz zur THORP- resp. La Hague-Anlage und eines Teils der Transporte der Bau- (Infrastruktur) und Betriebsmaterialien.

Allg. Dienstleistungen (6)

Diesel in Baumaschinen: dieser Bedarf schließt den Treibstoffverbrauch während der Bau- und Abbruchphase der DOE-Referenz-Anlage ein.

Kernenergie (11)

Extrahiertes Uran: mit dem hier eingetragenen Wert wird der Urangehalt im abgebrannten Brennstoff bezogen auf 1kgU im frischen Brennelement wiedergegeben. Berücksichtigt ist der Abbrandgewichtsverlust (5% der frischen U-Masse, entsprechend eines Abbrandes von ca. 40 MWd/kgU), sowie den durch die Wiederaufarbeitung erreichten Uran-Extraktionswirkungsgrades (rund 97% <BNFL 1991>). Die Reduktion des Urangehalts aufgrund des Abbrandes wurde in den Modulen "Strom ab KKW" des Kap. VII.9 noch nicht eingeführt, da alle Kapazitäts-, Bedarfs- und Emissionsdaten im vorliegenden Kapitel 'Wiederaufarbeitung' auf die Schwermetallmenge (ungefähr gleich wie die U-Masse im Brennelement vor Einsatz im Reaktor) bezogen sind.

Extrahiertes Plutonium: mit dem angegebenen Wert wird nebst dem Plutoniumgehalt im abgebrannten Brennstoff (ca. 1% des frischen Uran-Brennstoffes, basierend auf einem Abbrand von ca. 40 MWd/kgU) auch der Plutonium-Extraktionswirkungsgrade (rund 97%) berücksichtigt.

Emissionen Luft (18) und Wasser (19), radioaktiv

Auf Grund der folgenden Kriterien wurden die Daten der THORP-Anlage bezüglich der radioaktiven Luft- und Wasseremissionen sowie der radioaktiven festen Abfälle gewählt:

- Die THORP Werte sind die konservativsten der vier Datensätze.
- Es ist vorgesehen, daß in der THORP-Anlage rund die Hälfte der schweizerischen bis heute total vertraglich gebundenen, abgebrannten Brennstoff wiederaufgearbeitet werden.
- Zur Erreichung einer Konsistenz der Angaben, ist eine Beziehung der Daten aller Emissionsarten auf eine einzige Referenz-Anlage anzustreben.

Feste Abfälle, radioaktiv (11)

Radioaktive Abfälle in Zwischenlager, nach Endlager B: Diesem Endlager werden die Betriebsabfallströme WA-3, WA-5 und WA-6 zugeordnet, ergebend ein Summe von $2.2E-3 \text{ m}^3/\text{kgU}$ (siehe Tab. VII.10.18). Obwohl die Stilllegungsabfälle einer Wiederaufarbeitungsanlage nie in ein schweizerisches Endlager eingelagert werden, wird zur Erreichung eines vollständigeren Bildes der Abfallströme die entsprechenden festen Stilllegungsrückstände ($1.5E-4 \text{ m}^3/\text{kgU}$) schweizerischen Endlager Typ B (SMA) zugeordnet.

Radioaktive Abfälle in Zwischenlager, nach Endlager C: Wie aus Tab. VII.10.18 zu entnehmen ist, sind die Abfallsorten WA-1, WA-2 und WA-4 dem hochaktiven Abfallager Typ C zugeordnet. Den KKG-Wert für die verglasten Abfälle WA-1 zugrundelegend, ergibt eine Summe für diese C-Lager-Abfälle von $1.4E-3 \text{ m}^3/\text{kg U}$, wobei der WA-1-Anteil ca. 20% beträgt. Mit der Berücksichtigung des höheren, ca. 20% über dem KKL-Wert liegenden KKG-Wert für den WA-1 Abfall resultiert somit ein ca. 4% zu hoher KKL-C-Lager Abfallstrom.

Emissionen Luft, nicht radioaktiv (18)

Im Modul berücksichtigt und eingetragen sind die prozessbedingten, während der Betriebsphase produzierten, in Tab. VII.10.12 aufgelisteten Emissionen der WAW-Anlage. Abwärme: eingesetzt wird der konservativere Wert der WAW-Anlage (aus Elektrizitätsverbrauch).

Emissionen Wasser, nicht radioaktiv (19)

Da übereinstimmende Prozeßführungen der WAW- und der THORP-Anlage angenommen werden können, mit dem Einsatz gleicher Hauptchemikalien (z.B. Salpetersäure) und der Abgabe der gleichen alkalischer und säurehaltiger, flüssiger Emissionen können die WAW-Werte als THORP relevante Daten übernommen werden. Die Na^+ und K^+ Emissionen in Tab. VII.10.15 werden im Modul unter 'Ion Natrium p' zusammengefaßt.

10.8.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Für diese Studie wurde der gesamte Bedarf und alle Emissionen dem Abfallstrom zugeordnet. Eine entsprechende Zuordnung unter Berücksichtigung aller drei Wiederaufarbeitungs-Produkte Uran, Plutonium und konditionierten Abfälle könnte im Rahmen einer erweiterten Studie vorgenommen werden.

Die Wertangaben für die radioaktiven Luft- und Wasseremissionen basierten auf Grenzwerten der THORP-Anlage, die in konservativer Weise übernommen wurden.

Teilweise mußten Datensätze, basierend auf verschiedenen Referenzanlagen, kombiniert werden, was sich auf die Konsistenz auswirkte. Es bestehen jedoch trotz unterschiedlicher Herkunftsländer der Projekte (DOE: USA, abgestützt auf Erfahrungen militärischer Anlagen) und zeitlich verschiedener Projektbearbeitungsperioden, bezüglich der einzelnen Daten, zumindest in der Größenordnung gute Übereinstimmungen, was auf die Anwendung gleicher chemischer Hauptprozesse zurückzuführen ist. Größere Abweichungen in den radioaktiven Emissionen begründen sich in der Anwendung unterschiedlicher Behandlungsprozesse der gasförmigen und flüssigen Abfallstoffe.

Bezüglich Baumaterialien und Flächenbeanspruchungen lagen z.T. unterschiedliche Werte vor. Einige davon wurden für die Moduleinführung durch Extrapolationen angepaßt. Die nicht radioaktiven, festen Abfälle während der Betriebsphase werden hier nicht berücksichtigt.

Die vorliegende Datenzusammenstellung ist als erster Iterationsschritt zur Beschreibung der Massenströme der verschiedenen Wiederaufarbeitungsaktivitäten zu werten. Als solcher können die gezeigten Daten unter Berücksichtigung der Komplexität der Prozessabläufe, der relativ wenigen zur Verfügung stehenden Daten sowie der Informationszurückhaltung seitens der Betreiber der Wiederaufarbeitungsanlagen als genügend gut angesehen werden. Mit zukünftig durchzuführende Up-Date-Arbeiten könnten Daten der THORP-Anlage (nach voller Inbetriebnahme) sowie der französischen Anlage in La Hague Betriebsdaten miteinbezogen werden.

Abgebrannter Brennstoff in Wiederaufarbeitung (11)	kg	Infrastruktur	Modul
INPUT			
Nichtenergetische Ressourcen (1)			
Flächeninanspruchnahme: II-IV	m ² a	1.4E0	
Flächeninanspruchnahme: II-III		1.4E0	
Wasser entkarbonisiert	kg		3.8E+3
Energieträger (3, 9)			
Strom Mittelspannung Bezug in UCPTe	TJe	4.3E-7	9.4E-4
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	TJth		2.7E-3
Basismaterialien (4)			
Stahl hochlegiert	kg	4.0E0	1.0E-1
Stahl niedriglegiert		8.3E-1	
Stahl unlegiert		1.46E0	4.0E-2
Beton (ohne Armierungseisen)		3.6E+1	
Kupfer		1.0E-2	
Aluminium 0% Rec.		3.7E-3	
Blei		1.1E-3	
Zink		1.8E-3	
Holzbaustoff Brettschichtholz-Bedarf		8.2E-2	
Karton (Verpackungs)			2.2E-3
Glas unbeschichtet			3.6E-1
Zement			3.7E0
Natronlauge NaOH			2.1E0
Salpetersäure			4.0E0
Chemikalien anorganisch			4.2E0
Chemikalien organisch			2.7E0
Bitumen ab Raffinerie Euro (8)	t		3.8E-4
Transporte (5)			
LKW 28t	tkm	2.07E0	1.52E0
Schiene		1.3	3.24E0
Allg. Dienstleistungen (6)			
Aushub Hydraulikbagger	m ³	8.3E-3	
Diesel in Baumaschinen	TJth	3.0E-5	
Energieträger (9)			
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	TJth		2.7E-3
OUTPUT			
Kernenergie (11), nicht berücksichtigt			
Uran wiederaufgearbeitet	kg		9.2E-1
Plutonium wiederaufgearbeitet			9.7E-3
Kernenergie (11), Feste Abfälle, radioaktiv			
Schwach aktive Abfälle	m ³		7.0E-4
Rad Abfälle in Zwiilag zu Endlager B			5.4E-3
Rad Abfälle in Zwiilag zu Endlager C			1.4E-3
Feste Abfälle (17)			
Abbruchmaterialien (als Abfälle in Inertstoffdeponie)	kg	3.0E+1	

Tab. VII.10.22 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul "Abgebrannter Brennstoff in Wiederaufarbeitung".

<i>OUTPUT</i>		Infrastruktur	Modul
Emissionen Luft (18), radioaktiv			
H-3	kBq		1.8E+4
C-14			3.6E+2
Kr-85			3.1E+8
Sr-90			3.3E0
Ru-106			2.0E+2
I-129			1.8E+1
Cs-134			2.3E0
Cs-137			4.5E0
Ce-144			6.7E-1
U			9.2E-3
Pu-241			5.5E0
Pu			2.0E-1
Am-241			6.3E-2
Cm			1.0E-1
Np-237			3.3E-6
Tc-99			1.4E-4
Co-60			3.6E-6
Pm-147			1.7E0
Emissionen Luft (18), nicht radioaktiv			
Abwärme (nur von elektr. Bedarf)	TJ _{th}	4.3E-7	9.4E-4
CO p	kg		3.6E-3
HCl p			1.8E-3
HF p			8.0E-5
Kerosin (als NMVOC)			5.0E-2
TBP (Tri-n-butyl-phosphat (C ₄ H ₉ O) ₃ PO) (als NMVOC)			6.0E-4
Total NMVOC			5.06E-2
NO _x p			3.7E-2
SO _x p			3.6E-3
Partikel p			4.0E-4

Forts. Tab. VII.10.22 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: "Abgebrannter Brennstoff in Wiederaufarbeitung".

OUTPUT	Infrastruktur	Modul
Emissionen Wasser (19), radioaktiv		
H-3 s	kBq	1.2E+7
C-14 s		4.2E+2
Co-60 s		1.8E+3
Sr-90 s		4.0E+2
Tc-99 s		2.1E+2
Ru-106 s		2.0E+3
I-129 s		1.2E+3
Cs-134 s		4.2E+2
Cs-137 s		3.9E+3
Ce-144 s		1.9E+2
Zr-95 und Nb-95 (als Zr-95 s)		1.7E+1
Mn-54 s		2.8E+2
Np-237 s		5.3E-1
Pu s		3.3E+1
Pu-241 s		8.2E+2
Am-241 s		8.3E+0
Cm s		1.1E+1
U s		6.9E+0
Emissionen Wasser (19), nicht radioaktiv		
Ammoniak als N s	kg	2.7E-5
Fluoride s		4.2E-6
Nitrite (NO ₂) s		3.2E-1
Phosphate s		8.3E-6
Ion Barium s		1.1E-4
Ion Blei s		8.3E-6
Ion Bor s		1.3E-2
Ion Cadmium s		2.5E-7
Ion Chrom (als Cr-III) s		4.7E-5
Ion Eisen s		5.0E-5
Ion Kupfer s		2.5E-6
Ion Nickel s		2.0E-5

Forts. Tab. VII.10.22 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: "Abgebrannter Brennstoff in Wiederaufarbeitung".

11 Zwischenlagerung der radioaktiven Abfälle

11.1 Übersicht und Kurzbeschreibung des ZWILAG

Die vor und nach der Wiederaufarbeitung einzuschaltenden Zwischenlagerungsschritte für abgebrannte Brennelemente, resp. für die zurückzunehmenden radioaktiven Abfälle von den Wiederaufarbeitungsanlagen führen zu einem notwendigen Bereitstellungsbedarf von entsprechenden Lagerungsmöglichkeiten. Da in der Schweiz einerseits Entwicklungs- und Standortabklärungsarbeiten für den Bau von Endlagern in geologischen Formationen noch eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen und andererseits mit Verzögerungen der verschiedenen durchzuführenden Bewilligungsverfahren zu rechnen ist, ergibt sich ein wachsender Druck für die Schaffung von Zwischenlagerraum.

Die ZWILAG wurde im Januar 1990 durch die vier schweizerischen Kernkraftwerksbetreiber gegründet. Die Firma bezweckt die Behandlung und Lagerung von hoch-, mittel- und schwachaktivem Abfall aller schweizerischen KKW für den Zeitraum bis zur Inbetriebnahme der Endlager. Der vorgesehene Standort befindet sich neben dem Paul Scherrer Institut (PSI) in Würenlingen, dessen Einrichtungen für die Verbrennung, Konditionierung und Verfestigung von radioaktiven festen Abfällen aus Medizin, Industrie und Forschung somit durch die entsprechenden, dem neusten Stand der Technik angepaßten ZWILAG-Anlagen Ersatz finden werden.

Das vorgesehene ZWILAG besteht aus vier Gebäuden und zwei Behandlungsanlagen. Die Gebäude umfassen ein Behälterlagergebäude für hochaktive Abfälle aus der Wiederaufarbeitung und ev. abgebrannte nicht konditionierte Brennelemente, ein Lager für mittelaktive Abfälle aus der Wiederaufarbeitung und KKW, ein weiteres Lager für mittel- und schwachaktive Abfälle ebenfalls aus der Wiederaufarbeitung und KKW sowie ein Gebäude mit 'Heisser Zelle' zur Inspektion und Umladung der Brennelemente und HAA-Glaskokillen. Die beiden Behandlungsanlagen sind für die Verbrennung und die Konditionierung der schwachaktiven Abfälle vorgesehen. Vorgesehen ist weiter der Bau einer Umladestation ca. 1km vom ZWILAG entfernt.

Das Behälterlagergebäude für HAA ist für die Aufnahme von 200 Behältern, mit je 21 Kokillen, ausgelegt, ausreichend für die in Betrieb stehenden Kernkraftwerke. Die Kapazität des MAA-Gebäudes beträgt 3'000 m³, was ca. der Hälfte des gesamt anfallenden Abfalls aus den Wiederaufarbeitungsanlagen entspricht, falls sämtliche abgebrannten Brennelemente der schweizerischen Werke der Wiederaufarbeitung zugeführt würden. Den durchgeführten Normierungsrechnungen wurde jedoch die gesamt anfallende MAA Menge von rund 5'700 m³ zugrundegelegt (siehe Tabelle 'Wiederaufarbeitungsabfälle für das 240 Gwa schweizerische Kernenergieszenario' in Kap. VII.10; das Volumen der verglasten Abfälle wurde mit einem Wert von ca. 800 m³ berücksichtigt, entsprechend der aktuellen Abbrandwerten). Das SAA-Gebäude ist für eine Kapazität von rund 16'400 m³ ausgelegt <Lutz 1992>. Auf dieselbe Tabelle in Kap. VII.10 bezugnehmend, sowie das 120 Gwa CH-KKW Szenario berücksichtigend ergibt sich ein gesamtes, dem Endlager B zuordnendes SAA-Volumen von 21'285 m³. Der totale SAA Volumen von den KKW-CH beträgt rund 7000 m³ (extrapoliert von Abfallvolumen des KKG und KKL gegeben Kap. VII.9), womit sich ein totales, für die Normierung herangezogenes Volumen von rund 28'300 m³ ergibt.

Die brennbaren schwach-radioaktiven Abfälle werden mit einem PLASMARC-Ofen in der Verbrennungsanlage verglast. Dieser moderne, den strengen Anforderungen genügende Hochleistungsplasmabrenner wird bei Temperaturen von bis zu 15'000 °C <Lutz 1992> organische und anorganische Abfälle in geschmolzene Asche verwandeln. Ein weitere Aufgabe des Ofens besteht im Schmelzen metallischer Abfälle. Sowohl die Emissionen von aktiven wie von nicht-aktiven Gasen werden bedeutend tiefer sein als in bestehenden Anlagen.

Der Baubeginn für die Hauptgebäude ist für Mitte 1995 vorgesehen, wobei die Fertigstellung des gesamten Komplexes inkl. Umladestation gegen das Ende der 90er Jahre geplant ist. Die im folgenden aufgeführten Bedarfs- und Emissionsdaten stammen aus dem Bericht zur Umweltverträglichkeit 2. Stufe <ZWILAG 1993 a>, wobei die radioaktiven Emissionswerte aus <ZWILAG 1993 b> entnommen wurden.

Für die im folgenden durchgeführten Berechnungen wurde das ZWILAG für die Anpassung an das schweizerische Endlagerkonzept in zwei Teile aufgeteilt: einen Teil B, für die Aufnahme von für das Endlager B bestimmten Abfällen und ein zweiter Teil C für dem Endlager C zugeordnete Abfälle. Der Materialbedarf und die Luftemissionen während des Betriebs der Verbrennungsanlage sowie die Wasser-Emissionen der Konditionierungsanlage werden separat erfaßt.

11.2 Material- und Energiebedarf

11.2.1 Materialbedarf

Materialbedarf für den Bau des Zwischenlagers

Daten bezüglich Baumaterialmengen standen uns für die vorliegende Arbeit nicht zur Verfügung. Grob abschätzend, basierend auf der Grundfläche sämtlicher Gebäude und einer Schätzung für die Mengen pro m², konnten für das Zwischenlager entsprechende Mengen für Stahl und Beton ermittelt werden. Die Massen werden in vereinfachender Weise gleichmäßig auf die B- und C-Endlager bestimmten konditionierten Abfallströme aufgeteilt. Die Werte sind in Tab. VII.11.1 gezeigt.

	ZWILAG kg	zu Endlager B kg/m ³	zu Endlager C kg/m ³
Stahl niedriglegiert (Konstruktionsstahl) kg	5E+5	8.8E0	4.4E+1
Stahl unlegiert (Armierungseisen)	2E+6	3.5E+1	1.75E+2
Beton (ohne Armierungseisen)	4E+7	7.1E+2	3.5E+3

Tab. VII.11.1 Materialbedarf für den Bau des ZWILAG.

Materialbedarf für den Betrieb der Verbrennungsanlage

Der Input zur Verbrennungsanlage besteht aus 150 t/Jahr brennbarer Abfälle bzw. Mischabfälle (enthaltend 860 kg Cl, 300 kg S, 550 kg N) und 50 t/Jahr Metallen (ungefähre Zusammensetzung: Fe 37%, Al 37%, Cu 15%, Ni 3%, Cr 3%, Zn 2%, Pb 2%, Sn 0.6%, Co, Zr, Mo und Mn je 0.1%, Cd, Ti und Ta < 0.1%; F, Br, J, Se und Te vernachlässigbar). In <ZWILAG 1993 a> werden Bedarfsdaten von stoffflussanalysenrelevanten Hilfsstoffen angegeben: 100 kg(H₂SO₄)/Jahr 98%ig und 1'000 kg(NH₃)/Jahr. Für die dem Plasmareaktor nachgeschalteten Nachbrennkammern werden jährlich 20'000 kg Heizöl EL eingesetzt. Der Bedarf von HCl 18%ig von 250 kg/Jahr wird nicht eingeführt, weil die entsprechende Menge prozessintern hergestellt wird.

11.2.2 Energiebedarf

Für die jährlich durchschnittlich 1000 Stunden in Betrieb stehende Verbrennungsanlage, ist für den Plasmabrenner eine Leistung von 900 kW vorgesehen. 900 kW thermische Leistung wird durch die Verbrennung des Abfalls entwickelt. Der Heizölbedarf für die Nachbrenner (280 kW) ist im Materialbedarf während des Betriebes eingeführt. Weiter sind für die Abgabe von Hilfsenergien (Gebläse, Pumpen etc.) eine Leistung von 450 kWel installiert. Der Großteil der Wärme von 2280 kW wird mit Kühlwasser, der Rest von 250 kW mit dem Abgas abgeführt.

Für die Konditionierungsanlage wird mit dem Wert der installierten elektrischen Leistung von 980 kW und einen Gleichzeitigkeits- und Belastungsfaktor von 0.48 eine Nennleistung für den Normalbetrieb von 480 kW errechnet. Dieser Leistungsbedarf gilt für normale Arbeitszeit von 8 Stunden, währenddem im Sparbetrieb (nur Lüftungs- und Kühlanlagen) während der restlichen Zeit 1/4 dieser Leistung gebraucht wird.

Die maßgebenden Energieverbraucher in den Lagergebäuden sind die Lüftungsanlagen. Die gesamthaft installierte elektrische Leistung beträgt 1'429 kW. Für die Berechnung des elektrischen Energiebedarfs wird angenommen, dass 50% dieser Leistung kontinuierlich verbraucht wird. Für die Heizung wird Fernwärme eingesetzt; sie wird in dieser Studie nicht berücksichtigt (1'840 kW). Die installierte Kühlleistung beträgt 520 kW, wobei für die Berechnung der jährlichen Energie einen Lastfaktor von 20% angenommen wird. Für die Kühlung der hochaktiven Lagerbehälter, welche durch natürliche Luftkonvektion geschieht, ist kein Energieeinsatz notwendig.

Der Energiebedarf der Verbrennungs- und Konditionierungsanlagen während des Betriebs beträgt zusammengefaßt 12.5 TJ/Jahr. Für die Gebäude wird ein Gesamtenergiebedarf von 25.8 TJ/Jahr errechnet. Der normierte Wert wird dem B zugeordnet. Der Energiebedarf für Bau und Abbruch standen keine Unterlagen zur Verfügung.

11.3 Emissionen

11.3.1 Luftemissionen

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Die Lagerhalle für Behälter besitzt eine natürliche Lüftung. Durch freie Konvektion wird die Wärme der HAA und der BE über die Behälteroberflächen an die Hallenluft abgegeben. Die erwärmte Luft tritt durch integrierte Lüftungsschlitze über das Dach ins Freie aus. Die abgeführte Wärmeleistung beträgt 4.5 MW bei vollbesetztem Lager, wobei mit einem Anstieg der Lufttemperatur um 19C gerechnet wird. Die Abwärmeleistungen der anderen Lager und der 'Heissen Zelle' betragen rund 300 kW und bedürfen keiner besonderen Wärmeabführung.

Das Abgas aus dem Verbrennungsofen wird mit einer Serie von Apparaten, wie Abgaswäscher und Filter, gereinigt. Zur Rückhaltung von radioaktiven Aerosolen wird die Filterstrecke auch mit Hochleistungs-Aerosol-Filtern bestückt, daher geht die Abgasreinigung in der Verbrennungsanlage des ZWILAGs über den Standard von konventionellen Anlagen hinaus. Die entstehende Abgasmenge ist nicht so klar festlegbar wie bei einem konventionellen Verbrennungsofen, weil je nach Abfallcharge sehr unterschiedlich viel Pyrolysegas gebildet wird, das wiederum je nach Brennwert sehr unterschiedlich viel Sauerstoff zur Nachverbrennung benötigt.

Die Planung basiert auf einem Betriebsdurchsatz von 200 kg Abfall/h mit 1'000 Betriebsstunden/Jahr. Als konservativ geschätzt wird eine Abgasmenge von 2'000 Nm³ pro Betriebsstunde bei 11% O₂ im Abgas erachtet. Die notwendigen Anstrengungen zur Minimierung der radioaktiven, staubförmigen Emissionen (HEPA-Filter, 4-stufiger Wäscher) hat als Nebeneffekt ebenfalls sehr geringe nicht radioaktive Staubemissionen zur Folge. Im Abgas der Verbrennungsanlage wird kein Quecksilber vorhanden sein, weil Quecksilber enthaltendes Material gemäß der Annahmebedingungen nicht angenommen werden. Die Nachverbrennung im reinen Sauerstoff, garantiert sowohl einen vollständigen Ausbrand wie auch einen Zerstörungsgrad von z.B. PCB und Dioxinen von 99.999 bis 99.9999%. Tab. VII.11.2 zeigt die vom Hersteller berechneten Luftemissionen der Verbrennungsanlage. Für die Normierung werden die Werte für die erwartete Fracht, wenn vorhanden, benutzt.

Radioaktive Luftemissionen

Die radioaktiven Emissionen aus den Zwischenlagergebäuden sind sehr gering. Die relevanten Aktivitäts-Emissionen in die Umgebung der ZWILAG-Anlagen stammen von der Verbrennungsanlage, und zwar sowohl via Abgase aus dem Kamin, als auch via Fortluft (siehe Tab. VII.11.3). Beim Verbrennungsbetrieb der Anlage wird um Größenordnungen mehr Aktivität freigesetzt als beim Schmelzbetrieb weil die Hauptträger der Aktivität, H-3 und C-14, beim Schmelzbetrieb nicht vorkommen. Die Wirksamkeit des HEPA-Filters beträgt 99%. Die dominanten Emissionen der Verbrennungsbetrieb-Abgase sind H-3 (64.6%) und C-14 (35.4%). Der Anteil an der Gesamtaktivität aller anderen Isotopen (darunter Cs-134, Cs-137, Ba-137 und Zn-65) ist kleiner als 0.005%. Die Kategorisierung erfolgt nur mit den Nukliden H-3 und C-14.

Schadstoff	Erwartete Fracht kg/Jahr	Garantierte Fracht kg/Jahr
NO _x als NO ₂	120	160
SO _x als SO ₂	28	60
HCl	4.5	19.6
NH ₃	8	10
Pb und Zn	0.0012	2
Cd	< 3E-5	0.1
Dioxine, Furane als TE	---	2E-10
Ges. org. Stoffe als C	---	2E-2
Staub	---	1E-2

Tab. VII.11.2 Nicht radioaktive Luftemissionen der Verbrennungsanlage <ZWILAG 1993 a>.

	im Abgas kBq/Jahr	in der Fortluft kBq/Jahr
Verbrennungsanlage		
Verbrennungsbetrieb	2.35E+7	1.62E+3
Schmelzbetrieb	8.29E+1	4.67E+1
Konditionierungsanlage	---	1.40E+1
Total	2.35E+7	

Tab. VII.11.3 Radioaktive Luft-Emissionen des ZWILAGs <ZWILAG 1993 a, b>.

11.3.2 Wasseremissionen

Nicht radioaktive Wasseremissionen

Im Gegensatz zur Verbrennungsanlage, die abwasserfrei geführt wird, fallen in der Konditionierungsanlage radioaktiv und konventionell belastete Abwässer an. Dies sind: Prozessabwässer (aus Dekontaminationsanlage, Zementierungsanlage, Abluftwäscher und Prozessabluftsystem, und Labor) und Nebenabwässer (aus Duschen und Waschräumen der kontrollierten Zone, Wäscherei, Kondenswasser aus Umluft- und Frischluftanlage, Bodenabläufen, Sümpfen, Auffangwannen). Tab. VII.11.4 zeigt die vom Hersteller garantierten Qualitätswerte des Abwassers. Mit der angegebenen jährlichen Abwassermenge von ca. 200 m³/Jahr und der in konservativer Weise zugrunde gelegten garantierten Konzentrationswerten, wird die Normierung durchgeführt.

Radioaktive Wasseremissionen

Radioaktive Wasseremissionen fallen lediglich in der Konditionierungsanlage an. Nach der Abwasser-Behandlung mit einem Dekontaminationsfaktor von 1E+5 wird eine totale Aktivität von 3.0E+3 kBq/Jahr an die Aare abgegeben.

		Garantierte Qualitätswerte
pH bei Abpumpen		6.5-8.5
Al	mg/l	10
Pb		0.5
Cd		0.1
Cr III		2
Cr VI		0.1
Fe		2
Co		0.5
Cu		0.5
Ni		2
Hg		0.01
Zn		2
Chlorierte Lösungsmittel		0.1
Gesamte Kohlenwasserstoffe		10

Tab. VII.11.4 Garantierte Qualitätswerte im Abwasser des ZWILAGs <ZWILAG 1993 a>.

11.3.3 Feste Rückstände

Die Abfälle aus der Abgasreinigung der Verbrennungsanlage (Filter, Filterkerzen, Schlamm aus der Rauchgaswäsche) und die Verbrennungsrückstände aus dem Ofen werden nuklear behandelt. Die entsprechenden Mengen sind bereits im Abfallfluss berücksichtigt. Eine vorbehaltene Ausnahme bilden die Gipsschlämme aus der Rauchgasreinigung der Verbrennungsanlage. Vorbehalten bedeutet, dass die Radioaktivität der Schlämme gemessen wird. Nur bei nachgewiesener Inaktivität der Schlämme werden sie konventionell end-entsorgt. Bei Erfüllung von Aufnahmekriterien für das Zementwerk wird der entsprechende Anteil dorthin überführt, wobei der restliche Teil in eine Inertstoffdeponie gelangt. Der radioaktive Teil wird konditioniert und gelangt in Zwischenlager. Aus der Stoffflussanalyse geht hervor, dass ca. 340 kg Schwefel pro Jahr ausgewaschen werden sollen. Umgerechnet auf Gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) sind dies ca. 1460 kg/Jahr, d.h. ca. 4 Tonnen Schlamm mit 35% Trockensubstanzgehalt pro Jahr. Die einzelnen Stoffflüsse sind gering. Es kann somit angenommen werden, dass sie in den entsprechenden Abfallströmen eingeschlossen sind.

Abbruch

Während der Abbruch der Gebäude nach konventioneller Art und Weise geschehen kann, wird bei der Konditionierungsanlage alle mit radioaktiven Stoffen in Kontakt gewesenen Einrichtungen dekontaminiert und entsprechende Abfälle konditioniert und zur Lagerung gebracht. Die Anlage selbst kann wie ein normales Gebäude stillgelegt oder abgebrochen werden. Bei der Verbrennungsanlage werden die Anlageteile ofenseitig zum HEPA-Filter als radioaktive Abfälle behandelt und dekontaminiert oder nuklear entsorgt. In erster Approximation wurde 50% der Betonmenge als Inertstoffe in Inertstoffdeponie kategorisiert, wobei das Volumen der endzulagernden Abfälle im Vergleich des zum Endlager geführten Haupt-Abfallstroms als vernachlässigbar angesehen werden kann.

11.4 Transportbedarf

Für die Baumaterialien werden 'LKW 28t Transporte' unterstellt, wobei ein durchschnittlicher Transportweg von 50 km angenommen wird. In gleiche Hälften in B und C-Lager Volumenstrom aufteilend, werden die folgenden normierten Transportwerte erhalten: B 38 tkm/m³ und C 186 tkm/m³. Diese Werte werden in den entsprechenden Infrastruktur-Modulen berücksichtigt. Der Transport der Abfälle von den Wiederaufarbeitungsanlagen zum ZWILAG geschieht mit der Bahn, wobei eine Transportdistanz (THORP-CH) von rund 1500 km zugrundegelegt wird.

In Tab. VII.11.5 sind die charakteristische Transportdaten der drei zum ZWILAG transportierten Abfallarten eingetragen. Für den Transport der KKW-Betriebsabfälle zum ZWILAG wurde eine durchschnittliche Fahrstrecke von 50 km angenommen. Für den Transport für die Betriebsstoffe der Behandlungsanlagen wird eine Fahrdistanz von 50 km unterstellt. Die folgende Tabelle zeigt die Zusammenstellung des Transportbedarfs für die radioaktiven Abfälle zum ZWILAG.

		HAA	MAA	SAA	
		Abfälle ^a	Abfälle ^b	Abfälle	
Bestimmt für Endlager		C	C	B	B
Transportdistanz	km	1500	1500	1500	50
Anzahl Gebinde pro Transportbehälter		21			10
Abfallvolumen der Gebinde	m ³	0.19			0.2
Gesamtabfallvolumen pro Transportbehälter		4	6	8	2
Gesamtgewicht des Transportbehälters	t	120	120	24	6
Transportbedarf Schiene	tkm/m ³	3.2E+4 ^c		4.5E+3	---
Transportbedarf LKW-28 t		---		---	150

a <Coulthart et al. 1991>

b Von der Wiederaufarbeitungsanlage. Die geometrischen Abmessungen der Transportbehälter sind noch nicht definitiv bestimmt. Die Angaben für die Gesamtvolumen und Massen liegen realistische Annahmen für Dimensionen und Gewichte der Transportbehälter sowie der zu transportierenden Volumen zugrunde <Siewright et al. 1991>.

c Die Anteile werden mit dem gesamt zu transportierenden Volumen gewichtet: Glas: 800 m³, Zement: 4'900 m³.

Tab. VII.11.5 Zusammenstellung des Transportbedarfs für die radioaktiven Abfälle zum ZWILAG.

11.5 Flächeninanspruchnahme

In Tab. VII.11.6 wird die Zusammenstellung des Flächenbedarfs des Zwischenlagers gegeben.

		ZWILAG	
		zu Endlager B	zu Endlager C
Beanspruchte Fläche ^a	m ²	1.6E+4	1.6E+4
Bauzeit	Jahre	5	
Betriebszeit		55 ^b	
Abbruch (Annahme)		1	
Totalzeit II-IV		61	
Renaturierungszeit II-III		50 ^c	
Gesamtdurchsatz	m ³	2.83E+4	5.7E+3
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² ·Jahr/m ³	3.4E+1	1.7E+2
II-III		2.8E+1	1.4E+2

^a Die vom ZWILAG inkl. der Eisenbahn-Umladestation von ca. 4000 m² beanspruchte Fläche beträgt insgesamt rund 32'000 m² <Lutz 1992> . Diese Fläche wird hälftig den Abfällen für das B- resp. C-Endlager zugerechnet.

^b Bewilligung für 35 Jahre + 210 Jahre Verlängerung.

^c Annahme für diese Studie.

Tab. VII.11.6 Zusammenstellung der spezifischen Flächeninanspruchnahme des Zwischenlagers.

11.6 Übersicht über die Eingabedaten

11.6.1 Zusammenstellung der Eingabedaten

Für die Verbrennungsanlage wurde angenommen, dass 90% <Zehnder 1993> der gesamten Bedarfs- und Emissionswerte den KKW-CH zugeordnet werden können. Die Normierung der jährlichen Abgabewerte basieren auf den konditionierten Volumen der bei den KKW gelagerten, veraschten und konditionierten Rückstände der vergangenen Jahre, da Angaben über die mit der neuen Verbrennungsanlage erreichten Gesamtvolumen-Reduktionen nicht zur Verfügung stehen. Die totalen, von sämtlichen KKW CH produzierten Abfallmengen wurden basierend auf den per Ende 1992 akkumulierten Mengen der analysierten KKW (siehe Kapitel VII.9., Tabelle 'Endkonditionierte radioaktive Rückstände beim KKG und KKL per Ende 1992'), extrapoliert. Das gesamt anfallende Volumen beträgt 5 m³/Jahr. Bezüglich der Wasseremissionen der Konditionierungsanlage wurde angenommen, dass 60% der angegebenen Emissionen den KKW-CH zugeordnet werden können <ZWILAG 1993 a>. Diese den KKW zurechnenden Emissionswerte müssen nun für die Normierung ebenfalls auf ein Volumen von 5 m³ bezogen werden, da sie mit demselben Wert der Rubrik 'Radioaktive Abfälle in ZWILAG Behandlungsanlagen' des KKW-Moduls erfaßt werden. Diese Vorgehensweise ist akzeptabel, da die Verhältnisse der vom KKG und KKL anfallenden Volumen der zu verbrennenden und der zu konditionierenden (hauptsächlich Verpressung) Abfälle vergleichbar sind.

Der Materialbedarf für den Bau aller Anlageteile, der Gesamtflächen- und der Transportbedarf während des Baus werden in den Infrastruktur-Modulen berücksichtigt. Im speziellen sind die Transportanteile zum ZWILAG B mit den entsprechenden Gesamtvolumen gewichtet; der Transportbedarf im Modul 'Radioaktive Abfälle in ZWILAG-Behandlungsanlagen' beinhaltet lediglich den Transport von Betriebsmaterialien.

Drei Module, die den Betrieb der Anlage darstellen, werden in Tab. VII.11.7 und VII.11.8 gezeigt. Zwei weitere Module geben die Angaben für die Infrastruktur der Teile B und C des Zwilags wieder.

11.6.2 Kritik, Verbesserungswürdige Punkte

Die im vorliegenden Bericht dargestellten Daten basieren auf nicht detaillierten Vorprojektsangaben. Insbesondere Materialbedarfswerte könnten mit Projektunterlagen quantifiziert werden.

Einige Energiebedarfs- und Emissionsdaten während des Betriebs können als genügend zuverlässig angesehen werden.

In erster Approximation können die Daten für das schweizerische Zwischenlager-Projekt als relevant für die europäischen Verhältnisse betrachtet werden. Ein Vergleich mit ähnlichen Projekten in anderen Ländern könnten zur Berücksichtigung anderer Datensätze mit der Einführung entsprechender mittlerer Werte führen.

Radioaktive Abfälle in ZWILAG-Behandlungsanlagen (11) m³		
INPUT		
Energieträger (3, 8)		
Strom Mittelspannung Bezug in CH	TJe	2.5E0
Heizöl EL ab Regional Lager CH	t	3.6E0
Basismaterialien (4)		
NH ₃	kg	1.8E+2
H ₂ SO ₄		1.8E+1
Transporte (5)		
Transport LKW 28t	tkm	2.1E+2
OUTPUT		
Kernenergie (11)		
Radioaktive Abfälle in ZWILAG zu Endlager B	m ³	1
Emissionen Luft (18)		
radioaktiv		
H-3	kBq	3.04E+6
C-14		1.66E+6
nicht radioaktiv		
NO _x als NO ₂ s	kg	2.16E+1
SO _x als SO ₂ s		5.04E0
CO ₂ s		1.138E+4
HCl p		8.1E-1
NH ₃ p		1.44E0
Pb und Zn (als Pb s)		2.2E-4
Cd s		5.4E-6
Gesamte organische Stoffe (als NMVOC s)		3.6E-3
Partikel s		1.8E-3
Dioxine, Furane (als TCDD-Äquivalente p)	ng	3.6E+1
Abwärme	TJth	2.5E0
Emissionen Wasser (19)		
radioaktiv		
Rad. Nuklidgemisch f	kBq	6.0E+2
nicht radioaktiv		
Chlorierte Lösungsmittel f	kg	2.4E-3
Kohlenwasserstoffe gesamt f		2.4E-1
Ion Al f		2.4E-1
Ion Pb f		1.2E-2
Ion Cd f		2.4E-3
Ion Cr-III f		4.8E-2
Ion Cr-VI f		2.4E-3
Ion Fe f		4.8E-2
Ion Co f		1.2E-2
Ion Cu f		1.2E-2
Ion Ni f		4.8E-2
Ion Hg f		2.4E-4
Ion Zn f		4.8E-2

Tab. VII.11.7 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: "Radioaktive Abfälle in ZWILAG Behandlungsanlagen".

Radioaktive Abfälle in Zwischenlager (11)	m³	Infra. "Zwilag B"	Infra. "Zwilag C"	Betrieb "Zwilag B"	Betrieb "Zwilag C"
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ^{2a}	2.8E+1	1.4E+2		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		3.4E+1	1.7E+2		
Energieträger (3)					
Strom Mittelspannung Bezug in CH	TJe			3.2E-2	---
Basismaterialien (4)	kg				
Stahl niedriglegiert		8.8E+0	4.4E+1		
Stahl unlegiert		3.5E+1	1.75E+2		
Beton (ohne Armierungseisen)		7.1E+2	3.5E+3		
Transporte (5)					
LKW 28t	tkm	3.8E+1	1.86E+2	3.8E+1	
Schiene				3.4E+3	3.2E+4
OUTPUT					
Kernenergie (11)					
Abfälle, radioaktiv					
Radioaktiver Abfall in Endlager B	m ³			1	---
Radioaktiver Abfall in Endlager C				---	1
Emissionen Luft (18)					
Abwärme	TJ _{th}			3.2E-2	---
Feste Abfälle (17)					
Abbruchmaterialien (als Abf. in Inertstoffdep.)	kg	3.6E+2	1.8E+3		

Tab. VII.11.8 Zusammenstellung der Eingabedaten für die Module: "Radioaktive Abfälle in ZWILAG zu Endlager B/C".

12 Endlagerung

12.1 Einleitung

Die optimale Strategie zur Entsorgung toxischer und radiologischer Abfälle besteht darin, eine Verminderung der Mengen und der Schädlichkeit der Rückstände anzustreben und den unvermeidbaren Anfall von Abfallresten umweltgerecht zu beseitigen. Abfallstoffe, die man nicht mehr wiederverwenden oder -z.B. durch Verbrennung- in weniger schädliche Stoffe umwandeln kann, werden grundsätzlich auf zwei Arten entsorgt:

- Verdünnung und Verteilung der Schadstoffe in die Atmosphäre oder in Gewässer auf Konzentrationen, die für Mensch und Umwelt unschädlich sind oder
- Konzentrierung und Einschluß des Abfalls mit anschließender dauernden Isolierung durch Endlagerung.

Während beim Betrieb kerntechnischer Anlagen tolerierte Umweltabgaben in Luft und Wasser praktisch unvermeidbar sind, werden für die anfallenden festen radioaktiven Abfälle konsequent die Einschlussstrategie befolgt.

12.2 Das nukleare Entsorgungskonzept der Schweiz

In der Schweiz sind die Verursacher radioaktiver Abfälle für deren Entsorgung verantwortlich. Das Gesetz schreibt die dauernde und sichere Entsorgung der Abfälle durch Endlagerung vor. Zur Wahrnehmung dieser Aufgabe haben die Elektrizitätsgesellschaften, welche Kernkraftwerke betreiben, sowie die Eidgenossenschaft zuständig für die Abfälle aus Medizin, Industrie und Forschung im Jahr 1972 die nationale Gesellschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) gegründet. Die Nagra ist für die Endlagerung und die damit verbundenen Forschungs- und die Projektierungsarbeiten verantwortlich; weitere Arbeiten zur Entsorgung, wie die Konditionierung und Zwischenlagerung der Abfälle, werden die einzelnen Verursacher oder durch von diesen gebildete, zweckgerichtete Organisationen ausgeführt.

Das Konzept sieht die Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente im Ausland und die Rücknahme der resultierenden Abfälle in die Schweiz vor (Siehe Kap. VII.10 "Wiederaufarbeitung" und Kap. VII.11 "Zwischenlagerung"). Die Option einer direkten Beseitigung von nicht wiederaufgearbeiteten Brennelementen wird ausdrücklich offengehalten und in der Endlager Planung berücksichtigt.

Vorgesehen sind zwei Endlagertypen:

- ein Endlager für kurzlebige schwach- und mittelaktive Abfälle aus dem Betrieb und Abbruch der schweizerischen Kernkraftwerke sowie aus Medizin, Industrie und Forschung: **Endlager B**. Dieses Endlager soll als ein im geeigneten Wirtgestein bergmännisch erstelltes System von horizontal zugänglichen Kavernen realisiert werden. Die im Bergesinnern befindliche Anlage muß auch ohne Überwachung langfristig sich sein. Zusätzlich werden aber auch Kontrollmöglichkeiten vorgesehen, welche solange wirksam bleiben, als der Zugangsstollen offen bleibt.
- ein Endlager für verglaste hochaktive und für langlebige mittelaktive Abfälle aus der Wiederaufarbeitung des Kernbrennstoffs sowie für die eventuelle direkte Beseitigung abgebrannter Brennelemente ohne Wiederaufarbeitung: **Endlager C**. Das Endlager soll in tiefen geologischen Formationen angelegt werden, als ein Stollensystem mit Zugang durch einen vertikalen Schacht. Neben der Entsorgungslösung in der Schweiz wird die Option einer Endlagerung im Rahmen internationaler bzw. ausländischer Projekte offengehalten.

Die vorliegende Arbeit stützt sich im wesentlichen auf die Ergebnisse des von der Nagra durchgeführten **Projekts Gewähr 1985** <Nagra 1985 a>. Die Endlagerprojekt beruhen auf dem **240 GWA-Szenario** (in der Annahme von 6 KKW à 1'000 MW mit einer Betriebszeit von 40 Jahren) <Nagra 1985 a, b, f>. Das aktualisierte Projekt geht von der Hälfte dieser total

produzierten Energiemenge aus, d.h. die Planung stützt sich auf die gegenwärtig in Betrieb stehenden Kraftwerke <Niemeyer et al. 1993>, wobei Optionen zu zusätzlicher Lagervolumenschaffung offen gehalten werden.

Zur Durchführung verschiedener Untersuchungen und Experimente sowie zum Erwerb praktischer Erkenntnisse wurde das **Felslabor Grimsel** gebaut <Nagra 1985 k>. Das Labor liegt rund 450 Meter unter der Felsoberfläche. Es besteht aus ca. 900 m Stollen und aus einem zentralen Bereich. Die Bauarbeiten dauerten von April 1983 bis Mai 1984. In Bezug auf den Bau des Endlagers C wurden seit dem Jahr 1981 in der Nordschweiz ein komplexes Evaluationsverfahren mit geophysikalischen Untersuchungen durchgeführt <Nagra 1992 a>. Unter anderem erfolgten sieben **Tiefenbohrungen** in der Nordschweiz, die Aufschluß gaben über die geologischen Verhältnisse im Grundgebirge und seiner Sedimentabdeckung. Die materiellen und energetischen Bedarfsmengen, sowie die Emissionen der verschiedenen Tiefenbohrungen werden am Beispiel der ersten durchgeführten Sondierbohrung in Böttstein (10 km nördlich von Brugg) grob aufgezeigt. Die dortigen Arbeiten begannen im Juli 1982, dauerten ca. 2 Jahre und erreichten eine Endtiefe von 1'500 m. Weitere Untersuchungen an den in die Evaluation einbezogenen Standorten für das Endlager B bestanden aus Erdoberflächenmessungen und aus **Sondierbohrungen** (z.B. sieben Bohrungen am Wellenberg).

12.3 Allgemeine Daten der Endlager-Projekte

Die radioaktiven Abfälle können nach Oberflächendosisleistung und Aktivitätskonzentration sowie nach allgemeinen Eigenschaften eingeteilt werden. Die entsprechenden Angaben sind in Tab VII.12.1 und VII.12.2 gezeigt. Die hochaktiven und mittelaktiven langlebigen Abfälle werden mit HAA, die mittelaktiven kurzlebigen und schwachaktiven Abfälle mit SMA bezeichnet.

	Oberflächen-Dosisleistung (rem/h)	Volumenspez. Aktivität (kBq/m ³)	Notwendigkeit einer Abschirmung/Kühlung
Hochradioaktive Abfälle	≥ 2	3.7E+11	Abschirmung und Kühlung nötig
Mittelradioaktive Abfälle	0.2÷2	3.7E+6÷3.7E+11	Teilweise Abschirmung nötig, keine Kühlung
Schwachradioaktive Abfälle	≤ 0.2	3.7E6	Keine Abschirmung u. Kühlung nötig

Tab. VII.12.1 Kategorisierung der radioaktiven Abfälle nach Oberflächendosisleistung und Aktivitätskonzentration <Nagra 1985 b>

Abfallkategorie	Strahlenart	Aktivitätskonzentration	Radiotoxizität	Wärmeleistung
I Hochaktiv	α, β, γ	hoch, signifikant	hoch	hoch
II Mittelaktiv, langlebig	α, β, γ	mittel, signifikant	mittel	mittel
III Mittelaktiv, kurzlebig	α, β, γ	mittel, vernachlässigbar	mittel	niedrig
IV Schwachaktiv	α, β, γ	niedrig, vernachlässigbar	niedrig	vernachlässigbar

Tab. VII.12.2 Kategorisierung der radioaktiven Abfälle nach allgemeinen Eigenschaften <Nagra 1985 b>.

12.3.1 Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle (B)

Die hauptsächlichsten geologischen und hydrologischen Charakteristiken des Endlagerstandorts bestehen in stabilen geologischen Verhältnissen im Endlagerbereich, in genügend festem und ausgedehntem sowie wasserdichtem Wirtgestein. Mitte 1993 konnte nach einer rund 10 jährigen

Evaluation die Nagra dem Bundesrat den Standort am **Wellenberg (NW)** für den Bau des schweizerisches Endlagers für schwach- und mittelradioaktive Abfälle (SMA) vorschlagen. Die der vorliegenden Arbeit zugrundeliegenden Daten stützen sich jedoch auf die bautechnischen Vorgaben für eine SMA-Endlager Studie am **Oberbauenstock (UR)**, welche im Projekt Gewähr 1985 im Sinne eines **Modell-Datensatzes** aufgezeigt wurden <Nagra 1985 f>. Da bei beiden, rund 10 km voneinander entfernten Standorte das gleiche Wirtgesteine (Valanginienmergel) angetroffen wird, kann der Standort Oberbauenstock als repräsentativ angesehen werden. In der folgenden Tabelle sind die erwarteten einzulagernden Abfallmengen eingetragen. Die Mengen von der Wiederaufarbeitung sind der Tabelle "Wiederaufarbeitungsabfälle für das 240 GWa schweizerische Kernenergieszenario" in Kap. VII.10 entnommen.

Abfallgebinde	Stückanzahl	Abfallmatrix	Herkunft
100 / Faß	4'217	Kunststoff	Betrieb der KKW
200 / Faß	22'401	Bitumen	Betrieb der KKW, MIF ^a und Wiederaufarbeitung ^b
200 / Faß	236'843	Zement	Betrieb der KKW
680 / Faß	40'872	Zement	Wiederaufarbeitung
1'100 / Faß	786	Zement	Wiederaufarbeitung
1'200 / Faß	11'790	Zement	Wiederaufarbeitung
17.1 m ³ Container	4'473	Zement	Stilllegung der KKW

^a MIF: Abfälle aus Medizin, Industrie und Forschung

^b 19'650 Gebinde

Tab. VII.12.3 Abfallmengen in Endlager B <Nagra 1985 b>;

Eine weiter in der obigen Tab VII.12.3 nicht eingetragene Abfallkategorie bilden die Sonderabfälle, die zu Hauptsache aus sperrigen technologischen Betriebs- und Stilllegungsabfälle von Anlagenteilen aus Forschung, Industrie und Medizin bestehen; die heute noch ungenauen Mengen bedürfen Bruttovolumen von ca. 20'000 m³ + 10'000 m³ Reserve. Weiter werden für Stilllegungsabfälle aus Forschungsreaktoren ein Bruttovolumen von ca. 4'000 m³ benötigt. Das totale **Abfallvolumen** (inkl. Abfallmatrix und Gebinde) beträgt rund **200'000 m³**.

Das Sicherheitsbarrieren-System besteht aus der Verfestigungsmatrix (Zement, Bitumen, Kunststoffe, der Umhüllung der Abfallfässer in Containern mit Fließzement, der Betoncontainer, der Verfüllung der Hohlräume zwischen den Abfallcontainern und den Lagerkavernen aus Kleidungen mit Sonderbeton; Lagerauskleidungen aus Beton; Versiegelung des Endlagerzuganges bei Lagerverschluss; natürliche Sicherheitsbarriere der geologischen Schichten.

12.3.2 Endlager für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle (C)

Da die Standortwahl für ein schweizerisches Endlager für hochaktive Abfälle (HAA) erst zu Beginn des nächsten Jahrhunderts gefällt wird, fehlen uns zum jetzigen Zeitpunkt somit konkrete Angaben betreffend der geologischen Situation und anderer Randbedingungen des Standortes. Die bautechnischen Vorgaben für eine Endlager-Studie wurden im Projekt Gewähr 1985 im Sinne eines **Modell-Datensatzes** aufgezeigt <Nagra 1985 c>, der ebenfalls im Rahmen der vorliegenden Arbeit Anwendung findet. Diesem Modell liegt eine typische geologische Situation zugrunde, wie sie in der Untersuchungsregion der Nagra für ein HAA-Endlager in der Nordschweiz vorgefunden werden kann:

Erdtiefe (m)	Geologie
0 - 25	Quartäre Ablagerungen
25 - 400	Karbonat- u. Sandgestein, Evaporiten
ab 400	Kristallines Grundgebirge (Wirtgestein)

Tab. VII.12.4 Geologische Verhältnisse für Modell-Datensatz des HAA-Endlager <Nagra 1985 c>.

Die Netto-Abfallmengen sind in der folgenden Tabelle eingetragen. Die Mengen sind aus der Tabelle "Wiederaufarbeitungsabfälle für das 240 GWa schweizerische Kernenergieszenario" in Kap. VII.10 entnommen.

Abfallgebinde	Abfallmatrix	Volumen (Brutto) (m ³)	Stückzahl	Aktivität pro Gebinde (kBq)	Oberflächen-dosisleistung (rem/h)	Wärmeabgabe (W)
150 l Kokille	Glas	0.19	5'895	6.9E+12	< 65'000	< 650
200 l Faß	Bitumen	0.217	19'650 ^a	7.5E+8	ca. 6	< 0.2
1'400 l Faß	Zement	1.43	3'930	ca. 7.4E+10	< 30	< 3.5

^a Bei der Sortenzuteilung in die bautechnischen Projektstudien ist diese Stückzahl auch dem Endlager B zugeordnet (siehe Tab. VII.12.3).

Tab. VII.12.5 Charakteristiken des Abfall-Inputs für Endlager C, (Bezugszeitpunkt 40 Jahre nach der Entladung) <Nagra 1985 c>.

Dazu kommt noch eine unspezifizierte Menge von Sonderabfällen (ca. 155 m³ <Nagra 1985 b>). Das **Brutto-Abfallvolumen** für das HAA-Endlager beträgt somit rund **11'100 m³**. Die verschiedenen Kavernenteile enthalten die oberirdische Empfangsanlage, zwei Vertikalschächte, unterirdischer zentraler Bereich, zwei Hauptstollen, Endlagerzone (parallele horizontale Stollen) für HAA-Behälter sowie der Bereich der vertikal angeordneten Silos für die Aufnahme langlebiger mittelaktiver Abfälle (LMA).

Die maximale Aktivität in der Gesamtanlage während der Abfallvorbereitung beträgt 3.7E+14 kBq und nach der Versiegelung rund 3.7E+16 kBq <Nagra 1984 b>. Durch die vorgenommene Aufteilung der Endlagerzone in vier Felder, ist ein paralleler Bau- und Einlagerungsbetrieb möglich. Die baulichen und betrieblichen Tätigkeiten erfahren jedoch eine vollständige Trennung, d.h. in einem Feld sind entweder Bau- oder Einlagerungsarbeiten im Gange, aber nie gleichzeitig beides. So kann der Einlagerungsbetrieb bereits nach 18 Jahren ab Baubeginn aufgenommen werden <Nagra 1985 c> und <Nagra 1986>.

Das Sicherheitsbarrieren-System besteht aus: Verfestigungsmatrix (Glasmatrix für die hochaktiven Abfälle, Zement- resp. Bitumenmatrix für die mittelaktiven Abfälle); Gebinde (Stahlzylinder für die hochaktiven Abfälle, rostfreie Stahlgebilde resp. Fässer für die mittelaktiven Abfälle); Einschluß (HAA-Stahlzylinder sind in korrosionsfeste Stahlbehälter, zementierte oder bitumierte LMA-Gebinde in Betonzylinder der Lagersilos mit Fliesszement eingebunden); Verfüllung der Hohlräume zwischen den HAA-Behälter und dem Wirtgestein resp. zwischen den LMA-Silowänden und dem Wirtgestein mit dichtem quellfähigem Bentonit; Versiegelung des Lagerzuganges bei Lagerverschluss; natürliche Sicherheitsbarriere der Geospähre.

12.4 Material- und Energiebedarf

Die in dieser Studie angegebenen Daten basieren auf einer umfassenden Semesterarbeit <Tramer 1993>. Die Bedarfsmengen für die Endlager B und C werden getrennt behandelt. Für die Moduleintragung werden die Beiträge vom Felslabor Grimsel hälftig jedem Lager zugeordnet. Der Bedarf für die Tiefenbohrungen und Sondierbohrungen werden dem Endlager C, resp. dem Endlager B zugerechnet. Weitere, geringere Bedürfnisse aufweisende geophysikalische Untersuchungsaktivitäten werden nicht in Betracht gezogen.

12.4.1 Bau der Endlager B und C

Bau des Endlagers B

Die wesentlichen Punkte des zeitlichen Ablaufes sind <Nagra 1985 f> und <Nagra 1988 b>: Planung und Vorarbeiten (Geologische Untersuchungen zur Standortwahl, Festlegung des Standortes, Rahmen- und Baubewilligung, Projektierungsarbeiten, Ausschreibungen und Vergaben); Untersuchungsarbeiten (Erstellung der Sondierstollen und eines Felslabors (Bauzeit: rund 1 Jahr), Geologische Untersuchungen); Beginn des Lagerbaus gegen Ende 90er Jahre (Ausweitung der Sondierstollen auf Betriebsstollengrösse, Erstellung der Empfangsanlage und Lagerkavernen). Aus zeitlichen Gründen soll nach der Fertigstellung der ersten Lagerkaverne der Einlagerungsbetrieb für SMA-Gebinde aufgenommen werden, während die Bauarbeiten weitergehen. Die gesamten Bauarbeiten für die Lagererstellung sollten nach rund abgeschlossen sein. Der Einlagerungsbetrieb erstreckt sich über rund 60 Jahre.

Bau des Endlagers C

Die wesentlichen Punkte des zeitlichen Ablaufes sind <Nagra 1985 c>: Planung und Vorarbeiten (geologische Untersuchungen zur Standortwahl, Festlegung des Standortes zu Beginn des 21. Jh., Rahmen- und Baubewilligung, Projektierungsarbeiten, Ausschreibungen und Vergaben); Abteufung des ersten Förderschachtes (Bauzeit ca. 6 Jahre); Untersuchungsarbeiten (Erstellung der Sondierstollen und eines Felslabors mit einer Bauzeit von 2-3 Jahren, Geologische Untersuchungen während mindestens 5 Jahren); Abteufung des zweiten Förderschachtes, Erstellung der oberirdischen Bauten (Bauzeit ca. 6 Jahre), Baubeginn im unterirdischen zentralen Bereich; Aufnahme der Arbeiten für das Silosystem; Beginn der Ausbrucharbeiten im Endlagerzonenbereich (Ausweitung der Sondierstollen auf Hauptstollengrösse, Erstellung der Endlagerstollen). Nach der Fertigstellung des ersten Endlagerzonen-Feldes (nach ca. 18 Jahren ab Baubeginn) kann der Einlagerungsbetrieb für HAA-Gebinde aufgenommen werden, während die Bauarbeiten in den weiteren Feldern weitergehen. Die Deponierung der LMA-Abfälle beginnt ca. nach 21 Jahren (ab Baubeginn). Die gesamten Bauarbeiten für die Lagererstellung sollten nach rund 26 Jahren abgeschlossen sein.

12.4.2 Betrieb der Endlager B und C

Endlager B

Der Ablauf in der Empfangsanlage des Endlagers B besteht aus folgenden Schritten: Umlad der angelieferten Abfallgebinden; Sortierung der Abfälle nach Toxizitätsklassen; temporäre Zwischenlagerung der Abfälle; Verfüllung und Konditionierung der Endlagercontainer mittels Fliesszement (fernbedient); Umlad der konditionierten Endlagercontainer auf die Stollenbahn. Das Einlagerungskonzept sieht zwei Endlagercontainer-Typen vor, in welche sämtliche angelieferten Abfälle eingebunden werden: Typ 1 (Abmessung 4.78 x 2.18 x 2.08 m), 12'150 Einheiten; Typ 2 (Abmessung 4.78 x 2.18 x 1.63 m), 4'240 Einheiten. Die KKW-Stillegungsabfälle werden bereits in den normierten S-Containern Typ 1 angeliefert (siehe Kap. VII.9). Per Stollenbahn gelangen die Endlagercontainer zu den Lagerkavernen. Laufkräne übernehmen dort die ankommenden Gebinde und transportieren sie zu ihrem Lagerplatz. Die Kavernenabschnitte werden sukzessive mit Sonderbeton aufgefüllt. Die einzelnen Abschnitte werden durch Zwischenwände abgegrenzt, welche

als Strahlungsschutz und als Schalung beim Einbringen des Sonderbetons verwendet werden. Vor der Einlagerung des ersten Containers in einen Abschnitt wird eine 30-50 cm dicke Schicht des Verfüllmaterials auf die Bodenplatte der Kaverne aufgebracht und die Schutzwand zum nächsten Abschnitt errichtet. Die Abfallgebände werden anschließend lagenweise eingebracht, und die entstehenden Hohlräume mit Hilfe von Injektionsapparaturen aufgefüllt. Der benötigte Sonderbeton wird mittels Druckleitungen von der Empfangsanlage (Herstellungsort) zu den Lagerkavernen gepumpt. Die Verfüllung der Lagerkavernen und deren Teilabschlüsse erfolgen bereits z.T. während der Betriebsphase des Lagers.

Das Versiegelungskonzept sieht vor, dass sowohl Hohlräume als auch Auflockerungs- und Störzonen behandelt werden. So entsteht eine wirksame Sicherheitsbarriere. Gegenstand der Versiegelung sind diejenigen Anlagebereiche, welche im Wirtgestein liegen. Die anderen unterirdischen Anlageteile werden mit stabilisiertem Ausbruchmaterial verfüllt. Das Verfüllmaterial besteht aus Sonderbeton, Bentonit/Sand-Gemisch und aus verdichteten Bentonitblöcken. Diese Materialien erfüllen die oben aufgezeigten Versiegelungsbedingungen. Vor der Versiegelung des Lagers werden sämtliche technischen Einrichtungen (Krane, Rollmaterial, Schienen, elektrische Installationen, usw.) entfernt und der andersweitigen Wiederverwendung zugeführt.

Endlager C

Folgende Ablauf Tätigkeiten erfolgen in der Empfangsanlage: Entladen der Transportbehälter; Durchführung einer Abfall-Eingangskontrolle; Verpacken der HAA-Zylinder in die Endlagerbehälter und der angelieferten LMA-Fässer resp. -Gebinde in lagerinterne Transport-Abschirmbehälter; HAA-Endlagerbehälterprüfung und Einbringen in spezielle Transport-Abschirmbehälter; Transport der Abfälle in den Endlagerbereich. Unter dem Einlagerungsbetrieb im Stollen werden grundsätzlich folgende drei Operationen verstanden: Einlagerung der Behälter (schrittweise Demontage der Versorgungsleitungen, der Geleise usw., Verfüllung des unteren Teils des Stollenquerschnittes mit Bentonit, Platzierung des HAA-Endlagerbehälters); Verfüllung der Stollen (Restverfüllung mit Bentonit im oberen Teil des Stollenquerschnittes, Einbringen von Bentonitgranulat zur Hohlraumverminderung); Errichtung von Teilabschlüssen am Stollende (nach der Verfüllung der einzelnen Endlagerstollen werden diese an beiden Enden gegen den jeweiligen Hauptstollen hin mit Beton abgeschlossen).

Der Einlagerungsbetrieb im Stollen der LMA-Behälter besteht in: Antransport der Abfallgebände; definitive Positionierung mittels ferngesteuertem Kran; Hohlraumverfüllung mit Sonderbeton; Verfüllung des Hohlraumes zwischen Fels und Betonzylinder mit Bentonitgranulat; Abschließen der Silos mit verzahnten Betonpfropfen.

Nach Abschluß der Einlagerung von radioaktiven Abfällen in das Endlager wird dieses verschlossen und versiegelt (siehe entsprechende Bemerkungen für das Endlager B). Bereits während des Einlagerungsbetriebs werden die eigentlichen Endlagerbereiche wie Lagerstollen und Silos sukzessive verfüllt. Sämtliche übrigen Untertagbereiche werden vor dem definitiven Verschluss des Endlagers aufgefüllt. Das Verfüllmaterial besteht aus einem Mix von Bentonit (20-30%) und aus Sand. Die Versiegelung gliedert sich in drei Elemente: Teilabschlüsse der bereits verfüllten Endlagerbereiche (Abschlusspfropfen an den Lagerstollenden und Silos); Versiegelung bestimmter, als hydraulische Barrieren geltenden Bereiche (zur Verhinderung der Wasserzirkulation innerhalb des rückverfüllten Endlagers); Rückverfüllung sämtlicher Resthohlräume (zentraler unterirdischer Bereich, Zugangsstollen).

12.4.3 Zusammenstellung des Material- und Energiebedarfs der Endlager

Materialbedarf

Tab. VII.12.6 zeigt eine Zusammenstellung der Materialbedarfsdaten für die Bau-, Betrieb- und Versiegelungsphasen der Endlager B und C, sowie für das Felslabor Grimsel, die Tiefen- und Sondierbohrungen.

Kernenergie, Endlagerung

Materialien ^a	Bedarfszweck ^b	Volumen ^c m ³	Gewichtsmenge kg	Gewichtsmenge kg/m ³ Abfall ^d
Beton ^e	Felslabor Grimsel	ca. 2'300	5.1E+6	
	Sondierbohrungen		2E+6	
	Bau Endlager B	282'600	621.7E+6	
	Betrieb Endlager B	179'200	394.2E+6	
	Versiegelung Endlager B	22'300	49.1E+6	
	Total Endlager B		1'070E+6	5'350 (pro m ³ SMA)
	Tiefenbohrungen	560	1.2E+6	
	Bau Endlager C	110'600	243.3E+6	
	Betrieb Endlager C	163'600	360.0E+6	
	Versiegelung Endlager C	7'300	16.1E+6	
Total Endlager C		623E+6	56'130 (pro m ³ HAA)	
Armierungseisen	Felslabor Grimsel		1.2E+5	
	Bau Endlager B		16.2E+6	
	Betrieb Endlager B		7.1E+6	
	Total Endlager B		23.4E+6	117 (pro m ³ SMA)
	Bau Endlager C		6.6E+6	
Betrieb Endlager C		9.1E+6		
Total Endlager C		15.8E+6	1'423 (pro m ³ HAA)	
Stahl/Stahlguss	Betrieb Endlager C		49.8E+6	4'487 (pro m ³ HAA)
Bentonit	Sondierbohrungen		0.9E+6	
	Versiegelung Endlager B	28'000	74.2E+6	
	Total Endlager B		75E+6	375 (pro m ³ SMA)
	Tiefenbohrungen	350	1E+6	
	Betrieb Endlager C	142'400	377.3E+6	
Versiegelung Endlager C	82'200	217.8E+6		
Total Endlager C		596E+6	53'700 (pro m ³ HAA)	
Sand	Sondierbohrungen		44E+6	
	Versiegelung Endlager B	71'000	188E+6	
	Total Endlager B		232E+6	1'160 (pro m ³ SMA)
	Tiefenbohrungen	13'300	26.6E+6	
Versiegelung Endlager C	248'600	658E+6		
Total Endlager C		685E+6	61'700 (pro m ³ HAA)	
Wirtgestein(Granit)	Versiegelung Endlager B	109'100	218E+6	1'090 (pro m ³ SMA)
	Versiegelung Endlager C	17'500	35E+6	3'153 (pro m ³ HAA)
Bitumen/Asphalt	Sondierbohrungen		15E+6	
	Bau Endlager B	710	1.4E+6	
	Total Endlager B		16.4E+6	82 (pro m ³ SMA)
	Tiefenbohrungen		11E+6	
Bau Endlager C		k.A.		
Total Endlager C		11E+6	990 (pro m ³ HAA)	
Chem. Zusätze (Sonderbetonzusatz ca. 5 kg/m ³ Beton)	Betrieb Endlager B		560'000	
	Versiegelung Endlager B		116'500	
	Total Endlager B		676'500	3.4 (pro m ³ SMA)
	Betrieb Endlager C		61'000	
Versiegelung Endlager C		9'000		
Total Endlager C		70'000	6.3 (pro m ³ HAA)	
Zement	Sondierbohrungen		600'000	3 (pro m ³ SMA)
	Tiefenbohrungen		700'000	63.1 (pro m ³ HAA)

Tab. VII.12.6 Materialbedarf für die Endlager B und C.

Fußnoten zu Tab. VII.12.6

- a Abdichtmaterialien für den Bau Endlager B und C und Betriebstechn. Geräte, Apparaturen, Materialien (el. Anlagen, wie z.B. Stollenbahn, Lauf-/Stollenkräne, Injektionsapparatur, Licht-, Lüftungs-u. Überwachungsanlagen, etc.): k.A.
- b Sondierstollenbauten werden hier nicht explizit aufgeführt, sondern sind in den Lagerbauten inbegriffen <Tramèr 1993>.
- c <Nagra 1985 c, d> und <Nagra 1986>.
- d Abfall-Input: SMA: 200'000 m³, HAA: 11'100 m³
- e Die Betonaufbereitung erfolgt jeweils auf den Lagerbaustellen (aus Sand/Kies, Zement, Wasser und ev. aus chemischen Zusätzen), hier keine Unterscheidung von verschiedenen Betonarten.

Wasserbedarf

Im Stollenbau für beide Endlager wird Wasser vor allem als Staubbänger/-binder und als Kühlmittel beim Bohren und Fräsen verwendet. Da dieses Wasser wieder aus dem Stollen gepumpt werden muß, ist man bestrebt, diese Mengen gering zu halten (keine Angaben bezüglich Wassermengen). In den Bau- und Betriebsphasen wird Wasser in großen Mengen auch als Reinigungs- und Spülmittel verwendet. Diesbezügliche Mengenangabe ist nicht möglich. Die Abwässer werden einer nahen oder baustelleneigenen Kläranlage zugeführt. Die Wasserzufuhr für die Lagerluftbefeuchtung wird über die Berechnung interner Dampfdiffusion ermittelt. Weiter wird für die Herstellung von Baubeton rund 150 l-Wasser/m³-Beton verwendet. Spritzbeton erfordert einen höheren Wasserbedarf (170-180 l/m³), wird hier aber nicht separat aufgeführt. Sonderbeton, wie er im Betriebsablauf des Endlagers C gebraucht wird, benötigt eine Wassermenge von 170 l/m³. In Tab. VII.12.7 ist der Wasserbedarf für die Endlager B und C eingetragen.

Bedarfsbereich	Kühlmittel/ Staubbänger Allg. Reinigung	Lagerluft- Befeuch- ung. ^a (Mio. l)	Beton- Aufberei- tung. ^b (Mio. l)	Sonder- beton- aufber. ^c (Mio. l)	Total (Mio. l)	Total (kg/m ³ Abfall-Input)
Bau Felslabor Grimsel	k.A.	ca. 0.6	0.3		ca. 1	
Sondierbohrungen	470 l/m-Bohrung ^d				5.5 ^e	
Bau Endlager B	k.A.	1	42.4		> 43.4	
Betrieb Endlager B ^f	k.A.	7.8	7.5	19	> 36.8	
Versiegelung Endlager B			0.3	3.5	3.8	
Tot. Endlager B					> 90	> 450 kg/m ³ SMA
Tiefenbohrungen	470 l/m-Bohrung				4.7 ^g	
Bau Endlager C	k.A.	3.4	16.6		> 20	
Betrieb Endlager C ^h	k.A.	6.5	24.5		> 31	
Versiegelung Endlager C			0.8	0.3	1.1	
Tot. Endlager C					> 57.3	> 5160 kg/m ³ HAA

- a 15 l/h.
- b Annahme: 150 l/m³.
- c Annahme: 170 l/m³.
- d <Nagra 1985 i>.
- e Annahme: totale Bohrtiefe: ca. 11'700 m <Nagra 1985 i>.
- f 60 Jahre Betrieb.
- g Annahme: totale Bohrtiefe: ca. 10'000 m.
- h 50 Jahre Betrieb.

Tab. VII.12.7 Wasserbedarf für die Endlager B und C.

Energiebedarf

Tab. VII.12.8 zeigt eine Übersicht über den Energiebedarf der Endlager. Bei der Berechnung des elektrischen Energiebedarfs während der Bauphase wurde konservativ angenommen, dass die beim Endlager B installierte Leistung von 1.6 MW während der gesamten Bauzeit von 7 Jahren dauernd bezogen wird. Für die Stollenbohrmaschine wurde einen Leistungsbedarf von 5.6 MW (= Leistungsbedarf einer Tunnelbohrmaschine, z.B. Grauholz-Tunnel) eingesetzt, wobei für die Einsatzdauer ebenfalls die gesamte Bauzeit (24 h/Tag an 310 Tagen/Jahr) unterstellt wurde. Der Ermittlung des Energiebedarfs für das Endlagers C liegt die Annahme eines 50% höheren Leistungsbedarfs als beim Endlager B zugrunde (größerer Leistungsbedarf wegen der notwendigen intensiveren Lüftung und dem Hochbringen des Ausbruchsmaterials). Die Berechnung der Energieaufwandes basiert auf der Bauzeit von 26 Jahren, wobei ebenfalls dauernder Einsatz unterstellt wird. Für die Berechnung des Ausbruch-Energiebedarfs wird vom errechneten spezifischen Wert des Endlagers B ausgegangen (Felsausbruchvolumen des Endlagers B = $8E+5 \text{ m}^3$; Energieaufwand pro $\text{m}^3 = 1.3E-3 \text{ TJ/m}^3$), wobei wegen des härteren Gesteins des Endlagers C (Granit statt Mergel) dieser Wert um 50% erhöht wurde (Felsausbruchvolumen des Endlagers C: $6.6E+5 \text{ m}^3$). Die Energiebedarfswerte für Betrieb, Versiegelung, Felslabor Grimsel sowie Sondier- und Tiefenbohrungen wurden von <Tramèr 1993> übernommen. Der Energieaufwand für die Sondierbohrungen wurde dem Endlager B, die Tiefenbohrungen dem Endlager C und für das Felslabor Grimsel hälftig den Endlagern B und C zugeordnet.

Dieselbedarf	(Tiefenbohrung Böttstein)	TJ _{th}	0.71	
	Gesamt Tiefenbohrungen		5.2	$4.7E-4 \text{ TJ}_{th}/\text{m}^3_{HAA}$
	Gesamt Sondierbohrungen		ca. 15	$7.5E-5 \text{ TJ}_{th}/\text{m}^3_{SMA}$
Strombedarf	Bau Felslabor Grimsel	TJ _e	4	
	Betrieb Felslabor Grimsel		48	
	Gesamt Sondierbohrungen		ca. 20	
	Bau Endlager B		1'403	
	Betrieb Endlager B		274	
	Versiegelung Endlager B		27.5	
	Total Endlager B		1751	$8.8E-3 \text{ TJ}_e/\text{m}^3_{SMA}$
	(Tiefenbohrung Böttstein)		3	
	Gesamt Tiefenbohrungen		23.6	
	Bau Endlager C		3'300	
Betrieb Endlager C		285		
Versiegelung Endlager C		97		
Total Endlager C		3'732	$3.4E-1 \text{ TJ}_e/\text{m}^3_{HAA}$	

Tab. VII.12.8 Energiebedarf für die Endlager B und C

12.5 Emissionen

12.5.1 Emissionen beim Bau und Betrieb der Endlager B und C

Nicht-radioaktive Luftemissionen

Der Hauptteil der nicht radioaktiven Luftemissionen stammen von Verbrennungsprozessen, die hier nicht explizit aufgeführt sind. Angaben werden lediglich gemacht bezüglich Methanemissionen während des Baus des Endlagers B <Nagra 1985 f>. Es wird angegeben, dass bei Sondierbohrungen beim Bau der Seelisbergtunnels (im näheren Gebiet des Wellenbergstandorts) örtlich konstante

Ausströmraten von 2 bis 3 l/s pro Stelle in einem nicht betonierten Stollen gemessen wurden. Da beim Bau des Endlagers B gleichzeitig an drei Bohrstellen im drei-Schichtbetrieb gearbeitet wird, kann für diese Studie eine Verdreifachung dieser Abgaberate angenommen werden, insgesamt also rund 10 l/s. Mit der unterstellten Gesamtemissionsdauer entsprechend der eigentlichen Bohrzeit von 6 Jahren ergibt sich ein Gesamtmethanvolumen von $1.9E+6 \text{ m}^3$ oder normiert ca. $7.6 \text{ kg/m}^3\text{SAA}$. Für das Endlager C werden bezüglich der Methanabgabe in Luft keine Angaben gemacht. Hingegen wird angegeben, dass das abgeführte Stollenwasser gelöstes Methan enthält <Nagra 1985 c>. Für den Stollenbau ist ein teilweiser Einsatz von Sprengstoff vorgesehen. Entsprechende Emissions-Daten werden jedoch nicht angegeben.

Nicht-radioaktive Wasseremissionen

Aus <Nagra 1985 i> kann eine totale Abwassermenge (inklusive Regen- und Platzwasser, Spülwasser, Formationswasser, ölvermisches Wasser) für die Tiefenbohrung Böttstein (Tiefe 1'500 m) von $24'400 \text{ m}^3$ entnommen werden. In der Annahme, dass eine Proportionalität Bohrtiefe und Wassermenge besteht, kann die Gesamtmenge für die Tiefenbohrungen (Gesamttiefe: 11'700 m) und Sondierbohrungen (Gesamttiefe: 10'000 m) extrapoliert werden; sie beträgt $1.9E+5 \text{ m}^3$ für die Tiefenbohrungen und $1.6E+5 \text{ m}^3$ für die Sondierbohrungen. Keine Angaben werden für das Felslabor Grimsel gemacht. Bezüglich des Endlagers B wurden folgende Abschätzungen für Wasseranfall im Baustollen gemacht: im ersten Abschnitt (800 m, Kieselstein) 15 l/min, im zweiten Abschnitt (2700 m, Wirtgestein) 1.5 l/min <Nagra 1993>. Extrapolierend auf den etwa gleich großen Betriebsstollen, unter Vernachlässigung des Wasseranfalls von den Lagerkavernen kann von einem Gesamtwert von rund 32 l/min ausgegangen werden. Mit der Annahme eines konstanten Anfalles während der Bau, Betriebs, und Versiegelungsphasen errechnet sich eine gesamt anfallenden Wasser von ca. $1.2E+6 \text{ m}^3$. Dieser Menge der Anfall der Sondierbohrungen zuaddiert ergibt einen normierten Wert von rund $6.8E+3 \text{ kg/m}^3\text{SMA}$ ergibt.

Als Planungsunterlage für die bau- und betriebstechnischen Belange des Endlagers C wurden folgende abzupumpende Sicker Mengen angenommen <Nagra 1985 c>: für die gesamten Untertagebauten des Endlagers: maximal $10 \text{ m}^3/\text{h}$; für einen verfüllten Endlagerstollen: pro Stollen-Meter maximal $1E-3 \text{ m}^3/\text{Jahr}$. Mit der Annahme, dass der erstere Wert für die Bauzeitdauer (26 Jahre) angewendet werden kann, und dass ein linearer Rückgang während der Verfüllungs- und Versiegelungsphase (50+5 Jahre) stattfindet, errechnet sich eine gesamt anfallende Wassermenge während Bau und Betrieb von $4.7E+6 \text{ m}^3$. Dieser Menge der Anfall der Tiefenbohrungen zuaddiert ergibt einen normierten Wert von rund $4.4E+5 \text{ kg/m}^3\text{HAA}$ ergibt. Während des Baus des Endlagers C wird mit einem Anfall von in Stollenwasser gelöstem Methan gerechnet. Messungen zeigten einen Methangehalt von weniger als 20 ppm bis zu einer Tiefe von ca. 700 m; dieser Gehalt steigt mit der Tiefe bis zu einem Wert von rund 180 ppm bis zu der Endtiefe von ca. 1200 m an <Nagra 1985 c>. Dieselbe Referenz gibt an, dass bei Unterstellung von Methansättigungsbedingungen in Wasser sich Abgaben von maximal 14.6 kg/Stunde ergeben könnten. Für die Ermittlung des Methanabgabe werden beiden Werte berücksichtigt; es errechnet sich einen mittleren Emissionswert von $7E-4 \text{ kg(Methan)/kg Stollenwasser}$. Mit der oben angegebenen, gesamt anfallenden Wassermenge während Bau und Betrieb läßt sich eine normierte Methanemission von $296 \text{ kg/m}^3\text{HAA}$ errechnen. Für die Klärung und Entschlammung des beim Bau der Endlager anfallenden Stollenwassers werden Reinigungsanlagen installiert. Beim Rückhaltebecken ist eine Ölsperre eingebaut. Die geklärten Stollenwässer werden in die Oberflächengewässer eingeleitet. Keine Mengenangaben werden hierzu gemacht <Nagra 1985 b>.

Feste Abfälle

Die Ausbruchsvolumina der Endlager B und C betragen je ca. $1E+6 \text{ m}^3$ <Nagra 1985 c, f>, <Nagra 1986>. Mit einem Hohlraumanteil von 20-30% kann dem Ausbruch ein spezifisches Gewicht von rund 2 t/m^3 zugeordnet werden. Der Ausbruch wird als 'Abfälle in Inertstoffdeponie' kategorisiert.

12.5.2 Langzeitemissionen

Abschätzungen von Langzeitemissionen mit dem Ziel der Erfassung von Aktivitätsabgaben und entsprechenden Dosisbelastungen in der Biosphäre stützen sich auf von der Nagra durchgeführten Modellrechnungen. Für die Freisetzungsrechnungen beim **Endlager C** wurde davon ausgegangen, dass die den verglasten, hochaktiven Abfall beinhaltenden Stahlgussbehälter einen sicheren Einschluß der Nuklide während der ersten Zeitphase von 1'000 Jahren gewährleisten. Nach dieser Zeitspanne wird ein Versagen des eine Wandstärke von mehr als 20 cm aufweisenden Endlagerbehälter angenommen <Nagra 1985 c>. Der die Behälter umgebende Bentonit-Ton Mantel vermag nun die Radionuklide während mehr als 10'000 Jahren wirksam zurückzuhalten <Nagra 1992 b>. Nach dieser Zeit ist die Aktivität der verglasten HAA-Abfälle, wie aus Fig. VII.12.1.a entnommen werden kann auf weniger als ein Promille des Wertes nach dem Endlagerverschluss (Annahme: Jahr 2080) abgesunken. Die Freisetzung in die Geosphäre beginnt erst, wenn die Diffusionsfront die gesamte Bentonitschicht durchquert hat. Es wird nun davon ausgegangen, dass während einer Zeitperiode in der Grössenordnung von $1.5E+5$ Jahren ein Austritt der Radionuklide aus der Glasmatrix durch Auslaugungsprozesse und Diffusionsvorgänge in den Bentonit-Mantel stattfindet <Niemeyer et al. 1993>.

Das von der Nagra für den Durchtritt durch die Geosphäre zugrundegelegte Grundscenario für das Endlager C basiert auf der Annahme eines Versagens aller Behälter nach 1000 Jahren und eines Fehlens einer Bentonitverfüllung. Die Radionuklide werden entsprechend der Glasauflösung oder den Löslichkeitslimiten in das Wasser freigesetzt und durch das mittlere Kristallin transportiert. Im oberen Kristallin findet eine erste Verdünnung mit einem Faktor von $2E+4$ statt. Die Radionuklide können schließlich in den Grundwasserleiter fluviatiler Schotter gelangen, wobei eine weitere Verdünnung um einen Faktor 40 stattfindet. Danach werden die Nuklide aus diesem Grundwasserleiter über Trinkwasser und Nahrungsketten vom Menschen eingenommen und führen zu entsprechenden Dosisbelastungen. Entsprechend des Basisfallszenarios wird nach einer Einlagerungszeit von einigen zehn Millionen Jahren eine maximale Individual-Strahlendosis von rund $6E-10$ mSv/Jahr erreicht. Entsprechend des konservativsten Szenarios wird ein Wert von $5E-5$ mSv/Jahr nach $1.5E+4$ Jahren errechnet. Nach pessimistischen Rechnungen erfolgt der erste Eintritt der Radionuklide in die Biosphäre nach rund zehn tausend Jahren. Diese ermittelten Dosiswerte sind weit unter dem behördlich festgelegten Schutzziel von 0.1 mSv/Jahr (entsprechend Richtlinie R-21 der Eidgenössischen Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen <Nagra 1985 a, Anhang B>).

Zum Vergleich sei hier die im Jahr 1993 durchschnittliche Strahlendosis der schweizer Bevölkerung von ca. 4 mSv/Jahr angegeben. Davon entsprechen ca. 1.2 mSv/Jahr von natürlichen Strahlenquellen (0.45 mSv/Jahr von terrestrischer Strahlung, 0.34 mSv/Jahr von kosmischer Strahlung und 0.38 mSv/Jahr von natürlichen Radionukliden im Körper) und von zivilisationsbedingten Bestrahlungen sowie künstlichen Strahlenquellen (1.6 mSv/Jahr von Radon und Folgeprodukte im Hausinnern, ≤ 0.01 mSv/Jahr vom Tschernobyl Reaktorunfall, ≤ 0.01 mSv/Jahr vom Kernwaffenausfall, ≤ 0.015 mSv/Jahr Maximalwerte für die Umgebungsbevölkerung von Abgaben aus den Kernanlagen, ≤ 0.03 mSv/Jahr von Abgaben aus anderen Betrieben wie Industrie und Spitälern, ≤ 0.1 mSv/Jahr von Kleinquellen und weiteren zivilisationsbedingten Strahlendosen wie z.B. Fliegen, und 1.04 mSv/Jahr von medizinischen Anwendungen) <BAG 1994>. Die berechnete Jahresdosis vom Nuklidgemisch im Abwasser des KKL für Personen, die sich dauernd am kritischen Ort aufhalten (am Fluß unterhalb des Werkes) betrug für das 1993 weniger als $1E-5$ mSv/Jahr <HSK 1994>.

Das von der Nagra den Freisetzungsrechnungen zugrunde gelegte Geosphärentransportmodell für das Endlager C basiert auf der Annahme des Eintritts der durch den Bentonitmantel austretenden Nuklide in einen Wasserfluss von $4.2 \text{ m}^3/\text{Jahr}$, womit sich ein Wasserangebot pro Behälter von 0.71 l/Jahr ergibt <Nagra 1985 d, e>. Für das Basiszenario werden für die Nuklide Pd-107 und Cs-135 ein maximaler Nuklidfluss von $1.6E-9 \text{ mol/l}$, resp. $3.4E-11 \text{ mol/l}$ angegeben. Diese Werte werden nach rund 37 Millionen, resp. 17 Millionen Jahren erreicht. Entsprechende Konzentrationen der übrigen Nuklide liegen im betrachteten Zeitraum unterhalb $1E-18 \text{ mol/l}$. Die Konzentrationen der übrigen

Nuklide in diesem Basisfall sind wesentlich kleiner. Basierend auf diesen maximalen Konzentrationswerten errechnet sich für Pd-107 ein Aktivitätswert in der Grössenordnung von 10 kBq/Jahr und 1 kBq/Jahr für Cs-135. Für eine Bestimmung der Gesamtaktivität wurde eine Zeitspanne in der Grössenordnung von $1E+7$ Jahren unterstellt, womit sich nach der Normierung mit der gesamt produzierten Strommenge von $6E+6$ TJ, basierend auf dem 240 GWa-Szenario, ein Wert in der Grössenordnung von 10 kBq/TJ für Pd-107, resp. 1 kBq/TJ für Cs-135 errechnet. Verglichen mit den Aktivitätsabgaben von z.B. Tritium in Wasser des KKG und KKL von rund $5E+5$ kBq/TJ, resp. $3E+4$ kBq/TJ (siehe Kap. VII.9) oder mit den Radon Luftemissionen beim Betrieb der Urantagebauminerale von rund $1E+6$ kBq/TJ (siehe Kap. VII.4), kann der oben angegebene Wert von 10 kBq/TJ als sehr klein angesehen werden.

Hat die Integration über lange Zeiträume von Szenario abhängigen Aktivitätsabgaben in die Biosphäre und Normierung mit gesamt erzeugten Endenergiemengen für LCA Analysen eine gewisse Bedeutung, sind bei der Beurteilung der Belastung des Menschen lediglich Dosiswertangaben von Relevanz. Ausgehend von den oben angegebenen Pd-107- und Cs-135-Nuklidkonzentrationen und den Modellierungsrechnungen zugrunde gelegten, oben angegebenen Verdünnungsfaktoren, dem angenommenen Wasserkonsum eines Menschen von 730 l/Jahr sowie den Dosisumwandlungsfaktoren von $3.8E-5$ mSv/kBq für Pd-107, resp. $1.9E-3$ mSv/kBq für Cs-135, ermitteln sich maximale Dosiswerte von rund $6E-11$ mSv/Jahr für Pd-107, resp. $1.7E-10$ mSv/Jahr. Unter Berücksichtigung aller Expositionspfade sämtlicher Nuklide (der Trinkwasser-Ingestionsbeitrag von Cs-135 beträgt beispielsweise nur 37%) wird eine Gesamtdosis von rund $6E-10$ mSv/Jahr berechnet, also 9 Größenordnungen unter dem Schutzziel. Der entsprechende Jahres-Dosiswert des konservativsten Szenarios liegt fünf Größenordnungen höher; der Abstand zum vorgegebenen Schutzziel beträgt jedoch immer noch vier Größenordnungen.

Beim **Endlager B** <Nagra 1985 g, h> werden die Radionuklide, basierend auf dem Grundszenario, aus dem Abfall durch langsam ablaufende Prozesse in Wirtgestein freigesetzt und mit dem Bergwasserfluss durch das Wirtgestein zur Biosphäre transportiert. Selbst unter konservativen Annahmen sind die technischen Barrieren hydraulisch weniger durchlässig als das sie unmittelbar umgebende Wirtgestein, welches durch den Vortrieb der Kavernen aufgelockert ist. Dieser Umstand hat zur Folge, dass nur ein verschwindend geringer konvektiver Wasserfluss durch die technischen Barrieren erfolgt, womit sich als dominanter Transportmechanismus von Radionukliden die Diffusion im Porenwasser einstellen wird. Für die Mobilisierung der Radionuklide aus der Abfallmatrix ins Porenwasser wird angenommen, dass sie bis zu einem Anteil, der durch die Sorption oder die Löslichkeit im Porenwasser bestimmt ist, sofort erfolgt.

Der Transport durch die Geosphäre erfolgt mit dem Bergwasserfluss (konvektiver Transport) im Wirtgestein und eventuell in den angrenzenden Formationen. Beim Eintritt in die Biosphäre wird angenommen, dass der Nuklidtransport im Boden und im Vorfluter durch die Bewegung der Wassers bestimmt ist, wobei sowohl natürliche Wasserflüsse als auch künstliche Bewässerung wesentlich sein können. Als Expositionspfade für die Berechnung der Dosis werden im allgemeinen nur die Ingestionspfade der Nuklidaufnahme durch Wasser und Nahrungsmittel der kritischen Bevölkerungsgruppe berücksichtigt.

Fig. VII.12.1.b zeigt die Aktivitätsabnahme der Gesamtmengen der Abfälle des 240 GWa-Szenario im Endlager B. Die Integration der Aktivitätsabgaben (mit der Annahme der Maximalwerte) über die Zeiträume, während denen eine signifikante Abgabe erfolgt (z.T. bis $1E+6$ Jahre), ergaben für die relevanten Nuklide (I-129, Se-79, Cs-135, Np-237, Pa-231), unter Berücksichtigung aller Rechenfälle, Emissionswerte im Bereiche von einigen kBq/TJ, also vergleichbar kleine Werte wie beim Endlager C. Bezüglich des Basisfalls wurde ein maximaler Dosiswert von $8E-6$ mSv/Jahr errechnet. Das Dosismaximum für I-129 tritt in weniger als 10'000 Jahren auf. Durchrechnungen konservativster

Rechenfälle ergaben Maximaldosen in der Grössenordnung von $1E-2$ mSv/Jahr, erreicht nach grössenordnungsmässig $1E+6$ Jahren. Zusätzliche zu den analysierten Rechenfällen wurde, als konservativstes Szenario die radioökologischen Auswirkungen einer Freilegung des Lagers durch

Erosion nach $1E+5$ Jahren betrachtet. Die Modellrechnungen ergaben unter diesen getroffenen Maßnahmen eine Gesamtjahresdosis von 0.13 mSv, einen Wert der geringfügig über dem Schutzziel liegt. Die Tatsache, dass die von der Nagra durchgeführten Modell-Rechnungen auf Szenarien basieren, mit dem Ziel der Erstellung der Sicherheits-Analyse, und dass selbst bei der Summierung der sehr geringen jährlichen Aktivitätsabgaben in die Biosphäre über die sehr langen Zeiträume auch in den konservativsten Rechenfällen nur relativ kleine, einige kBq/TJ betragende Werte ergibt, erlaubt, im Zusammenhang mit dieser Studie, ein Weglassen entsprechender Emissionswerte.

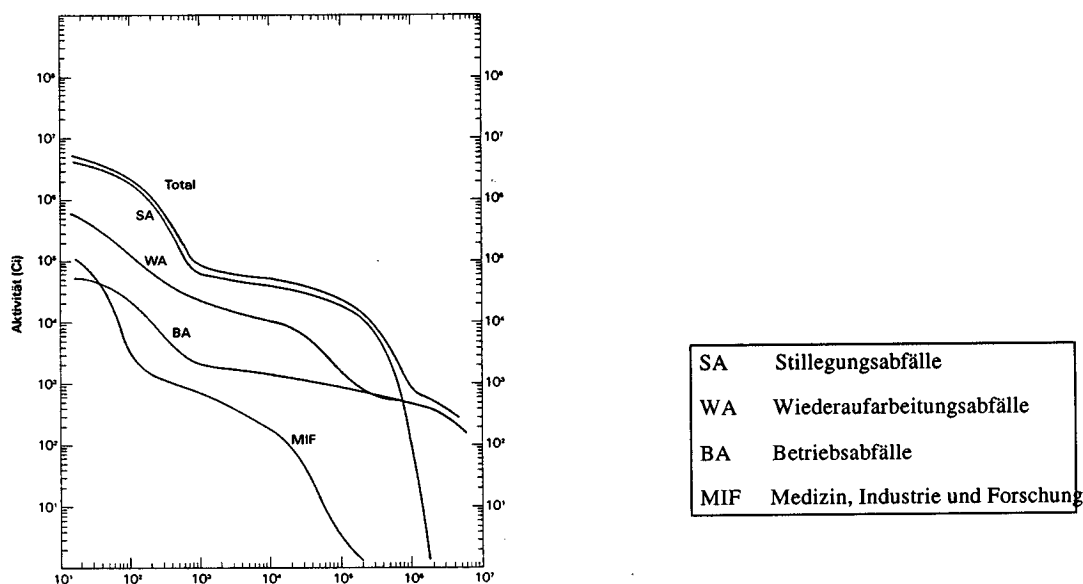
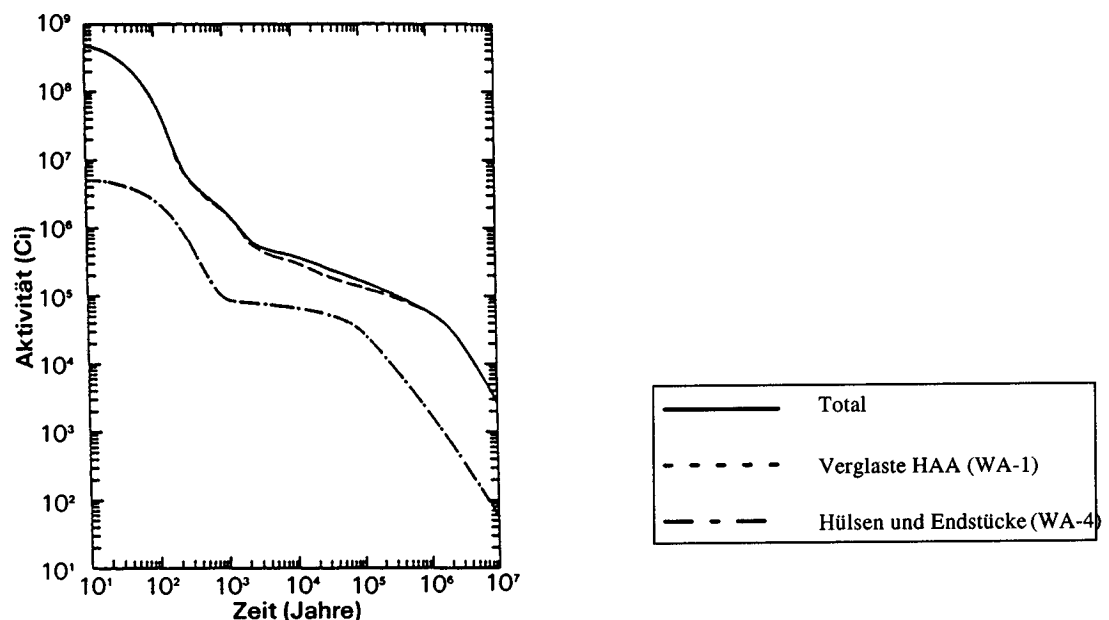


Fig. VII.12.1 a (oben): Gesamtaktivität der Abfälle im Endlager C (240 GWa Szenario) <Nagra 1985 b>
 b (unten): Gesamtaktivität der Abfälle im Endlager B (240 GWa Szenario) <Nagra 1985 b>.

12.6 Transporte

Transport zum Endlager B

Der Transportbedarf setzt sich zusammen aus den Transporten von Ausbruchmaterial, von Baumaterialien, KKW-Betriebs- und Stilllegungsabfälle, technologischen, im ZWILAG zwischengelagerten Wiederaufarbeitungsabfällen sowie von Transporten während der Versiegelungsphase. Für die Berechnung des der 28t-LKW Kategorie zugeordneten Ausbruchmaterial-Transportbedarfs wird eine Transportdistanz von 2 km und eine Dichte von 2 t/m^3 angenommen. Die Mengen für die Berechnung des Transportbedarfs während der Bau- Betriebs- und Versiegelungsphase für die Materialien sowie sämtliche Transporte für Felslabor Grimsel und Sondierbohrungen sind aus Tab. VII.12.6 zu entnehmen mit den folgenden Distanzannahmen: 50 km für Armierungseisen, Stahl/Stahlguss, Bitumen und chemische Zusätze; 20 km für Beton, Sand, Bentonit und Zement.

Für die Ermittlung der Transportbedarfs der radioaktiven Abfälle wird der Endlagerstandort Wellenberg zugrundegelegt. Für den Transport der KKW-Betriebsabfälle können entsprechend der Oberflächendosis zwei Kategorien unterschieden werden: nicht abgeschirmte (schwachaktiv Transport auf normalen Strassenfahrzeugen) und abgeschirmte Gebinde (mittelaktiv Verpackung in Einzelabschirmungen auf normalen oder speziellen Strassenfahrzeugen).

In erster Approximation wird für die Transportbedarfsrechnung der nicht abgeschirmten Abfälle ein spezifischer Wert von 3 t/m^3 , für die abgeschirmten Gebinde 6 t/m^3 angenommen. Für die Ermittlung des Transportbedarfs wird ein Gewichtung mit allen KKW-CH in Bezug auf Leistung und entsprechender Transportdistanz vorgenommen. Es ergibt sich dabei ein Wert von 690 tkm/m^3 (schwach- und mittel-radioaktiver Abfall). Dieser Wert entspricht einer mittleren Transportdistanz von rund 140 km und einem spezifischen Wert von ca. 5 t/m^3 .

In Bezug auf die technologischen Abfälle (siehe Tabelle "Wiederaufarbeitungsabfälle für das 240 GWa schweizerische Kernenergieszenario" in Kap. VII.10) wird angenommen, dass die Abfallsorten WA-2 und WA-6 abgeschirmt, die WA-3- und WA-5- Sorten nicht abgeschirmt transportiert werden, womit sich ein spezifischer Wert von 4.2 t/m^3 errechnet. Mit der Transportdistanz vom ZWILAG von 120 km ermittelt sich einen Transportbedarf von 500 tkm/m^3 .

Für die in Betoncontainer transportierten Stilllegungsabfälle der KKW wird ein spezifischer Wert von 3 t/m^3 und eine durchschnittliche Transportdistanz von 120 km angenommen. Für die Überführung der Abfälle zum Endlager B steht die Option des Bahntransportes offen. Für diese Studie werden LKW-Transporte unterstellt.

Transport zum Endlager C

Der Transportbedarf setzt sich zusammen aus den Transporten von Ausbruchmaterialien, von Baumaterialien, von mittelaktiven langlebigen und hochaktiven, im ZWILAG zwischengelagerten Wiederaufarbeitungs-Abfälle sowie von Transporten während der Versiegelungsphase. Die Randbedingungen für die Ermittlung der Ausbruchmaterial-Transportbedarfs und des Transportbedarfs während der Bau- Betriebs- und Versiegelungsphasen sowie für das Felslabor Grimsel und die Tiefenbohrungen entsprechen denjenigen des Endlagers B.

Die hoch und mittelaktiven langlebigen Abfälle werden per Bahn zum Endlager überführt. Die hochaktiven Abfälle, für welche pro Monat ca. eine Lieferung stattfindet, werden in 120 t schweren Transportbehältern (Aussenvolumen: 17.5 m^3 , Fassungsvermögen: 21 HAA-Kokille, 190 l Aussenvolumen pro Kokille) vom ZWILAG angeliefert. Dies ergibt einen spezifischen Wert von ca. 29 t/m^3 .

Der Transport der mittelaktiven langlebigen Abfälle geschieht einerseits mit 80 t Gebinden (Fassungsvermögen: 3 Gebinde à je 1'400 l, 2 Anlieferungen pro Monat), andererseits mit 60 t Gebinden (Fassungsvermögen: 20 Fässer 200 l, 3 Anlieferungen pro Monat) <Nagra 1985 c>. Für

die ersteren ermittelt sich einen spezifischen Wert von ca. 19 t/m³, für die zweiten einen solchen von ca. 14 t/m³. Gewichtet mit den entsprechenden Volumen in Tab. VII.12.5 und der Distanz von 120 km ermittelt sich einen Transportbedarf von 2'100 tkm/m³.

Eine Übersicht über die Mengen und Distanzen für die Berechnung des Baumaterial-Transportbedarfs ist aus Tab. VII.12.9 ersichtlich. Die eingesetzten Distanzen entsprechen den in dieser Studie allgemein verwendeten Werte. Die errechneten, den Endlager B und C zuzuordnenden Transportbedarfswerte sind in Tab. VII.12.10 eingetragen.

Materialien	Gewichtsmenge		Transportdistanzen	
	Endlager B (kg/m ³ SMA)	Endlager C (kg/m ³ HAA)	LKW 28t (km)	Schiene (km)
Beton	5'350	56'130	20	---
Armierungseisen	117	1'423	50	600
Stahl/Stahlguss	---	4'487	50	600
Bentonit	375	53'700	100	600
Sand	1'160	61'700	20	---
Wirtgestein ^a	1'090	3'153	---	---
Bitumen/Asphalt	82	990	100	50
Chem. Zusätze	3.4	6.3	50	200
Zement	3	63.1	20	100

^a Transport nicht berücksichtigt, da das Wirtgestein vom Abbau der Endlager B und C verwendet wird.

Tab. VII.12.9 Transportdistanzen für die Materialien der Endlager B und C.

		LKW 28t	LKW 40t	Schiene
Endlager B tkm/m ³ SMA	Ausbruchmaterial	20	---	---
	Materialien ^a	179	---	304
	KKW-Betriebsabfälle	690	---	---
	Techn.	500	---	---
	Wiederaufarbeitungsabfälle	---	360	---
	KKW-Stillegungsabfälle	---	360	---
Total	1'389	360	304	
Endlager C tkm/m ³ HAA	Ausbruchmaterial	360	---	---
	Materialien ^a	8'073	---	35'871
	HAA-Abfälle vom ZWILAG	---	---	2'100
	Total	8'433	---	37'971

^a zusammengefasst sind die Materialien für die Bau- Betriebs- und Versiegelungsphasen sowie für Felslabor Grimsel (50%) und Sondierbohrungen

Tab. VII.12.10 Transportbedarf für die Endlager B und C.

12.7 Flächeninanspruchnahme

Die Tab. VII.12.11 und VII.12.12 zeigen die Flächeninanspruchnahmen der Kategorienübergänge II-IV resp. II-III der Endlager B und C.

	Bereich	Zeitbedarf (Jahr)	Beanspruchte (Fläche m ²)	Flächeninanspruchnahm e
Felslabor Grimsel ^a		1	17'000	
Sondierbohrungen ^b	Bohrplatz, Zufahrtsstraße	1.5	600'000	4.5 m ² Jahr/m ³ SMA
Endlager B	Baustelle, Zufahrtsstraße	72 ^c	30'000	10.8 m ² Jahr/m ³ SMA
Total Endlager B				15.3 m ² Jahr/m ³ SMA
Tiefenbohrungen	Bohrplatz, Zufahrtsstraße	2	350'000 ^d	63 m ² Jahr/m ³ HAA
Endlager C	Baustelle ^e , Zufahrtsstraße	81 ^f	40'000	292 m ² Jahr/m ³ HAA
Total Endlager C				356 m ² Jahr/m ³ HAA

^a Umfaßt Baustelle (15'000 m²) und Deponieraum (2'000 m²); Zuordnung je 50% zu Endlager B und C.

^b Schließt die beanspruchte Fläche von 18 Sondierbohrstellen ein.

^c Bauzeit (7 Jahre) + Betriebszeit (60 Jahre) + Versiegelungszeit (5 Jahre).

^d Schließt die beanspruchte Fläche von 7 Tiefenbohrstellen ein.

^e Inklusiv oberirdische Lagerbauten (10'000 m²); bleibende Zufahrtsstraßen (10'000 m²) nicht berücksichtigt.

^f Bauzeit (26 Jahre) + Betriebszeit (50 Jahre) + Versiegelungszeit (5 Jahre).

Tab. VII.12.11 Flächeninanspruchnahme der Endlager B und C: Übergang Kategorie II-IV.

	Beanspruchte Fläche (m ²)	Flächeninanspruchnahme für Rekultivierung (50 Jahre)
Felslabor Grimsel	17'000	
Sondierbohrungen	60'000 ^a	
Endlager B	30'000	
Total Endlager B	98'500	25 m ² Jahr/m ³ SMA
Tiefenbohrungen	35'000 ^a	
Endlager C	40'000	
Total Endlager C	83'500	376 m ² Jahr/m ³ HAA

^a Annahme: 10% der beanspruchten Fläche in II-IV.

Tab. VII.12.12 Flächeninanspruchnahme der Endlager B und C: Übergang Kategorie II-III.

12.8 Endlager für schwach radioaktive Abfälle

Die Behandlung der Endlagerung der in den Konversions-, Anreicherungs-, Brennelementherstellungs- und Wiederaufarbeitungsschritten anfallenden schwach aktiver Betriebs- und Stilllegungsabfälle (SAA) geschieht wegen der vielen verschiedenartigen, existierenden und geplanten Typen auf vereinfachte Weise mit der Zuordnung eines **oberflächennahes Endlagers**. Der Material-

Bedarf bezüglich des Baus und Betriebs der Anlage, sowie Emissionen aufgrund hypothetischer Leckagen wurden nicht analysiert. Der auf Aushubarbeiten zurückzuführende Energiebedarf ist durch die Mengenangabe des Aushubmaterials eingeführt. Für den Aushub und das Überdecken werden je $3 \text{ m}^3/\text{m}^3\text{SAA}$ angenommen, die zu gleichen Teilen der Rubrik Hydraulikbagger und Frontladerraupe zugeordnet wird. Für den Flächenbedarf wird ein Wert von $2 \text{ m}^2/\text{m}^3\text{SAA}$ angenommen. Mit einer angenommenen Betriebszeit von 20 Jahren, in Übereinstimmung mit der Dauer der Anlieferungsphase, errechnet sich eine Flächeninanspruchnahme II-IV von $40 \text{ m}^2\text{Jahr}/\text{m}^3\text{SAA}$. Für die Flächeninanspruchnahme II-III ermittelt sich, auf der Grundlage der in dieser Studie allgemein unterstellten Renaturierungszeit, beginnend mit der Schluss-Überdeckung, von 50 Jahren, ein Wert von $100 \text{ m}^2\text{Jahr}/\text{m}^3\text{SAA}$.

12.9 Übersicht über die Eingabedaten

12.9.1 Zusammenstellung der Eingabedaten der Module

In Tab. VII.12.13 sind die normierten Bedarfs- und Emissionswerte der Endlager B und C zusammengefasst. Die Basismaterialien, die energetischen und nichtenergetischen Ressourcen, die allgemeinen Dienstleistungen, die Ausbruchmaterialien sowie ein Teil des Transportbedarfs werden in den Modulen "Infrastruktur Endlagerung B/C" berücksichtigt.

12.9.2 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die in dieser dargestellten Daten basieren auf dem 240 GWa-Szenario des Projektes Gewähr. Die in dieser Studie wegen fehlenden Angaben nicht gezeigten aktuellen Auslegungsgrößen für die redimensionierten Endlager basieren auf dem 120 GWa-Szenario, dem lediglich die gegenwärtig in Betrieb stehenden schweizerischen KKW zugrunde liegen. Mit den im Modul angegebenen normierten Bedarfs- und Emissionsdaten werden die vom Gesamt-Abfallvolumen direkt abhängigen Bauten korrekt erfaßt, während die konstanten, vom Gesamt-Abfallvolumen unabhängigen Aufwendungen und Emissionen für ein redimensioniertes Endlager mit den vorliegenden Werten zu gering bewertet werden. Auf Grund grober Abschätzungen könnten die normierten Werte für das redimensionierte Endlagerprojekt C rund 15% höher sein. Für das Endlager B wäre ein etwas höherer Wert zu erwarten.

Bei der Ermittlung der Bedarfs- und Emissionswerte wurden lediglich Daten des Projekts Gewähr verwendet. Die Werte können in Bezug auf den Brennstoffkreislauf schweizerischer KKW als relevant angesehen werden. In einem nächsten Schritt wären ebenso die Daten mit Endlagerkonzepten anderer Länder zu vergleichen, um insbesondere Projekte der UCPTe-Länder einbeziehen zu können.

Radioaktiver Abfall (11)	1m³	Infrastruktur Endlager B	Infrastruktur Endlager C	Modul Endlager B	Modul Endlager C
INPUT					
Nichtenergetische Ressourcen (1)					
Flächeninanspruchnahme: II-III	m ² a	2.5E+1	3.8E+2		
Flächeninanspruchnahme: II-IV		1.5E+1	3.6E+2		
Wasser	kg	4.5E+2	5.2E+3		
Anfallendes Wasser ^a		6.8E+3	4.4E+5		
Energieträger (3)					
Strom Mittelspannung Bezug in CH	TJe	8.8E-3	3.4E-1		
Basismaterialien (4)					
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	5.4E+3	5.6E+4		
Stahl unlegiert		1.2E+2	5.9E+3		
Zement		3.0E+0	6.3E+1		
Bentonit		3.8E+2	5.4E+4		
Bitumen	t	8.2E-2	9.9E-1		
Sand	kg	1.2E+3	6.2E+4		
Chem. Zusätze für Beton (als Chem. org.)		3.4E+0	6.3E+0		
Transporte (5)					
LKW 28t	tkm	199	8433	1'190	
LKW 40t				360	
Schiene		304	35'870		2'100
Allg. Dienstleistungen (6)					
16) Diesel in Baumaschine	TJth	7.5E-5	4.7E-4		
OUTPUT					
Emissionen Luft (18)					
Abwärme	TJth	8.8E-3	3.4E-1		
CH ₄ Methan p	kg			7.6E+0	---
Emissionen Wasser (19)					
TOC Kohlenwasserstoffe gesamt f					3.0E+2
Feste Abfälle (17)					
Ausbruchmaterialien (als Abf. in Inertstoffdep.)		1.0E+4	1.8E+5		

^a In der Software nicht eingeführt, da es sich nicht um gepumptes Wasser handelt.

Tab. VII.12.13 Zusammenstellung der Eingabedaten für das Modul: "Radioaktiver Abfall in Endlager B und C".

13 Resultate, Diskussion

13.1 Zusammenfassung der Resultate

Tab.VII. 13.1-3 zeigen Zusammenstellungen von Resultaten des nuklearen Brennstoffkreislaufs: des Ressourcen-, Materialien-, Transporte-Bedarfs, der Emissionen in Luft und in Wasser sowie der festen Abfälle. In Tab. VII.13.1 zusammengefaßt sind die kumulierten berechneten Bedarfs- und Emissionswerte des gesamten Brennstoffkreislaufs normiert auf 1 TJ_e für den schweizerischen KKW-Mix und den UCPTe Länder KKW-Mix. Zudem sind die kumulierten berechneten Bedarfs- und Emissionswerte des gesamten Brennstoffkreislaufs normiert auf 1 TJ_e für den schweizerischen DWR (KKG), den schweizerischen SWR (KKL), den UCPTe Länder DWR und den UCPTe Länder SWR dargestellt.

Aus den Tab. VII.13.2 und VII.13.3 können die Resultate der einzelnen Brennstoffkreislaufschritte, bezogen auf den schweizerischen KKW-Mix resp. UCPTe Länder KKW-Mix, herausgelesen werden, wobei die Werte auf 1 TJ_e normiert sind. Tab. VII.13.4 und VII.13.5 zeigen die prozentualen Infrastruktur-Anteile der inventarisierten Grössen aufgegliedert nach den Teilprozesse der gesamten Kernenergiekette.

Den Schritten Konversion, Anreicherung, Brennelement-Herstellung und Wiederaufarbeitung zugerechnet sind die Bedarfs- und Emissions-Werte von der Lagerung schwach aktiver Abfälle (SAA, siehe Fig. VII.3.1).

Eine vergleichende Beurteilung der beiden Reaktortypen DWR und SWR ist auf der Ebene der kumulierten Resultate der gesamten Kette nicht sinnvoll, da einige wichtige Inventargrössen von den tatsächlich verwendeten Anreicherungsverfahren abhängen.

13.2 Diskussion

13.2.1 Ressourcen

Flächeninanspruchnahme

Fig. VII.13.1 und VII.13.2 zeigen nur jene Flächenkategorien, welche in dieser Studie analysiert wurden, nämlich II-III und II-IV (siehe Allgemeine Annahmen, Kapitel VII.3.1), und III-IV. Die überragende Flächeninanspruchnahme befindet sich in der Kategorie II-III und zwar im Erzaufbereitungsschritt. Der Grund hierfür liegt in der eingeführten, sehr langen Renaturierungszeit für die Schlammteiche (80'000 Jahre, siehe Diskussion in Kap. VII.5). Die berechnete Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-III der anderen Schritte ist im wesentlichen auf den indirekten Beitrag vom Erzaufbereitungsschritt, wiederum mittels des Energiebedarfs in der Anreicherung durch Diffusion, zurückzuführen. Die größte Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-IV (während der Betriebszeit) ist dem Uranerzabbau, Erzaufbereitung und KKW zugeordnet, welche zusammen 75-80 % der gesamten Flächeninanspruchnahme der Kategorie II-IV ausmachen. Die berechnete Flächeninanspruchnahme der Kategorie III-IV sowie die für anderen Kategorien, beruhen auf indirekten Bezügen.

Energetische Ressourcen

Der aus Tab. VII.13.1 und Fig. VII.13.3 und VII.13.4 ersichtliche totale Uranbedarf (,Uran ab Erz') für den schweizerischen KKW-Mix und UCPTe-Länder KKW-Mix hat praktisch den gleichen Werte, was sich von den angenommenen Werten für die Abbrände und Anreicherungen, sowie von der Aufteilung in SWR und DWR für die Mixe ableiten läßt. Die Werte für ,Uran ab Erz' im Teilprozess ,Mine', gezeigt in Tab. VII.13.2 und VII.13.3, beziehen sich aufgrund der gewählten Strukturierung auf die im KKW-Schritt benötigten direkten Bezüge; die entsprechenden Werte im KKW-Teilprozess sowie in den verbleibenden Teilprozessen stellen lediglich die indirekten Beiträge durch den Energiebedarf dar.

Bezüglich der konventionellen Energieressourcen (siehe Fig.VII.13.3-6) können die Unterschiede im schweizerischen KKW-Mix und im UCPTE-Länder KKW-Mix durch die Anwendung verschiedener Aufteilungsschlüssel für die Anreicherungs-Dienste (im speziellen die Teile EURODIF und USEC) und der verwendeten Strom-Mixe für den Strombedarf während dem KKW-Bau.

Die in Tab. VII.13.1 und Fig. VII.13.9 und VII.13.10 angegebenen Werte für den Strom-Bedarf zeigt den Totalverbrauch für den gesamten Brennstoffkreislauf.

Mit den in dieser Studie getroffenen Annahmen beziehen SWR CH 94% des angereicherten Urans von Diffusionsanlagen (ca. je 50% von EURODIF und USEC) während DWR CH nur 60% von Diffusion (EURODIF) beziehen. Aus diesem Grund sind die Strombezüge der SWR CH-Kette (4% bezogen auf die eigene Stromproduktion) gegenüber der DWR CH-Kette (3%) höher. Weil die USEC-Anreicherungsanlagen mit Strom von Kohlekraftwerken versorgt werden, ist der Steinkohlebezug der SWR CH im Vergleich zu den DWR CH um eine Grössenordnung höher. Unter der Annahme, dass die DWR CH alles Uran von einer modernen Zentrifugenanlage beziehen, würde der Strombezug der gesamten Kette nur noch 0.63% der eigenen Stromproduktion betragen.

Die DWR UCPTE beziehen etwa 80% des angereicherten Urans von Diffusionsanlagen (vor allem die französischen KKW, welche das angereicherte Uran von EURODIF beziehen) während der entsprechende Anteil der SWR UCPTE (vor allem deutsche SWR) etwa 40% beträgt. Daher ist der Stromverbrauch der DWR UCPTE im Vergleich zu den SWR UCPTE etwa doppelt so hoch. Der Bezug von angereichertem Uran von USEC wurde bei den SWR UCPTE etwa doppelt so hoch angenommen wie bei den DWR UCPTE. Dies wirkt sich auf die Steinkohlebezüge aus.

Nichtenergetische Ressourcen

Der aus Tab. VII.13.1 und Fig. VII.13.7 und VII.13.8 herauszulesende, errechnete Wasserbedarf für den schweizerischen KKW-Mix und den UCPTE-Länder KKW-Mix zeigt einen Unterschied von ca. 50%, was auf unterschiedliche Anteile von Laufwasserkraftwerken in den entsprechenden Strom-Mixen zurückzuführen ist (siehe Tab.VII.13.2 und VII.13.3, KKW Schritt).

Für ein KKW ist beispielsweise der kumulierte Wasserverbrauch viermal höher als der direkte Bezug. Für die Anreicherungsanlage ist der direkte Wasserverbrauch in der Grössenordnung von 1000 m³/TJ (Zentrifuge) resp. 10000 m³/TJ (Diffusion), was rund 2 bis 3 Grössenordnungen unter dem kumulierten Wert liegt. Für die Wiederaufarbeitung beträgt der direkte Wasserverbrauch ca. 3E3 m³/TJ, was rund 300-mal weniger als der kumulierte Verbrauch ist.

13.2.2 Materialien

Wie aus Tab. VII.13.1 ersichtlich ist, bestehen praktisch keine Unterschiede bezüglich des Materialbedarfs des schweizerischen KKW-Mix und des UCPTE-Länder KKW-Mix. Dies ist auf die den entsprechenden Mixen zugeordneten Durchschnitts-SWR und -DWR und auf die Annahmen für die Extrapolationen der Eingabedatensätze der KKW-CH auf die KKW-UCPTE zurückzuführen. Die leicht höheren Materialbedarfswerte des SWR-CH im Vergleich zum DWR-CH beruhen auf höheren Materialbezügen für den Bau von SWR sowie auf der Annahme zum Abbrand und dem damit verbundenen höheren Uranbezug. Die Summe der Infrastruktur sämtlicher Prozessstufen trägt etwa 60% zum gesamten Materialkonsum bei.

Fig.VII. 13.11 und VII.13.12 zeigen den errechneten totalen Materialbedarf sowie einige der wichtigsten Kategorien, nämlich Betonkies, Kalkstein und Stahl/Guss. Die Materialbedarfswerte der verschiedenen Schritte sind aus Tab. VII.13.2 und VII.13.3 ersichtlich. Der Hauptbeitrag zum totalen Materialbedarf im Erzaufbereitungsschritt ist auf den Schwefelsäureeinsatz (in diesen Figuren nicht separat gezeigt) für die Erzlaugung zurückzuführen (die entsprechende Infrastruktur trägt nur einige wenige % zum Gesamtbetrag bei, siehe Tab. VII.13.4-5). Der größte Materialbedarf konzentriert sich im KKW Schritt, vor allem auf die Infrastruktur, wobei jede der gezeigten Kategorien ihrerseits den Hauptbeitrag im Kreislauf darstellt. Die Summe der Beiträge der drei Kategorien Kies, Kalkstein, Stahl/Guss beträgt ca. 60 % des totalen Materialbedarfs, wobei der Betonkiesanteil ca. 40 %

ausmacht. Der Hauptbeitrag von ca. 60 % zum totalen direkten Materialbedarf im Endlager für hochaktive Abfälle ist auf den Bentonit- und Sandbedarf (in der Figur nicht gezeigt) für die Verfüllung und Versiegelung der Stollen zurückzuführen; dasselbe gilt für das Endlager B, für das der entsprechende Anteil jedoch nur ca. 20% beträgt (siehe Tab. VII.12.13).

13.2.3 Transportbedarf

Wie aus Fig. VII.13.13 und VII.13.14 ersichtlich, liefert die Kategorie Schifftransport in den meisten Teilprozessen die größten Beträge, was fast ausschließlich auf indirekte Bezüge zurückzuführen ist. Selbst in der Konversion, als einziger Teilprozess in dieser Studie mit direktem Schifftransportbedarf, beträgt der direkte Beitrag ca. 30 % des kumulierten Bedarfs. Der Wert für den Schifftransportbedarf für das KKW-UCPTE ist ca. 45 % größer als für das KKW-CH. Der Grund hierfür liegt bei den Annahmen für die Extrapolationen der eingegebenen Bedarfsdaten für die KKW-CH auf die KKW-UCPTE und den unterschiedlichen, den Strom Mix zugeordneten Beiträge. Einer der wichtigsten Beiträge zum indirekten Schifftransportbedarf im KKW-Schritt ist auf den Stahlbedarf zurückzuführen.

Der Anreicherungsschritt trägt am stärksten zum Transportaufwand bei (ca. 70 % für CH, 55 % für UCPTE), dies insbesondere aufgrund der indirekten Transporte über den von Kohlekraftwerken bezogenen Strombezug der amerikanischen Diffusionsanlagen. Da in der vorliegenden Studie keine amerikanischen Kraftwerke bilanziert wurde, musste als erste Näherung ‚Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPTE‘ verwendet werden. Da die europäischen Kohlekraftwerke auch Kohle aus Übersee beziehen, wird der Schiff- und der Schienentransportaufwand der amerikanischen Diffusionsanlagen mit grosser Wahrscheinlichkeit überschätzt.

Beim LKW- und Schienen-Transportbedarf im KKW-Schritt beträgt der direkte Beitrag weniger als 30% des totalen Bedarfs des Schrittes. Die Transporte für die Infrastruktur der gesamten Kette betragen 20 - 35%.

13.2.4 Abwärme total

Aus Tab. VII.13.2 und VII.13.3 ist ersichtlich, dass die Abwärme zum überwiegenden Teil (95%) dem Betrieb des KKW (kategorisiert in ‚Abwärme Luft‘) zugeordnet ist.

13.2.5 Emissionen Luft

Nicht radioaktive Luftemissionen

Wie aus Tab. VII.13.1 und Fig. VII.13.15 und VII.13.16 entnommen werden kann, haben die feuerungsbedingten CO₂-Emissionen (CO₂ f) einen Anteil von 95 % an den totalen CO₂-Emissionen. Die totalen CO₂ Abgabewerte für die gesamte KKW-UCPTE Kette liegen ca. 15% tiefer als bei der KKW-CH Kette. Diese Differenz ist im wesentlichen auf die entsprechenden, den Anreicherungs- und KKW-Schritt zugeordneten Emissionen zurückzuführen.

Wie aus Tab. VII.13.2 und VII.13.3 herausgelesen werden kann, liegt die totale CO₂ Abgabe der KKW-UCPTE um einen Faktor zwei höher als beim KKW-CH. Der wichtigste Grund hierfür liegt in den für den Strombedarf der KKW eingesetzten unterschiedlichen Strom-Mixen und in untergeordneter Weise im eingeführten, leicht höheren Materialbedarf des KKW-UCPTE.

Die CO₂ Abgabe des Anreicherungsschrittes beruht hauptsächlich auf der amerikanischen USEC Diffusionsanlage und zu kleineren Anteilen auf Zentrifugenanlagen. Die Unterschiede zwischen der KKW CH Kette und der KKW UCPTE Kette sind eine Folge der unterschiedlichen Uranbezüge von den USEC Anlagen (CH 21 % resp. UCPTE 13%). Die Zentrifugenanlagen decken für beide Kernenergieketten etwa 25% der gesamten Uranbezüge. Wenn die DWR CH ausschliesslich mit in Zentrifugenanlagen angereichertem Uran versorgt würden, würden die feuerungsbedingten CO₂ Emissionen nur noch 40-45% (1560 kg/TJ) der hier für die beiden Kernenergieketten berechneten

Werte ausmachen. Die Anreicherung in der Tricastin Diffusionsanlage, welche 54% der CH und 64% der UCPTE Nachfrage deckt, trägt nur geringfügig zu den CO₂ Emissionen des Anreicherungsschrittes bei, da diese Anlage ausschliesslich mit Nuklearstrom versorgt wird.

Die CO₂ Emissionen in anderen Schritten sind auf den Einsatz von fossilen Brennstoffen und auf den Strombedarf durch UCPTE Strom-Mix zurückzuführen. Die feuerungsbedingeten CO₂ Emissionen für die Infrastrukturen haben einen Anteil von lediglich 12 % (CH) und 23 % (UCPTE).

Die Anreicherungs- und KKW-Schritte verursachen die höchsten SO_x Abgaben der gesamten CH und UCPTE Kernenergieketten (siehe Fig. VII.13.17 und VII.13.18). Für die Anreicherung ist der Bezug von Steinkohlestrom durch die USEC Anlage ausschlaggebend. Die im KKW-Schritt erscheinenden SO_x-Emissionen sind hauptsächlich auf den Bedarf von Stahl zurückzuführen (95-98 % der SO_x-Emissionen des KKW-Schrittes werden durch die Infrastruktur verursacht; dies entspricht 43-57 % der gesamten SO_x-Emissionen; siehe Tab. VII.13.4-5). Die SO_x-Abgaben in den übrigen Schritten beruht im wesentlichen auf dem direkten Energiebedarf.

Die in allen Schritten aufgeführten NO_x-Emissionen sind fast ausschließlich auf den Energiebedarf zurückzuführen (23-31 % beträgt der Infrastrukturanteil, Tab. VII.13.4-5).

Die in den verschiedenen Teilprozessen erscheinenden CH₄- und NMVOC (siehe Fig. VII.13.19 und VII.13.20) werden hauptsächlich indirekt eingeführt, mit Ausnahme der Metanabgabe in Endlager B, welche zum Teil auf direkte Emissionen zurückzuführen ist.

Radioaktive Luftemissionen

Die errechneten, dem Strom ab schweizerischem KKW Mix und Strom ab UCPTE Länder KKW Mix zuzuordnenden kumulierten radioaktiven Luftemissionen sind aus Tab. VII.13.1 ersichtlich. Für diese Diskussion wurden die in die Luft abgegebenen radioaktiven Isotope in die folgenden vier Kategorien zusammengefasst: ‚Radon total‘ (beinhaltend Rn-222 und Ra-226), ‚Edelgase total‘ (beinhaltend alle Kr- und Xe-Isotope, Ar-41 sowie die Nicht-Edelgase H-3 und C-14), ‚Aerosole total‘ (beinhaltend die Isotope von Ag, Ba, Ce, Co, Cr, Cs, Fe, I, La, Mn, Nb, Pb, Pm, Po, Ru, Sb, Sr, Tc, Te, Zn und Zr auch K-40, das von Steinkohlekraftwerken emittiert wird, ist in dieser Klasse eingeschlossen) und ‚Aktinide total‘ (beinhaltend alle Isotope von U, Th, Pa, Pu, Am, Cm, Np).

Die Emissionswerte entsprechender Kategorien beider Mixe weisen relativ kleine Unterschiede auf. Die Emission des als natürliches Isotop vorkommenden Radons (Fig. VII.13.21 und VII.13.22) konzentriert sich auf die beiden Front-End Schritte, den Uranabbau und die Erzaufbereitung (überwiegend aus Langzeitemissionen der Schlammeiche), dessen Prozesse für den KKW-CH- und -UCPTE-Mix übereinstimmen. Die entsprechenden Abgabewerte weisen eine direkte Abhängigkeit zum Uranbedarf auf und unterscheiden sich demzufolge nur relativ geringfügig.

Die Emissionswerte in den anderen Kreislaufschritten sind auf den indirekten Bedarf zurückzuführen. Mit Ausnahme der Erzaufbereitung liegen die normierten Radonemission des Anreicherungsschrittes höher als in den anderen Schritten, was wiederum auf den relativ hohen Stromverbrauch der Diffusionsanreicherung, gedeckt durch DWR für die EURODIF Anlage, zurückzuführen ist.

Die relativ kleinen Differenzen zwischen dem CH und dem UCPTE-Mix der Edelgas-Abgaben sind auf die Dominanz der Emissionen der Wiederaufarbeitung innerhalb der beiden Mixe (siehe Tab.VII. 13.2 und VII. 13.3, Fig. VII.13.23 und VII.13.24) zurückzuführen. Bei den Edelgas-Abgaben im KKW- und Aufbereitungsschritt handelt es sich hauptsächlich um direkte Emissionen, während es sich bei den Abgaben in den anderen Schritten nur um indirekte Beiträge handelt. Im besonderen können die entsprechenden, berechneten Emissionswerte im Anreicherungsschritt dem relativ hohen Elektrizitätsbedarf des Diffusionsanteils, analog zu den Radonemissionen, zugeordnet werden. Das selbe gilt auch für die Aerosole.

Die totalen Aerosolabgaben des KKW-CH Schrittes liegen, aufgrund der höheren direkten Emissionen der SWR-CH Kernkraftwerke (siehe Kap. VII.9), beinahe vier mal höher liegt als beim KKW UCPTE. Die totalen Aerosolabgaben der KKW CH Kette weisen jedoch, aufgrund des dominanten Anteils der Wiederaufarbeitung, im Bezug auf die UCPTE Kette eine Differenz von

lediglich 30 % (Tab. VII.13.1 und Fig. VII.13.25 -26) auf. Aus den selben Gründen liegen die totalen Aerosolabgaben der SWR-CH Kette mehr als zwei mal höher als bei der DWR-CH Kette.

Die relativ kleinen Differenzen zwischen dem CH und dem UCPTTE-Mix der Aktinide-Abgaben sind auf ihre geringen Wertunterschiede, begründet durch die kleinen Differenzen des Uranbedarfs beider Mixe, zurückzuführen (siehe Tab. VII.13.2 und VII.13.3, Fig. VII.13.27 und VII.13.28). Die in Fig. VII.13.27 und VII.13.28 gezeigten Aktiniden-Luftemissionen können in zwei Gruppen unterteilt werden: in die Emissionen natürlicher Isotope, hauptsächlich Uran und Thorium, in den Front-End-Schritten und in die Abgaben aus abgebrannten Brennelementen beim Wiederaufarbeitungsschritt, die eine Grössenordnung kleiner sind als in den Uranabbau- und Erzaufbereitungs-Schritten. Die entsprechenden Emissionen im KKW- und in den anderen Back-End-Schritten stammen lediglich von indirekten Beiträgen.

13.2.6 Emissionen Wasser

Nicht radioaktive Wasseremissionen

Die Tab. VII.13.1-3 zeigen die Wasserabgabe, wobei die Fette/Oele getrennt nach Emissionen in Süsswasser und Meerwasser ausgewiesen werden. Die Tab. VII.13.2-3 und die Fig. VII.13.29-30 zeigen eine markante Abgabe von Sulfaten im Uranabbau (85 % der gesamten Kette), welche im Zusammenhang mit der auftretenden Auslaugung von Eisensulfat (Pyrit) hauptsächlich bei den Halden der Tagebauminen steht. Wie aus denselben Tabellen und der Figur hervorgeht, konzentriert sich die Chloridabgabe vor allem auf den Minenschritt (rund 55 % der gesamten Kette), wobei es sich hier im wesentlichen um direkte Emission des Tiefbaus handelt.

Die Ammoniak- und die Fette/Öle Wasserabgaben sind aus Fig. VII.13.31 und VII.13.32 ersichtlich. Die Ammoniak-Emissionen im Minen- und Aufbereitungsschritt, die zusammen mehr als 90% der gesamten Emissionen im Brennstoffkreislauf repräsentieren, sind auf direkte Abgaben zurückzuführen, wobei die Emissionen von Fette/Öle ins Meerwasser im Zusammenhang mit dem, dem Energiebedarf zugeordneten Schiffstransport von fossilen Brennstoffen, stehen.

Radioaktive Wasseremissionen

Die radioaktiven Wasseremissionen aus der Wiederaufarbeitung werden direkt ins Meer emittiert; diejenigen der übrigen Prozessstufen wurden als Süsswasseremissionen bilanziert. In der Tab. VII.13.1-5 sind die radioaktiven Emissionen in Süsswasser und Meerwasser aber als Summe ausgewiesen.

Die errechneten, dem Strom ab schweizerischem KKW Mix und Strom ab UCPTTE Länder KKW Mix zuzuordnenden kumulierten radioaktiven Wasseremissionen sind aus Tab. VII.13.1 ersichtlich. Für diese Diskussion wurden die in Wasser abgegebenen radioaktiven Isotope in die folgenden vier Kategorien zusammengefasst: ‚Radium‘ (beinhaltend Ra-226), ‚Tritium‘, ‚Nuklidgemisch total‘ (beinhaltend die Isotope von Ag, Ba, C, Cd, Ce, Co, Cr, Cs, Fe, I, La, Mn, Mo, Nb, Pb, Po, Ru, Sb, Sr, Tc, Te, Y, Zn und Zr auch K-40, welches bei der Auswaschung aus Aschedeponien der Steinkohlekette emittiert wird, ist in dieser Gruppe eingeschlossen) und ‚Aktinide total‘ (beinhaltend alle Isotope von U, Th, Pa, Pu, Am, Cm, Np).

Die Emissionswerte entsprechender Kategorien beider Mix weisen relativ geringe Unterschiede auf. Die Emissionen von als natürliches Isotop vorkommenden Radiums sind in Fig. VII.13.33 und VII.13.34 gezeigt. Diese Emission konzentriert sich auf den Uranabbau (97 % der gesamten Kette) und die Erzaufbereitung. Die Emissionswerte in den anderen Teilprozessen sind auf die indirekten Beiträge, in ähnlicher Verteilung wie die Radonabgaben bei den Luftemissionen, zurückzuführen.

Die Emissionen von Tritium und Nuklidgemisch stammen überwiegend aus der Wiederaufarbeitung (beide ca. 96 % der Gesamtemissionen der UCPTTE-Kette), in geringerer Masse aus KKW UCPTTE (ca. 3 % für das erstere und 1.5% für das zweite). Die Nuklidgemisch-Emissionen von KKW CH sind nur eine Grössenordnung kleiner als diejenigen der Wiederaufarbeitung. Die Tritiumabgabe im KKW-UCPTTE Schritt ist, aufgrund der im Vergleich zu den SWR typischerweise höheren Abgaben

der DWR, welche im UCPT E Nuklear-Mix einen höheren Anteil haben, nur 1.5 mal so groß wie beim KKW-CH (siehe Tab. VII.13.2 und 3). Die Nuklidgemisch-Emissionen aus KKW-CH sind aufgrund der unterschiedlichen Direktmissionen rund 8 mal höher als diejenigen der KKW-UCPT E (siehe Kap. VII.9).

Bei den Werten für die Tritium- und Nuklidgemisch-Abgaben (Fig. VII.13.33-36) im KKW- und Wiederaufarbeitungsschritt handelt es sich hauptsächlich um direkte Emissionen, während es sich bei den Abgaben in den anderen Schritten (speziell bei Anreicherung) lediglich um indirekte Beiträge handelt.

Die Aktiniden-Wasseremissionen gezeigt in Fig. VII.13.39 und VII.13.40 können, wie bei den entsprechenden Luftabgaben, in zwei Gruppen unterteilt werden: die Emissionen natürlicher Isotope, vorwiegend Uran und Thorium in den Uranabbau- und Erzaufbereitungs-Schritten und die Abgaben aus abgebrannten Brennelementen beim Wiederaufarbeitungsschritt. Die entsprechenden Emissionen im KKW- und in den anderen Back-End-Schritten stammen lediglich von indirekten Beiträgen.

Für alle Isotope kann hervorgehoben werden, dass die berechneten Emissionswerte im Anreicherungsschritt dem relativ hohen, durch die DWR abgedeckten Elektrizitätsbedarf des EURODIF Diffusionsanteils zugeordnet werden.

13.2.7 Abfälle

Nicht radioaktive Feste Abfälle

Die Abfallmengen in Inertstoff-, Reststoff- und Reaktordeponie sind in Fig. VII.13.41 und VII.13.42 gezeigt. Bei den in die Inertstoffdeponie geleiteten Stoffe handelt es sich hauptsächlich um nicht-radioaktive Materialien, die vom Abbruch der entsprechenden Produktionsanlagen stammen. Bei den Endlagern beziehen sich die Mengenangaben auf das Ausbruchmaterial (siehe Infrastruktur). Während bei den KKW-, Wiederaufarbeitungs- und den beiden Endlager-Schritten die direkten Abfälle die Hauptmengen zur Inertstoffdeponie (beim KKW-CH ca. 85%) darstellen, werden die entsprechenden Mengen zu den übrigen Schritten im wesentlichen auf indirekten Wegen, hauptsächlich über den Energiebedarf, zugeführt. Bezüglich der Mengen in die Reststoffdeponie erscheint lediglich im KKW eine signifikante Abgabe, die praktisch ausschließlich auf die Abfallmenge des Kalkschlammes aus der Kühlturmwater-Entkarbonisierung zurückzuführen ist. Bezüglich der Reaktordeponie erscheint nur im KKW eine signifikante Abgabe, die auf die Rückstände aus Kühlturmtassen zurückzuführen ist. In Fig. VII.13.43 und VII.13.44 werden die berechneten Sonderabfälle, Mengen in die KVA und Abfallmengen in Landfarming gezeigt. Als einzige direkte Abfallmenge dieser drei Kategorien wurden die Sonderabfälle im KKW-Schritt eingeführt (,Abfälle in SAVA' und ,Leichtstoffabscheiderschlamm in SAVA'). Alle übrigen Mengeneinträge in die verschiedenen Schritte geschehen auf indirektem Weg.

Konditionierte feste radioaktive Abfälle

Die dem ,Strom ab KKW-Mix CH' und ,Strom ab KKW-Mix UCPT E' zugeordneten ,hochaktiven Abfälle (HAA)' (siehe Tab. VII.13.1) weisen via abgebrannter Brennelemente eine direkte Abhängigkeit zu den Abbrandwerten der KKW auf. Diese Werte können direkt von den Eingabewerten für die hochradioaktiven, konditionierten Abfälle im Wiederaufarbeitungsschritt abgeleitet werden, da für alle betrachteten Brennstoffkreisläufe etwa 1 kg abgebrannter Brennstoff pro TJ produziert wird. Die Werte für ,hochaktive Abfälle' in Endlager C (Tab. VII.13.2-3 und Fig. VII.13.45-46) beziehen sich aufgrund der gewählten Strukturierung auf die im KKW-Schritt produzierte Menge; der entsprechende Wert im KKW-Schritt stellt lediglich die indirekten Beiträge durch den Energiebedarf dar.

Die dem ,Strom ab KKW-Mix CH' und ,Strom ab KKW-Mix UCPT E' zugeordneten ,schwach-

und mittelaktiven Abfälle (SMA)‘ (siehe Tab. VII.13.1) weisen keine signifikanten Unterschiede auf, was sich hauptsächlich auf die dominanten, keine großen Unterschiede aufweisenden Beiträge der KKW Stilllegungsabfälle (ca. 2/3 der Totalmenge) und auf die ähnlichen Werte der schwach- und mittelaktiven Abfälle via Wiederaufarbeitungsanlage beider Mix zurückführen läßt. Der relativ große Unterschied der schwachaktiven Betriebsabfallmengen der SWR und DWR (SWR ca. 10 mal höher als DWR) kann sich demzufolge, wegen ihres relativ kleinen Anteils an der Gesamtmenge (siehe Kap. VII.9), nur unwesentlich auswirken. Die Werte für ‚schwach- und mittelaktive Abfälle‘ in Endlager B, gezeigt in Tab. VII.13.2 und VII.13.3, beziehen sich aufgrund der angewandten Verknüpfung auf die im KKW-Schritt produzierte Menge; der entsprechende Wert im KKW-Schritt stellt lediglich die indirekten Beiträge durch den Energiebedarf dar.

Bei der Annahme einer mittleren jährlichen Stromproduktion von $2.6E+4$ TJ/Jahr eines typischen 1000 MW DWR/SWR, errechnen sich folgende mittlere radioaktive feste Abfallvolumen (in Bezug auf die schweizerischen Anlagen): ‚schwach aktive Abfälle (SAA)‘: ca. $220 \text{ m}^3/\text{Jahr}$ für konditionierte ‚schwach und mittelaktive Abfälle‘: ca. $350/620 \text{ m}^3/\text{Jahr}$ und für konditionierte ‚hochaktive Abfälle‘: ca. $33/40 \text{ m}^3/\text{Jahr}$.

		Strom ab DWR CH	Strom ab SWR CH	Strom ab KKW-Mix CH	Strom ab DWR UCPTE	Strom ab SWR UCPTE	Strom ab KKW-Mix UCPTE
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Flaecheninanspruchnahme							
II-III	m2a	2.68E+04	2.96E+04	2.80E+04	2.79E+04	2.73E+04	2.78E+04
II-IV	m2a	4.52E+01	6.10E+01	5.23E+01	5.13E+01	5.56E+01	5.17E+01
III-IV	m2a	6.02E+00	1.11E+01	8.33E+00	7.66E+00	9.13E+00	7.81E+00
Energetische Ressourcen							
Holz	t	1.21E-02	4.06E-02	2.49E-02	2.06E-02	2.86E-02	2.14E-02
Pot. En. Wasserkraft	TJ	2.81E-03	3.41E-03	3.08E-03	1.92E-03	2.57E-03	1.99E-03
Rohbraunkohle	kg	1.26E+02	1.67E+02	1.44E+02	2.37E+02	2.41E+02	2.38E+02
Rohfoerdersteinkohle	kg	2.37E+02	3.66E+03	1.78E+03	1.16E+03	2.14E+03	1.26E+03
Erdgas	Nm3	3.55E+02	4.02E+02	3.76E+02	3.88E+02	3.83E+02	3.87E+02
Rohoel	t	1.96E-01	2.82E-01	2.35E-01	2.46E-01	2.46E-01	2.46E-01
Uran	kg	7.55E+00	8.34E+00	7.91E+00	7.87E+00	7.69E+00	7.85E+00
Strom	TJ	2.76E-02	4.48E-02	3.54E-02	3.68E-02	2.38E-02	3.55E-02
Wasser	kg	1.52E+07	1.80E+07	1.65E+07	1.20E+07	1.46E+07	1.22E+07
Materialien							
Materialien total	kg	1.54E+03	1.94E+03	1.72E+03	1.73E+03	1.88E+03	1.74E+03
Kalkstein	kg	1.33E+02	1.98E+02	1.62E+02	1.61E+02	1.87E+02	1.63E+02
Betonkies	kg	6.23E+02	8.04E+02	7.04E+02	7.15E+02	8.13E+02	7.24E+02
Stahl + Gusseisen	kg	9.90E+01	1.20E+02	1.08E+02	1.17E+02	1.19E+02	1.17E+02
Kupfer	kg	1.94E+00	1.97E+00	1.95E+00	2.28E+00	2.09E+00	2.26E+00
Transporte							
Strasse	tkm	3.37E+02	4.51E+02	3.88E+02	3.76E+02	4.18E+02	3.80E+02
Schiene	tkm	3.90E+02	1.05E+03	6.89E+02	5.79E+02	7.66E+02	5.97E+02
Schiff	tkm	2.41E+03	1.31E+04	7.24E+03	5.52E+03	8.46E+03	5.82E+03
Abwaerme	TJ	2.30E+00	2.36E+00	2.33E+00	2.33E+00	2.29E+00	2.33E+00
Emissionen Luft							
CO2 m.	kg	5.72E+01	1.52E+02	1.00E+02	8.48E+01	1.13E+02	8.76E+01
CO2 p.	kg	9.79E+01	9.81E+01	9.80E+01	1.07E+02	1.07E+02	1.07E+02
CO2 f.	kg	1.62E+03	6.89E+03	3.99E+03	3.27E+03	4.66E+03	3.41E+03
CH4	kg	1.61E+01	3.61E+01	2.51E+01	2.47E+01	2.85E+01	2.51E+01
SOx	kg	6.38E+00	1.56E+01	1.05E+01	9.36E+00	1.17E+01	9.59E+00
NOx	kg	4.29E+00	2.35E+01	1.30E+01	9.73E+00	1.51E+01	1.03E+01
NMVOG	kg	3.41E+00	4.58E+00	3.94E+00	4.00E+00	4.02E+00	4.00E+00
BTEX-A.	kg	1.79E-02	8.89E-02	4.99E-02	3.90E-02	5.82E-02	4.10E-02
B(a)P	kg	1.12E-05	1.37E-05	1.23E-05	1.33E-05	1.35E-05	1.33E-05
HCl	kg	9.49E-02	1.22E+00	5.99E-01	4.28E-01	7.46E-01	4.60E-01
Hg	kg	4.28E-05	6.53E-04	3.17E-04	2.11E-04	3.85E-04	2.28E-04
Rn (+Ra)	kBq	4.15E+08	4.59E+08	4.35E+08	4.33E+08	4.23E+08	4.32E+08
Edelgase	kBq	2.83E+08	3.39E+08	3.08E+08	2.97E+08	3.00E+08	2.98E+08
Aerosole	kBq	4.73E+01	9.98E+01	7.09E+01	5.35E+01	6.43E+01	5.45E+01
Aktinide	kBq	1.41E+02	1.57E+02	1.48E+02	1.47E+02	1.44E+02	1.47E+02

Tab. VII.13.1 Zusammenfassende kumulierte Bedarfs- und Emissionsresultate des DWR, SWR und KKW-Mix für CH resp. UCPTE.

		Strom ab DWR CH	Strom ab SWR CH	Strom ab KKW-Mix CH	Strom ab DWR UCPTE	Strom ab SWR UCPTE	Strom ab KKW-Mix UCPTE
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Emissionen Wasser							
Chloride	kg	5.25E+01	9.32E+01	7.08E+01	6.48E+01	7.37E+01	6.57E+01
Sulfate	kg	4.65E+02	5.41E+02	4.99E+02	4.90E+02	4.92E+02	4.90E+02
NH3 als N	kg	1.41E+00	1.57E+00	1.48E+00	1.47E+00	1.44E+00	1.47E+00
Fette und Oele f	kg	7.04E-03	8.74E-03	7.80E-03	7.99E-03	8.04E-03	8.00E-03
Fette und Oele s	kg	1.87E-01	2.67E-01	2.23E-01	2.33E-01	2.33E-01	2.33E-01
aromatische HC's	kg	1.21E-02	1.69E-02	1.43E-02	1.49E-02	1.50E-02	1.49E-02
Zink	kg	2.62E-02	8.48E-02	5.25E-02	4.23E-02	5.83E-02	4.39E-02
Ra	kBq	1.41E+05	1.56E+05	1.48E+05	1.47E+05	1.44E+05	1.47E+05
H3	kBq	1.15E+07	1.31E+07	1.22E+07	1.20E+07	1.16E+07	1.19E+07
Nuklidgemisch	kBq	1.16E+04	1.26E+04	1.20E+04	1.05E+04	1.07E+04	1.05E+04
Aktinide	kBq	8.67E+03	9.65E+03	9.11E+03	9.04E+03	8.86E+03	9.02E+03
Abfälle							
in Inertstoffdeponie	kg	8.54E+02	2.16E+03	1.44E+03	1.25E+03	1.68E+03	1.29E+03
in Reststoffdeponie	kg	1.79E+02	3.13E+02	2.39E+02	2.19E+02	2.76E+02	2.25E+02
in Reaktordeponie	kg	1.43E+00	1.96E+00	1.67E+00	1.58E+00	1.70E+00	1.59E+00
in KVA	kg	1.04E+00	1.26E+00	1.14E+00	1.17E+00	1.22E+00	1.17E+00
Sonderabfaelle	kg	2.37E+00	2.92E+00	2.62E+00	2.85E+00	2.90E+00	2.86E+00
in Landfarming	kg	1.94E+00	2.56E+00	2.22E+00	2.30E+00	2.29E+00	2.30E+00
SAA	m3	8.37E-03	8.13E-03	8.27E-03	8.33E-03	9.95E-03	8.49E-03
SMA	m3	1.36E-02	2.37E-02	1.81E-02	1.54E-02	2.58E-02	1.64E-02
HAA	m3	1.28E-03	1.53E-03	1.39E-03	1.34E-03	1.35E-03	1.34E-03

Fortsetzung Tab. VII.13.1 Zusammenfassende kumulierte Bedarfs- und Emissionsresultate per TJe des DWR, SWR und KKW-Mix für CH resp. UCPTE.

Kernenergie, Resultate, Diskussion

		Mine	Aufbereitung	Konversion	Anreicherung	BE-Herstell.	KKW CH	Wiederaufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Flaecheninanspruchnahme											
II-III	m2a	4.57E+01	2.74E+04	5.56E+00	5.66E+02	1.22E+00	3.91E+01	1.39E+01	5.47E+00	2.98E+00	7.65E+00
II-IV	m2a	1.86E+01	8.28E+00	1.31E+00	6.66E+00	3.17E-01	1.24E+01	2.15E+00	6.13E-01	7.88E-01	1.23E+00
III-IV	m2a	6.52E-01	1.33E+00	8.25E-01	2.23E+00	5.67E-02	1.60E+00	5.50E-01	2.00E-01	4.38E-01	4.32E-01
Energetische Ressourcen											
Holz	t	9.63E-05	4.78E-04	3.24E-04	1.16E-02	1.39E-04	1.09E-02	8.34E-04	1.95E-04	9.73E-05	2.86E-04
Pot. En. Wasserkraft	TJ	9.01E-06	7.24E-05	7.80E-05	1.97E-04	2.26E-05	1.66E-03	2.28E-04	3.21E-04	1.27E-04	3.71E-04
Rohbraunkohle	kg	1.64E+00	1.57E+01	1.74E+01	3.11E+01	3.87E+00	2.34E+01	4.73E+01	8.24E-01	9.37E-01	2.01E+00
Rohfoerdersteinkohle	kg	6.90E+00	1.79E+01	1.67E+01	1.56E+03	4.65E+00	1.09E+02	4.80E+01	2.05E+00	5.05E+00	1.21E+01
Erdgas	Nm3	1.60E+00	9.01E+01	1.55E+02	1.43E+01	7.30E-01	2.60E+01	8.77E+01	2.61E-01	2.56E-01	5.55E-01
Rohoel	t	3.34E-02	4.74E-02	1.11E-02	6.62E-02	3.73E-03	4.41E-02	1.54E-02	1.45E-03	4.84E-03	7.50E-03
Uran	kg	7.73E+00	1.40E-03	6.82E-04	1.57E-01	2.46E-04	7.52E-03	3.24E-03	1.31E-03	5.50E-04	1.57E-03
Strom	TJ	4.12E-05	3.75E-04	4.12E-04	2.95E-02	9.89E-05	2.62E-03	1.14E-03	4.42E-04	1.85E-04	5.29E-04
Wasser	kg	7.51E+04	3.90E+05	4.17E+05	1.15E+06	1.18E+05	9.60E+06	1.21E+06	1.38E+06	5.49E+05	1.60E+06
Materialien											
Mat.	kg	2.44E+01	3.50E+02	5.89E+01	1.20E+02	4.75E+00	6.75E+02	7.44E+01	1.60E+01	1.38E+02	2.56E+02
Kalkstein	kg	1.65E+00	3.96E+00	1.46E+01	2.38E+01	5.15E-01	7.75E+01	1.15E+01	1.85E+00	1.40E+01	1.24E+01
Betonkies	kg	1.42E+01	3.09E+01	7.68E+00	5.10E+01	2.31E+00	3.95E+02	3.42E+01	1.22E+01	8.65E+01	6.96E+01
Stahl + Gusseisen	kg	4.55E+00	4.49E+00	1.44E+00	1.19E+01	1.08E+00	6.57E+01	7.39E+00	8.42E-01	2.40E+00	8.41E+00
Kupfer	kg	2.35E-02	7.39E-02	3.33E-02	1.76E-01	1.33E-02	1.54E+00	5.38E-02	1.34E-02	6.60E-03	1.69E-02
Transporte											
Strasse	tkm	6.15E+01	7.54E+01	2.94E+01	4.54E+01	4.15E+00	1.08E+02	8.88E+00	1.96E+00	3.65E+01	1.73E+01
Schiene	tkm	7.59E+00	1.06E+02	2.26E+01	2.86E+02	1.82E+00	8.09E+01	4.68E+01	6.64E+01	8.73E+00	5.85E+01
Schiff	tkm	1.98E+02	3.00E+02	1.83E+02	5.03E+03	4.03E+01	1.03E+03	2.82E+02	1.77E+01	5.07E+01	1.17E+02
Abwaerme	TJ	1.72E-03	6.43E-03	7.38E-03	9.46E-02	4.21E-04	2.21E+00	6.63E-03	6.46E-04	4.59E-04	1.10E-03
Emissionen Luft											
CO2 m.	kg	6.08E+00	1.08E+01	4.29E+00	4.26E+01	7.84E-01	2.29E+01	3.34E+00	1.00E+00	4.68E+00	3.44E+00
CO2 p.	kg	7.67E+00	1.54E+01	1.38E+01	2.05E+00	5.00E-01	3.41E+01	8.85E+00	8.46E-01	7.69E+00	7.04E+00
CO2 f.	kg	1.05E+02	3.43E+02	3.68E+02	2.48E+03	2.30E+01	2.90E+02	3.32E+02	7.58E+00	1.30E+01	3.22E+01
CH4	kg	1.96E-01	8.21E-01	9.51E-01	8.79E+00	4.57E-02	1.03E+00	7.97E-01	2.03E-02	1.91E-01	1.17E-01
SOx	kg	2.46E-01	2.46E+00	7.20E-01	1.04E+01	2.90E-01	8.31E+00	2.36E+00	3.40E-02	6.90E-02	2.27E-01
NOx	kg	1.37E+00	2.08E+00	8.20E-01	4.19E+00	7.38E-02	1.12E+00	5.89E-01	3.25E-02	1.08E-01	1.23E-01
NMVOC	kg	4.64E-01	1.37E+00	3.85E-01	7.61E-01	3.62E-02	5.09E-01	2.67E-01	1.51E-02	5.43E-02	7.39E-02
BTEX-A.	kg	1.24E-03	3.80E-03	3.92E-03	3.31E-02	2.62E-04	3.13E-03	3.49E-03	1.40E-04	3.05E-04	4.19E-04
B(a)P	kg	6.90E-07	6.94E-07	2.41E-07	1.42E-06	1.24E-07	7.03E-06	8.44E-07	9.70E-08	2.68E-07	9.16E-07
HCl	kg	1.39E-03	1.01E-02	1.09E-02	5.13E-01	2.58E-03	2.65E-02	3.13E-02	6.85E-04	8.22E-04	1.93E-03
Hg	kg	8.44E-07	4.46E-06	5.13E-06	2.77E-04	9.23E-07	1.41E-05	1.18E-05	3.21E-07	7.59E-07	1.36E-06
Rn (+Ra)	kBq	3.53E+06	4.22E+08	6.54E+04	8.63E+06	4.05E+03	4.12E+05	1.78E+05	7.23E+04	3.02E+04	8.64E+04
Edelgase	kBq	4.32E+03	4.07E+04	4.49E+04	6.07E+06	1.04E+04	6.96E+05	3.01E+08	5.15E+04	2.14E+04	6.11E+04
Aerosole	kBq	2.61E-03	2.15E-02	2.47E-02	2.55E+00	5.93E-03	1.92E+01	4.91E+01	1.24E-02	5.76E-03	1.59E-02
Aktinide	kBq	6.78E+01	6.27E+01	7.55E+00	3.70E+00	1.30E-01	1.46E-01	5.77E+00	2.47E-02	1.04E-02	2.96E-02

Tab. VII.13.2 Zusammenfassende Resultate der einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW CH.

Kernenergie, Resultate, Diskussion

		Mine	Aufberei- tung	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW CH	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Emissionen Wasser											
Chloride	kg	3.73E+01	8.61E+00	6.08E-01	1.79E+01	1.58E-01	4.49E+00	1.01E+00	6.92E-02	2.34E-01	3.55E-01
Sulfate	kg	4.22E+02	2.27E+01	4.17E-01	2.10E+01	9.45E-02	3.11E+01	8.51E-01	9.96E-02	7.71E-02	1.97E-01
NH3 als N	kg	3.82E-01	9.86E-01	2.14E-03	3.45E-02	6.44E-02	5.58E-03	1.61E-03	3.47E-04	4.21E-04	8.36E-04
Fette und Oele Süßwasser	kg	5.15E-04	1.18E-03	1.10E-03	9.23E-04	1.42E-03	1.59E-03	7.64E-04	2.85E-05	9.99E-05	1.88E-04
Fette und Oele Meerwasser	kg	3.04E-02	4.54E-02	1.43E-02	6.01E-02	3.38E-03	4.07E-02	1.63E-02	1.32E-03	4.38E-03	6.80E-03
aromatische HC's	kg	1.87E-03	2.82E-03	9.42E-04	3.59E-03	2.05E-04	2.93E-03	1.09E-03	8.31E-05	2.75E-04	4.59E-04
Zink	kg	8.15E-03	7.45E-03	4.15E-04	2.67E-02	9.41E-05	8.36E-03	9.27E-04	5.32E-05	1.22E-04	3.04E-04
Ra	kBq	1.44E+05	3.51E+01	2.39E+01	2.93E+03	5.56E+00	1.40E+02	6.06E+01	2.45E+01	1.03E+01	2.94E+01
H3	kBq	1.73E+02	1.63E+03	1.80E+03	2.44E+05	4.14E+02	2.92E+05	1.17E+07	2.03E+03	8.47E+02	2.42E+03
Nuklidgemisch	kBq	1.54E-01	1.45E+00	1.60E+00	2.16E+02	3.68E-01	1.27E+03	1.05E+04	2.03E+00	8.25E-01	2.36E+00
Aktinide	kBq	5.66E+03	2.25E+03	1.48E+02	1.82E+02	7.70E+00	9.05E+00	8.58E+02	1.53E+00	6.80E-01	1.88E+00
Abfälle											
in Inertstoffdeponie	kg	6.31E+00	1.57E+01	1.06E+01	5.40E+02	4.01E+00	3.69E+02	4.95E+01	1.00E+01	1.83E+02	2.54E+02
in Reststoffdeponie	kg	7.23E-01	3.16E+00	3.84E+00	5.24E+01	6.75E-01	1.69E+02	7.90E+00	2.04E-01	2.58E-01	6.06E-01
in Reaktordeponie	kg	5.01E-02	7.71E-02	2.66E-02	2.22E-01	5.67E-03	1.21E+00	2.46E-02	7.56E-03	2.77E-02	1.99E-02
in KVA	kg	2.58E-02	1.13E-01	1.35E-01	9.24E-02	1.63E-02	3.96E-01	1.95E-01	5.86E-02	3.37E-02	7.63E-02
Sonderabfaelle	kg	5.46E-01	4.09E-02	1.76E-02	2.92E-01	3.69E-03	1.65E+00	4.17E-02	4.63E-03	9.03E-03	1.37E-02
in Landfarming	kg	2.05E-01	4.72E-01	3.86E-01	4.46E-01	2.51E-02	3.22E-01	2.73E-01	9.65E-03	3.06E-02	4.75E-02
SAA	m3	6.80E-06	1.06E-05	4.28E-03	3.00E-03	2.63E-04	1.66E-05	6.86E-04	1.66E-06	1.54E-06	3.14E-06
SMA	m3	2.38E-07	2.25E-06	2.48E-06	3.24E-04	5.74E-07	1.65E-05	6.83E-06	2.74E-06	1.78E-02	3.58E-06
HAA	m3	1.95E-08	1.84E-07	2.03E-07	2.74E-05	4.65E-08	1.28E-06	5.76E-07	2.26E-07	9.63E-08	1.36E-03

Forts. Tab. VII.13.2 Zusammenfassende Resultate der einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW CH.

Kernenergie, Resultate, Diskussion

		Mine	Aufberei- tung	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW UCPTE	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Flaecheninanspruchnahme											
II-III	m2a	4.53E+01	2.71E+04	5.51E+00	6.47E+02	1.24E+00	4.44E+01	1.34E+01	3.75E+00	2.68E+00	7.36E+00
II-IV	m2a	1.84E+01	8.21E+00	1.30E+00	5.34E+00	3.06E-01	1.37E+01	2.07E+00	5.59E-01	7.10E-01	1.18E+00
III-IV	m2a	6.46E-01	1.32E+00	8.18E-01	1.55E+00	5.47E-02	1.90E+00	5.29E-01	1.88E-01	3.95E-01	4.15E-01
Energetische Ressourcen											
Holz	t	9.55E-05	4.73E-04	3.21E-04	7.27E-03	1.34E-04	1.18E-02	8.03E-04	1.64E-04	8.76E-05	2.75E-04
Pot. En. Wasserkraft	TJ	8.93E-06	7.18E-05	7.73E-05	1.82E-04	2.18E-05	7.24E-04	2.19E-04	2.11E-04	1.14E-04	3.56E-04
Rohbraunkohle	kg	1.63E+00	1.56E+01	1.73E+01	2.71E+01	3.74E+00	1.23E+02	4.55E+01	7.43E-01	8.43E-01	1.93E+00
Rohfoerdersteinkohle	kg	6.84E+00	1.77E+01	1.65E+01	9.53E+02	4.46E+00	2.02E+02	4.62E+01	1.78E+00	4.55E+00	1.17E+01
Erdgas	Nm3	1.58E+00	8.93E+01	1.53E+02	1.40E+01	7.00E-01	4.35E+01	8.44E+01	2.18E-01	2.31E-01	5.34E-01
Rohoel	t	3.31E-02	4.69E-02	1.10E-02	5.93E-02	3.60E-03	6.46E-02	1.48E-02	1.11E-03	4.36E-03	7.22E-03
Uran	kg	7.67E+00	1.39E-03	6.76E-04	1.81E-01	1.36E-04	8.75E-03	3.11E-03	8.73E-04	4.95E-04	1.51E-03
Strom	TJ	4.08E-05	3.72E-04	4.08E-04	2.94E-02	9.54E-05	3.19E-03	1.10E-03	2.94E-04	1.67E-04	5.09E-04
Wasser	kg	7.45E+04	3.87E+05	4.13E+05	1.04E+06	1.13E+05	6.10E+06	1.16E+06	9.09E+05	4.94E+05	1.54E+06
Materialien											
Mat.	kg	2.41E+01	3.47E+02	5.84E+01	1.01E+02	4.59E+00	7.55E+02	7.16E+01	1.42E+01	1.24E+02	2.46E+02
Kalkstein	kg	1.64E+00	3.92E+00	1.44E+01	1.71E+01	4.97E-01	8.84E+01	1.11E+01	1.65E+00	1.26E+01	1.20E+01
Betonkies	kg	1.40E+01	3.07E+01	7.61E+00	4.39E+01	2.23E+00	4.38E+02	3.29E+01	1.09E+01	7.79E+01	6.69E+01
Stahl + Gusseisen	kg	4.51E+00	4.45E+00	1.42E+00	9.94E+00	1.04E+00	7.74E+01	7.11E+00	7.58E-01	2.16E+00	8.09E+00
Kupfer	kg	2.33E-02	7.32E-02	3.30E-02	1.70E-01	1.29E-02	1.86E+00	5.17E-02	9.09E-03	5.94E-03	1.62E-02
Transporte											
Strasse	tkm	6.10E+01	7.47E+01	2.91E+01	4.02E+01	4.00E+00	1.11E+02	8.54E+00	1.69E+00	3.29E+01	1.67E+01
Schiene	tkm	7.53E+00	1.05E+02	2.24E+01	1.82E+02	1.75E+00	1.07E+02	4.50E+01	6.35E+01	7.86E+00	5.63E+01
Schiff	tkm	1.97E+02	2.97E+02	1.81E+02	3.18E+03	3.89E+01	1.48E+03	2.71E+02	1.49E+01	4.57E+01	1.12E+02
Abwaerme	TJ	1.70E-03	6.37E-03	7.31E-03	9.46E-02	4.07E-04	2.21E+00	6.38E-03	4.46E-04	4.14E-04	1.06E-03
Emissionen Luft											
CO2 m.	kg	6.03E+00	1.08E+01	4.26E+00	2.80E+01	7.57E-01	2.62E+01	3.22E+00	9.25E-01	4.21E+00	3.30E+00
CO2 p.	kg	7.60E+00	1.52E+01	1.37E+01	4.73E+00	4.83E-01	4.21E+01	8.52E+00	7.41E-01	6.92E+00	6.77E+00
CO2 f.	kg	1.05E+02	3.40E+02	3.64E+02	1.59E+03	2.21E+01	6.21E+02	3.19E+02	6.01E+00	1.17E+01	3.10E+01
CH4	kg	1.95E-01	8.14E-01	9.43E-01	5.49E+00	4.42E-02	1.73E+00	7.66E-01	1.70E-02	1.72E-01	1.12E-01
SOx	kg	2.44E-01	2.43E+00	7.14E-01	6.97E+00	2.80E-01	1.19E+01	2.27E+00	2.77E-02	6.21E-02	2.18E-01
NOx	kg	1.36E+00	2.06E+00	8.13E-01	2.73E+00	7.13E-02	1.76E+00	5.67E-01	2.82E-02	9.73E-02	1.19E-01
NMVOC	kg	4.60E-01	1.36E+00	3.82E-01	6.69E-01	3.49E-02	7.11E-01	2.57E-01	1.20E-02	4.89E-02	7.11E-02
BTEX-A.	kg	1.23E-03	3.77E-03	3.89E-03	2.11E-02	2.52E-04	6.61E-03	3.36E-03	1.20E-04	2.74E-04	4.03E-04
B(a)P	kg	6.84E-07	6.87E-07	2.39E-07	1.18E-06	1.20E-07	8.35E-06	8.12E-07	8.74E-08	2.41E-07	8.81E-07
HCl	kg	1.38E-03	1.00E-02	1.08E-02	3.16E-01	2.48E-03	8.67E-02	3.01E-02	5.70E-04	7.40E-04	1.86E-03
Hg	kg	8.37E-07	4.42E-06	5.09E-06	1.70E-04	8.88E-07	3.35E-05	1.14E-05	2.75E-07	6.83E-07	1.31E-06
Rn (+Ra)	kBq	3.50E+06	4.18E+08	6.49E+04	9.93E+06	1.57E+04	4.76E+05	1.71E+05	4.80E+04	2.72E+04	8.31E+04
Edelgase	kBq	4.28E+03	4.04E+04	4.45E+04	7.03E+06	1.02E+04	6.46E+05	2.90E+08	3.41E+04	1.92E+04	5.87E+04
Aerosole	kBq	2.59E-03	2.13E-02	2.45E-02	2.16E+00	5.71E-03	5.10E+00	4.72E+01	8.39E-03	5.18E-03	1.53E-02
Aktinide	kBq	6.72E+01	6.22E+01	7.48E+00	4.07E+00	1.29E-01	1.80E-01	5.55E+00	1.64E-02	9.37E-03	2.85E-02

Tab. VII.13.3

Zusammenfassende Resultate der einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW UCPTE.

		Mine	Aufberei- tung	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW UCPTE	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Emissionen Wasser											
Chloride	kg	3.70E+01	8.54E+00	6.03E-01	1.20E+01	1.51E-01	5.92E+00	9.74E-01	5.47E-02	2.11E-01	3.42E-01
Sulfate	kg	4.19E+02	2.25E+01	4.14E-01	1.82E+01	9.98E-02	3.00E+01	8.19E-01	7.00E-02	6.95E-02	1.89E-01
NH ₃ als N	kg	3.79E-01	9.77E-01	2.12E-03	3.79E-02	6.21E-02	7.18E-03	1.55E-03	2.46E-04	3.79E-04	8.04E-04
Fette und Oele f	kg	5.10E-04	1.17E-03	1.09E-03	8.38E-04	1.37E-03	2.01E-03	7.35E-04	2.38E-05	8.99E-05	1.80E-04
Fette und Oele s	kg	3.01E-02	4.51E-02	1.41E-02	5.38E-02	3.26E-03	5.97E-02	1.57E-02	1.01E-03	3.95E-03	6.54E-03
aromatische HC's	kg	1.85E-03	2.79E-03	9.33E-04	3.20E-03	1.97E-04	4.19E-03	1.04E-03	6.44E-05	2.47E-04	4.42E-04
Zink	kg	8.07E-03	7.39E-03	4.11E-04	1.70E-02	9.10E-05	9.63E-03	8.92E-04	4.42E-05	1.10E-04	2.92E-04
Ra	kBq	1.43E+05	3.48E+01	2.37E+01	3.37E+03	7.57E+00	1.61E+02	5.83E+01	1.63E+01	9.29E+00	2.83E+01
H ³	kBq	1.72E+02	1.62E+03	1.79E+03	2.83E+05	4.04E+02	4.26E+05	1.12E+07	1.35E+03	7.62E+02	2.33E+03
Nuklidgemisch	kBq	1.53E-01	1.44E+00	1.59E+00	2.49E+02	3.58E-01	1.47E+02	1.01E+04	1.34E+00	7.43E-01	2.27E+00
Aktinide	kBq	5.61E+03	2.23E+03	1.47E+02	2.09E+02	7.41E+00	1.07E+01	8.26E+02	1.02E+00	6.13E-01	1.81E+00
Abfälle											
in Inertstoffdeponie	kg	6.26E+00	1.56E+01	1.05E+01	3.43E+02	3.90E+00	4.49E+02	4.76E+01	8.84E+00	1.64E+02	2.44E+02
in Reststoffdeponie	kg	7.17E-01	3.13E+00	3.80E+00	3.59E+01	6.53E-01	1.72E+02	7.60E+00	1.68E-01	2.32E-01	5.83E-01
in Reaktordeponie	kg	4.96E-02	7.64E-02	2.64E-02	1.64E-01	5.47E-03	1.20E+00	2.37E-02	6.93E-03	2.49E-02	1.92E-02
in KVA	kg	2.56E-02	1.12E-01	1.34E-01	8.75E-02	1.57E-02	4.68E-01	1.88E-01	3.87E-02	3.03E-02	7.34E-02
Sonderabfaelle	kg	5.41E-01	4.06E-02	1.74E-02	2.22E-01	3.60E-03	1.97E+00	4.01E-02	3.82E-03	8.13E-03	1.32E-02
in Landf.	kg	2.03E-01	4.68E-01	3.83E-01	4.04E-01	2.42E-02	4.79E-01	2.63E-01	7.33E-03	2.76E-02	4.57E-02
SAA	m ³	6.74E-06	1.05E-05	4.24E-03	3.31E-03	2.54E-04	2.22E-05	6.60E-04	1.13E-06	1.39E-06	3.02E-06
SMA	m ³	2.36E-07	2.23E-06	2.46E-06	3.76E-04	5.43E-07	1.81E-05	6.57E-06	1.78E-06	1.60E-02	3.44E-06
HAA	m ³	1.93E-08	1.82E-07	2.01E-07	3.17E-05	4.52E-08	1.51E-06	5.54E-07	1.48E-07	8.67E-08	1.31E-03

Forts. Tab. VII.13.3 Zusammenfassende Resultate der einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW UCPTE.

Kernenergie, Resultate, Diskussion

		Mine	Aufber.	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW CH	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C	Total Infra.
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Flaecheninanspruchnahme												
II-III	m2a	0%	0%	7%	0%	30%	94%	15%	8%	97%	100%	0%
II-IV	m2a	0%	4%	26%	21%	78%	93%	72%	85%	82%	100%	34%
III-IV	m2a	8%	12%	2%	3%	13%	64%	18%	7%	40%	98%	25%
Energetische Ressourcen												
Holz	t	39%	19%	3%	1%	64%	98%	33%	5%	84%	98%	47%
Pot. En. Wasserkraft	TJ	35%	9%	2%	14%	9%	98%	12%	0%	99%	100%	71%
Rohbraunkohle	kg	25%	7%	1%	5%	3%	74%	4%	13%	80%	99%	18%
Rohfoerdersteinkohle	kg	57%	28%	7%	0%	15%	94%	23%	47%	94%	100%	8%
Erdgas	Nm3	10%	8%	0%	6%	7%	41%	2%	12%	83%	99%	6%
Rohoel	t	2%	43%	24%	13%	17%	74%	23%	11%	66%	100%	34%
Uran	kg	0%	5%	2%	0%	4%	94%	5%	1%	98%	100%	0%
Strom	TJ	28%	7%	1%	0%	5%	95%	7%	1%	98%	100%	10%
Wasser	kg	22%	9%	2%	12%	9%	75%	12%	0%	99%	100%	59%
Materialien												
Materialien Total	kg	33%	7%	16%	12%	52%	79%	63%	71%	96%	100%	60%
Kalkstein	kg	56%	69%	45%	7%	59%	87%	52%	82%	99%	100%	70%
Kies	kg	22%	46%	7%	15%	60%	88%	88%	70%	94%	100%	80%
Stahl + Gusseisen	kg	62%	72%	11%	26%	40%	99%	85%	76%	94%	100%	85%
Kupfer	kg	81%	67%	13%	50%	75%	100%	23%	1%	86%	100%	89%
Transporte												
Strasse	tkm	7%	13%	5%	10%	10%	52%	57%	53%	23%	100%	28%
Schiene	tkm	25%	5%	3%	2%	26%	91%	15%	1%	97%	95%	23%
Schiff	tkm	17%	43%	10%	2%	22%	92%	38%	42%	81%	100%	21%
Abwaerme	TJ	5%	21%	2%	1%	10%	0%	6%	3%	83%	100%	0%
Emissionen Luft												
CO2 m.	kg	10%	16%	5%	2%	14%	56%	40%	17%	26%	99%	23%
CO2 p.	kg	8%	24%	27%	90%	21%	69%	37%	95%	97%	100%	53%
CO2 f.	kg	5%	24%	3%	2%	12%	86%	8%	20%	88%	100%	12%
CH4	kg	16%	23%	3%	1%	17%	84%	12%	37%	24%	100%	11%
SOx	kg	10%	14%	11%	7%	5%	95%	58%	17%	81%	100%	43%
NOx	kg	1%	47%	16%	2%	7%	80%	16%	19%	53%	99%	23%
NMVOC	kg	2%	17%	8%	10%	15%	74%	15%	14%	58%	100%	22%
BTEX-A.	kg	5%	22%	2%	1%	12%	75%	7%	9%	55%	99%	9%
B(a)P	kg	51%	65%	11%	24%	43%	98%	77%	74%	92%	100%	81%
HCl	kg	32%	10%	2%	0%	5%	84%	9%	15%	83%	99%	5%
Hg	kg	40%	15%	5%	0%	10%	81%	11%	32%	91%	100%	5%
Rn (+Ra)	kBq	0%	0%	1%	0%	13%	94%	5%	1%	98%	100%	0%
Edelgase	kBq	26%	7%	1%	0%	4%	39%	0%	1%	98%	100%	0%
Aerosole	kBq	32%	9%	2%	0%	5%	1%	0%	1%	95%	100%	0%
Aktinide	kBq	0%	0%	0%	0%	0%	94%	0%	1%	97%	100%	0%

Tab. VII.13.4

Zusammenfassende Resultate für Infrastruktur der einzelnen Schritte und Total des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW CH.

		Mine	Aufber.	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW CH	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C	Total Infra.
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Emissionen Wasser												
Chloride	kg	0%	7%	14%	2%	15%	45%	21%	22%	61%	100%	5%
Sulfate	kg	0%	0%	3%	0%	7%	4%	12%	8%	93%	100%	0%
NH3 als N	kg	0%	0%	11%	2%	0%	84%	22%	7%	70%	100%	1%
Fette und Oele f	kg	10%	30%	3%	14%	1%	84%	16%	40%	62%	100%	30%
Fette und Oele s	kg	2%	42%	17%	13%	17%	74%	20%	11%	66%	100%	33%
aromatische HC's	kg	3%	41%	16%	13%	18%	77%	22%	16%	66%	100%	35%
Zink	kg	1%	2%	6%	1%	19%	29%	26%	43%	88%	100%	7%
Ra	kBq	0%	5%	1%	0%	3%	94%	5%	1%	98%	100%	0%
H3	kBq	26%	7%	1%	0%	4%	4%	0%	1%	98%	100%	0%
Nuklidgemisch	kBq	26%	7%	1%	0%	4%	1%	0%	0%	98%	100%	0%
Aktinide	kBq	0%	0%	0%	0%	0%	94%	0%	1%	95%	100%	0%
Abfälle												
in Inertstoffdeponie	kg	26%	16%	7%	2%	39%	98%	68%	56%	99%	100%	59%
in Reststoffdeponie	kg	17%	17%	2%	1%	7%	4%	6%	14%	82%	99%	4%
in Reaktordeponie	kg	7%	19%	8%	4%	15%	13%	39%	11%	26%	99%	13%
in KVA	kg	10%	9%	1%	16%	7%	91%	6%	1%	78%	100%	44%
Sonderabfaelle	kg	0%	34%	10%	2%	16%	13%	49%	10%	71%	99%	11%
in Landfarming	kg	2%	30%	4%	13%	16%	69%	9%	11%	67%	100%	24%
SAA	m3	2%	40%	0%	0%	0%	84%	0%	2%	78%	100%	0%
SMA	m3	26%	7%	1%	0%	4%	97%	5%	1%	0%	100%	0%
HAA	m3	26%	7%	1%	0%	4%	97%	5%	1%	98%	0%	0%

Forts. Tab. VII.13.4 Zusammenfassende Resultate für Infrastruktur der einzelnen Schritte und Total des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW CH.

Kernenergie, Resultate, Diskussion

		Mine	Aufber.	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW UCPTE	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C	Total Infra.
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Flaecheninanspruchnahme												
II-III	m2a	0%	0%	7%	0%	29%	95%	15%	11%	97%	100%	0%
II-IV	m2a	0%	4%	25%	26%	78%	95%	72%	82%	82%	100%	37%
III-IV	m2a	8%	12%	2%	5%	13%	72%	18%	7%	40%	98%	30%
Energetische Ressourcen												
Holz	t	8%	19%	3%	1%	64%	98%	33%	5%	84%	98%	58%
Pot. En. Wasserkraft	TJ	34%	9%	2%	15%	9%	91%	12%	0%	99%	100%	60%
Rohbraunkohle	kg	24%	7%	1%	5%	3%	98%	4%	13%	80%	99%	54%
Rohfoerdersteinkohle	kg	57%	27%	7%	1%	15%	98%	23%	47%	94%	100%	19%
Erdgas	Nm3	9%	8%	0%	6%	7%	60%	2%	12%	83%	99%	9%
Rohoel	t	2%	43%	24%	15%	17%	82%	23%	12%	66%	100%	40%
Uran	kg	0%	5%	2%	0%	7%	95%	5%	1%	98%	100%	0%
Strom	TJ	27%	7%	1%	0%	5%	95%	7%	1%	98%	100%	11%
Wasser	kg	21%	9%	2%	13%	9%	57%	12%	0%	99%	100%	48%
Materialien												
Mat.	kg	33%	6%	16%	15%	52%	81%	63%	70%	96%	100%	62%
Kalkstein	kg	55%	68%	45%	10%	59%	89%	52%	81%	99%	100%	75%
Kies	kg	22%	46%	7%	17%	60%	91%	88%	69%	94%	100%	83%
Stahl + Gusseisen	kg	61%	71%	11%	31%	40%	100%	85%	74%	94%	100%	88%
Kupfer	kg	79%	66%	13%	52%	75%	100%	23%	1%	86%	100%	92%
Transporte												
Strasse	tkm	7%	13%	5%	11%	10%	58%	57%	54%	23%	100%	30%
Schiene	tkm	25%	5%	3%	2%	26%	94%	15%	1%	97%	95%	30%
Schiff	tkm	17%	42%	10%	3%	22%	96%	38%	44%	81%	100%	34%
Abwaerme	TJ	5%	21%	2%	1%	10%	0%	6%	4%	83%	100%	1%
Emissionen Luft												
CO2 m.	kg	10%	16%	5%	4%	14%	65%	40%	16%	26%	99%	30%
CO2 p.	kg	8%	24%	26%	39%	21%	73%	37%	95%	97%	100%	54%
CO2 f.	kg	5%	24%	3%	2%	12%	95%	8%	23%	88%	100%	23%
CH4	kg	15%	23%	2%	1%	16%	91%	12%	39%	24%	100%	21%
SOx	kg	10%	14%	11%	11%	5%	98%	58%	18%	81%	100%	57%
NOx	kg	1%	46%	16%	2%	7%	88%	16%	19%	53%	99%	31%
NMVOC	kg	2%	16%	7%	11%	15%	82%	15%	15%	58%	100%	26%
BTEX-A.	kg	4%	21%	2%	2%	12%	90%	7%	10%	55%	99%	20%
B(a)P	kg	51%	64%	11%	29%	43%	99%	77%	72%	92%	100%	85%
HCl	kg	32%	10%	2%	1%	5%	97%	9%	16%	83%	99%	20%
Hg	kg	39%	14%	5%	1%	10%	94%	11%	33%	91%	100%	16%
Rn (+Ra)	kBq	0%	0%	1%	0%	3%	96%	5%	1%	98%	100%	0%
Edelgase	kBq	25%	7%	1%	0%	3%	49%	0%	1%	98%	100%	0%
Aerosole	kBq	31%	9%	2%	0%	5%	4%	0%	2%	95%	100%	0%
Aktinide	kBq	0%	0%	0%	0%	0%	96%	0%	1%	97%	100%	0%

Tab. VII.13.5

Zusammenfassende Resultate für Infrastruktur der einzelnen Schritte und Total des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW UCPTE.

		Mine	Aufber.	Kon- version	Anrei- cherung	BE- Herstell.	KKW UCPTE	Wieder- aufarb.	Zwilag	Endlager B	Endlager C	Total Infra.
		pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ	pro TJ
Emissionen Wasser												
Chloride	kg	0%	7%	14%	2%	15%	60%	21%	24%	61%	100%	8%
Sulfate	kg	0%	0%	3%	0%	6%	8%	12%	10%	93%	100%	1%
NH3 als N	kg	0%	0%	10%	2%	0%	87%	22%	9%	70%	100%	1%
Fette und Oele f	kg	10%	29%	3%	16%	1%	87%	16%	42%	62%	100%	34%
Fette und Oele s	kg	2%	41%	17%	15%	17%	82%	20%	13%	66%	100%	39%
aromatische HC's	kg	3%	41%	16%	15%	18%	84%	22%	18%	66%	100%	42%
Zink	kg	1%	2%	6%	1%	18%	43%	26%	45%	88%	100%	12%
Ra	kBq	0%	5%	1%	0%	2%	97%	5%	1%	98%	100%	0%
H3	kBq	25%	7%	1%	0%	4%	3%	0%	1%	98%	100%	0%
Nuklidgemisch	kBq	25%	7%	1%	0%	4%	8%	0%	1%	98%	100%	0%
Aktinide	kBq	0%	0%	0%	0%	0%	95%	0%	1%	95%	100%	0%
Abfälle												
in Inertstoffdeponie	kg	26%	16%	7%	3%	38%	99%	68%	55%	99%	100%	70%
in Reststoffdeponie	kg	17%	16%	2%	2%	7%	13%	6%	15%	82%	99%	11%
in Reaktordeponie	kg	7%	19%	8%	6%	15%	12%	39%	11%	26%	99%	13%
in KVA	kg	10%	9%	1%	17%	7%	93%	6%	1%	78%	100%	49%
Sonderabfaelle	kg	0%	33%	10%	3%	15%	14%	49%	11%	71%	99%	12%
in Landfarming	kg	2%	29%	4%	14%	16%	78%	9%	12%	67%	100%	30%
SAA	m3	2%	39%	0%	0%	0%	88%	0%	3%	78%	100%	0%
SMA	m3	25%	7%	1%	0%	4%	96%	5%	1%	0%	100%	0%
HAA	m3	25%	7%	1%	0%	4%	95%	5%	1%	98%	0%	0%

Forts. Tab. VII.13.5 Zusammenfassende Resultate für Infrastruktur der einzelnen Schritte und Total des nuklearen Brennstoffkreislaufs für KKW UCPTe.

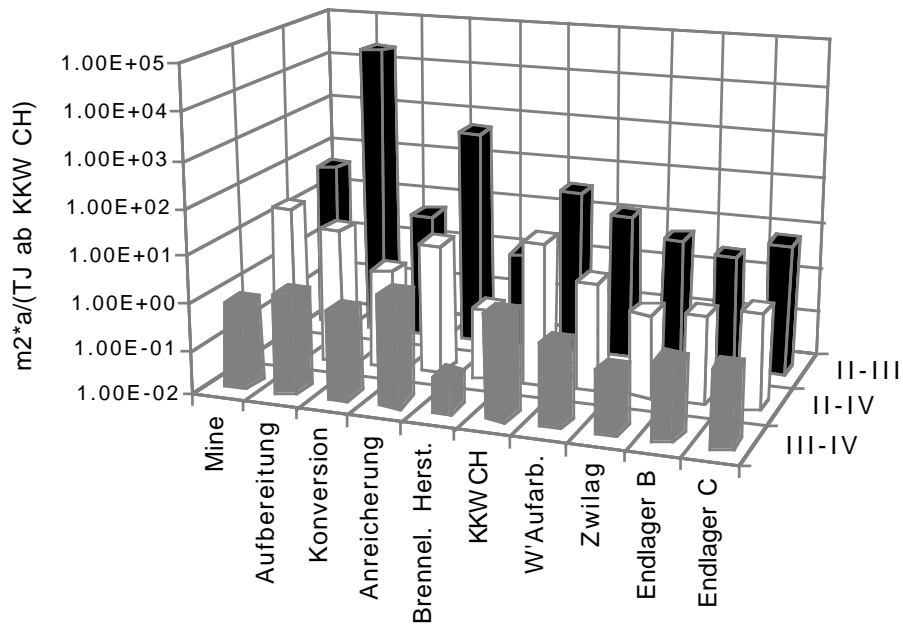


Fig. VII.13.1 Flächenbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW-CH.

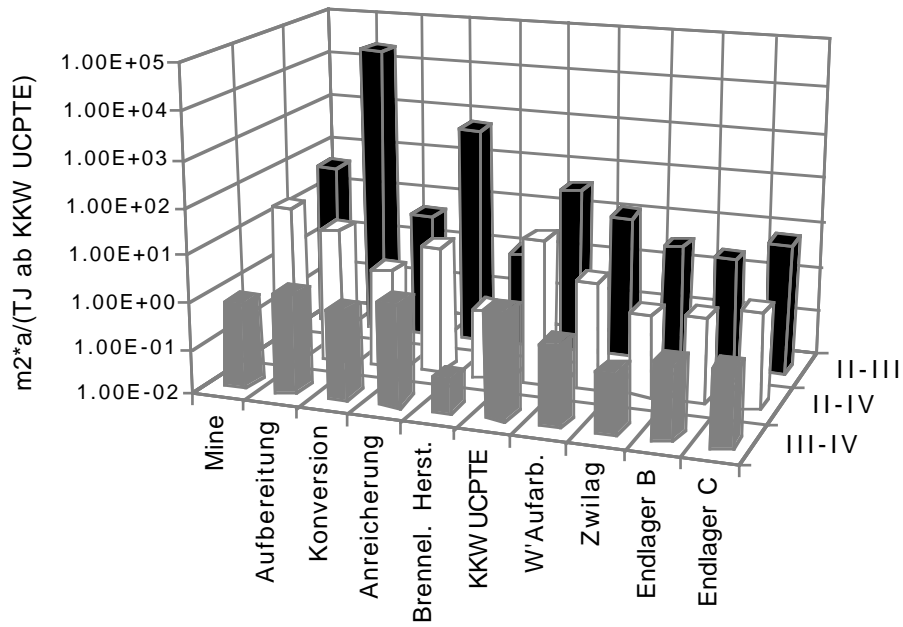


Fig. VII.13.2 Flächenbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW-UCPTE.

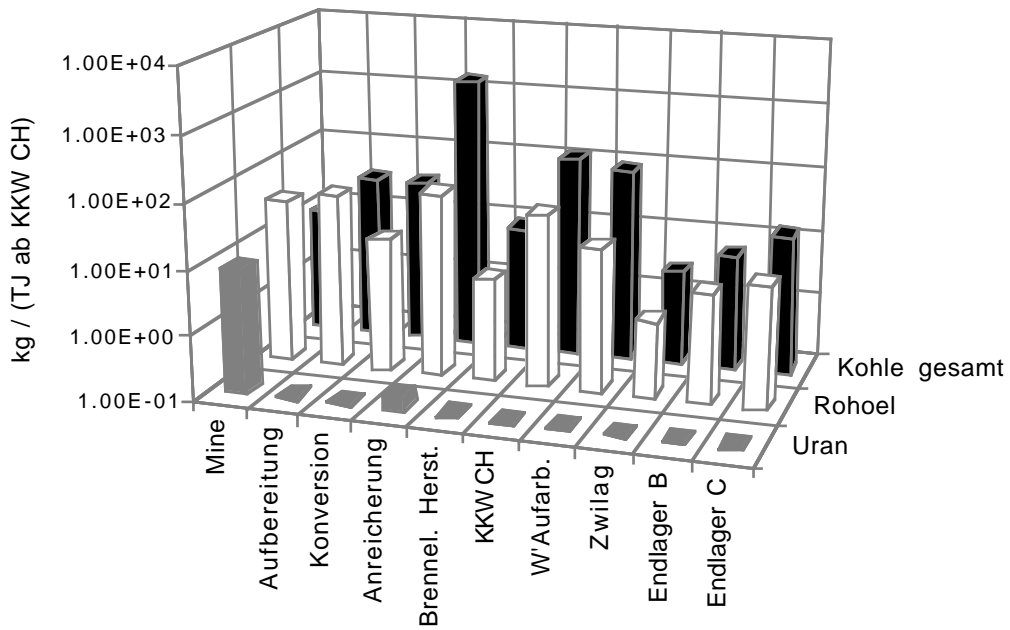


Fig. VII.13.3 Uran-, Öl- und Kohle-Bedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

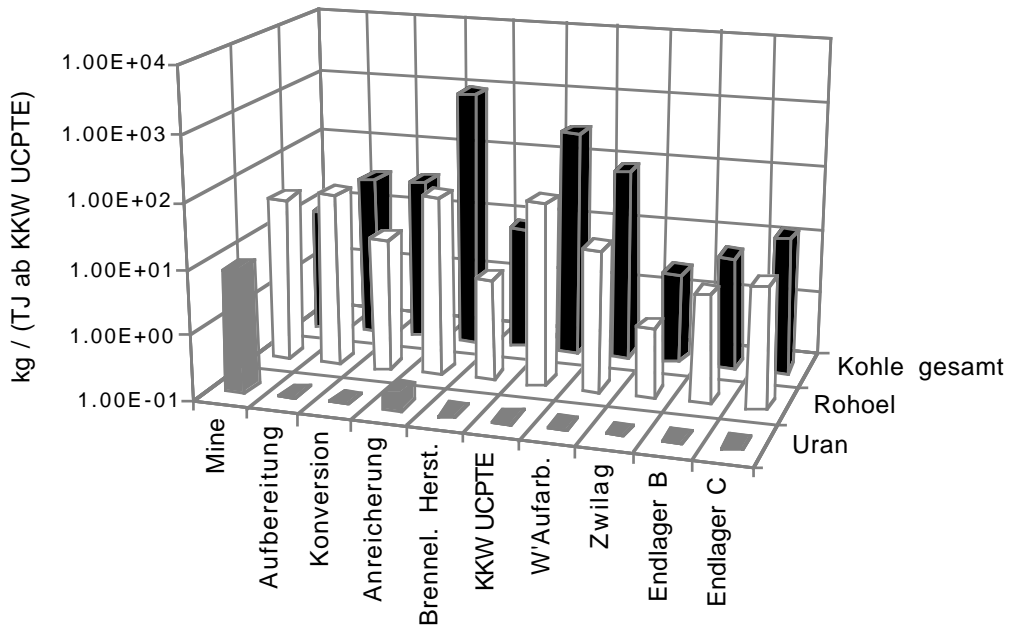


Fig. VII.13.4 Uran-, Öl- und Kohle-Bedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTTE.

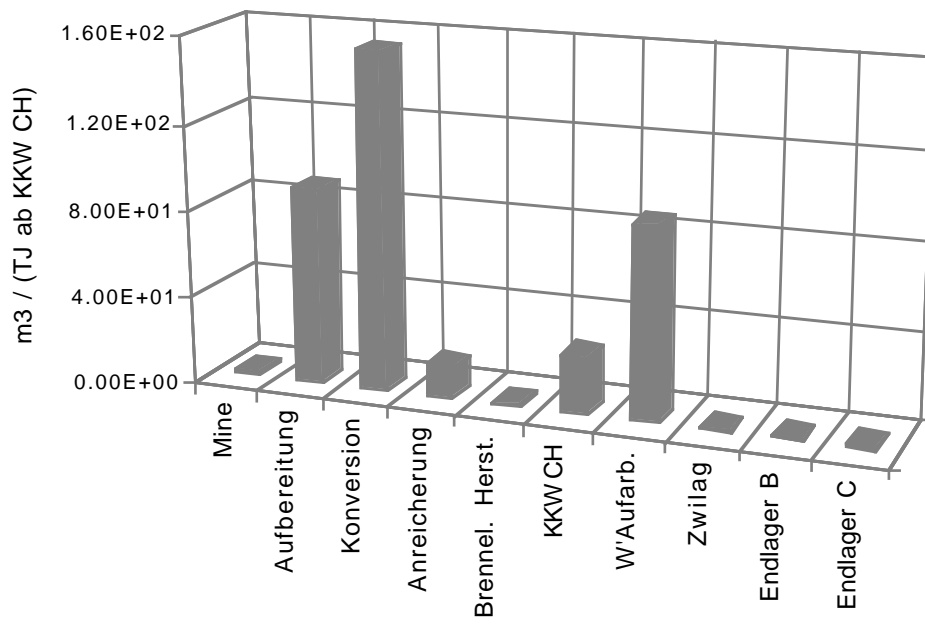


Fig. VII.13.5 Erdgasbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

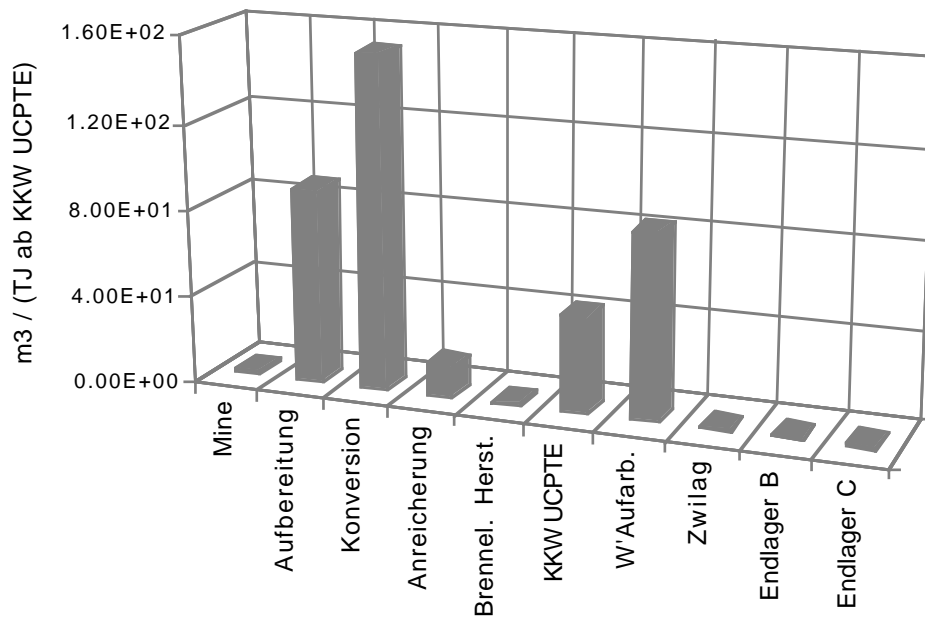


Fig. VII.13.6 Erdgasbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTE.

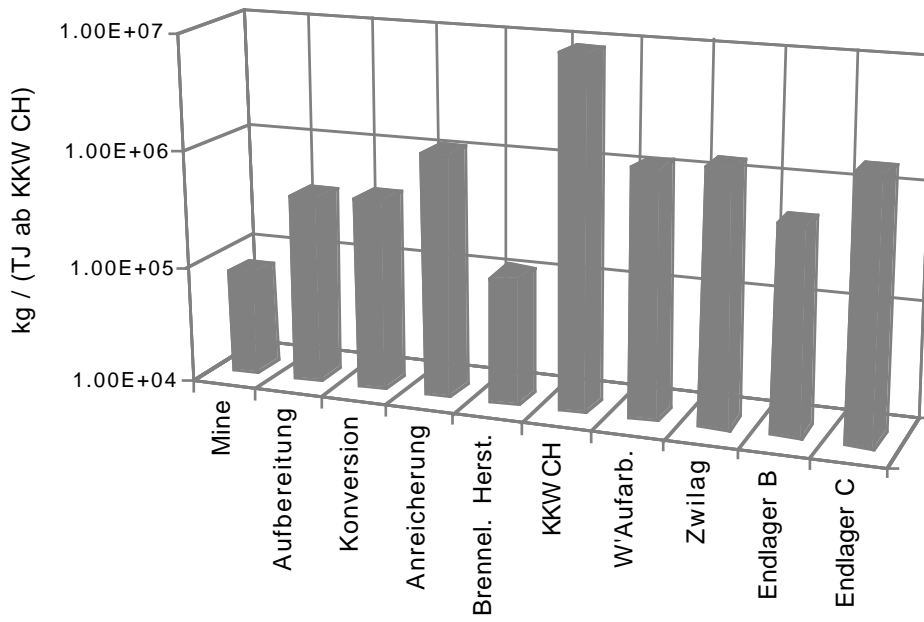


Fig. VII.13.7 Wasserbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ aus KKW CH.

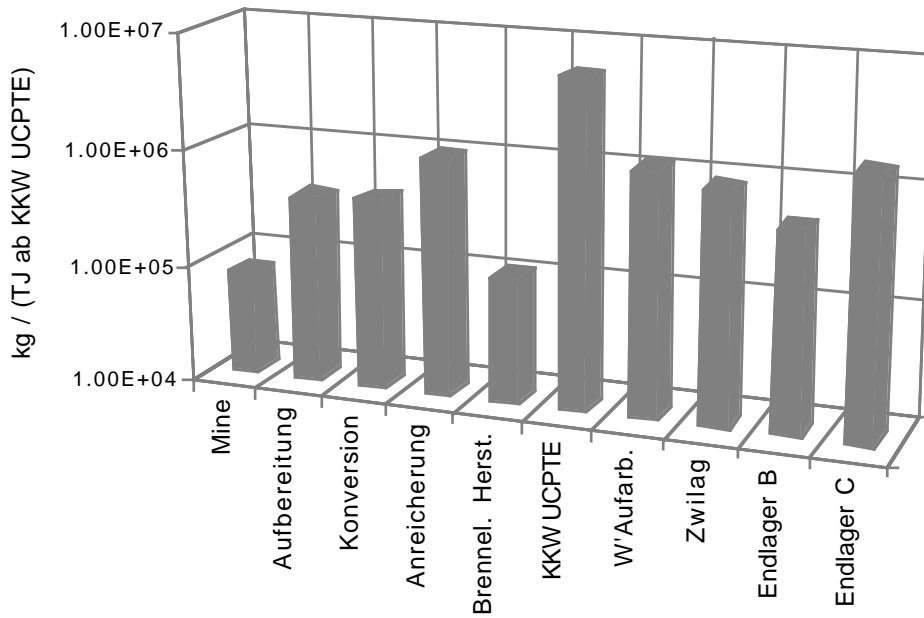


Fig. VII.13.8 Wasserbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ aus KKW UCPT E.

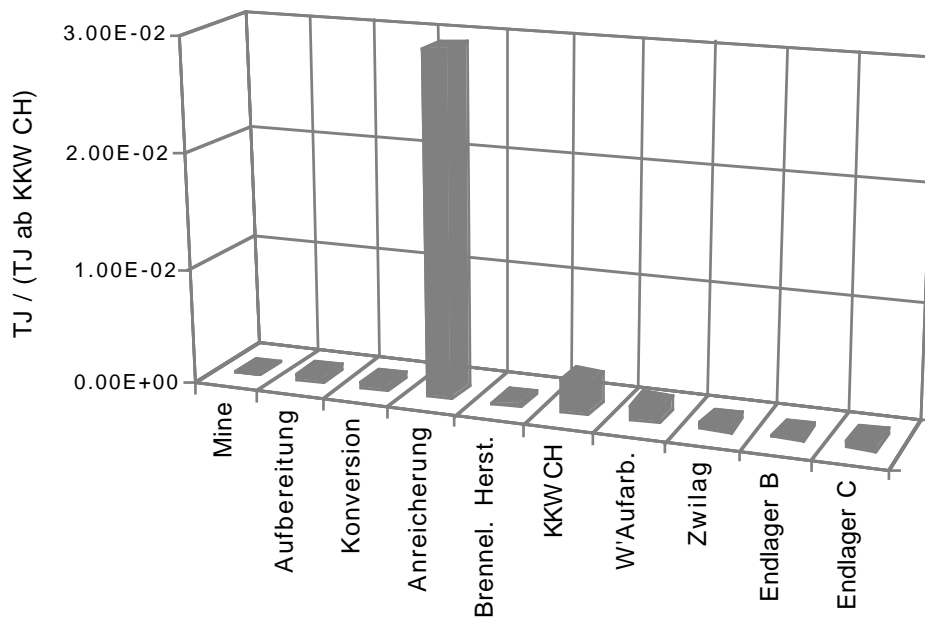


Fig. VII.13.9 Strom-Bedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

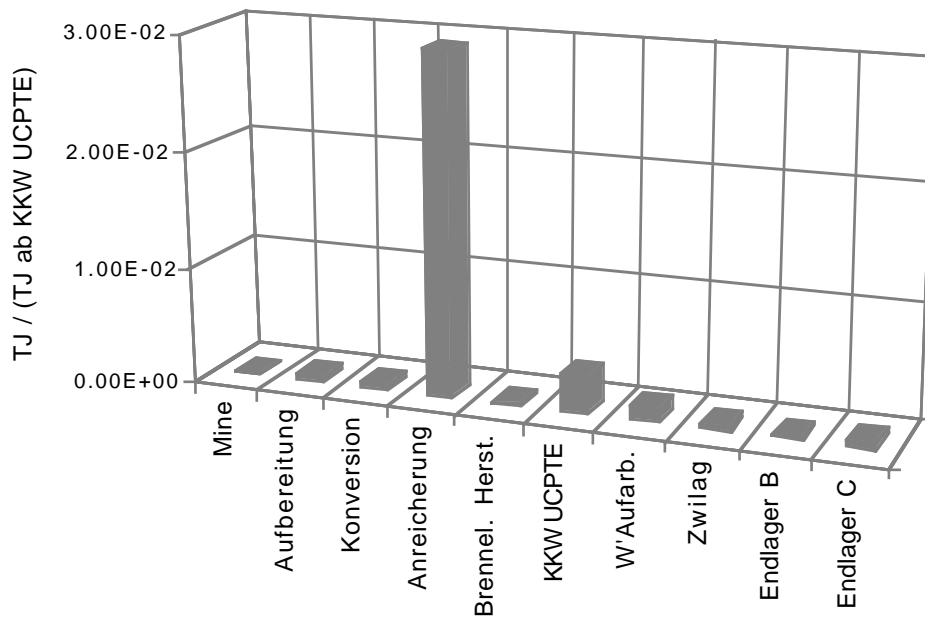


Fig. VII.13.10 Strom-Bedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

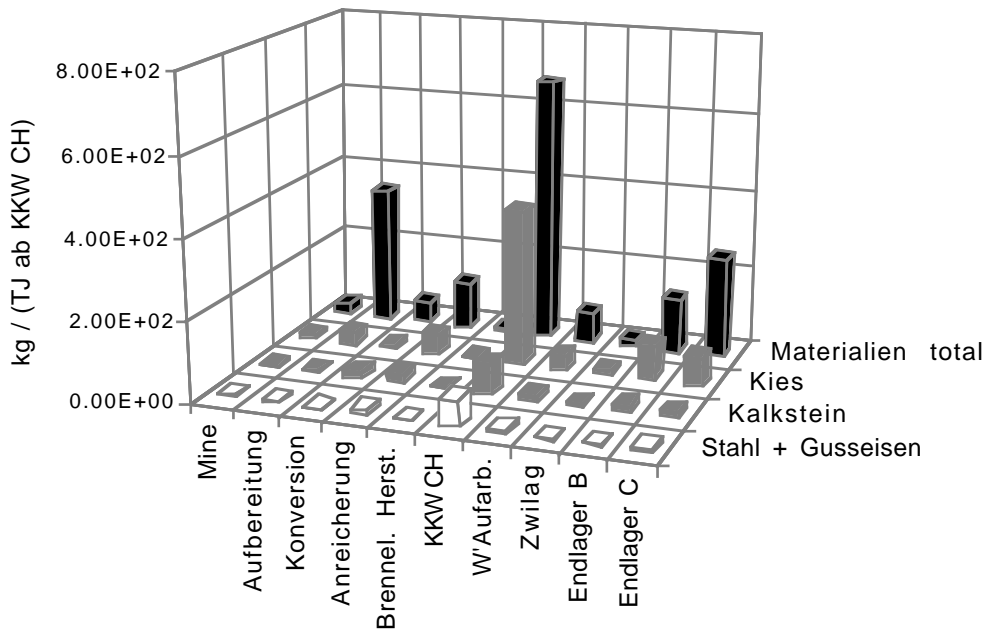


Fig. VII.13.11 Materialbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

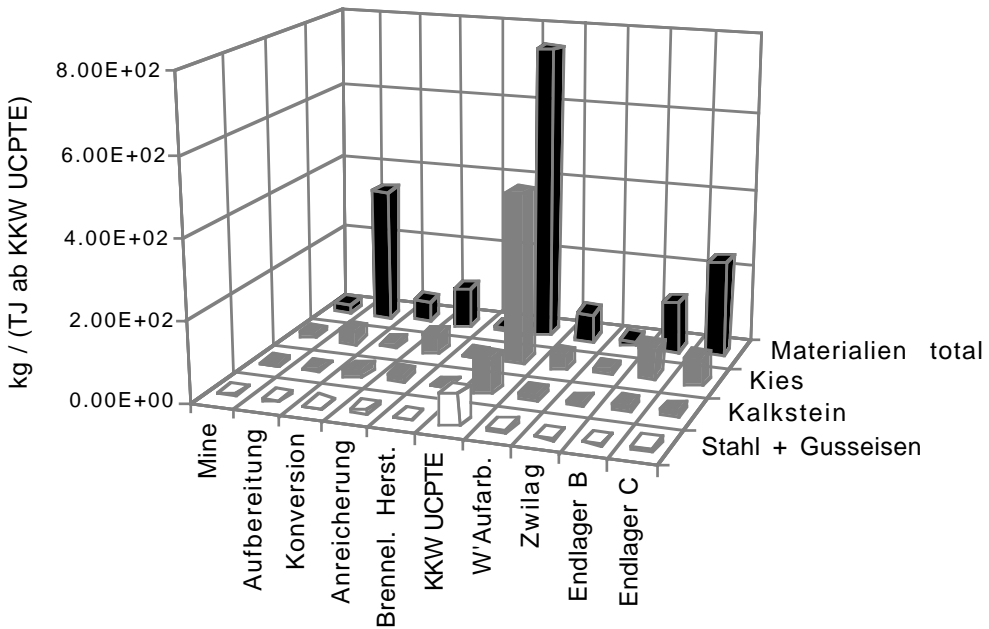


Fig. VII.13.12 Materialbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ aus KKW UCPT E.

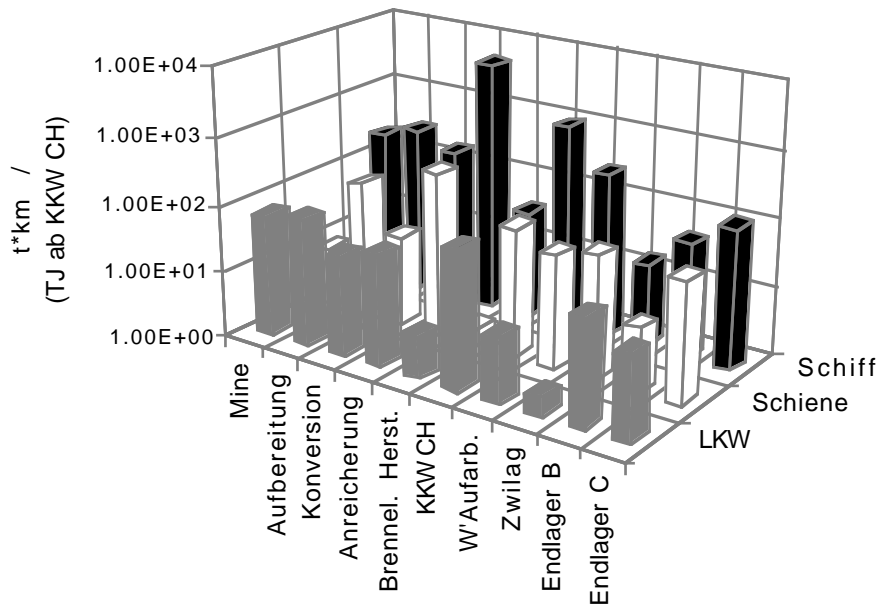


Fig. VII.13.13 Transportbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

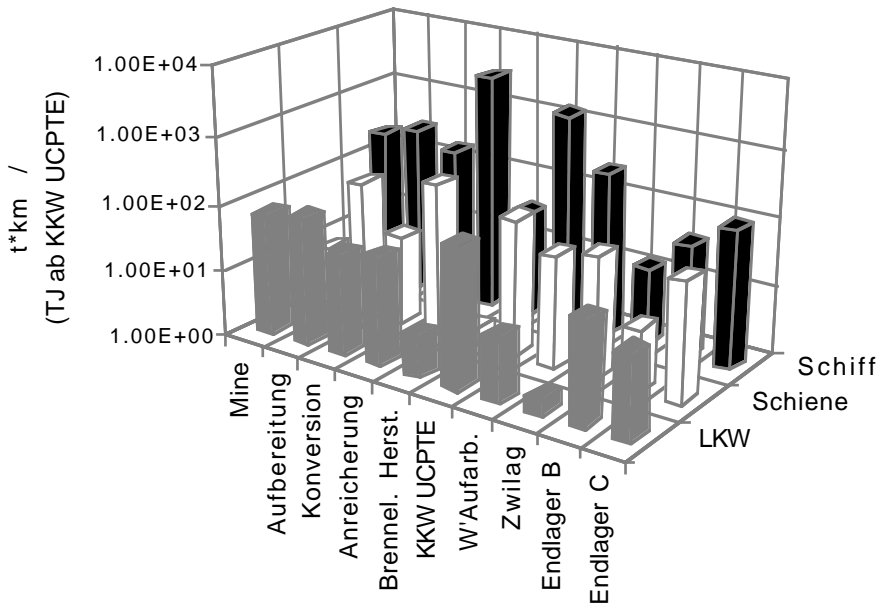


Fig. VII.13.14 Transportbedarf in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

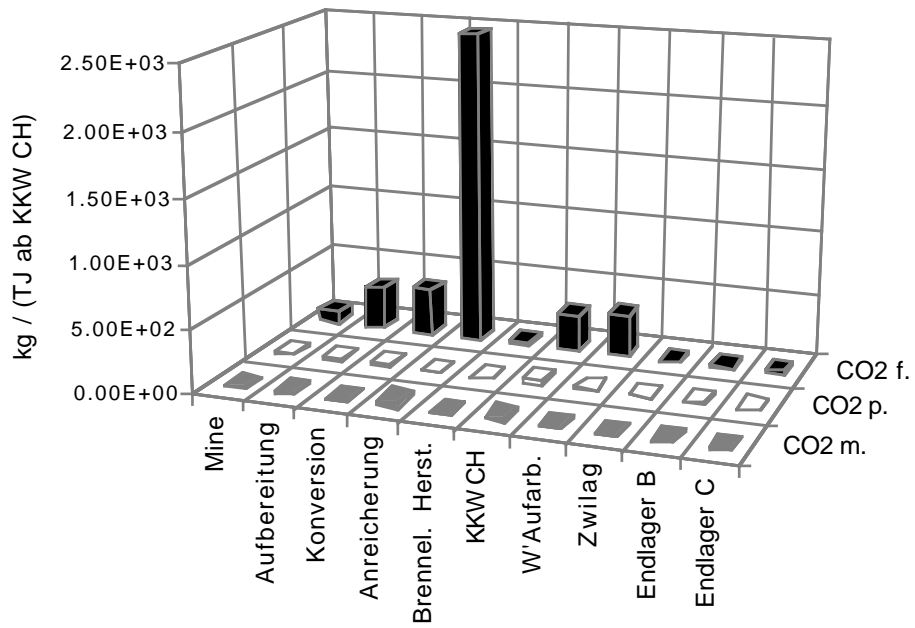


Fig. VII.13.15 CO₂-Emissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

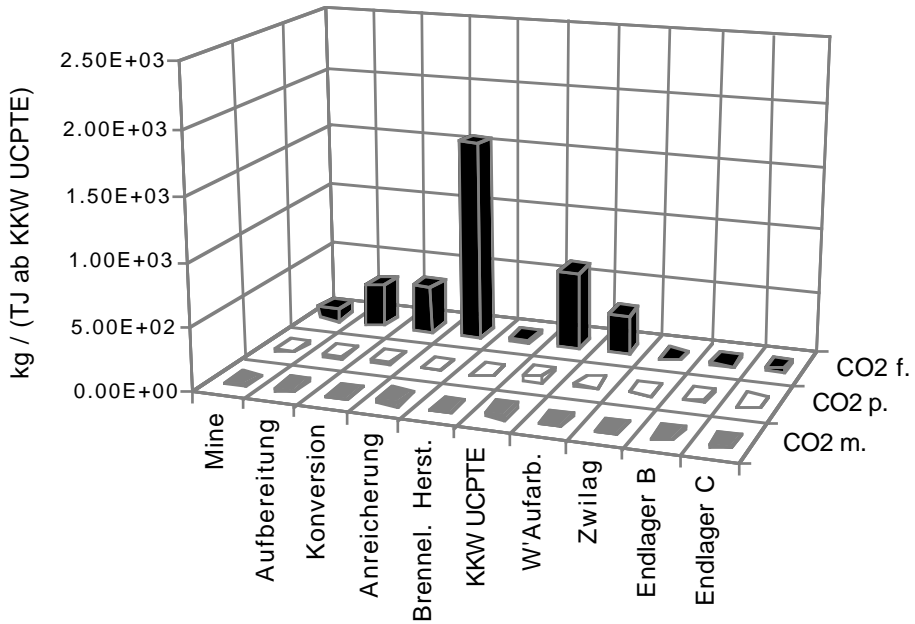


Fig. VII.13.16 CO₂-Emissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

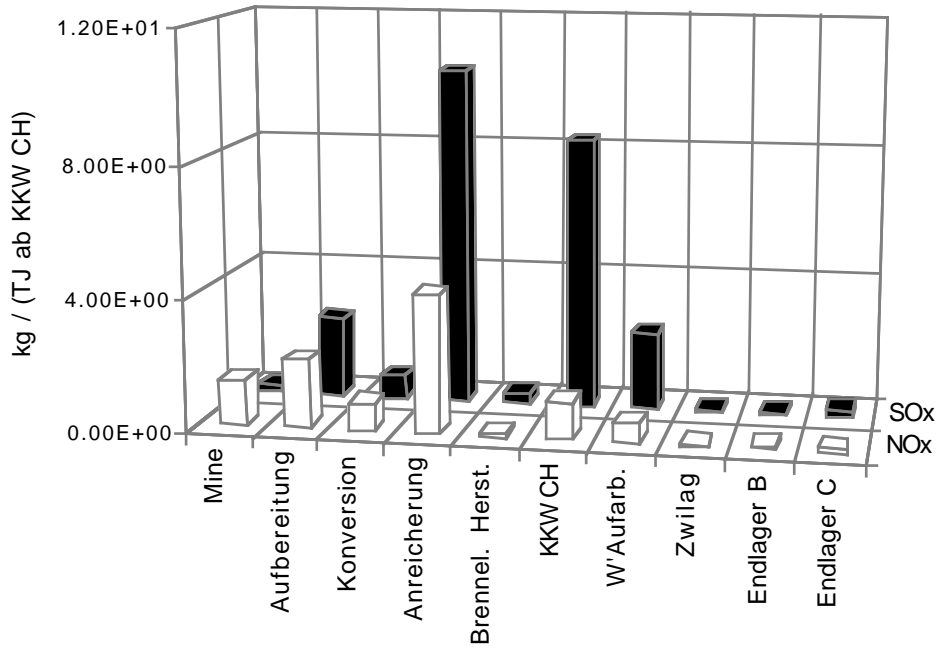


Fig. VII.13.17 SO_x- und NO_x-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

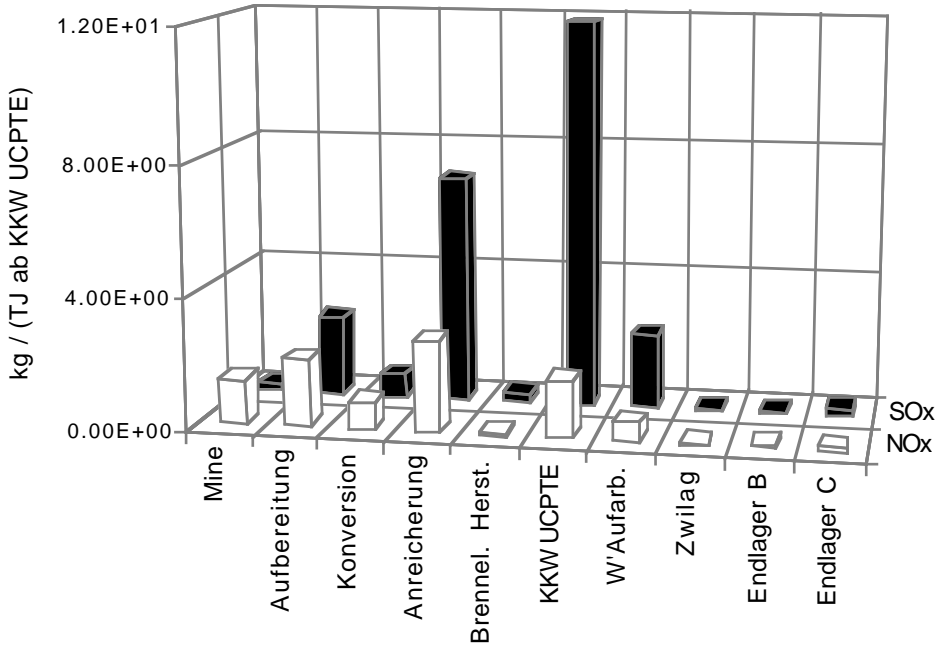


Fig. VII.13.18 SO_x- und NO_x-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT.

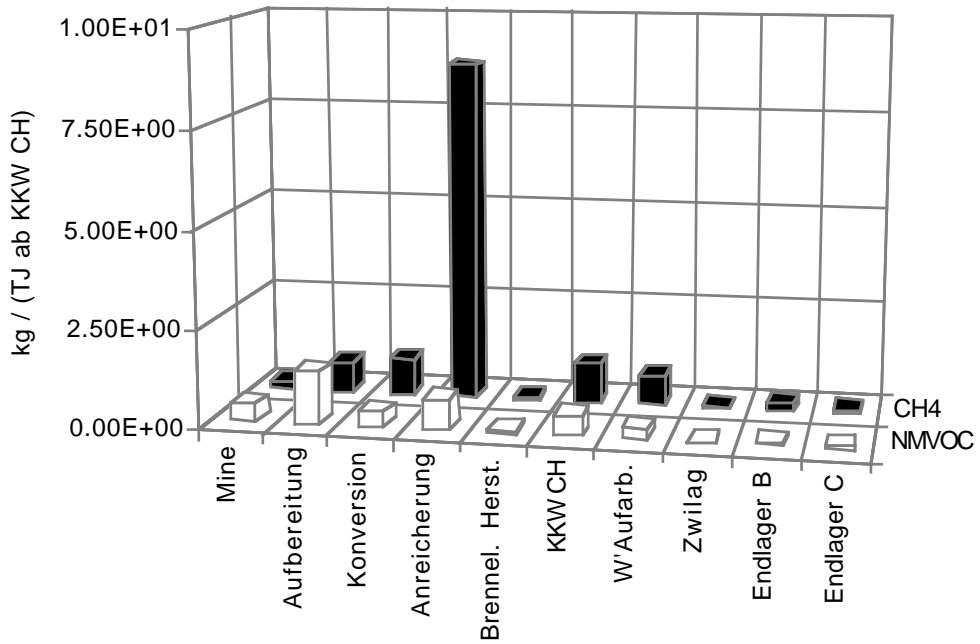


Fig. VII.13.19 CH₄- und NMVOC-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

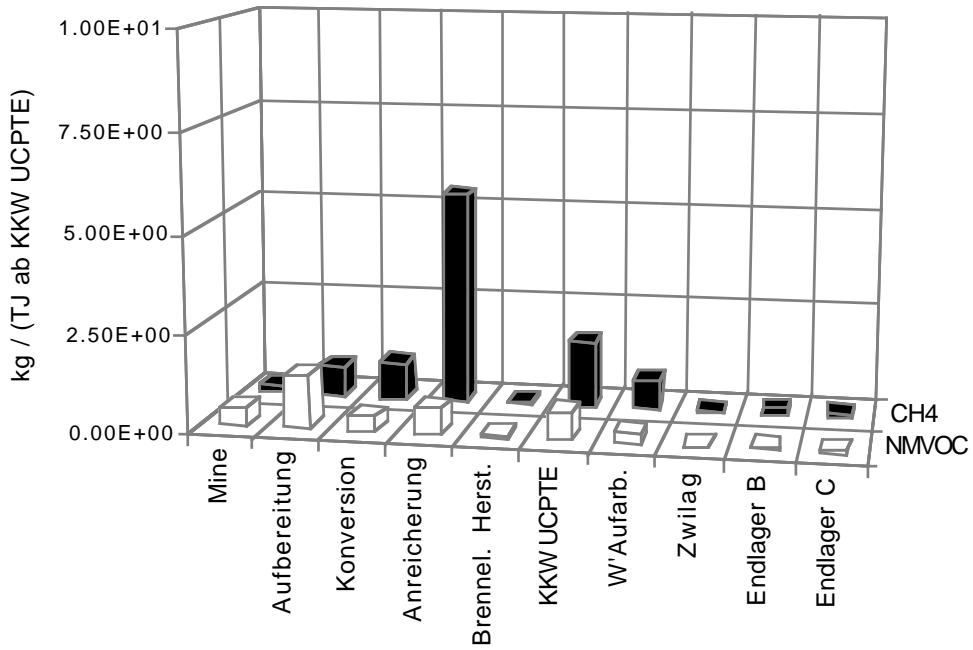


Fig. VII.13.20 CH₄- und NMVOC-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

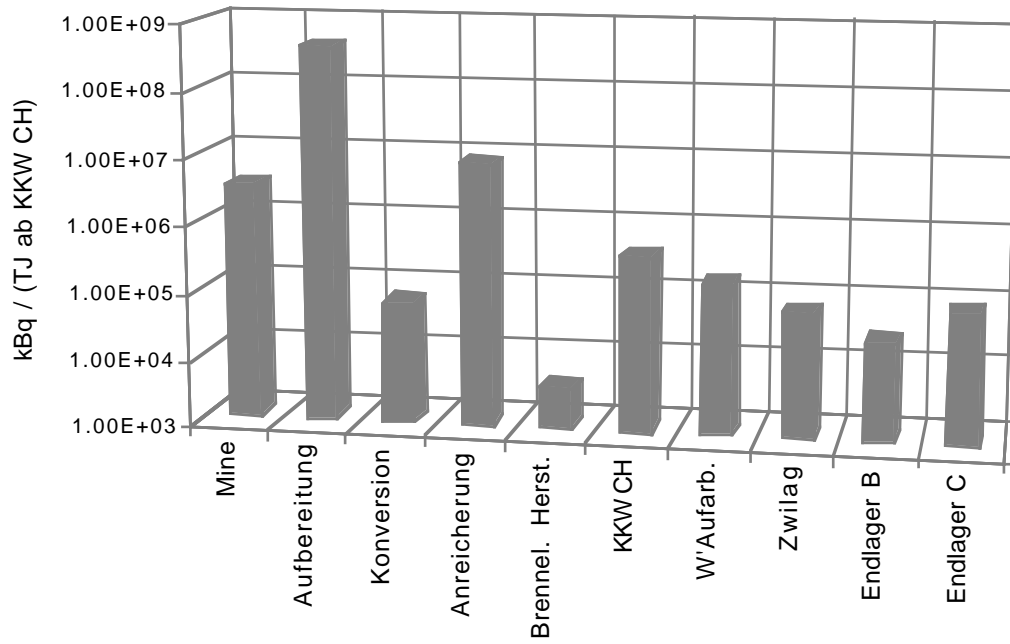


Fig. VII.13.21 Radon-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

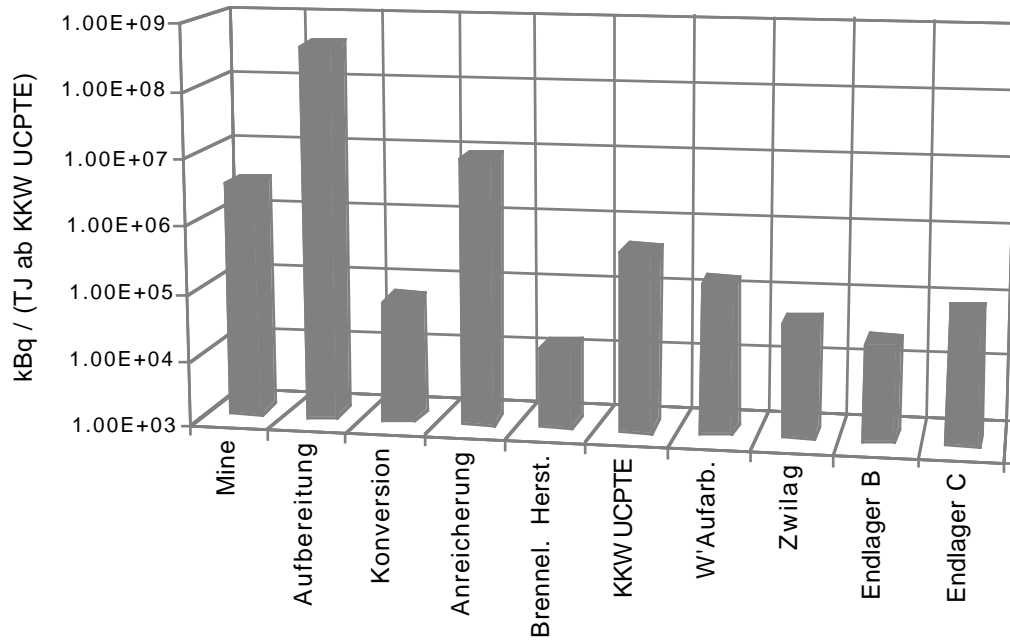


Fig. VII.13.22 Radon-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTE.

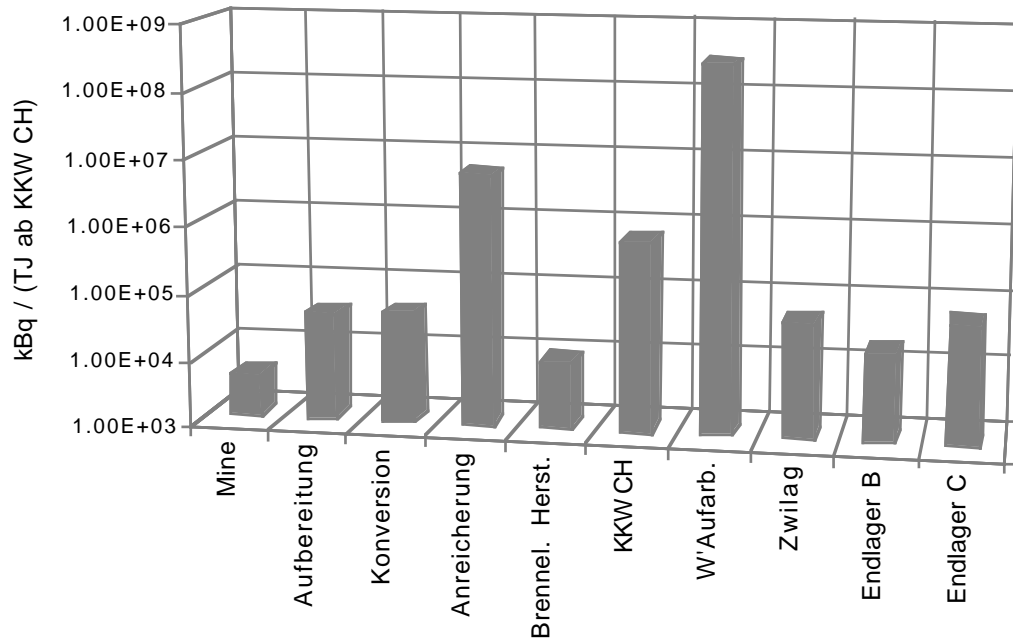


Fig. VII.13.23 Edelgas-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

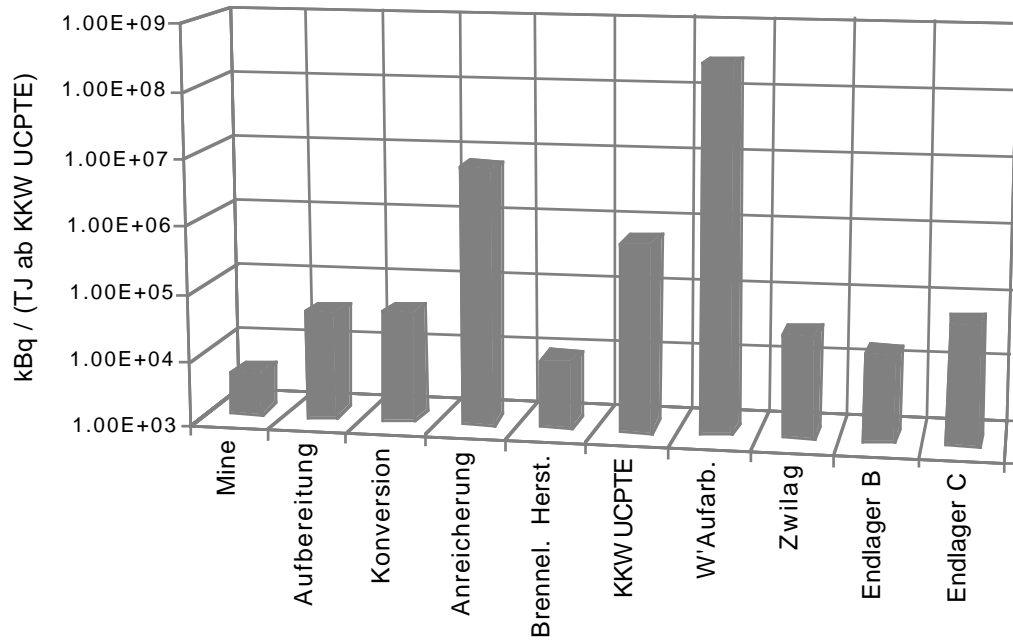


Fig. VII.13.24 Edelgas-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

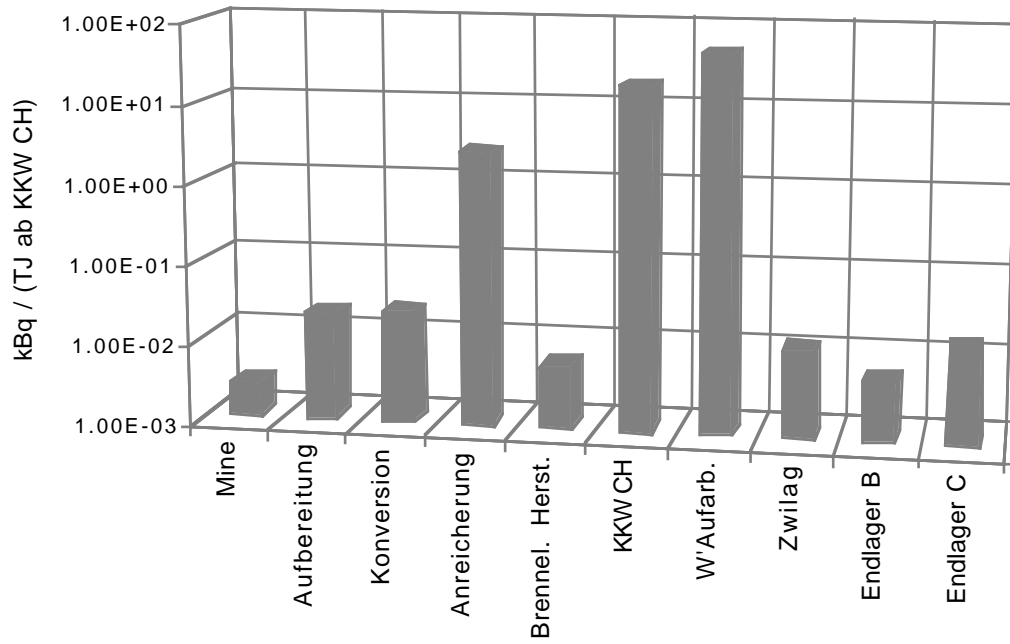


Fig. VII.13.25 Aerosole-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

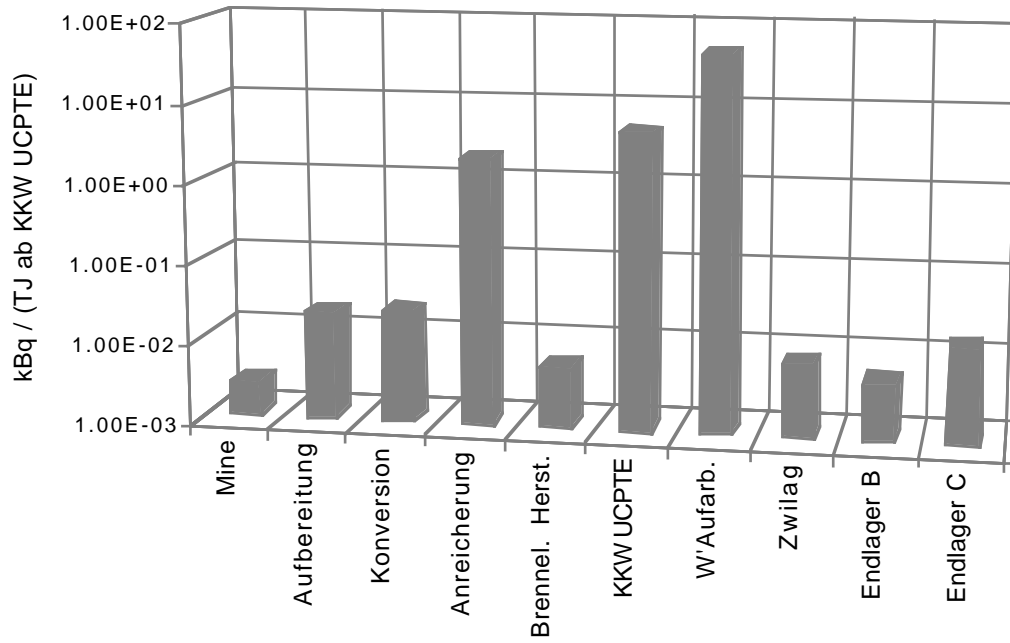


Fig. VII.13.26 Aerosole-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTTE.

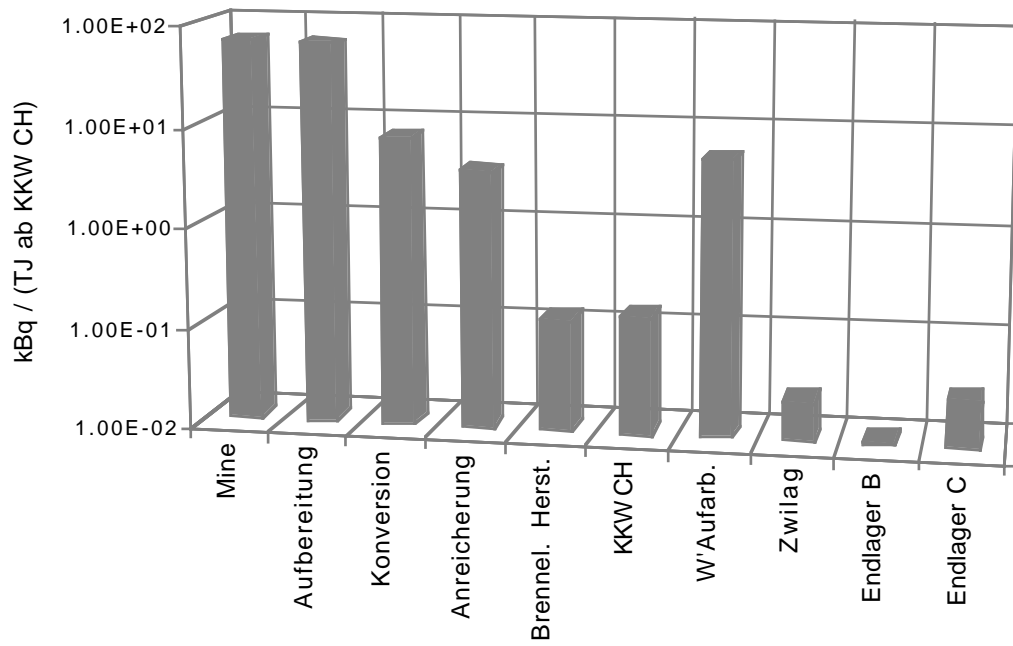


Fig. VII.13.27 Aktinide-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

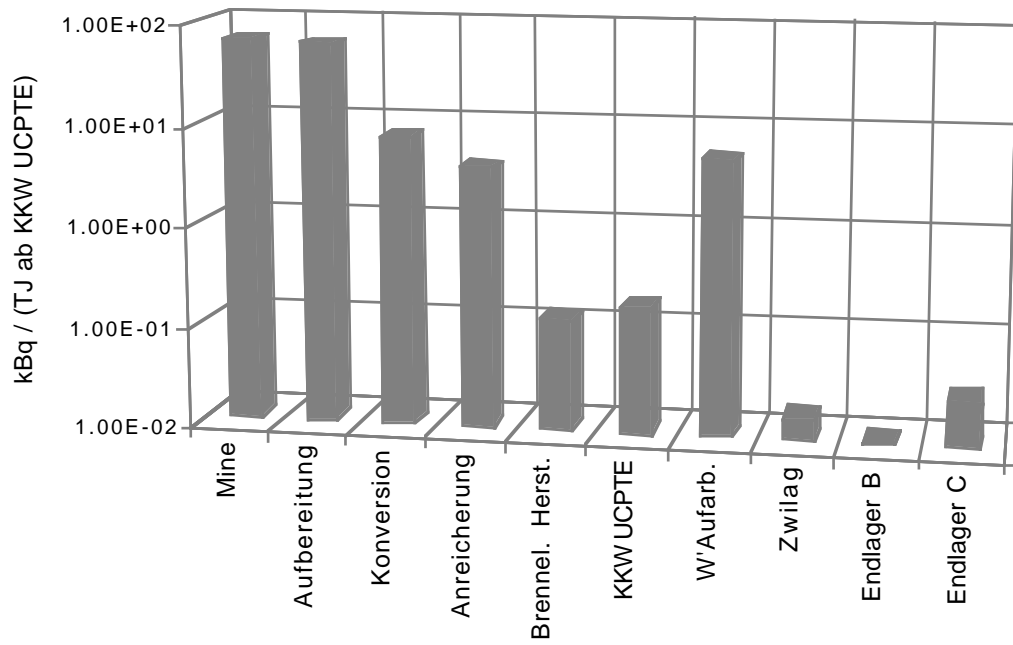


Fig. VII.13.28 Aktinide-Luftemissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

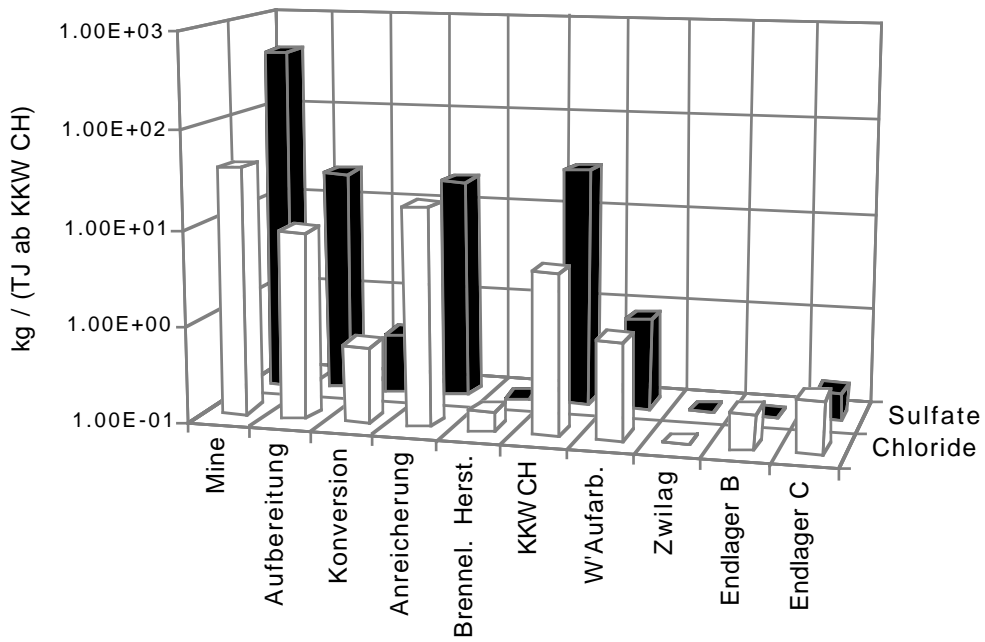


Fig. VII.13.29 Chlorid- und Sulfat-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

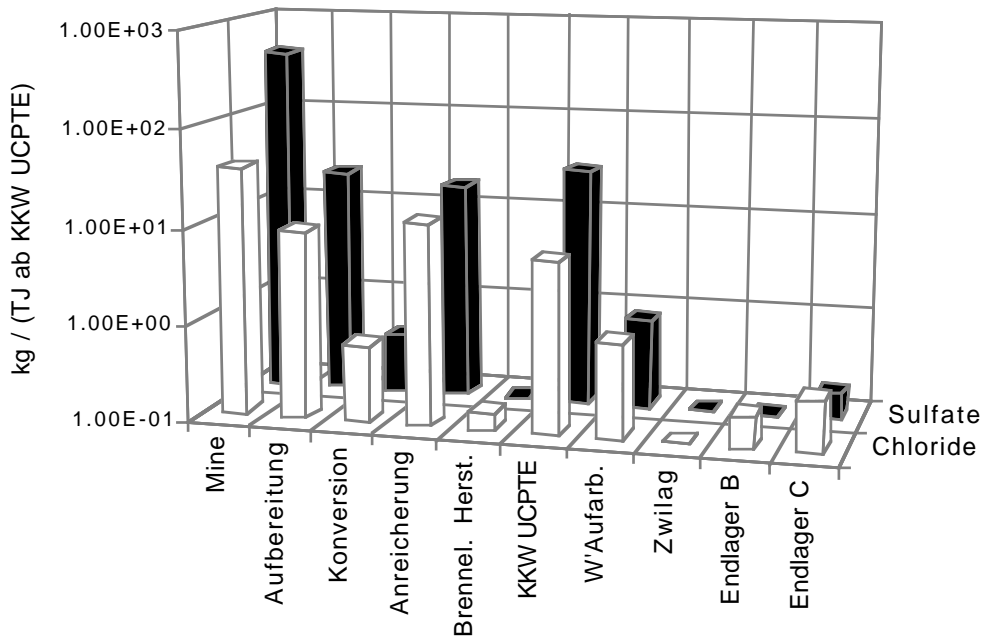


Fig. VII.13.30 Chlorid- und Sulfat-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

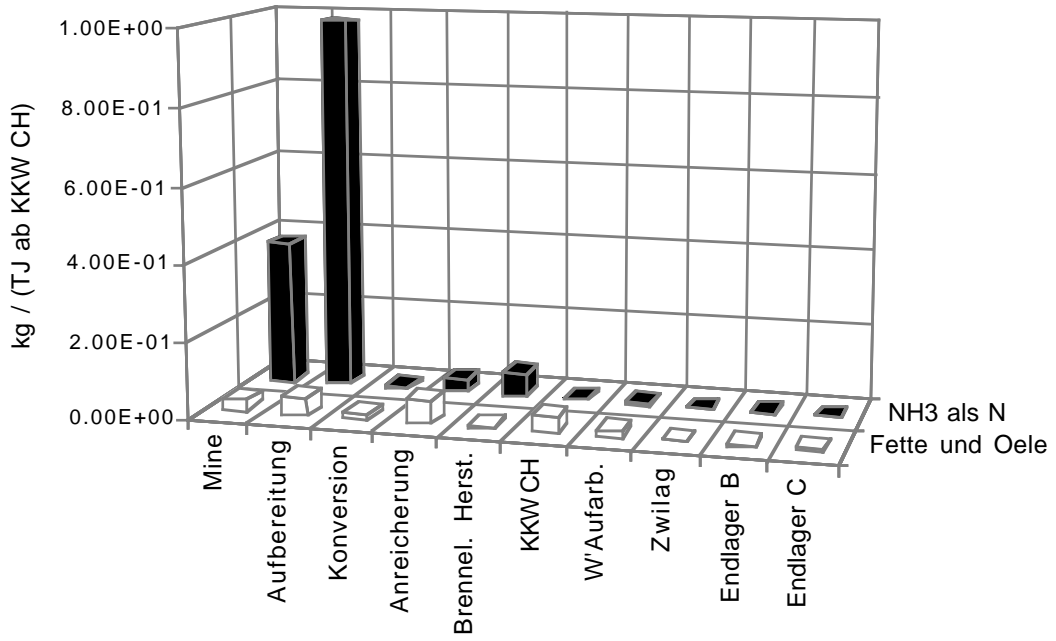


Fig. VII.13.31 NH₃- und Fette/Öl-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

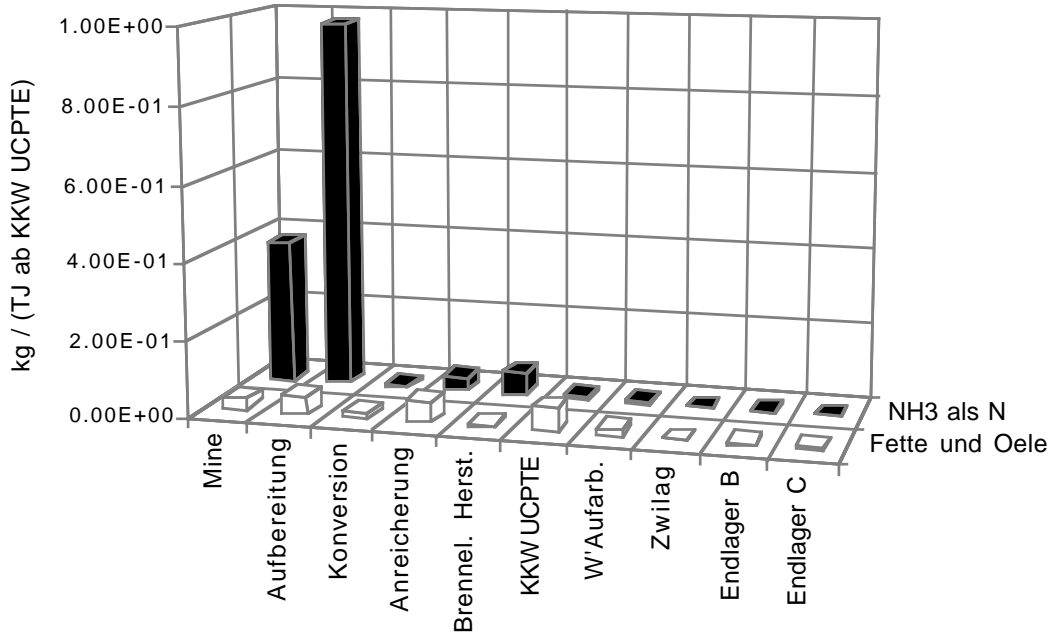


Fig. VII.13.32 NH₃- und Fette/Öl-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

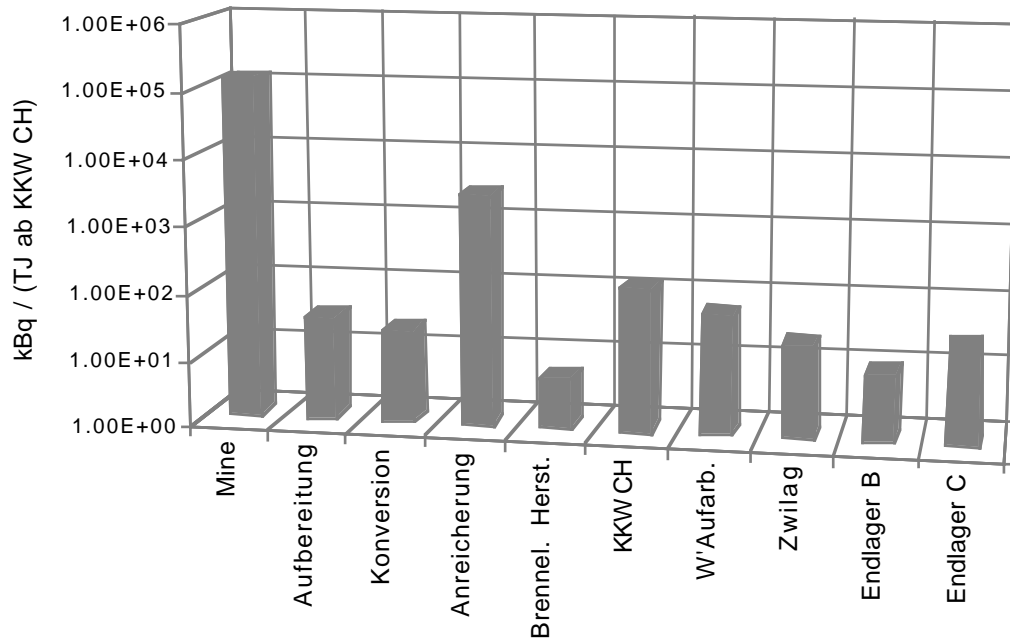


Fig. VII.13.33 Radium-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

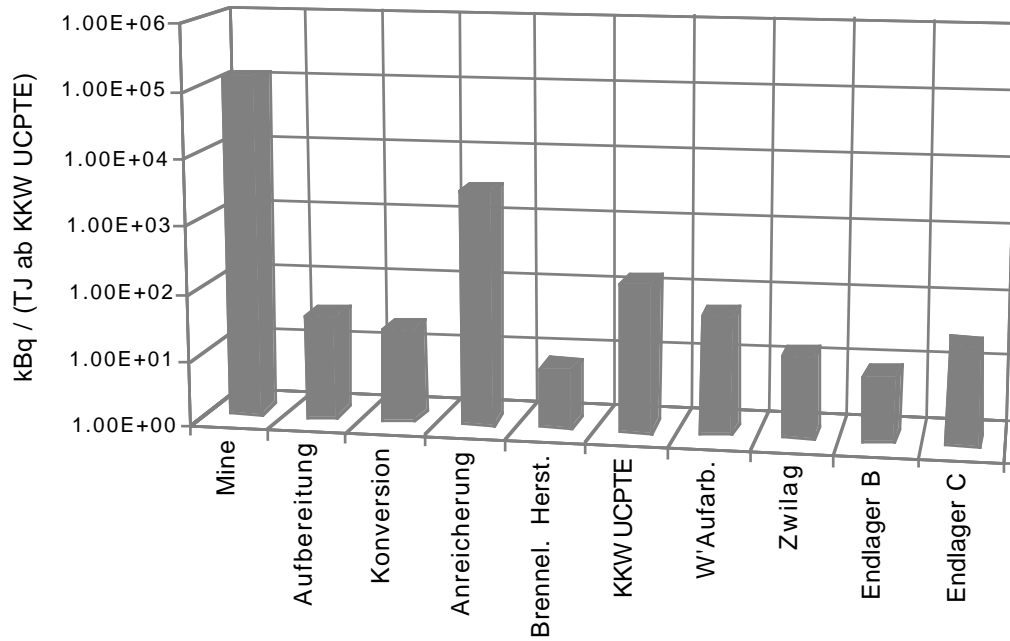


Fig. VII.13.34 Radium-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTE.

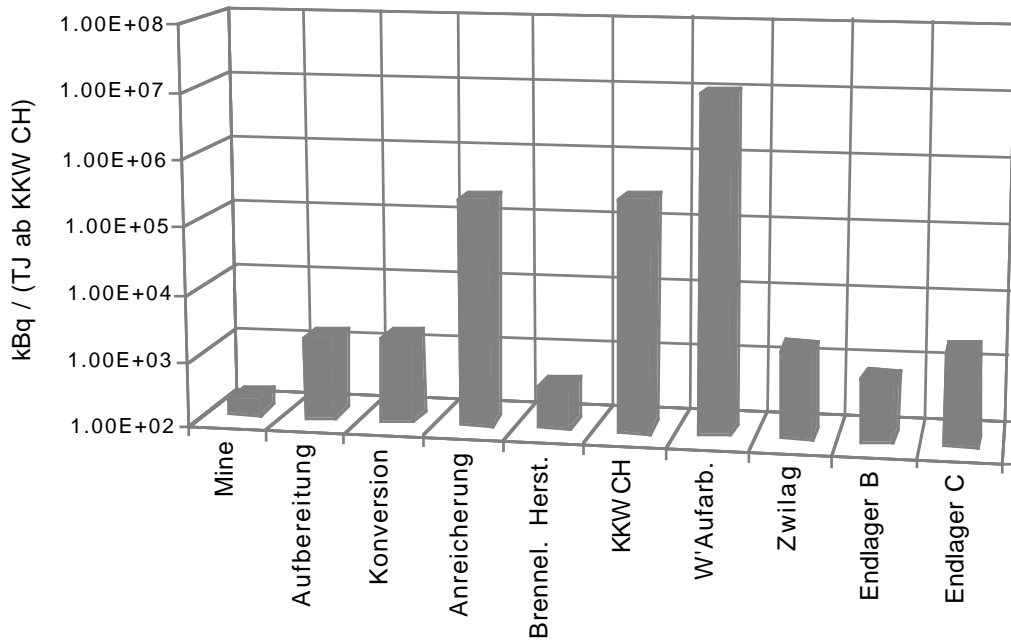


Fig. VII.13.35 Tritium-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

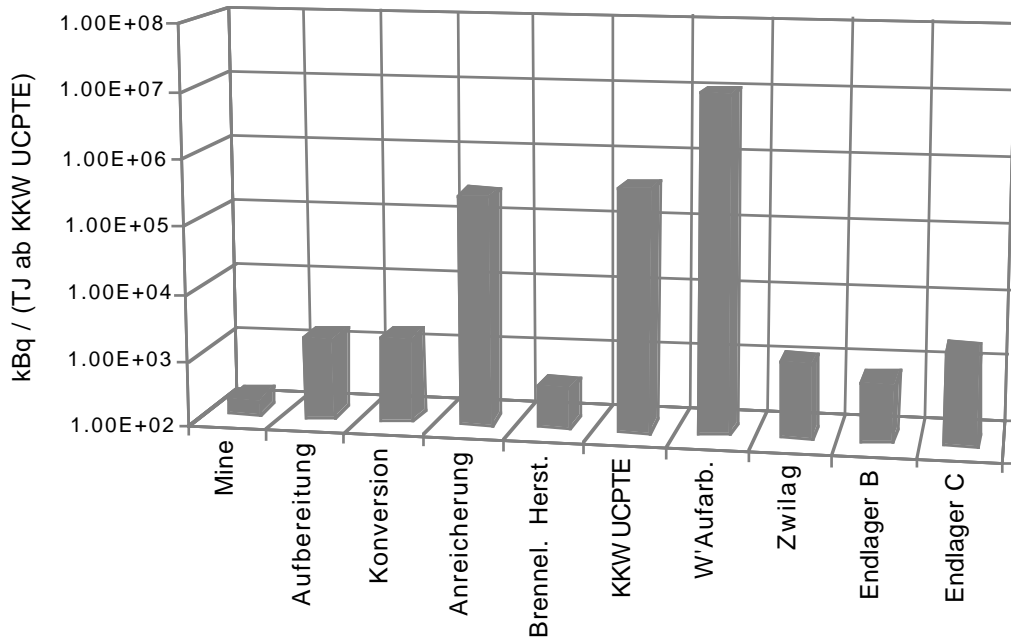


Fig. VII.13.36 Tritium-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT.

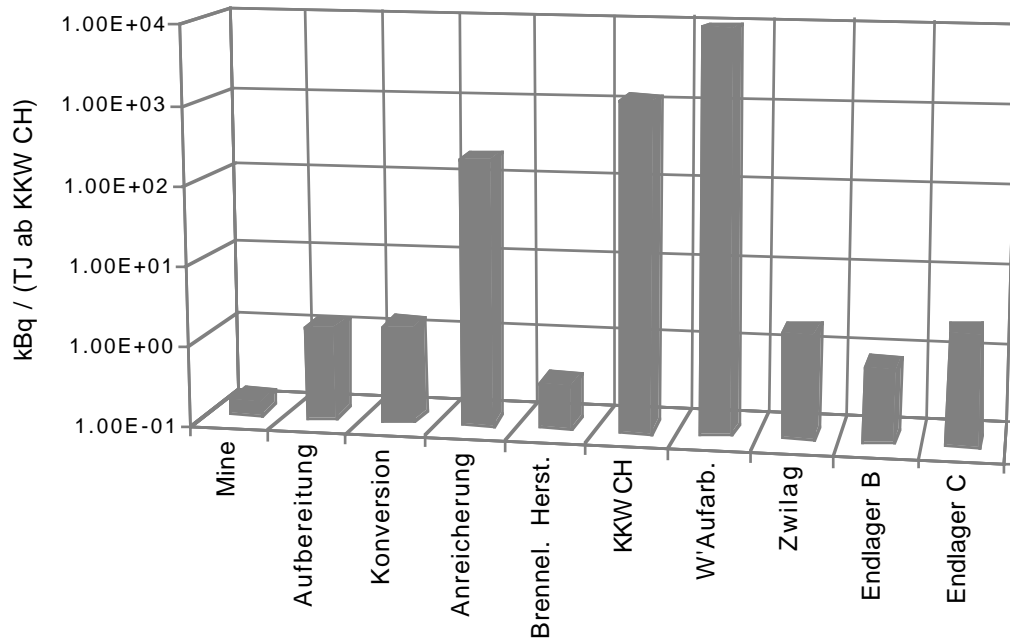


Fig. VII.13.37 Nuklidgemisch-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

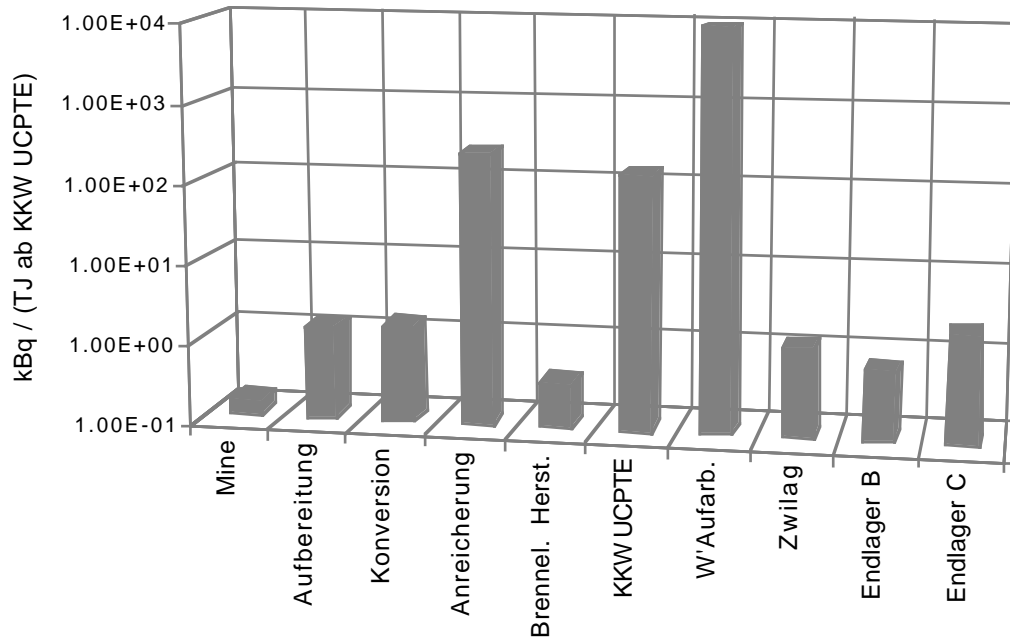


Fig. VII.13.38 Nuklidgemisch-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTÉ.

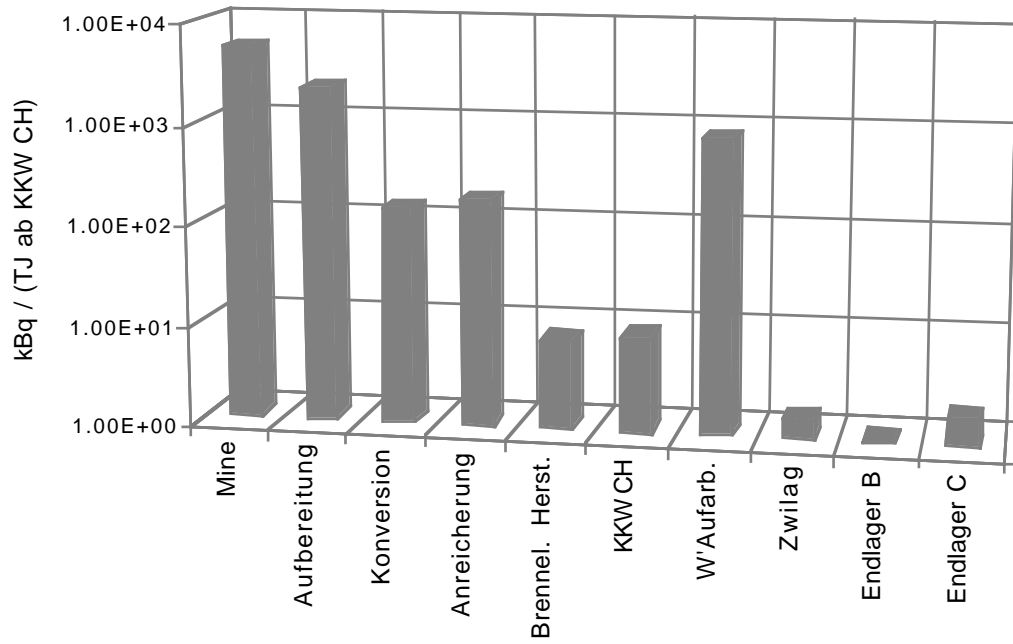


Fig. VII.13.39 Aktinide-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

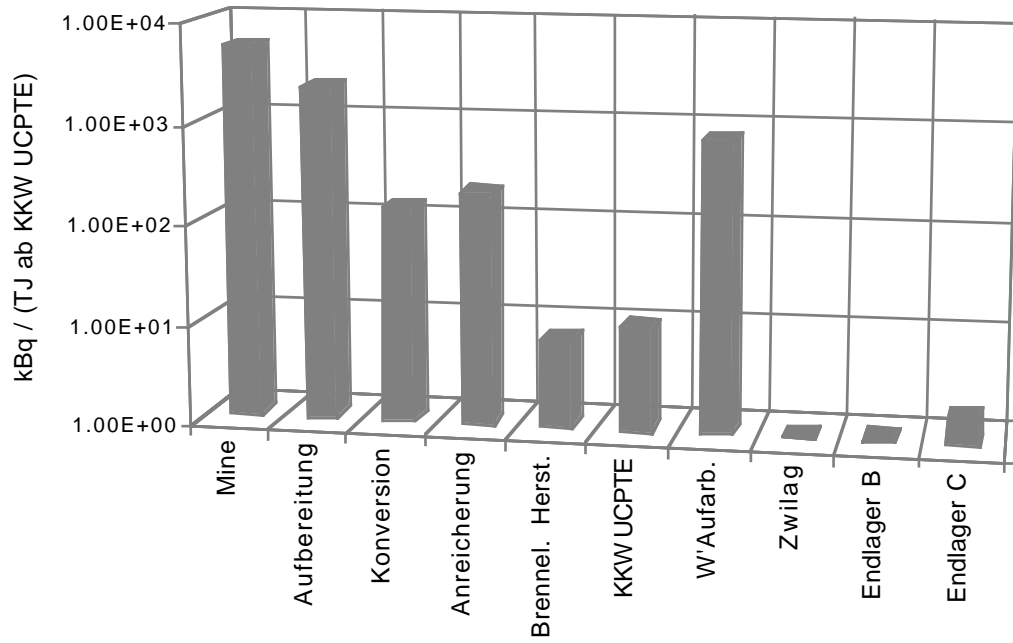


Fig. VII.13.40 Aktinide-Wasseremissionen in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

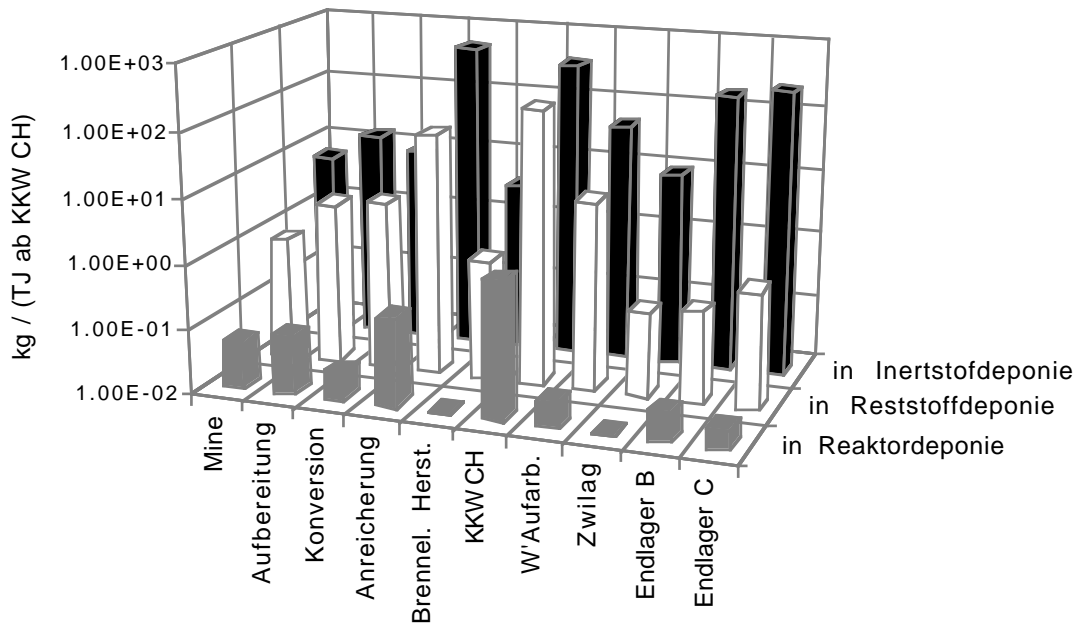


Fig. VII.13.41 Feste nicht-radioaktive Abfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

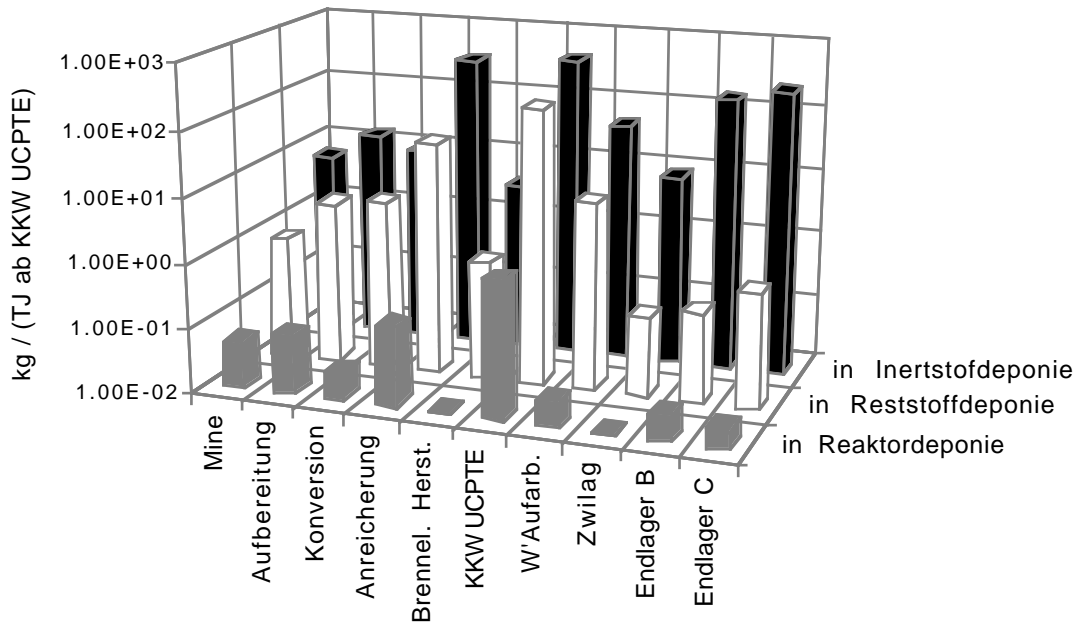


Fig. VII.13.42 Feste nicht-radioaktive Abfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPT E.

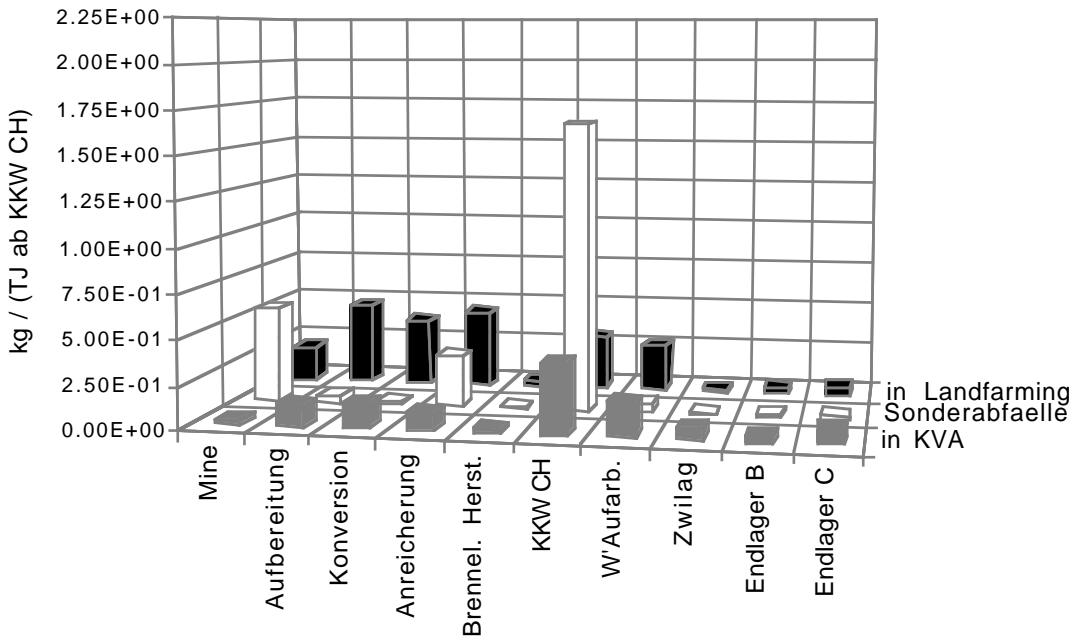


Fig. VII.13.43 Nicht-radioaktive Sonderabfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

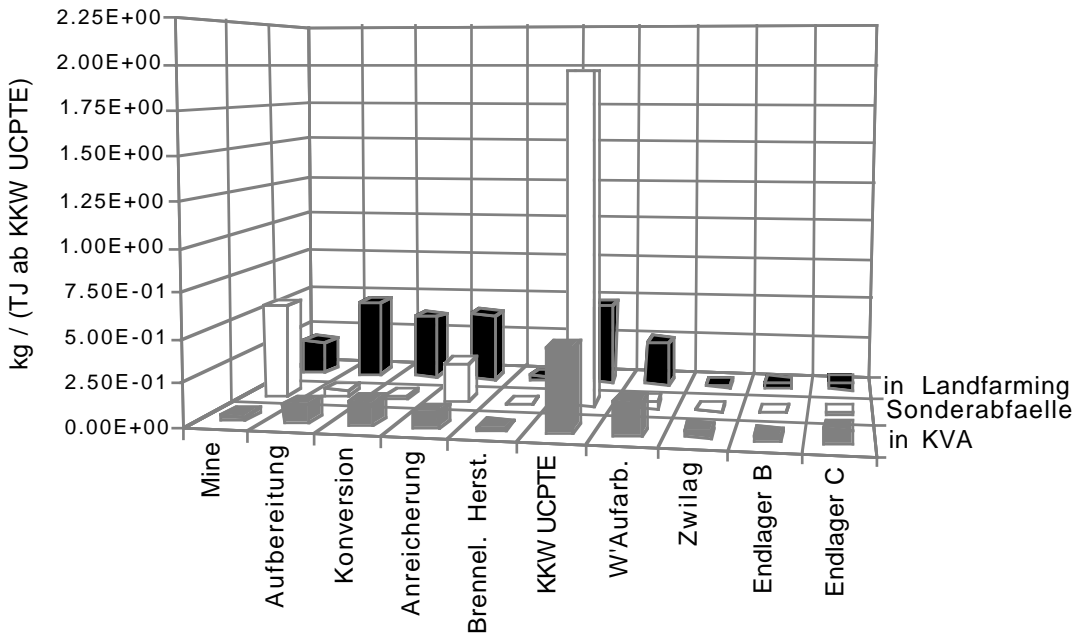


Fig. VII.13.44 Nicht-radioaktive Sonderabfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTE.

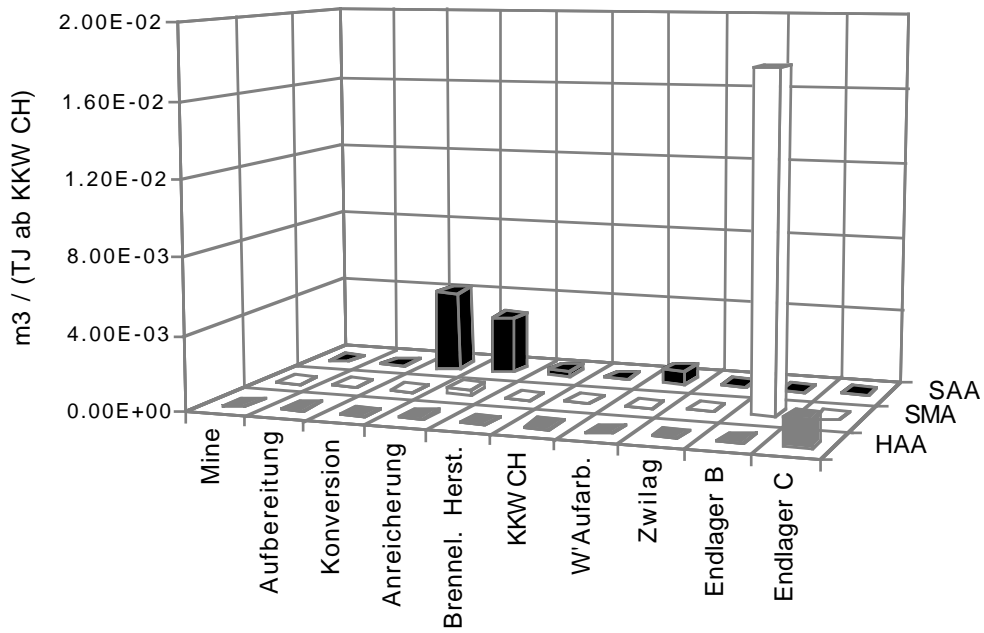


Fig. VII.13.45 Konditionierte feste radioaktive Abfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW CH.

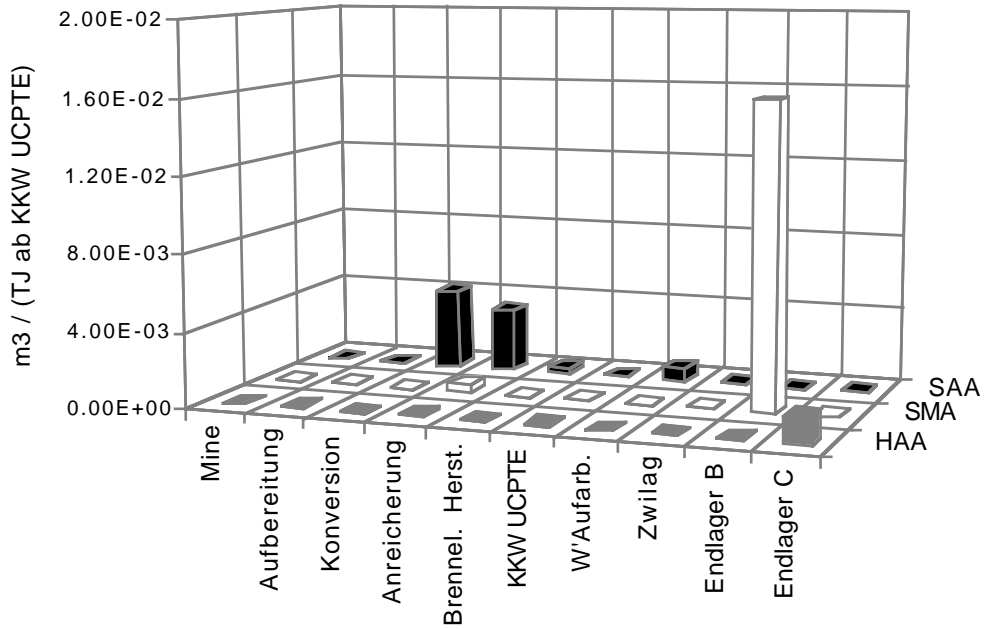


Fig. VII.13.46 Konditionierte feste radioaktive Abfälle in den Brennstoffkreislauf-Schritten pro TJ ab KKW UCPTE.

Anhänge

1 Unterlagen zur Berechnung des Uran- und des Trennarbeits-Bedarfs für die angenommenen Anreicherungsgrade

Der spezifische **Uranbedarf** c berechnet sich nach folgender Beziehung:

$$c = \frac{X_P - X_A}{X_E - X_A}$$

dabei ist: X_P = Anreicherungsgrad

X_A = Abreicherungsgrad (Tails Assay)

X_E = U_{235} -Gehalt des Natururans

Die zur Erzeugung von 1 kg angereicherten Uran notwendige **Trennarbeit** wird folgendermassen berechnet:

$$UTA = V(X_P) - V(X_A) + c[V(X_A) - V(X_E)]$$

wobei c der oben angegebene spezifische Uranbedarf und V im Folgenden definierte Wertfunktion ist:

$$V(X) = (1 - 2X) \ln \frac{1 - X}{X}$$

Die Einheit von UTA ist in den meisten Referenzen und in dieser Studie mit **kgUTA** definiert. Die Kapazitäten der Anreicherungsanlagen sind normalerweise mit tUTA/Jahr angegeben. In der folgenden Tabelle sind die maßgebenden Werte zur Berechnung des spezifischen Uranbedarfs und der spezifischen Trennarbeit für die Anreicherungen, der in dieser Studie eingesetzten Brennstoffe angegeben.

Anreicherungsgrad	X_P	X_A	X_E	c	$V(X_P)$	$V(X_A)$	$V(X_E)$	kgUTA
3.25 %	0.0325	0.0028	0.0071	6.91	3.1729	5.8424	4.8704	4.05
3.4 %	0.034	0.0028	0.0071	7.26	3.1192	5.8424	4.8704	4.33
3.5 %	0.035	0.0028	0.0071	7.49	3.0846	5.8424	4.8704	4.52
3.7 %	0.037	0.0028	0.0071	7.95	3.0180	5.8424	4.8704	4.91

2 Stromproduktion der schweizerischen KKW von 1982-1992

In der folgenden Tabelle (unüberarbeitet übernommen aus der 1. Auflage dieser Studie) sind die Daten für die von den schweizerischen Kernkraftwerken ins Netz eingespeisene elektrische Energiemengen (**elektrische Nettoproduktion**) während den Kalenderjahren 1982-1991 eingetragen. **Zusätzlich** gaben die Werke Beznau und Gösgen Wärme an das regionale Fernwärmenetz (Refuna) sowie an die Kartonfabrik Niedergösgen ab. Bezügliche der Stromminderproduktion im KKW-Gösgen, wegen der Dampfauskopplung sind detailliertere Angaben aus Anhang ersichtlich.

		1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Beznau I 350 MWh netto	Erzeugung GWh	2567	2551	2733	2623	2479	2464	2542	2406	2540	2474	2462
	TJ	9241	9184	9839	9443	8924	8870	9151	8662	9144	8906	8863
Beznau II 350 MWh netto	Erzeugung GWh ^a	2722	2790	2723	2623	2767	2525	2618	2629	2617	2601	2373
	TJ	9799	10044	9803	9443	9961	9090	9425	9464	9421	9364	8543
Mühleberg 320 MWh netto	Erzeugung GWh	2545	2584	2537	2510	2127	2474	2516	2307	2489	2423	2410
	TJ	9162	9302	9133	9036	7657	8906	9058	8305	8960	8723	8676
Gösgen 940 MWh netto ^b	Erzeugung GWh ^c	6381	6836	7080	6693	6747	6907	6855	6875	7131	7140	7407
	TJ	22972	24610	25488	24095	24289	24865	24678	24750	25672	25704	26670
Leibstadt 990 MWh netto ^d	Erzeugung GWh			2263	6772	7227	7376	7011	7369	7572	7060	7547
	TJ			8147	24379	26017	26554	25240	26528	27259	25416	27170
Totale Erzeugung	GWh	14276	14821	17396	21281	21303	21701	21502	21543	22298	21654	22199
	TJ	51394	53356	62626	76612	76691	78124	77407	77555	80273	77954	79922

^a Ab 1986: inkl. Lieferung von Fernwärme an das regionale Fernwärmenetz im unteren Aaretal (REFUNA)

^b Bis Ende 1985: 920 MWe

^c Ab 1986: inkl. Dampfabgabe an Industriebetrieb

^d Bis Ende 1985: 950 MWe

Elektrizitätserzeugung (Netzeinspeisung) der schweizerischen Kernkraftwerke, <BEW 1992>

3 Zusammenstellung der Leistungs- und Produktionsdaten des KKW-Gösgen (det. Angaben für das Kalenderjahr 1991)

1. Thermische Leistung

Das KKG wurde am 30.10.79 mit einer therm. Leistung $L_{th} = \dots\dots\dots 2806 \text{ MW}_{th}$ in Betrieb genommen.

1. Leistungserhöhung am 1.1.1986 um 3.35 % auf $\dots\dots\dots 2900 \text{ MW}_{th}$

2. Leistungserhöhung am 13.7.1992 um 3.5 % auf $\dots\dots\dots 3002 \text{ MW}_{th}$

2. Brutto Nennleistung und Wirkungsgrad

Bei Auslegungsbedingungen beträgt die Brutto Nennleistung bei der termischen Leistung von $L_{th} = 2900 \text{ MW}_{th}$: $L_{Nenn} = \dots\dots\dots 970 \text{ MW}$

Der Brutto-Wirkungsgrad bezüglich der Nennleistung beträgt:
 $\eta_{nenn} = L_{nenn} / L_{th} = 970 \text{ MW} / 2900 \text{ MW}_{th} = \dots\dots\dots 33.45 \%$

3. Bruttoleistung und Wirkungsgrad im Vollastbetrieb

Die Brutto-Leistung ist rel. stark von der, den Kühlturbetrieb beeinflussenden Aussenlufttemperatur abhängig. Eine Aenderung der Lufttemperatur wirkt sich auf die Kühlwassertemperatur, das Kondensatorvakuum und auf die Leistungsabgabe der Niederdruckturbine aus. Im folgenden seien zwei Beispiele angegeben :

Im Vollastbetriebsmonat Jan. 1991 betrug die mittlere Bruttoleistung:
 $L_{e \text{ brutto}} = E_{brutto} / (31 * 24) = 728.05 \text{ GWh} / 744 \text{ h} = \dots\dots\dots 979 \text{ MW}$

Der entsprechende mittlere Wirkungsgrad betrug demnach:
 $\eta_{brutto} = 979 \text{ MW} / 2900 \text{ MW} = \dots\dots\dots 33.8 \%$

Im August 91erreichte die mittlere Leistung lediglich einen Wert von:
 $L_{el \text{ brutto}} = E_{brutto} / (31 * 24) = 701.51 \text{ GWh} / 744 \text{ h} = \dots\dots\dots 943 \text{ MW}$

Der mittlere Wirkungsgrad betrug für diese Leistung:
 $\eta_{brutto} = 943 \text{ MW} / 2900 \text{ MW} = \dots\dots\dots 32.5 \%$

4. Brutto Stromproduktion

Im 1991 betrug die Bruttostromerzeugung unter Einbezug des Eigenbedarfs und der Minderstromproduktion infolge Wärmeabgabe an Kani (= Prozessdampfabgabe an die Kartonfabrik Niedergösgen); entsprechend Angaben aus <SVA 1992>: $E_{brutto} = \dots\dots\dots 7'573 \text{ GWh}$

5. Nettoproduktion

Unter Nettoproduktion wird die ins Netz eingespiesene elektrische Energie inkl. Minderstromproduktion infolge Kani-Abgabe verstanden.

1991 betrug nach <SVA 1992>: $E_{\text{netto}} = \dots\dots\dots 7'140 \text{ GWh}$

6. Prozessdampfauskopplung

Die *Minderstromproduktion* im 1991 wegen Wärmeabgabe an Kani

betrug: $E_{\text{Kani}} = \dots\dots\dots 57.4 \text{ GWh}$

Die monatlichen Werte für die Minderstromproduktion wegen der Dampfauskopplung werden in den Monatsberichten über den Betrieb der schweizerischen Kernkraftwerke (als Beilage zum SVA-Bulletin) jeweils direkt angegeben. Die mittlere elektrische Minderleistung infolge der Dampfauskopplung beträgt: $L_{\text{Kani}} = E_{\text{Kani}} / (\text{Betriebsstd.})$. Betriebsstundenzahl = Zeitverfügbarkeit * Jahresstunden. Der Wert von 0.904 für die Zeitverfügbarkeit ist aus <SVA 1992> entnommen.

$L_{\text{Kani}} = 57400 \text{ MWh} / (0.904 * 8760) = \dots\dots\dots 7.25 \text{ MW}$

7. Nettostromproduktion

Die Nettostromproduktion ist die ins Netz eingespiessene Energiemenge:

$E_{\text{el netto}} = E_{\text{netto}} - E_{\text{Kani}} = 7140 \text{ GWh} - 57 \text{ GWh} = \dots\dots\dots 7'083 \text{ GWh}$

8. Eigenbedarf

Die ges. im 1991 für den Eigenbedarf gebrauchte Energie betrug:

$E_{\text{Eigen}} = E_{\text{brutto}} - E_{\text{netto}} = 7'573 \text{ GWh} - 7'140 \text{ GWh} = \dots\dots\dots 433 \text{ GWh}$

9. Mittlere Eigenbedarfsleistung

Die Eigenbedarfsenergie durch Betriebsstundenzahl dividiert ergibt die mittlere Eigenbedarfsleistung (Annahme: der Eigenbedarf wird vom KKW, wenn im Betrieb, stets gedeckt):

$L_{\text{Eigen}} = E_{\text{Eigen}} / (\text{Betriebsstd.}) = 433'000 \text{ MWh} / (0.904 * 8760 \text{ h}) = \dots\dots\dots 54.7 \text{ MW}$

10. Arbeitsausnutzung (=Lastfaktor)

Die Arbeitsausnutzung ist definiert als der Quotient aus der erzeugten elektrischen Bruttoenergie und der mit der Nennleistung maximal theoretisch erzeugbaren Bruttostrommenge:

$AA (\text{Jahr } 1991) = E_{\text{brutto}} / (L_{\text{Nenn}} * 8760 \text{ h}) = 7.57E6 / (970 \text{ MW} * 8760 \text{ h}) = \dots\dots\dots 89.1 \%$

11. Erzeugte thermische Energie

Die 1991 produzierte therm. Energie betrug <HSK 1992 a>: $E_{\text{th}} = \dots\dots\dots 22'868.7 \text{ GWh}$

4 Zusammenstellung der Leistungs- und Produktionsdaten des KKW-Leibstadt (det. Angaben für das Kalenderjahr 1991)

1. Thermische Leistung

Das KKL wurde im 15.12.1984 mit einer therm. Leistung von: $L_{th} = \dots\dots\dots 3138 \text{ MW}_{th}$ in Betrieb genommen.

2. Brutto Nennleistung und Wirkungsgrad

Bei Auslegungsbedingungen beträgt die Brutto Nennleistung: $L_{Nenn} = \dots\dots\dots 1045 \text{ MW}$

Der Brutto-Wirkungsgrad bezüglich der Nennleistung beträgt:
 $\eta_{nenn} = L_{nenn} / L_{th} = 1045 \text{ MW} / 3138 \text{ MW} = \dots\dots\dots 33.3 \%$

3. Brutto Stromproduktion

1991 betrug die Bruttostromerzeugung unter Einbezug des Eigenbedarfs: $E_{brutto} = \dots\dots\dots 7'459 \text{ GWh}$

4. Nettostromproduktion

Die elektrische Netto-Gesamt-Energieabgabe betrug: $E_{netto} = \dots\dots\dots 7'052 \text{ GWh}$

5. Eigenbedarf

Der gesamte Eigenbedarf im 1991 betrug: $E_{Eigen} = E_{brutto} - E_{netto} = 7'573 \text{ GWh} - 7'140 \text{ GWh} = \dots\dots\dots 407 \text{ GWh}$

6. Mittlere Eigenbedarfsleistung

Es wird hierbei angenommen, dass der Eigenbedarf durch die Eigenproduktion gedeckt wird, sobald der Generator am Netz ist. Die Zeit, während der der Generator am Netz war betrug im 1991: 7581 h
 $E_{Eigen} = 407'000 \text{ MWh} / 7580.5 \text{ h} = \dots\dots\dots 53.7 \text{ MW}$

7. Arbeitsausnutzung (=Lastfaktor)

$AA = E_{brutto} / (L_{Nenn} * 8760 \text{ h}) = 7.46E6 / (1045 \text{ MW} * 8760 \text{ h}) = \dots\dots\dots 81.5 \%$

(kleinerer Wert als in früheren Jahren wegen längerer Jahresrevisionszeit und ausgedehnterem Streckbetrieb)

8. Erzeugte thermische Energie

Die im 1991 erzeugte therm. Energie E_{th} betrug <HSK 1992 a>: $\dots\dots\dots 22'600.2 \text{ GWh}$

5 Zusammenstellung der Leistungsaufnahmen der Pumpen der verschiedenen Hauptwasserkreisläufe

	KKG	KKL
Kühlmittelumwälzpumpen		
Anzahl Pumpen im Einsatz bei Normalbetrieb	3	2
Leistung pro Pumpe	6.5 MW	3.9 MW
Gesamtleistung	19.5 MW	7.8 MW
Hauptspeisewasserpumpen		
Anzahl Pumpen im Einsatz bei Normalbetrieb	2	2
Leistung pro Pumpe	8.6 MW	9.4 MW
Gesamtleistung	17.2 MW	18.8 MW
Hauptkondensatpumpen		
Anzahl Pumpen im Einsatz bei Normalbetrieb	2	2
Leistung pro Pumpe	2.4 MW	3.2 MW
Gesamtleistung	4.8 MW	6.4 MW
Kühlturmkreislaufwasserpumpen		
Anzahl Pumpen im Einsatz bei Normalbetrieb	2	4
Leistung pro Pumpe	4.1 MW	2.0 MW
Gesamtleistung	8.2 MW	8.0 MW
Versch. Pumpen im Wasser-Dampfkreislauf	0.74 MW	0.74 MW ^a
Versch. nukl. und konv. Pumpen in Nebenkühlwasserkreisläufen	1.84 MW	1.84 MW
Gesamtpumpenleistung der versch. Wasserkreisläufe	52.3 MW	43.6 MW

^a Wegen Fehlen von Angaben bezüglich der versch. Pumpen im Wasser-Dampf,- und in den Nebenkühlkreisläufen des KKL wurden die entsprechenden Daten des KKG übernommen

6 Betriebsdaten des KKG und KKL für die Jahre 1991 und 1992 sowie kummulierte Produktionsangaben <KKG 1993>, <KKL 1993>

	Einheit	1991		1992		seit kommerz. Betriebsaufnahme a KKG: Nov. 1979 KKL: Dez. 1984 Stand Ende 1992	
		KKG	KKL	KKG	KKL	KKG	KKL
1. Energieerzeugung							
1.1 Thermisch erzeugte Energie	GWh	22'869 ^b	22'600 ^b	23'917	24'283	297'504	194'460 ^c
1.2 Bruttoerzeugung Generator ^d	GWh	7'573	7'459	7'849	7'965	95'562	61'501
1.3 Netto-Gesamt-Energieabgabe ^d	GWh	7'140	7'052	7'407	7'538	90'025	58'219
1.4 Brutto-Sollproduktion	GWh	8'497 ^e	9'154 ^f	8'609 ^g	9'179 ^f	112'065	73'319
2. Eigenbedarfsbezug							
2.1 Total Eigenbedarf inkl. Verluste	GWh	433	407	442	427	5'537	3'283
3. Betriebszeiten							
3.1 Reaktor kritisch	h	7947	7'645	8'123	8'042	101'329	62'430
3.2 Generator am Netz	h	7918	7'581	8'107	7'986	100'931	61'888
3.3 Nennarbeitszeit	h	8760	8'760	8784	8'784	115'440	70'489
4. Gütefaktoren							
4.1 Wirkungsgrad brutto (1.2/1.1)	%	33.1	33.0	32.8	32.8		31.6
4.2 Wirkungsgrad netto (1.3/1.1)	%	31.2	31.2	31.0	31.0		29.9
4.3 Zeitverfügbarkeit Primäranlage (3.1/3.3)	%	90.7	87.3	92.5	91.6	87.8	88.6
4.4 Zeitverfügbarkeit Gesamtanl. (3.2/3.3)	%	90.4	86.5	92.3	90.9	87.4	87.8
4.5 Arbeitsausnutzung Gesamtanl. (1.2/1.4)	%	89.1	81.5	91.2	86.8	85.3	83.9

^a Die Inbetriebsetzungsphase, d. h. die Zeit vom 1. Kritischwerden des Reaktors bis zur kommerziellen Inbetriebnahme dauert mehrere Monate (z.B. beim KKL: 10 Monate)

^b Werte aus <HSK-AN-2447>

^c Diese therm. Energiemenge wurde seit der Inbetriebsetzung im Kern produziert.

^d inkl. el. Energieäquivalent der therm. Energieabgabe an Kartonfabrik (KANI) beim KKG

^e basierend auf einer Brutto-Nennleistung (= durchschnittliche Solleistung) von 970 MW.
Bemerkung: Ausgehend von einer pers. Information von Herrn Elmiger (Aussenkontakte KKG), wonach die der thermischen Leistung von 3002 MW_{th} (nach Mitte 1992) entsprechende Bruttoleistung 990 MW beträgt, musste der Wert für die Brutto-Nennleistung bei der vorgängigen therm. Leistungsniveau von 2900 MW_{th} eher 960 MW (entsprechend eines für das KKG generell anzuwendenden Bruttowirkungsgrades von 33%) betragen. Bei der Ermittlung der Arbeitsausnutzung würde sich demnach ein leicht höherer Werte ergeben.)

^f basierend auf einer Bruttoleistung von 1045 MW

^g basierend auf einer Bruttoleistung von 990 MW bei einem Niveau der thermischen Leistung von 3002 MW_{th} ab 13.7.1992.

7 Betriebszyklen und Brennstoffeinsatz im KKW Gösgen <Meier 1991>

Zyklus	Jahr	Reaktorleistung [MW]	Anzahl frischer Nachlade-BE	BE-Anreicherung [w/o U-235]	ges. Zykluslänge [VLT]	Abbrand der entladenen BE [MWd/t U]
1	79/80	2'806	-	1,9/2,5/3,2	304	12'600
2	80/81	2'806	60	3,3	294	24'120
3	81/82	2'806	60	3,3	294	32'710
4	82/83	2'806	60+4	3,3/3,8	316	34'490
5	83/84	2'806	64+4	3,3/3,5	328	35'510
6	84/85	2'806	64+4	3,5/4,3	329	37'830
7	85/86	2'806	52+8	3,5/3,8	331	36'980
8	86/87	2'900	44+4	3,8/3,5	301	37'250
9	87/88	2'900	52+4	3,8/3,5	313	37'750
10	88/89	2'900	16+28	3,8/3,5	308	37'510
11	89/90	2'900	48	3,5	319	39'130
12	90/91	2'900	52	3,5	322	40'090

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Brennstoffdaten des Erstkerns und der Nachladungen der KKW-Gösgen und Leibstadt.

	KKG	KKL
Gewicht des Kerns	71'400 kg	119'300 kg
Anreicherung des Erstkerns	1.9/2.2/3.2 %	1.87 % (Mittelwert)
Anzahl Brennelemente/Urangewicht pro Element	177/403.4 kg ^a	648/184 kg
Anz. Mitte 91 neu eingesetzter Brennelem./% Anteil an Gesamtzahl	52 / 29.4 %	128 BE / 19.8 %
Anz. Mitte 92 neu eingesetzter Brennelem./% Anteil an Gesamtzahl	56 / 31.6 %	120 BE / 18.5 %
Mittlere Anreicherung der im 91 neu einsetzten Brennelemente ^b	3.5 %	3.25%
Mittlere Anreicherung der im 92 neu einsetzten Brennelemente ^b	keine Angabe	rund 3.5 %

^a Das Urangewicht pro Element konnte in den letzten Jahren erhöht werden. Die letzte Gewichtvergrößerung ist auf die Erhöhung der Länge der aktiven Zone zurückzuführen.

^b In der Regel werden verschiedene Typen von Brennelementen mit leicht unerschiedlichen Anreicherungsgraden eingesetzt. In der folgenden Tabelle ist die Anzahl der in den Jahren 1991 und 1992 frisch geladenen Elemente mit den dazugehörigen Anreicherungen eingetragen. Der mittlere Anreicherungsgrad errechnet sich durch entsprechende Gewichtung. In der folgenden Tabelle ist die Anzahl der in den Jahren 1991 und 1992 im KKL nachgeladenen Brennelemente mit entsprechenden Anreicherungsgraden eingetragen <KKL 1992 b>.

	1991			1992		
Anzahl Elemente	24	16	88	36	60	24
Anreicherung %	3.00	3.19	3.33	3.15	3.5	4.4

8 Errata

Uranerzaufbereitung

- Phosphate im Wasser im Modul $4.4E-4$ kg/kgU; benutzter Wert $4.4E-3$ kg/kgU.

Anreicherung durch Zentrifuge

- Die folgende Tabelle zeigt die Werte für die radioaktiven Emissionen in Wasser auf, die versehentlich anstatt der im Text genannten Werte eingesetzt wurden. Dies hatte auf die Werte in der "Zus. Aktinide in Wasser" für die CH und UCPTTE nuklearen Ketten im Anreicherungsschritt aus zwei Gründen vernachlässigbare Auswirkungen. Erstens, weil der Fehler bei der Emission der U-Töchter (als Th-234 eingesetzt), welche den grössten Beitrag zu der angenommenen, direkten Gesamtemission von Aktiniden liefern, weniger als 10% beträgt. Zweitens, weil der Gesamtwert pro TJ aufgrund indirekter Beiträge zwei mal höher liegt als der eingeführte Wert.

Radioisotope (kBq/kgUTA)	"Urenco"-Anlagen ^a		"TENEX"-Anlagen ^b	
	Text	Input	Text	Input
U-234	5.9E-2	1.1E-3	1.2E-1	2.2E-3
U-235	2.8E-3	5.0E-5	5.6E-3	1.0E-4
U-238	5.9E-2	1.1E-3	1.2E-1	2.2E-3
U-Töchter als Th-234	2.4E-1	2.2E-1	4.8E-1	4.4E-1

^a Angenommene Emission in Wasser. In Wirklichkeit werden die flüssigen Abfälle zur BNFL Anlage, die ebenfalls in Capenhurst ist, gebracht. Keine Emission in Wasser sind in Almelo vorzufinden (siehe Text).

^b Zweifache Emissionen als in der Urenco-Anlage (siehe Text).

- **Konstruktionsmaterial:**
 1. Der Input an Kupfer in der Infrastruktur beträgt $1.85E-2$ kg/kgUTA. Der in Tab.VII.7.5 angenommene liegt bei $1.6E-2$ kg/kgUTA (Kupfer) + $5.8E-4$ kg/kgUTA (Messing). $1.8E-3$ kg/kgUTA ist der Bedarf an Messing während des Betriebs; dieser Beitrag wurde jedoch nicht im Betriebs-Modul berücksichtigt. Der Gesamtwert für das Urenco Modul ist daher korrekt, wohingegen der Wert im TENEX Modul, entsprechend der allgemeinen Annahmen, für die Betriebsanforderungen zweimal so hoch sein müsste.
 2. Der "PVD Schlagfest" Bedarf wurde versehentlich der Infrastruktur beigefügt. Der Wert im TENEX Modul, entsprechend der allgemeinen Annahmen, zweimal so hoch sein müsste. Der Fehler ist vernachlässigbar.

Brennelementfertigung

- Total flüchtige Feststoffe (TOC f) sind im Modul $1.0E-1$ kg/kgU eingetragen. In die Berechnung wurde der Wert nicht berücksichtigt.

KKW

- Asbestzement (als Zement) wurde versehentlich in das Modul “Strom ab KKW“ anstelle in das Modul “Infrastruktur“ eingegeben. Das Total von Zement bleibt gleich. Vernachlässigbarer Fehler beim entsprechenden Anteil der “Zus. Materialien” für Infrastruktur.
- DWR andere UCPTE: Kr-87 Luftemission = $8.88E+1$ kBq/TJ, eingesetzt wurde jeweils $8.81E+1$ kBq/TJ; Ru-103 Luftemission = $7.69E-5$ kBq/TJ, $7.95E-5$ kBq/TJ; Ag-110m Luftemission = $9.76E-3$ kBq/TJ, $9.73E-3$ kBq/TJ; Xe-135 Luftemission = $7.87E+4$ kBq/TJ, $7.84+4$ kBq/TJ. Diese Fehlerwerte sind vernachlässigbar.
- SWR D: Te-123m Luftemission = 0, eingesetzter Wert $5.92E-4$ kBq/TJ (vernachlässigbarer Fehler bei den Aerosolen).

Literatur, Quellen

- Alexander et al. 1977 Alexander C.W. et al., Origin and Characteristics of Low-Level Non-Transuranic Waste from the Nuclear Fuel Cycle, Oak Ridge National Lab., Oak Ridge, Tennessee , 1977.
- atw 1996 Atomwirtschaft-Atomtechnik, "Kernkraftwerke 1995 Weltübersicht", atw **41**, Heft 3, 1996.
- atw 1995 Atomwirtschaft- Atomtechnik, "Kernkraftwerke 1994 Weltübersicht", atw **40**, Heft 3, 1995.
- atw 1993 Atomwirtschaft- Atomtechnik, Atw-Statistikreport, Kernkraftwerke 1992 Weltübersicht, atw, März 1993.
- BAG 1989-1995 Bundesamt für Gesundheitswesen, Abteilung Strahlenschutz, Jahresberichte 1988-1994 über die Radioaktivität der Umwelt in der Schweiz; Bern, 1988-1995.
- Barnert et al. 1990 Barnert H., Schulten R. (Kernforschungsanlage Jülich), Bemnat W., Emendörfer D., Lutz D., Voss A. (Institut für Energietechnik und Energiesysteme, Universität Stuttgart), Hüper R. (Kernforschungszentrum Karlsruhe), Studie A.4.1.a, A.4.1.b und A.4.1.c im Rahmen der Enquete Studie, Economica Verlag, Bonn, und Verlag C.F.Müller, Karlsruhe, 1990.
- Baumgärtel et al. 1990 Baumgärtel G., Bechthold W., Closs K.D., Faude D., Knapp U., Kraemer R., Löschorh U., Stöber H., Studie A.4.3.d im Rahmen der Enquete Studie, Economica Verlag, Bonn, und Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1990.
- BBC et al. 1980 Consortium BBC-GETSCO und Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, KKL Safety Analysis Report, 1980.
- BEW 1992 Bundesamt für Energiewirtschaft, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1991, BEW, Bern, 1992.
- BMU 1993-1995 Bundesumweltministerium Deutschland, "Umweltpolitik Umweltradioaktivität und Stahlenbelastung Jahresberichte 1992-1994", Bonn, 1993-1995.
- BMW 1995 Bundesministerium für Wirtschaft, Dokumentation Nr. 370 Wismut - Fortschritte der Stilllegung und Sanierung, Bonn, Mai 1995.
- BMW 1993 Bundesministerium für Wirtschaft, Dokumentation Nr. 335 Wismut - Stand der Stilllegung und Sanierung, Bonn, August 1993.
- BNFL 1995 Fletcher R.D., Persönliche Mitteilung, BNFL, THORP Division, Sellafield, Seascale, UK, 1995.
- BNFL 1993 BNFL, Further Material on the Environmental Aspects of the Operation of THORP, Risley, Warrington, UK, 1993.
- BNFL 1992 a British Nuclear Fuels, Application for an Authorisation for the Disposal of Gaseous Wastes from the Sellafield Site, BNFL, Risley, Warrington, UK, 1992.
- BNFL 1992 b British Nuclear Fuels, Application for an Authorisation for the Disposal of Low Level Liquid Wastes from the Marine Pipeline at the Sellafield Site, BNFL, Risley, Warrington, UK, 1992.
- BNFL 1991 British Nuclear Fuels, Fuel Manufacturing Technology, Informationsbroschüre des Information Services British Nuclear Fuels pls, Risley, Warrington, UK, 1991.
- Bonka et al. 1987 Bonka H.K., Küppers J., Horn H.G., Beitrag zur Strahlenexposition durch Anlagen des nuklearen Brennstoffkreislaufs und der konventionellen Energietechnik im Normalbetrieb, BMU 1988-180, Bonn, 1987.
- Bonka et al. 1974 Bonka H.K., et al., Umweltbelastung durch Radiokohlenstoff aus kerntechnischen Anlagen, Reaktortagung Berlin, April 1974.
- Bosch 1987 Bosch R., Kraftfahrtechnisches Taschenbuch, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1987.
- Bullock 1992 Bullock M.J., A status report on the Sellafield THORP project, Proc. of Int. Conf. *The Management of Irradiated Nuclear Fuel*, Manchester, Nov. 1992, Institution of Mechanical Engineers IMechE, 1992-9.

- Clausen 1991 Clausen A., Brennstoffversorgung der Schweizer Kernkraftwerke, SVA-Vertiefungskurs 'Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernkraftwerk, 6.-8. Mai 1991, SVA, 1991.
- Clerc et al. 1986 Clerc M., Plurien P., Advanced Uranium enrichment Processes, Nuclear Science and Technology, Commission of the European Communities, 1986.
- Cochran et al. 1990 Cochran R.G., Tsoulfanidis N., The Nuclear Fuel Cycle: Analysis and Management, American Nuclear Society, La Grange Park, Illinois, 1990.
- Cogema 1992 a Cogema, Informationsbroschüre über Anreicherung, Pierrelatte Anlage, 1992.
- Cogema 1992 b Cogema, Le retraitement: situation et perspectives, France, April 1992.
- Coulthart et al. 1991 Coulthart D.R., Emmison J., Cory A.R., The BNFL Vitrified Residue Transport and Storage Flask, Proc. 2nd Int. Conf. *Transport for the Nuclear Industry* by The Institution of Nuclear Engineers, Int. Journ. Radioactive Materials Transport 2 No.1/3, S. 23-31, Nuclear Technology Publishing Bournemouth, UK, May 1991.
- Däpp et al. 1995 Däpp D. und Dommann U., Langzeitemissionen aus Tailings der Uranerzaufbereitung, Semesterarbeit am Institut für Energietechnik, Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1995.
- D'Ascenzo 1993 D'Ascenzo L., Les activités liquides et gazeuses rejetées par les réacteurs à eau pressurisées: Comparaison International (1975-1991), Rapport No 215, Centre d'étude sur l'évaluation de la protection dans le domaine nucléaire (CEPN), Décembre 1993.
- DOE 1994 U.S. Department of Energy, Environmental Assessment of Remedial Action at the Slick Rock Uranium Mill Tailings Sites Slick Rock, Colorado, DOE/EA-0339, Rev 1, May 1994.
- DOE 1989 U.S. Department of Energy, Final environmental impact statement. Management of commercially generated radioactive waste, DOE/EIS-0026-F, Oct.1989.
- DOE 1983 U.S. Department of Energy, Energy Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors, DOE/EP-0093, U.S. Department of Energy, Washington D.C., 1983.
- DOE 1981 Grier J., Myrick T., Razvi J., Wethington J.A. (IAEA, Vienna), Nuclear-Fuel-Cycle Education, Module 10. Environmental Considerations, DOE/SR/00952-T9, U.S. Department of Energy, 1981.
- DOE 1979 a U.S. Department of Energy, Draft environment impact statement. Waste isolation pilot plant (WIPP), DOE/EIS-0026-D, U.S. Department of Energy, April 1979.
- DOE 1979 b U.S. Department of Energy, Technology for Commercial Radioactive Waste Management, DOE/ET-0028, U.S. Department of Energy, May 1979.
- DOE 1979 c Battelle Pacific Northwest Labs., Environmental Aspects of Commercial Radioactive Waste Management, DOE/ET-0029, U.S. Department of Energy, May 1979.
- Dreesen et al. 1982 Dreesen D.R. et al., Preliminary Evaluation of Uranium Mill Tailings Conditioning as an Alternative Remedial Action Technology, in Proc. NEA Workshop *Uranium Mill Tailings Management*, Colorado State University, Oct.1981, OECD, Paris, 1982.
- Dreicer et al. 1995 Dreicer M., Tort V., und Manen P., Nuclear Fuel Cycle — Estimation of Physical Impacts and Monetary Valuation for Priority Pathways, Report N° 234 prepared for DG XII of CEC in the framework of the ExternE Project, CEPN, Fontenay aux Roses, France, February 1995.
- DWK 1988 Deutsche Gesellschaft für die Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen (DWK), Kurzbeschreibung für die Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf, DWK, Januar 1988.
- EDF 1996 Electricité de France, Rapport d'activité Environnement 95, EDF Production Transport, Département Sécurité Radioprotection Environnement, Saint-Denis, 1996.
- El-Bassioni et al. 1980 El-Bassioni A.A. et al., A Methodology and a Preliminary Data Base for Examining the Health Risks of Electricity Generation from Uranium and Coal Fuels, NUREG/CR-1539, ORNL/Sub-7615/1 Report, Oak Ridge National Laboratory, August 1980.
- Electrabel 1996 Electrabel, Brief, Bruxelles, 1996.

- El-Osery 1983 El-Osery I.A. (Atomic Energy Authority, Reactor Dept., Egypt), An assessment of the environmental impacts of the nuclear cycle, Arab J. Nucl. Sci. Appl., Jan 1983.
- EPA 1983 Office of Radiation Programs of US Environmental Protection Agency, Final Environmental Impact Statement for Standards for the Control of Byproduct Materials from Uranium Ore Processing (40 CFR 192), Volume I, EPA 520/1-83-008-1, USEPA, Washington D.C., Sept. 1983.
- ERDA 1976 U.S. Energy Research and Development Administration, Expansion of U.S. Uranium Enrichment Capacity, Final Environment Statement, 1976.
- FCR 1991 Fuel Cycle Review, Special Publication of Nucl. Eng. Int., UK, 1991.
- Finney 1976 Roddys J.W., Blanco R.E., Dahlman R.C., Kitts F.G., Hill G.S., Moore R.E., Witherspoon J.P. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of radioactive-waste-treatment costs and the environmental impact of waste effluents in the nuclear fuel cycle: reprocessing light-water reactor fuel. (Radiation dose commitment to human population from radioactive effluents released to environment), ORNL/NUREG/TM--6, Oct 1976.
- Flöter 1991 Flöter W., Wie verträglich sind Aufbereitung und Umwelt, Ermetall **44** Nr.4, 1991.
- Gehrisch 1991 Gehrisch W., (The Uranium Institute, London), Der nukleare Brennstoffkreislauf in globaler Sicht, SVA-Vertiefungskurs "Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernreaktor", Windisch (CH), 6.-8. Mai 1991, SVA 1991.
- GEK-EWI 1978 Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, Die Umweltbelastung im Energiebereich, Schrifreihe der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekommission, Studie Nr. 24, EDMZ, Bern, 1978.
- Gibson 1992 Gibson M.H., The View of a New US Uranium Producer, Uranium and Nuclear Energy: 1992, The Uranium Institute London, 1992.
- Giraud 1992 Giraud J.P. (Cogema), Spent fuel reprocessing: the progressive industrial route, in "The Management of Irradiated Nuclear Fuel" Proc. of Int. Conf., Manchester, Nov.1992, IMechE **9** S.5-11, 1992.
- Gleick 1994 Gleick P.H., Water and Energy, in Socolow R.H., Anderson D. and Harte J. (Eds.), Annual Review of Energy and the Environment, Palo Alto, California 19 (1994) 267-299.
- Görtz 1987 Görtz R. et al., Untersuchungen zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen (Phase 2),. Der Bundesminister des Innern (D), Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, BMI-1988-171, 1987.
- Groenier 1975 Groenier W.S., Blanco R.E., Dahlman R.C., Finney B.C., Kibbey B.C., Witherspoon J.P. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of Radioactive-Waste-Treatment Costs and the Environmental Impact of Waste Effluents in the Nuclear Fuel Cycle for Use in Establishing 'As Low As Practicable' Guides: Fabrication of Light Water Reactor Fuel from Enriched Uranium Dioxide, ORNL/TM --4904, Tennessee, USA, May 1975.
- Häfele 1989 Häfele W., Nukleare und nicht-nukleare Stoffströme, Atw, 7/1989.
- Halbritter 1982 Halbritter G., Beitrag zu einer vergleichenden Umweltbelastungsanalyse am Beispiel der Strahlenexposition beim Einsatz von Kohle und Kernenergie zur Stromerzeugung, KfK--3266, KfK, Abteilung für angew. Systemanalyse, Januar 1982.
- Halbritter 1978 Halbritter G., Konsequenzen des grosstechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland. PT.4. Umweltauswirkungen von Kernkraftwerken und Anlagen des kerntechnischen Brennstoffkreislaufs, KfK--2704, KfK, Abteilung für angew. Systemanalyse, Oktober 1978.
- Hamard 1975 Hamard J., The environmental impacts of the nuclear fuel cycle, AED-Conf--75-769-043, IAEA, Wien, 1975.
- Hamilton 1979 Hamilton L.D., Comparing of Health and Environment Hazards of Different Energy Systems, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY, 1979.

- Hauptmanns 1990 Hauptmanns U. (Gesellschaft für Reaktorsicherheit), Umwelt, Sicherheits- und Risikoaspekte von Kernreaktoren, Studie A.4.3.c im Rahmen der Enquete Studie, Economica Verlag, Bonn und Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1990.
- Hauptmanns et al. 1987 Hauptmanns U., Herttrich M., Werner W., Technische Risiken, Ermittlung und Beurteilung, Springer Verlag, Berlin, 1987.
- Hilbert 1974 Hilbert F., Erzeugung und Freisetzung von radioaktiven Krypton- und Xenon-Isotopen durch Kernreaktoren und Wiederaufbereitungsanlagen und die voraussichtliche radiologische Belastung bis zum Jahr 2000, KfK-2035, 1974.
- Hohn et al. 1992 Hohn M., Schulten T., Stoff- und Energiebilanz der Uranerzförderung- und Aufbereitung, unveröffentlichte Semesterarbeit am Institut für Energietechnik, Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1992.
- Howles 1993 Howes L., Load factors to end June 1993, Nuc. Eng. Int., UK, Nov. 1993
- Holzer et al. 1991 Holzer R., von Jan R., Holley H.P. (Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU), Brennelement-Entwicklung und Fertigung für Leichtwasserreaktoren, SVA Kurs *Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernkraftwerk*, 6.-8. Mai 1991, Brugg-Windisch, CH.
- Holzer 1990 Holzer R., (Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU), Fortschrittliche LWR-Brennelemente - Stand der Technik und Ausblick, presented at SVA Seminar on *Advanced LWR Fuel*, Zürich (1990).
- Huber 1992 Huber P., Situation der Kernenergie in der Schweiz, atomwirtschaft, Juni 1992.
- HSK 1993-1995 Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen, Bericht über die schweizerische Kernanlagen im Jahr 1992/1993/1994, HSK, Würenlingen, 1993-1995.
- HSK 1992 Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen, Emissionen aus Kernanlagen und daraus errechneten Dosen für die Umgebungsbevölkerung im Jahre 1991, HSK-AN-2450, HSK, Würenlingen, 1992.
- HSK 1991 Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen, Emissionen aus Kernanlagen und daraus resultierende Dosen für die Umgebungsbevölkerung im Jahre 1990, HSK-AN-2328, HSK, Würenlingen, 1991.
- HSK 1990 Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen, Emissionen aus Kernanlagen und daraus resultierende Dosen für die Umgebungsbevölkerung im Jahre 1989, HSK-AN-2224, HSK, Würenlingen, 1990.
- Huber 1992 Huber P. (BEW); Kernenergiestatus, Atw, Juni 1992.
- IAEA 1996 International Atomic Energy Agency, The Nuclear Fuel Cycle Information System: a Directory of Nuclear Fuel Cycle Facilities 1996 Edition, IAEA, Vienna, 1996.
- IAEA 1992 International Atomic Energy Agency, Current Practices for the Management and Confinement of Uranium Mill Tailings, Technical Reports Series No. 335, IAEA, Vienna, 1992.
- IAEA 1987 International Atomic Energy Agency, Safe Management of Wastes from the Mining and Milling of Uranium and Thorium Ores, Safety Series No. 85, IAEA, Vienna, 1987.
- IAEA 1983 Conditioning of Low- and Intermediate-Level Radioactive Wastes, Technical Reports Series No. 222, IAEA, Vienna, 1983.
- INFCE 1980 International Nuclear Fuel Cycle Evaluation Committee, Enrichment Availability, Vienna, 1980.
- IPCC 1994 Houghton J.T. et al. (Eds.), Climate Change 1994 — Radiative Forcing of Climate Change and An Evaluation of the IPCC 1992 IS92 Emission Scenarios, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1995.
- Issler 1991 Issler H. (Nagra), Stand der nuklearen Abfallentsorgung in der Schweiz, *SVA-Seminar für Kernfachleute*, 16. Oktober 1991.

- Kallenbach et al. 1990 Kallenbach U., Müller I., Thöne E., Voss A. (IKE Universität Stuttgart), Integrale und vergleichende Sicherheitsbetrachtungen von Kernenergie-Gesamtsystemen, Studie A.4.3.g im Rahmen der Enquete Studie, Economica Verlag, Bonn und Verlag C.F.Müller, Karlsruhe, 1990.
- KKG 1993 Kernkraftwerks Gösgen, Monatsbericht Dezember 1992.
- KKG 1992 Kernkraftwerks Gösgen, Monatsbericht Dezember 1991.
- KKL 1993 Kernkraftwerks Leibstadt, Monatsbericht Dezember 1992.
- KKL 1992 a Kernkraftwerks Leibstadt, Jahresbericht 1991.
- KKL 1992 b Kernkraftwerks Leibstadt Monatsbericht Dezember 1991.
- KKL 1990 KKL-Publikation, Kernkraftwerk Leibstadt: Technische Beschreibung, Leibstadt, CH, 1990.
- Klix et al. 1982 Klix V. et al., Das Projekt Ranger in Nord-Australien, *Erzmetall* **35** 10 S.511-518, 1982.
- Kollert et al. 1990 Kollert R., Butzin M., Klimaaspekte radioaktiver Spurengase, insbesondere von Krypton 85, Studie A.4.3.b im Rahmen der Enquete Studie, Economica Verlag, Bonn und Verlag C.F.Müller, Karlsruhe, 1990.
- Kühn 1985 Kühn W., Zur Ionisation der bodennahen Luft durch Krypton 85 aus Wiederaufarbeitungsanlagen, *Atomenergie-Kerntechnik*, Band 47, Nr.3, 1985.
- KWU 1981 Kraftwerk Union Aktiengesellschaft, Sicherheitsbericht Kernkraftwerk Gösgen-Däniken (KKG) mit Druckwasserreaktor, 1981.
- Lasch et al. 1993 Lasch M. und Seepolt R., Einfluss von Kernkraftwerken auf die Umwelt, Jahrestagung Kerntechnik '93, atw, Juli 1993.
- Lawton 1982 Lawton H., Decommissioning of the Windscale Advancend Gas-Cooled Reactor, Proceedings of the 1982 *International Decommissioning Symposium*, Seattle, Washington, USA, October 1982.
- Levins et al. 1982 Levins D.M., Ring R.J., Dunlop G.A., "Reducing the Environmental Impact of Uranium Tailings by Physical Segregation and Separate Disposal of Potentially Hazardous Fractions", in 'Uranium Mill Tailings Management', Proc. NEA Workshops, Colorado State University, Oct.1981, OECD, Paris, 1982.
- Lutz 1992 Lutz H. (ZWILAG), Das zentrale Zwischenlager Würenlingen, Beitrag anlässlich der SVA-Informationstagung *Kernenergie: die nächsten Schritte*, Bern, Okt. 1992.
- MAFF 1993 Ministry of Agriculture, Fisheries and Food Directorate of Fisheries Research, Aquatic Environment Monitoring Report Number 34, Radioactivity in Surface and Coastal Waters of the British Isles, 1991, LOWESTOFT 1993.
- MAFF 1992 Ministry of Agriculture, Fisheries and Food Directorate of Fisheries Research, Aquatic Environment Monitoring Report Number 32, A review of radioactivity in the Irish Sea, Report prepared for the Marine Pollution Monitoring Management Group, P.J. Kershaw, R.J. Pentreath, D.S. Woodhead and G.J. Hunt, LOWESTOFT 1992.
- Masters 1996 Masters R.F., Datafile: Germany, Nuclear Engineering International, Feb. 1996, S.29-36.
- Mauro et al 1985 Mauro J.J., Coleman T.A., Eng R. (Babcock and Wilcox Co.), Environmental impacts of the uranium fuel cycle at extended burnups, Annual meeting of the American Nuclear Society, Boston, Ma (USA), 9-14 June 1985.
- Max 1993 Max A., Potential der technischen Entwicklung und Reichweite der Brennstoff-Vorräte für die nukleare Stromerzeugung, SVA Kurs: *Die Kernenergie im Wettbewerb*, 9.-11. Sept. 1993, Zürich/Oerlikon, CH.
- Mayor et al. 1974 Mayor J.C., Dupont J.F., Haschke D., Luchsinger H., Die atmosphärische Kühlung von Kernkraftwerken. Band I, Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung, Würenlingen, CH, 1974.
- Meier 1991 Meier G. (KKG), Brennstoff-versorgung und -einsatz im Kernkraftwerk, in *SVA Vertiefungskurs*, Mai 1991.

- Meridian 1989 Meridian Corporation, Energy System Emissions and Material Requirements. Prepared for U.S. Department of Energy Office of Renewable Energy, Washington D.C., Feb. 1989.
- Moffett et al. 1991 Moffett D. et al. (Environment House), Enhancing Environmental Performance by Technological Improvements to Uranium Mill Processes, report to Mines Pollution Control Branch, Saskatchewan Environment and Public Safety, Canada, September 1991.
- Moffett 1976 Moffett D., The Disposal of Solid Wastes and Liquid Effluents from the Milling of Uranium Ores, CANMET Report 76-19, Canada Centre for Mineral and Energy Technology, Ottawa, 1976.
- Mohrhauer 1995 Mohrhauer H., Entwicklung bei der Uran-Anreicherung, atw **40** 8/9, 1995.
- Mohrhauer 1988 Mohrhauer H. (Urenco Deutschland, Gronau), Nuclear Power Performance and Safety, Volume 5 Nuclear Fuel Cycle, IAEA, Wien, 1988.
- Müller 1988 Müller M.K., Ableitung von Aktivitätsgrenzwerten für schwachradioaktive kontaminierte Abfälle, BMU-1988-194.
- Murith et al. 1993 Murith Ch., Völkle H. (Bundesamt für Gesundheitswesen), Baur W., Cartier F., Schuler J. (HSK), Umgebungsüberwachung Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), Bundesamt für Gesundheitswesen, Freiburg, 1993.
- Nagra 1993 Persönliche Information.
- Nagra 1992 a Nagra, Nagra informiert, Nr. 1, Baden (CH), 1992.
- Nagra 1992 b Nagra, Nukleare Entsorgung Schweiz-Konzept und Realisierungsplan, Technischer Bericht 92-02, Baden (CH), Dezember 1992.
- Nagra 1990 Nagra, Nagra informiert, Nr. 2, Baden (CH), Dezember 1990.
- Nagra 1988 a Nagra: Nagra informiert, Nr. 1+2; Juni 1988.
- Nagra 1988 b Nagra, Uebersicht über die Untersuchungen der Phase I an den potentiellen Standorten Bois de la Gläive, Oberbauenstock und Piz Pian Grand, Technischer Bericht 88-20, Baden (CH), Oktober 1988.
- Nagra 1987 Nagra: Nagra informiert, Nr. 1+2; Juni 1987.
- Nagra 1986 Nagra, Projekt Gewähr 1985 Endlager für hochaktive Abfälle: Zusatzstudie Bau und Betrieb, Interner Bericht 86-02, Baden (CH), März 1986.
- Nagra 1985 a Nagra, Nukleare Entsorgung Schweiz, Konzept und Uebersicht über das Projekt Gewähr 1985, NGB 85-01, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 b Nagra, Radioaktive Abfälle: Eigenschaften und Zuteilung auf die Endlager-Typen, NGB 85-02, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 c Nagra, Endlager für hochaktive Abfälle: Bautechnik und Betriebsphase, NGB 85-03, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 d Nagra, Endlager für hochaktive Abfälle: das System der Sicherheitsbarrieren, NGB 85-04, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 e Nagra, Endlager für hochaktive Abfälle: Sicherheitsbericht, NGB 85-05, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 f Nagra, Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle: Bautechnik und Betriebsphase, NGB 85-06, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 g Nagra, Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle: das System der Sicherheitsbarrieren, NGB 85-07, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 h Nagra, Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle: Sicherheitsbericht, NGB 85-08, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1985 i Nagra, Sondierbohrung Böttstein - Bau- und Umweltaspekte, Bohrtechnik, Technischer Bericht 85-12, Baden (CH), Februar 1985.

- Nagra 1985 k Nagra, Felslabor Grimsel: Rahmenprogramm und Statusbericht, Technischer Bericht 85-34, Baden (CH), Januar 1985.
- Nagra 1984 a Nagra, Behälter aus Stahlguss für die Endlagerung verglaster hochradioaktiver Abfälle, Technischer Bericht 84-31, Baden (CH), April 1985.
- Nagra 1984 b Nagra, Sicherheitstechnische Aspekte der Betriebsphase, Technischer Bericht 84-42, Baden (CH), Dezember 1984.
- NCRP 1984 US National Commission on Radiation Protection and Measurements, NCRP Report 78, 1984.
- NEA 1984 Nuclear Energy Agency - Organisation for Economic Co-operation and Development (NEA-OECD), Long-term radiological aspects of management of wastes from uranium mining and milling, OECD, Paris, 1984.
- NEI 1996 Nuclear Engineering International, Power Plant Performance. Load factors: 1995 annual review, May 1996.
- Niemeyer et al. 1993 Niemeyer M. G., Hugi M., Smith P., Zuidema P., Kristallin-I Performance Assessment: First Results from Sensitivity Studies, Proc. Symposium *Geological Disposal of Spent Fuel and High Level and Alpha Bearing Wastes*, Antwerp, Oct. 1992, IAEA, Vienna, 1993.
- NRC 1980 Nuclear Regulatory Commission, Final Generic Environmental Impact Statement on Uranium Milling, Volume II, NUREG-0706, USNRC, Washington D.C., 1980.
- NUKEM 1996 Falter R., Persönliche Mitteilung, NUKEM, 1996.
- NUREG 1979 a Draft generic environment impact statement on uranium milling, NUREG-0511, April 1979.
- NUREG 1979 b Generic environment impact statement-handling and storage of spent LWR fuel, NUREG-0575, August 1979.
- NUREG 1977 Final environment statement on the transportation of radioactive material by air and other modes, NUREG-0170, December 1977.
- NUREG 1974 Environment survey of the reprocessing and waste management portion of the LWR fuel cycle, NUREG-0116 (Suppl.I to WASH-1248), April 1974.
- OECD/IAEA 1992 OECD Nuclear Energy Agency und IAEA, Uranium 1991 Resources, Production and Demand, OECD, Paris, 1992.
- Oszusky 1976 Oszusky F.J.P., Nuklearer Brennstoffzyklus und Umwelt, *Atom + Strom*, **22** Nr.2, 1976.
- Paducah 1982 Paducah Gaseous Diffusion Plant, Final Environmental Impact Assessment of the Paducah Gaseous Diffusion Plant Site, DOE/EA-0155 (DE83001211), Paducah, Kentucky, Aug. 1982.
- Papp 1976 Papp R. (KfK, Inst. für angew. Systemanalyse), The environmental impact of the nuclear fuel cycle, AED-Conf--76-660-054, Karlsruhe 1976.
- Patak 1996 Patak H., Persönliche Mitteilung, 1996.
- Pechin et al. 1975 Pechin W.H., Blanco R.E., Dahlman R.C., Finney B.C., Lindauer R.B., Witherspoon J.P. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of radioactive-waste-treatment costs and the environmental impact of waste effluents in the nuclear fuel cycle for use in establishing 'as low as practicable' guides: fabrication of light water reactor fuel from enriched uranium dioxide, ORNL/TM--4902, May 1975.
- Pellissier-Tanon 1995 Pellissier-Tanon J., Persönliche Mitteilung, Cogema, Vélizy-Villacoublay, France, 1995.
- Perkins 1983 Perkins B.L., Evaluation of Environmental Control Technologies for Commercial Uranium Nuclear Fuel Fabrication Facilities, LA-9398-MS, Los Alamos National Laboratory, New Mexico, Jan. 1983.
- Perkins 1982 Perkins B.L., Evaluation of Environmental-Control Technologies for Commercial Nuclear-Fuel-Conversion (UF₆) Facilities, LA-9397-MS, Los Alamos National Laboratory, New Mexico, Oct. 1982.

- Perry 1987 Perry R.H., Gren D.W., Perry's Chemical Engineers' Handbook, Sixth Edition, MacGraw-Hill, Singapore, 1987.
- Pickert et al. 1981 Pickert F.K., Zech H.J., "Brennstoffkreislauf", Deutsches Atomforum, Bonn 1981.
- Pink et al. 1984 Pink P. et al., Systemstudie Andere Entsorgungstechniken - Repräsentative Emissionsdatensätze und Strahlenbelastung für Versorgungseinrichtungen des nuklearen Brennstoffkreislaufs Technischer Anhang 17, zusammengestellt von Gesellschaft für Umweltüberwachung mbH, Aldenhoven, Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, August 1984.
- Pochin 1976 Pochin E.E., Estimated Population Exposure from Nuclear Power Production and other Radiation Sources, OECD, Paris, 1976.
- Price et al. 1984 Price M.S.T. (UKAEA), Lafontaine I. (Transnubel), Pfugrad K. (CEC), Large Transport Containers for Decommissioning Waste, in Decommissioning of Nuclear Power Plants, by Graham and Trotman on behalf of the Commission of European Communities, 1984.
- PSE 1985 Projekt Sicherheitsstudien Entsorgung (PSE), Zusammenfassender Schlussbericht, Hahn-Meitner-Institut, Berlin, 1985.
- Purcell et al. 1991 Purcell P.C., Coulthart D.R., Excellox 6 and 7 irradiated fuel transport flasks, Proc. 2nd Int. Conf. *Transport for the Nuclear Industry* by The Institution of Nuclear Engineers, Int. Journ. Radioactive Materials Transport 2 No.1/3, Nuclear Technology Publishing Bournemouth, UK, May 1991.
- Robinsky 1982 Robinsky E.I., Uranium Tailing Disposal by the Thickened Tailing Discharge System, in Proc. NEA Workshops *Uranium Mill Tailings Management*, Colorado State University, Oct.1981, OECD, Paris, 1982.
- Roddy et al. 1977 Roddys J.W., Blanco R.E., Finney B.C., Hill G.S., Moore R.E., Witherspoon J.P. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of radioactive-waste-treatment costs and the environmental impact of waste effluents in the nuclear fuel cycle: conversion of recycle uranium to UF₆, ORNL/NUREG/TM--37, Apr 1977.
- Römpp 1989 Römpp Chemie Lexicon, Georg Thieme Verlag, Stuttgart, 9. Auflage, 1989.
- Rouse 1978 Rouse J.V., Environmental Considerations of Uranium Mining and Milling, Mining Engineering, 1433, 1978.
- SBK 1992 Persönliche Information der Mitglieder der Schweizerischen Brennstoffkommission, 1992.
- Schneider 1982 Schneider K.J., Nuclear Fuel Cycle Risk Assessment: Descriptions of Representative Non-Reactor Facilities, NUREG/CR-2873, PNL-4306, Vol.1, Battelle Pacific Northwest Labs., Richland, WA (USA), 1982.
- Schreiber et al. 1991 Schreiber K.F., Max A. (NUKEM GmbH), Uranversorgung und Brennstoffdienstleistung, SVA-Vertiefungskurs *Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernreaktor*, Windisch (CH), 6.-8. Mai 1991, SVA, 1991.
- Schumacher 1992 Schumacher H. (KKL), Rückblick auf die sieben Betriebsjahre, atomwirtschaft, Juni 1992.
- Schütz 1981 Schütz E., Grosstechnische Lieferung von Prozessdampf aus dem Kernkraftwerk Gösgen, Siemens-Energetechnik 3 Heft 7, 1981.
- Sears et al. 1983 Sears M.B., Etnier E.L., Hill G.S., Patton B.D., Witherspoon J.P., Yen S.N. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of radioactive-waste-treatment costs and the environmental impact of waste effluents in the nuclear fuel cycle: conversion of yellow cake to uranium hexafluoride. Part II. The solvent extraction-fluorination process, ORNL/TM--8602, March 1983.
- Sears et al. 1978 Sears M.B., Blanco R.E., Finney B.C., Hill G.S., Moore R.E., Witherspoon J.P. (Oak Ridge National Lab.), Correlation of radioactive-waste-treatment costs and the environmental impact of waste effluents in the nuclear fuel cycle: conversion of yellow cake to uranium hexafluoride. Part I. The fluorination-Fractionation process, ORNL/NUREG/TM--7, Jul 1978.

- Sears et al. 1975 Sears M.B. et al.; (Oak Ridge National Lab.), Correlation of Radioactive Waste Treatment Costs and the Environmental Impact of Waste Effluents in the Nuclear Fuel Cycle for Use in Establishing 'as Low as Practicable' Guides-Milling of Uranium Ores, ORNL/TM--4904, May 1975.
- Sievwright et al. 1991 Sievwright R.W.T., Roskilly W.T., Wood I.A., Development of sealed Type B Transport Containers for the Transport of Intermediate Level Radioactive Waste, Proc. 2nd Int. Conf. *Transport for the Nuclear Industry*, by The Institution of Nuclear Engineers, Int. Journ. Radioactive Materials Transport 2 No.1/3 S.169-177, 1991.
- Smidt 1975 Smidt D., Reaktortechnik, Band 1, Grundlagen, Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1975.
- SNG 1979 Schweizerische Naturforschende Gesellschaft, Berichte der SNG zur Kernenergie: 2, SNG, Bern, 1978.
- SNG 1981 Schweizerische Naturforschende Gesellschaft, Berichte der SNG zur Kernenergie: 4, SNG, Bern, 1981.
- Sousselier 1980 Sousselier Y., L'impact sur l'environnement de la gestion des déchets du cycle de combustibles nucléaires, CEA Centre d'Etudes Nucleaires, Inst. de Protection et de Surete Nucleaire, Fontenay-aux-Roses, France, 1980.
- SSVO 1981 Eidg. Verordnung über der Strahlenschutz, 1. Ausgabe, 30. Juni 1976.
- Stover 1991 Stover D.E., The US Uranium Mining Industrie: 1980 and Today, Uranium and Nuclear Energy: 1991, The Uranium Institute London, 1991.
- Strickler 1983 Strickler B., Der Energieaufwand für den Bau und den Abbruch des Kernkraftwerks Leibstadt, Diplomarbeit, ITR Rapperswil (CH), Herbst 1983.
- SVA 1993 a Beilage zum SVA-Bulletin Nr 2/1993; Bericht über den Betrieb der schweizerischen Kernkraftwerke: Jahresrückblick 1992, Bern.
- SVA 1993 b SVA-Bulletin Nr 5/1993, Bern.
- SVA 1993 c SVA Bulletin Nr. 1/1993, USA: Zusammenschluss bei zwei Konversionsfirmen, Bern.
- SVA 1993 d SVA Bulletin Nr.17-18/1993, Monatsbericht über den Betrieb der schweizerischen Kernkraftwerke, Bern.
- SVA 1992 Beilage zum SVA-Bulletin Nr 2/1992; Bericht über den Betrieb der schweizerischen Kernkraftwerke: Jahresrückblick 1991, Bern.
- SVA 1991 SVA-Vertiefungskurs, Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernreaktor, Windisch, CH, Mai 1991, Bern, 1991.
- Teufel et al. 1980 Teufel D., Loeben S., Schott W., Vergleichende Abschätzung der Risiken bei der Erzeugung von Strom aus verschiedenen Primärenergieträgern, Heidelberg, 1980.
- Tolba 1985 Tolba M.K. (UNEP), The enviromental impacts of production and use of energy, Part IV The comperative Assessment of the Environment Impacts of Energy Sources. Phase I-Comperative Data on the Emissions. Residuals und Health Hazards of Energy Sources, Energy Report Series ERS-14-85 UNEP, Nairobi, September 1985.
- Traccucci 1991 Traccucci R., Comportement des éléments pour REP et Evolution de la conception, SVA-Vertiefungskurs *Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernreaktor*, Windisch, CH, Mai 1991.
- Tramèr 1993 Tramèr A., Stoff- und Energiebilanz der Entsorgung radioaktiver Abfälle, Semesterarbeit am Institut für Energietechnik, Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1993.
- Trowbridge 1991 Trowbridge L.D., Enrichment Technical Operations Greenhouse Warming Potential of Candidate Gaseous Diffusion Plant Coolants, Prepared by the Uranium Enrichment Organization, managed by Martin-Marietta Energy Systems, Inc. for the U.S. Department of Energy, contract DE-AC05-84OR21400, March 1991.
- UCPTE 1992 Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE), Jahresbericht 1991, Madrid, 1992.

- UI 1995 Tim Meadley, Uranium Institute, Persönliche Mitteilung, London, 1995.
- UI 1994 Uranium Institute, Information leaflet, London, May 1994.
- UI 1991 Uranium Institute, Uranium in the New World Market: Supply and Demand 1990-2010, London, 1991.
- Ullmann 1977 Ullmanns Encyclopädie der technischen Chemie, 1977.
- UMTSP 1986 Uranium Mill Tailings Study Panel — Board on Radioactive Waste Management — Commission on Physical Sciences, Mathematics, and Resources — National Research Council, Scientific Basis for Risk Assessment and Management of Uranium Mill Tailings, National Academy Press, Washington D.C., 1986.
- UNEP 1981 United Nations Environment Programme, The Environmental Impacts of Production and Use of Energy, an assessment prepared by the United Nations Environment Programme, Tycooly Press Ltd, Dublin, 1981.
- UNEP 1979 United Nations Environment Programme, The Environmental Impacts of Production and Use of Energy. Part II. Nuclear Energy, Energy Report Series ERS-2-79, UNEP, Nairobi, 1979.
- UNSCEAR 1993 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, Sources and Effects of Ionising Radiation, UNSCEAR 1993 Report to the General Assembly, with Scientific annexes, United Nations, New York, 1993.
- UNSCEAR 1988 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, Sources, Effects and Risks of Ionising Radiation, UNSCEAR 1988 Report to the General Assembly, with Scientific annexes, United Nations, New York, 1988.
- Urenco 1995 Urenco, The Uranium Enrichment Plant Almelo, Informationsbroschüre, Urenco, Niederlande, 1995.
- Urenco 1994 Urenco (Capenhurst) Limited, Health, Safety and Environmental Report 1993, Capenhurst, Chester, UK, 1994.
- Urenco 1993 Urenco Nederland v.o.f. and Hoogovens Technical Services B.V., Milieu-effectrapport. Uraniumverrijkingsindustrie Urenco NL te Almelo, SAF/175.7/93, Niederlande, 1993.
- VGB 1995 Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber, ABE-Bericht: Betriebsergebnisse der deutschen Kernkraftwerke 1994, Teil I und II, atw Mai und Juni 1995.
- VGB 1994 Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber, ABE-Bericht: Betriebsergebnisse der deutschen Kernkraftwerke 1993, Teil I und II, atw Mai und Juni 1994.
- VGB 1993 Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber, ABE-Bericht: Betriebsergebnisse der deutschen Kernkraftwerke 1992, Teil I und II, atw Mai und Juni 1993.
- VGB 1990 VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber e.V., VDEW Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken (ergänzt durch Öl-, Gas-, Kern- und Wasserkraftwerke)", VGB Kraftwerkstechnik **70** Heft 12, Essen, 1990.
- Vogt 1982 Vogt H.W., Das Kernkraftwerk Gösgen, Sonderdruck aus dem SVA Bulletin SEV/VSE 1974/14, neu überarbeitete Ausgabe Januar 1982.
- Völkle et al. 1992 Völkle H., Prêtre S., Nuclear Impact of Nuclear Installations, Proceedings of the Joint Seminary from September 15th to 18th 1992 at the University of Fribourg/ Switzerland.
- Von Jan 1993 Von Jan R., Brennelement-Betriebserfahrungen 1991/92, Siemens Brennelement-Report, März 1993.
- Wagner 1986 Wagner H.J., Der Energiebedarf zum Bau und Betrieb von Energieversorgungsanlagen, 7. Hochschultage Energie, Univ. Essen, GHS, 24./25.Sept.1986.
- WASH 1974 Environmental survey of uranium fuel cycle, WASH 1248, April 1974.
- WASH 1972 Environment survey of transportation of radioactive materials to and from nuclear power plants. WASH-1238, December 1972.

- Weis 1991 Weis M., Brennstoffversorgung der deutschen Kernkraftwerke, Beitrag im Rahmen des SVA-Vertiefungskurses *Brennstoffversorgung und -einsatz im Kernreaktor*, Windisch, CH, Mai 1991.
- Wilkinson 1989 Wilkinson W.L., Environmental impact of nuclear fuel cycle operations, 14. Congress of the World Energy Conference, Montreal, British Nuclear Fuels plc, UK, 1989.
- Wymer et al. 1981 Wymer R.G, Vondra B.L., Light Water Reactor Nuclear Fuel Cycle, CRC Press, 1981.
- Young et al. 1982 Young P., et al., Die Entwicklung der Uranerzlagerstätte von Key-Lake/Saskatchewan, Kanada, *Erzmetall* **35** Nr.10 S.489-510, 1982.
- Zehnder 1993 Zehnder W., Resultate und Erfahrungen über die 28. Betriebsphase der Verbrennungsanlage vom 25. Januar bis 7. April 1993, TM-92-93-03, PSI, 1993.
- Zuidema 1990 Zuidema P. (NAGRA), Persönliche Mitteilung, Aug. 1990.
- ZWILAG 1993 a Zwischenlager Würenlingen AG, Zentrales Zwischenlager Würenlingen. Bericht zur Umweltverträglichkeit (UVB 2. Stufe), Bericht 93.92.1576, Juli 1993.
- ZWILAG 1993 b Zwischenlager Würenlingen AG, Sicherheitsbericht, Juli 1993.



Wasserkraft

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Berbeitung

Hans Müller-Lemans
Tergeso AG für Umweltfragen
Sargans

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Verdankungen

Im Rahmen der Informationsbeschaffung wurden mit zahlreichen Experten Kontakte geknüpft. Namentlich folgende Institutionen und Personen zeigten ihre Hilfsbereitschaft und stellten teilweise Daten und sonstige Angaben zur Verfügung:

ABB Kraftwerke AG, Birr (P. Hochstrasser und W. Howald); Amt für Umweltschutz des Kantons St.Gallen, Abteilung Wasser- und Energiewirtschaft (O. Wohlwend); Bundesamt für Energiewirtschaft (Dr. J. Cattin); Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Sektion Restwasser und Wasserversorgung (J.M. Cuanillon); Bundesamt für Wasserwirtschaft (R. Sigg); Colenco Power Consulting AG, Baden (E. Rod und J. Schüpbach); Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (H. Gubser); Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich (B. Obrist und Dr. A. Schleiss); Forschungsgruppe Energieanalysen der ETH Zürich (Prof. Dr. D. Spreng); Ingenieurbüro für bauliche Anlagen der Stadt Zürich (R. Bischof und C. Balzer); Ingenieurbüro für hydrologische Abklärungen, Würenlos (Dr. Elisabeth Kölla Zuidema); Ingenieur- und Planungsbüro F. Schlegel, Sargans (F. Schlegel); ITECO AG, Affoltern a.A. (H.P. Leutwiler); Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau der Universität für Bodenkultur Wien (Prof. Dr. H.P. Nachtnebel); Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik am Institut für Energietechnik der TU München (Dr.-Ing. B. Geiger); N. Meystre, Meilen (ehemals bei Sulzer Escher Wyss); Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Baden (A. Streichenberg); M. Rollier, Fribourg; N.J. Schnitter, Zürich (ehemals bei Motor Columbus); Schweizerisches Nationalkomitee für Grosse Talsperren (R. Bischof); Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (G. Weber); STAG AG, Staubgut-Transporte, Maienfeld (J. Küttel); Suselectra, Basel (P. Bachofner und H. Kummli); Sulzer Escher Wyss, Zürich (Dr. H. Grein); Verein Schweizerischer Zement-, Kalk- und Gips-Fabrikanten (Dr. U. Reinshagen); Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Frankfurt a.M. (E. Wagner); Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie der ETH Zürich (Prof. Dr. D. Vischer); Dr.-Ing. R. Weber, Salzburg. Ihnen allen sei aufrichtig gedankt.

Zusammenfassung

Ziel dieses Teils ist es, einige wichtige Aspekte der Umweltbeeinflussungen durch Wasserkraftwerke zu untersuchen. Das Schwergewicht liegt auf der Bilanzierung der Verhältnisse in der Schweiz. Daneben werden auch Richtwerte für das Gebiet der UCPTA erarbeitet. Jeweils für die Energiesysteme Speicherkraft und Laufkraft sowie für das Modul Umwälzbetrieb werden unter anderem folgende Kennziffern behandelt: Zement-, Stahl- und Sprengstoffverbrauch, Transportaufwand (Schiene und Strasse), Bauenergiebedarf (Strom und Diesel), Flächenbeanspruchung, Nutzinhalt der Speicherseen und Turbinierwassermenge. Dieser erste Schritt bildet den Kern der Arbeiten.

Im zweiten Schritt werden die Kennziffern in die übergeordnete Datenbank ECOINVENT eingegeben und weiterverarbeitet. Die berechneten totalen spezifischen Kennziffern sind bei Speicherkraft und Laufkraft zu einem wesentlichen Teil durch die zum Bau verwendeten Baustoffe Zement und Stahl bestimmt. Ebenfalls relevant ist der Dieserverbrauch in Baumaschinen. Beim Umwälzbetrieb sind die Ergebnisse für die meisten Kennziffern stark von der Pumpenergie dominiert. Daneben ist auch hier der Zement- und Stahlverbrauch wichtig. Obwohl Wasserkraftwerke als materialintensiv bekannt sind, liegen die Emissionen und weiteren Kennziffern im allgemeinen wesentlich tiefer als bei anderen Energiesystemen. Ein wichtiger Grund dafür ist die lange Nutzungsdauer, namentlich jene von Talsperren.

Aus ökologischer Sicht am schwerwiegendsten dürften bei der Wasserkraftnutzung die hydrologisch-biologischen Effekte sein, d.h. jene Umweltbeeinflussungen, die unmittelbar mit den hydrologischen Veränderungen durch den Kraftwerksbetrieb zusammenhängen. Solche Effekte werden relativ detailliert beschrieben, jedoch erst ansatzweise in die Quantifizierung einbezogen. Denn einerseits sind diese hydrologisch-biologischen Effekte äusserst vielfältig und stellen bei einer Quantifizierung beträchtliche Probleme und andererseits ist für entsprechende Kennziffern beim momentanen Kenntnisstand die Vergleichbarkeit mit anderen Energiesystemen stark begrenzt. Weiterführende Studien sollten primär in diesem Bereich ansetzen.

Eine Nachbilanzierung der Kennziffern im Rahmen der Überarbeitung ist nicht erfolgt.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	iii
1. Einleitung	1
1.1 Rahmen der Arbeit zum Teil Wasserkraft.....	1
1.2 Stand der Wasserkraftnutzung.....	2
1.2.1 Schweiz.....	2
1.2.2 Andere Länder.....	2
2. Systemcharakterisierung und Basisinformationen.....	5
2.1 Einleitung	5
2.2 Behandelte Kraftwerktypen	5
2.2.1 Speicherkraftwerke.....	5
2.2.2 Laufkraftwerke.....	5
2.3 Individueller Charakter der alpinen Wasserkraftwerke.....	6
2.4 Zeitlicher Schwerpunkt.....	6
2.5 Nutzungsdauer.....	6
2.6 Wirkungsgrade.....	9
2.7 Kleinste Bilanzierungseinheit.....	10
2.8 Pumpspeicherung.....	10
2.9 Hydrologische und biologische Aspekte	12
2.9.1 Einleitung.....	12
2.9.2 Speicherkraftwerke.....	12
2.9.3 Laufkraftwerke.....	13
2.9.4 Folgerungen für die Quantifizierung	15
3. Bau der Wasserkraftwerke	16
3.1 Einleitung	16
3.2 Speicherkraftwerke	16
3.2.1 Zement.....	16
3.2.2 Stahl	19
3.2.3 Sprengstoff.....	20
3.2.4 Transporte	20
3.2.5 Bauenergie.....	21
3.3 Laufkraftwerke	22
3.3.1 Zement.....	22
3.3.2 Stahl	22
3.3.3 Sprengstoff.....	23
3.3.4 Transporte	23
3.3.5 Bauenergie.....	23
3.4 Zusammenstellung der Kennziffern.....	23
3.5 Diskussion der Datenqualität.....	25
4. Betrieb der Wasserkraftwerke.....	26
4.1 Einleitung	26
4.2 Speicherkraftwerke	26
4.2.1 Flächenbeanspruchung.....	26
4.2.2 Nutzinhalt der Speicherseen	26
4.2.3 Turbinierwassermenge.....	27
4.2.4 Methanemissionen	27
4.3 Laufkraftwerke	27
4.3.1 Flächenbeanspruchung.....	27
4.3.2 Nutzinhalt der Speicherseen	29
4.3.3 Turbinierwassermenge.....	29
4.4 Zusammenstellung der Kennziffern.....	29
4.5 Diskussion der Datenqualität.....	30

5.	Abbruch der Wasserkraftwerke	31
6.	Kontrollen und Vergleiche	32
6.1	Zementverbrauch für den schweizerischen Kraftwerkpark.....	32
6.2	Vergleiche mit anderen Untersuchungen	32
7.	Resultate.....	34
8.	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	41
	Literaturverzeichnis.....	43
	Energetische und bauliche Aspekte.....	43
	Hydrologische und biologische Aspekte	47
	ANHANG A.VIII.1	52
	Grunddaten für schweizerische Speicherkraftwerke	52
	Kommentare zur Tabelle der Talsperren.....	54
	Kommentare zur Tabelle der Zentralen.....	59
	Kommentare zur Tabelle der Kraftwerkgruppen	62
	ANHANG A.VIII.2	63

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
B(a)P	Benzo(a)pyren
BEW	Schweizerisches Bundesamt für Energiewirtschaft
BTEX	Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol
BWW	Schweizerisches Bundesamt für Wasserwirtschaft
CH	Schweiz
GJ	10 ⁹ Joule
GWh	10 ⁹ Wattstunden = 3.6 TJ
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWe	Kohlenwasserstoffe
LKW	Lastkraftwagen
m. ü. M.	Meter über Meeresspiegel
Mio.	Millionen = 10 ⁶
MJ	10 ⁶ Joule
NMVOC	None Methane Volatile Organic Compound
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke AG
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
TWh	10 ¹² Wattstunden = 3.6 PJ
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke

1. Einleitung

1.1 Rahmen der Arbeit zum Teil Wasserkraft

Wasserkraft gilt als sehr saubere Energiequelle, denn sie ist erneuerbar und verursacht beim Betrieb keine Luftbelastung. Trotz dieser unbestreitbaren Tatsache, führt ihre Nutzung (wie jede Energienutzung) zu gewissen Umweltbeeinflussungen. Eine erste Gruppe von Umweltbeeinflussungen hängt mit dem Lebenszyklus der baulichen Anlagen von Wasserkraftwerken zusammen. Beispielsweise erfordert der Bau von Staumauern viel Zement, bei dessen Herstellung, Transport und Einsatz bestimmte Emissionen auftreten.

Eine zweite Gruppe von Umweltbeeinflussungen hängt mit hydrologischen Veränderungen durch Wasserkraftwerke zusammen. Beispielsweise verändert der Kraftwerkbetrieb die räumliche und zeitliche Verteilung der Wasserhaushaltskomponenten, was sich u.a. auf die Lebensgemeinschaften in Restwasserstrecken auswirkt.

Ziel der Arbeit ist es, einige wichtige Aspekte der Umweltbeeinflussungen durch Wasserkraftwerke für schweizerische Verhältnisse zu untersuchen. Betrachtet werden Zement-, Stahl- und Sprengstoffverbrauch, Transportaufwand, Bauenergiebedarf, Flächenbeanspruchung, Nutzinhalt der Speicherseen und Turbinierwassermenge. Diese Auswahl von Kennziffern wird jeweils für Speicherkraftwerke (einschliesslich Pumpspeicherkraftwerke) und für Laufkraftwerke behandelt. Gesucht sind letztlich nicht Werte für einzelne Wasserkraftwerke, sondern Durchschnittswerte, bzw. Richtwerte für den schweizerischen Kraftwerkspark. Das Schwergewicht liegt beim baulichen Teil.

Im ersten Schritt werden die Kennziffern ermittelt und auf die Nettoproduktionserwartung bezogen. Diese Kennziffern werden beispielsweise in Kilogramm Zement pro kWh/a angegeben. Dieser erste Schritt bildet den Kern der Arbeiten.

Im zweiten Schritt werden die spezifischen Kennziffern - soweit notwendig - in spezifische Emissionen umgerechnet. Sie ergeben dann beispielsweise Kilogramm emittiertes Schwefeldioxid pro TJ Endenergie. Die Basisdaten, die neben den Werten der Nutzungsdauer für diese Umrechnung notwendig sind, entstammen einer Datenbank, die in Anhang D beschrieben und einheitlich für alle untersuchten Energiesysteme verwendet wird.

Wie sich (nicht ganz unerwartet) zeigte, sind bisher relativ wenige Daten in einer Form zugänglich, die man mit geringem Aufwand übernehmen könnte. Um einen Eindruck von der Aufgabe zu erhalten, sollte man sich das Ausmass vieler Wasserkraftwerke vor Augen halten. Grössere Kraftwerkgruppen erforderten rund 20 Mio. Arbeitsstunden und mehr. Die Arbeiten waren in diverse Lose aufgeteilt und an verschiedenste Auftragnehmer vergeben, die ihrerseits oft Unterakkordanten einsetzten. Dies macht es etwas illusorisch, rasch in den Bauabrechnungen nachzublättern (falls diese nach so vielen Jahren überhaupt noch aufbewahrt sind) und die gewünschten Zahlen zu extrahieren. Oft wäre dieses Vorgehen im Prinzip gangbar, erfordert aber (wie mehrere Stichproben zeigten) ein aufwendiges Durchhackern von umfangreichen Archiven, was im Rahmen des vorliegenden Projektes nur beschränkt realisierbar war.

Ein Hauptzweck der Studie ist somit, einen Schritt in die angestrebte Richtung zu tun und für eine Auswahl von Aspekten erste Richtwerte und Anhaltspunkte zu erarbeiten.

Die vorliegenden Resultate müssen vielfach ohne Quellenhinweise und ohne detaillierte, nachvollziehbare Herleitung angegeben werden, weil den Informanten eine vertrauliche Behandlung der Daten garantiert worden ist.

1.2 Stand der Wasserkraftnutzung

1.2.1 Schweiz

Die Wasserkraft ist in der Schweiz die bedeutendste einheimische und gleichzeitig die wichtigste regenerative Energiequelle. Sie liefert im Mittel etwa 32 TWh/a Strom und damit knapp 60 % der Elektrizitätsproduktion <BEW 1992>. Das theoretische Wasserkraftpotential beträgt 144 TWh/a <u.a. COTILLON et al. 1990>. Der Hauptteil des bisherigen Ausbaus erfolgte etwa zwischen 1945 und 1970. Nähere Angaben zur Geschichte der Wasserkraftnutzung in der Schweiz finden sich bei <SCHNITTER 1992>. Heute ist das realistischere nutzbare Potential praktisch ausgeschöpft. Daten zum aktuellen Stand von Produktion und Pumpenergiebedarf sind in Tab. VIII.1.1 zusammengestellt.

Erwartungswerte (ohne Umwälzbetrieb), Stand 01.01.92, nach <BWW 1992>:

Mittlere Produktionserwartung,		
Speicherkraftwerke	(A)	17'166
Laufkraftwerke	(B)	15'719
Kleinkraftwerke (< 300 kW)	(C)	190
Wasserkraftwerke total	(D=A+B+C)	33'075
Mittlerer Energiebedarf für das Pumpen,		
Speicherkraftwerke	(E)	778
Laufkraftwerke	(F)	1
Wasserkraftwerke total	(G=E+F)	779
Mittlere Nettoproduktionserwartung,		
Speicherkraftwerke	(H=A-E)	16'388
Laufkraftwerke	(I=B-F)	15'718
Kleinkraftwerke	(C)	190
Wasserkraftwerke total	(J=D-G)	32'296

Tatsächliche Werte (mit Umwälzbetrieb), Mittel der letzten 10 Jahre (1982-1991), nach <BEW 1992>:

Landeserzeugung	Speicherkraftwerke	(K)	19'222
	Laufkraftwerke	(L)	14'405
	Total ohne Kleinkraftwerke	(M=K+L)	33'627
Verbrauch der Speicherpumpen		(N)	1'525
Nettolandeserzeugung ohne Kleinkraftwerke		(P=M-N)	32'102

Tab.VIII.1.1: Daten über Produktion und Pumpenergiebedarf für die Wasserkraftwerke der Schweiz (in GWh/a), nach <BEW 1992> und <BWW 1992>. Der Begriff "Speicherkraftwerke" schliesst hier auch die Pumpspeicherkraftwerke mit ein.

In Zukunft werden in der Schweiz einzelne Neubauten und die schrittweise Modernisierung der bestehenden Anlagen zusätzliche Energie liefern. Auf der anderen Seite werden die Restwasserbestimmungen zu Einbussen führen. Gesamthaft dürfte die Produktion aus Wasserkraft etwa auf dem heutigen Niveau verbleiben.

1.2.2 Andere Länder

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt bei den Verhältnissen in der Schweiz. Zum Vergleich und zur Illustration werden im folgenden noch einige Daten über den Stand der Wasserkraftnutzung in anderen Ländern aufgeführt. Es sei erwähnt, dass die entsprechenden Angaben in der Literatur teilweise deutliche Unterschiede aufweisen. Tab. VIII.1.2 enthält Daten zur Produktion aus Wasserkraft in Ländern Westeuropas.

Land	[GWh/a]	[%]
Belgien	356	3.8
Dänemark	4	< 0.1
Deutschland (alte Bundesländer)	19'342	4.5
Finnland	12'770	25.1
Frankreich	69'200	21
Irland	676	5.1
Island	4'213	94.2
Italien	35'000	17.8
Luxemburg	76	5.7
Niederlande	10	< 0.1
Norwegen	118'650	99.6
Österreich	36'136	72
Portugal	12'168	59.0
Schweden	70'806	50.9
Schweiz	30'485	57.4
Spanien	18'936	13.3
Vereinigtes Königreich (UK)	3'912	1.5

Tab.VIII.1.2: Produktion aus Wasserkraft (absolut und in Prozent der Elektrizitätsproduktion) in Ländern Westeuropas im Jahre 1989 (teilweise 1988), nach <WPDC 1990>.

In Tab. VIII.1.3 finden sich Daten für die Länder der UCPTE. Ein Vergleich mit den Produktionsangaben in Tab. VIII.1.2 gibt eine Vorstellung davon, wie die Werte von Jahr zu Jahr schwanken können.

Land	Potential [GWh/a]	Produktion I [GWh/a]	Leistung [GW]	Wasserkraft [GWh/a]	Umwälz- wasser- kraft [GWh/a]	Produkt- ion II [GWh/a]
Belgien	-	356	0.093	284	753	1037
Deutschland	27'000	17'825	3.589	16'592	3'476	20068
Frankreich	72'000	69'600	19.8	63'601	4'191	67792
	16'000	1'808	2.969	2'374	197	2571
Griechenland						
Italien	65'000	31'115	12.7	39'929	3'261	43190
Jugoslawien	71'000	24'391	6.648	7'559	96	7655
Luxemburg	120	72	0.028	72	589	661
Niederlande	130	60	0.03	102		102
Österreich	53'700	32'491	10.9	33'450	1'219	34669
Portugal	24'500	9'187	3.069	8'202	190	8392
Schweiz	41'000	30'675	11.6	34'148	510	34658
Spanien	65'600	25'694	16.7	22'607	1'168	23775
UCPTE total	436'050	243'274	88.126	228'920	15651	244571

Tab.VIII.1.3: Ausbauwürdiges Wasserkraftpotential sowie Produktion I und installierte Leistung der Wasserkraftwerke in den Ländern der UCPTE im Jahre 1990 (teilweise in früheren Jahren), nach <WPDC 1992> und Produktion II als Durchschnitt der Jahre 1990-1994 (inkl. Umwälzwasserkraft, siehe auch Tab. XVI.2.6); die Daten der letzten Spalte werden in Ecoinvent weiterverwendet. Im Potential sind die Umwälzkraftwerke nicht inbegriffen.

Die totale Produktion aus Wasserkraft in der UCPTE liegt bei rund 240 TWh/a. Laut Schweizerischem Wasserwirtschaftsverband (persönliche Mitteilung von G. Weber im März 1993) scheint keine vollständige Statistik zu existieren, wie sich diese Zahl auf Speicherkraftwerke und Laufkraftwerke aufteilt.

Die Anteile lassen sich mit der durchschnittlichen Auslastung grob abschätzen. Bei Speicherkraftwerken liegt die Anzahl Vollbetriebsstunden bekanntlich tiefer als bei Laufkraftwerken. Für die Schweiz ergeben sich aus den Daten von <BWW 1992> ohne Kleinkraftwerke folgende Mittelwerte:

Speicherkraftwerke (inkl. Pumpspeicherkraftwerke, aber ohne Umwälzkraftwerke)	2180 h/a
Laufkraftwerke	4570 h/a
Durchschnitt	2900 h/a

Aus Tab. VIII.1.3 resultieren im dort betrachteten Jahr für die Schweiz 2640 h/a und für die UCPTe 2760 h/a. In der UCPTe liegt die durchschnittliche Anzahl Vollbetriebsstunden somit in der gleichen Größenordnung wie in der Schweiz (siehe Tab. VIII.1.4 und VIII.1.5). In den einzelnen Ländern zeigen sich jedoch beträchtliche Unterschiede, indem Deutschland rund 90% mit Laufwasserkraftwerken erzeugt, wogegen in Italien rund 2/3 der Hydroelektrizität aus Speicherkraftwerken stammt. Für die Anteile der hier nicht aufgeführten Nationen (18% der UCPTe-Wasserkraftproduktion) wird der UCPTe-Durchschnittswert angenommen (siehe Tab. VIII.1.5).

		1990	1991	1992	1993	1994	Schnitt
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Deutschland ¹⁾	Laufwasser			13799	14212	14904	14305
	Speicherkraft			1143	1079	1324	1182
Österreich ²⁾	Laufwasser		22775		24967	25690	24477
	Speicherkraft		9954		11051	11203	10736
Italien ³⁾	Laufwasser	7356	9218	9141	8964	9667	8869
	Speicherkraft	13379	19795	18967	18229	20016	18077
Frankreich ⁴⁾	Laufwasser	31794	33736	36698	34114	39825	35233
	Speicherkraft	23703	25555	33386	31797	39403	30769
Schweiz ⁵⁾	Laufwasser	13561	13898	15219	15451	16590	14944
	Speicherkraft	17114	19184	18506	20802	22966	19714
UCPTE	Laufwasser	52711	79627	74857	97708	106676	82316
	Speicherkraft	54196	74488	72002	82958	94912	75711

Tab.VIII.1.4: Jährliche Elektrizitätsproduktion in GWh der Laufwasser- und Speicherkraftwerke in den UCPTe-Ländern Deutschland, Österreich, Italien, Frankreich und Schweiz sowie für den UCPTe-Verbund. Quellen: ¹⁾: <VDEW 1995>; ²⁾: <BLV 1996>; ³⁾: <ENEL 1994>; ⁴⁾: <EDF 1994>; ⁵⁾: <BEW 1995>

	A	B	CH	E	Ex-Ju	F	GR	I	L	NL	P	W-D	UCPTE
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Laufwasserkraft CH			0.431										
Laufwasserkraft UCPTe	0.695	0.521		0.521	0.521	0.534	0.521	0.329	0.521	0.521	0.521	0.924	0.521
Speicherkraft CH			0.569										
Speicherkraft UCPTe	0.305	0.497		0.497	0.497	0.466	0.497	0.671	0.497	0.497	0.497	0.076	0.497

Tab.VIII.1.5: Anteile Laufwasser- und Speicherkraft in den UCPTe-Ländern. Zusammenstellung der Eingabedaten "Strom ab Wasserkraft in ..."

Tab. VIII.1.6 enthält Daten zum ausbauwürdigen Wasserkraftpotential und zur Produktion aus Wasserkraft in den verschiedenen Erdteilen. In Europa und Nordamerika ist bereits ein recht hoher Ausbaugrad erreicht, während in den anderen Erdteilen noch ein beträchtliches Potential brach liegt. Nach den tabellierten Daten erreicht die Weltproduktion mit rund 2100 TWh/a erst etwa 15 % des ausbauwürdigen Wasserkraftpotentials. Auch wenn die zugrundeliegenden Schätzungen des Potentials möglicherweise eher auf der optimistischen Seite liegen, sind die Reserven offenbar noch bei weitem nicht ausgeschöpft.

Erdteil	Potential	Produktion	
	[TWh/a]	[TWh/a]	[%]
Afrika	1335.1	50.7	3.8
Asien	4243.7	383.6	9.0
Australien & Ozeanien	202.6	37.6	18.6
Europa	871.6	485.1	55.7
Nordamerika	969.0	552.7	57.0
Zentralamerika	324.2	33.9	10.5
Südamerika	3161.4	342.0	10.8
Ex-UdSSR	2950.0	219.8	7.5
Welt total	14057.6	2105.4	15.0

Tab.VIII.1.5: Ausbauwürdiges Wasserkraftpotential sowie durchschnittliche Produktion aus Wasserkraft (absolut und in Prozent des Potentials) in den verschiedenen Erdteilen, nach <WPDC 1992>.

2. Systemcharakterisierung und Basisinformationen

2.1 Einleitung

Die folgenden, exkursartigen Unterkapitel enthalten grundsätzliche Überlegungen und Angaben zu übergeordneten Aspekten, die für den Hauptteil der Untersuchung erforderlich oder zum besseren Verständnis hilfreich sind.

2.2 Behandelte Kraftwerktypen

2.2.1 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke mit nennenswerten Speichern. Je nach Nutzfallhöhe spricht man von Hochdruck-, Mitteldruck- oder Niederdruckanlagen. Die als Stauwerke ausgebildeten Mitteldruck- und Hochdruckanlagen nennt man Seekraftwerke. Sehr verbreitet sind die Hochdruckspeicherkraftwerke. Diese werden hier schwergewichtig behandelt.

Der Begriff Speicherkraftwerke umfasst neben den Speicherkraftwerken im engeren Sinn auch die Pumpspeicherkraftwerke. Je nach dem Anteil des Zuflusses zum Oberbecken an der turbinieren Wassermenge unterscheidet man zwischen reinen Speicherkraftwerken, gemischten Speicherkraftwerken, gemischten Pumpspeicherkraftwerken und reinen Pumpspeicherkraftwerken (Umwälzkraftwerken). Die reinen Speicherkraftwerke unterscheiden sich von den anderen drei Typen dadurch, dass sie keine Pumpen besitzen, um Wasser aus einem Unterbecken in das Oberbecken hochzuführen, und dass somit kein Umwälzbetrieb möglich ist. Allgemein differieren die verschiedenen Typen von Speicherkraftwerken mehr in der Betriebsweise als im baulichen Aufwand. Deshalb drängt es sich auf, sie gemeinsam zu behandeln.

Die Grösse der Speicher kann sehr unterschiedlich sein. Es gibt beispielsweise Tagesspeicher, Wochenspeicher und Jahresspeicher. Streng genommen steht meistens auch bei Laufkraftwerken ein gewisses, wenn auch kleines Speichervolumen zur Verfügung. Bei Flusskraftwerken beispielsweise besteht die Möglichkeit, den Wasserstand im Stauroaum zu variieren und damit einen Schwellbetrieb durchzuführen. Die Grenze zwischen Speicher- und Laufkraftwerken ist daher nicht bei einer Speicherkapazität von null festzulegen, sondern etwas darüber.

Hier erfolgt die Abgrenzung der Speicherkraftwerke pragmatisch und angepasst an die Zielsetzungen des Projektes. Untersucht werden grosse, d.h. mehr als 30 m hohe Talsperren und die zugehörigen Kraftwerkgruppen. Auf diese Weise erfasst man auch einige Hochdruck- und Mitteldrucklaufkraftwerke, nämlich Laufkraftwerke in Kraftwerkgruppen, die von Speicherkraftwerken dominiert sind und Kraftwerke mit geringer Speicherkapazität, die von <BWW 1992> als Laufkraftwerke klassiert werden. Während im ersten Fall die Laufkraftwerke Elemente einer Kraftwerkgruppe sind und es deshalb nicht zweckmässig wäre, sie aus dieser Einheit herauszulösen, könnte man im zweiten Fall erwägen, sie im Kapitel über Laufkraftwerke zu behandeln. Hier wird darauf verzichtet, denn von der baulichen Anordnung her sind diese Kraftwerke vereinfacht ausgedrückt Speicherkraftwerke ohne nennenswerte Speicher und haben mit Speicherkraftwerken mehr gemeinsam als mit Niederdrucklaufkraftwerken. Im übrigen bleibt diese Abgrenzungsfrage unkritisch, weil die Produktionserwartung der fraglichen Kraftwerke vergleichsweise klein ist.

2.2.2 Laufkraftwerke

Laufkraftwerke sind Wasserkraftwerke ohne nennenswerte Speicher. Je nach Nutzfallhöhe spricht man von Hochdruck-, Mitteldruck- oder Niederdruckanlagen. Sehr verbreitet sind die Niederdrucklaufkraftwerke und darunter namentlich die Flusskraftwerke und die Kanalkraftwerke. Hier werden diese beiden Kraftwerktypen behandelt.

Wie oben ausgeführt, werden Hochdruck- und Mitteldrucklaufkraftwerke teilweise unter den Speicherkraftwerken berücksichtigt, u.a. als Elemente in Kraftwerkgruppen, die von Speicherkraftwerken dominiert sind, aber auch alpine Laufkraftwerke umfassen.

2.3 Individueller Charakter der alpinen Wasserkraftwerke

Es wird hier die These vertreten, dass praktisch jedes alpine Wasserkraftwerk in der Schweiz einen individuellen Charakter aufweist. Die starken Unterschiede in den topographischen, geologischen, klimatischen und hydrologischen Verhältnissen, die verkehrsmässige Erschliessung der Standorte und deren Distanz von den Verbraucherzentren, der Stand der Technik zum Zeitpunkt der Erstellung und viele andere Faktoren führen dazu, dass es nur sehr beschränkt möglich ist, bestimmte

Wasserkraftwerke als typisch und repräsentativ zu bezeichnen. Ein Kraftwerk kann zwar beispielsweise typisch sein in bezug auf die Talsperre, ist dann aber vielleicht extrem in bezug auf die Länge des Stollensystems oder die Abflussverhältnisse.

Trotz dieser Vorbehalte muss aus zeitlichen Gründen auf ein fundiertes Studium einer grossen Zahl von Kraftwerken verzichtet werden. Erforderlich ist ein pragmatisches Vorgehen, das auf Vereinfachungen und Näherungen aufbaut, aber den individuellen Charakter der Wasserkraftwerke im Auge behält. Dabei ist klar festzuhalten, dass man mit diesem Vorgehen Fehler in Kauf nimmt und dass es wünschenswert wäre, die schwerwiegendsten Unsicherheiten in einer späteren Untersuchung zu vermindern.

Konkret wird folgender Weg eingeschlagen: Die Arbeit soll von Anfang an breit abgestützt sein, indem sie relativ viele Kraftwerke einbezieht und für diese vorerst nur einige wichtige Parameter direkt erhebt. Gleichzeitig wird angestrebt, einige dieser Kraftwerke mehr im Detail zu beleuchten und dabei Beziehungen und Richtwerte zu erarbeiten, die zur behelfsmässigen Extrapolation für die ganze Stichprobe dienen können. Die auf diese Weise ergänzten Daten lassen sich später stufenweise verfeinern, indem man auf die aktuellen Daten für die betreffenden Kraftwerke zurückgreift, oder indem man verbesserte Extrapolationsmethoden verwendet.

2.4 Zeitlicher Schwerpunkt

Hauptziel ist die Erfassung der Umweltbeeinflussungen, die mit der heute in der Schweiz produzierten Hydroelektrizität verknüpft sind. Der grösste Teil dieser Elektrizität stammt aus Wasserkraftwerken, die etwa zwischen 1945 und 1970 errichtet worden sind. Folglich drängt es sich auf, schwergewichtig Kraftwerke aus jenem Zeitraum zu untersuchen.

Ein weiteres Ziel ist die Erfassung der Umweltbeeinflussungen, die durch Erweiterungen des heutigen schweizerischen Kraftwerkparks erzeugt werden. Diese sind aus folgenden Gründen nicht notwendigerweise gleich wie die oben erwähnten. Der Ausbau der Wasserkräfte verlief naturgemäss so, dass zuerst die günstigeren Standorte genutzt wurden. Heute, da das ausbauwürdige Potential nahezu ausgeschöpft ist, stehen vorwiegend noch weniger günstige Standorte zur Verfügung, deren Nutzung mit grösserem baulichem Aufwand und entsprechend mit tendenziell grösserer Umweltbelastung verbunden ist. Andererseits unterscheiden sich die verwendeten Technologien teilweise markant. In vielen Bereichen führte die Entwicklung zu einem sparsameren Einsatz von Materialien und Energie und damit zu einer Verminderung der spezifischen Umweltbelastungen. Die beiden Effekte kompensieren sich teilweise.

Wenn möglich werden jeweils Daten für beide Klassen angegeben. Meistens streuen die Werte in diesen Klassen allerdings so stark, dass sich keine signifikanten Unterschiede nachweisen lassen. In diesen Fällen wird nur ein einziger Wert aufgeführt.

2.5 Nutzungsdauer

Massgebend für die Umweltbelastung pro erzeugte Energieeinheit (TJ) ist u.a. die Nutzungsdauer des betrachteten Kraftwerkes. Die Nutzungsdauer (auch als technische Lebensdauer bezeichnet) liegt in der Regel zwischen der Amortisationszeit (auch als ökonomische Lebensdauer bezeichnet) und der maximal möglichen Lebensdauer. Richtwerte für die Amortisationszeit und die Nutzungsdauer der verschiedenen Teile von Wasserkraftwerken finden sich in Tab. VIII.2.1.

Anlage/Funktionseinheiten	Ökonomische Lebensdauer Jahre	Technische Lebensdauer Jahre	Zu berücksichtigende Aspekte, ingenieurmässige Beurteilung
Bauliche Anlagen			
Dämme, Kanäle, Tunnels, Kavernen, Reservoirs, künstliche Seen, Wasserschlosser	60-80	80-150	Dauer des Wasserrechtes, Verarbeitungsqualität, Zerfallserscheinungen, Sicherheit, Wasserverluste
Kraftwerkhochbauten, Wasserfassungen, Wehranlagen, Hochwasserentlastung, Druckleitungen, Stahlpanzerungen, Strassen, Brücken	40-50	50-80	Allgemeiner Zustand, Beanspruchung, Materialqualität, Stand der Technik, Sicherheit, Stahlqualität, Korrosion, Rostschutz, Unterhalt
Mechanische Anlagen			
- Kaplan-, Francisturbinen	30-40	30-60	Betriebssicherheit, Wasserverluste, Kavitation, Erosion, Korrosion, Ermüdungsrisse, Wirkungsgradverlust, Stand der Technik, Materialqualität, Betriebssicherheit, Betriebsstüchtigkeit, Beanspruchung, Qualität der Einrichtungen, Konstruktion
- Peltonsturbinen	40-50	40-70	
- Pumpturbinen	25-33	25-40	
- Speicherpumpen	25-33	25-50	
Schützen, Drosselklappen, Kugelschieber, Krane, mechanische Hilfsbetriebe	25-40	25-50	
Elektrische Anlagen			
Generatoren	25-40	30-60	Zustand von Wicklung und Eisenkern, Sauberkeit, Betriebssicherheit, Stand der Technik, allgemeiner Zustand, Qualität der Einrichtungen, Unterhalt
Transformatoren, Hochspannungsanlagen, elektrische Hilfsbetriebe, Überwachungseinrichtungen, Batterien, Gleichstromanlagen	20-25	30-40	
	10-20	15-30	
Energieübertragungsanlagen			
Hochspannungsleitungen			Durchleitungsrechte, Korrosion, Netzbelastung, Betriebssicherheit, Materialqualität, klimatische Verhältnisse, Stand der Technik, Auslastung, Leistungsfähigkeit
- Stahlmasten	30-50	40-50	
- Betonmasten	30-40	30-50	
- Holzmasten	20-25	20-30	
- Hochspannungskabel	25-40	30-40	
Niederspannungsverteilung			
- Freileitungen	15-20	15-25	
- Kabelanlagen	25-40	30-40	

Tab.VIII.2.1: Richtwerte für die Amortisationszeit (ökonomische Lebensdauer) und die Nutzungsdauer (technische Lebensdauer) der verschiedenen Teile von Wasserkraftwerken, nach <ENGEL et al. 1985>.

Da die Kraftwerksgesellschaften meistens nicht extrem knapp kalkulieren müssen, sind diese Werte eher vorsichtig, d.h. kurz bemessen. Für den vorliegenden Zweck müssen sie teilweise erhöht werden.

Speicherseen beispielsweise haben nach der angegebenen Spanne von 80-150 Jahren im Normalfall noch keineswegs ausgedient. Nach <SINNIGER et al. 1991> führt die Alterung von Talsperren nicht zwingend zu Schäden, sondern vermag oft die anfängliche Sicherheit der Talsperren zu verbessern. Bei Staumauern leidet möglicherweise nach einer gewissen Zeit die äusserste Betonschicht durch Frost, Karbonatisierung usw. Eine Diskussion der Beständigkeit von Beton im Bereich Wasser findet sich u.a. bei <PETER et al. 1986>. Nach Sanierung der Betonoberfläche ist die Staumauer praktisch wieder neuwertig. Begrenzend für die Nutzungsdauer dürften meistens andere Effekte sein als die allmähliche Zersetzung des Betons und die sonstigen unter heutigen Bedingungen und mehr oder weniger kontinuierlich ablaufenden Prozesse. Denkbar ist eine Zerstörung von Talsperren durch Erdbeben, Hochwasser oder vorrückende Gletscher. In der Schweiz ist die Wahrscheinlichkeit dafür gering. Bei kleinen Speicherseen mit grossem Einzugsgebiet könnte es relativ rasch zur Verlandung des Stauraumes kommen. Grössere Speicherseen hingegen könnten durchaus einige tausend Jahre funktionstüchtig bleiben. Theoretisch besteht die Möglichkeit, den verlandeten Stauraum auszubag-

gern, doch wäre der Aufwand in den meisten Fällen viel zu gross. Interessant ist die bisher wenig behandelte Frage, was dereinst mit nicht mehr gebrauchten Talsperren geschehen soll. <LEYLAND 1990> diskutiert diese Frage und weist darauf hin, dass es notwendig wäre, sich schon bei Planung, Konstruktion, Betrieb und Unterhalt von grossen Talsperren der potentiellen Probleme bewusst zu sein und entsprechend zu handeln.

In Stollen leidet möglicherweise nach einer gewissen Zeit die Betonauskleidung. Bei eher geringer Zementdosierung (z.B. 225 kg Zement pro m³ Beton) und weichem Wasser vermag die im Wasser gelöste Kohlensäure den Beton anzugreifen, wodurch sich längerfristig eine Sanierung aufdrängt. Zu beachten ist, dass dann nicht alle Teilarbeiten des Stollenbaus wiederholt werden müssen und u.a. der Aufwand für den Ausbruch der Stollen entfällt. Die Nutzungsdauer von Stollen kann unter Umständen länger sein als jene von Speicherseen. Denkbar wäre es beispielsweise, ein Speicherkraftwerk mit verlandetem Stauraum in ein alpines Laufkraftwerk umzubauen.

Turbinen können ebenfalls recht langlebig sein. Nach Aussagen von Spezialisten gibt es bei den Langsamläufnern der Niederdruckkraftwerke, die auf einer Ölschicht und darum ohne Verschleiss drehen, keinen Grund, weshalb sie nicht 300 Jahre und mehr funktionieren sollen. Etwas anders sieht es bei den Pelton-turbinen aus. Hier kann der im Wasser enthaltene Sand eine Abnutzung bewirken, und der Lastwechsel kann längerfristig zu Ermüdungserscheinungen und damit zu kleinen Rissen führen. Unter Umständen lohnt es sich finanziell, eine Turbine schon vor Ablauf der technischen Nutzungsdauer durch eine neue mit höherem Wirkungsgrad zu ersetzen. Nach Ablauf der Nutzungsdauer lässt sich das Metall von Turbinen und Generatoren im Prinzip rezyklieren.

Diese Hinweise mögen genügen, um die vielschichtige Problematik anzudeuten. Offensichtlich fehlen weitgehend die Langzeiterfahrungen, um repräsentative Angaben über die Nutzungsdauer machen zu können. Im folgenden werden deshalb die Kennziffern schwergewichtig auf die mittlere jährliche Nettoproduktionserwartung bezogen (z.B. kg Zement pro kWh/a). Wenn eine Umrechnung erforderlich ist, werden einheitlich die Werte der Nutzungsdauer aus Tab. VIII.2.2 verwendet.

Kennziffer	Kraftwerkgruppen mit Speicherkraftwerken (inkl. alpine Laufkraftwerke)	Niederdrucklaufkraftwerke (Flusskraftwerke & Kanalkraftwerke)	
		[a]	[a]
Zement	200		80
Stahl	100		80
Armierungen	60		60
Rest	250		100
Sprengstoff	150		60
Transporte	150		80
Bauenergie			

Tab.VIII.2.2: Verwendete Werte der mittleren Nutzungsdauer.

Die Werte für Zement berücksichtigen die Nutzungsdauer der verschiedenen Anlagenteile sowie deren jeweiligen Anteil am gesamten Zementbedarf der Kraftwerke. Analoges gilt für die anderen Kennziffern. Bei den Speicherkraftwerken wurden für Zement die Daten aus Tab. VIII.2.3 verwendet.

Anlagenteil	Anteil am Total	Nutzungsdauer
Staumauer	70 %	300 a
Stollen, Kavernenzentralen usw.	30 %	100 a
Total	100 %	200 a

Tab.VIII.2.3: Berechnung der mittleren Nutzungsdauer für Zement bei Speicherkraftwerken. Das gewichtete Mittel ergibt sich wie folgt: 100% / (70% / 300 a + 30% / 100 a).

Bei den anderen Kennziffern kann hier auf eine explizite Aufschlüsselung und Mittelung der Nutzungsdauer verzichtet werden, denn die Unterschiede zwischen den massgebenden Anlagenteilen sind in der Regel kleiner als die Streubreiten und Unsicherheiten für die einzelnen Anlagenteile selbst (vgl. Tab. VIII.2.1).

Die Werte für Sprengstoff und Bauenergie tragen dem Sachverhalt Rechnung, dass bei gewissen Anlagenteilen nach Ablauf der Nutzungsdauer nicht alle der ursprünglich zu ihrer Erstellung durchge-

fürten Teilarbeiten wiederholt werden müssen. Beispielsweise dürfte es in vielen Fällen möglich sein, alte Stollen nach einer Sanierung weiterhin zu benützen. Der Sprengstoff- und Energieverbrauch zum Ausbruch der Stollen und der Energieverbrauch zum Abtransport des Ausbruchmaterials entfallen dann weitgehend. Analoges gilt u.a. für den Aushub der Kanäle in Kanalkraftwerken.

2.6 Wirkungsgrade

Wie bei anderen Formen der Energienutzung, treten auch bei der Wasserkraftnutzung gewisse Verluste auf. Zu Verlusten kommt es zuerst zwischen Wasserfassungen und Speicherbecken. Der Anteil dieser Verluste, der infolge ungenutzter Fallhöhe entsteht, könnte bei vielen Kraftwerken reduziert werden. Einige Projekte zur Nutzung dieser Fallhöhen sind bereits realisiert (z.B. Kleinkraftwerk Plancanin der Bergeller Kraftwerke), andere befinden sich in der Projektierungsphase <BISCHOF 1992>.

Die Verluste längs des Triebwasserweges, die vor allem durch Reibung bedingt sind, wirken sich als Verlusthöhe aus, d.h. als eine Differenz zwischen Brutto-Fallhöhe und Netto-Fallhöhe. Aus dem Verhältnis dieser beiden Höhen errechnet sich für die untersuchten Speicherkraftwerke ein mittlerer Verlust von 5 %, bzw. ein mittlerer Wirkungsgrad von 95 %. Die Verluste hängen u.a. von der Durchflussmenge ab und sind bei Vollast am grössten. Je kleiner die Querschnitte von Stollen und Druckleitungen bei gegebener Durchflussmenge sind, desto grösser sind die Fliessgeschwindigkeiten und damit die Reibungsverluste. Nach <BISCHOF 1992> könnte man bei älteren Anlagen in diesem Bereich noch etliche Prozent herausholen, d.h. in der Regel mehr als durch Ersetzen der Turbinen und Generatoren.

Als nächstes kommt es in den Turbinen zu Verlusten. Der Wirkungsgrad ist u.a. abhängig vom Turbinentyp (Kaplan, Francis, Pelton usw.), von der Turbinenleistung und von der Beaufschlagung, d.h. vom Verhältnis zwischen der turbinierten Wassermenge und der Nennwassermenge. Beispiele für Kurvenverläufe der Beziehungen zwischen diesen Variablen findet man z.B. bei <KÖNIG 1985>. Im folgenden werden nur Jahreswirkungsgrade diskutiert, d.h. Mittel über die effektiven Werte der Beaufschlagung. Die Wirkungsgrade lagen schon früher erstaunlich hoch. In den letzten 70 Jahren wurden sie noch um rund 10 % verbessert. Als groben Mittelwert für den heutigen Kraftwerkpark kann man 87 % annehmen und für moderne Turbinen 91 % (Tab. VIII.2.4).

	heutiger Park	moderne Anlagen
Triebwasserweg	0.95	0.95
Turbinen	0.87	0.91
Generatoren	0.96	0.98
Transformatoren	0.98	0.99
Laufwasserkraftwerk total	0.82	0.88
Speicherkraftwerke total		
ohne Triebwasserweg	0.82	0.88
mit Triebwasserweg	0.78	0.84
Umwälzkraftwerke	0.70	0.74

Tab.VIII.2.4: Mittlere Wirkungsgrade für Lauf-, Speicher- und Umwälzkraftwerke in der Schweiz. Die Werte von Turbinen, Generatoren und Transformatoren werden auch für Laufkraftwerke angewendet.

Bei den Generatoren ist der Wirkungsgrad u.a. von der Leistung, der Drehzahl und der Kühlung abhängig. Einige Daten finden sich z.B. bei <KÖNIG 1985>. Die Wirkungsgrade haben schon seit rund 50 Jahren praktisch den gleich hohen Stand wie heute. Ein grober Mittelwert für den heutigen Kraftwerkpark ist 96 % und für moderne Generatoren 98 %.

Bei den Transformatoren werden hier Wirkungsgrade von 98 %, bzw. 99 % zugrunde gelegt.

Als Richtwerte des Gesamtwirkungsgrades (Turbine, Generator und Transformator) resultieren aus obigen Daten für den heutigen Kraftwerkpark 82 % und für moderne Anlagen 88 %. Vergleichsweise benutzt <BWW 1968> für den damaligen Kraftwerkpark ein Mittel von 80 %. Für neuere Anlagen geben <VISCHER & HUBER 1985> einen Bereich von 80-88 % an und das Bundesamt für Wasserwirtschaft (persönliche Mitteilung von R. Sigg im November 1992) 86 %.

Bei reinen Pumpspeicherkraftwerken (Umwälzkraftwerken) liegt der mittlere Wirkungsgrad für den heutigen Kraftwerkpark nach <BEW 1992> bei 70 % und für moderne Anlagen nach dem Bundesamt für Wasserwirtschaft (persönliche Mitteilung von R. Sigg im November 1992) bei 74 %. Vergleichsweise rechnet <BWW 1972> für die damals modernen Anlagen mit 70-73 %.

Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken ist vor allem deshalb auch ökologisch relevant, weil mit zunehmendem Wirkungsgrad die Wassermenge abnimmt, die zur Produktion einer bestimmten Energiemenge dem natürlichen Wasserhaushalt vorübergehend entzogen werden muss. Der Aspekt der Abwärme, der bei anderen Energiesystemen wichtig sein kann, spielt keine Rolle. Ohne Wasserkraftnutzung würde die potentielle Energie schon im Fliessgewässer ganz in Wärme umgewandelt, während mit Wasserkraftnutzung diese Wärme erst nach Verbrauch der Hydroelektrizität vollständig frei wird.

2.7 Kleinste Bilanzierungseinheit

Die Festlegung der kleinsten Bilanzierungseinheit könnte auf den ersten Blick banal scheinen, erfordert aber einige Kommentare, namentlich für den baulichen Teil.

Wichtige Komponenten von Speicherkraftwerken sind u.a. die Talsperren, die Speicherbecken und die Kraftwerkzentralen. Im Normalfall gehört zu jedem Speicherbecken eine Talsperre. Es können jedoch auch zwei sein oder gar keine, letzteres im Falle von Naturseen, die durch Absenkung nutzbar gemacht wurden. Zwischen Speicherbecken und Zentralen besteht ebenfalls keine 1:1-Beziehung. Zu einer Zentrale können mehrere Speicherbecken gehören und zu einem Speicherbecken mehrere Zentralen. Weiter ist folgendes zu beachten: In Speicherkraftwerken wird das Wasser meistens in mehreren Stufen genutzt. Die Speicherbecken liegen meistens in den oberen Stufen, jedoch profitieren auch die unteren Stufen von der Speicherung. Durch Pumpung wird die Situation noch komplizierter. In anderen Worten ist es nicht sinnvoll, den baulichen Aufwand für die Speicherbecken ganz der in der ersten unterliegenden Zentrale produzierten Hydroelektrizität zuzuordnen, sondern es drängt sich auf, jeweils ganze Kraftwerkgruppen zu bilanzieren.

Zur Abgrenzung der Kraftwerkgruppen kann der Grundsatz dienen, dass man bis zu jener Stelle bilanziert, wo das Wasser wieder in das Fliessgewässer zurückgegeben wird. Grenzfälle treten dort auf, wo das Wasser zurückgegeben, aber nach kurzer Distanz erneut gefasst wird. In anderen Fällen, in denen es im Prinzip möglich wäre, Nebenkraftwerke separat zu behandeln, aber die Daten für eine ganze, in der gleichen Zeitspanne gebaute Kraftwerkgruppe vorliegen, ist es aus praktischen Gründen nicht zweckmässig, die Nebenkraftwerke aus der Gruppe herauszulösen.

Durch die Bildung von Kraftwerkgruppen werden bestimmte Charakteristiken (z.B. Anteile der Speicherenergie und Laufenergie an der Produktion) offensichtlich etwas verwischt.

2.8 Pumpspeicherung

Unter Pumpspeicherung im engeren Sinn versteht man das Umwälzen einer bestimmten Wassermenge zwischen einem unteren und einem oberen Becken. Wasser aus dem Unterbecken wird in Schwachlastzeiten mit billiger Energie in das Oberbecken gepumpt und anschliessend in Starklastzeiten turbinert. Weil das Wasser zwischen den beiden Becken hin und her pendelt, bleibt der Wasserhaushalt des Gebietes praktisch unbeeinflusst.

Von Pumpspeicherung im weiteren Sinn spricht man, wenn kein Umwälzbetrieb vorliegt, sondern Wasser durch Zubringerpumpen hochgepumpt wird, um den Zufluss zu einem Speicherbecken (oder gelegentlich auch zu einer Laufwasserstufe) zu vergrössern. Das Wasser wird beispielsweise im Sommer von 1500 m ü.M. in ein Speicherbecken auf 2000 m ü.M. gepumpt und im Winter bis auf eine Höhe von 500 m ü.M. genutzt.

Im zweiten Fall liegt Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraft vor, und man kann die Nettoproduktion (Bruttoproduktion minus Pumpenergie) deshalb als Hydroelektrizität bezeichnen. Im ersten Fall (beim Umwälzbetrieb) hingegen wird effektiv keine Elektrizität (also auch keine Hydroelektrizität) erzeugt, sondern Energie mit Verlusten gelagert und veredelt.

Konsistent mit der Tatsache, dass im Umwälzbetrieb keine Hydroelektrizität erzeugt wird, schliesst das Bundesamt für Wasserwirtschaft in seiner Statistik den Umwälzbetrieb aus <BWW 1992>. Das Bundesamt für Energiewirtschaft hingegen betrachtet in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik <BEW 1992> die Bruttoerzeugung der Wasserkraftwerke und schliesst folglich den Umwälzbetrieb ein.

In Tab. VIII.2.5 sind einige Daten über den Pumpenergiebedarf zusammengestellt. Daraus lässt sich der mittlere Pumpenergiebedarf für den Umwälzbetrieb abschätzen und zwar als Differenz zwischen

dem totalen Verbrauch der Speicherpumpen und dem Verbrauch ohne Umwälzbetrieb. Es resultiert ein Wert zwischen 410 und knapp 1'200GWh/a, was bei einem Wirkungsgrad von 70 % einer Produktion von etwa 285 bis 820GWh/a entspricht. Sie liegt wesentlich tiefer als die Erwartung von 2000 GWh/a nach <BWW 1987> und von 2050 GWh/a nach <BEW 1992>. Für die Berechnung der Kennziffern (Zementbedarf pro TJ) werden 520GWh/a eingesetzt (siehe Kap. 3.4).

Damit liegt der Anteil "Umwälzwasserkraft CH" in der Schweiz je nach Jahr zwischen 0.8 und 2.4% der gesamten produzierten Hydroelektrizität in der Schweiz.

[GWh/a]	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Verbrauch Speicherpumpen ¹⁾	1695	1946	1438	1186	1271	1520
Verbrauch Pumpen ohne Umwälzbetrieb ²⁾	779	779	779	779	779	779
Verbrauch Umwälzbetrieb	916	1167	659	407	492	741
Nettoproduktion Umwälzbetrieb ³⁾	641.2	816.9	461.3	284.9	344.4	518.7

Tab. VIII.2.5: Energiebedarf Pumpspeicherung in der Schweiz, ¹⁾: <BEW 1991-1996>, ²⁾: Erwartungswert, Stand 1.1.1992, 1.1.1995 nach <BWW 1992, BWW 1995>; ³⁾: Wirkungsgrad 70%

Die Pumpenergie stammt teilweise von der Laufwasserkomponente der selben Kraftwerkgruppe und teilweise aus dem Netz. Quantitative Angaben sind nicht greifbar. Klar ist jedenfalls, dass die Pumpenergie aus Grundlastkraftwerken kommt, in der Schweiz also vorwiegend aus Lauf- und Kernkraftwerken.

Die Pumpenergie wird bekanntlich zum Teil importiert (z.B. Kernenergie aus Frankreich). Eine Variante wäre, die Umweltauswirkungen der Pumpspeicherung anteilmässig auch den entsprechenden ausländischen Grundlastkraftwerken anzurechnen. Dementsprechend wird hier diesem Umstand teilweise Rechnung getragen, indem als Pumpenstrom der schweizerische Strommix unter Berücksichtigung des (vertraglichen) Stromhandels eingesetzt wird (siehe Teil XVI Strommix).

Beim Umwälzbetrieb wird wie erwähnt keine Hydroelektrizität erzeugt. Er gehört folglich nicht zum Energiesystem der Wasserkraft und wird hier einem separaten Modul zugeordnet. Damit könnte der Gedanke auftauchen, Umwälzkraftwerke (reine Pumpspeicherkraftwerke) durchgehend in einer eigenen Kategorie zu untersuchen und für typische Anlagen den Materialverbrauch, die Flächenbeanspruchung usw. zu erheben. In der Schweiz ist dieses Vorgehen nicht zweckmässig, denn der Umwälzbetrieb erfolgt in der Regel nicht in reinen Pumpspeicherkraftwerken, sondern in gemischten Pumpspeicherkraftwerken und gemischten Speicherkraftwerken, in denen bekanntlich ein namhafter Betrag der turbinieren Wassermenge aus dem Zufluss zum Oberbecken stammt. Materialverbrauch, Flächenbeanspruchung usw. müssen somit erfasst werden, indem man ganze Kraftwerkgruppen von Speicherkraftwerken untersucht und anschliessend die ermittelten Kennziffern proportional zur Bruttoerzeugung auf Umwälzbetrieb und effektiven (klassischen) Wasserkraftwerksbetrieb aufteilt.

Für die Aufteilung sind nach obigen Daten je nach Jahr folgende Prozentsätze zu verwenden:

Modul Umwälzbetrieb	1.4-4.3 %
Energiesystem Speicherkraft	95.7-98.6 %

Je nach Betrieb der bestehenden Anlagen und je nach künftigem Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken, kann dabei der Anteil des Umwälzbetriebes noch deutlich zunehmen.

Die länderspezifischen Anteile der Pumpspeicherkraft an der gesamten in den Statistiken ausgewiesenen Wasserkraft wird in Teil XVI hergeleitet und beschrieben.

2.9 Hydrologische und biologische Aspekte

2.9.1 Einleitung

Der hydrologisch-biologische Teil der vorliegenden Arbeit beinhaltet die Untersuchung von Umweltbeeinflussungen, die unmittelbar mit hydrologischen Veränderungen durch Wasserkraftwerke zusammenhängen. Diese Umweltbeeinflussungen wirken sich vor allem auf die Hydrosphäre und die Biosphäre aus. Ziel der folgenden Ausführungen ist es, einen Eindruck der relevanten Effekte und Prozesse zu vermitteln. Vollständigkeit und Ausgewogenheit werden nicht angestrebt. Ein umfangreiches Literaturverzeichnis soll es dem interessierten Leser ermöglichen, sich bei Bedarf in die Materie zu vertiefen. Wie gezeigt werden soll, sind die Umweltbeeinflussungen in diesem Bereich derart vielfältig, dass eine fundierte Quantifizierung beträchtliche Probleme bietet und dass es sich im ersten Schritt aufdrängt, einige wenige Kennziffern herauszugreifen und exemplarisch zu behandeln.

2.9.2 Speicherkraftwerke

Die Beeinflussung der Hydrosphäre und Biosphäre durch Speicherkraftwerke nimmt an zwei Stellen ihren Anfang, nämlich bei den Speicherbecken und bei den Wasserfassungen. Es ist zweckmässig, jede dieser Stellen getrennt zu untersuchen und jeweils die folgenden vier hauptsächlich beeinflussten Zonen zu unterscheiden:

Zone A Gebiet des Speicherbeckens, bzw. der Wasserfassung

Zone B Oberwasser, d.h. Oberflächengewässer oberhalb des Speicherbeckens, bzw. der Wasserfassung

Zone C Restwasserstrecke, d.h. Fliessgewässerabschnitt zwischen Wasserentnahmestelle und Wasserrückgabestelle

Zone D Fliessgewässerabschnitt unterhalb der Wasserrückgabestelle

Im folgenden werden die vier Zonen stichwortartig diskutiert.

Zone A. Speicherbecken und Wasserfassungen stellen Unterbrüche im Fliessgewässer-Kontinuum dar. Unter anderem bilden sie Hindernisse für die aktive Migration von Fischen und wirbellosen Tieren sowie für die passive Verfrachtung von Makro- und Mikroorganismen aus dem Oberwasser in das Unterwasser. Je nach Art der Wasserfassung sind diese Effekte mehr oder weniger ausgeprägt. Man kann u.a. folgende Typen unterscheiden: Traditionelle Fassungen, Fassungen mit Fischaufstiegshilfe, Fassungen mit einem Umgehungsgerinne, welches ausser von Fischen auch von wirbellosen Tieren passierbar ist usw. Bisher sind in der Schweiz praktisch ausschliesslich traditionelle Wasserfassungen in Betrieb.

Speicherbecken beanspruchen Fläche. Überflutet und damit zerstört werden z.B. Weiden, Moorlandschaften, Schotterflächen usw.

Die Bewirtschaftung von Speicherbecken führt zu Schwankungen des Wasserspiegels. Grosse Spiegelschwankungen verhindern die Entwicklung einer Ufervegetation und beeinträchtigen das Landschaftsbild.

Speicherbecken bilden ein Hindernis für die Migration von Tieren (z.B. Gamsen) in Talquerrichtung. Diesem Effekt kommt an vielen Orten im Alpenraum deshalb eine gewisse Bedeutung zu, weil die Tiere nach Überflutung des Talbodens in den verbliebenen, oft schroffen und felsigen Gebieten nicht ohne weiteres gut begehbare Ersatzrouten finden können.

Zone B. Wie oben diskutiert, bilden Speicherbecken und Wasserfassungen Unterbrüche im Fliessgewässer-Kontinuum. Die Unterbrüche wirken sich offensichtlich nicht nur an diesen Stellen selbst aus, sondern auch im Oberwasser und Unterwasser davon. Im Oberwasser (Zone B) sind die Oberflächengewässer von den tieferliegenden Regionen abgeschnitten. Der Begriff Oberflächengewässer umfasst hier vor allem die Fliessgewässer und falls vorhanden auch die natürlichen Seen (Bergseen). Wenn sich im Oberwasser keine Speicherbecken und Wasserfassungen befinden, bleibt die Wasserführung dort gleich wie vor Inbetriebnahme des Kraftwerkes. Andernfalls weisen nur die Oberflächengewässer der Zwischeneinzugsgebiete eine unveränderte Wasserführung auf.

Zone C. Die Restwasserstrecke ist infolge der Wasserentnahme naturgemäss sehr stark beeinflusst. Wasserentnahmen finden in den Wasserfassungen statt, aber auch in den Speicherbecken, weil das Wasser von dort zu den Turbinen geleitet und damit dem Fliessgewässer entzogen wird. Unmittelbar unterhalb von Wasserfassungen ist der Abfluss durch Dotierwasser und Fassungsverluste bestimmt.

Fassungsverluste treten beispielsweise durch Überlauf auf (d.h. wenn der Abfluss grösser ist als die Ausbauwassermenge der Fassung) und in einigen Fällen auch durch Umströmung (d.h. wenn sich ein Teil des Wassers ein neues Bett sucht und neben der Fassung vorbeifliesst). Unmittelbar unterhalb von Speicherbecken ist die Wasserführung in der Regel einzig durch die Dotierwassermenge bestimmt.

Weiter talwärts hängt der Restwasserabfluss stark von der Witterung und den lokalen Verhältnissen ab. Beispielsweise kann das Wasser nach längeren Trockenperioden in einem stark durchlässigen Gewässerbett teilweise oder ganz versickern. Umgekehrt kann während feuchten Perioden Hangwasser aus dem Zwischeneinzugsgebiet den Abfluss im Gewässerbett erhöhen. Nach Einmündung von Seitenbächen, die nicht durch Wasserentnahme trockengelegt sind, nimmt der Restwasserabfluss ebenfalls zu. Je grösser der einmündende Seitenbach, desto besser regeneriert sich die talwärts liegende Restwasserstrecke.

Massgebend für die Beurteilung von Restwasserstrecken ist nicht nur die verbliebene Wasserführung, sondern auch die Beschaffenheit des Bachbettes. Ein gegebener Abfluss kann sich z.B. je nach Profil des Bachbettes mehr oder weniger günstig auf die Lebensgemeinschaften im Wasser auswirken.

Neben der Wasserentnahme wirkt sich auch die Unterbrechung des Fliessgewässer-Kontinuums auf die Restwasserstrecke aus. Wie oben schon erwähnt, ist durch diese Unterbrechung die aktive Migration von Fischen und wirbellosen Tieren sowie die passive Verfrachtung von Makro- und Mikroorganismen aus dem Oberwasser stark beeinträchtigt oder unterbunden. Ebenfalls beeinträchtigt ist die Eindrift von grob- und feinpartikulärer organischer Substanz aus dem Oberwasser, die als Nahrungsbasis und/oder Strukturelement im Gewässerbett dienen kann.

Je grösser die Ausbauwassermenge, desto stärker werden die Abflüsse (vor allem die Hochwasser) reduziert. Mit sinkenden Abflussspitzen vermindert sich die Geschiebetransportkapazität, wodurch die Gefahr entsteht, dass sich Geschiebe im Bachbett ansammelt. Allgemein stören Wasserkraftwerke den Feststoffhaushalt stark. Beeinflusst sind u.a. die zeitliche Verteilung und die Korngrössenverteilung des Feststofftransportes sowie der Feststoffnachschub.

Zone D. In Zone D kann der Schwallbetrieb der Speicherkraftwerke zu starken zeitlichen Schwankungen des Abflusses führen und zwar vor allem im Tages- und Wochengang. Dies gilt namentlich dann, wenn eine ganze Kette von Kraftwerken am Vorfluter angeschlossen ist, die naturgemäss tendenziell alle gleichzeitig Spitzenenergie produzieren. Starke Abflussschwankungen können auch im unbeeinflussten Zustand auftreten, jedoch ist anzunehmen, dass die Lebensgemeinschaften im Vorfluter an solche Schwankungen, die natürlichen Gesetzmässigkeiten und Rhythmen folgen, eher angepasst sind als an die künstlichen, kraftwerkbedingten Schwankungen.

2.9.3 Laufkraftwerke

Im vorliegenden Kapitel werden Flusskraftwerke und Kanalkraftwerke betrachtet. Zur Untersuchung der Umweltbeeinflussungen drängt es sich auf, folgende fünf Zonen zu unterscheiden:

- Zone I Staustrecke, bzw. Flussabschnitt im Oberwasser des Wehres
- Zone II Triebwasserweg mit Kraftwerkzentrale
- Zone III Restwasserstrecke, d.h. Flussabschnitt unterhalb des Wehres bis zur Einmündung des Unterwasserkanals (entfällt bei Flusskraftwerken)
- Zone IV Flussabschnitt unterhalb der Wasserrückgabestelle
- Zone V Talebene entlang den Fliessgewässern der Zonen I bis IV

Im folgenden werden diese fünf Zonen stichwortartig diskutiert.

Zone I. Wehre stellen Unterbrüche im Fliessgewässer-Kontinuum dar. Die Bedeutung solcher Unterbrüche wurde schon in Kap. 2.9.2 (Zone A) erläutert. Je nach Art der Sperre sind die Effekte mehr oder weniger ausgeprägt. Man kann u.a. folgende Typen unterscheiden: Wehre ohne Fischaufstiegshilfe, Wehre mit Fischaufstiegshilfe und Wehre mit einem Umgehungsgerinne, welches ausser von Fischen auch von wirbellosen Tieren passierbar ist. Für den Feststofftransport ist die Art der Hochwasserentlastung wichtig. Überläufe sind ungünstiger als wenn die Entlastung unten erfolgt und damit auch Feststoffe transportiert werden.

In der Staustrecke treten zahlreiche weitere Veränderungen auf. Es seien folgende, von der Stau-

wurzel zum Wehr zunehmende Effekte kurz erwähnt: Durch den Bau der Staustufe nimmt die Fliessgeschwindigkeit ab, wodurch die Sedimentation von Feststoffen (Schwebstoffen und Geschiebe) zunimmt. Abbaureaktionen in den Sedimenten verbrauchen Sauerstoff, was zu Fäulnisprozessen führen kann. Zur Sauerstoffzehrung im Stauraum tragen auch die wärmeren Temperaturen und die längeren Verweilzeiten des Wassers bei, sowie die Organismen, die sich infolge des erhöhten Nährstoffangebotes ansiedeln. Durch die Sedimentation von Schwebstoffen werden vorher vorhandene schotterbedeckte Teile des Flussbettes zugedeckt, womit die Lebensbedingungen ändern und u.a. den Kieslaichern die Möglichkeit zur Fortpflanzung entzogen wird. Generell verschieben sich die Verhältnisse in Richtung See, doch weil nicht richtige Seeverhältnisse erreicht werden, entsteht ein Hybridgewässer, d.h. eine Mischform, an die weder die typischen Lebensgemeinschaften von Flüssen noch jene von Seen optimal angepasst sind.

Stauräume sind in der Regel durch parallele Dämme begrenzt. Diese Anordnung ist aus biologischer Sicht monoton, denn sie läuft dem Grundsatz zuwider, dass der wichtigste Schritt zur Förderung vielfältiger Lebensgemeinschaften im Anbieten vielfältiger Lebensräume besteht. Wenn die verschiedenen Tier- und Pflanzenarten geeignete Lebensbedingungen vorfinden, stellen sie sich erfahrungsgemäss meistens von selbst ein. In anderen Worten führt Nischendiversität zu Artendiversität. Vielfältige Lebensräume für Organismen im und am Wasser liegen u.a. dann vor, wenn die Übergangszone zwischen Land und Wasser gross ist, wie beispielsweise in Flachwasserzonen und in Buchten.

Für die Vielfalt der Lebensräume ebenfalls massgebend ist die Flussbettstruktur. Je stärker beispielsweise die maximalen Wassertiefen variieren, die man in aufeinanderfolgenden Querprofilen misst, desto grösser ist die Artenvielfalt in diesem Flussabschnitt und desto günstiger ist er aus biologischer Sicht zu beurteilen.

Zone II. In Zone II besteht die Gefahr, dass Fische und andere Lebewesen mit dem Triebwasser in die Turbinen gelangen und dort verletzt oder getötet werden. Es gibt mehr oder weniger erfolgreiche Methoden, um dies zu verhindern.

Zone III. Restwasserstrecken treten bei Kanalkraftwerken auf. Probleme der Restwasserstrecke wurden schon in Kap. 2.9.2 (Zone C) diskutiert. Massgebend für die Beurteilung der Restwasserstrecke sind u.a. die Dotierwassermenge, die Ausbauwassermenge, die Wechselwirkungen zwischen Fluss und Grundwasser (Infiltration und Exfiltration) und die Flussbettstruktur (ein gegebener Abfluss kann sich z.B. je nach Profil des Flussbettes mehr oder weniger günstig auf die Lebensgemeinschaften im Wasser auswirken). Allgemein sind die Restwasserprobleme meistens deutlich weniger gravierend als bei Speicherkraftwerken, weil viel mehr Überlauf auftritt.

Zone IV. Im Flussabschnitt unterhalb der Wasserrückgabestelle würde man auf den ersten Blick relativ wenig gestörte Abflussverhältnisse erwarten. Probleme kann hier die Erosion bieten, denn weil der Fluss das Geschiebe und die Schwebstoffe weitgehend im Stauraum ablagert, besteht im Unterwasser die Tendenz zur Erosion und damit zur Sohleneintiefung. Dieser Effekt endet beispielsweise bei Einmündung in einen See. Er entfällt auch, wenn im Unterwasser eine weitere Staustufe errichtet wird. Der Bau eines Flusskraftwerkes führt somit oft zum Zwang, den unterliegenden Teil des Flusslaufes vollständig mit Staustufen zu zerlegen. Im übrigen sind Erosionsphänomene sehr komplex. Erosion kann auch natürlich vorkommen. Tatsache ist jedenfalls, dass Wasserkraftwerke den Feststoffhaushalt beeinflussen und namentlich die sogenannte Längsdurchlässigkeit für Geschiebe beeinträchtigen.

Zone V. Die meisten Effekte in der Talebene entlang den Fliessgewässern der Zonen I bis IV sind darauf zurückzuführen, dass der Fluss in mehrfacher Weise vom Hinterland abgetrennt wird. Die Abtrennung erfolgt erstens durch die zum Aufstau benötigten Dämme. Diese erfordern oft die Verlegung der Mündung von Seitengewässern. Damit wird die Vernetzung zwischen Fluss und Seitengewässern beeinträchtigt, was u.a. den Fischen im Fluss erschwert oder verunmöglicht, zum Laichen und zum Schutz bei Hochwasser in Seitengewässern auszuweichen. Konventionelle Dämme (d.h. solche ohne Überströmungsmöglichkeit) verhindern zudem die Überflutung von Gebieten entlang des Flusses bei Hochwasser. Angewiesen auf diese Überflutung mit Wasser und Feststoffen wären Auenwälder, die aber in der Schweiz schon durch früher getroffene Massnahmen zum Hochwasserschutz und zur Kulturlandgewinnung weitgehend zerstört worden sind.

Die Abtrennung des Flusses vom Hinterland ist zweitens auf die Abdichtung gegenüber dem Grund-

wasserleiter zurückzuführen, durch die die Wechselwirkungen mit dem Grundwasser in der Talebene beeinträchtigt oder ganz unterbunden werden. Oberhalb des Wehres erfolgt dabei die Abdichtung einerseits durch bauliche Massnahmen. Damit möchte man verhindern, dass der Grundwasserspiegel neben dem Fluss infolge des Höherstaus ansteigt und zu einer Vernässung von Kulturland führt. Andererseits erfolgt die Abdichtung durch Kolmatierung, d.h. durch Ablagerung feiner Partikel im Stauraum. Unterhalb des Wehres, bzw. unterhalb des Maschinenhauses führt man in der Regel ebenfalls bauliche Massnahmen zur Abdichtung durch. Dies wird erforderlich, weil man hier zur Gewinnung von Fallhöhe oft die Gewässersohle eintieft, wodurch die Gefahr entsteht, dass in der Umgebung der Grundwasserspiegel absinkt. Man kann davon ausgehen, dass die Wechselwirkungen zwischen Fluss und Grundwasser durch den Kraftwerkbau auf jeden Fall verändert werden, denn die Abdichtung lässt sich kaum so gestalten, dass im Endeffekt im wesentlichen alles gleich bleibt. Um die Verlandung des Stauraumes zu verhindern, ist es oft notwendig, die einmündenden Seitengewässer zu verbauen. Damit können sich Einflüsse des Wasserkraftwerkes bis weit ins Hinterland ausdehnen.

2.9.4 Folgerungen für die Quantifizierung

Wie die obige kurze Schilderung von Effekten und Prozessen zeigt, sind die Umweltbeeinflussungen, die mit hydrologischen Veränderungen durch Wasserkraftwerke zusammenhängen, derart vielfältig, dass eine fundierte Quantifizierung beträchtliche Probleme bietet. Mit wenigen, groben Kennziffern vermag man die Verhältnisse kaum zu erfassen und läuft Gefahr, die Rolle der Wasserkraft verzerrt darzustellen. Mit vielen, ausgefeilten Kennziffern andererseits könnte man zuverlässigere Aussagen machen, doch wäre der Aufwand zur Datenerhebung enorm gross und im Rahmen der vorliegenden Studie undurchführbar.

Erschwerend für die Quantifizierung wirkt sich u.a. folgender Sachverhalt aus: In der Hydrosphäre und der Biosphäre sind die Bedingungen im allgemeinen komplexer, standortspezifischer, weniger gut kontrollierbar und schwieriger auf einen gemeinsamen Nenner zu bringen als in der Technosphäre. Zudem ist die Übertragbarkeit von Resultaten auf andere Wasserkraftwerke nicht zum vornherein gewährleistet und jedenfalls nicht trivial. Deshalb ist die Wahl von geeigneten Kennziffern im hydrologisch-biologischen Teil problematischer als im baulichen Teil.

Eine weitere Schwierigkeit lautet wie folgt: Im baulichen Teil und bei den anderen untersuchten Energiesystemen stehen Stoffflüsse und Energieflüsse im Vordergrund des Interesses. Im hydrologisch-biologischen Teil stehen Wasserflüsse im Vordergrund des Interesses, oder genauer gesagt, räumliche und zeitliche Umverteilungen von Wasserflüssen. Dieses Kategorienproblem setzt der Vergleichbarkeit von Wasserkraftwerken mit anderen Energiesystemen gewisse, später noch im Detail zu untersuchende Grenzen.

Unter diesem Aspekt ist man geneigt, im hydrologisch-biologischen Teil auf eine Quantifizierung ganz zu verzichten. Dies wäre jedoch bedauerlich, denn Umweltbeeinflussungen, die lediglich im Text, aber nicht in einer Zahlentabelle erscheinen, drohen bei der Bewertung vergessen zu gehen. Aus diesem Grund werden hier als erster Schritt einige wenige Kennziffern exemplarisch behandelt (Flächenbeanspruchung, Nutzinhalt der Speicherseen, Turbinierwassermenge). Dies geschieht in der Hoffnung, dass diese Ansätze aufgegriffen und weiterentwickelt werden.

3. Bau der Wasserkraftwerke

3.1 Einleitung

Im folgenden werden Umweltbeeinflussungen untersucht, die mit dem Bau von Wasserkraftwerken zusammenhängen. Zu erfassen sind die wichtigsten Baumaterialien und Verbrauchsmaterialien (Zement, Stahl und Sprengstoff), die Transporte und die Bauenergie. Weitere, ebenfalls interessante Aspekte werden vorläufig nicht behandelt, beispielsweise Verbrauch an Kupfer und Betonzusatzmitteln, Bedarf an Deponievolumen für das Ausbruchmaterial der Stollen, Möglichkeiten zur Rezyklierung von Materialien nach Ablauf der Nutzungsdauer, und vieles mehr. Die Hauptgründe dafür sind die Datenlage und die Überlegung, dass in der Bestimmung der letztlich gesuchten gesamten Umweltbelastung in erster Linie die potentiell grossen Posten angemessen erfasst werden müssen, oder in anderen Worten, dass man den Aufwand eher darauf verwenden sollte, die wichtigsten Aspekte genauer zu erfassen als darauf, Vollständigkeit der behandelten Aspekte anzustreben.

Der Kern der Arbeiten besteht in der mengenmässigen Bilanzierung der oben genannten Komponenten. Zu bestimmen sind spezifische Kennziffern (also beispielsweise Kilogramm Zement pro erzeugte Energieeinheit). Die Umrechnung in spezifische Kennziffern zur Umweltbeeinflussung (z.B. Emissionen pro erzeugte Energieeinheit) wird in Kap. 7 durchgeführt.

Die Systemgrenze liegt unmittelbar nach den Transformatoren. Freiluftschaltanlagen, Hochspannungsleitungen usw. werden in einem separaten Teil bilanziert (siehe Anhang C des Gesamtberichtes).

Im folgenden werden die untersuchten Kennziffern für Speicher- und Laufkraftwerke behandelt.

3.2 Speicherkraftwerke

3.2.1 Zement

Das mengenmässig bedeutendste Baumaterial in Wasserkraftwerken ist neben den Zuschlagstoffen (Sand und Kies) bekanntlich der Zement. Zement wird verwendet für Talsperren, Injektionen, Stollen, Wasserschlässe, Wasserfassungen, Flussverbauungen, Ausgleichsbecken, Kraftwerkzentralen, Transportseilbahnen, Wohnhäuser des Dienstpersonals usw. Am augenfälligsten sind die Talsperren. Bei den Talsperren unterscheidet man zwischen Staumauern und Staudämmen. Weil der Anteil der Staudämme in der Schweiz relativ gering ist, werden vorerst die Staumauern betrachtet. Bei diesen unterscheidet man üblicherweise folgende Typen <VISCHER & HUBER 1985>:

- | | |
|-----------------|-----------------------|
| Gewichtsmauern: | - Vollmauern |
| | - Hohlmauern |
| | - Pfeilerkopfmauern |
| | - Gewölbereihenmauern |
| Bogenmauern: | - Zylindermauern |
| | - Kuppelmauern |

In der Schweiz und anderen Ländern wird zudem folgende Systematik verwendet <u.a. BWW 1991>:

- Gewichtsstaumauern
- Pfeilerstaumauern
- Gewichtsstaumauern mit Sparräumen
- Bogenstaumauern
- Bogengewichtsstaumauern
- Mehrfachbogenmauern

Bei Vollmauern genügt im Mauerinnern wegen der geringen Beanspruchung ein nur schwach dosierter Kernbeton (z.B. 140 bis 180 kg Zement pro m³ Beton). Aussen wird mit Rücksicht auf Dichtheit und Frosteinwirkungen ein stärker dosierter Vorsatzbeton verwendet (z.B. 250 kg/m³). Bei Bogenmauern liegt der Wert für den Kernbeton etwas höher (z.B. 180 bis 200 kg/m³). In diesem Projekt wird ein Zementgehalt von 220kg/m³ angenommen.

Der Beton von älteren Staumauern weist meistens höhere Zementgehalte auf. Die Erfahrungen gegen Ende der 50er-Jahre zeigten, dass mit Dosierungen ausgekommen werden kann, die kurz davor als unverantwortlich gegolten hätten <SCHNITZER 1958>. Angaben zum damaligen Stand der Beton-technologie gibt u.a. auch <FREY-BÄR 1961>.

Über die Betonvolumina von Talsperren liegen ziemlich viele, rasch greifbare Daten vor. Mit diesen Daten und mit Mittelwerten oder den aktuellen Werten des Zementgehaltes im Beton lässt sich der Zementverbrauch für die Talsperren recht zuverlässig abschätzen.

Zement wird auch für Injektionen in den Untergrund bei Talsperren verwendet. Man unterscheidet zwischen Injektionen für den Dichtungsschirm sowie Kontakt- und Konsolidationsinjektionen. Meistens wird in die Bohrlöcher reiner Zement eingepresst, gelegentlich auch Mischungen mit Ton, Bentonit, Phosphat, Aluminat und Silikat (Wasserglas). Je nach den geologischen Verhältnissen kann der Zementverbrauch für Injektionen relativ hoch sein.

Beachtliche Zementmengen werden sodann für die diversen Stollen benötigt. Man unterscheidet u.a. Freispiegelstollen, Druckstollen, Druckschächte, Zugangstollen, Fensterstollen, Drainagestollen, Kontrollgänge usw.

Der Materialverbrauch pro Laufmeter hängt von Durchmesser und Innendruck ab, vor allem aber auch von den geologischen Verhältnissen. Für Druckstollen beispielsweise genügt in standfestem Fels und bei geringem Innendruck eine unverkleidete Wand oder Gunit als leichter Schutz und zur Ausglättung. Bei höherem Innendruck sowie durchlässigem standfestem Fels wählt man eine Betonauskleidung mit Wandstärken von beispielsweise 0.2 bis 0.3 m. In gebräuchtem Fels erhöht man die Wandstärke (z.B. auf 0.3 bis 0.5 m), und in druckhaftem Fels benutzt man noch grössere Werte <VISCHER & HUBER 1985>. Neben der Auskleidung erfordern auch Injektionen in den Fels und Verfüllungen von Einbrüchen nennenswerte Zementmengen. Zu beachten ist, dass die geologischen Verhältnisse in einem Stollen und damit die Ansprüche an die baulichen Massnahmen auf kurze Distanzen stark variieren können.

Daten über den Zementverbrauch für Stollen sind nur wenige publiziert. Ebenfalls sehr beschränkt greifbar sind Daten für die weiteren Anlagenteile wie z.B. Wasserfassungen, Ausgleichsbecken und Kraftwerkzentralen. Bei diesen kann der Zementverbrauch zudem von Kraftwerk zu Kraftwerk sehr verschieden sein. Beispielsweise bestehen offensichtlich beträchtliche Unterschiede zwischen dem Zementverbrauch für Kavernenzentralen und für oberirdische Zentralen.

Aufgrund dieser Datenlage wird im ersten Schritt das folgende Näherungsverfahren verwendet: Mit den vorhandenen Daten wird ein mittleres Verhältnis zwischen Zementverbrauch für die Talsperren und totalem Zementverbrauch berechnet. Damit wird für die restlichen Kraftwerkgruppen der betrachteten Stichprobe aus dem Zementverbrauch für die Talsperren der totale Zementverbrauch abgeschätzt.

Als Zement wurde meistens gewöhnlicher Portlandzement verwendet. Gelegentlich kamen auch Spezialzemente zum Einsatz, in Stollenabschnitten mit aggressivem Bergwasser z.B. sulfatresistente Zemente <u.a. ROBERT 1962>.

Die Ergebnisse finden sich in den Tabellen im Anhang A.VIII.1. Dort sind auch die wichtigsten Grunddaten und Zwischenergebnisse aufgeführt. Die Datenquellen und die hauptsächlichsten Arbeitsschritte sind in den Kommentaren zu diesen Tabellen dokumentiert.

Wie aus den Tabellen zu ersehen ist, variiert der spezifische Zementverbrauch etwa zwischen 0.05 und 1.0 kg/(kWh/a), mit einem Mittelwert von 0.43 kg/(kWh/a). Die Einzelwerte sind sicher teilweise mit gewissen Fehlern behaftet, der Mittelwert hingegen dürfte recht stabil sein.

Es ist interessant, jene Kraftwerkgruppen zu betrachten, in denen sich Umwälzkraftwerke befinden. Nach Auskunft des Bundesamtes für Energiewirtschaft (persönliche Mitteilung von Dr. J. Cattin im Januar 1993) gehören von den hier untersuchten Kraftwerkgruppen folgende zu dieser Kategorie: Engadin, Hinterrhein, Maggia, Gougra und Hongrin. Der Mittelwert des spezifischen Zementverbrauches beläuft sich für diese Stichprobe ebenfalls auf 0.43 kg/(kWh/a). Somit drängt es sich nicht auf, eine separate Kategorie zu schaffen, und es bestätigt sich, dass in der Schweiz die verschiedenen Typen von Speicherkraftwerken mehr in der Betriebsweise als im baulichen Aufwand differieren.

Gelegentlich wird in Diskussionen die Ansicht vertreten, dass grosse Wasserkraftwerke einen höheren spezifischen Materialverbrauch aufweisen als kleine. In Fig. VIII.3.1, wo der spezifische Zementverbrauch gegen die Nettoproduktionserwartung aufgetragen ist, lässt sich kein Zusammenhang erkennen. In bezug auf den Zementverbrauch kann somit obige Ansicht mit den vorliegenden Daten nicht bestätigt werden.

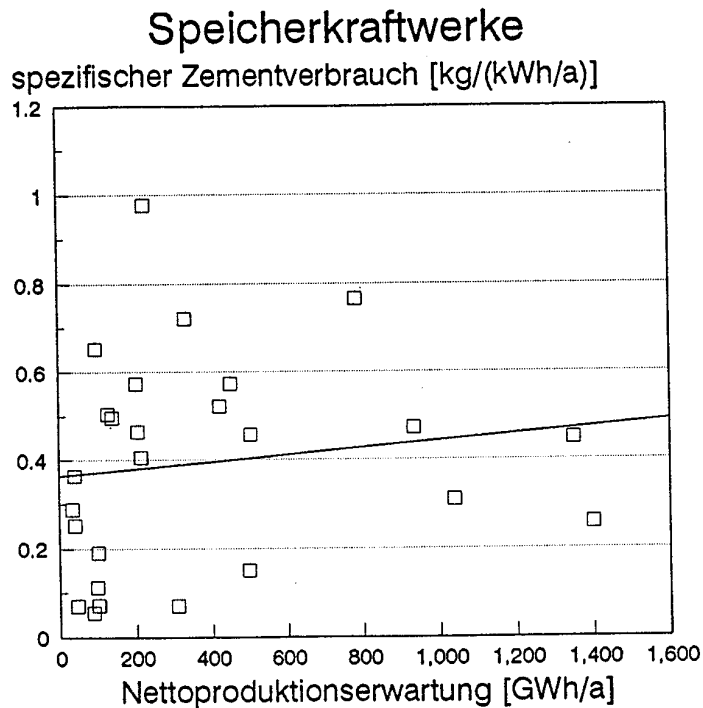


Fig. VIII.3.1: Beziehung zwischen Nettoproduktionserwartung und spezifischem Zementverbrauch bei Speicherkraftwerken.

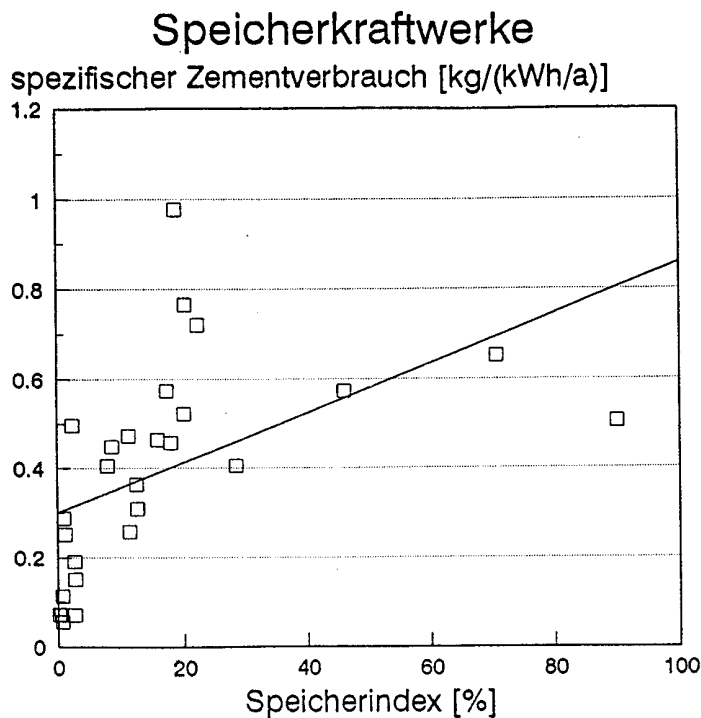


Fig. VIII.3.2: Beziehung zwischen Speicherindex und spezifischem Zementverbrauch bei Speicherkraftwerken. Die Ergebnisse bestätigen obige These, dass zwischen den einzelnen alpinen Wasserkraftwerken grosse Unterschiede bestehen können und dass es deshalb vermieden werden sollte, zu rasch (d.h. praktisch vor Untersuchungsbeginn) und mit einer kleinen Stichprobe eine Kategorienbildung vorzunehmen. Gesetzmässigkeiten lassen sich mit einer genügend breiten Datenbasis durchaus nachweisen.

Auf der Suche nach solchen Gesetzmässigkeiten wurde ein Speicherindex entwickelt. Er ist definiert als Quotient zwischen dem Nutzinhalt der Speicherseen und der jährlich turbinierten Wassermenge. Dieser Index gibt Hinweise darauf, wie gross die Wassermengen sind, die in der betrachteten Kraftwerkgruppe gespeichert werden können und damit indirekt auch darauf, wie gross der bauliche

Aufwand zur Erstellung der Talsperren und Zuleitungen war. Ein Speicherindex von nahe null wäre bei einem reinen Laufkraftwerk anzutreffen. Kleine Werte des Speicherindex bedeuten in der Regel, dass es sich bei den Speichern um Tages- oder Wochenspeicher handelt, während grosse Werte in Kraftwerkgruppen auftreten, die von Jahresspeichern dominiert sind.

Zu berücksichtigen ist, dass in vielen Kraftwerkgruppen höhergelegene Einzugsgebiete vorwiegend Speicherenergie liefern und tiefergelegene vorwiegend Laufenergie. In anderen Worten stellt der Speicherindex meistens einen Mittelwert über die einzelnen Teilgebiete dar. Mitteltgrosse Werte des Speicherindex ergeben sich somit in Kraftwerkgruppen, die neben den Jahresspeichern noch bedeutende Laufwasserkomponenten aufweisen. Weiter ist zu berücksichtigen, dass das Wasser oft in mehreren Stufen genutzt und somit mehrfach als Turbinierwasser gezählt wird.

Fig. VIII.3.2 zeigt die Beziehung zwischen Speicherindex und spezifischem Zementverbrauch. Es besteht eine deutliche, wenn auch erwartungsgemäss nicht perfekte Abhängigkeit. Grundsätzlich gilt die Beziehung für die untersuchte Stichprobe. Wie sich besonders grosse Kraftwerkgruppen (z.B. Grande Dixence) in das Bild einfügen würden, müsste untersucht werden. Ebenfalls abzuklären wäre, ob die bisher verwendeten Extrapolationsmethoden zu einer gewissen systematischen Verzerrung der Beziehung geführt haben.

Punkte, die deutlich oberhalb oder unterhalb der Regressionsgeraden liegen, können in vielen Fällen mit der Fallhöhe erklärt werden. Eine Kraftwerkgruppe mit gegebenem Speicherbecken erzeugt bei kleinen Fallhöhen offensichtlich verhältnismässig wenig Elektrizität, wodurch der spezifische Zementverbrauch gross ist. Umgekehrt führen grosse Fallhöhen bei sonst gleichen Bedingungen zu einem relativ geringen spezifischen Zementverbrauch.

Die Beziehung in Fig. VIII.3.2 spiegelt sich letztlich auch in den Strompreisen. Alpine Laufkraftwerke lassen sich i.a. mit verhältnismässig kleinem baulichem Aufwand erstellen. Damit ist der spezifische Zementverbrauch gering, aber auch der Erlös für die Hydroelektrizität, die vorwiegend als Sommerenergie anfällt. Auf der anderen Seite erfordern Speicherkraftwerke einen beträchtlichen baulichen Aufwand. Damit ist der spezifische Zementverbrauch gross, aber auch der Erlös für die wertvolle Spitzenenergie. In diesem Sinn ist ein Vergleich der Umweltbelastungen rein auf Basis von Kilowattstunden und ohne Rücksicht auf die Wertigkeit der Energie zwar im ersten Schritt zweckmässig, aber in einer späteren Phase zu überdenken.

3.2.2 Stahl

Stahl ist nach Zement in Wasserkraftwerken das mengenmässig wichtigste Material. Zum Teil handelt es sich beim Stahl auch um Gusseisen. In Speicherkraftwerken wird Stahl u.a. verwendet für Transportseilbahnen, Armierungen, Felsanker, Stahleinbauten in Stollen, Panzerrohre, Druckleitungen, Abschlussorgane, Turbinen, Generatoren und Transformatoren.

Der Stahlverbrauch für die Talsperren ist i.a. relativ gering. Bei Vollmauern beispielsweise wird heute fast durchwegs unarmerter Beton verwendet, und auch Bogenmauern werden meistens praktisch nicht armiert. In gewissen Fällen wird der Beton durch ein System von vertikalen und horizontalen Stahlkabeln vorgespannt, was mit einem ziemlich hohen Stahlverbrauch verbunden ist. In anderen Fällen erfordern Felsanker zur Befestigung der Talsperre grosse Stahlmengen. Gesamthaft fallen jedoch diese Einzelfälle nicht ins Gewicht.

Armierungsstahl wird u.a. auch beim Bau der Wasserfassungen und Kraftwerkzentralen verwendet. Beachtliche Stahlmengen werden sodann für die diversen Stollen und Leitungen benötigt. Wie beim Zement hängt der Materialverbrauch pro Laufmeter von Durchmesser und Innendruck ab, vor allem aber auch von den geologischen Verhältnissen. Für Druckstollen beispielsweise kommt man in standfestem Fels praktisch ohne Stahl aus. In gebrächem Fels verwendet man z.T. eine Armierung. Druckhafter Fels erfordert Stahleinbau (Stahlbogen und Verzugsbleche). Bei hohen Innendrücken setzt man Stahlpanzerrohre mit Wandstärken von rund 10 bis 50 mm ein. Felsanker führen zu einem zusätzlichen Stahlverbrauch. Zu beachten ist wiederum, dass die geologischen Verhältnisse in einem Stollen und damit die Ansprüche an die baulichen Massnahmen auf kurze Distanzen stark variieren können.

Beim Stahlverbrauch treten eher noch grössere Unterschiede zwischen den verschiedenen Kraftwerkgruppen auf als beim Zementverbrauch. Zudem sind nur relativ wenige Daten greifbar. Teilweise ist es möglich, die Werte aufgrund publizierter Angaben zu berechnen, im Falle von Panzer-

rohren beispielsweise aus Länge, Durchmesser und Wandstärke in den einzelnen Streckenabschnitten. Dieses Vorgehen ist jedoch sehr zeitraubend, weil oft verschiedene Angaben fehlen und ihrerseits rekonstruiert oder geschätzt werden müssen.

Daten zum Stahlverbrauch finden sich u.a. bei <BERTSCHINGER 1959>, <CONDRAU 1962>, <KVR 1963>, <KVR 1968>, <SALANFE 1951>, <WALTHER & FETZ 1963>, <WALTHER & FETZ 1971>, <WEBER et al. 1965>, <WEBER et al. 1970> und in unveröffentlichten Quellen.

Mit den analysierten Daten resultiert ein Richtwert für den spezifischen Stahlverbrauch von rund 40 g/(kWh/a). Davon entfallen etwa 12 g/(kWh/a) auf Armierungen.

3.2.3 Sprengstoff

Sprengstoff wird zum ersten benötigt für den Felsaushub bei der Talsperre. Bis etwa 1970 erfolgte auch der Ausbruch von Stollen, Wasserschlössern, Kavernenzentralen und anderen Anlagenteilen im Fels unter Einsatz von Sprengstoff. Seither werden dafür oft auch elektrisch betriebene Tunnelbohrmaschinen (Stollenfräsmaschinen) eingesetzt. Die folgenden Ausführungen gelten für Vortrieb mit Sprengstoff.

Der Sprengstoffverbrauch ist annähernd proportional zum Aushub-, bzw. Ausbruchvolumen. Das theoretische Ausbruchvolumen kann man grundsätzlich aus Länge und Ausbruchdurchmesser der einzelnen Streckenabschnitte bestimmen. Dieses Vorgehen ist jedoch aufwendig, weil in den Publikationen oft einzelne Angaben nicht aufgeführt sind und ihrerseits rekonstruiert oder geschätzt werden müssen. Aus diesem Grund wurde es nur für Einzelfälle angewendet.

Angaben zum Sprengstoffverbrauch finden sich u.a. bei <BÉGUIN et al. 1963>, <BERTSCHINGER 1959>, <BLENIO KRAFTWERKE 1968>, <CONDRAU 1962>, <KVR 1963>, <KVR 1968>, <TÖNDURY 1956>, <TÖNDURY 1964>, <WEBER et al. 1965> und in unveröffentlichten Quellen.

Der spezifische Sprengstoffverbrauch variiert in der untersuchten Stichprobe zwischen 1.7 und 4.9 g/(kWh/a), mit einem Mittelwert von 2.9 g/(kWh/a).

3.2.4 Transporte

Wie bereits ein Blick auf die Daten über das Volumen der Talsperren zeigt, müssen zum Bau von Speicherkraftwerken beeindruckende Gütermengen transportiert werden. In der Schweiz erfolgten die Transporte der Güter aus dem Unterland in der Regel so nahe zu den Baustellen wie möglich mit der Bahn. Die Tonnage wurde dabei dominiert vom Zement. Geringer, aber immer noch beachtlich, war die Masse der übrigen Güter, wie maschinelle Ausrüstung, Panzerrohre, Armierungsstahl, Installationsmaterialien usw. Von der letzten Bahnstation ging der Transport mit Lastwagen weiter. In gewissen Fällen mussten die teilweise langen Strassen zu den Baustellen zuerst erstellt oder ausgebaut werden. In anderen Fällen war das Gelände derart unwegsam, dass sich der Bau von Transportseilbahnen als günstiger erwies.

Die Zuschlagstoffe (Sand und Kies) wurden aus Kostengründen nach Möglichkeit so nahe wie möglich bei den Baustellen gewonnen. Verwendet wurden alluviale Schotter, Gehängeschutt, sowie Moränen- und Steinbruchmaterial. In einigen Fällen fand sich im zukünftigen Stauraum oder dessen näherer Umgebung kein geeignetes Material, so dass die Zuschlagstoffe weit transportiert werden mussten.

Das Aushubmaterial am Ort der Talsperre und das Ausbruchmaterial aus den Stollen erforderte weitere Transporte. Der nicht verwendbare Anteil wurde deponiert, teilweise in zentralen Deponien, teilweise in kleineren Deponien. Je nach topographischen Verhältnissen wurden dabei Lastwagen oder Transportseilbahnen eingesetzt. Innerhalb der Stollen benutzte man zum Transport in einigen Fällen ausgediente Züri-Trams.

Offensichtlich bestehen im Transportaufwand für die einzelnen Kraftwerkgruppen enorme Unterschiede. Eine Kraftwerkgruppe im Glarnerland beispielsweise liegt viel näher bei den Zementfabriken als eine im Unterengadin, wodurch die Transportdistanzen um Grössenordnungen differieren. Wesentlich ist sodann, wie weit die letzte Bahnstation von den Baustellen entfernt lag, ob die anschliessenden Transporte zu einem grossen Teil durch Seilbahnen bewältigt wurden, wo man geeignetes Material für die Zuschlagstoffe fand, ob für das Ausbruchmaterial nahegelegene Deponiestandorte zur Verfügung standen usw.

Bevor auf ein Fallbeispiel eingegangen wird, ist noch eine methodische Frage zu erörtern. Es wird vorgeschlagen, bei der Bilanzierung unter dem Stichwort "Transporte" nur die Transporte auf dem öffentlichen Verkehrsnetz einzuschliessen (d.h. jene per Bahn sowie auf öffentlich zugänglichen Strassen) und die Umweltbelastung durch die übrigen Transporte via Energieverbrauch zu erfassen (also beispielsweise mit dem Elektrizitätsverbrauch für Seilbahnen sowie Stollenbahnen und mit dem Dieselverbrauch für Lastwagen, Kabelkrane usw.). Für diese Abgrenzung sprechen zwei Hauptgründe: 1) Aspekte wie Beanspruchung der Fahrbahnen und Lärmbelastung, die man unter dem Stichwort "Transporte" mitberücksichtigen möchte, kommen bei Transporten ausserhalb des öffentlichen Verkehrsnetzes gar nicht oder nur wenig zum Tragen. 2) Die Emissionsfaktoren für Lastwagen, mit denen man letztlich aus den Tonnenkilometern auf die Luftschadstoffbelastung schliessen möchte, gelten für Strassen, sind aber kaum auf die Verhältnisse auf einer Baustelle übertragbar. Dort dürften u.a. folgende Gründe zu deutlich höheren Emissionsfaktoren führen: a) Die Unwegsamkeit und Steilheit des Geländes, b) die vielen Anfahrmanöver, die bei grossem Transportvolumen über relativ kurze Distanzen notwendig sind, c) die Wartezeiten zum Aufladen bei laufendem Motor usw. Aufgrund dieser Argumente werden im vorliegenden Kapitel nur die Transporte auf dem öffentlichen Verkehrsnetz betrachtet.

Näher untersucht wurden die Bergeller Kraftwerke. Basierend auf Daten von <BERTSCHINGER 1959> ergaben sich folgende spezifische Werte des Transportaufwandes:

Bahntransporte:	
Zement	0.111 tkm/(kWh/a)
Übrige Güter	0.020 "
Total	0.131 "
Strassentransporte:	
Zement	0.017 tkm/(kWh/a)
Kies und Sand	0.005 "
Übrige Güter	0.002 "
Total	0.024 "

3.2.5 Bauenergie

Der Bau von Wasserkraftwerken erfordert beachtliche Energiemengen. Im vorliegenden Kapitel wird der Verbrauch von Elektrizität und Treibstoffen in den verschiedenen Baulosen untersucht. Der Energieverbrauch für die vorgelagerten Transporte (z.B. für die Bahntransporte der Materialien bis zur letzten Station vor der Baustelle) ist in Kap. 3.2.4 berücksichtigt.

Energie wird u.a. gebraucht für Seilbahnen, Lastwagen, Bagger, Bulldozer, Transportbänder, Brech- und Waschanlagen zur Aufbereitung von Kies und Sand, Betonmischmaschinen, Betonvibratoren, Kabelkrane, Druckluftkompressoren, Stollenbahnen, Ventilatoren zur Stollenbelüftung, Injektionsmaschinen, Wasserpumpen, Beleuchtung usw. Einen Überblick über Baumaschinen im Kraftwerksbau geben beispielsweise <FETZ & WALTHER 1958> und <HERBECK & REISMANN 1977>.

Angaben zum Bauenergieverbrauch finden sich u.a. bei <BERTSCHINGER 1959>, <BLenio KRAFTWERKE 1968>, <KVR 1963>, <TÖNDURY 1964>, <WALTHER & FETZ 1963>, <WEBER et al. 1965> und in unveröffentlichten Quellen. Der spezifische Elektrizitätsverbrauch variiert in der untersuchten Stichprobe zwischen 0.09 und 0.32 kWh/(kWh/a), mit einem Mittelwert von 0.16 kWh/(kWh/a).

Der spezifische Verbrauch an Treibstoff (vor allem Dieselöl) liegt bei etwa 7 g/(kWh/a), was bei einem unteren Heizwert von 42.8 MJ/kg einem spezifischen Endenergieverbrauch von rund 0.08 kWh/(kWh/a) entspricht. Wenn man zur Ermittlung einer Grössenordnung obigen spezifischen Verbrauch von 7 g/(kWh/a) mit der Nettoproduktionserwartung für alle schweizerischen Speicherkraftwerke hochrechnet, resultiert ein totaler Treibstoffverbrauch von etwa 0.11 Mio t, aufgewendet über eine Zeitspanne von rund 100 Jahren. Vergleichsweise erreichte der Treibstoffverbrauch in der Schweiz 1991 folgende Werte: Benzin 3.856 Mio t, Flugtreibstoffe 1.083 Mio t und Dieselöl 1.133 Mio t <BEW & SNC 1992>.

3.3 Laufkraftwerke

3.3.1 Zement

Daten über den Zementverbrauch für Fluss- und Kanalkraftwerke finden sich u.a. bei <BAUMANN 1949>, <BRUX 1983>, <HERBECK & REISMANN 1977>, <NOK 1956>, <RADAG 1979> und in unveröffentlichten Quellen. Die resultierenden Werte des spezifischen Zementverbrauches erstrecken sich über einen Bereich von rund 0.1-0.2 kg/(kWh/a), mit einem Mittelwert von 0.15 kg/(kWh/a). Erwartungsgemäss liegen die Werte tiefer und variieren weniger stark als bei den Speicherkraftwerken.

Interessant ist ein Vergleich mit Hochdruck- und Mitteldrucklaufkraftwerken. Im Kapitel über Speicherkraftwerke wurde ein breites Spektrum von Kraftwerkgruppen mit teilweise sehr geringer Speicherkapazität untersucht. Es ist deshalb möglich, auf eine Speicherkapazität von null zu extrapolieren (nicht-lineare Extrapolation) und damit einen Richtwert für Laufkraftwerke zu erhalten. Es ergibt sich eine Zahl von etwa 0.18 kg/(kWh/a). Der überraschend geringe Unterschied zu obigen 0.15 kg/(kWh/a) kommt durch zwei gegenläufige Effekte zustande. Einerseits ist in Hochdruck- und Mitteldrucklaufkraftwerken der Materialbedarf pro Volumeneinheit Turbinierwasser in der Regel grösser als bei Niederdrucklaufkraftwerken, weil Druckstollen, Druckschächte usw. erstellt werden müssen. Andererseits liegt dank grösserer Nutzfallhöhe die Energiemenge, die pro Volumeneinheit Turbinierwasser erzeugt wird, deutlich höher. Offenbar kompensieren sich die beiden Effekte soweit, dass sich der Zementverbrauch pro erzeugte Energieeinheit bei den beiden Kraftwerkategorien im Mittel nur wenig unterscheidet.

3.3.2 Stahl

Stahl wird in Laufkraftwerken u.a. eingesetzt für Armierungen, für im Bauwerk verbleibende Spundwände, für Wehrschützen, Dammbalkenelemente, Dammbalken-Versetzkräne, Windwerksbrücken, Turbineneinlauffrechen, Rechenreinigungsmaschinen, Portalkräne, Turbinen, Generatoren und Transformatoren. Auch hier wird mit Stahl zum Teil auch Gusseisen miteingeschlossen. Daten über zugehörige Massen finden sich beispielsweise bei <AEGERTER ET AL. 1954>, <BAUMANN 1949>, <BRUX 1983>, <ERBISTE 1984>, <HERBECK & REISMANN 1977>, <NOK 1956>, <RADAG 1979>, <STAMBACH 1944>, <WUNDERLE 1984> und in unveröffentlichten Quellen.

Es resultiert ein Richtwert für den spezifischen Stahlverbrauch von rund 30 g/(kWh/a), gegenüber 40 g/(kWh/a) bei Speicherkraftwerken. Etwa 12 g/(kWh/a) entfallen auf Armierungen. Das Verhältnis zwischen Stahlverbrauch und Zementverbrauch liegt bei 0.20 kg/kg und ist damit rund doppelt so gross wie bei Speicherkraftwerken.

3.3.3 Sprengstoff

Weil bei Fluss- und Kanalkraftwerken keine langen Stollensysteme ausgebrochen werden müssen, ist der Sprengstoffverbrauch wesentlich kleiner als bei Speicherkraftwerken. Sprengstoff wird u.a. benötigt, um beim Eintiefen der Unterwasserstrecke und beim Aushub der Baugrube harte Gesteinsschichten zu entfernen. Weichere Schichten können teilweise durch Rippeln gelöst werden. Sprengstoff wird auch verwendet zum Sprengen von Fangdämmen und in Steinbrüchen zum Abbau von Steinen für den Blockwurf.

Der spezifische Sprengstoffverbrauch wird auf etwa 0.2 g/(kWh/a) geschätzt.

3.3.4 Transporte

Zum Transportaufwand liegen kaum Daten vor. Die Schätzwerte belaufen sich für die Bahn- und Strassentransporte auf je etwa 0.015 tkm/(kWh/a).

3.3.5 Bauenergie

Wie beim Bau von Speicherkraftwerken, wird auch beim Bau von Laufkraftwerken Energie zum Antrieb diverser Maschinen benötigt. Die Transporte auf den Baustellen (z.B. Aushubtransporte) erfolgen teilweise im Gleisbetrieb. Bis etwa 1950 wurden dabei häufig Dampflokomotiven verwendet. In neuerer Zeit kommt Kohle kaum mehr zum Einsatz.

Angaben zum Elektrizitätsverbrauch finden sich bei <BAUMANN 1949>, <NOK 1956> und <WUNDERLE 1984>. Der spezifische Elektrizitätsverbrauch beträgt etwa 0.04 kWh/(kWh/a). Die Werte hängen u.a. davon ab, ob man die Nass- oder die Trockenbauweise wählte und welches Dichtungssystem zur Baugrubenumschliessung man verwendete.

Angaben zum Treibstoffverbrauch finden sich bei <BAUMANN 1949> und <NOK 1956>. Der spezifische Verbrauch an Treibstoff (vor allem Dieselöl) liegt bei rund 9 g/(kWh/a).

3.4 Zusammenstellung der Kennziffern

In den beiden folgenden Tabellen sind die Kennziffern zum Bau der Wasserkraftwerke zusammengestellt. In Klammern steht jeweils eine Qualitätsangabe. Die Benotung erfolgte vorsichtig, d.h. ziemlich kritisch. Die Werte sollen in erster Linie eine Vorstellung von der relativen Qualität zwischen den einzelnen Kennziffern vermitteln.

Tab. VIII.3.1 enthält die oben hergeleiteten, mit der mittleren jährlichen Nettoproduktionserwartung normierten Kennziffern.

Kennziffer	Einheit	Speicherkraft	Laufkraft
Zement	kg/(kWh/a)	0.43	0.15
Stahl,			
Armierung	g/(kWh/a)	12	12
Rest	g/(kWh/a)	28	18
Sprengstoff	g/(kWh/a)	2.9	0.2
Transporte,			
Bahn	tkm/(kWh/a)	0.131	0.015
Strasse	tkm/(kWh/a)	0.024	0.015
Bauenergie,			
Elektrizität	kWh/(kWh/a)	0.16	0.04
Dieselöl	g/(kWh/a)	7	9

Tab.VIII.3.1: Zusammenstellung der hergeleiteten Kennziffern zum Bau der Wasserkraftwerke, normiert mit der mittleren jährlichen Nettoproduktionserwartung.

In Tab. VIII.3.2 sind die Kennziffern mit der während der Nutzungsdauer produzierten Elektrizität normiert. Bei dieser Elektrizitätsproduktion handelt es sich um die Bruttoerzeugung (ohne Abzug der Pumpenergie). Die Daten über Produktion und Pumpenergiebedarf wurden aus Tab. VIII.1.1 und Kap. 2.8 übernommen und die Werte der Nutzungsdauer aus Tab. VIII.2.2. Die Aufteilung zwischen dem Modul "Umwälzbetrieb" und dem Energiesystem "Speicherkraft" erfolgte nach der in Kap. 2.8 diskutierten Methode. Der Wert für Zement bei der Speicherkraft errechnete sich beispielsweise wie folgt:

$$[16'388 / (17'166+520)] \times 0.43 \text{ kg/(kWh/a)} / (200 \text{ a} \times 3.6 \times 10^{-6} \text{ TJ/kWh})$$

Kennziffer	Einheit	Speicherkraft	Umwälzbetrieb	Laufkraft
Zement	kg/TJ	550	550	520
Stahl,				
unlegiert	kg/TJ	80	80	75
niedriglegiert	kg/TJ	70	70	50
hochlegiert	kg/TJ	1	1	1
Sprengstoff	kg/TJ	3.0	3.0	0.6
Transporte,				
Bahn	tkm/TJ	220	220	70
Strasse	tkm/TJ	40	40	70
Bauenergie,				
Elektrizität	kWh/TJ	280	280	140
Dieselöl	kg/TJ	12	12	30

Tab.VIII.3.2: Zusammenstellung der Kennziffern zum Bau der Wasserkraftwerke, normiert mit der während der Nutzungsdauer produzierten Elektrizität (Bruttoerzeugung, ohne Abzug der Pumpenergie). Die bisher benutzten Begriffe für die einzelnen Kennziffern orientieren sich an den vorhandenen Daten. Um die Zuordnung zu den Begriffen in ECONVENT zu ermöglichen, seien folgende Angaben gemacht. "Stahl, Armierung" entspricht etwa dem Basismodul "Stahl unlegiert". Beim "Stahl, Rest" wird in erster, unsicherer Näherung folgende Aufteilung angenommen: 40 % "Stahl unlegiert", 59 % "Stahl niedriglegiert" und 1 % "Stahl hochlegiert".

Der "Hydromix CH" ist definiert als das mit der Bruttoproduktionserwartung gewichtete Mittel der Energiesysteme "Speicherkraft" und "Laufkraft". Der Umwälzbetrieb wird nicht in dieses Mittel einbezogen, sondern einem separaten Modul zugeordnet, denn im Umwälzbetrieb wird effektiv keine Elektrizität (also auch keine Hydroelektrizität) erzeugt, sondern Energie mit Verlusten gelagert und veredelt.

Für die andern UCPTL-Länder wird angenommen, dass die spezifischen Kennziffern für diese beiden Energiesysteme innerhalb der UCPTL etwa gleich sind. Es wird deshalb mit den für schweizerische Verhältnisse erhobenen Daten gerechnet.

Wie die Tab. VIII.1.4 in Kap. 1.2.2 zeigt, ist in der UCPTL die Aufteilung der Wasserkraftproduktion in Speicherkraft und Laufkraft ähnlich wie in der Schweiz. Bei der Aufteilung in Speicherkraft und Laufkraft bestehen innerhalb der UCPTL jedoch deutliche Unterschiede. Beispielsweise überwiegt in Deutschland die Produktion der Laufkraftwerke (über 90%), während Italien einen grossen Anteil der Wasserkraft (ca. 3/2) aus Speicherkraftwerken gewinnt.

3.5 Diskussion der Datenqualität

Die wichtigsten Punkte zur Datenqualität wurden bei der Herleitung der einzelnen Kennziffern relativ ausführlich diskutiert, so dass hier im wesentlichen auf diese Ausführungen verwiesen werden kann. Als Ergänzung werden im folgenden noch einige weitere, vorwiegend zusammenfassende Angaben gemacht.

Vollständigkeit. Wie in Kap. 3.1 erläutert, wurden nicht alle Aspekte untersucht. Wegleitend bei der Auswahl war die Datenlage sowie die Überlegung, dass in der Bestimmung der letztlich gesuchten gesamten Umweltbelastung in erster Linie die potentiell grossen Posten angemessen erfasst werden müssen, oder in anderen Worten, dass man den Aufwand eher darauf verwenden sollte, die wichtigsten Aspekte genauer zu erfassen als darauf, Vollständigkeit der behandelten Aspekte anzustreben.

Aggregationsniveau der Module. In den untersuchten Modulen (Speicherkraft, Laufkraft usw.) sind verhältnismässig viele Schritte zusammengefasst. Gleichzeitig bilden die gewählten Module jedoch die natürlichen und die kleinsten noch sinnvollen Bilanzierungseinheiten. Somit drängt sich in dieser Beziehung für spätere Untersuchungen keine Änderung auf.

Vertrauenswürdigkeit der Datenquellen. Die Vertrauenswürdigkeit der Datenquellen ist hoch. In vielen Fällen handelt es sich um Publikationen aus einer Zeit, als sicher kaum jemand die Tendenz hatte, den Material- und Energieverbrauch zu optimistisch darzustellen, sondern als man die Verbrauchswerte noch freimütig nennen durfte und teilweise sogar stolz darauf war. Auch die Erhebung der verwendeten Daten ist grundsätzlich unproblematisch und daher unkritisch.

Willkür. Bei der Bilanzierung wurde viel Gewicht darauf gelegt, die erforderlichen Schätzungen und Annahmen soweit möglich auf Daten zu basieren und auf verschiedene Arten abzusichern. Willkürliche Schätzungen und Annahmen wurden nur äusserst widerwillig und mit Abscheu getroffen, was sich unter anderem in der eher geringen Zahl von behandelten Kennziffern niederschlägt. Eine dieser Schätzungen (die übrigens in einer nächsten Phase mit vertretbarem Aufwand verbessert werden könnte) ist die Aufteilung des Stahlverbrauches auf die in ECOINVENT berücksichtigten Stahlkategorien.

Unsicherheiten. Unsicherheiten in den erarbeiteten Zahlen bestehen zu einem wesentlichen Teil infolge der grossen Schwankungsbereiche, d.h. infolge der grossen Unterschiede, die zwischen einzelnen Wasserkraftwerken bestehen können. Um diesem Problem zu begegnen, wurde versucht, möglichst viele Wasserkraftwerke zu behandeln. Beim Zementverbrauch gelang dies ziemlich gut, während man bei anderen Kennziffern mehr oder weniger früh an daten- und aufwandbedingte Grenzen stiess. Grundsätzlich lassen sich diese Unsicherheiten einengen, indem man in einer nächsten Phase weitere Wasserkraftwerke einbezieht und die zeitraubende Auswertung von umfangreichem Archivmaterial fortsetzt. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit können mithelfen, dabei die Schwergewichte zweckmässig festzulegen.

4. Betrieb der Wasserkraftwerke

4.1 Einleitung

Beim Betrieb der Wasserkraftwerke sind in erster Linie die hydrologischen und biologischen Aspekte für die Umweltbeeinflussungen massgebend. Auf die methodischen Probleme der Quantifizierung wurde schon hingewiesen. Im folgenden werden die bisher untersuchten Kennziffern behandelt, zuerst für Speicherkraftwerke und dann für Laufkraftwerke.

4.2 Speicherkraftwerke

4.2.1 Flächenbeanspruchung

Bei Speicherkraftwerken beanspruchen vor allem die Speicherseen Fläche, z.B. Weideland, Moorlandschaften, Schotterflächen usw. Im Mittel über die untersuchte Stichprobe (vgl. Tabellen im Anhang A.VIII.1) beträgt die spezifische Flächenbeanspruchung $4.8 \times 10^{-3} \text{ m}^2/(\text{kWh/a})$.

Den Ausgangszustand vor Inbetriebnahme des Speicherbeckens kann man in der Regel der Kategorie II zuordnen. Der Zustand nach Inbetriebnahme wäre mit "Kategorie IIb" zu charakterisieren, d.h. das Speicherkraftwerk bewirkt eine Veränderung der Flächenbeanspruchung, die sich nach den Definitionen immer noch im Rahmen der Kategorie II bewegt. Um dennoch im vorgegebenen Kategorienraster eine quantitative Aussage zu ermöglichen, wird hier stattdessen Kategorie III verwendet.

Mit diesen Daten erhält man einen guten Index für die Flächenbeanspruchung durch Speicherkraftwerke. Sollten in einer späteren Phase detailliertere Angaben erforderlich sein, wäre der Aufwand weniger in die doch relativ grobe, bei der Wasserkraft etwas willkürliche und beschränkt aussagekräftige Einteilung in obige Kategorien zu investieren, als in eine präzisere Aufschlüsselung nach Art und ökologischem Wert der überfluteten, bzw. betroffenen Flächen (z.B. Wald, Standort mit seltenen Pflanzen, Moorlandschaft usw.).

Die weiteren Flächenbeanspruchungen sind in der Regel von untergeordneter Bedeutung. Die Zentralen beispielsweise wurden oft in Kavernen erstellt und beanspruchen deshalb an der Terrainoberfläche keine Flächen. Für die Beanspruchung von Kategorie II zu Kategorie IV wird stark vereinfachend 1 % des obigen Wertes für die Speicherseen verwendet. Berücksichtigt sind damit Staumauern, mit Beton oder Bitumen ausgekleidete Ausgleichsbecken, Zufahrtsstrassen usw.

4.2.2 Nutzinhalt der Speicherseen

Der Nutzinhalt der Speicherseen ist nicht nur eine wasserwirtschaftlich interessante Grösse, sondern bildet aus folgenden Gründen auch einen ökologisch relevanten Index. Erstens ist er ein Mass für zeitliche Umlagerungen im Abflussregime, d.h. dafür, welche Wassermengen dem natürlichen Wasserhaushalt vorübergehend entzogen und zeitlich verzögert in die Oberflächengewässer zurückgegeben werden. Je nach Art des Speichers (Tagesspeicher, Wochenspeicher, Jahresspeicher) kann diese Verzögerung kürzer oder länger dauern. Zweitens gibt der Nutzinhalt der Speicherseen (als Ergänzung zu der oben behandelten Flächenbeanspruchung) ein Mass für die "Raumbeanspruchung" durch Speicherseen. Erfasst wird dabei nicht das Gesamtvolumen der Speicherseen, sondern das Volumen der Spiegelschwankungszone, die sich bekanntlich in der Regel durch unansehnliche Uferstreifen auszeichnet.

Aus Daten von <BWW 1991> errechnet sich ein totaler Nutzinhalt der schweizerischen Wasserkraftwerke von 3365 Mio m³. Aufgeteilt auf die Nettoproduktionserwartung der Speicherkraftwerke, resultiert ein spezifischer Nutzinhalt von 0.20 m³/(kWh/a). Aus der im Anhang A.VIII.1 wiedergegebenen Stichprobe von Wasserkraftwerken ergibt sich mit 0.17 m³/(kWh/a) ein etwas tieferer Wert. Der Unterschied ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Speicherbecken der untersuchten Periode (1945-1970) sich durchschnittlich in höheren Lagen befinden als das gesamtschweizerische Mittel. Damit resultiert bei gegebener Turbinierwassermenge und gegebenem Nutzinhalt eine höhere Energieproduktion und folglich ein tieferer spezifischer Nutzinhalt. Zu den Speicherbecken, die in relativ geringer Höhe über Meer liegen und nicht in der untersuchten Periode erstellt wurden, gehören u.a. Lac de Montsalvens, Sihlsee und Wägitalersee.

4.2.3 Turbinierwassermenge

Nach Auftrag ist auch die Turbinierwassermenge als Kennziffer zu untersuchen, wobei die Werte unter Ausschluss der Anteile aus Umwälzbetrieb zu benutzen sind. Diese Wassermenge ist gleich der

genutzten (d.h. den Fliessgewässern entzogenen) Wassermenge minus kleine Verluste (z.B. Verdunstung aus Speicherseen).

Bezüglich der ökologischen Bedeutung der Turbinierwassermenge ist folgendes zu berücksichtigen: Die Turbinierwassermenge hängt über physikalische Gesetze mit der erzeugten Elektrizität zusammen, d.h. sie gibt keine unabhängige, ökologisch relevante Information. Die spezifische Turbinierwassermenge (z.B. in m^3/kWh) liefert im wesentlichen eine Grösse, die umgekehrt proportional zur mittleren Fallhöhe ist. Erinnerung sei an den Richtwert, dass ein Wasserkraftwerk mit 1 m^3 Wasser über 450 m Fallhöhe rund 1 kWh Elektrizität erzeugt. Ökologisch relevant ist die Turbinierwassermenge insofern, als sie ein anschauliches Mass für die Wassermenge darstellt, die dem natürlichen Wasserhaushalt streckenweise entzogen wird.

Für die untersuchte Stichprobe (siehe Tabellen im Anhang A.VIII.1) beträgt das arithmetische Mittel der spezifischen Turbinierwassermenge $2.4 \text{ m}^3/\text{kWh}$. Das gewichtete Mittel, d.h. der Quotient aus totaler Turbinierwassermenge und totaler Nettoproduktionserwartung, beläuft sich auf $1.4 \text{ m}^3/\text{kWh}$. Der Unterschied widerspiegelt den empirischen, aber nicht zwingenden Sachverhalt, dass die Fallhöhe bei grossen Kraftwerken im Mittel grösser ist als bei kleinen.

4.2.4 Methanemissionen

Die Methanemissionen von schweizerischen Seen werden auf rund 40 kg/ha und Jahr geschätzt <EGGER 1995>. Bei einer geschätzten Fläche der schweizerischen Stauseen von ca. 7000 ha und einer Stromproduktion derselben von $19'700 \text{ GWh/}$ (Schnitt der Jahre 1990-1994) resultiert ein Methanemissionsfaktor von 4 kg/TJ . Aufgrund der hohen Lagen der meisten Speicherbecken dürften jedoch die Emissionen einiges tiefer liegen. Die überflutete Biomasse ist gering und die tiefen Temperaturen hemmen den anaeroben mikrobiellen Abbau der Biomasse. Die CH_4 -Emission wird deshalb wie auch mögliche Lachgasemissionen in diesem Projekt vernachlässigt. Der Fehler bezüglich treibhauswirksamer Gase liegt unter 10% <DONES et al. 1996>.

4.3 Laufkraftwerke

4.3.1 Flächenbeanspruchung

Bei Speicherkraftwerken ist die Definition der Flächenbeanspruchung relativ einfach. Bestimmt wurden hier in erster Linie die von Speicherseen überfluteten Flächen. Bei Laufkraftwerken bietet die Definition aus folgenden Gründen mehr Schwierigkeiten.

Erwähnt sei zuerst das Problem des Ausgangszustandes. Während bei Speicherkraftwerken im Alpenraum im Prinzip klar ist, mit welchem Ausgangszustand der Zustand nach Inbetriebnahme des Kraftwerkes verglichen werden muss, trifft dies bei Laufkraftwerken in der Schweiz nicht ohne weiteres zu. Soll der Zustand unmittelbar vor Kraftwerkbau herangezogen werden, der in der Regel schon stark durch Massnahmen zum Hochwasserschutz und zur Kulturlandgewinnung beeinflusst war? Oder soll ein älterer, naturnäherer Zustand als Referenz gewählt werden und wenn ja, welcher? Damit hängt das Problem der Zuordnung von Auswirkungen zusammen. Flussbauliche Massnahmen im Zusammenhang mit dem Bau von Laufkraftwerken erfüllen oft neben der Energieerzeugung noch andere Funktionen (Hochwasserschutz, Regulation der Geschiebeführung, Schiffbarmachung usw.). Umweltbeeinflussungen dürfen daher nicht automatisch alle der Energieerzeugung angelastet werden.

Schliesslich sei auf das Problem der Einzigartigkeit hingewiesen. Wenn im Alpenraum ein Talboden durch einen Speichersee überflutet wird, gibt es in der Regel noch vergleichbare unbeeinflusste Gebiete, in denen die natürlichen Lebensgemeinschaften mindestens teilweise und exemplarisch erhalten sind. Wenn hingegen beispielsweise ein Abschnitt eines grösseren Flusses durch Staustufen in naturferne Richtung umgestaltet wird, geht möglicherweise etwas Einzigartiges verloren, weil kaum mehr vergleichbare, nicht durch Wasserkraftwerke genutzte Flüsse existieren und deshalb unersetzbare Lebensräume und Lebensgemeinschaften bedroht sind.

Dem ersten Problem kann man teilweise begegnen, indem man schwergewichtig den momentanen Zustand bewertet und diesen nicht mit einem früheren Zustand, sondern mit jenem anderer Gebiete vergleicht.

Dem zweiten Problem kann man analog begegnen, indem man nur die jüngsten Veränderungen bewertet, die als unmittelbare Folge der Energieproduktion auftraten. Dies ist in der Schweiz in vielen

Fällen möglich, denn bestimmte Funktionen (wie z.B. Hochwasserschutz und Kulturlandgewinnung) hatte man oft schon in einer früheren Phase erreicht, während andere Funktionen (wie z.B. Schiffbar-machung) entweder gar nicht angestrebt waren oder Nebeneffekte bildeten, d.h. sich im Laufe der Errichtung von Staustufen zwanglos ergaben.

Dem dritten Problem kann man Rechnung tragen, indem man die einzelnen Wasserkraftwerke nicht isoliert betrachtet, sondern im Gesamtzusammenhang. In anderen Worten ist die Knappheit der betroffenen Lebensräume zu berücksichtigen.

Um die Veränderungen zu quantifizieren, die als unmittelbare Folge der Energieproduktion auftraten, wäre es denkbar, die durch den Aufstau überfluteten Flächen zu bestimmen. Meistens sind diese infolge der regelmässigen Gerinnegeometrie jedoch klein. Zudem ist die Flächenbeanspruchung allein hier kein geeignetes Mass für die Umweltbeeinflussungen. Beispielsweise beansprucht die Schaffung von ausgedehnten Flachwasserzonen mehr Fläche als konventionelle Lösungen, ist aber biologisch gesehen ein Gewinn, weil sie einen teilweisen Ersatz für früher entlang dem Fluss verlorengegangene Feuchtgebiete schafft.

Diese Hinweise mögen zeigen, dass eine detaillierte Erfassung der Flächenbeanspruchung bei Laufkraftwerken beträchtliche methodische Probleme bietet und sehr zeitraubend wäre. Deshalb wird hier als erster Schritt ein pragmatisches Vorgehen gewählt. Bestimmt wird die Fläche der genutzten Fliessgewässerstrecke (Strecke zwischen Stauwurzel und Wehr), berechnet als Produkt aus Länge und mittlerer Breite gemäss Landeskarte. Die auf diese Weise definierte Flächenbeanspruchung ist nicht als Absolutwert zu verstehen, sondern als Index. Der Index berücksichtigt, dass Wasserkraftwerke die Lebensgemeinschaften in den genutzten Fliessgewässerstrecken beeinflussen. Zudem berücksichtigt er die Störung der Grundwasserverhältnisse entlang dieser Strecken. Die erforderliche Abdichtung der Fliessgewässer gegenüber dem Grundwasserleiter führt bekanntlich dazu, dass die Wechselwirkungen zwischen Fluss und Grundwasser beeinträchtigt oder ganz unterbunden werden. Mit der untersuchten Stichprobe ergibt sich für die spezifische Flächenbeanspruchung ein Richtwert von rund $4.5 \times 10^{-3} \text{ m}^2/(\text{kWh/a})$. Bei grossen Flüssen liegen die Werte tendenziell tiefer als bei kleinen. Infolge des Indexcharakters ist der Richtwert mit anderen Flächenangaben nicht streng vergleichbar.

In der Schweiz ist in den meisten Fällen für den Zustand vor Inbetriebnahme des Laufkraftwerkes am ehesten Kategorie II zutreffend. Wie bei den Speicherkraftwerken wäre der Zustand nach Inbetriebnahme mit "Kategorie IIB" zu charakterisieren, d.h. das Laufkraftwerk bewirkt eine Veränderung der Flächenbeanspruchung, die sich nach den Definitionen immer noch im Rahmen der Kategorie II bewegt. Um dennoch im vorgegebenen Kategorienraster eine quantitative Aussage zu ermöglichen, wird hier stattdessen Kategorie III verwendet.

Es sei darauf hingewiesen, dass Laufkraftwerke nicht zwingend zu einer Beeinträchtigung der ökologischen Situation führen müssen. Neuere Konzepte für Laufkraftwerke zielen auf eine Mehrfach-nutzung, d.h. auf eine Synthese zwischen Technik und Natur. In konsequent ausgeführten Fällen (für die es Beispiele gibt) tritt gegenüber dem Ausgangszustand, der meistens durch flussbauliche Massnahmen stark beeinflusst ist, aus ökologischer Sicht sogar eine Verbesserung ein, und man darf deshalb die betroffenen Flächen der Kategorie II zuordnen.

Die weiteren Flächenbeanspruchungen sind in der Regel von untergeordneter Bedeutung. Analog wie bei den Speicherkraftwerken wird für die Beanspruchung von Kategorie II zu Kategorie IV stark vereinfachend 1 % des obigen Wertes für die genutzte Fliessgewässerstrecke verwendet. Berücksichtigt sind damit Stauwehre, Zentralen, Zufahrtsstrassen usw.

4.3.2 Nutzinhalt der Speicherseen

Laufkraftwerke weisen nach Definition keine nennenswerten Speicher auf. Der spezifische Nutzinhalt ist daher praktisch null.

4.3.3 Turbinierwassermenge

Wie oben schon festgehalten, hängt die Turbinierwassermenge über physikalische Gesetze mit der erzeugten Elektrizität und der mittleren Fallhöhe zusammen. Ökologisch relevant ist die Turbinierwassermenge insofern, als sie ein anschauliches Mass für die Wassermenge darstellt, die dem natürlichen Wasserhaushalt streckenweise entzogen wird.

Bei einer typischen Fallhöhe in Laufkraftwerken von 10 m, ergibt sich eine spezifische Turbinierwassermenge von rund 45 m³/kWh.

Das folgende Beispiel soll aufzeigen, wie man die Angaben weiterverwenden könnte. Wenn man als erste Näherung die spezifische Turbinierwassermenge für Speicher- und Laufkraftwerke mit der Produktionserwartung aus Tab. VIII.1.1 hochrechnet, ergibt sich eine totale Turbinierwassermenge von rund 730 x 10⁹ m³/a. Der Gesamtabfluss aus der Schweiz beträgt nach <SCHÄDLER 1985> 53.5 x 10⁹ m³/a. Somit wird in der Schweiz das abfließende Wasser im Mittel rund 14 mal turbiniert, bis es das Land verlassen hat.

4.4 Zusammenstellung der Kennziffern

In den beiden folgenden Tabellen sind die Kennziffern zum Betrieb der Wasserkraftwerke zusammengestellt. In Klammern steht jeweils eine Qualitätsangabe. Tab. VIII.4.1 enthält die oben hergeleiteten Kennziffern in den ursprünglichen Einheiten.

Kennziffer	Einheit	Speicherkraft	Laufkraft
Flächenbeanspruchung (II-III)	m ² /(kWh/a)	4.8x10 ⁻³	4.5x10 ⁻³
(II-IV)	m ² /(kWh/a)	5x10 ⁻⁵	5x10 ⁻⁵
Nutzinhalt der Speicherseen	m ³ /(kWh/a)	0.20	0
Turbinierwassermenge	m ³ /kWh	1.4	45

Tab.VIII.4.1: Zusammenstellung der hergeleiteten Kennziffern zum Betrieb der Wasserkraftwerke, normiert mit der mittleren jährlichen Nettoproduktionserwartung in kWh/a, bzw. mit der Produktion in kWh.

In Tab. VIII.4.2 sind die Kennziffern mit der mittleren jährlichen Bruttoproduktionserwartung (ohne Abzug der Pumpenergie), bzw. mit der Bruttoproduktion normiert. Die Daten über Produktion und Pumpenergiebedarf wurden aus Tab. VIII.1.1 und Kap. 2.8 übernommen. Die Aufteilung zwischen dem Modul "Umwälzbetrieb" und dem Energiesystem "Speicherkraft" erfolgte nach der in Kap. 2.8 diskutierten Methode. Der Wert für die Flächenbeanspruchung von Kategorie II zu Kategorie III bei der Speicherkraft errechnete sich beispielsweise wie folgt:

$$[16'388 / (17'166+520)] \times 0.0048 \text{ m}^2/(\text{kWh/a}) / 3.6 \times 10^{-6} \text{ TJ/kWh}$$

Kennziffer	Einheit	Speicherkraft	Umwälzbetrieb	Laufkraft
Flächenbeanspruchung (II-III)	m ² a/TJ	1230	1230	1250
(II-IV)	m ² a/TJ	12	12	12
Nutzinhalt der Speicherseen	m ³ a/TJ	51x10 ³	51x10 ³	0
Turbinierwassermenge	Mio m ³ /TJ	0.36	0.36	12

Tab.VIII.4.2: Zusammenstellung der Kennziffern zum Betrieb der Wasserkraftwerke, normiert mit der mittleren jährlichen Bruttoproduktionserwartung (ohne Abzug der Pumpenergie) in TJ/a, bzw. mit der Bruttoproduktion in TJ.

Wie in Kap. 3.4 erläutert, ist der "Hydromix CH" definiert als das mit der Bruttoproduktionserwartung gewichtete Mittel der Energiesysteme "Speicherkraft" und "Laufkraft". Wiederum darf man in erster, grober Näherung den "Hydromix CH" auch für die UCPTE verwenden.

In Kap.1.2.2 wird die für den UCPTE-Raum verwendete Aufteilung zwischen Speicher- und Laufkraftwerken hergeleitet. Die Bestimmung der in Pumpspeicher-Kraftwerken erzeugten Elektrizität und deren Anteil an der insgesamt produzierten Hydroelektrizität pro Land innerhalb des UCPTE ist in Teil XVI beschrieben.

4.5 Diskussion der Datenqualität

Zur Diskussion der Datenqualität sei auf die Angaben in Kap. 2.9 und Kap. 3.5 verwiesen.

5. Abbruch der Wasserkraftwerke

Bisher liegen kaum Langzeiterfahrungen mit Wasserkraftwerken vor (vgl. Kap. 2.5), und entsprechend sind auch keine Erfahrungswerte zum Abbruch greifbar. Um diese letzte Phase im Lebenszyklus trotzdem grob zu erfassen, werden im vorliegenden Kapitel kurz einige einfache Abschätzungen gemacht.

Bei Speicherkraftwerken gehen Experten davon aus, dass nach Verlandung der Speicherseen die Talsperran an Ort und Stelle belassen werden. Sie werden also nicht etwa abgebrochen und wegtransportiert, sondern sozusagen am momentanen Standort deponiert. Analog kann man davon ausgehen, dass die Auskleidung der Stollensysteme dort bleibt wo sie ist. Das Stahl von Turbinen, Generatoren, Transformatoren, Abschlussorganen, Druckleitungen und anderem lässt sich im Prinzip rezyklieren, während der Stahl in Armierungen, Panzerrohren usw. meistens im Bauwerk verbleiben dürfte, d.h. als Abfall auftritt. Der Rezyklieranteil wird als 20 % angenommen.

Nach Ablauf der Nutzungsdauer des Speicherbeckens, bzw. nach Verlandung des Stauraumes, sind die betroffenen Flächen in der Regel bereits vollständig in Kategorie II zurückgefallen, denn weil die Verlandung allmählich voranschreitet, können Pflanzen und Tiere die verlandeten Teilflächen sukzessive und schon während der Nutzungsdauer des Speicherbeckens besiedeln und sich dort ungestört vom Kraftwerkbetrieb entwickeln. Die Einteilung in Kategorie II besagt nicht, dass sich die für den jeweiligen Standort typischen Klimaxgesellschaften dann bereits überall eingestellt haben. Es können z.B. auch Pioniergesellschaften vorliegen, die bekanntlich keineswegs minderwertig, sondern oft ökologisch sogar besonders wertvoll (weil selten) sind.

Bei Laufkraftwerken ist damit zu rechnen, dass das Bauwerk nach gänzlicher Stilllegung im wesentlichen an Ort und Stelle belassen wird, analog wie bei den Speicherkraftwerken. Ein Transport zu einer Deponie entfällt dann wiederum. In der Regel besteht kein Anlass zur Stilllegung, sondern man wird nach Ablauf der Nutzungsdauer am selben Standort ein neues Laufkraftwerk errichten. Im Rahmen dieser Erneuerung wird man meistens das Bauwerk weitgehend abbrechen und wegtransportieren. Diese Arbeiten kann man als Teil der Aushubarbeiten für das neue Kraftwerk betrachten und deshalb bei der Bilanzierung des alten Kraftwerkes weglassen. Ein namhafter Prozentsatz des Stahles lässt sich rezyklieren. Hier wird ein Wert von 70 % angenommen.

Nach Ablauf der Nutzungsdauer des Laufkraftwerkes wird wie erwähnt in der Regel an derselben Stelle ein neues Laufkraftwerk errichtet. Eine Rekultivierung steht dann noch nicht zur Debatte. Sollte dereinst einmal auf eine Erneuerung des Kraftwerkes verzichtet werden, fallen die betroffenen Flächen sogleich nach Einstellung des Kraftwerkbetriebes in Kategorie II zurück, denn das Kriterium für Kategorie III (die "Kultivierung" infolge Kraftwerkbetrieb) ist dann nicht mehr erfüllt. Die Rekultivierungszeit darf deshalb als null angenommen werden. Damit ist allerdings nicht gesagt, dass der Ausgangszustand wieder hergestellt ist, denn beispielsweise besteht die Abdichtung gegen das Grundwasser weiterhin. Meistens herrscht dann ein anderer Zustand, der aber ebenfalls zu Kategorie II gehört und aus ökologischer Sicht nicht unbedingt schlechter sein muss als der Ausgangszustand.

Die Ergebnisse sind in Tab. VIII.5.1 zusammengestellt.

Kennziffer	Einheit	Speicherkraft	Umwälzbetrieb	Laufkraft	"Hydromix CH"
Beton in Deponie	t/TJ	5.5	5.5	5.2	5.4
Stahl, in Deponie	kg/TJ	121	121	38	79
zu Recycling	kg/TJ	30	30	88	59

Tab.VIII.5.1: Zusammenstellung der Kennziffern zum Abbruch der Wasserkraftwerke, normiert mit der während der Nutzungsdauer produzierten Elektrizität (Bruttoerzeugung, ohne Abzug der Pumpenergie). Die Daten basieren auf Tab. VIII.3.2. Zur Umrechnung von Zement auf Beton wurde ein Zementgehalt von 10 % angenommen (vgl. Tab. VIII.6.1).

6. Kontrollen und Vergleiche

6.1 Zementverbrauch für den schweizerischen Kraftwerkpark

In den vorangehenden Kapiteln wurde u.a. der Zementverbrauch für Speicherkraftwerke und für Laufkraftwerke untersucht. Es resultierten mittlere spezifische Werte von 0.43 kg/(kWh/a) und 0.15 kg/(kWh/a). Hochgerechnet mit der Nettoproduktionserwartung für diese beiden Kraftwerkstypen, ergibt sich für den schweizerischen Wasserkraftwerkpark ein durchschnittlicher spezifischer Zementverbrauch von 0.29 kg/(kWh/a).

Dieser Wert lässt sich wie folgt kontrollieren: Der Verein Schweizerischer Zement-, Kalk- und Gips-Fabrikanten erfasste in seinen Statistiken des Absatzes der schweizerischen Zementfabriken die Kraftwerkbezüge von 1922-1980 separat. Wie den Graphiken in den Jahresberichten des Vereins zu entnehmen ist, beliefen sich die Bezüge in dieser Periode auf rund 8.6 Mio t. Zusammen mit dem Zementverbrauch für den Wasserkraftwerkbau vor 1922 (u.a. Montsalvens) und nach 1980 (u.a. Solis, Staumauererhöhung Mauvoisin, Engadiner Kraftwerke, Kraftwerke Ilanz) ergibt sich ein Total von rund 9 Mio t, aufgewendet über eine Zeitspanne von rund 100 Jahren. Zum Vergleich sei beispielsweise erwähnt, dass in der Schweiz der Gesamtabsatz (exkl. Importe) im Spitzenjahr 1972 5.9 Mio t betrug und dass die Lieferungen an die Transportbetonindustrie sich von 1989-1991 auf zusammen 9.7 Mio t beliefen.

Aufgeteilt auf die Nettoproduktionserwartung des schweizerischen Wasserkraftwerkparkes entspricht das genannte Total einem durchschnittlichen spezifischen Zementverbrauch von 0.28 kg/(kWh/a), was mit dem hochgerechneten Wert von 0.29 kg/(kWh/a) gut übereinstimmt.

Beim Vergleich zwischen den beiden Angaben sollten folgende Punkte beachtet werden: Der hochgerechnete Wert liegt tendenziell etwas zu hoch, denn die Zahl, die für Speicherkraftwerke zugrunde gelegt wurde, gilt nur für Fälle mit Staumauern, jedoch nicht für Fälle mit Staudämmen, von denen es in der Schweiz auch einige gibt und die naturgemäss weniger Zement erfordern.

Der zweite Wert beinhaltet genau betrachtet die Lieferungen der schweizerischen Zementfabriken für den Wasserkraftwerkbau in der Schweiz. Nicht berücksichtigt sind die Importe von Spezialzementen, die allerdings mengenmässig kaum ins Gewicht fallen. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Zementimporte für Kraftwerke an der Grenze mit Beteiligung des Auslandes (sogenannte internationale Wasserkraftanlagen). Beim Kraftwerk Hinterrhein beispielsweise wurde die Staumauer im Valle di Lei mit Zement aus Italien gebaut. Andererseits geht bei internationalen Kraftwerken meistens ein Teil der Produktion an den Partnerstaat. Im Endeffekt wirken sich daher möglicherweise die Abgrenzungsprobleme kaum mehr spürbar aus.

6.2 Vergleiche mit anderen Untersuchungen

Im folgenden werden Vergleiche mit Daten von <EWI 1978>, <DOE 1983>, <JENSCH 1988> und <FRITSCHKE et al. 1990> durchgeführt. Die Werte sind in Tab. VIII.6.1 zusammengestellt.

Wie den Angaben über die Auslastung (Vollbetriebsstunden) zu entnehmen ist, dürften sich die Daten von <FRITSCHKE et al. 1990> auf Laufkraftwerke beziehen. Die Werte des Zement- und Stahlverbrauches nach <FRITSCHKE et al. 1990> liegen für Kleinwasserkraftwerke etwas tiefer und für grössere Wasserkraftwerke deutlich höher als die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit für Laufkraftwerke.

Die Werte des Zement- und Stahlverbrauches nach <DOE 1983> liegen deutlich tiefer als die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit. Dies ist verständlich, denn sie beziehen sich auf Laufkraftwerke, bei denen ein Erddamm den Fluss staut. Weil diese Bauweise in der Schweiz nicht üblich ist, sind die Daten von <DOE 1983> zwar zum Vergleich aufschlussreich, aber hier nicht relevant.

Die Intervalle, die <JENSCH 1988> für den Zement- und Stahlverbrauch angibt, überspannen praktisch den ganzen Wertebereich der anderen Untersuchungen.

Die Unterschiede in den Daten über die Flächenbeanspruchung sind zu einem grossen Teil durch unterschiedliche Definition der berücksichtigten Flächen bedingt. <FRITSCHKE et al. 1990> betrachten nur die eigentliche Stauanlage und das Turbinenhaus, weshalb die Werte sehr klein ausfallen. Bei <EWI 1978> und <DOE 1983> hingegen liegt anscheinend die gleiche oder eine ähnliche Definition zugrunde wie in der vorliegenden Arbeit für die Flächenbeanspruchung von Kategorie II zu Kategorie III. Es wurde bereits erwähnt, dass die Bestimmung der Flächenbeanspruchung ein methodisches

Problem darstellt. Die Unterschiede zwischen den Untersuchungen kommen somit nicht überraschend.

Quelle	Kraftwerktyp	Zementverbrauch [kg/(kWh/a)]	Stahlverbrauch [g/(kWh/a)]	Flächenbeanspruchung [10 ⁻³ m ² /(kWh/a)]
<EWI 1978>	Laufkraftwerke	-	-	2.6
	Laufkraftwerke	-	-	2.3
<DOE 1983>	Laufkraftwerke	0.014 a	13	1.6
<JENSCH 1988>	Laufkraftwerke	0.09-0.55 a,b	28-76 b	-
<FRITSCHKE et al. 1990>	Wasserkraftwerke	0.38	80	0.04
	Kleinwasserkraftwerke	0.04	22	0.2
Diese Arbeit	Speicherkraftwerke	0.43	40	II-III: 4.8
	"			II-IV: 0.05
	Laufkraftwerke	0.15	30	II-III: 4.5
	"			II-IV: 0.05

Tab.VIII.6.1: Vergleiche zwischen spezifischen Kennziffern (Zementverbrauch, Stahlverbrauch und Flächenbeanspruchung) nach verschiedenen Quellen.

a: Für die Umrechnung wurde ein Zementgehalt von 0.1 kg Zement pro kg Beton angenommen. Dies entspricht beispielsweise bei einer Betondichte von 2400 kg/m³ einer Dosierung von 240 kg Zement pro m³ Beton. b: Für die Umrechnung der mit der Leistung normierten Originaldaten (t/MW) wurde die Anzahl Vollbetriebsstunden als 5180 h/a angenommen, was nach <JENSCH 1988> dem Mittelwert für Laufkraftwerke in Deutschland entspricht.

In der Literatur liegen noch weitere Angaben über einzelne Kennziffern vor, doch eignen sich diese i.a. für einen Vergleich weniger gut. Bei <INHABER 1982> beispielsweise ergeben sich u.a. folgende Schwierigkeiten: Erstens ist es unklar, ob sich die tabellierten Daten auf Wasserkraftwerke mit Staumauern, mit Staudämmen oder auf eine Mischung von beidem beziehen. Weil Daten für Gestein und Erde angegeben sind, könnte man mindestens zum Teil Staudämme vermuten, doch erwähnt <INHABER 1982>, dass sich die Werte vielleicht nur auf den Aushub beziehen. Beim Stahlverbrauch weiss <INHABER 1982> ebenfalls nicht ganz sicher, was in den Zahlen eingeschlossen ist. Wie er schreibt, sind Turbinen, Transformatoren und andere elektrische Ausrüstung vielleicht nicht berücksichtigt. Wegen diesen und weiteren Unsicherheiten wird darauf verzichtet, die Werte in den Vergleich einzubeziehen.

Wertvolle Angaben über Laufkraftwerke finden sich bei <HAUBER 1985>. Weil sich diese Daten in der Regel nicht auf ganze Anlagen, sondern auf Anlagenteile beziehen, können sie nicht in den vorliegenden Vergleich einbezogen werden. Vergleiche wären auf einer früheren, weniger aggregierten Stufe durchführbar, konnten aber hier nicht mehr einfließen, weil die Studie von <HAUBER 1985> nur auszugsweise und erst knapp vor Abschluss der Untersuchung zur Verfügung stand. Stichprobenweise Kontrollen zeigten eine gute Übereinstimmung mit den Basisdaten der vorliegenden Arbeit. Vergleiche von Werten des kumulierten Energieverbrauches, der energetischen Rückzahldauer und des Erntefaktors gehören nicht direkt zur vorliegenden Arbeit. Zur Information sei jedoch auf die Publikationen von <GILLILAND et al. 1981> und <JENSCH 1988> hingewiesen, in denen sich entsprechende Angaben finden.

7. Resultate

In den vorangehenden Kapiteln wird im wesentlichen der erste Schritt der Bilanzierung durchgeführt. Ermittelt werden verschiedene Kennziffern für Bau, Betrieb und Abbruch der Wasserkraftwerke, beispielsweise Zementverbrauch pro erzeugte Energieeinheit. Dieser erste Schritt bildet den Kern der Arbeiten. Im zweiten Schritt werden die Kennziffern in die Datenbank ECOINVENT eingegeben und weiterverarbeitet. Unter Berücksichtigung der Verknüpfungen zwischen den einzelnen Modulen und mit Hilfe der Emissionsfaktoren und weiterer Basisdaten werden die totalen spezifischen Kennziffern berechnet (z.B. Kilogramm emittiertes SO_x pro TJ Strom). Die ausführlichen Resultate der Berechnungen sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" zusammengestellt.

		Laufwas- serkraft CH TJ	Laufwas- serkraft UCPTE TJ	Speicher- kraft CH TJ	Speicher- kraft UCPTE TJ	Strom ab Wasserkraft CH TJ	Strom ab Wasserkraft UCPTE TJ	Umwaelz- wasserkraft CH TJ	Umwaelz- wasserkraft UCPTE TJ
Ressourcen:									
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III		1.28E+03	1.28E+03	1.33E+03	1.33E+03	1.31E+03	1.31E+03	2.22E+04	1.83E+04
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	2.67E+01	2.67E+01	2.87E+01	2.88E+01	2.78E+01	2.77E+01	1.43E+02	3.27E+02
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	3.89E+00	3.94E+00	4.35E+00	4.44E+00	4.16E+00	4.18E+00	4.24E+01	1.34E+02
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	2.84E-02	2.85E-02	3.39E-02	3.41E-02	3.15E-02	3.12E-02	3.02E-01	5.37E-01
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	1.22E+00	1.22E+00	1.34E+00	1.34E+00	1.29E+00	1.28E+00	7.35E-01	2.80E-01
Rohbraunkohle	kg	2.89E+01	5.12E+01	3.48E+01	8.08E+01	3.22E+01	6.54E+01	1.36E+04	6.34E+04
Rohfoerdersteinkohle	kg	2.44E+02	2.61E+02	2.94E+02	3.29E+02	2.72E+02	2.94E+02	1.42E+04	5.02E+04
Erdgas	Nm3	9.53E+00	1.25E+01	1.23E+01	1.83E+01	1.11E+01	1.53E+01	1.76E+03	8.57E+03
Rohoel	t	7.56E-02	7.91E-02	6.28E-02	7.01E-02	6.83E-02	7.48E-02	2.86E+00	1.15E+01
Uran	kg	3.56E-03	3.52E-03	5.63E-03	5.55E-03	4.74E-03	4.49E-03	5.60E+00	4.31E+00
Wasser	kg	1.20E+10	1.20E+10	6.14E+08	6.60E+08	5.52E+09	6.57E+09	3.66E+09	1.85E+09
Materialien:									
Materialien	kg	5.69E+03	5.69E+03	6.32E+03	6.31E+03	6.04E+03	5.99E+03	1.18E+04	1.19E+04
Kalkstein	kg	6.22E+02	6.22E+02	6.91E+02	6.92E+02	6.62E+02	6.55E+02	1.42E+03	1.85E+03
Kies	kg	4.71E+03	4.71E+03	5.21E+03	5.21E+03	5.00E+03	4.95E+03	8.70E+03	7.64E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.30E+02	1.30E+02	1.61E+02	1.61E+02	1.48E+02	1.45E+02	4.55E+02	6.51E+02
Kupfer	kg	4.61E-02	4.72E-02	6.71E-02	6.93E-02	5.80E-02	5.78E-02	3.53E+00	5.63E+00
Transportleistungen:									
Transport Strasse	tkm	1.19E+02	1.19E+02	8.80E+01	8.87E+01	1.01E+02	1.05E+02	6.41E+02	1.16E+03
Transport Schiene	tkm	1.71E+02	1.74E+02	3.48E+02	3.54E+02	2.72E+02	2.60E+02	3.13E+03	1.04E+04
Transport Wasser	tkm	1.90E+03	1.96E+03	2.19E+03	2.33E+03	2.07E+03	2.14E+03	5.02E+04	2.00E+05
Abwaerme	TJ	-9.92E-01	-9.91E-01	-9.91E-01	-9.89E-01	-9.91E-01	-9.90E-01	1.92E+00	3.12E+00
Emissionen Luft:									
CO2 total	kg	9.17E+02	9.84E+02	9.80E+02	1.12E+03	9.53E+02	1.05E+03	5.18E+04	1.99E+05
SOx	kg	2.13E+00	2.53E+00	2.40E+00	3.24E+00	2.28E+00	2.87E+00	2.58E+02	1.19E+03
NOx	kg	3.25E+00	3.37E+00	2.77E+00	3.00E+00	2.98E+00	3.19E+00	8.98E+01	3.41E+02
CH4	kg	2.05E+00	2.17E+00	2.36E+00	2.61E+00	2.23E+00	2.38E+00	1.05E+02	3.67E+02
NMVOG	kg	9.92E-01	1.02E+00	7.96E-01	8.64E-01	8.80E-01	9.48E-01	2.76E+01	1.06E+02
BTEX-Aromaten	kg	4.02E-03	4.74E-03	4.01E-03	5.48E-03	4.02E-03	5.09E-03	5.41E-01	2.10E+00
Benzo(a)Pyren	kg	1.51E-05	1.51E-05	1.87E-05	1.88E-05	1.72E-05	1.69E-05	6.68E-05	1.31E-04
HCl	kg	2.80E-02	4.09E-02	3.39E-02	6.04E-02	3.13E-02	5.02E-02	8.55E+00	3.69E+01
Hg	kg	3.14E-05	3.55E-05	3.67E-05	4.50E-05	3.44E-05	4.00E-05	2.84E-03	1.17E-02
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.96E+05	1.94E+05	3.10E+05	3.05E+05	2.61E+05	2.47E+05	3.08E+08	2.37E+08
Emissionen Wasser:									
Chloride	kg	4.62E+00	4.88E+00	4.68E+00	5.23E+00	4.66E+00	5.05E+00	2.51E+02	8.35E+02
Sulfate	kg	2.17E+00	2.36E+00	2.62E+00	3.02E+00	2.42E+00	2.68E+00	4.91E+02	8.41E+02
Ammoniak als N	kg	9.72E-03	9.89E-03	1.21E-02	1.24E-02	1.11E-02	1.11E-02	1.18E+00	1.36E+00
Fette und Oele	kg	7.16E-02	7.49E-02	6.03E-02	6.72E-02	6.52E-02	7.12E-02	2.68E+00	1.08E+01
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	5.03E-03	5.23E-03	4.55E-03	4.97E-03	4.75E-03	5.10E-03	1.62E-01	6.56E-01
Zink	kg	5.52E-03	5.81E-03	6.68E-03	7.26E-03	6.18E-03	6.50E-03	2.55E-01	8.48E-01
Ra	kBq	6.74E+01	6.68E+01	1.06E+02	1.04E+02	8.93E+01	8.48E+01	1.05E+05	8.06E+04
Abfälle:									
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	5.33E+03	5.34E+03	5.99E+03	6.00E+03	5.71E+03	5.66E+03	1.43E+04	2.43E+04
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	7.09E+00	1.01E+01	8.17E+00	1.45E+01	7.70E+00	1.22E+01	1.59E+03	8.81E+03
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	1.37E-01	1.41E-01	1.28E-01	1.36E-01	1.32E-01	1.39E-01	4.27E+00	1.30E+01
Abfaelle in KVA	kg	2.02E-01	2.02E-01	2.84E-01	2.85E-01	2.49E-01	2.42E-01	1.74E+00	2.66E+00
Sonderabfaelle	kg	8.48E-01	8.54E-01	4.88E-01	5.02E-01	6.43E-01	6.85E-01	7.37E+00	2.08E+01
Abfaelle in Landfarming	kg	4.80E-01	5.07E-01	4.09E-01	4.64E-01	4.40E-01	4.87E-01	2.14E+01	8.59E+01
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m3	7.77E-06	7.38E-06	1.24E-05	1.16E-05	1.04E-05	9.41E-06	1.22E-02	9.02E-03
Hochaktive Abfaelle	m3	6.17E-07	6.03E-07	9.79E-07	9.49E-07	8.23E-07	7.69E-07	9.76E-04	7.37E-04

Tab.VIII.7.1: Ausgewählte Resultate der Strombereitstellung mittels Laufkraft, Speicherkraft sowie mittels Umwälzwasserkraft, jeweils für die Schweiz und das Gebiet der UCPTE. Die Kriterien zur Auswahl der hier gezeigten Kenngrößen siehe Kap. III.6.2. Die ausführlichen Resultattabellen finden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate".

Eine Auswahl von Kenngrössen, die im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund der Umweltrelevanz getroffen wurde, ist in Tab. VIII.7.1 wiedergegeben. Die Auswahlkriterien und die Art der Zusammenfassung der angegebenen Kennziffern sind in Teil III.6.2 beschrieben.

Für Vergleiche mit anderen Untersuchungen sei auf Kap. 6.2 dieses Teils verwiesen. Diese Vergleiche werden bewusst nicht hier, sondern auf einer weniger aggregierten Ebene durchgeführt, weil damit die Ergebnisse von den Annahmen über die Emissionsfaktoren von Materialien und Bauprozessen unbeeinflusst bleiben.

Die Resultate für die Wasserkraft stellen das gewichtete Mittel der Resultate für Laufkraft und Speicherkraft dar. Auf eine nähere Diskussion dieser Werte kann folglich verzichtet werden.

Wie bereits erwähnt, werden bei der Bilanzierung als erste Näherung für die Schweiz und die UCPTE die gleichen Kennziffern angenommen. Entsprechend ergeben sich bei Laufkraft und Speicherkraft für die beiden Gebiete annähernd die gleichen Resultate. Die in Tab. VIII.7.1 vorhandenen Unterschiede zwischen Schweiz und UCPTE sind auf sekundäre Faktoren zurückzuführen (z.B. darauf, dass beim Elektrizitätsverbrauch für den Bau der Wasserkraftwerke mit einem unterschiedlichen Strom-Mix gerechnet wird) und sollten deshalb nicht überinterpretiert werden. Aus diesem Grund werden im folgenden lediglich die Werte für die Schweiz diskutiert. Anders ist die Situation beim Modul Umwälzbetrieb. Hier bestehen zwischen den Resultaten für die Schweiz und die UCPTE-Länder markante Unterschiede, auf die speziell eingegangen wird. Im folgenden werden somit von Tab. VIII.7.1 die Spalten "Laufkraft CH", "Speicherkraft CH", "Umwälzbetrieb CH" und "Umwälzbetrieb UCPTE" weiter behandelt. Zusätzlich werden die "Umwälzwasserkraft A und I" in die Diskussion miteinbezogen.

Insgesamt werden pro TJ Strom ab Laufwasserkraft CH rund 5.7t Material benötigt. Der grösste Anteil davon (ca. 80%) ist Kies, welches zum Bau der Staumauern und -dämme eingesetzt wird. Kalkstein (625kg, Ausgangsrohstoff der Zementherstellung) und Stahl (130kg) sind weitere, mengenmässig wichtige Materialien. Einen Grossteil dieser Materialmengen findet sich in der Inertstoffdeponie als Abfall wieder (knapp 95%).

Neben der potentiellen Energie des Wassers, welche direkt genutzt wird, werden indirekt auch Stein- und Braunkohle (250 resp. 30kg/TJ) und Rohöl (75kg/TJ) benötigt. Diese Mengen stehen massenmässig jedoch in keinem Verhältnis zu den 12 Mio. t Wasser pro TJ, welche zur Stromerzeugung turbinieren werden. Für Speicherkraftwerke liegt dieser Wert auf Grund der grösseren Fallhöhe bei 360'000t/TJ.

Die Emissionen von Luftschadstoffen liegen im Vergleich mit anderen stromerzeugenden Systemen sehr tief. Die kumulierten CO₂-Emissionen liegen zwischen 900 und 1'000kg/TJ. Bei der Speicherkraft liegen sie auf Grund der etwas höheren Materialintensität leicht höher (1'000-1'100 kg/TJ). Daneben werden je zwischen 1 bis 4 kg SO_x, NO_x, NMVOC und Methan emittiert. Ebenfalls in dieser Grössenordnung liegen die Emissionen der Wasserschadstoffe Chloride und Sulfate.

Wasserkraft, Resultate

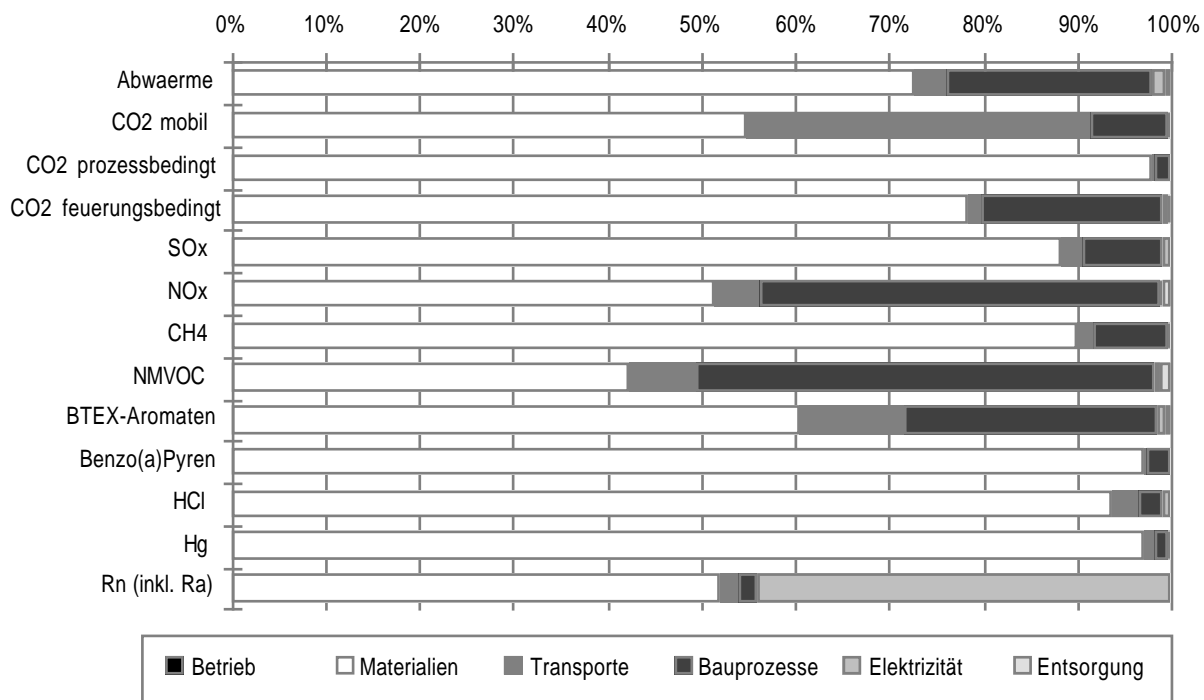


Fig. VIII.7.1: Relative Anteile an ausgewählten Luftemissionen und Abwärme total des Moduls "Strom ab Laufwasserkraft CH"

Aus Fig. VIII.7.1 wird ersichtlich, dass der überwiegende Anteil der hier betrachteten Luftschadstoffe durch die Prozessketten der Materialherstellung verursacht wird (zwischen 40 und über 90%). Daneben sind Bauprozesse und die Baustellen-Strombereitstellung in dieser Reihenfolge von Bedeutung. Quecksilber- und Benzo(a)Pyren-Emissionen stammen v.a. aus der Kohleverfeuerung (Hg) resp. der Stahlherstellung und den Kokereien (B(a)P), weshalb die Material-Anteile bei diesen Schadstoffen so hoch sind.

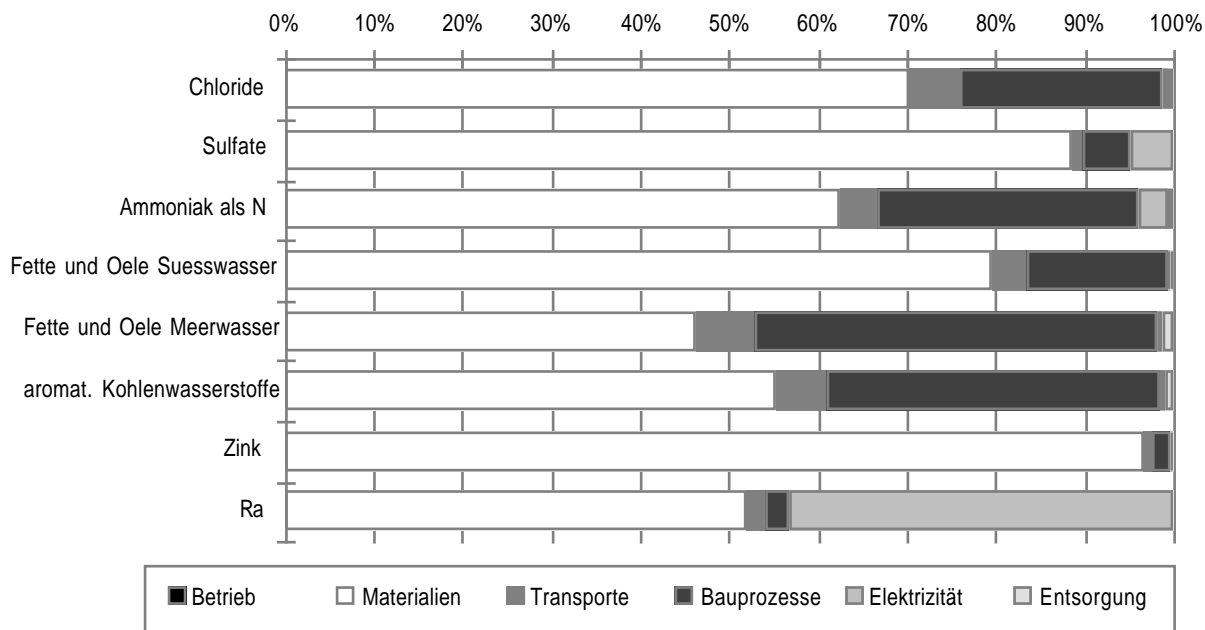


Fig. VIII.7.2: Relative Anteile an ausgewählten Wasseremissionen des Moduls "Strom ab Laufwasserkraft CH"

Bei den Wasserschadstoffen (siehe Fig. VIII.7.2) sind ebenfalls die Prozessketten der Materialherstellung wichtig (Anteile von 45 bis knapp 90% der Gesamtemissionen). Der Einfluss der Dieselbereitstellung für die Baumaschinen zeigt sich bei den Emissionen "Fette und Öle", "aromatische Kohlenwasserstoffe" und beim "Ammoniak". Die Entsorgung führt sowohl bei den hier diskutierten Wasser- als auch bei den Luftschadstoffen zu keiner merklichen Erhöhung der Gesamtemissionen.

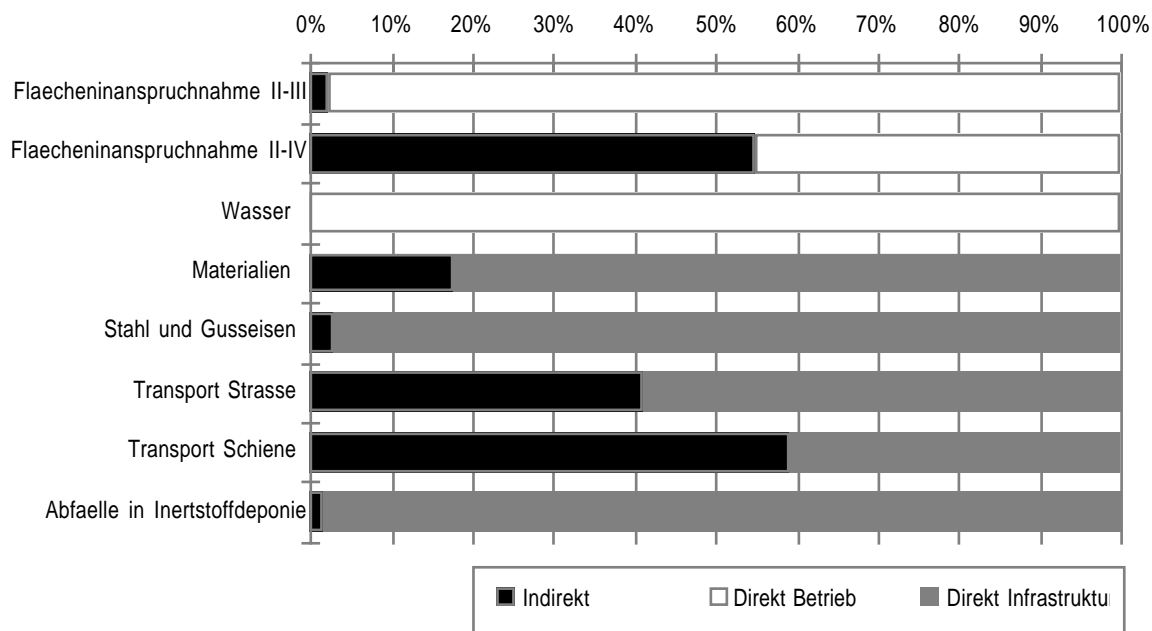


Fig. VIII.7.3: Relative Anteile am direkt durch den Betrieb und die Infrastruktur resp. indirekt durch vorgelagerte Prozesse verursachten Ressourcen- resp. Material- und Transportbedarf der durch schweizerische Laufwasserkraftwerke erzeugten Elektrizität (Modul "Laufwasserkraft CH")

Die Fig. VIII.7.3 zeigt die direkten und indirekten Anteile einiger ausgewählter Kennziffern. Es treten nur wenige hier quantifizierte Umwelteinwirkungen während des Betriebs der Anlage auf (Flächeninanspruchnahme). Die Flächeninanspruchnahme (in m²a) stammt zu über 95% (Kategorie II-III) resp. knapp 50% (Kategorie II-IV) von der durch den Rückstau während der Betriebszeit zusätzlich beeinträchtigten Fläche. Die Wasserinanspruchnahme wird durch die turbinierte Wassermenge geprägt. Bei den Materialien zeigt sich, dass doch der überwiegende Anteil direkt für die Infrastruktur des Wasserkraftwerks benötigt wird. Der Rest (<20%) stammt aus den indirekten Bezügen von Transportdienstleistungen und vom Strombedarf. Die Transportleistungen ihrerseits stammen lediglich etwa zur Hälfte aus den für die Staumauer notwendigen Fahrten. Ein bedeutender Anteil der Transportleistungen wird bei der Herstellung der Baustoffe für die Transporte der dazu benötigten Rohstoffe nachgefragt.

Die Umwälzwasserkraft wird eindeutig von der Bereitstellung der für das Pumpen notwendigen Elektrizität dominiert. Die in Fig. VIII.7.4 erkennbaren Unterschiede der Umwälzwasserkraft verschiedener Länder zeigt dies deutlich. Für die Pumpenergie wird der jeweilige Landesstrommix unter Berücksichtigung des Stromhandels (siehe Teil XVI) eingesetzt. Für Italien können die höchsten Werte bei CO₂, SO_x, NO_x, NMVOX und Aromaten mit dem überdurchschnittlich hohen Anteil fossiler Kraftwerke erklärt werden. Die schweizerische Umwälzwasserkraft hat - auch unter Berücksichtigung des Stromhandels - den tiefsten fossilen Anteil und weist dementsprechend die geringsten Werte dieser Emissionen auf. Bei der Emission radioaktiver Isotope hingegen wirkt sich der überdurchschnittlich hohe Kernenergieanteil aus. Der relativ höchste Wert für Methan bei Österreich ist eine Folge des hohen Anteils russischen Erdgases und eines dem UCPTD-Durchschnitt etwa entsprechenden Anteils an mit Brenngasen betriebenen Kraftwerken. Die UCPTD-Umwälzwasserkraft weist aufgrund der hohen Anteile an Braun- und Steinkohlekraftwerken die höchsten Salzsäure- und Quecksilberemissionen der hier diskutierten Systeme auf.

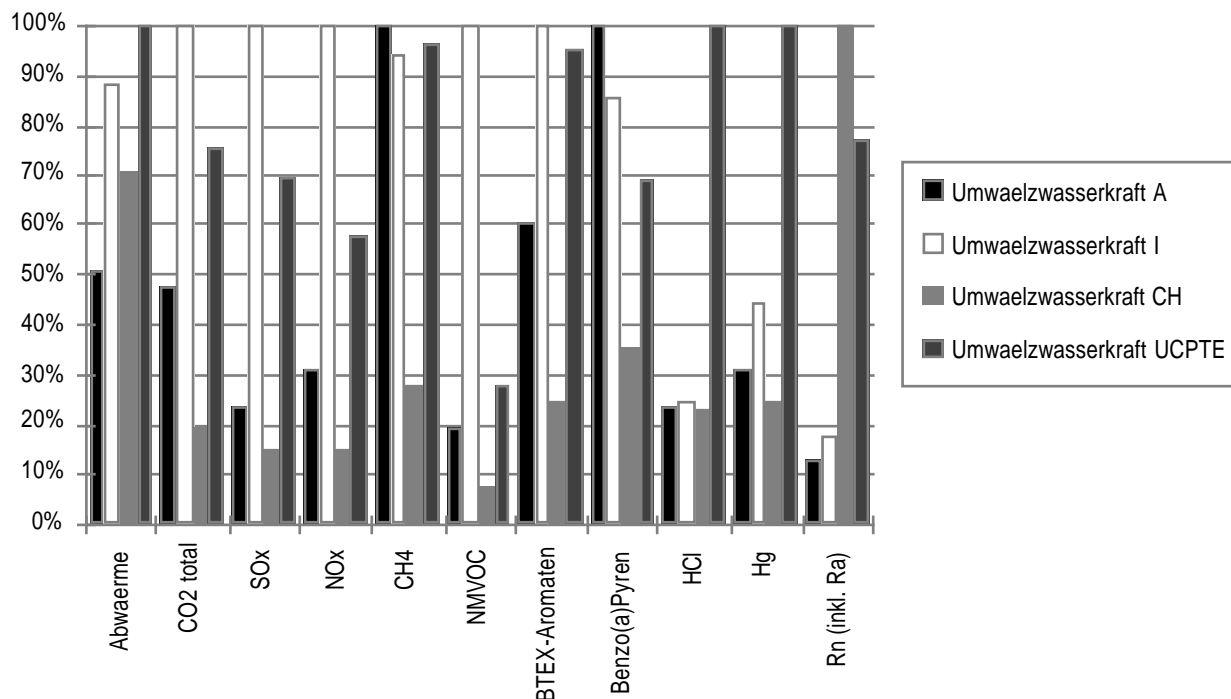


Fig. VIII.7.4: Vergleich der Abwärmefreisetzung und ausgewählter Luftschadstoffe der schweizerischen Laufwasser-, Speicher- und Umwälzwasserkraft. Der Maximalwert pro Schadstoff ist jeweils zu 100% gesetzt.

In Tab. VIII.7.2 werden die Anteile der Infrastrukturaufwendungen bei der Umwälzwasserkraft Schweiz und UCPTe gezeigt. Der Materialbedarf, die damit zusammenhängenden Abfallmengen sowie in geringerem Masse die Transportleistungen sind Kennziffern, bei welchen die Infrastrukturaufwendungen bedeutende Anteile beisteuern. Auf die damit verbundenen Emissionen umgelegt sind lediglich für Benzo(a)Pyren (Luft) und Fette und Öle (Wasser) Anteile über 5% zu verzeichnen. Bei den B(a)P-Emissionen spielt die Prozesskette der Stahlherstellung (Kokerei) eine wichtige Rolle.

Insgesamt zeigt sich, dass die Anteile der Infrastruktur an den Gesamtemissionen der Umwälzwasserkraft UCPTe - mit Ausnahme der Wasserinanspruchnahme und des Kiesbedarfs - durchwegs geringer sind als bei der schweizerischen Umwälzwasserkraft. Dies liegt an den geringeren spezifischen Emissionen des schweizerischen Strommix (inkl. Stromhandel).

Überraschend wirkt beim Umwälzbetrieb in der Schweiz auf den ersten Blick, dass der direkt bilanzierte Anteil für "Wasser" lediglich ca. 10% beträgt. Der geringe Prozentsatz ist ein Ausdruck für den sehr hohen Wert der Kennziffer "Wasser" beim Umwälzbetrieb in der Schweiz, da in den Berechnungen davon ausgegangen wird, dass man beim Umwälzbetrieb zum Pumpen den Strom-Mix der Schweiz inklusive Stromhandel verwendet. Dieser setzt sich zu ca. 38% aus Wasserkraft zusammen, wovon rund 50% auf Laufkraft entfallen. Bei der Laufkraft ist die spezifische Turbinierwassermenge infolge der geringeren Nutzfallhöhen wesentlich grösser als bei der Speicherkraft und beim Umwälzbetrieb. Der hohe Wert für "Wasser" beim Umwälzbetrieb in der Schweiz ist somit vor allem auf die grossen Turbinierwassermengen der Laufkraft zurückzuführen.

In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die Turbinierwassermenge beim Umwälzbetrieb ökologisch anders zu bewerten ist als bei Laufkraft und Speicherkraft. Beim Umwälzbetrieb wird im wesentlichen bis auf gewisse Verluste immer dasselbe Turbinierwasser im Kreislauf geführt und mehrfach genutzt. Bei Laufkraft und Speicherkraft hingegen wird jeweils die ganze Turbinierwassermenge aus Gewässern entnommen, was dort zu einer andauernden Beeinträchtigung des natürlichen Wasserhaushaltes führt.

Die Daten in Tab. VIII.7.2 wie auch Fig. VIII.7.4 untermauern die Aussage, dass beim Umwälzbetrieb die meisten Kennziffern von der Bereitstellung der Pumpenergie dominiert sind.

Wasserkraft, Resultate

	Einheit	Umwälzwasserkraft CH			Umwälzwasserkraft UCPTe		
		Strom Hochspannung - Bezug in CH Import	Infrastruktur und direkte Einwirkungen	Total	Strom Hochspannung - Bezug in UCPTe	Infrastruktur und direkte Einwirkungen	Total
Ressourcen:							
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	98.2%	1.8%	100.0%	99.4%	0.6%	100.0%
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	94.3%	5.8%	100.0%	92.6%	7.4%	100.0%
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	80.7%	19.3%	100.0%	91.4%	8.6%	100.0%
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	90.0%	10.0%	100.0%	96.9%	3.2%	100.0%
Rohfoerdersteinkohle	kg	97.8%	2.2%	100.0%	99.5%	0.5%	100.0%
Erdgas	Nm3	98.7%	1.3%	100.0%	99.8%	0.2%	100.0%
Rohoel	t	98.0%	2.0%	100.0%	99.5%	0.5%	100.0%
Wasser	kg	89.9%	10.1%	100.0%	80.4%	19.6%	100.0%
Materialbedarf:							
Materialien total	kg	49.5%	50.5%	100.0%	53.3%	46.7%	100.0%
Kalkstein	kg	54.7%	45.3%	100.0%	66.6%	33.4%	100.0%
Kies	kg	44.5%	55.5%	100.0%	43.1%	56.9%	100.0%
Stahl und Gusseisen	kg	66.2%	33.8%	100.0%	76.8%	23.2%	100.0%
Kupfer	kg	97.1%	2.9%	100.0%	98.4%	1.6%	100.0%
Transportleistungen:							
Transport Strasse	tkm	87.1%	12.9%	100.0%	93.2%	6.8%	100.0%
Transport Schiene	tkm	89.7%	10.3%	100.0%	96.5%	3.5%	100.0%
Transport Wasser	tkm	96.2%	3.8%	100.0%	99.4%	0.6%	100.0%
Abwaerme	TJ	77.1%	22.9%	100.0%	85.8%	14.2%	100.0%
Emissionen Luft:							
CO2 mobil	kg	94.2%	5.8%	100.0%	98.0%	2.0%	100.0%
CO2 prozessbedingt	kg	58.8%	41.2%	100.0%	77.4%	22.6%	100.0%
CO2 feuerungsbedingt	kg	98.9%	1.1%	100.0%	99.7%	0.3%	100.0%
SOx	kg	99.2%	0.8%	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%
NOx	kg	97.0%	3.0%	100.0%	99.1%	0.9%	100.0%
CH4	kg	97.5%	2.5%	100.0%	99.4%	0.6%	100.0%
NMVOc	kg	97.2%	2.8%	100.0%	99.3%	0.7%	100.0%
BTEX-Aromaten	kg	99.2%	0.8%	100.0%	99.9%	0.1%	100.0%
Benzo(a)Pyren	kg	71.4%	28.6%	100.0%	84.9%	15.1%	100.0%
HCl	kg	99.5%	0.5%	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%
Hg	kg	98.7%	1.3%	100.0%	99.4%	0.6%	100.0%
Rn (inkl. Ra)	kBq	99.8%	0.2%	100.0%	99.6%	0.4%	100.0%
Emissionen Wasser:							
Chloride	kg	98.6%	1.4%	100.0%	99.3%	0.7%	100.0%
Sulfate	kg	99.3%	0.7%	100.0%	99.6%	0.4%	100.0%
Ammoniak als N	kg	97.9%	2.1%	100.0%	98.0%	2.0%	100.0%
Fette und Oele Sueswasser	kg	92.5%	7.5%	100.0%	98.1%	1.9%	100.0%
Fette und Oele Meerwasser	kg	97.9%	2.1%	100.0%	99.6%	0.4%	100.0%
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	95.9%	4.1%	100.0%	98.6%	1.4%	100.0%
Zink	kg	97.4%	2.6%	100.0%	99.1%	0.9%	100.0%
Ra	kBq	99.4%	0.6%	100.0%	99.9%	0.1%	100.0%
Abfaelle:							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	60.7%	39.3%	100.0%	77.6%	22.4%	100.0%
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	99.8%	0.2%	100.0%	99.8%	0.2%	100.0%
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	97.1%	2.9%	100.0%	98.8%	1.2%	100.0%
Abfaelle in KVA	kg	84.0%	16.0%	100.0%	89.8%	10.2%	100.0%
Sonderabfaelle	kg	93.9%	6.1%	100.0%	97.6%	2.4%	100.0%
Abfaelle in Landfarming	kg	98.5%	1.5%	100.0%	99.4%	0.6%	100.0%

Tab.VIII.7.5: Prozentsätze der Werte in Tab. VIII.7.1 für den Umwälzbetrieb in der Schweiz und innerhalb des UCPTe, die vom Punpenstrom (Strom ab Hochspannung Schweiz inkl. Importanteile resp. Strom Hochspannung UCPTe) und von der Infrastruktur herrühren. Die Prozentsätze beziehen sich jeweils auf die kumulierten Werte

Fig. VIII.7.5 zeigt ein Energieflussdiagramm für die Laufkraftwerke in der Schweiz. Eingezeichnet sind die Energieflüsse zwischen der Technosphäre (links) und der Umwelt (rechts). Die materialaufwendige Stromverteilung ist dabei noch nicht inbegriffen. Da durch die Nutzung der Wasserkraft der Umwelt die Wärme, welche ansonsten im Bach- oder Flussbett in Form von Reibungswärme frei geworden wäre, entzogen wird, ist eine negative Abwärmeemission zu berücksichtigen. Insgesamt werden zur Bereitstellung von 1TJ Laufwasserkraft entlang der Prozesskette lediglich ca. 1% nichterneuerbare Energieträger in Kraftwerken oder Feuerungen eingesetzt.

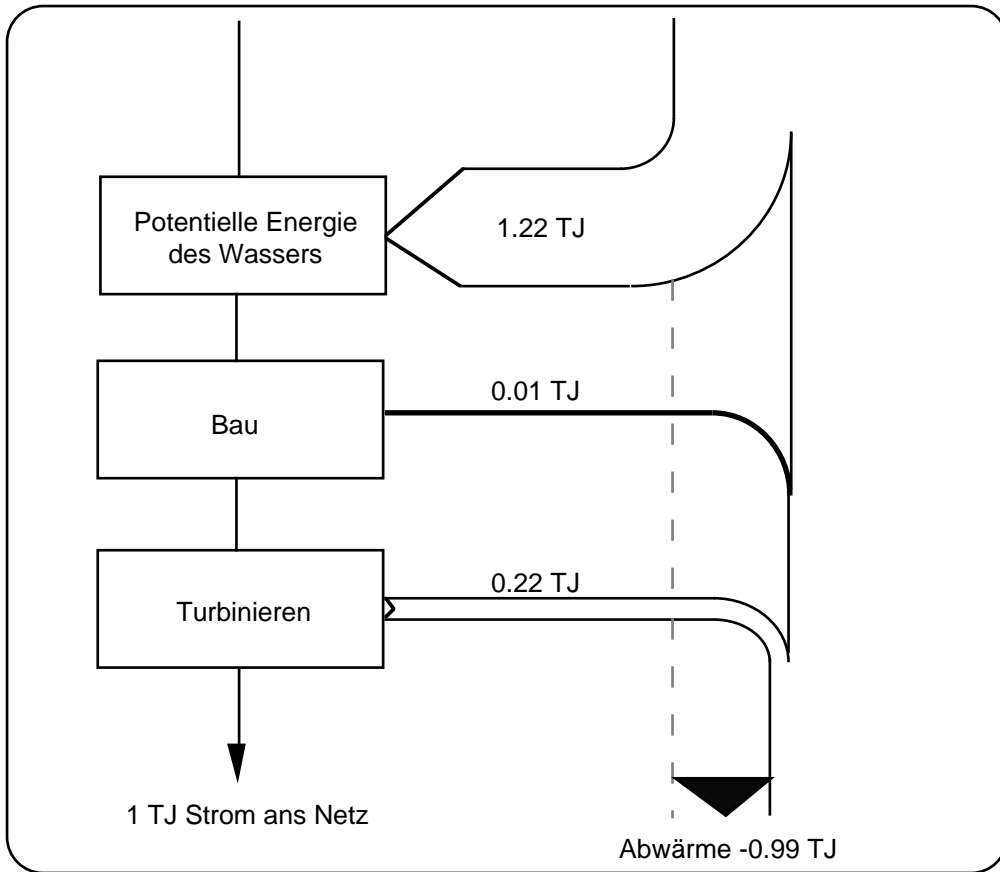


Fig.VIII.7.5: Abwärme-Diagramm für das Modul "Laufkraftwerk CH". Beim Verbrauch des produzierten Stroms entsteht zusätzlich ein TJ Abwärme.

8. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die vorliegende Studie enthält **umfangreiches Datenmaterial** über die Umweltbeeinflussung durch Wasserkraftwerke. Die Resultate bilden eine solide Grundlage für ergänzende Auswertungen, diverse Anwendungen und weiterführende Untersuchungen. Aufgrund der umfassenden Problemstellung der Studie ist es klar, dass viele Punkte bisher erst angeschnitten und noch nicht in der wünschenswerten Tiefe behandelt werden konnten. Auf offene Fragen wird bei der Diskussion der Basisdaten im Detail hingewiesen.

Die berechneten totalen spezifischen **Kennziffern** (beispielsweise Kilogramm emittiertes Schwefeldioxid pro Terajoule Endenergie) werden bei Laufkraft und Speicherkraft zu einem wesentlichen Teil durch den zum Bau verwendeten Zement und Stahl bestimmt. Ebenfalls relevant ist der Dieserverbrauch in Baumaschinen. Beim Umwälzbetrieb sind die Ergebnisse für die meisten Kennziffern stark von der Pumpenergie dominiert. Daneben ist auch der Zement- und Stahlverbrauch wichtig.

Aufgrund der Resultate und der Qualität der Grunddaten können für eine allfällige Aktualisierung der Studie u.a. folgende **Empfehlungen** gegeben werden: Der mittlere Zementverbrauch ist relativ gut bekannt, und eine Verbesserung der erarbeiteten Werte scheint nicht vordringlich. Eine Absicherung der Daten drängt sich hingegen für den Stahlverbrauch und in zweiter Linie auch für den Dieserverbrauch in Baumaschinen auf. Der Einbezug weiterer, bisher nicht erfasster Kennziffern (beispielsweise Verbrauch an Kupfer und Betonzusatzmitteln) kann erwogen werden. Allerdings empfiehlt es sich, vor der Durchführung aufwendiger Abklärungen den möglichen Beitrag zum Total der einzelnen Kennziffern grob abzuschätzen, denn in vielen Fällen dürfte dieser Beitrag infolge der relativ geringen Mengen bescheiden ausfallen.

Analoges gilt für die kürzlich zur Diskussion gestellte **Emission von Treibhausgasen** (namentlich Methan und Lachgas) aus Speicherbecken <RUDD et al. 1993>. Diese wurde durch Kommentare anderer Autoren <GAGNON & CHAMBERLAND 1993, SVENSSON & ERICSON 1993> bereits deutlich relativiert. In der Schweiz dürfte der Effekt vernachlässigbar sein, denn die meisten Speicherbecken befinden sich hier in hohen Lagen, wo die überflutete Biomasse gering ist, die tiefen Temperaturen den anaeroben mikrobiellen Abbau der Biomasse hemmen und wo die grossen Fallhöhen dafür sorgen, dass sich die auftretenden Emissionen auf grosse Mengen an Hydroelektrizität verteilen. <DONES et al. 1996> errechnen auf der Basis einer Maximalanschätzung eine Erhöhung der Emission treibhauswirksamer Gase von ca. 10%.

Ausschlaggebend sind sodann die Werte für die **Nutzungsdauer**. Weil entsprechende Langzeiterfahrungen für die Wasserkraft weitgehend fehlen, müssen die verwendeten Angaben als unsicher bezeichnet werden. Vertiefte Untersuchungen über die Nutzungsdauer wären deshalb sehr wertvoll.

Die bisherigen Ergebnisse stützen sich zu einem grossen Teil auf Daten für **Wasserkraftwerke in der Schweiz**. Abzuklären wäre, wieweit die getroffene Annahme zutrifft, dass die Basisdaten in erster Näherung auch für die einzelnen UCPT-Länder gelten. Allenfalls wären separate Basisdaten zu erarbeiten. Die Anteile der länderspezifischen Produktion aus Lauf- und Speicherkraftwerken wie auch die Anteile aus Pumpspeicherkraftwerken können für Österreich, Frankreich, Italien, Deutschland und die Schweiz bestimmt werden. Damit können mehr als 80% der Hydroelektrizität diesbezüglich differenziert betrachtet werden.

Wie erwähnt, ist beim Umwälzbetrieb der Einfluss der **Pumpenergie** sehr gross. In den Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass man zum Pumpen den jeweiligen Strom-Mix verwendet (in der Schweiz jenen der Schweiz (inkl. Stromaustausch) und in der UCPT jenen der UCPT). Es sollte geprüft werden, wieweit diese Annahme realistisch ist. Tendenziell ist davon auszugehen, dass man zum Pumpen die Energie aus Grundlastkraftwerken benützt. Deshalb sollte in zukünftigen Berechnungen ein Grundlast-Strom-Mix eingesetzt werden, oder wenn möglich der effektive Erzeugungsmix der Pumpenergie.

Damit ist die Frage von Grundlastenergie und Spitzenenergie angeschnitten. Alpine Laufkraftwerke lassen sich i.a. mit verhältnismässig kleinem baulichem Aufwand erstellen. Damit ist der spezifische Material- und Energieverbrauch gering, aber auch der Erlös für die erzeugte Hydroelektrizität, die vorwiegend als Sommerenergie anfällt. Auf der anderen Seite erfordern Speicherkraftwerke einen beträchtlichen baulichen Aufwand. Damit ist einerseits der spezifische Material- und Energieverbrauch, aber andererseits auch der Erlös für die wertvolle Spitzenenergie höher. In diesem Sinn ist ein Vergleich der Umweltbelastungen rein auf Basis von Terajoule und ohne Rücksicht auf die

Wertigkeit der Energie zwar im ersten Schritt zweckmässig, aber in einer späteren Phase zu überdenken.

Näher zu untersuchen wäre auch der Aspekt der zeitlichen **Entwicklung der Emissionsfaktoren**. In den Berechnungen werden aktuelle Emissionsfaktoren verwendet. Zur Bauzeit der Wasserkraftwerke lagen die Emissionsfaktoren (z.B. für Zement und Stahl) tendenziell höher, wobei je nach betrachtetem Zeitraum unterschiedliche Werte anzunehmen sind. Wenn man von heutigen Emissionsfaktoren ausgeht, unterschätzt man somit i.a. die Umweltbeeinflussungen, die mit der heute produzierten Hydroelektrizität verknüpft sind. Dieses grundsätzliche Problem stellt sich auch bei anderen Energiesystemen, womit die Vergleichbarkeit der verschiedenen Energiesysteme im Prinzip annähernd gewährleistet bleibt. Bei der Wasserkraft wirkt sich allerdings die lange Nutzungsdauer komplizierend aus. Obwohl der Aspekt der zeitlichen Entwicklung der Emissionsfaktoren die Untersuchungen und die Datenverarbeitung noch zusätzlich erschwert, scheint es sinnvoll, ihn im Auge zu behalten und in einem nächsten Schritt mindestens ansatzweise zu berücksichtigen.

Schliesslich sollte in zukünftigen Studien versucht werden, die **Quantifizierung der hydrologisch-biologischen Effekte** zu erweitern, d.h. die Quantifizierung jener Umweltbeeinflussungen, die unmittelbar mit hydrologischen Veränderungen durch Wasserkraftwerke zusammenhängen. Aus ökologischer Sicht dürften in diesem Bereich die schwerwiegendsten Einflüsse auftreten. Für entsprechende Kennziffern ist (mindestens beim momentanen Kenntnisstand) die Vergleichbarkeit mit anderen Energiesystemen zwar stark begrenzt, doch sollte dieses Kategorienproblem nicht dazu verleiten, bei der Wasserkraft die hydrologisch-biologischen Effekte zu vernachlässigen und sich weitgehend auf jene Aspekte zu beschränken, bei denen die Vergleichbarkeit gewährleistet ist, jedoch zum vornherein eher geringe Umweltbeeinflussungen zu erwarten sind.

Literaturverzeichnis

Energetische und bauliche Aspekte

- AEGERTER et al. 1954 AEGERTER, A. & Dr. O. BOSSHARDT AG, 1954: Das Kraftwerk Birsfelden. - Wasser- und Energiewirtschaft, **46** (5-7), 165-176.
- AEGINA 1965 AEGINA, 1965: Die Anlagen der Kraftwerk Aegina AG, mitgeteilt von der Ingenieurgesellschaft Schweiz. Aluminium-Industrie AG und Maggia-Kraftwerke AG. - Kraftwerkbau, [9] (3-4), 1-20.
- BAUMANN 1949 BAUMANN, J. (Hg.), 1949: Kraftwerk Rapperswil-Auenstein. - Verlag Kraftwerk Rapperswil-Auenstein A.G., Rapperswil.
- BÉGUIN et al. 1963 BÉGUIN, P. & J.-R. JEANNERET, 1963: Aménagement de la Dranse d'Entremont. - Wasser- und Energiewirtschaft, **55** (8), 265-274.
- BERTSCHINGER 1959 BERTSCHINGER, H. 1959: Versorgungs- und Transportprobleme beim Bau der Bergeller Kraftwerke der Stadt Zürich. - Wasser- und Energiewirtschaft, **51** (7), 191-198.
- BEW 1992 BEW, 1992: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1991. - Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, No. 8.
- BEW 1991-1996 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik", Bern 1991-1996
- BEW 1995 "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1994", Bundesamt für Energiewirtschaft, Bulletin SEV/VSE Nr.8, S.15-22, 1995
- BEW & SNC 1992 BEW & SNC, 1992: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1991, mitgeteilt vom Bundesamt für Energiewirtschaft und vom Schweizerischen Nationalkomitee des Welt-Energie-Rates. - Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, No. 12.
- BIEDERMANN et al. 1985 BIEDERMANN, R. et al. (Hg.), 1985: Barrages suisses, Swiss Dams. - Publié à l'occasion du 15^e Congrès International des Grands Barrages 1985 à Lausanne, Comité National Suisse des Grands Barrages, Zürich.
- BISCHOF 1992 BISCHOF, R. 1992: Modernisierungspotential bei bestehenden Wasserkraftwerken. - Vortrag beim Schweiz. Technischen Verband, Sektion Graubünden, 21. Oktober 1992, Churwalden [unpubliziert].
- BLENIO KRAFTWERKE 1968 BLENIO KRAFTWERKE, 1968: Der Ausbau der Blenio Kraftwerke, Mitteilung der Geschäftsleitung der Blenio Kraftwerke AG. - Wasser- und Energiewirtschaft, **60** (7-8), 211-216.
- BRUX 1983 BRUX, G. 1983: Das Donaukraftwerk Greifenstein. - Wasser, Energie, Luft, **75** (1-2), 11-13.
- BWW 1968 BWW, 1968: Natürliche und durch Ableitungen beeinflusste Wasserführung der schweizerischen Gewässer (Stand 1.1.1967). - Mitteilung des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft [heute: Bundesamt für Wasserwirtschaft], Nr. 45, EDMZ, Bern.
- BWW 1972 BWW, 1972: Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz. - Mitteilungen des Eidgenössischen Amtes für Wasserwirtschaft, Nr. 46, EDMZ, Bern.
- BWW 1973 BWW (Hg.), 1973: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz auf 1. Januar 1973. - Hg. vom Eidg. Amt für Wasserwirtschaft, EDMZ, Bern.
- BWW 1983 BWW, 1983: Seen und Talsperren, Angaben des Bundesamtes für Wasserwirtschaft. - Wasser, Energie, Luft, **75** (1-2), 14-25.
- BWW 1987 BWW, 1987: Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz, Teil III. - Mitteilung Nr. 2/1987, Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), EDMZ, Bern.
- BWW 1991 BWW, 1991: Talsperren, die der Oberaufsicht des Bundes unterstellt sind, Stand 1. Januar 1991. - Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), Bern [unveröffentlichte Tabelle].
- BWW 1992 BWW, 1992: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 1. Januar 1992. - Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), Bern [unveröffentlichte Tabellen].
- CONDRAU 1962 CONDRAU, L. 1962: Die Kraftwerke Vorderrhein. - Terra Grischuna, **21** (5), 352-355.
- COTILLON et al. 1990 COTILLON, J., A. BARTLE & J.A. VELTROP (ed.), 1990: Dams in Europe & USSR, a geographical approach. - ICOLD, Paris; Water Power & Dam Construction, Sutton.
- DESMEULES 1961 DESMEULES, J. 1961: Barrage-poids de la Grande Dixence. - Wasser- und Energiewirtschaft, **53** (6-7), 177-182.
- DOE 1983 DOE, 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition). - U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Environmental Protection, Safety, and Emergency Preparedness, Office of Environmental Analysis, DOE/EP-0093, Washington, D.C.
- DONES et al. 1996 DONES R., GANTNER U., "Greenhouse Gas Emissions from Hydropower Full Energy Chain in Switzerland", Paper presented at IAEA Advisory Group Meeting on "Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower and Other Energy Sources", Hydro-Quebec, Canada, 12-14 March 1996
- EDF 1994 "Statistiques de la production et de la consommation 1993", Electricité de France, Paris.
- EGGER 1995 EGGER K.W., "Methanemissionen der Schweiz und deren Klimawirksamkeit", Gas - Wasser - Abwasser. 3/95 (1995), S. 224-234
- ENEL 1994 "Production and consumption of electricity in Italy", ENEL-S.p.A., Rom 1994
- ENGEL et al. 1985 ENGEL, A.P., M. FEHLE & O. HARTMANN, 1985: Ein altes Wasserkraftwerk, was nun ? - Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), **76** (22), 1358-1363.
- ERBISTE 1984 ERBISTE, P.C. 1984: Estimating gate weights. - Water Power & Dam Construction, **36**

- (5), 18-23.
- EWI 1978 EWI, 1978: Die Umweltbelastung im Energiebereich. - Schriftenreihe der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, Studie Nr. 24, EDMZ, Bern.
- FETZ & WALTHER 1958 FETZ, B. & C. WALTHER (Hg.), 1958: Die Kraftwerkgruppe Zervreila. - Terra Grischuna, **17** (3), 133-158.
- FEUZ & SCHENK 1992 FEUZ, B. & T. SCHENK, 1992: Die Erhöhung der Staumauer Mauvoisin. - Wasser, Energie, Luft, **84** (10), 245-248.
- FREY-BÄR 1961 FREY-BÄR, O. 1961: Technologie des bétons. - Wasser- und Energiewirtschaft, **53** (6-7), 159-163.
- FRITSCHKE et al. 1990 FRITSCHKE, U., L. RAUSCH & K.-H. SIMON, 1990: Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Endbericht. - Studien zur Energiepolitik in Hessen, 5/90, Hessisches Ministerium für Wirtschaft und Technik, Wiesbaden.
- GICOT 1956 GICOT, H. 1956: Le comportement du barrage de Rossens durant les premières années d'exploitation. - Wasser- und Energiewirtschaft, **48** (7-9), 280-285.
- GICOT 1962 GICOT, H. 1962: Aménagement de l'Entremont, Conception et particularités du barrage des Toules. - Kraftwerkbau, **6** (4), 16-22.
- GILLILAND et al. 1981 GILLILAND, M.W., J.M. KLOPATEK & S.G. HILDEBRAND, 1981: Net energy: Results for small-scale hydroelectric power and summary of existing analyses. - Energy, **6** (10), 1029-1040.
- HAUBER 1985 HAUBER, W. 1985: Spezifische Kennwerte von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. - Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU München.
- HERBECK & REISMANN 1977 HERBECK, H. & W. REISMANN, 1977: Die Bauausführung grosser Talsperren und Staustufen. - Österreichische Wasserwirtschaft, **29** (9-10), 243-264.
- INHABER 1982 INHABER, H. 1982: Energy risk assessment. - Gordon and Breach Science Publishers, New York etc.
- JENSCH 1988 JENSCH, W. 1988: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung. - IfE Schriftenreihe, Heft 22, hg. vom Lehrstuhl und Laboratorium für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Technische Universität München.
- KÖNIG 1985 KÖNIG, F. von, 1985: Bau von Wasserkraftanlagen. - C.F. Müller, Karlsruhe.
- KVR 1963 KVR (Hg.), 1963: Die Kraftwerke Vorderrhein im Bündner Oberland. - Hg. von der Kraftwerke Vorderrhein AG Disentis zur Einweihung am 27. Juni 1963.
- KVR 1968 KVR, 1968: Die Kraftwerke Vorderrhein im Bündner Oberland, mitgeteilt von der Kraftwerke Vorderrhein AG. - Kraftwerkbau, **13** (1), 5-30.
- LEYLAND 1990 LEYLAND, B. 1990: Large dams: implications of immortality. - Water Power & Dam Construction, **42** (2), 34-37.
- LINK 1970 LINK, H. 1970: Die Speicherseen der Alpen. - Wasser- und Energiewirtschaft, **62** (9), 241-358.
- MEYER 1960 MEYER, E. 1960: Erfahrungen beim Bau der Mixoxer Kraftwerke. - Kraftwerkbau, [5] (Nov.-Dez.), 85-105.
- MORF 1962 MORF, J. 1962: Kraftwerke Linth-Limmern. - Kraftwerkbau, **7** (1), 11-24.
- NOK 1956 NOK, 1956: Das Kraftwerk Wildeggen-Brugg, mitgeteilt von den Nordostschweizerischen Kraftwerken AG. - Schweizerische Bauzeitung, **74** (4), 47-52; **74** (5), 63-67; **74** (6), 83-88; **74** (7), 93-99; **74** (8), 111-116; **74** (10), 145-147; **74** (12), 167-172.
- OFIMA 1975 OFIMA, 1975: Die Maggia Kraftwerke AG. - Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), **66** (13), 674-679
- PANCHAUD 1962 PANCHAUD, F. 1962: L'aménagement hydro-électrique de la Gouggra, Les barrages de Moiry et de Tourtemagne, B. Le barrage de Tourtemagne. - Schweizerische Bauzeitung, **80** (23), 401-405.
- PETER et al. 1986 PETER, G., Q.-W. YANG & B. BRUNOLD, 1986: Die Beständigkeit von Beton im Bereich Wasser und Abwasser. - Gas, Wasser, Abwasser, **66** (7), 453-459.
- PILLER et al. 1963 PILLER, L., H. GICOT & R. OBERLÉ, 1963: L'aménagement hydroélectrique de Schiffenen des Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF). - Wasser- und Energiewirtschaft, **55** (8), 255-264.
- RADAG 1979 RADAG, 1979: 50 Jahre Rheinkraftwerk Albbbruck-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut/Rhein, 1929-1979.
- ROBERT 1962 ROBERT, A. 1962: L'aménagement hydro-électrique de la Gouggra, Les caractéristiques générales de l'aménagement et les ouvrages d'adduction et de dérivation. - Schweizerische Bauzeitung, **80** (15), 249-255; **80** (16), 276-280; **80** (17), 289-296.
- SALANFE 1951 SALANFE, 1951: Das Speicherkraftwerk Salanfe-Miéville, nach Mitteilungen der SALANFE S.A. - Schweizerische Bauzeitung, **69** (52), 735-744.
- SCHNITTER 1958 SCHNITTER, G. 1958: Herstellung, Transport und Einbringen von Beton auf grossen Baustellen. - Wasser- und Energiewirtschaft, **50** (10), 277-284.
- SCHNITTER 1961 SCHNITTER, N.J. 1961: Zervreila Arch Dam. - Water Power, **13** (4), 129-138.
- SCHNITTER 1971 SCHNITTER, N. 1971: Staumauer und Maschinenhaus Ova Spin der Engadiner Kraftwerke AG. - Schweizerische Bauzeitung, **89** (33), 811-816.
- SCHNITTER 1992 SCHNITTER, N. 1992: Die Geschichte des Wasserbaus in der Schweiz. - Olythus, Oberbözberg.

- SINNIGER et al. 1991 SINNIGER, R. et al. 1991: Ageing of dams - Swiss experience. - Commission Internationale des Grands Barrages, Dix-septième Congrès des Grands Barrages, Vienne, Q. 65, R. 10, 159-186.
- STAMBACH 1944 STAMBACH, E. 1944: Ueber die Entwicklung der schweizerischen Niederdruck-Wasserkraftanlagen in den letzten 50 Jahren. - Schweizerische Bauzeitung, **124** (25), 321-325; **124** (26), 336-340.
- STUCKY 1962 STUCKY, J.-P. 1962: L'aménagement hydro-électrique de la Gouggra, Les barrages de Moiry et de Tourtemagne, A. Le barrage de Moiry. - Schweizerische Bauzeitung, **80** (20), 335-342; **80** (21), 353-356.
- SWV 1970 SWV (Hg.), 1970: Swiss Dam Technique, Technique Suisse des Barrages, Schweizerische Talsperrentechnik. - Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verbandsschrift Nr. 42, Baden.
- TÖNDURY 1956 TÖNDURY, G.A. 1956: Besuch bei den Bergeller Kraftwerken der Stadt Zürich. - Wasser- und Energiewirtschaft, **48** (12), 356-363.
- TÖNDURY 1958: TÖNDURY, G.A. 1958: Schweizerische Energiewirtschaft und heutiger Stand im Ausbau der Wasserkraft. - Wasser- und Energiewirtschaft, **50** (1-2), 18-27.
- TÖNDURY 1964 TÖNDURY, G.A. 1964: Einweihung der Kraftwerkgruppe Blenio. - Wasser- und Energiewirtschaft, **56** (12), 398-403.
- UN 1992 "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", United Nations, Genf 1992
- VDEW 1995a Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1994, Verband der Deutschen Elektrizitätswerke VDEW, 1995.
- VI. 1948 VI., G. 1948: L'impianto di Lucendro (Canton Ticino). - L'Energia elettrica, **25** (6), 327-332.
- VISCHER & HUBER 1985 VISCHER, D & A. HUBER, 1985: Wasserbau. - Springer-Verlag, Berlin etc., 4. Aufl.
- WALTHER & FETZ 1963 WALTHER, C. & B. FETZ (Hg.), 1963: Sondernummer zur Einweihung der Kraftwerkenanlagen Hinterrhein-Valle di Lei. - Terra Grischuna, **22** (4), 153-348.
- WALTHER & FETZ 1971 WALTHER, C. & B. FETZ (Hg.), 1971: Engadiner Kraftwerke. - Terra Grischuna, **30** (4), 159-216.
- WEBER et al. 1965 WEBER, E. et al. 1965: Die Kraftwerke Linth-Limmern. - Kraftwerkbau, **10** (2-3), 1-23.
- WEBER et al. 1970 WEBER, E. et al. 1970: Kraftwerkbau am Vorderrhein. - Wasser- und Energiewirtschaft, **62** (7-8), 199-218.
- WPDC 1990 WPDC, 1990: [Tabelle über Wasserkraftnutzung in Westeuropa]. - Water Power & Dam Construction, **42** (3), 10.
- WPDC 1992 WPDC, 1992: The world's hydro resources. - Water Power & Dam Construction Handbook 1992, 34-43.
- WUNDERLE 1984 WUNDERLE, E. 1984: Der elektro-maschinelle Bereich in 30 Jahren Donauausbau - bewährte Strukturen und neue Techniken. - Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, **37** (5-6), 142-150.
- ZINGG 1961 ZINGG, W. 1961: Die Bergeller Kraftwerke der Stadt Zürich. - Terra Grischuna, **20** (4), 233-258.

Hydrologische und biologische Aspekte

- AEGERTER & MESSERLI 1981 AEGERTER, S. & P. MESSERLI, 1981: The impact of hydroelectric power plants on a mountainous environment: A technique for assessing environmental impacts. - Fachbeiträge zur Schweizerischen MAB-Information, Nr. 9.
- AKERET 1982 AKERET, E. (Hg.) 1982: Schlussbericht der interdepartementalen Arbeitsgruppe Restwasser. - EDMZ, Bern.
- ASCHWANDEN et al. 1988 ASCHWANDEN, H. & B. SCHÄDLER, 1988: Die Abflussmenge Q₃₄₇ als Grundlage zur Bestimmung der Restwassermenge. Möglichkeiten der Berechnung in Gebieten ohne Messungen. - Gas, Wasser, Abwasser, **68** (9), 491-496.
- BAUER 1990 BAUER, H.J. 1990: Bewertungsverfahren für ökologische Auswirkungen der Wasserwirtschaft, **80** (3), 129-134.
- BECKER 1987 BECKER, M. 1987: Anforderungen an die Mindestwasserführung. - Wasserbau-Mitteilungen der Technischen Hochschule Darmstadt, Nr. 26, 109-120.
- BERNEGGER & BLOESCH 1992 BERNEGGER, J.-C. & J. BLOESCH, 1992: Der Einfluss der Trockenlegung einer Restwasserstrecke auf die Invertebraten-Besiedlung eines unbelasteten Bergbaches (Muota SZ). - Wasser, Energie, Luft, **84** (9), 205-211.
- BEZINGE 1985 BEZINGE, A. 1985: Débits d'étéage d'hiver - production hydro-électrique et environnement. - Wasser, Energie, Luft, **77** (1-2), 33-40.
- BLASCHKE et al. 1981 BLASCHKE, H., R. MIKSCHE & F. PAMMER, 1981: Zum Restwasserproblem bei Kleinkraftwerken. - Mitteilungsblatt des Hydrographischen Dienstes in Österreich, Nr. 49, 3-24.
- BLOESCH 1989 BLOESCH, J. 1989: Integraler Gewässerschutz: Angemessene Restwassermengen aus ökologischer Sicht. - Wasser, Energie, Luft, **81** (11-12), 345-347.
- BLOESCH 1991 BLOESCH, J. 1991: Die Auswirkungen technischer Eingriffe auf die Invertebratenfauna alpiner Fliessgewässer. - Mitteilungen der EAWAG, **32**, 14-17.
- BÖHLEN 1980 BÖHLEN, B. (Hg.) 1980: Die Auswirkungen alpiner Speicherseen auf die Umwelt. - Pro Aqua - Pro Vita, Band 8 C.
- BREINER 1980 BREINER, H. 1980: Zum Problem der Veränderung der Grundwasserverhältnisse infolge der Errichtung von Flusskraftwerken. - Wiener Mitteilungen, Wasser-Abwasser-Gewässer, **32**, Q-1 - Q12.
- BRETSCHKO & KLEMENS 1985 BRETSCHKO, G. & W.E. KLEMENS, [1985]: Erkenntnisse der Fliessgewässerlimnologie und ihre Bedeutung für die Problemkreise Dotationswassermenge und Schwemmgut. - Österreichischer Verein zur Förderung von Kleinkraftwerken, Schriftenreihe Nr. 5, Wien.
- BRETSCHKO & MOOG 1990 BRETSCHKO, G. & O. MOOG, 1990: Downstream effects of intermittent power generation. - Water Science and Technology, **22** (5), 127-135.
- BROGGI & REITH 1984 BROGGI, M.F. & W.J. REITH, 1984: Beurteilung von Wasserkraftwerksprojekten aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes. - EDMZ, Bern.
- BUNDI & EICHENBERGER 1989 BUNDI, U. & Elie EICHENBERGER, 1989: Wasserentnahme aus Fliessgewässern: Gewässerökologische Anforderungen an die Restwasserführung. - Schriftenreihe Umweltschutz, Nr. 110, hg. vom Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern.
- BURNS 1991 BURNS, D.C. 1991: Cumulative Effects of Small Modifications to Habitat. - Fisheries, **16** (1), 12-17.
- BWW 1968 BWW, 1968: Natürliche und durch Ableitungen beeinflusste Wasserführung der schweizerischen Gewässer (Stand 1.1.1967). - Mitteilung des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft [heute: Bundesamt für Wasserwirtschaft], Nr. 45, EDMZ, Bern.
- BWW 1987 Bundesamt für Wasserwirtschaft, "Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz - Stand 1.1.87", Bern: Bundesamt für Wasserwirtschaft
- BWW 1992 Bundesamt für Wasserwirtschaft, "Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz - Stand 1.1.92", Bern: Bundesamt für Wasserwirtschaft
- BWW 1995 Bundesamt für Wasserwirtschaft, "Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz - Stand 1.1.95", Bern: Bundesamt für Wasserwirtschaft
- CANTER 1983 CANTER, L.W. 1983: Impact studies for dams and reservoirs. - Water Power and Dam Construction, **35** (7), 18-23.
- CHIANG & JOHNSON 1976 CHIANG, S.L. & F.W. JOHNSON, 1976: Low Flow Criteria for Diversions and Impoundments. - Journal of the Water Resources Planning and Management Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers (ASCE), **102** (WR2), 227-238.
- CROSA et al. 1988: CROSA, G., M. COTTA RAMUSINO & R. MARCHETTI, 1988: Determinazione delle portate minime necessarie per la tutela della vita acquatica in corsi d'acqua soggetti a derivazioni o ritenute. - Acqua e Aria, Nr. 7, 839-850.
- CUSHMAN 1985 CUSHMAN, R.M. 1985: Review of Ecological Effects of Rapidly Varying Flows Downstream from Hydroelectric Facilities. - North American Journal of Fisheries Management, **5** (3A), 330-339.
- DEDUAL 1990 DEDUAL, M. 1990: Démographie du Hotu (*Chondrostoma nasus nasus*) en relation avec la gestion d'une usine hydro-électrique. - Hydrology in Mountainous Regions, II, Artificial Reservoirs; Water and Slopes (Proceedings of two Lausanne Symposia), IAHS Publication No. 194, 205-212.
- DISTER 1983 DISTER, E. 1983: Anthropogene Wasserstandsänderungen in Flussauen und ihre ökologischen Folgen. - Verhandlungen der Gesellschaft für Ökologie (Festschrift Ellenberg), **11**, 89-100.
- DISTER 1984 DISTER, E. 1984: Zur ökologischen Problematik der geplanten Donau-Staustufe bei

- Hainburg/Niederösterreich. - Natur und Landschaft, **59** (5), 190-194.
- ELBER et al. 1992 ELBER, F., J. HÜRLIMANN & K. NIEDERBERGER, 1992: Biologische Begleitung der Schwallversuche vom Sommer 1990 in der Sihl. - Wasser, Energie, Luft, **84** (3-4), 42-50.
- FENZ 1975 FENZ, R. 1975: Laufwasserkraft und Umwelt. - Österreichische Wasserwirtschaft, **27** (5-6), 93-100.
- GAGNON et al. 1993 GAGNON, L., A. CHAMBERLAND, 1993: Emissions from Hydroelectric Reservoirs and Comparison of Hydroelectricity, Natural Gas and Oil. - Ambio, **22** (8), 568-569.
- GEPP 1986 GEPP, J. (Hg.) 1986: Auengewässer als Ökozellen. - Grüne Reihe des Bundesministeriums für Gesundheit und Umweltschutz, **4**, 2. Aufl., Wien.
- GIESECKE 1989 GIESECKE, J. 1989: Restwasserabfluss in Ausleitungsstrecken bei Wasserkraftanlagen - Leitlinien und Zielsetzungen. - Wasserwirtschaft, **79** (4), 193-196.
- GILNREINER 1986 GILNREINER, G. 1986: Strukturierung von Stauräumen. - Landschaftswasserbau, **7**, 271-306.
- GODINA et al. 1989 GODINA, R. et al. 1989: Gestaltungsmöglichkeiten für den Stauraum. - Österreichische Wasserwirtschaft, **41** (7-8), 166-172.
- GRABMAYR et al. 1989 GRABMAYR, P. et al. 1989: Berücksichtigung ökologischer Gesichtspunkte in Genehmigungsverfahren von Wasserbauten. - Schriftenreihe des Österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes, Heft 76.
- HAINARD et al. 1987 HAINARD, P. et al. 1987: Wasserentnahme aus Fliessgewässern, Auswirkungen verminderter Abflussmengen auf die Pflanzenwelt. - Schriftenreihe Umweltschutz, Nr. 72, hg. vom Bundesamt für Umweltschutz, Bern.
- HARY & NACHTNEBEL 1989 HARY, N. & H.P. NACHTNEBEL (Hg.), 1989: Ökosystemstudie Donaustau Altenwörth, Veränderungen durch das Donaukraftwerk Altenwörth. - Österreichische Akademie der Wissenschaften, Veröffentlichungen des österreichischen MaB-Programms, **14**, Universitätsverlag Wagner, Innsbruck.
- HEGER & MOOG 1986 HEGER, Herta & O. MOOG, 1986: Der Einfluss von Wasserableitungen auf das Benthos des Landeckbaches in Osttirol (Österreich). - Berichte des naturwissenschaftlich-medizinischen Vereins in Innsbruck, **73**, 199-214.
- HERZIG 1984 HERZIG, A. 1984: Zur Limnologie von Laufstauen alpiner Flüsse - Die Donau in Österreich. - Österreichische Wasserwirtschaft, **36** (5-6), 95-103.
- ICOLD 1988 ICOLD, 1988: Dams and Environment, Case histories. - International Commission on Large Dams (ICOLD), Bulletin 65.
- JÄGER et al. 1985 JÄGER, P., Barbara KAWECKA & Marta MARGREITER-KOWNACKA, 1985: Zur Methodik der Untersuchungen der Auswirkungen des Wasserentzuges in Restwasserstrecken auf die Benthosbiozönosen (Fallbeispiel: Radurschlbach). - Österreichische Wasserwirtschaft, **37** (7-8), 190-202.
- JASSBY 1980 JASSBY, A.D. 1980: The environmental effects of hydroelectric power development. In: Energy and the fate of ecosystems, Study of Nuclear and Alternative Energy Systems, Supporting Paper 8, Report of the Ecosystem Impacts Resource Group, Risk and Impact Panel of the Committee on Nuclear and Alternative Energy Systems, National Research Council, 32-43. - National Academy Press, Washington D.C.
- JUNGWIRTH & PELIKAN 1989 JUNGWIRTH, M. & B. PELIKAN, 1989: Zur Problematik von Fischaufstiegshilfen. - Österreichische Wasserwirtschaft, **41** (3-4), 80-89.
- JUNGWIRTH et al. 1990 JUNGWIRTH, M. & H. WAIDBACHER, 1990: Fischökologische Zielsetzungen bei Fliessgewässerrevitalisierungen. - Wiener Mitteilungen, Wasser-Abwasser-Gewässer, **88**, 105-119.
- JUNGWIRTH & WINKLER 1983 JUNGWIRTH, M. & H. WINKLER, 1983: Die Bedeutung der Flussbettstruktur für Fischgemeinschaften. - Österreichische Wasserwirtschaft, **35** (9-10), 229-234.
- JUNGWIRTH 1984 JUNGWIRTH, M. 1984: Die fischereilichen Verhältnisse in Laufstauen alpiner Flüsse, aufgezeigt am Beispiel der österreichischen Donau. - Österreichische Wasserwirtschaft, **36** (5-6), 103-111.
- JUNGWIRTH 1986 JUNGWIRTH, M. 1986: Lauf- und Ausleitungskraftwerke aus hydrobiologischer Sicht. - Landschaftswasserbau, **7**, 71-96.
- KARL 1979 KARL, J. 1979: Ökologische Probleme bei der Nutzung alpiner Gewässer zur Energiegewinnung. - Jahrbuch des Vereins zum Schutz der Bergwelt, **44**, 119-135.
- KIEFER & SCHÄLCHLI 1991 KIEFER, B. & U. SCHÄLCHLI, 1991: Festlegung ökologisch angemessener Restwasserabflüsse, Pilotprojekt der Kraftwerke Brusio AG im oberen Puschlav. - Wasser, Energie, Luft, **83** (9), 261-264.
- KLAGHOFER & MADER 1987 KLAGHOFER, E. & K. MADER, 1987: Grundwasserstandsveränderungen im Bereich von Flusskraftwerken und deren Auswirkung auf den Auwald. - Österreichische Wasserwirtschaft, **39** (7-8), 198-202.
- KOPPENSTEINER 1981 KOPPENSTEINER, H. 1981: Flusskraftwerke und ihre Auswirkungen auf die Umwelt. - Diplomarbeit am Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und allgemeinen Wasserbau an der Universität für Bodenkultur, Wien.
- LANG & REBSTOCK 1988 LANG, O. & Ute REBSTOCK, 1988: UVP für den Neubau und die Erweiterung des Flusskraftwerkes Wynau an der Aare. - Anthos, **27** (3), 16-24.
- LAUFFER 1975 LAUFFER, H. 1975: Die Auswirkungen der Speicherkraftwerke auf die Umwelt. - Österreichische Wasserwirtschaft, **27** (5-6), 101-118.
- LAWA 1989 LAWA, [1989]: Schwellenwerte im Niedrigwasserbereich, Statusbericht. - Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA), ad hoc-Arbeitskreis Grundsatzfragen zur

- Definition von Schwellenwerten im Niedrigwasserbereich.
- LFW 1989 LFW (Hg.), 1989: Wasserwirtschaft und Naturhaushalt - Ausleitungsstrecken bei Wasserkraftanlagen. - Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft (LfW), Informationsberichte, 1/89.
- LÖLF & LWA 1985 LÖLF & LWA (Hg.), 1985: Bewertung des ökologischen Zustandes von Fließgewässern. - Landesanstalt für Ökologie, Landschaftsentwicklung und Forstplanung Nordrhein-Westfalen (LÖLF) und Landesamt für Wasser und Abfall Nordrhein-Westfalen (LWA), Woeste Druck + Verlag, Essen.
- LUDWIG & SCHOLZE 1976 LUDWIG, K. & H.-J. SCHOLZE, 1976: Massnahmen zur verstärkten Berücksichtigung der Ökologie im Wasserbau. - Wasserwirtschaft und Wassertechnik, **26** (6), 212-215.
- MARGREITER-KOWNACKA 1990 MARGREITER-KOWNACKA, Marta, 1990: Einfluss der Gletscherbachfassung auf die Biozönosen der unmittelbar anschliessenden Entnahmestrecke (Fallbeispiel: Pitzbach und Taschachbach). - Österreichische Wasserwirtschaft, **42** (3-4), 84-94.
- MARRER 1987 MARRER, H. 1987: Probleme im Bereich von Hydrobiologie und Fischerei, die beim Bau der Rhone-Kraftwerke Hydro-Rhône auftreten können. - Wasser, Energie, Luft, **79** (3-4), 48-50.
- METRON 1991 METRON, 1991: Natur- und Landschaftsschutz sowie Heimatschutz (N/L + H) bei der Erstellung von UVP-Berichten. - Mitteilungen zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), Nr. 4, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern, 2. Aufl.
- MICHEL 1984 MICHEL, P. 1984: Umweltschutz: Fischerei und Restwasser; Landschaftsschutz. - Fachtagung Kleinwasserkraftwerke, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Verbandsschrift Nr. 45, 51-64.
- MOOG 1990 MOOG, O. 1990: Makrobenthologische Aspekte bei der Wiederherstellung naturnaher Flussabschnitte. - Wiener Mitteilungen, Wasser-Abwasser-Gewässer, **88**, 55-103.
- MÜLLER 1990 MÜLLER, R. 1990: Ecological effects and fishery problems related to reservoirs in the Alps: The present situation. - Ingénieurs et architectes suisses, **116** (18), 427-429.
- NACHTNEBEL 1989 NACHTNEBEL, H.P. 1989: Ökosystemstudie Donaustau Altenwörth. - Österreichische Wasserwirtschaft, **41** (7-8), 153-157.
- NACHTNEBEL 1990 NACHTNEBEL, H.P. 1990: Comparison of hydropower utilization and environmental impacts along the Danube downstream of Vienna. - Ingénieurs et architectes suisses, **116** (18), 412-415.
- NACHTNEBEL et al. 1987 NACHTNEBEL, H.P., P. HANISCH & C. MOR, 1987: Entscheidungsfindung bei wasserwirtschaftlicher Planung mit mehrfachen und gegensätzlichen Zielsetzungen, Fallstudie: Restwasserproblematik. - Österreichische Wasserwirtschaft, **39** (5-6), 129-136.
- NACHTNEBEL et al. 1989 NACHTNEBEL, H.P., R. AIGNER & M. ORTMANN, 1989: Anwendung von Mehrzielentscheidungsverfahren am Fallbeispiel Donauraum östlich von Wien. - Der öffentliche Sektor, Forschungsmemoranden, **15** (2), 116-132.
- OBERLEITNER et al. 1989 OBERLEITNER, P. et al. 1989: Nutzung von Fließgewässern in Tallandschaften. - Schriftenreihe des Österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes, Heft 75.
- ÖGNU 1984 ÖGNU (Hg.), 1984: Wasser-Gesetze. - Österreichische Gesellschaft für Natur- und Umweltschutz (ÖGNU), Heft 17, Wien.
- ÖKONSULT 1990 ÖKONSULT, 1990: Der Bereich Gewässerschutz und Fischerei im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung. - Mitteilungen zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), Nr. 5, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern.
- PATZNER et al. 1985 PATZNER, Anne-Marie, W. HERBST & E. STÜBER, 1985: Methode einer ökologischen und landschaftlichen Bewertung von Fließgewässern. - Natur und Landschaft, **60** (11), 445-448.
- PAUTOU 1983 PAUTOU, G. 1983: Répercussions des aménagements hydroélectriques sur le dynamisme de la végétation. - Revue de Géographie Alpine, **71** (4), 331-342.
- PECHLANER 1982 PECHLANER, R. 1982: Limnologie und naturnaher Schutzwasserbau. - Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zürich, **127** (4), 319-336.
- PECHLANER 1986 PECHLANER, R. 1986: "Driftfallen" und Hindernisse für die Aufwärtswanderung von wirbellosen Tieren in rhithralen Fließgewässern. - Wasser und Abwasser, **30**, 431-463.
- PECHLANER 1987 PECHLANER, R. 1987: Die Berücksichtigung ökologischer Gesichtspunkte in der Wasserwirtschaft. - Schriftenreihe des Österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes, Heft 68, 21-36.
- PEDROLI 1985 PEDROLI, R. 1985: Das Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer - Schwerpunkte der Revision. - Gas, Wasser, Abwasser, **65** (3), 113-122.
- PEHOFER et al. 1988 PEHOFER, H.E. et al. 1988: Restwassererfordernisse aus limnologischer Sicht: Fallstudie Gebirgsbach (Alpbacher Ache, Tirol). - Forschungsarbeiten Wasserwirtschaft - Wasservorsorge, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien.
- PETER 1991 PETER, A. 1991: Ansprüche von Fischen an die Morphologie und Hydrologie der Bäche. - Mitteilungen der EAWAG, **32**, 9-13.
- POLLI 1990 POLLI, B. 1990: Effets ecologiques de la purge de la retenue du Carassina (Val Blenio, Canton du Tessin, Suisse). - Ingénieurs et architectes suisses, **116** (18), 416-419.
- RADLER 1984 RADLER, S. 1984: Wasserwirtschaftliche Aspekte von Stauhaltungen bei Laufwasserkraftwerken. - Österreichische Wasserwirtschaft, **36** (5-6), 89-94.
- RADLER 1985 RADLER, S. 1985: Die Revitalisierung von Fließgewässern im Zuge von Kraftwerksbauten und beim Umbau von Kleinkraftwerken. - Landschaftswasserbau, **5**, 2. Auflage, 357-374.

- REITH 1985 REITH, W.J. 1985: Die Restwasserfrage bei der Wasserkraftnutzung - zur aktuellen Diskussion in der Schweiz und in Österreich aus der Sicht des Landschafts- und Umweltschutzes. - Zeitschrift für Kulturtechnik und Flurbereinigung, **26**, 22-34.
- RITTER et al. 1990 RITTER, H. et al. 1990: Restwassererfordernisse aus limnologischer Sicht: Fallstudie Voralpenfluss (Krems, Oberösterreich). - Forschungsarbeiten Wasserwirtschaft - Wasserversorgung, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien.
- RUDD et al. 1993 RUDD, J.W.M. et al. 1993: Are Hydroelectric Reservoirs Significant Sources of Greenhouse Gases ? - Ambio, **22** (4), 246-248.
- SALZMANN 1984 SALZMANN, B. 1984: Die Beeinflussung der Abflussregimes durch Kraftwerke in den Alpen. - Seminararbeit, Geographisches Institut der Universität Bern, Abt. Physikalische Geographie - Gewässerkunde.
- SCHACHT 1986 SCHACHT, H. 1986: Landschaftsökologische Vernetzung von Stauhaltungen mit dem Umland. - Landschaftswasserbau, **7**, 207-219.
- SCHÄDLER 1985 SCHÄDLER, B. 1985: Der Wasserhaushalt der Schweiz. - Mitteilung der Landeshydrologie, Nr. 6, Bern.
- SCHÄLCHLI 1991 SCHÄLCHLI, U. 1991: Morphologie und Strömungsverhältnisse in Gebirgsbächen: ein Verfahren zur Festlegung von Restwasserabflüssen. - Mitteilungen aus der Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW) der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich, **113**.
- SCHLEGEL 1992 SCHLEGEL, F. 1992: Naturnahe Neugestaltung des Alpenrheins - eine Utopie ? - Schweizer Ingenieur und Architekt, **110** (37), 678-683.
- SGS & SGU 1989 SGS & SGU, 1989: Revision Gewässerschutzgesetz und Ausgleichsleistungen, SGS und SGU Gewässerschutz-Tagung, Mai 1989, Schweizerische Greina-Stiftung und Schweizerische Gesellschaft für Umweltschutz.
- SGS 1988 SGS, 1988: Die Greina und der Landschaftsrappen. - Schweizerische Greina-Stiftung, Zürich, 2. Aufl.
- STATZNER 1988 STATZNER, B. 1988: Ökologische Optimierung wasserbaulicher Massnahmen. - Mitteilungen aus dem Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, **71**, 85-120.
- STATZNER et al. 1990 STATZNER, B., F. KOHMANN & Ursula SCHMEDTJE, 1990: Eine Methode zur ökologischen Bewertung von Restabflüssen in Ausleitungsstrecken. - Wasserwirtschaft, **80** (5), 248-254.
- STROBL et al. 1990 STROBL, T., K.-H. FREI & M. BECKER, 1990: Ein Beitrag zur Festlegung des Restabflusses bei Ausleitungskraftwerken. - Wasserwirtschaft, **80** (1), 32-39.
- SVENSSON et al. 1993 SVENSSON, B.S. & S.-O. ERICSON, 1993: Does Hydroelectric Power Increase Global Warming ? - Ambio, **22** (8), 569-570.
- TAMM 1981 TAMM, J. 1981: Stauseen - Gefahr oder Chance für den Naturschutz ? - Natur und Landschaft, **56** (12), 454-456.
- VAN BOETZELAER et al. 1991 VAN BOETZELAER, M.E. et al. (ed.) 1991: Hydraulics and the Environment. - Journal of Hydraulic Research, **29**, extra issue.
- VISCHER 1975 VISCHER, D. 1975: Der Einfluss der Wasserkraftnutzung auf die Umwelt. - Österreichische Wasserwirtschaft, **27** (11-12), 267-276.
- VISCHER 1982 VISCHER, D. 1982: Wasserkraftnutzung und Umweltschutz. - Wasser, Energie, Luft, **74** (3), 33-40.
- WIDMANN 1991 WIDMANN, R. 1991: Umweltbeziehungen der Wasserkraftnutzung im Gebirge. - Österreichische Wasserwirtschaft, **43** (5-6), 129-139.
- WIDMANN et al. 1990 WIDMANN, R. et al. 1990: Wasserkraftnutzung im Gebirge, Teil 1. - Schriftenreihe des Österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes, Heft 80.
- WOLF et al. 1986 WOLF, P., M. BOES & H. BUCK, 1986: Auswirkungen von Flussstauhaltungen auf die Gewässerbeschaffenheit. - Wasserwirtschaft, **76** (7-8), 314-319.
- ZELLER 1989 ZELLER, M. 1989: Die Wasserkraft in der aktuellen energiepolitischen Diskussion. - Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 4.

ANHANG A.VIII.1

Grunddaten für schweizerische Speicherkraftwerke

Tabelle der Talsperren		Stand: 24.03.93									
Name der Talsperre	Name des Speichersees	Volumen der Talsperre	Volumen der Talsperre	Nutzhalt des Speicher-sees	Seefläche	Zement für Injektionen usw.	E/A	Zement im Beton, Min	Zement im Beton, Max	Zement im Beton, Mit	
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	
		[1000 m ³]	[1000 m ³]	[Mio m ³]	[ha]	[1000 kg]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	
1	Albigna	940	940	68.6	113	3700	3.9	140	250	172	
2	Bärenburg	55	55	1	7	368	6.7	170	280	207	
3	Carassina	9		0.23	3						
4	Carmena	9		0.25	2						
5	Cavagnoli	221	221	27.6	46						
6	Châtelot	48		15.8	69			250	300	267	
7	Cleuson (St.Barthélemy)	400	400	20	50						
8	Contra	658	658	85.5	168						
9	Curnera	562	562	40.8	81	1092	1.9	180	280	238	
10	Egschi	30		0.4	5						
11	Emosson	1090	1100	225	327	11465	10.5	160	250	198	
12	Gebidem	228	228	8.7	21	2724	11.9	200	250	217	
13	Göschenerreuss	11		0.095	3						
14	Grande Dixence	5957	5957	400	403			140	300	178	
15	Gries	250	250	18	60			200	280	220	
16	Hongrin	345	345	52.1	160						
17	Isola	71	71	6	39	145	2.0	190	250	210	
18	Les Clées	21		0.24	1						
19	Les Toules	235	235	20	61	1850	7.9			250	
20	Limmern	550	550	92	136	16000	29.1	200	250	217	
21	Lucendro	154	154	25	54	242	1.6	230	300	258	
22	Luzzone	1330	1330	87.6	127						
23	Malvaglia	162	162	3.1	19	210	1.3	200	250	217	
24	Mauvoisin	2110	2030	210	226	9600	4.5	175	250	207	
25	Moiry	815	815	77	140	4854	6.0	160	260	215	
26	Molina	14		0.64	7						
27	Nalps	595	595	44.5	91	707	1.2	180	300	227	
28	Naret I + II	372	375	31	73						
29	Oberaar	453	453	56	146			160	280	200	
30	Ova Spin	27	25	6.5	34	725	27.3	250	250	250	
31	Palagnedra	65	65	2.1	25						
32	Punt dal Gall	776	776	164	471	8600	11.1	180	250	225	
33	Räterichsboden	279	279	25	67			180	280	213	
34	Robiei	182	182	6.5	24						
35	Roggiasca	32		0.47	9						
36	Rossens	255	255	180	960			250	250	250	
37	Runcahez	33		0.44	6						
38	Salanfe	230	230	40	185			150	250	183	
39	Sambuco	775	775	63	111			170	260	200	
40	Sanetsch	42	42	2.7	29						
41	Schiffenen	185		35	425			250	250	250	
42	Sella	74	75	9	45	309	4.2			226	
43	Sta. Maria	654	776	67	177	547	0.8	200	270	242	
44	Sufers	22	22	18.3	90	948	43.1	250	250	250	
45	Turtmann	3	3	0.78	10			250	300	294	
46	Valle di Lei	834	834	197	412	3930	4.7	230	275	250	
47	Vasasca	21		0.4	2	1050	50.0			257	
48	Vieux Emosson	62	70	13.5	55						
49	Zervreila	626	626	100	161	3799	6.1	200	280	219	
50	Zeuzier	300	300	50	85	1860	6.2	170	250	197	
51	Z'Mutt	28	28	0.77	4						
52	Zöt	17	17	1.6	13						
	Mittelwert	446		50.0	116		11.0			225	
	Summe	23217		2601.2	6038						

Tab. VIII.A1: Talsperren in der Schweiz

	Zement für Talsperre J [Mio kg]	Zement für Tal- sperre komplett K [Mio kg]	Name der ersten zugehörigen Zentrale	Kode für die Kraftwerkgruppe
1	162	166	Löbbia (Albigna)	Bergell
2	11	12	Sils (KHR)	Hinterrhein
3	2	2	Luzzone	Blenio
4	2	2	Morobbia	Morobbia
5	50	52	Robiei	Maggia
6	13	13	Le Châtelot	Le Châtelot
7	90	94	Chandoline	Grande Dixence
8	148	155	Gordola	Verzasca
9	134	135	Sedrun	Vorderrhein
10	7	7	Realta	Realta
11	216	227	Châtelard-Vallorcine	Emosson
12	49	52	Bitsch (Biel)	Bitsch
13	2	3	Pfaffensprung	Göschenen
14	1060	1126	Chandoline	Grande Dixence
15	55	58	Altstafel	Maggia
16	78	81	Veytaux	Hongrin
17	15	15	Spina (Isola)	Mesolcina
18	5	5	Les Clées	Les Clées
19	59	61	Pallazuit	Drance d'E.
20	119	135	Tierfehd (Limmern)	Linth-Limmern
21	40	40	Airolo	Lucendro
22	299	314	Olivone	Blenio
23	35	35	Biasca	Blenio
24	437	446	Fionnay (Mauvoisin)	Grande Dixence
25	175	180	Motec	Gougra
26	3	3	Sassello	Calancasca
27	135	136	Sedrun	Vorderrhein
28	84	88	Robiei	Maggia
29	91	96	Grimsel I (Oberaar)	Oberhasli
30	7	7	Pradella	Engadin
31	15	15	Verbano I	Maggia
32	175	183	Ova Spin	Engadin
33	60	63	Handeck II	Oberhasli
34	41	43	Bavona	Maggia
35	7	8	Grono	Grono
36	64	67	Hauterive	Hauterive
37	7	8	Tavanasa	Vorderrhein
38	42	45	Miéville	Salanfe
39	155	164	Peccia (Sambuco)	Maggia
40	9	10	Innergsteig	Sanetsch
41	46	48	Schiffenen	Schiffenen
42	17	17	Airolo	Lucendro
43	158	159	Sedrun	Vorderrhein
44	6	6	Bärenburg	Hinterrhein
45	1	1	Motec	Gougra
46	209	212	Ferrera I	Hinterrhein
47	5	6	Giumaglio	Giumaglio
48	14	15	Châtelard-Barberine I + II	Emosson
49	137	141	Zervreila	Zervreila
50	59	61	Croix	Lienne
51	6	7	Z'Mutt (Centrale de pompage)	Grande Dixence
52	4	4	Bavona	Maggia
	100	105		
	5226	5481		

Tab. VIII.A1: Talsperren in der Schweiz (Forts.)

Kommentare zur Tabelle der Talsperren

A Schweizerische Talsperren, erstellt von 1945 - 1969 mit über 30 m Höhe. Die Daten wurden bis auf folgende Ausnahmen der Tabelle in <SWV 1970, p. 6> entnommen: a) Berücksichtigt sind nur Talsperren aus Beton, also keine Erddämme und Steindämme. Ebenfalls ausgeschlossen sind Talsperren, die nicht zur Energieproduktion dienen, sondern z.B. als Hochwasserrückhaltebecken. b) Les Toules nach <GICOT 1962>, Gebidem nach <SWV 1970, p. 50>, Sta. Maria nach <WEBER et al. 1970>, Ova Spin nach <WALTHER & FETZ 1971>, Naret nach <OFIMA 1975>, Emosson und Schiffenen nach <BIEDERMANN et al. 1985>. c) Der Wert für Mauvoisin ergab sich als Summe des ursprünglichen Volumens (2'030'000 m³ nach <SWV 1970, p. 6>) und dem bei der Staumauererhöhung aufgesetzten Volumen (80'000 m³ nach <FEUZ & SCHENK 1992>).

Teilweise werden in der Literatur auch Werte angegeben, die von den vorliegenden etwas abweichen.

B Gleiche Talsperren wie unter A, aber nach <LINK 1970>.

C Speicherseen, die zu den unter A genannten Talsperren gehören. Daten nach <BWW 1991>. <LINK 1970> und <BWW 1983> geben teilweise abweichende Werte. Beachte: Der Wert für Mauvoisin bezieht sich auf den Zustand nach Erhöhung der Talsperre. Vorher betrug der Nutzinhalt 180 Mio m³.

D Gleiche Speicherseen wie unter C. In einigen Fällen handelt es sich um Naturseen mit Absenkung, bzw. Stauerhöhung. Mauvoisin nach <FEUZ & SCHENK 1992>, restliche Flächen ab 10 ha nach <BWW 1983>. Roggiasca nach Bundesamt für Wasserwirtschaft (persönliche Mitteilung von R. Sigg im November 1992). Restliche Flächen unter 10 ha nach <BWW 1973> oder aus der Landeskarte. Bisher fehlende Flächen für kleine Speicherseen provisorisch 1 gesetzt. Beachte: Der Wert für Mauvoisin bezieht sich auf den Zustand nach Erhöhung der Talsperre. Vorher betrug die Fläche 208 ha.

E Masse des Zements für Injektionen. Beinhaltet Zement für den Dichtungsschirm, meistens auch für Kontakt- und Konsolidationsinjektionen, z.T. auch für Befestigungen von Felsankern usw. Zeuzier nach <TÖNDURY 1958>, Isola nach <MEYER 1960>, Albigna nach <ZINGG 1961>, Moiry nach <STUCKY 1962>, Bärenburg, Sufers und Valle di Lei nach <WALTHER & FETZ 1963>, Limmern nach <LINK 1970>, Gebidem und Punt dal Gall nach <SWV 1970>, Curnera, Nalps und Sta. Maria nach <WEBER et al. 1970>, Ova Spin nach <WALTHER & FETZ 1971>, Les Toules und Mauvoisin nach <BIEDERMANN et al. 1985>, Emosson, Malvaglia, Vasasca und Zervreila nach Unterlagen des Schweizerischen Nationalkomitees für Grosse Talsperren (persönliche Mitteilung von R. BISCHOF im August 1992), Lucendro und Sella nach Colenco Power Consulting AG (persönliche Mitteilung von E. Rod und J. Schüpbach im Januar 1993).

G,H Unterer und oberer Wert des Zementgehaltes im Beton der Talsperre (in kg Zement pro m³ Beton). In den meisten Fällen bezieht sich der untere Wert auf Kernbeton (Massenbeton) und der obere auf Vorsatzbeton (Oberflächenbeton). Lucendro nach <VI. 1948>, Salanfe nach <SALANFE 1951>, Rossens nach <GICOT 1956>, Isola nach <MEYER 1960>, Zervreila nach <SCHNITTER 1961>, Albigna nach <ZINGG 1961>, Limmern nach <MORF 1962>, Moiry nach <STUCKY 1962>, Turtmann nach <PANCHAUD 1962>, Schiffenen nach <PILLER 1963>, Bärenburg, Sufers und Valle di Lei nach <WALTHER & FETZ 1963>, Gries nach <AEGINA 1965>, Curnera, Nalps und Sta. Maria nach <WEBER et al. 1970>, Gebidem und Punt dal Gall nach <SWV 1970>, Ova Spin nach <SCHNITTER 1971>, Grande Dixence und Mauvoisin nach <BIEDERMANN et al. 1985>, Châtelot, Emosson, Malvaglia, Oberaar, Räterichsboden, Sambuco und Zeuzier nach Unterlagen des Schweizerischen Nationalkomitees für Grosse Talsperren (persönliche Mitteilung von R. BISCHOF im August 1992).

I Mittlerer Zementgehalt im Beton der Talsperre (in kg Zement pro m³ Beton). Mauvoisin nach <TÖNDURY 1958>, Moiry nach <STUCKY 1962>, Valle di Lei nach <WALTHER & FETZ 1963>, Gries nach <AEGINA 1965>, Ova Spin nach <SCHNITTER 1971>, Les Toules nach <BIEDERMANN et al. 1985>, Emosson, Turtmann, Vasasca und Zervreila nach Unterlagen des Schweizerischen Nationalkomitees für Grosse Talsperren (persönliche Mitteilung von R. BISCHOF im August 1992). Albigna berechnet aus der totalen Zementmenge für die Talsperre nach <BERTSCHINGER 1959> und dem Volumen der Talsperre nach Spalte A. Grande Dixence berechnet aus der totalen Zementmenge für die Talsperre nach <DESMEULES 1961> und dem Volumen der Talsperre nach Spalte A. Curnera, Nalps und Sta. Maria berechnet aus der totalen

Zementmenge für die Talsperre nach <KVR 1968> und dem Volumen der Talsperre nach Spalte A. Lucendo und Sella berechnet aus der totalen Zementmenge für die Talsperre nach Colenco Power Consulting AG (persönliche Mitteilung von E. Rod und J. Schüpbach im Januar 1993) und dem Volumen der Talsperre nach Spalte A. Punt dal Gall berechnet aus unterem und oberem Wert des Zementgehaltes sowie den Volumenanteilen für Kernbeton und Vorsatzbeton nach <WALTHER & FETZ 1971>. Bärenburg, Châtelot, Gebidem, Isola, Limmern, Malvaglia, Oberaar, Räterichsboden, Salanfe, Sambuco und Zeuzier berechnet aus unterem und oberem Wert nach der Formel $(2 \cdot G + H) / 3$.

J Berechnet aus Volumen der Talsperre und mittlerem Zementgehalt im Beton der Talsperre ($A \cdot I$). Wenn I fehlte, wurde der Mittelwert über alle vorhandenen Werte verwendet.

K Summe von Zement für Injektionen usw. und Zement für Talsperre ($E + J$). Wenn E fehlte, wurde der Wert berechnet als Produkt von Volumen der Talsperre und Mittelwert des Verhältnisses F über alle vorhandenen Werte.

Tabelle der Zentralen						
	Stand: 24.03.93					
	Name der Zentrale	Kode für die Kraftwerkgruppe	Erste Zentralen-Nr. a	Zweite Zentralen-Nr. b	Produktions- erwartung c [GWh/a]	Energie- bedarf d [GWh/a]
1	Sedrun	Vorderrhein	1	100200	252.6	
2	Tavanasa	Vorderrhein	3	100300	530.7	
3	Zervreila	Zervreila	10	101100	23.7	5.9
4	Safien Platz	Zervreila	11	101200	155.2	
5	Rothenbrunnen (KWZ)	Zervreila	12	101300	331.1	
6	Realta	Realta	13	101400	40.1	
7	Ferrera I	Hinterrhein	18	101900	318.0	73.0
8	Ferrera II	Hinterrhein	19	102000	3.0	
9	Bärenburg	Hinterrhein	20	102100	503.0	
10	Bärenburg-Dotierzentrale	Hinterrhein	21	102200	2.7	
11	Sils (KHR)	Hinterrhein	22	102300	645.0	
12	Grimsel I (Oberaar)	Oberhasli	201	200200		
13	Handeck II	Oberhasli	204	200500		
14	Handeck III	Oberhasli	205	200600		
15	usw.	Oberhasli				
16	Innergsteig	Sanetsch	235	203600	39.0	
17	Hauterive	Hauterive	241	204400	205.0	
18	Schiffenen	Schiffenen	244	204700	139.0	
19	Les Clées	Les Clées	251	205400	100.0	
20	Pfaffensprung	Göschenen	307	300700		
21	usw.	Göschenen				
22	Tierfehd (Limmern)	Linth-Limmern	402	400200	256.9	56.7
23	Tierfehd (Hintersand)	Linth-Limmern	403	400300	72.5	
24	Linthal (Limmern)	Linth-Limmern	404	400400	60.1	
25	Bitsch (Biel)	Bitsch	512	501200	497.0	
26	Motec	Gouggra	534	503200	136.0	46.7
27	Vissoie	Gouggra	535	503300	192.6	
28	Vissoie "groupe auxiliaire"	Gouggra		503350	3.8	
29	Chippis (Navisence)	Gouggra	536	503400	165.7	
30	Croix	Lienne	537	503500	131.0	
31	Chamarin	Lienne	538	503600	0.4	
32	St.Léonard	Lienne	539	503700	83.0	
33	Chandoline	Grande Dixence	543	504200		
34	Z'Mutt (Centrale de pompage)	Grande Dixence	548	504700		
35	Fionnay (Dixence)	Grande Dixence	551	505000		
36	Fionnay (Mauvoisin)	Grande Dixence	554	505300		
37	usw.	Grande Dixence				
38	Pallazuit	Drance d'E.	560	505900	82.0	
39	Orsières	Drance d'E.	562	506100	133.0	
40	Tsi (Centrale de pompage)	Drance d'E.	563	506200		1.3
41	Châtelard-Barberine I + II	Emosson	567	506700		
42	Châtelard-Barberine I + II	Emosson	601	506700		
43	Châtelard-Vallorcine	Emosson	568	506800		
44	La Bâtiaz	Emosson	572	507300		
45	usw.	Emosson				
46	Miéville	Salanfe	574	507500	129.0	
47	Giétroz du Fond (C.de pomp.)	Salanfe	576	507600		1.9
48	Clusanfe (Centrale de pompage)	Salanfe	577	507700		0.6
49	Veytaux	Hongrin	590	509100	203.0	
50	Le Châtelot	Le Châtelot	598	509900	100.0	
51	Airolo	Lucendro	701	600100	98.3	
52	Tremola/Sella (Cent.di pomp.)	Lucendro	702	600200		2.1
53	Luzzzone	Blenio	711	601100	37.0	
54	Olivone	Blenio	712	601200	221.0	
55	Biasca	Blenio	713	601300	675.0	
56	Spina (Isola)	Mesolcina	714	601400	59.9	
57	Soazza	Mesolcina	716	601600	247.8	
58	Grono	Grono	719	601900	96.5	
59	Sassello	Calancasca	720	602000	86.0	
60	Morobbia	Morobbia	721	602100	43.5	

Tab. VIII.A2: Kraftwerkszentralen in der Schweiz, 1. Teil

			a	b	c	d
61	Gordola	Verzasca	722	602200	215.0	
62	Tenero	Verzasca	723	602300	12.0	
63	Altstafel	Maggia	501	500100	16.8	
64	Peccia (Sambuco)	Maggia	724	602400	85.6	23.6
65	Robiei	Maggia	725	602500	46.8	31.8
66	Bavona	Maggia	726	602600	276.0	
67	Caveragno	Maggia	727	602700	397.1	
68	Verbano I	Maggia	728	602800	465.1	
69	Verbano II	Maggia	729	602900	116.0	
70	Giumaglio	Giumaglio	730	603000	32.0	
71	Lizun	Bergell	757	700700	20.4	
72	Löbbia (Albigna)	Bergell	758	700800	126.8	
73	Löbbia (Forno)	Bergell	759	700900	31.0	
74	Mairapumpe Löbbia (Pumpzent.)	Bergell	758a	701000		25.8
75	Fornopumpe Löbbia (Pumpzent.)	Bergell	759a	701100		8.7
76	Pumpe Murtaira (Pumpzentrale)	Bergell	760	701200		3.0
77	Bondo	Bergell	761	701300	18.5	
78	Castasegna	Bergell	762	701400	263.3	
79	Punt dal Gall-Dotierzentrale	Engadin	807	800700	5.5	
80	Ova Spin	Engadin	808	800800	84.1	47.7
81	Ova Spin-Dotierzentrale	Engadin	809	800900	1.5	
82	Pradella	Engadin	810	801000	994.2	
	Mittelwert				174.7	23.5
	Summe				10306.8	328.8
	Gewichtetes Mittel					

Tab. VIII.A2: Kraftwerkszentralen in der Schweiz, 1. Teil (Forts.)

Tabelle der Zentralen								
Name der Zentrale	Einzugs- gebiet e [km ²]	Brutto- Fallhöhe f [m]	Netto- Fallhöhe g [m]	g/f h [-]	Turbinierte Wassermenge i [Mio m ³ /a]	Turbin. Wasser- menge, spezif. [m ³ /kWh]	Genutzte Abflusshöhe k [m/a]	Typ
1 Sedrun	101.9	553	539	0.97	215	0.85	2.11	
2 Tavanasa	315.8	479	453	0.95	538	1.01	1.70	
3 Zervreila	68.7	83	79		138	7.76	2.01	
4 Safien Platz	114.6	420	399	0.95	178	1.15	1.56	
5 Rothenbrunnen (KWZ)	171.7	668	631	0.94	241	0.73	1.40	
6 Realta	29.1	525	510	0.97	36	0.90	1.24	L
7 Ferrera I	137	474	460	0.97	317	1.30	2.32	
8 Ferrera II	83.2	47	45	0.96	31	10.19	0.37	L
9 Bärenburg	460.5	317	306	0.97	754	1.50	1.64	
10 Bärenburg-Dotierzentrale		43	40		31	11.34		L
11 Sils (KHR)	534.3	403	383		772	1.20	1.44	
12 Grimsel I (Oberaar)								
13 Handeck II								
14 Handeck III								
15 usw.								
16 Innergsteig	10.7	834	825	0.99	22	0.56	2.03	
17 Hauterive	954	93	83	0.89	1140	5.56	1.19	
18 Schiffenen	1405	44	43	0.99	1481	10.66	1.05	
19 Les Clées	288	172	141	0.82	325	3.25	1.13	L
20 Pfaffensprung								L
21 usw.								
22 Tierfehd (Limmern)	53.3	992	963	0.97	122	0.61	2.30	
23 Tierfehd (Hintersand)	60.7	484	470	0.97	71	0.98	1.16	L
24 Linthal (Limmern)	137.3	137	125	0.92	220	3.66	1.60	
25 Bitsch (Biel)	197	714	683	0.96	334	0.67	1.70	
26 Motec	76.6	639	607	0.95	103	1.15	1.34	

Tab. VIII.A2: Kraftwerkszentralen in der Schweiz, 2. Teil

	e	f	g	h	i	k	
27 Vissoie	184.2	437	426	0.97	208	1.08	1.13
28 Vissoie "groupe auxiliaire"		437	426	0.97	4	1.08	
29 Chippis (Navisence)	244.7	592	569	0.96	134	0.81	0.55
30 Croix	36.7	806	766		78	0.60	2.14
31 Chamarin		337	320		1	1.43	
32 St.Léonard	57.5	413	393		97	1.17	1.69
33 Chandoline							
34 Z'Mutt (Centrale de pompage)							
35 Fionnay (Dixence)							
36 Fionnay (Mauvoisin)							
37 usw.							
38 Pallazuit	78.2	452	432	0.96	87	1.06	1.11
39 Orsières	138.8	406	364	0.90	168	1.26	
40 Tsi (Centrale de pompage)							
41 Châtelard-Barberine I + II							
42 Châtelard-Barberine I + II							
43 Châtelard-Vallorcine							
44 La Bâtiaz							
45 usw.							
46 Miéville	34	1456	1332	0.91	44	0.34	1.31
47 Giétroz du Fond (C.de pomp.)							
48 Clusanfe (Centrale de pompage)							
49 Veytaux	90.8	846	823	0.97	113	0.56	1.25
50 Le Châtelot	911	82	75	0.91	612	6.12	0.67
51 Airolo	23	960	938	0.98	48	0.49	2.09
52 Tremola/Sella (Cent.di pomp.)							
53 Luzzone	71.1	147	141	0.96	120	3.25	1.69
54 Olivone	107.6	494	479	0.97	212	0.96	1.97
55 Biasca	286.7	688	644	0.94	481	0.71	1.68
56 Spina (Isola)	43.4	400	392	0.98	70	1.17	1.62
57 Soazza	110.2	719	698	0.97	163	0.66	1.48
58 Grono	46.2	630	602	0.96	74	0.76	1.59
59 Sassello	132.3	399	389	0.97	102	1.18	0.77
60 Morobbia	33.8	369	351		57	1.31	1.68
61 Gordola	233	237	227	0.96	434	2.02	1.86
62 Tenero		265	247	0.93	22	1.86	
63 Altstafel	10.5	388	371	0.96	21	1.24	1.98
64 Peccia (Sambuco)	57.2	384	359	0.93	110	1.77	1.91
65 Robiei	14.1	367	352	0.96	61	4.07	4.33
66 Bavona	69.8	870	854	0.98	148	0.54	2.12
67 Caveragno	212.3	500	482	0.96	378	0.95	1.78
68 Verbano I	750.4	278	253	0.91	845	1.82	1.13
69 Verbano II		278	272	0.98	196	1.69	
70 Giumaglio	27	358	340	0.95	43	1.35	1.60
71 Lizun	25.5	363	345		27	1.33	1.06
72 Löbbia (Albigna)	20.5	696	662		88	0.69	4.29
73 Löbbia (Forno)	21.8	561	543	0.97	26	0.84	1.20
74 Mairapumpe Löbbia (Pumpzent.)							
75 Fornopumpe Löbbia (Pumpzent.)							
76 Pumpe Murtaira (Pumpzentrale)							
77 Bondo	19.4	285	271		31	1.69	1.62
78 Castasegna	95.9	740	711	0.96	170	0.65	1.77
79 Punt dal Gall-Dotierzentrale		61	59	0.96	43	7.84	
80 Ova Spin	189.8	137	120	0.88	320	8.80	1.69
81 Ova Spin-Dotierzentrale		42	40	0.95	17	11.55	
82 Pradella	1116	481	463	0.96	985	0.99	0.88
Mittelwert	205.6	449	429	0.95	236	2.42	1.63
Summe	10692.8				13906		
Gewichtetes Mittel		522	499				

Tab. VIII.A2: Kraftwerkszentralen in der Schweiz, 2. Teil (Forts.)

Kommentare zur Tabelle der Zentralen

- a Zentralen-Nummer nach <BWW 1973>
- b Zentralen-Nummer nach <BWW 1992>
- c Mittlere jährliche Produktionserwartung ohne Umwälzbetrieb nach <BWW 1992>. Pumpenergie für die Saisonspeicherung ist nicht abgezogen. Bei internationalen Anlagen ist die totale Produktionserwartung angegeben und nicht nur der Hoheitsanteil der Schweiz.
- d Mittlerer jährlicher Energiebedarf für das Pumpen (ohne Umwälzbetrieb) nach <BWW 1992>. Bei internationalen Anlagen ist der totale Energiebedarf angegeben und nicht nur der Hoheitsanteil der Schweiz.
- e Fläche des Einzugsgebietes. Castasegna nach <ZINGG 1961>, Orsières nach Bundesamt für Wasserwirtschaft (persönliche Mitteilung von R. Sigg im November 1992), restliche Daten nach <BWW 1973>.
- f Mittlere Brutto-Fallhöhe (auch als Bruttogefälle und Rohfallhöhe bezeichnet). Der vorliegende Wert wurde als Mittel aus der minimalen und maximalen Brutto-Fallhöhe nach <BWW 1973> berechnet.
- g Mittlere Netto-Fallhöhe (auch als Nettogefälle, Turbinenfallhöhe und Nutzfallhöhe bezeichnet). Die Netto-Fallhöhe entspricht der Brutto-Fallhöhe minus der Verlusthöhe, die vor allem durch Reibung auf dem Triebwasserweg bedingt ist. Der vorliegende Wert wurde als Mittel aus der minimalen und maximalen Netto-Fallhöhe nach <BWW 1973> berechnet. Falls diese fehlten, wurde die mittlere Netto-Fallhöhe berechnet als Produkt von mittlerer Brutto-Fallhöhe nach Spalte f und dem Mittelwert des Verhältnisses in Spalte h über alle vorhandenen Werte.
- i Turbinierete Wassermenge (auch als Nutzwassermenge bezeichnet), berechnet aus Produktionserwartung nach Spalte c, Netto-Fallhöhe nach Spalte g und einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 0.8.
- j Turbinierete Wassermenge pro erzeugte Energieeinheit. Diese lässt sich als Quotient aus Spalte i und c berechnen, oder direkt aus der mittleren Netto-Fallhöhe und einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 0.8.
- k Quotient aus jährlich turbinierter Wassermenge nach Spalte i und Fläche des Einzugsgebietes nach Spalte e.

Tabelle der Kraftwerkgruppen								
Stand: 24.03.93								
	Kode für die Kraftwerkgruppe	Produktions- erwartung I [GWh/a]	Energie- bedarf II [GWh/a]	Netto- produktion III [GWh/a]	Turbinierte Wassermenge IV [Mio m3/a]	Einzugs- gebiet V [km2]	Nutzzinhalt der Speicherseen VI [Mio m3]	Seefläche VII [ha]
1	Bergell	460	38	423	342	183	68.6	113
2	Bitsch	497	0	497	334	197	8.7	21
3	Blenio	933	0	933	813	465	90.9	149
4	Calancasca	86	0	86	102	132	0.6	7
5	Drance d'E.	215	1	214	255	217	20.0	61
6	Emosson						238.5	382
7	Engadin	1085	48	1038	1365	1306	170.5	505
8	Giumaglio	32	0	32	43	27	0.4	2
9	Göschenen						0.1	3
10	Gougra	498	47	451	448	506	77.8	150
11	Grande Dixence						630.8	683
12	Grono	97	0	97	74	46	0.5	9
13	Hauterive	205	0	205	1140	954	180.0	960
14	Hinterrhein	1472	73	1399	1904	1215	216.3	509
15	Hongrin	203	0	203	113	91	52.1	160
16	Le Châtelot	100	0	100	612	911	15.8	69
17	Les Clées	100	0	100	325	288	0.2	1
18	Lienne	214	0	214	176	94	50.0	85
19	Linth-Limmern	390	57	333	413	251	92.0	136
20	Lucendro	98	2	96	48	23	34.0	99
21	Maggia	1403	55	1348	1758	1114	149.8	352
22	Mesolcina	308	0	308	233	154	6.0	39
23	Morobbia	44	0	44	57	34	0.3	2
24	Oberhasli						81.0	213
25	Realta	40	0	40	36	29	0.4	5
26	Salanfe	129	3	127	44	34	40.0	185
27	Sanetsch	39	0	39	22	11	2.7	29
28	Schiffenen	139	0	139	1481	1405	35.0	425
29	Verzasca	227	0	227	457	233	85.5	168
30	Vorderrhein	783	0	783	753	418	152.7	355
31	Zervreila	510	6	504	557	355	100.0	161
	Mittelwert	382	12	370	515	396	83.9	195
	Summe	10307	329	9978	13906	10693	2601.2	6038
	Gewichtetes Mittel						113.7	280

Tab. VIII.A3: Kraftwerksgruppen in der Schweiz

Tabelle der Kraftwerkgruppen Stand: 24.03.93							
Kode für die Kraftwerkgruppe	Zement für Talsperren komplett VIII [Mio kg]	Zement Rest IX [Mio kg]	Zement Talsperren relat. X [%]	Zement total XI [Mio kg]	Zement spezifisch XII [kg/(kWh/a)]	Speicherindex XIII [%]	Genutzte Abflusshöhe XIV [m/a]
1 Bergell	166	54	75.3	220	0.521	20.0	1.87
2 Bitsch	52			74	0.150	2.6	1.70
3 Blenio	351	89	79.9	440	0.472	11.2	1.75
4 Calancasca	3			5	0.055	0.6	0.77
5 Drance d'E.	61			86	0.405	7.9	1.17
6 Emosson	242			345			
7 Engadin	191	129	59.6	320	0.308	12.5	1.05
8 Giumaglio	6			9	0.288	0.9	1.60
9 Göschenen	3			4			
10 Gougra	181			258	0.572	17.3	0.89
11 Grande Dixence	1673			2388			
12 Grono	8			11	0.112	0.6	1.59
13 Hauterive	67			95	0.463	15.8	1.19
14 Hinterrhein	231	128	64.3	359	0.256	11.4	1.57
15 Hongrin	81			116	0.573	46.0	1.25
16 Le Châtelot	13			19	0.190	2.6	0.67
17 Les Clées	5			7	0.071	0.1	1.13
18 Lienne	61			87	0.405	28.4	1.87
19 Linth-Limmern	135	105	56.3	240	0.721	22.3	1.64
20 Lucendro	57	6	90.9	63	0.652	70.7	2.09
21 Maggia	424			605	0.449	8.5	1.58
22 Mesolcina	15			21	0.070	2.6	1.52
23 Morobbia	2			3	0.070	0.4	1.68
24 Oberhasli	158			226			
25 Realta	7			10	0.252	1.1	1.24
26 Salanfe	45			64	0.504	90.0	1.31
27 Sanetsch	10			14	0.363	12.5	2.03
28 Schiffenen	48			69	0.496	2.4	1.05
29 Verzasca	155			222	0.977	18.7	1.96
30 Vorderrhein	437	163	72.9	600	0.766	20.3	1.80
31 Zervreila	141	89	61.3	230	0.456	18.0	1.57
Mittelwert	162	95	70.1	233	0.393	16.5	1.46
Summe	5029			7210			
Gewichtetes Mittel	218			314	0.426	14.6	1.51

Tab. VIII.A3: Kraftwerksgruppen in der Schweiz (Forts.)

Kommentare zur Tabelle der Kraftwerkgruppen

- I Summe der Werte in Spalte c für alle Zentralen der Kraftwerkgruppe.
- II Summe der Werte in Spalte d für alle Zentralen der Kraftwerkgruppe.
- III Mittlere Nettoproduktionserwartung, d.h. Differenz zwischen Produktionserwartung nach Spalte I und Energiebedarf für das Pumpen (ohne Umwälzbetrieb) nach Spalte II.
- IV Summe der Werte in Spalte i für alle Zentralen der Kraftwerkgruppe.
- V Summe der Werte in Spalte e für alle Zentralen der Kraftwerkgruppe.
- VI Summe der Werte in Spalte C für alle betrachteten Talsperren der Kraftwerkgruppe
- VII Summe der Werte in Spalte D für alle betrachteten Talsperren der Kraftwerkgruppe
- VIII Summe der Werte in Spalte K für alle betrachteten Talsperren der Kraftwerkgruppe
- IX Berechnet als Differenz zwischen totaler Zementmenge für die Kraftwerkgruppe und Zementmenge für die Talsperren komplett nach Spalte VIII. Die Werte für die totalen Zementmengen stammen aus folgenden Quellen: Bergell nach <ZINGG 1961>, Blenio nach <TÖNDURY 1964>, Linth-Limmern nach <WEBER et al. 1965>, Vorderrhein nach <WEBER et al. 1970>, Engadin und Zervreila nach STAG AG (persönliche Mitteilung von J. Küttel im August 1992), Lucendro nach Colenco Power Consulting AG (persönliche Mitteilung von E. Rod und J. Schüpbach im Januar 1993). Der Wert für Hinterrhein wurde auf folgende zwei Arten abgeschätzt: Die erste Abschätzung geht von der Angabe in <WALTHER & FETZ 1963> aus, dass total rund 1.5 Mio m³ Beton gebraucht wurden. Mit einem angenommenen durchschnittlichen Gehalt von 250 kg Zement pro m³ Beton ergibt sich eine Zementmenge von 375 Mio kg. Die zweite Abschätzung basiert auf der Angabe der Firma STAG AG (persönliche Mitteilung von J. Küttel im August 1992), dass total 130'000 t transportiert wurden. Weil die Staumauer im Valle di Lei von einer italienischen Firma gebaut wurde, ist anzunehmen, dass es sich bei diesen 130'000 t um die Totalmenge ohne die Staumauer im Valle di Lei handelt. Die Totalmenge ergibt sich somit als Summe von 130'000 t und der Zementmenge für diese Staumauer nach Spalte K. Übernommen wurde hier der Mittelwert der obigen zwei Abschätzungen.
- X Verhältnis zwischen Zementmenge für Talsperren komplett nach Spalte VIII und totaler Zementmenge für die Kraftwerkgruppe nach Spalte XI.
- XI Summe von Zementmenge für die Talsperren komplett nach Spalte VIII und restlicher Zementmenge nach Spalte IX. Wenn der Wert in Spalte IX fehlte, wurde er berechnet als Quotient aus der Zementmenge für die Talsperren komplett nach Spalte VIII und dem Mittelwert des Verhältnisses in Spalte X über alle vorhandenen Werte. Für die Kraftwerkgruppe Grande Dixence liegt der auf diese Weise geschätzte Wert vermutlich zu hoch, was jedoch ohne Einfluss bleibt, weil die Kraftwerkgruppe Grande Dixence in den Datentabellen noch nicht vollständig erfasst ist und deshalb vorläufig nicht weiter betrachtet wird.
- XII Quotient aus Spalte XI und III
- XIII Quotient aus Nutzinhalt der Speicherseen nach Spalte VI und jährlich turbinierter Wassermenge nach Spalte IV
- XIX Quotient aus jährlich turbinierter Wassermenge nach Spalte IV und Fläche des Einzugsgebietes nach Spalte V.

ANHANG A.VIII.2

Eingabedaten

Die meisten Eingabedaten für ECOINVENT sind in Tab. VIII.1.4, Tab. VIII.3.2, Tab. VIII.4.2 und Tab. VIII.5.1 aufgeführt. Im folgenden finden sich Ausführungen über die zusätzlichen Eingabedaten und eine Zusammenstellung der Eingabedaten.

Die natürliche potentielle Energie des turbinieren Wassers kann mit den Wirkungsgraden in Tab. VIII.2.4 abgeschätzt werden. Umwälzkraftwerke benötigen dabei theoretisch keine natürliche potentielle Energie, da das Wasser hinaufgepumpt wird. Für die Abwärme muss eine Differenzbetrachtung vorgenommen werden. Die potentielle Energie im Wasser würde dem Wasser vollständig als Wärme zugeführt, wenn es nicht turbinieren würde. Durch das Turbinieren des Wassers wird nur noch der Wirkungsgradverlust als Wärme frei (Annahme ins Wasser). Daneben wird der Pumpstrom zu rund 30% als Wärme frei und der Bauenergieaufwand zu rund 100%.

	Einheit	Infra Laufwasser- kraft CH TJ	Infra Laufwasser- kraft UCPT TJ	Infra Speicher- kraft CH TJ	Infra Speicher- kraft UCPT TJ	Infra Umwälz- wasser- kraft CH TJ	Infra Umwälz- wasser- kraft UCPT TJ
Energieeinsatz:							
Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ	0.0005		0.001		0.001	
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ		0.0005		0.001		0.001
Materialbedarf:							
Betonkies	kg	4680	4680	4950	4950	4950	4950
Sprengstoff	kg	0.6	0.6	3	3	3	3
Stahl hochlegiert	kg	1	1	1	1	1	1
Stahl niedriglegiert	kg	50	50	70	70	70	70
Stahl unlegiert	kg	75	75	80	80	80	80
Zement	kg	520	520	550	550	550	550
Transporte und Bauprozesse:							
Transport LKW 28 t	tkm	70	70	40	40	40	40
Transport Schiene	tkm	70	70	220	220	220	220
Diesel in Baumaschine	TJ	0.00128	0.00128	0.00051	0.00051	0.00051	0.00051
Abfälle:							
Beton in Inertstoffdeponie	kg	5200	5200	5500	5500	5500	5500
Stahl in Inertstoffdeponie	kg	38	38	121	121	121	121
Emissionen Luft:							
Abwärme in Luft p	TJ	0.0005	0.0005	0.001	0.001	0.001	0.001

Tab.A.VIII.2.1: Zusammenstellung der Eingabedaten der Infrastruktur-Module Wasserkraft

	Einheit	Laufwasser- kraft CH TJ	Laufwasser- kraft UCPT TJ	Speicher- kraft CH TJ	Speicher- kraft UCPT TJ	Umwälz- wasser- kraft CH TJ	Umwälz- wasser- kraft UCPT TJ	Umwälz- wasser- kraft Land X ¹⁾ TJ
Ressourcenbedarf:								
Fläche II-III	m ² a	1250	1250	1230	1230	1230	1230	1230
Fläche II-IV	m ² a	12	12	12	12	12	12	12
Turbinierwassermenge	m ³	1.20E+07	1.20E+07	360000	360000	360000	360000	360000
Nutzzinhalt Speichersee	m ³ a			51000	51000	51000	51000	51000
Potentielle Energie Wasser	TJ	1.22	1.22	1.28	1.28			
Energieeinsatz:								
Strom Hochspannung - Bezug in CH Import	TJ					1.43		
Strom Hochspannung - Bezug in UCPT	TJ						1.43	
Strom Hochspannung - Bezug in X Import ¹⁾	TJ							1.43
Strom ab Wasserkraft CH	TJ	6.36E-05		0.0453				
Strom ab Wasserkraft UCPT	TJ		6.36E-05		0.0453			
Infrastruktur:								
Infra Laufwasserkraft CH/UCPT	TJ	1	1					
Infra Speicherkraft CH/UCPT	TJ			1	1			
Infra Umwälzwasserkraft CH	TJ					1		
Infra Umwälzwasserkraft UCPT	TJ						1	1
Emissionen Luft:								
Abwärme in Luft p	TJ	6.36E-05	6.36E-05	0.0453	0.0453			
Emissionen Wasser:								
Abwärme in Wasser f	TJ	-1	-1	-1	-1	0.43	0.43	0.43

Tab.A.VIII.2.2: Zusammenstellung der Eingabedaten der Module Laufwasserkraft und Speicherkraft CH und UCPT, sowie



Teil IX

Holz

Überarbeitung 1996:

Ursula Bollens

Bearbeitung:

Christian Grasser

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Der Umgang mit Zahlen und Daten findet meist nicht im stillen Kämmerlein statt, sondern in Kontakt und im Austausch mit Anderen. Ohne diesen Input und die damit verbundene Hilfestellung wären solche Projekte nicht möglich. Ich möchte mich daher an dieser Stelle bei all jenen beanken, die zur Verwirklichung dieser Studie beigetragen haben. Folgende Personen, Firmen und Amtsstellen haben mit Daten und Informationen zu dieser Studie beigetragen:

Herr Bischoff, Goodyear (Suisse) SA, Herr Bösiger, Tiba, Herr Grasser, AfU St.Gallen, Herr Hasler, Tiba, Herr Herzog, Stihl Vertriebs AG, Herr Kym, Firma Kym, Herr Noger, EMPA St. Gallen, Herr Dr. Nussbaumer, Verenum, Herr Schaffner, Schmid AG, Herr Schierling, Firma Stihl, Herr Stäubli, AGW, Herr Suter, Etienne SA, Herr Wolfensberger, FAT und Herr A. Keel, Schweizerische Vereinigung für Holzenergie.

Zusammenfassung

In diesem Teil werden die Umweltbelastungen, welche durch die Wärmeerzeugung mittels Holzfeuerungen entstehen, aufgezeigt. Es werden insgesamt acht verschiedene Holzenergiesysteme untersucht. Die einzelnen Systeme unterscheiden sich einerseits in der Form und Herkunft des Brennholzes und andererseits in der Feuerungsleistung des Heizkessels. Als Brennholz werden Stückholz und Holzschnitzel aus naturbelassenem Holz berücksichtigt. Die Feuerungsleistung der untersuchten Heizkessel beträgt 30 kW und 100 kW für das Stückholz sowie 50 kW und 300 kW für die Holzschnitzelfeuerungen.

Für die Bereitstellung des Brennholzes werden vier verschiedene Versorgungsketten analysiert:

- Stückholz Buchenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Buchenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Fichtenholz aus Schwachholzbeständen
- Holzschnitzel Fichtenholz aus Sägereiabfällen

Neben den Aufwendungen für die Waldpflege wird auch die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre durch den Baum berücksichtigt. Da bei den Holzschnitzeln das Fichtenholz ohne Umweltbelastungen aus dem Sägereiprozess übernommen wird, fallen bei dieser Brennholzsorte die Belastungen aus der Holzbereitstellung weg. Lediglich die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre wird berücksichtigt.

Der Einbezug der Waldpflege ist nicht zwingend, da heute noch keine Klarheit über die Zuordnung dieser Aufwendungen zu den verschiedenen Waldfunktionen herrscht. Hier werden sie voll dem Energie- und Bauholz zugerechnet. Die Resultate zeigen aber klar, dass die daraus entstehenden Umwelteinwirkungen nicht vernachlässigbar sind. Es muss deshalb ein Schlüssel gefunden werden, damit diese Belastungen sinnvoll auf die verschiedenen Waldfunktionen aufgeteilt werden können.

Der Materialbedarf ist bei allen Holzschnitzelfeuerungen höher als bei den Stückholzfeuerungen. Die Ursache dafür liegt bei den Holzschnitzelsilos, welche aus armiertem Beton hergestellt werden. Wird lediglich der Bedarf an Stahl und Gusseisen betrachtet, so zeigt sich dass die Stückholzfeuerungen einen grösseren Verbrauch aufweisen.

Die atmosphärischen Emissionen werden hauptsächlich durch den Betrieb des Heizkessels bestimmt. Die Angaben zu diesen Emissionen schwanken aber je nach Heizkessel und Betriebsbedingungen sehr stark. Es wäre deshalb wünschenswert, dass nicht mehr Konzentrationen gemessen werden, sondern Schadstofffrachten über genormte Abbrandereignisse. Da die Fixierung von Kohlenstoff im Holz als negative Emission verrechnet wird, ergeben sich aus der gesamten Nutzenergiebereitstellung nur geringe CO₂-Emissionen von 570 und 3'000 für Stückholzfeuerungen und 3'500 bis 5'000 kg/TJ Nutzenergie für Waldholzschnitzelheizungen. Bei den Sägereiholzschnitzeln liegen die Werte noch tiefer (1'200-1'700kg/TJ), da dort die Aufwendungen der Waldbewirtschaftung wegfallen.

Bei den Abfällen zeigt sich ein hoher Anteil an Sonderabfällen. Diese stammen aus dem Modul «Diesel in Grosshacker» und «Diesel in Baumaschine». Letzteres wird an Stelle eines Traktors bei der Holzernte bilanziert. Diese Vereinfachung sollte im Rahmen künftiger Arbeiten überprüft werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	i
Inhaltsverzeichnis	ii
Abkürzungsverzeichnis.....	v
1 Einleitung	1
2 Entstehung, Reserven, Ressourcen	1
2.1 Das Holz.....	1
2.2 Der Wald	1
2.2.1 Der Lebensraum Wald.....	1
2.2.2 Verteilung und Fläche der Wälder	3
2.2.3 Produktivität der Wälder.....	4
2.3 Waldnutzung und Holzproduktion.....	6
2.4 Natürliche Reserven und Ressourcen.....	7
3 Verwendung von Holz	8
3.1 Weltweit.....	8
3.2 Europa	8
3.3 Schweiz.....	8
3.3.1 Stammholz, Industrieholz, Brennholz, Importe und Exporte	8
3.3.2 Holz als Energieträger.....	9
4 Holzqualitäten und Zusammensetzung	11
4.1 Holzqualitäten	11
4.2 Zusammensetzung von Holz.....	11
4.2.1 Makrobausteine.....	11
4.2.2 Elementaranalyse.....	11
4.3 Physikalische Parameter	12
4.3.1 Wassergehalt.....	12
4.3.2 Dichte.....	13
4.3.3 Heizwert.....	13
4.3.4 Raum- und Gewichtsmasse.....	13
5 Prozesskettenanalyse	15
5.1 Übersicht.....	15
5.2 Die Stückholzkette	15
5.3 Die Waldholzschnitzelkette.....	17
5.4 Sägereiholzschnitzelkette.....	18
5.5 Bezugsgrösse	18
5.6 Verbrauch an Holz.....	19
6 Holz und Holzabfall im Wald	20
6.1 Prozessschritt Holzentstehung	20
6.1.1 Übersicht.....	20
6.1.2 Emissionen in die Luft.....	21
6.1.3 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	21
6.2 Prozessschritt Holzabfall im Wald.....	21
6.2.1 Übersicht.....	21
6.2.2 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	21
7 Holz frei Waldstrasse	22
7.1 Prozessschritt Waldpflege.....	22
7.1.1 Übersicht.....	22
7.1.2 Materialeinsatz und Baubedarf	23

7.1.3	Flächenbeanspruchung.....	23
7.1.4	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	23
7.2	Prozessschritt Fällen und Rücken.....	23
7.2.1	Übersicht.....	23
7.2.2	Materialeinsatz und Baubedarf	24
7.2.3	Emissionen in die Luft.....	24
7.2.4	Einwirkungen auf den Boden.....	24
7.2.5	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	25
7.3	Zusammenstellung der Eingabedaten	25
8	Holz frei Lager	27
8.1	Prozessschritt Spalten bzw. Hacken.....	27
8.1.1	Übersicht.....	27
8.1.2	Materialeinsatz und Baubedarf	27
8.1.3	Emissionen in die Luft.....	27
8.1.4	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	28
8.2	Prozessschritt Lagern und Trocknen im Wald/Silo	28
8.2.1	Übersicht.....	28
8.2.2	Materialeinsatz und Baubedarf	28
8.2.3	Emissionen in die Luft.....	28
8.2.4	Flächenbedarf.....	29
8.2.5	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	29
8.3	Zusammenstellung der Eingabedaten	29
9	Holz in Feuerung.....	31
9.1	Prozessschritt Transport zum Verbraucher	31
9.1.1	Übersicht.....	31
9.1.2	Materialeinsatz und Bauaufwand.....	31
9.1.3	Emissionen in die Luft.....	31
9.1.4	Zusammenstellung der Daten	31
9.1.5	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	32
9.2	Prozessschritt Lagern und Trocknen beim Verbraucher.....	32
9.2.1	Übersicht.....	32
9.2.2	Materialeinsatz und Bauaufwand.....	33
9.2.3	Emissionen in die Luft.....	33
9.2.4	Flächenbeanspruchung.....	33
9.2.5	Zusammenstellung der Daten	34
9.2.6	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	34
9.3	Prozessschritt Feuerung	35
9.3.1	Übersicht.....	35
9.3.2	Materialeinsatz und Bauaufwand.....	36
9.3.3	Hilfsenergieverbrauch	39
9.3.4	Emissionen in die Luft.....	39
9.3.5	Zusammenstellung der verwendeten Emissionsdaten	43
9.3.6	Verwertung oder Entsorgung der Asche.....	44
9.4	Zusammenstellung der Eingabedaten	46
9.5	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	48
10	Resultate.....	50
10.1	Resultate der Schnitzelfeuerung Buche 300 kW.....	50
10.1.1	Nichtenergetische und energetische Ressourcen.....	51
10.1.2	Materialien.....	51
10.1.3	Transporte	51
10.1.4	Emissionen in die Luft.....	52
10.1.5	Abfälle.....	54
10.2	Vergleich der 300 kW-Waldholzschnitzelfeuerung mit der 100 kW-	

Stückholzfeuerung	55
10.2.1 Ressourcen, Material, Transport und Abwärme	56
10.2.2 Emissionen in die Luft.....	57
10.2.3 Emissionen ins Wasser	57
10.2.4 Abfälle	57
11 Zusätzliche Hilfsmodule	60
11.1 Motorsäge pro Betriebsstunde	60
11.1.1 Übersicht.....	60
11.1.2 Materialeinsatz und Baubedarf	60
11.1.3 Emissionen in die Luft.....	60
11.1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten	61
11.1.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	62
11.2 Diesel in Grosshacker	62
11.2.1 Übersicht.....	62
11.2.2 Eingabedaten.....	63
11.2.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	64
Literaturverzeichnis.....	65

Abkürzungsverzeichnis

atro	Absolut trocken ($u=0\%$ und $x=0\%$)
BHD	Brust-Höhen-Durchmesser: Durchmesser eines Baumes in 120 cm Höhe
BPP	Brutto-Primär-Produktion
EJ	Exajoule = 10^{18} J
fm	Fester m^3 Holz
η	Wirkungsgrad
η_a	Jahresnutzungsgrad
HS	Holzschnitzel
H_u	Unterer Heizwert
kW_{el}	Kilowatt elektrischer Leistung
K.A.	Keine Angaben
λ	Luftüberschusszahl: Verhältnis zwischen der effektiv vorhandenen und der stöchiometrisch notwendigen Verbrennungsluft.
lm	Laufmeter
MJ	Megajoule = 10^6 J
n.n.	Nicht nachweisbar
NGP	Netto-Gemeinschafts-Produktion
Nm^3	Normkubikmeter. $1 m^3$ bei Normbedingungen (273.15 K und 1.013 bar)
NPP	Netto-Primär-Produktion
Sm	$1 m^3$ geschüttete Schnitzel
Ster	$1 m^3$ geschichtetes Stückholz
TE	Toxizitätsequivalent
TJ	Terajoule = 10^{12} J
TS	Trockensubstanz
u	Holzfeuchte
v_{spez}	Spezifisches Schüttvolumen: Volumen von geschichtetem oder geschüttetem Holz pro Tonne
x	Wassergehalt
w/w TS	Gewichtsanteil auf das Trockengewicht bezogen

1 Einleitung

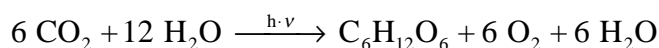
Holz nimmt in der Geschichte der Menschheit eine herausragende Position ein. Ohne die Einsicht, dass Holz als Energieträger, aber auch als Werkstoff, verwendet werden kann, wäre die enorme technische Entwicklung und die Besiedlung weiter Gebiete der Erde nicht möglich gewesen. Durch die bisherigen archäologischen Funde konnte nachgewiesen werden, dass der Mensch schon vor 400'000 bis 500'000 Jahren das Feuer kannte und benutzte. Die enormen Möglichkeiten, welche sich durch die Verwendung von Metallen dem Menschen eröffneten, waren ebenfalls nur durch den Einsatz von Holz als konzentrierte Energiequelle bei der Herstellung von Kupfer, Bronze und Eisen möglich.

In diesem Kapitel werden die direkten Einwirkungen der Nutzung von Holzenergie auf die Umwelt aufgezeigt. Ausgehend von den Verhältnissen in der Schweiz wird die Nutzung von Stückholz und Holzschnitzeln aus dem Wald sowie von Holzschnitzeln aus Sägereiabfällen zur Wärmeproduktion untersucht.

2 Entstehung, Reserven, Ressourcen

2.1 Das Holz

Die meisten Pflanzen bauen ihre Körpersubstanz aus Kohlendioxid (CO₂), Wasser (H₂O) und verschiedenen Nährstoffen unter Ausnützung der Sonnenenergie auf. Vereinfacht kann die Bildung von Biomasse durch folgende Reaktionsgleichung dargestellt werden:



Stellvertretend für die Biomasse steht ein Glukosemolekül C₆H₁₂O₆, welches aus 6 CO₂ Molekülen und 12 H₂O Molekülen gebildet wird. Bei dieser Reaktion werden pro Glukosemolekül sechs Sauerstoffmoleküle (O₂) freigesetzt. Die durch die Photosynthese in der Glukose gespeicherte Energie beträgt theoretisch 2'872 kJ/Mol oder rund 16 MJ pro Kilogramm trockene Biomasse <Nultsch 1986>.

Im Querschnitt durch einen Baum lassen sich folgende Bereiche unterscheiden (Fig. IX.2.1): Die Bastschicht, das Kambium, das Holz und das Mark. Die Rinde schliesst den Baum gegen aussen ab und bildet eine Schutzschicht. Die in der Bastschicht befindlichen Leitgefässe dienen dem Transport von Stoffen. Das zwischen Bastschicht und Holz liegende Kambium ist die Wachstumschicht des Baumes. Von hier aus wachsen während der Vegetationsperiode Zellen nach innen und nach aussen. Die Zellen unterliegen noch einem, ihrer zukünftigen Funktion entsprechenden Wachstum. Bäume wachsen also vom Kambium nach Innen und Aussen und nehmen dabei an Umfang zu.

2.2 Der Wald

2.2.1 Der Lebensraum Wald

Der Wald ist der natürliche Lebensraum der Bäume. Seine Ausdehnung, Artenzusammensetzung und Altersstruktur können jedoch in weiten Bereichen variieren und führen zu unterschiedlichen Ökosystemen, wie dem borealen Nadelwald im Norden Skandinaviens, der einige wenige Baumarten enthält oder dem tropischen Regenwald Brasiliens, bei dem auf einer Hektare Wald durchschnittlich 87 verschiedene Baumarten vorkommen <Mather 1990>. Welcher Waldtyp an einem bestimmten Standort entsteht, hängt von der natürlichen Umgebung und von den Eingriffen des Menschen ab. Zu den natürlichen Einflussfaktoren gehören das Klima, die Topographie, der geologische Untergrund, der Boden sowie biotische und abiotische Einflüsse, wie Schädlinge, Feuer oder Steinschlag. Diejenigen Gebiete auf der Erde, in denen Wälder überhaupt wachsen.

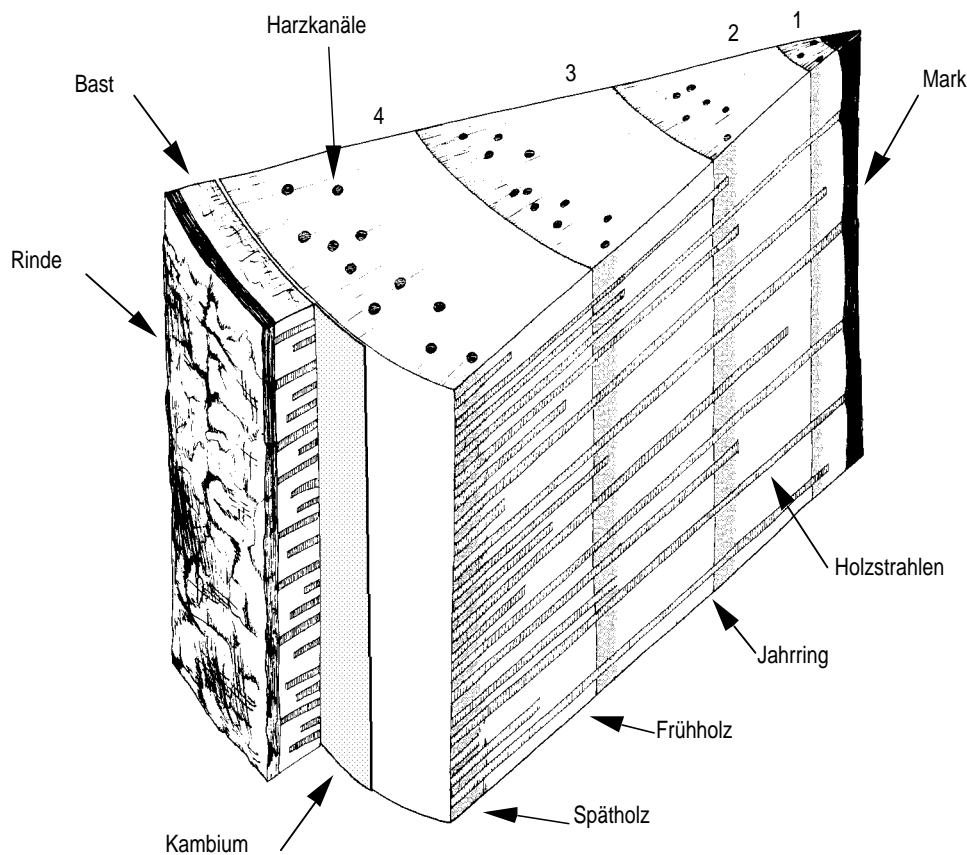


Fig. IX.2.1: Schnitt durch eine vierjährige Kiefer (Nadelholz). Aus <Nultsch 1986>.

können, werden hauptsächlich durch das Klima bestimmt. Eine minimale Temperatur von 10°C im Sommer grenzt das potentielle Wachstumsgebiet gegen die Polar- und Gebirgsregionen ab und ein durchschnittlicher Niederschlag von 50 mm pro Monat während der Vegetationsperiode legt die Grenze zu den ariden Gebieten fest <Mather 1990>. Figur IX.2.2 zeigt die potentiellen Verbreitungsgebiete verschiedener Waldtypen.

Die heute noch durch Wald bedeckte Fläche macht je nach Schätzung zwischen 43 und 53 Mio. km² aus <BAS 1991>, <WRI 1992>. Von den Kontinenten – ohne Antarktis – sind also zwischen 32% und 39% bewaldet. Aus Schätzungen der ursprünglichen Waldfläche geht hervor, dass vor rund 10'000 Jahren, also vor dem Beginn des Ackerbaus durch den Menschen, die Wälder um ein Drittel grösser waren <Postel et al. 1991>. Zu dieser Zeit war rund die Hälfte der Kontinente mit Wäldern bedeckt.

Die grosse Verbreitung der Wälder beruht auf der lokalen dynamischen Entwicklung der Biosphäre. Dabei wird, je nach natürlichen und menschlichen Einflüssen, eine Reihe von Ökosystemen durchlaufen und das ganze System bewegt sich zu einem Zustand des energetischen Gleichgewichtes. Für viele Standorte auf der Erde ist der Wald das Ökosystem, das diesem Gleichgewicht am nächsten kommt. Die in dieser Entwicklung durchlaufene Abfolge von Ökosystemen wird Sukzession genannt.

Die Sukzession kann durch den Eingriff des Menschen erheblich gestört werden. Das Roden ganzer Waldflächen, der selektive Einschlag bestimmter Baumarten oder das Anpflanzen von Arten, die nicht der momentanen Waldgesellschaft entsprechen, können die Ausdehnung, die Zusammensetzung und die Altersstruktur eines Waldes verändern. Da Bäume oft ein Alter von mehreren hundert Jahren erreichen können, sind die Einflüsse des Menschen auch noch Jahrhunderte später sichtbar.

Wird ein Wald nicht mehr vom Menschen bewirtschaftet, so stellt sich, vom momentanen Zustand des Waldes ausgehend, eine sekundäre Sukzession ein, die sich langsam einem vollständig unbeflussten Wald annähert. Als Urwald wird ein Wald bezeichnet, der nie von den Menschen beeinflusst worden war oder bei dem die Einflüsse nicht mehr erkennbar sind.

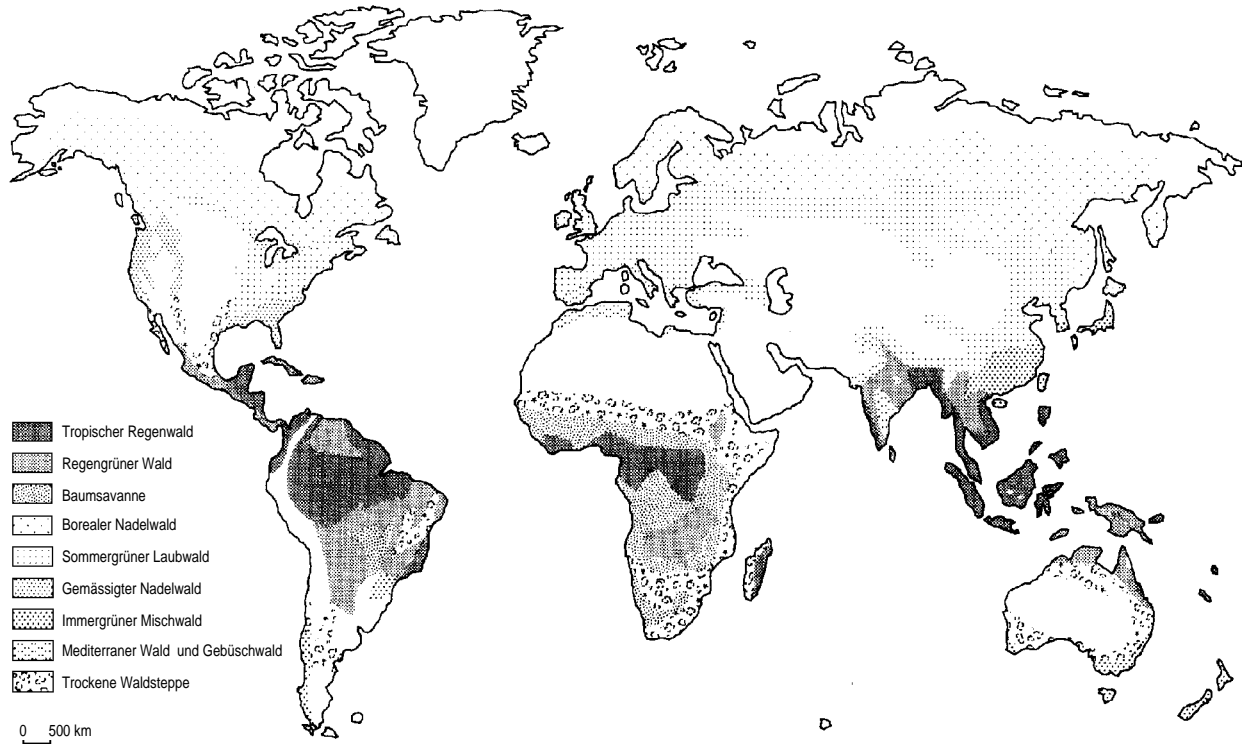


Fig. IX.2.2: Potentielle Verbreitungsgebiete von Waldökosystemen. Aus <Mather 1990>.

2.2.2 Verteilung und Fläche der Wälder

Die Bestimmung der Waldverteilung auf der ganzen Erde ist nur mit einigen Schwierigkeiten durchführbar. Dies liegt einerseits daran, dass viele Gebiete aus natürlichen, praktischen oder politischen Gründen nicht zugänglich sind oder, was vor allem für die Gebiete des ehemaligen Ostblocks galt, zum Zeitpunkt der Erstellung der heute verfügbaren Statistiken nicht zugänglich waren. Andererseits bestehen unterschiedliche Vorstellungen darüber, was denn noch als Wald zu zählen sei und was nicht. Die in der Tabelle IX.2.1 dargestellten Zahlen widerspiegeln die Verteilung der Wälder Anfang der 80er Jahre.

1980	Natürlicher Wald		Pflanzung [1000 ha]	Sonstiges [1000 ha]	Nutzwald geschlossen [1000 ha]	Total [1000 ha]
	geschlossen [1000 ha]	offen [1000 ha]				
Afrika	222'278	483'911	2'971	629'900	2'327	1'339'060
Asien	424'713	47'103	19'605	176'994	48'705	668'415
Europa	136'652	K.A.	K.A.	41'688	74'628	178'340
Mittel-/Südamerika	722'295	207'172	6'175	346'949	522	1'282'591
Nordamerika	490'554	K.A.	K.A.	243'922	102'362	734'476
Ozeanien	86'768	3'962	79	65'864	0	156'673
UdSSR	739'900	K.A.	K.A.	189'700	739'900	929'600
Welt	2'822'560	742'148	28'830	1'695'017	968'444	5'288'555

Tab. IX.2.1: Bewaldete Fläche in verschiedenen Regionen der Welt <WRI 1992>.

Die grössten Waldgebiete finden sich in den tropischen Regenwäldern Südamerikas, Mittelamerikas, Asiens und Afrikas, in den Buschlandschaften Afrikas und in den ausgedehnten borealen Nadelwäldern Kanadas und Russlands. Europa beherbergt lediglich zwischen 3% und 4% der Wälder und damit etwa gleichviel wie Ozeanien. Der Anteil des Waldes an der jeweiligen Landesfläche ist aus der Figur IX.2.3 ersichtlich.

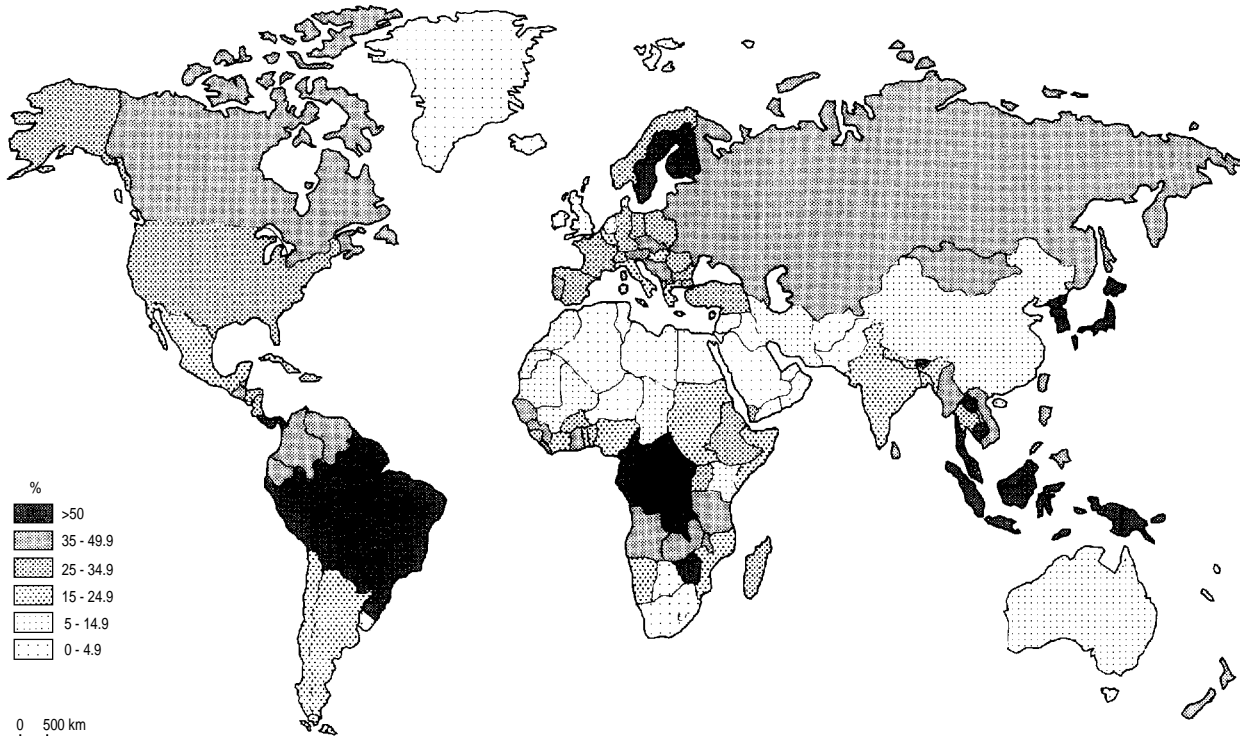


Fig. IX.2.3: Prozentsualer Anteil des Waldes an der jeweiligen Landesfläche. Aus <Mather 1990>.

Während die Zahlen über die Wälder der Erde oft recht ungenau sind, liegen über die Schweizer Verhältnisse detaillierte Angaben vor. Neben Umfragen bei den Waldbesitzern wurde in den Jahren 1982-1986 ein Landesforstinventar aufgenommen. Die Wälder der Schweiz bedecken danach rund 1.2Mio. ha oder 29% der Landesfläche und kommen in Höhenlagen von 200 m ü. M. bis 2300 m ü. M. vor. Rund ein Drittel davon liegt in den Alpen. 19% liegen im Mittelland, 18% in den Voralpen, 16% im Jura und 14% auf der Alpensüdseite. Die Wälder der Schweiz sind fast vollständig vom Menschen beeinflusst. Eigentliche Urwälder finden sich nur noch im Wallis (Derbovence/Conthey 22 ha) und in Graubünden (Scatlé/Brigels 5 ha).

Der Einfluss des Menschen auf den Wald lässt sich am einfachsten an der Häufigkeit der verschiedenen Baumarten zeigen. Die Schweizer Wälder bestehen zu 49% aus Fichten, zu 16% aus Buchen, zu 15% aus Tannen und zu 20% aus weiteren verschiedenen Baumarten. Dem Standort entsprechend müsste jedoch das Mittelland mit Buchen/Eichen-Mischwäldern und die Voralpen und der Jura mit Buchen/Eichen/Tannen/Fichten-Mischwäldern bewachsen sein, wobei Tanne und Fichte mit der Höhe zunehmen. Reine Fichtenkulturen, wie sie heute auch im Mittelland bestehen, kommen natürlicherweise nur in höheren Lagen vor. Die Dominanz der Fichte lässt sich nur dadurch erklären, dass dieser schnell wachsende und unkomplizierte Baum aus wirtschaftlichen Gründen in grossen Mengen angepflanzt wurde. Von den Mittellandwäldern gelten 66% als durch die menschliche Nutzung geprägt und 43% wurden in den letzten 100 Jahren durch den Menschen angepflanzt <BUWAL 1989>.

2.2.3 Produktivität der Wälder

Für eine ökologische Betrachtung des Waldes, wie auch für die Holznutzung, hat die Produktivität

eine zentrale Bedeutung. Einerseits gibt sie Auskunft über einen Teil des Energieflusses durch den Wald und andererseits erlaubt sie Rückschlüsse auf diejenige Holzmenge, die jährlich ohne eine Reduzierung der Waldsubstanz geerntet werden kann. Der Begriff selbst stammt aus der Ökologie und beinhaltet mehrere Bedeutungen. Die Bruttoprümpärproduktion (BPP) stellt diejenige Menge Biomasse dar, die in einem Ökosystem während einer gewissen Zeitdauer, meist einem Jahr, produziert wurde. Oft wird auch anstatt der Masse die dabei in den Pflanzen gespeicherte Energie angegeben. Weltweit wird die BPP durch die gesamte Biosphäre auf 160 bis 250 Mrd. Tonnen pro Jahr geschätzt <Odum 1983>, <Knodel et al. 1983>. Die BPP aller Wälder beträgt 70 bis 90 Mrd. Tonnen pro Jahr <Odum 1983>, <Kleemann et al. 1983>. Am Ende eines Jahres bleibt jedoch nicht die ganze BPP als Zuwachs an Biomasse erhalten. Der Grund dafür liegt darin, dass die Pflanzen bei ungünstigen Lichtverhältnissen, also z.B. in der Nacht, einen Teil der gespeicherten Energie selbst wieder verbrauchen. Dieser Vorgang wird, analog zur Energiegewinnung bei Tieren, Atmung genannt und nimmt mit der Menge der Blätter und mit der Temperatur zu. Wird die Atmung von der BPP abgezogen, so ergibt dies die Nettoprümpärproduktion (NPP). Sie beträgt je nach Ökosystem zwischen 30% und 50% der BPP. Aber auch die NPP bleibt nicht als Zuwachs an Biomasse erhalten. Tote oder durch Wind umgestürzte Bäume, abgebrochene Äste oder abgefallenes Laub werden am Boden durch Mikroorganismen und kleine Tiere abgebaut oder gefressen. Auch dienen Früchte, Samen und das frische Laub von Bäumen einigen Tieren als Nahrung. Der Anteil der NPP, der noch übrig bleibt heisst Nettogemeinschaftsproduktion (NGP) und entspricht dem Zuwachs an Biomasse.

Neben den klimatischen Faktoren bestimmt das Alter eines Waldes den Zuwachs an Biomasse. Junge Wälder wachsen sehr schnell. So beträgt die NGP in einem jungen englischen Kiefernwald noch 40% der NPP oder 24% der BPP. In alten reifen Wäldern hingegen, die in einem energetischen Gleichgewicht stehen, bleibt die Biomasse stabil und es findet kein Nettozuwachs an Holz mehr statt. Dies gilt z.B. für einen Teil der tropischen Regenwälder, welche die grösste BPP aller Wälder der Erde aufweisen, deren NGP aber nahe bei Null liegt. In der Tabelle IX.2.2 finden sich Daten zur Produktivität einiger Waldökosysteme.

	Biomasse [t/ha]	BPP [t/ha/a]	NPP [t/ha/a]	NGP [t/ha/a]	Quelle
Eichen/Kiefern-Mischwald ¹	102	28	12	5	<Odum 1983>
Regenwald ²	K.A.	108	31	0	<Odum 1983>
Borealer Nadelwald	260	K.A.	7	2	<Kleemann et al. 1983>
Buschwald	370	K.A.	13	4	<Kleemann et al. 1983>
Europäischer Wald ³	K.A.	30	18	K.A.	<Cannel 1988>

Tab. IX.2.2: Biomasse und Produktivität verschiedener Waldtypen. ¹ 45 Jahre alter Eichen/Kiefern-Mischwaldes (Nordosten USA). Enthält neben den Bäumen auch Sträucher, Kräuter, Wurzeln und Blätter. ² Regenwald in Puerto Rico. ³ Die Zahlen für den Europäischen Wald sind theoretische Werte und wurden aus der Sonnenscheindauer (50° nördl. Breite), der Effizienz der Pflanze, der Atmung und der Verteilung der Biomasse innerhalb der Pflanze berechnet.

Andere Schätzungen gehen davon aus, dass die NPP zwischen 1% und 6% <Mather 1990> der vorhandenen Biomasse ausmacht. Soll von diesen Zahlen auf das Nutzungspotential eines Waldes geschlossen werden, muss noch berücksichtigt werden, dass diese Daten auch den Zuwachs an Wurzelholz, Ästen und Rinde beinhalten, die nur zum Teil in die Holznutzung einfließen.

Eine Untersuchung von weltweit 300 Laubholzstandorten und 200 Nadelholzstandorten führte zum Resultat, dass Produktivitäten zwischen 1 t/haa und 19 t/haa vorkommen können. Der Mittelwert für Nadelwälder liegt bei 7.3 t/haa und derjenige für Laubwälder bei 7.4 t/haa <Cannel 1988>. Es ist jedoch zu beachten, dass lediglich der jährliche Zuwachs an Stamm- und Astholz über dem Boden berücksichtigt wurde. Auch fehlen genaue Angaben, ob es sich um die NPP oder die NGP handelt.

Die oben gemachten Erklärungen zur Produktivität gelten für Urwälder, wie auch für vom Menschen beeinflusste Nutzwälder. Die regelmässige Bewirtschaftung eines Waldes, wie wir sie in der Schweiz kennen, hat zur Folge, dass die meisten Wälder gar nie über eine gewisse Altersgrenze hinauskommen. Die wirtschaftliche Altersgrenze liegt in der Schweiz bei 100 bis 200 Jahren und

damit weit unter der natürlichen. Nutzwälder werden also künstlich in einem Altersstadium gehalten, in welchem die NGP deutlich positiv ist. Exakte Zahlen über den jährlichen Zuwachs an Holzsubstanz in den Schweizer Wäldern sind momentan noch nicht vorhanden. Sie sollten aber nach Abschluss des zweiten Landesforstinventars (Beginn 1993) erhältlich sein.

2.3 Waldnutzung und Holzproduktion

Wie oben dargestellt wurde, ist der Wald in erster Linie ein Lebensraum. Für den Menschen aber, der den Wald schon seit Urzeiten als Lebensraum nutzte, im Wald Tiere jagte und aus dem Wald Holz bezog, hat die Bedeutung des Waldes eine über das rein biologische hinausgehende Erweiterung erfahren. Dies gilt auch heute noch. Die Funktionen, die ein Wald erfüllt können in drei Bereiche eingeteilt werden: Die Rohstofffunktion, die Schutz- und Wohlfahrtsfunktion und die Freizeit- und Erlebnisfunktion.

Die Rohstofffunktion beinhaltet den Wald als Quelle verschiedener vom Menschen benötigter Rohstoffe, wie Holz, Kies, Sand oder Steine. Neben dem Holz werden in Zukunft auch die Reserven an Kies, welche in den Waldböden liegen an Bedeutung gewinnen, da in der Schweiz das ausserhalb der Wälder liegende Potential an abbaufähigem Kies durch eine zunehmende Besiedlung, sowie aus Naturschutz- und Gewässerschutzgründen abnimmt.

Schon früh wurde erkannt, dass ein Wald ein zuverlässiger Schutz vor Lawinen, Steinschlägen und Bodenerosion ist. Auch verhindert die grosse Wasserrückhaltekapazität der Wälder, dass jeder grössere Niederschlag in den Bergen zu Hochwasser führt. Im weiteren haben Waldflächen auch einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf das Klima. Einerseits tragen sie, durch ihre Fähigkeit CO₂ zu binden, zur Steuerung des Treibhauseffektes bei und andererseits beeinflussen sie die lokalen oder regionalen Wind-, Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverhältnisse. All diese Eigenschaften des Waldes werden in den Schutz- und Wohlfahrtsfunktionen zusammengefasst.

Die zunehmende Zahl von Spaziergängerinnen, Joggern, Mountainbikerinnen, Jägern, Hundebesitzerinnen, usw. die den Wald zur Ausübung dieser Tätigkeiten benützen, weist auf die Freizeit- und Erlebnisfunktion der Wälder hin.

Von diesen drei Funktionen stand schon immer die Rohstofffunktion im Vordergrund. Im 18. und 19. Jahrhundert führte der enorme Holzbedarf in der Folge der industriellen Revolution zu einer eigentlichen Waldverwüstung in Europa. Erst die darauf folgenden negativen Auswirkungen brachten ein Umdenken in der Holzwirtschaft. In der Schweiz führte dies schliesslich zu massiven Aufforstungen und zur Forstgesetzgebung, die festschrieb, dass der Wald in seiner Ausdehnung erhalten bleiben müsse. Die Entnahme von Holz aus dem Wald erfolgt seither nur in einem Ausmass, welches das langfristige Weiterbestehen des Waldes sicherstellt. Diese, auch als nachhaltig bezeichnete Forstwirtschaft orientiert sich aber weiterhin hauptsächlich an der Rohstofffunktion des Waldes. Der Begriff Nachhaltigkeit muss aber mit Vorsicht verwendet werden, da er je nach fachlichem Hintergrund eine andere Bedeutung hat. So bezeichnen Vertreter und Vertreterinnen aus Natur- und Umweltschutzkreisen die heutige Waldwirtschaft eben gerade nicht als nachhaltig, da sie einseitig auf die Holzproduktion ausgerichtet sei und die ökologischen Bedürfnisse des Waldes nicht berücksichtige.

In Tab. IX.2.3 finden sich Zahlen zur Holzernte 1989 und zum Handel mit unverarbeitetem Rundholz. Bezogen auf die gesamte weltweite Holzernte machen die Importe und Exporte nur einen kleinen Teil (3%) aus. Daraus lässt sich schliessen, dass in vielen Ländern der Rohstoff Holz selbst weiterverarbeitet oder verbraucht wird. Nicht berücksichtigt ist aber der Handel mit Holzzwischenprodukten, wie Schnittholz, und mit Holzendprodukten, wie Papier oder Möbel.

Die Einfuhr und Ausfuhr von Rundholz in die bzw. aus der Schweiz halten sich die Waage und machen 18% des in der Schweiz verarbeiteten Rundholzes aus. 1991 stammten 93% der Importe aus Deutschland und Frankreich. Der Import von Brennholz machte 1991 5'700 t oder 10'100 m³ aus und stammte zu 99% aus Deutschland und Frankreich <Oberzolldirektion 1992>.

1989		Welt ¹ [1000 fm]	Europa [1000 fm]	Schweiz [1000 fm]
Rundholz	total	3'462'962	368'251	4'542
Rundholz	Import	134'777	47'557	769
Rundholz	Export	127'901	29'257	834

Tab. IX.2.3: Total eingeschlagene Menge an Rundholz <FAO 1989>, <BAS 1991>. ¹⁾ Unter Import und Export wird jeweils die weltweit gehandelte Menge Holz berücksichtigt. Die Differenz zwischen den beiden Zahlen hat ihre Ursache in unterschiedlich geführten Statistiken der einzelnen Länder.

In weiten Teilen der Erde erfolgt die Nutzung des Waldes in einem eigentlichen Raubbau. In der Sahelzone Afrikas sind die meisten Holzvorräte in der Umgebung grösserer Städte erschöpft worden. Die Folge davon ist eine Brennholzkrisis. In Obervolta z.B. trägt die Energieproduktion durch Holz über 90% zur Gesamtenergieproduktion bei. In den tropischen Regenwäldern Südamerikas werden durch die Ernte tropischer Hölzer grosse Waldgebiete zerstört.

2.4 Natürliche Reserven und Ressourcen

Unter sicheren Reserven wird die Gesamtheit des vorhanden Brennholzes bezeichnet. Dies entspricht der Menge an Holz, welche weltweit in allen Wäldern enthalten ist. Die Nutzung dieses Potentials hätte aber katastrophale Folgen für die Umwelt und steht damit eigentlich ausserhalb jeglicher Diskussion. Ist das Ziel eine nachhaltige Forstwirtschaft, so kann der jährliche Zuwachs an Holz als nutzbare Reserve angesehen werden. Diese Reserve kann aber nicht ausschliesslich zur Wärmeproduktion eingesetzt werden, sondern muss auch noch den Bedarf am Werkstoff Holz decken.

Für die gesamte Menge an Biomasse auf der Erde liegen nur Schätzungen vor. Nach <Kleemann et al. 1983> macht die Biomasse auf den Kontinenten 2'000 Mrd t aus. Davon liegen zwischen 50% und 90% in den Wäldern. Nach <Berner et al. 1989> enthält die gesamte lebende Biomasse 560 Mrd t Kohlenstoff und nach <Sigg et al. 1989> $6 \cdot 10^{16}$ Mol Kohlenstoff. Unter der Annahme, dass 70% des Kohlenstoffs der lebenden Biomasse im Holz der Wälder gespeichert ist und dass der Kohlenstoff etwa 50% der Holzmasse ausmacht ergibt dies weltweit zwischen 800 Mrd t und 1'800 Mrd t Holz.

Der stehende Bestand an Biomasse in Europa betrug 1980 16 Mrd. m³ <BAS 1991> oder 6 Mrd. t <Hakkila 1989>. In der Schweiz macht der Holzbestand 395 Mio m³ <BUWAL 1987> aus. Umgerechnet mit einer nach Baumarten gewichteten Dichte von 450 kg/m³ ergibt dies 178 Mio t.

Der Zuwachs an nutzbarem Holz ohne Wurzeln und Blätter liegt in Europa bei 505 Mio m³ <BAS 1991> oder 207 Mio t und in der Schweiz bei 7 Mio m³ <Streiff et al. 1991> oder 3 Mio t.

	Sichere Reserven		Nutzbare Reserven	
	Biomasse [Mrd. t TS]	Biomasse [EJ/Jahr]	Zuwachs [Mrd. t TS]	Zuwachs [EJ/Jahr]
Welt	8'000-1'800	15'000-33'000	K.A.	K.A.
Europa	6.6	122	0.21	3.9
Schweiz	0.178	3.3	0.003	0.06

Tab. IX.2.4: Sichere Reserven (Stehender Bestand) und nutzbare Reserven (Zuwachs) an Holz. Die äquivalente Menge Energie wurde mit einem Heizwert von 18.5 MJ/kg berechnet.

Als Vergleich zum jährlichen Zuwachs kann der gesamte Wärmebedarf der Schweiz dienen. Dieser betrug 1991 rund 0.35 EJ pro Jahr <BEW 1992>. Müsste diese Energiemenge ausschliesslich durch einheimisches Holz bereitgestellt werden, so wären die Schweizer Wälder, bei einem mittleren Jahresnutzungsgrad der Holzfeuerungen von 60%, nach rund sechs Jahren aufgebraucht. Umgekehrt könnte bei einer nachhaltigen Holznutzung, welche nur den jährlichen Zuwachs verwendet, maximal 10% des inländischen Wärmebedarfs durch Holz gedeckt werden.

3 Verwendung von Holz

3.1 Weltweit

Wie aus der Tabelle IX.3.1 hervorgeht, wurden 1989 weltweit 3.5 Mrd. m³ Holz eingeschlagen und verschiedenen Verwendungszwecken zugeführt. Die Holzernte verteilt sich fast gleich zwischen den Entwicklungsländern 55% und den entwickelten Ländern 45%. Der Anteil an Brennholz macht weltweit 48% aus. In den Entwicklungsländern jedoch beträgt er 73%. In Wirklichkeit dürfte er noch grösser sein, da das Brennholz oft von den VerbraucherInnen selbst gesammelt oder geschlagen wird und so in den offiziellen Statistiken nicht auftaucht. Rund 11% des in den Entwicklungsländern geschlagenen Holzes wird vor Ort zu Holzkohle aufgearbeitet, welche etwa den doppelten Energieinhalt von Holz hat. Der energetische Wirkungsgrad der Holzkohlemeiler liegt zwischen 20% und 50%. Der Anteil des Energieholzes an der Gesamtenergieproduktion in den Entwicklungsländern liegt bei 35%, wobei in der Sahelzone Spitzenwerte von bis zu 90% erreicht werden.

1989	Welt [1000 fm/a]	Europa [1000 fm/a]	Schweiz [1000 fm/a]	Entwickelte L. [1000 fm/a]	Entwicklungsl. [1000 fm/a]
Brennholz	1'656'540	51'609	813	262'527	1'394'013
Holzkohle	128'967	2'282	K.A.	5'762	123'206
Industrieholz:	1'677'454	314'360	3'729	1'274'218	403'236
davon Säge/Furnierholz	1'006'395	163'869	2'887	750'341	256'054
davon Zellstoffholz	433'222	125'152	842	381'127	52'095
Total Rundholz:	3'462'962	368'251	4'542	1'542'507	1'920'455
Total in % des Zuwachses	K.A.	73%	65%	K.A.	K.A.

Tab. IX.3.1: Verwendung des geschlagenen Rundholzes als Brennholz, Holzkohle und Industrieholz 1989 <FAO 1989>, <BAS 1991>.

3.2 Europa

Die Holzernte Europas machte 1989 mit 368 Mio m³ 11% der Weltproduktion aus. Lediglich 14% davon wurde als Brennholz genutzt, der Rest als Industrieholz. Von den 314 Mio m³ Industrieholz wiederum gingen 164 Mio m³ oder 52% als Stammholz in die Sägereien oder Furnierholzwerke und 125 Mio m³ oder 40% als Ausgangsprodukt in die Zellstoffindustrie. Bei einem Wirkungsgrad von 60% beträgt die durch das Brennholz bereitgestellte Energie rund 0.2 EJ oder 0.4% des Nutzenergiebedarfs von 1989.

3.3 Schweiz

3.3.1 Stammholz, Industrieholz, Brennholz, Importe und Exporte

Der Holzverbrauch in der Schweiz betrug gemäss Eidgenössischer Forstdirektion 1989 7.2 Mio m³ (Figur IX.3.1). Darin sind auch die Importe und Exporte an Halbfabrikaten enthalten. 2.3 Mio m³ oder 33% werden zu Schnittwaren, Furnieren oder Sperrholz verarbeitet und gehen in dieser Form in Schreinereien, die Baubranche oder die Möbelfabrikation. 1.3 Mio m³ oder 18% des Holzes werden zu Span- oder Faserplatten verarbeitet und 2.5 Mio m³ oder 35% gehen als Ausgangsprodukt in die holzschliff- und zelluloseverarbeitende Industrie. Die restlichen 14% werden als Brennholz verwendet. Die Inlandproduktion machte 1989 4.5 Mio m³ aus. Zusätzlich wurden noch 4.5 Mio m³ Rundholz und Halbfabrikate importiert und 1.8 Mio m³ exportiert.

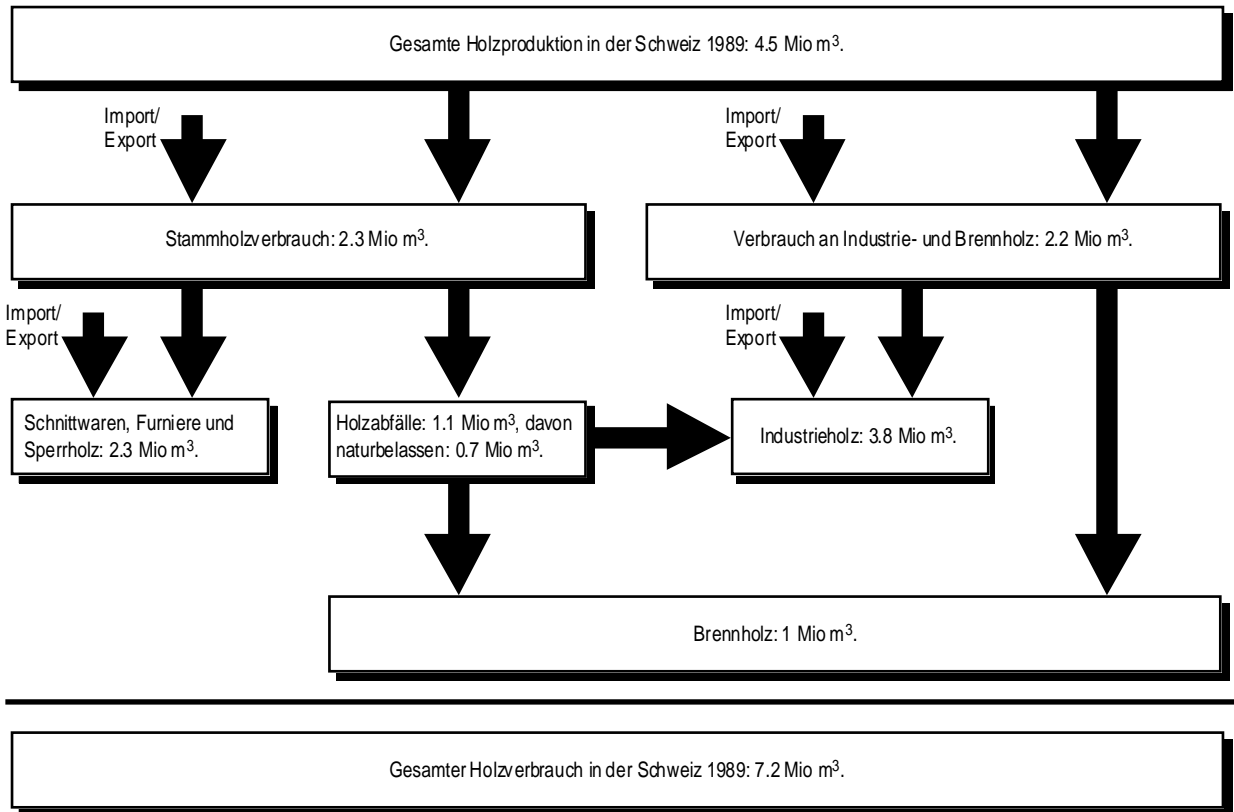


Fig. IX.3.1: Verbrauch verschiedener Holzsortimente in der Schweiz 1989 <BAS 1991>, <BUWAL 1990>.

3.3.2 Holz als Energieträger

Vorab in ländlichen Gebieten und in holzverarbeitenden Betrieben war die Nutzung von Holz zur Energiegewinnung schon immer gebräuchlich und verbreitet. Aber auch in modernen Wohnungen nimmt die Zahl der Holzöfen, Kachelöfen und Cheminées zu. Diese Holzfeuerungen tragen aber meist nicht die Hauptlast der Wärmeerzeugung, sondern dienen als Zusatzheizung.

Umweltpolitische Gründe, wirtschaftliche Aspekte und neue Strategien der Abfallentsorgung werden in Zukunft zu einem vermehrten Einsatz von Holz bei der Energieproduktion führen. Regenerative Energieträger, wie Holz, Wasser oder Solarenergie, können mithelfen, die CO₂-Emissions- und Energieverbrauchsziele des Bundesrates zu erreichen.

Die Forstbetriebe sind ebenfalls an einer Förderung von Holzfeuerungen interessiert, da sich so ein neuer Absatzmarkt für sonst nicht verkaufbare Holzsortimente eröffnet. Bisher konnte ein Teil dieser Holzsortimente an die Papier-, Spanplatten- oder Zellstoffindustrie verkauft werden. Die grossen Mengen an Altpapier und Altholz haben jedoch zu einer teilweisen Verdrängung geführt.

Die zunehmenden Kosten der Abfallentsorgung, die begrenzten Kapazitäten an Verbrennungsanlagen und das Deponieverbot für Stoffe, die organischen Kohlenstoff enthalten, führen zur Suche nach neuen Entsorgungsmöglichkeiten für Abfälle aus Holz.

Unter Energieholz wird heute eine Vielzahl von verschiedenen Holzsortimenten verstanden, die nach Herkunft unterschieden werden können:

Natur		Holzverarbeitung		Abfall	
Wald	Flur	Sägereien	Übrige	Baustellen	Übrige
Brennholz	Auenwald	Schwarten	Abfälle aus:	Abbruch	Verpackungen
Schwellen	Feldgehölz	Spreissel	- Zimmerei	Renovation	
Industrieholz	Böschungen:	Abschnitte	- Schreinerei	Schalung	
Schwachholz	- Autobahn	Rinde	- Möbelfabrikat.	Spriessung	
Schlagabraum	- Eisenbahn	Sägemehl	- Verpackungen	Gerüst	
Rinde	Baumschnitt				

Tab. IX.3.2: Herkunft von Energieholz <AfU St.Gallen 1985>.

Im Gegensatz zu den Hölzern aus Wald, Flur und Sägereien sind die restlichen Holzabfälle meist behandelt worden und können nicht mehr ohne weiteres in normalen Holzfeuerungsanlagen verbrannt werden. Je nach Art der Behandlung sind spezielle Hochtemperaturverbrennungsanlagen oder Filteranlagen notwendig. Dies schränkt den Einsatz solcher Hölzer auf grosse zentrale Feuerungsanlagen, wie sie bei der Zementherstellung vorkommen, ein.

In den Sägereien macht das zur Energieproduktion taugliche Restholz ungefähr 25% der eingekauften Holzmenge aus. Bei den holzverarbeitenden Betrieben machen die Holzbearbeitungsabfälle noch einmal 10% bis 20% der eingekauften Holzmenge aus.

In der Schweiz werden heute hauptsächlich Stückholzsortimente aus den Wäldern und Restholz aus den Sägereien zur Energieerzeugung verwendet. 1991 wurden insgesamt 1.5 Mio m³ Holz in Feuerungsanlagen verbrannt. Das Potential an Energieholz liegt um einiges höher bei 6 Mio m³/a (Tab. IX.3.3). Bis dieses ganze Potential jedoch genutzt werden kann, müssen noch verschiedene Probleme behoben werden. Dazu gehören:

- Grössere Verbreitung von Holzfeuerungen und dazugehörige Versorgungsketten
- Zu den fossilen Energieträgern konkurrenzfähiger Preis
- Versorgungssicherheit
- Feuerungsanlagen für behandelte Hölzer

1991 betrug der Primärenergieverbrauch in der Schweiz 826'860 TJ. Davon machte der Holzanteil 1.6% oder 10'360 TJ aus und liegt damit in einer ähnlichen Grössenordnung wie Kohle. Der Energieträger Holz wurde zu 67.6% in den Haushalten, zu 22.7% in der Industrie und zu 9.7% im Dienstleistungssektor verbraucht. Die Gesamtmenge an Nutzenergie, die 1991 in der Schweiz verbraucht wurde, beläuft sich auf 464'550 TJ, wovon alleine 347'483 TJ oder 74.8% in Form von Wärme konsumiert wurde. Bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 50% <BEW 1992> macht der Anteil der Holzfeuerungen am Wärmekonsum knapp 2% aus.

	Verbrauch 89 [Mio m ³]	Reales Potential [Mio m ³]	Theoretisches Potential [Mio m ³]
Brennholz Wald	0.8	0.8	2.2
Wiederverwertungsholz	0.4	0.7	2.2
Holzabfälle	0.2	1	1.3
Flurholz	0	0	0.3

Tab. IX.3.3: Energieholzpotential in der Schweiz <Christ 1991>.

4 Holzqualitäten und Zusammensetzung

4.1 Holzqualitäten

Energieholz wird in verschiedenen Formen auf dem Markt angeboten. Die häufigsten Verkaufsformen sind Stückholz und Holzschnitzel. Daneben kommen auch noch Briketts und Pellets vor.

Stückholz wird meist in Form von Spalten oder Scheitern verkauft. Spalte sind gespaltene Rundholzstücke von 1 m Länge. Scheiter sind ebenfalls gespaltene Holzstücke, deren Länge 25 cm, 30 cm oder 55 cm beträgt. Holzschnitzel liegen in verschiedenen Qualitäten vor, die sich in der Grösse, dem Wassergehalt und dem Anteil an Feinmaterial unterscheiden. Briketts und Pellets werden mit Hilfe mechanischen Drucks aus Sägemehl oder Holzspänen gepresst.

4.2 Zusammensetzung von Holz

Die chemische Zusammensetzung von Holz kann unter zwei verschiedenen Gesichtspunkten, ausgehend einerseits von den makromolekularen Bausteinen und andererseits von den einzelnen chemischen Elementen des Holzes, beschrieben werden.

4.2.1 Makrobausteine

Die häufigsten Makromoleküle im Holz sind die Zellulose, die Hemizellulosen und Lignin. Keine eigentlichen Makromoleküle sind die mineralischen Bestandteile, die unter der Sammelbezeichnung Asche angegeben werden (Tabelle IX.4.1). Der Begriff Asche kann zu Missverständnissen führen, da mit ihm sowohl die mineralischen Anteile, wie auch die bei der Verbrennung übrigbleibenden Rückstände bezeichnet werden. Diese Rückstände enthalten neben den Mineralien auch noch unverbrannten Kohlenstoff und Verunreinigungen, wie Erde und Sand (Abschn.. 9.3.6).

	Zellulose [% (w/w TS)]	Hemizellulose [% (w/w TS)]	Lignin [% (w/w TS)]	Harze/Fette [% (w/w TS)]	Asche [% (w/w TS)]
Holz	40-48	18-27	22-30	1-3	0.2-0.8
Nadelholz	45-49	20-26	27-33	K.A.	0.12-0.28
Laubholz	44	31-37	19-24	K.A.	0.12-0.42

Tab. IX.4.1: Anteil der Makrobausteine am Holz. Quellen: Holz: <Mette et al. 1984>, Nadel- und Laubholz: <Sell et al. 1988>.

4.2.2 Elementaranalyse

Die häufigsten Elemente im Holz sind Kohlenstoff (C), Sauerstoff (O), Wasserstoff (H) und Stickstoff (N). Das Verhältnis von Kohlenstoff, Sauerstoff und Wasserstoff ist bei allen Baumarten sehr ähnlich und kann durch die Summenformel $CH_{1.4}O_{0.7}$ dargestellt werden. Daneben finden sich noch eine Reihe von Spurenelementen (Tab. IX.4.2 und IX.4.3).

Bereich für den Gehalt [ppm]	Elemente
100 - 1000	Fe, Mg, P, Zr
10 - 100	Ba, F, Ni, Si, Sn, Sr, Ti, Y, Zn
1 - 10	Cd, Ce, Cr, Ga, Gd, Ge, Hg, I, Nb, Pd, Pr, Pt, Rb, Ru, Se, Te, Tm
0.1 - 1	Ag, Al, As, Br, Co, Cs, Cu, Er, Hf, Ho, La, Os, Rh, Sb, Ta, Tb, W, Yb
0.01 - 0.1	Eu, In, Re, Sc, Sm, V
0.001 - 0.01	Au, Dy, Ir, Lu

Tab. IX.4.2: Bereiche für Elementargehalte im Holz einer Rottanne. Aus <Fengel et al. 1984> nach Young und Guinn, 1966.

Element	Nadelholz	Ø Nadelholz	Laubholz	Ø Laubholz	Gemischt	Ø Gemischt	Dieses
Quelle	B, G, H, I, J, K	B, G, H, I, J, K	B, G, H, I, K	B, G, H, I, K	A, B, C, D, E, F	A, B, C, D, E, F	Projekt
	[g/kg TS]	[g/kg TS]	[g/kg TS]	[g/kg TS]	[g/kg TS]	[g/kg TS]	[g/kg TS]
C					465-500	490	494
H					60-64	61	61
O					432-442	437	441
	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]	[mg/kg TS]
Al	6-36	21	3-24	13.5	0.11-0.4	0.26	9
B	3	3	2	2			3
Ca	617-2250	1224	600-2850	1434.2			1'300
Cd	0.45	0.45	0.12	0.12	0.11-0.4	0.26	0.3
Cl	9.65-400	124	12.5-45	28.8	0.01-400	100.6	90
Co	0.35	0.35	0.12	0.12			0.2
Cr	0.51	0.51	0.44	0.44	0.94-2	1.47	1
Cu	2.5-20	9.14	2.5-38.5	14.4	1.3-14	7.65	10
Fe	13.5-43.5	23.1	11-30.5	20.5			22
K	333.3-700	492.4	575-1050	815			650
Mg	136.7-250	178.9	90.3-250	171.2			180
Mn	86.8-152	120.5	20-74.5	43.7			80
Mo	2	2	3	3			3
N	800-1500	1050	2100-2500	2300	100-2000	865	1'300
Na	11.7-28	19.8	16-24.7	20.4			20
Ni	0.28	0.28	0.64	0.64	0.6	0.6	0.5
P	50-150	83.3	30-250	121.7			100
Pb	2.6	2.6	0.58	0.58	0.98-25	13	7
S	116-500	308	90	90	100-120	110	160
Zn	9.5-50	22.2	16.7-39.5	29.6	14.57-20	17.3	22

Tab. IX.4.3: Elementaranalyse von naturbelassenem Holz. In der letzten Kolonne finden sich Werte, die in diesem Projekt für Emissionsberechnungen verwendet werden. A: <Mette et al. 1984>, B: <Marutzky 1991>, C: <Nussbaumer 1992>, D: <Good 1992>, E: <Hartweck 1992>, F: <Nussbaumer 1993>, G: <Hakkila 1989>, H: <Pettersen 1984>, I: <Fengel et al. 1984> J: <Vehlow 1990>, K: <Schultz 1987>.

4.3 Physikalische Parameter

4.3.1 Wassergehalt

Der Gehalt von Wasser im Holz kann entweder in Bezug auf die trockene Holzmasse oder auf die feuchte Holzmasse angegeben werden und wird durch die Holzfeuchte u oder durch den Wassergehalt x beschrieben. In dieser Arbeit wird jeweils die Holzfeuchte u angegeben oder verwendet.

$$\text{Holzfeuchte } u = \frac{\text{Masse}_{\text{Wasser}}}{\text{Masse}_{\text{trockenes Holz}}} = \frac{\text{Masse}_{\text{Wasser}}}{\text{Masse}_{\text{feuchtes Holz}} - \text{Masse}_{\text{Wasser}}}$$

$$\text{Wassergehalt } x = \frac{\text{Masse}_{\text{Wasser}}}{\text{Masse}_{\text{feuchtes Holz}}}$$

$$\text{Umrechnung zwischen } u \text{ und } x: u = \frac{x}{1 - x} \quad x = \frac{u}{1 + u}$$

Die Holzfeuchte ist eine Schlüsselgrösse bei der Energiegewinnung durch Holz, da die Dichte, der Heizwert des Holzes und der Wirkungsgrad einer Feuerung von ihr abhängen. Im Gegensatz dazu bleibt das Volumen bei ändernder Holzfeuchte nahezu konstant. Dies hat zur Folge, dass sich in der Forstwirtschaft die Volumenmasse S_{tr} oder S_{m} gegenüber den Gewichtsmassen durchgesetzt haben. Da der Energieinhalt von Holz jedoch von der Masse abhängt, sollte diese in Fragen der Energiegewinnung auch verwendet werden. Um den Einfluss der Holzfeuchte auszuschliessen wird deshalb oft die *atro* Tonne, also eine Tonne absolut trockenes Holz ($u = x = 0\%$) verwendet. Bei der Feuerung wirkt sich eine grosse Holzfeuchte in einer geringeren Energieausbeute aus, da im

Wasserdampf latent Energie gespeichert ist, welche mit den heute verwendeten Feuerungen nicht zurückgewonnen werden kann. Eine teilweise Abhilfe würden hier Kondensationskessel bieten. In der Tabelle IX.4.4 sind typische Werte für die Holzfeuchte aufgeführt.

	Holzfeuchte u Bereich [%]	Holzfeuchte u Dieses Projekt [%]	Heizwert H _u [MJ/kg]
Stückholz			
absolut trocken	0	0	18.5
2 Jahre getrocknet	18-25	20	15
1 Jahr getrocknet	25-33	30	13.7
im Wald	60-100	80	8.1
Holzschnitzel			
absolut trocken	0	0	18.5
aus Sägerei	33-100	40	12.6
aus Wald	25-100	50	11.6
im Wald	60-100	60	10.7

Tab. IX.4.4: Holzfeuchte u von Stückholz und Holzschnitzeln und daraus berechneter unterer Heizwert H_u des feuchten Holzes <BfK 1988>, <BUWAL 1990>, <Kym 1993>, <Nussbaumer 1988> und <Sell et al. 1988>.

4.3.2 Dichte

Die Dichte von Holz hängt von der Holzfeuchte und der Struktur des Holzes ab. Weiter spielen auch noch die Wachstumsbedingungen eine grosse Rolle. Die chemische Zusammensetzung des Holzes ist überraschenderweise bei fast allen Bäumen gleich und deshalb von untergeordneter Bedeutung. Die Struktur des Holzes hängt hauptsächlich von der Baumart (genetisch bedingt) ab und äussert sich in der Grösse der Hohlräume, der Dicke der Zellwände und ob und wie die Hohlräume gefüllt werden. Den weitaus grössten Einfluss haben jedoch die Wachstumsbedingungen auf die Dichte des Holzes. So ergaben Messungen innerhalb einer Fichte eine Variation der Dichte zwischen 0.38 g/cm³ und 0.64 g/cm³. Die durchschnittliche Dichte der drei häufigsten Baumarten in der Schweiz betragen (u=0%): Fichte 0.38 g/cm³, Buche 0.68 g/cm³ und Tanne 0.41 g/cm³ <Sell et al. 1988>.

4.3.3 Heizwert

Für die energetische Nutzung von Holz ist der Heizwert von zentraler Bedeutung. Wie oben schon erwähnt, hängt der Heizwert stark vom Wassergehalt ab (Tab. IX.4.4). Bei Stückholz wird deshalb versucht, den Wassergehalt durch eine zweijährige Lagerung zu senken und auf ein konstantes Niveau zu bringen, welches bei u=18-25% liegt. Weiter hängt der Heizwert von der Zusammensetzung des Holzes, also vom Anteil der verschiedenen Makromoleküle ab. Der Heizwert von Zellulose liegt bei 17-18 MJ/kg, derjenige von Lignin bei 30 MJ/kg und derjenige von Harz bei 35-38 MJ/kg. Die drei häufigsten Bäume der Schweiz haben im trockenen Zustand (u=0%) folgende Heizwerte: Fichte: 19.1 MJ/kg, Buche: 18.3 MJ/kg und Tanne: 18.9 MJ/kg <Sell et al. 1988>. Die Heizwerte der Rinde der entsprechenden Baumarten liegen nur einige Prozente unter denjenigen der reinen Hölzer. Als Mittelwert für alle Baumarten und Hölzer kann der Wert 18.5 MJ/kg für trockenes Holz (u=0%) verwendet werden <Sell et al. 1988>.

4.3.4 Raum- und Gewichtsmasse

Für die Bestimmung der Holzmenge gibt es eine Vielfalt von Masseinheiten, die zu einiger Verwirrung führen können. Der Ursprung dieser Vielfalt liegt darin, dass im Wald selbst nur das Volumen mit einfachen Mitteln – einem Metermass – bestimmbar ist. Je nachdem in welcher Form das Holz gerade vorliegt – Stamm, Spälte, Schnitzel, etc. – entspricht das messbare Volumen nicht dem effektiven Volumen an fester Holzmasse. Auch spielt die Masse für die meisten Arbeiten im Wald nur eine untergeordnete Rolle. So sind z.B. die Kosten der Holzproduktion proportional zum Volumen. Die Masse des Holzes kommt erst dann zum Tragen, wenn es um den Energieinhalt geht.

Die Verbindung zwischen dem Volumen und der Masse kann mit Hilfe des spezifischen Schüttvolumens für verschiedene Holzarten hergestellt werden:

$$\text{Effektives Volumen } V_{\text{eff}} = v_{\text{spez}} \cdot \text{Masse}_{\text{atro}} = v_{\text{spez}} \cdot \frac{\text{Masse}_{\text{feucht}}}{1 + u}$$

	Rundholz	Dieses Projekt	Stückholz	Dieses Projekt	Schnitzel	Dieses Projekt
	[m ³ /t]	[m ³ /t]	[Ster/t]	[Ster/t]	[Sm ³ /t]	[Sm ³ /t]
Fichte/Tanne	2.3-2.53	2.53	3.33-3.4	3.39	5.88-6.2	5.92
Buche	1.38-1.67	1.47	2.38-2.7	2.39	4.17-4.8	4.18

Tab. IX.4.5: Spezifisches Schüttvolumen v_{spez} von Rundholz, Stückholz und Holzschnitzeln <BfK 1987>, <BfK 1988>, <BUWAL 1990> und <Sell et al. 1988>.

5 Prozesskettenanalyse

5.1 Übersicht

Für die Erzeugung von Wärme aus Holz sind verschiedene Prozessketten denkbar. Da nicht alle Prozessketten bilanziert werden können, ist es notwendig, sich auf einige wenige Prozessketten zu konzentrieren. Wenn möglich soll es sich dabei um Verfahren handeln, die in der Praxis auch tatsächlich vorkommen. Im folgenden Abschnitt werden die drei Prozessketten vorgestellt, die für dieses Projekt bilanziert werden: Die Stückholz-, die Waldholzschnitzel- und die Sägereiholzschnitzelkette. Es werden auch die Gründe dargelegt, weshalb gerade diese Prozessketten ausgewählt wurden. Da keine Analyse vollständig sein kann, mussten Annahmen und Einschränkungen getroffen werden. Diese sollen ebenfalls aufgezählt und erklärt werden.

Eine erste Einschränkung erfolgt durch die Definition von Holzbrennstoffen in der <LRV 1992>. Danach gelten lediglich naturbelassenes stückiges und nichtstückiges Holz sowie Restholz aus dem Holzverarbeitenden Gewerbe und von Baustellen als Brennholz. Für das Restholz gilt weiter, dass es weder druckimprägniert noch mit halogenorganischen Verbindungen beschichtet sein darf. Als stückiges Holz gelten Scheiter oder Spälte und als nichtstückiges Holz Holzschnitzel, Späne, Sägemehl, Schleifstaub oder Rinde. Dadurch sind auch gerade die möglichen Herkunftsorte der verschiedenen Brennholzsortimente festgelegt. Für naturbelassenes Holz sind dies Wälder, Auenwälder, Feldgehölze, Böschungen und Baumschnitt aus Gärten und Parkanlagen. Das Restholz stammt aus dem Holzverarbeitenden Gewerbe wie Sägereien, Schreinereien oder Zimmereien und von Baustellen. Die Verbrennung von Altholz wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Unter Altholz fallen beschichtete, bemalte und chemisch behandelte Holzabfälle. Trotz des grossen Energiepotentials, das im jährlich anfallenden Altholz steckt, ist die Verwertung wegen der bei der Verbrennung entstehenden Emissionen problematisch.

Rund 60 % bis 80 % <Christ 1991>, <BAS 1991> des 1989 in der Schweiz verbrauchten Brennholzes stammen direkt aus dem Wald und wurden als Stückholz oder als Holzschnitzel verbrannt. Weitere 20 % bis 30 % des Brennholzes stammen aus den Sägereien <Christ 1991>, <BAS 1991>, wo über ein Viertel der eingekauften Holzmenge als Holzabfall anfällt, der zu Holzschnitzeln weiterverarbeitet werden kann. Die restlichen 10 % bis 20 % stammen aus dem Holzverarbeitenden Gewerbe, von Baustellen oder sind Holzabfälle, die gemäss <LRV 1992> nicht als Brennholz gelten und deshalb speziellen Feuerungsanlagen zugeführt werden müssen.

Der Import von naturbelassenem Brennholz machte 1989 gerade 1 % der gesamten Brennholzmenge aus den Wäldern aus. Diese Importe stammen beinahe ausschliesslich (99 %) aus Deutschland und Frankreich. Der Import an Rohholz, dessen Weiterverarbeitung zu Holzabfällen führt, welche als Brennholz verwendet werden können, stammt ebenfalls hauptsächlich aus diesen beiden Ländern <Oberzolldirektion 1992>. Es wird deshalb angenommen, dass die Gewinnung von Brennholz ausschliesslich in der Schweiz stattfindet. Da in den Schweizer Wäldern jährlich 2-3 Mio m³ Holz mehr geschlagen werden könnten, ohne dass es zu einer Verminderung des stehenden Bestandes oder der Waldfläche kommen würde, gilt diese Annahme auch noch für die nächsten Jahre.

Aus den obigen Gründen werden drei Prozessketten definiert und genauer untersucht. Figur IX.5.1 zeigt die einzelnen Prozessschritte der Stückholzkette, der Waldholzschnitzelkette und der Sägereiholzschnitzelkette.

5.2 Die Stückholzkette

Das Wachstum von Holz entzieht dem Boden und der Luft chemische Elemente und Verbindungen, welche nach dem Absterben der Bäume wieder in den Boden oder in die Luft zurückgelangen. Der Kreislauf ist geschlossen. Auch durch die Verwendung des Holzes zur Energiegewinnung entstehen Stoffkreisläufe. Für einige Verbindungen, wie z.Bsp. CO₂, entspricht der qualitative und zeitliche Verlauf der Freisetzung etwa den natürlichen Prozessen. Die Entstehungs- und die Verbrauchsrate liegen also, im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern, in der gleichen Grössenordnung. Aus diesem Grund wird die nachhaltige Nutzung von Holz auch als CO₂-neutral bezeichnet. In diesem Projekt wird dies durch die Bilanzierung von negativen CO₂-Emissionen berücksichtigt. Im Modul «Holz» wird das Holz als energetische Ressource aufgefasst und nur der Kohlenstoffkreislauf berücksichtigt.

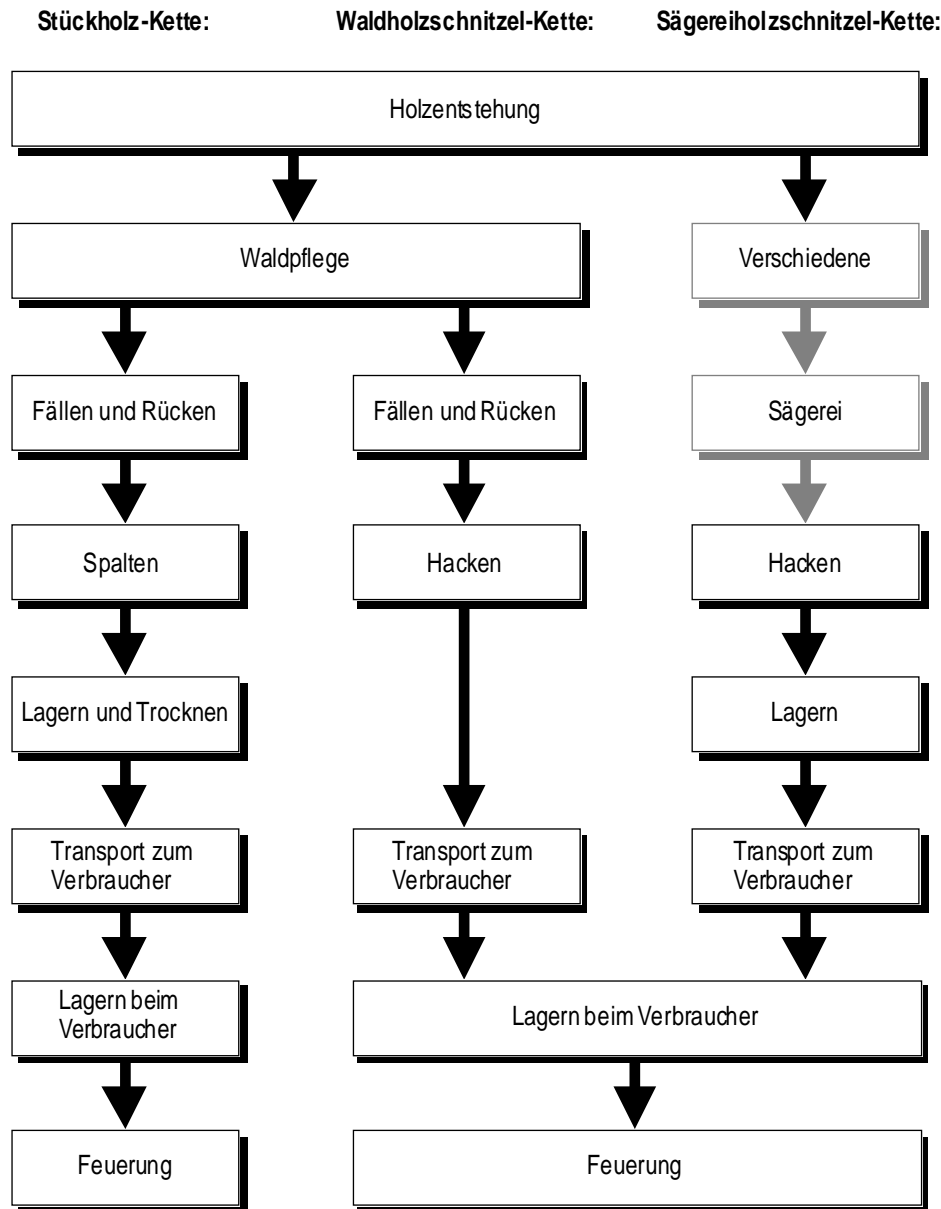


Fig. IX.5.1: Darstellung der Prozessschritte der drei untersuchten Prozessketten: Stückholzkette, Waldholzschnitzelkette und Sägereiholzschnitzelkette. Diejenigen Prozessschritte, deren Aufwendungen und Umwelteinwirkungen nicht berücksichtigt werden, sind grau unterlegt.

Grundlage der Holzgewinnung sind intakte Wälder, die über die nötige Infrastruktur für eine effiziente Holzgewinnung verfügen. Zu diesen Infrastrukturarbeiten gehören einerseits die Errichtung von Strassen und Wegen, welche die Zugänglichkeit des Waldes ermöglichen und andererseits auch Arbeiten wie die Jungholzpflge oder das Errichten von Lawinen- und Bachverbauungen, welche die Erhaltung und Ausdehnung des Waldes sicherstellen. All diese Tätigkeiten werden im Prozessschritt «Waldpflege» zusammengefasst. Da bei der Pflege von Jungholzbeständen auch Bäume geschlagen werden müssen, ist der Übergang zwischen Waldpflege und Holzernte fließend.

Bei der Gewinnung von Stammholz fallen grosse Mengen an Holz als «Abfall» an. Dazu gehören die Äste und die Kronen der Bäume. Bei Nadelbäumen macht dieser Anteil 10 % bis 20 % und bei Laubbäumen 30 % bis 50 % des Holzvolumens aus <BUWAL 1990>. Dieses Holz kann als Ausgangsmaterial zur Stückholzgewinnung verwendet werden. Es fällt aber im Wald dezentral an und ist im Durchmesser, Länge und Form uneinheitlich. Dies erschwert eine rationelle und damit ko-

stengünstige Ernte. Eine andere Möglichkeit Stückholz zu gewinnen ist die Nutzung von Holz, welches bei der Durchforstung von Schwachholzbeständen anfällt. So machen z.B. im Forstkreis Frick (Kt. AG) Laubbäume mit BHD bis zu 30 cm rund 30 % der jährlich geschlagenen Holzmenge aus <Gächter et al. 1991>. Weiter geht aus dem Jahrbuch der schweizerischen Wald- und Holzwirtschaft 1989 <BAS 1991> hervor, dass 70 % der 1989 in der Schweiz geschlagenen Brennholzmenge von Laubbäumen stammte. Die bevorzugte Verwendung von Laubhölzern als Brennholz hängt mit dem 45 % höheren volumenspezifischen Energieinhalt von Buchenholz gegenüber Fichtenholz zusammen. Da die Kosten der Holzgewinnung im Wald vom Volumen und nicht von der Masse des Holzes abhängen, ergibt dies auch einen tieferen Preis pro Energieeinheit. Aus diesen Gründen wird die Herstellung von 1 m-Rugel aus Buchen-Schwachholzbeständen, wie sie in <Gächter et al. 1991> und in <BUWAL 1990> beschrieben wird, als Grundlage des Prozessschrittes «Fällen und Rücken» gewählt.

Beim Holzernteverfahren 1 m-Rugel werden Buchen mit einem BHD von 20 cm gefällt, entastet und in 1 m lange Stücke zerlegt. Diese Arbeiten werden mit Hilfe einer Motorsäge ausgeführt. Der Transport der Rugel zur nächsten Rückegasse (Vorlieferern) erfolgt von Hand durch die WaldarbeiterInnen. Dort werden die Holzstücke auf einen Traktor mit Anhänger oder einen Transporter aufgeladen und zur nächsten Waldstrasse gefahren.

Stückholz sollte bei der Verbrennung lufttrocken sein, was einer Holzfeuchte von etwa 20 % entspricht. Um diesen Wert zu erreichen, muss das Holz mindestens zwei Jahre lang trocken gelagert werden. Die Holzrugel werden an der Waldstrasse mit Hilfe einer traktorbetriebenen Spaltmaschine gespalten, anschliessend zu Beigen aufgeschichtet und ein Jahr lang im Wald gelagert. Während dieser Zeit sinkt die Holzfeuchte auf 25 % bis 30 %.

Nach diesem Jahr werden die Rugel und Spalten zum Endverbraucher weitertransportiert. Es wird angenommen, dass das Stückholz hauptsächlich im lokalen Raum verbraucht wird. Die dabei zurückgelegte Distanz beträgt im Mittel 5 km und der Transport wird wiederum mit Traktor und Anhänger durchgeführt.

Beim Verbraucher werden die Rugel und Spalten mit einer Bandsäge und einer elektrisch betriebenen Spaltmaschine in ihre endgültige Form gebracht: Holzscheiter in einer Länge von 25 cm bis 50 cm. Die Scheiter werden noch einmal zu Beigen aufgeschichtet und ein weiteres Jahr gelagert, wodurch die Holzfeuchte auf 20 % sinkt. Danach können die Scheiter in einer Stückholzfeuerung verbrannt werden.

Um verschiedenen Bedürfnissen gerecht zu werden, werden im Prozessschritt «Feuerung» verschiedene Leistungskategorien unterschieden. Es werden heute Stückholzfeuerungen mit einer Feuerungsleistung von 2 kW bis 300 kW angeboten. Ab 10 kW bis 15 kW können Stückholzfeuerungen als Zentralheizung eingesetzt werden. Eine Nachfrage beim kantonalen Amt für Umweltschutz in St.Gallen <AfU St.Gallen 1993> hat ergeben, dass seit der Einführung der LRV 1985 keine Stückholzfeuerungen über 100 kW Feuerungsleistung mehr installiert wurden. Folgende zwei Leistungsbereiche wurden daher näher untersucht: 30 kW und 100 kW.

Die im Holz enthaltenen Mineralstoffe fallen zusammen mit nur teilweise verbrannten Holz- und Holzkohlestücken sowie mit weiteren Verunreinigungen in der Asche an. Es wird daher noch auf die Möglichkeiten und Probleme bei der Entsorgung der Verbrennungsrückstände hingewiesen.

5.3 Die Waldholzschnitzelkette

Für die Prozessschritte «Holzentstehung» und «Waldpflege» gilt dasselbe wie bei der Stückholzkette. Ausgangsmaterial der Waldholzschnitzelproduktion sind die bei der Stammholznutzung übrig bleibenden Äste und Baumkronen sowie die bei der Durchforstung von Jungholzbeständen anfallenden Schwachholzsortimente. Diese werden entweder direkt im Bestand von einem Grosshacker zu Waldholzschnitzeln verarbeitet oder zuerst von Traktoren oder anderen Rückefahrzeugen an die nächste Waldstrasse transportiert und erst dort verhackt. Beide Varianten kommen in der Praxis vor. Der 25 t schwere Hacker ist mit einer Knicklenkung ausgestattet, so dass er auch in die Rückegassen hineinfahren kann und sehr mobil ist. Bei starker Hangneigung oder wenn der Boden durch das hohe Gewicht des Hackers zu sehr verdichtet würde, bleibt er aber auf der Waldstrasse. Der Einfachheit hal-

ber wird in diesem Bericht nur die zweite Variante näher betrachtet. Das im Bestand anfallende Holz wird mit Hilfe eines Traktors zur nächsten Waldstrasse gerückt. Da für die Waldholzschnitzelproduktion die Äste nicht entfernt werden müssen, ergibt sich beim Rücken eine geringere Belastung des Bodens und pro Arbeitsgang kann auch mehr Holz gerückt werden als bei der Stammholznutzung. Im Gegensatz zur Stückholzkette wird bei der Herstellung von Waldhackschnitzeln auch Nadelholz verwendet <Kym 1993>. Dies ändert am Ablauf der Prozesskette selbst nichts. Um jedoch den tieferen volumenspezifischen Energieinhalt von Nadelholz zu berücksichtigen, werden die Daten in jedem Prozessschritt für Buchenholz (Wald-HS Buche) und für Fichtenholz (Wald-HS Fichte) getrennt berechnet.

Der Hacker besteht aus einem dreiachsigen Trägerfahrzeug mit einem 200 PS Antriebsmotor und darauf aufgebaut aus einem Hacker mit 500 PS Motor und einem Container, in dem die Schnitzel gesammelt werden.

Die Container dienen einerseits als Transportbehälter und andererseits als kurzfristiges Zwischenlager. Ein Teil der vollen Container wird entweder im Wald oder an einer zentralen Sammelstelle einige Zeit gelagert. Dieses Zwischenlager ist notwendig, um die Versorgungssicherheit von Seiten des Schnitzelproduzenten sicherzustellen. Die restlichen Container werden direkt zum Verbraucher transportiert und in dessen Silo entleert. Dies geschieht zu 95 % durch Kippen des Containers und zu 4 % durch pneumatisches Ausblasen. Lediglich 1 % der Container bleiben beim Verbraucher als «mobiles Silo» stehen <Kym 1993>. Die Entfernung zwischen dem Hackort und dem Verbraucher beträgt bis zu 16 km.

Das Silo beim Verbraucher fasst normalerweise einen Vorrat an Schnitzeln, der dem Verbrauch von 2 bis 4 Wochen entspricht. Das Silo ist meist unter der Erde angelegt, so dass das Einlagern der Schnitzel lediglich durch Kippen der Container erfolgen kann. Während der Lagerung setzt ein Gärungsprozess ein, der etwa zwei Wochen lange dauert. Bei der Gärung wird das Holz durch Mikroorganismen teilweise abgebaut und es entstehen dabei neben einer Vielzahl organischer Verbindungen auch CO₂ und Wärme. Diese Wärme trägt zur Trocknung der Holzchnitzel bei.

Der Transport der Holzchnitzel zur Feuerung erfolgt automatisch durch Förderschnecken oder durch eine Kombination von Schubstangenausstrag und Förderschnecke. Wie bei den Stückholzfeuerungen werden auch bei den Holzchnitzelfeuerungen verschiedene Leistungsbereiche untersucht: 50 kW- und 300 kW-Holzchnitzelfeuerungen.

5.4 Sägereiholzchnitzelkette

In den Sägereien fallen grosse Mengen an Holz als Abfall an. Von der eingekauften rindenlosen Holzmenge fallen bei der Verarbeitung 10 % als Sägemehl und 28 % als sonstige Holzabfälle an, die zu Holzchnitzeln verarbeitet werden können <BfK 1987>. Diese Holzchnitzel werden als Ausgangsmaterial an die Zellstoffindustrie verkauft oder zur Wärmeerzeugung verwendet.

Die Herstellung von Sägereiholzchnitzeln erfolgt mit elektrisch betriebenen Hackern. Die bei der Verarbeitung von Holz anfallenden Schwarten, Spreissel, etc. fallen auf ein Förderband und werden direkt zum Hacker transportiert. Die Leistung des Hackers wird deshalb auf die Spitzenzeiten der ganzen Verarbeitungskette ausgerichtet und nicht auf die durchschnittliche Holzmenge pro Tag. Ein typischer Leistungswert für eine Sägerei mit 5000 m³ Einschnittvolumen pro Jahr ist 40 kW <Etienne 1993>.

Werden die Holzchnitzel nicht direkt in der Sägerei verbrannt sondern verkauft, so ist ein Zwischenlager notwendig, um die zeitlichen Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage zu überbrücken. Das Lagern der Holzchnitzel führt auch zur Verringerung der Holzfeuchte, die bei dem in Sägereien verarbeiteten Holz zwischen 33 % und 100 % liegt.

Für die Prozessschritte «Transport zum Verbraucher», «Lagern und Trocknen» und «Feuerung» werden die gleichen Annahmen getroffen, wie bei der Waldholzschnitzelkette.

5.5 Bezugsgrösse

Der modulare Aufbau dieses Projektes setzt die Verwendung von bestimmten Bezugsgrössen, wie Masse oder Energie, voraus, damit die einzelnen Module sinnvoll miteinander verknüpft werden können. Die Verwendung der Masse oder des Energieinhaltes, also z.B. Emissionen pro Tonne Holz oder pro TJ Energie, hat aber den Nachteil, dass diese von der Holzfeuchte des Holzes abhängig sind. Die Holzfeuchte nimmt im Laufe der Prozesskette ständig ab (Trocknung). Im Gegensatz dazu sind die in der Holzwirtschaft gängigen Volumengrössen von der Holzfeuchte weitgehend unabhängig. Da jedoch in den anderen Prozessketten vorwiegend die Masse verwendet wird, wurde auf die Volumenangaben verzichtet. Stattdessen wurden alle Daten auf die trockene Holzmasse, also auf die atro Tonne, bezogen. In denjenigen Prozessschritten, in welchen das effektive Gewicht des feuchten Holzes von Bedeutung ist, wie z.B. beim Transport, wurde dies berücksichtigt.

5.6 Verbrauch an Holz

Die Berechnung von Emissionsfaktoren für den Materialeinsatz bei den Silos und den Feuerungsanlagen erfordert Angaben über den gesamten Energiedurchsatz während eines Lebenszyklus bzw. über den Verbrauch an Holz. Diese Daten sind keine fixen Konstanten, sondern hängen vom Klima, vom Wärmebedarf des Gebäudes, von den Heizgewohnheiten der Betreiber und von der richtigen Dimensionierung des Kessels ab.

Als Referenzstandort wird für dieses Projekt der Standort Zürich-SMA gewählt, dessen Heizperiode 229 Tage dauert und 3'717 Kd/a Heizgradtage umfasst <SIA 1988>. Zusammen mit der Leistung und dem Heizwert der verschiedenen Holzarten lässt sich daraus der Energiedurchsatz und der Verbrauch an Holz berechnen.

Da Stückholzfeuerungen manuell beschickt werden, ist ein 24-stündiger Betrieb nicht möglich. Die Kessel werden deshalb überdimensioniert eingesetzt, so dass auch bei zweimaliger Beschickung, was bei modernen Feuerungen einer Brenndauer von 12 Stunden entspricht, der Wärmebedarf in der kältesten Jahreszeit gedeckt werden kann. Für die jährliche Laufzeit der Stückholzfeuerungen liegen keine Literaturangaben vor. Aus der Verteilung der Heizgradtage kann jedoch abgeschätzt werden, dass eine Stückholzfeuerung jährlich rund 270mal beschickt wird, was einer Laufzeit von 1'600h entspricht. Für Holzschnitzelfeuerungen wird angenommen, dass sie pro Tag maximal 16h in Betrieb sind und in dieser Zeit auch während der kältesten Jahreszeit den Wärmebedarf decken können. Aus der Anzahl der jährlichen Heizgradtage und der maximalen Temperaturdifferenz lässt sich eine Laufzeit berechnen, welche 2'100h beträgt.

Die gewählten Jahresnutzungsgrade sollen den 1996 käuflich erwerbbaaren Stand der Technik repräsentieren <VHe 1996>. In Tab. IX.5.1. sind der aus den Laufzeiten und den Kesselleistungen resultierende Energie- und Holzverbrauch aufgeführt.

Typ	Nennleistung [kW]	Laufzeit [h/a]	Nutzenergie [MJ/a]	η_a [%]	Endenergie [MJ/a]	Holzverbrauch [t atro/a]
Stückholz, Buche	30	1'600	172'800	55	314'000	17.0
Stückholz, Buche	100	1'600	576'000	65	886'000	47.9
Holzschnitzel alle	50	2'100	378'000	65	582'000	31.4
Holzschnitzel alle	300	2'100	2'270'000	75	3'020'000	163

Tab. IX.5.1: Laufzeit, Nutzenergie, Jahresnutzungsgrade <VHe 1996> und daraus resultierender Verbrauch an Endenergie pro Jahr der untersuchten Feuerungssysteme.

6 Holz und Holzabfall im Wald

6.1 Prozessschritt Holzentstehung

6.1.1 Übersicht

Das Wachstum eines Baumes ist verbunden mit der Aufnahme verschiedener Elemente und deren Fixierung im Holz. Die Quellen der Elemente sind die Atmosphäre und die Pedosphäre, wobei oftmals das Wasser die Funktion des Transportmediums übernimmt. Stirbt ein Baum ab, so werden die im Holz enthaltenen Elemente wieder freigesetzt und strömen in die Atmosphäre oder Pedosphäre zurück. Durch den biologischen Prozess ändert sich aber oftmals die Art der Verbindung, in der ein Element gebunden ist, so dass sich die Qualität der Massenströme ändert und Elementflüsse von der Atmosphäre in die Pedosphäre vorkommen können. Ein Beispiel dafür ist der Stickstoff (N), der als Luftstickstoff (N_2) über Knöllchenbakterien in die Biosphäre gelangt. Nach dem Absterben einer Pflanze werden die organischen Stickstoffverbindungen von verschiedenen Mikroorganismen als Energiequelle benutzt und als Folge davon N_2 , Ammoniak (NH_3) und Lachgas (N_2O) in die Atmosphäre abgegeben. Ein Teil des N bleibt als Nitrat (NO_3^-) oder Ammonium (NH_4^+) in der Bodenlösung zurück und wird wieder von Pflanzen aufgenommen oder von Niederschlägen ausgewaschen.

Wird nun das Holz aus dem Wald entfernt und einer Nutzung zugeführt, so wird dieser Kreislauf unterbrochen, bzw. die Freisetzung der Elemente wird in andere Prozesse verlagert und dort als anthropogene Emission wahrgenommen. Die bedeutendsten Massenflüsse lassen sich in drei Elementgruppen einteilen:

- Die Makroelemente: C, O, H, N, S, P und die Metalle Kalium (K), Calcium (Ca), Magnesium (Mg) und Eisen (Fe) <Nultsch 1986>.
- Die Spuren- oder Mikroelemente: Bor (B), Mangan (Mn), Zink (Zn), Kupfer (Cu), Chlor (Cl), Molybdän (Mo), sowie in einzelnen Fällen auch Natrium (Na), Selen (Se), Cobalt (Co) und Silicium (Si) <Nultsch 1986>.
- Schwermetalle und Aluminium

C und O stammen ausschliesslich aus der Luft und werden in der Form von CO_2 von den Pflanzen direkt über Spaltöffnungen in den Blättern und Nadeln aufgenommen. Als H- und weitere O-Quelle dient das H_2O , das über die Wurzeln vom Boden in den Baum gelangt. Die restlichen Makroelemente werden im Bodenwasser gelöst über die Wurzeln aufgenommen. N, S und P liegen in oxidierter Form, also als Nitrat (NO_3^-), Sulfat (SO_4^{2-}) und Phosphat (PO_4^{3-}), und die Metalle als aquatisierte Ionen vor.

Die Mikroelemente werden ebenfalls zusammen mit dem Wasser in aquatisierter Form von den Pflanzen aufgenommen.

Eine detaillierte Beschreibung der Schwermetalle und von Aluminium gestaltet sich am schwierigsten. Einige Schwermetalle wie Kupfer oder Zink sind auch Mikroelemente und kommen natürlicherweise im Boden und in den Pflanzen vor. Aluminium wiederum ist ein Bestandteil der Tonmineralien und kommt ebenfalls natürlicherweise in Böden vor, jedoch nur in geringer Menge in pflanzenverfügbarer Form. Die Versauerung der Böden durch zunehmend saurere Niederschläge hat jedoch dazu geführt, dass mehr Aluminium im Bodenwasser gelöst wird und von den Pflanzen aufgenommen werden kann. Vom Menschen eingebrachte Elemente wie Aluminium, Blei, Cadmium, Kupfer oder Zink gelangen über die Luft zu den Wäldern und werden dort entweder über die Blätter in die Pflanze aufgenommen (Assimilation), an den Blättern und der Rinde sorbiert (Adsorption) oder über Boden und Wurzeln in die Pflanze aufgenommen (Wurzelaufnahme). Je nach chemischem Verhalten der Schwermetalle können einzelne Elemente an Huminstoffen, Tonmineralien oder Sesquioxiden (Eisen- und Aluminiumoxide bzw. -hydroxide) gebunden werden und reichern sich so langfristig im Boden an <Gisi et al. 1990>.

In dieser Bilanz kommen die Stoffflüsse des Holzkreislaufes mit Ausnahme des Kohlenstoffes nicht zum Ausdruck, da Holz, analog zu Erdöl und Erdgas, als Ressource betrachtet wird.

Im Prozessschritt «Holz im Wald» wird der Energieinhalt des Holzes als negative Emission (Abwärme aus der Luft) berücksichtigt. Dabei wird ein oberer Heizwert von 20.3 MJ/kg TS verwendet. Die Berechnung der Abwärme geschieht unter der Annahme, dass beim natürlichen Verrotten des Holzes im Wald nahezu der gesamte Energieinhalt an die Atmosphäre abgegeben wird.

6.1.2 Emissionen in die Luft

Als negative Emissionen aus der Luft in den Baum wird lediglich das CO₂ bilanziert. Dabei wird von einem mittleren C-Gehalt in absolut trockenem Holz von 0.5 kg/kgTS ausgegangen.

6.1.3 Zusammenstellung der Eingabedaten

Holz im Wald		[t]
INPUT		
Ressourcen:		
Holz	t	1
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	TJ	-0.0203
CO ₂ Kohlendioxid s	kg	-1'810

Tab. IX.6.1: Stoff- und Energiebilanz für die Entstehung von einer atro Tonne Holz im Wald.

6.2 Prozessschritt Holzabfall im Wald

6.2.1 Übersicht

Holzabfällen die im Wald auf natürliche Weise verrotten, setzen ihren Energieinhalt durch Oxidation des Kohlenstoffes frei. Entsprechend werden diese Emissionen bilanziert. Würde auf dieses Vorgehen verzichtet, so würden abfallintensive Holzernteverfahren mit geringeren Emissionen belohnt.

Beim jetzigen Stand der Daten werden in diesem Modul lediglich die CO₂-Emissionen und die bei der Verrottung entstehende Abwärme bilanziert. Bei der Abwärme wird angenommen, dass der gesamte Energieinhalt letztlich an die Luft abgegeben wird. Diese Annahme beruht auf der Tatsache, dass der Energieinhalt eines Waldbodens gegenüber demjenigen der stehenden Biomasse vernachlässigbar gering ist. Der obere Heizwert H₀ von Holz beträgt 20.3 MJ/kg TS.

6.2.2 Zusammestellung der Eingabedaten

Holzabfall im Wald		[t]
OUTPUT		
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft p	0.0203	TJ
CO ₂ Kohlendioxid s	1810	kg

Tab. IX.6.2: Berücksichtigte Emissionen des Moduls «Holzabfall im Wald».

7 Holz frei Waldstrasse

7.1 Prozessschritt Waldpflege

7.1.1 Übersicht

Im Prozessschritt «Waldpflege» werden all jene Arbeiten und Tätigkeiten zusammengefasst, die die Grundlagen zur Erfüllung der Waldfunktionen schaffen. Dazu gehört der Bau von Strassen, Wegen, Bach- und Lawinenverbauungen, der Betrieb von Baumschulen, das Anpflanzen und Pflegen der Bäume, Aufräumarbeiten nach Stürmen, die Jagd, der Schutz vor Schädlingen und vieles mehr. Eine klare Verteilung der durch diese Arbeiten entstehenden Einwirkungen auf die Umwelt auf die verschiedenen Waldfunktionen ist nicht möglich. Je nach Standpunkt werden die Eingriffe verschieden gewichtet und einer oder mehreren Waldfunktionen zugeschlagen. Es können heute verschiedene Sichtweisen unterschieden werden:

- **Waldwirtschaft I:** Ausgehend vom Ertrag, den die verschiedenen Holzsortimente einbringen, steht die Stammholznutzung im Mittelpunkt der Waldnutzung. Pflegearbeiten im Wald und Eingriffe in Jungholzbestände werden als Bewirtschaftung von Stammholz verstanden. Die anderen Waldfunktionen, einschliesslich der Gewinnung von Brenn- und Industrieholz, werden automatisch im Kielwasser der Stammholznutzung möglich. In einem gepflegten Wald kann die Stammholzproduktion und damit auch die Erfüllung der anderen Waldfunktionen am optimalsten erfolgen. Da der Schlagabraum und andere Schwachhölzer auch ohne deren weitere Verwendung als Brenn- oder Industrieholz aus dem Wald entfernt würden, sollen die damit verbundenen Einwirkungen nicht dem Brennholz angerechnet werden. Die Prozessschritte «Waldpflege» und «Fällen und Rücken» wären demnach überflüssig.
- **Waldwirtschaft II:** Die knappe Finanzlage der öffentlichen Hand wird in Zukunft vermehrt dazu führen, dass der Schlagabraum und das Holz aus der Durchforstung der Jungholzbestände nicht mehr aus dem Wald entfernt wird. Das Holz bleibt im Bestand liegen und verrottet. Die Qualität des Waldes sollte dadurch nicht verringert werden, aber vom ökologischen Standpunkt aus ergibt dies eine Aufwertung des Waldes. Der Prozessschritt «Waldpflege» und der Teilprozessschritt «Fällen» wären weiterhin überflüssig. Das Vorliefern und Rücken des Holzes müsste jedoch berücksichtigt werden.
- **Externe Kosten:** Eine Untersuchung von <INFRAS 1992> hat die gesamten Kosten, die durch das Waldsterben in der Schweiz entstehen, abgeschätzt. Dabei wurde zwischen den eigentlichen Schadenskosten und den Ersatzkosten, die anfallen, um die Schutzfunktion des Waldes wieder herzustellen oder zu ersetzen, unterschieden. Es wurde auch abgeschätzt, welchen externen Nutzen die Erholungsfunktion des Waldes in Agglomerationsgebieten verursacht. Wird angenommen, dass diese Kosten proportional zum effektiven Nutzen des Waldes für die einzelnen Waldfunktionen sind, so ist die bevorzugte Stellung der Stammholznutzung nicht mehr haltbar (Tab. IX.7.1).

Waldfunktion		Art der Kosten	Kosten 1990	Kosten 1990-2020
			[Mio Fr./Jahr]	[Mrd. Fr/30 Jahre]
Forstwirtschaft	Rohstofffunktion	S	445	10
Naturgefahren	Schutz-/Wohlfahrtsfunktion	S und E	408-1'770	9-40
Tourismus	Freizeit-/Erlebniszfunktion	S	395	9
Total	–	S und E	1'292-2'610	29-59
Erholung «Agglomeration»	Freizeit-/Erlebniszfunktion	–	2'000	45

Tab. IX.7.1: Abschätzung der Kosten, die durch das Waldsterben verursacht werden und des externen Nutzens des Waldes in acht Agglomerationsgebieten. S: Schadenskosten, E: Ersatzkosten. <INFRAS 1992>.

- **Waldgesetz:** Das Waldgesetzes <WaG 1991> stellt sicher, dass der Wald seine Funktionen, namentlich seine Schutz-, Wohlfahrts- und Nutzfunktionen erfüllen kann. Im Zweckartikel werden die Waldfunktionen gleichberechtigt aufgeführt, so dass eine prioritäre Stellung der Holznutzung und insbesondere der Stammholznutzung nicht gerechtfertigt werden kann.

Eine Aufteilung der Umweltbelastungen auf die Stammholz-, Industrieholz- und Brennholzproduktion kann entweder anhand des finanziellen Ertrages oder des Volumens der geschlagenen Holzmenge gemacht werden. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse könnte die Relevanz einer detaillierten Aufschlüsselung der Prozessschritte «Waldpflege» und «Fällen und Rücken» überprüft werden.

7.1.2 Materialeinsatz und Baubedarf

Neben den Forstmaschinen werden bei der Aufzucht von Bäumen in Pflanzgärten und bei der Behebung von Waldschäden auch Pflanzenbehandlungsmittel und Dünger eingesetzt. Über das Ausmass der verwendeten Mittel liegen jedoch keine Angaben vor. Schätzungen über den Energieverbrauch für Aufforstung, Erschliessung und Strassenunterhalt kommen auf 41 MJ/m³ Rundholz <Bingham 1975>. Dies entspricht dem Verbrauch von 1 kg Treibstoff (Diesel oder Benzin). Da die Emissionen von Traktoren, Forstmaschinen und Baumaschinen pro Kilogramm Treibstoff ähnlich sind, wird der Materialeinsatz und die entstehenden Emissionen anhand einer Baumaschine berechnet und aus dem entsprechenden Dienstleistungsmodul übernommen.

7.1.3 Flächenbeanspruchung

Die für die Zugänglichkeit des Waldes nötigen LKW-tauglichen Waldstrassen machen im Schweizerischen Mittelland 52 lm/ha aus und haben eine Breite von 3 m. Dies ergibt eine Strassenfläche von 156 m²/ha. Bei einer Ernte von 3.8 m³/ha Holz jährlich und einem Brennholzanteil von 18 % ergibt dies eine Flächenbeanspruchung von 7.4 m²a/m³. Es wird angenommen, dass nach der Lebensdauer der bestehenden Strasse wieder eine neue Strasse errichtet wird, so dass keine Rekultivierung berücksichtigt werden muss.

7.1.4 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die in diesem Prozessschritt aufgeführten Umweltbelastungen sind sehr rudimentär und beruhen auf einer Schätzung aus einer Literaturquelle. Zusätzlich ergibt sich das Problem der Systemabgrenzung zwischen den verschiedenen Waldfunktionen. Eine Verbesserung der Datenlage wäre durch die Analyse eines Forstunternehmens möglich. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass sich die einzelnen Forstunternehmen in der Schweiz stark unterscheiden können. Vor allem die Zugänglichkeit und Befahrbarkeit des Waldes haben einen grossen Einfluss auf das Vorgehen bei der Holzgewinnung.

7.2 Prozessschritt Fällen und Rücken

7.2.1 Übersicht

Ausgehend vom stehenden Baum im Bestand beschreibt dieser Prozessschritt den Weg des Holzes bis zur Waldstrasse. Die dabei ablaufenden Teilprozesse sind das Fällen des Baumes, das Vorliefern des Holzes bis zur nächsten Rückegasse und das Rücken bis zur Waldstrasse. Zusätzlich wird bei der Stückholzkette der Baum noch entastet und in 1 m lange Riegel zersägt. Je nach den Verhältnissen im Wald (Hangneigung, Dichte des Wegenetzes, Tragfähigkeit des Bodens, etc.) kann der Aufwand und der Einsatz von Maschinen stark variieren. Die hier verwendeten Daten beziehen sich auf die Verhältnisse im Forstkreis Frick (AG).

Die Wahl der Baumart hat einen grossen Einfluss auf die Prozesskette, liegt doch der volumenspezifische Energieinhalt bei Buchen rund 1.8 mal höher als bei Fichten. Für die Stückholzkette wird in dieser Arbeit nur die Verwendung von Buchenholz angenommen. Bei der Herstellung von Waldhackschnitzeln wird sowohl Laubholz wie auch Nadelholz verwendet <Kym 1993>. Es werden deshalb beide Holzarten berücksichtigt.

Der Arbeitsaufwand und die Maschineneinsatzzeiten im Wald hängen direkt mit dem Volumen der gefällten Bäume zusammen. Als Mass für dieses Volumen wird der «Brust-Höhen-Durchmesser» (BHD) verwendet. In dieser Arbeit wird von Buchen und Fichten mit einem BHD von 20 cm ausgegangen. Diese gehören zum Schwachholz, welches noch nicht zur Stammholznutzung verwendet werden kann. Trotzdem wird bei Durchforstungsarbeiten ein ansehnlicher Teil dieser Bäume jährlich geschlagen, um Raum für die übrigbleibenden Bäume zu schaffen.

7.2.2 Materialeinsatz und Baubedarf

Die Bereitstellung von Brennholz an der Waldstrasse erfordert den Einsatz von Motorsägen und von Transportfahrzeugen. Als Transportfahrzeug wird ein Traktor mit 45 kW Leistung verwendet, der einen Anhänger mit 3 Ster Ladekapazität zieht. Der Vergleich einiger Emissionsfaktoren von Traktoren und Baumaschinen hat gezeigt, dass diese sehr ähnlich sind. Da aber für Baumaschinen

detailliertere Daten vorhanden sind, werden diese in diesem Projekt für Traktoren verwendet.

Der Anhänger hat ein Gewicht von 0.7 t und besteht aus unlegiertem Stahl (480 kg), Holz (150 kg) und aus Gummi (70 kg). Für den Anhänger wird eine Lebensdauer von 20'000 Betriebsstunden und für die Gummipneu eine Lebensdauer von 2'500 Betriebsstunden angenommen. Für den Energieverbrauch bei der Herstellung des Anhängers wird angenommen, dass wie bei der Herstellung von Baumaschinen 20 MJ Primärenergie pro kg Stahl in Form von Strom und Gas eingesetzt werden. Da der Anhänger nicht in der Schweiz hergestellt wird, werden alle Materialien zuerst mit der Bahn (200 km) und mit einem LKW 40 t (100 km) zum Hersteller transportiert und nachher der fertige Anhänger mit der Bahn (600 km) und mit einem LKW 28 t (50 km) zum Verbraucher transportiert. Für die Gummipneus werden ein Transport von 200 km Bahn und 50 km LKW 28 t bilanziert. Nach Ablauf der Lebensdauer des Anhängers wird der Stahl rezykliert, die Gummireifen gehen als Brennstoff in die Zementherstellung und das Holz wird in einer KVA verbrannt.

Bei der Stückholzerstellung müssen die Bäume gefällt, entastet und zu 1 m-Rugel eingeschnitten werden. Für diese Arbeiten wird die Motorsäge (Kap. IX.11.1) während 0.35 h/Ster benötigt <BUWAL 1990>, <Gächter et al. 1991>. Das Vorliefern der Rugel bis zur Rückegasse erfolgt von Hand, was dieses Ernteverfahren aus ergonomischer Sicht als mangelhaft erscheinen lässt. An der Rückegasse werden die Rugel auf den Anhänger aufgeladen und an die Waldstrasse gefahren. Die dabei zurückzulegende Distanz beträgt im Mittelland im Durchschnitt zwischen 100 m und 200 m. Die Zeit, die der Traktor dafür benötigt, beträgt 0.25 h/Ster <BUWAL 1990>, <Gächter et al. 1991>.

Das Bereitstellen des Holzes zur Waldholzschnitzelherstellung ist einfacher, da die gefällten Bäume weder entastet noch eingeschnitten werden müssen. Die Motorsäge ist dann auch nur 0.03 h pro Schnitzelkubikmeter in Betrieb <Gächter et al. 1991>. Aus dem Bestand wird der Baum mit Hilfe einer traktorbetriebenen Seilwinde an die Rückegasse geschleppt und von dort aus mit dem Traktor an die Waldstrasse gerückt. Für diese Arbeit wird der Traktor während 0.07 h/Sm gebraucht <Gächter et al. 1991>.

Die während der gesamten Holzbereitstellung im Wald anfallenden Holzabfälle werden zusammenfassend in diesem Prozessschritt bilanziert. Pro Tonne Nutzholz fallen in der Stückholzkette 0.2 t und bei den Waldholzschnitzelketten 0.1 t Holzabfälle an. Diese Holzabfälle bleiben im Wald liegen und verrotten dort. Dabei entstehen CO₂-Emissionen und Abwärme (Siehe Tab. IX.6.1).

7.2.3 Emissionen in die Luft

Neben den Emissionen durch die Verbrennungsmotoren der Motorsäge und des Traktors finden keine zusätzlichen Einwirkungen statt.

7.2.4 Einwirkungen auf den Boden

Die Einwirkungen auf den Boden entstehen einerseits durch das Befahren mit dem Traktor und andererseits durch das Schleppen der Baumstämme, wodurch Rillen und Furchen im Boden entstehen können. Da für die Produktion von Waldholzschnitzeln die Äste während dem Schleppen am Baum verbleiben, ist die Belastung für den Boden geringer als bei der Stammholzproduktion. Eine Quantifizierung der Schädigung ist jedoch nicht möglich.

7.2.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

In diesem Prozessschritt sind folgende Punkte nicht berücksichtigt worden: Verwendung anderer Hilfsmittel ausser Traktor und Motorsäge, Bodenverdichtung im Wald durch den Gebrauch schwerer Maschinen und Verbrennen von Holzabfällen im Wald. Vor allem der letzte Punkt ist von Gewicht und sollte noch überprüft werden.

Bei den verwendeten Daten handelt es sich um Angaben aus der Praxis eines Holzholzschnitzelproduzenten, um Erfahrungswerte aus der Holzwirtschaft und um Literaturangaben aus Ökobilanzen. Die Qualität der Daten ist für die betrachteten Produktionsketten gut. Da die obigen Werte auf langjährigen Erfahrungs- und Praxiswerten beruhen, dürfte ihr Schwankungsbereich sehr gering sein.

Die Angaben für die Stückholz- und die Hackschnitzelkette gelten nur für Verhältnisse im Mittelland

und für die Annahme, dass das Brennholz ausschliesslich aus Schwachholzbeständen gewonnen wird. Bei Holzernteverfahren, die von den oben beschriebenen stark abweichen, müsste dieser Prozessschritt überprüft werden. Weitere Annahmen betreffen den Holzabfall im Wald, den Traktor und dessen Anhänger. Die Angaben zum Holzabfall im Wald sind eigene Schätzungen. Der Traktor wird als Baumaschine bilanziert. Diese weist ähnliche Verbrennungsemissionen auf. Bei den Materialaufwendungen kann es aber zu grösseren Abweichungen kommen.

7.3 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Daten der Prozessschritte Waldpflege und Fällen und Rücken werden zu den Modulen «1m-Rugel frei Waldstrasse» (für beide Stückholzketten), «Schwachholz Buche frei Waldstrasse» und «Schwachholz Fichte frei Waldstrasse» (für Waldholzschnitzelketten) zusammengefasst. Die Infrastrukturbezüge der Stückholzkette werden im separaten Modul «Infra 1m-Rugel frei Waldstrasse» aufgeführt.

		1m-Rugel frei Waldstrasse [t]	Schwachholz Buche frei Waldstrasse [t]	Schwachholz Fichte frei Waldstrasse [t]
INPUT				
Ressourcen:				
Fläche II-IV	m ² a	13	11.9	20.6
Basismaterialien:				
Gummi EPDM	kg	0.0167		
Allg. Dienstleistung:				
Diesel in Baumaschine	TJ	0.000189	0.000118	0.000188
Motorsäge	h	0.837	0.125	0.178
Transport:				
Transport LKW 28 t	tkm	0.000837		
Transport Schiene	tkm	0.00335		
Holz:				
Holz im Nutzwald	t	1.2	1.1	1.1
Infra Holz frei Waldstrasse	Stk	1		
OUTPUT				
Abfälle:				
Holzabfall im Wald	t	0.2	0.1	0.1

Tab. IX.7.2: Energie- und Stoffbilanz für die Bereitstellung einer atro Tonne Holz an der Waldstrasse.

Infra 1m-Rugel frei Waldstrasse		[Stk/t]
INPUT		
Basismaterialien:		
Holzbaustoff	kg	0.00448
Stahl unlegiert	kg	0.0143
Transport:		
Transport LKW 28 t	tkm	0.000941
Transport LKW 40 t	tkm	0.00188
Transport Schiene	tkm	0.0151
Energieträger:		
Erdgas in Industrief.>100kW	TJ	1.43 E-07
Strom Niederspannung UCPTE	TJ	4.73 E-08
OUTPUT		
Abfälle:		
Holz in KVA	kg	0.00448
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	TJ	4.73 E-08

Tab. IX.7.3: Material- und Energiebilanz der Infrastruktur pro Tonne Stückholz.

8 Holz frei Lager

8.1 Prozessschritt Spalten bzw. Hacken

8.1.1 Übersicht

Das an die Waldstrasse angelieferte Holz wird in diesem Prozessschritt zu Stückholz oder Waldholzschnitzeln verarbeitet. Alternativ zum Hacken an der Waldstrasse gäbe es auch noch die Möglichkeit, dass der Hacker in die Rückegasse hineinfährt und dort das vorgelieferte Holz hackt. Beide Varianten kommen in der Praxis vor. Die zweite kann jedoch bei starker Hangneigung und bei schwachem Boden nicht durchgeführt werden. Es wird deshalb nur das Hacken an der Waldstrasse betrachtet.

Die Sägereiholzschneitzelkette wird auf dieser Ebene direkt an das Modul Holz im Wald angebunden. Damit ist der Kohlenstoffkreislauf geschlossen und die Abwärmebilanz stimmt, aber die Aufwendungen für Waldpflege etc. werden dem Abfallprodukt der Holzverarbeitung nicht angelastet. Das in den Sägereien anfallende Restholz wird direkt in den Sägereien zu Holzschnitzeln verarbeitet.

8.1.2 Materialeinsatz und Baubedarf

Die für die Stückholzproduktion hergestellten 1 m-Rugel aus Buchenholz werden mit Hilfe einer traktorbetriebenen Spaltmaschine gespalten. Diese Holzstücke werden auch Spalten genannt. Detaillierte Angaben über Material, Energieverbrauch, Laufzeiten und Lebensdauer der Maschine fehlen. Aus Schätzungen <BUWAL 1990> geht jedoch hervor, dass der Traktor rund 0.19 h/Ster in Betrieb ist. Anstatt des Traktors werden Daten aus dem Modul Diesel in Baumaschine übernommen.

Für die Waldholzschnitzelherstellung werden heute Grosshacker eingesetzt (Kap. IX.11.2). Der Verbrauch dieser Maschinen beträgt 1.4 kg Diesel pro Kubikmeter Holzschnitzel. Darin sind auch die Anfahrtswegen und das Verschieben der Maschine im Wald inbegriffen <Kym 1993>.

In den Sägereien werden die anfallenden Schwarten und Spreissel direkt mit einem Förderband zu einem elektrisch betriebenen Hacker transportiert. Die Angaben zum Hacker stammen von der Firma <Etienne 1993> und gelten für eine in <BfK 1987> vorgestellte Sägerei mit einem jährlichen Einschnittvolumen von 5'000 m³. Der Hacker wird von einem 37 kW starken Motor angetrieben. Zusätzlich wird noch ein 5 kW-Motor zum Einführen des Holzes verwendet. Der Hacker besteht zum grössten Teil aus unlegiertem Stahlblech und hat ein Gewicht von 2.5 t. Die Lebensdauer wird mit 30'000 Betriebsstunden oder 100'000 Sm beziffert. Der Energieverbrauch beträgt 27 MJ/Sm. Darin inbegriffen sind auch die Leerlaufzeiten. Der Hacker enthält auch 5 Liter Getriebeöl, welches alle 4'000 h oder nach 13'000 Sm ausgewechselt werden muss. Das Getriebeöl wird als Heizöl Petro ab Raffinerie Europa bilanziert. Ein Satz Hackmesser hat ein Gewicht von 5 kg, eine Lebensdauer von 2'000 h oder 6'500 Sm und besteht aus niedriglegiertem Stahl. Für die Herstellung des Hackers wird angenommen, dass 25 MJ/kg Primärenergie für unlegierten Stahl und 35 MJ/kg Primärenergie für niedriglegierten Stahl aufgewendet werden müssen. Die Primärenergie wird zu jeweils 50% in Form von Strom und Erdgas verbraucht. Die Materialaufwendungen und der Energieverbrauch für die Förderbänder werden nicht bilanziert.

Für alle Stahlsorten wird angenommen, dass sie mit der Bahn (600 km) und mit einem LKW 40 t in Europa (50 km) transportiert werden. Das Getriebeöl wird mit der Bahn (200 km) und mit einem LKW (50 km) transportiert.

Die Entsorgung von altem Getriebeöl findet in einer Sonderabfallverbrennungsanlage statt. Der Stahl wird nach Ablauf der Lebensdauer der Maschinen rezykliert.

8.1.3 Emissionen in die Luft

Die Emissionen der Spaltmaschinen ergeben sich aus der Laufzeit des Traktors und werden durch die Anknüpfung an das Modul «Diesel in Baumaschine» bilanziert. Die Emissionen des Grosshackers werden durch die Anknüpfung an das Modul «Diesel in Grosshacker» berücksichtigt. Der elektrisch betriebene Hacker in der Sägerei weist keine direkten Emissionen in die Atmosphäre auf.

8.1.4 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Bei den Daten handelt es sich um Erfahrungswerte eines Holzschnitzelproduzenten und eines Her-

stellers von Holzhackern. Für die Stückholzproduktion werden die Daten aus der Literatur übernommen. Letztere sind nicht sehr detailliert und müssen als Schätzung verstanden werden.

Die diesem Prozessschritt zugrunde liegenden Annahmen ergeben sich aus den gewählten Produktionsketten. Die ermittelten Daten gelten nur für die Brennholzproduktion aus Schwachholz im Mittelland. Für die Sägereiholzschnitzel wird weiter angenommen, dass das verwendete Holz ein Downzyklat ist. Es werden also nur die Aufwendungen für das Hacken des Holzes bilanziert. Weitere Umweltbelastungen, die sich aus dem Betrieb der Sägerei ergeben, fließen nicht in die Sägereiholzschnitzelkette ein.

8.2 Prozessschritt Lagern und Trocknen im Wald/Silo

8.2.1 Übersicht

Waldfrisches Holz weist eine Holzfeuchte von 100 % auf und ist deshalb mit herkömmlichen Feuerungen nicht zur direkten Verbrennung geeignet. Eine zweijährige Lagerung reduziert die Holzfeuchte auf 20 %. Rund ein Jahr lang wird das Stückholz im Wald gelagert. Zu diesem Zweck wird es entlang der Waldstrassen aufgeschichtet.

Bäume, die zu Waldholzschnitzeln weiterverarbeitet werden sollen, werden nach dem Schlagen noch ein bis zwei Wochen lang im Wald liegen gelassen, so dass Wasser durch die Blätter und Nadeln verdunsten kann und das Holz trocknet. Dieses Verfahren wird auch Sauerfällung genannt. Die Holzfeuchte kann so auf 55 % bis 65 % reduziert werden. Eine eigentliche Lagerung findet nicht statt. Die Schnitzel werden vielmehr Just-In-Time zu den Verbrauchern transportiert.

Im Gegensatz zur Waldholzschnitzelkette benötigt die Sägereiholzschnitzelkette ein Zwischenlager. Wie bei der Stückholzkette führt auch dieses Lagern zu einer Trocknung der Schnitzel. Dies geschieht einerseits durch eine Durchlüftung und andererseits durch die beim Gärprozess entstehende Wärme.

8.2.2 Materialeinsatz und Baubedarf

Die Lagerung des Stückholzes erfolgt ein Jahr lang im Wald entlang der Waldstrassen. Ein spezieller Verbrauch an Material findet nicht statt und bauliche Massnahmen sind nicht nötig.

Für die Lagerung der Sägereiholzschnitzel wird ein Silo verwendet. Da während des Sommers kein Holz verbrannt wird, sollte der Silo die gesamten Holzabfälle des Sommers aufnehmen können. Es wird angenommen, dass ein typischer Silo 15 m hoch ist, im Durchmesser 10 m misst und zu zwei Drittel mit Holzschnitzeln gefüllt werden kann. Der Silo wird während des Jahres zweimal gefüllt und hat eine Lebensdauer von 50 Jahren. In diesem Silo können jährlich 1'400 Sm Hackschnitzel gelagert werden. Als Baumaterial wird Beton verwendet. Die Wandstärke des Silos beträgt 20 cm und damit das Volumen an Beton 91 m³. Über die gesamte Lebensdauer gerechnet ergibt dies einen Materialverbrauch von 16.9 kg Beton pro Tonne Holz. Darin enthalten sind jedoch rund 1 % Armierungseisen, d.h. 0.17 kg Stahl pro Tonne Holz. Nach Ablauf der Lebensdauer wird der Beton und die Armierungseisen in einer Inertstoffdeponie gelagert.

Der Beton wird lediglich mit einem LKW (20 km) transportiert. Der Stahl wird mit der Bahn (600 km) und mit einem (LKW) 50 km transportiert.

8.2.3 Emissionen in die Luft

Die direkten Emissionen in die Luft stammen lediglich aus den ohne technischen Aufwand stattfindenden Trocknungs- und Gärungsprozessen. Hauptprodukt ist, neben dem Wasser, das bei der Gärung anfallende CO₂. Daneben enthält Holz aber eine Vielzahl von organischen Verbindungen, die einerseits natürliche Stoffwechselprodukte und Bestandteile des Baumes sind und andererseits beim Gärprozess entstehen. Ob und in welchem Ausmass diese Verbindungen beim Trocknen des Holzes ebenfalls in die Luft abgegeben werden, konnte nicht ermittelt werden. Ein Holzschnitzelproduzent äusserte jedoch den Verdacht, dass der mit der Trocknung der Holzschnitzel verbundene Gewinn an Energie durch den Verlust an organischen Verbindungen, die einen weit höheren Heizwert als Holz aufweisen, wieder verloren gehen könnte <Kym 1993>. Auch wird in <AfU St.Gallen 1985> darauf hingewiesen, dass die Gärung mit einem Abbau von Holzsubstanz und damit mit einem Verlust an Energie verbunden ist. Eine Quantifizierung der mit der Trocknung verbundenen Emissionen wurde jedoch nicht durchgeführt. Aus diesem Grunde können keine Angaben dazu gemacht werden.

8.2.4 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf des Silos in der Sägerei beträgt 0.06 m²a/Sm.

8.2.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Aufwendungen für den Bau des Silos werden nicht aufgeführt. Weiter fehlen Angaben über die bei der Trocknung und Gärung des Holzes anfallenden Emissionen in die Luft. Dabei handelt es sich um Kohlenwasserstoffe und CO₂. Ob diese Emissionen vernachlässigt werden können, muss noch abgeklärt werden. Gegebenenfalls müssen die Emissionen noch zusätzlich bilanziert werden.

Die Daten dieses Prozessschrittes werden aufgrund eigener Annahmen abgeschätzt. Unsicherheiten bestehen vor allem bei der Grösse des Silos und damit beim Bedarf an Beton und Armierungseisen.

8.3 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Daten der Prozessschritte «Spalten bzw. Hacken» und «Lagern und Trocknen im Wald/Silo» werden zu den Modulen «Stückholz frei Lager», «Holzschnitzel Buche frei Lager», «Holzschnitzel Fichte frei Lager» und «Holzschnitzel Sägerei frei Lager» zusammengefasst. Die zusätzliche Infrastruktur in der Sägerei wird im Modul «Infra Sägerei frei Lager» aufgeführt.

		Stückholz frei Lager [t]	Holzschnitzel Buche frei Lager [t]	Holzschnitzel Fichte frei Lager [t]	Holzschnitzel Sägerei frei Lager [t]
INPUT					
Basismaterialien:					
Stahl niedriglegiert	kg				0.00455
Allg. Dienstleistungen:					
Diesel in Baumaschine	TJ	7.36 E-5			
Diesel in Grosshacker	TJ		0.000250	0.000355	
Transporte:					
Transport LKW 40 t	tkm				0.000323
Transport Schiene	tkm				0.00312
Energieträger:					
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro ¹⁾	t				1.91 E-6
Erdgas in Industrief. >100kW	TJ				7.96 E-8
Strom Niederspannung UCPT	TJ				2.63 E-8
Strom Niederspannung CH	TJ				0.000160
Holz:					
1 m-Rugel frei Waldstrasse	t	1			
Schwachholz Buche frei Waldstrasse	t		1		
Schwachholz Fichte frei Waldstrasse	t			1	
Holz im Wald	t				1
Infra Sägerei frei Lager	Stk				1
OUTPUT					
Abfälle:					
Abfälle in SAVA	kg				0.00191
Emissionen in Luft:					
Abwärme in Luft p	TJ				0.000160

Tab. IX.8.1: Stoff- und Energiebilanz für die Aufbereitung des Holzes zu Brennholz an der Waldstrasse, respektive in der Sägerei. ¹⁾ eigentlich Schmieröl.

Infra Sägerei frei Lager		[Stk/t]
INPUT		
Ressourcen:		
Fläche III-IV	m ² a	0.355
Basismaterialien:		
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	16.8
Stahl unlegiert	kg	0.317
Transporte:		
Transport LKW 28 t	tkm	0.339
Transport LKW 40 t	tkm	0.00740
Transport Schiene	tkm	0.190
Energieträger:		
Erdgas in Industrief. >100kW	TJ	1.85 E-6
Strom Niederspannung UCPTE	TJ	6.11 E-7
OUTPUT		
Abfälle:		
Beton in Inertstoffdeponie	t	16.8
Stahl in Inertstoffdeponie	t	0.168
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	TJ	6.11 E-7

Tab. IX.8.2: Infrastruktur des Grosshackers pro Tonne Sägereiholzchnitzel.

9 Holz in Feuerung

9.1 Prozessschritt Transport zum Verbraucher

9.1.1 Übersicht

Der Stückholztransport zum Verbraucher erfolgt mit dem gleichen Traktor/Anhänger-Gespann, wie es im Wald zum Rücken verwendet wurde. Die durchschnittliche Transportdistanz beträgt 5 km <BUWAL 1990>. Die Waldholzschnitzel werden mit Wechselcontainern auf LKW zu den Verbrauchern transportiert und direkt in das Silo entleert. Als durchschnittliche Transportdistanz gelten 15 km. Für die Sägereiholzschnitzel wird ebenfalls ein LKW-Transport über eine mittlere Distanz von 15 km angenommen

9.1.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

Angaben zum Traktor-Anhänger-Gespann finden sich in Kap. IX.8.2. Bei einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 15 km/h und 50 % Auslastung ist der Traktor 0.22 h pro Ster Holz in Betrieb.

Der Transport der Waldholzschnitzel erfolgt in Stahlcontainern die 32 Sm fassen, 2.5 t schwer und aus Stahlblech gefertigt sind. Die Container werden 15 mal pro Jahr gefüllt und haben eine Lebensdauer von 15 Jahren. Es gibt auch Container, die mit einem Motor ausgerüstet sind und pneumatisch entleert werden können. 96 % aller Lieferungen werden jedoch mit normalen Containern durchgeführt <Kym 1993>. Für die Herstellung der Container wird ein Energieeinsatz von 2.5 MJ/kg Primärenergie in der Form von Strom und Erdgas veranschlagt. Dies entspricht 10 % der Energiemenge, welche sonst bei der Herstellung von Maschinen eingesetzt wurde. Diese Annahme soll der einfachen Herstellung von Stahlcontainern Rechnung tragen.

Für den Transport der Sägereiholzschnitzel werden die gleichen Bedingungen angenommen, wie sie für die Waldholzschnitzel gelten.

Für den gesamten Stahlbedarf wird angenommen, dass er mit der Eisenbahn (600 km) und mit einem LKW (50 km) transportiert wird. Nach Ablauf der Lebensdauer der Container wird der Stahl recycelt.

9.1.3 Emissionen in die Luft

Die Emissionen die durch den Transport entstehen ergeben sich aus der Verknüpfung mit den Modulen «Diesel in Baumaschine», «Transport LKW 28 t» und «Transport Schiene».

9.1.4 Zusammenstellung der Daten

Um die Module «Holz in Feuerung» transparent zu gestalten, wird die Zwischenbilanz des Prozessschrittes «Transport zum Verbraucher» an dieser Stelle aufgeführt.

Brennholz frei Verbraucher [t]		Stückholz	Wald-HS Buche	Wald-HS Fichte	Sägerei-HS
INPUT					
Basismaterialien:					
Gummi EPDM	kg	0.0147			
Allg. Dienstleistungen:					
Diesel in Baumaschine	TJ	8.6 E-5			
Transporte:					
Transport LKW 28 t	tkm		22.5	22.5	21
Holz:					
Stückholz frei Lager	t	1			
Holzschnitzel Buche frei Lager	t		1		
Holzschnitzel Fichte frei Lager	t			1	
Holzschnitzel Sägerei frei Lager	t				1

Tab. IX.9.1: Stoff- und Energiebilanz des Holztransportes zum Verbraucher.

Infra Brennholz frei Verbraucher [Stk/t] ¹⁾		Stückholz	Wald-HS Buche	Wald-HS Fichte	Sägerei-HS
INPUT					
Basismaterialien:					
Holzbaustoff	kg	0.00394			
Stahl unlegiert	kg	0.0126	1.45	2.06	2.06
Transporte:					
Transport LKW 28 t	tkm	0.000631	0.0726	0.103	0.103
Transport Schiene	tkm	0.00757	0.871	1.23	1.23
Energieträger:					
Erdgas in Industrief. >100 kW	TJ	1.26 E-7	1.81 E-6	2.57 E-6	2.57 E-6
Strom Niederspannung UCPTE	TJ	4.16 E-8	5.99 E-7	8.48 E-7	8.48 E-7
OUTPUT					
Abfälle:					
Holz in KVA	kg	0.00394			
Emissionen in Luft:					
Abwärme in Luft	TJ	4.16 E-8	5.99 E-7	8.48 E-7	8.48 E-7

Tab. IX.9.2: Bilanz der Infrastruktur für den Transport des Brennholzes zum Verbraucher mit Traktor/Anhängergespann, bzw. Stahlcontainer. ¹⁾ dieses Hilfsmodul existiert nicht in Ecoinvent sondern dient der Transparenz. Die Daten erscheinen in den Modulen «Infra Feuerung ...».

9.1.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Bei den Daten handelt es sich um Erfahrungswerte eines Holzschnitzelproduzenten und um Angaben aus der Literatur. Der Holzschnitzelproduzent ist in diesem Fall auch Hersteller der Container und konnte diese Daten liefern. Die Distanzen für den Transport beruhen auf eigenen Schätzungen. Dabei wird vernachlässigt, dass Kleinverbraucher ihr Holz mit dem PKW oder einem Lieferwagen an den Verbrauchsort transportieren. Eine weitere Annahme betrifft die Bilanzierung des Traktors als Baumaschine. Die Verbrennungsemissionen können so gut erfasst werden. Bei den Aufwendungen für das Material kann es aber zu Abweichungen kommen. Die Daten in diesem Prozessschritt beruhen auf Erfahrungswerten und weisen deshalb nur einen geringen Schwankungsbereich auf.

9.2 Prozessschritt Lagern und Trocknen beim Verbraucher

9.2.1 Übersicht

Das aus dem Wald angelieferte Stückholz ist weder von der Feuchtigkeit noch von der Form und Grösse zur direkten Verbrennung geeignet. Die 1 m langen Spalten werden mit Hilfe einer elektrischen Säge und einer elektrischen Spaltmaschinen zu Holzscheitern verarbeitet und nachher zu Beigen aufgeschichtet. Anschliessend werden sie nochmals ein Jahr lang gelagert. Die Holzfeuchte des brauchbaren Stückholzes beträgt 20 %.

Die aus den beiden Schnitzel-Ketten angelieferten Holzschnitzel werden in einem Silo, das den Bedarf von zwei bis vier Wochen fasst, gelagert. Das Silo befindet sich unter der Erde, so dass das Beschicken durch Kippen des Containers auf der Lastbrücke des LKW erfolgen kann. Die Grösse des Silos hängt von der Leistung der zu versorgenden Feuerung ab. Bei Kleinschnitzelfeuerungen bis 70 kW genügt ein maximal 10 m³ grosses Stahlblechsilo, das bei Einhaltung gewisser Sicherheitsvorschriften im selben Raum wie die Feuerung stehen darf. Für grössere Feuerungen wird neben oder über dem Heizraum ein Silo aus Beton erstellt, dessen Dimensionen sich am Holzverbrauch der Feuerung orientiert. Die Silos müssen belüftbar sein, da durch Gärprozesse CO₂ entsteht. Die bei der Gärung entstehende Wärme führt auch zu einer weiteren Trocknung der Schnitzel.

9.2.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

Über die bei der Stückholzkette eingesetzte Säge- und Spaltmaschinen sind keine detaillierten Angaben vorhanden. Aus <BUWAL 1990> geht jedoch hervor, dass pro Ster Stückholz 8.5 MJ elektrische Energie verbraucht und 3.1 g Stahl eingesetzt werden muss. Ein spezieller Bauaufwand für die Lagerung des Stückholzes ist nicht erforderlich. Für die Herstellung der Spaltmaschine wird 25 MJ/kg Primärenergie in der Form von Strom und Erdgas verbraucht. Der Stahl wird mit der Bahn

(600 km) und mit einem LKW (50 km) zum Hersteller und von dort mit einem Lieferwagen (50 km) zum Endverbraucher transportiert. Der Stahl wird nach Ablauf der Lebensdauer der Maschine recycelt.

Die in dieser Arbeit betrachteten Feuerungen lassen die Verwendung eines einfachen 10 m³ grossen Stahlblechbehälters als Silo nicht zu, da er den Bedarf an Holzschnitzeln für zwei Wochen in der kältesten Jahreszeit nicht fassen kann. Für alle Schnitzelfeuerungen kommen deshalb betoniert Silos mit einer Wandstärke von 20 cm zum Zug. Nach <BfK 1987> sollte das Minimalvolumen eines Schnitzelsilos für eine 300kW-Feuerung zwischen 110 m³ (Buche) und 150 m³ (Fichte) liegen. Dementsprechend werden für die 50kW-Feuerung Silos mit einem Volumen von 20 m³ bzw. 30 m³ angenommen. Wird berücksichtigt, dass die maximale Breite einer Schubodeneinheit 2 m beträgt und dass das Verhältnis zwischen Höhe zu Breite 1.5 nicht überschreiten sollte (Brückenbildung), so ergeben sich folgende Masse für die Silos (Tab. IX.9.3). Die Lebensdauer der Silos wird mit 50 Jahren veranschlagt.

Holzart	Volumen [m ³]	Länge [m]	Breite [m]	Höhe [m]	Fläche [m ²]	Beton [t]
50kW Buche	20	4	2	2.5	8	23.5
50kW Fichte	30	5	2	3	10	31
300kW Buche	108	9	4	3	36	72
300kW Fichte	156	13	4	3	52	98

Tab. IX.9.3: Abmessungen der Silos und Verbrauch an Beton.

9.2.3 Emissionen in die Luft

Die direkten Emissionen in die Luft stammen lediglich aus den ohne technischen Aufwand stattfindenden Trocknungs- und Gärungsprozessen. Hauptprodukt ist, neben dem Wasser, das bei der Gärung anfallende CO₂. Daneben kommt aber auch eine Vielzahl von leichtflüchtigen Kohlenwasserstoffen vor, die bei der Trocknung des Holzes verdampfen. Eine Quantifizierung der Emissionen ist beim momentanen Kenntnisstand nicht möglich.

9.2.4 Flächenbeanspruchung

Die Flächenbeanspruchung durch das Stückholz ist dieselbe wie bei der Lagerung im Wald. Bei den Schnitzelsilos ergibt sich die Flächenbeanspruchung durch die effektive Silofläche und die darin jährlich gelagerte Holzmenge.

9.2.5 Zusammenstellung der Daten

Die Daten des Prozessschrittes «Lagern und Trocknen beim Verbraucher» fließen in die Module «Stückholz in Feuerung», bzw. «Holzschnitzel (...) in Feuerung» ein. Die Daten werden hier im Sinne eines Hilfsmodules, das nicht in Ecoinvent erscheint, zusammengestellt.

Brennholz vor Feuerung [t] ¹⁾	Stückholz	Wald-HS Buche		Wald-HS Fichte		Sägerei-HS	
		50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW
INPUT							
Energieträger:							
Strom Niederspannung CH	TJ	2.03 E-5					
Holz:							
Brennholz frei Verbraucher ¹⁾	t	1	1	1	1	1	1
OUTPUT							
Emissionen in Luft:							
Abwärme in Luft	TJ	2.03 E-5					

Tab. IX.9.4: Stoff- und Energiebilanz der Trocknung und Lagerung beim Verbraucher. ¹⁾ Hilfsmodule (nicht in Ecoinvent)

Infra Brennholz vor Feuerung [Stk/t] ¹⁾	Stückholz	Wald-HS Buche		Wald-HS Fichte		Sägerei-HS		
		50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	
INPUT								
Ressourcen:								
Fläche III-IV	m ² a	0.735	0.245	0.220	0.318	0.318	0.318	0.318
Basismaterialien:								
Beton	kg		14.8	8.72	19.5	11.9	19.5	11.9
Stahl unlegiert	kg	0.00741	0.148	0.082	0.195	0.119	0.195	0.119
Transporte:								
Transport Lieferwagen <3.5 t	tkm	0.000370						
Transport LKW 28 t	tkm		0.303	0.179	0.400	0.243	0.400	0.243
Transport LKW 40 t	tkm	0.000370						
Transport Schiene	tkm	0.00445	0.0889	0.0523	0.117	0.0712	0.117	0.0712
Energieträger:								
Erdgas in Industrief. >100 kW	TJ	9.26 E-08						
Strom Niederspannung UCPT	TJ	3.06 E-08						
OUTPUT								
Abfälle:								
Beton in Inertstoffdeponie	kg		14.8	8.72	19.5	11.9	19.5	11.9
Stahl in Inertstoffdeponie	kg		0.148	0.082	0.195	0.119	0.195	0.119
Emissionen in Luft:								
Abwärme in Luft	TJ	3.06 E-08						

Tab. IX.9.5: Materialbilanz der Infrastruktur zum Lagern einer Tonne Brennholz.¹⁾ Hilfsmodule (nicht in Ecoinvent)

9.2.6 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

In diesem Prozessschritt sind die Aufwendungen für den Bau des Silos nicht aufgeführt. Weiter fehlen Angaben über die bei der Trocknung und Gärung des Holzes anfallenden Emissionen in die Luft. Dabei handelt es sich um Kohlenwasserstoffe und CO₂. Ob diese Emissionen vernachlässigt werden können, muss noch abgeklärt werden. Gegebenenfalls müssen die Emissionen noch zusätzlich bilanziert werden.

Für den Betrieb der Spaltmaschinen bei der Stückholzproduktion werden Daten aus der Literatur übernommen. Diese sind jedoch nicht sehr detailliert und müssen als Schätzung verstanden werden. Die Angaben zur Grösse der Silos und damit zum Verbrauch an Beton und Armierungseisen werden aufgrund eigener Annahmen abgeschätzt.

Die Unsicherheit der Daten beruht hauptsächlich auf den getroffenen Annahmen. Der Schwankungsbereich sollte jedoch eher gering sein.

9.3 Prozessschritt Feuerung

9.3.1 Übersicht

Das Emissionsverhalten einer Feuerungsanlage hängt einerseits von der Verbrennungsqualität und andererseits vom Wirkungsgrad ab. <Nussbaumer 1989> hat sich intensiv mit dem Ablauf der Holzverbrennung und mit den Faktoren, welche die Verbrennungsqualität beeinflussen, auseinandergesetzt. Danach läuft die Verbrennung in verschiedenen Teilprozessen ab. In einem ersten Schritt wird das Holz getrocknet und Wasserdampf entweicht. In einem Temperaturbereich zwischen 150 °C und 600 °C und unter Zufuhr von Primärluft beginnt sich das Holz zu zersetzen (Pyrolyse) und es werden Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂) und verschiedene Kohlenwasserstoffe (HC) freigesetzt. Rund 85 % der trockenen Holzmasse werden so zu Gasen umgesetzt. Die restlichen 15 % bleiben als Kohlenstoff (Holzkohle) vorerst einmal im Glutbett zurück. In einer nächsten Phase verbrennen die Pyrolysegase (Oxidation) und die Temperatur steigt auf 1100 °C bis 1200 °C. In einer letzten Phase verbrennt dann auch noch die Holzkohle. Diese Phasen sind zeitlich nicht scharf getrennt und überschneiden sich immer. Bei einer automatischen Schnitzelfeuerung können auch alle Phasen gleichzeitig stattfinden.

Die bei der Verbrennung entstehenden Emissionen können in vollständig und unvollständig oxidierte Verbindungen unterteilt werden. Zu den Emissionen einer vollständigen Verbrennung gehören Kohlendioxid (CO₂), Stickoxide (NO_x) und Aschepartikel. Diese Emissionen sind nicht vermeidbar. Im Gegensatz zur Verbrennung von Treibstoff in Motoren wird das bei der Holzverbrennung entstehende

NO_x nicht aus dem Luftstickstoff gebildet, sondern aus den im Holz vorhandenen organischen Stickstoffverbindungen <Nussbaumer 1989>. Eine Reduktion der Stickoxide ist deshalb nur mit nachgeschalteten Katalysatoren oder durch das Einspritzen von reduzierenden Verbindungen in den Brennraum möglich <Nussbaumer 1992>. Die Aschepartikelemissionen können durch einen minimalen Luftstrom durch das Glutbett und durch die Verwendung von Multizyklonfiltern minimiert werden.

Als Resultat einer unvollständigen Verbrennung entstehen zusätzlich zu den oben genannten Emissionen Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe und unverbrannte Partikel. Da im Kohlenmonoxid noch chemisch Energie gespeichert ist, sinkt durch eine unvollständige Verbrennung auch die Energieausbeute.

Um eine möglichst vollständige Verbrennung zu garantieren, müssen bei der Konstruktion der Feuerung drei Faktoren berücksichtigt werden:

- Die Verbrennungstemperatur muss ausreichend hoch sein: mindestens 800-850 °C.
- Die Verbrennungsgase und die zugeführte Verbrennungsluft müssen möglichst optimal durchmischt werden.
- Die Aufenthaltszeit der Gase in der Brennkammer muss genügend lang sein.

Zusätzlich sollte der Luftüberschuss λ möglichst klein sein, damit einerseits hohe Temperaturen erreicht werden und andererseits der Wirkungsgrad steigt. Durch eine Auftrennung der Verbrennungsluft in Primärluft (Pyrolyse) und Sekundärluft (Oxidation), durch eine möglichst homogene Vermischung der Sekundärluft mit den brennbaren Gasen und durch eine richtig dimensionierte und ungekühlte Nachbrennkammer kann dies erreicht werden. Zusätzlich sollte durch eine Regelungstechnik sichergestellt werden, dass die Feuerung auch bei wechselnden Bedingungen (Holzfeuchtigkeit, Wärmebedarf oder unterschiedliche Verbrennungsphasen) im optimalen Betriebspunkt mit minimalen Emissionen betrieben wird. Dies kann z. B. durch die Verwendung einer CO(λ)-Regelung erreicht werden <Nussbaumer 1989>, <Good 1992>.

Die in dieser Arbeit verwendeten Daten gelten für moderne Holzfeuerungen, wie sie heute im Handel erhältlich sind. Bei der Konstruktion dieser Feuerungen sind die oben genannten Forderungen an eine vollständige Verbrennung miteinbezogen worden. Auf eine aufwendige Regeltechnik wie die CO(λ)-Regelung und auf eine nachgeschaltete stickoxid- oder kohlenwasserstoffminimierende Technologie ist aber verzichtet worden.

Da die meisten Emissionsmessungen im Vollastbetrieb der Feuerung stattfinden, muss der Einfluss der anderen Verbrennungsphasen auf die Gesamtemissionen abgeschätzt werden. In <BUWAL 1990> wurden Korrekturfaktoren zur Berechnung der Emissionen angegeben (Tab. IX.9.6). Diese groben Schätzungen wurden für moderne Feuerungen gewählt und können auch heute noch verwendet werden <Nussbaumer 1994>. Der Korrekturfaktor für die VOC-Emissionen wird in in dieser Studie auf alle Kohlenwasserstoffe angewendet. Diese Faktoren sind jedoch nur eine Schätzung und vernachlässigen weitere bei der Verbrennung entstehende Verbindungen. Es wäre deshalb sinnvoll, wenn anstatt Emissionsmessungen im Vollastbetrieb ein durchschnittlicher Betriebszyklus mit definierten Bedingungen wie Lastwechsel, An- und Abschaltzyklen, Stillstandphasen usw., durchgeführt würde. Selbst dann wären aber die tatsächlichen Emissionen noch nicht bekannt, da von einer sachgerechten Bedienung der Feuerung ausgegangen wird. Zusätzlich führt eine Überdimensionierung bei der Planung und eine unsachgemässe Bedienung im Betrieb zu einem verminderten Jahresnutzungsgrad.

	CO ₂	CO	NO _x	VOC	Partikel
Stückholzkessel 30 kW	1	1.5	1	1.5	1.5
Stückholzkessel 100 kW	1	1.2	1	1.2	1.2
Holzsnitzelfeuerung 50 kW	1	1.2	1	1.2	1.2
Holzsnitzelfeuerung 300 kW	1	1.2	1	1.2	1.2

Tab. IX.9.6: Korrekturfaktoren für Emissionen zur Berücksichtigung der Anfahr- und Abbrandphase. Werte für dieses Projekt nach <BUWAL 1990>.

	η_a Ist	η_a Zukunft	Dieses Projekt
Stückholz, manuell, <70 kW	40 % - 60 %	55 % - 70 %	55 %
Stückholz, manuell >70 kW	50 % - 65 %	65 % - 80 %	65 %
Holzchnitzel, automatisch, <70 kW	50 % - 65 %	65 % - 80 %	65 %
Holzchnitzel, automatisch, >70 kW	65 % - 85 %	80 % - 90 %	75 %

Tab. IX.9.7: Jahresnutzungsgrad verschiedener Holzfeuerungen nach <BUWAL 1990>, <BfK 1988>, <VfH>.

9.3.2 Materialeinsatz und Bauaufwand

Datengrundlagen

Der Heizkessel von Stückholz- und Schnitzelfeuerungen besteht aus einem Stahlmantel, einem mit Beton oder Schamotte ausgekleideten Brennraum und Isolationen zur Wärmedämmung. Moderne Kessel sind mit einem oder zwei Ventilatoren ausgestattet, welche die Zuluft- und Abgasmenge regulieren. Sie verfügen zudem über Wasserpumpen und die entsprechende Regelungstechnik, um den Wassertransport im Heizkreislauf zu steuern.

Stückholzfeuerungen verfügen über eine schlechtere Regelungsmöglichkeit als Schnitzelfeuerungen und werden deshalb meist bei Vollast betrieben. Um die dabei freiwerdende Wärme sinnvoll nutzen zu können, muss ein Wärmespeicher eingesetzt werden. Dieser besteht aus einem Stahlmantel und einer zusätzlichen Isolation. Die automatisch beschickten Schnitzelfeuerungen werden über eine elektrisch betriebene Förderschnecke mit Holzchnitzeln versorgt. Als durchschnittliche Länge der Förderschnecke wird 5 lm angenommen. Die Lebensdauer der Anlagen beträgt 20 Jahre. Die Materialien für Kessel und Speicher sind in Tab. IX.9.8 zusammengestellt.

	Stahl [kg]	Brennkammer [kg]	Isolation [kg]	Quelle
Stückholzkessel				
20-50 kW	850	40 B	3 G	1
35 kW	475	72 B	6 ST	2
50 kW	592	89 B	7 ST	2
60-100 kW	1'600	80 B	7 G	1
Dieses Projekt:				
Stückholzkessel 30 kW	660	55 B	4.5 ST	
Stückholzkessel 100 kW	1'100	85 B	7 ST	
Schnitzelfeuerung				
45 kW	609	70 S	21 ST	2
50 kW	575	175 B	2 G	1
300 kW	2'250	1'350 B	12 G	1
Dieses Projekt:				
Schnitzelfeuerung 50 kW	590	120 B	10 ST	
Schnitzelfeuerung 300 kW	2'250	1'350 B	20 ST	
Dieses Projekt:				
Schnitzelfeuerung Schneckenförderung	6 [kg/lm]			2
Dieses Projekt:				
Wärmespeicher	330		36.5 P	2
30 kW Stückholz: 1'800 l Inhalt				
100 kW Stückholz: 3'000 l Inhalt	490		48 P	2

Tab. IX.9.8: Materialverbrauch von Holzfeuerungen, Förderungsanlagen und Wärmespeichern. B: Beton, S: Schamotte, G: Glaswolle, ST: Steinwolle, P: Polyurethan. Quellen: 1: <Schmid 1993>, 2: <Tiba 1993>

Neben dem Heizkessel wird für die Feuerungsanlage auch noch ein Kamin und ein Wärmeverteilungssystem im Gebäude benötigt. Die Angaben dazu wurden aus Teil IV Erdöl übernommen und den Leistungswerten der hier behandelten Feuerungen angepasst. Der Kamin ist aus dreischaligen Kaminbausteinen aufgebaut. Diese bestehen aus einem Betonschamotterrohr, welches von einer Mineralfaserisolation und von einem Mantel aus Backsteinbruchbeton umgeben ist (Tab. IX.9.9). Als Lebensdauer wird entsprechend der Gebäudelebensdauer 80 Jahre veranschlagt. Die Betonschamotte

und der Backsteinbruchbeton werden als Beton bilanziert. Dieselben Materialmengen finden sich auch als Abfälle auf Inertstoffdeponien wieder. Die Werte aus Tab. IV.11.9 werden linear interpoliert, so dass für die vier Holzfeuerungen untenstehende Materialangaben gemacht werden können.

	Beton [kg]	Mineralwolle [kg]
30 kW-Feuerung	1'120	6
50 kW-Feuerung	1'480	8
100 kW-Feuerung	2'400	12
300 kW-Feuerung	2'920	14

Tab. IX.9.9: Materialaufwendungen für die Kamine der verschiedenen Feuerungen. Als Lebensdauer der Kamine wird 80 Jahre veranschlagt.

Für die Wärmeverteilung in den Gebäuden werden Umwälzpumpen, Ausdehnungsgefäße, Ventile, Mischventile, Regelung und Leitungen benötigt. Der Materialbedarf kann aus den Tabellen IV.11.10 und IV.11.11 übernommen werden, wobei diese Daten entsprechend der Feuerungsleistung noch extrapoliert werden müssen. Es wird angenommen, dass die in Tab. IV.11.11 dargestellten Daten, welche für eine 10 kW-Feuerung gelten, mit folgenden Faktoren korrigiert werden können: 1.1 für eine 30 kW-Feuerung, 1.2 für eine 50 kW-Feuerung, 1.5 für eine 100 kW-Feuerung und 3.4 für eine 300 kW-Feuerung (Tab. IX.9.10). Als Lebensdauer der Anlage wird 20 Jahre angenommen. Alle Materialien werden nach dieser Lebensdauer recycelt, mit Ausnahme des Kunststoffes, der in einer KVA verbrannt wird.

	Stahl unlegiert [kg]	Gusseisen [kg]	Aluminium [kg]	Kupfer ² [kg]	Kunststoffe ³ [kg]
30 kW-Feuerung ¹	95	13	0.18	5.9	1.3
50 kW-Feuerung ¹	100	14	0.2	6.5	1.4
100 kW-Feuerung ¹	130	18	0.25	8.1	1.7
300 kW-Feuerung ¹	290	40	0.57	18.4	3.9

Tab. IX.9.10: Materialaufwendungen für die Wärmeverteilung der verschiedenen Feuerungen. Als Lebensdauer der Anlage wird 20 Jahre veranschlagt. ¹: Auf der Basis der 10 kW-Feuerung aus Tab. IV.11.11 wurde der Materialbedarf mit den Faktoren 1.1 (30 kW), 1.2 (50 kW), 1.5 (100 kW) und 3.4 (300 kW) berechnet. ²: inkl. Messing und Nichteisenmetalle. ³: inkl. Gummi als HD-PE bilanziert.

Für die in diesem Prozessschritt verwendeten Materialien muss folgender Transportaufwand berücksichtigt werden: Stahl, Gusseisen und Kupfer werden über 600 km mit der Bahn und über 50 km mit einem LKW transportiert. Aluminium und Kunststoffe werden über 200 km mit der Bahn und über 50 km mit einem LKW transportiert. Beton wird mit einem LKW über eine Distanz von 20 km transportiert. Mineralwolle wird über eine Distanz von 100 km mit dem LKW transportiert. Weiter wird angenommen, dass für die Auslieferung der fertigen Maschinen zu den Endverbrauchern zusätzlich 50 km mit einem LKW zurückgelegt werden.

Der Energieaufwand zur Herstellung der Feuerung kann mit Angaben aus Tab. IV.11.3 berechnet werden. In dieser Tabelle ist der spezifische Energiebedarf für die Herstellung von Ölkesseln verschiedener Leistung aufgeführt. Es wird angenommen, dass diese Zahlen auch für Holzfeuerungen verwendet werden können. Sie werden noch entsprechend der Feuerungsleistung linear angepasst (Tab. IX.9.11).

	Erdgas in Industrie- feuerung [TJ/Kessel]	Strom Bezug CH [TJ/Kessel]
30 kW-Feuerung	0.0026	0.0015
50 kW-Feuerung	0.0028	0.0017
100 kW-Feuerung	0.0032	0.0022
300 kW-Feuerung	0.0048	0.0041

Tab. IX.9.11: Spezifischer Energiebedarf bei der Kesselherstellung. Linear interpoliert aus Tab. IV.11.3.

Zusammenstellung der Infrastrukturdaten

Infra Feuerung [Stk]		Stückholz		Wald-HS Buche		Wald-HS Fichte		Sägerei-HS	
		30 kW	100 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW
INPUT									
Basismaterialien:									
Aluminium 0% Rec.	kg	0.18	0.25	0.2	0.57	0.2	0.57	0.2	0.57
Beton	kg	335	685	490	2080	490	2080	490	2080
Gusseisen	kg	13	18	14	40	14	40	14	40
Kupfer	kg	5.9	8.1	6.5	18.4	6.5	18.4	6.5	18.4
Mineralwolle	kg	6	10	12	23.5	12	23.5	12	23.5
PE (HD)	kg	1.3	1.7	1.4	3.9	1.4	3.9	1.4	3.9
PUR-Hartschaum	kg	36.5	48						
Stahl unlegiert	kg	1085	1353	720	2570	720	2570	720	2570
Transporte:									
Transport LKW 28 t	tkm	112	133	98	225	98	225	98	225
Transport Schiene	tkm	663	828	445	1578	445	1578	445	1578
Energieträger:									
Erdgas in Industrief. >100 kW	TJ	0.0026	0.0032	0.0028	0.0048	0.0028	0.0048	0.0028	0.0048
Strom Niederspannung CH	TJ	0.0015	0.0022	0.0017	0.0041	0.0017	0.0041	0.0017	0.0041
OUTPUT									
Abfälle:									
Beton in Inertstoffdeponie	kg	335	685	490	2080	490	2080	490	2080
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	6	10	12	23.5	12	23.5	12	23.5
Kunststoffe in KVA	kg	36.5	48						
PE(HD) in KVA	kg	1.3	1.7	1.4	3.9	1.4	3.9	1.4	3.9
Emissionen in Luft:									
Abwärme in Luft p	TJ	0.0015	0.0022	0.0017	0.0041	0.0017	0.0041	0.0017	0.0041

Tab. IX.9.12: Material- und Energieaufwände für Kessel, Kamin und Wärmeverteilung der verschiedenen Feuerungstypen. Alle Werte beziehen sich auf 20 Jahre Lebensdauer.

9.3.3 Hilfsenergieverbrauch

Hilfsenergie wird zum Betrieb der Ventilatoren, der automatischen Schnitzelförderung, der Regeltechnik und der Wasserpumpen benötigt. Dabei wird ausschliesslich elektrischer Strom verbraucht. Für den Betrieb des Kessels und der Regeltechnik muss bei Stückholzfeuerungen zwischen 0.4 % und 0.6 % und bei Schnitzelfeuerungen zwischen 0.5 % und 1 % der Nutzenergie in Form von elektrischem Strom aufgewendet werden. Zusätzlich wird noch Strom für den Betrieb der Wasserpumpen benötigt, was bei Stückholzfeuerungen weitere 1.7 % bis 1.9 % und bei Schnitzelfeuerungen 0.6 % bis 1.3 % ausmacht <Nussbaumer 1989>, <Tiba 1993>. Für dieses Projekt wird für Stückholzfeuerungen ein Hilfsenergieverbrauch von 2.3 % und bei Schnitzelfeuerungen von 1.7 % der Nutzenergie in Form von elektrischem Strom angenommen.

9.3.4 Emissionen in die Luft

Datengrundlagen

Bei der Verbrennung von Holz entstehen eine Vielzahl von organischen und anorganischen, gasförmigen und partikulären Emissionen in die Luft. In den Tabellen IX.9.13 bis IX.9.17 finden sich Emissionsdaten verschiedener Holzfeuerungen. Die aufgeführten Werte stammen ausschliesslich aus der Literatur, wobei Arbeiten aus den Jahren 1988 bis 1993 verwendet werden. Bei den Literaturquellen handelt es sich einerseits um Berichte über von den jeweiligen Autoren selbst durchgeführte Versuche und andererseits um Berichte und Studien, die sich wiederum auf weitere Quellen abstützen. Die berücksichtigten Emissionenswerte können in vier Gruppen unterteilt werden: Die Hauptverbrennungsprodukte CO₂, CO, NO_x, VOC sowie Partikel, organische Verbindungen, Dioxine und anorganische Verbindungen.

CO₂, CO, NO_x und Partikel

Für die Hauptverbrennungsprodukte CO₂, CO, NO_x, VOC und Partikel liegen genügend Daten vor,

so dass eine gute Übersicht über die Emissionen von Stückholz- und Holzschnitzelfeuerungen verschiedener Leistungsklassen gegeben werden kann (Tab. IX.9.13 und IX.9.14). Dabei fällt auf, dass die gemessenen Werte über mehrere Größenordnungen hinweg schwanken. Der Grund dafür liegt in den verschiedenen Feuerungskonstruktionen, in den unterschiedlichen Betriebsbedingungen, wie Luftüberschuss, Stückigkeit des Brennholzes, Holzfeuchte, etc. und in der Berücksichtigung der verschiedenen Verbrennungsphasen. Für jede der in dieser Studie berücksichtigten Feuerungen werden separate Emissionswerte aus den entsprechenden Daten ermittelt. Bei den Stückholzfeuerungen werden aus den Daten für 20-30 kW- und 30 kW-Feuerungen eine 30 kW-Feuerung und aus den >70 kW- und 116 kW-Feuerungen eine 100 kW-Feuerung berechnet. Bei den Holzschnitzelfeuerungen werden aus den Daten der 46 kW-, 55 kW- und 56 kW-Feuerung eine 50 kW-Feuerung und aus den Daten der 250 kW-, 350 kW- und 400 kW-Feuerung eine 300 kW-Feuerung berechnet.

Stückholzfeuerungen			[mg/Nm ³]					
Leistung	Typ	Beschickung	CO ₂	CO	NO _x	VOC inkl. CH ₄	Partikel	Quelle
20-30 kW	U	m		170-5'110	90-230	2-415	9-65	A
Ø	U	m		1'600	170	230	40	A
30 kW	U	m		1'950	90	230	200	B
46 kW	O	m		7'200	60	800	480	B
50 kW	U	a		92-2'960	28-78	6-184	19-304	C
Ø	U	a		1'150	52	72	94	C
20-70 kW	K.A.	K.A.		900	150	60	40	D
>70 kW	K.A.	a		390	150	3	80	D
116 kW	V	a		1'360	120	370	120	A
30 kW			149'350					
100 kW			150'900					E
Dieses Projekt:								
Leistung	Typ	Beschickung	CO ₂	CO	NO _x	VOC inkl. CH ₄	Partikel	
30 kW¹	U	m	149'350	1'780	130	230	120	
100 kW²	U	m	150'900	880	135	190	100	

Tab. IX.9.13: Emissionsfaktoren von Stückholzfeuerungen in unterschiedlichen Leistungsbereichen. ¹ Mittelwert der 20-30 kW- und der 30 kW-Feuerung. ² Mittelwert der 70 kW- und der 116 kW-Feuerung. Alle Angaben sind auf 13 % O₂ bezogen. U: Unterer Abbrand, O: Oberer Abbrand, V: Vorofenfeuerung, m: manuelle Beschickung, a: automatische Beschickung. A: <Nussbaumer 1988>, B: <Marutzky 1991>, C: <Braun et al. 1991> D: <BUWAL 1990>, E: Eigene Berechnung aus dem C-Gehalt des Holzes (abzüglich C in CO und VOC).

Holzschnitzelf Feuerungen			[mg/Nm ³]					
Leistung	Typ	Beschickung	CO ₂	CO	NO _x	VOC inkl. CH ₄	Partikel	Quelle
46 kW	U	a		321-4'651	114-221	11-156	19-192	A
Ø	U	a		2700	150	65	100	A
55 kW	U	m		550	90	60	250	B
56 kW	V	a		498-3'539	78-367	5-216	14-162	A
Ø	V	a		1'550	225	50	90	A
70 kW	V	a		170	170	30	K.A.	B
>70 kW	K.A.	a		390	150	3	80	C
250 kW	U	a		290-1'480	150-180	3-30	60-75	D
Ø	U	a		830	170	25	70	D
350 kW	V	a		1'310	360	14	230	E
400 kW	U	a		30-1'250	120-180	2-6	75-200	D
Ø	O	a		250	150	2	140	D
600 kW	R	a		1'200	180	75	140	D
>1'000 kW	W	a		260	110	50	15	F
1'500 kW	S	a		6'208-22'667	137-208	1.6-75	80-243	A
Ø	S	a		11'497	160	37	160	A
K.A.	K.A.	K.A.				128		G
50 kW			150'700					
300 kW			151'500					H
Dieses Projekt:								
Leistung	Typ	Beschickung	CO ₂	CO	NO _x	VOC inkl. CH ₄	Partikel	
50 kW¹	U	a	150'700	1'240	160	50	150	
300 kW²	U	a	151'500	800	160	13	150	

Tab. IX.9.14: Emissionsfaktoren von Holzschnitzelf Feuerungen in unterschiedlichen Leistungsbereichen. ¹ Mittelwert der 46 kW-, der 55 kW- und der 56 kW-Feuerung. ² Mittelwert der 250 kW-, der 350 kW- und der 400 kW-Feuerung. Alle Angaben sind auf 13 % O₂ bezogen. U: Unterer Abbrand, O: Oberer Abbrand, S: Stokkerfeuerung, V: Vorofenfeuerung, R: Rostfeuerung, W: Wirbelschichtfeuerung, m: manuelle Beschickung, a: automatische Beschickung. A: <Braun et al. 1988>, B: <Marutzky 1991>, C: <BUWAL 1990>, D: <Nussbaumer 1988>, E: <Bludau et al. 1992>, F: <Fritsche et al. 1992>, G: <ECE 1992>, H: Eigene Berechnung aus dem C-Gehalt des Holzes (abzüglich C in CO und VOC).

Organische Verbindungen

Die organischen Emissionen werden nach einzelnen Verbindungen oder Gruppen von Verbindungen aufgegliedert. Grundlage dafür bilden Emissionsprofile für organische Verbindungen, die auf Messungen verschiedener Autoren aus den 80er-Jahren beruhen <ECE 1992> (Tab. IX.9.15). Mit diesen Emissionsprofilen können die totalen VOC-Emissionen aus den Tab. IX.9.13 und IX.9.14 auf einzelne Verbindungen oder Gruppen umgerechnet werden. Die Emissionen von Benzo(a)pyren werden aus <Braun et al. 1988> durch Bildung des Medians der dort aufgeführten Messwerte berechnet. Tabelle IX.9.16 enthält die Daten zweier detaillierter Messungen von PCDD und PCDF. Für diese Studie werden die Daten von <Hasler et al. 1993> übernommen.

	Dieses Projekt Hausfeuerungen [%]	Dieses Projekt Grossfeuerungen [%]	50 kW Stückholz U, m [mg/Nm ³]	46 kW Schnitzel U, a [mg/Nm ³]
Methan	40	37.5	9-112	0.4-1'800
Alkane	9	9	K.A.	K.A.
Alkene	29	31	K.A.	K.A.
Benzol	9	9	0.56-3.46	0.045-98.9
Toluol	3	3	0.07-0.92	0.03-16.99
Ethylbenzol	0.3	0.3	n.n.-0.04	n.n.-0.27
o-Xylol	0.9	0.9	n.n.-0.05	n.n.-0.107
m,p-Xylol	0.3	0.3	n.n.-0.04	n.n.-1.07
Benzo(a)pyren	K.A.	K.A.	0.00003-0.0004	0.00006-0.36
Ø Benzo(a)pyren	K.A.	K.A.	0.0002	0.00081
Formaldehyd	1.2	1.3	0.01-9.91	0.02-0.78
Acetaldehyd	0.6	0.6	0.03-6.58	0.06-1.3
Sonstige Verbindungen	6.7	7.1	K.A.	K.A.
Total VOC [%]	100	100		
Total VOC [mg/Nm ³]	1'280	128	6-184	11-156
Quelle	A	A	B	C

Tab. IX.9.15: Emissionsprofile und Emissionsfaktoren organischer Verbindungen für Holzfeuerungen. Alle Angaben sind auf 13 % O₂ bezogen. U: Unterschubfeuerung, V: Vorofenfeuerung, a: automatisch beschickt, m: manuell beschickt. A: <ECE 1992>, B: <Braun et al. 1991>, C: <Braun et al. 1988>.

Verbrennungsqualität	Äquivalenz- faktor (TE)	Stückholz	Stückholz	Stückholz	Stückholz	Schnitzel
		50 kW Kiefer U, m Schlecht [ng/Nm ³]	50 kW Kiefer U, m Gut [ng/Nm ³]	50 kW Pappel U, m Gut [ng/Nm ³]	35 kW Buche U, m Verschieden [ng/Nm ³]	110-150 kW Waldholz U, R, a Verschieden [ng/Nm ³]
Dioxine						
2,3,7,8-TCDD	1	n.n.	n.n.	n.n.	0.005-0.007	0.001-0.017
1,2,3,7,8,-PCDD	0.5	n.n.	n.n.	n.n.	0.002-0.004	0.016-0.054
1,2,3,4,7,8-HxCDD	0.1	n.n.	n.n.	n.n.	<0.003	0.008-0.03
1,2,3,6,7,8-HxCDD	0.1	n.n.	n.n.	n.n.	0.0 2	0.0 7-0.4 2
1,2,3,7,8,9-HxCDD	0.01	n.n.	n.n.	n.n.	<0.003	0.011-0.053
1,2,3,4,6,7,8-HpCDD	0.01	0.0380	0.0310	0.1040	0.049-0.067	0.049-0.237
OCDD	0.001	0.033	0.066	0.294	0.497-0.931	0.102-0.326
Furane						
2,3,7,8-TCDF	0.1	n.n.	0.0120	n.n.	0.047-0.109	0.029-0.295
1,2,3,7,8-/1,2,3,4,8-PCDF	0.05	0.0000	0.0000	0.0000	0.009-0.014	0.055-0.162
2,3,4,7,8-PCDF	0.5	n.n.	n.n.	n.n.	0.01-0.018	0.068-0.177
1,2,3,4,7,8-HxCDF	0.1	0.0000	0.0000	0.0000	0.004-0.006	0.027-0.174
1,2,3,6,7,8-HxCDF	0.1	n.n.	n.n.	n.n.	0.004-0.006	0.027-0.182
1,2,3,7,8,9-HxCDF	0.1	n.n.	n.n.	n.n.	<0.003	0.018-0.098
2,3,4,6,7,8-HxCDF	0.1	n.n.	n.n.	n.n.	0.003-0.006	0.004-0.114
1,2,3,4,6,7,8-HpCDF	0.01	0.0410	0.0100	0.0230	<0.016	0.083-0.379
1,2,3,4,7,8,9-HpCDF	0.01	n.n.	0.0020	n.n.	0.001-0.022	0.01-0.082
OCDF	0.001	n.n.	0.0210	0.03		
I-TEF [ng TE/Nm ³]		0.0008	0.0017	0.0016	0.019-0.034	0.066-0.214
Dieses Projekt: [ng TE/Nm³]					0.027	0.14
Quelle		A	A	A	B	B

Tab. IX.9.16: Dioxin- und Furanemissionen. Alle Angaben sind auf 13 % O₂ bezogen. U: Unterer Abbrand, R: Rostfeuerung, a: automatische Beschickung, m: manuelle Beschickung. A: <Braun et al. 1992>, B: <Hasler et al. 1993>.

Anorganische Verbindungen

Die Emissionen an anorganischen Verbindungen werden in Tabelle IX.9.17 aufgeführt, wobei nur wenige Quellen zur Verfügung standen. Waren mehrere Messwerte für ein Element oder eine Verbindung vorhanden, so wird durch Bildung des Mittelwertes der für diese Studie relevante Wert berechnet.

Holzart	Stückholz	Stückholz	Schnitzel	Schnitzel	Schnitzel	Stück/Schnitz.	Dieses Projekt
Leistung	50 kW	<70 kW	46kW/50kW	1-10MW	150kW	Alle	Alle
Typ	U, m	K.A.	U/V, a	W, a	R, a	Alle	Alle
	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]
Cd					<0.008	0.00008	0.00008
Cr					0.25		0.25
Cu					0.05		0.05
HBr					<0.34		—
HCl		0.24			4.3	0.5	1.7
HF					0.05		0.05
Hg					<0.008		—
Jodid					<0.68		—
Mn					0.26		0.26
N ₂ O					0.8		0.8
NH ₃				25.4	2		14
Ni					<0.03		—
Pb					0.06	0.0018	0.03
SO ₂	17-95		7-11	32	31.1		32
Zn					0.63	0.005	0.3
Quelle	A	B	C	D	E	F	

Tab. IX.9.17: Emissionsfaktoren anorganischer Verbindungen für Holzfeuerungen. Das Zeichen < bedeutet, dass dieses Element bis zur jeweiligen Nachweisgrenze nicht entdeckt wurde. Alle Angaben sind auf 13 % O₂ bezogen. R: Rostfeuerung, W: Wirbelschichtfeuerung, a: automatische Beschickung, m: manuelle Beschickung. A: <Braun et al. 1991>, B: <Marutzky 1991>, C: <Braun et al. 1988>, D: <Fritsche et al. 1992>, E: <Nussbaumer 1992>, F: <BUWAL 1990>.

9.3.5 Zusammenstellung der verwendeten Emissionsdaten

In Tabelle IX.9.18 werden die in dieser Studie verwendeten Werte zusammengefasst. Bei diesen Emissionsfaktoren sind die Anfahr-, Abbrand- und Stillstandphasen berücksichtigt und mit den entsprechenden Korrekturfaktoren aus Tab. IX.9.6 multipliziert.

Emissionen [mg/Nm ³]	Stück 30 kW	Stück 100 kW	Schnitzel 50 kW	Schnitzel 300 kW
CO ₂	149'350	150'900	150'700	151'500
CO	2670	1056	1488	960
NO _x	130	135	160	160
VOC inkl. CH ₄	345	228	60	15.6
Methan	138	86	24	5.7
Alkane	31	21	5.4	1.4
Alkene	100	71	17.4	4.8
Benzol	31	21	5.4	1.4
Toluol	10	6.8	1.8	0.47
Ethylbenzol	1.0	0.68	0.18	0.047
o-Xylol	3.1	2.1	0.54	0.14
m,p-Xylol	1.0	0.68	0.18	0.047
Formaldehyd	4.1	2.96	0.72	0.20
Acetaldehyd	2.1	1.4	0.36	0.094
Sonstige Verbindungen	23	16	4	1.1
Benzo(a)pyren	0.0002	0.0002	0.00081	0.00081
Dioxine und Furane	2.7 E-08	2.7 E-08	1.4 E-07	1.4 E-07
Cd	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008
Cr	0.25	0.25	0.25	0.25
Cu	0.05	0.05	0.05	0.05
HCl	1.7	1.7	1.7	1.7
HF	0.05	0.05	0.05	0.05
Mn	0.26	0.26	0.26	0.26
N ₂ O	0.8	0.8	0.8	0.8
NH ₃	14	14	14	14
Pb	0.03	0.03	0.03	0.03
SO ₂	32	32	32	32
Zn	0.3	0.3	0.3	0.3
Partikel	180	120	180	180

Tab. IX.9.18: Emissionen von Holzfeuerungen verschiedener Leistung. Zur Berücksichtigung der erhöhten Emissionen während der Anfahr-, Abbrand- und Stillstandphasen sind die Emissionsfaktoren mit den Korrekturfaktoren aus Tab. IX.9.6 multipliziert.

9.3.6 Verwertung oder Entsorgung der Asche

Mit Asche wird einerseits der mineralische Anteil des Holzes bezeichnet und andererseits die bei einer Verbrennung zurückbleibenden Reste. Der Unterschied liegt darin, dass bei der Bestimmung des mineralischen Anteils im Labor das Holz vollständig verbrannt wird, so dass die Asche keinen Kohlenstoff mehr enthält. Auch wird das Holz zuerst von Verunreinigungen gesäubert. Im Gegensatz dazu enthalten die Rückstände in grossen Feuerungen zwischen 1 % (Rostasche) und 10 % (Flugasche) Kohlenstoff. Bei Kleinfeuerungen oder bei schlecht eingestellten Feuerungen kann der Kohlenstoffanteil bis auf 50 % ansteigen.

In Holzfeuerungen fallen meist zwei verschiedene Fraktionen von Holzrasche an: Die Brennraumasche unter dem Rost und die Flugasche im Multizyklonfilter. Das Gewichtsverhältnis der beiden Fraktionen liegt für Holzschnitzelfeuerungen zwischen 60-75 % Brennraumasche und 25-40 % Flugasche. Die chemische Zusammensetzung der beiden Fraktionen unterscheidet sich deutlich im Gehalt an organischem Kohlenstoff und an Schwermetallen. Eine Zusammenfassung verschiedener Analysen von Holzraschen aus Feuerungen findet sich in Tabelle IX.9.19. Der Prozess der Ascheentsorgung wird im Anhang F bilanziert.

Der Anteil der Mineralstoffe an der Holzmasse beträgt zwischen 0.2 % und 0.8 %. Unter Berücksichtigung der Verunreinigungen kann angenommen werden, dass rund 0.7 % der trockenen Holzmasse bei der Verbrennung als Asche zurückbleibt.

Eine Umfrage bei nationalen, kantonalen und kommunalen Umweltschutzämtern sowie bei Herstellern von Feuerungsanlagen über die Entsorgungsmöglichkeiten für Holzrasche ergab folgende vier Entsorgungsmöglichkeiten:

- Austragung im Wald
- Verwendung als Dünger in der Landwirtschaft

- Ablagerung in einer Deponie
- Entsorgung mit dem Haus- oder Betriebskehricht und Verbrennung in einer KVA

Welche dieser vier Entsorgungsmöglichkeiten vorherrscht, konnte jedoch nicht in Erfahrung gebracht werden. Auch über die Umweltgefährdung und den «richtigen» Entsorgungsweg für Holzasche herrscht Uneinigkeit. Eine Klärung dieser Fragen kann das im Auftrag vom BUWAL an der EMPA St.Gallen durchgeführte Projekt «HARVE» (HolzAsche und Rückstände, deren Verwertung oder Entsorgung) bringen, welches einerseits die Verwendung von Holzasche als Dünger und andererseits die Entsorgung der Holzasche gemäss den Richtlinien der Technischen Verordnung Abfall (TVA) abklärt. Der Bericht wird ab Herbst 1996 erhältlich sein.

Um trotzdem Aussagen über die weitere Verwendung der Holzasche machen zu können, soll eine Abschätzung gemacht werden. Nach Angaben des Amtes für Gewässerschutz der Stadt Zürich <AGW 1993> werden in der Stadt Zürich rund 90 % der anfallenden Aschemengen via KVA entsorgt. Es wird nun angenommen, dass dies für alle städtischen Agglomerationen gilt. Für ländliche Gebiete wird angenommen, dass die Asche dem Kompost beigemischt oder als Dünger verwendet wird. In städtischen Gebieten seien rund halb soviel Feuerungen installiert wie in ländlichen Gebieten. Daraus lässt sich schliessen, dass ein Drittel der Holzasche in die KVA geht. Die restlichen zwei Drittel werden als Dünger oder im Kompost weiterverwendet (Downzyklat).

Quelle	Brennraum- asche A, B [g/kg Asche]	Flugasche A, B, C [g/kg Asche]	Holzasche gemischt A, B, D, E, F, G [g/kg Asche]	Holzasche gemischt <StoV 1992> [g/kg Asche]	Grenzwert Kompost <StoV 1992> [g/kg]	Grenzwert Klärschlamm <StoV 1992> [g/kg]	Richtwerte Boden <VSBo 1986> [g/kg]
Erde, Sand, etc.			350	330			
Kohlenstoff C	8	94	10	30			
Mineralstoffe			650	640			
Al			5.72	5.7			
As	0.0006	0.031	0.0051	0.0051			
B			0.34	0.34			
Ba			0.56	0.56			
Ca	206		270	270			
Cd	<0.0014	0.035	0.0083	0.0083	0.001	0.005	0.0008
Co	0.0094	0.014	0.023	0.023	K.A.	0.06	0.025
Cr	0.06	0.15	0.074	0.073	0.1	0.5	0.075
Cu	0.16	0.2	0.065	0.064	0.1	0.6	0.05
Fe			11.6	12			
Hg	<0.0004	<0.001	0.00005	K.A.	0.001	0.005	0.0008
K	48	66.8	102.9	102			
La			0.08	0.08			
Mg	16.7	19.4	23.3	23			
Mn	3.8	8	9	9			
Mo			0.0013	0.0013	K.A.	0.02	0.005
Na			11.7	12			
Ni	0.15	0.06	0.042	0.042	0.03	0.08	0.05
P	16.4	20.1	32.9	33			
Pb	0.06	0.42	0.19	0.19	0.12	0.5	0.05
S			22	22			
Se		0.01	0.6	0.6			
Sr			0.39	0.39			
V	0.07	0.02	0.0252	0.025			
Zn	0.4	0.84	1.2	1.2	0.4	2	0.2

Tab. IX.9.19: Zusammensetzung von Holzasche. Das Zeichen < bedeutet, dass dieses Element bis zur jeweiligen Nachweisgrenze nicht entdeckt wurde. A: <Hakkila 1989> B: <Marutzky 1990>, C: <Vehlow 1990>, D: <Nussbaumer 1988>, E: <IfV 1992>, F: <Braun et al. 1991> G: <Obernberger 1992>.

9.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die bis hier zusammengestellten Daten des Prozessschrittes Feuerung werden zusammen mit den Prozessschritten «Transport zum Verbraucher» und «Lagern und Trocknen beim Verbraucher» in den Modulen «Wald-Holzschnitzel in Feuerung», «Sägerei-Holzschnitzel in Feuerung» und «Stückholz in Feuerung» zusammengefasst. Dazu müssen die Daten auf 1 TJ Endenergie normiert werden.

Da bei allen Holzarten mit einem unteren Heizwert von 18.5 MJ/kg gerechnet wird, entspricht 1 TJ Endenergie 54.1 t (atro) «Holz vor Feuerung».

Die in 20 Jahren benötigte Endenergie, die der Feuerung zugeführt wird, berechnet sich aus der Leistung, der Laufzeit, dem Jahresnutzungsgrad und der Lebensdauer ($\text{Leistung} \cdot \text{Laufzeit} / \eta_a \cdot 20$). Der Multiplikator der Infrastruktur pro TJ Holz entspricht dem Kehrwert dieser Zahl. Die Faktoren für die verschiedenen Feuerungen sind in Tab. IX.9.20 dargestellt.

	Nennleistung [kW]	Laufzeit [h/a]	Jahresnutzungs- grad [-]	Lebensdauer der Anlage [a]	Bezugsfaktor [Stk/TJ _{end}]
Stückholz klein	30	1600	0.55	20	0.159
Stückholz gross	100	1600	0.65	20	0.0564
Schnitzel klein	50	2100	0.65	20	0.0860
Schnitzel gross	300	2100	0.75	20	0.0165

Tab. IX.9.20: Faktoren, mit denen die in Tab. IX.9.12 dargestellten Infrastrukturbezüge multipliziert werden.

Der Umrechnung der Schadstoffkonzentrationen im Abgas (in mg/Nm³) in Emissionsfaktoren pro TJ Endenergie wird ein Abgasvolumen von 12 Nm³ pro kg atro Holz zugrundegelegt.

Wie in allen Heizungsmodulen in diesem Bericht, wird die Abwärme, die bei jedem Heizprozess freigesetzt wird, auf der Ebene «Brennstoff in Feuerung» verrechnet. Dazu wird der obere Heizwert des Holzes von 20.3 MJ/kg verwendet. Pro TJ «Holz in Feuerung» wird also insgesamt 1.1 TJ Abwärme freigesetzt.

In den Tabellen IX.9.21 und IX.9.22 sind die Eingabedaten für den Betrieb und die Infrastruktur der Feuerung aufgelistet. Die Module «Holz in Feuerung» enthalten die mit 54.1 multiplizierten Werte der Tabellen IX.9.1 und IX.9.4. Die Module «Infra Feuerung» enthalten die mit 54.1 multiplizierten Werte der Tabellen IX.9.2 und IX.9.5 und die mit den entsprechenden Bezugsfaktoren multiplizierten Infrastrukturdaten der Feuerungen (Tab. IX.9.12).

Holz in Feuerung [TJ _{end}]		Stückholz		Wald-HS Buche		Wald-HS Fichte		Sägerei-HS	
		30 kW	100 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW
INPUT									
Basismaterialien:									
Gummi EPDM	kg	0.796	0.796						
Allg. Diestleistung:									
Diesel in Baumaschine	TJ	0.0047	0.0047						
Transporte:									
Transport LKW 28 t	tkm	0.119	0.119	1220	1220	1220	1220	1140	1140
Transport Schiene	tkm	0.637	0.637						
Holz:									
Holzschnitzel Buche frei Lager	t			54.1	54.1				
Holzschnitzel Fichte frei Lager	t					54.1	54.1		
Holzschnitzel Sägerei frei Lager	t							54.1	54.1
Stückholz frei Lager	t	54.1	54.1						
Infra Feuerung Buche 300	Stk				1				
Infra Feuerung Buche 50	Stk			1					
Infra Feuerung Fichte 300	Stk						1		
Infra Feuerung Fichte 50	Stk					1			
Infra Feuerung Sägerei 300	Stk								1
Infra Feuerung Sägerei 50	Stk							1	
Infra Feuerung Stück 100	Stk		1						
Infra Feuerung Stück 30	Stk	1							
Energieträger:									
Erdgas in Industrief. >100 kW	TJ	8 E-6	8 E-6						
Strom Mittelspannung	TJ	3 E-6	3 E-6						
Strom Niederspannung CH	TJ	0.014	0.016	0.011	0.013	0.011	0.013	0.011	0.013
OUTPUT									
Emissionen in Luft:									
Abwärme in Luft p	TJ	0.014	0.016	0.011	0.013	0.011	0.013	0.011	0.013
Abwärme in Luft s	TJ	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Acetaldehyd	kg	1.34	0.886	0.233	0.0606	0.233	0.0606	0.233	0.0606
Alkane	kg	20.1	13.3	3.5	0.91	3.5	0.91	3.5	0.91
Alkene	kg	64.8	45.8	11.3	3.13	11.3	3.13	11.3	3.13
Benzo(a)pyren	kg	0.00013	0.00013	0.000525	0.000525	0.000525	0.000525	0.000525	0.000525
Benzol	kg	20.1	13.3	3.5	0.91	3.5	0.91	3.5	0.91
Cd	kg	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5	5.18 E-5
CO	kg	1730	684	964	622	964	622	964	622
CO ₂	kg	95'900	97'700	97'600	98'200	97'600	98'200	97'600	98'200
Cr	kg	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162
Cu	kg	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324
Ethylbenzol	kg	0.67	0.443	0.117	0.0303	0.117	0.0303	0.117	0.0303
Formaldehyd	kg	2.68	1.92	0.466	0.131	0.466	0.131	0.466	0.131
HCl	kg	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
HF	kg	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324	0.0324
Methan	kg	89.4	55.4	15.5	3.79	15.5	3.79	15.5	3.79
Mn	kg	0.168	0.168	0.168	0.168	0.168	0.168	0.168	0.168
N ₂ O	kg	0.518	0.518	0.518	0.518	0.518	0.518	0.518	0.518
NH ₃	kg	9.07	9.07	9.07	9.07	9.07	9.07	9.07	9.07
NMVOC	kg	15	10.5	2.6	0.718	2.6	0.718	2.6	0.718
NO _x	kg	84.2	87.5	104	104	104	104	104	104
Partikel	kg	117	77.7	117	117	117	117	117	117
Pb	kg	0.0194	0.0194	0.0194	0.0194	0.0194	0.0194	0.0194	0.0194
PCDD und PCDF	ng	17'500	17'500	90'700	90'700	90'700	90'700	90'700	90'700
SO ₂	kg	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7
Toluol	kg	6.7	4.43	1.17	0.303	1.17	0.303	1.17	0.303
Xylol	kg	2.68	1.77	0.466	0.121	0.466	0.121	0.466	0.121
Zn	kg	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194
Abfälle:									
Holzasche gemischt in KVA	kg	126	126	126	126	126	126	126	126

Tab. IX.9.21: Stoff-, Energie- und Emissionsbilanz des Prozessschrittes «Feuerung».

Infra Feuerung [Stk]		Stückholz		Wald-HS Buche		Wald-HS Fichte		Sägerei-HS	
		30 kW	100 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW	50 kW	300 kW
INPUT									
Ressourcen:									
Fläche III-IV	m ² a	39.7	39.7	13.8	11.9	17.2	17.2	17.2	17.2
Basismaterialien:									
Aluminium 0% Rec.	kg	0.0286	0.0141	0.0172	0.0094	0.0172	0.0094	0.0172	0.0094
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	53.3	38.7	842	506	1100	676	1100	676
Gusseisen	kg	2,07	1.02	1.2	0.661	1.2	0.661	1.2	0.661
Holzbaustoff Brettschichtholz	kg	0.213	0.213						
Kupfer	kg	0.939	0.457	0.559	0.304	0.559	0.304	0.559	0.304
Mineralwolle	kg	0.955	0.564	1.03	0.389	1.03	0.389	1.03	0.389
PE (HD)	kg	0.207	0.0959	0.120	0.0645	0.120	0.0645	0.120	0.0645
PUR-Hartschaum	kg	5.81	2.71						
Stahl unlegiert	kg	174	77.4	148	126	184	160	184	160
Transporte:									
Transport Lieferwagen < 3.5 t	tkm	0.02	0.02						
Transport LKW 28 t	tkm	17.9	7.55	24.8	13.4	30	16.9	30	16.9
Transport Schiene	tkm	106	47.2	90.1	76	96.6	111	96.6	111
Energieträger:									
Strom Mittelspannung CH	TJ	0.0002	0.0022	0.0001	7 E-5	0.0001	7 E-5	0.0001	7 E-5
Strom Mittelspannung UCPTE	TJ	4 E-6	4 E-6	3 E-5	3 E-5	5 E-5	5 E-5	5 E-5	5 E-5
Erdgas in Industrief. >100 kW	TJ	0.0004	0.0004	0.0003	0.0002	0.0004	0.0002	0.0004	0.0002
OUTPUT									
Emissionen in Luft:									
Abwärme in Luft p	TJ	0.0002	0.0022	0.0002	0.0001	0.0002	0.0001	0.0002	0.0001
Abfälle:									
Holz unbehandelt in KVA	kg	0.213	0.213						
Kunststoffe in KVA	kg	5.81	2.71						
Mineralwolle in Inertstoffdep.	kg	0.955	0.564	1.03	0.389	1.03	0.389	1.03	0.389
PE in KVA	kg	0.207	0.0959	0.120	0.0645	0.120	0.0645	0.120	0.0645
Stahl in Inertstoffdeponie	kg			8	4.71	10.6	6.42	10.6	6.42
Beton in Inertstoffdeponie	kg	53.3	38.7	842	506	1100	676	1100	676

Tab. IX.9.22: Infrastruktur, die benötigt wird, um Brennholz zum Verbraucher zu transportieren, dort zu lagern und in einer Feuerung zu verbrennen.

9.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Angaben zu den Feuerungen stammen von Feuerungsherstellern und gelten für moderne Stückholz- und Holzschnitzelfeuerungen. Die Daten der Schnitzelsilos wurde aus dem Jahresbedarf an Holz abgeschätzt. Da dabei auch die Versorgungssicherheit berücksichtigt wurde, kann die Grösse der Silos je nach Schnitzellieferant schwanken. Die Angaben zur Wärmeverteilung innerhalb des Gebäudes wurden aus Literaturdaten für eine 10kW-Feuerung extrapoliert. Dabei wurden keine speziellen Aufwendungen für die Errichtung eines lokalen Wärmeverbundnetzes ab einer 100kW- oder 300kW-Feuerung berücksichtigt.

Es konnten für viele Elemente und Verbindungen Emissionsdaten gefunden werden. Dies darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die für diese Studie ermittelten Werte oft in einem grossen Bereich schwanken und dass für die organischen und anorganischen Emissionen nur wenige Literaturquellen zur Verfügung standen, so dass ein Vergleich verschiedener Messungen nicht möglich war. Auch muss berücksichtigt werden, dass viele Messungen im Vollastbetrieb oder bei optimierten Betriebsbedingungen stattfinden und nicht unbedingt den typischen Verbrennungsablauf im Gebrauch repräsentieren. Es wäre deshalb sinnvoll, wenn anstatt der Konzentrationsmessungen die Schadstofffrachten über ein gesamtes Abbrandereignis ermittelt würden. Zur besseren Vergleichbarkeit müsste noch ein Abbrandereignis mit typischen und durchschnittlichen Betriebsbedingungen definiert werden.

Die Angaben zu den Benz(a)pyren- und den Salzsäure-Emissionen sind sehr ungenau. Für Benz(a)pyren lag nur eine Literaturquelle vor, die zudem bei den Stückholzfeuerungen nur einen einzigen Wert angab. Aus der Streuung der Daten derselben Literaturquelle bei den Holzschnitzelfeuerungen lässt sich aber schliessen, dass dieser Wert eine grosse Unsicherheit enthält. Der kleinste gemessene Wert ist rund 20'000 mal kleiner als der grösste. Bei HCl wurden Werte berücksichtigt, die aus einer Feuerung stammen, in der auch behandeltes Altholz verbrannt wurde. Obwohl für die verwendeten Werte lediglich naturbelassenes Holz verfeuert wurde, kann ein Einfluss der vorhergehenden Feuerungsereignisse nicht ausgeschlossen werden.

10 Resultate

In Tab. IX.10.1 sind die ausgewählte Resultate der Energie- und Stoffflüsse der Nutzwärmebereitstellung mit Holzfeuerungen dargestellt. Die Auswahl der Kennwerte, welche hier diskutiert werden, erfolgt nicht nach dem Kriterium der Umweltrelevanz. Das Ziel ist vielmehr, die Verschiedenartigkeit der verschiedenen Umwelteinwirkungen und -beanspruchungen einzubeziehen und eine Grundlage für die Resultatdiskussion zu schaffen. Die ausführlichen Eingabedaten und Resultate in Tabellenkalkulationsformat befinden sich im Directory «Eingabedaten und Resultate».

		Nutzwärme ab Sägerei- HS 300 kW	Nutzwärme ab Sägerei- HS 50 kW	Nutzwärme ab Stückholz 100 kW	Nutzwärme ab Stückholz 30 kW	Nutzwärme ab Wald-HS Buche 300 kW	Nutzwärme ab Wald-HS Buche 50 kW	Nutzwärme ab Wald-HS Fichte 300 kW	Nutzwärme ab Wald-HS Fichte 50 kW
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen:									
Fläche II-III		404	438	384	364	250	259	256	267
Fläche II-IV		17.9	22.5	1.20E+03	1.41E+03	877	1.02E+03	1.51E+03	1.75E+03
Fläche III-IV	m2a	67.2	78.7	67.9	81.3	37.9	47.6	47.6	56
Fläche IV-IV	m2a	0.0385	0.0482	0.0485	0.0697	0.0425	0.0521	0.0518	0.0636
Fläche Benthos II-III	m2a	13.7	16.5	65	77.9	61.3	71.6	85.6	99.7
Holz trocken	t	72	83.4	100	118	79.2	91.7	79.2	91.7
Rohfördersteinkohle	kg	398	514	272	521	329	428	416	535
Erdgas	Nm3	36.5	51	53.2	68.1	37.7	52.1	48	64.3
Rohöl	t	0.187	0.223	0.923	1.1	0.871	1.01	1.22	1.41
Uran	kg	0.104	0.112	0.1	0.0944	0.0641	0.0658	0.0653	0.0673
Wasser	kg	1.09E+08	1.17E+08	1.05E+08	9.74E+07	6.59E+07	6.70E+07	6.64E+07	6.76E+07
Strom	TJ	0.0349	0.0376	0.0337	0.0318	0.0216	0.0222	0.022	0.0227
Materialien:									
Materialien total	kg	3.11E+03	4.30E+03	679	1.07E+03	1.63E+03	2.45E+03	2.00E+03	3.02E+03
Kalkstein	kg	364	518	63.8	105	158	260	202	330
Kies	kg	2.22E+03	3.11E+03	294	355	1.06E+03	1.65E+03	1.28E+03	2.02E+03
Stahl und Gusseisen	kg	265	344	182	391	229	299	294	377
Kupfer	kg	7.11	8.04	6.6	7.62	4.49	4.99	4.52	5.04
Transport Strasse	tkm	1.74E+03	2.07E+03	419	524	2.05E+03	2.42E+03	2.22E+03	2.62E+03
Transport Schiene	tkm	368	479	325	590	383	491	503	634
Transport Wasser	tkm	3.56E+03	4.52E+03	5.92E+03	8.63E+03	6.17E+03	7.49E+03	8.32E+03	1.00E+04
Abwärme	TJ	0.0596	0.0667	0.09	0.102	0.0746	0.084	0.0928	0.105
Emissionen Luft:									
CO2 mobil	kg	258	307	80	112	303	358	332	393
CO2 prozessbedingt	kg	-1.30E+05	-1.51E+05	-1.51E+05	-1.78E+05	-1.30E+05	-1.51E+05	-1.30E+05	-1.50E+05
CO2 feuerungsbedingt	kg	1.32E+05	1.51E+05	1.54E+05	1.79E+05	1.33E+05	1.54E+05	1.35E+05	1.55E+05
CO2 total	kg	1.67E+03	1.17E+03	3.01E+03	5.72E+02	3.67E+03	3.47E+03	4.93E+03	4.93E+03
SOx	kg	32.2	37.5	39.4	47.5	34.5	40.2	36.6	42.7
NOx	kg	144	167	168	193	172	199	185	215
CH4	kg	8.71	28.6	91.5	171	11.1	31.2	13.1	33.7
NMVO	kg	10.8	38.8	171	278	22.6	52.5	28.4	59.2
BTEX-Aromaten	kg	1.83	8.11	32.4	56.9	2.07	8.38	2.17	8.5
Benzo(a)Pyren	kg	0.000727	0.000846	0.000226	0.000286	0.000727	0.000846	0.000736	0.000856
HCl	kg	1.53	1.77	1.76	2.11	1.52	1.77	1.54	1.79
Hg	kg	4.76E-05	6.07E-05	3.53E-05	5.69E-05	4.03E-05	5.13E-05	5.02E-05	6.38E-05
Rn (inkl. Ra)	kBq	5.71E+06	6.16E+06	5.52E+06	5.19E+06	3.53E+06	3.62E+06	3.59E+06	3.70E+06
Edelgase	kBq	4.04E+06	4.36E+06	3.90E+06	3.67E+06	2.49E+06	2.56E+06	2.54E+06	2.62E+06
Aerosole	kBq	0.993	1.08	0.953	0.934	0.637	0.668	0.664	0.701
Aktinide in Luft	kBq	1.95	2.1	1.88	1.78	1.21	1.24	1.23	1.27
Emissionen Wasser:									
Chloride	kg	12.3	15	30.8	39.2	31.2	36.8	42.1	49.5
Sulfate	kg	20.6	23.7	23.9	29.2	18.9	21.8	20.4	23.5
Ammoniak als N	kg	0.0371	0.0427	0.0951	0.113	0.0861	0.0992	0.116	0.134
Fette und Oele Süsswasser	kg	0.00709	0.0089	0.0145	0.0198	0.0156	0.0187	0.0211	0.0251
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.012	0.0144	0.0515	0.0628	0.0492	0.0575	0.0686	0.08
Zink	kg	0.0792	0.0929	0.0885	0.111	0.0785	0.092	0.0811	0.0952
Ra	kBq	1.94E+03	2.09E+03	1.88E+03	1.78E+03	1.21E+03	1.24E+03	1.23E+03	1.27E+03
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.17	0.203	0.839	1	0.793	0.922	1.11	1.29
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	2.52E+03	3.58E+03	322	450	1.01E+03	1.70E+03	1.28E+03	2.16E+03
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	34	40.4	39.3	52.3	34.7	41	42.5	50.2
Abfälle in Reaktordeponie	kg	1.47	1.74	0.98	1.49	1.96	2.31	2.23	2.62
Abfälle in KVA	kg	201	229	228	270	188	215	188	215
Sonderabfälle	kg	1.41	1.57	16.4	19.3	8.55	9.83	12.6	14.5
Abfälle in Landfarming	kg	1.22	1.47	5.73	6.87	5.36	6.25	7.47	8.71
Schwachakt. Abfälle in Deponie	m3	0.000145	0.000161	0.000289	0.000319	0.000241	0.000271	0.000311	0.000353
Schw.- u. Mittelakt. Abfälle	m3	0.000237	0.000256	0.000229	0.000215	0.000146	0.00015	0.000149	0.000153
Hochaktive Abfälle	m3	1.82E-05	1.96E-05	1.76E-05	1.66E-05	1.12E-05	1.15E-05	1.15E-05	1.18E-05

Tab. IX.10.1: Ausgewählte Stoff- und Energieflüsse der Nutzwärmebereitstellung mittels Holzfeuerungen pro TJ_{Nutz}

10.1 Resultate der Schnitzelfeuerung Buche 300 kW

In diesem Kapitel werden die Resultate am Beispiel der Bezugsgrösse «Nutzwärme ab Wald-HS Buche 300 kW» diskutiert. Dabei soll die Bedeutung der Waldbewirtschaftung (Prozessschritte «Holz im Nutzwald» und Holz frei Waldstrasse»), der Schnitzelbereitstellung (Prozessschritte «Hacken» und «Lagern und Trocknen beim Lieferanten»), der Holzanlieferung, Lagerung beim Verbraucher und Feuerung (Module «Infra Feuerung» und «Feuerung») für die Gesamt-Umwelteinwirkungen des Nutzwärmebezugs aufgezeigt werden.

Es ist zu beachten, dass in den folgenden Grafiken und der Diskussion unter «Infra Feuerung» und «Feuerung» jeweils auch der Transport der Schnitzel zum Verbraucher und die Lagerung bei diesem in betonierten Kompartimenten einbezogen ist, also alle Materialien, Transporte und Emissionen, die auf der Ebene des Verbrauchers verursacht werden.

10.1.1 Nichtenergetische und energetische Ressourcen

Die Holznutzung führt zu einer Intensivierung naturnaher Flächen. Dies zeigt sich in den Resultaten darin, dass 98 % der Flächeninanspruchnahme II-IV (naturnah zu stark genutzt) zur Bereitstellung von Brennholz genutzt werden (Waldstrassen).

Der Rohölbezug wird zu 55 % durch den Grosshacker verursacht, der im Wald das Holz zerkleinert. 26 % fallen zu Lasten der Waldbewirtschaftung und 12 % beanspruchen die Transporte der Schnitzel zum Verbraucher (Fig. IX.10.1).

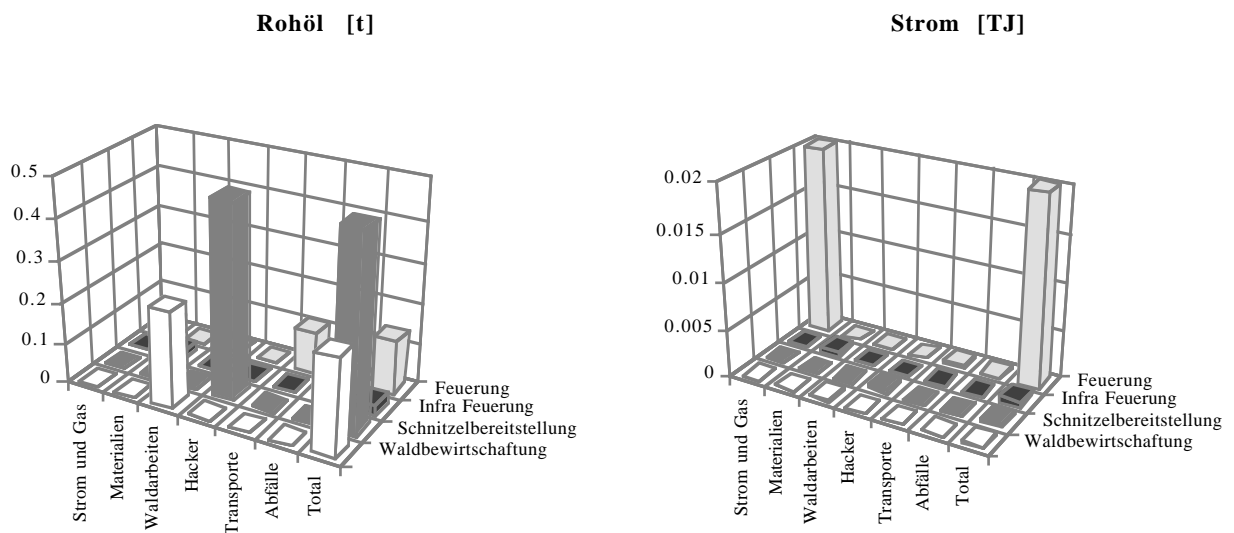
Der Strom wird zu 94 % auf direkt als Hilfsstrom für die Feuerung verbraucht (Fig. IX.10.1). Als Konsequenz davon werden die Bezüge an Wasser- und Uranressourcen ebenfalls praktisch vollständig durch die Umwandlung des Energieträgers in der Feuerung verursacht.

10.1.2 Materialien

60 % der gesamten Materialienmasse wird für die Feuerung und das Schnitzellager verbaut; 72 % davon sind Beton, 27 % Stahl (Fig. IX.10.1). Dass 22 % der gesamten Materialien über die Lastwagen-Transporte der Schnitzel vom Wald zum Verbraucher in die Kette einfliessen, mag erstaunen (der grösste Teil davon entfällt auf Kies und Splitt für den Strassenbau). Stahl und Guss sind grösstenteils (74 %) in der Feuerung direkt bilanziert. Das Kupfer stammt zu 88 % aus dem Strombezug ab Niederspannung für die Feuerung und widerspiegelt das feinmaschige Leitungsnetz, das für diese Stromebene verlegt ist.

10.1.3 Transporte

Insgesamt 81 % der Transportleistung auf der Strasse wird für die Fahrten der Schnitzel vom Wald zum Verbraucher beansprucht, 10 % für die Materialien des Grosshackers (Fig. IX.10.1). Beim Schienentransport überwiegen die vorgelagerten Transporte der Stahlkette und der bilanzierte Transport der Stahlbauteile.



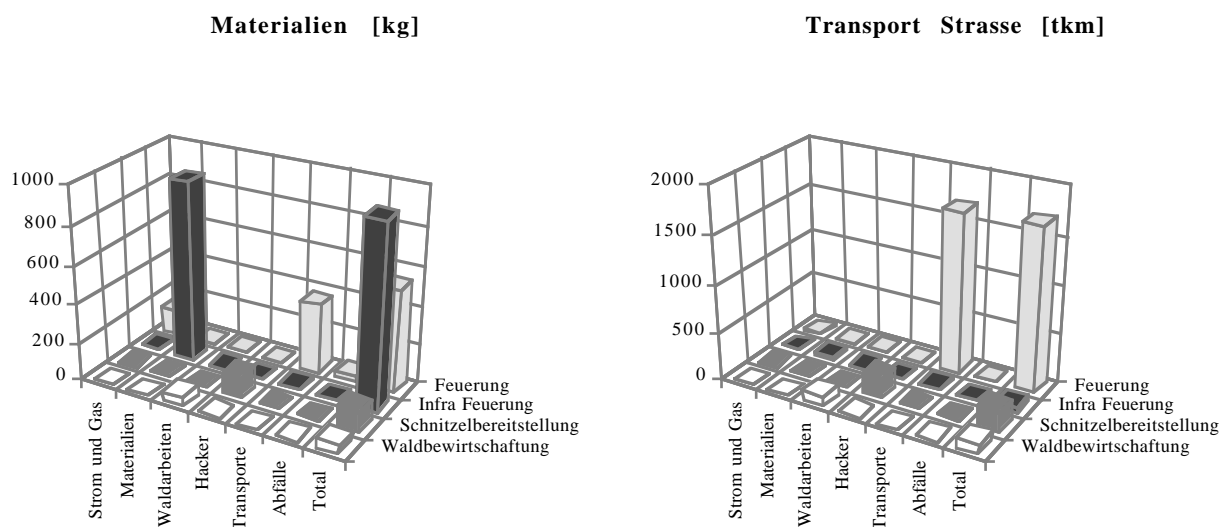


Fig. IX.10.1: Rohöl- und Strombezüge, Materialien und Strassentransporte für die Bezugsgrösse «Nutzwärme ab Wald-Holzsnitzel Buche 300 kW».

10.1.4 Emissionen in die Luft

Die meisten Luftschadstoffe, die in den zusammenfassenden Tabellen aufgelistet sind, werden zu über 80 % im Prozessschritt «Feuerung» freigesetzt, sei es bei der Verbrennung der Schnitzel (CO_2 , SO_x , NO_x , BTEX-Aromaten, Benzo(a)Pyren, und HCl) oder über den Verbrauch an Niederspannungsstrom (Rn, Edelgase, Aerosole und Aktinide).

Den 132 Tonnen feuerungsbedingten CO_2 -Emissionen stehen 130 Tonnen gegenüber, die von den Bäumen assimiliert wurden. Zusätzlich sind 0.3 Tonnen aus vorgelagerten Prozessen zu verzeichnen. Insgesamt gibt sich daraus für diese Feuerung eine CO_2 -Freisetzung von 2.3 Tonnen pro TJ Nutzenergie.

Methan und Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe entstehen zu 45, bzw. 37 % direkt in der Schnitzel-feuerung. 10 % der Methanemissionen und 14 % der NMVOC stammen von den Fahrzeugen, die die Waldbewirtschaftung unterstützen. 9 % der gesamten NMVOC-Emissionen emittiert die Motorsäge. 21 % der Methan- und 30 % der NMVOC-Emissionen stammen vom Grosshacker. 13 % des Methans stammt aus den vorgelagerten Ketten der Infrastruktur, hauptsächlich aus der Stahlbereitstellung.

Beim Schwefeldioxid stammen 4 % aus der Waldbewirtschaftung und 7 % vom Hacker, bei den Stickoxiden 5 %, bzw. 10 %. Mit einem Anteil von 10 % der insgesamt freigesetzten BTEX-Aromaten ist der Einfluss der Motorsäge zum Fällen des Schwachholzes nicht unbedeutend.

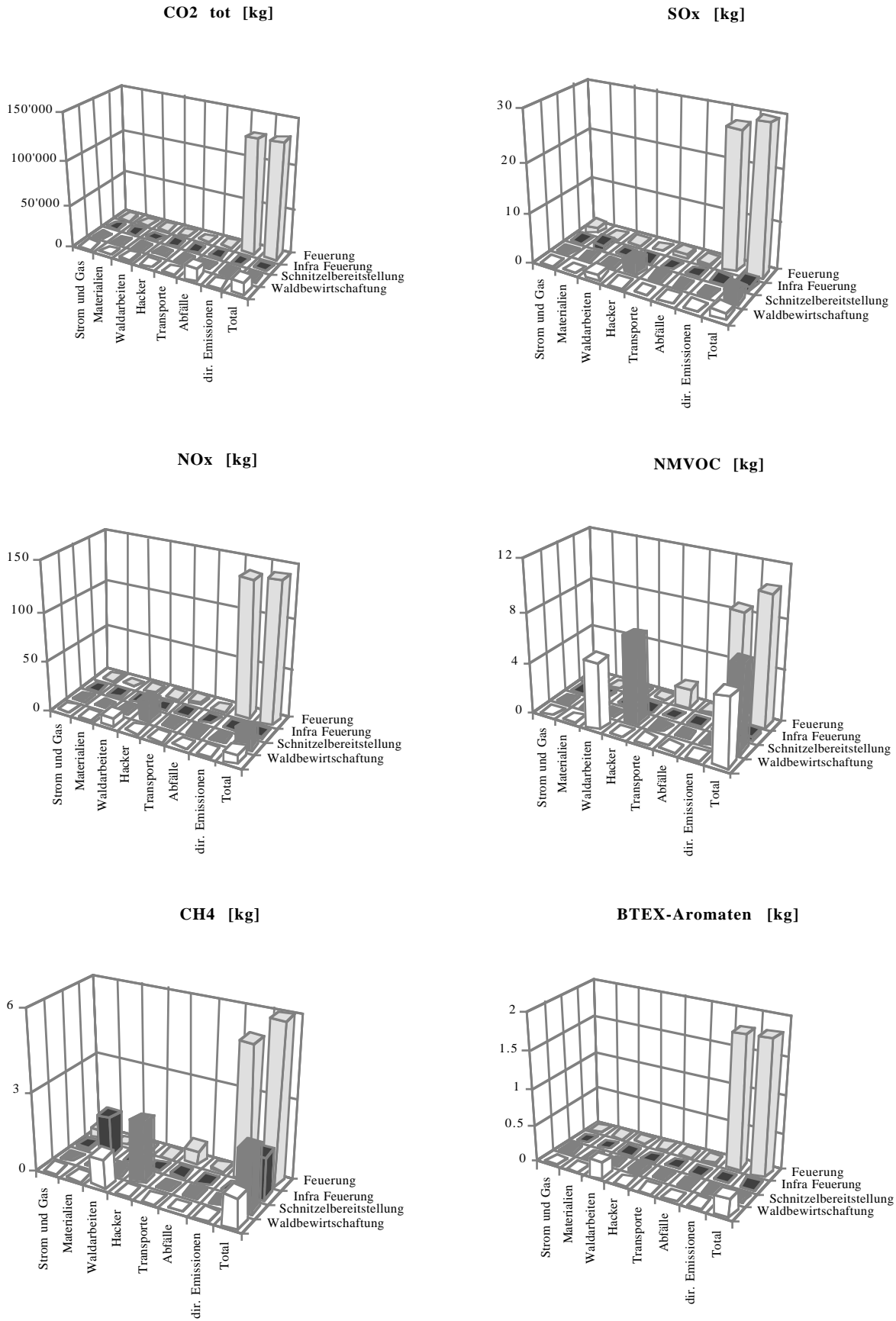


Fig. IX.10.2: Eine Auswahl der Emissionen, die beim Betrieb und in den vorgelagerten Ketten einer Schnitzel Feuerung freigesetzt werden.

10.1.5 Abfälle

Die Abfälle in Reststoffdeponie, Reaktordeponie, in KVA und die radioaktiven Abfälle werden zum grössten Teil durch den Verbrauch an Schnitzel und den Betrieb der Feuerung verursacht. Dabei spielt der Strombezug (Reaktordeponie und radioaktive Abfälle) eine bedeutende Rolle. Die Abfälle in KVA stammen zu einem grossen Teil von der Holzasche, von der rund ein Drittel in der KVA entsorgt wird. Die Abfälle in Inertstoffdeponie sind zu 67 % Beton vom Schnitzellager beim Verbraucher, 11 % stammen über die LKW-Kette vom Transport zum Verbraucher. Das als Sonderabfall anfallende Schmieröl der Maschinen im Wald und des Hackers machen 53 und 37 % der gesamten Sonderabfälle aus (Fig. IX.10.3).

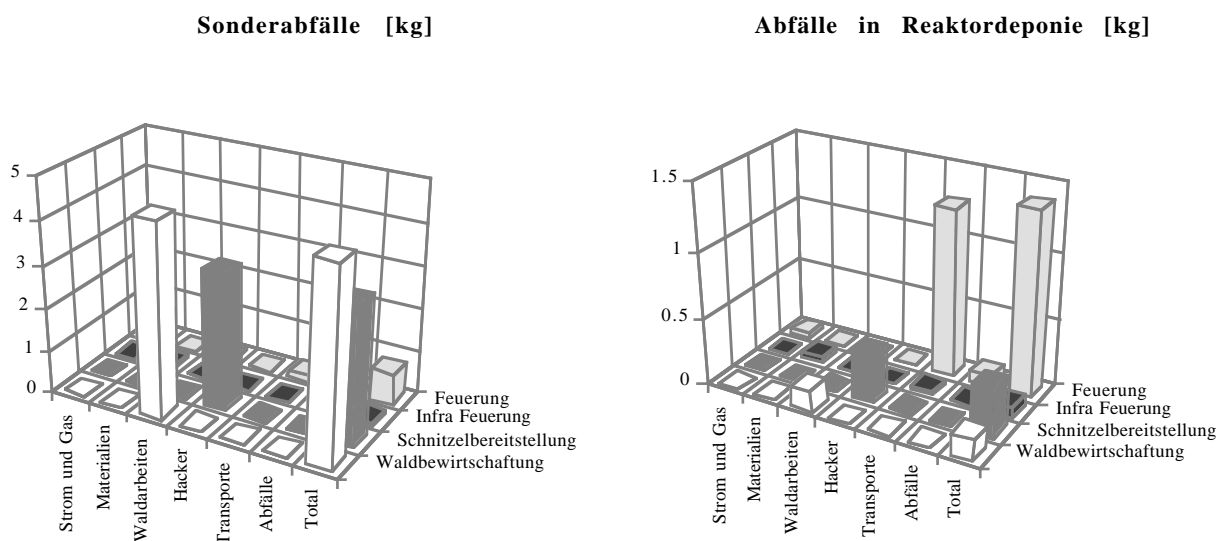


Fig. IX.10.3: Sonderabfallmengen und Abfälle in Reaktordeponie, wie sie für eine 300 kW-Schnitzelfeuerung mit Buchenholz anfallen.

In Fig. IX.10.4 sind die Anteile der Waldbewirtschaftung, der Schnitzelbereitstellung, der Infrastruktur, der Feuerung und des Betriebs der Feuerung (inkl. Transport zum und Lagern beim Verbraucher) an den Umwelteinwirkungen einer 300 kW Schnitzelfeuerung dargestellt.

Nutzwärme ab Wald-Holzsnitzel Buche 300 kW

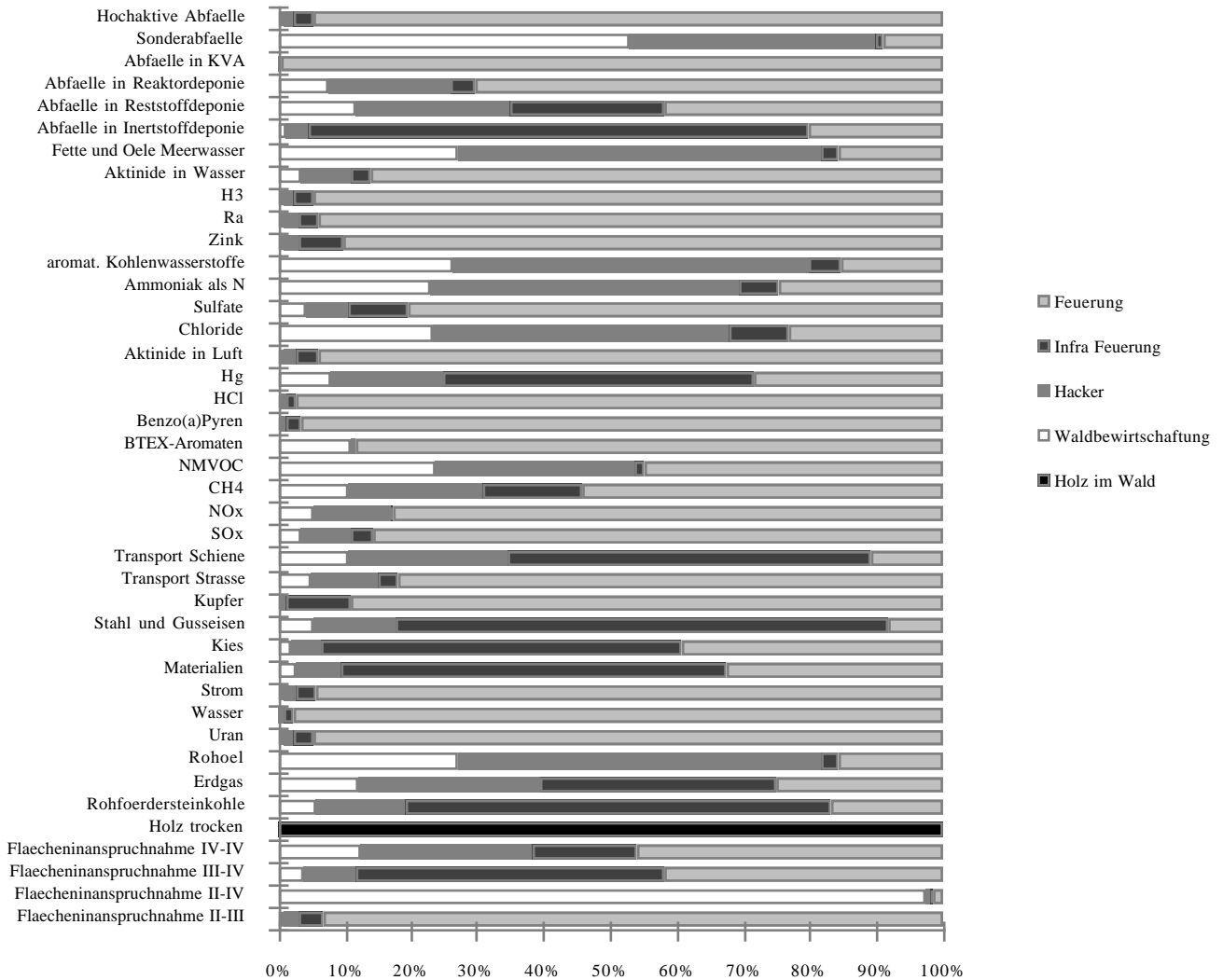


Fig. IX.10.4: Ausgewählte Umwelteinwirkungen einer Schnitzelfeuerung und die Anteile der Waldbewirtschaftung, der Schnitzelbereitstellung, der Infrastruktur beim Verbraucher und der Feuerung (inkl. Transport zum Verbraucher). Die Emissionen bis «Aktinide in Luft» gehen ins Wasser.

10.2 Vergleich der 300 kW-Waldholzsnitzelfeuerung mit der 100 kW-Stückholzfeuerung

Fig. IX. 10.5 gibt eine grobe Übersicht über die Unterschiede in den Umwelteinwirkungen der 100 kW-Stückholzfeuerung und der 300 kW Waldholzsnitzel- und Sägereischnitzelfeuerung. Im folgenden solle auf einige Unterschiede in den Resultaten der Stückholz- und der Waldholzsnitzelfeuerung hingewiesen werden.

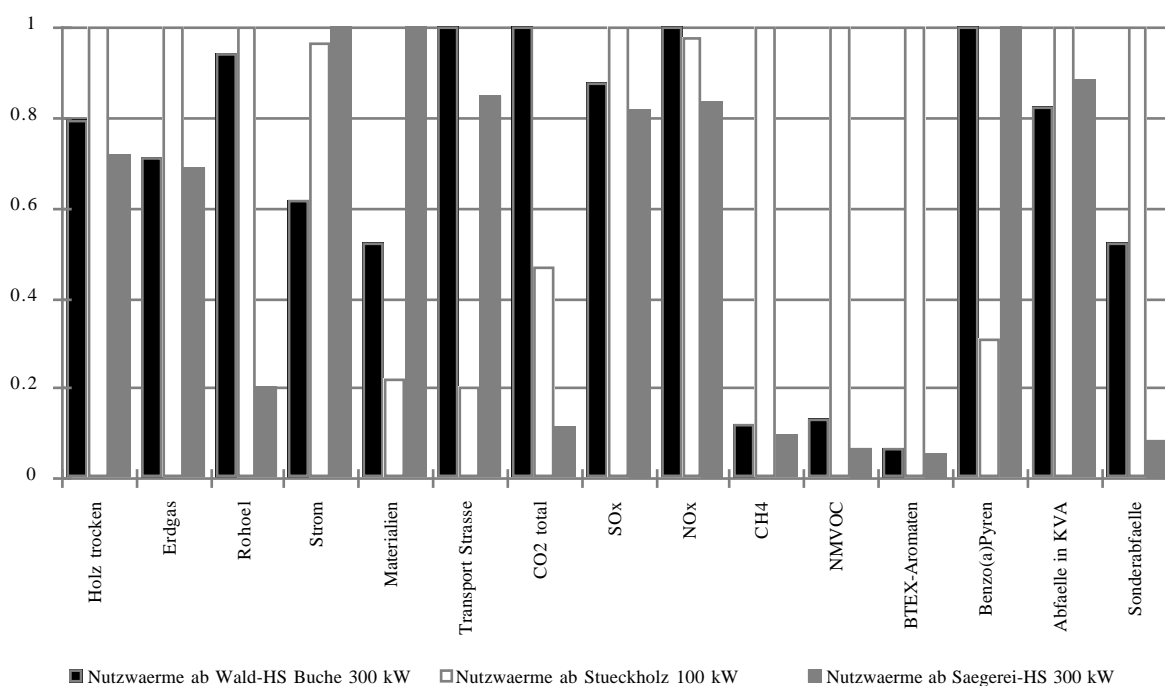


Fig. IX.10.5: Vergleich einer 100 kW-Stückholzfeuerung, einer 300 kW-Waldholzschnitzel- (Buche) und Sägereiholzschnitzelfeuerung. Der jeweils grösste Wert ist als 100 % gesetzt.

10.2.1 Ressourcen, Material, Transport und Abwärme

Beim Flächenbedarf lässt sich nur in der Kategorie Fläche III-IV ein deutlicher Unterschied zwischen den beiden Feuerungen ausmachen. Der grössere Verbrauch der Stückholzfeuerung hat seine Ursache in der einjährigen Lagerung des gesamten Holzbedarfs beim Verbraucher. Der Holzschnitzelsilo hingegen wird während der Heizperiode mehrmals aufgefüllt und benötigt deshalb eine geringere Fläche.

Der Bedarf an den Ressourcen Holz und Wasser ist bei der Stückholzkette um einige Prozente grösser als bei der Holzschnitzelkette. Der Grund dafür liegt im tieferen Jahresnutzungsgrad der Stückholzfeuerung.

Der Materialbedarf hängt von zwei Faktoren ab. Einerseits haben grosse Feuerungen einen höheren Energiedurchsatz bei gleicher Lebensdauer der Anlage, was zu einem geringeren Materialverbrauch pro Energieeinheit führt. Andererseits benötigen die Holzschnitzelfeuerungen einen Silo als Schnitzellager. Dies führt dazu, dass der gesamte Materialbedarf sowie der Verbrauch an Betonkies, Kalkstein und Stahl bzw. Guss bei der Holzschnitzelfeuerung deutlich grösser ist als bei der Stückholzfeuerung. Beim Verbrauch an Stahl und Guss ist dieser Unterschied am geringsten, was mit dem erhöhten Energiedurchsatz und mit dem höheren Jahresnutzungsgrad begründet werden kann.

Beim Transport auf der Strasse hat die Stückholzfeuerung klar den kleineren Bedarf als die Holzschnitzelfeuerung. Dies kommt daher, dass der Transport des Stückholzes nicht als LKW-Transport auf der Strasse bilanziert wurde, sondern mit einem Traktor durchgeführt wird, welcher als Baumaschine bilanziert wurde. Auch wurde für den Stückholztransport eine kürzere durchschnittliche Transportdistanz, 10 km statt 15 km, angenommen. Würden die Stückholztransporte ebenfalls mit einem LKW durchgeführt, so wäre der Transportbedarf in der Grössenordnung der Holzschnitzelkette.

Die Abwärme zeigt auf, wieviel Energie für die Erzeugung von einem TJ Nutzwärme an die Umwelt abgegeben wurde. Die Holzschnitzelfeuerung ist klar energieeffizienter, was einerseits auf den kleineren Energieverbrauch bei der Herstellung des Brennholzes im Wald und andererseits auf den höheren Jahresnutzungsgrad zurückgeführt werden kann (Fig. IX.10.6 und IX.10.7).

10.2.2 Emissionen in die Luft

Bei den SO_x und NO_x-Emissionen sind die Unterschiede zwischen den beiden Feuerungen sehr gering. Deutliche Unterschiede gibt es hingegen bei den Kohlenwasserstoffen. Sowohl bei den Emissionen an CH₄ und NMVOC, als auch bei den BTEX-Emissionen hat die Stückholzfeuerung um die Faktoren 8 (CH₄ und NMVOC) und 16 (BTEX-Aromaten) grössere Emissionen. Die für die Stückholzfeuerungen tiefer bilanzierten B(a)P-Emissionen führen dazu, dass die Gesamtbilanz, trotz längerem Motorsägen-Einsatz, für die Stückholzketten günstiger ausfällt. Die Resultate spiegeln die Emissionsfaktoren der einzelnen Feuerungen wider und sind ein Hinweis darauf, dass diese Emissionen durch die Qualität der Holzfeuerung bestimmt werden. In den verschiedenen Feuerungsketten wurden keine Hg- oder Vanadiumemissionen bilanziert. Diese stammen also vollumfänglich aus den Energie- und den Materialvorleistungen.

10.2.3 Emissionen ins Wasser

Bei den betrachteten Energiesystemen wurden keine Emissionen ins Wasser bilanziert. Diese stammen also aus den vorgelagerten Energie- und Materialsystemen. Die Emissionen von Chlorid, Sulfat, Ammoniak, Fette und Öle, aromatischen Kohlenwasserstoffe und Zink sind bei der Stückholzfeuerung etwa gleich gross wie bei der Holzschnitzelfeuerung.

10.2.4 Abfälle

Innerhalb der untersuchten Systeme wurden lediglich Abfälle in Inertstoffdeponien und in KVA sowie Sonderabfälle bilanziert. Die grossen Mengen an Abfällen in Inertstoffdeponien spiegeln den Verbrauch an Material und insbesondere an Beton für die Silos wider. Dementsprechend sind diese Belastungen bei der Stückholzkette viel geringer als bei der Holzschnitzelkette. Die aber immer noch sehr grosse Menge bei der Stückholzkette zeigt, dass ein erheblicher Anteil auch aus vorgelagerten Prozessen stammt.

Überraschend sind die grossen Mengen an Sonderabfällen, da innerhalb der Holzenergiesysteme lediglich bei der Sägereiholzschnitzelkette Sonderabfälle bilanziert wurden. Gerade dieses Energiesystem hat aber die geringsten Belastungen. Bei den anderen Energiesystemen stammen diese Abfälle aus vorgelagerten Prozessen. Der Verbrauch an Getriebe- und sonstigen Schmier- und Hydraulikölen der Baumaschinen (bilanziert für den Traktoreinsatz) dürfte hier einen massgeblichen Beitrag liefern.

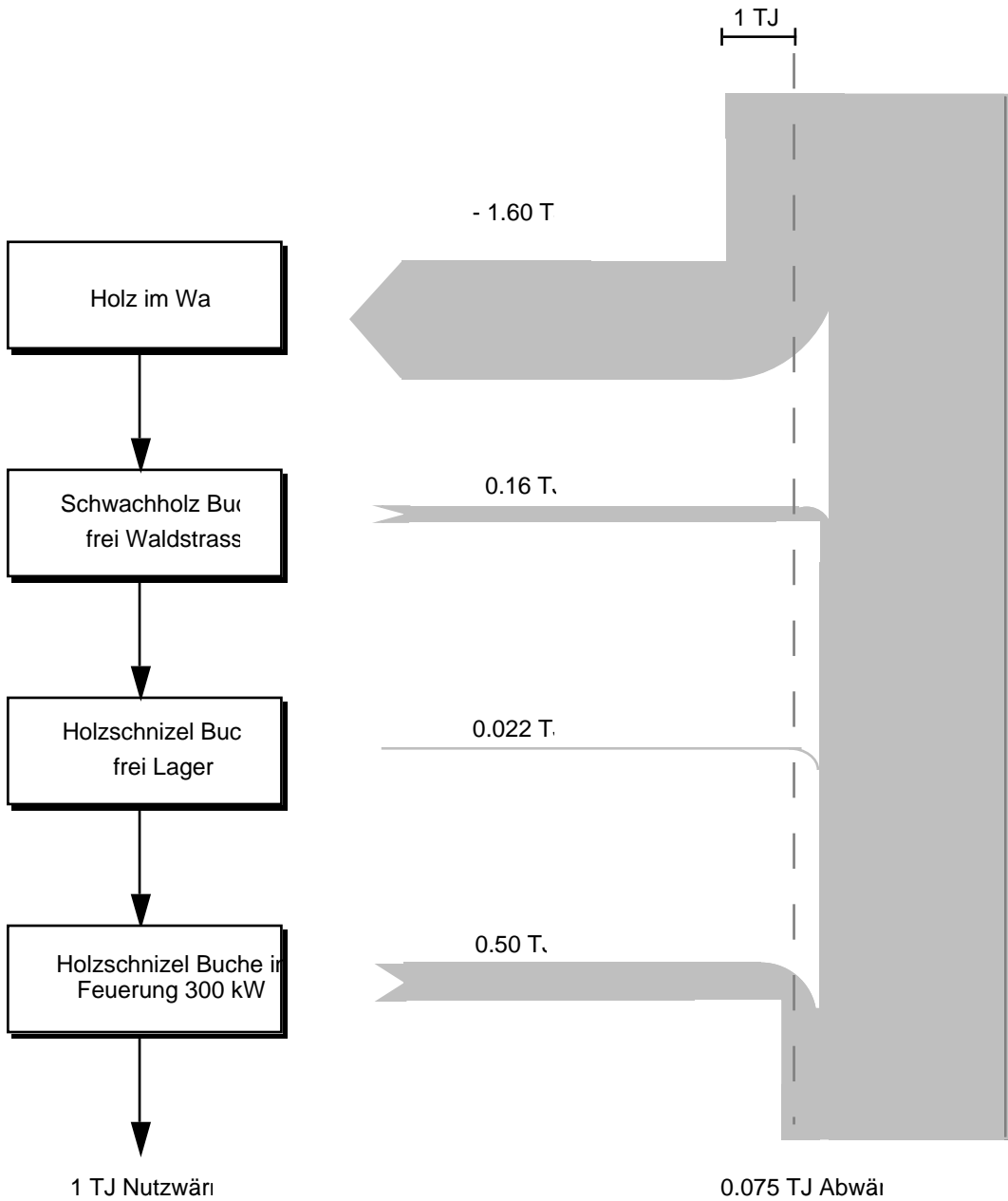


Fig. IX.10.6: Wärmefluss durch die Prozesskette Waldholzschnitzel Buche 300 kW. Pro TJ Nutzwärme fallen nur 0.075 TJ Abwärme an.

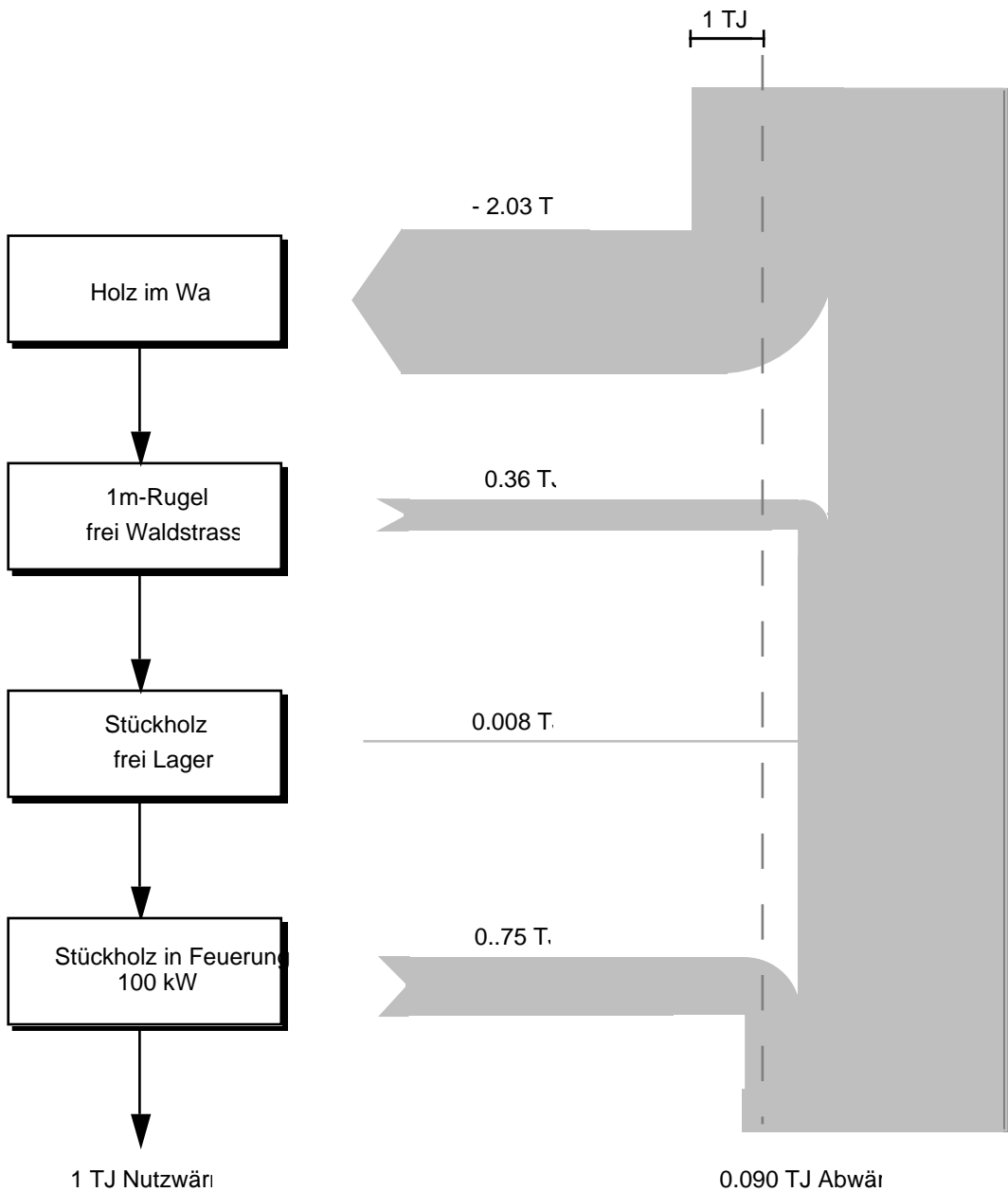


Fig. IX.10.7:
TJ Abwärme an.

Wärmefluss durch die Prozesskette Stückholz 100 kW. Pro TJ Nutzwärme fallen nur 0.090

11 Zusätzliche Hilfsmodule

11.1 Motorsäge pro Betriebsstunde

11.1.1 Übersicht

Bei der Waldarbeit wird die Motorsäge beim Fällen, Entasten und Einschneiden des Holzes verwendet. Angetrieben wird die Motorsäge von einem 2-Takt-Benzinmotor. Neben den für einen Verbrennungsmotor typischen Emissionen an Verbrennungsgasen zeichnet sich die Motorsäge durch hohe Emissionen von Kettenschmieröl aus. Auf dem Markt sind heute Produkte auf Mineralöl- und auf Rapsölbasis erhältlich. Letzteres kann biologisch abgebaut werden. In Österreich ist nur noch die Verwendung von Rapsöl erlaubt. In Deutschland macht der Anteil des Rapsöls 40 % aus <Stihl 1994a>. Für die Schweiz werden die gleichen Verhältnisse angenommen wie für Deutschland. Beim Sägen wird das Schmieröl in einen separaten Tank gefüllt und während dem Sägevorgang auf die Kette aufgetragen. Von dort aus verspritzt das Schmieröl in die nähere Umgebung und gelangt über die Pflanzen oder direkt auf den Boden. Bei einer durchschnittlichen Sägeleistung von 4 m³ Holz pro Stunde und einem Kettenschmierölverbrauch von 0.3 l/h, ergibt dies einen Massenfluss von rund 330'000 l Schmieröl pro Jahr in der Schweiz oder 0.1 g pro m² Waldboden und Jahr.

11.1.2 Materialeinsatz und Baubedarf

Eine mittlere Motor-Kettensäge ist 7 kg schwer. Es wird angenommen, dass davon 5.4 kg unlegierter Stahl ist. Die restlichen 1.6 kg verteilen sich auf die Sägekette (0.4 kg) und die Laufschiene (1.2 kg). Sägekette und Laufschiene bestehen aus hochlegiertem Stahl. Die Lebensdauer der Motorsäge beträgt 2'500 Betriebsstunden. Die Sägekette, die alle 65 Betriebsstunden ersetzt werden muss, wird als Verbrauchsmaterial dem Betrieb zugerechnet. Die Laufschiene muss alle 200 Betriebsstunden ausgewechselt werden <Stihl 1994b>. Der Verbrauch an 2-Takt-Gemisch beträgt 0.8 kg/h <BUWAL 1990>. Gegenüber herkömmlichen Benzin hat 2-Takt-Gemisch einen erhöhten Anteil an Öl, welches die Schmierfunktion im Motor übernimmt. Da dieser Anteil nur einige Prozent beträgt, wird er in dieser Arbeit vernachlässigt. Ein weiterer Materialbedarf entsteht durch den Verbrauch an Kettenschmieröl (0.3 l/h). Zu letzterem fehlen jedoch noch genauere Angaben. Anstelle des Schmieröls werden in dieser Arbeit die Umweltbelastungen von Heizöl Petro ab Raffinerie Europa eingesetzt.

Der Stahl wird 600 km mit der Bahn und 50 km mit einem LKW transportiert. Das Schmieröl wird 200 km mit der Bahn und 50 km mit einem LKW transportiert. Zusätzlich wird für alle Materialien noch ein Transport von 50 km mit einem Lieferwagen zum Endverbraucher veranschlagt.

11.1.3 Emissionen in die Luft

Die beim Betrieb entstehenden Verbrennungsgase wurden einerseits in Messungen von Motorsägen <Bruner-Newton et al. 1979> und 2-Takt-Motoren <BUWAL 1987>, <Fritsche et al. 1990> ermittelt und andererseits aus dem Kohlenstoff- und Schwefelgehalt, unter Annahme vollständiger Oxidation, berechnet. <Fritsche et al. 1990> gibt für die Kohlenwasserstoffe ein Verhältnis von 2 % CH₄ zu 98 % NMVOC an. Die in den anderen Quellen aufgeführten Kohlenwasserstoffe werden dementsprechend aufgeteilt. <Stihl 1994a> gibt für verschiedene Kohlenwasserstoffe folgende Emissionsfaktoren an: Acetaldehyd 0.15 g/h, Benzo(a)pyren 0.00003 g/h, Benzol 2.2 g/h, Formaldehyd 1.7 g/h, PAH 0.003 g/h, Toluol 10.5 g/h und Xylol 11.2 g/h. Diese Werte stammen aus einer Messung, die vom TÜV Bayern durchgeführt wurde. In Tabelle IX.11.1 finden sich die restlichen Emissionsfaktoren für Motorsägen.

		CO ₂	CO	CH ₄	NMVOC	NO _x	SO ₂	Pb	Quelle
Motorsäge	g/h	K.A.	367	2.9	142.6	0.25 5	K.A.	K.A.	<Bruner-Newton et al. 1979>
2-Takt-Motor	g/h	K.A.	400	4.8	235.2	2.4	K.A.	0.07	<BUWAL 1987>
Motorsäge	g/h	2'070	705	K.A.	240 ¹	K.A.	K.A.	K.A.	<Stihl 1994a>
	g/h	2'537					0.51		eigene Berechnung ²
dieses Projekt:	g/h	1'580	500	4.2	200	1.3	0.5	0.07	

Tab. IX.11.1: Luftemissionen von Motorsägen pro Betriebsstunde. Die Werte aus <BUWAL 1987> wurden mit einem Treibstoffverbrauch von 0.8 kg/h <BUWAL 1990> auf [g/h] umgerechnet. Die CO₂ Emissionen wurden aus dem C-Gehalt des Benzins abzüglich des im CO und in den HC gebundenen Kohlenstoffs berechnet. 1 CH₄ ist in NMVOC enthalten. 2 Unter Annahme vollständiger Verbrennung.

11.1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

Infra Motorsäge		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl hochlegiert	5.4	kg
Stahl unlegiert	15	kg
Transporte:		
Transport LKW 40 t	2.04	tkm
Transport Schiene	4.08	tkm
Energieträger:		
Erdgas in Industrieheizung	0.000204	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	6.73 E-5	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	6.73 E-5	TJ

Tab. IX.11.2: Eingabedaten des Infrastrukturmoduls «Infra Motorsäge»

Motorsäge	[h]	
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl hochlegiert 60 % Rec.	0.00615	kg
Allg. Dienstleistungen:		
Infra Motorsäge	0.0004	Stk
Transporte:		
Transport Lieferwagen	0.000316	tkm
Transport LKW 28 t	0.000308	tkm
Transport Schiene	0.00369	tkm
Energieträger:		
Benzin verbleit ab Regionallager CH	0.0008	t
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	0.00016	t
Erdgas in Industrief. >100kW Euro	6.15E-08	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	2.03 E-8	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	2.03E-08	TJ
Abwärme in Luft s	3.64E-05	TJ
Acetaldehyd s	0.000149	kg
BaP Benzo(a)pyren s	3.18E-08	kg
Benzol s	0.00221	kg
CH4 Methan s	0.0042	kg
CO Kohlenmonoxid s	0.5	kg
CO2 Kohlendioxid s	1.58	kg
Formaldehyd s	0.00172	kg
NMVOC s	0.2	kg
NOx Stickoxide als NO2 s	0.0013	kg
PAH Polyzyklische aromatische HC s	2.90E-06	kg
Pb Blei s	7.00E-05	kg
SOx als SO2 s	0.0005	kg
Toluol p	0.0104	kg
Xylol s	0.0112	kg
Emissionen Boden:		
Oel biol. p	0.1	kg
Oel p	0.16	kg

Tab. IX.11.3: Eingabedaten des Moduls «Motorsäge». Die Werte sind pro Betriebsstunde angegeben.

11.1.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

In diesem Modul wurde der Aufwand für die Herstellung des auf Rapsöl basierenden Kettenöls nicht bilanziert.

Bei der Bestimmung der Luftemissionen der Motorsäge wurde auf relativ alte Daten zurückgegriffen oder es standen nur wenige Daten zur Verfügung. Dabei besteht die Unsicherheit, ob diese Daten auch heute noch ihre Gültigkeit haben. Der Vergleich mit neueren Emissionsdaten von 2-Takt-Motoren zeigt aber, dass die Unterschiede sehr gering sind.

11.2 Diesel in Grosshacker

11.2.1 Übersicht

Für die Waldholzschnitzelherstellung werden heute Grosshacker eingesetzt. Diese Maschinen bestehen aus einem Tragfahrzeug von 20 t Gewicht und einem Hacker von 4 t Gewicht. Die ganze Maschine verbraucht 1.4 kg Diesel pro Sm. Darin sind auch die Anfahrtswege und Verschiebungen im Wald inbegriffen. Der Hacker hat eine Lebensdauer von 10 Jahren, das Tragfahrzeug von 20 Jahren. Im Gesamtgewicht inbegriffen sind auch 6 Pneus aus Gummi à 300kg und Hackmesser aus niedriglegiertem Stahl mit einem Gewicht von 60kg. Die Pneus haben eine Lebensdauer von 5

Jahren. Der Stahlanteil beträgt 16.8 Gewichtsprozent (analog zu Anhang B, Tab. B.1.24). Die Hackmesser werden alle 4'500 Sm ersetzt und zählen mit den Pneus zum Verbrauchsmaterial. Pro Jahr wird mit dieser Maschine 20'000 Sm gehackt. Beim Betrieb werden pro Sm 0.0115 Liter Schmieröl verbraucht <Kym 1993>.

Die reifenbürtigen Schwermetallemissionen werden nicht bilanziert, da der Grosshacker einen beträchtlichen Teil seiner Fahrkilometer auf Waldstrassen zurücklegt. Die treibstoff- und schmieröl- bürtigen Emissionen für den Grosshacker werden dem Modul «Diesel in Baumaschine» entnommen (Anhang B, Tab. B.4.3).

11.2.2 Eingabedaten

Infra Grosshacker		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	26200	kg
Transporte:		
Transport LKW 28 t	1310	tkm
Transport Schiene	15700	tkm
Energieträger:		
Erdgas in Industrieheizung	0.262	TJ
Strom Niederspannung UCPTE	0.0865	TJ
OUTPUT		
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft p	0.0865	TJ

Tab. IX.11.4: Material- und Energieaufwand zur Herstellung eines Grosshackers.

Diesel in Grosshacker		[TJ]
INPUT		
Basismaterialien:		
Gummi EPDM	250	kg
Stahl niedriglegiert	223	
Stahl unlegiert	50.5	kg
Allg. Dienstleistungen:		
Infra Grosshacker	0.0417	Stk
Transporte:		
Transport LKW 28 t	13.6	tkm
Transport Schiene	164	tkm
Energieträger:		
Diesel ab Regionallager CH	23.5	t
Erdgas in Industrief. >100kW Euro	0.00273	TJ
Strom Niederspannung UCPTE	0.000901	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	0.000901	TJ
Abwärme in Luft s	1.063	TJ
Acetaldehyd s		kg
BaP Benzo(a)pyren s	0.000117	kg
Benzol s	0.0234	kg
CH4 Methan s	4.44	kg
CO Kohlenmonoxid s	374	kg
CO2 Kohlendioxid s	73000	kg
N2O Lachgas s	2.8	kg
NM VOC s	164	kg
NOx Stickoxide als NO2 s	1010	kg
Partikel s	150	kg
Pb Blei s	0.00257	kg
SOx als SO2 s	60.7	kg
Abfälle:		
Abfälle in SAVA	161	kg

Tab. IX.11.5: Eingabedaten des Moduls «Diesel in Grosshacker». Die Werte sind pro TJ Diesel angegeben.

11.2.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Angaben zum Grosshacker stammen von einem Holzschnitzelproduzenten und spiegeln die tatsächliche Praxis wider. Da aber nur eine Quelle verwendet wurde ist nicht auszuschliessen, dass andere Maschinen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Literaturverzeichnis

- AfU St.Gallen 1985 AfU St.Gallen, "Brennstoffaufbereitung für die Versorgung automatischer Holzschnitzel feuerungen", St.Gallen, 1985
- AfU St.Gallen 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Grasser, Amt für Umweltschutz St.Gallen, St.Gallen, 1993
- AGW 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Stäubli, Amt für Gewässerschutz und Wasserwirtschaft, Zürich, 1993
- BAS 1991 BAS, "Jahrbuch der schweizerischen Wald- und Holzwirtschaft: 1989", Bern, 1991
- Berner et al. 1989 R. A. Berner, A. C. Lasaga, "Simulation des geochemischen Kohlenstoffkreislaufs" in "Spektrum der Wissenschaften", Nr. 5, S. 54-61, 1989
- BEW 1992 BEW, "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1991" in "Bulletin SEV/VSE", Nr. 12, 1992
- BfK 1987 BfK, "Wärme aus Holz", Bern, 1987
- BfK 1988 BfK, "Holz-Zentralheizungen: Grundlagen für Planung, Projektierung und Ausführung", Bern, 1988
- Bingham 1975 C. W. Bingham, "The keynote" in "Forest Products Journal", Vol. 25, Nr. 9, 1975
- Bludau et al. 1992 D. Bludau, P. Turowski, "Verfahrensrelevante Untersuchungen zu Bereitstellung und Nutzung jährlich erntebare Biomasse als Festbrennstoff unter besonderer Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und umweltbezogener Aspekte", München, 1992
- Braun et al. 1992 H. Braun, B. Angrüner, P. Ecker, "Dioxinmissionen bei Feuerungen", Wien, 1992
- Braun et al. 1991 H. Braun et al., "Emissionen bei der Verbrennung: Forschungsbericht", Wien, 1991
- Braun et al. 1988 H. Braun, A. Eder, B. Angrüner, "Emissionen bei Hackgutfeuerungen", Wien, 1988
- Bruner-Newton et al. 1979 I. Bruner-Newton, G. Bruner, H. P. Lenz, "Schadstoffmissionen von Motor-Kettensägen" in "Motortechnische Zeitschrift", Vol. 40, Nr. 11, S. 526, 1979
- BUWAL 1987 BUWAL, "Vom Menschen verursachte Schadstoff-Emissionen in der Schweiz 1950-2010", Bern, 1987
- BUWAL 1989 BUWAL, "Der Schweizer Wald heute", Bern, 1989
- BUWAL 1990 BUWAL, "Energie aus Heizöl oder Holz? Eine Vergleichende Umweltbilanz", Bern, 1990
- Cannel 1988 M. G. R. Cannel, "The scientific background" in F. C. Hummel, W. Palz, G. Grassi, "Biomass forestry in Europe: A strategy for the future", S. 83-99, London, 1988
- Christ 1991 U. Christ, "Holz - Erneuerbare Energie mit Zukunft" in "Buwal-Bulletin", Nr. 3, S. 12-19, 1991
- ECE 1992 ECE, "Corinair inventory: Default emission factors handbook", 1992
- Etienne 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Suter, Etienne AG, Luzern, 1993
- FAO 1989 FAO, "Forest products: 1978-1989", Paris, 1989
- Fengel et al. 1984 D. Fengel, G. Wegener, "Wood: Chemistry, Ultrastructure, Reactions", Berlin, 1984
- Fritsche et al. 1992 U. Fritsche et al., "Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0", Darmstadt, 1992
- Fritsche et al. 1990 U. Fritsche, L. Rausch, K.-H. Simon, "Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)", Darmstadt, 1990
- Gächter et al. 1991 T. Gächter, O. Thees, "Gutachten zur Wahl der Holzernnteverfahren im Laubschwachholz im Forstkreis 1 Frick/AG", Birmensdorf, 1991
- Gisi et al. 1990 U. Gisi et al., "Bodenökologie", Stuttgart, 1990
- Good 1992 J. Good, "Verbrennungsregelung bei automatischen Holzschnitzelfeuerungen", Zürich, 1992
- Hakkila 1989 P. Hakkila, "Utilization of residual forest biomass", Berlin, 1989
- Hartweck 1992 W. Hartweck, "Holzverbrennung in der Zirkulierenden Wirbelschicht" in T. Nussbaumer, "Neue Konzepte zur schadstoffarmen Holzenergie-Nutzung", S. 173-187, Bern, 1992
- Hasler et al. 1993 P. Hasler, T. Nussbaumer, R. Bühler, "Dioxinmissionen von Holzfeuerungen", Bern, 1993
- IfV 1992 IfV, "Jahresbericht 1992", Graz, 1992
- INFRAS 1992 INFRAS, "Externe Kosten der Wärme- und Energieversorgung", Zürich, 1992
- Kleemann et al. 1983 M. Kleemann, S. Kobo, M. Meliss, "Die Rolle des Waldes in der Energieversorgung von Entwicklungsländern", Jülich, 1983
- Knodel et al. 1983 H. Knodel, H. Bayrhuber, "Linder Biologie" in , , Nr. , S. , Stuttgart, 1983
- Kym 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn K. Kym, Bennwil, 1993

- LRV 1992 Luftreinhalte-Verordnung (LRV) vom 16. Dezember 1985 (Stand am 1. Juli 1992), Bern, 1992
- Marutzky 1990 R. Marutzky, "Zur Entsorgung und Verwertung von Aschen und Filterstäuben von Holzfeuerungen", Braunschweig, 1990
- Marutzky 1991 R. Marutzky, "Erkenntnisse zu Schadstoffbildung bei der Verbrennung von Holz und Spanplatten", Braunschweig, 1991
- Mather 1990 A. S. Mather, "Global forest resources", London, 1990
- Mette et al. 1984 H.-H. Mette, R. Kommert, O. Blossfeld, "Holzkundliche Grundlagen der Forstnutzung", Berlin, 1984
- Nultsch 1986 W. Nultsch, "Allgemeine Botanik (8. Aufl.)", Stuttgart, 1986
- Nussbaumer 1988 T. Nussbaumer, "Emissionen von Holzfeuerungen", Zürich, 1988
- Nussbaumer 1989 T. Nussbaumer, "Schadstoffbildung bei der Verbrennung von Holz. Diss ETH Zürich 8838.", Zürich, 1989
- Nussbaumer 1992 T. Nussbaumer, "Anforderungen an emissionsarme Holzenergie-Anlagen" in T. Nussbaumer, "Neue Konzepte zur schadstoffarmen Holzenergie-Nutzung", S. 5-35, Bern, 1992
- Nussbaumer 1993 T. Nussbaumer, "Umweltrelevanz der Biomassenverbrennung" in "Fernwärme aus Biomasse", S. 49-61, Graz, 1993
- Nussbaumer 1994 Persönliche Mitteilung von Herrn Dr. Nussbaumer, Verenum, Zürich, 1994
- Obernberger 1992 I. Obernberger, "Sekundärrohstoff Holzasche – Kreislaufwirtschaft im Zuge der Energiegewinnung aus Biomasse", Graz, 1992
- Oberzolldirektion 1992 Oberzolldirektion, "Schweizerische Aussenhandelsstatistik: Jahresstatistik", Bern, 1992
- Odum 1983 E. P. Odum, "Grundlagen der Ökologie (2 Bd.)", Stuttgart, 1983
- Pettersen 1984 R. C. Pettersen, "The chemical composition of wood", Washington D.C., 1984
- Postel et al. 1991 S. Postel, J. C. Ryan, "Reform der Forstwirtschaft", Frankfurt, 1991
- Schmid 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Schaffner, Schmid AG, Eschlikon, 1993
- Schultz 1987 R. Schultz, "Vergleichende Betrachtung des Schwermetallhaushalts verschiedener Waldökosysteme Norddeutschlands", Göttingen, 1987
- Sell et al. 1988 J. Sell, G. Schnell, "Der Heizwert von Holz und seine Einflussfaktoren: Literatursauswertung und Zusatzuntersuchungen", Dübendorf, 1988
- SIA 1988 SIA, "SIA Empfehlung 380/1: Energie im Hochbau", Zürich, 1988
- Sigg et al. 1989 L. Sigg, W. Stumm, "Aquatiscche Chemie", Zürich, 1989
- Stihl 1994a Persönliche Mitteilung von Herrn Dr. Schierling, Firma Stihl, Waiblingen (BRD), 1994a
- Stihl 1994b Persönliche Mitteilung von Herrn Herzog, Stihl Vertriebs AG, Mönchaltorf, 1994b
- StoV 1992 Verordnung über umweltgefährdende Stoffe (Stoffverordnung, StoV) vom 9.Juni 1986 (Stand am 16.September 1992), Bern, 1992
- Streiff et al. 1991 H. Streiff, U. B. Brändli, "Künftige Rundholzversorgung aus dem Schweizer Wald", Bern, 1991
- Tiba 1993 Persönliche Mitteilung der Herren Hasler und Bösiger, Tiba AG, Bubendorf, 1993
- Vehlow 1990 J. Vehlow, "Auftreten von Dioxinen bei der Holzverbrennung und Möglichkeiten der Minimierung", Braunschweig, 1990
- VSoB 1986 Verordnung über Schadstoffe im Boden (VSoB) vom 9.Juni 1986, Bern, 1986
- WaG 1991 Bundesgesetz über den Wald (Waldgesetz, WaG) vom 4. Oktober 1991, Bern, 1991
- WRI 1992 WRI, "World Resources 1992-93", Oxford, 1992
- VHe 1996 Mitteilung der Schweizerischen Vereinigung für Holzenergie Herr A. Keel, c/o Lignum Zürich, April 1996



Wärmepumpe mit Erdwärmennutzung

Überarbeitung 1996:

Ursula Bollens

Bearbeitung:

Nicole Attinger, Ernst Walder

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Für die wertvolle Unterstützung durch die Herren Rohner sen. und jun., Firma Grundag AG (Erdwärmesonde) und Herrn Hess, Firma Polydynamics Ltd. (Wärmepumpe) möchten wir herzlich danken. Die Informationen aus der Praxis waren eine wichtige Grundlage.

Zusammenfassung

Anhand einer fiktiven Anlage für ein Einfamilienhaus im Schweizer Mittelland werden die Input- und Outputgrössen einer Wärmepumpenheizung mit Erdwärmenutzung bilanziert. Zur Erdwärmesondenanlage gehören eine Wärmepumpe, die Erdwärmesonde und ein Wärmeverteilsystem. Bilanziert werden die für den Bau verwendeten Materialien, die eingesetzte Energie für Bau und Betrieb sowie den aus Bau und Abbruch hervorgehenden Abfällen. Das System wird mit 3 Infrastrukturmodulen für die Wärmepumpe, die Erdwärmesonde und die Wärmeverteilung sowie mit dem Modul für die Bereitstellung der Nutzenergie dargestellt.

Als Beispiel für den Einsatz einer Wärmepumpe zum Beheizen von Wohnraum wird die Nutzung der "untiefen Geothermie" betrachtet (Sole/Wasser). Nicht berücksichtigt sind die "tiefe Geothermie" und Luft/Wasser oder Wasser/Wasser-Anlagen. Die Sonde liegt in unmittelbarer Nähe des zu beheizenden Objektes (Nahwärmesystem). Der Fall einer Fernheizung (grössere Anlage für mehrere Häuser) wird nicht behandelt.

Insgesamt werden pro TJ Nutzwärme ab Erdwärmesonde 7'700 kg Materialien eingesetzt, zu 60 % direkt im Bau der Wärmeverteilung, 30 % stammen aus den Prozessketten der Strombereitstellung.

Obwohl beim Betrieb einer Erdwärmesonde, abgesehen von Kältemittelverlusten, direkt keine Emissionen entstehen, werden auch bei diesem Energiesystem über vorgelagerte Prozesse Luftschadstoffe freigesetzt. Pro TJ Nutzwärme ab Erdwärmesonde werden gegen 6'000 kg CO₂ emittiert, wovon 43 % bei der Stromerzeugung (Strommix Schweiz, Inlandproduktion) und der Rest bei der Produktion verschiedener Materialien entstehen. Durch Anwenden verschiedener nationaler Strommixe zeigt sich der Einfluss der Strombereitstellung auf die Umwelteinwirkungen der Wärmebereitstellung mittels elektrischer Wärmepumpe sehr deutlich.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Zusammenfassung.....	i
Inhaltsverzeichnis	ii
Abkürzungen und Begriffe.....	iii
1. Einleitung	1
1.1 Nutzung von geothermischer Energie.....	1
1.2 Erdwärmenutzung in der Schweiz.....	2
1.3 Andere Wärmequellen für Wärmepumpen-Heizsysteme.....	3
2. Nutzung der untiefen Geothermie.....	4
2.1 Einleitung.....	4
2.2 Prinzip der Erdwärmenutzung mit Wärmepumpen.....	4
2.2.1 Erdwärmesonde.....	4
2.2.2 Wärmepumpe.....	4
2.3.3 Wichtige Vorgänge beim Betrieb von EWS-Anlagen.....	5
3. Systemcharakterisierung	7
3.1 Wärmeleistungsbedarf.....	7
3.2 Sondenlänge.....	7
3.3 Jahresarbeitszahl	7
3.4 Definition der Prozessschritte	8
3.5 Verknüpfungsfaktoren.....	8
4. Prozessschritte	9
4.1 Wärmepumpe.....	9
4.1.1 Datengrundlagen.....	9
4.1.2 Materialeinsatz	9
4.1.3 Betrieb.....	9
4.1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	10
4.2 Erdwärmesonde.....	10
4.2.1 Materialeinsatz und Bauaufwand	10
4.2.2 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	12
4.3 Wärmeverteilsystem.....	12
4.3.1 Materialeinsatz und Bauaufwand	12
4.3.2 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	13
4.4 Nutzwärme ab Wärmepumpe mit Erdwärmesonde.....	13
5. Kritik, verbesserungswürdige Punkte	14
6. Resultate.....	15
6.1 Einfluss von Erdsonde, Wärmepumpe, Wärmeverteilung und Betrieb der Wärmepumpe.....	16
6.1.1 Ressourcen, Energien, Materialien und Transporte.....	16
6.1.2 Emissionen.....	18
6.1.3 Abfälle	19
6.2 Vergleich verschiedener Strombezüge.....	20
Literaturverzeichnis.....	21

Abkürzungen und Begriffe

BEW	Bundesamt für Energiewirtschaft
COP	Coefficient of Performance
EFH	Einfamilienhaus
EJ	Exajoule, 10^{18} Joules
EWS	Erdwärmesonde
FCKW	Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff
GJ	Gigajoule, 10^9 Joules
HFCKW	teilhalogenierter Fluorchlorkohlenwasserstoff
Jahresarbeitszahl	Verhältnis von Nutzenergie (Wärme) zu eingesetzter Energie (Strom)
JAZ	Jahresarbeitszahl
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
MFH	Mehrfamilienhaus
MJ	Megajoule, 10^6 Joules
monovalent	Wärmepumpe als einziges Heizsystem
NT	Niedertemperatur (z.B. NT-Heizung)
PE (LD)	Polyethylene low density
PE (MD)	Polyethylene medium density
TJ	Terajoule, 10^{12} Joules
tkm	Tonnenkilometer
VPE	Vernetztes Polyethylen
WP	Wärmepumpe
WVS	Wärmeverteilsystem

1. Einleitung

1.1 Nutzung von geothermischer Energie

Seit Urzeiten gibt die Erde Wärme ans Weltall ab. Doch erst in neuerer Zeit nutzt der Mensch diesen Vorrat in geringem Masse. In geothermischen Anomalien, wo hohe Temperaturen in geringen Tiefen herrschen, wird Wärme in Form von Heisswasser und Dampf extrahiert.

Wird die gespeicherte geothermische Energie mit dem jährlichen Weltenergieverbrauch verglichen (Tab. X.1.1), so scheinen alle Energieprobleme dieser Erde für immer gelöst zu sein! Jedoch ein grosser Teil dieser Energie ist von einer Temperatur unter 100 °C. Nur ca. 2 % des Weltverbrauches wird durch die geothermische Energienutzung abgedeckt.

geothermische Energie, weltweit (bis 3 km Tiefe)	43 10 ²⁴ J
davon 85 % mit T < 100 °C	36 10 ²⁴ J
Weltenergieverbrauch (1987)	0.3 10 ²¹ J/a
davon 40 % mit T < 100 °C	0.1 10 ²¹ J/a

Tab. X.1.1: Gespeicherte geothermische Energie und Weltenergieverbrauch

	zur direkten Wärme- nutzung [MW]	zur Stromerzeugung [MW]
USA	436	2770
China	2143	21
Japan	3321	215
Philippinen	1	891
Island	774	45
Italien	329	545
Ungarn	1276	-
Neuseeland	258	283
Afrika	141	45
Amerika	515	3606
Asien	6855	1301
Europa	3656	593
Ozeanien	269	283
global	11436	5828

Tab. X.1.2: Nutzung geothermischer Energie 1990 <Freeston 1990>. Angaben der installierten Leistungen in MW.

Die USA, die Philippinen und Mexiko sind die Hauptproduzenten von elektrischem Strom aus Erdwärme (Tab. X.1.2). Die geographische Verteilung folgt der geologischen Situation, denn zur Erzeugung von Elektrizität werden meist die charakteristischen Dampfagerstätten ausgenutzt. Das historisch bekannteste Beispiel ist Lardarello in der Toskana. Schon zu römischen Zeiten war hier ein Thermalbad; heute wird eine Kraftwerkanlage (Gesamtleistung von 600 MW) mit geothermischem Dampf betrieben. Vielerorts wird die geothermische Energie auch direkt – meist zu Heizzwecken – eingesetzt. Weltweit sind solche Anlagen mit einer thermischen Leistung von über 11'000 MW installiert, davon ca. ein Drittel in Europa (Tab. X.1.3).

Ungarn	1276
GUS-Staaten	1133
Island	774
Frankreich	337
Italien	329
Bulgarien	293
Rumänien	251
ehem. Jugoslawien	113
Tschechien u. Slowakei	105
Belgien	93
Deutschland	30
Schweiz	23
Griechenland	18
Polen	9
Österreich	4
Dänemark	1

Tab. X.1.3: Direkte Nutzung geothermischer Energie in Europa. Angaben der installierten Leistung in MW <Freeston 1990>.

Verschiedene Technologien werden eingesetzt, um die geothermische Energie dem Menschen verfügbar zu machen:

Dampf- und Heisswassersysteme zur Elektrizitätserzeugung. Diese Technik ist an geologischen Gegebenheiten gebunden (z.B. Toskana). Um aus Heisswasser (175 °C) elektrischen Strom zu erzeugen, müsste in Mitteleuropa – mit wenigen Ausnahmen – mindestens 4000 bis 5000 m tief gebohrt werden. Damit wächst natürlich das Bohrrisiko, d.h. es kann nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden, ob eine wasserführende Schicht (Aquifer) angebohrt wird, die eine hinreichend grosse Ergiebigkeit hat. Diese Nutzungsart ist noch im Forschungsstadium.

Hot-Dry-Rock Verfahren (HDR). Mit diesem Verfahren wird die im heissen und trockenen Gestein gespeicherte Energie genutzt. In einer ersten Tiefenbohrung wird das Grundgestein aufgebrochen, um neue Fliesswege zu erzeugen. Ein zweite Bohrung muss diesen aufgebrochenen Bereich durchteufen. Im Betrieb wird dann kaltes Oberflächenwasser durch die erste Bohrung in die Fliesswege gepresst, dort erhitzt und über die zweite Bohrung (Doublettenbetrieb) Heisswasser gefördert. Erwähnenswert ist das deutsch-französische Gemeinschaftsprojekt in Soultz-sous-Forets im Elsass. Dort ist 1987 eine Bohrung auf 2000 m niedergebracht worden. Besonders auffällig ist die grosse Temperaturzunahme in der Bohrung. Das HDR-Verfahren hat noch reinen Forschungscharakter.

Warmwassernutzung. Die klassische Art von Erdwärmenutzung ist das Erschliessen von Warmwasservorkommen in den Temperaturbereichen von 40 °C bis etwa 150 °C. Die Temperaturen sind i. a. nicht ausreichend, um elektrische Energie zu gewinnen, jedoch decken sie praktisch den gesamten Bereich der direkten Anwendungen ab. Die bekanntesten Beispiele treffen wir in Island an (Gebäude, Gewächshäuser).

Wärme aus dem flachen Untergrund ("untiefe" Geothermie). Neben den drei genannten Techniken zur direkten Nutzung von warmem und heissem Wasser aus dem Untergrund kann Wärme aus dem flachen Untergrund indirekt, d.h. mit Hilfe von Wärmepumpen genutzt werden. Die Wärme wird dabei über Grundwasserbohrungen, Erdkollektoren oder Erdwärmesonden dem Boden entzogen. Bei all diesen Anlagen ist der Einsatz einer Wärmepumpe (WP) erforderlich. Vorteile gegenüber einer konventionellen WP-Anlage im Bereich der Niedertemperaturversorgung eines Wohngebäudes liegt in der ganzjährig etwa konstanten Energiequellentemperatur. Zusätzlich können erhöhte Temperaturen, die vor allem in Ballungsgebieten in den ersten zehn Metern im Untergrund anthropogen erzeugt sind, ausgenützt werden.

1.2 Erdwärmenutzung in der Schweiz

Mit einem Wärmestrom von etwa 63 mW/m² und einer Temperaturzunahme von ca. 3 K pro 100 m Tiefe entspricht die Schweiz hinsichtlich der geothermischen Verhältnisse den mitteleuropäischen Ländern. Geologisch können drei verschiedene Zonen unterschieden werden:

- Im Oberrheingraben um Basel sowie im unteren Aaretal gibt es "positive Anomalien", wo die Untergrundtemperaturen deutlich erhöht sind.
- In den Alpen sind keine Schichtaquifere bekannt, doch weisen Thermalquellen wie in Leukerbad auf Kluftaquifere hin.

In diesen drei Zonen wird auch der leichteste Zugriff zur Erdwärme erwartet. Da bei uns vulkanische Gebiete fehlen, können Dampfängerstätten ausgeschlossen werden. Als praktikable Wege bleiben uns zwei Möglichkeiten:

- die etwa 100 m tiefen Erdwärmesonden (EWS) zur dezentralen Beheizung von EFH und MFH und
- bis zu 3000 m tiefe Bohrungen zur Warmwassererfassung für die zentrale Beheizung grosser Siedlungen.

Da die Bohrkosten stark mit der Tiefe überproportional steigen, ist die maximale Tiefe durch finanzielle Grenzen bestimmt. 3000 m scheint eine vernünftige Grenze darzustellen. Hier können aber kaum mehr als 100 °C erwartet werden, d.h. man muss sich auf die Warmwasserzubereitung und auf Beheizungen beschränken. Das klassische (ausländische) Beispiel stellt die Stadt Creil im Pariserbecken dar, wo seit 1974/83 etwa 10'000 Wohnungen auf diese Art beheizt werden.

Während der Bau einer Erdwärmesonde meist kein Wagnis darstellt, muss bei Tiefbohrungen – trotz allen geologischen Vorabklärungen – immer damit gerechnet werden, *nicht* auf die erhoffte Warmwasserquelle zu stossen. Zur Teilabdeckung dieses Risikos bei Erdwärmefiefenbohrungen stellt der Bund seit 1987 eine Risikogarantie zur Verfügung. Ebenso beschäftigt sich die angewandte Forschung verstärkt damit <SVG 1992>. Als Beispiel kann das Projekt von Riehen bei Basel erwähnt werden, dem 1988 ein voller Erfolg beschieden war. Die Bohrung reicht in 1'500 m Tiefe, von wo 20 Liter 67gradiges Wasser pro Sekunde gefördert werden, die mehr als 1000 Wohnungen beheizen.

1.3 Andere Wärmequellen für Wärmepumpen-Heizsysteme

Neben der Erdwärme, die über eine Sole-Wasser-Wärmepumpe – das "Wasser" steht für den Heizwasserkreislauf – genutzt werden kann, kommen als weitere Quellen von Umweltwärme Luft und Wasser in Frage.

66 % der in der Schweiz installierten Wärmepumpensysteme nutzen als Wärmequelle Aussenluft (sog. Luft-Wasser-Wärmepumpensysteme). Die Betriebskosten sind für Luft-Wärmepumpenanlagen vergleichsweise tief. Solche Anlagen kommen insbesondere auch bei Heizungssanierungen oft zum Einsatz. Der monovalente Betrieb ist mit gut wärmedämmten Neubauten mit Niedertemperatur-Heizsystem möglich. Häufig sind Kombinationen mit Holzofen. Die Jahresarbeitszahl im monovalenten Betrieb liegt gegen 2.5 <BfK 1996>.

Wasser-Wasser-Wärmepumpenanlagen können dort realisiert werden, wo ein geeignetes Gewässer in der Nähe ist. Diese Systeme zeichnen sich durch eine hohe JAZ aus (3.5-4). Dank hohen und ausgeglichenen Jahrestemperaturen von 8 bis 10 °C eignet sich Grundwasser besonders gut als Wärmequelle. Da die Kosten für das nötige Bewilligungsverfahren, die baulichen Massnahmen und den Betrieb relativ hoch sind, lohnt sich die Nutzung hauptsächlich bei grossem Wärmebedarf. <BfK 1996>.

Im folgenden wird auf die weitere Besprechung der Luft-Wasser und Wasser-Wasser-Anlagen zugunsten der Sole-Wasser-Systeme verzichtet. Erdwärmesonden sind zwar wegen den höheren Investitionskosten etwas weniger verbreitet als Luft-Wasser-Anlagen, dank der effizienteren Umsetzung der hochwertigen elektrischen Energie aber eine vernünftigere Alternative als Heizsystem.

2. Nutzung der untiefen Geothermie

2.1 Einleitung

In der Schweiz wurden zwischen 1978 und 1993 knapp 4'000 EWS-Anlagen mit insgesamt mehr als 9'000 Sonden und über 700'000 Bohrmeter in Betrieb genommen. Dies entspricht einer geschätzten jährlichen Heizenergie von rund 300 TJ (83 Mio. kWh) oder knapp 0.1 % des schweizerischen jährlichen Wärmeverbrauchs <Eugster 1992>. Es lohnt sich daher, diese Art von Energiegewinnung auch von der ingenieur-ökologischen Seite her zu betrachten.

Bezüglich der Tiefenauslotung überstreicht die *untiefe Geothermie* einen Bereich von ca. 10-20 m Tiefe. Darüber sind die atmosphärischen Temperaturschwankungen dominant, unterhalb dieser Grenze sind die Temperaturschwankungen kaum mehr messbar ("neutrale Zone"). Die Lage der neutralen Zone hängt von der Temperaturleitfähigkeit (thermische Diffusivität) des Erdbodens ab (lockeres Erdreich: $0.5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, festes Erdreich: $2.0 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$). Die rechnerische Bestimmung der neutralen Zone ist so angesetzt, dass eine oberflächliche (atmosphärische) Temperaturschwankung – die sich als gedämpfte Schwingung in den Untergrund fortsetzt – dort nur noch einen Amplitudenausschlag von weniger als 1 % des Oberflächenwertes besitzt.

2.2 Prinzip der Erdwärmenutzung mit Wärmepumpen

2.2.1 Erdwärmesonde

Die Erdwärmesonde oder Erdsonde, ein koaxiales oder U-förmiges Polyethylenrohr mit einer Länge bis etwa 150 m und einem Durchmesser von 8 bis 10 cm, wird mittels einer Bohrung senkrecht ins Erdreich eingebracht. Das Erdreich dient als *Wärmequelle*. Die Wärme wird dem Erdreich über einen geschlossenen Kreislauf in der Sonde – dem *Wärmequellenkreislauf* – entzogen und der Wärmepumpe zugeführt. Als Wärmetransportmedium dient die sogenannte *Sole*, meistens Wasser mit einem Zusatz von 25 bis 35 % Frostschutzmittel. Die Wärmepumpe hebt die aus dem Erdreich gewonnene Wärme über einen zweiten Kreislauf auf ein für Niedertemperaturheizsysteme nutzbares Niveau.

Durch die EWS wird dem Boden dauernd Wärme entzogen. Da das Erdreich nicht schnell genug dieses Wärmedefizit kompensieren kann, bildet sich um die EWS einen Kältetrichter aus. Etwa 2.5 m von der Sonde entfernt fällt die Temperaturdifferenz (Bodentemperatur ohne EWS – Bodentemperatur mit EWS im Dauerbetrieb) auf weniger als 1 °C zusammen. Da die WP während der Heizperiode nur kurze Ruhephasen hat, kommt es während dieser Zeit zu einer Auskühlung des Erdreichs. Daher ist es wichtig, dass die Entzugsleistung während dem Dauerbetrieb den Erfahrungswert von 40-60 Watt pro Sondenmeter nicht übersteigt. Es stellt sich über mehrere Betriebsjahre hinweg ein neuer Gleichgewichtszustand EWS-Erdreich ein, der sich auf tieferem Temperaturniveau als dem des ungestörten Erdreichs befindet.

Die Wärme, die zur Sonde hinfließt, stammt aus dem Erdinneren und nicht aus den atmosphärischen Temperaturschwankungen. Sie tritt auch ohne menschliches Zutun an die Erdoberfläche – durch Erdwärmesysteme wird dieser Prozess jedoch beschleunigt. Der aus dem Erdinneren strömende Wärmefluss von 60 bis 80 W/m² stammt zu 80 % auf den Zerfall radioaktiver Isotope in den Gesteinen (U238, Th232 und K40) und ist zu 20 % auf die bei der Entstehung der Erde verursachte Ursprungswärme zurückzuführen <Heckenberger 1989>.

2.2.2 Wärmepumpe

Die Wärmepumpe besteht grundsätzlich aus vier Teilen:

- dem Verdampfer
- dem Verdichter
- dem Verflüssiger (Kondensator) und
- dem Expansionsventil.

Im *Wärmepumpenkreislauf* zirkuliert ein *Arbeitsmittel* (Kältemittel wie R22, CHClF₂), dessen Siede-

punkt niedriger ist als die Temperatur im Wärmequellenkreislauf (Sole). Das flüssige Arbeitsmittel erwärmt sich und wird gasförmig. Gasförmig gelangt es in den *Verdichter* und wird komprimiert. Dabei erhöht sich die innere Energie des Gases und die Temperatur steigt von der Quellen- auf die Nutzungstemperatur an. Das Arbeitsmittel wird darauf zum *Verflüssiger* geleitet, auf dessen sekundärer Seite der *Heizkreislauf* angeschlossen ist. Der Heizkreislauf kühlt das Arbeitsmittel ab, wobei das Wasser im Heizkreislauf erwärmt wird. Das Arbeitsmittel wird dabei wieder flüssig und gelangt zum *Expansionsventil*, wo der Druck nun verringert wird. Darauf ist es erneut in der Lage, beim *Verdampfer* Wärme aufzunehmen.

Kältemittel

Als Kältemittel werden heute grösstenteils teilhalogenierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe (HFCKW) eingesetzt. Im Interesse des Umweltschutzes ist für den Umgang mit FCKWs (ozonabbauendes Potential in der Stratosphäre, treibhausverstärkendes Potential) äusserste Sorgfalt vorzusetzen. Obwohl die Wärmepumpe einen hermetisch abgeschlossenen Kreislauf aufweist, ist im Fall einer Panne ein Entweichen des Arbeitsmittels in die Umwelt nicht auszuschliessen. Darum sollte die Arbeitsmittelfüllmenge möglichst gering gehalten werden. Die Verordnung über umweltgefährdende Stoffe vom 14. August 1991 sah ein generelles Verbot der stark ozonschichtabbauenden Stoffe ab 1994 vor. R22 (HFCKW) ist der Nachfolger der seit 1. 1. 1994 verbotenen vollhalogenierten FCKW (z. B. Dichlordifluormethan R12). Ab 2001 ist auch R22 für Neuanlagen nicht mehr zugelassen. 1996 arbeiten in der Schweiz fast alle Wärmepumpen mit R22 als Kältemittel <Wärmepumpe 1996>. Ersatzstoffe wie das chlorfreie R407C, R134a (1,1,1,2-Tetrafluorethan) oder Ammoniak werden erst vereinzelt eingesetzt.

2.3.3 Wichtige Vorgänge beim Betrieb von EWS-Anlagen

Für die optimale Funktion einer WP-Anlage (siehe Fig. X.2.1) sind die verschiedenen Temperaturniveaus im Wärmequellen- und im Wärmenutzungskreislauf entscheidend. Damit wird eine hohe Jahresarbeitszahl erreicht. Die entsprechenden Temperaturniveaus sind in Fig. X.2.2 ersichtlich. (Nach <BEW 1989>.)

Wärmenutzkreislauf: Der Heizbedarf, der durch das Heizsystem gedeckt werden muss, variiert mit der schwankenden Aussentemperatur. Je massiver und besser isoliert ein Haus gebaut ist, desto träger reagiert der Heizbedarf. Daher genügt ein langsam alternierender Ein/Aus-Betrieb der Heizanlage. Bei einer Fussbodenheizung dient der Baukörper selber als Energiespeicher, wogegen bei anderen Heizungssystemen ein spezieller Speicher eingesetzt werden muss.

Wärmepumpenkreislauf (Arbeitsmittelkreislauf): Der Einsatz von hochwertiger Energie im Verdichter gestattet es, Wärme von einem niedrigen Temperaturniveau (Verdampfer) auf ein hohes Temperaturniveau (Verflüssiger) zu transportieren. Dabei ist die Art des Arbeitsmittels von grosser Bedeutung.

Wärmequellenkreislauf: Auf dieser Seite ist die EWS angeschlossen. Sie ist eine (weitere) Wärmeaustauschfläche, die dem Erdreich Wärme entzieht. Der Wärmeträger (Sole) gibt dem Verdampfer Wärme ab, wobei er sich abkühlt. Temperaturen von weniger als 0 °C können auftreten. Auf dem Weg durch die EWS nimmt der Wärmeträger Wärme aus dem Erdreich auf.

Wärmepumpe mit Erdwärmennutzung, Nutzung von Geothermie

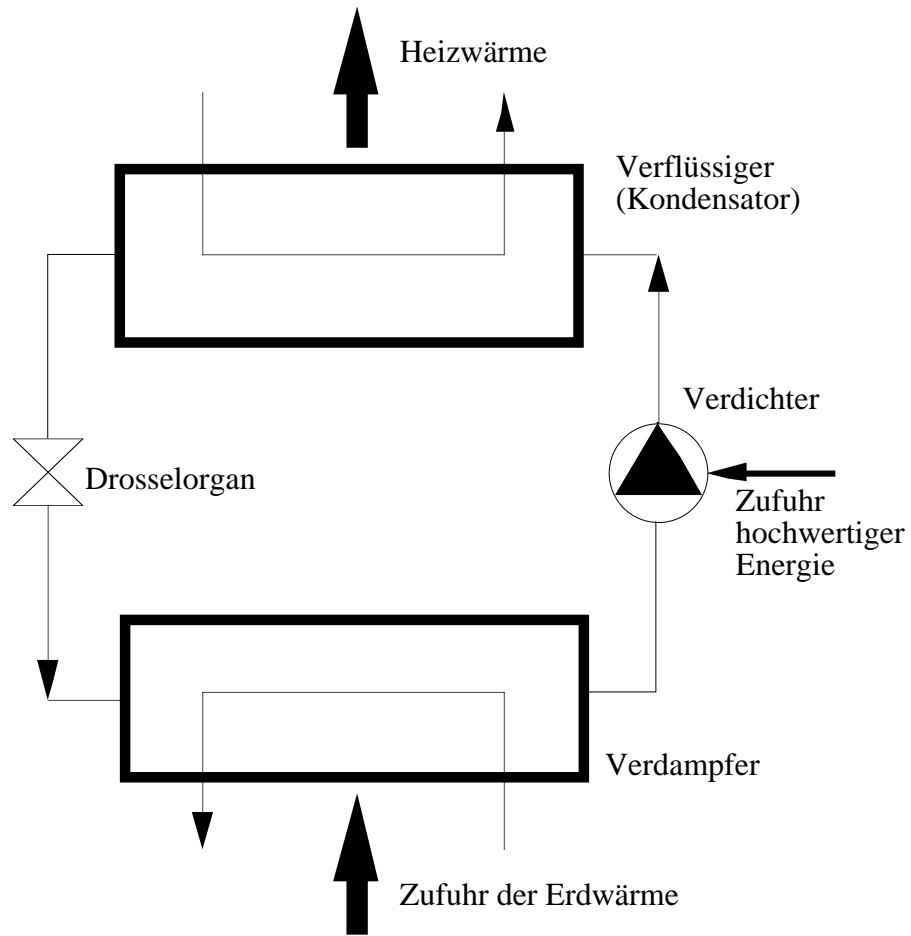


Fig. X.2.1 Funktion einer Wärmepumpe

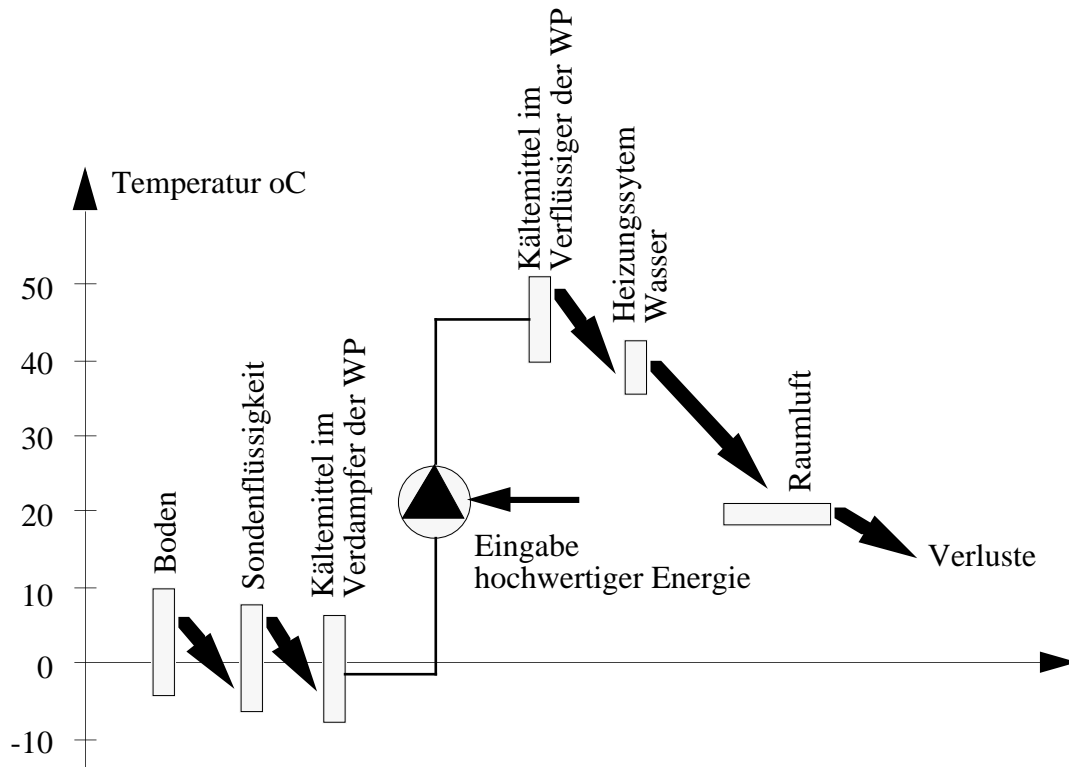


Fig. X.2.2 Typische Temperaturbereiche im EWS-WP-Heizsystem

3. Systemcharakterisierung

3.1 Wärmeleistungsbedarf

Als zugrundeliegende Grösse wird ein Einfamilienhaus im Schweizer Mittelland mit folgenden Kennzahlen angenommen <AWP 1991>:

- Wärmeleistungsbedarf	10 kW
- Wärmeverteilsystem (Niedertemperaturheizung)	50/40 °C
- approximative Wärmeabgabe der Wärmepumpe (2'000 h)	20'000 kWh
- ausgewählte Heizleistung der Wärmepumpe bei 40 °C Vorlauftemperatur ¹	10.25 kW
- mittlere Kühlleistung für die Dimensionierung der Erdsonde	8.25 kW
- Entzugsleistung	55 W/m

Das System werde monovalent betrieben.

3.2 Sondenlänge

Aus der mittleren Kühlleistung und der Entzugsleistung ergibt sich eine erforderliche Erdwärmesondenlänge von 150 m. Es sind auch 2 Sonden à 75 m möglich. Als Faustformel gilt: Pro kW erforderliche Wärmeleistung kann mit ca. 15 m Sondenlänge gerechnet werden <AWP 1991>.

3.3 Jahresarbeitszahl

Momentan werden monatlich mehrere verbesserte Wärmepumpen im Wärmepumpentest- und Ausbildungszentrum Töss geprüft, die sich in ihrem COP-Wert laufend überbieten. Der COP-Wert (Coefficient of Performance) gibt das Verhältnis der Heizleistung zur elektrischen Leistung bei einem gewählten Temperaturniveau an. Für die Bilanz wichtiger ist die Jahresarbeitszahl, also die im Laufe eines Jahres effektiv erreichte Umsetzung von Strom in Wärme. Messdaten sind nur spärlich verfügbar. Zur Abschätzung der JAZ ist der COP-Wert bei S0/W35 geeignet; er widerspiegelt durchschnittliche Betriebsbedingungen (der Vergleich in der Tab. X.3.1 zeigt jedoch, dass dieser COP-Wert etwas über der JAZ liegt). Die 12 bis am 22. Januar 1996 geprüften Wärmepumpen mit Leistungen zwischen 9 und 11 kW bei S0/W35 haben bei diesem Temperaturniveau COP-Werte zwischen 3.47 und 4.84, gemittelt 3.83 <WPZ 1996>. Die Hersteller geben als Jahresarbeitszahl 3-3.5 an <Multi-Energie 1996>, <Grünenwald 1996>, die zuständigen Ämter in Zürich und Solothurn 3.2-3.5 für Neuanlagen, für Sanierungen sei 3 ein guter Wert <BfE 1996>, <Energiefachstelle Solothurn 1996>, <BfK 1996>. Messungen an bestehenden Anlagen ergaben Arbeitszahlen von 2.2 bis 3.9 (Mittelwert 2.6) <Hubacher 1996>. Da die Messungen während weniger als einem Jahr liefen und die Anlagen bereits nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik sind, können auch diese Werte für die Bilanzierung nicht einfach übernommen werden. (Nicht bekannt ist ausserdem, ob es sich um sanierte oder Neuanlagen handelt.). Es herrscht Einigkeit darüber, dass eine Jahresarbeitszahl 4 für Neuanlagen erreichbar ist, unter der Voraussetzung einer tiefen Vorlauftemperatur. In dieser Arbeit wird mit einer Jahresarbeitszahl von 3.5 gerechnet.

¹ S-5/W40 (-5: Wärmequelleneintrittstemperatur oder Temperatur der Sole, 40: Austrittstemperatur am Verflüssiger oder Temperatur Wasser)

Quelle	Leistung (S0/W35)	COP (S0/W35)	Jahresarbeitszahl
EFH 1	9.6	3.56	2.91/2.59
EFH 2	11.5	3.48	2.96/2.73
EFH 3	8.8	4.19	4.46/3.93
Töss Ø	10.3	3.83	
Herstellerangaben			3-3.5
Ämter			3.2-3.5
Zogg			3.5
Hubacher			2.6
diese Arbeit			3.5

Tab. X.3.1: COP und Jahresarbeitszahlen verschiedener Wärmepumpen. EFH 1: Mittelwert der Jahre 93/94 und 95/96, EFH 2: Mittelwert 93/94, 94/95, EFH 3: 7.95-14.3.96, jeweils exkl. /inkl. Verbrauch Umwälzpumpe <EKZ 1996>. Töss: Durchschnitt von 12 Typen <WPZ 1996>. Herstellerangaben: <Multi Energie 1996>, <Grünenwald 1996>. Ämter: <BfE 1996>, <Energiefachstelle Solothurn 1996>, <Zogg 1996>, Hubacher: Messwerte bestehender Anlagen (Mittelwert von 15 Anlagen, siehe Text) <Hubacher 1996>.

3.4 Definition der Prozessschritte

Die Infrastrukturaufwendungen werden 3 Prozessschritten zugeteilt:

- Infra Erdwärmesonde (Bohrprozess und Sonde)
- Infra Wärmepumpe
- Infra Wärmeverteilsystem (Niedertemperatur-Fussbodenheizung)

Die Bezugsgrösse heisst "Nutzwärme ab Erdwärmesonde 10 kW" und verknüpft die Infrastrukturmodule mit den Betriebsemissionen und dem Strombezug.

3.5 Verknüpfungsfaktoren

Für den Bezug von 1 TJ Nutzenergie müssen die Lebensdauer der Erdsonde (30 Jahre <Rohner 1993>) und die Lebensdauer der Wärmepumpe (20 Jahre <Hess 1993>) beachtet werden. Bei einer jährlichen Wärmeproduktion von 20'000 kWh (72 GJ) und einem Verlust des Verteilnetzes von 3.2 % (in Anlehnung an Heizungssysteme mit Erdöl/Erdgas) resultiert eine jährliche Nutzenergie von 19'400 kWh (69.77 GJ).

Während einer Dauer von 30 Jahren liefert die gesamte Anlage eine Nutzenergie von 2.09 TJ. Sowohl WP als auch das WVS werden nach 20 Jahren erneuert. Daher gehen sie mit dem Faktor 1.5 in die Bilanzrechnung ein.

Da die Sonde 2.09 TJ in 30 Jahren liefert und die Bezugsgrösse 1 TJ Nutzenergie ist, resultiert ein Sondenfaktor von $1/2.09 = 0.478$. Ebenfalls ergibt sich wegen der Energiebezugsgrösse für die WP sowie für das WVS ein Faktor $1.5/2.09 = 0.716$.

Mit einer Jahresarbeitszahl von 3.5 müssen pro TJ Nutzenergie 0.295 TJ elektrische Energie eingesetzt werden.

4. Prozessschritte

4.1 Wärmepumpe

4.1.1 Datengrundlagen

Für die Materialbilanz wird eine Wärmepumpe der Firma Hoval betrachtet, die im Betriebszustand S-5/W40 eine Heizleistung von 10.25 kW bietet. Die Kältemittelmenge wird mit Mittelwerten verschiedener Typen abgeschätzt.

4.1.2 Materialeinsatz

Der Kompressor und das Gehäuse der Wärmepumpe bestehen aus 75 kg unlegiertem Stahl. Aus 20 kg Stahl niedriglegiert werden Verdampfer und Verflüssiger hergestellt. Für den Kompressor, die Leitungen der Wärmepumpe und die Elektrokabeln der Steuerung werden insgesamt 22 kg Kupfer verwendet. Als Isolationsmaterial werden in der Wärmepumpe 10 kg Armaflex verwendet. In erster Annäherung wird jedoch in Ecoinvent das Modul Gummi verwendet. 1 kg PVC stammt aus der Isolation der elektrischen Kabel. Zum Schmieren des Kompressors wird 1.7 kg weisses Kältemaschinenöl verwendet. In erster Annäherung wird in Ecoinvent Heizöl Petro ab Raffinerie Euro bilanziert. <Hinden 1993>, <Hess 1993>.

Alle 12 Wärmepumpen des Leistungsbereiches zwischen 9 und 11 kW, die bis Januar 1996 im Testzentrum Töss geprüft wurden, werden mit dem Kältemittel R22 betrieben. Die Füllmengen variieren bei den 12 betrachteten geprüften Typen zwischen 1.6 kg und 6.5 kg. Hier wird mit dem Mittelwert von 3.0 kg gerechnet <WPT 1996>.

Zur Herstellung wird pro Wärmepumpe 5.6 GJ Energie aufgewendet. 50 % dieser grauen Energie wird für Konstruktion und Installation aufgewendet (2.8 GJ pro Wärmepumpe) <Jensch 1988>. Davon ist 50 % Strom und 50 % Erdgas. Der Strombezug hat eine Abwärme mit gleichem Energieinhalt zur Folge.

Als Standard-Transportdistanzen werden in diesem Projekt für den Verbrauch in der Schweiz folgende Werte verwendet: 600 km Schiene, 50 km LKW 28 t. Aus dem transportiertem Material (130 kg pro Wärmepumpe) und Standarddistanzen ergeben sich die Tonnenkilometer.

Es wird angenommen, dass die Stoffe Stahl, Kupfer und das verbleibende R22 rezykliert werden. Die restlichen Materialien werden auf einer Reaktordeponie abgelagert (Isolation, PVC).

4.1.3 Betrieb

Beim Betrieb einer Wärmepumpe ist mit folgenden Kältemittelverlusten zu rechnen:

- 5 % durch Leckagen,
- 10 % durch unvorsichtiges Arbeiten und
- 10 % der noch verbleibenden 85 % beim Abbau der intakten Anlage,

die in die Luft emittiert werden <Hofstetter 1990>. Dies ergibt bei einer Füllung von 3 kg Kältemittel Verluste von 0.705 kg pro Wärmepumpe. Diese Betriebsemissionen fließen in das Modul "Nutzwärme ab Erdwärmesonde" ein.

4.1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. X.4.1 sind die Infrastrukturdaten der Wärmepumpe zusammengestellt.

Infra Wärmepumpe 10 kW		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert 60 % Rec.	75	kg
Stahl niedriglegiert 20 % Rec	20	kg
Kupfer	22	kg
Gummi	10	kg
PVC	1	kg
R22	3	kg
Transporte:		
Transport Schiene	78	tkm
Transport LKW 28 t	6.5	tkm
Energieträger:		
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	0.0017	t
Erdgas in Industriefeuerung	0.0014	TJ
Strom Mittelspannung - Bezug in CH	0.000505	TJ
OUTPUT		
Abfälle:		
Kunststoff in Reaktordeponie	11	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	0.000505	TJ

Tab. X.4.1: Eingabedaten des Moduls "Infra Wärmepumpe 10 kW".

4.2 Erdwärmesonde

In eine Bohrung im Erdreich von bis zu 150 m und einem Durchmesser von ca. 12 cm werden zwei U-Rohre aus Polyethylen eingebracht. Bis zu einer Tiefe von 75 m wird ein Rohr mit einem Durchmesser von 25 mm (0.172 kg/m) eingebracht, für tiefere Sonden wird ein Rohr mit einem Durchmesser von 32 mm (0.273 kg/m) verwendet <HAKA 1993>. Für eine Endlänge der Sonde von 150 m werden in etwa 30 % der Fälle 2 Sonden à 75 m installiert, zu 70 % 1 Sonde à 150 m <Schlander 1993>. Die Erdwärmesonden werden mit einer Bentonit-Zement-Suspension hinterfüllt, um einen satten Kontakt zwischen Erdwärmesonde und Erdreich zu gewährleisten und so den Wärmeübergang zu erhöhen. Die wärmetransportierende Sole (Wasser mit 25-35 % Frostschutzmittel) im Wärmequellenkreislauf nimmt die Wärme auf und führt sie zur Wärmepumpe.

4.2.1 Materialeinsatz und Bauaufwand

Beim Stahl wird aufgrund der Lebensdauer und der Anzahl Einsätze der Verschleiss von Bohrgerüst, -gestänge, -köpfen und provisorischem Verrohrungsgestänge verrechnet. Es handelt sich dabei meist um unlegierten Baustahl 52/2 (DIN 17100).

Die Berechnung des Soleinhalts und der damit verbundenen Menge Ethylenglykol basiert auf der prozentualen Gewichtung der installierten Sondengrößen von 25 mm (Wandstärke 2.3 mm) resp. 32 mm (Wandstärke 3 mm) Sondendurchmesser. Zu 30 % werden Sonden mit 25 mm Durchmesser (Soleinhalt: 3.27 dl/m Rohr) eingesetzt, zu 70 % solche mit 32 mm Durchmesser (Soleinhalt: 5.31 dl/m Rohr). Mit dieser Gewichtung ergibt sich ein Sondeninhalt von 300 Liter. Ein Frostschutzmittelanteil von 30 % entspricht somit 90 l (102 kg) Ethylenglykol pro Sonde. Die Dichte von Ethylenglykol beträgt 1.14 kg/dm³. Für Ethylenglykol wird als Annäherung in Ecoinvent das Modul "Propylenglykol" bilanziert. Der Wasseranteil der Sole beträgt 210 kg.

Für die Sondenrohre PE (MD) wird als Näherung in Ecoinvent das Modul "PE (LD)" benutzt.

Beim Bentonit handelt es sich um einen Kalziumbentonit, welcher in Süddeutschland abgebaut wird.

Bentonit wird einerseits dem Spülwasser (im Mittel 10 m³) während dem Bohrprozess beigemischt, andererseits wird damit auch die Sonde hinterfüllt. Die Bentonitpülung verhindert das Zusammenstürzen der Bohrwand und gibt dem Bohrklein einen besseren Auftrieb. Für den Bohrprozess werden 250 kg Bentonit pro Sonde benötigt, für die Hinterfüllung 80 kg.

Das für den Bohrprozess verwendete Bohrgerüst wird als ganzes auf einem Unimog 1300 transportiert und an der Bohrstelle mit dem Lastwagen positioniert. Der hydraulische Antrieb des Bohrgestänges erfolgt über den Motor der Unimogs. Ebenso wird die Pumpe, die während dem Bohrprozess zum Spülen dient und mit der auch die Bentonit-Zement-Suspension hinuntergepumpt wird, durch den Lastwagenmotor angetrieben. Stationär ist der Motor etwa während 7 Stunden in Betrieb. 4 Stunden Vollast mit einem Verbrauch von 30 Litern Treibstoff pro Stunde, 3 Stunden Halblast à 15 l/Std. <Rohner 1993>. Dies ergibt einen Dieserverbrauch von 165 l (139 kg) pro Sonde¹. In Ecoinvent wird das Modul "Diesel in Baumaschine" (in TJ) bilanziert. In diesem Modul sind die Emissionen während des Bauprozesses miteinbezogen.

Während dem Bau der Sondenanlage werden 3 Lastwagen eingesetzt. Diese transportieren die Bohrgeräte und Halbprodukte vom Standort der Bohrfirma zum Bohrort. Im Durchschnitt legen die Lastwagen folgende Distanzen während dem Bau einer Sondenanlage zurück <Rohner 1993>:

1. Lastwagen (8.5 t Gesamtgewicht): 80 km
Modul: Transport LKW 16 t
durchschnittliche Zuladung: 3.4 t
2. Lastwagen (11 t Gesamtgewicht): 100 km
Modul: Transport LKW 16 t
durchschnittliche Zuladung: 3.4 t
3. Lastwagen (3.5 t Gesamtgewicht): 160 km
Modul: Transport Lieferwagen < 3.5 t
durchschnittliche Zuladung 0.63 t

Aus der durchschnittlichen Zuladung in Tonnen und der zurückgelegten Distanz lassen sich die tkm (Tonnen*Kilometer) errechnen.

Da der Kalziumbentonit in Süddeutschland abgebaut wird, muss der Transport dieses Materials separat berücksichtigt werden. Als mittlere Transportdistanz werden 300 km angenommen. Der Transport erfolgt mit Lastwagen bis zu 16 t <Rasch 1993>.

Als Abfall fällt während dem Bohrprozess (Spülung) ca. 1 m³ Gesteinsmaterial und Bentonitsuspension an. Die durchschnittliche Dichte dieses Materials beträgt 2500 kg/m³. Es wird auf einer Inertstoffdeponie abgelagert. Nach Ende des Betriebes wird die Erdwärmesonde im Boden belassen. Die Wasser-Ethylenglykollmischung aus dem Wärmequellenkreislauf wird nach Rückgabe an den Lieferanten speziell behandelt: chemische Entwässerung und Verbrennung in KVA. Als Annäherung wird in Ecoinvent das Modul Propylenglykol in KVA verwendet.

¹ Die Firma Grundag konnte kurz vor dem Abschluss dieses Projektes exaktere Angaben zum Dieserverbrauch einer Sondenbohrung machen. Danach beläuft sich der Dieserverbrauch bei Spülbohrungen auf 2.5 Liter pro Sondenmeter, bei Hammerbohrungen auf 3.5 Liter (40 % der Sonden werden mit Spülbohrungen verlegt, 60 % mit Hammerbohrungen) <Rohner 1996>. Der Dieserverbrauch verdoppelt sich damit, was sich vor allem bei den Gesamtemissionen von Stickoxiden, VOC und Aromaten zeigen wird. Leider konnten diese Werte nicht mehr berücksichtigt werden

4.2.2 Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. X.4.2 sind die Eingabedaten für den Bau der Erdsonde zusammengestellt.

Infra Erdwärmesonde 150 m		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert 60 % Rec.	33	kg
PE (LD) ¹⁾	182	kg
Bentonit	330	kg
Zement	33	kg
Propylenglykol ²⁾	102	kg
Wasser	10200	kg
Allg. Dienstleistung:		
Diesel in Baumaschine	0.0059	TJ
Transporte:		
Transport Lieferwagen < 3.5 t	100	tkm
Transport LKW 16 t	712	tkm
OUTPUT		
Abfälle:		
Abfälle in Inertstoffdeponie	2500	kg
Propylenglykol in KVA ²⁾	300	kg

Tab. X.4.2: Eingabedaten des Moduls "Infra Erdwärmesonde 150 m". ¹⁾ eigentlich PE (MD) ²⁾ eigentlich Ethylenglykol

4.3 Wärmeverteilsystem

Als Wärmeverteilsystem (WVS) wird eine Fussbodenheizung (Niedertemperatur) mit 40 °C Vorlauftemperatur und 30-35 °C Rücklauftemperatur angenommen. Die Energiebezugsfläche misst 165 m², die zu beheizende Nettogeschossfläche 150 m².

4.3.1 Materialeinsatz und Bauaufwand

Von den 150 m² Nettogeschossfläche sind 75 m² gegen unten beheizt, 75 m² sind gegen unten nicht beheizt (Kellergeschoss). Die Isolation besteht aus 2 cm Polystyrol <Toschi 1993>. Dichte Polystyrol: 22 kg/m³ <Recknagel et al. 1988/89>. Als Fussbodenheizung wird ein System mit Kunststoffrohren und Aluminium-Wärmeleitlamellen zur besseren Wärmeübertragung gewählt. Dieses Aluminium wird i. a. nicht recyclet. Bei diesem System werden die Heizrohre (VPE-Rohr, Durchmesser 20 mm, Wandstärke 2 mm) auf die Isolation verlegt. Die Rohrabstände betragen 30 cm. Die verlegten Rohre und Wärmeleitlamellen werden mit einem Bauplastik (PE (LD) 0.2 mm) abgedeckt, bevor der Zementestrich mit einer Dicke von 8 cm (6 cm über Rohr) aufgetragen wird. Der Zementestrich besteht aus etwa 300 kg Zement, 1550 kg Sand und 150 kg Wasser pro m³ Frischmörtel (2000 kg/m³) <Toschi 1993>. Für Ecoinvent wird lediglich der Unterschied zum Aufbau eines gewöhnlichen Bodens (Dicke 6 cm) aufgeführt.

Auf den Einbau eines Pufferspeichers wird bei Einfamilienhäusern, meist aus Kostengründen, verzichtet. In diesem Fall ist es jedoch sehr wichtig, dass die drei Kreisläufe mit Hilfe der Drosselorgane so aufeinander abgestimmt werden, dass eine optimale Wärmeübertragung jederzeit möglich ist <Keel 1993>.

Aus transportiertem Material (5900 kg pro Wärmeverteilsystem) und Standarddistanzen (siehe Anhang A) ergeben sich folgende Transportleistungen: 160 tkm Schiene, 128 tkm LKW 28 t.

Beim Abbruch des Wärmeverteilnetzes wird davon ausgegangen, dass ein grosser Teil der Materialien auf einer Inertstoffdeponie abgelagert wird. Polystyrol und PE (LD) werden auf eine Reaktordeponie geführt.

4.3.2 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Daten der Infrastruktur für die Wärmeverteilung sind in Tab. X.4.3 zusammengestellt.

Infra Wärmeverteilung 150 m ²		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Aluminium 0 % Rec.	126	kg
Polystyrol schlagfest	66	kg
PE (LD)	101	kg
Zement	900	kg
Sand für Bau	4650	kg
Transporte:		
Transport Schiene	160	tkm
Transport LKW 28 t	128	tkm
OUTPUT		
Abfälle:		
Abfall in Inertstoffdeponie	5730	kg
Kunststoff in Reaktordeponie	167	kg

Tab. X.4.3: Eingabedaten des Moduls "Infra Wärmeverteilung 150 m²".

4.4 Nutzwärme ab Wärmepumpe mit Erdwärmesonde

Mit einer Jahresarbeitszahl von 3.5 ist zur Erzeugung von 1 TJ Nutzwärme (mit 3.2 % Verlusten des Verteilnetzes) der Bezug von 0.295 TJ Strom erforderlich. Die restliche Wärme (0.737 TJ) wird dem Boden entzogen und als negative "Abwärme in Boden" bilanziert. Die erzeugte Nutzwärme wird als "Abwärme in Luft" freigesetzt.

Mit den Verknüpfungsfaktoren für die Infrastrukturmodule (Abschnitt X.3.5) und den beim Betrieb freigesetzten Kältemittlemissionen (Abschnitt X.4.1.3) geben sich für den Prozessschritt "Nutzwärme ab Erdwärmesonde 10 kW" folgende Bezüge:

Nutzwärme ab Erdwärmesonde 10 kW		[TJ]
INPUT		
Infrastruktur:		
Infra Erdwärmesonde 150 m	0.478	Stk
Infra Wärmepumpe 10 kW	0.716	Stk
Infra Wärmeverteilung 150 m ²	0.716	Stk
Energieträger:		
Strom Niederspannung - Bezug in CH	0.295	TJ
OUTPUT		
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft p	1.03	TJ
R22 FCKW p	0.705	kg
Emissionen Boden:		
Abwärme in Boden p	-0.737	TJ

Tab. X.4.4: Verknüpfungen des Moduls "Nutzwärme ab Erdwärmesonde 10 kW".

5. Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Daten wurden meist in Gesprächen mit Fachleuten aus den Gebieten Erdwärmesonden, Wärmepumpen oder Wärmeverteilsysteme ermittelt. Dabei handelt es sich sehr oft um grobe Abschätzungen. Weiterführende Auskünfte wurden bei einzelnen Firmen direkt eingeholt, wobei meist mündliche Auskünfte oder Abschätzungen weiterverwendet wurden.

Als zugrunde liegende Einheit wurde ein fiktives Einfamilienhaus im Schweizer Mittelland betrachtet. Bei jeglichen Annahmen zu Grössen oder verwendeten Systemen handelt es sich um Abschätzungen bezüglich dieses fiktiven Hauses. Es liegen nur einzelne in Kurzzeit-Untersuchungen erhobene Mittelwerte bezüglich der Jahresarbeitszahl vor. In naher Zukunft werden detailliertere, ausgewertete Messdaten vorliegen, die in einer nächsten Überarbeitung berücksichtigt werden sollten.

Für einige Materialien mussten für die weitere Bearbeitung in Ecoinvent Annäherungen gemacht werden.

Bei der ganzen Anlage handelt es sich in dieser Arbeit um ein Nahwärmesystem (die Sonde befindet sich in unmittelbarer Nähe des zu beheizenden Objektes). Der Fall einer Fernheizung wurde nicht behandelt, da in diesem Fall ein grosses Netz zur Grob- und Feinverteilung von Heizwasser nötig ist, was sehr kostspielig wäre und einen guten Teil der Gesamtinvestitionen beanspruchen würde. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden Anlagen, die Luft oder Wasser als Wärmequelle nutzen.

6. Resultate

In Tab. X.6.1 sind ausgewählte Resultate der Ecoinventrechnungen dargestellt. Die Parameter wurden nicht nach deren Umweltrelevanz ausgewählt, sondern sollten ein möglichst breites Bild über die Verschiedenartigkeit der Umwelteinwirkungen vermitteln. Die ausführlichen Eingabedaten und Resultate in Tabellenkalkulationsformat befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate". In diesem Kapitel werden die Einflüsse der Sonde, der Wärmepumpe, der Wärmeverteilung und des Betriebs der Wärmepumpe auf die Umwelteinwirkungen einer Erdwärmeheizung dargestellt, und es wird ein Überblick gegeben, wie sich die Stromproduktion auf die Resultate auswirkt.

		Infra Erdwärme-sonde 150 m [Stk]	Infra Wärme-pumpe 10 kW [Stk]	Infra Wärme-verteilung 150 m ² [Stk]	Nutzwärme ab Erdwärmesonde 10 kW [TJ]
Zus. Flächeninanspruchnahme II-III	m2a	21.1	16.3	74.6	4010
Zus. Flächeninanspruchnahme II-IV	m2a	11.7	1.5	21.5	49.2
Zus. Flächeninanspruchnahme III-IV	m2a	11	1.03	6.25	16
Zus. Flächeninanspruchnahme IV-IV	m2a	0.0562	0.0345	0.216	0.347
Zus. Holz trocken	t	0.00164	0.00161	0.00568	0.427
Zus. Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.000268	0.000562	0.0049	0.262
Zus. Rohbraunkohle	kg	57.6	34.8	116	310
Zus. Rohfördersteinkohle	kg	113	138	515	1100
Zus. Erdgas	Nm3	16.2	60.2	68.6	209
Zus. Rohöl	t	0.718	0.0458	0.501	1.19
Zus. Uran	kg	0.00393	0.00396	0.0136	1.05
Zus. Wasser	kg	1430000	2570000	25300000	113000000
Zus. Strom	TJ	0.00138	0.00136	0.00898	0.355
Zus. Materialien	kg	1030	224	6530	7680
Zus. Kalkstein	kg	140	18.7	1070	1060
Zus. Kies	kg	188	25.1	107	1500
Zus. Stahl und Gusseisen	kg	51.3	96.8	8.9	277
Zus. Kupfer	kg	0.14	22.1	0.297	84.3
Zus. Transport Strasse	tkm	954	24.5	228	832
Zus. Transport Schiene	tkm	81.1	148	292	724
Zus. Transport Wasser	tkm	3800	1170	8670	13800
Zus. Abwärme	TJ	0.0306	0.00758	0.0368	0.506
Zus. CO2 mobil	kg	314	12.9	86.6	278
Zus. CO2 prozessbedingt	kg	154	21.7	601	41.5
Zus. CO2 feuerungsbedingt	kg	1720	380	2000	5450
Zus. CO2 total	kg	2188	414.6	2687.6	5769.5
Zus. SOx	kg	7.12	3.91	12	34.8
Zus. NOx	kg	12	0.675	6.16	16.1
Zus. CH4	kg	4.26	1.48	6.03	13.4
Zus. NMVOC	kg	8.4	0.632	4.8	12.9
Zus. BTEX-Aromaten	kg	0.167	0.00763	0.175	0.248
Zus. Benzo(a)Pyren	kg	0.00000834	0.0000109	0.00000142	0.0000331
Zus. HCl	kg	0.051	0.027	0.177	0.36
Zus. Rn (inkl. Ra)	kBq	216000	218000	749000	5770000
Zus. Edelgase	kBq	149000	152000	516000	4080000
Zus. Aerosole	kBq	0.0982	0.0659	0.468	9.82
Zus. Aktinide in Luft	kBq	0.0827	0.0787	0.303	19.7
Zus. Chloride	kg	22.6	3.17	26.2	56.6
Zus. Sulfate	kg	2.23	1.42	5.87	75.8
Zus. Ammoniak als N	kg	0.0574	0.00551	0.0354	0.272
Zus. Fette und Öle Süßwasser	kg	0.0519	0.0035	0.0291	0.0573
Zus. aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.0446	0.00328	0.0336	0.073
Zus. Zink	kg	0.00367	0.00629	0.0521	0.0607
Zus. H3	kBq	5980	6060	20700	1620000
Zus. Nuklidgemisch	kBq	5.32	5.63	18.6	1590
Zus. Aktinide in Wasser	kBq	11.7	5.02	20.7	1220
Zus. Fette und Öle Meerwasser	kg	0.653	0.043	0.456	1.08
Zus. Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	2610	56.1	5960	7200
Zus. Abfälle in Reststoffdeponie	kg	17.2	51.4	29.9	263
Zus. Abfälle in Reaktordeponie	kg	1.49	11.2	168	130
Zus. Abfälle in KVA	kg	301	0.7	1.33	479
Zus. Sonderabfälle	kg	3.48	0.103	0.491	12.2
Zus. Abfälle in Landfarming	kg	4.38	0.404	3.17	7.78
Zus. Schwachaktive Abfälle in Deponie	m3	0.000148	0.0000134	0.000115	0.00133
Zus. Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m3	0.00000823	0.00000862	0.0000285	0.0024
Zus. Hochaktive Abfälle	m3	0.000000673	0.000000686	0.00000233	0.000184

Tab. X.6.1: Zusammengefasste Resultate der Ecoinventrechnungen.

6.1 Einfluss von Erdsonde, Wärmepumpe, Wärmeverteilung und Betrieb der Wärmepumpe

Fig. X.6.1 gibt einen Überblick über die Bedeutung der einzelnen Prozessschritte einer Erdsondenanlage. In vielen Kategorien sind die stärksten Umweltbeeinflussungen auf die Stromlieferung zurückzuführen.

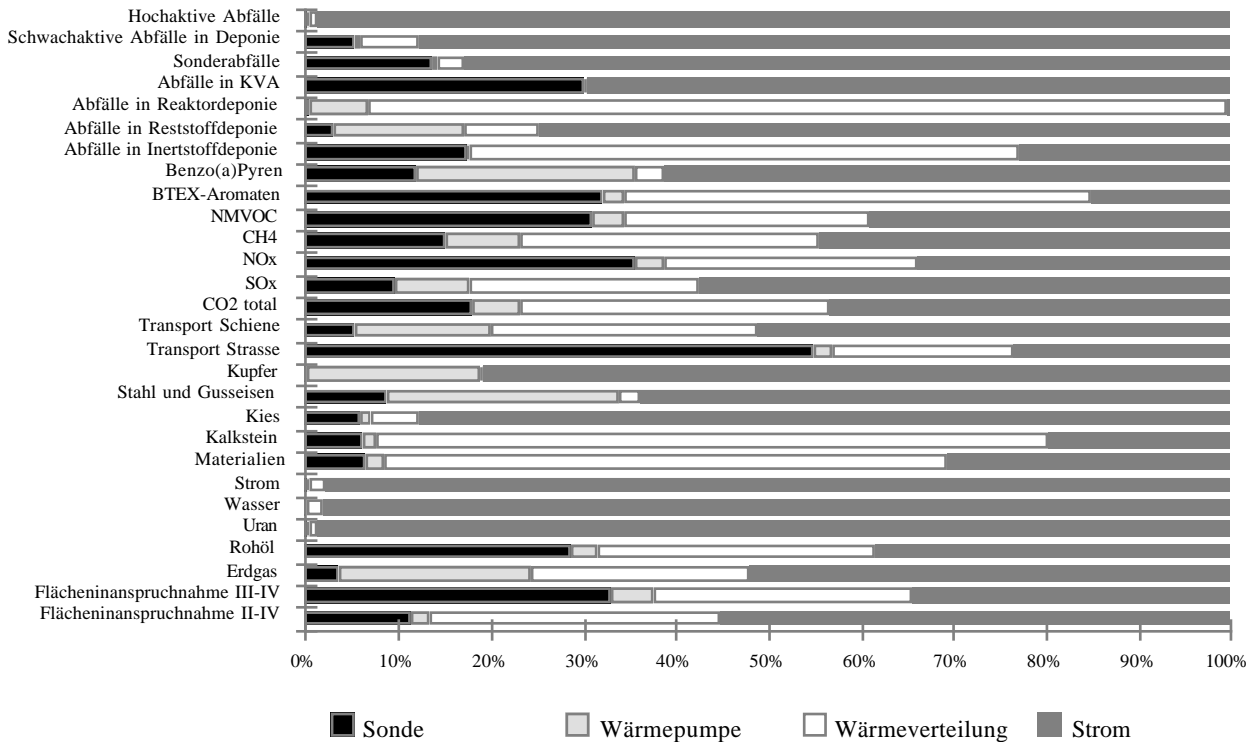


Fig. X.6.1: Aufteilung der Umwelteinwirkungen einer Wärmepumpenheizung mit Erdwärmenutzung auf die Infrastruktur der Sonde, die Infrastruktur und den Betrieb der Wärmepumpe, die Wärmeverteilung im Haus und den Strom (Bezug Schweiz).

6.1.1 Ressourcen, Energien, Materialien und Transporte

Die Flächenbeanspruchung II-III (naturnah zu naturnah genutzt) in Quadratmeter mal Jahre ist zu 98 % auf den Strom zurückzuführen. Bei der Flächenbeanspruchung II-IV spielt der Sand für den Bau der Wärmeverteilung eine Rolle (17 %), und bei Flächenbeanspruchung III-IV spiegelt sich der Strassenbau für die Transporte der Sondeninfrastruktur (21 %) und die Abfälle in Inertstoffdeponie der Wärmeverteilung.

Erdgas und Rohöl werden zu bedeutenden Teilen für die Bereitstellung der Infrastruktur aufgewendet. So benötigt das Aluminium der Wärmeverteilung insgesamt 20 % des Erdgases und 10 % des Rohöls. Die Kunststoffe für Sonde und Wärmeverteilung beanspruchen zusammen 31 % des Rohölverbrauchs. Es liegt nahe, dass der grösste Teil des Stroms für den Betrieb der Wärmepumpe verwendet wird; 2 % gehen jedoch zulasten des Aluminiums der Wärmeverteilung (Fig. X.6.2).

Die Materialien werden zu 61 % für die Wärmeverteilung benötigt, hauptsächlich als Sand und Zement. Auf die Sonde fallen 6 % der Materialien und in der Stromkette werden 31 % des Gesamtbedarfs aufgewendet (Fig. X.6.2).

Der bedeutendste Anteil am Strassentransport entfällt auf die Sonde (55 %), 20 % auf den Bau der Wärmeverteilung und 23 % stammen aus vorgelagerten Prozessen der Stromlieferung (Fig. X.6.2).

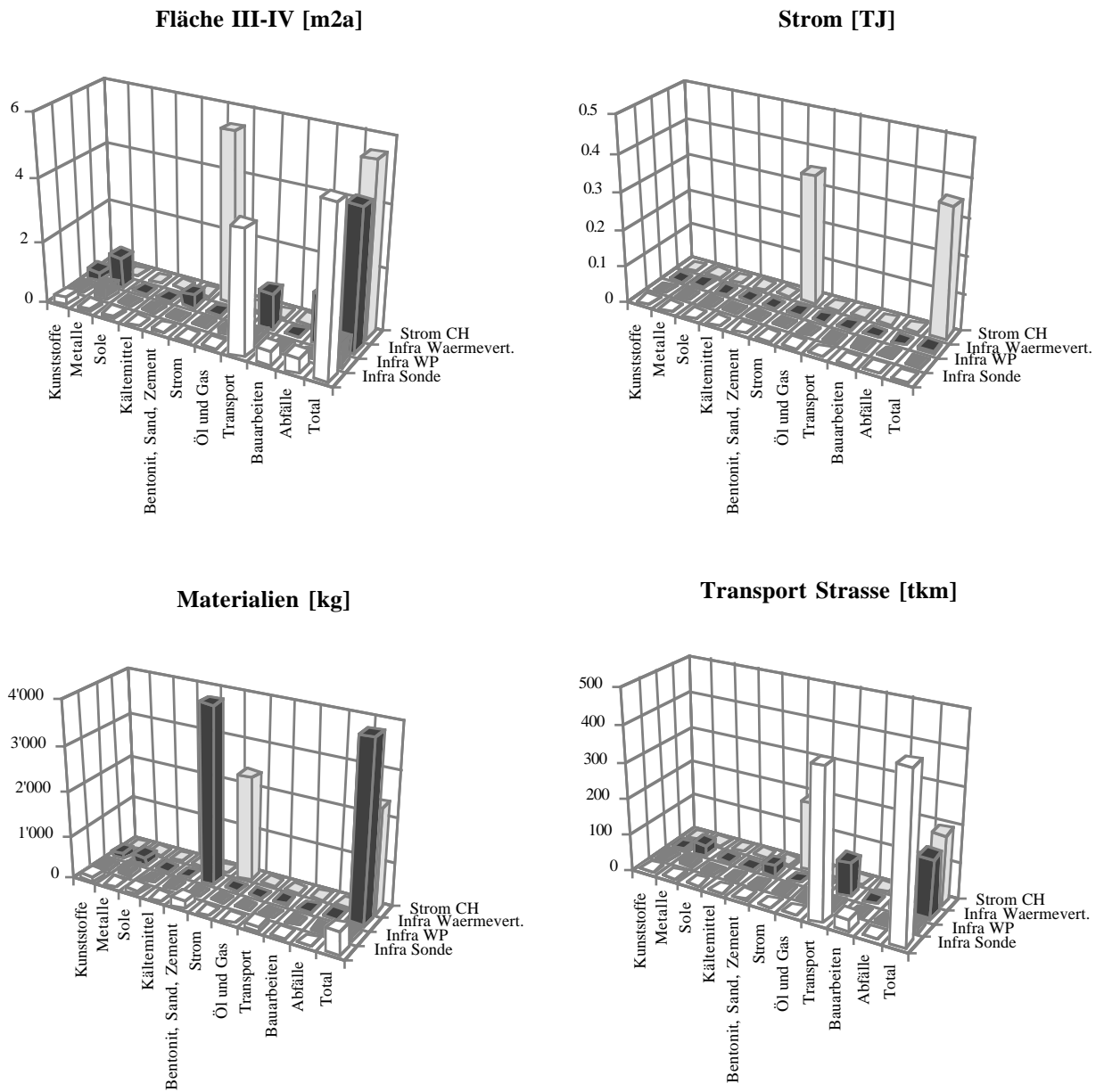


Fig. X.6.2: Flächen, Strom, Materialien und Strassentransporte, die für die Lieferung eines TJ Nutzwärme ab Erdwärmesonde beansprucht werden.

6.1.2 Emissionen

Obwohl beim Betrieb einer Wärmepumpenheizung vor Ort ausser Leckagen des Kältemittels, die 6 % der NMVOC-Emissionen betragen, keine Emissionen entstehen, werden in vorgelagerten Prozessen wie dem Bau der Anlage und der Stromproduktion Schadstoffe emittiert.

Die CO₂-Emissionen stammen zu 43 % aus der Stromproduktion, zu 16 % vom Aluminium und zu 11% von Zement der Wärmeverteilung und zu 18 % von der Sonde (je 4 % vom PE, von den Bauarbeiten und der Verbrennung des Glykols in der KVA).

Die Aluminiumherstellung spielt bei den Schadstoffen SO_x, NO_x und CH₄ eine Rolle (je 11 -15 % der Gesamtemission). Weitere wichtige Emissionsquellen neben dem Strom sind die Kunststoffe der Sonde und der Wärmeverteilung (66 % der BTEX-Aromaten), der Stahl für die Wärmepumpe (18 % des Benzo(a)pyrens) und Transporte und Bauarbeiten für die Sonde (29 % der NO_x-Emissionen). In Fig. X.6.3 sind einige Emissionsfaktoren zusammengestellt.

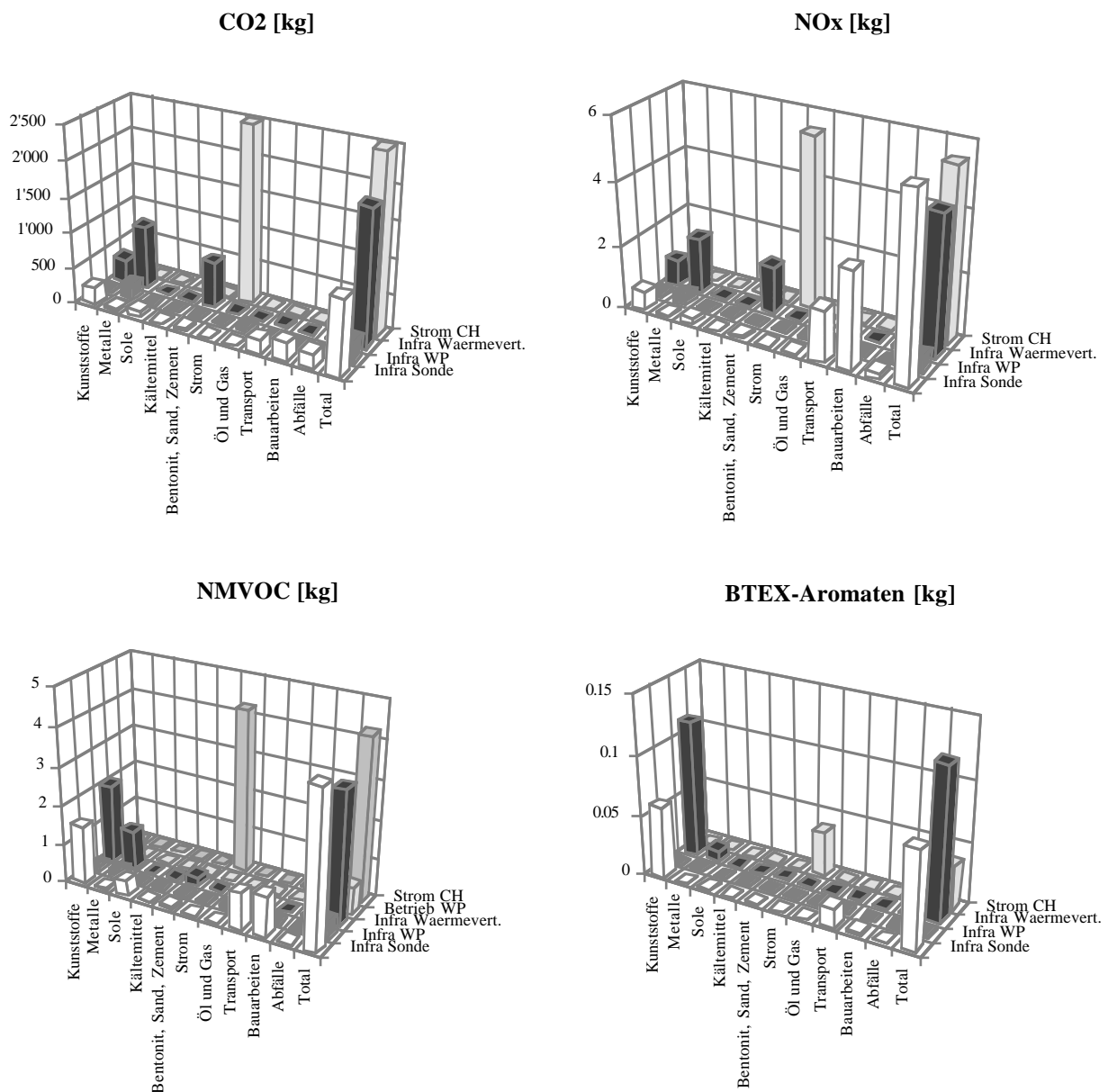


Fig. X.6.3: Einige Emissionen, die beim Betrieb oder in vorgelagerten Prozessen einer Wärmepumpenheizung freigesetzt

werden.

6.1.3 Abfälle

In dieser Kategorie der Umwelteinflüsse spielen die innerhalb der Prozesskette direkt bilanzierten Abfälle eine wichtige Rolle. So entstehen 17 % der Abfälle in die Inertstoffdeponie bei der Sondenbohrung, und 57 % beim Rückbau der Wärmeverteilung. Die Abfälle in Reaktordeponie stammen zu 92 % von den Kunststoffen der Wärmeverteilung (Fig. X.6.4).

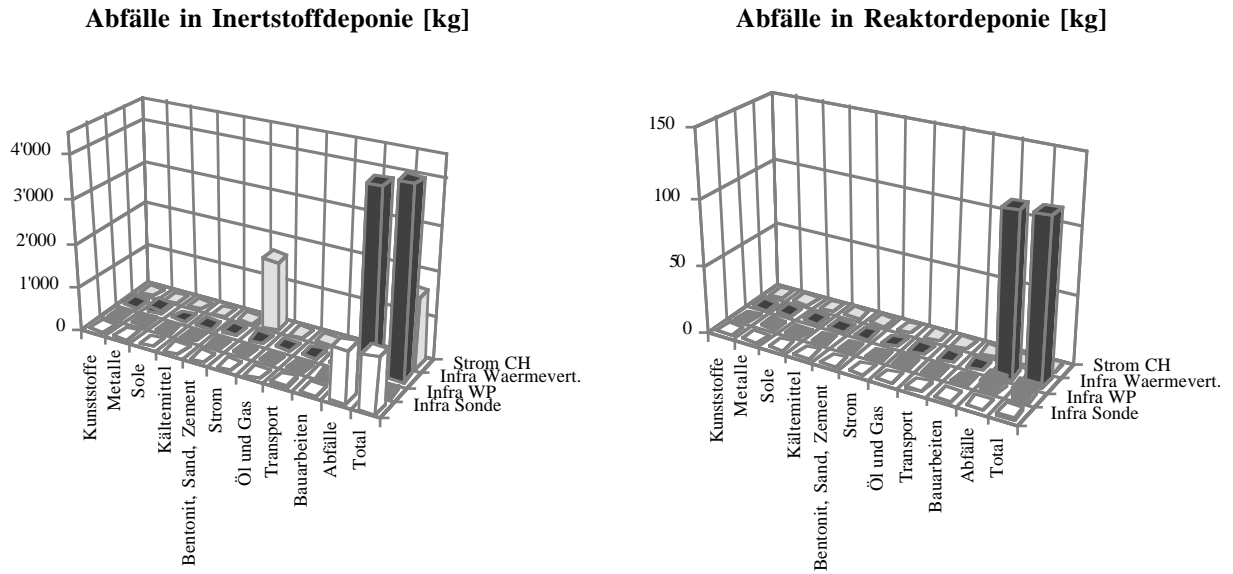


Fig. X.6.4: Abfälle einer Wärmepumpenheizung und ihrer vorgelagerten Prozesse.

6.2 Vergleich verschiedener Strombezüge

Die Art der Stromproduktion ist für viele Umwelteinwirkungen einer Erdsondenheizung wesentlich. In Fig. X.6.5 sind einige Umwelteinwirkungen dargestellt, jeweils mit dem Schweizer Strommix, dem französischen und dem westdeutschen. Neben Kenngrössen, die kaum vom Strommix beeinflusst werden (z. B. Abfälle in KVA, totaler Materialbedarf), zeigen sich bei den Emissionen deutliche Unterschiede von bis zu einem Faktor 10.

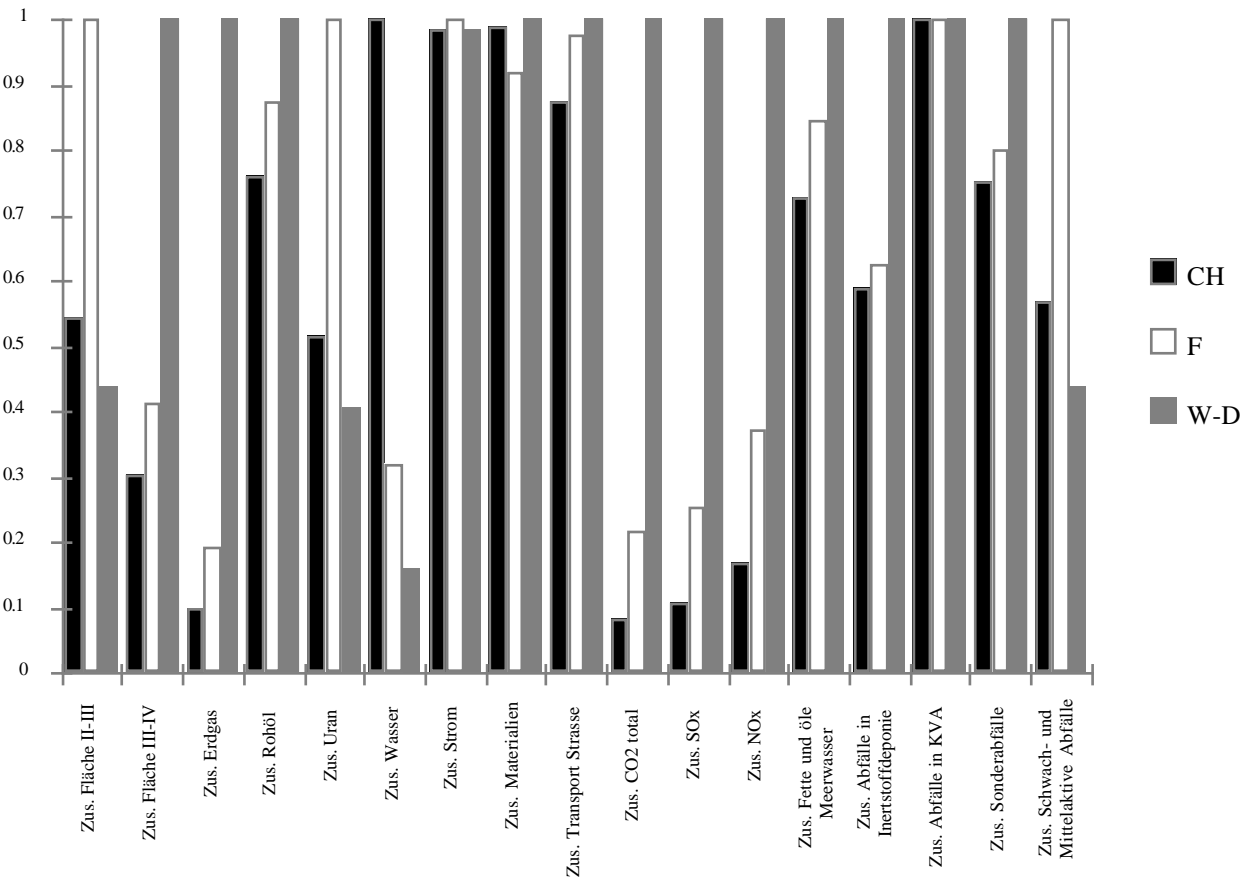


Fig. X.6.5: Ausgewählte Umwelteinwirkungen einer Wärmepumpenheizung in Abhängigkeit des verwendeten Strommixes.

Literaturverzeichnis

- AWP 1991 Arbeitsgemeinschaft Wärmepumpen, "Allgemeine Information über Wärmepumpenheizungsanlagen – Merkblatt A 1 und A 8", 1991.
- BEW 1989 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Erdwärmesonden-Heizanlagen", Studie Nr. 46, Burkart, Hopkirk, Eugster, Rybach. Bern, 1989.
- BEW 1990 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Erdwärme in der Schweiz" Vorkommen und Nutzungsmöglichkeiten, Bern, 1990.
- BfK 1996 Bundesamt für Konjunkturfragen, "Umweltwärme effizient nutzen – Heizen mit Elektro-Wärmepumpen", PACER, Bern, 1996.
- Bussmann 1991 Bussmann, Kabus, Seibdt (Hrsg.) "Geothermie: Wärme aus der Erde", Technologie – Konzepte – Projekte. Verlag C.F.Müller Karlsruhe, 1991.
- EKZ 1996 Messdaten des Elektrizitätswerkes des Kantons Zürich, Energiefachstelle, Zürich, 1996.
- Eugster 1992 W.J. Eugster, Vortrag "Erdwärmesonden-Wechselwirkung mit Boden und Grundwasser", 3. Informationstagung des SGV, ETHZ, 1992.
- Freestone 1990 D.H. Freestone "Direct Use of Geothermal Energy in 1990", GRC Bulletin 19(7), 188, 1990.
- Grünenwald 1996 Persönliche Mitteilung der Firma Grünenwald AG, Affoltern a/A, April 1996.
- GtV 1992 Geothermische Fachtagung, Erding Deutschland, 1992.
- HAKA 1993 Persönliche Mitteilung einer Mitarbeiterin, Firma: HAKA, Gossau, Juli 1993.
- Heckenberger 1989 M.Heckenberger, K.O. Luik, N.Scheirle, K.Wachter "Erdwärme in Oberschwaben", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 39(3), 116, 1989.
- Hess 1993 Persönliche Mitteilung Herr Hess, Firma: Polydynamics Ltd., Zürich, Juli 1993.
- Hinden 1993 Persönliche Mitteilung Herr Hinden, Firma: Hoval Herzog AG, Feldmeilen, Juli 1993.
- Hofstetter 1990 P. Hofstetter "FCKW-Einsatz und Entsorgung in der Kälte- und Klimatechnik mit ökologischem Vergleich heutiger Kühlschanksysteme und Ausblick auf alternative Kältesysteme", Zürich, 1990.
- Hopkirk 1993 Persönliche Mitteilung Herr Hopkirk, Firma: Polydynamics Ltd., Zürich, 1993.
- Hoval 1993 Technische Unterlagen Wärmepumpen, Firma: Hoval Herzog AG, Feldmeilen, 1993.
- Hubacher 1996 Messdaten der Firma Hubacher Engeneering, Engelburg, Juli 1996.
- Hutterer 1990 G.W. Hutterer "Geothermal Electric Power – A 1990 World Status Update, GRC Bulletin 19(7), 175, 1990.
- Jensch 1988 W. Jensch, "Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung", IfE-Schriftenreihe Heft 22, München, 1988.
- Keel 1993 Persönliche Mitteilung Herr Keel, Zürcher Energieberatung, Zürich, August 1993.
- Multi-Energie 1996 Persönliche Mitteilung der Firma Multi Energie AG, Aadorf, April 1996.
- Rasch 1993 Persönliche Mitteilung Frau Rasch, Firma: Süd-Chemie AG, München, August 1993.
- Recknagel et al. 88/89 Recknagel, Sprenger, Hönmann, "Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik", Oldenbourg, 1988/89.
- Rohner 1993 Persönliche Mitteilung Herr Rohner sen., Firma: Grundag AG, Gossau, Juli 1993.
- Rohner 1996 Persönliche Mitteilung Herr Rohner jun., Firma: Grundag AG, Gossau, Juni 1996.
- Schlander 1993 Persönliche Mitteilung Herr Schlander, Firma: Grundag AG, Gossau, August 1993.
- SVG 1992 Schweizerische Vereinigung für Geothermie. Dritte technische Informationstagung "Nutzen der un-tiefen Geothermie", ETHZ, 1992.
- Toschi 1993 Persönliche Mitteilung Herr Toschi, Firma: Architektur Werkstatt, Uitikon, August 1993.

Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung, Literaturverzeichnis

- Wärmepumpe 1996 Fördergemeinschaft Wärmepumpen Schweiz. Wärmepumpe 1/96.
- WPZ 1996 WPZ-Bulletin Nr. 7, Wärmepumpentest- und Ausbildungszentrum Winterthur-Töss, 1996.
- Wunderlich 1993 D.Wunderlich "Zur Erfassung der klimarelevanten Umweltbelastung durch Kältesysteme", Ki Klima-Kälte-Heizung 6(238) 1993.
- Zogg 1996 M. Zogg (Hrsg.), "Neue Technologien für Kleinwärmepumpen und Kleinblockheizkraftwerke", Tagungsband der 3. UAW-Tagung, Bundesamt für Energiewirtschaft (ENET Nr. 30456), Bern, 1996.



Sonnenkollektor

Überarbeitung 1996:

Lucia Ciseri

Bearbeitung

Hans-Peter Gränicher

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankung

Für diese Arbeit mussten viele Informationen von privaten Firmen direkt eingeholt werden. Es ist nicht selbstverständlich, dass Unternehmen bereit sind, die Zeit aufzubringen um bei einer solchen Untersuchung Hilfe zu leisten. Umso mehr möchte ich allen danken die zu dieser Arbeit beigetragen haben.

Mein herzlicher Dank geht an:

Herrn Balun, Firma Thermosolar in Ziar Nad Hronom (Slowakei),

Herrn Frei, Interkantonales Technikum in Rapperswil,

Herren Lüscher und Mathys, Firma Lükon Paul Lüscher AG in Täuffelen,

Herrn May, Firma Jenni Energietechnik AG in Burgdorf,

Herrn Meier, Firma Rüesch Solartechnik AG in Zug,

Herrn Schläpfer, Firma Ernst Schweizer Metallbau in Hedingen,

Herrn Stücklin, Firma Stücklin & Cie AG in Füllinsdorf.

Zusammenfassung

Im Hinblick auf die Anwendung von Sonnenkollektoren zur Warmwasserbereitung in Ein- und Mehrfamilienhäusern werden fünf verschiedene Kollektorprodukte und drei Anlagentypen bilanziert, die miteinander kombiniert werden können. Für die Zusatzenergie wird angenommen, dass sie elektrisch bereitgestellt wird. Es werden zwei verschiedene Systembetrachtungen gemacht: Bei der Variante "solar" werden die Umwelteinwirkungen des Solaranteils alleine auf die Wärme aus Sonnenenergie bezogen; bei der Variante "hybrid" ist die Bezugsgrösse die total von der Anlage gelieferte Wärme (mit elektrischer Zusatzheizung). Die Wärmeertragsrechnungen der einzelnen Systeme beruhen auf Berechnungen mit dem Simulationsprogramm POLYSUN.

Andere Anwendungen wie Prozesswärmeerzeugung, Raumheizung, Schwimmbadheizung und Heubelüftung sind nicht bilanziert. Mit den erarbeiteten Daten über die Kollektorprodukte und den Basismaterialdaten ist es jedoch möglich, diese Systeme zu bilanzieren, falls die entsprechenden Projektangaben vorhanden sind.

Für eine "solar"-Variante erfolgt eine Resultataufschlüsselung nach den verursachenden Teilprozessen. Dabei zeigt sich, dass der Stahlanteil der Anlage (Speicher, Verrohrung) der wichtigste Verursacher für die meisten Umwelteinwirkungen ist. Der durch den Kollektor verursachte Anteil fällt weniger ins Gewicht.

Eine gleiche Aufteilung bei der "hybrid"-Variante zeigt, dass die Bereitstellung der Zusatzenergie schwerer wiegt als der Materialeinsatz für Anlagenteile und Kollektoren.

Sonnenkollektoren produzieren rund vier bis zehn mal weniger Abwärme pro abgegebene Einheit Nutzwärme als konventionelle, fossil befeuerte Energiesysteme.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	iii
1. Einführung	1
2. Geschichte und Potential	2
2.1 Geschichte.....	2
2.2 Potential	2
2.2.1 Schweiz	2
3. Installierte Fläche.....	5
3.1 Schweiz.....	5
3.2 Andere Länder	5
4. Systemcharakterisierung.....	6
4.1 Systemabgrenzung.....	6
4.2 Beschreibung einer Anlage zur Warmwasserbereitung	6
4.3 Aufteilung in Prozessschritte	7
4.4 Bezugsgrößen.....	8
5. Bau der Anlage.....	9
5.1 Untersuchte Anlagen.....	9
5.2 Kollektor	11
5.2.1 Aufbau eines Kollektors.....	11
5.2.2 Flachkollektor 1	11
5.2.3 Flachkollektor 2.....	12
5.2.4 Flachkollektor 3.....	13
5.2.5 Flachkollektor 4.....	14
5.2.6 Vakuumröhrenkollektor	14
5.3 Speicher	14
5.4 Pumpe.....	15
5.5 Wärmetauscher	16
5.6 Wärmeträgerflüssigkeit.....	16
5.7 Expansionsgefäß	17
5.8 Zusatzheizaggregat.....	17
5.9 Montage	18
5.10 Leitungen	18
5.11 Flächenaufwand.....	18
5.12 Resultatübersicht	19
6. Betrieb	19
6.1 Betriebsdauer	19
6.2 Energieertrag.....	19
6.3 Energieaufwand.....	21
6.4 Wartung.....	21
6.5 Unfälle	21
6.6 Flächenbedarf.....	22
7. Rückbau.....	22
8. Auswertung der Resultate	22
8.1. Resultate FK1 solar.....	23
8.2 Resultate FK1 hybrid.....	27

8.3	Qualität der Daten.....	33
8.4	Schlussfolgerungen	33

Literaturverzeichnis..... 34

Anhang 1: Angaben zu Serienkollektorprodukten 36

Anhang 2: Module für den Sonnenkollektor 39

A2.1.	Transporte.....	39
A2.2.	Abfälle	40

Anhang 3: Module für die Standardanlage..... 40

A3.1.	Übernommene Daten vom Speicher	41
A3.2	Übernommene Daten von der Pumpe	42
A3.3	Übernommene Daten vom Wärmetauscher	42
A3.4	Übernommene Daten von der Wärmeträgerflüssigkeit.....	42
A3.5.	Übernommene Daten vom Expansionsgefäß	43
A3.6	Übernommene Daten vom Zusatzheizaggregat.....	43
A3.7	Übernommene Daten von der Montage	44
A3.8	Übernommene Daten von den Leitungen.....	44
A3.9	Transporte.....	44
A3.10	Flächenbedarf	45
A3.11	Abfälle nach Stilllegung.....	45

Anhang 4: Wärme hybrid/solar von Sonnenkollektoranlage 46

Anhang 5: Resultate der Simulationen 46

Abkürzungsverzeichnis

EFH	Einfamilienhaus
EPDM	Ethylen-Propylen-Kautschuk
FK	Flachkollektor
k.A.	Keine Angabe
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
MFH	Mehrfamilienhaus
SOFAS	Sonnenenergiefachverband der Schweiz
SPF	Solare Prüf- und Forschungsstelle am Interkantonalen Technikum Rapperswil
VK	Vakuumpöhrnenkollektor

1. Einführung

Sonnenkollektoranlagen haben die Funktion, die Sonnenstrahlen in nutzbare thermische Energie umzuwandeln. Die Wärme wird verwendet zur Warmwasserbereitung, Raumheizung, Bereitstellung von Prozesswärme, Stromproduktion, Schwimmbadheizung oder Heutrocknung. Abhängig vom gewünschten Temperaturniveau und anderen Kriterien (z.B. verfügbare Fläche, saisonale Klimaschwankungen u.a.) kommen verschiedene Techniken zur Anwendung.

Einfache Solarabsorber ohne Abdeckung sind sehr einfach aufgebaut und liefern bereits heute Wärme zu einem wirtschaftlichen Gestehungspreis. Das Wärmeträgerfluid wird auf ca. 40 °C erwärmt. Anwendungen sind Schwimmbadheizungen und Heutrocknungsanlagen. Bei den Schwimmbadheizungen wird der Filterkreislauf ergänzt mit einem Kollektorfeld. Zur Heutrocknung wird Luft durch die Absorber und anschliessend in das Heulager geleitet.

Flachkollektoren mit Glasabdeckung erwärmen das Wärmeträgerfluid auf ca. 80 °C. Das höhere Temperaturniveau wird erreicht, weil konvektiven und radiativen Wärmeabgaben durch die Abdeckung reduziert werden. Flachkollektoren finden ihre Anwendung bei Anlagen zur Warmwasserbereitung und zur Raumheizung.

Bei den *Vakuumröhrenkollektoren* befindet sich das Absorberblech in einer luft-evakuierten Glasröhre. Konvektive und konduktive Wärmeverluste werden somit unterbunden. Die Temperatur des Wärmeträgerfluids beträgt ca. 150 °C. Die einfallende Strahlung wird zwar besser genutzt als bei Flachkollektoren, aber der Preis ist 2-3 mal höher. Sie können auch anstelle von Flachkollektoren eingesetzt werden, falls die einfallende Strahlung nicht stark genug ist (z.B. auf einem Hausdach mit ungünstiger Neigung und Ausrichtung).

Die *konzentrierenden Kollektoren* haben Reflektoren mit denen die einfallende direkte Sonnenstrahlung auf einen Punkt oder eine Linie fokussiert wird. Mit der erhöhten Intensität ist es möglich, das Wärmeträgerfluid (z.B. Thermoöl oder Natrium) auf 300-800 °C zu erwärmen. Die Wärmeenergie wird verwendet zur Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Stromproduktion mittels eines thermodynamischen Kreisprozesses.

Charakteristika der solarthermischen Energienutzung sind in erster Linie der brennstofffreie Betrieb, die dezentrale Energieerzeugung und die weitgehende Unabhängigkeit vom Ausland.

2. Geschichte und Potential

2.1 Geschichte

Die thermische Umwandlung von Sonnenstrahlung gehört zu den elementaren Vorgängen, die das Leben auf dem Planeten ermöglichen. Dementsprechend geht auch die Geschichte der (bewussten oder unbewussten) Nutzung der Sonnenwärme weit zurück. Der gezielte Einsatz von solarthermischen Anlagen zur Substitution von anderen Energieträgern dürfte jedoch mit der Ölkrise im Jahre 1973 richtig begonnen haben. Die ersten Systeme wiesen jedoch noch Kinderkrankheiten auf, weshalb die Euphorie etwas gedämpft wurde. Nach rund 20 Jahren Erfahrung im Betrieb von thermischen Solarsystemen gibt es Nutzungen, für die es technisch ausgereifte Anlagen gibt. Anlagen zur Heutrocknung und zur Freibadheizung sind heute wirtschaftlicher als konventionelle Systeme. Die solare Warmwasserbereitung ist je nach Systemparameter an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Bei grösseren Herstellmengen und Optimierung der Wirtschaftlichkeit sollte es möglich sein, dass das Energiesystem Sonnenkollektor in naher Zukunft einen merklichen Anteil des Wärmebedarfes decken kann.

2.2 Potential

2.2.1 Schweiz

Die Sonnenstrahlung, die jährlich auf die Fläche der Schweiz fällt, entspricht ungefähr dem 150-fachen Bruttoenergieverbrauch der Schweiz. Falls die gesamte Dachfläche der Schweiz mit Kollektoren bestückt würde, wäre die Energiemenge, die in Wärme umgewandelt werden könnte, ausreichend, um den Wärmebedarf der Haushalte zu decken (entspricht 35 % des gesamten Nutzenergiebedarfs). Diese Zahlen müssen insofern relativiert werden, als dass die Problematik der Verfügbarkeit der Sonnenenergie nicht in die Rechnung miteinbezogen wird.

Szenarioabschätzungen für Solaranlagen sind problematisch, da einige schwer bestimmbare Parameter die Resultate wesentlich beeinflussen. Ein grosses Ungewissheitspotential bietet die Energiepreisentwicklung: zum einen beeinflusst der Energiepreis direkt die Rentabilität einer Anlage, zum andern ist er auch ein Faktor bei der Bestimmung der optimalen Anlagengrösse (optimaler solarer Deckungsgrad). Falls der Energiepreis in den nächsten Jahren signifikant ansteigt, wird die wirtschaftlich optimale Anlage einen höheren Deckungsgrad aufweisen als die heute optimale. Da aber die heute gebauten Anlagen kaum frühzeitig ersetzt werden, kann das wirtschaftliche Potential erst um einige Jahre verzögert ausgenützt werden.

Die Investitionskosten für die solare Anlagen spielen auch eine gewichtige Rolle. Preisentwicklungen sind nur schwer voraussehbar und sind unter anderem abhängig von Innovationen (z.B. Low-Flow Systeme, <Schwarz et al. 1992>) und von der gesamten hergestellten Menge an Systemkomponenten (Grossserieproduktion). Einen weiteren Einfluss hat die Entwicklung anderer Energiesysteme und Massnahmen für rationellen Energieeinsatz. Es besteht eine gewisse Konkurrenzsituation zwischen Wärmepumpensystemen, Biomasseheizungen, Sonnenkollektoranlagen und baulichen Massnahmen (z.B. bessere Wärmedämmung). Eine Rivalität anderer Art besteht zwischen Photovoltaikanlagen und Systemen der thermischen Sonnenenergienutzung durch die beschränkt verfügbare Dachfläche.

Die Expertengruppe für Energieszenarien hat Untersuchungen zum Potential der solarthermischen Anlagen durchgeführt. In Tabelle XI.2.1 sind die Potentialabschätzungen der Studie <Rüesch 1987> aufgeführt. In <Durisch et al. 1988> wird bei Gestehungskosten von 0.13 Fr./kWh das gesamte Potential auf 13.5 PJ geschätzt, wovon bis ins Jahr 2025 5-8 PJ/a erreicht werden können.

Als Vergleich mag der Nutzwärmebedarf der Haushalte von 171 PJ im Jahre 1992 dienen <BEW 1993>, womit rund 5% dieses Bedarfs bis ins Jahr 2025 solar gedeckt werden könnten.

	Substitutionspotential [PJ/a]
Reine Warmwasserbereitung und Warmwasserbereitung kombiniert mit Raumheizung	15.9 - 19.1
Schwimmbäder	0.038 - 0.058
Heutrocknung	0.105 - 0.313
Total	16.2 - 19.2

Tab. XI.2.1: Substitutionspotential gemäss Expertengruppe für Energieszenarien. Die Zahlen beziehen sich aufs Jahr 2025; es wurde ein genereller Energiepreis von 0.2 Fr./kWh angenommen, <Rüesch 1987>.

Eine weitere Abschätzung unter teilweiser Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit kann man durchführen, indem man annimmt, dass alle bestückbaren Häuser mit heute gebräuchlichen Anlagen ausgerüstet würden. Aus Tabelle XI.2.2 ist ersichtlich, dass mit diesem Ansatz das Potential der Warmwasserbereitungsanlagen 11.5 PJ beträgt. Dieser Wert ist eher als untere Grenze zu betrachten, da der Ertrag von 400 kWh/m²a tief angesetzt ist. Ausserdem geht die Tendenz mit tieferen Investitionskosten in Richtung grösserer Fläche pro Haus, und es wurden nur Wohngebäude betrachtet.

Kategorie	Anzahl Häuser in der Schweiz	Anzahl bestückbarer Häuser in der Schweiz	Sonnenkollektorfläche pro Haus [m ²]	Ertrag [kWh/m ² a]	Ertrag [10 ⁶ kWh/a]	Ertrag [PJ/a]
EFH	695624	556000	6	400	1334	4.8
2FH	126734	89000	12	400	427	1.5
MFH	203759	143000	25	400	1430	5.1
Total					3191	11.5

Tab. XI.2.2: Potential mit heute gebräuchlichen Warmwasserbereitungsanlagen. Annahmen: Anzahl Häuser gemäss Angaben des Bundesamtes für Statistik. Für den Prozentsatz der bestückbaren Häuser wurden die Annahmen von <Rüesch 1987> verwendet (EFH: 80%; 2FH: 70%; MFH: 70%). Für die hausspezifischen Flächen wurden typische Werte verwendet, statistisches Material liegt jedoch nicht vor. Für den Ertrag wurde mit 400 kWh/m²a ein eher tiefer Wert angenommen

Das Potential der Prozesswärme bis ins Jahr 2025 wird in <Durisch et al. 1988> für den optimistischen Grenzfall als 12 ± 3 PJ angegeben (Annahme, dass keine Beschränkung der Kosten besteht). In Tabelle XI.2.3 sind Zahlen zur vom Bundesamt für Energiewirtschaft prognostizierten Entwicklung dargestellt.

	Jährliche Zunahme der Zubaurate [%]	Angestrebte installierte Fläche bis ins Jahr 2000 [m ²]
Wasservorwärmung (grosse Gebäude)	56	400000
Warmwasserbereitung und Heizunterstützung	31.5	460000
Schwimmbadheizung	-3	150000
Heutrocknung	9	500000
Sonnenkollektoren gesamt	25	1510000

Tab. XI.2.3: Vorgaben des Bundesamtes für Energiewirtschaft <BEW 1992>.

2.2.2 Andere Länder

Die Abschätzungen des Potentials für die Schweiz lassen sich wegen klimatischer und struktureller Unterschiede im allgemeinen nicht auf andere Länder übertragen. Generell lässt sich sagen, dass südlichere Regionen wegen der intensiveren Sonnenstrahlung ein grösseres Nutzungspotential haben. Begünstigend kommt hinzu, dass in diesen Gebieten die direkte Sonnenstrahlung einen höheren Anteil hat als in der Schweiz. Damit wächst auch das Potential für konzentrierende Kollektoren (vgl. <Ammanberger et al 1991>).

In Tabelle XI.2.4 sind solare Kenndaten verschiedener Regionen zusammengestellt (aus <Grawe 1992>).

Region	Mittlere jährliche Einstrahlung [kWh/m ²]	Strahlungsleistung im Jahresdurchschnitt [W/m ²]	Jährliche Sonnenscheindauer [h]
Wüstengürtel der Erde	>2000	250	3000
Äquatornahe Zone	1700	200	2200
Subtropische Regionen	1500	160	>2000
Mitteleuropa	1100	125	1100

Tab. XI.2.4: Solare Kenndaten <Grawe 1992>.

3. Installierte Fläche

3.1 Schweiz

Da es sich um eine dezentrale Energieversorgung handelt, welche nur schwer erfassbar ist, ist eine zuverlässige Aussage über den genauen Bestand der Sonnenkollektorfläche schwierig. Der Sonnenenergie-Fachverband der Schweiz (SOFAS) führt seit 1984 eine jährliche Umfrage bei seinen Mitgliedern durch <SOFAS 1994>. Dabei werden die neu installierte Fläche und die Art der Kollektoren erfasst. Die Summe der in den Jahren 1984 bis 1991 neu installierten Anlagen ergibt eine Abschätzung der Grössenordnung der Gesamtfläche in der Schweiz.

Installiert im Jahr	Zubauraten Flach- und Vakuumkollektoren [m ² /a]	Energieertrag von Flach- und Vakuumkollektoren [MWh/a]	Zubauraten von Schwimmbadkollektoren [m ² /a]	Energieertrag von Schwimmbadkollektoren [MWh/a]	Zubauraten von Heutrocknungskollektoren [m ² /a]	Energieertrag von Heutrocknungskollektoren [MWh/a]
bis 1985	7200	1839	8900	2190	31000	2600
1986	5450	2078	4350	960	23000	2860
1987	5425	2278	5200	1650	24000	3120
1988	6210	2058	8945	1470	22000	3120
1989	8431	2906	13590	3897	20000	2600
1990	10849	3834	13993	4257	25000	2600
1991	14336	4838	12057	4139	25000	3900
1992	17348	6621	10544	3096	18000	2600
1993	17137	7247	14055	3232	16000	2080
1994	18295	6453	17789	5201	24000	2080
Total [MWh] [m²]	110680	40153	109422	30091	228000	27560

Tab. XI.3.1: Zubauraten und Erträge von Sonnenkollektoren <SOFAS 1994>.

3.2 Andere Länder

Land	Bestand [10 ³ m ²]	Jährliche Produktion [10 ³ MWh]	Bestand pro Kopf [10 ⁻³ m ²]	Produktion pro Kopf [10 ⁻³ MWh]
Zypern	340	33	486	47.1
Israel	1000	400	232	93.0
Griechenland	1300	130	130	13.0
Australien	1500	k.A.	93	k.A.
Österreich	460	40	61	5.2
Schweiz ¹⁾	310	12 (56)	50	2.0 (9.3)
Türkei	2300	400	45	7.8
Japan	5000	600	41	4.9
USA	4500	400	19	1.7
Dänemark	100	18	19	3.5
Frankreich	490	k.A.	9	k.A.
Italien	350	k.A.	6	k.A.
Deutschland	400	40	5	0.5
Jordanien	k.A.	200	k.A.	52.6
EG	3000	250	9.2	0.8
Welt	30000	3000	5.8	0.6

Tab. XI.3.2: Installierte Flächen in verschiedenen Ländern <Nitsch 1992>. ¹⁾ In der Quelle werden beim Bestand alle Kategorien von Kollektoren zusammen angegeben, bei der Produktion jedoch nur die Flachkollektoren. Die Zahlen in den Klammern geben die Produktion für alle Kollektorkategorien an (vgl. Tab. XI.3.1, Zahlen des Jahres 1990).

Da die Sonnenenergie-Industrie eine wirtschaftlich unbedeutende Stellung einnimmt (verglichen z.B. mit der Ölindustrie), gibt es keine einheitlich erfassten Zahlen über die installierte Fläche in verschiedenen Ländern. Nitsch hat Zahlen von verschiedenen Ländern im Jahr 1990

zusammengestellt <Nitsch 1992>. Bei den Zahlen für die Schweiz fällt auf, dass für den Bestand und für die jährliche Produktion 1990 vermutlich nicht die gleichen Kategorien von Sonnenkollektoren betrachtet wurden. Der Bestand von 310'000 m² enthält Schwimmbad- und Heutrocknungskollektoren, die Zubaurate von 12 000 m² ist auf verglaste Kollektoren bezogen. Die Werte in den Klammern erhält man durch addieren der entsprechenden Zubauraten. Der Bestand an verglasten Kollektoren in der Schweiz betrug 1990 mindestens 43 000 m² (Vgl. XI.3.1).

4. Systemcharakterisierung

4.1 Systemabgrenzung

In dieser Studie wird ausschliesslich die Funktion der Warmwasserbereitung behandelt. Es sind Qualitäten wie der hohe Wirkungsgrad und die vergleichsweise tiefen Wärmegestehungskosten in Kombination mit einem hohen Potential, welche zu dieser Entscheidung geführt haben.

Die Funktion der Schwimmbadheizung wird nicht berücksichtigt, da gemäss Energienutzungsbeschluss und Energienutzungsverordnung (SR 730.0 bzw. 730.01) die Wassererwärmung in Freibädern mit erneuerbaren Energien (Solarabsorber, Erdwärme) zu erfolgen hat, womit die Konkurrenz zu konventionellen Systemen entfällt.

Anlagen zur Heutrocknung wurden ausgeklammert weil gemäss <SOFAS 1994> die Zubaurate in den letzten Jahren konstant oder rückläufig ist und das Potential sich eher bescheiden ausnimmt. Mit zur Entscheidung beigetragen hat, dass bei der Potentialabschätzung von thermischen Solaranlagen der Expertengruppe für Energieszenarien <Rüesch 1987> die Funktion der Heutrocknung als sekundär eingestuft wurde (vgl. Tab. XI.2.1).

Die Funktion der Prozesswärmeerzeugung wurde trotz eines beachtlichen Potentials (vgl. Abschnitt 2.2.1) weggelassen, da sich in näherer Zukunft die solare Prozesswärme-Erzeugung nicht durchsetzen dürfte. Ein Grund dafür ist, dass bei Investitionen in Unternehmen normalerweise eine Rückzahlungsdauer der Investition (pay-back period) von ungefähr 5 Jahren gefordert wird. Nach heutigem Stand haben Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung eine Rückzahlungsdauer von mindestens 15 Jahren <Frei 1993>.

Anlagen zur Raumheizungsunterstützung bleiben unberücksichtigt, obwohl sie grosse Ähnlichkeiten mit Anlagen zur Warmwasserbereitung aufweisen. Die Gründe dafür sind der heute unwirtschaftliche Betrieb dieser Anlagen und methodische Probleme bei der Berechnung des Energieertrages. Es bereitet beispielsweise Schwierigkeiten herauszufinden, ob der Wärmeertrag einer Solaranlage oder die bessere Wärmedämmung einer neuen Isolation eine Reduktion der Endenergie für Raumheizung verursacht. Es gibt zwar Messresultate zu zwei Fallbeispielen <Schläpfer et al. 1986>, es wird aber im dazugehörigen Bericht darauf hingewiesen, dass diese Resultate nicht verallgemeinert werden sollen. Mit den hier erarbeiteten Grundlagen ist es jedoch möglich, auch die hier nicht behandelten Systeme zu bilanzieren.

Betrachtet werden Anlagen, die 1994 auf dem Markt gewesen sind und neu installiert werden. Installiert werden die Anlagen in der Schweiz, die Zulieferteile zum Bau der Anlagen werden aus der ganzen Welt bezogen.

4.2 Beschreibung einer Anlage zur Warmwasserbereitung

In einer Standardanlage zur Warmwasserbereitung wird ein Wärmeträgerfluid von einer Umwälzpumpe durch ein Kollektorfeld gepumpt, in welchem die Temperatur des Fluids erhöht wird. Die Wärme wird über einen Wärmetauscher an das Wasser in einem Warmwasserspeicher abgegeben, von wo aus das abgekühlte Fluid wieder zum Kollektor gefördert wird. Damit die Wärmedehnung des Wärmeträgers aufgenommen werden kann, braucht es ein Expansionsgefäss. Die Energie, die zum Betrieb der Pumpe und für die Regelung der Anlage notwendig ist, wird als Hilfsenergie bezeichnet. Um die Warmwasserversorgung auch bei schlechtem Wetter sicherzustellen, gibt es ein Zusatzheizaggregat, welches dem Brauchwasser Zusatzenergie zuführt.

Es gibt Anlagen, die von diesem Schema abweichen. Ein Beispiel sind die Thermosiphonanlagen, die temperaturbedingte Dichteunterschiede des Wärmeträgerfluids ausnützen, um den Wärmeträger-Kreislauf aufrechtzuerhalten. Eine weitere Variation sind Anlagen mit mehreren Warmwasserspeichern. Da der Marktanteil gering ist, werden solche Anlagen nicht weiter untersucht.

Ventile und Apparaturen zur Regelung des Kreislaufes werden bei der Bilanzierung weggelassen, da in erster Abschätzung der Material- und Energieaufwand zu deren Herstellung bei Betrachtung der ganzen Anlage nicht ins Gewicht fallen.

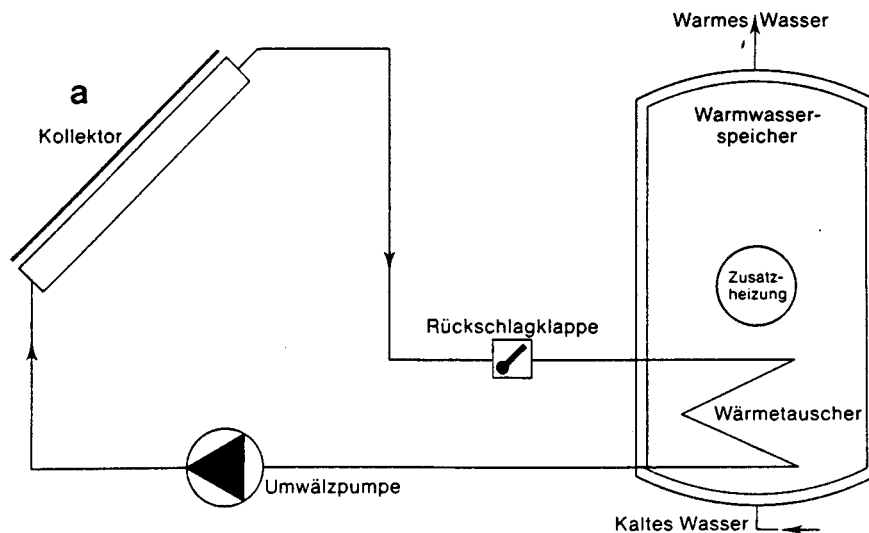


Fig. XI.4.1: Schematischer Aufbau einer Standard-Sonnenkollektoranlage (Expansionsgefäß nicht eingezeichnet) <Info-solar>.

4.3 Aufteilung in Prozessschritte

Das System wird in die drei Prozessschritte "Aufbau der Sonnenkollektoranlage", "Betrieb der Sonnenkollektoranlage" und "Rückbau der Sonnenkollektoranlage" unterteilt. Beim ersten Schritt liegt das Schwergewicht bei der Betrachtung der Herstellung der einzelnen Komponenten. Beim Erfassen des Energie- und Materialaufwandes ergibt sich das Problem, dass es schwierig ist, eine "typische" Anlage zu definieren. Für die meisten Komponenten einer Solaranlage gibt es auf dem Markt eine Vielfalt an geeigneten Produkten, die sich zum Teil erheblich voneinander unterscheiden.

Neben der Wahl der Komponenten können planerische Entscheidungen stark ins Gewicht fallen. Wenn beispielsweise der Warmwasserspeicher in einem Einfamilienhaus unter dem Dach statt im Keller eingebaut wird, ist die durch kürzere Leitungen eingesparte Kupfermenge in der gleichen Größenordnung wie die zur Kollektorherstellung verwendete Menge.

Beim Prozessschritt "Betrieb der Sonnenkollektoranlage" steht der solare Wärmeertrag im Mittelpunkt. Die Lebensdauer von Solaranlagen beeinflusst die spezifischen Stoff- und Energieflüsse pro Energieeinheit sehr stark, da im Betrieb kaum Aufwendungen entstehen, der Ertrag jedoch linear von der Nutzungsdauer abhängt.

Der Prozessschritt "Rückbau der Sonnenkollektoranlage" wird nur spekulativ behandelt, da die meisten Anlagen immer noch im Betrieb sind und noch kaum Erfahrungen zum Rückbau vorliegen.

4.4 Bezugsgrößen

Da normalerweise der Warmwasserbedarf nicht durch solare Wärme alleine gedeckt wird, sondern in Kombination mit einem konventionellen Energiesystem, ergeben sich zwei sinnvolle Bezugsgrößen:

1. Total gelieferte Wärme des Verbundes Sonnenkollektor-Konventionelles System
2. Gelieferte solare Wärme von der thermischen Solaranlage

Falls die erste Grösse als Bezugsgrösse gewählt wird, ist die resultierende spezifische Umweltbelastung abhängig vom ergänzenden konventionellen Energiesystem. Im Fall der elektrischen Zusatzheizung hat der gewählte Strommix einen wesentlichen Einfluss.

Die zweite Grösse ist stark abhängig vom solaren Deckungsgrad der Anlage, da der Materialaufwand nicht proportional zum Deckungsgrad verläuft.

Im Bewusstsein, dass es nicht "die richtige Bezugsgrösse" gibt, sollen die ermittelten Umweltbelastungen jeweils auf beide Grössen bezogen werden.

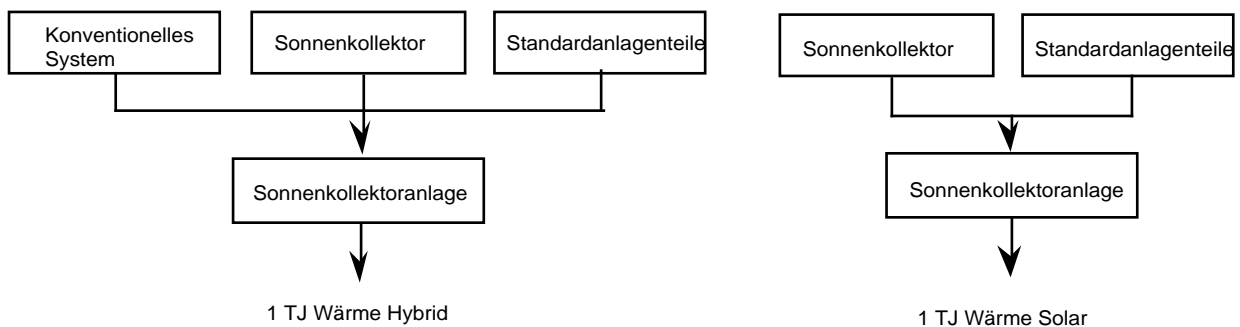


Fig. XI.4.1: Bezugsgrößen für Sonnenkollektoranlagen

5. Bau der Anlage

5.1 Untersuchte Anlagen

Um Aussagen über das Energiesystem Sonnenkollektor machen zu können, genügt es nicht, den Kollektor für sich alleine zu betrachten. Erstens kann ohne die andern Komponenten keine Energie genutzt werden, zweitens ist der Ertrag stark von der Auslegung der Anlage und den klimatischen Randbedingungen abhängig. Es ist sinnvoll, typische Anlagen zu definieren. Dabei sollte aber nicht vergessen werden, dass sowohl der Materialeinsatz als auch der Wärmeertrag von Anlage zu Anlage stark variieren kann.

Für die vorliegende Studie wurde eine Anlage für ein Einfamilienhaus und eine für ein Zwölf-familienhaus ausgelegt. Die primären Dimensionierungsgrößen sind der Warmwasserverbrauch und der angestrebte solare Deckungsgrad. Beim Einfamilienhaus wurde ein Warmwasserverbrauch für 6 Personen von 300 l, beim Mehrfamilienhaus ein Warmwasserverbrauch für 34 Personen von 1500 l angenommen. Der solare Deckungsgrad gibt an, welcher Anteil des gesamten Warmwasserbedarfs mit dem solaren Ertrag gedeckt werden kann. Der angestrebte Deckungsgrad für die zwei Anlagen ist 45 - 50 %. Bei höheren Deckungsgraden nimmt der Materialaufwand überdurchschnittlich zu (Ausnahme: Anlagen mit grosser Sonneneinstrahlung oder mit Vakuumröhrenkollektoren).

Die Solare Prüf- und Forschungsstelle des Technikums Rapperswil (SPF) arbeitet an der Entwicklung einer fortschrittlichen Solaranlage. Der Grundgedanke: Um einen tiefen Wärmepreis zu erreichen, müssen Material-, Montage- und Planungsaufwand einer Anlage reduziert werden. Der Kollektor hat eine Grösse von 4.5 m², was als Standardgrösse bei einem Einfamilienhaus mit 4 Bewohnern montiert wird. Es ist ein Low-Flow System <Mack 1992> und es werden Silikonleitungen für den Primärkreislauf verwendet. Die flexiblen Leitungen mindern den Montageaufwand erheblich. Die Wärmeverluste werden reduziert, da Vor- und Rücklauf mit der gleichen Wärmedämmung geführt werden. Es wurde ein neuer Absorber entwickelt, der im Vergleich zu herkömmlichen Absorbern ungefähr das halbe Gewicht aufweist. Für die selektive Beschichtung wurde mit einem Sputterverfahren eine Alternative zu den sonst bei Kupferabsorbern üblichen Schwarzverchromungsverfahren gewählt. Obwohl diese Systeme noch nicht auf dem Markt sind, soll diese Anlage, soweit die Informationen vorliegen, auch betrachtet werden. Die Forschungsanlage ist mit einem Doppelmantelspeicher ausgerüstet. Um sie besser mit den anderen Anlagen vergleichen zu können wird die Annahme getroffen, sie sei mit einem normalen Speicher mit eingebautem Glattrohrwärmetauscher versehen. Anstelle von 4.5 m² wird mit einer Kollektorfläche von 6 m² gerechnet.

	Einfamilienhausanlage ¹⁾	Mehrfamilienhausanlage
Anzahl Personen	6	34
Standort	Schmerikon	Schmerikon
Ausrichtung nach Süden	0°	0°
Vertikale Neigung	45°	45°
Warmwasserbedarf	300 l/d	1500 l/d
Kollektorfläche	6 m ²	30 m ²
Wärmetauscherfläche	1.8 m ²	9.0 m ²
Grösse des Expansionsgefässes	25 l	80 l
Menge Wärmeträgerflüssigkeit	16 l	174 l
Speicherinhalt	450 l	2250 l
Pumpleistung	24 W	140 W
Zusatzenergie	elektrischer Heizeinsatz 5 kW	elektrischer Heizeinsatz 25 kW
Leitungslänge	40 m	114 m

Tab. XL5.1: Technische Daten der betrachteten Anlagen. Hilfsmittel bei der Dimensionierung: <Polysun 1993>, <Jenni 1992> und <BfK 1988>. ¹⁾ Die Daten für die Einfamilienhausanlage werden zur besseren Vergleichbarkeit auch für die Forschungsanlage Rapperswil übernommen.

Es ist nicht primäres Ziel dieser Arbeit, einzelne Sonnenkollektor-Anlagen miteinander vergleichen zu können. Die Absicht ist viel mehr, Daten zu erhalten, die die relevanten Komponenten

identifizieren und einen Vergleich der Systeme mit anderen Energiesystemen ermöglicht. Der Weg der Durchschnittsbildung der Umwelteinflüsse der gebräuchlichsten Systeme ist zu aufwendig. Deshalb wurde für die meisten Komponenten ein Produkt ausgewählt, das stellvertretend für alle auf dem Markt erhältlichen stehen soll. Falls dieser Ansatz bei einer bestimmten Anlage nicht vertretbar ist, können die in diesem Bericht zusammengestellten Daten im Einzelfall modifiziert werden.

Module

Die Sonnenkollektoranlagen werden mit zwei Modultypen beschrieben (vgl. Fig XI.5.1):

- Modultyp Sonnenkollektor
- Modultyp Standardanlagenteile

Für die Standardanlagenteile wird angenommen, dass sie in einem gewissen Bereich anlagenunabhängig sind. Gemäss den zwei betrachteten Anlagengrössen und der SPF-Anlage gibt es für den Modultyp Standardanlagenteile die Module

- Standardanlagenteile EFH
- Standardanlagenteile MFH
- Standardanlagenteile EFH-SPF

Weil der Materialaufwand für die elektrische Zusatzheizung gering ist, wird bei der Betrachtung der rein solaren Wärme und der Hybridwärme der gleiche Anlagenmodul verwendet.

Für die Forschungsanlage in Rapperswil gibt es noch ein leicht modifiziertes Modul Standardanlagenteile EFH-SPF.

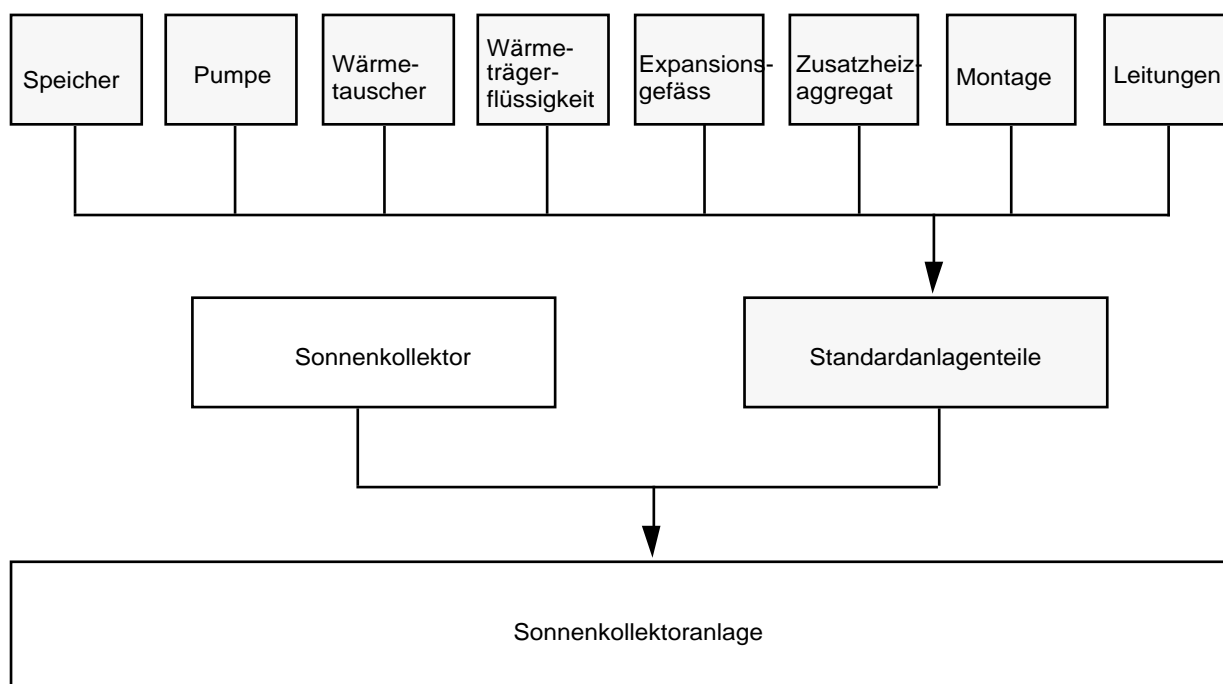


Fig. XI.5.1: Vorgehen bei der Zusammenfassung der Aufwendungen bei der Erstellung einer Sonnenkollektoranlage

Für den Modultyp Sonnenkollektor existieren die folgenden Module (vgl. Kap. XI.5.2):

- Flachkollektor 1 (Aluabsorber mit schwarzer Farbe)
- Flachkollektor 2 (Aluabsorber mit nickelpigmentiertem Aluminiumoxid)
- Flachkollektor 3 (Kupferabsorber mit Schwarzchrombeschichtung)
- Flachkollektor 4 (Kupferabsorber der SPF-Anlage)
- Vakuumröhrenkollektor (Kupferabsorber mit Schwarzchrombeschichtung)

5.2 Kollektor

Anlagen zur Warmwasserbereitung können sowohl mit Flachkollektoren als auch mit Vakuumröhrenkollektoren erstellt werden. Die Vakuumröhrenkollektoren werden gewöhnlich verwendet, wenn die klimatischen oder standortbedingten Randbedingungen einer Anlage ungünstig sind.

Es wurden vier verschiedene Flachkollektoren und ein Vakuumröhrenkollektor näher betrachtet. Die Auswahl der Kollektoren erfolgte aufgrund der verwendeten Materialien. Der Vergleich von Stärken und Schwächen einzelner Kollektorprodukte kann und soll in diesem Bericht nicht erfolgen.

Eine Zusammenstellung der als Serienprodukte in der Schweiz verkauften Kollektoren mit grober Angabe des Aufbaus befindet sich in Anhang XI.1.

5.2.1 Aufbau eines Kollektors

Ein Sonnenkollektor besteht normalerweise aus den folgenden Bestandteilen: Absorber, Abdeckung, Wärmedämmung, Rahmen, Dichtungen. Es können dabei unterschiedliche Materialien zur Anwendung kommen. Absorbermaterialien sind Kupfer, Aluminium, Edelstahl und Stahl. Für jedes Material gibt es eine typische Bauart: Für Kupfer die Lamellenbauweise, für Aluminium Rollbond und für Stahl den Kissenabsorber. Diese Einteilung ist aber nicht zwingend; es gibt beispielsweise auch Lamellenabsorber aus Aluminium. Zur Abdeckung wird Glas oder Polycarbonat verwendet. Wärmedämm-Materialien sind üblicherweise Mineralfasern, Schäume oder Vakuum-Panele. Häufigste Rahmenmaterialien sind Aluminium und Holz. Dichtungen sind meist aus EPDM-Gummi.

Um den Wirkungsgrad zu steigern, werden die Absorber mit einer selektiven Beschichtung versehen. Diese Beschichtung hat ein gutes Absorptionsvermögen für elektromagnetische Wellen im sichtbaren Bereich und einen tiefen Emissionskoeffizienten im Bereich der Wärmestrahlung. Während des letzten Jahrzehnts gab es einige Anstrengungen, Verfahren zu finden, mit denen solche Beschichtungen hergestellt werden können. Ausser den oben erwähnten optischen Eigenschaften ist das Alterungsverhalten entscheidend. Bei den heute gebräuchlichen Kollektoren gibt es vor allem drei technische Lösungen, die angewendet werden: Schwarzchrombeschichtungen, Beschichtungen mit nickelpigmentiertem Aluminiumoxid und Anstriche mit schwarzer Farbe. Die ersten beiden sind galvanische Verfahren. Neuentwicklungen am Technikum Rapperswil und am Fraunhofer Laboratorium für solare Energiesysteme (Freiburg, D) deuten darauf hin, dass in Zukunft vermehrt Sputterverfahren zum Auftragen einer selektiven Schicht angewendet werden dürften. Beim Sputtern ist der Energie- und Materialeinsatz bedeutend kleiner als bei galvanischen Verfahren, insbesondere fallen keine Abwässer an. Eine Zusammenfassung der Eingabendaten der fünf Sonnenkollektoren ist im Anhang XI.2, Tab. XI.A2.1 ersichtlich.

Die Handhabung von Transportaufwendungen ist im Anhang 2, Kap. A2.1 dargestellt.

5.2.2 Flachkollektor 1

Der Flachkollektor 1 ist ein Rollbondabsorber mit schwarzer Verchromung als selektiver Beschichtung. Da die selektiven Eigenschaften dieser Beschichtung weniger ausgeprägt sind als bei hochselektiven Beschichtungen, gibt es zwei Abdeckungen des Absorbers um die Verluste durch Abstrahlung zu reduzieren. Es handelt sich um einen Einbaukollektor, der ins Dach integriert wird. Tabelle XI.5.2 zeigt eine Zusammenstellung der Materialien, die pro m² Kollektorfläche eingesetzt werden.

Die Materialien, die bei der Herstellung der Farbe zum Einsatz kommen, werden in diesem Projekt nicht berücksichtigt.

Flachkollektor 1		
Art	Flachkollektor, Einbau	
	Material	Gewicht [kg/m ²]
Absorber	Aluminium	4.14
Selektive Beschichtung	Galvanische Beschichtung	-
Abdeckung	Glas	8.0
Rahmen	Holz (Kiefer)	6.2
Alu-Profile	Aluminium	4.4
Dichtungen	EPDM	0.6
Pulverbeschichtung der Alu-Profile	Braune Farbe	0.15
Schrauben	VYA (1.4435)	0.06
Wärmedämmung	Mineralwolle	0.78
Lötmaterial	-	-

Tab. XI.5.2: Spezifischer Materialaufwand für den Flachkollektor 1 <Rüesch 1996>.

5.2.3 Flachkollektor 2

Der Flachkollektor 2 hat einen Aluminiumabsorber mit nickelpigmentiertem Aluminiumoxyd als selektiver Beschichtung. Die Wärmedämmung wird mittels Vakuumtechnologie realisiert. Es handelt sich um einen Aufbaukollektor. In Tabelle XI.5.3 sind die beim Bau eingesetzten Materialien aufgelistet.

Flachkollektor 2		
Art	Flachkollektor, Aufbau	
	Material	Gewicht [kg/m ²]
Absorber	Aluminium	3.8
	Kupfer	2.5
Selektive Beschichtung	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxyd	-
Abdeckung	Glas	10.0
Rahmen	Aluminium	5.16
Wärmedämmung	Vakuum	-
Dichtung der Abdeckung	Silikon	0.25
Lötmaterial	cadmiumfreies Hartlot	0.15

Tab. XI.5.3: Spezifischer Materialaufwand für den Flachkollektor 2 <Thermosolar 1993a>.

Die selektive Beschichtung wird mit einem galvanischen Verfahren aufgebracht. Eine qualitative Beschreibung des Verfahrens wird in <Lackmann 1991> angegeben. Tabelle XI.5.4 enthält Daten über Materialeinsatz und Energieaufwand beim Aufbringen der Schicht.

Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	pro m ²
Energie:	
Strom Mittelspannung - Bezug UCPTTE	6.5x10 ⁻⁶ TJ/m ²
Heizöl EL in Industriefeuerung > 100 kW	41x10 ⁻⁶ TJ/m ²
Materialien:	
Nickel(II)-sulfat-7-hydrat (Nickelgehalt: 22.3 %)	0.046 kg/m ²
Borsäure	0.018 kg/m ²
Nickel(II)carbonat-Nickel(II)hydroxid-10-hydroxyd (Nickelgehalt: 29.6 %)	0.039 kg/m ²
Phosphorsäure	0.269 kg/m ²
Natronlauge	0.164 kg/m ²
Salpetersäure	0.106 kg/m ²
Ressourcen:	
Trinkwasser	0.52 m ³ /m ²
Emissionen Luft	
Abwärme	6.5x10 ⁻⁶ TJ/m ²
Emissionen Wasser	
Ion Al p	0.0016 kg/m ²
Ion Nickel p	0.0005 kg/m ²
Metallionen gesamt p	0.003 kg/m ²
Ungelöste Stoffe p	0.016 kg/m ²

Tab. XI.5.4: Materialeinsatz und Energieaufwand bei der Herstellung der selektiven Beschichtung des Flachkollektors 2. Die Angaben beziehen sich auf einen m² Absorberfläche <Thermosolar 1993a>.

5.2.4 Flachkollektor 3

Der Flachkollektor 3 ist ein Aufbaukollektor und hat einen Lamellenabsorber aus Kupfer. Als selektive Beschichtung dient eine Schwarzchrombeschichtung. Tabelle XI.5.5 zeigt den Materialeinsatz bei der Kollektorherstellung.

Flachkollektor 3		
Art	Flachkollektor, Aufbau	
	Material	Gewicht [kg/m ²]
Absorber	Kupfer	2.83
Selektive Beschichtung	Schwarzchrom	-
Abdeckung	Glas	9.9
Rahmen	Aluminium	3.57
Wärmedämmung	Mineralwolle	2.35
Dichtung der Abdeckung	EPDM	0.83
Lötmaterial	cadmiumfreies Hartlot	0.022

Tab. XI.5.5: Spezifischer Materialaufwand für Flachkollektor 3 <Schweizer 1996>.

Eine Übersicht verschiedener Schwarzchrombeschichtungsverfahren findet man in <Lackmann 1991>. Eine detaillierte Beschreibung des Prozesses findet man in <Visiterngtrakul 1990>. Leider findet man in beiden Quellen keine quantitativen Angaben über Material- und Energieeinsatz. Es lässt sich jedoch entnehmen, dass die folgenden Materialien verwendet werden:

Na ₂ CO ₃	ZnO	NiSO ₄	CrO ₃
Na ₃ PO ₄	KNaC ₄ H ₄ O ₆ ·4H ₂ O	NiSO ₄ ·6H ₂ O	BaCO ₃
HNO ₃	FeCl ₃ ·6H ₂ O	H ₃ BO ₃	NaOH
H ₂ SO ₄	NiCO ₃		Entfettungslösung (z.B. Chlorkohlenwasserstoffe)

In <Galvanotechnik 1984> ist erwähnt, dass die Schichten mit sehr hohen Stromdichten bei Zimmertemperatur hergestellt wird. Dadurch wird eine Kühlung des Elektrolyten notwendig. Ebenfalls in dieser Quelle wird angenommen, dass die Schichten aus 75 % Chrom und 25 % Chrom(III)-oxid bestehen.

Leider gelang es nicht, quantitative Informationen zu den Material- und Energieflüssen von

Schwarzchromverfahren zu erhalten. Dieser Mangel an Daten wird überbrückt, indem die Daten für die nickelpigmentierte Aluminiumoxydschicht stellvertretend eingesetzt werden. Es wird darauf hingewiesen, dass dies wegen des erwarteten höheren Energieverbrauchs (Kühlung) und der grösseren Anzahl von Behandlungsschritten (vgl. <Lackmann 1991>) eine untere Abschätzung ist.

5.2.5 Flachkollektor 4

Der Flachkollektor 4 entspricht dem Kollektor, der an der Solaren Prüf- und Forschungsstelle entwickelt wird. Es ist ein Aufbaukollektor mit Kupferlamellen; die selektive Beschichtung besteht aus Molybdän und wird mit einem Sputterverfahren aufgebracht. In Tabelle XI.5.6 sind die Materialdaten dieses Kollektors aufgelistet.

Flachkollektor 4		
Art	Flachkollektor, Aufbau	
	Material	Gewicht [kg/m ²]
Absorber	Kupfer	2.1
Selektive Beschichtung	Aufgesputterte Molybdänschicht (300 nm)	-
Abdeckung	Glas	7.5
Rahmen	Aluminium	2
Wärmedämmung	Steinwolle	2
	Polystyrol	2
Dichtung der Abdeckung	EPDM	0.3
Lötmaterial	cadmiumfreies Hartlot	0.01

Tab. XI.5.6: Spezifischer Materialaufwand für Flachkollektor 4 <SPF 1993>.

5.2.6 Vakuumröhrenkollektor

Der Vakuumröhrenkollektor hat Absorber mit Kupferlamellen und Schwarzchrombeschichtung. Die Materialdaten sind in Tabelle XI.5.7 dargestellt.

Vakuumröhrenkollektor		
Art	Vakuumröhrenkollektor	
	Material	Gewicht[kg/m ²]
Absorber	Kupfer	6.0
Selektive Beschichtung	Schwarzchrom	
Abdeckung	Glasröhren	22
Rahmen	Aluminium	4
Wärmedämmung	Mineralwolle	2
Dichtung der Abdeckung	EPDM	1
Lötmaterial	cadmiumfreies Hartlot	0.1
Vakuumentstützung	Barium	0.003

Tab. XI.5.7: Spezifischer Materialaufwand für den Vakuumröhrenkollektor.

5.3 Speicher

Der Speicher hat die Aufgabe, die Differenzen im zeitlichen Auftreten zwischen solarem Wärmeangebot und dem Bedarf an Warmwasser auszugleichen. Je grösser der Speicher ist, desto länger ist die Periode, die überbrückt werden kann; jedoch steigen die thermischen Verluste an. Die Periode, die mit unserer Anlage überbrückt werden soll, beträgt ungefähr 1.5 Tage.

Falls ein Speicher eine gute Schichtung (d.h. ein Ansteigen der Temperatur mit der Höhe) aufweist, hat das einen positiven Einfluss auf den Systemwirkungsgrad.

Entsprechend den verschiedenen Systemgrössen wurden Informationen für zwei Speichergrössen zusammengestellt. Es waren Daten erhältlich für Speicher mit 600 l und 3000 l Inhalt. Mit diesen Angaben wurde linear interpoliert auf die Grössen 450 l und 2250 l, wie sie in den betrachteten

Anlagen verwendet werden (vgl. Tab. XI.5.8). Der Hersteller der betrachteten Speicher bezieht die gesamte für die Produktion benötigte Energie von einer eigenen Photovoltaikanlage und einer thermischen Solaranlage.

Bei der Herstellung des kleineren Speichers wird 45 Minuten geschweisst, bei dem grösseren 60 Minuten. Beim angewendeten Schweissverfahren (MIG-Schutzgasschweissen mit Argon-CO₂-Schutzgas) werden gemäss <SVS 1993> 3-10 mg/s Eisenoxydpartikel emittiert. Bei einer mittleren Rate von 5 mg/s resultiert eine Emission von 13.5 bzw. 18 g Eisenoxid pro gefertigtem Speicher. Die Hälfte dieser Partikel wird als Luftemissionen bilanziert. Da in der Schweisszone Temperaturen über 1000 °C erreicht werden, ist mit einer NO_x-Bildung zu rechnen. Weil keine Daten zu diesen Emissionen vorliegen, gehen sie nicht in die Bilanz ein. Die Resultate sind in Tabelle XI.5.8 zusammengefasst.

Speicher	450 l	600 l	2250 l	3000 l
Materialeinsatz				
Stahl St 37	209	220	337	390
Chromstahl 1.4435:	40	40	40	40
Glaswolle	18	20	37	45
PVC (fakultativ)	1.8	2	3.4	4
Alkydharzlack	0.9	1	1.7	2
Schweissanode	1.5	1.5	1.8	2
Luftemissionen				
Eisenoxydpartikel	0.007	0.007	0.008	0.009
Energie				
Strom Mittelspannung - Bezug Schweiz	0.000026	0.000027	0.000033	0.000036
Abfälle				
Stahl St 37	2.8	3	5.1	6

Tab. XI.5.8: Aufwendungen bei der Speicherproduktion. Die Angaben sind auf eine Produktionseinheit (600 l- bzw. 3000 l-Speicher) bezogen und auf die hier bilanzierten Grössen inter- resp. extrapoliert <Jenni 1993>.

5.4 Pumpe

Die Dimensionierung der Pumpe erfolgt nach Länge der Leitungen, zu überwindender Höhendifferenz, Grösse des Kollektorfeldes und weiteren Einflussgrössen. In <BfK 1988> wird für das Zwölffamilienhaus eine Pumpe der Firma Grundfos mit der Bezeichnung UPS 15-45x20 vorgeschlagen. Für das Einfamilienhaus kann eine Grundfos Pumpe UP 15 - 35x20 verwendet werden.

Da die Informationen über Materialeinsatz für die Pumpen der Vertretung des Herstellers nicht vorlagen, stellte die Firma ein ausgemustertes Exemplar einer Grundfos UP 15 - 35x20 für Messzwecke zur Verfügung. In Tabelle XI.5.9 sind die gemessenen Gewichte aufgeführt.

Umwälzpumpe (ca. 40 W)	
Material	Gewicht [kg pro Pumpe]
EPDM	0.007
Kupfer	0.25
hochlegierter Stahl	0.92
Grauguss (GG20)	1.2
Aluminium	0.02
Platte mit Elektronikbauteilen	0.04
"Plastics"	0.03

Tab. XI.5.9: Materialeinsatz für Umwälzpumpe (eigene Messungen).

5.5 Wärmetauscher

Der Wärmetauscher hat die Aufgabe, die Wärme vom Primärkreislauf auf das Brauchwasser im Wärmespeicher zu übertragen. Der Wärmetauscher beeinflusst den Nettoertrag der Solaranlage und muss deshalb sorgfältig ausgewählt werden. Es gibt eine grosse Produktvielfalt (Rohrbündelwärmetauscher, Plattenwärmetauscher, Glattrohrwärmetauscher u.a.), ausserdem kann sich der Wärmetauscher ausserhalb oder innerhalb des Warmwasserspeichers befinden. Es wird ein Glattrohrwärmetauscher angenommen, der in den Speicher integriert wird. Würde ein externer Wärmetauscher gewählt, müsste noch zusätzliches Isoliermaterial berücksichtigt werden.

Glattrohrwärmetauscher bestehen aus nahtlosen Rohren, die spiralenartig verformt werden. Für beide Anlagen werden Stahlrohrwärmetauscher mit einem Rohrdurchmesser von 1" betrachtet. In Tabelle XI.5.10 sind technische Daten für den untersuchten Glattrohrwärmetauscher aufgeführt.

Normalerweise werden die Wärmetauscher aus Rohren diskreter Länge hergestellt (z. B. 12m, 24m, 36). Wir treffen die Annahme, dass Wärmetauscher mit beliebiger Rohrlänge erhältlich seien. In Tabelle XI.5.11 sind Rohrlänge und Gewicht der Wärmetauscher der betrachteten Anlagen dargestellt.

Glattrohrwärmetauscher	
Rohr	Gasrohr 1" (Stahl St 37)
Spezifische Fläche pro m Lauflänge	0.106 m ²
Gewicht pro m Lauflänge	1.99 kg
Energieaufwand zur Umformung pro m Lauflänge	< 0.1 kWh

Tab. XI.5.10: Technische Daten zum Glattrohrwärmetauscher, <BfK 1988>, <Jenni 1993>.

	Länge Glattrohr [m]	Gewicht total [kg]
Wärmetauscher Einfamilienhaus	17	34
Wärmetauscher Zwölffamilienhaus	85	170

Tab. XI.5.11: Daten zu den Wärmetauschern der betrachteten Anlagen.

5.6 Wärmeträgerflüssigkeit

Die Wärmeträgerflüssigkeit hat mehreren Anforderungen zu genügen. Für einen optimalen Wärmetransport sind eine hohe Wärmekapazität und eine geringe Viskosität notwendig. Die Materialien im Primärkreislauf sollen vor Korrosion geschützt werden und der Gefrierpunkt soll tief genug sein, damit auch bei kalten Temperaturen keine Frostprobleme auftreten. Der Siedepunkt sollte über der Stillstandtemperatur liegen. Weitere Forderungen sind gutes Langzeitverhalten und gute Umweltverträglichkeit. Üblicherweise werden Wasser-Glykolgemische verwendet. Es kann Ethylen- oder Propylenglykol zur Anwendung kommen. Verschiedene Hersteller (z.B. BASF, Hoechst, DOW) bieten Wärmeträgerflüssigkeitskonzentrate für Solaranlagen an. Nach Angaben der Hersteller ist die Zusammensetzung ungefähr 96 % Glykol und 4 % Inhibitoren zum Korrosionsschutz. Quantitative Angaben zu den Inhibitoren waren nicht erhältlich, da die Firmen die genaue Zusammensetzung der Produkte nicht preisgeben wollen. Gemäss <Dow 1993> werden als Inhibitoren Borate, Benzoate und Triazol verwendet.

Zur Lebensdauer können noch keine genauen Angaben gemacht werden, da die Anlagen noch nicht so lange bestehen. Untersuchungen von Wärmeträgerflüssigkeiten nach 12 Betriebsjahren haben ergeben, dass diese durchaus noch weiterhin verwendbar sind <Bucher 1993>.

Die Glykolkonzentration im Wärmeträger beträgt 35 - 90 %. Bei einer grossen Konzentration ist die Gefahr des Verdampfens kleiner, was zu einer anderen Regelstrategie und eventuell einem kleineren Expansionsgefäss führen kann. Die Pumpleistung nimmt jedoch zu und somit auch der Hilfsenergieverbrauch. Für unsere Anlagen sollen 35 %-Glykolgemische verwendet werden. Es können sowohl Propylen- als auch Ethylenglykol-Produkte verwendet werden. Für die betrachteten Anlagen wird Propylenglykol angenommen.

	Menge Wärmeträger [l]	Gewicht Propylenglykol ¹⁾ [kg]
Wärmeträger Einfamilienhaus	16	6.1
Wärmeträger Zwölffamilienhaus	174	66
Wärmeträger Einfamilienhaus SPF ²⁾	10	3.8

Tab. XI.5.12: Volumen des Wärmeträgerfluids und Gewicht des Glykolanteils.¹⁾ Das spezifische Gewicht des Propylenglykol-Konzentrates ist gemäss <Bucher 1993> 1.09 kg/m³ ²⁾ Die verwendeten Silikonleitungen haben einen kleineren Flüssigkeitsgehalt als die normale Verrohrung.

5.7 Expansionsgefäss

Um die temperaturbedingten Volumenänderungen aufnehmen zu können, braucht es ein Expansionsgefäss. Das Gefäss sollte so ausgelegt werden, dass ausser der Expansion, die normalerweise im Betrieb auftritt, auch der gesamte Inhalt des Kollektorfeldes aufgenommen werden kann. Dies ist notwendig, da bei einer Betriebsstörung der Siedepunkt des Wasser-Glykolgemisches überschritten werden kann. In diesem Fall verdampft der Inhalt des Kollektors, und sollte vom Expansionsgefäss aufgenommen werden können. Es wurden Daten ermittelt zur Herstellung von Expansionsgefässen der Grössen 25 l und 80 l.

	Expansionsgefäss 25 l	Expansionsgefäss 80 l
Materialeinsatz		
Stahl	4.7 kg	12.2 kg
Butyl	0.7 kg	1.5 kg
Farbe	0.07 kg	0.1 kg
Schweisdraht	0.05 kg	0.12 kg
Polypropylen (Verpackung)	0.025 kg	0.070 kg
Karton (Verpackung)	0.5 kg	1.8 kg
Energie¹⁾		
Heizöl EL ²⁾	0.47 kg	0.94 kg
Strom Mittelspannung - Bezug Schweiz	31×10^{-6} TJ	62×10^{-6} TJ
Abfall		
Stahl	1.3 kg	3.3 kg
Butyl	0.3 kg	0.6 kg
Farbe	0.004 kg	0.005 kg

Tab. XI.5.13: Materialeinsatz bei der Herstellung von Expansionsgefässen <Stücklin 1993>. ¹⁾ Die Daten zum Energieverbrauch lagen nicht für die verschiedenen Expansionsgefässe vor, sondern nur für die gesamte Expansionsgefässproduktion. Es wurde die Annahme getroffen, dass die Produktion des grösseren Gefässes den doppelten Energieverbrauch des kleineren Gefässes hat. ²⁾ Heizölheizwert: 42.55 MJ/kg.

5.8 Zusatzheizaggregat

Da nicht der gesamte Wärmebedarf mit Solarwärme gedeckt werden kann, braucht eine Anlage noch eine Vorrichtung um die zusätzlich benötigte Energie bereitzustellen. Normalerweise wird die Energie durch Elektrizität, Gas, Öl oder Holz bereitgestellt. Es wird hier angenommen, dass Elektrizität als Zusatzenergieträger dient. Die kleine Anlage benötigt ein Aggregat mit einer Leistung von 5 kW, die grössere eines mit 25 kW Leistung (vgl. Tabelle XI.5.1). In Tabelle XI.5.15 sind Daten über die Herstellung der Aggregate dargestellt.

	elektrisches Zusatzheizaggregat 5 kW	elektrisches Zusatzheizaggregat 25 kW ¹⁾
Materialeinsatz		
Chromstahl 1.4306	1.09 kg	3.3 kg
Gusseisen	0.3 kg	0.9 kg
Sintermagnesia	0.2 kg	0.6 kg
Silikon	0.012 kg	0.036 kg
Lötmaterialien	0.03 kg	0.09 kg
Energiebedarf		
Strom Mittelspannung - Bezug	5.4x10 ⁻⁶ TJ	16x10 ⁻⁶ TJ
Schweiz		
Abfälle		
Chromstahl	0.055 kg	0.17 kg
Silikon	0.002 kg	0.006 kg

Tab. XI.5.14: Daten zur Herstellung des elektrischen Zusatzheizaggregats; ¹⁾ Es liegen keine Daten für das 25 kW-Aggregat vor. Die dargestellten Daten beruhen auf der Annahme, dass für das grössere Aggregat der Aufwand 3 mal grösser ist als für das kleinere <Lükon 1993>, <eigene Annahmen>.

5.9 Montage

Die Montage einer Anlage kann von Fall zu Fall sehr unterschiedlich sein. In dieser Arbeit wird der zusätzliche Aufwand, der bei der Montage der Kollektoren geleistet wird, nicht berücksichtigt. Für den Transport vom Anlagenanbieter zum Anlagenstandort wird eine grobe Abschätzung der Transportkilometer gemacht. Eine Abschätzung aus Buchhaltungsdaten eines Solaranlagenanbieters ergibt einen Transportaufwand von 50 km mit dem Lieferwagen pro installiertem m² Kollektor <Jenni 1993>. Im Basisdatenmodul "Transport Lieferwagen < 3.5 t" wird eine durchschnittliche Beladung von 440 kg angenommen. Somit entspricht ein gefahrener Kilometer mit einem Lieferwagen 0.44 Tonnenkilometern. Jedem installierten m² Kollektor werden deshalb 22 tkm "Transport Lieferwagen < 3.5 t" verrechnet.

5.10 Leitungen

Als Material für die Leitungen wird entweder Stahl oder Kupfer verwendet. Die Wahl des Materials ist freigestellt, ausser dass für Aluminiumkollektoren wegen der Korrosion keine Kupferleitungen verwendet werden sollen. Wegen des Glykolgehaltes des Wärmeträgers dürfen die Stahlrohre nicht vernickelt sein. Die Rohrweite wird nach der Kollektorfläche und der Kollektorkreis-Länge dimensioniert. In Tabelle XI.5.15 sind die Bezeichnungen und Laufmetergewichte für die Rohrleitungen dargestellt. Bei der Silikonleitung ist keine Bezeichnung angegeben, weil es sich nicht um ein Standardprodukt handelt, sondern speziell für die SPF-Anlage hergestellt wurde. Da es noch keine grössere Anlage gibt, entfallen die Angaben für Silikon bei der grösseren Anlage.

Für die Wärmedämmung wird eine Glaswolle-Schale verwendet.

Das Verteilsystem vom Speicher bis zum Warmwasserhahn wird nicht bilanziert

5.11 Flächenaufwand

Der Aufwand zum Bau der Anlage wird nicht berücksichtigt.

	Einfamilienhaus			Mehrfamilienhaus		
	Bezeichnung g	Gewicht pro Laufmeter [kg/m]	Gewicht total [kg]	Bezeichnung g	Gewicht pro Laufmeter [kg/m]	Gewicht total [kg]
Rohrmaterial						
Stahl	3/8"	0.68	27	1 1/4 "	2.25	257
Kupfer	DN12	0.35	14	DN32	1.41	161
Silikon	-	0.052	2.1	-	-	-
Wärmedämmung						
Glaswolle	Isover Ø 28mm, Isolierdicke: 20 mm	0.06 ¹⁾	2.4 (1.2) ²⁾	Isover Ø 28mm, Isolierdicke: 20 mm	0.06	7

Tab. XI.5.15: Technische Daten zu den Leitungsrohren.¹⁾ Annahme des spezifischen Gewichtes in Absprache mit <Isover 1993>: 50 kg/m³, ²⁾ Für die SPF-Anlage wird nur die Hälfte des Wärmedämmmaterials benötigt, da Vor- und Rücklauf in der gleichen Schale geführt werden <BfK 1988>, <SPF 1993>.

5.12 Resultatübersicht

Die Aufwendungen zur Erstellung der Sonnenkollektoranlage werden in zwei Modultypen zusammengefasst. Für den Modultyp "Sonnenkollektor" gibt es 5 verschiedene Datensätze: Die Flachkollektoren 1 - 4 und den Vakuumröhrenkollektor. Die Zusammenstellung der Daten mit Erwähnung der wichtigsten Annahmen ist in Anhang 2 zu finden.

Für den Modultyp "Standardanlagentyp" gibt es 3 verschiedene Datensätze:

Standardanlagenteile EFH

Standardanlagenteile MFH

Standardanlagenteile EFH-SPF

Die Standardanlagenteile-Module bestehen aus Materialeinsatz, ihren Transporte (Anhang A3.10) und Abfälle nach Stillstand (vgl. Kap.7 und Anhang A3.11). Im Anhang XI.3 sind die entsprechenden Daten zusammengestellt. Im Anhang XI.A3.1-11 ist aufgeführt, welche Beiträge von den einzelnen Komponenten an die Standardanlagenteile verrechnet werden.

6. Betrieb

6.1 Betriebsdauer

Einerseits ist die Betriebsdauer eine bestimmende Grösse einer Stoff- und Energiebilanz, da der Gesamtertrag einer Solaranlage direkt proportional dazu ist. Andererseits sind wir in unserer Analyse auf eine Schätzung angewiesen. Es gibt keine Erfahrungswerte, da es kaum Anlagen gibt, die älter als 20 Jahre sind und auch die Technik heute nicht mehr die gleiche ist, wie in den Pionierjahren der siebziger Jahren. Schätzungen reichen von 15 bis 30 Betriebsjahren einer Anlage. Für diese Studie wird eine Lebensdauer von 20 Jahren der gesamten Anlage angenommen, was eine grobe Schätzung ist, die angesichts der Unsicherheiten detaillierterer Schätzungen angebracht erscheint. Bei der Interpretation der Resultate sollte jedoch bedacht werden, dass wegen dieser Annahme Abweichungen möglich sind.

6.2 Energieertrag

Der Ertrag einer Anlage ist von einer Vielzahl von Parametern abhängig. Um vertretbare Daten über den Wärmegewinn zu erhalten, wurden Simulationen mit dem Programm Polysun durchgeführt <Polysun 1993>. Dieses Programm leistet Hilfe beim Dimensionieren solarer Anlagen und

simuliert den Betrieb unter Berücksichtigung wichtiger Randbedingungen. Bei der Berechnung werden Klimadaten und Messergebnisse des Bruttowärmeertrages von Sonnenkollektoren verwendet. Primäre Einflussfaktoren des Wärmeertrages sind Kollektorfläche, Kollektorstandort, Klima- und Standortverhältnisse und die mittlere Wärmeträgertemperatur im Kollektor. Je nach Randbedingungen kann ein solarer Jahresertrag von 400 bis 600 kWh pro m² Kollektor angenommen werden. Typische Werte für die jährliche Einstrahlung pro m² in der Kollektorebene sind 1000 bis 1200 kWh. Der Wirkungsgrad η eines Kollektors kann abgeschätzt werden durch folgenden Ausdruck <Frei et al. 1992>:

$$n = C_0 - C_1 X - C_2 G X^2 \quad (1)$$

$$X = (T_m - T_a)/G \quad (2)$$

wobei: C_0, C_1, C_2 : Kollektorkonstanten (ermittelt aus Messungen)
 T_m : Mittlere Wärmeträgertemperatur [°C]
 T_a : Umgebungstemperatur [°C]
 X : charakteristische Variable [m² °C/ W]
 G : Globalstrahlung [W/m²]

Aus den Formeln (1) und (2) ist ersichtlich, dass der Wirkungsgrad mit steigender Temperaturdifferenz ($T_m - T_a$) abnimmt. Der Grund dafür sind die mit ($T_m - T_a$) zunehmenden thermischen Verluste. Die Kollektorkonstanten werden im wesentlichen von der Wärmeisolation des Kollektors und den optischen Eigenschaften des Absorbers beeinflusst.

In Tabelle XI.6.1 sind Daten zu den simulierten Anlagen zusammengestellt. Eine detailliertere Zusammenstellung der Resultate befindet sich im Anhang 5. Um die Einflüsse verschiedener Größen etwas abschätzen zu können, wurden bezüglich einer Standardvariante (Variante 2) die Parameter variiert. Bei den Varianten EFH 6 und EFH 7 wurde die Kollektorfläche verändert. Bei den Varianten EFH 8 und EFH 9 ist der Einfluss eines günstigen und eines ungünstigen Anlagenstandortes ersichtlich.

Im Programm Polysun gibt es eine Datenbank mit den Messresultaten einzelner Kollektorprodukte. Leider sind in dieser Datenbank keine Angaben über den Wärmeertrag des Flachkollektors 2 vorhanden. Deshalb wurden die Daten eines Standardwärmekollektors zur Ertragsrechnung verwendet. Auch bei den Variationsrechnungen wurden diese Daten verwendet.

Variant e	Kollektor -typ ¹⁾	Kollektor -fläche [m ²]	Deckungs -grad [%]	Standort ²⁾	Neigung vertikal	Azimalausrichtung (Süden =0°)	Total Wärmeertrag an Speicher von Kollektor während Betriebsdauer [TJ]	Total Nutzenergie während Betriebsdauer [TJ]
EFH 1	FK 1	6	46.1	S	45°	0°	0.20	0.19
EFH 2	Standard	6	50.5	S	45°	0°	0.22	0.21
EFH 3	FK 3	6	50.4	S	45°	0°	0.22	0.21
EFH 4	FK 4	6	58.7	S	45°	0°	0.24	0.23
EFH 5	VK	6	60.9	S	45°	0°	0.27	0.26
EFH 6	Standard	2	20.7	S	45°	0°	0.09	0.09
EFH 7	Standard	10	61.8	S	45°	0°	0.31	0.29
EFH 8	Standard	6	40.8	S	30°	90°	0.18	0.17
EFH 9	Standard	6	68.0	L	45°	0°	0.30	0.29
MFH 1	FK 1	30	45.9	S	45°	0°	0.99	0.94
MFH 2	FK 3	30	50.1	S	45°	0°	1.08	1.03

Tab. XI.6.1: Daten der simulierten Anlagen. ¹⁾ FK: Flachkollektor; VK Vakuümröhrenkollektor; ²⁾ S: Schmerikon, L: Locarno ³⁾ Geschätzter Ertrag.

Um von den berechneten Energieerträgen die gelieferte Nutzenergie berechnen zu können, müssen die Warmwasserzirkulationsverluste noch in die Rechnung miteinbezogen werden. In <BfK 1988> wird in einem Beispiel ein Zirkulationsverlust berechnet, der ungefähr 12 % der an den Speicher gelieferten Wärme entspricht. Gemäss <BfK 1986> können die Zirkulationsverluste auf ungefähr einen Drittel reduziert werden, wenn nicht eine ständige Zirkulation besteht. Zur Berechnung der gelieferten Nutzenergie wird angenommen, dass Zirkulationsverluste von 5 % der Wärme im Speicher anfallen, d.h. dass keine ständige Zirkulation besteht.

6.3 Energieaufwand

Während des Betriebes wird Energie benötigt zum Betreiben der Pumpe und um den von der Sonne nicht gedeckten Wärmebedarf zu decken. Diese Werte wurden in den Simulationen berechnet und sind in Tabelle XI.6.2 für die geschätzte Lebensdauer der Kollektoren (20 Jahre) dargestellt. Bei der Zusatzenergie wurde ebenfalls ein Zuschlag für die Zirkulationsverluste (5 %) gemacht.

	Energie für Pumpe während Lebensdauer [TJ _e]	Zusatzenergie während Lebensdauer (ohne Zirkulationsverluste) [TJ _e]
Variante EFH 1	0.0048	0.235
Variante EFH 2	0.0048	0.216
Variante EFH 3	0.0048	0.217
Variante EFH 4	0.0048 ¹⁾	0.192
Variante EFH 5	0.0039	0.172
Variante EFH 6	0.0022	0.345
Variante EFH 7	0.0072	0.166
Variante EFH 8	0.0043	0.257
Variante EFH 9	0.0052	0.140
Variante MFH 1	0.022	1.153
Variante MFH 2	0.024	1.063

Tab. XI.6.2: Hilfsenergie und Zusatzenergieaufwand für die verschiedenen Varianten.¹⁾ Als obere Abschätzung des Pumpaufwandes dient der Aufwand der Variante 1.

Für die Regelung wird eine Leistung von 0.6 Watt angenommen, was einen zusätzlichen Stromverbrauch von 0.00037 TJ_e während der Lebensdauer ergibt.

6.4 Wartung

Wartungsarbeiten sind Speicherreinigung, Reinigen der Kollektoren, Kontrollieren der Wärmeträgerflüssigkeit, und sonstige. In der Analyse werden diese Aufwendungen nicht berücksichtigt.

6.5 Unfälle

Ein Unfallpotential besteht vor allem, wenn das Wärmeträgerfluid verdampft, was geschieht, wenn die Umwälzpumpe ausfällt (z.B. Stromausfall, Pumpendefekt) und zugleich eine hohe Strahlungsintensität auf den Kollektor trifft. Durch die hohen Drücke kann der Kollektorkreis oder der Kollektor beschädigt werden. Der Kollektor nimmt nur Schaden, wenn es sich um ein minderwertiges Produkt handelt. Die Folgen des Schadenereignisses wären, dass Glykol aus dem Kreislauf austreten und eventuell ins Erdreich oder in Gewässer gelangen würde.

Der oben beschriebene Unfall passiert jedoch nur, wenn das Expansionsgefäß zu klein ausgelegt ist. Bei richtiger Auslegung kann das Expansionsgefäß den Wärmeträgerfluid-Inhalt des gesamten Kollektorfeldes plus 10 % aufnehmen. Dieser Umstand in Kombination mit fehlendem Datenmaterial führte zur Entscheidung, Unfälle aus der Betrachtung auszuklammern.

6.6 Flächenbedarf

Während der Betriebszeit einer Kollektoranlage wird die Kollektorfläche auf dem Dach eines Gebäudes beansprucht, was als Flächenbedarf der Kategorie f_{IV-IV} behandelt wird.

7. Rückbau

Über den Rückbau von Sonnenkollektoranlagen gibt es noch nicht so viele Informationen, da die Anlagen noch nicht lange genug bestehen. In Deutschland gibt es eine Auszeichnung für Sonnenkollektoren, falls sie gewissen ökologischen Kriterien entsprechen <RAL 1992>. Eine Bedingung für das Erhalten dieses Zeichen ist die Verpflichtung des Produzenten, alle Kollektormaterialien nach Abbau des Kollektors wieder zurückzunehmen. (Dies ist der Grund, warum beim Flachkollektor 2 die Wärmedämmung mittels Vakuum geschieht).

Es wird die Annahme getroffen, dass die Metallteile wiederverwertet oder wiederverwendet werden. Die andern Stoffe werden deponiert, gehen in die Kehrichtverbrennungsanlage oder in die Sonderabfallsammelstelle (Propylenglykol, vgl. Anhang 2 und Anhang 3).

8. Auswertung der Resultate

Die Resultatdiskussion wird auf einige ausgewählte Umweltbelastungen beschränkt. Für das richtige Verständnis der Aussagen dieses Kapitels ist die vorangehende Lektüre von Kap. III.8 unbedingt zu empfehlen.

Gemäss Kapitel XI.4.4 werden die Aufwendungen der Sonnenkollektoranlagen auf zwei Grössen bezogen: Wärme solar und Wärme hybrid. Die erarbeiteten Daten wurden in vier verschiedenen Modultypen zusammengefasst:

- Kollektoren
- Standardanlagenteile
- Wärme solar
- Wärme hybrid

Die Daten für den Modultyp Kollektoren sind im Anhang 2 zusammengestellt. Für den Modultyp Standardanlagenteile sind die Daten im Anhang 3 zusammengestellt. Die beiden Modultypen für die Wärme schliesslich sind im Anhang 4 behandelt.

Fig. XI.8.1 zeigt, welche Informationen aus welchen Kapiteln dieses Berichtes verwendet wurden, um die Daten der Module zusammenzustellen.

Informationen von: Module	Kapitel XI. 5: Aufbau der Anlage	Kapitel XI.6: Betrieb	Kapitel XI.7: Rückbau
Flachkollektor 1-4, Vakuurröhrenkollektor (Anhang 2)	Materialeinsatz Beschichtungen Emissionen Luft Abfälle	X	Methodik für Abfälle
Standardanlagenteile EFH/MFH (Anhang 3)	Materialeinsatz Energie Abfälle	Flächenbedarf	Methodik für Abfälle
Wärme solar von Sonnenkollektoranlage (Anhang 4)	X	INPUT: Energie Material OUTPUT: Energie	X
Wärme total von Sonnenkollektoranlage (Anhang 4)	X	INPUT: Energie Material OUTPUT: Energie	X

Fig XI.8.1: Zusammenhang zwischen den Kapiteln XI.5-7 und den Modulen.

Die Diskussion der Resultate erfolgt anhand der beiden Module "Wärme ab EFH FK1 solar" und "Wärme ab EFH FK1 hybrid". Die Resultate der übrigen Sonnenkollektormodule können zum grossen Teil von diesen beiden Fällen abgeleitet werden. Grössere Unterschiede ergeben sich allerdings bei den verschiedenen Kollektortypen, da für jeden Typ andere Materialien eingesetzt werden.

Die "Solar-Variante" beschränkt sich auf den Anteil der Umweltbelastungen, die allein von der Sonnenkollektoranlage verursacht werden. Zur Deckung des gesamten Warmwasserbedarfs muss zusätzlich noch 54% elektrisch geheizt werden, was mit dem "Hybrid-Modul" berücksichtigt wird.

Das hier bilanzierte "Solar-Modul" ist allein nicht funktionsfähig, da zur Überbrückung längerer Schlechtwetterperioden die notwendige Speicherkapazität fehlt. Der Aufwand für den Anlagenbau dürfte bei einem rein solaren System rund 10 mal höher (4.5m³ statt 0.45m³) als beim hier bilanzierten Modul "Wärme ab EFH FK1 solar" liegen.

8.1. Resultate FK1 solar

Die zusammengefassten Resultate der Ecoinvent-Rechnungen sind am Ende dieses Kapitels aufgeführt.

Die Resultate werden aufgeteilt nach Umweltbelastungen durch den Betrieb (Stromverbrauch) sowie den Bau von Anlage und Kollektor. Die Anteile, die als "Anlagenbau" oder "Kollektorbau" ausgewiesen sind, entsprechen Umweltbelastungen durch Materialaufwand und Transport.

Bezüge

In Fig. XI.8.2 sind die prozentualen Anteile der drei Prozessstufen Kollektorbau, Anlagenbau und Betrieb zu den kumulierten Ressourcen-, Material- und Stromverbräuchen sowie den Transporten angegeben. Der Betriebsaufwand beschränkt sich auf den Stromverbrauch für die Pumpe und die elektronische Steuerung.

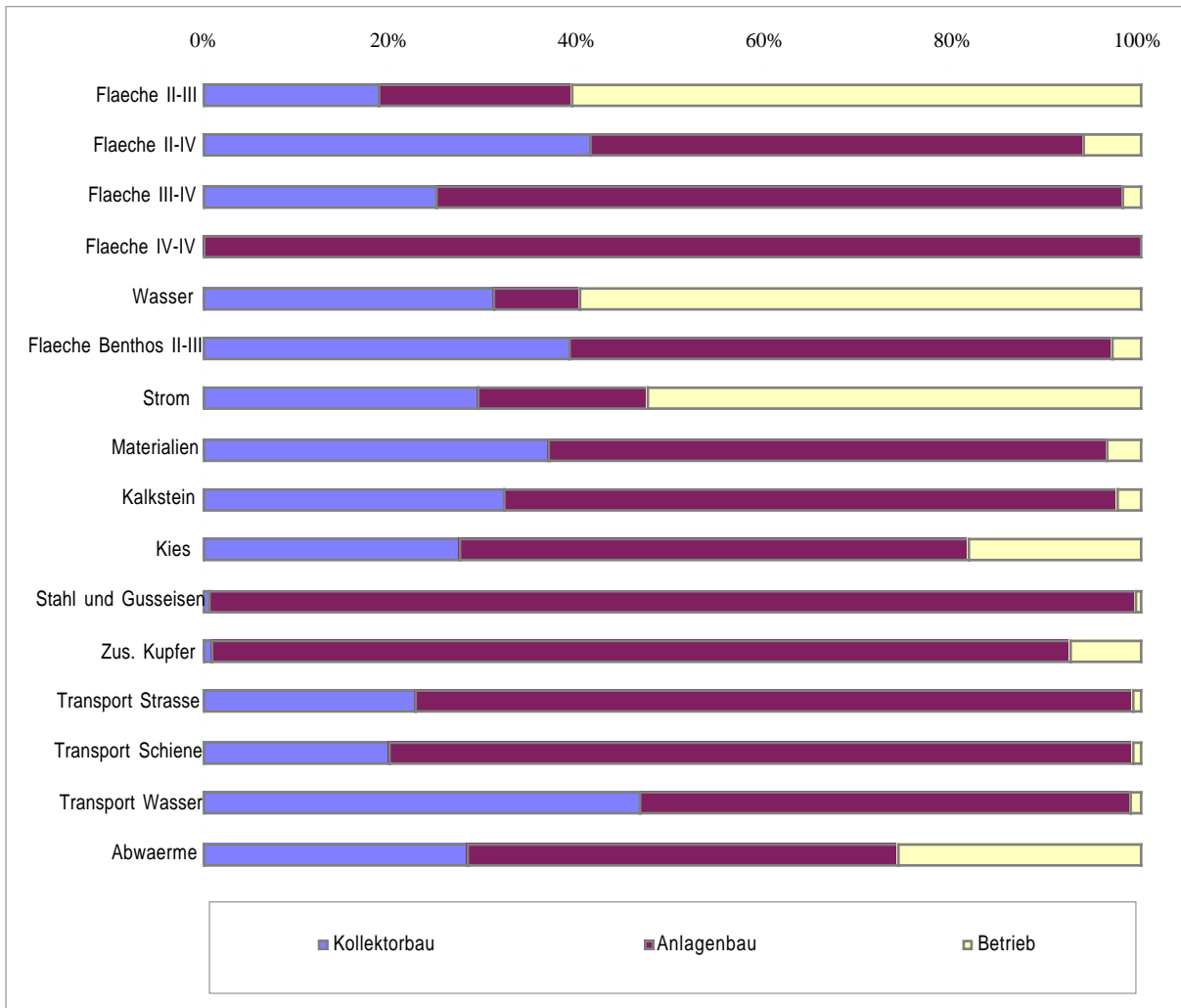


Fig. XI.8.2: Anteil der einzelnen Prozessstufen an Ressourcen-, Materialverbräuchen, Transportaufwendungen und Abwärme (Wärme ab EFH FK1 solar)

Deutlich ist die klare Dominanz des Anlagenbaus. Hier ist vorallem der hohe Stahlverbrauch für den Warmwasserspeicher (249 kg Stahl/Anlage) und der hohe Kupferverbrauch ausschlaggebend, die auf die Leitungen (14 kg/Anlage) zurückzuführen ist. Beim Anlagebau ist die auf dem Dach angewendete Fläche deutlich ersichtlich. Der hohe Materialenaufwand und der berücksichtigte Transport bei der Montage sind die Ursachen der dominierenden Anteile der Transporte bei dem Anlagenbau. Die vom Betrieb dominierten Bereiche zeigen stromspezifische Umweltaspekte an. Der Wasserverbrauch z.B. beruht auf dem hohen Anteil der Wasserkraft im Schweizer Strom-Mix.

Abwärmebilanz

Der unterste Balken in Fig. XI.8.2 zeigt die relativen Anteile an der kumulierten Abwärmeproduktion. Der Betriebsanteil ist trotz der geringen Leistung von Pumpe und Steuerung (ca. 8W) beträchtlich.

In Fig. XI.8.3 ist die Erzeugung von Abwärme auf den verschiedenen Prozessstufen als Schenkeldiagramm abgebildet. Auf der Betriebsstufe wird der Entzug von Wärme aus der Umwelt durch die Nutzung der Sonnenstrahlung und die nachträgliche Rückgabe dieser Wärme beim Warmwasserverbrauch nicht eingezeichnet, da beide Wärmeflüsse auf der gleichen Prozessstufe wirken und ihre Summe null ist.

Deutlich ist das grosse Gewicht von Aluminium und Stahl für die Abwärmebilanz von Kollektor und Anlage zu erkennen. Auch die Transportleistungen tragen insgesamt rund 12% zur Abwärmeproduktion bei.

Zu bemerken sind der negative Anteil des gebrauchten Holzes im Kollektorbau und die nicht zu vernachlässigende Abwärme bei der Entsorgung.

Abwärmebilanz: Wärme ab EFH FK1, solar

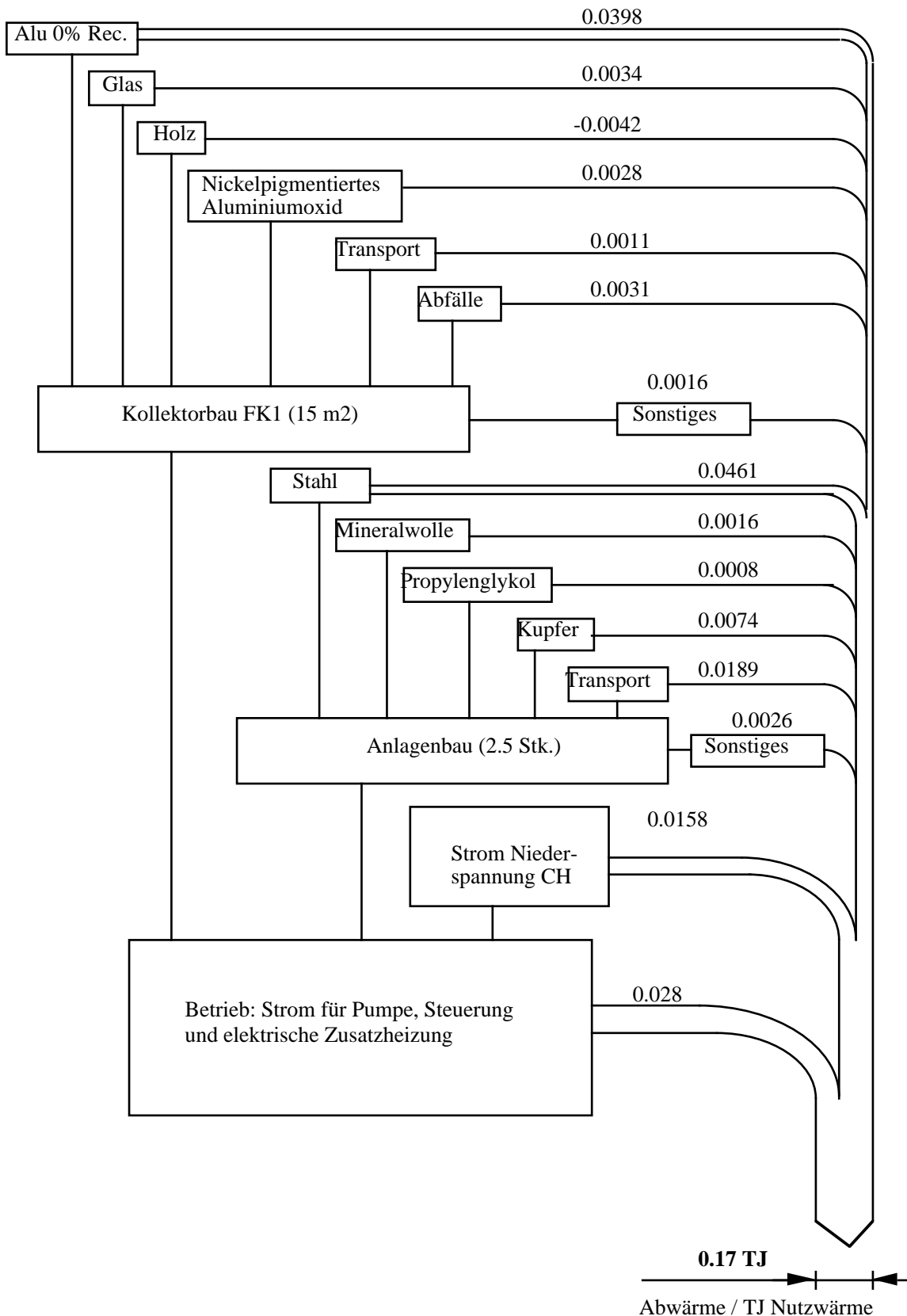


Fig. XI.8.3: Schenkeldiagramm der Abwärmeproduktion für das Modul "Wärme ab EFH FK1 solar". Der Wärmeentzug aus der Umwelt durch den Kollektor ist nicht eingezeichnet, da die gleiche Wärmemenge bei der Warmwassernutzung wieder an die Umwelt abgegeben wird.

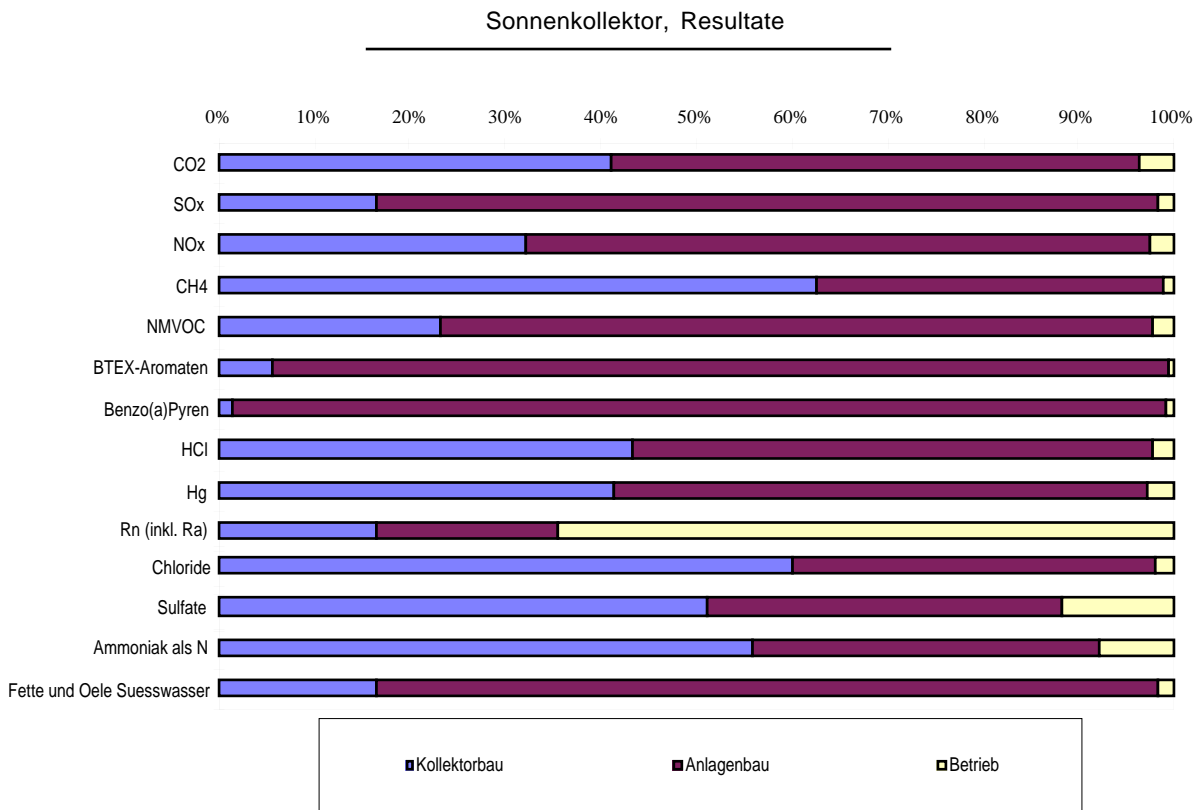


Fig. XI.8.4: Anteil der Prozessstufen an den Luft- und Wasseremissionen für das Modul "Wärme ab EFH FK1 solar".

Luft- und Wasseremissionen

Auch bei den Emissionen dominiert der Anlagenbau. Beim Kollektorbau sind vor allem die Methan-, Sulfate-, Ammoniak- und die Chloremissionen aus der Glas- und Aluminiumherstellung von grosser Relevanz. Beim Betrieb sind wie bei dem Ressourcenverbrauch die typischen Umweltemissionen des schweizerischen Strommix ablesbar; Auch die Sulfatmissionen im Betrieb sind zum grossen Teil auf den geringen Anteil ölthermischer Stromerzeugung in der Schweiz zurückzuführen.

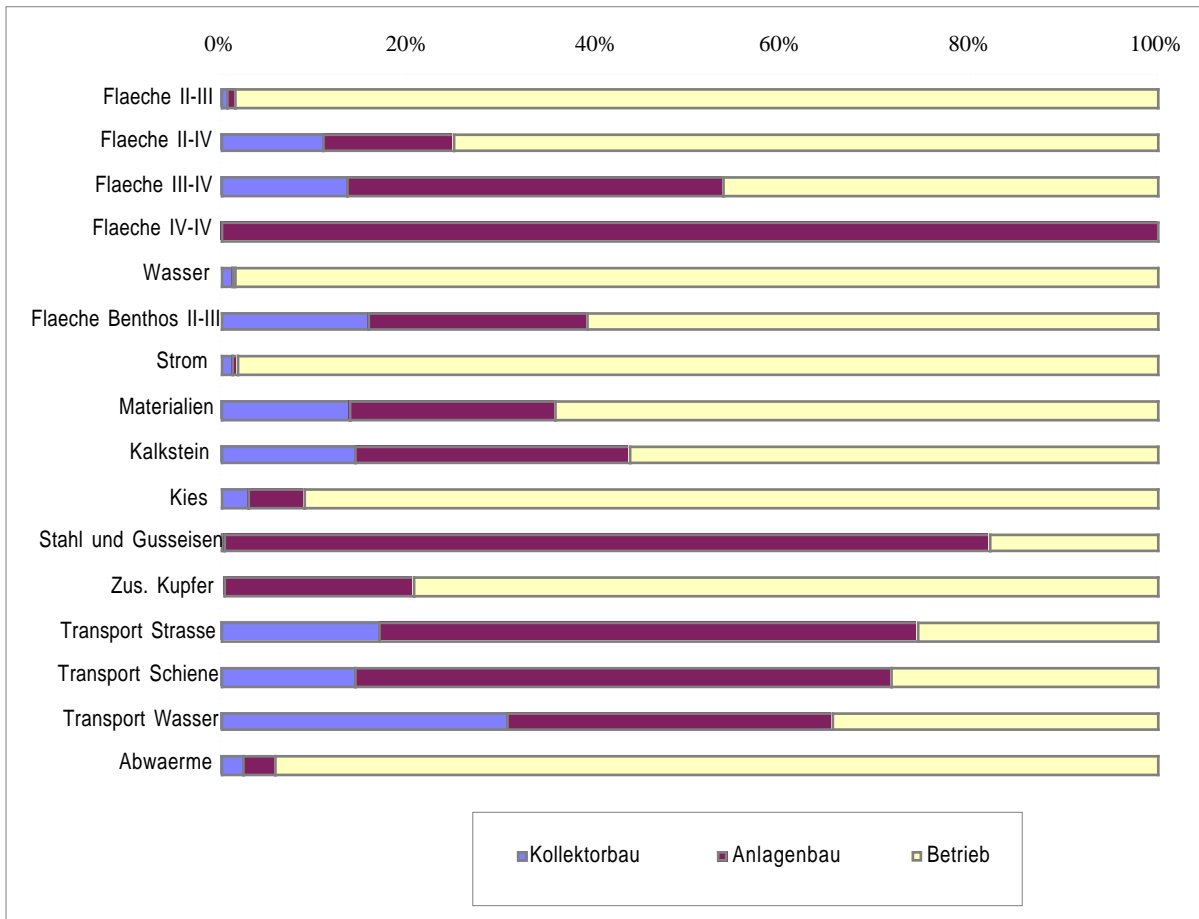
Abwärmerückzahldauer und Abfälle werden im folgenden Abschnitt XI.8.2 behandelt.

8.2 Resultate FK1 hybrid

Beim System "Wärme ab EFH FK1 hybrid" wird das Brauchwasser ungefähr je zur Hälfte solar und elektrisch aufgeheizt. Der Zusatzstromverbrauch wirkt sich erwartungsgemäss fast auf alle Umweltkriterien sehr deutlich aus. Die Verhältnisse zwischen anlagen- und kollektorbedingten Umweltbelastungen bleiben gleich wie bei der "Solar-Variante".

Ressourcen, Materialien, Transporte

Der Flächenverbrauch IV-IV (vgl. Fig. XI.8.5) entspricht der Fläche, die der Kollektor auf dem Dach eines Gebäudes einnimmt. Bezüglich der Erhaltung der natürlichen Umwelt ist diese vom Menschen bereits intensiv genutzte Fläche nicht relevant. Sie ist aber als begrenzte Ressource für die Nutzung der Sonnenenergie trotzdem von Bedeutung.



Tab. XI.8.5: Anteile der verschiedenen Prozessstufen an Ressourcen-, Materialverbrauch, Transportaufwand und Abwärme des Moduls "Wärme ab EFH FK1 hybrid"

Abwärme

Wie aus dem Schenkeldiagramm in Fig. XI.8.7 klar ersichtlich wird, erfolgt praktisch die gesamte Abwärmeproduktion während der Betriebsphase. Die Herstellung der Infrastruktur ist praktisch vernachlässigbar (5.6%). Trotz der abwärmeneutralen Sonnenenergie wird durch das "Hybrid-Modul" mehr Abwärme freigesetzt als Nutzwärme bereitgestellt werden kann.

Als Gütekriterium für die energiewirtschaftliche Effizienz erneuerbarer Energiesysteme wird oft die sogenannte Energierückzahldauer (ERZ) berechnet. Diese Kennzahl vergleicht die investierte Primärenergie für die Infrastruktur eines erneuerbaren Energiesystems mit dem Saldo der im Betrieb eingesparten Primärenergie.

Unter Berücksichtigung der Methodik dieses Projektes (vgl. Kap. III.8.) wird anstelle der ERZ die Abwärmerückzahldauer (ARZ) berechnet.

$$ARZ = \frac{ERZEUGTE \text{ Abwärme durch Bereitstellung von } 1TJ \text{ Solarwärme } [TJ/TJel.]}{SUBSTITUIERTE \text{ Abwärme des vergleichenden Systems } [TJ/TJel.]} \times \text{SoKo-Anlagelebensdauer } [y]$$

Das rein solare System produziert für die jährliche Bereitstellung von 1TJ Warmwasser inklusive einer anfänglichen Investition für Kollektor und Anlage eine jährliche Abwärmemenge von 0.17TJ.

Ein rein elektrischer Boiler verursacht mit dem CH-Mix Niederspannung und einem Boilerwirkungsgrad von nahezu 100% für 1TJ Warmwasser etwa 1.564TJ Abwärme. Ein Warmwassersystem mit einem ölbefeuerten Heizkessel "Nutzwärme ab Heizung 10kW" kommt auf 1.51TJ.

Der Aufwand für den Speicher wird aufgrund der untergeordneten Bedeutung für die gesamte Abwärme sowohl beim Elektroboiler als auch beim Ölkessel vernachlässigt.

Mit diesen Annahmen resultieren Rückzahlauern von **2.2** Jahre im Vergleich zum rein elektrischen und **2.3** Jahre im Vergleich zum ölthermischen System.

Luft- und Wasseremissionen

Trotz des überragenden Anteils des Stromverbrauchs an der Abwärmeproduktion (94%) liegen die Anteile fast aller strombedingten Luftemissionen nur zwischen 30% - 60%. Dies zeigt, dass eine Abschätzung der Luftemissionen auch anhand einer sehr detaillierten Energiebilanz nicht möglich ist. Die prozessspezifischen Emissionen bei der Herstellung der Basismaterialien tragen offensichtlich unabhängig von der Energieintensität deutlich zu den Gesamtemissionen bei.

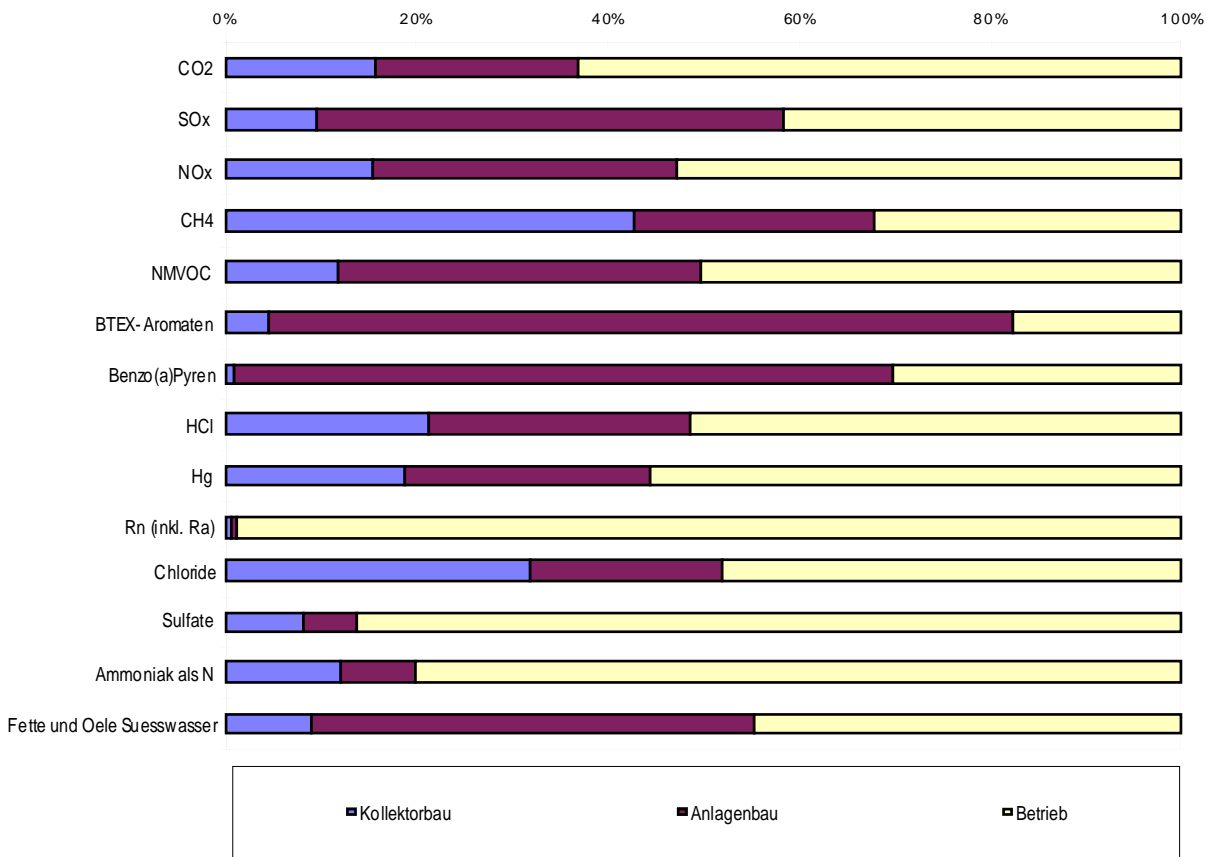


Fig. XI.8.6: Anteile der Prozessstufen an den Luft- und Wasseremissionen des Moduls "Wärme ab EFH FK1 hybrid"

Abwärmebilanz: Wärme ab EFH FK1, hybrid

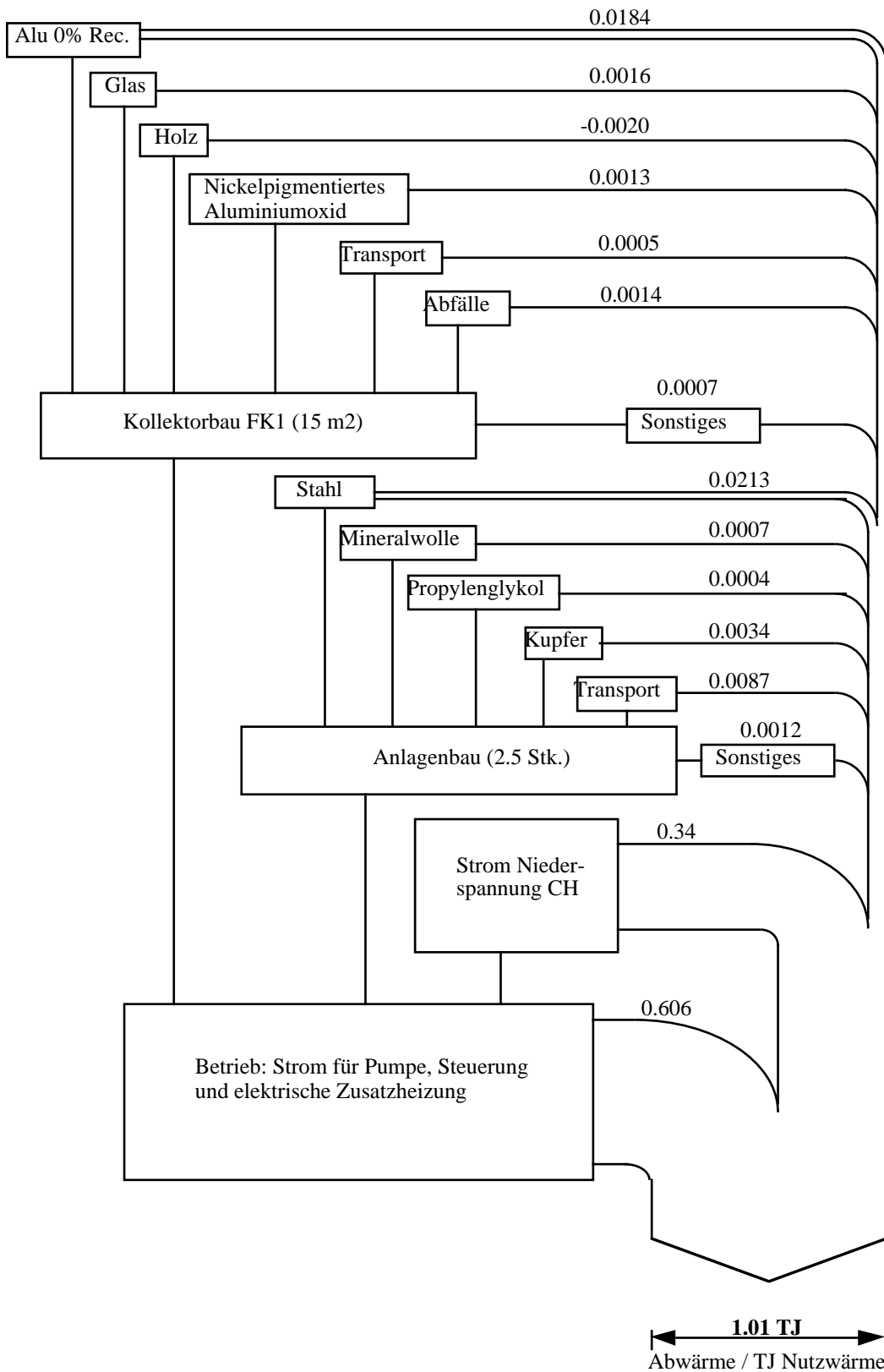


Fig. XI.8.7: Schenkeldiagramm für die Abwärme des Moduls "Wärme ab EFH FK1 hybrid". Der Wärmeentzug aus der Umwelt durch den Kollektor ist nicht eingezeichnet, da die gleiche Wärmemenge bei der Warmwassernutzung wieder an die Umwelt abgegeben wird.

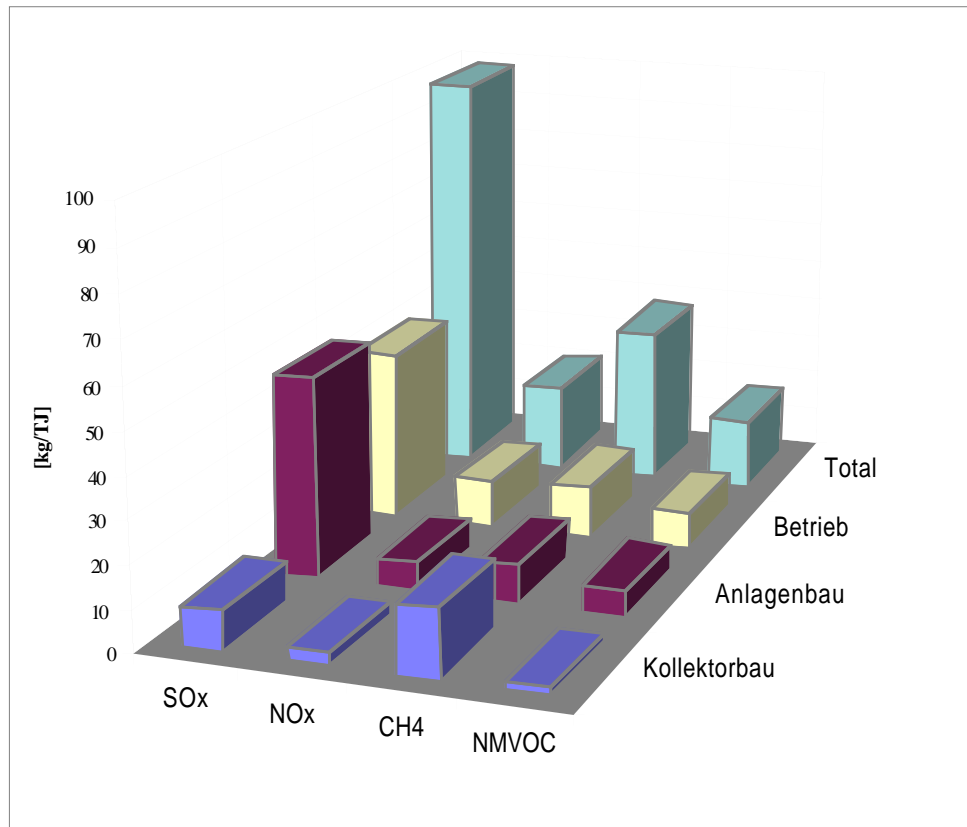


Fig. XI.8.8: Emissionen von vier Luftschadstoffen, gegliedert nach den verschiedenen Prozessstufen

Abfälle

Mit Ausnahme der Reaktordeponie ist bei allen in Fig. XI.8.9 dargestellten Abfallkategorien eine klare Dominanz des Stromverbrauchs (Betrieb) ersichtlich.

Bei den Abfällen in Reaktordeponie des Kollektors ist der Beitrag der Polycarbonatabdeckung dominant. Dieser Posten entfällt bei den anderen Kollektoren, weil der Flachkollektor 1 der einzige Kollektor ist, der im Rahmen Holz enthält.

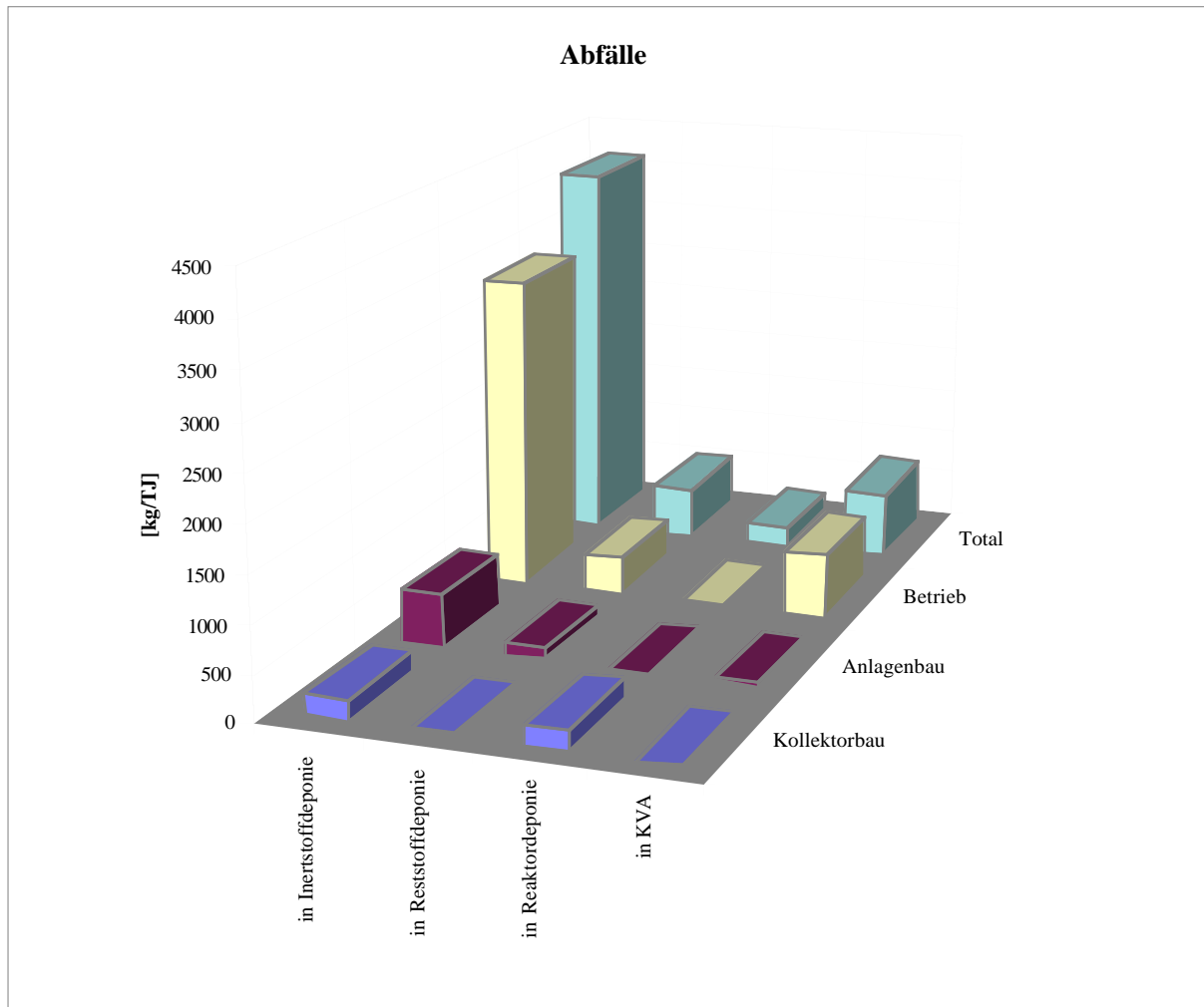


Fig. XI.8.9: Relative Anteile der vom Energiesystem Sonnenkollektor verursachten Abfälle; Modul: "Wärme ab EFH FK1 hybrid"

8.3 Qualität der Daten

Die meisten Daten über den Materialeinsatz der Anlagen wurden direkt erhoben, weshalb alle Massenangaben relativ genau sind. Da fast alle Umwelteinwirkungen dieses Energiesystems durch den Materialeinsatz und den Stromverbrauch entstehen, ist die Qualität der Resultate vollumfänglich von der Datenqualität dieser Module abhängig.

Eine andere Annahme für die Lebensdauer der Anlage wirkt sich direkt proportional auf den Hilfsenergieverbrauch aus, und indirekt proportional auf den Materialeinsatz und die Transporte.

8.4 Schlussfolgerungen

Die Kollektoren verursachen im allgemeinen weniger Umwelteinwirkungen als die restlichen Anlagenteile. Den grössten Umwelteinfluss hat der Einsatz von Stahl, wenn die rein durch Sonnenenergie gelieferte Wärme betrachtet wird. Falls die Umwelteinwirkungen des Systems mit der Zusatzheizung betrachtet werden, dominieren die Einflüsse, die durch die Strombereitstellung verursacht werden. Da Anlagenteile aus Stahl (v.a. Speicher und Verrohrung) einen sehr gewichtigen Einfluss haben, muss bei Vergleichen mit andern Energiesystemen sichergestellt werden, dass bei diesen die Infrastruktur ähnlich bilanziert wurde wie in diesem Projekt. Die Abwärmerückzahldauer (ARZ) des solaren Anteils einer Sonnenkollektoranlage liegt je nach substituiertem System (Elektroboiler oder Ölkessel bei etwa 2.3 Jahren. Die Rückzahlzeiten für Luft- und Wasseremissionen dürften zum grossen Teil höher liegen als die ermittelten Abwärmerückzahlzeiten.

Literaturverzeichnis

- Ammansberger et al. 1991 K. Ammansberger, J. Schildhauer, "Solare Prozesswärmeerzeugung", BWK Bd. 43 (1991) Nr. 10
- BEW 1992 Programme d'action "Energie solaire active" Rapport final, Bundesamt für Energiewirtschaft, 1992
- BEW 1993 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1992", SEV/VSE Nr.212/1993
- BfK 1988 Bundesamt für Konjunkturfragen, "Solare Wasser-erwärmungsanlagen",1988
- BfK 1986 Bundesamt für Konjunkturfragen, "Haustechnik in der integralen Planung", 1986
- Bucher 1993 Mitteilung der Firma Bucher & Cie AG (Hr. Rikli), 4900 Langenthal
- Degussa 1993 Mitteilung der Firma Degussa (Schweiz) AG (Hr. Lissey), 8003 Zürich, 1993
- Dow 1993 Mitteilung der Firma Dow (Hr. Berchtold), Horgen
- Durisch et al. 1988 W. Durisch et al., "Neue, erneuerbare Energien; Analyse und Synthese von elf Originalstudien" Expertengruppe Energieszenarien (EGES), Arbeitsdokument Nr. 31, 1988
- Frei 1993 Mitteilung von Hr. U Frei, Interkantonales Technikum Rapperswil, 1993
- Frei et al. 1992 U. Frei et al., "Leistungsdaten thermischer Sonnenkollektoren", Solarenergie Prüf- und Forschungsstelle Technikum Rapperswil, Bundesamt für Energiewirtschaft, Juli 1992
- Galvanotechnik 1984 "Praktische Galvanotechnik; ein Lehr- und Handbuch", Eugen Leuze Verlag D-7968 Saulgau/Württemberg, 4. Auflage 1984
- Grawe 1992 J. Grawe, "Zukunftsenergien: neue Techniken der Energiegewinnung", München, Landsburg, 1992
- Hofstetter et al. 1991 P. Hofstetter et al., "Die ökologische Rückzahldauer der Mehrinvestitionen in zwei Nullenergiehäuser", Überarbeitung einer interdisziplinären Semesterarbeit der ETHZ, Laboratorium für Energiesysteme,1991
- Infosolar "Sonnenenergie und Technik", Infosolar, HTL Brugg-Windisch
- Isover 1993 Mitteilung der Firma Isover (Hr. Schärer), Niederhasli
- Jenni 1992 Jenni Energietechnik AG, "Solaranlagen-Planung und Bau",3. Auflage, 1992
- Jenni 1993 Mitteilungen der Jenni Energietechnik AG (Hr. May), 3414 Oberburg
- Kindler 1980 H. Kindler, A. Nikles, "Energieaufwand zur Herstellung von Werkstoffen - Berechnungsgrundsätze und Energieäquivalenzwerte von Kunststoffen", Kunststoffe 12, s. 802-807, Carl Hanser Verlag, München, 1980
- Kuhlmann 1977 Schriftenreihe Umweltschutz, Technischer Überwachungsverein, Rheinland e. V., Band 5, Herausgeber: Alfred Kuhlmann, Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln 1977
- Lackmann et al. 1988 B. Lackmann, S. Kellermann, A. Brätigam, "Produktlinienanalyse von Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung, Hauptstudiumsprojekt an der TU Berlin, Sommersemester 1991
- Lange 1992 D. Lange, "Grossserienfertigung hocheffizienter Sonnenkollektoren",OTTI: 2. Nationales Symposium Thermische Solarenergie,Staffelstein, Mai 1992
- Leuchtner et al. 1992 J. Leuchtner et al., "Thermische Solaranlagen Marktübersicht 1992",Ökoinstitut e. V. Institut für angewandte Ökologie, Freiburg, 1992
- Lükon 1993 Mitteilung der Firma Lükon Paul Lüscher Werke AG (Hr. M Lüscher, Hr. W Mathys), 2575 Täuffelen
- Mack 1992 M. Mack, "Low-Flow, Möglichkeiten und Grenzen einer System-entwicklung", 2. Nationales Symposium Thermische Solar-energie,Staffelstein, Mai 1992
- Mäder 1993 Mitteilung der Firma Walter Mäder AG (Hr. Bräm), 8956 Killwangen
- Nitsch 1992 J. Nitsch, "Potentiale, Hemmnisse und Marktchancen erneuerbarer Energiequellen in Baden Württemberg", Tagungsbericht "Solarzeit in Baden Württemberg", 1992
- Polysun 1993 Polysun V1.0B Mai 93, Simulationsprogramm für Sonnenenergieanwendungen, Solarenergie Prüf- und Forschungsstelle Rapperswil, Exertec Engineering AG, Rapperswil, Bezugsstelle: Infoenergie, Brugg
- Reinders 1983 M.E Reinders, "Handbook of Emission Factors, Part 2: industrial sources", Government Publishing Office, The Hague, 1983
- RAL 1992 RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V., "Grundlage für Umweltzeichenvergabe Sonnenkollektoren RAL-UZ 73", März 1992
- Recknagel 1986 H. Recknagel, E. Sprenger, W. Hönnmann, "Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik", 63. Ausgabe, Oldenburg Verlag, München, 1986
- Rüesch 1987 H. Rüesch, "Niedertemperatur Sonnenkollektoren", Expertengruppe Energieszenarien (EGES),

- Arbeitsdokument Nr. 17, 1987
- Rüesch 1996 Mitteilung der Firma Rüesch Solartechnik AG (Hr. P.Schlaufe), 6330 Cham
- Sofas 1994 "SOFAS - Markterhebung 1994, Sonnenkollektoren & Photovoltaikmodule im Jahre 1994", Sonnenenergie Fachverband Schweiz (SOFAS), 1994
- Schläpfer et al. 1986 B. Schläpfer et al., "Untersuchung von zwei Sonnenenergieanlagen zur kombinierten Wassererwärmung und Raumheizung in Mehrfamilienhäusern", SOFAS Forschungsprojekt, Hedingen 1986
- Schwarz et al. 1992 U. Schwarz, T. Baumann, "Wirtschaftlichkeit von thermischen Solaranlagen", Semesterarbeit am Lehrstuhl für Betriebswirtschaft, ETH Zürich 1992
- Schweizer 1996 Mitteilung der Firma Ernst Schweizer AG (Hr. Schläpfer, Hr. von Feldten), 8908 Hedingen
- SPF 1993 Mitteilung der Solaren Prüf- und Forschungsstelle (Hr. U. Frei), Interkantonales Technikum Rapperswil
- Stücklin 1993 Mitteilung der Firma Stücklin Cie AG (Hr. Stücklin), 4414 Füllinsdorf
- SAS 1993 Mitteilung
- SVS 1993 Mitteilung des SVS Schweissverband der Schweiz (Hr. Zwygart, Hr. Gloor)
- Thermosolar 1993a Mitteilung der Firma Thermosolar Energietechnik GmbH (Hr. Frummet) , D-8400 Regensburg 1, Deutschland
- Thermosolar 1993b Mitteilung der Firma Thermosolar Ziar Nad Hronom (Hr. Baloun), 965 03 Ziar Nad Hronom, Slowakei
- Visitserngtrakul 1990 S. Visitserngtrakul et al., "Pilot plant production of black chrome in Thailand: from science to technology", Solar Energy Materials 21, 1-16, North Holland, 1990
- Wagner 1993 Technische Produktinformation der Heinrich Wagner AG, 8105 Regensdorf, 1993
- Weiss 1992 W. Weiss, "Marketing von Anlagen der thermischen Solarenergie", 2. Nationales Symposium Thermische Solarenergie,Staffelstein, Mai 1992
- Wells 1991 Margeret Wells, "Handbook of petrochemicals and processes", Gower Publishing Company, 1991

Anhang 1: Angaben zu Serienkollektorprodukten

In der Tabelle XI.A1.1 und XI.A1.2 sind Angaben über Materialeinsatz von Kollektorprodukten zusammengestellt. <Frei et al. 1992>.

Kollektor	Preis [Fr./m ²]	Abdeckung	Absorbertyp	Absorbermaterial	Absorberbeschichtung	Rahmenmaterial	Isolationsmaterial
Nr.4 Agena SA, Azur 3	500	Glas eisenarm	Kissen- absorber	Edelstahl	Schwarzchrom	Aluminium	PU, Glaswolle
Nr. 3 Amcor, AM 2120	383	Glas eisenarm	Kupferregist er mit Stahllamelle n	Stahl vernickelt	Schwarzchrom	Aluminium	PU
Nr. 46 Amcor, AM 2121	400	Glas eisenarm	Kupferregist er mit Kupferlamell en	Kupfer	Schwarzchrom	Aluminium	PU, Mineralwolle
Nr. 32 ARGE Erneuerbare Energien	150-180	Glas, eisenhaltig	Kupferblech mit Kupferrohre n	Kupfer	Schwarze Farbe	Holz mit Aluabdeckun g	Mineralfaser platten
Nr. 45 Chromangenlordan CS-D	400	Glas eisenarm	Kupferregist er mit Stahllamelle n	Stahl	Schwarzchrom	Verzinktes Stahlblech	PU
Nr 34 Energie Solaire	185	ohne Abdeckung	Kissen- absorber	Edelstahl	Schwarzchrom	Edelstahl	(im Normalfall auf Dachisolatio n)
Nr. 47 FOCO LTD	500 DM	Glas eisenarm	Kupferregist er mit Kupferlamell en	Kupfer	Schwarzchrom	Aluminium	PU, Steinwolle
Nr. 42 Giordano C25	770	Glas, eisenhaltig	Kupferrohr in Alulamellen gepresst	Aluminium	Nickelpigme ntiertes Aluminiumox id	Aluminium	PU
Nr.28 Herrmann Wärmesysteme ZKK/H	895	Glas eisenarm	Kupferrohr in Alu- lamellen eingepresst (Sunstrips)	Aluminium	Nickelpigme ntiertes Aluminiumox id	Fiberglas	Hartschaum, Glasnadelfil z
Nr.53 Reichherzer STA 23q		Glas eisenarm	Kupferrohr in Alu- lamellen eingepresst (Sunstrips)	Aluminium	Nickelpigme ntiertes Aluminiumox id	Aluminium	Hartschaum, Glasnadelfil z
Nr.17 Rüesch Einbau	516	Glas, eisenarm Polycarbona t, gewellt	Aluminium Rollbond	Aluminium	Schwarze Farbe	Holz	Glaswolle
Nr 26 Rüesch Einbau Typ 3 Modell 91	516	Glas, eisenarm Polycarbona t, gewellt	Aluminium Rollbond	Aluminium	Schwarze Farbe	Holz	Glaswolle
Nr. 36 Rüesch Monoblock		Glas	Aluminium Rollbond	Aluminium	Schwarze Farbe	Aluminium	Glasmatte, PU
NR.5 Solahart 300J	440	Glas, eisenarm	Kissen- absorber	Stahl	Schwarzchrom	Aluminium	Glaswolle, Polystyrene schaum

Nr. 43 Solvis Energiesysteme F60	613 DM	Glas, eisenfrei	Kupferlamelle mit Kupferrohr	Kupfer	Schwarzchrom	Aluminium GFK	Steinwolle, PU Glasvlies
Nr. 10 Schuppiser Einbau Solarplus	550	Glas, eisenarm	Kissenabsorber	Edelstahl	Schwarzchrom	Hetzerbalke n und Aluminium	Isorooft, Steinwolle Glasvlies
Nr. 9 Schweizer AG	565	Glas, eisenarm	Kupferregister mit Kupferlamellen	Kupfer	Schwarzchrom	Aluminium	Steinwolle
Nr. 38 Schweizer AG Integrierter Sonnenkollektor	630	Glas, eisenarm	Kupferregister mit Kupferlamellen	Kupfer	Schwarzchrom	Aluminium	Steinwolle
Nr. 29 Thermosolar HSL 20/SOL 170	719 DM	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Mineralwolle
Nr. 49 Thermosolar HVL 35	1140	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Unterdruck
Nr. 50 Thermosolar HSL 30	787 DM	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Mineralwolle
Nr. 51 Thermosolar SOL 180 plus	1337	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Unterdruck
Nr. 52 Thermosolar SOL 170	747	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Steinwolle
Nr. 40 VITRUV BW1	138-375	Glas, eisenhaltig	Alulamellen mit Kupferrohren	Aluminium	Schwarze Farbe	Holz mit Aluabdeckung	Mineralfaserplatte
Nr. 37 Wagner+Co., Solartechnik Euro-Kollektor M10	490 DM	Glas, eisenarm	Kupferrohr in Alulamellen eingepresst (Sunstrip)	Aluminium	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	Aluminium	Mineralwolle

Tab. XI.A1.1: Zusammenstellung einiger Flachkollektoren und deren Eigenschaften. Es sind ausschliesslich Serienprodukte; Prototypen werden nicht aufgeführt. Die Angaben sind aus <Frei et al. 1992> entnommen. Die Numerierung der Kollektoren entspricht der Numerierung im Quelltext.

Kollektor	Preis [Fr./m ²]	Abdeckung	Absorbertyp	Absorbermaterial	Absorberschichtung	Rahmenmaterial	Isolationsmaterial
Nr. 41 Giordano Cortec 2	1895	Pyrex	Kupferlamelle mit Kupferrohr geschweisst	Kupfer	Schwarzchrom auf Kupfer	Aluminium	Steinwolle
Nr. 55 microtherm SK-6	1369	Borosilikat	Aluminiumwärmeleitblecken mit U-Rohr aus Messing	Glas, Alu, Messing	Metallkarbid auf Kupfer auf Edelstahl	Edelstahl	PP-Schaum
Nr. 12 Philips VTR 361	1575	Glas, Typ 290	Heatpipe mit Wasserfüllung	Verkupferte Stahllamellen	Schwarzkohaldbidseitig auf Kupfer auf Stahl	Aluminium	Mineralwolle
Nr. 31 Prinz GmbH Vakuumröhren SK	2000 DM	Borosilikat Glas	Koaxialrohr Kupfer	Kupfer	Schwarzchrom auf Nickel auf Kupfer	Aluminium, Edelstahl	Mineralwolle
Nr. 33 Schweizer Solartechnologie Vakuum-SK	1080	Pyrex	Stahllamelle auf Kupferrohr geklemmt	Stahl	Schwarzchrom auf Stahl	Aluminium	Mineralwolle
Nr. 15 Thermomax LTD KS 20	1265-1390	Glas	Heat pipe mit Methanolfüllung	Kupferlamelle mit Stahlrohr	Schwarzchrom auf Nickel auf Kupfer	Edelstahl	Hartschaum

Tab. XI.A1.2: Zusammenstellung einiger Vakuumröhrenkollektoren und deren Eigenschaften. Es sind ausschliesslich Serienprodukte; Prototypen werden nicht aufgeführt. Die angaben sind aus <Frei et al. 1992> entnommen. Die Numerierung der Kollektoren entspricht der Numerierung im Quelltext.

Anhang 2: Module für den Sonnenkollektor

In Tabelle XI.A1.1 ist eine Zusammenstellung der ermittelten Daten der Aufwendungen, die durch den Sonnenkollektor verursacht werden. Es sind die Aufwendungen zur Produktion des Kollektors, und zur Entsorgung des Kollektors aufgeführt.

		FK 1 (Aluabsorber, schwarze Farbe)	FK 2 (Aluabsorber , nickelpigme n. Aluoxid)	FK 3 (Kupferabsorber, schwarzverchrom t)	FK 4 (Kupferabsorber , SPF-Anlage)	Vakuorrohren kollektor
		m2	m2	m2	m2	m2
Basismaterialien						
Aluminium 0% Rec.	kg	8.54	8.96	3.57	2	4
Cadmiumfreies Hartlot	kg		0.15	0.022	0.01	0.1
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	8	10	9.9	7.5	22
Gummi EPDM	kg	0.6		0.83	0.3	1
Holzbaustoff massiv	kg	6.2				
Kupfer	kg		2.5	2.8	2.1	6
Mineralwolle	kg	0.78		2.35	2	2
Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	m2	1	1	1		1
Polystyrol schlagfest	kg				2	
Stahl hochlegiert	kg	0.06				
Transport						
Transport Frachter Uebersee	tkm	60	75	96	56	4.5
Transport LKW 28 t	tkm	5.4	6.6	8	4.8	5.1
Transport Schiene	tkm	8.9	13.2	8.4	6.2	17.6
Allg. Dienstlsg.						
Sputtern	m2				1	
Photovoltaik						
MG-Silizium	kg		0.25			
Abfälle unbehandelt						
Holz in Reaktordeponie	kg	6.2				
Kunststoffe in Reaktordeponie	kg	0.6	0.25	0.83	2.3	1
Kupferabsorber in Reaktordeponie	kg		0.15	0.022	0.01	6.1
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	0.78		2.35	2	2

Tab. XI.A2.1: Aufwendungen, die durch den Sonnenkollektor verursacht werden.

A2.1. Transporte

Die verwendeten Materialien werden nach den drei Produktionsstandorten Schweiz, Europa und USA unterschieden. Gemäss der Herkunft werden verschiedene Transportdistanzen angerechnet (Tab. XI.A2.2).

	Schweiz	Europa	USA
Transport Schiene elektrisch (km)	100	600	600
Transport LKW 28 t Brutto (km)	50	50	600
Transport Frachter Uebersee (km)	-	-	7500

Tab. XI.A2.2: Transportdistanzen für verschiedene Produktionsstandorte

	FK 1	FK 2	FK 3	FK 4	VK
Materialeinsatz					
Aluminium	Europa	Europa	CH	CH	CH
Kupfer	-	Europa	USA	Europa	USA
Glas (Flach-)	USA	USA	USA	USA	Europa
Holzbaustoff massiv	CH	-	-	-	-
Steinwolle	CH	-	CH	CH	CH
Polystyrol	-	-	-	Europa	-
Gummi EPDM	-	-	CH	CH	CH
MG-Silicium	-	Europa	-	-	-
Stahl hochlegiert	CH	-	-	-	-
Hartlot, cadmiumfrei	-	Europa	Europa	Europa	Europa
Transportierte Masse [kg/m²]					
CH	7	-	6.8	4.9	7
Europa	5.6	12	0.0	2.0	22.1
USA	8	10	12.8	7.5	6
Transporte [tkm/m²]					
Transport Schiene elektrisch	8.9	13.2	8.4	6.2	17.6
Transport LKW 28t Brutto	5.4	6.6	8.0	4.8	5.1
Transport Frachter Übersee	60	75	96	56	4.5

Tab. XI.A2.2: Herleitung der Transportaufwendungen für die einzelnen Kollektoren.

A2.2. Abfälle

Es wird angenommen, dass die Materialien

Holzbaustoff massiv
 Steinwolle
 Polystyrol
 Gummi EPDM
 MG-Silicium

als Abfälle in die Deponie gehen. Die restlichen Materialien werden wiederverwertet oder wiederverwendet.

Anhang 3: Module für die Standardanlagenteile

In Tabelle XI.A3.1 sind die Daten für die beiden Module "Standardanlagenteile EFH" und "Standardanlagenteile MFH" zusammengestellt. In den Kapiteln A3.1 bis A3.11 ist dargestellt, wie die Daten der einzelnen Komponenten in die Module aufgenommen werden. Die Daten für die SPF Anlage unterscheiden sich darin, dass anstatt Stahlleitungen Silikonleitungen verwendet werden und dass weniger Isoliermaterial für die Verrohrung verwendet wird.

Wie auch für den Sonnenkollektor werden die Aufwendungen zur Erstellung und zum Rückbau zusammengefasst. Vom Prozessschritt Betrieb wird der Aufwand an nicht energetischen Ressourcen übernommen.

Ergänzende Bestandteile Anlage EFH (ohne Leitungen)		Standard-anlagenteile EFH	Standardanlagen-teile EFH-SPF	Standard-anlagenteile MFH
		Stk	Stk	Stk
Nichten. Ressourcen				
Flaeche IV-IV	m2a	120	120	600
Energieträger				
Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ	6.24E-05	6.24E-05	1.11E-04
Basismaterialien				
Alkydharzlack	kg	0.9	0.9	1.7
Aluminium 0% Rec.	kg	0.02	0.02	0.04
Cadmiumfreies Hartlot	kg	0.03	0.03	0.09
Gummi EPDM	kg	0.707	0.707	1.514
Gusseisen	kg	1.5	1.5	3.3
Karton (Verpackungs-)	kg	0.5	0.5	1.8
Kupfer	kg	14.25	14.25	161.5
Mineralwolle	kg	20.4	19.2	44
Polypropylen	kg	0.025	0.025	0.07
Propylenglykol	kg	6.1	3.8	66
PVC schlagfest	kg	0.03	0.03	0.06
Stahl hochlegiert	kg	43.56	43.56	47.06
Stahl unlegiert	kg	274.7	274.7	776.2
Transport				
Transport Lieferwagen <3.5 t	tkm	132	132	660
Transport LKW 28 t	tkm	16	16	41
Transport Schiene	tkm	190	190	492
Erdöl				
Heizoel EL in Heizung 100 kW	TJ	2.00E-05	2.00E-05	4.00E-05
Photovoltaik				
MG-Silizium	kg	2.112	2.112	0.036
Abfälle unbehandelt				
Karton in KVA	kg	0.5	0.5	1.8
Kunststoffe in KVA	kg	0.025	0.025	0.07
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	22.54	21.34	44.1
Propylenglykol in KVA	kg	6.1	3.8	66
Emissionen Luft				
Abwaerme in Luft p	TJ	6.24 E-05	6.24 E-05	1.11 E-04
NMVOc p	kg	0.025	0.025	0.035
Partikel p	kg	0.007	0.007	0.008

Tab. XI.A3.1 Aufwendungen für Standardanlagenteile

A3.1. Übernommene Daten vom Speicher

In der Tabelle XI.A3.2 sind die Daten aufgeführt, die als Aufwendungen zum Speicherbau den Module "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden.

Anmerkungen zu einzelnen Posten:

PVC: Der Materialeinsatz von PVC wird vernachlässigt, da dies nur auf ausdrücklichen Wunsch verwendet wird.

Schweissanode: Die Schweissanoden werden als "Stahl hochlegiert" weiterverrechnet.

Abfall Stahl St 37: Es wird angenommen, dass der Stahl wiederverwertet wird. Somit wird er nicht weiter aufgeführt.

Speicher	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Materialeinsatz [kg]		
Stahl unlegiert	209	337
Stahl hochlegiert	41.5	41.8
Glaswolle	18	37
Alkydharzlack	0.9	1.7
Luftemissionen [kg]		
Partikel p	0.007	0.008
Energie [TJ]		
Strom Mittelspannung - Bezug	0.000026	0.000033
Schweiz		
Emissionen Luft		
Abwärme	0.000026	0.000033

Tab. XI.A3.2: Aufwendungen bei der Speicherproduktion. Die Angaben sind auf eine Produktionseinheit (600 l bzw. 3000 l Speicher) bezogen. <Jenni 1993>

A3.2 Übernommene Daten von der Pumpe

Die Posten, die aus Kap. 5.4 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.3 zusammengestellt.

Anmerkungen zu einzelnen Posten:

Platte mit Elektronikbauteilen: Dieser Posten wird vernachlässigt.

Plastics: Dieser Posten wird als "PVC schlagfest" verbucht.

Umwälzpumpe	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH ¹⁾
Materialeinsatz [kg]		
Gummi EPDM	0.007	0.014
Kupfer	0.25	0.5
Stahl, hochlegiert	0.92	1.84
Gusseisen	1.2	2.4
Aluminium	0.02	0.04
PVC schlagfest	0.03	0.06

Tab. XI.A3.3 ¹⁾ Für die Pumpe der grösseren Anlage wird der doppelte Materialaufwand angenommen.

A3.3 Übernommene Daten vom Wärmetauscher

Die Posten, die aus Kap. 5.5 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.4 zusammengestellt. Der Energieaufwand zur Umformung wird vernachlässigt.

Wärmetauscher	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Stahl unlegiert [kg]	34	170

Tab. XI.A3.4 Weiterverwendete Posten vom Wärmetauscher

A3.4 Übernommene Daten von der Wärmeträgerflüssigkeit

Die Posten, die aus Kap. 5.6 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden, sind in Tab. XI.A3.5 zusammengestellt. Es wird nur der Propylen-glykolanteil bilanziert. Die restlichen Stoffe (Inhibitoren) können mangels der nötigen Daten nicht berücksichtigt werden.

Wärmeträgerflüssigkeit	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Propylenglykol [kg]	6.1	66

Tab. XI.A3.5 Weiterverwendete Posten vom Wärmetauscher

A3.5. Übernommene Daten vom Expansionsgefäß

Die Posten, die aus Kap. 5.7 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.6 zusammengestellt.

Anmerkungen zu einzelnen Posten:

Butyl: Wegen der Ähnlichkeit von Butyl mit EPDM wird Butyl als EPDM verbucht. Der Abfall an Butyl wird als "Kunststoffabfälle in KVA" bilanziert.

Schweissdraht: Der Schweissdraht wird als hochlegierter Stahl verbucht.

Farbe: Es wird angenommen, dass der Anteil der Farbe zu einem Drittel aus Lösungsmittel besteht. Das Lösungsmittel wird als NMVOC bilanziert; der Festkörper wird vernachlässigt. Die Abfälle werden nicht berücksichtigt.

Abfall Stahl: Es wird angenommen, dass der Stahl wiederverwertet wird; dieser Posten entfällt deshalb.

Expansionsgefäß	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Materialeinsatz [kg]		
Stahl unlegiert	4.7	12.2
Gummi EPDM	0.7	1.5
Stahl hochlegiert	0.05	0.12
Polypropylen	0.025	0.070
Karton	0.5	1.8
Emmissionen Luft [kg]		
NMVOC	0.025	0.035
Energie [TJ]		
Heizöl EL in Industrieheizung > 100 kW	2.0E-05	4.0E-05
Strom Mittelspannung - Bezug Schweiz	3.1E-05	6.2E-05
Abfall [kg]		
Kunststoffabfälle in KVA	0.325	0.635

Tab. XI.A3.6 Vom Expansionsgefäß verrechnete Daten.

A3.6 Übernommene Daten vom Zusatzheizaggregat

Die Posten, die aus Kap. 5.8 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.7 zusammengestellt.

Anmerkungen zu einzelnen Posten:

Chromstahl: Wird als "Stahl hochlegiert" angegeben. Für den Abfall wird angenommen, dass dieser wiederverwertet wird.

Sintermagnesia: Dieser Posten wird vernachlässigt.

Silikon: Silikon wird als "MG-Silicium" bilanziert. Die Silikonabfälle werden als "Kunststoffabfälle in KVA" verbucht.

Lötmaterialien: Es wird die Annahme getroffen, dass cadmiumfreies Hartlot als Lötmaterial verwendet wird.

elektrisches Zusatzheizaggregat	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Materialeinsatz [kg]		
Stahl hochlegiert	1.09	3.3
Gusseisen	0.3	0.9
MG-Silicium	0.012	0.036
cadmiumfreies Hartlot	0.03	0.09
Energiebedarf [TJ]		
Strom Mittelspannung - Bezug	5.4E-06	1.6E-05
Schweiz		
Abfälle [kg]		
Kunststoffabfälle in KVA	0.002	0.006
Emissionen Luft		
Abwärme	5.4E-06	1.6E-05

Tab. XI.A3.7 Vom elektrischen Zusatzheizgerät verrechnete Daten.

A3.7 Übernommene Daten von der Montage

Die Posten, die aus Kap. 5.9 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.8 zusammengestellt.

Montage	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Transport Lieferwagen < 3.5 t [tkm]	132	660

Tab. XI.A3.8 Von der Montage verrechnete Daten.

A3.8 Übernommene Daten von den Leitungen

Die Posten, die aus Kap. 5.10 den Modulen "Standardanlagenteile EFH" bzw. "Standardanlagenteile MFH" angerechnet werden sind in Tab. XI.A3.9 zusammengestellt. Für die Standardanlage wurde angenommen, dass die Leitungen aus Stahl sind.

Anmerkungen zu einzelnen Posten:

Silikon: Silikon wird als "MG-Silicium" bilanziert.

Leitungen	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Materialeinsatz [kg]		
Glaswolle	2.4	7
MG-Silicium	2.1	-
Kupfer	14	161
Stahl unlegiert	27	257

Tab. XI.A3.9 Von den Leitungen verrechnete Daten.

A3.9 Transporte

Für die gewichtsmässig wichtigsten Posten (Stahl) werden die Transportaufwendungen berücksichtigt. Für Stahl wird 600 km Transport mit der Bahn und 50 km Transport mit dem LKW angenommen.

Transporte [tkm]	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Transport Schiene elektrisch	190	492
Transport LKW 28 t	16	41

Tab. XI.A3.10: Für die Transporte verrechnete Daten

A3.10 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf für Kollektoren auf den Dächern wird berücksichtigt. Die beanspruchte Fläche ist von der Kategorie f_{IV-IV} .

Nichtenergetische Ressourcen	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile EFH	Verrechnet an Modul: Standardanlagenteile MFH
Flächenbedarf f_{IV-IV} (m ² a)	120	600

Tab. XI.A3.11: Verrechneter Flächenbedarf.

A3.11 Abfälle nach Stilllegung

Die Metallteile werden entweder wiederverwertet oder wiederverwendet. Von den andern Materialien gehen

1.) In die Deponie:

- PVC schlagfest
- Gummi EPDM
- Glaswolle
- MG-Silicium

2.) In die Kehrichtverbrennungsanlage:

- Polypropylen
- Karton
- Propylenglykol

Abfälle [kg]	Standardanlagenteile EFH	Standardanlagenteile MFH
Deponie	22.542	44.096
Kunststoffe in KVA	0.025	0.07
Karton in KVA	0.5	1.8
Propylenglykol in KVA ¹⁾	6.1	66

Tab. XI.A3.12: Beim Rückbau anfallende Abfälle. ¹⁾ Gemäss Angaben der Sonderabfallsammelstelle des Kt. Zürich <SAS 1993>

Anhang 4: Wärme hybrid/solar von Sonnenkollektoranlage

In den Tabellen XI.A4.1 und XI.A4.2 sind die Zusammenstellungen des Input und Output für die Varianten EFH 1 bis EFH 5 und der beiden MFH Varianten. Für jede Variante gibt es zwei Spalten: die erste ist für den Modul "Wärme solar" die zweite ist für den Modul "Wärme hybrid".

		Waerm e ab EFH FK1 hybrid	Waerm e ab EFH FK1 solar	Waerm e ab EFH FK2 hybrid	Waerm e ab EFH FK2 solar	Waerm e ab EFH FK3 hybrid	Waerm e ab EFH FK3 solar	Waerm e ab EFH FK4 hybrid	Waerm e ab EFH FK4 solar
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energieträger									
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	0.606	0.028	0.558	0.026	0.561	0.026	0.498	0.022
Emissionen Luft									
Abwaerme in Luft p	TJ	0.606	0.028	0.558	0.026	0.561	0.026	0.498	0.022
Infrastruktur									
Sonnenkollektor									
FK 1	m2	15.15	32.86						
FK 2	m2			15.15	30				
FK 3	m2					15.15	30.06		
FK 4	m2							15.15	25.81
Standardanlagenteile EFH	Stk	2.525	5.477	2.525	5	2.525	5.01		
Standardanlagenteile EFH-SPF	Stk							2.525	4.3
OUTPUT									
Energie[TJ]									
Wärme, solar	TJ	0.46	1	0.51	1	0.5	1	0.59	1
Wärme, hybrid	TJ	0.54	0	0.49	0	0.5	0	0.41	0

Tab. XI.A4.1: Zusammenstellung für die Varianten EFH 1 bis EFH 4.

		Waerm e ab EFH Vakuum hybrid	Waerm e ab EFH Vakuum solar	Waerm e ab MFH FK1 hybrid	Waerm e ab MFH FK1 solar	Waerm e ab MFH FK3 hybrid	Waerm e ab MFH FK3 solar
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Energieträger							
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	0.445	0.018	0.594	0.025	0.549	0.025
Emissionen Luft							
Abwaerme in Luft p	TJ	0.445	0.018	0.594	0.025	0.549	0.025
Infrastruktur							
Sonnenkollektor							
FK 1	m2			15.15	33		
FK 3	m2					15.15	30.3
Vakuumrohrenkollektor	m2	15.15	24.88				
Standardanlagenteile EFH	Stk	2.525	4.146				
Standardanlagenteile MFH	Stk			0.505	1.1	0.505	1.01
OUTPUT							
Energie[TJ]							
Wärme, solar	TJ	0.61	1	0.46	1	0.5	1
Wärme, hybrid	TJ	0.39	0	0.54	0	0.5	0

Tab. XI.A4.2: Zusammenstellung für die Varianten EFH 5, MFH 1 und MFH 2.

Anhang 5: Resultate der Simulationen

In den Tabellen XI.A5.1 und XI.A5.2 sind die Resultate der Simulationen angegeben, die mit dem Programm Polysun durchgeführt wurden. Die technischen Unterschiede der einzelnen Varianten sind aus der Tabelle XI.6.1 entnehmbar, die Daten der Grundvarianten für das Einfamilienhaus und das Mehrfamilienhaus sind der Tabelle XI.5.1 zu entnehmen.

	EFH 1	EFH 2	EFH 3	EFH 4*	EFH 5	EFH 6	EFH 7	EFH 8	EFH 9
Bedarf und Deckung									
Sollwärmebedarf (kWh/a)	5790	5790	5790	5790	5790	5790	5790	5790	5790
Einstrahlung in Kollektorebene (kWh/a)	7302	7302	7302	7302	12170	2434	7302	5994	9858
Solarer Deckungsgrad (%)	46.1	50.5	50.4	58.7	60.9	20.7	61.8	40.8	68.0
Erträge									
Wärmeertrag Kollektor (kWh/a)	3018	3318	3306		4134	1398	4300	2694	4518
Wärme an Speicher von Kollektor (kWh/a)	2826	3096	3090	3450	3750	1260	3840	2496	4206
Wärme von der Umwälzpumpe (kWh/a)	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	14.6	48	31.2	34.8
elektrische Zusatzheizung (kWh/a)	3228	2970	2982	2630	2364	4748	2290	3540	1926
Verluste									
Leitungen aussen (kWh/a)	48.6	54.6	54.8		79.8	25.2	115	45.6	73.8
Leitungen innen (kWh/a)	140.4	157.8	157.2		280.2	114.4	276	132.6	226.8
Nachtabkühlung (kWh/a)	35.4	38.4	38.4		47.4	13.4	118	48.6	46.2
Speicher (kWh/a)	274.8	289.2	288.6		331.8	229.2	340	264	342
Verbrauch									
Umwälzpumpe (kWh/a)	66	66	66	66	66	30	100	60	72
elektrische Zusatzheizung (kWh/a)	3264	3000	3012	2660	2388	4794	2310	3576	1944

Tab. XI.A5.1: Simulationsresultate für die Einfamilienhausanlagen * Schätzdaten (keine Simulation)

	MFH 1	MFH 2
Bedarf und Deckung		
Sollwärmebedarf (kWh/a)	28950	28950
Einstrahlung in Kollektorebene (kWh/a)	36510	36510
Solarer Deckungsgrad (%)	45.9	50.1
Erträge		
Wärmeertrag Kollektor (kWh/a)	15510	17010
Wärme an Speicher von Kollektor (kWh/a)	13710	14970
Wärme von der Umwälzpumpe (kWh/a)	156	159
elektrische Zusatzheizung (kWh/a)	15840	14610
Verluste		
Leitungen aussen (kWh/a)	150	183
Leitungen innen (kWh/a)	1263	1419
Nachtabkühlung (kWh/a)	519	588
Speicher (kWh/a)	660	690
Warmwasserzirkulation (kWh/a)	0	
Verbrauch		
Umwälzpumpe (kWh/a)	300	330
elektrische Zusatzheizung (kWh/a)	16020	14760

Tab. XI.A5.2: Simulationsresultate für die Mehrfamilienhausanlagen



Teil XII

Photovoltaik

Überarbeitung 1996:

Lucia Ciseri

Bearbeitung

Gabor Doka, Martin Vollmer

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Verdankungen

In dieser Arbeit waren wir sehr darauf angewiesen, Informationen von Produzenten photovoltaischer Komponenten und von Anlagebauern zu sammeln. Wir danken an dieser Stelle folgenden Personen, die bereitwillig Auskunft gaben:

G. Hagedorn, Siemens AG, Erlangen; ehemals Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München

Y. Tsuji, Kyocera Corp., Kyoto, Japan

M. G. Real, R. Moser, Alpha Real Ingenieurunternehmungen, Zürich

R. Hächler, Ars Solaris, Chur

Herrn Van Bergen, Ingenieurschule Biel

Hermann Damann, ARBA Strom, Winterthur

Zusammenfassung

Im Bereich der Stromproduktion ab Photovoltaik-Anlagen werden verschiedene gebäudeintegrierte Kleinanlagen (3 kW), eine 100 kW-Anlage auf der Schallschutzwand der Autobahn N13 bei Chur und eine 500 kW Grossanlage (PHALK 500 auf dem Mont-Soleil) bilanziert.

Für die Kleinanlagen wird ein durchschnittlicher Standort in der Schweiz mit einem Jahresertrag von 3.1 GJ_e pro Jahr und installiertem kW-Peak zugrundegelegt. Die Angaben für die Grossanlagen sind anlagen- und standortspezifisch und deshalb nicht repräsentativ für grosse Photovoltaik-Anlagen.

Mono- und polykristalline Solarzellen werden separat bilanziert, basierend vor allem auf früheren deutschen Untersuchungen. Ein Teil der Solarzellen für die Schweiz stammt aus Japan; hier werden Besonderheiten der japanischen Produktion speziell berücksichtigt. Durch die separate Bilanzierung der Zellen kann für eine beliebige Kleinanlage sowohl die Ausführung mit mono- als auch die mit polykristallinen Zellen berücksichtigt werden. Modular aufgebaute Anlagen der mittleren Leistungs-kategorie können als Vielfaches der 3 kW-Kleinanlage berechnet werden.

In diesem Projekt werden die Panel- und die Laminat-Bauweise bilanziert. Die Panels haben eine eigene tragende Struktur und können an der Gebäudefassade aufgesetzt werden; Laminat-Konstruktionen müssen in das Gebäude integriert sein. Diese integrierte Infrastruktur zeigt eine Abnahme in der Grössenordnung von 10% für Material- und Transportbedarf wie auch für Umwelteinwirkungen.

Die Resultate für Photovoltaik-Anlagen zeigen, dass der Hauptteil des Ressourcenverbrauchs und der Emissionen aus dem Stromverbrauch für die Fertigung der Solarzellen und der Panels stammt. Dieser Stromverbrauch, der vor allem als Strommix UCPTE verbucht wurde, belastet das Ökoinventar des Photovoltaik-Stroms entscheidend. Würde Solarstrom eingesetzt, wären die Umwelteinwirkungen deutlich geringer.

Eine neue Erkenntnis aus den Resultaten ist die Tatsache, dass die Aufwendungen für die polykristalline Technologie bei allen Anlagentypen generell höher liegen als für die monokristalline Technologie. Im Besonderen zeigt sich ein Abnahme von 50% für die Abwärme. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der polykristallinen Zellenherstellung unreine, nicht-rezyklierbare Siliziumabfälle anfallen, während bei der monokristallinen Zellenherstellung verhältnismässig reiner Verschnitt anfällt, der ohne Vorbehandlung intern wiederverwendet werden kann.

Inhaltsverzeichnis

Glossar und Abkürzungen.....	vi
1. Geschichte, Stand und Potential der Photovoltaik.....	1
1.1 Geschichte	1
1.2 Stand der Photovoltaik.....	1
1.2.1 Technologie.....	1
1.2.2 Besonderheiten der Photovoltaik.....	2
1.2.3 Anwendungen.....	2
1.3 Potential.....	3
1.4 Zukünftige Entwicklungen.....	3
2. Produktion.....	5
2.1 Anlagen und PV-Produktion weltweit.....	5
2.2 Anlagen in Europa.....	6
2.3 Anlagen in der Schweiz.....	6
2.3.1 Aktuelle Zustand.....	6
2.3.2 Zu erwartende Entwicklung.....	8
3. Systemcharakterisierung, Auswahl der Datenmodule	10
3.1 Einleitung.	10
3.2 Anwendungsart	10
3.3 Zellentypen.....	11
3.4 Montageart.....	12
3.5 Panelnachführung (Tracking)	13
3.6 Hilfsaggregate.....	13
3.7 Überblick über die ausgewählten Anlagentypen.....	14
4. Systemcharakterisierung Panelfertigung.....	15
4.1 Quellenüberblick.....	15
4.2 Übersicht Panelherstellung "m-Si" und "p-Si"	16
4.2.1 Übersicht der Silizium-Gewinnung.....	16
4.2.2 Übersicht Herstellung m-Si Panels	17
4.2.3 Übersicht Herstellung p-Si Panels.....	18
4.3 Quarzreduktion, Herstellung von MG-Silizium	19
4.3.1 Randbedingungen und Annahmen.....	19
4.3.2 Übersicht und Einsatzstoffe	19
4.3.3 Energiebilanz.....	20
4.3.4 Output, Emissionen	21
4.3.6 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse.....	22
4.4 Reinigung von MG-Silizium, Herstellung von EG-Silizium	23
4.4.1 Randbedingungen und Annahmen.....	23
4.4.2 Übersicht und Einsatzstoffe	24
4.4.3 Energiebilanz.....	25
4.4.4 Output, Emissionen	26
4.4.5 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse.....	26
4.5 Prozessschritte für m-Si-Technologie.....	26
4.5.1 Prozessschritt "m-Si Waferfertigung".....	26
4.5.2 Prozessschritt "m-Si Solarzellenfertigung"	32
4.5.3 Prozessschritt "m-Si Panelfertigung"	37
4.6 Prozessschritte für p-Si Technologie	42

4.6.1	Prozessschritt "p-Si Waferfertigung"	42
4.6.2	Prozessschritt "p-Si Solarzellenfertigung"	48
4.6.3	Prozessschritt "p-Si Panelfertigung"	56
5	Montagearten.....	62
5.1	Bemerkung zu den Montagearten.....	62
5.2	Montageart Schrägdach aufgesetzt	62
5.3	Montageart Schrägdach integriert.....	65
5.4	Montageart Flachdach	68
5.5	Montageart Fassade aufgesetzt	70
5.6	Montageart Fassade integriert	71
6.	Elektrische Bestandteile von 3 kWp-Anlagen.....	73
6.1	Wechselrichter.....	73
6.1.1	Übersicht.....	73
6.1.3	Wechselrichter Solcon 3400 HE.....	73
6.2	Elektrische Installationen.....	74
7.	Installierte Photovoltaikanlagen	77
7.1	Verknüpfung und Qualität der Datenmodule von 3 kWp Anlagen.....	77
7.2	Flächenbedarf der verschiedenen 3 kWp-Anlagen.....	78
7.3	Bilanzierung der Grossanlage Phalk 500.....	80
7.3.1	Einleitung und Methodisches.....	80
7.3.2	Zufahrtsweg.....	80
7.3.3	Stahlträger.....	80
7.3.4	Lamine	80
7.3.5	Blitzschutz und Verkabelung	80
7.3.6	Wechselrichter	81
7.3.7	Transformatoren	81
7.3.8	Steuerelektronik	82
7.3.9	Gebäude.....	82
7.3.10	Umzäunung	83
7.3.11	Betrieb.....	83
7.3.12	Entsorgungsszenario.....	83
7.3.13	Flächenbedarf.....	84
7.3.14	Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse	84
7.4	100kWp-Anlage an einer Schallschutzwand (SSW).....	84
7.4.1	Einleitung und Methodisches.....	84
7.4.2	Stahlträger.....	85
7.4.3	Panels.....	85
7.4.4	Gruppenverdrahtung und Erdung.....	85
7.4.5	Feldverdrahtung und Erdung.....	86
7.4.6	Elektronikkomponenten.....	86
7.4.7	Containergebäude.....	88
7.4.8	Betrieb.....	88
7.4.9	Entsorgungsszenario.....	88
7.4.10	Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse	89
8.	Betrieb.....	90
8.1	Jahresertrag und Standort.....	90
8.2	Lebensdauer und Lebensertrag der Anlage.....	91
8.3	Stoffliche Emissionen im normalen Betrieb	91
8.4	Flächenbedarf	92

8.5 Abwärme.....	92
8.6 Unfälle im Betrieb	94
8.7 Datenmodule für den Anlagenbetrieb.....	94
9. Entsorgung	95
9.1 Entsorgung von Abfällen aus der Panel-Produktion	95
9.2 Entsorgung PV-Anlagenkomponenten	95
9.3 Entsorgung gebrauchter PV-Panels.....	95
10. Resultate.....	96
10.1 Einleitung	96
10.2 Vergleich von Anlagen mit mono-/polykristallinen Zellen.....	97
10.3 Vergleich verschiedener Kleinanlagenkonstruktionen	99
10.4 Vergleich von Anlagen verschiedener Leistungsgrösse.....	101
10.5 Abwärmebilanz	103
10.6 Vergleich mit Ergebnissen anderer Studien.....	105
11. Schlussbemerkungen	106
12. Anhänge Photovoltaik	107
Anhang A	
A1 ECOINVENT-Listen für Montagearten, Wechselrichter und Elektrische Installationen.....	107
A2 ECOINVENT-Listen für installierte 3 kWp-Anlagen.....	111
A3 ECOINVENT-Listen für Grossanlagen (Fallbeispiele)	116
A4 ECOINVENT-Listen für Anlagenbetrieb	120
Anhang B	
Prozessenergien der Fertigungsschritte in Japan.....	124
Literaturverzeichnis.....	125

Glossar und Abkürzungen

a-Si	amorphes Silizium, PV-Zellen oder Panele, (auch a-Si:H)
ABS	Acrylonitril-Butadien-Styrol, ein Polymer
Albedo	(von lat. <i>albus</i> = weiss) Die Albedo bezeichnet das Rückstrahlungsvermögen einer Oberfläche oder eines Körpers. Eine Albedo von 100% bedeutet, dass einfallendes Licht ohne Verluste zurückgestreut wird.
AM	<i>airmass</i> (=Luftmasse). Ein Mass für die vom Licht durchquerte Atmosphärenmasse zwischen Sonne und Objekt. Die <i>airmass</i> beeinflusst das Strahlungsspektrum. AM 1 bedeutet vertikale Einstrahlung der Sonne. AM 0 bedeutet erdnahe Weltraum (keine Atmosphäre). AM 1.5 bedeutet schiefende Einstrahlung und ist eine gute Näherung für das Sonnenlichtspektrum in europäischen Breitengraden.
ARZ	Abwärmerückzahldauer
BEW	Bundesamt für Energiewirtschaft
CVD	<i>chemical vapour deposition</i> , eine Oberfläche wird durch die Zersetzung einer gasförmigen Verbindung mit einer Schicht des Zersetzungsproduktes überzogen.
DCS	Dichlorsilan
EG-Silizium	<i>electronical grade</i> , Halbleiter-Silizium für die Elektronikindustrie mit einer Reinheit von 99.99999%
ERZ	Energierückzahldauer
EVA	Ethylen-Vinylacetat, ein Copolymer, hier zur Versiegelung der Solarzellen in einem Laminat
HDK	hochdisperse Kieselsäure
Industrieabfall	Ein Begriff aus den Arbeiten Hagedorns. Industrieabfall kann entweder deponiert oder verbrannt werden, was von lokalen Gegebenheiten abhängt. Die Entsorgungsart ist nicht bekannt.
KEV	kumulierter Energieverbrauch. Beinhaltet Prozess- und Hilfsenergie eines Prozesses, sowie die KEVs der Herstellung der Einsatz- und Betriebsstoffe für diesen Prozesses.
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kW _p	Kilowatt Peakleistung. Zur Charakterisierung von PV-Anlagen und -Paneele ist es üblich die Nennleistung (= "Peak"-Leistung) bei standardisierten Testbedingungen (STC) anzugeben (20° C, => AM 1.5, senkrechte Einstrahlung 1000 W/m ²)
Laminat	Bezeichnung für eine ungerahmte, eingeschlossene Solarzellenfläche. Eine spezielle Bauart von üblicherweise gerahmten => Panels
LES	Laboratorium für Energiesysteme
m-Si	monokristallines Silizium, PV-Zellen oder Panele
MG-Silizium	<i>metallurgical grade</i> ; technisches Silizium mit einer Reinheit von > 98% bei PV-Anwendungen; sonst allg. ca. >96%
Modul	Datenmodul der Ökobilanzierungs-Rechnung mit "Ecoinvent" In der

Photovoltaik werden auch PV-Panels als Module bezeichnet. Diese werden in der vorliegenden Arbeit zur Vermeidung von Missverständnissen und sonderbaren Bezeichnungen wie "Modul-Modul" durchwegs =>"Panels" genannt.

MWS	<i>multi-wire-slurry</i> , Abkürzung für das bei der Waferproduktion verwendete Drahtsägeverfahren
n.ang.	Abkürzung für "nicht angegeben"
n.ev.	Abkürzung für "nicht evaluierbar"
n.verw.	Abkürzung für "nicht verwendet"
NEV	nicht-energetischer Verbrauch. Werden potentielle Brennstoffe nicht als solche verwendet, sondern fliessen als Stoffe in ein Produkt ein (z.B. Rohöl als Basis für Kunststoffe), handelt es sich um einen NEV (Angabe in Energieeinheiten). Die vorerst nicht generierte Energie kann jedoch bei der Entsorgung in der KVA anfallen.
p-Si	polykristallines Silizium, PV-Zellen oder Panele
Panel	Bezeichnung für eine gerahmte oder ungerahmte, eingeschlossene Solarzellenfläche. Üblich ist auch der Begriff =>"Modul", der in dieser Arbeit jedoch für die Datenmodule der Ökobilanzierungs-Rechnung verwendet wird. Für ungerahmte Panels wird auch der Begriff =>"Laminat" verwendet, wenn diese Panelart ausschliesslich gemeint ist.
PTFE	Polytertrafluorethylen, "Teflon"
PV	Photovoltaik
rd.	Abkürzung für "gerundet"
RS DEP	Reststoffdeponie
SOFAS	Sonnenenergie Fachverband Schweiz
SSES	Schweizerische Vereinigung für Solarenergie
SSW	Schallschutzwand
STC	Siliziumtetrachlorid, im Zusammenhang mit Photovoltaik kann diese Abkürzung auch <i>standard test conditions</i> bedeuten (=> kW _p)
TCS	Trichlorsilan
TSG-Silizium	<i>terrestrial solar grade</i> , Halbleiter-Silizium mit einer Reinheit zwischen =>MG- und =>EG-Silizium (ca. >99.999%), welches sich aber trotzdem noch für Solarzellenanwendungen eignet (s. auch Kap. 1.4 "zukünftige Entwicklungen").
VE-Wasser	vollentsalztes Wasser
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Wafer	englische Bezeichnung für (Silizium-)Scheibe
WR	Wechselrichter

1. Geschichte, Stand und Potential der Photovoltaik

1.1 Geschichte

Die Photovoltaik hat - gemessen an konventionelleren Energiequellen - erst eine sehr kurze Geschichte hinter sich. Der sogenannte innere photovoltaische Effekt wurde erstmals von Edmund Becquerel 1839 am Halbleiter Silizium beobachtet, blieb jedoch bis in die Dreissiger Jahre eine Laborkuriosität. Die erste Solarzelle aus Silizium - dem heute dominanten Solarzellenmaterial - wurde 1954 hergestellt und 1958 erstmals verwendet. Diese und weitere Stationen der Solarzellen-Geschichte sind unten aufgeführt (aus <Kuwano 1992> und <DeMeo 1989>).

- 1839: Entdeckung des Photovoltaischen Effektes an Silizium durch E. Becquerel
- 1954: monokristalline Silizium-Solarzelle (m-Si) von Pearson, Chapin und Fuller (Bell Laboratories) mit einem Wirkungsgrad von 6%
- 1956: Solarzelle aus Galliumarsenid (GaAs)
- 1958: NASA-Satellit "Vanguard" mit m-Si-Solarzellen von weniger als 1 Kilowatt Nennleistung in der Umlaufbahn
- 1962: m-Si-solar betriebenes Radio
- 1972: Silizium-Solarzelle aus polykristallinem Wafermaterial (p-Si).
- 1976: Silizium-Solarzelle aus amorphem Material (a-Si:H)
- 1978: m-Si-betriebener Taschenrechner
- 1979: a-Si-betriebener Taschenrechner
- 1981: 350 kW_p-Anlage Soleras/Hysolar zur Erzeugung von Wasserstoff in Riad, Saudi Arabien
- 1983: 6400 kW_p-Anlage Carissa Plains in Kalifornien, die noch heute weltweit grösste PV-Anlage
- 1984: erstes Solarmobilrennen (Tour de Sol) in der Schweiz
- 1986. erste Grossanlage mit amorphen Zellen, 75 kW_p in Birmingham, Alabama
- 1987: Solarmobilrennen (Solar Challenge) in Australien
- 1988: Zellenwirkungsgrad grösser als 30% (GaAs / m-Si - Zelle)
- 1989: in den USA bringen 219 Netzanlagen 11 Megawatt Gesamtleistung
- 1989: erste schweizerische Grossanlage von 100 kW_p an der Nationalstrasse 13, Domat/Ems GR
- 1990: Transkontinentalflug eines solar betriebenen Flugzeuges über die USA
- 1992: bisher grösste schweizerische Anlage von 500 kW_p auf dem Mont Soleil (PHALK 500)

1.2 Stand der Photovoltaik

1.2.1 Technologie

Heute existieren verschiedene Solarzellentypen und -materialien und es werden laufend neue entwickelt. Eine dominante Rolle kommt jedoch dem Silizium zu. Aus diesem zweithäufigsten Element der Erdkruste werden drei verschiedene Kategorien von Solarzellen gefertigt:

- *Monokristalline Zellen (m-Si)*: Das photoaktive Material der ganzen Zelle ist ein durchgehender Einkristall ohne Korngrenzen. Diese Si-Zellen ergeben höchste Wirkungsgrade (bei kommerziellen Zellen z.Z. etwa 16.5%). Dies ist der häufigste Solarzellentyp in Grossanlagen.
- *Polykristalline (oder multikristalline) Zellen (p-Si)*: Das Zellenmaterial besteht aus mehreren Kristalldomänen verschiedener Orientierung. An den Domänengrenzen (sog. Korngrenzen) entstehen Elektron-Loch-Rekombinationsverluste, die im Vergleich zu monokristallinen Zellen zu tieferen Wirkungsgraden führen (kommerzielle p-Si-Zellen z.Z. etwa 14.5%)
- *Amorphe Zellen (a-Si oder a-Si:H)*: Das photoaktive Material ist eine völlig unstrukturierte, "glasartige" Mischphase aus Silizium und Wasserstoff. Amorphe Zellen erleiden in den ersten

hundert Betriebsstunden eine Verminderung des Anfangs-Wirkungsgrades (sog. Staebler-Wronski-Effekt). Der stabile End-Wirkungsgrad beträgt z. Z. etwa 5%, der Initial-Wirkungsgrad ca. 9%. Amorphe Zellen stellen ca. einen Drittel der weltweit produzierten Solarzellenleistung von 50 MW_p dar <Shah *et al.* 1991, Häberlin 1991>. Wegen der relativ geringen Leistung werden amorphe Zellen vor allem für Kleinanwendungen (im Bereich von 1 bis ca. 300 mW_p) eingesetzt.

1.2.2 Besonderheiten der Photovoltaik

Die Vor- und Nachteile der Photovoltaik können wie folgt zusammengefasst werden (<Kuwano 1992> und eigene Einschätzungen)

prinzipielle Vorteile der Photovoltaik:

- Solarenergie ist in menschlichen Zeiträumen unerschöpflich (Strahlungsleistung der Sonne auf der Erdoberfläche: ca. $1.8 \cdot 10^{14} \text{ kW} = 5.6 \cdot 10^{12} \text{ TJ/a}$).
- Solarenergiekonversion ist sehr emissionsarm im Betrieb (keine beweglichen Teile, Stromerzeugung aus einem thermodynamisch geschlossenen System, d.h. keine Materialumwälzung im Betrieb, kein Lärm, lediglich optische Beeinflussung).
- Photovoltaik ist flexibel einsetzbar. Anwendungen reichen von wenigen Milliwatt z.B. in Armbanduhr bis zu Grossanlagen von mehreren Megawatt. Es gibt kaum eine andere Energiequelle, die bei gleichem prinzipiellen Aufbau so viele Grössenordnungen der Nennleistung umfasst.
- Photovoltaische Zellen sind modular zu verschiedenen Nennleistungen kombinierbar und sind zur dezentralen Energieversorgung prädestiniert.
- Auch diffuses Licht (Streulicht) und Licht im Innern von Gebäuden wird umgewandelt.

weitere Vorteile der aktuellen Photovoltaik:

- Silizium ist das zweithäufigste Element der Erdkruste.
- Silizium ist nicht toxisch.

prinzipielle Nachteile der Photovoltaik:

- Die zu konvertierende Lichtleistungsdichte ist gering.
- Die Stromproduktion hängt vom Wetter und Strahlungsverhältnissen ab.
- Es wird nur Gleichstrom erzeugt.
- Die Zelle erzeugt nur bei Licht Strom. Es gibt keine Energiespeicherung bzw. kein Energieträgermaterial.

weitere Nachteile der aktuellen Photovoltaik:

- Silizium muss aufwendig gereinigt werden und ist daher teuer.
- Die relativ billigen amorphen Zellen haben einen relativ geringen Wirkungsgrad und zeigen eine anfängliche Abnahme (Degradation) des Wirkungsgrades.
- Bei den heutigen Wirkungsgraden ist der Flächenbedarf für Netzanlagen nicht unwesentlich.

1.2.3 Anwendungen

Die flexible Einsetzbarkeit der Photovoltaik hat dazu geführt, dass heute eine breite Anwendungs-Palette existiert. Die in Tab. XII.2.1 aufgeführten Grossanlagen sind prominent. Daneben gibt es jedoch z.B. netzunabhängige Inselanlagen von typischerweise einigen Kilowatt Peak-Leistung deren Zahl weltweit in die Hunderttausende gehen dürfte. Noch grösser sind die Mengen der Klein- und

Kleinstanwendungen in Radios, Tonbandgeräten, Funkgeräten, Beleuchtungen, Elektrozaungeräten, Uhren etc., wobei vor allem billigere, amorphe Zellen verwendet werden. Eine Zusammenstellung von photovoltaischen Anwendungen ist in Tab. XII.1.1 gegeben.

Anwendungsbereich	Anwendung	Leistungsbereich (kW _{peak})
Solkraftwerke	Netzeinspeisung Hybridsysteme Wasserstoffherzeugung	kW- bis MW-Bereich
Dorfstromversorgung (Entwicklungsländer)	Hüttenversorgung Medizinstationen Kleinbetriebe	0.04 bis 15
Hausversorgung	Wochenendhäuser Berghütten Wohnwagen	0.04 bis 1
Wassertechnik	Oberflächenpumpen Brunnenpumpen Wasseraufbereitung	0.4 bis 6
Umwelttechnik	Messstationen Seebeatmung Kläranlagen	0.01 bis 100
Verkehrstechnik	Bojen Warnfeuer Notrufsäulen Solarmobile	0.02 bis 0.5
Nachrichtentechnik	Relaisstationen TV-Umsetzer Sender Mobilfunk	0.01 bis 7
Freizeit	Camping Segelsport Autobelüftung Unterhaltungselektronik	0.001 bis 0.2

Tab XII.1.1: Eine Auswahl photovoltaischer Anwendungen (Nach <Jäger *et al.* 1990>)

1.3 Potential

Eine Potentialabschätzung für die Schweiz wurde 1991 in einem Bericht des VSE veröffentlicht <Minder *et al.* 1991>. Aus Luftbildern wurden die für PV-Anlagen geeigneten Flächen eruiert. Dieses technische Potential - 168 Mio. m² in bebauten Gebieten und 186 Mio. m² in den Gebirgsregionen - wird durch rechtliche, ökonomische und soziale Gründe noch reduziert auf 18 bzw. 4 Mio. m². Diese Fläche ergäbe eine Stromproduktion von 3·10¹² kWh pro Jahr, was rund 5.5% der schweizerischen Stromproduktion entspricht .

1.4 Zukünftige Entwicklungen

Das zur Zellenfertigung benötigte Silizium muss sehr rein sein. Diese Reinigung und die damit verbundenen Anforderungen an Produktionsanlagen bilden den hauptsächlichen ökonomischen und ökologischen Aufwand bei der Zellenfertigung. Die verfolgten Strategien zur Senkung der Kosten pro Watt bestehen daher u.a. aus:

- Geringerer Siliziumbedarf pro Zelle (dünner gesägte Wafer, Dünnschichtzellen, amorphe Zellen).

- Verbesserungen beim Zellwirkungsgrad (Erhöhung der aktiven Fläche (z.B. Saturnzelle der BP Solar), Verminderung der Degradation, bessere Ausnutzung des Strahlungsspektrums (Tandemzellen)).
- Solarzellenfertigung aus weniger reinem Si (Spherical Solar Cells).

Im Forschungsstadium befinden sich verschiedene Neuentwicklungen. So z.B. Si-Solarzellen mit anderer Architektur (z.B. mikrokristallines Si, Spherical Solar Cells) oder auch Zellen mit anderen Halbleitermaterialien wie z.B. Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe_2 oder kurz CIS), Cadmium-Tellurid (CdTe), Indium-Phosphid (InP) und Titandioxid (TiO_2). Diese Zellen sind 1994 nicht kommerziell erhältlich. Zellen mit Gallium-Arsenid (GaAs) finden nur höchst beschränkt in Raumfahrt, Militär und PV-Anlagen mit Lichtbündelung Anwendung <Real 1992>.

Die weltweite PV-Panelproduktion von etwa 50 MW_p pro Jahr ist jedoch ca. nur die Hälfte der möglichen Produktions-Kapazität <Kühne *et al.* 1992>. Solarzellen werden heute aus reinem Silizium in Elektronikqualität (EG, *electronical grade*, $< 5 \cdot 10^{-6}$ Atom% elektrisch aktive Verunreinigungen) hergestellt. Dieses Material ist jedoch für die Verwendung in der Halbleiterindustrie optimiert. Für die Solarzellen-Herstellung würde auch ein weniger reines Silizium in Solarqualität (TSG, *terrestrial solar grade*, $< 10^{-3}$ Atom% elektrisch aktive Verunreinigungen) genügen. Wegen einer relativ geringen Nachfrage nach Solarsilizium lohnt sich eine eigenständige Solarsiliziumproduktion heute noch nicht <Hagedorn 1992 a, p. 154>. Die suboptimale Produktion des für Solarzellen verwendeten Siliziums ist ein Hauptgrund für den zur Zeit relativ hohen Preis für PV-Panels. Eine künftige Gross-Produktion von TSG-Silizium verspricht deshalb eine Senkung der Kosten <Jäger 1986>.

2. Produktion

2.1 Anlagen und PV-Produktion weltweit

Die leistungsstärksten Einzelanwendungen in der Photovoltaik sind die verschiedenen Grossanlagen, die mit Schwerpunkt in den USA stehen. Tabelle XII.2.1 nennt einige Grossanlagen weltweit. Zum Teil sind sie Forschungs- und Testanlagen oder auch zur regulären Netzstromerzeugung gedacht. Speziell sind z.B. Anlagen zur solaren Erzeugung von Wasserstoff wie die Anlage in Riad, Saudi Arabien oder Neunburg v. Wald, Deutschland.

Betriebsaufnahme	Nennleistung (kW _p)	Name	Ort
1981	350	Soleras/Hysolar	Riad, Saudi Arabien
1982	200	Solar Breeder	Maryland, USA
1982	1000	Lugo Station	Hesperia, Kalifornien
1983	300	Pellworm	Nordsee, Deutschland
1983	6400	Carissa Plains	Kalifornien
1983	100	Khytnos	Griechenland
1984	1000	SMUD PV1	Kalifornien
1984	2000	Georgetown University	Washington, DC
1986	1000	SMUD PV2	Kalifornien
1986	75	Alabama Power Company	Birmingham, Alabama
1986	1000	Nedo	Tsukuba, Japan
1986	300	Stadtwerke Austin, 1-achsig	Texas
1987	300	Delphos	Italien
1988	340	Koborn-Gondorf, RWE	bei Koblenz, Deutschland
1989	140	Klärwerk Burg	Ostseeinsel Fehmarn
1989	100	SSW Nationalstrasse N13	bei Domat/Ems GR, Schweiz
1989	300	Stadtwerke Austin, 2-achsig	Texas
1990	280	Solar-Wasserstoff-Bavaria	Neunburg v. Wald, Deutschland
1990	350	RWE	Neurathersee, Deutschland
1991	750	PV USA	Davis, Kalifornien
1992	500	Phalk 500	Mont Soleil JU, Schweiz
1993	98	Desertasol	Caischavedra GR, Schweiz

Tab. XII.2.1: Zusammenstellung einiger photovoltaischer Grossanlagen weltweit (aus <Kühne *et al.* 1992, Hassmann *et al.* 1991, Knaupp 1991> ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

In Tab. XII.2.1. sind einige der grössten PV-Netzanlagen auf der Welt aufgelistet. Es gibt natürlich eine sehr grosse Anzahl mittlerer, kleiner und kleinster Anlagen, was auf die ideale Modularität photovoltaischer Zellen zurückzuführen ist. Eine genaue Angabe der installierten Leistung ist wegen dieser Heterogenität der Anlagen schwierig. H. Häberlin schätzt aus Produktionszahlen, dass Ende 1990 weltweit ca. 250 MW_p installiert sind <Häberlin 1991>. Das US-amerikanische Department of Energy und die EG planen bis im Jahr 2000 insgesamt 1 GW_p PV-Anlagen zu erreichen. Amorphe

Zellen, welche vor allem im Kleinstleistungsbereich eingesetzt werden, machten 1990 ca. einen Drittel der jährlich hergestellten PV-Nennleistung aus. Fig. XII.2.1 stellt die Anteile am jährlichen PV-Produktionsausstoss nach Herstellungsort dar.

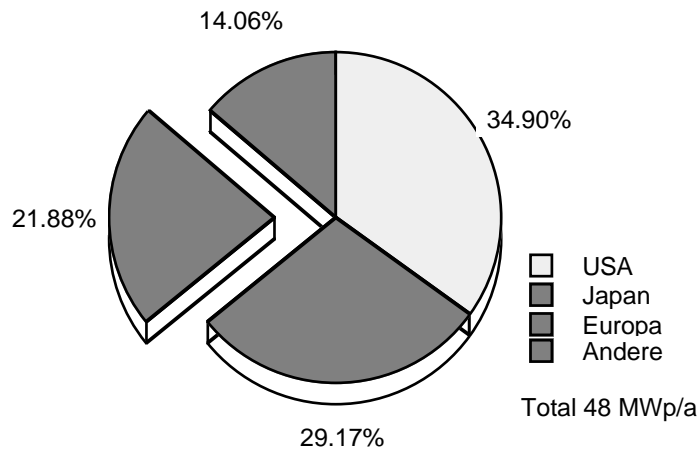


Fig. XII.2.1: Anteil der jährlichen PV-Produktion nach Herkunft. Japan produziert ca. zwei Drittel der amorphen Zellen weltweit. Stand 1990 nach <Häberlin 1991>.

2.2 Anlagen in Europa

Deutschland erstellte die ersten europäischen Grossanlagen. 1983 baute AEG die 300 kW_p-Anlage auf der Nordseeinsel Pellworm. Die 100 kW_p-Anlage auf Khytnos, Griechenland entstand ebenfalls 1983 mit deutscher Zusammenarbeit. Die 1987 gebaute 370 kW_p- Anlage in Kobern-Gondorf war die grösste Anlage in Europa, bis sie 1992 diesen Titel der 500 kW_p-Anlage Phalk 500 auf dem Mont Soleil JU übergeben musste.

2.3 Anlagen in der Schweiz

2.3.1 Der aktuelle Zustand

Bis Ende der Achziger Jahre waren viele der in der Schweiz installierten Anlagen nicht ans Netz angeschlossen, d.h. Inselanlagen mit Speicherbatterien. Insel-Anwendungen umfassen z.B. Beleuchtung, Telekommunikation (Radio, TV, Sprechfunk), Haushalt (Kühlgeräte, Waschmaschinen), Haustechnik (Wasserpumpen, Umwälzpumpen, Schwimmbadfilterpumpen, Luftkollektor-Ventilatoren) und Landwirtschaft (Viehzüne, Molkereimaschinen). Ende 1989 waren in der Schweiz ca. 10'000 m² Solarzellenfläche mit einer Leistung von 1 MW_p installiert. Nur 55 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 320 kW_p waren zu dieser Zeit an das öffentliche Stromnetz angeschlossen (inkl. der 100 kW_p-Grossanlage bei der N13). 70% der PV-Leistung war in etwa 10 000 Inselanlagen installiert (nach <Blum 1990>). Dieses Bild hat sich jedoch massiv verändert. Die installierte PV-Leistung am Netz ist erheblich gestiegen. Einerseits durch weitere Grossanlagen (500 kW_p, Mont Soleil und 98 kW_p, Caischavedra), andererseits durch viele Hausanlagen (typischerweise 3 kW_p) oder auch Anlagen mittlerer Grösse (5 - 50 kW_p). Ende 1992 existierten ca. 400 Netzanlagen. Inselanlagen werden weiterhin gebaut, da sie für abgelegene Häuser oftmals die beste Option für eine ökonomische Stromversorgung sind.

Die Gründe für die Verbreitung von netzgekoppelten Anlagen sind vielfältig. Zum einen lancierte das Zürcher Ingenieurbüro Alpha Real das Projekt "Megawatt", welches zum Ziel hat, 333 standardisierte 3kW-Anlagen zu errichten. Anfang 1993 stehen etwa 200 "Megawatt"-Anlagen (Zellen Marke Kyocera, Wechselrichter SOLCON). Zum anderen wurde das Projekt SOLAR 91 gestartet, welches eine Förderung der Photovoltaik-Praxis vorsah und aus Anlass der 700-Jahr-Feier der Schweiz den Bau von 700 Solaranlagen (solarthermisch und/oder photovoltaisch) initiieren will. So wurden etwa

alle Schweizer Gemeinden dazu aufgefordert eine gemeindeeigene Solaranlage zu erstellen. Weiter wurde im September 1990 das Kernenergiemoratorium vom Schweizer Volk angenommen. Im November desselben Jahres wurde das Nationale Programm Energie 2000 gestartet, welches im Bereich Photovoltaik vorsieht, bis ins Jahr 2000 eine Netzanlagenleistung von 50 MW_p (\cong 0.1% des Stromverbrauchs) zu erreichen. Begleitend dazu wurde im Dezember 1990 der Energienutzungsbeschluss vom Parlament verabschiedet. Dieser verpflichtet die Elektrizitätswerke zur Abnahme und "angemessenen" Vergütung von privat erzeugtem Strom <Nordmann 1992>. Die kantonalen Unterschiede der Vergütungen und Subventionen hatten dabei offenbar starke Lenkwirkung, stehen doch heute die meisten Netzverbundanlagen in den Kantonen mit den höchsten Subventionen (*i.e.* Basel, Bern und Zürich) und nicht in den Kantonen mit dem besten Strahlungsangebot (z.B. Wallis) <Moser 1992a>.

Statistische Angaben über die Photovoltaikanlagen in der Schweiz existieren kaum. Die SOFAS führt seit 1984 eine sogenannte Quadratmeter-Umfrage durch, bei der Verkäufer von Solarzellen und -kollektoren über den Jahresverkauf befragt werden. Bei der Photovoltaik wird dabei ein Grossteil (95%, 1994) der Marktvolumens erfasst und hochgerechnet. Die Resultate werden aggregiert publiziert, sodass keine Aufschlüsselung nach Zellentyp oder Hersteller möglich ist. Die Zahlen für 1994 sind in Tab. XII.2.2 wiedergegeben.

Verkaufte Leistung (73% Import):	1104 kWp
Installierte Leistung	1067 kWp
Kumulierte Leistung	7192 kWp
1994 erbaute Anlagen, (keine Inselanlagen)	98

Tab. XII.2.2: Auszug aus der Quadratmeter-Umfrage des SOFAS über die 1994 Solarzellenmarkt in der Schweiz <SOFAS 1994>

<i>DC - Nennleistung</i>			<i>Montageart</i>		
< 1 kW _p	4		Dachhaut	85	(57%)
1.1-2 kW _p	14	(10%)	Dachintegriert	7	
2.1-3 kW _p	85	(57%)	Fassadenhaut	3	
3.1-4 kW _p	15	(10%)	Fassadenintegriert	5	
4.1-10 kW _p	16	(10%)	Flachdach	44	(30%)
> 10 kW _p	14	(10%)	freistehend	4	
<i>Anzahl Anlagen mit Panels der Hersteller:</i>			<i>Anzahl Anlagen mit Wechselrichtern des Typs:</i>		
AEG	3		EGIR	3	
ARCO	50	(34%)	Neg 1400	6	
Atlantis	5		SI 3000	19	(13%)
BP Solar	22	(15%)	Siemens (div.)	3	
Helios	3		SMA (div.)	20	(14%)
Kyocera	57	(39%)	SOLCON	89	(60%)
Solarex	5		Top Class	3	
diverse	3		Diverse	5	

Tab. XII.2.3: Auszug aus der Kategorisierung der Ende 1992 erfassten 148 PV-Netzanlagen in der Schweiz in Rahmen des BEW-Projekts "Energiestatistik und Erfolgskontrolle Photovoltaik". Die Auswahl wird als "nicht repräsentativ" bezeichnet, erfasst aber ca. 30% aller Netzanlagen <Moser 1992b>.

Zur Erfolgskontrolle des "Energie 2000"-Programms plant das BEW und der VSE eine Erfassung der Leistung der Netzanlagen. Dabei wurden bis Ende 1992 von 148 der ca. 400 heute existierenden Netzanlagen charakteristische Anlagendaten wie Nennleistung, Baujahr, Montageart und -orientierung, Solarzellen- und Wechselrichterhersteller erhoben <Moser 1992b>. Obwohl die Daten als "nicht repräsentativ" bezeichnet werden, stellen sie doch Angaben über ca. einen Drittel der schweizerischen Netzanlagen dar, welche wichtige Schwerpunkte erkennen lassen. Die für diese Arbeit wichtigen Daten sind in Tab. XII.2.3 reproduziert.

Die 1994 in der Schweiz stehenden Netzanlagen lassen sich etwa folgendermassen charakterisieren:

- **Leistung:** Sehr verbreitet ist die 3 kW_p-Anlage. Eine solche typische Privathaus-Anlage deckt etwa den Strombedarf eines Haushaltes. Grössere Anlagen von mehr als 10 kW_p gehören meist Firmen oder Verbänden (z.B. 30 kW_p-Anlage an einem Geschäftshaus-Neubau in Hitzkirch)
- **Montageart:** Die meisten der 3 kW_p-Anlagen wurden nachträglich über den Dachziegeln eines bereits erbauten Hauses montiert (sog. Dachhaut-Montage). Flachdachanlagen stehen eher auf Dienstleistungsgebäuden oder auch Schulhäusern. Fassaden- oder dachintegrierte Anlagen sind eher in Neubauten anzutreffen und sind bis 1994 noch keine typische Montageart. Freistehende Anlagen sind ebenfalls sehr selten, aber die leistungsanteilmässig wichtigen Grossanlagen (Phalk 500, N13, Caischavedra) sind freistehend. Wegen dem in der Schweiz relativ hohen Diffusstrahlungs-Anteil (*i.e.* Streustrahlung aus allen Himmelsrichtungen) ist die optimale aber aufwendigere Nachführung der Zellen gegenüber einer fixen Montage der Zellen kaum lohnend und wurde auch äusserst selten realisiert. Z.B. wurden bei der 100 kW_p-Anlage an der N13 zwei verschiedene Neigungswinkel der Panels (Sommer/Winterstellung) vorgesehen. Wegen Reflexionsblendungen auf die Autobahn bleiben die Panels jetzt jedoch in einer fixierten Stellung.
- **Zellentyp:** Die kristallinen Zellen (monokristalliner und polykristalliner Typ) sind dominant. Anfang 1990 besaßen auch von 55 existierenden Netzanlagen 39 monokristalline und 7 polykristalline Zellen <Blum 1990>. Dieses Bild hat sich u.a. wegen der im Projekt "Megawatt" verwendeten polykristallinen Zellen (Marke Kyocera) stark geändert, sodass nun m-Si und p-Si-Zellen etwa gleich häufig montiert sind. Neuer sind die m-Si-Saturnzellen von BP Solar welche einen hohen Wirkungsgrad aufweisen. Amorphe Zellen sind wegen ihrem schlechteren Wirkungsgrad und damit den höheren flächenspezifischen Infrastruktur-Kosten pro kW_p praktisch nur in Versuchsanlagen montiert.

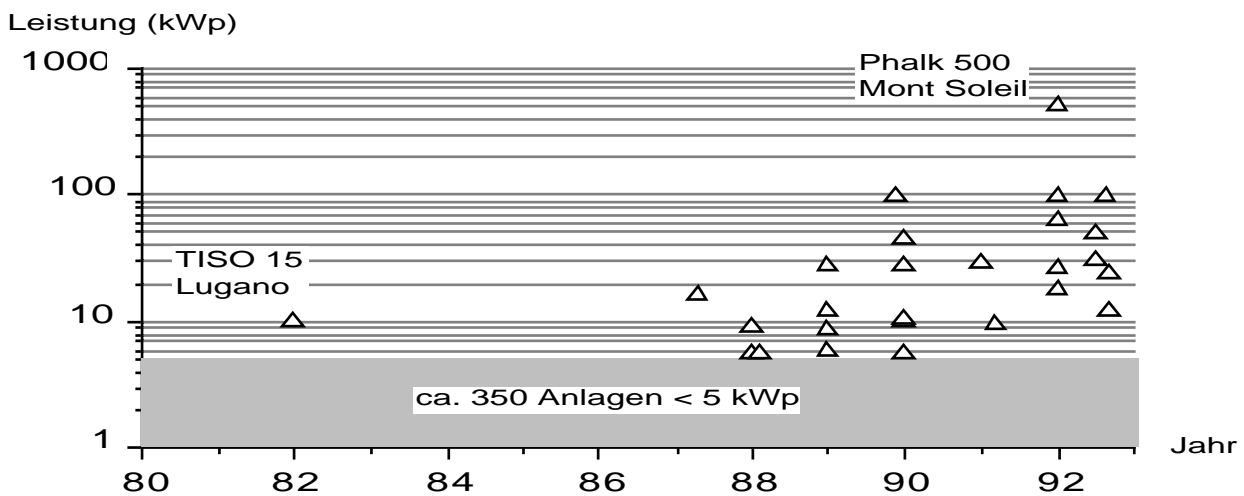


Fig. XII.2.2: Überblick über die in der Schweiz installierten Netzanlagen > 5 kW_p (Original nach folgenden Quellen: <Blum 1990> und der Zeitschrift der Schweizerischen Vereinigung für Sonnenenergie, SSES, Ausgaben Januar 1988 - Dezember 1992)

2.3.2 Zu erwartende Entwicklung

Anlagengrößen: Schwerpunktmässig wird auch in Zukunft die Tendenz, kleine bis mittlere Anlagen (bis ca. 50 kW_p) zu bauen, anhalten. Grossanlagen über 100 kW_p sind rezessionsbedingten Budgetkürzungen zum Opfer gefallen, wie die bereits im Detail geplante 500 kW_p-Flachdachanlage in Zürich-Wollishofen. In Basel soll eine 100 kW_p-Anlage zu stehen kommen <Real 1993>.

Anlagentypen: Es ist zu erwarten, dass vermehrt dach- oder fassadenintegrierte Anlagen gebaut werden. Bei Neubauten ist die Integrierung einfacher. Auf dem Markt sind auch sogenannte "Solarziegel" erhältlich, mit denen Schrägdächer nachträglich gedeckt werden können. Die integrierte Bauweise wird vielfach auch aus ästhetischen Gründen bevorzugt. Eine grosse Zukunft haben auch Flachdachanlagen. Weiterhin möglich und mit sinkenden Anlagenpreisen immer attraktiver sind auch Inselanlagen, welche aber leistungsanteilmässig noch weiter hinter die Netzanlagen zurückfallen werden.

Zellentypen: In Zukunft werden höchstwahrscheinlich fast ausschliesslich mono- oder polykristalline Si-Zellen verwendet werden. Deren Wirkungsgrad wird aufgrund verbesserter Produktionsbedingungen und Endkontrollen weiterhin steigen. Die Zellen könnten wegen besserer Produktionsauslastung billiger werden, was aber in kurzer Zeit aufgrund der rezessiven Wirtschaftslage eher unwahrscheinlich ist. Eine Kostenreduktion ist durch dünner gesägte Wafer zu erwarten (Dicke von heute ca. 300 µm). Die Panele werden zunehmend ohne Rahmen, d.h. als rahmenlose Lamine (wie z.B. Panels von Phalk 500, Mont Soleil) hergestellt.

3. Systemcharakterisierung, Auswahl der Datenmodule

3.1 Einleitung

Das Energiesystem Photovoltaik-Schweiz kann im Hinblick auf die Stoff- und Energiebilanzen in verschiedene Untersysteme aufgeteilt werden. Die Aufteilung kann nach Kriterien wie Konstruktion der einzelnen Bauteile, Montageart, Leistung, Betrieb und Entsorgung erfolgen. Aus den verschiedenen Anwendungsarten, Paneltypen, Montagearten, etc. werden 12 verschiedene sinnvolle Kombinationen ausgewählt, für welche die Ökoinventare erstellt werden.

Im Folgenden werden die einzelnen Kriterien im Detail behandelt und die bestehenden und die zu erwartenden Kombinationen aufgeführt.

3.2 Anwendungsart

Die Art der Anwendung kann in sechs Komponenten aufgeteilt werden, die hauptsächlich mit der Leistung der Anlage und der Montageart im Zusammenhang stehen können.

Folgende Anwendungsarten werden in dieser Arbeit weiter behandelt:

- **K r a f t w e r k e** (Grossanlagen)

Unter Photovoltaik-Kraftwerken verstehen wir Anlagen mit meist grösseren Leistungen, wobei die Stromproduktion der Anlage wesentlich grösser ist als der Strombedarf der Verbraucher in unmittelbarer Nähe der Anlage. Beispiele sind Anlagen an Schallschutzwänden von Autobahnen, an Bahntrassees oder die Anlage auf dem Mont Soleil (Phalk 500). Die typischen Kraftwerke haben eine Leistung von >100 kWp und werden meist nicht an der Peripherie von Gebäuden gebaut, sondern sind freistehend. Von diesem Anlagentyp existieren heute einige und es werden auch einige neue geplant. Wieviele dieser Anlagen zukünftig gebaut werden, ist eher eine politische Unsicherheit (Finanzierung) als eine technische. Dieser Anlagentyp wird auch in Zukunft relevant sein.

Es wird das Kraftwerk an der Schallschutzwand bei der Nationalstrasse N13 (100 kWp), Domat/Ems GR und Phalk 500 (500 kWp), Mont Soleil JU, bilanziert.

- **A n l a g e n f ü r H a u s h a l t e** (Kleinanlagen)

Diese Anlagen im typischen Bereich von 3 kWp machen einen Grossteil der installierten Anlagen aus. Sie wurden besonders durch das Projekt "Megawatt" gefördert. Dieser Anlagentyp wird vorwiegend an der Peripherie des Hauses installiert, auf Schräg- oder Flachdächern oder an der Fassade. Für die Varianten "Schrägdach" und "Fassade" sind die Montagearten "aufgesetzt" (als Haut) und "integriert" möglich.

Folgende Anlagentypen werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt:

- **A n l a g e n f ü r I n d u s t r i e u n d G e w e r b e** (Mittlere Anlagen)

Diese Anlagen sind meist in einem höheren Leistungsbereich (ca 5 - <100 kWp) als die Anlagen für Haushalte. Sie werden vorwiegend auf Flachdächern und an der Fassade installiert. Beispiele sind die 50 kWp-Anlage auf dem Dach der Firma Brugg Kabel AG, 1992 (Flachdachvariante) und die 5.6 kWp Fassadenanlage der Firma Schmid AG in Glattbrugg (1988). Auch dieser Anlagentyp ist für beide Zeithorizonte relevant. Die Anlagen werden oft als Mehrfaches einer Kleinanlage ausgeführt, sodass dieselbe Bilanzierung wie bei einer Kleinanlage resultiert. Durch die Modularität des Aufbaus sind mittlere Anlagen als Mehrfaches einer Kleinanlage zu realisieren. Aus diesem Grund wird auf eine gesonderte Behandlung verzichtet.

- **K l e i n s t a n l a g e n d e r E l e k t r o n i k i n d u s t r i e**

Diese meist mobilen Kleinstanlagen werden beispielsweise eingesetzt für Taschenrechner, Uhren oder Solarradios. Wirtschaftlich gesehen besetzen sie eine Marktnische, in welcher der Solarzellenpreis unwichtig ist. Diese Anlagen decken einen marginalen Stromproduktionsanteil ab.

- **F o r s c h u n g s a n l a g e n**

Die meisten Photovoltaikanlagen sind in gewisser Weise noch Forschungsanlagen, an welchen Erfahrungen für die Weiterentwicklung gesammelt werden. Einige Anlagen weisen jedoch einen eindeutigen Pioniercharakter auf. Diese Forschungsanlagen werden stark weiterentwickelt und spätere Anlagen unterscheiden sich teilweise stark vom Prototyp. Es wird bei der Bilanzierung darauf geachtet, dass keine Anlage mit eindeutigem Forschungscharakter ausgewählt wird. Dieser Aspekt der Forschung bezieht sich übrigens auch auf die Untersysteme der Anlagen wie Einbauart, Panelnachführung oder Wechselrichter.

- **I n s e l a n l a g e n**

Es handelt sich meist um kleinere Anlagen an Gebäuden oder an mess- und regeltechnischen Einrichtungen ohne Netzanschluss (Ferienhäuser, Alphütten, Telekommunikationssysteme, Wasserpumpen, Verkehrsschilder etc.). Diese Anlagen sind sehr zahlreich, ihre Gesamtleistung aber relativ zu den Netzverbundanlagen abnehmend. Zusätzlich ist zu vermerken, dass Inselanlagen meist grosse Batteriespeicher aufweisen und deshalb als ganzes mit entsprechenden Alternativen (z.B. mit Netzanschluss) verglichen werden müsste, was den Rahmen dieser Arbeit sprengt.

3.3 Zellentypen

Zur Herstellung der handelsüblichen Solarmodule werden hauptsächlich mono- und polykristalline und amorphe Siliziumzellen verwendet.

Folgende Zellentypen werden in dieser Arbeit bilanziert:

- **M o n o k r i s t a l l i n e S i l i z i u m z e l l e n**

Sie teilen sich mit den polykristallinen Zellen das heutige Marktvolumen. In der Schweiz hat die Firma "Siemens Solar (vormals ARCO Solar)" den grössten Marktanteil an m-Si Zellen. Die Bilanzierung von m-Si Zellen wird deshalb aufgrund des Produktionsverfahrens der erwähnten Firma erfolgen. Eine Aussage über zukünftige Marktverhältnisse ist schwierig. Es kann jedoch angenommen werden, dass auch zukünftig die monokristallinen Zellen einen signifikanten Anteil ausmachen werden. Welche Firmen und damit welche Produktionsmethoden marktführend sein werden, bleibt aber ungewiss.

- **P o l y k r i s t a l l i n e S i l i z i u m z e l l e n**

Der japanische Hersteller "Kyocera" stellt die meisten der in der Schweiz verwendeten polykristallinen Zellen her. Auch hier ist anzunehmen, dass dieser Zellentyp zukünftig relevant sein wird. Die Bilanzierung stützt sich auf die von Kyocera produzierten Panels. Wiederum ist ungewiss, welche Firmen und Produktionsmethoden in naher Zukunft marktführend sein werden.

Die bilanzierten Panels gründen auf den Angaben der Produktionsweisen von 3 Herstellern. Es wurde nicht versucht ein "typisches" Panel zu evaluieren.

Folgender Zellentypus wird in dieser Arbeit nicht bilanziert:

- **a m o r p h e S i l i z i u m z e l l e n**

Der Anteil der installierten amorphen Siliziumzellen in der Schweiz ist gering (ca. 3 % der installierten Leistung). Bis zum Jahr 1995 werden die kristallinen Zellen dominant bleiben <Real 1993>. Der Grund für die geringe Verwendung von amorphen Modulen in Netzanlagen ist der geringe stabile Wirkungsgrad von ca. 7%. Um eine bestimmte Leistung zu erbringen, benötigt daher die amorphe gegenüber der kristallinen Technologie eine grössere Fläche und mehr Panels mit geringerer Einzel-Panel-Leistung. Damit steigen die Kosten für Montageaufwand und Panelbeschaffung, was die Ersparnis durch den eigentlich günstigen Einzel-Panel-Preis wieder wettmacht. In Zukunft sind aber weitere Fortschritte in der amorphen Technologie zu erwarten. Heute sind schon leistungsfähige Tandem-Zellen entwickelt, welche einen Labor-Wirkungsgrad von 12% erreichen <Plättner 1990>. Ausserdem sind Verbesserungen bei der Verhinderung der Abnahme des Anfangs-Wirkungsgrades (Initial-Degradation, Staebler-Wronski-Effekt) wahr-

scheinlich. In einer zukünftigen Bilanzierung der PV in der Schweiz müsste die Beteiligung der amorphen Technologie sicherlich erneut kontrolliert werden.

Eine Bilanzierung von amorphen Panels wird seit Sommer 1993 an der Universität Neuchâtel durchgeführt <Götz et al. 1993>.

3.4 Montageart

Das Kriterium der Montageart ist gekennzeichnet durch eine grosse Vielfalt von Möglichkeiten. Hier werden noch viele neue Varianten erprobt.

Es werden in dieser Arbeit folgende Montagearten bilanziert:

- **F r e i s t e h e n d**

Als freistehend bezeichnen wir sämtliche nicht an Gebäuden installierte Anlagen. An Schallschutzwänden (SSW) angebrachte Solarmodule gelten also als freistehende Anlagen. Als Fallbeispiele werden die Grossanlage PHALK 500, Mont Soleil JU, und die SSW-Anlage an der N13 bilanziert.

- **F l a c h d a c h**

Die Flachdachvariante ist eine der häufigsten Installationsarten für Solarpanels. Flachdachanlagen decken ein grosses Leistungsspektrum ab. Sie werden sowohl im kleineren Leistungsbereich (3 kWp) als auch im mittleren Bereich (50 kWp) eingesetzt. Eine 500 kWp-Flachdachanlage in Zürich-Wollishofen war geplant. Von den verschiedenen Möglichkeiten der Flachdachmontage ist die "Schwerlastverankerung" die weitaus verbreitetste Art.

- **S c h r ä g d a c h , a u f g e s e t z t** (Dachhaut, dachreitend)

Dies ist ebenfalls eine der häufigen Montagearten für Anlagen im Bereich von 3 kWp. Zukünftig wird diese Art wohl eher selten eingesetzt, da mit der integrierten Variante (s.u.) eine ästhetisch ansprechbarere und auch eine etwas kostengünstigere Variante gefunden werden konnte. Auch hier gibt es mehrere Möglichkeiten, die Module auf dem Schrägdach zu fixieren.

- **S c h r ä g d a c h , i n t e g r i e r t**

Bei der integrierten Variante existieren viele verschiedene Möglichkeiten. Der Einbau kann mit Hilfe einer einfachen Metallkonstruktion, einem Trapezblechprofil im Klebeverfahren oder als Solardachziegel geschehen.

- **F a s s a d e , a u f g e s e t z t** (Fassadenhaut, fassadenreitend)

Obwohl der schlechtere Einfallswinkel eine geringere Stromproduktion zur Folge hat, werden Solarmodule bis heute besonders bei Industrie- und Gewerbebauten an der Fassade montiert. Ein Grund dafür mag die bessere Sichtbarkeit und damit Werbewirksamkeit sein.

- **F a s s a d e , i n t e g r i e r t**

Es ist anzunehmen, dass zukünftig diese Variante gegenüber der Einbauart "Fassade aufgesetzt" überwiegen wird, da noch zusätzlich Einsparungen durch substituierte Fassadenbauteile gemacht werden können. Es werden meistens massgefertigte Module eingebaut, welche den Gegebenheiten angepasst worden sind (Form, Farbe).

Als Unterscheidung zwischen den Bauarten "aufgesetzt" und "integriert" dient das Kriterium der intakten Bauhülle. Werden aufgesetzte Panels entfernt, ist die Bauhülle (Dach oder Fassade) noch voll funktionstüchtig, wogegen abmontierte integrierte Panels eine - zumindest funktionale - Lücke hinterlassen.

Ausser bei der Montageart "freistehend" stützen sich die Bilanzierungen nicht auf Einzelanlagen sondern auf typische Angaben für die betreffende Montageart.

3.5 Panelnachführung (Tracking)

Zur Steigerung des Ertrags besteht die Möglichkeit der Nachführung der Panels. Durch optimale Ausrichtung zur besseren Ausnutzung der Direktstrahlung kann der Brutto-Energieertrag um etwa 20% (Schweizer Mittelland) gesteigert werden <Häberlin 1991>. In der Schweiz ist der Nutzen wegen dem hohen Anteil (bis 50%) an diffuser Strahlung im Vergleich zum Aufwand allerdings klein. Mit einer Panelnachführung würde die Anlagen über bewegliche Teile verfügen, welche eine erhöhte Anfälligkeit auf Störungen verursachen und - nebst Energieverbrauch - eine Wartung bedingen. Zusätzlich bieten sich ästhetische Probleme. Deshalb ist es unüblich, die Anlage mit einer Panelnachführung auszustatten. Es ist nicht anzunehmen, dass zukünftig ausserhalb der Forschung die Panelnachführung eingesetzt wird. Der Vollständigkeit halber seien hier aber noch die möglichen Varianten aufgelistet:

Panelnachführungen werden in dieser Arbeit nicht bilanziert:

- Stufenweise Nachführung

Die Anlage wird stufenweise (meist Sommer- und Winterstellung) nachgeführt. Die Anlage an der N13 verfügt beispielsweise über eine stufenweise Nachführung, die jedoch wegen Blendproblemen nicht angewendet wird.

- Ein- oder zweiachsige Nachführung

Es existieren Forschungsanlagen. Z.B. verfügt eine Anlage des EW Biels über einen Turm mit nachführbaren Panels.

3.6 Hilfsaggregate

Unter Hilfsaggregate fallen Einrichtungen wie Batterien, Wechselrichter und Blitzschutz. Batterien werden nicht bilanziert, da diese praktisch nur bei Inselanlagen vorkommen. Die Wahl des Wechselrichters hängt von der installierten Leistung ab. Es ist erstaunlich, wie viele Firmen in der Schweiz sich an diesem kleinen Markt beteiligen. Die grosse Vielfalt an Wechselrichtern verlangt eine Einschränkung auf die gebräuchlichsten Produkte. Zusätzlich stellt sich auch hier das Problem, dass in diesem Bereich noch sehr viele Entwicklungen gemacht werden. Es werden Wechselrichter für Anlagen vom Typ 3 kW_p und diejenigen der beiden Grossanlagen bilanziert.

Folgender Wechselrichter wird in dieser Arbeit bilanziert:

- Für den Bereich von 3 kW_p :

SOLCON (3400). Er gilt als Weiterentwicklung zu den nicht mehr neu produzierten Modellen "SOLCON 3000" und "SOLCON 3300". Ein weiteres Modell, das zukünftig einen beachtlichen Marktanteil haben könnte ist der Wechselrichter "Top Class (3000)".

- Für den Bereich von $> 100 \text{ kW}_p$:

Die in den Grossanlagen verwendeten Wechselrichter werden soweit möglich aufgrund der dort eingesetzten Fabrikate als Fallbeispiele bilanziert.

Folgende Wechselrichter werden in dieser Arbeit nicht bilanziert:

- Für den Bereich von $> 20 \text{ kW}_p$

Die gebräuchlichsten Modelle sind zur Zeit die Produkte "Solarmax" und "Ecopower". Sie unterscheiden sich gegenüber den Wechselrichtern für Kleinanlagen durch die Art der galvanischen Trennung. Der niederfrequente Eisenkern-Transformator bewirkt ein wesentlich grösseres Gewicht ($>200 \text{ kg}$).

3.7 Überblick über die ausgewählten Anlagentypen

<i>Montage</i>	Dach Haut	Dach-int.	Fassade Haut	Fassaden-int.	Flachdach
<i>Leistung</i>					
Klein ca.3kWp	Pan/auf	Lam/int	Pan/auf	Lam/int	Flachdach
	Pan/auf	Lam/int	Pan/auf	Lam/int	Flachdach

Legende für die 3. und 4. Dimension

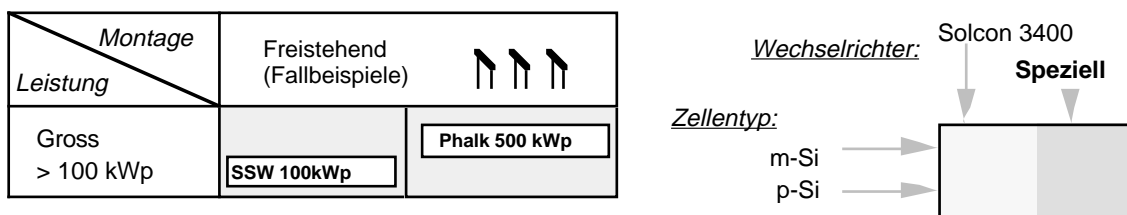


Abb. XII.3.1: Vierdimensionale Darstellung der ausgewählten, bilanzierten Anlagentypen. Die vier Parameter sind 1. Montageart der Panels (Spalte), 2. Nennleistungsklasse der Anlage (Zeile), 3. Verwendeter Wechselrichter (Sub-Spalte), 4. Die Verwendung von p-Si oder m-Si Panels (Sub-Zeile).

Anlagentypen	Zellentypen	Paneltypen	Wechselrichter
Schrägdachanlagen	m-Si	Panel	Solcon 3400
	p-Si	Panel	Solcon 3400
	m-Si	Laminate	Solcon 3400
	p-Si	Lanminate	Solcon 3400
Flachdachanlagen	m-Si		Solcon 3400
	p-Si		Solcon 3400
Fassadenanlagen	m-Si	Panel	Solcon 3400
	p-Si	Panel	Solcon 3400
	m-Si	Laminate	Solcon 3400
	p-Si	Lanminate	Solcon 3400
Freistehende Anlagen (Fallbeispiele)	für SSW 100kWp	p-Si Panels	spez.
	für Phalk 500	m-Si Laminat	spez.

Tab. XII.3.1: Überblick über die 12 Varianten von PV-Anlagen, die in dieser Arbeit bilanziert werden.

Sämtliche 3 kW_p-Anlagen sind grundsätzlich mit beiden Zellentypen (mono- oder polykristallin) möglich. Es ergeben sich so aus 3 Kleinanlagen-Bauvarianten mit je 2 Zellentypen und 2 Bautyp für Schrägdach- und Fassadenanlagen sowie 2 Fallbeispielen (Grossanlagen) insgesamt 12 verschiedene Anlagentypen. Diese sind in Tab. 3.1. aufgeführt.

4. Systemcharakterisierung Panelfertigung

4.1 Quellenüberblick

Die detailliertesten Arbeiten zur Bilanzierung von PV-Panels stammen von Gerd Hagedorn und Mitarbeitern an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München. Diese umfassen eine Messung der Prozess- und Hilfsenergien der einzelnen Prozesskettenglieder der Herstellung <Hagedorn et al. 1992a/b>. In <Hagedorn et al. 1992a> wurden Stoff- und Energieflüsse (inkl. Abproduktebehandlung in der Herstellung) konventioneller Panelherstellungsverfahren von mono- und polykristallinen sowie amorphen Panels deutscher Hersteller sehr detailliert aufgelistet. Die Prozessketten beginnen bei der Rohsiliziumgewinnung und enden beim erstellten Kraftwerk (300 kW_p). In <Hagedorn et al. 1992b> werden alternative Panelherstellungsverfahren analog bilanziert.

Frühere Arbeiten von Hagedorn, welche sich vor allem mit der Energiebilanzierung von PV-Panels und der Solarzellenfertigung befassten, wurden auch miteinbezogen <Hagedorn et al 1989 a und b>.

Hagedorn verwendet zur Berücksichtigung des Energieverbrauchs eines Prozesses den sog. kumulierten Energieverbrauch. Dieser umfasst die Prozess- und Hilfsenergie eines Prozesskettengliedes, sowie die KEVs der Herstellung der Einsatz- und Betriebsstoffe dieses Prozesses. Typische Hilfsenergien treten z.B. bei gebäudetechnischen Verbräuchen (Beleuchtung und Belüftung) auf. Einsatzstoffe umfassen Fertigungs- und Hilfsstoffe. Fertigungsstoffe sind Stoffe, welche mehr oder weniger im Produkt verarbeitet werden (z.B. Glasscheiben der Panels). Hilfsstoffe dagegen haben nur unterstützende Funktion (z.B. Reinigungsmittel). Hagedorn bilanziert in seiner Arbeit die *Stoffflüsse* bei der Herstellung der Betriebs- und Einsatzstoffe *nicht*; die dabei entstehenden *Energieflüsse* sind jedoch im kumulierten Energieverbrauch (KEV) gemäss Definition berücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit werden jedoch nur die Prozess- und Hilfsenergien benötigt, da die energetischen Aufwendungen für die Materialien im "Ecoinvent"-Programm aus den Basisdatenmodulen berechnet werden.

Die Abprodukte, welche im Betrieb selbst (vor-)behandelt werden, sind bei Hagedorn mitbilanziert (v.a. Abwasserneutralisation und Abgaswäsche). Die Abfälle aus der Fabrik sind als Sonderabfall bzw. Industrieabfall bezeichnet. Industrieabfall kann entweder deponiert oder verbrannt werden, was von lokalen Gegebenheiten abhängt. Die Entsorgungsart wurde deshalb nicht weiter aufgeschlüsselt <Hagedorn 1993>.

Eine Semesterarbeit von David Häne und Nicolas Gruber am LES untersuchte die Prozesskette der Herstellung eines amerikanischen m-Si Panels (Arco) <Häne et al. 1991>. Im Gegensatz zu Hagedorn wurden hier auch die Stoffflüsse bei der Herstellung der wichtigsten Einsatzstoffe berücksichtigt. Die betrachteten Prozessketten reichen wie bei Hagedorn von der Rohsiliziumgewinnung bis zum Panel. Davon ausgehend wurde in einer weiteren Semesterarbeit die Bilanzierung bis zum Kraftwerk (Mont Soleil, Phalk 500) durchgeführt <Kreienbühl et al. 1991>.

Eine mit ökonomischem Blickwinkel erstellte Publikation stammt von D. Strese und Mitarbeitern welche das Kostenprofil der Herstellung von p-Si Panels der Firma AEG untersucht <Strese et al. 1988>. Dabei wird die Prozesskette von der Wafer- bis zur Panelherstellung berücksichtigt. Nebst einer detaillierten Beschreibung sind u.a. auch Daten über Energieverbrauch und Flächenbedarf von Fertigungsplätzen aufgeführt.

Sicherheitstechnische Aspekte werden in der Studie "Gefährdungspotentiale bei der Herstellung, Implementierung, Betrieb und Entsorgung von Energiewandlern auf photovoltaischer Basis", <Tietze et al. 1989> behandelt. Berücksichtigt wird dabei der Stand in Deutschland bis Oktober 1988. Neben Silizium-Zellen werden dabei auch Kupfer/Cadmium-Sulfid-Zellen (Cu₂S / CdS) mit einbezogen. Die beschriebenen Prozesse reichen von der Quarzreduktion bis zur Entsorgung der Anlage inkl. Herstellung von Einsatzstoffen. Es werden jedoch keine ausstossbezogenen Daten über den Einsatzaufwand angegeben, da im Blickpunkt die meist akute Gefährdung durch die Prozesse steht. Trotzdem stellt sie eine Quelle von Beschreibungen verschiedener relevanter Prozesse dar, deren Umfang weiter gefasst ist als die der anderen zitierten Arbeiten.

Über die Produktion von p-Si Kyocera-Panels erhielten wir eine Tabelle von Referenz-Daten zum Energieaufwand <Linton 1993>. Die Daten sind schlecht dokumentiert und beziehen sich nur auf den reinen spezifischen Prozessenergieaufwand ohne Hilfsenergien.

Wenig Information zu den Fertigungsprozessen bei Kyocera erhielten wir von <Kyocera 1993>. Diese Angaben sind zumeist qualitativ (Graphiken) und enthalten nur wenige Angaben über den effektiven Materialaufwand.

Weitere Projekte zur Bilanzierung sind in England und Deutschland in Ausführung <Baumann 1993, Hill 1993 sowie Hirtz et al. 1993>.

4.2 Übersicht Panelherstellung "m-Si" und "p-Si"

Sowohl mono- wie auch polykristalline Solarzellen aus Silizium werden aus identischem Halbleitermaterial sog. EG-Silizium (*electronical grade*) hergestellt. Erst bei Kristallzucht scheiden sich die Wege der Herstellung von mono- bzw. polykristallinen Panels wie aus dem Prozesskettenschema ersichtlich ist (s. Fig. XII.4.1). Das Vorprodukt EG-Silizium wird aus dem weniger reinen MG-Silizium (*metallurgical grade*) hergestellt. Dieses wiederum wird durch Reduktion aus Quarzsand gewonnen. Es folgt nun die Kurzbeschreibung der gemeinsamen Prozessschritte.

Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

4.2.1 Übersicht der Silizium-Gewinnung

Gewinnung von MG-Silizium: Weltweit werden heute ca. 800 000 t MG-Silizium mit einer Reinheit von 98% hergestellt (Stand 1990). Silizium wird u.a. für Aluminiumlegierungen (ca. 50%), Silikone (ca. 40%) und Halbleiterelektronik (ca. 4%) verwendet. Nur etwa 2000 t (4 Promille) werden zu Solarzellen verarbeitet. Zur Zeit wird fast ausschliesslich die carbothermische Reduktion angewendet. Die Reduktion erfolgt in einem Elektroniederschachtofen. Ein Lichtbogen zwischen Kohleelektroden und Ofenboden heizt ein Gemisch aus Quarz, Kohle, Holzkohle, Petrolkoks und Holzschrot (sog. Möller) auf ca. 3 000 °C. Das Rohsilizium wird üblicherweise raffiniert, indem Sauerstoff durch das noch 1 500 °C heisse Silizium geblasen wird (sog. Frischen).

Herstellung von EG-Silizium: MG-Silizium ist für eine photoaktive Anwendung zu unrein (Reinheit ca. >98%) und muss deshalb gereinigt werden. Die Reinigung ist optimiert auf die Anforderungen in der Halbleiterelektronik-Industrie (vergl. Kap. 1.4 "Zukünftige Entwicklungen"). Die Herstellung findet im Grosschemieverbund statt. Das MG-Silizium wird dabei durch Hydrochlorierung in gasförmige Chlorsilan-Verbindungen übergeführt, welche anschliessend destillativ getrennt werden. Andere Metalle aus Verunreinigungen fallen dabei als feste Metallchloride an. Ein Destillat besteht aus Trichlorsilan (TCS, HSiCl_3). TCS wird anschliessend mit H_2 versetzt und auf elektrisch geheizten, hochreinen Si-Stäben (sog. Seelen) thermisch zersetzt, wobei sich das Silizium auf den Stäben ablagert. Die genaue Ausbeute des Prozesses ist in <Hagedorn et al. 1992a > ausdrücklich nicht angegeben, ist aber klein, da viele Nebenprodukte (Dichlorsilan, DCS; Silantetrachlorid, STC; TCS und MG-Silizium) entstehen.

Ein alternatives, dreistufiges Extraktionsverfahren zur Reinigung des MG-Siliziums befindet sich in einer zweiten Pilotphase <Tietze et al. 1989, p. 26f> .

Alternative aluminothermische Reduktionsverfahren von SiO_2 bzw. SiCl_4 zur Herstellung von weniger reinem TSG-Silizium befinden sich zur Zeit in der zweiten Pilotphase bzw. im Labor <Tietze et al. 1989, p. 22f> .

Mono- und polykristalline Panels unterscheiden sich vor allem bei der Herstellung des photoaktiven Materials, den Silizium-Scheiben. Die danach folgenden Prozessschritte der Solarzellenfertigung und des Modulfügens unterscheiden sich dagegen nur in Details.

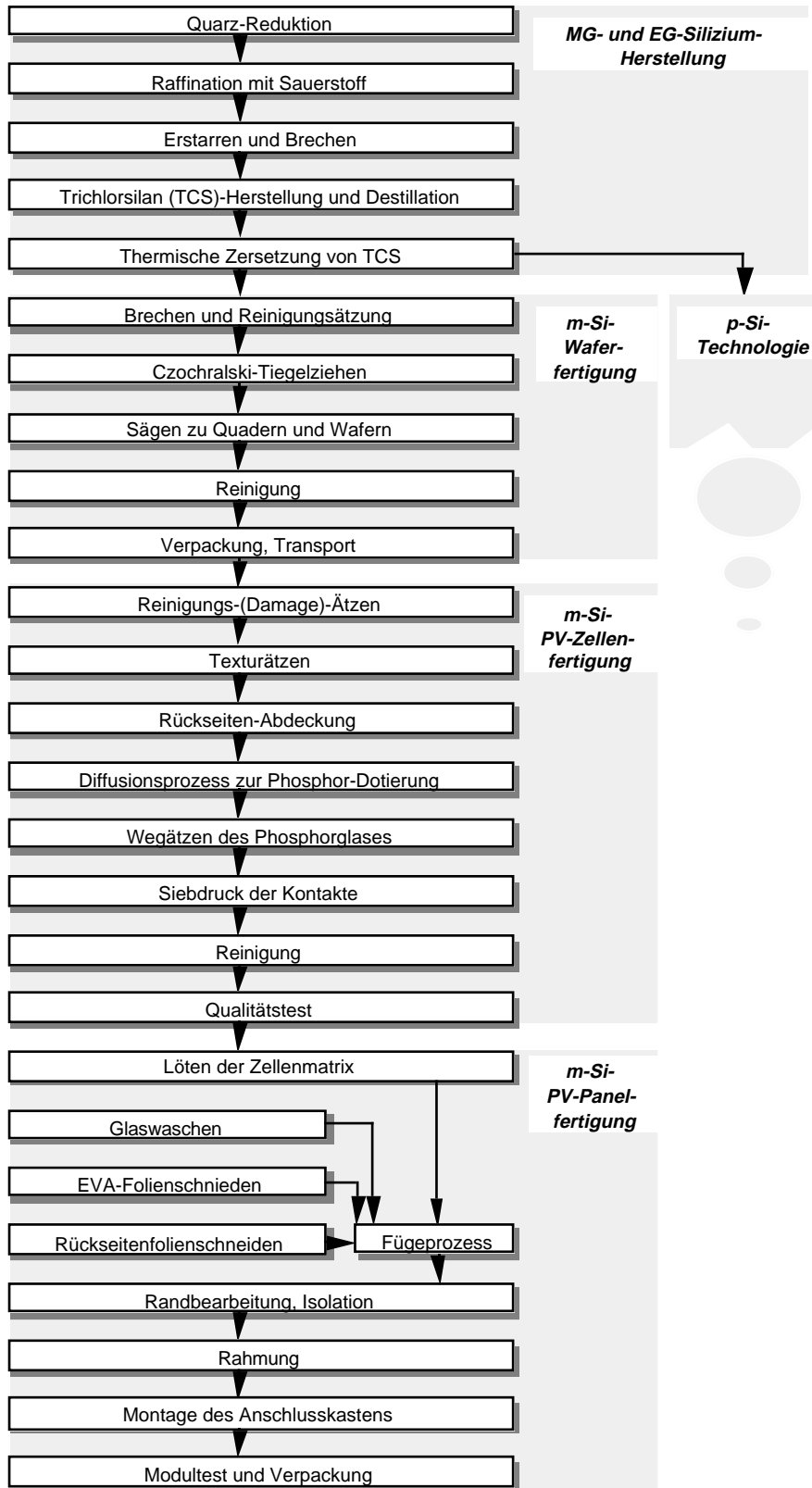


Fig. XII.4.1 Übersicht über die Prozesskettenglieder der Herstellung von monokristalliner Panels

4.2.2 Übersicht Herstellung m-Si Panels

Waferfertigung: Aus geätztem EG-Silizium wird eine monokristalline Si-Säule gezogen (sog. Czochralski-Tiegelziehen), welche anschliessend mit Aussentrennsägen zu Quadrern und mit Innenlochsägen zu Scheiben (sog. *wafern*) von 300 µm Dicke gesägt werden. Es folgt ein Transport inkl. Verpackung.

Ein alternatives Verfahren ist das sog. tiegelfreie Zonenschmelzen, bei dem eine p-Si-Säule lokal induktiv aufgeheizt wird. Die Schmelzzone wird achsenparallel verschoben und ein Impfkristall leitet die Rekristallisation ein. Die Schmelzzone wird durch die ganze Säule gezogen, wobei eine m-Si-Säule entsteht. Wird der Schmelzvorgang wiederholt, können Säulen höherer Reinheit hergestellt werden, aus denen Wafer für Rekordzellen hergestellt werden. Das Verfahren wird für Solarzellen üblicher Anlagen kaum angewandt und wird daher in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Zellenfertigung: Die Wafer werden in verschiedenen Bädern geätzt, um reine und geeignet texturierte Waferoberflächen zu erhalten. Nachdem die Rückseite mit einem Quarz-Brei (sog. Slurry) abgedeckt wurde, wird der Wafer mit Phosphin (PH₃) dotiert. Ein Ätzbad entfernt das bei der Dotierung auf der Waferoberfläche gebildete Phosphorglas (SiO₂ · P). Mit einem Siebdruckverfahren wird ein fächiger Rückseitenkontakt und ein netzartiger Frontseitenkontakt aufgebracht. Ein Reinigungsschritt und ein Qualitätstest mit Klassifizierung beenden die Solarzellenfertigung.

Panelfertigung: Die Solarzellen eines Panels werden zuerst mit Kupferbändern zu einer Zellenmatrix verlötet. Die Zellenmatrix wird zwischen zwei zugeschnittene Folien aus Ethyl-Vinyl-Acetat (EVA) gebracht und zusammen mit einer aluminiumhaltigen Polyester/Polyvinylfluorid-Rückseitenfolie und einer gewaschenen Frontglasscheibe in einem Autoklaven zu einem Laminat verbunden (sog. "*superstraight*"-Bauweise). Das Laminat wird entlang dem Glasrand gesäubert, die herausführenden Verbindungsbänder werden mit Schrumpfschläuchen isoliert. Der Anschlussbereich wird mit einer Epoxid-Harz/Quarzmehl-Masse vergossen. Die Rahmung des Laminats erfolgt mit eloxierten Aluprofilen mit vorgängig eingeklebten Gummiprofilen. Ein Anschlussgehäuse aus Aluminium wird angeschraubt und mit Silikonkautschuk abgedichtet. Nach einem Funktionstest werden die Panels verpackt.

4.2.3 Übersicht Herstellung p-Si Panels

Waferfertigung: EG-Silizium wird in ein rechteckiges Graphit-Behältnis (sog. Kokille) gegossen. Der erstarrte polykristalline Siliziumblock wird mit Band- und Aussentrennsägen in Säulen und mit Drahtsägen (sog. *multi-wire-slurry*-Säge, MWS) zu 300 µm dicken Scheiben (sog. *wafer*) gesägt und in Hurden verpackt.

Zellenfertigung: Die ausgepackten p-Si Wafer werden erst einer Reinigungsätzung unterzogen. In einem Diffusionsofen mit einer Phosphoroxichloridatmosphäre wird Phosphor in die Wafer eindiffundiert (sog. Dotierung). Das dabei auf der ganzen Waferoberfläche entstehende Phosphor-Silikat-Glas wird in einem nachfolgenden Ätzbad entfernt. Der dotierte und daher kurzschliessende Aussenrandbereich des Wafers wird in einem CF₄-Plasma weggeätzt. Mit einem Siebdruckverfahren wird auf der Wafer-Rückseite ein Flächenkontakt sowie Kontaktbalken aufgedruckt. Auf der Vorderseite wird analog ein netzartiger Kontakt aufgedruckt. Durch ein Wasserstoff-Plasma werden chemisch ungesättigte Si-Atome an Korngrenzen und Oberflächen passiviert, was Rekombinationsverluste vermindert und so den Zellenwirkungsgrad erhöht. Eine weitere Wirkungsgraderhöhung wird durch Aufbringen einer Antireflexschicht aus Titanoxid in einem sog. CVD-Verfahren (*chemical vapour deposition*) erreicht. Ein Qualitätstest mit Klassifizierung schliesst die Solarzellenfertigung ab.

Panelfertigung: Die Solarzellen eines Panels werden zuerst mit Aluminiumbändern zu einer Zellenmatrix verschweisst. Die Zellenmatrix wird zwischen zwei zugeschnittene Folien aus Ethyl-Vinyl-Acetat (EVA) gebracht und mit gewaschenen Front- und Rückseitenglasscheiben in einem Laminierofen zu einem Laminat verbunden und anschliessend getempert. Zur Rahmung des

gewaschenen Laminats wird ein mit Dichtmasse gefülltes Edelstahlprofil um das vorgängig gewaschene Laminat gebogen und verschlossen. Ein gereinigtes Anschlussgehäuse aus Polyester wird angeklebt, Kontakte angeschlossen und der Gehäusedeckel verschraubt. Nach einem Funktionstest werden die Panels klassiert und in wiederverwendete Sperrholzkisten verpackt.

Die oben beschriebenen Schritte entsprechen der in <Hagedorn et al. 1992a> betrachteten p-Si-Prozesskette (AEG, Deutschland). In dieser Arbeit wird versucht die detaillierten Angaben von Hagedorn auf die japanische Fertigung der in der Schweiz häufigeren Kyocera-Panels so weit als möglich anzupassen.

4.3 Quarzreduktion, Herstellung von MG-Silizium

4.3.1 Randbedingungen und Annahmen

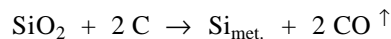
In <Hagedorn et al. 1992a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Produktion an Standorten mit günstig verfügbaren Rohstoffen und/oder Energie
- Fabrik mit 3 Öfen, Anschlussleistung total ca. 35 MVA
- Jahresproduktion 15 000 t technisches Silizium pro Jahr
- Kontinuierlicher Betrieb

Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

4.3.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Die Quarzreduktion erfolgt in Elektroniederschachtöfen. Ein Lichtbogen zwischen Kohleelektroden und Ofenboden heizt ein Gemisch (sog. Möller) aus Quarz, Kohle, Holzkohle, Petrolkoks und Holzschrot auf ca. 3000 °C, wobei eine Reaktion nach der folgenden Summengleichung abläuft:



Die Reaktionsabgase werden abgesaugt und einer Schlauchfilteranlage zugeführt. Dabei wird Kohlenmonoxid (CO) zu Kohlendioxid (CO₂) aufoxidiert. Teile des Ofens sind mit kreisgeführtem Kühlwasser gekühlt, welches über Kühltürme Abwärme an die Umgebung abgibt. Kontinuierlich wird flüssiges Silizium abgestochen, wobei wiederverwendbare Schlacke anfällt. Um Calcium- und Aluminiumverunreinigungen zu entfernen, wird durch das noch flüssige Rohsilizium Sauerstoff geblasen (sog. Frischen), wobei ca. 4% des Siliziums zu SiO₂ verbrennt, welches in der Filteranlage zurückgehalten wird und als amorphe Kieselsäure in der Feuerfest- und Bauindustrie verwendet wird. Das erstarrte Silizium wird mit Backen- und Walzenbrechern zerkleinert. Der dabei anfallende Si-Staub wird abgesaugt und wieder eingeschmolzen oder für die Herstellung Si-Carbid oder Si-Nitrid-Verbindungen verwendet.

In <Häne et al. 1991> wird ebenfalls die Elektroniederschachtreduktion bilanziert, diese bezieht sich jedoch auf die Verwendung von sog. Sandbriketts aus Quarzsand, Kohle und Petrolkoks. Die Verwendung von Sandbriketts ist in Hagedorns Arbeit als wieder verlassener Produktionsweg erwähnt. Die Zahlen aus beiden Arbeiten sind zum Vergleich in Tab. XII.4.1 aufgelistet.

Holzkohle wird nach den in Tab. XII.4.2 enthaltenen Flüssen für die Holzverkohlung inkl. Trocknung bilanziert (Nach <Brocksiepe 1978> und eigenen Berechnungen). Die Holzkohle-Ausbeute beträgt ca. 34 G-%. Die weiteren Produkte der Holzverkohlung (Holztee, Gase, Holzgeist, Essigsäure) werden als Nebenprodukte gewertet, da sie weiterverwendet werden können. Es findet keine Allokation statt (d.h. alle Flüsse werden dem Zielprodukt (Holzkohle) angelastet).

Die nötige Prozess-Wärmeenergie wird durch Verbrennung eines Teils der entstehenden heissen Holzgase erzeugt. Der Prozess setzt etwa 9% des Heizwertes frei, wobei die entstehende Energie prozessintern genutzt wird. Die Abwärme setzt sich aus der Summe der thermischen und elektrischen Prozessenergie zusammen.

Stoffe pro Tonne MG-Si	<Hagedorn et al. 1992a>	<Häne et al.1991>
Fertigungsstoffe		
Quarz	2900 kg	1900 kg
Quarz-Sand	n.verw.	800 kg
Kohle	600 kg	1400 kg ¹⁾
Holzkohle	400 kg	n.ang.
Petrolkoks	400 kg	s. Kohle
Holzschnitzel	1500 kg	n.ang.
Graphitelektroden	90 kg	90 kg ²⁾
(Brennstoffe Total)	2990 kg	1490 kg
Sauerstoff zur Raffination (Frischen)	20 kg	n.ang.

Tab. XII.4.1: eintretende Stoffmengen bei der Carbothermischen Reduktion nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 170> und nach <Häne et al. 1991, Anh. p. 24> , ¹⁾: inkl Petrolkoks, ²⁾: als Steinkohle gerechnet

		Holzkohle	Bemerkungen
		kg	
Nichten. Ressourcen			
Wasser	kg	14.7	
Energieträger			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTE	TJ	9.70E-07	
Holz			
Schwachholz Buche frei Waldstrasse	t	0.0029	Verwendung von Abfallholz ist möglich
Emissionen Luft			
Abwaerme in Luft p	TJ	1.00E-05	
<i>Nicht berücksichtigt</i>			
<i>Wärmeenergie</i>	<i>TJ</i>	<i>9 e-6</i>	<i>wird intern gedeckt und daher - ausser für die Abwärme - nicht berücksichtigt</i>

Tab. XII.4.2: Eingabedaten des Moduls "Holzkohle". Nach <Brocksiepe 1978> und eigenen Berechnungen.

4.3.3 Energiebilanz

Hagedorn bezeichnet das carbothermische Reduktionsverfahren als energetisch nicht optimiert; die Realisierung von Verbesserungen ist jedoch ungewiss. In Tab. XII.4.3 sind die energetischen Aufwendungen für eine Tonne MG-Si aufgelistet.

A b w ä r m e : Die bei Hagedorn angegebene Abwärme bezieht sich nur auf den durch die Kühltürme emittierten Anteil (1.75 kWh/kg Si). Die Gesamtabwärme des Prozesses entspricht jedoch nicht einfach der Prozess- und Hilfsenergie (13.89 kWh/kg). Da die Quarzreduktion eine endotherme Reaktion ist, wird dabei Wärmeenergie im reduzierten Silizium chemisch gespeichert. Zur Abwärmeberechnung muss daher von der eingesetzten Energie die Reaktionsenthalpie ΔH_R der endothermen Quarzreduktion abgezogen werden. Statt ΔH_R (3000°C) wird der Wert von ΔH°_R (bei Raumtemperatur) verwendet, der 217.4 kcal/mol (7.08 kWh/kg) beträgt <CRC 1985>. Die Gesamtabwärme beträgt somit (13.89-7.08=) rund 6.8 kWh/kg MG-Si.

Energieverbrauch pro Tonne MG-Si	<Hagedorn et al. 1992a>	<Häne et al. 1991>
Prozessenergie, elektrisch	13 000 kWh	13 490 kWh
Hilfsenergie, elektrisch	890 kWh	890 kWh
KEV, elektrisch	14 556 kWh	(nur Herstellung der Sandbriketts: 132 kWh)
KEV, Brennstoffe	11 403 kWh	k.A.
Primärenergieverbrauch	51 340 kWh	k.A.

Tab. XII.4.3: Energieaufwendungen zur Herstellung einer Tonne MG-Si. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 189> und nach <Häne et al. 1991, p. 26 und Anh. p.24>

4.3.4 Output, Emissionen

Die beim Prozess freiwerdenden Stoffe werden abgesaugt und einer Schlauchfilteranlage zugeführt, um SiO₂-Feinstaub (auch sog. amorphe Kieselsäure) zurückzugewinnen, der in der Feuerfest- und Baustoffindustrie zu Mörtel, Wärmedämmstoffen etc. verarbeitet wird. Pro Tonne MG-Silizium fallen nach Hagedorn 750 kg SiO₂-Staub als Nebenprodukt an.

In die Atmosphäre entweichende Stoffe sind vor allem Verbrennungsprodukte der Reduktionsmittel, welche schon im Ofen durch Umgebungsluft aufoxidiert wurden. Pro Tonne MG-Silizium wird dabei 200 000 kg Umgebungsluft umgewälzt. Problematische Emissionen sind v.a. SO₂, NO_x und CO₂. Die austretenden Stoffmengen sind in Tab. XII.4.4 zusammengefasst. (Schwer-)Metallverbindungen finden sich im Hauptprodukt MG-Si, sowie in den Nebenprodukten Schlacke und SiO₂-Feinstaub. Die Zusammensetzung der drei Produkte ist in Tab. XII.4.5 aufgelistet.

Stoff	Menge pro Tonne MG-Si	Bemerkungen
Nebenprodukte		
SiO ₂ -Feinstaub	750 kg	Nebenprodukt für Feuerfest- und Bauindustrie
Schlacke	33. kg	Weiterverwendung in metall erzeugender Industrie
Reststoffe an Atmosphäre		
(Umgebungsluft)	(200 000 kg)	zur Absaugung aus Kühltürmen, <Hagedorn et al. 1992a, p.181> eigene Berechnungen
Abwärme	1750 kWh	
Gesamtabwärme	6800 kWh	
SiO ₂ -Feinstaub	7.9 kg	
CO ₂	6000 kg	
H ₂ O	1700 kg	
SO ₂	28 kg	
H ₂ S	<< 1 kg	
CO	2 kg	
F	<< 1 kg	
NO _x	20 kg	

Tab. XII.4.4: austretende Stoffmengen bei der MG-Silizium-Herstellung. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p.185>

MG-Silizium _{raff.}		Schlacke		SiO ₂ -Feinstaub	
Si	99.45 %	Si	23.61 %	SiC	0.4 %
SiO ₂	-	SiO ₂	46.78 %	SiO ₂	96.5 %
Fe	0.3 %	Fe ₂ O ₃	0.28 %	Fe ₂ O ₃	0.05 %
Al	0.15 %	Al ₂ O ₃	12.05%	Al ₂ O ₃	0.2 %
Ca	0.02 %	CaO	6.3 %	CaO	0.1 %
Cr	33 ppm	MgO	7.75 %	MnO	-
Mn	74 ppm			TiO ₂	-
Cu	33 ppm			Na ₂ O	0.1 %
Ni	130 ppm			Pb	44 ppm
Pb	0.1 ppm			K ₂ O	0.8 %
V	230 ppm			Cd	0.04 ppm
P	25 ppm			B	36 ppm
B	22 ppm			SO ₄ ²⁻	0.4 %
S	56 ppm			As	1.2 ppm
As	< 1 ppm			Cyanidion	< 0.1 %
CO	21 ppm	C _{ges.}	1.56 %	Flüchtige C	1.2 %
				Chloridion	0.001 %
				Fluoridion	< 0.001 %
				Cr, Sb, Bi, Sn, Hg	1 ppm

Tab. XII.4.5: Zusammensetzungen der drei weiterverwendeten Produkte aus dem Prozesskettenglied "MG-Silizium-Herstellung" <Hagedorn et al. 1992a, p. 181 ff.> , (ppm = *parts per million* = 0.0001 %)

4.3.5 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse

Die im Datenmodul des Ecoinvent-Programmes enthaltenen Stoffflüsse werden in Tab. XII.4.6 aufgeführt. Vernachlässigt werden Wismut (Bi) in den SiO₂-Feinstaub-Emissionen, da sie im Ecoinvent nicht berücksichtigt werden. Metalloxide wird als Partikel bilanziert.

Datenqualität: Aufgrund der gut eingeführten Technik und der werkseigenen Emissionsmessungen sind die Daten von guter Qualität d.h. typisch. Die Emissionszahlen sind detailliert. Das Modul fasst 2 Teilschritte zusammen. Die eingesetzten Reduktionsmaterialien müssen z.T. modifiziert berücksichtigt werden und können auch je nach Produktionsanforderungen noch variiert werden. Gesamthaft ist die Datenqualität gut.

		MG-Silizium	Bemerkungen
		kg	
Energieträger			
Steinkohlekoks	TJ	2.20E-05	0.690 kg, Kohle und Graphitelektroden, Heizwert 32 MJ/kg
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	5.00E-05	Prozess- und Hilfsenergie
transportierte Import-Stk frei UCPT	t	0.00069	Petrolkoks
Basismaterialien			
Holzbaustoff massiv	kg	1.5	Holzschnitzel
Sand fuer Bau	kg	2.9	Quarz
Sauerstoff ab Luftzerlegung	kg	0.02	für Frischen
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	1.2	100km für Sand, 300km für Reduktionsmittel
Photovoltaik			
Holzkohle	kg	0.4	Holzkohle
Emissionen Luft			
Abwaerme in Luft p	TJ	2.45E-05	Gesamt, eigene Berechnungen
As Arsen p	kg	9.60E-09	im SiO ₂ -Feinstaub
Cd Cadmium p	kg	3.20E-10	im SiO ₂ -Feinstaub
CN Cyanide p	kg	7.00E-06	geschätzt statt <0.1 %, im SiO ₂ -Feinstaub
CO Kohlenmonoxid p	kg	0.002	
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	6	im SiO ₂ -Feinstaub
Cr Chrom p	kg	8.00E-09	im SiO ₂ -Feinstaub
H ₂ S Schwefelwasserstoff p	kg	0.0005	Annahme, statt "<< 1 kg"
HF Fluorwasserstoff p	kg	0.0005	Annahme, statt "<< 1 kg ", F Fluor
Hg Quecksilber p	kg	8.00E-09	im SiO ₂ -Feinstaub
NMVOC p	kg	9.60E-05	Flüchtige Verbindungen im SiO ₂ -Feinstaub
NO _x Stickoxide als NO ₂ p	kg	0.02	NO _x Stickoxide
Partikel p	kg	0.0077	im SiO ₂ -Feinstaub p
Pb Blei p	kg	3.50E-07	im SiO ₂ -Feinstaub
Sb Antimon p	kg	8.00E-09	im SiO ₂ -Feinstaub
Sn Zinn p	kg	8.00E-09	im SiO ₂ -Feinstaub
SO _x als SO ₂ p	kg	0.028	SO ₂ Schwefeldioxid
Emissionen Wasser			
Chloride f	kg	8.00E-08	statt Chloridion (Atm.), im SiO ₂ -Feinstaub
Fluoride f	kg	7.20E-08	geschätzt statt <0.001% Fluoridion (Atm.), im SiO ₂ -Feinstaub

Tab. XII.4.6: Zusammenstellung der Eingabedaten des Moduls "MG-Silizium".

4.4 Reinigung von MG-Silizium, Herstellung von EG-Silizium

4.4.1 Randbedingungen und Annahmen

In <Hagedorn et al. 1992a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Produktion im kontinuierlich betriebenen Grosschemieverbund
- Jahresproduktion der Anlage: 3000 t EG-Si

Weitere Konventionen:

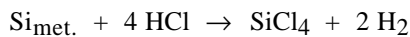
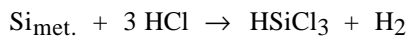
- Nebenprodukte, welche im selben Prozessschritt unmittelbar verwendet werden (z.B. MG-Silizium, TCS), verrechnet Hagedorn als Verminderung der Einsatzmengen. (Bemerkung: durch die Angabe solcher "Netto-Einsatzmengen" können keine Informationen mehr über Ausbeuten oder Elementbilanzen berechnet werden.)

- Die Stoffflussdaten der EG-Si-Herstellung mussten von Hagedorn aus Geheimhaltungsgründen zusammen mit den Stoffflussdaten der Waferherstellung publiziert. Die Daten beziehen sich dabei auf einen erst im nächsten Prozessschritt hergestellten m-Si bzw. p-Si Wafer. Die Daten können nur zum Teil wieder desaggregiert werden, sodass detaillierte Stoffflüsse der EG-Si-Herstellung allein verborgen bleiben. Die Angaben beziehen sich auf 450 µm dicke Wafer (Sägespalt 450 µm), welche heute aber nicht mehr hergestellt werden <Hagedorn 1993>. Um die Reduktion der Waferdicke von 450 µm auf 300 µm Wafer (Sägespalt 200 µm) zu berücksichtigen, werden die Angaben für m-Si Wafer daher aus <Hagedorn et al. 1992a> mit einem Faktor 0.56 (=300+200/450+450) übernommen.

Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

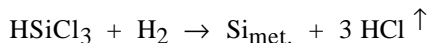
4.4.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Herstellung von Trichlorsilan: Das MG-Silizium wird auf Korngrößen von ≤ 0.5 mm gemahlen. Das Pulver wird in einem Wirbelbettreaktor durch Hydrochlorierung in gasförmige Chlorsilan-Verbindungen übergeführt. Dabei entstehen nach den untenstehenden zwei konkurrenzierenden Reaktionen Trichlorsilan (TCS, HSiCl_3) und Siliziumtetrachlorid (STC, SiCl_4):



Daneben entstehen auch Dichlorsilan (DCS, H_2SiCl_2) und Dichlormethylsilan ($\text{CH}_3\text{SiHCl}_2$). Andere Metalle aus Verunreinigungen reagieren zu Chloriden wie FeCl_2 , AlCl_3 , CaCl_2 , BCl_3 , AsCl_3 , PCl_3 und POCl_3 etc. Da TCS luftfeuchtigkeitsempfindlich ist, ist die ganze Anlage in rostfreiem Stahl mit PTFE-Dichtungen ausgeführt. Das Austrittsgas wird mit trockenen Tuchfiltern von Feinstäuben (Si, FeCl_2 , CaCl_2) befreit. In einem Gaswäscher wird der entstandene Wasserstoff abgetrennt. Die Silanphase wird auskondensiert und anschliessend mehrmals destillativ gereinigt, wobei TCS von allen anderen Metallchloriden getrennt wird.

Silizium-Abscheidung: Das gereinigte TCS wird in einem Sättiger mit Wasserstoff gemischt und auf elektrisch geheizten, hochreinen Si-Stäben (sog. Seelen) nach untenstehenden Reaktionsgleichungen thermisch zersetzt



Dabei entsteht wiederum STC, welches abgetrennt und wie das bei der Destillation anfallende STC im Grosschemieverbund zu hochdispenser Kieselsäure (HDK) verarbeitet wird. Eine ebenfalls anfallende Menge MG-Silizium zieht Hagedorn von der ursprünglichen Einsatzmenge ab. Die durch die verwendeten Si-Seelen eintretende Silizium-Menge liegt vermutlich im Promille-Bereich und wird vernachlässigt.

Wie erwähnt, präsentiert Hagedorn die Stoffflüsse dieses Prozessschrittes mit den Stoffflussdaten des nachfolgenden Prozessschrittes "Waferfertigung". Die Daten wurden so weit als möglich wieder desaggregiert und werden in Tab. XII.4.7 mit dem Bezug "g pro Wafer" wiedergegeben. Ein p-Si Wafer benötigen bei gleicher Schichtdicke (300 µm) *mehr* EG-Silizium als ein m-Si Wafer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der m-Si Waferfertigung (s. entsprechendes Kapitel) rezyklierbare Siliziumreste anfallen, welche unmittelbar intern wieder verwendet werden, was zu einer Reduktion des EG-Si-Aufwandes führt. Bei der p-Si Waferfertigung sind die anfallenden Si-Reste *nicht* mehr verwendbar, da sie zu stark verunreinigt sind <Hagedorn 1993>.

Einsatz-Material pro Wafer	monokristalline Wafer	polykristalline Wafer	Bemerkungen
MG-Silizium	66.7 g	92.4 g	der Nebenanfall an MG-Silizium aus Abscheidung wurde hier bereits abgezogen
HCl	263.4 g	360 g	zur TCS-Herstellung
PE, IT, PTFE	0.04 g	n.ev.	Dichtungen
Wasserstoff	9.0 g	12 g	zur Abscheidung
Graphit	0.044 g	n.ev.	Verwendung n.ang.

Tab XII.4.7: Eintretende Stoffmengen für den Prozessschritt "EG-Silizium-Herstellung". Der Bezug sind jeweils 300 µm dicke m-Si bzw. p-Si Wafer (Sägespalte 200 µm). Desaggregiert nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 141 und p. 123>. Einige Stoffe konnten nicht deaggregiert werden und sind - wie in der Quelle - bei der Waferherstellung bilanziert.

4.4.3 Energiebilanz

Hagedorn gibt keine spezifischen Energieverbrauchsdaten der Prozess- und Hilfsenergien an, da die Flüsse der Produktion im Grosschemieverbund nur schwer auf ein Zielprodukt umgerechnet werden können. Diese Daten unterliegen auch der betrieblichen Geheimhaltung. Ein KEV wird trotzdem angegeben. Durch die Erzeugung von Prozessdampf ist bei Hagedorn eine Gutschrift möglich, welche grösser ist als der Brennstoffaufwand, sodass ein negativer Brennstoff-KEV resultiert.

Energieverbrauch	kWh pro kg EG-Si
Prozess- und Hilfsenergie	keine Angaben nach Hagedorn
KEV, elektrisch	114.3
KEV, Brennstoffe	- 29.8
Primärenergieverbrauch	250.7

Tab. XII.4.8: Energieaufwendungen zur Herstellung von einem Kilogramm EG-Si. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 163>

Angaben pro kg EG-Si	Abschätzung aus <Häne et al. 1991>	nach <Linton 1993>
EG-Si-Prozessenergie	58 kWh	129 kWh
Prozessdampf	44 kWh	n.ang.
Abwärme	14 kWh	-
Ausbeute	~ 50 %	~ 18 %

Tab. XII.4.9 Energiebilanzdaten der EG-Siliziumherstellung

Angaben zur Prozessenergie sind jedoch in Referenz-Daten der Firma Kyocera enthalten <Linton 1993>. Bei Kyocera werden 129 kWh Energie pro kg "raw material" aufgewendet (Stand 1990). Wie im Anhang B gezeigt wird, handelt es sich dabei um die EG-Si-Prozessenenergie. Die Prozessenergie der EG-Si-Herstellung in Japan befindet sich danach in derselben Grössenordnung wie der KEV desselben Prozesses in Deutschland! Eine geringere Prozessenergie schätzen <Häne et al. 1991, p.29> ab.

Für die vorliegende Arbeit wird der eher zu hohe Wert von 129 kWh/kg EG-Si aus <Linton 1993> verwendet. Die Prozessenergie für TCS-Herstellung, -Destillation und -Zersetzung wird als Strom verbucht. Anfallender Prozessdampf wird proportional zu <Häne et al. 1991> mit 50 kWh/kg EG-Si berücksichtigt. Die Abwärme beträgt somit (129-50=) 79 kWh/kg EG-Si.

4.4.4 Output, Emissionen

Stoff	Menge pro m-Si Wafer	Menge pro p-Si Wafer	Bemerkungen
Zielprodukt EG-Silizium (Ausbeute)	ca. 12.04 g 18 %	(10.7 bis 23.2 g) (10.6 - 23.1%)	eigene Berechnungen, s. Kap. 4.5.1 "Waferfertigung"
Nebenprodukte Prozessdampf Siliziumtetrachlorid, STC Trichlorsilan, TCS Wasserstoff MG-Silizium	1.1 kWh 239.4 g 30.7 g 9.8 g -	1.6 kWh 360.5 g 46.2 g 14.6 g -	eigene Berechnungen zur Herstellung von Kieselsäure oder zur Konvertierung aus der Abscheidung, bei der Einsatzmenge zur TCS-Herstellung bereits abgezogen
Atmosphärische Emissionen Abwärme p Wasserstoff	470 Wh 9.8 g	710 Wh 8.2 g	eigene Berechnungen
Industrieabfall PE IT, PTFE Graphit	0.03 g 0.01 g 0.04 g	0.04 g 0.03 g 0.06 g	Dichtungen
Abwasser versch. Metallchloride HCl Kieselsäure	2.7 g 19.1 g 4.6 g	3.9 g 29.1 g 6.9 g	FeCl ₂ , CaCl ₂ , weitere, aus Destillation aus Destillation

Tab. XII.4.10: Austretende Stoffmengen bei der EG-Silizium-Herstellung bezogen auf einen Wafer (m-Si oder p-Si). desaggregiert nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 149 und p. 127>

Ungefähr 80% des eingesetzten Siliziums verlässt dieses Prozesskettenglied als Nebenprodukt (STC). Die entfernten Metallchloride gelangen als Emissionen zusammen mit anderen verschiedenen Grosschemieabwässern in die Wasseraufbereitung und können dort als Fällungsmittel (z.B. für Phosphate) dienen. Die in Hagedorns Arbeit aggregiert präsentierten Stoffflussdaten werden so weit als möglich desaggregiert und sind in Tab. XII.4.10 dargestellt.

B e m e r k u n g : Ergänzend wird versucht die Ausbeute des Prozesses anzugeben. Aus Hagedorns Angaben kann evaluiert werden, dass pro m-Si Wafer 12.04 g EG-Si nötig sind. Mit dem oben angegebenen MG-Si Einsatz von 66.71 g MG-Si pro m-Si Wafer ergibt sich ca. 18% Ausbeute. Dies liegt weit unter den in <Häne et al. 1991, p.27> angenommenen 50%.

4.4.5 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse

Die Zusammenfassung der Eingabedaten wird werden im Kap. 4.5.1 "m-Si Waferfertigung" bzw. 4.6.1 "p-Si Waferfertigung" aufgeführt.

4.5 Prozessschritte für m-Si-Technologie

4.5.1 Prozessschritt "m-Si Waferfertigung"

4.5.1.1 Randbedingungen und Annahmen

Nach <Hagedorn et al. 1992a> werden folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Es werden *multi-wire-slurry*(MWS)-gesägte, 300 µm dicke m-Si-Wafer (Sägespalt 200 µm) mit einer quasiquadratischen Fläche von 98 cm² betrachtet. Die Fertigung von innenlochgesägten 450 µm dicken Wafern (Sägespalt 450 µm) wie in <Hagedorn et al. 1992a> ist z.Z. nicht mehr

aktuell <Hagedorn 1993>. Die Reduktion des EG-Si-Bedarfs wurde in den Tabellen zur EG-Si Herstellung und der Waferfertigung proportional berücksichtigt (Faktor 0.56, s. unten). Die Angaben für das Drahtsägen werden aus der p-Si-Waferfertigung übernommen.

- Kristallzucht im 4-Schicht-Betrieb in 5 Tiegelziehanlagen mit einer Chargengröße von 60 kg.
- Wafersägen und Reinigung im 3-Schicht-Betrieb an 15 Innenlochsägen und einer Reinigungsstrasse.
- Jahresproduktion ca. 45 t m-Si-Säulen

Weitere Konventionen:

- Bei der Aussenbearbeitung der Säulen anfallendes EG-Si wird als Recyclingmaterial zur Verminderung der Einsatzmengen verwendet. Dementsprechend zieht Hagedorn die dabei anfallenden Mengen von der ursprünglichen Brutto-Einsatzmenge ab.
- Die Stoffflussdaten der Waferherstellung werden von Hagedorn zusammen mit den Stoffflussdaten der EG-Si-Herstellung publiziert. Die Daten können nur zum Teil wieder desaggregiert werden, sodass die Stoffeinsätze der Waferherstellung allein verborgen bleiben.

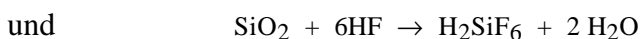
Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

Eine Anpassung von 450 auf 300 µm dicke Wafer (Sägespalte von 450 auf 200 µm) wird vorgenommen. Bei Schritten, bei denen das Wafergewicht und somit der EG-Si Bedarf eine Rolle spielt (EG-Ätzung, Tiegelziehen, Quadersägen) werden die Angaben von Hagedorn mit einem Faktor 0.56 übernommen. Flüsse pro Stück (Reinigung, Wafersägen) werden nicht reduziert. Die Energieverbrauchsdaten werden ebenfalls reduziert, da die energieintensivsten Schritte (Tiegelziehen, Wafersägen) abhängig vom Wafergewicht sind.

4.5.1.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Die Fertigung von m-Si-Wafern erfolgt v.a. für die Halbleiter-Industrie und ist nicht speziell für die Solarzellenfertigung optimiert.

Brechen und Reinigungsätzen: Das eingesetzte EG-Silizium und auch rezyklierte Czochralski-Säulen werden in Stückgrößen von 0.1 bis 7.5 cm gebrochen. Ein Ätzbad aus Salpetersäure, Flußsäure und Essigsäure reinigt die Oberfläche und entfernt vorhandenes SiO₂. Dabei entstehen nitrose Gase und Hexafluorkieselsäure.



Die Prozessabgase (v.a. NO_x, HF, Essig- und Salpetersäure) werden einem Abgaswäscher zugeführt; die Ätzabwässer gelangen zur Abwasserneutralisation. Nach Spülen mit VE-Wasser wird mit Aceton getrocknet.

Czochralski (CZ) - Tiegelziehen: Das geätzte EG-Silizium wird unter Argon-Schutzgas und bei 10-20 mbar in einem Quarztiegel aufgeschmolzen. Obwohl von Hagedorn nicht erwähnt, wird hier dem Silizium sehr wahrscheinlich eine geringe Menge Bor als n-Dotierstoff zugegeben. Der Quarztiegel ist durch einen Graphitbehälter vor Hitze-Verformung geschützt. Die Heizung und Temperatur-Regulierung erfolgt elektrisch durch eine Graphitwiderstandsheizung. Auf die Schmelzenoberfläche wird ein rotierender Kristallkeimling gebracht. Der Tiegel wird entgegengesetzt rotiert. Es folgen verschiedene Kristallzucht-Phasen, wobei der Keimling mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten zwischen 240 und 30 mm/h von der Schmelzenoberfläche weggezogen wird. Dabei entsteht eine monokristalline Si-Säule mit einem Durchmesser von bis 130 mm und einer Länge von ca. 1500 mm. Die Kristallisation zeigt auch einen Reinigungseffekt und Verunreinigungen sammeln sich im flüssigen Silizium. Der übrigbleibende Rest Silizium im Tiegel kann daher nicht mehr weiterverwendet werden. Der Quarztiegel wird nach Zuchtende durch das Abkühlen zerstört. Nach jedem Ziehvorgang wird die Apparatur geöffnet und gereinigt, wobei

Argon-Schutzgas und Reinigungs-Aceton unbehindert in die Umgebung gelangen. Die CZ-Säulen werden mittels eines CrO_x/HF -Gemisches auf Versetzungen hin untersucht. Ausgeschiedene Säulen werden wieder als Ausgangsmaterial verwendet.

Quader- und Wafersägen: Kopf- und Endkonus der CZ-Säulen werden mit Aussentrennsägen entfernt und die Sägeflächen abgeschliffen. Mit Aussentrennsägen werden vier Aussensektoren abgetrennt, sodass Säulen mit quasiquadratischer Grundfläche entstehen. Die Säulen werden mit MWS-Sägen in Wafer von 300 μm dicke und ca. 7 g Gewicht gesägt. Die Waferdicke wurde gegenüber der Quelle (<Hagedorn et al. 1992a>) reduziert, da praktisch keine 450 μm Wafer mehr hergestellt werden (<Hagedorn 1993>). Die Sägeart wurde von Innenlochsägen auf MWS-Sägen umgestellt. Durch MWS-Drahtsägen können dünnere Scheiben gesägt werden (bis 200 μm). Es entstehen bessere Oberflächen und weniger Verschnitt fällt an. Der Sägespalt wurde ebenfalls von ca. 450 auf 200 μm reduziert. Der Si-Abrieb wird als Schlamm gesondert deponiert. Kompakte Schnittabfälle (Kopf- und Endkonus, Aussensektoren) werden als Ausgangsmaterial wiederverwendet.

Stoff	Menge pro m-Si Wafer	Bemerkungen
Vorprodukt EG-Silizium	(ca. 12.04 g)	Abschätzung, da keine Angabe in der Quelle, s. Absatz "Tiegelziehen", die beim Sägen anfallenden rezyklierbaren EG-Silizium-Stücke sind hier bereits abgezogen
Hilfs- und Betriebsstoffe		
Salpetersäure, HNO_3	1.14 g ¹⁾	zur Ätzung
Fluorwasserstoff, HF	0.61 g ¹⁾	zur Ätzung
Essigsäure	1.3 g ¹⁾	zur Ätzung
VE-Wasser	73 g ¹⁾	zur Reinigung nach der Ätzung
Aceton	0.57 g ¹⁾	zur Reinigung nach der Ätzung
Quarztiegel	4.9 g ¹⁾	CZ-Tiegelziehen
Graphittiegel	0.11 g ¹⁾	
Graphit-Heizelemente	< 0.005 g ¹⁾	
Argon, Ar	29 g ¹⁾	Schutzgas
Aceton	0.02 g ¹⁾	zur Reinigung nach Tiegelziehen
Vakuum-Pumpenöl	10.7 μg ¹⁾	
Pumpen-Filter	k.A.	
Kühl- und Waschwasser	266 770 g	
Graphitträger	0.3 g ¹⁾	Sägen
Schleifscheiben	k.A.	
Stadtwasser	20 000 g	
Reinigungsmittel	0.2 g	
VE-Wasser	800 g	
Styropor	2 g	Schätzung, Verpackung
Folie	1 g	Schätzung, Verpackung
NaOH	0.5 g ¹⁾	zur Neutralisation im Abgaswäscher
Wasser	16.7 g ¹⁾	Abgaswäscher
Calciumhydroxid, $\text{Ca}(\text{OH})_2$	2.3 g ¹⁾	zur Abwasserbehandlung

Tab. XII.4.11: Eintretende Stoffmengen bei der m-Si-Wafer-Herstellung bezogen auf einen Wafer von ca. 7 g. Z.T. desaggregiert nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 141>. Einige Stoffe stammen evt. auch aus der EG-Si Herstellung und konnten nicht desaggregiert werden. Sie sind daher - wie im Original - hier aufgeführt, auch wenn sie nur z.T. aus der Waferherstellung stammen. ¹⁾: Diese Daten sind aufgrund der Reduktion der Schichtdicke und der Sägespalte gegenüber der Quelle mit einem Faktor 0.56 multipliziert.

Ergänzend zu Hagedorn wird versucht, den EG-Si Bedarf pro Wafer abzuschätzen: Für einen Wafer von 7 g fällt dieselbe Menge Si-Abrieb an. Der Rest im Tiegel beträgt 0.61 g. Der EG-Si-Einsatz pro Wafer beträgt somit 12.04 g. Das zuvor weggeätzte Silizium (als Hexafluorkieselsäure, H_2SiF_6) ist dabei vernachlässigbar (< 0.02 g/Wafer).

Reinigung: Die Scheiben werden in einer Ultraschall-Reinigungsstrasse von Sägeresten

gereinigt. Als Reinigungsmittel kommt ein geschirrspül-ähnliches Mittel zum Einsatz, welches jedoch speziell aufbereitet ist. Es wird dieselbe Verpackung wie für p-Si Wafer (Styropor, PVC-Folie) angenommen.

4.5.1.3 Energiebilanz

Hagedorn attestiert dem betrachteten Tiegelziehverfahren eine ungünstige Energieausnutzung. Verbesserungen z.B. eine Abwärmenutzung oder Einsparungen bei grösseren Chargen sind denkbar. In Tab. XII.4.12 sind die energetischen Aufwendungen für einen m-Si Wafer aufgelistet.

Energieverbrauch	kWh pro m-Si Wafer
Prozess- und Hilfsenergie, elektrisch	1.3 ¹⁾
KEV, elektrisch	2.7)
KEV, Brennstoffe	- 0.39 ¹⁾

Tab. XII.4.12: Energieaufwendungen zur Herstellung eines m-Si Wafers. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 144>. ¹⁾: Die Daten sind wegen der hier vorgenommenen Schichtdicken- und Sägespalterreduzierung mit einem Faktor 0.56 reduziert.

A b w ä r m e : Da Hagedorn eine Brennstoff-Substitution bei Abwärmenutzung bilanziert, kann der Brennstoff-KEV negativ werden. Da der Brennstoff-KEV in Tab. XII.4.12 negativ ist, muss daher auf eine Abwärmenutzung geschlossen werden, welche die emittierte Abwärme reduziert. die Reduktion der Abwärme wird zu 50% angenommen.

Durch den EG-Si-Bedarf von ca. 14.04 g/Wafer ergibt sich mit der Prozessenergieangabe von <Linton 1993> (129 kWh/kg) ein EG-Si-Prozessenergiebedarf von 1.55 kWh/Wafer. Der Energiebedarf wird als elektrische Energie verrechnet. Analog wird ein spezifischer Prozessdampfgewinn von 50 kWh/kg berücksichtigt, der zu einer Abwärmeverminderung führt. Die spezifische Abwärmeemission beträgt dann 79 kWh/kg.

4.5.1.4 Output, Emissionen

Die beim Reinigungsätzen entstehenden Abgase (v.a. NOx, HF, Essig- und Salpetersäure) werden abgesaugt, einem Abgaswäscher zugeführt und mit Natronlauge neutralisiert. Dabei entstehen Natriumnitrat, Natriumfluorid und Natriumacetat. Die Waschlösung wird zusammen mit der überschüssigen Natronlauge der Abwasserneutralisation zugeführt. Die Abwässer aus der Reinigungsätzung, welche Salpetersäure, Flußsäure, Essigsäure und Hexafluorkieselsäure enthalten, gelangen ebenfalls in die Abwasserneutralisation. Bei den zwei Reinigungswaschungen (nach dem Ätzen und nach dem Sägen) gelangt Aceton unbehandelt in die Umgebung. Die Abwässer, v.a. Essigsäure und Reinigungsmittel enthaltend, werden auch der Abwasserneutralisation zugeführt. In der Abwasserneutralisation wird mit Calciumhydroxid neutralisiert und gleichzeitig Fluorid als Calciumfluorid ausgefällt, welches als Sonderabfall deponiert wird.

Stoff	Menge pro m-Si Wafer	Bemerkungen
Zielprodukt m-Si Wafer	1 Stk.	Gewicht ca. 7 g
Emissionen in Atmosphäre Abwärme Stickoxide, NO _x Aceton, CH ₃ COCH ₃ Argon, Ar	1.8 kWh ca. < 350 µg ^l) 0.06 g ^l) 29 g ^l)	Abgaswäscher-Effizienz >98% aus Reinigung aus Tiegelziehen
Emissionen in Hydrosphäre Calciumnitrat, Ca(NO ₃) Essigsäure, CH ₃ COOH Natriumacetat, CH ₃ COONa Aceton, CH ₃ COCH ₃ Reinigungsmittel Natronlauge, NaOH Natriumnitrat, NaNO ₃ Quarz, SiO ₂ Natriumfluorid, NaF Abwasser Kühlwasser	1.4 g ^l) 3.6 g ^l) 0.07 g ^l) 0.55 g ^l) 0.3 g 0.35 g ^l) 0.11 g ^l) 0.02 g ^l) 0.06 g ^l) 3168 g 263 602 g	aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation aus Neutralisation
Sonderabfall Si-Schlamm, feucht Calciumfluorid, CaF ₂ Vakuum-Pumpenöl	5.9 g ^l) 1.1 g ^l) 11 µg ^l)	Sägeabrieb in Sonderabfalldeponie aus Abwasserfällung, in Sonderabfalldeponie
Industrieabfall Quarztiegel Graphittiegel Graphit-Heizelemente Graphitträger unreiner Si-Rest Pumpen-Filter mit SiO ₂ -Staub	5.0 g ^l) 0.11 g ^l) < 0.005 g ^l) 0.3 g ^l) 0.61 g ^l) k.A.	aus Tiegelziehen

Tab. XII.4.13: Austretende Stoffmengen bei der m-Si-Wafer-Herstellung bezogen auf einen 300 µm Wafer von ca. 7 g. Desaggregiert nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 149>. ¹⁾: Diese Daten sind wegen der Reduktion der Schichtdicke und der Sägespalte gegenüber der Quelle mit einem Faktor 0.56 multipliziert.

4.5.1.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Datenqualität: Trotz der unklaren Stofffluss- und Ausbeuteverhältnisse des Prozesses, der Abschätzungen nötig machte, die sich jedoch immerhin auf reale Produktionsdaten beziehen, ist die Datenqualität als befriedigend anzusehen. Die Aggregationsstufe ist relativ hoch, da die 3 Teilprozessschritte der EG-Si-Herstellung zusammen mit der Waferfertigung (4 Teilschritte) bilanziert werden. Die Reduktion der Wafer-Schichtdicken kann nur aufgrund von Abschätzungen berücksichtigt werden. Der effektive Silizium-Bedarf wird auch in Zukunft sinken. Die hier präsentierten Zahlen entsprechen somit einer Momentaufnahme, die für das Jahr 1994 befriedigend repräsentativ ist.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

- Salpetersäure, Aceton, Essigsäure, Vakuum-Pumpenöl und -filter, Reinigungsmittel, Calciumhydroxid

und folgende Output-Stoffe:

- Wasserstoff, Graphit, Reinigungsmittel.

		m-Si Wafer	Bemerkungen
		stk	
Nichten. Ressourcen			
Wasser	kg	210.6	Stadtwasser für Sägen 1), Kühl- und Waschwasser, Reinigungsätzung
Energieträger			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.02E-05	* 1), Prozess- und Hilfsenergie, EG-Si Herstellung, nach Linton, 1992: für 16.86g EG-Si 1), Prozess- und Hilfsenergie, Waferfertigung
Basismaterialien			
Argon ab Luftzerlegung	kg	0.02929	1), für Tiegelziehen
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.2634	* 1), zur TCS-Herstellung
Fluorwasserstoff HF (Flusssäure)	kg	0.0006071	1), zur Ätzung
Natronlauge NaOH	kg	0.0005	1), zur Neutralisation im Abgaswäscher
PE (HD)	kg	4.29E-05	* 1), div. Kunststoffe
Polystyrol schlagfest	kg	0.002	Schätzung, Verpackung
PVC schlagfest	kg	0.001	Schätzung, Verpackung
Sand fuer Bau	kg	0.004929	1), Quarztiegel
Stahl hochlegiert	kg	0.005	MWS-Drahtsägen
Wasser entkarbonisiert	kg	0.023	Abgaswäscher
Wasser vollentsalzt	kg	0.8729	1), VE-Wasser zur Reinigung nach der Ätzung VE-Wasser zur Reinigung
Wasserstoff H2	kg	0.009	* 1)
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	0.048	Transport Fertigungsstoffe, Distanz 50 km
Kohle			
Steinkohle aus Tagbau ab Bergwerk	t	6.00E-07	0.6 g div. Graphitteile, Heizwert 32 MJ/kg
Photovoltaik			
MG-Silizium	kg	0.06671	* 1)
Abfälle unbehandelt			
PE in KVA	kg	0.003043	Abfall Verpackung
PV-Produktionsabfaelle in SAVA	kg	0.0302	1), PE, IT, PTFE
PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.01286	SiC, Ölbinder und Silikonöl Papier, Ethylenglykol und Mineralöl 1), div. Graphitteile und v.a. Quarztiegel 1), Calciumfluorid, CaF2; 1), Vakuum-Pumpenöl 1), Si-Sägeabrieb-Schlamm, feucht 1), Si aus Tiegelziehen
Emissionen Luft			
Abwaerme in Luft p	TJ	5.74E-06	1), Waferfertigung ,Abwärmenutzung * 1), aus EG-Si-Herstellung
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	2.86E-07	1), Schätzung, aus Abgaswäscher Reinigungsätzen
Emissionen Wasser			
Basen gesamt f	kg	0.0001786	1), Natriumacetat, CH3COONa, Natronlauge, NaOH
Chloride f	kg	0.022	* 1), versch. Metallchloride vor Abwasserbehandlung * 1), HCl in Abwasser
Fluoride f	kg	5.71E-05	1), Natriumfluorid, NaF
Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg	0.00055	1), Aceton, CH3COCH3
Nitrate f	kg	0.001536	1), Calciumnitrat, Ca(NO3), Natriumnitrat, NaNO3
Saeuren gesamt f	kg	0.004914	1), Essigsäure, CH3COOH * 1), Kieselsäure
Schwebestoffe f	kg	2.14E-05	1), Quarz, SiO2

Tab. XII.4.14: Zusammenstellung der Eingabedaten der EG-Silizium Herstellung und der m-Si Waferfertigung, wie sie im Datenmodul "Wafer m-Si" berücksichtigt sind. 1): Diese Daten sind gegenüber <Hagedorn et al. 1992a> um einen Faktor 0.56 reduziert, um die geringere Waferdicke von 300 µm zu berücksichtigen. *) Aus EG-Silizium Herstellung.

4.5.2 Prozessschritt "m-Si Solarzellenfertigung"

4.5.2.1 Randbedingungen und Annahmen

In <Hagedorn et al. 1992a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Fertigung von 300 μm^1) dicken, 143 cm^2 grossen, ca. 7 g schweren m-Si-Zellen mit einer Nennleistung von ca. 2.36 W_p^1).
- Fertigung im 1-Schicht-Betrieb und einer Jahresproduktion von 0.4 Mio. Zellen (\cong ca.0.6 MW_p) bei einer möglichen Kapazität von 2 MW_p (Auslastung 30%)

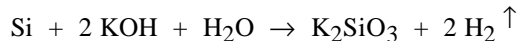
Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

¹): In <Hagedorn et al. 1992a> wird die Zellenfertigung mit 450 μm dicken Wafern betrachtet, die aber nicht mehr gebräuchlich sind. Es wird angenommen, dass die Anpassung der Waferdicke von 450 auf 300 μm in der vorliegenden Arbeit keinen Einfluss auf die Zellenfertigung hat, da die Prozesse hauptsächlich oberflächenbezogen sind. Durch Produktionsverbesserungen wurden seither Nennleistungserhöhungen von ca. 56% erreicht, die gegenüber Hagedorns Angaben berücksichtigt werden <Hagedorn 1993, Energie 1996>.

4.5.2.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Auspacken und Kontrolle: Die Wafer werden ausgepackt, visuell kontrolliert und in Körbe zur halbautomatischen Fertigung einsortiert.

Reinigungs- oder Damage-Ätzen: Wegen der Beschädigungen der Waferoberfläche beim vorangegangenen Innenlochsägen ist zunächst eine Ätzung nötig. In einer geheizten 50%igen Kalilauge (KOH) wird dabei nach untenstehender Reaktionsgleichung das beschädigte Material abgetragen. Alternativ kann auch Natronlauge verwendet werden.

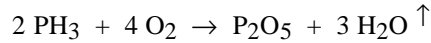


Der Wasserstoff entweicht unbehindert in die Umgebung. Das Ätzbad wird mit einem Stickstoffgasstrom umgewälzt. Die Ätzreaktion wird in einem zweiten Bad mittels 10%iger Flußsäure (HF) gestoppt. Die Wafer werden dannach mit VE-Wasser gespült. Die Bäder werden periodisch ersetzt. KOH-Lösung mit Kaliumsilikat, HF-Bad sowie das Spülwasser werden zusammen der Abwasserneutralisierung und Fällung zugeführt.

Textur-Ätzen: Durch selektives Ätzen wird in diesem Schritt eine texturierte Wafer-Oberfläche aus ca. 5 μm hohen, quadratischen Pyramiden erzeugt. Dadurch nehmen die Reflexionsverluste der Solarzelle ab. Als Ätzlösung wird ein geheiztes Gemisch von KOH, Ethylenglykol ($\text{C}_2\text{H}_4(\text{OH})_2$) in VE-Wasser verwendet. Die Reaktion entspricht obiger Damage-Ätzung. Das Ethylenglykol bleibt unverändert. Es wird wiederum mit 10%iger Flußsäure gestoppt und mit VE-Wasser gespült und alle Abwässer der Abwasserbehandlung zugeführt. (Bemerkung: Da wenig Unterschiede zwischen Damage- und Texturätzen bestehen, kann das Texturätzen auch weggelassen werden. In <Häne et al. 1991> wurde dies so betrachtet und auch die p-Si-Solarzellenfertigung in Hagedorns Arbeit und in <Strese et al. 1988> weist keine Texturätzung auf.)

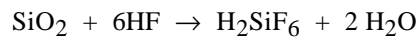
Rückseitenabdeckung: Da im folgenden Diffusionsschritt eine Dotierung der Rückseite nicht erwünscht ist, wird diese nun vorgängig mit einer Quarzpulver-Schicht abgedeckt. Dazu wird eine Mischung von 7% SiO_2 in Ethanol und Ethylacetat aufgebracht. Die verdunstenden organischen Lösungsmittel werden abgesaugt und gelangen in die Umgebung. SiO_2 -Reste werden mit Flußsäure entfernt und gelangen in die Abwasserbehandlung.

Diffusionsprozess zur Phosphor-Dotierung: Um im Silizium einen pn-Übergang zu erzeugen, lässt man Phosphor-Fremdatome eindiffundieren. Dazu werden die Wafer chargenweise in einem kontinuierlich geheizten Diffusionsofen bei 800 - 900 °C einem Gasstrom, bestehend aus Phosphin (PH₃), Stickstoff und Sauerstoff ausgesetzt. Alternativ kann auch Phosphoroxichlorid (POCl₃) eingesetzt werden. Dieses Gemisch zersetzt sich im Diffusionsofen nach untenstehender Reaktionsgleichung und bedeckt die Wafer mit einer Schicht aus Phosphorpentoxid (P₂O₅).



Auf der Waferoberfläche bildet sich ein Phosphor-Silikatglas (SiO₂ · P), aus dem Phosphoratome im Mittel 0.3 bis 0.5 µm tief in die Randschicht des Wafers eindiffundieren. Phosphor ist in Silizium ein Elektronen-Donor und führt daher zu einer (n-, = Elektronenüberschuss)-Dotierung (Vorsicht: Die *P-Dotierung* führt also nicht zu einer *p-Dotierung*). Das Phosphin zersetzt sich hauptsächlich auf den Quarzrohrwänden des Ofens, welche daher periodisch mit einem HF/HNO₃-Gemisch gereinigt werden müssen. Das abgesaugte Abgas enthält Stickstoff, Sauerstoff, Wasserdampf und geringe Mengen an P₂O₅, welches als Phosphorsäure (H₃PO₄) auskondensiert wird und mit der gebrauchten Reinigungssäure zur Abwasserneutralisation gelangt.

Phosphorglasätzung: Die im vorangegangenen Schritt entstandene Phosphor-Silikatglas-Schicht (SiO₂ · P) wird nun zusammen mit der im vorletzten Schritt aufgetragenen SiO₂-Rückseitenabdeckung weggeätzt. Dazu werden die Wafer in ein 10%iges Flusssäure-Bad getaucht, wobei nach untenstehender Gleichung Hexafluorkieselsäure entsteht.



Die geätzten Wafer werden mit VE-Wasser gespült. Die Abwässer und verbrauchten Bäder werden der Abwasserbehandlung zugeführt. Wenig gasförmige Flusssäure (ca. 8% der Nettomenge) entweicht unbehandelt in die Umgebung.

Siebdruck der Front- und Rückseiten-Kontakte: Die elektrischen Kontakte der Solarzelle werden mit einem Siebdruckverfahren hergestellt. Auf die Rückseite wird eine silber- und aluminiumhaltige Druckpaste aufgetragen und in einem IR-Ofen getrocknet. Die dabei entweichenden organischen Pasten-Lösungsmittel (va. Terpeneol und wenig Ethylenglycol-monoethylether) werden abgesaugt und gelangen unbehandelt in die Umgebung.

Metallanteil (Ag, bei der Rückseitenpaste mit wenigen Prozenten Al)	ca. 75%
organische Anteile, Lösungsmittel (VOC)	ca. 20%
Bleiglasfritte	ca. 5%

Tab. XII.4.15: approximative Zusammensetzung der eingesetzten Druckpaste zur Kontaktierung von m-Si Solarzellen. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 108>

Stoff	Menge pro m-Si Zelle	Bemerkungen
Vorprodukt m-Si Wafer	1.05 Stk	300 µm, Gewicht 7 g
Fertigungsstoffe Kaliumhydroxid, KOH Fluorwasserstoff, HF Rückseiten-Siebdruckpaste (Ag,Al) Front-Siebdruckpaste (Ag) Ethylenglykol, (C ₂ H ₄ (OH) ₂) Phosphin, PH ₃ Stickstoff, N ₂ Sauerstoff, O ₂	10.7 g 1.8 g 0.4 g 0.1 g 5.6 g 0.0005 g 12.5 g 0.04 g	total, 100%-Pellets (fest) total, 100% vergl. Tab. XII.4.15 vergl. Tab. XII.4.15 Texturätzen Diffusion Diffusion und Damageätzen Diffusion
Hilfs- und Betriebsstoffe SiO ₂ -Emulsion Zitronensäure VE-Wasser gereinigte Luft Calciumhydroxid, Ca(OH) ₂	0.3 g 1.0 g 10 000 g 24.0 g 3.4 g	Rückseitenabdeckung, 7% SiO ₂ in Ethanol und Ethylacetat Reinigung total Siebdruck zur Abwasserbehandlung (Neutralisation und Fällung)

Tab. XII.4.16: Eintretende Stoffmengen bei der m-Si-Solarzellen-Herstellung bezogen auf eine Zelle von 9 g. Nach <Hagedorn et al. 1992 a, p. 107>.

Auf die Frontseite wird nun eine silberhaltige Druckpaste aufgebracht. Beide Kontakte werden in einem IR-Ofen unter Stickstoff/Sauerstoff-Atmosphäre bei 650° - 800°C gesintert. Die in der Druckpaste enthaltene Bleiglasfritte verschmilzt dabei mit der Si-Oberfläche und begünstigt so eine gute Kontaktierung. Die in der rückseitig applizierten Paste enthaltenen Al-Atome diffundieren dabei ins Silizium und dotieren so die Rückseite. Aluminium ist in Silizium ein Elektronen-Akzeptor und führt zu einer (p⁺) = Elektronenloch-Dotierung. Die organischen Bestandteile der Paste oxidieren zu CO, CO₂ und H₂O. Die Abluft wird abgesaugt und in die Umgebung emittiert.

Reinigung und Qualitätstest: Die Zellen werden zur Reinigung in ein Flusssäure- und ein Zitronensäurebad getaucht und mit VE-Wasser gespült. Die Zellen werden mittels eines Sonnensimulators vermessen und klassiert. Die Ausbeute wird mit 95% angesetzt.

4.5.2.3 Energieaufwand

Die Zellenfertigung stellt nach Hagedorn ca. 25 % des kumulierten Energieverbrauchs eines m-Si Panels. Einsparungen sind v.a. durch Mehrschichtbetrieb und energetische Verbesserungen in der Anlagentechnologie möglich. Auffallend ist, dass die Prozess- und Hilfsenergie ca. eine Größenordnung kleiner ist als der KEV. In Tab. XII.4.17 sind die energetischen Aufwendungen für eine m-Si Solarzelle aufgelistet.

Energieverbrauch	kWh pro m-Si Zelle
Prozessenergie, elektrisch	0.7
Hilfsenergie, elektrisch	0.6
KEV, elektrisch	7.0
KEV, Brennstoffe	0.5
nicht-energetischer Verbrauch (NEV)	0.1
Primärenergieverbrauch	11.5

Tab. XII.4.17: Energieaufwendungen zur Herstellung einer m-Si Solarzelle. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 116>

In <Hagedorn et al. 1989 a> sind die spezifischen Prozess- und Hilfsenergien einzeln angegeben. 88% des Gesamtverbrauchs ist dabei durch den diskontinuierlichen Diffusionsprozess bedingt. Bei 4-Schicht-Betrieb könnte der Prozessenergiebedarf auf 202.2 Wh/Wafer gesenkt werden. Die Hilfsenergien werden mit 400 Wh/Wafer bei 1-Schicht-Betrieb und 133 Wh/Wafer bei 4-Schicht-Betrieb angegeben.

Abwärme: Da keine Abwärmenutzung praktiziert wird und auch keine wichtigen wärmegetriebenen Reaktionen auftreten, wird der ganze Energieaufwand als Abwärmeemission verbucht.

Prozessenergien		Wh pro m-Si Zelle
Damageätzen	1200 Wf/Schicht	1.46
Texturätzen	1200 Wf/Schicht	6.05
Phosphorglasabätzen	1200 Wf/Schicht	1.46
Spülen und Trocknen	1200 Wf/Schicht	3.92
Diffusion	900 Wf/Schicht	593.8
Siebdruck und Tempern	200 Wf/h	28.1
Temperofen	240 Wf/h	22.7
Qualitätstest	200 Wf/h	15
T o t a l (1-Schicht-Betrieb)		672.1

Tab. XII.4.18: Prozessenergien zur Herstellung einer m-Si Solarzelle in einem 1-Schicht-Betrieb. Nach <Hagedorn et al. 1989 a>

4.5.2.4 Output, Emissionen

Die Ätzbäder und Spülwasser werden in einer Abwasserbehandlungsanlage zusammen mit anderen Chemieabwässern mittels Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) neutralisiert und gefällt, bevor sie in das öffentliche Abwassersystem eingeleitet werden. Fluoride werden als Calciumfluorid (CaF_2) und Phosphorsäure als Calciumphosphat ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$) ausgefällt, filtriert und als Sonderabfall deponiert. Defekte Wafer werden als Industrieabfall entsorgt. Die derzeit unbehandelte Abluft der Fertigungsprozesse würde bei grösseren Produktionsmengen mittels Abgaswäscher oder Kühlfallen behandelt.

Stoff	Menge pro m-Si Zelle	Bemerkungen
Reststoffe an Atmosphäre org. Lösemitteldämpfe (NMVOC)	0.2 g	Abgase aus Siebdruckpasten-Trocknung, v.a. Terpeneol und Ethylenglycolmonoethylether
Sintergase (CO ₂ , H ₂ O, CO, C _n H _m)	0.05 g	Abgase aus Siebdruck-Sinterung
org. Lösemitteldämpfe (NMVOC)	0.2 g	aus Rückseitenabdeckung, Ethanol und Ethylacetat
Fluorwasserstoff, HF	0.09 g	total aus Bädern
Wasserstoff	0.3 g	total aus Damage- und Texturätzen
Sauerstoff	0.04 g	aus Diffusion
Stickstoff	12.5 g	total aus Diffusion und Damageätzung
Abwärme	1.3 kWh	
Reststoffe im Abwasser		in die öffentliche Kanalisation
KOH	6.7 g	aus Ätzbädern
Bikaliumkieselsäure K ₂ SiO ₃	5.6 g	aus Ätzbädern
Ethylenglykol C ₂ H ₄ (OH) ₂	5.6 g	aus Texturätzen
Quarzpulver, SiO ₂ (suspendiert)	0.004 g	aus Ätzbädern
Zitronensäure	1.0 g	aus Reinigung
Wasser	10 000 g	total
Sonderabfall		
Siebdruck-Pastenreste	0.005 g	
Calciumfluorid, CaF ₂	3.5 g	in Filterkuchen der Abwasserbehandlung, an Deponie
Cacliumphosphat, Ca ₃ (PO ₄) ₂	0.003 g	in Filterkuchen der Abwasserbehandlung, an Deponie
Industrieabfall		
defekte Zellen	0.4 g	Ausbeute 95%

Tab. XII.4.19: Austretende Stoffmengen bei der m-Si Solarzellen-Herstellung bezogen auf eine Zelle von 7 g. Nach <Hagedorn et al. 1992 a, p. 114 >

4.5.2.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die im Datenmodul de Ecoinvent-Datenbank enthaltenen Flüsse werden in Tab. XII.4.20 aufgeführt. Um KOH berücksichtigen können, wird es als NaOH bilanziert. Um die chemisch relevanten Moläquivalente zu berücksichtigen, wird die KOH-Menge um den Molgewichtsquotienten (NaOH/KOH=40/56=0.714) reduziert (*i.e.* 10.7 gKOH [^] = 191mMol [^] = 7.64 gNaOH).

Datenqualität: Aufgrund der detaillierten Analyse der Teilprozessschritte unter Berücksichtigung effektiver Produktionsverhältnisse ist die Datenqualität befriedigend. Hierbei muss jedoch bemerkt werden, dass in diesem Projekt nicht alle verwendeten Materialien berücksichtigen konnten. Weitere Entwicklungen bei der Zellenfertigung lassen auch diese Daten zu einer Momentaufnahme werden.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

- Phosphin, SiO₂-Emulsion, gereinigte Luft, Calciumhydroxid

und folgende Output-Stoffe:

- Sinterabgas, Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff, Luft, Wasser, Siebdruck-Pastenreste.

		m-Si Zelle	Bemerkungen
		stk	
Nichten. Ressourcen			
Silber	kg	0.00038	im Lot
Energieträger			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.68E-06	Prozess- und Hilfsenergie
Basismaterialien			
Chemikalien anorganisch	kg	0.0005	Phosphin
Chemikalien organisch	kg	0.0066	Ethylenglykol und Zitronensäure
Fluorwasserstoff HF (Flusssaeure)	kg	0.0018	
Natronlauge NaOH	kg	0.00764	statt KOH. reduziert um den Molekulargewichtsquotient (40/56=1.4)
Sauerstoff ab Luftzerlegung	kg	4.00E-05	
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	0.0125	
Wasser vollentsalzt	kg	10	
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	0.5	
Photovoltaik			
m-Si Wafer	stk	1.05	
Abfälle unbehandelt			
PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie*)	kg	0.0039	in Filterkuchen der Abwasser-behandlung, Calciumfluorid, CaF ₂ wenig Cacliumphosphat, Ca ₃ (PO ₄) ₂ defekte Solarzellen
Emissionen Luft			
Abwaerme in Luft p	TJ	4.68E-06	
HF Fluorwasserstoff p	kg	9.00E-05	total aus Bädern
NMVOc p	kg	0.0004	org. Lösemitteldämpfe Abgase Siebdruckpasten-Trocknung und aus Rückseitenabdeckung, v.a. Terpeneol, Ethylenglycolmonoethylether, Ethanol, Ethylacetat
Emissionen Wasser			
Basen gesamt f	kg	0.0067	KOH
Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg	0.0056	Ethylenglykol (C ₂ H ₄ (OH) ₂)
Saeuren gesamt f	kg	0.0066	Bikaliumkieselsäure K ₂ SiO ₃ , Zitronensäure
Ungeloeste Stoffe f	kg	4.00E-06	Quarzpulver, SiO ₂ (suspendiert)

Tab. XII.4.20: Zusammenstellung der Eingabedaten des Prozessschrittes der m-Si Solarzellenfertigung, wie sie im Datenmodul "Zelle m-Si" berücksichtigt sind. *) Annahmen für Entsorgungswege (siehe auch Kap. 9)

4.5.3 Prozessschritt "m-Si Panelfertigung"

4.5.3.1 Randbedingungen und Annahmen

In <Hagedorn et al. 1992a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Fertigung von Aluminium-gerahmten Panels. Zwischen einer Frontglasscheibe und einer 3-lagigen Rückseitenfolie sind 36 m-Si-Solarzellen in EVA-Folie eingebettet. Anschlussgehäuse aus Aluminium.
- Panel-Nennleistung $P_N = 85 W_p^1)$, Panelfläche = 0.6221 m²., Zellenfläche = 0.44 m².
- Fertigung im 1-Schicht-Betrieb und einer Jahresproduktion von 12 000 Panels (\cong ca.0.6 MW_p) bei einer möglichen Kapazität von 2 Mw_p.

Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn et al. 1992a> beschrieben.

1): korrigierter Stand 1994. Durch geringfügige Produktionsverbesserungen durch Erfahrungen wurden Nennleistungserhöhungen von ca. 56% erreicht, die gegenüber Hagedorns Angaben berücksichtigt werden <Hagedorn 1993, Energie 1996> .

4.5.3.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Herstellen der Zellenmatrix: Die klassierten Solarzellen werden mit kupferhaltigen Verbindungsbändern leitend verbunden. In Lötautomaten werden die Bänder an die Vorderseitenkontaktbalken der Solarzelle angelötet. Die in <Hagedorn et al., p. 35> erwähnte Entfernung von Lotpastenresten mit Freon wurde inzwischen eingestellt <Hagedorn 1993>. Welche der möglichen Alternativen (genauere Dosierung bei Verwendung von nichtkorrosiven Flussmitteln, Einsatz von wasserlöslichen Flussmitteln und Reinigung mit VE-Wasser) eingesetzt wird, ist leider nicht bekannt. Die relativ geringen Stoffflüsse bei der Reinigung nach Wegfall des Freon-Einsatzes haben jedoch auch nicht prioritäre Relevanz.

Lot und Lotpaste	
Zinn	63%
Blei	36%
Silber	2%

Verbindungsbänder	
Kupfer	80%
Nickel	4%
Zinnlot	15%

Tab. XII.4.21: Zusammensetzung der verwendeten Lotpaste und Verbindungsbänder. Nach <Hagedorn et al. 1992 a, p. 41>

Stoff	Menge pro m-Si Panel	Bemerkungen
Vorprodukte m-Si Solarzellen	36.0 Stk	Stückgewicht ca. 7 g
Fertigungsstoffe Lotpaste	2 g	63% Sn, 36% Pb, 2% Ag
Lot	10.1 g	"
Reinigungsmittel	n.ang.	für Lotpastenreste, Freon wird nicht mehr verwendet <Hagedorn 1993>
Verbindungsbänder	30.3 g	80% Cu, 4% Ni, 15% Sn
Solarglasscheiben	4140 g	4 mm dick, 1 Scheibe
EVA-Folie	403 g	97% Ethylvinylacetatcopolymer, 0.5 mm dick
Rückseitenfolie	127 g	50 µm Polyester, 50 µm Aluminium und 40 µm Polyvinylfluorid
Schrumpfschläuche	1.2 g	Polyvinylidenfluorid oder auch Polyolefin
Epoxid-Harzmasse	5 g	Verguss des Anschlussbereiches
Quarzmehl	6.0 g	Verguss des Anschlussbereiches
Aluminium-Rahmenteile	1900 g	eloxiert, legiert (4%o Mg, 5%o Si)
Profilgummi	360 g	
Kleber	5 g	
Kunststoffwinkel	21 g	aus glasfaserverstärktem Ultramid
Anschlusskasten	253 g	aus Aluminium, mit Polyamid, Messing und Moosgummi
Silikonkautschuk	4 g	Dichtung Anschlusskasten
Hilfs- und Betriebsstoffe AC-Waschmittel	25 g	zur Glas-Reinigung
Wasser	25 000 g	zur Glas-Reinigung
Trennfolie	20 g	aus Polyethylen, zwischen EVA-Folie
Sonnensimulatorlampen	n.ang.	
expandiertes Polystyrol, EPS	80 g	in einer 60er-Packung, nach Schätzung in <Häne et al. 1991>
Verpackungskarton	100 g	in einer 60er-Packung, nach Schätzung in <Häne et al. 1991>

Tab. XII.4.22: Eintretende Stoffmengen zur Herstellung eines gerahmten m-Si Solarpanels mit 36 Zellen und 85 W_p Nennleistung. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 40>

Energieverbrauch	kWh pro Stk. m-Si Panel
Prozessenergie, elektrisch	3.8
Hilfsenergie, elektrisch	6.2

Tab. XII.4.23: Energieaufwendungen zur Herstellung eines m-Si Panels. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 48>

Stoff	Menge pro m-Si Panel	Bemerkungen
Zielprodukt PV-Panel	1 Stk.	Gesamtgewicht 7458 g
Reststoffe in Atmosphäre Abwärme p VOC	10 kWh n.ang.	geringe Mengen an Butenen, 2-Propanon, 2-Methylpropanol, 2-Ethoxy-2-methylpropan, 2-Methylbutan-2-ol, tert.-Butylisopentylperoxid, Vernetzungsprodukte aus Laminierungsprozess
Reststoffe im Abwasser AC-Waschmittel Wasser	25 g 25 000 g	aus Glasreinigung aus Glasreinigung
Industrieabfall Lotpastenreste	n.ang.	in Reinigungsmittel, evt. auch ins Recycling
defekte PV-Panels	74.5 g	99% Ausbeute der Herstellung
EVA-Folienreste	23 g	50 µm Polyester, 50 µm Aluminium und 40 µm Polyvinylfluorid
Rückseitenfolienreste	7 g	
Trennfolie	20 g	aus Polyethylen
Profilgummireste	17 g	
Sonnensimulatorlampen	n.ang.	

Tab. XII.4.24: Austretende Stoffmengen zur Herstellung eines gerahmten m-Si Solarpanels mit 36 Zellen und 85 W_p Nennleistung. Nach <Hagedorn et al. 1992a, p. 44>

Folienschneiden und Glaswaschen: Die Zellenmatrix wird in einen Verbund von zwei Ethyl-Vinylacetat-(EVA)-Folien eingebettet. Als Rückseitenabdeckung wird eine dreilagige Spezialfolie eingesetzt, welche aus 50 µm Polyester, 50 µm Aluminium und 40 µm Polyvinylfluorid (PVF, "Tedlar") besteht. Beim Zuschneiden der Folien fällt ein Verschnitt von ca. 5% nebst einer PE-Trennfolie an, welche in den Industrieabfall gelangen. Die eingesetzte Frontglasscheibe aus 4mm eisenarmem Flachglas wird vor dem Laminierungsprozess mit einem AC-Waschmittel gewaschen. Das Abwasser gelangt zur Neutralisation.

Laminatfügen: Das Sandwich aus Glasscheibe, EVA-Folie, Solarzellenmatrix, EVA-Folie und Rückseitenfolie wird in einem Laminierofen unter Druck thermisch verbunden und in einem zweiten Ofen thermisch nachbehandelt. Geringe Mengen von gasförmigen, organischen Verbindungen entweichen dabei unbehindert in die Umgebung.

Randbearbeitung und Isolation: Die beim Laminieren seitlich hervorgequollene Folienmasse wird entfernt. Die aus dem Laminat herausragenden Verbindungsbänder werden mit Schrumpfschläuchen aus Polyvinylidenfluorid oder auch Polyolefin) isoliert. Der Anschlussbereich wird mit einer Quarzmehl / Epoxidharz-Masse vergossen.

Rahmung: Die Rahmung erfolgt mit eloxierten Aluminiumprofilen (Legierung mit 0.4 % Magnesium und 0.5 % Silizium). In die Aluprofile wird ein Gummiprofil geklebt. Die Rahmenteile werden um das Zellen-Laminat gelegt und mit Kunststoffwinkein aus glasfaserverstärktem Ultramid manuell verschlossen.

Montage Anschlusskasten: Ein Anschlusskasten, der die Solarstromabnahme erlaubt, wird an den Rahmen geschraubt und mit Silikon-Kautschuk abgedichtet. Er besteht aus Aluminium und enthält Klemmen und Verschraubungen aus Polyamid und Messing sowie Dichtungen aus Moosgummi.

Paneltest und Verpackung: Die fertigen Panels werden mittels eines gepulsten Sonnensimulators automatisch vermessen und klassiert. 1% der Panels sind Ausschuss. Nach <Häne et al. 1991> wird die Verpackung der Panels zu 80g Polystyrol und 100g Karton angenommen.

4.5.3.3 Energieaufwand

Der Modulfertigungsprozess weist einen relativ geringen Energieverbrauch auf, da abgesehen vom Laminierungsprozess keine energieintensiven Teilprozesse stattfinden. Die Hilfsenergien (für Beleuchtung und Belüftung) liegen ca. 50% über dem spezifischen Prozessenergieverbrauch. In Tab. XII.4.23 sind die energetischen Aufwendungen für die m-Si Panelfertigung aufgelistet.

4.5.3.4 Output, Emissionen

Als wesentliche Output-Stoffe sind Kunststoffreste und defekte Panels zu nennen. Freon wird nach <Hagedorn 1993> nicht mehr verwendet. Kunststoffreste und defekte Panels (1%) gelangen in den Industrieabfall. Zur Neutralisation des Abwassers des Glaswaschens sind keine weiteren Betriebsstoffe nötig. In Tab. XII.4.24 sind die Emissionen pro produziertes m-Si Panel zusammengefasst.

Abwärme: Da keine Abwärmenutzung praktiziert wird und auch keine wichtigen wärmegetönten Reaktionen auftreten wird der ganze Energieaufwand als Abwärmeemission verbucht.

4.5.3.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Einheit des Datenmoduls ist kW_p . Bei einer Panelnennleistung von $85 W_p$ für 1994 werden für ein kW_p 11.8 Panels benötigt.

Der Bau von rahmenlosen Laminaten wird durch Weglassung der unterstrichenen Aufwendungen (Rahmenteile) bilanziert.

Die Entsorgung der gebrauchten Panels wird nach Kap. 9 "Entsorgung PV-Panels" vorgenommen.

Datenqualität: Aufgrund der detaillierten Analyse der Teilprozessschritte unter Berücksichtigung effektiver Produktionsverhältnisse ist die Datenqualität befriedigend. Hierbei muss jedoch bemerkt werden, dass "Ecoinvent" nicht alle verwendeten Materialien als solche berücksichtigen konnte (v.a. Kunststoffe). Die Bilanzierung stützt sich auf die Fertigungsverhältnisse eines Herstellers (Siemens). Andere Produktionsverfahren dürften jedoch weitestgehend ähnlich sein. Künftige Änderungen der Fertigungsweise werden eine Neubetrachtung des Datensatzes nötig machen.

Die im Datenmodul der "Ecoinvent"-Datenbank enthaltenen Flüsse werden in Tab. XII.4.26 aufgeführt. Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

- Zinn in Lot und Lotpaste**, Reinigungsmittel, Kleber, AC-Waschmittel, Sonnensimulatorlampen

und folgende Output-Stoffe:

- Lotpastenreste, Laminierungsabgase, Sonnensimulatorlampen, AC-Waschmittel

Photovoltaik, Panelfertigung

		Laminat m-Si	Panel m-Si	Bemerkungen
		kWp	kWp	
Silber	kg	0.0046	0.0046	im Lot
Wasser	kg	473	473	Reinigung Glasscheiben
Zinn	kg	0.144	0.144	im Lot
Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ	0.00068	0.00068	Prozess- und Hilfsenergie
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	7.40E-05	7.40E-05	Folienherstellung EVA 2.7 kWh/kg
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	1.50E-05	1.50E-05	Schätzung abrasive Trennung
Aluminium 0% Rec.	kg	1.25	37.15	<u>Rahmenteile, eloxiert, legiert (4%o Mg, 5%o Si)</u> Aluminiumanteil ca. 52G-% der Rückseitenfolie
Aluminium 100% Rec.	kg	3.8	3.8	80G-% (geschätzt) des Anschlusskastens, Gehäuse
Blei	kg	0.082	0.082	im Lot
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	78.2	78.2	Solarglasscheiben
Gummi EPDM	kg		6.8	
Karton (Verpackungs-)	kg	1.9	1.9	
Kupfer	kg	0.57	0.57	Verbindungsbänder (80% Cu, 4% Ni, 15% Sn)
Mineralwolle	kg		0.1	<u>25G-% der glasfaserverstärkten Ultramid-Kunststoffwinkel</u>
PE (HD)	kg	0.378	0.378	PE-Trennfolie
PE (LD)	kg	7.695	7.695	EVA-Folie statt Epoxid-Masse
PET 0% Rec.	kg	0.624	0.624	Polyesteranteil ca. 26G-% der Rückseitenfolie
Polypropylen	kg	0.023	0.023	Polyolefin-Schrumpfschläuche
Polystyrol schlagfest	kg	1.51	1.51	Anschlusskasten aus Kunststoff (zB. ABS), 150g/Panel Verpackung
PUR-Hartschaum	kg	0.96	1.26	<u>75G-% der glasfaserverstärkten Ultramid-Kunststoffwinkel</u> 20G-% (geschätzt) des Anschlusskastens, Kunststoffteile
PVC schlagfest	kg	0.51	0.51	PVF-Anteil ca. 21G-% der Rückseitenfolie
Sand fuer Bau	kg	0.133	0.113	statt Quarzmehl
Transport LKW 28 t	tkm	72.5	93.5	<u>Anteil Transport Rahmen-Material (Gewicht 2.26 kg) 500km in die CH</u> Anteil Transport Lamine (Gewicht 7.43 kg), 500km in die CH Transporte in Deponie Inert: 30 km
m-Si Zelle	stk	423.2	423.2	53 resp 57 Wp/Panel à 36 Zellen
MG-Silizium	kg	0.028	0.028	im Silikonkautschuk (38G-% Si im Kautschuk)
Al in KVA	kg	0.069	0.069	Rückseitenfolienreste, 50 µm Aluminium
F in KVA	kg	0.021	0.021	Rückseitenfolienreste, 50 µm Polyester und 40 µm Polyvinylfluorid
Glas in Inertstoffdeponie	kg	77.4	77.4	gebrauchte Solarglasscheiben
Karton in KVA	kg	1.9	1.9	Verpackungskarton
Kunststoffe in KVA	kg	1.002	1.002	Rückseitenfolienreste, 50 µm Polyester und 40 µm Polyvinylfluorid
PE in KVA	kg	9.439	2.323	Anschlusskasten 1992: div. Kunststoffe, 1995: 100% ABS, EVA-Reste PE-Trennfolie EPS-Einweg-Verpackung <u>restliche Rahmenteile</u> <u>Profilgummireste</u>
PV-Panelabfaelle in Reststoffdeponie	kg	1.41	1.41	defekte PV-Panels (Ausbeute 99%)
PV/EVA-Zellenabfaelle	kg	19.6	19.6	Abrieb aus EVA, Solarzellen, Kupfer, Polyester, Aluminium, PVF
Abwaerme in Luft p	TJ	0.000769	0.000769	

Tab. XII.4.26: Zusammenstellung der Eingabedaten des Prozessschrittes der m-Si Solarpanelfertigung, wie sie im Datenmodul "Panel m-Si" berücksichtigt sind. Lamine werden durch Weglassung der unterstrichenen Aufwendungen bilanziert.

4.6 Prozessschritte für p-Si Technologie

Vorbemerkung

Die bei <Hagedorn *et al.* 1991> beschriebenen Fertigungsprozesse bezieht sich auf die p-Si Prozesskette von AEG/Telefunken. AEG-Fabrikate sind aber in der Schweiz nicht sehr verbreitet. Als p-Si Panels sind - wie in Kap. 2.3 "Anlagen in der Schweiz" erläutert - Kyocera-Fabrikate dominant. Über die Fertigungsprozesse bei Kyocera ist vergleichsweise leider nur wenig bekannt. Die Daten zur Bilanzierung der p-Si-Panels stammen daher meist von Hagedorn und werden z.T. an die Produktionsverhältnisse in Japan angepasst.

4.6.1 Prozessschritt "p-Si Waferfertigung"

4.6.1.1 Randbedingungen und Annahmen

In <Hagedorn *et al.* 1992 a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Es werden drahtgesägte, 350 mm dicke p-Si-Wafer mit einer quadratischen Fläche von 100 cm² betrachtet.
- Blockgiessen erfolgt im 4-Schicht Betrieb mit einer Chargengrösse = Blockgewicht von 120 kg.
- Wafersägen, Reinigung und Verpackung erfolgt im 3-Schicht Betrieb
- Jahresproduktion: ca. 750 Blöcke (= 90 t p-Si, = 6 Mio. Scheiben)

Weitere Konventionen:

- Die Stoffflussdaten der Waferherstellung werden von Hagedorn zusammen mit den Stoffflussdaten der EG-Si-Herstellung publiziert. Die Daten können nur zum Teil wieder desaggregiert werden, sodass die Stoffeinsätze der Waferherstellung allein verborgen bleiben.

Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn *et al.* 1992 a> beschrieben. Sie werden z.T. an die Produktionsweise in Japan angepasst.

Die Daten aus <Hagedorn *et al.* 1992 a> werden an einen 300 mm dicke p-Si-Wafer mit einer quadratischen Fläche von 100 cm² angepasst (Faktor 0.86). <Energie 1996>

4.6.1.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Blockgiessen: Das EG-Silizium wird unter einer Argon-Schutzgasatmosphäre aufgeschmolzen und in wiederverwendbare, rechteckige Gussformen (sog. Kokillen) aus Graphit gegossen. Der Block wird kontrolliert abgekühlt, sodass die leistungsmindernden Korngrenzen im Kristall eine Vorzugsrichtung parallel zu den Blockkanten einhalten (sog. gerichtete Erstarrung zu einer kolumnaren Kristallstruktur).

Säulen- und Wafersägen: Die 40×40×30 cm³ grossen p-Si Blöcke werden mit Band- und Aussentrennsägen in 10×10 cm² grosse Säulen aufgetrennt, wobei der feinkristalline Blockrandbereich weggeschnitten wird. Mit Drahtsägen (sog. multi-wire-slurry-Sägen, MWS) werden die Säulen zu 300 mm dicken, 7 g schweren Wafern zersägt. Die Drahtsäge funktioniert mit einem mehrere Kilometer langen Draht und einem Gemisch (sog. slurry) von einem Lappmittel aus Siliziumkarbid (SiC) in Mineralöl. Der Sägespalt beträgt ca. 200 mm.

Ein Recycling des weggeschnittenen Blockrandbereiches wird wegen zu starker Verunreinigung (Siliziumkarbid-Bildung mit der Kokille und Verunreinigungskonzentration durch Erstarrung) nicht praktiziert. Dies führt im Vergleich mit der m-Si Waferfertigung zu einem erhöhten EG-Si Bedarf pro Wafer, da die Aussenrandbereiche einer m-Si Säule rezykliert werden können.

Der EG-Silizium-Bedarf pro Wafer ist in Hagedorns Arbeit wegen Geheimhaltungsgründen nicht angegeben <Hagedorn *et al.* 1992a>. Folgende Überschlagsberechnungen sind möglich.

1. Die Wafer von 300 mm Dicke sind 7 g schwer. Der Sägespalt von 200 mm führt daher bei gleichem Querschnitt zu einem Si-Verlust von 4.6 g (=200×7g/300). Die nicht wiederverwendbaren Blockrandreste betragen nach Hagedorn 17.5 g/Wafer. Der gesamte EG-Si-Aufwand beläuft sich somit auf 29.1 g/Wafer.

2. Nach Hagedorn werden jährlich 90 t p-Si Blöcke hergestellt, was ca. 6 Mio. Wafern entspricht. Werden die Blöcke als unbearbeitet betrachtet, ergäbe dies einen EG-Si Einsatz von $90/6=15 \text{ g/Wafer}$. Bezieht sich die Angabe auf bearbeitete Blöcke, müssten noch 17.5 g/Wafer Blockrandreste addiert werden, was einen EG-Si Einsatz von 32.5 g/Wafer ergäbe.
3. Der MG-Si Einsatz beträgt nach Hagedorn 140.6 g/Wafer. Wird die Ausbeute der EG-Silizium Herstellung aus MG-Si mit 18% angesetzt, (s. Kap. 4.4 "EG-Si Herstellung"), so ergeben sich $25.3 \text{ g EG-Si/Wafer}$.

Stoff	Menge pro p-Si Wafer	Bemerkungen
Vorprodukt EG-Silizium	k.A.	Schätzung je nach Berechnung 15-32.5 g, s. Absatz "Säulen- und Wafersägen"
Hilfs- und Betriebsstoffe		
Argon, Ar	16.6 g	Schutzgas beim Blockgiessen
Kühl- und Waschwasser	314605 g	für EG-Si Herstellung und Waferfertigung
Mineral- und Silikonöl	9.0 g	für Blockgiessen und <i>slurry</i> beim Wafersägen
Ethylenglykol, (CH ₂ OH) ₂	0.27 g	für Wafersägen
div. Reinigungsmittel	3.1 g	<i>Waschmittel</i> (KOH, NaOH, Aktivchlor) <i>Kaltreiniger</i> (Alkane und Aromaten C ₁₁ -C ₁₃) <i>Tensid</i> (anionische und nichtionische Tenside, Lösevermittler, Phosphate) <i>Ameisensäure</i> (CHOOH) alle nach Wafersägen,
Ölbinder	0.06 g	zur Waferreinigung, anorganische Salze, Netzmittel, Wasser
Graphit	0.36 g	Kokille und zur EG-Si Abscheidung
div. Kunststoffe	2.0 g	PE/IT/PTFE/PU/PVC/PV, für EG-Si Herstellung und Waferfertigung, vermutl. Dichtungen
Baumwolle	0.005 g	Verwendung n.ang., vermutl. Putzlappen
Glas	1.7 g	fürs Säulensägen, Verwendung n.ang.
Siliziumkarbid, SiC	11.6 g	Läppmittel fürs Wafersägen und für Blockgiessen
Papier	1.9 g	Verwendung n.ang.
Messing	0.0018 g	Verwendung n.ang.
Diamant	0.0003 g	Verwendung n.ang.
Stahl	3.6 g	Verwendung n.ang., vermutl. Sägedraht
Schärfsteine	0.036 g	aus Sandstein
Styropor	1.8 g	eigene Schätzung, Verpackung
Folie	0.9 g	eigene Schätzung, Verpackung

Tab. XII.4.27: Eintretende Stoffmengen bei der p-Si-Wafer-Herstellung bezogen auf einen Wafer von ca. 7 g. Z.T. desaggregiert nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 123>. Einige Einsatzstoffe aus der EG-Si Herstellung sind hier wegen ungenügender Desaggregierbarkeit mitbilanziert.

Ein eindeutige Angabe des EG-Si-Bedarfs zur Waferherstellung ist nicht befriedigend möglich und wird daher nicht verwendet (Als vergleichende Angabe kann lediglich <Strese *et al.* 1988, p.19> zitiert werden. Für einen 450 mm dicke p-Si Wafer ist dort ein Bedarf von 17.94 g EG-Silizium angegeben). Hagedorns kumulierte Angabe des MG-Si-Bedarfs pro Wafer für die Prozessschritte "EG-Si Herstellung" und "Waferfertigung" wird übernommen.

Reinigung: Obwohl die Wafer bei der Zellenfertigung einer Reinigungsätzung unterzogen werden, werden sie hier schon gereinigt. Die Reinigung erfolgt mit Ätzalkali (KOH, NaOH), Aktivchlor, Ameisensäure, Tensid und Kaltreiniger (bestehend aus paraffinischen und naphthenischen Kohlenwasserstoffen C₁₁-C₁₃, d.h. höheren Alkanen und Aromaten). Das Slurry-Öl wird mit einem Ölbinder entfernt, der aus einer wässrigen Lösung anorganischer Salze und Netzmittel besteht.

Verpackung: Nach <Strese *et al.* 1988, p. 24> werden die Wafer in Styropor verpackt und in Folie eingeschweisst. Die verwendeten Mengen werden abgeschätzt.

Die Einsatzstoffe für die p-Si Waferfertigung werden in <Hagedorn *et al.* 1992 a> zusammen mit den Einsatzstoffen der vorangegangenen EG-Si Herstellung aufgeführt. Eine Desaggregation ist wegen der mageren Prozessbeschreibung schwierig und nur zum Teil möglich. Der Aufwand an Chlorwasserstoff (HCl), Wasserstoff (H₂) und EG-Silizium konnte dabei der EG-Si Herstellung zugewiesen werden und ist im entsprechenden Kapitel aufgeführt. Alle anderen Prozessaufwendungen sind hier zusammengefasst und beziehen sich also nicht nur auf den Prozessschritt "Waferfertigung" allein.

4.6.1.3 Energieaufwand

In Tab. XII.4.28 sind die energetischen Aufwendungen für einen p-Si Wafer aufgelistet. Die eingesetzten Energiequellen sind elektrisch. Da die Abwärme genutzt wird, erhält Hagedorn einen negativen Brennstoffaufwand. Eine Brennstoff-Gutschrift wird in der vorliegenden Arbeit *nicht* praktiziert. Lediglich die Abwärme dieses Prozesskettengliedes vermindert sich um die genutzte Wärme.

Energieverbrauch	kWh pro p-Si Wafer
Prozess- und Hilfsenergie, elektrisch	1.5
Prozess- und Hilfsenergie, Brennstoff	-0.6
KEV, elektrisch	2.7
KEV, Brennstoffe	0.02
KEV, Primärenergieverbrauch	6.3

Tab. XII.4.28: Energieaufwendungen zur Herstellung eines 300 mm p-Si Wafers. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 129>

Prozessenergieverbrauch	Wh pro p-Si Wafer
Blockgiessen	335.6
Aussentrennen	224.7
Innenlochsägen	98.2
Reinigen und Verpacken	55.8
Total	514

Tab. XII.4.29: Planungsdaten der Energieaufwendungen zur Herstellung eines 300 mm p-Si Wafers. Nach <Strese *et al.* 1988, p. 27>

In <Strese *et al.* 1988> sind für die einzelnen Prozessschritte der Waferfertigung Planungsdaten des Prozess-Energieverbrauches angegeben. Diese beziehen sich auf fast dieselbe Fertigungsabfolge wie bei Hagedorns Arbeit (vergl. Kap. 4.6.1.1 "Randbedingungen und Annahmen"). Es werden jedoch 450 mm dicke Wafer *innenloch* gesägt (Trennspalt 320 mm). Es werden jährlich 16.2 Mio. Wafer hergestellt. Die Blockmasse sind ca. 21.5 · 21.5 · 20 cm. mit einem Gewicht von 22.35 kg. Die Energiedaten sind Prozessenergien ohne Hilfsenergien. Die Hilfsenergien werden in Streses ökonomischer Studie wohl über Infrastrukturkosten monetär berücksichtigt. Die Energien sind nicht nach elektrischem oder thermischem Aufwand getrennt.

Stoff	Menge pro p-Si Wafer	Bemerkungen
Zielprodukt p-Si Wafer	1 Stk.	Gewicht ca. 7 g
Nebenprodukte Prozessdampf	0.6 kWh	
Emissionen in Atmosphäre Abwärme	1 kWh	eigene Berechnungen
Reststoffe in Hydrosphäre Kühlwasser Abwasser div. Waschmittel Schärfestein	311235 g 3369 g 3.1 g 0.04 g	zurück in Fluss in Abwasseraufbereitung aus Waferfertigung, in Abwasseraufbereitung Sandstein, aus Waferfertigung, in Abwasseraufbereitung
Sonderabfallverbrennung Papier PE PTFE/IT PU/PVC/PV SiC Mineral- und Silikonöl Ethylenglykol, (CH ₂ OH) ₂ Ölbinder	1.9 g 0.05 g 0.04 g 1.0 g 11.6 g 9.0 g 0.3 g 0.06 g	für Blockgiessen und Säulensägen aus EG-Si Herstellung, evt. Dichtungen Für Säulensägen und Reinigung (PV) Läppmittel für Wafersägen für Blockgiessen und Wafersägen fürs Wafersägen zur Reinigung
Industrieabfall Graphit SiO _x Glas Silicium, (SiC) Baumwolle Styropor Folie	0.08 g 0.004 g 1.7 g 15.9 g 0.005 g 1.8 g 0.9 g	feinkristalline Randbereiche aus Blockgiessen Schätzung, Verpackung Schätzung, Verpackung
Recyclingmaterial Stahlschrott Messing	1.3 g 0.002 g	

Tab. XII.4.30: Austretende Stoffmengen bei der p-Si-Wafer-Herstellung bezogen auf einen Wafer von ca. 8 g. Desaggregiert nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 127>.

Der totale Prozessenergiebedarf (0.5 kWh) ist nicht mit Hagedorns Angaben in Tab. XII.4.28 vergleichbar, da Hagedorn Prozess- und Hilfsenergieverbrauch (1.5 kWh) zusammenfasst. In der vorliegenden Arbeit wird der Wert von Hagedorn verwendet.

Abwärme: Aus dem negativen Brennstoffeinsatz (-0.7 kWh/Wafer) ist zu schliessen, dass eine Abwärmenutzung praktiziert wird. Es wird eine Nutzung als Prozessdampf angenommen. Die Gesamtabwärme beläuft sich somit auf 1 kWh/Wafer.

4.6.1.4 Output, Emissionen

Die Reststoffbehandlung bei der p-Si Waferfertigung ist in Hagedorns Arbeit nicht so detailliert behandelt wie bei der m-Si Waferfertigung. Wieder werden die Daten zusammen mit den Ouputdaten der EG-Si Herstellung zusammen aufgelistet, sodass eine Desaggregation nur schlecht möglich ist. In Tab. XII.4.30 werden die Reststoffe aufgeführt, welche in Tab. XII.4.10 nicht schon erwähnt wurden.

4.6.1.5 Quellenkritik

Die Prozessschritte sind aus Geheimhaltungsgründen nicht so ausführlich wie die Bilanzierung der m-Si Waferfertigung. Eine Silizium-Bilanz und eine Angabe von wichtigen Ausbeuten von Prozessschritten ist nur spekulativ möglich.

4.6.1.6 EG-Si Herstellung und Waferfertigung in Japan

Die Daten zur EG-Si Herstellung aus Hagedorns Arbeit können in erster Näherung übernommen werden. Die fehlende Prozessenergie kann dabei durch die Angabe in <Linton 1993> (129 kWh/kg EG-Si) ergänzt werden. Die Abwärmenutzung (Prozessdampfgewinnung) beläuft sich auf 50 kWh/kg EG-Si (vergl. Kap. 4.4 "EG-Silizium Herstellung" sowie Anhang B).

Über die Waferfertigung ist sehr wenig bekannt. In <Schwarz *et al.* 1992, p.32> werden 440 mm dicke, 100cm² grosse Kyocera-Wafer betrachtet. Zur Zeit sind Kyocera-Wafer bereits dünner. Aus <Linton 1993> kann bereits für den Stand 1990 geschätzt werden, dass ein Wafer ca. 350 mm dick war. Dafür wurden 16 g/Wafer EG-Silizium benötigt. Nach <Energie 1996> sind die Zellen aktuell 300 mm dick und weisen ein Fläche von 100 cm² auf (Volumen ca. 30 cm³). Die in Hagedorn behandelten p-Si Zellen weisen ein Volumen von 35 cm³ (=350 mm·10cm·10cm) auf. Die volumens- bzw. gewichtsabhängigen Daten der Waferfertigung in Hagedorn (Blockgiessen, Säulensägen) werden daher um einen Faktor 0.86 (=30/35) reduziert. Die stück- bzw oberflächenbezogenen Flüsse werden belassen. Die Prozess- und Hilfsenergie wird aus <Hagedorn *et al.* 1992 a> so reduziert übernommen (1.5 kWh/Wafer). Die Abwärmenutzung beläuft sich auf 0.6 kWh/Wafer, was im Rahmen dieser Arbeit zu einer Reduktion der Abwärmeemissionen führt.

Ob Draht- oder Innenlochsägen verwendet werden ist nicht bekannt. Mangels Daten wird das in Hagedorns Arbeit verwendete - und für Kyocera auch wahrscheinlichere - Drahtsägen belassen.

In <Kyocera 1993> werden Blöcke gezeigt, die in 9 Quader gesägt werden.

4.6.1.7 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse

Die im Datenmodul der Ecoinvent-Datenbank enthaltenen Flüsse werden in Tab. XII.4.31 aufgeführt.

Es wird für 1994 angenommen, dass 300 mm dicke Wafer mit einer Fläche von 100 cm² gesägt werden. Dies bringt im Vergleich zu <Hagedorn *et al.* 1992a> eine direkt proportionale Reduktion des EG-Si-Bedarfs um einen Faktor 0.86.

Zur Berücksichtigung der geringeren Wafermasse der Kyocera-Wafer werden die gewichtsabhängigen Flüsse (in der Tabelle mit ¹) gekennzeichnet um einen Faktor 0.86 reduziert.

Datenqualität: Aufgrund der Analyse der Teilprozessschritte unter Berücksichtigung effektiver Produktionsverhältnisse ist die Datenqualität nur genügend bis unbefriedigend. Die Bilanzierung stützt sich auf die Fertungsverhältnisse eines Herstellers (AEG), die der - schlecht dokumentierten - japanischen Produktion aufgrund von Abschätzungen angepasst werden mussten. Das Aggregationsniveau ist relativ hoch, da die drei Teilprozesse der EG-Si-Herstellung zusammen mit der Waferfertigung bilanziert sind.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

¥ div Reinigungsmittel, Kaltreiniger, Baumwolle, Läppmittel, Messing, Diamant, Schärfesteine und folgende Output-Stoffe:

¥ Wasserstoff, Prozessdampf, div. Waschmittel, Baumwolle,

		p-Si Wafer	Bemerkungen
		stk	
Energieträger			
Strom Mittelspannung - Bezug in	TJ	1.55E-05	* 1), Prozess- und Hilfsenergie EG-Si-Herstellung
UCPTE			1), Prozess- und Hilfsenergie Waferfertigung
Basismaterialien			
Argon ab Luftzerlegung	kg	0.01587	1) beim Blockgiessen
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.4706	* 1), zur TCS-Herstellung
Mineralwolle	kg	0.001587	1), fürs Säulensägen, Verwendung n.ang.
Papier	kg	0.001961	1)
Polystyrol schlagfest	kg	0.002	Schätzung, Verpackung
Propylenglykol	kg	0.000280	1), statt Ethylenglykol
PVC schlagfest	kg	0.002867	1), PE/IT/PTFE/PU/PVC/PV, für EG-Si Herstellung und Waferfertigung, vermutl. Dichtungen; Schätzung, Verpackung
Stahl hochlegiert	kg	0.004	vermutl. Sägedraht
Wasser vollentsalzt	kg	296.9	* 1), für EG-Si Herstellung und Waferfertigung
Wasserstoff H2	kg	0.01587	* 1),
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	0.03446	
Erdoel			
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	t	4.70E-06	statt Mineralöl
Kohle			
Steinkohle aus Tagbau ab Bergwerk	t	1.12E-08	1), 0.37 g Graphit-Kokille, Heizwert 32 MJ/kg
Photovoltaik			
MG-Silizium	kg	0.1227	1), Schätzung 4.5 g Silikonöl für Blockgiessen * 1),
Abfälle unbehandelt			
PE in KVA	kg	0.004867	1), PE, PTFE, IT, PU, PVC,PV Abfall Verpackung
PV-Produktionsabfaelle in SAVA	kg	0.0252	Papier, Ethylenglykol und Mineralöl SiC, Ölbinder und Silikonöl
PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.01671	1), Glas, Graphit und SiOx 1), Si und SiC, feinkristalline Randbereiche aus Blockgiessen
Emissionen Luft			
Abwärme in Luft p	TJ	6.17E-06	1), in Fluss, Waferfertigung * 1), EG-Si-Herstellung Strom
Emissionen Wasser			
Aktivchlor f	kg	0.000466	1), Schätzung Reiniger
Chloride f	kg	0.004669	* 1), Metallchloride aus TCS-Destillation
Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg	0.000933	1), Schätzung Kaltreiniger
Säuren gesamt f	kg	0.04388	* 1), HCl, EG-Si-Herstellung * 1), Kieselsäure
Ungelöste Stoffe f	kg	4.00E-05	Sandstein, aus Waferfertigung, in Abwasseraufbereitung

Tab. XII.4.31: Zusammenstellung der Eingabedaten der Prozessschritte der EG-Silizium Herstellung (s. Kap. 4.4) und der p-Si Waferfertigung in Japan, wie sie im Datenmodul "Wafer p-Si" berücksichtigt sind. ¹⁾: Diese Daten sind gegenüber <Hagedorn *et al.* 1992 a> um einen Faktor 0.86 reduziert um den geringeren EG-Silizium-Bedarf von Kyocera-Wafer zu berücksichtigen. *) Aus EG-Si Herstellung

4.6.2 Prozessschritt "p-Si Solarzellenfertigung"

4.6.2.1 Randbedingungen und Annahmen

In <Hagedorn *et al.* 1992 a> sind folgende Produktionsrandbedingungen angenommen:

- Fertigung von 300 mm dicken, 100 cm² grossen, ca. 7¹) g schweren p-Si-Zellen mit einer Nennleistung von 1.5 W_p. Obwohl nicht ausdrücklich erwähnt, bezieht sich der Fertigungsprozess bei Hagedorn auf die Herstellung von p-Si Zellen der Firma AEG <Hagedorn 1993>.
- Fertigung im 1-Schicht-Betrieb und einer Jahresproduktion von 1 Mio. Zellen (@ ca.1.2 MW_p) bei einer möglichen Kapazität von 5 MW_p (Auslastung 24%).

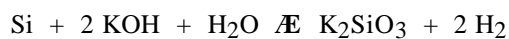
Wo keine anderen Quellen angegeben sind, werden die Prozesse nach <Hagedorn *et al.* 1992 a> beschrieben. Sie werden z.T. an die Produktionsweise in Japan angepasst.

¹): In <Hagedorn *et al.* 1992a> wird die Zellenfertigung mit 350 mm dicken Wafern betrachtet, die aber nicht mehr gebräuchlich sind. Es wird angenommen, dass die Anpassung der Waferdicke von 350 auf 300 mm in der vorliegenden Arbeit keinen Einfluss auf die Zellenfertigung hat, da die Prozesse hauptsächlich oberflächenbezogen sind. Durch Produktionsverbesserungen wurden seither Nennleistungserhöhungen von ca. 25% erreicht, die gegenüber Hagedorns Angaben berücksichtigt werden <Hagedorn 1993, Energie 1996>.

4.6.2.2 Übersicht und Einsatzstoffe

Auspacken und Kontrolle: Die Wafer werden gegebenenfalls ausgepackt, visuell kontrolliert und in Körbe zur halbautomatischen Fertigung einsortiert.

Reinigungs- oder Damage-Ätzen: Wegen der Beschädigungen der Waferoberfläche beim vorangegangenen Drahtsägen ist zunächst eine Ätzung nötig. In einer geheizten 20%igen Kalilauge (KOH) mit 1.5% Salpetersäure (HNO₃) wird dabei nach untenstehender Reaktionsgleichung das beschädigte Material abgetragen. Alternativ kann auch Natronlauge verwendet werden.



Die zweite Reaktion hat nur untergeordnete Bedeutung. Auf dem Wafer entsteht eine lediglich 10-100 Å dicke SiO₂-Schicht. Der Wasserstoff und die Stickoxide (NO_x) werden einem Abgaswäscher zugeführt. Die Wafer werden danach mit VE-Wasser gespült. Die Bäder werden periodisch mit VE-Wasser gereinigt und die Ätzflüssigkeit ersetzt. Die KOH-Lösung mit Kaliumsilikat, Salpetersäure sowie das Reinigungs- und Spülwasser werden zusammen der Abwasserneutralisierung und Fällung zugeführt.

Diffusionsprozess zur Phosphor-Dotierung: Um im Silizium einen pn-Übergang zu erzeugen, lässt man Phosphor-Fremdatome eindiffundieren. Dazu werden die Wafer in einem ohne Unterbruch geheizten Diffusionsofen einem aufbereiteten Gasstrom, bestehend aus Phosphoroxichlorid (POCl₃), Stickstoff und Sauerstoff ausgesetzt. Dieses Gemisch zersetzt sich im Diffusionsofen nach untenstehender Reaktionsgleichung und bedeckt die Wafer beidseitig mit einer 100 - 150 Å dicken Schicht aus Phosphorpentoxid (P₂O₅).



Auf der Waferoberfläche bildet sich ein Phosphor-Silikatglas (SiO₂ · P), aus dem Phosphoratome in die Randschicht des Wafers eindiffundieren. Das Phosphoroxichlorid zersetzt sich hauptsächlich auf den Quarzrohrwänden des Ofens, welche daher periodisch gereinigt werden müssen. Das abgesaugte Abgas enthält Stickstoff, Sauerstoff, Chlor und geringe Mengen an P₂O₅ und wird dem Abgaswäscher zugeführt.

Oxidätzung (Phosphorglasätzung): Die im vorangegangenen Schritt entstandene Phosphor-Silikatglas-Schicht (SiO₂ · P) wird nun mit 4%iger Flusssäure weggeätzt. Dabei entsteht nach untenstehender Gleichung Hexafluorkieselsäure.



Das Bad wird mit Luft umgewälzt. Wenig gasförmiger Fluorwasserstoff in der Abluft gelangt in den Gaswäscher. Die geätzten Wafer werden mit VE-Wasser gespült. Die Abwässer und verbrauchten Bäder mit Reaktionsprodukten werden der Abwasserbehandlung zugeführt.

R a n d ä t z e n : Da bei der Dotierung die gesamte Waferoberfläche dotiert wurde, ist es nun nötig den dotierten Randbereich des Wafers, der die Front- und Rückseite kurzschliesst zu entfernen. Dazu werden die Wafer kompakt gestapelt und in einem Plasma aus Kohlenstofftetrafluorid (CF₄), Stickstoff und Sauerstoff behandelt. Silizium reagiert dabei zu SiF₄. Der chemisch aggressive Abgasstrom wird einer gesonderten Abgaswäsche unterzogen. Die verbrauchten Pumpenöle enthalten Fluor und werden als Sonderabfall verbrannt.

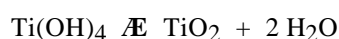
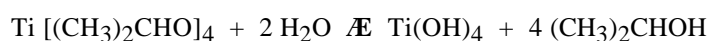
Siebdruck der Front- und Rückseiten-Kontakte: Die elektrischen Kontakte der Solarzelle werden mit einem Siebdruckverfahren hergestellt. Auf die Rückseite wird eine silber- und aluminiumhaltige Druckpaste flächig aufgetragen und in einem IR-Ofen getrocknet. Die dabei entweichenden organischen Pasten-Lösungsmittel (va. Terpeneol und Butyldiglykol) werden abgesaugt und gelangen unbehindert in die Umgebung. Tiefsiedende Abgasbestandteile werden mit Kühlfällen auskondensiert. Auf die Rückseite werden nun mit einer aluminiumfreien, silberhaltigen Druckpaste zwei Kontaktbalken aufgedruckt und ebenfalls getrocknet. Druckpastenreste werden mit Isopropanol entfernt und zur Silberrückgewinnung extern aufbereitet. Die Pasten werden in einem IR-Ofen unter Stickstoff/Sauerstoff-Atmosphäre bei < 700 °C gesintert. Die in der Druckpaste enthaltene Bleiglasfritte verschmilzt dabei mit der Si-Oberfläche und begünstigt so eine gute Kontaktierung. Die in der rückseitig applizierten Paste enthaltenen Al-Atome diffundieren dabei ins Silizium und dotieren so die Rückseite. Aluminium ist in Silizium ein Elektronen-Akzeptor und führt zu einer (p⁺) = Elektronenloch-Dotierung. Die organischen Bestandteile der Paste oxidieren zu CO, CO₂ und H₂O. Die Abluft wird abgesaugt und in die Umgebung emittiert. Auf die Vorderseite des Wafers wird mit derselben aluminiumfreien, silberhaltigen Druckpaste ein netzartiger Frontkontakt aufgedruckt und getrocknet. Die Sinterung des Frontseitenkontaktes erfolgt in der Sinterung der Antireflexschicht (übernächster Schritt).

Zusammensetzung	Für Kontaktbalken (vorne und hinten)	Rückseitenfläche
Metallanteil (Ag, bei der Rückseitenpaste mit wenigen Prozenten Al)	ca. 75%	ca. 80%
Lösemittel, Harze und Füller (Terpeneol, Butyldiglykol, Dibutylphthalat, Zellulosederivate)	ca. 17%	ca. 15%
Bleiglasfritte (50% PbO und Si-, B-, Ca-, Bi-Oxide)	ca. 8%	ca. 5%

Tab. XII.4.32: approximative Zusammensetzung der eingesetzten Druckpasten zur Kontaktierung von p-Si Solarzellen. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 83>

Passivierung mit Wasserstoff: Die freien chemischen Bindungswerten des Siliziums werden in diesem Schritt mit Wasserstoffatomen abgesättigt. Dadurch können (Elektronenloch)-Rekombinationsverluste im Zellenbetrieb verringert werden. Dazu werden die Wafer nun in ein mit Stickstoff verdünntes Wasserstoffplasma gebracht. Das Verfahren arbeitet diskontinuierlich und die Reaktorabgase jedes Durchgangs gelangen unbehindert in die Umgebung.

Antireflex-Beschichtung: Zur Verringerung der Reflektionsverluste wird in diesem Schritt eine dünne 600 bis 650 Å dicke Titandioxid-Schicht auf die Waferoberfläche aufgebracht. Dies erfolgt in einem *chemical-vapor-deposition*-(CVD)-Verfahren mittels Tetraisopropyltitanat (Ti [(CH₃)₂CHO]₄). Im Reaktor zersetzt sich Tetraisopropyltitanat nach untenstehenden Reaktionsgleichungen erst zu Titanhydroxid und danach zu Titandioxid.



Die Reaktorabgase mit Stickstoff, Isopropanol ((CH₃)₂CHOH) und Wasser werden abgesaugt, gefiltert und werden dann in die Umgebung freigesetzt. Im Abgasfilter bleiben hochreine Titanoxide (TiO, TiO₂, Ti₂O₃) zurück, welche als Industrieabfall entsorgt werden. Die ebenfalls TiO₂-beschichteten Reaktorkammerwände werden mit VE-Wasser gereinigt, welches in das Stadtabwasser geleitet wird. <Hagedorn *et al.* 1992 a> erwähnt keinen Sinterungsschritt, obwohl dies in Abschnitt "Kontaktierung" angetönt wurde. In <Strese *et al.* 1988> wird die AR-Schicht aufgedruckt und gesintert. Nach <Hagedorn 1993> wird die Zelle noch gesintert.

Qualitätstest: Die Zellen werden mittels eines Sonnensimulators vermessen und klassiert. Die Ausbeute wird mit 95% angesetzt.

Stoff	Menge pro p-Si Zelle	Bemerkungen
Vorprodukt p-Si Wafer	1.05 Stk.	300 mm, Stückgewicht 7 g
Fertigungsstoffe		
100% KOH	8.3 g	zur Reinigungsätzung, in 20%iger Lösung verwendet
65% HNO ₃ , Salpetersäure	0.4 g	zur Reinigungsätzung, in 1.5%iger Lösung verwendet
Phosphoroxichlorid, POCl ₃	0.06 g	zur Diffusion
100% Fluorwasserstoff, HF	1.1 g	zur Phosphorglasätzung, in 4%iger Lösung verwendet
Kohlenstofftetrafluorid, CF ₄	0.07 g	zur Plasmaätzung
Siebdruck-Paste für Rückseite (Ag,Al)	0.5 g	zur Kontaktierung, vergl. Tab. XII.4.32
Siebdruck-Paste für Kontaktbalken (Ag)	0.1 g	zur Kontaktierung, vergl. Tab. XII.4.32
Wasserstoff, H ₂	0.003 g	zur Passivierung
Tetraisopropyltitanat, Ti [(CH ₃) ₂ CHO] ₄	0.2 g	zur Antireflex-Beschichtung
Hilfs- und Betriebsstoffe		
VE-Wasser	10 052 g	Gesamtverbrauch
Pumpenöl	0.001 g	zur Randätzung (Plasma)
Reinigungsmittel	n.ang.	für Diffusionskammer, (bei m-Si Zellen ein HF/HNO ₃ -Gemisch)
Isopropylalkohol	0.5 g	Reinigung beim Siebdruck
Stickstoff, N ₂	1105 g	Gesamtverbrauch
Sauerstoff, O ₂	46 g	Gesamtverbrauch (Diffusion, Randätzen)
Sonnensimulatorlampen	n.ang.	zum Qualitätstest
Natriumhydroxid, NaOH	1.6 g	zur Abgaswäsche (gesamt), als 3% ige Lösung eingesetzt.
Calciumhydroxid, Ca(OH) ₂	4.2 g	zur Fällung in der Abwasserbehandlung
Chlorwasserstoff, HCl	3.6 g	zur Neutralisation in der Abwasserbehandlung
Natriumhydroxid, NaOH	0.2 g	zur Neutralisation in der Abwasserbehandlung

Tab. XII.4.33: Eintretende Stoffmengen bei der p-Si-Solarzellen-Herstellung bezogen auf eine Zelle von ca. 7 g. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 82>.

4.6.2.3 Energiebilanz

Der spezifische Prozess- und Hilfsenergieverbrauch der Zellenfertigung stellt nach Hagedorn ca. 15 % des kumulierten Energieverbrauchs eines p-Si Panels. Einsparungen sind v.a. durch Mehrschichtbetrieb und energetische Verbesserungen in der Anlagentechnologie möglich. In Tab. XII.4.34 sind die energetischen Aufwendungen für eine p-Si Solarzelle aufgelistet.

Energieverbrauch	kWh pro p-Si Zelle
Prozessenergie, elektrisch	0.9
Hilfsenergie, elektrisch	0.6

Tab. XII.4.34: Energieaufwendungen zur Herstellung einer 300 mm p-Si Solarzelle. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 95 >

In <Strese *et al.* 1988> sind für die einzelnen Prozessschritte der Zellenfertigung Planungsdaten des Prozess-Energieverbrauches angegeben. Diese beziehen sich auf fast dieselbe Fertigungsabfolge wie bei Hagedorns Arbeit. Lediglich die Antireflexionsschicht wird mittels Siebdruck und nicht CVD aufgebracht. Auch werden 450 mm (statt 300 mm) dicke Solarzellen à 1 W_p (statt 1.5 W_p) verwendet, der Betrieb läuft in drei Schichten (statt einer) und die Fertigungskapazität ist 13.4 Mio. Zellen/a (statt 4.2 Mio. Zellen/a). Die Energiedaten sind Prozessenergien ohne Hilfsenergien.

Prozess	Prozessenergieverbrauch Wh pro p-Si Zelle
Reinigungsätzen	76
Diffusion	43
Phosphorglasätzen	24
Randätzen	4
Druck der Kontakte	24
Trocknen der Druckpasten	3
Sintern des Rückseitenkontaktes	36
Antireflexschicht (Siebdruck)	79
Total	289

Tab. XII.4.35: Planungsdaten der Energieaufwendungen zur Herstellung einer 450 mm p-Si Solarzelle im 3-Schicht Betrieb. Nach <Strese *et al.* 1988, p. 50>

Anders als bei der m-Si Zellenfertigung gibt es keinen herausragenden Teilschritt, welcher relativ viel Energie konsumiert (bei m-Si: 88% für Diffusion).

Aus den Zahlen von Tab. XII.4.35 wird deutlich, dass eine besser ausgelastete Produktion deutliche Energieeinsparungen mit sich bringt (*i.e.* von 900 auf 289 Wh pro Zelle). Die spezifischen Anteile der einzelnen Schritte am Gesamtverbrauch dürften jedoch auch bei kleinerem Ausstoss etwa konstant bleiben, da z.B. nach einer Schicht (ca. 1200 Zellen) die Ätzbäder sowieso erneuert und neu aufgeheizt werden.

In <Linton 1993> ist ein Prozessenergiebedarf für Kyocera-Zellen von 1280 Wh/Zelle, Stand 1990 angegeben, welcher für die Fertigung in Japan gilt und für die weitere Berechnung verwendet wird.

A b w ä r m e : Da keine Abwärmenutzung praktiziert wird und auch keine wichtigen wärmegetönten Reaktionen auftreten wird der ganze Prozess- und Hilfsenergieaufwand als Abwärmeemission verbucht.

Stoff	Menge pro p-Si Zelle	Bemerkungen
Zielprodukt p-Si Solarzelle	1 Stk.	Gewicht ca. 7 g
Emissionen in Atmosphäre		
Lösungsmittel	0.14 g	v.a. Terpeneol, Dibutylphtalat, aus der Siebdruckpaste
Sinterabgase	0.03 g	v.a. CO ₂ , H ₂ O, wenig CO, C _n H _m und NO _x , aus Siebdruck
Stickstoff, N ₂	1105 g	Gesamtausstoss
Sauerstoff, O ₂	46 g	Gesamtausstoss
Isopropanol, (CH ₃) ₂ CHOH	0.2 g	aus Antireflex-Beschichtung
Wasser, H ₂ O	0.02 g	aus Antireflex-Beschichtung
Wasserstoff, H ₂	0.1 g	v.a. aus Reinigungsätzung (3% aus Passivierungs-Plasma)
Stickoxide, NO _x	<< 0.001 g	aus Reinigungsätzung
Kohlendioxid, CO ₂	0.01 g	aus Abgaswäscher
Abwärme	1.5 kWh	eigene Berechnung
Emissionen in Hydrosphäre		
Wasser	10 092 g	
Kaliumsilikat, K ₂ SiO ₃	3.8 g	aus Reinigungsätzen
Kaliumchlorid, KCl	7.3 g	aus Neutralisation
Natriumnitrat, NaNO ₃	0.5 g	aus neutralisierten Reinigungsätzungsabwässern
Natriumhydroxid, NaOH	1.3 g	aus Neutralisation
Natriumfluorid, NaF	0.24 g	aus Neutralisation (urspr. v.a. Oxid- und Kantenätzung)
Quarzsuspension, SiO ₂	0.005 g	aus Neutralisation
Natriumhypochlorit, NaOCl	0.06 g	aus Abgaswäscher (urspr. Diffusion)
div. Orthophosphate, Na _x H _{3-x} PO ₄	0.044 g	aus Abgaswäscher (urspr. Diffusion)
div. Titanoxide, TiO _x	0.004 g	aus Antireflex-Beschichtung
Sonderabfall		
fluoriertes Pumpenaltöl	0.01 g	aus Kantenätzung
Siebdruckpastenreste in Isopropanol	0.5 g	zum Silberrecycling
tiefsiedende Lösemittel	n.ang.	aus Siebdruck
Calciumfluorid, CaF ₂	2.1 g	im Filterkuchen der Abwasserfällung
Calciumhydroxid, Ca(OH) ₂	2.2 g	im Filterkuchen der Abwasserfällung
Industrieabfall		
Sonnensimulatorlampen	n.ang.	aus Qualitätstest
defekte Zellen	0.5 g	Ausbeute 95%
div. Titanoxide, TiO _x	0.05 g	aus Antireflex-Beschichtung

Tab. XII.4.36.a: Austretende Stoffmengen zur Herstellung einer p-Si Solarzelle à 1.5 W_p. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 92>

4.6.2.4 Output, Emissionen

Zentraler Abgaswäscher: Die Abluft aus der Reinigungs- und Oxidätzung sowie der Dotierung, welche vor allem H₂, CO₂, NO_x, N₂, O₂, Chlorgas (Cl₂), Fluorwasserstoff (HF) und P₂O₅-Stäube enthält, gelangt in einen zentralen Abgaswäscher. Dort werden sie mit einer 3%igen NaOH Lösung gewaschen. Die P₂O₅-Stäube werden zu Orthophosphaten (Na_xH_{3-x}PO₄) umgewandelt. Cl₂ und HF reagieren zu Natriumfluorid, -chlorid und -hypochlorit (NaF, NaCl, NaOCl) und werden der Abwasserfällung zugeleitet. Alle anderen Abgase (H₂, CO₂, NO_x, N₂, O₂) verlassen den Abgaswäscher unverändert.

S e p a r a t e r A b g a s w ä s c h e r: Die Abgase der Kantenätzung, welche Fluorgas (F_2), Siliziumtetrafluorid (SiF_4), unbekannte Radikale, N_2 , O_2 und CO_2 enthalten, werden in einen speziellen Abgaswäscher geleitet, wo sie ebenfalls mit einer 3%iger NaOH Lösung gewaschen werden. Die Abgase reagieren zu Natriumfluorid (NaF), Natriumhexafluorsilikat (Na_2SiF_6) und SiO_2 und werden der Abwasserfällung zugeleitet. N_2 , O_2 und CO_2 gelangen in den zentralen Abgaswäscher.

A b w a s s e r f ä l l u n g: Die obengenannten Abgaswaschwässer werden zusammen mit den Abwässern aus der Oxidätzung (mit Fluorwasserstoff (HF) und Hexafluorsilikat (H_2SiF_6)) mit Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$) gefällt. Der Filterkuchen, der Calciumfluorid (CaF_2), Calciumhydroxid und ca. 30% Wasser enthält, wird als Sonderabfall entsorgt. Die Abwässer aus der Fällung mit NaOH, NaCl, NaOCl, Orthophosphaten, NaF und SiO_2 gelangen in die Abwasserneutralisation.

A b w a s s e r n e u t r a l i s a t i o n: Die Abwässer und verbrauchten Bäder aus der Reinigungsätzung (mit Kaliumhydroxid (KOH), Kaliumsilikat (K_2SiO_3) und Salpetersäure (HNO_3)) sowie die Abwässer aus der Abwasserneutralisation werden mit Salzsäure (HCl) und NaOH neutralisiert. Dabei entstehen Natriumnitrat ($NaNO_3$) und Kaliumchlorid (KCl).

Die detaillierten Stoffflussdaten für diese vier Abproduktbehandlungen sind in <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 85-92> angegeben. Hier werden in Tab. XII.4.36 a nur die letztendlich abgegebenen Stoffe aufgelistet.

4.6.2.5 Zellenfertigung in Japan

<Strese *et al.* 1988, p. 53ff> behandelt ein zukünftiges Verfahren, welches als ähnlich dem von Kyocera seit 1988 durchgeführten Zellenfertigungsprozess bezeichnet wird. Eine vereinfachbare "Maximalversion" der einzelnen Schritte ist in Tab. XII.4.36.b aufgeführt. Technologisch neue Schritte sind *kursiv* gesetzt:

- | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. alkalische Ätzung (Reinigungsätzen). | 10. CVD: Passivieren mit Wasserstoff und Aufbringen eines SiN_2 -Films zur Versiegelung der Oberfläche auf der Rückseite. |
| 2. Phosphordiffusion (Dotierung n^-). | 11. Maskieren der Zellenvorderseite mit einem gitterartig aufgetragenen Schutzlack durch Siebdruck und Trocknen. |
| 3. Maskieren der Zellenvorderseite mit einem Schutzlack durch Siebdruck und Trocknen. | 12. Maskieren der Zellenrückseite mit einem gitterartig aufgetragenen Schutzlack durch Siebdruck und Trocknen. |
| 4. Oxidätzen zur Entfernung des Phosphorglases von der Rückseite und den Kanten. | 13. Wegätzen des unmaskierten SiN_2 -Films. |
| 5. Abätzen der dotierten Schicht von der Rückseite und den Kanten. | 14. Entfernen des Schutzlackes. |
| 6. Entfernen des Schutzlackes. | 15. Kontaktierung der Frontseite durch Siebdruck und Sintern |
| 7. Siebdruck Rückseitendotierung mit Al (p^+) und Sintern . | 16. Kontaktierung der Rückseite durch Siebdruck und Trocknen |
| 8. wiederum Oxidätzen zur Entfernung der Front-Oxidschicht aus der Phosphor-Dotierung und der rückseitigen Oxidschicht aus dem vorangehenden Kontakt-Sintern. | 17. Siebdruck einer schweissfähigen Kontaktverstärkung auf der Rückseite und Sintern |
| 9. CVD: Passivieren mit Wasserstoff und Aufbringen eines SiN_2 -Films zur Versiegelung der Oberfläche auf der Frontseite. | |

Tab. XII.4.36.b: Geplante Zellenfertigung bei AEG nach <Strese *et al.* 1988, p. 53ff>

B e m e r k u n g e n: Gegenüber dem Prozess bei Hagedorn (AEG) entfällt das Randätzen der Wafer mit CF_4 , da in Schritt 3 nur die dotierte Frontseite maskiert wird bevor in Schritt 4 und 5 die dotierte Rückseite und die Kanten abgeätzt werden. Eine P-Dotierung mittels Siebdruck und Sintern (analog Schritt 7) würde Schritte 2 bis 6 und 8 überflüssig machen. Die Zellen werden drei- statt zweimal gesintert.

Der geplante Energieverbrauch beträgt bei diesem Verfahren 521 Wh/Zelle (nach <Strese *et al.* 1988,

p.66>) und bezieht sich auf eine Fertigungskapazität von 23.8 Mio. Zellen/a. In <Linton 1993> wird ein effektiver Prozessenergieverbrauch bei der Kyocera-Zellenfertigung von 1280 Wh/Zelle (Stand 1990) angegeben. In <Schwarz *et al.* 1992, p. 31> wird erwähnt, dass der Kyocera-Fertigungsprozess fast doppelt so viel Prozessenergie benötigt als das in <Hagedorn *et al.* 1989 b> bilanzierte (AEG-)Verfahren und wird mit 1800 Wh/Zelle veranschlagt (<Schwarz *et al.* 1992, Anh. p. 8>). In der vorliegenden Arbeit wird, wie vorher erwähnt, die Angabe von <Linton 1993> verwendet.

Stoffe	<Kyocera 1993>	<Hagedorn <i>et al.</i> 1992 a,p. 82>
Lauge	2.5 g NaOH/Zelle	8.3 g KOH/Zelle
HF	2 g/Zelle	1.1 g/Zelle
H ₂ O	3200 g/Zelle	10 052 g/Zelle
Isopropanol	0.2 g/Zelle	0.5 g/Zelle

Tab. XII.4.36.c: Einzelne Stoffeinsätze der verschiedenen p-Si Solarzellenfertigungen in Japan und in Deutschland

Eine dürftige Beschreibung der tatsächlichen Solarzellenfertigung bei Kyocera stammt von der Kyocera Corp., Japan selbst <Kyocera 1993>. Die wenigen quantitativen Angaben zur Zellenfertigung sind in Tab. XII.4.36.c wiedergegeben. Die Zellenfertigungen in Japan und Deutschland sind jedoch nicht direkt vergleichbar. Eine Graphik des Zellenfertigungsprozesses in <Kyocera 1993> beinhaltet folgende Schritte:

1. "*surface treatment*" Oberflächenbehandlung, entspricht der Damage-Ätzung (vermutlich mit NaOH, evt. aber auch KOH).
2. "*pn junction formation*" Dotierung zur n⁻-Schicht (vermutlich mit P aus POCl₃ oder PH₃).
3. "*back n-type-layer etching*" Die dotierte Schicht auf Rückseite und Kanten wird weggeätzt. Das Verfahren ist nicht genauer erläutert, umfasst aber vermutlich mindestens drei Schritte:
 - 3a) Aufbringen einer Schutzschicht auf der Frontseite (evt. Siebdruck).
 - 3b) Abätzen der unerwünscht dotierten Oberflächen (Rückseite und Kanten).
 - 3c) Entfernen der Schutzschicht.
4. "*back surface field formation*" Erzeugen einer p⁺-Dotierung auf der Rückseite (vermutlich mit Al).
5. "*anti-reflection coating*" Auftragen der Antireflexschicht (SiN₂ evt. aber auch TiO_x).
6. "*patterning*" Entfernen der Antireflexschicht an den Stellen der Kontaktierung (evt. mit einem Maskierungs/Abätzverfahren, analog den Schritten 3a-c)
7. "*metallization*" Front- und Rückseitenkontakte werden aufgetragen (vermutlich mit Siebdruck).
8. "*solder coating*" auf die Front- und Rückseitenkontakte wird Lot aufgetragen. Dies entspricht vermutlich der "Kontaktverstärkung" in der in <Strese *et al.* 1988> angegebenen Zellenfertigung (s.o.) und dient der Herstellung der Zellenmatrix in der nachfolgenden Panelfertigung.
9. "*cell inspection*" Zellentest in einem Sonnensimulator und Vermessen der Zellencharakteristik

Tab. XII.4.36 d: Geplante Zellenfertigung bei AEG nach <Strese *et al.* 1988, p. 53ff>

B e m e r k u n g e n : Die in Schritt 2 vermutlich gebildete Phosphorglas-Schicht wird nirgends explizit von der Frontfläche entfernt. Das Auftragen der Antireflexschicht (Schritt 4) erfolgt vermutlich nach der nicht explizit erwähnten Passivierung mit Wasserstoff und würde somit Schritten 9 und 10 des AEG-Prozesses in Tab. XII.4.36.b entsprechen. Das umständliche Wegätzen der eben erst aufgetragenen AR-Schicht erklärt sich durch die Versiegelungs-Eigenschaften, die eine Siliziumnitrid-Schicht aufweist. Eine Versiegelung unmittelbar nach der Passivierung ergibt höhere Zellen-Wirkungsgrade.

4.6.2.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die im Datenmodul der Ecoinvent-Datenbank enthaltenen Flüsse werden in Tab. XII.4.38 aufgeführt.

Wegen mangelnder Stoffflussdaten in <Kyocera 1993> werden die Daten von <Hagedorn *et al.* 1992> aus der Fertigung in Deutschland (AEG) übernommen. Als Prozessenergie wird der in <Linton 1993> angegebene Wert von 1280 Wh/Zelle verwendet. Die benötigte Hilfsenergie (Beleuchtung, Lüftung etc.) wird aus <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 95> übernommen (600 Wh/Zelle).

Datenqualität: Die Datenqualität ist unbefriedigend. Die Bilanzierung stützt sich auf die Fertigerhältnisse eines Herstellers (AEG). Die AEG-Produktion ist in <Hagedorn *et al.* 1992 a> etwas weniger detailliert erfasst als die Siemens-Produktion. Zudem ist die eigentliche Kyocera-Fertigung sehr schlecht dokumentiert, sodass die AEG-Fertigung unangepasst übernommen werden musste. Weitere Entwicklungen bei der Zellenfertigung lassen auch diese Daten zu einer Momentaufnahme werden.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

¥ Salpetersäure, Phosphoroxichlorid, CF₄, Siebdruckpaste (Ag), Tetraisopropyltitanat, Pumpenöl, Reinigungsmittel, Isopropylalkohol, Sonnensimulatorlampen, Calciumhydroxid

und folgende Output-Stoffe:

¥ Stickstoff, Sauerstoff, Wasserdampf, Wasserstoff, Sonnensimulatorlampen

		p-Si Zelle	Bemerkungen
		stk	
Nichten. Ressourcen			
Silber	kg	0.00045	im Lot
Energieträger			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.60E-06	Prozess- und Hilfsenergie
Basismaterialien			
Chemikalien anorganisch	kg	0.00433	für CF ₄ , Phosphoroxichlorid, Calciumhydroxid
Chemikalien organisch	kg	0.0007	für Tetraisopropyltitanat, Pumpenöl, Isopropylalkohol
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.0036	zur Neutralisation in der Abwasserbehandlung
Fluorwasserstoff HF (Flusssäure)	kg	0.0011	zur Phosphorglasätzung, in 4%iger Lösung verwendet
Natronlauge NaOH	kg	0.0077	zur Abgaswäsche (gesamt, als 3% ige Lösung eingesetzt) und zur Neutralisation in der Abwasserbehandlung statt KOH in Reinigungsätzung, Anpassung Faktor 0.714
Salpetersäure	kg	0.0004	
Sauerstoff ab Luftzerlegung	kg	0.046	Gesamtverbrauch
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	1.11	Gesamtverbrauch
Wasser vollentsalzt	kg	10.1	Gesamtverbrauch
Wasserstoff H ₂	kg	3.00E-06	zur Passivierung
Transport			
Transport LKW 28 t	tkm	0.06	
Photovoltaik			
p-Si Wafer	stk	1.05	
Abfälle unbehandelt			
PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie*)	kg	0.00476	fluoriertes Pumpenöl, 1995: kein Kantenätzen 2.1 g Calciumfluorid, CaF ₂ (1995: 2g) 2.2g Calciumhydroxid, Ca(OH) ₂ im Filterkuchen der Abwasserfällung div. Titanoxide, TiO _x aus Kühlfällen, v.a. Terpeneol, Dibutylphtalat, aus der Siebdruckpaste defekte Zellen
Emissionen Luft			
Abwaerme in Luft p	TJ	4.60E-06	
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	3.00E-05	aus Sinterabgasen (Schätzung 20 mg) und Abgaswäscher
NMVOC p	kg	0.00034	v.a. Terpeneol, Dibutylphtalat, aus der Siebdruckpaste Isopropanol, (CH ₃) ₂ CHOH, aus Antireflex-Beschichtung
NO _x Stickoxide als NO ₂ p	kg	5.00E-07	Schätzung statt << 1mg, aus Reinigungsätzung
Emissionen Wasser			
Aktivchlor f	kg	3.00E-05	nur Cl aus Natriumhypochlorit, NaOCl
Basen gesamt f	kg	0.0013	Natriumhydroxid, NaOH
Chloride f	kg	0.0074	Kaliumchlorid, KCl, 80% 1995
Fluoride f	kg	0.00024	Natriumfluorid, NaF, 1995: ohne Kantenätzen: -6%
Nitrate f	kg	0.0005	Natriumnitrat, NaNO ₃ , 80% 1995
Phosphate f	kg	4.40E-05	div. Orthophosphate, Na _x H _{3-x} PO ₄
Salze f	kg	0.0038	Kaliumsilikat, K ₂ SiO ₃
Schwebestoffe f	kg	9.00E-06	Quarzsuspension, SiO ₂ div. Titanoxide, TiO _x

Tab. XII.4.38: Zusammenstellung der Eingabedate des Prozessschrittes der p-Si Solarzellenfertigung, wie sie im Datenmodul "Zelle p-Si"berücksichtigt sind. *) Annahmen für Entsorgungswege (siehe auch Kap. 9).

4.6.3 Prozessschritt "p-Si Panelfertigung"

Die Panelfertigung in Japan unterscheidet sich in gewissen Teilen von der Fertigung von p-Si-Panels in Deutschland, wie sie von <Hagedorn *et al.* 1992a> bilanziert wird. Die Angaben die uns zur

Fertigung in Japan vorliegen, legen nahe, die p-Si Panel-Fertigung gemäss der *m-Si-Panel-Fertigung* von Hagedorn zu bilanzieren, da sich die beiden Prozesse im wesentlichen gleichen. Die Angaben von Hagedorn zur p-Si-Panelfertigung werden daher nicht wiedergegeben.

4.6.3.1 Panelfertigung in Japan

Aus <Kyocera 1993> ist die Zusammensetzung eines Kyocera-Panels (Model LA361K51, Stand 1993) bekannt. Die Panelfläche beträgt nach <Anderegg 1993> $985\text{mm} \times 445\text{mm} = 0.44\text{m}^2$. Daraus lassen sich die in Tab. XII.4.39 gezeigten panelspezifischen Daten errechnen. Das Panel ist in der sog. "*superstraight*"-Bauweise gefertigt d.h. mit einer Frontglasscheibe und einer rückseitigen Verbundfolie versehen. Das in <Hagedorn *et al.* 1992 a> bilanzierte p-Si Panel (AEG) ist jedoch mit einer Front- und Rückseitenglasscheibe gebaut. In "*superstraight*"-Weise ist aber das m-Si-Panel aus Hagedorns Arbeit gebaut und wird deshalb in Tab. XII.4.39 auch aufgeführt.

Bei einer Graphik in <Kyocera 1993> umfasst die Panelfertigung folgende - weitgehend bekannte - Schritte:

- "*tab connection*" Die Verbindungsbänder werden auf die Zellen gebracht (vermutl. durch Ultraschallschweissen).
- "*string formation*" Die Zellen werden seriell und parallel zu einer 4×9 Zellenmatrix verschaltet.
- "*lamination*" Ein Laminat aus Frontglasscheibe, Folie, Zellenmatrix, Folie und Rückseitenfolie (PVF/Al/PVF) wird zusammengefügt.
- "*curing*" = "vulkanisieren" bezeichnet vermutlich die thermische Nachbehandlung der Laminierung.
- "*framing*" Das Laminat wird mit einem Aluminium-Profil gerahmt. Dazu wird ein Randsiegel ("*edge seal*") in geringen Mengen verwendet. Das Randsiegel ist nach <Anderegg 1993> ein Silikon-Kleber. Geringe Mengen an Abstandhaltern aus PVC werden ebenfalls verwendet.
- "*box fixing*" Die Verbindungsdose wird montiert (aus ABS-Kunststoff <Anderegg 1993>).
- "*module inspection*" Das fertige Panel wird in einem Sonnensimulator getestet.

Das Panel ist in "*superstraight*"-Bauweise gefertigt und entspricht daher eher der Fertigung des *m-Si*-Panels als der des *p-Si*-Panels bei <Hagedorn *et al.* 1992 a>. Da die hauptsächlichsten Materialien bekannt sind werden diese aus <Kyocera 1993> übernommen. Die mengenmässig geringeren Stoffaufwendungen sowie Hilfs- und Betriebsstoffe (z.B. für Glaswaschen, Folienverschnitt) werden aus der *m-Si* Panel-Fertigung adaptiert. Die Panels weisen nur geringe Abweichungen (2-3%) in ihren Ausmassen auf.

Vergleichsgrößen	p-Si Kyocera-Modul nach <Kyocera 1993> und <Anderegg 1993>	p-Si AEG-Modul nach <Hagedorn <i>et al.</i> 1992 a>	m-Si Siemens-Modul nach <Hagedorn <i>et al.</i> 1992 a>
Bauart	"superstraight"	2 Glasscheiben	"superstraight"
Fläche	985mm ¥ 445mm = 0.44m ²	1076mm ¥ 462mm = 0.5m ²	934mm ¥ 445mm = 0.43m ²
Anzahl Solarzellen	36	40	36
Umfang	2.86 m	3.076 m	2.758m
Glasgehalt	7620 g/m ² (vermutl. ca. 3mm)	9738 g/m ² (je 2mm)	9628 g/m ² (4mm)
Rahmenmaterial	400 g Al/Umfang-m	139 g Stahl/Umfang-m	688 g Al/Umfang-m
EVA-Folie	1140 g/m ²	900 g/m ²	937 g/m ²
PVF-Folie (Rückseite)	114 g/m ²	n.verw.	ca. 60 g/m ²
Al-Folie (Rückseite)	200 g/m ²	n.verw.	ca. 150 g/m ²
Zellenmatrix (Bänder & Zellen)	590 g/m ² (Cu Bänder) (300 mm Zellen)	772 g/m ² (Al und Cu/Ag-Bänder) (350 mm Zellen)	933 g/m ² (Cu Bänder) (450 mm Zellen)
Anschlussdose (Material)	150 g/Panel (ABS)	441 g/Panel (Polyester u. Glasfasern)	253 g/Panel (Aluminium)
Prozessenergie für Modulfügen	188 kWh/m ² 2.29 kWh/Zelle 82.4 kWh/Panel (nach <Linton 1993>)	7.6 kWh/m ² 0.095 kWh/Zelle 10 kWh/Panel	8.8 kWh/m ² 0.11 kWh/Zelle 10 kWh/Panel

Tab. XII.4.39: Auf Kenngrößen bezogene spezifische Materialgehalte und Energieaufwendungen der Solarpanels von Kyocera, AEG (je p-Si) und Siemens (m-Si)

Zur Rahmendichtung wird ein Silikonkautschuk verwendet <Anderegg 1993>. Der Silikonkautschukbedarf wird auf 40 g/Panel geschätzt.

4.6.3.2 Energieaufwand

Die aufgewendete Prozessenergie ist in <Linton 1993> genannt und beträgt 82.44 kWh/Panel. Diese Angabe scheint sehr hoch im Vergleich mit der ähnlichen Panelherstellung in Deutschland. Dort werden jeweils 3.8 kWh/Panel elektrischer Prozessenergie zur Panelfertigung ausgewiesen und zwar sowohl für m-Si-("superstraight")- als auch für p-Si-Panels <Hagedorn *et al.* 1992a, p. 30 resp. 48>. Die Kyocera-Panelfertigung benötigt also knapp 22 mal mehr Prozessenergie! Selbst wenn der Hilfsenergiebedarf (6.2 kWh/Panel) mitberücksichtigt wird, gelangt man kaum in die Größenordnung der Kyocera-Angabe. Es werden Verbesserungen im Energieverbrauch bei Kyocera angenommen und ein mittlerer Wert des Prozess- und Hilfsenergieverbrauchs von 45 kWh/Panel angesetzt.

Der Modulfertigungsprozess bei Hagedorn weist einen relativ geringen Energieverbrauch auf, da abgesehen vom Laminierungsprozess, keine energieintensiven Teilprozesse stattfinden. Die Hilfsenergien (für Beleuchtung und Belüftung) liegen um gut 50% über dem spezifischen Prozessenergieverbrauch. In Tab. XII.4.40 sind die energetischen Flüsse für die p-Si Panelfertigung aufgelistet.

Energieverbrauch	kWh pro Stk. p-Si Panel
Prozessenergie, elektrisch	3.8
Hilfsenergie, elektrisch	6.2
Primärenergieverbrauch	632.0

Tab. XII.4.40: Energieaufwendungen zur Herstellung eines p-Si Panels. Nach <Hagedorn *et al.* 1992 a, p. 30>

In <Strese *et al.* 1988> sind für die einzelnen Prozessschritte der Panelfertigung Planungsdaten des Prozess-Energieverbrauches angegeben. Diese beziehen sich auf fast dieselbe Fertigungsabfolge wie bei Hagedorns Arbeit. Es werden ultraschallgeschweisste Zellenmatrizen hergestellt und im Unterdruck-Ofen laminiert. Alle Fertigungsschritte erfolgen im 3-Schicht-Betrieb. Die Jahresausstosskapazität wird zu 11.5 Mio. verarbeiteten Solarzellen (0.29 Mio Panels à 40 Zellen) angegeben. Die Energiedaten sind Prozessenergien ohne Hilfsenergien.

Prozess	Prozessenergieverbrauch Wh pro p-Si Panel
Zellenklassierung	31
Zellenverschaltung	1629
Laminieren und Tempern	1528
Rahmung und Anschlussverbindung	376
Qualitätstest	313
total	3877

Tab. XII.4.41: Planungsdaten der Energieaufwendungen zur Herstellung eines p-Si Panels im 3-Schicht Betrieb. Nach <Strese *et al.* 1988, p. 75>

Die Prozessenergie bei Strese (3877 Wh/Panel) ist praktisch identisch mit der von Hagedorn angegebenen Prozessenergie (3800 Wh/Panel). Dieser Sachverhalt darf so interpretiert werden, dass die Produktion in grösserem Massstab (*i.e.* 3- statt 1-Schicht-Betrieb) kaum einen Einfluss auf den spezifischen Prozessenergieverbrauch hat. Dies ist nicht völlig überraschend, da es sich bei dieser Fertigung um ein Zusammenfügen von vorbereiteten Komponenten handelt, welche kaum chargenabhängige Flüsse aufweist.

A b w ä r m e : Da keine wichtigen wärmegetönten Reaktionen auftreten wird der ganze Prozess- und Hilfsenergieaufwand als Abwärmeemission verbucht (10 kWh/Panel).

4.6.3.3 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die im Datenmodul der Ecoinvent-Datenbank enthaltenen Flüsse werden in Tab. XII.4.42 aufgeführt.

Nach <Linton 1993> betrug die Peakleistung einer 100 cm²-Zelle von Kyocera 1.36 W_p/dm². Die in <Energie 1996> beschriebte Modul besitzt 44 Zellen mit Nennleistung von 1.5 W_p/dm² (Nennleistung der Moduls 66.2 Wp). Die Nennleistung der p-Si Panels wird mit 66.2 Wp angesetzt, somit sind für 1kWp 15.1 Panels nötig.

Die Flüsse zur Fertigung eines 36-Zellen p-Si-Panels in "superstraight"-Bauweise werden aus den Daten des 36-Zellen *m-Si-Panels* in <Hagedorn *et al.* 1992, p. 31ff> zusammen mit den Daten aus <Kyocera 1993> bilanziert. Als Prozess- und Hilfsenergie werden 45 kWh_{el}/Panel berücksichtigt.

Der Bau von rahmenlosen Laminaten wird durch Weglassung der unterstrichenen Flüsse (Rahmenteile) bilanziert.

Datenqualität: Die Datenqualität ist befriedigend. Die Kyocera-Fertigung ist lückenhaft dokumentiert, sodass lediglich die wichtigsten Materialien berücksichtigt werden konnten. Die Bilanzierung stützt sich ergänzend auf die Fertigung der bauähnlichen m-Si Panel (Siemens). Mangelhaft ist die korrekte Berücksichtigung selbst der bekannten Materialien (v.a. Kunststoffe) innerhalb des "Ecoinvent"-Programmes. Künftige Änderungen der Fertigungsweise werden eine Neubetrachtung des Datensatzes nötig machen.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

¥ ** Zinn in Lotpaste, Sonnensimulatorlampen, PVC-Abstandhalter

und folgende Output-Stoffe:

¥ Laminierungsabgase, Sonnensimulatorlampen.

		Laminat p-Si	Panel p- Si	Bemerkungen
		kWp	kWp	
Nichten. Ressourcen				
Silber	kg	0.0047	0.0047	
Wasser	kg	490	490	nach m-Si-Panel, Glasscheibenreinigung
Zinn	kg	0.149	0.149	
Energieträger				
Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ	9.50E- 05	9.50E- 05	Folienherstellung EVA 2.7 kWh/kg
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	0.0032	0.0032	45kWh/Panel, Prozess- und Hilfsenergie
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	1.70E- 05	1.70E- 05	Schätzung abrasive Trennung
Basismaterialien				
Aluminium 0% Rec.	kg	1.764	24.3	Aluminiumanteil (64%) der Rückseitenfolie <u>Rahmen</u>
Blei	kg	0.085	0.085	
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	66.1	66.1	Frontscheiben
Karton (Verpackungs-)	kg	1.9	1.9	nach m-Si-Panel, Verpackung
Kupfer	kg	0.392	0.392	Verbinderstreifen, Geschätzt 20g/Panel
PE (HD)	kg	9.9	9.9	EVA-Folie
PE (LD)	kg	0.39	0.39	nach m-Si-Panel, Trennfolie
Polystyrol schlagfest	kg	4.48	4.48	nach m-Si-Panel, Verpackung statt 150g ABS-Kunststoff, für Anschlussdose
PVC schlagfest	kg	0.98	0.98	PVF-Anteil (36%) der Rückseitenfolie
Transport				
Transport Frachter Uebersee	tkm	1640	1640	Anteil Transport Laminat Distanz ca. 20000km
Transport LKW 28 t	tkm	43.3	54.81	Materialien Laminatteile, Distanz 50km <u>Materialien Rahmenteile, Distanz 50km</u> <u>Anteil Transport Rahmen-Material, Distanz 500km</u> Anteil Transport Laminat, Distanz 500km Transporte in Deponie Inert: 30 km
Photovoltaik				
MG-Silizium	kg		0.3	<u>in Silikonkautschuk-Dichtmasse, Anteil 38%, zur Rahmendichtung</u>
p-Si Zelle	stk	664.7	664.7	für 15.1-Zellen-Panels, Ausbeute 99%
Abfälle unbehandelt				
F in KVA	kg	0.0027	0.003	
Glas in Inertstoffdeponie	kg	65.4	65.4	gebrauchte Solarglasscheiben
PE in KVA	kg	7.377	8.177	EVA-(23g) und Rückseiten(7g, PVF:Al=5:9)-Folienreste und Trennfolie(20g) und 180 g Verpackung ABS-Anschlussdose <u>Silikonkautschuk (Rahmendichtung)</u>
PV-Panelabfaelle in Reststoffdeponie	kg	1.1	1.1	defekte PV-Panels aus Produktion
PV/EVA-Zellenabfaelle	kg	22.1	22.1	
Emissionen Luft				
Abwaerme in Luft p	TJ	0.0032	0.0032	

Tab. XII.4.42: Zusammenstellung der Eingabedate des Prozessschrittes der p-Si Solarpanelfertigung, wie sie im Datenmodul "Zelle p-Si" berücksichtigt sind. Laminat werden durch Weglassungen der unterstrichenen Flüsse bilanziert. Annahmen für Entsorgungswege (siehe auch Kap. 9).

5. Montagearten

5.1 Bemerkung zu den Montagearten

Die im folgenden Kapitel beschriebenen Montagearten beziehen sich alle auf Kleinanlagen mit einer Nennleistung von 3 kWp. Es wird erklärt, wie die einzelnen Montageabläufe auf der Baustelle ablaufen. Die angegebenen Daten beziehen sich nur auf die eigentlichen Tragkonstruktionen.

Die Fertigung der Solarzellenpaneele (Lamine), deren Entsorgung und der Transport zur Baustelle werden in diesem Kapitel nicht besprochen. In den Materiallisten sind demzufolge auch keine Angaben über die Paneele zu finden.

In den Übersichten zu den einzelnen Montagearten wird stets von einem Standardfall bezüglich des Solartzellentypes ausgegangen. Dies deshalb, weil es zwischen den Varianten m-Si, p-Si wegen den unterschiedlichen Wirkungsgraden der Zellen leichte Änderungen des Flächenbedarfs gibt. Für die Berechnungen von Anlagen, die vom Standardfall abweichen, ist deshalb eine Korrektur notwendig. Dies geschieht mit Hilfe von Multiplikatoren, welche genauer in Kap. 7.2 besprochen werden. Für die Schrägdach- und Fassadenvarianten werden für die Standardfälle monokristalline Zellen verwendet, für die Flachdachvariante polykristalline Zellen.

Eine wichtige Quelle zu den Angaben bietet eine Publikation über Photovoltaik für Dachdecker <Prinz et al. 1992>, welche eine Fülle von möglichen Montagearten beschreibt. Diese Unterlagen dienen vor allem der qualitativen Beschreibung der Installation einzelner Anlagen. Für die eigentlichen Datenerhebungen waren neben einer Vielzahl von Telefonaten mit Herstellern auch zwei Semesterarbeiten an der ETH Zürich <Schwarz et al. 1992> und <Degen et al. 1991> nützlich. Diese Arbeiten behandeln die ökologische und energetische Rückzahldauer von Photovoltaikanlagen (3 kWp und 9 kWp) auf einem Schrägdach, einem Flachdach und an einer Fassade. Viele Daten wurden aus <Schwarz et al. 1992> übernommen, welche in weiten Bereichen detaillierte Untersuchungen beinhaltet.

Bei der Bilanzierung werden die mit der Herstellung der Tragkonstruktion (z.B. Fabrikation zu Profilen, Konsolen) verbundenen Prozessemissionen- und energien nicht berücksichtigt, sondern nur die Basismaterialien wie Aluminium, Stahl etc. Für die Transportdistanzen müssen zwei verschiedene Transportvorgängen berücksichtigt werden. Ein erster Transportweg betrifft die Lieferung der Basismaterialien zu den einzelnen Firmen. Hierfür werden die Daten aus Kap. III.9 über die Basismaterialien entnommen (Tab. XII.5.1).

	Bahn elektrisch Transportdistanz [km]	LKW 28 t Transportdistanz [km]
Stahl/Guss	600	50
Beton		20
Kupfer	600	50
Aluminium	200	50
Kunststoffe	200	50

Tab XII.5.1: Standard-Transportdistanzen für ausgewählte Materialien vom Herstellungsort zum Verarbeitungsort in der Schweiz. Quelle: dieses Projekt, Kap. III.9.

Ein zweiter Transportweg betrifft die Lieferung von den Firmen zu den Baustellen. Dafür werden generell zusätzlich 50 km Lieferwagen für das Material und 100 km für allfällige Personentransporte verrechnet.

5.2 Montageart Schrägdach aufgesetzt

5.2.1 Übersicht

Diese relativ häufige und einfache Konstruktion bedingt einen einwandfreien Zustand der Dachhaut (Ziegel oder Eternit). Eine aus Holzlatten, Aluprofilen und Stahl-Montagebügeln bestehende Tragkonstruktion wird direkt in die Sparrenlage verschraubt. Mit einem Abstand von ca 10 cm zur

Dachhaut wird eine gute Hinterlüftung des Solarzellenfeldes gewährleistet und damit geringere Wirkungsgradverluste durch Temperaturerhöhung erzielt.

Die Angaben stammen grösstenteils aus einer Semesterarbeit an der ETH Zürich <Schwarz et al. 1992>, welche für dieses Datenmodul eine gute Grundlage bietet. Die Angaben wurden aufgrund der Ausführungen in <Prinz et al. 1992> und durch Information eines Herstellers <Sutter 1993> korrigiert und erweitert. Die Angaben werden durch eigene Abschätzungen ergänzt.

Sämtliche Textangaben beziehen sich auf eine Anlage der Grösse 3 kW_p . Den Mengenangaben liegen *Panele* zu Grunde, die im Standardfall mit *monokristallinen* Siliziumzellen ausgerüstet sind.

5.2.2 Montageablauf

Zuerst werden die Solarpanel zu 3er bis 5er Paketen verschraubt und verdrahtet. Dann erfolgt die eigentliche Montage durch den Dachdecker. Die Dachhaut wird an einzelnen Stellen entfernt und Montagebügel werden direkt an die Sparrenlage geschraubt (Fig. XII.5.1). Anschliessend werden Ankerschienen aus Stahl montiert. Dann werden die Solarpakete auf die Tragkonstruktion fixiert.

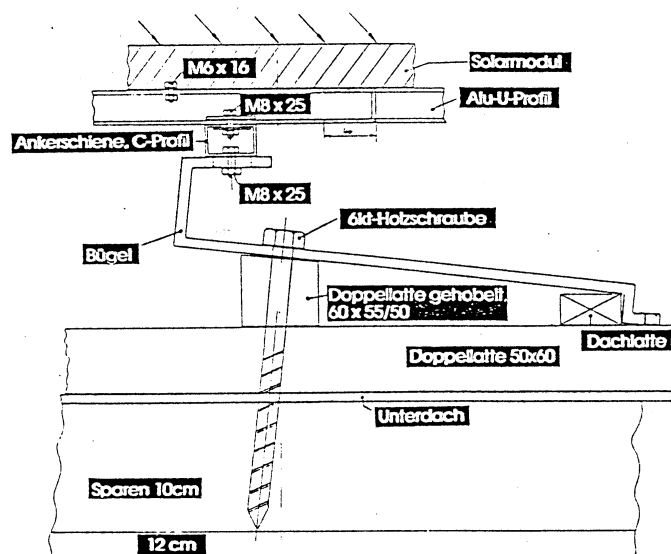


Fig. XII.5.1 Montage von Solarzellenpanelen auf ein Schrägdach. Die Abbildung zeigt einen Schnitt durch die Verankerung der Unterkonstruktion. Die auf einer Holzlatte gestützten Bügel dienen als Halterung für die darüberliegenden Ankerschienen und die auf Alu-U-Profilen montierten Solarpanel. Quelle: <Prinz et al. 1992>

5.2.3 Materialaufwand

Bei Ziegeldächern werden konisch gehobelte Holzlatten benötigt, welche die Tragbügel stützen müssen. Für die Anlagebefestigung braucht es 32 Befestigungseinheiten, bestehend aus Stahl-Montagebügeln (64 kg), Abtropfblechen (32 kg), Schrauben und Abdichtmaterial (Tab. XII.5.2). An die Montagebügel werden Ankerschienen aus Stahl (50 kg) befestigt. Die Befestigung der Module erfolgt mittels Alu-U-Profilen (43 kg), welche senkrecht zu den Ankerschienen montiert werden. Auch hier werden wieder Befestigungskomponenten (Schrauben, Muttern) benötigt.

Die Daten für die Holzlatten, Stahlbügel, Ankerschienen, Alu-Profile sämtlicher Befestigungskomponenten inkl. Dichtungen und Verpackungsmaterial werden aus <Schwarz et al. 1992> übernommen. Die wichtigsten Änderungen gegenüber dieser Arbeit betreffen die Abtropfbleche und die Recyclingszenarien.

Die Menge an Verpackungsmaterial für die Montageteile ist gering. Es treten lediglich die Verpackungen für das Kleinmaterial der Trägerkonstruktion (z.B. Befestigungskomponenten) auf. Die Daten werden aus <Schwarz et al. 1992, Anh. s. 20> übernommen.

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
<i>Dachdurchführungen</i>			
Holz	27	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Stahl (Nägeln, Schrauben)	4.6	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Stahlbügel feuerverzinkt	64	<Sutter 1993>	100 % Rec.
Abtropfbleche (Stahl)	32	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Dichtungen Neopren	0.01	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
<i>Befestigung Ankerschiene</i>			
Ankerschienen (Stahl)	50	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Befestigungskomponenten (Schrauben, Muttern, U-Scheiben) (Stahl)	0.8	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
<i>Befestigung Module</i>			
Alu-U-Profile	43	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Befestigungskomponenten (Stahl)	1.9	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
<i>Befestigung Modulpakete</i>			
Gewindeplatten (Stahl)	0.6	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Stahlplättchen (Stahl)	2.8	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Befestigungskomponenten (Stahl)	0.4	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
<i>Verpackungen</i>			
Wellpappe	1.9	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Polystyrol XPS	0.1	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Kunststoff (Klebband, Schnur)	0.02	<Schwarz et al. 1992>	KVA

Tab. XII.5.2 Materialaufwendungen für die Tragkonstruktion "Schrägdach aufgesetzt" einer 3 kWp-Anlage.

5.2.4 Montageenergien

Bei der Montage werden vor allem Energie für Bohren und Verschrauben aufgewendet (Tab. XII.5.3). Die Daten und Annahmen dazu werden aus <Schwarz et al. 1992, Anh. s. 14> übernommen. Zusätzlich wird noch die Energie eines kleinen Liftes für die Beförderung des Materials verrechnet.

<i>Montageenergien</i>	el. Energie [kWh]	Quelle
Schrauben	0.1	
Stahlbügel montieren	0.07	<Schwarz et al. 1992>
Alu-U-Profile montieren	0.02	<Schwarz et al. 1992>
Materiallift	0.04	<Wiest 1993>
Total Montageenergien	0.23	

Tab. XII.5.3 Montageenergien für die Tragkonstruktion "Schrägdach aufgesetzt" einer 3 kWp-Anlage.

5.2.5 Transportaufwendungen

Die wichtigsten Transportaufwendungen betreffen den Stahl (160 kg) und die Aluminium-Profile (43 kg).

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]	Personenwagen [km]
Transport zur Firma					
Stahl, div.	160	600	50		
Alu-Komponenten	43	200	50		
Restmaterial	27			50	
Transport zur Baustelle					
Tragkonstruktion	230	50			
Montage-Arbeiter					100

Tab. XII.5.4 Transportaufwendungen für die Tragkonstruktion "Schrägdach aufgesetzt".

5.2.6 Abbruch und Entsorgung

Im Gegensatz zur Arbeit von <Schwarz et al. 1992> wird der Fall eines Abbruchs der Anlage ohne jegliches Recycling des Materials für die heutige Situation im Bauabfall-Entsorgungsbereich als unrealistisch betrachtet. Der Fall einer Demontage ist eine viel wahrscheinlichere Variante. Es wird angenommen, dass die voluminöseren und wertvolleren Metallkomponenten entweder am Abbruchort direkt oder über den Umweg einer Bauabfall-Sortieranlage zur Wiederverwertung getrennt werden. Das Holz und die Befestigungskomponenten werden der KVA zugeführt (Tab XII.5.2).

5.3 Montageart Schrägdach integriert

5.3.1 Übersicht

Die Suche nach materialsparender und ästhetischerer Montageart hat zur Entwicklung von Einbaumethoden geführt, bei welchen das Solarzellenfeld in die Dachkonstruktion integriert wird und an dieser Stelle neben der Stromproduktion auch die Funktion des eigentlichen Gebäudeschutzes übernimmt. Ein weiterer entscheidender Schritt ist die Verwendung von materialsparenden (rahmenlosen) Laminaten anstelle der (gerahmten) Panele. Noch ist diese Montageart nicht sehr verbreitet, aber sie wird vermutlich zukünftig eine wichtige Rolle spielen.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten des integrierten Schrägdachbaus, wobei sich noch keine klare Richtung für die Zukunft herausgeschält hat. Neben dem Einbau von ganzen Laminaten (Schiefer- und Schindelsystem, Trapezblechprofil, Pfosten-Riegelsystem) gibt es auch die Variante der Solardachziegel. In der vorliegenden Arbeit wird die Variante des *Pfosten-Riegelsystems* der Firma Schweizer AG, CH-Hedingen bilanziert.

Die Datengrundlage bietet <Prinz et al. 1992> und <Wiest 1993>. Zur Ergänzung von Daten mit weniger Wichtigkeit aber grossem Rechenaufwand (z.B. Schrauben, Montageenergien) werden die Daten aus <Schwarz et al. 1992> nach eigenen Abschätzungen teilweise modifiziert verwendet.

Sämtliche Angaben beziehen sich auf eine *3 kWp-Anlage*. Den Mengenangaben liegen *Lamine* zu Grunde, die im Standardfall mit *monokristallinen* Siliziumzellen ausgerüstet sind.

5.3.2 Montageablauf

Im Bereich des Kollektorfeldes werden die Ziegel abgedeckt. Anschliessend werden horizontal stählerne C - Profile von unten her auf die Konterlattung geschraubt (Fig. XII.5.2). Danach bieten Seiten - Längs - und Querprofile aus Aluminium den eigentlichen Rahmen der Lamine. Auf diese Profile wird ein Auflagegummi montiert und anschliessend die Lamine von der Traufseite her nach oben eingelegt und verdrahtet. Schliesslich werden die Ränder mit Abdeckgummi abgedichtet und die oberen und unteren Abschlussbleche montiert.

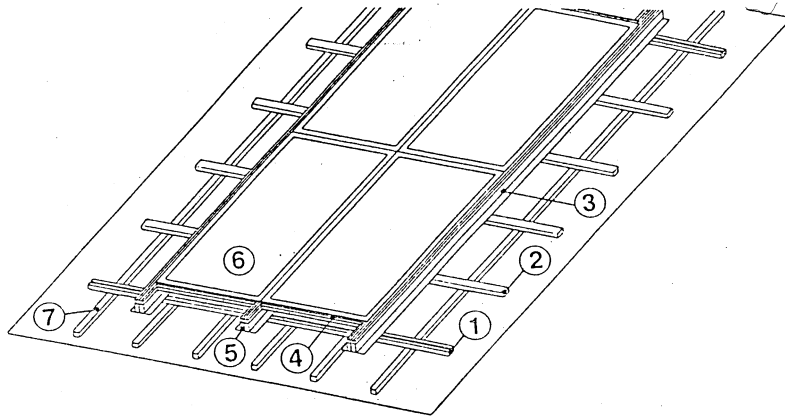


Fig. XII.5.2 Aufbau der Unterkonstruktion für die integrierte Schrägdachvariante. Die Lamine werden in ein Profilsystem aus Aluminium geklebt. Legende: 1. C-Profil (Stahl) 2. Ziegellattung (Holz) 3. Seitenprofil (Alu) 4. Querprofil (Alu) 5. Längsprofil (Alu) 6. PV-Laminat. Quelle: <Prinz et al. 1992>.

5.3.3 Materialaufwand

Für die C - Profile werden 67 kg Stahl verwendet. Für die restlichen Profile benötigt man 88 kg Aluminium. Weiter werden für die Anschlussbleche 53 kg Stahl eingesetzt. Zusätzlich werden Bleilappen (5 kg) und einige andere Bleche und Schrauben benötigt. Das als Abdeck - und Auflagergummi verwendete Material (EPDM) wird auf ca. 2 kg geschätzt.

Es wird auf den Verzicht sämtlicher Einwegverpackungsmaterialien geachtet. Die einzelnen Bestandteile werden in Holzkisten auf Paletten geliefert. Für die Verpackung kleinerer Materialien wie Schrauben etc. werden die Werte aus <Schwarz et al. 1992, Anhang s. 20> übernommen.

Der Tatsache, dass im Bereich des Kollektorfeldes auf die Ziegel verzichtet werden kann, muss Beachtung geschenkt werden. Es stellt sich die Frage, auf welche Art der Verzicht von Dachziegeln in den Berechnungen mitberücksichtigt werden soll. Die hier verwendete Berechnungsart besteht darin, dass man der Solaranlage zwei Funktionen zuordnet, die Funktion der Stromproduktion und diejenige des Gebäudeschutzes. Die Aufwendungen für die Solaranlage werden nun nach einem Allokationskriterium auf diese zwei Funktionen verteilt. Dazu wird von zwei alternativen Bereitstellungssystemen ausgegangen. Als alternatives Bereitstellungssystem für die Solaranlage als Stromproduktionsanlage werden die Aufwendungen zur Stromproduktion des UCPT-Netzes herbeigezogen. Als alternatives Bereitstellungssystem für die Funktion "mechanischer Schutz" wird das Installieren von Tonziegeln in der Größe des Kollektorfeldes betrachtet. Als Vergleichsgrößen wurden sowohl die energetischen als auch die ökonomischen Aufwendungen für einen Zeithorizont von 30 Jahren beigezogen. In Tabelle XII.5.6 sind diese Aufwendungen für eine 3 kWp-Anlage angegeben. Aus den Berechnungen zeigt sich, dass mit dieser Methode die Funktion "mechanischer Schutz" durch die Solaranlage einen vernachlässigbaren Anteil besitzt. Deshalb werden bei der Bilanzierung die gesamten Aufwendungen für die Solaranlage der Funktion "Stromproduktion" zugeordnet. Demzufolge fällt "mechanischer Schutz" hier als vernachlässigbares Kuppelprodukt an. Ein Abwälzen von Aufwendungen auf die Funktion des Gebäudeschutzes oder eine Berücksichtigung für die substituierten Dachziegel entfallen somit.

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
Dachdurchführungen			
C - Profil, Stahl	67	<Wiest1993>	100 % Rec.
Querprofile Alu	28	<Wiest1993>	100 % Rec.
Seitenprofile Alu	15	<Wiest1993>	100 % Rec.
Längsprofile Alu	45	<Wiest1993>	100 % Rec.
Abdeck - und Auflagegummi EPDM	2.0	<Wiest1993>	RS DEP
Kanalbleche Stahl	0.1	<Wiest1993>	100 % Rec.
Anschlussbleche Stahl	53	<Wiest1993>	100 % Rec.
Befestigungskomponenten total (Stahl)	5.4	<Wiest1993>	RS DEP
Blei	5	<Wiest1993>	100 % Rec.
Verpackungen			
Wellpappe	1.9	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Polystyrol XPS	0.1	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Kunststoff (Klebband, Schnur)	0.02	<Schwarz et al. 1992>	KVA

Tab. XII.5.5 Materialliste für die Tragkonstruktion "Schrägdach integriert" einer 3 kWp-Anlage.

Alternatives Bereitstellungssystem	Primärenergieaufwand [TJ] des alternativen Bereitstellungssystem	Prozentuale Verteilung bezüglich Energie [%]	Kosten [Fr] des alternativen Bereitstellungssystem	Prozentuale Verteilung bezüglich Kosten [%]
Stromproduktion UPCTE (0.32 TJ)	0.97	100	13500	92
Ziegelbedachung	0.0063 1)	0	1100 2)	8

Tab. XII.5.6 Verteilung der Materialaufwendungen einer Solaranlage auf die zwei Funktionen "Stromproduktion" und "mechanischer Schutz" (Ziegelbedachung). Die Aufwendungen wurden für eine 3 kWp-Anlage (26 m²) mit der Lebensdauer von 30 Jahren gerechnet. 1) <Hofstetter et al. 1991>, 2) <Theissl 1993> und <Staudacher 1993>.

5.3.4 Montageenergien

Obwohl die Konstruktionen leicht verschieden sind, werden für das Verschrauben der einzelnen Bestandteile die Montageenergien der aufgesetzten Schrägdachvariante übernommen (Tab. XII.5.3).

5.3.5 Transportaufwendungen

Die wichtigsten Transportaufwendungen betreffen das Aluminium (90 kg) und die Stahlteile (125 kg).

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]	Personenwagen [km]
Transport zur Firma					
Stahl, div.	125	600	50		
Alu-Komponenten	88	200	50		
Kunststoffe	2	200	50		
Transport zur Baustelle					
Tragkonstruktion	215			50	
Montage-Arbeiter					100

Tab. XII.5.7 Transportaufwendungen für die integrierte Schrägdachvariante.

5.3.6 Abbruch und Entsorgung

Als Abbruchszenarium erscheint die eigentliche Demontage am wahrscheinlichsten. Voluminösere und wertvollere Materialien werden dem Recycling zugeführt (C - Profile, Aluminiumprofile, Bleche und Kupferdraht). Kleinere Teile werden vermutlich in einer Deponie entsorgt (Tab. XII.5.5).

5.4 Montageart Flachdach

5.4.1 Übersicht

Das Hauptproblem bei Flachdachanlagen betrifft die Verankerung. Sie muss so ausgeführt werden, dass die Panele durch die Witterungseinflüsse (Wind) keinen Schaden nehmen aber zusätzlich die Dachhaut nicht beschädigt wird. Deshalb werden relativ schwere, auf einer Isolierschicht gelagerte Betonsockel als Verankerung verwendet.

Die Berechnungen beziehen sich auf eine 3 kW_p -Anlage mit *Panelen* aus *polykristallinen* Zellen zu Grunde (<Prinz et al. 1992>, <Schwarz et al. 1992> und <Brunschweiler 1993>). Den Mengenangaben liegen *Panele* zu Grunde, die im Standardfall mit *polykristallinen* Siliziumzellen ausgerüstet sind. Die Angaben werden durch eigene Abschätzungen ergänzt.

5.4.2 Montageablauf

Die Anlageteile werden in Einheiten von 190 kg (ohne Module) geliefert. Davon fällt der grösste Teil auf die Betonsockel und der Rest beinhaltet Aluträger, Befestigungskomponenten und Isolierunterlagen. Auf dem Flachdach werden zuerst der Kies und der Sand an den für die Montage vorgesehenen Stellen entfernt und die darunterliegende Dachhaut gewischt. Als Isolierschutz werden 5 mm "Bautenschutzgummi" unter die Betonsockel gelegt. Anschliessend werden die Alu-Träger montiert und die Panele fixiert. Pro Montagestruktur können 3 bis 4 Panele befestigt werden. Längs der Sockellinie wird für die Verkabelung ein Kabelkanal gelegt, der auf Betonplatten montiert wird.

5.4.3 Materialaufwand

Es wird von 3 Panelen pro Montageeinheit ausgegangen, somit werden für eine 3 kW_p -Anlage 20 Einheiten benötigt. Pro Einheit werden 186 kg Beton und 3.6 kg Alu verwendet <Prinz et al. 1992>. Für die Befestigungskomponenten und den Materialaufwand für die Verkabelungen werden die Daten der optimierten Schwerlastverankerung übernommen.

Die Menge an Verpackungsmaterial ist gering und ähnlich wie bei der optimierten Schwerlastverankerung, die in <Schwarz et al. 1992> beschrieben ist.

5.4.4 Montageenergien

Die bei der Montage aufgewendeten Energien für Bohren und Verschrauben werden aus <Schwarz et al. 1992, Anh. s. 14> übernommen (Tab. XII.5.9). Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die Bauteile mit einem Kran auf das Flachdach gehoben werden müssen. Bei niedrigen Häusern kann das direkt mit dem Kran des materialführenden LKW's geschehen, bei höheren Gebäuden muss zusätzlich ein Pneukran angefordert werden. Für diesen wird die Hin - und Wegfahrt berücksichtigt. Um die Energie für das eigentliche Heben des Materials mitzuberechnen werden die Distanzen relativ hoch angenommen ($2 \times 40 \text{ km}$).

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
Aufständigung			
Beton	3'720	<Brunsweiler 1993>	100 % Rec.
Aluträger	72	<Brunsweiler 1993>	100 % Rec.
Befestigungskomponenten total (Stahl)	8.4	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Isolation (Styrofoam)	4.6	<Sutter 1993>	RS DEP
Befestigung Module			
Befestigungskomponenten	2.2	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Kabelkanäle/Sockel			
Kabelkanäle Stahl feuerverzinkt	37	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Sockel Beton	142	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Stahl	0.4	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Alu	1.0	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Alurohr	1.7	<Schwarz et al. 1992>	100 % Rec.
Polystyrol extrudiert	0.4	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Verpackungen			
Wellpappe	1.1	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Polystyrol XPS	0.1	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Kunststoff (Klebband, Schnur)	0.02	<Schwarz et al. 1992>	KVA

Tab. XII.5.8 Materialliste für die Montage der universellen Schwerlastverankerung.

Montageenergien	th. Energie [MJ]	el. Energie [kWh]	Quelle
Stahlkonsolen montieren		0.02	<Schwarz et al. 1992>
Durchbruch bohren		1.0	<Schwarz et al. 1992>
Pneukran 80 km	945		

Tab. XII.5.9 Montageenergie für die universelle Schwerlastverankerung.

5.4.5 Transportaufwendungen

Die relevanten Transportaufwendungen betreffen die Betonsockel (2500 kg) und die Metallteile (250 kg Stahl).

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	LKW 3.5- 8 t Nutz [km]	Personenwagen [km]
Transport zur Firma					
Stahl, div.	8	600	50		
Alu-Komponenten	72	200	50		
Beton	3862		20		
Transport zur Baustelle					
Tragkonstruktion	3942			50	
Montagearbeiter					100

Tab. XII.5.10 Transportaufwendungen für die universelle Schwerlastverankerung.

5.4.6 Abbruch und Recycling

Der Fall eines Abbruchs ohne jegliches Recycling erscheint in der heutigen Zeit als sehr unwahrscheinlich. Es ist auch hier zu erwarten, dass voluminösere und wertvollere Bauteile recycelt werden. Für die Aluträger und die grösseren Stahlbestandteile wird ein 100 % Recycling angenommen. Es ist auch zu erwarten, dass die Betonelemente in einer Bauschutt-Aufbereitungsanlage zu Betongranulat gebrochen werden. Kleinere Teile wie Drähte und Befestigungskomponenten werden auf eine Deponie entsorgt (Tab. XII.5.8).

5.5 Montageart Fassade aufgesetzt

5.5.1 Übersicht

Die Montage an der Fassade wird vorwiegend bei Industrie - und Gewerbebauten angewendet. Die Anlagen liegen im Bereich von kleiner bis mittlerer (3 bis 20 kWp) Leistung. Es gibt verschiedenen Varianten der Fassadenaufgesetzten Montageart. Die vorliegenden Daten beziehen sich auf eine 3 kWp Anlage, den Mengenangaben liegen *Panele* zu Grunde, die im Standardfall mit *monokristallinen* Siliziumzellen ausgerüstet sind. Die Grundlagen für die Berechnung liefern <Prinz et al. 1992> und <Brunschweiler 1993>. Die Daten werden durch eigene Abschätzungen ergänzt.

5.5.2 Montageablauf

Auf einfache Weise werden jeweils fünf Panels an Aluminiumprofile befestigt und dann an die bestehende Mauerwerksfassade angebracht. Diese Einheiten werden an die vorgängig im Mauerwerk verankerten Stahlträger geschraubt.

5.5.3 Materialaufwand

Die bedeutendsten Aufwendungen betreffen die Ankerschienen (38 kg Stahl) und die Aluminiumprofile (72 kg). Zusätzlich werden Stahlplättchen und Befestigungskomponenten verwendet.

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
Befestigung Module			
Ankerschienen Stahl	38	<Brunschweiler 1993>	100 % Rec.
Alu - Profile	72	<Brunschweiler 1993>	100 % Rec.
Stahlplättchen	3	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Befestigungskomponenten Stahl	8.1	<Schwarz et al. 1992>	RS DEP
Verpackungen			
Wellpappe	1.1	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Polystyrol XPS	0.05	<Schwarz et al. 1992>	KVA
Kunststoff (Klebband, Schnur)	0.01	<Schwarz et al. 1992>	KVA

Tab. XII.5.11 Materialliste für die Tragkonstruktion einer aufgesetzten Fassade für eine 3 kWp-Anlage.

5.5.4 Montageenergien

Die Montageenergien beschränken sich auf das Verschrauben der einzelnen Teile. Es werden daher die Daten aus <Schwarz et al. 1992> für das Verschrauben übernommen.

Montageenergien	th. Energie [MJ]	el. Energie [kWh]	Quelle
Schrauben		0.02	<Schwarz et al. 1992>
Aluprofile montieren		0.02	<Schwarz et al. 1992>

Tab. XII.5.12 Montageenergie für die aufgesetzte Fassadenvariante.

5.5.5 Transportaufwendungen

Für den Materialtransport werden 49 kg Stahl und 72 kg Aluminium verrechnet.

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]	Personenwagen [km]
Transport zur Firma					
Stahl, div.	49	600	50		
Alu-Komponenten	72	200	50		
Transport zur Baustelle					
Tragkonstruktion	121			50	
Montagearbeiter					100

Tab. XII.5.13 Transportaufwendungen für die Tragkonstruktion der aufgesetzten Fassade.

5.5.6 Abbruch und Entsorgung

Es wird von einer Demontage der Solaranlage ausgegangen. Dabei werden die Ankerschienen und die Aluminiumprofile recyclet. Die restlichen Komponenten werden in einer Deponie entsorgt (Tab. XII.5.11).

5.6 Montageart Fassade integriert

5.6.1 Übersicht

Die Montage fassadenintegrierter Solarpanel eignet sich vor allem bei Neubauten und Renovationen von Gebäudefassaden. Sie wird oft bei Industrie- und Gewerbebauten angewendet. Durch die Möglichkeit, die Solarpanels in beliebigen Grössen und Verschaltungen herzustellen, ergeben sich fast unbegrenzte Möglichkeiten, konventionelle Fassadenelemente durch Solarpanel zu ersetzen. Diese Montageart ist gekennzeichnet durch eine Vielzahl von Befestigungsarten (vom Unterbau abhängig), Farben, Grösse, Neigungen und Ausrichtungen der Anlage. Die vorliegenden Daten stützen sich auf die Referenzen <Rusterholz 1993>, <Prinz et al. 1992> und <Degen et al. 1991> und beziehen sich auf eine 3 kWp Anlage. Den Mengenangaben liegen *Laminate* zu Grunde, die im Standardfall mit *monokristallinen* Siliziumzellen ausgerüstet sind. Die Daten werden durch eigene Abschätzungen ergänzt.

5.6.2 Montageablauf

Die Montage hängt stark vom Unterbau der Fassade ab (z.B. Pfosten-Riegel-System, Vierpunktverankerung). Hier wird für die Unterkonstruktion ein Aluminiumsystem ("Aluhit") angenommen.

5.6.3 Materialaufwand

Für die Unterkonstruktion wird etwa 75 kg Aluminium <Gabriel 1993> verwendet.

Der Mehraufwand gegenüber einer konventionellen Fassade liegt bei der Montage lediglich bei den Laminaten, welche nicht in diesem Kapitel behandelt werden. Dafür fällt die eigentliche Fassade in der Grösse des Kollektorfeldes weg. Gleich wie bei der integrierten Schrägdachvariante (Kap 5.3) stellt sich auch hier die Frage, wie der Aufwand für die Solaranlage auf die beiden Funktionen "Stromproduktion" und "Fassadenschutz" verteilt werden kann. Die beiden Funktionen werden wiederum mittels alternativen Bereitstellungssystemen quantifiziert, d.h. für die Stromproduktion wird der Aufwand für die Bereitstellung von Strom durch das UCPT-Verbundnetz berechnet und für den Fassadenschutz der Aufwand zur Bereitstellung einer konventionellen Fassade. Die Berechnungen werden für verschiedene Fassadentypen durchgeführt. In Tab. XII.5.15 sind die auf einen Zeithorizont von 30 Jahren hochgerechneten energetischen und finanziellen Aufwendungen

aufgelistet. Es zeigt sich, dass für Keramik- und Steinplattenfassaden zumindest bei Betrachtung des Allokationskriteriums "Kosten" der Aufwand für den Bau der Solaranlage teilweise auf die Funktion "Fassadenschutz" abgewälzt werden muss. Im Sinne einer Sensitivitätsanalyse werden die beiden Verteilungen 70% bis 100% (Stromproduktion) und 30% bis 0% (Fassadenschutz) diskutiert. Energie- und Kostenaufwendungen für eine Profilblechfassade sind vergleichsweise vernachlässigbar.

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
Unterkonstruktion "Aluhit"			
Aluminium	75	<Gabriel 1993>	100 % Rec.

Tab. XII.5.14 Materialliste für die Tragkonstruktion einer integrierten Fassadenvariante für eine 3 kWp-Anlage.

Alternatives Bereitstellungs-System	Primärenergieaufwand [TJ]	Kosten [Fr]	Quellen
Stromproduktion	0.68	10000	<Gabriel 1993>, <Schwarz et al. 1992, s.34> <Schuler 1993>, <Degen et al. 1991> <Kessler 1993>
Keramikfassade	0.05	3100 bis 7500	
Steinplattenfassade	0.01	5500 bis 7500	
Profilblechfassade	0.004	550	

Tab. XII.5.15 Primärenergieaufwand und Kosten als Allokationskriterien für die Verteilung des Aufwandes einer 3 kWp-Photovoltaikanlage auf die beiden Funktionen "Stromproduktion" und "Fassadenschutz". Die Werte werden auf eine Zeitdauer von 30 Jahren hochgerechnet. Es zeigt sich, dass zumindest bei den Kosten für die Keramik- und Steinplattenfassade ein Teil der Anlageaufwendungen auf die Funktion "Fassadenschutz" abgewälzt werden muss.

5.6.4 Montageenergien

Es werden die Werte aus Tab. XII.5.12 für das Schrauben und das Montieren der Aluminiumprofile übernommen.

5.6.5 Transportaufwendungen

Es wird der Transport der Aluminium-Unterkonstruktion eingesetzt.

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]	Personenwagen [km]
Transport zur Firma Alu-Unterkonstruktion	75	200	50		
Transport zur Baustelle Tragkonstruktion Montagearbeiten	75			50	100

Tab. XII.5.17 Transportaufwendungen für die integrierte Fassadenvariante.

5.6.6 Abbruch und Entsorgung

Es wird angenommen, dass die Gebäudefassade demontiert wird. Für die Aluhit-Unterkonstruktion wird ein 100% Recycling der Aluminiumträger angenommen (Tab. XII.5.14).

Die berücksichtigten Flüsse sind im Anhang A1 tabelliert.

6. Elektrische Bestandteile von 3 kWp-Anlagen

6.1 Wechselrichter

6.1.1 Übersicht

Die Hauptaufgabe eines Photovoltaik-Wechselrichters besteht darin, den vom Solargenerator erzeugte Gleichstrom zur Einspeisung ins öffentliche Netz in Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz zu transformieren. Zusätzlich erfüllen die Wechselrichter auch andere elektronische Aufgaben wie die Maximalleistungssteuerung (Maximum - Power - Tracking) sowie das automatische Ein- bzw Ausschalten. Die Anforderungen bezüglich der Elektronik sind sehr gross. Es ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit, eine ausführliche Beschreibung von Wechselrichtern zu liefern. Der interessierte Leser sei auf <Häberlin 1991> verwiesen.

Es ist erstaunlich, wieviele Anbieter von Wechselrichtern sich in der Schweiz an einem relativ bescheidenen Markt beteiligen. Es war deshalb für diese Arbeit unerlässlich, sich auf einige wenige Typen zu beschränken, auch wenn es kein Produkt gibt, welches eine eindeutige Marktführungsposition besitzen würde. Der Entscheid fiel auf Solcon 3400 HE für Kleinanlagen der Grösse 3 kWp.

Wechselrichter für Grossanlagen sind meist Einzelanfertigungen. Für die bilanzierten freistehenden Grossanlagen wird auf das entsprechende Kapitel (7.3 und 7.4) verwiesen.

6.1.2 Wechselrichter Solcon 3400 HE

Der Solcon 3400 HE ist ein in der Schweiz von der Firma Hardmeier Electronics in Winterthur hergestellter Wechselrichter. Das Modell ist wegen eines leichteren Gehäuses nur 20 kg schwer. Seine maximale Leistung liegt bei 3 kW und sein maximaler Wirkungsgrad bei 92 %.

Dieser Wechselrichter wurde in <Schwarz et al. 1992> äusserst genau bilanziert. Die Hauptgewichtanteile machen die Kühlkörper (7 kg Alu) aus. Die Prozessenergie beträgt 22.9 kWh. Für die Verpackungen dienen die Angaben aus <Schwarz et al. 1992 Anh. s. 20>. Der Transport des Wechselrichters auf die Baustelle wird mit 50 km Lieferwagen verrechnet.

	Masse [kg]	Bemerkungen	Entsorgung
Bestandteile Solcon 3400			
Aluminium	9.030	Kühlkörper, Deckel	100 % Rec.
Aluminium	1.040	Kleinteile	Elektroniksrott
Ferrit	2.340	Transformatoren	100 % Rec.
Ferrit	1.158	Kleinteile	Elektroniksrott
Stahl	1.000	Wandhalterung	100 % Rec.
Stahl	0.724	Kleinteile	Elektroniksrott
Kupfer	1.590	Transformatoren	100 % Rec.
Kupfer	1.089	Kleinteile	Elektroniksrott
Messing	0.200		Elektroniksrott
Kunststoff	0.213		Elektroniksrott
PVC	0.463		Elektroniksrott
Epoxidharz	0.181		Elektroniksrott
ZnO	0.020		Elektroniksrott
EG-Si	0.006		Elektroniksrott
Papier	0.080		Elektroniksrott
Lötzinn	0.030		Elektroniksrott
Total Bestandteile	19.164		
Verpackung			
Wellpappe	6		KVA
Polystyrol	0.3		KVA
Kunststoff	0.06		KVA

Tab. XII.6.1 Materialliste für den Solcon 3400. Die Daten sind aus <Schwarz et al. 1992> übernommen und modifiziert.

Prozessenergie	el. Energie [MJ]	Quelle
	83	<Schwarz et al. 1992 Anh. s. 14, mod>

Tab. XII.6.2 Energieaufwendungen für die Herstellung des Wechselrichters Solcon 3400. Quelle: <Schwarz et al. 1992>.

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]
Transport zur Firma				
Stahl/Guss	5.1	600	50	
Aluminium	10	200	50	
Kupfer	2.6	600	50	
Kunststoffe	0.6	200	50	
Transport zur Baustelle				
Wechselrichter	25			50

Tab. XII.6.3 Transportaufwendungen für den Solcon 3400.

6.2 Elektrische Installationen

6.2.1 Übersicht

Im folgenden Kapitel werden die Verkabelungen des Solarzellenfeldes, der Klemmenkasten und die elektrischen Installationen vom Klemmenkasten zum Einspeisepunkt am Zählertableau (ohne Wechselrichter) bilanziert. Die einzelnen Teile sind in Fig. XII.6.1 dargestellt. Es wird angenommen, dass kein zweiter Zähler installiert werden muss. Die meisten Materialaufwendungen können in guter Näherung als proportional zur Leistung der Anlage angenommen werden <Meier 1993>. Ein entscheidender Faktor ist die Höhe des Gebäudes resp. die Distanzen zwischen dem Solarzellenfeld und den anderen Anlagenteilen. Die Daten für dieses Modul werden aus der Arbeit von <Schwarz et al. 1992> etwas modifiziert übernommen. Die Angaben gelten für eine Anlage von 3 kWp.

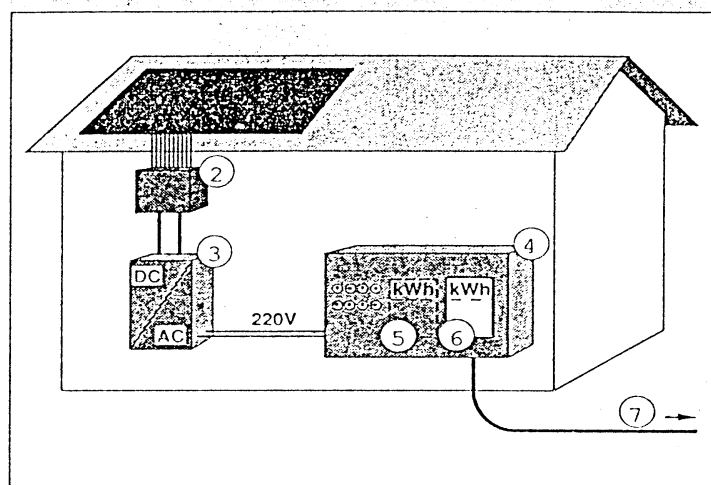


Fig.XII.6.1 Schematische Übersicht über eine netzverbundene Photovoltaikanlage. Legende: 1. Solarzellenfeld 2. Klemmenkasten 3. Wechselrichter 4. Hausinterner Sicherungskasten 5. Produktionszähler (fakultativ) 6. Bestehender Zähler 7. Öffentliches Netz. (Quelle: <Prinz et al. 1992>).

6.2.2 Verkabelung und Blitzschutz der Anlage

Für die Verkabelung eines 3 kWp-Solarzellenfeldes mit 60 Paneelen werden jeweils 6 Paneele elektrisch in Serie geschaltet und als Strang zum Klemmenkasten geführt. Für die ganze Verkabelung des Solarzellenfeldes werden nach <Meier 1993> 200 bis 400 m eines 2 - 2.5 mm² Kupferdrahtes benötigt.

Im Klemmenkasten werden die Einzelkabel zusammengefasst und anschliessend als zwei Gleichstrom-Leitungen ($2 \times 10 \text{ mm}^2$) dem Wechselrichter zugeführt, in welchem die Transformierung in Wechselstrom erfolgt. Vom Wechselrichter führen nun drei dünnere (2.5 mm^2) 220 V - Leitungen zum Zählertableau, welches die Verbindung zum Netz darstellt.

	Masse [kg]	Quelle	Entsorgung
Blitzschutz Solarzellenfeld Kupfer ($28 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$)	2.5		100% RC
Verkabelung Solarzellenfeld Litze (245 m): Kupfer Radox 125 PVC-Isolierrohr (9 m) Kabelbinder (Kunststoff) Presskabelschuhe (Kupfer)	4.66 5.39 2.13 0.32 0.11	<Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992>	Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott
Klemmenkasten Kupfer Stahl Kunststoff Messing Polykarbonat Polyamid ZnO Epoxidharz (Lack) Radox 125	0.31 0.77 1.34 0.02 0.20 0.23 0.04 0.002 0.02	<Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992>	Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott
Solarzellenfeld-Wechselrichter Litze (10m): Kupfer Radox 125 Abschirmung (Kupfer) Kunststoffband Kabelkanal Noryl (10m) Erdungslitze (10m): Kupfer ($16 \text{ mm}^2 + 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) Radox 125 Schrumpfschlauch (20cm): PE Nageldübel: PE	1.82 2.69 0.97 0.03 3.60 2.3 0.30 0.02 0.16	<Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992>	Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott
Wechselrichter-Zählertableau Netzkabel (5m): Kupfer Thermoplast Erdungslitze (8m): Kupfer ($25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) Radox 125 Leitungsschalter: Kupfer Kunststoffe Stahl	0.25 0.17 1.76 0.32 0.02 0.07 0.09	<Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992> <Schwarz et al. 1992>	Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott Elektronikschrott
Total	33.5		

Tab. XII.6.4 Materialaufwendungen für die elektrischen Installationen. Quelle: <Schwarz et al. 1992>. Für den Blitzschutz (Blitzschutz, Erdung) werden Kupferdrähte angenommen. Die Flächenangaben (z.B. $25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) beziehen sich auf die Querschnittsflächen des entsprechenden Kupferdrahtes.

Ein besonderes Augenmerk gilt dem Schutz der Anlage vor möglichen Blitzeinschlägen. Dabei ist zu vermerken, dass der Bau einer Photovoltaikanlage ein Gebäude nicht blitzschutzpflichtig macht. Die Anlage muss aber in jedem Falle geerdet werden. Die genauen Bestimmungen über Art und Grösse der Erdungsleiter werden in <Häberlin 1991> abgehandelt.

Als wichtigste Blitzschutzmassnahme werden die Panelrahmen (falls vorhanden) und die Tragkonstruktion auf dem kürzesten Weg durch einen Leiter (z.B. Kupferdraht mit Durchmesser mind. 6 mm) mit der Hauserdung verbunden. Die Länge des Drahtes hängt vom Aufbau des Solarzellenfeldes ab. Es werden 10 m Kupferdraht (2.5 kg) angenommen (Anm. In der Arbeit von Schwarz et al. 1992 wird dieser Teil des Blitzschutzes bei der Tragkonstruktion mitberücksichtigt.).

Für die Erdung der Anlage wird allgemein eine 25 mm²-Leitung empfohlen <Häberlin 1991>.

Es wird weiter angenommen, dass das Gebäude keine Blitzschutzanlage besitzt. Demzufolge muss vom Klemmenkasten zum Wechselrichter ein zusätzliches Erdungskabel (16 mm² Cu) geführt werden. Es wird mit einer Distanz von 10 m (2.3 kg Kupfer) gerechnet.

Die Erdungsleitung vom Wechselrichter zum Zählertableau besteht aus einem 8 m langem 25 mm²-Kupferdraht (1.8 kg).

6.2.3 Transportaufwendungen

Für den Transport der elektrischen Anlageteile werden die in Tab. XII.6.5 angegebenen Werte verwendet.

	Masse [kg]	Bahn elektrisch [km]	LKW 28 t [km]	Lieferwagen [km]
Transport zur Firma				
Stahl/Guss	0.9	600	50	
Kupfer	14.7	600	50	
Kunststoffe	13	200	50	
Transport zur Baustelle				
Elektrische Anlageteile (ohne WR)	33.5			50

Tab. XII.6.5 Transportaufwendungen für die elektrischen Anlageteile (ohne Wechselrichter).

Die berücksichtigten Energie- und Stoff-Flüsse sind im Anhang A1 tabelliert.

7. Installierte Photovoltaikanlagen

7.1 Verknüpfung und Qualität der Datenmodule von 3 kWp Anlagen

Für das Datenmodul einer Photovoltaik-Anlage werden vier untergeordnete Datenmodule verwendet. Es sind dies die Module "Solarpaneele", "Tragkonstruktion", "Wechselrichter" und "Elektrische Installationen" (Fig.XII.7.1).

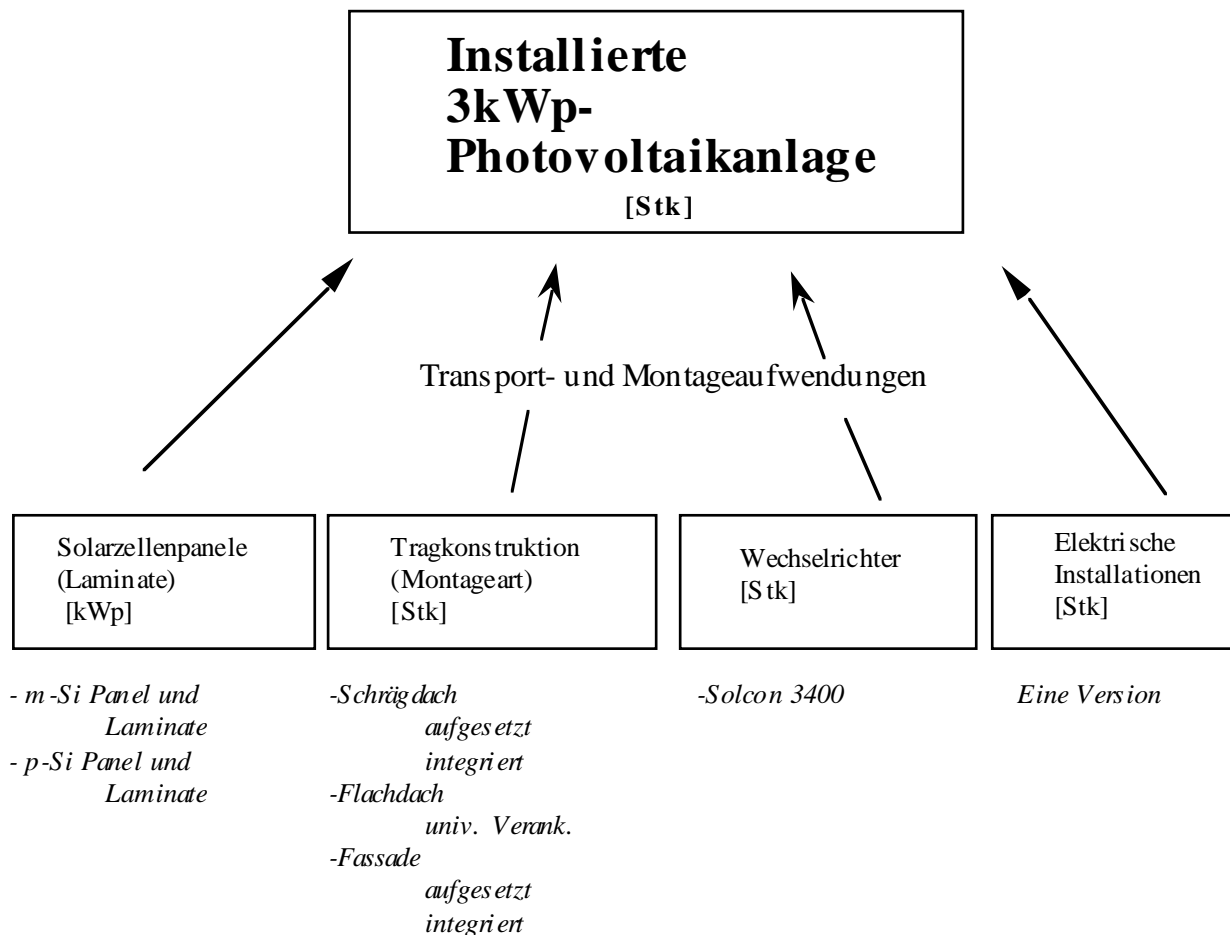


Fig. XII.7.1 Aufbau der Datenmodule für das Installieren einer Photovoltaikanlage. Es werden jeweils vier Datenmodule der nächstunteren Stufe verwendet. Dazu kommen die Transport- und Montageaufwendungen zur und auf der Baustelle. Die Untermodule sind jeweils kursiv gedruckt. Die möglichen Kombinationen liefern 10 verschiedene 3 kWp-Anlagen.

Diese vier Datenmodultypen beinhalten die Materialaufwendungen, Prozessenergien für die Herstellung einer Einheit. Sie enthalten auch Angaben über die Abfallbehandlung im Falle eines Abbruchs der Anlage. Zusätzlich werden noch die Transportaufwendungen der Rohmaterialien zur Firma eingesetzt. Das Datenmodul "Installierte 3 kWp-Photovoltaikanlage" hat als Output-Einheit eine Stückzahl. Insgesamt sind *zehn verschiedene* installierte 3 kWp-Anlagen möglich (Tab. XII.7.1). Für den Energieertrag einer Anlage müssen zusätzliche Variablen wie Lebensdauer, Neigung der Panele, Standort und Wirkungsgrad der Siliziumzellen im Modul "Strom ab Anlage" (Kap. 8.7) berücksichtigt werden.

Die Qualität der Daten ist unterschiedlich. Für die einzelnen **Tragkonstruktionen** wurden verschiedene Semesterarbeiten und andere Publikationen beigezogen. Die Daten in der Semesterarbeit von <Schwarz et al. 1992> werden anhand einer 3 kWp-Schrägdach-Anlage teilweise direkt durch

Messung eruiert oder dann abgeschätzt. Wo keine Messungen möglich waren, wurden die Hersteller telefonisch kontaktiert. Die Daten stimmen gut mit den Angaben in <Prinz et al. 1992> überein.

Für die Tragkonstruktionen Schrägdach integriert und Fassaden wurden die Daten durch direkte Kontakte und Angaben in <Prinz et al. 1992> bestimmt. Für alle Tragkonstruktionen ist es sehr wohl möglich, dass gewisse Materialien in kleineren Mengen vergessen wurden. Die Angaben über die Montageenergien sind sehr grob abgeschätzt werden.

Die energetischen und stofflichen Aufwendungen zur Herstellung der einzelnen Tragkonstruktions-Komponenten werden nicht miteinbezogen. So sind die Module für die Tragkonstruktionen auf einem tiefen Aggregationsniveau und beziehen lediglich Informationen aus Basisdatenmodulen wie z.B. Aluminium, Stahl, div. Transporte.

Die Angaben über die Entsorgung der Tragkonstruktionsmaterialien beruhen auf Annahmen. Die junge Technologie hat zur Folge, dass bis heute praktisch nichts über deren Abbruch und Entsorgung bekannt ist. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Art des sanften Rückbaus zumindest in der Westschweiz immer bedeutender wird und Konzepte zur Trennung von Bauabfällen immer häufiger Anwendung finden.

Der **Wechselrichter** Solcon 3400 und die **elektrischen Installationen** wurden innerhalb von zwei Semesterarbeiten <Schwarz et al. 1992, Degen et al. 1991> detailliert bilanziert. Hier konnten zusätzlich Prozessenergien zur Herstellung der Wechselrichter angegeben werden. Aber weitere Informationen über die Herstellung der Wechselrichter fehlen. Somit handelt es sich auch hier hauptsächlich um eine Liste von Rohmaterialien (allerdings eine sehr genaue) ohne Berücksichtigung irgendwelcher Prozesse zur Herstellung der elektronischen Komponenten. Bei den elektrischen Installationen werden bezüglich des Blitzschutzes einige Korrekturen angebracht <Meier 1993 und Häberlin 1991>. So scheinen auch diese Daten relativ genau zu sein.

Die Angaben über die **Transporte** stammen aus Basisdatenmodulen für die Zulieferung von Rohmaterial zu den Firmen und aus eigenen Schätzungen für den Transport zur Baustelle. Zur Beurteilung der Modulqualität der Panele und Lamine sei auf das entsprechende Kapitel verwiesen.

Anlagentypen	Zellentypen	Paneltyp	Wechselrichter
Schrägdachanlagen	m-Si	Panel	Solcon 3400
	p-Si	Panel	Solcon 3400
	m-Si	Laminate	Solcon 3400
	p-Si	Laminate	Solcon 3400
Flachdachanlagen	m-Si	Panel	Solcon 3400
	p-Si	Panel	Solcon 3400
Fassadenanlagen	m-Si	Panel	Solcon 3400
	p-Si	Panel	Solcon 3400
	m-Si	Laminate	Solcon 3400
	p-Si	Laminate	Solcon 3400

Tab. XII.7.1 In diesem Projekt berücksichtigte 3 kWp-Anlagen.

7.2 Flächenbedarf der verschiedenen 3 kWp-Anlagen

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.7 behandelten Anlagen beziehen sich alle auf eine Peakleistung von 3 kW. Der zu dieser Leistung gehörige Flächenbedarf der Panele hängt von der Art der Siliziumzellen und deren Wirkungsgrad ab. Das bedeutet, dass die Mengenangaben für die diskutierten Tragkonstruktionen angepasst werden müssen. Dies geschieht mit Hilfe eines Multiplikators, welcher den unterschiedlichen Flächenbedarf berücksichtigt. Die für eine 3 kWp-Anlage benötigten Flächen und die Multiplikatoren sind in Tab. XII.7.2 dargestellt.

Im Text wird für die Schrägdach- und Fassadenvarianten von monokristallinen Zellen ausgegangen. Zur Berechnung der gleichen Anlagentypen mit polykristallinen Zellen müssen die Mengenangaben leicht erhöht werden. Bei der Flachdachvariante ist es gerade umgekehrt.

Zellentyp	Panelleistung [Wp]	Panelbedarf für eine 3 kWp-Anlage [Stk]	Flächenbedarf der 3kWp-Anlage [m ²]	Multiplikator
m-Si	85	35.3	22.0	ref 1.0
p-Si	66.2	45.3	24.3	1.1

Tab. XII. 7.2 Flächenbedarf von 3 kWp-Anlagen mit unterschiedlichem Zellentyp und Wirkungsgrad (Bezugsjahr). Bei der Diskussion der verschiedenen Fälle müssen die Mengenangaben in den Datenmodulen für die Tragkonstruktionen mit Hilfe des Multiplikators angepasst werden.

7.3 Bilanzierung der Grossanlage Phalk 500

7.3.1 Einleitung und Methodisches

Anlagespezifikationen: In <Kreienbühl et al. 1991> wurde das 1992 fertiggestellte Solarkraftwerk PHALK 500 (**PH**otovoltaisches **AL**pines **K**raftwerk) bilanziert. Die Anlage steht auf dem Mont Soleil bei St.-Imier JU und weist eine AC-Ausgangsleistung von 500 kW auf. Installiert sind 10 560 m-Si Lamine à 53 kW_p, also 560 kW_p DC-Leistung. Die Lamine à 36 Solarzellen sind in 24er Blöcken zu sog. Grosspanels zusammengefasst. Je 4 Grossmodule werden auf eine Stahltragkonstruktion montiert. Total enthält die Anlage 110 Stahlträger. Die erwartete Stromproduktion beträgt inkl. Wechselrichter-Verluste 2.44 TJ/a, was einem Ertrag von 4.35 GJ pro installiertem kW_p (rd. 1200 kWh/kW_p) Pannelleistung entspricht. Dies entspricht einer - dem Namen gerechten - alpinen Ertragslage. Das nebelarme Gelände befindet sich 1270 m.ü.M.

Die Anlage ist als Demonstrations- und Forschungsanlage gebaut und muss daher als Unikat verstanden werden. Künftige Grossanlagen können prinzipiell andere Bauarten aufweisen. So ist z.B. eine weitere 500 kW_p-Anlage des EWZürich als Flachdachanlage geplant.

7.3.2 Zufahrtsweg

Für die Anlage wurde eine 460 m lange, 3.5 m breite Kiesstrasse erstellt. Der Kieskoffer von 1600 t wurde aus La-Chaux-de-Fonds angeliefert (Distanz 20 km). Zur Abdeckung wurden 234 t Juramergerl verwendet und 20 km transportiert. Der Erd-Aushub betrug 800 m³.

7.3.3 Stahlträger

Die PV-Lamine werden auf Stahl-Modulträger montiert. Die so vorbereiteten Grosspanels werden auf die 110 Stahlträger auf dem Gelände montiert. Für die Stahlkonstruktionen wurden insgesamt 173 t Stahl verwendet. Die Träger sind feuerverzinkt wozu 12 t Zink benötigt wurden. Die Betonfundamente enthalten 195.8 t Beton und 5380 kg Armierungseisen.

7.3.4 Lamine

Die Teilmontage der Lamine erfolgte vor Ort. Je 24 Lamine wurden mit einem Silikonkleber und "Acrylictape" auf einen Modulträger geklebt. Die Träger wurden vorgängig mit Aceton gereinigt, welches vollständig in die Umgebung entwich. <Kreienbühl et al. 1991> verwendet zur Bilanzierung der Lamine die Resultate aus <Häne et al. 1991>, wo 440 mm dicke Solarzellen verwendet wurden.

Die Berücksichtigung der grösseren Zellendicke (440 statt 300 mm) wurde nicht vollzogen. Somit bilanziert die vorliegende Vorgehensweise eine PHALK-Anlage mit *heutigen* Zellen bzw. den erneuten Bau am selben Standort mit aktuellen Laminen. Dadurch sind wesentliche Verschiebungen gegenüber älteren Bilanzierungen zu erwarten.

Die Lamine enthalten im übrigen je 36 Zellen und besitzen eine Nennleistung von 53 W_p und entsprechen damit nicht den in der vorliegenden Arbeit bilanzierten Laminen (85 W_p), deren Bilanzierung auf der Siemens-Produktionskette in Deutschland fusst. Die 10 560 Lamine werden von Siemens Solar, München geliefert und wiegen 5 kg/Laminat. Die verwendeten Solarzellen stammten von der Firma Arco Solar Inc., Woodland Hills, Kalifornien. Die Transportdistanz von 3.8 Tonnen Solarzellen aus Kalifornien wurde zu 3200 LKW-km und 4800 Frachter-km angenommen.

7.3.5 Blitzschutz und Verkabelung

Als Erdung wurden 2000 m alte Hochspannungsleitungen aus Kupfer verwendet, welche 50 cm tief in die Erde verlegt wurden. Von den 11 Verteilerkästen und 110 Sammeldosen wurden nur die Aluminium- bzw. Stahlgehäuse berücksichtigt. Die Elektronikteile sind im Vergleich zu Wechselrichter und Steuerelektronik gering. Es wurden 3 verschiedene Kabel mit einer Gesamtlänge von 13.7 km verlegt. Die halogenfreien Polyolefin-Isolationen werden als LD-Polyethylen bilanziert. Kupfer und Beton der Kabelkanäle werden als solche berücksichtigt. Als Transportdistanz für das Gesamtgewicht von rd. 71 t wird 200 km angesetzt.

7.3.6 Wechselrichter

Der eingesetzte Hybridwechselrichter ist eine Neuentwicklung. In <Kreienbühl et al. 1991, p.33> wurden die Bestandteile mengenmässig erfasst. Die Gesamtmengen werden in Tab. XII.7.3 wiedergegeben.

Aluminium	304 kg	Kupfer	161.11 kg
Keramik	104.55 kg	div. Kunststoffe als LDPE	102.4 kg
Eisen	52.81 kg	PVC	29.62 kg
Dimethylamid	24.5 kg	Papier	12.2 kg
Epoxidharz als LDPE	6.02 kg	Konstantan	10.16 kg
Polypropylen	1.8 kg	Molybdän	0.51 kg
Silizium	0.41 kg	Silber	0.24 kg
Lötzinn (63%Pb)	0.18 kg	T o t a l	rd. 811 kg

Tab. XII.7.3 Die im Hybridwechselrichter von PHALK 500 enthaltenen Stoffmengen. Die fettgedruckten Anteile werden im "Ecoinvent"-Datenmodul - evt. modifiziert - berücksichtigt. Nicht berücksichtigte Teile wiegen zusammen rd. 11 kg (1%).

7.3.7 Transformatoren

Die primäre Ausgangsspannung von 860 V wird durch zwei Transformatoren (THT-29 FN 1M/G) auf 16 kV umgewandelt und in die nahe Überlandleitung eingespiesen. Die in <Kreienbühl et al. 1991, p.35> evaluierten Materialanteile für beide Trafos sind in Tab. XII.7.4 wiedergegeben. Die Transformatoren stammen aus CH-Lugano (Transportdistanz 300 km).

Kupfer	10 395 kg	Eisen	3696 kg
Glaspolyester (50%Glas,50%LDPE)	1882 kg	KLF-Epoxidharz als LDPE	833.2 kg
Tri-Glas	308.7 kg	Harz, als LDPE	689.6 kg
Isolierpapier	154 kg	Polyester, als LDPE	103.2 kg
Epoxidharz, als LDPE	52.4 kg	KLH-Harz, als LDPE	24 kg
Lack	20 kg	Messing (65%Cu, 35%Zn),	3.6 kg
		T o t a l	rd. 18 200 kg

Tab. XII.7.4 Die in den zwei Transformatoren von PHALK 500 enthaltenen Stoffmengen. Die fettgedruckten Anteile werden im "Ecoinvent"-Datenmodul - evt. modifiziert - berücksichtigt. Nicht berücksichtigte Teile wiegen 154 kg (<1%).

7.3.8 Steuerelektronik

Die Steuerelektronik der Anlage ist in einem freistehenden Gebäude untergebracht und wurde in <Kreienbühl et al. 1991, p.34> mengenmässig bilanziert. Die aufgewendeten Stoffmengen sind in Tab. XII.7.5 aufgeführt. Als Transportdistanz werden 200 km angesetzt.

Stahl	1015 kg	Eisen	64.1 kg
Blei	60 kg	Kupfer	58.12 kg
div. Kunststoffe, als LDPE	53.17 kg	Glasepoxid, als 58% Glas, 33% LDPE	32.77 kg
Schwefelsäure	10 kg	Aluminium	8.94 kg
Glas	0.3 kg	T o t a l	rd. 1300 kg

Tab. XII.7.5 Die in der Steuerelektronik von PHALK 500 enthaltenen Stoffmengen. Die fettgedruckten Anteile werden im "Ecoinvent"-Datenmodul - evt. modifiziert - berücksichtigt. Nicht berücksichtigte Teile wiegen zusammen 3 kg (2%).

7.3.9 Gebäude

Da es sich um eine Versuchsanlage handelt, wird die Anlage relativ intensiv betreut. Als Arbeitsplatz, aber auch zur Unterbringung des Wechselrichters, der Transformatoren und der Steuerelektronik wurden drei Container auf einem Betonfundament aufgestellt. Aus ästhetischen aber auch klimatischen Gründen erhielten die Container ein Ziegeldach und wurden aussen mit Rohholz verkleidet. Die Container sind mit Polyurethan-Hartschaumplatten isoliert. Die Transportdistanz für sämtliche Materialien (total 84.6 t) wurde auf 100 km veranschlagt. In Tab. XII.7.6 sind die Baumaterialien aufgeführt.

Da das Gebäude für Forschung und Komponentenschutz gleichzeitig genutzt wird, kann nicht der gesamte Bauaufwand der Stromproduktion angelastet werden. Ohne detaillierte Analyse wird der der Stromproduktion angelastete Anteil zu 50% geschätzt. Es wird somit nur die Hälfte der in Tab. XII.7.6 angegebenen Materialien verbucht.

Beton	54520 kg	Stahl (Stahlrahmen, Profilblechwände)	8395 kg
Spanplatten- Innenverkleidung	6214 kg	Dachziegel	4954 kg
Armierungseisen	4620 kg	Polyurethan- Hartschaumplatten (Isolation)	910 kg
Epoxidharztank als 50% Glas, 50% org.Chemikalien	350 kg	Zink	115 kg
PVC-Bodenbelag	101 kg	Bitumen	93 kg
Isolierverglasung	65 kg	T o t a l	rd. 84 600 kg

Tab. XII.7.6 Eintretende Stoffmengen für die Erstellung des Container-Gebäudes für PHALK. Die fettgedruckten Anteile werden im "Ecoinvent"-Datenmodul - evt. modifiziert - berücksichtigt. Nicht berücksichtigte Teile wiegen ca. 5000 kg (6%).

7.3.10 Umzäunung

Eine provisorische Sicherheitsvorschrift des Starkstrominspektorats schreibt ein Berührungsschutz der Solarpanels vor. Die Anlage wird deshalb von einem 560 m langen und 2.50 m hohen Drahtgeflechtzaun eingefasst. Der Materialbedarf inkl. Tor beträgt 7300 kg feuerverzinkter Stahl und 511 kg Zink.

7.3.11 Betrieb

Zur jährlichen Reinigung wird ein Wasserverbrauch von knapp 20 l pro Quadratmeter Panelfläche geschätzt. Die Gesamtfläche der Panels beträgt 4576 m², was somit einen jährlichen Wasserverbrauch von 92 t bewirkt.

Die Abwärmeleistung durch Albedoveränderungen relativ zur Umgebung kann im Winter durch Schneebedeckung des Geländes wichtig werden (vergl. Kap. 8.5 "Abwärme"). Mangels Daten über die Schneebedeckung auf dem Mont Soleil muss diese Emission vernachlässigt werden.

7.3.12 Entsorgungsszenario

Stoff	Menge	Herkunft
verzinkter Stahl, inkl. Zn	7811 kg	Zaun
	7313 kg	Gebäude
Betonarmierungen	185 000 kg	Träger
	4620 kg	Gebäude
div. Stahl und Eisen	5380 kg	Träger
	1195 kg	Container (Gebäude)
	154 kg	Sammeldosen
	42.2 kg	Wechselrichter
	1068.2 kg	Steuerelektronik
	1800 kg	Transformatoren
	3540 kg	(Kern)
total Stahlteile	rd. 218 000 kg	
Kupfer	2258 kg	Erdungskabel
	103.6 kg	Wechselrichter
	48 kg	Steuerelektronik
	5200 kg	Transformatoren
	8340 kg	
total Kupferteile	rd. 10 700 kg	
Aluminium	159.2 kg	Verteilerkästen (Gehäuse)
	267.5 kg	Wechselrichter (Kühlkörper)
total Al-Teile	rd. 420 kg	
Bauschutt	63 661 kg	Gebäude
	66 660 kg	Kabelkanäle
	195 800 kg	Trägerfundamente
total Bauschutt	rd. 326 000 kg	97% Beton

Tab. XII.7.7 austretende Stoffmengen für ein Entsorgungsszenario der PHALK-Anlage

Elektronikschrott	397.7 kg	Wechselrichter
	8060 kg	Transformatoren
	183.8 kg	Steuerelektronik
total Elektronikschrott	rd. 8270 kg	
total PV-Lamine	53 000 kg	Entsorgung ungewiss

Tab. XII.7.7 Fort. austretende Stoffmengen für ein Entsorgungsszenario der PHALK-Anlage

In <Kreienbühl et al. 1991> wurde die Entsorgung der PV-Anlage nicht berücksichtigt. Für die vorliegende Arbeit wurde aufgrund der detaillierten Listen der Quelle eine wahrscheinliche Aufteilung in Rezyklierbares und Abfälle vorgenommen. Dieses Vorgehen ist spekulativ und für die Elektronikkomponenten (Transformatoren, Wechselrichter, Steuerelektronik) auch relativ unsicher, da die Form der anfallenden Stoffe nicht immer evident ist. Grössere Stahl-, Kupfer- und Aluminiumteile werden als rezyklierbar eingestuft. Gebäudematerialien und Betonfundamente gelten als Bauschutt.

7.3.13 Flächenbedarf

Die PHALK-Anlage steht auf freiem Feld welche als Sommerweide für Rinder genutzt worden war. Die ursprüngliche Flächenkategorie entsprach also *III* (landwirtschaftlich genutzt). Das gesamte Areal umfasst 20 000 m² zuzüglich 1610 m² für den Zufahrtsweg und wird als Flächenkategorie *IV* (bebaut) eingestuft. Bei einem erwarteten jährlichen Ertrag von 2.44 TJ/a ergibt sich ein spezifischer Flächenbedarf von:

$$f_{III \rightarrow IV} = 21\,610 / 2.44 = \text{rd. } 8900 \text{ m}^2\text{/TJ}$$

Die Bauzeit von knapp einem Jahr wird dabei gegenüber der Betriebszeit von 20 bis 30 Jahren vernachlässigt.

Die Panelfläche beträgt total 4576 m².

7.3.14 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse

Die im "Ecoinvent"-Datenmodul berücksichtigten Flüsse sind im Anhang A3 aufgelistet.

Datenqualität: Die Datenqualität ist befriedigend. In der Qualitätsangabe ist berücksichtigt, dass in <Kreienbühl et al. 1991> ein recht detailliertes Inventar der verwendeten Materialien (v.a. Elektronikkomponenten) erstellt wurde, welches aber mit "Ecoinvent" z.T. nur modifiziert berücksichtigt werden konnte. Es muss in Erinnerung gerufen werden, dass die Anlage bilanziert wird, wie wenn sie aktuelle Zellen besässe (s. Kap.7.3.4 "Lamine"). Weiter muss noch einmal darauf aufmerksam gemacht werden, dass das Datenmodul nicht für Grossanlagen im allgemeinen gelten kann (vergl. Kap. 7.3.1 "Einleitung und Methodisches"). Es enthält die Daten für PHALK 500, Mont Soleil.

7.4 100kWp-Anlage an einer Schallschutzwand (SSW)

7.4.1 Einleitung und Methodisches

Der Anlagentyp entspricht der Ende 1989 entlang der Nationalstrasse N13 zwischen Domat/Ems und Felsberg GR erstellten Anlage. Die Anlage war die erste ihrer Art und weist daher Verbesserungspotentiale auf. Ein potentiell geringer Materialbedarf gegenüber anderen freistehenden PV-Anlagen ergibt sich durch die Hybridnutzung der Trägerstrukturen als (bereits erstellte) Schallschutzwand und als (nachträglich montierte) Panelaufständerung. Die Anlage wurde als erste einer Serie weiterer Anlagen geplant. Eine ähnliche Anlage entlang der Bahnlinie Bellinzona-Lugano TI wurde im Herbst 1992 erstellt, wobei die Träger für eine Hybridnutzung mit einer Ferndampfleitung ausgelegt sind.

Die Bilanzierung stützt sich auf verschiedene Mitteilungen und Publikationen des herstellenden Ingenieurbüros <Hächler 1992>, <Bähler 1993>, <Nordmann et al. 1992> sowie <Häberlin 1991>. Die Zusammensetzung der Elektronikkomponenten konnte nicht so detailliert erfolgen wie bei PHALK. <Hächler 1992> benutzt zur Bilanzierung von Elektronikkomponenten (Inverter, Trafo, Schaltanlage) pauschale Energieaufwendungen für die Herstellung der enthaltenen Materialien.

Die Bilanzierung muss als grobe Abschätzung, die noch weiter verfeinert werden könnte, verstanden werden. Es handelt sich bei der N13-Anlage um die erste ihrer Art. Bei weiteren ähnlichen Anlagen werden sicherlich Modifikationen aufgrund von gemachten Erfahrungen stattfinden. <Hächler et al. 1990> spricht von einer Kostenreduktion von 50% der ganzen Anlage, die sich sicherlich auch in anderen Konstruktionsweisen (z.B. Grosspanels) niederschlägt.

Der Aufwand der hier bilanzierten Anlage stellt somit eine Obergrenze für solche Anlagen dar, wobei aber lediglich die wichtigsten Flüsse berücksichtigt werden konnten.

Anlagespezifikationen: Die Anlage beinhaltet 2208 gerahmte p-Si Panels (Kyocera, Typ LA361J48), welche mittels Aufständungen in 12er-Einheiten (Gruppen) direkt auf die bestehende SSW montiert wurden. Es wurden 110 kW_p Panels auf einer Länge von total 930 m installiert. Der erwartete Jahresertrag liegt bei ca. 396 GJ/a, was einem Ertrag von 3.6 GJ pro installiertem kW_p (rd. 1000 kWh/kW_p) Pannelleistung entspricht (nach <Nordmann et al. 1991>). Die effektive Bauzeit betrug lediglich 8 Wochen.

12 Panels sind zu einer Gruppe zusammengefasst. Zwei Gruppen bilden einen sog. String. 12 Strings ergeben einen sog. Array. Die Produktion der 288 Panels eines Arrays werden in einer Arraybox erfasst, wo sich auch u.a. Überspannungsschutz, Sammelschienen, Strom- und Spannungsfreischnalter befinden. Es gibt 7 ²/₃ Arrays und 8 Arrayboxen.

7.4.2 Stahlträger

Die PV-Lamine wurden in Chur auf Modulträger aus feuerverzinktem Stahl vormontiert. Zweimal wöchentlich während 8 Wochen erfolgte der Transport zum Montageort mittels Lastwagenkran und die Endmontage auf die Beton-Schallschutzwand mit Verbundankern mit 3 Arbeitern. Die Stahlkonstruktion besteht aus geschweissten quadratischen Hohlprofilen und verschraubten L-Profilen, die einen verstellbaren Neigungswinkel der Panels zulassen. Diese Option wird jedoch wegen Blendproblemen auf die Autobahn nicht angewendet.

Zur stellenweisen Verstärkung der SSW wegen der zusätzlichen Windbelastung wurden zusätzliche Bodenverankerungen angebracht. In <Hächler 1992> sind total 22.9 t Stahl für die Tragstrukturen angegeben. Zusätzlich werden 55 t Beton für die Bodenverankerung angegeben. Für Verankerungen werden 12.1 t Stahl benötigt.

Die Transportdistanz für Beton beträgt 20 km; für Metalle 50 km.

7.4.3 Panels

Die verwendeten aluminiumgerahmten p-Si Panels werden als solche bilanziert. Als Transportdistanz wurden 200 km veranschlagt (2208 Panels à 5.54 kg = 2446 tkm). Der Transport von Japan in die Schweiz ist bereits im Datenmodul "Panel" berücksichtigt. Die Panels wurden mit 2 Arbeitern in ca. 40 Tagen zu Gruppen à 12 Panels vormontiert.

7.4.4 Gruppenverdrahtung und Erdung

In <Hächler 1992> wurde der Kupfer- resp. Kunststoffgehalt bilanziert. Die verwendeten Kunststoffe wurden dabei nicht spezifiziert, sondern pauschal mit einem Energiebedarf von 25 kWh_{el}. plus 10 kWh_{th}. plus 10 kWh_{NEV} berücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit werden die Kabel-Kunststoffe analog zur Phalk-Anlage als LD-Polyethylen bilanziert. Die Stringbox besteht nach <Hächler 1993> aus einem nicht näher bezeichneten Kautschuk und wird ebenfalls als LDPE bilanziert. Das Kunststoffrohr besteht aus PVC.

Produkt	Gesamtmenge	Kupfer	div.Kunststoffe als LDPE	PVC
Kunststoffrohr KRH 11	588.8 m			73.6 kg
Litze 2×2.5 mm ²	184 m	7.36 kg	7.36 kg	
TT-Litze 1×2.5 mm ²	2392 m	47.84 kg	27.6 kg	
T-Litze 1×6 mm ²	184 m	9.2 kg	5.52 kg	
T-Litze 1×16 mm ²	92 m	11.04 kg	5.52 kg	
T-Litze 1×25 mm ²	184 m	36.8 kg	14.72 kg	
Stringbox	184 Stk		368 kg	
T o t a l		112.24 kg	428.72 kg	73.6 kg

Tab. XII.7.9 Die in der Gruppenverdrahtung der N13-PV-Anlage enthaltenen Kupfer- und Kunststoffmengen nach <Hächler 1992>.

7.4.5 Feldverdrahtung und Erdung

Die 8 Arrayboxen enthalten 400 kg Stahl. Als Erdung wurde ein Eisenband in 0.5 m Tiefe verlegt. Als Blitzschutz wurden an den Kabelenden von den Arrayboxen und des Inverters Varistoren verwendet, um Überspannungen abzuleiten. Ein Stahl-Kabelkanal wurde auf der ganzen Länge der Anlage (903 m) auf die Schallschutzwand montiert.

Produkt	Gesamtmenge	Kupfer	Stahl	Kunststoff als PE
Kabel XT-CLT 2×2.5 mm ²	1440 m	57.6 kg	-	108 kg
Kabel XT-CLT 2×4 mm ²	2623 m	183.61 kg	-	262.3 kg
Kabel XT-CLT 4×16 mm ²	740 m	415.88 kg	-	281.2
Kabel XT-CLT 4×25 mm ²	2460 m	2204.16 kg	-	1328.4 kg
Netzkabel 3×6 mm ²	800 m	128 kg	-	104 kg
Netzkabel 3×95/95 mm ²	250 m	841.5 kg	-	380 kg
nicht spezifiziert		-	900 kg	-
Arrayboxen	8 Stk.	-	400 kg	-
Felderdung Stahlband	1600 m	-	1920 kg	-
T o t a l		3830.75 kg	3620 kg	2465.7 kg

Tab. XII.7.10 Die in der Feldverdrahtung der N13-PV-Anlage enthaltenen Kupfer-, Stahl- und Kunststoffmengen nach <Hächler 1992>.

7.4.6 Elektronikkomponenten

Die in den Elektronikkomponenten (Wechselrichter, Trafo, Schaltanlage) enthaltenen Materialien werden in <Hächler 1992> nicht erwähnt. Die Energieaufwendungen für Elektronikbestandteile werden dort lediglich pauschal verrechnet (10 kWh_{el.}+8 bis 10 kWh_{th.}+2 kWh_{NEV} pro kg; nach <ATALZ 1988>), da dort die Energierückzahldauer interessiert. Es sind lediglich die Gesamtgewichte angegeben. Eine Massenbilanzierung der Komponenten ist sehr umständlich und letztendlich nur unbefriedigend durchführbar, da oft Elektronik-Materialien - wenn auch bekannt - nur approximativ oder gar nicht im Ecoinvent-Programm berücksichtigt werden können. Auf eine eingehende Materialbilanz der SSW-Elektronikkomponenten wird daher verzichtet. In dieser Arbeit werden zur Bilanzierung der Elektronikkomponenten die prozentualen Materialanteile der

Elektronikkomponenten gemäss den Angaben der Bilanzierung der PHALK-Anlage nach Gewichtsprozenten proportional berücksichtigt.

Die Prozessenergie der Herstellung der Elektronikkomponenten wird wegen Datenmangels nicht berücksichtigt.

Die hier zur Bilanzierung gemachte grobe Abschätzung wird die Gesamtbilanzierung nicht zu sehr verfälschen, da die Elektronikkomponenten einen relativ geringen Beitrag der Gesamtaufwendungen der Anlage ausmachen dürften. Einen Anhaltspunkt über diesen Anteil gibt <Hächler 1992>: energiemässig beläuft sich der Anteil der hier abgeschätzten Elektronikkomponenten auf 4% der Gesamtenergieaufwendungen für die Anlage.

Materialien in Phalk 500	Menge im WR	G-% im WR	Menge im Trafo	G-% im Trafo	Menge in Steuerelektronik	G-% in Steuerelektronik
Stahl	53 kg	6.5 %	3696 kg	20.3 %	1079 kg	83.0 %
Aluminium	304 kg	37.5 %	n.verw.	-	9 kg	0.7 %
Kupfer	161 kg	19.8 %	10399 kg	57.1%	58 kg	4.5%
Silizium	0.4 kg	0.05 %	n.verw.	-	n.verw.	-
Keramik	105 kg	12.9 %	n.verw.	-	n.verw.	-
div. Kunststoffe als LDPE	108 kg	13.3 %	1810 kg	9.9 %	64 kg	4.9 %
Polypropylen	2 kg	0.2%	n.verw.	-	n.verw.	-
PVC	30 kg	3.7 %	n.verw.	-	n.verw.	-
Schwefelsäure	n.verw.	-	n.verw.	-	10 kg	0.8%
Glas als Glaswolle	n.verw.	-	1250 kg	6.9%	n.verw.	-
Nicht berücksichtigte Materialien	46 kg	5.7%	174 kg	1.0%	70 kg	5.4 %
Total	rd. 811 kg	100%	rd. 18 200 kg	100%	rd. 1300 kg	100%
Entsprechend bilanzierte Mengen für SSW-Anlage	Inverter: 1000 kg		Trafo: 1500 kg		div. Komponenten: 1200 kg	

Tab. XII.7.11: Massen- und anteilmässige Zusammensetzung der Elektronikkomponenten der PV-Anlage PHALK 500, Mont Soleil, welche in sehr grober Näherung zur Bilanzierung der Elektronikkomponenten der SSW-Anlage herangezogen werden.

Inverter: Als Inverter wird ein netzgeführtes Fabrikat (Simoreg, Siemens) mit einem Nennwirkungsgrad von 97% verwendet. Der Inverter und die Messdatenerfassung ist in einem Containergebäude (s.d.) untergebracht. Der Inverter wiegt 1000 kg. Die Zusammensetzung des Inverters wird gemäss den Massenanteilen des Wechselrichters der PHALK 500-Anlage (Gewicht 811 kg) bilanziert.

Transformator: Der Transformator wiegt 1500 kg. Die Zusammensetzung des Inverters wird gemäss den Massenanteilen des Wechselrichters der PHALK 500-Anlage (Gewicht 18 200 kg) bilanziert.

Schaltanlage, Trafostat-Anschluss und div. Hilfsbestandteile: Diese Komponenten wiegen 500 resp. 500 resp. 200 kg. Ihre Zusammensetzung wird gemäss den Massenanteilen der Steuerelektronik der PHALK 500-Anlage (Gewicht 1300 kg) bilanziert.

7.4.7 Containergebäude

Für das Containergebäude wurden gemäss <Hächler 1992> 25 t Beton zuzüglich 6 t Beton für das Fundament benötigt. Die Armierung wird auf 2.6 t geschätzt. Diverse Kunststoffe belaufen sich auf 300 kg.

Die Transportdistanz für sämtliche Materialien (total 33.9 t) wurde auf 100 km veranschlagt.

7.4.8 Betrieb

Um Beschattung zu verhindern müssen die Kletterpflanzen, die stellenweise die Schallschutzwand begrünen zurückgeschnitten werden. Diese Betriebsaufwendung wird nicht berücksichtigt.

Durch das auf der Autobahn verwendete Streusalz können die Rahmenmaterialien korrodieren. In <Bähler et al. 1990> sind dazu Messergebnisse für Zn, Cu, Al, Pb aufgeführt. Die Korrosionswerte erreichen maximal 10 mm/a (für Zn am Standort Splügen, dies entspricht 71 mg/a/m²). Am Standort Felsberg (=N13) betragen die Korrosionswerte für Zn, Cu, Al und Pb ca. 4, 1.8, 2 resp. ~0 mm/a, was einem jährlichen, oberflächenspezifischen Abtrag von 28, 16, 5 resp. ~0 mg/a/m² entspricht. Es wird eine Korrosion der Aluminium-Rahmen und der verzinkten Stahlträger angenommen. Die hier verwendeten Korrosionsdaten wurden über einen - relativ zur Anlagelebensdauer - kurzen Zeitraum gewonnen und werden linear extrapoliert. Unter Umständen können die Korrosionswerte mit den Jahren ändern, was aber mangels Daten nicht berücksichtigt werden kann. Die Oberfläche der Panelrahmen wird auf 120 m² geschätzt. Der jährliche Abtrag von Aluminium beträgt dann etwa 600 mg/a. Die Oberfläche der exponierten Zinkoberfläche der Stahlträger wird auf 300 m² geschätzt. Der jährliche Zinkabtrag beträgt somit 8400 mg/a.

Für die jährliche Reinigung der Panels wird der Wasserverbrauch berücksichtigt. Der jährliche Wasserverbrauch wird auf 19 400 kg für die ganze Anlage geschätzt (20l Wasser pro m² Panelfläche).

Die SSW-Anlage steht auf bereits bebautem Gebiet (Autobahn) der Kategorie IV. Der Flächenbedarf ist nicht als solcher zu verstehen (s. Kap. 8.4). Er beläuft sich bei einer Panelfläche von 972 m² und einem Ertrag von 396 GJ/a auf:

$$f_{IV \rightarrow IV} = 972 / 0.396 = \text{rd. } 2450 \text{ m}^2 \text{ a/TJ}$$

7.4.9 Entsorgungsszenario

Stoff	Menge
Kupfer ins Recycling	3150 kg
Kupferabfall	788 kg
Kunststoffabfälle	2870 kg
Stahl ins Recycling	28 720 kg
Stahlabfall	13 000 kg
Elektronikschrott	3700 kg
Bauschutt (99.7% Beton)	86 300 kg
Aluminium ins Recycling	2540 kg
gebrauchte PV-Laminate	9700 kg

Tab. XII.7.12: Anfallende Stoffmengen für das Entsorgungsszenario für die SSW-Anlage .

Die Recycling-Anteile für Kupfer werden aus <Hächler 1992> übernommen. Es wird angenommen, dass das 80% des Kupfer in den Gruppen- und Feldverdrahtungen rezykliert werden kann (3150 kg Cu=80%). Kunststoffabfälle ergeben sich durch die Verdrahtungen (total 2870 kg).

Die Stahlträger, Armierungseisen sowie das Felderdungsband und die Arrayboxen aus Stahl werden als rezyklierbar gewertet (total 28.72 t Stahl).

Die Elektronikkomponenten, welche proportional zur PHALK-Anlage bilanziert wurden, werden nach denselben Anteilen auch in Recycling- und Elektronikschrottmaterial aufgeteilt.

Beton und Kunststoffe aus Bodenverankerungen und für das Fundament des Trafogebäudes gelten als Bauschutt (total 86.3 t, davon 86 t Beton). Die 2600 kg Armierungseisen werden als rezyklierbar bewertet.

Die Entsorgung der Lamine der Solarpanels ist ungewiss und wird gemäss Kap. 9 berücksichtigt. Die Aluminiumrahmen (1.15 kg/Panel nach <Kyocera 1993>) werden als rezyklierbar gewertet (total 2540 kg Al). Die gebrauchten Lamine wiegen dann noch 9.7 t.

7.4.10 Zusammenfassung und berücksichtigte Flüsse

Die im Datenmodul des Ecoinvent-Programmes enthaltenen Flüsse werden im Anhang A3 wiedergegeben.

Datenqualität: Die Datenqualität ist genügend bis unbefriedigend. In der Qualitätsangabe ist berücksichtigt, dass die Datenlage für diese Anlage eher dürftig war. Trotzdem sind die hauptsächlichsten Materialien - z.T. modifiziert - berücksichtigt. Schlecht sind die Inventarisierung und die Berücksichtigungsmöglichkeiten der Elektronikkomponenten, die auf die PHLAK-500-Komponenten abgestützt werden musste. Ebenfalls berücksichtigt wurde, dass das Modul für eine allgemeine SSW-Anlage steht, aber aufgrund der Pionieranlage N13 bilanziert wurde. In einem geringen Masse werden sich die Inventarlücken und die künftigen Einsparungsmöglichkeiten aufheben. Die Berücksichtigung der wichtigsten Anlageteile (Panels) ist gut.

Vernachlässigt werden folgende Input-Stoffe:

Stahl-Kabelkanal, Prozessenergie der Herstellung der Elektronikkomponenten (ausser Panels),
Armierung Gebäude, Pflanzenschneiden,

und folgende Output-Stoffe:

div. Montageabfälle wie Kabelresten, Metallspäne etc.

8. Betrieb

8.1 Jahresertrag und Standort

Die im Betrieb erzeugte Energie ist natürlich eine wichtige Bezugsgrösse. Der Jahresertrag einer Photovoltaik-Anlage ist leider erst im nachhinein genau anzugeben. Er ist stark vom Strahlungsangebot des Standortes abhängig, welches wiederum vom lokalen Klima abhängt. Einen Einfluss hat auch die Orientierung der Panels (vergl. Kap. 3.5 "Panelnachführung"). Um trotzdem eine allgemeine Aussage zu machen, werden meist mittlere Globalstrahlungsdaten herangezogen. Die Daten werden auch für die Planung von PV-Anlagen verwendet und berücksichtigen direkte und diffuse Strahlung. In der Schweiz variiert die gemittelte jährliche Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche zwischen 1110 kWh/m² (Olten) und 1530 kWh/m² (Jungfraujoch) (4 - 5.5 GJ/m²). Der jährliche Energieertrag pro installierte Nennleistung kann aus Erfahrungen abgeschätzt werden und ist in Tab. XII.8.1 für vier Zonen angegeben.

Standort der Anlage	Jahresertrag pro Nennleistung	
	[kWh/a kW _p]	[GJ/a kW _p]
Mittelland (neblig, suboptimale Auslastung)	520 - 700	1.9 - 2.5
Mittelland (gute Lage, gute Auslastung)	700 - 880	2.5 - 3.1
Südschweiz und Voralpen	790 - 1140	2.9 - 4.1
Alpen	1230 - 1760	4.4- 6.3
<i>Durchschnittswert CH</i>	<i>860</i>	<i>3.1</i>

Tab. XII.8.1: Abschätzungen für den Jahresertrag pro installiertes kWatt Nennleistung für vier Zonen der Schweiz (nach <Häberlin 1991>, <Aufdenblatten et al. 1996>).

In diesen Ertragsabschätzungen sind die Wirkungsgrade der Wechselrichter (bei Solcon maximal 92%) bereits enthalten. Die Wirkungsgrade der WR werden in dieser Arbeit daher nicht weiter berücksichtigt. Der Einfluss der WR-Wirkungsgrade auf den Ertrag ist gegenüber dem Einfluss der möglichen Standorte vernachlässigbar, was eine Differenzierung unnötig macht.

Für die in dieser Arbeit relevanten Netzanlagen wurden drei Ertrags-Varianten ausgewählt:

- ein *s u b o p t i m a l e r* Standort mit einem Jahresertrag von 2.2 GJ/a kW_p
- ein *g u t e r* Standort mit einem Jahresertrag von 3.1 GJ/a kW_p
- ein *b e s t e r* Standort mit einem Jahresertrag von 4.1 GJ/a kW_p

Der Ertrag am besten Standort ist fast doppelt so gross wie an einem suboptimalen Standort! Dies unterstreicht den wichtigen Einfluss des Standortes einer PV-Anlage auf dessen Ertrag. Der mittlere Wert entspricht etwa dem schweizerischen Durchschnittsertrag und entspricht einer Jahresnutzungsdauer von 10%. Im Leistungs-Monitoring-Programm des VSE (vergl. Kap. 2.3 "Anlagen in der Schweiz") betrug die durchschnittliche Jahresleistung aller dort erfassten Anlagen 906 kWh/kW_p = 3.26 GJ/kW_p (inkl. Wechselrichterausfälle neuer Anlagen) <Moser 1993>. Diese Anlagen stehen v.a. im Mittelland (BE, BL und ZH).

Bei vertikalen Fassadenanlagen ist die Ausrichtung nicht ideal (*i.e.* weicht um etwa 45° von der Idealneigung ab). Um den Fassadenanlagen nicht ungerechtfertigterweise zu einem Vorteil zu verhelfen, wird das Spektrum der spezifischen Jahreserträge (2.2-4.1 GJ/a kW_p) um den Faktor $\cos(45^\circ) @ 0.71$ reduziert und lautet daher:

- *s u b o p t i m a l e r* Standort für Fassadenanlagen: von 1.6 GJ/a kW_p
- *g u t e r* Standort für Fassadenanlagen: 2.2 GJ/a kW_p
- *b e s t e r* Standort für Fassadenanlagen: 2.9 GJ/a kW_p

Exkurs Betriebsleistung

Der oben angegebene schweizerische Durchschnittsertrag von 3.1 GJ/a kW_p entspricht einer über das Jahr gemittelten Anlagenleistung von 100 Watt/kW_p und entspräche somit einer "Verfügbarkeit" von gut 10%. Diese gemittelte Anlagenleistung bezieht sich auf ein Normaljahr mit 8760 Stunden. Die

Jahresleistung von PV-Anlagen richtet sich aber nach dem Strahlungsangebot und die Produktion ist beschränkt auf die Tageszeit. Gerd Hagedorn diskutiert in <Hagedorn 1992> eine Anpassung der Betriebsleistung P_D [kW] von PV-Anlagen an diese Besonderheit durch Berücksichtigung der Betriebszeit T_B [h] d.h. der Zeitspanne, während der eine Anlage auch tatsächlich nutzbare Energie A_B [kWh] erzeugt. Die theoretisch maximal mögliche, jährliche Betriebszeit T_{Bmax} ist somit nicht ein Normaljahr von 8760 Stunden, sondern die Tageslichtstunden des betreffenden Standortes pro Jahr. Um die tatsächliche Betriebszeit T_B zu erhalten muss die technische Verfügbarkeit e berücksichtigt werden:

$$P_D = \frac{A_B}{T_B} = \frac{A_B}{T_{Bmax} \cdot e}$$

So ergeben sich Anlagenleistungen, welche die Betriebssituation adäquater berücksichtigen und sich besser mit konventionelleren Energiebereitstellungsmethoden vergleichen lassen.

Die effektive Leistung interessiert in dieser Arbeit nicht, sondern der gesamte Ertrag während der ganzen Lebensdauer der Anlage.

8.2 Lebensdauer und Lebensertrag der Anlage

Die Lebensdauer von PV-Anlagen kann heute erst geschätzt werden, da noch keine Anlage abgebrochen wurde. Panels haben oft eine 10-jährige Leistungs-Garantie des Herstellers. Anlagenbauer rechnen mit einer Lebenszeit von ca. 20 Jahren. Eine effektive Lebensdauer von bis zu 30 Jahren liegt durchaus im Bereich des Möglichen. Bezüglich der Lebensdauer wurden zwei Varianten ausgewählt:

- eine k ü r z e r e Anlage-Lebensdauer von 20 Jahren
- eine l ä n g e r e Anlage-Lebensdauer von 30 Jahren

Zusammen mit den drei Jahresertragsvarianten (Kap. 8.1) ergeben sich sechs Lebensertragsvarianten pro installiertes kW_p einer Anlage, die einen weiten Bereich umfassen. Diese sind in Tab. XII.8.2 dargestellt. Ein für die Schweiz guter Referenzwert ist voraussichtlich der Lebensertrag von 108 GJ/ kW_p bei einer Lebensdauer von 30 Jahren und einem Jahresertrag von 3.6 GJ/a kW_p .

Jahresertrag E_a [GJ/a kW_p]:	2.2	3.1	4.1
Lebensdauer t [a]			
20	44	62	82
30	66	93	123

Tab. XII.8.2: Die sechs verschiedenen Lebensertragsvarianten in GJ pro installiertes kW_p . Je grösser die Zahl gedruckt ist, desto näher ist die Zahl einer voraussichtlich typischen Variante. Kleingedruckte Zahlen bezeichnen somit mögliche, aber eher unwahrscheinliche Grenzfälle und zeigen das Spektrum auf. Für Fassadenanlagen sind die Werte mit $\cos(45^\circ)=0.71$ zu multiplizieren.

8.3 Stoffliche Emissionen im normalen Betrieb

PV-Anlagen werden üblicherweise als emissionsfrei im Betrieb bezeichnet, da bei der Energieerzeugung unmittelbar keine Stoffflüsse auftreten. Mittelbar können jedoch Stoffflüsse zur Instandhaltung der Anlage auftreten. Einzelne Komponenten wie z.B. Kabel, Litzen, weitere Kunststoffteile werden evt. ersetzt. Möglich ist auch ein Ersatz eines veralteten Wechselrichters oder der Ersatz defekter Einzel-Panels. Diese Stoffflüsse im Betrieb werden nicht berücksichtigt, da konkrete Angaben zu spekulativ wären.

Manche Panels werden ca. jährlich gewaschen. Dies obwohl eine Testreihe ergab, dass ein dünner Staubfilm auf den Anlagenwirkungsgrad keinen Einfluss hat <SOFAS 1990>. Dieser - vielleicht

schweizerischen - Besonderheit wurde Rechnung getragen. Die Reinigung von gut zugänglichen Panels (freistehende, flachdach- und fassadenintegrierte) wurde berücksichtigt. Es wird jährlich 20 l Wasser pro Quadratmeter Panelfläche veranschlagt.

Anlagen, die in der unmittelbaren Nähe von Strassen stehen, können durch die im Winter verwendeten Streusalze eine Rahmenkorrosion erleiden. <Bähler et al. 1990> erwähnt dazu Messresultate für Zn, Cu, Al, und Pb. Die so entstehenden, diffusen Metallemissionen werden nur bei der Schallschutzwandanlage (Typ N13 Felsberg) berücksichtigt.

8.4 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf von hausperipheren Anlagen ist virtuell, da die Panels auf bereits bebautem Gebiet errichtet werden. In diesem Sinne ist der Flächenbedarf dem tragenden Gebäude anzulasten und nicht der PV-Anlage, da das Gebäude ja nicht hauptsächlich zur PV-Nutzung erstellt wurde. Als zusätzliche Angabe wird die Flächeninanspruchnahme der Anlagen trotzdem angegeben.

Ein Grenzfall ist die SSW-Anlage, welche die Oberfläche des erbauten Objektes (die Schallschutzwand) vergrössert. Von einem eigentlichen Flächenbedarf im üblichen Sinn kann hier jedoch auch nicht die Rede sein. Die Schallschutzwand erfüllt hauptsächlich eine Schallschutzfunktion, derer auch der (geringe) Flächenbedarf anzulasten ist. Als "virtueller Flächenbedarf" wird die (grössere) Gesamtfläche der Panels angegeben, welche im obigen Sinne nur als zusätzliche Angabe zu verstehen ist.

Die freistehende Anlage PHALK 500 beansprucht zweifellos eine Fläche im üblichen Sinn. Sie kann jedoch gleichzeitig als Viehweide (z.B. für Schafe) genutzt werden. Eine Allokation zwischen den Produkten "PV-Strom" und "Viehweide" wird jedoch nicht durchgeführt, da die Fläche hauptsächlich der PV-Anlage zugeordnet werden muss (z.B. aufgrund der folgenden hypothetischen Überlegung: Sicherheitsprobleme wegen der Nebennutzung durch Beweidung (z.B. Stromschlag) würden sicherlich eher zur Entfernung der Herde statt zum Abbruch der Anlage führen). Der Flächenbedarf wird aufgrund der umzäunten Fläche inkl. der neu erstellten Zusatzstrasse ausgewiesen.

8.5 Abwärme

Mögliche nichtstoffliche Emissionen im Betrieb sind Reflexionsstrahlung und Wärme. Reflexionsstrahlung gilt als nichtradioaktive, elektromagnetische Strahlung und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht erfasst. Ein PV-Panel erzeugt gegenüber einer freien Fläche Abwärme, indem es die Albedo (Rückstrahlungsvermögen) der Erdoberfläche vermindert und einen grösseren Anteil der Strahlung in Wärme umwandelt. Die Abwärmeleistung stammt somit von der Sonne selbst und ist eine Umverteilung der Strahlungs- und Energieleistung, welche im Endeffekt konstant bleibt. Somit muss die durch die PV-Anlage veränderte Abwärmesituation betrachtet werden und die charakteristische Albedo des Standortes mit und ohne Anlage verglichen werden.

< Roesler 1992> vergleicht die Abwärmewirkung einer PV-Anlage mit einer gleichgrossen Parkplatzfläche. Welche Auswirkung eine bauliche Änderung auf das Mikroklima hat, hängt natürlich von der Umgebung ab. Klimatische Auswirkungen (Aufwinde, Turbulenzen) sind möglich, jedoch nach <Roesler 1992> vermutlich nur bei Grossanlagen in Wüstengebieten zu beachten <Roesler 1992>. Trotz der vermuteten relativen Unbedenklichkeit soll hier eine Abschätzung der Abwärmeleistung einer PV-Anlage versucht werden.

Eine Möglichkeit, die relative Veränderung der Strahlungs- und Abwärmesituation abzuschätzen, ist der Vergleich von Albedowerten der Umgebung einer PV-Anlage und die Albedo der Anlage selbst (Definition Albedo s. Glossar). Gemessene Albedowerte von PV-Panels sind uns nicht bekannt, können aber aus Effizienzdaten berechnet werden. Gemäss <Shah et al. 1990> absorbiert ein Panel im Nennbetrieb ca. 75% der einfallenden Strahlung; Ca. 13% werden in Strom umgewandelt. Der Rest von ca. 62% wird unmittelbar in Wärme umgewandelt. Die erzeugte elektrische Energie produziert ihrerseits mittelbar Abwärme bei ihrer Nutzung und verteilt so die Abwärme räumlich und zeitlich. 25% der einfallenden Strahlung werden nicht absorbiert d.h. es resultiert ein Albedo von 25%. Diese Albedo muss nun mit der ursprünglichen Albedo des Standortes ohne PV-Anlage

verglichen werden. So hängt die produzierte Abwärme stark von den Umständen im Einzelfall ab, was generelle Aussagen schwierig macht. Albedowerte von natürlichen Oberflächen sind aus der Fernerkundung bekannt. In Tab. XII.8.3 sind einige Albedowerte aufgeführt. Falls die PV-Anlage gebäudeperipher ist, muss als Vergleich die Albedo von Gebäuden herangezogen werden.

Oberfläche	Albedo [%]
Neuschnee	75-95
Altschnee	40-70
Granit-Felsen	31
Nadelwald	5-15
Kalkstein-Felsen	36
Laubwald, Wiese, feuchte Erde	10-20
Teerstrasse	5-10
dichtbebaute Städte	15-25
trockener Beton	17-27
Planet Erde	34-42

Tab. XII.8.3: Einige Albedowerte für verschiedene natürliche und anthropogene Oberflächen <Goward 1987, Bariou et al. 1985>

- **Gebäudeperiphere PV-Anlagen:** Spezialisierte Albedomessungen an einzelnen Gebäuden wurden in <Schäfer 1985> durchgeführt. Gemessene Albedowerte von Fensterpartien lagen zwischen 23% (dunkler Innenraum) und 33% (heller Innenraum). Dies sind Einzelwerte und können nur als grobe Anhaltspunkte dienen. Für die tragenden Strukturen dürfte die Albedo im Bereich von 17-27% (trockener Beton) evt. etwas höher (s. Kalkstein 36%) liegen. Der Überblick zeigt, dass für gebäudeperiphere PV-Anlagen die Albedo der Anlage (ca. 25%) etwa im selben Bereich liegt wie die Albedowerte der verwendeten Baumaterialien und somit die zusätzliche Abwärme vermutlich vernachlässigbar ist. Vergleichsweise wichtigere Einflüsse auf das Mikroklima gehen von der Bodenversiegelung durch das Gebäude selbst aus, das jedoch nicht als Objekt der Ökobilanz für die PV-Anlage verstanden werden kann.
- **Freistehende PV-Anlagen:** Bei freistehenden PV-Anlagen kann in grob vereinfachter Weise gleich wie oben argumentiert werden. Die Albedo von offenen Feldern liegt mit 10-20% noch unter der Albedo einer PV-Anlage (25%), sodass relativ weniger Abwärme erzeugt wird. Weniger Abwärme kann natürlich ebenso bedeutsame Einflüsse auf das Mikroklima haben wie mehr Abwärme, doch sind diese auch hier wohl minim.

Als hingegen nicht vernachlässigbar muss der Einfluss einer grossflächigen PV-Anlage in beschneitem Gebiet (Alpen) bezeichnet werden. Eine apere PV-Anlage senkt je nach Schnee die Albedo von 90-40% auf 25%. Die im Frühsommer 1993 eröffnete, alpine 98-kW_p-Anlage Caischavedra liegt auf 1900 m.ü.M. in einem Schneefeld. Auch das Photovoltaische Alpine Kraftwerk (PHALK) auf dem Mont Soleil liegt auf 1270 m.ü.M.

Zusammenfassend kann aufgrund dieser Abschätzung die Veränderung des Abwärmehaushaltes durch eine PV-Anlage als vernachlässigbar eingestuft werden.

Generell wird beim Gebrauch von Strom meist eine Abwärmeemission bilanziert. Beim Gebrauch von Solarstrom wird jedoch, wie oben ausgeführt, keine zusätzliche Abwärme erzeugt, sondern lediglich natürliche, solare Abwärme räumlich und zeitlich verteilt. Damit beim Bezug von Solarstrom nicht ungerechtfertigterweise Abwärmeemissionen mitbilanziert werden, muss aus methodischen Gründen jedem "stromproduzierenden" PV-Datenmodul "Strom ab...[TJ]" eine *negative* Abwärmeemission von -1TJ angefügt werden.

8.6 Unfälle im Betrieb

Als wahrscheinlichste Risiken gelten nach <Tietze et al. 1989> und <Roesler et al. 1992> folgende Ereignisse:

- Stromschlag
- Sturz von Unterhalts-ArbeiterInnen
- Gefährdungen durch Brand

Nur der letztgenannte Unfall wäre wegen Abbrand u.a. von Kunststoffen (z.B. PVF) mit relevanten Emissionen verknüpft und wird aber v.a. wegen neueren, unverbreiteten Solarzellenmaterialien (CdS, CuS, CuInSe₂ und GaAs) kritisch diskutiert. Statistische Häufigkeiten sind noch nicht verfügbar. Eine Berücksichtigung von Brandunfällen erscheint somit sehr spekulativ und aufgrund der verwendeten Materialien in der gängigen Si-Technologie auch nur wenig relevant. Betriebsunfälle werden daher nicht berücksichtigt.

8.7 Datenmodule für den Anlagenbetrieb

Für die in Kap. 7 spezifizierten Anlagen werden im Anhang A4 die nötigen Betriebsdatenmodule aufgeführt. Dabei fließen die in Kap. 8.1 -8.7 diskutierten Aufwendungen ein. *Die Module sind aufgrund einer Anlagenlebensdauer t von 30 Jahren und einem mittleren jährlichen Ertrag E_a von 3.1 GJ/kWp formuliert. Dies ergibt einen Anlagelebensertrag von 93 GJ/kWp. Der Schwankungsbereich für t und E_a und somit dem Lebensertrag ist in Tab. XII.8.2 angegeben.* Für Fassadenanlagen wird der Lebensertrag wegen der schlechteren Panelausrichtung um den Faktor $\cos(45^\circ)$ reduziert.

Die benötigte Stückzahl PV-Anlagen pro TJ erzeugter Energie ist invers proportional zum Lebensertrag bzw. zu ihren Faktoren "Lebensdauer" und "jährlicher Ertrag" ($= f(1/t, 1/E_a)$).

Der Flächenbedarf in m^2a/TJ ist nicht von der Anlagelebensdauer abhängig, da er unter Vernachlässigung der meist kurzen Bauzeiten mittels der jährlichen Anlagenleistung, von welcher er linear abhängt, berechnet wurde ($= f(E_a)$).

Der Wasserverbrauch ist direkt proportional zur Anlagelebensdauer ($= f(t)$).

Jedem Modul wird eine negative Abwärmeemission von -1TJ angefügt.

Für die integrierten Fassadenanlagen wird in der vierten Spalte der Sensitivitätsbereich aufgrund der verschiedenen Allokation "Stromproduktion" vs. "Fassadenschutz" (s. Kap. 5.6.3) aufgeführt.

9. Entsorgung

9.1 Entsorgung von Abfällen aus der Panel-Produktion

Die Abfälle, Nebenprodukte, Re- und Downzyklate aus der Panelherstellung sind im entsprechenden Kapitel erläutert. Für die Entsorgungswege von Abfallstoffen wurden bei unbekannter Entsorgung plausible Annahmen gemacht (*i.e.* KVA, Reststoff-, Reaktordeponie, Hochtemperaturverbrennung u.s.w....).

9.2 Entsorgung PV-Anlagenkomponenten

Es wird für alle Module die gleiche Bilanzierung bezüglich Entsorgung und Recycling der Anlagenkomponenten gewählt. Wir beschränken uns auf ein Szenarium, bei dem *grössere Metallteile der Anlage recycelt werden und die kleineren Teile und Kunststoffe zusammen mit Bauschutt in einer Inertstoffdeponie gelagert werden*. Der Recycling-Anteil und die anfallenden Abfallmengen und Entsorgungswege für die verschiedenen Anlagen sind im Kap. 5 bis 7 erläutert.

9.3 Entsorgung gebrauchter PV-Panels

Ganze PV-Anlagen mussten bisher noch nie entsorgt werden. Vor allem die Entsorgung der Solarzellenlamine von Anlagen ist ungewiss. Kleine Mengen defekter Panels fallen aus der Endkontrolle der Produktion an und werden heute als Industrieabfall (KVA oder Deponie) entsorgt. Vorschläge für Recycling-Methoden für PV-Panels werden in <Hagedorn et al. 1992 b, p 88ff>, <Häne et al. 1991> und <Tietze et al 1989, p. 189-228> diskutiert. Panelrahmen (Stahl oder Aluminium) können als rezyklierbar eingestuft werden, da sie in massiver Form mechanisch vom Restlaminat getrennt werden können.

Recycling: Das eigentliche PV-Laminat ist aufgrund der Betriebs-Anforderungen ein hochstabiler Verbund, der nur schwer aufgebrochen werden kann. Ein Rezyklieren scheint jedoch erstrebenswert, da das Laminat Materialien in höchsten Reinheiten enthält. Drei Lösungswege des Recyclings sind denkbar:

- Trennen des Laminatverbundes (mechanisch, chemisch oder thermisch)
- recyclinggerechte Panelkonstruktion
- reparaturgerechte Panelkonstruktionen (Ersatz von defekten Komponenten)

Der Verbund kann mechanisch nur schwer aufgelöst werden. Allenfalls können Glasscheibe und Rückseitenfolie mechanisch entfernt werden <Hagedorn et al. 1992 b>. Thermische Verfahren zur Auftrennung sind für Automobil-Verbundglasscheiben in Erprobung. Dabei werden durch Abkühlung die nichtchemischen Flächenhaftungen (Adhäsion) der unvernetzten Polymere herabgesetzt. Zur Trennung des vernetzten EVA/Zellen-Verbundes ist dieses Verfahren kaum praktikabel, da diese Grenzflächenbindungen chemischer Natur sind und ein gutes Tieftemperaturverhalten aufweisen. Als vernetztes Polymer ist ein Recycling von EVA nicht möglich. Eine thermische Verwertung ist hingegen möglich. Recycling- oder reparaturgerechte Konstruktionen sind noch nicht erhältlich, sind jedoch in Erprobung.

Verbrennung: Die Entsorgung in einer KVA ist wegen der zu erwartenden Emissionen nachteilig. Der hauptsächliche Nutzen bei einer Verbrennung der Lamine wäre die Volumenreduktion durch Verbrennung der Kunststoffteile (Einbettungs- und Rückseitenfolie), wobei eine Abwärmenutzung vorgenommen wird. Wichtige Emissionen sind aus der Rückseitenfolie (HF aus PVF) und z.T. aus der Zellenmatrix-Verbindung (flüchtigere Metalle wie Kupfer, Silber, Zinn, Blei) sowie geringe Mengen von Phosphor- und Borverbindungen aus den Zellendotierungen zu erwarten. Die Volumenreduktion beträgt durch vollständige Kunststoffverbrennung lediglich ca. 20%. Die Entsorgung in der KVA wird nicht in Betracht gezogen.

Deponie: Materialien, die in Inertstoffdeponien gelagert werden, dürfen nicht mehr als 5 Gewichtsprozent organisches Material enthalten. Die Deponierung von Laminaten als Inertstoff ist somit nicht möglich, da ein PV-Laminat ca. 9 G-% Kunststoffe enthält.

10. Resultate

10.1 Einleitung

Für die Schlussdiskussion der photovoltaischen Stromproduktion werden drei Vergleiche aufgestellt. Eine erste Besprechung gilt den unterschiedlichen Solarzellentypen, der mono- und der polykristallinen Zelle. Zusätzlich werden hier auch die beiden Bauarten miteinbezogen, um eine mögliche technische Entwicklung zu diskutieren. Eine zweite Diskussion vergleicht unterschiedliche Konstruktionen von 3-kWp-Anlagen untereinander: Schrägdach, Flachdach und Fassade. Der letzte Diskussionspunkt beschäftigt sich mit den beiden Grossanlagen "Phalk 500" und "SSW", die mit einer 3kW-Schrägdachanlage verglichen werden. Die Mengenangaben beziehen sich jeweils auf 1 TJ produzierten Photovoltaikstromes.

In diesem Kapitel werden nur ausgewählte Resultate gezeigt. Die vollständigen Resultatlisten für alle Anlagen sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" zu finden.

Der wichtigste Aspekt der ganzen Diskussion betrifft die Tatsache, dass bei allen PV-Anlagen ein relativ hoher Anteil an konventionellem Strom (CH- und UCPTM-Mix) aufgewendet werden muss. Dieser Anteil variiert je nach Anlagentyp zwischen 13% und 46% der produzierten Strommenge. Mit diesem Aufwand an konventionellem Strom ist schliesslich auch ein grosser Anteil der aufgewendeten Stoffe und der Emissionen verbunden. Fig. XII.10.1 zeigt am Beispiel der m-Si Schrägdachanlage Panel/aufgesetzt (Pan/auf) den prozentualen Anteil an einzelnen Belastungen, welche nur durch den direkten Verbrauch konventionellen Stroms verursacht werden. Der Verbrauch umfasst also diejenigen Strommengen der Strom, welches direkt in Teilprozessen der PV-Prozesskette, die in diesem Kapitel beschrieben ist (vom Betrieb bis MG-Silizium und Holzkohle), verbucht sind.

Beispielsweise stammen bei einer 3kWp Schrägdachanlage (Pan/auf, m-Si) zwischen 30% und 70% des Bedarfs an energetischen Ressourcen von dem bereitzustellenden Strom verursacht. Bei Schiene- und Schifftransport liegt die aus Strom auf ca. 25%. Die Materialien, die wegen des Strombedarfs benötigt werden, liegen im Bereich von 5% bis 15% (für Kies). Weitere wichtige Anteile, die auf den Stromverbrauch zurückzuführen sind, findet man bei Luftemissionen, wo Anteile bis über 75% der gesamten Emissionen erreicht werden. Bei den Einträgen ins Wasser sind es mit Ausnahme von Chloriden und "Fette und Öle in Süsswasser" über 25% bis sogar über 70% der Emissionen, die auf den Stromverbrauch zurückzuführen sind. Radioaktive Abfälle stammen zu über 75% aus dem direksten Stromeinsatz.

Dieser hohe, durch konventionellen Strom verursachte Anteil an Emissionen scheint somit der wichtigste Faktor in der ganzen Besprechung zu sein. Die Photovoltaik wird also aufgrund der grossen Emissionen des *konventionellen* Stroms benachteiligt. Dies ist auf den ersten Blick eigentlich widersprüchlich. Als Faustregel würde eine "schmutzige", konventionelle Stromproduktion der konkurrenzierenden Alternative einen "ökologischen Marktvorteil" verschaffen. Dies ist jedoch nicht der Fall d.h. die Belastungen durch die konventionellen Energien werden durch die enge und massive Verknüpfung mit der PV-Prozesskette auf diese übertragen.

Die absoluten Resultate für photovoltaischen Strom könnten also wesentlich verbessert werden, wenn der konventionelle Strom auch bessere Resultate liefern würde oder wenn der Bedarf an konventionellem Strom innerhalb des PV-Prozesskette gesenkt werden könnte. Diese Feststellung macht beim Vergleich der einzelnen Photovoltaikanlagen die Diskussion für die meisten Aufwendungen und Emissionen hinfällig - sie wird beim Vergleich der Aufwendungen an konventionellem Strom automatisch miteinbezogen. Gleichzeitig zeigt es sich aber, dass der Beizug von elektrischem Strom hauptsächlich abhängig ist von Art und Menge der Zellen und von der gewählten Variante. Deshalb können viele Unterschiede bei den einzelnen Anlagen auf der Ebene der Zellen begründet werden.

Wie in Kap. 8.2 erläutert wurde, kann der Lebensertrag einer PV-Anlage in der Schweiz je nach Einstrahlungs-Standort und Anlagelebensdauer zwischen 44 und 123 GJ pro installiertes kWp variieren. Für die vorliegenden Resultate wurde ein typischer Anlagelebensertrag von 93 GJ/kWp zugrunde gelegt. Bei den Grossanlagen wurden die tatsächlichen Standorte der Anlagen berücksichtigt. Bei den Kleinanlagen können die Resultate also je nach Standort und Lebensdauer zwischen 77% und 220% der hier diskutierten Werte variieren. Die Diskussion wird allein für die typischen Werte geführt.

10.2 Vergleich von Anlagen mit mono-/polykristallinen Zellen

In dieser Studie sind die Belastungen durch die polykristalline Technologie bei allen Anlagentypen meistens höher als bei der monokristallinen Technologie. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der p-Si Zellenherstellung unreine, nicht-rezyklierbare Siliziumabfälle anfallen, während bei der m-Si Zellenherstellung mehr, aber reiner Verschnitt anfällt, der ohne Vorbehandlung intern wiederverwendet wird. Der geringere Netto-Bedarf an EG-Silizium verhilft der monokristallinen Technologie zu einem Vorsprung. In Hagedorns Studie <Hagedorn et al. 1992a> wird dieser Vorsprung auf der Stufe Panelfertigung wieder verloren, da als Rahmenmaterial energieintensives Aluminium verwendet wird, während polykristalline Panels in Stahl gerahmt werden. In der vorliegenden Studie werden für beide Panelarten Aluminiumrahmen verwendet. Die Teilprozesse der Modulfügung sind grösstenteils identisch. Dies führt dazu, dass die monokristalline Technologie den Vorsprung behält. Der Einfluss des Rahmenmaterials fällt bei der Betrachtung von Anlagen, die rahmenlose PV-Lamine verwenden, weg (s. Schrägdachanlagen Pan/auf und Fassadenanlagen Pan/auf).

Tab. XII.10.1 zeigt anhand der Kleinanlagen (3 kWp) mit Schrägdachkonstruktion den Unterschied zwischen der monokristallinen und der polykristallinen Zellen- und Rahmenkonstruktion.

Die bessere Rahmkonstruktion hat einen geringeren Einfluss auf den Stromverbrauch (14% für m-Si, 3% für p-Si); Gegenteil die Auswahl von p-Si kann das Stromverbrauch von 119% (für Pan/auf)vergrossern (von 143% fürLaminat/integriert - Lam/int). Bei den Lam/int-Konstruktionen spielen die Verbuchung kleineren Materialmengen für den Rahmen eine Rolle.

Bei den Gesamtmaterialien und Transporten sind die Unterschiede ebenfalls hauptsächlich auf den Einfluss des unterschiedlichen totalen Stromverbrauchs zurückzuführen. Zusätzlich stellt aber der Schiffstransport einen wesentlichen Unterschied dar, weil polykristalline Zellen aus Japan importiert werden, während monokristalline Zellen aus Deutschland stammen. Bei Lam/int-Konstruktionen spielt der verringert direkte Materialverbrauch eine Rolle.

Zirka ein Fünftel der Chloride im Abwasser sind auf den Strombezug zurückzuführen. Bei m-Si Anlagen ist der Glasverbrauch aufgrund dickerer Panel-Glassscheiben grösser als bei p-Si Anlagen. Der Verbrauch an MG-Silizium ist bei polykristallinen Zellen aber grösser, weil Produktionsabfälle nicht rezykliert werden können.

Photovoltaik, Folgerungen

Pro TJe	Einheit	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Lam/int
		TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen					
Flaeche II-III	m ² a	1590	3700	1450	3640
Flaeche II-IV	m ² a	108	185	91	174
Flaeche III-IV	m ² a	73.3	82.7	66.2	78.7
Flaeche IV-IV	m ² a	2350	2600	2150	2350
Holz trocken	t	1.46	3.65	1.23	3.39
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.049	0.0775	0.0364	0.0712
Rohfoerdersteinkohle	kg	7330	15600	6230	15000
Erdgas	Nm ³	1460	2930	1320	2870
Rohoel	t	2.65	4.2	2.05	3.95
Wasser	kg	251000000	410000000	186000000	377000000
Flaeche Benthos II-III	m ² a	220	362	175	343
Strom 1)	TJ	1.16	1.35	1.14	1.34
Materialien					
Materialien	kg	10200	25400	9070	24800
Kalkstein	kg	859	942	740	874
Kies	kg	1520	1780	1370	1690
Stahl und Gusseisen	kg	776	915	637	772
Kupfer	kg	79.8	83.6	79.2	83.3
Transport					
Transport Strasse	tkm	5350	4310	4930	4080
Transport Schiene	tkm	2470	4140	2130	3920
Transport Wasser	tkm	59300	105000	40000	95500
Abwaerme	TJ	-0.58	-0.13	-0.63	-0.156
Emissionen Luft					
CO2 mobil	kg	1280	1470	1090	1350
CO2 prozessbedingt	kg	484	1070	748	1420
CO2 feuerungsbedingt	kg	23900	50600	20400	48600
SOx	kg	167	354	145	343
NOx	kg	61.7	122	53.5	117
CH4	kg	60.2	119	50.8	114
NM VOC	kg	31.7	47.4	25.5	45
BTEX-Aromaten	kg	0.558	0.845	0.483	0.818
Benzo(a)Pyren	kg	0.00012	0.000169	0.000101	0.00015
HCl	kg	3.97	9.72	3.57	9.52
Hg	kg	0.00216	0.00604	0.00198	0.00596
Rn (inkl. Ra)	kBq	22500000	53600000	20800000	52800000
Emissionen Wasser					
Chloride	kg	468	1530	439	1520
Sulfate	kg	104	317	92	311
Ammoniak als N	kg	0.377	0.551	0.34	0.532
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.0902	0.11	0.0704	0.103
Fette und Oele Meerwasser	kg	2.44	3.88	1.9	3.65
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.171	0.254	0.13	0.236
Zink	kg	0.146	0.31	0.134	0.296
Ra	kBq	7660	18300	7090	18000
Abfaelle					
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	4150	7080	3650	6800
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	1090	2900	1040	2880
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	376	404	372	402
Abfaelle in KVA	kg	261	354	214	207
Sonderabfaelle	kg	161	213	160	213
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m ³	0.000968	0.00189	0.000816	0.00182
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m ³	0.000861	0.00204	0.000798	0.00201
Hochaktive Abfaelle	m ³	0.00007	0.000167	0.0000649	0.000164

Tab. XII.10.1: Vergleich verschiedenen Zellentypen und Rahmkonstruktionen für 1 TJ Stromproduktion durch 3-kWp-Schrägdachanlagen. Der Bezug von konventionellem Strom ist ausschlaggebend für die meisten Aufwendungen und Emissionen. 1): Inkl. 1 TJ erzeugte PV-Elektrizität

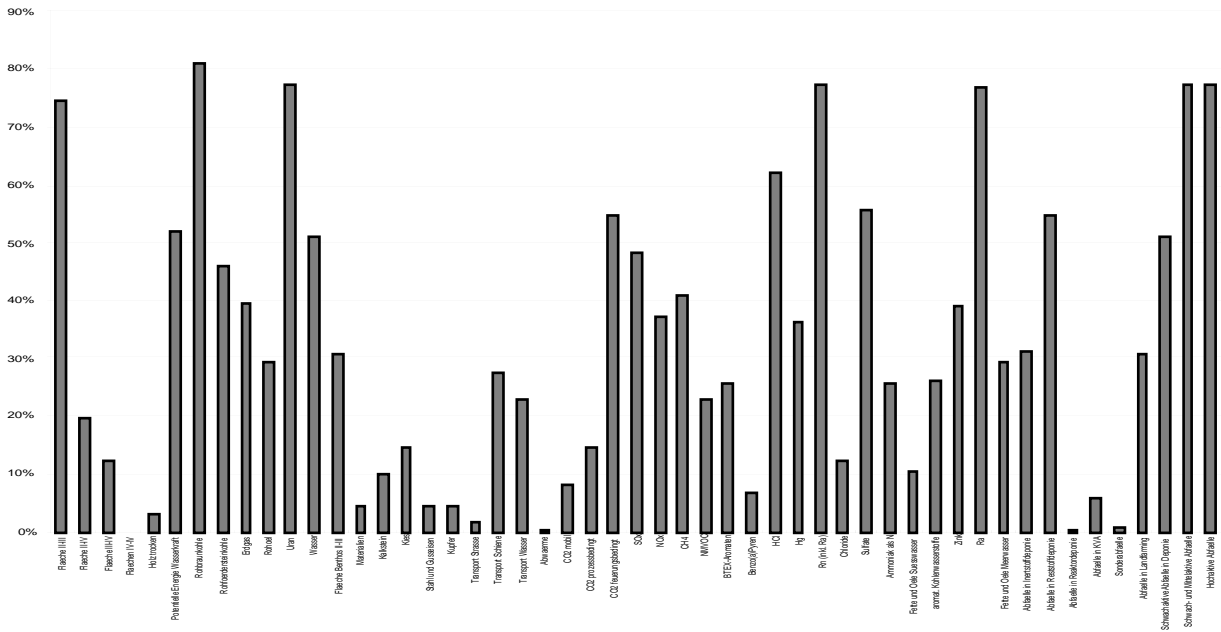


Fig. XII.10.1: Anteil der Belastungen, die nur durch den kumulierten Stromverbrauch einer m-Si- Schrägdachanlage (Pan/auf) pro produziertem TJ Solarstrom verursacht werden.

10.3 Vergleich verschiedener Kleinanlagenkonstruktionen

Der Vergleich wird auf der Basis von monokristallinen Zellen für die Variante Pan/auf durchgeführt. Es werden Schrägdach-, Flachdach- und Fassadenanlagen miteinander verglichen (s. Tab.XII.10.2). Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Ertrag pro kWp und somit die Menge der verwendeten Zellen ein wichtiger Faktor in diesem Vergleich darstellt. Für Flach- und Schrägdach sind deshalb sehr ähnliche Resultate errechnet worden. Für Fassadenanlagen wird für dieselbe Strommenge wegen des schlechteren Einfallswinkels ca. 1.4 mal mehr Zellenfläche benötigt. Dadurch steigen Aufwendungen und Emissionen, die damit verbunden sind.

Die Fassadenanlagen erzeugen somit grössere Belastungen. Dieses Resultat muss aber relativiert werden. In Kapitel 5.7 wurde auf die Problematik der Allokation zwischen den Funktionen Fassadenschutz und Stromproduktion hingewiesen. Es wurde im Sinne einer Sensitivitätsanalyse vorgeschlagen, 30 % von sämtlichen Aufwendungen der Funktion des Fassadenschutzes anzulasten. Demzufolge werden nur noch 70 % der Stromproduktion angerechnet. Diese Reduktion gleicht den Mehraufwand durch den schlechteren Einfallswinkel wieder aus, sodass bei Berücksichtigung der obigen Allokation kein wesentlicher Unterschied mehr zwischen Schräg- und Flachdach sowie Fassadenanlagen bezüglich des Panelverbrauches besteht. Die Unterschiede reduzieren sich dann auf die Tragkonstruktionen und die damit verbundenen Aufwendungen und Emissionen.

Ein wesentlicher Unterschied betrifft die bei der Flachdachanlage benötigten Betonmassen. Dies ist z.B. bei der benötigten Menge Betonkies ersichtlich. Die Abfälle in Inertstoffdeponie unterscheiden sich jedoch wenig, da ein Recycling des Betons in einer Bauschutt-Aufbereitungsanlage angenommen wurde. Im Vergleich zu den anderen Anlagen ist bei der Schrägdachanlage der Stahlverbrauch für die Tragkonstruktionen gross.

Photovoltaik, Folgerungen

Pro TJe		Strom ab 3kWp Schrägdachanlage m-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Fasssadenanlage m-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Flachdachanlage m-Si
Ressourcen				
Fläche Benthos II-III	m ² a	220	289	234
Fläche II-III	m ² a	1590	2080	1690
Fläche II-IV	m ² a	108	135	145
Fläche III-IV	m ² a	73.3	92.9	86.5
Fläche IV-IV	m ² a	2350	3350	2350
Holz trocken	t	1.46	1.61	1.24
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.049	0.0663	0.0545
Rohfördersteinkohle	kg	7330	9030	7240
Erdgas	Nm ³	1460	1940	1500
Rohöl	t	2.65	3.48	2.85
Wasser	kg	251000000	340000000	277000000
Strom 1)	TJ	1.16	1.21	1.17
Materialien				
Materialien	kg	10200	12500	25000
Kalkstein	kg	859	1040	2880
Kies	kg	1520	1960	14200
Stahl und Gusseisen	kg	776	462	352
Kupfer	kg	79.8	104	80.9
Transport				
Transport Strasse	tkm	5350	6920	6860
Transport Schiene	tkm	2470	2630	2190
Transport Wasser	tkm	59300	75000	59600
Abwärme	TJ	-0.58	-0.451	-0.557
Emissionen Luft				
CO ₂ mobil	kg	1280	1620	1470
CO ₂ prozessbedingt	kg	484	1080	1910
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	23900	30700	24500
SO _x	kg	167	219	173
NO _x	kg	61.7	79.8	68.9
CH ₄	kg	60.2	74.8	60.3
NM _{VOC}	kg	31.7	41	33.7
BTEX-Aromaten	kg	0.558	0.719	0.558
Benzo(a)Pyren	kg	0.00012	0.0000872	0.0000665
HCl	kg	3.97	5.19	4.03
Hg	kg	0.00216	0.0028	0.00221
Rn (inkl. Ra)	kBq	22500000	29400000	23500000
Emissionen Wasser				
Chloride	kg	468	607	475
Sulfate	kg	104	132	108
Ammoniak als N	kg	0.377	0.477	0.381
Fette und Öle Süßwasser	kg	0.0902	0.106	0.0841
Fette und Öle Meerwasser	kg	2.44	3.2	2.62
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.171	0.221	0.18
Zink	kg	0.146	0.175	0.14
Ra	kBq	7660	10000	8020
Abfälle				
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	4150	5240	4230
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	1090	1450	1120
Abfälle in Reaktordeponie	kg	376	492	378
Abfälle in KVA	kg	261	177	140
Sonderabfälle	kg	161	211	162
Schwachaktive Abfälle in Deponie	m ³	0.000968	0.00127	0.00103
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m ³	0.000861	0.00113	0.000903
Hochaktive Abfälle	m ³	0.00007	0.0000917	0.0000733

Tab. XII.10.2: Vergleich von verschiedenen 3 kWp-Anlagen mit gleichem Zellentyp (m-Si) pro produziertes TJ Strom. Die Aufwendungen für die Fassadenanlage liegen wegen des schlechteren Einfallwinkels höher als für die Schrägdach- und Flachdachanlagen. Bei Berücksichtigung der Allokationsproblematik (Kap. 5.6) verringern sich die stromproduktionsbezogenen Aufwendungen für Fassadenanlagen und die Unterschiede rühren nur noch von den verschiedenen Tragkonstruktionen her. 1): inkl. 1 TJ erzeugte Photovoltaik-Elektrizität.

10.4 Vergleich von Anlagen verschiedener Leistungsgrösse

Resultate für die beiden Grossanlagen (Phalk und SSW-Anlage) werden hier mit einer Kleinanlage (3 kWp-Schrägdachanlage Pan/auf mit m-Si Zellen) verglichen. Phalk verwendet ebenfalls m-Si Zellen, die SSW-Anlage benützt p-Si Zellen (Tab.XII.10.3).

Zu bemerken ist, dass die in den Grossanlagen verwendeten Laminat m-Si bzw. Panels p-Si mit heutiger Technologie produziert würden. Heutzutage haben die Module höhere Wirkungsgrade und die daraus resultierenden Material- und Transportaufwendungen und die Emissionen entsprechen nicht der Realität der gebauten Anlagen. Dies ist bei der folgenden Resultatdiskussion zu beachten.

Bei den Grossanlagen tragen die verschiedenen Bauweisen zu den wesentlichen Unterschieden bei. Ein hauptsächlich Unterschied zwischen der SSW-Anlage und den anderen Anlagen besteht in einem höheren Stromverbrauch (0.30 TJ). Dies ist auf die Verwendung von polykristallinen Zellen zurückzuführen.

Auch bei Berücksichtigung des unterschiedlichen Stromverbrauchs sind noch Unterschiede festzustellen. In den meisten Bereichen liegen die Werte für die Kleinanlage tiefer als für die beiden Grossanlagen. So schneidet beispielsweise bei den Materialien die Kleinanlage am besten ab. Für die Phalk-Anlage wurde real Agrikurland beansprucht. Phalk benötigt auch am meisten Materialien (knapp 4 mal mehr als eine Kleinanlage und 1.1 mal mehr als die SSW-Anlage), da nicht auf schon bestehende Infrastruktur aufgebaut werden konnte. Der Flächenverbrauch IV-IV ist, wie in Kap. 8.4 besprochen, lediglich der virtuelle Flächenbedarf durch die Solarpanels auf bereits bebautem Gebiet (Dächer, Lärmschutzwand).

Der höhere Kupferverbrauch der SSW-Anlage ist mit der Feldverdrattung und mit dem Wechselrichter in Verbindung zu setzen. Für Phalk hat die Verwendung eines Eisenkern-Transformators mit Kupferspule (ca.10'400 kg) wegen der besseren Ausnutzung des Apparates einen kleineren Einfluss bezüglich den Emissionen. Kleinere Anlagen können meistens eine bessere Ausnutzung und deshalb kleinere Kupferwerte pro TJ -Strom haben.

Bezüglich des MG-Silizium-Verbrauchs zeigt die Phalkanlage die niedrigsten Werte. Es werden bei dieser Anlage wegen des guten Einstrahlungs-Standortes weniger Panele benötigt. Das hat entsprechende Auswirkungen auf die PV-Panelabfälle. Der hohe MG-Silizium-Verbrauch bei der SSW-Anlage rührt von die Verwendung von p-Si Zellen her, bei deren Produktion mehr Abfall entsteht.

Die Transportaufwendungen für die SSW-Anlage sind am grössten, gefolgt von Phalk und der Kleinanlage. Der hohe Wert für Schiffstransporte bei der SSW-Anlage ist auf die Herkunft der p-Si Panele aus Japan zurückzuführen.

Bei den Luftemissionen ist ein vergleichsweise hoher SO_x -Wert für Phalk zu verzeichnen (hohes Stahlbedart). Bei den restlichen Luftemissionen hat SSW höhere Werte, die zum grösseren Teil aus der Panel Produktion stammen: aufwendige Infrastruktur und kleinerer Nutzungsgrad sind die Ursachen. Die Kleinanlage zeigt für CO_2 , SO_x , NO_x , CH_4 und NMVOC tiefere Werte. Bei den Emissionen in Wasser zeigt sich ein ähnliches Bild. Die SSW-Anlage zeigt bei den Chlorid- und Sulfatmissionen vergleichsweise deutlich höhere Werte.

Bei den Abfällen spielt die Anzahl der benötigten Laminat, bzw. Panels, die gebraucht werden, um 1 TJ Strom zu erzeugen eine wichtige Rolle. Deswegen sind bei der SSW-Anlage (Panel p-Si) die Werte höher. Abfälle in Innertstoffdeponie werden stark von Glasmengen beeinflusst.

Zusammenfassend kristallisiert sich heraus, dass die Nachteile beim Bau der Phalk-Anlage (kein Aufbau auf bestehender Infrastruktur, abgelegener Standort) durch die Vorteile der erhöhten Sonneneinstrahlung nur beschränkt wettgemacht werden können.

Photovoltaik, Folgerungen

Pro TJe		Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	Strom ab PHALK 500	Strom ab 100 kWp SSW- Anlage
		TJ	TJ	TJ
Ressourcen				
Flaeche Benthos II-III	m ² a	220	288	393
Flaeche II-III	m ² a	1590	1380	3240
Flaeche II-IV	m ² a	108	173	211
Flaeche III-IV	m ² a	73.3	8980	120
Flaeche IV-IV	m ² a	2350	2.57	2450
Holz trocken	t	1.46	0.937	2.79
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.049	0.0357	0.065
Rohfoerdersteinkohle	kg	7330	8770	17000
Erdgas	Nm ³	1460	1720	2720
Rohoel	t	2.65	3.54	4.72
Wasser	kg	251000000	184000000	344000000
Strom 1)	TJ	1.16	1.13	1.3
Materialien				
Materialien	kg	10200	36700	34200
Kalkstein	kg	859	1500	2350
Kies	kg	1520	26700	8510
Stahl und Gusseisen	kg	776	2880	3800
Kupfer	kg	79.8	191	440
Transport				
Transport Strasse	tkm	5350	5540	7680
Transport Schiene	tkm	2470	3630	5160
Transport Wasser	tkm	59300	78800	125000
Abwaerme				
	TJ	-0.58	-0.521	-0.154
Emissionen Luft				
CO2 mobil	kg	1280	1340	2090
CO2 prozessbedingt	kg	484	1200	2310
CO2 feuerungsbedingt	kg	23900	28200	49500
SOx	kg	167	953	401
NOx	kg	61.7	93.7	123
CH4	kg	60.2	75.9	134
NMVOG	kg	31.7	43.5	53.1
BTEX-Aromaten	kg	0.558	0.445	0.956
Benzo(a)Pyren	kg	0.00012	0.000305	0.000494
HCl	kg	3.97	4.13	8.62
Hg	kg	0.00216	0.00321	0.00608
Rn (inkl. Ra)	kBq	22500000	18600000	46200000
Emissionen Wasser				
Chloride	kg	468	398	1330
Sulfate	kg	104	107	295
Ammoniak als N	kg	0.377	0.421	0.618
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.0902	0.109	0.205
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.171	0.226	0.306
Zink	kg	0.146	0.19	0.389
Ra	kBq	7660	6370	15700
Fette und Oele Meerwasser	kg	2.44	3.25	4.35
Abfaelle				
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	4150	8700	14800
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	1090	1190	3240
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	376	273	274
Abfaelle in KVA	kg	261	127	1490
Sonderabfaelle	kg	161	122	175
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m ³	0.000968	0.00107	0.00185
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m ³	0.000861	0.000712	0.00176
Hochaktive Abfaelle	m ³	0.00007	0.000058	0.000144

Tab. XII.10.3: Aufwendungen und Emissionen für die Grossanlagen Phalk (500 kWp) und die Schallschutzwand-Anlage (100 kWp) und eine Kleinanlage auf Schrägdach (3 kWp) pro produziertem TJ Strom. 1): inkl. 1TJ erzeugte PV-Elektrizität

10.5 Abwärmebilanz

Um einen Eindruck der Energieintensität eines Prozesses zu gewinnen, kann der Primärenergiebedarf aufgeführt werden. Wie im Teil III (Kap.8) dieses Berichtes erläutert, kann kein bewertungsneutraler Primärenergiebedarf definiert werden. Als Ersatz für die Energieintensität wird im vorliegenden Bericht die Abwärme betrachtet.

In den aufgeführten Stromproduktionen (Tab.XII.10.1 – 3) werden die kumulierten Abwärmen bis zur Stufe Endenergiebereitstellung d.h. bis *vor* den Stromkonsumenten angegeben. Bei der Solarstromproduktion wird der Umwelt Energie in Form von Strahlungsenergie entzogen und zu Elektrizität umgewandelt. Daher kann die Abwärmebilanz auf der Stufe Endenergie negativ werden. Diese gespeicherte Umweltenergie wird bei der Nutzung des Stroms wieder frei und gelangt meist wieder in die Umwelt (Ausnahmen: chemische Speicherung). Dabei resultiert eine positive Gesamtabwärmebilanz. Energiesysteme auf der Basis nichterneuerbarer Energieträger haben schon auf der Stufe Endenergie eine positive Abwärmebilanz.

In Fig.XII.10.2 wird die Abwärmebilanz der "3kWp m-Si Schrägdachanlage Lam/auf" dargestellt.

Das abwärmeintensivste Prozesskettenglied ist die EG-Si-Herstellung, das hier mit der Waferfertigung zusammengefasst ist. Es ist zu bedenken, dass bei diesen Schritten eine Abwärmenutzung praktiziert wird, was die emittierte Abwärme reduziert. Die Energieintensität ist also noch höher.

Auf der Stufe Endenergie beträgt die Abwärmebilanz ca. $-580 \text{ GJ/TJ}_{\text{el}}$ d.h. der Umwelt wird effektiv Wärmeenergie entzogen. Nach dem Stromkonsum, bei dem die Solarenergie wieder frei wird, beträgt die Nettoabwärme ca. $+420 \text{ GJ/TJ}_{\text{el}}$.

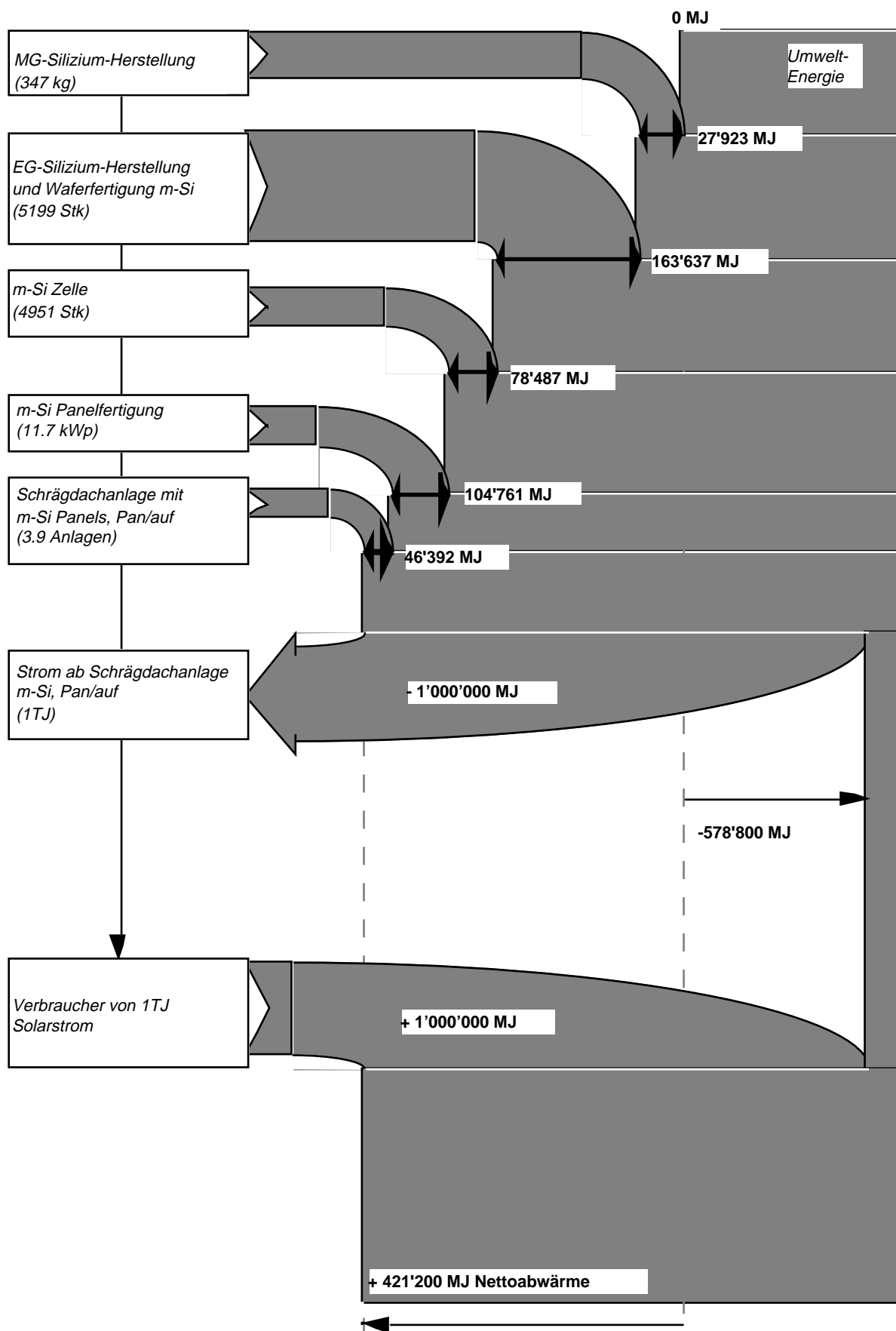


Fig.XII.10.2: Abwärmebilanz für 1TJ Solarstrom aus einer 3kWp m-Si Schrägdachanlage Lam/auf

10.6 Vergleich mit Ergebnissen anderer Studien

Die in dieser Studie erarbeiteten Resultate sind sehr detailliert. Ein Vergleich mit anderen Arbeiten wird daher hier so weit wie möglich nur im Bezug auf den Energieeinsatz vorgenommen.

- <Shah et al. 1991> geben eine ERZ für Si-Solarpanels an. Für einen Schweizer Standort mittlerer Güte (1.25 kWh/W_p a) geben sie 6.5 Jahre für m-Si resp. 5.8 Jahre für p-Si Panels an.
- <Hassmann et al. 1991> geben für monokristalline PV-Kraftwerke eine ERZ von knapp 21 Jahren an. Bei grosstechnischer Fertigung soll eine ERZ von 12.5 Jahren erreichbar sein.
- <Hagedorn et al. 1992a, p. 200ff> geben den Primärenergieverbrauch für ein 300 kW_p-Kraftwerk mit 6.15 TWh bei monokristallinen Panels (Typ "Anlage Pellworm") resp. 5.01 TWh bei polykristallinen Panels (Typ "Anlage Khytnos") an.
- <Real et al 1991> finden aufgrund von älteren Angaben Hagedorns eine ERZ von ca. 7.3 Jahren für monokristalline Kraftwerke und 7 Jahren für polykristalline Kraftwerke. Diese Zahlen beziehen sich auf die Fertigungsverhältnisse von 1988. Bei Produktionsverbesserungen sollen ERZ von 4.3 resp. 3.2 Jahren möglich sein.

Die Energierückzahldauer (ERZ) ist definiert als:

$$ERZ = \frac{INVESTIERTE \text{ nichterneuerbare Primärenergie}}{ERSETZTE \text{ nichterneuerbare Primärenergie} / \text{Jahr}}$$

In der vorliegenden Arbeit wird keine ERZ berechnet, da damit ein Bewertungsschritt verbunden ist (siehe Teil III Kap. 8). Stattdessen wird die Berechnung der Abwärmerückzahldauer (ARZ) vorgeschlagen.

$$ARZ = \frac{ERZEUGTE \text{ Abwärme durch PV-Systembereitstellung}}{VERMIEDENE \text{ Abwärme durch Substitution} / \text{Jahr}}$$

Wie bei der ERZ muss auch bei der ARZ ein zu substituierendes Stromerzeugungs-System gewählt werden. Hier wird das UCPTE Niederspannungsnetz als Substituent verwendet. Da die PV-Anlage im Betrieb keine zusätzlichen Abwärmeemissionen erzeugt, wird die ganze Abwärmeemission des UCPTE-Systems (3.28 TJ Abwärme/TJ_{el}.) substituiert. Für die Daten aus den Modulen "Strom ab..." gilt auch die Beziehung:

$$ARZ = \frac{ERZEUGTE \text{ Abwärme durch Bereitstellung von } 1TJ \text{ Solarstrom}[TJ/TJ_{el.}]}{SUBSTITUIERTE \text{ Abwärme des UCPTE Systems } [TJ/TJ_{el.}]} \cdot \text{PV-Anlagelebensdauer } [y]$$

Die Anlagelebensdauer beträgt jeweils 30 Jahre.

Die Abwärme kann als Mass für die in einem Prozess umgesetzte nichterneuerbare Energie verstanden werden. Parallelitäten zwischen der ARZ und der ERZ sind daher wahrscheinlich.

In der vorliegenden Studie wird für die Grossanlage PHALK (500 kW_p) eine ARZ von rund 4.4 Jahren berechnet. Für die 100 kW_p SSW-Anlage liegt der Wert höher (rund 7.7 Jahre). Der hohe Wert für die SSW-Anlage lässt sich zusätzlich auf die Verwendung aluminiumgerahmter p-Si-Panels zurückführen, während PHALK 500 rahmenlose m-Si Lamine verwendet. Diese Werte sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil sie von aktuellen Laminat- bzw. Panel-Produktionsverhältnissen abgehen.

Die ARZ von p-Si Anlagen ist in dieser Arbeit generell höher als von baugleichen m-Si-Anlagen und widerspricht damit den Ergebnissen aus ERZ anderer Studien. Diese Diskrepanz wird in Kap. 10.2 diskutiert.

Die ARZ von monokristallinen 3 kW_p-Kleinanlagen beträgt 3.4 bis 5 Jahre. Bei p-Si Anlagen betragen die ARZ 7.7 bis 10.4 Jahren.

Art der Strombereitstellung	Abwärme total, Stufe Endenergie- Bereitstellung TJ/TJ _{el.}	Abwärme total nach Stromkonsum TJ/TJ _{el.}	Abwärme- Rückzahldauer (ARZ) y
PV-Energiesysteme			
Strom ab 3kWp Fasssadenanlage m-Si Lam/int	-0.538	0.462	4.2
Strom ab 3kWp Fasssadenanlage m-Si Pan/auf	-0.451	0.549	5.0
Strom ab 3kWp Fasssadenanlage p-Si Lam/int	0.080	1.080	9.9
Strom ab 3kWp Fasssadenanlage p-Si Pan/auf	0.136	1.136	10.4
Strom ab 3kWp Flachdachanlage m-Si	-0.557	0.443	4.1
Strom ab 3kWp Flachdachanlage p-Si	-0.105	0.895	8.2
Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int	-0.630	0.370	3.4
Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	-0.580	0.420	3.8
Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Lam/int	-0.156	0.844	7.7
Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Pan/auf	-0.130	0.870	8.0
Strom ab PHALK 500	-0.521	0.479	4.4
Strom ab 100 kWp SSW-Anlage	-0.154	0.846	7.7
substituierte Energiequelle			
Strom ab UCPTe Niederspannungsnetz	2.28	3.28	

Tab. XII.10.4: Abwärmeemissionen und Abwärmerückzahldauer verschiedener Photovoltaik-Anlagen in diesem Bericht. Anlagenebensdauer: 30 Jahre

11. Schlussbemerkungen

Eine zentrale Aussage dieser Studie, die Erkenntnisse früherer Arbeiten bestätigt, ist die Tatsache, dass der Stromverbrauch bei der Fertigung einen entscheidenden Einfluss auf die kumulierten Energie- und Stoffflüsse der Photovoltaik hat. Die Senkung des Stromverbrauchs bei der Fertigung sollte deshalb ein zentrales Anliegen dieses Energiesystems sein.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Photovoltaik-Ökoinventar durch den Verbrauch von konventionellem Strom stark belastet wird. Es stellt sich die Frage, ob dies gegenüber einem Energiesystem, das sich noch in der Pionierphase seiner Entwicklung befindet "fair" sei.

Hier muss nochmals betont werden, dass dieses Ökoinventar nur im Sinne einer Momentaufnahme einer noch jungen und sich entwickelnden Technologie verstanden werden kann, während bei den meisten anderen Systemen etablierte Techniken bilanziert wurden. Neuentwicklungen (Beispiele s. Kap. 1.4) müssen zu gegebener Zeit gesondert bilanziert werden.

12. Anhänge Photovoltaik

Anhang A: ECOINVENT-Eingabelisten

A1 ECOINVENT-Listen für Montagearten, Wechselrichter und Elektrische Installationen

Schrägdachkonstruktion aufgesetzt			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Aluminium 0% Rec.	21.6	kg	U-Profile
Aluminium 100% Rec.	21.6	kg	U-Profile
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	156.7	kg	Stahlbügel, Ankerschienen, Abtropfbleche + Div.
Holzbaustoff Brettschichtholz	27	kg	
Karton (Verpackungs)	1.9	kg	Verpackung
Polystyrol weich	0.1	kg	Verpackung
PE (HD)	0.02	kg	Verpackung (für Kunststoff)
Transport Schiene elektr.	104.6	tkm	Stahl, Alu zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	10.2	tkm	Stahl, Alu zur Firma
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.4	tkm	Restmaterial zur Firma
Holz in KVA	27	kg	Tragkonstruktion
Stahl in KVA	4.6	kg	Tragkonstruktion
Karton in KVA	1.9	kg	Wellpappe Verpackung
PE in KVA	0.1	kg	Verpackung
Bausperrgut in Reststoffdeponie	6.5	kg	Befestigungskomponenten
<i>Nicht im Ecoinvent berücksichtigt:</i>			
Neopren	0.01		
Schrägdachkonstruktion integriert			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	125.7	kg	C-Profile, Anschlussbleche
Aluminium 0% Rec.	44.1	kg	div. Profile
Aluminium 100% Rec.	44.1	kg	div. Profile
Karton	1.9	kg	Verpackung
Polystyrol weich	0.1	kg	Verpackung
PE (HD)	0.02	kg	Verpackung (für Kunststoff)
Blei	5	kg	Bleilappen
Transport Schiene elektr.	93	tkm	Stahl, Alu, Kunststoffe zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	10.8	tkm	Stahl, Alu, Kunststoffe zur Firma
Karton in KVA	1.9	kg	Wellpappe Verpackung
PE in KVA	0.1	kg	Verpackung
Bausperrgut in Reststoffdeponie	7.4	kg	Befestigungskomponenten + div.

Tab XII.12.1: Ecoinvent-Listen für die Schrägdachkonstruktionen aufgesetzt und integriert bei 3 kWp-Anlagen.

Flachdachkonstruktion			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Beton	3860		Aufständerung, Sockel
Aluminium 0% Rec.	37.3	kg	Träger
Aluminium 100% Rec.	37.3	kg	Träger
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	45.8	kg	Kabelkanäle
PUR-Hartschaum	4.6	kg	Styrofoam-Unterlagen
Karton (Verpackungs-)	1.1	kg	Verpackung
Polystyrol weich	0.5	kg	Verpackung, Kabelkanäle
PE (HD)	0.02	kg	Verpackung (für Kunststoff)
Transport Schiene elektr.	19.2	tkm	Stahl, Alu zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	81.2	tkm	Stahl, Alu, Beton zur Firma
Karton in KVA	1.1	kg	Wellpappe Verpackung
PE in KVA	0.1	kg	Verpackung
Bausperrgut in Reststoffdeponie	9.2	kg	Befestigungskomponenten

Tab XII.12.2: Ecoinvent-Listen für die Flachdachkonstruktionen bei 3 kWp-Anlagen.

Fassadenkonstruktion aufgesetzt			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Aluminium 0% Rec.	36.0	kg	Profile
Aluminium 100% Rec.	36.0	kg	Profile
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	49.1	kg	Ankerschienen + div.
Karton (Verpackungs-)	1.1	kg	Verpackung
Polystyrol weich	0.1	kg	Verpackung u. Kabelkanäle
PE (HD)	0.02	kg	Verpackung (für Kunststoff)
Transport Schiene elektr.	43.8	tkm	Stahl, Alu zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	6.1	tkm	Stahl, Alu zur Firma
Karton in KVA	1.1	kg	Wellpappe Verpackung
PE in KVA	0.05	kg	Verpackung
Bausperrgut in Reststoffdeponie	11.1	kg	Befestigungskomponenten
Fassadenkonstruktion integriert			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Aluminium 0% Rec.	37.5	kg	Profile
Aluminium 100% Rec.	37.5	kg	Profile
Transport Schiene elektr.	15	tkm	Alu zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	3.8	tkm	Alu zur Firma

Tab XII.12.3: Ecoinvent-Listen für die Fassadenkonstruktionen aufgesetzt und integriert bei 3 kWp-Anlagen.

Wechselrichter Solcon 3400/95			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Aluminium 0% Rec.	5.03	kg	
Aluminium 100% Rec.	5.03	kg	
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	1.724	kg	
Kupfer	2.679	kg	
PVC weich	0.463	kg	
Gusseisen	3.49	kg	Für Ferrit
PE (HD)	0.213	kg	Für Kunststoff
Karton (Verpackungs-)	0.08	kg	Für Papier
Lötzinn	0.03	kg	
Strom Niederspannung - Bezug UCPTE	8.24 e-5	TJ	Prozessenergie
Abwärme p	8.24 e-5	TJ	
Transport Schiene elektr.	6.74	tkm	Stahl, Alu, Kupfer, Kunststoffe zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	1.25	tkm	Stahl, Alu, Kupfer, Kunststoffe zur Firma
Karton in KVA	6	kg	Wellpappe Verpackung
PE in KVA	0.3	kg	Verpackung
Elektronikabfälle	5.2	kg	
<i>Nicht im Ecoinvent berücksichtigt:</i>			
Messing	0.2	kg	
Epoxidharz	0.181	kg	
ZnO	0.02	kg	
EG-Si	0.006	kg	

Tab XII.12.4: Ecoinvent-Liste für den Wechselrichter Solcon 3400 einer 3 kWp-Anlage.

Elektroinstallationen für 3 kWp-Anlagen			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Kupfer	2.50	kg	100% Rec.
Kupfer	12.20	kg	Elektronikschrott
Stahl niedriglegiert 20% Rec	0.86	kg	
PVC schlagfest	2.13	kg	
PE (HD)	0.18	kg	
PE (HD)	1.76	kg	Für Kunststoff
PE (HD)	0.20	kg	Für Polykarbonat
PE (HD)	8.72	kg	Radox 125
Transport Schiene elektr.	12.00	tkm	Stahl/Guss, Kupfer, Kunststoffe zur Firma
Transport LKW 28 t Brutto	1.70	tkm	Stahl/Guss, Kupfer, Kunststoffe zur Firma
Elektronikabfälle	29.21	kg	
<i>Nicht im Ecoinvent berücksichtigt:</i>			
Noryl	3.60	kg	
Messing	0.02	kg	
Polyamid	0.23	kg	
ZnO	0.04	kg	
Epoxidharz	0.002	kg	
Thermoplast	0.17	kg	

Tab XII.12.5: Ecoinvent-Liste für die Elektroinstallationen einer 3 kWp-Anlage.

A2 ECOINVENT-Listen für installierte 3 kWp-Anlagen

3 kWp Schrägdachanlage m-Si Pan/auf Einheit: [Stk] Kommentar: Schrägdachkonstruktion aufgesetzt Panel m-Si Wechselrichter Solcon 3400 Elektroinstallationen Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Pw Strom Niederspannung - Bezug in CH Abwärme p	1 3 1 1 11.5 14 1.3 1.7 100 8.3 e-7 8.3 e-7	Stk kWp Stk Stk tkm tkm tkm tkm km TJ TJ	Ref. Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle Transport Panele zur Baustelle Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle Transport Elektr. Install zur Baustelle Montagearbeiter zur Baustelle Montageenergien Tragkonstr/Panele
3 kWp Schrägdachanlage m-Si Lam/int Einheit: [Stk] Kommentar: Schrägdachkonstruktion integriert Laminat m-Si Wechselrichter Solcon 3400 Elektroinstallationen Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport PW Strom Niederspannung - Bezug in CH Abwärme p	1 3 1 1 10.4 12.6 1.3 1.7 100 8.3 e-7 8.3 e-7	Stk kWp Stk Stk tkm tkm tkm tkm km TJ TJ	Gemäss Multiplikator Kap. 7.2 Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *0.9 Transporte Lamine zur Baustelle Transport WR Solcon 3400 zur Baustelle Transport Elektr. Install zur Baustelle Montagearbeiter zur Baustelle Montageenergien Tragk./Lamine

Tab XII.12.6: Ecoinvent-Listen für Schrägdachanlagen mit monokristallinen Zellen.

3 kWp Schrägdachanlage p-Si Pan/auf			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Schrägdachkonstruktion aufgesetzt	1.1	Stk	Gemäss Multiplikator Kap. 7.2
Panel p-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	12.65	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *1.2
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	15.4	tkm	Transport Panele zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.3	tkm	Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	8.3 e-7	TJ	Montageenergien Tragkonstr/Panele
Abwärme p	8.3 e-7	TJ	
3 kWp Schrägdachanlage p-Si Lam/int			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Schrägdachkonstruktion integriert	1.1	Stk	Gemäss Multiplikator Kap. 7.2
Laminat p-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	11.4	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *1.1
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	13.9	tkm	Transporte Lamine zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.3	tkm	Transport WR Solcon 3400 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	8.3 e-7	TJ	Montageenergien Tragk./Lamine
Abwärme p	8.3 e-7	TJ	

Tab XII.12.7: Ecoinvent-Listen für Schrägdachanlagen mit polykristallinen Zellen.

3 kWp Flachdachanlage m-Si Panels			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Flachdachkonstruktion	1	Stk	Gemäss Multiplikator Kap 7.2 (1.0/1.2)
Panel m-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport LKW 3.5-8 t Nutz	152	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *0.8
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	14	tkm	Transport Panele zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.3	tkm	Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	9.5 e-4	TJ	Montageenergien Tragkonstr/Panele
Abwärme p	9.5 e-4	TJ	

Tab XII.12.8: Ecoinvent-Listen für Flachdachanlage mit monokristallinen Zellen.

3 kWp Flachdachanlage p-Si Panels			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Flachdachkonstruktion	1.1	Stk	Ref.
Panel p-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport LKW 3.5-8 t Nutz	166	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	15.1	tkm	Transport Panele zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.3	tkm	Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	9.5 e-4	TJ	Montageenergien Tragkonstr/Panele
Abwärme p	9.5 e-4	TJ	

Tab XII.12.9: Ecoinvent-Listen für Schrägdachanlage mit polykristallinen Zellen.

3 kWp Fassadenanlage m-Si Pan/auf Einheit: [Stk] Kommentar: Fassadenkonstruktion aufgesetzt Panel m-Si Wechselrichter Solcon 3400 Elektroinstallationen Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Pw Strom Niederspannung - Bezug in CH Abwärme p	1 3 1 1 6.1 14 1.3 1.7 100 1.4 e -7 1.4 e -7	Stk kWp Stk Stk tkm tkm tkm tkm km TJ TJ	Ref. Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle Transport Panele zur Baustelle Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle Transport Elektr. Install zur Baustelle Montagearbeiter zur Baustelle Montageenergien Tragkonstr/Panele
3 kWp Fassadenanlage m-Si Lam/int Einheit: [Stk] Fassadenkonstruktion integriert Laminat m-Si Wechselrichter Solcon 3400 Elektroinstallationen Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz Transport Pw Strom Niederspannung - Bezug in CH Abwärme p	1 3 1 1 5.5 12.6 1.3 1.7 100 1.4 e -7 1.4 e -7	Stk kWp Stk Stk tkm tkm tkm tkm km TJ TJ	Gemäss Multiplikator Kap 7.2 Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *0.9 Transporte Lamine zur Baustelle Transport WR Solcon 3400 zur Baustelle Transport Elektr. Install zur Baustelle Montagearbeiter zur Baustelle Montageenergien Tragk./Lamine

Tab XII.12.10: Ecoinvent-Listen für Fassadenanlagen mit monokristallinen Zellen.

3 kWp Fassadenanlage p-Si Pan/auf			
Einheit: [Stk]			
Kommentar:			
Fassadenkonstruktion aufgesetzt	1.1	Stk	Gemäss Multiplikator Kap 7.2
Panel p-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	6.7	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *1.2
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	12.65	tkm	Transport Panele zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	2.3	tkm	Transport WR Solcon 3300 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	1.4 e -7	TJ	Montageenergien Tragkonstr/Panele
Abwärme p	1.4 e -7	TJ	
3 kWp Fassadenanlage p-Si Lam/int			
Einheit: [Stk]			
Fassadenkonstruktion integriert	1.1	Stk	Gemäss Multiplikator Kap 7.2
Laminat p-Si	3	kWp	
Wechselrichter Solcon 3400	1	Stk	
Elektroinstallationen	1	Stk	
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	6	tkm	Transport Tragkonstrukt. zur Baustelle *1.2
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	11.4	tkm	Transporte Lamine zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.3	tkm	Transport WR Solcon 3400 zur Baustelle
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1.7	tkm	Transport Elektr. Install zur Baustelle
Transport Pw	100	km	Montagearbeiter zur Baustelle
Strom Niederspannung - Bezug in CH	1.4 e -7	TJ	Montageenergien Tragk./Lamine
Abwärme p	1.4 e -7	TJ	

Tab XII.12.11: Ecoinvent-Listen für Fassadenanlagen mit polykristallinen Zellen.

A3 ECOINVENT-Listen für Grossanlagen (Fallbeispiele)

Name: "Phalk 500 PV-Anlage"	Einheit: 1 Stk
------------------------------------	-----------------------

Flüsse	Gesamtmenge	Bemerkungen
Betonkies	1.6 e+6 kg	Kies für Zufahrtsweg
Aushub Hydraulikbagger	800 m ³	für Zufahrtsweg
Transport LKW3.5-8 t Nutz	36700 tkm	für Zufahrtsweg, 1834t * 20 km
Stahl hochlegiert 0% Rec	173000 kg	für Träger
Zink für Verzinkung	12000 kg	Zink
Beton	195800 kg	für Fundamente
Stahl unlegiert 60% Rec	5380 kg	Armierung für Fundamente
Transport LKW 28 t Brutto	13500 tkm	Trägermaterial,
Benzin	63.7 e-3 TJ	für Bauarbeiten, 1770 l, Heizwert 36 MJ/l
Diesel	1.9 TJ	für Bauarbeiten, 53260 l, Heizwert 35.95 MJ/l
Laminat m-Si	560 kWp	à 36 Zellen, 10 560 Lamine à 4.7 kg
Transport LKW 28 t Brutto	12 200 tkm	3.8 t Solarzellen aus Kalifornien * 3200km
Transport Frachter Übersee	18 000 tkm	3.8 t Solarzellen aus Kalifornien * 4800 km
PE (HD)	23.8 kg	Acrylictape
MG-Silizium	219 kg	für Si-Anteil (38G-%) in 575 kg Silikonkleber
PE (HD)	103 kg	Silikonkleber-Kartouchen
Kunststoffabfälle in KVA	103 kg	Silikonkleber-Kartouchen
NMVOc p	209 kg	Aceton (264l)
Aluminium 100% Rec.	158.4 kg	Gehäuse von 11 Verteilerkästen
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	154	Gehäuse von 110 Sammeldosen
PE (LD)	1222 kg	halogenfreie Polyolefin-Kabel-Isolatione
Kupfer	2649 kg	Leitungen (ohne Blitzschutz: 2258 kg, da unbehandeltes Recycling-Cu)
Beton	66660 kg	Elemente für Kabelkanal
Transport LKW 3.5-8 t Nutz	14200 tkm	200km*71 t, für Kabel und Blitzschutz
Aluminium 0% Rec.	304 kg	für Wechselrichter
Kupfer	161.1 kg	für Wechselrichter
Silber	4.7 e-3 kg	für Wechselrichter
Blei	0.11 kg	für Wechselrichter, im Lötzinn
Organische Chemikalien	24.5 kg	für Wechselrichter, satt Dimethylamid
Papier	12.2 kg	für Wechselrichter
PE (LD)	108.4kg	statt div. Kunststoffe, Epoxidharz, für Wechselrichter
Stahl hochlegiert 0% Rec.	52.81 kg	für Wechselrichter
Keramik	104.55 kg	für Wechselrichter

Tab. XII.12.12 Zusammengefasste Flüsse für die PV-Anlage PHALK 500, Mont Soleil, wie sie im Datenmodul "PHALK 500 PV-Anlage" berücksichtigt sind.

Photovoltaik, Anhang

Flüsse	Gesamtmenge	Bemerkungen
PVC weich	29.62 kg	für Wechselrichter
Polypropylen	1.8 kg	für Wechselrichter
EG-Silizium	0.41 kg	für Wechselrichter
Transport Lieferwagen	162 tkm	für Wechselrichter, 811 kg*200 km
Kupfer	10397.2 kg	inkl. 2.4kg Messingkupfer, für 2 Trafos
Stahl hochlegiert 0% Rec.	3696 kg	für 2 Trafos
PE (LD)	2643.4 kg	statt div. Kunststoffe und Verbundmaterialien, für 2 Trafos
Glaswolle	1249.7 kg	statt Trigras und Glaspolyester, für 2 Trafos
organische Chemikalien	20 kg	statt Lack, für 2 Trafos
Zink	1.36 kg	im Messing, für 2 Trafos
Transport LKW 28 t Brutto	5460 tkm	für 2 Trafos, 18.2 t*300km
Stahl hochlegiert 0% Rec.	1079.1 kg	inkl. 64.1 kg Eisen, für Steuerelektronik
Kupfer	58.12 kg	für Steuerelektronik
PE (LD)	64 kg	div. Kunststoffe und Glasepoxidanteil, für Steuerelektronik
Glaswolle	19.3 kg	Dioden- und Glasepoxidanteil, für Steuerelektronik
Schwefelsäure H2SO4	10 kg	für Steuerelektronik
Blei	60 kg	für Steuerelektronik
Aluminium 0% Rec.	8.94 kg	für Steuerelektronik
Beton	27 260 kg	für Gebäude
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	4198 kg	Stahlrahmen, Profilblechwände, für Gebäude
Stahl unlegiert 60% Rec.	2310 kg	Armierungseisen, für Gebäude
Holzbaustoff Spanplatte	3107 kg	Novopan-Innenverkleidung, für Gebäude
Ziegel	2477 kg	für Gebäudedach
PUR-Hartschaum	455 kg	für Gebäudeisolation
Zink in Feuerverzinkung	58 kg	Profilblechverzinkung, für Gebäude
PE (HD)	88 kg	im Tank, für Gebäude
PVC weich	51 kg	Bodenbelag, für Gebäude
Bitumen	0.093 t	im Bitumen, für Gebäude
Mineralwolle	88 kg	im Tank, für Gebäude
Glas (Flach-)	33 kg	Isolierverglasung für Gebäude
Transport LKW 3.5-8 t Nutz	4230 tkm	für Gebäude, Hälfte von 84.6 t*100km
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	7300 kg	für Zaun
Zink in Feuerverzinkung	511 kg	für Zaun, Feuerverzinkung
Transport LKW 3.5-8 t Nutz	2300 tkm	für Zaun
Bauabfälle in Inertstoffdeponie	326 000 kg	97% Beton
Elektronikabfälle	8270 kg	Wechselrichter, Transformatoren, Steuerelektronik

Tab. XII.12.12 Forts.

Name: "SSW 100kWp PV-Anlage"	Einheit: 1 Stk
-------------------------------------	-----------------------

Flüsse	Menge	Bemerkungen
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	22 900 kg	Tragstrukturen
Zink in Feuerverzinkung	1150 kg	für Verzinkung der Tragstrukturen
Beton	55 000 kg	Bodenverankerung, Verstärkung
Stahl unlegiert 60% Rec.	12 100 kg	Bodenverankerung
Transport LKW 28 t Brutto	2900 tkm	50km*36.15 t Metalle + 20km*55t Beton
Panel p-Si 1992	112.61 kWp ¹⁾	zur Berücksichtigung von 2208 Stk 50kWp-Panels
Transport LKW 28 t Brutto	2446 tkm	2208 Panels à 5.54 kg*200km
Kupfer	112.24 kg	Gruppenverdrahtung, Kabel
PE (LD)	428.72 kg	Gruppenverdrahtung, Kabel
PVC (schlagfest)	73.6 kg	Gruppenverdrahtung, Kunststoffrohr
Stahl niedriglegiert 20% Rec.	1500 kg	Arrayboxen und div.Stahl für Feldverdrahtung
Stahl unlegiert 60% Rec.	1920 kg	Erdungsband
Kupfer	3831 kg	Feldverdrahtung, Kabel
Transport Lieferwagen <3.5 t Nutz	1580 tkm	7.9t div. Material für Gruppen- und Feldverdrahtung ¥ 200km
PE (LD)	2466 kg	Feldverdrahtung, Kabel
Aluminium 0% Rec.	375 kg	für Inverter
Kupfer	199 kg	für Inverter
PE (LD)	134 kg	statt div. Kunststoffe, Epoxidharz, für Inverter
Stahl hochlegiert 0% Rec.	65 kg	für Inverter
Keramik	129 kg	für Inverter
PVC weich	37 kg	für Inverter
Polypropylen	2.2 kg	für Inverter
EG-Silizium	0.5 kg	für Inverter
Transport LKW Lieferwagen <3.5 t Nutz	500 tkm	Invertertransport aus Deutschland (500km)
Kupfer	875 kg	inkl. Messing, für Trafo
Stahl hochlegiert 0% Rec.	305 kg	für Trafo
PE (LD)	218 kg	statt div. Kunststoffe und Verbundmaterialien, für Trafo
Glaswolle	103 kg	statt Triglas und Glaspolyester, für Trafo
Stahl hochlegiert 0% Rec.	996 kg	inkl. Eisen, für Div. Elektronikkomponenten
Kupfer	54 kg	für Div. Elektronikkomponenten

Tab. XII.12.13: Zusammengefasste Flüsse der PV-Anlage SSW, wie sie im Datenmodul "SSW 100kWp PV-Anlage" berücksichtigt sind. ¹⁾: Das Datenmodul der in der vorliegenden Arbeit bilanzierten Panels gründet auf einer Nennleistung von 51 W_p/Panel. Die als Berechnungsgrundlage dienende Anlage enthält jedoch Panels mit einer Nennleistung von 50 W_p. Da die Einheit des Panel-Datenmoduls kW_p und nicht Stück ist müssen 2% mehr installierte Leistung bilanziert werden, um den korrekten Materialaufwand für die Panels zu berücksichtigen. Effektiv installiert sind 2208*50=110.4 kW_p. Bilanziert werden aber 2208*51W_p=112.61 kW_p.

Flüsse	Menge	Bemerkungen
PE (LD)	59 kg	div. Kunststoffe und Glaseoxidanteil, für Div. Elektronikkomponenten
Glaswolle	17.8 kg	Dioden- und Glaseoxidanteil, für Div. Elektronikkomponenten
Schwefelsäure H ₂ SO ₄	9 kg	für Div. Elektronikkomponenten
Aluminium 0% Rec.	8.3 kg	für Div. Elektronikkomponenten
Transport LKW <3.5 t Nutz	810 tkm	2.7t Elektronikkomponenten*300 km
Beton	31000 kg	Containergebäude
Stahl unlegiert 60% rec.	2600 kg	Containergebäude
PE (LD)	300 kg	Containergebäude
Transport LKW 28 t Brutto	33900 tkm	Containergebäude, 33.9t*100 km
Kupfer ins Recycling	3150 kg	aus Kabeln
Kupfer ins Recycling	128 kg	Wechselrichter
Kupfer ins Recycling	44 kg	div. Elektronikkomponenten
Kupfer ins Recycling	1116 kg	Transformator
Metalle in KVA	788 kg	Kupfer aus Kabeln
Kunststoff in KVA	2870 kg	aus Kabelisolationen
Metalle in Inertstoffdeponie	13000 kg	Stahl
Elektronikabfälle	604 kg	Elektronikschrott Inverter, Trafo und Anschluss, Drossel, Schaltanlage
Bauabfälle in Inertstoffdeponie	86 300 kg	(99.7% Beton)

Tab. XII.12.13 Forts.

A4 ECOINVENT-Listen für Anlagenbetrieb

Name: "Strom ab 3kWp Schrägdachanlage m-Si Pan/auf "	Einheit: 1 TJ
-------------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el.}	Bemerkung
Abwärme p Infrastruktur	-1 TJ	Kompensation
Fläche IV-IV	2350 m ² a/TJ	Anlagefläche 22.0 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Schrägdachanlage m-Si Pan/auf	3.9 Stk	1/(3*93) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.14 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Schrägdachanlage m-Si Pan/auf.

Name: "Strom ab 3kWp Schrägdachanlage p-Si Pan/auf"	Einheit: 1 TJ
------------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el.}	Bemerkung
Abwärme p Infrastruktur	-1 TJ	Kompensation
Fläche IV-IV	2600 m ² a/TJ	Anlagefläche 24.3 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Schrägdachanlage p-Si Pan/auf	3.9 Stk	1/(3*93) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.15 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Schrägdachanlage p-Si Pan/auf.

Name: "Strom ab 3kWp Schrägdachanlage m-Si Lam/int"	Einheit: 1 TJ
------------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el.}	Bemerkung
Abwärme p Infrastruktur	-1 TJ	Kompensation
Fläche IV-IV	2150 m ² a/TJ	Anlagefläche 19.8 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Schrägdachanlage m-Si Lam/int	3.9 Stk	1/(3*93) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.16 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Schrägdachanlage m-Si Lam/int.

Name: "Strom ab 3kWp Schrägdachanlage p-Si Lam/int"	Einheit: 1 TJ
------------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el.}	Bemerkung
Abwärme p Infrastruktur	-1 TJ	Kompensation
Fläche IV-IV	2350 m ² a/TJ	Anlagefläche 21.9 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Schrägdachanlage p-Si Lam/int	3.9 Stk	1/(3*93) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.17 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Schrägdachanlage p-Si Lam/int.

Name: "Strom ab 3kWp Fassadenanlage m-Si Pan/auf"	Einheit: 1 TJ
----------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	67500 kg	Anlagefläche 22.0 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	3350 m ² a/TJ	Anlagefläche 22.0 m ² /3*5.1 e-3* cos(45 °) TJ/a
3 kWp Fassadenanlage m-Si Pan/auf	5.1 Stk	1/(3*93*cos(45 °)) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.18 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Fassadenanlage m-Si Pan/auf.

Name: "Strom ab 3kWp Fassadenanlage p-Si Pan/auf"	Einheit: 1 TJ
----------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	74500 kg	Anlagefläche 24.3 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	3700 m ² a/TJ	Anlagefläche 24.3 m ² /3*5.1 e-3 TJ/a
3 kWp Fassadenanlage p-Si Pan/auf	5.1 Stk	1/(3*93*cos(45 °)) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.19 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Fassadenanlage p-Si Pan/auf.

Name: "Strom ab 3kWp Fassadenanlage m-Si Lam/int"	Einheit: 1 TJ
----------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	60500 kg	Anlagefläche 19.8 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	3000 m ² a/TJ	Anlagefläche 19.8 m ² /3*5.1 e-3* cos(45 °) TJ/a
3 kWp Fassadenanlage m-Si Lam/int	5.1 Stk	1/(3*93*cos(45 °)) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.20 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Fassadenanlage m-Si Lam/int.

Name: "Strom ab 3kWp Fassadenanlage p-Si Lam/int"	Einheit: 1 TJ
----------------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	60500 kg	Anlagefläche 21.9 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	3350 m ² a/TJ	Anlagefläche 21.9 m ² /3*5.1 e-3 TJ/a
3 kWp Fassadenanlage p-Si Lam/int	5.1 Stk	1/(3*93*cos(45 °)) GJ, Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.21 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Fassadenanlage p-Si Lam/int.

Name: "Strom ab 3kWp Flachdachanlage m-Si"	Einheit: 1 TJ
---------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	51500 kg	Anlagefläche 22.0 m ² *20l/m ² a*30a*3.9
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	2350 m ² a/TJ	Anlagefläche 22.0 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Flachdachanlage m-Si	3.9 Stk	1/(3*93 GJ), Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.22 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Flachdachanlage m-Si.

Name: "Strom ab 3kWp Flachdachanlage p-Si"	Einheit: 1 TJ
---------------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	57600 kg	Anlagefläche 21.9 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	2600 m ² a/TJ	Anlagefläche 21.9 m ² /3*3.9 e-3 TJ/a
3 kWp Flachdachanlage p-Si	3.9 Stk	1/(3*93 GJ), Bereich siehe Tab. XII.8.2

Tab. XII.12.23 Ecoinventliste für den Strom einer 3 kWp-Flachdachanlage p-Si.

Name: "Strom ab PHALK 500"	Einheit: 1 TJ
-----------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el} .	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	38000 kg	Anlagefläche 21.9 m ² *20l/m ² a*30a*5.1
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	8900 m ² a/TJ	Panelfläche 4576 m ² *20l/m ² a*30a*.0137
Phalk 500 PV-Anlage	0.0137 Stk	1/(2.44 TJ/a*30)

Tab. XII.12.24 Ecoinventliste für den Strom der Grossanlage Phalk 500.

Name: "Strom ab 100kWp SSW-Analge"	Einheit: 1 TJ
-------------------------------------------	----------------------

Aufwendung	Menge pro TJ _{el.}	Bemerkung
Abwärme p	-1 TJ	Kompensation
Wasser	49000 kg	Anlagefläche 972m ² *20l/m ² a*30a*0.0842
Al Aluminium p	1.5 e-3 kg	Rahmenkorroration (0.6 g/a * 1TJ/0.396TJ/a)
Zn Zink p	21 e-3 kg	Trägerkorrosion (8.4 g/a * 1TJ/0.396TJ/a)
Infrastruktur		
Fläche IV-IV	2450 m ² a/TJ	Anlagefläche 972 m ² /0.396TJ/a
SSW 100kWp PV-Anlage	0.0842 Stk	1TJ/(0.396 TJ/a*30a)

Tab. XII.12.25 Ecoinventliste für den Strom einer 100 kWp-Anlage an einer Schallschutzwand.

Anhang B: Prozessenergien der Fertigungsschritte in Japan

In <Linton 1993> werden Angaben zum spezifischen Prozessenergieaufwand (ohne Hilfsenergien, Stand 1990) der Kyocera-Fertigung gemacht. Eine Trennung nach elektrischem und thermischem Energieverbrauch ist dabei nicht vorgenommen worden. Die Daten sind in Tab. XII.12.26 wiedergegeben. Auffallend ist vor allem, dass die Panelfügung bei Kyocera ca. 22 mal mehr Energie verbraucht als in Deutschland. Offenbar sind die Panelfertigungsmethoden sehr verschieden.

Ausserdem wird in <Linton 1993> angegeben, dass pro Zelle nur 16 g "raw material" benötigt wird. Ob mit "raw material" MG- oder EG-Si gemeint ist, ist unklar. Nach der folgenden Überlegung muss jedoch angenommen werden, dass lediglich der EG-Si-Bedarf gemeint ist: Würde aus dem ganzen Einsatzmaterial ohne Verluste eine hypothetische, 16 g schwere, 10 ¥ 10 cm p-Si-Zelle gefertigt, wäre sie 660 mm dick. In <Hagedorn et al. 1992 a> wird für eine 350 mm dicke Solarzelle mit einer Fläche von 98 cm² und einem Nettogewicht von 8 g dagegen 129.4 g MG-Silizium benötigt, was einer Ausbeute von ca. 6% entspricht. Es scheint unwahrscheinlich, dass die Fertigung bei Kyocera aus 16 g MG-Si eine 100 cm² grosse Solarzelle herstellen könnte. Somit ist mit den oben angegebenen 16 g "raw material" wahrscheinlich EG-Si gemeint. In <Strese et al. 1988, p.19> wird für eine 450 mm dicke Scheibe 17.94 g EG-Silizium verwendet, was diese Schlussfolgerung stützt.

Prozess	Energieaufwand der Fertigung bei Kyocera 1990	Prozessenergieangaben der Fertigung bei AEG ca. 1991
"raw material"	2.07 kWh pro Zelle vermutl. EG-Si, somit 129 kWh/kg	13.9 kWh/kg MG-Si keine Angaben zu EG-Si
"casting & slicing"	1.57 kWh pro Zelle	1.7 kWh pro Zelle (inkl. Hilfsenergie)
"cell"	1.28 kWh pro Zelle	1.4 kWh pro Zelle
"module" (Panel)	2.29 kWh pro Zelle (36 Zellen / Panel; 82.4 kWh pro Panel)	0.25 kWh pro Zelle (40 Zellen / Panel; 3.8 kWh pro Panel)

Tab. XII.12.26: Prozessenergieangaben der p-Si Panelherstellung bei Kyocera, Stand 1990, <Linton 1993>. Zum Vergleich sind die Prozessenergieangaben der p-Si Panelherstellung nach <Hagedorn et al. 1992 a> angegeben.

Um die Fertigung in Japan korrekt zu berücksichtigen, wäre es nötig, den spezifischen Strommix von Japan zu verwenden, welcher sich im Vergleich zu Europa (UCPTE) durch einen höheren hydraulisch und nuklear erzeugten Stromanteil auszeichnet <Schwarz et al. 1992, p. 26.>. In der vorliegenden Arbeit wird darauf verzichtet und für alle Stromaufwendungen der europäische Strommix verwendet, da in der vorliegenden Arbeit keine Bilanzierung von nicht-UCPTE Strom vorgenommen wird.

Literaturverzeichnis

- Aufdenblatten et al. 1996 S. Aufdenblatten, L.Ciseri, "Ökobilanz von Photovoltaikstrom unter Berücksichtigung von Änderungen der technologischen Randbedingungen", Diplomarbeit an der ETH Zürich, 1996
- Anderegg 1993 telephonische Mitteilung vom 25.4.1993 von E.Anderegg, Tritec AG, Bern (Generalvertretung Kyocera CH)
- ATALZ 1988 Amt für technische Anlagen und Lufthygiene des Kanton Zürich, "Fakten und Meinungen. Ästhetik, Wirtschaftlichkeit und Erntefaktor von Sonnenenergieanlagen", 1988
- Bähler 1993 Briefliche Mitteilung vom 26.1.1993 und telephonische Mitteilung vom 3.4.1993 von Th. Bähler, TNC Consulting, Chur
- Bähler et al. 1990 Th. Bähler, L.Clavadetscher, Th. Nordmann, "Resultate der einjährigen PV-Messkampagne an vier unterschiedlichen Anlagestandorten im Alpenquerschnitt" in <SOFAS 1990, p. 269-275>
- Bariou et al. 1985 R. Bariou, D. Lecamus, F. Le Henaff, "Albedo-Reflectance" Dossiers de Teledetection Vol. 5 (Septembre 1985), p. 5, Presses universitaires de Rennes, Rennes (F)
- Baumann 1993 persönliche Mitteilung vom 21.6.93 von A.E.Baumann, Newcastle-upon-Tyne, England sowie A.E.Baumann, R.Hill, "External Costs/Benefits of Energy Technologies"; CEC-Report, Newcastle-upon-Tyne, England, 1991
- Blum 1990 W. Blum, "Überblick über die Photovoltaik-Netzverbundanlagen in der Schweiz", in <SOFAS 1990, p. 15-17>
- Brocksiepe 1978 H.G. Brocksiepe, "Holzverkohlung" in Ullmanns Encyklopädie der technischen Chemie, 4. Auflage, Band 12, p. 703-708, VCH Publishers, Basel, Amsterdam, New York, 1978
- Brunschweiler 1993 telephonische Mitteilung vom 16.3.1993 von Hrn. Brunschweiler, Zetter Solar
- CRC 1985 "CRC Handbook of Chemistry and Physics", 66th Ed., CRC Press Inc., Boca Raton, Florida
- Degen et al. 1991 M.Degen, U.Vogt, "ERZ und ORZ der Solaranlage Biel", Semesterarbeit, Laboratorium für Energiesysteme (LES), Institut für Energietechnik, ETH Zürich, Sommersemester 1991
- DeMeo 1989 E.A. DeMeo, "Photovoltaik-Anwendungen in den USA: Stand, Ausblick, Auswirkungen" in <Jäger et al. 1990, p. 116-124>
- Energie 1996 persönliche Mitteilung vom 17.5.96 von Energie-Büro (C. Meier), Zürich
- Gabriel 1993 telephonische Mitteilung vom 4.6.1993 von Hrn. Gabriel, Wyss AG, Littau
- Goward 1987 S.N. Goward, "Albedo and Reflectivity" Encyclopedia of Earth Sciences Vol. XI "The Encyclopedia of Climatology", p. 39-42, J.E. Oliver, R.W. Fairbridge (Eds.), Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1987
- Götz et al. 1993 persönliche Mitteilung vom 25.5.93 von M. Götz, S.Satjah, Institut de mircotechnique, Universität Neuchâtel
- Häberlin 1991 H. Häberlin, "Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz", AT Verlag, Aarau, 1991
- Hächler et al. 1990 R. Hächler, Th. Nordmann, "Die 100 kW-Netzverbundanlage NI3" in <SOFAS 1990, p.249-254>
- Hächler 1993a Fax vom 6.3.1993 von R.Hächler, TNC Consulting AG, Chur
- Hächler 1993b telephonische Mitteilung vom 24.5. 1993 von R. Hächler, Ars Solaris, Chur; ehem. Mitarbeiter der TNC Consulting AG, Chur
- Hagedorn 1992 G. Hagedorn, "Kumulierter Energieaufwand von Photovoltaik- und Windkraftanlagen", IfE-Schriftenreihe, Heft Nr. 25, 1. Auflage, TU München, Technischer Verlag Resch KG, 1992
- Hagedorn 1993 telephonische Mitteilung vom 28.4.1993 von Gerd Hagedorn, Siemens AG, D-Erlangen
- Hagedorn et al. 1989 a G. Hagedorn, H. Kuhn, "Verfahrensbeschreibung und energetische Untersuchungen bei Siemens AG, UB Bauelemente/Solarzellenfertigung" (051.18) Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München, Juli 1989
- Hagedorn et al. 1989 b G. Hagedorn, S. Lichtenberger, H. Kuhn, "Kumulierter Energieverbrauch für die Herstellung von Solarzellen und Photovoltaischen Kraftwerken" Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München, 1989
- Hagedorn et al. 1992 a G. Hagedorn, E. Hellriegel, "Umweltrelevante Masseneinträge bei der Herstellung von Solarzellen; eine vergleichende Analyse konventioneller und ausgewählter neuer Verfahren unter Berücksichtigung der Einsatzstoffe und Prozessketten sowie der Entsorgungs- und Recyclingmöglichkeiten - Endbericht, Teil I: Konventionelle Verfahren", Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München, Februar 1992
- Hagedorn et al. 1992 b op.cit., "Teil II: Alternative Verfahren"

- Hassmann et al. 1991 K. Hassmann, W. Keller, D. Stahl *"Perspektiven der Photovoltaik"*, BWK 43 (1991), Nr.9, p. 103-112
- Hill 1993 persönliche Mitteilung von R.Hill, Newcastle-upon-Tyne, England
- Hirtz et al. 1993 W.Hirtz, W.Huber, G.Kolb, *"Angewandte Systemanalyse Nr.67: Umweltvorsorgeprüfung bei Forschungsvorhaben - Am Beispiel von Photovoltaik - Band 6: Praktische Durchführung"*, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Bericht Forschungszentrum Jülich, Deutschland, Mai 1993
- Jäger 1986 F. Jäger (Hrsg.), *"Photovoltaik - Strom aus der Sonne"*, 1.Auflage, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1986
- Jäger et al. 1990 F. Jäger, A. Räuber (Hrsg.), *"Photovoltaik, Strom aus der Sonne - Technologie, Wirtschaftlichkeit und Marktentwicklung"*, 2.Auflage, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1990
- Kessler 1993 telephonische Mitteilung vom 7.6.1993 von Hrn. Kessler, Montana AG, Vilmergen
- Knaupp 1991 W.Knaupp, *"Erfahrungen mit netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen"*, BKW 43(1991), Nr.3, p.113-120
- Kreienbühl et al. 1991 C. Kreienbühl, B. Schmocker, *"ERZ und ORZ des Solarkraftwerkes PHALK"*, Semesterarbeit, Laboratorium für Energiesysteme (LES), Institut für Energietechnik, ETH Zürich, Sommersemester 1991
- Kühne et al.1992 H.-M. Kühne, H. Aulich, *"Solar Energy Systems - Assessment of present and future potential"* in Energy Policy 20 (1992), Nr.9, p. 847-860
- Kuwano 1992 Y. Kuwano, *"Photovoltaic Cells"* in Ullman's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Vol. A20, p. 161-180, VCH Publishers, Basel, Amsterdam, New York, 1992
- Kyocera 1993 Fax von Hrn. Y. Tsuji, Kyocera Corp., Kyoto, Japan vom 16.4.1993
- Linton 1993 Mitteilung vom 19.2.1993 von W. Linton der LINTECH, Chesières-CH und eigene Umrechnungen
- Meier 1993 telephonische Mitteilung vom 4.6.1993 von Hrn. Meier, Alpha Real, Zürich
- Minder et al. 1991 R. Minder, J.-L. Leidner, *"Das Potential photovoltaischer Anlagen in der Schweiz"*, Bulletin SEV/VSE 82(1991), Nr.16, p. 35-37
- Moser 1992a R. Moser, *"Energiestatistik von Photovoltaikanlagen"*, Bulletin SEV/VSE 83(1992), Nr.10, p. 26-30
- Moser 1992b R.Moser, *"Jahresbericht 1992 - Energiestatistik und Erfolgskontrolle Photovoltaik"*, Alpha Real AG, Zürich, 4.12.1992
- Moser 1993 telephonische Mitteilung vom 8.5.1993 von R.Moser, Alpha Real AG, Zürich
- Nordmann 1992 Th. Normann, *"Der Photovoltaikmarkt in der Schweiz"*, Bulletin SEV/VSE 83(1992), Nr.10, p. 21-24
- Nordmann et al. 1991 T. Nordmann, L. Clavadetscher, R. Hächler, *"Betriebserfahrungen mit der Photovoltaikanlage an der N13"*, Bulletin SEV/VSE 82(1991), Nr.10, p. 19-24
- Plättner 1990 R.D. Plättner, *"Amorphe Dünnschicht-Solarzellen"* in <Jäger et al. 1990, p. 46-61>
- Prinz et al.1992 H. Prinz, M. Real, W. Müller et al. *"Photovoltaik für Dachdecker - Grundlagen, Systemübersicht und Ausführung"*, (Vernehmlassungsausgabe 20. 11. 1992), Bundesamt für Konjunkturfragen, (BfK) Programm "PACER"
- Real et al. 1991 M.Real, D.Spreng, *"Energieaufwand zur Herstellung von Solarzellen - Besprechung eines Forschungsberichtes"*, Bulletin SEV/VSE 82(1991), Nr.10, p. 11-15
- Real 1992 M.G. Real, *"Statusanalyse der Solarzellen-Technologien"*, Schlussbericht BEW, Ingenieurbüro Alpha Real AG, Zürich, 30.9.1992
- Real 1993 Mündliche Mitteilung Markus Real, Ingenieurbüro Alpha Real AG, Zürich, 26.Januar 1993
- Roesler et al. 1992 R. Roesler, W. Zittel, *"Externe Effekte bei einem umfassenden System der Photovoltaikwirtschaft"* Prognos-Schriftenreihe *"Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung"*, Band 3, April 1992, Prognos AG, Basel
- Rusterholz 1993 telephonische Mitteilung vom 14.4.1993 von Hrn. Rusterholz, Solution AG
- Schäfer 1985 U. Schäfer, *"Messungen und Auswertungen an mehreren bestehenden Bauten mit aktiver und passiver Ausnutzung der Sonnenenergie"* Schlussbericht, Institut für Hochbautechnik, ETH Zürich, Verlag der Fachvereine, Zürich, 1985
- Schuler 1993 telephonische Mitteilung vom 4.6.1993 von Hrn. Schuler, Emilio Stecher Steinplattenfabrik, Gisikon

- Schwarz et al 1992 U.Schwarz, M. Keller, *"ERZ und ORZ einer 3kW-Photovoltaikanlage"*, Semesterarbeit, Laboratorium für Energiesysteme (LES), Institut für Energietechnik, ETH Zürich, Wintersemester 1991/92
- Shah et al. 1990 A. Shah, R. Tschärner *"Photovoltaik «Panel» - Stand der Technik und Perspektiven"* in <SOFAS 1990, p. 19-30>
- Shah et al. 1991 A. Shah, R. Tschärner, *"Technologien für Solarzellen und Solarmodule"*, Bulletin SEV/VSE 82(1991), Nr.23, p. 11-20
- SOFAS 1990 *"Photovoltaik-Nutzung 1990"*, Fachtagung am 20.1.1990 der SOFAS an der ETH Zürich, INFOSOLAR Dokumentationsstelle für Sonnenenergie, Brugg, 1990
- SOFAS 1994 SOFAS - Markterhebung 1994 - Sonnenkollektoren & Photovoltaikmodule im Jahre 1994, Zürich
- Staudacher 1993 telephonische Mitteilung vom 4.6.1993 von Hrn. Staudacher, Staudacher und Söhne AG, Zürich
- Strese et al. 1988 D. Strese, J. Schindler, *"Kostendegression Photovoltaik - Stufe 1: Fertigung multikristalliner Solarzellen und ihr Einsatz im Kraftwerksbereich"*, BFT-Forschungsbericht, 20. Mai 1988, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
- Sutter 1993 telephonische Mitteilung vom 24.2.1993 von D. Sutter, Glas Trösch
- Theissl 1993 telephonische Mitteilung vom 4.6.1993 von Fr. Theissl, Zürcher Ziegeleien, Zürich
- Wiest 1993 telephonische Mitteilung vom 13.4.1993 von M. Wiest, Schweizer Metallbau AG



Teil XIII

Windkraft

Bearbeitung

Ursula Bollens

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Der Teil "Windkraft" wird mit dieser Auflage neu in die "Ökoinventare von Energiesystemen" aufgenommen. Die Inventarisierung basiert auf der Semesterarbeit von Frank Scholzen, der die Umsetzung seiner Arbeit wohlwollend unterstützte.

Folgenden weiteren Personen sei herzlich gedankt: Kaspar Merten vom Ökozentrum Langenbruck, der die Betriebsdaten der bilanzierten Windanlagen zur Verfügung stellte, Robert Horbaty (ENCO Energie-Consulting) für seine allgemeinen Informationen zum Thema Windenergie in der Schweiz und Martin Arnold, Bauunternehmer Simplon Dorf, für die Präzisierungen bezüglich der Bauarbeiten auf dem Simplon.

Zusammenfassung

Ausgehend von einer detaillierten Analyse der Windkraftanlage Simplon werden auch für die Standorte Sool und Grechenberg Ökoinventare erstellt. Dabei werden die effektiven Erträge der verschiedenen Standorte berücksichtigt. Diese sind – auf die installierte Leistung bezogen – gegenüber Anlagen an windreichen Standorten (Nord-, Ostsee) rund 50 % tiefer. Die Einsatzzeit der bewegten Teile wird mit 20, diejenige der nicht bewegten Teile mit 50 Jahren angenommen.

Pro TJ Elektrizität werden im Schnitt rund 11 Tonnen Material eingesetzt, rund die Hälfte davon Kies. Die CO₂-Emissionen belaufen sich je nach Anlage auf 7'200-17'000 kg/TJ. Insgesamt werden zwischen 0.10 und 0.22 TJ nichterneuerbare Energieträger pro TJ_e benötigt und in Feuerungen oder Kraftwerken eingesetzt.

Die Materialherstellung verursacht in den meisten Fällen die höchsten Anteile der Gesamtemissionen des Systems. Neben Stahl und Gusseisen steuern Kupfer (SO_x) und Zement (CO₂) bedeutende Anteile bei.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Zusammenfassung	ii
Inhaltsverzeichnis	iii
1. Einleitung.....	1
1.1 Windenergie: Eine uralte Energiequelle	1
1.2 Installierte Leistung und Potential in der Schweiz	1
1.2.2 Windanlagen in der Schweiz.....	1
1.2.2 Potential	2
1.3 Energiegestehungskosten.....	2
2. Grundlagen der Windenergienutzung.....	3
2.1 Technik einer horizontalachsigen Windkraftanlage.....	3
2.2 Die Anlage auf dem Simplon.....	4
3. Prozessschritte.....	6
3.1 Bau und Betrieb der Anlage Simplon	6
3.1.1 Turm	6
3.1.2 Fundament	7
3.1.3 Montage	8
3.1.4 Rotor.....	8
3.1.5 Weitere Elemente: Gondel, Elektrotechnik und Netzanschluss ...	9
3.1.6 Betrieb	11
3.2 Bau und Betrieb der Anlage Sool.....	12
3.3 Bau und Betrieb der Anlage Grenchenberg.....	12
3.3.1 Turm	12
3.3.2 Fundament und Montage	13
3.3.4 Rotor.....	13
3.3.5 Weitere Elemente	14
3.3.6 Betrieb	14
3.4 Ertrag der drei bilanzierten Anlagen	15
3.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte	15
4. Verknüpfung der Prozessschritte.....	16
5. Resultate.....	17
5.1 Ressourcen, Energie, Material und Transport.....	21
5.1.1 Nichtenergetische Ressourcen	21
5.1.2 Energetische Ressourcen	22
5.1.3 Materialien.....	22
5.1.4 Transporte.....	22
5.2 Emissionen in Luft und Wasser	23
5.2.1 Luftemissionen	23
5.2.2 Wasseremissionen.....	24
5.3 Abfälle	25
Literaturverzeichnis	27

1. Einleitung

1.1 Windenergie: Eine uralte Energiequelle

Wenn wir heute von neuen Energiequellen sprechen, denken wir an Sonnen-, Wind-, Wellen-, Gezeiten-, Laufwasserenergie oder Erdwärme. Aber das Wissen um die Existenz dieser Kräfte ist nicht neu. Neu ist lediglich der Versuch, diese mit modernen Technologien zu nutzen. Aber auch bei dieser Betrachtung fallen Wind und Wasser aus dem Rahmen. Sie sind die ältesten Energiequellen, die der Mensch je zur Erzeugung von mechanischer Energie genutzt hat. Windmühlen und Wasserschöpfeinrichtungen zählen zu den ältesten Maschinen überhaupt, der Beginn der Segelschifffahrt ist historisch kaum zu ermitteln.

Nach alten Überlieferungen waren die ersten Windmühlen vor ca. 3000 Jahren in Alexandria zu sehen. In Europa begann die Windkraftnutzung im 9. Jh. n. Chr. in England, im 12. Jh. in Frankreich und ein Jahrhundert später in Holland, wo sie ihre Blütezeit erlebte. Ihre damaligen Zwecke waren unter anderem Getreide mahlen, Holz sägen, Wasser pumpen oder Zuckerrohr auspressen. Man schätzt, dass Ende des vorigen Jahrhunderts allein in Holland über 10'000 Windmühlen in Betrieb waren, die grössten mit einer Leistung von 50kW.

Der Vormarsch der Dampfmaschine und später der Elektroenergie beendete dann die Vormachtstellung der Windkraft. Zwar wurde die Windenergie ab den 20er Jahren für die Stromherstellung verwendet, war aber punkto Herstellungskosten überhaupt nicht konkurrenzfähig. Erst mit der Ölkrise in den 70er Jahren wurde sie wieder ein Gesprächsthema.

Ende der 70er Jahre wurden die Grossanlagen der ersten Generation entwickelt, z. B. der deutsche GROWIAN (3 MW, 100 m Rotordurchmesser). Doch grosse technische Probleme machten den Betrieb solcher Mammutanlagen gänzlich unwirtschaftlich.

In Kalifornien, weltweit grösster Windenergieproduzent, errichtete man darum Windfarmen mit einer Vielzahl von Anlagen von 25 bis 100kW Nennleistung, die als Serienprodukte auch zuverlässig genug waren. In Europa, insbesondere im Vorreiterland Dänemark, bevorzugt man eher Anlagen von einigen 100kW bis zu 1 MW, da man weniger mit geeigneten Flächen gesegnet ist.

1987 wurden weltweit 18'000 Anlagen grösser als 10kW erfasst. Davon stehen 16'000 in Kalifornien, die bei einer installierten Leistung von 1400MW ca. 2000 GWh jährlich produzieren. In Dänemark stehen ungefähr 1500 Anlagen mit einer Totalleistung von 140MW.

1.2 Installierte Leistung und Potential in der Schweiz

1.2.2 Windanlagen in der Schweiz

1996 sind in der Schweiz 7 netzgekoppelte Anlagen in Betrieb. Die Anlagen Sool und Simplon bestanden bereits 1991, die anderen wurden in den letzten fünf Jahren erstellt. Der Betrieb eines Darrieus-Rotor in Martigny wurde in der Zwischenzeit eingestellt. Alle Anlagen sind horizontalachsiger (2- oder 3-flügelig, Tab. XIII.1.1).

Standort	Nennleistung [kW]
Sool (Jura)	28
Simplon	30
Grenchenberg	150
Wyssacher (Emmental)	10
Sursee	5
Winterthur	3
Chürstein (Appenzell)	80

Tab. XIII.1.1: In der Schweiz installierte netzgekoppelte Windanlagen.

Als weitere Anlagen sind heute etwa 50 kleine, nicht netzgekoppelte "Inselanlagen" in Betrieb (früher waren es mehr).

1.2.2 Potential

Die EGES-Studie Windenergie <EGES 1987> weist im Ausstiegsszenario ein technisch nutzbares Potential von 1800 Anlagen aus, die etwa 1.6% des Schweizer Stromverbrauchs des Jahres 1984 decken (2400 TJ/a). Nach <Horbaty 1996> müssen diese Aussagen heute relativiert werden, denn das Schwergewicht der eingesetzten Anlagen lag damals auf 75, bzw. 150 kW-Anlagen. Heute sind grössere Anlagen mit 500-600 kW weit verbreitet. Dadurch wird der Energieertrag pro Standort massiv gesteigert und die Stromgestehungskosten deutlich gesenkt. Eine Studie, die das effektive Potential für die Schweiz unter Berücksichtigung der heutigen Rahmenbedingungen aufzeigt, existiert zur Zeit nicht.

Hemmnisse in der Entwicklung von Windprojekten wurden im Rahmen des P+D-Programmes "Wind" mittels einer Umfrage unter Windenergieinteressierten in der Schweiz zusammengetragen. Darin werden folgende Hemmnisse genannt <Horbaty 1996>:

- fehlende Kenntnisse über die Möglichkeiten der Windenergienutzung unter den schweizerischen Rahmenbedingungen
- teure Vorabklärungen über die Windverhältnisse nötig
- keine klaren Richtlinien zu den gesetzlichen und planerischen Rahmenbedingungen seitens der Bewilligungsbehörden (Geräusche, Natur- und Heimatschutz)

Windanlagen liegen häufig weitab der Verbrauchszentren. Die dortigen Elektrizitätswerke sind nur beschränkt in der Lage, 16 Rp./kWh für Stromeinspeisungen zu bezahlen.

1.3 Energiegestehungskosten

Eine für dieses Projekt nicht relevante Frage, die aber doch von grossem allgemeinen Interesse ist, sind die Kosten der Windenergie. Sie soll kurz angeschnitten werden.

- In Windparks entlang den Küsten Deutschlands wird zu 12 Pf./kWh Strom generiert, während in Binnenland-Windparks (vergleichbar mit dem Jura) mit etwa 18 Pf./kWh gerechnet wird <Kleinkauf 1996>.
- Die momentan grösste in der Schweiz betriebene Einzelanlage (Grenchenberg) produziert Elektrizität zu 57 Rp./kWh. Die BKW Energie AG rechnet für ihre drei geplanten 600 kW-Anlagen im Jura (Inbetriebnahme 1996) mit Stromgestehungskosten von 30 Rp./kWh <Horbaty 1996>.

2. Grundlagen der Windenergienutzung

Bei der Nutzung der Windenergie wird die kinetische Energie der anströmenden Luft zur Rotation der Flügel (= Rotor) ausgenutzt und die so erzeugte mechanische Arbeit von einem Generator in elektrische Leistung umgewandelt.

Leider kann dem Wind nicht seine ganze kinetische Energie entzogen werden, denn kinetische Energie entziehen bedeutet, dass die Luftgeschwindigkeit nach der Windturbine kleiner sein muss als davor. Zu kleine Geschwindigkeit nach der Turbine zöge jedoch einen "Windstau" hinter der Anlage nach sich, infolge dessen sich die Anströmgeschwindigkeit verringern würde. Zu grosse Geschwindigkeit hinter der Windturbine heisst aber schlechte Ausnutzung des Windenergieangebotes. Man kann zeigen, dass das optimale Geschwindigkeitsverhältnis hinter / vor dem Windrad $1/3$ beträgt. Dies ergibt für ein frei umströmtes Windrad einen maximalen idealen Energieausnutzungsgrad von 59.3%. Das Handicap der Windenergienutzung sind dabei die geringe Energiedichte des Angebotes, bedingt durch die sehr geringe Dichte des Energieträgers Luft, und das zeitlich sehr stark schwankende Energieangebot, das zudem völlig unabhängig ist von der jeweiligen Nachfrage. Vorteilhaft ist jedoch die Tatsache, dass etwa zwei Drittel des Jahresertrages (Erfahrungen auf dem Sool) in den nachfragestarken Wintermonaten anfallen.

2.1 Technik einer horizontalachsigen Windkraftanlage

Die Übertragung der Energie vom Wind an die Turbine erfolgt am **Rotor**. Bei der Stromherstellung, wo eine möglichst hohe Drehzahl erwünscht ist, sind dies heute meist wenigflüglige (ein-, zwei-, oder dreiflüglige), schnellaufende Rotoren, deren aerodynamisch optimierte Flügel den Auftriebseffekt der Strömung ausnutzen. Um an diesen grossen rotierenden Teilen die Fliehkräfte in Grenzen zu halten, werden die Rotorblätter heute zumeist aus leichten Faserverbundwerkstoffen hergestellt. Diese hochwertige mechanische Rotationsenergie wird von den Blättern über eine Nabe an die **Rotorwelle** übertragen. Da der Rotor wegen der begrenzten Blattspitzengeschwindigkeit generell langsam dreht (je nach Grösse 15 bis 200 U/min.), bei den **Generatoren** aus Gewichtsgründen jedoch schnellrotierende, d.h. wenigpolige bevorzugt werden, muss auf jeden Fall noch ein **Getriebe** zwischengeschaltet werden. Als Generatoren für den Netzbetrieb können sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren verwendet werden. Den billigeren und einfachen Asynchrongenerator trifft man in der Praxis am häufigsten an. Zusätzlich zu diesen Bauteilen sind noch eine **Kupplung** und eine mechanische **Bremse** vorhanden, die entweder als Betriebs- oder als Notfallbremse installiert ist.

Dieser gesamte Maschinensatz wird in der sogenannten **Gondel** zusammengefasst, eine selbsttragende Konstruktion, die oben am Turm angebracht, über ein Lager in die Windrichtung gedreht wird. Diese Windnachrichtung des Rotors kann je nach Konstruktion durch Ausnutzung aerodynamischer Kräfte oder durch einen Zwangsantrieb erfolgen.

Turm und **Fundament** schliessen die Anlage nach unten ab. Bei kleinen und mittleren Anlagen besteht der Turm meist aus Stahl. Das Problem der Turmauslegung liegt hauptsächlich in der schwingungsdynamischen Dimensionierung.

Windkraftanlagen benötigen im allgemeinen eine **Regel- und Steuereinrichtung** zur Begrenzung der Rotordrehzahl und der Leistung, um die Anlage vor Überlast bei starkem Wind oder bei Störfällen zu schützen. Da bei Netzanlagen die Drehzahl durch die Netzfrequenz festgelegt wird, werden sie im Betrieb leistungsgeregelt. Die Leistungsregelung erfolgt entweder passiv, indem die Rotoren so ausgelegt sind, dass bei höheren Windgeschwindigkeiten und damit geänderten Anströmwinkel der Blätter die Strömung abreisst und die abgegebene Leistung damit begrenzt bleibt (Stall-Regelung). Diese Leistungsaufnahme in Funktion des Anstellwinkels kann auch durch eine aktive Blattverstellung (Rotation um seine Längsachse) zur Leistungsbegrenzung genutzt werden.

Bei zu hohen Windgeschwindigkeiten (20-26 m/s, je nach Typ), muss die Windanlage aus Sicherheitsgründen abgestellt werden.

2.2 Die Anlage auf dem Simplon

In der Tabelle XIII.2.1. sind die Kennzahlen der Simplonanlage zusammengestellt:

Auslegung	Einschaltgeschwindigkeit	4 m/s ¹
	Nenngeschwindigkeit	11.4 / 7 m/s ¹
	Abschaltgeschwindigkeit	20 m/s ¹
	Nennleistung	30 / 8.5 kW
Rotor	Durchmesser	12.5 m
	Anzahl der Blätter	2
	Nenn Drehzahl	92 / 46 U/min.
	Anordnung zum Turm	leeseitig
Rotorblatt	Nabenhöhe	22.4 m
	Länge	6100 mm
	Tiefe	420 mm
	Profil	FX 84-140/218
Windrichtungsnachführung	Material	GFK-Epoxid
	Gewicht	73 kg pro Blatt
	Getriebe	passiv durch aerodynamische Kräfte
	Übersetzung	schrägverzahntes, zweistufiges Stirnradgetriebe
Generator	Übersetzung	1:16.3
	Polumschaltbarer Asynchrongenerator	
	Nennspannung	380 V
	Nennfrequenz	50 Hz
Turm	Nennleistung	30 / 8.5 kW
	Bauart	achteckiges, konisches Rohr
	Material	8 mm starkes, feuerverzinktes Stahlblech
	Höhe	22 m

Tab. XIII.2.1: Charakterisierung der Windanlage Simplon.

Betriebsführung

Im Windbereich unter 4 m/s läuft die Anlage auf stand by. Der Rotor kann frei drehen und wird so als Anemometer benutzt. Hat der frei laufende Rotor eine Drehzahl erreicht, die der Einschaltgeschwindigkeit entspricht, erfolgt ein etwa zweiminütiger Anfahrvorgang. Die Anlage ist nun ans Netz angeschlossen und gibt elektrische Leistung auf der kleinen Drehzahl ab. Bei Windgeschwindigkeiten von über 7 m/s geht die Anlage durch Verändern der Polzahl des Generators auf die grössere Drehzahl über. Im Bereich 4 m/s bis zur oberen Nenngeschwindigkeit von 11 m/s ist die Leistungsabgabe im idealen Fall proportional zur Windgeschwindigkeit hoch drei, real liegt sie bedingt durch Umschaltvorgänge und zeitverzögerten Regelvorgängen etwas unter diesem Wert. Bei Windgeschwindigkeiten von über 11 m/s wird die Leistung dann ungefähr konstant auf 30 kW durch die aktive Blattverstellung geregelt. Bei über 20 m/s wird die Anlage aus Sicherheitsgründen abgestellt. In Fig. XIII.2.1 ist der Leistungsverlauf in Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt.

¹ Diese Zahlenangaben spiegeln in etwa das Verhalten der Anlage wider. Die Regelung der Anlage erfolgt via Drehzahl oder Leistung, so dass die Angaben über Windgeschwindigkeiten rein illustrativer Natur sind

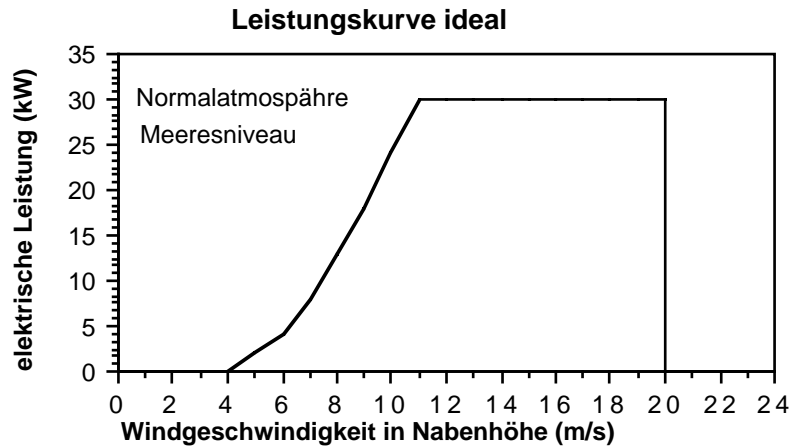


Fig. XIII.2.1: Ideale Leistungskurve der Simplon-Windanlage.

Hydraulikanlage

Blattverstellung sowie Rotor- und Gondelbremse werden hydraulisch betätigt. Die gesamte Hydraulik ist in einem kompakten Modul zusammengefasst und am Maschinenträger angeflanscht.

Fundament

Der Turm ist in einem massiven Betonfundament verankert. Die sichtbare Fundamentoberfläche beträgt zwei mal zwei Meter. Unterhalb des Erdniveaus ist das Fundament etwas breiter.

3. Prozessschritte

Drei Anlagen werden bilanziert, wobei für die Simplon-Anlage exakte Daten zum Bau vorhanden sind. Die zwei anderen Anlagen werden in Anlehnung an diese Daten bilanziert. Tab. XIII.3.1 gibt einen Überblick über die Bauweisen der drei Anlagen.

		Simplon	Sool	Grenchenberg
Nennleistung	[kW]	30	30	150
Inbetriebnahme		1990	1986	1994
Turmhöhe	[m]	22	18	30
Rotordurchmesser	[m]	12.5	12.5	23.8
Anzahl Flügel	[Stk]	2	2	3

Tab. XIII.3.1: Kenngrößen der bilanzierten Anlagen.

3.1 Bau und Betrieb der Anlage Simplon

Die Angaben basieren auf der Semesterarbeit von F. Scholzen 1991 <Scholzen 1991> und der Arbeit von <Hagedorn 1991>, in der er den kumulierten Energieverbrauch verschiedener Windanlagentypen darstellt.

3.1.1 Turm

Der Turm ist ein achteckiges, konisches Rohr aus 8 mm starkem feuerverzinktem Stahlblech. Die Höhe des Turmes misst 22 m, die mit Farbe behandelte Oberfläche 74 m². Hergestellt wurde der Turm in Husum (Schleswig-Holstein) und von dort auf den Simplon transportiert <Scholzen 1991>.

Der Turm hat ein Gewicht von 4845 kg und ist mit einem 440 kg schweren Stahlfuss im Fundament verankert <Husumer Schiffswerft 1991>.

Der Zinkverbrauch für die Feuerverzinkung bei einer Schichtdicke von 85 mm beträgt 0.75 kg Zink pro m² <Scholzen 1991>. Damit ergibt sich ein Zinkverbrauch von 90 kg. Der Zinkverbrauch und die beim Verzinken entstehenden Emissionen werden über die verzinkte Fläche von zweimal (beidseitige Verzinkung) 74 m² mit dem Modul "Stückverzinkung [m²]" bilanziert. Da dieses Modul von einer Schichtdicke von 65 mm ausgeht, wird die Differenz über das Modul "Stückverzinkung Korrektur [mm]" addiert.

Für den Aussenanstrich des Turmes nimmt <Hagedorn 1991> einen Bedarf von 0.25 kg Farbe pro m² an und 2 Anstriche. Somit werden 37 kg Farbe, bilanziert als Alkydharzlack, verwendet.

Es wird angenommen, dass am Turm das MAG-C-Verfahren, das häufigste Schweißverfahren, angewendet wurde. Dabei wird als Schutzgas CO₂ verwendet. Der CO₂-Bedarf beträgt 16 Liter pro Minute. Als CO₂ wird meist Gas verwendet, das in der chemischen Industrie (Ammoniakherstellung) als Nebenprodukt anfällt. Es wird deshalb nicht bilanziert. Insgesamt sind 84 m Schweißnaht vorhanden, in verschiedenen Formen und Stärken. Pro Meter Schweißnaht gibt <Scholzen 1991> einen Energieaufwand von 0.376 kWh/m an (gewichteter Mittelwert über alle Nahttypen). Der Elektrodenverbrauch wird auf 14 kg geschätzt (Annahme: cadmiumfreies Hartlot). Die Emissionen pro Meter Naht sind in Tab. XIII.3.2 zusammengestellt.

emittierter Stoff	[g/m]
Partikel	0.84
CO	2.14
NO _x	0.007
Ozon	0.029

Tab. XIII.3.2: Beim Schweißen emittierte Stoffe (Pro Meter Naht). <MHEP 1983>.

Für den Transport des Stahls vom Walzwerk (Annahme 5285 kg Stahl aus dem Ruhrgebiet) nach Husum wurden 500 km zurückgelegt. Die Windkraftanlage legte von Husum auf den Simplon 1000 km zurück. Für die Transporte wird ein 40t Lastwagen angenommen.

Den Primärenergiebedarf zur Herstellung des Turmes gibt <Scholzen 1991> mit 0.17 TJ an, <Hagedorn 1991> mit 0.16 TJ (bezogen auf die Turmhöhe). In Ecoinvent ist der Energiebedarf zur Herstellung des Stahles bereits auf der Ebene der Basismaterialien einbezogen. Deshalb wird nur noch der Primärenergiebedarf zur Formung des Stahles pauschal mit 12.5 MJ Primärenergie (in Form von 45 % Öl, 45 % Gas und 10 % Strom) pro kg berücksichtigt.

Es wird angenommen, dass der Turmstahl bei Abbruch der Anlage dem Recycling zugeführt wird.

Turm 22 m	[Stk]	
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	5285	kg
Cadmiumfreies Hartlot	14	kg
Farbe ¹⁾	37	kg
Allg. Dienstleistung:		
Stückverzinkung	74	m ²
Stückverzinkung Korrektur mm	1480	mm
Transport:		
Transport LKW 40 t	7930	tkm
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0297	TJ
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	0.0297	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	0.00218	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Eisenoxidpartikel	0.071	kg
CO	0.18	kg
NO _x	0.00059	kg
Ozon ²⁾	0.0024	kg
Abwärme	0.00218	TJ

Tab. XIII.3.3: Materialaufwendungen und Emissionen bei der Herstellung eines 22m hohen Turmes einer Windanlage <Scholzen 1991>. ¹⁾ bilanziert als Alkydharzlack. ²⁾ Wird in Ecoinvent nicht verbucht

3.1.2 Fundament

Für das Fundament des Simplonturmes wurden 51 t Beton verwendet (rund 10 t pro t Turmgewicht). Für eine 300 kW-Anlage in Deutschland wurden in <Lewin 1993> 54 t bilanziert (2 t pro t Turm). Im Vergleich scheint also das Simplonfundament etwas überdimensioniert.

Zum Bau des Betonfundamentes der Grundfläche 2 x 2 m wurden 21.5 m³ Normalbeton verwendet, davon 2.2 m³ mit einem Zementanteil von 300 kg/m³ (PC 300) und 19.3 m³ mit 350 kg/m³ (PC 350). Für einen Kubikmeter Normalbeton werden dem Zement 120 Liter Wasser und 1900 kg Kies/Sand zugemischt. Beim Abfüllen der Betonbestandteile werden pro Kubikmeter Beton 100 g Staub emittiert <Scholzen 1991>. Die Armierungseisen wiegen 567 kg. Bei der Erstellung des Fundamentes mussten 34 kg eines Hochleistungsverflüssiger zugegeben werden. Es handelt sich dabei um eine wässrige Lösung einer formaldehydhaltigen Verbindung, die genaue Zusammensetzung dieses Stoffes ist jedoch nicht bekannt und sie wird nicht berücksichtigt. Zur Befestigung des Mastes wurden 8 Ankerseisen und 8 Haken (zusammen etwa 1800 kg Stahl) in den Fels eingelassen.

Die Windanlage beansprucht eine Fläche von 4 m². Für den Bau des Fundaments wurde im Umkreis von 6 m die Vegetation zerstört. Im Simplongebiet dürfte die Wiederbesiedlung einige Jahre in Anspruch nehmen.

Der Primärenergiebedarf summiert sich bei <Scholzen 1991> aus den PE-Beiträgen von Zement (3.821 MJ/kg), Kies (0.307 MJ/kg), Mischen (0.405 MJ/kg Beton). Daraus ergibt sich für das Fun-

dament 0.06 TJ. In <Hagedorn 1991> findet man Angaben zum PE-Bedarf in Abhängigkeit von Turmgewicht oder der installierten Nennleistung. Daraus lassen sich PE-Aufwände für die Simplon-Anlage zwischen 0.06 und 0.10 ableiten. Da im Beton und im Stahl die vorgelagerten Energien eingerechnet sind, kommt in der Bilanz nur die Primärenergie von 12.5 MJ/kg für die Formung des Stahls hinzu (in Form von 45 % Öl, 45 % Gas und 10 % Strom).

Die Transportaufwände werden mit den Standarddistanzen für Zement, Kies/Sand und Stahl abgeschätzt. Es wird angenommen, dass beim Abbruch der Anlage das Fundament und die Ankereisen im Boden bleiben. Es entstehen somit keine deponierbaren Abfälle

Fundament Simplon	[Stk]	
INPUT		
Ressourcen:		
Fläche II-IV	180	m ² a
Fläche II-III	6747	m ² a
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	2367	kg
Zement	7415	kg
Sand/Kies	40850	kg
Wasser	2580	kg
Transport:		
Transport LKW 28 t	1080	tkm
Transport Schiene	2160	tkm
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0133	TJ
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	0.0133	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	0.000976	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Partikel ¹⁾	2.15	kg
Abwärme	0.000976	TJ

Tab. XIII.3.4: Materialzusammenstellung für das Fundament der Windanlage Simplon <Scholzen 1991>.1) Staub beim Abfüllen der Betonbestandteile

3.1.3 Montage

Für den Aushub wurde gesprengt. Dazu wurden 10 kg Gelatine-Sprengstoff verwendet. Die Baumaschinen (Betonmischer, Kran, Kompressoren, ...) verbrauchten vor Ort zusammen 140 l Diesel (mit Dichte = 0.84 kg/l und Heizwert $H_u = 4.28 \times 10^7$ J/kg). Dazu kommt die An- und Rückfahrt der Baumaschinen ab Brig (2x20 km, Annahme: 4 Maschinen von 10 t auf einem 16 t LKW). Die Fahrten des Anlagebetreibers (Kt. Basel-Land) und die Fahrten zur Standortsabklärung sind nicht berücksichtigt.

Montage Simplon	[Stk]	
INPUT		
Basismaterialien:		
Sprengstoff	10	kg
Allg. Dienstleistung:		
Diesel in Baumaschine	0.00503	TJ
Transport:		
Transport LKW 16 t	1600	tkm
Transport PKW	400	pkm

Tab. XIII.3.5: Materialbedarf und Transporte für die Erstellung der Simplon-Windanlage <Scholzen 1991>.

3.1.4 Rotor

Der Rotordurchmesser beträgt 12.5 m. Jedes der beiden Blätter hat eine Länge von 6.1 m und ist aus 73 kg warmhärtendem GFK-Epoxid angefertigt. Das Verhältnis Glasfaser zu Kunststoff beträgt bei diesem Material 60 % zu 40 %. Das Epoxidharz ist eine Verbindung von Epichlorhydrin mit Stoffen, die alkoholische oder phenolische Hydroxylgruppen enthalten. Vereinfachend wird PE (HD) bilanziert. Das Epoxid-Glas besteht aus 52.4 % SiO_2 , 14.4 % $\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3$, 17.2 % CaO , 10.6 % Ba_2O_3 , 4.6 % MgO , 0.8 % $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$. Mit der Anbindung an das Modul "Flachglas unbeschichtet" werden der Ressourcenverbrauch und die Emissionen der Glasherstellung abgeschätzt. Es wird angenommen, dass der Rotor bei Abbruch der Anlage auf einer Reaktordeponie landet. Da das Glas inert ist, wird der entsprechende Anteil als Abfall in Inertstoffdeponie verbucht.

Mit den Angaben aus <Hagedorn 1991> ergibt sich ein mittlerer Primärenergieaufwand zur Herstellung dieses Rotors von 0.015 TJ, wovon 33 % auf Strom entfallen und 67 % auf Brennstoffe <Hagedorn 1991>. Hier werden nur die vorgelagerten Energien berücksichtigt, die bereits in den Modulen für Glas und Kunststoff bilanziert sind.

Für den Kunststoff werden 200 km Bahn und 100 km LKW eingesetzt, für das Glas 600 km Bahn und 100 km LKW.

Rotor 2-flügelig, Ø 12.5 m		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Flachglas unbeschichtet ¹⁾	87.6	kg
PE (HD) ¹⁾	58.4	kg
Transport:		
Transport LKW 40 t	15	
Transport Schiene	64	tkm
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Glas in Inertstoffdeponie	87.6	kg
Kunststoff in Reaktordeponie	58.4	kg

Tab. XIII.3.6: Materialaufwand zur Herstellung des Rotors <Scholzen 1991>. ¹⁾ eigentlich glasfaserverstärkter Kunststoff, der hier als 60 % Glas und 40 % Kunststoff angenähert wird.

3.1.5 Weitere Elemente: Gondel, Elektrotechnik und Netzanschluss

Oben am Turm ist die Gondel angebracht, die von einem GFK-Deckel geschützt im wesentlichen Getriebe und Generator enthält. Sie wird über ein Lager der Windrichtung nachgeführt. In Tab. XIII.3.6 sind die Bestandteile der Gondel zusammengestellt. Der Generator wiegt 245 kg und besteht aus 63 % Stahl, 24 % Grauguss, 7 % Kupfer und 6 % Aluminium <ABB 1991>. Es wird angenommen, dass die Rezyklingquote des Aluminiums 20 % beträgt. Schätzungsweise 80 % des Aluminiums werden nach Gebrauch wiederverwertet.

Bauteil	Material	Menge [kg]
Rotorblätter-Anschlussflansch	Stahl	2x 35
Rotornabe	Gusseisen	79
Blattlager	Stahl	2x 20.5
Verstellmechanik Rotorblätter	Stahl	27
Kupplung	Stahl	9.45
	Gummi	3.15
Getriebe	Gusseisen (Gehäuse)	130
	Stahl	100
Generator	Stahl	154
	Gusseisen	59
	Kupfer	17
	Aluminium	14.7
Hydraulik	Stahl	45
Bremssystem	Stahl	32
Windnachführung	Stahl	49
Gondelrahmen	Stahl	240
Verkleidung	GFK	2x 30
Kranträger	Stahl verzinkt ¹⁾	18

Tab. XIII.3.7: Zusammenstellung der in der Gondel untergebrachten Elemente der Windanlage Simplon. ¹⁾ Mangels Angaben zur Oberfläche dieses Stückes wird die Verzinkung vernachlässigt.

Die Blattverstellung sowie Rotor- und Gondelbremse werden hydraulisch betätigt. Die 12 Liter Hydrauliköl werden nach Gebrauch zu Brennstoff downzykliert.

Am Fusse des Turmes ist ein ca. 100 kg schwerer Elektronikschrank angebracht. Er enthält sämtliche Elektronik zur Messdatenerfassung sowie zur Steuerung und Regelung der Anlage. Leistungselektronik ist jedoch keine vorhanden. Die Hälfte des Gewichtes entfällt auf das Gehäuse (40kg Stahl, 6 kg Kunststoff, 4 kg PVC). Die 50 kg Elektronik werden wie im Kap. XIV aufgeteilt (Tab. XIII.3.8). Zu den 363 kg Stahl, die den beweglichen Teilen zugerechnet werden, kommen so noch 23 kg aus der Elektrotechnik.

Material	Gewichts-%	Menge für Elektronik Simplon
Kupfer	5.7	2.85
Zinn	0.9	0.45
Eisen	47	23
Blei	0.4	0.21
Nickel	0.18	0.09
Zink	0.14	0.07
Aluminium	0.08	0.04
Platin	6.72 E-4	0.000336
Kunststoff (als PE)	42	21
PVC	4	2
total	100	50

Tab. XIII.3.8: Materialaufteilung der 50 kg Elektronik.

Für die Verkabelung bis zum Netzanschluss wurden über eine Strecke von 120 m Kabel unterschiedlicher Stärke verlegt, insgesamt rund 220 kg Kupfer. Diverse Kunststoffe werden für Kabelisolationen (PVC), das Gehäuse des Schaltschranks (Annahme PP) und das Kabelschutzrohr (PE) verwendet, insgesamt 361 kg.

Es wird angenommen, dass das PE vollständig rezykliert wird. Das PVC in Kabeln wird zur Rückgewinnung des Kupfers verbrannt (Annahme KVA). Das PP gelangt auf eine Reststoffdeponie, ebenso der GFK-Deckel.

Der Energieaufwand zur Herstellung der Teile wird mit 12.5 MJ PE pro kg Stahl/Guss und 50 MJ PE pro kg Kupfer und Aluminium abgeschätzt.

Für den Transport wird angenommen, dass alle Elemente in Deutschland hergestellt wurden. Es werden für Metalle und Kunststoffe die Standarddistanzen Verbrauch in Europa eingesetzt und 1000 km Transport LKW 40t für den Transport Husum-Simplon addiert. In Tab. XIII.3.9 sind die Eingabedaten zusammengestellt.

Gondel und Netzanschluss Simplon		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Zinn	0.439	kg
Aluminium 0% Rec.	12	kg
Aluminium 100% Rec.	3	kg
Blei	0.207	kg
Glas (Flach-) unbeschichtet	36	kg
Gummi EPDM	3.15	kg
Gusseisen	268	kg
Heizöl EL ab Regionallager CH	0.012	t
Kupfer	245	kg
Nickel ab Anreicherung	0.0917	kg
PE (HD)	219	kg
Platin ab Anreicherung	0.000336	kg
Polypropylen	20	kg
PVC schlagfest	158	kg
Stahl niedriglegiert	556	kg
Stahl unlegiert	343	kg
Zink für Verzinkung	0.0679	kg
Transport:		
Transport LKW 40 t	2061	tkm
Transport Schiene	389	tkm
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0124	TJ
Erdgas in Industrieheizung >100kW	0.0124	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	0.00091	TJ
OUTPUT		
Abfälle:		
Kunststoffe in Reaktordeponie	44	kg
Elektronikabfälle	50	kg
Glas in Inertstoffdeponie	36	kg
PVC in KVA	156	
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	0.00091	TJ

Tab. XIII.3.9: Zusammenstellung der Eingabedaten für Gondel und Netzanschluss Simplon <Scholzen 1991>, <Bollens 1995>.

In Ecoinvent werden die Daten aus Tab. XIII.3.6 und XIII.3.9 zum Modul "Infra bewegt 30 kW" zusammengefasst.

3.1.6 Betrieb

Das Getriebeöl (20 Liter) soll alle 4 Jahre gewechselt werden. Bei einer Dichte von 0.84 kg/l und einer angenommenen Lebensdauer der beweglichen Teile von 20 Jahren werden 84 kg benötigt. Es wird angenommen, dass für 4 Ölwechsel eine Person mit dem Auto von Brig auf den Simplon fährt und zurück (40 km).

Betrieb	Simplon		[Stk]
INPUT			
Basismaterialien:			
Heizöl EL ab Regionallager CH		0.084	t
Transport:			
Transport PKW		160	pkm

Tab. XIII.3.10: Schmierölverbrauch (bilanziert als Heizöl EL) und Fahrkilometer für die nötigen Ölwechsel <Scholzen 1991>.

3.2 Bau und Betrieb der Anlage Sool

Auf dem Sool im Jura steht eine Windanlage des gleichen Typs wie die Simplonanlage (HSW-30). Zuvor war eine 18 kW-Anlage installiert, die infolge eines Getriebeschadens ersetzt werden musste. Die heutige Anlage wurde auf den bestehenden Turm montiert, die Rotorblätter konnten weiterverwendet werden.

Die Infrastruktur der Anlage Sool unterscheidet sich nur in der Höhe des Turmes von der Simplonanlage; der Turm misst 18 m. Für die Bilanz werden die Module für Infrastruktur und Betrieb vom Simplon übernommen, wobei nur 82 % der Turminfrastruktur berechnet wird. Da das Fundament auf dem Simplon im Vergleich zu Literaturwerten grosszügig dimensioniert scheint, werden auch hier nur 82 % bilanziert.

3.3 Bau und Betrieb der Anlage Grenchenberg

Die Anlage Grenchenberg ist mit 150 kW Leistung die grösste zur Zeit installierte Windanlage der Schweiz. Sie wurde 1995 in Betrieb genommen. Zur Bilanzierung der Anlage werden nur wenige anlagenspezifische Daten beigezogen. Wo nichts weiter bekannt ist, werden die Aufwände mit den Angaben aus <Scholzen 1991> für die Simplonanlage und <Hagedorn 1991> abgeschätzt.

3.3.1 Turm

Der Turm hat eine Höhe von 30 m und wiegt 15 t. Er ist aus feuerverzinktem Stahl gefertigt <ADEV 1996>. Es wird angenommen, dass dieser Turm in der gleichen Bauweise wie der Turm der Simplonanlage hergestellt wurde.

Folgende spezifische Annahmen werden gemacht:

- Blechstärke 10 mm -> Oberfläche 190 m²
- Schweissnähte 115 m (3.8xTurmhöhe)

Die Oberfläche wurde zweiseitig verzinkt und mit einem Schutzanstrich versehen. Es wird mit 0.25 kg Farbe pro m² und 2 Anstrichen (bilanziert als Alkydharzlack) gerechnet <Hagedorn 1991>. Für die Emissionen beim Schweissen werden die Werte (pro Meter Schweissnaht) aus <Scholzen 1991> übernommen.

Für den Transport des Stahls vom Walzwerk zum Hersteller des Turmes (Annahme Norddeutschland) werden 500 km angenommen, für die Fahrt in die Schweiz 1000 km (40 t Lastwagen).

Mit 6250 kWh pro Meter Turmhöhe <Hagedorn 1991> gibt sich ein Primärenergiebedarf von 0.60 TJ für diesen Turm. Da die materialspezifischen Energien im Modul "Stahl unlegiert" bereits berücksichtigt sind, wird mit 12.5 MJ/kg Stahl (als 45 % Öl, 45 % Gas und 10 % Strom) der Aufwand für das Walzen und Formen abgeschätzt.

Nach Abbruch des Turmes wird der Stahl der Wiederaufbereitung zugeführt.

Turm 30 m		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	15'000	kg
Cadmiumfreies Hartlot	19.2	kg
Farbe ¹⁾	95	kg
Allg. Dienstleistung:		
Stückverzinkung	190	m ²
Stückverzinkung Korrektur mm	3800	mm
Transport:		
Transport LKW 40 t	22500	tkm
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0844	TJ
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	0.0844	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	0.00619	TJ
OUTPUT		
Emissionen in Luft:		
Eisenoxidpartikel	0.0966	kg
CO	0.246	kg
NO _x	0.000805	kg
Ozon ²⁾	0.00299	kg
Abwärme	0.00619	TJ

Tab. XIII.3.11: Materialaufwendungen und Emissionen bei der Herstellung eines 30 m hohen Turmes einer Windanlage <Scholzen 1991>, <ADEV 1996>. ¹⁾ bilanziert als Alkydharzlack. ²⁾ wird in Ecoinvent nicht verknüpft.

3.3.2 Fundament und Montage

Da das Fundament auf dem Simplon im Vergleich mit Literaturdaten grosszügig bemessen ist, werden die Bilanzwerte für Bau und Montage für den Grenchenberg übernommen (vgl. Tab. XIII.3.4).

3.3.4 Rotor

Der Rotordurchmesser beträgt 23.8 m. Alle drei Blätter zusammen wiegen 2500 kg. Sie sind aus GFK mit einer Polyestermatrix hergestellt ("fibreglass reinforced polyester") <ADEV 1996>. Es werden wie beim Rotor Simplon 60 % Glas und 40 % Polyethylen (HD) bilanziert.

Mit den Angaben aus <Hagedorn 1991> ergibt sich ein mittlerer Energieaufwand zur Herstellung des Rotors von 0.18 TJ, wovon 33 % auf Strom entfallen und 67 % auf Brennstoffe. Mangels genaueren Angaben wird die Differenz zum Energiebedarf der Materialherstellung (der in den entsprechenden Modulen bereits eingeschlossen ist) nicht berücksichtigt. Für den Kunststoff werden 200 km Bahn und 100 km LKW eingesetzt, für das Glas 600 km Bahn und 100 km LKW.

Rotor 3-flügelig, Ø 23.8 m		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Flachglas unbeschichtet ¹⁾	1500	kg
PE (HD) ¹⁾	1000	kg
Transport:		
Transport LKW 40 t	250	tkm
Transport Schiene	1100	tkm
OUTPUT		
Abfälle:		
Glas in Inertstoffdeponie	1500	kg
Kunststoffe in Reaktordeponie	1000	kg

Tab. XIII.3.12: Materialaufwand zur Herstellung des Rotors <ADEV 1996>, <Scholzen 1991>. ¹⁾ eigentlich glasfaser-verstärkter Kunststoff, der hier als 60 % Glas und 40 % Kunststoff angenähert wird.

3.3.5 Weitere Elemente

Die Gondel wiegt ohne Rotor 6000 kg (Simplon rund 1245 kg, ist also um den Faktor 4.8 leichter). Die Materialien werden nach Gewichtsprozenten der Simplonanlage aufgeteilt. Für Elektronikschrank und Netzanschluss werden die gleichen Werte eingesetzt wie am Simplon.

Für den Energieaufwand, den Transport und die Abfälle werden die gleichen Annahmen gemacht wie bei der Simplon-Anlage.

Gondel und Netzanschluss Grenchenberg		[Stk]
INPUT		
Basismaterialien:		
Zinn	0.439	kg
Aluminium 0% Rec.	57.2	kg
Aluminium 100% Rec.	14.4	kg
Blei	0.207	kg
Glas (Flach-) unbeschichtet	170	kg
Gummi EPDM	15	kg
Gusseisen	1280	kg
Heizöl EL ab Regionallager CH	0.0572	t
Kupfer	309	kg
Nickel ab Anreicherung	0.0917	kg
PE (HD)	310	kg
Platin ab Anreicherung	0.000336	kg
Polypropylen	20	kg
PVC schlagfest	158	kg
Stahl niedriglegiert	2650	kg
Stahl unlegiert	1630	kg
Zink für Verzinkung	0.0679	kg
Transport:		
Transport LKW 40 t	7090	tkm
Transport Schiene	1390	tkm
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0398	TJ
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	0.0398	TJ
Strom Mittelspannung UCPTE	0.00292	TJ
OUTPUT		
Abfälle:		
Kunststoffe in Reaktordeponie	150	kg
Elektronikabfälle	50	kg
Glas in Inertstoffdeponie	170	kg
PVC in KVA	156	kg
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft p	0.00292	TJ

Tab. XIII.3.13: Zusammenstellung der Eingabedaten für Gondel und Netzanschluss Grenchenberg <Scholzen 1991>, <Bollens 1995>.

In Ecoinvent werden die Daten aus Tab. XIII.3.12 und XIII.3.13 zum Modul "Infra bewegt 150 kW" zusammengefasst.

3.3.6 Betrieb

Da keine genauen Angaben zum Wartungsaufwand der Anlage auf dem Grenchenberg vorhanden sind, wird das Modul "Betrieb Simplon" verwendet. Dabei wird vermutlich zu wenig Getriebeöl bilanziert.

3.4 Ertrag der drei bilanzierten Anlagen

Die Anlagen Sool und Simplon zeigen die längsten Messreihen, Grenchenberg steht erst ein volles Jahr in Betrieb.

	NL	Energieerzeugung [kWh]								Ø	Ø Verf.
	[kW]	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995			
Simplon	30			19115	17379	23207	22092	22527	20864	99	
Sool	30	13092	17652	13667	17807	14019	16080	11759	14868	94	
Grenchenberg	150							99964	99964	96	

Tab. XIII.3.14: Energieerzeugung der drei bilanzierten Windanlagen <Mertens 1996>. Für die Verknüpfungsfaktoren werden die Mittelwerte (Grenchenberg der einzige Wert von 1995) verwendet.

3.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Datenlage für die Materialbilanz der Simplonanlage, die auf sorgfältigen Recherchen in der Semesterarbeit <Scholzen 1991> basiert, ist im allgemeinen sicher gut. Einzig dass der glasfaserverstärkte Kunststoff als Glas und Polyethylen bilanziert werden musste, wird diesem Material sowohl auf der Stufe der Herstellung als auch der Entsorgung wohl nicht gerecht. Für die Anlage Grenchenberg wird die gleichen Annahmen gemacht, obwohl dort effektiv ein anderes Material verwendet wurde (Polyester-Matrix statt Epoxid). Dadurch werden immerhin Vergleiche der Resultattabellen nicht verzerrt.

Der Frage, ob Schweizer Windanlagen üblicherweise in Norddeutschland hergestellt werden, wurde nicht nachgegangen. Falls dies nicht der Fall wäre, nähme der Transportaufwand beträchtlich ab.

Ein heikler Punkt ist der Netzanschluss. Hier werden pauschal 200 m Verkablungsstrecke bilanziert. Wo aber soll das System Windenergie gegen die Stromverteilung abgegrenzt werden? Das Kupfer des Netzanschlusses und das PVC werden sich nicht vernachlässigbar auf die Emissionsbilanz auswirken. Trotzdem sollte der Nachteil, dass Windenergie meist entfernt von den Verbrauchern produziert wird, berücksichtigt sein. Schwachwindanlagen, die im Mittelland in unmittelbarer Nähe des Verbrauchers produzieren, sollten in einem weiteren Schritt mit Grossanlagen in den Bergen verglichen werden.

4. Verknüpfung der Prozessschritte

Zur Darstellung der Bezugsgrößen "Strom ab Windanlage Simplon", "Strom ab Windanlage Sool", "Strom ab Windanlage Grenchenberg" und "Windmix CH" werden 4 Infrastrukturmodule und ein Betriebsmodul gebildet.

Mit den Betriebsdaten und der angenommenen Betriebszeit der festen Infrastruktur von 50 Jahren und der bewegten Teile von 20 Jahren <Hagedorn 1991> lassen sich die Verknüpfungsfaktoren für die Infrastruktur bestimmen:

- Die Anlage Simplon produziert in 20 Jahren 1.50 TJ Strom. Also ist für 1 TJ Strom ab Simplon 0.666 Stück bewegte Infrastruktur nötig. Mit einer Lebensdauer von 50 Jahren für die feste Infrastruktur ergibt dies einen Bezugsfaktor von 0.266 für den Turm.
- Mit einem Energieertrag von 14868 kWh pro Jahr geben sich für die Anlage Sool Faktoren von 0.374 für die festen Anlageteile und 0.934 für die bewegten.
- Grenchenberg hat im ersten vollen Betriebsjahr 99964 kWh geliefert. Von diesem Wert ausgehend beträgt der Bezugsfaktor für die bewegten Teile 0.139, für Turm und Fundament 0.0556.

Im Betriebsmodul wurden die Aufwände am Simplon über 20 Jahre Betriebsdauer aufsummiert. Deshalb geben sich dieselben Bezugsfaktoren wie für die bewegte Infrastruktur. Es wird angenommen, dass die drei bilanzierten Windanlagen, die den Windmix Schweiz repräsentieren sollen, pro Jahr 0.489 TJ Strom ans Netz liefern. Die Anlage Simplon ist aufgrund der gemittelten Betriebsdaten mit 15 % daran beteiligt, Sool mit 11 % und Grenchenberg mit 74 %. In Tabelle XIII.4.1 sind die Bezüge zusammengestellt.

Eine Windanlage nimmt Energie aus der Umgebung auf. Unter der Annahme, dass diese Energie ohne Windkraftnutzung irgendwann in Wärme umgewandelt worden wäre, wird (analog zur Laufwasserkraft) pro TJ Strom ein TJ Abwärme negativ bilanziert.

	Strom ab Wind- anlage Grenchenb.	Strom ab Wind- anlage Simplon	Strom ab Wind- anlage Sool	Windmix CH
Betrieb Simplon	0.14	0.666	0.934	
Infra bewegt 150 kW	0.14			
Infra bewegt 30 kW		0.666	0.934	
Infra fest Turm 22 m		0.266	0.306 ¹⁾	
Infra fest Turm 30 m	0.0566			
Strom ab Windanlage Grenchenb.				0.74
Strom ab Windanlage Simplon				0.15
Strom ab Windanlage Sool				0.11
Abwärme p	-1	-1	-1	

Tab. XIII.4.1: Zusammenstellung der Verknüpfungsfaktoren der Module. ¹⁾ Da der Turm Sool nur 18 m hoch ist, wird nur 82 % der Infrastruktur des 22 m hohen Turmes auf dem Simplon bezogen.

5. Resultate

In Tab. XIII.5.1 sind die zusammengefassten Resultate der Ecoinvent-Rechnung dargestellt. In Fig. XIII.5.1 sind die Umweltwirkungen für ein TJ Strom der Anlagen Grenchenberg (150 kW) und Sool (30 kW) in Prozent der Anlage Simplon (30 kW) dargestellt. Dabei zeigt sich deutlich, dass die Höhe der Emissionen einerseits vom Ertrag der Anlage abhängig ist und andererseits das Upscaling (von 30 kW auf 150 kW) eine positive Auswirkung auf die Emissionen hat. Das Schwergewicht der Resultatediskussion wird darauf gelegt aufzuzeigen, welche Prozesse einen dominanten Einfluss auf die Material-, Emissions- und Energiebilanz haben. Da das Inventar der Anlage Simplon am besten dokumentiert ist, wird die Diskussion über diese Anlage geführt.

Die drei Prozessschritte "Infra fest Turm 22 m", "Infra bewegt 30 kW" und "Betrieb Simplon" unterscheiden sich deutlich in Bezug auf ihre Umweltwirkungen.

Der Betrieb, das heisst die bilanzierten Personenkilometer und das Öl für 4 Getriebeölwechsel, erreichen nur bei einigen erdölbürtigen Emissionsfaktoren (CO₂, NMVOC, aromatische Kohlenwasserstoffe, Ölemissionen ins Meer und schwachaktive Abfälle) die 3-Prozentmarke. 4 % des Rohölbedarfes entfällt auf den Betrieb.

Der Turm und das Fundament dominieren die Materialbilanz. Ein beträchtlicher Teil der Emissionen und des Ressourcenverbrauches stammen aus der Stahl/Gussproduktion. Das Kies und der Kalkstein stellen einen bedeutenden Ressourceninput dar, haben aber nur wenige weitere Emissionen zu Folge.

Über das Kupfer und die Kunststoffe (35 % davon sind PVC), die gesamthaft zur bewegten Infrastruktur gehören, dominiert diese bei einigen Emissionsfaktoren wie SO_x, HCl oder Chloride. Auch der Rohölbedarf liegt bei der Gondel etwas höher als bei den festen Teilen.

Fig. XIII.5.2 und XIII.5.3 geben einen Überblick auf die Resultate, getrennt für die feste und die bewegte Infrastruktur.

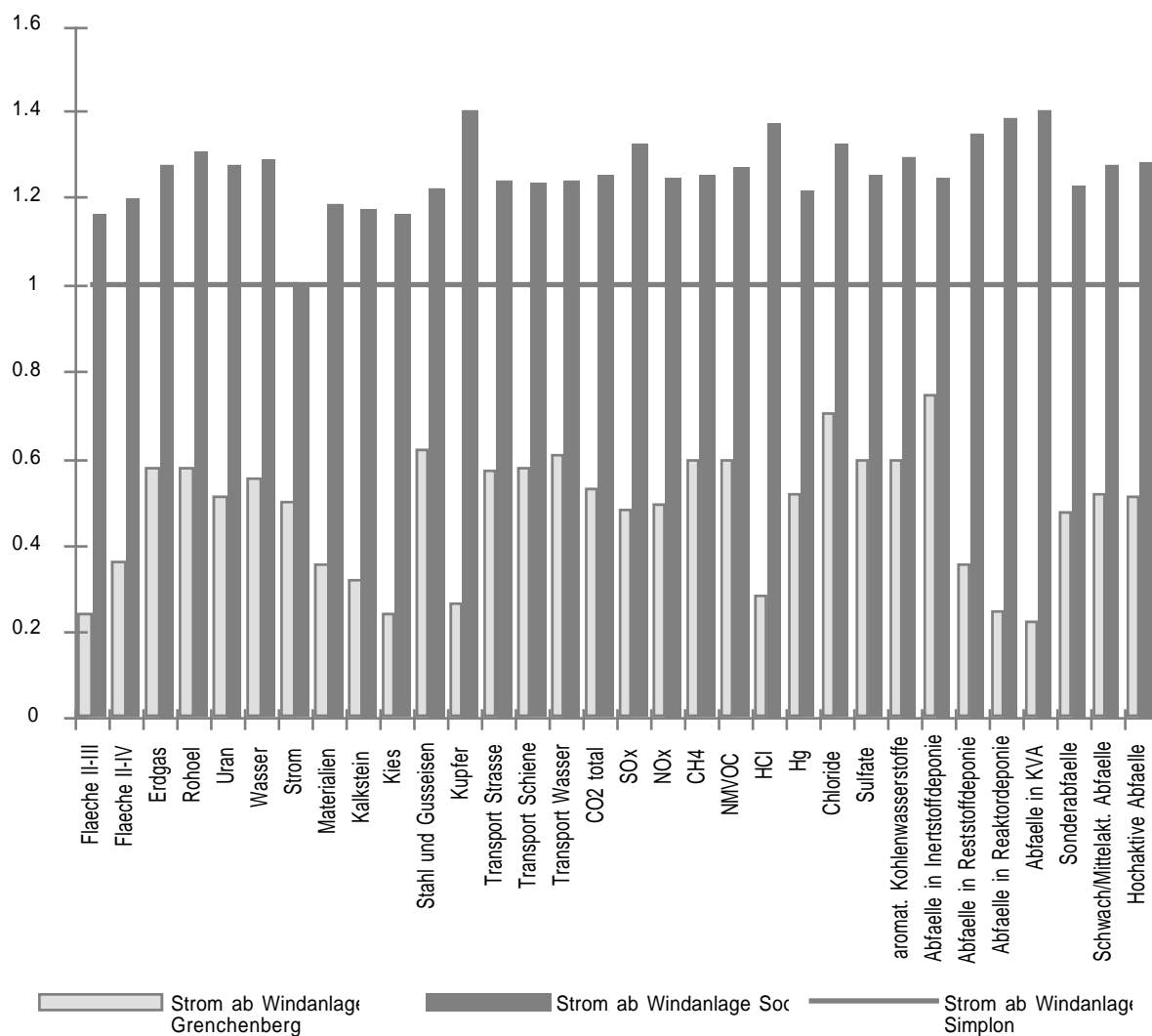


Fig. XIII.5.1: Vergleich Ausgewählter Kenngrössen der 3 bilanzierten Windanlagen, die in den "Windmix CH" einfließen.

Windkraft, Resultate

	Betrieb Simplon [Stk]	Infra bewegt 150 kW [Stk]	Infra bewegt 30 kW [Stk]	Infra fest Turm 22 m [Stk]	Infra fest Turm 30 m [Stk]	Strom ab Wind- anlage Grenchen berg [TJ]	Strom ab Wind- anlage Simplon [TJ]	Strom ab Wind- anlage Sool [TJ]	Windmix CH [TJ]
Fläche II-III	51	469	161	7250	7720	495	2040	2370	933
Fläche II-IV	1.44	129	36.1	401	539	48.2	132	158	72.8
Fläche III-IV	1.3	126	33.5	154	343	36.9	64.2	79.8	45.7
Fläche IV-IV	0.00354	4.75	1.53	3.52	7.75	1.1	1.96	2.51	1.38
Fläche Benthos II-III	6.84	409	118	237	494	85.7	146	189	106
Rohfördersteinkohle	4.23	9100	2110	10400	22300	2510	4180	5170	3060
Erdgas	0.783	2100	630	1630	3650	496	855	1090	615
Rohöl	0.106	5.23	1.51	2.93	6.01	1.08	1.85	2.41	1.34
Materialien	30	18000	3900	66600	85100	7250	20300	24100	11100
Kalkstein	1.3	2050	445	9890	11600	932	2930	3450	1510
Kies	23.1	2230	669	43600	47000	2930	12100	14000	5520
Stahl und Gusseisen	1.67	5700	1200	7800	17700	1780	2880	3520	2140
Kupfer	0.0166	311	246	5.67	9.19	44.1	165	231	82.8
Transport Strasse	42.7	9050	2520	12100	28000	2830	4930	6100	3500
Transport Schiene	12.9	6680	1430	7170	13200	1670	2870	3550	2060
Transport Wasser	464	87500	20700	91600	201000	23500	38500	47800	28400
Abwärme	0.00147	0.404	0.122	0.349	0.726	0.0972	0.175	0.223	0.123
CO ₂ mobil	38.7	1390	361	2100	4180	433	824	1020	556
CO ₂ prozessbedingt	12.4	2390	599	5510	6820	716	1870	2260	1060
CO ₂ feuerungsbedingt	38.4	24500	7150	22600	46900	6040	10800	13600	7590
CO ₂ total	89.5	28280	8110	30210	57900	7189	13494	16880	9206
SO _x	0.29	145	59.9	70.7	145	28.4	58.9	77.9	38.4
NO _x	0.531	54.9	15.9	72.4	130	15	30.2	37.6	19.7
CH ₄	0.459	97.6	24.4	93	198	24.8	41.3	51.7	30.2
NMVOG	1.2	74	20.1	55.5	123	17.4	29	36.9	21.3
BTEX-Aromaten	0.0163	1.14	0.302	3.96	10	0.719	1.26	1.51	0.888
Benzo(a)Pyren	7.49E-07	0.000734	0.000156	0.000845	0.00192	0.000209	0.000329	0.000406	0.000249
HCl	0.00196	5.17	4.19	1.35	2.91	0.886	3.15	4.32	1.6
Hg	1.1E-06	0.000892	0.000288	0.00186	0.00413	0.000355	0.000688	0.00084	0.000458
Rn (inkl. Ra)	10400	5730000	2040000	5120000	10800000	1410000	2730000	3490000	1830000
Chloride	2.91	633	158	200	425	113	160	212	131
Sulfate	0.14	84.3	20.8	87.3	186	22.1	37.1	46.3	27
Ammoniak als N	0.00686	0.748	0.156	0.384	0.808	0.151	0.211	0.27	0.173
Fette und Oele Süsswasser	0.00118	0.434	0.11	0.153	0.342	0.0799	0.115	0.151	0.093
aromat. Kohlenwasserstoffe	0.00545	0.342	0.0948	0.209	0.44	0.0731	0.122	0.158	0.0898
Zink	0.000263	0.221	0.0542	0.26	0.567	0.0625	0.105	0.131	0.0764
Ra	4.77	2010	712	1770	3740	490	949	1210	638
H ₃	287	158000	56500	142000	299000	38900	75500	96400	50700
Abfälle in Inertstoffdeponie	8.22	6790	1180	4460	9540	1480	1980	2470	1670
Abfälle in Reststoffdeponie	1.57	948	595	403	873	181	504	680	285
Abfälle in Reaktordeponie	0.227	58.9	52.5	10.5	22.2	9.52	41.0	52.4	18.5
Abfälle in KVA	0.0361	166	159	8.57	18.9	24.3	108	151	50.9
Sonderabfälle	0.0658	5.14	1.39	7.85	13.1	1.46	3.06	3.76	1.95
Abfälle in Landfarming	0.685	36.5	10.6	21.6	44.9	7.7	13.3	17.2	9.58
Schwachaktive Abfälle in Deponie	2.2E-05	1.2E-03	3.4E-04	6.9E-04	1.4E-03	2.4E-04	4.2E-04	5.5E-04	3.0E-04
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	4.0E-07	2.2E-04	7.8E-05	2.0E-04	4.1E-04	5.4E-05	1.0E-04	1.3E-04	7.0E-05
Hochaktive Abfälle	3.2E-08	1.8E-05	6.4E-06	1.6E-05	3.4E-05	4.4E-06	8.5E-06	1.1E-05	5.7E-06

Tab. XIII.5.1: Zusammengefasste Resultate der Ecoinvent-Rechnung.

Infra fest Simplon

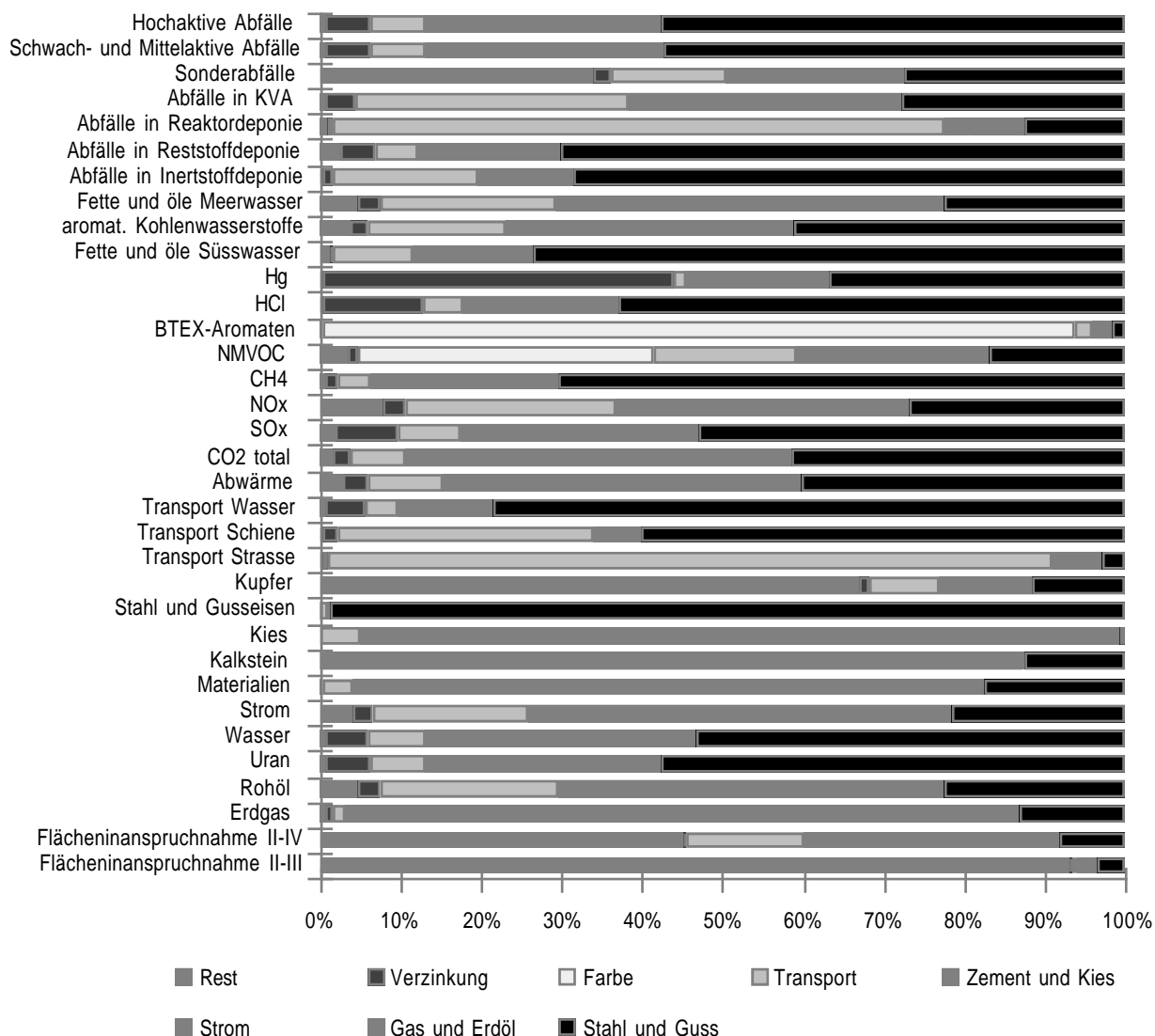


Fig. XIII.5.2: Aufteilung des gesamten Ressourcen- und Energiebedarfes sowie der Emissionen des Turmes und des Fundamentes der Windanlagen auf dem Simplon. Die Sammelkategorie "Rest" ist in folgenden Zeilen von Bedeutung: Sonderabfälle (Altölentsorgung im Modul "Diesel in Baumaschine"), Fläche II-IV (Fläche des Fundamentes) und Fläche II-III (direkte Flächenbeanspruchung auf dem Simplon).

Infra bewegt Simplon

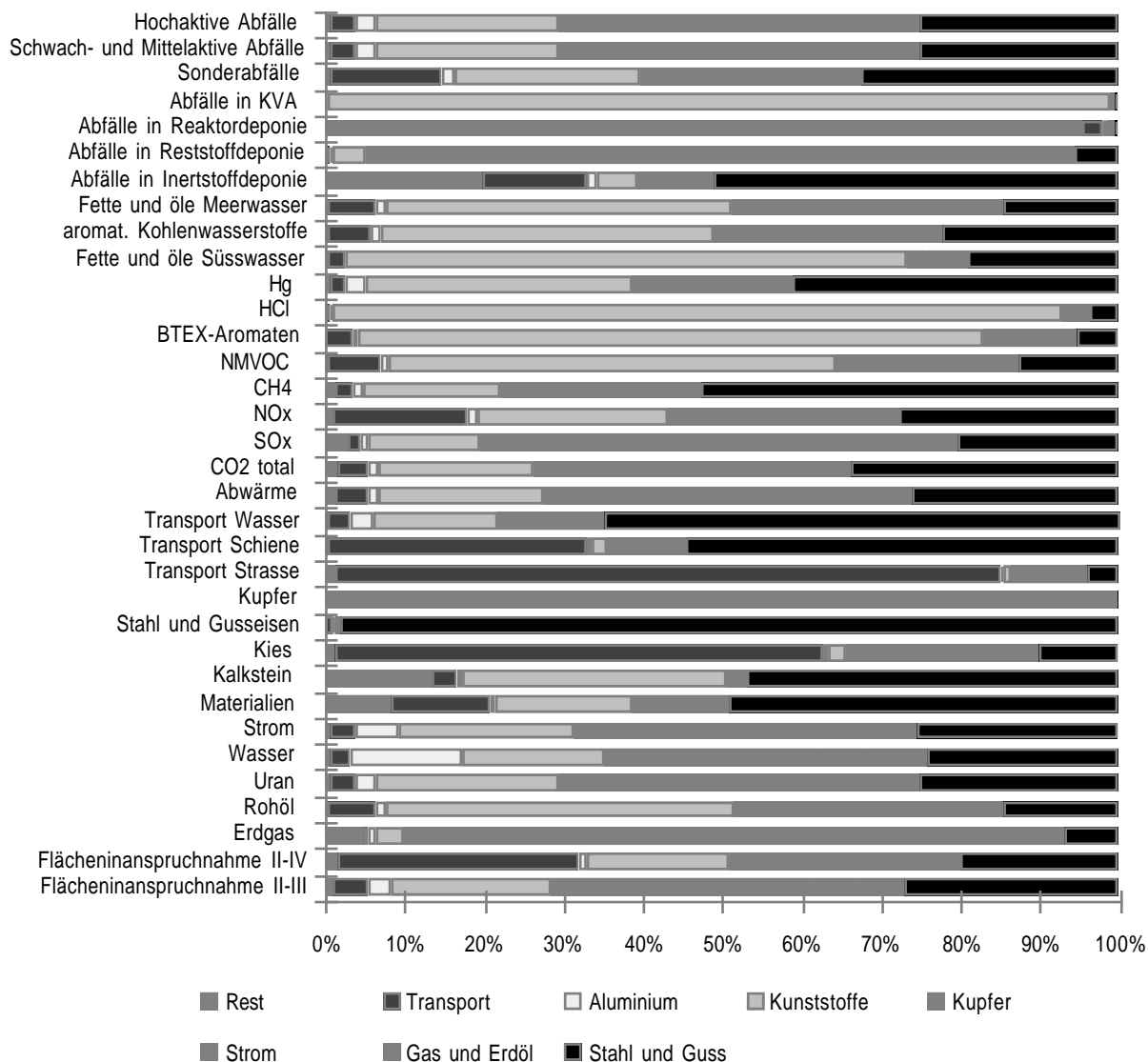


Fig. XIII.5.3: Aufteilung des gesamten Ressourcen- und Energiebedarfes sowie der Emissionen von Gondelinhalt und Netzanschluss der Windanlage auf dem Simplon. Die Sammelkategorie "Rest" ist in folgenden Zeilen von Bedeutung: "Abfälle in Reaktordeponie" (Kunststoffe) und "Abfälle in Inertstoffdeponie" (glasfaserverstärkter Kunststoff).

5.1 Ressourcen, Energie, Material und Transport

5.1.1 Nichtenergetische Ressourcen

Beim Bau des Turms auf dem Simplon wird naturnahes Kulturland überbaut und die Vegetation im Umkreis des Turmes zerstört. Diese direkte Landnutzung zeigt sich deutlich in den Flächenkategorien II-III (naturnah-grosser anthropogener Einfluss, jedoch unbebaut) und II-IV (naturnah-bebaut), die zu 95 %, resp. 59 % direkt beim Bau der Windanlage beansprucht werden.

Die Umnutzung von Kulturland zu Verkehrsflächen verursacht über die Transporte zu 67 % die Flächeninanspruchnahme III-IV.

5.1.2 Energetische Ressourcen

Die energetischen Ressourcen Kohle, Gas, Rohöl und Uran werden zu etwa den gleichen Teilen von der festen und der bewegten Infrastruktur beansprucht. Ausser bei Öl und Gas wird weit über die Hälfte (60 % bei Rohbraunkohle und Uran, 85 % der Rohfördersteinkohle) zur Herstellung von Stahl, Guss und Kupfer verbraucht. Rohöl fliesst zu etwa gleichen Teilen in die Metallgewinnung (23 %), die Kunststoffproduktion (24 %) und die Transporte ein (13 %), oder wurde als Prozessenergie für die Metallverarbeitung bilanziert (29 %).

Strom wird zur Hälfte zur Herstellung von Stahl/Guss und Kupfer verwendet, 17 % sind direkte Stromverbräuche.

5.1.3 Materialien

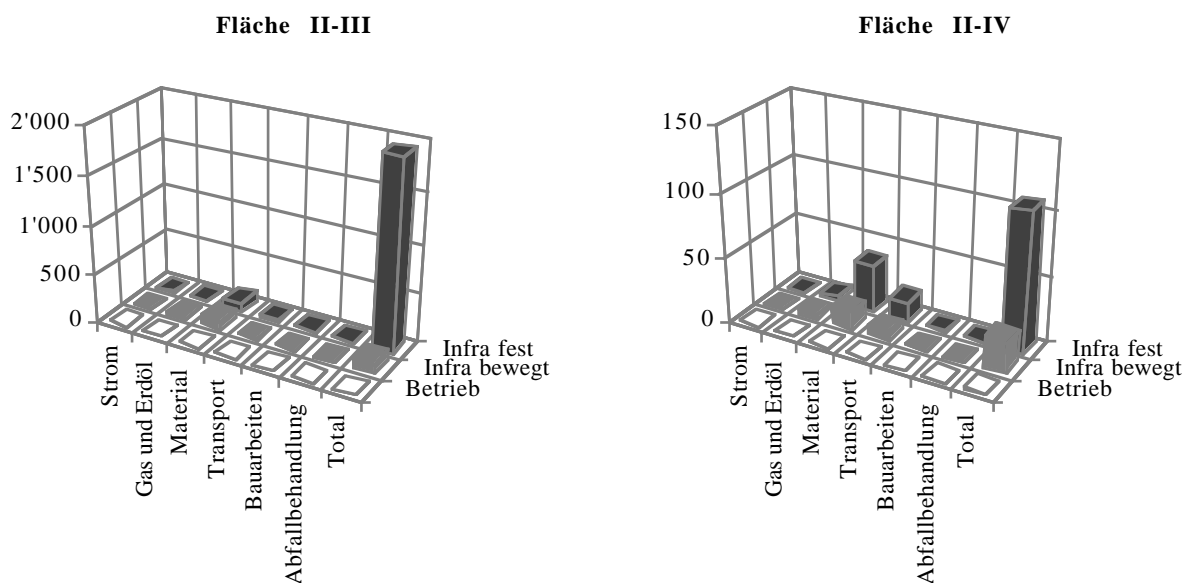
Bei den Materialien spielen die direkten Aufwände der Anlage eine weitaus wichtigerer Rolle als die vorgelagerten Prozesse. Die Resultate widerspiegeln ziemlich exakt die Eingabedaten. Der Materialverbrauch ist ausser beim Kupfer (99 % stammen direkt von Netzanschluss plus Elektronik) erwartungsgemäss einiges höher bei Turm und Fundament als bei der Gondel (Kies und Kalkstein über 90 % des Gesamtverbrauches, bei Stahl/Guss 72 %).

5.1.4 Transporte

Beim Strassentransport werden 66 % der Leistung zur Beförderung der Materialien und des fertigen Turmes mit 40 t Lastwagen aufgewendet, 34 % entfallen auf die bewegten Teile und sind ebenfalls grösstenteils (84 %) direkt als Transporte verbucht.

Anders sieht es bei den Schienen- und Schifftransporten aus, die zu 58 % und 73 % auf die Stahl- und Gusseisenbereitstellung zurückzuführen sind. Die direkt für die Infrastruktur verbuchten Schienen-Tonnenkilometer machen 32 % aus.

Fig. XIII.5.4 zeigt die Herkunft einiger Ressourcen, der gesamten Materialien und des Schienen-transportes innerhalb der Prozesskette.



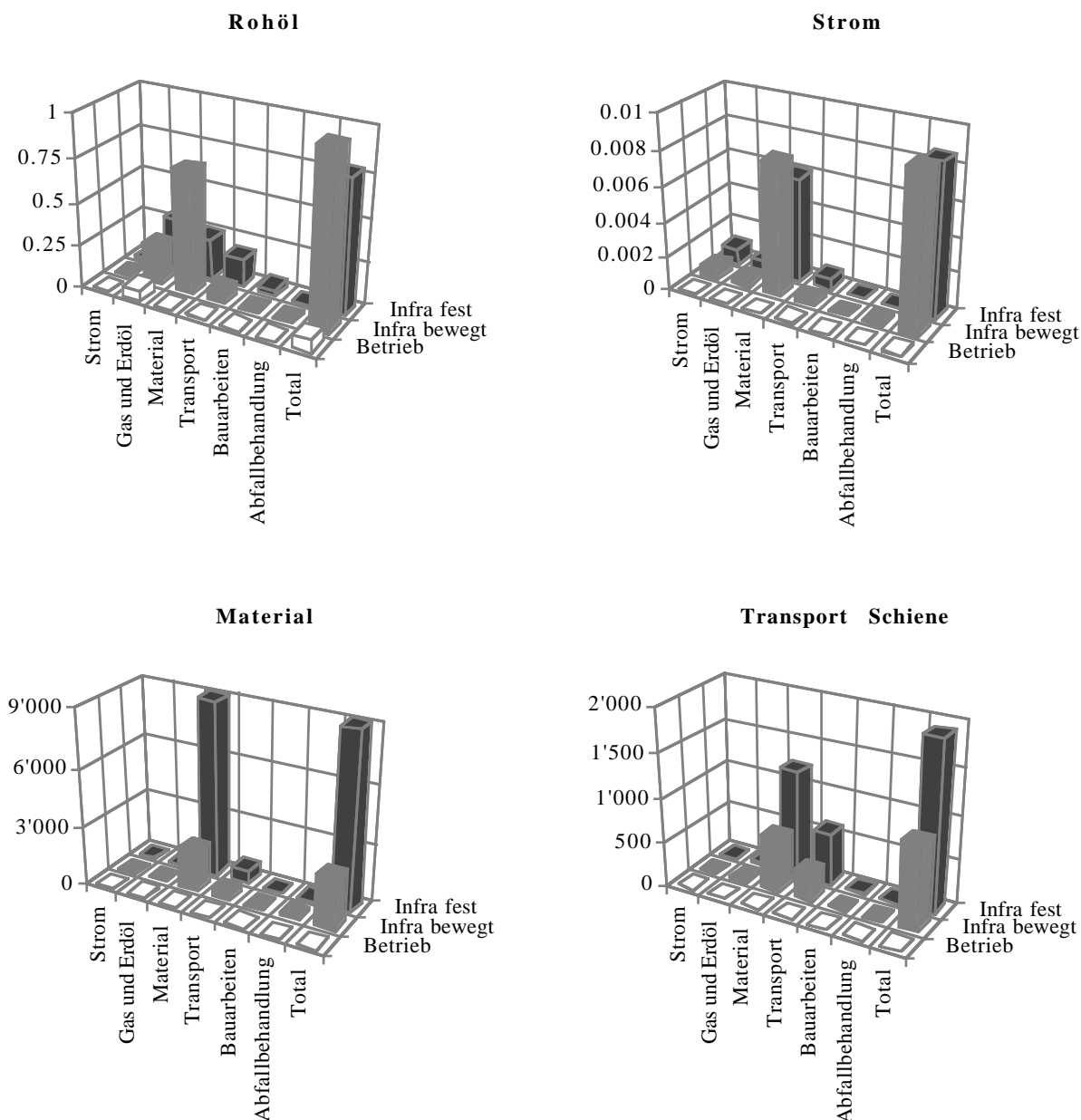


Fig. XIII.5.4: Verteilung der Kenngrößen Fläch II-III, Fläche II-IV [m²a], Rohöl [t], Strom [TJ], Materialien [kg] und Bahntransport [tkm] auf verschiedene Prozesse der Windenergie.

5.2 Emissionen in Luft und Wasser

5.2.1 Luftemissionen

Die Materialien, die unter feste Infrastruktur zusammengefasst wurden, tragen 60 % zu den CO₂-Emissionen bei. 41 % davon werden bei der Stahlbereitstellung und 24 % bei der Zementherstellung emittiert. Die bewegte Infrastruktur trägt über Guss und Stahl (34 %) und Gas und Erdöl (23 %), das hauptsächlich zur Verarbeitung des Stahls bilanziert wurde, insgesamt 40 % bei.

Die Emissionen von Schwefeldioxid stammen zu 70 % von den bewegten Teilen, gut die Hälfte davon vom Kupfer, das hauptsächlich für den Netzanschluss bilanziert wurde. Weitere 20 % sind bei der Herstellung von Guss und Stahl emittiert worden. Bei Turm und Fundament sind 79 % der SO_x-Emissionen ebenfalls auf die Stahlherstellung zurückzuführen.

Bei den Stickoxiden spielen die Fahrzeugemissionen neben Guss und Stahl eine nicht unwesentliche Rolle; Transporte und Bauarbeiten zusammen sind für knapp einen Viertel verantwortlich. Die Bereitstellung von Stahl, Guss, Zement und Kunststoffen (knapp 10 %) sind die Hauptemissionsquellen. 35 % der Emissionen stammen von den bewegten Teilen.

Methanemissionen entstehen zu 63 % bei der Stahl- und Gussherstellung. Für die Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe, die je zur Hälfte von den bewegten und unbewegten Teilen stammen, spielen die Kunststoffe (PE(HD) mit 20 %) und der Anstrich des Turmes (19 %) eine bedeutende Rolle. Der Rest stammt zu je etwa 15 % aus Stahl und Guss, den Transporten und der Energie zur Verarbeitung der Metalle. Die aromatischen Kohlenwasserstoffe sind zu 78 % auf den Anstrich des Turmes mit Alkydharzlack zurückzuführen. 79 % des Anteils der bewegten Teile wurde bei der Kunststoffherstellung emittiert. Im Gegensatz dazu stammen die Benzo(a)Pyren-Emissionen praktisch vollständig aus der Stahl/Gussproduktion.

Für die Kabel wurde angenommen, dass das PVC beim Rückbau zur Gewinnung des Kupfers verbrannt wird. Die dabei entstehende Salzsäure macht über 80 % der HCl-Emissionen aus. 12 % entstammen der Stahlproduktion für Turm und Armierungseisen, 2,5 % der Verzinkung.

Die Quecksilberemissionen sind zu 32 % bei der Verzinkung des Turmstahles in die Luft gelangt. 9 % sind auf die Kunststoffherstellung zurückzuführen. 38 % stammen von Stahl und Guss.

Die Emissionen radioaktiver Isotope, Edelgase, Aerosole und Aktinide gehen zu je rund der Hälfte auf Kosten beider Infrastrukturmodule. Bei der bewegten Infrastruktur werden dabei ein Drittel (bei den Aerosolen 28 %) der Emissionen bei der Kupferbereitstellung freigesetzt, ein Viertel (Aerosole 31 %) bei der Stahlherstellung und rund 20 % beim Kunststoff. Bei Turm und Fundament sind 57 % auf die Stahlherstellung zurückzuführen, rund 10 % auf das Zement und bei den Aerosolen 16 % auf die Verzinkung des Turmbleches. Sie widerspiegeln im wesentlichen den Strombezug in den genannten Prozessen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die energieintensive Stahl- und Gussherstellung diese Prozesse zur bedeutendsten Quelle von CO₂-, CH₄-, NO_x-, Benzo(a)Pyren- und Quecksilberemissionen sowie radioaktiven Isotopen/Aerosolen werden lässt. Kupfer spielt die wichtigste Rolle bei den SO_x-Emissionen. Für die Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe und die BTEX-Aromaten sind die Kunststoffe, bzw. die Lackierung des Turmes Hauptverursacher. Die Salzsäureemissionen werden zu 80 % bei der Verbrennung von Kabelmänteln freigesetzt. In Fig. XIII.5.5 sind die wichtigsten Resultate dargestellt.

5.2.2 Wasseremissionen

Stahl und Guss sind für die meisten der hier betrachteten Wasseremissionen die bedeutendste Quelle; bei den Sulfaten beträgt der Anteil 73 %. Stellvertretend ist in Fig. XIII.5.4 das Nuklidgemisch dargestellt, das die Stromintensität der Materialien zeigt. Bei den Fetten und Ölen in Binnengewässer und Meere spielen die Verluste beim Erdöltransport eine wesentliche Rolle, so dass nicht nur die energieintensive Stahlherstellung sondern auch Kunststoffe und das als Energie zur Formung der Stahlbauteile bilanzierte Erdöl hier grössere Anteile einbringen. Dieses Muster zeigt sich auch bei den aromatischen Kohlenwasserstoffen.

Die Chloride in Wasser werden zu 29 % bei der Verbrennung von PVC-Kabeln zur Rückgewinnung des Kupfers freigesetzt, 27 % bei der Stahlherstellung.

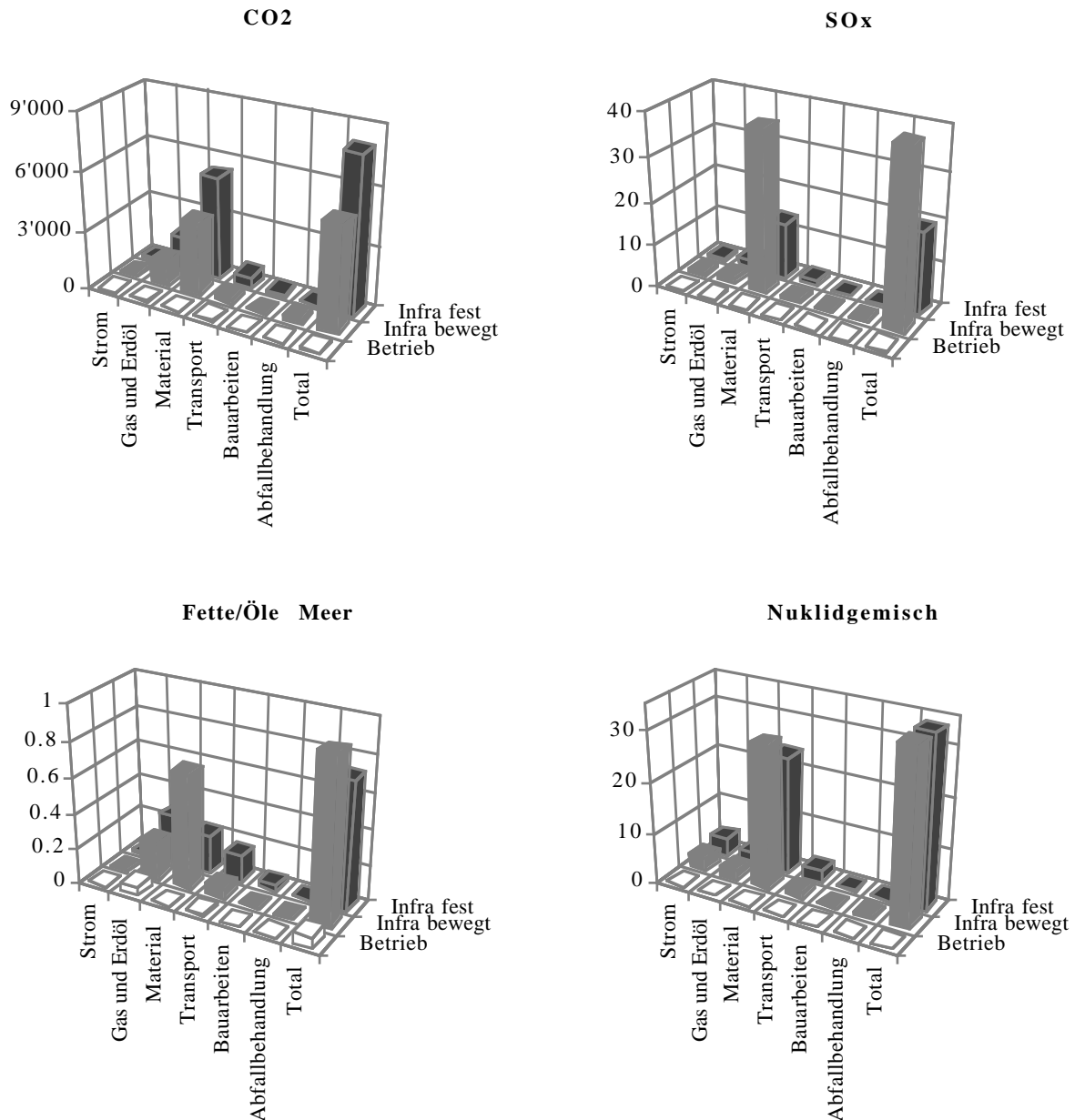


Fig. XIII.5.5: Verteilung der gesamten CO₂- und SO_x-Emissionen in die Luft [kg] und der Wasseremissionen von Fetten/Ölen [kg] und Nukliden [kBq] auf verschiedene Prozesse der Windenergie.

5.3 Abfälle

Die Abfälle bei der Windkraftnutzung entstehen grösstenteils in den vorgelagerten Ketten. Nur PVC in KVA (96 %) und Elektronikabfälle in die Reaktordeponie (95%) erreichen beträchtliche Anteile direkt in den Windenergiemodulen.

Die bewegten Teile tragen den grössten Teil an die Abfälle in Reststoffdeponie (79 %, 87 % davon aus der Kupferherstellung), in Reaktordeponie (93 %, alle Kunststoffe werden so gelagert) und in KVA bei. Abfälle, die in eine Inertstoffdeponie gegeben werden, entstehen zu 61 % bei der Stahl- und Gussbereitstellung und werden zu 16 % durch die Transporte verursacht. 70 % der Sonderabfälle fallen beim Bau des Turmes an, 34 % davon alleine durch das Altöl der Baumaschinen. Der Rest kommt grösstenteils über die Stahl/Gusskette (29 %), Transporte (Altöl, 14 %), die Erdölkette (10 %) und die Kunststoffe (11 %). Mittel- und hochradioaktive Abfälle, die bei der nuklearen Stromgewinnung anfallen, verdeutlichen die Stromintensität der Herstellung von Stahl, Guss, Kupfer und Kunststoffen,

die zusammen 69 % dieser Abfälle erzeugen. In Fig. XIII.5.6 sind die Anteile einiger Kenngrößen grafisch dargestellt.

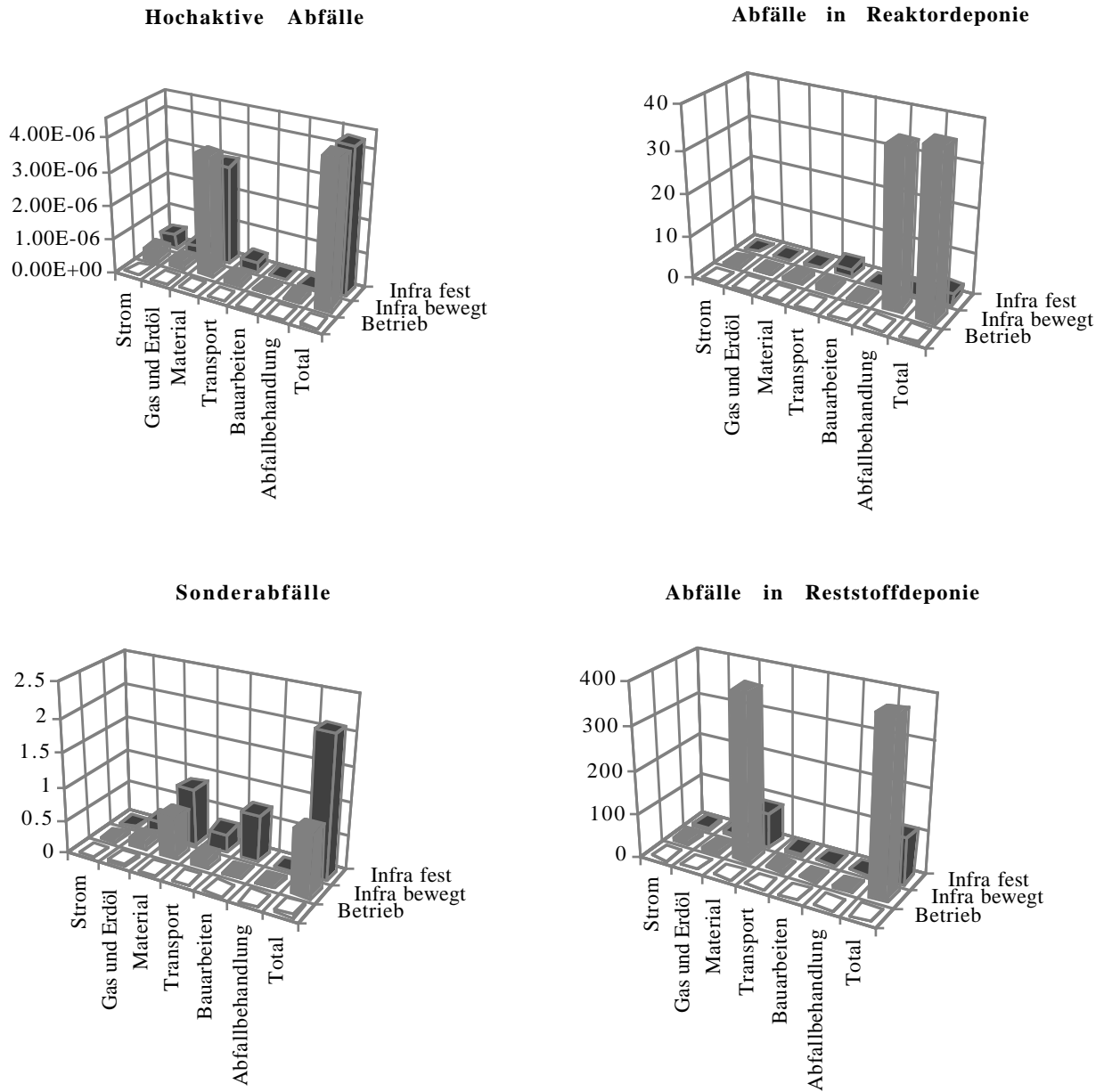


Fig. XIII.5.6: Die Verteilung einiger ausgewählter Abfälle [kg] auf verschiedene Prozesse des Moduls "Strom ab Windanlage Simplon".

Literaturverzeichnis

- ABB 1991 Mitteilungen der Firma ABB, F. Brunk, Saarbrücken, 1991
- ADEV 1996 Mitteilungen der Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung, ADEV, E. Nussbaumer, Liestal, April 1996.
- EGES 1987 Expertengruppe Energieszenarien, Dokument Nr. 25, Alpha Real et al. EDMZ, 1987.
- Hagedorn 1991 G. Hagedorn, F. Ilmberger, "Kumulierter Energieverbrauch für die Herstellung von Windkraftanlagen", Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1991.
- Horbaty 1996 Entwurf einer Ideenskizze für das des Energie 2000 Beschleunigungsprogrammes "Wind", ENCO Energie-Consulting Liestal, 1996.
- Husumer Schiffsw. 1991 Mitteilungen der Firma Husumer Schiffswerft, Husum, 1991.
- Kleinkauf 1996 W. Kleinkauf, "Kostentendenz der Erneuerbaren", Windenergie aktuell, 3/96.
- Lewin 1993 B. Lewin, "CO₂-Emissionen von Energiesystemen zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Energiewandlungsketten", Dissertation Technische Universität Berlin, 1993.
- Mertens 1996 Betriebsdaten verschiedener Windanlagen, K. Mertens, Ökozentrum Langenbruck (Betreiber), Langenbruck, April 1996.
- MHEP 1983 Ministry of Health and environmental protection, "Handbook of emissionsfactors", Part 2, Industrials sources, Gouvernment Publishing Office, Den Haag, 1983.
- Scholzen 1991 F. Scholzen, "Ökobilanz von Windenergie am Beispiel einer 30 kW-Anlage auf dem Simplon", Semestearbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich.



Teil XIV

Wärme-Kraft-Kopplung

Bearbeitung

Ursula Bollens, Rolf Frischknecht

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Viele private Firmen haben zu den nötigen Informationen verholfen. Ohne diese Mithilfe wäre die Bilanzierung nicht möglich gewesen. Wir möchten allen danken, die bereit waren, Zeit und Datengrundlagen für diese Arbeit zur Verfügung zu stellen.

Unser besondere Dank geht an M. Graf und J.F. Zweiacker (Rapp Ingenieure + Planer), A. Jacquiéry und Herr Santi (Dimag Dieselmotoren AG), U. Kaufmann und F. Kühnis (Eicher + Pauli AG Ingenieurgesellschaft), E. Nussbaumer (ADEV, Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung), P. Meister und Frau Mühlebach (Cipag Energietechnik und Apparatebau), Herr Haselmann und S. Laubenstein (Degussa, Katalysatorherstellung), J. Graef (Schindler AG Kühl- und Energietechnik) und Herr Schär (BHKW Paradiesstrasse).

Zusammenfassung

In diesem Teil werden die Energie- und Stoffflüsse eines wärmegeführten, gasbetriebenen Blockheizkraftwerks mit einer thermischen Heizleistung von 360 kW mit Öl-Spitzenkessel und Wärmepumpe beschrieben.

Die dazu benötigten Daten wurden grösstenteils von Herstellern und Anlageplanern zur Verfügung gestellt. Die übrigen Werte, wie zum Beispiel die Fertigungsaufwendungen, werden mit Hilfe von Handelspreisen und Energieintensitäten der entsprechenden Branchen abgeschätzt.

Die beim Bau, Betrieb und Rückbau der Anlage verwendeten Materialien, Energien und Transporte sowie die emittierten Stoffe werden inventarisiert und mittels verschiedener Allokationsvarianten den Produkten (Bezugsgrössen) "Wärme ab BHKW" und "Strom ab BHKW" zugeteilt. Dabei werden sowohl der Ansatz der Systemerweiterung als auch der Aufteilung nach Kriterien wie Energieinhalt, Wertigkeit der Energie, Preise und Motivationen angewendet.

Beim Bezug von Wärme und Strom ab BHKW werden über 80% der kumulierten CO₂-Emissionen durch den Betrieb freigesetzt. Die SO_x-Emissionen stammen zum überwiegenden Anteil aus den vorgelagerten Prozessen der Gasbereitstellung. Es zeigt sich, dass der Wahl des Vorgehens bei der Allokation (Systemerweiterung oder Allokation) resp. der Wahl des Zuteilschlüssels bei der Allokation eine zentrale Bedeutung zukommt. Je nach Allokationsschlüssel betragen beispielsweise die kumulierten CO₂-Emissionen zwischen 46.7 und 101t/TJ thermisch resp. 0.2 und 237t/TJ elektrisch, wobei bei tiefen Werten für das Produkt "Wärme" der Strom höher belastet wird und umgekehrt. Beim Systemerweiterungsansatz ist die "Wahl" des verdrängten Systems (Kraftwerk resp. Hausfeuerung) entscheidend für die Höhe der Umwelteinwirkungen pro TJ Wärme resp. Strom. Je nach Szenario und betrachteter Umwelteinwirkung resultieren teilweise negative Emissionen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	i
Inhaltsverzeichnis	ii
Begriffe und Abkürzungen.....	iv
1. Einleitung.....	1
1.1 Idee der Wärme-Kraft-Kopplung.....	1
1.2 Begriffe: Wärme-Kraft-Kopplung und Blockheizkraftwerk.....	1
2. Geschichte und heutige Situation	2
3. Systemcharakterisierung.....	3
3.1 Bau	3
3.1.1 Antrieb.....	3
3.1.2 Abgasbehandlung: Dreiwegkatalysator mit Lambdasonde	4
3.1.3 Wärmepumpe	5
3.1.4 Schalldämmung.....	5
3.1.5 Heizwasserspeicher	5
3.1.6 Weitere Anlagebestandteile.....	5
3.1.7 Bauarbeiten.....	5
3.2 Betrieb	6
3.2.1 Betriebszeit.....	6
3.2.2 Energie.....	6
3.2.3 Emissionen.....	6
3.2.4 Wartung	6
3.3 Bezugsgrößen.....	7
3.4 Datengrundlagen.....	7
3.4.1 Material	7
3.4.2 Energie.....	7
3.4.3 Emissionen.....	8
3.4.4 Abfälle	8
3.4.5 Transport:	8
3.4.6 Flächenbedarf.....	9
4. Infrastruktur.....	10
4.1 Beschreibung der Modellanlage.....	10
4.2 Aufbau der Anlage.....	11
4.2.1 Gasmotor.....	11
4.2.2 Generator.....	12
4.2.3 Zusammenbau zum Stromaggregat.....	12
4.2.4 Katalysator	13
4.2.5 Wärmetauscherblock.....	14
4.2.6 Wärmepumpe	14
4.2.7 Schallschutzhaube.....	15
4.2.8 Heizwasserspeicher	15
4.2.9 Schaltschrank	16
4.2.10 Zu- und Abluftanlage	17
4.2.11 Elektrotechnik.....	18
4.2.12 Heizung/Sanitär.....	18
4.2.13 Bauarbeiten.....	19
4.2.14 Planung, Montage und Inbetriebnahme.....	20
4.2.15 Spitzenkessel.....	20
4.2.16 Lebensdauer.....	20
4.3 Zusammenfassung der Infrastrukturmodule.....	21

5. Betrieb.....	22
5.1 Energieverbrauch und Betriebszeiten.....	22
5.1.1 Betriebszeiten	22
5.1.2 Energieverbrauch	22
5.1.3 Energieertrag	22
5.1.4 Wirkungsgrad.....	22
5.2 Emissionen	23
5.3 Wartung.....	24
5.4 Zusammenfassung der Betriebsdaten.....	24
6. Verknüpfungen.....	26
6.1 Wärmepumpe.....	26
6.2 Wärme.....	26
6.3 Strom.....	27
7. Allokation	28
7.1 Methodik.....	28
7.1.1 Aufteilung	29
7.1.2 Systemerweiterung.....	30
7.2 Aufteilung und Bewertung.....	30
7.3 BHKW als Black Box.....	32
7.3.1 Wärme ab BHKW Black Box.....	33
7.3.2 Strom ab BHKW Black Box.....	33
7.4 Übersicht über die Module.....	34
8. Resultate	35
8.1 Grundsätzliches	35
8.2 Strom und Wärme ab BHKW.....	35
8.3 Strom ab BHKW, Variante 2.....	39
8.3.1 Ressourcen und Strom.....	39
8.3.2 Materialien.....	39
8.3.3 Transporte	39
8.3.4 Luftemissionen.....	41
8.3.5 Abfälle	42
8.4 Wärme ab Modul BHKW, Variante 2.....	43
8.4.1 Ressourcen und Strom.....	43
8.4.2 Materialien.....	43
8.4.3 Transporte	44
8.4.4 Luftemissionen.....	45
8.4.5 Abfälle	46
8.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	47
Anhang: Details zur Materialbilanz	48
A1 Heizwasserspeicher.....	48
A2 Materialaufteilungen für Computer <Salami et al. 1992>.....	48
A3 Ersatzteile	49
Literatur.....	50

Begriffe und Abkürzungen

Aggregat	Einheit aus einem Motor und einem Generator
Anlage	Bezeichnet einen Standort. Eine Anlage kann über mehrere Aggregate verfügen.
Bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
externes BHKW	BHKW mit Wärmeverteilnetz. Mehrere kleinere Gebäude, z. B. Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser beziehen Wärme.
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
H _u , H _o	unterer, oberer Heizwert
internes BHKW	BHKW ohne Wärmeverteilnetz. Die Wärme wird im gleichen Gebäude(komplex) genutzt
KKW	Kernkraftwerk
LKW	Lastkraftwagen
Modul	Einheit bestehend aus Motor, Generator, Wärmetauscher Verrohrung und Schalldämmhaube.
NMVOG	VOC exkl. Methan (Nichtmethankohlenwasserstoffe)
NS	Niederspannung
PE	Primärenergie
pkm	Personenkilometer
PKW	Personen(kraft)wagen
Standard-BHKW	Aufgrund von standardisierten Submissionsunterlagen (PAULI et al. 1989) erstelltes BHKW der Leistungsklasse 150 kW _e l. Die ursprüngliche Idee, mit einer Standardisierung das Preisniveau zu senken, schlug fehl, weshalb der Begriff zu Grabe getragen wurde.
tkm	Tonnenkilometer, Masse multipliziert mit einer Strecke
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité, westeuropäischer Stromverbund
VOC	flüchtige organische Kohlenstoffe (volatile organic carbon)
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpe

1. Einleitung

1.1 Idee der Wärme-Kraft-Kopplung

Heute wird die bei der thermischen Elektrizitätserzeugung in Grosskraftwerke anfallende Abwärme oftmals ungenutzt an die Umwelt abgegeben, da der Transport von Wärme in Fernwärmenetzen viel aufwendiger ist als deren Bereitstellung durch Einzelfeuerungen. Eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme ist nur möglich, wenn sich genügend Wärmeabnehmer in der näheren Umgebung finden lassen. Es stellt sich deshalb die Frage, ob nicht sinnvollerweise ein Teil der Elektrizität dezentral an Orten, wo genügend Wärmeabnehmer vorhanden sind, produziert werden soll. Mögliche Einsatzbereiche sind die Produktion von Prozesswärme für die Industrie oder Raumwärme für Wohnüberbauungen, Spitäler, Schulhäuser oder Bürokomplexe. Die Wärme-Kraft-Kopplung im Bereich der Raumwärme als Alternative zu einer Öl- oder Gasheizung ist eine neuere Idee. Die Motivation zum Betrieb dieser Anlagen ist anders gelagert, indem die Wärmeproduktion im Vordergrund steht. Bei dieser als "wärmegeführt" bezeichneten Betriebsweise fällt der Strom als erwünschtes Nebenprodukt an, mit dem sich die Kosten der Anlage amortisieren lassen.

1.2 Begriffe: Wärme-Kraft-Kopplung und Blockheizkraftwerk

Als Wärme-Kraft-Kopplung werden Prozesse bezeichnet, bei denen die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme als Prozess- oder Raumwärme genutzt wird. Bei diesen Anlagen betreiben Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren (Dieselmotoren, Gas-Otto-Motoren mit Dreiwegkatalysator, Magermotoren) einen Generator. Als Energieträger dienen Erdgas, Klär-, Bio- oder Flüssiggas, Heizöl EL oder Schweröl. Der Strom wird vom Betreiber verbraucht oder ins öffentliche Netz gespeist. Ungefähr 20 % der eingesetzten Endenergie wird in Elektrizität umgewandelt, 70 % direkt oder über eine Wärmepumpe in Wärme. Der Gesamtwirkungsgrad liegt also bei 90 %. Ein besonders hoher Stromanteil von 50 % wird mit einem Kombi-Heizkraftwerk erreicht, einer Kombination von Gas- und Dampfturbine <Nussbaumer 1993>.

"Blockheizkraftwerke" waren ursprünglich kleinere Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, die für ein Haus ("Block") gebaut worden waren. Der Begriff bürgerte sich in technischen Kreisen rasch ein und wurde bald auch für grössere Anlagen verwendet. (Es herrscht allerdings Uneinigkeit darüber, ob sich das "Block" in Blockheizkraftwerk auf den Wärmeabnehmer oder aber auf die Modulbauweise der Anlage bezieht). Zur Verdeutlichung spricht man heute von "externem Blockheizkraftwerk", wenn die Wärme in verschiedenen Gebäuden über ein Verteilnetz bezogen wird, von "internem Blockheizkraftwerk", wenn die Wärmeproduktion und -nutzung in unmittelbarer Nähe stattfinden.

Die Anlagen können unter günstigen Bedingungen (siehe Kap. XIV.3.) wirtschaftlich betrieben werden, denn das investierte Kapital lässt sich mit dem Einnahmeüberschuss aus dem Verkauf von Strom und Heizwärme amortisieren. Eine entscheidende Rolle spielt dabei der Stromrücknahmepreis. Drittinvestoren haben sich darauf spezialisiert, Erstellung, Finanzierung und Betrieb solcher Anlagen zu übernehmen.

2. Geschichte und heutige Situation

In der Industrie übernahm die Wärmekraftkopplung mittels Dampfturbinen lange Zeit die Aufgabe der gleichzeitigen Versorgung mit Dampf und Elektrizität. Dabei stand eine sichere und preisgünstige Produktion im Vordergrund. Mit dem Aufkommen grosser thermischer Kraftwerke und Wasserkraftanlagen sowie einer zuverlässigen Versorgung und feinmaschigen Verteilung der Elektrizität, verlor die Wärme-Kraft-Kopplung an Bedeutung.

Heute zeichnet sich eine Änderung ab, indem für die rationelle Nutzung fossiler Brennstoffe Blockheizkraftwerke eingesetzt werden können. Der Kanton Zürich beispielsweise fördert aus diesem Grund den Einsatz von Blockheizkraftwerken. Er kann Heizungsanlagen geeigneter Leistungsgrösse unter der Auflage bewilligen, eine Wärmekraftkopplungsanlage zu erstellen. Im Auftrag des Kantons wurden standardisierte Submissionsunterlagen für ein Blockheizkraftwerk der Grösse 150 kW_{el} entwickelt, mit dem Ziel, Blockheizkraftwerke dank serienmässiger Produktion gegenüber den konventionellen Wärme- und Elektrizitätserzeugungsanlagen konkurrenzfähig zu machen <Pauli et al. 1989>.

Im Kanton Basel wurden viele der gegen 50 Blockheizkraftwerkanlagen dank Zusicherung kantonaler Subventionen erstellt. Mit dem Energiegesetz vom 1.1.1992 wurden die Stromrücknahmetarife für dezentral erzeugten Strom wesentlich erhöht. So erreichen heute die bis anhin direkt subventionierten Anlagen eine mit konventionellen Heizsystemen vergleichbare Wirtschaftlichkeit.

Situation Ende 1993

Ende 1993 waren in der Schweiz 491 Klein-WKK-Anlagen (Anlagen bis 1 MW_{el}) mit 703 Aggregaten in Betrieb. Diese Anlagen produzierten 362 GWh thermische und 183 GWh elektrische Energie, eine Strommenge, die 0.39 % des schweizerischen Elektrizitätsverbrauchs entspricht. Die zwischen 1991 und 1993 von Klein-WKK-Anlagen produzierte Strommenge deckte 12 % der schweizerischen Verbrauchszunahme an elektrischer Energie.

Betrachtet man die Einsatzbereiche, so fällt der Grossteil der installierten Inputleistung auf Kläranlagen (59 MW), gefolgt von Bürogebäuden (35 MW) und Wohngebäude (28 MW). Die Wohngebäude zeigen 1993 den grössten Zuwachs (22 % der Neuanlagen) <Kaufmann 1994>.

3. Systemcharakterisierung

Zur Einleitung soll die Funktionsweise eines BHKW der Leistung 150 kW_{el} ("Standard-BHKW") erläutert werden. Die wichtigsten Elemente der Anlage sowie weitere technische Möglichkeiten im Bereich der Wärme-Kraft-Kopplung werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Fig. XIV.3.1 zeigt den Bau eines Blockheizkraftwerks. Das Herz der Anlage ist der Gas-Otto-Motor. Er ist mit einem Dreiwegkatalysator und Lambdasonde ausgerüstet und betreibt einen Synchrongenerator. Motor und Generator werden zu einem Aggregat zusammengebaut, das auf einem nach unten schwingungsgedämpften Rahmen steht. Neben dem Aggregat befindet sich der Wärmetauscherblock. Die Motorenkühlwasserwärme wird vom (primären) Motorenkühlwasserkreislauf auf den (sekundären) Heizkreislauf übertragen. Ein weiterer Wärmetauscher nutzt die Abgaswärme. Zusätzlich ist häufig eine Wärmepumpe installiert, die es erlaubt, der Luft in der Motorkapselung Wärme zu entziehen. Die Gasstrasse versorgt den Motor mit dem Energieträger und die Abgasanlage leitet das Abgas vom Motor zum Abgaskühler. Eine Schalldämmhaube umgibt diesen Teil der Anlage und dämpft den Motorenlärm. Die bisher beschriebenen Teile werden als Modul oder komplettes Blockheizkraftwerk bezeichnet. Die Instrumente zur Steuerung und Überwachung sind im Schaltschrank untergebracht. Das Modul wird über Heizwasserspeicher mit dem Wärmeverteilsystem verbunden. Weitere Elemente sind die Zuluft- und die Abluftanlage. Um den Bau eines Blockheizkraftwerks in eine bestehende Heizzentrale zu ermöglichen, sind einige Mauerdurchbrüche und das Erstellen eines Betonfundamentes nötig.

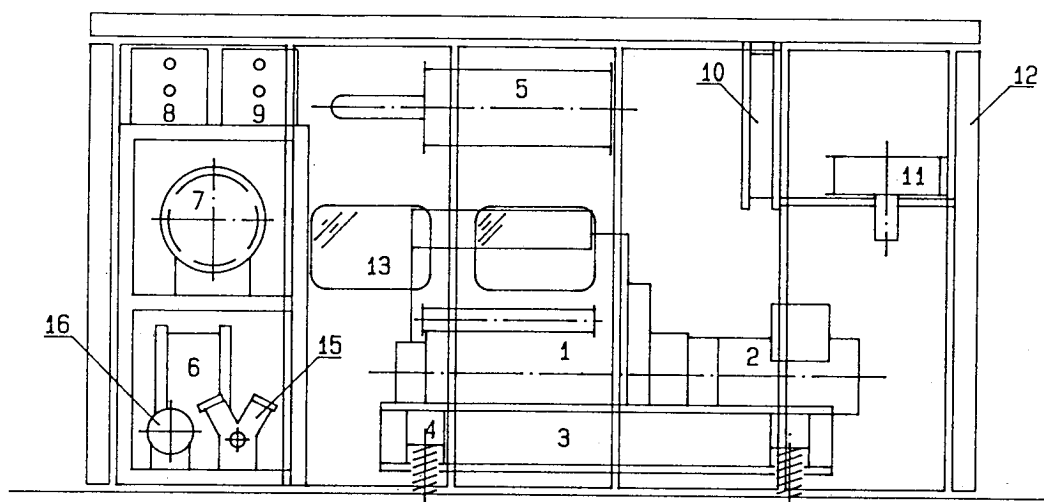


Fig. XIV.3.1: Schema eines BHKW-Moduls <Dimag 1993>; 1: Gas-Otto-Motor; 2: Generator; 3: Grundrahmen; 4: Schwingungsdämpfer; 5: Katalysator; 6: Kühlwasser-Wärmetauscher; 7: Abgaskühler; 8: Ölgefäß; 9: Kühlwassergefäß; 10: Umluftkühlerbatterie; 11: Umluftventilator; 12: Schallschutzhaube; 13: Sichtfenster; 15: Verdichter; 16: Kondensator

3.1 Bau

3.1.1 Antrieb

Blockheizkraftwerke werden je nach Grösse mit Gas-Otto-Motoren (15–einige 1000 kW), Dieselmotoren (3 MW–30 MW) oder Gasturbinen (250 kW bis einige 100 MW) betrieben. Beim Dieselmotor ist die Abgasreinigung aufwendig und vor allem bei kleineren Anlagen teuer. Magermotoren können die Anforderungen der Luftreinhalteverordnung der Stadt Zürich nicht erfüllen, eine sekundäre Entstickung wäre unumgänglich <Eicher 1991>. Gasturbinen werden vor allem zur Erzeugung von Prozesswärme verwendet.

Die für Gasmotoren-Blockheizkraftwerke eingesetzten Industriemotoren (beim Hersteller "Motorenwerke Mannheim" handelt es sich um umgebaute Schiffsmotoren) haben eine Lebensdauer von über 100'000 Betriebsstunden. Für ein Standard-Blockheizkraftwerk mit 4500 Jahresbetriebsstunden ergibt sich eine Betriebsdauer von 22 Jahren. Die Anlagen benötigen ungefähr alle 5 Jahre eine Generalüberholung.

3.1.2 Abgasbehandlung

Die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden gesetzlich limitierten Abgase müssen bei stationären Motoren in Reinigungssystemen behandelt werden, damit die Vorschriften der Luftreinhalteverordnung (Tab. XIV.3.1) erfüllt werden können.

	Gastreibstoffe [mg/Nm ³], 5 % O ₂	andere
NO _x als NO ₂	400	80
CO	650	650
HC (ohne CH ₄)	30 *	-
Feststoffe	100	100

* Vorschrift Kt. Zürich

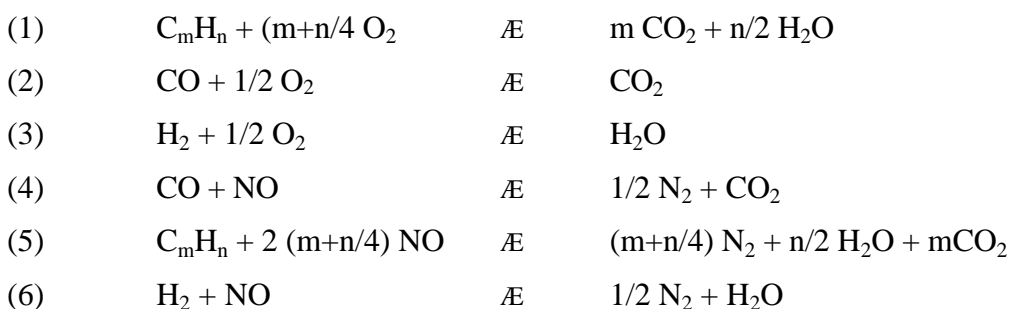
Tab. XIV.3.1: Emissionsgrenzwerte für Stationärmotoren <LRV 1993>.

Für *Dieselmotoren* wurde zur Verminderung der Stickoxidemissionen (NO_x) das SCR-Verfahren entwickelt (Selective Catalytic Reduction). Im Katalysator werden Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak als Reduktionsmittel zu elementarem Stickstoff reduziert. Die Einhaltung der Grenzwerte ist damit möglich, die Kosten zur Realisierung tiefer Werte sind aber relativ hoch und der Russ wird nicht reduziert. Der Dreiwegkatalysator kann nicht eingesetzt werden, da es technisch nicht möglich ist, Dieselmotoren ohne Luftüberschuss zu betreiben und weil der Katalysator durch den Schwefel im Treibstoff vergiftet würde.

Bei *Gasturbinen* liegt das grösste Potential zur Verminderung von Abgasen in der Erhöhung des Wirkungsgrades. Entsprechend laufen die Entwicklungen vor allem in diese Richtung. Zur Verminderung der NO_x-Emissionen kann eine sekundäre Entstickung im SCR-Verfahren mit Ammoniak und einem Katalysator durchgeführt werden. Das Verfahren ist aufwendig und kommt vor allem bei grösseren Industrieturbinen in Frage. Für kleinere Anlagen wird die Leistung der Turbine durch Wassereinspritzung erhöht. Werte von 60–120 mg NO_x/Nm³ bei 15 % O₂ (bzw. 180 - 360 mg NO_x/Nm³ bei 3 % O₂) können damit erreicht werden. Die Anlage wird so ebenfalls komplexer und dadurch verteuert <Eicher 1991>.

Dreiwegkatalysator mit Lambdasonde

Die in dieser Arbeit bilanzierten *Gas-Otto-Motoren* sind mit Dreiwegkatalysatoren und Lambdasonde ausgerüstet. Die Aufgabe dieses Katalysators besteht darin, die unvollständig verbrannten Kohlenwasserstoffe (C_mH_n) und das Kohlenmonoxid (CO) bei gleichzeitiger Reduktion des Stickstoffmonoxids (NO) zu oxidieren. Folgende Reaktionen laufen im Katalysator u. a. ab:



Dieses Reaktionssystem muss optimiert sein. Wird der Sauerstoffüberschuss zu gross ($1 > 1$), läuft der Motor zu "mager". In diesem Fall überwiegen die Reaktionen (1)–(3) und die Stickoxide werden weniger reduziert. Andererseits reichen bei starken Abweichungen in den "fetten" Bereich (Sauerstoffmangel, $1 \ll 1$) die Sauerstoff- und Stickoxidkonzentrationen nicht mehr aus, um genügend hohe Kohlenmonoxid- und Kohlenwasserstoffumsätze zu erreichen. Die Lambdasonde steuert die Luftzufuhr so, dass die primäre Abgaszusammensetzung in die Nähe der obigen Stöchiometrie zu liegen kommt. Dieser Bereich um $1 = 0.99$ wird "Lambda-Fenster" genannt.

3.1.3 Wärmepumpe

Blockheizkraftwerke werden meistens mit einer internen Wärmepumpe ausgerüstet. Damit kann der Luft um das Modul die vom Motor abgegebene Wärme entzogen werden.

Mit der Wärmepumpe wird die Umgebungswärme auf ein Arbeitsmittel übertragen, dessen Siedepunkt tiefer liegt als die Temperatur der Umgebung. Das Arbeitsmittel wird dabei gasförmig. Bei der anschliessenden Komprimierung erhöht sich die innere Energie des Gases und seine Temperatur steigt auf die Nutzungstemperatur an. Die Wärme kann nun auf das Wasser des Heizkreislaufes übertragen werden. Dabei wird das Arbeitsmittel wieder flüssig und es ist in der Lage, erneut Wärme aus der Umgebungsluft aufzunehmen.

Früher wurden als Arbeitsmittel vorwiegend Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) verwendet. Heute werden diese problematischen Substanzen teilweise durch nicht-chlorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW) ersetzt. Seit 1992 ist das Kältemittel R134a (1,1,1,2-Tetrafluorethan, $\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_3$) im Handel. Das Ozonabbaupotential dieses H-FKW's ist null, und die Treibhausrelevanz ist gegenüber den FKW verringert.

Beim Umgang mit einem Kältemittel kann nicht garantiert werden, dass die gesamte Nutzmenge recycelt wird oder der fachgerechten Verbrennung zukommt. Durch Leckagen, unvorsichtiges Arbeiten und bei der Entsorgung gelangt ein Teil des Stoffes in die Umwelt <Hofstetter 1990>.

3.1.4 Schalldämmung

Beim Bau eines Blockheizkraftwerkes müssen die Lärm-Immissionsvorschriften der Lärmschutzverordnung beachtet werden. Der Kanton Zürich fordert, dass die Werte im Wohngebiet 35 dB, in der Industriezone 40 dB nicht überschreiten.

Um diese Vorgaben einzuhalten, werden beim Standard-Blockheizkraftwerk Motor, Generator, Wärmetauscher und die Abgasführung bis zum Katalysator von einem Gehäuse umgeben. Die Wände sind aus Metallplatten mit Mineralwollefüllung gefertigt. Für die Sichtkontrolle sind zwei Fenster eingelassen. Als weitere Schalldämmmassnahme wird das Fundament des Moduls in der Wohnzone schwimmend gebaut (siehe Abschnitt 4.2.13).

3.1.5 Heizwasserspeicher

Der Speicher hat die Aufgabe, das erwärmte Wasser aufzunehmen wenn die Anlage läuft und für Zeiten des Stillstandes warmzuhalten. Er wird in seiner Grösse dem zur Verfügung stehenden Platz angepasst, sollte aber im Minimum über eine Ladekapazität von einer Stunde verfügen, damit das Blockheizkraftwerk mindestens eine Stunde laufen kann <Rapp 1994>. Häufig baut man Speicher der Grössenordnung von 10–30 m³. Ein Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 150 kW_{el} ist mit zwei Speichern von 5 m³ Litern Inhalt gut zu betreiben. Der Speicher ist ein nicht zu vernachlässigender Kostenpunkt der Anlage: Muss die Anlage preisgünstig angelegt werden, genügt gemäss Hersteller auch ein Speicher von 5000 Litern <Cipag 1994>.

3.1.6 Weitere Anlagebestandteile

Innerhalb der Schallschutzhaube kommt beim Standard-BHKW der Wärmetauscherblock zu stehen. Je ein Kühlwasser-Wärmetauscher und ein Abgas-Wärmetauscher nutzen die anfallende Wärme, verbunden über diverse Leitungen und ein Expansionsgefäss. Zur Steuerung des Moduls wird separat ein Schaltschrank aufgestellt.

3.1.7 Bauarbeiten

Für ein Blockheizkraftwerk der Leistungsklasse 100–200 kW_{el} muss eine Fläche von mindestens 25–30 m² zur Verfügung stehen. Bei Umrüstung einer bestehenden Heizanlage werden im Falle einer Öl-

heizung zur Bereitstellung des Platzes die Hälfte bis 2/3 der alten Öltanks herausgerissen. Für den Einbau des Moduls reicht im einfachsten Fall ein Loch von 3*2 m in der Wand. An baulichen Massnahmen sind weiter ein Fundament für das Modul nötig, sowie eine Mauer zwischen altem Tank und der Anlage <Rapp 1994>. Das ganze Modul und je nach Bauweise auch der Heizwasserspeicher kommen auf ein Fundament zu stehen. Die Mächtigkeit des armierten Betonsockels beträgt für das Modul je nach Standort 5 bis 20 cm. Sind die Lärmschutzvorschriften für Wohnzonen einzuhalten, wird das Fundament schwimmend gebaut. Gummistücke zwischen Motor und Sockel dämpfen dann die Schallübertragung <Dimag 1994>.

3.2 Betrieb

3.2.1 Betriebszeit

Blockheizkraftwerke laufen etwa 3000–5500 Stunden im Jahr. In der Klein-WKK-Statistik 1993 <Kaufmann 1994> wird für Blockheizkraftwerke in Wohnbauten ein Durchschnitt von 3700 Betriebsstunden angegeben. Damit decken sie den Grundbedarf an Wärme. Für Spitzenverbräuche werden zusätzliche Heizsysteme eingesetzt, zum Beispiel schon vorhandene oder neue Ölbrenner oder Gasbrenner (eine Spitzendeckung mit Gasbrennern kann, abhängig von der Tarifpolitik des lokalen Gaswerkes, ökonomisch ungünstig sein). So ist gewährleistet, dass der Motor eine gewisse Zeit laufen kann. Jede Anfahrphase dauert etwa fünf Minuten. In dieser Zeit verbraucht die Anlage Strom. Häufige Starts führen zudem zu einer vorzeitigen Alterung des Katalysators und erhöhen die Schadstoffemissionen, weil der Katalysator in der Anlaufzeit die nötige Reaktionstemperatur nicht erreicht. Aus diesen Gründen werden Laufzeiten von 10–12 h pro Start angestrebt, der Durchschnitt liegt bei 6.5 Stunden <Kaufmann 1994>. Bei Stillstandszeiten von unter 120 Minuten ist der Katalysator noch so warm, dass er seine Funktionen befriedigend erfüllen kann <Kühnis et al. 1993b>.

3.2.2 Energie

Die produzierte Wärmeenergie wird vorwiegend zum Heizen verwendet. Versorgt das Blockheizkraftwerk nur wenige Bauten in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale (internes BHKW, zum Beispiel Spitäler), kann auch das Warmwasser gut vom BHKW bereitgestellt werden. Bei grossflächigen Siedlungen verzichtet man meist darauf und plaziert dezentral Elektroboiler. Der Strom wird bei internen BHKW oft zur Deckung (eines Teiles) des Eigenbedarfs verwendet, bei externen wird die ganze Menge eingespeist.

Die Verluste sind wenig untersucht, fallen aber kaum ins Gewicht. Der Pumpenstrom für die Wasserzirkulation beträgt in der Regel weniger als 1 % der verteilten Wärmeenergie. Die Verluste des Wärmeverteilnetzes betragen etwa 6–8 %. In der Heizzentrale entgehen kaum messbare 1–3 % Umgebungswärme der Wärmepumpe (Zahlen der Anlage "Im Langen Loh", <Graf et al. 1992>). Welche Strommengen für die Steuerung der Anlage benötigt werden, konnte nicht in Erfahrung gebracht werden.

3.2.3 Emissionen

Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan und kleinen Anteilen von Ethan, Propan und Butan <Brown/Le May 1988>. Bei der Verbrennung entstehen CO₂, CO, NO_x und flüchtige organische Stoffe (VOC). Der Schadstoffausstoss ist beim Start, wenn der Katalysator noch kalt ist, am höchsten <Kühnis et al. 1993b>.

3.2.4 Wartung

Um zu gewährleisten, dass die Blockheizkraftwerk-Anlage störungsfrei läuft, werden in regelmäßigen Abständen Kontrollen durchgeführt.

Mindestens alle drei Tage macht die für die Heizzentrale zuständige Person einen Kontrollgang und hält die Betriebsdaten in einem Betriebsjournal fest. Bei Servicearbeiten wird Schmieröl nachgefüllt,

die Zündkerzen werden geprüft, diverse Verschleisssteile ersetzt und Abgasmessungen durchgeführt. Alle 24'000 Betriebsstunden (etwa 5 Jahre) ist eine Generalüberholung nötig <Dimag 1993>.

Verfügt der Betreiber selbst nicht über geeignetes Personal, übernimmt der Modulhersteller den Service. Die Firmen bieten Vollsserviceverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren an. 1988 lagen die Kosten für diese Leistungen bei 2.4 bis 2.9 Rappen pro kWh_{el} <Pauli et al. 1989>, 1994 ist mit 4 Rappen pro kWh_{el} zu rechnen <Dimag 1993>. Zusätzlich sollten für nicht im Vertrag eingeschlossene Serviceaufwände 1 % der Anlagekosten zur Seite gelegt werden <Pauli et al. 1989>.

Zum Ausgleichen der Schmierölverluste des Motors wird von der Wartungsfirma der ganze Ölbehälter ausgewechselt und das Altöl von Spezialfirmen reraffiniert.

3.3 Bezugsgrössen

Das Blockheizkraftwerk liefert Strom und Wärme, die sich auf verschiedene Ebenen beziehen. Es ergeben sich deshalb 4 Wärme- und 2 Strombezugsgrössen:

Wärme ab BHKW:	Wärme ab Wärmetauscher (Kühlwasser und Abgase des Motors)
Wärme ab Modul BHKW:	Wärme ab Wärmetauscher und Wärmepumpe
Wärme ab System BHKW:	Wärme ab Verbund mit einer Ölfeuerung, die den Spitzenbedarf deckt
Wärme ab Nahverteilung:	Wärme, die von Bauten ausserhalb der Heizzentrale über ein Verteilnetz bezogen werden kann (also ein externes BHKW)
Strom ab Generator:	Netto-Stromproduktion des Generators
Strom ab BHKW:	Stromlieferung ins Netz (Nettoproduktion abzüglich Verluste im Aggregat und Strombezug der Wärmepumpe)

3.4 Datengrundlagen

Die Daten, die zur Erstellung der Material-, Energie und Schadstoffbilanz nötig waren, wurden grösstenteils von Planern, Herstellern und Betreibern von Blockheizkraftwerkenanlagen zur Verfügung gestellt.

3.4.1 Material

Für die meisten Bauteile stammen die Daten von den Herstellern. Die Materialmengen der elektrischen Installationen, sanitären Einrichtungen und Ersatzteile müssen über den Preis abgeschätzt werden. Es werden mittlere Preise aus <Pauli et al.1989> und Angaben der <Dimag 1994> verwendet und die Annahme getroffen, dass 30 % des Rechnungswertes auf das Material fällt. Diese Materialkosten werden unter der Annahme eines Preises von 20 Fr./kg in kg Eisen umgerechnet und als Stahl unlegiert bilanziert.

3.4.2 Energie

Materialherstellung

Die zur Herstellung des Materials verwendeten (vorgelagerten) Energien und Umwelteinwirkungen sind im Anhang A dokumentiert; sie sind deshalb hier in der Materialbilanz nicht sichtbar.

Produktion

Die Energie zur Verarbeitung der Materialien wird, wo nichts genaueres bekannt ist, für grosse Anlageteile als 12.5 MJ Primärenergie (PE) pro kg Stahl und 50 MJ PE pro kg Kupfer angenommen. Für die restlichen Materialien wird sie vernachlässigt. Von dieser Energie entfallen 45 % auf Öl (bilanziert als Heizöl EL in Heizung 1 MW), 45 % auf Erdgas (Erdgas in Industrieheizung >100 kW Euro) und

10 % Strom (Bezugsgrösse abhängig vom Produktionsort). Zur Bestimmung der elektrischen Energie muss der Primärenergieanteil mit dem elektrischen Wirkungsgrad multipliziert werden ($PE = E_{th} + 1/h_{el} \cdot E_{el}$). Der Wirkungsgrad h_{el} wird mit 0.33 angenommen.

Montage

Für die schwer exakt zu erfassenden Anlagebestandteile wie Leitungen oder Steuerungselemente werden die *Montageaufwände* über den Handelspreis (mittlere Preise aus <Pauli et al. 1989> und nach <Dimag 1994> und Energieintensitäten der jeweiligen Branchen <Baumann et al. 1993> (vgl. Tab. XIV.3.2.) abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass 70 % des Handelspreises für Arbeit, Fahrt und Planung verrechnet werden. Die so erhaltenen Primärenergiemengen werden als 25 % Öl, 25 % Treibstoff und 50 % elektrische Energie bilanziert (auch hier wird der Wirkungsgrad der Stromgewinnung berücksichtigt).

Branche	Energieintensität [MJ/sFr.]	
	1988	1992
Elektrotechnik	4.7	3.5
Bauinstallationen, Ausbau	4.6	3.6
Hoch/Tiefbau	6.2	4.9
Sonst. Dienstleistungen	2.4	1.9

Tab. XIV.3.2: Zur Herstellung der Energiebilanz benutzte Energieintensitäten <Baumann et al. 1993>. Die verwendeten Preisangaben stammen aus verschiedenen Quellen (Preise 1988 und 1994). Für 1994 werden die Energieintensitäten 1992 übernommen.

Für Anlageteile, die ausserhalb der Schweiz hergestellt werden, wird UCPT-Strömung verrechnet, für Montagearbeiten oder Planung der Schweizer Strom-Mix.

3.4.3 Emissionen

Für die Luftemissionen beim Betrieb der Anlage stehen Messdaten verschiedener Anlagen zur Verfügung. Die bei der Herstellung und Rückbau der Anlage freigesetzten Schadstoffe werden gemäss den in den Anhängen A und B dokumentierten Material- und Transportbilanzen bestimmt, sofern nicht zusätzliche Angaben der Hersteller vorhanden sind. Ebenfalls als Emission in die Luft zählt die Abwärme, die bei jedem Strombezug mit dem entsprechenden Energieinhalt anfällt.

3.4.4 Abfälle

Die Abfälle, die bei der Herstellung anfallen, werden, soweit bekannt (z. B. beim Speicher), als Material verrechnet. Kunststoffe, Mineralwolle etc. werden als Abfälle in die entsprechenden Deponien oder Verbrennungsanlagen bilanziert, für Metalle wird eine Recyclingrate von 100 % angenommen.

3.4.5 Transport:

Für die gewichtsmässig wichtigsten Materialien (Stahl, Kupfer, Aluminium) werden die Transportaufwendungen berücksichtigt. Als Standarddistanzen werden folgende Strecken mit der Materialmasse multipliziert:

	Verbrauch in der Schweiz		Verbrauch in Europa	
	Bahn [km]	LKW 28 t [km]	Bahn [km]	LKW 40 t [km]
Stahl/Guss	200	100	600	50
Kupfer	200	100	600	50
Beton		20		20

Tab. XIV.3.3: Standarddistanzen, die zur Abschätzung der Transporte verwendet werden ; siehe Teil III, Kap. 9.

Für Planung und Montage wird ein Teil der bilanzierten Primärenergie für den Personentransport aufgewendet (Annahme 25 %). Es wird dabei ein Energieverbrauch von $2.755 \cdot 10^{-6}$ TJ/pkm angenommen. Die so errechneten Personenkilometerzahlen sind sehr hoch. Deshalb wird für die Bauarbeiten, die Elektrotechnik und für Heizung/Sanitär der als Treibstoff angenommene PE-Anteil nicht mit der Energieintensität für die Branche, sondern mit der tieferen, für Dienstleistungen geltenden, abgeschätzt.

3.4.6 Flächenbedarf

In Analogie zu Öl- und Gasfeuerungen werden keine Flächeninanspruchnahmen bilanziert. (Allenfalls wäre es hier angebracht, den Platz für den Heizwasserspeicher zu berücksichtigen.)

4. Infrastruktur

4.1 Beschreibung der Modellanlage

Als Beispielanlage dient das Standard-Blockheizkraftwerk der Wohnüberbauung Jakobsberg in Basel. Die Siedlung besteht aus 220 Wohneinheiten: 54 Einfamilien- und 9 Mehrfamilienhäuser, eine Alterssiedlung und ein Kindergarten. Die Objekte wurden ursprünglich über eine Fernleitung von einer zentralen, ölbetriebenen Heizanlage mit Raumwärme und Warmwasser versorgt. Da die Verluste durch Fenster und Verteilleitung sehr gross waren, wurde das Heiz- und Warmwassersystem stufenweise verbessert. Im Rahmen dieser Sanierung wurde 1987 die Warmwasserversorgung dezentralisiert und eine Heizzentrale mit Blockheizkraftwerk in Betrieb genommen. Das Blockheizkraftwerk deckt den Grundbedarf an Raumwärme, zwei Ölkessel mit 600 kW und 1200 kW liefern wenn nötig zusätzliche Wärme. Der kleine Kessel wird bei Bedarf zugeschaltet, der grosse steht bei Revisionen und ausserordentlichen Kälteperioden im Einsatz. Das Warmwasser wird von verschiedenen, dezentralen Elektroboileranlagen und zwei Gaskondensationsanlagen in der Heizzentrale bereitgestellt.

Heute versorgt die Heizzentrale die 220 Wohnungen und den Kindergarten mit Raumwärme und gibt während der Heizperiode Elektrizität ans öffentliche Netz ab. Das Blockheizkraftwerk läuft im Winter praktisch durchgehend, meist bei Vollast, nachts kurzzeitig auf Teillast (60 % der vollen Leistung). Im Sommerhalbjahr steht es für 5 Monate still. So deckt es die Hälfte des Raumwärmebedarfs. Gleichzeitig gibt die Siedlung im Jahr soviel elektrische Energie ans öffentliche Netz ab, wie sie bezieht (inklusive Verbrauch Elektroboiler).

Das Blockheizkraftwerk Jakobsberg wird von einem Motor des Typs MWM G234 V12 angetrieben und verfügt über eine interne Wärmepumpe. Es liefert 360 kW thermische und 160 kW elektrische Leistung. Ein Dreiwegkatalysator mit Lambdasonde verbessert die Abgaszusammensetzung. Zwei Heizwasserspeicher von je 10 m³ Inhalt nehmen das warme Wasser auf.

Die Daten zu dieser Anlage wurden von den Planern <Rapp 1994>, <Graf 1988> zur Verfügung gestellt.

Ist diese Anlage repräsentativ?

Was die Bilanz des Baues betrifft, darf die Anlage als repräsentativ gelten, denn zum jetzigen Zeitpunkt ist ein grosser Teil der Anlagen dieses Leistungsbereiches von gleicher Bauweise. Der Schadstoffausstoss ist von Anlage zu Anlage starken Schwankungen unterlegen. Deshalb werden die Emissionen verschiedener Anlagen verglichen und ein mittlerer Wert bilanziert (Werte aus <Kühnis et al. 1993a und b>, vgl. auch Tab. XIV.5.4). Da über keine andere Anlage so detaillierte Betriebsdaten zur Verfügung stehen, kann nur vermutet werden, dass andere Anlagen ähnlich betrieben werden.

Der *Heizwasserspeicher* der Modellanlage ist mit 56 Litern pro kW Heizleistung des BHKW um ca. 30–60 % grösser dimensioniert als übliche Speicher (vgl. Tab. XIV.4.1). Ein Blockheizkraftwerk der gleichen Leistungsklasse in Zürich ist mit zwei 8 m³-Speichern ausgerüstet. (Es liefert für ein Krankenhaus mit Personalwohnhaus im Sommer die ganze Heizwärme und das Warmwasser. Hätte diese Anlage grössere Speicher, müsste weniger oft der zusätzliche Gaskessel in Betrieb gesetzt werden.) Da grosse Speicher anzustreben sind, damit das Blockheizkraftwerk möglichst lange laufen kann, wird trotzdem die reale Speicherkapazität der Anlage Jakobsberg bilanziert.

Anlage	thermische Outputleistung	Heizwasserspeicher- volumen [m ³]	Liter/kW _{th}
Jakobsberg, Basel	360	20	56
Paradiesstrasse, Zürich	360	16	44
Im Langen Loh, Basel	880	30	34

Tab. XIV.4.1: Verhältnis Wärmeleistung - Heizwasserspeichervolumen verschiedener BHKW-Anlagen.

Obwohl das BHKW Jakobsberg über einen *Katalysator* mit Keramikträger verfügt, wird hier ein Metallträger bilanziert, denn die Anlagen in der Schweiz sind mehrheitlich mit Metallträgern ausgerüstet. Üblich sind für Anlagen dieser Leistungsklasse Katalysatoren mit einem Fassungsvermögen von ca. 19 Litern.

4.2 Aufbau der Anlage

Die Methoden zur Abschätzung der Energiemengen und Transportkilometer sind in Kap. 3.4.5 genauer beschrieben.

4.2.1 Gasmotor

Der Motor wiegt 1400 kg <Dimag 1994>. Für die gewichtsmässig dominierenden Bestandteile sind die verwendeten Materialien bekannt, jedoch nicht die Massen. Sie wurden grob abgeschätzt (Tab. XIV.4.2).

Teil	Material	bilanziert als
Zylinderkurbelgehäuse (600 kg)	legiertes Spezial-Gusseisen	Gusseisen (600 kg)
Schwungradgehäuse	Gusseisen SAE 1	Gusseisen
Zylinderbuchse	hochverschleissfestes Spezial-Schleuder-gusseisen	Gusseisen
Zylinderkopf	Spezial-Gusseisen	Gusseisen
Kurbelwelle	Chrom-Molybdänstahl	Stahl hochlegiert
Pleuel	legierter Stahl	Stahl niedriglegiert
Kolben	Leichtmetall	
Nockenwelle	Stahl	Stahl unlegiert
Haupt- und Pleuellager	Stahlschutzschale mit Bleibronze und galvanisch aufgebrachtener Laufschiicht	
Lagerbuchse	Stahl-Bleibronze	
Übrige Teile: Elektronische Steuerung, Luftansaugung, Venturigasmischer, Auspuffrohr, Abgasstandthermometer (je 1 pro Zylinder), Anlasser, Zündanlage, Schmierölsystem — Keine genauen Angaben.		
Bilanz (Annahmen)	Gusseisen	1000 kg
	Stahl unlegiert	100 kg
	Stahl niedriglegiert	200 kg
	Stahl hochlegiert	100 kg

Tab. XIV.4.2: Verfügbare Angaben zu den für den Bau des Motors verwendeten Materialien <Dimag 1994> und geschätzte Bilanz.

Die Produktionsenergie wird über die Metallmassen wie in 3.4.2 beschrieben berechnet, wobei für Gusseisen ebenfalls ein Wert von 12.5 MJ Primärenergie pro kg eingesetzt wird. Dieser Motor wird in Mannheim hergestellt. Es werden 200 km Schienentransport und 100 km LKW 40t als Rohmaterialtransport in Deutschland, sowie 300 km Schiene und 50 km Strasse (LKW 28 t) für den Transport nach und in der Schweiz eingesetzt.

Gasmotor 206 kW MWM G234 V 12		[Stk]
Basismaterialien:		
Gusseisen	1000	kg
Stahl hochlegiert	100	kg
Stahl niedriglegiert	200	kg
Stahl unlegiert	100	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0079	TJ
Erdgas in Industrieheizung > 100 kW Euro	0.0079	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTe	0.00058	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	70	tkm
Transport LKW 40 t	140	tkm
Transport Schiene	700	tkm
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.00058	TJ

Tab. XIV.4.3: Bilanzierte Materialaufwände <Dimag 1994>, Transporte und Energiebedarf für den Motor.

4.2.2 Generator

Vom Gesamtgewicht von 850 kg <Dimag 1994> werden 30 % als Kupfer betrachtet, 70 % als Guss-eisen. Die Produktionsenergie wird über die Metallmassen wie in Kap. 3.4.2 beschrieben berechnet.

Generator 200 kW		[Stk]
Basismaterialien:		
Gusseisen	595	kg
Kupfer	255	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0091	TJ
Erdgas in Industrieheizung > 100 kW Euro	0.0091	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTe	0.00067	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	42.5	tkm
Transport Schiene	510	tkm
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.00067	TJ

Tab. XIV.4.4: Bilanzierte Materialaufwände <Dimag 1994>, Transporte und Energiebedarf für den Generator.

4.2.3 Zusammenbau zum Stromaggregat

Dazu gehören der Grundrahmen (Walzprofil, Stahl unlegiert), die Schwingungsdämpfer, die Kupp-lung und die Schmierölversorgung (80 l Inhalt, Gehäuse aus Stahl). Das Gewicht beträgt 560 kg <Dimag 1994>, Annahme 100 % Stahl unlegiert.

Zusammenbau Generator-Motor	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	560	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0032	TJ
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	0.0032	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPT	0.00023	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	28	tkm
Transport Schiene	336	tkm
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.00023	TJ

Tab. XIV.4.5: Bilanzierte Materialaufwände <Dimag 1994>, Transporte und Energiebedarf für den Zusammenbau Generator-Motor.

4.2.4 Katalysator

Der Katalysator besteht aus einem Metallgehäuse, dem Trägermaterial und der katalysierenden Beschichtung. Als Träger kommen keramische (wie beim BHKW Jakobsberg) oder häufiger metallische (wie hier bilanziert) Monolithe zum Einsatz, die mit den Edelmetallen Platin, Palladium, Rhodium und verschiedenen Nichtedelmetalloxiden beschichtet sind. Bei der Herstellung wird der Katalysator für ca. 5 Stunden bei 300 °C in einem elektrisch beheizten Luftstrom gehalten. Dabei werden 2 kW elektrische Leistung pro Liter Katalysatorvolumen benötigt. Zur Vergrößerung der katalytischen Oberfläche wird der Träger erst mit Aluminiumoxid beschichtet. Für diesen Prozess ("Standard-Washcoat") werden heute 0.8 mol CO₂ pro Liter Katalysator frei. Der Prozess wird verbessert, sodass in Zukunft mit geringeren Emissionen zu rechnen ist. Diese Energie- und Emissionswerte gelten für einen gefüllten Ofen. Bei Lieferungen unter 150 Liter Volumen müssen dieselben Mengen auf die geringere Anzahl Elemente verteilt werden. Abwässer und Abfälle entstehen bei der Herstellung kaum, denn das Betriebswasser wird in Kreisläufen gefahren. Das Gehäuse wird in der Regel vom Anlagebauer angefertigt. Zur Entsorgung wird der Katalysator aufgeschmolzen und die Edelmetalle zurückgewonnen, sodass, gemäss <Degussa 1994>, keine deponierbaren Reststoffe übrigbleiben. Welche Emissionen dabei entstehen und wieviel Energie die Rezyklierung benötigt, konnte nicht in Erfahrung gebracht werden. (Alle Angaben von <Degussa 1994>.)

Das Gesamtgewicht des Katalysators beträgt 70 kg <Dimag 1994>. Das Gehäuse ist aus recyceltem Edelstahl gefertigt und wiegt 46 kg, der Träger 20 kg <Degussa 1994>. Der Hersteller gibt eine Aluminiumoxidbeschichtung von maximal 200 g/l an und Edelmetallmassen von unter 3 g/l <Degussa 1994>. Mit diesen Maximalwerten und unter der Annahme eines Verhältnisses Platin : Rhodium : Palladium ungefähr gleich 5 : 1 : 1 (nach Literaturangaben über Autokatalysatoren <Huber et al. 1990>) sowie Edelmetallrecyclinganteilen von 96 % werden die Edelmetallverbräuche bestimmt. Ebenfalls bilanziert wird der Verpackungskarton. (Zum Abschätzen des Gewichtes dieser Verpackung wird über Gewicht und Fläche einer reellen Kartonschachtel und mit den Angaben zu den Abmessungen der Trägerverpackung (50*50*20 cm = 0.9 m²) auf deren Gewicht geschlossen.)

Der Hersteller gibt eine Lebensdauer von 20'000–30'000 Betriebsstunden an <Degussa 1994>, vom Betreiber werden 15'000 Stunden garantiert <ADEV 1994>. Bei älteren Katalysatoren werden als Folge thermischer Alterung lediglich Betriebszeiten von 2'000–7'000 Stunden erreicht. Komponenten mit beschränkter Lebensdauer sind die Lambdasonde (4'000–5'000 Betriebsstunden) und der Stellmotor zum Gasventil (2'000–6'000 h, stark anlagenabhängig) <Kühnis et al. 1993 a>. Der Katalysator des BHKW Jakobsberg ist zur Zeit mit knapp 30'000 Betriebsstunden der am längsten in Betrieb stehende Blockheizkraftwerk-Katalysator der Schweiz. Er erfüllt seine Aufgaben nach wie vor zufriedenstellend <Rapp 1994>. Da aber, zumindest früher, häufig Probleme mit Katalysatoren auftraten, die zum vorzeitigen Ersatz führten, wird hier mit der von der <ADEV 1994> garantierten Betriebsdauer von 15'000 Bh gerechnet.

Das Aluminiumoxid wird als Zeolith bilanziert, der Energiebedarf der Gehäuseherstellung und der Beschichtung wird vernachlässigt.

Katalysator 19.1 1	[Stk]	
Basismaterialien:		
Karton (Verpackungs-)	0.55	kg
Palladium ab Anreicherung	0.0003	kg
Platin ab Anreicherung	0.0016	kg
Rhodium ab Anreicherung	0.0003	kg
Stahl hochlegiert	66	kg
Zeolith	3.8	kg
Energieträger:		
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTE	0.00069	TJ
Transport:		
Transport LKW 40 t	3.3	tkm
Transport Schiene	40	tkm
Abfälle:		
Karton in KVA	0.55	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.00069	TJ
CO2 Kohlendioxid p	0.67	kg

Tab. XIV.4.6: Bilanzierte Materialaufwände <Dimag 1994> und <Degussa 1994>, Transporte, Energiebedarf und Abfälle für den Katalysator.

4.2.5 Wärmetauscherblock

Ein Kühlwasserwärmetauscher und ein Abgaswärmetauscher sind auf einem Stahlrahmen aufgebaut und wiegen zusammen mit der Verrohrung 1180 kg <Dimag 1994>. Annahme je 50 % Stahl niedriglegiert und unlegiert. Die Herstellung wird als wenig energieintensiv angenommen und vernachlässigt.

Wärmetauscherblock	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl niedriglegiert	590	kg
Stahl unlegiert	590	kg
Transport:		
Transport LKW 28 t	59	tkm
Transport Schiene	708	tkm

Tab. XIV.4.7: Bilanzierte Materialaufwände <Dimag 1994> und Transporte für den Wärmetauscherblock.

4.2.6 Wärmepumpe

Die Leistung der Wärmepumpe beträgt 30 kW, die Heizzahl 4.5 <ADEV 1994>. Das Gewicht ohne Kältemittel beträgt 375 kg <Dimag 1994>. Diese Masse wird in Anlehnung an Teil X (Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung) aufgeteilt in 58 % Stahl unlegiert, 15 % Stahl niedriglegiert, 17 % Kupfer, 8 % Gummi, 0.7 % PVC weich und 1.3 % Schmieröl (bilanziert als Heizöl Petro ab Raffinerie Euro).

Für die Herstellungsenergie werden die Werte aus Teil X (Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung) für eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 10.25 kW verdreifacht (bei der hier betrachteten WP sind sowohl Leistung als auch Gewicht etwa 3 mal höher). Von der so angenommenen Primärenergie von 8.4 GJ entfallen 50 % auf Strom, 50 % auf Erdgas.

Vom Kältemittel wird derjenige Teil in der Bilanz aufgeführt, der durch Leckagen (5 %) unvorsichtiges Arbeiten (10 %) und bei der Entsorgung der noch verbleibenden 85 % (10 %) in die Luft emittiert wird <Hofstetter 1990>. Bei einer Füllmenge von 20 kg des Kältemittels R134a ergeben sich so Verluste von 4.7 kg. Die Produktion von R134a ist im Anhang A bilanziert.

Die Lebensdauer einer Wärmepumpe wird mit 140'000 Betriebsstunden angegeben, vereinfachend werden aber wie für den Rest der Anlageteile (ausg. Katalysator) 100'000 Bh angenommen.

Infra Wärmepumpe 30 kW	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	218	kg
Kupfer	64	kg
Stahl niedriglegiert	56	kg
Gummi EPDM	30	kg
Kältemittel R134a	20	kg
PVC	2.6	kg
Energieträger:		
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	0.0049	t
Erdgas in Industrieheizung >100 kW Euro	0.0042	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPT	0.0014	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	19	tkm
Transport Schiene	209	tkm
Abfälle:		
Kunststoffe in Reaktordeponie	32.6	kg
Emissionen Luft:		
R134a FKW p ¹⁾	4.7	kg
Abwärme in Luft s	0.0014	TJ

Tab. XIV.4.8: Die Eingabedaten der Module "Infra Wärmepumpe 30 kW" und "Wärmepumpe 30 kW" <Dimag 1994>; ¹⁾: Die Kältemittlemissionen sind separat im Modul "Wärmepumpe 30 kW" bilanziert.

4.2.7 Schallschutzhaube

Die Abmessungen der Haube betragen B*H*T = 5.3 m*2.5 m*2 m. Gemäss Hersteller <Dimag 1994> wiegt die Schalldämmung 2400 kg. Geht man von einem gewichtmässigen Anteil des Metalles von 80 % und einem Mineralwolleanteil von 20 % aus, ergeben sich Massen von 1920 kg, bzw. 480 kg. Es wird angenommen, dass das Metall vollständig rezykliert wird und die Mineralwolle in eine Inertstoffdeponie gegeben wird.

Schallschutzhaube	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	1920	kg
Mineralwolle	480	kg
Transport:		
Transport LKW 28 t	96	tkm
Transport Schiene	1150	tkm
Abfälle:		
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	480	kg

Tab. XIV.4.9: Bilanzierte Materialaufwände, Transporte und Abfälle für die Schalldämmhaube.

4.2.8 Heizwasserspeicher

Aus Angaben des Herstellers <Cipag 1994> für einen 5'000 l Speicher wird auf einen 10'000 l Speicher extrapoliert (Umrechnungsfaktoren vgl. Anhang A1).

Ein Speicher von 10 m³ besteht nach diesen Berechnungen aus 900 kg Stahl, einer Mineralwolleisolation von 81 kg und einem Alumantel von 86 kg. Für den Anstrich werden 4.2 kg Farbe verwendet (wasserverdünnbarer Korrosionsschutzgrund und blei- und chromatfreie Deckfarbe). Diese Farbe wird als Alkydharzlack bilanziert. Um im Speicher eine Bildung von Turbulenzen zu verhindern, sind 2 Lochbleche eingebaut. Jedes Blech ist 5 mm dick und mit 120 Bohrungen à 3 cm Durchmesser versehen <Cipag 1994>. Nimmt man den Radius des Speichers als 0.9 m an und die Dichte von Stahl mit 7.9*10³ kgm⁻³, ergibt sich ein Gewicht von 98 kg pro Blech. Der Speicher steht auf 3 Stahlfüssen (UPN-Profil), die pro Stück 220 kg wiegen. An Abfällen entstehen bei der Produktion 18 kg Stahlblech, 1.5 kg Aluminium und 3 kg Mineralwolle. Die Metallabschnitte werden in die Schrottsammlung gegeben und treten so in der Bilanz nicht als Abfälle auf, (nur als zusätzlicher Materialverbrauch).

Bei der Herstellung des Speichers wird geschweisst. Dabei werden Schweissanoden verbraucht und Eisenoxidpartikel (bilanziert als Stahl hochlegiert, bzw. prozessbedingte Partikel) emittiert. Für diese Aufwendungen wird mit Hilfe der Ökoinventardaten für (kleinere) Speicher von Sonnenkollektoranlagen (Teil XI, Sonnenkollektor, Bau) auf ein Volumen von 10 m³ extrapoliert. Die benutzten Umrechnungsfaktoren sind im Anhang A2 aufgeführt. Bei Temperaturen von über 1000 °C in der Schweisszone ist mit Stickoxid-Bildung zu rechnen. Zu diesen Emissionen liegen keine Daten vor, weshalb sie nicht in die Bilanz eingehen.

Zum Schneiden, Rollen und Schweißen der Bleche werden insgesamt 0.00025 TJ elektrische Energie benötigt <Cipag 1994>.

Speicher 10'000 l [Stk]		3'000 l	5'000 l	10'000 l
Ressourcen:				
Wasser	[kg]		4990	9980
Basismaterialien:				
Stahl unlegiert	[kg]			1770
Aluminium 0 % Rec.	[kg]		60	87.2
Mineralwolle	[kg]		55	84
Alkydharzlack	[kg]		3	4.2
Stahl hochlegiert	[kg]	1.8		3.7
Energieträger:				
Strom Mittelspannung-Bezug in CH	[TJ]			0.00025
Transport:				
Transport LKW 28 t	[tkm]			76.5
Transport Schiene	[tkm]			1080
Abfälle:				
Mineralwolle	[kg]		57	84
Emissionen Luft:				
Partikel p	[kg]	0.009		0.015
Abwärme in Luft s	[TJ]			0.00025

Tab. XIV.4.10: Bilanzierte Materialaufwände, Transporte, Energiebedarf und Abfälle für einen Heizwasserspeicher mit 10'000l Inhalt und benutzte Werte kleinerer Speicher aus dem Teil XI (Sonnenkollektor, Bau) und <Cipag 1994>.

4.2.9 Schaltschrank

Über diesen Teil der Anlage sind nur der Preis (75'000.–) und die Abmessungen (B*H*T = 1.8*2*0.6 m) bekannt <Dimag 1994>. Die Materialaufwände werden folgendermassen abgeschätzt:

Schrank: Wandfläche 12 m², Wanddicke 2 mm (Annahme), Dichte Stahl 7.9*10³ kg m⁻³ Æ Gewicht Schrank 190 kg (Stahl unlegiert). Geht man von einem Materialpreis von 20.– pro kg Stahl aus und nimmt man an, diese Kosten entsprechen 30 % des Preises für den Schrank, so ergibt sich einen Schrankpreis (ohne Inhalt) von 13'000 sFr.

Elektrotechnik: Die Kosten für den Schrankinhalt belaufen sich demnach auf 62'000 sFr. Es wird angenommen, dass die Elektrotechnik 100.–/kg koste, wovon 30 % Materialkosten seien. Somit erhält man eine Materialmenge von 187 kg.

Analog der Materialaufteilungen für Computer in <Salami et al. 1992> (vgl. Anhang A2) wurde die Materialmenge der Elektrotechnik auf die verschiedenen Stoffklassen aufgeteilt.

Schaltschrank	[Stk]	
Ressourcen:		
Zinn	1.62	kg
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	276	kg
PE (LD) (Polyethylen)	78.5	kg
Kupfer	10.8	kg
PVC	7.50	kg
Blei	0.76	kg
Nickel ab Anreicherung	0.34	kg
Zink für Verzinkung	0.25	kg
Aluminium 0 % Rec.	0.15	kg
Platin ab Anreicherung	0.0021	kg
Energieträger:		
Strom Mittelspannung-Bezug in UCPTe	0.0061	TJ
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	0.0827	TJ
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0827	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	18.7	tkm
Transport Schiene	191	tkm
Abfälle:		
Kunststoffe in KVA	86	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.0061	TJ

Tab. XIV.4.11: Bilanzierte Materialaufwände, Transporte, Energiebedarf und Abfälle für den Schaltschrank. Die Aufwände werden über Preise <Dimag 1994> und Energieintensitäten sowie Angaben zur Aufteilung von Materialien in Elektronikgeräten <Salami et al. 1992> abgeschätzt.

4.2.10 Zu- und Abluftanlage

Dazu gehören Teile wie Rohrleitungen, Schallisolationen, Ventilatoren, Filter. Über den Preis (19'200.-, aus <Pauli et al. 1989> und mit der Annahme, dass 30 % dieses Preises auf Material (Eisen) für 20.-/kg entfallen, erhält man ein Gesamtgewicht von 288 kg für Bauteile. Die Produktionsenergie dieser Rohre etc. wird mit 12.5 MJ PE/kg berechnet und wie in Kap. 5.3.2. beschrieben auf Öl, Gas und Strom aufgeteilt. Mit einer Energieintensität von 4.6 MJ/sFr. für Bauinstallationen/Ausbau (1988) auf die 70 % des Preises, die als Montagekosten angenommen werden, erhält man die dabei verwendeten Energien (aufgeteilt in Strom, Öl und Treibstoff). Der Treibstoff wird wie in der Methodik beschrieben in Personenkilometer umgerechnet.

Diese "Berechnungen" sind als grobe Abschätzungen zu verstehen.

Zu-/Abluftanlage	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	288	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0171	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in CH	0.00012	TJ
Strom Niederspannung-Bezug in CH	0.0102	
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	0.0016	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	14.4	tkm
Transport Schiene	173	tkm
Transport PKW Westeuropa	3000	pkm
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.0103	TJ

Tab. XIV.4.12: Anhand von Preisen und Energieintensitäten abgeschätzte Materialaufwände, Transporte und Energie für die Zu-/Abluftanlage.

4.2.11 Elektrotechnik

Das Gewicht der Elektrotechnikteile (diverse Messgeräte, Verbindungen Generator–Schaltschrank, und Generator–Hauptverteilung, diverse Anschlüsse) wird, ausgehend von einem Preis von 37'600.– <Pauli et al. 1989>, wovon 30 % als Materialkosten angenommen werden, und Elektronikpreisen von 100.–/kg als 113 kg angenommen. Die Aufteilung auf die verschiedenen Materialien erfolgt in Anlehnung an die Zusammensetzung von Computern <Salami et al. 1992> (vgl. Anhang A2).

Elektrotechnik	[Stk]	
Ressourcen:		
Zinn	0.997	kg
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	52.7	kg
PE (LD) (Polyethylen)	47.4	kg
PVC weich	4.5	kg
Kupfer	6.50	kg
Blei	0.47	kg
Nickel ab Anreicherung	0.21	kg
Zink für Verzinkung	0.154	kg
Aluminium 0 % Rec.	0.10	kg
Platin ab Anreicherung	0.0013	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0309	TJ
Strom Mittelspannung-Bezug in CH	0.0204	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	6	tkm
Transport Schiene	46	tkm
Transport PKW Westeuropa	5700	pkm
Abfälle:		
Kunststoffe in KVA	52	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.0204	TJ

Tab. XIV.4.13: Bilanzierte Materialaufwände, Transporte, Energiebedarf und Abfälle für die Elektrotechnik. Die Aufwände werden über Preise <Pauli et al. 1989> und Angaben zur Aufteilung von Materialien in Elektronikgeräten <Salami et al. 1992> abgeschätzt.

4.2.12 Heizung/Sanitär

Unter Heizung und Sanitär werden zusätzlich benötigte Verrohrungen in der Heizzentrale, die Gaszuleitung ab Hausanschluss bis zur Gasstrasse, ein Expansionsgefäß, die Regelung der Vorlauftemperatur und die Kondensatentsorgung zusammengefasst (die Kondensatentsorgung wird hier miteinbezogen, obwohl die Anlagen Jakobsberg nicht kondensierend betrieben wird). Es wird ein Preis von 24'000.– angenommen <Pauli et al. 1989> und damit, wie in Kap. 3.4.2 beschrieben, die Materialmengen, Montageenergien und Transporte bestimmt. Das Gewicht des Materials wird so auf 360 kg geschätzt. Davon werden 2 % als Mineralwolle (für die Isolierungen der Rohrleitungen) und 98 % als Eisen (Stahl unlegiert) angenommen. Diese Angaben können nur als Richtlinien gelten, da jede Anlage dem Standort entsprechend eingebunden wird.

Heizung/Sanitär	[Stk]	
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	353	kg
Mineralwolle	7	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0193	TJ
Strom Niederspannung-Bezug in CH	0.0128	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	18	tkm
Transport Schiene	212	tkm
Transport PKW Westeuropa	3700	pkm
Abfälle:		
Mineralwolle in Inertstoffdeponie	7	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	0.0128	TJ

Tab. XIV.4.14: Bilanzierte Materialaufwände, Montageenergien und Transporte für die Installationen.

4.2.13 Bauarbeiten

Vereinfachend wird angenommen, ein durchschnittliches Fundament für das Modul sei 15 cm hoch, bestehe also aus 1.6 m³ Beton. Bei einer Dichte von 2.2*10³ kgm⁻³ und 80 kg Armierungseisen pro m³ Beton, erhält man 3520 kg Beton und 128 kg Eisen (bilanziert als Stahl unlegiert) für das Fundament. Für die Abschrägung der Oberkanten sind 15 m Holzleisten von 2*2*2.8 cm Kantenlänge nötig. Für ein schwimmendes Fundament werden zusätzlich 10 Gummistücke der Grösse 15*12*3 cm unterlegt <Dimag 1994>. Die Dichte dieses Gummis wird mit 1.8*10³ kgm⁻³ angenommen. Die meist notwendigen Mauerdurchbrüche für Modul und Leitungen sind stark anlagenspezifisch und fliessen nicht in diese Bilanz ein.

Die Kosten für die Bauarbeiten belaufen sich (im Minimum) auf 9'600 sFr. Die angenommenen 70 % Montagekosten werden in Strom, Erdöl und Transportkilometer umgerechnet, wobei für Strom und Erdöl die Energieintensität für Hoch/Tiefbau, für den Transport diejenige für Dienstleistungen verwendet wird.

Bauarbeiten	[Stk]	
Basismaterialien:		
Beton (ohne Armierungseisen)	3520	kg
Stahl unlegiert	128	kg
Gummi EPDM	10	kg
Holzbaustoff massiv	2	kg
Energieträger:		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.0104	TJ
Strom Niederspannung-Bezug in CH	0.0069	TJ
Transport:		
Transport LKW 28 t	77	tkm
Transport Schiene	77	tkm
Transport PKW Westeuropa	1500	pkm
Abfälle:		
Beton in Inertstoffdeponie	3520	kg
Stahl in Inertstoffdeponie	128	kg
Kunststoffe in Reaktordeponie	10	kg
Holz unbehandelt in KVA	2	kg
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.0069	TJ

Tab. XIV.4.15: Materialaufwände, Montageenergien, Transporte und Abfälle für die Bauarbeiten. Die Schätzungen basieren auf Angaben über Preise <Pauli et al. 1989>, Energieintensitäten und Annahmen der Fundamentabmessung und -bauart.

4.2.14 Planung, Montage und Inbetriebnahme

Planung

Ein Ingenieur wird mit der Planung der gesamten BHKW-Anlage betraut und erhält ein Honorar in der Größenordnung von 15 % der Investitionskosten. Diese belaufen sich auf etwa 425'000.– (mittlerer Wert aus <Pauli et al. 1989>). Aus der Ingenieurarbeit im Büro und aus den projektbedingten Autofahrten resultiert ein Primärenergiebezug. Diese Energie wird über die Planungskosten (63'750.–) mit einer Energieintensität von 2.4 MJ/sFr. abgeschätzt und auf 40 % Heizöl, 10 % Treibstoff und 50 % Strom aufgeteilt.

Montage

Die Montagekosten für ein Modul (Motor, Generator, Schallschutz, etc., ohne die bereits separat bilanzierte Lüftung, Heizung/Sanitär, Elektrotechnik, Schaltschrank, Bauarbeiten) betragen 30'000.– <Dimag 1994>. Die Energieintensität für Bauinstallationen/Ausbau 1992 ist mit 3.6 MJ/sFr. angegeben <Baumann et al. 1993>. Die so erhaltene Primärenergie menge wird in 25 % Heizöl, 25 % Transport und 50 % Strom aufgeteilt. Der Transport wird jedoch nicht weiter berücksichtigt, da er für die einzelnen Teile (Motor, etc.) schon bilanziert wurde.

Inbetriebnahme

Ist die Anlage fertiggestellt, wird sie vom zuständigen Elektrizitätswerk und vom Gaswerk abgenommen. Die nachfolgende technische Abnahme findet im Beisein der Bauherrschaft, des Unternehmers und des Ingenieurs statt. Dabei werden Material- und Funktionskontrollen durchgeführt, die Abgastemperatur, Geräuschpegel und Schadstoffemissionen gemessen und das Bedienungspersonal instruiert. Die Abnahmen werden mit einem Protokoll abgeschlossen. Sind alle Forderungen des Pflichtenheftes erfüllt, wird die Anlage übergeben.

Für die Inbetriebnahme werden 300 Personenkilometer verrechnet. Es wird angenommen, dass für die Abnahmen 6 Personen je 50 km fahren.

	[Stk]	Planung	Montage	Inbetriebnahme
Energieträger:				
Heizöl EL in Heizung 1 MW	[TJ]	0.0612	0.0270	
Strom Niederspannung-Bezug in CH	[TJ]	0.0252	0.0178	
Transport:				
Transport PKW Westeuropa	[pkm]	5600		300
Emissionen Luft:				
Abwärme in Luft s	[TJ]	0.0252	0.0178	

Tab. XIV.4.16: Bilanzierte Transport- und Energieaufwände für Planung, Montage des Moduls und dessen Inbetriebnahme.

4.2.15 Spitzenkessel

Zur Deckung der Verbrauchsspitzen können beim BHKW Jakobsberg zwei Ölkessel mit einer Leistung von 600 und 1200 kW_{th} zugeschaltet werden.

Dieser Bau wird nicht direkt bilanziert, es wird für das Modul "Wärme ab System BHKW" die entsprechende Menge "Nutzwärme ab Heizung 100 kW" bezogen, einem bereits bestehenden Modul, das seinerseits Heizöl und Infrastruktur bezieht.

4.2.16 Lebensdauer

Für den Katalysatoren wird eine Funktionszeit von 15'000 Betriebsstunden angenommen, für die restlichen Teile 100'000 Bh.

4.3 Zusammenfassung der Infrastrukturmodule

Die im Abschnitt 4.3 bilanzierten Infrastruktur- und Dienstleistungsmodule werden in den Modulen "Infrastruktur Wärme BHKW 160 kW_{el}", "Infra Strom BHKW 160 kW_{el}" und "Infrastruktur Wärme+Strom BHKW 160 kW_{el}" zusammengefasst. Die Bezüge sind in Tab. XIV.4.17 dargestellt.

		Infra Wärme BHKW 160 kW _{el}	Infra Strom BHKW 160 kW _{el}	Infra Wärme+Strom BHKW 160 kW _{el}
Bauarbeiten BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Elektrotechnik BHKW 160 kW _{el}	Stk		1	
Gasmotor 206 kW	Stk			1
Generator 200 kW	Stk		1	
Heizung/Sanitär BHKW 160 kW _{el}	Stk	1		
Inbetriebnahme BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Katalysator 19.1 l	Stk			7
Montage Modul BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Planung BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Schallschutzhaube BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Schaltschrank BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Speicher 10'000 l	Stk	2		
Wärmetauscherblock BHKW 160 kW _{el}	Stk	1		
Zu-/Abluft BHKW 160 kW _{el}	Stk			1
Zusammenbau Generator-Motor BHKW 160 kW _{el}	Stk		1	

Tab. XIV.4.17: Die Infrastruktur- und Dienstleistungsmodule, die den Bau der Anlage beschreiben, werden in drei Infrastrukturmodulen zusammengefasst.

5. Betrieb

5.1 Energieverbrauch und Betriebszeiten

5.1.1 Betriebszeiten

Das wärmegeführte BHKW Jakobsberg ist im Schnitt rund 5'000 Stunden pro Jahr in Betrieb. Davon werden rund 18% in Teillast gefahren. Bei rund 250 Starts pro Jahr ergeben sich durchschnittliche Laufzeiten von knapp 21 Stunden pro Start.

Betriebsdaten	1991	1992	1993	Ø 91-93
Betriebsstunden	5505	5049	4931	5162
davon Teillast (60 % der vollen Leistung)	1113	923	790	942
—> Volllaststunden	5060	4680	4615	4785
Anzahl Starts pro Jahr	290	215	242	249
Ausser Betrieb	5 Monate/Jahr			

Tab. XIV.5.1: Betriebsdaten des BHKW Jakobsberg <Rapp 1994>.

5.1.2 Energieverbrauch

Im Durchschnitt über die Jahre 1991-1993 bezog das BHKW 2790MWh Erdgas, der kleine Spitzenkessel 740MWh, der grosse 556 MWh Heizöl EL.

Energieverbrauch		Ø 91- 93
Erdgasverbrauch Blockheizkraftwerk	[MWh Hu/a]	2790
Heizölverbrauch der Heizkessel (Heizöl EL)	[MWh/a]	1296

Tab. XIV.5.2: Erdgas und Heizölverbrauch der Heizzentrale Jakobsberg <Rapp 1994>.

5.1.3 Energieertrag

Das BHKW produzierte im Schnitt von 1991-1993 insgesamt 1755MWh Wärme, wovon 382MWh von der Wärmepumpe stammen. Der 600 kW-Ölkessel lieferte 686 MWh dazu, der 1200 kW-Kessel 510 MWh. Zu Hochtarifszeiten konnten 385 MWh elektrische Energie produziert werden, im Niedertarif 376MWh.

Ein Teil der produzierten Elektrizität wird nicht ins Netz gespeist. 90 % dieses Eigenstromverbrauches wird zum Betrieb der Wärmepumpe verwendet, die restlichen 10 % sind Verluste. Die Wärmeverluste der Heizzentrale sind sehr gering (1–3 %).

Energieertrag		Ø 91-93
Vom Blockheizkraftwerk produzierte Wärmeenergie	[MWh/a]	1373
Vom Modul produzierte Wärmeenergie (inkl. WP)	[MWh/a]	1755
Mit Heizkesseln produzierte Wärmeenergie	[MWh/a]	1196
Produzierte Elektrizität	[MWh/a]	761
ins Netz eingespeist	[MWh/a]	667
Verbrauch Wärmepumpe	[MWh/a]	85
Verluste	[MWh/a]	9

Tab. XIV.5.3: Energiebilanz der Anlage Jakobsberg <Rapp 1994>.

5.1.4 Wirkungsgrad

Die Wirkungsgrade der Anlage lassen sich aus den gelieferten und eingesetzten Energiemengen berechnen. Die Tab. XIV.5.4 gibt eine Übersicht über die in diesem Projekt verwendeten Wirkungsgrade.

	Einheit	Gasmotor			BHKW-Modul ¹⁾
		Total	Strom	Wärme	
Vom Blockheizkraftwerk produzierte Wärmeenergie	MWh/a	1373		1373	1755
Vom Modul produzierte Wärmeenergie (inkl. WP)	MWh/a				
Produzierte Elektrizität	MWh/a		761		667
ins Netz eingespeist	MWh/a	667			
Verbrauch Wärmepumpe	MWh/a	85			
Verluste	MWh/a		-9		
Netto Output	MWh/a	2125	752	1373	2422
Erdgasverbrauch Blockheizkraftwerk	MWh/a	2790	2790	2790	2790
Wirkungsgrad	-	0.76	0.27	0.49	0.87

Tab. XIV.5.4: In diesem Projekt verwendete Wirkungsgrade, abgeleitet von den Betriebsdaten der Anlage Jakobsberg;
¹⁾: inkl. Wärmepumpe

5.2 Emissionen

Die Emissionen schwanken von Anlage zu Anlage stark. Die einmaligen Messungen sind Momentaufnahmen (Tab. XIV.5.4) und wenig aussagekräftig. Deshalb werden für die Bilanz Durchschnittswerte mehrerer Anlagen und Zeitpunkte verwendet.

Die bei jedem Anlauf zusätzlich emittierten Schadstoffmengen werden ebenfalls bilanziert. Dazu werden folgende Annahmen getroffen:

- Laufzeit von 8 Stunden pro Start (Mittelwert über verschiedene Anlagen) => 12'500 Starts pro BHKW (mit 100'000 Bh)
- Für jeden Start nach über 120 Minuten Stillstandszeit werden 80 g NO_x und 50 g CO zusätzlich emittiert <Kühnis et al. 1993b>
- 52 % der Stillstandszeiten liegen über 120 Minuten <Kühnis et al. 1993b> für das BHKW Goetheanum) => 6500 Starts mit erhöhten Emissionswerten.

Die NO_x-Werte erhöhen sich so um 12 %, die CO-Werte um 3 %.

Es wird angenommen, dass 90 % der Kohlenwasserstoffe (die meist als "HC inkl. CH₄" angegeben werden) Methan ist. Die CO₂-Emissionen für schweizerisches Erdgas betragen 56 kg/GJ (siehe Teil V "Erdgas", Kap. Feuerungen).

Emissionen		Jakobsberg 28. 3. 90	Jakobsberg 14. 1. 92	Optimierte Anlage	Durchschnittswerte	Bilanzierte Werte (inkl. Start)
NO _x	[g/GJ]	4	11	4	17	19.4
CO	[g/GJ]	25	32	18	48	49.5
CH ₄	[g/GJ]	28	55	2.7	22.5	22.5
VOC	[g/GJ]	3	6	0.3	2.5	2.5
CO ₂	[kg/GJ]					56
CO	[g/Start]				50	
NO	[g/Start]				80	

Tab. XIV.5.5: Emissionswerte verschiedener Anlagen, respektive Zeitpunkte. Die Angaben für NO_x, CO und Kohlenwasserstoffe inkl. CH₄ stammen aus <Kühnis et al. 1993a, b>. Bilanziert werden Durchschnittswerte verschiedener Anlagen und zusätzliche Startemissionen.

Dem Erdgas wird zur Odorierung pro m³ rund 19 mg Tetrahydrothiophen (C₄H₈S) zugegeben. Daraus resultieren SO₂-Emissionen von 0.55 kg/TJ (Teil V, Erdgas, Feuerungen).

5.3 Wartung

In der Bilanz wird der Schmierölverbrauch und die Masse der Verschleissteile berücksichtigt. Verschleissteile sind Zündkerzen, Dichtungen und diverse Filter. Diese Teile werden zur Abschätzung als Eisen betrachtet. Der Verbrauch wird über eine Lebensdauer des Moduls von 100'000 Betriebsstunden aufaddiert.

Der mittlere Schmierölverbrauch des Motors wird vom Hersteller mit 0.4 g/kW Motorleistung angegeben (max. 0.09 kg/h). Nach Gebrauch wird das Öl reraffiniert, die Qualität dieses Schmieröls ist jedoch nicht mehr ausreichend für den BHKW-Motor. In der Bilanz werden 8 t Schmieröl, nilanziert als Heizöl Petro ab Raffinerie, bezogen, Ölabfälle entstehen keine. Für die Kühlflüssigkeit in der Wärmepumpe werden die Verluste durch Leckage als 5 % der ursprünglichen Einfüllmenge angenommen (bei der Wärmepumpe bilanziert).

Das BHKW Jakobsberg ist nicht kondensierend <Rapp 1994>, während zum Beispiel das BHKW Paradiesstrasse in Zürich (gleicher Anlagetyp) kondensierend betrieben wird. Dadurch fällt ein Kondensat an, das neutralisiert werden muss <Schär 1994>.

Die Bilanzierung der Ersatzteile ist im Anhang A3 erläutert.

Für den Personentransport wird angenommen, dass alle 1000 Bh eine Person der Wartungsfirma Servicearbeiten ausführt <Dimag 1993> und zu diesem Zweck 50 km zurücklegt.

Wartung		[Stk]
Basismaterialien:		
Stahl unlegiert	5410	kg
Erdöl		
Heizöl EL in Heizung 1 MW	0.191	TJ
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro ¹⁾	8	t
Energieträger:		
Strom Mittelspannung-Bezug in CH	0.00223	
Strom Niederspannung-Bezug in CH	0.0550	TJ
Transport:		
Transport PKW Westeuropa	6000	pkm
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft s	0.0572	TJ

Tab. XIV.5.6: Bilanzierter Materialaufwand, Schmierölverbrauch <Dimag 1994>, Transport und Energie für die Wartung. ¹⁾ eigentlich Schmieröl

5.4 Zusammenfassung der Betriebsdaten

Der Energieträger Erdgas ND (Niederdruck), die Emissionen des Betriebs, die Wartung und die für Wärme- und Stromproduktion gemeinsam benötigte Infrastruktur werden im Modul "Erdgas in BHKW 160 kW_{el}" zusammengefasst (Tab. XIV.5.7). Mit einem Erdgasverbrauch von 2790 MWha⁻¹ und einer Lebensdauer der Anlage von 100'000 Bh (=21 Jahre) werden pro TJ Erdgas 0.00476 Stück Infrastruktur und ebensoviele "Stück Wartung" benötigt. Beim Verbrennen eines TJs Erdgas wird 1.1 TJ Abwärme (Verhältnis Brennwert zu Heizwert) freigesetzt.

Erdgas in BHKW 160 kWel	[TJ]	
BHKW:		
Infra Wärme+Strom BHKW 160 kWel	0.00476	Stk
Wartung BHKW 160 kWel	0.00476	Stk
Energieträger:		
Erdgas NH-Abnehmer CH	1	TJ
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	1.1	TJ
CH ₄ Methan	2.5	kg
CO Kohlenmonoxid	49.5	kg
CO ₂ Kohlendioxid	56000	kg
NM VOC	2.5	kg
NO _x Stickoxide als NO ₂	19.4	kg
SO _x als SO ₂	0.55	kg

Tab. XIV.5.7: Zusammenfassung der Betriebsaufwände und -emissionen mit der gemeinsamen Infrastruktur von Wärme und Strom zum Modul "Erdgas in BHKW".

6. Verknüpfungen

Die im Abschnitt 3.3 vorgestellten Bezugsgrößen können nun mit Hilfe der Betriebsdaten verknüpft werden. Die Bezüge an gemeinsamer Infrastruktur und Erdgas werden mit verschiedenen Schlüsseln den Produkten Wärme und Strom zugeteilt. Die entsprechenden Verknüpfungen sind in Kap. 7 "Allokation" dargestellt. Die 7 verschiedenen gerechneten Allokationsvarianten haben zur Folge, dass jedes der folgenden Module "Wärme ab ..." und "Strom ab..." in Ecoinvent in 5- bis 7-facher Ausführung existiert.

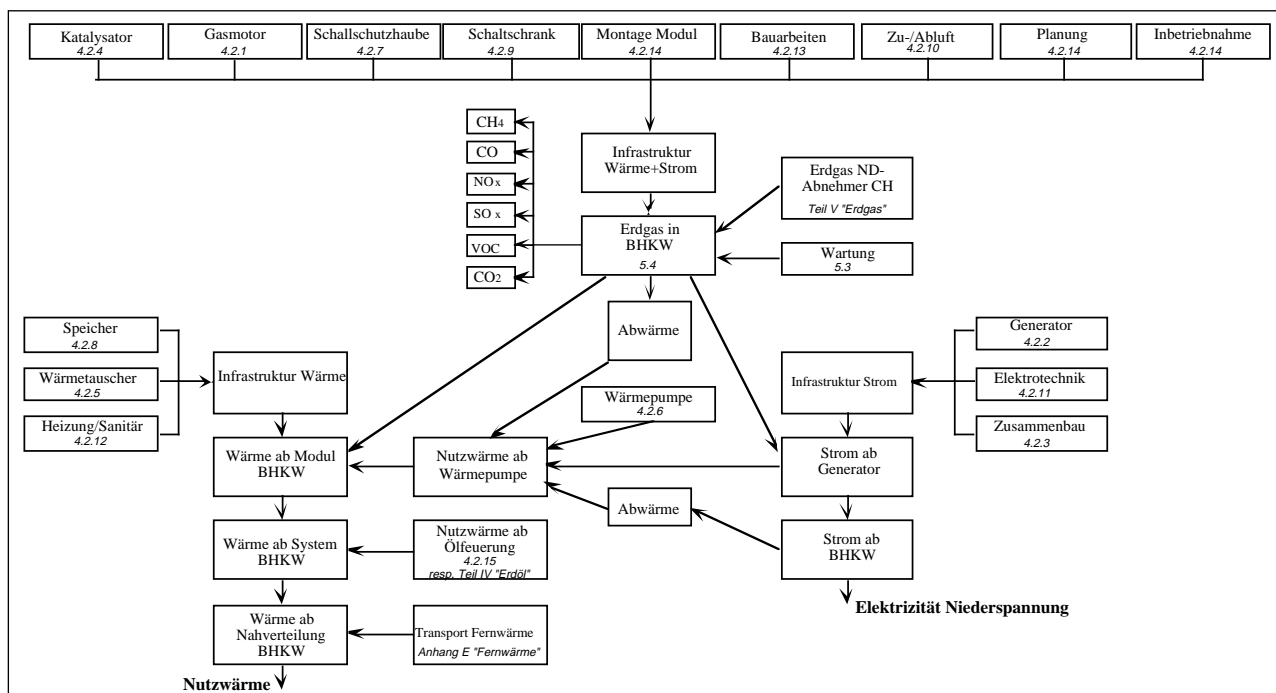


Fig. XIV.6.1: Prozessschema Blockheizkraftwerk mit Wärmepumpe und Öl-Spitzenkessel wie es in diesem Projekt modelliert wird, *kursiv*: Kapitelnr. Text

6.1 Wärmepumpe

Während einer Lebensdauer von 100'000 Bh liefert die Wärmepumpe 28.8TJ Wärme. Pro TJ "Wärme ab Wärmepumpe" sind demnach 0.0347 Stück "Wärmepumpe 30 kW" nötig. Mit einer Arbeitszahl von 4.5 bezieht die Wärmepumpe pro TJ Wärme 0.222 TJ "Strom ab Generator" und 0.778 Umluftwärme, die als negative Abwärme bilanziert wird.

Wärme ab Wärmepumpe 30 kW	[TJ]	
BHKW:		
Infra Wärmepumpe	0.0374	Stk
Strom ab Generator 200 kWel	0.222	TJ
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	- 0.778	TJ

Tab. XIV.6.1: Verknüpfungen der Module "Wärme ab Wärmepumpe 30 kW".

6.2 Wärme

Mit einer Produktion von 103.3 TJ Wärme während den 100'000 Bh der Anlage ergibt sich ein Bezugsfaktor für die "Infra Wärme" von 0.00967 pro TJ "Wärme ab BHKW". Von den 1755 MWh/a, die das Modul produziert, stammen 383 MWh, also 21.8 % von der Wärmepumpe und 78.2 % vom BHKW. Das System BHKW bezieht die Wärme zu 59.5 % von den Ölkesseln, der Rest stammt vom Modul BHKW. Schliesslich wird für den Bezug von Wärme ab Nahverteilung ein Verteilnetz benötigt, und es müssen 6 % Verluste in Kauf genommen werden (siehe Anhang E "Fernwärme").

	[TJ]	Wärme ab BHKW	Wärme ab Modul BHKW	Wärme ab System BHKW	Wärme ab Nah- verteilung
Erdgas in BHKW	TJ	¹⁾			
Infra Wärme	Stk	0.00969			
Wärme ab BHKW	TJ		0.782		
Wärme ab Wärmepumpe	TJ		0.218		
Wärme ab Modul BHKW	TJ			0.595	
Nutzwärme ab Heizung 100 kW	TJ			0.405	
Wärme ab System BHKW	TJ				1.06
Transport Fernwärme klein/neu	TJ				1

Tab. XIV.6.2: Verknüpfungen der Module "Wärme ab ..."; ¹⁾: Werte siehe Tab. XIV.7.3

6.3 Strom

In knapp 21 Betriebsjahren liefert der Generator 57.3 TJ Strom, was zu einem Infrastruktur-Bedarf von 0.0175 Stk. pro TJ führt. Die Differenz zwischen produziertem Strom am Generator und eingespeister Energie beträgt 1.35% (der Verbrauch der Wärmepumpe ausgenommen), die, als Anlageverbrauch oder Verluste, zum Schluss als Abwärme in die Luft emittiert wird.

	[TJ]	Strom ab Generator	Strom ab BHKW
Erdgas in BHKW	TJ	¹⁾	
Infra Strom	Stk	0.0175	
Strom ab Generator	TJ		1.01
Abwärme in Luft	TJ		0.0135

Tab. XIV.6.3: Verknüpfungen der Module "Strom ab ..."; ¹⁾: Werte siehe Tab. XIV.7.3

7. Allokation

Bei der Wärme-Kraft-Kopplung müssen die Aufwendungen und Emissionen auf die zwei Produkte Wärme und Strom aufgeteilt werden. Eine Möglichkeit ist, die eindeutig zuweisbaren Anlagenteile der Wärme oder dem Strom zu verrechnen und Bewertungsfaktoren für gemeinsame Bezüge zu definieren (Allokation). Bei der anderen Möglichkeit (Systemerweiterung) wird das BHKW als Black Box betrachtet, das entweder zur Strom- oder Wärmeerzeugung betrieben wird. Die wichtigsten methodischen Erläuterungen des Teils III, Kap. 3 seien im folgenden Abschnitt wiedergegeben.

7.1 Methodik

Gemäss <ISO 1996> wird die folgende Reihenfolge der Vorgehensweise bei Allokationsproblemen empfohlen:

- 1.a Vermeiden der Allokation durch erhöhte Detaillierung in mehrere Teilprozesse,
- 1.b Minimieren der Allokationsschritte durch Systemerweiterung,
2. Berücksichtigen physikalischer Kausalitäten,
3. Berücksichtigen ökonomischer Kausalitäten resp. der Kausalitäten des Marktes.

Es herrscht jedoch noch kein Konsens darüber, ob Systemerweiterung oder Allokation zu bevorzugen sei. Die Konsequenzen der Wahl eines bestimmten Vorgehens soll mit Hilfe von Sensitivitätsüberlegungen (Anwenden unterschiedlicher Methoden als auch unterschiedlicher Zuteilschlüssel) geprüft werden.

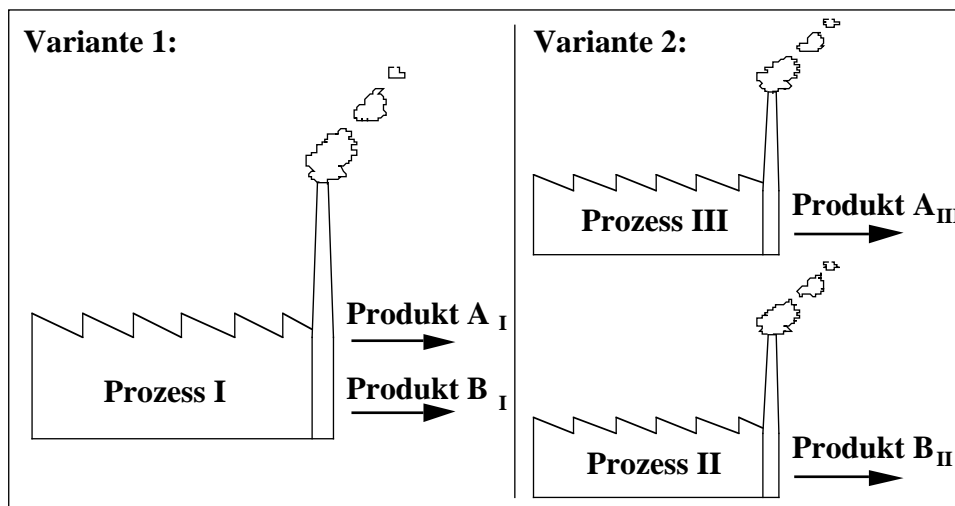


Fig. XIV.7.1: Vergleich des Produktes A eines Multioutput-Prozesses (I) mit demjenigen eines Singleoutput-Prozesses (III) mit Hilfe der Systemerweiterung

Durch den Ansatz der Systemerweiterung (1.b) wird das eine System derart erweitert, dass der Systemoutput beider oder mehrerer Varianten die gleichen funktionalen Einheiten abdecken. Dies kann einerseits durch Addition der Aufwendungen und Emissionen der beiden Prozesse II & III in Fig. XIV.7.1 erfolgen. Dann werden die beiden Varianten bezüglich der Summe der Produktion der Produkte "A" plus "B" verglichen. Soll lediglich *ein* Produkt Gegenstand des Vergleichs sein - z.B. die Produkte "A" - so werden die Aufwendungen und Emissionen des Prozesses II von denjenigen des Multioutput-Prozesses I *subtrahiert*.

Bei den Vorgehensweisen 2. und 3. werden Zuteilschlüssel definiert, mit Hilfe derer die Aufwendungen und Emissionen den verschiedenen Koppelprodukten zugewiesen werden.

Die Probleme im Zusammenhang mit den Vorgehensweisen 1.b. sowie 2. und 3. sind sehr unterschiedlich. Während bei der Systemerweiterung das Problem der Wahl eines Referenzsystems besteht, werden die anderen Varianten oftmals durch die Wahl des Allokationsschlüssels geprägt.

Grundsätzlich können fünf Situationen unterschieden werden:

- a. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden bei gleichzeitig konstantem Bedarf am Koppelprodukt B.
- b. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden, wobei auch der Bedarf am Koppelprodukt B zunimmt.
- c. Es soll ein zusätzlicher Bedarf an Produkt A befriedigt werden, wobei dies durch eine Erhöhung der Auslastung der Anlage (Prozess I) erfolgt.
- d. Der Ausstoss an Koppelprodukten eines Multioutput-Prozess soll - in Analogie zur ökonomischen Optimierung - im Hinblick auf die Umwelteinwirkungen optimiert werden.
- e. Die Koppelprodukte des Multioutput-Prozesses dienen zur Befriedigung eines Teils des heutigen Konsums (Sockelbedarf) der Produkte A und B.

Situation a. führt dazu, dass bei Deckung des Mehrbedarfs an Produkt A mit dem Multioutput-Prozess I in Fig. XIV.7.1 erfolgt, der Ausstoss des Prozesses II (Produktion des Produktes B) reduziert werden muss, sofern man von einer konstanten Lagerhaltung ausgeht. Somit verdrängt der Koppelprozess I zumindest teilweise den Prozess II. Die Situation b. führt nicht zu einer tatsächlichen sondern zu einer hypothetischen Verdrängung. In beiden Fällen ist das Definieren des - tatsächlich oder hypothetisch - verdrängten Prozesses und der damit zusammenhängenden Aufwendungen und Umwelteinwirkungen der entscheidende Punkt.

Situation c. kann in Ökoinventaren zur Zeit nicht durchgehend modelliert werden, da meist die Informationen zum Auslastungsgrad der Anlagen nicht vorliegen. Ansonsten gilt das für die Fälle a. und b. Gesagte.

Situation d. ist eine für Anlagenbetreiber typische Fragestellung, welche ebenfalls auf geeignete Szenarien resp. ein strukturiertes Vorgehen bei der Definition der Szenarien angewiesen ist.

Stehen die jährlich verursachten Umwelteinwirkungen der Erzeugung elektrischer Energie eines Landes oder eines Versorgungsgebietes zur Diskussion (Situation e., keine zusätzliche Produktion), so wird keine Technologie durch eine zusätzliche Produktion verdrängt. In diesem Falle steht lediglich die Allokation und die damit zusammenhängende Festlegung eines adäquaten Zuteilschlüssels zur Diskussion.

Die Situationen a. bis d. können somit sowohl mit Hilfe des Systemerweiterungs-Ansatzes als auch mit Hilfe der Allokation modelliert werden. Die verschiedenen Situationen (Fragestellungen) unterscheiden sich lediglich in der Ausgangslage bezüglich des zu wählenden Szenarios (Systemerweiterung) resp. des zu wählenden Zuteilschlüssels (Allokation). In Situation e. ist hingegen, da es sich um das Modellieren eines Istzustandes handelt, zwingend ein Zuteilschlüssel anzuwenden.

7.1.1 Aufteilung

Die Aufteilung der Aufwendungen und Umweltbelastungen auf Produkte und Koppelprodukte erfolgt in drei Stufen. Zunächst werden die eindeutig zuteilbaren Aufwendungen (z.B. Wärmeverteilung bei der Wärmekraftkopplung) direkt zugeordnet. Gleichzeitig werden die eindeutig quantifizierbaren Anteile ebenfalls auf die einzelnen Produkte überwält. Die restlichen Aufwendungen und Umweltbelastungen eines Prozesses sollen dann aufgrund physikalischer, chemischer oder biologischer Kausalitäten (nicht Parameter) den Produkten zugeteilt werden. Diese Zuteilungsart hat vor allem im Entsorgungsbereich einige Relevanz, indem hier die Qualität der zu entsorgenden Abfälle (Heizwert, Gehalt an Schwermetallen und anderen emissions- resp. aufwendungsrelevanten Stoffen etc.) auch einen entsprechenden Einfluss auf den Betrieb der Anlage ausüben kann.

Fehlen diese naturwissenschaftlichen Zusammenhänge zwischen Aufwendungen und Emissionen einerseits und den Koppelprodukten andererseits so muss auf andere, arbiträr wählbare Kriterien ausgewichen werden. Folgende Allokationsmöglichkeiten werden in diesem Kapitel gerechnet:

- **nach Produktpreisen:** Die Produktpreise dienen dabei als Gradmesser der Nachfrage.

- **nach Energieinhalt:** Eine Aufteilung der Schadstoffbelastung nach Energieinhalt der Produkte kann bei der Analyse der Energieketten angewendet werden. Ein direkter Zusammenhang zwischen Energieinhalt und Umweltbelastung ist jedoch nicht gegeben. Im weiteren wird auch hier die Bedarfssituation nicht berücksichtigt.
- **nach Exergieinhalt:** Bei Energiesystemen, die Energieträger in Energie verschiedener Wertigkeit umwandeln (z.B. Wärme-Kraftkopplung), kann der Exergieanteil der Endenergieträger als Verteilschlüssel dienen. Dadurch wird der höherwertigen Energieform (Strom) pro kWh eine stärkere Umweltbelastung zugeordnet als der genutzten Abwärme. Dies widerspiegelt die Tatsache, dass mit einer kWh Strom die zwei bis dreifache Menge an Nutzwärme aus Umweltwärme bei Umgebungstemperatur bereitgestellt werden kann. Eine verstärkte Abwärmenutzung senkt den Stromertrag (Abwärmenutzung KKW) was folgerichtig zu einer Verringerung der dem Strom zugeteilten Umweltbelastung führt. Die Bedarfssituation bleibt auch hier unberücksichtigt.
- **keine Aufteilung:** Die Umweltbelastung wird ganz dem Hauptprodukt zugeteilt. Dieser Weg kann beschritten werden, wenn die Koppelprodukte auch als Abfall oder Abprodukte deklariert werden können. Ansonsten sollte nur bei schlechter Datenlage auf diese Methode zurückgegriffen werden.
- **Konvention:** Die Aufteilung kann aufgrund von Konventionen vorgenommen werden. Dieses Vorgehen kann z.B. beim Fehlen marktwirtschaftlicher Verhältnisse anstelle der Allokation nach Produktpreisen verwendet werden.

Bei der Wärme-Kraft-Kopplung werden fünf verschiedene Allokations-Varianten gerechnet, da der Zuteilschlüssel einen entscheidenden Einfluss auf die kumulierten Umwelteinwirkungen ausübt. Zusätzlich wird auch der Ansatz der Systemerweiterung angewendet.

7.1.2 Systemerweiterung

Bei der Systemerweiterung stellt sich die Frage, welcher Prozess resp. welche Technologie durch die zusätzliche, zwangsläufige Produktion eines Koppelproduktes verdrängt (Situation a.) resp. nicht eingesetzt wird (Situation b.) wird. Aufgrund der Fragestellung, dass ein zusätzlicher Bedarf gedeckt werden soll, handelt es sich dabei um "Grenztechnologien". Das Bestimmen dieser Technologien oder gar der entsprechenden Produktionsstätten ist bei Vorliegen der Situation a. infolge der starken wirtschaftlichen Vernetzung mit einigen Schwierigkeiten verbunden. Es ist deshalb angezeigt, verschiedene Szenarien zu definieren und deren Auswirkungen auf das Endergebnis zu diskutieren. Bei Situation b. sind Szenarien unumgänglich.

Bei der Bilanzierung der Umwelteinwirkungen der Produkte "Wärme" und "Strom" des Systems "Wärme-Kraft-Kopplung" (mit Wärmepumpe und Öl-Spitzenkessel) werden je zwei Szenarien pro Produkt definiert. Bei der Bilanzierung der Nutzwärme ab BHKW wird angenommen, dass der erzeugte Strom die Elektrizitätsproduktion in

1. einem deutschen, durchschnittlichen Braunkohlekraftwerk resp.
2. einem französischen, durchschnittlichen Kernkraftwerk ersetzt.

Bei der Bilanzierung der Stromproduktion wird angenommen, dass die gelieferte Wärme ansonsten durch:

1. eine LowNO_x-Gasfeuerung resp.
2. eine LowNO_x-Ölfeuerung erzeugt worden wäre.

Dabei werden die strom- und wärmespezifischen Aufwendungen (Infrastruktur, Bauaufwand etc.) sowie die Emissionen des Multioutput-Prozesses in einem Black-Box-Prozess zusammengefasst. In diese Betrachtung nicht einbezogen wird die Wärme, welche durch die Spitzenkessel erzeugt wird.

7.2 Aufteilung und Bewertung

Mit der Zuteilung der Infrastruktur auf eindeutig zuweisbare Teilprozesse (z.B. Heizwasserspeicher zu 100 % dem Produkt "Wärme ab BHKW", Generator dem Produkt "Strom ab BHKW") ergeben

sich zwei Infrastrukturmodule ("Infra Wärme" und "Infra Strom") und ein "Betriebsmodul" ("Erdgas in BHKW"), über das der Output mit der gemeinsamen Infrastruktur, der Wartung und den Betriebsmissionen verknüpft ist (vgl. Tab. XIV.4.17 und Tab. XIV.5.6). Nun stellt sich die Frage, wie die von beiden Produkten bezogenen Aufwendungen und Emissionen aufgeteilt werden sollen.

Fünf verschiedene Zuteilungsschlüssel werden hier gerechnet. Die Produkte werden nach den abgegebenen ungewichteten Energiemenge des BHKWs sowie der mit Exergieanteilen oder dem Preis gewichteten Energiemengen belastet. Wird als Kriterium zur Aufteilung der Preis der Outputgüter verglichen, liegen die Wertungen zwischen denjenigen der Energie- und der Exergiebetrachtung. Eine weitere Möglichkeit ist, das BHKW als reines Strom- beziehungsweise Wärmeerzeugungssystem zu betrachten. Die Bewertungsfaktoren, die sich je nach gewähltem Weg ergeben, sind in Tab. XIV.7.1 zusammengestellt.

	Energie: Var. 1	Exergie: Var. 2	Preis: Var. 3	Motivation Strom: Var. 4	Motivation Wärme: Var. 5
Basis	[%]		[Fr/MWh]	[%]	[%]
Wärme	64.3	0.182	62	0	1
Strom	35.7	1	178	1	0
Bewertungsfaktoren					
Wärme	0.643	0.247	0.742	0	1
Strom	0.357	0.753	0.258	1	0

Tab. XIV.7.1: Bewertungsfaktoren für die Zuteilung der gemeinsamen Aufwände und Emissionen bei der Produktion von Wärme und Strom. Die Daten beruhen auf folgenden Grundlagen. Energie: Betriebsdaten BHKW Jakobsberg Mittelwert 1991-1993. Exergie: obere Temperatur T_o (= Vorlauftemperatur aus <ADEV 1994>) = 85 °C, untere Temperatur T_u = 20 °C (= Nutzttemperatur), Exergie = $(T_o - T_u)/T_u$. Preis: Werte für das BHKW Jakobsberg in der Heizperioden 92, 93 und 95 <Eicher & Pauli 1994>, <Rapp 1996>.

Für die Produktion einer zusätzlichen Einheit Wärme oder Strom kommen verschiedene Betrachtungsweisen in Frage:

- a) das BHKW läuft bei einer bestimmten Last, z. B. bei 75 %
- b) die Auslastung eines BHKWs wird erhöht, z. B. von 75 % auf 100 %.

Bei Änderung der Auslastung variieren sowohl das Verhältnis Stromertrag-Wärmeertrag, als auch der Gesamtwirkungsgrad des Motors (Tab. XIV.7.2). Die vom Hersteller zur Verfügung gestellten Daten von BHKW-Modulen wurden auf dem Prüfstand aufgenommen. Der Wirkungsgrad im Betrieb des BHKW Jakobsberg über die Jahre 1991-1993 gemittelt liegt um 8.4 %-Punkte tiefer. Zur Berechnung wird angenommen, dass der Wirkungsgrad des Betriebes in jeder Laststufe um den gleichen Prozentsatz vom Wert des Prüfstandes abweicht und dass das Verhältnis Wärme- zu Stromproduktion im Prüfstand wie im Betrieb gleich bleibt (effektiv liegt bei 100 % Last der Stromertrag im Experiment um 2 % höher als bei den betrachteten Betriebsdaten.).

Last	50 %	75 %	100 %	Betrieb	50%-75%	75%-100%	50%-100%
Wärme	23.1%	26.6%	28.7%	27.3%	33.6%	34.9%	34.3%
Strom	51.0%	49.6%	47.8%	49.2%	47.0%	42.3%	44.6%
Wirkungsgrad	74.0%	76.2%	76.5%	76.5%	80.6%	77.2%	78.9%

Tab. XIV.7.2: Wärme- und Stromertrag pro Einheit Inputenergie bei konstanter Last und bei Erhöhung der Last sowie bei realem Betrieb.

Mit den Bewertungsfaktoren lassen sich für jeden betrachteten Betriebszustand Allokationsfaktoren berechnen. Mit den Betriebsdaten zusammen ergeben sich die Bezüge an gemeinsamen Aufwänden pro TJ Outputenergie. Alle hier diskutierten Varianten sind in Tab. XIV.7.3 zusammengestellt.

Allokationsfaktoren							
	Kapazitätserhöhung		konstante Kapazität			Betrieb	
	50-75%	75-100%	50-100%	50%	75%	100%	
Energie							
Strom	0.42	0.45	0.43	0.31	0.35	0.37	0.36
Wärme	0.58	0.55	0.57	0.69	0.65	0.63	0.64
Exergie							
Strom	0.80	0.82	0.81	0.71	0.75	0.77	0.75
Wärme	0.20	0.18	0.19	0.29	0.25	0.23	0.25
Preis							
Strom	0.52	0.55	0.53	0.40	0.44	0.47	0.45
Wärme	0.48	0.45	0.47	0.60	0.56	0.53	0.55
Motivation Strom							
Strom	1	1	1	1	1	1	1
Wärme	0	0	0	0	0	0	0
Motivation Wärme							
Strom	0	0	0	0	0	0	0
Wärme	1	1	1	1	1	1	1
Bezüge an "Erdgas in BHKW" durch "Strom ab Generator"/"Wärme ab BHKW"							
Energie							
Strom	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Wärme	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Exergie							
Strom	2.50	2.37	2.43	2.99	2.80	2.68	2.76
Wärme	0.45	0.43	0.44	0.54	0.51	0.49	0.50
Preis							
Strom	1.62	1.60	1.61	1.69	1.66	1.65	1.66
Wärme	1.08	1.07	1.08	1.13	1.12	1.10	1.11
Motivation Strom							
Strom	3.13	2.89	3.01	4.20	3.75	3.49	3.66
Wärme	0	0	0	0	0	0	0
Motivation Wärme							
Strom	0	0	0	0	0	0	0
Wärme	2.24	2.39	2.31	1.90	2.01	2.09	2.03

Tab. XIV.7.3: Verschiedene Allokationsfaktoren und die sich unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade daraus ergebenden Bezugsfaktoren für das Modul "Erdgas in BHKW". Dieses Modul ist mit dem Energieträger, der gemeinsamen Infrastruktur, den Betriebsemissionen und der Wartung verknüpft (Tab. XIV.5.6). Die fettgedruckten Werte der letzten Spalte geben, in Tab. XIV.6.2 und XIV.6.3 eingesetzt, die in Ecoinvent berechneten Varianten "Var. 1" bis "Var. 5".

Wie aus Tab. XIV.7.3 ersichtlich, bringen die Laständerungen innerhalb der einzelnen Allokationsvarianten nur geringe Änderungen; die Wahl des Allokationsparameters ist von stark übergeordneter Bedeutung. Aus diesem Grund und weil Laständerungen in der Praxis nur in geringem Umfang eine Rolle spielen (die Anlage Jakobsberg läuft nachts teilweise auf 60 % Last), wird nur mit den Faktoren unter Betriebsbedingungen gerechnet.

7.3 BHKW als Black Box

Bei der Betrachtung des BHKWs als Black Box fallen die gesamten Aufwände und Emissionen allein dem gewählten Outputgut zu. Für das gleichzeitig produzierte Koppelprodukt werden, entsprechend den in Kap. 7.1 beschriebenen Modellannahmen, Gutschriften in Form von "Wärme ab Feuerung" (Varianten Gas und Öl) oder "Strom-Bezug ab Grenzkraftwerk" (Braunkohle oder nuklear) verrechnet. Dies erfolgt in Ecoinvent in Form negativer Bezüge.

Für diese Betrachtungsweise wird ein Infrastruktur- und Wartungsmodul "BHKW Black Box" kreiert, das jedes der drei Infrastrukturmodule für Wärme und Strom enthält, sowie die Infrastruktur der Wärmepumpe und die Wartung (Tab. XIV.7.4). Das Modul "Erdgas in BHKW Black Box" enthält nur den Erdgasbezug und die Betriebsemissionen (Tab. XIV.7.5).

BHKW Black Box	[Stk]	
Infra Strom BHKW 160 kWel	1	Stk
Infra Wärme BHKW 160 kWel	1	Stk
Infra Wärme+Strom BHKW 160 kWel	1	Stk
Wärmepumpe 30 kW	1	Stk
Wartung BHKW 160 kWel	1	Stk

Tab. XIV.7.4: Bezüge des Moduls "BHKW Black Box".

Erdgas in BHKW Black Box	[TJ]	
Energieträger:		
Erdgas ND-Abnehmer CH	1	TJ
Emissionen in Luft:		
Abwärme in Luft	1.1	TJ
CH ₄ Methan	2.5	kg
CO Kohlenmonoxid	49.5	kg
CO ₂ Kohlendioxid	55000	kg
NMVOC	2.5	kg
NO _x Stickoxide als NO ₂	19.4	kg
SO _x als SO ₂	0.55	kg

Tab. XIV.7.5: Bezüge des Moduls "Erdgas in BHKW Black Box".

7.3.1 Wärme ab BHKW Black Box

Das BHKW als Black Box ohne die Ölkessel produziert in 21 Jahren 132 TJ Wärme und benötigt dementsprechend 0.008 Stk. "BHKW Black Box" und 1.59 TJ "Erdgas in BHKW Black Box". Gleichzeitig werden 50.2 TJ Strom ins Netz gespeist, die als Gutschrift in Form eines negativen Strombezugs ab Grenzkraftwerk bilanziert werden. Die Abwärme, die durch die Stromverluste im Betrieb entstehen, müssen ebenfalls bilanziert werden (0.0135 TJ/TJ Strom). Die Eingabedaten der Varianten D (Grenzkraftwerk Deutschland, Braunkohle) und F (Grenzkraftwerk Frankreich, Kernkraft) sind in Tab. XIV.7.6 aufgelistet. Die weiteren Module "Wärme ab System BHKW" und "Wärme ab Nahverteilung" sind wie die entsprechenden Module in Tab. XIV.6.2 verknüpft.

	[TJ]	Wärme ab Modul BHKW Black Box Var. D	Wärme ab Modul BHKW Black Box Var. D
Energieträger:			
Erdgas in BHKW Black Box	TJ	1.59	1.59
Strom NS-Bez. Grenzkraftwerk Braunkohle D	TJ		- 0.38
Strom NS-Bez. Grenzkraftwerk AKW F	TJ	- 0.38	
BHKW:			
BHKW Black Box	Stk	0.008	0.008
Emissionen in Luft:			
Abwärme in Luft	TJ	0.005	0.005

Tab. XIV.7.6: Verknüpfungen der Moduls "Wärme ab BHKW Black Box".

7.3.2 Strom ab BHKW Black Box

In der Betriebszeit von 21 Jahren speist die Black Box 50.2 TJ Strom ins Netz ein und bezieht demzufolge 0.02 Stk. "BHKW Black Box" pro TJ_e. Dabei werden insgesamt 132 TJ Wärme ans Verteilnetz abgegeben, 94% davon gelangt als Nutzwärme zum Kunden. Entsprechend wird 2.48 TJ_{Nutz}/TJ_e durch negative Nutzwärmebezüge (ab Öl- resp. Gasfeuerung) vergütet. Ebenfalls bilanziert ist die Abwärme durch Stromverluste (Tab. XIV.7.7).

	[TJ]	Strom ab BHKW Black Box Var. O	Strom ab BHKW Black Box Var. G
Energieträger:			
Erdgas in BHKW Black Box	TJ	4.18	4.18
Nutzwärme ab Heizung 100 kW ¹⁾	TJ	- 2.48	
Nutzwärme ab Heizung LowNOx<100 kW	TJ		- 2.48
BHKW:			
BHKW Black Box	Stk	0.02	0.02
Emissionen in Luft:			
Abwärme in Luft	TJ	0.014	0.014

Tab. XIV.7.7: Verknüpfungen der Moduls "Strom ab BHKW Black Box"; ¹⁾ Ölheizung

7.4 Übersicht über die Module

In (Tab. XIV.7.8) ist eine Auswahl, der in dieser Auflage neu in die Ecoinvent-Datenbank aufgenommenen Bezugsmodule dargestellt. Ebenfalls für diese 7 Varianten existieren die Module "Wärme ab Wärmepumpe", "Wärme ab Nahverteilung" und "Strom ab Generator". Auf der Ebene "Wärme ab BHKW" existieren keine Black Box-Varianten. Insgesamt bestehen 43 Bezugsmodule.

Modulname	Allokationsvariante
Var. 1	Aufteilung – Energie
Var. 2	Aufteilung – Exergie
Var. 3	Aufteilung – Preis
Var. 4	Aufteilung – Motivation Strom
Var. 5	Aufteilung – Motivation Wärme
Black Box Var. D	Systemerweiterung – Ersatz Braunkohlekraftwerk
Black Box Var. F	Systemerweiterung – Ersatz Kernkraftwerk
Var. 1	Aufteilung – Energie
Var. 2	Aufteilung – Exergie
Var. 3	Aufteilung – Preis
Var. 4	Aufteilung – Motivation Strom
Var. 5	Aufteilung – Motivation Wärme
Black Box Var. O	Systemerweiterung – Ersatz Ölfeuerung
Black Box Var. G	Systemerweiterung – Ersatz Gasfeuerung

Tab. XIV.7.8: In diesem Projekt gerechnete Allokationsvarianten der Wärme-Kraft-Kopplung

8. Resultate

In diesem Kapitel werden einige ausgewählte Resultate der Wärme- und Strombereitstellung mit einem Blockheizkraftwerk für die verschiedenen Allokationsvarianten verglichen. Die Auswahl der Kenngrößen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz. Als Beispiel wird in Kap. 8.3 und 8.4 die Variante Exergie (Var. 2) näher betrachtet, ohne suggerieren zu wollen, dass es sich dabei um die "richtige" handle. Es sollen die Quellen der wichtigsten Luftemissionen aufgezeigt werden und die Umwelteinwirkungen von Infrastruktur, Gasbereitstellung und Wartung gegenübergestellt werden. Grafisch werden vor allem diejenigen Umwelteinwirkungen dargestellt, die nicht praktisch ausschliesslich durch die Erdgaskette verursacht werden. Die ausführlichen Eingabedaten und Resultate in Tabellenkalkulationsformat befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate". In den Tabellen XIV.8.1 und XIV.8.2 sind ausgewählte Resultate der Module "Strom ab BHKW" und "Wärme ab System BHKW" dargestellt.

8.1 Grundsätzliches

Wie in Kap. 7 dieses Teils ausgeführt, sind verschiedene Möglichkeiten der Allokation denkbar. Beim Verwenden eines Allokationsschlüssels für ein Produkt (z.B. Wärme) ist zu beachten, dass das Ökoinventar des andern Produkts (in diesem Falle Strom) mit demselben Schlüssel gerechnet und diskutiert wird. Bei den hier für die Systemerweiterung definierten Szenarien ist zu betonen, dass es sich um *mögliche* Varianten handelt und dass andere Szenarien denkbar sind. Zusätzlich sei an dieser Stelle wiederholt, dass die Betrachtung der Systemerweiterung lediglich für die Analyse transienter Zustände (Verhalten des modellierten Systems bei der Produktion einer *zusätzlichen* Einheit Strom resp. Wärme) anwendbar ist. Bei der Analyse des Istzustandes (heutige Produktion) führt die Vorgehensweise der Systemerweiterung zu einer rechnerischen, mit der Realität nicht übereinstimmenden Reduktion von Umwelteinwirkungen.

8.2 Strom und Wärme ab BHKW

Die Resultate der hier diskutierten Varianten unterscheiden sich erheblich. Wird die Strombereitstellung als "Nebenprodukt" des wärmegeführten BHKW betrachtet (Var. 5), so resultieren für das Produkt "Strom" insgesamt sehr niedrige Werte für die in Tab. XIV.8.1 aufgeführten Kenngrößen. Diese stammen ausschliesslich aus den der Stromerzeugung direkt anrechenbaren Infrastruktur-Anteilen. Da hier die Umwelteinwirkungen und Aufwendungen des BHKW (resp. derjenigen Teilprozesse, welche für Strom und Wärme zusammen benötigt werden) ganz der Wärme zugeteilt werden, liegen andererseits bei dieser Variante einige der hier diskutierten Kenngrößen für "Wärme ab BHKW" über denjenigen einer LowNO_x-Gasfeuerung (z.B. CO₂, NO_x, SO_x).

Wird demgegenüber die Wärme als Nebenprodukt betrachtet (Var. 4) und dem Strom die gesamten Aufwendungen und Umwelteinwirkungen der Koppelprozesse zugeteilt, so resultieren pro TJ Strom hohe Werte. So liegen die Gesamtemissionen von CO₂ pro TJ Strom beispielsweise lediglich knapp 15% unter denjenigen eines durchschnittlichen Steinkohlekraftwerkes in Deutschland. Die direkt vom Gasmotor gelieferte Wärme ist dagegen bei Var. 4 praktisch emissionsfrei. Dass trotzdem relativ hohe Werte resultieren (die CO₂-Emissionen liegt doch immerhin noch bei ca. 64% derjenigen einer Gasfeuerung) liegt daran, dass rund 22% der Wärme durch die integrierte Wärmepumpe geliefert wird, welche ihrerseits den die gesamten Umwelteinwirkungen tragenden Strom vom Generator des BHKW bezieht.

Dieser Umstand erklärt die bei Strom und Wärme unterschiedlichen Auswirkungen der verschiedenen angewandten Allokationsschlüssel. Beim Produkt "Wärme ab BHKW" schwankt der Wert für CO₂ zwischen 46.7t/TJ_{th} und 101t/TJ_{th} währenddem sich die Bandbreite bei "Strom ab BHKW" von 0.2t/TJ_e bis 237t/TJ_e erstreckt.

Die Szenarien des Systemerweiterungsansatzes sind voneinander unabhängig und werden dementsprechend getrennt diskutiert. Werden durch den vermehrten Einsatz von BHKW zur Deckung eines zusätzlichen Strombedarfs (resp. als Ersatz bestehender Produktionsanlagen ohne Wärmeauskopplung) fossile Hausfeuerungen ersetzt, so können für einzelne Kenngrößen Einsparungen erzielt werden. Dies äussert sich u.a. in negativen Emissionen (z.B. SO_x, NO_x, HCl bei Var. O, BTEX-

Aromaten bei beiden Varianten). Diese sind so zu interpretieren, dass durch das Einführen dieser Technologie und ein damit verbundener Ersatz von Einzelfeuerungen auf der Basis fossiler Energieträger insgesamt weniger Emissionen pro produzierte Einheit Strom und Wärme freigesetzt werden.

ITJ Strom ab BHKW 160kWel		Var. 0 ¹⁾	Var. G ¹⁾	Var. 1 ¹⁾	Var. 2 ¹⁾	Var. 3 ¹⁾	Var. 4 ¹⁾	Var. 5 ¹⁾
Ressourcen:								
Fläche II-III	m2a	-284	-890	237	493	403	653	6.98
Fläche II-IV	m2a	-175	171	178	374	305	497	0.877
Fläche III-IV	m2a	223	198	199	419	342	557	0.848
Fläche IV-IV	m2a	-200	0.735	0.393	0.749	0.624	0.973	0.0715
Fläche Benthos II-III	m2a	-945	1.17E+03	1.16E+03	2.45E+03	2.00E+03	3.25E+03	2.93
Holz trocken	t	-0.0782	-0.131	0.0101	0.0206	0.0169	0.0273	0.000519
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	-0.0418	-0.072	0.00164	0.00308	0.00257	0.00398	0.000333
Rohbraunkohle	kg	-729	48.1	136	277	228	366	8.24
Rohfördersteinkohle	kg	293	270	679	1.39E+03	1.14E+03	1.83E+03	40.4
Erdgas	Nm3	1.29E+05	4.09E+04	4.10E+04	8.63E+04	7.04E+04	1.15E+05	10.6
Rohöl	t	-67.9	1.69	1.57	3.27	2.68	4.34	0.0404
Uran	kg	-0.202	-0.282	0.0133	0.0261	0.0216	0.0341	0.00173
Wasser	kg	-1.83E+08	-3.09E+08	7.67E+06	1.45E+07	1.21E+07	1.88E+07	1.47E+06
Materialien:								
Materialien total	kg	1.63E+04	6.82E+03	8.09E+03	1.70E+04	1.39E+04	2.26E+04	62.9
Kalkstein	kg	-19.6	40.2	181	376	307	498	4.66
Kies	kg	-2.37E+03	669	1.29E+03	2.70E+03	2.20E+03	3.58E+03	17.6
Stahl und Gusseisen	kg	672	232	454	932	764	1.23E+03	22.7
Kupfer	kg	-14.4	-23.4	5.26	5.93	5.69	6.35	4.65
Transport Strasse	tkm	-2.76E+04	498	541	1.12E+03	917	1.48E+03	18
Transport Schiene	tkm	-7.14E+03	-221	458	923	760	1.22E+03	37.2
Transport Wasser	tkm	-2.68E+05	1.01E+04	1.25E+04	2.59E+04	2.12E+04	3.44E+04	429
Abwärme	TJ	1.57	1.57	1.66	3.48	2.84	4.63	0.017
Emissionen Luft:								
CO2 total	kg	2.46E+04	8.75E+04	8.50E+04	1.79E+05	1.46E+05	2.37E+05	2.04E+02
SOx	kg	-214	33.5	40.7	84.4	69	112	1.27
NOx	kg	-44.7	75.5	64.2	135	110	179	0.465
CH4	kg	1.21E+03	374	479	1.01E+03	823	1.34E+03	0.502
NMVOG	kg	-372	61.8	71.9	151	123	200	0.572
BTEX-Aromaten	kg	-2.65	-1.57	0.105	0.21	0.173	0.276	0.0103
Benzo(a)Pyren	kg	8.03E-05	4.03E-06	5.58E-05	0.000114	9.34E-05	0.00015	3.41E-06
HCl	kg	-0.768	0.0217	0.116	0.235	0.193	0.309	0.0086
Hg	kg	-0.000476	0.000249	0.00046	0.000964	0.000787	0.00128	4.15E-06
Rn (inkl. Ra)	kBq	-1.11E+07	-1.55E+07	7.31E+05	1.43E+06	1.19E+06	1.87E+06	9.54E+04
Edelgase	kBq	-7.83E+06	-1.10E+07	5.08E+05	9.96E+05	8.24E+05	1.30E+06	6.70E+04
Aerosole	kBq	-2.31	-2.49	0.246	0.492	0.405	0.647	0.0231
Aktinide in Luft	kBq	-3.86	-5.28	0.267	0.526	0.435	0.688	0.0336
Emissionen Wasser:								
Chloride	kg	-1.71E+03	51.5	54.2	112	91.9	149	1.61
Sulfate	kg	-57.8	-11.5	10.1	20.8	17	27.5	0.46
Ammoniak als N	kg	-4.24	0.0307	0.078	0.161	0.131	0.212	0.00354
Fette und Öle Meerwasser	kg	-57.5	2.64	2.53	5.29	4.32	7.03	0.0367
Fette und Öle Süßwasser	kg	0.155	0.283	0.286	0.602	0.491	0.8	0.00105
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	-3.15	0.175	0.171	0.357	0.292	0.474	0.00233
Zink	kg	-0.0439	0.0164	0.0273	0.0564	0.0462	0.0747	0.00108
Ra	kBq	-4.56E+03	-5.25E+03	266	525	434	687	32.9
H3	kBq	-3.11E+05	-4.36E+05	2.03E+04	3.98E+04	3.29E+04	5.20E+04	2.66E+03
Nuklidgemisch	kBq	-299	-430	18.6	36.4	30.2	47.6	2.54
Aktinide in Wasser	kBq	-864	-309	30.1	60.9	50.1	80.2	2.39
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	1.92E+03	746	1.63E+03	3.42E+03	2.79E+03	4.54E+03	20.4
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	-403	115	197	402	329	530	11.2
Abfälle in Reaktordeponie	kg	-39.7	2.14	1.24	2.47	2.04	3.24	0.134
Abfälle in KVA	kg	-62.8	-106	3.14	5.47	4.65	6.93	1.03
Sonderabfälle	kg	-39.1	-1.78	1.4	2.9	2.37	3.84	0.0358
Abfälle in Landfarming	kg	-171	96.1	95.6	201	164	267	0.276
Schwachakt. Abfälle in Deponie	m3	-0.0138	4.48E-05	0.000329	0.000681	0.000557	0.000903	9.89E-06
Schwach- und Mittelakt. Abfälle	m3	-0.000454	-0.000648	2.86E-05	5.60E-05	4.64E-05	7.32E-05	3.87E-06
Hochaktive Abfälle	m3	-3.53E-05	-4.96E-05	2.29E-06	4.49E-06	3.72E-06	5.87E-06	3.02E-07

Tab. XIV.8.1: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse der Module "Strom ab BHKW" pro TJ_e; ¹⁾: Varianten siehe Tab. XIV.7.8

Wärme-Kraft-Kopplung, Resultate

ITJ Wärme ab System BHKW 160kWel		Var. D ¹⁾	Var. F ¹⁾	Var. 1 ¹⁾	Var.2 ¹⁾	Var.3 ¹⁾	Var.4 ¹⁾	Var.5 ¹⁾
Ressourcen:								
Fläche II-III	m ²	-119	-6.92E+03	283	225	245	189	335
Fläche II-IV	m ²	214	225	207	162	178	135	247
Fläche III-IV	m ²	164	205	164	114	131	82.6	208
Fläche IV-IV	m ²	32.9	32.9	33	32.9	32.9	32.8	33
Fläche Benthos II-III	m ²	1.57E+03	1.57E+03	1.32E+03	1.03E+03	1.13E+03	847	1.58E+03
Holz trocken	t	-0.3	-0.298	0.0232	0.0208	0.0216	0.0193	0.0253
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.00682	0.00781	0.00839	0.00806	0.00817	0.00786	0.00868
Rohbraunkohle	kg	-9.69E+04	150	256	224	235	204	285
Rohfördersteinkohle	kg	293	540	658	497	553	397	802
Erdgas	Nm ³	2.92E+04	2.92E+04	2.01E+04	9.72E+03	1.33E+04	3.31E+03	2.93E+04
Rohöl	t	12.8	12.9	12.7	12.3	12.4	12	13
Uran	kg	0.0211	-2	0.0459	0.043	0.044	0.0412	0.0485
Wasser	kg	2.54E+07	3.36E+07	3.73E+07	3.57E+07	3.63E+07	3.48E+07	3.87E+07
Materialien:								
Materialien total	kg	5.73E+03	6.21E+03	5.50E+03	3.47E+03	4.18E+03	2.21E+03	7.31E+03
Kalkstein	kg	-381	154	191	146	162	119	230
Kies	kg	1.64E+03	1.63E+03	1.68E+03	1.36E+03	1.47E+03	1.16E+03	1.96E+03
Stahl und Gusseisen	kg	311	349	371	262	300	195	468
Kupfer	kg	-47.7	-46.9	4.48	4.33	4.39	4.24	4.62
Transport Strasse	tkm	5.02E+03	4.98E+03	5.04E+03	4.91E+03	4.95E+03	4.83E+03	5.16E+03
Transport Schiene	tkm	1.39E+03	1.48E+03	1.65E+03	1.54E+03	1.58E+03	1.48E+03	1.74E+03
Transport Wasser	tkm	5.58E+04	5.69E+04	5.65E+04	5.35E+04	5.45E+04	5.16E+04	5.92E+04
Abwärme	TJ	0.99	1.13	1.3	0.885	1.03	0.628	1.67
Emissionen Luft:								
CO ₂ total	kg	6.19E+03	9.95E+04	8.14E+04	6.00E+04	6.75E+04	4.67E+04	1.01E+05
SO _x	kg	-610	70.8	75.3	65.3	68.8	59.2	84.2
NO _x	kg	-43.9	82.9	71.7	55.6	61.2	45.6	86
CH ₄	kg	382	388	283	162	205	87.5	391
NMVOG	kg	145	147	133	115	121	104	149
BTEX-Aromaten	kg	-0.502	0.545	0.54	0.516	0.524	0.501	0.561
Benzo(a)Pyren	kg	3.89E-05	4.36E-05	4.50E-05	3.18E-05	3.64E-05	2.36E-05	5.68E-05
HCl	kg	-25.1	0.172	0.243	0.216	0.225	0.199	0.267
Hg	kg	-0.00254	0.000589	0.000542	0.000427	0.000467	0.000355	0.000644
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.16E+06	-1.10E+08	2.52E+06	2.36E+06	2.42E+06	2.26E+06	2.67E+06
Edelgase	kBq	8.30E+05	-7.72E+07	1.77E+06	1.66E+06	1.70E+06	1.59E+06	1.87E+06
Aerosole	kBq	-7.92	-13.8	0.624	0.568	0.588	0.533	0.674
Aktinide in Luft	kBq	-0.672	-37.3	0.89	0.831	0.852	0.795	0.943
Emissionen Wasser:								
Chloride	kg	330	325	333	319	324	311	344
Sulfate	kg	-311	-106	19.7	17.3	18.1	15.8	21.9
Ammoniak als N	kg	0.766	0.398	0.77	0.751	0.758	0.74	0.787
Fette und Öle Meerwasser	kg	12.3	12.4	11.9	11.3	11.5	10.9	12.5
Fette und Öle Süßwasser	kg	0.32	0.321	0.263	0.19	0.216	0.146	0.327
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.712	0.715	0.685	0.643	0.658	0.616	0.723
Zink	kg	0.0259	0.028	0.0353	0.0286	0.0309	0.0245	0.0412
Ra	kBq	543	-3.71E+04	1.00E+03	945	966	908	1.06E+03
H ₃	kBq	3.27E+04	-3.11E+06	7.04E+04	6.60E+04	6.75E+04	6.32E+04	7.44E+04
Nuklidgemisch	kBq	33.4	-2.72E+03	66.8	62.7	64.2	60.2	70.4
Aktinide in Wasser	kBq	144	-2.18E+03	171	164	166	159	177
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	1.18E+03	1.23E+03	1.34E+03	928	1.07E+03	675	1.70E+03
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	-6.47E+03	132	258	211	227	182	299
Abfälle in Reaktordeponie	kg	3.79	7.7	7.94	7.66	7.75	7.48	8.19
Abfälle in KVA	kg	-242	-243	12.8	12.2	12.4	11.9	13.2
Sonderabfälle	kg	-4.08	0.171	7.79	7.44	7.56	7.23	8.09
Abfälle in Landfarming	kg	144	144	124	99.8	108	84.9	145
Schwachakt. Abfälle in Deponie	m ³	0.00258	0.000728	0.00258	0.0025	0.00253	0.00245	0.00265
Schwach- und Mittelakt. Abfälle	m ³	5.00E-05	-0.00412	0.000102	9.55E-05	9.77E-05	9.16E-05	0.000107
Hochaktive Abfälle	m ³	3.74E-06	-0.000348	7.98E-06	7.48E-06	7.66E-06	7.17E-06	8.43E-06

Tab. XIV.8.2: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse der Module "Wärme ab System BHKW" pro T_{J,th}¹⁾; siehe Tab. XIV.7.8

Die hier aufgeführten, nichtnegativen Emissionen sind pro TJ Strom gegenüber der Produktion in reinen Brenngaskraftwerken (z.B. Brenngaskraftwerk in Österreich mit einem Kokereigas-Anteil von 10%) um einen Faktor 1.5-14 geringer.

Bei der Betrachtung der Wärmebereitstellung durch BHKW zeigen sich die spezifischen Eigenheiten der beiden den Szenarien zugrundegelegten Kraftwerkstypen deutlich. Während die Variante Braunkohlekraftwerk zu negativen Werten bei den Umwelteinwirkungen SO_x , NO_x , BTEX-Aromaten, HCl, Hg, Aerosole und Aktinide (Luftschadstoffe) sowie Sulfate (Wasserschadstoffe) führt, sind beim Szenario Kernkraftwerk v.a. bei den Kernenergie-typischen Indikatoren (Flächeninanspruchnahme II-III (m^2a), radioaktive Emissionen in Luft und Wasser, radioaktive Abfälle) negative Werte zu verzeichnen. Ressourcenseitig können 97t Braunkohle (Var. D) resp. 2kg Uran (Var. F) eingespart werden.

In Fig. XIV.8.1 und XIV.8.2 werden einige Umwelteinwirkungen für die Produkte "Strom" und "Wärme" und verschiedene Allokationsvarianten eines BHKWs verglichen.

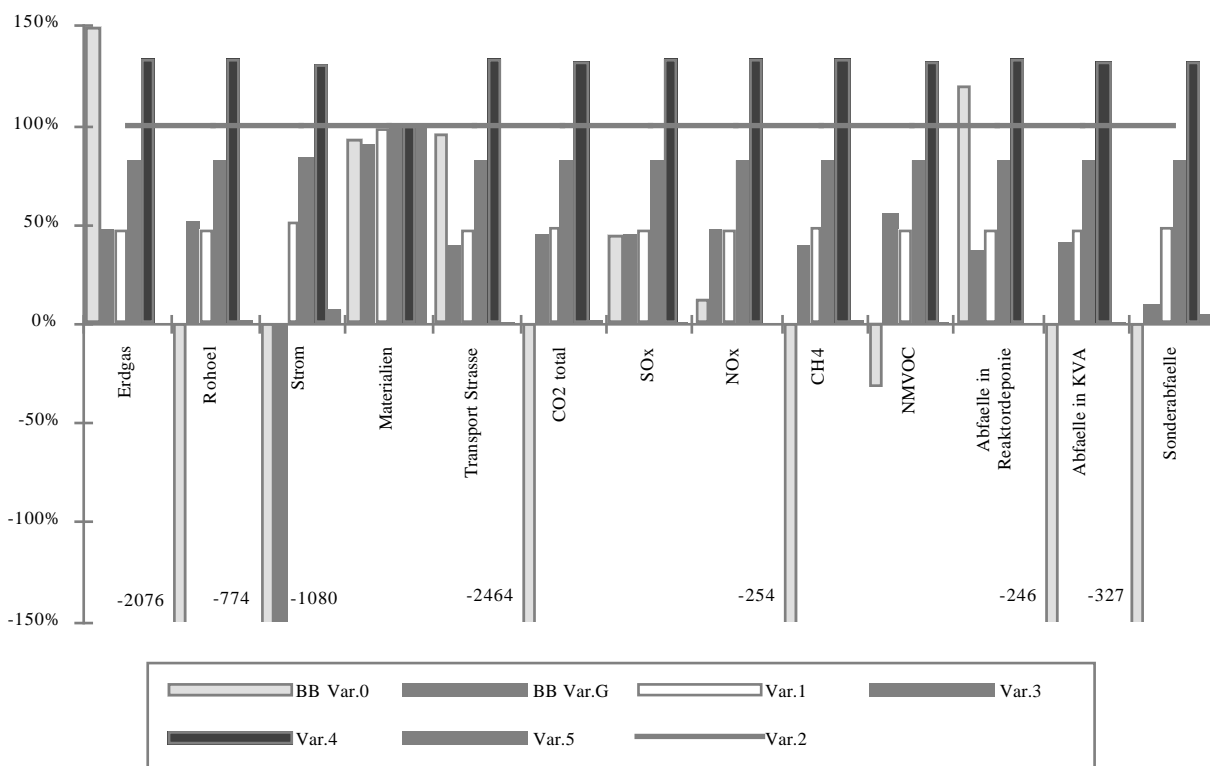


Fig. XIV.8.1: Ausgewählte Resultate der Stromerzeugung mittels BHKW für die verschiedenen Allokationsvarianten in Prozent der im folgenden diskutierten Variante 2 (Exergie). BB Var. O: Substitution Ölheizung, BB Var. G: Substitution Gasheizung, Var.1: Energie, Var.3: Preis, Var. 4: Motivation Strom, Var. 5: Motivation Wärme.

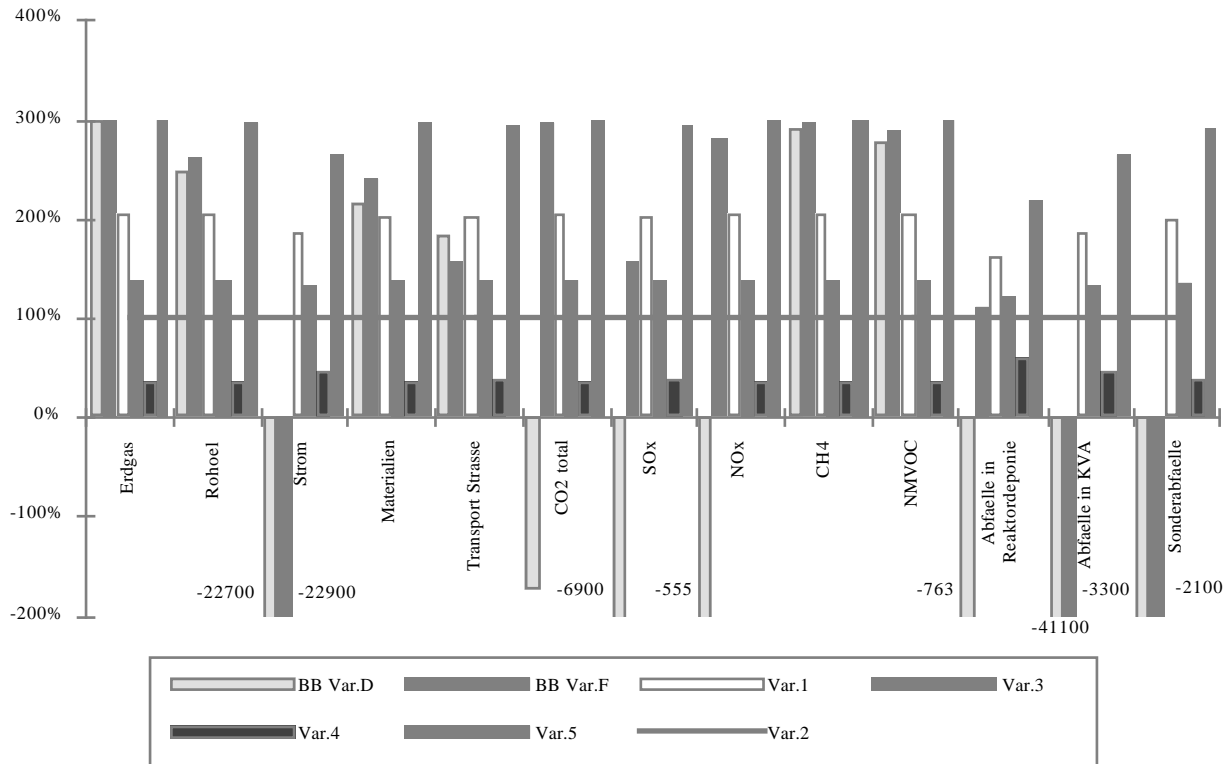


Fig. XIV.8.2: Einige Resultate der Wärmebereitstellung mittels BHKW für die verschiedenen Allokationsvarianten in Prozent der im folgenden diskutierte Variante 2 (Exergie). BB Var. D: Substitution Grenzkraftwerk Braunkohle Deutschland, BB Var. F: Substitution Grenzkraftwerk AKW Frankreich, Var.1: Energie, Var.3: Preis, Var. 4: Motivation Strom, Var. 5: Motivation Wärme.

8.3 Strom ab BHKW, Variante 2

Die Diskussion wird über das Modul "Strom ab BHKW Var.2" geführt. In diesem Modul ist die Differenz zwischen Stromproduktion des Generators und der Einspeisung ins Netz (Eigenbedarf/ Verlust) berücksichtigt.

8.3.1 Ressourcen und Strom

Die in der zusammengefassten Resultattabellen aufgeführten Ressourcen werden zum grössten Teil für die Gasbereitstellung beansprucht. Strom und damit der Verbrauch an Uran und die Wassernutzung werden in Anteilen von 24 % (Uran und Strom) und knapp 40 % (Wasser) durch die Infrastruktur bezogen. Beim Betrieb betragen die entsprechenden Anteile 14 % und 23 %.

8.3.2 Materialien

Der Materialbedarf ist mit total 98 % in der Gaskette deutlich am grössten. Kleine Anteile an Stahl und Guss sind in der Infrastruktur des BHKW verbucht (Motor 2 %, Schallschutzhaube 3 %) oder entfallen auf die Wartung (Ersatzteile, 8 %). Beim Kupfer ist der direkt in der BHKW-Infrastruktur bilanzierte Teil bedeutend: insgesamt 76 % stammen vom Generator.

8.3.3 Transporte

Neben der Erdgasbereitstellung, die 91 % des Strassentransportes verursacht, fallen die Autokilometer für die Wartung kaum ins Gewicht (3 %). Am Schienentransport sind die gewichtigen Infrastrukturteile zu 14 % beteiligt, die Ersatzteile mit 6 %.

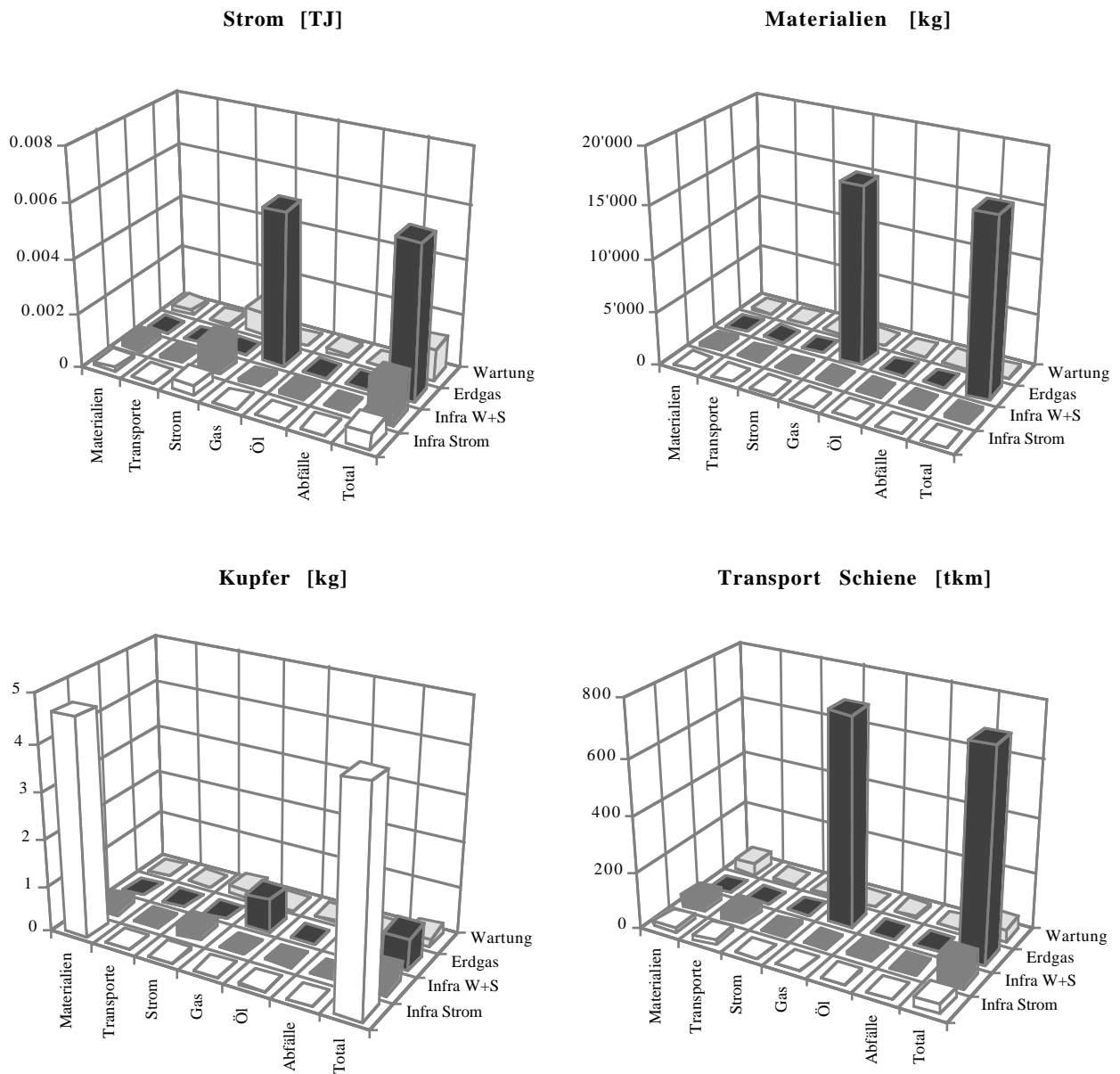


Fig. XIV.8.3: Strom-, Materialen-, Kupfer- und Transportaufwände für 1 TJ Strom ab BHKW Var. 2, aufgetrennt nach Gasbereitstellung, Infrastruktur und Wartung.

8.3.4 Luftemissionen

CO₂, NO_x, CH₄ und NMVOC, die bei der Gasverbrennung und den Prozessen entlang der Gasbereitstellung bilanziert werden, werden zu 99 % durch den Betrieb des BHKWs und die Bereitstellung des Erdgases verursacht. Beim SO_x beträgt der direkte Verbrennungsanteil 92 %. 7 % sind vorgelagert und werden zu je einem Prozent bei der Produktion stromintensiver Anlagenteile (Stahlteile wie Motor, Generator, Schallschutzhaube und Schaltschrank; Katalysator) emittiert. Die polyzyklischen Aromaten stammen zu 80 % aus der Gaskette, zu gut 10 % aus der Infrastruktur. Die radioaktiven Isotope widerspiegeln den Stromverbrauch der Teilprozesse und stammen zu einem Viertel aus der Infrastruktur, zu 14 % aus der Wartung.

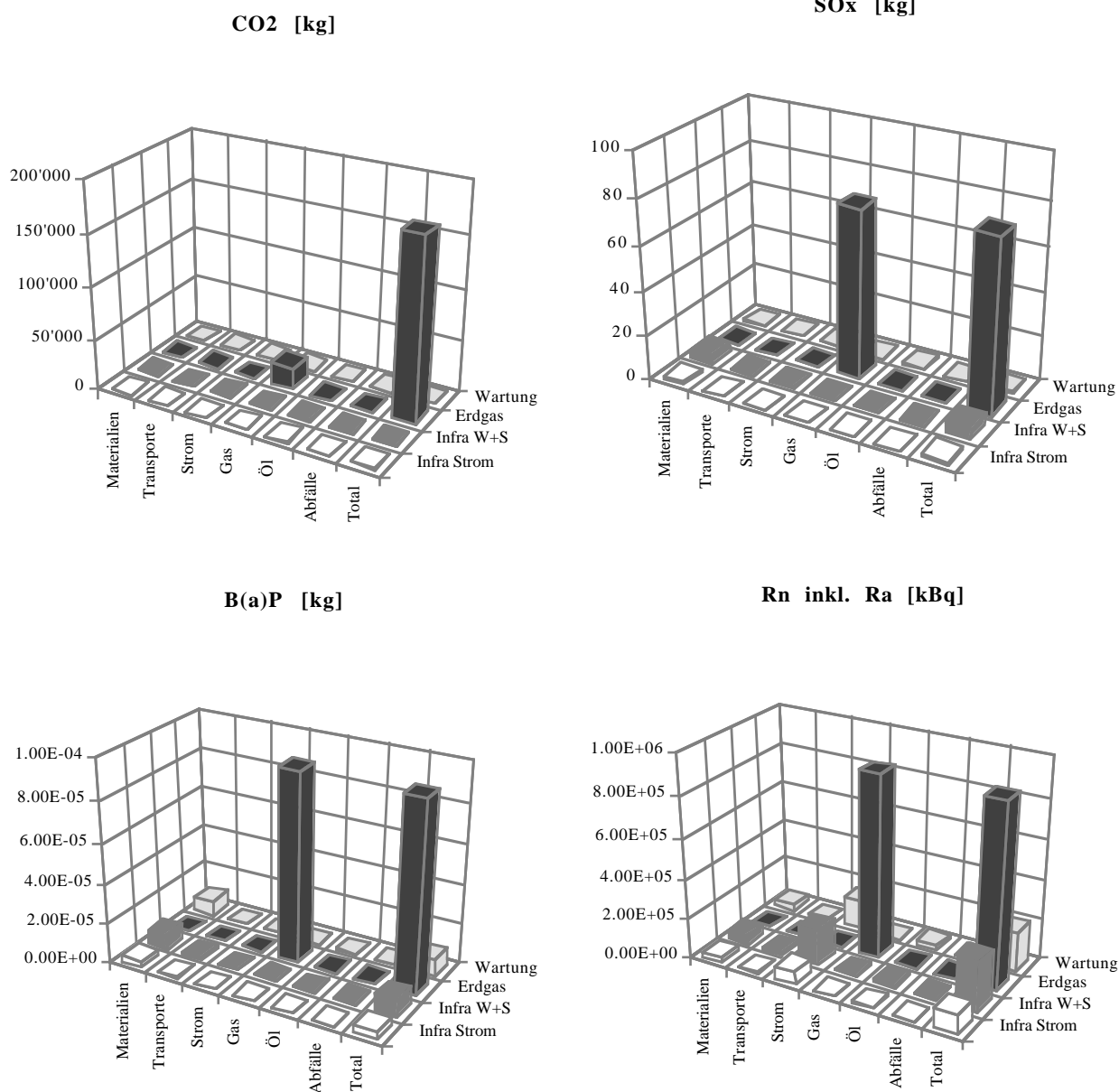
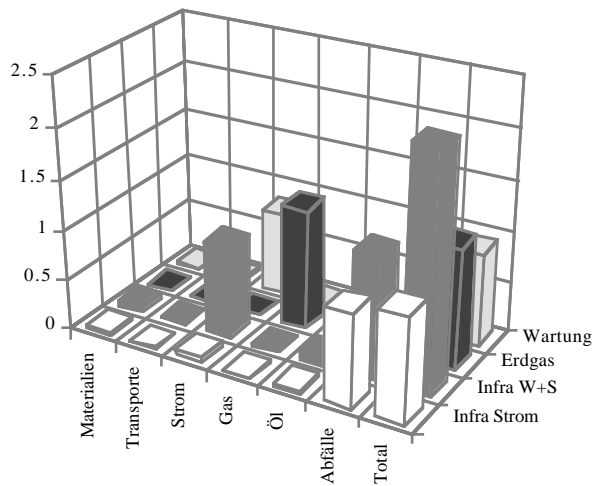


Fig. XIV.8.4: Relative Anteile ausgewählter Luftschadstoffe bei der Produktion von 1 TJ Strom ab BHKW Var. 2.

8.3.5 Abfälle

Bei den hier diskutierten Kenngrößen handelt es sich um Zwischengrößen. Die mit der Abfallbehandlung zusammenhängenden Emissionen werden quantifiziert und sind in Anhang F dokumentiert. Die Abfälle in Inertstoffdeponie, Reststoffdeponie, Landfarming und Sonderabfälle werden zu über 90 % in der Gaskette verursacht. In einigen Modulen werden Dienstleistungen bilanziert, ein Teil in Form von Schweizer Strom. Diese Module (zum Beispiel die Planung und Montage des Moduls, oder die Installation der Elektrotechnik) bringen einen Anteil von 24 % der radioaktiven Abfälle; der Betrieb 14% und die Brennstoffbereitstellung 62 %. Hauptsächlich das PVC, das für den Schaltschrank und die Elektrotechnik in Form von Kabelisolationen verwendet wird und als Abfall in die KVA bilanziert ist, lässt die Infrastruktur zur Hauptquelle dieser Abfallkategorie werden (61 %). 17 % der Abfälle in KVA gehen zulasten des Betriebs, vor allem durch den Verbrauch von Strom ab Niederspannung. Dass die Wartung 7 % der Abfälle in die Reaktordeponie verursacht, liegt daran, dass der PKW solche Abfälle verursacht (52 %), aber auch Erdölprodukte wie das Schmieröl (17 %). 20 % gehen zu Lasten der Infrastruktur, auch hier hauptsächlich durch Fahrzeuge und Erdölverbrauch.

Abfälle in KVA [kg]



Abfälle Reaktordeponie [kg]

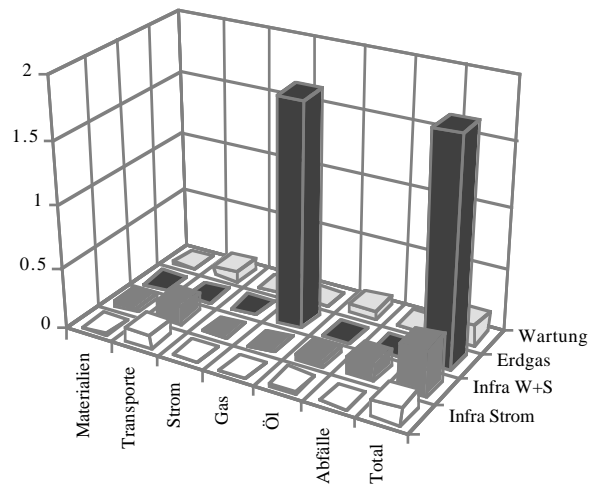


Fig. XIV.8.5: Abfallmengen, die bei der Produktion von 1 TJ Strom ab BHKW Var.2 anfallen, aufgeteilt nach Infrastruktur, Erdgasbereitstellung und Wartung.

In Fig. XIV.8.6 ist die prozentuale Verteilung der diskutierten Umwelteinwirkungen auf die verschiedenen Anlagebestandteile, die Erdgasbereitstellung und -verbrennung sowie die Wartung dargestellt.

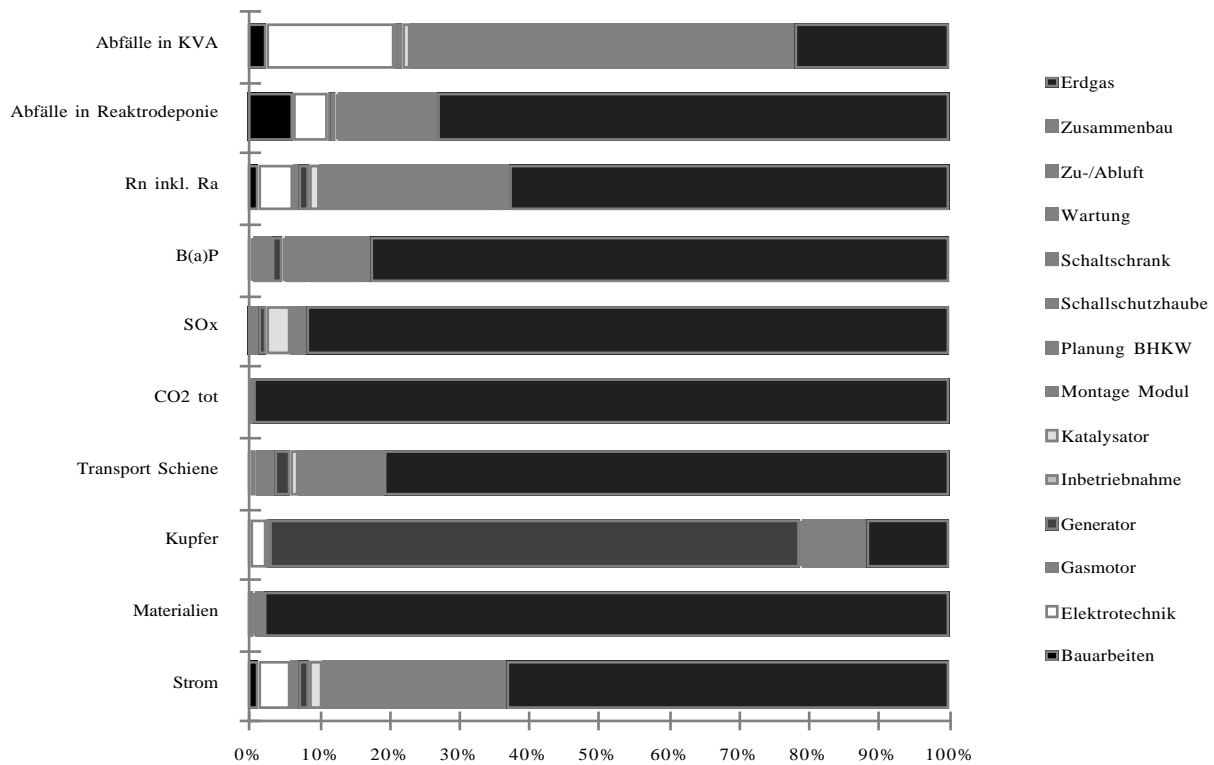


Fig. XIV.8.6: Aufteilung einiger ausgewählter Kenngrößen und Umwelteinwirkungen auf die Anlagebestandteile, die Wartung und die Erdgasbereitstellung/Verbrennung.

8.4 Wärme ab Modul BHKW, Variante 2

Die Wärme wird auf der Ebene "Wärme ab Modul BHKW" diskutiert. Darin eingeschlossen ist die Nutzung der Abwärme des Motors und der Abgase über den Kühlwasserwärmetauscher, den Abgaswärmetauscher und die Wärmepumpe innerhalb der Schallschutzhaube. Die Spitzendeckung mit Heizkesseln ist nicht darin einbezogen.

Für die meisten der Ressourcenverbräuche, Energien, Materialien und Emissionen sind Gas ab Leitung mit einem Anteil von 40 -70 % und der BHKW-Strom zum Betrieb der Wärmepumpe mit rund 25 % die Hauptverursacher. Da die Umwelteinwirkungen des Stroms ab Generator BHKW selbst zum grössten Teil aus der Gaskette stammen, gilt dies ebenso für die Wärme.

8.4.1 Ressourcen und Strom

Alle in den zusammenfassenden Tabellen betrachteten Ressourcen werden zu einem Viertel über die Wärmepumpe bezogen, über 90 % davon durch den Strom ab Generator BHKW. Strom und die von der Stromproduktion beanspruchten Ressourcen wie Uran oder Wasser werden zu Anteilen von etwa 10 % vom Speicher und den Modulen Wartung und Heizung/Sanitär verbraucht. Die restlichen Ressourcenverbräuche werden zu 50-74 % durch die Erdgasbereitstellung verursacht.

8.4.2 Materialien

Das Kupfer, das für die Wärmepumpe direkt bilanziert wird, macht die Hälfte des gesamten Kupferverbrauches pro TJ Wärme ab Modul BHKW aus, der Bezug über den BHKW-Strom 29 %. 13 % des Stahls und Gusseisens werden durch die Heizwasserspeicher verbraucht, 22 % über den BHKW-

Strom und 51 % durch die Gaskette (Pipeline). Insgesamt wird ein Viertel der Materialien über den BHKW-Strom und 70 % über die Erdgasbereitstellung bezogen.

8.4.3 Transporte

Neben Prozessen der Gaskette (67 % des gesamten Transportes) und dem Wärmepumpenstrom (insgesamt 24 %) haben Wartung und Speicher kleine Anteile am Transportbedarf. Für die Wartung sind PKW-Kilometer bilanziert worden, ein Stahl- und Strombedarf sowie Schmieröl. Diese Posten addiert machen auf Strasse, Schiene und Schiff zusammen 4 % der Transportleistung aus. Mit 15 % hat der Speicher einen nicht unwesentlichen Anteil am Schienentransport.

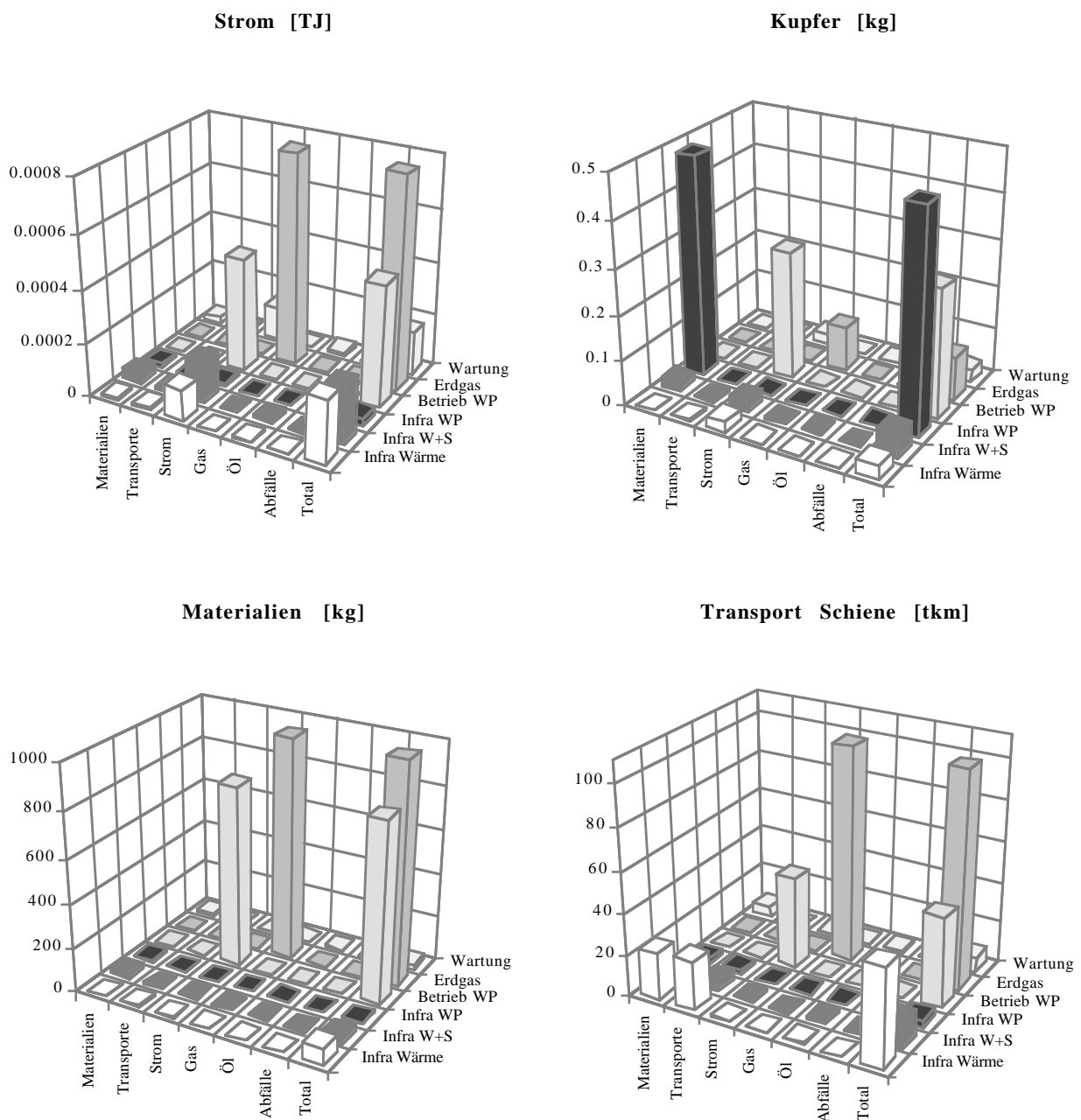


Fig. XIV.8.7: Strom- und Kupferverbrauch, Materialbedarf total und Schienentransporte für die Produktion von 1 TJ Wärme ab Modul BHKW Var. 2.

8.4.4 Luftemissionen

Die Emissionsfaktoren CO_2 , SO_x , NO_x , CH_4 und Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe werden praktisch vollständig im Betrieb freigesetzt, zu einem Viertel indirekt über den vom BHKW gelieferten Wärmepumpenstrom. Dieses Viertel setzt sich zusammen aus direkten Emissionen des BHKWs, die dem Strom angerechnet werden, und dem Infrastrukturanteil des Stromes, der jedoch bei diesen Emissionen nur marginale Anteile bringt. Vorgelagerte Emissionen, die über dem 1%-Bereich liegen, stammen aus Anlageteilen mit einem hohen Stahlanteil und somit aus energieintensiven Herstellungsprozessen, oder es wurden Dienstleistungen mit Stromverbrauch bilanziert. Diese Emissionen liegen aber im Maximum bei 14 % (BTEX-Aromaten, Speicher) der Gesamtemissionen. Der Stromanteil der Wartung zeigt sich z.B. bei den (radioaktiven) Nukleiden, die 10% der Gesamtemissionen ausmachen.

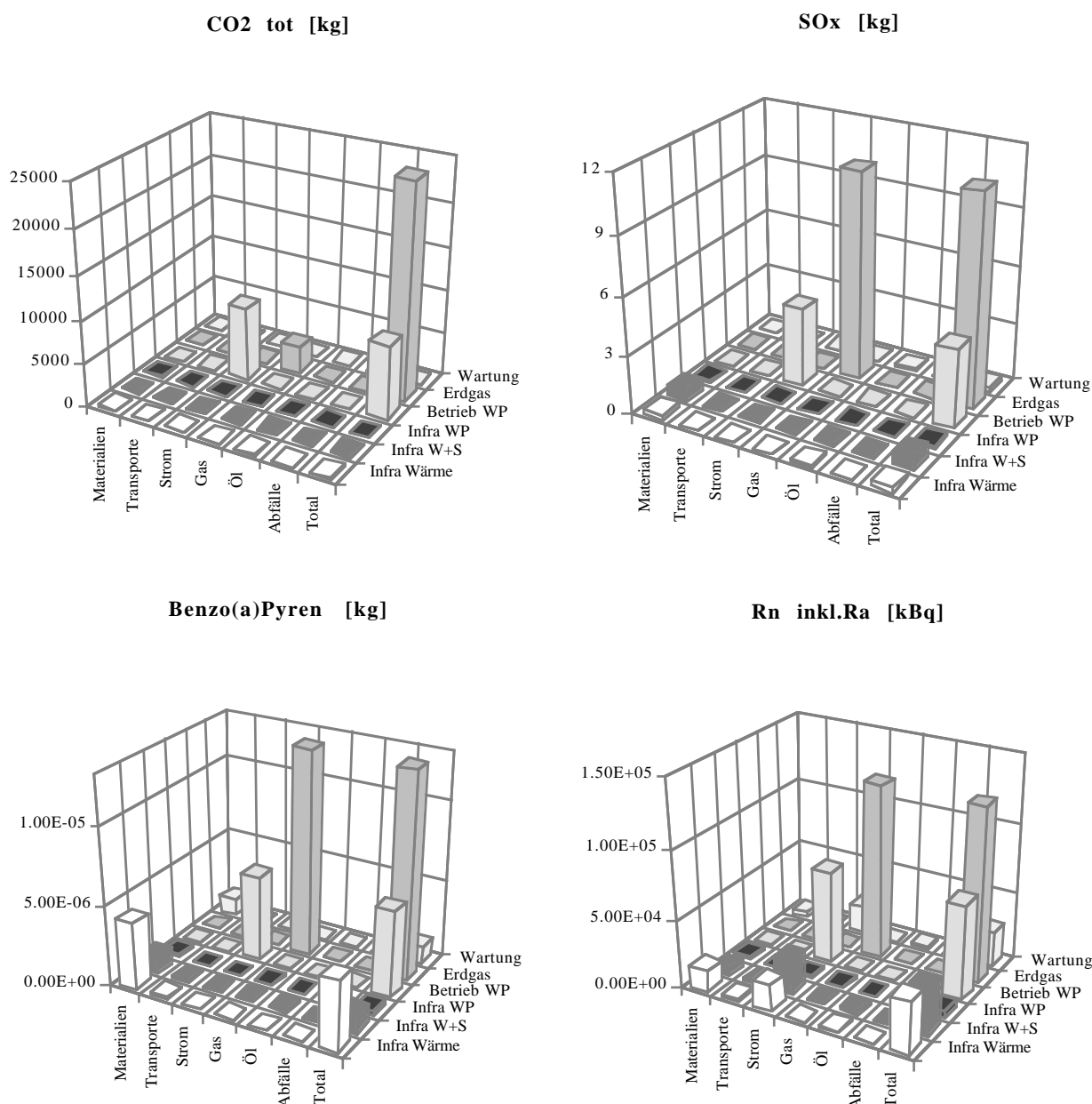


Fig. XIV.8.8: Einige ausgewählte Emissionen, die bei der Bereitstellung von 1 TJ Wärme ab Modul BHKW Var. 2 freigesetzt werden.

8.4.5 Abfälle

Hier zeigen sich die gleichen Muster wie beim Strom ab Generator. Bei allen betrachteten Entsorgungswegen ausser der Reaktordeponie, der KVA und den radioaktiven Abfällen liefert die Gasbereitstellung drei Viertel der Menge. Die Abfälle in KVA setzen sich zusammen aus den direkt bilanzierten Abfallmengen vom Schaltschrank und Abfällen aus dem Strombezug ab Niederspannungs-Niveau. Der Kunststoffanteil der Wärmepumpe wird beim Rückbau in eine Reaktordeponie gegeben und bildet einen Anteil von 33 % an der Gesamtmenge dieser Abfälle. Die Module mit Dienstleistungsanteil tragen 2-3 % zur Abfallmenge in Reaktordeponie bei, da die dort bilanzierten PKW-Transporte Abfälle in diesen Deponietyp verursachen. Der grosse Stahlbedarf des Speichers führt über die fossilen Energien für die Stahlherstellung ebenfalls zu Abfällen in Reaktordeponie im Bereich von 2 % der Gesamtmenge.

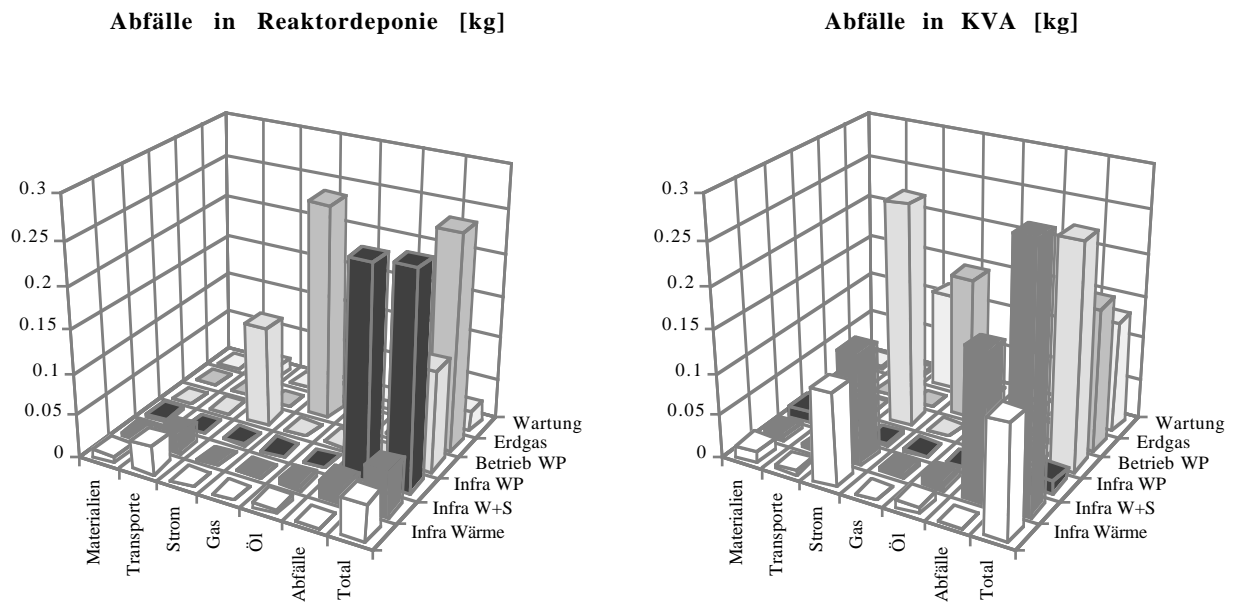


Fig. XIV.8.9: Abfallmengen, die bei der Bereitstellung von 1 TJ Wärme ab Modul BHKW Var. 2 anfallen.

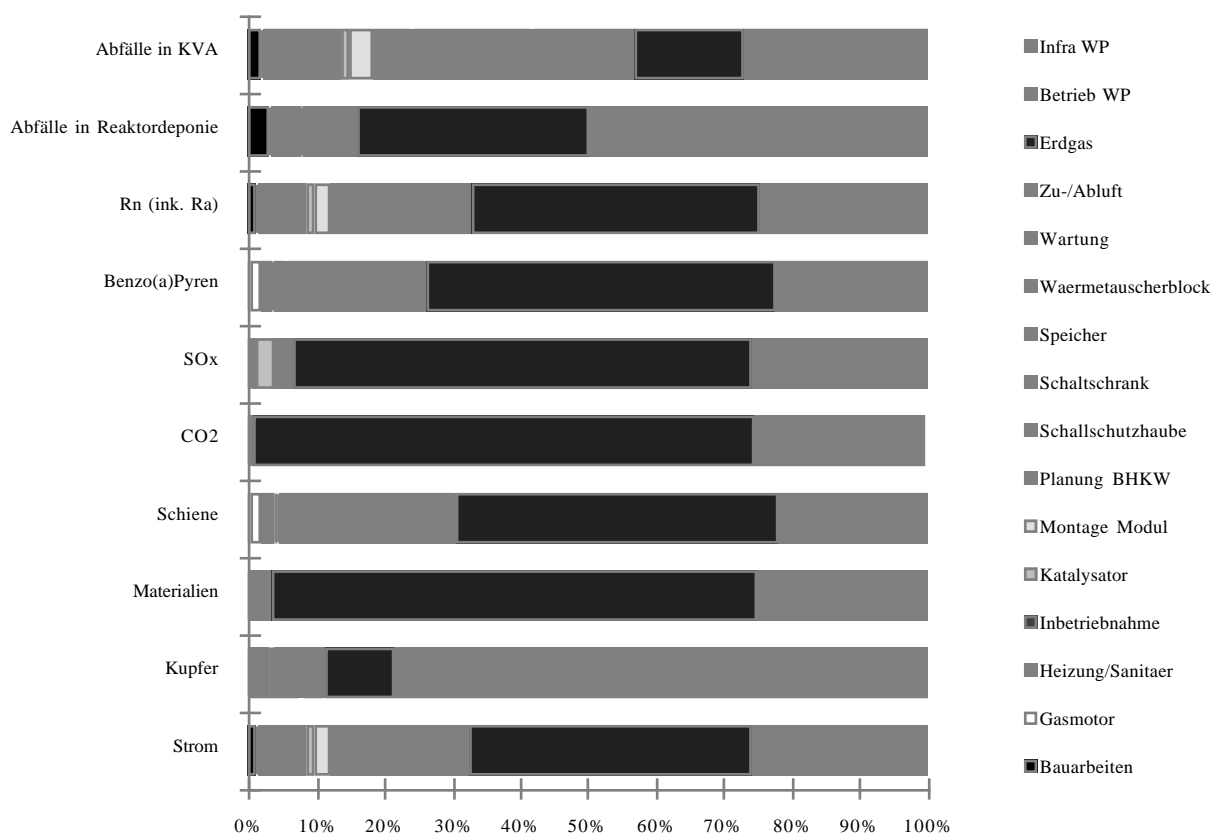


Fig. XIV.8.10: Aufteilung einiger ausgewählter Kenngrößen und Umwelteinwirkungen auf die Anlagebestandteile, die Wartung und die Erdgasbereitstellung/Verbrennung der Bezugsgröße "Wärme ab System BHKW, Var. 2".

8.5 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Bilanzierung des Blockheizkraftwerks beruht auf Herstellerangaben und Messungen an bestehenden Anlagen. Als System ist eine spezifische Konstellation mit Öl-Spitzenkessel und Wärmepumpe bilanziert. Die hier diskutierten Resultate müssen vor diesem Hintergrund interpretiert werden. Andere Systemkombinationen können jedoch mit den vorhandenen Informationen modelliert werden.

Die Bilanzierung kann in Bezug auf die Infrastruktur als relativ vollständig angesehen werden. Schwachstellen sind die über Energieintensitäten abgeschätzten Energie-Aufwendungen für Montage, Wartung sowie teilweise für die Fabrikation der Anlagenteile.

Im Bereich der Luftschadstoffe liegen bezüglich Kohlenwasserstoffe lediglich undifferenzierte Messresultate (CH_4 und NMVOC) vor. Hier sind detailliertere Messungen von Interesse, um bezüglich der Umweltrelevanz der emittierten Kohlenwasserstoffe Aussagen machen zu können.

Es zeigt sich, dass die Wahl des Allokationsschlüssels das Ökoinventar der Strom- resp. der Wärmebereitstellung mittels BHKW entscheidend prägt. "Richtige" Allokationsparameter können nicht naturwissenschaftlich abgeleitet werden, weshalb diesem Teil der Bilanz ein normativer Charakter zukommt. Die Unterschiede, welche auf Grund der Wahl der Allokationsart auftreten, übersteigen die Unsicherheiten durch Annahmen und Schätzungen bei weitem.

In folgenden Arbeiten sollten weitere Formen der gekoppelten Produktion von Wärme und Strom bilanziert werden wie beispielsweise der Einsatz von Brennstoffzellen im Hausfeuerungsbereich.

Anhang: Details zur Materialbilanz

A1 Heizwasserspeicher

Angaben der Firma cipag für einen Speicher mit 5'000 l Inhalt:

Stahl 37.2 600 kg, 12 kg Abfall

Mineralwolle: 55 kg, 2 kg Abfall

Aluminium: 60 kg, 1 kg Abfall

Wasserverdünnbarer Korrosionsschutzgrund, Deckfarbe blei- und chromatfrei: 3 kg

Energie: Schneiden und Rollen: 5 kWh, Schweißen: 40 kWh, Strom aus dem Netz (CH)

Wasser für Druckprobe: 5 m³

Transport: Zwei Speicher können mit einem Lkw 28 t transportiert werden

Die Angaben beziehen sich auf einen 5'000 l Speicher. Die betrachtete Anlage Jakobsberg ist aber mit zwei 10'000 l Speicher ausgerüstet. Unter der Annahme, dass der Speicher ein 3.4 m hoher Stahlzylinder darstellt, der von einer 15 cm dicken Mineralwollschicht (ADEV 1994) umhüllt und mit einem bemalten Alumantel umgeben ist, wurden folgende Umrechnungsfaktoren benutzt:

Stahl: innere Mantelfläche_{10'000 l} = 1.5 * innere Mantelfläche_{5'000 l}

Mineralwolle: Isolationsvolumen_{10'000 l} = 1.47 * Isolationsvolumen_{5'000 l}

Alu: äussere Mantelfläche_{10'000 l} = 1.43 * äussere Mantelfläche_{5'000 l}

Farbe: wie Alu

Der Energiebedarf wird mit dem Faktor 1.5 multipliziert.

Aus den Angaben im Teil XI (Sonnenkollektor, Bau) über die Eisenoxidemissionen und den Schweissanodenverbrauch, die sich auf Speicher mit 450 l bis 3'000 l Inhalt beziehen, wurden die Daten für einen 10'000 l Speicher mit linearer Regression abgeschätzt:

	3'000 l	10'000 l	2 * 10'000 l
Schweissanoden [kg]	1.8	3.7	7.4
Eisenoxidpartikel [kg]	0.009	0.015	0.03

A2 Materialaufteilungen für Computer <Salami et al. 1992>

	Gew %		Gew %	Schaltschrank [kg]	Elektrotechnik [kg]
Leiterplatten	14	Cu	12.6	3.26	2.00
		Sn	6.27	1.62	0.9968
		Fe	3.93	1.02	0.62
		Pb	2.96	0.76	0.4704
		Ni	1.31	0.34	0.2096
		Zn	0.97	0.25	0.1536
		Al	0.59	0.15	0.1000
		Pt	0.0048	0.0021	0.0013
		Kunststoff (PE *)	71.58	18.49	11.36
Kabel	8	PVC *	50 *	7.5	4.5
		Cu *	50 *	7.5	4.5
Groberteile	46	Fe *	100 *	86	52
Kunststoffe	32	PE *	100 *	60	36
Total	100			187	113

* Annahmen

A3 Ersatzteile

Annahmen: Die Wartungskosten belaufen sich auf 19500.-/a. Davon entfallen 20 % auf Ersatzteile zu 20.-/kg (Eisen). Von der empfohlenen jährlichen Rückstellung von 1 % der Investitionskosten (340'000.-) gehen 30 % auf Kosten des Materials (zu 20.-/kg). Über eine Betriebszeit von 22 Jahren ergibt sich so eine Eisenmenge von 5413 kg. Die Angaben zu den Kosten stammen aus PAULI et al. (1989) und DIMAG (1994).

Literatur

- ADEV 1994 Mitteilungen und Werkvertrag (1993) der ADEV, Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung, Liestal, 1994.
- Baumann et al. 1993 T. Baumann, M. Ménard, "Der kumulierte Energieaufwand - Methode und Resultate der Input-Output-Analyse". Diplomarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1993.
- Salami et al. 1992 B. Salami, S. Seiz, "Anorganische Zusammensetzung von Computer-Einzelteilen". Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern, 1992
- Brown/Le May 1988 A. Brown, B. Le May, "Lehrbuch der Chemie" VCH Verlags AG, Basel, 1988.
- Cipag 1994 Mitteilungen der Firma cipag Techniques d'énergies et construction d'appareils, Puidoux-Gare (Herr Berger) und Pfäffikon (Frau Mühlebach).
- Degussa 1994 Mitteilungen der Firma Degussa Deutschland, Hanau (Herr Laubenstein(und Rheinfelden (Herr Haselmann), 1994.
- Dimag 1993 Standard-Service-Vertrag des WKK-Fachverbandes. Voll-Servicevertrag für Blockheizkraftwerk-Anlage (BHKW). Dimag Dieselmotoren AG, Niederdorf.
- Dimag 1994 Mitteilungen der Firma Dimag Dieselmotoren AG, Niederdorf (Herr Jacquiéry, Herr Santi)
- Eicher 1991 H. Eicher, "Blockheizkraftwerke mit 1-10 MWe Technologie, Kosten und Wirtschaftlichkeit", Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, 1991.
- Eicher & Pauli 1994 Mitteilungen der Firma Dr. Eicher & Pauli AG, Basel, 1994.
- Graf 1988 M. Graf, "Ein Blockheizkraftwerk versorgt eine Wohnsiedlung mit Wärme und Elektrizität", Rapp Ingenieure und Planer AG, Basel, 1988.
- Graf et al. 1992 M. Graf, M. Herrmann, "Ökobilanz für den Einsatz von Blockheizkraftwerken in Wohngebieten", HeizungKlima 3/1992.
- Hofstetter 1990 P. Hofstetter, "FCKW-Einsatz und Entsorgung in der Kälte- und Klimatechnik mit ökologischem Vergleich heutiger Kältschranksysteme und Ausblick auf alternative Kältesysteme".
- Huber et al. 1990 G. Huber, K. Obländer, "Recycling am Mercedes". Automobiltechnische Zeitschrift 92 (1990).
- ISO 1996 International Standards Organization (ISO), "Environmental Management - Life Cycle Assessment - Inventory Analysis", Draft CD 14 041.2, April 1996
- Kaufmann 1994 U. Kaufmann, "Klein-WKK-Statistik Schweiz 1993", Dr. Eicher & Pauli AG, Basel (Bezug: ENET, Postfach 142, 3000 Bern 6).
- Kühnis et al. 1993a F. Kühnis, H. Eicher, "Langzeit - Betriebsverhalten von Gasmotoren mit Katalysator". BEW-Projekt EFFOS (89)003.
- Kühnis et al. 1993b F. Kühnis, H. Eicher, "Emissions-Minimierung bei Gasmotoren". NEFF-Projekt Nr. 458.
- LRV 1993 Luftreinhalteverordnung vom 16. 12. 1986, Stand 1.7.1993.
- Nussbaumer 1993 T. Nussbaumer, "Energietechnik und Umwelt". Vorlesungsskript ETH Zürich.
- Pauli et al. 1989 H. Pauli, H. Eicher, J. Weilemann, U. Vonäsch, A. WITMER, "Standard Blockheizkraftwerk 150 kWel für den Kanton Zürich", Dr. Eicher & Pauli AG, Liestal, 1989.
- Rapp 1994 Mitteilungen der Firma Rapp Ingenieure und Planer AG, Basel (J.F. Zweiacker).
- Rapp 1996 Mitteilungen der Firma Rapp Ingenieure und Planer AG, Basel (M. Graf).
- Schär 1994 Mitteilung von Herr Schär, Leiter Haustechnik des Krankenhaus Paradiesstrasse, Zürich.



Energiesparmassnahmen (Demand-Side-Prozesse)

Bearbeitung 1996

Gabor Doka

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL-geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltverzeichnis

Zusammenfassung	iii
Abkürzungen / Glossar	iv
1. Übersicht	1
2. Wärmedämmung	1
2.1 Einleitung	1
2.2 Mögliche funktionale Einheiten für Wärmedämmprozesse	1
2.2.1 Wärmedämmung im Gebäudebereich	1
2.2.2 Zusätzliche Wärmedämmung als Substitution von Energiebereitstellung	2
2.2.3 Vorgehen	3
2.3 Konstruktionstypen	4
2.4 Variable zusätzliche Aufwendungen	5
2.4.1 Aussenwanddämmung	6
2.4.2 Steildachdämmung	6
2.4.3 Flachdachdämmung	7
2.5 Transporte	7
2.6 Entsorgungsprozesse	8
2.7 Eingabedaten	8
2.8 Resultate	8
2.8.1 Auswirkungen der verschiedenen Dämmungsvarianten	9
2.8.2 Verursacher der Umweltauswirkungen	11
2.8.3 Vergleich mit anderen Wärmeenergiequellen	12
2.9 Datenqualität	14
3. Ersatz von Glüh- durch Energiesparlampen	15
3.1 Einleitung	15
3.1.1 Glühlampen	15
3.1.2 Sparlampen	15
3.1.3 Ersatz von Glüh- durch Sparlampen	16
3.2 Vorgehen	16
3.2.1 Funktionelle Einheit	16
3.2.2 Aufwendungen pro Terajoule eingesparte Energie	18
3.2.3 Umfang der Prozesskettenanalyse	18
3.3 Lampenherstellung	19
3.3.1 Energieverbrauch der Herstellung	19
3.3.2 Inventardaten der Herstellung von Glühlampen	19
3.3.3 Inventardaten der Herstellung von Sparlampen	20
3.3.4 Verknüpfung der Inventardaten	23
3.4 Transporte	23
3.5 Entsorgungsprozesse	24
3.5.1 Produktionsabfälle	24
3.5.2 Verpackungsabfälle	24
3.5.3 Lampenentsorgung nach Gebrauch	24
3.6 Eingabedaten	26
3.7 Resultate	27
3.7.1 Herkunft der Umwelteinwirkungen	28
3.7.2 Auswirkungen des Ersatzes von Glüh- durch Sparlampen ...	30
3.7.3 Vergleich mit länderspezifischen Strommixen	32
3.8 Datenqualität	35
Anhang	37
Literatur	38

Danksagung

Ein besonderer Dank für die vorliegende Arbeit gilt Herrn H. Winteler und Herrn K. Köhl, beide Flumroc AG, für die Bereitstellung der ausführlichen Inventardaten der Konstruktionsaufwendungen bei Mineralwollendämmungen. Dadurch konnte eine hohe Datenqualität erreicht werden.

Zusammenfassung

Zwei Energiesparmassnahmen beim Endenergiebezüger wurden betrachtet. Zum einen wurde die Einsparung von Heizenergie durch eine zusätzliche Wärmedämmung aus Mineralwolle betrachtet. Hier wurden drei verschiedene Konstruktionen mit je zwei Dämmstärkezunahmen (100 mm auf 120 mm resp. auf 200 mm) betrachtet. Zum anderen wurde die Einsparung von Niederspannungsstrom durch den Ersatz einer 60 W-Glühbirne durch eine 11 W-Energiesparlampe bilanziert. Die Auswirkungen der Entsorgung der benötigten Produkte werden explizit berücksichtigt (Bei der Energiesparlampe die Entsorgung in einer KVA als "worst case"). Die Resultate werden in der Form "Umwelteinwirkungen pro Terajoule eingesparte Energie" berechnet und können so direkt mit den Einwirkungen aus verschiedenen Energiebereitstellungen verglichen werden.

Die Auswirkungen der Wärmedämmung hängen in erster Linie direkt von den Belastungen der Mineralwolleherstellung ab. Der Transport der zusätzlich benötigten Materialien wird in den kumulierten Resultaten spürbar. Im Vergleich mit einer Erdöl- oder Erdgasheizung besitzt die Wärmedämmung eine tendenziell höhere Materialintensität (6 bis 17 t / TJ_{Eingespart}). Generell werden aber durch Wärmedämmung weniger Luftschadstoffe emittiert als durch die Bereitstellung von Heizenergie (z.B. 5 bis 16t Kohlendioxid / TJ_{Eingespart} gegenüber 60 – 90 t/TJ_{Nutz}). Durch der Chlorgehalt des bei der Mineralwolleherstellung verwendeten Kokes liegen aber z.B. die HCl-Emissionen bei der Wärmedämmung bei 1 – 3 kg / TJ_{Eingespart} gegenüber 0.1 – 0.4 t / TJ_{Nutz}. Die Emissionen ins Wasser sind bei der Wärmedämmung meist vergleichbar oder geringer als bei der Erdgasheizung oder darunter. Erhöhte Werte sind bei den Chlorid-, Sulfat- und Zink-Emissionen zu verzeichnen.

Bei der Energiesparlampe werden von den Aufwendungen der Herstellung und Entsorgung der Sparlampe diejenigen der ersetzten Menge Glühbirnen subtrahiert. Dadurch sind in den kumulierten Resultaten pro TJ_{Eingespart} auch negative Auswirkungen entstanden. Der Ersatz durch Sparlampen vermindert daher z.B. den Wasserverbrauch, die Gesamtmenge benötigter Materialien, Wasseremissionen (Zink, Chloride, Ammoniak, Sulfate) und Luftemissionen (SO_x, HCl) bereits bei Betrachtung der Herstellung und Entsorgung der Lampen allein. Andere Auswirkungen werden dagegen erhöht (CO₂, Quecksilber und weitere Luftemissionen, benötigte Energieträger). Trotz gewissen Erhöhungen gegenüber der Option "Glühbirne" liegen die allermeisten Umweltauswirkungen pro TJ_{Eingespart} unter den Emissionsfaktoren der Bereitstellung von Niederspannungsstrom verschiedener Länder (inkl. CH-Inlandmix).

Abkürzungen / Glossar

DSM	<i>demand side management</i> ; Einsparung von Energie im Bereich des Endenergiebezügers (demand side) im Kontrast zu deren Bereitstellung durch Feuerungen und Kraftwerke
EI	ECOINVENT, die hier verwendete Ökobilanz-Datenbank
HGT	Heizgradtage
K	Kelvin ($0\text{ }^{\circ}\text{C} = 273\text{ K}$)
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
lm, lmh, Mlmh	Lumen (physikalische Einheit des Lichtstromes), Lumenstunden, Megalumenstunden (physikalische Einheit der Lichtarbeit)
PP	Polypropylen
SMA	Schweizerische Meteorologische Anstalt
TJ	Terajoule, 10^6 MJ , $277\,777\text{ kWh}$

1. Übersicht

Im folgenden Teil werden Energiesparmassnahmen bilanziert. Zwei Arten der Energieeinsparung werden eingehend betrachtet:

- Die **Einsparung von Heizenergie** (Nutzwärme) durch eine zusätzliche Mineralwollendämmung für drei verschiedene Konstruktionen:
 - Aussenwanddämmung
 - Steildachdämmung
 - Flachdachdämmung
- Die **Einsparung von Elektrizität** durch den Ersatz einer Glühlampe durch eine Energiesparlampe.

Die Bilanzierungen werden spezifisch zur eingesparten Energie d.h. pro Terajoule thermischer Nutzenergie bzw. elektrischer Endenergie ausgewiesen und können daher direkt mit verschiedenen Energiesystemen oder Kraftwerksmischen verglichen werden.

Die beiden hier gewählten Produktgruppen von Energiesparmassnahmen wurden in der EU vorrangig für die Vergabe eines Öko-Labels untersucht <Rubik et al. 1992>.

2. Wärmedämmung

2.1 Einleitung

Es werden drei verschiedene Konstruktionen von Wärmedämmungen im Gebäudebereich betrachtet. Das Dämmungsmaterial ist jeweils Mineralwolle mit variabler Dicke (Steinwolle).

- Aussenwanddämmung: Die Dämmschicht wird zwischen Mauer und Verputz einer Aussenwand eines Gebäudes befestigt.
- Steildachdämmung: Die Dämmschicht wird in die Holzkonstruktion eines Steildaches integriert.
- Flachdachdämmung: Die Dämmschicht wird über einem Betondach verlegt.

Die Herstellung der Mineralwolle ist im Anhang A "Basismaterialien" bilanziert und wird hier nicht aufgeführt.

2.2 Mögliche funktionale Einheiten für Wärmedämmprozesse

2.2.1 Wärmedämmung im Gebäudebereich

Die verschiedenen betrachteten Konstruktionen sollen vergleichbar bilanziert werden. Die Dienstleistung, welche die Konstruktionen erbringen, und die resultierenden Umwelteinwirkungen, müssen sich auf dieselbe Grösse beziehen. Diese Grösse wird funktionale Einheit genannt. Folgende Grössen sind als funktionale Einheit von Wärmedämmungen denkbar:

- A Etablierung eines *bestimmten Wärmedurchgangswiderstandes* R pro Quadratmeter gedämmte Fläche. Diese sehr allgemein anwendbare Grösse ist unabhängig vom Klima.
- B Etablierung einer *bestimmten jährlichen Wärmeverlustleistung* P_v oder einer *bestimmten jährlichen Verlustenergie* E_v pro Quadratmeter gedämmte Fläche. Diese Grössen sind abhängig vom Klima und den Heizgewohnheiten (i.e. gewünschte Raumtemperatur).

Zur Berechnung dieser Grössen werden unter anderem folgende Parameter und Beziehungen benötigt:

Parameter	Variable	Einheit	Beziehungen
Wärmedurchgangskoeffizient; k-Wert	k	W / m ² K	
Wärmedurchgangswiderstand	R	m ² k / W	R = 1 / k
Dicke der Dämmschicht	d	m	
Wärmeleitfähigkeit	l _r	W / m K	l _r = d / R = d * k
Innenraumtemperatur	T _i	C	T _i = 20 C = const.
Ausentemperatur	T _a	C	T _a = variabel
Heizgradtage (20 /12)	HGT	C Tag / Jahr	s.Text
spezifische Verlustenergie	E _v	Wh / m ² a	E _v = HGT * k * (24 h / Tag)
spezifische Wärmeverlustleistung	P _v	W / m ²	P _v = E _v / (8760 h/ Jahr)

Tab. XV.2.1: Beziehungen von dämmtechnischen und klimatischen Parametern.

Die Heizgradtage (HGT) sind die über eine bestimmte Periode gebildete Summe der täglich ermittelten Differenzen zwischen der Innenraumtemperatur T_i und des Tagesmittels der Ausentemperatur T_a aller *Heiztage* dieser Periode. Die Heiztage sind diejenigen Tage einer Periode, bei denen die Tagesmitteltemperatur T_a unter die Heizgrenze (üblicherweise 12 C) fällt.

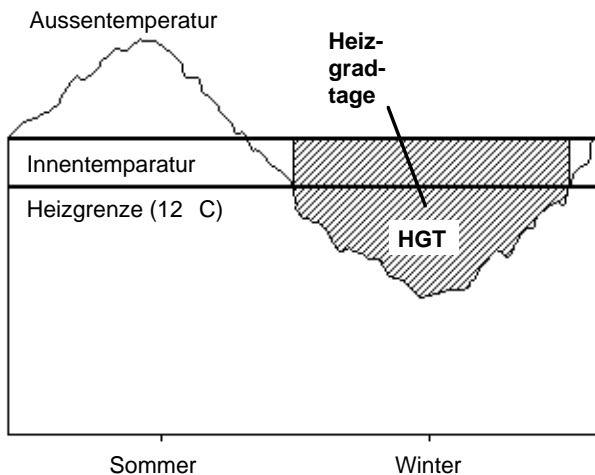


Fig. XV.2.1: Schematische Darstellung der Heizgradtage eines Jahres

2.2.2 Zusätzliche Wärmedämmung als Substitution von Energiebereitstellung

Zusätzliche Wärmedämmung kann als Demand-Side-Prozess betrachtet werden, welcher dazu dient Energie einzusparen. Als funktionale Einheit kann dann der Energie-Spareffekt einer Wärmedämmung – bei gleichbleibendem Heizraumvolumen – interessieren.

C Die funktionale Einheit ist die *Einsparung* einer bestimmten Menge Heizenergie (bzw. eine *Verringerung* der Verlustenergie um diese bestimmte Menge).

Soll eine *Einsparung* bilanziert werden, muss ein Referenzzustand R definiert werden, demgegenüber diese Einsparung erzielt wird ("XY braucht weniger als R"). Die Einführung eines Referenzzustandes ist der Hauptunterschied zwischen den Varianten B und C. Der Referenzzustand ist nicht eindeutig vorgegeben und seine Einführung in das Inventar stellt eine gewisse Willkür dar. Der Referenzzustand kann z.B. eine völlig ungedämmte Wand sein. Sie kann aber auch bereits eine Dämmung aufweisen. Der Referenzzustand sollte aber eine in der heutigen Baupraxis übliche "Normalvariante" sein, deren Dienstleistung (z.B. die Bereitstellung eines auf 20 C beheizten Wohnraums) durch die betrachtete Alternative ebenfalls vollständig erbracht werden kann. Die Alternative soll natürlich gegenüber der Referenz zu einer Energieeinsparung von Heizenergie führen.

Parameter	Referenz	Alternative	Einheit	Beziehungen
spezifische Verlustenergie	E_V	E_V	Wh / m ² a	siehe Tab. XV.2.1; $E_V > E_V$
Differenz Energie (Einsparung)	–	DE_V	Wh / m ² a	$DE_V = E_V - E_V$; $DE_V > 0$
spezifische Aufwendungen und Umwelteinwirkungen pro Dämmschicht-Installation *)	l_i	l_i	kg / m ² oder TJ / m ² etc.	diverse Inventardaten, s. Text *) Im allg. $l_i < l_i$
Lebensdauer der Dämmschicht	t	t	a	
spezifischer Materialaufwand pro Jahr	J_i	J_i	kg / m ² a oder TJ / m ² a etc.	$J_i = l_i / t$
Differenz Aufwand und Emissionen	–	DJ_i	kg / m ² a oder TJ / m ² a etc.	$DJ_i = J_i - J_i$
Aufwand und Emissionen pro Energieeinsparung	–	D_i	kg / Wh TJ / Wh	$D_i = DJ_i / DE_V$

Tab. XV.2.2: Formeln zu Herleitung der Bilanzierungsgrößen für die funktionale Einheit "Gesparte Energie durch Wärmedämmung". *) Als Aufwendungen und Emissionen werden hier alle direkten Inventardaten (Eingabedaten) verstanden (z.B. Einsatz an Baustahl, Kunststoffen, Energieverbrauch sowie evt. Emissionen).

Aus den dämmtechnischen und klimatischen Daten lassen sich die jährlichen Energieverluste pro Quadratmeter berechnen, die bei der Referenz (E_V) bzw. bei der Alternative (E_V) auftreten. Die Differenz dieser zwei Größen ist DE_V und entspricht der jährlich und pro Quadratmeter eingesparten Energie, wenn statt der Referenz die Alternative realisiert wird. Selbstverständlich sollen sich die beiden Varianten auf dieselben klimatischen Randbedingungen stützen.

2.2.3 Vorgehen

Gewählt wird eine funktionale Einheit im Sinne der Variante C. Es interessiert also der Aufwand der getrieben werden muss, um mittels Wärmedämmung ein Terajoule Nutzenergie *einsparen* zu können. Als Referenzzustand wird eine Dämmung von 100mm gewählt. Dies entspricht den Dämmstärken der effektiv installierten Wand- und Dachdämmungen in der Schweiz (Stand 1990) <Rubik et al. 1992, p.78>. Die klimatischen Daten beziehen sich auf den Standort Zürich mit 3152 Heizgradtagen (Daten der SMA für das Kalenderjahr 1994 nach <Flumroc 1996>). Als Alternativen werden pro Konstruktionstyp zwei Varianten mit auf 120mm resp. 200mm erhöhte Dämmung betrachtet. insgesamt werden also sechs DSM-Varianten betrachtet.

Da hier lediglich der *zusätzliche* Aufwand, der getrieben werden muss, um ein Terajoule Energie einzusparen, interessiert, werden nur die Aufwendungen aus der Herstellung und Entsorgung der zusätzlich nötigen Dämmstoffmasse sowie Befestigungskomponenten betrachtet. Die Aufwendungen und Emissionen aus der Nutzwärmebereitstellung durch das Heizsystem der zwei Varianten wird nicht betrachtet. Der Grund dafür liegt darin, dass so die berechneten Differenzen unabhängig von einem bestimmten Wärme-Bereitstellungs-System werden. Letzteres wäre ein weiteres, zusätzliches Referenzsystem. In den spezifischen Materialverbräuchen J_i der zwei Varianten werden die Verbräuche und Umwelteinwirkungen während der Betriebsphase also nicht berücksichtigt. Die Energieverluste müssen natürlich trotzdem bekannt sein, um die Bezugsgröße (eingesparte Energie DE_V) berechnen zu können.

Die Umwelteinwirkungen für eine zusätzliche Wärmedämmung bestehen aus den zusätzlich nötigen Materialien und Prozessen für Herstellung und Entsorgung (DJ_i) multipliziert mit den jeweiligen spezifischen Emissionsfaktoren (EF_i). Während des Betriebs kann dafür Energie eingespart werden (DE_V). Die Bereitstellung von Energie besitzt ebenfalls spezifische Emissionsfaktoren (EF_j). Durch die Energieeinsparung können also Umwelteinwirkungen verringert werden ($DE_V \cdot EF_j$). Die Energieeinsparung DE_V ist als positive Grösse definiert.

Sind die Umwelteinwirkungen der Investition kleiner als die Umwelteinwirkungen der Einsparungen, d.h. $(DJ_i \cdot EF_i) < (DE_V \cdot EF_j)$, ist eine Wärmedämmung ökologisch lohnend, d.h. dann

werden die wegfallenden Umwelteinwirkungen aufgrund der Einsparungen nicht kompensiert durch die Umwelteinwirkungen aufgrund der zusätzlichen Investitionen.

Wären die Umwelteinwirkungen der Investition hingegen grösser als die Umwelteinwirkungen der Einsparungen, d.h. $(DJ_i \cdot EF_i) > (DE_V \cdot EF_i)$, wäre eine Wärmedämmung aus ökologischer Sicht nicht sinnvoll.

Werden die obigen Ungleichungen umgeformt, indem man durch die eingesparte Energie DE_V dividiert, erhält man direkt den Vergleich zwischen den Emissionsfaktoren der Energiebereitstellung und denjenigen der Energieeinsparung:

$$(DJ_i \cdot EF_i) / DE_V \geq EF_j$$

Auf der linken Seite der Gleichung stehen die für Demand-Side-Prozesse gesuchten Emissionsfaktoren pro gesparte Energie, die sich direkt mit den Emissionsfaktoren der Energiebereitstellung EF_j vergleichen lassen.

2.3 Konstruktionstypen

Es werden drei verschiedene Konstruktionstypen betrachtet. Die Aussenwanddämmung wird aussen an einer Backsteinmauer aufgebracht und verputzt. Die Steildachdämmung wird über der Holzkonstruktion eines Steildaches erstellt. Die Flachdachdämmung wird über einem Betondach ausgelegt.

Die Lebensdauern der Mineralwolleplatten werden von <Flumroc 1996> mit 25 Jahren für Wand- und Flachdachdämmung bzw. 45 Jahre für die Steildachdämmung angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die Dämmeigenschaften der Konstruktionen konstant sind und keine Alterungsdegression stattfindet.

Die Dichte der Steinwolle bei der Flachdachdämmung beträgt 130 kg/m^3 gegenüber 90 kg/m^3 bei den anderen beiden Konstruktionen. Beim Flachdach werden keine Befestigungsmaterialien benötigt. Die Dichte und damit der Materialaufwand der Steinwolleplatten konnte in jüngster Zeit durch technische Verbesserungen bei gleichen Dämmleistungen von 105 auf 90 kg/m^3 verringert werden. Dies konnte durch Ausrichtung der Steinwollefasern erreicht werden. Für die Steildach- und Aussenwandkonstruktion wird der dadurch verminderte Materialbedarf hier bereits berücksichtigt. Bei den Flachdachvarianten wurde diese Technologie bisher nicht angewendet.

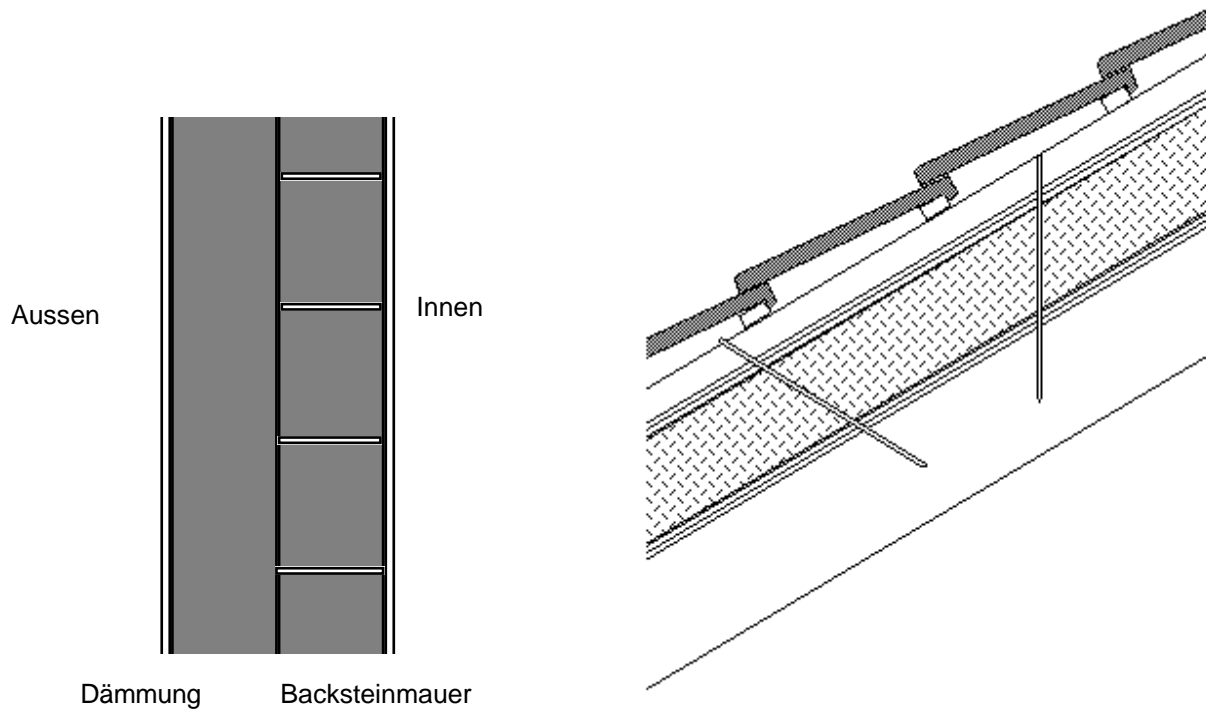


Fig. XV.2.2: Schematische Darstellungen der Konstruktionen für die Aussenwand- und Steildachdämmung mit Mineralwolle nach <Flumroc 1996>



Fig. XV.2.3: Schematische Darstellung der Konstruktion für die Flachdachdämmung mit Mineralwolle nach <Flumroc 1996>.

2.4 Variable zusätzliche Aufwendungen

Für die vorliegende Studie interessieren die durch zusätzliche Wärmedämmung verursachten Umwelteinwirkungen bezogen auf die eingesparte Energie. Als wichtige Konsequenz für die Datenerhebung folgt daher, dass lediglich die *Differenzen der Aufwendungen* der betrachteten Konstruktion zur Referenzkonstruktion bilanziert werden müssen. Als Referenzkonstruktion wird bei allen drei Konstruktionstypen eine entsprechende Wand resp. ein entsprechendes Dach mit einer Mineralwolle-Dämmung von 100 mm Dicke betrachtet.

Da sowohl die Referenz- wie auch die Alternativkonstruktionen vom selben Hersteller stammen, spielen *flächenabhängige* Aufwendungen gar keine Rolle. Zum Beispiel ist der Wandverputz bei allen Wandkonstruktionen identisch. Es ist hier z.B. auch unwesentlich, ob die Mineralwolleplatten auf Papier oder Aluminium aufgezogen sind, da dieser Aufwand für alle Dicken konstant ist. Es müssen nur die Aufwendungen betrachtet werden, welche mit variabler Schichtdicke der Dämmung ändern. Das ist im wesentlichen die Masse der Mineralwolle selbst. Bei der Wand- und Steildachdämmung werden zusätzlich kleinere Mengen von Befestigungsmaterial benötigt (längere Dübel und Schrauben).

2.4.1 Aussenwanddämmung

Aussenwanddämmung				
Nur variabler Aufwand				
Dicke	mm	100	120	200
Steinwolle (Flumroc NOVA+)	kg/m ²	9	10.8	18
Dübel (PP)	kg/m ²	0.00562	0.00587	0.00687
Schrauben	kg/m ²	0.1875	0.1901	0.1979
Nutzungszeit	a	25	25	25
k-Wert	W/m ² K	0.29	0.25	0.16
Verlustenergie	kWh/m ² a	21.94	18.91	12.1
Differenz Aufwand zu 100mm				
zusätzliche Steinwolle	kg/m ²		1.8	9
zusätzliche Dübel	kg/m ²		0.00025	0.00125
zusätzliche Schrauben	kg/m ²		0.0026	0.0104
Differenz Einsparung				
eingesparte Energie	kWh/m ² a		3.026	9.834
gesparte Energie pro Leben	kWh/m ²		75.65	245.9
m ² für 1TJ Einsparung	m ² /TJ		3'672	1'130
kg Steinwolle für 1TJ Einsparung	kg/TJ		6'610	10'170
kg Dübel für 1TJ Einsparung	kg/TJ		0.918	1.412
kg Schrauben für 1TJ Einsparung	kg/TJ		9.547	11.75

Tab. XV.2.3: Dickenabhängiger Aufwand für eine Aussenwanddämmung pro Quadratmeter und pro gespartes Terajoule Heizenergie.

2.4.2 Steildachdämmung

Bei der Steildachdämmung beträgt die Standdauer im Kontrast zu den anderen beiden Konstruktionen 45 Jahre. Es werden keine Dübel benötigt, da die Befestigungsschrauben direkt in die Sparren verschraubt werden.

Steildachdämmung				
Nur variabler Aufwand				
Dicke	mm	100	120	200
Steinwolle (Flumroc NOVA+)	kg/m ²	9	10.8	18
Schrauben, Stahl niedriglegiert	kg/m ²	0.2	0.22	0.29
Nutzungszeit	a	45	45	45
k-Wert	W/m ² K	0.32	0.28	0.18
Verlustenergie	kWh/m ² a	24.21	21.18	13.62
Differenz Aufwand zu 100mm				
zusätzliche Steinwolle	kg/m ²		1.8	9
zusätzliche Schrauben	kg/m ²		0.02	0.09
Differenz Einsparung				
eingesparte Energie	kWh/m ² a		3.026	10.59
gesparte Energie pro Leben	kWh/m ²		136.2	476.6
benötigte m ² für 1TJ Einsparung	m ² /TJ		2'040	582.9
kg Steinwolle für 1TJ Einsparung	kg/TJ		3'672	5'246
kg Stahl für 1TJ Einsparung	kg/TJ		40.8	52.46

Tab. XV.2.4: Dickenabhängiger Aufwand für eine Steildachdachdämmung pro Quadratmeter und pro gespartes Terajoule Heizenergie.

2.4.3 Flachdachdämmung

Bei der Flachdachdämmung werden im Gegensatz zu den anderen beiden Konstruktionen keine Befestigungsmaterialien benötigt. Es wird aber eine Mineralwolle mit höherer Dichte verwendet.

Flachdachdämmung				
Nur variabler Aufwand				
Dicke	mm	100	120	200
Steinwolle (Flumroc FORTA)	kg/m ²	13	15.6	26
Nutzungszeit	a	25	25	25
k-Wert	W/m ² K	0.36	0.3	0.19
Verlustenergie	kWh/m ² a	27.23	22.69	14.37
Differenz Aufwand zu 100mm				
zus. Steinwolle	kg/m ²		2.6	13
Differenz Einsparung				
eingesparte Energie	kWh/m ² a		4.539	12.86
gesparte Energie pro Leben	kWh/m ²		113.5	321.5
m ² für 1TJ Einsparung	m ² /TJ		2448	864
kg Steinwolle für 1TJ Einsparung	kg/TJ		6365	11230

Tab. XV.2.5: Dickenabhängiger Aufwand für eine Flachdachdämmung pro Quadratmeter und pro gespartes Terajoule Heizenergie.

2.5 Transporte

Für alle bilanzierten Materialien wird eine Transportdistanz vom Hersteller zum Montageort von durchschnittlich 100 km angenommen. Der gesamte Materialaufwand nach Kilogramm und damit auch die Materialtransporte sind bei der Steildachkonstruktion am kleinsten, gefolgt von der Flachdach- und der Wandkonstruktion. Dies ist vor allem eine Auswirkung der bei der Steildachkonstruktion bilanzierten Lebensdauer von 45 Jahren gegenüber 25 Jahren bei den anderen beiden Konstruktionen.

2.6 Entsorgungsprozesse

Mineralwolle wird zum grossen Teil zusammen mit Bauschutt deponiert. Ein Recycling ist möglich, doch heute mengenmässig vernachlässigbar <Rubik et al. 1992, p.52>. Da die betrachteten Konstruktionen Lebensdauern zwischen 25 und 45 Jahren aufweisen, wird angenommen, dass das Recycling in der Zwischenzeit einen Anteil von 30% erreicht hat.

Die Mineralwolle wird in einer Inertstoffdeponie entsorgt. Die Zusammensetzung wird berechnet aus 80% Diabas und je 10% Dolomit und Kalkstein (decarboxiliert). Mineralwolle enthält ca. 4 G-% Bindemittel (Phenol-Formaldehyd-Harz (Bakelit) und Silikonöl). Einige relevante Spurenelemente wurden aus durchschnittlichen Angaben für Gesteine nach <CRC 1985, p.F.145> übernommen (S, N, P, Cl, F, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb und Zn). Die Zusammensetzung ist im Anhang dieses Teils angegeben.

Die kleinen Mengen Schrauben und Dübel werden ebenfalls als Bauschutt deponiert. Sie werden als "Bausperrgut in Reststoffdeponie" bilanziert, worin vor allem Metallteile und eine kleine Menge Kunststoffe bilanziert werden.

2.7 Eingabedaten

Zur Bilanzierung der benötigten Materialien wird auf die im Anhang A bilanzierten Basis-materialien abgestützt.

Eingabedaten Module		F12	F20	S12	S20	W12	W20	EI-Modul
Steinwolle	kg	6'365	11'230	3'672	5'246	6'610	10'170	Mineralwolle
Dübel	kg	0	0	0	0	0.92	1.41	Polypropylen
Schrauben	kg	0	0	40.8	52.46	9.55	11.75	Stahl niedriglegiert
Transport	tkm	637	1'120	371	530	662	1'020	Transport LKW 16t
Entsorgung								
Entsorgung Steinwolle	kg	4'456	7'861	2'570	3'672	4'627	7'119	Mineralwolle in Inertstoffdeponie
30% Steinwolle in Recycling	kg	1'910	3'369	1'102	1'574	1'983	3'051	#
Entsorgung Befestigung	kg	0	0	40.8	52.46	10.47	13.16	Bausperrgut in Reststoffdeponie

Modulnamen

F12	DSM-Energie Flachdachisolation 100 auf 120mm
F20	DSM-Energie Flachdachisolation 100 auf 200mm
S12	DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 120mm
S20	DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 200mm
W12	DSM-Energie Wandisolation 100 auf 120mm
W20	DSM-Energie Wandisolation 100 auf 200mm

Tab. XV.2.6: Eingabedaten für Ecoinvent-Module für ein Terajoule eingesparte Energie durch zusätzliche Wärmedämmung. #: keine Anknüpfung in Ecoinvent.

2.8 Resultate

Im folgenden wird zur Vereinfachung der Begriff "Konstruktion" für die zusätzlichen Aufwendungen der hier bilanzierten Konstruktionen verwendet,. Es handelt sich dabei also nicht um die ganzen Konstruktionen, sondern nur um diejenigen Teile, welche bei einer höheren Dämmungsdicke variieren.

2.8.1 Auswirkungen der verschiedenen Dämmungsvarianten

		Flachdach 120mm TJ	Flachdach 200mm TJ	Steildach 120mm TJ	Steildach 200mm TJ	Aussenwand 120mm TJ	Aussenwand 200mm TJ
Nichtenergetische Ressourcen							
Flaechen II-III	m2a	121	213	71.6	102	126	194
Flaechen II-IV	m2a	18.8	33.1	11.2	15.9	19.6	30.1
Flaechen III-IV	m2a	18.4	32.5	10.9	15.5	19.2	29.6
Flaechen IV-IV	m2a	0.0611	0.108	0.0367	0.0523	0.0638	0.0981
Energetische Ressourcen							
Rohfoerdersteinkohle	kg	2740	4830	1640	2330	2860	4390
Rohoel	t	0.735	1.3	0.429	0.613	0.766	1.18
Wasser	kg	9630000	17000000	5730000	8160000	10000000	15400000
Strom	TJ	0.00967	0.0171	0.00571	0.00814	0.0101	0.0155
Materialien							
Materialien	kg	9750	17200	5690	8120	10100	15600
Kalkstein	kg	8340	14700	4820	6890	8670	13300
Kies	kg	353	622	218	309	370	568
Stahl und Gusseisen	kg	24.7	43.6	55.5	73.5	35.4	51.4
Kupfer	kg	0.427	0.753	0.255	0.363	0.445	0.685
Transporte							
Transport Strasse	tkm	1290	2270	751	1070	1340	2060
Transport Schiene	tkm	526	928	330	468	553	848
Transport Wasser	tkm	4440	7830	3030	4260	4730	7240
Abwaerme total	TJ	0.0945	0.167	0.0555	0.0791	0.0984	0.151
Emissionen Luft							
CO2 mobil	kg	244	429	146	208	255	392
CO2 prozessbedingt	kg	6200	10900	3580	5110	6440	9900
CO2 feuerungsbedingt	kg	2520	4450	1530	2180	2640	4060
CO2 total	kg	8960	15800	5260	7500	9330	14400
SOx	kg	29	51.1	17	24.2	30.2	46.4
NOx	kg	15.6	27.6	9.17	13.1	16.3	25.1
CH4	kg	26.6	46.9	15.8	22.4	27.7	42.6
NMVOG	kg	14.8	26.1	8.62	12.3	15.5	23.8
BTEX-Aromaten	kg	0.103	0.182	0.0601	0.0858	0.107	0.165
Benzo(a)Pyren	kg	0.000067	0.000118	0.0000438	0.0000619	0.0000708	0.000109
HCl	kg	1.92	3.39	1.11	1.59	2	3.07
Hg	kg	0.000419	0.000738	0.000246	0.000351	0.000436	0.00067
Rn (inkl. Ra)	kBq	1530000	2700000	901000	1280000	1590000	2450000
Emissionen Wasser							
Chloride in Wasser	kg	34	60	20.2	28.8	35.5	54.5
Sulfate in Wasser	kg	23	40.5	13.7	19.5	24	36.8
Ammoniak als N in Wasser	kg	0.12	0.211	0.0742	0.105	0.126	0.193
Fette und Oele in Wasser	kg	0.223	0.394	0.13	0.185	0.232	0.357
Aromaten in Wasser	kg	0.0123	0.0217	0.00751	0.0107	0.0129	0.0199
Zink in Wasser	kg	0.046	0.0812	0.0281	0.0399	0.0482	0.0741
Ra in Wasser	kBq	527	931	311	443	550	845
Abfälle							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	5570	9830	3240	4620	5790	8910
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	66.5	117	80.2	109	79.8	120
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	1.52	2.68	0.894	1.28	1.58	2.44
Abfaelle in KVA	kg	1.55	2.73	0.912	1.3	1.61	2.48
Sonderabfaelle	kg	0.629	1.11	0.379	0.539	0.658	1.01
Abfaelle in Landfarming	kg	5.33	9.39	3.11	4.44	5.55	8.54

Tab. XV.2.7: Einige ausgewählte kumulierte Resultate des Ökoinventars der Energieeinsparung durch zusätzliche Mineralwollendämmungen von 100mm auf 120 resp. 200mm für drei verschiedene Konstruktionen.

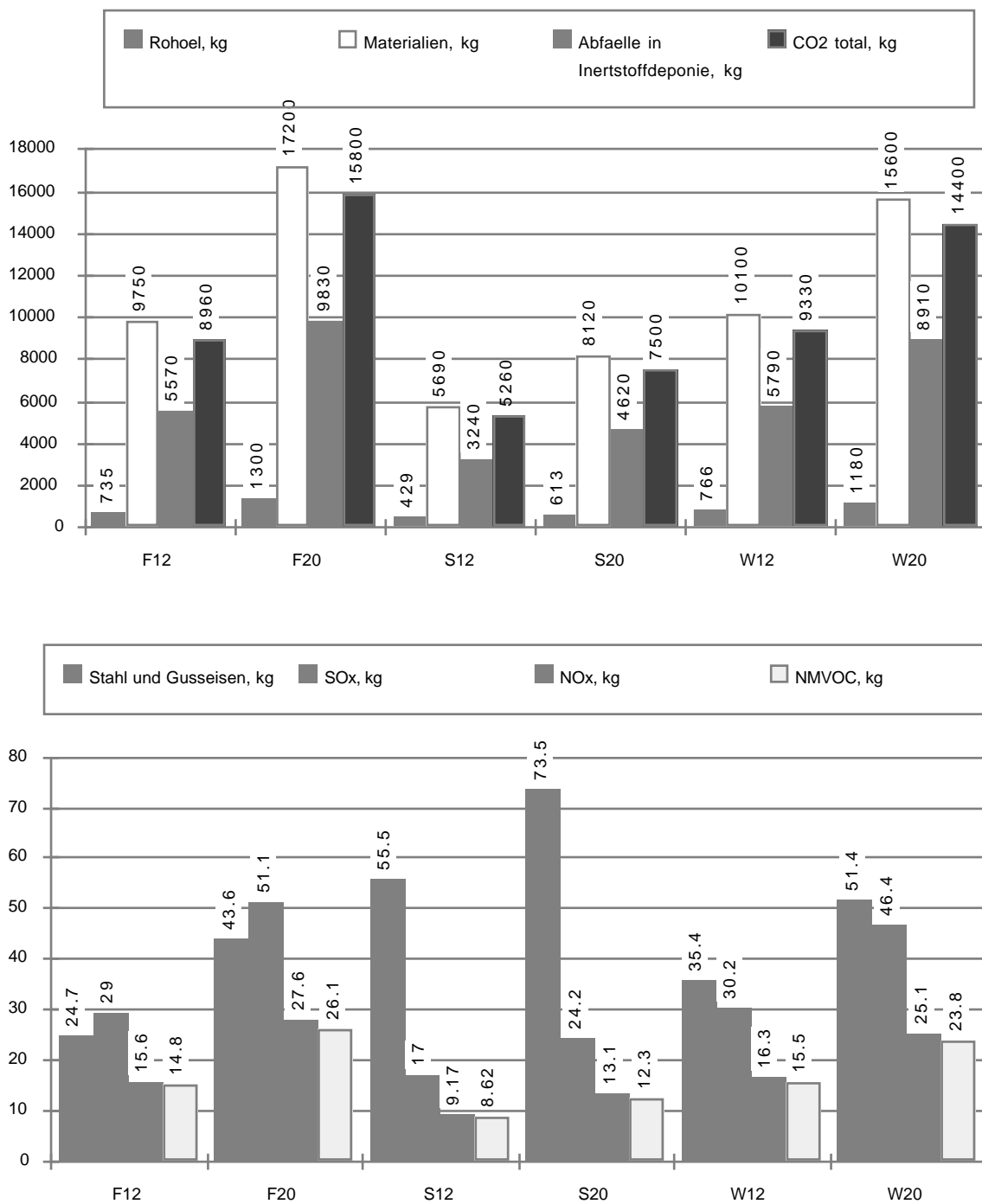


Fig. XV.2.4: Darstellung einiger kumulierter Aufwendungen und Umweltauswirkungen für die betrachteten sechs Varianten der Energieeinsparung durch zusätzliche Mineralwolleämmungen.

Da die Aufwendungen zur Energieeinsparung vor allem aus den eingesetzten Materialien bestehen, spiegelt sich im Ökoinventar die Reihenfolge der Materialverbräuche. Das Ökoinventar wird bei fast allen Umwelteinwirkungen zu über 90% von der Mineralwolleherstellung dominiert.

Um ein Terajoule Heizenergie zu sparen, wird bei der Steildachdämmung (100 auf 120mm) am wenigsten Material benötigt. Die Werte der Flachdach- resp. Wänddämmung (100 auf 120mm) sind im Allgemeinen um etwa 64% resp. etwa 72% höher. Diese Unterschiede rühren im wesentlichen von den unterschiedlichen Lebensdauern der bilanzierten Materialien. Bei der Steildachkonstruktion beträgt die Lebensdauer 45 Jahre gegenüber 25 Jahren bei den anderen beiden

Konstruktionen. Bei einer längeren Standdauer als der hier bilanzierten, verringern sich die Umweltauswirkungen direkt proportional.

Da die Flachdachkonstruktion ohne Befestigungsteile auskommt, besitzt sie den kleinsten kumulierten Stahlverbrauch der hier betrachteten Konstruktionen. Die Steildachkonstruktion benötigt am meisten Stahl. Der Stahlverbrauch bleibt aber auch bei der Steildachkonstruktion von untergeordneter Bedeutung.

Die zusätzlichen Aufwendungen pro Energieeinsparung sind für eine 200 mm dicke Dämmung generell höher als für eine 120 mm dicke Dämmung. Das heisst, dass mit den "ersten Zentimetern" zusätzlicher Dämmung mehr Energie gespart werden kann als mit den "folgenden Zentimetern". Der Aufwand für eine zusätzliche Energieeinsparung wächst überproportional bzw. der Grenznutzen nimmt mit zunehmender Dämmstärke ab. Im Vergleich mit der Variante (Steildach 100 auf 120 mm) liegen deshalb die Bilanzwerte der Variante "Steildach 100 auf 200mm" im Allgemeinen etwa 42% höher. Die Varianten "Aussenwand 100 auf 200mm" resp. "Flachdach 100 auf 200mm" sind etwa um 165% resp. 191% belastender als die Variante "Steildach 100 auf 120mm".

2.8.2 Verursacher der Umweltauswirkungen

In der Abbildung 2.5 sind die relativen Anteile für einige kumulierte Umwelteinwirkungen von verschiedenen Teilprozessen des Inventar-Moduls "DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 120mm" dargestellt. Die Teilprozesse sind "Mineralwolle" (Herstellung), "Schrauben" (Herstellung), "Transport" für alle Materialien (vom Hersteller zum Montageort), Entsorgung von Mineralwolle und Schrauben.

Das Inventar wird klar dominiert durch die Mineralwolleherstellung. Der Transport der Materialien ist nicht vernachlässigbar und trägt z.B. bei den Stickoxidemissionen ca. 15% bei. Die Herstellung der Befestigungsmaterialien (Schrauben) ist meist von untergeordneter Bedeutung, macht sich aber z.B. bei den Zinkemissionen ins Wasser bemerkbar. Die Entsorgung aller direkt benötigten Materialien ist weitgehend vernachlässigbar. Sie macht sich nur bei der Flächenbeanspruchung bemerkbar.

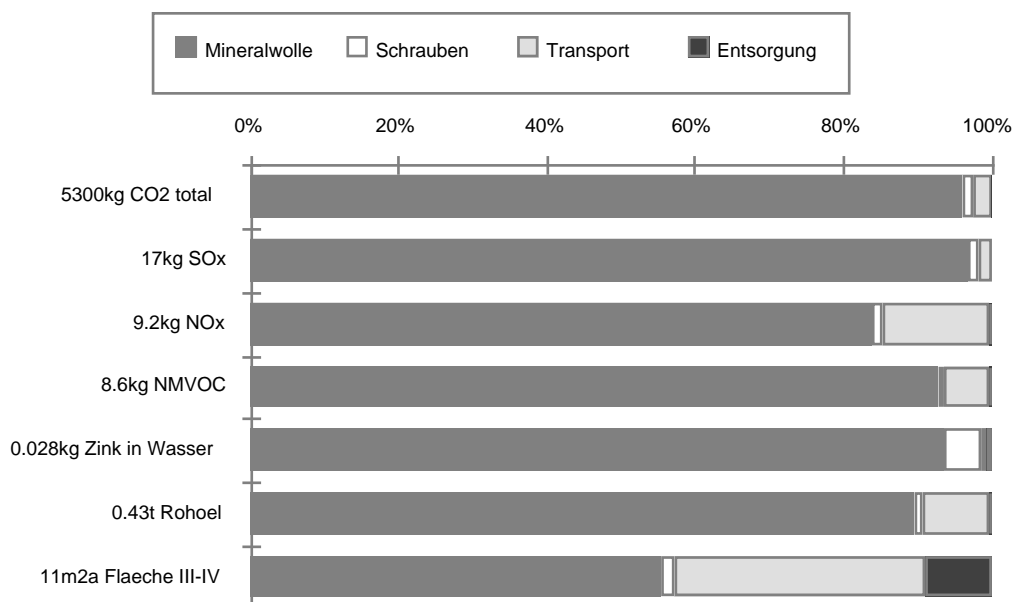


Fig. XV.2.5: Relative Beiträge aus den Materialien und den Entsorgungsprozessen zu den kumulierten Umwelteinwirkungen der zusätzlichen Steildachdämmung von 100 auf 120mm (ECOINVENT-Modul "DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 120mm")

2.8.3 Vergleich mit anderen Wärmeenergiequellen

In Abbildungen 2.6, 2.7 und 2.8 werden einige Emissionen der zusätzlichen Wärmedämmung pro Terajoule eingesparter Heizenergie verglichen mit zwei, in dieser Studie bilanzierten Wärmebereitstellungsarten. Es handelt sich dabei um folgende Heizsysteme:

Heizölheizung Modul "Nutzwaerme ab Heizung 10 kW Brennwert"

Erdgasheizung Modul "Nutzwaerme ab Heizung LowNOx KOND.<100 kW"

Es handelt sich jeweils tendenziell um die ökologisch vorteilhafteste Technologie des entsprechenden Energiesystems, innerhalb der Varianten, welche in der vorliegenden Studie in ECOINVENT bilanziert wurden. Ein ausführlicher Vergleich der verschiedenen Heizsysteme dieser Studie findet im Teil XVII statt.

In den Abbildungen werden alle bilanzierten Dämmungsvarianten abgebildet. Die Abkürzungen bedeuten:

- DSM F12: zusätzliche Flachdachdämmung 100 auf 120 mm
- DSM F20: zusätzliche Flachdachdämmung 100 auf 200 mm
- DSM S12: zusätzliche Steilachdämmung 100 auf 120 mm
- DSM S20: zusätzliche Steilachdämmung 100 auf 200 mm
- DSM W12: zusätzliche Aussenwanddämmung 100 auf 120 mm
- DSM W20: zusätzliche Aussenwanddämmung 100 auf 200 mm

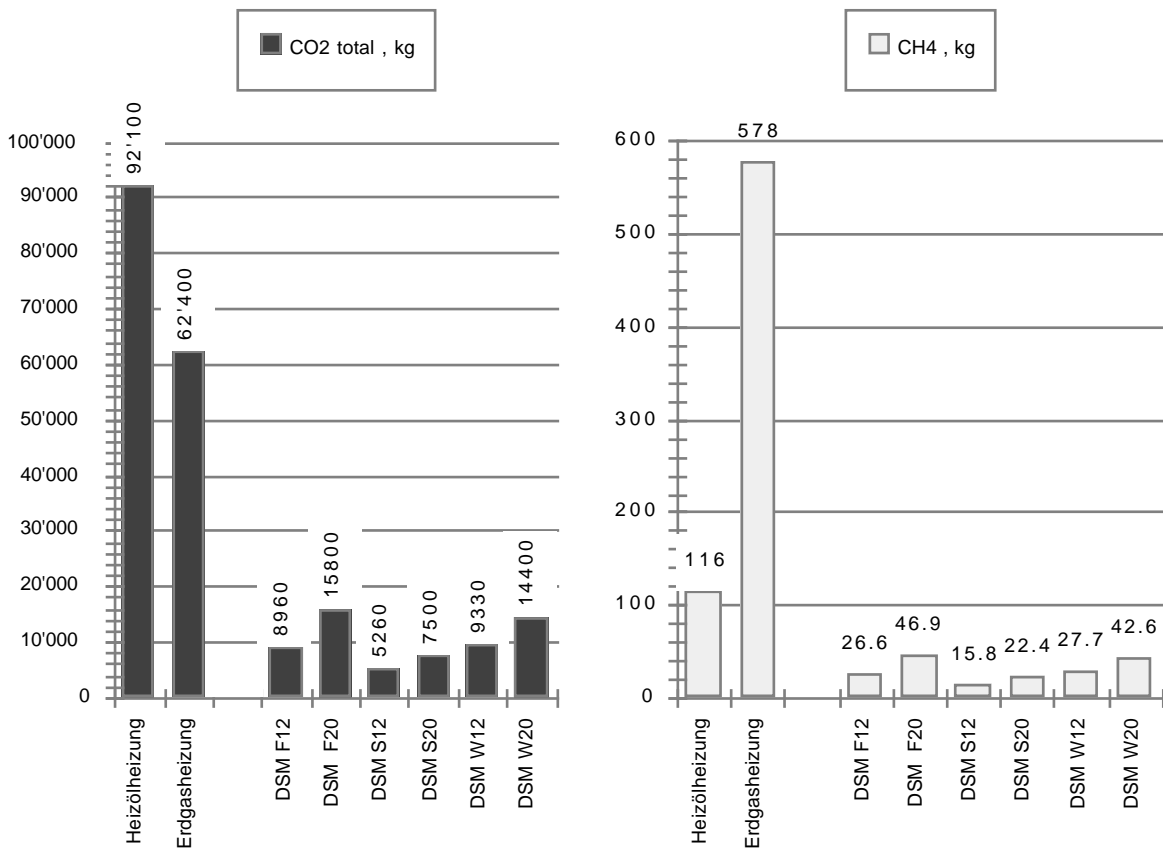


Fig. XV.2.6: Vergleich der kumulierten Kohlendioxid- und Methangas-Emissionen durch Energieeinsparung infolge zusätzlicher Wärmedämmung (Klima Zürich) mit anderen Wärmeenergiebereitstellungsarten (Stufe Nutzwärme) pro Terajoule eingesparter bzw. bereitgestellter Nutzwärme.

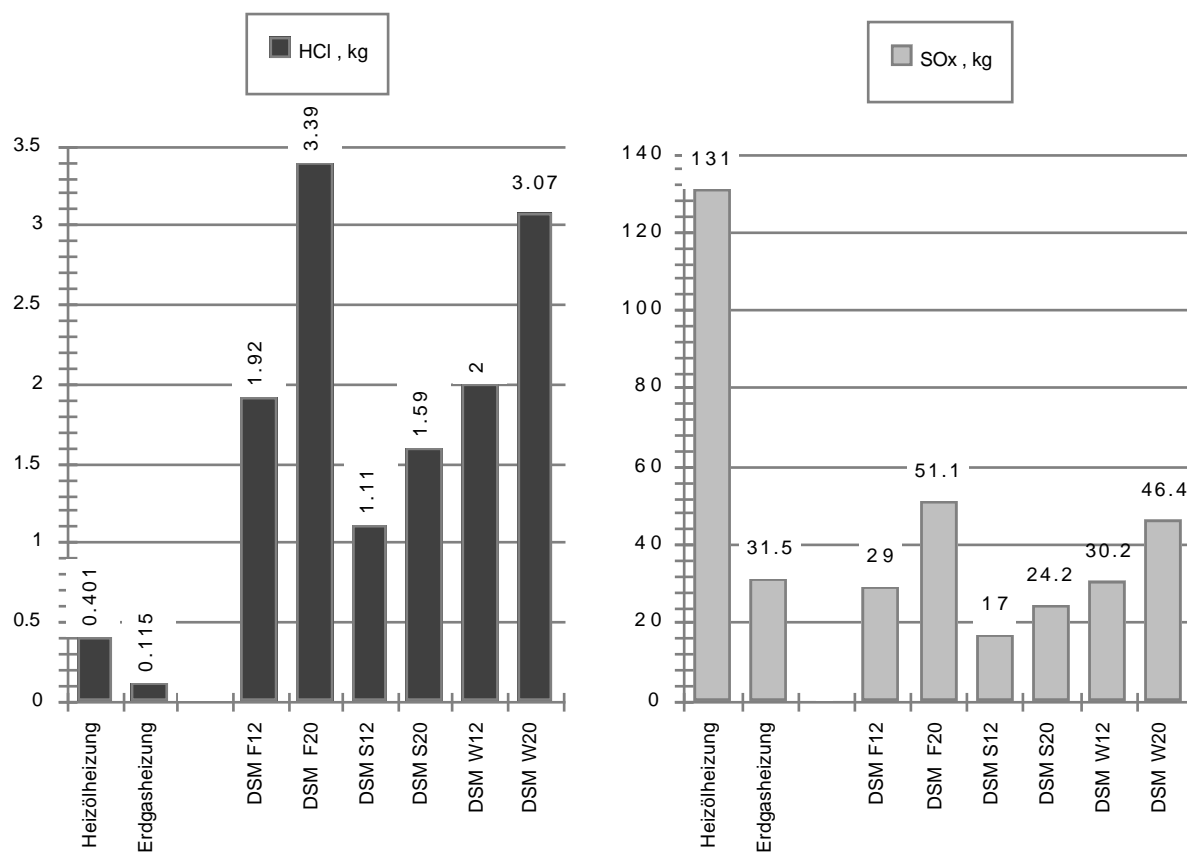


Fig. XV.2.7: Vergleich der kumulierten Salzsäure- und Schwefeloxidemissionen in Luft durch Energieeinsparung infolge zusätzlicher Wärmedämmung (Klima Zürich) mit anderen Wärmeenergiebereitstellungsarten (Stufe Nutzwärme) pro Terajoule eingesparter bzw. bereitgestellter Nutzwärme.

In der Tendenz wird klar, dass die Wärmedämmung oft massive Vorsprünge gegenüber anderen Heizsystemen aufweist. Als Gegenbeispiel kann aber der kumulierte Kalksteinverbrauch (nicht abgebildet) genannt werden, wo die Steildachdämmung mehr verbraucht als die anderen Heizsysteme. Dies natürlich, weil zur Steinwolleproduktion unter anderem Kalkstein als Rohstoff verwendet wird.

Die Steinwolleproduktion führt zu Kohlendioxidemissionen. Rund 55% der kumulierten Kohlendioxidemissionen (CO_2 total) stammen aus den direkten Emissionen der Steinwolleproduktion.

Die Wärmedämmung ist relativ zu den Heizsystemen tendenziell materialintensiver. Die wesentlichen Emissionen und Belastungen stammen deshalb auch aus den Herstellungsprozessen der Materialien. Diese können fallweise durchaus die Emissionen aus Heizsystemen übertreffen (s. Fig. XV.2.7). Die hohen HCl-Emissionen sind auf den Chlorgehalt des eingesetzten Steinkohlekokes bei der Mineralwolleproduktion zurückzuführen (vergl. Anhang A).

Bei einzelnen Schadstoffen zeigt sich beim Vergleich eine starke Abhängigkeit vom Heizsystem des gedämmten Gebäudes. Aus Fig. XV.2.8 folgt, dass, falls ein Gebäude *Erdgas* zur Raumheizung einsetzt, z.B. eine zusätzliche Flachdachdämmung auf 120 mm im Bezug auf die Sulfatmissionen ins Wasser *alleine* nicht sinnvoll ist. Das heisst, dass in diesem Falle mit einer zusätzlichen Wärmedämmung auf 120 mm gesamthaft mehr Sulfatmissionen entstehen als ohne.

Wird das Gebäude jedoch mit Heizöl beheizt, ist die Wärmedämmung bezüglich dieses einen Schadstoffs ökologisch vorteilhaft. Ähnliches lässt sich hier auch z.B. über die Zinkmissionen ins Wasser sagen.

Mit einer Holz- oder Geothermieheizung können z.B. auch die CO₂-Emissionsfaktoren einiger Wärmedämmungsvarianten unterschritten werden. Weitere vergleichende Diskussionen finden sich im Kapitel XVII.

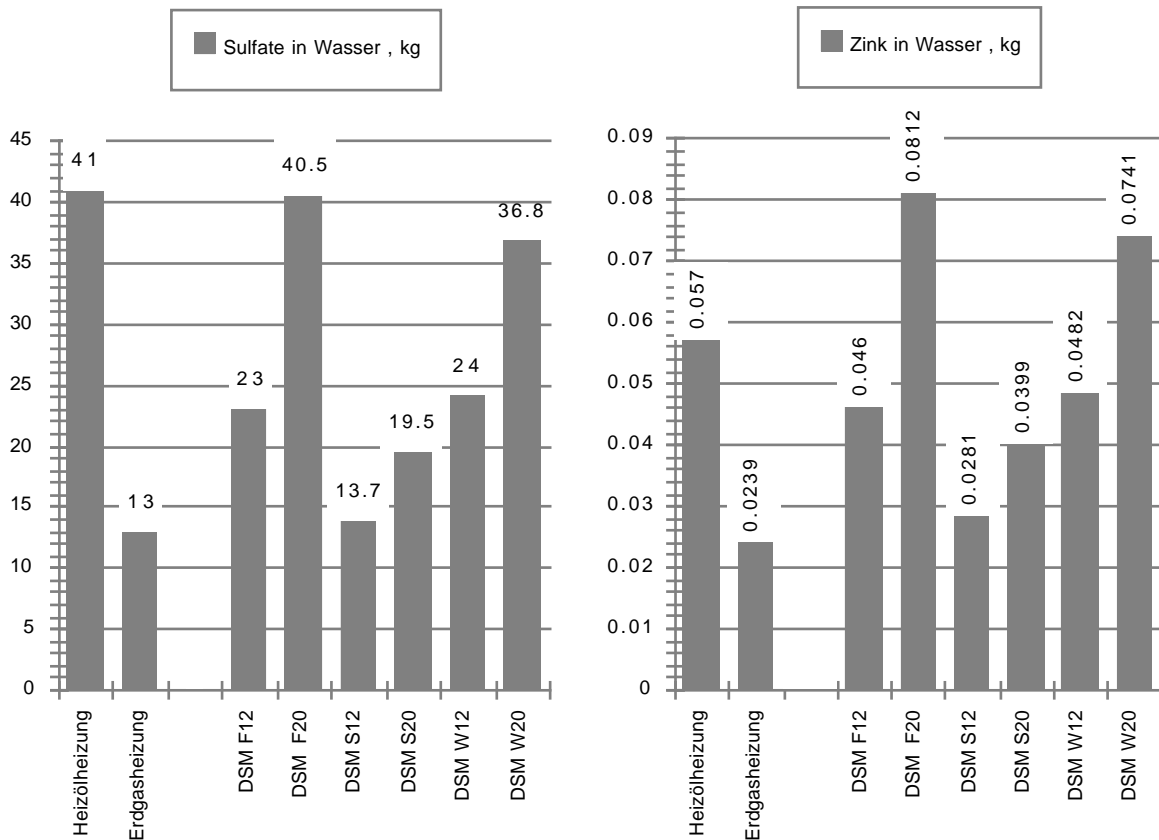


Fig. XV.2.8: Vergleich der kumulierten Sulfat- und Zinkemissionen in Wasser durch Energieeinsparung infolge zusätzlicher Wärmedämmung (Klima Zürich) mit anderen Wärmeenergiebereitstellungsarten (Stufe Nutzwärme) pro Terajoule eingesparter bzw. bereitgestellter Nutzwärme.

2.9 Datenqualität

Die Inventardaten der Konstruktionen beruhen auf Herstellerangaben und sind vollständig. Alle benötigten Prozesse und Materialien konnten quantifiziert und adäquat berücksichtigt werden. Einzig die (zukünftige) Recyclingquote der gebrauchten Mineralwolle und die Transportdistanz der Materialien zum Montageort wurden abgeschätzt. Die gesamte Datengüte ist stark abhängig von der Güte der Bilanzierung der Mineralwolleherstellung. Die Angaben zu Energieverbrauch und Emissionen der Herstellung von Mineralwolle im Anhang A stammt aus <BUWAL 1995>. Darin wird auf Herstellerangaben abgestützt, teilweise mussten jedoch auch Analogieschlüsse zu Kohlefeuerungen vorgenommen werden (z.B. HCl).

Die Standdauer der Konstruktionen ist eine zentrale Grösse mit starkem Einfluss auf die Resultate. Sie ist jedoch keine feste Grösse und kann fallweise variieren.

3. Ersatz von Glüh- durch Energiesparlampen

3.1 Einleitung

3.1.1 Glühlampen

Glühlampen bestehen aus einem Glaskolben, welcher üblicherweise mit einer Stickstoffatmosphäre mit 10% Argon bzw. teilevakuiert ist. Im Innern des Kolbens wird durch elektrische Widerstandsheizung ein Wolframdraht zum Glühen gebracht (2700 – 2800 K). Nur etwa 5% der eingesetzten Elektrizität wird dabei in Licht umgewandelt.

Während des Betriebs kann Wolfram aus dem Draht sublimieren. Eine so entstehende lokale Verjüngung des Drahtes kann zu einem höheren elektrischen Widerstand führen. Dadurch steigt die Temperatur des Drahtes, was zwar die produzierte Lichtmenge kurzfristig erhöht, aber auch die Alterungsprozesse beschleunigt. Zusätzlich wird der Lampenkolben auf der Innenseite durch einen feinen Wolframfilm abgedunkelt. Während des Betriebs rekristallisiert der Wolframdraht und die Bildung von bevorzugten Bruchflächen im Draht wird so begünstigt. Die Lampe brennt aus, wenn der Wolframdraht zu dünn wird, durchbricht und der Stromkreis unterbrochen wird.

Die erste Glühlampe, eine Kohlefadenlampe, wurde 1854 durch Heinrich Goebel erfunden, aber erst 1879 durch Thomas Alva Edison zur Fertigungsreife verbessert. Die Glühlampe besitzt seit ihrer Erfindung eine im wesentlichen unveränderte Grundbauweise.

Bei sogenannten Halogenlampen werden die oben beschriebenen Alterungserscheinungen des Wolframdrahtes der herkömmlichen Glühlampen durch Zugabe von gasförmigen Halogenverbindungen (z.B. Chloroxid, Cl_2O) in den teilevakuierten Glaskolben verringert. Eine chemische Transportreaktion zwischen dem Halogen und dem Wolframmetall kompensiert die Verjüngung des Glühdrahtes, indem Wolfram an der dünnsten und damit heissesten Stelle des Drahtes deponiert wird. Halogenlampen können daher bei höheren Temperaturen betrieben werden. Licht aus Halogenlampen nähert sich daher gegenüber der Glühlampe dem natürlichen Sonnenlichtspektrum von ca. 6500 K. Die Lebensdauer der Lampe verlängert sich etwa um das Dreifache. Der Betriebsstrom muss aber von 220 V auf 12 V transformiert werden.

In der vorliegenden Studie wird nur der Ersatz einer herkömmlichen 60 Watt-Glühlampe durch eine Energiesparlampe betrachtet.

3.1.2 Sparlampen

Energiesparlampen beruhen auf demselben Funktionsprinzip wie die sogenannten Neonröhren (Fluoreszenzlampen, Leuchtstofflampen). Bei einer Leuchtstofflampe wird an den beiden Enden einer Glasröhre eine elektrische Spannung angelegt. Die teilevakuierte Röhre enthält einen Quecksilberdampf, welcher durch die angelegte Spannung ionisiert wird. Bei der Rekombination der Quecksilberionen und der Elektronen wird unsichtbares ultraviolettes Licht emittiert. Durch die auf der Innenseite der Röhre aufgebraute Beschichtung wird die ultraviolette Strahlung in sichtbares Licht verwandelt.

Leuchtstofflampen sind Weiterentwicklungen der sogenannten Gasentladungsröhren ("Neonröhren"), welche ohne Beschichtung sichtbares Licht erzeugen (z.B. Neon = rot, Natriumdampf = monochrom orange, Xenon = weiss). Gasentladungsröhren wurden in ihrer Urform von Heinrich Geissler bereits in der Mitte des 19. Jahrhunderts entwickelt (Geisslersche Röhre).

Der Wirkungsgrad von Leuchtstofflampen beträgt ca. 20%. Durch die Zusammensetzung der Beschichtung kann die Lichtqualität beeinflusst werden. Leuchtstofflampen benötigen eine elektronische Schaltung, um die Entladung zu initiieren und aufrechtzuhalten. Es gibt auch sogenannte magnetische Ballaste, welche die Entladung mit kleinen Mengen radioaktiver Substanzen (Kr^{85} , H^3) auslösen.

Sparlampen sind kompakt gebaute Ausführungen von Leuchtstofflampen, die in herkömmliche Lampenfassungen geschraubt werden können. Im Adapterfuss sind die elektronischen Komponenten enthalten. Durch die elektronische Erhöhung der Frequenz wird das Flimmern der Lampe nicht mehr wahrnehmbar. Da die Lebensdauer des Adapterteils länger ist als diejenige der Entladungsröhre, existieren neben der integrierten Bauweise auch separate Adapter mit austauschbaren Leuchtröhren.

In der vorliegenden Arbeit wird eine 11 Watt–Stromsparlampe mit separatem, elektronischem Adapter bilanziert.

3.1.3 Ersatz von Glüh- durch Sparlampen

Durch den Ersatz von Glühlampen durch Energiesparlampen, kann beim Endenergiebezüger der Strombedarf reduziert werden, ohne die erbrachte Dienstleistung (Beleuchtung) zu reduzieren. Die realisierten Energieeinsparungen können als Alternative zur Energiebereitstellung aufgefasst werden.

Doch die Einsparung von Endenergie benötigt Investitionen an Material (und Energie) für die Herstellung der Energiesparlampe. Andererseits kann die Materialbilanz um die Aufwendungen der Herstellung des ersetzten Beleuchtungssystems (Referenz) vermindert werden. So betrachtet stellt die Bilanz die *zusätzlichen* Aufwendungen dar, die getätigt werden müssen, um Energie zu sparen. Unter Umständen sind neben zusätzlichen Investitionen auch Materialeinsparungen möglich. Die kumulierten Aufwendungen und Auswirkungen können dann verglichen werden mit den Aufwendungen und Auswirkungen, welche die *Bereitstellung* von Endenergie durch verschiedene stromerzeugende Systeme verursacht. Genaueres zum methodischen Hintergrund siehe im Kapitel 2 "Wärmedämmung".

Das betrachtete Referenz-System, welches ersetzt wird, ist eine konventionelle 60 Watt Glühlampe. Die ersetzende Alternative ist eine 11 Watt Stromsparlampe mit separatem elektronischem Vorschaltgerät (Adapter).

3.2 Vorgehen

3.2.1 Funktionelle Einheit

Um verschiedene Lampentypen vergleichen zu können, muss ein gemeinsamer Nenner gefunden werden. Die Dienstleistung der Lampen besteht darin, während einer gewissen Zeit eine bestimmte Lichtmenge zu produzieren. Die physikalische Einheit für Lichtmengen bzw. den sogenannten Lichtstrom ist Lumen (lm). Es bietet sich an, die geleistete Lichtarbeit in Lumenstunden (lmh) als Vergleichsbasis heranzuziehen. In <Frischknecht 1994> wurde als Bezugsgrösse die gesamte Lichtarbeit während der Lebensdauer einer Stromsparlampe verwendet. Es wurde die theoretische Lichtarbeit aufgrund der Herstellerangaben (600 Lumen, 8000 Betriebsstunden) berechnet, was 4.8 Mlmh (Megalumenstunden) ergibt. Andere Studien, wie <Rubik et al. 1992>, beziehen sich auf 1 Mlmh.

Real sinkt der Lichtstrom von Stromspar- und auch Glühlampen mit der Zeit gegenüber den Nennwerten. In <Mani 1994> ist die über die Lebensdauer von 8000 Stunden gemittelte Lichtmenge einer Stromsparlampe (Dulux 15W, integrierter Adapter) 8.6% kleiner als die vom Hersteller deklarierte (Anfangs-)Lichtmenge. Bei der Glühlampe (Osram 75W) beträgt die entsprechende Zahl bei einer Lebensdauer von 1000 Stunden 13%.

DSM , Energiesparlampe

Typ	Nennleistung	Nennlicht- menge	Gemessene/ gemittelte Nennlichtmenge	Lebens- dauer	Quelle
Glühlampen					
K.A.	60	650		1000	Rubik et al. 1992, p.13
Osram GL	75	960	835 (- 13%)	1000	Mani 1994, p.5
Diamant G60	60		640 ¹⁾	1000	Hofstetter 1989, p.34
Sparlampen mit integriertem Adapter					
K.A.	11	600		8000	Rubik et al. 1992, p.13
Osram Dulux EL 15W	13	900	822.4 (- 8.6%)	8000	Mani 1994, p.5
Osram Dulux EL 11	11 (10.7)	600	573 ¹⁾ (- 4.5%)	6000	Hofstetter 1989, p.34
Philips SL 13	13 (13.9)	650	713 ¹⁾ (+ 9.7%)	6000	Hofstetter 1989, p.34
Sparlampen mit separatem Adapter					
Leuchröhre	11	600		8000	Rubik et al. 1992, p.13
Adapter				32'000 ²⁾	Rubik et al. 1992, p.15
Leuchröhre Philips 11W	9	600	-	8000	Hofstetter 1989, p.34
Adapter Arcotronic	zusätzlich ca. 2W			30'000	Hofstetter 1989, p.34

Tab. XV.3.1: Überblick über Betriebsdaten von Lampen in verschiedenen Studien. ¹⁾ gemessene Lichtmenge verm. bei Betriebsbeginn. ²⁾ Die Lebensdauer des Adapters sinkt mit steigender Schalthäufigkeit. Herstellerangaben schwanken zwischen 24'000 bis 40'000 Stunden; <Rubik et al. 1992, p.15>.

Für die vorliegende Studie erfolgt die Material- und Energiebilanz der Herstellung und Entsorgung der Lampen aufgrund der besseren Transparenz *per Stück* Lampe. In einem zusätzlichen Datenmodul werden die Investitionen zur Einsparung von einem Terajoule Endenergie (Strom) bilanziert. Die funktionellen Einheiten der ersten beiden Datenmodule ist daher "pro Stück". Die funktionelle Einheit des DSM-Prozesses an sich bezieht sich auf ein Terajoule. Die funktionelle Einheit des Demand-Side-Prozesses ist analog definiert wie bei der Mineralwollendämmung (s. Kap. 2.2.3).

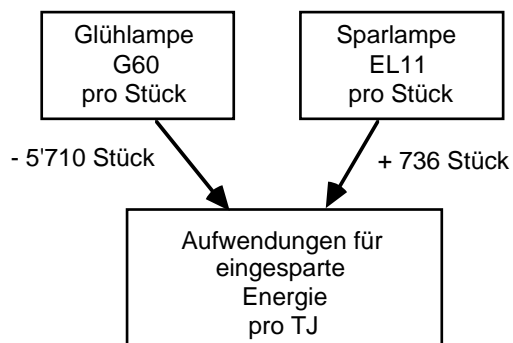


Abb. 3.1: Datenstruktur der Module im Demand-Side-Prozess "Energiesparen mit Sparlampen"

Vollständigerweise muss hier erwähnt werden, dass sich die Bilanzierungseinheit auf Licht derselben Intensität beziehen muss, d.h. dass nur Lichtquellen miteinander verglichen werden sollen, welche einen vergleichbaren Lichtstrom erzeugen. Es wäre demnach nicht korrekt z.B. eine 25W-Glühlampe mit einer 23W-Sparlampe zu vergleichen. Die Sparlampe erzeugt einen viel höheren Lichtstrom und besitzt dadurch eine andere Lichtqualität und ein anderes Einsatzgebiet, als die Glühlampe. Als Faustregel gilt, dass eine Sparlampe mit P Watt etwa einer Glühlampe mit 4 bis 5 · P Watt entspricht.

Für die vorliegende Studie wird ebenfalls vorausgesetzt, dass andere Qualitäten des Lichts (Spektralverteilung, Flimmerfreiheit) für beide Lampentypen vergleichbar sind, was aufgrund der Fortschritte in der Sparlampenentwicklung weitgehend gewährleistet ist.

3.2.2 Aufwendungen pro Terajoule eingesparte Energie

In der vorliegenden Studie interessieren die zusätzlichen Aufwendungen, die durch den Einsatz von Sparlampen statt Glühlampen zu einer Einsparung von einem Terajoule Endenergie (Strom) führen, d.h. es interessieren die zusätzlichen Aufwendungen (durch die Sparlampe) abzüglich der wegfallenden Aufwendungen (durch die nicht benötigte Glühlampe). In Tabelle 3.2 sind die relevanten Betriebsdaten der betrachteten Lampen aufgeführt. Gemäss <Mani 1994> ist die durchschnittliche Lebenslichtarbeit gegenüber dem Nominalwert der Glüh- resp. Sparlampe um 13% resp. 8.6% reduziert worden. Aus der Berechnung folgt, dass für ein Terajoule eingesparte Energie 736 Stück Sparlampen benötigt werden; diese ersetzen 5'710 Stück Glühlampen. Wichtig ist, dass durch den Ersatz dieselbe Lichtdienstleistung (Lichtarbeit) geleistet wird.

		Glühlampe	Sparlampe	Differenz
Leistungsaufnahme nominal	W	60	11	
Lebensdauer	h/Stk	1000	8000	
Lichtstrom nominal	lm	650	600	
Lichtstrom real	lm	565.5	548.4	
Lebenslichtarbeit	lmh/Stk	565'500	4'387'000	
Brenndauer für 1Mlmh	h	1768	1823	
Anzahl Lampen für 1Mlmh	Stk	1.768	0.2279	
Stromverbrauch für 1 Mlmh	kWh	106	20	86
Stromverbrauch für 1TJel	kWh/TJ	-342'500	64'760	-277'800
Einsparung				
Anzahl Lampen für 1TJel	Stk/TJ	-5'710	736	
Einsparung				
Lichtmenge für 1TJ Einsparung	Mlmh/TJ	-3'228	3'228	0

Tab. XV.3.2: Berechnungstabelle zur Ermittlung der nötigen Anzahl Sparlampen und der ersetzten Anzahl Glühlampen für die Einsparung von 1 TJ Strom.

3.2.3 Umfang der Prozesskettenanalyse

Für die Bilanzierung der Lampen wird deren Herstellung, Distribution und Entsorgung berücksichtigt. Der Stromverbrauch während des Betriebs wird für DSM-Prozesse nicht im Ökoinventar verbucht (vergl. dazu Kapitel 2.2.3 "Vorgehen" bei der Mineralwollendämmung). Die Inventare der in der Lampe enthaltenen Materialien sind in Anhang A bilanziert.

Die Aufwendungen für Verkaufsstellen, Werbung und weitere logistische Prozesse werden nicht berücksichtigt.

In der Ökobilanz von <Mani 1994> wird eine in Zusammenarbeit mit dem Hersteller erhobene, sehr detaillierte Zusammenstellung der Herstellungsmaterialien für eine Energiesparlampe (Osram Dulux EL 15W) präsentiert. Insbesondere werden auch die Seltenerd-Metalle der Leuchtstoffbeschichtung (Yttrium, Europium, Cer, Terbium) sowie andere ungewöhnliche Metalle (Molybdän) berücksichtigt. <Mani 1994> schätzt die Auswirkungen der Herstellung dieser unüblichen Metalle ab, da sie teilweise hohe Emissionsfaktoren und Energieverbräuche aufweisen. Die Auswirkungen

dieser Metalle auf die Gesamtbilanz (sowie auf die Teilbilanz "Nicht-Eisen-Metalle") sind aber aufgrund der – auf der Basis der verfügbaren Daten – relativ geringen eingesetzten Mengen von untergeordneter Bedeutung <vergl. Mani 1994, p.66>.

Gemäss den Resultaten in <Mani 1994, p.66> können daher die Aufwendungen für die Herstellung der unkonventionellen Metalle ohne qualitative Beeinträchtigung des Schlussresultates vernachlässigt werden. Die Teilbilanz der Nicht-Eisen-Metalle wird dominiert durch Nickel, Kupfer, Blei und Zink.

Für die Berücksichtigung der Entsorgung nach <ESU 1996> sollte eine möglichst genaue Zusammensetzung der Lampe inklusive Spurenelemente bekannt sein. Als Beispiele sind der Quecksilbergehalt oder der Bromgehalt (Flammschutz in Platine) zu nennen. Die seltenen Elemente werden daher trotzdem in der Bilanz aufgeführt.

3.3 Lampenherstellung

3.3.1 Energieverbrauch der Herstellung

In <Hofstetter 1989> werden verschiedene Beiträge zum Energieverbrauch der Lampenherstellung bilanziert. Die Energieintensität der Fertigung der Lampen an sich wurde dort über die abgeschätzten Kosten der Fertigung und einer Energieintensität von 6 MJ/Fr (Maschinenbranche) ermittelt <Hofstetter 1989, p.42f>. Für den Energieverbrauch der Montage und Kontrolle wurde dasselbe Vorgehen gewählt <Hofstetter 1989, p.44>. Der Energieverbrauch der Herstellung der Printplatten in der Sparlampe wurde zum Energieverbrauch der Lampenherstellung addiert <Hofstetter 1989, p.42>.

Einige Materialien konnten in <Hofstetter 1989> nur mit Energieintensitäten (d.h. ohne Prozessemissionen) berücksichtigt werden. Der Energieverbrauch dieser Materialien ist bei Hofstetter ebenfalls in der Herstellungsenergie berücksichtigt <Hofstetter 1989, p.42>. In der Arbeit von <Frischknecht 1994>, der sich auf <Hofstetter 1989> bezieht, ist dieser letzte Beitrag korrekterweise nicht enthalten.

In <Mani 1994, p.8> werden die Herstellungsenergien für eine 75W Glühlampe und eine 13W Sparlampe genannt; allerdings ohne Quellenangaben. In der vorliegenden Studie werden die modifizierten Daten aus <Hofstetter 1989> nach <Frischknecht 1994> verwendet.

3.3.2 Inventardaten der Herstellung von Glühlampen

Für die Lampenkolben wird Natrium-Kalk-Glas, für die Wendelständer Bleiglas verwendet. Der Wendel selbst besteht aus Wolfram. Der Gewindesockel besteht aus Aluminium und enthält Phenolharz und Isolationsglas. Der PUR-Hartschaum wird bei den Verbindungen zwischen den Gewindesockeln und der Lampe benötigt. Die Kontakte, der Gewindesockel, das Lötzinn und die Verbindungskontakte von Elektronikkomponenten enthalten Zinn. Das Lötzinn enthält zudem Blei. Geringe Mengen von Nickel wurden als Bestandteil von vernickelten Stählen bilanziert. Die Drähte, welche durch den Glaskolben führen, enthalten kleine Mengen von Molybdän.

Die Lampe wird in eine Kartonschachtel verpackt.

Neu in die Bilanz aufgenommen wurden Angaben über Emissionen während der Herstellung (SO₂ aus Glasschmelzprozessen) und Produktionsabfälle aus <Rubik et al. 1992>. Aus <Mani 1994> stammen Angaben über den Argon und Sauerstoffeinsatz sowie eine Sortenunterscheidung der verwendeten Gläser einer 75W-Lampe. Der Argoneinsatz wird proportional zur Lebenslichtmenge übernommen (75W: 898'000 lmh; 60W: 600'000 lmh). Die Glassorten werden proportional übernommen.

Der Phenolharzeinsatz wird unverändert aus <Mani 1994> übernommen. Die Angabe über den Wolframwendel wird aus <Rubik et al. 1992> übernommen.

Quelle		Hofstetter 1989 nach Frischknecht 1994	Rubik et al. 1992	Mani 1994	Dieses Projekt
Leistung lmh/Leben		60 600'000	60 897'500	75 600'000	60 600'000
Strom Mittelspannung	MJ/Stk	0.075		0.05402	*)
Heizöl in Feuerung	MJ/Stk	0.2038			0.2038
Erdgas in Feuerung	MJ/Stk	0.2038		0.2374	0.2038
Zinn	g/Stk	0.3	0.3771	0.05252	0.3
Alu 0% Rec.	g/Stk	2.1	1.678	1.623	2.1
Blei	g/Stk	0.125	0.2471	0.2475	0.125
Kupfer	g/Stk	0.4375	0.3511	0.07503	0.4375
Nickel	g/Stk	0.07		0.07503	0.07
PUR Hartschaum	g/Stk		3.459		
Phenolharz mit Silikonzusatz	g/Stk			1.22	1.22
Zink	g/Stk	0.975			0.975
Wolfram	g/Stk		0.013	0.01814	0.013
Messing	g/Stk			0.1746	
Molybdän	g/Stk			0.00382	0.00382
Summe Glas	g/Stk	25.13	24.24	38.13	25.13
Kalk-Natron-Glas	g/Stk			29.27	19.29
Bleiglas	g/Stk			4.69	3.091
Isolationsglas	g/Stk			4.169	2.748
Argon	g/Stk			0.0002046	0.000137
Sauerstoff	g/Stk			4.287	4.287
Karton	g/Stk	8		14.5	8
Emissionen Herstellung					
Abfälle	g/Stk		0.3901		0.3901
SO ₂	g/Stk		0.00013	0.0001	0.00013
NMVOG	g/Stk				
Hg	g/Stk				

Tab. XV.3.3: Stoff- und Energiebilanz der Herstellung einer Glühlampe. Literaturdaten umgerechnet auf ein Stück nach verschiedenen Quellen und Annahmen für diese Studie. Die Anzahl angegebener Stellen ist nicht signifikant. *) Bei dem in <Frischknecht 1994> verbuchten Stromverbrauch bei der Glühlampenherstellung handelt es sich um einen Fehler.

3.3.3 Inventardaten der Herstellung von Sparlampen

Für die Lampenkolben wird Natrium-Kalk-Glas verwendet. Zink befindet sich in den Kontakten und dem Gewindesockel. Das Lötzinn und die Verbindungskontakte von Elektronikkomponenten enthalten Zinn. Das Lötzinn enthält zudem Blei. Geringe Mengen von Nickel wurden als Bestandteil von vernickelten Stählen bilanziert. Die Drähte, welche durch den Glaskolben führen enthalten kleine Mengen von Molybdän. Der PUR-Hartschaum wird bei den Verbindungen zwischen Lampenkolben und Vorschaltgerät verwendet. Das bilanzierte Eisen wird für kleine Klammern benötigt. Die Träger der Lampen sind aus brandträgem Polycarbonat.

Der Lampenkolben enthält Argon, Quecksilber und eine Beschichtung aus den verschiedenen Seltenerdoxidien.

Die Printplatten bestehen zu 58% aus Glasfasern. Die Kunststoffmatrix der Printplatten ist ein Epoxydharz, welches aus Brandschutzgründen mit Brom versetzt ist. Kupfer befindet sich in den Drosseln, Spulen, Elektro-Drähten, Kühlfahnen der Kondensatoren und den Leiterbahnen der Printplatte. PVC wird für die Kabelisolation und als Kondensatorhüllen verwendet. Die Elektronikbestandteile und Kupferdrähte der Spulen sind lackiert, wobei die farbigen Lacke Cadmium enthalten. Die Kerne von Spulen und Drosseln bestehen aus Ferrit. Die Gleichrichter und Dioden enthalten Silizium. Das Aluminium wird vor allem in den Kondensatoren als Kathoden benötigt. Das Dielektrikum in den Kondensatoren besteht aus Polyester; das Dielektrikum im Elektrolytkondensator enthält Papier. Der Chlorkautschuk wird als druckflexibler Verschluss des Elektrolytkondensators verwendet.

Die Lampe wird in eine Kartonschachtel verpackt.

Die Glasmenge für die Lampe wird aus <Frischknecht 1994> übernommen. Die Aufteilung nach verschiedenen Glassorten erfolgt proportional zu den Sortenanteilen in der Sparlampenbilanz von <Mani 1994>. Mani bilanziert eine Lampe mit integriertem statt separatem Adapter. Die Aufteilung der Glassorten wird durch diesen Unterschied kaum beeinflusst.

Argon (im Glaskolben) wird aus den Angaben von <Mani 1994> direkt übernommen. Die weiteren Gase (Sauerstoff und Stickstoff) werden als Betriebsstoffe eingesetzt und werden proportional zur Lebenslichtmenge aus <Mani 1994> übernommen. Die in Mani bilanzierte Sparlampe besitzt eine Lebenslichtmenge von 6'579'000 lmh; die hier bilanzierte Lampe hingegen 4'8000'000 lmh. Der Einsatz an O₂ und N₂ wird daher um einem Faktor 0.73 reduziert übernommen.

Der Bromgehalt (Flammschutz in der Printplatte) wird aus <Rubik et al. 1992> übernommen.

Quelle		Hofstetter 1989 nach Frischknecht 1994	Rubik et al. 1992	Mani 1994	Dieses Projekt
Typ		Philips 9W, separater Arcotronic Adapter (+2W)	Philips 9W, separater Arcotronic Adapter (+2W)	Dulux EL 15W, mit integriertem Adapter	Philips 9W, separater Arcotronic Adapter (+2W)
lmh/Leben		4'800'000	4'798'000	6'579'000	4'800'000
Strom Mittelspannung	MJ/Stk	0.32		1.429	0.32
Heizöl in Feuerung	MJ/Stk	7.6			7.6
Erdgas in Feuerung	MJ/Stk	7.6		0.942	7.6
Zinn	g/Stk		0.2879	0.515	0.2879
Alu 0% Rec.	g/Stk	2	1.967	2.3	2
Barit	g/Stk	0.002			0.002
Blei	g/Stk	0.3	0.144	0.343	0.144
HCl	g/Stk	0.001			0.001
Chrom	g/Stk	0.1			0.1
Keramik	g/Stk	0.1		0.519	0.1
Kupfer	g/Stk	4.6	4.415	10.6	4.6
Nickel	g/Stk	0.03	0.09597	0.34	0.03
Papier	g/Stk	0.3	0.2879	0.41	0.3
Farblack	g/Stk		0.2399	0.14	0.2399
PE (LD)	g/Stk	17		0.2	
PUR Hartschaum	g/Stk	1.8	1.871		1.8
PVC weich	g/Stk	1.1	0.9117	0.15	0.9117
PBT	g/Stk			37.77	
PET	g/Stk			1.44	
Polyesterharz	g/Stk		0.8637	2.86	0.8637
Epoxydharz	g/Stk		0.8637	5.39	0.8637
Polycarbonat	g/Stk		14.06	0.61	14.06
Chlor-Kautschuk	g/Stk			0.2	
Stahl niedriglegiert	g/Stk	4.5	0.3839		4.5
Wasser entkarbonisiert	g/Stk	6700		6730	6700
Zink	g/Stk	0.4	0.3839		0.4
Silizium	g/Stk	0.1		0.326	0.1
Wolfram	g/Stk			0.02	
Messing	g/Stk			4.607	
Quecksilber	g/Stk		0.009597	0.01	0.009597
Mg/AIO4	g/Stk			0.629	
Weissmetall	g/Stk			0.549	
Ferrit (Fe3O4)	g/Stk		3.887	9.681	3.887
Yttrium (Y2O3)	g/Stk			2.294	1.673
Europium (Eu2O3)	g/Stk			0.121	0.08825
Cer (Ce2O3)	g/Stk			0.094	0.06856
Terbium (Tb2O3)	g/Stk			0.061	0.04449
Antimon (Sb2O3)	g/Stk			0.049	0.03574
Bariumtitanat (BaTiO3)	g/Stk			0.203	
Keramik (Al2O3)	g/Stk			0.519	
Argon	g/Stk			0.0003	0.000219

Forts. nächste Seite

Summe Glas	g/Stk	39	36.9	63.34	39
Kalk-Natron-Glas	g/Stk				
Bleiglas	g/Stk			1.69	1.041
Isolationsglas	g/Stk			4.22	2.598
Hartglas (Glas 186)	g/Stk			54.46	33.53
Kali-Barium-Silikat	g/Stk			0.14	0.0862
Glasfasern	g/Stk		1.488	2.83	1.743
Brom	g/Stk		0.2399	0.39	0.2399
Elektrolyt	g/Stk			1.02	
Sicherung	g/Stk			0.15	
Diac	g/Stk			0.1	
Sauerstoff	g/Stk			32.51	32.51
Stickstoff	g/Stk			18.69	18.69
Karton	g/Stk	13		54.7	13
Emissionen Herstellung					
Abfälle	g/Stk		2.399		2.399
SO2	g/Stk		0.02087	0.025	0.02087
NMVOG	g/Stk		0.4798	0.0005	0.4798
Hg	g/Stk		0.0002015	0.0002	0.000202

Tab. XV.3.4: Stoff- und Energiebilanz der Herstellung einer Energiesparlampe. Literaturdaten umgerechnet auf ein Stück nach verschiedenen Quellen und Annahmen für diese Studie. Die Anzahl angegebener Stellen ist nicht signifikant.

3.3.4 Verknüpfung der Inventardaten

Die meisten Inventardaten können in ECOINVENT direkt als die geforderten Materialien verbucht werden. Die Kunststoffe Polyester und Epoxydharz, werden als "PET 0% Recycling" bilanziert. Phenolharz wird als Bakelit mit den Rohstoffen Formaldehyd (24.2%) und Phenol (75.8%) bilanziert. Wolfram wird als Molybdän, Quecksilber als Zink bilanziert, da diese Elemente in der gleichen Gruppe im Periodensystem auftreten. Quecksilber wird als Zink bilanziert, obwohl Zink chemisch von Quecksilber sehr verschieden ist, was sich auch in der Erzaufbereitung zeigt. Die eingesetzten Mengen sind aber gering, sodass diese sehr grobe Annahme nicht ins Gewicht fällt. Glas wird als unbeschichtetes Flachglas bilanziert.

Material	Ecoinvent-Modul	Material	Ecoinvent-Modul
Farblack	Alkydharzlack	Ferrit (Fe3O4)	Eisen ab Erz
Phenolharz mit	24.2% Formaldehyd	Yttrium (Y2O3)	Chemikalien anorganisch
Silikonzusatz	75.8% Phenol		
Polyesterharz	PET 0% Rec.	Europium (Eu2O3)	Chemikalien anorganisch
Epoxydharz	PET 0% Rec.	Cer (Ce2O3)	Chemikalien anorganisch
Chlor-Kautschuk	Gummi EPDM	Terbium (Tb2O3)	Chemikalien anorganisch
Silizium	MG-Silizium	Antimon (Sb2O3)	Chemikalien anorganisch
Wolfram	Molybdän	Summe Glas	Glas (Flach-) unbeschichtet
Quecksilber	Zink ab Erz	Brom	Chemikalien anorganisch

Tab. XV.3.5: Lampenmaterialien und deren Berücksichtigung in der ECOINVENT-Datenbank.

3.4 Transporte

Nach <Mani 1994, p.8> werden die Glaskolben von Glühlampen mit der Bahn transportiert (Distanz 500km). Für das Glas beider Lampen wird diese Angabe übernommen. Für die restlichen benötigten Lampenteile wird ein Transport von 200km LKW 40t angenommen. Für die Distanz der Distribution in die Schweiz werden für die Glühlampe 300km (Osram Deutschland) und für die Sparlampe 700km (Philips Holland) verwendet.

	Gewicht	Transport-	Transport-	Summe
	g/Stk	distanz	leistung	
		km	tkm/Stk	tkm/Stk
Glühlampe				
Transport der Halbfabrikate				Summe Bahn
Glaskolben	25.13	500 km Bahn	0.01257	0.01257
Restlampe	5.24	200 km LKW	0.001048	
Summe pro Stück Glühlampe (für 1000h)	30.37			Summe LKW
Distribution				0.012558
Lampe plus Verpackung	38.37	300 km LKW	0.01151	
Sparlampe				
Transport der Halbfabrikate				Summe Bahn
Glasröhre	37.26	500 km Bahn	0.01863	0.01863
Restlampe	39.09	200 km LKW	0.007818	
Summe pro Stück Sparlampe (für 8000h)	76.35			Summe LKW
Distribution				0.070368
Lampe plus Verpackung	89.35	700 km LKW	0.06255	

Tab. XV.3.6: Transportleistungen für Herstellung und Verteilung von Glüh- und Sparlampen. Die Anzahl angegebener Stellen ist nicht signifikant.

3.5 Entsorgungsprozesse

3.5.1 Produktionsabfälle

In <Rubik et al. 1992> werden die Mengen der Abfälle bei der Lampenproduktion ausgewiesen. Eine Charakterisierung fehlt jedoch. Es wird angenommen, dass es sich um 67% Bruchglas und 33% Kunststoffe handelt. Das Bruchglas gelangt in eine Inertstoffdeponie; der Kunststoff in die Kehrichtverbrennung.

3.5.2 Verpackungsabfälle

Der Verpackungskarton wird in der KVA verbrannt.

3.5.3 Lampenentsorgung nach Gebrauch

Für beide Lampen wird nach ihrem Einsatz eine Entsorgung in der KVA bilanziert. Für die Energiesparlampe ist diese Entsorgungsart nicht statthaft. Ein Downcycling¹⁾ von Sparlampen ist prinzipiell zwar möglich, nach Umfragen bei Entsorgungsfirmen liegt die Rücklaufquote aber "weit unter 3%" <Mani 1994, p.21>. Sparlampen besitzen gegenüber Glühlampen eine achtmal längere Lebensdauer. Daher ist bei Sparlampen mit einer stark verzögerten Ansteigen des Rücklaufs zu rechnen.

Die Bilanzierung der Entsorgung erfolgt nach <ESU 1996> aufgrund der elementaren Zusammensetzung. Die Zusammensetzung wird gemäss dem bilanzierten Stoffeinsatz berechnet und ist im Anhang dieses Teils aufgeführt.

Die Glühlampe ist in der KVA weitgehend inert. Rund 25 g des Lampengewichts von ca. 30g stammen vom Glas. Einzig der eingesetzte Phenolharz-Kunststoff (1.22 g/Stk) wird in der KVA

1) Quecksilberabsaugung und -ausheizung für Recycling, Glas in Glasindustrie, Elektronikschrott in Wertstoffgewinnung, Kunststoffe in KVA, Leuchtstoffpulver in Sondermüll- oder (immobilisiert) in Reststoffdeponie.

verbrennen. Das Phenolharz wurde als Bakelit (C₇H₇O)_n angenommen. Der Aschegehalt wurde wegen des Kunststoffgehalts von 100% auf 96% reduziert.

Die Energiesparlampe ist ein Verbund von brennbaren und nichtbrennbaren Bestandteilen. Die Bilanzierung der Entsorgung stützt sich auf die elementare Zusammensetzung und der Brenneigenschaften des Abfalls. Die Bilanzierung der Entsorgung von Verbundmaterialien in der KVA aufgrund der Zusammensetzung des *ganzen* Verbundes, führt zu Verzerrungen (z.B. Verhalten von Blei in Kunststoff vs. Verhalten von Blei in Legierung). Ein Verbundstoff soll daher in einheitliche Fraktionen aufgeteilt werden, welche separat bilanziert werden.

Die Entsorgung einer Energiesparlampe (70g/Stk) wird deshalb hier in zwei Datenmodulen bilanziert. Die *inerten* Bestandteile (39g Glas, 17g Metalle und Oxide) werden zusammengefasst als Inertteil der Sparlampe bilanziert, wobei ein Aschegehalt von 100% und ein Heizwert von Null angesetzt wird. Die *brennbaren* Teile (rund 19g Kunststoffe) werden als Komplement zusammengefasst und dessen Entsorgung mit einem berechneten Aschegehalt von 1.9% und einem unteren Heizwert von 34MJ/kg bilanziert.

Das eingesetzte Bleiglas weist einen Bleigehalt von 14.6% auf (nach <Mani 1994, p.47>). Die Menge Blei im Bleiglas beträgt bei der Glühlampe 0.45 g/Stk; bei der Sparlampe 0.152g/Stk. Die Bleifracht im Glas übersteigt die Menge des bei der Herstellung eingesetzten Bleis von 0.125 g resp. 0.144g. Die übrigen Bestandteile von Glas werden nach <ESU 1996> bilanziert und umfassen 37% Silizium, 7% Calcium, 7% Natrium und 47.5% Sauerstoff sowie Spuren von Chlor, Chrom, Zink und Kupfer.

Der bilanzierte Bromgehalt bezieht sich auf Brom in der Platine und ist daher im brennbaren Teil erfasst.

3.6 Eingabedaten

Eingabedaten		Energiesparlampe SL11	Gluehbirne G60
Mengen pro Stück			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	0.00000032	
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	0.0000076	0.000000204
Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro	TJ	0.0000076	0.000000204
Abwärme in Luft p	TJ	0.00000032	
Zinn	kg	0.000288	0.0003
Aluminium 0% Rec.	kg	0.002	0.0021
Barit ab Verarbeitung	kg	0.000002	
Blei	kg	0.000144	0.000125
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.000001	
Chrom	kg	0.0001	
Keramik	kg	0.0001	
Kupfer	kg	0.0046	0.000438
Nickel ab Anreicherung	kg	0.00003	0.00007
Papier	kg	0.0003	
Alkydharzlack	kg	0.00024	
PUR-Hartschaum	kg	0.0018	
PVC weich	kg	0.000912	
PET 0% Rec.	kg	0.0017	
Polycarbonat	kg	0.0141	
Phenol	kg		0.000295
Formaldehyd	kg		0.000925
Gummi EPDM	kg		
Stahl unlegiert	kg	0.0045	
Wasser entkarbonisiert	kg	6.7	
Zink für Verzinkung	kg	0.0004	0.000975
MG-Silizium	kg	0.0001	
Molybdän	kg		0.0000168
Zink ab Erz	kg	0.0000096	
Eisen ab Erz	kg	0.00389	
Chemikalien anorganisch	kg	1.91	
Argon ab Luftzerlegung	kg	0.000000219	0.000000137
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	0.039	0.0251
Sauerstoff ab Luftzerlegung	kg	0.0325	0.00429
Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	0.0187	
Karton (Verpackungs-)	kg	0.013	0.008
SOx als SO2 p	kg	0.0000209	0.00000013
NMVOc p	kg	0.00048	
Hg Quecksilber p	kg	0.000000202	
Transport Schiene	kg	0.0186	0.0126
Transport LKW 40 t	kg	0.0704	0.0126
Kunststoffe in KVA	kg	0.000792	
Glas in Inertstoffdeponie	kg	0.00161	0.000323
Karton in KVA	kg	0.013	0.008
Energiesparlampe in KVA	kg	0.056	
Energiesparlampe Plastic in KVA	kg	0.0187	
Glühlampe in KVA	kg		0.0304

Tab. XV.3.7: Eingabedaten der Module "Energiesparlampe SL11" und "Gluehbirne G60".

Eingabedaten		DSM-Energie 11W Spar- statt 60W Gluehlampe
Mengen pro TJ eingesparte Energie		
Energiesparlampe SL11	Stk	736
Gluehbirne G60	Stk	-5710

Tab. XV.3.8: Eingabedaten des Moduls "DSM-Energie 11W Spar- statt 60W Gluehlampe".

3.7 Resultate

Die hier diskutierten Resultate beziehen sich auf die unter Kapitel 3.2 diskutierte funktionelle Einheit. Die Ökoinventare der Lampen werden pro Stück Lampe berechnet. Bei Resultaten zum Vergleich bzw. Ersatz von Spar- durch Glühlampen wird jedoch auf eine äquivalente Lichtarbeit umgerechnet (736 Stück Sparlampen ersetzen 5710 Stück Glühbirnen). Das Modul "DSM-Energie 11W Spar- statt 60W Gluehlampe" bezieht sich auf ein Terajoule eingesparte Elektrizität.

		Energiesparlampe SL11	Gluehbirne G60	DSM-Energie 11W Spar- statt 60W Gl
		Stk	Stk	TJ
Nichtenergetische Ressourcen				
Flaechen II-III	m2a	0.0145	0.00199	-0.67
Flaechen II-IV	m2a	0.00465	0.000762	-0.929
Flaechen III-IV	m2a	0.00296	0.000399	-0.103
Flaechen IV-IV	m2a	0.00056	0.0000214	0.29
Energetische Ressourcen				
Rohfoerdersteinkohle	kg	0.0539	0.0137	-38.5
Rohoel	t	0.000249	0.0000127	0.111
Wasser	kg	1910	505	-1480000
Strom	TJ	0.00000126	0.00000022	-0.000332
Materialien				
Materialien	kg	0.297	0.098	-341
Kalkstein	kg	0.0256	0.0134	-57.7
Kies	kg	0.0511	0.0117	-29.2
Stahl und Gusseisen	kg	0.00886	0.000598	3.11
Kupfer	kg	0.00471	0.000448	0.906
Transporte				
Transport Strasse	tkm	0.175	0.0263	-21.5
Transport Schiene	tkm	0.0705	0.0262	-97.7
Transport Wasser	tkm	1.37	0.227	-287
Abwaerme total	TJ	0.0000249	0.00000218	0.00585
Emissionen Luft				
CO2 mobil	kg	0.0253	0.00458	-7.51
CO2 prozessbedingt	kg	0.0053	-0.017	101
CO2 feuerungsbedingt	kg	1.39	0.108	407
CO2 total	kg	1.42	0.0956	499
SOx in Luft	kg	0.00303	0.000526	-0.771
NOx in Luft	kg	0.00209	0.000223	0.264
CH4 in Luft	kg	0.00361	0.00027	1.12
NMVOC in Luft	kg	0.00306	0.000138	1.46
BTEX-Aromaten in Luft	kg	0.0000614	0.00000122	0.0382
Benzo(a)Pyren in Luft	kg	1.43E-09	1.13E-10	0.000000407
HCl in Luft	kg	0.0000599	0.0000093	-0.00899
Hg in Luft	kg	0.000000225	1.06E-08	0.000105
Rn (inkl. Ra) in Luft	kBq	189	23.6	4380
Emissionen Wasser				
Chloride in Wasser	kg	0.0209	0.00536	-15.2
Sulfate in Wasser	kg	0.00163	0.00023	-0.111
Ammoniak als N in Wasser	kg	0.0000233	0.00000467	-0.00951
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.0000246	0.000000939	0.0128
Aromaten in Wasser	kg	0.0000142	0.000000751	0.00614
Zink in Wasser	kg	0.000139	0.000333	-1.8
Ra in Wasser	kBq	0.0668	0.00817	2.49
Abfaelle				
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.0373	0.00865	-21.9
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.0204	0.00199	3.66
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.000357	0.0000574	-0.0651
Abfaelle in KVA	kg	0.0703	0.0384	-167
Sonderabfaelle	kg	0.000173	0.0000162	0.0345
Abfaelle in Landfarming	kg	0.00211	0.000111	0.915

Tab. XV.3.9: Einige ausgewählte kumulierte Resultate des Ökoinventars der Herstellung und Entsorgung einer Energiesparlampe bzw. einer Glühlampe (je pro Stück), sowie in der letzten Spalte den Auswirkungen durch die Einsparung von einem Terajoule Elektrizität durch den Ersatz von Glühlampen durch Sparlampen.

3.7.1 Herkunft der Umwelteinwirkungen

Im Folgenden wird die Herkunft einiger Umwelteinwirkungen der Herstellung und Entsorgung der untersuchten Lampentypen präsentiert. Die Teilprozesse sind:

Herstellungsenergie:	Strom- und Wärmebedarf der Herstellung der Lampen
Glasteile:	Glasbestandteile der Lampen (alle Glassorten inkl. z.B. Glasfasern in Platine)
Metallteile:	Alle metallischen Lampenteile
Kunststoffe:	Alle Kunststoffe (inkl. Gummi und Phenol/Formaldehyd)
übrige Teile:	Anorganische Chemikalien, Lack, Barit, Papier, Keramik sowie Verpackungskarton
Betriebsstoffe:	Salzsäure-, Argon-, Sauerstoff- und Stickstoffeinsatz der Herstellung
Herstellungsemissionen:	Direkte Emissionen aus der Herstellung
Transporte:	Transport der Lampenbestandteile (Schiene und Strasse) und der Lampendistribution (Strasse)
Entsorgung:	Alle Entsorgungsprozesse (Herstellungs-, Verpackungs- und Gebrauchtlampenabfälle)

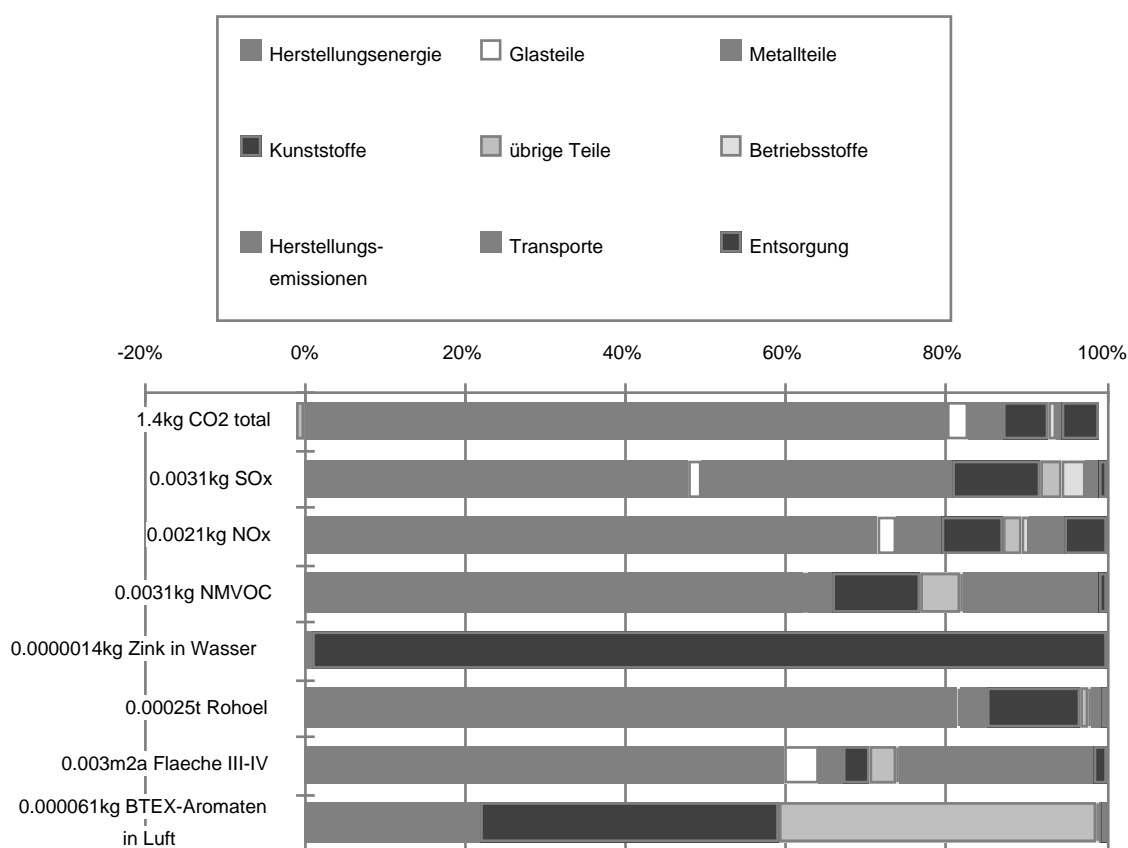


Fig. XV.3.2: Relative Beiträge zu einigen kumulierten Umweltauswirkungen aus der Herstellung und Entsorgung einer 11 W Stromsparlampe pro Stück.

Die Herstellungsenergie trägt wesentlich zum Ökoinventar der Stromsparlampe bei. Kunststoff- und Metallteile überwiegen den Einfluss des Glasbedarfs. Die direkten Emissionen der Herstellung machen sich bei den NMVOC-Emissionen bemerkbar. Die Zinkemissionen ins Wasser werden von der Entsorgung dominiert. Die Entsorgung macht sich auch bei den Luftschadstoffen (CO₂ aus Kunststoffen, NO_x aus Polyurethan) bemerkbar und übersteigt dort beispielsweise die Emissionen aus den Transporten.

Die negativen Werte für die Kohlendioxidemissionen bei den "übrigen Teilen" rühren vom Verpackungskarton (assimiliertes CO₂ im Holzrohstoff). Das Kohlendioxid wird bei der Verbrennung des Kartons in der KVA wieder freigesetzt. Diese negative Kohlendioxidemission ist

ausgeprägter auch in der Bilanz der Glühlampe sichtbar, da dort mehr Karton benötigt wird (Fig. 3.3).

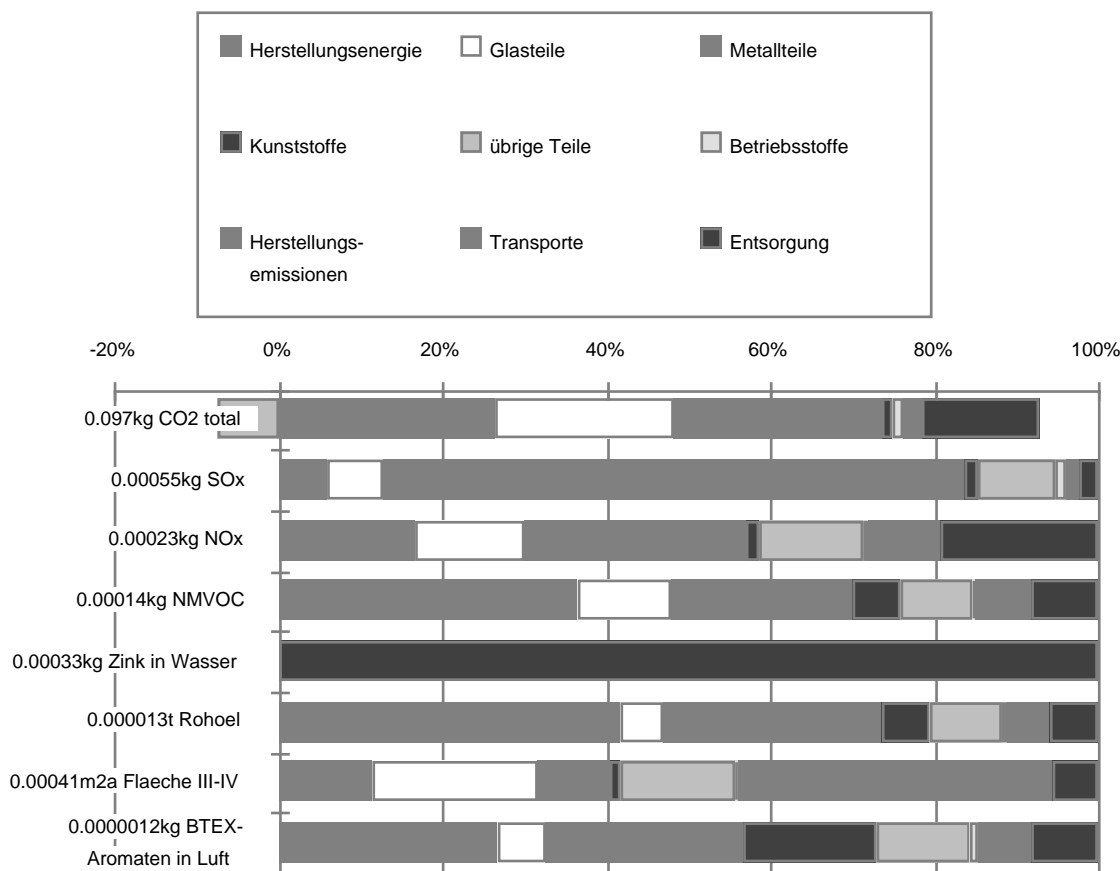


Fig. XV.3.3: Relative Beiträge zu einigen kumulierten Umweltauswirkungen aus der Herstellung und Entsorgung einer 60 W Glühbirne pro Stück.

Der Einfluss der Herstellungsenergie ist bei der Glühbirne weniger ausgeprägt als bei der Sparlampe. Da die Glühbirne hauptsächlich aus Glas besteht, werden die Auswirkungen aus dem Glasbedarf dagegen wichtiger. Auffällig dominant sind aber die Auswirkungen aus der Metallproduktion (vorwiegend durch Aluminium und Nickel). Die direkten Emissionen aus der Herstellung sind vernachlässigbar. Der Transport macht sich am stärksten bei der Flächenbeanspruchung II-IV bemerkbar. Die Entsorgungsprozesse werden bei allen hier betrachteten Auswirkungen spürbar und wiederum bei den Zinkemissionen ins Wasser dominant.

3.7.2 Auswirkungen des Ersatzes von Glüh- durch Sparlampen

Im folgenden werden die Veränderungen durch den Ersatz von Glühlampen durch Stromsparlampen aufgezeigt. Durch den Wegfall der Produktion und Entsorgung von Glühlampen und ihren Ersatz durch eine äquivalente Menge Stromsparlampen können gewisse Auswirkungen vermindert oder auch negativ werden (736 Stück Sparlampen ersetzen 5710 Stück Glühlampen). Andere Auswirkungen werden mit der Alternative "Stromsparlampe" höher als wenn die Option "Glühlampe" gewählt worden wäre.

In den Abbildungen 3.4 und 3.5 werden die durch den Ersatz resultierenden Auswirkungen (736 Stück Sparlampen minus 5710 Stück Glühlampen) relativ zu den Belastungen von der ersetzten Menge Glühlampen gezeigt. D.h., um eine einheitliche Skala zu erhalten, erfolgt die Darstellung relativ zu den Auswirkungen, welche die Herstellung und Entsorgung der Glühlampen (5710 Stück) erzeugt hätten. Ein Wert von beispielsweise -50% Prozentpunkten in der Fig. XV.3.5

bedeutet daher, dass Stromsparlampen halb so grosse Belastungen als eine äquivalente Menge Glühlampen erzeugen. Ein Wert von + 100% in der Fig. XV.3.4 bedeutet, dass die Stromsparlampen doppelt so grosse Belastungen als die Glühlampen erzeugen. Ein Wert von 0% bedeutet, dass Spar- und Glühlampen keinen Unterschied aufweisen.

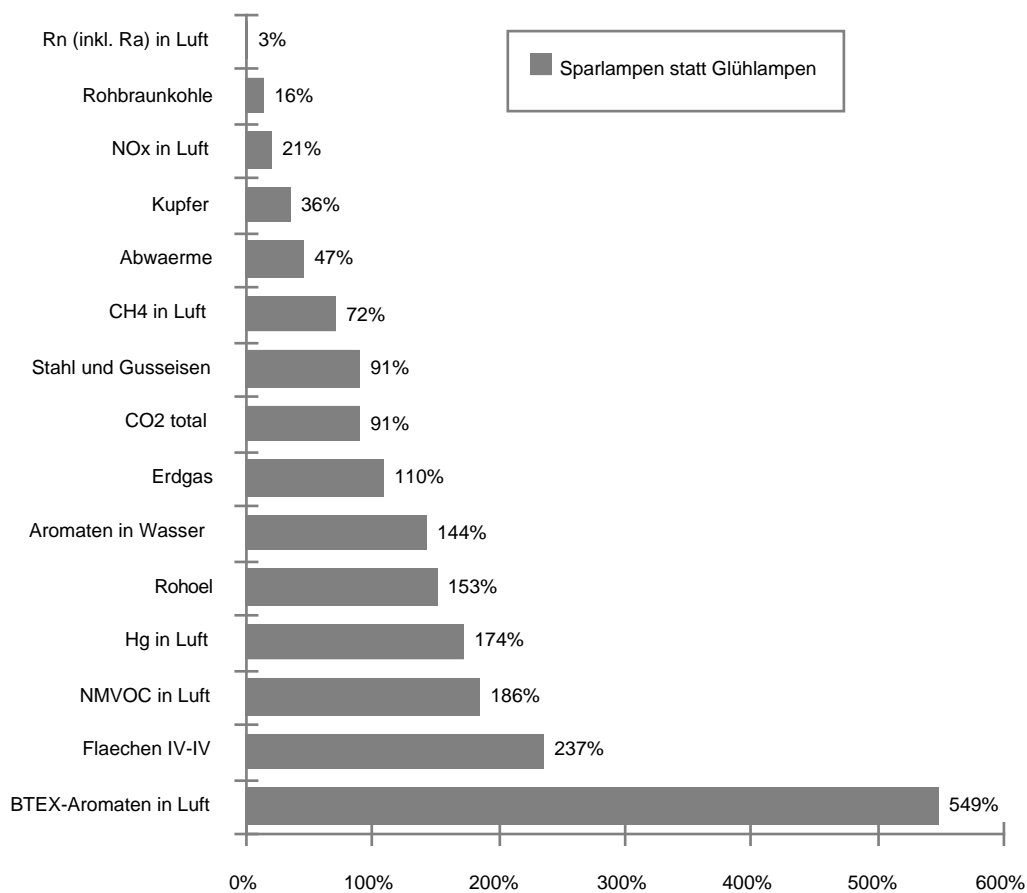


Fig. XV.3.4: Einige kumulierte Auswirkungen, welche durch den äquivalenten Ersatz von Glüh- durch Sparlampen *erhöht* werden (relativ zu den Auswirkungen der Glühlampenherstellung und -entsorgung = 100%).

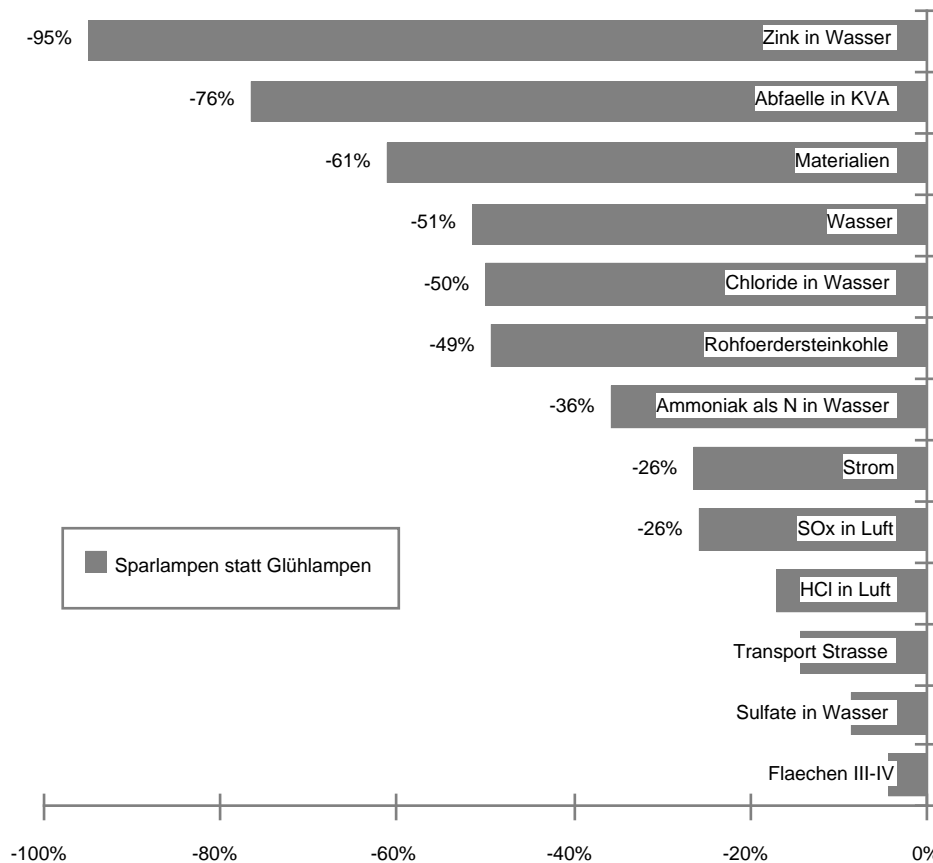


Fig. XV.3.5: Einige kumulierte Auswirkungen, welche durch den äquivalenten Ersatz von Glüh- durch Sparlampen *vermindert* werden (relativ zu den Auswirkungen der Glühlampenherstellung und -entsorgung = 100%).

Wie die Fig. XV.3.5 zeigt, werden allein durch die unterschiedlichen Herstellungs- und Entsorgungsaufwendungen bei einigen Umwelteinwirkungen Einsparungen erzielt. Der Ersatz von Stromsparlampen durch Glühlampen allein (i.e. ohne Lampenbetrieb) stellt für diese Umwelteinwirkungen daher bereits eine Reduktion und nicht eine Erhöhung der Investitionen dar.

3.7.3 Vergleich mit länderspezifischen Strommischen

Im Folgenden soll die Stromeinsparung durch Ersatz einer Glühlampe durch eine Sparlampe verglichen werden mit diversen Strombereitstellungsarten. Da durch die Sparlampe Endenergie eingespart wird, sollte der Vergleich mit der Strombereitstellung auf Stufe Endenergie stattfinden. Das heisst der Vergleich sollte mit den Inventardaten der Elektrizität inklusive Leitungsverluste und Übertragungsaufwand erfolgen und nicht ab Kraftwerk. In der vorliegenden Studie wurden verschiedene länderspezifische Niederspannungs-Mixe inventarisiert. Zum Vergleich werden hier folgende Module ausgewählt:

Vergleichsgrößen Stufe Endenergie (inkl. Ferntransport)

Niedersp. CH	Modul "Strom Niederspannung - Bezug in CH", Schweizerischer Strommix auf Stufe Niederspannung ohne Importanteil
Niedersp. W-D	Modul "Strom Niederspannung - Bezug in W-D", Strommix der alten Bundesländer auf Stufe Niederspannung ohne Importanteil
Niedersp. F	Modul "Strom Niederspannung - Bezug in F", Französischer Strommix auf Stufe Niederspannung ohne Importanteil

Niedersp. I Modul "Strom Niederspannung - Bezug in I", Italienischer Strommix auf Stufe Niederspannung ohne Importanteil

Niedersp. A Modul "Strom Niederspannung - Bezug in A", Österreicher Strommix auf Stufe Niederspannung ohne Importanteil

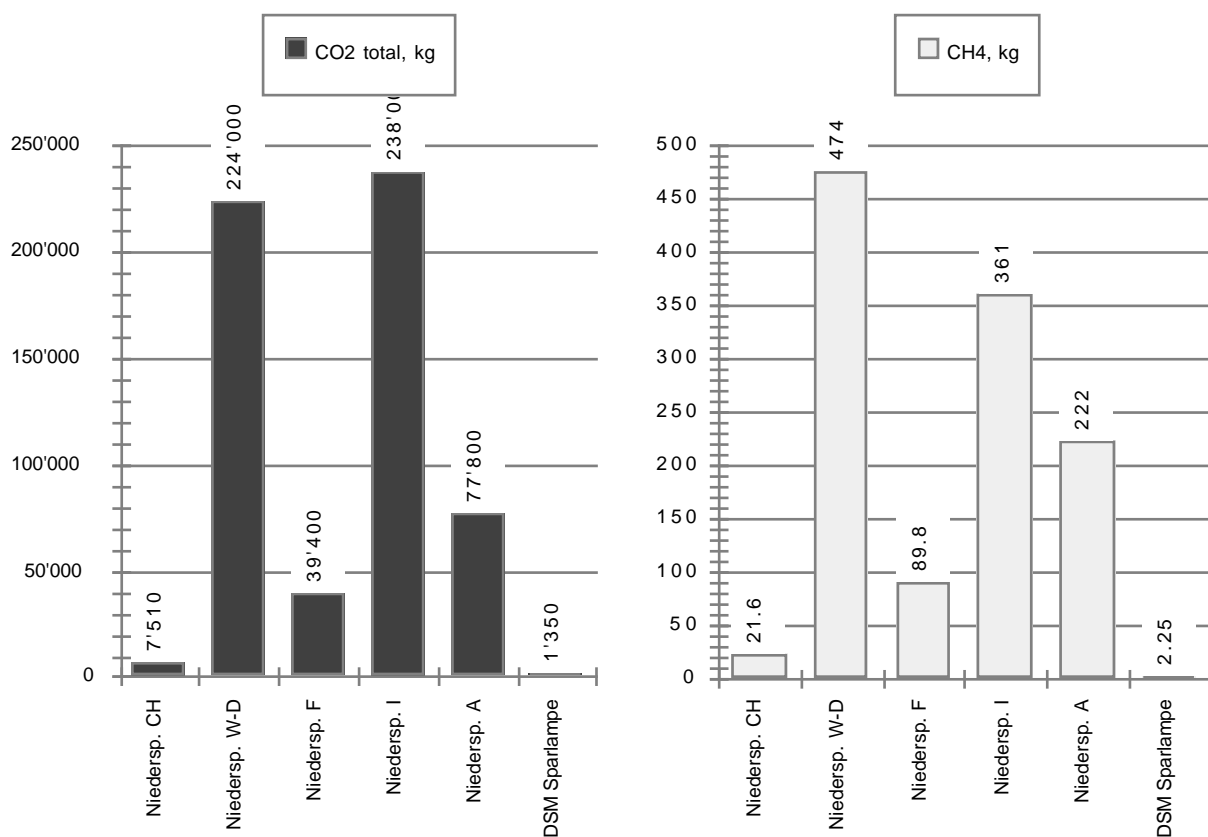


Fig. XV.3.6: Vergleich der kumulierten Kohlendioxid- und Methangas-Emissionen durch Energieeinsparung infolge äquivalenten Ersatz von Glühlampen durch Stromsparlampen mit verschiedenen Strommixen pro Terajoule.

Die Kohlendioxid- und die Methanemissionen der DSM-Energie sind in allen hier betrachteten Fällen kleiner als die Emissionen aus den Strommixen. Auch die Emissionen des schweizerischen Strommixes, welcher nur sehr geringe fossile Energiequellen verwendet, werden von der DSM-Energie unterboten.

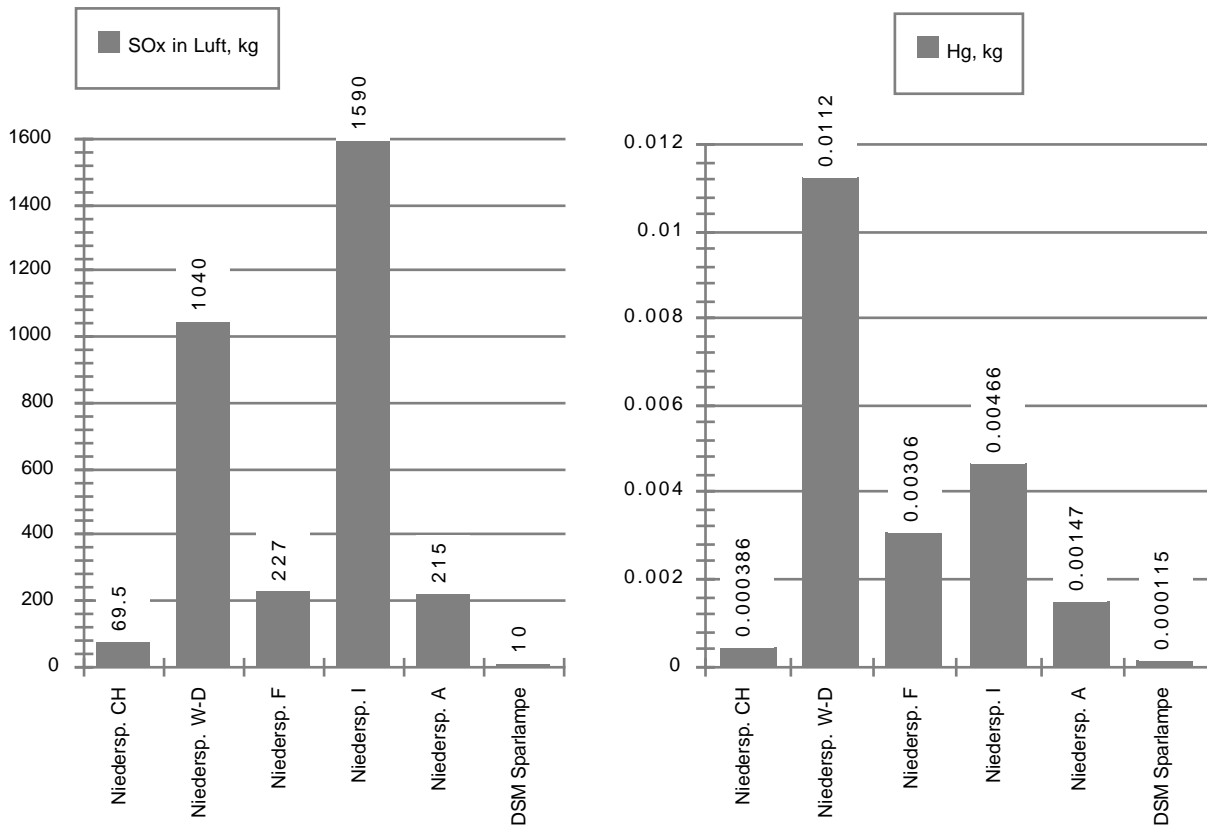


Fig. XV.3.7: Vergleich der kumulierten Schwefeldioxid- und Quecksilberemissionen in die Luft durch Energieeinsparung infolge äquivalenten Ersatz von Glühlampen durch Stromsparlampen mit anderen Elektrizitätsbereitstellungsarten pro Terajoule.

Die der Vergleich der Schwefeldioxidemissionen zeigt ein ähnliches Bild wie die Kohlendioxidemissionen. Trotz der hier bilanzierten, unstatthaften Entsorgung von Sparlampen in der KVA sind die Quecksilberemissionen der DSM-Energie kleiner als die der meisten Energiebereitstellungsarten. Sie liegen mit 0.11g/TJ generell auf tiefem Niveau.

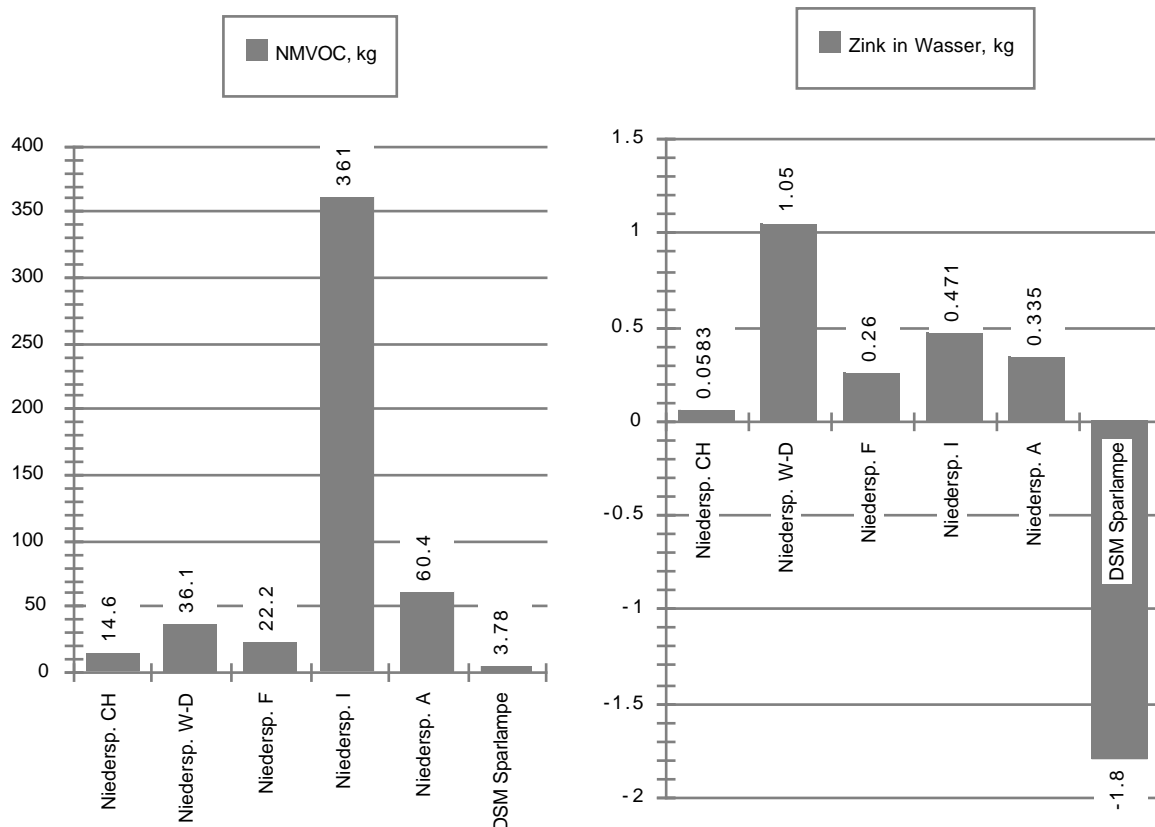


Fig. XV.3.8: Vergleich der kumulierten NMVOC-Emissionen in die Luft und der kumulierten Zinkemissionen in Wasser durch Energieeinsparung infolge äquivalenten Ersatz von Glühlampen durch Stromsparlampen mit anderen Elektrizitätsbereitstellungsarten pro Terajoule.

Die kumulierten NMVOC-Emissionen sind bei der DSM-Energie wiederum in allen Fällen kleiner als bei den betrachteten Energiebereitstellungsarten. Die Zinkemissionen ins Wasser der DSM-Energie werden negativ. Die Zinkemissionen stammen praktisch ausschliesslich aus der Entsorgung und der Rückgang ist direkt auf den geringeren Zinkgehalt der entsorgten Sparlampen zurückzuführen.

3.8 Datenqualität

Die Herstellungenergien der Lampen und Printplatten beruhen weitgehend auf Schätzungen und Umrechnungen mittels monetären Energieintensitäten. Hier wären reale Messdaten wünschbar. Die Herstellungenergie ist – wenn auch in unterschiedlichem Masse – für die Ökoinventare beider Lampen relevant.

Viele Lampenbestandteile konnten berücksichtigt werden. Die meisten Angaben stammen aber nicht aus Produktionsdaten, sondern aus älteren Messungen der in der Lampe verbliebenen Materialien. Wünschbar wären Herstellerangaben über die realen, aktuellen Einsatzmengen und Betriebsstoffe d.h. insbesondere Materialien, die nicht im Endprodukt verbleiben (z.B. Lösungsmittel). Ohne diese Angaben kann nicht abgeschätzt werden, ob eventuell wichtige Lücken im Inventar bestehen.

Sehr spärliche quantitative Angaben bestehen zu den direkten Emissionen aus dem Herstellungsprozess. In <Rubik et al. 1992, p.24> ist aufgrund von lediglich qualitativen Herstellerangaben von phosphathaltigen Abwässern und beträchtlichen Ausschussmengen die Rede. Wiederum könnten Herstellerangaben klären, ob hier evt. wichtige Lücken bestehen.

Die Datenlage darf als befriedigend bezeichnet werden. Da die Sparlampenherstellung komplexer als die Glühbirnenherstellung ist, darf davon ausgegangen werden, dass die Datengüte für letztere vergleichsweise besser ist.

Zur Berechnung des DSM-Moduls (Aufwendungen pro TJ eingesparte Energie) werden Angaben über die reale Lebenslichtarbeit der Lampen benötigt (vergl. Tab. XV.3.2). Die Anzahl der benötigten Sparlampen wird dadurch gegenüber Nominalwerten um 5% gesenkt. Der Lichtstrom der Lampen sinkt mit zunehmendem Alter, es sind jedoch keine Angaben über die Entwicklung des Wirkungsgrades bzw. die reale Leistungsaufnahme der Lampen vorhanden. Eine genauere Abbildung der realen Verhältnisse könnte hier noch Veränderungen im Bereich von vermutlich 5% ergeben.

Anhang

Abfälle	Mineralwolle- isolation	Energiespar- lampe Inertes	Energiespar- lampe Plastic	Gluehlampe G60
Entsorgung	Inertstoffdeponie	KVA	KVA	KVA
Ho; MJ/kg			35.82	
Hu; MJ/kg			34.08	
H ₂ O; kg/kg			0.006141	
O	0.413	0.3757	0.3307	0.3994
H	0.00393		0.0645	0.002628
C	0.0471		0.5523	0.03153
S	0.00026		0.0001953	
N	0.000002		0.005955	
P	0.00105			
B				
Cl	0.00013	0.0001391	0.02567	0.0001654
Br			0.0128	
F	0.000625		0.00001003	
J				
Ag				
As				
Ba		0.0000357	0.00004177	
Cd		0.00001785	0.000002888	
Co	0.0000025		0.00002632	
Cr	0.0001	0.002001	0.000004595	0.0002563
Cu	0.0000055	0.08211	0.00001137	0.01441
Hg		0.0001713	7.519E-08	
Mn	0.00095		0.00001504	
Mo				0.0001258
Ni	0.000075	0.0005355	0.000003342	0.002305
Pb	0.00000125	0.005283	0.000005441	0.01897
Sb		0.0004561	0.0001349	
Se				
Sn		0.005139	0.00001948	0.009877
V			0.001086	
Zn	0.000007	0.007142	0.00006105	0.0321
Si	0.188	0.2568		0.3032
Fe	0.0269	0.1312	0.00008355	
Ca	0.202	0.05172	0.0002506	0.06147
Al	0.0711	0.0357		0.06914
K				
Mg	0.0235			
Na	0.033	0.04579		0.05443
Ä trockene Masse	100%	100%	100%	100%
Asche	100%	100%	1.91%	95.98%

Tab. 1: Zusammensetzung der Mineralwolle frei Entsorgung in Inertstoffdeponie und Zusammensetzung der Lampen frei Entsorgung in KVA. Die angegebene Anzahl Stellen ist nicht signifikant.

Literatur

- BUWAL 1995 BUWAL (Hrsg.), "Emissionsfaktoren für stationäre Quellen", Vollzug Umwelt, Handbuch, Ausgabe 1995
- CRC 1985 "CRC Handbook of Chemistry and Physics", 66th Ed., CRC Press Inc., Boca Raton, Florida
- ESU 1996 P.Zimmermann, G.Doka, A.Labhardt, F.Huber, "Ökoinventare für Entsorgungsprozesse – Grundlagen zur Integration der Entsorgung in Ökobilanzen", ESU-Nr. 1/96, Gruppe Energie–Stoffe–Umwelt (ESU), ETH Zürich, 1996
- Fischer et al. 1995 M.Fischer, H.Gahlmann, A.Huser, M.Menard, K.Richter, "Energie- und Stoffbilanzen bei der Herstellung von Wärmedämmstoffen", BEW-Projekt Abschlussbericht, Dübendorf, April 1995
- Flumroc 1996 Mitteilungen von Flumroc durch Hrn. K.Köhl und Hrn. H.Winteler, im April 1996
- Frischknecht 1994 R.Frischknecht, "Ökoinventar für Energiesysteme – Strommodelle, Demand-Side-Prozesse, Umsetzung", Zwischenbericht BEW-Projekt, Gruppe ESU, ETH Zürich, Oktober 1994
- Mani 1994 J.Mani, "Eine Ökobilanz von Glühlampe und Energiesparlampe", BEW-Schrift. Nr. 53, Büro '84, Bern, August 1994
- Rubik et al. 1992 F.Rubik, M.D'Haese, I.Hügnell-Reinhard, "Development of eco-labelling criteria for light bulbs and insulation materials", Study prepared for European Environmental Bureau (EEB), Brussels, IÖW Heidelberg, November 1992



Teil XVI

Strommix

Überarbeitung 1996:

Roland Hischier, André Martin

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Verdankung

Für das Zahlenmaterial zu den europäischen Strommischen gilt den nachfolgenden Personen unser Dank für das Überlassen von Zahlenmaterial und/oder für die gegebenen Auskünfte:

H. Bur (Bundesamt für Energiewirtschaft BEW, Bern), Dipl.-Ing. J. Precht (Bundeslastverteiler, Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien), F. Bruppacher (Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg EGL, Laufenburg), A. Lupi (ENEL, Rom), H. Baumberger (Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden), A. Forstbauer und H. Widrig (Union internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique UNIPEDE, Paris), O. Wunsch (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW, Frankfurt a.M.), J. Mutzner (Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE, Zürich)

Im Zusammenhang mit den Daten für das Kapitel "Regional- und Saisonalstrommische" gilt der Dank im Speziellen dem EWZ und den NOK für ihre kooperative Mitarbeit sowie das bereitwillige Zusammenstellen des in dieser Arbeit benötigten Datenmaterials. Im besonderen richtet sich dieser Dank an die Herren D. Salathé (EWZ) und G. Friedrich (NOK).

Zusammenfassung

Der vorliegende Teil enthält Ausführungen über die Stromproduktion in den Staaten der UCPTÉ. Es werden die Produktionen der verschiedenen Kategorien sowie die Stromaustauschmengen mit den Nachbarstaaten aufgeführt. Es werden zwei Arten von Strommischen unterschieden, nämlich der "Strommix X" (Variante 1 aus Kap. XVI.2.3) welcher sich nur aus der Inlandproduktion zusammensetzt, sowie der "Strommix X Import" (Variante 3 aus Kap. XVI.2.3), welcher zusätzlich noch die Stromein- und -ausfuhren umfasst. Für die Schweiz werden zusätzlich noch saisonale und regionale Strommische ausgewiesen.

In <BUWAL 1991a> wurde erstmals für die Bilanzierung von Stromverbräuchen in Europa der Netzgedanke aufgegriffen und die Durchschnittserzeugung der 12 europäischen Länder (W-D, F, B, I, NL, L, GR, E, P, CH, Ex-Ju¹ und A), welche den westeuropäischen Netzverbund (UCPTÉ) bilden, zugrunde gelegt. In diesem Projekt werden sämtliche Strombezüge vom Netz ausserhalb der Schweiz so verbucht, als ob der Strom mit einem Kraftwerkspark erzeugt worden wäre, wie er in UCPTÉ besteht. Dabei handelt es sich um ein vereinfachendes Modell. Es wird damit aber nicht postuliert, dass in Ökoinventaren generell dieser Mix verwendet werden muss. Dort wo Informationen zum Kraftwerkspark vorhanden sind, soll vielmehr der heimische Kraftwerkspark verwendet werden. Der Verbrauch in der Schweiz wird in diesem Projekt mit dem CH-Kraftwerkspark (Strommix CH gemäss Variante 1) verbucht.

Bei den Mischen für die verschiedenen Länder der UCPTÉ wird eine tages- oder jahreszeitlich unterschiedliche Auslastung des betriebenen Kraftwerksparkes nicht berücksichtigt. Es wird vielmehr die durchschnittliche Stromproduktion der Jahre 1990 bis 94 zur Berechnung des Strommises zugrunde gelegt, für die regionalen und saisonalen Mische dient das hydrologische Jahr 1993/94 als Grundlage. Dabei werden die folgenden Kategorien unterschieden: Stein-, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, weitere Gase, Wasserkraft, Umwälzkraft, Kernenergie und "weitere" Produzenten.

Für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 94 resultieren die in Tabelle XVI.I.1 aufgeführten Anteile der einzelnen Energieträger.

¹ Bezeichnet stellvertretend die neuen Staaten Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina und Rest-Jugoslawien.

		Stein- kohle	Braun- kohle	Mineral- öl	Erdgas	weitere Gase	Wasser- kraft	Umwälz- kraft	Nuklear	weitere	Total
Schweiz	GWh			583			34148	510	22217	637	58095
	%			1.0			58.7	0.9	38.3	1.1	100
UCPTE	GWh	280271	169659	155658	125932	30434	228920	15651	591730	6553	1604754
	%	17.5	10.5	9.7	7.9	1.9	14.2	1.0	36.9	0.4	100

Tab. XVI.I.1 Durchschnittliche Inlandproduktion in der Schweiz sowie in der UCPTE der Jahre 1990 bis 94, Annahmen und Quellen siehe Kap. XVI.2.

Die Technik und die Eigenschaften sowie der Bedarf an Ressourcen und die resultierenden Emissionen werden für die verschiedenen Energieträger in den jeweiligen Teilen dieses Werkes behandelt, z.B. Teil VI.Kohle für Steinkohle und Braunkohle. In die Kategorie "weitere" gehören v.a. Kehrichtverbrennungsanlagen, aber auch geothermische Kraftwerke und weitere Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern. Die Stromproduktion in Entsorgungsanlagen wird nach der Methodik dieses Projektes als Nebenprodukt behandelt und trägt damit keine Umweltbelastung aus der Erzeugung.

Da Verteilverluste und Infrastrukturaufwendungen für die Stromübertragung eine relevante Grössenordnung erreichen, wurde zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsbezüglern unterschieden. Wird auf Basis der Abwärmeproduktion (vgl. Kap. III.6.2 und XVI.3.1) der Systemwirkungsgrad berechnet, so liegt dieser zwischen 35 und 30 % für die UCPTE und zwischen 74 und 64 % für die Schweiz. Der tiefere Wert gilt dabei für die Niederspannung, der obere für den Bezug ab Klemme Kraftwerkspark.

Bei den Niederspannungsbezüglern zeigt sich zudem eine hohe Relevanz der Infrastruktur und Verteilverluste. Besonders beim schweizerischen Mix (Variante 1) können die Umwelteinwirkungen der Verteilung jene der Produktion übertreffen, bleiben aber grösstenteils um 1 bis 2 Grössenordnungen unter demjenigen des UCPTE-Mixes.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iv
1. Ausgangslage	1
2. Ermittlung der Strommixe.....	2
2.1 Datenbasis	2
2.2 Grenzüberschreitende Stromflüsse	4
2.3 Betrachtungsmöglichkeiten	5
2.4 Strommixe in der Datenbank "Ecoinvent"	8
2.5 Zusammenfassung der Eingabedaten.....	10
3. Resultate	11
3.1 Ergebnisse auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark"	11
3.1.1 UCPTE.....	11
3.1.2 Schweiz (Variante 1).....	14
3.1.3 Vergleich von Variante 1 und 3 für die Schweiz	17
3.1.4 Die übrigen Länder der UCPTE.....	18
3.2 Einfluss der Stromverteilung	19
3.2.1 UCPTE.....	19
3.2.2 Schweiz	20
4. Regional- und Saisonalstrommixe.....	22
4.1 Ausgangslage.....	22
4.2 Strommix	22
4.3 Zusammenfassung der Eingabedaten.....	26
4.4 Ergebnisse auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark".....	29
4.5 Vergleich der beiden Varianten für die Regional- und Saisonalstrommixe...	37
4.6 Einfluss der Stromverteilung	40
5. Verbesserungswürdige Punkte	45
Literaturverzeichnis.....	46

i. Abkürzungsverzeichnis

B(a)P	Benzo (a) pyren
BTEX	Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol
CH	Schweiz
DeNO _x	Entstickung(sanlage)
DWR	Druckwasserreaktor
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GJ	10 ⁹ Joule
HT	Hochtarif
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWe	Kohlenwasserstoffe
LKW	Lastkraftwagen
MJ	10 ⁶ Joule
NMVOG	None Methane Volatile Organic Compound
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke AG
NT	Niedertarif
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
SCR	Selective Catalytic Reduction
SWR	Siedewasserreaktor
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

1. Ausgangslage

In <BUWAL 1991a> wurde erstmals für die Bilanzierung von Stromverbräuchen in Europa der Netzgedanke aufgegriffen. Der Umstand, dass 12 europäische Länder (W-D, F, B, I, NL, L, GR, E, P, CH, Ex-Ju¹ und A) den westeuropäischen Netzverbund bildeten, welcher vollständig vernetzt ist und auf synchroner Stromfrequenz betrieben wird, führte dazu, dass die Kraftwerke dieses Verbundes als Referenz für viele Ökobilanzen verwendet wurden. Diese 12 Länder tauschen allerdings auch mit anderen Netzen (zB. UK) Strom aus, dies geschieht jedoch über Gleichrichter und zählt deshalb nicht zum Verbundsystem. Gemäss den Jahresberichten der Netzverbundorganisation wird auch die Stromerzeugung in diesen 12 Ländern als UCPTM-Mix bezeichnet.

Im Jahre 1995 sind Ostdeutschland (September) sowie einen Monat später die CENTREL-Gruppe (Tschechei, Polen, Slowakei und Ungarn) in den Verbund eingetreten <Bruppacher 1995>. Andererseits war Griechenland während dem Krieg auf dem Gebiet des ehemaligen Jugoslawiens vom Verbund abgeschnitten. Heute, im Juli 1996, sieht die Situation so aus, dass Griechenland sowie die südöstlichen Teile von Jugoslawien (Mazedonien, Serbien) weiterhin nicht mit dem Rest des Netzes zusammenhängen. Gemäss <EGL 1996> wird dieser Zustand wohl noch einige Zeit andauern, da die Infrastruktur durch den Krieg sehr stark in Mitleidenschaft gezogen wurde. Mittelfristig verfolgt man bei der UCPTM die Idee Rumänien, Bulgarien und eventuell den westlichen Teil der Ukraine ebenfalls ins Netz zu integrieren <EGL 1996>. In Spanien ist man dabei, eine Unterwasser-Wechselstromverbindung nach Marokko zu bauen, so dass längerfristig auch eine Erweiterung rund ums Mittelmeer (via Marokko sowie über die Türkei, Syrien) möglich werden kann.

In diesem Projekt werden sämtliche Strombezüge vom Netz ausserhalb der Schweiz so verbucht, als ob der Strom mit einem Kraftwerkspark erzeugt worden wäre, wie er in UCPTM besteht. Dies deshalb, weil die entsprechenden Prozesse oftmals nicht länderspezifisch lokalisiert werden können. Es handelt sich also um ein Modell, welches die Realität nicht nachbilden kann. Es ist ein Ziel dieses Projektes, diesen UCPTM-Mix als Aufdatierung der Daten in <BUWAL 1991a> zu bilanzieren. Es wird damit aber nicht postuliert, dass in Ökoinventaren generell dieser Mix verwendet werden muss. Dort wo Werte vorhanden sind, soll der heimische Kraftwerkspark verwendet werden.

Neben dem UCPTM-Mix sind auch die Strommixe von sämtlichen Ländern des Verbundes bilanziert. Dadurch ist es möglich, je nach Fragestellung den passenden Strommix auszuwählen. Zusätzlich werden auch noch regionale, saisonale und tageszeitliche Differenzierungen des schweizerischen Strommixes diskutiert.

¹ Bezeichnet stellvertretend die neuen Staaten Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina und Rest-Jugoslawien.

2. Ermittlung der Strommixe

Das Vorgehen für die Ermittlung der Produktionszahlen der verschiedenen Kraftwerkstypen in den Ländern der UCPTTE wird hier bewusst möglichst genau beschrieben, damit ein Nachführen dieser Werte für die nächsten Jahre problemlos möglich wird.

2.1 Datenbasis

Als Datenbasis diente für sämtliche Länder die Statistik der UNIPEDDE <UNIPEDDE 1996>. In dieser Statistik sind die Nettostromproduktionen der verschiedenen Länder aufgeteilt auf die Kategorien Nuklear, Steinkohle, Braunkohle, Erdölprodukte, Erdgas, weitere konventionell-thermische Kraftwerke, Wasserkraft sowie Umwälzwasserkraft aufgeführt. Der grosse Vorteil dieser Publikation ist, dass sie eine konsistente Datenbasis für sämtliche Länder der UCPTTE darstellt.

Die Wasserkraft ist stark abhängig von der Menge Niederschlag und kann dadurch in Jahren mit grossen Niederschlagsmengen einen grösseren Anteil an der Stromproduktion übernehmen, während die thermischen Energieträger der jeweiligen Stromnachfrage einfacher angepasst werden können. In diesem Projekt wird mit den durchschnittlichen Produktionszahlen der Jahre 1990 bis 1994 gearbeitet. Der grosse Vorteil davon ist, dass die Niederschlagsmenge eines einzelnen Jahres nicht die Strommixe der verschiedenen Länder in eine bestimmte Richtung beeinflusst, sondern dass man einen durchschnittlichen Wert erhält. Andererseits wird dem Ausbau der Kraftwerkskapazität und einer damit möglicherweise verbundenen Veränderung des Kraftwerkportfolios nicht Rechnung getragen. Diese Schwankungen sind jedoch in dem hier betrachteten Zeitfenster gegenüber denjenigen der Wasserkraft (± 58 TWh) gering.

Die folgenden Ausführungen zeigen, wo in den Daten Abweichungen zu den Zahlen in <UNIPEDDE 1996> auftreten.

Schweiz

In <UNIPEDDE 1996> sind für die Schweiz als Anteil Umwälzkraft die Werte des Verbrauches der Pumpen aus <BEW 1995> aufgeführt. Für dieses Projekt gelangen die Werte für Umwälzkraft, wie sie im Teil Wasserkraft (siehe Teil VIII) beschrieben sind, zur Anwendung. Der Anteil der Wasserkraft CH aus <UNIPEDDE 1996>, welcher ebenfalls den Anteil Umwälzkraft enthält, wurde um diesen Anteil korrigiert.

Bei der konv.-thermischen Energie ist in <UNIPEDDE 1996> die gesamte Menge als Produktion aus Erdölprodukten aufgeführt. Aus <BEW 1995> ist bekannt, dass 1993 in den KVA 692 GWh Strom produziert wurden. Im Jahre 1988 betrug dieser Anteil noch 462 GWh <BUWAL 1991b>. Ausgehend von diesen beiden Werten wird die Aufteilung auf die Kategorien "Erdölprodukte" sowie "andere" vorgenommen.

	1990	1991	1992	1993	1994	90 - 94
KVA ²⁾	554 ¹⁾	600 ¹⁾	646 ¹⁾	692	692 ³⁾	636.8
Erdölprodukte	547	742	856	339	429	582.6
Total	1101	1342	1502	1031	1121	1219.4

Tab. XVI.2.1 Aufteilung der Stromproduktion mit konv.-therm. Kraftwerken in der Schweiz, ¹⁾: lineare Hochrechnung aus Werten für 1988 <BUWAL 1991b> und 1993 <BEW 1995>, ²⁾: als "andere" verrechnet, ³⁾: Annahme

Die nicht aus der KVA stammende Elektrizität, wird der ölthermischen Produktion zugewiesen. Damit werden vor allem die gas- und dieselbetriebenen Wärmekraftkopplungsanlagen im Stromverbund nicht, resp. als Substitut berücksichtigt. Wegen der kleinen Bedeutung der fossilen Stromproduktion in der Schweiz, wird dieser Fehler hingenommen.

Österreich

Die konventionell-thermische Stromproduktion ist in <UNIPEDE 1996> nicht auf die verschiedenen Energieträger aufgeteilt. Aus den vollständigen Produktionsstatistiken für 1991 <BWA 1992> und 1995 <BWA 1996> lassen sich sowohl die Energieträger, als auch durchschnittliche Umrechnungsfaktoren "Nettoproduktion zu Bruttoproduktion" (Nettoproduktion eines Kraftwerkes = Bruttoproduktion - Eigenverbrauch des Kraftwerkes) ermitteln.

	1991	1995	Hier
Steinkohle	0.93	0.94	0.94
Braunkohle	0.92	0.94	0.93
Erdöl	0.93	0.93	0.93
Erdgas	0.95	0.94	0.94
weitere	0.83	0.75	0.80

Tab.XVI.2.2 Umrechnungsfaktoren Brutto- zu Nettoproduktion der österreichischen Kraftwerke 1991 <BWA 1992> und 1995 <BWA 1996>, sowie die in diesem Projekt verwendeten Werte

Die Aufschlüsselung der Nettoproduktion gemäss UNIPEDE erfolgt über die Bruttoproduktion gemäss den Statistiken der UN <UN 1992, UN 1994, UN 1995>. Die mittels obigen Faktoren berechneten Werte werden anschliessend noch so korrigiert, dass das Total mit jenem in <UNIPEDE 1996> übereinstimmt. Die so korrigierten Werte sind in Tab. XVI.2.3, zusammen mit den Ausgangswerten für die Berechnung, aufgeführt.

GWh	Steinkohle	Braunkohle	Mineralöl	Erdgas	andere Gase	Total konv.
1990 Brutto	4006	2465	2171	7329	1951	17922
Netto, berechnet	3766	2292	2019	6889	1561	16527
Dieses Projekt	3848	2342	2063	7040	1595	16888
1991 Brutto	4461	2667	3022	7339	1267	18756
Netto, berechnet	4193	2480	2810	6899	1014	17396
Dieses Projekt	4259	2519	2854	7006	1029	17667
1992 Brutto	3023	1308	2681	6760	1326	15098
Netto, berechnet	2842	1216	2493	6354	1061	13967
Dieses Projekt	2893	1239	2539	6470	1080	14220
1993 Brutto	2268	1190	2953	6903	1341	14655
Netto, berechnet	2132	1107	2746	6489	1073	13547
Dieses Projekt	2171	1127	2797	6609	1093	13797
1994 Brutto	2500	1068	2145	8145	2557	16415
Netto, berechnet	2350	993	1995	7656	2046	15040
Dieses Projekt	2421	1023	2055	7886	2107	15492

Tab.XVI.2.3 Umrechnung der Bruttoproduktion konv.-thermischer Kraftwerke in Österreich auf Nettowerte, Bruttowerte aus <UN 1992>, <UN 1994> und <UN 1995> sowie aus <BLV 1996>

Italien

Der kleine Anteil an Braunkohle, welcher in Italien für die Stromproduktion verwendet wird, wird als Steinkohle verrechnet, da er vom Heizwert her mit der Steinkohle vergleichbar ist und nur einen sehr geringen Anteil an der italienischen konv.-thermischen Produktion ausmacht.

Ex-Jugoslawien (Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina, Rest-Jugoslawien)

In diesem Projekt werden die Daten von Kroatien sowie von Slowenien gemäss <UNIPEDE 1996> für die gesamte Region verwendet (weitere Daten wegen Krieg nicht erhältlich).

Frankreich

In den Tabellen von <UNIPED 1996> sind in den Jahren 1990 bis 92 geringe Anteile Braunkohle aufgeführt, in den Jahren 1993 und 94 sind die Werte Null. Frankreich weist gemäss IEA/OECD aber für die Jahre 1990 bis 1993 sowohl Stein- als auch Braunkohleproduktion aus <OECD 1995>. Aus diesen Bruttowerten und den Nettowerten in <EDF 1994> können Umrechnungsfaktoren "Brutto zu Netto" mit 0.94 für Steinkohle resp. 0.95 für Braunkohle bestimmt werden. Die Berechnung der Anteile für 1990 bis 1992 erfolgt nach dem gleichen System wie für Österreich. Für 1994 wird das gleiche Verhältnis wie für 1993 angenommen. In Tab. XVI.2.4 sind die Zahlen zusammengefasst.

GWh	Steinkohle	Braunkohle
1990 Brutto	29053	2420
Netto, berechnet	27277	2292
Dieses Projekt	27404	2303
1991 Brutto	36760	2850
Netto, berechnet	34513	2699
Dieses Projekt	34835	2725
1992 Brutto	32273	1961
Netto, berechnet	30300	1857
Dieses Projekt	30923	1896
1993 Brutto	18586	2365
Netto ¹⁾	17450	2240
1994 Netto ²⁾	18180	2313

Tab.XVI.2.4 Umrechnung der Bruttoproduktion konv.-thermischer Kraftwerke in Frankreich auf Nettowerte, Bruttowerte aus <OECD 1995>, ¹⁾: Werte aus <EDF 1994>, ²⁾: berechnet aus dem Total in <UNIPED 1996> mit dem gleichen Verhältnis wie 1993

2.2 Grenzüberschreitende Stromflüsse

Für die Bilanzierung der Ein- und Ausfuhren von Elektrizität können grundsätzlich zwei verschiedene Wege eingeschlagen werden:

- *physikalisch* Der tatsächlich geflossene Strom wird in gewissen Zeitintervallen gemessen
- *ökonomisch* Strom wird gemäss abgeschlossenen Verträgen bilanziert

Bei der physikalischen Art ist eine Zuordnung der Stromherkunft nur soweit möglich als man Aussagen darüber machen kann, wieviel Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt auf welcher Leitung geflossen ist. Diese Bilanzierung nach dem Muster der UCPT erfasst also sehr gut den Lastfluss über die Landesgrenze. Allerdings sind damit keine Angaben über die Absender und die Verbraucher möglich. Physikalisch kann ein Land nur Ein- und Ausfuhren mit seinen direkten Nachbarstaaten ausweisen. Fungiert ein Land als blosse Transitstation, so ist dies aus den Zahlen nicht ersichtlich - die Totale bei der Einfuhr aus X respektive der Ausfuhr nach Y sind um den gleichen unbekanntem Betrag höher.

Werden die ökonomischen Flüsse erfasst, so sind Angaben über den Absender möglich. Wegen der Struktur der jeweiligen nationalen Elektrizitätsversorgung, welche oft staatliche Kraftwerkparcs aufweisen, ist dies zumindest auf Stufe Staat möglich. Voraussetzung für einen Gebrauch der Zahlen im Sinne von "x GWh stammen aus dem Kraftwerk Y in Z" ist jedoch, dass die elektrische Energiemenge gemäss den Kraftwerksbeteiligungen wirklich auch "buchhalterisch" bezogen wird.

Da die vertraglich vereinbarten (Leistungs-)Anteile an einem Kraftwerk bezahlt werden müssen, wird der einem zustehende Strom auch bezogen. Bedenkt man die physikalischen Gegebenheiten des Stromnetzes (Lastfluss gemäss Impedanzverhältnissen, welche sich durch die Netzwerktopologie, die Art sowie die Anzahl der Verbraucher ergeben), so wird klar, dass nicht genau der bezahlte Strom auch physikalisch zum Kunden gelangt. Da aber der Konsument bzw. der Einkäufer durch seine wirtschaftliche Handlung seine Präferenzen ausdrücken und damit Einfluss auf den Elektrizitätsmarkt nehmen kann, ist in einer Ökobilanz die ökonomische einer physikalischen Bilanzierung vorzuziehen.

In der vorliegenden Arbeit sollten daher die ökonomischen Flüsse beigezogen werden. Da Daten dafür aber nur für die Schweiz erhältlich waren, werden bei allen übrigen Ländern die physikalisch gemessenen Stromflüsse gemäss UCPTTE <UCPTTE 1991 bis 1995> verwendet. Für die Schweiz erfolgt die Bilanzierung der Im- und Exporte gemäss den vertraglichen Werten aus <BEW 1995>.

Bei den UCPTTE-Berichten aus den Jahren 1993 und 1994 wird unterschieden zwischen den Gebieten Kroatien/Slowenien (HR/Slo) und Rest-Jugoslawien (Ex-Ju). Bei den übrigen 3 Jahren besteht eine solche Unterteilung nicht. Die Daten aus diesen Jahren werden wie folgt zugeteilt, wobei die Annahme getroffen wurde, dass es keinen Austausch zwischen diesen beiden Gebieten gibt:

HR/Slo Austausch mit Österreich, Italien und Ungarn
 Ex-Ju Austausch mit Griechenland, Dritten (ohne Ungarn)

Für die Eingabe werden sowohl der Austausch mit Rest-Jugoslawien als auch jener mit Kroatien und Slowenien über das Modul "Strommix Ex-Jugoslawien" verrechnet.

Die Importe aus Staaten ausserhalb der UCPTTE werden bei der Eingabe über das Modul "Strommix UCPTTE" verknüpft, da keine Angaben über Kraftwerkportfolio und deren technischen Stand im Rahmen dieses Projektes zusammengestellt werden konnten. Ebenso werden für die Schweiz die Importe aus "weiteren" Staaten aus <BEW 1995> über das gleiche Modul "Strommix UCPTTE" verknüpft.

2.3 Betrachtungsmöglichkeiten

Der Strommix eines Landes lässt sich auf verschiedene Arten berechnen und ausdrücken. Mit den Daten aus Kap. XVI.2.1 und XVI.2.2 kann der Strommix für ein Land (wie z.B. die Schweiz) erstellt werden. Die dort aufgeführten Daten bestehen aus drei verschiedenen Teilen, wobei zwei der Teile noch aufgeschlüsselt sind auf die verschiedenen Energieträger. In Fig. XVI.2.1 sind diese verschiedenen Teile dargestellt.

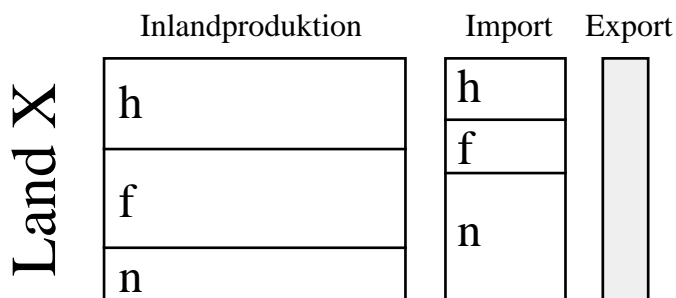


Fig. XVI.2.1 Die Zusammensetzung des Strommixes für ein Land X, Energieträger der Stromproduktion: h - erneuerbar, f - fossil, n - nuklear

Das Grundprinzip, welches verfolgt wird, sieht möglichst eine Abbildung der *ökonomischen Realität* nach dem Prinzip der Verantwortlichkeit vor. Das theoretisch korrekte Modell für dieses Prinzip sieht vor, dass sich der Strommix des Landes X aus all jenen Kraftwerken resp. Anteilen davon zusammensetzt, die auf Grund von Verträgen für dieses Land Strom produzieren. Die Standorte der verschiedenen Kraftwerke spielen für diese Betrachtung keine Rolle. Die Daten für eine solche, auf virtuellen nationalen Grenzen beruhende Aufschlüsselung der Strombereitstellung innerhalb der UCPTTE sind allerdings nicht erhältlich. Für den Strommix muss eine Näherung, basierend auf den landesspezifischen Produktionszahlen und den Daten betreffend Import und Export, gefunden werden.

Aus den aufgeführten Daten lassen sich drei verschiedene Modelle realisieren.

Variante 1

Für die erste Möglichkeit des Strommixes wird nur der eigene Kraftwerkspark des Landes X berücksichtigt. Die Grundannahme dahinter ist, dass der Stromimport zu 100 % wieder exportiert wird. Das heisst, es handelt sich zu 100 % um zeitgleich ablaufende Transitgeschäfte, z.B. um solche, die die Schweiz von Norden nach Süden passieren. Die in der Schweiz dafür erbrachte Dienstleistung beinhaltet die Bereitstellung der technischen Infrastruktur (Leitungen und Unterwerke) bzw. der Regelanrichtungen. Der Strommix des Landes basiert dann auf der Inlandproduktion.

Variante 2

Im zweiten Fall geht man davon aus, dass der Anteil des Importes am Inland-Stromverbrauch dem Anteil des Importes am Stromumsatz entspricht: Der Stromumsatz setzt sich aus der Inlandproduktion und dem Import zusammen. Der Stromumsatz des Landes bildet so die Basis für die Strommixberechnung. Dabei hat die Berücksichtigung des Exportes keinen Einfluss auf die prozentualen Anteile der verschiedenen Energieträger am Strommix, es ändert sich nur die im Land selber zur Verfügung stehende Menge Elektrizität, da ein Teil in den Export geht.

Diesem Modell liegt die Vorstellung zugrunde, dass ein wesentlicher Teil des Exportes (rund 35 %, siehe unten) nicht reine, zeitgleiche Transit- resp. Transportgeschäfte sind (Geschäft mit Austauschcharakter). Hier liegt eine Mehrwertschöpfung vor, indem Energie mit Hilfe des schweizerischen Kraftwerksparkes zeitlich gesehen veredelt wird und so konsum- bzw. saisonangepasst geliefert werden kann (Spitzenenergie). In dieser Variante wird der Exportmix für ein Benützerland (z.B. Italien) dem Stromumsatzmix gleichgestellt, wobei im Falle der Schweiz dieser Export stark vom hydraulischen Anteil geprägt ist.

Variante 3

In diesem Falle geht man davon aus, dass der Export - ohne Berücksichtigung des Importmixes - vom Inlandmix bzw. von der Landesproduktion bestimmt wird. Die vertraglichen Lieferungen aus Drittländern (Importe) werden anteilmässig über den Strommix der entsprechenden Länder verrechnet. Der Mix für den Inlandverbrauch bestimmt sich aus dem Mix der restlichen Landesproduktion (heimischer Kraftwerkspark) und des Importes. In diesem Falle wird der heimische Stromverbrauch bzw. der Mix von der Art der Importe (Importmixe) mitbestimmt. Im Falle der Schweiz wird der hieraus resultierende Mix einen deutlich höheren fossilen Anteil aufweisen (vgl. auch Tab. XVI.2.5). Diesem Modell liegt die Annahme zu Grunde, dass keine Transitgeschäfte stattfinden.

Variante 2 führt zu Inkonsistenzen innerhalb des UCPT- Gesamtmodells, da sich der Exportmix entsprechend dem Inlandmix ebenfalls verändert. Somit müsste der Import-Strommix angepasst werden, indem für die Exportländer dasselbe Vorgehen angewendet werden sollte. Dies führt jedoch zu modellierungstechnischen Problemen.

In der Datenbank werden deshalb die Varianten 1 und 3 bilanziert. Die Variante 2 lässt sich durch anteilmässiges Addieren der beiden gerechneten Varianten approximieren. Dadurch kann der Anteil reiner Transitgeschäfte zwischen 0 bis 100 % variiert und damit dem tatsächlichen Anteil angenähert werden.

Aufgrund der Annahmen, welche der Variante 2 zu Grunde liegen, ergibt sich für diese Variante der Anteil Transitgeschäfte aus den Werten der Inlandproduktion, dem Import sowie dem Export: Er ist proportional zum Verhältnis von Export zu Stromumsatz (Inlandproduktion plus Import) gemäss der Formel:

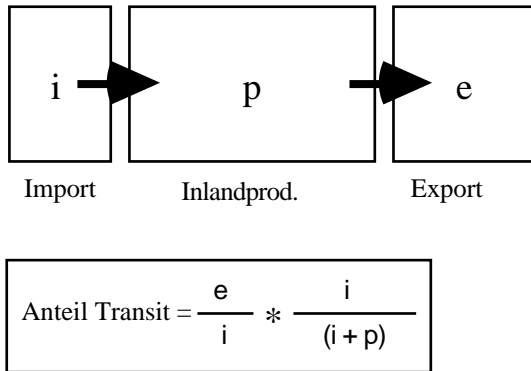


Fig. XVI.2.2 Anteil der Transitgeschäfte (Bezogen auf den Import) am gesamten Export eines Landes

Berechnet man mit dieser Formel den Anteil reiner Transitgeschäfte für die Schweiz, so folgt ein Anteil von 35 % (Import 23'028 GWh, Eigenproduktion 58'095 GWh, Export 28'675 GWh gemäss Tab. XVI.2.6). Aus den Werten der Varianten 1 und 3 kann man nun mithilfe des so bestimmten, theoretischen Transitanteils, der Anteil Inlandproduktion gemäss Variante 2 berechnen. Die drei Varianten können somit wie folgt mathematisch beschrieben werden:

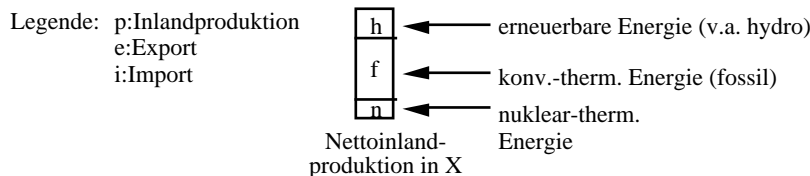
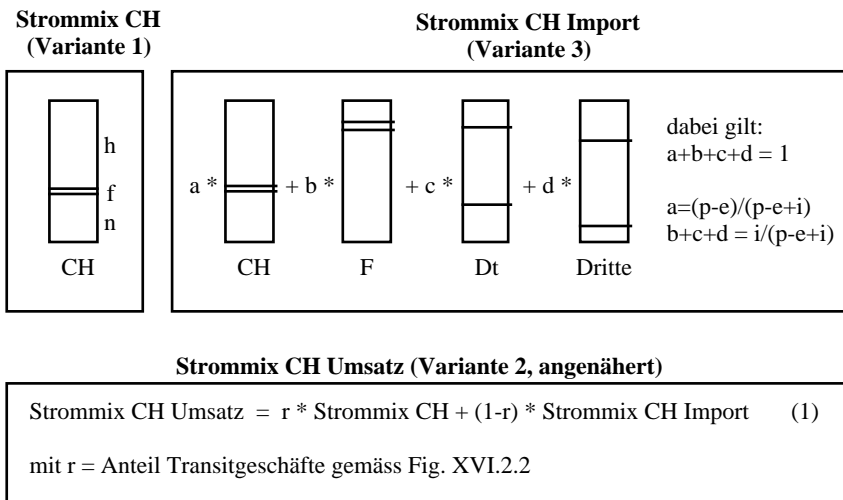


Fig. XVI.2.3 Die Varianten der Strommix-Berechnung für Ökobilanzen am Beispiel des Strommixes für die Schweiz

Mit den obigen Produktionszahlen und einem Transitanteil von 35% errechnet sich für die Schweiz aus den beiden Varianten 1 und 3 unter Anwendung der Formel (1) in Fig. XVI.2.3 ein Anteil Inlandproduktion von 71.5%. Dies entspricht dem in Variante 2 verwendeten Verhältnis von Import (i) zu Stromumsatz (p+i).

Wie sich diese verschiedenen Betrachtungsweisen der Varianten 1 und 3 im konkreten Fall auf den Strommix auswirken, zeigt Tab. XVI.2.5 exemplarisch für ein Land mit einem relativ grossen Importanteil (Schweiz) und für ein Land mit geringem Importanteil (Frankreich).

in %	Schweiz			Frankreich		
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Steinkohle	0	2.97	4.59	5.95	6.08	6.15
Braunkohle	0	1.51	2.33	0.53	0.55	0.56
Erdöl	1.01	1.79	2.23	1.61	1.63	1.64
Erdgas	0	0.85	1.31	0.67	0.73	0.73
weitere Gase	0	0.44	0.67	1.22	1.23	1.23
Total konv.-therm.	1.01	7.55	11.14	9.98	10.21	10.31
Wasserkraft	58.66	46.07	39.04	14.54	14.55	14.51
Umwälzkraft	0.89	0.9	0.93	0.96	0.96	0.96
Nuklear-therm.	38.33	44.65	48.22	74.53	74.28	74.21
andere	1.09	0.83	0.68	0.00	0.00	0.00

Tab. XVI.2.5 Die Anteile der verschiedenen Energieträger am Strommix von Frankreich und der Schweiz, berechnet mit den im Text erwähnten Möglichkeiten. Die Daten stammen aus <UNIPEDE 1996>, die Abweichungen davon sind im Text, Kap. XVI.2.1 aufgeführt.

Aus den Werten in Tabelle XVI.2.5 sieht man, dass für Länder mit geringem Anteil an Importen die Art der Betrachtungsweise kaum einen Einfluss ausübt. Im Falle der Schweiz aber gibt es Unterschiede von bis zu 20 %-Punkten (Wasserkraft) je nachdem, welche Variante man betrachtet.

Aufgrund der Tatsache, dass die für die Schweiz relevanten Importländer Frankreich und Deutschland selber einen geringen Importanteil aufweisen, lässt sich der Schweizer Strommix mittels einer linearen Kombination der Varianten 1 und 3 gut approximieren, wobei man im Falle der Schweiz für die Transitgeschäfte einen Anteil von 35 % ($r=0.35$) einsetzen sollte, um das Modell der Variante 2 abzubilden.

Inwiefern die Approximation für die einzelnen Länder zu einer akzeptablen Modellbildung führt, ist von Fall zu Fall zu prüfen. Ebenfalls ist der Anteil reiner Transitgeschäfte, ein zentraler Parameter, entsprechend sorgfältig abzuschätzen.

2.4 Strommixe in der Datenbank "Ecoinvent"

Die nachfolgende Tabelle fasst die Durchschnittswerte für die Nettostromproduktion in den Ländern der UCPTe sowie die Ein- und Ausfuhren für die Jahre 1990 bis 1994 zusammen. Erläuterungen zu den Werten sind im Kapitel XVI.2.1 zu finden. Berücksichtigt man nur den Punkt 1 "Eigenprod.", so erhält man den "Strommix X". Bei einer Berücksichtigung des Ex- sowie Importes gemäss Variante 3 aus Kap. XVI.2.3 erhält man den "Strommix X Import".

Bei der Wasserkrafterzeugung wird hier zwischen Speicher- und Laufkraft, sowie Umwälzbetrieb unterschieden. Die Vorgehensweise zur entsprechenden Aufschlüsselung ist im Teil Wasserkraft (Kap. VIII.1) zu finden.

Die Kernenergie wird für die Schweiz, Deutschland und Frankreich über länderspezifische Module verbucht (vgl. Kapitel VII.9). Für die Schweiz sind dies die beiden Module "Strom ab DWR CH" und "Strom ab SWR CH". Die Aufteilung auf diese beiden Module erfolgt gemäss den Anteilen der verschiedenen KKW der Schweiz, wobei es sich bei Beznau I,II und Gösgen um Druckwasserreaktoren, bei den übrigen um Siedewasserreaktoren handelt. Die Daten für diese Aufschlüsselung stammen aus <BEW 1991 bis 1995>. In Tab. XVI.2.7 sind die Werte der einzelnen Werke aufgeführt. Daraus ergibt sich ein Anteil von 55.8 % DWR und 44.2 % SWR.

Für die übrigen Länder der UCPTe findet das Modul "Strom ab KKW andere UCPTe" Anwendung. Die Methodik zur entsprechenden Aufschlüsselung ist im Teil Kernenergie (Teil VII) zu finden.

Strommix, Ermittlung der Strommixe

GWh	A	B	CH	D	E	Ex-Jug	F	GR	I	L	NL	P	UCPTE
1. Eigenprod.													
Steinkohle	3118	16088		132740	47453	364	25758		21896		23256	9543	280217
Braunkohle	1650			125678	11689	3831	2295	24308				207	169659
Mineralöl	2462	1307	583	9793	8003	2452	6935	7288	104087	56	3076	9618	155658
Erdgas	7002	6327		32380	638	1046	2944	82	35881	40	39592		125932
andere Gase ¹⁾	1381	2976		12463			5313	118	3625	474	3551	534	30434
Total konv.	15613	26697	583	313054	67783	7692	43246	31795	165490	570	69475	19902	761900
Wasserkraft	33450	284	34148	16592	22607	7559	63601	2374	39929	72	102	8202	228920
Umwälzbetrieb	1219	753	510	3476	1168	96	4191	197	3261	589		190	15651
Nuklear		40126	22217	143442	52980	4198	325274				3494		591730
Andere		8	637	2097				18	3653		137	2	6553
Total Prod. (= Strommix X)	50282	67869	58095	478662	144537	19544	436312	34385	212333	1230	73208	28296	1604754
2. Exporte													
Total	8953	6299	28675	26558	3509	1668	58870	496	720	589	3793	1557	137136
3. Importe													
Austria			429	4023		1367			1679				8380
Belgien							2221			797	3281		6299
Schweiz	509			5276			442		17899				24126
Deutschland	4921		3304				44			3782	10156		26376
Spanien							1409					2035	3444
Frankreich		3234	16209	11408	2511				15990				43148
HR/Slo	72								1546				1619
Italien	0		568			472	205						720
Luxemburg				589									589
Niederlande		3105		688									3793
Portugal					1557								1557
Rest-Jugosl. weitere	3323		2519	4207	0	174	11	489	573				489
Total Import	8826	6339	23028	26191	4068	1978	4330	1062	37114	4579	13437	2035	128790
Strommix X Import	50155	67909	52448	478294	145097	19854	381772	34951	248728	5220	82853	28774	1596407

Tab. XVI.2.6 Nettostromproduktion in den Ländern der UCPTE - Durchschnittswerte der Jahre 1990 bis 1994, Annahmen und Quellen siehe Text, ¹⁾: verbucht als "Strom ab Brenngas"

GWh	Beznau I	BeznauII	Gösgen	Leib- stadt	Mühle- berg	Total
1990	2540	2617	7080	7572	2489	22298
1991	2474	2601	7096	7060	2423	21654
1992	2456	2354	7352	7538	2421	22121
1993	2145	2617	7349	7338	2580	22029
1994	2668	3052	7614	6996	2654	22984
Schnitt	2457	2648	7298	7301	2513	22217

Tab.XVI.2.7 Nettostromproduktion mit Kernenergie in der Schweiz <BEW 1991 bis 1995>

Die Kategorie "Andere" bei der Eigenproduktion der verschiedenen Länder beinhaltet Erzeugungsanlagen wie Geothermische Kraftwerke, Wind- und Solaranlagen, WKK oder KVA. Im Falle der Schweiz handelt es sich nur um den Anteil der KVA (siehe Tab. XVI.2.1), weshalb dieser Anteil nicht in Ecoinvent verbucht wird. Bei den übrigen Ländern wird dieser Anteil zusammen mit der Wasserkraft verbucht. Da die aufgeführten Energieerzeugungsanlagen vorwiegend geotherm. und Windkraftwerke sind, welche analog zur Wasserkraft vor allem einen hohen Bauaufwand bedingen, ist diese Zuordnung gerechtfertigt.

2.5 Zusammenfassung der Eingabedaten

2.5.1 Strommixe des UCPT-Verbandes unter Berücksichtigung von Ein- und Ausfuhren

pro TJ	A	B	CH	Dt	E	Ex-Jug	F	GR	It	Lux	NL	P
Steinkohle ¹⁾	0.051	0.215		0.263	0.319	0.017	0.059		0.088		0.267	0.313
Braunkohle ²⁾	0.027			0.246	0.079	0.177	0.005	0.685				0.007
Erdöl ³⁾	0.040	0.017	0.006	0.019	0.054	0.113	0.016	0.206	0.417	0.006	0.035	0.316
Erdgas ⁴⁾	0.115	0.084		0.064	0.004	0.048	0.007	0.002	0.144	0.004	0.453	
weitere Gase ⁷⁾	0.023	0.040		0.025			0.012	0.003	0.015	0.048	0.041	0.018
<i>konv.-therm.</i>	0.256	0.357	0.006	0.617	0.456	0.354	0.099	0.896	0.663	0.058	0.795	0.653
Nuklear ⁷⁾	0.548	0.004	0.329	0.033	0.152	0.349	0.144	0.067	0.160	0.007	0.001	0.270
Wasserkraft ⁵⁾	0.020	0.010	0.005	0.007	0.008	0.004	0.010	0.006	0.013	0.058	0.000	0.006
Umwälzkraft ⁶⁾		0.537	0.215	0.284	0.356	0.194	0.737				0.040	
andere ⁷⁾		0.000	0.006	0.004					0.015		0.002	
Importe												
aus Austria			0.008	0.008		0.068			0.007			
aus Belgien							0.006			0.152	0.040	
aus Schweiz	0.010			0.011	0.000		0.001	0.000	0.072			
aus Deutschland	0.098		0.063							0.725	0.122	
aus Spanien							0.004					0.071
aus Frankreich		0.047	0.309	0.024	0.017				0.064			
aus Griechenland												
aus HR/Slo ⁷⁾	0.001											
aus Italien			0.011			0.023						
aus Luxemburg				0.001								
aus Niederlande		0.045		0.001								
aus Portugal					0.011							
aus Rest-Jug. ⁷⁾								0.015				
aus weiteren ⁷⁾	0.066		0.048	0.009		0.007		0.016				

Tab. XVI.2.8 Eingabedaten für die Module "Strom - Mix X Import" mit Berücksichtigung von Stromein- und -ausfuhren. Die Verknüpfungen erfolgen ¹⁾: über "Strom ab Stk-Kraftwerk in X", ²⁾: "Strom ab Brk-Kraftwerk in X", ³⁾: "Strom oelthermisch X", ⁴⁾: "Brenngas-Kraftwerk X", ⁵⁾: über "Wasserkraft X" resp. ⁶⁾: "Umwälzwasserkraft X", ⁷⁾: vgl. Kap. XVI.2.4. Die Verknüpfung der Importe geschieht über das Modul "Strom - Mix X" des jeweiligen Landes (gemäss Tab.XVI.2.9)

2.5.2 Die Inlandproduktion der Staaten des UCPT-Verbandes

pro TJ	A	B	CH	Dt	E	ex-Jug	F	GR	It	Lux	NL	P	UCPTE
Steinkohle ¹⁾	0.062	0.237		0.278	0.328	0.019	0.059		0.104		0.318	0.337	0.175
Braunkohle ²⁾	0.033			0.260	0.081	0.196	0.005	0.707				0.007	0.105
Erdöl ³⁾	0.049	0.019	0.010	0.020	0.055	0.125	0.016	0.212	0.490	0.045	0.042	0.340	0.097
Erdgas ⁴⁾	0.139	0.093		0.068	0.004	0.054	0.007	0.002	0.169	0.033	0.540	0.000	0.079
weitere Gase ⁷⁾	0.027	0.044		0.026			0.012	0.003	0.017	0.390	0.048	0.019	0.019
<i>konv.-therm.</i>	0.311	0.393	0.010	0.653	0.469	0.394	0.100	0.925	0.780	0.468	0.949	0.703	0.475
Nuklear ⁷⁾		0.591	0.383	0.301	0.367	0.215	0.745	0.000	0.000	0.000	0.048	0.000	0.369
Wasserkraft ⁵⁾	0.665	0.004	0.587	0.035	0.157	0.387	0.145	0.069	0.188	0.059	0.001	0.290	0.142
Umwälzkraft ⁶⁾	0.024	0.011	0.009	0.007	0.008	0.005	0.010	0.006	0.015	0.473		0.007	0.010
andere ⁷⁾			0.011	0.004				0.000	0.017		0.002		0.004

Tab. XVI.2.9 Eingabedaten für die Module "Strom - Mix X" mit Berücksichtigung nur der Inlandproduktion. Verknüpfungen erfolgen über ¹⁾: "Strom ab Stk-Kraftwerk in X", ²⁾: "Strom ab Brk-Kraftwerk in X", ³⁾: "Strom oelthermisch X", ⁴⁾: "Brenngas-Kraftwerk X", ⁵⁾: über "Wasserkraft X" resp. ⁶⁾: "Umwälzwasserkraft X", ⁷⁾: vgl. Kap. XVI.2.4

3. Resultate

In diesem Kapitel erfolgt eine erste Resultatauswertung auf der Basis ausgewählter Grössen (Ressourcen, Materialien, Transporte, Emissionen und Abfälle). Die Auswahl der in den Listen aufgeführten Schadstoffe erfolgte nicht aufgrund der Umweltrelevanz, sondern bietet die Basis, die betrachteten Energiesysteme bezüglich der durch die Teilprozesse beigesteuerten Anteile zu analysieren. Ausführliche Energie- und Stoffbilanz-Tabellen befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate" der CD-Rom.

3.1 Ergebnisse auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark"

3.1.1 UCPTE

Ressourcenbedarf

Mit Ausnahme der Renaturierungsflächen (Kat. II - III, m²a) weisen die fossilen Kraftwerke zwischen knapp 80 und über 95 % der gesamten durch die Stromerzeugung verursachten Flächeninanspruchnahme aus. Dabei beansprucht die Steinkohle bei Kat. II - IV und III - IV jeweils rund 40 %. Mineralöl ist an der Kategorie IV - IV zu rund 40 % und an der Beanspruchung der Benthosfläche (II - III) zu rund 70 % beteiligt. Die lange Renaturierungsdauer in den Uranabbaugebieten sorgt dafür, dass über 90 % der Flächeninanspruchnahme II - III von der Kernkraft stammen.

Der Wasserbedarf zu Turbinier-, Kühl- und anderen Zwecken wird durch die Wasserkraft bestimmt. Über 95 % des Wasserbedarfs wird turbinert und verstromt.

Die Abwärmeproduktion beträgt knapp 1.9 TJ/TJ_e. Damit werden pro TJ_e 2.9 TJ Abwärme freigesetzt, d.h. nicht-erneuerbare Energien entwertet, was einem Systemwirkungsgrad von 34.5 % entspricht. Neben einem negativen Anteil der Hydroelektrizität liefern die thermischen Kraftwerke entsprechend ihren ähnlichen Wirkungsgraden auch ähnliche Beiträge. In Fig. XIII.3.1 wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit die produzierte und gelieferte Elektrizität ebenfalls als Abwärme verbucht (Betreffend der Aussagekraft der Abwärme siehe Teil III.Methodik).

Beim Materialbedarf und den Transportleistungen fallen die überdurchschnittlichen Anteile der Steinkohlekraft auf, wobei die hohen Transportleistungen (in tkm) einen signifikanten Einfluss auf den Materialbedarf ausüben.

Emissionen in die Luft

Bei den Luftschadstoffen dominieren erwartungsgemäss meist die fossilen Systeme. Der Anteil von Wasserkraft und Kernenergie liegt zwischen 1 und 3 %, für CO₂ bei 1.7 %. Innerhalb der fossilen Systeme zeigen sich brennstoffspezifische Unterschiede, indem z.B. für die HCl-Emissionen vorwiegend die Kohlekraftwerke trotz 80% Abscheidegrad in der REA (falls installiert) verantwortlich sind (über 98 %). Die Methanemissionen stammen zu gut 3/4 aus der Kohlekraft (v.a. Steinkohle) und zu 15 % aus gastermischen Kraftwerken. Bei den SO₂- und NO_x- Emissionen macht die Kohlekraft trotz DeNO_x- und Entschwefelungsanlagen in Deutschland, Holland und Österreich noch über 65 % am Gesamttotal aus, obwohl lediglich 28% des Stroms mit Kohle erzeugt wird. Verantwortlich dafür sind Länder wie Spanien, die Staaten des ehemaligen Jugoslawiens und Griechenland, welche z.T. Kohle sehr schlechter Qualität mit ungenügender Umwelttechnik verstromen. Die Daten zu den länderspezifischen Emissionen können Kap.VI.11 entnommen werden. Die sehr hohen Transportaufwendungen der Importkohle führen zudem gerade bei den NO_x- und SO₂-Emissionen zu relevanten Zusatzemissionen.

Bei den Benzo(a)Pyren-Emissionen ist der Anteil der Brenngas-Kraftwerke auffallend hoch (knapp 90 %). Der Grund dafür liegt darin, dass rund 7 Energie-% Kokereigase eingesetzt werden, welche aus der Steinkohle-Kokerei stammen. Wie schon anderweitig erwähnt, ist die Kokerei bezüglich der B(a)P-Emissionen eine bedeutende Quelle. Der Emissionsfaktor von Quecksilber wird als Folge der Brennstoffqualitäten zu über 90 % durch die Kohlekraft bestimmt. Quecksilberhaltige Erdölgase, welche abgefackelt werden resp. vorgelagerte Emissionen der Erdgaskette spielen eine untergeordnete Rolle. Insgesamt liegt der Hg-Emissionsfaktor bei 8.1 g/TJ_e ab Kraftwerk resp. bei 9.6 g/TJ_e bei Niederspannungsbezug ab Netz.

Radon- und Edelgas-Emissionen werden von der Kernenergiekette dominiert. Aktinid-Emissionen stammen zu rund 80 % aus der Nuklearstromproduktion, währenddem bei den Aerosolen sich die Kohlekraft und die Kernkraft die Emissionen teilen, wobei die Kohle rund 60 % ausmacht.

pro TJeUCPTE-Mix		Steinkohle	Braunkohle	Mineralöl	Brenngas	Wasserkraft	Umwälzwasserkraft	Kernkraft	StrommixUCPTE
Anteil Stromerzeugung	%	17.50%	10.53%	9.70%	9.75%	14.25%	0.98%	36.89%	100.00%
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	3.3E+02	1.94E+02	3.77E+01	2.57E+01	1.85E+02	1.70E+02	1.03E+04	1.11E+04
Fläche II-IV	m2a	7.95E+01	1.05E+01	6.44E+01	2.51E+01	3.95E+00	3.20E+00	1.91E+01	2.06E+02
Fläche III-IV	m2a	3.75E+01	1.91E+01	1.08E+01	1.68E+01	5.96E-01	1.31E+00	2.88E+00	8.88E+01
Fläche IV-IV	m2a	8.56E-02	1.50E-02	1.37E-01	1.57E-02	4.45E-03	5.26E-03	7.23E-02	3.35E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	3.33E+01	4.32E+00	4.94E+02	1.40E+02	7.87E-01	9.80E+00	9.81E+00	6.92E+02
Holz trocken	t	2.31E-01	2.90E-03	2.76E-03	1.01E-02	4.20E-04	3.71E-03	7.89E-03	2.59E-01
Rohbraunkohle	kg	3.41E+02	4.36E+04	1.19E+02	2.58E+01	9.32E+00	6.21E+02	8.78E+01	4.48E+04
Rohfoerdersteinkohle	kg	3.20E+04	1.47E+02	1.45E+02	1.18E+03	4.19E+01	4.92E+02	4.65E+02	3.45E+04
Erdgas	Nm3	7.88E+01	3.44E+01	1.98E+01	5.74E+03	2.18E+00	8.40E+01	1.43E+02	6.10E+03
Rohoel	t	4.52E-01	5.03E-02	7.09E+00	1.23E-01	1.07E-02	1.13E-01	9.07E-02	7.93E+00
Uran	kg	2.33E-02	9.97E-03	8.14E-03	1.78E-03	6.40E-04	4.22E-02	2.90E+00	2.98E+00
Pot. Energie Wasser	TJ	1.55E-03	6.57E-04	5.38E-04	1.31E-04	1.82E-01	2.74E-03	7.34E-04	1.89E-01
Wasser	kg	1.00E+07	4.89E+06	4.70E+06	7.44E+05	9.36E+08	1.81E+07	4.50E+06	9.79E+08
Strom	TJ	1.84E-01	1.08E-01	9.99E-02	9.85E-02	1.45E-01	1.46E-02	3.84E-01	1.03E+00
Materialien									
Materialien	kg	1.33E+03	3.38E+02	2.75E+02	3.64E+02	8.54E+02	1.17E+02	6.42E+02	3.92E+03
Kalkstein	kg	3.87E+02	1.98E+02	4.18E+01	1.95E+01	9.33E+01	1.81E+01	6.01E+01	8.18E+02
Kies	kg	5.11E+02	7.26E+01	1.09E+02	4.78E+01	7.05E+02	7.49E+01	2.67E+02	1.79E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.28E+02	2.85E+01	4.39E+01	3.85E+01	2.07E+01	6.38E+00	4.32E+01	3.09E+02
Kupfer	kg	7.49E-01	5.75E-01	4.05E-01	4.28E-01	8.24E-03	5.52E-02	8.34E-01	3.05E+00
Transporte									
Transport Strasse	tkm	3.57E+02	2.43E+01	1.49E+02	3.34E+01	1.50E+01	1.14E+01	1.40E+02	7.31E+02
Transport Schiene	tkm	5.58E+03	9.36E+01	7.13E+02	7.17E+01	3.71E+01	1.02E+02	2.20E+02	6.82E+03
Transport Wasser	tkm	9.85E+04	8.21E+02	3.10E+04	1.24E+03	3.05E+02	1.96E+03	2.15E+03	1.36E+05
Abwaerme	TJ	3.73E-01	3.09E-01	2.27E-01	2.05E-01	-1.41E-01	3.06E-02	8.60E-01	1.86E+00
Emissionen Luft									
CO2 mobil	kg	7.88E+02	8.94E+00	1.94E+02	1.22E+01	4.22E+00	1.54E+01	3.23E+01	1.05E+03
CO2 prozessbedingt	kg	-1.17E+02	9.41E+01	8.13E+02	6.88E+01	4.99E+01	1.72E+01	3.95E+01	9.66E+02
CO2 feuerungsbedingt	kg	4.76E+04	3.90E+04	2.12E+04	2.37E+04	9.53E+01	1.91E+03	1.26E+03	1.35E+05
SOx	kg	1.86E+02	3.81E+02	2.29E+02	5.68E+00	4.09E-01	1.17E+01	9.26E+00	8.23E+02
NOx	kg	7.89E+01	5.88E+01	4.90E+01	3.98E+01	4.55E-01	3.34E+00	3.54E+00	2.34E+02
CH4	kg	1.75E+02	3.32E+00	2.99E+01	3.64E+01	3.39E-01	3.60E+00	3.80E+00	2.52E+02
NM VOC	kg	5.93E+00	1.33E+00	5.70E+01	6.04E+00	1.35E-01	1.04E+00	1.48E+00	7.30E+01
BTEX-Aromaten	kg	6.44E-01	4.33E-01	2.13E-01	1.32E-01	7.25E-04	2.06E-02	1.51E-02	1.46E+00
Benzo(a)Pyren	kg	1.50E-05	3.42E-06	9.26E-06	3.60E-05	2.41E-06	1.28E-06	4.91E-06	7.23E-05
HCl	kg	1.05E+01	1.43E+01	2.83E-01	2.15E-02	7.15E-03	3.62E-01	1.70E-01	2.56E+01
Hg	kg	5.69E-03	2.04E-03	9.70E-05	7.28E-05	5.70E-06	1.15E-04	8.41E-05	8.10E-03
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.28E+06	5.49E+05	4.48E+05	9.85E+04	3.52E+04	2.32E+06	1.59E+08	1.64E+08
Edelgase	kBq	8.82E+05	3.78E+05	3.08E+05	6.77E+04	2.42E+04	1.60E+06	1.10E+08	1.13E+08
Aerosole	kBq	3.01E+01	7.28E+00	1.61E-01	4.75E-02	1.40E-02	8.19E-01	2.01E+01	5.85E+01
Aktinide in Luft	kBq	4.36E+00	1.14E+00	1.66E-01	3.79E-02	1.32E-02	8.58E-01	5.42E+01	6.08E+01
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	3.26E+02	4.18E+00	1.96E+02	1.74E+01	7.20E-01	8.18E+00	2.42E+01	5.76E+02
Sulfate	kg	2.26E+02	1.47E+02	9.68E+00	1.09E+01	3.82E-01	8.24E+00	1.81E+02	5.83E+02
Ammoniak als N	kg	6.20E-02	5.55E-03	2.94E-01	1.75E-02	1.58E-03	1.33E-02	5.39E-01	9.32E-01
Fette und Oeie Land	kg	6.35E-03	1.12E-03	4.63E-02	3.36E-02	4.30E-04	1.35E-03	2.95E-03	9.21E-02
Fette und Oeie Meer	kg	4.11E-01	4.65E-02	6.42E+00	2.50E-01	9.72E-03	1.04E-01	8.60E-02	7.33E+00
aromat. KWe	kg	2.59E-02	3.01E-03	3.92E-01	1.76E-02	7.27E-04	6.43E-03	5.50E-03	4.51E-01
Zink	kg	5.18E-01	4.11E-03	1.21E-02	2.15E-02	9.26E-04	8.31E-03	1.62E-02	5.81E-01
Ra	kBq	4.45E+02	1.86E+02	2.41E+02	3.48E+01	1.21E+01	7.90E+02	5.42E+04	5.59E+04
H3	kBq	3.54E+04	1.52E+04	1.24E+04	2.71E+03	9.73E+02	6.42E+04	4.39E+06	4.52E+06
Nuklidgemisch	kBq	5.90E+01	1.35E+01	1.13E+01	2.41E+00	8.66E-01	5.70E+01	3.87E+03	4.02E+03
Aktinide in Wasser	kBq	3.75E+01	1.20E+01	8.05E+01	3.28E+00	8.42E-01	4.97E+01	3.33E+03	3.51E+03
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	1.06E+04	1.34E+02	9.70E+01	4.54E+02	8.07E+02	2.38E+02	4.76E+02	1.28E+04
Reststoffdeponie	kg	9.19E+02	4.95E+03	9.47E+01	3.47E+01	1.74E+00	8.63E+01	8.30E+01	6.17E+03
Reaktordeponie	kg	3.33E+00	1.77E+00	2.42E+00	6.17E-01	1.98E-02	1.27E-01	5.87E-01	8.86E+00
KVA	kg	4.88E-01	4.30E-02	4.50E-01	8.51E-02	3.45E-02	2.61E-02	4.32E-01	1.56E+00
Sonderabfälle	kg	4.29E+00	1.65E+00	6.42E+00	2.17E-01	9.76E-02	2.04E-01	1.06E+00	1.39E+01
Abfälle in Landfarming	kg	2.91E+00	3.75E-01	4.30E+01	1.14E+01	6.94E-02	8.42E-01	8.48E-01	5.94E+01
Schwachaktive Abfälle	m3	1.15E-04	2.07E-05	1.43E-03	2.64E-05	2.82E-06	6.79E-05	3.13E-03	4.79E-03
Schwach- /Mittelaktive Abfälle	m3	4.87E-05	2.08E-05	1.71E-05	3.73E-06	1.34E-06	8.84E-05	6.05E-03	6.23E-03
Hochaktive Abfälle	m3	3.97E-06	1.71E-06	1.40E-06	3.05E-07	1.10E-07	7.22E-06	4.94E-04	5.09E-04

Tab. XVI.3.1 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Elektrizitätserzeugung UCPTE ab Klemme Kraftwerkspark aufgeteilt auf die verschiedenen Energieträger, Bezugsgrösse: 1 TJe

Emissionen ins Wasser

Bei den Wasserschadstoffen sind vor allem die Kohle-, Öl- und Kernkraftwerke von Bedeutung. Während bei den Chloriden Steinkohle und Öl rund 90 % der Emissionen verursachen, sind es bei den Sulfaten Stein- und Braunkohle sowie die Kernenergie. Öl- und damit zusammenhängende Emissionen (aromatische Kohlenwasserstoffe) werden überwiegend innerhalb der Erdölprozesskette emittiert (über 85 %), währenddem Zink praktisch ausschliesslich im Steinkohlebergbau (Sickerwässer Abraumhalden) anfällt. Dies erklärt auch den erhöhten Anteil der Brenngaskraftwerke, weil über das verstromte Kokereigas ein Bedarf an Rohfördersteinkohle besteht. Ammoniak wird überwiegend durch Öl- und Kernkraftwerke emittiert (rund 30 resp. 60 %). Bei den vier Kategorien radioaktiver Emissionen dominiert die Kernenergiekette mit Anteilen von jeweils deutlich über 90 %.

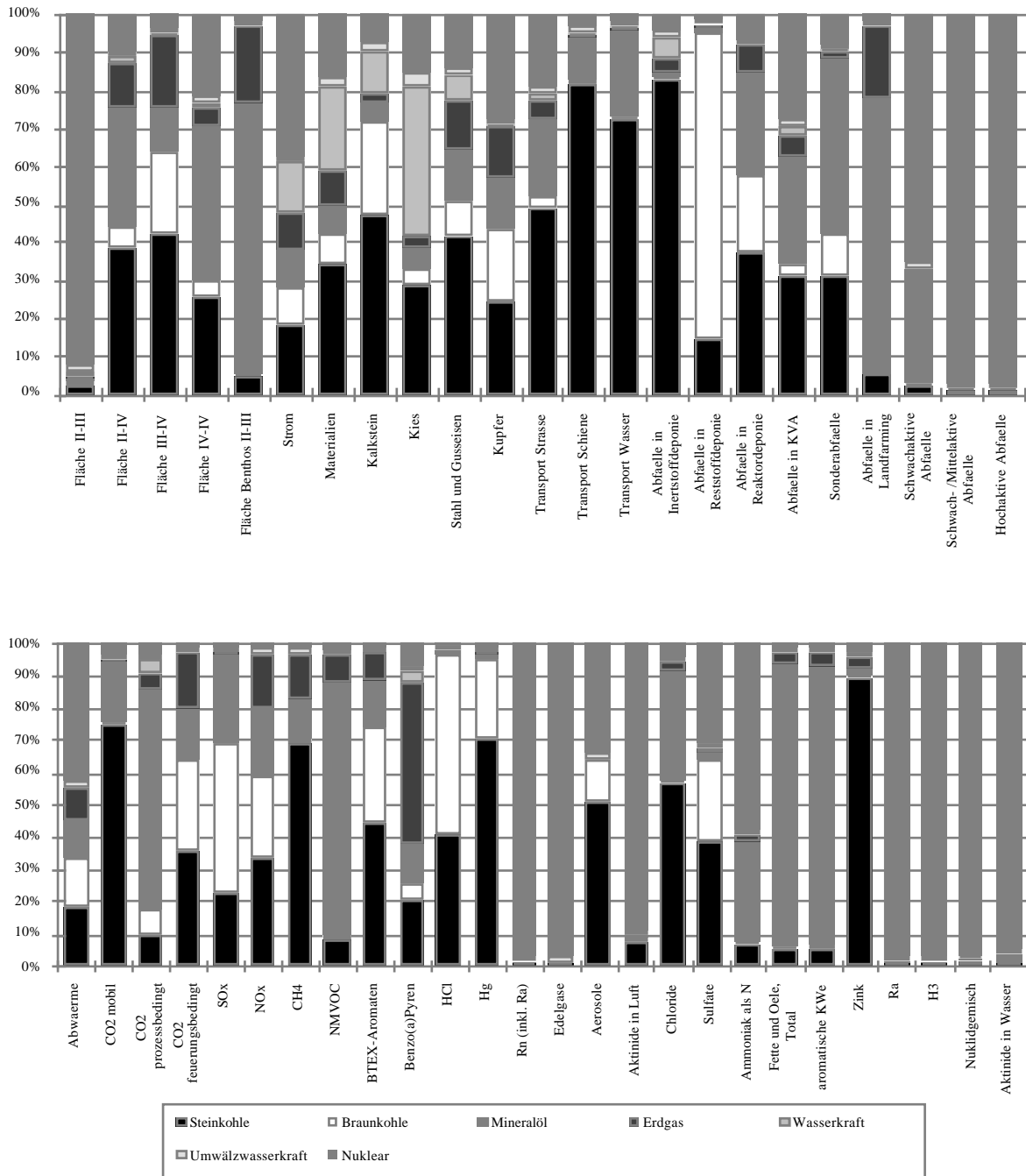


Fig. XVI.3.1 Relative Beiträge der Kraftwerkstypen bezüglich Ressourcenbedarf, Abfallaufkommen (oben) und Emissionen (unten) innerhalb des UCPT-Stromverbundes, Bezugsraum 1990-94

Abfälle

Steinkohlekraftwerke sind abfallintensiv bezüglich Inertstoffen, Reststoffen und Stoffen für die Reaktordeponie. Die Kernenergie steuert einzig bei den in KVA's zu entsorgenden und bei den radioaktiven Abfällen namhafte Anteile bei, während die Wasserkraft unterdurchschnittliche Abfallmengen verursacht. Als überdurchschnittlich abfallintensiv zeigen sich auch ölthermische Kraftwerke. Insbesondere in den Bereichen Sonderabfälle (Ölschlamm) und Landfarming. Letzteres ist eine Entsorgungstechnik, welche nur bei Erdöl- und Erdgasprozesskette angewandt wird (Bohrschlamm, Raffinerieschlämme). Bei der Diskussion der Abfälle muss darauf hingewiesen werden, dass die daraus resultierenden Umwelteinwirkungen bereits teilweise berücksichtigt werden und die hier prä-sentierete Aggregation der verschiedenen Abfälle die ökologische Relevanz nicht widerspiegeln kann. Zu beachten ist ferner, dass die Abraumhalden der Uranerz-Gewinnung nicht bilanziert sind (im Gegensatz zum Kohlebergbau), weshalb hier ein mengenmässiger Vergleich nicht angezeigt ist.

Bei den radioaktiven Abfällen fällt der überproportional hohe Anteil der schwachaktiven Abfälle aus ölthermischen Kraftwerken auf. Für diese bei der Erdölförderung anfallenden Abfälle wird mangels Angaben angenommen, dass sie deponiert werden. Aufgrund der hohen Fracht (rund $0.2 \text{ dm}^3/\text{t}_{\text{Rohöl}}$) muss jedoch davon ausgegangen werden, dass diese Abfälle auch anderweitig entsorgt werden (Meeresboden). Die Werte der beiden andern Kategorien radioaktiver Abfälle werden weitgehend durch den Nuklearstrom bestimmt.

Die Umwälzwasserkraft kann als Batterie und Speicher für Grundlastkraftwerke verstanden werden. Sie steuert aufgrund ihres schlechteren Systemwirkungsgrades durchwegs überdurchschnittliche Anteile bei, welche aber aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung kaum ins Gewicht fallen und mit anderen Stromspeichersystemen verglichen werden müssten.

3.1.2 Schweiz (Variante 1)

Ressourcenbedarf

Während die Kernenergie gegenüber der Wasserkraft höhere Kennwerte für Flächeninanspruchnahme (in m^2a) aufweist (insbesondere im Bereich der Renaturierung), zeigt sich die geringere Materialintensität deutlich. Knapp 80 % des für die Stromerzeugung benötigten Materials wird bei der Wasserkraft eingesetzt.

Die Abwärmeemissionen liegen mit $0.35 \text{ TJ}/\text{TJ}_e$ als Folge des hohen Anteils an Hydroelektrizität gegenüber dem europäischen Mix deutlich tiefer. Es werden insgesamt 1.35 TJ nichterneuerbare Energieträger umgewandelt, was einem Systemwirkungsgrad von 74 % entspricht.

Emissionen in die Luft

Bei den atmosphärischen Emissionen zeigt sich, dass die feuerungsbedingten CO_2 -Emissionen der ölthermischen Kraftwerke rund 45 % der kumulierten Emissionen des schweizerischen Strommix ausmachen. Die restlichen Emissionen stammen aus vorgelagerten Prozessschritten. Insgesamt liegt aber der CO_2 -Emissionsfaktor mit rund $5'000 \text{ kg}/\text{TJ}_e$ bei lediglich 3.6 % desjenigen des UCPTE-Mix.

Bei SO_2 , NO_x und HCl zeigen sich die Einflüsse der vorgelagerten Prozesse (Strom UCPTE für Materialherstellung und Transporte) indem hier die Kernenergie erhöhte Anteile beisteuert. Bezogen auf den Anteil der Stromproduktion von 1.2 % ist das ölthermische Kraftwerk Hauptemittent aller hier aufgeführten Luftschadstoffe (Ausnahme radioaktive Substanzen). Mit Ausnahme von CO_2 , CH_4 , BTEX-Aromaten und NMVOC sind aber mehrheitlich die vorgelagerten Emissionen für die Emissionsfaktoren des schweizerischen Elektrizitätsmix verantwortlich. Die kumulierten Emissionen liegen jedoch um einen Faktor 2.5 bis 10 unterhalb derjenigen des UCPTE-Mix. Die Emissionsfaktoren der vier Kategorien radioaktiver Substanzen werden zu 98 % durch die Kernenergie bestimmt.

Strommix, Resultate

		Strom oelthermisch CH 1.00%	Strom ab Wasserkraft CH 58.70%	Umwaelzwas serkraft CH 0.90%	Strom ab KKW CH 38.30%	Strommix CH 100%	Strommix CH-Import
Anteil Stromerzeugung							
Ressourcen							
Fläche II-III	m2a	3.39E+00	7.63E+02	1.98E+02	1.07E+04	1.17E+04	1.44E+04
Fläche II-IV	m2a	5.94E+00	1.63E+01	1.29E+00	2.00E+01	4.36E+01	7.84E+01
Fläche III-IV	m2a	9.06E-01	2.44E+00	3.82E-01	3.19E+00	6.92E+00	2.51E+01
Fläche IV-IV	m2a	1.34E-02	1.85E-02	2.72E-03	7.39E-02	1.09E-01	1.72E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	4.51E+01	2.91E+00	2.19E+00	9.80E+00	6.00E+01	1.63E+02
Holz trocken	t	1.56E-04	1.66E-03	1.04E-03	9.54E-03	1.24E-02	7.75E-02
Rohbraunkohle	kg	9.79E+00	1.89E+01	1.22E+02	5.52E+01	2.06E+02	9.33E+03
Rohfoerdersteinkohle	kg	1.26E+01	1.60E+02	1.28E+02	6.82E+02	9.82E+02	9.57E+03
Erdgas	Nm3	1.48E+00	6.52E+00	1.58E+01	1.44E+02	1.68E+02	1.20E+03
Rohoel	t	7.12E-01	4.01E-02	2.57E-02	9.00E-02	8.68E-01	1.92E+00
Uran	kg	7.23E-04	2.78E-03	5.04E-02	3.03E+00	3.08E+00	3.88E+00
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	5.85E-05	7.57E-01	6.62E-03	1.18E-03	7.65E-01	5.10E-01
Wasser	kg	3.04E+05	3.24E+09	3.29E+07	6.32E+06	3.28E+09	2.29E+09
Strom	TJ	1.03E-02	6.05E-01	1.34E-02	3.98E-01	1.03E+00	1.03E+00
Materialien							
Materialien	kg	2.40E+01	3.55E+03	1.06E+02	6.59E+02	4.33E+03	3.86E+03
Kalkstein	kg	3.63E+00	3.89E+02	1.28E+01	6.20E+01	4.67E+02	5.17E+02
Kies	kg	8.75E+00	2.94E+03	7.83E+01	2.70E+02	3.29E+03	2.55E+03
Stahl und Gusseisen	kg	4.26E+00	8.69E+01	4.10E+00	4.14E+01	1.37E+02	1.73E+02
Kupfer	kg	4.00E-02	3.40E-02	3.18E-02	7.47E-01	8.53E-01	1.59E+00
Transporte							
Transport Strasse	tkm	1.44E+01	5.93E+01	5.77E+00	1.49E+02	2.28E+02	3.73E+02
Transport Schiene	tkm	6.96E+00	1.60E+02	2.82E+01	2.64E+02	4.59E+02	1.89E+03
Transport Wasser	tkm	2.88E+03	1.22E+03	4.52E+02	2.77E+03	7.32E+03	3.24E+04
Abwaerme	TJ	2.34E-02	-5.82E-01	1.73E-02	8.92E-01	3.51E-01	1.02E+00
Emissionen Luft							
CO2 mobil	kg	1.74E+01	1.70E+01	3.98E+00	3.83E+01	7.66E+01	2.79E+02
CO2 prozessbedingt	kg	8.14E+01	2.07E+02	8.24E+00	3.75E+01	3.34E+02	3.83E+02
CO2 feuerungsbedingt	kg	2.27E+03	3.36E+02	4.54E+02	1.53E+03	4.59E+03	3.43E+04
SOx	kg	1.05E+01	1.34E+00	2.32E+00	9.61E+00	2.38E+01	1.76E+02
NOx	kg	3.37E+00	1.75E+00	8.08E-01	4.02E+00	9.95E+00	5.99E+01
CH4	kg	2.87E+00	1.31E+00	9.45E-01	4.98E+00	1.01E+01	7.04E+01
NMVOC	kg	5.68E+00	5.17E-01	2.48E-01	1.51E+00	7.95E+00	1.84E+01
BTEX-Aromaten	kg	2.48E-02	2.36E-03	4.87E-03	1.91E-02	5.11E-02	3.70E-01
Benzo(a)Pyren	kg	9.24E-07	1.01E-05	6.01E-07	4.71E-06	1.63E-05	3.00E-05
HCl	kg	1.38E-02	1.84E-02	7.70E-02	2.29E-01	3.39E-01	5.87E+00
Hg	kg	8.94E-06	2.02E-05	2.56E-05	1.21E-04	1.76E-04	1.93E-03
Rn (inkl. Ra)	kBq	3.98E+04	1.53E+05	2.77E+06	1.67E+08	1.70E+08	2.14E+08
Edelgase	kBq	2.75E+04	1.07E+05	1.95E+06	1.18E+08	1.20E+08	1.50E+08
Aerosole	kBq	1.37E-02	4.52E-02	4.72E-01	2.72E+01	2.77E+01	3.63E+01
Aktinide in Luft	kBq	1.46E-02	5.50E-02	9.54E-01	5.67E+01	5.77E+01	7.33E+01
Emissionen Wasser							
Chloride	kg	1.79E+01	2.74E+00	2.26E+00	2.71E+01	5.00E+01	1.70E+02
Sulfate	kg	8.95E-01	1.42E+00	4.42E+00	1.91E+02	1.98E+02	3.38E+02
Ammoniak als N	kg	2.20E-02	6.52E-03	1.06E-02	5.67E-01	6.06E-01	8.12E-01
Fette und Oele Suesswasser	kg	4.35E-03	1.76E-03	3.64E-04	2.99E-03	9.46E-03	2.52E-02
Fette und Oele Meerwasser	kg	6.39E-01	3.65E-02	2.38E-02	8.54E-02	7.85E-01	1.77E+00
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	3.62E-02	2.79E-03	1.46E-03	5.48E-03	4.59E-02	1.08E-01
Zink	kg	1.14E-03	3.63E-03	2.30E-03	2.01E-02	2.72E-02	1.70E-01
Ra	kBq	2.18E+01	5.24E+01	9.45E+02	5.67E+04	5.77E+04	7.25E+04
H3	kBq	1.10E+03	4.26E+03	7.79E+04	4.67E+06	4.76E+06	6.00E+06
Nuklidgemisch	kBq	9.88E-01	4.01E+00	7.22E+01	4.60E+03	4.67E+03	5.56E+03
Aktinide in Wasser	kBq	7.46E+00	3.60E+00	5.82E+01	3.49E+03	3.56E+03	4.49E+03
Abfaelle							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	6.40E+00	3.35E+03	1.29E+02	5.52E+02	4.04E+03	5.90E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	1.03E+01	4.52E+00	1.43E+01	9.15E+01	1.21E+02	1.09E+03
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	2.27E-01	7.75E-02	3.84E-02	6.40E-01	9.83E-01	2.78E+00
Abfaelle in KVA	kg	4.18E-02	1.46E-01	1.57E-02	4.37E-01	6.40E-01	9.26E-01
Sonderabfaelle	kg	6.24E-01	3.77E-01	6.63E-02	1.00E+00	2.07E+00	4.55E+00
Abfaelle in Landfarming	kg	4.62E+00	2.58E-01	1.93E-01	8.50E-01	5.92E+00	1.44E+01
Schwachaktive Abfaelle	m3	1.43E-04	1.10E-05	5.56E-05	3.17E-03	3.38E-03	4.27E-03
Schwach-/Mittelaktive Abfaelle	m3	1.53E-06	6.10E-06	1.10E-04	6.93E-03	7.05E-03	8.44E-03
Hochaktive Abfaelle	m3	1.24E-07	4.83E-07	8.78E-06	5.32E-04	5.42E-04	6.77E-04

Tab. XVI.3.2 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Elektrizitätserzeugung Schweiz 1990-94 ab Klemme Kraftwerkspark aufgeteilt auf die verschiedenen Energieträger, Bezugsgrösse: 1 TJ_e. Zum Vergleich sind auch noch die kumulierten Werte für den Strommix CH-Import aufgeführt.

Emissionen ins Wasser

Auch hier liegen die kumulierten Emissionen deutlich tiefer als beim UCPTM-Mix. Während die Kernenergie bei den Sulfaten und bei Ammoniak den Hauptteil der Emissionen beisteuert, stammen Öl und aromatische Kohlenwasserstoffe vorwiegend aus der Erdöl-kette. Auch hier stammen die radioaktiven Emissionen nahezu ausschliesslich von der Kernenergie.

Abfälle

Die Wasserkraft weist bei den Inertstoffen die höchste Abfallintensität auf, während in den übrigen Kategorien die ölthermischen Kraftwerke überdurchschnittliche Anteile beisteuern. Bei den radioaktiven Abfällen gilt das unter 3.1.1 "UCPTE" Gesagte.

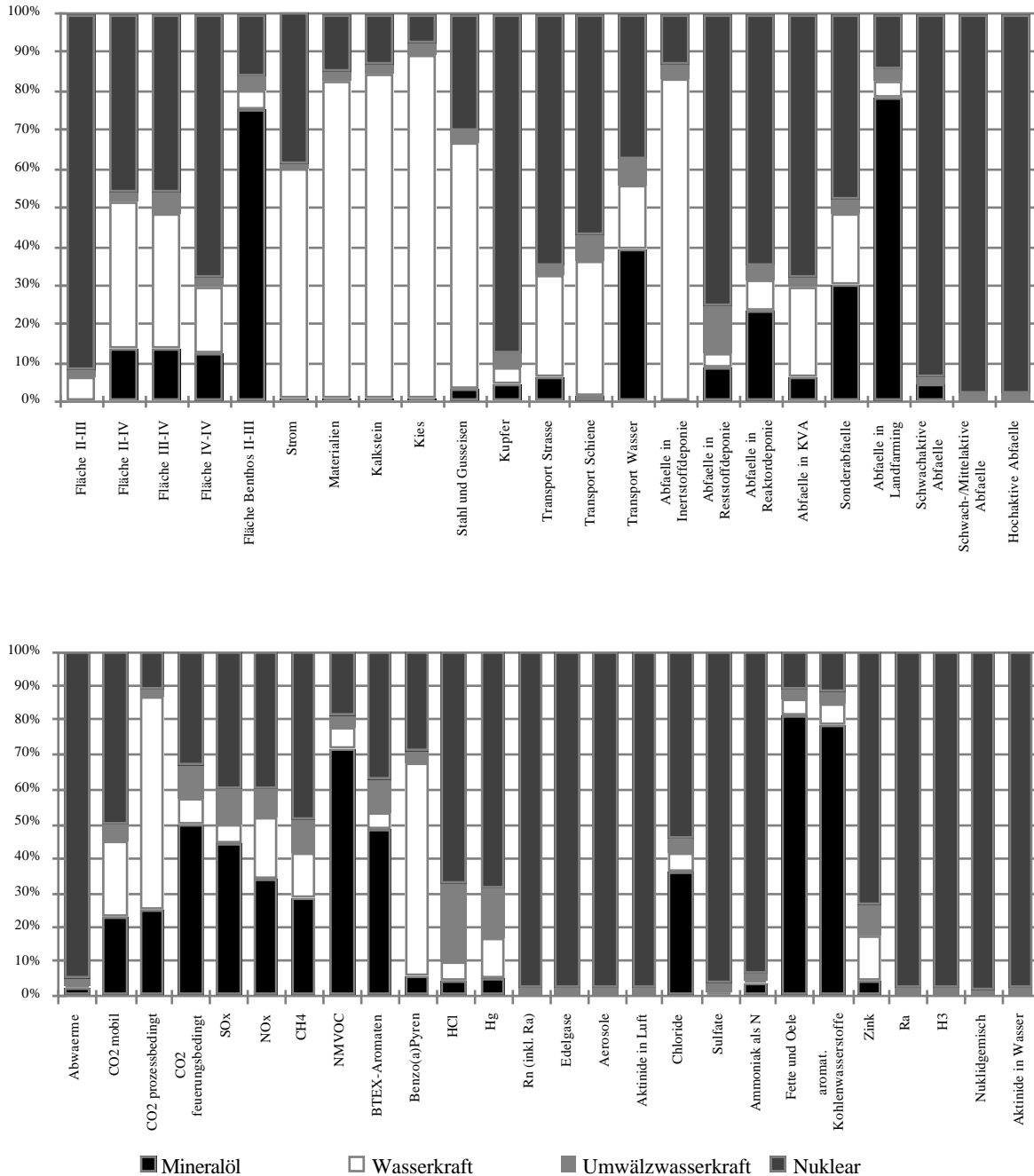


Fig. XVI.3.2 Relative Beiträge der Kraftwerkstypen bezüglich Ressourcenbedarf, Abfallaufkommen (oben) und Emissionen (unten) innerhalb der Schweiz, Bezugsraum 1990-94

3.1.3 Vergleich von Variante 1 und 3 für die Schweiz

Ein beispielhafter Vergleich der Strommixe für die Schweizer Inlandproduktion (Variante 1) mit jenem für die Schweiz unter Berücksichtigung der Ein- und Ausfuhren gemäss Variante 3 (siehe Kap. XVI.2.3) zeigt bei der Wasserkraft eine Abnahme um knapp 20%-Punkte, wogegen die konv.-thermische sowie die nuklear-thermische Erzeugung um jeweils rund 10%-Punkte ansteigen. Dabei ist die relative Änderung der Nuklearkraft viel kleiner als jene der konventionell-thermischen Erzeugung. Innerhalb der konv.-thermischen Energieträger erfahren die verschiedenen Brennstoffe ebenfalls sehr unterschiedliche relative Änderungen. In der kumulierten Energie- und Stoffbilanz für 1 TJ "ab Klemme Kraftwerkspark" (siehe Tab. XVI.3.2, Fig. XVI.3.3) wird dies beim Ressourcenverbrauch gut ersichtlich. Zu beachten ist dabei allerdings, dass diese Rohstoffe teilweise auch in vorgelagerten Prozessen von anderen Brennstoffen benötigt werden. Es wird allerdings trotzdem deutlich sichtbar, dass die Erzeugungen aus Steinkohle, Braunkohle und Brenngas viel grössere relative Änderungen erfahren als jene aus Mineralöl. Die Kernenergie - dargestellt in Form des Uranbedarfes - erfährt eine noch geringere relative Änderung.

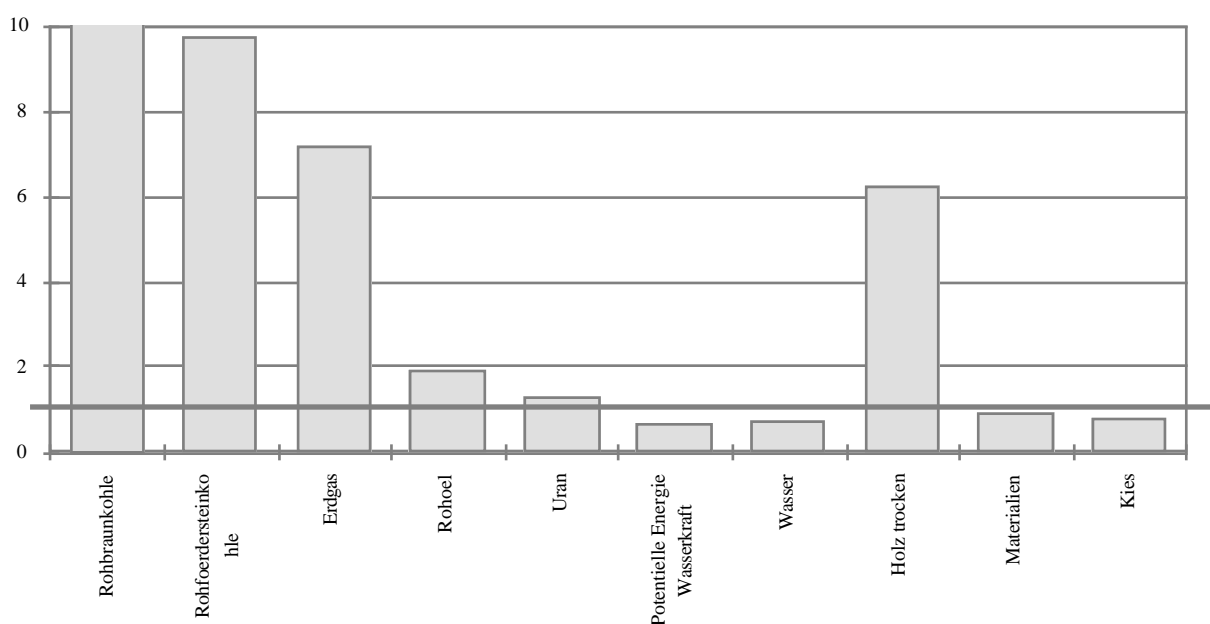


Fig. XVI.3.3 Verhältnis des Ressourcenverbrauches zwischen den Strommischen CH und CH-Import (1=Variante 1). Beachte, dass der Balken für die Rohbraunkohle nicht zu 100 % dargestellt ist (Faktor >45 !)

Der Wasserverbrauch sowie weitere durch die Wasserkraft dominierte Faktoren (Potentielle Energie Wasser, Totaler Materialverbrauch und Kies) nehmen um bis zu 30% ab. Alle übrigen Faktoren aber nehmen wegen ihrer Beeinflussung durch die fossilen Energieträger zu und führen beim Mix CH-Import (Variante 3) zu höheren Werten. Beim Holz benötigt der Import-Mix mehr als 6 mal so grossen Mengen, da es für Abstützungen im Untertagebau der Steinkohleförderung zum Einsatz kommt.

In Fig. XVI.3.4 sind stellvertretend ein Teil der *Luftschadstoffemissionen* dargestellt. Man sieht deutlich, dass die fossil bedingten Emissionen viel stärker ansteigen, als jene, die durch die Kernenergie verursacht werden. Die NMVOC stammen dabei zu mehr als 70% aus der Mineralölkette. Aus diesem Grunde ändert dieser Faktor nur um rund 100% und nicht ebenfalls um gegen 500% wie die übrigen Emissionen.

Bei den *Emissionen ausgewählter Wasserschadstoffe* lässt sich der gleiche Sachverhalt feststellen. Jene Faktoren welche aus der Kernenergie stammen, ändern auch hier nur um rund 20 bis 30%, während diejenigen aus der Erdölkette (Fette & Öle, aromatische KWe) sich um rund 100% ändern.

Für die verschiedenen *Entsorgungswege und Deponietypen* gilt ebenfalls, dass, je mehr sie von den fossilen Energieträgern dominiert sind, sich grössere relative Veränderungen ergeben.

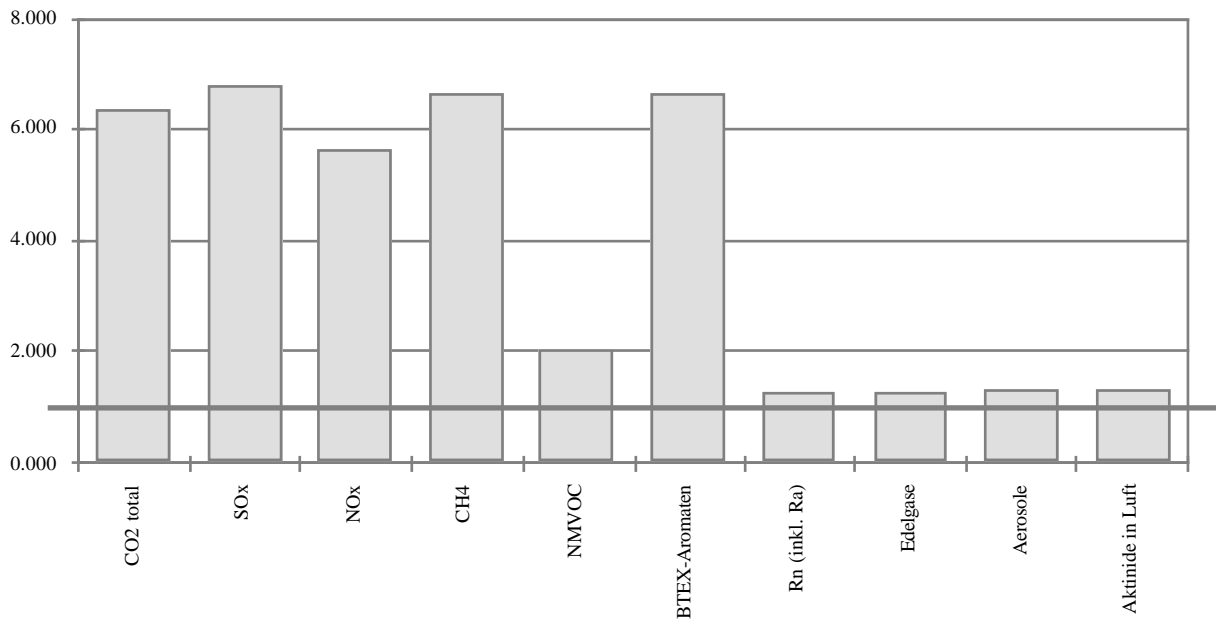


Fig. XVI.3.4 Verhältnis ausgewählter Luftschadstoffe zwischen den Stromixen CH und CH-Import (1= Variante 1).

3.1.4 Die übrigen Länder der UCPTE

Auf die gleiche Art und Weise wie für die Schweiz und für die UCPTE liessen sich auch für die übrigen Mitgliedstaaten der UCPTE die Strommixe aufschlüsseln und erläutern. Eine solche Diskussion würde hier allerdings zu weit führen. Stattdessen sei auf die Diskussion des UCPTE-Mixes verwiesen, in dessen Verlauf die Hauptemittenten der verschiedenen Energieträger erwähnt werden. Denn für den Strommix sind die Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten ausschlaggebend und so wird z.B. der Strommix F (mit rund drei Viertel Nuklear-thermischer Energie) ganz eindeutig in den radioaktiven Emissionen im Vergleich z.B. zu Italien (keine Kernenergie) höhere Werte aufweisen.

Für einen Teil der Kraftwerkstypen existieren allerdings auch länderspezifische Daten über die Emissionen für CO₂, SO_x, NO_x sowie über den Installierungsgrad der Rauchgasreinigung (siehe auch Kapitel IV, V, VI, VII, VIII).

3.2 Einfluss der Stromverteilung

3.2.1 UCPTÉ

Aufgrund der Übertragungsverluste auf den drei Spannungsebenen steigt die Energie- und Materialintensität der Elektrizität direkt je nach Spannungsniveau um 0,6, 1,8 respektive 13,8 % gegenüber dem Strom ab Klemme Kraftwerkspark an.

Daneben erhöht jedoch auch die zur Verteilung notwendige Infrastruktur den Ressourcenbedarf und die kumulierten Emissionen. Der Einfluss zeigt sich auf dem Hochspannungsniveau ressourcenseitig bei der Flächeninanspruchnahme IV - IV (+ 5 %) und beim totalen Stahlbedarf (+ 12 %). Emissionsseitig ist es vor allem Benz(a)Pyren (+ 6 %) und bei den Abfällen werden 6,5 % mehr in einer KVA entsorgt. Insgesamt ist der Einfluss gering und liegt zwischen 0,6 bis 2 %.

Auf Mittelspannungsniveau wird der Einfluss bereits deutlicher (> 2 %). Der Flächenbedarf ist um 2 bis 20 % höher als bei Elektrizität ab Kraftwerkspark, der totale Materialbedarf um 14 %, der Stahlbedarf um 18 % und derjenige von Kupfer sogar um einen Faktor 10. Die Emissionen in Luft und Wasser sind um 2 bis 5 % höher. Eine Ausnahme bildet das prozessbedingte CO₂, welches durch den Einsatz von Holzmasten zu einem negativen Emissionsfaktor führt. Durch das Verbrennen der Masten in einer KVA erscheint der so gebundene Kohlenstoff in der Bilanz bei den feuerungsbedingten CO₂-Emissionen. Insgesamt ist die CO₂-Bilanz diesbezüglich ausgeglichen.

Durch das Entsorgen des Transformatorenöls in SAVA's und das Verbrennen der Holzmasten in KVA's steigen die Abfallmengen dieser beiden Kategorien um 15 % resp. auf das Neunzigfache.

Auf Niederspannungsniveau steigt der Einfluss der Verteilung gegenüber dem Mittelspannungsniveau markant an. Nun stammen 1/5 bis 1/3 der atmosphärischen Emissionen aus der Bereitstellung der Verteilungs-Infrastruktur sowie dem zusätzlichen durch die Übertragungsverluste ausgelösten Stromverbrauch. Der Materialbedarf (insbesondere Kupfer) einerseits und die Sonderabfallmengen und in KVA's verbrannten Abfälle andererseits sind gegenüber dem Mittelspannungsniveau nochmals um knapp eine Größenordnung höher.

Die Abwärme-Emissionen steigen von der Klemme bis zum Niederspannungsbezüger insgesamt um 23 % auf 2,3 TJ/TJ_e. Rund 85 % dieser Wirkungsgradabnahme gehen zulasten der Übertragungsverluste. Der Rest sind energetische Aufwendungen für die Infrastruktur. Damit sinkt der Systemwirkungsgrad auf gut 30 %.

Aus Fig. XVI.3.5 ist der energetische Ressourcenbedarf für den europäischen Strommix auf Niederspannungseben ersichtlich. Die rund 1,7 t Holz werden v.a. in der Verteilung (Mittel- und Niederspannung) und im Untertagebau bei der Steinkohlegewinnung benötigt.

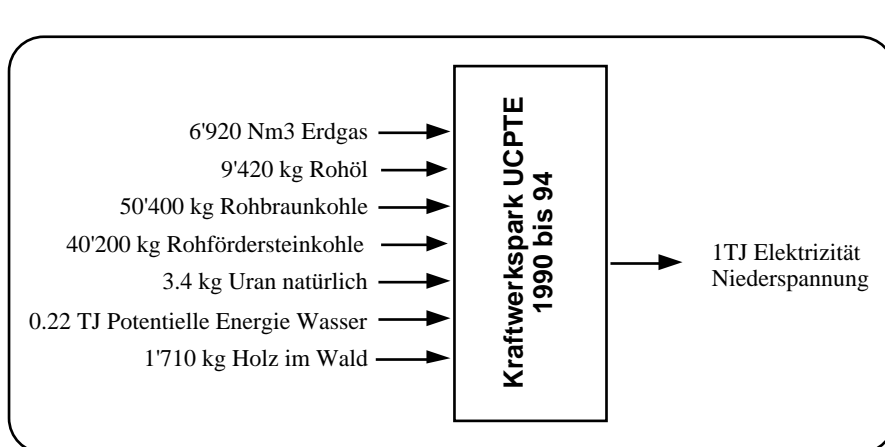


Fig. XVI.3.5 Energetischer Ressourcenbedarf für 1 TJe ab Niederspannung Strommix UCPTÉ 1990-94

Strommix, Resultate

pro TJ el.		UCPTE				Schweiz			
		Kraftwerkspark	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Kraftwerkspark	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	1.1E+04	1.12E+04	1.14E+04	1.28E+04	1.16E+04	1.17E+04	1.19E+04	1.33E+04
Fläche II-IV	m2a	7.06E+02	2.09E+02	2.17E+02	2.76E+02	4.47E+01	4.70E+01	5.28E+01	9.21E+01
Fläche III-IV	m2a	8.89E+01	9.09E+01	9.35E+01	1.12E+02	7.08E+00	8.60E+00	1.02E+01	1.86E+01
Fläche IV-IV	m2a	3.36E-01	3.53E-01	4.06E-01	7.33E-01	1.11E-01	1.27E-01	1.77E-01	4.77E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	6.90E+02	6.96E+02	7.08E+02	8.17E+02	6.90E+01	7.17E+01	7.56E+01	1.10E+02
Holz trocken	t	2.60E-01	2.63E-01	4.37E-01	1.71E+00	1.24E-02	1.38E-02	1.85E-01	1.43E+00
Rohbraunkohle	kg	4.40E+04	4.43E+04	4.49E+04	5.04E+04	2.08E+02	2.84E+02	3.17E+02	5.90E+02
Rohfoerdersteinkohle	kg	3.46E+04	3.49E+04	3.54E+04	4.02E+04	9.80E+02	1.10E+03	1.18E+03	1.96E+03
Erdgas	Nm3	5.93E+03	5.98E+03	6.07E+03	6.92E+03	1.67E+02	1.83E+02	2.06E+02	3.68E+02
Rohoel	t	7.92E+00	8.00E+00	8.13E+00	9.42E+00	1.01E+00	1.04E+00	1.10E+00	1.55E+00
Uran	kg	2.98E+00	3.01E+00	3.05E+00	3.42E+00	3.06E+00	3.08E+00	3.12E+00	3.51E+00
Pot. Energie Wasserkraft	TJ	1.94E-01	1.96E-01	1.98E-01	2.23E-01	7.68E-01	7.73E-01	7.83E-01	8.76E-01
Wasser	kg	1.03E+09	1.04E+09	1.05E+09	1.18E+09	3.30E+09	3.32E+09	3.36E+09	3.77E+09
Strom	TJ	1.04E+00	1.04E+00	1.06E+00	1.19E+00	1.03E+00	1.03E+00	1.05E+00	1.18E+00
Materialien									
Materialien	kg	3.94E+03	4.08E+03	4.49E+03	7.50E+03	4.35E+03	4.49E+03	4.90E+03	7.97E+03
Kalkstein	kg	8.13E+02	8.31E+02	8.63E+02	1.10E+03	4.69E+02	4.86E+02	5.14E+02	7.08E+02
Kies	kg	1.81E+03	1.86E+03	2.01E+03	2.77E+03	3.30E+03	3.36E+03	3.52E+03	4.47E+03
Stahl und Gusseisen	kg	3.09E+02	3.47E+02	3.65E+02	7.95E+02	1.38E+02	1.74E+02	1.90E+02	6.00E+02
Kupfer	kg	3.05E+00	3.89E+00	3.23E+01	2.34E+02	8.55E-01	1.69E+00	3.00E+01	2.31E+02
Transporte									
Transport Strasse	tkm	7.33E+02	7.51E+02	8.08E+02	1.23E+03	2.30E+02	2.46E+02	2.97E+02	6.60E+02
Transport Schiene	tkm	6.92E+03	7.01E+03	7.16E+03	8.60E+03	4.58E+02	5.08E+02	5.80E+02	1.25E+03
Transport Wasser	tkm	1.37E+05	1.39E+05	1.41E+05	1.63E+05	7.87E+03	8.94E+03	9.79E+03	1.67E+04
Abwärme	TJ	1.85E+00	1.88E+00	1.91E+00	2.28E+00	3.45E-01	3.58E-01	3.77E-01	5.64E-01
Emissionen Luft									
CO2 mobil	kg	1.06E+03	1.08E+03	1.10E+03	1.31E+03	7.99E+01	8.92E+01	1.01E+02	1.92E+02
CO2 prozessbedingt	kg	9.61E+02	9.77E+02	7.36E+02	-9.25E+02	3.51E+02	3.63E+02	1.15E+02	-1.62E+03
CO2 Feuerungsbedingt	kg	1.35E+05	1.36E+05	1.38E+05	1.58E+05	5.04E+03	5.41E+03	5.93E+03	9.93E+03
SOx	kg	8.25E+02	8.32E+02	8.46E+02	9.77E+02	2.58E+01	2.80E+01	3.28E+01	6.77E+01
NOx	kg	2.34E+02	2.36E+02	2.40E+02	2.73E+02	1.06E+01	1.13E+01	1.21E+01	1.85E+01
CH4	kg	2.53E+02	2.55E+02	2.59E+02	2.96E+02	1.06E+01	1.16E+01	1.24E+01	2.02E+01
NMVOc	kg	7.29E+01	7.36E+01	7.49E+01	8.70E+01	9.08E+00	9.41E+00	9.89E+00	1.44E+01
BTEX-Aromaten	kg	1.45E+00	1.47E+00	1.49E+00	1.72E+00	5.59E-02	6.00E-02	6.53E-02	1.26E-01
Benzo(a)Pyren	kg	7.49E-05	7.93E-05	8.20E-05	1.35E-04	1.65E-05	2.06E-05	2.25E-05	6.86E-05
HCl	kg	2.56E+01	2.58E+01	2.61E+01	2.94E+01	3.40E-01	3.95E-01	4.24E-01	6.42E-01
Hg	kg	8.07E-03	8.14E-03	8.25E-03	9.36E-03	1.77E-04	1.99E-04	2.19E-04	3.84E-04
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.64E+08	1.65E+08	1.68E+08	1.88E+08	1.68E+08	1.70E+08	1.72E+08	1.93E+08
Edelgase	kBq	1.13E+08	1.14E+08	1.16E+08	1.30E+08	1.19E+08	1.20E+08	1.22E+08	1.37E+08
Aerosole	kBq	5.79E+01	5.84E+01	5.91E+01	6.65E+01	2.75E+01	2.78E+01	2.82E+01	3.18E+01
Aktinide in Luft	kBq	6.06E+01	6.11E+01	6.19E+01	6.95E+01	5.72E+01	5.77E+01	5.84E+01	6.56E+01
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	5.75E+02	5.80E+02	5.89E+02	6.77E+02	5.34E+01	5.58E+01	5.83E+01	8.40E+01
Sulfate	kg	5.81E+02	5.86E+02	5.94E+02	6.73E+02	1.96E+02	1.99E+02	2.02E+02	2.36E+02
Ammoniak als N	kg	9.36E-01	9.44E-01	9.59E-01	1.11E+00	6.05E-01	6.12E-01	6.22E-01	7.31E-01
Fette und Oele Süsswasser	kg	9.31E-02	9.45E-02	9.65E-02	1.25E-01	1.03E-02	1.12E-02	1.23E-02	3.11E-02
Fette und Oele Meerwasser	kg	7.33E+00	7.40E+00	7.52E+00	8.70E+00	9.12E-01	9.43E-01	9.89E-01	1.40E+00
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	4.51E-01	4.55E-01	4.63E-01	5.38E-01	5.31E-02	5.55E-02	5.84E-02	8.59E-02
Zink	kg	5.82E-01	5.88E-01	5.97E-01	6.89E-01	2.73E-02	2.98E-02	3.23E-02	5.80E-02
Ra	kBq	5.58E+04	5.63E+04	5.70E+04	6.40E+04	5.71E+04	5.76E+04	5.83E+04	6.55E+04
H3	kBq	4.54E+06	4.57E+06	4.63E+06	5.20E+06	4.72E+06	4.76E+06	4.82E+06	5.41E+06
Nuklidgemisch	kBq	4.04E+03	4.07E+03	4.12E+03	4.63E+03	4.65E+03	4.68E+03	4.74E+03	5.32E+03
Aktinide in Wasser	kBq	3.52E+03	3.54E+03	3.59E+03	4.03E+03	3.53E+03	3.56E+03	3.61E+03	4.05E+03
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	1.28E+04	1.30E+04	1.33E+04	1.56E+04	4.05E+03	4.14E+03	4.34E+03	5.57E+03
Reststoffdeponie	kg	6.10E+03	6.15E+03	6.29E+03	7.47E+03	1.22E+02	1.36E+02	2.00E+02	6.67E+02
Reaktordeponie	kg	8.83E+00	8.99E+00	9.20E+00	1.07E+01	1.02E+00	1.13E+00	1.25E+00	1.81E+00
KVA	kg	1.57E+00	1.67E+00	1.42E+02	1.13E+03	6.46E-01	7.47E-01	1.41E+02	1.13E+03
Sonderabfall	kg	1.39E+01	1.42E+01	1.60E+01	4.76E+01	2.19E+00	2.45E+00	4.15E+00	3.43E+01
Landfarming	kg	5.92E+01	5.98E+01	6.08E+01	7.02E+01	6.84E+00	7.09E+00	7.45E+00	1.06E+01
Schwachaktive in Deponie	m3	4.79E-03	4.83E-03	4.90E-03	5.56E-03	3.38E-03	3.41E-03	3.46E-03	3.95E-03
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m3	6.25E-03	6.30E-03	6.38E-03	7.16E-03	7.01E-03	7.07E-03	7.16E-03	8.03E-03
Hochaktive Abfälle	m3	5.11E-04	5.15E-04	5.21E-04	5.85E-04	5.38E-04	5.42E-04	5.49E-04	6.16E-04

Tab. XVI.3.x Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Elektrizitätserzeugung UCPTE und Schweiz 1990-94 ab Klemme Kraftwerkspark, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung, Bezugsgrösse: 1 TJ_e,

3.2.2 Schweiz

Aufgrund der durch die Wasserkraft und Kernenergie dominierten Energie- und Stoffbilanz der schweizerischen Elektrizitätserzeugung ist der Einfluss der Stromverteilung bei den typisch fossilbedingten Schadstoffen um einiges grösser, die kumulierten Emissionen der hier aufgeführten Schad-

stoffe jedoch meist bedeutend kleiner als für die europäische Stromerzeugung. Die europäische Stromverteilung unterscheidet sich von der schweizerischen aufgrund der in dieser Studie getroffenen Annahmen nicht, was die absoluten Grössen der Stromverteilung ähnlich erscheinen lässt.

Die Abwärme-Emissionen steigen von der Klemme bis zum Niederspannungsbezüger insgesamt um etwas weniger als 50 % auf 0.56 TJ/TJ_e (Systemwirkungsgrad 64 %). Rund 81 % dieser Wirkungsgradabnahme gehen zulasten der Übertragungsverluste. Der Rest sind energetische Aufwendungen für die Infrastruktur.

Auf Stufe Niederspannung beträgt der Anteil der Energie- und Stoffflüsse der Verteilinfrastruktur (mit Ausnahme der radioaktiven Emissionen) zwischen 30 und 75 % beim Materialbedarf, 33 und 85 % bei den Luftschadstoffen, 15 bis 60 % bei den Wasserschadstoffen und 30 bis 99.9% bei den Abfällen. Damit ist die Stromverteilung in manchen Umwelteinwirkungen sogar wichtiger als die Kern-, Wasser- oder Ölkraft. Für die Schweiz ist damit die exakte Erfassung des Netzes und die korrekte Berücksichtigung der Umwelteinwirkungen durch die Materialproduktion und den Bau des Netzes Bedingung, wenn der Strombezug ab Niederspannungsnetz bilanziert werden soll.

Aus Fig. XIII.3.6 ist der energetische Ressourcenbedarf für den schweizerischen Strommix auf Niederspannungsebene ersichtlich. Der niedrigere Bedarf an Uran natürlich bei erhöhtem Kernenergieanteil des Stromerzeugungs-Portfolios rührt vom niedrigeren Abbrand europäischer (v.a. französischer) Kraftwerke her. Die knapp 1.5 t Holz werden in der Verteilung (Mittel- und Niederspannung) benötigt. Der Bedarf an Kohle und Erdgas stammt ausschliesslich aus vorgelagerten Prozessen.

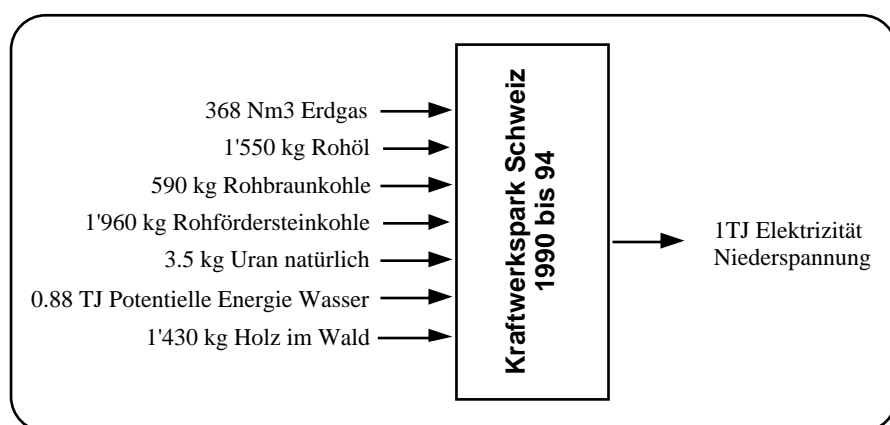


Fig. XVI.3.6 Energetischer Ressourcenbedarf für 1 TJe ab Niederspannung Strommix Schweiz 1990-94

4. Regional- und Saisonalstrommixe

4.1 Ausgangslage

Überlegungen zur Stromproduktion sind heute aus verschiedenen Gründen von zentralem Interesse: Einerseits ist das ökologische Bewusstsein im Steigen begriffen und kann zur Betrachtung der Energieproduktion motivieren. Andererseits rücken Fragen bezüglich der Produktionsweise der Elektrizität wegen der jüngeren Entwicklung in Europa (Liberalisierung des Strommarktes in der Europäischen Union, offene Grenzen für die Ware Strom) auch vermehrt ins Zentrum des ökonomischen Interesses.

Vom hydrologischen Jahr 1993/94 wurden die Produktionszahlen der Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK), des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) und der Schweiz (CH'93) für das Sommer- sowie das Winterhalbjahr erfasst. Beim EWZ wurden zusätzlich für drei Wintertage die Produktionszahlen des Hoch- sowie des Niedertarifes erhoben.

4.2 Strommix

Die Daten des EWZ sowie der NOK wurden durch direkte Anfragen bei den beiden Gesellschaften erhoben <EWZ 1995>, <NOK 1995>. Die Daten für die Schweiz stammen aus <BEW 1995>. Die Daten der Nachbarländer stammen aus <EDF 1994>, <ENEL 1994>, <BLV 1995> sowie <VDEW 1995>. Die Auskünfte bezüglich der Produktion in Tschechien sind <NOK 1995> entnommen.

Ermittelt wurden auch bei hier die Strommixe gemäss den Varianten 1 und 3 (siehe Kap. XVI.2.3). D.h. bei den Exporten gilt die gleiche Annahme wie bei den Strommixin der UCPTE, für den Export wird nur der Mix der eigenen Produktion (inkl. Beteiligungen) benutzt. Für die Variante 1 wurden die eigenen Kraftwerke sowie die Beteiligungen im Inland berücksichtigt (d.h. bei der NOK wurden die Beteiligungen in Frankreich nicht in Variante 1 erfasst), die in Tab. XVI.4.2 resp. XVI.4.3 unter dem Punkt "Eigene Produktion" aufgeführt sind.

Die hydrologischen Verhältnisse des Jahres 1993/94 lagen weit über dem langjährigen Mittel. Die Erzeugungsmöglichkeiten für Strom aus Wasserkraft lagen etwa ein Viertel über dem Durchschnitt. Deshalb kann das betrachtete Jahr nicht als Durchschnittsjahr gewertet werden.

Für den schweizerischen sowie teilweise den NOK-Strommix ist eine Aufteilung der Importe nach Kraftwerken nicht möglich. In diesen Fällen wird der Import gemäss den Produktionsanteilen der verschiedenen Kraftwerkstypen des entsprechenden Landes aufgeteilt. Im Falle Deutschlands liegen Daten zum hydrologischen Jahr '93/'94 vor und es kann zwischen Sommer und Winter unterschieden werden. Für die übrigen Länder (Frankreich, Italien, Österreich und Tschechien) werden die Werte des Kalenderjahres 1993 benutzt. Die Kategorie "Bezug von Dritten (CH)" bei den NOK- respektive den EWZ-Daten wird anhand der Inlandproduktion der Schweiz für das hydrologische Jahr '93/94 aufgeschlüsselt. Diese Aufschlüsselung wird für den Sommer und den Winter vorgenommen. Die Zahlen für das gesamte Jahr ergeben sich dann aus der Summe.

Die unter den Kategorien "Andere" beim Strommix UCPTE bzw. "weitere" in den Statistiken der NOK sowie der verschiedenen Länder aufgeführten Anteile (v.a. Wind, Geothermie) werden bei der Wasserkraft mitberücksichtigt. Sie haben, analog zur Wasserkraft, vor allem hohe Bauaufwände (Beton, Stahl, etc.) - werden anschliessend aber mit erneuerbaren Ressourcen (ohne Schadstoffe) betrieben. Dieser Umstand rechtfertigt eine Zuordnung zu der Kategorie Wasserkraft. Die Stromproduktion aus der Kehrichtverbrennung (Strom von KVA) gilt gemäss der in diesem Projekt angewandten Methodik (Teil III) als Nebenprodukt und trägt damit keine Umweltbelastung aus der Erzeugung.

Aufteilung in Speicherwerke und Pumpspeicherwerke

Die erhobenen Werte in der Kategorie Speicherkraft umfassen auch die Pumpspeicherwerke. Da in der Schweiz die meisten Werke weder reine Pumpspeicher- noch reine Speicherwerke sind, stellt sich die Frage, wie man aus dem Verbrauch der Pumpen auf die entsprechenden Anteile für

Umwälzbetrieb (Pumpspeicher) respektive normalen Speicherbetrieb kommt. Aus dem Datenmaterial folgt:

- mittlerer Energiebedarf für das Pumpen (ohne Umwälzbetrieb),
Erwartungswert mit Stand 1.1.95 <BWW 1995> 779 GWh/a
- Verbrauch der Speicherpumpen (mit Umwälzbetrieb),
Mittelwert der hydrologischen Jahre 89/90 bis 93/94 <BEW 1995> 1'525 GWh/a

Somit folgt ein gesamtschweizerischer Anteil von rund 49% für den Umwälzbetrieb am gesamten Pumpverbrauch. Ausgehend vom Aufwand für das Pumpen wird der Anteil des Umwälzbetriebes anschliessend mit folgender Formel berechnet:

$$\text{Umwälzbetrieb} = 0.49 * 0.7 * \text{Pumpverbrauch}$$

Der Faktor 0.7 berücksichtigt dabei, dass ein Umwälzbetrieb mit durchschnittlich 30 % Verlusten verbunden ist. Der Anteil der eigentlichen Speicherkraft folgt dann aus der Differenz der erhobenen Speicherkraftdaten und des Umwälzbetriebes.

Die Anteile Pumpspeicherwerke der beiden Gesellschaften EWZ und NOK werden mit diesem Verfahren aus der Pumpenergie näherungsweise berechnet. Diese Berechnungen werden für das Total der eigenen Produktion (inkl. Beteiligungen) und nicht für jedes Werk einzeln durchgeführt. Für die CH-Inlandproduktion wird die Aufteilung ebenfalls mit diesem Verfahren vorgenommen.

Weitere Anmerkungen

- 1993/94 wurde das KKW Beznau vom 12- auf den 18-Monate-Revisionszyklus umgestellt. Die Produktion des der NOK gehörenden KKW lag daher etwa 800 GWh über dem bisherigen Jahresdurchschnitt.
- Die Begriffe Lauf- und Speicherkraftwerke werden nicht überall einheitlich verwendet: Anlagen, die beide Produktionsarten aufweisen, werden gesamtschweizerisch nach deren Produktionshauptanteil in der Statistik aufgeführt. Die Daten des EWZ und der NOK sind detaillierter nach den effektiven Anteilen der verschiedenen Produktionsweisen aufgeschlüsselt.
- Für die Importe der Schweiz werden die vertraglichen Energiemengen aus <BEW 1995> und nicht die physikalischen Lastflüsse der UCPTE verwendet (vgl. auch Kap. XVI.2). Die prozentualen Anteile der verschiedenen Produktionsarten sind den oben erwähnten Länderstatistiken entnommen. In den Statistiken von Frankreich und Italien wird die Wasserkraft in mehrere Kategorien aufgeteilt. Diese werden wie folgt den hier verwendeten Kategorien zugeordnet:

Kategorie in Tabelle	erfasste Kategorien aus Statistik
Laufwasserkraft	Fil de l'eau (run-of-river plants)
Speicherkraft	Eclusée (pondage plants) Lac (reservoir plants)
	Pompage mixte (mixed pumped-storage)
Umwälzwasserkraft	Pompage pur (pure pumped-storage)

Tab. XVI.4.1 Die verschiedenen Begriffe für die Stromproduktion aus Wasser; aus <EDF 1994> und <ENEL 1994>

- Beim Strommix NOK und CH'93 stammt ein kleiner Anteil aus dem Gas-Graphit-Reaktor von Bugey-1. Da kein spezielles Modul für diesen Reaktortyp existiert, wird dessen kleiner Anteil ebenfalls mit dem Modul für Druckwasserreaktoren "Strom ab DWR F" verrechnet.

Daten

Die folgenden Tabellen fassen die erhobenen Daten für die verschiedenen Strommixe zusammen.

in GWh	CH'93			NOK		
	Jahr	Sommer	Winter	Jahr	Sommer	Winter
Eigene Produktion						
Laufkraft	17016	10791	6225	2866.3	1792.3	1074
Speicherkraft	22818	12036	10782	2728.9	1321.3	1407.7
Umwälzkraft	434	356	78	93.7	64	29.6
Nuklear-thermisch (DWR)	12520	5403	7117	7561.1	3466.3	4094.8
Nuklear-thermisch (SWR) ölthermisch	10252 1126	4424 424	5828 702	994	380.9	613.1
<i>Totale Produktion</i>	63040	33010	30030	14244	7024.8	7219.2
<i>davon Export</i>	34249	18240	16009	5867.7	3009.3	2858.4
Importe						
a) innerhalb CH						
Laufkraft				411.6	223.9	187.7
Speicherkraft				574.1	249.63	324.5
Umwälzkraft				9.4	7.6	1.8
DWR CH				326.1	111.6	214.5
SWR CH				266.2	91.5	174.7
ölthermisch				30.3	9	21.3
b) aus Ausland						
Wasserkraft, Total	3465	1470	1994	85.4	35	50.4
Nuklear-thermisch D	981	426	553	78.6	34.9	43.5
Nuklear-thermisch F	13715	5643	8071	2239.2	928.4	1310.9
Nuklear-therm. weitere ¹⁾	484	129	354	135.3	42.2	93.1
Steinkohle A	18	11	7	1.1	1.1	
Steinkohle D	803	314	494	64.3	25.8	38.9
Steinkohle F	688	283	405	10.2	1.8	8.4
Steinkohle I	25	13	12	0.3		0.3
Steinkohle weitere ¹⁾	244	65	179	52.7	16.4	36.2
Braunkohle A	8	5	3	0.5	0.5	
Braunkohle D	536	232	303	43	19.1	23.9
Braunkohle F	88	36	52	1.3	0.2	1.1
Braunkohle I	1	1	1			
Braunkohle weitere ¹⁾	140	37	103	427.1	133.2	293.9
ölthermisch A	12	7	5	0.7	0.7	
ölthermisch D	29	12	16	2.3	1	1.3
ölthermisch F	159	65	93	2.4	0.4	1.9
ölthermisch I	178	92	87	1.8	0	1.8
ölthermisch weitere ¹⁾	128	34	94			
Brenngas A	43	26	16	2.6	2.6	
Brenngas D	143	59	84	11.4	4.8	6.6
Brenngas F	265	109	156	3.9	0.7	3.2
Brenngas I	72	37	35	0.7		0.7
Brenngas weitere ¹⁾	127	34	93			
<i>Total Importe</i>	22352	9140	13210	4697.1	1907.03	2790.2
<i>Strommix X</i>	51143	23910	27231	13073.4	5922.53	7151

 Tab. XVI.4.2 Die saisonalen Strommixe für die Schweiz'93 sowie die Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK); Erklärungen siehe Text; ¹⁾ für NOK zu 100% aus Tschechien; <NOK 1995>, <BEW 1995>, <Hischier et al. 1995>

in GWh / MWh ¹⁾	hydrolog. Jahr'93/94			19.1.94		9.2.94		9.3.94	
	Jahr	So	Wi	HT	NT	HT	NT	HT	NT
Eigene Produktion									
Laufkraft	1324.5	909.5	415	1177	502	1066	290	1132	272
Speicherkraft	1309.1	556	753.1	5823	761	6424	429	5581	270
Umwälzkraft	18.7	16.3	2.4						
Nuklear-thermisch (DWR)	1137.3	522.1	615.2	2272	1136	2256	1128	2272	1136
Nuklear-thermisch (SWR)	210.5	80.5	130	496	248	480	240	480	240
<i>Totale Produktion</i>	4000.1	2084.4	1915.7	9768	2647	10226	2087	9465	1918
<i>davon Export</i>	1805.4	983.8	821.6	4420	440	4490	640	4395	715
Importe									
a) innerhalb CH									
Laufkraft	81.5	30.7	50.8	105	141	129	101	112	98
Speicherkraft	122.3	34.2	88.1	183	244	223	174	193	169
Umwälzkraft	1.7	1	0.7	1	2	1	1	1	1
WKK	5.3	1.5	3.8	14	7	14	7	14	7
KVA	25.9	17.2	8.7	21	11	18	16	41	45
b) aus Ausland									
Nuklear-thermisch F	735.3	321.8	413.5	1584	792	1584	800	1520	768
<i>Total Importe</i>	972.0	406.4	565.6	1908	1197	1969	1099	1881	1088
<i>Strommix X</i>	3166.7	1537.0	1659.7	7256	3404	7705	2546	6951	2291

Tab. XVI.4.3 Die saisonalen und tageszeitlichen Strommixe für das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ); Erklärungen siehe Text; ¹⁾: für **Sommer**, **Winter** und **Jahr** in GWh, die Tagesdaten (**HT/NT**) in MWh; <EWZ 1995>

Noch detailliertere Tabellen zu den erhobenen Strommixin sowie die zu deren Erstellung benötigten Daten sind in <Hischier et al. 1995> zu finden.

Aus diesen absoluten Produktionszahlen werden die Kraftwerksanteile pro gelieferte kWh berechnet (siehe Tab. XVI.4.4 bis XVI.4.10).

4.3 Zusammenfassung der Eingabedaten

Strommix EWZ

Variante 1

%	hydrologisches Jahr'93/94			19.1.94		09.02.94		09.03.94	
	Total	Winter	Sommer	HT	NT	HT	NT	HT	NT
Laufwasserkraft CH	33.11	43.63	21.66	12.05	18.96	10.42	13.90	11.96	14.18
Speicherkraft CH	32.73	26.67	39.31	59.61	28.75	62.82	20.56	58.96	14.08
Umwälzwasserkraft CH	0.47	0.78	0.13						
Druckwasserreaktor CH	28.43	25.05	32.11	23.26	42.92	22.06	54.05	24.00	59.23
Siedewasserreaktor CH	5.26	3.86	6.79	5.08	9.37	4.69	11.5	5.07	12.51

Tab. XVI.4.4 Die Eingabedaten für die verschiedenen Strommixe des EWZ nach Variante 1

Variante 3

%	hydrologisches Jahr'93/94			19.1.94		09.02.94		09.03.94	
	Total	Winter	Sommer	HT	NT	HT	NT	HT	NT
Laufwasserkraft CH	25.52	33.64	17.34	10.33	16.44	9.43	11.86	10.33	11.72
Speicherkraft CH	26.54	21.57	31.22	46.46	25.81	49.66	18.52	45.78	14.77
Umwälzwasserkraft CH	0.38	0.63	0.12	0.01	0.06	0.01	0.04	0.01	0.04
Total Wasserkraft	52.44	55.83	48.69	56.80	42.30	59.11	30.42	56.13	26.54
Druckwasserreaktor CH	19.71	19.21	21.17	17.14	27.83	16.42	30.72	17.51	31.10
Siedewasserreaktor CH	3.65	2.80	4.47	3.74	6.07	3.49	6.54	3.70	6.57
Druckwasserreaktor F	23.22	20.94	24.91	21.83	23.27	20.56	31.42	21.87	33.52
Total Kernkraft	46.57	42.94	50.56	42.72	57.17	40.48	68.68	43.07	71.19
WKK-Anlagen ¹⁾	0.16	0.10	0.23	0.19	0.21	0.18	0.27	0.20	0.31
KVA ²⁾	0.82	1.12	0.52	0.29	0.32	0.23	0.63	0.59	1.96

Tab. XVI.4.5 Die Eingabedaten für die verschiedenen Strommixe des EWZ nach Variante 3; ¹⁾: als "Strom ab BHKW 100MW el. Var.2" verbucht; ²⁾: im Ecoinvent nicht verknüpft (siehe Text)

Strommix NOK

Variante 1

Angaben in %	Jahr	Winter	Sommer
Laufwasserkraft CH	20.12	25.51	14.88
Speicherkraft CH	19.16	18.81	19.50
Umwälzwasserkraft CH	0.66	0.91	0.41
Druckwasserreaktor CH	53.08	49.34	56.72
Siedewasserreaktor CH	6.98	5.42	08.49

Tab. XVI.4.6 Die Anteile der verschiedenen Produktionsarten am Strom der NOK <NOK 1995>, berechnet nach Variante 1

Variante 3

Angaben in %	Jahr	Winter	Sommer
Laufwasserkraft CH	15.94	20.96	11.62
Speicherkraft CH	16.56	16.87	16.31
Umwälzwasserkraft CH	0.49	0.74	0.27
Wasserkraft Import ¹⁾	0.65	0.59	0.70
Total Wasserkraft	33.63	39.15	28.90
Druckwasserreaktor CH	36.27	35.13	37.33
Siedewasserreaktor CH	6.47	5.19	7.57
Druckwasserreaktor F	17.02	15.58	18.20
Kernkraft D	0.60	0.59	0.60
Kernkraft Tschechien ²⁾	1.03	0.71	1.29
Total Kernkraft	61.38	57.20	64.99
Steinkohle A	0.01	0.02	
Steinkohle D	0.49	0.43	0.54
Steinkohle F	0.08	0.03	0.12
Steinkohle I	0.00		0.00
Steinkohle Tschechien ³⁾	0.40	0.28	0.50
Braunkohle A	0.00	0.01	
Braunkohle D	0.33	0.32	0.33
Braunkohle F	0.01		0.02
Braunkohle Tschechien ⁴⁾	3.25	2.24	4.08
ölthermisch A	0.01	0.01	
ölthermisch CH	0.23	0.15	0.30
ölthermisch D	0.02	0.02	0.02
ölthermisch F	0.02	0.01	0.03
ölthermisch I	0.01		0.02
Brenngas A	0.02	0.04	
Brenngas D	0.09	0.08	0.09
Brenngas F	0.03	0.01	0.04
Brenngas I	0.01		0.01
Total konv.-thermisch	4.99	3.64	6.10

Tab. XVI.4.7 Die Anteile der verschiedenen Produktionsarten am Strom der NOK <NOK 1995>, berechnet nach Variante 3; Da im Rahmen dieser Arbeit keine spezifischen Daten über das Kraftwerk-Portfolio der Tschechei erhoben wurden, werden diese mit den entsprechenden Modulen der UCPTTE verrechnet: ¹⁾: als Wasserkraft UCPTTE verrechnet, ²⁾: als Kernkraft UCPTTE verrechnet, ³⁾: als Steinkohle UCPTTE verrechnet, ⁴⁾: als Braunkohle UCPTTE verrechnet.

Strommix CH'93

Variante 1

Angaben in %	Jahr	Winter	Sommer
Laufwasserkraft CH	26.52	32.28	20.26
Speicherkraft CH	35.56	36.00	35.08
Umwälzwasserkraft CH	0.68	1.06	0.25
Druckwasserreaktor CH	19.51	16.16	23.16
Siedewasserreaktor CH	15.98	13.23	18.96
ölthermischer Strom CH	1.75	1.27	2.28

Tab. XVI.4.9 Die Anteile der verschiedenen Produktionsarten am Strom der Schweiz <BEW 1995>, nach Variante 1

Variante 3

Angaben in %	Jahr	Winter	Sommer
Laufwasserkraft CH	15.18	20.15	10.68
Speicherkraft CH	20.35	22.48	18.49
Umwälzwasserkraft CH	0.39	0.66	0.13
Wasserkraft Import ¹⁾	6.63	6.04	7.14
Total Wasserkraft	42.55	49.34	36.44
Druckwasserreaktor CH	11.17	10.09	12.21
Siedewasserreaktor CH	9.14	8.26	10.00
Druckwasserreaktor F	26.24	23.19	28.89
Kernkraft D	1.88	1.75	1.98
Kernkraft weitere Länder ²⁾	0.93	0.53	1.27
Total Kernkraft	49.35	43.82	54.34
Steinkohle A	0.03	0.05	0.03
Steinkohle D	1.54	1.29	1.77
Steinkohle F	1.32	1.16	1.45
Steinkohle I	0.05	0.05	0.04
Steinkohle weitere ³⁾	0.47	0.27	0.64
Braunkohle A	0.02	0.02	0.01
Braunkohle D	1.03	0.95	1.08
Braunkohle F	0.17	0.15	0.19
Braunkohle weitere ⁴⁾	0.27	0.15	0.37
ölthermisch A	0.02	0.03	0.02
ölthermisch CH	1.00	0.79	1.20
ölthermisch D	0.06	0.05	0.06
ölthermisch F	0.30	0.27	0.33
ölthermisch I	0.34	0.38	0.31
ölthermisch weitere ⁵⁾	0.24	0.14	0.34
Brenngas A	0.08	0.11	0.06
Brenngas D	0.27	0.24	0.30
Brenngas F	0.51	0.45	0.56
Brenngas I	0.14	0.15	0.13
Brenngas weitere ⁶⁾	0.24	0.14	0.33
Total konv. - thermisch	8.09	6.84	9.21

Tab. XVI.4.9 Die Anteile der verschiedenen Produktionsarten am Strom der Schweiz <BEW 1995>, berechnet nach Variante 3; ¹⁾: als Wasserkraft UCPTe-Mix verrechnet, ²⁾: als Kernkraft UCPTe verrechnet, ³⁾: als Steinkohle UCPTe verrechnet, ⁴⁾: als Braunkohle UCPTe verrechnet, ⁵⁾: als ölthermisch UCPTe verrechnet, ⁶⁾: als Brenngas UCPTe verrechnet

4.4 Ergebnisse auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark"

Für die Diskussion der Resultate sind vor allem die Anteile der verschiedenen Brennstoffe an der Stromproduktion entscheidend (siehe Kap. XVI.3). In Tab. XVI.4.10 sind die Anteile der verschiedenen Energieträger für die Strommixe gemäss Variante 3 von CH, CH Jahr'93, EWZ-Jahr, NOK-Jahr sowie derjenige der UCPTe aufgeführt. Die ausführlichen Energie- und Stoffbilanz-Tabellen befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate" auf der CD-Rom. Die nachfolgende Diskussion befasst sich zur Hauptsache mit den Strommischen gemäss der Variante 3 und nicht mit jenen der Variante 1. Im Kapitel XVI.4.5 werden auf der Stufe der Jahresmixe die Varianten 1 und 3 miteinander verglichen.

in %	UCPTE	CH-Import	CH'93	EWZ	NOK
Steinkohle	17.5	4.59	3.41	0	0.98
Braunkohle	10.5	2.33	1.49	0	3.58
Heizöl S	9.7	2.23	1.96	0	0.29
Erdgas	9.8	1.98	1.24	0	0.15
Kernenergie	36.9	48.22	49.35	46.57	61.37
Wasserkraft	14.2	39.04	42.16	52.06	33.14
Umwälzwasserkraft	1.0	0.93	0.39	0.38	0.49
weitere	-	0.68	-	0.99	

Tab. XVI.4.10 Die Anteile der verschiedenen Energieträger an den einzelnen Strommischen (auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark") - NOK, EWZ und CH'93 sind Jahresmixe gemäss Variante 3 (siehe Kap. XVI.2.3)

		UCPTE	CH Import	CH Jahr 93	CH So'93	CH Wi'93	NOK Jahr 93	NOK So'93	NOK Wi'93
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	11E+04	1.44E+04	1.46E+04	1.31E+04	1.58E+04	1.75E+04	1.64E+04	1.84E+04
Fläche II-IV	m2a	2.06E+02	7.84E+01	6.85E+01	6.29E+01	7.34E+01	4.90E+01	4.60E+01	5.16E+01
Fläche III-IV	m2a	8.89E+01	2.51E+01	1.90E+01	1.69E+01	2.09E+01	1.46E+01	1.22E+01	1.66E+01
Fläche IV-IV	m2a	3.36E-01	1.72E-01	1.62E-01	1.46E-01	1.77E-01	1.39E-01	1.29E-01	1.48E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	6.90E+02	1.63E+02	1.32E+02	1.14E+02	1.48E+02	3.53E+01	2.96E+01	4.00E+01
Holz trocken	t	2.60E-01	7.75E-02	5.99E-02	5.08E-02	6.80E-02	2.62E-02	2.22E-02	2.96E-02
Rohbraunkohle	kg	4.40E+04	9.33E+03	5.96E+03	5.12E+03	6.63E+03	1.50E+04	1.08E+04	1.84E+04
Rohfoerdersteinkohle	kg	3.46E+04	9.57E+03	7.14E+03	6.01E+03	8.13E+03	2.41E+03	1.95E+03	2.80E+03
Erdgas	Nm3	5.93E+03	1.20E+03	7.74E+02	6.87E+02	8.47E+02	3.26E+02	3.17E+02	3.34E+02
Rohoel	t	7.92E+00	1.92E+00	1.66E+00	1.42E+00	1.89E+00	4.03E-01	3.17E-01	4.73E-01
Uran	kg	2.98E+00	3.88E+00	3.93E+00	3.51E+00	4.32E+00	4.80E+00	4.48E+00	5.06E+00
Potentielle Energie	TJ	1.94E-01	5.10E-01	5.48E-01	6.32E-01	4.72E-01	4.30E-01	4.96E-01	3.73E-01
Wasserkraft									
Wasser	kg	1.03E+09	2.29E+09	2.41E+09	2.99E+09	1.88E+09	2.08E+09	2.70E+09	1.56E+09
Strom	TJ	1.04E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.04E+00	1.04E+00	1.03E+00	1.03E+00	1.03E+00
Materialien									
Materialien	kg	3.94E+03	3.86E+03	3.86E+03	4.11E+03	3.63E+03	3.26E+03	3.47E+03	3.08E+03
Kalkstein	kg	8.13E+02	5.17E+02	4.90E+02	5.06E+02	4.75E+02	4.11E+02	4.16E+02	4.06E+02
Kies	kg	1.81E+03	2.55E+03	2.62E+03	2.90E+03	2.37E+03	2.15E+03	2.38E+03	1.96E+03
Stahl und Gusseisen	kg	3.09E+02	1.73E+02	1.61E+02	1.59E+02	1.63E+02	1.34E+02	1.33E+02	1.35E+02
Kupfer	kg	3.05E+00	1.59E+00	1.46E+00	1.29E+00	1.60E+00	1.55E+00	1.40E+00	1.67E+00
Transporte									
Transport Strasse	tkm	7.33E+02	3.73E+02	3.40E+02	3.10E+02	3.66E+02	2.88E+02	2.71E+02	3.03E+02
Transport Schiene	tkm	6.92E+03	1.89E+03	1.43E+03	1.25E+03	1.58E+03	6.82E+02	5.94E+02	7.55E+02
Transport Wasser	tkm	1.37E+05	3.24E+04	2.43E+04	2.08E+04	2.74E+04	7.96E+03	6.35E+03	9.30E+03
Abwaerme	TJ	1.85E+00	1.02E+00	9.32E-01	7.14E-01	1.13E+00	1.24E+00	1.06E+00	1.40E+00
Emissionen Luft									
CO2 mobil	kg	1.06E+03	2.79E+02	2.15E+02	1.87E+02	2.40E+02	9.36E+01	8.00E+01	1.05E+02
CO2 prozessbedingt	kg	9.61E+02	3.83E+02	3.65E+02	3.59E+02	3.70E+02	2.33E+02	2.32E+02	2.32E+02
CO2 feuerungsbedingt	kg	1.35E+05	3.43E+04	2.52E+04	2.16E+04	2.84E+04	1.87E+04	1.40E+04	2.27E+04
SOx	kg	8.25E+02	1.76E+02	1.22E+02	1.05E+02	1.38E+02	1.52E+02	1.11E+02	1.86E+02
NOx	kg	2.34E+02	5.99E+01	4.31E+01	3.73E+01	4.80E+01	3.11E+01	2.38E+01	3.71E+01
CH4	kg	2.53E+02	7.04E+01	5.33E+01	4.53E+01	6.03E+01	1.88E+01	1.57E+01	2.14E+01
NMVOc	kg	7.29E+01	1.84E+01	1.57E+01	1.35E+01	1.76E+01	5.06E+00	4.22E+00	5.76E+00
BTEX-Aromaten	kg	1.45E+00	3.70E-01	2.72E-01	2.31E-01	3.08E-01	2.13E-01	1.59E-01	2.57E-01
Benzo(a)Pyren	kg	7.49E-05	3.00E-05	2.45E-05	2.35E-05	2.53E-05	1.64E-05	1.62E-05	1.66E-05
HCl	kg	2.56E+01	5.87E+00	3.97E+00	3.35E+00	4.49E+00	5.41E+00	3.88E+00	6.68E+00
Hg	kg	8.07E-03	1.93E-03	1.38E-03	1.16E-03	1.58E-03	1.05E-03	7.69E-04	1.27E-03
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.64E+08	2.14E+08	2.16E+08	1.93E+08	2.37E+08	2.64E+08	2.46E+08	2.79E+08
Edelgase	kBq	1.13E+08	1.50E+08	1.52E+08	1.36E+08	1.67E+08	1.83E+08	1.71E+08	1.94E+08
Aerosole	kBq	5.79E+01	3.63E+01	3.46E+01	3.06E+01	3.83E+01	3.77E+01	3.40E+01	4.08E+01
Aktinide in Luft	kBq	6.06E+01	7.33E+01	7.40E+01	6.61E+01	8.13E+01	9.00E+01	8.39E+01	9.51E+01

Tab. XVI.4.11 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Strommixe CH'93 und NOK (ab "Klemme Kraftwerkspark")

Forts.		UCPTE	CH Import	CH Jahr 93	CH So'93	CH Wi'93	NOK Jahr 93	NOK So'93	NOK Wi'93
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	5.75E+02	1.70E+02	1.39E+02	1.19E+02	1.57E+02	6.49E+01	5.61E+01	7.23E+01
Sulfate	kg	5.81E+02	3.38E+02	3.13E+02	2.76E+02	3.45E+02	3.61E+02	3.24E+02	3.92E+02
Ammoniak als N	kg	9.36E-01	8.12E-01	8.03E-01	7.16E-01	8.83E-01	9.09E-01	8.47E-01	9.61E-01
Fette und Oele Land	kg	9.31E-02	2.52E-02	2.01E-02	1.77E-02	2.21E-02	8.25E-03	7.49E-03	8.87E-03
Fette und Oele Meer	kg	7.33E+00	1.77E+00	1.52E+00	1.30E+00	1.72E+00	3.72E-01	2.95E-01	4.36E-01
aromat. KWe	kg	4.51E-01	1.08E-01	9.14E-02	7.85E-02	1.03E-01	2.30E-02	1.85E-02	2.66E-02
Zink	kg	5.82E-01	1.70E-01	1.31E-01	1.11E-01	1.48E-01	5.49E-02	4.63E-02	6.22E-02
Ra	kBq	5.58E+04	7.25E+04	7.34E+04	6.56E+04	8.06E+04	8.95E+04	8.36E+04	9.45E+04
H3	kBq	4.54E+06	6.00E+06	6.08E+06	5.43E+06	6.67E+06	7.35E+06	6.86E+06	7.77E+06
Nuklidgemisch	kBq	4.04E+03	5.56E+03	5.61E+03	5.02E+03	6.16E+03	7.08E+03	6.61E+03	7.47E+03
Aktinide in Wasser	kBq	3.52E+03	4.49E+03	4.55E+03	4.06E+03	4.99E+03	5.52E+03	5.15E+03	5.83E+03
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	1.28E+04	5.90E+03	5.22E+03	5.18E+03	5.25E+03	3.23E+03	3.34E+03	3.14E+03
Reststoffdeponie	kg	6.10E+03	1.09E+03	7.55E+02	6.36E+02	8.54E+02	1.80E+03	1.30E+03	2.20E+03
Reaktordeponie	kg	8.83E+00	2.78E+00	2.29E+00	1.99E+00	2.55E+00	1.85E+00	1.56E+00	2.09E+00
KVA	kg	1.57E+00	9.26E-01	8.78E-01	8.02E-01	9.46E-01	8.21E-01	7.72E-01	8.61E-01
Sonderabfälle	kg	1.39E+01	4.55E+00	3.94E+00	3.49E+00	4.35E+00	2.82E+00	2.49E+00	3.10E+00
Landfarming	kg	5.92E+01	1.44E+01	1.21E+01	1.04E+01	1.36E+01	3.22E+00	2.66E+00	3.67E+00
Schwachaktive Abfälle	m3	4.79E-03	4.27E-03	4.25E-03	3.78E-03	4.67E-03	5.07E-03	4.74E-03	5.35E-03
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m3	6.25E-03	8.44E-03	8.51E-03	7.61E-03	9.33E-03	9.59E-03	8.88E-03	1.02E-02
Hochaktive Abfälle	m3	5.11E-04	6.77E-04	6.86E-04	6.13E-04	7.53E-04	8.26E-04	7.70E-04	8.73E-04

Tab. XVI.4.11 Fortsetzung

Strommix Schweiz, hydrologisches Jahr 1993 (CH'93)

Vergleich CH'93 (gemäss Variante 3) und UCPTE

Ressourcenbedarf. Bedingt durch einen höheren Anteil an Kernenergie weist der Strom nach Variante 3 für den Mix CH'93 bei der Inanspruchnahme von Renaturierungsfläche II-III (in m²a) eine rund 30 % höhere Beanspruchung als der UCPTE-Mix auf. Die Menge Uran ist aus dem gleichen Grunde ebenfalls rund 30 % höher für den CH'93- als für den europäischen Mix. Der beinahe dreimal so hohe Anteil an Wasserkraft bewirkt, dass die benötigte Menge Wasser, sowie darin gespeicherte potentielle Energie, pro TJ_{el} der Schweiz (CH'93) rund 2.5 mal so hoch sind wie für den europäischen Mix. Bei den Ressourcen der konventionell thermischen Kraftwerke wie Benthosflächen oder dem Bedarf an fossilen Energieträgern weist demgegenüber der UCPTE-Verbund die bedeutend höheren Werte auf (Faktoren 2 bis über 20).

Materialmengen und Transportdistanzen. Für den totalen Materialverbrauch, sowie den Verbrauch an Kalkstein und Stahl ist die Steinkohle und die Umwälzwasserkraft dominierend und der UCPTE-Verbund beansprucht deshalb die grösseren Mengen. Der Bedarf an Kies wird durch den Anteil der Wasserkraft bestimmt und ist beim CH'93-Mix höher als im europäischen Verbund. Die Transporte sind wiederum durch fossile Energieträger dominiert (Steinkohle, Öl) und führen für die UCPTE zu höheren Werten (bis Faktor 6).

Bei den *Emissionen in die Luft* weist der CH'93-Mix auf Grund der geringeren Anteile der fossilen Brennstoffe wesentlich geringere Emissionen an CO₂, SO_x etc. auf als der UCPTE-Mix (Faktoren 2 bis 5), da die Wasserkraft kaum einen Beitrag an diese Schadstoffe leistet. Der hohe Anteil an Kernenergie bewirkt demgegenüber höhere Emissionen beim CH'93-Mix in den Kategorien "Rn (inkl. Ra)", "Edelgase" und "Aktinide in Luft". Für die *Emissionen ins Wasser* gelten die gleichen Beobachtungen. Der Mix für die Schweiz 1993 weist bei den Ammoniak-Emissionen allerdings die bedeutend geringeren Unterschiede im Vergleich zur UCPTE auf als bei den übrigen Faktoren, da Ammoniak ebenfalls zu einem grossen Teil aus der Kernenergie stammt.

Auch bei den radioaktiven *Abfällen* wird ersichtlich, dass die Schweiz (Mix CH'93) einen höheren Kernenergieanteil hat als die UCPTE. Die Kategorie der schwachradioaktiven Abfälle wird neben der Kernenergie ebenfalls durch das Heizöl bestimmt und ist deshalb bei der UCPTE grösser als bei der Schweiz. Demgegenüber fallen durchwegs weniger auf Deponien oder in der KVA zu entsorgende Abfälle an, da die Schweiz bei den verschiedenen fossilen Brennstoffen den viel geringeren Verbrauch als der europäische Mix aufweist.

Vergleich CH'93 (Variante 3) und CH-Import

Der Mix CH'93 ist nach dem gleichen Prinzip wie CH-Import berechnet worden - der einzige Unterschied liegt beim betrachteten Zeithorizont (CH'93: hydrolog. Jahr 93/94, CH-Import: Schnitt der Jahre 1990 bis 94). Die Unterschiede machen zwar nur wenige %-Punkte aus, bewirken bei den betrachteten Ressourcen und Emissionen jedoch Unterschiede bis zu 35 % (bezogen auf CH-Import). Da sich v.a. die Anteile der konv.-thermischen Energie ändern, welche jeweils nur sehr geringe Anteile haben, bewirken Änderungen um 1 bis 2 %-Punkte bereits beträchtliche relative Differenzen. Diese spiegeln sich direkt im *Ressourcenverbrauch* der einzelnen Energieträger wieder (z.B. Erdgas, Braunkohle). Beim *Materialverbrauch* sind nur geringfügige Änderungen festzustellen, während die *Transportdistanzen* der Bahn und Frachter um rund einen Viertel kleiner sind. Dies wird durch den geringeren Steinkohleanteil bewirkt.

Bei den *Luft- und Wasserschadstoffen* sind für die fossil bestimmten Faktoren geringere Werte beim Mix CH'93 zu sehen (68 bis 80 % von CH-Import). Die gleichen Tendenzen sind bei den verschiedenen Kategorien des *Abfalls* auszumachen.

Vergleich der Jahres- und Saisonmixe für CH'93

Der Vergleich der CH'93-Mixe (Jahr, Sommer, Winter) lässt sich auch hier anhand der Anteile der verschiedenen Energieträger führen. In Tab. XVI.4.12 sind die Anteile für die drei Mixe aufgeführt.

in %	Jahr	Sommer	Winter
Steinkohle	3.4	2.8	3.9
Braunkohle	1.5	1.3	1.7
Heizöl S	2.0	1.7	2.3
Erdgas	1.2	1.1	1.4
Kernenergie	49.4	43.8	54.3
Wasserkraft	42.2	48.7	36.3
Umwälzwasserkraft	0.4	0.7	0.1
weitere	0	0	0

Tab. XVI.4.12 Die Anteile der verschiedenen Energieträger an den einzelnen Strommixin für CH'93 (auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark")

Deutlich sichtbar wird daraus, dass die Wasserkraft im Sommer etwa die Hälfte des Stromes liefert, während es im Winter nur etwas mehr als ein Drittel ist. Innerhalb der thermischen Energie sind die relativen Änderungen der verschiedenen Energieträger (fossil, nuklear) alle etwa in der gleichen Gröszenordnung.

Beim *Ressourcenbedarf* weisen aus diesem Grunde die beiden Kategorien Wasser und potentielle Energie Wasserkraft im Sommer die höheren Werte auf, während alle anderen Kategorien durch die konv.-therm. Kraftwerke dominiert werden und demzufolge im Winter die höheren Werte aufweisen.

Der *Materialbedarf* wird bei den Nichtmetallen durch die Wasserkraft dominiert. Die Werte für den Sommer sind dadurch grösser als jene im Winter. Beim *Transport* sind die konv.-therm. Energieträger dominierend und die Winterwerte werden so grösser als die Sommerwerte. Die Abwärme im Sommer ist geringer aufgrund des negativen Beitrages der Wasserkraft.

Bei den *Luft- und Wasserschadstoffen* weist das Winterhalbjahr die höheren Werte auf als der Sommer, da diese Emissionen nur zu einem geringen Prozentsatz von der Wasserkraft stammen.

Bei den *Abfällen* mit Inertstoffqualität ist die Wasserkraft dominierend, woraus für Sommer und Winter praktisch die gleichen Werte resultieren. Bei allen übrigen Abfällen gilt das Gleiche wie bei den Emissionen.

Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK)

Für die nachfolgenden Vergleiche mit der Schweiz sowie der UCPTE wird der Jahresmix der NOK gemäss Variante 3 verwendet. Dieser gibt das hydrologische Jahr (vom 1. Oktober 1993 bis zum 30. September 1994) wieder.

Vergleich NOK und UCPTE

Ressourcenbedarf. Bedingt durch einen höheren Anteil an Kernenergie weist der Strom der NOK bei der Inanspruchnahme von Renaturierungsfläche II-III (in m^2a) eine rund 60% höhere Beanspruchung als der UCPTE-Mix auf. Die Menge Uran ist aus dem gleichen Grunde ebenfalls rund 60% höher für den NOK- als für den europäischen Mix. Der mehr als doppelt so hohe Anteil an Wasserkraft bewirkt, dass die benötigte Menge Wasser, sowie darin gespeicherte potentielle Energie, pro TJ_{el} der NOK rund doppelt so hoch sind wie für den europäischen Mix. Bei den Ressourcen der Brennstoffketten konventionell thermischer Kraftwerke wie Benthosflächen oder dem Bedarf an fossilen Energieträgern weist demgegenüber der UCPTE-Verbund die bedeutend höheren Werte auf (Faktoren 2 bis über 20).

Materialmengen und Transportdistanzen. Für den totalen Materialverbrauch, sowie den Verbrauch an Kalkstein und Stahl ist die Steinkohle und die Umwälzwasserkraft dominierend und der UCPTE-Verbund beansprucht deshalb die grösseren Mengen. Der Bedarf an Kies wird durch den Anteil der Wasserkraft bestimmt und ist bei der NOK höher als im europäischen Verbund. Die Transporte sind wiederum durch fossile Energieträger dominiert (Steinkohle, Öl) und führen für die UCPTE zu viel höheren Werten (bis Faktor 20).

Bei den *Luftschadstoffen* weist der NOK-Mix auf Grund der geringeren Anteile der fossilen Brennstoffe wesentlich geringere Emissionen an CO_2 , SO_x etc. auf als der UCPTE-Mix (Faktoren 2 bis 15), da die Wasserkraft kaum einen Beitrag an diese Schadstoffe leistet. Der hohe Anteil an Kernenergie bewirkt demgegenüber höhere Emissionen beim NOK-Mix in den Kategorien "Rn (inkl. Ra)", "Edelgase" und "Aktinide in Luft". Für die *Wasserschadstoffe* gelten die gleichen Beobachtungen. Die NOK weisen bei den Ammoniak-Emissionen die höheren Werte auf, da diese ebenfalls zu einem grossen Teil aus der Kernenergie stammen.

Auch bei den radioaktiven *Abfällen* wird ersichtlich, dass die NOK einen höheren Kernenergieanteil hat als die UCPTE oder die CH. Demgegenüber fallen durchwegs weniger auf Deponien oder in der KVA zu entsorgende Abfälle an, da die NOK bei den verschiedenen fossilen Brennstoffen den viel geringeren Verbrauch als der europäische Mix aufweist.

Vergleich NOK und CH-Import

Vergleicht man den NOK-Jahresmix mit dem Strommix CH-Import, so sieht man, dass die NOK bei der Braunkohle sowie der Kernenergie die grösseren Anteile aufweist. Für alle übrigen Produktionsarten weist der CH-Import - Mix höhere Anteile aus.

Ressourcenverbrauch. Der höhere Anteil Kernenergie der NOK bewirkt wiederum, dass der Strom der NOK bei der Inanspruchnahme der Fläche II-III sowie der benötigten Menge Uran erhöhte Werte aufweist. Der um über 50% höhere Braunkohleanteil (im Vergleich zu CH-Import) bewirkt einen um die gleiche Grössenordnung höheren Braunkohleverbrauch. In allen übrigen Kategorien weist die Schweiz höhere Werte auf (aufgrund der höheren Anteile der verantwortlichen Energiesysteme).

Materialverbrauch. Durch den höheren Anteil an Steinkohle und an Wasserkraft weist die Schweiz in allen Bereichen den grösseren Materialverbrauch als die NOK aus. Beim *Transport* bewirkt vor allem der rund 4.5 mal grössere Steinkohleanteil im CH-Import - Mix, dass die Transportdistanzen für die Schweiz höher sind als für die NOK.

Bei den *Luftschadstoffen* weist der NOK-Mix auf Grund der geringeren Anteile der fossilen Brennstoffe wesentlich geringere Emissionen an CO_2 , SO_x etc. auf als der UCPTE-Mix, da die Wasserkraft kaum einen Beitrag an diese Schadstoffe leistet. Der höhere Braunkohle-Anteil bewirkt, dass die

Unterschiede geringer ausfallen (Faktoren 1.6 bis 3) als im Vergleich mit der UCPT. Der hohe Anteil an Kernenergie bewirkt demgegenüber höhere Emissionen beim NOK-Mix in den Kategorien "Rn (inkl. Ra)", "Edelgase" und "Aktinide in Luft". Für die *Wasserschadstoffe* gelten die gleichen Beobachtungen. Die NOK weisen jedoch für die Kategorien "Sulfate" sowie "Ammoniak als N" höhere Werte auf als die Schweiz. Dies ist eine Folge davon, dass die Braunkohle die Emissionen an Sulfaten dominiert, während die Ammoniak-Emissionen überwiegend aus der Kernenergie-Prozesskette stammen.

Bei den Abfällen in die Reststoffdeponie sind bei der NOK die hohen Anteile aus der Braunkohle verantwortlich für den beinahe doppelt so hohen Wert wie für die Schweiz. Auch bei den radioaktiven Abfällen wird ersichtlich, dass die NOK einen höheren Kernenergieanteil hat als die CH.

Vergleich von NOK Jahres- und Saisonmischen

Der Vergleich des NOK-Jahres- mit den Saisonmischen lässt sich auch hier anhand der Anteile der verschiedenen Energieträger führen. In Tab. XVI.4.13 sind die Anteile für die drei NOK-Mixe aufgeführt.

in %	Jahr	Sommer	Winter
Steinkohle	0.98	0.76	1.16
Braunkohle	3.59	2.56	4.43
Heizöl S	0.28	0.19	0.37
Erdgas	0.14	0.14	0.15
Kernenergie	61.38	57.20	64.99
Wasserkraft	33.14	38.41	28.63
Umwälzwasserkraft	0.49	0.74	0.27
weitere	0.00	0.00	0.00

Tab. XVI.4.13 Die Anteile der verschiedenen Energieträger an den einzelnen Strommischen der NOK (auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark")

Deutlich sichtbar wird daraus, dass die Wasserkraft im Sommer einen deutlich höheren Anteil aufweist als die thermischen Energieträger, während es im Winter umgekehrt ist. Innerhalb der thermischen Energie sind die relativen Änderungen der konventionellen Träger Braunkohle und Heizöl viel grösser als jene der Kernenergie.

Beim *Ressourcenbedarf* weisen aus diesem Grunde die beiden Kategorien Wasser und potentielle Energie Wasserkraft im Sommer die höheren Werte auf, während alle anderen Kategorien durch die konv-therm. Kraftwerke dominiert werden und demzufolge im Winter die höheren Werte aufweisen. Die grösseren relativen Veränderungen bei Braunkohle und Heizöl bewirken bei deren Faktoren die grösseren Unterschiede als bei Steinkohle, Erdgas resp. Kernenergie.

Der *Materialbedarf* wird bei den Nichtmetallen durch die Wasserkraft dominiert. Die Werte für den Sommer sind dadurch grösser als jene im Winter. Beim *Transport* sind die konv-therm. Energieträger dominierend und die Winterwerte werden so grösser als die Sommerwerte. Die Abwärme im Sommer ist geringer aufgrund des negativen Beitrages der Wasserkraft.

Bei den *Luft- und Wasserschadstoffen* weist das Winterhalbjahr die höheren Werte auf als der Sommer, da diese Emissionen nur zu einem geringen Prozentsatz von der Wasserkraft stammen. Bei jenen Faktoren, die durch die Kernenergie dominiert werden, sind die Unterschiede zwischen den beiden Jahreszeiten aufgrund der geringeren relativen Veränderung geringer.

Bei den *Abfällen* mit Inertstoffqualität ist die Wasserkraft dominierend, woraus eine höhere Menge im Sommer resultiert. Bei allen übrigen Abfällen gilt das Gleiche wie bei den Emissionen.

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ)

Für die nachfolgenden Vergleiche mit der UCPTA sowie der Schweiz wird der Jahresmix des EWZ (gemäss Variante 3) verwendet.

		UCPTA	EWZ								
		TJ	Jahr TJ	Sommer TJ	Winter TJ	19.1. HT TJ	19.1. NT TJ	9.2. HT TJ	9.2. NT TJ	9.3. HT TJ	9.3. NT TJ
Ressourcen											
Fläche II-III	m ²	1.1E+04	1.36E+04	1.26E+04	1.47E+04	1.26E+04	1.64E+04	1.20E+04	1.94E+04	1.27E+04	2.00E+04
Fläche II-IV	m ²	2.06E+02	3.81E+01	3.69E+01	3.93E+01	3.77E+01	4.05E+01	3.73E+01	4.31E+01	3.78E+01	4.34E+01
Fläche III-IV	m ²	8.89E+01	6.09E+00	5.66E+00	6.49E+00	6.18E+00	6.58E+00	6.08E+00	7.16E+00	6.21E+00	7.29E+00
Fläche IV-IV	m ²	3.36E-01	1.10E-01	1.02E-01	1.17E-01	1.05E-01	1.26E-01	1.01E-01	1.46E-01	1.05E-01	1.50E-01
Fläche Benthos II-III	m ²	6.90E+02	1.85E+01	1.61E+01	2.07E+01	1.82E+01	2.14E+01	1.74E+01	2.54E+01	1.84E+01	2.66E+01
Holz trocken	t	2.60E-01	8.85E-03	8.15E-03	9.54E-03	8.58E-03	1.05E-02	8.29E-03	1.20E-02	8.60E-03	1.22E-02
Rohbraunkohle	kg	4.40E+04	1.01E+02	9.50E+01	1.07E+02	9.67E+01	1.12E+02	9.36E+01	1.31E+02	9.72E+01	1.35E+02
Rohfördersteinkohle	kg	3.46E+04	4.04E+02	3.72E+02	4.36E+02	4.15E+02	4.86E+02	4.08E+02	5.05E+02	4.13E+02	5.04E+02
Erdgas	Nm ³	5.93E+03	3.27E+02	2.55E+02	3.94E+02	3.34E+02	3.97E+02	3.17E+02	4.99E+02	3.43E+02	5.35E+02
Rohoel	t	7.92E+00	1.48E-01	1.41E-01	1.56E-01	1.41E-01	1.64E-01	1.37E-01	1.85E-01	1.41E-01	1.90E-01
Uran	kg	2.98E+00	3.65E+00	3.35E+00	3.96E+00	3.33E+00	4.46E+00	3.17E+00	5.36E+00	3.37E+00	5.56E+00
Pot. Energie Wasser	TJ	1.94E+01	6.71E-01	7.13E-01	6.31E-01	7.50E-01	5.48E-01	7.82E-01	3.95E-01	7.40E-01	3.43E-01
Wasser	kg	1.03E+09	3.25E+09	4.24E+09	2.28E+09	1.53E+09	2.14E+09	1.44E+09	1.55E+09	1.52E+09	1.51E+09
Strom	TJ	1.04E+00	1.02E+00	1.02E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.03E+00	1.03E+00	1.01E+00
Materialien											
Materialien	kg	3.94E+03	3.97E+03	4.10E+03	3.85E+03	4.27E+03	3.55E+03	4.38E+03	3.04E+03	4.23E+03	2.84E+03
Kalkstein	kg	8.13E+02	4.16E+02	4.33E+02	4.01E+02	4.50E+02	3.67E+02	4.64E+02	3.06E+02	4.46E+02	2.83E+02
Kies	kg	1.81E+03	2.94E+03	3.09E+03	2.81E+03	3.21E+03	2.52E+03	3.32E+03	2.01E+03	3.17E+03	1.82E+03
Stahl und Gusseisen	kg	3.09E+02	1.30E+02	1.29E+02	1.31E+02	1.37E+02	1.27E+02	1.38E+02	1.22E+02	1.36E+02	1.19E+02
Kupfer	kg	3.05E+00	1.03E+00	9.53E-01	1.12E+00	9.52E-01	1.23E+00	9.07E-01	1.48E+00	9.61E-01	1.53E+00
Transport											
Transport Strasse	tkm	7.33E+02	2.27E+02	2.18E+02	2.37E+02	2.12E+02	2.54E+02	2.06E+02	2.85E+02	2.13E+02	2.91E+02
Transport Schiene	tkm	6.92E+03	3.59E+02	3.36E+02	3.82E+02	3.84E+02	3.96E+02	3.83E+02	4.16E+02	3.83E+02	4.14E+02
Transport Wasser	tkm	1.37E+05	2.79E+03	2.65E+03	2.94E+03	2.83E+03	3.11E+03	2.80E+03	3.26E+03	2.83E+03	3.26E+03
Abwärme											
Abwärme	TJ	1.85E+00	5.82E-01	4.51E-01	7.09E-01	4.40E-01	9.22E-01	3.66E-01	1.31E+00	4.58E-01	1.41E+00
Emissionen Luft											
CO2 mobil	kg	1.06E+03	4.83E+01	4.60E+01	5.05E+01	4.71E+01	5.36E+01	4.62E+01	5.82E+01	4.72E+01	5.89E+01
CO2 prozessbedingt	kg	9.61E+02	2.36E+02	2.44E+02	2.30E+02	2.53E+02	2.12E+02	2.59E+02	1.84E+02	2.51E+02	1.73E+02
CO2 feuereungsbedingt	kg	1.35E+05	1.65E+03	1.44E+03	1.85E+03	1.65E+03	1.95E+03	1.59E+03	2.25E+03	1.66E+03	2.33E+03
SOx	kg	8.25E+02	1.06E+01	9.74E+00	1.14E+01	1.00E+01	1.25E+01	9.62E+00	1.46E+01	1.01E+01	1.50E+01
NOx	kg	2.34E+02	5.37E+00	5.10E+00	5.64E+00	5.17E+00	5.98E+00	5.04E+00	6.58E+00	5.19E+00	6.70E+00
CH4	kg	2.53E+02	5.80E+00	4.86E+00	6.69E+00	6.02E+00	6.88E+00	5.82E+00	7.97E+00	6.10E+00	8.33E+00
NM VOC	kg	7.29E+01	2.49E+00	2.29E+00	2.68E+00	2.38E+00	2.83E+00	2.30E+00	3.27E+00	2.40E+00	3.39E+00
BTEX-Aromaten	kg	1.45E+00	1.46E-02	1.33E-02	1.59E-02	1.40E-02	1.78E-02	1.35E-02	2.03E-02	1.41E-02	2.08E-02
Benzo(a)Pyren	kg	7.49E-05	1.49E-05	1.48E-05	1.50E-05	1.58E-05	1.46E-05	1.60E-05	1.40E-05	1.57E-05	1.37E-05
HCl	kg	2.56E+01	1.17E-01	1.03E-01	1.30E-01	1.15E-01	1.50E-01	1.10E-01	1.68E-01	1.15E-01	1.71E-01
Hg	kg	8.07E-03	6.69E-05	6.03E-05	7.34E-05	6.78E-05	8.31E-05	6.59E-05	8.91E-05	6.76E-05	8.96E-05
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.64E+08	2.01E+08	1.84E+08	2.18E+08	1.83E+08	2.45E+08	1.74E+08	2.95E+08	1.85E+08	3.06E+08
Edelgase	kBq	1.13E+08	1.40E+08	1.28E+08	1.52E+08	1.28E+08	1.71E+08	1.22E+08	2.05E+08	1.29E+08	2.13E+08
Aerosole	kBq	5.79E+01	2.61E+01	2.37E+01	2.85E+01	2.40E+01	3.22E+01	2.28E+01	3.26E+01	2.42E+01	4.00E+01
Aktinide in Luft	kBq	6.06E+01	6.82E+01	6.25E+01	7.39E+01	6.23E+01	8.32E+01	5.91E+01	1.00E+02	6.29E+01	1.04E+02
Emissionen Wasser											
Chloride	kg	5.75E+02	2.98E+01	2.74E+01	3.21E+01	2.78E+01	3.58E+01	2.66E+01	4.18E+01	2.80E+01	4.31E+01
Sulfate	kg	5.81E+02	2.27E+02	2.08E+02	2.46E+02	2.08E+02	2.77E+02	1.97E+02	3.32E+02	2.10E+02	3.44E+02
Ammoniak als N	kg	9.36E-01	6.87E-01	6.30E-01	7.43E-01	6.28E-01	8.36E-01	5.97E-01	1.00E+00	6.35E-01	1.04E+00
Fette und Oele Land	kg	9.31E-02	6.17E-03	5.57E-03	6.74E-03	6.18E-03	6.87E-03	6.03E-03	7.83E-03	6.24E-03	8.09E-03
Fette und Oele Meer	kg	7.33E+00	1.43E-01	1.34E-01	1.52E-01	1.36E-01	1.59E-01	1.32E-01	1.81E-01	1.37E-01	1.86E-01
aromatische Kwe	kg	4.51E-01	9.59E-03	9.03E-03	1.01E-02	9.25E-03	1.06E-02	9.01E-03	1.19E-02	9.30E-03	1.22E-02
Zink	kg	5.82E-01	1.85E-02	1.70E-02	1.98E-02	1.78E-02	2.20E-02	1.72E-02	2.48E-02	1.79E-02	2.54E-02
Ra	kBq	5.58E+04	6.82E+04	6.25E+04	7.39E+04	6.23E+04	8.32E+04	5.91E+04	1.00E+05	6.29E+04	1.04E+05
H3	kBq	4.54E+06	5.63E+06	5.16E+06	6.10E+06	5.15E+06	6.86E+06	4.88E+06	8.25E+06	5.20E+06	8.56E+06
Nuklidgemisch	kBq	4.04E+03	5.28E+03	4.84E+03	5.72E+03	4.81E+03	6.51E+03	4.57E+03	7.78E+03	4.87E+03	8.06E+03
Aktinide in Wasser	kBq	3.52E+03	4.20E+03	3.85E+03	4.55E+03	3.84E+03	5.13E+03	3.64E+03	6.16E+03	3.88E+03	6.39E+03
Abfälle											
Inertstoffdeponie	kg	1.28E+04	3.47E+03	3.62E+03	3.34E+03	3.79E+03	3.04E+03	3.91E+03	2.48E+03	3.75E+03	2.27E+03
Reststoffdeponie	kg	6.10E+03	9.78E+01	8.94E+01	1.06E+02	9.07E+01	1.19E+02	8.65E+01	1.41E+02	9.15E+01	1.46E+02
Reaktordeponie	kg	8.83E+00	7.84E-01	7.28E-01	8.41E-01	7.28E-01	9.33E-01	6.98E-01	1.09E+00	7.34E-01	1.13E+00
KVA	kg	1.57E+00	6.67E-01	6.24E-01	7.10E-01	6.47E-01	7.60E-01	6.29E-01	8.66E-01	6.50E-01	8.86E-01
Sonderabfälle	kg	1.39E+01	1.61E+00	1.55E+00	1.67E+00	1.47E+00	1.79E+00	1.42E+00	2.03E+00	1.48E+00	2.08E+00
Landfarming	kg	5.92E+01	1.59E+00	1.39E+00	1.77E+00	1.56E+00	1.83E+00	1.50E+00	2.17E+00	1.58E+00	2.28E+00
Schwachaktive Abfälle	m ³	4.79E-03	3.69E-03	3.39E-03	4.00E-03	3.36E-03	4.56E-03	3.19E-03	5.44E-03	3.40E-03	5.63E-03
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m ³	6.25E-03	7.39E-03	6.73E-03	8.04E-03	6.79E-03	9.04E-03	6.44E-03	1.09E-02	6.85E-03	1.13E-02
Hochaktive Abfälle	m ³	5.11E-04	6.32E-04	5.79E-04	6.85E-04	5.78E-04	7.71E-04	5.48E-04	9.27E-04	5.83E-04	9.61E-04

Tab. XVI.4.14 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Strommische des EWZ (ab "Klemme Kraftwerkpark")

Vergleich EWZ und UCPTE

Ressourcenbedarf. Aus Tab. XVI.4.11 wird ersichtlich, dass der Strommix des EWZ keine konv.-thermische Anteile besitzt. Er setzt sich zu 99% aus Kern- und Wasserkraft zusammen. Der Vergleich mit dem UCPTE-Mix liefert deshalb den gleichen Sachverhalt wie die NOK, mit dem einzigen Unterschied, dass die Differenzen noch viel grösser sind (bis Faktor 500 !). Das trotz einem Anteil von 0 % fossiler Brennstoffe noch ein Verbrauch an solchen Stoffen ausgewiesen wird, ist durch die vorgelagerten Ketten der Wasser- und Kernenergie bedingt.

Materialverbrauch. Der hohe Anteil der Wasserkraft sorgt dafür, dass bei den totalen Materialien und beim Bedarf an Kies der EWZ-Mix die höheren Werte aufweist. Beim *Transport* zeigt sich wiederum das Fehlen der transportintensiven fossilen Energieträger, wodurch sich bis zu 50 mal kleinere Werte ergeben.

Bei den *Luftschadstoffen* weist der EWZ-Mix auf Grund des Fehlens fossiler Brennstoffe wesentlich geringere Emissionen an CO₂, SO_x etc. auf als der UCPTE-Mix (Faktoren 4 bis 200), da die Wasserkraft kaum einen Beitrag an diese Schadstoffe leistet. Der hohe Anteil an Kernenergie bewirkt demgegenüber höhere Emissionen beim NOK-Mix in den Kategorien "Rn (inkl. Ra)", "Edelgase" und "Aktinide in Luft". Für die *Wasseremissionen* gelten die gleichen Beobachtungen. Der Mix des EWZ weist bei den Ammoniak-Emissionen allerdings die bedeutend geringeren Unterschiede im Vergleich zur UCPTE auf als bei den übrigen Faktoren, da Ammoniak ebenfalls zu einem grossen Teil aus der Kernenergie stammt.

Auch bei den radioaktiven *Abfällen* wird ersichtlich, dass das EWZ einen höheren Kernenergieanteil hat als die UCPTE. Demgegenüber fallen durchwegs weniger auf Deponien oder in der KVA zu entsorgende Abfälle an.

Vergleich EWZ und CH-Import

Der Vergleich von EWZ und CH-Import - Mix zeigt die gleichen Sachverhalte wie oben im Vergleich von EWZ und UCPTE. Da die fossilen Anteile bei der Schweiz aber geringer sind als im Euro-Mix, sind die Unterschiede zwischen EWZ und CH-Import nicht so gross. Bei der Kernenergie weist die Schweiz einen höheren Anteil als das EWZ aus. Aus diesem Grunde sind alle davon abhängigen Faktoren (Uranbedarf, Radioaktive Emissionen und Abfälle) beim Mix CH-Import grösser als beim EWZ.

Vergleich von EWZ-Jahres- und Saisonmischen

Der Vergleich des EWZ-Jahres- mit den Saisonmischen erfolgt aufgrund der Anteile der verschiedenen Energieträger. In Tab. XVI.4.15 sind diese Anteile zusammengetragen.

in %	hydrol. Jahr 93/94			19.1.1994		9.2.1994		9.3.1994	
	Jahr	Sommer	Winter	HT	NT	HT	NT	HT	NT
Kernenergie	46.6	42.5	50.6	42.7	57.2	40.5	68.7	43.1	71.2
Wasserkraft	52.1	55.7	48.6	56.8	42.2	59.1	30.4	56.1	26.5
Umwälzkraft	0.4	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
weitere	1.0	1.2	0.8	0.5	0.5	0.4	0.9	0.8	2.3

Tab. XVI.4.15 Die Anteile der verschiedenen Energieträger an den verschiedenen EWZ-Strommischen (auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark")

Man ersieht, dass die Wasserkraft im Sommer sowie zu den Hochtarifzeiten im Winter mehr als die Hälfte des Stromes liefert, während der Anteil der Kernenergie im Winter insbesondere beim Niedertarif bis zu 780 % beträgt.

Beim *Ressourcenbedarf* weisen aus diesem Grunde die beiden Kategorien Wasser und potentielle Energie Wasserkraft im Sommer die höheren Werte auf, während alle anderen Kategorien durch die Kernenergie und die dort vorgelagerten Prozesse dominiert werden und demzufolge im Winter die höheren Werte aufweisen.

Der *Materialbedarf* wird bei den Nichtmetallen durch die Wasserkraft dominiert. Die Werte für den Sommer sind dadurch grösser als jene im Winter. Der *Transport* wird durch die Kernenergie dominiert und die Winterwerte werden so grösser als die Sommerwerte. Die Abwärme im Sommer ist aufgrund des negativen Beitrages der Wasserkraft geringer.

Bei den *Luft- und Wasserschadstoffen* weist das Winterhalbjahr die höheren Werte auf als der Sommer, da diese Emissionen nur zu einem geringen Prozentsatz von der Wasserkraft stammen. Eine Ausnahme bildet der Faktor "CO₂ prozess", welcher beim Fehlen von fossilen Energieträgern von der Wasserkraft dominiert wird (Wasserkraft dreimal grösser als Nuklearkraft).

Bei den *Abfällen* mit Inertstoffqualität ist die Wasserkraft dominierend, woraus eine höhere Menge im Sommer resultiert. Bei allen übrigen Abfällen gilt das Gleiche wie bei den Emissionen.

Vergleich von EWZ Jahresmix mit den Winterhoch- und Niedertarif-Mixen

Betrachtet man die Anteile der verschiedenen Energieträger in Tab. XVI.4.15, so sieht man, dass die Mixe der Hochtarifzeiten dem Sommermix des EWZ sehr ähnlich sind. Sie unterscheiden sich auch untereinander um max. 3 %-Punkte. Es gilt für diese drei Mixe das gleiche, wie oben bereits für den Sommermix gesagt wurde, mit einer einzigen Ausnahme: der Wasserbedarf. Denn obschon die Anteile der Wasserkraft bei allen vier etwa gleich sind, unterscheiden sich die benötigten Wassermengen massiv (Hochtarifmixe benötigen nur rund einen Drittel des Wassers im Vergleich mit dem Sommermix). Der Grund dafür liegt bei den unterschiedlichen Anteilen Lauf- und Speicherkraft. Für den Sommer beträgt der Anteil der wasserintensiven Laufkraft rund 60%, während er im Hochtarif der drei betrachteten Tage nur rund 17 % der Wasserkraft ausmacht.

Bei den drei Mixen der Niedertarifzone sind grössere Differenzen untereinander sowie im Vergleich mit dem Jahresmix zu sehen. In allen NT-Mixen dominiert zwar die Kernenergie, sie schwankt dabei aber zwischen 57 und 71 %. Beim NT-Mix vom 9.3. fällt zudem der hohe Anteil von "weiteren" Erzeugern auf, wovon 2 %-Punkte aus der KVA stammen. Die Auswirkungen auf die *Ressourcenverbräuche* zeigen wiederum, dass die fossilen Ressourcen von der Kette der Kernenergie dominiert werden und deshalb im ähnlichen Masse wie der Uranverbrauch ansteigen.

Der *Materialbedarf* wird bei den Nichtmetallen durch die Wasserkraft dominiert. Die Werte des Jahresmixes sind deshalb höher als jene der NT-Mixe. Der *Transport* wird durch die Kernenergie dominiert wodurch sich der gegenteilige Effekt ergibt. Die Abwärme beim Jahresmix ist geringer aufgrund des negativen Beitrages der Wasserkraft.

Bei den *Luft- und Wasseremissionen* und den anfallenden *Abfällen* gilt das gleiche wie schon für den Vergleich der Saisonmixe gesagt wurde. Je mehr die Kernenergie den Mix dominiert, desto höher fallen auch die fossilen Emissionen aus (vorgelagerte Prozesse!).

4.5 Vergleich der beiden Varianten für die Regional- und Saisonalstrommixe

Für einen Vergleich der Varianten 1 und 3 bei den regionalen und saisonalen Strommischen werden die Jahresmische der Schweiz, der NOK und des EWZ beigezogen. In Tab. XVI.4.16 sind die Anteile der verschiedenen Energieträger an den betrachteten Strommischen aufgeführt. Resultate auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark" sind in Tab. XVI.4.17 zusammengefasst.

in %	CH'93		EWZ		NOK	
	Variante 3	Variante 1	Variante 3	Variante 1	Variante 3	Variante 1
Steinkohle	3.41	-	-	-	0.98	-
Braunkohle	1.49	-	-	-	3.58	-
Heizöl S	1.96	1.75	-	-	0.29	-
Erdgas	1.24	-	-	-	0.15	-
Kernenergie	49.35	35.49	46.57	33.69	61.37	60.06
Wasserkraft	42.16	62.08	52.06	65.84	33.14	39.28
Umwälzwasserkraft	0.39	0.68	0.38	0.47	0.49	0.66
weitere	-	-	0.99	-	-	-

Tab. XVI.4.16 Die Anteile der verschiedenen Energieträger der Strommische CH'93, EWZ und NOK gemäss Varianten 1 und 3 (auf Stufe "Klemme Kraftwerkspark")

		CH'93 Jahr		EWZ		NOK	
		Variante 3 TJ	Variante 1 TJ	Variante 3 TJ	Variante 1 TJ	Variante 3 TJ	Variante 1 TJ
Ressourcen							
Fläche II-III	m2a	1.46E+04	1.09E+04	1.36E+04	1.01E+04	1.75E+04	1.70E+04
Fläche II-IV	m2a	6.85E+01	4.71E+01	3.81E+01	3.47E+01	4.90E+01	3.98E+01
Fläche III-IV	m2a	1.90E+01	7.35E+00	6.09E+00	5.08E+00	1.46E+01	5.77E+00
Fläche IV-IV	m2a	1.62E-01	1.14E-01	1.10E-01	7.94E-02	1.39E-01	1.15E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	1.32E+02	9.24E+01	1.85E+01	1.14E+01	3.53E+01	1.63E+01
Holz trocken	t	5.99E-02	1.15E-02	8.85E-03	7.49E-03	2.63E-02	1.06E-02
Rohbraunkohle	kg	5.96E+03	1.47E+02	1.01E+02	6.64E+01	1.50E+04	2.34E+02
Rohfoerdersteinkohle	kg	7.14E+03	8.96E+02	4.04E+02	4.41E+02	2.41E+03	5.12E+02
Erdgas	Nm3	7.74E+02	1.51E+02	3.27E+02	1.32E+02	3.26E+02	2.24E+02
Rohoel	t	1.66E+00	1.39E+00	1.48E-01	1.18E-01	4.03E-01	1.56E-01
Uran	kg	3.93E+00	2.85E+00	3.65E+00	2.61E+00	4.80E+00	4.64E+00
Pot. Energie Wasserkraft	TJ	5.48E-01	8.07E-01	6.71E-01	8.48E-01	4.30E-01	5.08E-01
Wasser	kg	2.41E+09	3.43E+09	3.25E+09	4.20E+09	2.08E+09	2.56E+09
Strom	TJ	1.04E+00	1.03E+00	1.02E+00	1.03E+00	1.03E+00	1.03E+00
Materialien							
Materialien	kg	3.86E+03	4.49E+03	3.97E+03	4.54E+03	3.26E+03	3.38E+03
Kalkstein	kg	4.90E+02	4.84E+02	4.16E+02	4.86E+02	4.11E+02	3.50E+02
Kies	kg	2.62E+03	3.43E+03	2.94E+03	3.53E+03	2.15E+03	2.39E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.61E+02	1.41E+02	1.30E+02	1.32E+02	1.34E+02	1.21E+02
Kupfer	kg	1.46E+00	8.23E-01	1.03E+00	7.04E-01	1.55E+00	1.21E+00
Transport							
Transport Strasse	tkm	3.40E+02	2.30E+02	2.27E+02	1.90E+02	2.88E+02	2.55E+02
Transport Schiene	tkm	1.43E+03	4.43E+02	3.59E+02	3.41E+02	6.82E+02	3.91E+02
Transport Wasser	tkm	2.43E+04	9.15E+03	2.79E+03	2.76E+03	7.96E+03	3.10E+03
Abwaerme	TJ	9.32E-01	2.64E-01	5.82E-01	1.32E-01	1.24E+00	1.01E+00
Emissionen Luft							
CO2 mobil	kg	2.15E+02	8.63E+01	4.83E+01	4.38E+01	9.36E+01	5.35E+01
CO2 prozessbedingt	kg	3.65E+02	4.02E+02	2.36E+02	2.67E+02	2.33E+02	2.01E+02
CO2 feuerungsbedingt	kg	2.52E+04	6.00E+03	1.65E+03	1.21E+03	1.87E+04	1.75E+03
SOx	kg	1.22E+02	2.99E+01	1.06E+01	8.06E+00	1.52E+02	1.34E+01
NOx	kg	4.31E+01	1.19E+01	5.37E+00	4.67E+00	3.11E+01	5.98E+00
CH4	kg	5.33E+01	1.16E+01	5.80E+00	3.96E+00	1.88E+01	4.99E+00
NMVOC	kg	1.57E+01	1.20E+01	2.49E+00	1.82E+00	5.06E+00	2.54E+00
BTEX-Aromaten	kg	2.72E-01	6.63E-02	1.46E-02	1.25E-02	2.13E-01	1.94E-02
Benzo(a)Pyren	kg	2.45E-05	1.71E-05	1.49E-05	1.52E-05	1.64E-05	1.38E-05
HCl	kg	3.97E+00	2.96E+01	1.17E-01	1.12E-01	5.41E+00	1.99E-01
Hg	kg	1.38E-03	1.64E-04	6.69E-05	6.96E-05	1.05E-03	9.19E-05
Rn (inkl. Ra)	kBq	2.16E+08	1.57E+08	2.01E+08	1.44E+08	2.64E+08	2.55E+08
Edelgase	kBq	1.52E+08	1.11E+08	1.40E+08	9.94E+07	1.83E+08	1.76E+08
Aerosole	kBq	3.46E+01	2.56E+01	2.61E+01	1.89E+01	3.77E+01	3.25E+01
Aktinide in Luft	kBq	7.40E+01	5.33E+01	6.82E+01	4.88E+01	9.00E+01	8.65E+01

Tab. XVI.4.17 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse der Jahresstrommische CH'93, EWZ und NOK gemäss Varianten 1 und 3 (ab "Klemme Kraftwerkspark")

Forts.		CH'93 Jahr		EWZ		NOK	
		Variante 3 TJ	Variante 1 TJ	Variante 3 TJ	Variante 1 TJ	Variante 3 TJ	Variante 1 TJ
Emissionen Wasser							
Chloride	kg	1.39E+02	6.08E+01	2.98E+01	2.31E+01	6.49E+01	3.68E+01
Sulfate	kg	3.13E+02	1.83E+02	2.27E+02	1.64E+02	3.61E+02	2.89E+02
Ammoniak als N	kg	8.03E-01	5.78E-01	6.87E-01	4.94E-01	9.09E-01	8.68E-01
Fette und Oele Land	kg	2.01E-02	1.25E-02	6.17E-03	4.47E-03	8.25E-03	5.62E-03
Fette und Oele Meer	kg	1.52E+00	1.25E+00	1.43E-01	1.10E-01	3.72E-01	1.47E-01
aromat. KWe	kg	9.14E-02	7.23E-02	9.59E-03	7.57E-03	2.30E-02	9.73E-03
Zink	kg	1.31E-01	2.58E-02	1.85E-02	1.61E-02	5.49E-02	2.28E-02
Ra	kBq	7.34E+04	5.32E+04	6.82E+04	4.88E+04	8.95E+04	8.66E+04
H3	kBq	6.08E+06	4.40E+06	5.63E+06	3.99E+06	7.35E+06	7.07E+06
Nuklidgemisch	kBq	5.61E+03	4.33E+03	5.28E+03	3.99E+03	7.08E+03	7.08E+03
Aktinide in Wasser	kBq	4.55E+03	3.30E+03	4.20E+03	3.01E+03	5.52E+03	5.33E+03
Abfälle							
Inertstoffdeponie	kg	5.22E+03	4.16E+03	3.47E+03	4.14E+03	3.23E+03	2.89E+03
Reststoffdeponie	kg	7.55E+02	1.15E+02	9.78E+01	7.31E+01	1.80E+03	1.37E+02
Reaktordeponie	kg	2.29E+00	1.10E+00	7.84E-01	6.04E-01	1.85E+00	9.69E-01
KVA	kg	8.77E-01	6.44E-01	6.67E-01	5.29E-01	8.20E-01	7.46E-01
Sonderabfaelle	kg	3.94E+00	2.46E+00	1.61E+00	1.28E+00	2.82E+00	1.76E+00
Landfarming	kg	1.21E+01	9.27E+00	1.59E+00	9.91E-01	3.22E+00	1.42E+00
Schwachaktive Abfaelle	m3	4.25E-03	3.24E-03	3.69E-03	2.85E-03	5.07E-03	5.07E-03
Endlager B	m3	8.51E-03	6.53E-03	7.39E-03	5.17E-03	9.59E-03	8.96E-03
Endlager C	m3	6.86E-04	5.01E-04	6.32E-04	4.48E-04	8.26E-04	7.93E-04

Tab. XVI.4.17 Forts.

In Variante 1 weist nur gerade der Mix CH'93 einen geringen fossilen Anteil auf (aus Heizöl), die beiden anderen Mixe haben nur noch Kernenergie und Wasserkraft. Dabei weisen der Mix CH'93 und das EWZ bei Variante 1 jeweils etwa einen Drittel Kernenergie und zwei Drittel Wasserkraft auf, während die NOK beinahe das umgekehrte Verhältnis (mit rund 60 % Kernenergie) aufweisen.

Betrachtet man die Zahlen des Importes (d.h. die Differenz zwischen den beiden Varianten), so sieht man, dass bei der Schweiz das Verhältnis zwischen Kern- und Wasserkraft sich stark verändert, der Import ist also thermisch (fossil und nuklear) dominiert. Beim EWZ ist der Import von der Kernenergie dominiert, der Anteil nimmt von Variante 1 zu Variante 3 zu. Die NOK importieren Strom, welcher vorwiegend thermisch dominiert ist (fossil und nuklear), wobei der Anteil der Kernenergie etwa bei 60 % konstant bleibt.

Strommix Schweiz, hydrologisches Jahr 1993 (CH'93)

Der Vergleich zwischen diesen beiden Mixen führt etwa auf die gleichen Resultate wie bereits im Kapitel XVI.3.1.3 diskutiert. Dort wurden die Mixe der Schweiz aus den Daten der letzten 5 Jahre miteinander verglichen, hier erfolgt der Vergleich auf Grund der Daten eines einzigen Jahres. Die Verhältnisse ändern etwas, da die Wasserkraft hier rund 3 bis 4 %-Punkte höhere Anteile aufweist. Die Tendenzen bleiben aber die gleichen.

Strommix EWZ Jahr

Die Variante 1 weist einen deutlich höheren (rund 14 %-Punkte) Wasserkraftanteil auf, als die Variante 3. Dies spiegelt sich in den Faktoren des nichtmetallischen Materialverbrauches deutlich wieder, welche bei Variante 1 alle um 15 bis 20 % höher sind (relativ zu Variante 3). Auch beim Wasserbedarf ist dies deutlich zu sehen.

Die Kernenergie weist bei der Variante 1 nur etwa 70% des Anteils von Variante 3 auf. Die Luft- und Wasseremissionen, welche durch die Kernenergie dominiert werden, ändern alle ebenfalls um diesen Faktor, ebenso der Uranbedarf. Die fossilen Ressourcen, in beiden Fällen nur in vorgelagerten Prozessen benötigt, ändern sich zwar relativ stark, ihre absoluten Grössen liegen aber um mehrere Grössenordnungen unterhalb derjenigen beispielsweise des UCPTE-Mixes.

Bei den Luftschadstoffen fällt auf, dass CO₂ prozess bei Variante 1 höher ist als bei der Variante 3. Dies ist eine Folge der höheren Emissionen bei der Wasserkraft im Vergleich mit der Kernenergie. Die übrigen Luftemissionen - verursacht hauptsächlich durch fossile Energieträger - sind bei der Vari-

ante 1 tiefer, da sie lediglich von den vorgelagerten Prozessen der Kernenergie verursacht werden. Für die Emissionen ins Wasser gilt das Gleiche. Je mehr dabei sich die Änderung von derjenigen der Kernenergie unterscheidet, desto eher weist auch die Wasserkraft in den vorgelagerten Ketten einen Teil dieser Emissionen auf.

Bei den Abfällen steigen in Variante 1 im Vergleich mit Variante 3 nur diejenigen der Inertstoffdeponie als Folge des dominierenden Einflusses der Wasserkraft.

Strommix NOK Jahr

Die Variante 1 weist einen höheren (rund 6 %-Punkte) Wasserkraftanteil auf, als die Variante 3. Dies spiegelt sich in den Faktoren des nichtmetallischen Materialverbrauches deutlich wieder, welche alle um 3 bis 12 % höher sind bei Variante 1 (relativ zu Variante 3). Kalkstein bildet eine Ausnahme. Der Kohlestrom (Stein- und Braunkohle) in Variante 3 führt zu dieser starken Zunahme im Vergleich zu Variante 1. Auch beim Wasserbedarf ist die Erhöhung des Anteils Wasserkraft deutlich zu sehen.

Die Kernenergie ändert kaum. Deshalb bleiben auch alle durch sie dominierten Faktoren der Luft- und Wasseremissionen praktisch unverändert.

Die Faktoren, welche aus den fossilen Energieträgern bestimmt werden, ändern sehr stark, da der Anteil davon von rund 4.5 % auf 0 % sinkt (Variante 3 zu 1). Die verbleibenden Anteile stammen aus den vorgelagerten Ketten der Kern- und Hydroenergie. Bei den Importen in Variante 3 dominiert die Braunkohle die übrigen fossilen Energieträger. Dementsprechend ändern sich die Faktoren, welche durch die Braunkohle dominiert werden, bedeutend mehr als jene, welche durch die übrigen fossilen Energien dominiert sind. Es sind dies neben dem Verbrauch an Braunkohle v.a. Luftemissionen, welche sich um eine Faktor 10 und mehr ändern (CO₂ feuerungsbedingt, SO_x, BTEX-Aromaten, HCl, Hg). Die Emissionen ins Wasser sind demgegenüber nicht von der Braunkohle dominiert, was sich in den geringeren Änderungen widerspiegelt (max. Faktor 3 Unterschied).

Bei den Abfällen sieht man deutlich, dass die Braunkohle die Abfälle in die Reststoffdeponie stark dominiert. Die Kategorien Reaktordeponie, Landfarming und Sonderabfälle ändern sich ebenfalls um rund einen Faktor 2. Alle diese Kategorien werden - in unterschiedlichem Masse - von der Ölkette dominiert, am stärksten die Abfälle der Kategorie Landfarming, am wenigsten ausgeprägt die Sonderabfälle. Bei den übrigen Kategorien sind Änderungen von weniger als 10 % festzustellen.

4.6 Einfluss der Stromverteilung

Die Diskussion beschränkt sich hier auf diejenigen Punkte, bei denen Abweichungen im Vergleich zum UCPTE-Mix (siehe Kapitel XVI.3.2.1) bezüglich des Einflusses der verschiedenen Netze auf die Energie- und Stoffbilanzen auftreten. Diskutiert werden jeweils die Strombezüge, welche aus den Strommischen der Variante 3 resultieren.

		Schweiz CH'93				NOK			
		Klemme Kraftwerk	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Klemme Kraftwerk	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	6E+04	1.47E+04	1.49E+04	1.67E+04	1.75E+04	1.77E+04	1.79E+04	2.01E+04
Fläche II-IV	m2a	6.85E+01	7.13E+01	7.75E+01	1.20E+02	4.90E+01	5.12E+01	5.71E+01	9.69E+01
Fläche III-IV	m2a	1.90E+01	2.07E+01	2.25E+01	3.23E+01	1.46E+01	1.61E+01	1.78E+01	2.71E+01
Fläche IV-IV	m2a	1.62E-01	1.81E-01	2.32E-01	5.38E-01	1.39E-01	1.55E-01	2.06E-01	5.09E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	1.32E+02	1.35E+02	1.40E+02	1.81E+02	3.53E+01	3.70E+01	4.05E+01	7.08E+01
Holz trocken	t	5.99E-02	6.18E-02	2.34E-01	1.48E+00	2.62E-02	2.75E-02	1.99E-01	1.44E+00
Rohbraunkohle	kg	5.96E+03	6.04E+03	6.14E+03	7.10E+03	1.50E+04	1.51E+04	1.53E+04	1.74E+04
Rohfoerdersteinkohle	kg	7.14E+03	7.32E+03	7.46E+03	8.99E+03	2.41E+03	2.51E+03	2.60E+03	3.55E+03
Erdgas	Nm3	7.74E+02	7.90E+02	8.20E+02	1.06E+03	3.26E+02	3.35E+02	3.60E+02	5.42E+02
Rohoel	t	1.66E+00	1.70E+00	1.76E+00	2.29E+00	4.03E-01	4.24E-01	4.67E-01	8.47E-01
Uran	kg	3.93E+00	3.98E+00	4.03E+00	4.51E+00	4.80E+00	4.84E+00	4.90E+00	5.49E+00
Pot. Energie Wasserkraft	TJ	5.48E-01	5.54E-01	5.61E-01	6.28E-01	4.30E-01	4.34E-01	4.39E-01	4.92E-01
Wasser	kg	2.41E+09	2.44E+09	2.47E+09	2.76E+09	2.08E+09	2.10E+09	2.13E+09	2.38E+09
Strom	TJ	1.04E+00	1.05E+00	1.06E+00	1.19E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.06E+00	1.19E+00
Materialien									
Materialien	kg	3.86E+03	4.10E+03	4.50E+03	7.51E+03	3.26E+03	3.42E+03	3.81E+03	6.75E+03
Kalkstein	kg	4.90E+02	5.19E+02	5.47E+02	7.43E+02	4.11E+02	4.30E+02	4.57E+02	6.44E+02
Kies	kg	2.62E+03	2.72E+03	2.88E+03	3.74E+03	2.15E+03	2.21E+03	2.36E+03	3.17E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.61E+02	2.29E+02	2.45E+02	6.57E+02	1.34E+02	1.78E+02	1.94E+02	6.03E+02
Kupfer	kg	1.46E+00	2.50E+00	3.09E+01	2.32E+02	1.55E+00	2.43E+00	3.08E+01	2.32E+02
Transporte									
Transport Strasse	tkm	3.40E+02	3.60E+02	4.12E+02	7.88E+02	2.88E+02	3.04E+02	3.56E+02	7.26E+02
Transport Schiene	tkm	1.43E+03	1.50E+03	1.58E+03	2.37E+03	6.82E+02	7.28E+02	8.02E+02	1.50E+03
Transport Wasser	tkm	2.43E+04	2.57E+04	2.68E+04	3.57E+04	7.96E+03	8.92E+03	9.77E+03	1.67E+04
Abwaerme	TJ	9.32E-01	9.50E-01	9.77E-01	1.23E+00	1.24E+00	1.26E+00	1.29E+00	1.59E+00
Emissionen Luft									
CO2 mobil	kg	2.15E+02	2.28E+02	2.41E+02	3.48E+02	9.36E+01	1.02E+02	1.14E+02	2.07E+02
CO2 prozessbedingt	kg	3.65E+02	3.84E+02	1.36E+02	- 1.59E+3	2.33E+02	2.45E+02	- 4.73E+0	- 1.75E+3
CO2 feuerungsbedingt	kg	2.52E+04	2.57E+04	2.64E+04	3.29E+04	1.87E+04	1.91E+04	1.97E+04	2.54E+04
SOx	kg	1.22E+02	1.25E+02	1.31E+02	1.77E+02	1.52E+02	1.54E+02	1.61E+02	2.11E+02
NOx	kg	4.31E+01	4.39E+01	4.51E+01	5.54E+01	3.11E+01	3.17E+01	3.27E+01	4.15E+01
CH4	kg	5.33E+01	5.47E+01	5.60E+01	6.89E+01	1.88E+01	1.95E+01	2.04E+01	2.92E+01
NMVOc	kg	1.57E+01	1.60E+01	1.66E+01	2.19E+01	5.06E+00	5.28E+00	5.72E+00	9.75E+00
BTEX-Aromaten	kg	2.72E-01	2.77E-01	2.85E-01	3.71E-01	2.13E-01	2.16E-01	2.23E-01	3.03E-01
Benzo(a)Pyren	kg	2.45E-05	3.19E-05	3.39E-05	8.10E-05	1.64E-05	2.12E-05	2.32E-05	6.92E-05
HCl	kg	3.97E+00	4.03E+00	4.10E+00	4.76E+00	5.41E+00	5.47E+00	5.56E+00	6.39E+00
Hg	kg	1.38E-03	1.41E-03	1.45E-03	1.76E-03	1.05E-03	1.06E-03	1.09E-03	1.36E-03
Rn (inkl. Ra)	kBq	2.16E+08	2.19E+08	2.21E+08	2.48E+08	2.64E+08	2.66E+08	2.69E+08	3.02E+08
Edelgase	kBq	1.52E+08	1.54E+08	1.56E+08	1.75E+08	1.83E+08	1.85E+08	1.87E+08	2.10E+08
Aerosole	kBq	3.46E+01	3.50E+01	3.55E+01	4.00E+01	3.77E+01	3.81E+01	3.86E+01	4.35E+01
Aktinide in Luft	kBq	7.40E+01	7.48E+01	7.58E+01	8.50E+01	9.00E+01	9.07E+01	9.19E+01	1.03E+02
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	1.39E+02	1.42E+02	1.46E+02	1.82E+02	6.49E+01	6.67E+01	6.94E+01	9.65E+01
Sulfate	kg	3.13E+02	3.17E+02	3.22E+02	3.69E+02	3.61E+02	3.65E+02	3.70E+02	4.23E+02
Ammoniak als N	kg	8.03E-01	8.15E-01	8.27E-01	9.60E-01	9.09E-01	9.18E-01	9.33E-01	1.08E+00
Fette und Oele Land	kg	2.01E-02	2.14E-02	2.26E-02	4.26E-02	8.25E-03	9.15E-03	1.02E-02	2.87E-02
Fette und Oele Meer	kg	1.52E+00	1.56E+00	1.61E+00	2.10E+00	3.72E-01	3.91E-01	4.31E-01	7.80E-01
aromat. KWe	kg	9.14E-02	9.41E-02	9.75E-02	1.30E-01	2.30E-02	2.46E-02	2.72E-02	5.10E-02
Zink	kg	1.31E-01	1.34E-01	1.38E-01	1.76E-01	5.49E-02	5.71E-02	5.99E-02	8.89E-02
Ra	kBq	7.34E+04	7.42E+04	7.52E+04	8.43E+04	8.95E+04	9.03E+04	9.14E+04	1.02E+05
H3	kBq	6.08E+06	6.15E+06	6.22E+06	6.98E+06	7.35E+06	7.42E+06	7.51E+06	8.42E+06
Nuklidgemisch	kBq	5.61E+03	5.68E+03	5.75E+03	6.44E+03	7.08E+03	7.14E+03	7.22E+03	8.10E+03
Aktinide in Wasser	kBq	4.55E+03	4.60E+03	4.65E+03	5.22E+03	5.52E+03	5.56E+03	5.63E+03	6.32E+03

Tab. XVI.4.18 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse auf den verschiedenen Stufen (Kraftwerk, HS, MS, NS) für die Strommixe CH'93 Jahr sowie NOK Jahr.

Forts.		Schweiz CH'93				NOK			
		Klemme Kraftwerk	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Klemme Kraftwerk	Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	5.22E+03	5.33E+03	5.55E+03	6.92E+03	3.23E+03	3.30E+03	3.50E+03	4.62E+03
Reststoffdeponie	kg	7.55E+02	7.69E+02	8.40E+02	1.38E+03	1.80E+03	1.81E+03	1.90E+03	2.57E+03
Reaktordeponie	kg	2.29E+00	2.41E+00	2.55E+00	3.26E+00	1.85E+00	1.95E+00	2.08E+00	2.74E+00
KVA	kg	8.78E-01	1.00E+00	1.41E+02	1.13E+03	8.21E-01	9.27E-01	1.41E+02	1.13E+03
SonderAbfall	kg	3.94E+00	4.22E+00	5.94E+00	3.63E+01	2.82E+00	3.08E+00	4.78E+00	3.50E+01
Landfarming	kg	1.21E+01	1.24E+01	1.28E+01	1.66E+01	3.22E+00	3.36E+00	3.68E+00	6.41E+00
Schwachaktive Abfälle	m3	4.25E-03	4.30E-03	4.36E-03	4.95E-03	5.07E-03	5.12E-03	5.19E-03	5.88E-03
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m3	8.51E-03	8.60E-03	8.71E-03	9.77E-03	9.59E-03	9.67E-03	9.79E-03	1.10E-02
Hochaktive Abfall	m3	6.86E-04	6.94E-04	7.02E-04	7.88E-04	8.26E-04	8.33E-04	8.43E-04	9.45E-04

Tab. XVI.4.18 Forts.

Strommix Schweiz, hydrologisches Jahr 1993 (CH'93)

Der CH'93-Mix nach Variante 3 wird von Kern- und Wasserkraft (mit Anteilen von jeweils > 40 %) dominiert. Deshalb ist der relative Einfluss der Stromverteilung bei den typisch fossilen Emissionen (Ausnahme: CO₂ prozess - siehe später) um einiges grösser als im europäischen Mix. Die absoluten Zahlen, d.h. die kumulierten Emissionen sind aber trotzdem noch in den meisten Fällen bedeutend kleiner als beim UCPTE-Mix. Dies gilt sowohl für die Schadstoffe welche in die Luft gelangen, als auch für jene die ins Wasser abgegeben werden. Für CO₂ prozess nimmt der Wert ab, da die Holzmasten der Mittel- und Niederspannung negative Emissionen aufweisen. Da der CH'93-Mix ab Kraftwerkspark die geringeren Emissionen aufweist, wird für die Niederspannung ein grösser negativer Wert erreicht als für den europäischen Mix.

Deutlich sichtbar wird dies ebenfalls bei den Flächenbeanspruchungen und dem Verbrauch an fossilen Energieträgern, wo bis auf Stufe Niederspannung bis zu 230 % Zunahme zu verzeichnen sind (UCPTE nur bis zu 120 %), der absolute Wert aber trotzdem noch tiefer liegt als bei der UCPTE. Beim Holzbedarf schlagen die Holzmasten für die Mittel- und Niederspannung viel stärker zu Buche, da ab Kraftwerkspark für den CH'93 - Mix nur etwa ein Viertel des Holzes der UCPTE (wegen Untertagebau Steinkohle) benötigt werden. Beim Kupfer gilt das gleiche, wobei dort der Unterschied nur etwa einen Faktor 2 beträgt.

Beim Abfall weist der CH'93-Mix viel geringere Werte bei den Kategorien KVA und SAVA aus. Bis auf Stufe Niederspannung weist der regionale Mix deshalb die viel grösseren Änderungen auf.

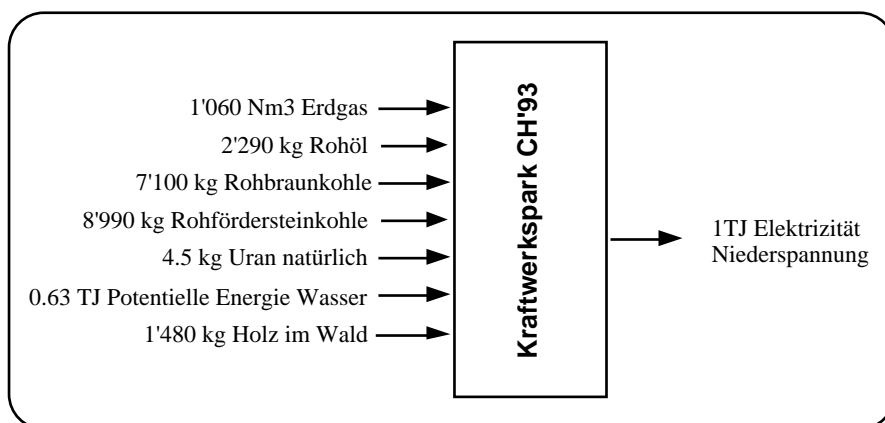


Fig. XVI.4.1 Bedarf energetischer Ressourcen für 1 TJe ab Niederspannung Strommix NOK 1993

Allgemein liegt der Unterschied zwischen der Stromverteilung UCPTE und CH'93 bei der Länge des Ferntransportes des Stromes. Der Mix für CH'93 weist hier aufgrund des Stromimportes aus

"weiteren" Staaten eine um 100 % längere Distanz auf. Dies hat allerdings nur einen geringen Einfluss auf die absoluten Grössen der Stromverteilung. In Fig. XVI.4.1 ist der energetische Ressourcenbedarf für den Strommix CH'93 auf Stufe Niederspannung dargestellt. Der geringere Anteil fossiler Brennstoffe ist gut ersichtlich, ebenso der erhöhte Bedarf an Uran. Der Bedarf von rund 1.5 t Holz wird hauptsächlich bei der Verteilung (Mittel- und Niederspannung) benötigt.

Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK)

Aufgrund der durch die Kernenergie sowie der Wasserkraft dominierten Energie- und Stoffbilanz des NOK-Mixes der Variante 3, ist der relative Einfluss der Stromverteilung bei den typisch fossilen Emissionen (Ausnahme: CO₂ prozess - vergleiche Angaben bei CH'93-Mix) um einiges grösser als im europäischen Mix. Die absoluten Zahlen, d.h. die kumulierten Emissionen sind aber trotzdem noch in den meisten Fällen bedeutend kleiner als beim UCPTE-Mix. Dies gilt sowohl für die Schadstoffe welche in die Luft gelangen, als auch für jene die ins Wasser abgegeben werden.

Deutlich sichtbar wird dies ebenfalls bei den Flächenbeanspruchungen und dem Verbrauch an fossilen Energieträgern, wo bis auf Stufe Niederspannung bis zu 270% Zunahme zu verzeichnen sind (UCPTE nur bis zu 120%), der absolute Wert aber trotzdem noch tiefer liegt als bei der UCPTE. Beim Holzbedarf schlagen die Holzmasten für die Mittel- und Niederspannung viel stärker zu Buche, da ab Kraftwerkspark der NOK nur 10% des Holzes der UCPTE (wegen Untertagebau Steinkohle) benötigt werden. Beim Kupfer gilt das gleiche, wobei dort der Unterschied nur etwa einen Faktor 2 beträgt.

Beim Abfall weist die NOK viel geringere Werte bei den Kategorien KVA und SAVA aus. Bis auf Stufe Niederspannung weist der regionale Mix deshalb die viel grösseren Änderungen auf.

Allgemein liegt der Unterschied zwischen der Stromverteilung UCPTE und NOK bei der Länge des Ferntransportes des Stromes. Die NOK weisen hier aufgrund des Stromimportes aus Tschechien eine um 50% längere Distanz auf. Dies hat allerdings nur einen geringen Einfluss auf die absoluten Grössen der Stromverteilung. In Fig. XVI.4.2 ist der energetische Ressourcenbedarf für den Strommix NOK auf Stufe Niederspannung dargestellt. Der geringere Anteil fossiler Brennstoffe ist gut ersichtlich, ebenso der erhöhte Bedarf an Uran. Der Bedarf von rund 1.5 t Holz wird hauptsächlich bei der Verteilung (Mittel- und Niederspannung) benötigt.

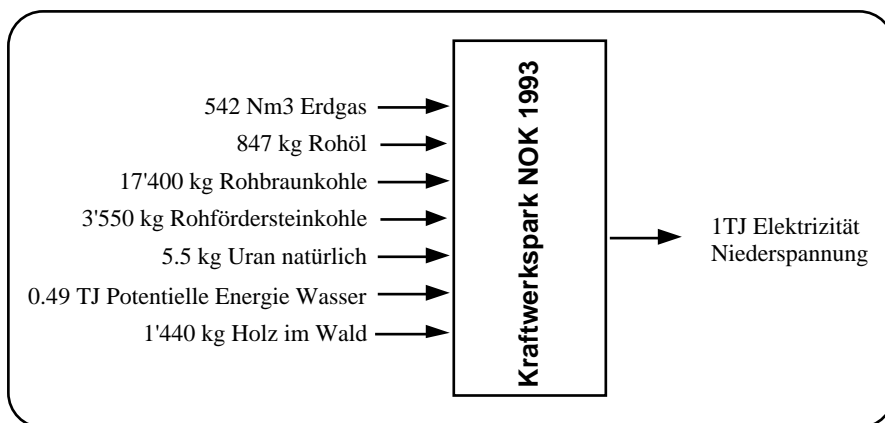


Fig. XVI.4.2 Bedarf energetischer Ressourcen für 1 TJe ab Niederspannung Strommix NOK 1993

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ)

Exemplarisch sind in der Tabelle XVI.4.19 die Energie- und Stoffbilanzen für Strom auf den unterschiedlichen Stufen (Kraftwerk bis Niederspannung) vom EWZ-Jahresmix sowie dem Mix der Niedertarifstufe des 9.2. aufgeführt.

		EWZ Jahr				EWZ NT 9.2.			
		Kraftwerk TJ	Hoch- spannung TJ	Mittel- spannung TJ	Nieder- spannung TJ	Kraftwerk TJ	Hoch- spannung TJ	Mittel- spannung TJ	Nieder- spannung TJ
Ressourcen									
Fläche II-III	m2a	6E+04	1.37E+04	1.39E+04	1.56E+04	1.94E+04	1.95E+04	1.98E+04	2.22E+04
Fläche II-IV	m2a	3.81E+01	4.00E+01	4.57E+01	8.42E+01	4.31E+01	4.52E+01	5.10E+01	9.01E+01
Fläche III-IV	m2a	6.09E+00	7.45E+00	9.07E+00	1.73E+01	7.16E+00	8.57E+00	1.02E+01	1.86E+01
Fläche IV-IV	m2a	1.10E-01	1.25E-01	1.76E-01	4.75E-01	1.46E-01	1.62E-01	2.13E-01	5.17E-01
Fläche Benthos II-III	m2a	1.85E+01	1.99E+01	2.32E+01	5.14E+01	2.54E+01	2.69E+01	3.03E+01	5.94E+01
Holz trocken	t	8.85E-03	9.78E-03	1.81E-01	1.42E+00	1.20E-02	1.30E-02	1.84E-01	1.43E+00
Rohbraunkohle	kg	1.01E+02	1.10E+02	1.42E+02	4.02E+02	1.31E+02	1.42E+02	1.73E+02	4.37E+02
Rohfoerdersteinkohle	kg	4.04E+02	4.68E+02	5.35E+02	1.25E+03	5.05E+02	5.80E+02	6.48E+02	1.37E+03
Erdgas	Nm3	3.27E+02	3.35E+02	3.60E+02	5.42E+02	4.99E+02	5.09E+02	5.36E+02	7.38E+02
Rohoel	t	1.48E-01	1.65E-01	2.05E-01	5.55E-01	1.85E-01	2.04E-01	2.44E-01	5.98E-01
Uran	kg	3.65E+00	3.68E+00	3.73E+00	4.18E+00	5.36E+00	5.40E+00	5.46E+00	6.12E+00
Pot. Energie Wasserkraft	TJ	6.71E-01	6.76E-01	6.85E-01	7.66E-01	3.95E-01	3.99E-01	4.04E-01	4.53E-01
Wasser	kg	3.25E+09	3.27E+09	3.31E+09	3.71E+09	1.55E+09	1.57E+09	1.59E+09	1.78E+09
Strom	TJ	1.02E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.17E+00	1.03E+00	1.04E+00	1.05E+00	1.18E+00
Materialien									
Materialien	kg	3.97E+03	4.10E+03	4.50E+03	7.52E+03	3.04E+03	3.18E+03	3.58E+03	6.48E+03
Kalkstein	kg	4.16E+02	4.31E+02	4.58E+02	6.46E+02	3.06E+02	3.22E+02	3.48E+02	5.22E+02
Kies	kg	2.94E+03	2.99E+03	3.15E+03	4.05E+03	2.01E+03	2.06E+03	2.21E+03	3.00E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.30E+02	1.62E+02	1.78E+02	5.86E+02	1.22E+02	1.63E+02	1.78E+02	5.86E+02
Kupfer	kg	1.03E+00	1.84E+00	3.02E+01	2.32E+02	1.48E+00	2.34E+00	3.07E+01	2.32E+02
Transport									
Transport Strasse	tkm	2.27E+02	2.42E+02	2.92E+02	6.55E+02	2.85E+02	3.01E+02	3.52E+02	7.22E+02
Transport Schiene	tkm	3.59E+02	3.96E+02	4.66E+02	1.13E+03	4.16E+02	4.58E+02	5.29E+02	1.20E+03
Transport Wasser	tkm	2.79E+03	3.58E+03	4.37E+03	1.07E+04	3.26E+03	4.14E+03	4.93E+03	1.13E+04
Abwaerme	TJ	5.82E-01	5.94E-01	6.16E-01	8.32E-01	1.31E+00	1.33E+00	1.36E+00	1.66E+00
Emissionen Luft									
CO2 mobil	kg	4.83E+01	5.54E+01	6.64E+01	1.54E+02	5.82E+01	6.62E+01	7.74E+01	1.66E+02
CO2 prozessbedingt	kg	2.36E+02	2.46E+02	-3.72E+00	-1.75E+03	1.84E+02	1.95E+02	-5.55E+01	-1.81E+03
CO2 feuerungsbedingt	kg	1.65E+03	1.79E+03	2.27E+03	5.85E+03	2.25E+03	2.42E+03	2.90E+03	6.55E+03
SOx	kg	1.06E+01	1.14E+01	1.61E+01	4.92E+01	1.46E+01	1.56E+01	2.02E+01	5.38E+01
NOx	kg	5.37E+00	5.70E+00	6.46E+00	1.22E+01	6.58E+00	6.94E+00	7.72E+00	1.36E+01
CH4	kg	5.80E+00	6.33E+00	7.04E+00	1.43E+01	7.97E+00	8.59E+00	9.33E+00	1.69E+01
NMVOc	kg	2.49E+00	2.67E+00	3.07E+00	6.80E+00	3.27E+00	3.47E+00	3.89E+00	7.70E+00
BTEX-Aromaten	kg	1.46E-02	1.62E-02	2.10E-02	7.63E-02	2.03E-02	2.20E-02	2.69E-02	8.29E-02
Benzo(a)Pyren	kg	1.49E-05	1.85E-05	2.04E-05	6.62E-05	1.40E-05	1.84E-05	2.03E-05	6.61E-05
HCl	kg	1.17E-01	1.31E-01	1.58E-01	3.49E-01	1.68E-01	1.84E-01	2.11E-01	4.09E-01
Hg	kg	6.69E-05	7.60E-05	9.43E-05	2.46E-04	8.91E-05	9.92E-05	1.18E-04	2.72E-04
Rn (inkl. Ra)	kBq	2.01E+08	2.02E+08	2.05E+08	2.30E+08	2.95E+08	2.97E+08	3.01E+08	3.37E+08
Edelgase	kBq	1.40E+08	1.41E+08	1.43E+08	1.60E+08	2.05E+08	2.07E+08	2.10E+08	2.35E+08
Aerosole	kBq	2.61E+01	2.63E+01	2.67E+01	3.02E+01	3.86E+01	3.89E+01	3.94E+01	4.44E+01
Aktinide in Luft	kBq	6.82E+01	6.87E+01	6.96E+01	7.81E+01	1.00E+02	1.01E+02	1.02E+02	1.14E+02
Emissionen Wasser									
Chloride	kg	2.98E+01	3.11E+01	3.33E+01	5.62E+01	4.18E+01	4.34E+01	4.58E+01	7.02E+01
Sulfate	kg	2.27E+02	2.29E+02	2.33E+02	2.70E+02	3.32E+02	3.35E+02	3.40E+02	3.90E+02
Ammoniak als N	kg	6.87E-01	6.94E-01	7.05E-01	8.23E-01	1.00E+00	1.01E+00	1.03E+00	1.18E+00
Fette und Oele Land	kg	6.17E-03	6.87E-03	7.87E-03	2.62E-02	7.83E-03	8.66E-03	9.68E-03	2.82E-02
Fette und Oele Meer	kg	1.43E-01	1.59E-01	1.95E-01	5.17E-01	1.81E-01	1.98E-01	2.35E-01	5.61E-01
aromat. KWe	kg	9.59E-03	1.09E-02	1.34E-02	3.56E-02	1.19E-02	1.34E-02	1.58E-02	3.84E-02
Zink	kg	1.85E-02	2.00E-02	2.24E-02	4.70E-02	2.48E-02	2.66E-02	2.91E-02	5.45E-02
Ra	kBq	6.82E+04	6.87E+04	6.96E+04	7.81E+04	1.00E+05	1.01E+05	1.02E+05	1.14E+05
H3	kBq	5.63E+06	5.67E+06	5.75E+06	6.45E+06	8.25E+06	8.32E+06	8.42E+06	9.44E+06
Nuklidgemisch	kBq	5.28E+03	5.32E+03	5.39E+03	6.05E+03	7.78E+03	7.84E+03	7.94E+03	8.89E+03
Aktinide in Wasser	kBq	4.20E+03	4.24E+03	4.29E+03	4.82E+03	6.16E+03	6.21E+03	6.29E+03	7.05E+03
Abfälle									
Inertstoffdeponie	kg	3.47E+03	3.54E+03	3.73E+03	4.89E+03	2.48E+03	2.54E+03	2.72E+03	3.76E+03
Reststoffdeponie	kg	9.78E+01	1.03E+02	1.66E+02	6.30E+02	1.41E+02	1.47E+02	2.11E+02	6.80E+02
Reaktordeponie	kg	7.84E-01	8.76E-01	9.92E-01	1.52E+00	1.09E+00	1.19E+00	1.31E+00	1.88E+00
KVA	kg	6.67E-01	7.64E-01	1.41E+02	1.13E+03	8.66E-01	9.70E-01	1.41E+02	1.13E+03
Sonderabfälle	kg	1.61E+00	1.85E+00	3.53E+00	3.36E+01	2.03E+00	2.28E+00	3.97E+00	3.41E+01
Abfälle in Landfarming	kg	1.59E+00	1.71E+00	2.01E+00	4.54E+00	2.17E+00	2.30E+00	2.61E+00	5.21E+00
Schwachaktive Abfälle	m3	3.69E-03	3.72E-03	3.78E-03	4.31E-03	5.44E-03	5.48E-03	5.56E-03	6.29E-03
Schwach- und Mittelaktive Abfälle	m3	7.39E-03	7.44E-03	7.54E-03	8.46E-03	1.09E-02	1.10E-02	1.11E-02	1.24E-02
Hochaktive Abfälle	m3	6.32E-04	6.37E-04	6.45E-04	7.23E-04	9.27E-04	9.34E-04	9.45E-04	1.06E-03

Tab. XVI.4.19 Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffflüsse auf den verschiedenen Stufen (Kraftwerk, HS, MS, NS) für die Strommixe EWZ Jahr sowie EWZ Niedertarif 9.2.

Der Jahres- sowie der NT-Mix verhalten sich dabei etwa gleich. Die folgende Diskussion gilt aus diesem Grunde für beide Mixe und sie kann auch auf die weiteren Strommixe des EWZ übertragen werden.

Der Strommix der EWZ enthält keine Anteile an fossilen Energien. Deshalb ist der relative Einfluss der Stromverteilung bei den typisch fossilen Emissionen (Ausnahme: CO₂ prozess - vergleiche Angaben bei CH'93-Mix) massiv grösser als im europäischen Mix. Die absoluten Zahlen, d.h. die kumulierten Emissionen sind aber trotzdem viel kleiner als beim UCPTTE-Mix. Dies gilt sowohl für die Schadstoffe welche in die Luft gelangen, als auch für jene die ins Wasser abgegeben werden.

Deutlich sichtbar wird dies ebenfalls bei den Flächenbeanspruchungen und dem Verbrauch an fossilen Energieträgern, wo bis auf Stufe Niederspannung bis zu beinahe 400 % Zunahme zu verzeichnen sind (UCPTE nur bis zu 120%), der absolute Wert aber trotzdem noch um Grössenordnungen tiefer liegt als bei der UCPTTE. Beim Holzbedarf schlagen die Holzmasten für die Mittel- und Niederspannung viel stärker zu Buche, da ab Kraftwerkspark des EWZ weniger als 5 % des Holzes der UCPTTE (wegen Untertagebau Steinkohle) benötigt werden. Beim Stahl sowie dem Kupfer gilt das gleiche, wobei dort der Unterschied jeweils nur etwa einen Faktor 3 beträgt.

Beim Abfall weist das EWZ viel geringere Werte bei den Kategorien Reststoff-, Reaktordeponie, Landfarming, KVA und SAVA aus. Bis auf Stufe Niederspannung weist der Mix des EWZ im Vergleich mit der UCPTTE deshalb die viel grösseren Änderungen auf.

Allgemein liegt ein geringer Unterschied zwischen der Stromverteilung UCPTTE und EWZ bei der Länge des Ferntransportes des Stromes. Das EWZ weist hier aufgrund des genau definierten Stromimportes aus Frankreich je nach betrachtetem Zeithorizont eine etwas grössere (62.5 km) resp. eine etwas geringere Distanz (32.5 km) auf. Dies hat einen geringen Einfluss auf die absoluten Grössen der Stromverteilung. In Fig. XVI.4.3 ist der energetische Ressourcenbedarf für den Strommix EWZ-Jahr auf Stufe Niederspannung dargestellt. Der sehr geringe Anteil fossiler Brennstoffe ist gut ersichtlich. Der eher niedrige Bedarf an Uran bei einem relativ hohen Kernenergieanteil des Stromerzeugungs-Portfolios rührt vom niedrigeren Abbrand europäischer (v.a. französischer) Kraftwerke her. Der Bedarf von rund 1.4 t Holz wird hauptsächlich bei der Verteilung (Mittel- und Niederspannung) benötigt.

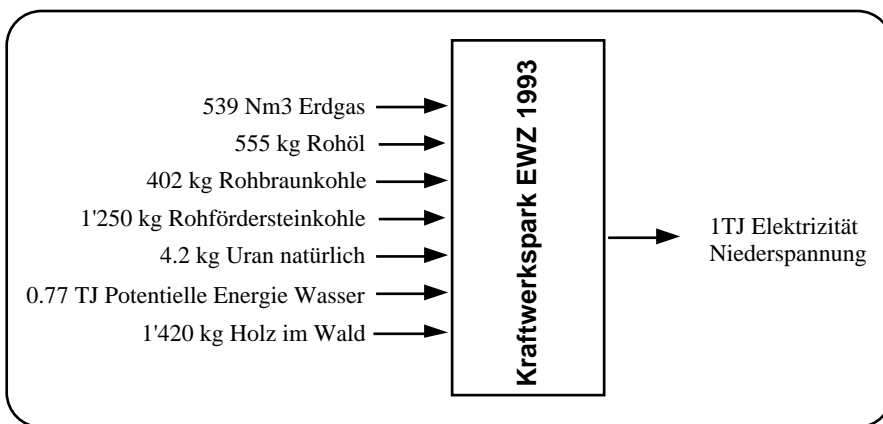


Fig. XVI.4.3 Bedarf energetischer Ressourcen für 1 TJe ab Niederspannung Strommix EWZ-Jahr 1993

5. Verbesserungswürdige Punkte

Generell

Der Detaillierungsgrad der Daten ist im allgemeinen als gut zu bezeichnen. Bezüglich den einzelnen Kraftwerks-Portfolios sei auf die jeweiligen Teile innerhalb dieses Berichtes verwiesen, in dem sie ausführlich dargestellt werden (z.B. Teil IV für ölthermische Kraftwerke).

Bei den Stromein- und -ausfuhren innerhalb der UCPTÉ wird mit den physikalischen Lastflüssen gearbeitet, da keine anderen Daten erhältlich waren. Ebenso sind keine Angaben über den Anteil der Transitgeschäfte am Stromaussehenhandel der Schweiz und anderer europäischer Staaten gefunden worden.

Regional- und Saisonalstrommixe

Generell

Der Detaillierungsgrad der Daten ist generell als gut zu bezeichnen. Bei den regionalen Mixen (NOK, EWZ) war eine Aufteilung Lauf-/Speicherkraft sogar für einzelne Kraftwerke möglich. Bei den Einkäufen (in der Schweiz, aus dem Ausland) der Gesellschaften war eine Aufschlüsselung auf einzelne Kraftwerke oder Kraftwerkstechnologien nicht möglich. Aus diesem Grunde wurden diese Zahlen über die durchschnittlichen Mixe für die Schweiz resp. für das entsprechende Land berechnet.

Aufteilung Umwälzkraft - Speicherkraft

Der Grund für die Wahl des beschriebenen Vorgehens liegt im Detaillierungsgrad der Daten. Es war im Rahmen der zugrundeliegenden Arbeit <Hischier et al. 1995> nicht möglich, herauszufinden, welches der einzelnen Werke wieviel Prozent des Pumpverbrauches für den Umwälzbetrieb einsetzt, respektive ob dafür überhaupt ein Anteil eingesetzt wird. Man würde also für jedes einzelne Kraftwerk eine entsprechende Aufschlüsselung benötigen. Da allerdings die meisten Werke der Schweiz gemischte Speicher- oder gemischte Pumpspeicherwerke sind, ist eine Berechnung mit dem schweizerischen Mittel eine sinnvolle Vereinfachung.

Literaturverzeichnis

- BEW 1995 "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1994", Bundesamt für Energiewirtschaft, Bulletin SEV/VSE Nr.8, S.15-22, 1995.
- Bruppacher 1995 Bruppacher F., "Der UCPT-Strömverbund und seine Erweiterung nach Osten", in: Zeitschrift für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, Heft 33, 1995.
- BUWAL 1991a Habersatter K., Widmer F., "Ökobilanz für Packstoffe; Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt 132, Bern 1991.
- BUWAL 1991b "Entsorgung von Siedlungsabfällen in der Schweiz; Stand 1988", Schriftenreihe Umwelt, Bern 1991.
- BWA 1992 "Brennstoffstatistik 1991; Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien 1992.
- BWA 1996 "Brennstoffstatistik 1995; Kennzahlen der Wärmekraftwerke", Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien 1996.
- BWW 1995 "Statistik der Wasserkraftanlagen in der Schweiz - Stand 1.1.95", Bundesamt für Wasserwirtschaft.
- BLV 1995 persönliche Mitteilung Dipl. Ing. Precht - Verband Österreichischer Elektrizitätswerke, April 1995.
- BLV 1996 persönliche Mitteilung Dipl. Ing. Precht - Verband Österreichischer Elektrizitätswerke, Mai 1996.
- EDF 1994 "Statistiques de la production et de la consommation 1993", Electricité de France, Paris.
- EGL 1996 persönliche Mitteilung von Dr. Bruppacher - Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, Juli 1996.
- ENEL 1994 "Production and consumption of electricity in Italy", ENEL-S.p.A., Rom.
- EWZ 1995 persönliche Mitteilung von Herrn D. Salathé - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, April 1995.
- Hischier et. al 1995 Hischier R., Meile Chr., "Elektrizität in Ökobilanzen", Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH, Zürich 1995.
- Hofstetter 1989 P. Hofstetter, "Theorie und Anwendung der Ökobilanz am Beispiel von Glüh- und Energiesparlampen", Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH, Zürich 1989
- NOK 1995 persönliche Mitteilung von Herrn G. Friedrich - Nordostschweizerische Kraftwerke AG, April 1995.
- OECD 1993 "Energy Balances of OECD Countries 1990-1991", IEA/OECD, Paris 1992
- OECD 1995 "Energy Statistics of OECD Countries 1992-1993", IEA/OECD, Paris 1995
- SdK 1993 "Zahlen zur Kohlewirtschaft", Statistik der Kohlewirtschaft e.V., Heft Nr.140, Essen und Köln 1993
- UCPTE 1991 "Jahresbericht 1990", Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité UCPTE, Arnhem 1991
- UCPTE 1992 "Jahresbericht 1991", Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité UCPTE, Madrid 1992
- UCPTE 1993 "Jahresbericht 1992", Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité UCPTE, Madrid 1993
- UCPTE 1994 "Jahresbericht 1993", Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité UCPTE, Wien 1994
- UCPTE 1995 "Jahresbericht 1994", Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité UCPTE, Wien 1995
- UN 1992 "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", United Nations, Genf 1992
- UN 1993 "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", United Nations, Genf 1993
- UN 1994 "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", United Nations, Genf 1994
- UN 1995 "Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe", United Nations, Genf 1995
- VDEW 1995 persönliche Mitteilung des Verbandes der Deutschen Elektrizitätswerke VDEW, April 1995.



Teil XVII

Resultatdiskussion

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	i
1. Überblick	1
2. Endenergieträger	1
3. Nutzenergie (Wärme)	2
3.1 Übersicht.....	2
3.2 Systembeschreibung und spezielle Aspekte.....	2
3.2.1 Wärme-Kraft-Kopplung.....	2
3.2.2 Energiesparmassnahmen.....	3
3.3 Abwärmefreisetzung.....	3
3.4 Ressourcenbedarf und Materialintensität.....	6
3.4 Emissionen Luft.....	8
3.5 Emissionen Wasser.....	11
3.6 Abfälle.....	13
4. Infrastruktur	14
4.1 Einleitung.....	14
4.1.1 Zielsetzung.....	14
4.2 Angewandte Methodik.....	14
4.3 Bisherige Arbeiten.....	16
4.4 Einschränkungen.....	16
4.5 Resultatdiskussion.....	16
4.5.1 Generelles.....	16
4.5.2 Spezielle Abgrenzungen.....	17
4.5.3 Abwärmefreisetzung.....	18
4.5.4 Ressourcenbedarf, Materialintensität und Transporte.....	18
4.5.5 Emissionen Luft.....	18
4.5.6 Emissionen Wasser.....	19
4.5.7 Abfälle.....	19
4.6 Schlussfolgerungen.....	19
Literaturverzeichnis	21
Anhang	22

Abkürzungsverzeichnis

B(a)P	Benzo(a)pyren
BE	Brennelement
BHKW	Blockheiz-Kraftwerk
BTEX	Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol
CH	Schweiz
DWR	Druckwasserreaktor
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
Lkw	Lastkraftwagen
NM VOC	None Methane Volatile Organic Compound
SWR	Siedewasserreaktor
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
WKK	Wärme-Kraftkopplung

1. Überblick

In diesem Teil werden ausgewählte Resultate der verschiedenen Energiesysteme diskutiert. Die Auswahl erfolgte nicht primär nach Kriterien der Verbreitung der Technologie oder Kriterien der Umweltrelevanz. Das Ziel ist vielmehr, die Verschiedenartigkeit der verschiedenen Umwelteinwirkungen und -beanspruchungen einzubeziehen und eine Grundlage für die Resultatdiskussion zu schaffen. Zudem wird der Einfluss der Infrastruktur auf die Ergebnisse derselben Energiesysteme beleuchtet.

Ausführliche Diskussionen betreffend z.B. der Anteile vorgelagerter Prozesse der verschiedenen Energieketten finden sich in den einzelnen Teilen im Kapitel "Verknüpfung der Prozessschritte/ Resultate". Hier werden die Ergebnisse verschiedener Hausfeuerungsstechniken im unteren Leistungsbe- reich (5 bis 50 kW) und Energiesparmassnahmen einander gegenübergestellt. Ein wertender Ver- gleich der verschiedenen Systeme und Energieträger erfolgt nicht.

Die ausführlichen Energie- und Stoffbilanz-Tabellen mit den kumulierten Ergebnissen aller gut 1'300 Prozessschritte, Produkte oder Dienstleistungen finden sich in den Excel-Files im Directory "Eingabe- daten und Resultate" der CD-Rom.

2. Endenergieträger

Auf der Stufe Endenergie wurden für fossile und nukleare Energiesysteme die europäische und schweizerische Versorgungssituation erfasst. Tab. XVII.2.1 zeigt die Liste der in dieser Studie bilan- zierten Endenergieträger. Es gilt zu beachten, dass insbesondere bei den Energiesystemen Erdöl und Holz auch Produkte bilanziert sind, welche einer nichtenergetischen Nutzung zugeführt werden. Sie sind hier nicht aufgeführt. Die Werte sind in der Regel auf den unteren Heizwerte bezogen (in TJ). Die Ergebnisse der Erdölprodukte werden in Tonnen, diejenigen der Uranbereitstellung in Brenn- elementen in Kilogramm angegeben.

Bei den Endenergieträgern der Erdöl-, Erdgas- und teilweise der Steinkohlekette sowie bei der Elek- trizität sind die Transportaufwendungen und die möglicherweise auftretenden Verluste bereits berück- sichtigt. Bei Kohle (teilweise), Holz und Kernbrennstoff müssen diese noch bilanziert werden.

System	Einheit	CH	Euro
Erdölprodukte			
Benzin bleifrei ab Regionallager	t	X	X
Benzin verbleit ab Regionallager	t	X	X
Diesel ab Regionallager	t	X	X
Heizöl EL ab Regionallager	t	X	X
Heizöl S ab Regionallager	t	X	X
Kerosin ab Regionallager	t	X	X
Propan/ Butan ab Raffinerie	t	X	X
Raffineriegas ab Raffinerie	t	X	X
Erdgasprodukte			
Hochdruck-Abnehmer A, B, CH, D, E, F, I, NL, Europa	TJ	X	X ¹⁾
Niederdruckabnehmer	TJ	X	
Kohleprodukte			
Braunkohlen-Staub	TJ		X
Braunkohlenbriketts	TJ		X
Rohbraunkohle ab Bergbau UCPT	TJ		X
Steinkohle für A, B, CH, D, E, Ex-Ju, F, I, NL, P	t	X	X ¹⁾
Steinkohlekoks	TJ		X
Steinkohlen-Briketts	TJ		X
transportierte Import-Steinkohle	t		X
transportierte europäische Steinkohle	t		X
Produkte der Kernenergie			
Uran angereichert in Brennelement für DWR CH, D, F, andere	kg	X	X ¹⁾
Uran angereichert in Brennelement für SWR CH, D, andere	kg	X	X ¹⁾
Holzprodukte			
Holzschnitzel Buche frei Lager	t	X	
Holzschnitzel Fichte frei Lager	t	X	
Holzschnitzel Sägerei frei Lager	t	X	
Stückholz frei Lager	t	X	

Tab. XVII.2.1: In dieser Studie bilanzierte Endenergieträger; ¹⁾: länderspezifisch ausgewiesen

3. Nutzenergie (Wärme)

3.1 Übersicht

Innerhalb der fossilen und der erneuerbaren Energieketten werden in diesem Projekt verschiedene Technologien der Nutzwärmebereitstellung bilanziert. Bei Erdöl und Erdgas sind dies kondensierende und nichtkondensierende Kessel mit atmosphärischen Brennern (nur bei Erdgas) und Gebläsebrennern verschiedener Leistungskategorien, bei Kohle sind es Einzelöfen und eine Industriefeuerung im MW-Leistungsbereich. Innerhalb der Holzkette werden Holzschnitzel- und Stückholzfeuerungen je verschiedener Leistung sowie unterschiedlicher Brennstoffe (Grünhackschnitzel, Sägereihackschnitzel, Buche und Fichte) unterschieden. Im Bereich der Erdwärmenutzung wird anhand eines Fallbeispiels die Nutzung der un tiefen Geothermie mittels einer 10 kW_{Out}-Elektrowärmepumpe bilanziert. Die Wärmebereitstellung mittels Nahwärmeverbund wird anhand eines Systems analysiert, dessen Energiebereitstellung in der Grundlast durch ein gasbetriebenes Blockheiz-Kraftwerk (BHKW) der Leistungsklasse 600kW_{In} mit Wärmepumpe zur Nutzung der Abwärme des Motors sowie durch einen ölbefeuerten Spitzenkessel erfolgt. Bei diesem System wird dem Aspekt der Allokation der Aufwendungen und Emissionen der Wärmekraft-Kopplungs-Anlage auf die beiden Produkte Wärme und Elektrizität besondere Beachtung geschenkt. Energiesparmassnahmen an der Gebäudehülle durch zusätzliche Wärmedämm-Massnahmen bei Dach und Aussenwand werden im Folgenden ebenfalls diskutiert.

Tab. XVII.3.1 und XVII.3.2 zeigen eine Zusammenstellung ausgewählter Ergebnisse von Feuerungen im unteren Leistungsbereich (5 bis 50 kW), wie sie im Ein- und Mehrfamilienhausbau eingesetzt werden sowie der Wärmekraftkopplung und der zusätzlichen Wärmedämmung. Es zeigt sich deutlich, dass die Kohle-Einzelfeuerung bezüglich Luftschadstoffen weitaus die höchsten Werte aufweist, wobei dafür nicht bloss die Standortemissionen verantwortlich gemacht werden können. Methan und Benzo(a)Pyren stammen vor allem aus den vorgelagerten Ketten (Kohleabbau resp. Kokerei). Aus diesem Grund sind sie in den Figuren nicht enthalten.

3.2 Systembeschreibung und spezielle Aspekte

Die hier diskutierten Systemen sind in den entsprechenden Teilen (Teile IV. "Erdöl", V. "Erdgas", VI. "Kohle", IX. "Holz", X. "Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung", XIV. "Wärme-Kraft-Kopplung" und XV. "Energiesparmassnahmen") ausführlich beschrieben. Hier werden deshalb lediglich die für die beiden Systeme Blockheizkraftwerk (BHKW) und Wärmedämmung zentralen Punkte wiederholt.

3.2.1 Wärme-Kraft-Kopplung

Die beim BHKW angewandten Zuteilschlüssel sind wie folgt zu interpretieren:

Variante 1: Substitution

Zur Deckung des Wärmebedarfs von neuen Siedlungen, Quartieren oder grösseren Gebäudekomplexen können wärmegeführte BHKW eingesetzt werden. Unter der (bei dieser Variante gemachten) Annahme einer gleichzeitig konstanten Elektrizitätsnachfrage wird die zwangsläufig miterzeugte Elektrizität zu einem mittelfristigen Überangebot an Produktionskapazitäten führen. Stromeinspeisung führt somit in diesem Szenario zu einer verminderten Produktion in einem oder mehreren Kraftwerken, deren Betrieb über den Brennstoffinput gesteuert werden kann (nichterneuerbare Brennstoffe und Biomasse). Hier wird angenommen, dass ein mit Braunkohle befeuertes, deutsches Kraftwerk verdrängt wird. Dieser Betrachtungsweise liegt ein Zeithorizont von einem oder mehreren Jahren zu Grunde, weshalb nicht die kurzfristigen, tageszeitlichen Schwankung der Elektrizitätsnachfrage und deren spezielle Spitzenlast-Kraftwerke relevant sind. Dieser methodische Ansatz ist beispielsweise bei Energieplanungs- und Zubaufträgen anwendbar.

Varianten 2 und 3: Allokation

Für ein BHKW kann auch ein definierter Verteilschlüssel zur Zuteilung der materiellen Aufwendungen, Dienstleistungen und Emissionen auf die beiden Produkte angewendet werden. Dies ist insbesondere dann angezeigt, wenn innerhalb einer Prozesskette ein bereits bestehendes BHKW bilanziert werden muss (z.B. bei der Produktion von Ethylen, einem Ausgangsprodukt zur Polyethylenherstellung).

Aus der Vielzahl der möglichen Schlüssel werden hier einerseits der Energieinhalt und andererseits die durchschnittlichen Erlöse der beiden Produkte Strom und Wärme angewendet. Im ersten Fall werden die beiden Produkte pro kWh gleich gewichtet. Im zweiten Fall sind der Strom im Verhältnis 17.8Rp/kWh zu 6.2Rp/kWh oder 2.9:1 stärker gewichtet und trägt somit einen höheren Anteil der Aufwendungen und Umwelteinwirkungen. Weitere Zuteilschlüssel und Kraftwerksszenarien finden sich im Teil XIV. "Wärme-Kraft-Kopplung".

3.2.2 Energiesparmassnahmen

Bei den Energiesparmassnahmen werden die für einen zusätzlichen Wärmeschutz erforderlichen Mehrinvestitionen in Form von Material und Transportleistungen den dadurch erzielbaren Energieeinsparungen gegenübergestellt. Da der Grenznutzen eines zusätzlichen Zentimeters Wärmedämmung mit zunehmender Dämmstärke abnimmt, stellen die hier diskutierten Systeme eine konservative Schätzung dar, da eine Erhöhung der Dämmstärke von 100 auf 200mm und nicht von 100 auf 120mm betrachtet wird. Im Teil XV "Energiesparmassnahmen" sind jedoch auch diese Varianten beschrieben und diskutiert.

3.3 Abwärmefreisetzung

Die hier bilanzierte Abwärmefreisetzung kann als Indikator der insgesamt umgewandelten, nicht-erneuerbaren Energieträger (Öl, Erdgas, Kohle und Uran) verstanden werden. Derjenige Teil der energetischen Ressourcen, der gar nicht (z.B. die Kohle in Kohleabraumhalden) oder nichtenergetisch (z.B. in Kunststoffen die nicht in einer KVA entsorgt werden) genutzt wird, ist somit ebensowenig berücksichtigt, wie die bei der Energieumwandlung erneuerbarer Systeme freigesetzte Abwärme. Bei den letzteren wird die vorgängige Gewinnung (Nutzung von Wasserkraft und Windenergie, Energieaufnahme zur Biomasse-Produktion) als negative Abwärmeemission verbucht, womit ihre Abwärmebilanz der Prozesskette bis auf die Anteile nichterneuerbarer Energie bei der Brennstoffkette resp. der Infrastrukturbereitstellung neutral ausfällt.

Dementsprechend ist die Abwärmeproduktion bei den regenerativen Systemen, aber auch bei den Energiesparmassnahmen sehr gering. Da auch die Erdwärmesonde als ein System betrachtet wird, welches keine zusätzliche Wärme aus dem Erdinnern freisetzt, ist die Abwärmeproduktion pro TJ_{Nutz} kleiner als 1. Bei konventionellen LowNOx-Feuerungen liegen Erdgas und Heizöl praktisch gleich auf, während sich beim kondensierenden atmosphärischen Gaskessel die erhöhte Kondensation und der Stromminderbedarf infolge Wegfallen des Gebläses bemerkbar macht.

Je nach Betrachtungsweise bei der Aufteilung der Aufwendungen und Emissionen auf die beiden Produkte Strom und Wärme, liegt die insgesamt freigesetzte Abwärme der Nutzwärmebereitstellung beim BHKW-System ca. 25% unter derjenigen der Öl- und Gasfeuerung. Bei einer Allokation nach Energieinhalt der Produkte zeigt sich jedoch kein nennenswerter Unterschied. Bei dieser Allokationsart ist jedoch die spezifische Abwärmefreisetzung der durch das BHKW erzeugten *Elektrizität* deutlich tiefer als diejenige eines konventionellen Gaskraftwerkes.

Resultatdiskussion

pro T _{Nutz} resp. T _{Nutz, eingespart}		Gas		Öl		Kohle	Holz	7	Erdwärme
		1	2	3	4	5	6		8
Ressourcenbedarf:									
Flaechenanspruchnahme Benthos II-III ¹⁾	m ² a	E+03	904	1.87E+03	1.73E+03	309	16.5	77.9	85.9
Flaechenanspruchnahme II-III	m ² a	660	454	695	644	511	438	364	4.01E+03
Flaechenanspruchnahme II-IV	m ² a	158	141	302	280	109	22.5	1.41E+03	49.2
Flaechenanspruchnahme III-IV	m ² a	174	156	167	154	195	78.7	81.3	16
Flaechenanspruchnahme IV-IV	m ² a	0.162	0.141	81	75	286	0.0482	0.0697	0.347
Holz trocken	t	0.0661	0.0446	0.0822	0.0761	0.655	83.4	118	0.427
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.031	0.0188	0.0367	0.034	0.00399	0.0271	0.0226	0.262
Rohbraunkohle	kg	154	132	528	489	885	84.7	96.5	310
Rohfoerdersteinkohle	kg	781	681	1.17E+03	1.08E+03	7.66E+04	514	521	1.10E+03
Erdgas	Nm ³	3.57E+04	3.20E+04	174	161	143	51	68.1	209
Rohoel	t	1.31	1.16	29.5	27.3	4.4	0.223	1.1	1.19
Uran	kg	0.13	0.0808	0.171	0.158	0.0603	0.112	0.0944	1.05
Wasser	kg	1.34E+08	8.15E+07	1.61E+08	1.49E+08	2.12E+07	1.17E+08	9.74E+07	1.13E+09
Strom	TJ	0.044	0.0274	0.0583	0.054	0.021	0.0376	0.0318	0.355
Materialbedarf:									
Materialien	kg	7.59E+03	6.72E+03	4.62E+03	4.28E+03	6.01E+03	4.30E+03	1.07E+03	7.68E+03
Kalkstein	kg	220	190	341	316	223	518	105	1.06E+03
Kies	kg	1.37E+03	1.18E+03	2.89E+03	2.68E+03	1.35E+03	3.11E+03	355	1.50E+03
Stahl und Gusseisen	kg	511	452	604	559	428	344	391	277
Kupfer	kg	12.9	9.17	25.2	23.3	1.3	8.04	7.62	84.3
Transportbedarf:									
Transport Strasse	tkm	482	426	1.19E+04	1.10E+04	1.77E+03	2.07E+03	524	832
Transport Schiene	tkm	695	611	3.86E+03	3.57E+03	7.76E+03	479	590	723
Transport Wasser	tkm	1.21E+04	1.07E+04	1.28E+05	1.18E+05	6.05E+04	4.52E+03	8.63E+03	1.38E+04
Abwaerme	TJ	1.47	1.31	1.51	1.4	1.6	0.0667	0.102	0.506
Emissionen Luft:									
CO2 mobil	kg	165	146	1.91E+03	1.77E+03	1.60E+03	306.83	112.33	278
CO2 prozessbedingt	kg	551	511	3.34E+03	3.09E+03	-381	-1.51E+05	-1.78E+05	41.5
CO2 feuerungsbedingt	kg	7.23E+04	6.48E+04	9.42E+04	8.72E+04	1.24E+05	1.51E+05	1.79E+05	5.45E+03
SOx	kg	37.8	33.2	144	131	685	37.5	47.5	34.8
NOx	kg	51.2	50.9	102	94	108	167	193	16.1
CH4	kg	460	412	124	115	995	28.6	171	13.4
NMVOG	kg	66.5	59.5	243	225	183	38.8	278	12.9
BTEX-Aromaten	kg	0.77	0.69	1.22	1.13	10.2	8.11	56.9	0.248
Benzo(a)Pyren	kg	7.17E-05	6.36E-05	7.09E-05	6.57E-05	0.0572	0.000846	0.000286	3.31E-05
HCl	kg	0.14	0.119	0.538	0.398	31.3	1.77	2.11	0.36
Hg	kg	0.000487	0.000433	0.000824	0.000763	0.00455	6.07E-05	5.69E-05	0.000219
Rn (inkl. Ra)	kBq	7.17E+06	4.44E+06	9.39E+06	8.69E+06	3.32E+06	6.16E+06	5.19E+06	5.77E+07
Edelgase	kBq	5.07E+06	3.14E+06	6.61E+06	6.12E+06	2.29E+06	4.36E+06	3.67E+06	4.08E+07
Aerosole	kBq	1.32	0.855	1.98	1.83	831	1.08	0.934	9.82
Aktinide in Luft	kBq	2.46	1.53	3.26	3.02	110	2.1	1.78	19.7
Emissionen Wasser:									
Chloride	kg	48	42.2	764	707	884	15	39.2	56.6
Sulfate	kg	17.6	13.4	44	40.8	536	23.7	29.2	75.8
Ammoniak als N	kg	0.0863	0.0699	1.83	1.7	0.286	0.0427	0.113	0.272
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.251	0.225	0.309	0.286	0.0405	0.0089	0.0198	0.0573
Fette und Oele Meerwasser	kg	2.15	1.91	26.5	24.5	4	0.203	1	1.08
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.146	0.13	1.5	1.38	0.245	0.0144	0.0628	0.073
Zink	kg	0.0288	0.0253	0.0639	0.0592	1.25	0.0929	0.111	0.0607
Ra	kBq	2.45E+03	1.52E+03	3.53E+03	3.27E+03	1.18E+03	2.09E+03	1.78E+03	1.96E+04
H3	kBq	2.01E+05	1.24E+05	2.62E+05	2.43E+05	9.17E+04	1.73E+05	1.46E+05	1.62E+06
Nuklidgemisch	kBq	196	121	253	234	81.5	169	142	1.59E+03
Aktinide in Wasser	kBq	162	104	471	436	114	131	120	1.22E+03
Abfallaufkommen:									
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1.79E+03	1.55E+03	1.64E+03	1.52E+03	2.54E+04	3.58E+03	450	7.20E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	198	171	457	423	4.88E+03	40.4	52.3	263
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.935	0.821	18.2	16.8	3.18	1.74	1.49	130
Abfaelle in KVA	kg	46.2	29.8	59.9	55.4	1.44	229	270	479
Sonderabfaelle	kg	2.49	1.88	18.5	21.5	7.45	1.57	19.3	12.2
Abfaelle in Landfarming	kg	82.9	74.3	192	177	26.9	1.47	6.87	7.78
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m ³	0.000396	0.000315	0.00608	0.00563	0.000945	0.000161	0.000319	0.00133
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle ²⁾	m ³	0.000297	0.000183	0.000384	0.000356	0.000126	0.000256	0.000215	0.0024
Hochaktive Abfaelle ³⁾	m ³	2.29E-05	1.42E-05	2.98E-05	2.76E-05	1.03E-05	1.96E-05	1.66E-05	0.000184

Tab. XVII.3.1: Ausgewählte kumulierte Energie- und Stoffbilanzen der Nutzwärmebereitstellung verschiedener Energiesysteme, Bezugsgrösse: 1 T_{Nutz}, 1: Erdgas LowNO_x-Kessel, Gebläsebrenner < 100 kW, 2: Erdgas Brennwertkessel LowNO_x, atmosphärischer Brenner < 100 kW, 3: Heizöl EL LowNO_x-Kessel, Gebläsebrenner 10 kW, 4: Heizöl EL Brennwertkessel, Gebläsebrenner 10 kW, 5: Einzelofen Steinkohlebriketts 5 bis 15 kW, 6: Sägereiholzschnitzelfeuerung 50 kW, 7: Stückholzfuehrung 30 kW, 8: Wärmepumpe 10 kW mit Erdwärmesonde, ¹⁾: siehe Kap. III.6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen", ²⁾: Endlager B, ³⁾: Endlager C (siehe Teil VII Kernenergie); [vollständige Resultate siehe Directory "Eingabedaten und Resultate"]

Resultatdiskussion

pro TJ_{Nutz} resp. $TJ_{\text{Nutz, eingespart}}$		BHKW-Nahwärmeverbund			Energiesparmassnahmen		
		9	10	11	12	13	14
Ressourcenbedarf:							
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III ¹⁾	m ² a	1.40E+03	1.40E+03	1.20E+03	111	52.3	101
Flaecheninanspruchnahme II-III	m ² a	-4.75	422	382	214	102	194
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m ² a	228	221	190	33.5	16.1	30.5
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m ² a	174	174	140	32.8	15.7	29.8
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m ² a	34.9	34.9	34.9	0.108	0.0521	0.0979
Holz trocken	t	-0.316	0.0272	0.0256	0.0436	0.021	0.0396
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.0151	0.0168	0.0165	0.0032	0.00154	0.00291
Rohbraunkohle	kg	-1.03E+05	286	263	717	341	651
Rohfoerdersteinkohle	kg	395	782	671	4.78E+03	2.31E+03	4.35E+03
Erdgas	Nm ³	3.10E+04	2.13E+04	1.41E+04	808	380	732
Rohoel	t	13.6	13.5	13.2	1.3	0.615	1.18
Uran	kg	0.0543	0.0806	0.0786	0.0488	0.0232	0.0443
Wasser	kg	6.08E+07	7.34E+07	7.24E+07	1.70E+07	8.15E+06	1.54E+07
Strom	TJ	-0.255	0.0274	0.0267	0.0169	0.00809	0.0154
Materialbedarf:							
Materialien	kg	6.24E+03	5.99E+03	4.59E+03	1.73E+04	8.17E+03	1.57E+04
Kalkstein	kg	-388	217	187	1.48E+04	6.90E+03	1.34E+04
Kies	kg	1.78E+03	1.82E+03	1.60E+03	518	257	473
Stahl und Gusseisen	kg	392	456	381	40.9	72.1	49
Kupfer	kg	-50.2	5.06	4.96	0.625	0.299	0.568
Transportbedarf:							
Transport Strasse	tkm	5.33E+03	5.35E+03	5.26E+03	2.25E+03	1.06E+03	2.05E+03
Transport Schiene	tkm	1.55E+03	1.83E+03	1.76E+03	1.00E+03	503	916
Transport Wasser	tkm	5.99E+04	6.07E+04	5.86E+04	9.67E+03	5.12E+03	8.91E+03
Abwaerme	TJ	1.13	1.46	1.17	0.167	0.0793	0.152
Emissionen Luft:							
CO ₂ mobil	kg	917	910	877	441	214	402
CO ₂ prozessbedingt	kg	2.16E+03	1.80E+03	1.68E+03	1.10E+04	5.13E+03	9.93E+03
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	3.70E+03	8.38E+04	6.92E+04	4.47E+03	2.18E+03	4.08E+03
SO _x	kg	-645	80.9	74	51.3	24.3	46.5
NO _x	kg	-46.1	76.4	65.3	27.8	13.2	25.3
CH ₄	kg	406	301	218	43.3	20.8	39.4
NM ₅₀	kg	154	141	129	26	12.2	23.6
BTEX-Aromaten	kg	-0.521	0.584	0.567	0.179	0.0845	0.163
Benzo(a)Pyren	kg	4.79E-05	5.45E-05	4.54E-05	0.000103	5.49E-05	9.50E-05
HCl	kg	-26.5	0.272	0.253	3.38	1.59	3.07
Hg	kg	-0.00269	0.000583	0.000504	0.000738	0.000351	0.00067
Rn (inkl. Ra)	kBq	2.99E+06	4.43E+06	4.32E+06	2.68E+06	1.28E+06	2.44E+06
Edelgase	kBq	2.12E+06	3.12E+06	3.04E+06	1.85E+06	8.81E+05	1.68E+06
Aerosole	kBq	-8.09	0.961	0.922	1	0.48	0.91
Aktinide in Luft	kBq	-0.112	1.54	1.5	0.998	0.476	0.906
Emissionen Wasser:							
Chloride	kg	352	355	346	87.9	42.1	79.9
Sulfate	kg	-326	24.1	22.4	40.1	19.3	36.4
Ammoniak als N	kg	0.822	0.826	0.813	0.238	0.113	0.217
Fette und Oele Sueswasser	kg	0.344	0.283	0.233	0.394	0.185	0.357
Fette und Oele Meerwasser	kg	13.1	12.7	12.2	1.2	0.569	1.09
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.757	0.729	0.7	0.0744	0.0356	0.0678
Zink	kg	0.03	0.0398	0.0352	0.0805	0.0396	0.0734
Ra	kBq	1.17E+03	1.66E+03	1.62E+03	927	441	842
H ₃	kBq	8.40E+04	1.24E+05	1.21E+05	7.42E+04	3.53E+04	6.74E+04
Nuklidgemisch	kBq	83.8	119	116	66	31.4	59.9
Aktinide in Wasser	kBq	189	218	213	69.2	32.9	62.8
Abfallaufkommen:							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1.34E+03	1.51E+03	1.23E+03	9.64E+03	4.53E+03	8.74E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	-6.85E+03	278	246	117	109	120
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	4.21	8.6	8.41	2.62	1.25	2.39
Abfaelle in KVA	kg	-254	16.8	16.4	2.72	1.3	2.47
Sonderabfaelle	kg	-4.25	8.33	8.1	1.14	0.553	1.04
Abfaelle in Landfarming	kg	153	132	115	9.53	4.5	8.66
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m ³	0.00278	0.00278	0.00272	0.000312	0.000148	0.000284
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle ²⁾	m ³	0.000126	0.000181	0.000177	0.000102	4.87E-05	9.28E-05
Hochaktive Abfaelle ³⁾	m ³	9.58E-06	1.41E-05	1.37E-05	8.34E-06	3.97E-06	7.58E-06

Tab. XVII.3.2: Ausgewählte, kumulierte Energie- und Stoffbilanzen der Nutzwärmebereitstellung durch einen Nahwärmeverbund mit Blockheizkraftwerk und Spitzenkessel (Heizöl EL) sowie der Einsparung von Nutzenergie durch zusätzliche Dämmung an der Gebäudehülle, Bezugsgrösse: $1 TJ_{\text{Nutz}}$, resp. $1 TJ_{\text{Nutz, eingespart}}$; 9-11: Gas-BHKW (Anteil inkl. Wärmepumpe 59.5%) und Öl-Spitzenkessel (Anteil 40.5%), inkl. Nahwärmeverbundnetz; 9: Annahme: Stromproduktion substituiert durchschnittliches Braunkohlekraftwerk in Deutschland; 10: Allokation nach Energieinhalt von Strom und Wärme; 11: Allokation nach Energiepreisen von Strom und Wärme (17.8 resp. 6.2Rp pro kWh); 12-14: zusätzliche Wärmedämmung mit Mineralwolle; 12: Flachdachdämmung von 10 auf 20cm; 13: Steildachdämmung von 10 auf 20cm; 14: Aussenwanddämmung von 10 auf 20cm; ¹⁾: siehe Kap. III.6.2, ²⁾: Endlager B, ³⁾: Endlager C (siehe Teil VII Kernenergie);

3.4 Ressourcenbedarf und Materialintensität

Die Flächeninanspruchnahme wird in m^2a bilanziert und trägt somit nicht nur der räumlichen Ausdehnung der Systeme Rechnung sondern gleichfalls der Zeitdauer, während derer eine Fläche beansprucht wird. Die Werte der Flächeninanspruchnahme können somit einerseits durch das Beanspruchen relativ kleiner Flächen über sehr lange Zeiträume oder durch das Beanspruchen ausgedehnter Flächen über relativ kurze Zeiträume hohe Werte erreichen.

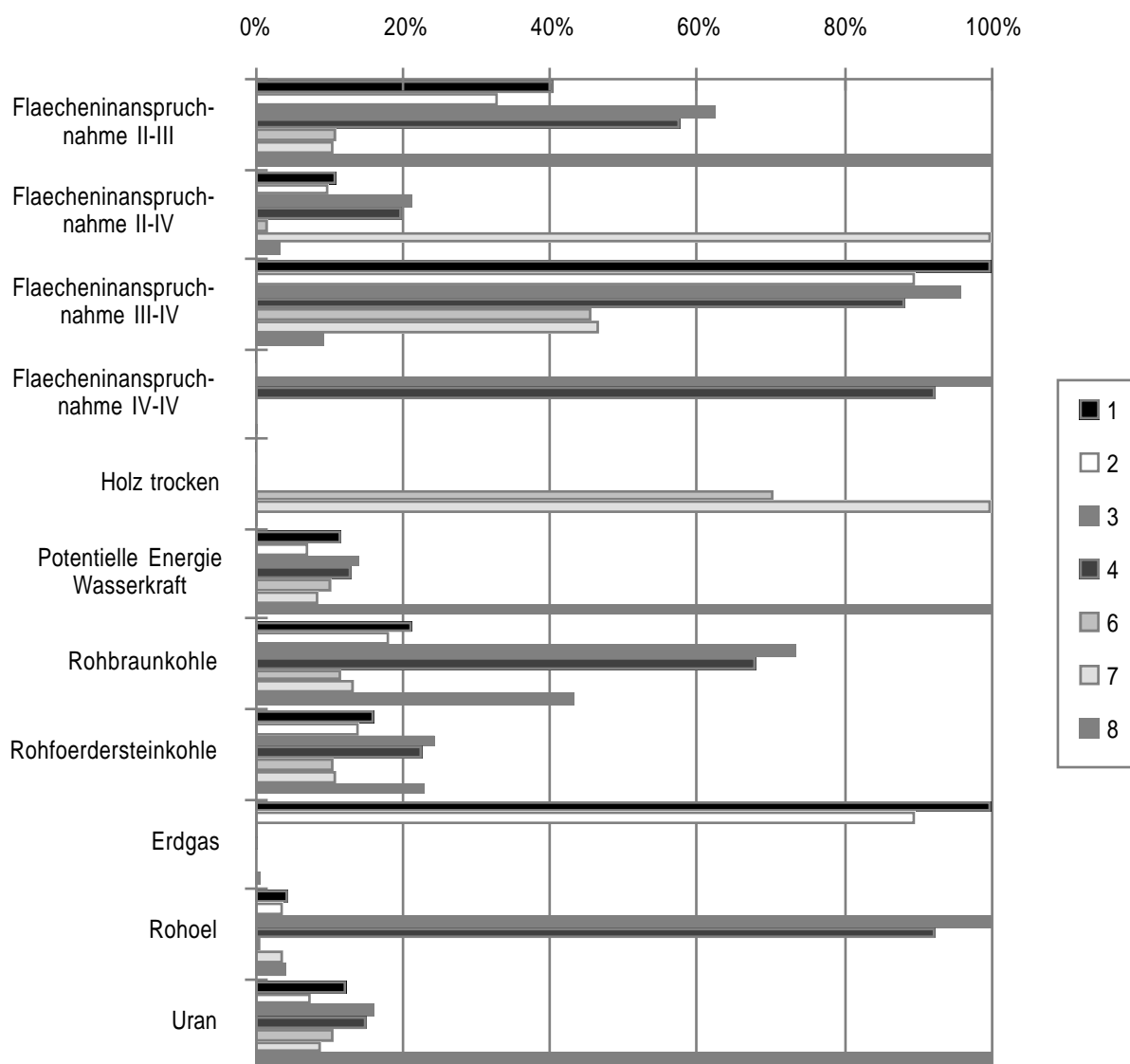


Fig. XVII.3.1a: Vergleich des Bedarfs ausgewählter Ressourcen der Nutzwärmebereitstellung verschiedener Energiesysteme, Bezugsgrösse: $1 TJ_{Nutz}$, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Ressource auf 100% gesetzt; 1: Erdgas LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner < 100 kW; 2: Erdgas Brennwertkessel LowNOx, atmosphärischer Brenner < 100 kW; 3: Heizöl EL LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner 10 kW; 4: Heizöl EL Brennwertkessel, Gebläsebrenner 10 kW; 6: Sägereiholzschnitzelfeuerung 50 kW; 7: Stückholzfuehrung 30 kW; 8: Wärmepumpe 10 kW mit Erdwärmesonde, Jahresarbeitszahl 3.5

Die Flächeninanspruchnahme durch Renaturierung vormals beeinflusster Flächen (in m^2a , Kategorie II-III) ist infolge des hohen Bezugs an schweizerischer Elektrizität beim Wärmepumpensystem am höchsten (Hohe spezifische Beanspruchungen der Kernenergiekette wegen grosser Zeiträume (100'000Jahre) der Schlamnteiche der Uranaufbereitung). Die Heizölfuehrungen benötigen rund 60% des Maximalwertes, gefolgt von Erdgasfuehrungen, BHKW, Kohle- und Holzheizungen sowie Wärmedämmmassnahmen. Mit über $1'400 m^2a/TJ_{Nutz}$ beanspruchter, vormals unbeeinflusster Fläche

(II - IV) liegt die Stückholzfeuerung um mehr als einen Faktor 4 höher als die übrigen Systeme. Verantwortlich ist dafür in erster Linie die Waldbewirtschaftung, welche einen hohen, auf das genutzte Holz bezogenen Bedarf an Waldstrassen aufweist. Bezüglich der Nutzung ehemals landwirtschaftlich genutzter Flächen (III - IV), weisen, abgesehen von der Kohlefeuerung, die Gasfeuerungen und das BHKW-System die höchsten Werte auf, was auf die Transportvorgänge zurückgeführt werden kann. Der zusätzliche Platzbedarf zur Lagerung des Brennstoffes im Haus resp. zur Wärmespeicherung beim BHKW ist für Kohle rund 3.5 mal grösser als bei Öl und rund 8 mal höher als beim BHKW-System (Flächeninanspruchnahme IV-IV). Bei den übrigen Systemen entfällt dieser Bedarf weitgehend.

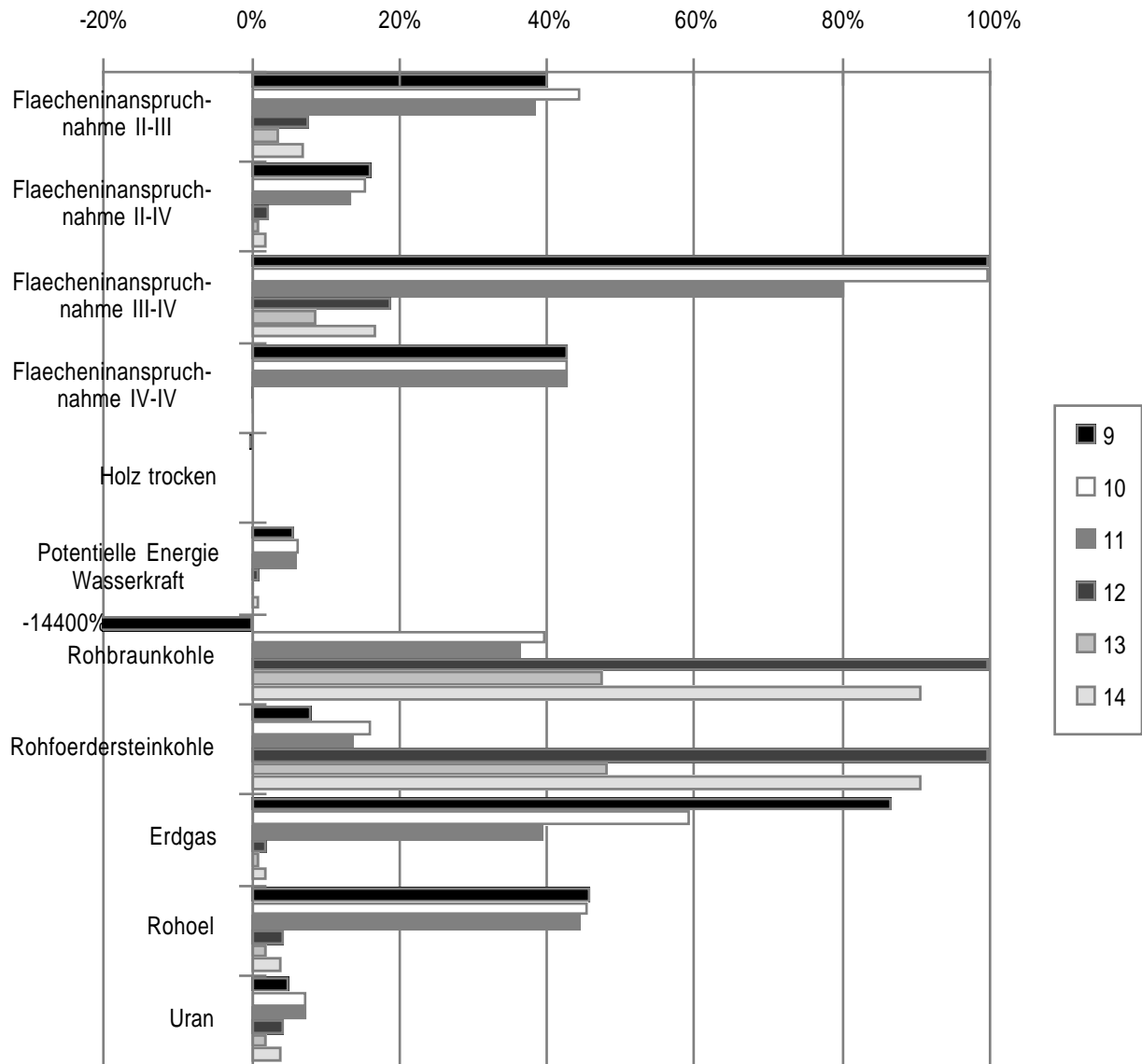


Fig. XVII.3.1b: Vergleich des Bedarfs ausgewählter Ressourcen der Nutzwärmebereitstellung durch einen Nahwärmeverbund mit Blockheizkraftwerk und Spitzenkessel (Heizöl EL) sowie der Einsparung von Nutzenergie durch zusätzliche Wärmedämmung an der Gebäudehülle, Bezugsgrösse: $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz}}$, resp. $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz, eingespart}}$, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Ressource auf 100% gesetzt; 9-11: Gas-BHKW (inkl. Wärmepumpe 59.5%) und Öl-Spitzenkessel (40.5%), inkl. Nahwärmeverbundnetz; 9: Annahme: Stromproduktion substituiert durchschnittliches Braunkohlekraftwerk in Deutschland; 10: Allokation nach Energieinhalt von Strom und Wärme; 11: Allokation nach Energiepreisen von Strom (17.8Rp/kWh) und Wärme (6.2Rp/kWh); 12-14: zusätzliche Wärmedämmung mit Mineralwolle; 12: Flachdachdämmung von 10 auf 20cm; 13: Steildachdämmung von 10 auf 20cm; 14: Aussenwanddämmung von 10 auf 20cm

Der Wasserbedarf ist bei der Wärmepumpe als Folge des Strombedarfes ab CH-Netz am höchsten. Zentralheizungssysteme mit Strombedarf für die Wärmeverteilung und die Verbrennungsluftzufuhr liegen rund eine, die Energiesparmassnahmen um rund zwei Größenordnungen tiefer.

Die Materialintensität der Heizsysteme liegt zwischen 1.1 und 7.7 t/TJ_{Nutz}, für Energiesparmassnahmen werden Werte zwischen rund 8 und 17t/TJ_{Eingespart} erreicht. Erdwärmenutzung, Gasfeuerungen, BHKW-System und Heizölfeuerungen sind in dieser Reihenfolge die materialintensivsten Systeme. Den mit Abstand tiefsten Materialbedarf weist dank kurzen Transportdistanzen und einfacher Lagerung die Stückholzkette auf.

Der Kalksteinverbrauch liegt bei den materialintensiven Wärmedämmmassnahmen um einen Faktor 30 bis 100 höher als derjenige der andern Systeme. Diabas und Kalkstein (beide in Ecoinvent unter Kalkstein verbucht), die beiden Hauptrohstoffe der Steinwolleherstellung, sind dafür verantwortlich.

3.4 Emissionen Luft

Beim CO₂ zeigen sich die Brennstoffeigenschaften deutlich. Gasfeuerungen emittieren im Vergleich zu Ölfeuerungen kumuliert knapp 75%, während Holzfeuerungen aufgrund des geschlossenen CO₂-Kreislaufs lediglich 8 bis 9% und die Wärmepumpenheizung knapp 6% emittieren. Die kumulierten CO₂-Emissionen des BHKW liegen, unter der Annahme der Verdrängung eines deutschen Braunkohle-Kraftwerks, ebenfalls bei knapp 6% des Maximalwertes (Ölfeuerung), währenddem bei Anwendung eines Verteilschlüssels Werte von rund 72 bis 86% erreicht werden. Hierbei ist zu beachten, dass rund 40% der in den Nahwärmeverbund eingespeisten Energie vom Ölspitzenkessel stammt. Der vom BHKW und der zugehörigen Wärmepumpe zusammen gelieferte Anteil weist demzufolge gegenüber der Ölfeuerung (je nach Allokationsart) rund 23-42% tiefere spezifische CO₂-Emissionen auf. Die zusätzliche Wärmedämmung liegt je nach Bauteil zwischen knapp 8 und 16% des Maximalwertes der hier diskutierten Systeme.

Die SO_x-Emissionen sind - brennstoffbedingt - bei der Ölfeuerung am höchsten. Beim BHKW-System (Allokationen nach Energie und Erlös) macht sich der Einfluss des Spitzenkessels deutlich bemerkbar, während beim Substitutionsszenario die negativen Werte eine deutliche Emissionsminderung des betrachteten Gesamtsystems (BHKW plus Braunkohlekraftwerk Deutschland) erkennen lassen. Derselbe Effekt zeigt sich auch bei den HCl-Emissionen sowie - weniger ausgeprägt - bei den NO_x-, Hg- und BTEX-Emissionen. Die SO_x-Emissionen der übrigen Systeme liegen alle im Bereich von 17-36% des Maximalwertes.

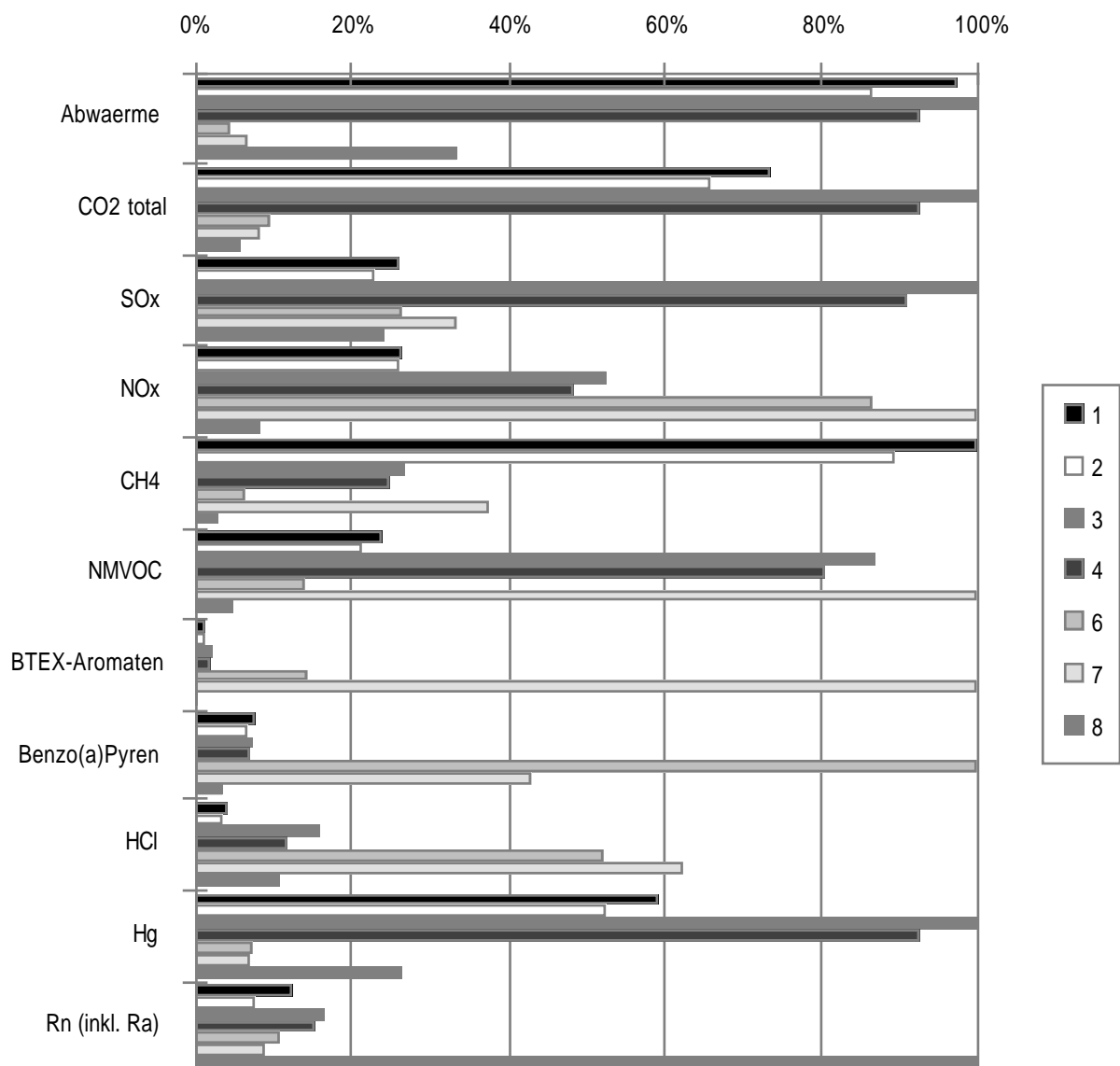


Fig. XVII.3.2a: Vergleich ausgewählter Luftschadstoffe der Nutzwärmebereitstellung verschiedener Energiesysteme, Bezugsgrösse: 1 TJ_{Nutz}, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Schadstoff auf 100% gesetzt; 1: Erdgas LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner < 100 kW; 2: Erdgas Brennwertkessel LowNOx, atmosphärischer Brenner <100 kW; 3: Heizöl EL LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner 10 kW; 4: Heizöl EL Brennwertkessel, Gebläsebrenner 10 kW; 6: Sägereiholzschnitzelfeuerung 50 kW; 7: Stückholzfeuerung 30 kW; 8: Wärmepumpe 10 kW mit Erdwärmesonde, Jahresarbeitszahl 3.5

Die NO_x-Emissionen der Holzfeuerungen sind erwartungsgemäss am höchsten. Neben dem Brennstoffstickstoff ist auch der niedrigere Jahreswirkungsgrad dafür verantwortlich. Sie liegen um knapp einen Faktor 2 (gegenüber Öl) resp. 4 (gegenüber Gas) höher als diejenigen der übrigen Systeme. Die tiefsten Werte werden hier vom Wärmepumpen-System und den Energiesparmassnahmen erreicht. Der Nahwärmeverbund (BHKW-System) weist, bei Anwendung eines Zuteilschlüssels, Werte zwischen denjenigen der Öl- und Gasfeuerungen auf, beim Substitutionsszenario wird eine NO_x-Reduktion erzielt.

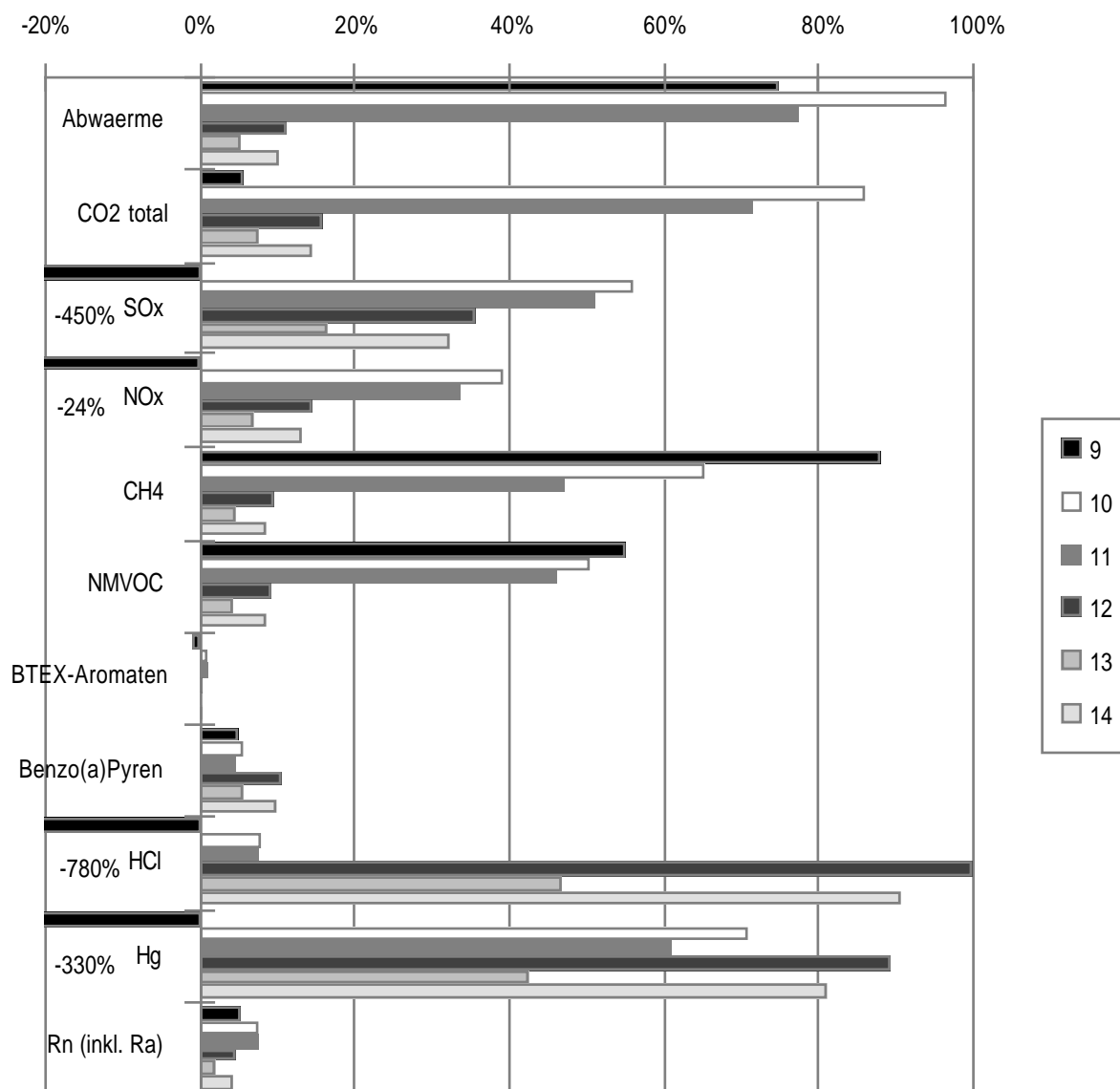


Fig. XVII.3.2b: Vergleich ausgewählter Luftschadstoffe der Nutzwärmebereitstellung durch einen Nahwärmeverbund mit Blockheizkraftwerk und Spitzenkessel (Heizöl EL) sowie der Einsparung von Nutzenergie durch zusätzliche Wärmedämmung an der Gebäudehülle, Bezugsgrösse: $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz}}$, resp. $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz, eingespart}}$, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Schadstoff auf 100% gesetzt; 9-11: Gas-BHKW (Anteil inkl. Wärmepumpe 59.5%) und Öl-Spitzenkessel (Anteil 40.5%), inkl. Nahwärmeverbundnetz; 9: Annahme: Stromproduktion substituiert durchschnittliches Braunkohlekraftwerk in Deutschland; 10: Allokation nach Energieinhalt von Strom und Wärme; 11: Allokation nach Energiepreisen von Strom (17.8Rp/kWh) und Wärme (6.2Rp/kWh); 12-14: zusätzliche Wärmedämmung mit Mineralwolle; 12: Flachdachdämmung von 10 auf 20cm; 13: Steildachdämmung von 10 auf 20cm; 14: Aussenwanddämmung von 10 auf 20cm

Aufgrund der Leckageverluste in der Gasversorgung (Produktion, Transport und Verteilung: 2% für die GUS-Staaten und XX% für Westeuropa) liegen die Methanemissionen bei Gasfeuerungen um gut 300 % über denjenigen der Ölfeuerung. Einzig der Kohle-Einzelofen übertrifft den Emissionsfaktor von Gas um mehr als das Doppelte. Beim BHKW wie auch bei der Wärmedämmung sind die Methan-Emissionen stark von der gewählten Betrachtungsweise resp. der gewählten Konstruktion abhängig. Sie sind für die Dämmung jedoch um knapp eine Grössenordnung tiefer als diejenigen des BHKW-Systems.

Feuerungen mit festen Brennstoffen emittieren erhöhte Mengen an aromatischen Kohlenwasserstoffen. Während Öl- und Gasfeuerungen zwischen 0.7 und 1.2 $\text{kg/TJ}_{\text{Nutz}}$ emittieren, stossen Kohle- und

Holzfeuerungen zwischen 10 und knapp 60 kg/TJ_{Nutz} aus. Auch bei den B(a)P-Emissionen sind die Emissionen der Holzfeuerungen am höchsten. Dabei stammen über 95% (BTEX-Emissionen) resp. über 80% (B(a)P) aus der Feuerung (Stückholz) selbst. Bei der Schnitzelfeuerungen sind die Verhältnisse ähnlich, wobei auch der Anteil der B(a)P-Feuerungsemissionen über 90% liegt.

Der kumulierte Emissionsfaktor NMVOC liegt in der Erdöl- und Kohlekette zwischen 130 (Kohle) und 250 kg (Heizöl). Hier sind vorgelagerte Prozesse für den Hauptteil der Emissionen verantwortlich (insbesondere Abblasen bei der Erdölförderung). Einzig die Stückholzkette weist höhere Werte auf, welche auf den tieferen Jahreswirkungsgrad und die feuerungsbedingt höheren Emissionen zurückgeführt werden kann.

Überraschenderweise weisen die Energiesparmassnahmen die höchsten HCl-Emissionen auf. Dies ist auf die hohen spezifischen Emissionen der Mineralwolle-Herstellung zurückzuführen (Chlorgehalt im verwendeten Koks). Einzig die Kohlefeuerungen weisen höhere Werte auf (Faktor 10). Infolge erhöhtem Chlorgehalt im Brennstoff liegen die HCl-Emissionen von Holz bei ca 60% derjenigen der Energiesparmassnahmen.

Bei den Quecksilberemissionen liegen die Systeme relativ nahe beieinander. Lediglich die Holzfeuerung (ca. 7%) und die Wärmepumpe (27%) sind deutlich tiefer.

Die Emissionen radioaktiver Isotope stammen zum überwiegenden Teil aus der Kernenergiekette. Deshalb erstaunt es nicht, dass die Wärmepumpe die höchsten Werte aufweist. Eine Ausnahme bildet hier die Kohlefeuerung, welche bei den Aktiniden und den Aerosolen höhere Emissionen verursacht.

3.5 Emissionen Wasser

Mit Ausnahme des kondensierenden Öl- und Gaskessels fallen beim Betrieb der hier diskutierten Energiesysteme keine Wasserschadstoffe an. Somit stammen die Beiträge fast ausschliesslich aus den vor- und nachgelagerten Prozessschritten. Während Chloride vorwiegend in der Erdöl- und Kohlekette emittiert werden, sind bei den Sulfaten auch Einflüsse der Kernenergie bei der Erdwärmeeinnahme sichtbar. Aromatische Kohlenwasserstoffe, Fette und Öle sowie Ammoniak stammen vorwiegend aus der Erdölkette und schlagen dort auch dementsprechend zu Buche. Zink als ubiquitäres Element fällt innerhalb der Kohlekette an, weshalb der Emissionsfaktor gegenüber denjenigen der anderen Systeme sehr hoch liegt (Faktor 10 gegenüber Holz). Die Emissionen radioaktiver Elemente als Folge des Strombezugs sind bei der Erdwärmeeinnahme erwartungsgemäss am höchsten.

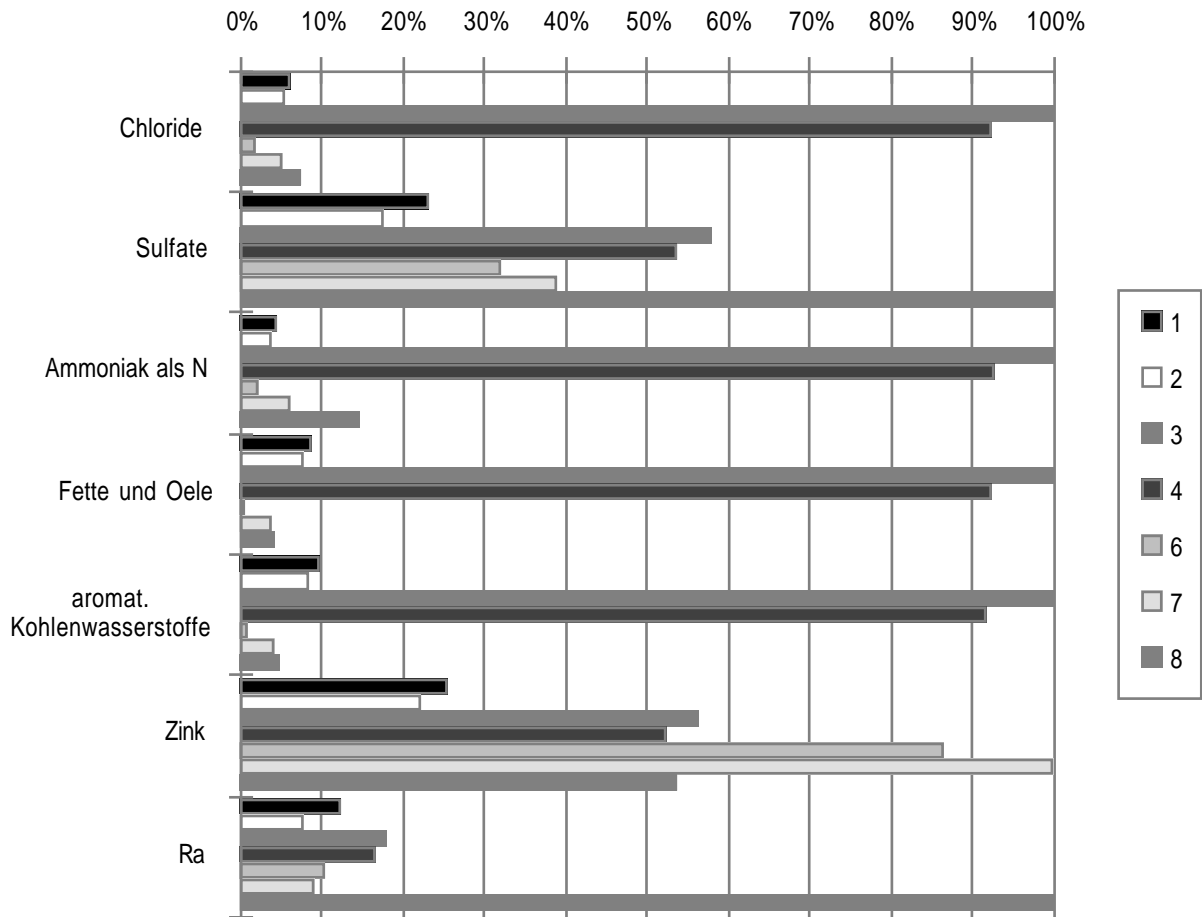


Fig. XVII.3.3a: Vergleich ausgewählter Wasserschadstoffe der Nutzwärmebereitstellung verschiedener Energiesysteme, Bezugsgrösse: $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz}}$, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Schadstoff auf 100% gesetzt; 1: Erdgas LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner < 100 kW; 2: Erdgas Brennwertkessel LowNOx, atmosphärischer Brenner < 100 kW; 3: Heizöl EL LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner 10 kW; 4: Heizöl EL Brennwertkessel, Gebläsebrenner 10 kW; 6: Sägereiholzschnitzelfeuerung 50 kW; 7: Stückholzfeuerung 30 kW; 8: Wärmepumpe 10 kW mit Erdwärmesonde, Jahresarbeitszahl 3.5

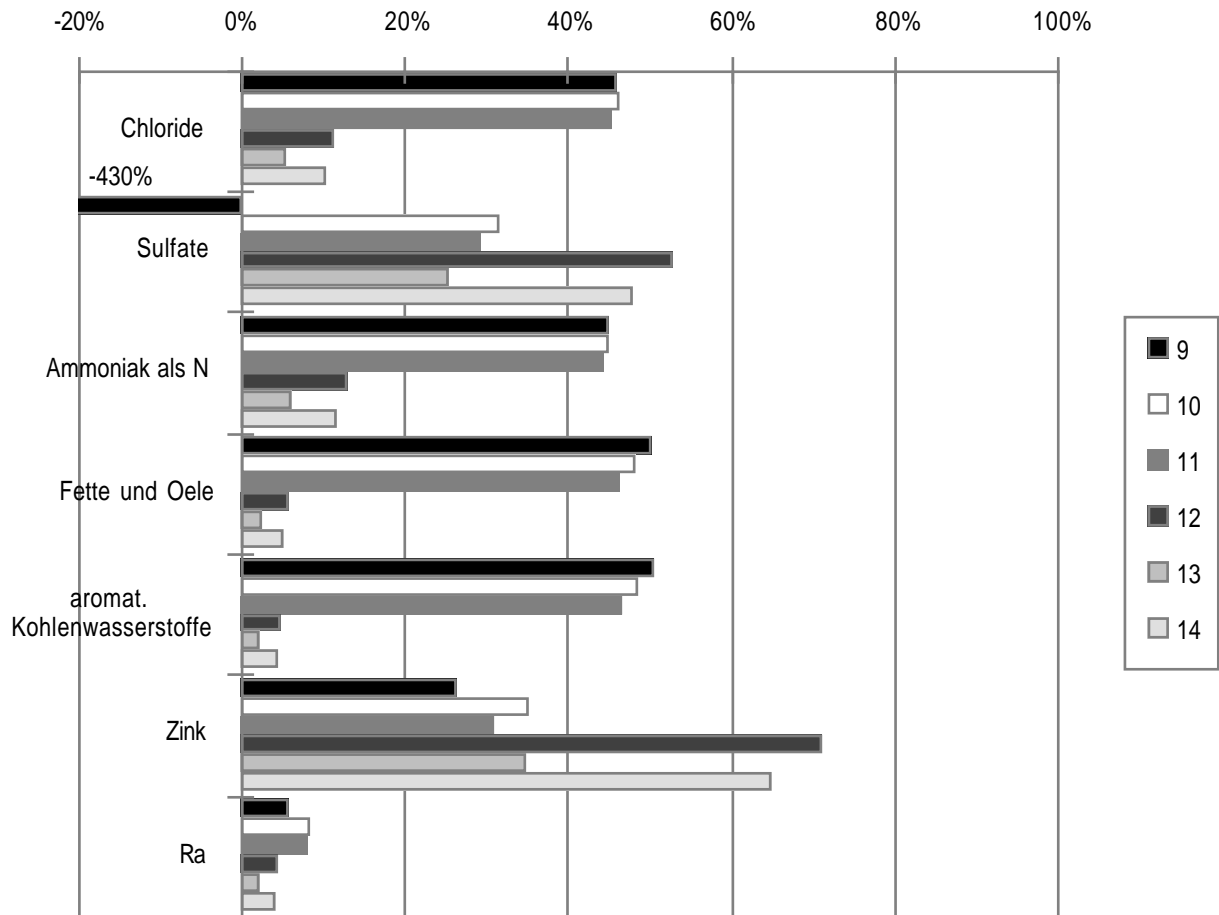


Fig. XVII.3.3b: Vergleich ausgewählter Wasserschadstoffe der Nutzwärmebereitstellung durch einen Nahwärmeverbund mit Blockheizkraftwerk und Spitzenkessel (Heizöl EL) sowie der Einsparung von Nutzenergie durch zusätzliche Wärmedämmung an der Gebäudehülle, Bezugsgrösse: $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz}}$, resp. $1 \text{ TJ}_{\text{Nutz, eingespart}}$, der höchste Wert der Systeme 1-14 ist jeweils pro Schadstoff auf 100% gesetzt; 9-11: Gas-BHKW (Anteil inkl. Wärmepumpe 59.5%) und Öl-Spitzenkessel (Anteil 40.5%), inkl. Nahwärmeverbundnetz; 9: Annahme: Stromproduktion substituiert durchschnittliches Braunkohlekraftwerk in Deutschland; 10: Allokation nach Energieinhalt von Strom und Wärme; 11: Allokation nach Energiepreisen von Strom (17.8Rp/kWh) und Wärme (6.2Rp/kWh); 12-14: zusätzliche Wärmedämmung mit Mineralwolle; 12: Flachdachdämmung von 10 auf 20cm; 13: Steildachdämmung von 10 auf 20cm; 14: Aussenwanddämmung von 10 auf 20cm

3.6 Abfälle

Die Aufwendungen und Emissionen der Abfallbehandlung werden in diesem Projekt ebenfalls erfasst. Bei dem hier diskutierten Abfällen handelt es sich deshalb um *Zwischengrößen* ähnlich den Transportleistungen. Sie erlauben jedoch eine erste Einschätzung der Bedeutung der Entsorgung für die hier diskutierten Energiesysteme.

Die Abfallintensität der Energiesysteme im Bereich der Inertstoffe kann im Zusammenhang mit ihrer Materialintensität gesehen werden. Dementsprechend weisen die Energiesparmassnahmen mit Ausnahme der Kohlefeuerung (bedeutende Mengen Kohleabraum) die höchsten Inertstoffmengen auf. Die Nutzung von Heizöl verursacht die grössten auf Reststoffdeponien zu entsorgenden spezifischen Abfallmengen (ca. 460kg/TJ). Abfälle in Reaktordeponie fallen bei der Niedertemperatur-Fussbodenheizung des Wärmepumpensystems an (Kunststoffrohre), weshalb hier die höchsten spezifischen Werte erreicht werden (130kg/TJ). Die übrigen System verursachen Mengen im Bereich von 1 bis 18kg/TJ.

Der Entsorgungsweg der KVA wird am meisten durch die Erdwärmenutzung (480kg/TJ, Stromverteilung auf Ebene Niederspannung sowie die Entsorgung der Wärmeträgerflüssigkeit) resp. die Holzfeuerung (240-280kg/TJ, Ascheentsorgung) benutzt.

Die Sonderabfallmengen liegen zwischen 0.5 kg/TJ (Steildachdämmung) und 22 kg/TJ (Heizöl Brennwertkessel). Dies ist bei der Ölfeuerung - in der Reihenfolge abnehmender Bedeutung - auf die Raffinerie, die Regionalverteilung (Ölabscheiderschlämme, Tankreinigungsrückstände) und den Ferntransport (Bilgenöl) zurückzuführen. Bei der Holzfeuerung sind es v.a. die als Sonderabfall zu entsorgenden Schmierstoffe der für die Ernte und den Transport zum Kunden eingesetzten Maschinen (Traktoren).

Landfarming, eine Entsorgungstechnik der Erdöl- und Erdgasindustrie, sind mit 180-190 kg/TJ bei der Ölfeuerung resp. 70 bis 80kg/TJ bei den Gasfeuerungen erwartungsgemäss am höchsten. Bei den anderen Systemen kann deren Vernetzung mit der Erdöl- resp. Gaskette abgelesen werden.

Auf Grund der bei der Erdölförderung anfallenden schwachaktiven Ablagerungen an den Verrohrungen und Öl/Wasser-Separatoren erzeugt die Ölfeuerung die grösste Menge an zu deponierendem schwachaktivem Abfall. Die Mengen der in Endlagern zu versiegelnden, schwach- und mittel- sowie hochaktiven Abfälle widerspiegeln demgegenüber den Strombedarf resp. indirekt den Bedarf an nuklearer Stromerzeugung der betrachteten Systeme. Die Erzeugung von Wärme mittels elektrischer Wärmepumpe verursacht deshalb die grössten Mengen (2.4dm³ schwach- und mittelaktive sowie 0.18dm³ hochaktive Abfälle pro TJ).

4. Infrastruktur

4.1 Einleitung

4.1.1 Zielsetzung

Für die Systemabgrenzung bei der Erstellung von Ökobilanzen bestehen bisher wenige Regeln, die effizient zur optimalen Abgrenzung führen. Eine oft praktizierte Einschränkung betrifft die Unterscheidung zwischen Investitionsgütern und Betriebsmitteln. Ausgehend von dieser unsicheren Ausgangslage, werden in diesem Projekt für möglichst viele Prozesse auch die Investitionsgüter grobbilanziert.

Anhand der 14 hier besprochenen Energiesysteme, bei Kraftwerken und bei ausgewählten Transportprozessen soll aufgezeigt werden, in welchen Fällen der Infrastrukturbeitrag relevant ist (siehe Kap.4.2); denn bei diesen **muss** die Infrastruktur bilanziert werden. Nur bei Modulen ohne relevanten Beitrag der Infrastruktur darf diese vernachlässigt werden resp. ist es belanglos, ob diese in den Basisdaten berücksichtigt worden sind oder nicht.

Die vorliegende Studie soll anhand dieser Module aufzeigen, bei welchen Prozessen in Zukunft auf die Bilanzierung der Infrastruktur verzichtet werden kann und bei welchen eine Vernachlässigung der Infrastruktur zu Fehlentscheidungen führen kann. Diesem Anspruch kann diese Arbeit allerdings nur insofern gerecht werden, als schwergewichtig Energiesysteme und lediglich in zweiter Linie Transport- und Materialproduktionssysteme Gegenstand der hier beschriebenen Untersuchungen waren.

Die Resultate der Systemrechnung mit und ohne Berücksichtigung der Infrastruktur werden auf der Basis der Rechnung mit Infrastruktur verglichen. Dabei wurde dieselbe Selektion an Umwelteinwirkungen und Zwischengrössen gewählt wie bei den Resultatdiskussionen im Kap. 3. Die absoluten Werte der Resultate ohne Infrastruktur werden nicht explizit angegeben.

Wo möglich werden verallgemeinerbare Erkenntnisse aus den bearbeiteten Fallbeispielen abgeleitet.

4.2 Angewandte Methodik

Als Infrastruktur wird der "notwendige wirtschaftliche und organisatorische Unterbau einer hochentwickelten Wirtschaft (Verkehrsnetze, Arbeitskräfte u.ä.)" verstanden <Duden 1990>. Die hier ebenfalls interessierenden Investitionsgütern werden als Güter bezeichnet, die der Produktion dienen (z.B. Maschinen, Fahrzeuge, Werkhallen) <Duden 1990>. Entsprechend dem Lebenszyklusansatz

der Ökobilanzmethodik kann sich je nach Aufbau der Prozesskette und Fokus die Abgrenzung zwischen Infrastruktur und Betrieb verschieben. Als Beispiel sei hier die Prozesskette der Photovoltaik genannt. In Bezug auf die gelieferte Elektrizität gelten die Solarpanelproduktion und alle damit zusammenhängenden Prozesse als Infrastrukturbeitrag 1. Ordnung. Ist nicht der gelieferte Strom, sondern die Solarzellenanlage das untersuchte Produkt, so gelten lediglich die Fabrikgebäude und die benötigten Maschinen der Panel- und Solarzellenproduktion als Infrastruktur. Auch sind die Grenzen fließend, was als Infrastruktur bezeichnet werden soll. Computer eines Dienstleistungsbetriebs mit Erneuerungszyklen von weniger als 5 Jahren sind bereits eher Betriebsmittel als Infrastruktur. Raffineriekatalysatoren mit Standzeiten von 2 bis 20 Jahren können sowohl als Betriebsmittel wie auch als Infrastruktur betrachtet werden.

Als Kriterien der Abgrenzung zwischen Betriebsstoffen und Infrastruktur können beispielsweise die folgenden angewandt werden:

- Zeit, Dauer der Erneuerungs- und Ersatzzyklen,
- die relative Immobilität,
- Fluss- oder Bestandesgrösse

Im vorliegenden Projekt wird das Kriterium der relativen Zeitdauer (in Bezug auf die ganze Fabrikationsanlage) angewandt. In Kap.4.5.2 werden die nicht eindeutigen Allokationen der hier besprochenen Systeme aufgelistet. Es wird im Folgenden vereinfachend nur noch der Begriff "Infrastruktur" für Infrastruktur und Investitionsgüter verwendet.

In einem neuen Datensatz werden nun alle Infrastrukturanteile vom bestehenden Datensatz abgetrennt und das System neu berechnet. Betroffen von der Änderung sind Infrastrukturbeiträge 1. Ordnung, d.h. der direkte Input von langlebigen Gütern in die bilanzierte Prozesskette, z.B Heizkessel, Raffinerieanlagen, Bohrtürme etc. in der Erdölketten. Betriebsstoffe wie z.B. Flockungsmittel einer Abwasserreinigungsanlage werden, sofern sie nicht dem Unterhalt der Infrastruktur dienen, nicht der Infrastruktur zugerechnet.

Hier werden Strom, Nutzwärme und Transportdienstleistung als funktionelle Einheiten gewählt.

Mit dieser Wahl wird die Nutzung und damit auch die Verbrennungsemissionen der bilanzierten Energieträger miteinbezogen. Auf Stufe Endenergieträger beispielsweise würde der Anteil an Umwelteinwirkungen, der durch die Infrastruktur verursacht werden, um einiges grösser.

Die Flächeninanspruchnahme für die Ressourcengewinnung resp. die Abfallentsorgung (Bergehalten der Kohleförderung, Kiesgrube, Stausee ohne Staumauer, Absetzteiche, Inertstoffdeponien etc.) wird als Betriebsbelastung bilanziert. Die Fläche, welche von Infrastrukturbauten beansprucht wird (Kraftwerke, Trafostationen, Sonnenkollektoren, Photovoltaikanlagen, Staumauern und -dämme), wird als Infrastrukturbelastung verbucht. Bei den Transporten sind sowohl der Strassen- als auch der Fahrzeugbau und dessen Reparatur Infrastrukturbeiträge.

In der Zielsetzung wird vorgegeben, dass zwischen relevanten und nicht relevanten Infrastrukturbeiträgen unterschieden werden muss. In diesem Zusammenhang sind diejenigen Beiträge als relevant zu betrachten, die die Entscheidung zwischen Verfahrens- oder Produktalternativen verändern oder verunmöglichen könnten (Aussage aufgrund fehlender signifikanter Unterschiede), weshalb hier eine Abweichung um mehr als 5% als relevant bezeichnet wird. Dies bedeutet, dass auf der obersten Aggregationsstufe eine relevante Änderung durch den Einbezug der Infrastruktur eintreten muss, damit sich die Systemerweiterung rechtfertigt. Da sich dieses Projekt auf das Ökoinventar beschränkt und bei der Vollaggregation in naher Zukunft kein breiter Konsens abzeichnet, wird die nachfolgende Diskussion auf der Stufe Umwelteinwirkungen und wirtschaftliche Zwischengrößen (Transporte, Materialien) geführt.

Die nachfolgende Diskussion erfolgt basierend auf den Modulen, welche die untersuchten funktionalen Einheiten bereitstellen. Bei relevanter Erhöhung einzelner Umwelteinwirkungen soll anhand der vorhandenen Daten der vorgelagerten Module in der Prozesskette deren Ursprung lokalisiert und diskutiert werden.

Anhand einer abschliessenden Diskussion sollen vorläufige verallgemeinerbare Erkenntnisse formuliert werden, welche aufgrund des vorliegenden Datensatzes gewonnen wurden. Diese Erkenntnisse sollen später aufgrund der Betrachtung andersartiger Prozessketten verifiziert oder falsifiziert werden.

4.3 Bisherige Arbeiten

Im Rahmen von Netto-Energie-Analysen und Energiebilanzen wurde die Frage der Infrastrukturbeiträge bereits vor über 20 Jahren diskutiert <IFIAS 1974>. Im Zusammenhang mit Ökobilanzen hat erstmals Ian Boustead <Boustead 1995> auf die Relevanz hingewiesen. Er hat dabei aufgrund seiner Datenbank gezeigt, dass der Gesamtwirkungsgrad der britischen Stromerzeugung bei Berücksichtigung von Infrastruktur und Hilfsenergiebedarf um einen Zehntel von 30 auf 27% sinkt.

<Van Engelenburg et al. 1993> geben für die Investitionsgüter bei der Produktion amorpher Solarzellen einen Primärenergieanteil von 25 bis 32% an (Variante ohne Aluminiumrahmen).

<Friedrich 1994> hat zudem darauf hingewiesen, dass der Anteil der Fabrikationsgebäude von Photovoltaikanlagen bezogen auf den Ausstoss klimarelevanter Gase ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten 7% beträgt. Bei Windturbinen machen die Fabrikgebäude 11% und bei Nuklearanlagen 20% (plus 35% für Kraftwerksbau) aus.

Da die vorliegende Datenbank eine der ersten grösseren Datenbanken unter Berücksichtigung der Infrastrukturanteile darstellt, blieben bisherige Aussagen zur Relevanz der Infrastruktur auf Einzelprozesse, Einzelprodukte oder einzelne Umweltindikatoren beschränkt. Die Mehrzahl der bis heute erstellten Ökobilanzen legt die Systemgrenzen so, dass die Infrastruktur ausgeklammert bleibt.

4.4 Einschränkungen

Auch im vorliegenden Projekt wurde die Infrastruktur nicht für alle Prozesse berücksichtigt. Es wurden dabei drei wesentliche Einschränkungen gemacht:

- Für Prozesse ausserhalb der Hauptprozesskette wird die Infrastruktur oftmals nicht mitbilanziert, auch wenn diese für den entsprechenden Prozess selbst relevant (>5%) sein kann. Aus diesen Gründen ist z.B. für die Basismaterialien die Infrastruktur lediglich in Ausnahmefällen mitbilanziert.
- Auch für Prozesse, welche eine Infrastrukturbilanzierung aufweisen, konnte lediglich eine Grobbilanz erstellt werden, welche eine Auswahl der wichtigsten Beiträge enthält und oftmals aufgrund fehlender Angaben vom Bearbeitenden abgeschätzt werden musste (expert judgement).
- Die Prozesse der Infrastrukturbereitstellung wurden so bilanziert, als ob diese heute stattfinden würden, selbst wenn diese weit, beispielsweise 50 Jahre (z.B. Staumauern) zurückliegen.

Diese Einschränkungen wirken sich folgendermassen aus:

- Die ermittelten Beiträge der Infrastruktur stellen untere Abschätzungen dar, da viele Daten nicht zugänglich waren.
- Die Infrastrukturanteile der Energiesysteme dürften ziemlich aussagekräftig sein. Für Transportdienstleistungen wurden die Infrastrukturbeiträge mit vielen Annahmen und qualifizierten Schätzungen bestimmt. Diese können damit zu hoch oder zu tief liegen. Die Infrastrukturanteile der Basismaterialproduktion liegt in Wirklichkeit deutlich höher.
- Die Infrastrukturbereitstellung hat aufgrund der seinerzeit (vor mehreren Dekaden) effektiv eingesetzten Produktionstechnologien in den meisten Fällen eine höhere Umwelteinwirkung verursacht, als dies hier ausgewiesen wird.

4.5 Resultatdiskussion

4.5.1 Generelles

Aufgrund der meist geringen Flächenversiegelung (III-IV) beim Ressourcenabbau sind alle Werte der Flächenkategorie III-IV äusserst stark der Infrastruktur anzulasten und werden im weiteren nicht mehr

diskutiert. Da im vorliegenden Datensatz praktisch ausschliesslich in der Erdöl- und Kernenergiekette Ozonschicht-abbauende Stoffe (Halone) bilanziert worden sind, ist der Infrastrukturanteil für diesen Indikator oftmals äusserst relevant, da für die Infrastrukturherstellung meist auch Diesel, Ölfeuerungen und Elektrizität eingesetzt werden. Ebenfalls wenig überraschend ist die hohe Relevanz der Infrastruktur für den Eisenverbrauch, welcher ebenfalls nicht weiter diskutiert wird.

Alle anderen Indikatoren werden im folgenden diskutiert, sofern das Modul, welches Strom, Wärme oder Transportdienstleistungen liefert, für die Infrastruktur einen Anteil über 5% ausweist. Dieser Anteil von 5% wird im folgenden als relevant (siehe Kap.XVII 4.2), ein solcher von 50% (Verdopplung der Emissionen und Aufwendungen) als dominant bezeichnet. Da diese Anteile immer in Bezug auf ausgewählte Emissionen und Ressourcenverbräuche und nicht im Bezug auf eine "Gesamtbelastung" diskutiert werden, handelt es sich um notwendige, nicht aber um hinreichende Bedingungen für eine absolute Relevanz oder Dominanz.

Die Zahlenwerte der Tabellen im Anhang entsprechen der Differenz der Werte der Systeme mit und ohne Berücksichtigung der Infrastruktur bezogen auf die Werte der Systeme mit Berücksichtigung der Infrastruktur und sind in Prozenten angegeben.

4.5.2 Spezielle Abgrenzungen

Erdölkette

Bei der Exploration werden sowohl die Verrohrung als auch die Verfüllung der Bohrungen mit Zement als Infrastruktur verbucht. Ebenfalls als Infrastruktur bilanziert werden der Strombedarf und die Flächeninanspruchnahme der Hafenanlagen im Modul "Rohöl ab Ferntransport". Die bei der Raffination der Erdölprodukte eingesetzten Katalysatoren werden hingegen als Betriebsmittel bilanziert.

Kernenergiekette

Bei den radioaktiven Abfällen, die einem Endlager des Typs B oder C zugeführt werden, sind die Konditionierungsmaterialien als Betriebsstoffe bilanziert. Bei der Endlagerung ist das Lagern und nicht das Bauen des Lagers der eigentliche Prozess, weshalb dort die Materialien zur Verfüllung sowie der Bau der Endlager als Infrastrukturaufwendungen verbucht wurden.

Wasserkraft

Hier werden lediglich die Fläche des Stausees (ohne Mauer), der Pumpstrom und die entsprechende Abwärmefreisetzung als Betriebsaufwendungen bilanziert.

Photovoltaik

Gemäss der hier angewendeten Methodik zählt die gesamte Photovoltaik-Anlage, inklusive Verkabelung, Installation und Entsorgung nach Beendigung der Lebensdauer zur Infrastruktur. Während des Betriebs entsteht nur ein geringer Wasserverbrauch. Die Flächenbeanspruchung wird auch zur Infrastruktur gezählt.

In den vorgelagerten Prozessstufen der Zellen- und Panelherstellung werden im vorliegenden Projekt **keine** Investitionsgüter berücksichtigt (z.B. Fabrikhalle für die PV-Herstellung). Es lagen keine entsprechenden Grundlagendaten vor. Alle im Anhang ausgewiesenen Effekte der Infrastruktur-Berücksichtigung stammen also nicht aus der Photovoltaik-Kette selbst, sondern sind aus anderen Systemen "importiert". Insbesondere der Bezug von Holzkohle, Steinkohlenkoks und Holz für die MG-Silizium-Produktion ist hier von Bedeutung.

Sonnenkollektoren

Lediglich die Energie für Pumpe und Steuerung und jene für die Zusatzheizung in der Varianten 'hybrid' werden als Betrieb bilanziert.

Transporte

Die Transporte auf der Strasse und der Schiene werden jeweils aus drei Modulen aufgebaut:

1. "Fahrzeugbau und -unterhalt" (Infrastruktur für Fahrzeugpark)

2. "er hier zugrunde gelegten Betrachtungsweise (Nutzwärme-Einsparung) sind die für einen zusätzlichen Wärmeschutz notwendige Verkehrsträgerbau und -unterhalt" (Infrastruktur für Strassen- und Schienennetz)
3. "Betrieb der Fahrzeuge"

Der Verbrauch von Motorenöl wurde dem Fahrzeugunterhalt zugeordnet, wodurch hier die übliche Unterteilung in Betriebs- und Investitionsgüter durchbrochen wurde.

Energiesparprozesse

Bei der Wärmedämmung als auch die anstelle der Glühlampe eingesetzte Energiesparlampe als Infrastruktur zu betrachten. Sie werden deshalb hier nicht weiter diskutiert.

4.5.3 Abwärmefreisetzung

Der Anteil, der durch die Infrastruktur verursachten Abwärmefreisetzung liegt bei den Feuerungssystemen auf der Basis nichterneuerbarer Energien zwischen 1.5 und knapp 3%. Bei den Holzfeuerungen und der Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung liegt der Beitrag der Infrastruktur bei 12 bis 20%, bei Sonnenkollektor (ohne Berücksichtigung einer Zusatzheizung) werden 71% der Abwärme durch die Herstellung der Kollektoren freigesetzt. Dies liegt an der insgesamt niedrigen kumulierten Abwärmefreisetzung dieser Systeme, welche lediglich durch die Hilfsenergiebedarfe verursacht werden. Bei Photovoltaik und Wasserkraft stammen 100% der Abwärmefreisetzung von der Infrastrukturbereitstellung. Bei den übrigen, fossilen und nuklearen Kraftwerken liegt der Anteil durchwegs unter 1%. Die hier diskutierten Transportsysteme setzen durch den Betrieb lediglich 63 bis 82% der gesamten Abwärme frei. Der Rest stammt von der Fahrzeugherstellung und dem Bau der Verkehrswege (Strassen, Bahntrassees und Kanäle).

4.5.4 Ressourcenbedarf, Materialintensität und Transporte

Bei der Flächeninanspruchnahme zeigen sich zwischen den einzelnen Kategorien deutliche Differenzen. Während in der Kategorie II - III die betrieblich bedingten Flächenbeanspruchungen eindeutig dominieren - sie werden vorwiegend durch die Bohrtätigkeit in der Erdölkette sowie durch die Uranaufbereitung in der Kernenergiekette verursacht -, liegt der Infrastrukturanteil bei der Kategorie II - IV generell höher. Die Flächenentwertung III - IV ist beinahe ausschliesslich auf die Infrastruktur zurückzuführen, wobei hier vor allem der flächenintensive Transport ins Gewicht fällt.

Beim Bedarf an energetischen Ressourcen stammt der systemspezifische Bedarf jeweils bis maximal 2% aus der Bereitstellung der Infrastruktur. Wiederum eine Ausnahme bilden die Transportsysteme, welche einen Infrastrukturanteil am Rohölbedarf von 14 bis 46% aufweisen.

Die Materialintensität wird bei den meisten Systemen durch die Infrastruktur dominiert. Lediglich bei den materialintensiven Energiesparmassnahmen ist der Einfluss der Infrastruktur vernachlässigbar. Bei den hier diskutierten Stein- und Braunkohle-Kraftwerken zeigt sich der hohe Betriebsmittelbedarf bei der Rauchgasreinigung, die rund 2/3 des gesamten Materialbedarfs und knapp 95% des gesamten Kalksteinbedarfs bestreiten. Kupfer hingegen kann als 100%iges Infrastrukturmaterial bezeichnet werden.

Ein beachtlicher Anteil der Transporte wird für die Bereitstellung der Infrastruktur aufgewendet. Dies gilt insbesondere für Systeme mit einem Energieträger hoher Dichte (Kernenergie) wie auch für Systeme, welche lokal verfügbare Energieträger nutzen. Selbstverständlich sind bei der die Sonnenenergie nutzenden Systeme die infrastrukturbezogenen Transporte dominant.

4.5.5 Emissionen Luft

Die kumulierten CO₂-Emissionen stammen bei den fossilen Energiesystemen zur Hauptsache aus dem Betrieb (97 bis 99.5%). Der Infrastrukturanteil liegt bei Öl und Gas tiefer als dessen Anteil bei der Abwärmefreisetzung, was darauf zurückzuführen ist, dass in den vorgelagerten Prozessschritten Energien mit höheren spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren eingesetzt werden. Bei Kohle kann der umgekehrte Fall beobachtet werden. Bei Biomasse oder kohlenstofffreien Energieträgern liegt der Einfluss der Infrastruktur zwischen ca. 12% (Holzfeuerung), 32% (Kernenergie) und über 70% (Wärmepumpe mit Erdwärmenutzung und schweizer Betriebsstrom). Bei den Transporten werden 18% (PKW) bis über 40% der CO₂-Emissionen durch Transportwege- und Fahrzeugbau verursacht.

Der Einfluss der Infrastruktur ist bei den SO_x-Emissionen mit Ausnahme der Kohlefeuerung generell höher als derjenige bei der Abwärmefreisetzung. Beim Lkw 28 t sind bereits über 50% der Emissionen auf die Infrastruktur zurückzuführen. Durch Berücksichtigung der Infrastruktur können beim BHKW für das Substitutionsszenario zusätzliche ca. 10% Stickoxidemissionen vermieden werden.

Die Kohlenwasserstoffemissionen stammen vor allem aus Leckagen und anderen prozessspezifischen Emissionen innerhalb der fossilen Energieketten. Deshalb sind die Infrastrukturbeiträge bei den NMVOC der Heizölfeuerung, aber auch der fossil befeuerten Kraftwerke höher als bei den Abwärmeemissionen.

Bei den Aromaten, Benzo(a)Pyren, Quecksilber und HCl zeigen sich die Einflüsse der unterschiedlichen Brennstoffqualität, der Prozessführung und der damit zusammenhängenden Betriebsemissionen. So stammen bei der Kohlefeuerungen praktisch 100% der BTEX-Aromaten aus dem Betrieb, während bei der Gasfeuerungen doch knapp 10% durch die Infrastruktur verursacht wird. Bei Quecksilber zeigen sich diese Unterschiede noch deutlicher.

Da die Emissionen radioaktiver Elemente an die Strombereitstellung gekoppelt ist, zeigt sich bei den Heizsystemen lediglich bei der Wärmepumpe eine untergeordnete Bedeutung der Infrastruktur. Die radioaktiven Emissionen der Kern- und Kohlekraftwerke werden durch das Berücksichtigen der Infrastruktur kaum beeinflusst (max. 0.1%).

Die Bereitstellung der Infrastruktur dominiert die kumulierten Emissionen der Transportsysteme bei BTEX-Aromaten, B(a)P, Hg, HCl und Ra mit Anteilen bis über 90%.

4.5.6 Emissionen Wasser

Der Einfluss der Infrastruktur ist bei Heizsystemen bezüglich der Emission von Wasserschadstoffen generell höher als bei den Luftschadstoffen. Dies liegt daran, dass die hier berücksichtigten Systeme keine oder nur geringe Emissionen in der Umwandlung zu Nutzenergie aufweisen. Die kumulierten Emissionen an Zink, Sulfaten und Chlorid des hier diskutierten Steinkohlekraftwerkes werden jedoch durch die Betriebsemissionen dominiert. Bei Zink und Sulfaten weisen die anderen fossilen Systeme (Öl und Erdgas) stark erhöhte Infrastrukturanteile im Bereich von 20 bis über 65% auf.

Die Transportsysteme weisen durchwegs Infrastruktur-Anteile von über 10% aus mit Maximalanteilen von über 90% (radioaktive Emissionen).

4.5.7 Abfälle

Inertstoffe und Abfälle, welche auf Reaktordeponien abgelagert oder in KVA verbrannt werden, stammen zu einem grossen Teil von der Infrastruktur. Auch bei den Sonderabfällen ist ein beachtlicher Anteil auf die Entsorgung innerhalb der Infrastrukturen zurückzuführen. Bei den thermischen Kraftwerken stammen die Abfälle in Reststoffqualität zu einem überwiegenden Anteil aus dem Betrieb (Rückstände der Kühlturmtassen), weshalb dort der Infrastruktur-Einfluss reduziert ist (0.5-6%). Die den Endlagern zuzuführenden radioaktive Abfälle widerspiegeln im wesentlichen den Anteil der Infrastruktur am gesamten Strombedarf der Prozessketten. Er ist naturgemäss für die Kernenergiekette im Vergleich zu den Betriebsabfällen vernachlässigbar.

4.6 Schlussfolgerungen

Die Frage ob die Infrastruktur prinzipiell ausserhalb der Systemgrenzen einer Ökobilanz liegen soll, kann nicht mit einem einfachen *ja* oder *nein* beantwortet werden. Einerseits besteht eine grosse Abhängigkeit in Bezug auf die bei einer Analyse berücksichtigten Umwelteinwirkungen. Andererseits sind die hier betrachteten Systeme von derart unterschiedlicher Struktur, dass auf der Stufe ähnlicher funktionaler Einheiten (z.B. kWh Strom ab Steckdose) keine verallgemeinerbare Erkenntnisse formuliert werden können. Trotzdem lassen sich einige Tendenzen erkennen:

- Einzelne Indikatoren, wie nichtenergetische Ressourcen (Kies, Kalkstein, Eisen, Flächeninanspruchnahme III - IV) werden durch die Infrastrukturbedürfnisse geprägt. Wird die Infrastruktur vernachlässigt, so werden damit auch diese Indikatoren stark unterschätzt.
- Die Umwelteinwirkungen von Prozessen mit hohen monetären Investitionskosten wie beispielsweise Wasser- oder Photovoltaik-Kraftwerke, werden bei Nichtberücksichtigung der Infrastruktur massiv unterschätzt.
- Die Reihenfolge innerhalb der fossilen Systeme zur Strombereitstellung im europäischen Kraftwerksverbund UCPTe ist für die meisten Umwelteinwirkungen stabil, ändert sich aber durch Weglassen der Infrastruktur bei einzelnen Indikatoren der Flächeninanspruchnahme.
- Ein hoher prozentualer Anteil einer Gesamtwirkung der Infrastruktur deutet bei den betrachteten fossilen und nuklearen Energiesystemen oft auf eine im Vergleich zu Systemen ähnlicher funktionaler Einheit geringe spezifische Gesamtwirkung hin. So sind die infrastrukturbedingten Anteile der Luftschadstoffe CO₂, SO_x, NO_x und von weiteren v.a. aus fossilen Brennstoffen stammenden Schadstoffen bei der Kernenergie bedeutend, die entsprechenden kumulierten Luftemissionen der nuklearen Elektrizität jedoch im Vergleich zu fossilen Kraftwerken im Bereich von einigen wenigen Prozenten. Andererseits sind die Anteile infrastrukturbedingter radioaktiver Emissionen bei fossilen Kraftwerken beträchtlich, die spezifischen Emissionen der fossilen Elektrizität jedoch verglichen mit nuklearem Strom gering.
- Die von <van Engelenburg et al. 1993> und <Friedrich 1994> aufgestellte These, dass Investitionsgüter wie Fabrikhallen bei der Produktion von Photovoltaik-Anlagen ökologisch relevant sein können, konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht überprüft werden. Durch die relativ tiefen Auslastungsgrade gewisser Produktionsstufen in der Photovoltaik-Kette sind höhere Beiträge der Infrastruktur im Vergleich zu einer optimierten Produktion durchaus möglich.
- Bei Transportsystemen sind beträchtliche infrastrukturbedingte Anteile zu verzeichnen. Bei Systemvergleichen, bei denen Transportsysteme eine entscheidende Rolle spielen (z.B. Einweg- versus Mehrwegverpackungen), besteht somit durch ein Vernachlässigen der Infrastruktur die Gefahr von Falschaussagen. Sollen die Daten bei Relevanzanalysen innerhalb eines Unternehmens eingesetzt werden, erhält der Verkehr bei Nichteinbeziehen der Infrastruktur einen doch beträchtlich unterschätzten Stellenwert. Die in der ersten Auflage dieses Projektes gewonnenen Erkenntnisse bezüglich Verkehrssysteme werden in <Maibach et al. 1995> bestätigt. Es wird jedoch auch dort auf die teilweise unsichere Datenlage hingewiesen (insb. beim Fahrzeugunterhalt).
- Die Unterschiede zwischen den Verkehrssystemen Schiene und Strasse werden durch Berücksichtigung der Infrastruktur beträchtlich verändert. Einerseits verringern die Aufwendungen für die Infrastruktur der Lkw den Abstand gegenüber der Bahn beim Rohgas-, Uran- und beim Wasserbedarf. Beim Rohölbedarf wie auch bei den Luftschadstoffen SO_x, HCl und den radioaktiven Emissionen ist eine Vergrößerung des Abstandes von Lkw zu Bahn zu verzeichnen. Mit Ausnahme von Ammoniak und den aromatischen Kohlenwasserstoffen gilt dies auch für die hier diskutierten Wasserschadstoffe. Andererseits führen die Infrastruktur-Aufwendungen der Bahn bei den Luftschadstoffen CO₂, NO_x, NMVOC, Methan, BTEX-Aromaten und Benzo(a)Pyren zu einer Reduktion des Abstandes gegenüber der Strasse von 9 (Methan) bis 70% (B(a)P). Beim Steinkohle-, Kalkstein-, Kies- und Stahlbedarf, bei der Beanspruchung ehemals landwirtschaftlich genutzter Flächen (Kategorie III-IV) sowie bei den Emissionen Quecksilber in Luft und Sulfate und Zink ins Wasser ändert sich unter Berücksichtigung der Infrastruktur die Reihenfolge.

Insgesamt zeigt sich, dass ein Vernachlässigen der Infrastruktur in gewissen Fällen zu schwerwiegenden Verzerrungen führen könnte. Einerseits können auf der Basis unvollständiger Inventare Fehlentwicklungen betreffend Systemwahl (z.B. bei der Produktion von Elektrizität) eingeleitet werden. Bei firmeninternen ökologischen Massnahmenplänen können sich dadurch auch die Schwerpunkte verschieben, indem infrastrukturlastigen Prozessen wie den Transporten ein zu geringes Gewicht zukommt. Andererseits führt ein Vernachlässigen der Infrastruktur zu bedeutenden Unterschätzungen einzelner Umweltindikatoren (z.B. Kalkstein, Kies, Flächeninanspruchnahme III - IV).

Für künftig zu erstellende Ökobilanzen wird deshalb empfohlen, die Infrastruktur prinzipiell mit einzubeziehen. Bei Systemen mit hohen Investitionskosten sollte die Bilanzierung der Infrastruktur über eine grobe Schätzung hinausgehen. Unerlässlich ist das Berücksichtigen der Infrastruktur bei Verkehrssystemen und - mit Ausnahme der Biomassenutzung - bei Energiesystemen auf regenerativer Basis.

Da eine möglichst enge Systemabgrenzung im Sinne einer Minimierung des Analyseaufwandes äusserst wünschbar ist, soll diese erste Auswertung dazu dienen, Untersuchungen vorzuschlagen, welche eine fallspezifische Ausgrenzung der Infrastruktur erlauben würde:

- Diskussion der Prozesse statt auf der Ebene des Ökoinventars auf der Ebene normalisierter Wirkungsindikatoren.
- Diskussion der Prozesse auf der Ebene vollaggregierter Umweltindizes.
- Bezug volkswirtschaftlicher Input-/Outputtabellen ohne und mit Verknüpfung mit den sektoralen Energiestatistiken zur Abschätzung der finanziellen und energetischen Relevanz der Infrastruktur und zur Faktoranalyse mit den Daten und Prozessen aus den Ökoinventaren.
- Untersuchung über die wichtigsten Beiträge zur Infrastruktur. Sind dies lediglich die Baustoffe oder auch der Energieaufwand beim Bau? Sind dies nur einige Materialien (Stahl und Beton) oder einzelne Prozesse (Erdarbeiten)?
- Verschiedene Kriterien für eine Vorabschätzung der Relevanz der Infrastruktur sollen aufgrund der erwähnten Vorarbeiten aufgestellt und geprüft werden. Spielt z.B. oberhalb einer bestimmten Masse bearbeiteter Materialien (z.B. Zementherstellung), einer Energieeinheit bei Energiesystemen oder einer Masseneinheit bei Güterproduktion (Fertigung einer Lokomotive) die Infrastruktur keine relevante Rolle mehr? Oder sind ganz andere Grössen wie beispielsweise die benötigten Arbeitsstunden relevant?

Diese weitergehenden Fragestellungen liegen ausserhalb des vorliegenden Projektes, könnten jedoch zu einer Präzisierung der vorläufigen Schlussfolgerungen führen.

Literaturverzeichnis

- | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Boustead 1995 | Boustead I., <i>Ecobalances - A background paper</i> , The Open University, UK 1995 |
| Braunschweig et al. 1994 | Braunschweig A., R. Förster, P. Hofstetter, R. Müller-Wenk, <i>Evaluation und Weiterentwicklung von Bewertungsmethoden - erste Ergebnisse</i> . Zwischenbericht, IWÖ Diskussionsbeitrag Nr. 19, St. Gallen 1994 |
| Duden 1990 | Wiss. Rat d. Dudenred., "Der Duden: in 10 Bänden; das Standardwerk zur deutschen Sprache", 5. neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Mannheim, Wien, Zürich 1990 |
| Friedrich 1994 | Friedrich R., <i>Life-Cycle Analysis of Electricity Systems: Methods and Data Bases</i> , in Proceedings of the IAEA Workshop, Advisory Group Meeting on Full-Energy-Chain Assessment of Greenhouse Gas Emission Factors of Nuclear and other Energy Sources, 4-7 October 1994, Beijing 1994 |
| Frischknecht et al. 1995 | Frischknecht R., Hofstetter P., Knoepfel I., Ménard M., "Relevanz der Infrastruktur in Ökobilanzen; Untersuchung anhand der Ökoinventare für Energiesysteme", Bericht im Auftrag der EMPA St. Gallen und des IVUK, ETH Zürich, 1995 |
| IFIAS 1974 | International Federation of Institutes for Advanced Study (IFIAS), <i>Energy analysis workshop on methodology and conventions</i> , Guldsmedshyttan, Sweden 1974 |
| Maibach et al. 1995 | M. Maibach, D. Peter, B. Seiler, "Ökoinventar Transport; Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Transportsystemen und für den Einbezug von Transportsystemen in Ökobilanzen", SPP Umwelt, Modul 5, Infras Zürich, 1995 |
| Van Engelenburg et al. 1993 | Van Engelenburg B.C.W., Alsema E.A., <i>Environmental Aspects and Risks of Amorphous Silicon Solar Cells</i> , NWS University Utrecht 1993 |

Anhang

		Gas		Öl		Kohle	Holz		Erdwärme
		1	2	3	4	5	6	7	8
Ressourcen									
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	7.9%	7.7%	1.6%	1.7%	7.8%	50.5%	8.5%	73.8%
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	29.2%	37.7%	15.8%	15.8%	14.9%	8.2%	8.2%	3.0%
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	38.4%	38.2%	36.1%	36.4%	47.8%	92.1%	0.0%	82.9%
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	98.6%	100.0%	100.0%	99.5%
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Holz trocken	t	99.4%	99.3%	97.9%	97.9%	2.9%	0.1%	0.0%	99.6%
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	2.6%	3.7%	4.9%	5.0%	13.0%	1.8%	3.5%	1.9%
Rohbraunkohle	kg	70.0%	70.6%	45.6%	45.6%	11.0%	86.9%	76.4%	75.0%
Rohfoedersteinkohle	kg	92.4%	93.5%	78.5%	78.5%	0.7%	94.1%	93.1%	76.0%
Erdgas	Nm3	0.3%	0.0%	74.4%	74.3%	21.7%	87.8%	86.3%	74.6%
Rohoel	t	90.8%	91.7%	1.4%	1.5%	7.7%	47.1%	6.4%	72.2%
Uran	kg	6.2%	8.4%	10.5%	10.1%	11.3%	5.4%	6.9%	1.9%
Wasser	kg	3.0%	4.2%	6.2%	6.0%	12.7%	2.6%	3.6%	1.8%
Strom	TJ	6.6%	9.5%	11.7%	11.7%	11.4%	5.3%	7.2%	3.1%
Materialbedarf:									
Materialien									
Kalkstein	kg	99.2%	99.2%	96.5%	96.5%	27.5%	99.8%	97.9%	99.1%
Kalkstein	kg	99.5%	99.6%	98.1%	98.1%	59.2%	99.7%	97.9%	99.4%
Kies	kg	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	71.8%	100.0%	99.9%	99.9%
Stahl und Gusseisen	kg	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	74.3%	99.9%	99.9%	99.8%
Kupfer	kg	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Transportbedarf:									
Transport Strasse	tkm	79.0%	79.1%	2.5%	1.8%	11.9%	15.4%	16.4%	94.2%
Transport Schiene	tkm	96.7%	97.1%	18.7%	18.5%	4.5%	95.8%	76.8%	88.9%
Transport Wasser	tkm	83.7%	84.2%	7.0%	6.8%	8.4%	86.6%	46.5%	84.8%
Abwaerme	TJ	2.0%	2.3%	2.0%	2.1%	1.9%	20.0%	12.5%	11.7%
Emissionen Luft:									
CO2 total	kg	2.8%	2.8%	2.6%	2.5%	1.0%	11.4%	12.9%	71.5%
SOx	kg	28.8%	28.0%	10.4%	9.9%	1.3%	11.6%	9.0%	79.7%
NOx	kg	11.7%	10.4%	6.9%	6.4%	7.4%	1.8%	1.0%	82.9%
CH4	kg	2.4%	2.2%	6.5%	7.0%	0.5%	13.9%	2.3%	77.3%
NMVOG	kg	16.2%	16.1%	2.9%	2.7%	2.2%	3.9%	0.4%	72.2%
BTEX-Aromaten	kg	9.5%	9.6%	6.6%	6.2%	0.0%	0.2%	0.0%	92.7%
Benzo(a)Pyren	kg	83.5%	83.3%	94.1%	94.1%	0.0%	4.0%	10.2%	98.9%
HCl	kg	75.0%	76.9%	40.3%	50.5%	0.0%	3.4%	4.3%	68.3%
Hg	kg	14.4%	14.1%	13.7%	13.8%	1.1%	89.2%	79.8%	75.6%
Rn (inkl. Ra)	kBq	6.1%	8.3%	10.4%	10.4%	11.4%	5.4%	6.9%	2.3%
Edelgase	kBq	5.9%	8.3%	10.1%	10.1%	11.4%	5.3%	6.8%	2.0%
Aerosole	kBq	14.4%	19.5%	20.7%	20.8%	0.0%	11.6%	14.3%	6.2%
Aktinide in Luft	kBq	6.9%	9.2%	11.3%	11.3%	0.0%	6.2%	7.3%	2.5%
Emissionen Wasser:									
Chloride	kg	79.3%	80.3%	5.1%	5.0%	2.0%	72.2%	21.9%	68.4%
Sulfate	kg	39.2%	45.5%	20.7%	20.8%	0.9%	17.1%	20.3%	12.7%
Ammoniak als N	kg	65.0%	71.4%	2.2%	2.4%	11.2%	35.1%	12.7%	26.1%
Fette und Oele Suesswasser	kg	8.8%	8.4%	7.1%	7.3%	24.2%	85.3%	36.4%	95.4%
Fette und Oele Meerwasser	kg	49.8%	49.8%	1.5%	1.2%	8.0%	47.3%	7.3%	72.3%
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	44.3%	44.3%	2.0%	1.4%	8.6%	56.1%	10.7%	76.6%
Zink	kg	65.9%	66.2%	40.4%	40.4%	0.8%	12.6%	12.7%	87.5%
Ra	kBq	6.5%	9.2%	9.6%	9.5%	11.0%	5.3%	7.3%	2.0%
H3	kBq	6.0%	8.1%	10.3%	10.3%	11.3%	5.2%	6.8%	2.5%
Nuklidgemisch	kBq	5.6%	7.4%	9.5%	9.4%	11.3%	4.7%	6.3%	1.9%
Aktinide in Wasser	kBq	12.3%	17.2%	5.3%	5.3%	10.5%	6.1%	7.5%	3.3%
Abfälle:									
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	98.9%	99.1%	95.1%	95.1%	3.5%	99.7%	97.4%	98.8%
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	31.8%	30.4%	22.3%	22.2%	0.6%	86.1%	66.0%	84.2%
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	94.7%	95.7%	68.4%	68.3%	70.5%	97.6%	81.6%	99.8%
Abfaelle in KVA	kg	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	96.4%	14.9%	14.9%	100.0%
Sonderabfaelle	kg	47.0%	55.0%	9.7%	7.4%	39.5%	22.8%	1.6%	19.9%
Abfaelle in Landfarming	kg	9.4%	9.4%	1.6%	1.1%	7.8%	49.4%	8.3%	71.2%
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	61.9%	69.6%	1.6%	1.6%	8.0%	17.3%	6.9%	15.0%
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle ²⁾	m3	5.7%	7.7%	9.6%	9.8%	11.1%	5.1%	6.5%	2.1%
Hochaktive Abfaelle ³⁾	m3	6.1%	8.5%	10.1%	10.1%	11.2%	5.6%	7.2%	2.2%

Tab. XVII.A.1: Anteil der Infrastruktur an den Gesamtemissionen, am Ressourcen-, Transport- und Materialbedarf sowie an Abfällen, Bezugsgrösse: 1 TJ_{Nutz}, 1: Erdgas LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner < 100 kW, 2: Erdgas Brennwertkessel LowNOx, atmosphärischer Brenner < 100 kW, 3: Heizöl EL LowNOx-Kessel, Gebläsebrenner 10 kW, 4: Heizöl EL Brennwertkessel, Gebläsebrenner 10 kW, 5: Einzelofen Steinkohlebriketts 5 bis 15 kW, 6: Sägereiholzschnitzelfeuerung 50 kW, 7: Stückholzfeuerung 30 kW, 8:Wärmepumpe 10 kW mit Erdwärmesonde, ¹⁾: siehe Kap. III.6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen", ²⁾: Endlager B, ³⁾: Endlager C (siehe Teil VII Kernenergie)

Resultatdiskussion

pro TJ _{Nutz} resp. TJ _{Nutz, eingespart}		BHKW-Nahwärmeverbund			Energiesparmassnahmen			Sonnenkollektor 15
		9	10	11	12	13	14	
Ressourcenbedarf:								
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III ¹⁾	m ² a	4.2%	3.6%	3.3%	4.5%	4.4%	4.6%	97.4%
Flaecheninanspruchnahme II-III	m ² a	-3752.6%	36.3%	30.6%	7.5%	7.1%	7.2%	33.7%
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m ² a	35.5%	36.2%	36.3%	51.9%	51.5%	51.8%	97.9%
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m ² a	124.8%	100.0%	99.9%	89.3%	89.6%	89.4%	100.0%
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m ² a	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Holz trocken	t	99.8%	96.2%	96.3%	13.1%	12.9%	12.9%	100.0%
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	5.3%	6.5%	5.5%	4.4%	4.5%	4.1%	25.6%
Rohbraunkohle	kg	0.0%	48.3%	46.8%	3.2%	3.2%	3.2%	98.5%
Rohfoerdersteinkohle	kg	127.1%	81.3%	80.2%	1.3%	1.3%	1.4%	99.1%
Erdgas	Nm ³	0.0%	0.5%	0.0%	0.9%	1.1%	0.8%	98.7%
Rohoel	t	8.1%	6.7%	4.5%	5.4%	5.2%	5.1%	97.1%
Uran	kg	12.7%	13.3%	12.1%	3.5%	3.4%	3.4%	30.4%
Wasser	kg	5.9%	6.9%	6.4%	4.1%	4.2%	3.9%	29.1%
Strom	TJ	-0.8%	13.9%	12.7%	3.6%	3.6%	3.2%	38.6%
Materialbedarf:								
Materialien	kg	107.8%	97.9%	97.6%	4.0%	3.9%	3.8%	99.9%
Kalkstein	kg	-44.8%	97.3%	97.4%	0.7%	0.1%	0.7%	99.9%
Kies	kg	100.0%	100.0%	100.0%	95.6%	95.7%	95.6%	100.0%
Stahl und Gusseisen	kg	93.1%	96.1%	96.9%	84.0%	22.9%	63.9%	100.0%
Kupfer	kg	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Transportbedarf:								
Transport Strasse	tkm	5.1%	5.4%	4.2%	1.3%	0.9%	1.5%	99.7%
Transport Schiene	tkm	21.3%	25.1%	22.7%	3.1%	3.4%	3.3%	99.7%
Transport Wasser	tkm	13.4%	13.5%	11.1%	7.4%	6.8%	7.4%	99.4%
Abwaerme	TJ	2.7%	2.1%	1.7%	1.8%	2.0%	2.0%	71.6%
Emissionen Luft:								
CO ₂ total		29.1%	2.1%	2.2%	1.9%	1.4%	1.4%	98.0%
SOx	kg	-0.5%	12.0%	10.9%	2.3%	2.5%	2.2%	99.4%
NOx	kg	-10.8%	7.3%	7.0%	2.9%	3.0%	2.8%	98.7%
CH ₄	kg	2.0%	2.7%	3.2%	1.6%	1.9%	1.8%	99.5%
NMVOc	kg	7.1%	6.4%	5.4%	3.8%	3.3%	3.8%	98.6%
BTEX-Aromaten	kg	-17.9%	14.9%	12.7%	6.1%	6.6%	6.7%	99.8%
Benzo(a)Pyren	kg	90.7%	92.7%	92.9%	3.4%	3.5%	3.7%	100.0%
HCl	kg	-0.4%	43.8%	41.5%	0.3%	0.6%	0.7%	98.3%
Hg	kg	-1.1%	11.8%	11.9%	1.4%	1.4%	1.3%	98.5%
Rn (inkl. Ra)	kBq	12.7%	13.1%	12.0%	3.4%	3.9%	3.7%	30.3%
Edelgase	kBq	12.3%	13.1%	11.8%	3.2%	3.4%	3.6%	29.8%
Aerosole	kBq	-1.7%	24.0%	22.2%	3.6%	3.5%	3.7%	60.8%
Aktinide in Luft	kBq	-125.9%	14.3%	12.7%	3.5%	3.6%	3.4%	33.8%
Emissionen Wasser:								
Chloride	kg	11.6%	10.7%	9.0%	6.7%	6.9%	6.6%	98.7%
Sulfate	kg	-1.5%	29.0%	26.8%	1.7%	1.6%	1.6%	80.9%
Ammoniak als N	kg	6.1%	5.7%	4.6%	1.7%	1.8%	2.3%	92.5%
Fette und Oele Suesswasser	kg	6.4%	8.1%	8.2%	0.8%	0.5%	0.6%	99.8%
Fette und Oele Meerwasser	kg	7.6%	6.3%	4.1%	5.0%	5.1%	4.6%	97.1%
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	7.8%	6.7%	5.1%	5.2%	5.3%	5.3%	97.8%
Zink	kg	35.0%	44.0%	42.3%	2.5%	2.5%	2.5%	99.1%
Ra	kBq	12.0%	12.7%	11.1%	3.5%	3.4%	3.4%	30.5%
H ₃	kBq	12.5%	12.9%	12.4%	3.4%	3.4%	3.4%	30.2%
Nuklidgemisch	kBq	11.5%	11.8%	11.2%	3.5%	3.5%	3.3%	28.2%
Aktinide in Wasser	kBq	9.5%	9.2%	8.0%	3.8%	3.6%	3.7%	34.9%
Abfallaufkommen:								
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	102.5%	96.9%	96.5%	2.5%	2.4%	2.5%	99.5%
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	1.0%	16.9%	16.7%	5.1%	2.8%	5.0%	98.7%
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	41.8%	71.0%	70.4%	73.6%	73.4%	73.7%	100.0%
Abfaelle in KVA	kg	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%
Sonderabfaelle	kg	-26.8%	14.9%	13.1%	22.5%	22.4%	22.6%	61.8%
Abfaelle in Landfarming	kg	4.6%	4.5%	3.5%	4.4%	4.4%	4.4%	97.1%
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m ³	8.3%	6.8%	5.1%	4.8%	4.7%	4.9%	70.4%
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle ²⁾	m ³	11.9%	12.7%	11.3%	3.2%	3.5%	3.4%	28.5%
Hochaktive Abfaelle ³⁾	m ³	12.4%	13.5%	11.7%	3.4%	3.3%	3.4%	29.9%

Tab. XVII.A.2: Anteil der Infrastruktur an den Gesamtemissionen, am Ressourcen-, Transport- und Materialbedarf sowie an Abfällen, Bezugsgrösse: 1 TJ_{Nutz} resp. 1TJ_{Nutz, eingespart}; 9-11: Gas-BHKW (Anteil inkl. Wärmepumpe 59.5%) und Öl-Spitzenkessel (Anteil 40.5%), inkl. Nahwärmeverbundnetz; 9: Annahme: Stromproduktion substituiert durchschnittliches Braunkohlekraftwerk in Deutschland; 10: Allokation nach Energieinhalt von Strom und Wärme; 11: Allokation nach Energiepreisen von Strom und Wärme (17.8 resp. 6.2Rp pro kWh); 12-14: zusätzliche Wärmedämmung mit Mineralwolle; 12: Flachdachdämmung von 10 auf 20cm; 13: Steildachdämmung von 10 auf 20cm; 14: Aussenwanddämmung von 10 auf 20cm; 15: Sonnenkollektor, Einfamilienhaus, ohne Zusatzheizung; ¹⁾: siehe Kap. III.6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen"; ²⁾: Endlager B, ³⁾: Endlager C (siehe Teil VII Kernenergie);

Resultatdiskussion

		Kraftwerke [TJe]								Transportsysteme [tkm]			
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Ressourcen													
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	30.2%	100.0%	100.0%	20.3%	22.8%	6.3%	0.4%	28.6%	14.1%	45.8%	28.0%	
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	0.4%	2.3%	100.0%	11.8%	1.2%	55.6%	32.6%	95.2%	84.2%	48.1%	84.6%	
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	40.7%	55.1%	100.0%	73.8%	22.0%	41.6%	20.7%	93.5%	82.2%	96.9%	56.5%	
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	99.1%	100.0%	100.0%	92.6%	3.6%	99.6%	99.5%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Holz trocken	t	94.2%	100.0%	100.0%	2.7%	73.8%	3.7%	81.4%	99.5%	96.1%	97.9%	97.9%	
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	78.7%	0.0%	100.0%	9.0%	6.1%	25.5%	22.5%	93.4%	84.2%	31.8%	83.2%	
Rohbraunkohle	kg	24.7%	100.0%	100.0%	6.9%	0.0%	19.4%	20.4%	92.1%	78.8%	25.8%	82.0%	
Rohfoerdersteinkohle	kg	67.1%	100.0%	100.0%	0.5%	26.8%	2.1%	49.0%	96.6%	91.5%	47.8%	96.2%	
Erdgas	Nm3	6.5%	100.0%	100.0%	9.5%	5.1%	0.2%	26.3%	95.6%	64.9%	57.3%	91.7%	
Rohoel	t	45.9%	100.0%	100.0%	21.9%	28.3%	87.1%	0.3%	27.9%	13.7%	45.7%	27.7%	
Uran	kg	0.1%	100.0%	100.0%	7.0%	4.7%	20.3%	20.9%	92.2%	79.5%	26.7%	82.1%	
Wasser	kg	64.2%	0.0%	100.0%	7.2%	4.4%	24.6%	13.6%	93.3%	83.8%	31.3%	82.6%	
Strom	TJ	1.0%	0.0%	13.8%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	92.6%	80.5%	27.3%	82.3%	
Materialbedarf:													
Materialien													
Kalkstein	kg	71.4%	100.0%	100.0%	29.3%	34.3%	88.8%	82.9%	99.9%	97.4%	99.6%	99.4%	
Kies	kg	84.9%	100.0%	100.0%	6.6%	6.3%	86.7%	86.5%	99.8%	99.0%	97.1%	99.6%	
Stahl und Gusseisen	kg	99.3%	100.0%	100.0%	63.7%	99.4%	79.4%	99.7%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	
Kupfer	kg	98.8%	100.0%	100.0%	63.8%	99.6%	91.9%	99.8%	100.0%	100.0%	99.7%	100.0%	
Transportbedarf:													
Transport Strasse	tkm	32.0%	100.0%	100.0%	21.8%	59.8%	48.2%	10.2%	1.0%	13.0%	75.3%	26.6%	
Transport Schiene	tkm	40.5%	100.0%	100.0%	2.2%	27.0%	29.0%	4.6%	46.5%	38.9%	0.0%	53.1%	
Transport Wasser	tkm	67.3%	100.0%	100.0%	3.5%	42.9%	79.9%	1.6%	43.9%	30.5%	57.0%	3.7%	
Abwaerme	TJ	0.3%	100.0%	100.0%	0.6%	0.3%	0.7%	0.9%	27.1%	18.3%	36.8%	30.6%	
Emissionen Luft:													
CO2 total	kg	31.9%	100.0%	100.0%	0.8%	0.3%	1.3%	1.0%	25.4%	18.1%	40.8%	30.9%	
SOx	kg	70.9%	100.0%	100.0%	2.0%	0.0%	6.8%	0.4%	55.3%	42.3%	34.9%	64.1%	
NOx	kg	38.4%	100.0%	100.0%	2.8%	0.6%	1.9%	1.3%	9.4%	7.7%	33.2%	29.7%	
CH4	kg	36.8%	100.0%	100.0%	0.0%	10.2%	1.8%	2.1%	46.0%	28.4%	50.6%	33.9%	
NMVOc	kg	29.3%	100.0%	100.0%	16.7%	12.0%	17.3%	0.5%	38.1%	8.3%	49.1%	23.4%	
BTEX-Aromaten	kg	34.1%	100.0%	100.0%	1.1%	0.2%	3.6%	1.0%	73.4%	2.1%	76.6%	34.5%	
Benzo(a)Pyren	kg	94.8%	100.0%	100.0%	61.3%	92.4%	6.2%	52.8%	72.7%	19.0%	91.7%	79.0%	
HCl	kg	37.7%	100.0%	100.0%	0.4%	0.0%	21.4%	6.1%	92.7%	78.9%	28.5%	85.2%	
Hg	kg	43.7%	100.0%	100.0%	0.4%	0.0%	7.7%	9.0%	91.5%	76.6%	37.6%	83.2%	
Rn (inkl. Ra)	kBq	0.0%	100.0%	100.0%	7.1%	4.8%	20.3%	20.7%	92.3%	79.6%	26.5%	82.1%	
Edelgase	kBq	0.0%	100.0%	100.0%	7.2%	4.6%	20.5%	20.8%	92.3%	79.6%	26.5%	82.1%	
Aerosole	kBq	0.4%	100.0%	100.0%	0.3%	0.3%	17.3%	22.2%	93.2%	82.6%	28.0%	84.3%	
Aktinide in Luft	kBq	0.0%	100.0%	100.0%	1.9%	1.4%	19.7%	21.5%	92.4%	80.1%	26.6%	82.4%	
Emissionen Wasser:													
Chloride	kg	8.8%	100.0%	100.0%	0.9%	19.3%	13.0%	1.0%	63.4%	37.8%	48.3%	34.1%	
Sulfate	kg	0.4%	100.0%	100.0%	0.8%	0.0%	3.1%	7.7%	74.2%	59.4%	38.7%	69.5%	
Ammoniak als N	kg	0.7%	100.0%	100.0%	11.5%	30.3%	21.9%	1.0%	22.8%	12.6%	44.6%	26.5%	
Fette und Oele Suesswasser	kg	37.4%	100.0%	100.0%	41.1%	54.2%	4.1%	2.2%	60.8%	35.1%	60.6%	35.4%	
Fette und Oele Meerwasser	kg	43.9%	100.0%	100.0%	22.1%	27.6%	41.4%	0.3%	28.0%	13.8%	45.7%	27.8%	
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	47.0%	100.0%	100.0%	24.1%	31.7%	35.6%	0.3%	29.1%	14.8%	46.9%	28.8%	
Zink	kg	14.5%	100.0%	100.0%	0.3%	47.7%	3.5%	14.3%	88.5%	82.7%	58.7%	81.2%	
Ra	kBq	0.0%	100.0%	100.0%	7.3%	4.9%	22.3%	13.1%	86.8%	72.9%	26.7%	72.5%	
H3	kBq	0.9%	100.0%	100.0%	7.2%	4.5%	20.2%	20.7%	92.3%	79.6%	26.7%	82.1%	
Nuklidgemisch	kBq	0.9%	100.0%	100.0%	2.8%	4.3%	20.3%	20.0%	92.3%	79.6%	26.6%	82.2%	
Aktinide in Wasser	kBq	0.1%	100.0%	100.0%	5.9%	5.3%	40.1%	2.7%	57.1%	40.6%	28.6%	42.0%	
Abfaelle:													
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	96.9%	100.0%	100.0%	2.8%	75.0%	11.3%	74.7%	99.8%	98.6%	96.2%	97.7%	
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	6.1%	100.0%	100.0%	2.1%	0.4%	11.1%	5.7%	69.7%	55.4%	31.5%	61.5%	
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	25.9%	100.0%	100.0%	14.9%	98.9%	23.2%	12.7%	98.7%	98.4%	98.2%	76.1%	
Abfaelle in KVA	kg	100.0%	100.0%	100.0%	92.2%	99.7%	98.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	
Sonderabfaelle	kg	13.1%	100.0%	100.0%	10.2%	4.6%	77.1%	2.4%	73.6%	44.8%	88.8%	45.8%	
Abfaelle in Landfarming	kg	30.9%	100.0%	100.0%	21.1%	24.0%	6.4%	0.2%	28.4%	14.4%	47.3%	28.0%	
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	0.4%	100.0%	100.0%	17.0%	15.9%	80.6%	0.7%	30.6%	15.7%	40.7%	28.7%	
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle ²⁾	m3	0.0%	100.0%	100.0%	7.1%	4.9%	20.3%	21.0%	92.3%	79.7%	26.6%	82.0%	
Hochaktive Abfaelle ³⁾	m3	0.0%	100.0%	100.0%	6.8%	4.1%	20.3%	21.2%	92.3%	79.6%	27.0%	82.1%	

Tab. XVII.A.3: Anteil der Infrastruktur an den Gesamtemissionen, am Ressourcen-, Transport- und Materialbedarf sowie an Abfaellen, Bezugsgrösse: 1 TJe, resp. 1tkm; 16-22: Kraftwerke; 16: Strom ab DWR Schweiz; 17: Strom Laufwasserkraft CH; 18: Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int; 19: Strom ab Stk-Kraftwerk in D; 20: Strom ab Brk-Kraftwerk in D; 21: Strom ab Brenngas-Kraftwerk W-D; 22: Strom oelthermisch W-D; 23-26: Transporte; 23: Transport LKW 28 t; 24: Transport PKW Westeuropa; 25: Transport Schiene; 26: Transport Frachter Binnengewasser; ¹⁾: siehe Kap. III.6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen", ²⁾: Endlager B, ³⁾: Endlager C (siehe Teil VII Kernenergie);



Teil XVIII

Schlussfolgerungen

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	i
1. Schlussfolgerungen.....	1
1.1 Übersicht.....	1
1.2 Inhaltliche Schlussfolgerungen.....	1
2. Identifizierte Schwachstellen.....	3
3. Ausblick.....	5
3.1 Interne Projekte.....	5
3.2 Weitere schweizerische Projekte.....	5

Abkürzungsverzeichnis

EG	Europäische Gemeinschaft
SPP	Schwerpunktprogramm (Schweizerischer Nationalfonds)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

1. Schlussfolgerungen

1.1 Übersicht

Rund um die Energiesysteme auf der Basis von Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernkraft, Wasserkraft, Holz, Photovoltaik, Sonnenkollektor und Erdwärme und Wind wurde ein synthetisches Wirtschaftssystem aufgebaut, welches im wesentlichen aus der Industrie zur Produktion von mehr als 60 Baumaterialien und Betriebsmitteln, aus Verkehrsdienstleistungen für 10 verschiedene Verkehrsmittel und 6 Entsorgungssystemen zur Behandlung von rund 50 Abfällen besteht. Der Anspruch dieses Schlussberichtes liegt darin, dass mit den insgesamt 1500 bilanzierten Prozessen das reale System in Westeuropa und der Schweiz genügend gut abgebildet werden konnte, um für die Energiesysteme verlässliche Aussagen zu den kumulierten Umweltbeanspruchungen und Umwelteinwirkungen zu machen. Inwiefern dies tatsächlich geleistet werden konnte und wie gross der Anteil der nicht berücksichtigten Prozesse ist, kann nicht abgeschätzt werden. Für die Zukunft können jedoch Einflüsse zusätzlicher Prozesse mit deren Beiträgen an die kumulierten Resultate schnell überprüft und ein allfälliger Einbezug erwogen werden. Der Umfang und die Untersuchungstiefe des hier definierten Systems übersteigt die den Autoren bekannten bisherigen Arbeiten in diesem Gebiet bei weitem, weshalb es für zukünftige Projekte auch zur Definition der optimalen Systemgrösse (möglichst kleines System bei hoher Wiedergabebetreue des realen Systems) benützt werden kann.

Im Bereich der Endenergie- und Strombereitstellung wurden zudem eine Durchschnittsbildung auf der Ebene der Schweiz und des UCPTE-Raumes vorgenommen. Damit eignen sich die vorliegenden Resultate für die Optimierung oder den Vergleich *bestehender* Energiesysteme untereinander und vor allem als wichtiges Basisdatenmaterial für die Erstellung von Ökoinventaren für Produkte, Prozesse, Dienstleistungen und Unternehmungen. Da solche Untersuchungen sich ebenfalls auf das bestehende System konzentrieren und als wichtige Annahme davon ausgehen, dass trotz erwünschter ökologischer Verbesserung im untersuchten Teilbereich das Gesamtsystem nicht verändert wird, sind die Systemabgrenzungen mit denjenigen dieses Schlussberichts kompatibel. Nicht oder weniger geeignet sind die vorliegenden Daten für die Erstellung von geographischen Emissionskatastern und die zukunftsorientierte, langfristige Zubauplanung für die Strom- oder Wärmeversorgung ganzer Regionen. Die vorliegenden Ökoinventare können aufgrund der gewählten Systemabgrenzung lediglich für Energiesysteme auf dem Gebiet der Schweiz und Westeuropas zu Beginn der 90er Jahre Resultate liefern. Ausserdem wurden für die Wärmebereitstellung lediglich wenige ausgewählte Systeme untersucht, welche weder den installierten Park repräsentieren noch die besten Neuentwicklungen abdecken.

Der Einbezug rund 40 energetischer und nichtenergetischer Ressourcen und über 120 Luft- und 120 Wasserschadstoffen mit zusätzlicher Unterscheidung nach der Herkunft (mobil, stationär, prozessspezifisch für Luftschadstoffe, Eintrag in Süss- und Meerwasser für Wasserschadstoffe) ermöglicht auch bezüglich dem Austausch zwischen Anthroposphäre und Ökosphäre eine detailliertere Betrachtung gegenüber bisherigen Untersuchungen. Im Bereich der Flächenbeanspruchung konnte mit einer Kategorisierung eine Quantifizierung operationalisiert werden, welche den Aspekten Fläche und Zeit sowie der Ökosystemqualität Rechnung zu tragen versucht. Führt man sich die Gesamtzahl der vorhandenen Ressourcen und der potentiell schädigenden Stoffe vor Augen, so wird es offensichtlich, dass die getroffene Auswahl lediglich einen Bereich abdecken kann und auch gewisse umweltrelevante Emissionen unerfasst bleiben. So konnten z.B. Lärm und elektromagnetische Strahlung nicht einbezogen werden.

1.2 Inhaltliche Schlussfolgerungen

Die Kraftwerke und die Endnutzertechnologien (Umwandlung Endenergie zu Nutzenergie) wurden im Zeichen der Sensibilisierung für Umweltprobleme und der wachsenden technischen Möglichkeiten in den letzten 25 Jahren ständig stark verbessert. Es handelt sich dabei oftmals um Systeme, welche auch in den dichtbesiedelten Gebieten Westeuropas betrieben werden. Die Bereitstellung der Endenergieträger wurde jedoch in der gleichen Zeit immer weiter weg aus Mitteleuropa verlagert und insbesondere die Alpenländer werden von vorgelagerten Umwelteinflüssen der Endenergiebereitstellung kaum belastet.

Unter diesen Voraussetzungen ist es naheliegend, davon auszugehen, dass die Umweltschutzmassnahmen im Endnutzungsbereich wesentlich erfolgreicher eingeführt werden konnten und damit die

Umweltbelastung besonders bei den vorgelagerten Ketten hoch liegt. Dieser Sachverhalt kann nun mit den vorliegenden Daten in vielfacher Hinsicht mit konkreten Daten belegt werden.

Die *vorgelagerten Umwelteinwirkungen* (durch Transporte, Materialproduktion, Hilfsenergieverbrauch und Endenergiebereitstellung) sind aufgrund der in diesem Bericht diskutierten Resultate tatsächlich sehr relevant. Die Systeme können diesbezüglich in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Wasserkraft, Kernkraft, Photovoltaik, reine Solarwärme und Windkraft verursachen sehr kleine Umwelteinwirkungen während dem Betrieb. Damit fällt vor allem der grosse Bauaufwand (resp. die vorgelagerte Kette) verbunden mit hohen Emissionen bei der Materialproduktion (resp. der Brennelementbereitstellung) und die allfällige umweltproblematische Entsorgung ins Gewicht. Bei diesen Systemen war es deshalb nicht überraschend festzustellen, dass die vor- und nachgelagerten Prozesse die Umwelteinwirkungen des Betriebs meist um ein Mehrfaches übersteigen.
- Erdwärme, Umwälzwasserkraft und hybride Solarwärme zeichnen sich durch sehr hohe Strombezüge im Betrieb aus, womit die Resultate sehr sensibel auf die Wahl der bilanzierten Stromproduktionsart (Schweiz, UCPTE oder einzelne europäische Länder) reagieren. Die dem Strombezug vorgelagerte Kette bestimmt diese Systeme ganz massgeblich.
- Erdöl, Erdgas, Kohle und Holz sind typischerweise durch sehr hohe Standortemissionen bei der Verfeuerung gekennzeichnet. Die hier ermittelten Resultate zeigen jedoch, dass aufgrund der Optimierung der Feuerungssysteme die vorgelagerten Prozesse bei sehr vielen Umwelteinwirkungen bereits dominieren. Als vorgelagerte Systeme, welche häufig die Bilanz dominieren, können die Förderung und Raffination von Erdöl und Erdgas, Kokereien, Steinkohlebergehalden, Holzernte mit Traktor und auch ganz entscheidend die Transporte (inkl Pipeline) genannt werden. Der oft praktizierte Vergleich von Systemen aufgrund der Standortemissionen allein muss deshalb als unzulässig bezeichnet werden und kann besonders bei "sauberen Endnutzertechnologien" zu Fehlentscheidungen führen.

Bei dem in diesem Projekt bilanzierten Nahwärmeverbund mit gasbetriebem *Blockheiz-Kraftwerk* ist das Mass der Reduktion von Umwelteinwirkungen gegenüber konventionellen Feuerungen stark vom gewählten Vorgehen bei der Allokation von Aufwendungen und Emissionen auf die Produkte Strom und Wärme abhängig. Bei einzelnen Vorgehensweisen werden, zumindest für das eine Produkt, sogar teilweise höhere Gesamtemissionen errechnet. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass in diesen Fällen das Koppelprodukt sehr geringe spezifische Gesamtemissionen aufweist. Dem Aspekt der Allokation ist deshalb insbesondere beim Erarbeiten von Ökoinventardaten, welche als eine Grundlage für Investitionsentscheidungen zu Gunsten von Wärmekraftkopplungs-Anlagen dienen sollen, besondere Beachtung zu schenken.

Für die *Transporte* wurden konsequent Aufwendungen für den Fahrzeug- und Infrastrukturbau berücksichtigt und eine Auslastung der Transportsysteme von 30 bis 50 % zu Grunde gelegt. Dadurch wird der Transport insbesondere bei den Systemen mit grossen Transporttonnagen und grossen Distanzen (Erdöl, Kohle, Erdgas) sehr relevant. Als Beispiel sei hier das moderne nachgerüstete Steinkohlekraftwerk erwähnt, welches mit Importkohle aus Übersee versorgt wird; die vorgelagerten Emissionen sind dann bei NO_x und SO₂ ebenso gross wie die Standortemissionen. Die Flächenbeanspruchung durch die Verkehrsinfrastrukturen wird zudem in praktisch allen Ketten relevant.

Die Entsorgung von *Abfällen* hat sehr unterschiedliche Einflüsse auf die kumulierten Resultate. Handelt es sich um Entsorgungssysteme, welche Emissionen ins Wasser verursachen (z.B. Reststoff- und Reaktordeponien, Steinkohlebergedeponie), so können diese das ganze System dominieren. Dies ist ausgeprägt bei der Steinkohlebergedeponie der Fall. Luftschadstoffe aus Entsorgungsprozessen (durch Verbrennung) sind hingegen häufig ohne oder von sehr geringem Einfluss. Durch die Ergebnisse des Projektes "Ökoinventare von Entsorgungsprozessen" konnte die Entsorgung verlässlicher einbezogen werden, wobei die Schwierigkeit darin bestand, die zur Bilanzierung notwendigen Abfallkenndaten (chemische Zusammensetzung, Heizwert etc.) bereitzustellen. Durch notwendige Vereinfachungen könnten die Umwelteinwirkungen (insbesondere die Wasserschadstoffe) teilweise überschätzt werden. Bei gewissen Abfällen sind die ausgewiesenen Umwelteinwirkungen aber immer noch eine untere Abschätzung.

Die Verteilung des produzierten Stroms an Haushalte mit Niederspannungsbezug erfordert ein aufwendiges Verteilnetz, welches mit grossem Bauaufwand und relativ hohen Verlusten verbunden ist.

Analog aufwendig ist das Niederdruckgasnetz mit allen Unter- und Hausstationen. Diese Netze können zusätzlich als Speicher- und Ausgleichssysteme verstanden werden und spielen bei den leitungsgebundenen Energiesystemen eine zentrale Rolle. Diesem hohen Stellenwert wurde mit einer relativ detaillierten Analyse der Verteilnetze in der Schweiz Rechnung getragen, was die hohen Materialaufwendungen zutage gebracht hat. Die Niederdruckverteilung von Erdgas kann, bezogen auf den Normkubikmeter, z.B. rund die Hälfte des kumulierten Materialbedarfs für die gelieferte Nutzwärme einer Feuerung ausmachen. Die Stromverteilung (Niederspannung) hat durch den Verteilverlust von rund 13 % mindestens einen ebensolchen Anteil an den kumulierten Resultaten, kann jedoch beim UCPT-Netz auch höhere Anteile (z.B. Transport 17 bis 38 %, Materialien 42 %) erreichen. Wird der Anteil des Niederspannungsnetzes für den schweizerischen Kraftwerkspark berechnet, so beträgt dieser Anteil sogar 13 bis 99.9 % und liegt sogar für Schadstoffe wie NO_x und SO₂ bei rund 50 % resp. 70 % (Annahme Betriebsdauer: 30 Jahre). Daraus kann gefolgert werden, dass Haushaltsverteilnetze nicht nur finanziell wichtige Teile der Energiewirtschaft, sondern auch ökologisch relevant sind und in ihrer Bedeutung bisher unterschätzt wurden. Insbesondere beim Entscheid zwischen leitungs- und nichtleitungsgebundener Versorgung, beim Ausbau bestehender Netze und dem Aufbau von In-sellösungen sind diese Aspekte besonders relevant. Bei bestehenden Netzen lassen sich jedoch durch den Minderbezug von Elektrizität weder die Verteilverluste noch die Bauaufwendungen reduzieren.

2. Identifizierte Schwachstellen

Es soll hier auf einige wichtige Schwachstellen dieses Berichtes hingewiesen werden, welche jedoch für die meisten vergleichbaren Arbeiten ebenfalls zutreffen und deshalb gleichzeitig zu bearbeitende Problemfelder identifizieren. Energiesystembezogene Schwachstellen bezüglich Bilanzierungstiefe und -qualität werden hier nicht zusammengestellt, da sie bereits in den einzelnen Systemkapiteln diskutiert wurden.

Das ursprüngliche Ziel, möglichst viele Umwelteinwirkungen quantitativ zu erfassen, konnte erst teilweise erreicht werden. Während im Bereich Flächeninanspruchnahme eine entsprechende grobe Methodik entwickelt wurde, sind auch in der Überarbeitung dieser Studie weder Lärm noch elektromagnetische Strahlung berücksichtigt. Manche Umwelteinwirkungen der Wasserkraftnutzung konnten nur mit Hilfsindikatoren beschränkter Aussagekraft quantifiziert werden. Da die Gefahr besteht, dass nicht quantifizierte Aspekte in der Bewertung zu wenig Gewicht erlangen, sollte in Zukunft auf eine weitere Quantifizierung solcher Einwirkungen hingearbeitet werden. Bei der Auswahl der berücksichtigten (Schad)Stoffemissionen war die Limitierung durch die verfügbaren Messdaten klar gegeben. Mit der nur teilweisen Aufspaltung der Kohlenwasserstoffe bis auf Substanzebene und die Bilanzierung der Spurenelementemissionen als Element- statt Molekülemission kann die ökologische Relevanz der so entstandenen Summenparameter nicht immer wiedergegeben werden. In diesem Bereich ist es nötig, dass von der Stoffbewertungsseite her eine Rückkoppelung auf die Auswahl der Messparameter erfolgt, damit nur dort Summenparameter angegeben werden, wo dies für die ökologische Bewertung als zulässig betrachtet wird (Kap. XVII.3.1).

Beim Strommix der einzelnen Länder muss beachtet werden, dass lediglich ein Teil der mannigfaltigen Emissionen länderspezifisch erfasst werden konnte. Die länderspezifischen Brennstoffketten konnten ebenfalls nicht für alle Systeme recherchiert werden. Bei der Erdölkette wurde die schweizerische Situation für Westeuropa wie auch für alle europäischen Länder verwendet, da bezüglich Förderung vorwiegend Daten aus der Nordsee vorliegen, die Versorgungssituation der einzelnen Länder sich nur mit einigem Aufwand nachvollziehen lässt und sich die Versorgungssituation der Schweiz und Westeuropas nicht stark unterscheiden. Bei der Erdgas- und den beiden Kohleketten wird die Upstream-Prozesskette länderspezifisch modelliert, währenddem bei der Kernenergiekette für die Nationen Deutschland, Frankreich und die Schweiz die jeweilige Situation erfasst wird, für die restlichen Länder mit Kernenergienutzung jedoch eine durchschnittliche Situation angenommen wurde. Für den spezifischen Material- und Energiebedarf der Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherwerke der UCPT-Länder wurden die Daten der schweizerischen Kraftwerke verwendet.

Die Bilanzierung der Infrastruktur erfolgt generell mit der heute aktuellen Technologie, auch wenn der Herstellungsprozess weit zurückliegt oder stark geändert haben sollte. Dies ist für die Wasserkraft und u.a. das Photovoltaik-Kraftwerk Mont Soleil relevant, indem hier die Situation der Herstellung von Materialien und Komponenten gegenüber der 1. Auflage an die aktuelle Situation angepasst worden ist.

Sehr seltene und grosse Unfälle (identifiziert anhand eines quantitativen Kriteriums) werden aus der Analyse als separat zu behandelnde Aspekte ausgeschieden. Die weitere Behandlung und die Berücksichtigung dieser Aspekte kann für den Vergleich verschiedener Energiesysteme entscheidend sein und muss neben den vorliegenden Daten in die Entscheidungsfindung ebenfalls einbezogen werden. Die Berücksichtigung der kleineren und mittleren Unfälle erfolgte ohne Einführung eines Aversionsfaktors. Zudem fehlte eine verlässliche Angabe über die Eintretenswahrscheinlichkeit oder das zu erwartende umweltrelevante Ausmass eines solchen Unfalls. Statistiken sind selten auf die Fragestellung der Ökoinventare zugeschnitten, da das Hauptaugenmerk bei allfälligen Toten oder Verletzten liegt. Selbst der Ausfall von Filteranlagen in Kraftwerken konnte mangels Daten nicht einbezogen werden, obwohl bei heute erreichten Abscheidegraden von 99.9 % eine relevante Erhöhung der Jahresemission auftreten könnte.

Die grosse Relevanz des Verkehrs gegenüber früheren Studien ist auch auf die Berücksichtigung von Fahrzeugbau und Infrastrukturbereitstellung zurückzuführen. Diese Berücksichtigung war in der 1. Auflage sehr grob und anhand den Daten aus der Schweiz und Deutschland vorgenommen werden. Durch das Projekt "Ökoinventar Transport", bearbeitet von Infras im Rahmen des Schwerpunktprogramms Umwelt, konnte die Datenlage stark verbreitert und teilweise stark verbessert werden. Die dort gewonnenen neuen Erkenntnisse sind in das vorliegende Projekt eingeflossen.

Die Berücksichtigung der Umwelteinwirkungen infolge der Entsorgung von Produktionsabfällen konnte dank der Ergebnisse des SPP-Umwelt "Ökoinventare von Entsorgungsprozessen" besser abgebildet werden. Insbesondere bei den Wasseremissionen sind dadurch gegenüber der 1. Auflage bei einzelnen Energiesystemen markant höhere Werte zu verzeichnen. Durch die teilweise mangelhaften Angaben zu den physikalischen und chemischen Eigenschaften der Abfälle sind jedoch immer noch sowohl Unter- als auch Überschätzungen möglich. Beim Modul "Abfälle in Reaktordepotie" wird aus Gründen fehlender Angaben auf das Ausweisen abfallspezifischer Emissionen verzichtet. Es werden lediglich die Aufwendungen im Zusammenhang mit der Infrastruktur-Bereitstellung und die prozessspezifischen, von der Abfallqualität unabhängigen Emissionen berücksichtigt.

Bei einzelnen Energiesystemen wurden die Entsorgungssysteme eingehender berücksichtigt (Steinkohleberge in Kohlekette, radioaktive Abfälle in Kernkraftkette), was teilweise auch zu relevanten Zusatzemissionen geführt hat. Im Bereich Landfarming in Ölkette konnten Emissionsabschätzungen anhand von Analogieschlüssen mit dem Klärschlammaustrag in der Landwirtschaft gemacht werden. Bei anderen Prozessschritten innerhalb der Energiesysteme konnte diese Arbeit nicht geleistet werden (z.B. Langzeit-Sickerwasseremissionen (nicht-radioaktive Substanzen) der Schlammteiche bei der Uranerzaufbereitung). Die Abfallbehandlung innerhalb der Energiesystem-Prozessketten bedarf deshalb weiterhin einer punktuellen, quantitativen Verbesserung.

Der grosse Einfluss des Niederdruckgas- und Niederspannungs-Verteilnetzes verlangt nach einer detaillierteren Behandlung dieser Systeme. Netzstatistiken können bisher nur schwer bezüglich den Fragen der Ökoinventare ausgewertet werden und sollten in Abhängigkeit der Siedlungsdichte und Topographie differenzieren. Methodisch stellt sich die Frage der ökologischen Abschreibung früher und heute getätigter Bauarbeiten und der dafür zu unterstellenden Produktionstechnologie. Weitere Arbeiten sind hier auf jeden Fall nötig, besonders wenn die Frage des Ausbaus dieser Systeme zur Diskussion steht (Kap.XVII.3.1).

Die Limitierung des vorliegenden Ökoinventars auf die heutige Durchschnittssituation beschränkt den Einsatzbereich auf die Anwendung in Ökobilanzen, Schwachstellenanalysen innerhalb der Energiesysteme, Energiesparmassnahmen und Systemevalationen für kleinere Verbraucher. Zur strategischen Energieplanung einer Region oder eines Landes können diese Daten jedoch in der vorliegenden Form nur beschränkt benützt werden. Eine solche dynamische Ausweitung ist bereits Gegenstand der Forschungstätig mehrerer Gruppen (Kap.XIV.3). In diesem Zusammenhang müssen auch weitere neue Technologien (saubere Kohletechnologie, neue Entwicklungen bei Photovoltaikpanelen etc.) bilanziert werden.

Die Umwelttechnik und die verfeuerte Brennstoffqualität beeinflussen die kumulierten Resultate erheblich; dies änderte in den letzten Jahren stark. Dieser Wechsel wird in der Europäischen Union aufgrund von EG-Direktiven mindestens bis 2003 andauern, was die Daten im Kraftwerksbereich rasch veralten lässt. Generell muss das Aufdatieren und Anpassen an den aktuellen Stand des Wissens gewährleistet sein, falls diese Ökoinventare über mehrere Jahre hinaus ihre Bedeutung

wahren wollen (Kap.XIV.3.1). Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein Aktualisieren des gesamten Werkes und aller Umwelteinwirkungen nicht sinnvoll ist. Vor einer weiteren umfassenden Überarbeitungen ist deshalb eine Schwerpunktsetzung bezüglich der zu berücksichtigenden Umwelteinwirkungen vorzunehmen. Dadurch wird es möglich, in den ausgewählten Bereichen zu vertiefen und die Datenqualität zu verbessern. Als Basis dazu können u.a. die Erkenntnisse der in Kap. XVII.3.1 und XVII.3.2 erwähnten nationalen Projekte dienen.

3. Ausblick

Die schweizerischen Aktivitäten in Zusammenhang mit den in Kap.XIV.2 aufgeworfenen offenen Fragen sind in der Folge kurz zusammengestellt, um die Stossrichtung und zu erwartenden zukünftigen Resultate andeuten zu können.

3.1 Interne Projekte

In der Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt an der ETH Zürich sind folgende Projekte (Abschluss Mitte/Ende 1999) angelaufen oder geplant:

- "Environmental Prioritizing": Dieses Projekt, welches im Rahmen der 2. Phase des SPP Umwelt (siehe Kap. 3.2) ausgeführt wird, wird zusammen mit HSG St. Gallen durchgeführt und soll für die Identifizierung der relevanten Umwelteinwirkungen Resultate liefern.
- "Ökobilanzen thermischer Abfallbehandlungsprozesse": Auch dieses Projekt wird im Rahmen der 2. Phase des SPP Umwelt durchgeführt und soll eine Grundlage bieten für Entscheide im Zusammenhang mit der thermischen Abfallbehandlung. Die Ökobilanzmethodik wird anhand dieses Anwendungsgebietes weiterentwickelt.
- "Energy Related Environmental Impacts of Buildings": Dieser im Rahmen des IEA Programms "Energy Conservation in Buildings and Community Systems" lancierte Annex 31 befasst sich mit den Umwelteinwirkungen von Gebäuden während ihrer Lebensdauer. Dabei bildet das vorliegende Projekt eine geeignete Ausgangslage, um die Ökobilanzmethodik den spezifischen Anforderungen des Bauens und Wohnens anzupassen.
- "Ökobilanz Swissmetro": In diesem Forschungsprojekt sind die Umwelteinwirkungen einer schweizerischen Untergrund-Hochgeschwindigkeitsbahn abzuschätzen. Die Grösse des Swissmetro-Projektes verlangt eine Anpassung des Bilanzierungsansatzes, indem durch die Realisierung dieses Vorhabens nichtinkrementale Veränderungen induziert werden, welche dem Grundsatz der "klassischen" Ökobilanzmethodik widersprechen. Entsprechend handelt es sich eher um den Umweltteil einer Technikfolgenabschätzung.
- "Energy, Greenhouse Gases and Way of Living": Dieses Projekt bezweckt die Quantifizierung der Umwelteinwirkungen unterschiedlicher Lebensstile in der Schweiz. Dabei sollen im Sinne des Lebenszyklusansatzes die indirekt verursachten Umwelteinwirkungen ebenfalls berücksichtigt werden. Die Ergebnisse dienen als Massstab, die Umwelteinwirkungen einzelner Produkte in Relation zur Gesamtumwelteinwirkung eines Haushaltkonsums zu setzen.
- "Ökoinventare von Energiesystemen III": Die im vorliegenden Projekt erarbeiteten Grundlagen sollen schwerpunktmässig aktualisiert und ergänzt werden. Fragen des Datenaustauschs mit anderen Datenbanken, der On-line Abfrage aktueller Daten wie auch Fragen im Zusammenhang mit der Auswertung der Resultate sollen angegangen werden. Für eine effiziente Bearbeitung ist jedoch eine Prioritätensetzung hinsichtlich der zu berücksichtigenden (umweltpolitisch relevanten) Umwelteinwirkungen dringend geboten.

3.2 Weitere schweizerische Projekte

Der Schweizerische Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung hat Ende 1995 die 2. Phase des Schwerpunktprogramms Umwelt ausgeschrieben. Darin sind in die verschiedenen Integrierten Projekte auch Ökobilanzprojekte eingebunden (siehe Kap. 3.1). Im weiteren wird innerhalb der 2. Phase ein Diskussionsforum Ökobilanzen als Nachfolgeveranstaltung der "Clausius-Gespräche" durchgeführt. Diese Anlässe dienen dazu, methodische Fragen zu diskutieren und Konsens

oder Dissens innerhalb der Ökobilanzforschenden erörtern zu können und durch Gastvorträge Erkenntnisse aus anderen Forschungszweigen in die Ökobilanz-Methodikentwicklung hineinzutragen.

Im Bereich der Verpackungen wird parallel zum vorliegenden Projekt die Aktualisierung der Packstoff-Ökoinventare (EMPA St. Gallen; IVUK, ETH Zürich) abgeschlossen. Daran anschliessend ist ein Projekt zu Bewertungsfragen geplant, welches vom BUWAL und dem Schweizerischen Verpackungsinstitut (SVI) finanziert werden soll.

Im Bereich der strategischen Energieversorgungsplanung der Schweiz wurde im April 1993 das Projekt GaBE (Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen) gestartet. Es handelt sich dabei um ein Gemeinschaftsprojekt zweier Forschungsbereiche des PSI, Villigen und verschiedener Institute der ETH Zürich. Es werden darin neben der Dimension Umwelt auch Aspekte im Bereich "Risiko und Sicherheit" sowie die Dimension "Wirtschaft" bearbeitet. Damit sollen verschiedene, im vorliegenden Projekt nicht behandelte Bereiche anhand einer konkreten Fragestellung bearbeitet und u.a. den vom VSE initiierten Dialog- und Entscheidungsprozess "Energie" unterstützt werden.

Daneben dürften noch manche weitere Projekte mit der Fragestellung Energie und Umwelt angelaufen oder geplant sein (siehe auch Teil II "Einleitung", Kap. 4.).



Anhang A

Basismaterialien

Überarbeitung 1996:

Stefan Bosshart	Band- und Stückverzinken, Eisen und Stahl, Gummi EPDM
Rolf Frischknecht	Aluminium, Beton, organ.-und anorgan. Chemikalien, Formaldehyd, Harnsäure, Gips, Gipsrohstein, Holz, Kalk, Kältemittel R134a, Kältemittel R22, Keramik, Kunststoffe, Mineralwolle, Natronlauge, Nickel, Palladium, Phenol, Platin, Polycarbonat, Rhodium, Russ, Salzsäure, Sand, Sekundärschwefel, Sprengstoff, Ton, Wasserglas, Zement, Zeolith

Bearbeitung

Tom Baumann	Eisen&Stahl, Guss, Kunststoffe, Aluminium, Papier, Pappe, Zement, Beton, Kalk, Mangan, Chrom
Rolf Frischknecht	Flachglas, Barit, Bentonit, Eisensulfat, Nickel, Palladium & Platin, Soda, organ.-und anorgan. Chemikalien, Sputtern
Hans-Peter Gränicher	Propylenglykol, Polycarbonat, Gummi EPDM, Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid, Alkydharzlack, Hartlot,
Patrick Hofstetter	Eisen&Stahl, Guss, Natronlauge, Salzsäure, Aluminium, Papier, Pappe, Zement, Beton, Kalk, Mangan, Chrom, Sprengstoff, Ammoniak, Salpetersäure, Phosphorsäure, Holz, Mineralwolle, Blei, Zink, Stickstoff
Ivo Knoepfel	Kupfer, Kunststoffe, Wasserstoff, Flussäure, Schwefelsäure, Keramik
Martin Ménard	Wasser
Franz Sprecher	Flachglas

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Die Daten in diesem Anhang sind nur als Grobbilanzen zu verstehen und wurden in erster Linie für die Anwendung innerhalb dieses Projektes erarbeitet. Die Verwendung für andere - insbesondere Fragestellungen betreffend schweizerischer Baustoffe - ist nur bedingt möglich. Hierzu sei z.B. auf die Studie "Ökoinventare und Wirkungsbilanzen von Baumaterialien" (ESU-Reihe Nr. 1/95) verwiesen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	v
Einführende Bemerkungen	1
1. Eisen & Stahl	2
1.1 Einleitung	2
1.2 Herstellung	2
1.2.1 Erzabbau	3
1.2.2 Pelletierung	4
1.2.3 Sinteranlage.....	4
1.2.4 Roheisenproduktion	5
1.3 Stahlproduktion	8
1.3.1 Oxygenstahl.....	8
1.3.2 Elektrostahl	9
1.4 Ergänzungen und Bemerkungen zu den verwendeten Daten	10
1.4.1 Transport.....	11
1.4.2 Flächenbeanspruchung	12
1.5 Unlegierte & legierte Stähle.....	12
1.6 Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	13
2. Gusseisen	15
2.1 Übersicht.....	15
2.2 Herstellung	15
2.2.1 Modellherstellung	15
2.2.2 Formherstellung.....	15
2.2.3 Schmelzen, Giessen und Formentfernen.....	16
2.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen.....	16
2.4 Daten	17
3. Chlor und Natronlage	18
4. Aluminium	21
4.1 Übersicht.....	21
4.2 Herstellung	21
4.2.1 Bauxitabbau und Tonerdeproduktion.....	22
4.2.2 Aluminiumelektrolyse	22
4.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen.....	22
4.4 Daten	22
4.4.1 Aluminiumproduktion mit 0% Recycling-Anteil	22
4.4.2 Aluminiumproduktion mit 100% Recycling-Anteil	23
4.5 Transport.....	24
4.6 Flächenbeanspruchung.....	24
4.7 Strombereitstellung Aluminiumindustrie	24
5. Kunststoffe	27
5.1 Einleitung	27
5.2 Herstellung	27
5.2.1 Ethylen-, Propylenherstellung.....	28
5.2.2 Benzol- und Paraxylolproduktion.....	28
5.2.3 Polymerisation.....	28
5.3 Eingabedaten	30
5.3.1 Ethylen und Propylen.....	30
5.3.2 Polyethylen	32
5.3.3 Polyethylenterephthalat (PET).....	34

5.3.4	Polypropylen (PP).....	36
5.3.5	Polystyrol (PS).....	37
5.3.6.	Polyvinyl Chlorid (PVC)	39
5.4	Kritik, verbesserungswürdige Punkte	41
6.	Papiere & Wellpappen.....	42
6.1	Einleitung.....	42
6.2	Herstellung	43
6.3	Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen.....	43
6.3.1	Energie	43
6.3.2	Zellstoff-& Wellpappenrohpaperherstellung.....	44
6.3.3	Endproduktherstellung	44
6.4	Transport	44
6.4.1	Holzgewinnung	44
6.4.2	Rohmaterialien	44
6.4.3	Wellpappenrohpaper.....	45
6.5	Daten	45
6.6	Datenqualität.....	46
7.	Beton, Zement, Sand und Kies.....	47
7.1	Einleitung.....	47
7.2	Herstellung	47
7.2.1	Rohmaterialabbau und Aufbereitung	47
7.2.2	Klinker- und Zementherstellung	47
7.2.3	Betonherstellung	48
7.3	Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen.....	48
7.4	Daten	49
7.5	Transport	50
7.6	Zusammenstellung der Eingabedaten.....	51
7.7	Sand und Kies	52
7.8	Qualität der Angaben	53
8.	Kalkstein, Kalk, Gips und Ton	54
8.1	Kalkstein und Kalk.....	54
8.2	Gipsrohstein, Gips und Ton	55
9.	Chrom	58
10.	Mangan.....	59
11.	Kupfer.....	60
11.1	Übersicht, allgemeine Annahmen.....	60
11.2	Primärkupferproduktion	60
11.3	Sekundärkupferproduktion.....	62
11.4	Daten	63
12.	Flachglas.....	65
12.1	Die benötigten Rohstoffe	65
12.2	Der Herstellungsprozess.....	65
12.2.1	Grundfliessbild.....	65
12.2.2	Rohstoffe und Energiebedarf.....	66
12.2.3	Die Prozessemissionen.....	66
12.2.4	Feuerungsemissionen	67
12.2.5	Materialverbrauch Beschichtung	67
12.3	Entsorgung / Recycling	67
12.4	Zusammenfassung der Eingabedaten.....	68
13.	Sprengstoff	69

14. Holz	70
14.1 Datenbasis	70
14.2 Herstellung	70
14.3 Emissionen	70
14.4 Datenqualität.....	71
15. Mineralwolle	72
15.1 Datenbasis	72
15.2 Herstellung	72
15.3 Emissionen	73
15.4 Datenqualität.....	74
15.5 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	74
16. Propylenglykol	75
17. Gummi EPDM	75
18. Polycarbonat	76
19. Salpetersäure	77
20. Phosphorsäure	78
21. Alkydharzlack	79
22. Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	79
23. Hartlot (cadmiumfrei)	80
24. Wasseraufbereitung	80
24.1 Entkarbonisierung	80
24.2 Vollentsalzung.....	82
24.3 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	83
25. Ammoniak (NH₃)	83
26. Barit	86
26.1 Eigenschaften, Abbau und Reserven	86
26.2 Zusammensetzung	87
26.3 Transport.....	87
26.4 Recycling	88
26.5 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	88
27. Bentonit	88
27.1 Eigenschaften, Abbau und Reserven	88
27.2 Transport.....	89
27.3 Zusammensetzung	89
27.4 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	89
28. Eisensulfat	89
29. Nickel, Rhodium, Palladium und Platin	90
29.1 Übersicht.....	90
29.2 Produktion und Preise.....	90
29.2.1 Nickelproduktion.....	90
29.2.2 Produktion der Platinmetalle.....	94
29.2.3 Produktionsmengen.....	95
29.2.4 Preise als Allokationskriterium	96

29.3 Emissionen Luft	96
29.4 Betriebsmittel.....	98
29.5 Energiebedarf	98
29.6 Transporte	98
29.7 Eingabedaten	99
29.8 Datenqualität.....	99
30. Soda	100
31. Wasserstoff.....	101
32. Organische und anorganische Chemikalien.....	102
33. Flußsäure (HF)	102
34. Schwefelsäure	105
35. Stickstoff, Sauerstoff und Argon ab Luftzerlegung.....	106
36. Sputtern	107
37. Blei & Zink	107
38. Keramik	109
38.1 Übersicht, allgemeine Annahmen.....	109
38.2 Daten	109
39. Polyurethan-Hartschaum (PUR-Schaum).....	110
39.1 Eigenschaften	110
39.2 Datenbasis und deren Qualität.....	110
39.3 Herstellung.....	111
39.4 Emissionen	111
40. Formaldehyd, Harnstoff und Phenol.....	112
41. Zeolith (Molekularsieb) und Wasserglas	113
41.1 Molekularsieb	113
41.1.1 Allgemeines.....	113
41.1.2 Systembeschreibung und Inventar.....	113
41.2 Wasserglas (Alkali Silikate).....	114
42. Kältemittel R22 und R134a.....	115
42.1 Kältemittel R22	115
42.2 Kältemittel R134a.....	116
43. Band- und Stückverzinken.....	117
43.1 Stückverzinkung.....	117
43.2 Stückverzinkung Korrektur mm.....	118
43.3 Bandverzinkung	118
44. Sekundärschwefel	119
45. Russ	119
46. Einschätzung der Resultate	121
46.1 Allgemeines	121
46.2 Kunststoffe.....	121
Literaturverzeichnis.....	123

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
B(a)P	Benzo (a) pyren
BOF	Sauerstoffblasstahlofen (Basic Oxygen Furnace)
EAf	Elektrolichtbogenofen (Electric Arc Furnace)
GJ	10 ⁹ Joule
Ho	oberer Heizwert (Brennwert)
Hu	unterer Heizwert
in	Input
kJ	10 ³ Joule
Lkw	Lastkraftwagen
Mio.	Millionen 10 ⁶
MJ	10 ⁶ Joule
MJe	10 ⁶ Joule elektrische Energie
NMvOC	Non-Methane Volatile Organic Compound
PGM	Platingruppenmetalle (Ruthenium, Rhodium, Palladium, Osmium, Iridium und Platin)
Pkw	Personenkraftwagen
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VOC	Volatile Organic Compound

Einführende Bemerkungen

Dieses Kapitel enthält eine Vielzahl von Bilanzdaten für Bau- und Werkstoffe, welche zum Bau von Infrastrukturen und Geräten für Energie- und Verkehrssysteme eingesetzt werden. Es wird dabei einerseits versucht, die massenmässig wichtigsten Baustoffe (z.B. Beton, Stahl) möglichst gut, andererseits bzgl. Emissionen möglicherweise relevante Materialien, die oft auch nur in geringen Mengen eingesetzt werden (z.B. Platin) zu erfassen.

Es handelt sich in praktisch allen Fällen um Grobbilanzen, die nicht voll der Systematik innerhalb dieses Projektes genügen können. Die vorliegenden Bilanzen können als Fortsetzung der Publikation <Hofstetter et al. 1991> verstanden werden und sind nicht geeignet, um Materialentscheide im Bauwesen zu treffen, da die Bilanztiefe nicht für alle Baustoffe gleich ist. Soweit für dieses Projekt notwendig, sind Daten zu Baustoffen aus <Weibel et al. 1995> integriert worden.

Der Bauaufwand und die Flächenbeanspruchung durch Infrastrukturen sind bei den hier beschriebenen Prozessen nicht einbezogen. Die Flächenbeanspruchung durch die Ressourcengewinnung dagegen konnte meist einbezogen werden.

Als Bilanzgebiet wird meist Produktion oder Verbrauch in Deutschland gewählt, um westeuropäische Verhältnisse zu repräsentieren. Gewisse Materialien, welche bei den Energiesystemen in vorgelagerten Prozessen eingesetzt werden, werden teilweise auch fallspezifisch abgegrenzt. Teilweise sind auch Daten schweizerischer Prozesse eingeflossen. Es werden keine länder- oder kontinentspezifische Bilanzen erstellt.

Als Zeithorizont für die Bilanzierungen ist versucht worden, möglichst aktuelle Daten zu ermitteln, was aufgrund der ausgewerteten Literatur nur zum Teil möglich war. Auch wenn oftmals Literaturstellen der 90er Jahre angegeben werden, beziehen sich die darin angegebenen Daten oft auf die 70er oder 80er Jahre. Da es in diesem Projekt oftmals darum geht, bereits bestehende Infrastrukturen mit dem Materialaufwand zu bewerten, wäre es methodisch auch denkbar, bewusst historische Bilanzen zu erstellen, was z.B. für die Beton- oder Stahlproduktion zu höheren Emissionsfaktoren führen würde. Die Frage der ökologischen Bewertung von bereits bestehender Infrastruktur ist methodisch noch nicht abschliessend beantwortbar. In diesem Projekt wird eine lineare Abschreibung über die Lebensdauer vorgenommen, wobei angenommen wird, dass der technische Fortschritt bei allen Energiesystemen zu den gleichen Emissionsminderungen geführt hat und somit die alten Infrastrukturen mit den damals hohen Emissionsfaktoren bereits teilweise amortisiert wurden. Das Problem, dass heute erstellte Infrastruktur mit in den nächsten Jahrzehnten (hoffentlich) weiter sinkenden direkten Umweltbelastungen durch die Energiesysteme amortisiert werden muss, sollte besonders bei der Berechnung von ökologischen Rückzahldauern <Hofstetter et al. 1989> berücksichtigt werden.

Aufgrund der geringen Bilanztiefe werden die Umweltbeeinträchtigung durch Materialproduktion im allgemeinen unterschätzt. Dort wo in den letzten Jahren Rauchgasreinigungsanlagen installiert wurden, findet dagegen eine Überschätzung der Emissionen statt. Durch die geographische Bilanzgrenze werden Produktionsanlagen mit tieferem Umwelttechnik-Niveau ausgegrenzt, obwohl diese für Europa relevant wären; dies führt tendenziell zu einer Unterschätzung der Umwelteinwirkungen.

Der Umfang der einzelnen Teilkapitel ist meist proportional zur Bilanztiefe und zur ausgewerteten Literatur. In jenen Kapiteln, welche keine Angaben zur Datenqualität enthalten, war dies nicht möglich oder aufgrund der äusserst groben Bilanzierung nicht nötig.

1. Eisen & Stahl

1.1 Einleitung

Eisen hat eine bedeutende Rolle in der technischen Entwicklung gespielt. Die ersten überlieferten Technologien zur Stahlerzeugung stammen bereits aus frühgeschichtlicher Zeit. Die zur Reduktion der in der Erde natürlich vorkommenden Eisenoxide benötigte Energie ist im Vergleich zu anderen Metalloxiden bescheiden. Darüber hinaus hat Eisen praktisch gegenüber allen Metallen den Vorteil, dass sich seine Gebrauchseigenschaften in besonders weitem Masse beeinflussen und den jeweiligen Anforderungen anpassen lassen. Die Ursache hierfür liegt nicht nur in der guten Legierbarkeit mit vielen anderen Metallen, sondern auch in der Tatsache, dass Eisen in festem Zustand in verschiedenen Modifikationen vorkommt und die Möglichkeit von Umwandlungen bietet.

1.2 Herstellung

In der Terminologie unterscheidet man zwischen der primären Reduktion (Eisenerzeugung) und der Raffination (Stahlerzeugung).

Die wichtigsten Schritte auf dem Weg vom Erz zum Rohstahl:

- Pelletierung zur Agglomeration von pulverigen Eisenerzen
- Sinterband zur Erzvorbereitung
- Hochofen zur Reduktion des oxidischen Erzes
- Konverter zur Umwandlung des Roheisens in Rohstahl

Oder über das Schrottreycling:

- Elektro-Lichtbogen-Ofen zur Rückgewinnung von Stahl aus Schrott

Rohstahl wird in Deutschland zu 80% durch Reduktion aus Erzen über Roheisen und zu 20% durch Rückführung von Schrott erzeugt. In der EU liegt die Erzeugung von Elektrostahl bei 34% der Gesamtstahlproduktion <Stahl 1995>.

Für die Gewinnung des Roheisens im Hochofen werden in der Bundesrepublik heute vorwiegend hochwertige Erze mit Eisengehalten von rund 60-70 Gew.% aus dem skandinavischen Raum, aus Brasilien, Kanada und Australien verarbeitet <Stahl 1995>. Die näher gelegenen deutschen, französischen, spanischen und englischen Erze sind wegen ihrer vergleichsweise geringen Eisengehalte für die Eisenindustrie wirtschaftlich wenig interessant <Wesche 1985>. Mit Ausnahme von Schweden werden die Erze im Tagbau gefördert <Gloria 1993>.

Wegen der langen Transportwege und der kapitalintensiven Grossanlagen für die Verhüttung verarbeitet man hauptsächlich reiche oder am Abbauort angereicherte Erze.

Die Tendenz der letzten Jahre zeigt einen grösser werdenden Einfluss der schrottverarbeitenden Industrie. Diese ist in unmittelbarer Nähe der stahlverarbeitenden Industrie angesiedelt, um die Transportwege möglichst kurz zu halten. Die roheisenverarbeitenden Betriebe liegen verkehrsgünstig mit Eisenbahnanschluss, um einen reibungslosen Transport der Erze vom Hafen in die Hütten zu ermöglichen <Feichtinger 1993>.

Zum Teil wird in letzter Zeit auch Eisenschwamm im Konverter und im Elektroofen eingesetzt. Eisenschwamm ist mit Erdgas oder -öl direkt reduziertes Erz, das nicht aufgeschmolzen wurde, also auch noch sämtliche Verunreinigungen des Erzes enthält. Dieses Verfahren ist nur dort finanziell interessant, wo Erzvorkommen und Erdgasvorkommen praktisch beieinander liegen und der Energieträger sehr günstig gefördert werden kann. In diesen Betrachtungen fließt diese Technik nicht ein, da sie in Europa nicht praktiziert wird.

Heute wird in der Bundesrepublik und der EU nur noch nach zwei Verfahren produziert (Hochofen - Oxygenstahl/ Elektrolichtbogenofen). Die letzten Anlagen älterer Verfahren, der Thomas-Konverter und der Siemens-Martin-Ofen, sind in den letzten Jahren stillgelegt worden. Beim ersten Verfahren, der klassischen Stahlerzeugung ausgehend vom Erz über Roheisenerzeugung im Hochofen und anschließender Stahlerzeugung im Oxygenstahlwerk, werden 11 Prozent Schrott eingesetzt. Dazu kommt noch etwa gleich viel Werkumlaufschrott. Demgegenüber wird beim zweiten Stahlherstellungsverfahren in Elektrolichtbogenöfen praktisch 100 Prozent Schrott als Rohstoff eingesetzt.

Die gesamte Stahlproduktion der BRD betrug 1994 40.8 Mio. Tonnen Rohstahl, davon 8.9 Mio. Tonnen Elektro Stahl (22%). Der Anteil des legierten Stahls an der gesamten Stahlproduktion betrug 1994 6.1 Mio. Tonnen (15.0%). Deutschland produzierte damit knapp 30% des Stahls innerhalb der EG <Stahl 1995>.

1.2.1 Erzabbau

Wie bereits erwähnt, erfolgt der grösste Teil des Erzabbaus nicht in Westeuropa. Spitzenproduzenten sind die ehemalige UdSSR, Brasilien, die USA, Kanada und Australien. Die wichtigsten Erzminerale, in denen das Eisen mit unterschiedlichen Gehalten auftritt, sind:

Erzminerale	Dichte [kg/m ³]	Eisengehalt
Magnetit	5200	71%
Hämatit	5200-5300	70%
Ilmenit	4500-5000	36%
Limonit	3700	60-63%
Siderit	3700-3900	48%
Chamosit	3200	33%

Tab.A1.1: Die wichtigsten Erzminerale, ihre Dichte und Eisengehalt <Gräf et al. 1984>

Eisenerz wird zur Hauptsache im Tagebau gewonnen.

pro kg Erz				Verwendete Module
Energie	Gas	MJ	0.37	Erdgas HD-Abnehmer Euro
	Strom	MJ	0.11	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT
	Heizöl EL	MJ	0.034	Diesel in Baumaschine
	Heizöl S	MJ	0.071	Diesel in Baumaschine
Stoffe	Sprengstoff	kg	0.00174	Sprengstoff
Transport	Grundwasser	kg	1	Wasser
	Prozesswasser	kg	1.5	Wasser entkarbonisiert
	Bahn	tkm	0.38	Transport Schiene
	Frachter Übersee	tkm	7.5	Transport Frachter Uebersee
	Frachter Binnengew.	tkm	0.22	Transport Frachter Binnengewässer
Emissionen Luft	Staub	kg	0.00701	Partikel p
Abfälle	Abfallerz*	kg	1	
	Abraum*	kg	3.5	

Tab.A1.2: Energie und Stoffflüsse bei der Gewinnung von Eisenerz <Lindeijer 1993> (* diese Einträge werden in Ecoinvent nicht verbucht)

Die Daten stammen hauptsächlich aus <Lindeijer 1993>. Der Verbrauch an Leicht- und Schweröl wird als "Diesel in Baumaschine" verbucht. Der Sprengstoffverbrauch wird aus <CGS/ Tellus 1992> entnommen. Der Wasserverbrauch stammt aus <Merten et al. 1995>. Nicht verknüpft wurden Abfallerz (zu kleiner Fe-Gehalt) und Abraum, da diese an Ort und Stelle wieder verfüllt werden. Zum Vergleich wurden auch noch andere Autoren konsultiert (<Buwal 1991>, <Forintek 1993>, <IDEA 1991>, <Lindeijer 1993> <CGS/ Tellus 1992>). Die Distanzen werden ausgemessen und mit den Importanteilen für Deutschland gewichtet. In Deutschland werden 220 km Binnenschifffahrt verbucht (Thyssen Stahl in Duisburg). Für den Umschlag von Bahn auf den Übersee Frachter und auf den Binnenfrachter wurden je 0.2 g Staub pro Tonne Erz verbucht <Gerold et al. 1980> – der Energieverbrauch beim Umschlag konnte nicht ermittelt werden.

1.2.2 Pelletierung

Während das Sinterverfahren v.a. als erster Schritt in der eisenproduzierenden Industrie gilt, ist die Pelletierung, die ebenfalls die Korngrösseneigenschaften zu optimieren versucht, meist noch in den erzproduzierenden Ländern anzusiedeln. Es ist eine erste Vergütung des Erzes, für den Transport, den Einsatz auf dem Sinterband oder im Hochofen.

Feinsterze und Konzentrate mit weniger als einem Millimeter Durchmesser werden dabei mit Bentonit (einem natürlichen Tonmineral) vermischt, zu kleinen Kügelchen von 10-15 mm geformt und gebrannt. Hierbei werden verschiedene Schadstoffe aus den Erzen freigesetzt. Mit der Pelletierung soll vermieden werden, dass zu feines Erz das Sinterbett oder den Hochofen verstopft.

pro kg Pellets				Verwendete Module
Energie	Strom	MJ	0.168	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT Industriekohlefeuerung 1-10 MW
	Kohle	MJ	0.736	
Stoffe	Eisenerz	kg	0.975	Eisenerz ab Abbau
	Bentonit	kg	0.025	Bentonit ab Verarbeitung
	Wasser	kg	0.04	Wasser
Transport	Bahn	tkm	0.0048	Transport Schiene
Emissionen Luft	HF	g	0.00029	HF Fluorwasserstoff p
	HCl	g	0.00049	HCl Salzsäure p
	As	g	0.00004	As Arsen p
	Cr	g	0.00004	Cr Chrom p
	Cu	g	0.00004	Cu Kupfer p
	Cd	g	0.00001	Cd Cadmium p
	Pb	g	0.00005	Pb Blei m
	Hg	g	0.00004	Hg Quecksilber p
Emissionen Wasser	Ni	g	0.0001	Ni Nickel p
	ungelöste Stoffe	g	0.5	Ungelöste Stoffe f
	Fluorid	g	0.1	Fluoride f
	Sulfat	g	0.33	Sulfate f
	Quecksilber	g	0.00015	Ion Quecksilber f

Tab.A1.3 : Energie und Stoffflüsse bei der Pelletierung von Eisenerz

Den Emissionen aus der Kohleverbrennung wird Rechnung getragen, indem die Kohle in eine industrielle Kohleverbrennung verbucht wird. Dies widerspiegelt sicher nicht den Stand der oft in Entwicklungsländern stationierten Anlagen. Von dort waren aber keine Daten verfügbar. Da die Pelletierung meist in unmittelbarer Nähe der Erzscheidung stattfindet, wird nur für die Kohle und den Bentonit je 100 km Bahn verrechnet.

Die stofflichen Inputs werden aus <Merten et al. 1995> übernommen, Luftemissionen aus <SPIN 1992> und die Wasseremissionen aus <Lindeijer 1993>.

1.2.3 Sinteranlage

In der Sinteranlage wird das Ausgangsmaterial für den Hochofen vorbereitet, indem eine Mischung aus Erz, Koks, Hochofenstaub und Kalkstein zu Klumpen verbacken werden, welche für den Reduktionsprozess im Hochofen eine ideale Grösse haben. Die Stückigmachung von Feinerz ist wichtig für einen optimale Prozessführung im Hochofen und somit für eine Minimierung des Brennstoffverbrauchs. Das geschüttete Erz im Hochofen muss an einer möglichst grossen Oberfläche mit dem gasförmigen Reduktionsmittel CO reagieren können und auch dafür durchlässig sein.

Vorgelagert der Sinteranlage befinden sich Erz- und Zuschlagsbunker und eine Mischtrommel. Die eigentliche Sinteranlage besteht aus einem umlaufenden Rost, auf dem das Gemisch in einem Zündofen auf 1300 °C erhitzt wird, wobei sich der Koks entzündet und einen selbsttragenden Verbrennungsvorgang beginnt. Die Verbrennungsluft wird durch das Verbrennungsbett hindurchgesaugt und anschliessend gesammelt und gereinigt, bevor sie an die Umgebung abgegeben wird. Die am häufigsten verwendeten Reinigungsaggregate sind Venturiwäscher, Elektrofilter und Filtersäcke. Entstickung oder Entschwefelung wird meistens nicht vorgenommen. Filterstäube und Sinter, der die Grössennormen nicht erfüllt, werden wieder eingespielen. Ein Problem stellt die Bildung von Dioxinen und Furanen und anderen Schadstoffen (v.a.Schwermetalle) dar.

pro kg Sinter				Verwendete Module
Energie	Strom	MJ	0.1224	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTe
Stoffe	Eisenerz	kg	0.86	Eisenerz ab Abbau
	Zunder *	kg	0.098	
	Kalkstein	kg	0.147	Kalkstein
	Koks	kg	0.049	Steinkohlekoks
	Wasser	kg	0.04	Wasser entkarbonisiert
Transport	Lkw 40 t	tkm	0.0029	Transport Lkw 40 t
	Bahn	tkm	0.012	Transport Schiene
Emissionen Luft	Partikel	g	0.6	Partikel p
	SO ₂	g	1.2	SO _x als SO ₂ p
	NO _x	g	0.24	NO _x Stickoxide als NO ₂ p
	NMVOc	g	0.35	NMVOc p
	CH ₄	g	0.3	CH ₄ Methan p
	CO	g	23	CO Kohlenmonoxid s
	CO ₂	g	221	CO ₂ Kohlendioxid s
	HF	g	0.012	HF Fluorwasserstoff p
	HCl	g	0.047	HCl Salzsäure p
	KCl	g	0.28	K Kalium p
	Al	g	0.00075	Al Aluminium p
	As	g	0.00005	As Arsen p
	Cd	g	0.00013	Cd Cadmium p
	Co	g	9.00E-05	Co Cobalt p
	Mn	g	1.30E-03	Mn Mangan p
	Cr	g	0.00005	Cr Chrom p
	Cu	g	0.00013	Cu Kupfer p
	Hg	g	0.00004	Hg Quecksilber p
	Ni	g	0.0099	Ni Nickel p
	Pb	g	0.00037	Pb Blei p
	Se	g	2.00E-05	Se Selen p
	Zn	g	1.00E-03	Zn Zink p
	Dioxin	ng	4.6	TCDD-Aequivalente
Emissionen Wasser	ungelöste Stoffe	g	0.007	Ungelöste Stoffe f
	Oele und Fette	g	0.0196	Fette und Oele gesamt f
	Fluorid	g	0.006	Fluoride f
	Phenol	g	0.0005	Phenole f
	Sulfat	g	0.00278	Sulfate f
	As	g	0.00006	Ion Arsen f
	Cd	g	0.000006	Ion Cadmium f
	CN	g	0.00002	Cyanide f
	Cu	g	0.0001	Ion Kupfer f
	Ni	g	0.000008	Ion Nickel f
	Pb	g	0.0013	Ion Blei f
	Zn	g	0.0005	Ion Zink f

Tab.A1.4 : Energie und Stoffflüsse bei der Sinterherstellung (* diese Einträge werden in Ecoinvent nicht verbucht)

Die CO₂ Emission wurde errechnet (Brennstoffverbrauch und das Brennen des Kalks abzüglich CO).

Die stofflichen Input werden aus <Merten et al. 1995> übernommen, die Luftemissionen aus <Lim et al. 1994> und <SPIN 1992> (v.a. die Schwermetalle in Luft) und die Wasseremissionen aus <CGS/Tellus 1992>. Des weiteren wurden die folgenden Werke zum Vergleich herangezogen: <Buwal 1991>, <Forintek 1993>, <IDEA 1991>, <Werz et al. 1995>, <Lindeijer 1993>. Insbesondere bei <Werz et al. 1995> konnte gezeigt werden, dass mit neuster Technik die Emissionen deutlich kleiner sein könnten. Da aber diese Daten auf einer Einzelmessung eines neuen Verfahrens beruhen, werden sie nicht weiter verwendet. Es darf aber erwartet werden, dass in nächster Zeit die Emissionen noch deutlich sinken werden.

1.2.4 Roheisenproduktion

Anschliessend werden die Eisenträger im Hochofen zu Roheisen reduziert. In Deutschland wurden 1991 durchschnittlich 60% Sinter, 31% Pellets und 9% Stückerze eingesetzt. Die in der eisen-

schaffenden Industrie verwendeten Hochöfen sind Schachtofen mit einer Leistung von bis zu 11`000 t Roheisen und entsprechend rund 3`000 t Schlacke pro Tag <Rentz et al.1995>.

Der Hochofen wird im Gegenstromprinzip betrieben. Von oben wird er mit Möller (Stückerz, Sinter, Pellets und Zuschlagstoffe) und Koks schichtweise beschickt, unten wird Heisswind, Feinkohle und Schweröl eingeblasen. Die im Winderhitzer vorgeheizte Luft wird durch Gebläse unten in den Hochofen gepresst. Im unteren Teil wird Koks durch die vorgewärmte Luft zu Kohlenmonoxid oxidiert und das reduzierte Roheisen erschmolzen. In diesem Stadium nimmt es Kohlenstoff auf, was eine Schmelzpunkterniedrigung (auf unter 1200 °C) bewirkt, der aber für die Stahlproduktion wieder entfernt werden muss. Das entstandene Kohlenmonoxid reduziert im oberen Teil in einer Gas-Festkörperreaktion die eingebrachten Eisenträger. Da diese Reaktion nur unter Überschuss an CO vollständig abläuft, entsteht das sogenannte Gicht- oder Hochofengas, welches brennbar ist und zur Erzeugung thermischer und auch elektrischer Energie verwendet wird. Ein Teil davon wird für die Winderhitzer gebraucht. Die Hochofenschlacke wird als Zuschlagstoff zur Herstellung von Zement, Hüttenbims oder Hüttensteine weiterverwendet und wird hier als Nebenprodukt behandelt.

Ein Hochofen wird kontinuierlich betrieben. Sobald sich genügend Roheisen oder Schlacke angesammelt hat, wird der Hochofen abgestochen (alle 2-4-Stunden). Schlacke und Roheisen trennen sich aufgrund des Dichteunterschiedes von selbst.

Der durchschnittliche Koksbedarf der deutschen Eisen- & Stahlindustrie pro Tonne Roheisen betrug 1991 390kg. Des weiteren werden 27 kg Öl und 64 kg Kohle eingesetzt <Rentz et al.1995>. In der EG wurden 1989 im Durchschnitt 445 kg Koks pro t Roheisen benötigt, wobei die Niederlande durch einen deutlich tieferen und Portugal durch einen deutlich höheren Verbrauch auffallen <SdK 1991>. In letzter Zeit wurde vermehrt versucht Koks durch Öl und Kohle zu substituieren. Dies ist aber nur in einem begrenzten Umfang möglich, da der Koks auch eine Stützfunktion der verschiedenen Schichten im Hochofen hat.

Die stofflichen und energetischen In- und Outputs, sowie die Gichtgasproduktion stammen aus <Merten et al. 1995> und <Rentz et al.1995>, die atmosphärischen Schadstoffe aus <Lindeijer 1993> und <SPIN 1992>, die wasserseitigen Emissionen aus <CGS/ Tellus 1992>. Einige wenige andere Emissionen stammen aus: <Lim et al. 1994> (Luft: PAH, HCN; Wasser: Fe, H₂S, COD, <Forintek 1993>, <IDEA 1991> (Wasser: Chlorid, Sulfat), <Tillman et al. 1991 >, <Buwal 1991> (Wasser: Sulfide, BSB5), <Münch et al. 1991> (Luft: Co), <VOC task force 1990> (Luft: CH₄), die zum Vergleich ebenfalls konsultiert wurden.

Beim Hochofen stellt sich das Problem, wie die überschüssige Gasproduktion verbucht werden soll. Da keine Angaben vorliegen wie das Hochofengas im Hüttenwerk verwendet wird (ein Teil wird in den Winderhitzern verbrannt), wurde nur der Teil gutgeschrieben, der nachweislich für andere Zwecke verwendet wird. So konnte aus dem Teil V Erdgas die Gesamtstromproduktion aus Hochofengas für Deutschland ermittelt werden und somit auf die Stromproduktion pro kg Roheisen geschlossen werden. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung aus Hochofengas wird mit ca. 27% angenommen (Gesamtwirkungsgrad von Luxemburgs Gaskraftwerken, die hauptsächlich mit Hochofengas betrieben werden, Teil V Erdgas). Daraus resultiert, dass 28% des Hochofengases für die Stromproduktion verwendet werden. Deshalb werden von den Luftemissionen nur 72% der Roheisenproduktion angelastet. Die restlichen 28% werden dem produzierten Strom angelastet. Dies mag ungerecht erscheinen, aber deckt sich mit den Allokationen in diesem Projekt, insbesondere denen im Teil V Erdgas.

Anhang A, Eisen & Stahl

pro kg Roheisen				Verwendete Module
Energie	Strom	MJ	0.119	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT
	Kohle	MJ	2.05	s.u.
	Koks	MJ	11.3	s.u.
	Öl	MJ	1.13	s.u.
Stoffe	Eisenerz	kg	0.149	Eisenerz ab Abbau
	Sinter	kg	0.99	Sinter
	Pellets	kg	0.512	Pellets
	Kalkstein	kg	0.016	Kalkstein
	Wasser	kg	1.35	Wasser entkarbonisiert
	Koks	kg	0.39	Stk fuer D
	Öl	kg	0.027	Steinkohlekoks
	Kohle	kg	0.064	Heizöl S ab Regionallager Euro
Transport	Bahn	tkm	0.0489	Transport Schiene
	Lkw 40t	tkm	0.00032	Transport Lkw 40 t
Energieproduktion	Gichtgas total *	MJ	5.12	s. Text
	davon Strom *	MJ	0.4	s. Text
Emissionen Luft	Partikel	g	0.13	Partikel s
	SO ₂	g	0.196	SO _x als SO ₂ s
	NO _x	g	0.077	NO _x Stickoxide als NO ₂ s
	NM ₂ OC	g	0.12	NM ₂ OC s
	CH ₄	g	0.0036	CH ₄ Methan s
	CO	g	0.668	CO Kohlenmonoxid s
	CO ₂	g	1200	CO ₂ Kohlendioxid s
	H ₂ S	g	0.066	H ₂ S Schwefelwasserstoff s
	Benzo(a)pyren	g	0.000129	BaP Benzo(a)pyren s
	PAH	g	0.000379	PAH Polyzyklische aromatische HC s
	NH ₃	g	0.00072	NH ₃ Ammoniak s
	HCN	g	0.000432	CN Cyanide s
	As	g	0.000108	As Arsen s
	Cd	g	0.0000144	Cd Cadmium s
	Co	g	0.000108	Co Cobalt s
	Mn	g	0.000186	Mn Mangan s
	Cr	g	0.000144	Cr Chrom s
	Cu	g	0.00072	Cu Kupfer s
	Hg	g	0.0000144	Hg Quecksilber s
	Ni	g	0.000216	Ni Nickel s
	Pb	g	0.0036	Pb Blei s
Se	g	0.0000288	Se Selen s	
Zn	g	0.01	Zn Zink s	
Emissionen Wasser	ungelöste Stoffe	g	0.108	Ungeloeste Stoffe f
	Ammoniak	g	0.021	Ammoniak als N f
	Chlorid	g	0.055	Chloride f
	Fluorid	g	0.097	Fluoride f
	Phenol	g	0.008	Phenole f
	PAH	g	5.28E-07	PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser f
	Arom. KWe	g	0.000418	Arom. KWe gesamt f
	Chlor. Loesungsmittel	g	0.0000065	Chlor. Loesungsmittel gesamt f
	Ion Antimon Sb f	g	0.000088	Ion Antimon Sb f
	As	g	0.000037	Ion Arsen f
	Cd	g	0.0000021	Ion Cadmium f
	CN	g	0.00572	Cyanide f
	Cr	g	0.00000098	Ion Chrom-III f
	Cu	g	0.0000849	Ion Kupfer f
	Ni	g	0.0000616	Ion Nickel f
	Pb	g	0.000422	Ion Blei f
	Se	g	0.0000237	Ion Selen f
	Zn	g	0.006	Ion Zink f
	Fe	g	0.049	Ion Eisen f
	Sulfat	g	0.0033	Sulfate f
	Sulfide	g	0.000178	Sulfide f
H ₂ S	g	0.001	Schwefelwasserstoff f	
BSB5	g	0.005	BSB5 f	
COD	g	0.000133	COD f	
Feste Abfälle	Schlacke *	kg	0.275	
	Gichtstaub *	kg	0.013	

Tab.A1.5 : Energie und Stoffflüsse bei der Roheisenherstellung (* diese Einträge werden nicht in Ecoinvent übernommen)

1.3 Stahlproduktion

Die Stahlproduktion findet entweder im Oxygenstahlwerk oder dann im Elektrolichtbogenofen statt. Die endgültige Legierungszusammensetzung wird beim Ausgiessen des Stahles in die Pfanne durch Zugabe von Kohlenstoff, kohlenstoffhaltigen Legierungen (Spiegeleisen oder Ferromangan) sowie Desoxidationslegierungen (z.B. Aluminium, Silicium, Calcium-Silicium) und Ferrolegierungen oder den Legierungsmetallen in reiner Form eingestellt. Der Rohstahl weist eine Dichte von 7900 kg/m^3 auf, der Elektrostahl 7860 kg/m^3 . Der aus dem Stahlwerk kommende Stahl wird im allgemeinen vor der endgültigen Formgebung durch Walzen, Pressen etc. zu Blöcken vergossen. Die Bilanzierung der Stahlherstellung schliesst das Abgiessen in Formen ein, nicht jedoch das Walzen, Pressen oder sonstige Nachbehandlungen.

1.3.1 Oxygenstahl

Das im Hochofen entstehende flüssige Eisen (Roheisen) nimmt aufgrund des direkten Kontaktes mit dem Koks grössere Mengen Kohlenstoff auf (ca. 4%). Roheisen ist spröde und nicht schmiedbar. Hierdurch ist es mit Ausnahme des Eisengusses für die meisten Verwendungszwecke ohne eine Weiterbehandlung nicht einsetzbar. Unter dem Begriff Stahl wird definitionsgemäss schmiedbares Eisen verstanden. Beim Stahlerzeugungsprozess muss der im Roheisen gelöste Kohlenstoff wieder entfernt werden. Der Kohlenstoff wird hierzu im Oxygenstahlwerk (**B**asic **O**xxygen **F**urnace, BOF) mit Sauerstoff zur Reaktion gebracht und sein Gehalt im Roheisen auf unter 1% eingestellt (ca. 0.1%). Der Sauerstoff wird je nach Verfahren von unten oder oben in die Eisenschmelze eingeblasen. Dabei oxidieren die nicht erwünschten Begleitelemente (C, Si, Mn,P) – und gehen mit den Schlackenbildnern (v.a. Kalk) in die Schlacke über – und der Kohlenstoff entweicht als CO. Da die Reaktion exotherm ist, also Energie liefert, muss gekühlt werden. Dies geschieht mit der Zugabe von Schrott, Eisenschwamm oder Erz. Es entstehen Temperaturen von 1700 C . Zum Teil wird zur besseren Durchmischung ein Inertgas von unten durch die Schmelze geblasen.

Die energetischen Inputs stammen aus <Merten et al. 1995> und <Lim et al. 1994>. Die stofflichen In- und Outputs, sowie die Konvertergasproduktion stammen aus <Merten et al. 1995> und <Rentz et al. 1995>, die atmosphärischen Schadstoffe aus <Lindeijer 1993> (auch feste Abfälle: Schlamm) und <Lim et al. 1994> (auch Wasser: Fluorid, COD) und die wasserseitigen Emissionen aus <CGS/Tellus 1992> (auch Luft: V). Einige wenige andere Emissionen stammen aus: <SPIN 1992> (Luft: HF, Se), <Münch et al. 1991> (Luft: Co, Ni), <IDEA 1991> (Wasser: Chlorid, BOD), <Buwal 1991> (Wasser: Sulfide, BSB5), <Forintek 1993>, <Tillman et al. 1991>, die zum Vergleich ebenfalls konsultiert wurden.

Die Zuschläge wurden wie Kalkstein verbucht (nur Förderung).

Die brennbaren Abgase des Konverters werden zwar ausgewiesen, aber als Nebenprodukt betrachtet. Da keine detaillierten Angaben zur Verwendung dieses Produktes gemacht werden, wird keine Gut-schrift erteilt.

pro kg Rohstahl				Verwendete Module
Energie	Gas	MJ	0.03	Erdgas HD-Abnehmer Euro
	Strom	MJ	0.0972	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT
	Diesel	MJ	0.44	Heizöl S ab Regionallager Euro
Stoffe	Roheisen	kg	0.89	Roheisen
	Eigenschrott *	kg	0.102	
	Schrott *	kg	0.11	
	Zuschläge	kg	0.053	Kalkstein
	Pellets	kg	0.003	Pellets
	Wasser	kg	0.41	Wasser entkarbonisiert
Energieproduktion	Gas*	MJ	0.9	S. Text
Transport	Lkw 40t	tkm	0.00265	Transport Lkw 28 t
	Bahn	tkm	0.00106	Transport Schiene
Emissionen Luft	Partikel	g	0.13	Partikel p
	SO ₂	g	0.004	SO _x als SO ₂ p
	NO _x	g	0.02	NO _x Stickoxide als NO ₂ p
	NMVOC	g	0.0002	NMVOC p
	CO	g	15.38	CO Kohlenmonoxid p
	CO ₂	g	132	CO ₂ Kohlendioxid p
	HF	g	0.000008	HF Fluorwasserstoff p
	HCl	g	0.000018	HCl Salzsäure p
	Al	g	0.00128	Al Aluminium p
	As	g	0.0000209	As Arsen p
	Cd	g	0.00027	Cd Cadmium p
	Co	g	2.50E-05	Co Cobalt p
	Mn	g	0.0627	Mn Mangan p
	Cr	g	0.0000409	Cr Chrom p
	Cu	g	0.00004	Cu Kupfer p
	Hg	g	0.000018	Hg Quecksilber p
	Ni	g	9.00E-05	Ni Nickel p
	Pb	g	0.0044	Pb Blei m
	Se	g	4.00E-03	Se Selen p
	Zn	g	0.021	Zn Zink p
	V	g	0.00017	V Vanadium p
Ca	g	0.053	Ca Calcium p	
Mg	g	0.0038	Mg Magnesium p	
Fe	g	0.085	Fe Eisen p	
Emissionen Wasser	ungelöste Stoffe	g	0.17	Ungelöste Stoffe f
	Fluorid	g	0.103	Fluoride f
	Chlorid	g	0.041	Chloride f
	Chlor. Lösungsm.	g	0.00015	Chlor. Lösungsmittel gesamt f
	Ag	g	0.000094	Ion Silber f
	As	g	0.000011	Ion Arsen f
	Cd	g	0.000066	Ion Cadmium f
	Cu	g	0.00051	Ion Kupfer f
	Cr	g	0.0036	Ion Chrom-III f
	Ni	g	0.0016	Ion Nickel f
	Pb	g	0.024	Ion Blei f
	Se	g	0.000014	Ion Selen f
	Thallium *	g	0.000048	
	Zn	g	0.0073	Ion Zink f
	BOD	g	0.15	BSB5 f
COD	g	0.002	COD f	
Feste Abfälle	Schlacke *	kg	0.12	
	Schlamm *	kg	0.025	
	Schrott *	kg	0.01	
	Staub *	kg	0.031	
	Feuerfestes Material *	kg	0.06	

Tab.A1.6 : Energie und Stoffflüsse bei der Oxygenstahlherstellung (* diese Einträge werden in Ecoinvent nicht verbucht)

1.3.2 Elektrostahl

Das zweite, häufig angewandte Verfahren ist das Elektrolichtbogenverfahren (**E**lectric **A**rc **F**urnace, EAF), welches besonders gut auf schnelle marktseitige Änderungen reagieren kann und verglichen mit dem herkömmlichen Stahlwerk einen tieferen Fixkostenanteil hat. Als Rohstoff werden Stahl und

Eisenschwamm eingesetzt. Im Gegensatz zum ersteren Verfahren ist es möglich, praktisch mit 100% Schrott zu fahren. Die Wärme wird entweder durch einen Lichtbogen oder als Widerstandswärme durch Induktionsstrom erzeugt. Es treten deshalb verbrennungsseitig kaum Emissionen auf. Die bilanzierten Partikelemissionen entstehen hauptsächlich bei der Beschickung der Öfen, VOC durch Gichtgas-Leckagen <Veldt et al. 1992>. Ein Problem stellen die Verunreinigungen des eingesetzten Schrottes dar. Häufig ist dieser mit Ölen, chlorierten Kohlenwasserstoffen, Lackresten (z.B. Autoschrott) und Schwermetallen (aus Antikorrosivüberzügen, z.B. Zn, und Legierungsbestandteile) verunreinigt. Dies kann dann zu Dioxin- und Furanemissionen führen. Dazu lagen aber keine Daten vor.

Da das Reservoir an Stahl in der Technosphäre immer mehr zunimmt und somit der Schrottanfall auch steigt, wird dieses Verfahren in Zukunft immer wichtiger werden.

pro kg Elektrostahl				Verwendete Module
Energie	Strom	MJ	2.585	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT
Stoffe	Schrott *	kg	1.1	
Transport	Lkw 40 t	tkm	0.022	Transport Lkw 40 t
	Bahn	tkm	0.11	Transport Schiene
Emissionen Luft	Partikel	g	0.15	Partikel p
	NOx	g	0.2	NOx Stickoxide als NO2 p
	NMVOG	g	0.05	NMVOG p
	CH4	g	0.12	CH4 Methan p
	As	g	2.70E-05	As Arsen p
	Cd	g	2.33E-04	Cd Cadmium p
	Co	g	8.40E-05	Co Cobalt p
	Cr	g	5.90E-03	Cr Chrom p
	Cu	g	1.01E-03	Cu Kupfer p
	Mn	g	1.26E-02	Mn Mangan p
	Ni	g	2.95E-04	Ni Nickel p
	Pb	g	4.65E-03	Pb Blei p
	Zn	g	1.01E-02	Zn Zink p
	Schlacke	kg	0.1	Schlacke in Reststoffdeponie

Tab. A1.7: Energie und Stoffflüsse bei der Elektrostahlherstellung (* diese Einträge werden in Ecoinvent nicht verbucht)

Speziell die Daten der Herstellung im EAF sind einer starken Streuung unterworfen, weil, wie bereits erwähnt, zur Hauptsache Schrott verarbeitet wird und somit dessen Qualität einen starken Einfluss auf die Emissionen ausübt.

Der Elektrolichtbogenofen wird mit 100% Schrottanteil bilanziert.

Als Quellen dient <CGS/Tellus 1992> für die Energie- und Materialbilanz, <Münch et al. 1992> für die Spurenelement-Emissionsfaktoren in die Luft und <Veldt et al. 1992> für die NOx und VOC. Der Energieverbrauch wird aus <Brown et al. 1985> entnommen. Für den Transport werden die Distanzen für den Hilfsmaterial- resp. Schrotttransport abgeschätzt.

1.4 Ergänzungen und Bemerkungen zu den verwendeten Daten

Es wird versucht, möglichst europäische Daten zu erarbeiten. Bei den gut dokumentierten Werten wie dem Brennstoffverbrauch und den verschiedenen stofflichen Inputs liegen deutsche Mittelwerte neueren Datums vor. Insbesondere aber bei schlechter Datenlage musste auf ältere und zum Teil aussereuropäische Werte zurückgegriffen werden. Den emissionsseitig, in jüngster Zeit getätigten Umweltschutzmassnahmen wird also sicher zu wenig Gewicht beigemessen.

Die verwendete Literatur widerspiegelt folgende Verhältnisse:

- <Buwal 1991>: Keine explizite Angabe, Deutschland, EU
- <Merten et al. 1995>: Deutschland
- <Rentz et al. 1995>: Deutschland
- <Münch et al. 1991>: Deutschland
- <Lim et al. 1994>: Niederlande
- <Lindeijer 1993>: Niederlande
- <SPIN 1992>: Niederlande

- <IDEA 1991>: Österreich
- <Tillman et al. 1991>: Skandinavien
- <CGS/ Tellus 1992>: USA
- <VOC task force 1990>: Deutschland, EU
- <Forintek 1993>: Canada

Energiebezüge werden immer als Euro-Mix verrechnet (Strom z.B. als UCPTE-Strom). Feste Abfallstoffe werden nicht weiter verknüpft, da die meisten einem betriebsinternen Recycling unterliegen und wieder in die Stoffkreisläufe eingeschleust werden. Schlacken werden heute zu über 90% weiterverwendet, v.a. im Strassenbau als Schotter und Zementersatz.

Die in der Literatur angegebenen Werte streuen bis zu Faktoren 100 und höher. Verantwortlich hierfür sind verschiedene Parameter, welche die Emissionen sehr stark beeinflussen. Dazu zählen der Ofentyp, der Anteil des Schwefels im Rohmaterial als auch im Brennstoff, der Anteil der Schwermetalle im Rohmaterial und die nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlage. Ebenfalls einen starken Einfluss auf die Emissionsfaktoren übt die Qualität des verwendeten Schrotts aus. Der Schrott kann in 3 Kategorien eingeteilt werden:

- Werkumlaufschrott
- Neuschrott
- Altschrott

Der Werkumlaufschrott, welcher generell in Hütten-, Walzwerken und Giessereien anfällt, wird in den Recyclingstatistiken nicht erfasst.

Der Neuschrott entstammt der stahlverarbeitenden Industrie und wird über den Schrotthandel wieder den Stahlwerken zugeführt.

Den mengenmässig grössten Anteil am Gesamtschrottanfall hat der Altschrott, der aus gebrauchten Stahlgegenständen verschiedenster Art besteht.

Generell muss im Hinblick auf Emissionen zwischen zwei Schadstoffgruppen im Altschrott unterschieden werden. Zum einen ist die Belastung mit den Schwermetallen wie Zink, Blei, Cadmium und anderen zu nennen, die im wesentlichen über die Korrosions- und Verschleisschutzschichten auf dem Stahl in die Schmelzöfen eingetragen werden. Die andere Gruppe umfasst den Eintrag verschiedener organischer und chlororganischer Verbindungen, welche durch den Einschmelzvorgang zu Dioxinen und Furanen führen. Daneben sind bestimmte Schrottsorten erheblich mit Ölen und Fetten verunreinigt.

Sofern eine Anbindung an entsprechende Ecoinvent-Module erfolgen konnte, werden entsprechende Prozesse nicht mehr separat bilanziert. Die durch diese Prozesse verursachten Emissionen werden an anderen Stellen ausgewiesen.

Die CO₂-Emissionen werden aus dem Koks- und Ölverbrauch errechnet. Des Weiteren wurde der geogene Anteil vom verwendeten Kalkstein ebenfalls miteinbezogen und die entsprechenden Anteile durch CO und NMVOC abgezogen.

Die diversen internen Schrottläufe und der Einsatz von Nebenprodukten (z.B. Flugstaub) wird nicht explizit aufgeführt.

1.4.1 Transport

Für die Transporte werden die Distanzen für das Erz aus Land- und Seekarten abgeschätzt und mit den Importanteilen für Deutschland gewichtet. Die übrigen Distanzen widerspiegeln europäische Verhältnisse (Distanzen von <Gloria 1993>).

km	Fe-Erz	Kalkstein	Koks	Sprengstoff	Bentonit
Bahn	380	50	100	-	100
Lkw 40 t	-	20	-	100	-
Übersee-Frachter	7500	-	-	-	-

Tab. A1.8: Transportdistanz und -mittel der verschiedenen Einsatzstoffe zur Roheisenproduktion.

1.4.2 Flächenbeanspruchung

Die Flächenbeanspruchung der Infrastruktur der industriellen Anlagen konnte nur im Falle eines einzelnen Hüttenwerkes bestimmt werden. Für das Erz liegen grobe Daten vor.

Wird von einer Eisenerzschichtdicke von 30 Metern mit einem spezifischen Gewicht von etwa 3000 kg/m³ Erz ausgegangen, welche über 10 Jahre im Tagbau abgebaut wird, ergeben sich folgende Flächenbeanspruchungen pro kg abgebautem Eisenerz:

Fläche II -> IV = 1.67 E-4 m²a/kg Eisenerz, bzw. 2.48 E-4 m²a/kg Roheisen

Fläche II -> III = 5.56 E-4 m²a/kg Eisenerz, bzw. 8.28 E-4 m²a/kg Roheisen

Im Falle eines bestimmten Hüttenwerkes (Hochofen-Oxygensstahl) ist die belegte Fläche 12.5 km². Es werden auf diesem Gelände seit 100 Jahren Stahl produziert. Der momentane Stahlausstoss wird als Referenzgrösse gewählt. Dies ergibt bei einem Roheisenausstoss von ca. 10 Mio. Tonnen: 1.25 E-3 m² a/kg Roheisen und ist somit grösser als die Beanspruchung durch den Erzabbau:

Fläche II -> IV = 1.25 E-3 m²a/kg Roheisen

1.5 Unlegierte & legierte Stähle

Einleitung

In diesem Projekt wird zwischen unlegierten, niedriglegierten und hochlegierten Stählen unterschieden. Nebst anderen Kriterien ist der Gewichtsanteil der Legierungselemente entscheidend:

- unlegiert **a** 0 Gew.%
- niedriglegiert < 5 Gew.%
- hochlegiert > 5 Gew.%

Herstellung

Die Legierungselemente werden beim Ausgiessen des Stahles aus dem Ofen in die Pfanne dem flüssigen Stahl zugegeben. Für die Nachbearbeitung des Rohstahls im Warmwalz- oder im Hammerwerk wird ein Stromverbrauch von 0.94 MJ/kg angenommen <Kugeler et al. 1990>. Kaltgewalzte Bleche werden nicht berücksichtigt, da diese für Infrastrukturbauten nur von untergeordneter Bedeutung sind.

Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Als Legierungselemente werden hier nur Chrom, Mangan und Nickel betrachtet, da sie mengenmässig am wichtigsten sind.

Daten

Gemäss Kap.A1.2 wird der Blasstahl mit 0-20%, der Elektrostahl mit bis zu 100% mit Schrott betrieben. Rund 15% der Stähle zählen zu den niedrig- und hochlegierten Stählen. Der gesamte verarbeitete Schrottanteil macht rund 20% der Stahlproduktion aus. Aufgrund dieser Situation wird für den unlegierten Stahl ein Schrottanteil von 20% und für den niedriglegierten von 5% angenommen. Diese Annahmen konnten statistisch nicht abgestützt werden. Dieses Modul weist nur die benötigten Mengen der 3 bilanzierten Legierungselemente für die 3 zu bilanzierenden Stahlklassen aus.

Stahlsorte	Kurzname	Roheisen-Anteil	Schrott-Anteil	Cr-Anteil	Ni-Anteil	Mn-Anteil
	z.B.	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
unlegiert	St37	80	20	0	0	0
niedriglegiert	42CrNiMo 4 / 16MnCr 5	92.75	5	1	0	1.25
hochlegiert	X8CrNiNb16 13	71	0	16	13	0

Tab.A1.9: Anteile der Legierungselemente und Schrott an den verschiedenen Stahlsorten. Die Schrott-, resp. Roheisen-Anteile der 3 Stahlsorten stellen Schätzwerte dar

St37 ist ein typischer Baustahl, 42CrNiMo 4 gehört zur Klasse der Vergütungsstähle und 16MnCr 5 zur Klasse der Einsatzstähle. X8CrNiNb16 13 ist ein hochwarmfester Stahl, geeignet zu Herstellung von Rohren, Blechen etc. Zur Systematik der Stahlbezeichnung siehe <VSM 1986> Seite 170.

Zusammenstellung der Eingabedaten

Es werden im folgenden keine weiteren prozessspezifischen Emissionen berücksichtigt. Es fließt lediglich der Recyclinganteil und die Produktion der drei Legierungselemente ein. Die effektive Umweltbelastung in Abhängigkeit der Legierungen konnte damit nicht vollständig erfasst werden. Weitere Bilanzierungen scheinen aufgrund der schlechten Datenbasis notwendig, können innerhalb dieses Projektes jedoch nicht geleistet werden. Die hier verwendeten Daten dürften damit die Relevanz der legierten Stähle unterschätzen.

pro kg	Einheit	unlegiert	niedriglegiert	hochlegiert
Blasstahl	kg	0.8	0.9275	0.71
Elektrostahl	kg	0.2	0.05	
Nickel	kg			0.13
Chrom	kg		0.01	0.16
Mangan	kg		0.0125	
Strom Mittelsp. in UCPTe	TJ	$9.4 \cdot 10^{-7}$	$9.4 \cdot 10^{-7}$	$9.4 \cdot 10^{-7}$
Abwärme in Luft p	TJ	$9.4 \cdot 10^{-7}$	$9.4 \cdot 10^{-7}$	$9.4 \cdot 10^{-7}$

Tab.A1.9: Eingabe für Ecoinvent für je 1 kg un-, niedrig- und hochlegierten Stahl, sämtliche Eingabegrößen werden weiter verknüpft.

1.6 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Im Kapitel Stahl wird sehr viel Sekundärliteratur verwendet. Werden die Daten der verschiedenen Publikationen verglichen, fällt eine enorme Streubreite, v.a bei den Emissionen auf. Die Problematik der Emissionsfaktorerhebung für die Eisen- und Stahlindustrie liegt in der Vielzahl der Parameter begründet. Die Emissionen hängen unter anderem stark von den folgenden Größen ab:

- Qualität der eingesetzten Eisenerze
- Typ und Abscheidegrade der Reinigungsanlagen
- Hochofentyp
- Konverterofentyp (EAF, BOF)
- Handling, wie Beschicken etc.
- Anteil und Qualität des Stahlschrotts

Ein weiteres Problem bei der Datendurchsicht sind die oft nicht vorhandenen oder nur sehr diffusen Angaben zu den Voraussetzungen und Systemabgrenzungen, welche den entsprechenden in der Literatur ausgewiesenen Emissionsfaktoren zu Grunde gelegt sind. Aus diesem Grunde ist es oft kaum möglich, befriedigende Erklärungen für die enormen Abweichungen zu erhalten, ohne sich auf Spekulationen einzulassen.

Bei den legierten Stählen ist zu vermerken, dass die Legierungselemente, auch wenn nur in kleineren Mengen verwendet, die Gesamtbilanz schnell einmal stark beeinflussen, oder sogar dominieren können (siehe Kap. 29. Nickel, 10. Mangan, und 9. Chrom).

Die Annahmen zur Berechnung der Flächenbeanspruchung beim Eisenerzabbau und der Infrastruktur sind als sehr grob und unsicher anzusehen.

Der ganze Bereich der Schrottaufbereitung wurde in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Es wurden keine nachfolgenden Prozesse wie Härten, Anlassen usw. betrachtet. In einem weiteren Schritt wäre zu untersuchen, ob allenfalls diese Nachbehandlungen noch einen wesentlichen Einfluss auf die Emissionen ausüben.

Die Qualität der Emissions-Daten ist tief, da unklar ist, wie repräsentativ die gewählten Angaben sind.

2. Gusseisen

Der Begriff Gusseisen ist eine Sammelbezeichnung für alle Eisen-Kohlenstofflegierungen mit mehr als 2% Kohlenstoff. Zu diesen Legierungen gehören Gusseisen mit Lamellengraphit (GGL), Gusseisen mit Kugelgraphit (GGG), Hartguss und Temperguss (GTW, GTS). Je nach Erstarrungsgeschwindigkeit und zugegebenen Legierungselementen unterscheidet man Weissguss oder Grauguss.

2.1 Übersicht

Giessen ist ein Urformverfahren, durch das ein nahezu fertiges Bauteil unter Verzicht auf das Umformen gefertigt wird, dessen Gestalt und Abmessungen nicht mehr wesentlich verändert werden. Je nach Anforderung an die Oberflächenqualität muss das Gussstück mehr oder weniger aufwendig nachbehandelt werden (Drehen, Hobeln, Fräsen, Bohren.), um ein einbaufertiges Bauteil zu gewinnen.

2.2 Herstellung

Zur Herstellung eines Gussteils benötigt man eine Form (negatives Abbild des Gussstückes), in welche das flüssige Eisen gegossen wird und beim Erstarren des Eisens dem Gussstück seine Form gibt. Diese Form wird entweder nach dem Abgiessen zerstört (verlorene Form) oder sie bleibt erhalten (Dauerform im Kokillenguss).

2.2.1 Modellherstellung

Zur Herstellung der verlorenen Form benötigt man ein Modell (positives Abbild des Gussstückes), welches entweder mehrmals benützt werden kann (z.B. Hand- oder Maschinenformen) oder beim Herstellen des Gussstückes zerstört wird (Styropor beim Feingiessen). Bei komplizierten Formen werden oft zusätzlich sogenannte Kerne benötigt um Hohlräume zu erzeugen.

Die Qualität der Gussoberfläche hängt von der verwendeten Sandart, dem Bindemittel und der Sandverdichtungsart ab.

Für grosse Stückzahlen werden Modelle aus Metall oder Hartplastik verwendet, für kleine Serien solche aus Holz.

Es existieren kaum Angaben zu Emissionen im Bereich der Modellherstellung. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sie im Vergleich zu den anderen Prozessschritten vernachlässigt werden können.

2.2.2 Formherstellung

Der wichtigste Formstoff in der Giesserei ist Sand. Als Formsand besteht er in der Grundsubstanz aus Quarzkörnern, vermischt mit mehr oder weniger grossen Mengen Bentonit (Ton). Der Ton gibt dem Formsand die wichtige Bildsamkeit. Oft wird noch Kohlenstaub hinzugefügt, um eine möglichst glatte Oberfläche zu erhalten und somit die notwendige Nachbehandlung der Gussstücke zu minimieren.

In Kästen wird anschliessend das Modell in Sand eingebettet, welcher anschliessend maschinell oder von Hand verdichtet wird. Bevor das Eisen jedoch in die Form gegossen wird, wird diese noch mit Phenolharz oder ähnlichem ausgestrichen, damit sich der Sand nach erfolgtem Erstarren des Gusses besser löst und sich nicht mit dem Eisen verbindet.

2.2.3 Schmelzen, Giessen und Formentfernen

Die drei Ofentypen Kupol-, Elektrolichtbogen- und Ölöfen sind die gebräuchlichsten Systeme.

Der Kupol-Ofen ist mit einem kleinen Hochofen vergleichbar. Es existieren zwei Arten von Kupol-Öfen, die Kaltgas und die Warmgas betriebenen. Die letzteren weisen bedeutend höhere Emissionen auf als die ersteren, da sie mit einem grossen Anteil an Schrott beschickt werden.

Die zum Schmelzen benötigten Rohstoffe sind Roheisen, Stahl- und Eisenschrott, Koks und Kalkstein, Silikone und Graphit:

		Kupol/EAF
Roheisen	[g/kg]	480
Nichteisenmetalle	[g/kg]	90
externer Eisenschrott	[g/kg]	520
interner Eisenschrott	[g/kg]	710
Koks	[MJ/kg]	5.835
Heizöl S	[MJ/kg]	13.4
Elektrizität	[MJ/kg]	1.18
Sand und Binder	[g/kg]	60

Tab. A2.1: Rohstoff- und Energieaufwand zur Herstellung von 1 kg Guss bei einem Verhältnis des Flüssigeisenanteils von Kupol/EAF von 3/1, <Brown et al. 1985>

Das Heizöl wird hauptsächlich zum Brennen der Kerne und Trocknen der Gussformen benötigt.

Der Kupol-Ofen wird zuerst mit einer Schicht Koks beschickt, welche sodann entzündet wird. Sobald diese gut brennt wird der Ofen abwechselnd mit Additiven, Metall und Koks gefüllt.

Im Gegensatz zum Kupol-Ofen wird der Ölofen nicht im Dauerbetrieb geführt und findet deshalb vorwiegend in kleinen Giessereien Verwendung.

Der Elektrolichtbogenofen wird hauptsächlich zusammen mit dem Kupol-Ofen verwendet, um das Eisen heiss zu halten. Elektroöfen arbeiten ebenfalls nicht kontinuierlich.

Das flüssige Eisen wird in die entsprechenden Formen gegossen, wo es anschliessend auskühlen kann. Nach dem Erstarren wird das Gussteil der Sandform entnommen und gereinigt. Durch die abschliessende Nachbehandlung werden die exakten Abmasse und die richtigen Oberflächenqualitäten erreicht.

Während des Giessens kommt das flüssige Eisen mit Umgebungsluft in Kontakt, wodurch eine heftige Oxidationsreaktion beginnt und dadurch Eisenoxide emittiert werden.

2.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Wie bereits im Kapitel Stahl erwähnt, ist es ebenfalls für Gusseisen sehr schwierig, aussagekräftige und repräsentative Mittelwerte aus der oft enormen Bandbreite der wenigen gefundenen Daten zu bilden, da auch in den Giessereien verschiedene Ofentypen zum Einsatz kommen. Desweiteren sind die installierten Rauchgasreinigungsanlagen von ausschlaggebender Bedeutung in Bezug auf die emittierten Schadstoffe.

Oft wurden in der Literatur keine zusätzlichen Angaben zu den Daten gemacht, so dass höchstens abgeschätzt werden kann, ob sich die ausgewiesenen Werte auf Messungen vor oder nach einer Rauchgasreinigungsanlage beziehen.

Generell wird nur von Gusseisen gesprochen, so dass nicht ersichtlich war, auf welche Sorte Gusseisen sich die Daten beziehen oder ob die ausgewiesenen Werte sich auf einen Durchschnitt verschiedener Sorten beziehen.

Erschwerend wirken sich zudem die oft fehlenden oder sehr ungenauen Angaben zu den betrachteten Systemgrenzen aus.

Aus all diesen Feststellungen geht hervor, dass die hier bilanzierten Werte als sehr ungenau und unsicher zu betrachten sind, zumal sie nicht mit verschiedenen Quellen verglichen werden konnten.

Die eingesetzten Roheisen- und Schrottanteile werden in Tabelle A2.1 mit 480 g Roheisen, 520 g externer und 710g interner Schrott pro kg Guss angegeben. Es wird hier davon ausgegangen, dass nur betriebsinterner Schrott und 1kg Roheisen pro kg Guss eingesetzt wird.

Als Daten zur Eingabe in Ecoinvent wurden diejenigen von <Münch et al. 1991> verwendet, da sie einerseits neueren Datums sind, sich auf Deutschland (alte Bundesländer) beschränken und deshalb eher neuere Technologien darstellen und andererseits die Werte nur die Prozessschritte des Giessens nicht jedoch des Einschmelzens umfassen. Aus diesem Grund muss dieses Modul auf das Modul Roheisen zurückgreifen.

Die Flächenbeanspruchung der Infrastruktur der Giessereien wird nicht berücksichtigt.

Die CO₂-und SO₂-Emissionsfaktoren beruhen auf eigenen Berechnungen unter der Annahme eines C-Gehalts des Kokses von 81.7 Gew.%, eines S-Gehaltes von 0.7% und einem Heizwert von 28.6 MJ/kg.

2.4 Daten

Für die Distanz des Kokstransportes wird derselbe Wert angenommen wie für die Stahlindustrie, da die Giessereien meist in der Nähe von Eishütten situiert sind. Deshalb wird auch die Transportdistanz für Roheisen (30 km) als sehr kurz angenommen.

Die Flächenbeanspruchung durch die Infrastruktur wird nicht berücksichtigt.

		pro t Guss	
Strom Mittelspannung in UCPT #	GJ	1.18	Brown et al. 1985
Steinkohlekoks #	GJ	5.835	Brown et al. 1985
Heizöl S Euro in Heizung 1MW #	GJ	13.4	Brown et al. 1985
Sand und Binder #	kg	60	Brown et al. 1985
Roheisen #	kg	1'000	
Transport Schiene #	tkm	47	
Abwärme	GJ	7.015	
Partikel	g	50	Tillmann et al. 1991
CO	g	10	Corinair 1992
CO2	g	611'000	
SOx	g	2'300	
NOx	g	200	Corinair 1992
VOC als NMVOC	g	100	Corinair 1992
Formaldehyd	g	6.00	Corinair 1992
As	g	0.3	Münch et al. 1991
Cd	g	0.14	Münch et al. 1991
Cr	g	1.1	Münch et al. 1991
Ni	g	0.5	Münch et al. 1991
Pb	g	7.2	Münch et al. 1991
Zn	g	5	Münch et al. 1991
Sand in Deponie #	kg	60	Brown et al. 1985

Tab. A2.2: Eingabedaten für 1 t Gusseisen in Ecoinvent. # diese Einträge werden mit den entsprechenden Modulen in Ecoinvent verknüpft

3. Chlor und Natronlauge

Prozessbeschreibung

Weltweit wird heutzutage sowohl Natriumhydroxid (NaOH) als auch Chlorgas (Cl₂) überwiegend über die Chlor-Alkali-Elektrolyse hergestellt <Ullmann 1985>. Neben Wasserstoff fallen dabei Natronlauge und Chlor nach folgender Gleichung an:



Es werden sowohl Diaphragma-Zellen wie auch Quecksilber-Zellen eingesetzt.

Im Falle des Diaphragma-Prozesses werden H₂ und OH⁻ an der Kathode und Cl₂ an der Anode erzeugt. Durch eine ionenselektive Membran (Diaphragma) wandern Na⁺-Ionen und Wasser in die Kathodenkammer hinüber, wo das Natrium-Ion zusammen mit dem an der Elektrode erzeugten OH⁻ Natronlauge bildet. Aus der Anodenkammer werden verarmte Sole und Chlor abgezogen. Diaphragmamembranen auf der Basis von Asbest haben sich bisher am besten bewährt <Ullmann 1985>. Der Nachteil dieser Methode besteht darin, dass die Kathodenkammer neben NaOH auch NaCl enthält, das danach entfernt werden muss.

Falls Quecksilber als Elektrode gebraucht wird, reagiert das freie Na⁺-Ion an der Anode mit Quecksilber und wird als Amalgam aus dieser Kammer entfernt. In der Kathodenkammer reagiert das Natriumamalgam mit Wasser und es bildet sich reine Natronlauge und Wasserstoff <Christen 1978>.

Das freigesetzte Chlor wird zuerst mit Wasser gesättigt und danach kondensiert. Das Gas wird weiter durch direkten Kontakt mit konzentrierter Schwefelsäure getrocknet, bevor es zum weiteren Gebrauch komprimiert und abgekühlt wird <EPA 1988>.

Wasserstoff, der bei der Quecksilbermethode anfällt, muss durch Solewäsche oder katalytisch von Quecksilber gereinigt werden, bevor er verkauft werden kann. Beim Diaphragmaverfahren fällt dieser Prozessschritt weg.

In der Fig.A3.1 ist die Prozesskette für die Chlor-Alkali-Elektrolyse dargestellt.

In der damaligen BRD wurde 1973 Chlor und Natronlauge überwiegend nach dem Quecksilberprozess hergestellt, der Anteil des Diaphragmaverfahrens lag bei ca. 3%. In der USA werden dagegen 68% des Chlors und der Natronlauge nach dem Diaphragmaverfahren hergestellt. Dieser Anteil ist wegen Problemen mit Quecksilberemissionen beim Quecksilberprozess im Ansteigen begriffen. Der in der Chlor-Alkali-Elektrolyse hergestellte Wasserstoff deckt etwa 3% des Weltbedarfes an Wasserstoff.

Salzsäure wird auf mannigfaltigste Weise hergestellt. Der überwiegende Anteil von Chlorwasserstoff fällt heute als Nebenprodukt bei Chlorierungsreaktionen von organischen Substanzen an (z.B. Dichlormethan, Perchlorethylen, Vinylchlorid, etc.). Der Reinigungsaufwand richtet sich nach dem Verwendungszweck.

Die Synthese aus den Elementen Wasserstoff und Chlor liefert unmittelbar besonders reine Salzsäure <Ullmann 1985>. In der Produktion der Solarzellen (Siemens-Trichlorsilan-Prozess) wird sehr reiner Chlorwasserstoff gebraucht, so dass wir davon ausgehen, dass in unserem Fall HCl aus den Elementen gemäss folgender Reaktion hergestellt wird:



Die Reaktion ist stark exotherm und Gemische von Wasserstoff und Chlor sind über einen grossen Konzentrationsbereich sehr explosiv. Die Reaktionspartner werden separat in eine Brennkammer eingedüst, wo sie durch einen Brenner gezündet werden und Chlorwasserstoff entsteht.

Bilanzierung

In unserer Bilanzierung nehmen wir an, dass Chlor und Natronlauge nach dem Diaphragma-Verfahren hergestellt werden. Alle Produkte der Chloralkali-Elektrolyse finden auf dem Markt einen Abnehmer.

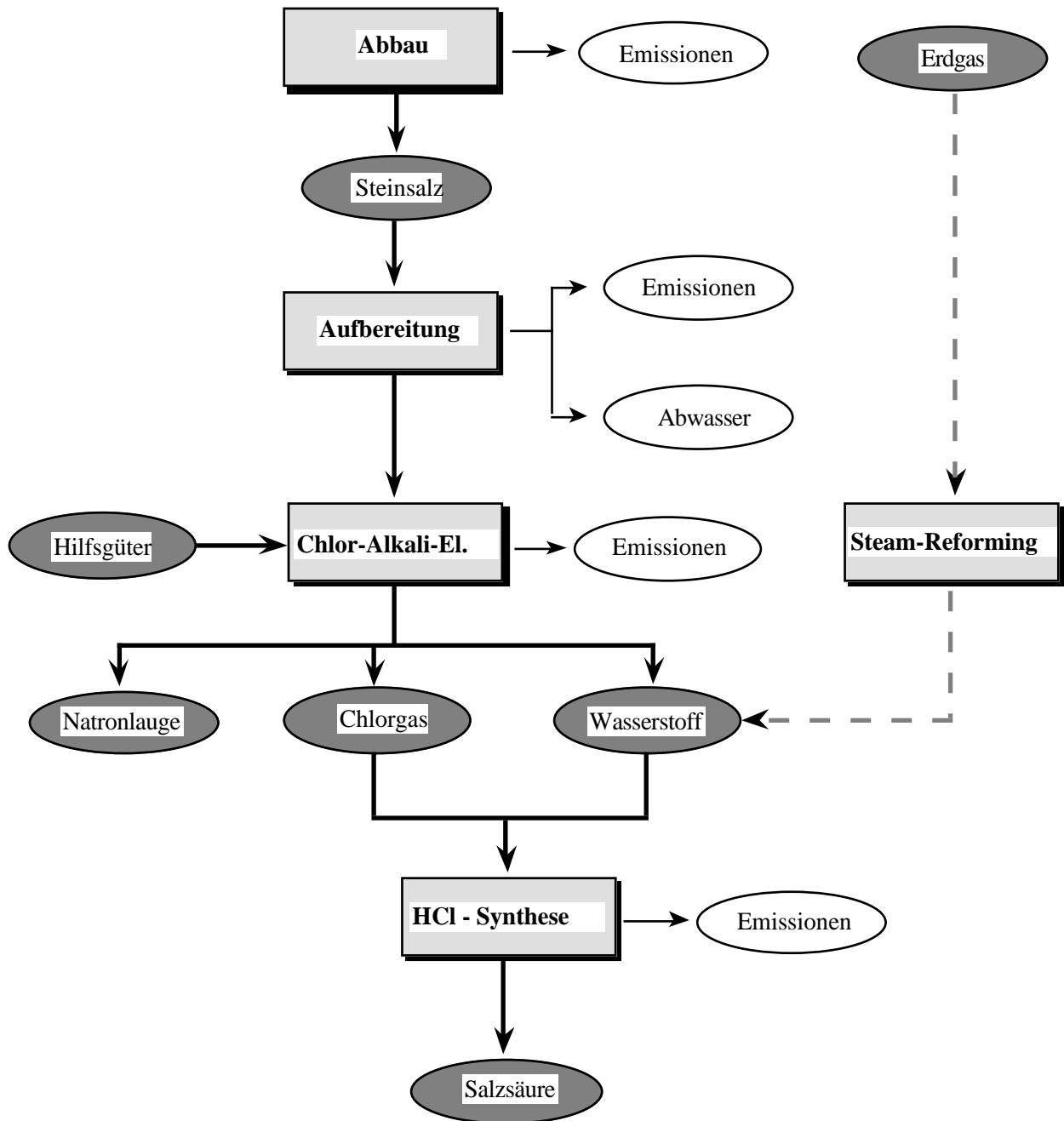


Fig.A3.1: Prozesskette der Chlor-Alkali Elektrolyse und für Salzsäure. <Gruber et al. 1991>

Die Werte für den Abbau von Steinsalz stammen aus <Habersatter 1991>. Es werden keine Emissionsfaktoren sondern lediglich die festen Abfälle berücksichtigt. Die Prozessenergie verteilt sich auf die Energieträger Heizöl S, Kohle, Erdgas und elektrische Energie. Gemäss <Solvay 1992> werden rund 27 kWh Elektrizität pro t Steinsalzsole benötigt, was die Angaben in <Habersatter 1991> stützt.

Das gewonnene Steinsalz wird anschliessend 80 km mit dem Lkw transportiert, da die Anlagen meistens in der Nähe von Steinsalzlagerstätten liegen.

Der Energieverbrauch der Elektrolyse wird aus <Habersatter 1991> und <Booij 1993> übernommen. Der Energiebedarf der niederländischen Werke liegt gemäss Angaben in <Booij 1993> bei rund 3 bis 3.3kWh/kg Chlor oder ca. 1.5kWh/kg (Cl+NaOH), was mit den Angaben in <Habersatter 1991> übereinstimmt. Die Werte für die Chlor-Emissionen in Luft werden in <Booij 1993> je nach Prozess

mit 0.75g/t (Membranprozess, AKZO), 16g/t (Quecksilberprozess, Durchschnitt AKZO und Solvay) sowie 0.61 g/t (Diaphragmaprozess, AKZO) angegeben. Die weiteren Emissionen sind in Tab A3.1 aufgeführt.

Aufgrund der Stöchiometrie der Reaktionsgleichung würden sich die Emissionen zu einem Fünftel auf NaOH und zu je zwei Fünfteln auf Cl₂ und H₂ verteilen. Hier wird jedoch die Allokation nach Gewicht vorgenommen (1000 kg Steinsalz ergibt 683 kg NaOH, 607 kg Cl₂ und 34.2 kg H₂).

		Membran- prozess	Diaphragma- prozess	Quecksilber- prozess I	Quecksilber- prozess II	Durchschnitt [kg]
Jahresproduktion	t	594000	300000	300000	150000	1344000
Emissionen in die Luft						
HCl Salzsäure p	kg	7.50E-07	6.10E-07	2.40E-05	6.10E-07	5.9E-06
Hg Quecksilber p	kg			2.10E-06	9.30E-07	5.7E-07
Dichlormonofluormethan p	kg	8.20E-06	7.90E-06			5.4E-06
Tetrachlormethan p	kg		2.80E-06			6.3E-07
Dichlormethan p	kg			1.70E-05		3.8E-06
Emissionen ins Wasser:						
Chloride f	kg	2.80E-07	1.80E-04	6.10E-07	1.90E-06	4.1E-05
Chlor. OCl f	kg		3.70E-07	2.30E-07		1.3E-07
Ion Quecksilber f	kg			1.40E-07	4.70E-08	3.6E-08

Tab.A3.1: Emissionsfaktoren bei der Herstellung von Natronlauge, Chlor- und Wasserstoffgas in den Niederlanden <Booij 1993>

Für die Herstellung von Salzsäure wird eine Ausbeute von 98% angenommen. Die Einsatzmengen an Chlor und Wasserstoff betragen demnach 0.9925 kg Chlor und 0.028 kg Wasserstoff pro Kilogramm Salzsäure. Für die Bilanzierung wird davon ausgegangen, dass sowohl der Wasserstoff als auch das Chlor durch die Chlor-Alkali-Elektrolyse hergestellt wird. Die Jahresproduktion liegt bei 640kt Chlor, 724kt Natronlauge und 18.3kt Wasserstoffgas.

Die prozessbedingten Emissionen der Salzsäureherstellung werden aus <Reinders 1983> übernommen. Der Energiebedarf konnte nicht ermittelt werden. Da es sich um eine stark exotherme Reaktion handelt, sollte der Energiebedarf aber nicht sehr gross sein.

		Natrium- chlorid [kg]	Natronlauge (NaOH) [kg]	Chlor (Cl ₂) [kg]	Wasserstoff (H ₂) [kg]	Chlorwasser- stoff (HCl) [kg]
Steinsalz vor Abbau	kg	1				
Steinsalz #	kg		0.75	0.75	0.75	0.765
Chlor #	kg					1.02
Wasser	kg	2.2	7			
Heizöl S Euro in Heizung 1MW #	MJ	2.67E-7				
Erdgas in Feurung #	MJ	3.77E-7				
Industriekohlefeuerung #	MJ	2.05E-7				
Strom Mittelspannung in UCPT #	MJ	9.4E-8	5.4E-6	5.4E-6	5.4E-6	
Transport Lkw 40t #	tkm	0.08				
Emissionen in die Luft						
Abwärme in Luft p	MJ	9.4E-8	5.4E-6	5.4E-6	5.4E-6	
HCl Salzsäure p	kg		5.9E-06	5.9E-06	5.9E-06	2.1E-4
Hg Quecksilber p	kg		5.7E-07	5.7E-07	5.7E-07	
Dichlormonofluormethan p	kg		5.4E-06	5.4E-06	5.4E-06	
Tetrachlormethan p	kg		6.3E-07	6.3E-07	6.3E-07	
Dichlormethan p	kg		3.8E-06	3.8E-06	3.8E-06	
Emissionen ins Wasser:						
Chloride f	kg		4.1E-05	4.1E-05	4.1E-05	7.5E-5
Chlor. OCl f	kg		1.3E-07	1.3E-07	1.3E-07	
Ion Quecksilber f	kg		3.6E-08	3.6E-08	3.6E-08	
Abfälle in Inertstoffdeponie #	kg	0.036	0.012	0.012	0.012	

Tab.A3.2: Bilanzdaten für die Natronlauge- und Salzsäureproduktion <Habersatter 1991> <Reinders 1983> und <Booij 1993>, Allokation nach Gewicht, # diese Einträge werden mit den entsprechenden Modulen in Ecoinvent verknüpft

4. Aluminium

Aluminium ist mit rund 8.1% Massenanteil das am weitesten verbreitete Metall der Erdkruste. In der Natur kommt Aluminium immer nur chemisch gebunden, meistens als Ton vor. Metallisches Aluminium wurde um 1825 durch Oersted bzw. Woehler aus Aluminiumchlorid und metallischem Kalium erstmals hergestellt.

4.1 Übersicht

Die Daten und Randbedingungen wurden, wenn nicht anders angegeben, <Habersatter 1991> entnommen.

Die Bilanzierung entspricht der Situation der für den europäischen Markt repräsentativen Produktionssituation.

Das Bauxit wird u.a. in Gove, Australien abgebaut und zu Tonerde verarbeitet. Dazu wird Kalkstein benötigt.

Die Tonerde gelangt auf dem Seeweg und anschliessend per Bahn zu den Elektrolyse-Anlagen in Europa. Die Anodenherstellung geschieht teilweise vor Ort. Die zu deren Herstellung benötigten Grundstoffe werden in Europa (z.B. Deutschland und der ehemaligen Tschechoslowakei) produziert.

4.2 Herstellung

Die Primäraluminiumproduktion wird im wesentlichen in zwei Schritten durchgeführt. Zuerst wird aus dem Bauxit mittels Bayer-Verfahren Aluminiumoxid extrahiert, welches anschliessend im Hall-Héroult-Prozess elektrolytisch zu Aluminium reduziert wird.

Der Hüttenaluminiumproduktion steht zur Deckung des Gesamtbedarfs an metallischem Aluminium eine steigende Menge an Recyclingprodukten zur Seite. Hierbei handelt es sich um Aluminiumschrott, der zusammen mit Primäraluminium bzw. auch legiert mit anderen Metallen in Umschmelzwerken eingeschmolzen wird. Die Verschiedenartigkeit des anfallenden Schrotts verlangt nach verschiedenen Aufbereitungsverfahren.

Tab. A4.1 gibt einen Überblick über die zur Herstellung von Aluminium erforderlichen Rohstoffe für Primäraluminium und für Recyclat.

Recyclingrate	0%	100%
Materialeinsatz	[g]	[g]
Bauxiterz	3675	
Aluminium Schrott		1143 ³⁾
Kalk	95	7.85
Natronlauge 50%	183	0.0
Anoden	415	0.0
Aluminiumfluorid	17.5	0.0
Stahl ¹⁾	6.1	
Silikon		16.2
Kupfer		0.74
Legierungselemente		65
Salz		13.7
Wasser		7.95
Stickstoff		2.45
Leichtöl, Hydrauliköl		0.093
Chlor		1.6
Schwefelsäure ²⁾		7.96
Salzsäure		0.2
Natronlauge		1.59
Detergentien		0.26
Additive		0.96

Tab.A4.1: Materialeinsatz pro Kilogramm Aluminium, <EAA 1996>; ¹⁾: Kathoden-Relining; ²⁾: Aluminiumfluorid-Produktion; ³⁾: Anteil Schrott für Sekundäraluminium (93%)

Für die Herstellung von einem Kilogramm Primäraluminium werden 1.91 kg Tonerde benötigt. Für das Schmelzen von 1kg Sekundäraluminium werden 1.114kg Schrott sowie 65g Legierungselemente und 16g Silikon benötigt. Neben dem Sekundäraluminium werden Stahlschrott (2.2g), Aluminiumoxid (119g) und Aluminium metallics (77g) gewonnen. Die Allokation der Aufwendungen und Emissionen bei Vorbereitung und Schmelzen erfolgt mangels Informationen nach Massenanteilen.

4.2.1 Bauxitabbau und Tonerdeproduktion

Bauxit enthält rund 40-55% Aluminiumoxid oder -hydroxid. Die grössten Abbaugelände befinden sich in Australien und Guinea, welche zusammen rund die Hälfte des Weltbedarfs abdecken. Bauxit wird im Tagebau gefördert. Anschliessend wird das Gut zerkleinert und zu einem oft nahegelegenen Werk transportiert, in welchem aus dem Bauxit die Tonerde gewonnen wird.

Im Bayer Prozess wird das zuvor zerkleinerte Bauxit in Natronlauge unter Druck aufgeschlossen. Dadurch schlägt sich Aluminiumhydroxid nieder, welches anschliessend in einem Rotations- oder Wirbelschichtofen bei etwa 1000-1100°C in Aluminiumoxid umgewandelt wird.

4.2.2 Aluminiumelektrolyse

Als industrielles Produktionsverfahren wird seit 1886 die technische Herstellung nach dem Kryolith-Tonerde-Verfahren (Schmelzelektrolyse) betrieben. Wesentlicher Verfahrensschritt hierbei ist die Elektrolyse einer 2-8%igen Lösung von Aluminiumoxid in geschmolzenem Kryolith bei einer Temperatur von etwa 950°C. An den Kohleelektroden liegt eine Spannung von rund 4 Volt bei Stromstärken von bis zu 290 kA. Das sogenannte Hüttenaluminium kann in einer Drei-Schichten-Schmelzelektrolyse zu 99.99% reinem Aluminium raffiniert werden.

4.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Da praktisch alle Daten <EAA 1996> entnommen wurden, beziehen sich diese auf die europäische Situation. Die Daten wurden nur in beschränktem Ausmass mit anderen Quellen verglichen.

4.4 Daten

4.4.1 Aluminiumproduktion mit 0% Recycling-Anteil

Die folgende Tabelle weist die verschiedenen Energieaufwände zusammengefasster Prozessschritte aus. Die Werte beziehen sich wie alle Daten dieses Kapitels auf europäische Verhältnisse.

	Erdgas [kg/kg]	Heizöl S [kg/kg]	Kohle [kg/kg]	Strom [kWh/kg]
Bauxit bis Alumina	0.064	0.46	0.0066	0.588
Elektrolyse/Giessen	0.078	0.043	0.0031	15.1
Total	0.142	0.50	0.0097	15.69
Total in [MJ/kg]	6.87	20.3	0.27	56.5

Tab A4.2: Energieaufwand der Aluminiumherstellung ohne Recycling, in 2 Prozessschritten zusammengefasst nach <EAA 1996>. Die Werte beziehen sich auf 1 kg Primäraluminium. Heizwerte: Erdgas: 48.6MJ/kg, Heizöl S: 40MJ/kg, Kohle: 28MJ/kg

Die Emissionen, unterteilt in 2 Prozessschritte der Aluminiumproduktion ohne Recyclinganteil sind in Tabelle A4.4 aufgeführt.

In Tabelle A4.4 werden zusätzlich die CO₂-Emission aus dem Anodenabbrand angegeben, es handelt sich dabei um einen berechneten Wert (415kg Petrolkoks, C-Gehalt 85%). Die Emissionen aus der Energiebereitstellung werden auf der Basis der in Ecoinvent ermittelten Daten einbezogen.

1	Bauxitabbau & Tonerdeproduktion Anoden- & Aluminiumfluoridproduktion
2	Schmelzflusselektrolyse Giessen

Tab A4.3: Zuordnungsschlüssel der Prozessschritte der Tabelle A4.4.

	Einheit	1	2	Total
Emissionen Luft:				
Abwaerme in Luft p	TJ	2.12E-06	5.45E-05	5.66E-05
C2F6 p	kg		4.00E-05	4.00E-05
CF4 p	kg		3.60E-04	3.60E-04
CO2 Kohlendioxid s	kg		1.26E+00	1.26E+00
HF Fluorwasserstoff p	kg		5.00E-04	5.00E-04
Partikel s	kg	1.46E-2	1.4E-3	1.60E-02
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg		5.00E-05	5.00E-05

Tab. A4.4 : Emissionsfaktoren der prozessspezifischen Luftschadstoffe der Aluminiumherstellung ohne Recycling, für 2 Prozessschritte zusammengefasst nach <EAA 1996>; Bezugsgrösse: 1kg Primäraluminium

	Einheit	1	2	Total
Emissionen Wasser:				
COD f	kg	1.90E-05		1.90E-05
Chloride f	kg	2.65E-03	2.0E-05	2.70E-03
Fluoride f	kg		1.0E-06	1.00E-06
PAH Polyzyklische arom. KWe in Wasser f	kg		2.0E-05	2.00E-05
Sulfate f	kg		8.0E-04	8.00E-04
Ungeloeste Stoffe f	kg	1.3E-04	6.0E-04	7.00E-04

Tab.A4.5 : Emissionsfaktoren der prozessspezifischen Wasserschadstoffe der Aluminiumherstellung mit 0% Recycling, für 2 Prozessschritte zusammengefasst nach <EAA 1996>; Bezugsgrösse: 1kg Primäraluminium

4.4.2 Aluminiumproduktion mit 100% Recycling-Anteil

Die Systemgrenzen der beiden in Tabelle A4.6 zitierten Quellen unterscheiden sich in der Einbeziehung <Wagner et al. 1989>, resp. nicht Einbeziehung <Habersatter 1991>, <EAA 1996> des abschliessenden Walzens des Aluminiums. Des weiteren unterscheidet Wagner nicht zwischen schwerem und leichtem Heizöl.

	Erdgas [MJ/kg]	Heizöl S [MJ/kg]	Heizöl EL [MJ/kg]	Elektrizität [MJ/kg]	Quelle
alle Prozessschritte	1.2763	4.6207	1.5428	3.9636	< Habersatter 1990>
alle Prozessschritte	6.0000	9.0000		1.3300	<Wagner et al. 1989>
alle Prozessschritte	8.29	0.58		1.1	<EAA 1996>

Tab. A4.6: Energiebedarf der Aluminiumherstellung mit 100% Recycling-Anteil.

Aus dem Vergleich der beiden die Energieaufwände für Primär- und Sekundäraluminium ausweisen den Tabellen, ist der wesentlich kleinere Energieaufwand für recycliertes Aluminium klar ersichtlich. Emissionsfaktoren und der Energieaufwand für Aluminium mit einem Recycling-Anteil zwischen 0 und 100% kann durch entsprechende Interpolation berechnet werden. Sowohl die Energieverbrauchsdaten als auch die prozessspezifischen Emissionsfaktoren werden aus <EAA 1996> übernommen. Die Emissionen aus der Energiebereitstellung werden auf der Basis der in Ecoinvent ermittelten Daten einbezogen.

Die Emissionen werden in <EAA 1996> für die beiden Schritte Vorbereitung und Schmelzen getrennt ausgewiesen.

	Einheit	Vorbereitung	Schmelzen	Total
Emissionen Luft:				
Abwaerme in Luft p	TJ	2.14E-07	8.63E-07	1.08E-06
HF Fluorwasserstoff p	kg		2.92E-06	2.92E-06
HCl Salzsaeure p	kg	1.02E-05	3.42E-06	1.36E-05
NH3 Ammoniak p	kg		1.67E-05	1.67E-05
H2S Schwefelwasserstoff p	kg		2.33E-06	2.33E-06
N2O Lachgas p	kg		4.58E-04	4.58E-04

Tab. A4.7: Emissionsfaktoren Emissionsfaktoren der prozessspezifischen Luftschadstoffe der Aluminiumherstellung aus 100% Aluminiumschrott, für 2 Prozessschritte zusammengefasst nach <EAA 1996>; Bezugsgrösse: 1kg Sekundäraluminium

4.5 Transport

Entsprechend den Angaben von <Nordheim 1996> werden folgende Transportleistungen bezogen auf ein Kilogramm Produkt nachgefragt:

Transporte	Hochseefrachter [tkm]	Küstenschiff [tkm]	Bahn [tkm]	Lkw [tkm]
Bauxit bis Alumina	29.095	0.187		
Elektrolyse/Giessen	9.183	0.022	0.13	0.01
Aluminium zum Kunden		0.3	0.1	
Total (ohne Kundentransport)	38.3	0.21	0.13	0.01

Tab A4.8: Tonnenkilometer bezogen auf ein Kilogramm des entsprechenden Rohstoffs für die Primärproduktion von Aluminium in Europa <Nordheim 1996>.

Für das Einsammeln von Aluminiumschrott werden 420km Bahn und 15km Lkw angenommen.

Transporte	Bahn [tkm]	Lkw [tkm]
recycl. Aluminium	0.42	0.015

Tab.A4.9: Tonnenkilometer für das Einsammeln von 1 Kilogramm recyceltem Aluminium in der Schweiz

4.6 Flächenbeanspruchung

In Gove wird die 3-4 Meter dicke Bauxitschicht von einer etwa 60 Zentimeter dicken Humusschicht überlagert <Olschowy 1993>. Unter der Voraussetzung, dass der Humus gebraucht wird um die entstanden Mulden teilweise aufzufüllen und somit seine Deponierung keine weitere Fläche beansprucht, berechnet sich der Flächenbedarf bei einem spezifischen Gewicht von 2500 kg Bauxit pro m³ und einem Bauxitbedarf von 4.8 Kilogramm pro kg Aluminium zu 5.49E-4m²/kg Aluminium. Unter Berücksichtigung der Annahmen im Kapitel Flächenbeanspruchung ergeben sich folgende Grössen:

$$\text{Fläche II} \rightarrow \text{IV} = 8.24\text{E-}3\text{m}^2/\text{kg Aluminium}$$

$$\text{Fläche II} \rightarrow \text{III} = 2.75\text{E-}2\text{m}^2/\text{kg Aluminium}$$

4.7 Strombereitstellung Aluminiumindustrie

Gemäss den Angaben in <EAA 1995> wird für die Elektrolyse Strom mit den folgenden Kraftwerkstechnologien erzeugt:

Dazu kommen die Aufwendungen für den Stromtransport gemäss den Ausführungen in Anhang D "Stromnetz". Es wird Strom ab Mittelspannung verbucht.

<EAA 1996<	Anteil [%]	Dieses Projekt	Anteil [%]
Hydro	50.8	Strom ab Wasserkraft UCPTTE	50.8
Nuklear	15.0	Strom ab KKW UCPTTE	15.0
Kohle	25.6 ¹⁾	Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPTTE-Mix	24.3
		Strom ab Braunkohlekraftwerk UCPTTE-Mix	1.3
Gas	6.4	Strom ab Brenngas-Kraftwerk UCPTTE-Mix	6.4
Öl	2.2	Strom oelthermisch UCPTTE	2.2
Total	100		100

Tab.A4.10: Strommix für die Elektrolyse der europäischen Aluminiumindustrie; ¹⁾: Annahme 5% Braunkohle, gemäss <Nordheim 1996>

4.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. A4.11 werden die in Ecoinvent eingegebenen Daten zusammengestellt <EAA 1996>, <Nordheim 1996>:

MName	Einheit	Aluminium 100% Rec.	Aluminium 0% Rec.
Rohstoffe und Ausgangsprodukte		kg	kg
Aluminium Schrott	kg	1.143E+00	
Wasser	kg	6.630E-03	8.165E+00
Bauxit	kg		3.675E+00
Flaeche II-IV	m2a		8.240E-03
Flaeche II-III	m2a		2.750E-02
Kalk (CaO) #	kg		9.500E-02
Kalk Ca(OH) ₂ #	kg	6.570E-03	
Chemikalien organisch #	kg	1.130E-03	
Kupfer #	kg	6.170E-04	
MG-Silizium #	kg	1.350E-02	
Steinsalz #	kg	1.140E-02	
Stickstoff ab Luftzerlegung #	kg	2.040E-03	
Chlor #	kg	1.330E-03	
Stahl unlegiert #	kg		6.10E-03
Schwefelsaeure H ₂ SO ₄ #	kg	6.630E-03	2.940E-02
Chlorwasserstoff HCl (Salzsaure) #	kg	1.670E-04	
Natronlauge NaOH #	kg	1.330E-03	9.200E-02
Bitumen ab Raffinerie Euro #	kg		4.130E-04
Energieeinsatz:			
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTTE #	TJ	1.080E-06	2.120E-06
Strom Mittelspannung - Bezug Aluminiumindustrie #	TJ		5.450E-05
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW #	kg	5.82E-07	2.030E-05
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro #	kg	8.290E-06	6.860E-06
Industriekohleheizung 1-10 MW #	kg		2.490E-07
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro #	kg	8.850E-08	
Transporte:			
Transport Frachter Uebersee #	tkm		3.820E+01
Transport Frachter Binnengewasser #	tkm		2.100E-01
Transport Lkw 28 t #	tkm	1.50E-02	
Transport Lkw 40 t #	tkm		1.000E-02
Transport Schiene #	tkm	2.40E-01	1.300E-01
Emissionen Luft:			
Abwaerme in Luft p	TJ	1.078E-06	5.660E-05
C ₂ F ₆ p	kg		4.000E-05
CF ₄ p	kg		3.600E-04
CO ₂ Kohlendioxid s	kg		1.260E+00
HF Fluorwasserstoff p	kg	2.920E-06	5.000E-04
Partikel s	kg		1.600E-02
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg		5.000E-05
HCl Salzsaure p	kg	1.360E-05	
NH ₃ Ammoniak p	kg	1.670E-05	
H ₂ S Schwefelwasserstoff p	kg	2.333E-06	
N ₂ O Lachgas p	kg	4.580E-04	

Tab.A4.11: Eingaben in Ecoinvent für 1 kg Primär- und 1kg Sekundäraluminium (Dichte 2700 kg/m³); # diese Einträge werden mit den entsprechenden Modulen in Ecoinvent verknüpft

Emissionen Wasser:			
COD f	kg		1.900E-05
Chloride f	kg		2.700E-03
Fluoride f	kg		1.000E-06
PAH Polycyclische arom. KWe in Wasser f	kg		2.000E-05
Sulfate f	kg		8.000E-04
Ungeloeste Stoffe f	kg		7.000E-04
Abfaelle:			
Abfaelle in Inertstoffdeponie #	kg		1.090E-01
Kunststoffe in Reaktordeponie # ¹⁾	kg		7.600E-03

Tab.A4.11: Forts.; # diese Einträge werden mit den entsprechenden Modulen in Ecoinvent verknüpft; ¹⁾: als Annäherung für "Carbon waste"

Qualität der Daten

Die Daten stammen bis auf die Flächeninanspruchnahme und das prozessspezifische CO₂ aus <EAA 1996> und <Nordheim 1996>. Die Emissionen der Energiebereitstellung werden durch die Emissionen der in Ecoinvent bilanzierten Feuerungen berücksichtigt. Es wurden hier somit lediglich die in <EAA 1996> als feuerungsunabhängige Prozessemissionen erkennbaren Daten verbucht.

Die detaillierten Angaben aus <EAA 1996> bleiben im Bereich der Abfälle leider wenig aussagekräftig. Es fehlen Angaben über die Zusammensetzung der Abfälle sowie über die Entsorgungswege. Für diese Studie sollte allerdings die erreichte Güte genügen.

5. Kunststoffe

In diesem Kapitel werden die Ökoinventare der folgenden sechs Kunststoffsorten zusammengestellt:

- | | |
|-------------------------------|------|
| • Polyethylen hoher Dichte | HDPE |
| • Polyethylen niederer Dichte | LDPE |
| • Polyethylenterephthalat | PET |
| • Polypropylen | PP |
| • Polystyrol | PS |
| • Polyvinylchlorid | PVC |

Es wurden keine eigenen Recherchen durchgeführt. Als Grundlage dienen v.a. die Arbeiten von Tellus <CSG/Tellus 1992>, dem European Centre for Plastics in the environment <PWMI 1992, 1993a-c>, <APME 1994a,b> sowie <van Heijningen et al. 1992a>. Die Tellus-Studie im Auftrag der Regierungen verschiedener US-Staaten und der US-Umweltbehörde EPA entspricht in der Transparenz und im Aufbau am ehesten der Arbeitsweise in diesem Projekt.

5.1 Einleitung

Kunststoffe sind künstlich erzeugte organische Werkstoffe mit grossen Molekülen. Die Eigenschaften der Kunststoffe sind weitgehend von der Struktur der Moleküle und deren Bindung untereinander abhängig.

Typische Eigenschaften sind:

- | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • geringe Dichte 830 - 2200 kg/m³ • niedriger E-Modul 1000 - 5000 N/mm² • geringe Festigkeit σ_B 10 - 100 N/mm² • geringe Wärmeleitfähigkeit • gute chemische Beständigkeit • grosser Wärmeausdehnungskoeffizient: = $7 \cdot 10^{-5}$ - $7 \cdot 10^{-4}$ [K⁻¹] |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Tab.A5.1 : Physikalisch/chemische Eigenschaften von Kunststoffen.

Für die Herstellung von Kunststoffen werden petrochemische Prozesse auf der Basis von Erdgas und Erdöl eingesetzt. Die Vielfalt und die Vernetzung der Prozesse in der Petrochemie sind z.B. sehr anschaulich in <Wells 1991> beschrieben.

5.2 Herstellung

Da Erdgas und Rohöl eine komplexe Mischung von Kohlenwasserstoffen darstellen, müssen sie zuerst destilliert und anschliessend raffiniert werden. Als Produkt der Erdölraffination entstehen neben schwerem Heizöl verschiedene Mitteldestillate, Benzin, Flüssiggase, Naphtha und Raffineriegas (siehe Kap. IV.9 "Erdöl, Raffinerie").

Durch das Cracken bei hohen Temperaturen, mit erheblichem Dampfzusatz (Steamcracken) wird Naphtha in die folgenden Fraktionen aufgebrochen <CSG/Tellus 1992>:

- 31% Ethylen
- 16% Propylen
- 10% C₄-Fraktion (davon 5% Butadien)
- 22% Pyrolysebenzin (davon 5% Benzol)
- 4% Heizöl
- 17% Restgas

Insgesamt muss zur Herstellung von Ethylen und Propylen mit einem Verlust von ca. 5% gerechnet werden <PWMI 1993b>. Ethylen und Propylen sind die wichtigsten Rohmaterialien für den weiteren Polymerisationsprozess, die als Ausgangsmaterialien vieler Kunststoffarten dienen.

Die Kunststoffherstellung kann demnach in zwei Hauptprozessschritte unterteilt werden:

- Bereitstellung der Ausgangsstoffe Ethylen, Propylen und andere (in kleineren Mengen)
- Polymerisation der Kunststoffe

5.2.1 Ethylen-, Propylenherstellung

Ethylen und Propylen wird durch Steam Cracking aus den Kohlenwasserstoffen Ethan, Propan, Butan, Naphtha, LPG und Heizölen gewonnen. Während in den USA vor allem Ethan als Feedstock verwendet wird, ist in Europa und Japan Naphtha nach wie vor das wichtigste Ausgangsprodukt <Wells 1991>. Die Bereitstellung der Ausgangsstoffe Propan/ Butan, Naphtha und Heizöl wird in diesem Projekt in Kap. IV.9 "Raffinerie" beschrieben.

Während des Cracking-Prozesses werden lange Kohlenwasserstoffketten in kurze aufgetrennt, um spezifische chemische Stoffe wie Ethylen und Propylen zu erhalten. Die Ausgangsstoffe werden im Cracker mit Dampf verwässert und im anschließenden Pyrolyseofen auf eine Temperatur von 700-900°C erhitzt. Die Aufenthaltszeit im Ofen beträgt weniger als eine Sekunde. Danach wird zur Vermeidung der Koksbildung noch einmal Dampf eingesprüht. Nach dem Verlassen des Ofens wird das Gas sehr schnell abgekühlt, um die Cracking-Reaktionen zu unterbinden, andernfalls würden als zusätzliche Produkte Koks und Teer anfallen. Die gecrackten Gase werden zum Abkühlen meist in einer Quench in direkten Kontakt mit Wasser gebracht und anschliessend in die verschiedenen Stoffe aufgeteilt.

Bei der Produktion von Ethylen und Propylen muss zwischen zwei Arten des Stoffeintrags unterschieden werden:

- "Rohstoffe" wie Naphtha, Raffineriegas, Butan/Propangas und Schweröl, die den Material-Input darstellen
- Energieträger (Erdgas, Raffineriegas, Mitteldestillate, Schweröl) zur Bereitstellung der benötigten Prozessenergie.

5.2.2 Benzol- und Paraxylolproduktion

Polystyrol und PET werden auf der Basis von aromatischen Chemikalien hergestellt. Polystyrol benötigt Benzol und PET basiert auf Paraxylol. Toluol, ein weiteres Aromat, wird ebenfalls zur Benzolherstellung benötigt. 95% des Rohstoffbedarfs der Benzolherstellung wird durch Naphtha und Schweröl gedeckt, die restlichen 5% durch Kohle.

Benzol wird in vier Prozessschritten gewonnen. Zuerst wird das Naphtha einer Wasserstoffbehandlung unterzogen um allfällige Schwefel- und Stickstoffeinschlüsse zu entfernen (Katalysatorgift). Anschliessend wird katalytisch reformiert und mittels Lösungsmitteln werden die Aromaten vom Reformat getrennt. Nach dem Ausscheiden der Aromaten werden die Produkte Benzol, Toluol und Xylol durch Destillation getrennt.

Die ersten Prozessschritte der Paraxylolproduktion entsprechen der Benzolherstellung. Jedoch wird das Xylol anschliessend noch destilliert, kristallisiert und isomerisiert.

5.2.3 Polymerisation

Kunststoffe werden durch Zusammenfügen einzelner Moleküle hergestellt. Dieser Prozess wird Polymerisation genannt. Die einzelnen Moleküle nennt man Monomere. Vor, während und nach der Polymerisation werden dem Kunststoff Additive beigemischt, welche für die charakteristischen Merkmale wie Farbe, Plastizität, Sprödigkeit etc. verantwortlich sind.

Die Umwandlung des Monomers in das endgültige Kunststoffprodukt umfasst vier Schritte:

- Polymerisation
- Compounding
- Schmelzen und Formen
- Nachbehandlung

Unter Compounding wird das nachträgliche Zufügen von chemischen oder physikalischen Additiven verstanden. Dadurch ist es möglich, eine Vielzahl verschiedenster Kunststoffsorten herzustellen.

Sowohl die LDPE- als auch HDPE-Produktion sind unterteilt in Ethylenherstellung und Polymerisation. Im Gegensatz zur LDPE-Herstellung, welche im Hochdruckreaktor erfolgt und deshalb sehr kostspielig ist und allmählich durch LLDPE ersetzt wird, wird HDPE in Tiefdruckreaktoren hergestellt. Die bilanzierten Prozessschritte der LDPE & HDPE- Herstellung sind:

- Ethylenproduktion
- Polymerisation

Bei der PP-Produktion bildet die Propylenherstellung die erste Stufe, wiederum gefolgt von der Polymerisation, welche auf drei verschiedene Arten erfolgen kann. In dieser Studie wird von einer Aufteilung von 75% Suspensions- und 25% Gasphasen-Polymerisation ausgegangen. Die bilanzierten Prozessschritte der PP-Herstellung sind:

- Propylenproduktion
- Polymerisation

PET wird aus dem Monomer Bis-Hydroxyethyl-Terephthalat (BHET), welches durch Mischen von Ethylenglykol und Dimethylterephthalat (DMT) entsteht. DMT wird aus Paraxylen und Methanol gewonnen. Mittels eines Katalysators wird Ethylen zu Ethylenoxid oxidiert. Ethylenglykol kann sowohl durch Hydrolyse aus Ethylenoxid als auch direkt aus Ethylen gewonnen werden. Die Energieangaben beziehen sich auf die direkte Gewinnung, da für die Produktion aus Ethylenoxid, die dominierende Technologie, keine Angaben zu finden waren. Die Emissionsfaktoren jedoch beziehen sich auf die indirekte Gewinnung. Die bilanzierten Prozessschritte der PET-Herstellung sind:

- Ethylenproduktion
- Paraxylenproduktion
- Ethylenoxid-/Ethylenglykolproduktion
- DMT-Produktion
- Polymerisation

Ethylbenzol wird aus Ethylen und Benzol gewonnen. Durch anschließende Dehydrierung bei einer Temperatur von 650 °C entsteht Styrol, das danach zu Polystyrol polymerisiert wird. Heute werden verschiedene Technologien angewendet. Die Emissionen basieren auf der Annahme, dass 50% der PS-Produktion durch Massen- und 50% durch Suspensions-Polymerisation gewonnen wird. Die bilanzierten Prozessschritte der PS-Herstellung sind:

- Ethylenproduktion
- Benzolproduktion
- Ethylbenzol- und Styrenproduktion
- Polymerisation

Die PVC-Herstellung umfasst ebenfalls mehrere Schritte. Ethylendichlorid (EDC) wird durch Chlorieren von Ethylen erzeugt. In der Vinylchloridmonomer-Produktion (VCM) wird EDC dehydrochloriert. Als Nebenprodukt fällt Salzsäure an. Als letzter Prozessschritt erfolgt die Polymerisation von VCM zu PVC. Den bilanzierten Werten liegt die Suspensions-Polymerisation zu Grunde. Die bilanzierten Prozessschritte der PVC- Herstellung sind:

- Ethylenproduktion
- Chlorproduktion
- EDC- und VCM-Produktion
- Polymerisation

5.3 Eingabedaten

Die Angaben bezüglich den Prozessen der Kunststoffherstellung stammen vorwiegend aus <CSG/Tellus 1992>. Die Erfassung der vorgelagerten Prozesse für die Bereitstellung von Erdgas und Erdölprodukten (Materialfeed und Energieträger) hingegen geschieht in Anbindung mit den Modulen, die in diesem Projekt im Teil IV und V definiert wurden. Für Raffinerien, Pipelines und Förderung werden deshalb nicht die Angaben von <CSG/Tellus 1992> benützt, sondern die in diesem Bericht (Teile IV und V) erarbeiteten Daten.

Für die Bilanzierung der Kunststoffherstellung <CSG/Tellus 1992> gelten folgende Einschränkungen und Annahmen:

- Werden in einem Prozess mehrere Koppelprodukte hergestellt, so werden Material- und Prozessenergie-Inputs gemäss dem Massenanteil auf die Koppelprodukte verteilt.
- Die Daten der atmosphärischen Emissionsfaktoren beziehen sich auf Erhebungen aus den Jahren 1985, 1988 & 1990, die der Wasserbelastungen auf 1982 & 1988.
- Die angegebenen Emissionsfaktoren stellen Werte nach der Abgas- und Wasserreinigung dar. Diese sind eher unsicher, u.a. weil sie stark von Werk zu Werk variieren. Für gewisse Emissionen fehlen Angaben der Betreiber. Deshalb dürfen nicht bilanzierte Schadstoffe nicht a priori als Null interpretiert werden.
- Der Flächenbedarf der Infrastruktur wird nicht erfasst. Aus diesem Grunde wird auf der Stufe der Kunststoffherstellung keine Flächenbeanspruchung bilanziert.
- Die Tellus-Studie enthält Angaben für eine durchschnittliche Polystyrol-Qualität. Der Unterschied zwischen Polystyrol schlagfest und Polystyrol weich entfällt.
- Die Tellus-Studie enthält Angaben für eine durchschnittliche PVC-Qualität. Der Unterschied zwischen PVC schlagfest und PVC weich entfällt.
- Die Tellus-Studie enthält nur Angaben für die PET-Primärproduktion. Dies stimmt mit dem PET-Verbrauch in diesem Projekt überein, der sich nur auf Primär-PET bezieht (kein Recycling).

5.3.1 Ethylen und Propylen

Der spezifische Energiebedarf zur Herstellung von Ethylen aus Naphtha wird in <van Heijningen et al. 1992a> mit $16.6 \text{ MJ}_{\text{th}}/\text{kg}$ plus $1 \text{ MJ}_e/\text{kg}$ angegeben, wobei 3.8 MJ Dampf als Koppelprodukt entsteht. <Gaensslen et al. 1989> gibt einen nicht weiter erklärten, spezifischen Energieverbrauch von $20.9 \text{ MJ}/\text{kg}$ an. In <CSG/Tellus 1992> wird ein Energieinput von $12.6 \text{ MJ}/\text{kg}$ aufgeführt, der durch Nebenprodukte bereitgestellt wird.

Die Angaben in <PWMI 1993a> umfassen die gesamten Prozessketten bis und mit Cracking. Werden die Vorstufen subtrahiert, so erhält man ungefähre Angaben über den Energieträgereinsatz. Wird angenommen, dass zwischen der Naphtha-Herstellung und dem Cracken keine (oder vernachlässigbar geringe) Transportleistungen berücksichtigt werden, liegt der Energieeinsatz bei rund $15.5 \text{ MJ}_{\text{th}}/\text{kg}$ (7 MJ Ölprodukte und 8.5 MJ andere) sowie rund $0.5 \text{ MJ}_e/\text{kg}$.

Für das Modul Ethylen und Propylen werden hier auf der Basis der abgeschätzten PWMI-Daten die folgenden Energieverbräuche verbucht:

- 0.16 kg Heizöl S in Raffinerief Feuerung Euro
- 0.16 kg Raffineriegas in Feuerung Euro
- 0.5 MJ Strom - Bezug Mittelspannung UCPTE

Als Ausgangsprodukt wird vereinfachend von 100% Naphtha ausgegangen, dessen Herstellungsaufwendungen im Teil IV. "Erdöl", Kap. 9 "Raffinerie" beschrieben sind. Die Produktausbeute liegt bei 97% .

pro kg Produkt	Einheit	Ethylen		Propylen	
		<CSG/Tellus 1992>	<PWMI 1993a> ¹⁾	<CSG/Tellus 1992>	<PWMI 1993a> ¹⁾
Emissionen Luft:					
Benzol	kg	8.5E-5/1.1E-3 ²⁾	k.A.	0	
VOC	kg	8.4E-3	4E-3	5E-4	
Emissionen Wasser:					
COD	kg	1.1E-3 ³⁾	2E-4	1.3E-3 ³⁾	2E-4
BOD	kg	3E-4 ³⁾	3.5E-5	3.5E-4 ³⁾	2.5E-5
Total Organic Carbon	kg	2.5E-4 ³⁾	-	3E-4 ³⁾	-
Chloride	kg	-	4E-5	-	4E-5
Benzol	kg	2.7E-09		2.6E-09	
Chlorbenzol	kg	1.4E-10/		8E-11	
Chlor. Lösungsmittel	kg	4.7E-09		6E-09	
Methylenchlorid	kg	4.5E-10		5E-10	
Cyanide	kg	3.25E-09		4.6E-09	
Ethylbenzol	kg	3.1E-10		5E-10	
Cadmium	kg	3.1E-10		4.4E-10	
Chrom	kg	1.25E-08		1.6E-08	
Kupfer	kg	2.7E-08		3.1E-08	
Quecksilber	kg	3.1E-10		4.4E-10	
Selen	kg	6E-10		9E-10	
Zink	kg	3.7E-08		4.6E-08	
Polyzyklische arom. KW	kg	1.8E-8	-	1.9E-8	-
Phenole	kg	1.2E-6	8E-7	1.12E-5	8E-7
Toluol	kg	9E-10		1.15E-09	
Öle und Fette	kg	5.6E-5 ³⁾	1.9E-4	-	9E-5
Nitrate	kg	-	0	-	1.5E-7

Tab.A5.2: Emissionen Luft und Wasser der Produktion von 1 kg Ethylen nach verschiedenen Quellen; ¹⁾: nach eigenen Abschätzungen, Basis Tab. 30; ²⁾: kontrolliert/ nicht kontrolliert; ³⁾: Werte im Roh-Abwasser

Die Emissionen, welche mit dem Energieeinsatz verbunden sind, werden in den entsprechenden Moduln verbucht (siehe Teil IV Erdöl, Tab. IV.9.38 &39).

Als prozessspezifische atmosphärische Emissionen treten gemäss <CSG/Tellus 1992> vor allem Benzol sowie weitere, nicht spezifizierete Kohlenwasserstoffe auf. Wie die Emissionsfaktoren von DOW Terneuzen zeigen, handelt es sich zu knapp 90% um Methan (siehe Tab. A5.3). Die Wasseremissionen sind vor allem im Bereich der polyzyklischen Kohlenwasserstoffe sehr detailliert ausgewiesen. Die PAH werden für dieses Projekt teilweise zusammengefasst. Für die Chrom-Emissionen wird angenommen, dass es sich um Chrom-III handelt.

In <Huizinga et al. 1993> werden für DOW Terneuzen Emissionsfaktoren der Ethylen-Herstellung ausgewiesen. Der Energiebedarf für das Cracken zur Ethylen und Propylen-Herstellung wird mit 10MJ_{th} und 1MJ_e pro kg Naphtha gemäss <van Heijningen et al. 1992a> angegeben, was nicht nachvollziehbar ist. Aufgrund der CO₂-Emissionen dürfte der Energiebedarf pro kg Ethylen zwischen 13 und 15 MJ_{th} liegen. In der folgenden Tabelle werden lediglich die Prozessemissionen aufgeführt.

	Einheit	Ethylen kg
Prozessemissionen Luft: ¹⁾		
Ethylen	kg	2E-4 (8%)
Methan	kg	2.2E-3 (88%)
Propylen	kg	7E-5 (3%)
n-Butan	kg	2E-5 (1%)
Prozessemissionen Wasser:		
COD	kg	8E-4
Phenol	kg	1E-5
Benzol	kg	3E-6
Xylol	kg	2E-6
Toluol	kg	2E-6

Tab.A5.3: Emissionen der Produktion von Ethylen 1 & 2 (Cracken) gemäss <Huizinga et al. 1993>; ¹⁾: VOC-Anteil in Klammern

Die Summe der VOC-Emissionen liegen in derselben Grössenordnung wie der Wert der unkontrollierten Emissionen (Leckageverluste) in <CSG/Tellus 1992>.

Auffallend sind aber die grossen Unterschiede bei den Wasser-Emissionen, die bei <Huizinga et al. 1993> um eine bis drei Grössenordnung höher liegen. Die Emissionsfaktoren vor der Abwasserreinigung in <CSG/Tellus 1992> liegen aber in derselben Grössenordnung. Da es sich bei <Huizinga et al. 1993> um aktuelle europäische Werte handelt, werden diese übernommen. Die Prozess-Emissionen für die Ethylen-Produktion aus <Huizinga et al. 1993> werden ebenfalls für Propylen verwendet.

	Einheit	Ethylen kg	Propylen kg
Ausgangsprodukt: Naphtha ab Raffinerie Europa	t	1.03E-3	1.03E-3
Energieträger: Heizöl S in Raffinerief Feuerung Europa	t	1.6E-4	1.6E-4
Raffineriegas in Feuerung Europa	t	1.6E-4	1.6E-4
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	5E-7	5E-7
Emissionen Luft: Abwärme in Luft p	TJ	5E-7	5E-7
Benzol p	kg	6E-4 ¹⁾	-
Butan p	kg	2E-5	2E-5
CH4 Methan p	kg	2.2E-3	2.2E-3
Ethen p	kg	2E-4	2E-4
Propen p	kg	7E-5	7E-5
Emissionen Wasser: COD p	kg	8E-4	8E-4
BSB5 p	kg	3.5E-5	2.5E-5
Chloride p	kg	4E-5	4E-5
Benzol in Wasser p	kg	3E-06	3E-06
Chlor. Chlorbenzol p	kg	1.4E-10	8E-11
Chlor. Lösungsmittel gesamt p	kg	4.7E-09	6E-09
Chlor. Methylenchlorid p	kg	4.5E-10	5E-10
Cyanide p	kg	3.25E-09	4.6E-09
Ethylbenzol in Wasser p	kg	3.1E-10	5E-10
Ion Cadmium p	kg	3.1E-10	4.4E-10
Ion Chrom-III p	kg	1.25E-08	1.6E-08
Ion Kupfer p	kg	2.7E-08	3.1E-08
Ion Quecksilber p	kg	3.1E-10	4.4E-10
Ion Selen p	kg	6E-10	9E-10
Ion Zink p	kg	3.7E-08	4.6E-08
PAH Polycyclische arom. KWe in Wasser p	kg	1.8E-8	1.9E-8
Phenole p	kg	1E-6	1E-6
Toluol in Wasser p	kg	2E-6	2E-6
Xylol in Wasser p	kg	2E-6	2E-6
Fette und Oele gesamt p	kg	1.9E-4	9E-5
Nitrate p	kg		1.5E-7

Tab.A5.4: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Moduln 1 kg Ethylen und 1 kg Propylen; ¹⁾: Annahme 50% kontrolliert, 50% unkontrolliert

5.3.2 Polyethylen

Der spezifische Energiebedarf zur Herstellung von Polyethylen aus Ethylen und Copolymeren (PE(HD)) wird in <van Heijningen et al. 1992a> mit 2.8MJ_e/kg und 0.35MJ_{th}/kg als Dampf angegeben, wobei zusätzlich 1.9MJ/kg Dampf als Nebenprodukt entsteht. Es werden Literaturwerte für den Strombedarf von 2.8 bis 4.2MJ_e/kg zitiert. In <CSG/Tellus 1992> wird ein Strombedarf von rund 5 MJ_e/kg (Annahme Erzeugungs-Wirkungsgrad 38%) und ein Prozessdampf-Bedarf von 2.5MJ_{th}/kg für PE(LD) resp. 2.9MJ_e/kg und 6.3MJ_{th}/kg für PE(HD) ausgewiesen. In <Huizinga et al. 1993> wurden die aus <van Heijningen et al. 1992a> übernommenen Werte irrtümlicherweise vertauscht (Strom- und Wärmebedarf).

Aus den Angaben zum gesamten Energiebedarf pro kg Ethylen resp. Polyethylen (HD, LD) aus <PWMI 1993a&b> lassen sich die in Tab. A5.5 aufgeführten Energiebedarfe abschätzen.

Es zeigt sich, dass Polyethylen hoher Dichte gegenüber demjenigen niedriger Dichte einen kleineren Elektrizitäts- wie auch Brennstoffbedarf aufweist. Der hohe thermische Energiebedarf für PE(LD) aus

<CSG/Tellus 1992> wird weder durch die Angaben in <PWMI 1993b> noch <van Heijningen et al. 1992a> bestätigt.

	Einheit	Ethylen kg	PE(HD) kg	PE(LD) kg	Diff. HD kg	Diff LD kg
Elektrizität	MJ	0.15	1.9	3.1	1.7	3.0
Brennstoffe Öl	MJ	7.9	10.2	12.1	2.3	4.2
andere Brennstoffe	MJ	17.0	16.3	18.1	-0.7	1.1
Total	MJ	25.1	28.4	33.3	3.3	8.3

Tab.A5.5: Kumulierter Energiebedarf (ohne Feedstock und Energiebedarf zur Energiebereitstellung) der Produktion von 1kg Ethylen, Polyethylen HD und LD; Tab. 19 & 22 aus <PWMI 1993b>, Tab. 33 aus <PWMI 1993a>

Für dieses Projekt werden für PE(HD) und (LD) die folgenden Energieverbräuche verbucht, wobei das in <PWMI 1993b> beschriebene Verhältnis zwischen HD- und LD-Qualität berücksichtigt wird. Es wird angenommen, dass die thermische Energie je hälftig mit Rückstandsölen (Heizöl S) und Raffineriegas gedeckt wird:

	Einheit	PE(HD) kg	PE(LD) kg
Elektrizität	MJ	1.5	3
Thermische Energie	MJ	1	4
- Heizöl S in Raffineriefuerung Europa	t	1.3E-5	5.0E-5
- Raffineriegas in Feuerung Europa	t	1.0E-5	4.0E-5

Tab.A5.6: Energiebedarf für die Produktion von 1kg Polyethylen HD und LD aus Ethylen, Werte für dieses Projekt

Die Emissionswerte werden aus <CSG/Tellus 1992> übernommen. Die relativ zu PE(HD) hohen Emissionsfaktoren ins Wasser bei der Polymerisation von PE(LD) stammen von der Trennung von Öl und nicht polymerisiertem Ethylen sowie von der Wasserkühlung des pelletierten PE(LD) <CSG/Tellus 1992>.

Die Emissionswerte aus <PWMI 1993b> können aufgrund mangelnder Transparenz nur ansatzweise interpretiert werden. Die Kohlenwasserstoff-, Ammoniak- und Nitrat-Emissionen ins Wasser scheinen vorwiegend aus der PE-Produktion zu stammen, da die entsprechenden kumulierten Emissionen auf der Stufe Ethylen mit Null angegeben werden. Die Kohlenwasserstoff-Emissionen in die Luft liegen bei ca. 10g/kg PE. Dies ist im Vergleich zu <Huizinga et al. 1993> eher tief, liegt aber in der Grössenordnung der Angaben aus <CSG/Tellus 1992>. Die Daten in <PWMI 1993b> zeigen keine grossen Unterschiede zwischen PE (LD) und (HD). Die VOC-Emissionen werden für PE(HD) gemäss den Emissions-Anteilen aus <Huizinga et al. 1993> auf Ethen, Buten etc. aufgeteilt.

pro kg PE	Einheit	<CSG/Tellus 1992> PE(HD)	<CSG/Tellus 1992> PE(LD)	<Huizinga et al. 1993> PE(LD)	Dieses Projekt PE(HD)	Dieses Projekt PE(LD)
Ausgangsprodukt: Ethylen	kg	1.02	1.05		1.02	1.05
Energieträger: Dampf	MJ	6.3	2.5	0.35		
Elektrizität	MJ	2.9 ¹⁾	5 ¹⁾	2.8		
Heizöl S in Raffineriefuerung Europa	t				1.3E-5	5.0E-5
Raffineriegas in Feuerung Europa	t				1.0E-5	4.0E-5
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ				1.5E-6	3.0E-6
Prozessemissionen Luft: Abwaerme in Luft s	TJ				1.5E-06	3.0E-6
VOC	kg	0.017	0.018		0.017	0.016
Ethen p	kg			2.2E-3	0.016	2.2E-3
Buten p	kg			7.0E-5	5.0E-4	7.0E-5
Polyethylen LD	kg			7.0E-5	0	7.0E-5 ²⁾
Dichlormonofluormethan p	kg			2.0E-5	1.4E-4	2.0E-5

Tab.A5.7: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Moduln 1 kg Polyethylen niedriger und hoher Dichte (PE(LD))/(HD));
¹⁾: Annahme: Wirkungsgrad 38%; ²⁾: als NMVOC verbucht

Prozessemissionen Wasser:						
Ion Aluminium f	kg	1.4E-5			1.4E-5	
Ion Blei f	kg		2.7E-7			2.7E-7
Ion Chrom-III f	kg		1.5E-5			1.5E-5
Ion Kupfer f	kg		7.0E-7			7.0E-7
Ion Quecksilber f	kg		1.8E-8			1.8E-8
Ion Titan f	kg	2.0E-5			2.0E-5	
Acenaphthylene f	kg		0.008			0.008
Benzol in Wasser f	kg	6.5E-10	7.5E-6		6.5E-10	7.5E-6
Dimethyl p-phthalat f	kg		5.1E-6			5.1E-6
Dibutyl p-phthalat f	kg		8.1E-7			8.1E-7
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg		2.2E-7			2.2E-7
Phenole f	kg	2.0E-9	9.0E-7		2.0E-9	9.0E-7
PAH Polycyclische arom. KWe in Wasser f	kg	1.1E-10			1.1E-10	
COD f	kg			8.0E-5		
Xylol in Wasser f	kg			2E-6		
Toluol in Wasser f	kg	9.0E-9	7.0E-6	2E-6	9.0E-9	7.0E-6

Tab.A5.7: Forts.

5.3.3 Polyethylenterephthalat (PET)

Die Bedarfe an Material und Energie beziehen sich auf die Polymerisation von Dimethyl p-phthalat (DMT) und Glykol. Für 1kg PET werden gemäss <CSG/Tellus 1992> 1kg DMT und 0.7kg Glykol benötigt. Als Nebenprodukt entstehen dabei 0.33kg Methanol. Pro kg DMT werden seinerseits 0.61 (0.63)kg Xylol und 0.4 (0.38)kg Methanol benötigt <Wells 1991> resp. <CSG/Tellus 1992> (Werte in Klammern).

pro kg PE	Einheit	Paraxylo kg	Ethylenoxid kg	Glykol kg	DMT kg	PET kg
Ausgangsprodukt:						
Naphtha ab Raffinerie Europa	t	1.0E-3				
Paraxylo	kg				0.63	
Ethylenoxid	kg			0.75		
Glykol	kg					0.7
DMT	kg					1
Methanol	kg				0.38	-0.33
Ethylen	kg		1.1			
Wasser	kg			2		
Energieträger:						
Dampf	MJ		-2.1	4.4	7.5	1.55
Elektrizität	MJ		0.32	1.0	2.1	0.72
Emissionen Luft:						
CO Kohlenmonoxid p	kg				0.020	
Ethylenoxid p	kg		3.5E-3			
NOx Stickoxide als NO2 p	kg				3.0E-5	
VOC	kg	3.5E-4	5.3E-3	1.1E-3	0.020	0.010
Xylol p	kg				7.1E-3	

Tab.A5.8: Energiebedarf, Ausgangsprodukte und Emissionen der Herstellung von je 1 kg Paraxylo, Ethylenoxid, Glykol, Dimethyl p-phthalat sowie PET; <CSG/Tellus 1992>

Emissionen Wasser:						
Ion Antimon Sb f	kg					3.4E-5
Ion Blei f	kg				1.5E-7	
Ion Chrom-III f	kg	5.1E-7	1.0E-8	1.0E-8		
Ion Kupfer f	kg		9.7E-8	9.5E-8	5.2E-7	
Ion Zink f	kg	7.0E-7				
Acrylonitrile f	kg					1.6E-6
Acenaphthene f	kg		1.27E-9	1.2E-9		
Acenaphthylene f	kg		1.27E-9	1.2E-9		
Benzol in Wasser f	kg	5.2E-7	1.1E-7	1.0E-7		
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg		3.3E-8	3.2E-8		
Chlor. Methylenchlorid f	kg	5.9E-8	1.3E-9	1.2E-9		
Chlor. Tetrachlorethylen f	kg		1.3E-9	1.2E-9		
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	2.9E-8	1.3E-9	1.2E-9		
Cyanide f	kg		3.0E-8	3.0E-8		
Ethylbenzol in Wasser f	kg	2.7E-7	2.5E-9	2.5E-9		2.1E-6
Phenole f	kg	1.7E-7	6.6E-7	6.5E-7		2.7E-4
PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser f	kg	1.2E-7	2.5E-9	2.5E-9		4.5E-7
Toluol in Wasser f	kg	3.2E-7	2.5E-8	2.5E-8	1.2E-6	
Vinyl Chlorid f	kg		1.3E-9	1.2E-9		

Tab.A5.8: Forts.

In <van Ewijk 1992> werden Prozessemissionen, Energieverbrauch und Abfälle bei der Aromatenherstellung der Exxon Chemical Holland (zu etwa gleichen Anteilen Benzol, Toluol und Xylole) angegeben. Insgesamt liegt der Energieverbrauch bei ca. 1.4 MWh pro t Aromaten (5MJ/kg). Auf Grund der niedrigen, ebenfalls dokumentierten SO₂-Emissionen wird davon ausgegangen, dass diese Energie zu 100% mit Raffineriegas bereitgestellt wird. Obwohl gemäss <van Ewijk 1992> die Energie vorwiegend in Gasmotoren für Kompressoren verwendet wird, wird hier eine mit Raffineriegas betriebene Feuerung angenommen. Die Summe der Kohlenwasserstoffemissionen sowohl in die Luft (0.35g/kg) als auch ins Wasser liegen in derselben Grössenordnung wie diejenigen aus <CSG/Tellus 1992>.

Paraxylole	Einheit	<van Ewijk 1992> kg	Dieses Projekt kg
Energieträger:			
Energiebedarf	MJ	5	
Raffineriegas in Feuerung Europa	t		1.0E-4
Emissionen Luft:			
Benzol p	kg	2.5E-5	2.5E-5
CH4 Methan p	kg	5.0E-5	5.0E-5
Ethen p	kg	1.0E-5	1.0E-5
Hexan p ¹⁾	kg	1.2E-5	1.2E-5
NMVOc p	kg	1.1E-6	1.1E-6
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	1.1E-3 ²⁾	1.1E-3
Propan p	kg	1.0E-5	1.0E-5
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	4.0E-6	4.0E-6
Toluol p	kg	3.0E-5	3.0E-5
Xylole p	kg	2.1E-4	2.1E-4
Emissionen Wasser:			
Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg	1.0E-E-6	1.0E-E-6
Abfälle:			
Chemischer Abfall	kg	4.1E-4	4.1E-4

Tab.A5.9: Energiebedarf und Prozessemissionen bei der Herstellung von Aromaten, <van Ewijk 1992>; ¹⁾: Cyclohexan; ²⁾:Zusätzliche Stickoxidemissionen (Differenz Angabe <van Ewijk 1992> minus NO_x-Emissionen durch Raffineriegas-Feuerung (siehe Tab. IV.9.39)

In diesem Projekt wird die Ethylenoxid und Glykolproduktion zusammengefasst und somit die folgenden Daten weiterverwendet. Dabei wird angenommen, dass der Dampf mit einer Raffineriegas-Feuerung mit 90% Wirkungsgrad erzeugt wird. Die zur DMT-Herstellung benötigte Menge Methanol wird bei der PET-Produktion ungefähr zusätzlich erzeugt, weshalb sie hier in erster Näherung saldiert, d.h. nicht berücksichtigt wird.

pro kg PE	Einheit	Paraxylyl kg	Glykol kg	DMT kg	PET kg
Ausgangsprodukt:					
Naphtha ab Raffinerie Europa	t	1.0E-3			
Paraxylyl	kg			0.63	
Glykol	kg				0.7
DMT	kg				1
Ethylen	kg		1.03		
Wasser	kg		2.0		
Energieträger:					
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ		1.3E-6	2.1E-6	7.2E-7
Raffineriegas in Feuerung Europa	t	1.0E-4	5.4E-05	1.7E-04	3.5E-05
Emissionen Luft:					
Abwaerme in Luft p	TJ		1.3E-6	2.1E-6	7.2E-7
CO Kohlenmonoxid p	kg			0.020	
Ethylenoxid p	kg		3.3E-03		
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	1.1E-3		3.0E-5	
Benzol p	kg	2.5E-5			
CH4 Methan p	kg	5.0E-5			
Ethen p	kg	1.0E-5			
Hexan p	kg	1.2E-5			
NMVOC p	kg	1.1E-6	6.1E-03	0.020	0.010
Propan p	kg	1.0E-5			
PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	4.0E-6			
Toluol p	kg	3.0E-5			
Xylole p	kg	2.1E-4		7.1E-3	
Emissionen Wasser:					
Ion Antimon Sb f	kg				3.4E-5
Ion Blei f	kg			1.5E-7	
Ion Chrom-III f	kg	5.1E-7	1.9E-08		
Ion Kupfer f	kg		1.9E-07	5.2E-7	
Ion Zink f	kg	7.0E-7			
Acrylonitrile f	kg				1.6E-6
Acenaphthene f	kg		2.4E-09		
Acenaphthylene f	kg		2.4E-09		
Benzol in Wasser f	kg	5.2E-7	2.0E-07		
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg		6.3E-08		
Chlor. Methylenchlorid f	kg	5.9E-8	2.4E-09		
Chlor. Tetrachlorethylen f	kg		2.4E-09		
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	2.9E-8	2.4E-09		
Cyanide f	kg		5.8E-08		
Ethylbenzol in Wasser f	kg	2.7E-7	4.9E-09		2.1E-6
Phenole f	kg	1.7E-7	1.3E-06		2.7E-4
PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser f	kg	1.2E-7	4.9E-09		4.5E-7
Toluol in Wasser f	kg	3.2E-7	4.9E-08	1.2E-6	
Vinyl Chlorid in Wasser f	kg		2.4E-09		

Tab.A5.10: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Moduln Paraxylyl, Glykol, Dimethyl p-phthalat (DMT) sowie PET

5.3.4 Polypropylen (PP)

Propylen entsteht bei der Ethylenproduktion durch Dampfcracken unterschiedlichster Ausgangsprodukte wie Ethan, Propan, Butan, Naphtha oder Heizöl. Die dabei erreichbaren Anteile sind in Tab. A 5.11 aufgelistet. Die Gesamtausbeute der erwähnten Produkte liegt bei ca. 30-35% <Wells 1991>, der Rest kann zur weiteren Gewinnung von Aromaten oder als Benzin-Feedstock verwendet werden. Es wird deshalb eine Materialausbeute von rund 97% angenommen. Die Bilanzierung von Propylen ist in Kap. 5.3.2 beschrieben (Tab. A 5.4). Die Polymerisation von Propylen zu Polypropylen erfolgt je nach Prozess mit einer Ausbeute von 93 bis 97%. <CSG/Tellus 1992> geht von einem Verlust von 5% pro kg Input aus.

Der Energiebedarf zur Polymerisation wird in <van Heijningen et al. 1992> mit 0.84MJ Dampf sowie 0.42MJe (Pumpen und Reaktor) pro kg angegeben. Die Werte in <CSG/Tellus 1992> sind insbesondere bei der Elektrizität um ca. eine Größenordnung höher. Aus <PWMI 1993b> lassen sich ledig-

lich Anhaltswerte eruieren. Diese liegen pro kg Polypropylen bei ca. 12MJ thermisch und rund 3MJ elektrisch. Der Primärenergiebedarf (inkl. Feedstock) schwankt entsprechend und wird in <van Heijningen et al. 1992> mit ca. 65MJ/kg angegeben, wogegen <PWMI 1993b> eine Bandbreite von 61-104 MJ/kg angibt. Zur Herstellung von Polypropylen aus Propylen müssen gemäss <PWMI 1993b> ca. 20 MJ Primärenergie aufgewendet werden. Für dieses Projekt werden 4MJ Elektrizität und 6MJ thermisch (Endenergie) angenommen, wovon je die Hälfte mit Schweröl resp. mit Raffineriegas bereitgestellt wird.

Produkt	Ethan	Propan	Butan	Naphtha	Heizöl
Ethylen	79-84	42-45	30-40	28-38	23-26
Propylen	1-3	14-18	16-20	13-18	13-14
Butadien	2	2	2.5-3	4-5	4.8-5
Butane/Butene	1	1	6.5-6.8	4-5	4.5-5.3
Aromaten	0.4	3.5	3.4	7-14	10-13

Tab.A5.11: Produkt-Portfolio des Dampfcrackens verschiedener Ausgangsprodukte, in [Gew.-%]; die Gesamtausbeute liegt bei 30-35%, <Wells 1991>

Gemäss <CSG/Tellus 1992> werden bei der Polymerisation (75% Suspensions-, 25% Gasphasen-Polymerisation) VOC (Vorbereiten des Katalysators, Leckagen der Reaktoren etc.), NO_x und Partikel verschiedener Grösse in die Luft emittiert. Wasseremissionen (Aromaten, Lösungsmittel, Metalle) sind u.a. bei der Rückgewinnung des Verdünnungsmittels und des Katalysators zu erwarten.

Polypropylen	Einheit	<CSG/Tellus 1992>	<PWMI 1993b> ¹⁾	<van Heijningen et al. 1992>	Dieses Projekt
		kg	kg	kg	kg
Ausgangsprodukt: Propylen	kg	1.05		1.01	1.05
Energieträger: Dampf	TJ	5.8E-6	1.2E-5	8.2E-7	
Elektrizität	TJ	6.3E-6	3E-6	4.2E-7	
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ				4E-6
Raffineriegas in Feuerung Europa	t				6.1E-5
Heizöl S in Raffinerief Feuerung Europa	t				7.5E-5
Emissionen Luft: Partikel p	kg	2.5E-3			2.5E-3
NMVOG p ²⁾	kg	3.7E-2			3.7E-2
NO _x Stickoxide als NO ₂ p	kg	3.7E-2			3.7E-2
Abwaerme in Luft p	TJ				4E-6
Emissionen Wasser: Benzol in Wasser f	kg	1.5E-6			1.5E-6
bis(2-ethylhexyl) Phtalat f	kg	4.4E-8			4.4E-8
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	1.5E-7			1.5E-7
Ethylbenzol in Wasser f	kg	5.8E-6			5.8E-6
Chlor. 1,1,1-Trichlorethan f	kg	5.8E-6			5.8E-6
Toluol in Wasser f	kg	4.6E-6			4.6E-6
Ion Chrom-III f	kg	6.5E-5			6.5E-5
Ion Zink f	kg	6.8E-5			6.8E-5

Tab.A5.12: Energiebedarf und Prozessemissionen bei der Herstellung von Polypropylen, <CSG/Tellus 1992>; ¹⁾: eigene Abschätzungen auf der Basis der Tab. 26; ²⁾: in <CSG/ Tellus 1992> als VOC angegeben

5.3.5 Polystyrol (PS)

Zur Herstellung von 1kg Polystyrol aus Styrol werden rund 1MJ Dampf sowie 2.8MJ Elektrizität benötigt. Die Herstellung (Dehydrierung) von Styrol aus Ethylbenzol seinerseits benötigt 11.7MJ thermische Energie und 0.45MJ Elektrizität <CSG/Tellus 1992>. In <van Heijningen et al. 1992> werden für die Herstellung von 1kg Styrol 0.9MJ Elektrizität und 4.8MJ Dampf, für die Polymerisation zu Polystyrol 0.63MJ Elektrizität und 5.04MJ Dampf ausgewiesen. Der thermische Energiebedarf der beiden Prozessschritte zusammen liegt bei beiden Quellen in derselben Grössenordnung. Als Ausgangsmaterialien zur Styrolherstellung dienen Benzol (780 bis 800g/kg Styrol) und Ethylen (280 bis 290g/kg Styrol). Es wird angenommen, dass der Dampf mit einem Wirkungsgrad

von 90% in Schweröl- (33%) und Raffineriegasfeuerungen (67%) erzeugt wird. Die damit verbundenen Emissionen werden in den entsprechenden Moduln verbucht. Es werden die Emissionsdaten von <Huizinga et al. 1993>, ergänzt um diejenigen aus <CSG/Tellus 1992> weiterverwendet.

pro kg	Einheit	Styrol <CSG/Tellus 1992>	Polystyrol <CSG/Tellus 1992>	Styrol <Huizinga et al. 1993>	Polystyrol <Huizinga et al. 1993>
Ausgangsprodukte:					
Ethylbenzol	kg	1.03			
Styrol	kg		0.98		
Mineralöl	kg		0.03		
Energieeinsatz:					
Dampf	MJ	11.7	1.02		
Elektrizität	MJ	0.45	2.77		
Emissionen Luft:					
Benzol	kg	9.6E-4			
Ethylbenzol p	kg			2.0E-6	
NOx Stickoxide als NO2 p	kg			1.6E-4	
Aromaten p	kg			1.0E-6	
Styrol	kg	5.3E-5		7.0E-6	3.0E-5
Toluol p	kg			4.0E-7	
VOC	kg		1.65E-3	4.0E-5 ¹⁾	
Emissionen Wasser:					
Acenaphthylene f	kg	7.4E-11			
Benzol in Wasser f	kg	1.5E-10	2.2E-7	1.0E-5	
bis(2-ethylhexyl) Phtalat f	kg		2.7E-7		
Butyl Benzyl Phtalat f	kg		1.6E-8		
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg	7.4E-11	8.1E-8		
Chlor. Methylenchlorid f	kg	1.5E-10			
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	7.4E-11			
Chlor. Tetrachlormethan f	kg	7.4E-11			
COD f	kg				1.0E-4
Dimethyl p-phthalat f	kg		2.7E-7		
Ethylbenzol in Wasser f	kg	5.7E-9	2.6E-7		
Ion Aluminium f	kg			6.0E-4	
Ion Blei f	kg		1.2E-8		
Ion Chrom-III f	kg		2.0E-7		
Ion Kupfer f	kg	4.5E-10			
Ion Zink f	kg	4.5E-10			
Phenole f	kg	8.6E-7	4.8E-7		
PAH Polycyclische arom. KWe in Wasser f	kg	2.8E-10			
Styrol in Wasser f	kg			4.0E-6	
Toluol in Wasser f	kg	1.5E-10	2.4E-7		

Tab.A5.13: Energie- und Materialbedarf sowie Emissionen bei der Herstellung von 1kg Styrol und Polystyrol; ¹⁾: aus Verbrennung

Zusammenstellung der Eingabedaten:

pro kg	Einheit	Styrol	Polystyrol
Ausgangsprodukte:			
Benzol ¹⁾	kg	0.78	
Ethylen	kg	0.284	
Styrol	kg		0.98
Mineralöl	kg		0.03
Energieeinsatz:			
Heizöl S in Raffineriefuerung Europa	t	1.1E-4	9.0E-6
Raffineriegas in Feuerung Europa	t	1.7E-4	1.5E-5
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.5E-7	2.8E-6
Emissionen Luft:			
Benzol p	kg	9.6E-4	
Ethylbenzol p	kg	2.0E-6	
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	1.6E-4	
NMVOG p	kg		1.65E-3
Styrol p	kg	7.0E-6	3.0E-5
Toluol p	kg	4.0E-7	
Abwaerme in Luft p	TJ	4.5E-7	2.8E-6
Emissionen Wasser:			
Acenaphthylene f	kg	7.4E-11	
Benzol in Wasser f	kg	1.0E-5	2.2E-7
bis(2-ethylhexyl) Phtalat f	kg		2.7E-7
Butyl Benzyl Phtalat f	kg		1.6E-8
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg	7.4E-11	8.1E-8
Chlor. Methylenchlorid f	kg	1.5E-10	
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	7.4E-11	
Chlor. Tetrachlormethan f	kg	7.4E-11	
Dimethyl p-phthalat f	kg		2.7E-7
Ethylbenzol in Wasser f	kg	5.7E-9	2.6E-7
Ion Aluminium f	kg	6.0E-4	
Ion Blei f	kg		1.2E-8
Ion Chrom-III f	kg		2.0E-7
Ion Kupfer f	kg	4.5E-10	
Ion Zink f	kg	4.5E-10	
Phenole f	kg	8.6E-7	4.8E-7
PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser f	kg	2.8E-10	
Styrol in Wasser f	kg	4.0E-6	
Toluol in Wasser f	kg	1.5E-10	2.4E-7

Tab.A5.14: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Moduln Styrol und Polystyrol; ¹⁾: wird in Ecoinvent als Paraxylol verbucht

5.3.6. Polyvinyl Chlorid (PVC)

Zur Herstellung von 1kg reinem PVC werden 1.005-1.02kg Vinylchlorid sowie etwa 40g Stickstoff <CSG/Tellus 1992> benötigt. Das Vinylchlorid seinerseits wird aus Ethylen, Chlor und Sauerstoff hergestellt. Die Angaben über die benötigten Mengen schwanken in bescheidenem Ausmass je nach Quelle (siehe Tab. A 5.15). Der Energiebedarf liegt bei rund 6MJ thermisch und 1MJ elektrisch pro kg Vinylchlorid. Bei der Vinylchlorid-Herstellung werden vorwiegend chlorierte Kohlenwasserstoffe in Luft und Wasser emittiert.

pro kg Vinylchlorid	Einheit	<CSG/Tellus 1992>	<Wells 1991>	<van Heijningen et al. 1992>	Dieses Projekt
Ausgangsprodukte:					
Ethylen	kg	0.46	0.47	0.47	0.47
Chlor	kg	0.58	0.607	0.595	0.595
Sauerstoff	kg	0.32	0.138	0.13	0.13
Energieeinsatz:					
Elektrizität	MJ	2.4	kA	0.9	
Dampf und Gas	MJ	7.1	kA	5.2 ¹⁾	
Heizöl S in Raffinerief Feuerung Europa	t				2.1E-5
Raffineriegas in Feuerung Europa	t				9.3E-5
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTe	TJ				6.0E-6
Emissionen Luft:					
Abwärme in Luft p	TJ				6.0E-6
Tetrachlormethan p	kg	3.3E-4			3.3E-4
Trichlormethan (Chloroform) p	kg	3.7E-5			3.7E-5
Ethylen Dichlorid	kg	1.4E-3			1.4E-3
Vinyl Chlorid	kg	1.3E-4			1.3E-4
Emissionen Wasser:					
bis(2-ethylhexyl) Phtalat f	kg	6.4E-8			6.4E-8
Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg	7.2E-4			7.2E-4
Chlor. Hexachlorethan f	kg	1.6E-8			1.6E-8
Chlor. Methylenchlorid f	kg	9.5E-6			9.5E-6
Chlor. Trichlorethylen f	kg	1.2E-4			1.2E-4
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg	4.4E-4			4.4E-4
Chlor. Tetrachlorethylen f	kg	1.9E-6			1.9E-6
Chlor. Tetrachlormethan f	kg	2.9E-6			2.9E-6
Cyanide f	kg	1.4E-8			1.4E-8
Ion Chrom-III f	kg	2.2E-7			2.2E-7
Ion Kupfer f	kg	3.6E-8			3.6E-8
Ion Nickel f	kg	7.0E-8			7.0E-8

Tab.A5.15: Energie- und Materialbedarf der Vinylchlorid-Herstellung; ¹⁾: davon gemäss <van Heijningen et al. 1992> 2.9MJ Dampf (erzeugt mit Raffineriegas (67%) und Schweröl (33%), Wirkungsgrad 90%, eigene Annahmen)

Bei der Polymerisation wird vorwiegend Vinylchlorid (95g/t), PVC-Pulver (200g/t) sowie Freon (0.7g/t, Annahme R22) emittiert <Elzenga 1993>. Die Werte für den Energiebedarf liegen in den ausgewerteten Quellen <CSG/Tellus 1992> und <van Heijningen et al. 1992> zwischen 2.4 und 4.2MJ thermisch sowie 1.3 und 1.9MJ elektrisch. Berücksichtigt man einen thermischen Erzeugungswirkungsgrad der Elektrizität von ca. 33% so liegt der Endenergiebedarf beider Quellen bei ca. 8MJ/kg. In <Elzenga 1993> liegen keine neuen Angaben bezüglich des Energiebedarfs vor.

pro kg PVC	Einheit	<CSG/Tellus 1992>	<Elzenga 1993>	<Wells 1991>	<van Heijningen et al. 1992>	dieses Projekt
Ausgangsprodukte:						
Vinylchlorid	kg	1.02		1.005	1.03	1.02
Energieeinsatz:						
Elektrizität	MJ	1.9		kA	1.3	
Dampf und Gas	MJ	2.4		kA	4.2 ¹⁾	
Heizöl S in Raffinerief Feuerung Europa	t					1.2E-5
Raffineriegas in Feuerung Europa	t					7.7E-5
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTe	TJ					1.3E-6
Emissionen Luft:						
Abwärme in Luft p	TJ					1.3E-6
Ethylen Dichlorid	kg	4.0E-8				4.0E-8
R22 FCKW p	kg		7.0E-7 ²⁾			7.0E-7
HCl Salzsäure p	kg	2.1E-7				2.1E-7
Propen p	kg	7.0E-8				7.0E-8
PVC Pulver	kg		2.0E-4			
Vinyl Chlorid	kg	6.8E-4	9.5E-5			1.0E-4

Tab.A5.16: Energie- und Materialbedarf der Herstellung von reinem PVC; ¹⁾: davon gemäss <van Heijningen et al. 1992> 1.35MJ Dampf (erzeugt mit Raffineriegas (67%) und Schweröl (33%), Wirkungsgrad 90%, eigene Annahmen); ²⁾: als Freon deklariert

Emissionen Wasser:						
Chlor. 1,1,1-Trichlorethan f	kg	3.8E-8				3.8E-8
Chlor. Methylenchlorid f	kg	1.3E-7				1.3E-7
Ion Blei f	kg	3.2E-7				3.2E-7
Ion Zink f	kg	6.2E-8				6.2E-8
Vinyl Chlorid in Wasser f	kg	5.5E-7				5.5E-7

Tab.A5.16: Forts.

5.4 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Insgesamt kann gesagt werden, dass die vorliegenden Bilanzen noch grosse Lücken und Unsicherheiten aufweisen. Insbesondere bei der Bilanzierung der Wasser-Emissionen beruhen die Daten auf Angaben verschiedener Studien, welche um Grössenordnungen voneinander abweichen.

In diesem Projekt werden vorwiegend die Angaben aus <CSG/Tellus 1992> benützt. Daten aus den Arbeiten vom European Centre for Plastics in the environment <PWMI 1992, 1993a-c>, <APME 1994a,b> konnten auf Grund mangelnder Transparenz nur für Abschätzungen resp. als Kontroll- und Vergleichswerte des Energiebedarfs verwendet werden.

Die Unsicherheit bei der Bilanzierung der Kunststoffe hat jedoch insbesondere bei den Energiesystemen einen untergeordneten Einfluss auf deren Ökoinventare.

6. Papiere & Wellpappen

6.1 Einleitung

Die Bezeichnung Papier geht auf den Namen der Papyrusstaude zurück, aus deren Mark die Ägypter ihre Papyrusrollen fertigten. Papier im Sinne des heute üblichen Begriffs wurde erstmals 105 n. Chr. in China hergestellt.

Papier ist ein aus Pflanzenfasern (Cellulose) hergestellter flächiger Werkstoff. Rohmaterialien sind die mechanisch durch Schleifen von Holz (Holzschliff) oder durch zerreißen von Holzstückchen in Scheibenmahlgeräten (Raffineurholzstoff) entstehenden Holzstoffe oder durch Einwirken von Chemikalien und Temperatur auf Holzschnitzel gewonnen Zellstoffe. Sie haben die Eigenschaft, sich beim Auftrocknen aus wässriger Suspension zunächst mechanisch zu verfilzen und dann über die OH-Gruppen der Cellulose durch Wasserstoffbrücken-Bildung fest zu verbinden.

Heute existiert eine kaum überschaubare Auswahl an verschiedenen Papier- & Kartonsorten wie z.B. Natur gebleicht, ungebleicht, Umweltschutzpapier verschiedenster Qualitäten, gestrichenes oder ungestrichenes Papier usw.. Papier, Karton und Pappe unterscheiden sich durch ihre Flächengewichte, es lassen sich jedoch keine festen Grenzen ziehen. Eindeutig nennt man Erzeugnisse mit Gewichten bis 150 g/m² Papier, von 250-450 g/m² Karton und ab 600 g/m² Pappe <Ullmann 1985>. Im Rahmen dieser Arbeit wurden nur die Papiersorte Swiss Kraft Econom und die Wellpappe VSW 354 betrachtet, da diese Materialien hauptsächlich zur Verpackung grösserer Güter verwendet werden.

Für die Herstellung von Papier und Karton finden verschiedenste Holzarten Verwendung. 60% der Holzstämme wurden 1991 in Europa mit Lastwagen zu den Papiermühlen transportiert. Der Rest wurde entweder mit dem Schiff oder der Bahn <IIASA 1991> transportiert.

Entweder werden zuerst Zellstoffe hergestellt, die anschliessend in der Papier- & Kartonherstellung als Halbzeuge verwendet werden oder aber die Produktion erfolgt in sogenannten integrierten Papiermühlen, in welchen sowohl die Zellstoffherstellung als auch die Papier- & Kartonproduktion erfolgt.

Holzschliff

Der Holzschliff, auch mechanischer Zellstoff genannt, wird hauptsächlich zur Herstellung von Zeitungspapier und einigen Kartonsorten verwendet. Die Holzschliffherstellung zeichnet sich durch einen hohen Umwandlungsgrad aus Holz aus. Dadurch bedingte Einbussen der Qualität der Geschmeidigkeit (brüchig) müssen jedoch in Kauf genommen werden.

Zellstoffe

Zellstoffe können grob in Sulfat- bzw. Sulfitzellstoffe eingeteilt werden. Sie unterscheiden sich in der Herstellung durch unterschiedliche Aufschlusslösungen (entfernen des Lignins aus dem Holz) wie Kalziumhydrogensulfit ($\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$) oder Magnesiumhydrogensulfit ($\text{Mg}(\text{HSO}_3)_2$). Sulfatzellstoffe sind wegen ihrer hohen Festigkeit besonders für Verpackungen geeignet wohingegen Sulfitzellstoffe hauptsächlich bei Druck- und Schreibpapieren Verwendung finden.

Durch Bleichen des Zellstoffs wird ein höherer Weissegrad erreicht.

Hilfsstoffe

Als Hilfsstoffe werden hauptsächlich Füllstoffe wie Kaolin und Pigmente verwendet um die Weichheit und die Papieroberfläche zur Druckfarbenaufnahme zu verbessern. Füllstoffe werden entweder dem Stoffbrei in der Masse zugesetzt oder als Streichpigmente in der Streichfarbe, deren Hauptbestandteil sie bilden.

Streichfarbe

Im wesentlichen bestehen die Streichfarben aus Pigmenten, Bindemittel und Wasser. Die Aufgabe der Bindemittel besteht darin, die Pigmente sowohl untereinander als auch an dem Zellstoff zu binden.

6.2 Herstellung

Die Papier- und Kartonherstellung kann in drei Hauptgruppen eingeteilt werden:

- Holzfällen und Transport
- Zellstoffherstellung
- Papier- und Kartonproduktion

Nach dem Holzschlag im Wald und anschliessendem Transport zur Papiermühle werden die Stämme entrinde, zu Hackschnitzeln zerkleinert und unter hohem Druck eingekocht um das Lignin aus den Fasern zu entfernen. Die anfallende Rinde wird verbrannt, die dadurch entstehende Wärme genutzt. Nach der Kochung wird der Faserbrei zur Abtretung der verbrauchten Kochsäure (Sulfitablauge) gewaschen. Die Ablauge wird anschliessend eingedampft (Dicklauge) und in speziellen Kesselfeuerungen verbrannt unter gleichzeitiger Abwärmenutzung. Ein Teil des Faserbreis wird in einem nächsten Schritt unter Verwendung von Peroxiden, Chlor und Chloroxid gebleicht. Danach wird der gebleichte und ungebleichte Zellstoff in der Mischbütte gemischt und der Karton- bzw. Papiermaschine zugeführt. Um gestrichene Papiere und Kartons zu erhalten, werden diese noch der Streichmaschine zugeführt bevor sie zugeschnitten werden.

Die Wellpappe VSW 354 wird aus 34% Fluting und 66% Krafftliner hergestellt. Diese beiden Wellpappenrohstoffe setzen sich aus ungebleichtem Sulfatzellstoff, Altpapier und Stärke zusammen.

6.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Alle Angaben wurden der Schriftenreihe Umwelt Nr. 132 entnommen <Habersatter 1991>.

Das Hauptproblem der Bilanzierung des Energieaufwands und der Emissionen bestand darin, die durch die Verbrennung anfallender Nebenprodukte entstehende und genutzte Prozessenergie zu bewerten. Aus diesem Grunde werden die in den einzelnen Tabellen in <Habersatter 1991> ausgewiesenen Energieträger als effektiver Fremdenergiebezug betrachtet, der zusätzlich zu den betriebsintern hergestellten Energien bezogen werden muss. In der Zellstoffherstellung wird aus diesem Grunde kein Strombezug bilanziert und es wird davon ausgegangen, dass unter der Rubrik 'Verbrennung' bei der Zellstoffproduktion die Emissionen der Verbrennung von Rinde und Kochablaugen enthalten sind.

Die Transportdistanzen für Europa wurden durch Abschätzungen für Deutschland angenähert und sind deshalb als sehr grob und unsicher zu betrachten.

6.3.1 Energie

Die Prozessenergie in Form von Dampf zur Herstellung des Zellstoffs sowie zur Produktion von Papier und von Wellpappen werden wie folgt bereitgestellt <Habersatter 1991>:

In der Regel werden zur Bereitstellung von Prozessdampf in der schweizerischen Papierindustrie Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen verwendet. Der Anteil der dadurch produzierten Strommenge am Gesamtverbrauch der Papierindustrie beträgt knapp 18% mit steigender Tendenz <Habersatter 1991>. Dieser Anteil wurde beim Stromverbrauch abgezogen, da die Emissionen der Dampferzeugung und somit der Stromproduktion unter 'Verbrennung' bilanziert wurden.

	Papier	Wellpappe
Erdgas	24.3%	29.3%
Heizöl EL	0.0%	49.2%
Heizöl S	63.0%	16.5%
Steinkohle	12.7%	5.0%
A	100.0%	100.0%

Tab.A6.1: Energieträgeranteil zur Bereitstellung von Prozessenergie in der Papier- und Wellpappenindustrie in der Schweiz.

6.3.2 Zellstoff- & Wellpappenrohpaperherstellung

Die Herstellung von Sulfatzellulose bezieht sich auf schwedische Verhältnisse. Durch die Energierückgewinnung mittels Verbrennung der Kochlaugen ist die Herstellung von Zellstoffen praktisch fremdenergieunabhängig. Es wird kein Elektrizitätsbezug bilanziert, da dieser vollumfänglich durch betriebsinterne WKK-Anlagen erzeugt wird. Die Wellpappenherstellung wurde in drei Prozessschritte unterteilt:

- Zellstoffherstellung: 0.864kg ungebleichter Sulfatzellstoff pro kg Pappe
- Wellpappenrohpaperproduktion: 340g Fluting und 660g Kraftliner pro kg Pappe
- Wellpappenproduktion

6.3.3 Endproduktherstellung

Sowohl für Papier als auch für Pappe wurden schweizerische Verhältnisse vorausgesetzt. Die Werte für Papier repräsentieren Durchschnittswerte für einen Bereich von 20-140g/m² Flächengewicht, diejenigen für Pappe beziehen sich auf 550g/m².

6.4 Transport

Die im folgenden angegebenen Transportdistanzen beziehen sich auf Schweizer Verhältnisse.

6.4.1 Holzgewinnung

Für die Holztransporte wurden folgende durchschnittlichen Transportdistanzen ermittelt:

Land		Lkw	Bahn
Schweiz	[km]	100	100
Schweden	[km]	40	30

Tab. A6.2: mittlere Transportdistanzen bei der Holzgewinnung <Habersatter1991>

6.4.2 Rohmaterialien

Die Tabelle A6.3 gibt Auskunft über die durchschnittlichen Transportdistanzen der für die Papier- und Wellpappenherstellung benötigten Distanzen für Schweizer Verhältnisse. Da in der Schweiz keine Sulfatzellstoffe hergestellt werden, beziehen sich die ausgewiesenen Distanzen auf den Import von Schweden.

		Bahn	Rheinschiff	Frachter	Lkw 28 t
Sulfatzellstoffe	[km]	150	800	2000	
Altpapier	[km]	150	-	-	50

Tab.A6.3 : Transportwege der zur Herstellung von Papier benötigten Rohmaterialien in der Schweiz <Habersatter 1991>.

In der nachfolgenden Tabelle sind die für Europa, resp. Deutschland abgeschätzten Werte als Tonnenkilometer pro Kilogramm Produkt ausgewiesen.

		Lkw 28t	Bahn	Rheinschiff	Frachter
Sulfatzellstoffe	[tkm]		0.45	-	2.0
Altpapier	[tkm]	0.05	0.45	-	-

Tab.A6.4: Tonnenkilometer der zur Herstellung von Papier benötigten Rohmaterialien für Europa bezogen auf 1kg Endprodukt.

6.4.3 Wellpappenrohpapier

Für die Transportstrecken der Papiere Fluting & Testliner wurden folgende Annahmen getroffen <Habersatter 1991> :

		Bahn	Frachter
Fluting	[tkm]	0.5	-
Kraftliner	[tkm]	0.5	0.5

Tab.A6.5: Tonnenkilometer pro Kilogramm zur Wellpappenherstellung benötigten Rohmaterialien<Habersatter 1991>.

6.5 Daten

In den nachfolgenden Tabellen werden die in <Habersatter 1991> angegebenen Werte für die entsprechenden Materialien dargestellt.

Für die Bilanzierung des CO₂ muss nur das C im Holz berücksichtigt werden. Es wird dabei angenommen, dass die Ergänzung zum Altpapieranteil Holz ist, woraus die umgewandelte Holzmenge ermittelt werden kann. Es wird für die CO₂-Berechnung die vereinfachte Strukturformel CH₂O verwendet. Da beim Holzwachstum dieses CO₂ zuvor eingebunden wurde, gilt Papier (ohne Entsorgung) als CO₂-Senke.

Flächenbeanspruchung

Die Flächenbeanspruchung wird mangels Daten und wegen dem vernachlässigenden Einfluss dieses Moduls auf das Gesamtsystem nicht bilanziert.

Bilanz für 1 kg		Swiss Kraft Econom	Wellpappe VSW 354	Sulfatzellstoff ungebleicht	Fluting	Kraftliner	Na ₂ SO ₄	Swiss Kraft Econom	Wellpappe VSW 354
		pro kg	pro kg	pro kg	pro kg	pro kg	pro kg	kumuliert	kumuliert
Holz frei Waldstrasse #	kg			2				0.7	1.745
Fluting *	kg		0.34						
Testliner *	kg		0.66						
Sulfatzellstoff ungebleicht *	kg	0.35			0.95	0.82		0.35	0.864
Altpapier *	kg	0.67			0.05	0.18		0.67	0.136
CaO #	kg			0.007				0.0025	0.0061
Na ₂ SO ₄ *	kg			0.0167				0.0058	0.0146
NaOH #	kg			0.0111				0.0039	0.0097
H ₂ SO ₄ #	kg						2.5	0.0418	
Wasser	kg	1.1	0.14	45	8	8	6	17	47
Erdgas in Feuerung #	MJ	2.064	0.446		1.405	1.405		2.064	1.405
Heizöl EL in Feuerung #	MJ		0.748		2.363	2.363	2	0.033	2.363
Heizöl S in Feuerung #	MJ	5.351	0.25		0.791	0.791		5.351	0.791
Industriekohlefeuerung #	MJ	1.078	0.076		0.24	0.24		1.078	0.240
Strom Mittelspg UCPTTE #	MJ	2.052	0.288		1.548	1.548	1.188	2.072	1.548
Transport Schiene #	tkm			0.65	0.5	0.5		0.228	1.067
Transport Lkw 28 t #	tkm			0.2				0.070	0.174
Transport Binnenschiff #	tkm					0.5			0.330
Transport Frachter Uebersee #	tkm			2				0.700	1.745
Emissionen in Luft									
Abwärme	MJ							2.072	1.548
CO ₂	g							543	1292
CO Kohlenmonoxid	g			2.3				0.805	2.007
H ₂ S Schwefelwasserstoff	g			0.02				0.007	0.017
HCl Salzsäure	g						0.18	0.003	0
NO _x Stickoxide als NO ₂	g			1.3				0.455	1.134
Partikel	g			1.6				0.56	1.396
SO _x als SO ₂	g			1.3				0.455	1.134
Mercaptane*	g			0.27				0.0945	0.236
Emissionen ins Wasser									
gel. Feststoffe	g		0.025	0.1	0.17	0.17		0.035	0.257
COD	g		0.17	8	3.67	3.67		2.8	10.649
BOD	g		0.026	1	1.52	1.52		0.35	2.392
AOX	g			0.004				0.0014	0.003
Sulfide	g			0.01				0.0035	0.009
Abfälle in Reaktordeponie # ¹⁾	kg	0.02		0.035	0.035	0.035		0.032	0.066

Tab.A6.6: Eingaben für Ecoinvent für 1 kg Swiss Kraft Econom resp. Wellpappe VSW 354. *Diese Einträge werden nicht in Ecoinvent aufgenommen # Diese Einträge werden in Ecoinvent verknüpft; ¹⁾: als Kunststoffe in Reaktordeponie verbucht

6.6 Datenqualität

Papiere und Kartons haben innerhalb dieses Projektes eine stark untergeordnete Rolle. Die Bilanzierung stütze sich auf die Angaben aus <Habersatter 1991> und ist somit ziemlich vollständig.

7. Beton, Zement, Sand und Kies

7.1 Einleitung

Die Bezeichnung Zement geht auf die Römer zurück, die ein betonartiges Mauerwerk aus Bruchsteinen mit gebranntem Kalk als Bindemittel "Opus Caementitium" nannten. 1824 wurde erstmals in England Portlandzement, wie man ihn heute kennt, hergestellt.

7.2 Herstellung

Zur Zementherstellung können sowohl Mineralien natürlicher Herkunft als auch industrielle Produkte verwendet werden. Als Ausgangsmaterial dienen Mineralstoffe, welche die Hauptbestandteile des Zements enthalten (Kalk, Kieselsäure, Tonerde, Eisenoxyd). Diese Komponenten werden nur selten in der gewünschten Zusammensetzung in nur einem Rohstoff gefunden. Es wird deshalb meist ein Gemisch aus Kalkstein und Ton oder Kalkstein und Mergel eingesetzt.

7.2.1 Rohmaterialabbau und Aufbereitung

Ausgangsstoffe der Portlandzementklinkerproduktion sind natürliche Gesteine und Industrieprodukte. Das im Steinbruch gesprengte Zementrohmaterial muss zwecks Weiterverarbeitung zuerst transportiert und zerkleinert werden. Die Zerkleinerung erfolgt in Brechern und Mühlen.

7.2.2 Klinker- und Zementherstellung

Da die für die Klinkerherstellung erforderliche chemische Zusammensetzung selten von einem einzigen Rohstoff abgedeckt wird, müssen Rohstoffgemische aus kalkreichen Rohstoffen (Kalkkomponente) und einem SiO_2 -, Al_2O_3 - und Fe_2O_3 -haltigen Rohstoff hergestellt werden. Das gebrochene und gemahlene Rohmaterial wird nach einer intensiven Durchmischung im Drehofen, dem Herzstück der Zementfabrik, bei einer Temperatur von rund 1450 °C zu Klinker gebrannt. Als Brennstoffe dienen hauptsächlich Kohle, Koks, Petrolkoks, Schweröl, Pneus, Altöle und andere Sekundärbrennstoffe und Gas <Fischli et al. 1992>.

Das Halbfabrikat Klinker wird gekühlt, zwischengelagert und später in den Zementmühlen zu den gewünschten Zementsorten vermahlen. Die Zusammensetzung besteht aus etwa 97% Zementklinker und 3% Gips.

Man unterscheidet Portlandzement (75% der Gesamtproduktion in der BRD) sowie Hochofen-, Eisenportland- und Trasszement <Fleischer 1992>. Daneben existieren eine Vielzahl von Spezialzementen, die wegen ihrer grösseren Feinheiten energieintensiver vermahlen werden müssen (mehrere Durchläufe des Mahlprozesses).

Portlandzement (PZ) wird hergestellt durch werkmässiges Feinmahlen von Portlandzementklinker und unter Zusatz von Calciumsulfat.

Eisenportlandzement (EPZ) wird hergestellt durch Feinmahlen von mindestens 65 Gew.-% Portlandzementklinker und höchstens 35 Gew.-% Hüttensand (granulierte Hochofenschlacke) unter Zusatz von Calciumsulfat.

Hochofenzement (HOZ) wird hergestellt durch gemeinsames Feinmahlen von 15 bis 64 Gew.-% Portlandzementklinker und entsprechend 85 bis 36 Gew.-% Hüttensand unter Zusatz von Calciumsulfat.

Trasszement wird hergestellt durch gemeinsames Feinmahlen von 60 bis 80 Gew.-% Portlandzementklinker und entsprechend 40 bis 20 Gew.-% Trass unter Zusatz von Calciumsulfat. Trass ist ein natürlicher puzzolanischer Stoff.

Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch nur der Portlandzement betrachtet.

Zur Herstellung des Portlandzements werden im wesentlichen zwei Verfahren, das Trocken- und das Nassverfahren, eingesetzt. In der Bundesrepublik Deutschland werden über 95% des Portlandzementklinkers im Trockenverfahren hergestellt <Fleischer 1992>. Die Verfahren zur Herstellung des Portlandzementklinkers unterscheiden sich hinsichtlich der Rohstoffaufbereitung und deren Auswirkungen auf den Brennprozess. Die Rohstoffgewinnung, die Rohstoffgrobaufbereitung und der Hochtemperaturprozess zur Klinkerbildung sowie das Mahlen des Klinkers zu Zement sind bei allen Verfahren gleich.

Beim Trockenverfahren wird Rohmehl mittels Trockenmahlung der Rohstoffe mit einer Feuchtigkeit <2% hergestellt.

Von der Feinzerkleinerung wird das Rohstoffgemisch über den Vorwärmer, den Calzinierreaktor zum Klinkerband in den Drehrohrofen geleitet. Der Klinkerkühlung schliesst sich die Zementmahlung an.

7.2.3 Betonherstellung

Beton ist ein Verbundwerkstoff, der aus den Bestandteilen Zement, Wasser und Zuschlagstoffen wie Kies, Sand, Splitt und Bauchemikalien zunächst als formbare Masse von bestimmter Konsistenz gemischt wird und sich im Laufe der Zeit durch die hydraulische Erhärtung des Bindemittels Zement zu einem künstlichen Stein verfestigt. Die Eigenschaften werden durch das Mischungsverhältnis und die Art der Ausgangsstoffe bestimmt.

Beton wird nach der Rohdichte in folgende Klassen unterteilt:

- Schwerbeton ist Beton mit einer Rohdichte von mehr als 2800kg/m³.
- Normalbeton besitzt eine Dichte von mehr als 2000kg/m³ aber höchstens 2800kg/m³.
- Leichtbeton weist ein Dichte von unter 2000kg/m³ auf.

In dieser Arbeit wurde dem Beton eine Dichte von 2200kg/m³ zu Grunde gelegt. Dies entspricht einem durchschnittlichen Normalbeton.

Der gebrauchsfertige Beton kann entweder im Werk selbst angerührt und danach zum Ort der Verwendung transportiert werden (Fertigbeton), oder aber erst auf der Baustelle abgemischt werden.

Für die Herstellung einer Tonne Fertigbeton PC 300 werden etwa 120 kg Portlandzement, etwa 820 kg Sand, Kies und Splitt sowie 60l Wasser benötigt <Betonverzeichnis 1994>.

7.3 Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Die Annahme des Landes, welches den zu bilanzierenden Beton herstellt, spielt eine entscheidende Rolle. Selbst innerhalb eines Landes kann die Produktionssituation erheblich schwanken (z.B. Schwefelgehalt der Rohstoffe). In diesem Projekt werden trotzdem länderspezifische Emissionsfaktoren für die Schweiz (1990), für Deutschland und auch europäische Durchschnittswerte aufgezeigt. Leider konnten für das Modul Betonkies lediglich die Energieaufwendungen und die Flächeninanspruchnahme quantifiziert werden.

Aus folgenden Gründen werden vorwiegend die schweizerischen Daten in Ecoinvent eingegeben:

- Es standen Emissionsfaktoren nur für die Schweiz, Deutschland und Europa zur Verfügung.
- Die durchschnittlichen Emissionsfaktoren Europas werden als für dieses Projekt zu gross betrachtet, da viele mitbilanzierte Zementwerke über veraltete oder gar keine Rauchgasreinigungsanlagen verfügen. Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb der diesem Projekt zugrunde gelegten Systemgrenzen Zementfabriken operieren, welche die Luftreinhalteverordnungen der Schweiz oder Deutschland in etwa einhalten.
- Gute Übereinstimmung der schweizer und der deutschen Daten bezüglich des Energieaufwandes
- Sowohl die Energiedaten als auch die Emissionsfaktoren sollen sich wenn möglich auf dasselbe Bilanzgebiet beziehen.

Die Emissionsfaktoren wurden nur einer Quelle entnommen und konnten deshalb nicht überprüft und gewichtet werden. Der Flächenbedarf enthält weder die bebaute Fläche der Infrastruktur der Zement- noch diejenige der Betonherstellung.

Nicht bilanziert sind der Aufwand an Energieträgern und die entstandenen Emissionen beim Herstellen der Infrastruktur wie Gebäude usw.

Für die Herstellung von Beton wird folgender Materialeinsatz zugrunde gelegt:

Materialeinsatz pro kg Beton	Einheit	Beton (B 35) [kg]	Beton PC 300 [kg]	Beton [kg]
Zement	kg	0.144	0.12	0.12
Kies, Sand	kg	0.800	0.82	0.82
Wasser	kg	0.056	0.06	0.06
Quelle		<Fleischer 1992>	<Weibel et al. 1995>	dieses Projekt

Tab A7.1 : Materialeinsatz pro Kilogramm Beton nach verschiedenen Quellen

7.4 Daten

In diesem Kapitel werden die in der Literatur gefundenen Daten aufgeführt. Die Angaben von <Fischli et al. 1992> und <BUWAL 1995> stellen schweizerische Durchschnittswerte dar. In <BUWAL 1995> werden 3.2 MJ/kg und der entsprechende Energieträger-Mix angegeben. Der spezifische Stromverbrauch nahm in den letzten zwanzig Jahren von 99.9kWh/t im Jahre 1974 auf 97.7kWh/t 1990 ab <Fischli et al. 1992>.

Prozess	Strom [MJ/t]	Heizöl S [MJ/t]	Abfälle [kg/t]	Steinkohle [MJ/t]	Gas [MJ/t]	Quelle
Zement	352					<Fischli et al. 1992>
Zement	336.9	591.6	2.9	2329.7	93.8	<Jahresbericht 1989>
Zement (dieses Projekt)	352 ⁴⁾	368 ¹⁾	400 ²⁾	2368 ³⁾	73.6	<BUWAL 1995>

Tab.A7.2: Energiebedarf der Zementherstellung. Die Energieangaben beziehen sich auf 1kg Zement; ¹⁾: inkl. 16MJ/t Heizöl EL; ²⁾: in MJ/t; ³⁾: inkl. 71 MJ/kg Petrolkoks, Heizwert Kohle/Koks:27.2MJ/kg, berechnet aus Angaben in <Jahresbericht 1996>; ⁴⁾: der Wert von <aus Fischli et al. 1992> wird übernommen

Der Kohlebedarf wird gemäss Fig. VI.6.1 (im Teil "Kohle") je zur Hälfte als europäische und als Import-Steinkohle verbucht. Der Heizwert errechnet sich aus den Angaben in <Jahresbericht 1996> zu 27.2MJ/kg Kohle/Koks. Entsprechend werden insgesamt 87g Kohle pro kg Zement benötigt.

	Strom [MJ/kg]	Kohle [MJ/kg]	Braunkohle [MJ/kg]	Heizöl S [MJ/kg]	Gas [MJ/kg]	Quelle
Zement	0.0497			0.4087		<Brown et al. 1985>
Zement	0.0502					<Fischli et al. 1992>
Zement	0.0502	0.2374	0.0874	0.0365		<Wagner et al. 1989>
Zement	0.0485	0.3355		0.0852	0.0135	<Jahresbericht 1989 >
Beton-Mischen	0.04					<Wagner et al. 1989>
Beton-Mischen	0.007					<Holderbank 1994>
Beton-Mischen	0.01					dieses Projekt

Tab. A7.3: Energiebedarf der Betonherstellung. Die Energieangaben beziehen sich auf 1kg Beton. Die Daten der Zementproduktion von <Wagner et al. 1989>, < Brown et al. 1985 > und <Fischli et al. 1992> wurden mittels des Zementanteils von 144g pro kg Beton umgerechnet.

<Wagner et al. 1989> bezieht sich auf die Verhältnisse in Deutschland. Trotzdem fällt die sehr gute Übereinstimmung bezüglich des thermischen Energie- und des Stromverbrauchs mit den schweizerischen Daten auf. Es zeigt sich, dass der Bedarf an Elektrizität für das Betonmischen in einer ähnlichen Grössenordnung des gesamten, für die Betonherstellung notwendigen Strombedarfs liegt.

Die in Tabelle A7.4 ausgewiesenen Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Verhältnisse (eingesetzte Brennstoffe, Rauchgasreinigung) der Bundesrepublik Deutschland, in Europa resp. in der Schweiz. Insbesondere für die europäische Zementherstellung werden für einzelne Spurenelemente wesentlich höhere Emissionsfaktoren ausgewiesen. Für den hier zu verwendenden "europäischen" Zement werden die Angaben der deutschen und schweizerischen Produktion beigezogen. In <BUWAL 1995> werden die Emissionen getrennt nach Verursacher (Rohmehl, Brennstoffe) publiziert, eine Aufteilung, die als "etwas künstlich" bezeichnet wird. In diesem Projekt werden Emissionen, die durch die Rohstoffe verursacht werden mit "Emission p" verbucht, die restlichen mit "Emission s". Alle andern Quellen geben lediglich die gesamten Emissionen an.

pro kg Zement		Deutschland 1985 ¹⁾	Europa 1985 ²⁾	Schweiz 1990 ³⁾	dieses Projekt
		Portlandzement- klinker	Zement	Zement	Zement [kg]
Emissionen Luft:					
As Arsen	10 ⁻⁶ kg	0.014	0.6		0.014
Cd Cadmium s	10 ⁻⁶ kg	0.075		0.002	0.002
Cd Cadmium p	10 ⁻⁶ kg		0.02	0.002	0.002
CO Kohlenmonoxid s	10 ⁻⁶ kg	130		500	500
CO Kohlenmonoxid p	10 ⁻⁶ kg			600	600
CO ₂ Kohlendioxid s	10 ⁻⁶ kg	860		290 ⁴⁾	290
CO ₂ Kohlendioxid p	10 ⁻⁶ kg			590 ⁵⁾	590
Cr Chrom	10 ⁻⁶ kg	0.1	1.5		0.1
HCl Salzsäure s	10 ⁻⁶ kg			2	2
HCl Salzsäure p	10 ⁻⁶ kg			3	3
Hg Quecksilber s	10 ⁻⁶ kg	0.037		0.03	0.03
Ni Nickel	10 ⁻⁶ kg	0.12	0.5		0.12
NM VOC s	10 ⁻⁶ kg			5	5
NM VOC p	10 ⁻⁶ kg		80	50	50
NO _x Stickoxide als NO ₂ s	10 ⁻⁶ kg	2000	2030	1800	1800
Partikel	10 ⁻⁶ kg	300	100	170	170
Pb Blei s	10 ⁻⁶ kg	0.22	1.8	0.04	0.04
Pb Blei p	10 ⁻⁶ kg			0.05	0.05
TCDD-Aequivalente	ng			160	160
SO _x als SO ₂ s	10 ⁻⁶ kg	600	920	100	100
SO _x als SO ₂ p	10 ⁻⁶ kg			800	800
Zn Zink s	10 ⁻⁶ kg	0.31	11	0.01	0.01
Zn Zink p	10 ⁻⁶ kg			0.01	0.01

Tab. A7.4: Emissionsfaktoren der Zementherstellung; ¹⁾: alte Bundesländer <Münch et al. 1991>, <Fleischer 1992>; ²⁾: <Pacyna 1988, PEF 1990 & Dornier 1991>; ³⁾: <BUWAL 1995>, Erhebungen der TFB; ⁴⁾: Annahme: Beim Abfall handle es sich 1990 noch um nicht biogenen Abfall. Der Emissionsfaktor betrage 73kg/GJ; ⁵⁾: Differenz zwischen Gesamtemission und Emission aus der Feuerung

Die Abwärmeemissionen werden mit den oberen Heizwerten der eingesetzten Brennstoffe errechnet. Für die Sekundärbrennstoffe, welche als nicht erneuerbar angenommen werden, werden zur Berechnung des oberen Heizwertes analog zu Heizöl 6% zum unteren Heizwert dazugeschlagen.

7.5 Transport

In der Schweiz wird der Zement dort gemahlen, wo der Klinker gebrannt wird. Entsprechend muss lediglich der Transport der abgebauten Gesteine vom Abbauort zu den Klinkeröfen bilanziert werden. Gemäss <Weibel et al. 1995> sind dies 20km Lkw.

	Einheit	Bahn	Lkw	Mengen	Bahn [tkm]	Lkw [tkm]
Gestein zum Zementwerk	kg Zement		20	1.53		0.031
Total Transporte Zement						0.031
Zement zum Betonwerk	kg Beton	100	20	0.12	0.012	2.4E-3
Kies zum Betonwerk			20	0.82		0.016
Beton auf Baustelle			20	1.0		0.02
Total Transporte Beton					0.012	0.038

Tab. A7.5: Transportleistungen in Tonnenkilometer der verschiedenen Stoffe pro Kilogramm Produkt

Kies, Sand und Zement werden in vielen Fällen nicht mehr direkt auf den Bauplatz gebracht und dort zu Beton aufgearbeitet, sondern zunächst in ein Transportbetonwerk gefahren, mit Wasser zu Beton oder fertigen Zementwaren verarbeitet und erst dann mit Lastwagen auf den Bauplatz geführt <Zementindustrie 1978>. Deshalb muss der Zementtransport zu diesen Werken auch der Betonproduktion angerechnet werden.

7.6 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die CO₂-Emissionen werden aus dem effektiven Brennstoffeinsatz grob berechnet (stationäres CO₂ von den fossilen Energieträgern und Prozess-CO₂ vom Kalziumkarbonat im Klinker). Der Kalk- und Tonbedarf sind <Weibel et al. 1995> entnommen. Pro t Portlandzement werden 1'150 kg Kalkstein, 50 kg Gips und in geringen Mengen Korrekturstoffe, Ton, Wasser und Kohlenasche eingesetzt.

Bilanz für 1 kg Zement		
Modul	Einheit	Daten
Rohstoffe:		
Kalkstein	kg	1.15
Gips	kg	0.05
Ton	kg	0.28
Korrekturstoffe §	kg	0.014
Kohlenasche §	kg	0.014
Energieeinsatz:		
Strom Mittelspannung Bezug in UCPT	TJ	3.52E-07
Heizöl S ab Regionallager Euro	t	8.67E-06
Heizöl EL ab Regionallager Euro	t	3.7E-07
transp. europ. Stk frei UCPT	t	4.35E-5
transportierte Import-Stk frei UCPT	t	4.35E-5
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	7.36E-08
Transportleistungen:		
Transport Lkw 40 t	tkm	0.031
Emissionen Luft:		
As Arsen	kg	1.40E-08
Cd Cadmium s	kg	2.00E-09
Cd Cadmium p	kg	2.00E-09
CO Kohlenmonoxid s	kg	5.00E-04
CO Kohlenmonoxid p	kg	6.00E-04
CO ₂ Kohlendioxid s	kg	2.90E-01
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	5.90E-01
Cr Chrom	kg	1.00E-07
HCl Salzsäure s	kg	2.00E-06
HCl Salzsäure p	kg	3.00E-06
Hg Quecksilber s	kg	3.00E-08
Ni Nickel	kg	1.20E-07
NM VOC s	kg	5.00E-06
NM VOC p	kg	5.00E-05
NO _x Stickoxide als NO ₂ s	kg	1.80E-03
Partikel	kg	1.70E-04
Pb Blei s	kg	4.00E-08
Pb Blei p	kg	5.00E-08
TCDD-Aequivalente	ng	0.16
SO _x als SO ₂ s	kg	1.00E-04
SO _x als SO ₂ p	kg	8.00E-04
Zn Zink s	kg	1.00E-08
Zn Zink p	kg	1.00E-08
Abwärme in Luft p	TJ	3.29E-06

Tab. A7.6: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg Zement (Europa)

Der Vergleich der verschiedenen Quellen lässt folgende Punkte erkennen:

- gute Übereinstimmung der Emissionsfaktoren der Schweiz und der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer).
- Die Emissionsfaktoren für Europa liegen bei einigen Substanzen um Faktoren 5 und mehr höher.

Bilanz für 1 kg Beton (Dichte: 2200 kg/m ³)		
Modul	Einheit	Daten
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.00E-08
Zement	kg	0.12
Betonkies	kg	0.82
Wasser	kg	0.06
Transport Schiene	tkm	0.012
Transport Lkw 40 t	tkm	0.038
Abwärme in Luft p	TJ	1.00E-08

Tab. A7.7: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg Beton (Europa).

7.7 Sand und Kies

Der Sand- und Kiesabbau und deren Aufbereitung wird <van Heijningen et al. 1992> sowie <Weibel et al. 1995> entnommen. Der Betonkies muss teilweise gebrochen werden, während der Sand ausgesiebt wird. Der Energieaufwand für Sand und Split wird in <Weibel et al. 1995>, gestützt auf Angaben von <Rosatzin 1994>, mit 32 MJ/t "Diesel in Baumaschinen" für den Abbau und interne Transporte, 12MJ/t Elektrizität für die Aufbereitung (Waschen, Sortieren und Brechen) und ca. 6.5MJ/t Heizöl EL angegeben. Für Sand wird der niedrigere Wert des Strombedarfs aus <van Heijningen et al. 1992> weiterverwendet.

Nach <Olschowy 1993> werden etwa 1.8cm² Fläche pro kg Sand und Kies "beansprucht". Darin eingeschlossen sind die Flächen, welche durch die erforderlichen Grenzabstände, Erschliessungs- und technischen Einrichtungen benötigt werden. Unter den im Kapitel Flächenbeanspruchung gemachten Annahmen zur Rekultivierungszeitdauer und einer Betriebszeit der Grube von 10 Jahren ergeben sich die in Tab. A7.8 gezeigten Werte. <Weibel et al. 1995> gehen bei einer Mächtigkeit von ca. 20m von einer Flächeninanspruchnahme von 0.25cm²/kg Kies aus. Mit einer Betriebszeit der Grube von 80 Jahren und den Rekultivierungszeiten (5 resp. 50 Jahren) ergeben sich die folgenden Werte:

	<Olschowy 1993>	<Weibel et al. 1995>	dieses Projekt
Fläche II-IV	2.7E-3	2.2E-3	2.5E-3
Fläche II-III	9.0E-3	1.3E-3	2.0E-3

Tab. A7.8: Flächeninanspruchnahme bei der Kiesgewinnung nach verschiedenen Quellen, Annahmen siehe Text

Nicht berücksichtigt sind in diesen Werten der Flächenverbrauch der Infrastruktur der Zement- und Betonherstellung.

pro kg		Sand	Betonkies
Ressourcen:			
Sand vor Abbau	kg	1	
Kies vor Abbau	kg		1
Fläche II - IV	m ² a	2.5E-3	2.5E-3
Fläche II - III	m ² a	2.0E-3	2.0E-3
Energieeinsatz:			
Diesel in Baumaschinen	TJ	3.2 E-08	3.2 E-08
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	9.0E-09	1.2 E-08
Heizöl EL in Heizung 1MW	TJ	6.4E-08	6.4E-08
Emissionen Luft:			
Abwärme in Luft p	TJ	9.0E-09	1.2 E-08

Tab. A7.9: Eingabe in Ecoinvent für 1 kg Sand resp. Betonkies <van Heijningen et al. 1992>, <Weibel et al. 1995>

7.8 Qualität der Angaben

Es wird hier nur der Portlandzement untersucht, obwohl viele zusätzliche Qualitäten mit z.T. niedrigerem Aufwand produziert werden. Insbesondere diejenigen Qualitäten, welche Reststoffe und Nebenprodukte der Eisen- und Stromerzeugung verarbeiten, würden die Bilanz beeinflussen.

Da die Emissionen der Zementwerke stark von den Rohstoffen, den Energieträgern und den installierten Rauchgasreinigungssystemen abhängen, wäre es nötig, dass analog den Kraftwerken eine Übersicht über den Energieträgereinsatz und den Nachrüstungsstand der Rauchgasreinigung in Europa erstellt würde. Zusätzlich wären auch Angaben über die Qualität der Rohstoffe (z.B. Schwefelgehalt) notwendig. Es wird eine Vielzahl von Abfällen in Zementwerken verbrannt, da viele Schadstoffe bei den hohen Ofentemperaturen zersetzt oder eingebunden werden. Im Zuge dieser Tendenz zur Brennstoffdiversifizierung wird zum Teil auch die Rauchgasbehandlung verbessert. Die Emissionen von Zementwerken werden zudem mittlerweile gut überwacht, so dass mit wenig Aufwand belastbare Daten ermittelt werden können.

Innerhalb dieses Projektes war diese detaillierte Bilanzierung nicht möglich. Die hier angegebenen Anhaltswerte werden trotzdem als repräsentativ betrachtet, wenn auch die Emissionen eine wesentlich grössere Vielfalt aufweisen dürften.

8. Kalkstein, Kalk, Gips und Ton

8.1 Kalkstein und Kalk

Einleitung

Kalkstein und Kalk werden in verschiedenen Herstellungsprozessen benötigt. Deshalb werden für diese beiden Hilfsstoffe eigene Module erarbeitet.

Herstellung

Der Kalksteinabbau erfolgt hauptsächlich im Tagbau. Zuerst muss die Humusschicht abgetragen und deponiert werden. Anschliessend kann der darunterliegende Kalkstein abgetragen werden. Danach wird dieser zum Mahlwerk transportiert und dort zerkleinert. Abschliessend wird das Gut in einem Drehrohfen zu Kalk gebrannt. Aus 2 kg Kalkstein wird rund 1 kg Kalk gebrannt < Habersatter 1991>.

Transport

Als Transportstrecke vom Kalksteinabbau zum Mahlwerk wurde eine durchschnittliche Distanz von 20 Kilometern gewählt.

Flächenbeanspruchung

Da der Kalksteinabbau im Tagbau erfolgt, muss mit einem Flächenverbrauch von etwa 0.05 cm² pro Kilogramm Kalkstein <Olschowy 1993> gerechnet werden. In den meisten Ländern Westeuropas wird nach erfolgtem Abbau versucht, die zerstörte Landschaft so natürlich wie möglich wieder herzustellen, was jedoch Jahre in Anspruch nimmt. Unter Berücksichtigung der Annahmen in Teil III (Flächenbeanspruchung) ergeben sich folgende Grössen:

Fläche II -> IV = 7.5 E-5 m²a/kg Kalkstein

Fläche II -> III = 2.5 E-4 m²a/kg Kalkstein

Die Flächenbeanspruchung der Kalzinierung wird nicht berücksichtigt.

Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Mit Ausnahme des Emissionsfaktors Staub und der benötigten Menge Sprengstoff <BUWAL 1995>, wurden alle Daten <Habersatter 1991> entnommen. Die dort zitierten Daten stammen aus den USA und gelten für das Jahr 1987. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Verhältnisse in Europa vergleichbar sind. Der Sprengstoffbedarf wurde mit Hilfe der Angaben in <BUWAL 1995> auf das Kilogramm Kalkstein umgerechnet.

Daten

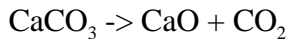
Prozess	Energieträger					Quelle
	Kohle	Erdgas	Strom	Heizöl S	Heizöl EL	
	[MJ/kg]	[MJ/kg]	[MJ/kg]	[MJ/kg]	[MJ/kg]	
Kalksteinabbau	0.00557	0.0077	0.0126	0.00328	0.03187	<Habersatter 1991>
Kalzination	2.7747	2.214	0.1285	0.0763	0.1517	<Habersatter 1991>

Tab. A8.1: Energieaufwand aufgeschlüsselt nach 5 Energieträgern des Kalksteinabbaus und der Kalzinierung von Kalkstein. Die Werte beziehen sich auf 1 kg des jeweiligen Produktes.

Prozess	Emissionen Partikel [kg/kg]	Emissionen CO ₂ [kg/kg]	Quelle
Kalksteinabbau	1.6E-4		<BUWAL 1995>
Kalzination	0.018		<Habersatter 1991>
Kalzination		0.88	<dieses Projekt>

Tab. A8.2: Prozessemissionen des Kalksteinabbaus und der Kalzinierung von Kalkstein. Die Werte beziehen sich auf 1 kg des jeweiligen Produktes.

Der in Tabelle A8.2 ausgewiesene CO₂-Emissionsfaktor ist prozessbedingt und berechnet sich aus folgender Reaktionsformel:



Zusammenstellung der Eingabedaten

Da oftmals auch Kalkmilch (Kalziumhydrat resp. Ca (OH)₂) in Prozessen Verwendung findet, wird ein solches Hilfsmodul ebenfalls bilanziert (stöchiometrisch).

pro kg		Kalkstein	Kalk (CaO)	Kalk Ca(OH) ₂
Industriekohlefeuerung 1-10 MW	TJ	5.6E-09	2.8E-06	
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	TJ	7.7E-09	2.2E-06	
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.3E-08	1.3E-07	
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	3.3E-09	7.6E-08	
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	3.2E-08	1.5E-07	
Sprengstoff	kg	1.12E-4		
Fläche II-IV	m ² a	7.5 E-5		
Fläche II-III	m ² a	2.5 E-4		
Kalkstein vor Abbau	kg	1		
Wasser	kg	0.38	1.1	0.243
Kalk (CaO)	kg			0.757
Kalkstein	kg		2.00E+00	
Transport Lkw 40 t	tkm		4.00E-02	
Abwärme in Luft p	TJ	1.3E-08	1.3E-07	
Partikel p	kg	1.6E-4	0.018	
CO ₂ Kohlendioxid p	kg		8.8E-01	
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg		0.182	

Tab. A8.4: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg Kalkstein, Kalk und Kalkmilch

8.2 Gipsrohstein, Gips und Ton

Gipsrohstein

Die Daten werden <Weibel et al. 1995> entnommen, der sich auf <Zentner 1994>, <Habersatter 1991>, <Müller 1994> und <Strahm 1994> stützt. Es werden die Werte aus 3 Naturgipslagerstätten miteinander verglichen, die zusammen eine Produktionskapazität von jährlich 100'000 t haben. Pro kg fertig gebrochener Gipsrohstein muss zwischen 0.3 und 0.5 kg Abraum (Humus, Schutt, etc.) verschoben werden, der zur Rekultivierung im Steinbruch zurückbleibt.

Die beiden verwendeten Sprengstoffe werden wie folgt auf den in Ecoinvent bilanzierten Sprengstoff umgerechnet:

- 1 kg Brisant = 1 kg Modul Ammoniumnitratsprengstoff
- 1 kg Anfo (Arbeitszahl 3600 kJ/kg) = 0.7 kg Modul Ammoniumnitratsprengstoff (Arbeitszahl 5600 kJ/kg) .

Die gesprengten Gesteinsbrocken werden in elektrisch betriebenen Brechern in Körnungen bis 60 mm aufbereitet. Die Brecher sind auf unterschiedlichem technischen Stand und verbrauchen dementsprechend unterschiedlich viel Strom (± 15%).

Es fallen bis auf die vernachlässigten Transporte der Energieträger (1 km Lkw) nur interne Transporte an, welche im Dieserverbrauch abgegolten sind. Grubeninterne Transporte beinhalten die Verschiebungs- und Verladungsarbeiten im Steinbruch.

Der Flächenbeanspruchung wird analog zum Modul Betonkies angenommen.

Die Eruiierung der Staubentwicklung beim Sprengen und Transport ist zur Zeit nicht möglich. Aus diesem Grund werden hier die Emissionswerte aus der Quarzsandgewinnung übernommen <Haber-satter 1991>.

Die im Modul eingesetzten Daten werden aus einem mengenmässigen Schnitt der drei Werke errechnet. Die Qualität der Daten ist als mittel zu bezeichnen. Die Daten sind zwar genau, doch beinhalten sie nur drei schweizerische Gipsbrüche.

pro kg	Einheit	Gipsrohstein
Fläche II-III	m ² a	2.5E-3
Fläche II-IV	m ² a	2.0E-3
Sprengstoff	kg	1.42E-04
Diesel in Baumaschine	TJ	4.76E-08
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	5.27E-09
Abwärme in Luft p	TJ	5.27E-09
Partikel p	kg	8.00E-04

Tab. A8.5: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg Gipsrohstein

Gips

Die Daten stammen aus vorwiegend aus <BUWAL 1995> sowie aus <Weibel et al. 1995>.

In den Brennöfen zur Herstellung von Gips werden die Energieträger Heizöl EL, Heizöl S und Erdgas verwendet, um aus dem Gipsrohstein bei 180 °C das Wasser auszutreiben. Die Angaben der verschiedenen Werke variieren stark. Der Energiebedarf beträgt nach <BUWAL 1995> 1.2 GJ/t Gips, der durch Heizöl S und Erdgas zu je 50% gedeckt wird (Stand 1990). Für die Emissionen wie auch den Energiebedarf des Moduls "Gips" ab Gipsfabrik werden die Angaben aus <BUWAL 1995> weiterverwendet.

pro kg	Einheit	Gips
Ausgangsprodukt: Gipsrohstein	kg	1.15E+00 ¹⁾
Transporte: Transport Lkw 40t	tkm	6.0E-03
Energieeinsatz: Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	6E-7
Heizöl S ab Regionallager Euro	t	1.5E-5
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.35E-07 ¹⁾
Emissionen Luft: Abwärme in Luft p	TJ	1.43E-06
Cd Cadmium p	kg	1.2E-8
CH4 Methan p	kg	5.9E-3
CO Kohlenmonoxid p	kg	1.7E-5
CO2 Kohlendioxid p	kg	7.8E-2
HCl Salzsäure p	kg	4.9E-7
HF Fluorwasserstoff p	kg	4.9E-8
Hg Quecksilber p	kg	1.3E-9
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	3.8E-4
Partikel p	kg	5E-5
Pb Blei p	kg	3.1E-8
SOx als SO2 p	kg	4.7E-4
TCDD-Aequivalente	ng	1.6E-3
Zn Zink p	kg	2.5E-8

Tab. A8.6: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg Gips; <BUWAL 1995>; ¹⁾: <Weibel et al. 1995>

Die grossen Gipsfabriken liegen in unmittelbarer Nähe des Gipssteinbruchs. Es werden 5km Lkw-Transport 40t verbucht.

Ton

Die Aufwendungen für den Tonabbau werden <Weibel et al. 1995> entnommen, der sich auf Angaben von <Kruspe 1995>, <Bruck 1994>, <Meyer et al. 1994> und <Istighofen 1992> bezieht. Die Aufwendungen für den Abbau und die Aufbereitung sind wie folgt eruiert worden:

	Einheit	Ton ab Grube [kg]
Strom Mittelspannung Bezug UCPTe	TJ	3.60E-09
Diesel in Baumaschinen	TJ	7.57E-09

Tab. A8.7: Energieverbrauch für die Produktion von 1 kg Ton ab Grube, <Weibel et al. 1995>

Die Flächenbeanspruchung der Tongruben ist je nach den örtlichen Begebenheiten stark unterschiedlich. Als Vergleichsgrössen müssen uns aber die Angaben der Tongrube Böttstein genügen. Es handelt sich dabei eine Grube mit für Schweizer Verhältnisse durchschnittlicher Grösse.

- Rohmaterialvolumen netto: 1.1E6 m³
- Dichte trockener Ton: 1.8..2.1 t/m³
- Rodungsfläche: 6000 m²
- Betriebszeit 60 - 80 Jahre

Es wird angenommen, dass die Erschliessung der Grube in 10 Teilschritten vonstatten geht, d.h. die Flächenbeanspruchung ist nur vorübergehend. Nach ihrer Benutzungszeit von 8 Jahren beginnt die Restaurierungsphase (5 resp. 50 Jahre), während der sie in ihren ursprünglichen naturnahen Zustand zurückkehren wird.

- Flächeninanspruchnahme II - IV: 0.038 m² a / t Ton
- Flächeninanspruchnahme II - III: 0.15 m² a / t Ton

Die Flächenbeanspruchung durch den Abbau der restlichen Rohmaterialien wird in den entsprechenden Modulen berücksichtigt. Nicht berücksichtigt sind die Werte der Flächenbeanspruchung der Infrastruktur der Tongewinnung.

	Einheit	Ton ab Grube [kg]
Fläche II - IV	m ² a	3.80E-05
Fläche II - III	m ² a	1.5E-04

Tab. A8.8: Flächenbeanspruchung pro kg Ton ab Grube <Weibel et al. 1995>

Dies führt zu den folgenden Eingabedaten für das Modul "Ton ab Grube":

pro kg	Einheit	Ton ab Grube
Fläche II-III	m ² a	1.5E-04
Fläche II-IV	m ² a	3.80E-05
Ton	kg	1.00E+00
Diesel in Baumaschine	TJ	7.57E-09
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTe	TJ	3.60E-09
Abwärme in Luft p	TJ	3.60E-09

Tab. A8.9: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für das Modul Ton ab Grube

9. Chrom

Einleitung

Chrom stellt ein wichtiges Legierungselement der Stahlproduktion dar. 60% der Chromproduktion werden in der Stahlindustrie, 25% in der chemischen Industrie und 15% für andere Verwendungen benötigt.

Herstellung

Ausgangsstoff für die Metallthermie ist möglichst reines Cr_2O_3 . Der Aufschluss des Chromeisensteinerzes geschieht mit Soda und Kalk im Drehrohrofen bei 1100 °C. Das Röstgut wird in Wasser gelaugt, die Lauge wird eingedampft und mit Reduktionsmittel versetzt und bei Rotglut wird Cr_2O_3 erzeugt. Die anschließende alumino- oder siliko-thermische Reduktion erfolgt meist im Elektrolichtbogenofen. Alle Chromsorten müssen nachraffiniert werden <Paschen 1993>.

Voraussetzungen, Annahmen und Einschränkungen

Alle Werte wurden <Mori 1993> entnommen. Sie beziehen sich auf Chrommetall (Reinheit 99%).

Weder der Transport noch die Flächenbeanspruchung werden bilanziert. Einzig der Energieverbrauch wurde berücksichtigt.

Es wurde von einem Chromiterz mit 33% Cr_2O_3 ausgegangen. Die Aufbereitung umfasst die Zerkleinerung des Erzes, Setzherde und eine Magnetscheidung. Als Vorbereitung zur Reduktion wird die Herstellung von reinem Cr_2O_3 verstanden.

Die Reduktion wird aluminothermisch durchgeführt. 160 MJ_{Primärenergie}/kg Chrom werden in Form von Aluminium benötigt. Die Umrechnung des Aluminiumverbrauchs auf Gewichtseinheiten erfolgt mit dem Faktor 200.8 MJ_{Primärenergie}/kg Aluminium. Daraus ergibt sich eine Menge von 797g Aluminium pro kg Chrom.

Daten

pro kg Chrom		k.A.	Steinkohle	Erdgas
Bergbau	[MJ/kg]	0.4		
Aufbereitung	[MJ/kg]	0.7		
Vorbereitung	[MJ/kg]	15.1	8.1	27.2
Reduktion	[MJ/kg]	14.8		

Tab. A9.1: Aufteilung der benötigten Energieträger nach Prozessschritten. Unter k.A. wurden die nicht näher bezeichneten Energiemengen aufgeführt <Mori 1993>.

Der Energieverbrauch des Bergbaus wird als "Diesel in Baumaschine", derjenige für Aufbereitung und Vorbereitung als "Heizöl S in Industriefeuerung" verbucht. Bei der Reduktion des Chromoxids wird angenommen, dass sich die Angabe in <Mori 1993> auf das primärenergetische Äquivalent des Stromverbrauchs bezieht. Für die Umrechnung des Primärenergieverbrauchs auf den Stromverbrauch wird ein Nutzungsgrad von 33% angenommen.

Zusammenstellung der Eingabedaten

pro kg	Einheit	Chrom
Chrom ab Erz	kg	1
Aluminium 0% Recycling	kg	0.797
Steinkohle in Industriefeuerung	TJ	8.1E-06
Erdgas in Industriefeuerung > 100kW	TJ	2.72E-05
Heizöl S in Industriefeuerung > 100kW	TJ	1.58E-05
Diesel in Baumaschine	TJ	4E-07
Strom Mittelspannung in UCPT	TJ	4.9E-06
Abwärme in Luft p	TJ	4.9E-06

Tab. A9.2 Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse für 1 kg metallisches Chrom.

10. Mangan

Mangan wird in Form von Mangandioxid praktisch in allen Stählen und Gusssorten verwendet, da es Schwefel bindet, desoxidierend wirkt und damit die Zähigkeit der Werkstoffe verbessert. Als Legierungselement wird Mangan zudem für die Herstellung hochfester Stähle verwendet.

Der weltweite Abbau betrug 1989 rund 9.3 Mio.t. Die Reserven werden auf 900 Mio.t geschätzt <Minerals 1991>.

Das Mangandioxid wird im Tagebau abgebaut und hat im Erz eine Konzentration von mindestens 40%. Das aufbereitete Mangandioxid wird dann entweder direkt zu den Stahlproduzenten verschifft oder in Billigstromländern (Wasserkraft) zu Ferromangan reduziert <Trueb 1993>.

Auf einem Areal von 84.5 km² können insgesamt 200 Mio.t Erz abgebaut werden. Daraus resultiert ein Flächenbedarf von 0.423 m²/t. Bei 10a Abbaudauer und den Standard-Rekultivierungszeiten ergibt sich folgende Flächenbeanspruchung:

Fläche II -> IV	6.3 m ² a/t Erz
Fläche II-> III	21.1 m ² a/t Erz

Pro t reinem Mangan werden rund 4t Erz benötigt. Pro t Erzabbau wird in Anlehnung an Kap.VI.6 1kg Sprengstoff, 10 kWh Strom und 240 MJ Diesel in Baumaschine eingesetzt.

Für die Reduktion im Lichtbogen wurde aus <Boustead et al. 1979> der gerundete Wert von 36MJe pro kg Mangan übernommen. Alle weiteren Prozesse bleiben unberücksichtigt. Es wird direkt metallisches Mangan bilanziert, obwohl die Handelsgrösse Ferromangan mit einem Mangangehalt von 76% ist.

pro kg	Einheit	Mangan
Ressourcen:		
Fläche II -> IV	m ² a	0.025
Fläche II-> III	m ² a	0.084
Mangan ab Erz	kg	1
Betriebsstoffe und Energieeinsatz:		
Sprengstoff	kg	0.004
Diesel in Baumaschine	TJ	9.6E-7
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	3.6E-5
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	TJ	3.6E-5

Tab.A10.1: Zusammenstellung der Energie- und Stoffflüsse bei der Produktion von 1 kg Mangan.

11. Kupfer

11.1 Übersicht, allgemeine Annahmen

Kupfer ist eines der ersten vom Menschen genutzten Metalle, da es in Natur relativ oft in aufkonzentrierter Form vorkommt, gut verformbar und legierbar ist. Kupfer ist in der Erdkruste mit durchschnittlich 55 g/t vertreten (etwa halb so häufig wie Chrom und doppelt so häufig wie Kobalt) und hat eine Dichte von 8'930 kg/m³ <MG 1993>. Da es eine starke Affinität zum Schwefel besitzt, wird es bei der primären Lagerstättenbildung fast immer in sulfidischer Form gebunden. Oxidische Kupfererze entstehen durch sekundäre Verwitterungsprozesse (das verbreitetste Erz ist Kupferkies oder Chalkopyrit).

Die sicheren (in abbauwürdigen Roherzen enthaltenen) Weltkupfervorräte werden auf rund 320 Mio t geschätzt, während die Gesamtreserven mit 550 Mio t angegeben werden <MG 1993>.

Kupfer wird heute aus vier Rohstoffen gewonnen:

- (aufkonzentrierte) sulfidische Erze (ca. 90% der Primärkupferproduktion)
- oxidische und silikatische Erze
- bituminöse Erze
- Altmetalle und andere Sekundärmaterialien.

Für die Bilanzierung der Kupferproduktion werden folgende Annahmen getroffen:

- wo möglich werden aktuelle Daten für die Produktion in Westeuropa verwendet (v.a. Deutschland, Frankreich), da sich der Kupferverbrauch in diesem Projekt v.a. auf diese Produktion bezieht.
- Dampf und thermische Prozessenergie werden zu 50% aus Heizöl und zu 50% aus Erdgas produziert.
- die Bilanzierung beginnt beim Kupfererzbergbau oder bei der Sammlung von Altkupfer und endet beim reinen Elektrolytkupfer. Nicht enthalten ist die Formgebung zu Draht, Rohr etc. Die Formgebung wird in diesem Projekt vernachlässigt.
- die angegebenen Emissionsfaktoren stellen Werte nach der Abgas- und Wasserreinigung dar. Oft fehlen belastbare Angaben der Betreiber. Deshalb dürfen nicht bilanzierte Schadstoffe nicht als Null interpretiert werden, sondern vielmehr als nicht erhältlich. Daraus resultiert eine Vielzahl von nicht aufgeführten Schadstoffen, die nicht zu vernachlässigen sind.
- Transporte innerhalb der Primärkupferproduktion werden nicht explizit angegeben. Sie sind z.T. in der Angabe des gesamten Energieverbrauchs berücksichtigt.
- der Flächenbedarf der Infrastruktur wird nicht erfasst.

11.2 Primärkupferproduktion

Vom Rohstoff zum Konzentrat

Die angewendeten Abbauverfahren im Kupfererzbergbau hängen in hohem Masse vom Lagerstätten-typ ab. Der Erzabbau erfolgt vorwiegend im Tagbau. Die gewonnenen sulfidischen Kupfererze werden zuerst zu Erzkonzentraten angereichert. Die Trennung verschiedener Mineralphasen geschieht dabei meistens mit einem Flotationsverfahren (Wasser, Schaum). Oxidische Kupfererze müssen im allgemeinen mit Schwefelsäure gelaugt werden.

Der Erzabbau geschieht in der Regel in offenen Minen, die Amphitheater-förmig angelegt sind und bis zu 800 m tief sein können. Die Mächtigkeit eines Erzkörpers beträgt je nach Lagerstätte einige Meter bis einige Dutzend Meter, wobei auch mehrere Flöze übereinander angeordnet sein können. Die Kupfer-Konzentration im Erz, das ausgegraben wird, beträgt je nach Lagerstätte zwischen 0.1 und einige Prozente <VDI 1992> <NZZ 1990> <NZZ 1991>.

Für die Bilanzierung des abgebauten Kupfererzes und der beanspruchten Fläche für dieses Projekt werden die Angaben einer typischen offenen Kupfermine namens "Bingham Canyon" im US-Staat Utah verwendet <NZZ 1991>. Seit ihrer Entdeckung im Jahr 1'863 wurden in Bingham-Canyon rund 1.7 Mia Tonnen Erz und 3.3 Mia Tonnen Abraum abgebaut. Aus dem Erz konnten insgesamt rund 12 Mio Tonnen Kupfer gewonnen werden. Es wurden also rund 140 t Erz pro t Kupfer abgebaut.

"Bingham Canyon" beansprucht eine Fläche von rund 770 Hektaren, und befindet sich in der letzten Phase seiner Ausschöpfung. In Übereinstimmung mit der Methodik für die Flächenangabe bei Mining-Prozessen, die im Kap. III erklärt wird und z.B. im Kap. VI.6 (Kohleförderung) angewendet wird, werden für das Kupfer-Mining unbeanspruchte Ausgangsflächen vom Typus II "modifiziert" angenommen, die über 15 Jahre voll beansprucht werden und über weitere 50 Jahre mit Rekultivierungsmassnahmen wieder in den Ausgangszustand gebracht werden.

Dies ergibt eine Flächenbeanspruchung von rund 0.01 m²a/kg Kupfer vom Typus II-IV und von 0.03 m²a/kg Kupfer vom Typus II-III.

Vom Konzentrat zum Raffinat

Das Konzentrat muss verschiedene pyrometallurgische Prozesse durchlaufen bevor es zum Endprodukt "Elektrolytkupfer" kommt. Sulfidische Kupferkonzentrate werden über die folgende Prozesskette weiterverarbeitet: Schmelzen-Konvertieren-Polen-Elektrolyse. Bei oxidischen Kupfererzen kommt eine hydrometallurgische Prozesskette zur Anwendung: Laugung-Solventextraktion-Strippen-Elektrowinning.

Bei den Schmelzprozessen kann man zwischen Badschmelz- und Schwebeschmelzprozessen unterscheiden. Beim ersten spielen sich die Reaktionen überwiegend in der Schmelzphase ab, beim zweiten reagieren die feinen Konzentrat-Teilchen in der Gasphase. Bei den Prozessen Schmelzen und Konvertieren fallen beträchtliche Mengen an Schlacke an. Die Nachbehandlung der Schlacke geschieht durch Flotationsprozesse (hier entsteht wiederum Abwasser!) oder durch eine Nachreduktion der flüssigen Schlacke in einem Elektroofen. Die behandelte Schlacke wird entweder deponiert oder als Baustoff weiterverwendet.

Da schon wenige ppm Verunreinigungen an Schwefel, Selen, Tellur, Wismut und Antimon die elektrische Leitfähigkeit verringern, ist die elektrolytische Kupferraffination heute der einzige Prozess, der den Anforderungen der Elektroindustrie genügt. Am Minus-Pol der Kathode scheidet sich reines Kupfer mit Verunreinigungen von nur 10-20 ppm ab.

Energie- und Stoffflüsse

Energie- und Materialinputs der Primärkupferproduktion (Elektrolytkupfer), gemäss verschiedenen Quellen, sind in Tab. A11.1 zusammengefasst.

Unter den prozessbedingten Emissionen sind vor allem Schwefeldioxid- und Staub-Emissionen zu nennen. Der anfallende Staub kann mit verschiedenen Schwermetallen verunreinigt sein, entsprechend den Verunreinigungen im Kupfer-Erz.

Gemäss <UBA 1989> konnte der Emissionsfaktor für Staub in Deutschland von 7 kg/t Cu (1970) auf rund 0.6 kg/t Cu (1986) gesenkt werden. Dies ist den hohen Abgaserfassungsgraden (durch Hauben, Deckel oder Kapselung) und der anschliessenden Entstaubung in Gewebefiltern zu verdanken. Aktuelle Angaben über die Schwermetall-Gehalte im Staub fehlen weitgehend. Verschiedene Quellen geben Anhaltswerte für Arsen-, Quecksilber-, Blei- und Cadmium-Emissionen an, die aber zum Teil veraltet sind oder sich auf die Situation in den Vereinigten Staaten beziehen.

<Pacyna 1987> zitiert Quellen des Deutschen Umweltamtes, die für Deutschland eine Cadmium-Konzentration von 0.002 bis 0.05 Gew.-% (Durchschnitt 0.04 %) im Kupfererzkonzentrat angeben. Gemäss <Pacyna 1987> betragen die Cadmium-Emissionen der Kupfer-Primärproduktion rund 10 g Cd pro Tonne Elektrolytkupfer. Gemäss Pacyna können die Emissionsfaktoren in anderen Ländern bis zu einem Faktor 20 höher liegen.

Angabe pro t Cu	Einheit		Quelle
Primärenergiebedarf für Abbau und Aufkonzentrieren	GJ	75 ¹⁾	MG 1993
Brennstoffbedarf Schmelzprozess	GJ	15-26 (21)	MG 1993
Brennstoffbedarf Schmelzprozess	GJ	27	Brown et al. 1985
Elektrizität für Konvertieren, Elektrolyse und Giessen	GJ	3.4	Brown et al. 1985
Brennstoffbedarf Konvertieren bis Elektrolyse	GJ	7.6	Brown et al. 1985
Primärenergiebedarf ganze Prozesskette (inkl. Abbau und Aufkonzentrieren)	GJ	84-105	Agarwal 1990
Sauerstoffbedarf Schmelzprozess	kg	300	MG 1993
Output Schlacke	t	ca. 4	MG 1993
Brennstoff für Abbau und Aufkonzentrieren ²⁾	GJ	25	dieses Projekt
Elektrizität für Abbau und Aufkonzentrieren	GJ	15	dieses Projekt
Brennstoffbedarf Schmelzprozess, Konvertieren, Elektrolyse ²⁾	GJ	30	dieses Projekt
Elektrizität für Konvertieren, Elektrolyse, Giessen	GJ	5	dieses Projekt
Schlacke in Reststoffdeponie	t	2³⁾	dieses Projekt

Tab. A11.1: Energie- und Materialinputs der Primärkupferproduktion (Elektrolytkupfer); ¹⁾: rund 2/3 für Strom (Schätzung); ²⁾: Annahme: 50% Erdgas in Industrieheizung, 50% Heizöl in Industrieheizung; ³⁾: es wird angenommen, dass rund 50% der Schlacke als Nebenprodukt weiterverwendet werden können. Ueber die Zusammensetzung der Schlacke ist nichts näheres bekannt.

Für Blei-Emissionen bei der Primärkupferproduktion schwanken veraltete amerikanische Angaben und neuere Angaben für Deutschland um rund einen Faktor 10. Es werden die deutschen Angaben eingesetzt, zur Berücksichtigung der europäischen Verhältnisse und der verbesserten Abgasreinigung.

Zink wird v.a. über die Staub-Emissionen an die Luft abgegeben. <Pacyna et al. 1988> gehen für 1982 von einem Emissionsfaktor von 0.85 kg Zink pro Tonne Kupfer aus. Berücksichtigt man die Fortschritte bei der Staub-Zurückhaltung in den letzten 10 Jahren (rund Faktor 4, gemäss <UBA 1989>), so wird für dieses Projekt ein Emissionsfaktor in Luft von rund 0.2 kg Zink pro Tonne Kupfer eingesetzt.

Grosse Mengen an Schwefeldioxid werden beim Abbau und beim Aufkonzentrieren des Kupfererzes emittiert. Gemäss der US-amerikanischen Umweltbehörde werden zwischen 140 und 280 kg SO₂ pro t Kupfer emittiert. Der Emissionsfaktor ist stark abhängig von der Qualität des Kupfererzes. Die russische Mine Noril'sk-Talnakh, beispielsweise, emittiert gemäss Tab. A29.1 rund 4'800 kg SO₂ pro t Kupfer bei rund 2.5 % Anteil an der Weltkupferproduktion. In diesem Projekt wird ein geschätzter mittlerer Wert von 200 kg SO₂ pro t Kupfer weiterverwendet.

pro t Cu	Einheit		Quelle
Partikel	kg	16	EPA 1985 ¹⁾
Partikel	kg	0.6	Pacyna 1987
SO ₂	kg	140-280	EPA 1985 ¹⁾
SO ₂	kg	200	dieses Projekt, siehe Text
Blei	kg	0.10	EPA 1985 ¹⁾
Blei	kg	0.015	Hohmeyer et al. 1992 ²⁾
Cadmium	kg	0.01	Pacyna 1987
Zink	kg	0.85	Pacyna et al. 1988
Zink	kg	0.2	dieses Projekt, siehe Text

Tab. A11.2: Emissionsfaktoren der Primärkupferproduktion (Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt); ¹⁾ Angaben inkl. Schlackenbehandlung; ²⁾ Durchschnitt Primär- und Sekundärproduktion

11.3 Sekundärkupferproduktion

Kupfer ist ein Werkstoff, der im Prinzip beliebig oft wieder eingesetzt werden kann. Die Reinigung des Sekundärrohstoffes ist aber sehr aufwendig und nicht immer ökonomisch rentabel. Die durchschnittliche Recyclingrate beträgt heute in Deutschland rund 40% <MG 1993>. Die wichtigsten Sekundärrohstoffe sind:

- Rückstände
- Schlämme, Schlacken, Stäube (z.T. aus der Primärkupferproduktion)
- Elektroschrott
- Bronze
- Altkupfer.

Das Standardverfahren zur Verhüttung der Sekundärrohstoffe ist der Schachtofen. Als Reduktionsmittel wird Koks zugesetzt, als Schlackenbildner Kalkstein, Eisenoxid oder Sand. Ein Nachteil des Standardverfahrens sind die grossen Abgasmengen, die eine aufwendige Abgasreinigung notwendig machen. Es sind deshalb eine Reihe neuer Verfahren entwickelt worden (Top Blown Rotary Konverter, Elektroöfen etc.), die aber anteilmässig noch eine untergeordnete Rolle spielen. Angaben zum Energieverbrauch verschiedener Recycling-Verfahren sind in Tab. A11.3 zusammengefasst.

Die prozessbedingten Emissionsfaktoren der Sekundärkupferproduktion sind stark abhängig von den eingesetzten Sekundärrohstoffen. Diese können mit Schwermetallen verunreinigt sein, z.B. Blei, Wismut (aus niedrigschmelzenden Loten), Tellur, Cadmium etc., was wiederum zu erheblichen Schwermetall-Emissionen führen kann. Um den gesetzlichen Auflagen zu genügen sind aufwendige Luftreinhalte-Massnahmen notwendig.

<MG 1993> gibt aktuelle Staub-Emissionsfaktoren für die Sekundärkupferproduktion an. Leider fehlen Angaben über den Schwermetallgehalt des Staubes. <Pacyna 1987> gibt für die deutsche Sekundärproduktion einen Emissionsfaktor von rund 4 g Cd/t Cu an, der hier weiterverwendet wird. Für die Blei-Emissionen kann der durchschnittliche Wert von <Hohmeyer et al. 1992> eingesetzt werden. Belastbare Angaben für andere Schwermetalle fehlen und müssen hier unberücksichtigt bleiben.

Gemäss Angaben des Deutschen Kupfer-Institutes <DKI 1982> sind die anfallenden Schlämme oft so geringhaltig an Metallen, dass sich eine weitere Aufbereitung nicht lohnt. Bis auf weiteres werden sie heute oft in Sonderdeponien zwischengelagert.

Für die Einsammlung der Sekundärrohstoffe und für den Transport bis zum Schachtofen werden pauschal 200 km Bahntransport und 100 km Lastwagen-Transport verrechnet. Der Transport zur Halbzeug-Fertigung und zum Endverbraucher wird durch die entsprechenden Endverbraucher berücksichtigt.

Verfahren (Sekundärrohstoff)	Einheit		Quelle
Primärenergiebedarf (Kabel)	GJ/t Gran.	10	MG 1993
Primärenergiebedarf (Altkupfer)	GJ/t Cu	22	MG 1993
Primärenergiebedarf (Legierungsschrott)	GJ/t Cu	40	MG 1993
Mittelwert (Altkupfer, Legierungsschrott)	GJ/t Cu	30¹⁾	dieses Projekt

Tab. A11.3: Primärenergieaufwand für die Sekundärkupferproduktion; ¹⁾: gemäss <Brown et al. 1985> entfallen rund 50% auf Elektrizität und 50% auf Brennstoffe (davon 50% Steinkohlenkoks und 50% Heizöl in Industriefeuerung)

Verfahren (Sekundärrohstoff)	Einheit		Quelle
Partikel: Cupola-Ofen mit Elektrofilter (Altkupfer, Legierungsschrott)	kg/t Cu	1.2	EPA 1985
Partikel: Schachtofen mit Zyklon (Altkupfer, Legierungsschrott)	kg/t Cu	0.8	EPA 1985
Partikel: Mittelwert (Altkupfer, Legierungsschrott)	kg/t Cu	0.6¹⁾	dieses Projekt
Cadmium	kg/t Cu	0.004	Pacyna 1987

Tab. A11.4: Prozess-Emissionsfaktoren für die Sekundärkupferproduktion. Werte für dieses Projekt sind fett gedruckt; ¹⁾: gleicher Wert, wie Primärkupferproduktion

11.4 Daten

Für dieses Projekt wird eine durchschnittliche Kupferqualität bestehend aus 60 % Primärkupfer und 40 % Sekundärkupfer (entsprechend der Situation in Deutschland) definiert. Angaben aus Tab. A11.1 bis A11.4 werden für die Eingabe in Ecoinvent vorbereitet und in Tab. A11.5 zusammengefasst.

pro kg produziertes Kupfer	Einheit	
Kupfer ab Erz	kg	1
Fläche II-IV	m2a	0.006
Fläche II-III	m2a	0.018
Strom Mittelspannung - Bezug UCPT	TJ	15 E-6
Strom Mittelspannung - Bezug UCPT *)	TJ	4 E-7
Steinkohlenkoks	TJ	3 E-6
Erdöl in Industriefeuerung	TJ	19 E-6
Erdgas in Industriefeuerung	TJ	16 E-6
Abwärme in Luft	TJ	18.4 E-6
Partikel	kg	0.6 E-3
SO ₂	kg	120 E-3
CO ₂ ²⁾	kg	3 E-1
Blei	kg	15 E-6
Cadmium	kg	8 E-6
Zink	kg	120 E-6
Transport Schiene	tkm	0.2
Transport Lkw 40 t	tkm	0.1
Schlacke aus Kupferprod. in Reststoffdeponie	kg	2.0

Tab. A11.5: Zusammenstellung der Eingabedaten für das Basismaterial "Kupfer" in Ecoinvent; ¹⁾: für die Bereitstellung von 0.2 kg Sauerstoff, à 2 MJe/kg Sauerstoff (Luftzerlegung); ²⁾: Für den Einsatz von Steinkohlenkoks

12. Flachglas

12.1 Die benötigten Rohstoffe

Zur Herstellung von Flachglas werden mineralische und zu einem kleinen Teil auch organische Materialien benötigt. Die Rohstoffe werden gemahlen, gut gemischt und zusammen mit dem Glasbruch aus der eigenen Produktion in Öfen geschmolzen. Untenstehende Tabelle zeigt die benötigten Stoffe pro Kilogramm Glas. Zur Verarbeitung wird die Schmelze dem Wannenofen aus einer schmalen, schlitzförmigen Düse entnommen und über heisse Walzen geglättet. Anschliessend wird das Glas über ein Zinnbad geführt, um eine plane Oberfläche zu erhalten. Dann wird das Glas gekühlt, geschnitten und der weiteren Verarbeitung übergeben.

Beim Erschmelzen der Rohstoffe Kalk, Soda und Dolomit oxidiert der darin enthaltene mineralische Kohlenstoff und führt zu prozessspezifischen CO₂-Emissionen. Die entstehenden Abgase des Schmelzprozesses werden in einer Rauchgasreinigungsanlage (RGA) unter Beigabe von Kalk gesäubert. Dabei fällt eine geringe Menge Sulfat an, welches dem Rohstoffgemenge wieder zugegeben wird. Die dadurch verursachte Veränderung des Rohstoffbedarfs pro Kilogramm Glas ist unbedeutend.

Ebenfalls in Tab. A12.1 sind die notwendigen Tonnenkilometer aufgetragen. Die leeren Rückfahrten der Lastkraftwagen werden in den Transportprozessen berücksichtigt.

Rohstoff	<Hantzsche 1992> [kg]	Dieses Projekt	
		[kg]	Lkw [tkm]
Sand	0.6	0.75	1.5E-2
Sulfat	0.0105	0	-
Kalk	0.187	0.05	4.3E-2
Soda	0.190	0.2	0.11
Dolomit	0.133 ¹⁾	0.2 ²⁾	4.3E-2
Kohle	kA	0	-
Total	1.121	1.2	0.21

Tab. A12.1: Glasrohstoffe (incl. RGA), ¹⁾: davon 0.077 Feldspat, ²⁾: als Kalkstein verbucht

Die Angaben in <Hantzsche 1992> sind mit einem Altglasanteil von 9 Prozent gerechnet.

12.2 Der Herstellungsprozess

12.2.1 Grundfliessbild

Die folgende Figur zeigt das Grundfliessbild der Floatglasproduktion:

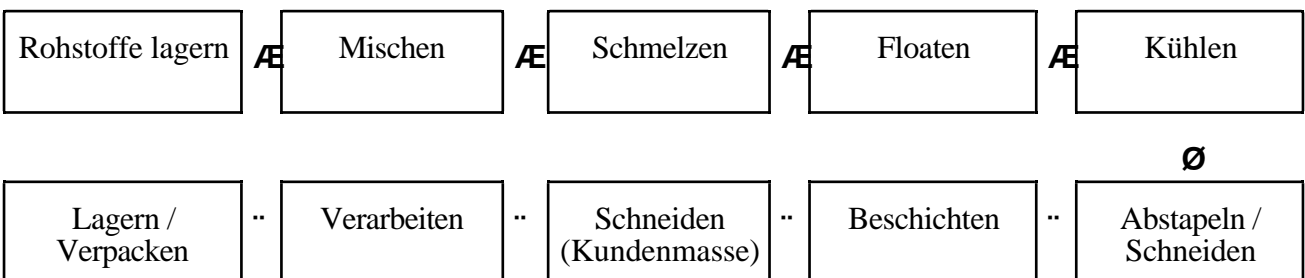


Fig. A12.1: Grundfliessbild der Floatglasproduktion

Für die Floatglasproduktion ist charakteristisch, dass das flüssige Glasband über ein Zinnbad geleitet wird und dessen extrem gute Oberflächenqualität annimmt.

Die per Lkw angelieferten Rohstoffe werden zuerst gelagert und gemischt. Dem Gemenge werden auch Scherben beigegeben, welche beim Herausschneiden von fehlerhaften Stellen, durch Schnittverluste beim Zuschneiden auf Kundengrößen und dem Abschneiden der Glasbandränder entstehen.

Mit den Scherben wird ein Kreislauf geführt, d.h. die Rohstoffzusammensetzung verändert sich nicht. Danach wird das Gemenge geschmolzen und gefloatet; als Energieträger wird Erdgas eingesetzt. Um eine gleichmässige Abkühlung zu gewährleisten, wird im Kühlkanal elektrisch nachgeheizt. Das Band wird in Platten zerschnitten und abgestapelt. Danach erfolgt die Beschichtung und das Zerschneiden in die von den Kunden gewünschten Grössen. Für die Weiterverarbeitung (Verkleben zu Doppelscheiben), werden die Gläser in ein zweites Werk gefahren und anschliessend von dort aus versandt.

12.2.2 Rohstoffe und Energiebedarf

Tab. A12.2 zeigt die Energieverbräuche für die Glasherstellung. Hauptverbraucher ist der Schmelzprozess, wo als Energieträger Erdgas eingesetzt wird. Daneben sind der Beschichtungsvorgang und der Float- / Kühlabschnitt die grössten Energiebezügler (zur Hauptsache Strom).

Wasser wird zu Kühlzwecken verwendet. Es wird angenommen, dass es sich um entkarbonisiertes Wasser handelt.

In derselben Tabelle sind auch Stahl und Betonverbräuche pro kg Glas aufgeführt. Diese stammen aus der benötigten Infrastruktur. Es gelten folgende Annahmen:

- Lebensdauer der Anlagen: 10 Jahre
- Lebensdauer der Gebäude: 20 Jahre

Bei der Infrastruktur sind die feuerfesten Materialien der Schmelzwannen nicht bilanziert.

Modul	Einheit	beschichtet	unbeschichtet	unbeschichtet ¹⁾	unbeschichtet
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	5.9 E -7	3.9 E -7	2.3 E -7	7.0E-7
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	7.5 E -6	7.5 E -6	6.8 E -6	7.5E-6 ²⁾
Wasser entkarbonisiert	kg	1.1	0.7	7.5	kA
Stahl	kg	3.4 E -3	3.4 E -3	kA	kA
Beton	kg	1.6 E -2	1.6 E -2	kA	kA
Quelle		<Sprecher 1993>	<Sprecher 1993>	<Hantzsche 1992>	<Wagner 1989>

Tab. A12.2: Energie-, Betriebsmittel- und Infrastrukturmaterialbedarf pro kg Flachglas, ¹⁾: Altglasanteil 9 %, ²⁾: therm. Energie allg.

Der Energieverbrauch für unbeschichtete Gläser liegt rund 20 Prozent höher als der für Mischglas in <Habersatter 1991> publizierte Wert (auf 0 % Recyclingrate umrechnen!).

Ein Vergleich der verschiedenen Angaben zeigt deutlich, dass der Bedarf an thermischer Energie recht konstant ist, wogegen bei der Elektrizität zwischen den einzelnen Quellen erhebliche Unterschiede bestehen.

12.2.3 Die Prozessemissionen

Prozessemissionen entstehen zum grössten Teil beim Schmelzen (Gemegegase), wo pro Kilogramm Glas rund 0.2 kg CO₂ frei wird. Weitere Prozessemissionen treten beim Kühlen auf, wo SO₂ als Schutzgas eingesetzt wird. Das Schutzgas soll feine Risse im Glasband verhindern. Beim Schneiden verdampft Testbenzin, welches als Schneidflüssigkeit verwendet wird. Schliesslich fallen feste Abfälle dort an, wo die Scheiben mit einem Abstandhalter (Plexiglas- oder Korkmehl) versehen werden (Abstapelvorgang und nach dem Beschichten). Diese Abstandhalter werden später wieder abgewaschen. Zinn geht beim Floaten verloren. Ein grosser Teil bleibt am Glasband haften (rund 10.8 mg pro kg Glas), die anderen Verluste sind Extraktore, Kühler usw.

Tab. A12.3 zeigt die bei der Glasherstellung entstehenden Prozessemissionen. Für die Fluorid-Emissionen muss mangels Daten auf die gesetzlichen Grenzwerte zurückgegriffen werden. Es wird angenommen, dass der gesetzliche Grenzwert für HF um 50 % unterschritten wird.

kg/kg Glas	beschichtet	unbeschichtet	Bemerkungen
Emissionen Luft			
SO ₂	27E-6	27E-6	Kühlen (Schutzgas)
NM VOC	5E-6	5E-6	Schneiden (Schneideflüssigkeit)
CO ₂	0.21	0.21	Schmelzen (Gemengegase)
Chloride	20E-6 ¹⁾	20E-6 ¹⁾	Schmelzen
Fluoride	25E-6 ²⁾	25E-6 ²⁾	Schmelzen

Tab. A12.3: Prozessemissionen bei der Glasherstellung, <Sprecher 1993>, ¹⁾: <Hantzsche 1992>, ²⁾: 50 % des Grenzwertes gemäss <VDI 1986>

Die Infrastruktur für den Beschichtungsvorgang wurde vernachlässigt, ebenso die Transportwege der Sputtertargets. Bei der Herstellung und dem Aufladen der mehrfach wiederverwendbaren Targets sollen keine Prozessemissionen entstehen. Die dazu benötigten Energien sind in Tabelle 2 in der Spalte "unbeschichtet" bereits abgezogen.

Das verwendete Erdgas wird zuerst von 60 bar auf 2 bar entspannt und danach regenerativ vorgewärmt. Die Abgase werden in der Rauchgasreinigungsanlage (RGA) gesäubert und deren Abhitze zur Erzeugung von heissem Wasser benutzt. Die Rückstände der RGA werden dem Gemenge wieder beigegeben.

12.2.4 Feuerungsemissionen

Die Emissionen für die Glasschmelzen basieren auf dem Energieträger Erdgas, teilweise auch auf Heizöl S. Hier wird im folgenden von Erdgas ausgegangen. Die Abgase durchlaufen eine Rauchgasreinigung.

kg/kg Glas	Partikel	VOC ¹⁾	NO _x	CO ₂	CO
<Sprecher 1993>	10E-6	0.13E-3	0.13E-3	0.381	kA
<Hantzsche 1992>	5E-6	kA	0.25E-3	0.63	0.2E-3
Dieses Projekt	10E-6	0.13E-3	0.13E-3	0.381	0.2E-3

Tab. A12.4 Feuerungsemissionen beim Glasschmelzen nach diversen Quellen, ¹⁾: Annahme: 20 % Methan

12.2.5 Materialverbrauch Beschichtung

Für die Beschichtung von Glas mittels magnetisch verstärkter Kathodenzerstäubung werden pro Quadratmeter folgende Mengen benötigt:

Metall:	Indium	Zinn	Silber	Nickel	Chrom
g/m ² Fläche	< 0.1	0.42	0.20	0.15	< 0.1

Tab. A12.5: Materialbedarf pro m² beschichtete Glasfläche, <Sprecher 1993>

12.3 Entsorgung / Recycling

Beim Flachglas existiert kein eigentliches Recycling. Die bei der Produktion anfallenden Scherben werden zwar dem Rohstoffgemenge beigemischt, aber einmal im Einsatz gestandenes Flachglas wird nicht mehr für die Flachglasherstellung wiederverwendet. Der Grund hierfür liegt in der Empfindlichkeit des Herstellungsprozesses gegenüber Verschmutzungen. Zusätzlich liegt der maximale Scherbenanteil bei 35 %. Die fabrikinternen Scherben machen alleine schon 20 Prozent aus. Gebrauchtes Flachglas gelangt so meist in die Hohlglasproduktion oder wird für Ascheverglasungen verwendet. Alle obigen Werte sind also mit 0 Prozent Recyclingrate gerechnet.

12.4 Zusammenfassung der Eingabedaten

Es werden für beschichtetes und unbeschichtetes Glas je ein Datensatz angegeben. Die Transporte der Rohstoffe werden hier ebenfalls zusammengefasst.

	Einheit	Beschichtet	Unbeschichtet
Energieträger:			
Strom Mittelspannung UCPTe	TJ	5.9 E -7	3.9 E -7
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	7.5 E -6	7.5 E -6
Betriebsstoffe:			
Wasser entkarbonisiert	kg	1.1	0.7
Infrastruktur:			
Stahl unlegiert	kg	3.4 E -3	3.4 E -3
Beton	kg	1.6 E -2	1.6 E -2
Rohstoffe:			
Sand	kg	0.75	0.75
Kalkstein	kg	0.25	0.25
Soda	kg	0.2	0.2
Transport:			
Lkw 40 t	tkm	0.21	0.21
Emissionen Luft:			
Partikel s	kg	8.5 E-6	8.5 E-6
SO ₂ p	kg	2.7 E-5	2.7 E-5
NO _x s	kg	1.3 E-4	1.3 E-4
CO ₂ s	kg	3.8 E-1	3.8 E-1
CO ₂ p	kg	2.1 E-1	2.1 E-1
CO s	kg	2.0 E-4	2.0 E-4
CH ₄ s	kg	2.6 E-5	2.6 E-5
NMVOc s	kg	1.04 E-4	1.04 E-4
NMVOc p	kg	4.9 E-6	4.9 E-6
HF p	kg	25 E-6	25 E-6
HCl p	kg	20 E-6	20 E-6
Abwärme Luft	TJ	8.1 E-6	7.9 E-6

Tab. A12.6: Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Flachglas

13. Sprengstoff

Sprengstoff wird in diesem Projekt vor allem im Bergbau und beim Bau von Wasserkraftwerken verwendet.

Die Sprengstoffe lassen sich in die Gruppen Pulversprengstoffe, Homogene Sprengstoffe, Mischsprengstoffe, Sprengschlämme, Wassergel-Sprengstoffe und Emulsionen einteilen. Beim Stollenbau für die Wasserkraftnutzung werden vor allem Mischsprengstoffe auf Ammoniumnitrat/ Nitroglykol-Basis eingesetzt. Im Bergbau werden je nach Geologie Sprengschlämme auf der Basis von Aluminiumpulver und anorganischen Nitraten resp. sogenannte ANC-Sprengstoffe, welche ebenfalls auf stickstoffhaltigen Grundchemikalien beruhen, eingesetzt.

Die Zusammensetzung eines typischen Sprengstoffes <Scholzen 1991> kann wie folgt angegeben werden:

Ammoniumnitrat	60%
Nitroglykol	24%
Dinitrotoluol	7%
Nitrocellulose	3%

Ammoniumnitrat wird durch eine Neutralisierung von gasförmigem Ammoniak mit Salpetersäure hergestellt. Nitroglykol, Dinitrotoluol und Nitrocellulose werden durch Nitrieren der jeweiligen Grundstoffe mit Salpetersäure hergestellt.

Pro kg Ammoniumnitrat werden 220g Ammoniak und 815g Salpetersäure (jeweils 100% Konzentration) benötigt. Diese Ausgangsstoffe werden in diesem Anhang als Basismaterialien bilanziert. Der Energieaufwand für die Ammoniumnitrat-Produktion wird <Boustead et al. 1979> entnommen. Die prozessspezifischen Emissionen werden <Reinders 1983> entnommen. Da für die anderen nitrierten Chemikalien keine Angaben zur Produktion verfügbar sind, wird der Sprengstoff als 100% Ammoniumnitrat bilanziert.

Beim Sprengen entstehen idealerweise Wasser, Stickstoff und CO₂. Real sind zumindest auch CO und NO_x-Emissionen zu erwarten. In <BUWAL 1995> werden unter 04 06 N Daten für Sprengen im Zusammenhang mit der Zementproduktion wiedergegeben, welche auf den Emissionsfaktoren verschiedener Sprengstoffe beruhen. Die Emissionen insb. von CO₂ können je nach Sprengstoff stark unterschiedlich ausfallen (0.13-0.6kg CO₂/kg Sprengstoff; 04 06 G in <BUWAL 1995>). Auch der NO_x-Emissionsfaktor erreicht gemäss <BUWAL 1995> für z.B. Armee-Sprengstoff das 25-fache des hier bilanzierten Sprengstoffs.

		Produktion	Sprengen	Total
Ausgangspordukte:				
Ammoniak	kg	0.22		0.22
Salpetersäure	kg	0.815		0.815
Energieeinsatz:				
Strom Mittelspannung UCPTE	MJ	0.21		2.1E-7
Heizöl S in Feuerung Euro	MJ	10.33		1.0E-5
Emissionen in Luft				
Abwärme in Luft	MJ	0.21		2.1E-7
CO _{2 p}	kg		0.24	0.24
CO _p	kg		0.021	0.021
NH _{3 p}	kg	0.001		0.001
NO _{x p}	kg		0.023	0.023
SO _{x p}	kg		0.001	0.001
Emissionen ins Wasser				
NH ₃	kg	0.001		0.001
HNO ₃ (als Nitrat)	kg	0.001		0.001

Tab.A13.1: Abschätzung der Sprengstoffproduktion und -detonation für 1kg Mischsprengstoffe, Eingabedaten für dieses Projekt

Die kleine Relevanz des Sprengstoffes innerhalb der Umwelteinwirkungen von Energiesystemen rechtfertigt diese grobe Bilanzierung.

14. Holz

14.1 Datenbasis

Es ist grundsätzlich sehr schwierig, für den Stoff "Holz" verlässliche Daten anzugeben, da eine "enorme Bandbreite der Basisdaten je nach Randbedingungen im Produktionsprozess und je nach fabriziertem Endprodukt" <Hänger et al. 1989> existiert. Die im folgenden verwendeten Zahlen entsprechen mangels genaueren Angaben den von der "Arbeitsgruppe Holz" vorgeschlagenen Richtwerten <Hänger et al. 1989>.

Es wurden aus <Hänger et al. 1989> nur die entsprechenden Energieverbräuche übernommen; prozessbedingte Emissionen sind zu lückenhaft bekannt.

14.2 Herstellung

Es werden hier nur die Weiterverarbeitung ab Waldstrasse resp. Schnittholz bilanziert, da die Vorstufen über die Verknüpfung mit den entsprechenden Modulen realisiert wird. Folgende Produktionsschritte müssen somit bilanziert werden:

Schnittholz: Transport zur Sägerei
Einschnitt (Zusägen)
Trocknung (grosse Variabilitäten je nach Art der Trocknung: technisch oder Frischluft)
Dichte: 470 kg/m³

Brettschichtholz: Schnittholz wird zu dünnen Platten geschnitten und verleimt
Dichte: 450 kg/m³

Allfällige Anstrichstoffe oder Imprägniermittel werden nicht berücksichtigt.

14.3 Emissionen

Folgender Rohstoffverbrauch kann im Mittel angenommen werden:

pro m ³ Endprodukt	verbrauchtes	Ausgangsprodukt
Schnittholz	1.6 m ³	Rundholz, wobei 0.5 m ³ als weiterverwertbare (Industrie)-Restholz-Sortimente anfallen
Brettschichtholz	1.4 m ³	Schnittholz

Tab.A14.1: Rohstoffverbrauch für die Schnitt- resp. Brettschichtholzproduktion <Hänger et al. 1989>.

Für die Schnittholzproduktion wird angenommen, dass 30% eine technische Trocknung durchläuft, während 70% lufttrocken verbaut werden. Daraus resultiert ein mittlerer Stromverbrauch von 50 kWh und ein Wärmebedarf von 69 kWh/m³ Schnittholz. Prozessspezifische Emissionen konnten nicht quantifiziert werden. Für den Transport zur Sägerei werden 15km Lkw eingesetzt <Hänger et al. 1989>. Der Holzbedarf beträgt 1.1 kg/kg, da 0.5kg als weiterverwertbare Industrie-Restholz-Sortimente anfallen.

Für die Brettschichtholz werden zusätzlich 145 kWh Strom und 840 kWh Nutzwärme/m³ Brettschichtholz benötigt. Ausserdem werden 14 kg Leim/m³ Brettschichtholz verbraucht <Hänger et al. 1989>. Der Leim wird in Analogie zum Bindemittel bei der Steinwolle (siehe Kap. A.15.) als Formaldehyd (55 Gew.-%), Phenol (29 Gew.-%) und Harnstoff (16 Gew.-%) bilanziert. Gemäss <Hänger et al. 1989> werden zu ca. 30% Harnstoff-Formaldehyd-, zu ca. 20% Melamin-Formaldehyd- und zu ca. 50% (mit steigender Tendenz) Phenol-Resorcin-Formaldehyd-Verleimungen eingesetzt. Der Transport von der Sägerei zum Brettschichtholzhersteller wird mit 50km abgeschätzt.

Die Sägerei- und Brettschichtholz-Abfälle werden als Nebenprodukt behandelt und werden vom Energiesystem "Holzschnitzel Sägerei in Feuerung" bezogen.

	pro kg	Holzbaustoff massiv	Holzbaustoff Brettschichtholz
Dichte	kg/m ³	470	450
Holzbaustoff massiv	kg		1.4
Fichte frei Waldstrasse	kg	1.1	
Phenol	kg		0.009
Harnstoff	kg		0.005
Formaldehyd	kg		0.017
Strom Mittelspannung UCPTe	MJ	0.4	1.16
Holzschmittle Sägerei in Feuerung 300 kW	MJ	0.55	6.7
Transport Lkw 40 t	tkm	0.024	0.07
Abwärme in Luft p	MJ	0.4	1.16

Tab.A14.2: Anhaltswerte für die Bilanzierung der Schnittholz und Brettschichtholzproduktion nach <Hänger et al. 1989>.

14.4 Datenqualität

Die Bilanzdaten sind grob und entsprechen schweizerischen Verhältnissen. Die Energieverbräuche variieren in <Hänger et al. 1989> um Faktor 5 bis 10, womit diese Daten die Qualität von Anhalts oder Richtwerten nicht übersteigen. Prozessspezifische Emissionen werden keine berücksichtigt.

15. Mineralwolle

15.1 Datenbasis

Unter Mineralwolle wurden die verschiedensten Qualitäten von Glas- und Steinwollen zusammengefasst. Neben den unterschiedlichen Ausgangsmaterialien bestehen vor allem auch Unterschiede bei der Art und Menge von Zuschlagstoffen. Hier wird im folgenden lediglich 1 kg Steinwolle bilanziert. Die Bilanzierung erfolgt dabei in Anlehnung an <Hofstetter et al. 1991>.

Die Daten und Werte für den Herstellungsprozess beziehen sich, wenn nicht anders beschrieben, auf den aktuellen Stand 1989 der Firma Flumroc AG, Flums. Die Emissionen und der Energieverbrauch werden <BUWAL 1995> entnommen und beziehen sich auf den Stand 1990.

15.2 Herstellung

Der Produktionsprozess gestaltet sich sehr übersichtlich und liefert keine Nebenprodukte. Deshalb konnten die am Kamin gemessenen Luftemissionswerte problemlos auf eine Produktionseinheit umgerechnet werden. Es wird kein Abwasser in die Kanalisation eingeleitet. Fester Abfall entsteht bei der Entleerung der Kupolöfen. Gesundheitliche Gefährdungen der Arbeitenden durch Inhalierung von Steinwollfasern oder bei der Formaldehyd-Verarbeitung werden nicht berücksichtigt.

In einem Kupolofen werden verschiedene Gesteinsarten bei 1600 Grad geschmolzen. Eine Beschickungseinheit von einer Tonne enthält:

560 kg Gesteinsmaterial (85 % Diabas, 15 % Kalk)

320 kg Brikett (Mit Zement vermischte Produktionsabfälle, Abfallanteil: 40 %)

120 kg Koks (Energieträger)

Unter Zufuhr von Heissluft verflüssigt sich die Mischung und wird anschliessend unter Zugabe eines Bindemittels (Bakelitharz) über drehende Scheiben verschleudert. Der abgekühlte Filz durchläuft einen Härteofen, in welchem er auf die gewünschte Dicke komprimiert und das Bindemittel ausgehärtet wird. Auf der Sägestrasse wird der Filz nach den handelsüblichen Dimensionen geschnitten und anschliessend als Matten oder Platten in Polyethylen-Schrumpffolien verpackt. Spezielle Platten erhalten eine Beschichtung aus Kraftpapier, Alufolie, Glasvlies oder Farbauftrag. Die Abluft der einzelnen Öfen entweicht durch einen gemeinsamen Kamin. Der Filterstaub wird mit anderem Produktionsabfall zu Briketts zementiert.

Das anfallende Washwasser (Transportbandreinigung) wird zur Verdünnung der Bindemittelbestandteile (Formaldehyd, Phenol und Ammoniak) verwendet. Der Schlamm des Washwassers wird ebenfalls über die Brikettherstellung wieder in den Prozess eingeführt.

Jährlicher Rohmaterial- und Energieverbrauch (1989):

Gesteinsmaterial	36'000 t	
Brikett	20'000 t	
Koks	7'436 t	
Oelverbrauch	2'134 t	
Elektrische Energie	11.621 10 ⁶ kWh	
Bindemittel		
Phenol	495 m ³ (530t)	
Formaldehyd	1'291 m ³ (1'052t)	
Harnstoffe	321 t	
Ammoniak	237 m ³	
aliphatisches Mineralöl	150 t	<Gahlmann 1993>
Nettoproduktion Steinwolle 1989	38'000 t	(ohne Verschnitt etc.)

15.3 Emissionen

In <Gahlmann 1990> wurden folgende Emissionsdaten der Flumroc AG veröffentlicht.

Energiebedingte Emissionen:	H ₂ S	0.3 t
	SO ₂	88 t
	NO _x	7 t
	CO	2'963 t
	CO ₂	26'112 t
Prozessbedingte Emissionen	Phenol	4.4 t
	Formaldehyd	1.1 t
	Ammoniak	31.0 t

Diese Emissionen wurden nun auf die produzierte Menge von 38'000 t umgelegt. Es ist zu beachten, dass es sehr verschiedene Qualitäten Steinwolle gibt. Der Bindemittelzusatz variiert entsprechend stark (Faktor 5) und die prozessbedingten Emissionen verändern sich. Für diese Arbeit genügt es jedoch, die Emissionsfaktoren für die Durchschnittsproduktion zu berechnen. Diese Emissionen werden mit denjenigen in <BUWAL 1995> verglichen. Es werden vorwiegend die aktuelleren Werte aus <BUWAL 1995> übernommen. Die Schwermetall- wie auch die HCl-Emissionen werden in <BUWAL 1995> mittels Analogieschluss denjenigen einer Industriefeuerung gleichgesetzt (keine Hinweise auf ein Einbinden in das Rohmaterial vorhanden).

		<Gahlmann 1990>	<BUWAL 1995>	dieses Projekt
Energieeinsatz:				
Steinkohlekoks	TJ	5.6E-06	5.1E-06	5.1E-06
Heizöl EL	t	0.056E-3	0.04E-3	0.04E-3
Emissionen Luft:				
H ₂ S Schwefelwasserstoff p	kg	8.0E-6	kA	8.0E-6
SO _x als SO ₂ p	kg	2.3E-3	2.3E-3	2.3E-3
NO _x Stickoxide als NO ₂ p	kg	1.8E-4	5.6E-4	5.6E-4
CO Kohlenmonoxid p	kg	7.8E-2	7.4E-2	7.4E-2
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	0.687	0.760	0.760
Phenol p	kg	1.2E-4	kA	1.2E-4
Formaldehyd p	kg	2.9E-5	kA	2.9E-5
NH ₃ Ammoniak p	kg	8.2E-4	1.7E-3 ¹⁾	1.7E-3 ¹⁾
NMVOC p	kg	kA	5.0E-5/ 1.2E-3 ²⁾	1.10E-3 ³⁾
CH ₄ Methan p	kg	kA	4.8E-5	4.8E-5
N ₂ O Lachgas p	kg	kA	9.3E-6	9.3E-6
Partikel p	kg	kA	6.4E-4	6.4E-4
HCl Salzsäure p	kg	kA	2.6E-4	2.6E-4
HF Fluorwasserstoff p	kg	kA	1.0E-5	1.0E-5
Pb Blei p	kg	kA	4.2E-7	4.2E-7
Zn Zink p	kg	kA	3.1E-7	3.1E-7
Cd Cadmium p	kg	kA	1.7E-8	1.7E-8
Hg Quecksilber p	kg	kA	4.2E-8	4.2E-8

Tab.A15.1: Spezifischer Energiebedarf und Emissionsfaktoren für die Steinwolle-Produktion nach verschiedenen Quellen und Werte für dieses Projekt; ¹⁾: aus der Imprägnierung; ²⁾: Schmelzprozess/ Imprägnierung; ³⁾: die Phenol und Formaldehyd-Emissionen sind subtrahiert.

Der bei den Kupolöfen anfallende Abfall beträgt nach einer Fraktionierung noch etwa 1 m³ pro Woche. Der Abfall wird als Bauschutt abgeführt.

Der Koks wird in diesem konkreten Fall aus Frankreich importiert. Für europäische Verhältnisse werden 200 km Bahntransport angenommen.

Da für Diabas kein Abbaumodul besteht, wurde alles Gesteinsmaterial wie Kalkstein behandelt.

60% der Briketts bestehen aus Zement, der Rest ist interner Abfall, welcher als Nebenprodukt keine Vorbelastung trägt.

Formaldehyd (Dichte bei 20 °C: 0.815kg/l), Harnstoff und Phenol (Dichte bei 20 °C: 1.071kg/l)

wurden mit den Angaben zum Energieverbrauch <Boustead et al. 1979> und Emissionen <Reinders 1983>, <Verstappen et al. 1993> in Kap. A.40 grob bilanziert.

In <BUWAL 1995> wird das Heizöl als Heizöl EL spezifiziert. Das aliphatische Mineralöl, welches unter anderem zur Staubbindung dient und die Steinwolle wasserabstossend macht, wird als Heizöl Petro ab Raffinerie verbucht.

15.4 Datenqualität

Gemäss <AG Wärmedämmstoffe 1989> werden weitere Hilfsstoffe für die Herstellung von Steinwolle benötigt (ca. 0.5% Polymethyl-Siloxanol, ca. 0.2% Polyethoxyn und Natronlauge). Da keine entsprechende Angaben vom Hersteller geliefert wurden und zur Herstellung einzelner Chemikalien zu wenig Datenmaterial vorhanden war, müssten diese Zusätze vernachlässigt werden. Oft beeinflussen aber gerade solche Zusätze die Ökobilanz erheblich, da sie teilweise stark toxisch sind oder direkt als Emission anfallen. In einer weiteren Stufe wäre deshalb der Einsatz von Zusätzen und deren Herstellung genau zu untersuchen.

Ansonsten sind die Daten nur für die untersuchte Produktionsanlage von hoher Qualität. Vergleichswerte europäischer Anlagen stehen nicht zur Verfügung.

15.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro kg	Einheit	Steinwolle-Prozess
Rohstoffe und Halbfabrikate:		
Kalkstein	kg	0.947
Zement	kg	0.316
Formaldehyd	kg	0.028
Harnstoff	kg	0.0085
Phenol	kg	0.014
Ammoniak	kg	0.005
Energieeinsatz:		
Steinkohlekoks	TJ	5.1E-06
Heizöl EL ab Regionallager Euro	t	4.0E-5
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	t	4.0E-6
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.1E-6
Transporte:		
Transport Schiene	tkm	0.05
Transport Lkw 40 t	tkm	0.06
Emissionen Luft		
H ₂ S Schwefelwasserstoff p	kg	8.0E-6
SO _x als SO ₂ p	kg	2.3E-3
NO _x Stickoxide als NO ₂ p	kg	5.6E-4
CO Kohlenmonoxid p	kg	7.4E-2
CO ₂ Kohlendioxid p	kg	0.760
Phenol p	kg	1.2E-4
Formaldehyd p	kg	2.9E-5
NH ₃ Ammoniak p	kg	1.7E-3 ¹⁾
NM VOC p	kg	1.10E-3 ³⁾
CH ₄ Methan p	kg	4.8E-5
N ₂ O Lachgas p	kg	9.3E-6
Partikel p	kg	6.4E-4
HCl Salzsäure p	kg	2.6E-4
HF Fluorwasserstoff p	kg	1.0E-5
Pb Blei p	kg	4.2E-7
Zn Zink p	kg	3.1E-7
Cd Cadmium p	kg	1.7E-8
Hg Quecksilber p	kg	4.2E-8
Abwärme in Luft p	TJ	7.9E-6
Abfälle:		
Abfälle in Inerstoffdeponie	kg	0.002

Tab.A15.2: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Steinwolle-Produktion, Quellen und Annahmen siehe Text

16. Propylenglykol

Propylenglykol ist eine farblose, geruchlose, leicht viskose Flüssigkeit. Die Dichte bei 20 °C beträgt 1038 kg/m³. Der Siedepunkt liegt bei 187.3 °C. Bei der Herstellung von Propylenglykol reagieren Propylenoxid und Wasser in einem Reaktor bei einer Temperatur von 200 °C und einem Druck von 12 bar.

Propylenglykol [kg]	
Wasser vollentsalzt	0.24
Propylen	0.62
Kalkmilch (Ca(OH) ₂)	0.55
Chloride p	0.001

Tab.A16.1: Anhaltswerte für den Materialeinsatz bei der Herstellung von 1 kg Propylenglykol. <Wells 1991>

17. Gummi EPDM

Als Vertreter für Gummi wird die Herstellung von Etylen-Propylen-Gummi (EPDM) bilanziert. Dieser Gummi besteht aus 35% Elastomer, 44% Russ, 7% Kreide und Quarz und 15% Weichmacher. Diese Komponenten werden unter Wärmeeinsatz zu Granulat verarbeitet, anschliessend extrudiert und in einem Wärmebad vulkanisiert. Die Daten bauen auf einer Diplomarbeit über die Stoffflussanalysen eines gummiherstellenden Betriebs auf <Pfitzner 1995>. Die Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse kann als gut bezeichnet werden. Sie spiegeln aber nur einen einzelnen Betrieb wider. Die vom Betrieb zugekauften Vorstufen können nur grob bilanziert werden. So wird Russ zwar mit dem entsprechenden Modul verknüpft, das Elastomer (ähnliche Synthese wie PE) und die Weichmacher jedoch als PE bilanziert und Kreide und Quarz als Kalkstein (nur Abbau; dürfte sich ähnlich gestalten).

Bei der Vulkanisierung werden zwei hauptsächliche Verfahren unterschieden: Salzbadvulkanisierung und Mikrowellenvulkanisation. Da im allgemeinen kleine Teile für dieses Projekt eine wichtigere Rolle spielen, wird die Salzbadvulkanisierung bilanziert, mit der v.a. diese kleinen Teile hergestellt werden. Bei der Mikrowellenvulkanisation ist der Stromverbrauch kleiner (um 3.2 MJ/kg). Der Schmelzsatzverbrauch und somit auch der Nitrataustrag entfallen.

pro kg Gummi EPDM				Verwendete Module
Energie	Strom	TJ	8.4E-6	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT
	Heisswasser	TJ	1.3E-6	Nutzwaerme ab Industriefeuerung S, Euro
Stoffe	Ole für Knetter	kg	2.5E-3	Heizoel Petro ab Raffinerie Euro
	Schmelzsatz für Salzbad	kg	15E-3	Salpetersaeure
	Talkum	kg	5.1E-3	Kalkstein
	Trennmittel	kg	18.6E-3	Kalkstein
	Wasser	kg	10.9	Wasser entkarbonisiert
Transport	Lkw 40 t	tkm	0.112	Transport Lkw 40 t
Emissionen Luft	HC Emissionen	kg	1E-3	NMVOC p
Emissionen Wasser	Nitrat Emissionen	kg	2.25E-3	Nitrate f
Abfälle fest	Abfälle Deponie	kg	13.3E-3	Kunststoffe in Reaktordeponie
	Abfälle in KVA	kg	48.1E-3	Kunststoffe in KVA
	Sonderabfälle	kg	4.4E-3	Abfaelle in SAVA
	Gummiabfälle zur Verwertung §	kg	0.136	
Vorstufen 1.15 kg	Polymer, Weichmacher	kg	0.575	PE (HD)
	Russ	kg	0.506	Russ
	Kreide, Quarz	kg	0.080	Kalkstein
	Zn	kg	5.05E-4	Zink fuer Verzinkung
	S §	kg	86E-6	

Tab. A17.1: Materialeinsatz und Emissionen bei der Herstellung von 1 kg EPDM Gummi. <Pfitzner 1995>; §: diese Einträge werden in Ecoinvent nicht verbucht

Das Schmelzsatz für das Salzbad (70% KNO₃ und 30% LiNO₃) wird dem Molgewicht entsprechend als Salpetersäure verrechnet. Heisswasser wird im vorliegenden Fall durch eine Ölfeuerung produziert und auch entsprechend verbucht. Talkum wird als Trennmittel verwendet und kommt gediegen vor, d.h. kann direkt in der Natur abgebaut werden und wird deshalb wie Kalk (nur Abbau) bilanziert. Für ein nicht weiter spezifiziertes Trennmittel wird analog vorgegangen. Schwefel wird nicht verknüpft.

Für die stofflichen Inputs werden 100km Lkw 40t verrechnet.

Die Datenqualität ist für den bilanzierten Betrieb mittel (neue Daten, aber nicht repräsentativ für ganz Europa), für die Vorstufen als tief einzustufen.

18. Polycarbonat

Für die Herstellung von Polycarbonat werden die Daten aus <Loos 1993> verwendet. Zur Polycarbonat-Herstellung werden Chlor, Aceton, Phenol, Erdgas, Dichlormethan, Salzsäure und Toluol benötigt. Die in <Loos 1993> aufgeführten und hier übernommenen Emissionsfaktoren umfassen neben der Polycarbonat-Herstellung aus Bisphenol-Aceton (BPA) und Phosgen auch die Extrusion sowie die Herstellung von CO (zur Produktion von Phosgen) und von Bisphenol-Aceton aus Aceton (260kg/t) und Phenol (850kg/t) <Wells 1991>. Der Bedarf an BPA und Phosgen zur Herstellung von Polycarbonat, an CO und Chlor zur Herstellung von Phosgen (COCl₂) und an Erdgas zur Herstellung von CO wird stöchiometrisch ermittelt.

	Einheit	Aceton kg	Bisphenol Aceton kg	Phosgen kg	CO kg	Polycarbonat kg	Polycarbonat total kg
Chlor	kg			0.72			0.216
CO	kg			0.28			
Erdgas	kg				1.5		0.125 ¹⁾
Bisphenol Aceton	kg					0.7	
Phosgen	kg					0.3	
Phenol	kg		0.85				0.595
Aceton	kg		0.26				0.182
Propylen	kg	781					0.142
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	15					0.0027

Tab.A18.1 Ausgangsprodukte der Polycarbonat-Herstellung, <Loos 1993>, <Wells 1991>; ¹⁾: 0.157Nm³ Erdgas pro kg Polycarbonat für die CO-Herstellung <Loos 1993>

Der Energiebedarf liegt bei 0.78MJ elektrisch und 27.92MJ thermisch. Es wird angenommen, dass die Energie durch Erdgas geliefert wird, das auch zur Herstellung von CO dient.

	Einheit	Polycarbonat kg
Ausgangsprodukte:		
Chlor	kg	0.216
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	5.6E-6
Phenol	kg	0.595
Propylen	kg	0.142
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.0027
Energieeinsatz:		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	7.8E-7
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	TJ	2.8E-5
Transporte:		
Transport Lkw 40 t	tkm	0.1
Emissionen Luft:		
Toluol p	kg	2.0E-4
Dichlormethan p	kg	5.8E-4
CO Kohlenmonoxid p	kg	4.3E-3
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	2.5E-5
Emissionen Wasser:		
Phenol p	kg	2.0E-7
Ion Natrium f	kg	0.25
Chloride f	kg	0.39
Bisphenyl-Aceton §	kg	7.0E-7
Stickstoff Gesamt f	kg	1.0E-4

Tab.A18.1 Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Polycarbonat, Quellen und Annahmen siehe Text; § wird in Eco-invent nicht verbucht

Neben Aromaten und chlorierten Kohlenwasserstoffen werden in grösseren Mengen auch CO emittiert. Bei den Wasseremissionen dominieren die Salzemissionen, welche in <Loos 1993> als NaCl aufgeführt sind und hier getrennt als Ionen berücksichtigt werden. Im weiteren werden 31g nicht weiter spezifizierter Abfall pro kg Polycarbonat ausgewiesen.

Die Ausgangsprodukte Phenol, Chlor und Aceton werden 100km weit transportiert, was zu einem Bedarf an Transportleistungen von 0.1tkm (Lkw 40t) führt.

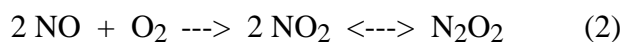
19. Salpetersäure

Die Herstellung von Salpetersäure erfolgt nach dem Ostwald-Verfahren, das in drei Stufen arbeitet <Ullmann 1985>, <EPA 1988>:

Ammoniak wird in der ersten Stufe mit Sauerstoff der Luft katalytisch zu Stickstoffmonoxid umgesetzt. Als Katalysator wird Platin eingesetzt.



Das gebildete Stickstoffmonoxid wird mit weiterem Sauerstoff der Luft in Stickstoffdioxid umgewandelt:



Schliesslich bilden sich bei der Absorption mit Wasser Salpetersäure und Stickstoffmonoxid:



Die Produktion von NO im 3. Prozessschritt bedingt, dass weiterer Luftsauerstoff in die Reaktions säule geblasen werden muss, um es zu NO₂ zu oxidieren. Dieses kann dann wieder durch die Lösung absorbiert werden.

Die Reaktion (1) läuft bei tieferen Drücken optimal ab, während Reaktionen (2) und (3) durch höhere Drücke begünstigt werden. In früheren Fabriken wurde mit einem einzigen Arbeitsdruck für alle Reaktionen gearbeitet (Eindruckverfahren). In neueren Fabriken wird dagegen mit zwei verschiedenen Drücken gearbeitet (Zweidruckverfahren) <Ullmann 1985>.

Die Herstellung des Ammoniaks wird separat beschrieben.

Die Fig.A19.1 zeigt die Prozesskette für die Herstellung von Salpetersäure ausgehend von Ammoniak.

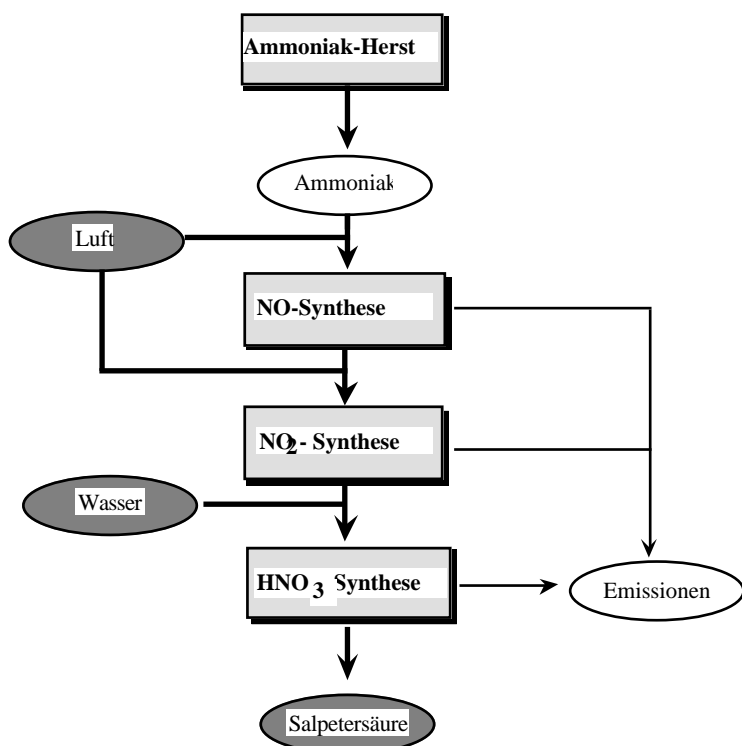


Fig.A19.1: Prozesskette für die Herstellung von Salpetersäure aus Ammoniak <Gruber et al. 1991>.

Für die Herstellung von Salpetersäure aus Ammoniak wurde eine Ausbeute von 98% angenommen <Ullmann 1985>. Der stöchiometrische Bedarf an Ammoniak liegt bei 0.270 kg NH₃ pro kg HNO₃. Wir nehmen weiter an, dass das Ammoniak 300 km mit der Bahn zur Fabrik transportiert wird.

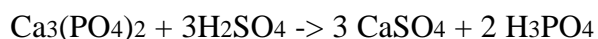
Die prozessspezifischen Emissionen wurden teilweise aus <Reinders 1983> und teilweise aus <Sittig 1975> entnommen. Diese Emissionsfaktoren entsprechen Fabriken, die über eine ausgebaute NO_x-Abgasbehandlung verfügen. Die in <EPA 1988> aufgelisteten Werte stimmen mit den verwendeten Daten in etwa überein. Der Energieverbrauch stammt aus <Boustead et al. 1979> und beträgt 1.63 MJ Erdgas pro kg HNO₃ und 0.009 kWh Strom pro kg HNO₃. Dieser Wert wird in <Ullmann 1985> bestätigt (8-12 kWh/t HNO₃).

	Einheit	Salpetersäure [kg]
Ammoniak	kg	0.28
Wasser vollentsalzt	kg	0.15
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	3E-8
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	TJ	1.63E-6
Euro		
Transport Schiene	tkm	0..084
Emissionen Luft		
Abwärme in Luft	TJ	3E-8
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	0.001
NH3 Ammoniak p	kg	0.0001

Tab.A19.1: Anhaltswerte für die Aufwendungen bei der Produktion von 1 kg Salpetersäure. <Reinders 1983>.

20. Phosphorsäure

Es wird hier der energetisch günstigere Produktionsweg für Phosphorsäure mit Hilfe von Schwefelsäure nach folgender Formel bilanziert:



Die effektiven Einsatzmengen wurden <Boustead et al. 1979> und der Energiebedarf <van Heijningen 1992> entnommen. Angaben über Emissionen bei der Produktion von Phosphorsäure sind aus <Reinders 1983> entnommen.

	Phosphorsäure (kg)
Kalziumphosphat	2.433 kg
Schwefelsäure	1.861 kg
Erdöl S in Feuerung Euro	6.16 MJ
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	0.576 MJ
Emissionen Luft	
Abwärme	0.576 MJ
Partikel p	0.001 kg
HF Fluorwasserstoff p	0.00002 kg
Emissionen Wasser	
Säuren gesamt p	0.1 kg
Sulfate p	2.2 kg
Ungelöste Stoffe p	0.001 kg

Tab. A20.1: Anhaltswerte für die Aufwendungen bei der Produktion von 1 kg Phosphorsäure <Reinders 1983>, <Boustead et al. 1979>

21. Alkydharzlack

Aus <Kuhlmann 1977> kann man entnehmen, dass Alkydharzlacke 450 g Testbenzin und 100 g Xylol pro kg Lack als Lösungsmittel enthalten, was mit dem Lösungsmittelanteil aus <Wagner 1993> vereinbar ist. Die eigentliche Alkydharzproduktion (siehe auch <Reinders 1983>) wird mangels Relevanz in diesem Projekt vernachlässigt.

	Alkydharzlack (kg)
Emissionen Luft	
NMVO	0.45 kg
Xylol	0.1 kg

Tab. A21.1: Emissionen bei der Verwendung von Alkydharzlack <Kuhlmann 1977> und <Wagner 1993>.

22. Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid

Die Daten für das Aufbringen einer selektiven Beschichtung auf der Basis von nickelpigmentiertem Aluminiumoxid stammen von <Thermosolar 1993a,b>. Detailliertere Angaben finden sich in Kap. XI.5.2.3. Es wurden die folgenden Annahmen und Vereinfachungen getroffen:

Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid [Daten pro m ²]	Einheit	
Energie [TJ]		
Strom Mittelspannung - Bezug UCPT	TJ	6.5x10 ⁻⁶
Heizöl EL in Industriefeuerung > 100 kW	TJ	41x10 ⁻⁶
Materialeinsatz [kg]		
Nickel 1)	kg	0.0218
Phosphorsäure	kg	0.269
Natronlauge	kg	0.164
Salpetersäure	kg	0.106
Borsäure §	kg	0.018
Ressourcen:		
Wasser	kg	520
Emissionen Wasser [kg]		
Ion Al p	kg	0.0016
Ion Nickel p	kg	0.0005
Metallionen gesamt p	kg	0.003
Ungelöste Stoffe p	kg	0.016
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft	TJ	6.5x10 ⁻⁶

Tab.A22.1: Aufwendungen beim Auftragen einer selektiven Beschichtung auf der Basis von nickelpigmentiertem Aluminiumoxid; 1): errechnet auf Grund des Nickelgehalts von 46g Nickel(II)-sulfat-7-hydrat (Nickelgehalt: 22.3%) und 39g Nickel(II)carbonat-Nickel(II)hydroxid-10-hydroxid (Nickelgehalt: 29.6%); §: nicht verbucht in Ecoinvent

Vom Nickel(II)-sulfat-7-hydrat und vom Nickel(II)carbonat-Nickel(II)hydroxid-10-hydroxyd wird nur das darin enthaltene Nickel bilanziert.

Der Einfluss der Borsäure wird vernachlässigt.

Der Verbrauch von Trinkwasser wird lediglich als Ressourcenbeanspruchung verbucht.

23. Hartlot (cadmiumfrei)

Es wird angenommen, dass grundsätzlich ein cadmiumfreies Silberlot zur Anwendung kommt.

Hartlot, cadmiumfrei pro kg	
Materialeinsatz	
Silber	0.45 kg
Kupfer	0.27 kg
Zink	0.03 kg
Zinn	0.25 kg

Tab.A23.1: Materialeinsatz für 1 kg cadmiumfreies Hartlot <Degussa 1993>

24. Wasseraufbereitung

Für industrielle Prozesse, insbesondere in Wärmekraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen, werden grosse Mengen Wasser zu Kühl- und Reinigungszwecken benötigt. Im wesentlichen wird das Wasser eingesetzt zur:

- Kühlung in Nasskühltürmen
- Dampferzeugung in Kesseln
- Rauchgaswäsche in nasschemischen Sprühtürmen
- Schlacken- und Filteraschenspülung
- allgemeine Reinigungszwecke

In der Regel wird das benötigte Wasser einem Vorfluter (Fluss) oder - in geringeren Mengen - dem Grundwasser entnommen. Das Rohwasser aus dem Vorfluter und meist auch das Grundwasser sind nicht direkt verwendbar, da ihre Inhaltsstoffe den Betrieb durch Bildung von Ablagerungen in Rohrsystemen oder durch ihre korrodierende Wirkung an metallischen Anlagenteilen stören würden. Eine Aufbereitung des Rohwassers ist daher erforderlich.

Sie erfolgt in der Regel in zwei Schritten. Zunächst werden in Filteranlagen (Kiesfilter) und Entkarbonisierungsanlagen diejenigen Stoffe entfernt, die bei einer allfälligen Aufkonzentrierung in einem Kühlturm oder einer Rauchgaswäsche den Betrieb beeinträchtigen. Dazu gehören im wesentlichen suspendierte Schwebestoffe und Karbonat-Ionen. Für die Nutzung als Kesselspeisewasser ist anschliessend noch eine Vollentsalzung erforderlich.

Kraftwerke mit Flusskühlung benötigen für das Kühlwasser keine Wasseraufbereitung <Mühleberg 1993>.

24.1 Entkarbonisierung

Die Entkarbonisierung wird für die Aufbereitung von Zusatzwasser für Nasskühltürme und Rauchgasreinigungsanlagen eingesetzt. Die gelösten Stoffe werden nur soweit eliminiert, dass bei einer allfälligen Aufkonzentrierung keine unerwünschten Ablagerungen entstehen.

Neben der Abscheidung von organischen Schwebestoffen wird vorallem eine Ausfällung von gelöstem Kalziumbikarbonat durch Beimischung von suspendiertem Kalziumhydroxid (Kalkmilch) angestrebt. Besonders bei der Verwendung des Wassers für Kühlzwecke muss die Bildung von Ablagerungen aufgrund eines zu hohen Kalziumgehalts unbedingt vermieden werden, da sonst der

Wirkungsgrad infolge des schlechteren Wärmeübergangs empfindlich abnehmen würde. Die Rohwasserentkarbonisierung erfolgt meistens nach dem Langsam- oder Schnellentkarbonisierungsverfahren. Beide Verfahren sind sich im Prinzip sehr ähnlich, benötigen aber unterschiedliche Chemikalien-Mengen.

Die Schnellentkarbonisierung ist aufgrund der kurzen Verweilzeit des Rohwasser in der Aufbereitungsanlage auf Schwankungen der Rohwasserzusammensetzung wesentlich empfindlicher als die Langsamentkarbonisierung. Die Langsamentkarbonisierung wird daher viel häufiger eingesetzt als die Schnellentkarbonisierung <Knosola 1993>.

Als weiteres Verfahren werden mit zunehmender Tendenz auch nahezu rückstandsfrei arbeitende Ionentauscher eingesetzt. Die hohen Investitionskosten sprechen aber bei dem hohen Zusatzwasserbedarf von Nasskühltürmen und Rauchgasreinigungsanlagen eher für die Langsamentkarbonisierung.

Für ein Wärmekraftwerk mit einer Langsamentkarbonisierungsanlage werden bei einem Zusatzwasserbedarf von $2 \cdot 10^5$ kg/TJ_{th} in <EIR 1974> die folgenden spezifischen Chemikalienverbräuche und Rückstandsmengen angegeben:

Stoff	Funktion, Bedeutung	Input [mg/kg]	Output: Schlamm [mg/kg]	Output: Vorfluter [mg/kg]
HCl (Salzsäure, 30%ig)	Abtötung von Mikroorganismen	5		4.9 (als Cl ⁻)
FeSO ₄ (Eisensulfat)	Fällung von gelösten Salzen	53	37 (als Fe(OH) ₃)	33 (als SO ₄)
Polyelektrolyte	Pufferung, Korrosionsschutz	0.5		0.6
H ₂ SO ₄ (Schwefelsäure)	pH-Regelung	50		49 (als SO ₄)
Ca(OH) ₂ (Kalkmilch)	Fällung von Kalziumbikarb.	145	392 (als CaCO ₃)	
Schlamm	Abprodukt		458	

Tab.A24.1: Stoffbilanz für die Langsamentkarbonisierung von Rohwasser pro kg aufbereitetem Wasser nach <EIR 1974>

Die ökologischen Auswirkungen des Chemikalieneinsatzes werden nach <EIR 1974> folgendermassen charakterisiert:

- Die Salzsäure bewirkt eine Erhöhung der spezifischen Chloridfracht im Abwasser von 4.9 g/m³.
- Das Eisensulfat bewirkt eine Erhöhung der Sulfatfracht im Abwasser. Das Eisen verbleibt als Fe₂O₃ zu beinahe 100% im Schlamm.
- Welche Salze als Polyelektrolyte verwendet werden ist nicht bekannt. Es wird hier angenommen, dass die Polyelektrolyte zu 100% im Abwasser verbleiben und damit in den Vorfluter eingeleitet werden.
- Die Schwefelsäure verursacht eine Erhöhung der Sulfatfracht. Insgesamt erhöht sich der Sulfatgehalt des Abwassers um rund 80 g/m³.
- Das beigemengte Kalziumhydroxid verbleibt zu fast 100% als Kalziumkarbonat im Schlamm, wo es zwischen 50 - 95% der Trockensubstanz ausmacht.
- Die Spurenelemente von Schwermetallen im Schlamm liegen meist unter dem Grenzwert der Düngemittelverordnung, wodurch ein Einsatz als Kalziumdünger in der Landwirtschaft grundsätzlich möglich ist <VGB 1992>. Daneben wird der Schlamm auch als Dichtungsmaterial, Absorbentienmittel und Kohleadditiv verwendet. Rund 27% der anfallenden Menge müssen auf einer Reststoffdeponie entsorgt werden. Für den Transport zur Reststoffdeponie werden 50km mit einem 16t Lkw verrechnet.
- Für den Transport der Chemikalien vom Chemiewerk zum Kraftwerk wird eine Strecke von 50km mit einem 28t Lkw verrechnet.

Die Höhe des spezifischen Chemikalieneinsatzes ist vor allem von der Karbonathärte der verwendeten Rohwasserquelle abhängig. Die in Tabelle A24.1 angegebenen Mengen beruhen auf der im schweizerischen Mittelland anzutreffenden Karbonathärte. Anstelle der in Tabelle A24.1 angegebenen Chemikalien werden zum Teil auch andere eingesetzt, z.B. Eisenchlorid an Stelle von Eisensulfat oder Salzsäure an Stelle von Schwefelsäure. Tab.A24.1 gibt aber die in deutschen Kraftwerken am häufigsten verwendete Prozessführung wieder <VGB 1993>.

Der Schlammanfall liegt - umgerechnet auf die thermische Energie - nach <EIR 1974> bei 92 kg/TJ_{th} Trockensubstanz. Bei einem Restwasseranteil von 25% entstehen bei den getroffenen Annahmen rund 123 kg/TJ_{th} Schlamm. In Deutschland wurden im Jahr 1990 rund 4 Mio.TJ_{th} zur Stromerzeugung in

thermischen Kraftwerken eingesetzt, was einer Schlammmenge von 490'000t pro Jahr entsprechen würde. Nach <VGB 1992> fiel in den alten Bundesländern 1990 nur 255'000t Schlamm aus der Rohwasserentkarbonisierung an.

Die Differenz zwischen berechnetem und tatsächlichem Wert um einen Faktor von 0.52 kann zum einen auf erfolgreiche Bemühungen zur Reduktion des Zusatzwasserverbrauchs zurückgeführt werden. Zum andern beruht sie auch auf der unrealistischen Annahme, dass alle Kraftwerke eine Langsamentkarbonisierung vornehmen müssen. Effektiv werden auch Ionentauscher, bei denen keine Schlammrückstände anfallen, sowie Fluss- und Trockenkühlung, welche keine Wasseraufbereitung benötigen, eingesetzt.

In Ermangelung genauerer Basisdaten werden die in Tabelle A24.1 angegebenen Chemikalienverbräuche und Schlammrückstände verwendet.

24.2 Vollentsalzung

Für die Verwendung von Wasser in einem Dampferzeuger muss eine vollständige Entsalzung erfolgen. Bei geschlossenen Systemen beträgt die in Folge von Leckagen benötigte Zusatzwassermenge rund 2% des Dampfdurchsatzes <SULZER 1993>. Für die Vollentsalzung stehen drei technische Verfahren zur Verfügung:

- Ionenaustauscher
- Umkehrosmose mit vorgeschaltetem mechanischem Filter und nachgeschaltetem Ionenaustauscher
- Elektrodialyse

Mit der Umkehrosmose, die weitgehend ohne Chemikalien auskommt, lässt sich der Säureverbrauch erheblich reduzieren. Sie wird in der Regel eingesetzt, wenn kein Vorfluter zur Verfügung steht oder wenn dessen bestehende Salzfracht keine weitere Erhöhung zulässt. Aufgrund der hohen Investitionskosten überwiegt bei Kraftwerken nach wie vor eine Entsalzung mittels Ionenaustauscher <Knosola 1993>. Die Elektrodialyse wird eher für Kleinverbraucher eingesetzt.

Der durchschnittliche spezifische Chemikalienbedarf eines Ionenaustauschers pro Kubikmeter vollentsalztes Wasser ist in Tabelle A24.2 angegeben <SULZER 1993>.

	Input [g/kg]	Output-Vorfluter [g/kg]	Output-Recycling [g/kg]
Wasser (Entkarbonisiert)	1'050	1'050	
HCl (Salzsäure, 30%ig)	0.4	0.4 (als Cl-)	
NaOH (Natronlauge, 30%ig)	0.2	0.12 (als Na-)	
Harz (Anionen/Kationen Trägersubstanz)	0.01 ¹⁾		0.01 ¹⁾

Tab.A24.2: Rohstoff- und Chemikalienverbrauch eines Ionenaustauschers zur Vollentsalzung von Zusatzwasser für den Dampferzeuger eines Kraftwerks, bezogen auf 1kg vollentsalztes Wasser <SULZER 1993>; ¹⁾: eigene Annahme.

Für die Regenerierung und Spülung des Harzes wird ein Eigenwasserbedarf von 5% des aufbereiteten Wassers bzw. 50g/kg angenommen <Knosola 1993>.

Durch den Säureinsatz für die Regenerierung des Ionenaustauschers wird die Salzfracht des Abwassers um 520g/m³ erhöht.

Als einziger fester Reststoff fällt das Harz - die Trägersubstanz für Anionen und Kationen - an. Der spezifische Verbrauch muss in Ermangelung genauer Herstellerangaben grob abgeschätzt werden. Bei einem Schichtvolumen von 5m³, einer Schüttdichte von 500kg/m³, einem Wasserdurchsatz von 30m³/h, 8000 Betriebsstunden pro Jahr <SULZER 1993> und einer Standzeit des Harzes von einem Jahr resultiert ein spezifischer Verbrauch von 10g/m³. Es wird hier angenommen, dass das verbrauchte Harz einer Aufbereitung zugeführt wird, weshalb es als Recyclat verbucht und nicht weiter verfolgt wird.

Für den Transport der Chemikalien vom Chemiewerk zum Kraftwerk wird eine Strecke von 50km mit einem 28t Lkw verbucht.

Insbesondere bei Abgabe von Entnahmedampf an Dritte (Kombifahrweise) muss das Kondensat kontinuierlich gereinigt werden. Da hier nur die Zusatzwasseraufbereitung für reine Kraftwerke ohne Dampfabgabe an Dritte betrachtet wird, entfällt eine Bilanzierung der für die Speisewasserkonditionierung erforderlichen Chemikalien.

24.3 Zusammenstellung der Eingabedaten

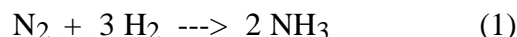
	Einheit	Wasser entkarbonisiert kg	Wasser vollentsalzt kg
Rohstoffe und Halbfabrikate:			
Wasser	kg	1	
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	2.20E-06	0.0004
Eisensulfat	kg	2.30E-05	
Natronlauge NaOH	kg		0.0002
Schwefelsäure H ₂ SO ₄	kg	2.20E-05	
Wasser entkarbonisiert	kg		1.05
Transporte:			
Transport Lkw 16 t	tkm	2.30E-05	
Transport Lkw 40 t	tkm	1.30E-05	3.10E-05
Produkt:			
Wasser entkarbonisiert		1	
Wasser vollentsalzt			1
Emissionen Wasser:			
Chloride f	kg	2.00E-06	0.0004
Ion Natrium f	kg		0.00012
Sulfate f	kg	3.50E-05	
Abfälle:			
Rückstaende Entkarbonisierung in Reststoffdeponie	kg	0.000197	

Tab.A24.3: Zusammenstellung der Eingabedaten für die Zusatzwasseraufbereitung.

25. Ammoniak (NH₃)

Prozessbeschreibung

90% des Weltbedarfs an Ammoniak wird durch die Synthese aus den Elementen nach dem Haber-Bosch-Verfahren hergestellt, das nach folgender Reaktionsgleichung abläuft <Ullmann 1985>:



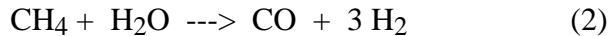
Das Synthesegas, d.h. das reaktionsfähige Gemisch von Stickstoff und Wasserstoff wird in der Anlage selbst aus Luftstickstoff einerseits und aus Kohlenwasserstoffen andererseits hergestellt.

Der technische Gesamtprozess der Ammoniakherstellung lässt sich in folgende Abschnitte gliedern: Gaserzeugung, CO-Konvertierung, Gasreinigung, Kompression und Synthese. Die ersten drei Prozessschritte bilden die Synthesegasherstellung (H₂ und N₂), während nur der letzte Schritt die eigentliche Ammoniaksynthese nach Haber-Bosch darstellt. Diese Prozessschritte sind in der Fig.A25.1 nochmals dargestellt.

Aufgabe der Synthesegasherstellung ist es, ein möglichst reines Gasgemisch aus Stickstoff und Wasserstoff im Verhältnis 1 : 3 herzustellen. Als Rohstoffe werden Wasser (H₂O), Luft (O₂,N₂) und ein kohlenstoffhaltiges Reduktionsmittel wie Erdgas, Naphtha oder schweres Heizöl verwendet. 1989 wurden weltweit 80% des Ammoniaks mit Erdgas und 14% mit Naphtha als Rohstoff hergestellt. In Europa wurden sogar 90% des Ammoniaks auf Erdgas-Basis hergestellt <van Heijningen 1992>.

Für die Synthesegasherstellung aus Erdgas wird das Steam-Reforming-Verfahren verwendet.

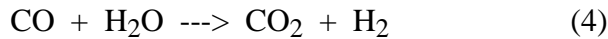
Das Erdgas wird entschwefelt, mit Wasserdampf vermischt, vorerhitzt und durch Rohre, die mit nickelhaltigen Katalysatoren bestückt sind, geleitet, wo es zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgesetzt wird:



Das Spaltgas, das aus der ersten Prozessstufe kommt, wird in einer zweiten Prozessstufe mit Luft gemischt und ebenfalls über einen Katalysator geführt. Dabei wird der grösste Teil des Methans zu CO und CO₂ oxidiert:



Im folgenden CO-Konvertierungsschritt wird CO mit Wasser zu CO₂ und H₂ umgesetzt:



Anschliessend wird das Gas weiter entschwefelt und das CO₂ entfernt. In der Feinreinigung muss das Synthesegas schliesslich vollständig von allen sauerstoffhaltigen Verbindungen befreit werden.

Vor der eigentlichen Ammoniaksynthese muss das Synthesegas auf Drücke zwischen 100 und 1000 bar komprimiert werden. Das komprimierte Gas wird dann in einen Kreislauf-Prozess geführt, wo es praktisch vollständig zu Ammoniak reagiert <Ullmann 1985>.

Alle modernen Anlagen sind sogenannte integrierte Anlagen, d.h. dass die oben beschriebenen Teilprozesse in einer Einheit zusammengefasst werden. Dies ermöglicht einen engen Wärmeverbund und somit grosse Energieeinsparungen. So können bis zu 85% des Energiebedarfs der Gesamtanlage aus der zwangsweise anfallenden Prozesswärme gedeckt werden <Ullmann 1985>.

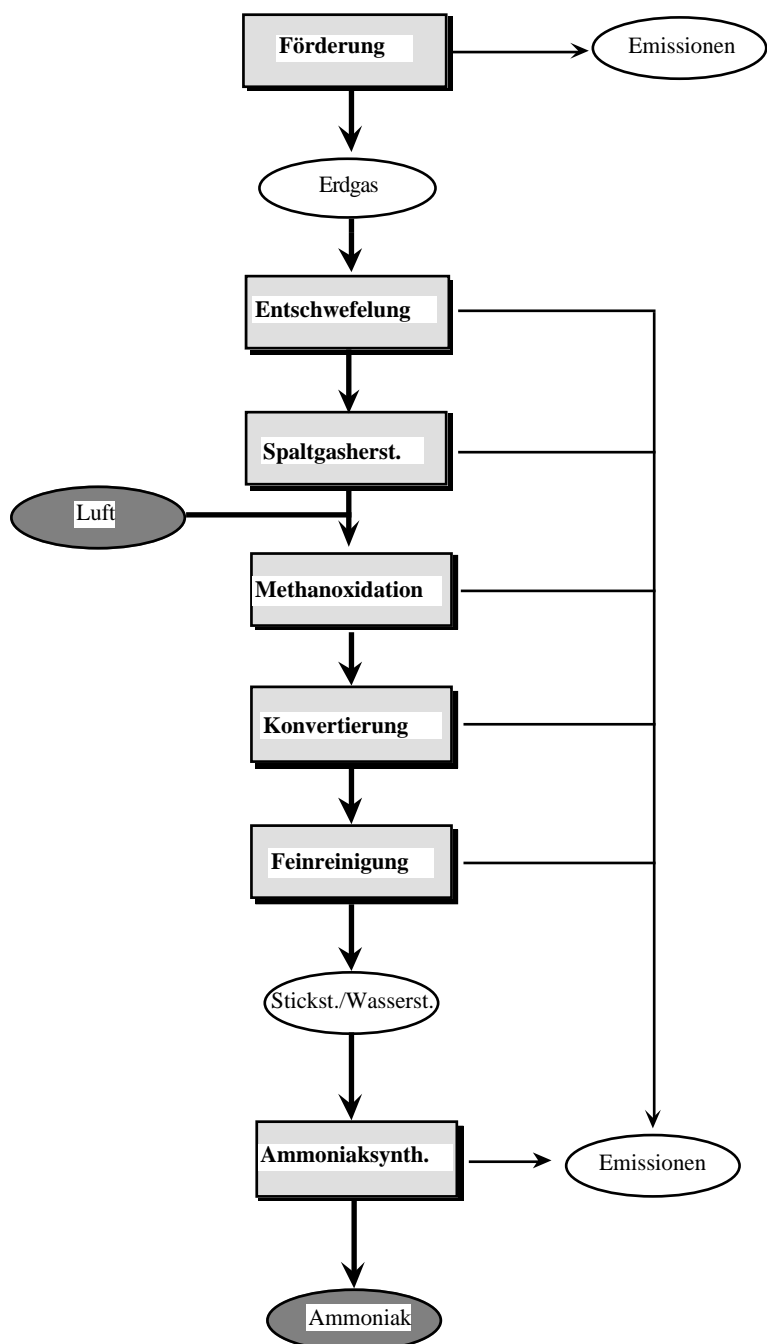


Fig.A25.1: Prozesskette für die Herstellung von Ammoniak <Gruber et al. 1991>

Bilanzierung

Die Bilanzierung geht davon aus, dass Erdgas als Reduktionsmittel für die Wasserstoffsynthese verwendet wird. <Ullmann 1985> beschreibt einen Einsatz von 34 MJ Erdgas pro kg Ammoniak. Dieser Wert liegt im Vergleich zur stöchiometrischen Einsatzmenge von 23 MJ Erdgas/kg relativ hoch und bedeutet eine Ausbeute von nur 68%. Die Angabe in <Boustead et al. 1979> beträgt 27 MJ Erdgas/kg. Für die Bilanzierung wurde der Wert von <Boustead et al. 1979> verwendet.

Die prozessspezifischen Emissionen wurden aus <EPA 1988> entnommen. Der Energieverbrauch stammt aus <Boustead et al. 1979> und beträgt 0.67 MJe Strom, 0.51 MJ Heizöl und 1.89 MJ Erdgas pro kg NH₃.

Die prozessbedingten Emissionen sind als Richtwerte zu betrachten, während die übrigen Emissionen von ziemlich guter Qualität sind.

	Einheit	Ammoniak [kg]
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	2.70E-05
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	6.70E-07
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	5.10E-07
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	TJ	1.89E-06
Emissionen Luft		
Abwärme in Luft p	TJ	4.67E-06
CH4 Methan p	kg	4.00E-05
CO Kohlenmonoxid p	kg	0.008
CO2 Kohlendioxid p	kg	1.223
NH3 Ammoniak p	kg	0.0021
NM VOC p	kg	0.0049
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	0.0054
Partikel p	kg	0.0005
SOx als SO2 p	kg	0.0013

Tab.A25.1: Anhaltswerte für die Ammoniaksynthese nach <Gruber et al. 1991> <EPA 1988> <Boustead et al. 1979>. Von den 27MJ Erdgas gehen 23MJ in Form von Wasserstoff in den Heizwert ein. Die restlichen 4MJ gehen als Abwärme in die Luft.

26. Barit

26.1 Eigenschaften, Abbau und Reserven

Reiner Barit (Bariumsulfat, BaSO_4) enthält 58.8% Barium und besitzt ein spezifisches Gewicht von 4.5 t/m^3 . Natürlicher Barit enthält andere Mineralien wie Quarz, Anhydrit u.ä., weshalb das spezifische Gewicht niedriger ist <Darley et al. 1988>. Zur Verwendung als Bohrspülungs-Additiv sollte das spezifische Gewicht nicht unter 4.2 t/m^3 liegen (etwa 92 bis 94% BaSO_4) und weniger als 0.1% lösliche Salze enthalten.

Barit kommt in Sediment-, Eruptiv- und metamorphen Gesteinen vor. 1990 betrug die Weltproduktion von Barit rund 5.6 Mio. t (siehe Tab. A26.1). Davon produzierte China knapp einen Drittel oder 1.75 Mio. t. GUS, Indien und die USA, welche zusammen 25 % abbauen, sind in dieser Reihenfolge die weiteren wichtigen Förderländer <Crowson 1992>. Insgesamt werden zur Zeit rund 85 % für Bohrspülungen verwendet <Crowson 1992>, die restlichen 15 % für die Produktion von Chemikalien, als Füllmaterial in Farben und Gummi, in Glas sowie für andere Zwecke <Lefond et al. 1975>.

Die statische Reichweite beträgt zur Zeit rund 30 Jahre <Crowson 1992>. Der tiefe Preis und die technischen Vorteile von Barit verhindern bis heute das Ausweichen auf alternative Produkte. Celestit (SrSO_4) ist teurer und besitzt eine kleinere Dichte, Eisenerze sind abrasiver und aufgrund ihrer Farbe unangenehm im Gebrauch, Galena (PbS) ist ebenfalls zu teuer <Lefond et al. 1975>.

	Produktion [1'000 t]	Reserven [1'000 t]
Nordamerika ¹⁾	819	40'000
Südamerika	118	4'400
West-Europa ²⁾	969	12'700
UdSSR	717 ³⁾	10'000
Afrika	463	12'000
Fernost ⁴⁾	2'382	79'000
Anderere	104	11'700
Total	5'572	170'000

Tab. A26.1: Abbau von Barit 1990 und ökonomisch rentable Reserven <Crowson 1992>, ¹⁾: inkl. Mexiko, ²⁾: inkl. ehem. Jugoslawien und Türkei, ³⁾: inkl. ehem. Tschechoslowakien, Ostdeutschland, Polen und Rumänien, ⁴⁾: inkl. China

Baritvorkommen werden sowohl im Unter- als auch im Tagebau abgebaut. Mit 15 bis 30 t Lastwagen wird das ausgebrochene Material zur Waschanlage transportiert (Distanz meist weniger als 5km). Aus einem m^3 gebrochenem Erz (Barit-Gehalt 10 bis 20%) können 60 bis 120 kg Barit gewonnen werden. Für den Waschvorgang werden dabei rund $12'600 \text{ l Wasser/m}^3 \text{ Erz}$ benötigt. Anschliessend wird Barit durch Absetzen vom Wasser getrennt und anschliessend trocken oder nass gemahlen. Die

Ausbeute an Barit beträgt zwischen 65 und 85% der im Erz vorkommenden Menge. Bei einer angenommenen Dichte des Bariterzes von 2t/m^3 , einem Abscheidegrad von 75% und einer Ausbeute von 90 kg Barit/m^3 gebrochenem Erz müssen rund $17\text{ kg Erz pro kg Barit}$ abgebaut werden. Bei einer mittleren Mächtigkeit von 10 m und unter der Annahme von Tagebau resultiert ein spezifischer Flächenbedarf von $1\text{ m}^2/\text{t Barit}$. Diese Fläche wird während zehn Jahren für den Abbau, während fünf Jahren für die Rekultivierung von Kategorie IV auf III und während 50 Jahren von III auf II beansprucht.

Kategorie	Produktion [m ² a/t]	Rekulivierung I [m ² a/t]	Rekulivierung II [m ² a/t]	Total [m ² a/t]
II - IV	10	5	0	15
II - III	0	0	50	50

Tab. A26.2: Flächeninanspruchnahme Baritabbau in diesem Projekt

Laut <Boustead et al. 1978> werden 0.07 MJ Elektrizität pro kg bewegten Erzes benötigt (für Mahlen bei allgemeinem Tagbau metallischer Erze). Beim Abbau werden rund 50 ppm Barium bezüglich der bewegten Menge in die Luft emittiert <Sittig 1978>.

26.2 Zusammensetzung

Bariterze und kommerzieller Barit enthalten Verunreinigungen in Form von Spurenelementen. Eine umfangreiche Untersuchung über die Zusammensetzung und das Lösungsverhalten in Meerwasser wurde Ende der siebziger Jahre durchgeführt <Kramer et al. 1980>. Dabei hat sich gezeigt, dass insbesondere Baritadern eine um einen Faktor 10 bis 100 erhöhte Konzentration an Blei, Zink, Quecksilber, Arsen und Cadmium aufweisen. Die Spurenelemente treten vorwiegend in Sulfidmineralien sowohl in Baritadern als auch in Sedimenten auf. Löslichkeitstests zeigten im weiteren, dass die natürlichen Konzentrationen an Spurenelementen im Seewasser zum Teil um mehrere Größenordnungen überschritten werden können. Da die Bohrspülungen in der Regel in situ entsorgt werden (v.a. WBM), können Spurenelemente der auf dem Meeresgrund abgelagerten Barite durch Mikroorganismen freigesetzt werden <Kramer et al. 1980>.

	Fe [ppm]	Pb [ppm]	Zn [ppm]	Hg [ppm]	As [ppm]	Cd [ppm]	Ni [ppm]	Cu [ppm]	Co [ppm]
Übersicht: Adern	200-59'000	<2-3370	<0.2-9020	0.8-28	0.008-170	0.6-32	15-41	0.6-560	0.1-9.2
Sedimente	2'500-6'000	1-1.8	6-10	0.13-0.26	1.4-1.8	0.5-0.7	0.4-5.7	5.4-7.6	1-2.2
Einzelproben: Hoher Spurenelement- gehalt	10'850	1'370	2'750	8.1	67	12	33	91	5.4
Niedriger Spurenelement- gehalt	2'100	0.95	9.8	0.13	1.8	0.65	5.7	7.6	2.2
Dieses Projekt	6'500	700	1'500	4	35	6	20	8	4
Referenzmaterialien: Erdkruste	50'000	15	65	0.1	2	0.2	80	45	23
Ozean Sediment	50'000	110	40	0.3	8	1	240	350	100

Tab. A26.3: Analyse von Spurenelementen in Barit und Referenzmaterialien nach <Kramer et al. 1980>, ESU-Werte als Mittelwert der Einzelproben (Annahme je 50% Barit mit hohem resp. niedrigem Spurenelementgehalt)

Die in relativ grossen Mengen ins Meer eingeleiteten Mengen rechtfertigen einen von anderer Seite noch zu leistenden Aufwand (Literaturrecherche) betreffend dem Verhalten des Barits auf dem Meeresboden.

26.3 Transport

Rohes Barit wird lose in offenen Lastwagen, gemahlene in 50 kg Säcken oder lose in abgedeckten Lastwagen transportiert. Aufgrund der auf die Kontinente verteilten Baritreserven kann vereinfachend

davon ausgegangen werden, dass keine Interkontinentaltransporte anfallen. Als Distanz werden 500 km angenommen. Der Transport wird bei der Exploration verbucht.

26.4 Recycling

Praktisch kein heute abgebautes Barit wird rezykliert. Bohrspülungen werden in der Regel nach Abschluss der Bohrungen in den Schlammgruben belassen <Lefond et al. 1975>. Einzig die wiederzuverwendenden Ölbohrspülungen der Offshore-Bohrungen in der Nordsee, in den USA und in Kanada können als eine Art Barit-Recycling angesehen werden <Gillam 1988>.

26.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Aus den oben gemachten Ausführungen lässt sich folgendes Modul "Barit" zusammenstellen:

pro kg Barit ab Verarbeitung	Einheit	
INPUT:		
Nichtenergetische Ressourcen:		
Barit ab Erz	kg	1.35
Wasser	kg	100
Fläche II-IV	m ² a	15E-3
Fläche II - III	m ² a	50E-3
Energieeinsatz:		
Strom Mittelspannung UCPTE	TJ	1.2E-6
OUTPUT:		
Barit ab Verarbeitung	kg	1
Emissionen Luft:		
Barium als Partikel	kg	8.5E-4
Abwärme Luft p	TJ	1.2E-6

Tab. A26.4: Energie- und Stoffflussdaten für das Modul "Barit ab Verarbeitung"

27. Bentonit

27.1 Eigenschaften, Abbau und Reserven

Bentonit, ein weicher, fettiger Ton ist nach seinem ersten kommerziell verwerteten Vorkommen in Fort Benton, USA benannt. Der Ton wird normalerweise während mehrerer Monate der Luft ausgesetzt (Entfernen der bis zu 30 m mächtigen Überdeckung mit Bulldozern) und getrocknet <Darley 1988>. Danach wird der Wassergehalt in Trocknungsöfen weiter von 15 bis 35% auf 8 bis 10% gesenkt. Der damit theoretisch verbundene Energieaufwand beträgt 0.2 bis 0.65 MJ/kg Ton. Anschließend wird er gemahlen. In <Boustead et al. 1978> werden 1.39 MJ/kg für den Hauptprozess (wahrscheinlich Trocknen) angegeben, was, unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Trocknungsanlage, die Größenordnung des theoretischen Wertes stützt. Es wird eine Industriefeuerung Heizöl S, Euro angenommen.

Bentonitvorkommen sind zwischen 0.5 und 10 m mächtig. Bei einer angenommenen mittleren Mächtigkeit von 3 m und einer Dichte von 2.5 t/m³ <Lefond et al. 1975> resultiert ein spezifischer Flächenbedarf von rund 0.16 m² pro t Bentonit. Zur Dauer der Beanspruchung siehe Kap. 26. "Barit".

Kategorie	Produktion [m ² a/t]	Rekulivierung I [m ² a/t]	Rekulivierung II [m ² a/t]	Total [m ² a/t]
II - IV	1.6	0.8	0	2.4
II - III	0	0	8	8

Tab. A27.1: Flächeninanspruchnahme Bentonitabbau in diesem Projekt

Die Weltproduktion von Bentonit lag 1972 zwischen 3.5 und 5 Mio. t. Davon wurde mehr als die Hälfte in den USA nachgefragt (2.8 Mio. t). Verwendet wird der Bentonit in der Stahlindustrie, für Bohrspülungen (knapp 20%) und in der Raffinerietechnik (Filtern, Entfärben) <Lefond et al. 1975>.

27.2 Transport

Bentonit wird lose in offenen Lastwagen transportiert. Aufgrund der auf die Kontinente verteilten Bentonitvorkommen kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass keine Interkontinentaltransporte anfallen <Lefond et al. 1975>. Als Distanz werden 500 km angenommen. Der Transport wird bei der Exploration verbucht.

27.3 Zusammensetzung

Bentonit besteht zu 50% aus Silikat (SiO_2), rund 20% Aluminat (Al_2O_3), je 4% Eisen- und Magnesiumoxiden ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ resp. MgO), 2% Calciumoxid (CaO) und Wasser (auf 100%) <Lefond et al. 1975>. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Entstehung sind diese Zahlen als Richtgrößen zu verstehen.

27.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

Aus den oben gemachten Ausführungen lässt sich folgendes Modul "Bentonit" zusammenstellen:

pro kg Bentonit	Einheit	
Nichtenergetische Ressourcen:		
Bentonit ab Erz	kg	1.2
Fläche II - IV	m^2a	2.4E-3
Fläche II - III	m^2a	8E-3
Energieeinsatz:		
Industriefeuerung Heizöl S, Euro	TJ	1.4E-6

Tab. A27.2: Energie- und Stoffflussdaten für das Modul "Bentonit"

28. Eisensulfat

Eisensulfat (FeSO_4) wird, wie Aluminiumsulfat ($\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$) oder Eisenchlorid (FeCl_3) als Flockungsmittel in der Abwasserreinigung verwendet.

Eisensulfat fällt als Nebenprodukt beim Beizen von Walzstahlerzeugnissen oder beim schwefelsauren Aufschluss von Titan-Eisen-Erzen (Ilmeniten) an. Deshalb werden nur die Aufarbeitungsaufwendungen bilanziert (Sekundärrohstoff). Nichtenergetische Aufwendungen werden nicht berücksichtigt. Die in beiden Verfahren verwendete Schwefelsäure wird regeneriert, um Säure und Entsorgungskosten zu sparen. Zur Aufbereitung der Eisensulfatlösung zu Salzen mittels Vakuum und Zentrifugalentwässerung werden rund $770 \text{ MJ}_{\text{el}}/\text{tFeSO}_4$ Beizlösung eingesetzt <Kollmer et al. 1993>. Beim zweiten Prozess muss mit einem nicht genau bezifferbaren Anteil an Fremdsalzen (MgSO_4 , TiSO_4) gerechnet werden.

pro kg Eisensulfat	Einheit	
INPUT:		
Energie:		
Strom Mittelspannung UCPTE	TJ	0.8E-6
OUTPUT:		
Abwärme in Luft p	TJ	0.8E-6
Eisensulfat	kg	1

Tab. A28.1: Energie- und Stoffflussdaten für das Modul "Eisensulfat"

29. Nickel, Rhodium, Palladium und Platin

29.1 Übersicht

Die Bilanzierung der Metalle Nickel, Rhodium, Palladium und Platin basiert im wesentlichen auf der Arbeit von <Aegerter et al. 1996>, die mit ihrer Analyse die europäische Versorgungssituation der

vier Metalle zu einem hohen Prozentsatz abdecken. Die mit der Gewinnung und Veredelung der vier Metalle verbundenen Aufwendungen und Emissionen wurden, soweit Informationen zugänglich sind, länder- resp. firmenspezifisch erfasst.

Die Daten können somit als für den europäischen Raum repräsentativ betrachtet werden. Die Allokation der Aufwendungen erfolgt gemäss den gemittelten Marktpreisen der Jahre 1992-1994 (für Nickel) resp. 1979-1994 für die PGM. Es wird lediglich die Primärmetallproduktion bilanziert. Recycling-Prozesse werden hier nicht berücksichtigt.

Zwei Drittel des Nickelbedarfs geht in die Stahlindustrie. Die ehem. UdSSR, Kanada, Australien und Neu Kaledonien sind in dieser Reihenfolge die bedeutendsten Abbauländer. Der Anteil an Industrieschrott bei der Nickelhüttenproduktion liegt bei 20 bis 25 % <Saager 1984>.

Insgesamt wurden 1994 weltweit rund 0.86 Mio. t Nickel abgebaut. Davon wurden rund 65% aus sulfidischen, der Rest aus sulfidarmen Erzen gewonnen. Die Reserven wurden 1981 auf 47 Mio. t geschätzt, wovon lediglich 20% in sulfidischen Erzen vorliegen <Aegerter et al. 1996>.

Platin und Palladium werden neben Rhodium vorwiegend für Katalysatoren, v.a. im Verkehrssektor, verwendet. Weitere Anwendungsgebiete sind Krebsmedikamente und Münzen (Pt), Dentallegerungen (Pa) und Thermoelemente (Rh) <Minerals 1991>.

Weltweit wurden 1994 rund 290 t Metalle der Platingruppe (Pt, Pd, Ir, Os, Rh, Ru) abgebaut <Aegerter et al. 1996>. Davon ist der grösste Anteil Platin und Palladium (über 90 %). Die Vorräte an Platinmetallen wurden 1994 auf 56'400 t geschätzt, die Reserven auf 112'700t <Aegerter et al. 1996>. Das Platin der Raffineriekatalysatoren wird weitgehend rezykliert. Diesem Umstand wurde bereits bei dem Platin-Bedarf der Raffinerien Rechnung getragen, weshalb hier auf eine Berücksichtigung des Anteils an Sekundärplatin verzichtet wird.

29.2 Produktion und Preise

29.2.1 Nickelproduktion

Die Analyse der Prozessketten und Verfahren ist kompliziert. Zu vielen Verfahrensschritten existieren verschiedene Prozesse. Der Vergleich von verschiedenen Firmen mit demselben Verfahren ist zum Teil ebenfalls problematisch, da z.B. die Metallgehalte der Erze erheblich variieren können oder aber verschiedene Umweltschutzanforderungen (länderbezogen) bestehen.

Generell werden sulfidische Erze vor allem zu Nickelmatte und danach zu reinem Nickel, lateritische Erze zu Ferronickel verarbeitet.

Fig. A29.1 gibt einen groben Überblick über die Nickelproduktion in der westlichen Welt¹.

¹In der Abbildung fehlt allerdings die Nickelproduktion in Russland und China (beide sulfidische Erze) und Kuba (lateritische Erze, Verarbeitung hydrometallurgisch)

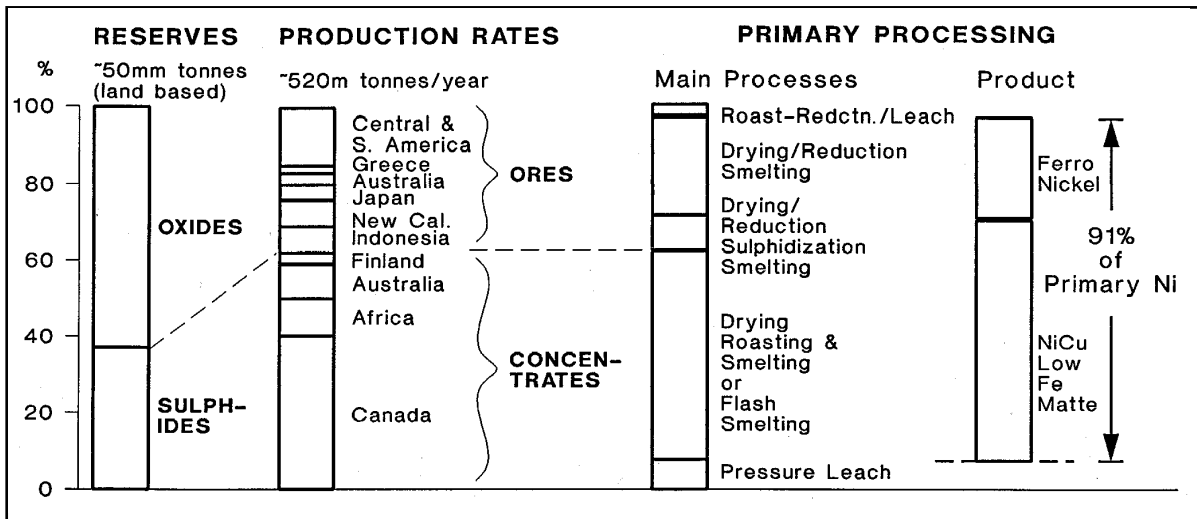


Fig. A29.1: Primärnickelproduktion - Marktwirtschaftlich organisierte Länder <Tyroler et al. 1988>

Verarbeitung sulfidischer Erze

Die Verarbeitung sulfidischer Erze benötigt generell weniger Energie als jene der oxidischen, da der im Erz enthaltene Schwefel als Brennstoff wirkt. Die Prozesskette kann grob in die Schritte "Förderung - Aufbereitung - Pyrometallurgie - Hydrometallurgie" unterteilt werden:

a) Förderung

Sulfidische Erze werden zum allergrössten Teil im Untertagebau gefördert, die Verarbeitung zu Nickel-Kupferstein geschieht in der näheren Umgebung der Minen (10-100 km). Noril'sk bildet insofern eine Ausnahme, als dass 1/8 des abgebauten Erzes direkt zur Kola-Halbinsel verschifft wird. Da nur sehr wenig oder schlechte Daten zur Förderung sulfidischer Erze vorliegen, wird lediglich der Energieverbrauch abgeschätzt.

b) Aufbereitung

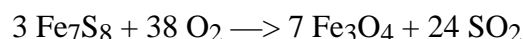
Sulfidische Erze werden gemahlen, magnetisch separiert und flotiert. Durch das Mahlen und Flotieren nimmt das Volumen des Erzes zu, so können nur ca. 25-75% der nichtverwertbaren Erzbestandteile für das Auffüllen der Minen benutzt werden. Der Rest wird auf Halden abgelagert. Der Behandlung dieser Abfälle kommt eine sehr grosse Bedeutung zu. Bei nicht sachgemässer Lagerung werden die feingemahlene Partikel vom Winde verweht und können ein grösseres Potential zu Versauerung und Schwermetallbelastung als die Pyrometallurgie aufweisen. Zur Neutralisation der sauren Flotationsabwasser wird Kalk eingesetzt. Es werden lediglich die Aufwendungen für das Mahlen und Flotieren berücksichtigt. Aufgrund fehlender Daten kann die umweltrelevante Behandlung der Abräume nicht berücksichtigt werden. Die Daten pro Tonne Erz werden von kanadischen Aufbereitungsanlagen auf alle übrigen Anlagen übertragen.

c) Pyrometallurgie

Zur Pyrometallurgie zählt man die Prozesse Rösten, Schmelzen und Konvertieren.

Rösten

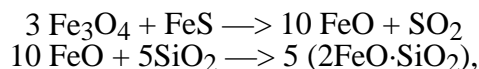
Dieser Prozess dient in erster Linie dazu, das Eisen zu oxidieren und abzurösten. Eisen hat eine grössere Affinität zu Sauerstoff als Kobalt, Kupfer und Nickel. Es findet folgende Reaktion statt:



Nickel und Kupfer werden dabei auch zu etwa 5% oxidiert, assoziieren aber beim Schmelzen wieder mit Schwefel. Der Prozess ist bei neueren Anlagen unter Verwendung von mit O₂-angereicherter Luft autotherm, bei alten Anlagen muss unter Umständen mit Gas geheizt werden. In Kanada und Südafrika werden die SO₂-Emissionen zu Schwefelsäure verarbeitet.

Schmelzen

Beim Schmelzen handelt es sich um eine Aufkonzentrierung der Nickel-Kupfer-Molybdän-Anteile. Hauptreaktion ist dabei eine möglichst vollständige Verschlackung des Magnetits mit Sand gemäss



da die Nickel- und Kupferaufnahme in der Schlacke bei grossem Magnetitgehalt grösser ist. Der erzeugte Stein enthält typischerweise 20-30% (Nickel und Kupfer), 40% Eisen und 20-30% Schwefel, in Kanada liegt der Eisenanteil durch die Trennung vom Pyrrhotit deutlich tiefer.

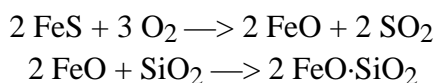
Es sind hauptsächlich zwei verschiedene Verfahren in Gebrauch :

- Elektroöfen (Electric Furnace Smelting), eingesetzt in Kanada (Falconbridge), Russland (Severonickel), Südafrika (Platinminen)
- Schwebeschmelzöfen (Flash Smelting), eingesetzt in Kanada (Inco: Thompson, Copper Cliff), Finnland (Outokumpu), Russland (Noril'sk)

Beim Flash Smelting kann auf den Röstungsprozess verzichtet werden, dafür muss die Schlacke wegen zu hoher Nickel- und Kupferkonzentrationen gereinigt werden.

Konvertieren

Dieser Prozess dient der Verschlackung des Eisens mit Sand gemäss der folgenden Reaktion:



Diese Reaktion ist stark exo- und autotherm. Dies wird durch sauerstoffangereicherte Luft (ca. 30%) noch verstärkt. Die Konverterschlacke wird normalerweise wieder dem Schmelzprozess zugeführt, um eine höhere Metallausbeute zu erhalten. Der entstehende Nickel-Kupfer-Stein (Nickel-Copper-Matte) enthält ungefähr 45-50% Nickel, 25-27% Kupfer, 1-2% Eisen, 20-22% Schwefel und die Edelmetalle.

Wird der Stein sehr langsam abgekühlt (Inco Matte Separation Process), bilden sich drei Phasen: Ni₃S₂, Cu₂S und eine gemischte Ni-Cu-Legierung. Nach dem Erstarren wird der Stein gemahlen, magnetisch getrennt und flотиert. Die magnetische Nickel-Kupfer-Legierung enthält nahezu alle Platinmetalle sowie Gold. Bei der Flotation entstehen ein Nickelsulfid- und ein Kupfersulfidkonzentrat. Für die Pyrometallurgie sind in der Literatur recht gute Angaben zu finden. Sie stammen mit Ausnahme von Kanada (Falconbridge und Inco) aus den späten Achtzigerjahren. Es ist anzunehmen, dass die Energieeffizienz seither verbessert werden konnte, aufgrund der seither real fallenden Energiepreise dürfte sich der entsprechende Fehler in engem Rahmen halten.

d) Hydrometallurgie

In einem typischen hydrometallurgischen Prozess wird der Stein in einer Sulfat- oder Chloridlösung gelaugt und Nickel, Kobalt und ein Teil des Kupfers in Lösung gebracht. Folgende Verfahren werden verwendet:

- Ammonia Pressure Leaching: Western Mining Corporation (Australien)
- Atmosphere Acid Leaching: Outokumpu (Finnland), Simbabwe
- Acid Pressure Leaching: Rustenburg Refiners, Impala, Western Platinum (alle Südafrika)
- Chloride Leach Process: Falconbridge (Norwegen), Société Le Nickel (Frankreich)

Die Hydrometallurgischen Verfahren zur Trennung aller Verfahren sind enorm komplex; dies soll mit dem folgenden Schema (Fig. A29.2) verdeutlicht werden.

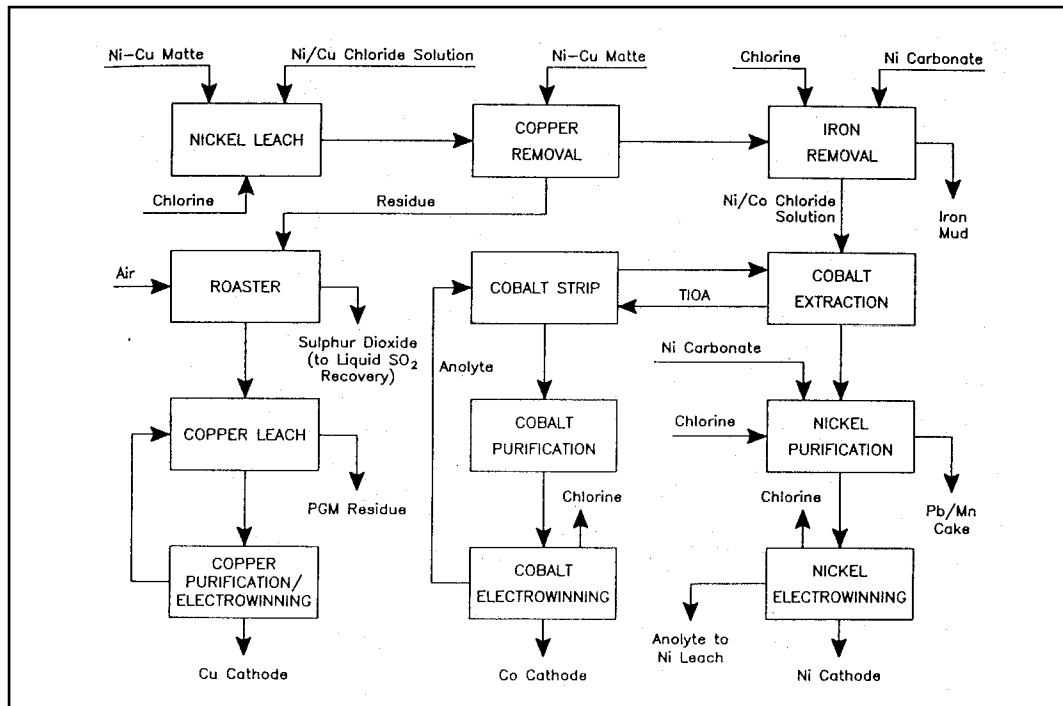


Fig. A29.2: Falconbridge Kristiansand Raffinerie-Flussbild <Tyroler et al. 1988>

Alle diesen Verfahren ist gemeinsam, dass die Edelmetalle (Platinmetalle und Gold) nicht gelöst werden und irgendwo im Prozessbaum als nichtlöslicher Schlamm anfallen. Als Datenbasis stehen lediglich nicht besonders aussagekräftige Zahlen von Falconbridge in Norwegen zur Verfügung. Da diese Fabrik als eine der saubersten anzusehen ist und ausserdem die Daten viele Lücken aufweisen, sind die Stoff-, Energie- und Emissionsflüsse in Realität grösser anzunehmen als hier verwendet.

e) Raffinierung

Für die meisten Nickelanwendungen (Edel- oder rostfreier Stahl) ist keine hohe Reinheit erforderlich. Produkte wie Nickeloxid, metallisches Nickeloxid und Ferronickel (Class II Products) sind ohne Raffinierung genügend rein. Die Raffinierung hat vielmehr auch ökonomische Gründe, da dabei die zum Teil wertvollen "Verunreinigungen" (Kobalt, Kupfer, Schwefel, Selen, Tellur, PGM) gewonnen werden können. Es sind im wesentlichen vier Prozesse im Einsatz:

- Electrorefining (Russland, Inco (Thompson))

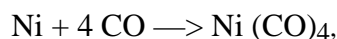
Die Nickelmatte wird totgeröstet (Schwefelentfernung) und mit Koks reduziert, das entstehende Nickeloxid wird anschliessend in einem Elektroofen geschmolzen. Die entstandenen Rohbarren werden als Anode in einer NiSO_4 und H_3BO_3 -Lösung eingesetzt. Der Nickel wandert unter Strom von der Anode in die Lösung und von dort an die Kathode, wo es sich gereinigt anlagert.

- Electrowinning (Outokumpu, Société Le Nickel, Falconbridge, Rustenburg Refiners)

Der Unterschied zu Electrorefining besteht darin, dass Nickel direkt aus einer gereinigten Nickel-lösung gewonnen wird.

- Carbonyl Refining (Inco, Copper Cliff)

Die Nickel-Kupfer-Legierung sowie das totgeröstete Nickelkonzentrat werden einem Druck von ca. 7 bar Kohlenmonoxid ausgesetzt. Dabei bildet sich gasförmiges



das separiert werden kann. Der Rest (Kupfer, Kobalt, Nickel, Platinmetalle) wird hydrometallurgisch weiterverarbeitet.

- Wasserstoffreduktion (Western Mining, Impala, Sherritt Gordon)

In einer Nickelsulfatlösung mit Ammoniak wird der Nickel mit Wasserstoff unter Bildung von Ammoniumsulfat reduziert.

Bei Electrowinning und Wasserstoffreduktion ist die Raffinierung der letzte Schritt in der Hydrometallurgie. Zur Raffinierung sind mit Ausnahme des Carbonyl-Refinings nur wenig aussagekräftige Daten vorhanden. Die wahren Emissionen dürften höher liegen.

Verarbeitung oxidischer Erze

Die pyrometallurgische Erzeugung von Nickelmatte bzw. Ferronickel aus lateritischen, oxidischen Erzen ist äusserst energieintensiv, da im Gegensatz zu sulfidischen Erzen der mineralische Brennstoff Schwefel fehlt. Auch der hohe Feuchtgehalt des Erzes (bis 40%) und der grosse Anteil chemisch gebundenen Wassers (bis 15%) tragen zum hohen Energieverbrauch bei, ebenso wie Reduktionsmittel (Anthrazit, Koks) und Elektrodenmasse. Mit Ausnahme von Kuba werden oxidische Erze pyrometallurgisch verarbeitet. Zum grössten Teil wird Ferronickel hergestellt, zu einem kleineren Teil aber auch Nickelmatte (vgl. Fig. A29.1).

a) Förderung und Erzvorbehandlung

Oxidische Erze werden im Tagbau gefördert. Das Erz kann nicht angereichert werden. Es muss aber aufgrund des hohen Feuchtgehaltes unter hohem Energieaufwand getrocknet werden.

b) Erzeugung von Ferronickel

Ferronickel wird zum grössten Teil durch eine karbothermisch-elektrische Reduktion gewonnen (Rotary Kiln - Electric Furnace). Es erfolgt normalerweise eine Vorreduktion des Erzes mit Anthrazit im Schacht- oder Drehrohrofen bei 950° C, wo im wesentlichen Fe³⁺ zu Fe²⁺ reduziert wird. Der heisse Stein wird danach in einem Elektroofen mit Söderbergelektroden bei 1600° C geschmolzen. Die Nickelausbeute beträgt ca. 95%, die Eisenausbeute ca. 50%.

Zur Erhöhung des Nickelgehalts im Ferronickel (vor allem bei nickelarmen Erzen) kann ein Teil des Eisens in einem Konverter verschlackt und so der Nickelanteil auf bis zu 65% erhöht werden.

Die mit Abstand grössten ökologischen Auswirkungen bei der Herstellung von Ferronickel stellt der hohe Energieverbrauch dar. In der Literatur sind dazu recht gute Daten vorhanden, allerdings aus dem Jahre 1986.

c) Erzeugung von Nickelmatte

Das oxidische Erz wird zusammen mit einer Schwefelquelle (Gips, Pyrit, S°) und einem Reduktionsmittel zu Nickelmatte geschmolzen.

Nickelmatte kann auch aus Ferronickel durch Schwefeleinblasen in einem Peirce-Smith-Converter erzeugt werden. Nickel wird in Ni₃S₂ überführt und das Eisen mit Luft und Sand nahezu vollständig verschlackt.

29.2.2 Produktion der Platinmetalle

Da Platinmetalle vorwiegend aus sulfidischen Nickel-Kupferlagerstätten gewonnen werden, durchlaufen sie gemeinsam mit Nickel den grössten Teil der Prozessschritte der Nickelmetallurgie (vgl. Kap. 29.2.1). Bei der langsamen Abkühlung der Nickelmatte (Slow Cooling Nickel Matte Separation Process) sammeln sich die Platinmetalle in der Nickel-Kupfer-Legierung an, welche vom Rest magnetisch getrennt werden kann.

Je nach verwendetem Verfahren in der Nickelmetallurgie werden die Platinmetalle an verschiedenen Prozessschritten vom Nickel getrennt:

- Electrorefining (Russland)
Die Platinmetalle verbleiben als unlöslicher Anodenschlamm. Nach dem Entfernen der Basismetalle mit Säure entsteht ein Konzentrat mit ca. 70% Platinmetallen.
- Acid Pressure Leaching (Rustenburg Refiners, Impala Platinum, Western Platinum)
Die Platinmetalle fallen beim zweiten Laugungsschritt als unlöslicher Rest an.
- Chloride Leach Process (Falconbridge)
Nach der Nickel- und Kupferlaugung bleibt ein Platinmetall-Konzentrat zurück.
- Carbonyl Refining (Inco, Copper Cliff)
Bei der Entfernung des Nickels als $\text{Ni}(\text{CO})_4$ bleibt ein Rest mit Platinmetallen in kleinen Konzentrationen zurück. Dieser wird mit PbO und Na_2CO_3 geschmolzen und aufkonzentriert.

Zur Weiterverarbeitung dieser Platinmetallkonzentrate existieren verschiedene Verfahren:

- Klassische Methode (Russland)
Das Konzentrat wird mit Königswasser gelaugt, dadurch gelangen Gold, Platin und Palladium in Lösung. Diese können voneinander getrennt werden. Die vorerst nicht gelösten Metalle Rhodium, Iridium, Ruthenium und Osmium können nach Schmelzen in Natriumbisulfat und weiteren Schritten ebenfalls voneinander getrennt werden. Es sind dazu ca. 150 weitere Prozessschritte nötig.
- Neue Methode (Rustenburg Refiners, Johnson Matthey)
Zuerst werden die Basismetalle mittels Salzsäure entfernt. Mit Salzsäure unter Druck werden die Platinmetalle gelöst. Die einzelnen Metalle werden mittels Solvent Extraction mit Methyl-Isobutyl-Keton (MIBK) extrahiert, indem die Konzentration der Schwefelsäure variiert wird. Diese Methode soll schneller, mit höheren Ausbeuten, schärferer Trennung der einzelnen Metalle und billiger arbeiten als die klassischen Verfahren. Sie wirft aber auch grosse Probleme auf, so hat Heraeus in Deutschland nach Problemen mit der neuen wieder auf die klassische Methode umgestellt.

Es waren keine umweltrelevanten Daten für den Energie- oder Säureverbrauch erhältlich. Angesichts der sehr hohen Belastungen, die sich für die Platinmetalle aus der Allokation nach Produktpreisen ergeben, sollte die Trennung und Raffinierung aber ohne grosse Fehler weggelassen werden können.

29.2.3 Produktionsmengen

Durch die in Tab. A.29.2 und A.29.3 aufgeführten Minen werden für Nickel rund 70% des europäischen Marktes, für die Metalle der Platingruppe 97%-99% des Bedarfs abgedeckt. Die folgende Tabelle zeigt die hier verwendeten Anteile der einzelnen Minen zur Bedarfsdeckung in Europa.

Die aufgelisteten Mengen der einzelnen Minen geben zusätzlich Auskunft darüber, welche Metalle in welchem Verhältnis zusammen gefördert werden. Die PG-Metalle werden ausschliesslich in kombinierten Nickel-PGM-Minen gefördert, währenddem rund 50% des Nickels in reinen Nickel-Kupfer-Minen gefördert werden. Zusammen mit den Marktpreisen (siehe Kap. 29.2.4) lassen sich die Gewichtungsfaktoren zur Allokation der Aufwendungen und Emissionen bestimmen.

in [t]	Nickel	Kupfer	Platin	Palladium	Rhodium
Nickel:					
Western Mining	5.8E4	4.3E3			
BCL Limited	1.9E4	2.14E4			
Ferronickel:					
Falconbridge Dominicana (Falcondo)	1.18E4	1.92E4			
Cerro Matoso	8.9E3	1.07E4			
Société Le Nickel (Neukaledonien)	2.0E4	6.0E4			
Nickel und Platinmetalle:					
Falconbridge	3.84E4	3.15E4	9.11E-1	2.08	1.55E-1
Ico (Kanada), Copper Cliff	6.48E4	6.61E4	3.81	4.99	4.57E-1
Noril'sk-Talnakh	2.35E5	4.44E5	2.66E1	6.24E1	3.57
Südafrika ¹⁾	2.91E4	1.64E4	1.01E2	3.98E1	8.12
Total	8.57E5		1.28E2	1.50E2	1.19E1

Tab. A.29.2: Jahresproduktion an Nickel und Kupfer sowie an Metallen der Platin-Gruppe der für den europäischen Markt relevanten Minen resp. Raffinerien <Aegerter et al. 1996>; ¹⁾: plus 303t Cobalt

in [%]	Nickel	Platin	Palladium	Rhodium
Nickel:				
Western Mining	7.2			
Inco, Raffination Wales	14.6			
Ferronickel:				
Falconbridge Dominicana (Falcondo)	7.1			
Cerro Matoso	8.8			
Société Le Nickel (Neukaledonien)	12.4			
Nickel und Platinmetalle:				
Falconbridge	7			
Inco (Kanada), Copper Cliff	10	3	8	4
Noril'sk-Talnakh	26.3	23	63	21
Südafrika ¹⁾	6.6	74	29	75
Total	100	100	100	100

Tab. A.29.3: Anteile der für Europa produzierenden Minen <Aegerter et al. 1996>

29.2.4 Preise als Allokationskriterium

Da es nicht möglich ist, einzelne Prozessschritte den verschiedenen Metallen zuzuordnen resp. eine physikalische Kausalität zwischen den Metallen und ihren zugehörigen Aufwendungen und Emissionen herzustellen, wird auf eine monetäre Allokation zurückgegriffen. Damit wird impliziert, dass die durchschnittlichen Marktpreise als Indikatoren relativer Knappheit (und damit der Motivation, die Mine zu betreiben) dem Aufwand in der Tendenz entsprechen.

	[US\$/kg]
Kupfer	2.17
Ferronickel	0.272
Platin	16'900.-
Palladium	4'500.-
Rhodium	32'200.-

Tab. A29.1: Durchschnittliche Handelspreise der hier bilanzierten Metalle und von Kupfer; <Aegerter et al. 1996>

29.3 Emissionen Luft

Die Angaben betreffend Emissionen sind eher spärlich. Einerseits können die SO₂-Emissionen quantifiziert werden, andererseits liegen Daten zu einzelnen Schwermetall-Emissionen in Gewässern vor. Die SO_x-Emissionen werden im wesentlichen vom Schwefelgehalt des Erzes und der eventuell nachgeschalteten Schwefelabscheidung bestimmt. Während in Kanada und Südafrika ein Grossteil des Schwefels im Konzentrat zu H₂SO₄ verarbeitet werden, muss bei den übrigen Anlagen davon ausgegangen werden, dass der im Konzentrat enthaltene Schwefel emittiert wird. Berechnet man beispiels-

weise den gesamten Ausstoss von SO₂ aus den Produktionszahlen und den Emissionswerten der Noril'sk-Mine, so erhält man einen totalen Ausstoss von 3.4 Mio Tonnen SO₂ pro Jahr. Dieser Wert stimmt sehr gut mit dem in <Saager 1993> präsentierten Wert von 3.6 Mio Tonnen SO₂ pro Jahr überein. Tab. A.29.4 zeigt den Gehalt an Metallen und Schwefel im Konzentrat nach der Erzaufbereitung.

Bei den Ferronickelproduzenten (28% der gesamten Nickelproduktion) werden keine Prozessemissionen berücksichtigt. Für die russische Mine Noril'sk werden zusätzlich Nickel- und Kupferemissionen verbucht. Dabei wird angenommen, dass 10% der Nickelmenge, welche in den kanadischen Minen aus den Abluftfiltern zurückgewonnen wird, emittiert werden (0.7kg Ni resp. 1.4kg Cu pro t Ni+Cu+PGM).

in [%]	Ni [%]	Cu [%]	Co [%]	Fe [%]	S [%]	PGM [g/t]
Nickel:						
Western Mining	11.4	0.85	0.24	38	32	
BCL, Limited	2.77	3.16	0.15	43.5	31	
Ferronickel: ¹⁾						
Falconbridge Dominicana (Falcondo)	38			62		
Cerro Matoso	44.5			53.5		
Société Le Nickel (Neukaledonien)	25			75		
Nickel und Platinmetalle:						
Falconbridge	6.9	4.1	0.26	37.8	29.5	
Inco (Kanada), Copper Cliff	13	2	0.3	40.8		
Noril'sk-Talnakh ²⁾	5.2	9.4			32.7	20-25
Südafrika	3.2	2	0.1	15	9	130

Tab. A.29.4: Konzentrationen im Konzentrat; ¹⁾: Konzentration in Ferronickel; ²⁾: Konzentration im Erz

Für die hydrometallurgische Verarbeitung der Ni-Cu-Matten stehen Emissionsdaten einer europäischen Anlage mit einer Jahreskapazität von 54'000 t Ni, 33'600t Cu und 72'000t H₂SO₄ pro Jahr zur Verfügung. Diese Angaben werden auch für die Western Mining und die südafrikanischen Anlagen verwendet.

	pro Tag	pro Jahr	pro t NiCu
Emissionen Luft			
SO ₂	1000 kg	350 t	4E-03 t
Emissionen Wasser:			
Ni	50 kg	17.5 t	2E-04 t
Cu	20 kg	7 t	8E-05 t
Co	4 kg	1.4 t	1.6E-05 t
Pb	1 kg	0.35 t	4.0E-06 t
Kohlenwasserstoffe gesamt	7 kg	2.45 t	2.8E-05 t

Tab. A.29.5: Emissionen Falconbridge Kristiansand, <Aegerter et al. 1996>

Die Gesamtemissionen der Metallgewinnung und Aufbereitung (von der Förderung bis und mit Pyro- resp. Hydrometallurgie) der einzelnen Gesellschaften kann Tab. A.29.6 entnommen werden.

	Einheit	Luft		Wasser					
		SOx	Ni	Cu	Ni	Cu	Co	Pb	CHC ¹⁾
Nickel:									
Western Mining	t Ni+Cu+PGM	5.3			0.2	0.08	0.02	0.004	0.03
BCL, Limited	t Ni+Cu+PGM	11.3							
Nickel und Platinmetalle:									
Falconbridge	t Ni+Cu+PGM	1.3			0.2	0.08	0.02	0.004	0.03
Inco (Kanada), Copper Cliff	t Ni+Cu+PGM	1.2							
Noril'sk-Talnakh	t Ni+Cu+PGM	4.8	0.0007	0.0014	0.2	0.08	0.02	0.004	0.03
Südafrika ¹⁾	t Ni+Cu+PGM	0.86							

Tab. A.29.6: Emissionen des Abbaus und der Raffination von Nickel und PGM<Aegerter et al. 1996>; ¹⁾: Kohlenwasserstoffe gesamt

Aufgrund der Allokation nach Produktpreisen ergeben sich aus diesen Emissionen für die einzelnen Metall ganz unterschiedliche Emissionsfaktoren.

29.4 Betriebsmittel

Bei der Erzaufbereitung werden verschiedene Chemikalien und Mahlsteine eingesetzt. Die Mengen können der Tab. A.29.7 entnommen werden.

Firma	Elektrizität kWh/t Erz	Mahlstein kg/t	Kalk	Cyanid	Flotationsreagenzien	CuSO ₄	H ₂ SO ₄	DET	H ₂ O
Falconbridge	17.55	1.35	0.70	0.09	0.13	0.02	0.58	0	167
Inco Copper Cliff	14.75	0.95	0	0	0.24	0	0	0.15	45
Inco Thompson	9.75	1.1	0.4		0.15				?
Annahmen für unbekante Mühlen	14.0	1.2	0.4	0	0.2	0	0		100

Tab. A29.7: Betriebsmittelbedarf verschiedener Minen bei der Anreicherung, Angaben in (kg/t Erz), <Aegerter et al. 1996>

29.5 Energiebedarf

Die Daten für den Energiebedarf des Abbaus und des Erschmelzens der Metalle aus konzentriertem Erz widerspiegeln soweit bekannt die Verhältnisse der oben erwähnten Minen. Je nach Minenart (Nickel, Ferronickel oder Nickel plus Platinmetalle) werden zwischen 26 und 215 MJ/t gewonnenes Metall benötigt. Die Angaben zu den eingesetzten Energieträgern sind relativ vollständig und verständlich, wogegen beim spezifischen Energiebedarf teilweise auf ältere Quellen oder auf qualifizierte Schätzungen zurückgegriffen werden musste. Über den technischen Stand der Feuerungen sind gar keine Angaben verfügbar. Es wird hier europäischer Durchschnitt angenommen.

	Einheit	Strom [kWh]	Gas [GJ]	Öl [l]	Kohle [t]
Nickel:					
Western Mining	t Ni+Cu+PGM	6'400	5	5.5	4.1
BCL, Limited	t Ni+Cu+PGM	4'600	5	5.5	4.1
Ferronickel:					
Falconbridge Dominicana (Falcondo)	t FeNi	190	0	6000	0
Cerro Matoso	t FeNi	12'000	0.05	0	1.2
Société Le Nickel (Neukaledonien)	t FeNi	8'100	0	650	0.82
Nickel und Platinmetalle:					
Falconbridge	t Ni+Cu+PGM	5'800	5	0	0
Inco (Kanada), Copper Cliff	t Ni+Cu+PGM	4'700	34	0	0
Noril'sk-Talnakh	t Ni+Cu+PGM	3'700	35	0	0
Südafrika ¹⁾	t Ni+Cu+PGM	34'500	5	0	1

Tab. A.29.8: Nach Energieträger aufgeschlüsselter Energiebedarf von Förderung bis und mit Hydro- resp. Pyrometallurgie (Ferronickel) pro t gewonnene Metalle <Aegerter et al. 1996>

Die Pyrometallurgie ist in der Regel der energieintensivste Prozessschritt. Während die Ferronickelproduzenten neben Elektrizität auch Öl und Kohle einsetzen, wird bei den PGM-Produzenten vorwiegend Strom und Gas verwendet.

29.6 Transporte

Aus den Angaben zu den Transportdistanzen der einzelnen Minen bis und mit den entsprechenden Raffineriestandorten wird ein gewichteter Mittelwert gebildet. Da diese Aufwendungen lediglich vom Gewicht der Metalle abhängig sind, werden diese aus der Allokation ausgeklammert. Aus den Daten in <Aegerter et al. 1996> ergeben sich damit die folgenden Transportdistanzen:

		Ni	Pt	Pd	Rh
Transport Lkw 40 t	tkm	0.47	0	0	0
Transport Frachter Uebersee	tkm	8.9	7.2	8.4	8.0
Transport Schiene	tkm	1.5	4.2	7.9	7.0

Tab. A.29.6: Zusammenstellung der Transportaufwendungen für je 1kg Nickel, Platin, Palladium und Rhodium, auf der Basis von <Aegerter et al. 1996>

29.7 Eingabedaten

Aus den oben gemachten Ausführungen ergeben sich folgende Energie- und Stoffflüsse:

pro kg Metall	Einheit	Ni	Pt	Pd	Rh
Ressourcen:					
Nickel ab Erz	kg	1			
Platin ab Erz	kg		1		
Palladium ab Erz	kg			1	
Rhodium ab Erz	kg				1
Wasser	kg	12.4	9.90E+03	1700	19000
Ausgangsprodukte:					
Chemikalien organisch	kg	5.20E-03	13.6	2.75	26.5
Kalk Ca(OH) ₂	kg	7.30E-03	38.8	6.24	74.3
Sand fuer Bau	kg	6.60E-07	2.00E-04	1.50E-04	4.80E-04
Schwefelsaeure H ₂ SO ₄	kg	2.40E-03	0	0	0
Stahl niedriglegiert	kg	3.20E-02	120	21.6	233
Transporte:					
Transport Lkw 40 t	tkm	0.47	0	0	0
Transport Frachter Uebersee	tkm	8.9	7.2	8.4	8.0
Transport Schiene	tkm	1.5	4.2	7.9	7.0
Energieeinsatz:					
Heizuel S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	4.70E-05	0	0	0
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	TJ	2.20E-05	2.96E-02	2.06E-02	5.37E-02
Industriekohleheizung 1-10 MW	TJ	2.70E-05	9.90E-03	2.90E-03	1.85E-02
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	3.60E-05	1.12E-02	8.08E-03	2.05E-02
Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPT-Mix	TJ	1.44E-06	2.97E-02	3.11E-03	5.75E-02
Emissionen Luft:					
Abwaerme in Luft p	TJ	3.77E-05	4.10E-02	1.12E-02	7.80E-02
Cu Kupfer p	kg	4.40E-04	1.02	7.35E-01	1.77
Ni Nickel p	kg	2.30E-04	0.53	3.80E-01	0.92
SO _x als SO ₂ p	kg	2.4	3770	2590	6660
Emissionen Wasser:					
Ion Blei f	kg	7.00E-07	9.60E-04	1.00E-04	1.90E-03
Ion Kobalt f	kg	3.50E-06	4.80E-03	5.00E-04	9.30E-03
Ion Kupfer f	kg	1.40E-05	1.90E-02	2.00E-03	3.70E-02
Ion Nickel f	kg	3.50E-05	4.80E-02	5.00E-03	9.30E-02
Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg	5.20E-06	7.20E-03	7.50E-04	1.40E-02

Tab. A.29.7: Zusammenstellung der Eingabedaten für je 1kg Nickel, Platin, Palladium und Rhodium, auf der Basis von <Aegerter et al. 1996>

29.8 Datenqualität

Nachwievor sind mit Ausnahme der russischen Mine Noril'sk keine gesicherten Angaben über die SO₂-Emissionen greifbar. Da jedoch lediglich kanadische und südafrikanische Minen über Schwefelsäure-Rückgewinnungsanlagen verfügen, kann davon ausgegangen werden, dass der gesamte im Konzentrat enthaltene Schwefel emittiert wird. Bei Nickel konnte der Anteil Ferronickel berücksichtigt werden. Dies ist deshalb von Bedeutung, weil die entsprechenden lateritischen Erze keinen Schwefel enthalten. Aus diesem Grund ist jedoch die Gewinnung in der Regel einiges energieintensiver (fehlende Oxidationswärme des Schwefels).

Die hier gewählte Vorgehensweise bei der Allokation der Aufwendungen und Emissionen (durchschnittliche Marktpreise der Metalle) führt zu erheblichen Emissionen der PG-Metalle. Aber auch

Nickel weist mit über 2kg SO₂ pro kg hohe Emissionen auf. Die SO₂-Emissionen, welche den PG-Metallen zugewiesen werden, belaufen sich auf 2.6-6.7t/kg Metall. Es muss somit davon ausgegangen werden, dass die Ökoinventare sowohl nickellegiertes Stähle als auch von Produkten mit einem Bedarf an Primärplatin durch die hohen spezifischen Umwelteinwirkungen und Energiebedarfe beeinflusst werden.

30. Soda

Die Sodaherstellung wurde von der Firma Solvay Alkali GmbH bilanziert <Solvay 1992>. Berücksichtigt sind hier sämtliche Emissionen und Energie- und Rohstoffverbräuche der Sodaherstellung einschliesslich der Teilanlagen wie Solereinigung, Kalkofen etc. und die Energieerzeugung in einem industriellen Kraftwerk mit Wärme-Kraft-Kopplung. Als Energieträger werden Kohle und Erdgas eingesetzt.

NaCl wird als Sole über eine Pipeline bezogen. Erdgas, Koks, und Steinkohle werden mit den entsprechenden Moduln dieses Projektes verknüpft, bei welchen die Transportaufwendungen bereits berücksichtigt sind. Deshalb werden die Transportangaben in <Solvay 1992> nur für Kalkstein, NaCl und Hilfsstoffe weiterverwendet. Transporte der Soda zu den Kunden (z.B. Flachglasherstellung) werden dort berücksichtigt.

Die CO₂-Emissionen des Kraftwerks wurden aufgrund der eingesetzten Energieträger gerechnet. Die Prozess-CO₂-Emissionen wurden ergänzt um den Anteil des CO₂, der aus der chemischen Reaktion des Kalksteins zu gebranntem Kalk stammt (0.44 kg/kg Kalkstein, siehe Kap. 8. "Kalkstein und Kalk"). Dabei wird berücksichtigt, dass ein grosser Teil des CO₂ chemisch im Soda gebunden wird <Krähling 1995>.

pro kg Soda	Einheit	
Energieträger:		
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	1.13E -6
transportierte europäische Stk frei UCPT	t	2.7e-4
Steinkohlekoks	TJ	2.3e-6
Betriebsstoffe:		
NaCl	kg	1.55
Kalkstein (CaCO ₃)	kg	1.13
Wasser entkarbonatisiert	kg	10.1
Wasser vollentsalzt	kg	2.5
Wasser	kg	50
Transporte:		
Pipeline Onshore	tkm	0.3
Lkw 40 t	tkm	0.06
Schiene	tkm	3E-3
Emissionen Luft:		
CO ₂ s	kg	0.8 ¹⁾
CO ₂ p	kg	0.167
CO s	kg	7e-3
SO ₂ s	kg	2e-3
NO _x s	kg	1.8e-3
Partikel s	kg	0.25e-3
NH ₄ -N p	kg	2.3E-4
Abwärme Luft p	TJ	3e-6
Emissionen Wasser:		
ungelöste Stoffe, TSS	kg	0.13
Ion Calcium p	kg	0.552
Cloride p	kg	0.950
Ion Natrium p	kg	0.191
Sulfate p	kg	0.009
Ammoniak als N p	kg	0.0007
Abwärme Wasser s	TJ	7E-6
Abfälle:		
Steinkohleasche in Deponie	kg	6E-3
Kalksteinrückstände in Inertstoffdeponie	kg	20E-3
Downzyklate §	kg	22E-3

Tab. A30.1 Energie- und Stoffbilanz der Herstellung von 1 kg Soda, ¹⁾: gerechnet aufgrund des Energieträgereinsatzes gemäss <Solvay 1992>; §: werden in Ecoinvent nicht verknüpft

Die Energiegutschrift wird in Form einer verminderten Abwärmelast gewährt. Insgesamt werden etwa 10 % der eingesetzten Energie als Abwärme genutzt. Die Abwärme wird mit Kühlwasser (Durchlaufkühlung) abgeführt, wobei davon noch rund 30 % evaporiert (siehe Kap. VI.9 "Kraftwerke").

Das Rohwasser für die Dampferzeugung wird als vollentsalzt angenommen, dasjenige für das Kühlwasser als entkarbonatisiert. Da die Prozesse mit Durchlaufkühlung gekühlt werden, wird dieser Bedarf lediglich als Ressource verbucht.

Ein Teil der festen Abfälle wird im Strassenbau etc. verwendet. Sie werden hier als Downzyklate betrachtet und nicht weiter verbucht.

Die Emissionsfaktoren Stickoxide (1.8g/kg) wie auch für Salze (Calciumchlorid, 1.04kg) und Ammonium-Stickstoff (0.3g/kg) von Akzo Delfzijl <Huizinga et al. 1994> bewegen sich in derselben Grössenordnung, wie diejenigen von <Solway 1992>. Einzig die Sulfatmissionen (43g/kg) und die atmosphärischen Ammoniak-Emissionen (0.9g/kg), liegen gemäss <Huizinga et al. 1994> um einen Faktor 5 resp. 4 höher. In diesem Projekt werden die Werte von <Solway 1992> übernommen.

31. Wasserstoff

Prozessbeschreibung

Wasserstoff wird heute in erster Linie aus Kohlenwasserstoffen gewonnen. Daneben gibt es eine Fülle von anderen Produktionswegen, die aber nur geringe Bedeutung haben. In Zukunft könnte aber die Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser durch Elektrolyse im Zusammenhang mit der Photovoltaik an Bedeutung gewinnen.

Zur Erzeugung von H₂ aus Kohlenwasserstoffen dienen in erster Linie Erdgas, aber auch Naphtha und mit zunehmender Bedeutung auch Rückstände der Petrochemie und Kohle als Rohstoffe <Ullmann 1985>.

Das zurzeit bedeutendste industrielle Verfahren ist das katalytische Reformieren von Erdgas und Naphtha mit Wasserdampf. Dieses Verfahren entspricht demjenigen der Synthesegasherstellung in der Ammoniaksynthese, ausser dass die beiden ersten Reformer (Spaltgasherstellung und Methanoxidation) bei der Wasserstoffherstellung zu einem Reformer zusammengefasst sind.

Prozessdaten

Alle Angaben stammen aus <Gruber et al. 1991>. Es werden hier aber trotzdem die Primärquellen angegeben.

Für die Bilanzierung wurde angenommen, dass Wasserstoff aus Erdgas hergestellt wird. Nach <Boustead et al. 1979> beträgt der Rohstoffeinsatz 121 MJ Erdgas pro kg Wasserstoff.

Es konnten keine prozessspezifischen Emissionen ermittelt werden. Diese sind im Vergleich zu den Emissionen, die durch den Energieverbrauch entstehen, relativ gering. Der Energieverbrauch beträgt nach <Boustead et al. 1979> 0.963 kWh Strom, 26.55 MJ Erdöl und 17.8 MJ Erdgas pro kg Wasserstoff.

Die Daten sind nur von mittlerer Qualität, da die prozessspezifischen Emissionen nicht berücksichtigt sind.

Aufwendung	Menge pro kg H ₂	Bemerkungen
Erdgas HD-Abnehmer Euro	12.1 e-5 TJ	Rohstoff für Cracking
Strom Mittelspannung - Bezug in UCTPE	3.47 e-6 TJ	Prozessenergie für Cracking
Heizöl S in Industriefeuerung 1MW	26.55 e-6 TJ	Prozessenergie für Cracking
Erdgas in Industriefeuerung >100kW	17.8 e-6 TJ	Prozessenergie für Cracking
Abwärme in Luft p	3.47 e-6 TJ	

Tab. A31.1: Zusammenfassung der Daten für die Herstellung von Wasserstoff in diesem Projekt

32. Organische und anorganische Chemikalien

Die hier bilanzierten Energieverbräuche werden für Chemikalien verwendet, welche aufgrund fehlender Informationen zur Chemikalie oder zu deren Herstellungsaufwendungen einerseits oder aufgrund kleiner eingesetzter Mengen andererseits nicht speziell bilanziert wurden.

Für die organischen Chemikalien wird der Prozessenergiebedarf vom Modul Polyethylen "PE (LD)" (ohne Ethylen als vergegenständlichte Energie) verwendet <van Heijningen et al. 1992a>, für anorganische derjenige von Phosphorsäure. Für die petrochemische Industrie wird die Energieerzeugung gemäss Raffinerie-Mix Europa (siehe Kap. IV.9), für die anorganische Chemie wird die Situation für Phosphorsäure gemäss <van Heijningen et al. 1992b> mit Heizöl S als Ölbrennstoff verwendet. Es wird generell ein Dampferzeugungswirkungsgrad von 85 % angenommen.

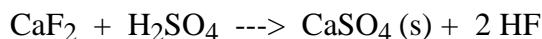
	Einheit	Chemikalien anorganisch kg	Chemikalien organisch kg
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	6.00E-07	8.70E-06
Heizöl S in Raffinerief Feuerung Europa	t		5.90E-05
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	5.50E-06	
Raffineriegas in Feuerung Europa	t		0.00011
Abwaerme in Luft p	TJ	6.00E-07	8.70E-06

Tab. A32.1: Energiebedarf für organische und anorganische Chemikalien für dieses Projekt nach <Heijningen et al. 1992a,b>, Annahmen siehe Text

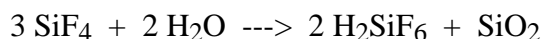
33. Flussäure (HF)

Prozessbeschrieb

Technisch wird Fluorwasserstoff, auch Flussäure genannt, fast ausschliesslich durch Aufschluss von Flussspat (CaF_2) mit Schwefelsäure gemäss folgender Reaktionsgleichung hergestellt (<Ullmann 1985> und <EPA 1988>):



Als Rohstoff dient Säurespat mit ca. 97% CaF_2 , der praktisch ausnahmslos durch Flotation aus dem gemahlten Flussspat gewonnen wird. Die endotherme Reaktion wird normalerweise in einem von aussen beheizten Drehrohrofen durchgeführt. Die den Ofenraum verlassenden Gase werden mit konzentrierter Schwefelsäure von Staub und Wasser befreit. Daran schliesst sich die Kondensation der Flussäure in mehreren Kühlern an. Durch Nachwäsche der Restgase mit konzentrierter Schwefelsäure wird restlicher Fluorwasserstoff absorbiert und dem Ofen wieder zugeführt. Die den Wäscher verlassenden Gase (v.a. SiF_4) werden in einem mehrstufigen Hydrolisator gereingt <Ullmann 1985>:



Die Hexafluorokieselsäure (H_2SiF_6) wird einer Weiterverarbeitung zugeführt. Das Nebenprodukt Calciumsulfat kann nach Neutralisation mit Kalk zu synthetischem Anhydrit (Gips) aufgearbeitet werden <Ullmann 1985>.

Prozessdaten

Alle Angaben stammen aus <Gruber et al. 1991>. Es werden hier aber trotzdem die Primärquellen angegeben.

Die stöchiometrischen Einsatzmengen der Rohstoffe betragen 3.905 kg Flussspat und 4.903 kg Schwefelsäure pro Kilogramm Flussäure. Die Ausbeute der Flussäureherstellung wurde auf 98% geschätzt.

Die Emissionsfaktoren der Flussspatgewinnung konnten nicht festgestellt werden. Es wurde angenommen, dass die Staubemissionen ungefähr denjenigen des Dolomit- oder des Kalkabbaus (70 g/kg Rohstoff) entsprechen <Habersatter 1991>. Der Energieverbrauch des Abbaus stammt aus <Boustead et al. 1979>.

Gemäss <Ullmann 1985> liegen grosse Lagerstätten für Fluorapat in der Oberpfalz (BRD), so dass ein Lkw-Transport von 100 km für CaF₂ und von 300 km für Schwefelsäure angenommen wurde.

Die Emissionen der Flussäureherstellung wurden aus <EPA 1988> entnommen. Es konnte kein prozessspezifischer Energieverbrauch ermittelt werden. Da es sich bei der Umsetzung von CaF₂ mit Schwefelsäure um eine endotherme Reaktion handelt, dürfte der Energieverbrauch recht hoch liegen und dementsprechend ins Gewicht fallen.

Aufwendung	Menge pro kg HF	Bemerkungen
Transport Schiene elektr.	1.9 tkm	3.9 kg CaF ₂ * 100 km + 5 kg H ₂ SO ₄ * 300 km für CaF ₂ -Abbau, 3.9 kg für CaF ₂ -Abbau, 3.9 kg für CaF ₂ -Abbau, 3.9 kg
Heizöl S in Industrieheizung 1 MW	2.3 e-6 TJ	
Strom Mittelsp. Bezug in UCPT	8.8 e-7 TJ	
Erdgas in Industrieheizung > 100 kW	2.4 e-7 TJ	
Schwefelsäure H ₂ SO ₄	5.00 kg	
Emissionen in Luft:		
SO _x als SO ₂ p	300 e-6 kg	HF-Herstellung
Abwärme	8.8 e-7 TJ	
Partikel p	1300 e-6 kg	
Partikel p	0.27 kg	aus CaF ₂ -Abbau, analog Dolomit-Abbau
HF Fluorwasserstoff p	250 e-6 kg	inkl. 200mg SiF ₄ als 150 mg HF (Fluoräquivalente)

Tab. A33.1: Zusammenfassung der Daten für die Herstellung von 1kg Fluorwasserstoff (HF) in diesem Projekt

Bei den relativen Anteilen fällt auf, dass der Abbau für den grössten Anteil der Gesamtemissionen verantwortlich ist. Der Transport spielt mit Ausnahme der NO_x-, CO- und der Russemissionen eine unwichtigere Rolle. Dieses Bild könnte sich aber unter Einbezug der energiebedingten Emissionen der HF-Synthese stark ändern.

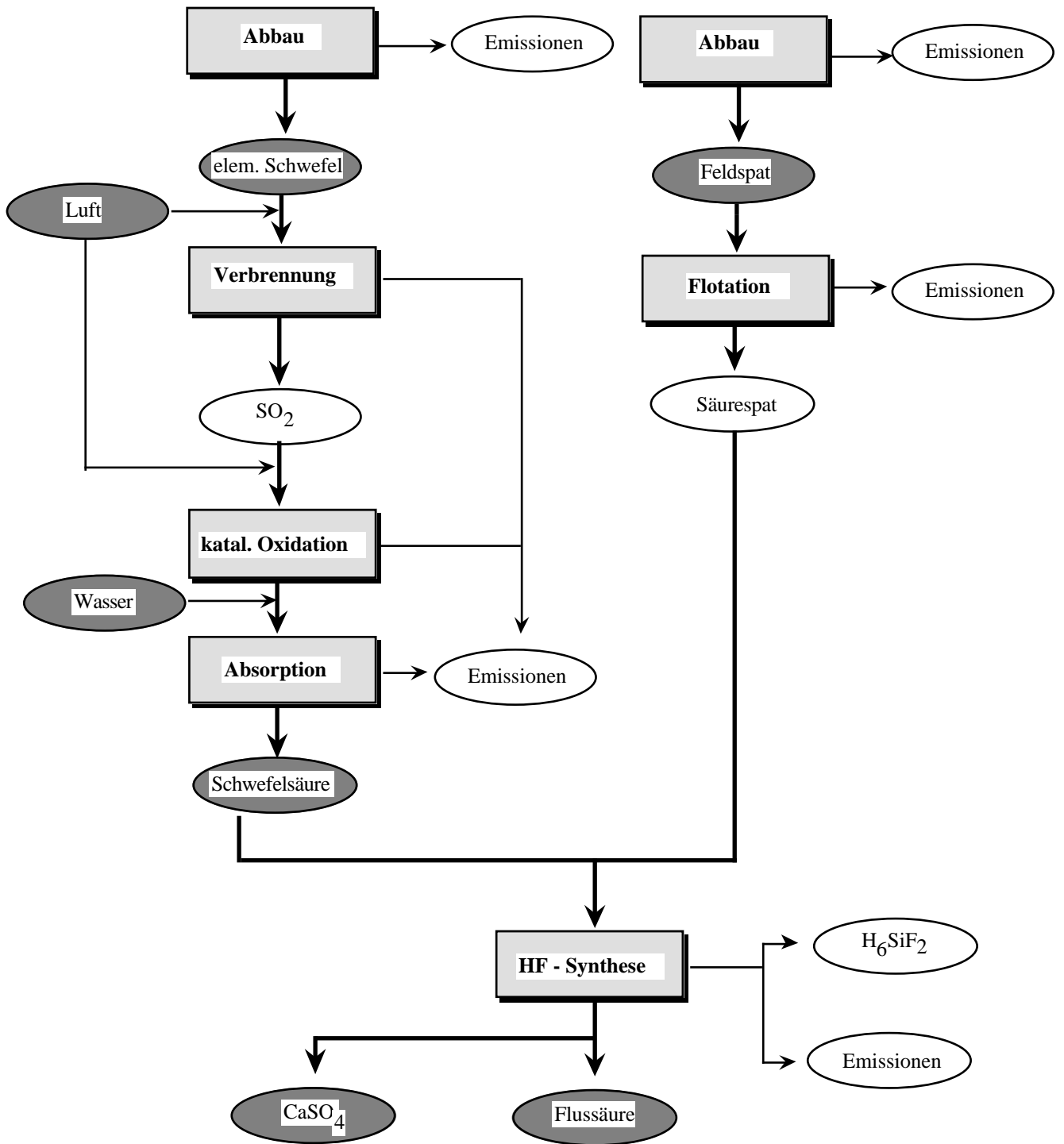
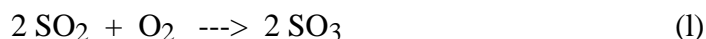


Fig.A33.1: Prozesskette für die Herstellung von Flussäure und Schwefelsäure aus den Rohstoffen.

34. Schwefelsäure

Prozessbeschreibung

In der Vergangenheit verdrängte die Herstellung von Schwefelsäure nach dem Kontaktverfahren immer mehr das sogenannte Turmverfahren. Im Jahre 1980 war der Anteil des Turmverfahrens unter 1% gesunken. Beim Kontaktverfahren werden schwefeldioxidhaltige Gase über einen Katalysator geleitet, wobei das SO₂ zu Schwefeltrioxid oxidiert wird <Ullmann 1985>:



Das entstandene SO₃ wird anschliessend in konzentrierter Schwefelsäure absorbiert und durch Zugabe von Wasser zu Schwefelsäure umgesetzt:



Als Ausgangsstoff für die Herstellung der schwefeldioxidhaltigen Gase werden Pyrit, elementarer Schwefel und Schwefelabfälle verwendet. Gemäss <Ullmann 1985> war die Verteilung in der damaligen BRD im Jahre 1980 folgendermassen: 51% aus elementarem Schwefel, 22% aus Pyrit und 27% aus anderen Quellen. In den USA wird Schwefelsäure sogar zu 79% (1979) aus Schwefel hergestellt, da dort nach dem Frasch-Verfahren auf einfache Weise grosse Mengen an elementarem Schwefel gewonnen werden können <Ullmann 1985>. Dieses Verfahren besteht darin, dass heisses Wasser in die Lagerstätte eingepresst wird, das dann den Schwefel löst. Das schwefelhaltige Wasser wird an Bohrungen nach oben gepresst, wo der Schwefel abgetrennt wird <Christen 1978>.

In den letzten Jahren wurde in der Schwefelsäureherstellung immer stärker auf das Doppelkatalyseverfahren umgestellt, da dieses eine entscheidende Erhöhung des Endumsatzes erbrachte und somit eine wesentliche Verringerung der SO₂-Emissionen ermöglichte. Bei diesem Verfahren wird in allen Stufen Wärme freigesetzt. 58% der im Schwefel enthaltenen Energie kann in einer modernen Anlage in Dampf umgewandelt werden, der an Verbraucher abgegeben werden kann.

Prozessdaten

Alle Angaben stammen aus <Gruber et al. 1991>. Es werden hier aber trotzdem die Primärquellen angegeben.

In der Bilanzierung der Herstellung von konzentrierter Schwefelsäure wird davon ausgegangen, dass Schwefel nach dem Frasch-Verfahren gewonnen wird, der dann nach dem Doppelkatalyseverfahren zu Schwefelsäure umgesetzt wird. Wir trafen diese Annahme, weil nur für das Frasch-Verfahren Daten über den Energieeinsatz vorlagen, obwohl in Europa das Frasch-Verfahren nicht angewendet wird.

Es konnten keine Emissionsfaktoren des Abbauprozesses des Schwefels nach dem Frasch-Verfahren gefunden werden. Der Energieverbrauch beträgt nach <Boustead et al. 1979> 0.035 kWh elektrische Energie und 5.01 MJ Erdgas pro Kilogramm Schwefel. Für die Herstellung von einem Kilogramm Schwefelsäure werden 0.337 kg Schwefel benötigt <Boustead 1979>.

Wir nehmen an, dass Schwefel aus Polen mit der Bahn über 800 km zur Fabrik transportiert wird <Ullmann 1985>.

Die prozessspezifischen Emissionen der Schwefelsäureherstellung wurden gemäss <Habersatter 1991> verrechnet. Diese Werte stimmen recht gut mit den Werten in <Reinders 1983> überein. Der Prozessenergieverbrauch beträgt 0.2 kWh/kg Schwefelsäure. Dieser Wert wird in <Boustead et al. 1979> bestätigt.

Wegen der getroffenen Annahmen ist die Qualität der Daten nur als mittel einzustufen.

Aufwendung	Menge pro kg H ₂ SO ₄	Bemerkungen
Transporte: Transport Schiene	0.27 tkm	für 0.34 kg S * 800km (Polen)
Energieeinsatz: Strom Mittelsp. Bezug in UCPTe Strom Mittelsp. Bezug in UCPTe Erdgas in Industrieheizung >100 kW	4.3 e-8 TJ 7.2 e-7 TJ 1.7 e-6 TJ	Abbau von .34 kg S für Herstellung von Schwefelsäure Abbau von .34 kg S
Emissionen Luft: SO _x als SO ₂ p Abwärme in Luft	53 e-4 kg 7.63 e-7 TJ	aus Herstellung von Schwefelsäure

Tab. A34.1: Zusammenfassung der Daten für die Herstellung von Schwefelsäure (H₂SO₄) in diesem Projekt

35. Stickstoff, Sauerstoff und Argon ab Luftzerlegung

Prozessbeschreibung

Die drei Gase Sauerstoff, Stickstoff und Argon werden heute grösstenteils aus Luftzerlegung gewonnen. Argon wird zudem noch aus Erdgas oder aus Abluft von Luft oder Erdgas verarbeitenden Prozessen gewonnen. Sauerstoff wird in geringem Masse auch durch Wasserzersetzung hergestellt <Ullmann 1985>.

Das Niederdruckverfahren ermöglicht es, alle drei Komponenten gleichzeitig aus der atmosphärischen Luft zu erhalten, die etwa die folgende Zusammensetzung aufweist: 78% Stickstoff, 21% Sauerstoff und 1% Argon. Bei diesem Verfahren wird die Luft auf ungefähr 6-7 bar verdichtet und gleichzeitig abgekühlt. Dadurch werden Wasser, Kohlendioxid und hochsiedende Kohlenwasserstoffe abgetrennt. Danach wird die abgekühlte Luft in eine Doppelrektifikationssäule geführt, wo eine Zerlegung in Stickstoff und mittelreinen Sauerstoff erfolgt. In der zweiten Säule geschieht dann die Feintrennung in Stickstoff und Sauerstoff. Die Flüchtigkeit des Argons liegt etwa zwischen derjenigen von Stickstoff und Sauerstoff. Es reichert sich deshalb in der Zwischenzone an, wo es entnommen und in einer speziellen Rektifikationskolonne gereinigt wird.

Der Trennung schliessen sich Verflüssigungs- und Verdichtungsschritte an.

Bilanzierung

Die Bilanzierung geht davon aus, dass die Gase Stickstoff, Argon und Sauerstoff gleichzeitig durch Tieftemperaturzerlegung gewonnen werden. Für das Verdichten und Abkühlen der Luft sind 0.12 kWh pro m³ Luft nötig (berechnet aus <Ullmann 1985>). Es konnten keine Angaben über prozessspezifische Emissionen gefunden werden. Die Ausbeute wurde zu 94% angenommen.

Die Produkte Sauerstoff, Stickstoff und Argon wurden alle als Zielprodukte gewertet und die Allokation der Emissionen des Prozesses erfolgt nach Gewicht.

Der Energieverbrauch des Verflüssigens von Stickstoff wurde von <Ullmann 1985> mit 0.5 kWh Strom/kg N₂ angegeben. Die spezifische Wärmekapazität des einatomigen Gases Argon ist nur halb so gross wie diejenige der zweiatomigen Gase Stickstoff und Sauerstoff. Deshalb wurde angenommen, dass der Stromverbrauch für die Verflüssigung von Argon nur 0.25 kWh/kg beträgt. Für Sauerstoff wurde der Wert von 0.5 kWh/kg O₂ verwendet.

Unter Einbezug der Angaben in <Boustead et al. 1979>, <Van Duin et al. 1987>, <Brown et al. 1985> und <CGS/Tellus 1992> wird der Stromverbrauch pro kg Sauerstoff, Argon und Stickstoff auf ca. 2MJ eingeschätzt.

		Sauerstoff	Argon	Stickstoff
Strom Mittelspannung UCPTe	MJ	2	1.28	2
Abwärme in Luft	MJ	2	1.28	2

Tab.A35.1: Eingabedaten für die Produktion von einem kg Sauerstoff, Argon resp. Stickstoff, Quellen siehe Text

36. Sputtern

Zur selektiven Beschichtung der Absorber von Sonnenkollektoren werden teilweise Sputterverfahren angewandt. Es werden Angaben der Beschichtung von Flachglas an die Verhältnisse der Absorber-Beschichtung angepasst und der Materialbedarf (300 nm Molybdänschicht) des entsprechenden Sonnenkollektors verbucht (Tab. XI.5.7).

Die Schichtdicke der Absorber ist dreimal höher als diejenige des beschichteten Flachglases. Es wird deshalb ein um den Faktor drei erhöhter Strombedarf eingesetzt. Der Strombedarf für den Beschichtungsprozess ergibt sich aus der Differenz des Strombedarfs für beschichtetes und unbeschichtetes Flachglas (0.2 MJ/kg Glas resp. 1.9 MJ/m², Tab. A12.6).

pro m ² Sputtern	Einheit	
Rohstoffe und Halbzeuge:		
Molybdän ab Erz	kg	3E-6
Energieträger:		
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	6E-6
Abwärme in Luft	TJ	6E-6

Tab. A36.1: Energie- und Stoffflüsse für Sputtern für dieses Projekt

37. Blei & Zink

Blei tritt meist zusammen mit den anderen Nichteisenmetallen Zink, Kupfer aber auch Silber und Gold auf. Grosse Abbaugelände befinden sich in den USA <Trueb 1990> und Australien <Trueb 1991>.

Der Abbau erfolgt heute meist Untertage, die direkte Flächenbeanspruchung erfolgt daher vor allem durch die Berge resp. Schlackendeponie und die Anlagen.

In den USA wurden 1989 bereits 67% des Bleibedarfs über das Recycling gedeckt <Minerals 1991>. In gewissen europäischen Ländern soll diese Quote noch höher liegen <Trueb 1990>. Für West- und Osteuropa lag der Sekundäranteil 1989 bei 48.8% <Minerals 1991>. Es wird somit für Blei ein Sekundäranteil von 50% gewählt. Für Zink liegt der Anteil der Sekundärproduktion wesentlich tiefer und wird hier nicht berücksichtigt.

Typische Bleikonzentrationen in den heute abgebauten Minen reichen von 5 bis 12%, die Zinkkonzentration schwankt gleichzeitig von 0.5 bis über 10%.

Im Rahmen dieses Projektes erfolgt lediglich eine Grobbilanzierung, da die eingesetzten Mengen gering sind. Die zu erwartenden spezifischen Emissionen bei Bilanzierung aller Prozessschritte sind hoch und können deshalb für Teilaspekte (Elektromobil mit Bleiakku, verzinkte Bleche) durchaus relevant werden.

Die Energie- und Materialaufwendungen für die Primärproduktion von Blei und Zink wurden <Boustead et al. 1979> entnommen. Die Sekundärproduktion wurde aus <Brown et al. 1985> übernommen. Die Transporte wurden grob geschätzt unter der Annahme, dass die aufkonzentrierten Erze aus Übersee stammen und zusätzliche Transporte auf dem Festland (auch für Hilfsstoffe) anfallen. Bei der Sekundärproduktion wurde auch das Einsammeln mit 100 km Lkw berücksichtigt.

Die Spurenelementemissionen wurden <Münch et al. 1992> <Pacyna 1987> <Pacyna 1991> entnommen. Es wurde dabei versucht, die europäischen Verhältnisse zu berücksichtigen. Da verschiedene Verfahren mit sehr unterschiedlichen Emissionsfaktoren zum Einsatz kommen, müsste zuerst eine Statistik über die Anteile der verschiedenen Verfahren erstellt werden. Da dies hier nicht möglich war, kann es sich nur um Anhaltswerte handeln.

Anhang A, Blei & Zink

	pro kg	Blei 0% Schrott	Blei 100% Schrott	Blei 50% Schrott	Zink 0% Schrott
Blei ab Erz	kg	1	0	0.5	1
Zink ab Erz	kg				
Strom Mittelspannung UCPTE	MJ	3.18	0.08	1.63	14.5
Diesel in Baumaschinen	MJ	0.89		0.445	1.2
Industriekohlenfeuerung	MJ	7.3		3.65	20
Erdgas in Feuerung	MJ	6.3	1.04	3.67	2.37
Sprengstoff	g	5.6		2.8	7
Stahl unlegiert	g	17		8.5	21
Kalkstein	g	120		60	
Eisenerz	g	70		35	
Sand	g	90		45	44
Transport Frachter Übersee	tkm	36		18	36
Transport Bahn	tkm	1	0.5	0.75	1
Transport Lkw	tkm		0.1	0.05	
As	g	0.3		0.15	0.1
Cd	g	0.0055	0.0025	0.004	0.05
Hg	g	0.003		0.0015	0.008
Pb	g	3	0.2	1.6	1.85
Zn	g	0.11	0.3	0.205	10
Abwärme in Luft	MJ	3.18	0.08	1.63	14.5

Tab.A37.1: Anhaltswerte für die Bilanzierung von Blei- und Zinkproduktion <Boustead et al. 1979>, <Brown et al. 1985>, <Münch 1992>

38. Keramik

38.1 Übersicht, allgemeine Annahmen

In der keramischen Industrie unterscheidet man zwischen grob- und feinkeramischen Erzeugnissen. In diesem Kapitel wird nur die Erzeugung von grobkeramischen Produkten betrachtet.

Als Rohstoffe dienen Tone oder tonähnliche Stoffe (Tonschiefer, Lehm, Mergel). Die angelieferten Rohstoffe werden gebrochen, gemahlen und getrocknet. Das anschließende Brennen erfolgt in Öfen, die kontinuierlich (z.B. Tunnelöfen) oder periodisch (Kammeröfen) betrieben werden.

Unter den Emissionen ist vor allem der Staub wichtig, der beim Transport, beim Brechen, Mahlen und Trocknen entsteht. Beim Brennvorgang entstehen Schwefeldioxyde, Fluoride, z.T. Chloride und organische Substanzen.

Problematisch sind die Emissionen von organischen Stoffen (Benzol, Toluol, Formaldehyd u.ä.) aus tonbegleitenden Stoffen und zugesetzten Porosierungsmitteln.

Durch Rauchgasreinigungstechniken konnten in den letzten 10 Jahren erhebliche Emissionssenkungen erzielt werden. Der vermehrte Einsatz von Stein- und Braunkohle für Prozessenergie oder die Verwertung von industriellen Reststoffen (z.B. Gusseisenstaub, Gichtschlamm etc.) in neuerer Zeit haben z.T. wieder zu einem Anstieg der SO₂-, Partikel- und anderer Emissionsfaktoren geführt.

Der Einsatz von Keramik in diesem Projekt ist von stark untergeordneter Bedeutung. Deshalb wird hier nicht eine vollständige Energie- und Stoffbilanz für Keramik erstellt, sondern es werden nur die wichtigsten Emissionsfaktoren aufgelistet.

38.2 Daten

Literaturangaben betreffend Emissionen bei der Herstellung von grobkeramischen Produkten sind spärlich. Die deutsche Umweltbehörde gibt SO₂-, Partikel-, NO_x- und HF-Emissionsfaktoren für die Herstellung in Deutschland an <UBA 1989>. In <Huizinga et al. 1992> werden Angaben für die feinkeramische Industrie in den Niederlanden gemacht.

Eine relativ ausführliche Arbeit zur Herstellung von feinkeramischen Produkten ist <Eijk et al. 1992>. In <Eijk et al. 1992> wird die gesamte Prozesskette inkl. Transport, Brechen, Mahlen, Trocknen, Brennen und Bereitstellung von Hilfsenergie bilanziert. Für den Energieeinsatz werden rund 27 MJ Erdgas (v.a. Brennprozess) und rund 4 MJe Strom angegeben. Der Energiebedarf wird in <Huizinga et al. 1992> mit rund 4-5MJ/kg beziffert, was einiges unter dem Wert von <Eijk et al. 1992> liegt, jedoch ungefähr mit dem Wert für Glasschmelzen (7.5MJ/kg) übereinstimmt.

Als Ausgangsrohstoffe wird in <Eijk et al. 1992> 50% Kaolin, 25% Kali-Feldspat und 25% Quarz angegeben. Das emittierte geogene CO₂ wird beim Input der Massenbilanz berücksichtigt.

Emission pro kg feinkeramisches Erzeugnis	Einheit	<Eijk et al. 1992> ¹⁾	<UBA 1989>	<EPA 1985>	<Huizinga et al. 1992>
CO ₂	kg	1.8			0.255
CO	kg				1.3E-4
SO ₂	kg	2.4E-3	1.2E-3		2.8E-4 ²⁾
Partikel	kg		0.4E-3	3E-3 - 20E-3	6.0E-5 ³⁾
NO _x	kg	4.4E-3	0.3E-3		8.5E-4
HF	kg	4.0E-5	0.1E-3		1.1E-4
NM VOC	kg	2.2E-3			
NH ₃	kg	4.3 E-7			
Aldehyde	kg	2.3 E-6			
N ₂ O	kg	5.1 E-5			

Tab. A38.1: Kumulierte Prozess-Emissionsfaktoren für die Herstellung von grobkeramischen Erzeugnissen; ¹⁾: ganze Herstellungskette: inkl. Transport, Brechen, Mahlen, Trocknen, Brennen, Bereitstellung von Elektrizität und Energieträger; ²⁾: inkl. SO₃; ³⁾: Silikate

Die Qualität des Datenmoduls "Keramik" (Tab. A38.2) ist schlecht. Vor allem ist das Modul in Bezug auf die gesamten Energie- und Stoffflüsse unvollständig und sollte nicht für andere Zwecke ausserhalb dieses Projektes benützt werden. Der Fehler in Bezug auf die Ergebnisse für Energiesysteme in diesem Projekt ist vernachlässigbar, weil der Einsatz von Keramik von stark untergeordneter Bedeutung ist.

Um eine Anbindung an die Module der Elektrizitäts- und Energieträger-Bereitstellung in diesem Projekt zu gewährleisten, werden die Rohstoff-Daten von <Eijk et al. 1992> und die Emissions- und Energiedaten aus <Huizinga et al. 1992> verwendet. Der spezifische Strombedarf wird aus der Flachglasherstellung übernommen.

	Einheit	Keramik
Ausgangsrrohstoffe:		
Kalkstein	kg	0.93
Sand fuer Bau	kg	0.30
Energieeinsatz:		
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	5.0E-6
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	4.0E-7
Emissionen Luft:		
CO2	kg	0.255
CO	kg	1.3E-4
SO2	kg	2.8E-4
Partikel	kg	6.0E-5
NOx	kg	8.5E-4
HF	kg	1.1E-4

Tab. A38.2: Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Keramik

39. Polyurethan-Hartschaum (PUR-Schaum)

39.1 Eigenschaften

Polyurethan ist ein Isolationsschaum, welcher die besten Wärmedämmeigenschaften aller herkömmlichen, Nicht-Vakuum-Isolationen hat. Seine Temperaturbeständigkeit übertrifft jene von XPS und wird deshalb oft zur Isolation von Heiz- oder Kühlsystemen verwendet.

Dichte	$\rho > 30 \text{ kg/m}^3$
Wärmeleitfähigkeit	$\lambda = 0.02 - 0.03 \text{ W/mK}$

39.2 Datenbasis und deren Qualität

Die grosse Verknüpfung der Produktion und der ausserordentlich schlechte Datenbestand der Hersteller von PUR führt dazu, dass eine Bilanzierung von PUR sehr unsicher ist. Für einzelne Verfahren konnten Emissionen aus der Literatur entnommen werden, welche zum Teil auch schon sehr alt sind.

Es muss beachtet werden, dass während der Produktion verschiedene stark toxische Zwischenprodukte entstehen und ausserdem beim Verschäumen oft fluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) eingesetzt werden. Eine vollständige Erfassung der ganzen Produktion wäre von der Industrie dringend zu erstellen, um vergleichbare Daten zu erhalten.

Die präsentierten Daten in der Tabelle entstanden durch die Addition verschiedener Literaturwerte aus <Reinders et al. 1983>, <Boustead et al. 1979> und <Kindler et al. 1980> und sind deshalb unvollständig, das heisst die Umweltbelastung durch die Herstellung von PUR ist in Wirklichkeit vielfältiger.

39.3 Herstellung

Zur Herstellung von PUR-Hartschaum sind sechs Halbfabrikate nötig, welche in einem Polyadditionsverfahren zu PUR-Schaum geschäumt werden. Die beiden wichtigsten Komponenten sind das Polyol und das Diisocyanat. Wegen der tiefen Wärmeleitfähigkeit wurden bisher FCKW als Blähmittel verwendet. Mit dem Montreal-Protokoll und den Nachfolgeprotokollen wurden die FCKW bereits heute weitgehend für die Schaumproduktion verboten. Als Ersatzstoff kommen fluorierte und nichtfluorierte Kohlenwasserstoffe zum Einsatz. Auch wassergetriebene Schäume werden heute hergestellt. Als Brandschutz können Phosphorsäureester oder andere flammenhemmende Stoffe zum Einsatz kommen. Um die Bläschengrösse und Struktur richtig einstellen zu können, werden noch tertiäre Amine oder Metallkatalysatoren und Silikone als Stabilisatoren eingesetzt. Je nach Verwendung werden die Dämmplatten noch mit Aluminium oder Papier beschichtet um die Wasserdampf- und Porengas-Diffusion zu verkleinern.

Die Formulierung der Hartschäume variiert in recht grossen Schranken, je nach Hersteller und Verwendung. Hier werden die Daten aus Tab.A39.1 weiterverwendet.

Polyetherpolyol	100	36.6%
Phosphorsäureester	20	7.3%
FKW	35	12.8%
Tertiäre Amine	2	0.7%
Silikon	1	0.4%
Polyisocyanat MDI	115	42.2%

TabA.39.1: Zusammensetzung eines PUR-Hartschaumes <Hofstetter et al. 1991>

39.4 Emissionen

Im folgenden soll kurz erklärt werden, wie die Emissionen für die sechs Halbfabrikate und für das Schäumen ermittelt wurden.

Silikon

Für Silikon kann in erster Näherung MG-Silizium eingesetzt werden, da die Einsatzmenge ohnehin klein ist.

Tertiäre Amine

Die Herstellung dieses Katalysators kann mangels Datenmaterial nicht berücksichtigt werden. Der Anteil liegt zwar unter einem Prozent der Gesamtmasse, trotzdem kann die Umweltbelastung deutlich grösser sein.

Diisocyanat

Für die Herstellung des Diisocyanats sind Emissionen für verschiedene Teilschritte bekannt. Es können die Herstellung von Ammoniak, Salpetersäure, Formaldehyd und Diisocyanat mit Emissionen bewertet werden. Da dabei noch einige Verfahrensstufen fehlen und die Emissionsfaktoren aus <Reinders 1983> bereits alt sind und in grossen Intervallen schwanken, wird bei dieser Bewertung erst ein kleiner Teil der effektiven Belastung berücksichtigt.

Die graue Energie ist in <Kindler et al. 1980> mit 110 MJ/kg angegeben, welche bereits den Stromerzeugungswirkungsgrad berücksichtigt.

Aus <AG Wärmedämmstoffe 1989> und mit einigen stöchiometrischen Rechnungen, kann der Bedarf an Ammoniak, Salpetersäure und Formaldehyd berechnet werden. Es wird dabei deutlich, wie wenig Teilschritte tatsächlich berücksichtigt werden können. Für 1 kg Diisocyanat benötigt man:

- 500g Phosgen
- 75g Formaldehyd
- 425g Anilin
- 210g Salpetersäure
- 84g Ammoniak

Polyether-Polyol

Es konnten keine Prozessdaten ermittelt werden, da dabei offensichtlich auch Know-How steckt. Die Bewertung findet anhand der grauen Energie aus <Kindler et al. 1980> statt.

Phosphorsäureester

Es wird hier lediglich die Produktion von Phosphorsäure berücksichtigt. Die Veresterung bleibt somit unberücksichtigt.

Polyadditionsverfahren und Plattenherstellung

Es wird hier davon ausgegangen, dass beim Schäumen 5% FKW in die Luft weggehen und weitere 5% Verschnitt und Abfälle entstehen. Man weiss, dass hier auch Isocyanate in die Luft gelangen. Emissionsfaktoren für diesen Vorgang konnten jedoch nicht ermittelt werden.

Aus diesen Daten soll nun ein Grobbilanz für Polyurethan berechnet werden. Für das Schäumen wurde die FKW-Emission und 3MJel/kg berücksichtigt <Kindler et al. 1980>.

		Diisocyanat	Polyol	Polyaddition+ Plattenherstellung	Total
Polyol	kg			0.384	* 0.384
Diisocyanat	kg			0.443	* 0.443
Formaldehyd	kg	0.075			# 0.033
FKW ³⁾	kg			0.134	# 0.134
MG-Silizium	kg			0.004	# 0.004
Ammoniak	kg	0.084			# 0.037
Phosphorsäure	kg			0.077	# 0.077
Salpetersäure	kg	0.21			# 0.093
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	2.0E-5	1.5E-5	3	# 1.76E-5
Heizöl S in Feuerung	TJ	3.0E-5	2.5E-5		# 2.29E-5
Luft					
Abwärme	TJ				1.76E-5
R 134a	kg			6.4E-3	6.4E-3
CO	kg	0.015			6.64E-3
Wasser					
NaOH ¹⁾	kg	0.020			8.86E-3
NaCl ¹⁾	kg	0.15			6.65E-2
Diamine gesamt f	kg	0.001			4.43E-4
Abfälle in Reaktordeponie ²⁾	kg			0.05	# 0.05

Tab.A.39.2: Anhaltswerte für die Produktion von PUR-Hartschaum, Quellen siehe Text, * diese Einträge werden nicht weiter berücksichtigt, # diese Einträge werden in Ecoinvent mit den entsprechenden Modulen verknüpft; ¹⁾: werden als 0.031kg/kg Na-Ionen und 0.04kg/kg Chloride verbucht; ²⁾: als Kunststoffe in Reaktordeponie verbucht; ³⁾: als Kältemittel R134a verbucht

40. Formaldehyd, Harnstoff und Phenol

Die drei Stoffe werden auf der Basis von Angaben zum Energieverbrauch <Boustead et al. 1979>, <van Heijningen et al. 1992> und Emissionen <Reinders 1983>, <Verstappen et al. 1993> nur grob bilanziert. In <Verstappen et al. 1993> sind keine Energiekennzahlen publiziert. Es werden jedoch 1.9kg CO2 pro kg Phenol infolge der Energiebereitstellung emittiert. Unter der Annahme, dass 30% mit Rückstandsöl und 70% mit Raffineriegas gefeuert wird, ergibt dies einen Energiebedarf von ca. 30MJ/kg Phenol.

pro kg	Einheit	Formaldehyd	Harnstoff	Phenol
Energieeinsatz:				
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	6.3E-5 ¹⁾	5.0E-7	
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ			
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ		3.4E-6	
Heizöl S in Raffineriefeuerung Europa	t			1.9E-4
Raffineriegas in Feuerung Europa	t			4.5E-4
Ausgangsprodukte:				
Ammoniak	kg		0.58	
Kohlendioxid §	kg		0.76	
Benzol ²⁾	kg			0.41
Propylen	kg			0.78
Emissionen Luft:				
Benzol p	kg	0.012		4.8E-4
Co Cobalt p	kg			3.0E-8
CO Kohlenmonoxid p	kg			
CO ₂ Kohlendioxid p	kg			0.49
Cu Kupfer p	kg			3.22E-7
Formaldehyd p	kg	4.0E-5		
NMVOG p	kg			2.7E-4
Phenol p	kg			2.2E-5
Toluol p	kg			2.3E-5
NH ₃ Ammoniak p	kg		3.0E-4	
Emissionen Wasser:				
Ammoniak als N f	kg		1.0E-3	
Fette und Öle gesamt f	kg			2.3E-3
Formaldehyd in Wasser f	kg	7.0E-5		

Tab. A38.2: Ecoinvent Eingabedaten für die Moduln Formaldehyd, Harnstoff und Phenol (pro kg). § nicht verbucht in Ecoinvent; ¹⁾: inkl. 58MJ als Ausgangsprodukt zur Methyl Alkohol-Herstellung; ²⁾: als Paraxylol verbucht

41. Zeolith (Molekularsieb) und Wasserglas

Die Daten zur Zeolith-Herstellung sind im Rahmen des Projektes "Ökologische Bewertung von Wärmeschutzgläsern" erfasst worden und werden in <Brunner et al. 1996> publiziert.

41.1 Molekularsieb

41.1.1 Allgemeines

Molekularsiebe sind Metall-Aluminosilikate, die eine besondere Kristallstruktur aufweisen. Bei den hier betrachteten zeolithischen Molekularsieben ist das Netzwerk aus Aluminium-, Silicium- und Sauerstoffatomen so aufgebaut, dass grosse Hohlräume mit einer inneren Oberfläche von 800 bis 1200 m²/g entstehen. Aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften werden Zeolithe hauptsächlich als Adsorptionsmittel (Gasreinigung, Gastrocknung), zur Trennung von Gasen, als Katalysatoren (Cracken von Kohlenwasserstoffen) und als Ionenaustauscher (Waschmittel) eingesetzt. <Ullmann 1979>, <Ullmann 1983>.

41.1.2 Systembeschreibung und Inventar

Zeolith-Synthesen werden chargenweise durchgeführt. Natriumsilikat, Tonerde und Natronlauge kommen in genau bestimmten Mengen in den Kristallisationstank. Bei Normaldruck und unter exakt kontrollierten Temperaturen von 70 bis 100 °C bilden sich unter langsamem Rühren innerhalb von 48 bis 96 Stunden Kristalle. Die feinteiligen, kristallinen Zeolithe werden von der Mutterlauge ausgewaschen und filtriert. Währenddem die Mutterlauge in die Synthese zurückgeführt wird, unterwirft man die Kristalle einem Ionenaustauschprozess. Dabei versetzt man die Kristalle im Ionenaustauschtank mit Kaliumsalzlösung, filtriert und wäscht nach festgelegter Kontaktzeit erneut. Um eine grosse Bruchhärte zu erreichen, wird das tongebundene Granulat bei ca. 650 °C calciniert und dehydratisiert. Die dabei entstehenden Hohlräume stehen nun zur Adsorption zur Verfügung <Zeochem 1994>, <Ullmann 1979>.

Die Sach- und Energiebilanz der Molekularsiebherstellung basiert auf dem Herstellungsprozess der <Zeochem 1994>.

Berücksichtigt werden sämtliche firmeninternen, produktbezogenen Energieverbräuche, wobei eine Schwerölfeuerung zur Dampferzeugung benutzt wird. Der Dampf wird zur Beheizung des Kristallisationstankes verwendet.

Für das von der Zeochem Division eingesetzte Wasserglas $\text{Na}_2\text{O} \cdot 3,3 \text{SiO}_2$ werden die Angaben aus <Ullmann 1993> verwendet. Ebenso wird das bis zum heutigen Zeitpunkt nicht bilanzierte Kaliumchlorid KCl durch Natriumchlorid NaCl ersetzt.

Der grosse Wasserverbrauch von 70 kg/kg Molekularsieb resultiert aus dem Waschvorgang.

Als Prozessabfall fällt 0.38 kg Schlamm (Al - Hydroxid) aus dem Abwasser an, der intern weiterverwendet werden kann.

Die Betriebsstoffe stammen von europäischen Vorlieferanten. Die Transporte zum Produktionsstandort Uetikon (CH) sind verrechnet.

pro kg Molekularsieb (Zeolith Typ)	Einheit	Menge
Energieträger:		
Erdgas in Industriefeuerung > 100 kW Euro	TJ	3.64E-6
Heizöl S, Euro in Heizung 1MW	TJ	4.63E-6
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.12E-6
Betriebsstoffe:		
Aluminiumhydrat $\text{Al}(\text{OH})_3$ §	kg	0.46
Steinsalz	kg	0.36
Natronlauge NaOH	kg	0.3
Tonerde	kg	0.2
Natronwasserglas Na_2SiO_3	kg	1.23
Wasser	kg	7.0e1
Transporte:		
Transport Frachter Binnengewässer	tkm	0.04
Transport Lkw 40 t	tkm	0.48
Transport Schiene	tkm	1.07
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft p	TJ	1.12E-6
Abfälle:		
Aluminium-Hydroxid-Schlamm (interne Weiterverwendung) §	kg	0.38

Tab. A41.1: Energie- und Stoffbilanz der Herstellung von 1 kg Molekularsieb nach <Zeochem 1994>; §: dieses Modul wird in ECOINVENT nicht verknüpft

41.2 Wasserglas (Alkali Silikate)

Zur Wasserglas-Herstellung werden Quarzsand und Alkalikarbonat (z.B. Soda) verwendet <Ullmann 1993>. Die Schmelzöfen sind denjenigen der Glasherstellung sehr ähnlich. Die Silikate werden entweder kontinuierlich oder Batch-weise erschmolzen. Das Schmelzgut wird in noch warmem oder abgekühltem Zustand Wasser gelöst. Teilweise wird es auch gemalen und gesiebt.

Hier wird angenommen dass die Schmelzenergie (wie auch der Energieträger Gas) und die sonstigen Aufwendungen (Transporte, Elektrizität und Kühlwasser) denjenigen der Flachglasherstellung entsprechen. Auch die Emissionen in die Luft werden, mit Ausnahme der CO_2 -Emissionen, von der Flachglasherstellung übernommen. Pro kg Wasserglas werden stöchiometrisch 410g Soda und 760g Quarzsand benötigt. Der Kohlenstoff der Soda wird zu CO_2 oxidiert, was rund 170g CO_2 pro kg Wasserglas ergibt. Es werden für die Rohstoffe Transportdistanzen von 200km unterstellt, welche mit Lkw 40t zurückgelegt werden.

	Einheit	Wasserglas
Energieträger:		
Strom Mittelspannung UCPTE	TJ	5.9 E -7
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	7.5 E -6
Betriebsstoffe:		
Wasser entkarbonisiert	kg	1.1
Infrastruktur:		
Stahl unlegiert	kg	3.4 E -3
Beton	kg	1.6 E -2
Rohstoffe:		
Sand	kg	0.76
Soda	kg	0.41
Transport:		
Lkw 40 t	tkm	0.23
Emissionen Luft:		
Partikel s	kg	8.5 E-6
SO ₂ p	kg	2.7 E-5
NO _x s	kg	1.3 E-4
CO ₂ s	kg	3.8 E-1
CO ₂ p	kg	1.7 E-1
CO s	kg	2.0 E-4
CH ₄ s	kg	2.6 E-5
NMVOC s	kg	1.04 E-4
NMVOC p	kg	4.9 E-6
HF p	kg	25 E-6
HCl p	kg	20 E-6
Abwärme Luft	TJ	8.1 E-6

Tab. A41.2: Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Wasserglas (Na₂O•3.3SiO₂)

42. Kältemittel R22 und R134a

Die Beschreibung und Bilanzierung dieser Materialien wird <Weibel 1996> entnommen.

42.1 Kältemittel R22

Aus <Henrici 1995> sind die Reaktionen bekannt, woraus die Menge zur Herstellung von 1 kg R12 und R22 ermittelt werden können. Es gibt allerdings noch andere Herstellungsverfahren, welche hier aber nicht berücksichtigt werden.

R22



Die Allokation der benötigten Chemikalien, Energie und Belastung der einzelnen Kopplungsprodukte erfolgt über die obigen Gleichungen und den erzielbaren Marktpreis, d.h. die Belastung der Umwelt wird im Verhältnis ihrer Marktpreise aufgeschlüsselt. Die entsprechenden Preise stammen vom <Hartmann 1995> <Aldrich 1994> und widerspiegeln die Jahre 94/95.

Für die Herstellung von einem kg R22 lassen sich mit der Annahme folgender Marktpreise die entsprechende Bilanzen (vgl. Tab A42.1) aufstellen:

Cl ₂	470 Fr./t	HCL	190 Fr./t
NaOH	200 Fr./t	CHClF ₂	2300 Fr./t
CHCl ₃	700 Fr./t		

In <Ros 1994> sind Angaben zu Kohlenwasserstoff-Emissionen der Firma Du Pond bei der Produktion von R22 in den Niederlanden aufgelistet. Diese werden mangels anderer Quellen in diesem Projekt weiterverwendet.

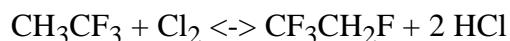
pro kg		CHCl ₃	R22	R22 total
Ausgangsprodukte:				
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	5.30E-06		6.7E-06
CHCl ₃	kg		1.271	
Chlor	kg	1.39		1.77
Fluorwasserstoff HF (Flusssäure)	kg		0.425	0.43
Energieeinsatz				
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	1.63E-06	2.70E-06	4.8E-06
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.35E-07	3.71E-07	9.2E-07
Emissionen Luft				
Abwärme in Luft p	TJ	4.35E-07	3.71E-07	9.2E-07
NMVOG p	kg		0.01	0.01
R22 FCKW p	kg		3.8E-3	3.8E-3
Trichlormethan (Chloroform) p	kg		8.1E-5	8.1E-5

Tab. A42.1: Eingabedaten in Ecoinvent für die Herstellung von 1 kg R22 nach <Henrici 1995>, <Hartmann 1994>, <Aldrich 1994>, <Ros 1994>

42.2 Kältemittel R134a

Die Prozesse und die Chemie zur Herstellung von R134a hängen in erster Linie von den verwendeten Ausgangsstoffen ab.

Der Zweck der Reaktionen liegt in der Substitution der Chlor- durch Fluoratome. In vielen Fällen wird Fluor als Fluorwasserstoff HF dem Reaktor zu- und Chlor als Chlorwasserstoff HCl aus dem Reaktor abgeführt. Die Herstellung von R134a aus ca. 3 kg Trichlorethylen pro kg <Nitschmann 1995> über R143a ist aus der folgenden Reaktionsgleichung ersichtlich <Earl 1991>. Die Stoffflüsse werden auf der Basis der stöchiometrischen Bedarfe und mit Hilfe der Angaben aus <Wells 1991> bestimmt. Der Energiebedarf zur Herstellung von Ethylen Dichlorid stammt aus <CGS/Tellus 1992>. Es wurde eine Raffineriegasfeuerung angenommen.



Die anderen Reaktionswege und Herstellungsverfahren werden hier nicht berücksichtigt. Für die Herstellung von einem kg R134a lässt sich somit die in Tab. A42.2 aufgeführte Bilanz aufstellen <Earl 1991>, <Knapp 1991>. Es sind keine Angaben über prozessbedingte Luftemissionen verfügbar.

pro kg	Einheit	Ethylen Dichlorid kg	Trichlorethylen kg	R134a kg	R134a total kg
Ausgangsprodukte:					
HCl Salzsäure	kg	0.76			0.15
Ethylen	kg	0.302			0.058
Ethylen Dichlorid §	kg		0.753		
Chlor	kg		0.27		0.069
Trichlorethylen §	kg			0.255	
Fluorwasserstoff HF (Flusssäure)	kg			0.784	0.784
Wasser	kg			2.9	2.9
Energieeinsatz					
Raffineriegas in Feuerung Europa	t	1.4E-4			2.7E-05
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ			2.0E-07	2.00E-07
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	2.5E-6		5.8E-08	5.4E-07
Emissionen Luft					
Abwärme in Luft p	TJ			5.8E-08	5.8E-08
Emissionen Wasser:					
Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg			1.1E-5	1.1E-5

Tab. A42.2: Eingabedaten in Ecoinvent für die Herstellung von 1 kg R134a nach <Earl 1991>, <Knapp 1991>; Ausgangsprodukte nach <Wells 1991>; §: werden in Ecoinvent nicht verbucht

43. Band- und Stückverzinken

43.1 Stückverzinkung

Dieses Modul ist zu verwenden, wenn Einzelteile in einem separaten Schritt in einer Verzinkerei feuerverzinkt werden. Es basiert auf einem Modul von <Künninger et al. 1994> und wird für unsere Zwecke umgerechnet. Einige Daten haben sich noch verändert, da im Nachhinein eines der verwendeten Messprotokolle, das laut <Künninger et al. 1994> extrem von den anderen abweicht, gestrichen wurde.

Es werden folgende Schritte bilanziert: Entfettungsbad mit einem alkalischen Reiniger (Soda), Spülbad, Beizbad (Salzsäure), Flussmittelbad ($ZnCl_2$, NH_4Cl), Trocknen, Zinkbad.

In <Künninger et al. 1994> werden auch Angaben zur Verwendung von Heizöl anstelle von Gas gemacht. Hier wird Gas als Energieträger angenommen. Die Werte für Heizöl sind auch erstaunlich tief und decken sich nicht mit anderen Angaben.

Angaben werden meist pro kg verzinktes Gut gemacht. Für unsere Zwecke ist aber eine Umrechnung auf m^2 dienlicher. Sind Angaben nur in kg verzinktes Gut vorhanden, müssen sie mit dem Wert der durchschnittlichen Fläche von $60m^2/t$ in m^2 umgerechnet werden. Die Menge Stahl muss separat verrechnet werden.

Verwendete Faktoren aus <Künninger et al. 1994>

- Faustformel: $700g Zn/m^2$ Stahl = 100 mm (einseitig)

Eigene Abschätzung: 100 mm ergeben auf $1 m^2$: 0.1 l Zn. Dies ergibt bei einer Dichte von Zn von 7.4 kg/l: $740g Zn/m^2$. Es wird der Wert von <Künninger et al. 1994> verwendet.

- Typische Verhältnisse von Oberfläche zu Gewicht <Künninger et al. 1994>:

- Schwerer Stahlbau: $20-30 m^2/t$
- Schmiedestücke: $80-90 m^2/t$
- Gitterroste, leichter Stahlbau: $90 m^2/t$
- Wärmeüberträger $150 m^2/t$

Man darf davon ausgehen, dass leichter Stahlbau und Schmiedestücke gegenüber schwerem Stahlbau sich gewichtsmässig in etwa 1:1 gegenüberstehen <Leu 1996>. Diese Abschätzung ist als sehr grob zu bezeichnen, da jedes Werk ein anderes Verteilungsspektrum aufweist. Die Daten von <Künninger et al. 1994> basieren auf anonymen, typisch deutschen Verhältnissen. Deshalb werden die Daten mit dem Wert von $60 m^2/t$ ($90m^2/t:30m^2/t$, 1:1) verrechnet. Des Weiteren werden 92% Effizienz des Zinkauftrages angenommen <Künninger et al. 1994> (bestätigt durch CH-Produzenten). Dies ergibt dann ein Modul mit einem Auftrag von $920g Zn/m^2$, was einer Zn-Schichtdicke von je 65 mm beidseitig (oder 130 mm einseitig) entspricht.

Müssen andere Schichtdicken bilanziert werden, sollen Zinkverbrauch und die Schwermetallemissionen (verdampfen aus dem Zink) proportional angepasst werden. NH_4 -, HCl -Emissionen sind primär flächenabhängig, müssen also nicht verändert werden. Die Energie teilt sich im Normalbetrieb ungefähr 1:1 auf Erwärmen der Stahlteile und Heizen des Bades auf <Bayr. Landesamt 1979>. Die Heizung müsste man über die Zeit allozieren und das Erwärmen über das Gewicht. Es ist vernünftig anzunehmen, dass Fläche und Zeit stärker korreliert sind als Fläche und Gewicht. Also müsste man zur Hälfte über die Fläche und zur Hälfte über das Gewicht allozieren. Es wird vorgeschlagen die Energieverbräuche über die Fläche zu rechnen, da schwerere Stücke tendenziell ja auch eine grössere Oberfläche aufweisen. Es bleibt aber zu vermerken, dass somit schwere Stücke zu wenig und leichte zu viel Energie zugeschrieben bekommen. Bei einem Modul "pro kg" wären die Verhältnisse gerade umgekehrt.

Hartzink und Zinkasche werden nicht als Abfälle betrachtet, da sie dem Stoffkreislauf übers Recycling wieder zugeführt werden.

Flussmittel: $ZnCl_2$ wurde dem Molgewicht entsprechend als Zink und HCl verbucht und NH_4Cl als NH_3 und HCl (Synthese findet auf diesem Weg statt).

Nach Firmenangaben dominiert in Zukunft die Feuerung mit Gas. In der Vergangenheit wurde aber auch viel mit Strom geheizt, dies widerspiegelte wahrscheinlich sogar eher den schweizer Momentanzustand. In Europa dominiert Gasfeuerung. Da nur die Daten für Gas und Öl vorhanden sind, werden die Gas-Daten verwendet.

Fehlende Abwasserdaten werden aus <Lim et al. 1994> übernommen. Die Bilanzierung bezieht sich auf das Jahr 1993.

43.2 Stückverzinkung Korrektur mm

Dieses Modul kann für andere Schichtdicken hinzuaddiert oder subtrahiert werden. Es versteht sich als Zusatzinventar pro zusätzlichen mm Zn-Schichtdicke. Es wurde basierend auf den nicht flächenabhängigen, sondern Zink abhängigen Daten aus <Künninger et al. 1994> erstellt. Die Verknüpfungsgröße ist Anzahl Quadratmeter verzinktes Gut mal Anzahl der zu korrigierenden mm.

43.3 Bandverzinkung

Dieses Modul basiert auf Angaben von <Lim et al. 1994> und wird analog zum Modul Stückverzinkung auf m^2 umgerechnet. Es berücksichtigt den Stand der Technik von 1991.

Das Verfahren der Bandverzinkung (auch Sendzimirverzinkung genannt) unterscheidet sich durch seinen grossen Durchsatz und die Tatsache, dass nicht Einzelstücke, sondern Bänder verzinkt werden. D. h. Stahlbänder, sog. Coils, werden abgewickelt, mit 80m/s durchs Zinkbad geführt und gleich wieder aufgewickelt. Dies ergibt Bleche mit einem dünnen (20-45 mm), matten Zinküberzug, der die für die Feuerverzinkung typische Blumenstruktur nicht aufweist, und auf dem Farbüberzüge gut haften.

Angaben pro m^2 verzinktes Blech			Bandverzinkung	Stueckverzinkung	Stueckverzinkung Korrektur um	Verwendete Module
Energie	Strom	TJ		0.0000012		Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro
	Gas	TJ	0.0000271	0.0000237		
Transport	Transport Lkw 40 t	tkm	0.152	0.134	0.0015	Transport Lkw 40 t
Ausgangsstoffe:	Soda	kg	0.00167	0.00167	0.0154	Soda Zink fuer Verzinkung Chlorwasserstoff HCl (Salzsaeure) Ammoniak Wasser vollentsalzt
	Zink	kg	1.18	1		
	Chlorwasserstoff	kg	0.34	0.34		
	Ammoniak	kg	0.00051	0.00051		
	Wasser vollentsalzt	kg	3.33	3.33		
Emissionen Luft	Partikel	kg	0.0228	0.000103	4.86E-11 3.35E-10 8.72E-10 1.72E-07	Partikel p HCl Salzsaeure p NH3 Ammoniak p As Arsen p Cd Cadmium p Pb Blei p Zn Zink p Fe Eisen p
	HCl	kg	0.0505	0.000204		
	NH3	kg	0.109	0.000727		
	As	kg	3.71E-09	3.16E-09		
	Cd	kg	2.56E-08	2.18E-08		
	Pb	kg	6.63E-08	5.67E-08		
	Zn	kg	0.0000131	0.0000112		
	Fe	kg	0.0000273	0.0000233		
Emissionen Wasser	Chloride	kg	0.0000313	0.0000313		Chloride f Ion
	Ion Zink	kg	0.0000313	0.0000313		Ion Zink f
	Ion Eisen	kg	0.0000938	0.0000938		Eisen f

Tab.A 43.1: Eingabedaten für die Module Band und Stückverzinkung

Bei <Lim et al. 1994> finden sich Angaben über Schichtdicke (50 mm) und Zinkverbrauch pro kg Stahl (45g/kg). Mit der Faustformel von <Künninger et al. 1994> ergibt das eine spezifische Fläche von $64 m^2/t$, mit der umgerechnet wird. Da bei <Lim et al. 1994> keine Schwermetallemissionen in

die Luft ausgewiesen sind, werden diese aus <Künninger et al. 1994> – auf den gleichen Zinkverbrauch umgerechnet – übernommen. Die bei <Lim et al. 1994> fehlenden Angaben zum Beizsäuren- und Flussmittelverbrauch werden ebenfalls übernommen.

Das Korrekturmodul Stückverzinkung kann ebenfalls verwendet werden, muss aber noch mit einem Faktor 1.53 multipliziert werden, da der Zinkverbrauch pro mm höher ist. Abfallsäure, Hartzink, Zinkasche und Salmiakschlacke werden rezykliert und damit nicht als Abfall behandelt.

Für die verbrauchten Chemikalien und das Zink wurde 100 km Lkw 40t Transport angenommen. Das Eisen wird separat verbucht und muss also auch beim Transport separat berücksichtigt werden.

44. Sekundärschwefel

Die Daten zur Gewinnung von Sekundärschwefel aus Raffinerien stammen von der Analyse einer Raffinerie im Rahmen der Bilanzierung der Erdölketten (siehe Teil IV., Kap. 9. "Raffinerie"). Der Energieverbrauch basiert auf Angaben von <Raffoil 1991>, die SO₂-Emissionen widerspiegeln die Situation der westeuropäischen Raffinerien.

Der Energiebedarf wird mit ca. 3MJ/kg Schwefel angesetzt. Es wird angenommen, dass die Energiebereitstellung mit Raffineriegas und Heizöl S erfolgt, wie sie in europäischen Raffinerien verwendet werden (67.5% Raffineriegas, 32.5% Heizöl S, siehe Tab. IV.9.15). Bei der Schwefel-Rückgewinnung werden in der Claus-Anlage zudem rund 0.06kg SO₂/kg S (Westeuropa) emittiert (siehe Kap. IV.9.7.3 im Teil "Erdöl").

	Einheit	Sekundär- schwefel [kg]
Energieträger:		
Raffineriegas in Feuerung Europa	t	4.1E-5
Heizöl S in Raffineriefeuerung Europa	t	2.4E-5
Emissionen Luft:		
SOx als SO ₂ p	kg	0.06

Tab. A44.1: Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Sekundärschwefel ab Raffinerie Europa

45. Russ

Die Daten zum Herstellungsprozess stammen aus <Zevenhoven et al. 1992>, der sich auf Angaben zweier niederländischer Firmen mit einer Gesamtjahreskapazität von 205'000t stützt. Zu dem hier bilanzierten Herstellungsprozess von Russ werden die folgenden Ausgangsprodukte benötigt:

- hochsiedende, aromatische Öle mit einem Schwefelgehalt von 0.02 bis 2%,
- Erdgas,
- Luft.

In <Zevenhoven et al. 1992> wird unterschieden zwischen den Emissionen der Russherstellung und denjenigen aus der Energieproduktion. Der Energiebedarf der Russfabriken kann vollständig durch Eigenerzeugung gedeckt werden. Er beträgt zwischen 0.36 und 0.54MJ/kg Russ. Die Emissionen und der Brennstoffbedarf der Energiezentrale werden auf der Basis eines Brennstoff-Schwefelgehaltes von 1% auf den hier angenommenen Energiebedarf von 0.45MJ/kg Russ umgerechnet. Dadurch werden 1.4% der Emissionen der Energiezentrale der Koksproduktion angerechnet. Zusätzlich werden die Prozessemissionen der Russfabrikation in Luft und Wasser berücksichtigt. Obwohl das als Rohstoff eingesetzte Öl definierte Qualitäten aufweisen muss, wird es hier ohne weitergehende Raffinierung als Rohöl ab Ferntransport eingesetzt. Der Erdgas- wie auch der Luftbedarf wird mangels Mengenangaben nicht weiter verknüpft. Russ-Emissionen werden hier als Partikel verbucht.

	Einheit	Russ [kg]
Energieträger:		
Heizöl S ab Regionallager Euro	t	1.1E-5
Rohöl ab Ferntransport	t	0.001
Emissionen Luft:		
SOx als SO2 p	kg	0.0031
SOx als SO2 s	kg	2.0E-4
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	0.001
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	5.0E-5
Partikel p	kg	0.001
PAH Polyzyklische aromatische HC p	kg	1.0E-6
Emissionen Wasser:		
Fette und Oele gesamt f	kg	2.4E-5
Stickstoff Gesamt f	kg	1.3E-5

Tab. A45.1: Zusammenstellung der Eingabedaten für 1kg Russ auf der Basis von <Zevenhoven et al. 1992>; Annahmen siehe Text

46. Einschätzung der Resultate

46.1 Allgemeines

Auf eine ausführliche Auswertung der Resultate der Basismaterialien wird aufgrund der relativ geringen Bilanzqualität verzichtet.

Bei der Verwendung der Resultate sind folgende Punkte zu beachten:

- Der UCPT-Stromerzeugungswirkungsgrad (gemessen am Strom-Output pro freigesetzter Abwärmemenge) ist nach diesem Projekt tiefer als in früheren Studien (z.B. <Habersatter 1991>). Daher resultieren für alle Materialien, die einen hohen Strombezug aufweisen, entsprechend hohe indirekte Beiträge bei "Abwärme total".
- Für europäisches Aluminium wurde bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse der entsprechende Strommix der Aluminiumindustrie verwendet <EAA 1996>.
- Die hoch- und niedriglegierten Stähle werden massgeblich durch die Ökoinventare der Legierungselemente beeinflusst. Durch eine vertiefte Analyse der Gewinnung von Nickel (und PG-Metallen) konnten die in der ersten Auflage sehr hohen Aufwendungen und Emissionen in ihrer Grössenordnung bestätigt oder zumindest nicht widerlegt werden. Es ist somit anzunehmen, dass mit diesen Metallen tatsächlich hohe Umwelteinwirkungen verbunden sind. Die Noril'sk-Mine wird z.B. als die grösste Punktquelle von SO_x bezeichnet.
- Beim Holz führt die Modellierung der CO₂-Assimilation und des Abwärmeentzugs beim Holzwachstum zu negativen Werten der Gesamtemissionen. Dies gilt jedoch nur für den nicht entsorgten Baustoff resp. den nicht verfeuerten Brennstoff. Durch eine Entsorgung in einer KVA oder einer Altholfeuerung wird der Kohlenstoff wieder in Form von CO₂ emittiert, womit sich der CO₂-Kreislauf mit einer zeitlichen Verzögerung (Baustoff 10 bis 80 Jahre, Brennstoff 1/2 bis 2 Jahre) wieder schliesst. Diese Zeitverzögerung kann z.Z. noch nicht adäquat modelliert werden.

46.2 Kunststoffe

Bei den Kunststoffen sind die kumulierten Emissionen durchwegs höher als die in <APME 1994a,b> und <PWMI 1992, 1993a-c> publizierten Werte. Für HD Polyethylen beispielsweise beträgt der Energiebedarf in <PWMI 1993b> gemäss Tab. 19 rund 33MJ/kg (ohne Feedstock), für Low Density Polyethylen rund 41MJ/kg. Im vorliegenden Projekt wurde eine Abwärmefreisetzung von 39 resp. 48MJ/kg errechnet. Die kumulierten CO₂-Emissionen liegen bei <PWMI 1993b> bei 0.94 resp. 1.25 kg/kg, wogegen sie in diesem Projekt rund 2.3kg (PE HD) resp. 2.8kg (PE LD) betragen. Unterschiede ähnlicher Grössenordnung sind auch bei den Stickoxiden, Schwefeloxiden und den Kohlenwasserstoffen zu verzeichnen (siehe Tab. A.46.1). Eine Interpretation dieser Differenzen ist auf Grund der beschränkten Transparenz in <PWMI 1993b> schwierig.

Die hier verwendeten Daten stützen sich bezüglich Energieverbrauch und Ausgangsprodukte auf holländische und US-amerikanische Studien. Ebenso konnten bei einigen Produkten die Emissionen holländischen Arbeiten entnommen werden. Die Ergebnisse dieses Projektes können deshalb - in Bezug auf die Weiterverarbeitung von Naphtha und andern Erdgas- und Erdölderivaten - nicht als für den europäischen Raum gültig bezeichnet werden.

		dieses Projekt		<PWMI 1993b>	
		PE (HD) kg	PE (LD) kg	PE (HD) kg	PE (LD) kg
Ressourcen:					
Zus. Kalkstein	kg	0.00836	0.0102	2.00E-04	1.50E-04
Zus. Abwaerme	TJ	3.92E-05	4.84E-05	8.10E-05	8.86E-05
Emissionen Luft:					
CO2 total	kg	2.30	2.80	0.94	1.25
Zus. SOx	kg	0.016	0.02	0.006	0.009
Zus. NOx	kg	0.0058	0.0068	0.01	0.012
Zus. CH4	kg	0.00935	0.0103	-	-
Zus. NMVOC	kg	0.0305	0.0174	0.021	0.021
Zus. HCl	kg	9.13E-05	0.000136	5.00E-06	7.00E-05
Emissionen Wasser:					
Zus. Chloride	kg	0.0455	0.0497	8.00E-04	1.30E-04
Zus. Ammoniak als N	kg	0.000127	0.000137	1.00E-05	5.00E-06
Zus. Fette und Oele Suesswasser	kg	0.000212	0.00022	2.00E-04	3.00E-05

Tab. A46.1: Vergleich ausgewählter Resultate der Studie <PWMI 1993b> und dieses Projektes

Literaturverzeichnis

- Abrahamson 1992 D. Abrahamson, *Ambio* Vol.21 # 2,1992, S. 191-192
- Aegerter et al. 1996 Aegerter D., N. Kljun, "Ökoinventar für Nickel und Platinmetalle", Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1996
- AG Wärmedämmstoffe 1989 "Wärmedämmstoffe: Der Versuch einer ganzheitlichen Betrachtung", Nachdiplomstudium Energie 1988/89, Arbeitsgruppe Wärmedämmstoffe, Ingenieurschule beider Basel, 2.Auflage Dez.1989
- Agarwal 1990 Agarwal J.C., "Minerals, energy and the environment", *Proceedings: Energy and the Environment in the 21st Century*, MIT, Boston 1990
- Aldrich 1994 *Catalog Handbook of Fine Chemicals*, Aldrich Chemie, Buchs 1994
- AP-42 1991 EPA, "Supplement D to compilation of air pollutant emission factors, Vol. I, AP-42, fourth edition", South Carolina 1991 (update)
- APME 1994a Association of Plastics Manufacturers in Europe (APME), "Eco-Profiles of the European polymer industry; Report 5: Co-Product Allocation in Chlorine Plants", Brussels April 1994
- APME 1994b Association of Plastics Manufacturers in Europe (APME), "Eco-Profiles of the European polymer industry; Report 6: Polyvinyl Chlorine", Brussels April 1994
- Bandt 1991 O. Bandt, "Ende der Fahnenstange", *Müllmagazin* 2/1991, S.35
- Bayr. Landesamt 1979 Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (Hrsg.): "Feuerverzinkungsanlagen", 6.Symposium über branchenspezifische Emissionen, Schriftenreihe Luftreinhaltung, Heft 16, R. Oldenbourg Verlag, München, 3. 1979
- Berger 1991 Berger, Polymerinstitut ETH Zürich, (1991), Persönliche Information.
- Betonverzeichnis 1994 Betonsortenverzeichnis nach SIA-Norm 162 und 162/1, Koordinationsstelle der Zürcherischen Kiesverbände, Zürich 1994
- Booij 1993 H. Booij, "Productie van Chloor; Samenwerkingsproject Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 144", RIVM rapportnr. 773006144, 1993
- Bousted et al. 1979 Bousted I. Hancock G.F., "Handbook of industrial energy analysis", Chichester 1979
- Brown et al. 1985 H.L. Brown, B.B. Hamel, B.A. Hedman, "Energy analysis of 108 industrial processes", Philadelphia 1985
- Bruck 1994 M. Bruck, K. Junge, H. Schmitt, Ökobilanz Ziegelwerke der Länder CH, A, D, interner Bericht, 1994
- Brunner et al. 1996 Brunner K., Richter K., "Ökologische Bewertung von Wärmeschutzgläsern - Integraler Vergleich verschiedener Verglasungsvarianten", EMPA Dübendorf, in Vorbereitung, 1996
- BUWAL 1995 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Emissionsfaktoren für stationäre Quellen; Ausgabe 1995", Vollzug Umwelt, Bern 1995
- Buwal 1991 BUWAL (Hrsg.): "Ökobilanz von Packstoffen Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt Nr 132, BUWAL, Bern 1991
- BUWAL 1995 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Handbuch: Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Ausgabe 1995", Vollzug Umwelt, Bern 1995
- BUWAL 1996 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Ökoinventare für Verpackungen", Schriftenreihe Abfall Nr. 250, Bern 1996
- Christen 1978 Christen H.R., (1978), "Chemie", Diesterweg/Salle & Sauerländer, Frankfurt am Main/ Aarau.
- CORINAIR 1992 C. Veldt, A. Bakkum, R. Bouscaren, "Default emission factors from stationary sources", Corinair Inventory, Commission of the European Community 1992
- Crowson 1993 P. Crowson, "Minerals Handbook 1992-93, Statistics and Analysis of the World's Minerals Industry", Stockton Press, Ipswich 1992
- CSG/Tellus 1992 CSG/Tellus packaging study, "Assessing the impact of production and disposal of packaging and public policy measures to alter its mix", Boston 1992
- Darley et al. 1988 H.C.H. Darley, G.R. Gray, "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids", 5th ed., Gulf Publishing Company, Houston 1988
- Degussa 1993 Mitteilung der Firma Degussa (Schweiz) AG (Hr. Lisey), 8003 Zürich, 1993
- DKI 1982 Deutsches Kupfer-Institut, "Kupfer", DKI, Berlin 1982
- Dubbel 1990 W. Beitz, K.-H. Küttner, "Dubbel, Taschenbuch für den Maschinenbau", 17. Auflage, Berlin, Heidelberg 1990.
- EAA 1996 European Aluminium Association (EAA), "Ecological Profile Report for the European Aluminium Industry", Brussels 1996

- Earl 1991 Earl D. Oliver, Chlorofluorocarbon Alternatives, Process Economics Programm, SRI International, Menlo Park, California 94025, 1991
- Eco-profiles 1993 I. Boustead, "Eco-profiles of the European plastics industry", Brüssel 1993
- Eijk et al. 1992 J. van Eijk et al., "Reusable versus disposable", Dutch Ministry of Housing, Ph. Planning and Environment, Directoraat-Generaal Milieubeheer, nr. 1991/2, Deventer 1992
- EIR 1974 Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung (EIR), "Die Atmosphärische Kühlung von Kernkraftwerken", Band I: Leichtwasserreaktoren, im Auftrag des Eidgenössischen Amtes für Energiewirtschaft, Würenlingen 1974
- Elzenga 1993 H.E. Elzenga, "Shell Nederland Chemie B.V.; Samenwerkingsprojekt Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 139", RIVM rapportnr. 736301139, 1993
- EPA 1985 U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "Compilation of air pollutant emission factors, Volume I: Stationary point and area sources", fourth edition, South Carolina 1985
- EPA 1988 U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "Compilation of air pollutant emission factors: Volume I: Stationary point and area sources" AP 42, South Carolina 1988
- Feichtinger 1993 Feichtinger, persönliche Mitteilung, ETH Zürich 1993
- Fischli et al. 1992 U. Fischli, L. Bertozzi et al, "Materialien zu Ravel: Elektrizitätsbedarf der Zementindustrie", 1992
- Fleischer 1992 G.Fleischer, "Vermeidung und Verwertung von Abfällen 3", Sammelband, Berlin 1992
- Forintek 1993 Forintek (Hrsg.): "Raw Masterial Balances, Energy Profiles and Environmental Unit Factor Estimates for Structural Steel Produkts", Kanada 1993
- Franklin 1989 Franklin Associates, LTD., "The comparative energy and environmental impacts for soft drink delivery systems 1987-1995", Prairie Village, KS, USA 1989
- Gaensslen et al. 1989 H. Gaensslen H., M. Sordo, W. Toetsch, "Produktion, Verarbeitung und Recycling von PVC", Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe 1989
- Gahlmann 1990 Gahlmann H., "Gesamtökologische Bilanzen als Leitschnur unseres Handelns", Flumroc (Hrsg.), Sargans 1990
- Gahlmann 1993 Gahlmann H., "Produkt- und Ökopprofile von anorganischen Dämmstoffen; Verbundstudie für Glaswolle, Steinwolle, Schaumglas" (Kurzfassung), Affoltern a.A. 1993
- Gerold et al. 1980 Gerold, F., F. Brieda, F. Heidenfels und P. Treusch: "Emissionsfaktoren fuer Luftverunreinigungen, Feuerungs- und Aufbereitungsanlagen sowie Lagerung und Umschlag fester und fluessiger Stoffe", Umweltbundesamt Materialien 2/80, Berlin 1980
- Gilby 1982 Gilby G.W., (1982), "Ethylene-Vinyl Acetate Copolymers, Developments in Rubber Technology -3", New York, Applied Science Publishers Ltd.
- Gloria 1993 Gloria, persönliche Mitteilung, Unternehmensverband Bergbau, Bonn im Juni 1993
- Gräf et al. 1984 W. Gräf, J.G. Haditsch, "Steirische Eisenerzvorkommen",Graz 1984
- Gruber et al. 1991 Gruber N., Häne D., "Produktlinienanalyse eines monokristallinen Silizium-Solarzellen-Moduls" Semesterarbeit an der ETH Zürich, Laboratorium für Energiesysteme/ EAWAG Dübendorf, Zürich 1991
- Habersatter 1991 K. Habersatter, "Oekobilanz von Packstoffen", Stand 1990, Schriftenreihe Umwelt Nr. 132, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL (Hrsg.), 1991
- Hänger et al. 1989 Hänger M., Kohler N., Marti J., Richter K., Streiff H.R., "Untersuchungen zur Oekobilanz von Holz als Baustoff; Teil 1: Ökopprofil von Holz", Bundesamt für Konjunkturfragen, Impulsprogramm Holz 1989
- Hantzsche 1992 U. Hantzsche, "Prozesskettenanalyse für Bau- und Werkstoffe in Vermeidung und Verwertung von Abfällen 3", Günter Fleischer (Hrsg.), Berlin 1992
- Hartmann 1995 F. Hartmann 1995, persönliche Mitteilung, Unterlagen zu Marktpreisen Schweiz, Plüss Stauffer AG, Oftringen 1995
- Henrici 1995 H. Henrici, persönliche Mitteilung, Unterlagen zur FCKW-Herstellung, Energie-Äquivalent für R11, R12, R22 und R134a, Frankfurt am Main 1995
- Hoff et al. 1961 H. Hoff, O. Heerhaber, O. Meyer, "Eisen, Stahl, nebst Ferro- und Desoxidations-Legierungen", München 1961
- Hofstetter et al. 1989 Hofstetter P., Suter P., "Die ökologische Rückzahldauer; Ein Instrument der Umwelttechnik", SIA Nr.49, 7.12.1989
- Hofstetter et al. 1991 P. Hofstetter et al., "Die ökologische Rückzahldauer der Mehrinvestitionen in zwei Nullenergiehäuser", Überarbeitung einer interdisziplinären Semesterarbeit der ETHZ, Laboratorium für Energiesysteme,1991

- Hohmeyer et al. 1992 O. Hohmeyer et al, "Methodenstudie zur Emittentenstruktur in der Bundesrepublik Deutschland, Abschlussbericht", Fraunhofer-Institut Karlsruhe 1992
- Holderbank 1994 Persönliche Mitteilung von Herrn T. Lang, Holderbank Management und Beratung AG, Zürich 1994
- Huizinga et al. 1992 Huizinga K., JJ. Verburg, B. Loos, "Fijnkeramische Industrie; Samenwerkingsprojekt Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 119", RIVM rapportnr. 736301119, 1992
- Huizinga et al. 1993 Huizinga K., A.W.H.M. Hoogenkamp, "DOW Terneuzen; Samenwerkingsprojekt Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 150", RIVM rapportnr. 773006150, 1993
- IDEA 1991 International Institute for Applied Systemn Analysis (Hrsg.), "IDEA - an International Database for Ecoprofile Analysis", A Tool for Decisionmakers, Laxenburg, Östereich 1991
- IIASA 1991 B. Lübkert, Y. Virtanen et al., "Life-cycle analysis IDEA, an international database for ecoprofile analysis", Laxenburg (A) 1991
- INFALUM 1990 R. Weber, "Aluminium Lexikon", 1990
- Istighofen 1992 Rundgang durch das Backsteinwerk Istighofen 3, ZZ Ziegeleien, Zürich 1992
- Jahresbericht 1989 Verein Schweizer Zement-, Kalk- und Gips-Fabrikanten, "Jahresbericht 1989", 1990
- Jahresbericht 1996 Verein Schweizer Zement-, Kalk- und Gips-Fabrikanten, "Jahresbericht 1995", 1996
- Kasser et al. 1992 U. Kasser, P. Hofstetter, "Ökobilanz von Packstoffen, Korrekturen-Ergänzungen-Forschungsvorschläge zur Schriftenreihe Umwelt Nr. 132 und 133", Auftraggeber BUWAL, Zürich 1992
- Kindler 1980 H. Kindler, A. Nikles, "Energieaufwand zur Herstellung von Werkstoffen - Berechnungsgrundsätze und Energieäquivalenzwerte von Kunststoffen", Kunststoffe 12, s. 802-807, Carl Hanser Verlag, München, 1980
- Knapp et al. 1991 H. Knapp, R. Walz, W. Wanzke, Herstellung halogenierter Kohlenwasserstoffe, Prozessgestaltung und thermodynamische Grundlagen zur Auslegung, TU Berlin und Hoechst AG, 1991
- Knosola 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Knosola von der Firma CHRIST, CH-4147 Aesch, Juli 1993
- Kollmer et al. 1993 A. Kollmer, C.F. Mender, "Energie- und Stoffflussbilanzen einer Abwasserreinigungsanlage am Beispiel Kläranlage Werdhölzli", Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1993
- Krähling 1995 Persönliche Mitteilung von Herrn Dr. Krähling, Solvay Deutschland GmbH, 31.1.1995
- Kramer et al. 1980 J.R. Kramer, H.D. Grundy, L.G. Hammer, "Occurence and Solubility of Trace Metals in Barite for Ocean Drilling Operations", in "Symposium/ Research on the Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings", Proceedings Vol. II, Lake Buena Vista, Florida, 21-24 January 1980, S. 789-798
- Kruspe 1995 persönliche Mitteilung von Herrn P. Kruspe, Lehrstuhl für Bauklimatik und Bauökologie, Hochschule für Architektur und Bauwesen, Weimar 1995
- Kuhlmann 1977 Schriftenreihe Umweltschutz, Technischer Überwachungsverein, Rheinland e. V., Band 5, Herausgeber: Alfred Kuhlmann, Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln 1977
- Künninger et al. 1994 Künninger, T. und Dr. K., Richter, "Ökologischer Vergleich von Freileitungsmasten aus Holz, Beton und Stahl", Empa, Dübendorf 1994
- Lefond et al. 1975 S.J. Lefond et al. (Hrsg.), "Industrial Minerals and Rocks (Nonmetallics other than Fuels)", American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, New York 1975
- Leu 1996 Persönliche Mitteilung von Herr R. Leu, Verzinkerei Oberuzwil, Oberuzwil 1996
- Lim et al. 1994 Lim, R. und E. Lindeijer: "Milieubeoordeling van beglazingssystemen", IVAM Environmental Research, Amsterdam, 1994
- Lindeijer 1993 Lindeijer, E.: "Miileubeoordeling van accu's voor PV-systemen", Interfacultaire Vakgroep Milieukunde, Universiteit Amsterdam, Amsterdam 1993.
- Loos 1993 Loos B., "Produktie van Polycarbonat; Samenwerkingsprojekt Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 138", RIVM rapportnr. 736301138, 1993
- Meier 1991 Meier, (1991), Persönliche Informationen, Zürich.
- Merten et al. 1995 Merten Th., Ch. Liedtke.und F. Schmidt-Bleek.: "Materialintensitätenanalyse von Grund-, Werk- und Baustoffen", Die Werkstoffe Beton und Stahl, Wuppertal Papers Nr. 27 1995, Wuppertal 1995
- Meyer et al. 1994 C. Meyer, T. Mumenthaler, A. Seippel, "Tongruben im Spannungsfeld zwischen Materialabbau und Artenschutz, Schweizerischer Ingenieur und Architekt, Nr. 24, Zürich 1994
- MG 1993 Metallgesellschaft AG, "Kupfer", Reihe: Die Welt der Metalle, Frankfurt a/Main 1993
- Minerals 1991 United States Department of the Interior, Bureau of Mines (Hrsg.), "Minerals Yearbook, Volume I: Metals and Minerals 1989", Washington 1991

- Mori 1993 Mori G., persönliche Mitteilung, Institut für Technologie und Hüttenkunde der Nichteisenmetalle, Montanuniversität Leoben (A) 1993.
- Mühleberg 1993 Persönliche Mitteilung der technischen Abteilung des Kraftwerks Mühleberg, Juli 1993
- Müller 1994 persönliche Mitteilung von Herrn Müller, Schweizerische Sprengstoff AG, Isleten UR, 1994
- Münch et al. 1991 J. Münch, J. Hartje, F. Axenfeld, "Erstellung einer Emissionsdatenbasis umweltgefährdender Schwermetalle für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland (Alte Bundesländer, Bezugsjahr 1982), Friedrichshafen, Köln 1991
- Münch et al. 1992 J. Münch, F. Axenfeld, J.M. Pacyna, J.A. Duiser, C. Feldt, "Beschaffung von Grunddaten für den Stoffeintrag in unterschiedliche Ökosysteme: Grenzüberschreitender Transport von Luftverunreinigungen unter besonderer Berücksichtigung des Stoffeintrages in Nord- und Ostsee", im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin 1992
- NILU 1988 J.M. Pacyna, J. Münch, "atmospheric emissions of arsenic, cadmium, mercury and zink in Europe in 1982", Lillestrøm 1988
- Nordheim 1996 Persönliche Mitteilung von Herrn E. Nordheim, European Aluminium Association, Brüssel, 7.6.1996
- Nriagu et al. 1986a J.O. Nriagu, C.I. Davidson "Advances in environmetal sience and technology",
- Nriagu et al. 1986b J.O. Nriagu, E. Nieboer, "Chromium in the Natural and human environments", 1986
- Nriagu et al. 1988a J.O. Nriagu, J.M. Pacyna, "Quantitative assessment of worldwide contamination of air, water and soils by trace metals", Nature Vol. 333, 1988, S. 134-139
- Nriagu et al. 1988b J.O. Nriagu, J.M. Pacyna, "Quantitative assessment of worldwide contamination of air, water and soils by trace metals", Nature Vol. 333 1988
- NZZ 1990 Neue Zürcher Zeitung, S. 77, Mittwoch 2. Mai 1990
- NZZ 1991 Neue Zürcher Zeitung, S. 53, Mittwoch 31. Juli 1991
- Olschowy 1993 G. Olschowy, "Bergbau und Landschaft", Hamburg und Berlin 1993
- Pacyna 1987 Pacyna J.M., "Atmospheric Emissions of Cd and Hg from anthropogenic sources in the Federal Republic of Germany", Norwegian Inst. for Air Research, Lillestrøm (N) 1987
- Pacyna 1991 Pacyna J.M., "Emission Factors of Atmospheric Cd, Pb and Zn for major Source Categories in Europe in 1950 through 1985", NILU OR:30/91, Lillestrøm 1991
- Pacyna et al. 1988 Pacyna J.M., Munch J., "Atmospheric Emissions of Arsenic, Cadmium, Mercury and Zinc in Europe in 1982", Norwegian Inst. for Air Research, Lillestrøm (N) 1988
- Paschen 1993 Paschen P., "Refraktärmetalle", BHM, 138 Jg (1993), Heft 1, 1993, S.6-11
- PEF 1990 Projekt Europäisches Forschungszentrum für Massnahmen zur Luftreinhaltung (PEF), "Optimal control strategies for reducing emissions from energy conversion and energy use in all countries of the European Community", Karlsruhe 1990
- Pfützner 1995 Pfützner, Ralf: "Stoffflussanalyse eines gummi-verarbeitenden Betriebs" Diplomarbeit am Institut für Stoffhaushalt und Entsorgungstechnik, ETH Zürich, Dübendorf 1995
- PWMI 1992 European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), "Eco-balance methodology for Commodity Thermoplastics, Brussels December 1992
- PWMI 1993a European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), "Eco-Profiles of the European plastics industry; Report 2: Olefin Feedstock Sources", Brussels May 1993
- PWMI 1993b European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), "Eco-Profiles of the European plastics industry; Report 3: Polyethylene and Polypropylene", Brussels May 1993
- PWMI 1993c European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), "Eco-Profiles of the European plastics industry; Report 4: Polystyrene", Brussels May 1993
- Raffoil 1991 Vertrauliche Informationen einer modernen, westeuropäischen Raffinerie, 1991
- Reinders 1983 Reinders M.E., "Handbook of Emission Factors: part 2: industrial sources", Government Publishing Office, The Hague 1983
- Rentz et al.1995 Rentz O., H. Püchert, H. Penkhun und T. Spengler: "Stoffstrommanagement in der Eisen- und Stahlindustrie, Konkretisierung des § 5 Abs. 1 Nr. 3 Bundes-Immissionsschutzgesetz", Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, Karlsruhe 1995
- Römpf Chemie 1995 CD Lexikon - Version 1.0, Stuttgart/New York: Georg Thieme Verlag 1995
- Ros 1994 Ros J., "Du Pond de Nemours; Samenwerkingsprojekt Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 169", RIVM rapportnr. 773006169, 1994
- Rosatzin 1994 persönliche Mitteilung von Herrn Rosatzin, HCB Concreta AG, Zürich, 1994
- Saager 1984 R. Saager, "Metallische Rohstoffe von Antimaon bis Zirkonium", Bank Vontobel (Hrsg.), Zürich 1984

- Saager 1993 R. Saager, "Das Platin-Kupfer-Revier Noril'sk-Talnakh. Eine Schatzkammer in Nordsibirien", in Neue Zürcher Zeitung, 214. Jahrgang, 20.1.1993, Nr. 15, S.53
- Scholzen 1991 Scholzen F., "Ökobilanz von Windenergie am Beispiel einer 30kW-Anlage auf dem Simplon", Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich 1991
- SdK 1991 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., "Zahlen zur Kohlenwirtschaft", Essen und Köln 1991
- Semrau et al. 1991 G. Semrau, C. Stephan, "Der deutsche Kohlenbergbau im Jahr 1990", Volks- und Energiewirtschaft, Glückauf 127 (1991) Nr. 7/8
- Sima Pro 1992 M.J. Goedkoop et al, "Computer program for the assessment of environmental impact of products", Amersfoort (NL) 1992
- Sittig 1975 M. Sittig, "environmental sources and emissions handbook", Park Ridge, New Jersey, USA, London, England 1975
- Sittig 1978 M. Sittig, "Petroleum Refining Industry - Energy Saving and Environmental Control", Noyes Data Corporation, Park Ridge, New Jersey, USA 1978
- Solvay 1992 Solvay Alkali GmbH (Hrsg.), "Ökologische Bilanzbetrachtungen zur Herstellung von Soda", Solingen, 1992
- SPIN 1992 MVRM, DGR, RIVM "Procesbeschrijvingen industrie SPIN", Vol. 2, Report NR 131, Niederlande 1992
- Sprecher 1993 F. Sprecher, "Prozesskettenanalyse von Wärmeschutzverglasungen", unveröffentlichte Diplomarbeit am Institut für Energietechnik der ETH Zürich, Zürich 1993
- Stahl 1995 Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.): "Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 1995", Verlag Stahleisen GmbH, Düsseldorf 1995
- StoV 1986 Bundeskanzlei, (1986), StoV Verordnung über umweltgefährdende Stoffe, Bern.
- Strahm 1994 persönliche Mitteilung von Herrn Strahm, Technische Forschungs- und Beratungsstelle Wildegg, Juli 1994
- SULZER 1993 Persönliche Mitteilung von Herrn Kamberger von der Firma SULZER THERMTEC, CH- 8401 Winterthur, Februar 1993
- Thalmann 1985 W.R. Thalmann, V. Humbel, "Herstellung von Stahl und Weissblech: Ökologische Bilanz-Betrachtungen", St. Gallen 1985
- Thermosolar 1993a Mitteilung der Firma Thermosolar Energietechnik GmbH (Hr. Frummet) , D-8400 Regensburg 1, Deutschland
- Thermosolar 1993b Mitteilung der Firma Thermosolar Ziar Nad Hronom (Hr. Baloun), 965 03 Ziar Nad Hronom, Slowakei
- Tillman et al. 1991 A.M. Tillman, H. Baumann, E. Eriksson, T. Rydberg, "Life-cycle analysis of selected packaging materials", Göteborg, Schweden 1991
- TNO 1979 Netherlands organisation for applied scientific research, "Emission factors for source categories in a national inventory of major air pollutants for EEC member countries", 1979
- Trüb 1989 U. Trüb, "Baustoff Beton", Küttigen 1989
- Trueb 1990 Trueb L., "Blei aus Kalkstein", NZZ 7. Februar 1990, Nr. 31, s.65
- Trueb 1991 Trueb L., "Broken Hill" und "Port Pirie", NZZ 3./10. Juli 1991, Nr. 151/157, s.65/55
- Trueb 1993 Trueb L., "Mangan auf Groote Eylandt", NZZ 16.Juni 1993, Nr. 136, s.67
- TVA 1988 EDI, (1988), "TVA Technische Verordnung Abfall (Entwurf)", Bern.
- Tyroler et al. 1988 Tyroler, G.P., C.A. Landolt, "Extractive Metallurgy of Nickel & Cobalt", the Metallurgical Society Inc. Pennsylvania, 1988
- UBA 1989 Umweltbundesamt (Deutsches), "Luft Reinhaltung '88", Erich Schmid, Berlin 1989
- Ullmann 1979 Ullmann T., (1979), "Ullmann's Encyklopädie der technischen Chemie", Band 17, Verlag Chemie, Weinheim/Bergstein.
- Ullmann 1983 Ullmann T., (1983), "Ullmann's Encyklopädie der technischen Chemie", Band 24, Verlag Chemie, Weinheim/Bergstein.
- Ullmann 1985 Ullmann T., (1985), "Ullmann's Encyklopädie der technischen Chemie", Verlag Chemie, Weinheim/Bergstein.
- Ullmann 1993 Ullmann T., (1993), "Ullmann's Encyklopädie der technischen Chemie", Band 23, Verlag Chemie, Weinheim/Bergstein.
- van Duin et al. 1987 van Duin R., Kerkhoven R., "Milieu- en Energieaspecten van Metalen", Bureau B & G, Rotterdam 1987

- van Ewijk 1992 va Ewijk M., "Productie van Aromaten; Samenwerkingsproject Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 107", RIVM rapportnr. 736301107, 1992
- van Heijningen et al. 1992a R.J.J. van Heijningen, J.F.M. de Castro, E. Worell, "Energiekentalen in Relatie tot Preventie en Hergebruik van Afvalstromen", NOH-Rapport 9210, Utrecht 1992
- van Heijningen et al. 1992b R.J.J. van Heijningen, J.F.M. de Castro, E. Worell, J.H.O.Hazewinkel, "Meer Energiekentalen in Relatie tot Preventie en Hergebruik van Afvalstromen", NOH-Rapport 9272, Utrecht 1992
- VDI 1986 Verein Deutscher Ingenieure (VDI), "Emissionsminderung Glashütten", VDI-Richtlinie VDI 2578 (Entwurf), VDI-Handbuch Reinhaltung der Luft, 1986
- VDI 1992 VDI-Nachrichten Magazin, S. 9-14, Ausgabe 6/92
- Veldt et al. 1992 Veldt, C., A. Bakkum und R. Bouscaren: "Default emission factors from stationary sources, Corinair Inventory", Comission of the European Community 1992
- Verstappen et al. 1993 L- Verstappen, A.W.H.M. Hoogenkamp, "Productie van Fenol; Samenwerkingsproject Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 152", RIVM rapportnr. 773006152, 1993
- VGB 1992 Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber (VGB), "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland", VGB-TW 702, Essen 1992
- VGB 1993 Telefonische Mitteilung von Herrn Trupphard, VGB-Kraftwerkstechnik GmbH, D-4300 Essen, Juli 1993
- VOC Task Force 1990 M.-J. Brun, "Emissions of volatile organic compounds (VOC) from stationary sources and possibilities of their control", Karlsruhe 1990
- VSM 1986 Normenbüro des Vereins Schweizerischer Maschinen-Industrieller, "Normen-Auszug für Technische Schulen", 9. Auflage, Zürich 1986.
- Wagner 1989 Wagner H.J., (1989), "Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von Materialien", KFA Jülich.
- Wagner 1993 Technische Produktinformation der Heinrich Wagner AG, 8105 Regensburg, 1993
- Wagner et al. 1989 H.J. Wagner, B Wassermann, et al, Gesellschaft für Energiessystemtechnik MBH, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, "Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von Materialien", Jülich 1989
- Weibel 1996 T. Weibel, "Vergleichende Umweltrelevanz des Einsatzes alternativer Kältemittel in Kompressions-Wärmepumpen und -Kälteanlagen, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996
- Weibel et al. 1995 T. Weibel, A. Stritz, "Ökoinventare und Wirkungsbilanzen von Baumaterialien; Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Hochbaukonstruktionen", ESU-Reihe Nr. 1/95, Institut für Energietechnik, ETH-Zürich 1995
- Wells 1991 Margeret Wells, "Handbook of petrochemicals and processes", Gower Publishing Company, 1991
- Werz et al. 1995 Werz, H.J., J. Otto und J. Rengersem: "Umweltschutz in Eisenerz-Sinteranlagen durch Abgasrückführung" In: Stahl und Eisen, 115 (1995) Nr. 11, Vereindeutscher Eisenhüttenleute, Verlag Stahleisen, Düsseldorf 1995
- Wesche 1985 K. Wesche, " Baustoffe für tragende Bauteile: 3, Stahl, Aluminium", Wiesbaden, Berlin 1985
- Zementindustrie 1978 "Einführung in die schweizerische Zementindustrie", Verein schweizerischer Zement-, Kalk- und gips-Fabrikanten, 2. Auflage, Zürich 1978
- Zentner 1994 persönliche Mitteilung von Herrn H. Zentner, Gipsunion AG, Holderbank 1994
- Zeochem 1994 Zeochem Division der Chemie Uetikon AG, Abteilung Molekularsieb, CH-8707 Uetikon, schriftliche Auskunft von Herrn A. Handke, Dezember 1994
- Zevehoven et al. 1992 M.F.J. Zevehoven-Oderwater, A.J.C.M. Matthijssen, "Porduktie van Roet; Samenwerkingsproject Procesbeschrijvingen Industrie Nederland (SPIN) 130", RIVM rapportnr. 736301130, 1992



Anhang B

Transporte und Bauprozesse

Überarbeitung 1996:

Ursula Bollens	Bauprozesse
Rolf Frischknecht	Transportprozesse

Bearbeitung

Rolf Frischknecht	Schifffahrt
Patrick Hofstetter	Fahrzeuge und Infrastruktur Strasse und Bahn
Martin Ménard	Direkte Einwirkungen Strasse und Schiene, Bauprozesse

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Die Daten in diesem Anhang sind nur als Grobbilanzen zu verstehen und wurden in erster Linie für die Anwendung innerhalb dieses Projektes erarbeitet. Die Verwendung für andere - insbesondere transportspezifische Fragestellungen - ist nur bedingt möglich. Hierzu sei z.B. auf die Nationalfonds-Studie "Ökoinventar Transport" der Infras Zürich verwiesen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iii
Bemerkungen zur 3. Auflage.....	iii
Einführende Bemerkungen.....	1
1. Strassengütertransport.....	2
1.1 Betrachtetes System und Abgrenzungen.....	2
1.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch	2
1.2.1 Einflussfaktoren und Datenlage	2
1.2.2 Fahrzeugkategorien und Fahrzeugpark.....	3
1.2.3 Auslastung	3
1.2.4 Direkter Endenergieverbrauch.....	4
1.2.5 Berechnungsgrundlagen zu den Schadstoffemissionen	5
1.2.6 Qualität der Daten	11
1.3 Indirekte Emissionen, indirekter Energieverbrauch	11
1.3.1 Übersicht.....	11
1.3.2 Herstellung und Unterhalt der Fahrmittel	13
1.3.3 Infrastruktur Strasse	18
1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten	22
1.5 Auswertung der Resultate	22
2. Bahntransport.....	30
2.1 Bilanzraum und Systemgrenzen	30
2.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch	31
2.2.1 Direkter Endenergieverbrauch bei elektrischer Traktion.....	31
2.2.2 Förderleistung der Dieselmotoren in Westeuropa	31
2.2.3 Direkter Endenergieverbrauch bei Dieseltraktion.....	32
2.2.4 Endenergieverbrauch für Rangierzwecke	32
2.2.5 Direkte Emissionen des Bahnverkehrs.....	32
2.2.6 Verhältnis von Netto- zu Bruttotonnen	33
2.2.7 Beurteilung der Datenqualität.....	34
2.3 Indirekte Emissionen, indirekte Aufwendungen.....	34
2.3.1 Übersicht.....	34
2.3.2 Infrastruktur Fahrmittel	35
2.3.3 Infrastruktur Trassebau	39
2.4 Zusammenfassung der Eingabedaten	41
2.5 Auswertung der Resultate	42
3. Pkw-Transporte	46
3.1 Übersicht	46
3.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch	46
3.2.1 Fahrzeugpark.....	46
3.2.2 Direkter Energieverbrauch - Literaturvergleich	46
3.2.3 Direkte Emissionen - Literaturvergleich.....	46
3.2.4 Berechnungsgrundlagen zu den Schadstoffemissionen	47
3.2.5 Beurteilung der Datenqualität.....	48
3.3 Indirekte Emissionen, indirekte Aufwendungen.....	49
3.3.1 Übersicht.....	49
3.3.2 Infrastruktur Fahrmittel	49
3.3.3 Infrastruktur Strasse	51
3.4 Zusammenstellung der Eingabedaten	53
3.5 Auswertung der Resultate	54
4. Bauprozesse	55
4.1 Übersicht.....	55

4.2.	Direkter Endenergie- und Schmierstoffverbrauch.....	55
4.3	Direkte Emissionen	55
4.4	Indirekter Material- und Energieverbrauch, Transporte	56
4.5	Zusammenstellung der Eingabedaten	56
4.6	Auswertung der Resultate	57
5.	Hochseefrachter	58
5.1	Übersicht.....	58
5.2	Antriebsysteme und Treibstoff	58
5.3	Bau, Betrieb und Unterhalt	58
5.3.1	Stahl und Kupfer	58
5.3.2	Oberflächenbehandlung (z.B. Antifouling-Anstriche)	58
5.4	Energiebedarf.....	58
5.5	Emissionen Luft.....	59
5.6	Abfälle.....	60
5.7	Zusammenstellung der Eingabedaten	61
5.8	Kritik, verbesserungswürdige Punkte.....	61
5.9	Auswertung der Resultate	62
6.	Binnenschifftransport.....	63
6.1	Übersicht.....	63
6.2	Auslastung	63
6.3	Materialeinsatz und Bauaufwand.....	63
6.4	Energiebedarf.....	63
6.5	Emissionen Luft.....	64
6.6	Betriebsmittel	64
6.7	Abfälle.....	64
6.8	Zusammenstellung der Eingabedaten	64
6.9	Auswertung der Resultate	65
	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	66

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
B(a)P	Benzo(a)pyren
DWT, dwt	Dead Weight Tonage
GJ	10 ⁹ Joule
Ho	oberer Heizwert (Brennwert)
Hu	unterer Heizwert
in	Input
kJ	10 ³ Joule
Lkw	Lastkraftwagen
Mio.	Millionen 10 ⁶
MJ	10 ⁶ Joule
MJe	10 ⁶ Joule elektrische Energie
NMVOG	None Methane Volatile Organic Compound
Pkw	Personenkraftwagen
Resh	Reststoffe Shredder
TJ	10 ¹² Joule
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird einen Kilometer weit transportiert)
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VOC	Volatile Organic Compound
Btkm	Brutto-Tonnenkilometer (1t Fahrzeug und Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)

Bemerkungen zur 3. Auflage

Die Überarbeitung der innerhalb dieses Projektes verwendeten Transportdaten (insb. der Treibstoffverbräuche, der Auslastung, der Emissionen und der Strassen-Infrastruktur) basiert im wesentlichen auf den Ergebnissen der Studie "Ökoinventar Transport" des Büros Infrac, Zürich. Grosse Änderungen sind beim Lieferwagen zu verzeichnen, der neu eine Auslastung von 30% (früher 50%) aufweist. Die Bedeutung des Fahrzeugunterhalts an den Gesamteinwirkungen ist auch auf der Basis neuer Abschätzungen recht gross. Die Datenbasis muss jedoch nachwievor als eher schlecht bezeichnet werden.

Die Emissionsdaten der hier bilanzierten Baumaschinen wurden mit den Angaben der entsprechenden BUWAL-Studie aktualisiert. Der (zu) hohe Betonbedarf der Bahninfrastruktur wurde nach unten korrigiert. Beim Hochseefrachter schliesslich wurden weitere Informationen zur Brennstoffzusammensetzung eingearbeitet und beim Binnenfrachter die Emissionen um Benzol und B(a)P ergänzt.

Einführende Bemerkungen

In diesem Anhang werden Gütertransporte auf der Strasse, der Schiene und dem Wasser betrachtet. Im weiteren werden auch die Bauprozesse und Baumaschinen in diesem Anhang bilanziert, da diese Prozesse an die Lkw-Bilanzierung angelehnt werden konnten. Der Pkw wird als Personentransportmittel bilanziert, da er vor allem für Kontrollfahrten für Anlagen der Energiesysteme eingesetzt wird.

Der Pipeline-Transport ist in Teil IV und V für Öl und Gas behandelt. Zu den Schiffstransporten sind weitere Erläuterungen in Teil IV bis VI zu finden.

Trotz der Wichtigkeit des ganzen Verkehrssektors in der Umweltdebatte konnten nur Grobbilanzierungen vorgenommen werden. Insbesondere die indirekten Effekte durch Fahrzeugbau und -unterhalt sowie Infrastrukturbau und -unterhalt konnten nur grob abgeschätzt werden. Bei den indirekten Effekten ist zudem methodisch noch viel zu leisten, da Verkehrsinfrastrukturen durch eine Vielzahl von Nutzungen beansprucht werden und die heute in Betrieb stehenden Anlagen und Fahrzeuge z.T. schon vor Jahrzehnten gebaut worden sind. Diese Bilanzierung erhebt deshalb keinen Anspruch, die anstehenden Fragen in Zusammenhang mit Ökobilanzen von Verkehrssystemen gelöst zu haben.

Es wird hier vielmehr auf die Studie "Ökoinventar Transport" von INFRAS (Beratungsbüro Zürich und Bern) hingewiesen, welche Grundlagendaten für den Güter- und Personenverkehr enthält. Deren Ergebnisse sind zu einem grossen Teil in diesem Teil berücksichtigt. Ebenfalls sei auf die Arbeiten der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages verwiesen, welche die Stoffströme der Mobilität näher untersucht hat.

Die nachfolgenden Bilanzdaten beruhen zudem auf den im Laufe des Projektes zusammengetragenen Informationen und insgesamt vier Semesterarbeiten an der ETH Zürich zum Güterverkehr.

Da versucht wird, durchschnittliche Angaben zu den heute in Betrieb stehenden Verkehrsmitteln und den bestehenden Infrastrukturen zusammenzustellen, eignen sich diese Bilanzen nicht als Entscheidungshilfe für Zubaufragen (Neubaustrecken erfordern einen mehrfachen Aufwand gegenüber Altbaustrecken). Ebenso ungeeignet sind diese Bilanzen für den Vergleich verschiedener Transportsysteme, da die bezüglich ihrer Emissionscharakteristik völlig unterschiedlichen Dienstleistungen "Nah-" und "Ferntransport" nicht differenziert betrachtet werden.

Die Flächenbeanspruchung wird nur für die Verkehrsinfrastrukturen berücksichtigt. Flächen für Materialproduktion und Fahrzeugbau werden vernachlässigt.

Die Auslastung der strassengebundenen Gütertransportsysteme wird für Massengütertransporte pauschal auf 50% festgelegt (Lkw 40t). Bei Lieferwagen liegt die Auslastung bei 30%, für Lkw 16 und 28t werden 40% angenommen. Es wird aber darauf verzichtet, verkehrszweckabhängige Auslastungen einzuführen, da die vorhandenen Unterlagen dazu nicht ausreichen. Im Fernverkehr und für industrielle Zwecke dürfte die tatsächliche Auslastung über dem Durchschnitt liegen.

1. Strassengütertransport

1.1 Betrachtetes System und Abgrenzungen

Das System "Strassengütertransport" kann in starker Vereinfachung in drei Subsysteme gegliedert werden:

- Das erste umschliesst alle Prozesse, die direkt mit dem Betrieb der Fahrzeuge gekoppelt sind, wobei im Rahmen dieses Projekts der Kraftstoffverbrauch bzw. die daraus resultierenden Luftemissionen im Vordergrund stehen. Die einzige Schnittstelle zu einem vorgelagerten Modul ist die Zapfsäule an der Tankstelle. Die Emissionen - im wesentlichen Benzindämpfe - die unmittelbar beim Betanken der Fahrzeuge entstehen, werden im Erdöl-Modul (Benzin ab Regionallager) verbucht und fliessen über den Kraftstoffverbrauch ein.
- Das zweite umschliesst alle Prozesse, die mit dem Fahrzeugpark, d.h. mit dem Bau, dem Unterhalt und der Entsorgung der Fahrzeuge verbunden sind.
- Das dritte umfasst die ganze Infrastruktur, wie Bau und Unterhalt von Strassen, Parkplätzen, Verkehrssicherheitssystemen, Strassenbeleuchtung, Winterdienst etc.

Das zweite und dritte Subsystem werden als Infrastrukturprozesse ausgewiesen, welche als Input verschiedene Materialien und Endenergieträger aus vorgelagerten Modulen beziehen.

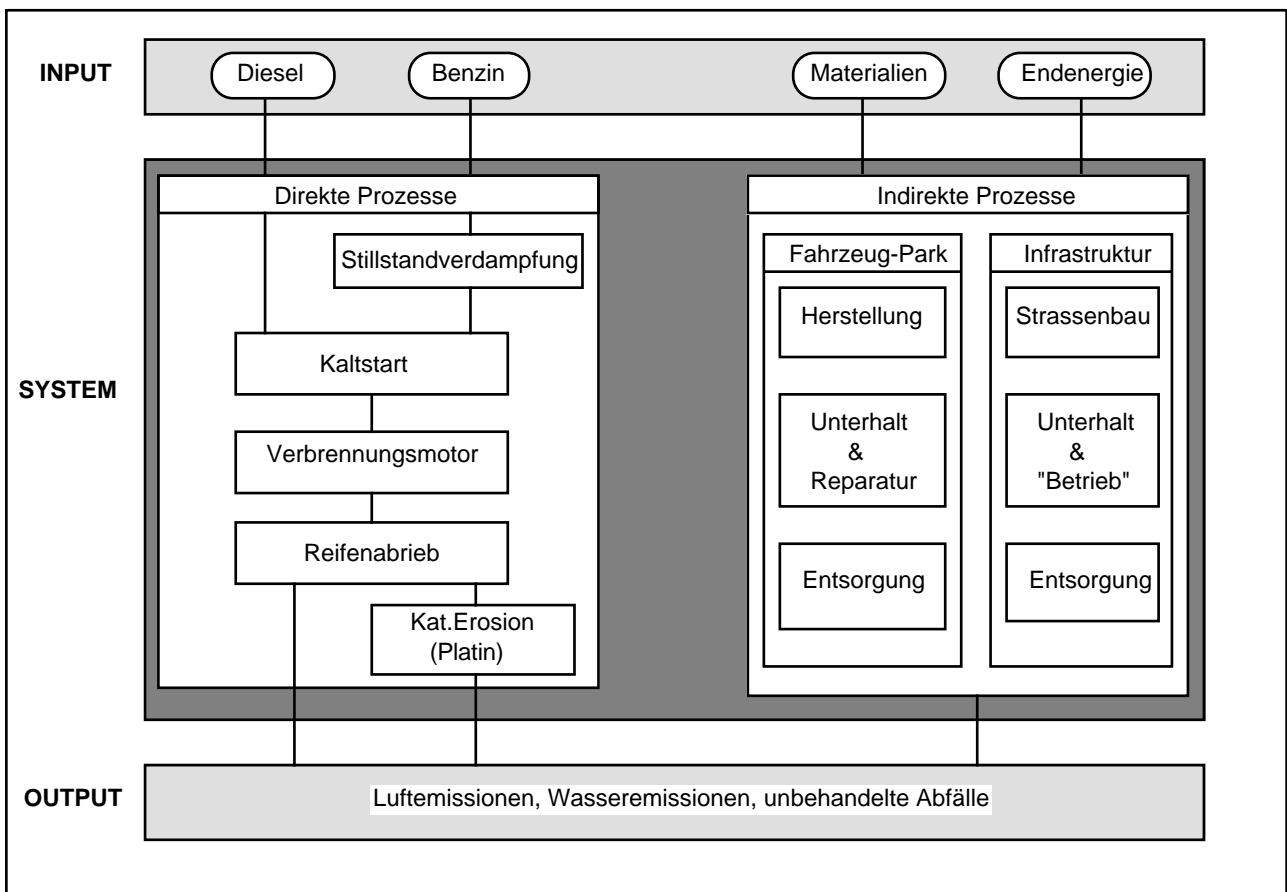


Fig. B.1.1: Schematische Darstellung des in diesem Kapitel bilanzierten Systems "Strassengütertransport"

1.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch

1.2.1 Einflussfaktoren und Datenlage

Die durchschnittlich vom Strassengütertransport verursachten direkten Emissionen hängen von zahlreichen Parametern ab:

Fahrzeugdaten:

- Gewichtskategorie
- Kraftstoffverbrauch bzw. Wirkungsgrad
- Motorentyp bzw. Kraftstoffart
- Abgasbehandlung
- Auslastung
- Alter
- Wartung

Verkehrstechnische und geographische Rahmenbedingungen:

- Verkehrsdichte
- Strassenzustand
- Topographie

Politische Rahmenbedingungen:

- Geschwindigkeitsbegrenzungen
- Zulässiges Gesamtgewicht
- Emissionsvorschriften
- Vorschriften über die Zusammensetzung von Brennstoffen
- Treibstoffzölle und -abgaben

Individuelle Faktoren:

- Fahrverhalten des Lenkers

Besonders die politischen Rahmenbedingungen können zu markanten Unterschieden der durchschnittlichen Emissionen in verschiedenen Ländern führen. Leider war es nicht möglich, genügend Emissionsdaten zusammenzutragen, um einen repräsentativen EG-Durchschnitt bilden zu können. Die folgenden Angaben zu Kraftstoffverbrauch und Emissionen beruhen vor allem auf Studien aus der Schweiz, Deutschland und den USA. Die Zusammensetzung des Fahrzeugparks entspricht, mit Ausnahme des 40-Tonnen Lkw - den Verhältnissen in der Schweiz im Jahr 1993. Die sich auf Grund dieser Annahmen ergebenden Differenzen zum effektiven Europa-Durchschnitt dürften innerhalb der Unsicherheiten durch die anderen Einflussfaktoren liegen.

1.2.2 Fahrzeugkategorien und Fahrzeugpark

Folgende vier Nutzfahrzeugkategorien werden in diesem Projekt unterschieden:

Bezeichnung	Gesamtgewicht [t]	Max. Nutzlast ¹⁾ [t]	Motorentyp
Lieferwagen	< 3.5	0.5 - 1.8	Otto- und Dieselmotoren
Kleinlaster und Solo Lkw	3.5 - 16	3 - 9	Diesel
Anhängerzüge und Sattelschlepper: CH-Norm	16 - 28	15	Diesel
Anhängerzüge und Sattelschlepper: EG-Norm	40	23	Diesel

Tab. B.1.1: Einteilung der Nutzfahrzeuge in Gewichtskategorien; ¹⁾: Eigene Schätzung nach <BFS 1991a>.

1.2.3 Auslastung

Beim Güterverkehr wird als Auslastung das Verhältnis zwischen der effektiven Zuladung und der maximalen Nutzlast gemittelt über die gesamte Fahrleistung eines Fahrzeugs verstanden. Ein Lkw, der auf dem Hinweg seine Ladekapazität möglichst gut ausnutzt und auf dem Rückweg leer fährt, erreicht also eine maximale Auslastung von 50%. Literaturangaben über die tatsächliche Auslastung

von Nutzfahrzeugen schwanken zwischen 25 - 65% <GEMIS 1993> und basieren meist auf sehr groben Abschätzungen. In Maibach et al. <1995> werden Auslastungen von 30 resp. 40% für Lieferwagen resp. Lkw angegeben. Generell gilt: je grösser das Fahrzeug, desto besser wird es ausgelastet, wobei eine 50%-Auslastung bereits als relativ hoch gelten kann.

In diesem Projekt werden für Lieferwagen und die Lkw 16t und 28t die schweizerischen Auslastungen berücksichtigt. Für die 40t Lastwagen wird aufgrund der hier zu bilanzierenden Massengütertransporte eine Auslastung von 50% angenommen.

Kategorie [t]	Statistische Auslastung <BFS 1986> [%]	Statistische Zuladung <BFS 1991a> [t]	Zuladung <Maibach et al. 1995> [t]/[%]	Auslastung dieses Projekt [%]	Zuladung [t]
< 3.5	34.5	0.44	0.3/30	30	0.3
3.5 - 16	41	2.8	3.8/40	40	3.8
16 - 28	52	6.9	7/40	40	7
40	45 ¹⁾	11.3 ¹⁾	10.8/40	50	13.5

Tab. B.1.2: Annahmen zur durchschnittlichen Zuladung bei statistisch ermittelter bzw. gewählter Auslastung der Nutzfahrzeuge; ¹⁾: Da 40t Sattelschlepper in der Schweiz nicht zugelassen sind, werden für diese Kategorie Angaben aus <INFRAS 1991> übernommen.

1.2.4 Direkter Endenergieverbrauch

Der Energieverbrauch wird einerseits für die Verknüpfung mit dem Erdöl-Modul (ab Regionallager) in [t/tkm] und andererseits für die Berechnung der Emissionen als Kraftstoffverbrauch in [kg/tkm] angegeben. Für die Umrechnung von Volumen- in Massen- bzw. Energieeinheiten werden die folgenden Faktoren verwendet.

Kraftstoff	Dichte [kg/l]	Unterer Heizwert [MJ/kg]
Benzin unverbleit	0.75	42.8
Benzin verbleit	0.75	41.5
Diesel	0.84	42.8

Tab. B.1.3: Umrechnungsfaktoren für Energie-Kennzahlen gemäss der Tabellen IV.3.16 und IV.3.18

Direkter Endenergieverbrauch der Lieferwagen

In der Kategorie Lieferwagen befinden sich sowohl Fahrzeuge mit Ottomotoren als auch mit Dieselmotoren, weshalb beide Motorentypen mit ihren spezifischen Emissionen zu berücksichtigen sind. Da in der Regel nicht bekannt ist, ob eine Transportleistung mit einem Benzin- oder mit einem Diesel-Lieferwagen erfolgt, werden für jeden Transport Benzin- und Dieserverbrauch angegeben. Die Anteile der beiden Kraftstoffarten werden aus dem Verhältnis der von den Lieferwagen gesamthaft verbrauchten Kraftstoffmengen abgeleitet. Dabei wird von einem Anteil der Diesel-Lieferwagen von ca. 29% ausgegangen <BUWAL 1995a>. Dieser Anteil dürfte im EG-Durchschnitt etwas höher liegen, da Diesel in vielen europäischen Ländern weniger besteuert wird als Benzin.

Kraftstoffart	Anteil am Gesamtverbrauch, CH 1993 [%] ¹⁾	Gewichteter Kraftstoffverbrauch <Maibach et al. 1995> [l/100km]	Gewichteter Kraftstoffverbrauch bei 50% Auslastung [kg/tkm]	Gewichteter Endenergieverbrauch [MJ/tkm]
Benzin, bleifrei	33	4.4	0.110	4.7
Benzin, verbleit	38	4.9	0.123	5.1
Diesel	29	3.6	0.101	4.3
Total		12.9	0.333	14.1

Tab. B.1.4: Nach Kraftstoff-Anteilen gewichteter Kraftstoffverbrauch der Kategorie "Lieferwagen" in der Schweiz 1993; ¹⁾: <BUWAL 1995a, S.388>

In diesem Projekt werden aber Lieferwagen-Transporte vor allem innerhalb der Schweiz verwendet, weshalb schweizerische Verhältnisse wichtig sind.

Gemäss <BUWAL 1995a> sind rund 53% der Lieferwagen mit Ottomotor - also 38% aller Lieferwagen - im Jahr 1993 noch nicht mit einem Katalysator ausgerüstet.

Direkter Endenergieverbrauch der Lkw

Bei den Nutzfahrzeugen mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 3.5 t wird vereinfachend angenommen, dass nur dieselmotorische Fahrzeuge existieren. Im schweizerischen Fahrzeugpark befinden sich tatsächlich etwa 1.4 % Benzin-Lkw in der Kategorie bis 16 t, darüber jedoch keine <BFS 1991a>. Für den Dieserverbrauch werden die Angaben aus Maibach et al. <1995> verwendet, welche sich auf <BUWAL 1995a> abstützen und aktuellen schweizerischen Verhältnissen entsprechen.

Kategorie [t]	Auslastung [%]	Dieserverbrauch [l/100km] ¹⁾	Dieserverbrauch [l/100km] ²⁾	Dieserverbrauch [l/100km] ³⁾	Dieserverbrauch [kg/tkm]	Endenergieverbrauch [MJ/tkm]
16	40	29	26	29	0.080	3.4
28	40	36	33	36	0.043	1.8
40	50	39	38	39	0.024	1.0

Tab. B.1.5: Dieserverbrauch der Lkw; ¹⁾: <Maibach et al. 1995>; ²⁾:<VIA 1991>; ³⁾: Werte für dieses Projekt

1.2.5 Berechnungsgrundlagen zu den Schadstoffemissionen

Stickoxide, Kohlenwasserstoffe und Kohlenmonoxid

Gesetzlich limitiert werden in den meisten Ländern die zulässigen Abgaswerte von Kohlenmonoxid, den Stickoxiden und der Summe der flüchtigen Kohlenwasserstoffe. Aus diesem Grund existieren zu diesen Schadstoffen relativ umfangreiche Messberichte und Hochrechnungen der Gesamtemissionen.

Eine exakte Messung bzw. Berechnung der durchschnittlichen Emissionen von Fahrzeugen ist allerdings aufgrund der vielen relevanten Parameter ausgesprochen schwierig. Emissions-Messungen unter realen Verkehrsbedingungen müssten auf der Basis sehr grosser Stichproben durchgeführt werden, um aussagekräftige Resultate zu erhalten.

Daher werden Emissionsfaktoren in der Regel auf stationären Rollenprüfständen der Verkehrsbehörden gemessen. Dabei werden ausgewählte, für den durchschnittlichen Fahrzeugpark repräsentative Fahrzeuge während einigen Minuten mit einem bestimmten Beschleunigungsprogramm (Fahrzyklus) betrieben und der durchschnittliche Ausstoss von NO_x, CO und VOC sowie der Kraftstoffverbrauch gemessen. Der Einfluss der Fahrzeugmasse kann speziell bei schweren Nutzfahrzeugen oft nur näherungsweise simuliert werden. Umfangreiche Messungen von Nutzfahrzeugen liegen einerseits vom TÜV Rheinland für das Bezugsjahr 1980 <UBA 1983> und von der EPA in den USA <OECD 1991> vor. Die in <BUWAL 1995a> publizierten Emissionsfaktoren basieren auf umfangreichen Messreihen auf dem schweizerischen Strassennetz.

Leider werden in beiden erstgenannten Studien die Emissionen sämtlicher Lkw nur als Mittelwerte angegeben, wodurch eine Differenzierung nach verschiedenen Gewichtskategorien erschwert wird. Um dennoch spezifische Emissionsfaktoren für die verschiedenen Lkw-Kategorien zu erhalten, werden die Literaturangaben von [g/km] anhand der gegebenen Kraftstoffverbräuche auf [g/kg] Kraftstoff umgerechnet. Diesem Vorgehen liegt die vereinfachende Annahme zugrunde, dass die Emissionen bei gegebenem Motorentyp und bei gegebener Reisegeschwindigkeit linear mit dem Kraftstoffverbrauch zu- bzw. abnehmen.

Der Literaturvergleich in Tabelle B1.6 zeigt, dass innerhalb der selben Fahrzeugkategorie die Emissionsfaktoren um einen Faktor zwei voneinander abweichen können. Die relativ tiefen NO_x bzw. hohen VOC und CO Werte der OECD-Studie, lassen vermuten, dass in der Modellrechnung relativ viele Beschleunigungsphasen und eine niedrige Reisegeschwindigkeit zugrunde gelegt wurden. In beiden Studien sind zusätzliche Emissionen durch Kaltstart und Stillstandverluste bereits berücksichtigt. Die in <OECD 1991> angegebenen VOC-Emissionen durch die Fahrzeugbetankung werden hier subtrahiert, da diese Verdampfungsverluste an anderer Stelle separat berücksichtigt werden.

Die Quellen <UBA 1983> und <AfU LU 1990> eignen sich nicht für eine weitere Verwertung, da sie nur für einen engen Geschwindigkeitsbereich gelten.

Im folgenden werden die aktuellen Emissionsfaktoren nach <BUWAL 1995a>, die in <Maibach et al. 1995> aufgearbeitet wurden, verwendet. Die Emissionsfaktoren sind generell tiefer (mit Ausnahme von CO beim Lieferwagen) als in der ersten Auflage dieses Projektes.

Quelle	Kategorie	NOx [g/kg Kraftstoff]	VOC (NMVOC/CH ₄) [g/kg Kraftstoff]	CO [g/kg Kraftstoff]
<BUWAL 1986>	Lieferwagen ^{1) 2)}	35	16	86
	Lkw (3.5 - 28t) ²⁾	62	14	19
<OECD 1991>	Lieferwagen ¹⁾	11	22	121
	Lkw	38	7	27
<UBA 1983>	Lieferwagen, Mo ³⁾	17	31	132
	Lkw, Mo ³⁾	52	29	42
<AfU LU 1990>	Lkw ⁴⁾	64	-	5
<Maibach et al. 1995>	Lieferwagen			
	Benzin konv.	40	27.7/1.11	227
	Benzin mit Kat.	7.7	2.4/0.31	50.5
	Diesel	12.1	2.6/0.1	9.7
	Lkw 16t	39	5.5/ 0.19	10.2
	Lkw 28t	40	4.3/ 0.13	8.7
	Lkw 40t	41	3.8/ 0.12	7.9
Dieses Projekt	Lieferwagen ⁵⁾	21	12/ 0.55	105
	Lkw 16t	39	5.5/ 0.19	10.2
	Lkw 28t	40	4.3/ 0.13	8.7
	Lkw 40t	41	3.8/ 0.12	7.9

Tab. B.1.6: Vergleich verschiedener Literaturangaben zu den Emissionen von Lieferwagen und Lkw; ¹⁾: Anteile der Kraftstoffarten: 50% Benzin m. Kat., 30% Benzin o. Kat. und 20% Diesel; ²⁾: Berechnet aus dem Verhältnis von Gesamtemissionen zu Gesamtkraftstoffverbrauch in der Schweiz im Jahr 1990; ³⁾: Prüfstandmessung im Fahrmodus Mo (ca. 40 km/h); bei den Lieferwagen: 20% Diesel, 80% Benzin ohne Katalysator; ⁴⁾: Messungen direkt im Verkehr, Lkw 16t mit Zuladung, Autobahnfahrt in der Ebene bei konstant 80 km/h; ⁵⁾: Anteile der Kraftstoffarten (Tab. B.1.4): 33% Benzin m. Kat., 38% Benzin o. Kat. und 29% Diesel

Schwefeldioxid, Blei und Kohlendioxid

Nicht über Abgasvorschriften, sondern über die gesetzlich bestimmten Anteile von Schwefel und Blei im Treibstoff werden die Blei- und Schwefeldioxid-Emissionen festgelegt. Ebenfalls über die Zusammensetzung des Treibstoffs können die Kohlendioxid-Emissionen berechnet werden. Die vollständigen Gewichts-Anteile der einzelnen Elemente sind den Tabellen IV.3.16 und IV.3.18 zu entnehmen.

Schadstoff	Kraftstoff	Elementar-Gewichts-Anteil im Kraftstoff (als S, Pb, C) [g/kg]	Emissionen (als SO ₂ , Pb, CO ₂) [g/kg]
SO ₂	Benzin, bleifrei	0.32	0.64
	Benzin, verbleit	0.13	0.26
	Diesel	1.3	2.6
Pb	Benzin, bleifrei	0.0039	0.0039
	Benzin, verbleit	0.2	0.2
	Diesel	1.1 * 10 ⁻⁴ ¹⁾	1.1 * 10 ⁻⁴ ¹⁾
CO ₂	Benzin, bleifrei	865	3170
	Benzin, verbleit	870	3190
	Diesel	865	3170

Tab. B.1.7: Zusammenhang zwischen der Zusammensetzung des Kraftstoffs und den Abgasemissionen von SO₂, Pb und CO₂ bezogen auf 1kg Kraftstoff gemäss Tab. IV.3.16 und IV.3.18; ¹⁾: Elementar-Gewichts-Anteil gemäss <AfU SO 1990>

Bei der Berechnung der CO₂-Emissionen in Tabelle B1.7 wird vorausgesetzt, dass der gesamte Kohlenstoff vollständig oxidiert. Da bei Verbrennungsmotoren jedoch ein erheblicher Anteil des Kohlenstoffs als CO und VOC emittiert wird, liegt der effektive CO₂-Ausstoss etwas tiefer. Die Korrektur der CO₂-Massenbilanz erfolgt in Tabelle B 1.8.

Kohlenstoffverbindungen	Lieferwagen [g/kg]	Lkw 16t [g/kg]	Lkw 28t [g/kg]	Lkw 40t [g/kg]
C in CO ₂ bei vollständiger Oxidation	867	865	865	865
C in CO	- 44	- 4	-4	-3
C in VOC ¹⁾	- 9	- 4	-3	-3
C in CO ₂ korrigiert	813	857	858	859
CO ₂ pro kg Kraftstoff	2980	3140	3145	3150

Tab. B.1.8: Korrektur der CO₂-Emissionen unter der Berücksichtigung des als CO und VOC emittierten Kohlenstoffs;
¹⁾: Annahme: C-Gehalt 75 Gew.-%

Der Berechnung der SO₂-Emissionen liegt, analog zu den CO₂-Emissionen, die Annahme zugrunde, dass der gesamte Schwefel im Kraftstoff vollständig oxidiert wird. Effektiv entstehen aber auch andere Schwefelverbindungen. Laut <Metz 1984> werden speziell von Benzinmotoren relativ hohe Mengen des Schwefels als Sulfat (25-30% aller Schwefelverbindungen) sowie geringe Mengen als Schwefelwasserstoff H₂S (0.2-3% aller Schwefelverbindungen) emittiert. Bei Dieselmotoren liegt der Gewichtsanteil der Sulfate an der Summe der Schwefelverbindungen bei 2%. Mangels weiterer Quellen wird hier auf eine differenzierte Berücksichtigung der Schwefelverbindungen verzichtet.

Neben den gesetzlich limitierten "Haupt-Schadstoffen" bzw. Schadstoffgruppen gibt es eine ganze Reihe nichtlimitierter Schadstoffe über die nur relativ wenig Untersuchungen zur Verfügung stehen. Die folgenden Angaben beruhen daher meist auf Prüfstandmessungen an einzelnen Fahrzeugen und sollten nur als Abschätzung der Grössenordnung verstanden werden.

Bei den nichtlimitierten Schadstoffen handelt es sich, neben den bereits erwähnten Schwefel- sowie einigen Stickstoffverbindungen, zu einem grossen Teil um Moleküle der sehr heterogenen Kohlenwasserstoffe (VOC). Die wichtigsten Untergruppen der Kohlenwasserstoffe in Motorenabgasen sind: Aromaten (Benzol, Toluol, Xylol,...), Alkene (Acetylen, Ethylen,...) und Alkane (Methan, Ethan, Propan,...). Daneben werden oft auch polyzyklischen Kohlenwasserstoffe sowie Aldehyde, Ketone und Phenole gesondert betrachtet.

Die Kohlenwasserstoffe werden hier getrennt nach speziell ausgewählten VOC-Verbindungen und den nicht näher spezifizierten Nichtmethan-Kohlenwasserstoffen (NMVOC) angegeben. Die Differenzierung in Methan und NMVOC wird auf der Basis der Daten in Maibach et al. <1995> vorgenommen.

Methan (CH₄)

Methan entsteht in Verbrennungsmotoren vor allem in Beschleunigungsphasen bei zu "fettem" Gemisch. Am geringsten ist die Methanbildung - parallel zur CO-Bildung - im stöchiometrischen Punkt. Der Anteil des Methans an den gesamten flüchtigen Kohlenwasserstoffen wird anhand der Angaben in <Maibach et al. 1995> abgeschätzt.

Quelle	Benzin ohne Katalysator [g/kg]	Benzin mit Katalysator [g/kg]	Diesel Lieferwagen [g/kg]	Diesel Lkw [g/kg]
<OECD 1991>	1.2	0.5	0.1	0.2
<GEMIS 1993>	0.3	0.2	0.1	4.0 - 4.8
<Metz 1984> ¹⁾	1.7	0.5	0.3	-
<Maibach et al. 1995>	1.1 ²⁾	0.3 ²⁾	0.1 ²⁾	0.12-0.19 ³⁾
Dieses Projekt	1.1	0.3	0.1	0.12-0.19

Tab. B.1.9: Methan-Emissionen in Motorenabgasen; ¹⁾: Messungen an Pkw-Motoren, berechnet für einen Kraftstoffverbrauch von 10 l/100km; ²⁾: Lieferwagen <3.5t>; ³⁾: Lkw 16, 28 resp. 40t (siehe Tab. B.1.6)

Benzol

Dem Benzol aus der Gruppe der Aromaten kommt aufgrund seiner Einordnung in die Liste krebserregender Arbeitsstoffe <Metz 1984> eine besondere Bedeutung zu. Benzol ist vor allem bei Benzinmotoren ohne Katalysator und in Benzindämpfen ein Problem und spielt bei Dieselmotoren nur eine untergeordnete Rolle.

Quelle	Benzin ohne Katalysator [g/kg]	Benzin mit Katalysator [g/kg]	Diesel Lieferwagen [g/kg]	Diesel Lkw [g/kg]
<Häsänen et al. 1981>	3.33	-	-	-
<Gebler 1991> ²⁾	-	-	-	0.001
<Metz 1984> ¹⁾	1.53	0.08	0.04	-
Dieses Projekt	1.53	0.08	0.04	0.001

Tab. B.1.10: Benzolemissionen in Motorenabgasen, der Anteil des Benzols, das durch Benzindämpfe bei der Fahrzeugbetankung emittiert wird, ist im vorgelagerten Erdöl-Modul berücksichtigt. ; ¹⁾: Messungen an Pkw-Motoren, berechnet für einen Kraftstoffverbrauch von 10 l/100km; ²⁾ Annahme für ein Müllsammelfahrzeug.

Benzo(a)pyren

Das Benzo(a)pyren aus der Gruppe der polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffe gilt bereits in kleinen Konzentrationen als krebserregend. Die verwendeten Emissionsfaktoren müssen als grobe Anhaltswerte betrachtet werden.

Quelle	Benzin ohne Katalysator [g/kg]	Benzin mit Katalysator [g/kg]	Diesel Lieferwagen [g/kg]	Diesel Lkw [g/kg]
<Gebler 1991> ²⁾	-	-	-	5 * 10 ⁻⁶
<Metz 1984> ¹⁾	5 * 10 ⁻⁵	2 * 10 ⁻⁵	8 * 10 ⁻⁵	-
Dieses Projekt	5 * 10 ⁻⁵	2 * 10 ⁻⁵	8 * 10 ⁻⁵	5 * 10 ⁻⁶

Tab. B.1.11: Benzo(a)pyren in Motorenabgasen; ¹⁾: Messungen an Pkw-Motoren, berechnet für einen Kraftstoffverbrauch von 10 l/100km; ²⁾ Annahme für ein Müllsammelfahrzeug.

Lachgas (N₂O)

Die Bildungsmechanismen des treibhausrelevanten N₂O in Verbrennungsmotoren sind noch nicht vollständig geklärt. Es wird vermutet, dass zwei verschiedene Mechanismen dazu beitragen <OECD 1991>:

Zum einen entsteht N₂O direkt im Zylinder bei der Reaktion von NO mit anderen Verbrennungszwischenprodukten wie NH und NCO. Dieses N₂O wird allerdings ausserhalb des Flambereichs sehr schnell mit H₂ wieder reduziert, sodass effektiv nur wenige mg/km emittiert werden.

Ein zweiter Bildungsmechanismus tritt beim Kaltstart im Platinkatalysator auf. Dabei liegt die maximale Bildungsrate bei einer Temperatur von 360 °C. Im warmen Zustand (800 °C) wird hingegen mehr N₂O abgebaut als neugebildet. Trotzdem führt die Einführung des Katalysators zu einem Zuwachs der verkehrsbedingten N₂O-Emissionen.

Quelle	Benzin ohne Katalysator [g/kg]	Benzin mit Katalysator [g/kg]	Diesel Lieferwagen [g/kg]	Diesel Lkw [g/kg]
<OECD 1991>	0.04	0.3	0.1	0.08
<GEMIS 1993>	0.08	0.2	0.1	0.01 - 0.02
<Metz 1984> ¹⁾	0.08	0.8	0.2	-
<BUWAL 1995a>	0.13 ²⁾	0.63 ²⁾	0.44 ²⁾	0.44 ³⁾
Dieses Projekt	0.13	0.63	0.44	0.44

Tab. B.1.12: Lachgasemissionen in Motorenabgasen; ¹⁾: Messungen an Pkw-Motoren, berechnet für einen Kraftstoffverbrauch von 10 l/100km; ²⁾: PW mit gealtertem Kat.: 43mg/km, PW ohne Kat.: 9mg/km, Dieselfahrzeuge (Schwere Motorwagen): 30 mg/km; ³⁾: auf der Basis von 30 mg/km

Partikel

Als Partikel finden sich in Motorenabgasen vor allem Teilchen aus elementarem Kohlenstoff, die bei schlecht gewarteten oder älteren Motoren als Russwolke sichtbar werden. Der Russ bildet sich - wie auch die Kohlenstoffverbindungen VOC und CO - vor allem bei zu "fettem" Gemisch und ist vorwiegend ein Problem bei Dieselmotoren.

Der Russ bindet zum Teil Kohlenwasserstoffe (Benzol, Benzo(a)pyren) und saure Schwefelverbindungen an sich. Infolge des grösseren Teilchendurchmessers kann die Depositionsrate dieser Stoffe in der Lunge ansteigen. Am Dieselmotoren angelagerte Stoffe können zwischen 10 - 30% des Russgewichts ausmachen, wodurch eine exakte Bestimmung der einzelnen Fraktionen erschwert wird <UBA 1983> und <Metz 1984>.

Quelle	Benzin ohne Katalysator [g/kg]	Benzin mit Katalysator [g/kg]	Diesel Lieferwagen [g/kg]	Diesel Lkw [g/kg]
<BUWAL 1986>	0.17 ¹⁾	0.17 ¹⁾	0.17 ¹⁾	1.2
<GEMIS 1993>	0.15	-	1.64	11.9 - 23.0
<UBA 1983> ²⁾	-	-	9.16	1.5
<Maibach et al. 1995>	-	-	3.1 ³⁾	2.5/2.2/2.1 ⁴⁾
Dieses Projekt	0	0	3.1	2.5/2.2/2.1 ⁴⁾

Tab. B.1.13: Partikel-Emissionen in Motorenabgasen; ¹⁾: Gemittelter Wert für den Verbrauch von Diesel und Benzin der Lieferwagen im Jahr 1990; ²⁾: Prüfstandmessung im Fahrmodus Mo (ca. 40 km/h); ³⁾: Lieferwagen <3.5t, gerechnet aus Angaben pro km; ⁴⁾: Lkw 16t/28t/40t

Benzindämpfe bei der Fahrzeugbetankung

Neben den Abgasemissionen bei "warmem" Motor verursachen vor allem Benzinmotoren zusätzliche Emissionen bei Kaltstarts und durch Verdampfungsverluste beim Tanken sowie bei Vergasermotoren durch Stillstandverdampfung. Der Anteil von Kaltstarts und Stillstandverdampfung an den gesamten VOC-, NO_x- und CO-Emissionen sind in den Werten der Tabelle B1.6 bereits enthalten. Die Benzindämpfe an der Tankstelle werden innerhalb des Erdöl-Moduls (ab Regionallager) berücksichtigt.

Bei den Dieselmotoren sind die zusätzlichen Emissionen durch Kaltstart-, Stillstand- und Tankstellen-Emissionen einiges geringer <OECD 1991>, <BUWAL 1995a>. Sie sind in den Emissionsfaktoren in <BUWAL 1995a> aber berücksichtigt.

Spurenelemente im Kraftstoff

In Kraftstoffen sind in der Regel diverse Schwermetalle im Spurenbereich gelöst. In <AfU SO 1990> können für Diesel einige Angaben abgelesen werden:

Schwermetall in Diesel	typische Werte [mg/kg]	höchster Wert [mg/kg]
Blei ¹⁾	39 - 181	4960
Zink	25 - 311	311
Cadmium	nicht nachweisbar	0.8

Tab. B.1.14: Schwermetallgehalt in Diesel nach <AfU SO 1990>; ¹⁾: Der Bleigehalt wurde bereits in Tabelle B 1.7 berücksichtigt.

Da im Moment für die verschiedenen Benzinsorten, abgesehen vom Bleigehalt, keine Angaben zu Spurenelementen vorliegen, wird auch der Schwermetall-Gehalt von Diesel vorläufig nicht berücksichtigt.

Reifenabrieb

Neben den energiebedingten Emissionen werden durch den Fahrzeugbetrieb auch nichtenergiebedingte, direkte Emissionen verursacht. Ökologisch relevant sind vor allem Öl- und Kühlwasserverluste durch Leckagen, Schwermetallpartikel durch Verschleiss an Bremsen und Fahrgestell sowie der Abrieb der Reifen. Im Rahmen dieses Projekts wird nur der Reifenabrieb näher behandelt.

Reifen-Daten:	Einheit	Lieferwagen	Lkw
Durchmesser	[cm]	60	100
Breite	[cm]	22	27
Anteil Rillen an der Abrollfläche	[%]	30	30
Max. radiale Abnutzung	[mm]	15	25
Dichte von Gummi	[kg/l]	1.22	1.12
Abriebmasse	[kg/Reifen]	4.9	16.2

Tab. B.1.15: Annahmen für eine Abschätzung der Abriebmasse pro Reifen. Die Reifen-Daten der Lkw wurden in einer Semesterarbeit an der ETH Zürich als Durchschnittswerte von 44 verschiedenen Lkw-Reifen ermittelt <Ehlers 1992>

	Einheit	<3.5 t	16 t	28 t	40 t
Reifen-Daten:					
Laufleistung pro Fahrzeug ¹⁾	[1000 km]	235	540	540	540
Lebensdauer pro Reifensatz ²⁾	[1000 km]	30	75	75	75
Reifen pro Reifensatz	[Stk.]	4	6	12	14
Reifen pro Fahrzeugleben	[Stk.]	31	43	86	100
Abrieb pro Reifen	[kg]	5	16	16	16
Abrieb pro Fahrzeugleben	[kg]	150	690	1380	1600
Abrieb pro Fahrleistung	[g/km]	0.65	1.3	2.5	3.0
Zuladung	[t]	0.3	3.8	7.0	13.5
Abrieb pro Transportleistung	[g/tkm]	2.17	0.34	0.36	0.22
Schwermetalle im Reifengummi:					
Zink (Zn) ³⁾	[%]	1.6	1.6	1.6	1.6
Spez. Zink-Emissionen	[g/tkm]	0.035	$5.5 \cdot 10^{-3}$	$5.7 \cdot 10^{-3}$	$3.6 \cdot 10^{-3}$
Blei (Pb) ³⁾	[%]	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
Spez. Blei-Emissionen	[g/tkm]	$5.6 \cdot 10^{-5}$	$8.9 \cdot 10^{-6}$	$9.3 \cdot 10^{-6}$	$5.8 \cdot 10^{-6}$
Cadmium (Cd) ³⁾	[%]	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006
Spez. Cadmium-Emissionen	[g/tkm]	$1.3 \cdot 10^{-5}$	$2.1 \cdot 10^{-6}$	$2.1 \cdot 10^{-6}$	$1.3 \cdot 10^{-6}$

Tab. B.1.16: Reifenabrieb pro Transportleistung nach Gewichtskategorien; ¹⁾: nach <ASTAG 1991>; ²⁾: nach <Neumann 1980>; ³⁾: Angaben über die Zusammensetzung von Reifengummi aus <BUWAL 1992b>

Der Reifenabrieb besteht im wesentlichen aus einem Gemisch von Natur- und Synthetikgummi (ca. 50%), Schwefel (1%), Zinkoxid (2%), Russ (34%), Weichmacheröle (10%) und anderen Zusätzen. Er fällt primär als Feinstaub an und wird daher als Luftemission eingestuft. Effektiv belastet aber nur ein kleiner Teil die Atmosphäre, während sich ein grosser Teil am Strassenrand ablagert oder in die Fahrbahnoberfläche eingearbeitet wird.

Strassen- und Bremsbelagsabrieb

In <BUWAL 1992b> werden neben den Schwermetall-Emissionen durch Treibstoffverbrauch und Reifenabrieb auch Angaben zu Blei- und Zink-Emissionen durch den Abrieb von Brems- und Strassenbelägen gemacht.

Beim Vergleich der vier Emissionsquellen zeigt sich, dass der Bremsbelagsabrieb im Vergleich zu den anderen drei Quellen mengenmässig nicht relevant ist, weshalb er hier nicht weiter behandelt wird.

Dagegen hat der Strassenbelagsabrieb beim Blei einen Anteil von 12% und beim Zink einen Anteil von 57% der Gesamtemission des Strassenverkehrs. Da es sich beim Schwermetallgehalt vom Strassenabrieb in erster Linie um abgesetzte und in den Asphalt eingearbeitete Partikel von primären Emissionsquellen (Treibstoffe, Reifenabrieb) handeln dürfte, wird hier - um eine Doppelbewertung zu vermeiden - der Strassenabrieb nicht berücksichtigt.

Platinemissionen durch Katalysatoren

Nach <BUWAL 1988> wird durch Erosion am Dreiweg-Katalysator im Durchschnitt $2.0 \cdot 10^{-6}$ g/km Platin und rund $2.5 \cdot 10^{-3}$ g/km Keramikstaub emittiert. Ausgehend von den 33% aller Lieferwagen, die in der Schweiz 1993 mit einem Katalysator ausgerüstet sind, ergibt dies bei der durchschnittlichen Zuladung von 0.3 t ein Emissionsfaktor von $2.2 \cdot 10^{-6}$ g/tkm Platin. Der Keramikstaub wird nicht berücksichtigt.

Da eine Anreicherung von Platin in organischen Strukturen bisher nicht nachgewiesen wurde und der Gesamtausstoss von Platin in der Schweiz von 70 kg/a ausgesprochen gering ist, kann davon ausgegangen werden, dass Platinemissionen durch Katalysatoren ökologisch kaum relevant sind.

1.2.6 Qualität der Daten

Eine grundlegende Unsicherheit fliesst bei allen Gütertransportbilanzen durch die stark schwankende Auslastung der privaten Strassenfahrzeuge ein. Um keine vermeintliche Genauigkeit vorzutäuschen wurde deshalb für den Massengüterverkehr auf der Strasse (Lkw 40t) pauschal eine 50% Auslastung angenommen. Die Aufwendungen und Emissionen können durch einfaches Umrechnen dieser Daten an fallspezifische Auslastungen angepasst werden.

Die "klassischen" Schadstoffe (CO₂, CO, VOC, NO_x, SO₂, Partikel, Pb) sind aufgrund gesetzlicher Vorschriften relativ gut dokumentiert. Die grösste Unsicherheit liegt bei der Wahl eines für die jeweiligen Randbedingungen realistischen Fahrmodus.

Alle übrigen Schadstoffe (N₂O, Cd, Pt, Zn) sowie die Differenzierung der Kohlenwasserstoffe (NMVOC, CH₄, Benzol, Benzo(a)pyren) beruhen ausschliesslich auf Einzelmessungen und Hochrechnungen. Die angegebenen Werte geben daher nur die Grössenordnung an. Die effektiven Benzo(a)pyren-Emissionen könnten sogar mehr als eine Grössenordnung abweichen.

1.3 Indirekte Emissionen, indirekter Energieverbrauch

1.3.1 Übersicht

Abgrenzung

Die Bilanzierung der indirekten Effekte beruht hauptsächlich auf Angaben aus Deutschland und der Schweiz. Es wurde deshalb darauf verzichtet, zwischen europäischen und schweizerischen Verhältnissen zu unterscheiden.

Zeitlich war es schwierig, eine gute Abgrenzung zu finden, da es einerseits relevant ist, ob es sich um Neubaustrecken und neue Fahrzeuge oder um alte handelt, andererseits aber die Informationen unvollständig waren, um das heute betriebene System mit der jetzigen Altersstruktur zu bilanzieren. Es wurde deshalb versucht, aus den vorhandenen Angaben Mittelwerte abzuschätzen. Diese Daten sind somit für die Beantwortung von Zubaufragen nicht geeignet.

Fahrmittel und Infrastruktur werden hier als Materialaufwendungen bilanziert, welche in Ecoinvent mit Anhang A verknüpft werden. Für den zusätzlichen Bauaufwand wird der Energieverbrauch abgeschätzt. Prozessspezifische Umweltbelastungen aus dem Bau von Fahrzeugen und Infrastruktur blieben damit im allgemeinen unberücksichtigt.

Kennziffern

Für die Fahrzeuge müssen die Fahr- und Nutzleistung der einzelnen Kategorien bestimmt werden. Die Angaben in Tab.B1.17 entsprechen dabei den Angaben in Kap. B1.2.

	Einheit	<3.5 t	16 t	28 t	40 t
Zuladung	[t]	0.3	3.8	7.0	13.5
Laufleistung pro Fahrzeug ¹⁾	[1000 km]	235	540	540	540
Nutzleistung pro Fahrzeug	1'000 tkm	70.5	2'052	3'780	7'290

Tab. B.1.17: Kennziffern für Lieferwagen und Lkw; ¹⁾: nach <ASTAG 1991>

Für die Infrastruktur müssen die Längen der verschiedenen Verkehrswege und die darauf abgewickelte Verkehrsleistung bekannt sein. Daraus soll dann auch die Zuordnung des Infrastrukturanteils zum Gütertransport und den einzelnen tkm ermöglicht werden. In den Tab. B.1.18 und B.1.19 sind für die Schweiz und Deutschland die Strassenlängen und die Transportleistungen wiedergegeben. Die Strassenlängenverteilung der Schweiz und Deutschland sind dabei durchaus vergleichbar, wenn die

Kategorien auch nicht identisch sind. Die Aufschlüsselung der deutschen Zahlen zeigt damit deutlich, dass auf den Autobahnen ein grosser Anteil der Verkehrsleistung erbracht wird, obwohl das Streckennetz sehr kurz ist. Es wäre nun möglich, für jeden Strassentyp die durchschnittliche spezifische Transportleistung für Güter- und Personentransport zu bestimmen und damit zurechenbare Infrastrukturaufwände zu ermitteln. Da jedoch das Autobahnnetz nur zusammen mit dem regionalen Netz seine Vorzüge ausspielen kann, wird hier die gesamte Verkehrsleistung aufs gesamte Netz umgelegt.

		Autobahn	Bundesstrasse	Landesstrasse	Kreisstrasse	Gemeindestrasse	Total
Netzlänge (a)	km	8822	31063	63299	70677	329'000	502'861
< 2.8 t (b)	Mrd. Fzkm/a	2.4	1.6	1.2	0.7	1.7	7.6
> 2.8 t (b)	Mrd. Fzkm/a	12.1	4.8	3.2	1.9	4.8	26.8
		Fernverkehr		Nahverkehr			
Transportleistung (c)	Mrd. tkm	120.4		49.4			169.8
Transportleistung (c)	Mrd. Pkm						661.5

Tab. B.1.18: Strassenlängen und Transportleistung in Westdeutschland 1985 resp. 1990
 (a) Stand 1990, Westdeutschland <SBW 1993>
 (b) Laufleistung West-Deutschland im Jahre 1985 <Gierse 1992>
 (c) Güter resp. Personentransportleistung auf den Strassen West-Deutschlands 1990 <UBA 1993>

	Beschreibung der Kategorien	Zugeordnete Streckenlängen [km]
Autobahn	Kreuzungsfreie Hochleistungsstrasse; Fahrtrichtungen getrennt; mindestens 4-spurig ausgebaut; Breite rund 23 m	1'500 ¹⁾
1. Klass-Strasse	Gut ausgebaute Sammelstrasse; meist Kantonsstrasse; Breite rund 7.5 m	9'000 ²⁾
2. Klass-Strasse	Gut ausgebaute Sammel- oder Erschliessungsstrasse; Kantons- oder Gemeindestrasse; Breite mindestens 4 m, meist rund 6.5 m	33'400 ²⁾
3. Klass-Strasse	Gut ausgebaute Erschliessungsstrasse; meist Gemeinde- oder Ortsverbindungsstrasse; Breite mindestens 2.5 m, meist rund 5 m	27'100 ²⁾
Total		71'000 ²⁾
Strassentunnel		169
Gütertransport	Bezugsjahr 1989 <BfS 1991b>	11.941 Mrd. tkm
Personentransporte	Bezugsjahr 1989 <BfS 1991b>	94.78 Mrd. Pkm (privat) 4.595 Mrd Pkm (öffentlich)

Tab. B.1.19: Strassenlängen in der Schweiz zwischen 1989 und 1991; ¹⁾: Streckennetz 1991 = 1'502 km, <BfS 1992>;
²⁾: Kantonsstrassen = 18'000 km, Gemeindestrassen = 51'000 km, <Greenpeace 1991>; ³⁾: Streckennetz 1989 = 70'926 km, <BFS 1990>

Für die Aufteilung des Strassenbaus resp. -unterhalts auf Güter- und Personentransporte wird die Brutto-tkm-Leistung (Btkm) verwendet. Es existieren daneben die verschiedensten Ansätze nach Fläche, Aufenthaltsdauer, Abnutzung etc., welche Anteile des Güterverkehrs an der Strassenbeanspruchung zwischen 11 und 99% ergeben <Hey et al. 1992, Stiller 1993>. Die Aufteilung nach Flächenbelegung ergibt den kleinsten Anteil, da Lkw's nicht proportional zur Nutzlast grösser werden und die Berücksichtigung der Strassenabnutzung, welche mit der Achslast in der dritten oder vierten Potenz steigt, ergibt den grössten Faktor.

Für die Umrechnung von Netto-tkm auf Brutto-tkm wird beim Personenverkehr ein mitgeführtes Fahrzeuggewicht pro Pkm von 700kg berücksichtigt (Auslastung Pkw 1.46 P <UBA 1993>). Beim Gütertransport wird berücksichtigt, dass für Kleinlast bis Lkw die Zuladung nach Tab. B.1.17 etwa dem Fahrzeuggewicht entspricht (also 2 Btkm pro tkm) und bei den Lieferwagen, welche an der tkm-Leistung in der Schweiz 1984 einen Anteil von 6% hatten <BFS 1986>, wurde ein dreifaches Fahrzeuggewicht gegenüber der Zuladung berücksichtigt (Tab. B.1.20).

		West-Deutschland		Schweiz	
Strassenlänge total	km	502'861		71'000	
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	169.8		11.941	
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	661.5		99.375	
Güterverkehrsleistung	Mrd. Btkm	360		25.3	
Personenverkehrsleistung	Mrd. Btkm	496		74.5	
Anteil Güterverkehr	%	42%		25%	
		km/Mrd. Btkm	m*a/Mio.tkm	km/Mrd. Btkm	m*a/Mio.tkm
Autobahn		10.3	21.8	15	31.8
Bundesstrasse/1.Kl.		36.3	77	90	190.7
Landesstrasse		73.9	156.7		
Kreisstrasse/2.Kl.		82.6	175.1	334.7	709.1
Gemeindestrasse/3.Kl.		384	814.1	271.5	575.2
Total		587.5	1'245.6	711.4	1'507.3

Tab. B.1.20: Anteil des Güterverkehrs an der Brutto-tkm-Leistung und die beanspruchte Strassenlänge pro Btkm.

1.3.2 Herstellung und Unterhalt der Fahrmittel

Bau

Als Referenz gilt in diesem Fall die neuste Generation von Fahrzeugen (anfangs der neunziger Jahre) von drei verschiedenen Herstellern. Dadurch erscheinen sowohl beim Leergewicht der Fahrzeuge, als auch beim Unterhaltsaufwand z.T. untypisch niedrige Zahlen. Es kann also angenommen werden, dass die angegebenen Werte eher zu klein sind, die Grössenordnung jedoch stimmt. Für Fahrzeuge mit speziellen Einsatzgebieten (z.B. Baustellenkiestransporter, Kipper, Kehrtrichterfahrzeuge) und solche mit mehr als einer angetriebenen Achse sind die Angaben nicht repräsentativ, da diese Spezifikationen einiges an Mehrgewicht verursachen.

Stahl und Eisen dominieren die Materialbilanz der Nutzfahrzeuge und werden primär im Fahrwerk und für den Motor eingesetzt. Daneben finden sich jedoch eine grosse Anzahl verschiedener Materialien. Aluminium stammt vom Aufbau bzw. der Ladebrücke. Kunststoffe sind im Innenraum und in den Verkleidungsteilen der Karosserie vertreten. Beim Gummianteil sind die Reifen dominant. Holz wird in verleimter Form als Boden für die Ladebrücke verwendet.

Die Grunddaten dieses Kapitels stützen sich auf die Arbeit <Elsener et al. 1993>. 50% der Lieferwagen sind Katalysatorfahrzeuge. Katalysatorgewicht und Zusammensetzung können <Müller 1992> oder <BUWAL 1988> entnommen werden (1.6g Pt, 0.3g Rh pro Katalysator). Der Recyclinganteil beträgt gemäss <Aegerter et al. 1996>, die sich auf <Cowley 1995> abstützen, rund 17% bei Platin, 12% bei Palladium und 10% bei Rhodium. Es wird angenommen, dass pro Lebensdauer 3 Katalysatoren verbraucht werden.

	Lieferwagen ⁴⁾ [kg]	Kleinlaster ⁵⁾ [kg]	Lkw ⁵⁾ [kg]	Anhänger ⁶⁾ [kg]	40t-Lkw ³⁾ [kg]
Stahl und Eisen	1174	2652	4622	2580	11'200
Aluminium	84	275	366	170	900
Nichteisenmetalle	27 ¹⁾	156 ²⁾	333 ²⁾		720 ²⁾
Kunststoffe	120	159	230	120	550
Gummi	72	180	492	130	1'100
Glas	45	30	60		80
Lacke	12	12	41		100
Textilien		4	35		50
Holzfasernstoffe		262	390	400	900
Sonstige ⁷⁾	54	54	163		400
Platin	0.0013 ⁸⁾				
Rhodium	0.00026 ⁸⁾				
Wasser	48'000	114'000	202'000	102'000	480'000
Total	1588	3784	6732	3400	16'000

Tab. B.1.21: Materialvektor verschiedener Nutzfahrzeuge <IVECO, 1992>, <KRAPP, 1993>, <DeLuchi, 1991>; ¹⁾: Kupfer; ²⁾: Verschiedene (als 30% Kupfer und 70% Stahl hochlegiert verbucht); ³⁾: abgeschätzt; ⁴⁾: <DeLuchi 1991>; ⁵⁾: <IVECO 1993>, <KRAPP 1993>; ⁶⁾: <KRAPP 1993>; ⁷⁾: wird im folgenden als Stahl verbucht; ⁸⁾: 33% der Lieferwagen mit je 3 Katalysatoren pro Lebensdauer, Angaben aus <BUWAL 1988>, <Müller 1992>, Anteil Recycling: Pt:17%, Rh: 10% <Aegerter et al. 1996>

Pro Pkw werden gemäss <UBA 1993> 30m³ Frischwasser verbraucht. Dieser Verbrauch wird mit 30m³ Wasser pro t Fahrzeuggewicht berücksichtigt.

Bei der Ausrüstung des Anhängers und des Aufbaus (Blachengestell) handelt es sich um eine Grundausrüstung. Ein fester Aufbau oder Spezialanhänger würden mindestens 20% mehr Material beanspruchen. Lkw und Anhänger bilden zusammen einen Anhängerzug. Auf die weitere separate Betrachtung des Anhängers wird verzichtet. Der Kleinlaster wird nicht weiter berücksichtigt. Das 16t Fahrzeug mit Anhänger entspricht dem 28t Fahrzeug ohne Anhänger.

Beim Stahlverbrauch wird angenommen, dass 90% unlegiert und 10% niedriglegiert sind. Die NMVOC-Emissionen werden durch die Verknüpfung des Lackes mit dem Basismodul Alkydharzlack berücksichtigt.

[g/tkm]	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Stahl unlegiert	15.75	2.11	1.76	1.44
Stahl niedriglegiert	1.67	0.23	0.19	0.15
Stahl hochlegiert		0.16	0.088	0.10
Aluminium	1.19	0.18	0.14	0.12
Kupfer	0.38	0.049	0.026	0.030
Kunststoffe	1.70	0.112	0.093	0.075
Gummi	1.02	0.24	0.16	0.15
Glas	0.64	0.029	0.016	0.011
Lacke	0.17	0.020	0.011	0.014
Textilien		0.017	0.009	0.007
Holzfaserstoffe		0.19	0.21	0.12
Platin	1.84E-05			
Palladium	3.69E-06			
Wasser	681	98	80	66
Total	22.52	3.33	2.71	2.22

Tab. B.1.22: Materialaufwand für die Herstellung pro tkm Transportleistung

Für Lkw sind keine Energieaufwendungen in der Produktion bekannt, weshalb die Daten der Pkw-Produktion für alle Strassenfahrzeuge verwendet werden müssen. Die einfachere Konstruktion gegenüber Pkws mit grösseren Teilen und das Chassis anstelle der selbsttragenden Karrosserie dürften den Energieaufwand eher verkleinern, die Kleinserien dafür wieder steigern. Mit den Angaben in <SBW 1993> lässt sich pro Durchschnittsfahrzeug ein direkter Energieaufwand von rund 22MJ_{Primärenergie}/kg errechnen. <DeLuchi 1991> gibt für die USA einen Durchschnitt von 11.6 MJ_{Endenergie}/kg an. An anderer Stelle wird ein Wert von 21 MJ/kg <Brown 1985> genannt. <Ebersberger et al. 1992> und <Schäper et al. 1991> geben Werte zwischen 23.5 und 32.5 MJ/kg an. Auf Endenergiebasis wird hier von 12 MJ/kg ausgegangen, wobei gemäss <UBA 1993> die Aufteilung nach Endenergien etwa mit 45% Strom, 41% Gas, 7% Oel und 7% Kohle angenommen werden kann. <DeLuchi 1991> gibt höhere Kohle- und tiefere Stromanteile an.

Für den Transport der Lieferwagen vom Produktionsstandort in die Schweiz werden in Maibach et al. <1995> pro Fahrzeug 1'120 tkm Bahn, 11'000 tkm Hochseefrachter und 240 tkm Lkw 28t ausgewiesen. In Tab. B.1.23 sind diese Werte auf 1 tkm bezogen (Laufleistung und Zuladung siehe Tab. B.1.17). Die Lieferwagen sind gemäss Maibach et al. <1995> zu 73% europäischer, zu 24% japanischer und zu 3% US-amerikanischer Herkunft.

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Strom Mittelspannung in UCPTE	kJ/tkm	122	17.6	14.4	11.7
Gas in Industriefeuerung	kJ/tkm	111	16.0	13.1	10.7
Oel in Industriefeuerung	kJ/tkm	18.9	2.7	2.2	1.8
Kohle in Industriefeuerung	kJ/tkm	18.9	2.7	2.2	1.8
Total	kJ/tkm	270	39	32	26
Transport Schiene	tkm/tkm	0.016			
Transport Hochseefrachter	tkm/tkm	0.156			
Transport Lkw 28t	tkm/tkm	0.0034			

Tab. B.1.23: Spezifischer Endenergieaufwand durch die Herstellung der Fahrzeuge sowie Bedarf Transportleistungen von den Produktionsstandorten (Europa, Fernost, USA) nach Europa bezogen auf 1tkm Transportleistung, Quellen und Annahmen siehe Text

Unterhalt

Wie schon bei der Herstellung gilt auch hier eine grosse Diversität zwischen den Fahrzeugen. Die Wartungsintervalle sind von Fahrzeug zu Fahrzeug verschieden. Zudem ist auch der Einsatzzweck von entscheidender Bedeutung, denn weniger beanspruchte Fahrzeuge müssen weniger Service durchführen lassen und haben auch einen geringeren Reifenverschleiss.

Fahrzeuge, die spezifisch und nur in bestimmten Bereichen des Güterverkehrs (wie Tiefkühlanhänger, Kipper, Kehrtraktoren usw.) eingesetzt werden, haben in der Regel einen höheren Unterhaltsaufwand. Sie sind in den folgenden Resultaten ebenso wie Reparatur- und Revisionsarbeiten (Motor und Getriebe) nicht berücksichtigt.

Zur **Wartung** eines Fahrzeugs gehören folgende Arbeiten:

- Ölwechsel (Getriebe und Motor)
- Schmierstoffe (von Lagern etc.)
- Öl- und Luftfilterwechsel und andere Papierfilter (Treibstofffilter u.ä.)
- Kontrollieren und Nachfüllen der Flüssigkeiten für Scheibenwaschanlage und Kühlwasser
- Reinigungsarbeiten
- Auswechseln von Verschleisssteilen wie Bremsklötzen, Auspuffe. Ohne Kupplung (nur Beläge, wenig Material und lange Haltbarkeit)
- Reifenwechsel.

Als Basis zu den Berechnungen des Materialaufwands für den Unterhalt der Fahrzeuge wurden einerseits die "Selbstkosten des Güterverkehrs mit Nutzfahrzeugen" <ASTAG 1990> und andererseits Servicepläne und direkte Auskünfte <IVECO 1993> verwendet.

Je nach Wartungszyklen der Fahrzeuge und Qualität des verwendeten Materials bestehen erhebliche Unterschiede bezüglich des Aufwandes. Die in Tab. B.1.24 genannten Werte gelten für den Überland Einsatz d.h. ca. 70'000km/Jahr (Lieferwagen 30'000 km/a). Die Laufleistungen der Reifen hängen von der Anzahl (angetriebener) Achsen der Fahrzeuge, vom Gesamtgewicht und vom Einsatzgebiet ab (durchschnittlich gefahrene Strecken, dadurch bedingtes Anfahren und Stoppen). Der Pneubedarf wurde Tab.B1.16 entnommen.

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t ⁵⁾
Öl ¹¹⁾	kg	18	72	72	100
Fett ^{1), 11)}	kg	8 ²⁾	29	36	50
Ölfilter ⁷⁾	Stk	3.6	4	4	4
Luftfilter ^{3), 9)}	Stk	0.9	4	4	4
Auspuff ^{4), 10)}	Stk	0.3	0.3	0.3	0.3
Satz Bremsklötze ⁸⁾	Stk	1.4	0.6	0.6	0.6
Batterien [Ah] ⁶⁾	Stk	0.5 [110]	0.5 [280]	0.5 [280]	0.5
Reifen ¹²⁾	Stk	31	43	86	100

Tab. B.1.24: Wartungsmaterial für Nutzfahrzeuge pro 30'000km (Lieferwagen) resp. 70'000km (Lkw) <IVECO, 1993>;
¹⁾: <ASTAG 1991>; ²⁾: Dem Öl entsprechend heruntergerechnet; ³⁾: inklusive andere Papierfilter; ⁴⁾: von 16t - Lkw übernommen; ⁵⁾: geschätzt; ⁶⁾: Batterie = 60% Blei, 35% Flüssigkeit, 5% Kunststoff [eigene Annahme]; ⁷⁾: Ölfilter :Stk. 1kg, 100g Papier, Rest Stahl. Für Lieferwagen 0.5kg; ⁸⁾: Bremsklötze nach Grössenangaben 100% Stahl; ⁹⁾: Luftfilter 1kg Papier <IVECO 1993>; ¹⁰⁾: Auspuff für 40 t = 40kg, 28t = 30 kg, Lieferwagen = 10 kg <FORD, 1993>; ¹¹⁾: wird als Heizöl Petro bilanziert; ¹²⁾: Reifen während ganzer Lebensdauer (Lieferwagen 9 kg, Lkw 16/28t 31kg, Lkw 40t 55kg, Anteil Stahl = 16.8% <Oser 1992>, <ASTAG 1991>, <Boustead et al. 1979>)

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Diesel	g/tkm	2.9	0.38	0.22	0.16
Stahl niedriglegiert	g/tkm	5.9	0.28	0.28	0.17
Papier	g/tkm	0.14	0.017	0.009	0.005
Blei	g/tkm	4.2	0.69	0.38	0.19
Polypropylen	g/tkm	0.31	0.069	0.037	0.019
Gummi	g/tkm	26	4.2	4.5	4.8

Tab. B.1.25: Spezifische Materialaufwendungen im Betrieb (siehe Tab. B.1.24)

In <Boustead et al. 1979> werden für die Wartung direkte Energieaufwendungen angegeben, welche von mehreren Transportunternehmungen ermittelt wurden. Werden diese Angaben um 30% gekürzt, um Effizienzverbesserungen zu berücksichtigen, so bleiben 50 g Oel/km und 55 kJe/km. Es wird angenommen, dass die Garagen anteilig dem Oel- und Fettverbrauch frequentiert werden und der angegebene Energieverbrauch sich auf ein 28t Lkw bezieht. <Maibach et al. 1995> ermittelten ihre Werte auf der Basis der Produktions- und Wertschöpfungsstatistik nach Wirtschaftsklassen, Angaben über durchschnittliche Standzeiten der Fahrzeuge, die Anzahl der Fahrzeuge, deren jährlichen Fahrleistung sowie der durchschnittlichen Zuladung (siehe Tab. B.1.17) berechnet. Es werden die Daten aus <Maibach et al. 1995> weiterverwendet. Sie weisen pro Fzkm für Lieferwagen 201kJ_{th} und 56kJ_e sowie für Lkw 29.3kJ_e und 105kJ_{th} aus. Für die Bereitstellung der thermischen Energie wird eine Ölheizung angenommen.

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
<Boustead et al. 1979>					
Heizöl EL in Heizung 1MW	kJ/tkm	790	570	320	220
Strom Niederspannung UCPT	kJe/tkm	21	15.5	8.5	6
<Maibach et al. 1995>					
Heizöl EL in Heizung 1MW	kJ/tkm	670	27.6	15	7.8
Strom Niederspannung UCPT	kJe/tkm	187	7.7	4.2	2.2
dieses Projekt					
Heizöl EL in Heizung 1MW	kJ/tkm	670	27.6	15	7.8
Strom Niederspannung UCPT	kJe/tkm	190	7.7	4.2	2.2

Tab. B.1.26: Energieverbrauch der Garagen gemäss verschiedenen Quellen

In <Hoffmann 1993> wird der Energieverbrauch von Tankstellen mit Autowaschanlagen bilanziert. Da die Tankstellen zusammen mit der Kraftstoffbereitstellung in Kapitel IV berücksichtigt werden, wird an dieser Stelle nur der Energieaufwand der Waschanlage zum Vergleich mit den Zahlen aus Tab. B.1.26 aufgeführt. Für die Umrechnung der Werte aus Boustead et al. <1979> auf die verschiedenen Fahrzeugkategorien wird angenommen, dass der Waschaufwand proportional zum Kraftstoffverbrauch sei - die Lkw werden dadurch eher benachteiligt.

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Heizöl EL in Heizung 1MW	kJ/tkm	5.7	2.3	1.2	0.8
Strom Niederspannung UCPT	kJe/tkm	3.7	1.6	0.8	0.5

Tab. B.1.27: Energieverbrauch von Autowaschanlagen nach <Hoffmann 1993>

Der Energieaufwand für die Waschanlage ist wahrscheinlich in <Boustead et al. 1979> - neben der Beheizung und Beleuchtung von Einstellhallen und Reparaturwerkstätten - und sicher in <Maibach et al. 1995> bereits enthalten. Der Vergleich der Werte in Tabelle B 1.26 zeigt, dass der auf der Basis von <Boustead et al. 1979> errechnete Stromverbrauch eher zu tief, der Heizölverbrauch aber eher zu hoch eingeschätzt wurde. Da keine besseren Zahlen vorliegen, wird der Energieverbrauch für den Unterhalt von Strassenfahrzeugen von <Maibach et al. 1995> als grobe Schätzung übernommen. Wird dieser spezifische Bedarf auf die gesamte Verkehrsleistung der Lieferwagen und Lkw's hochgerechnet, resultiert ein jährlicher Heizölbedarf von rund 850TJ resp. ein jährlicher Elektrizitätsbedarf von 250 TJ (ca. 1% resp. ca. 0.4% des jährlichen Bedarfs des Sektors "Landwirtschaft und Gewerbe").

Entsorgung

Energetisch gesehen fällt die Entsorgung der Fahrzeuge nicht ins Gewicht. Ein Forscherteam der Universität München <Ebersberger et al. 1992> kommt zum Schluss: "Die Energieaufwendungen für die Fahrzeugentsorgung beeinflussen den gesamten kumulierten Energieaufwand nur minimal". Im Wert von 2 MJ/kg sind der Transportaufwand zur Schrottsammelstelle, die Demontage und die Wiederverwertung bis hin zur Deponierung der nicht verwertbaren Rückstände enthalten. Der Aufwand für die Demontage eines Lkw ist im Verhältnis kaum grösser als jene eines Pkw und die Materialdiversivität ist eher kleiner. Deshalb liegt der Schluss nahe, diese Aussage auf die Entsorgung von Lkws zu übertragen.

Es wird angenommen, dass mit Ausnahme des Stahls, der ins Recycling geht, alles deponiert wird. Der Abtransport wird vernachlässigt.

	Einheit	Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Abfälle in Reaktordeponie	g/tkm	5.1	0.84	0.67	0.53

Tab. B.1.27: Abfälle aus der Fahrzeugentsorgung auf die Deponie.

Zusammenstellung

Die Zusammenstellung der Aufwendungen und Belastungen durch den Fahrzeugbau und -unterhalt sind in Tab.B.1.28 zu finden. Auf der Energieseite zeigt es sich, dass der Oelverbrauch der Servicegaragen einen dominierenden Einfluss auf die Energiebilanz ausübt. Generell sinkt der Aufwand und die Belastungen mit zunehmender Fahrzeuggrösse stark.

pro tkm	Einheit	Lieferwagen	16 t	28 t	40 t
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	t	2.9E-06	3.8E-07	2.2E-07	1.6E-07
Stahl unlegiert	kg	1.6E-02	2.1E-03	1.8E-03	1.4E-03
Stahl niedriglegiert	kg	7.6E-03	5.10E-04	4.7E-04	3.2E-04
Stahl hochlegiert	kg		1.60E-04	8.8E-05	1.0E-04
Aluminium 0% Rec.	kg	1.2E-03	1.8E-04	1.4E-04	1.2E-04
Kupfer	kg	3.8E-04	4.9E-05	2.6E-05	3.0E-05
Polypropylen	kg	3.1E-04	6.9E-05	3.7E-05	1.9E-05
PE(HD)	kg	1.7E-03	1.1E-04	9.3E-05	7.5E-05
EPDM-Gummi	kg	2.7E-02	4.4E-03	4.7E-03	5.0E-03
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	6.4E-04	2.9E-05	1.6E-05	1.1E-05
Alkydharzlack	kg	1.7E-04	2.0E-05	1.1E-05	1.4E-05
Holzbaustoff Brettschichtholz	kg		1.9E-04	2.1E-04	1.2E-04
Platin ab Anreicherung	kg	1.8E-08			
Rhodium ab Anreicherung	kg	3.7E-09			
Papier	kg	1.4E-04	1.7E-05	9.0E-06	5.0E-06
Blei	kg	4.2E-03	6.9E-04	3.8E-04	1.9E-04
Wasser	kg	0.68	9.8E-02	8.0E-02	6.6E-02
Strom Niederspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.9E-07	7.7E-09	4.2E-09	2.2E-09
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.2E-07	1.8E-08	1.4E-08	1.2E-08
Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro	TJ	1.1E-07	1.6E-08	1.3E-08	1.1E-08
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	6.9E-07	3.0E-08	1.7E-08	9.6E-09
Industriekohlefeuerung 1-10 MW	TJ	1.9E-08	2.7E-09	2.2E-09	1.8E-09
Transport Schiene	tkm	0.016			
Transport Frachter Uebersee	tkm	0.156			
Transport Lkw 28 t	tkm	0.0034			
Abwärme in Luft p	TJ	3.1E-07	2.57E-08	1.82E-08	1.42E-08
Abfaelle in Reaktordeponie ¹⁾	kg	5.1E-03	8.4E-04	6.7E-04	5.3E-04

Tab. B.1.28: Material- und Energiebilanz für Strassenfahrzeuge im Gütertransport (Module Infra ...), ¹⁾: als Kunststoffe in Reaktordeponie verbucht

Qualität der Daten

Nicht bilanziert wurde die Infrastruktur der Service-Garagen, die Einstellhallen und prozessspezifische Emissionen des Fahrzeugbaus und -unterhalts. Es wurden vier Fahrzeugtypen als Fallbeispiele herausgegriffen und bilanziert; der Durchschnitt kann damit nicht repräsentiert werden.

Die meisten Angaben stammen aus einer Semesterarbeit <Elsener et al. 1993>. Wegen dem beschränkten Zeithorizont jener Arbeit, sind nicht alle Quantifizierungen breit abgestützt.

Die meisten Angaben zum 40t-Lkw sind geschätzt, da diese Fahrzeuge in <Elsener et al. 1993> nicht betrachtet wurden.

Trotzdem dürften die Materialzusammensetzung der Fahrzeuge zu untergeordneten Fehlern führen, während z.B. der v.a. für Lieferwagen bedeutende Energieaufwand in Servicegaragen mit grossen

Unsicherheiten behaftet ist. Die Angaben, welche zum Vergleich beigezogen werden konnten, sind als sehr grobe Abschätzungen zu verstehen. Zentraler Punkt der Bilanzierung ist hierbei die Allokation des Aufwandes auf die verschiedenen Fahrzeugtypen.

1.3.3 Infrastruktur Strasse

Flächenbedarf

Bei der Flächenbeanspruchung kann zwischen den Flächen für Haupt- und Nebenanlagen unterschieden werden. Die Hauptanlagen umfassen die eigentlichen Nutzflächen, welche die Fahrbahn und das Trottoir einschliessen und die Restflächen, welche z.B. Böschungen und Bankette einschliessen. Die Nebenanlagen umfassen z.B die Parkflächen <Hüsler et al. 1989>. Die Restflächen entsprechen Kat.III, Nutzflächen und Nebenanlagen werden als versiegelt (Kat.IV) betrachtet.

In <UBA 1993> wird die Nutzfläche für Strassen in Deutschland mit 3062 km² angegeben, was 0.0036m²a/Btkm oder 0.0076m²a/tkm entspricht.

In <Hüsler et al. 1989> wird für die Nutzfläche der Strassen in der Schweiz ein Wert von 457.84 km² ausgewiesen (0.0046m²a/Btkm oder 0.0097m²a/tkm). Zusätzlich werden 103.34 km² Restflächen und 168.4 km² Nebenanlagen ausgewiesen.

Wird angenommen, dass 70% der Flächen im dicht besiedelten Bereich mit einer Flächenkategorie III liegen (Rest Kat.II) so resultiert der nachfolgende Flächenbedarf, wenn von den Daten in <Hüsler et al. 1989> ausgegangen wird.

Fläche Kat.II->IV	0.004	m ² a/tkm
Fläche Kat.III->IV	0.0092	m ² a/tkm
Fläche Kat. II->III	0.0007	m ² a/tkm

Bau

Zum Strassenbau in der Schweiz wurden in <Elsener et al. 1993> Abschätzungen aufgrund von Fallbeispielen und Expertenbefragungen vorgenommen. In Maibach et al. <1995> werden detaillierte Angaben über den Aufbau von bituminösen und Betonstrassen gemacht. Diese neueren Daten werden hier grösstenteils übernommen. Die Bilanzierung erfolgt pro Strassenmeter und Jahr und unterscheidet zusätzlich nach Strassentyp. Mit der Strassenbeanspruchung aus Tab. B.1.20 können diese Angaben auf die erbrachte Transportleistung bezogen werden.

		Autobahn	1.Klass-Strasse	2.Klass-Strasse	3.Klass-Strasse	Einheit	Total
Strassenbedarf	m*a/Mio.tkm	31.8	190.7	709.1	575.2	m*a/Mio.tkm	1'507.30
<Elsener et al. 1993>							
gebrochene Steine ¹⁾	kg/m*a	315	54	43	20	g/tkm	62
Bitumen ¹⁾	kg/m*a	17	3	2.5	1	g/tkm	3.5
Kiessand ²⁾	kg/m*a	580	162	140	86	g/tkm	198
Diesel ³⁾	kg/m*a	2.86	1.18	0.76	0.42	g/tkm	1.1
<Maibach et al. 1995>							
Beton ⁴⁾	kg/m*a	37.1	0	0	0	g/tkm	1.2
Betonkies ⁴⁾	kg/m*a	470	146	105	70.9	g/tkm	158
Bitumen ⁴⁾	kg/m*a	15.4	4.83	3.11	2.14	g/tkm	4.8
Transport Lkw 40t	tkm/m*a	10.3	1.21	0.3	0.3	10 ⁻³ tkm/tkm	0.94
Diesel in Baumaschine ⁷⁾	MJ/m*a	192	60	33	23	kJ/tkm	54
<Stiller 1993>							
Frontlader-Raupe ⁵⁾	m ³ /m*a	2	0.2	0.15	0.1	dm ³ /tkm	0.27
<BUWAL 1995b>							
NMVOC ⁶⁾	kg/m*a	0.19	0.058	0.037	0.026	g/tkm	0.058

Tab. B.1.29: Bauaufwand für Strassen in der Schweiz; fett: Daten für dieses Projekt; ¹⁾: Lebensdauer Deckschicht Autobahn (6cm) 20a, 1.- und 2. Klass-Strasse (4cm) 25a, 3. Klass-Strasse (3cm) 30a, Tragschicht (4-16cm) generell 50a; ²⁾: Lebensdauer 50a; ³⁾: Dieserverbrauch in Baumaschinen und Lkw für Bau und Erneuerung, Lebensdauer 50a Neubau, Sanierungsintervall 25a; ⁴⁾: Anteil Betonstrassen 10%, Lebensdauer Deckschicht 15a, Tragschicht 40a, Fundationsschicht 100a, Recyclinganteil: Tragschicht 50%, Deck- und Fundationsschicht 0%; ⁵⁾: Erdbewegungen, Lebensdauer 116a; ⁶⁾: Emissionsfaktor 12kg NMVOC/t Bitumen; ⁷⁾: Dieserverbrauch in Baumaschinen und Lkw für Bau und Erneuerung

Gemäss <Käppeli 1992> benötigt das **Mischen von Bitumen** und Kiessand rund 9kg Diesel pro t Belag, was 185kg Diesel pro t Bitumen entspricht. Bei Strassenbelagsarbeiten werden rund 12kg NMVOC pro t Bitumen emittiert (Einbau 7.2kg/t, Voranstrich 4.8 kg/t) <BUWAL 1995b>.

Der zusätzliche Aufwand für Kunstbauten (Brücken und Tunnel) ist in diesen Daten noch nicht enthalten. Da die Kunstbauten insgesamt einen grossen Bauaufwand benötigen, soll hier eine Grobabschätzung vorgenommen werden. Sowohl für den Materialbedarf und Bauaufwand als auch für die Brücken- und Tunnellängen liegen kaum gesicherte Angaben vor. Aus <BFS 1991b> kann abgelesen werden, dass pro km Autobahn rund 75m Tunnel bestehen. <Stiller 1993> gibt bereits gemittelte Materialverbräuche für Brückenbau bei Autobahnen und Bundesstrassen an. Die schweizerischen Tunnel- und Brückenlängen pro Strassenkilometer dürften aus topographischen Gründen deutlich über jenen Deutschlands liegen.

Für den Bauaufwand von Strassentunnels liegen Angaben einzelner Projekte vor (2-spuriger Autotunnel in <Berger 1991>, Strassen- und Eisenbahntunnel in Maibach et al. <1995>). Der Aufwand für den Belag wurde hier nicht nochmals erfasst, da er etwa jenen der übrigen Strassen entsprechen dürfte.

		<Berger 1991>		<Maibach et al. 1995>	dieses Projekt
	Einheit	pro m	pro m*a	pro m*a	pro m*a
Bauaufwendungen:					
Transport Lkw	tkm	6'000	60	41.2	50
Strom Mittelspannung in UCPT	TJ	0.07	0.0007	0.000205	0.0005
Beton	kg	43'000	430	352	400
Stahl	kg	2'000	20	15	15
Beton in Inertstoffdeponie	kg			1960 (?)	400
Aushub in Inertstoffdeponie	kg	200'000	2'000	-	2000
Betrieb:					
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	-	-	8.65E-3	8.65E-3

Tab. B.1.30: Bauaufwand für Tunnel nach verschiedenen Quellen und Werte für dieses Projekt, Belagsarbeiten bereits beim Strassenbau berücksichtigt (Tab. B.1.29)

Die Brückenlänge in Deutschland für die einzelnen Strassenkategorien wird in <Stiller 1993> nicht ausgewiesen, da auch für Deutschland unsichere Hochrechnungen durchgeführt werden mussten. Die Angaben zum Brückenbau sind deshalb in Tab. B.1.31 auf den Strassenmeter bezogen.

	Autobahn	Bundesfernstrasse	Bundesstrasse
	kg/m*a	kg/m*a	kg/m*a
Beton	114	37.7	14.9
Stahl	6.5	2.15	0.85
davon Spannstahl	1	0.3	0.1

Tab. B.1.31: Materialbedarf für Brücken in Deutschland <Stiller 1993> bereits auf den Normalstrassenmeter bezogen, Lebensdauer Gründung 58a, Überbau 40a

Von den 115km Autobahntunnel in der Schweiz sind 52km als Doppelröhren ausgebildet, so dass die spezifische Tunnellänge 111m pro km Autobahn beträgt. Da in Resteuropa dieser Anteil deutlich tiefer liegen dürfte, wird hier 1m Tunnel pro 15m Autobahn unterstellt. Die anderen Strassenkategorien weisen spezifisch wesentlich geringere Tunnellängen auf und wurden ebenfalls geschätzt.

Für den Brückenbauaufwand kann aufgrund der verbauten Mengen Beton und Stahl ein zusätzlicher Strombedarf von 3 kJ/tkm, Transportaufwand (Lkw 40t) $0.5 \cdot 10^{-3}$ tkm/tkm und 10 kJ/tkm Diesel in Baumaschinen abgeschätzt werden.

		pro m*a	Autobahn	1.Klass-Strasse	2.Klass-Strasse	3.Klass-Strasse		Total
Tunnelanteil ¹⁾	m/km		67	6.7	0.7	0.7		Total
Strassenbedarf	m*a/Mio.tkm		31.8	190.7	709.1	575.2	m*a/Mio.tkm	1'507.30
Tunnel								
Bauaufwendungen:								
Transport Lkw 40t	tkm/m*a	50	3.35	0.335	0.035	0.035	10E-3tkm/tkm	0.22
Strom Mittelspannung UCPT	TJ/m*a	0.0005	0.000034	3.4E-06	3.5E-07	3.5E-07	kJ/tkm	2.2
Beton	kg/m*a	400	26.8	2.68	0.28	0.28	g/tkm	1.7
Stahl	kg/m*a	15	1.0	0.10	0.011	0.011	g/tkm	0.065
Aushub in Inertstoffdeponie	kg/m*a	2000	134	13.4	1.4	1.4	g/tkm	8.6
Betrieb:								
Strom Mittelspannung UCPT	TJ/m*a	8.65E-03	0.00058	5.8E-05	6.1E-06	6.1E-06	kJ/tkm	37
Brücken								
Beton	kg/m*a		120	40	15	15	g/tkm	31
Stahl unlegiert	kg/m*a		6	2	1	1	g/tkm	1.9
Stahl niedriglegiert	kg/m*a		1	0.3	0.1	0.1	g/tkm	0.22

Tab. B.1.32: Gewichteter Bauaufwand für Tunnel- und Brückenbau pro Normalstrassenkilometer sowie Betriebsaufwand für Tunnels; ¹⁾: Annahmen

Unterhalt

Im **Winterdienst** werden in der Schweiz rund 120'000t Streusalz und 150'000t Split ausgebracht <Greenpeace 1991>. Dies entspricht 2.5g Streusalz und 3.2g Split pro tkm. Das Streusalz wird in Form von 1g Na⁺ und 1.5g Cl in Vorfluter emittiert. Diese Werte widerspiegeln schweizerische Verhältnisse und dürften über jenen Europas liegen.

Aufgrund von kantonalen Angaben <Tiefbauamt Kanton Aargau 1992> wurde der Verbrauch an **Markierfarben** auf 4'000 bis 5'000t pro Jahr geschätzt. Pro tkm ergibt dies 0.1g Farbe. Es wird angenommen, dass davon 0.05g/tkm als NMVOC emittieren.

Für den Unterhalt der Strassen (Winterdienst, Bankette abtragen, Vermarkung, Wasserschäden, Entwässerung, Reinigung, Grünpflege, Signalisation, Werkhöfe etc.) werden weitere Aufwendungen nötig, welche aus kantonalen Angaben grob abgeschätzt wurden <Elsener et al. 1993>.

	Strassenbedarf	Unterhalt	
	m*a/Mio.tkm	Benzin in Pkw	Diesel in Baumaschine
		kg/m*a	kg/m*a
Autobahn	31.8	0.9	1.4
1.Klass-Strasse	190.7	0.08	0.09
2.Klass-Strasse	709.1	0.025	0.027
3.Klassstrasse	575.2	0.025	0.027
Total	1'507.3	g/tkm	g/tkm
		0.076	0.096

Tab. B.1.33: Benzin- und Dieserverbrauch für Unterhaltsarbeiten am Strassennetz <Elsener et al. 1993>. 0.096g Diesel/tkm entspricht 4.1 kJ Diesel/tkm, 0.076g/tkm entspricht 0.0012 km Pkw/tkm

Der Energieverbrauch für Strassenbeleuchtung, Tunnelbelüftung und den Betrieb von Nebenanlagen wird in der Schweiz statistisch nicht erfasst. In der Energiestatistik <BEW 1993> werden 1990 für die öffentliche Beleuchtung 454 GWhe und für die Belüftung und Beleuchtung von Tunnels und den Betrieb der Nebenanlagen von Strasse und Bahn 977 GWhe ausgewiesen. Da in diesen Angaben auch Telekommunikationsgebäude und z.T. Reisebüros berücksichtigt sind und einem konstanten Prozentsatz des Gesamtschweizerischen Stromverbrauchs entsprechen, müssen diese Zahlen als unsicher betrachtet werden. Es wird hier angenommen, dass die Beleuchtung der Strassen rund 400 GWh und die Beleuchtung und Belüftung der Tunnels und der Betrieb der Nebenanlagen 100 GWh benötigt. Dies entspricht rund 40kJe/tkm und liegt sehr nahe den hier ermittelten rund 37 kJ/tkm (siehe Tab. B.1.32).

Die Nebenanlagen (Raststätten, Werkhöfe, Tankstellen etc.) werden hier nicht bilanziert, obwohl in der Schweiz z.B. 85 Tankstellen pro Mrd.tkm stehen. Bei einem Bauvolumen von z.B. 1000m³ pro Tankstelle und einem Baugewicht von 500kg/m³ wären dies weitere 40g Baumaterialien pro tkm und somit nicht vernachlässigbar. Diese Handrechnung ist sehr spekulativ, zeigt aber, dass es sich hier nur um eine untere Abschätzung des effektiven Aufwandes handelt.

Entsorgung

Das Recycling von Strassenbelägen wurde in den letzten Jahren gestartet und dürfte in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Es wird hier angenommen, dass von den eingebrachten 200g Material/tkm 50% wieder entfernt und 50% davon vor Ort aufbereitet und wieder eingebaut werden. Damit bleiben 50g in Deponie/tkm dessen Abtransport 0.001tkm/tkm Lkw 40t benötigt.

Zusammenstellung

Mit den vorliegenden Bilanzdaten, welche in Tab. B.1.34 zusammengestellt sind, wird schnell ersichtlich, dass der Betriebsstromverbrauch für die Belüftung der Tunnels und die Beleuchtung relevant ist. Ebenfalls wichtig sind die Kunstbauten, welche in der Schweiz noch wesentlich relevanter sind als z.B. in Deutschland.

Qualität der Bilanzierung

Die Nebenanlagen konnten bzgl. Bauaufwand und thermischem Energiebedarf im Betrieb nicht erfasst werden. Die restlichen Prozesse wurden als Grobbilanz erfasst. Prozessspezifische Partikelemissionen in der Bauphase (ein Beispiel) wurden nicht bilanziert.

Das Strassennetz kann mit den vorhandenen Daten nicht auf wenige typische Strassentypen reduziert werden, was hier zur Aggregation nötig war. Als Quellen mussten Fallbeispiele und Expertenbefragungen und viele Hochrechnungen und Abschätzungen genügen.

Die als relevant identifizierten Kunstbauten und der Stromverbrauch im Betrieb konnten nur sehr ungenau erfasst werden, da statistisches Material in der Schweiz nicht vorliegt.

Die Methodik zur Zuteilung der Infrastruktur zum Güterverkehr (hier rund 25%) und zur Einbeziehung der verschiedenen Bauperioden und die angesetzten Lebensdauern beeinflussen die Resultate erheblich.

		pro tkm
Flaeche II-IV	m2a	0.004
Flaeche III-IV	m2a	0.0092
Flaeche II-III	m2a	0.0007
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	4.80E-06
Betonkies	kg	0.158
PE (HD)	kg	1.00E-04
Natriumchlorid	kg	2.50E-03
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	3.40E-02
Stahl niedriglegiert	kg	2.20E-04
Stahl unlegiert	kg	2.00E-03
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.20E-08
Aushub Frontladerraupe	m3	2.70E-04
Diesel in Baumaschine	TJ	6.80E-08
Transport Lkw 40 t	tkm	2.00E-03
Transport Pkw Westeuropa	km	1.20E-03
NMVOG p	kg	1.10E-04
Ion Natrium f	kg	1.00E-03
Chloride f	kg	1.50E-03
Abwaerme in Luft p	TJ	4.20E-08
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	5.90E-02

Tab. B.1.34: Infrastrukturaufwendungen pro tkm im Strassengüterverkehr

1.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro tkm		Lieferwagen	Lkw 16t	Lkw 28t	Lkw 40t
Benzin verbleit ab Regionallager Euro	t	1.23E-04			
Benzin bleifrei ab Regionallager Euro	t	1.10E-04			
Diesel ab Regionallager Euro	t	1.01E-04	8.00E-05	4.30E-05	2.40E-05
Infra Strasse Lkw,Lieferwagen	tkm	1.00E+00	1.00E+00	1.00E+00	1.00E+00
Infra Lkw 16 t Bau,Unterhalt	tkm		1.00E+00		
Infra Lkw 28 t Bau,Unterhalt	tkm			1.00E+00	
Infra Lkw 40 t Bau,Unterhalt	tkm				1.00E+00
Infra Lieferwagen <3.5 t Bau,Unterhalt	tkm	1.00E+00			
Emissionen Luft:					
CO2 Kohlendioxid m	kg	9.96E-01	2.51E-01	1.35E-01	7.56E-02
CO Kohlenmonoxid m	kg	3.45E-02	8.16E-04	3.74E-04	1.90E-04
SOx als SO2 m	kg	3.65E-04	2.08E-04	1.12E-04	6.24E-05
NOx Stickoxide als NO2 m	kg	6.99E-03	3.12E-03	1.72E-03	9.84E-04
N2O Lachgas m	kg	1.30E-04	3.52E-05	1.89E-05	1.06E-05
Partikel m	kg	3.13E-04	2.00E-04	9.46E-05	5.04E-05
NM VOC m	kg	3.93E-03	4.40E-04	1.85E-04	9.12E-05
CH4 Methan m	kg	1.78E-04	1.52E-05	5.59E-06	2.88E-06
Benzol m	kg	2.01E-04	8.00E-08	4.30E-08	2.40E-08
BaP Benzo(a)pyren m	kg	1.64E-08	4.00E-10	2.15E-10	1.20E-10
Pb Blei m	kg	2.10E-05	8.91E-09	9.30E-09	5.80E-09
Cd Cadmium m	kg	1.30E-08	2.10E-09	2.10E-09	1.30E-09
Pt Platin m	kg	2.20E-09			
Zn Zink m	kg	3.50E-05	5.50E-06	5.70E-06	3.60E-06
Abwaerme in Luft m	TJ	1.51E-05	3.64E-06	1.96E-06	1.09E-06

Tab. B.1.35: Energieverbrauch und Emissionen von Nutzfahrzeugen nach Gewichtskategorien getrennt, bezogen auf die Transportleistung in Tonnenkilometer bei 50% Auslastung der maximalen Nutzlast. # Verknüpfungen in Ecoinvent

1.5 Auswertung der Resultate

Die Verknüpfung der Eingabedaten des Gütertransports liefert kumulierte Werte des Ressourcenverbrauchs, des Material- und Prozessaufwands und der Emissionen. Die zusammengefassten Resultate, auf denen die folgende Resultatdiskussion aufbaut, sind in Tab. B.1.36 aufgeführt. Die vollständigen Resultattabellen befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate".

Die Systematik der zusammengefassten Resultattabellen wird im Kapitel III.6.2 beschrieben.

Die insgesamt freigesetzte Abwärme liegt bei den drei Lkw-Kategorien zwischen 2.1 und 5.2 MJ pro tkm. Ähnliche Werte wurden in früheren Studien ermittelt, z.B. in <GEMIS 1993> mit 2.5 MJ oder in <Heijningen et al. 1992> mit 3.8 MJ pro tkm.

Das grosse Gewicht der vorgelagerten Prozesse - in erster Linie die Fahrzeugherstellung und der Strassenbau - wird beim Vergleich der drei CO₂ Emissions-Kategorien (vgl. Tab. B.1.36) deutlich: der Anteil aus mobilen Quellen (Fahrzeugbetrieb) beträgt lediglich zwischen 58 und 75% der gesamten CO₂ Emissionen.

Um auch bei den übrigen Umweltbelastungen eine anteilmässige Aufteilung auf die drei Subsysteme Infrastruktur, Fahrzeugherstellung und direkte Einwirkungen zu untersuchen, werden im folgenden die Resultate des Lieferwagens und des 28t Lkw näher beleuchtet.

		Lieferwagen <3.5 t tkm	Lkw 16 t tkm	Lkw 28 t tkm	Lkw 40 t tkm
Ressourcen:					
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	0.033	0.0074	0.00455	0.0031
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	0.0137	0.00335	0.003	0.00283
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	0.00978	0.00567	0.00522	0.00499
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	0.012	0.00986	0.00962	0.00949
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	0.000065	6.25E-06	4.34E-06	3.39E-06
Rohoel	t	0.000471	0.000106	6.48E-05	0.000044
Materialeinsatz:					
Materialien	kg	0.367	0.23	0.224	0.221
Kalkstein	kg	0.0168	0.00696	0.00659	0.00636
Kies	kg	0.229	0.196	0.192	0.19
Stahl und Gusseisen	kg	0.0296	0.00586	0.00517	0.00449
Kupfer	kg	0.000473	5.97E-05	0.000034	3.66E-05
Transportleistungen:					
Transport Strasse	tkm	1.18	1.04	1.03	1.02
Transport Schiene	tkm	0.0947	0.0176	0.0114	0.00812
Transport Wasser	tkm	2.77	0.567	0.369	0.266
Abwaerme	TJ	2.44E-05	5.2E-06	3.14E-06	2.08E-06
Emissionen Luft:					
CO2 mobil	kg	1.03	0.259	0.14	0.079
CO2 prozessbedingt	kg	0.0588	0.0144	0.00966	0.00757
CO2 feuerungsbedingt	kg	0.455	0.0726	0.0577	0.0499
SOx	kg	0.00339	0.00073	0.000494	0.000391
NOx	kg	0.00872	0.00352	0.00202	0.00123
CH4	kg	0.00261	0.000534	0.000352	0.000259
NMVOc	kg	0.00952	0.00148	0.000895	0.000639
BTEX-Aromaten	kg	0.000285	7.17E-06	5.08E-06	4.82E-06
Benzo(a)Pyren	kg	1.99E-08	1.08E-09	8.13E-10	6.38E-10
HCl	kg	3.48E-05	6.05E-06	5.21E-06	4.8E-06
Hg	kg	2.09E-08	3.55E-09	2.68E-09	2.17E-09
Rn (inkl. Ra)	kBq	170	29.8	25.7	23.7
Emissionen Wasser:					
Chloride	kg	0.0157	0.00463	0.00347	0.00287
Sulfate	kg	0.00141	0.000273	0.00021	0.000175
Ammoniak als N	kg	3.92E-05	8.48E-06	5.05E-06	3.29E-06
Fette und Oele Sueswasser	kg	9.89E-06	1.94E-06	1.45E-06	1.21E-06
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.000428	9.61E-05	5.89E-05	0.00004
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	2.61E-05	5.86E-06	3.61E-06	2.47E-06
Zink	kg	3.77E-06	6.96E-07	5.63E-07	4.73E-07
Ra	kBq	0.0637	0.0115	0.00954	0.00861
Abfaelle:					
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.1	0.0675	0.0655	0.0643
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.0127	0.00241	0.00178	0.00149
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	0.00576	0.000967	0.000775	0.000625
Abfaelle in KVA	kg	0.00173	0.00026	0.000262	0.000269
Sonderabfaelle	kg	0.000457	0.000123	9.89E-05	8.72E-05
Abfaelle in Landfarming	kg	0.00289	0.000644	0.000395	0.000269

Tab. B.1.36: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse der vier strassengebundenen Gütertransportprozesse. Bezugsgrösse tkm. Die Auswahl der Kenngrössen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

Lieferwagen

Die Figuren B 1.2 bis B 1.5 zeigen die Aufteilung verschiedener Umweltbelastungen und Prozess-Kenngrössen nach vier Prozessstufen. Die Bereitstellung des Kraftstoffs (Diesel, Benzin unverbleit und verbleit) bis zur Zapfsäule ist unter Kraftstoff-Precombustion zusammengefasst. Die direkten Einwirkungen enthalten vorallem die Abgasemissionen sowie Verdampfungs- und Verschleiss-Emissionen (Reifenabrieb, Katalysator).

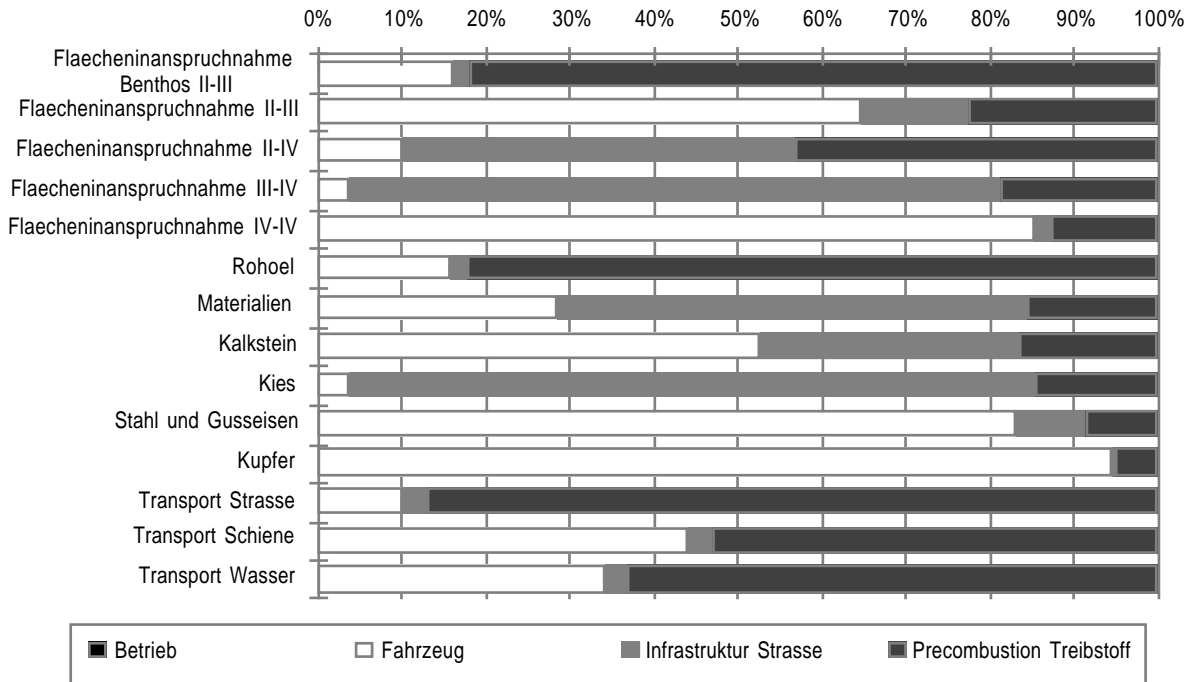


Fig. B.1.2: Anteile der vier Prozessstufen an Ressourcen- und Materialverbrauch sowie am Bedarf an Transportleistungen des Moduls "Transport Lieferwagen <3.5t"

Bei der Flächeninanspruchnahme stammen die grössten Anteile je nach Kategorie von der Treibstoffbereitstellung (Benthos, II-III), von der Fahrzeugherstellung (II-III) resp. vom Strassenbau (II-IV, III-IV). Insgesamt ist der Strassenbau bezogen auf die Transportleistung materialintensiver als der Bau der Fahrzeuge. Betrachtet man jedoch die einzelnen Materialien, so zeigen sich die relativ hohen Stahl- und Kupferbedarfe des Fahrzeugbaus. Die Transportleistungen werden vorwiegend durch die Treibstoffbereitstellung aber auch durch die Transporte der Neuwagen zum Kunden (40-45%) verursacht.

Die Aufteilung der Abwärmefreisetzung in Fig. B.1.3 zeigt, dass lediglich knapp 2/3 des gesamten nichterneuerbaren Energiebedarfs während des Betriebs umgewandelt wird. Fahrzeugherstellung und -unterhalt sowie Precombustion des Treibstoffs bestreiten zusammen mehr als 35%. CO₂-, NO_x-, Aromaten- und B(a)P-Emissionen werden zum überwiegenden Teil von den Motoren während des Betriebs ausgestossen, währenddem bei Methan und NMVOC der Fahrzeugbau und die Precombustion der Treibstoffe relevant sind. Die Verteilungen der SO_x- und CH₄-Emissionen machen deutlich, wie wichtig der Erdölsektor für die Emissionsbilanz der Lieferwagen ist. Die Verwendung von stark schwefelhaltigem Heizöl S in der Erdöl-Prozesskette und der Stahlverbrauch für den Fahrzeugbau tragen je rund 40% zu den gesamten SO_x-Emissionen bei.

HCl-, Hg- und Radonemissionen stammen vorwiegend aus der Strombereitstellung des Fahrzeugbaus und -unterhalts sowie der Precombustion.

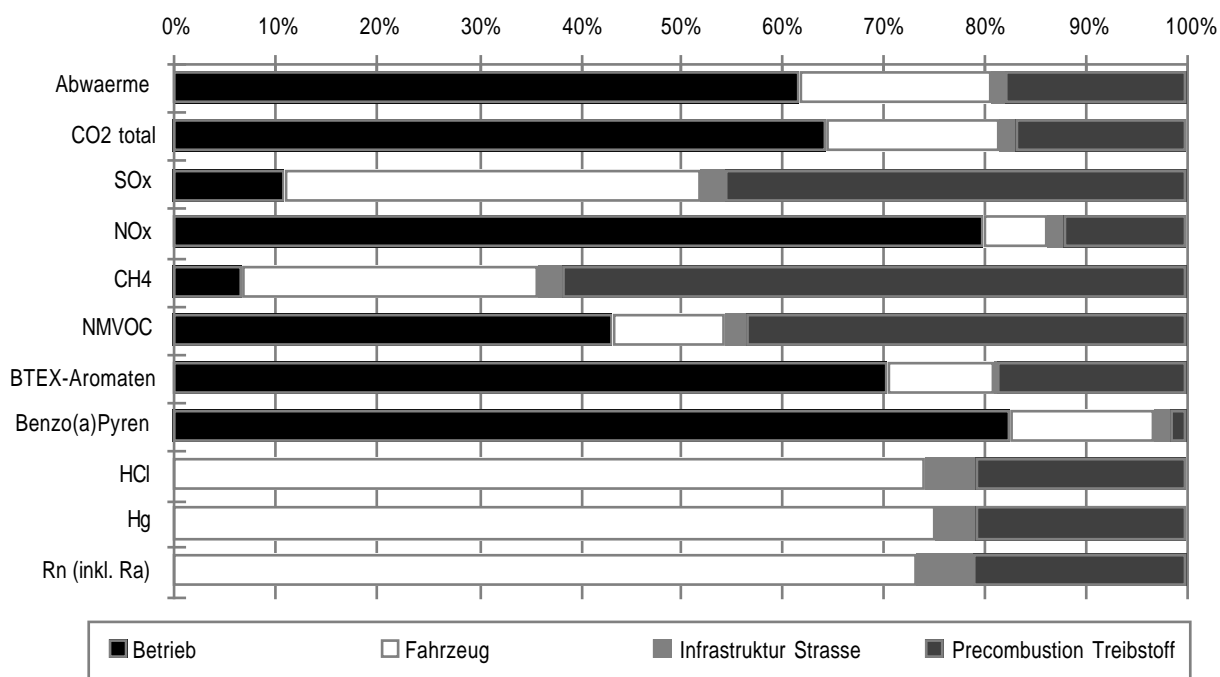


Fig. B.1.3: Anteile der vier Prozessstufen an ausgewählten Luftemissionen und Abwärme total des Moduls "Transport Lieferwagen <3.5t"

Durch den Fahrzeugbetrieb werden direkt keine Wasseremissionen emittiert, weshalb Fahrzeugbau und -unterhalt sowie Precombustion mit einer Ausnahme bei den Chloriden (Strassenunterhalt, Winterdienst) jeweils über 90% der Gesamtemissionen bestreiten. Die relativ hohen Anteile des Fahrzeugbaus bei den Zink-Emissionen ist auf die Emissionen der auf eine Reaktordeponie entsorgten Abfälle zurückzuführen.

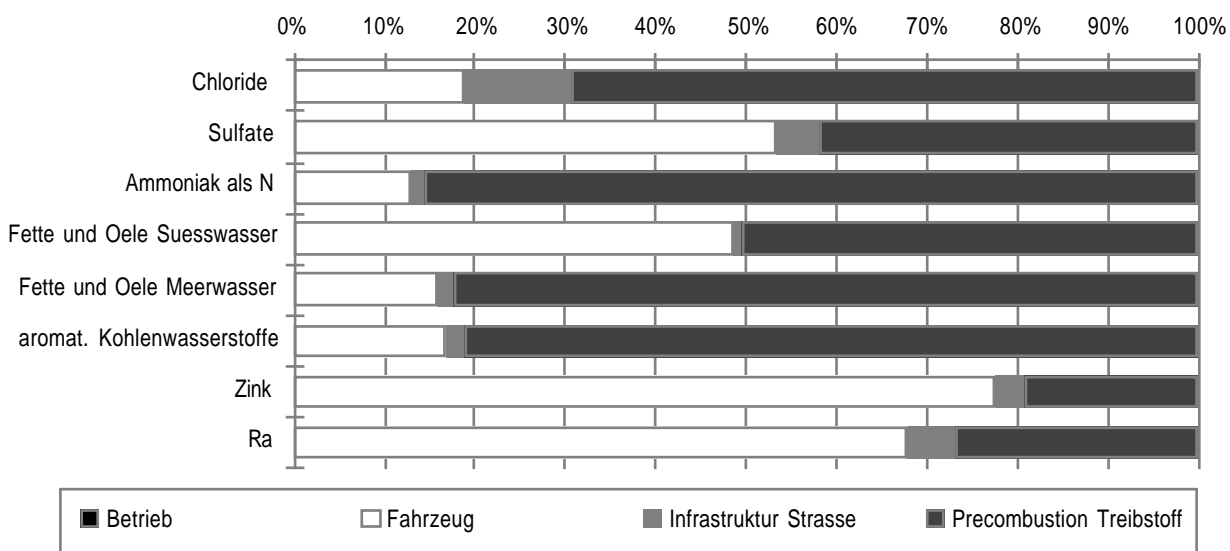


Fig. B.1.4: Anteile der vier Prozessstufen an ausgewählten Wasseremissionen des Moduls "Transport Lieferwagen <3.5t"

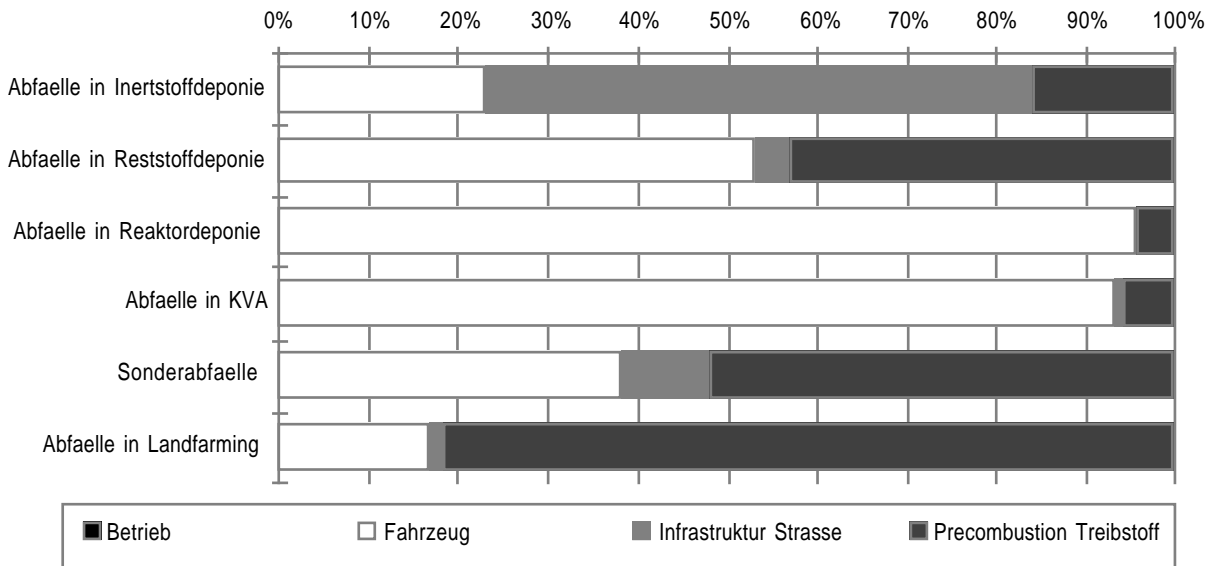


Fig. B.1.5: Anteile der vier Prozessstufen am Abfallaufkommen des Moduls "Transport Lieferwagen <3.5t"

Das Abfallaufkommen widerspiegelt die eingesetzten Materialien. Der Strassenbau weist bei den deponierten Inertstoffen einen hohen Anteil auf, währenddem die Treibstoff-Bereitstellung bei den Sonderabfällen und beim Landfarming (einer spezifischen Entsorgungstechnik der Erdölwirtschaft) grössere Anteile beisteuert. Ansonsten ist der Fahrzeugbau und -unterhalt dominierend. Bei den Abfällen sind vorallem die Mengen imposant (vgl. Fig. B.1.5). Bei einer angenommenen Transportleistung von 70'000tkm (rund 235'000km mit 0.3t Zuladung) entstehen ca. 7 Tonnen Inertstoffe pro Fahrzeubleben.

Lkw 28t

Stellvertretend für alle drei Lkw-Kategorien werden die Umwelteinwirkungen des 28t Lkw analysiert. Der Einfluss der Infrastruktur nimmt mit zunehmendem Fahrzeuggewicht etwas zu. Trotzdem gelten bei der hier gewählten Methodik für die beiden anderen Lkw-Kategorien (16t, 40t) sehr ähnliche Verhältnisse, wodurch alle relativen Aussagen übertragbar sind.

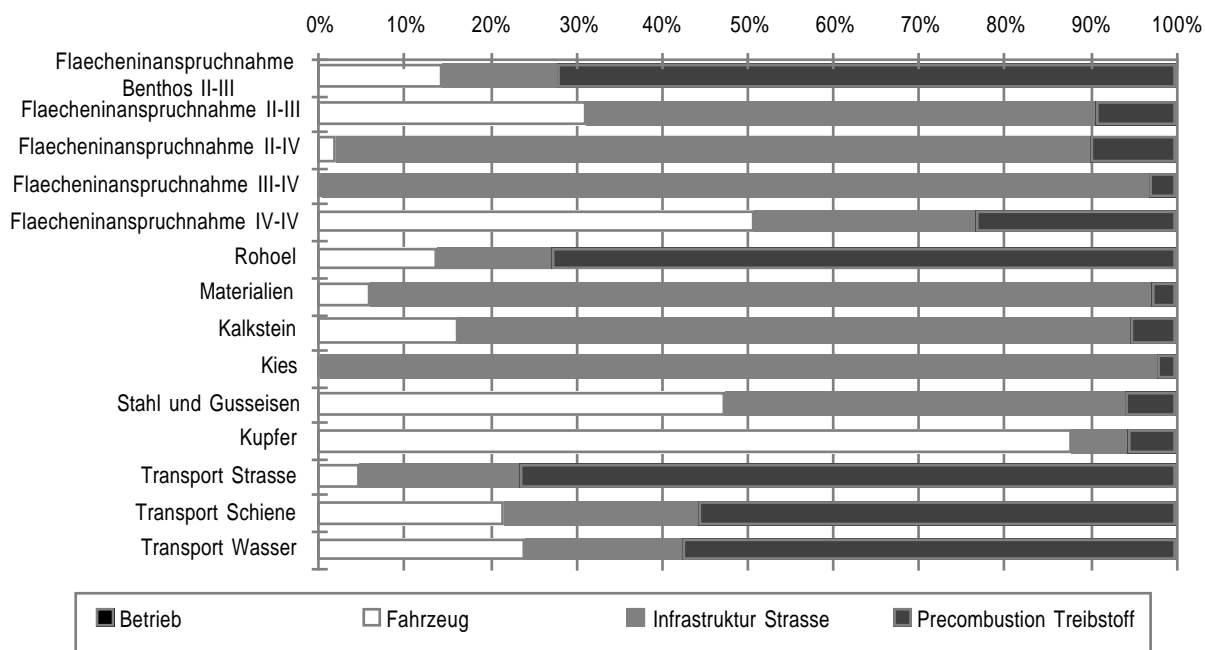


Fig. B.1.6: Anteile der vier Prozessstufen an Ressourcen- und Materialverbrauch sowie am Bedarf an Transportleistungen des Moduls "Transport Lkw 28 t"

Im Vergleich zum Lieferwagen ist der Anteil der Strasseninfrastruktur an den einzelnen Umwelteinwirkungen sowie bei den andern Kennziffern beim 28t Lkw deutlich höher (Fig. B 1.6-9). Dies beruht auf der Abnahme der direkten Umweltbelastungen pro Transportleistung mit zunehmender Fahrzeugmasse gegenüber einem konstantbleibenden Infrastrukturaufwand.

Die direkt freigesetzte Abwärme liegt bei ca. 60% des kumulierten Wertes. Die Brennstoffbereitstellung trägt hier auf Grund des weniger energieintensiven Treibstoffs Diesel lediglich gut 10% bei. Trotz des gegenüber Benzin erhöhten Schwefelgehalts von Diesel (1.3g/kg Diesel) liegen die direkten SO_x-Emissionen auch beim 28t Lkw mit knapp 25% relativ tief. Wie in Fig. B 1.7 ersichtlich wird, stammt beim Lkw rund 1/3 indirekten SO_x-Emissionen aus dem Erdölsektor. Zudem schlägt hier der Stahlverbrauch im Automobilbau ebenfalls stark zu Buche.

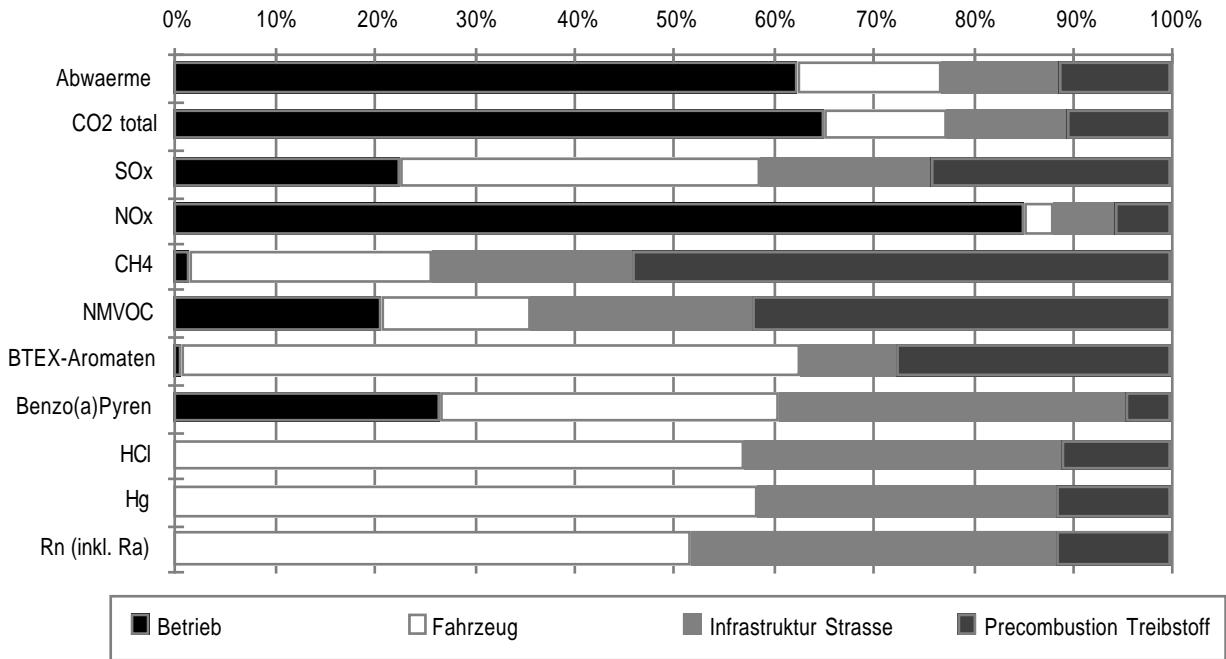


Fig. B.1.7: Anteile der vier Prozessstufen an ausgewählten Luftemissionen und Abwärme total des Moduls "Transport Lkw 28 t"

Die direkten Aromaten-Emissionen liegen beim 28t Lkw aufgrund des gegenüber Benzin geringen Benzolgehalts von Diesel viel tiefer als beim Lieferwagen. Aufgrund des gegenüber dem Lieferwagen geringeren spezifischen B(a)P-Emissionsfaktor ist der direkte Anteil der Benzo(a)pyrene für den Lkw geringer.

Die Verhältnisse bei den Wasseremissionen und den Abfällen sind, abgesehen vom höheren Strassen-Infrastrukturanteil, sehr ähnlich wie beim Lieferwagen.

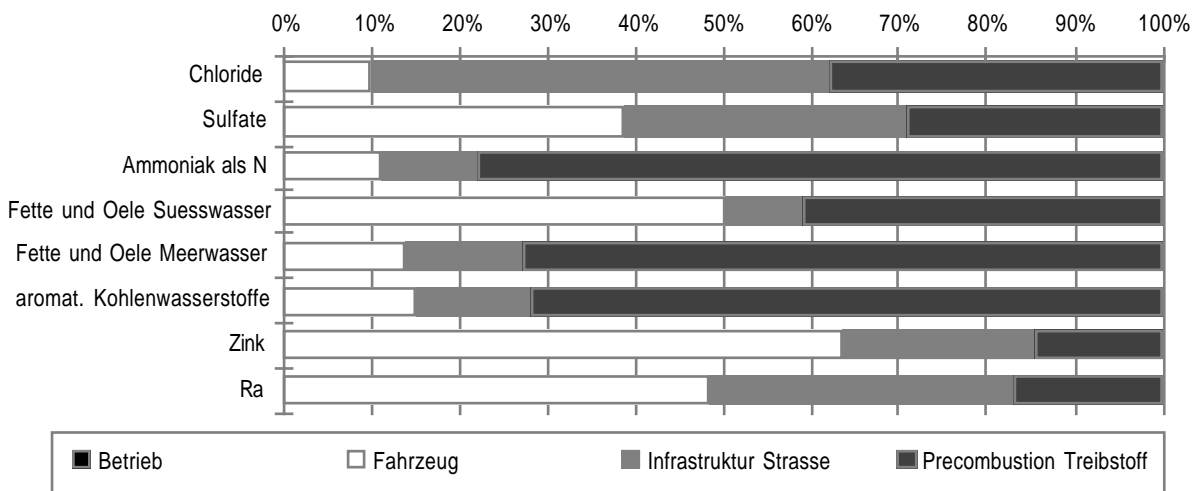


Fig. B.1.8: Anteile der vier Prozessstufen an ausgewählten Wasseremissionen des Moduls "Transport Lkw 28 t"

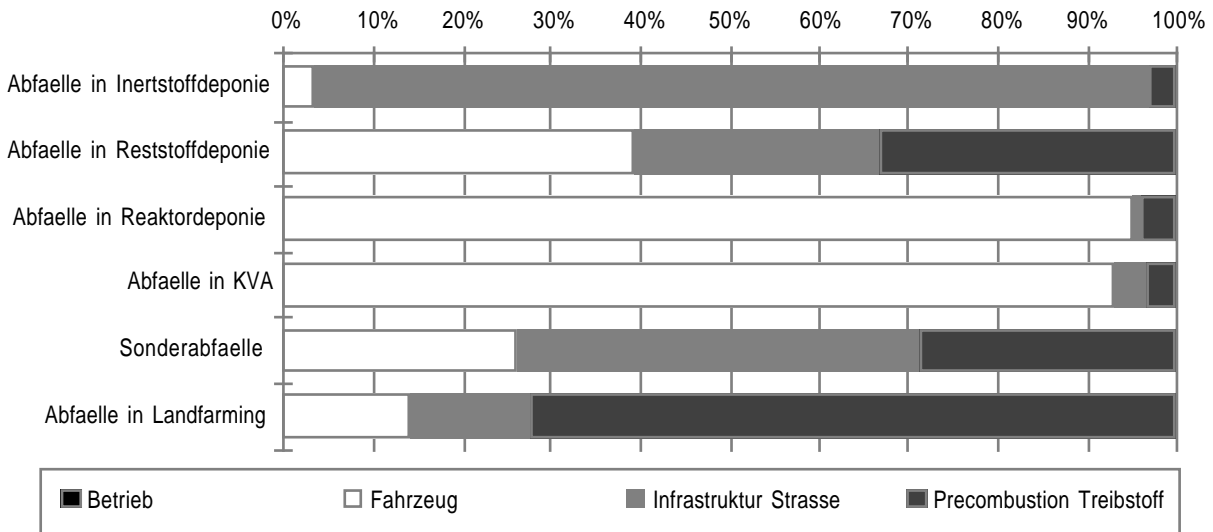


Fig. B.1.9: Anteile der vier Prozessstufen am Abfallaufkommen des Moduls "Transport Lkw 28 t"

Auf der Stufe "direkte Einwirkungen" entstehen aufgrund der gewählten Systemgrenzen (Unterhalt und Wartung sind beim Infrastruktur-Modul Fahrzeugpark verbucht) keine Abfälle. Der grosse Anteil des Fahrzeugparks an der Reaktordeponie ist auf die Shredderrückstände der Fahrzeugverschrottung zurück zu führen. Diese z.T. stark schwermetallhaltigen Rückstände müssen in der Schweiz in Zukunft in speziellen Resh-Verwertungsanlagen behandelt und verbrannt werden und somit als Abfälle in KVA oder Sonderabfallverbrennung verbucht werden müssten.

2. Bahntransport

2.1 Bilanzraum und Systemgrenzen

Die Eisenbahn wird als Güterverkehrsmittel vor allem über längere Distanzen und oft auch über mehrere Länder hinweg eingesetzt. Als Bilanzraum wird daher im Rahmen dieses Projektes West-Europa definiert.

Analog zum Strassengüterverkehr lässt sich auch das System "Bahntransport" in drei Hauptprozessketten unterteilen:

- Die erste Kette umschliesst alle Prozesse, die direkt mit dem Betrieb der Fahrzeuge gekoppelt sind, wobei hier der Strom- und Dieserverbrauch bzw. die daraus resultierenden Luftemissionen im Vordergrund stehen. Schnittstellen zu vorgelagerten Modulen stellen einerseits der Bezug von "Strom Hochspannung in UCPT" und andererseits der Diesel-Bezug ab Tankstelle dar. Die Emissionen, die durch Dieseldämpfe entstehen, werden wie bei den Lkw aufgrund der untergeordneten Bedeutung für Dieselmotoren vernachlässigt.
- Die zweite Kette umschliesst alle Prozesse, die mit dem Fahrzeugpark, also mit dem Bau, dem Unterhalt und der Entsorgung der Lokomotiven und Güterwagen verbunden sind.
- Die dritte Kette umfasst die ganze Infrastruktur wie Bau, Betrieb und Unterhalt von Schienennetz, Signalisationen, Weichenbeheizung, etc.

Die zweite und dritte Kette werden als indirekte Prozesse zusammengefasst, welche als Input verschiedene Materialien und Endenergieträger beziehen.

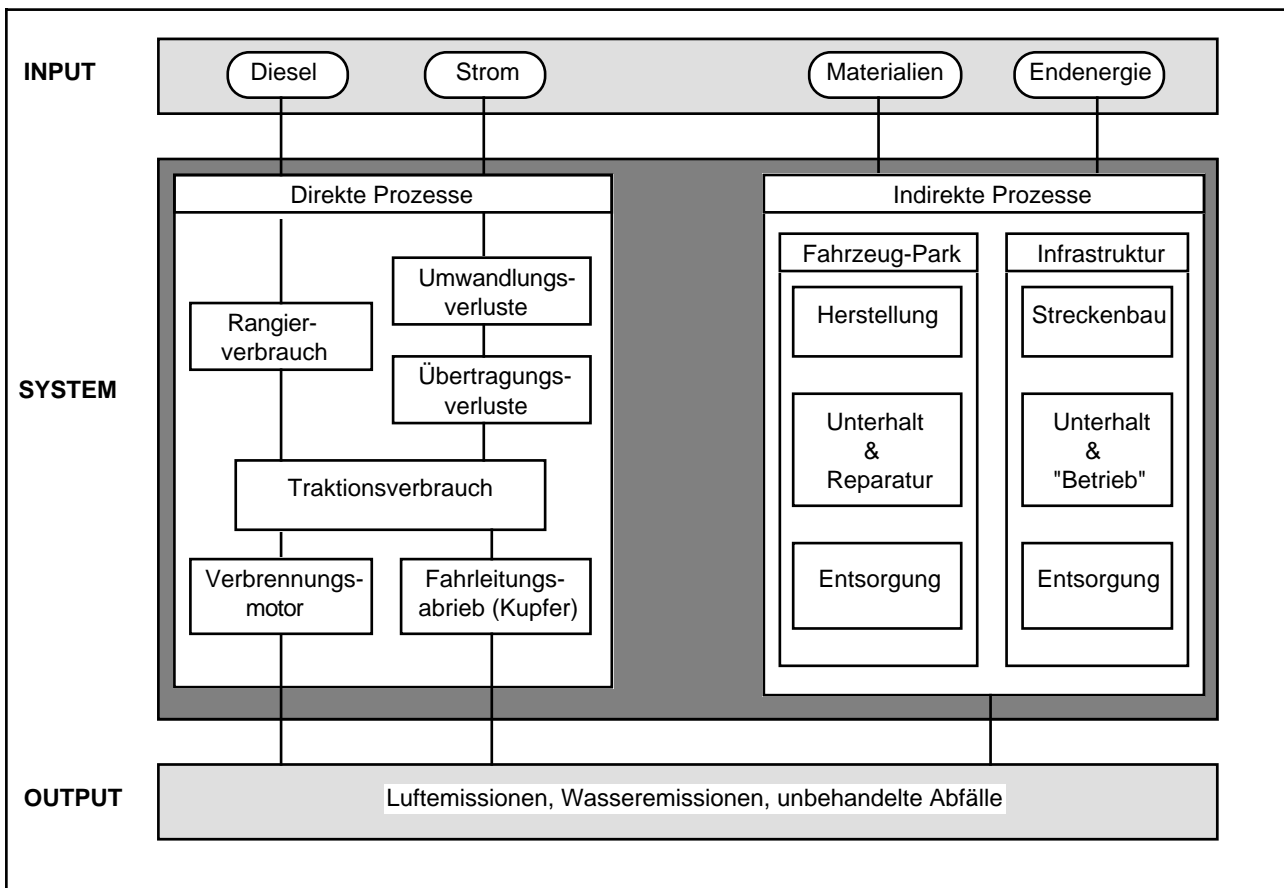


Fig. B.2.1: Schematische Darstellung des in diesem Kapitel beschriebenen Systems "Bahntransport"

2.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch

2.2.1 Direkter Endenergieverbrauch bei elektrischer Traktion

Der direkte Traktionsverbrauch wird meistens in Wattstunden pro Bruttotonnenkilometer (Wh/Btkm) angegeben. Als Bruttotonnage wird das gesamte Zuggewicht inklusive Triebfahrzeug und Zuladung bezeichnet. Die Literaturangaben zum Traktionsverbrauch schwanken relativ stark, was zum Teil auf unterschiedliche Rahmenbedingungen wie Topographie oder technischer Stand des Fahrzeugparks zurückzuführen ist. Zudem besteht aber auch eine gewisse Unsicherheit aufgrund der mangelhaften statistischen Grundlagen. <Maibach et al. 1995> weisen für Wagenladungsverkehr (wie z.B. Zisternenwagen), für den unbegleiteten Kombiverkehr (Container, Sattelaufleger) und für die rollende Landstrasse (ganze Lkw's) in der Schweiz Stromverbrauchswerte zwischen 34.6Wh/Btkm und 36.6 Wh/Btkm aus. Dabei beziehen sie sich auf die Studie <Colenco 1993>.

Zusätzlich zum reinen Traktionsverbrauch, gemessen am Stromabnehmer der Lokomotive, müssen noch Uebertragungsverluste im Verbrauchernetz sowie Spannungs- und Frequenzwandlungsverluste zwischen den Unterwerken und dem Hochspannungsnetz berücksichtigt werden.

Quelle	Zuggattung	Traktion ab Stromabnehmer [Wh/Btkm]	Verluste Verbrauchernetz ab Unterwerk [% der Traktion]	Verluste Übertragung, Wandlung ab Hochspannungsnetz [% der Traktion]	Total [Wh/Btkm]
<Pedall 1989>	Gemischte Wagen	18.4	10 - 13% ¹⁾		20.9
	Ganzzüge	15.5	"		17.6
	Eilgutverkehr	24.4	"		27.7
	Containerverkehr	22.6	"		25.7
<VIA 1990>	Schnellgüterzüge	21			
	Durchgangsgüterzüge	18			
	Nahgüterzüge	19			
	Übergabegüterzüge	21			
<SBB 1993> <Maibach et al. 1995>	Durchschnitt	21.4 ²⁾	10.4%	5.0%	24.6
	Wagenladungsverkehr	35 ³⁾			
	Kombiverkehr	35			
	Rollende Landstrasse	35			
Dieses Projekt	Durchschnitt W-Europa	19	10%	5%	22

Tab. B.2.1: Spezifischer Stromverbrauch bei elektrischer Traktion bezogen auf Bruttotonnenkilometer; ¹⁾: Angabe gilt für sämtliche Verluste im Fahrleitungsnetz und im Hochspannungsnetz; ²⁾: Umgerechnet von Netto tkm auf Brutto tkm mit einem Faktor von 2.7; ³⁾: zusätzlich 0.4g Diesel (4.7Wh) für den Rangierbetrieb

Der höhere spezifische Energieverbrauch der SBB ist wahrscheinlich weniger Ausdruck einer schlechten Energieeffizienz, sondern vielmehr eine Folge der zahlreichen Bergstrecken und der kurzen Distanzen.

2.2.2 Förderleistung der Dieselmotoren in Westeuropa

Neben dem elektrischen Bahnnetz gibt es in vielen Ländern auch Streckenabschnitte, die nur mit Dieselmotoren befahren werden können. In den alten Bundesländern waren im Jahr 1990 43.6% des Streckennetzes elektrifiziert. Auf diesem wurden 88.2% der Förderleistung (in Btkm) erbracht <Harprecht et al. 1991>. In den neuen Bundesländern wurde im selben Jahr 50.1% der Gesamtzugförderung mit elektrischer Traktion befördert. Das Transportvolumen in Ostdeutschland von 88.3 Mrd. Btkm macht etwa ein Viertel des gesamten deutschen Schienengüterverkehrs aus <Krauss 1991>.

Ähnliche Verhältnisse wie in Westdeutschland sind in Frankreich anzutreffen. Auf den 37% elektrifizierten Streckenkilometern des gesamten SNCF-Netztes wurden 85% der Förderleistung erbracht <Ousten 1992>.

Aufgrund der Verhältnisse in Deutschland und Frankreich wird für den westeuropäischen Durchschnitt ein Anteil von 20% der Dieseltraktion an der Güterförderleistung angenommen.

Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass Personen- und Güterverkehr jeweils im Verhältnis ihrer Förderleistung (Btkm) die Dieseltraktion beanspruchen.

2.2.3 Direkter Endenergieverbrauch bei Dieseltraktion

Der Traktionsverbrauch von Diesellokomotiven wird in verschiedenen Quellen wie folgt angegeben:

Quelle	Zuggattung	Dieserverbrauch [g/Btkm]	Endenergieverbrauch [Wh/Btkm]
<Pedall 1989>	Gemischte Güterwagen	4.9	58
	Ganzzüge	4.1	48
	Eilgutverkehr	5.0	59
	Containerverkehr	4.8	57
<VIA 1990>	Schnellgüterzüge	5.3	63
	Durchgangsgüterzüge	4.5	53
	Nahgüterzüge	4.5	54
	Übergabegüterzüge	5.6	67
Dieses Projekt	Angenommener Durchschnitt	4.7	57

Tab. B.2.2: Spezifischer Dieserverbrauch von Zügen mit reiner Dieseltraktion bezogen auf Bruttotonnenkilometer.

2.2.4 Endenergieverbrauch für Rangierzwecke

Ebenfalls mit Diesel werden die meisten Rangierlokomotiven betrieben. Nach <Pedall 1989> ist der Energieaufwand für Rangierzwecke vor allem bei den gemischten Güterzügen von Relevanz, wo er zwischen 3 - 18% des jeweiligen Traktionsverbrauchs liegt, was einem maximalen Dieserverbrauch von 0.9 g/Btkm entspricht.

Von der SBB wurden im Jahr 1985 rund 280 TJ Diesel für Rangierzwecke eingesetzt <SBB 1985>. Bei einer Güterförderleistung von 17 Mrd.Btkm entspricht dies einem Dieserverbrauch von 0.4 g/Btkm.

Für Rangierzwecke wird sowohl für den westeuropäischen Durchschnitt ein Dieserverbrauch von 0.5 g/Btkm angerechnet.

Dabei wird vereinfachend angenommen, dass die gesamte Rangierleistung mit Diesellokomotiven erfolgt und dass der Rangieraufwand für die Zusammenstellung der Personenzüge im Vergleich zu den Güterzügen vernachlässigbar klein ist.

2.2.5 Direkte Emissionen des Bahntransports

Energiebedingte direkte Emissionen

Energiebedingte direkte Emissionen werden ausschliesslich durch die Dieselloks verursacht (Ausnahme: Abwärme der Elektrolks). Die Emissionsfaktoren werden analog zum Strassengüterverkehr je kg verbranntem Kraftstoff angegeben. Für die spezifischen Emissionen von Eisenbahn-Dieselmotoren werden in <ORE 1990> Angaben aus verschiedenen Quellen zitiert.

Quelle	NO _x [g/kg]	VOC [g/kg]	CO [g/kg]
DB-Studie	44	4	10
UBA-Studie	61	11	10
Daimler-Benz-Studie	32	4	10
Lkw (Siehe. 1.2.5) ¹⁾	62	14	19
Dieses Projekt	44	4	10

Tab. B.2.3: Emissionen von Eisenbahn-Dieselmotoren pro kg Dieserverbrauch <ORE 1990>; ¹⁾: als Vergleichswert

Alle übrigen Schadstoffe werden nach den bereits für die Lkw ermittelten Zahlen berechnet. Der CO₂-Wert ist um den als VOC und CO emittierten Kohlenstoff-Anteil korrigiert. Die flüchtigen Kohlenwasserstoffe (VOC) werden nach NMVOC und Methan getrennt angegeben.

Schadstoff	Einheit	Emissionsfaktoren
Kohlendioxid (CO ₂)	[g/kg]	3145
Kohlenmonoxid (CO)	[g/kg]	10
Schwefeldioxid (SO ₂)	[g/kg]	2.6
Stickoxide (NO _x)	[g/kg]	44
Distickstoffoxid (N ₂ O)	[g/kg]	0.1
Partikel	[g/kg]	2.0
NMVOC	[g/kg]	3.8
Methan (CH ₄)	[g/kg]	0.2
Benzol	[g/kg]	0.001
Benzo(a)pyren	[g/kg]	5 * 10 ⁻⁶
Abwärme	[MJ/kg]	45.5

Tab. B.2.4: Direkte Emissionen von Diesellokomotiven pro kg Dieserverbrauch. Ausser NO_x, VOC und CO wurden alle Emissionsfaktoren analog zu den im Abschnitt 1.2.5 für die Lkw gemachten Angaben berechnet.

Nichtenergiebedingte Emissionen

In einer Studentenarbeit an der ETH Zürich <Elsener et al. 1993> wurde ein jährlicher Abrieb der - aus praktisch 100% Kupfer bestehenden - Fahrleitung von 33 Tonnen pro Jahr berechnet. Bezogen auf die 47 Mrd. Btkm, die von Personen- und Güterzügen der SBB im Jahr 1991 geleistet wurden <SBB 1992>, ergeben sich spezifische *Kupferemissionen von 0.70 mg/Btkm*. Es wird vermutet, dass der Fahrleitungsabrieb in erster Linie von der Zuggeschwindigkeit und der Stromstärke bzw. der Lokomotivleistung abhängig ist. Das Umlegen der Cu-Emissionen auf Btkm kann daher nur als sehr grober Richtwert gelten.

In <BUWAL 1992b> wird im Zusammenhang mit dem Abrieb der Fahrleitungen erwähnt, dass diese bis vor kurzem cadmiert wurden. Eine Mengenangabe wird aber leider nicht gemacht.

Klotzbremsen von Schienenfahrzeugen bestehen entweder aus Grauguss oder zunehmend aus Kunststoffen. Güterzüge sind fast ausschliesslich mit Graugussbremsen ausgerüstet. Während bei den Graugussklötzen neben dem Eisen nur der Phosphorgehalt bekannt ist, enthalten die organisch gebundenen Kunststoff-Bremsen grössere Mengen von Blei, Zink und Asbest <BUWAL 1992b>. Da über den Verschleiss der Graugussklötze nur sehr unsichere Daten vorliegen wird diese Emissionsquelle nicht berücksichtigt.

Ebenso werden die Emissionen durch Rad- und Schienen-Verschleiss vernachlässigt da sie zum einen nicht quantifiziert und zum andern keine Beeinträchtigungen der Oekosphäre bekannt sind.

2.2.6 Verhältnis von Netto- zu Bruttotonnen

Da beim Schienengüterverkehr Endenergieverbräuche und Emissionen bereits auf Bruttotonnenkilometer bezogen sind, ist nicht die Auslastung, d.h. das Verhältnis zwischen maximaler Nutzlast und effektiver Zuladung, sondern das Verhältnis zwischen Brutto- und Nettolast ausschlaggebend.

Nach <SBB 1985> kann für die Güterzüge der SBB im Jahre 1985 anhand des Bruttozuggewichts von 774t und der durchschnittlichen Zuladung von 272t ein Faktor von 2.8 Bt/t Zuladung angenommen werden. Aus dem Vergleich von Transportleistung (8.6 Mrd.tkm) zu Gesamtlast (17 Mrd.tkm) des Gütertransports der SBB im Jahre 1991 <SBB 1992> ergibt sich ein deutlich kleinerer Faktor von 2.0 Bt/t.

Weitere Angaben zum Verhältnis von Brutto- zu Nettotonnen können in <VIA 1990> abgelesen werden.

Wie aus den Zahlen von <VIA 1990> ersichtlich ist, besteht ein deutlicher Unterschied zwischen dem Güterfern- und dem Güternahverkehr. Da für dieses Projekt für den Schienengüterverkehr innerhalb

West-Europas der Fernverkehr wichtiger ist, wird ein relativ niedriger, für Langstrecken-Züge repräsentativer "Brutto/Netto-Faktor" gewählt.

Quelle	Zuggattung	Bruttozuggewicht pro Zuladung [Bt/t]
<VIA 1990>	Schnellgüterzüge	2.3 ¹⁾
	Durchgangsgüterzüge	2.2 ¹⁾
	Nahgüterzüge	3.0 ¹⁾
	Übergabegüterzüge	3.0 ¹⁾
<SBB 1985>	Durchschnitt der Güterzüge	2.8
<SBB 1992>	Durchschnitt der Güterzüge	2.0
<Maibach et al. 1995>	Wagenladungsverkehr	2.8
	Rollende Landstrasse	4.8
	Kombiverkehr	2.7
Dieses Projekt	Durchschnitt W-Europa	2.3

Tab. B.2.5: Verhältnis zwischen Bruttozuggewicht und durchschnittlicher Zuladung; 1): Mittelwert für 80% Elektro- und 20% Diesel-Traktion.

2.2.7 Beurteilung der Datenqualität

Das Verhältnis zwischen Bruttozuggewicht und Zuladung liegt je nach Zugsgattung zwischen 2 und knapp 5t/t. Dieser Faktor hat einen direkten und entscheidenden Einfluss auf den direkten Energieverbrauch und die damit verbundenen Umwelteinwirkungen des Bahntransportes.

Der Traktionsverbrauch ist stark von der Topographie abhängig. Der hier verwendete Wert sollte nicht für schweizerische Verhältnisse verwendet werden. Für schweizerische Verhältnisse sind Daten beispielsweise in <Maibach et al. 1995> enthalten.

Bei den direkten Emissionen der Dieselmotoren gilt das unter 1.2.6 Gesagte.

2.3 Indirekte Emissionen, indirekte Aufwendungen

2.3.1 Übersicht

Abgrenzung

Es musste hier die gleiche Abgrenzung wie in Kap. B1.3.1 gewählt werden. Da das Schienennetz etwas weniger verschiedene Trassekategorien kennt und der Fahrmitteleinkauf meist zentral geschieht, ist die Vielfalt der Systeme etwas kleiner.

Das Hauptaugenmerk liegt hier auf dem europäischen Schienennetz, da die meisten tkm Schiene in diesem Projekt in Europa und davon nur ein kleiner Teil in der Schweiz zurückgelegt werden.

Kennziffern

Analog dem Strassenverkehr muss der Aufwand für Infrastruktur und Fahrmittelbau auf die gewünschte Dienstleistung bezogen werden. Auch hier werden für tkm und Pkm als Dienstleistung im Güter- und Personentransport die Btkm als gemeinsame Grösse verwendet. Damit können Güter- und Transportleistung addiert und die indirekten Aufwendungen den Dienstleistungen zugewiesen werden.

Da die Achslast im Schienenverkehr für Güter- und Personentransport vergleichbar ist, dürfte diese Zurechnung weniger willkürlich als beim Strassenverkehr sein. Unterschiede zwischen Personen- und Güterverkehr bestehen jedoch bei den Reisegeschwindigkeiten und den Anfahr- und Bremsmanövern. Mit der Btkm-Zuteilung dürfte der Güterverkehr eher zu stark mit Infrastrukturaufwand belastet werden, was hier allerdings hingenommen werden muss.

Nach der Btkm-Zurechnung müssen in der Schweiz rund 34% der Infrastruktur dem Güterverkehr angerechnet werden, während es in Deutschland 52% sind. Aus Tab. B.2.6 lassen sich zudem verschiedene spezifische Kennziffern ableiten (Tab. B.2.7).

		Schweiz ³⁾	Deutschland ⁴⁾	Westdeutschland ⁵⁾
Einspurgeleise	km	3'404		
Mehrspurgeleise	km	1'617	16'900	12'300
Trassellänge	km	5'021	41'100	26'900
Tunnellänge	km	348		378 ⁶⁾
Brückenlänge	km	99		1'005 ⁶⁾
Anz. Güterwagen	Stk	28'745	379'000	
Anz. Lokomotiven	Stk	1'220k	14'200	
Personentransport	Mrd Pkm/a	12.673	57	44.6
Personentransport ¹⁾	Mrd Btkm/a	38	171	133.8
Gütertransportleistung	Mrd tkm/a	8.627	80.7	61.8
Gütertransportleistung ²⁾	Mrd Btkm/a	19.8	185.6	142.1
Anteil Gütertransport	%	34.3	52	51.5

Tab. B.2.6: Kennziffern des Bahnverkehrs in der Schweiz und in Deutschland; ¹⁾: 3 Btkm pro Pkm <Hofstetter et al. 1992> <BFS 1991b>; ²⁾: 2.3 Btkm pro tkm, siehe Tab. B.2.5; ³⁾: SBB und konzessionierte Bahnen in der Schweiz 1989 <BFS 1991b>; ⁴⁾: Ost- und Westdeutschland 1991 <DB 1993> <UBA 1993>; ⁵⁾: Westdeutschland 1990 <DB 1993> <UBA 1993>; ⁶⁾: Abschätzung von <Stiller 1993>, welche für Brücken ev. zu hoch liegt.

		Schweiz	Deutschland	Westdeutschland
Totale Verkehrsleistung	Mrd. Btkm/a	57.8	356.6	275.9
spez. Trassellänge	m*a/Mio.Btkm	86.8	115.3	97.5
spez. Trassellänge	m*a/Mio.tkm	200	265	224
spez. Tunnellänge	m/km Trasse	69.3		14
spez. Brückenlänge	m/km Trasse	19.7		37.4
Anz. Güterwagen	Stk*a/Mio. tkm	3.3	4.7	

Tab. B.2.7: Spezifische Kennziffern des Bahnverkehrs in Deutschland und der Schweiz (Grundlagen siehe Tab.B.2.6)

Die dem geleisteten tkm zurechenbare Trassellänge variiert zwischen Deutschland und der Schweiz von 200 bis 265 mm*a, was als bescheidene Abweichung gelten kann. <Hey et al. 1992> gibt eine Zusammenstellung für Europa, die zeigt, dass Oesterreich, Belgien und Luxemburg einen vergleichbar tiefen Trassebedarf pro Mio.tkm aufweisen. Länder wie Griechenland, Irland, Portugal, Dänemark und Spanien weisen jedoch eine wesentlich schlechtere Ausnutzung auf. Es wird deshalb mit dem Wert für Gesamtdeutschland gerechnet, um diesem Umstand Rechnung zu tragen. Die Trasse in den Ländern mit tiefer Auslastung dürften mit weniger Aufwand erstellt worden sein, was zu einem weiteren Angleich der Daten führt.

Die spezifische Tunnellänge liegt in der Schweiz bei knapp 7%, in Westdeutschland bei lediglich 1.4%. Bei den Brücken liegt der Anteil in Westdeutschland überraschend höher (3.7%) als in der Schweiz (2%), was ev. auch auf Fehler in der Hochrechnung zurückgeführt werden könnte.

2.3.2 Infrastruktur Fahrmittel

Für Bau und Unterhalt von Lokomotiven und Güterwagen liegen in <Elsener et al. 1993> Daten vor. Da keine andere vergleichbare Quelle vorliegt, werden diese Daten übernommen.

Bau Lokomotive

Als Lokomotive wurde die neue Re 460, in der Schweiz besser bekannt als Lok 2000, untersucht. Die Lok 2000 ist ein polyvalentes Triebfahrzeug, das sowohl in Personen- als auch in Güterzügen eingesetzt wird. Während 40 Jahren soll die Lok 2000 ihren Dienst verrichten können. Die dazugehörige Laufleistung beträgt 9.6 Millionen Kilometer <ABB 1993>, <SLM 1993>.

Einige Stoffe weisen Anteile von weniger als 300 kg im gesamten Fahrzeug auf und wurden deshalb unter "Andere" zusammengefasst. Auf die Aufschlüsselung der Elektronikkomponenten musste verzichtet werden.

Materialkategorie	Stoff	pro Lokomotive [kg]	pro Kilometer [mg/km]
Stahlsorten	unlegiert	34199	3562
	niederlegiert	11373	1185
	hochlegiert	2810	293
	elektro	5004	521
Nichteisenmetalle	Guss	3452	360
	Aluminium	5546	578
	Kupfer	6808	709
	Blei, Zink, Messing	263	27
Kunststoffe	Polyesterfolie	2708	282
	GFK-Sandwich	1350	141
	Kabelisolation	351	37
	Plyboard	376	39
Uebrige	Anderer ¹⁾	1909	199
	Holz	321	33
	Glas	235	25
	Lacke	385	40
	Papier	396	41
	Keramik	473	49
	Oel	3561	371
	Anderer ²⁾	153	16
<i>Nicht zerlegt</i>	<i>Elektronik</i>	2627	274
Total		84310 ³⁾	

Tab. B.2.8: Materialaufwand für die Fertigung einer Lok vom Typ Re 460 <SLM 1993>, <ABB 1993>; ¹⁾: inkl. nicht spezifizierte Kunststoffe, nicht spezifizierte elektrische Isolatoren, Gummi, PU-Schaum usw.; ²⁾: inkl. Batteriewasser, Textilien, Kühlmittel; ³⁾: Sollgewicht 84358kg

Im Produktionsbetrieb wird für die Montage der Fahrzeugteile und Fahrzeuge Energie vor allem in Form von Strom und Heizöl verbraucht. Die Umlagerung des gesamten Aufwands der Abteilung Fahrzeugbau eines Unternehmens (inkl. Administration) auf die Produktionseinheit und die Berücksichtigung der Laufleistung ergibt 57kJe und 150 kJ Oel in Feuerung pro km.

Der Transformator und die Drehgestelle werden auswärtig hergestellt. Es ist also nur deren Einbau energetisch verrechnet.

Unterhalt Lokomotive

Bei der Lokomotive Re 460 handelt es sich, wie schon erwähnt, um ein Fahrzeug der neuesten Generation. Die vorliegenden Daten sind bezüglich Unterhaltsaufwand nur als projektierte Werte anzusehen und repräsentieren die Wartung des mechanischen Teils. Ausserplanmässige und nicht vorhersehbare Reparaturen sind ebenso wie der Energieverbrauch für die Werkstätte nicht berücksichtigt.

Getriebe, Kompressor und Hydraulik enthalten Oele, die regelmässig erneuert werden müssen. Bremsbeläge und kleinere Gummiteile müssen, wenn sie verschlissen sind, ersetzt werden. Für den elektrischen Teil sind keine quantitativen Angaben bekannt, doch die Materialmengen dürften wesentlich geringer ausfallen.

Material	pro Fahrzeug ²⁾ [kg]	pro Lebensdauer [mg/km]
Stahl niederlegiert	29070	3028
Sintermetall ¹⁾	1330	139
Gummi	840	88
HD-Oel	730	80
PVC	40	4

Tab. B.2.9: Materialverbrauch durch die Wartung der mechanischen Komponenten [SLM, 1993]; ¹⁾: Die Bremsbeläge bestehen aus Sintermetall. Zusammen mit dem niederlegierten Stahl als Trägermaterial bilden sie die Bremsklötze. Das Sintermetall wird diffus emittiert; ²⁾: Für 9.6 Mio. km bzw. 40 Jahre

Entsorgung der ausgedienten Lokomotiven

Die Materialzusammensetzung der Lok 2000 zeigt einen Metallanteil von mehr als 80%. Es müssen somit rund 2g/km entsorgt werden, wenn angenommen wird, dass die Metalle ins Recycling gehen.

Bau Güterwagen

Bei der SBB stehen rund 30 verschiedene Güterwagentypen in Gebrauch <SBB 1982>. Den Kategorien "Kesselwagen", "Gedeckte Güterwagen" alt und neu, "offene Güterwagen" und "Flachwagen" kommt die grösste Bedeutung zu. Da das grösste in der Schweiz liegende Waggonbauunternehmen vor allem gedeckte Güterwagen mit Schiebewänden und Kesselwagen produziert, wurden nur diese Kategorien weiter untersucht.

Etwa 2/3 der Fahrzeuge besitzen eine wärmeisolierte Zisterne: Sie dient vor allem zum Transport von Chemikalien. Mineralölprodukte hingegen werden in herkömmlichen Zisternenwagen ohne jegliche Isolation transportiert. Gedeckte und offene Güterwagen werden für die restlichen Güter eingesetzt.

Die mittlere Lebensdauer der Fahrzeuge beträgt 40 Jahre mit einer mittleren jährlichen Laufleistung von 21'148 km <BFS 1990>. Daraus ergibt sich eine Laufleistung von 845'900 km während der ganzen Lebensdauer.

Die eingesetzten Materialien beim Bau von Güterwagen sind bei weitem nicht so vielfältig, wie dies bei den Triebfahrzeugen der Fall ist. Auch dominieren die Werkstoffe Stahl und Alu die Zusammensetzung noch deutlicher.

Material	Gedekter Güterwagen	Kesselwagen ohne Isolation		Kesselwagen mit Isolation	
		2-achsig	4-achsig	2-achsig	4-achsig
	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
Stahl	14380	11895	24350	11577	23676
Aluminium	1060			135	305
Holz	1050				
Lacke	80	95	140	95	140
Mineralfaser				183	369
Gummi	10	10	10	10	10
Total	16500	12000	24500	12000	24500

Tab. B.2.10: Materialanteile in verschiedenen Güterwagen <Meier 1993>

Die meisten Montage- und Konstruktionsarbeiten werden im Produktionsbetrieb selbst durchgeführt. Radsätze, Zug- und Stossvorrichtung, die Bremssteile und Armaturen werden hingegen zugekauft. Der Stromverbrauch beträgt rund 33GJ und der Oelverbrauch rund 46GJ pro Güterwagen <Meier 1993>.

Unterhalt Güterwagen

Güterwagen müssen in regelmässigen Intervallen von vier bis sechs Jahren in die Werkstätten. Dort wird die Bremsanlage demontiert, kontrolliert und geschmiert. Nach Bedarf (ca. alle 80'000 km) wird zudem der Bremsregler ersetzt. Die Bremsklötze werden laufend in den kleineren Werkstätten (ca. alle 40'000 km) ersetzt. Grössere Revisionsarbeiten sind nicht berücksichtigt. Gleichviel Energie, wie für den Bau der Wagen benötigt wurde, muss auch im Unterhalt nochmals eingesetzt werden <Meier 1993>.

Material	Durchschnittl. Güterwagen	Durchschnittl. Güterwagen
	2-achsig	4-achsig
	[mg/km]	[mg/km]
Bremsklötze	4110	7940
Fett	25	50

Tab. B.2.11: Materialmengen durch den Unterhalt von Güterwagen pro Fahrleistung <SBB 1993>

Entsorgung Güterwagen

Die ausrangierten Güterwagen werden einerseits bis auf die Drehgestelle komplett verschrottet und dann der Stahlverwertung zugeführt. Andererseits lassen sich noch intakte Untergestelle nach einer Revision wiederverwenden und nur der Aufbau wird erneuert. Trotzdem anfallende Fraktionen sind Isolationen, Gummiteile und Lacke <Meier 1993>, sie stellen jedoch nur eine geringe Menge dar und werden orientierungshalber aufgeführt.

Zusammenstellung

In diesem Kapitel erfolgt eine Zusammenstellung des Material- und Energieaufwandes für die verschiedenen im Schienenverkehr eingesetzten Fahrzeuge. Als Basis für die folgenden Berechnungen und Normierungen auf Material- und Energieverbräuche dienen die folgenden Daten für den Güterverkehr auf Schiene.

Schienenverkehr	Anzahl im Fahrzeugpark	Transportleistung ³⁾ [Mio tkm/a]	Totale Fahrleistung [Mio km/a]
gedeckte Güterwagen ²⁾	18558	5570	392
Kesselwagen ohne Isolation ¹⁾	3396	1019	72
Kesselwagen mit Isolation ¹⁾	6791	2038	144
SBB-Lokomotiven	961	8627	26.82 ⁴⁾

Tab. B.2.12: Basisdaten für den Schienengüterverkehr <BFS 1990>; ¹⁾: entspricht der Anzahl Spezialfahrzeuge; 2/3 sind isoliert, 1/3 nicht isoliert <Meier 1993>; ²⁾: entspricht der Anzahl gedeckter und offener Güterwagen; ³⁾: wird durchschnittlich für alle Typen gleichgesetzt; ⁴⁾: d.h. durchschnittlich 1.12 Loks pro Güterzug

Vom Gesamtaufwand der Güterwagen entfallen rund 80% des Materialaufwandes auf die Herstellung und 20% auf den Unterhalt. Weil die Aufteilung zwischen den 2- und 4-achsigen Kesselwagen nicht bekannt ist, wurde jeweils ein Mittelwert verwendet.

mg/tkm	Gedekte Güterwagen	Kesselwagen ohne Isolation	Kesselwagen mit Isolation	Durchschnitt Güterwagen ¹⁾	Lokomotive	Total [g/tkm]
Stahl unlegiert #	1175	1510	1470	1284	11	1.3
Stahl niedriglegiert #	289	424	424	337	15	0.34
Stahl hochlegiert #					1	0.001
Guss #					1.1	0.001
Blei #					0.1	0.0001
Kupfer #					2.2	0.002
Aluminium #	87		18	60	1.8	0.062
Holz #	86			56	0.1	0.056
Lacke #	7	10	10	8	0.12	0.008
Min.fasern #			23	5.5		0.006
Gummi #	0.8	0.8	0.8	0.8	0.3	0.001
Fett/Oel als Diesel #	1.8	2.5	2.5	2.0	1.4	0.003
Kunststoffe als HD-PE #					2.2	0.002
Glas #					0.08	0.0001
Strom Mittelspannung #	kJe/tkm			5.5	0.2	10 ²⁾
Heizöl EL 1MW #	kJ/tkm			7.7	0.5	10 ²⁾
Abwärme in Luft	kJ/tkm					10
Abfälle in Deponie ³⁾ #	g/tkm			0.07	0.006	0.08

Tab. B.2.13: Materialaufwand pro tkm für Güterwagen, # Verknüpfungen in Ecoinvent; ¹⁾: gewichtet nach Anteil der Kategorien an der Transportleistung gemäss Tab.B.2.11; ²⁾: Aufgrund der Angaben zum Strassenfahrzeugbau grosszügig aufgerundet, womit auch der Bau der Zukaufteile berücksichtigt sein dürfte; ³⁾: als Kunststoffe in Reaktordeponie verbucht

Qualität der Daten

Prozessspezifische Emissionen konnten nicht berücksichtigt werden. Da nicht für alle erfassten Materialien Basisdatenmodule in Anhang A vorhanden sind, konnten auch nicht alle erfassten Materialien berücksichtigt werden.

Die Bilanzierung des Fahrzeugparkes konnte aufgrund der detaillierten Primärdaten in <Elsener et al. 1993> mit wenig Abschätzungen vorgenommen werden. Da die Relevanz des Fahrzeugparkes gegenüber der Infrastruktur bescheiden ist, fallen auch allfällige Fehler weniger ins Gewicht.

Verglichen mit den anderen Bilanzierungen handelt es sich um relativ robuste Daten, wenn auch berücksichtigt werden muss, dass die bilanzierte Lok 2000 für den Lokpark nicht repräsentativ ist.

2.3.3 Infrastruktur Trassebau

Flächenbedarf

Mit der gleichen Systematik wie in Kap.B1.3.3 werden nach <Hüsler et al. 1989> für die Nutzflächen ein Wert von 51.51 km² ausgewiesen (0.89m²a/1'000 Btkm oder 0.002m²a/tkm). Zusätzlich werden 47.39 km² Restflächen und 18.45 km² Nebenanlagen ausgewiesen.

In <DB 1993> wird die Fläche für die Anlagen inkl. Rand- und Böschungflächen mit 3-4 ha/km angegeben, was damit 0.0093m²a/tkm entspricht und wesentlich über den Angaben von Hüsler liegt. Mit den Angaben in <Kandler et al. 1992> von 900km² Fläche für Schienenverkehr in Westdeutschland errechnen sich 0.0075 m²a/tkm.

Es wird angenommen, dass 70% der Flächen im dicht besiedelten Bereich mit einer Flächenkategorie III liegen (Rest Kat.II). Die Daten in <Hüsler et al. 1989> werden mit dem Verhältnis 265/200 nach oben angepasst, um die schlechtere Ausnutzung in Europa zu berücksichtigen.

Fläche Kat.II->IV	0.0011	m ² a/tkm
Fläche Kat.III->IV	0.0026	m ² a/tkm
Fläche Kat. II->III	0.0008	m ² a/tkm

Bau

Zum Bau von Bahnanlagen liegen Bilanzen in <Elsener et al. 1993> und <Stiller 93> vor. Auch <DB 1993> macht für Neuanlagen Angaben, welche in <Stiller 1993> integriert wurden.

	<Elsener et al. 1993>	<Stiller 1993>	Bemerkungen
Oberbau	[kg/m*a]	[kg/m*a]	
Schiene (Stahl)	4.1	7.5	
Hartholz (Eiche)	6	2.6	
Betonschwellen	20.9	6.5	
Stahlmasten	0.56	0.4	
Schotter	113.2	212	
Zink	0.006		
Kupfer	0.055	0.118	
Stahldraht	0.004		
Stahlschwellen		1.7	
Stahl		0.8	
Beton		11	
Aluminium		0.05	
Isolatoren		1.6	als Keramik verbucht
Kabel		0.58	20% PVC, 80% Kupfer
Unterbau			
Erdbewegung		1'800	
Beton Tunnel		7.3	
Stahl Tunnel		0.1	
Beton Brücken		47	
Stahl Brücken		3.8	
anderer Beton		362	
Abfälle			
Tunnelausbruch		57	Annahme: in Bauindustrie

Tab. B.2.14: Materialverbrauch pro m*a Trasse aus zwei Quellen für die Schweiz resp. Deutschland. Annahmen und ange-setzte Lebensdauer siehe entsprechende Quellen

Ob die in Tab. B.2.15 gewählten Materialaufwendungen einen guten Durchschnitt für das Bahnnetz sind, müssen spätere Untersuchungen noch zeigen. Verglichen mit der Strasse scheinen die Aufwendungen eher zu hoch zu sein.

Für den Bauaufwand liegen keine verwertbaren Angaben vor. Es wird angenommen, dass ein Grossteil des Stromverbrauchs bereits bei der Traktionsenergie berücksichtigt wurde. Es werden hier deshalb noch 50kJ Diesel in Baumaschinen verbucht, was auch mit den Angaben in <Kandler 1992> vereinbar scheint.

Die Erstellung von Haltestellen und Bahnhöfen (in der Schweiz fast 2000 <BFS 1991b>) wurde hier nicht berücksichtigt, obwohl analog den Tankstellen, deren Erstellung ebenfalls nicht berücksichtigt wird, diese Bauten durchaus relevant sein könnten.

Der Transportaufwand für die hier weiterverwendeten Materialmengen wird mit Hilfe der Standarddistanzen (siehe Teil III "Methodik") abgeschätzt.

	Trasseebau	Trasseebau	Transportdistanz Lkw	Transportdistanz Schiene
	kg/m*a	g/tkm	km	km
Stahl unlegiert	8.56	1.7	100	200
Stahl niedriglegiert	0.004	0.0010	100	200
Hartholz (Eiche)	6	1.2	100	200
Beton	75.3	15.0	20	
Erdbewegung	1'800	359.4	5	
Schotter	120	24.0	20	
Keramik	1	0.20	100	600
Zink	0.006	0.001	100	200
Kupfer	0.055	0.011	100	200
Total	2453	490		
Transport Lkw 28t	0.0029			
Transport Schiene	0.00070			

Tab.B.2.15: Infrastrukturaufwand pro tkm bei einem Trasseebedarf von 265m*a/Mio.tkm, Daten aus Tab.B.2.7/14

Unterhalt

Für den Unterhalt werden hier keine weiteren Aufwendungen (wie z.B. Unkrautbeseitigung) bilanziert, da angenommen wird, dass mit der Berücksichtigung der Lebensdauer im Bau keine wichtigen Unterhaltsarbeiten mehr anfallen. Der Traktionsenergiebedarf für Unterhaltsfahrzeuge dürfte zudem bei der allgemeinen Traktionsenergie bereits berücksichtigt worden sein. kann nicht berücksichtigt werden.

In <Manto 1984> wurde der Energieverbrauch für Beheizung der Nebenanlagen und die Signalisation auf 0.18 MJPrimärenergie/tkm abgeschätzt, wobei 50% davon als Strom und der Rest als Oel und Gas verbraucht wird. Es wird hier somit von 30kJe Strom/tkm, 50 kJ/tkm Oel in Feuerung und 25 kJ/tkm Gas in Feuerung ausgegangen.

Entsorgung

Wenn angenommen wird, dass die Erde an Ort eingebaut werden kann und von den Metallen, die nicht als Armierung eingesetzt werden, praktisch alles ins Recycling geht, bleiben rund 40g/tkm.

Zusammenstellung

Es werden hier die Daten aus diesem Teilkapitel zusammengestellt, um als eigenes Modul in Eco-invent eingegeben werden zu können.

		pro tkm
Ressourcenbedarf:		
Flaeche II-III	m2a	0.0008
Flaeche II-IV	m2a	0.0011
Flaeche III-IV	m2a	0.0026
Energieeinsatz:		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	3.00E-08
Heizoeel EL in Heizung 1 MW	TJ	5.00E-08
Erdgas in Industrieheizung >100kW	TJ	2.50E-08
Euro		
Bauarbeiten:		
Aushub Frontladerraupe	m3	0.00024
Diesel in Baumaschine	TJ	5.00E-08
Materialbedarf:		
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	0.015
Betonkies	kg	0.024
Holzbaustoff massiv	kg	0.0012
Keramik	kg	0.0002
Kupfer	kg	0.000011
Stahl niedriglegiert	kg	0.0004
Stahl unlegiert	kg	1.0E-6
Zink fuer Verzinkung	kg	1.0E-06
Transporte:		
Transport Lkw 28 t	tkm	0.0028
Transport Schiene	tkm	0.00070
Emissionen Luft:		
Abwaerme in Luft s	TJ	3.00E-08
Abfälle:		
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.04

Tab. B.2.16: Infrastrukturaufwendungen pro tkm im Schienengüterverkehr

2.4 Zusammenfassung der Eingabedaten

Es werden im folgenden die direkten und die Bezüge zu den indirekten Emissionen und Aufwendungen bilanziert.

Bahntransport	pro tkm	Bahntransport in Westeuropa
Diesel ab Regionallager Euro	t	3.30E-06
Strom Hochspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.50E-07
Infra Gueterzug Bau,Unterhalt (Tab. B.2.13)	tkm	1
Infra Schiene (Tab. B.2.16)	tkm	1
Emissionen Luft:		
Abwaerme in Luft m	TJ	2.92E-07
BaP Benzo(a)pyren m	kg	1.70E-11
Benzol m	kg	3.30E-09
CH4 Methan m	kg	6.60E-07
CO Kohlenmonoxid m	kg	3.30E-05
CO2 Kohlendioxid m	kg	0.0104
Cu Kupfer m	kg	1.30E-06
N2O Lachgas m	kg	2.60E-07
NM VOC m	kg	1.30E-05
NOx Stickoxide als NO2 m	kg	0.00015
Partikel m	kg	3.90E-06
SOx als SO2 m	kg	8.60E-06

Tab. B.2.17: Zusammenfassung der Resultate des Bahntransports, bezogen auf die Transportleistung in Tonnenkilometer; Anteil Dieseltraktion: 20%; # Verknüpfungen in Ecoinvent, ¹⁾: Entspricht 0.14MJ/tkm

Qualität der Bilanzierung

In der Bilanzierung fehlt die Berücksichtigung des Baus der Nebenanlagen und die prozessspezifischen Emissionen in Luft und Wasser. Der Pestizid-Einsatz beim Geleiseunterhalt fehlt ebenfalls.

Grundsätzlich gelten die gleichen Bemerkungen wie für die Strasseninfrastruktur, was jedoch nicht heisst, dass die beiden Datensätze damit vergleichbar werden.

Die entsprechenden Daten für die Schweiz würden durch eine leicht höhere Ausnutzung und einen deutlich höheren Tunnelanteil geprägt.

Der Energieaufwand für Bau und Unterhalt mussten abgeschätzt werden, da keine statistischen Angaben verfügbar waren.

2.5 Auswertung der Resultate

Die ausführlichen Resultate des Bahntransports sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" enthalten. Eine Auswahl an kumulierten Energie- und Stoffflüssen sind in Tab. B.2.18 aufgelistet. Die Auswahl der Kenngrössen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

pro tkm		Schiene
Ressourcen:		
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	0.000648
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	0.00324
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	0.00137
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	0.00272
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	4.75E-06
Rohoel	t	8.73E-06
Materialeinsatz:		
Materialien	kg	0.0464
Kalkstein	kg	0.00288
Kies	kg	0.0381
Stahl und Gusseisen	kg	0.00227
Kupfer	kg	1.61E-05
Transportleistungen:		
Transport Strasse	tkm	0.00669
Transport Schiene	tkm	1
Transport Wasser	tkm	0.0834
Abwaerme	TJ	9.56E-07
Emissionen Luft:		
CO2 mobil	kg	0.0113
CO2 prozessbedingt	kg	-0.00027
CO2 feuerungsbedingt	kg	0.0431
SOx	kg	0.000215
NOx	kg	0.000289
CH4	kg	0.000106
NMVOc	kg	0.000102
BTEX-Aromaten	kg	1.37E-06
Benzo(a)Pyren	kg	2.93E-10
HCl	kg	5.43E-06
Hg	kg	1.97E-09
Rn (inkl. Ra)	kBq	33.9
Emissionen Wasser:		
Chloride	kg	0.000352
Sulfate	kg	0.000149
Ammoniak als N	kg	7.89E-07
Fette und Oele Sueswasser	kg	1.44E-07
Fette und Oele Meerwasser	kg	7.97E-06
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	4.93E-07
Zink	kg	2.21E-07
Ra	kBq	0.0116
Abfaelle:		
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	0.0441
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.0014
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	8.96E-05
Abfaelle in KVA	kg	1.18E-05
Sonderabfaelle	kg	3.53E-05
Abfaelle in Landfarming	kg	5.77E-05

Tab. B.2.18: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse des schienengebundenen Gütertransports. Bezugsgrösse tkm. Die Auswahl der Kenngrössen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

Auf den ersten Blick wird in Fig. B.2.2 die grosse Bedeutung der Infrastruktur für den Bahntransport deutlich. Sogar bei einigen Luft- und Wasseremissionen liegt der Anteil der Infrastruktur bei 50% und darüber. Bei der Abwärme liegt er bei knapp 38%.

Der Aufwand für die Herstellung der Züge ist dagegen eher von untergeordneter Bedeutung. Beiträge von mehr als 25% sind nur bei "Stahl und Guss", "BTEX-Aromaten", "Benzo(a)Pyren" und "Abfälle in Reaktordeponie" zu verzeichnen. Die hohen BTEX-Emissionen rühren vom Lackeinsatz bei der Güterwagenherstellung her.

Relativ grosse Beiträge der Luftschadstoff-Emissionen gehen auf das Konto der Endenergiebereitstellung, d.h der Strom- und Diesel-Erzeugung.

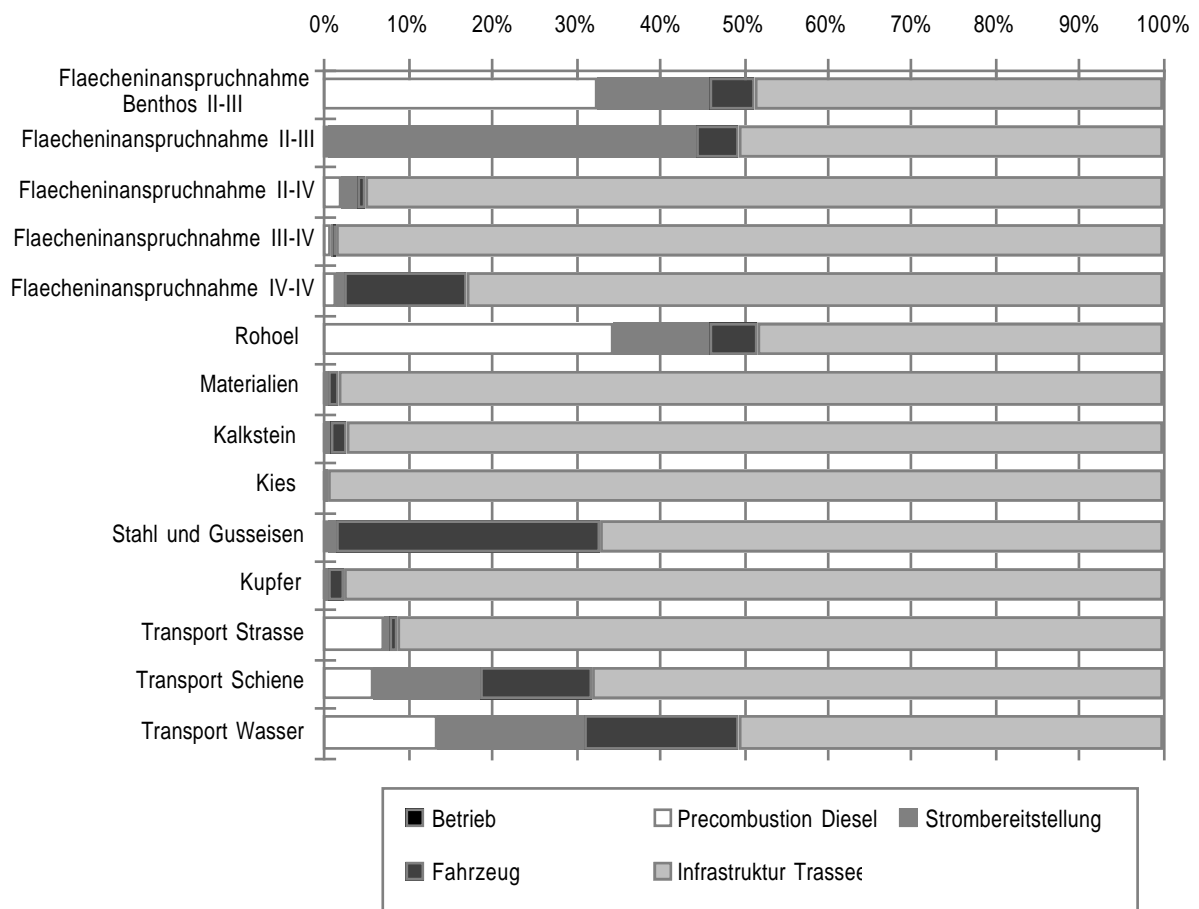


Fig. B.2.2: Anteile der fünf Prozessstufen an Ressourcen- und Materialverbrauch sowie am Bedarf an Transportleistungen des Moduls "Transport Schiene"

Eindrücklich ist der relativ hohe Anteil indirekt freigesetzter Abwärme. Der direkte Anteil beträgt lediglich 31%. Insgesamt werden ca. 960 kJ Abwärme pro Tonnenkilometer freigesetzt. Dies ist doch einiges mehr als andere Autoren in früheren Studien berechnet haben: in <Boustead et al. 1979> wird bei einem indirekten Anteil von 45% ein Primärenergieaufwand von 800kJ/tkm angegeben. In <Heijningen et al. 1992> werden 570 kJ/tkm Bahntransport angegeben. Aufgrund des - nach diesem Projekt - tiefen Erzeugungswirkungsgrades des europäischen Strommixes und aufgrund der umfassenden Berücksichtigung der Infrastruktur wird der Bahntransport durch diese Studie sehr viel energieintensiver bewertet als bisher.

Analog zu den vorangegangenen Feststellungen liefert auch bei den Luftschadstoffen die Infrastruktur beachtliche Anteile zwischen 15 und über 35%. Zudem liefert die Strom-Produktion einen relevanten Beitrag zu den SO_x-, den HCl- und den Radon-Emissionen. Bei den direkten Emissionen spielt nur das NO_x der Diesel-Lokomotiven und Rangier-Traktoren eine entscheidende Rolle.

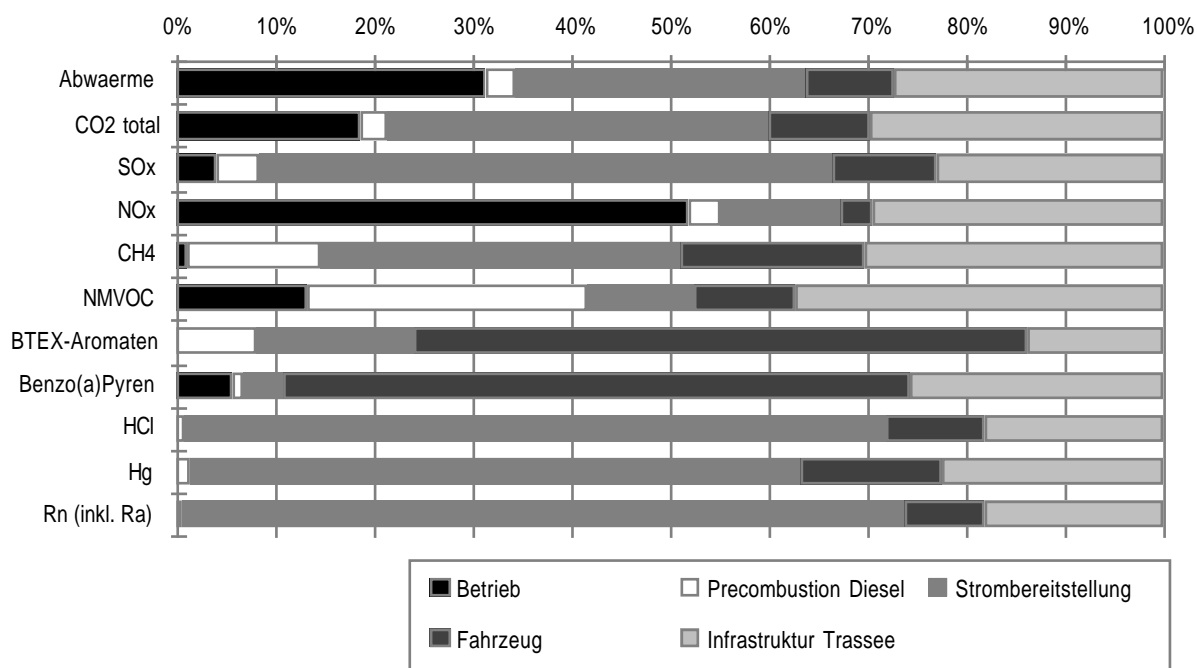


Fig. B.2.3: Anteile der fünf Prozessstufen an ausgewählten Luftemissionen und Abwärme total des Moduls "Transport Schiene"

Die Wasserschadstoffe stammen zum einen vorwiegend aus der Strombereitstellung (Radium, Sulfate und Zink), zum andern ist die Brennstoffbereitstellung bei den organischen Verbindungen wichtig. Auch hier zeigt sich die Signifikanz der Infrastruktur mit Anteilen von knapp 20 bis über 35%.

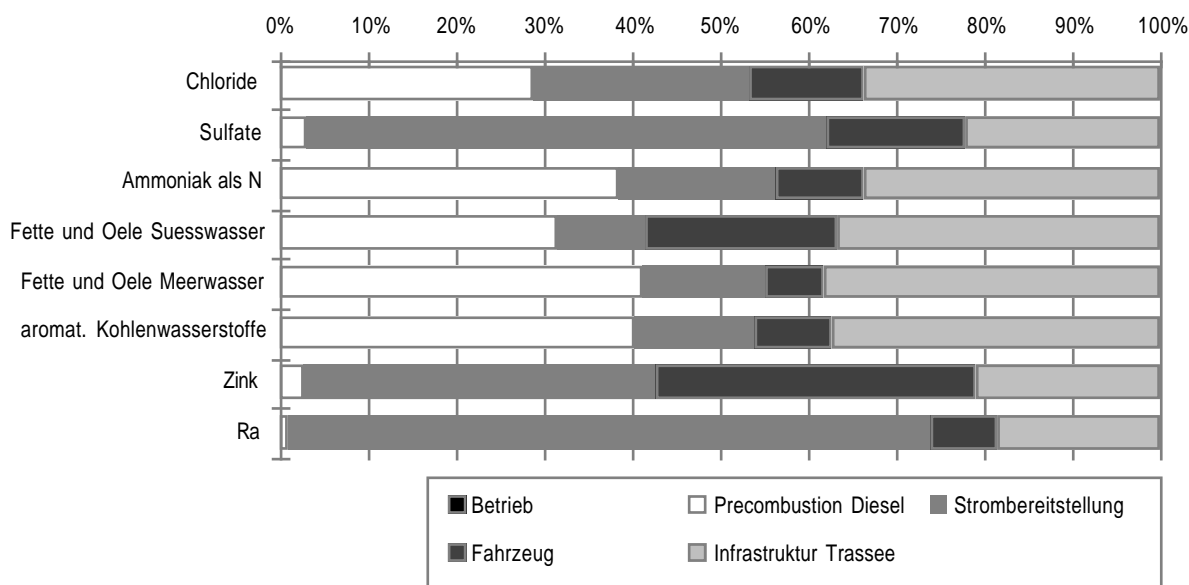


Fig. B.2.4: Anteile der fünf Prozessstufen an ausgewählten Wasseremissionen des Moduls "Transport Schiene"

Die Abfallkategorien widerspiegeln die eingesetzten Materialien. So stammen über 90% der in Inertstoffdeponien gelagerten Abfälle aus der Infrastruktur des Schienennetzes. Bei den in Reaktordeponien zu entsorgenden Stoffen ist es der Fahrzeugbau, der den grössten Anteil verursacht. Die Strombereitstellung ist durch die bei thermischen Kraftwerken zu entsorgenden Reststoffen die in dieser Kategorie dominierende Quelle.

Anhang B, Bahntransport

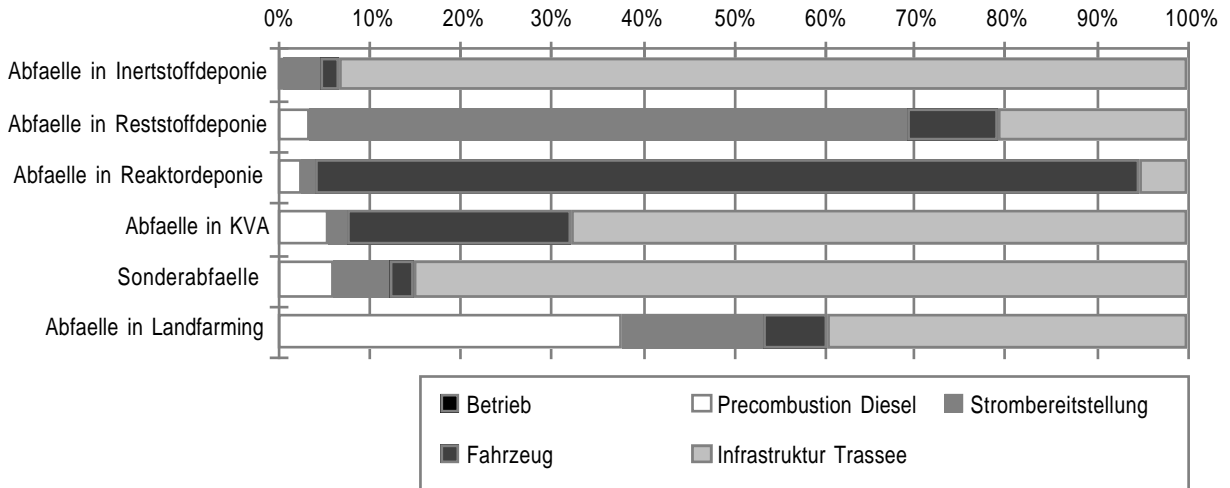


Fig. B.2.5: Anteile der fünf Prozessstufen an ausgewählten Wasseremissionen des Moduls "Transport Schiene"

3. Pkw-Transporte

3.1 Übersicht

Personentransporte sind, sofern es sich nicht um Pendelfahrten zum Arbeitsplatz handelt, demjenigen Prozess anzurechnen, der diese Dienstleistung beansprucht (siehe Teil III). In der Regel handelt es sich bei diesen Transporten um Geschäftsreisen, Fahrten zur Baustelle, Kontrollgänge und Servicearbeiten mit einem Pkw. Bei den "klassischen", zentralisierten Energiesystemen spielen solche Pkw-Fahrten aus ökologischer Sicht wahrscheinlich eine untergeordnete Rolle. Eine gewisse Bedeutung könnte eventuell die regelmässige Überprüfung von langen Rohrnetzen mit einem Personenwagen haben.

Bei dezentralen Energiesystemen, für deren Installation und Wartung das Personal jeweils längere Distanzen zurücklegen muss, könnten Pkw-Transporte eine etwas grössere Bedeutung erlangen.

Um den Einfluss dieser Emissionsquelle ebenfalls berücksichtigen zu können, werden im folgenden Abschnitt die spezifischen Emissionsfaktoren von Personenwagen zusammengestellt.

Das System "Pkw-Personentransporte" wird analog zum Strassengüterverkehr in die drei Subsysteme Betrieb, Infrastruktur Fahrzeugpark und Infrastruktur Strasse unterteilt (Siehe Fig.B1.1).

Da die Personentransporte zwar hauptsächlich, aber nicht nur in der Schweiz ausgeführt werden, sollen neben dem Bilanzraum Schweiz auch die durchschnittlichen Verhältnisse in West-Europa (mehr Diesel-Pkw) berücksichtigt werden.

3.2 Direkte Emissionen, direkter Energieverbrauch

3.2.1 Fahrzeugpark

Die Zusammensetzung des Schweizer Fahrzeugparks und der Split zwischen Benzin-Pkw mit bzw. ohne Katalysator wird gemäss den Überlegungen zu den Lieferwagen in Abschnitt 1.2.4 ermittelt. Zusammen mit Zahlen aus <BUWAL 1995a> ergeben sich für das Bezugsjahr 1993 die folgenden Anteile: Diesel: 5.7%, Benzin mit Katalysator: 60.8% und Benzin ohne Katalysator: 33.6%.

Für den hier zur Diskussion stehenden westeuropäischen Pkw-Park wird ein Dieselanteil von 20% und Benzinanteile von 20% mit und 60% ohne Katalysator angenommen.

3.2.2 Direkter Energieverbrauch - Literaturvergleich

Normiert auf den Schweizer Pkw-Park im Jahr 1990 ergeben verschiedene Quellen die in Tab. B.3.1 dargestellten Verbrauchswerte. Eine gute Übereinstimmung weisen die beiden Quellen <BUWAL 1986> und <GEMIS 1993> auf. Beide Studien stützen sich auf Messungen des TÜV Rheinland, wobei in <GEMIS 1993> bereits aktuellere Durchschnittswerte berücksichtigt werden konnten. Die Werte aus Maibach et al. <1995> beziehen sich auf den schweizerischen Wagenpark 1993.

Quelle	Kraftstoffverbrauch [l/100km]	Kraftstoffverbrauch [g/km]	Energieverbrauch [MJ/km]
<BUWAL 1986>	8.9	67	2.87
<GEMIS 1993>	8.7	65	2.78
<OECD 1991>	11.8	88	3.77
<Maibach et al. 1995> ¹⁾	9.1	68.5	2.93

Tab. B.3.1: Kraftstoffverbrauch von Pkw nach verschiedenen Quellen, normiert auf den Schweizer Pkw-Park im Jahr 1990: mit 2% Diesel, 39% Benzin o. Kat. und 59% Benzin m. Kat.; ¹⁾: 1993: mit 5.7% Diesel, 33.6% Benzin o. Kat. und 60.8% Benzin m. Kat., gemäss <BUWAL 1995a>

3.2.3 Direkte Emissionen - Literaturvergleich

Ein Vergleich der "Hauptschadstoff"-Emissionen gemäss den vier bereits verwendeten Quellen zeigt relativ grosse Differenzen auf.

Mit Ausnahme der Werte aus Maibach et al. <1995> sind wiederum alle Angaben auf den Schweizer Pkw-Park im Jahr 1990 normiert. Die Emissionsfaktoren werden analog zum Strassengüterverkehr auf den entsprechenden Kraftstoffverbrauch bezogen.

Quelle	NO _x [g/kg]	VOC (NMVOC und CH ₄) [g/kg]	CO [g/kg]
<BUWAL 1986>	26	9.3 ¹⁾	72
<GEMIS 1993>	16	5 ¹⁾	72
<OECD 1991>	12	9.4 ¹⁾	155
<Maibach et al. 1995> ²⁾	16 ³⁾	16/ 1.9 ⁴⁾	100 ⁵⁾

Tab. B.3.2: Literaturvergleich der Emissionen von Pkw normiert auf den Schweizer Pkw-Park im Jahr 1990; ¹⁾: nur Abgasemissionen, Benzinverdampfung im Stillstand und bei der Fahrzeugbetankung werden an anderer Stelle berücksichtigt; ²⁾: Wagenpark CH 1993; ³⁾: inkl. Kaltstarts (7%); ⁴⁾: inkl. Kaltstarts (28%), Tankatmung (8%) und Abstellen (17%); ⁵⁾: inkl. Kaltstarts (33%)

Die Emissionsfaktoren in <Maibach et al. 1995> basieren auf umfangreichen Messungen, welche in <BUWAL 1995a> dokumentiert sind, weshalb sie hier verwendet werden.

3.2.4 Berechnungsgrundlagen zu den Schadstoffemissionen

Die Emissionsfaktoren und der Kraftstoffverbrauch für Pkw der GEMIS-Studie und diejenigen aus <Maibach et al. 1995> sind in der folgenden Tabelle aufgelistet. In diesem Projekt werden die Emissionen aus <Maibach et al. 1995> weiterverwendet. Sie stützen sich auf umfangreiche Testserien, widerspiegeln die Situation in der Schweiz und beinhalten auch zusätzliche Emissionen infolge von Kaltstarts, Tankatmung etc. Sie liegen u.a. aus diesen Gründen höher als diejenigen in GEMIS <1993>.

Schadstoff	Einheit	Benzin, ohne Katalysator	Benzin, mit Katalysator	Diesel
<GEMIS 1993>				
CO	[g/kg]	139	31	18
NO _x	[g/kg]	15	6	15
NMVOC	[g/kg]	6.5 ¹⁾	1.9 ¹⁾	5 ¹⁾
CH ₄	[g/kg]	0.3	0.2	0.1
Partikel	[g/kg]	0.2	-	1.6
N ₂ O	[g/kg]	0.08	0.2	0.1
Kraftstoffverbrauch	[g/km]	65	65	61
	[l/100km]	8.7	8.7	8.1
	[MJ/km]	2.8	2.8	2.6
<Maibach et al. 1995> ²⁾				
CO	[g/kg]	198	53	9.7
NO _x	[g/kg]	31	7.5	11
NMVOC	[g/kg]	38	5.0	2.0
CH ₄	[g/kg]	1.5	0.75	0.10
Partikel	[g/kg]	0	0	2.1
N ₂ O	[g/kg]	0.13	0.63	0.44
Kraftstoffverbrauch	[g/km]	71.1	67.8	61
	[l/100km]	9.5	9.0	7.3
	[MJ/km]	2.95	2.9	2.6

Tab. B.3.3: Emissionen und Kraftstoffverbrauch von Pkw nach <GEMIS 1993> und <Maibach et al. 1995>; ¹⁾: Nicht-methan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC) = Summe aller Kohlenwasserstoffe (VOC) ohne Methan (CH₄), Benzol und Benzo(a)pyren; ²⁾: inkl. zusätzlicher Emissionen infolge Kaltstarts, Abstellen, Tankatmung

Für die übrigen energiebedingten Schadstoffe können die Emissionsfaktoren gemäss den in Abschnitt 1.2.5 gemachten Angaben berechnet werden.

Schadstoff		Benzin, ohne Katalysator	Benzin, mit Katalysator [g/kg]	Diesel [g/kg]
CO ₂	[g/kg]	2775 ¹⁾	3070 ¹⁾	3150 ¹⁾
SO ₂	[g/kg]	0.26	0.64	2.6
Benzol	[g/kg]	1.53	0.08	0.04
Benzo(a)pyren	[g/kg]	5 * 10 ⁻⁵	2 * 10 ⁻⁵	8 * 10 ⁻⁵
Blei	[g/kg]	0.2	3.9 * 10 ⁻³	1.1 * 10 ⁻⁴

Tab. B.3.4: Emissionen von Pkw gemäss den Angaben in Abschnitt 1.2.5; ¹⁾: CO₂-Werte sind korrigiert um den Kohlenstoffanteil, der als CO und VOC (C-Gehalt: 75 Gew.-%) emittiert wird.

Benzindämpfe

Für die Stillstandverdampfung von Benzin-Pkw wird gemäss <BUWAL 1986> ein Anteil von 20% der VOC-Abgasemissionen verechnet. Der Benzolanteil von Benzindämpfen (ca. 2%) wird vernachlässigt, da er eine Grössenordnung unter den Abgas-Benzol-Emissionen von Benzinfahrzeugen ohne Katalysator liegt <Black et al. 1980>, <Berglund et al. 1990>. Gemäss BUWAL <1995a> stammen lediglich die Hälfte der Kohlenwasserstoff-Emissionen aus der Warmphase. Kaltstarts, Verdampfung nach dem Abstellen des (heissen) Motors und Tankatmung steuern die andere Hälfte bei. Dieser Anteil ist bei andern Schadstoffen weniger ausgeprägt (Anteil Warmphase: CO: 67%, Partikel 91%, NO_x: 93%, CO₂: 94%).

Emissionen durch die Fahrzeugbetankung werden im Erdöl-Modul (ab Regionallager) bilanziert und fliessen über den Benzinbezug ein.

Reifenabrieb

Für den Reifenabrieb werden die Zahlen der Lieferwagen übernommen (Siehe Tab. B.1.16), wobei eine Umrechnung von [g/tkm] auf [g/km] vorgenommen wird.

Schwermetalle im Reifengummi:	Einheit	Emissionen
Abrieb pro Fahrleistung	[g/km]	0.65
Zink (Zn)	[%]	1.6
Spez. Zink-Emissionen	[g/km]	0.01
Blei (Pb)	[%]	0.0026
Spez. Blei-Emissionen	[g/km]	1 * 10 ⁻⁵
Cadmium (Cd)	[%]	0.0006
Spez. Cadmium-Emissionen	[g/km]	4 * 10 ⁻⁶

Tab. B.3.5: Reifenabrieb und Schwermetallemissionen von Pkw, gemäss den Annahmen in den Tabellen B 1.15 und B 1.16, umgerechnet von [g/tkm] auf [g/km].

Platinemissionen durch Katalysatoren

Nach <BUWAL 1988> wird durch Erosion am Dreiweg-Katalysator im Durchschnitt 2.0*10⁻⁶ g/km Platin emittiert. Ausgehend von einem Anteil der mit einem Katalysator ausgerüsteten Pkw's von 20%, ergibt dies einen Emissionsfaktor von 4*10⁻⁷g/km Platin.

Da eine Anreicherung von Platin in organischen Strukturen bisher nicht nachgewiesen wurde und der Gesamtausstoss von Platin in der Schweiz von 70 kg/a ausgesprochen gering ist, kann davon ausgegangen werden, dass Platinemissionen durch Katalysatoren ökologisch kaum relevant sind.

3.2.5 Beurteilung der Datenqualität

Für die einzelnen Schadstoffe gelten die unter 1.2.6 gemachten Angaben. Der Fehler durch die festzulegende, stark variierende Auslastung entfällt beim Pkw-Transport. Dafür wirken sich die groben Annahmen der Diesel- und Katalysator-Anteile am gesamten Fahrzeugpark sowie die Unterhaltsaufwendungen auf die Genauigkeit der berechneten Werte aus.

3.3 Indirekte Emissionen, indirekte Aufwendungen

3.3.1 Übersicht

Abgrenzung

Der Pkw hat innerhalb dieses Projektes eine stark untergeordnete Rolle. Es werden deshalb die meisten Annahmen und Abgrenzungen aus Kap.B.1.3 übernommen und lediglich angepasst. Es werden hier vor allem Abweichungen zu den Annahmen zum Lkw erwähnt.

Die Bilanzierung erfolgt für einen typischen Mittelklassewagen.

Kennziffern

		West- Deutschland	West-Deutschland	Schweiz	Schweiz
Strassenlänge total	km	502'861		71'000	
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	169.8		11.941	
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	661.5		99.375	
Güterverkehrsleistung	Mrd. Btkm	360		25.3	
Personenverkehrsleistung	Mrd. Btkm	496		74.5	
Anteil Personenverkehr	%	58%		75%	
		km/Mrd. Btkm	m*a/Mio.Pkw km	km/Mrd. Btkm	m*a/Mio.Pkw km
Autobahn		10.3	10	15	15
Bundesstrasse/1.Kl.		36.3	36	90	90
Landesstrasse		73.9	74		
Kreisstrasse/2.Kl.		82.6	83	334.7	335
Gemeindestrasse/3.Kl.		384	384	271.5	271
Total		587.5	587	711.4	711

Tab. B.3.6: Anteil des Personenverkehrs an der Brutto-tkm -Leistung und die beanspruchte Strassenlänge pro Pkw-km.

Der Bezug erfolgt wie bei den direkten Emissionen pro km Fahrleistung. Es wird hier von einer Fahrleistung von 150'000 km ausgegangen. Höhere Laufleistungen sind mit erhöhtem Wartungsaufwand verbunden, was eine gewisse Kompensation bedeutet.

Für die Infrastruktur müssen die Längen der verschiedenen Verkehrswege und die darauf abgewickelte Verkehrsleistung bekannt sein. Daraus soll dann auch die Zuordnung des Infrastrukturanteils zum Personentransport ermöglicht werden (Tab.B1.18 und 1.19).

3.3.2 Infrastruktur Fahrmittel

Bau

Es wird ein 1000kg schwerer Mittelklassewagen bilanziert. Es werden dabei Materialaufwendungen und Energie für Bau und Unterhalt berücksichtigt.

Katalysatorgewicht und Zusammensetzung können <Müller 1992> oder <BUWAL 1988> entnommen werden (1.6g Pt, 0.3g Rh pro Katalysator). Der Recyclinganteil beträgt gemäss <Aegerter et al. 1996>, die sich auf <Cowley 1995> abstützen, rund 17% bei Platin, 12% bei Palladium und 10% bei Rhodium. Pro Pkw werden gemäss <UBA 1993> 30m³ Frischwasser verbraucht.

Für den Bauenergieaufwand auf Endenergiebasis wird hier von 12 MJ/kg ausgegangen, wobei gemäss <UBA 1993> die Aufteilung nach Endenergien etwa mit 45% Strom, 41% Gas, 7% Oel und 7% Kohle angenommen werden kann. <DeLuchi 1991> gibt höhere Kohle- und tiefere Stromanteile an. Nach <UBA 1993> kann zurzeit in Deutschland mit einer NMVOC-Emission beim Lackieren von 5.2kg pro Pkw ausgegangen werden.

Der Transport der Neuwagen in die Schweiz wird in Maibach et al. <1995> auf der Basis ihrer Herkunft (70% Europa, 27% Fernost, 3% USA) abgeschätzt.

	UBA 1993	DeLuchi 1991	Baccini 1993	Weber et al. 1993	diese Studie	diese Studie
	kg	kg	kg	kg	kg	g/km
Stahl und Eisen	600		690	600-650		
Stahl unlegiert		604			559	3.73
Stahl niedriglegiert		85			85	0.57
Stahl hochlegiert		10			10	0.067
Guss	80				80	0.53
Aluminium	22	50		40-70	40	0.27
Kupfer/Messing	5	16			10	0.067
Blei	10	26			15	0.1
Zink		6			6	0.04
Nichteisenmetalle	3		45			0
Kunststoffe als PP	100	71	45	100-140	100	0.67
Gummi	80	43	52		60	0.4
Glas	40	27	39		35	0.23
Sonstige	60		129	190-210		0
Platin					5.3E-4 ¹⁾	3.5E-06
Palladium					1.1E-4 ¹⁾	7.3E-07
Wasser	30'000				30'000	200
Total (ohne Wasser)	1000	938	1000	930-1070	1000	6.67

Tab. B.3.7: Materialinhalt verschiedener Pkw's; ¹⁾: Während der Lebensdauer von 20% der Pkw's 2 Katalysatoren gemäss Zusammensetzung aus <Müller 1992> <BUWAL 1988>, Anteil Recycling: Pt:17%, Rh: 10% <Aegerter et al. 1996>

	Einheit	pro Pkw	pro km
Strom Mittelspannung in UCPTe	MJ	5'400	0.036
Gas in Industriefeuerung	MJ	4'920	0.033
Heizöl EL in Heizung 1MW	MJ	840	0.0056
Kohle in Industriefeuerung	MJ	840	0.0056
Transport Hochseefrachter	tkm	7670	0.051
Transport Schiene	tkm	720	0.0048
Transport Lkw 40t	tkm	150	0.001
NMVOE-Emissionen	kg	5.2	35E-6

Tab. B.3.8: Endenergie- und Transportaufwand sowie Emissionen durch die Herstellung eines Pkw pro Fahrzeug und pro km

Unterhalt

Neben den Aufwendungen für Reifen und Ölwechsel werden die Aufwendungen für zusätzliche Batterien gemäss <Maibach et al. 1995> veranschlagt. Der Aufwand für Garagen wird mit 50% desjenigen für Lieferwagen angenommen, was unter Berücksichtigung der Auslastung einem Strombedarf von 28.5 kJ/km (Niederspannung UCPTe) und einem Wärmebedarf von 100kJ/km (Industriefeuerung Heizöl EL) entspricht.

Entsorgung

Pro Pkw wird von 150kg Deponieabfall resp. 1g/km gerechnet. Diese Reststoffe gehen in Reaktor-deponien <UBA 1993>.

	Einheit	pro Pkw	Einheit	pro km
Öl ¹⁾	kg	36	g/km	0.24
Fett ¹⁾	kg	16	g/km	0.1
Polypropylen ⁴⁾	kg	2.5	g/km	0.017
Blei ⁴⁾	kg	30	g/km	0.2
Stahl von Ölfilter, Auspuff, Bremsklötze	kg	20	g/km	0.3 ³⁾
Reifen ²⁾	Stk	16	g/km	0.8
Heizöl in Heizung 1MW ⁴⁾			kJ/km	100
Strom Niederspannung UCPTe ⁴⁾			kJ/km	28.5

Tab.B.3.9: Material und Energieaufwand für den Pkw-Unterhalt, Erklärungen siehe Kap.1.3.2; ¹⁾: wird als Diesel bilanziert; ²⁾: Reifen während ganzer Lebensdauer (9 kg pro Reifen, Anteil Stahl = 16.8% <Oser 1992>, <Boustead et al. 1979>; ³⁾: inkl. Stahl aus Reifen; ⁴⁾: eigene Annahme auf der Basis von <Maibach et al. 1995>

Zusammenstellung

Die Zusammenstellung der Aufwendungen und Belastungen durch den Fahrzeugbau und -unterhalt sind in Tab.B.3.10 zu finden. Auf der Energieseite zeigt es sich, dass der Ölverbrauch der Servicegaragen einen dominierenden Einfluss auf die Energiebilanz ausübt.

pro km	Einheit	Pkw
Heizöl Petro ab Raffinerie Euro	t	3.40E-07
Stahl unlegiert	kg	4.00E-03
Stahl niedriglegiert	kg	5.70E-04
Stahl hochlegiert	kg	6.70E-05
Gusseisen	kg	5.30E-04
Aluminium 0% Rec.	kg	2.70E-04
Kupfer	kg	6.70E-05
PE (HD)	kg	6.70E-04
Polypropylen	kg	1.70E-05
Gummi EPDM	kg	1.20E-03
Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	2.30E-04
Platin ab Anreicherung	kg	3.50E-09
Rhodium ab Anreicherung	kg	7.30E-10
Zink fuer Verzinkung	kg	4.00E-05
Blei	kg	2.70E-04
Wasser	kg	2.00E-01
Strom Niederspannung - Bezug in UCPTE	kJ	2.85E-08
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPTE	TJ	3.60E-08
Erdgas in Industrieheizung >100kW Euro	TJ	3.30E-08
Heizöl EL in Heizung 1 MW	TJ	1.06E-07
Industriekohleheizung 1-10 MW	TJ	5.60E-09
NMVOc p	kg	3.50E-05
Abwaerme in Luft p	TJ	6.45E-08
Abfaelle in Reaktordeponie ¹⁾	kg	1.00E-03

Tab. B.3.10: Material- und Energiebilanz für Personenfahrzeuge (Modul "Infra Pkw Westeuropa Bau,Unterhalt"); # Verknüpfungen in Ecoinvent; ¹⁾: als Kunststoffe in Reaktordeponie verbucht

Qualität der Daten

Nicht bilanziert wurde die Infrastruktur der Service-Garagen, die Einstellhallen und die prozessspezifischen Emissionen des Fahrzeugbaus und -unterhalts (Ausnahme NMVOC). Es wurde ein Fahrzeug als Fallbeispiel herausgegriffen und bilanziert; der durchschnittliche Fahrzeugpark kann damit nicht repräsentiert wird.

Die meisten Angaben wurden aus Kap.1.3 abgeleitet und stammen z.T. aus <Elsener et al. 1993>.

Die Materialzusammensetzung der Fahrzeuge dürfen zu kleinen Fehlern führen, während z.B. der sehr relevante Energieaufwand in Servicegaragen mit grossen Unsicherheit verbunden ist, da keine Bottom-up-Analysen beigezogen werden konnten.

3.3.3 Infrastruktur Strasse

Die Bilanzierung erfolgt in Anlehnung an Kap.1.3.3.

Flächenbedarf

In <Hüsler et al. 1989> wird für die Nutzflächen ein Wert von 457.84 km² ausgewiesen (0.0046 m²a/km). Zusätzlich werden 103.34 km² Restflächen und 168.4 km² Nebenanlagen ausgewiesen.

Wird angenommen, dass 70% der Flächen im dicht besiedelten Bereich mit einer Flächenkategorie III liegen (Rest Kat.II) so resultiert der nachfolgende Flächenbedarf, wenn von den Daten in <Hüsler et al. 1989> ausgegangen wird.

Fläche Kat.II->IV	0.002	m ² a/km
Fläche Kat.III->IV	0.0044	m ² a/km
Fläche Kat. II->III	0.0003	m ² a/km

Bau

Mit den Angaben in Kap.B.1.3.3 und Tab.B.3.6 kann der Bau der Infrastruktur für den Personenverkehr bilanziert werden.

Für den Brückenbauaufwand kann aufgrund der verbauten Mengen Beton und Stahl ein zusätzlicher Strombedarf von 1.5 kJ/tkm, Transportaufwand $0.25 \cdot 10^{-3}$ tkm/tkm und 5 kJ/tkm Diesel in Baumaschinen abgeschätzt werden. Es werden hier nur noch die Resultate aufgeführt.

		pro km
Bitumen	t	2.3E-6
Kies/Split/gebr. Steine	kg	0.075
Beton	kg	1.6E-2
Stahl niedriglegiert	kg	1E-4
Stahl unlegiert	kg	9E-4
Strom Mittelspannung UCPT	TJ	1.9E-8
Frontladerraupe	m ³	1.3E-4
Diesel in Baumaschinen	TJ	31E-9
Transport Lkw 40t	tkm	8.0E-4
CH ₄	kg	4.6E-5
NMVO	kg	2.8E-5
Aushub in Inertstoffdeponie	kg	4.1E-3

Tab.B 3.11: Bauaufwendungen für Infrastruktur pro km Personenverkehr

Unterhalt

Im **Winterdienst** werden in der Schweiz rund 120'000t Streusalz und 150'000t Split ausgebracht <Greenpeace 1991>. Dies entspricht 1.2g Streusalz und 1.5g Split pro km Pkw-Fahrt. Das Streusalz wird als 0.5g Na⁺ und 0.7g Cl⁻ Emissionen verbucht.

Aufgrund von kantonalen Angaben <Tiefbauamt Kanton Aargau 1992> wurde der Verbrauch an **Markierfarben** auf 4'000 bis 5'000t pro Jahr geschätzt. Pro km ergibt dies 0.05g Farbe. Es wird angenommen, dass davon 0.025g/km als NMVO emittieren.

Für den Unterhalt der Strassen (Winterdienst, Bankette abtragen, Vermarkung, Wasserschäden, Entwässerung, Reinigung, Grünpflege, Signalisation, Werkhöfe etc.) werden weitere Aufwendungen nötig, welche aus kantonalen Angaben auf 1.9 kJ Diesel in Baumaschinen und 0.0006 km Pkw abgeschätzt wurden <Elsener et al. 1993>. Für die Strassenbeleuchtung und Tunnelbelüftung werden 18kJe Strom benötigt (siehe Kap.B1.3.3).

Entsorgung

Das Recycling von Strassenbelägen wurde in den letzten Jahren gestartet und dürfte in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Es wird hier angenommen, dass von den eingebrachten 75g Material/km 50% wieder entfernt werden und davon 50% vor Ort aufbereitet und wieder eingebaut werden. Damit bleiben 18g in Deponie/km dessen Abtransport 0.00036 tkm/km Lkw 28t benötigt.

Zusammenstellung

Mit den vorliegenden Bilanzdaten, welche in Tab.B.3.12 zusammengestellt sind, wird schnell ersichtlich, dass der Betriebsstromverbrauch der Tunnels einen relevanten Anteil am Aufwand hat. Ebenfalls wichtig sind die Kunstbauten, welche in der Schweiz noch wesentlich relevanter sind als z.B. in Deutschland.

		pro km
Flaeche II-IV	m ² a	0.002
Flaeche III-IV	m ² a	0.0044
Flaeche II-III	m ² a	0.0003
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	2.30E-06
Betonkies	kg	0.075
PE (HD)	kg	5.00E-05
Natriumchlorid	kg	1.20E-03
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	1.60E-02
Stahl niedriglegiert	kg	1.00E-04
Stahl unlegiert	kg	9.00E-04
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	2.00E-08
Aushub Frontladerraupe	m ³	1.30E-04
Diesel in Baumaschine	TJ	3.10E-08
Transport Lkw 40 t	tkm	1.20E-03
Transport Pkw Westeuropa	km	0.0006
NMVOG p	kg	5.30E-05
Ion Natrium f	kg	5.00E-04
Chloride f	kg	7.00E-04
Abwaerme in Luft p	TJ	2.00E-08
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	2.20E-02

Tab.B 3.12: Infrastrukturaufwendungen pro km im Personenverkehr (Modul "Infra Strasse Pkw Westeuropa")

Qualität der Bilanzierung

Die Anmerkungen in Kap.B.1.3.3 gelten auch hier.

3.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro km		Pkw West-Europa ¹⁾
Benzin bleifrei ab Regionallager Euro	t	1.4E-5
Benzin verbleit ab Regionallager Euro	t	4.3E-5
Diesel ab Regionallager Euro	t	1.2E-5
Infra Pkw Westeuropa Bau,Unterhalt	km	1
Infra Strasse Pkw Westeuropa	km	1
Emissionen Luft:		
CO ₂ Kohlendioxid m	kg	2.0E-01
CO Kohlenmonoxid m	kg	9.3E-03
SO _x als SO ₂ m	kg	5.2E-05
NO _x Stickoxide als NO ₂ m	kg	1.6E-03
N ₂ O Lachgas m	kg	2.0E-05
Partikel m	kg	2.6E-05
NMVOG m	kg	1.7E-03
CH ₄ Methan m	kg	7.5E-05
Benzol m	kg	6.7E-05
BaP Benzo(a)pyren m	kg	3.4E-09
Pb Blei m	kg	8.6E-06
Cd Cadmium m	kg	4.0E-9
Pt Platin m	kg	4.0E-7
Zn Zink m	kg	1.0E-5
Abwaerme in Luft m	TJ	3.1E-06

Tab. B.3.13: Energieverbrauch und Emissionen von Pkw, bezogen auf die Fahrleistung in Kilometer; ¹⁾: 20% Diesel, 60% Benzin o. Kat., 20% Benzin m. Kat.

3.5 Auswertung der Resultate

Die zusammengefassten Resultate des Pkw-Transports sind in der Tab. B.3.14 aufgeführt. Die Auswahl der Kenngrößen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2). Die vollständigen Resultattabellen sind im Directory "Eingabedaten und Resultate" enthalten.

		Pkw Westeuropa km
Ressourcen:		
Flächeninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	0.00651
Flächeninanspruchnahme II-III	m2a	0.00278
Flächeninanspruchnahme II-IV	m2a	0.00328
Flächeninanspruchnahme III-IV	m2a	0.00497
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m2a	1.11E-05
Rohoel	t	9.26E-05
Materialeinsatz:		
Materialien	kg	0.123
Kalkstein	kg	0.00433
Kies	kg	0.0967
Stahl und Gusseisen	kg	0.00693
Kupfer	kg	8.33E-05
Transportleistungen:		
Transport Strasse	tkm	0.0377
Transport Schiene	tkm	0.0163
Transport Wasser	tkm	0.512
Abwärme	TJ	4.91E-06
Emissionen Luft:		
CO2 mobil	kg	0.207
CO2 prozessbedingt	kg	0.0127
CO2 feuerungsbedingt	kg	0.0897
SOx	kg	0.000652
NOx	kg	0.00196
CH4	kg	0.00056
NMVOG	kg	0.00289
BTEX-Aromaten	kg	8.11E-05
Benzo(a)Pyren	kg	4.21E-09
HCl	kg	6.16E-06
Hg	kg	3.58E-09
Rn (inkl. Ra)	kBq	30.6
Emissionen Wasser:		
Chloride	kg	0.00352
Sulfate	kg	0.000281
Ammoniak als N	kg	7.95E-06
Fette und Öle Süsswasser	kg	1.54E-06
Fette und Öle Meerwasser	kg	8.43E-05
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	5.14E-06
Zink	kg	7.22E-07
Ra	kBq	0.0115
Abfälle:		
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	0.0305
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	0.0024
Abfälle in Reaktordeponie	kg	0.00108
Abfälle in KVA	kg	0.000133
Sonderabfälle	kg	8.29E-05
Abfälle in Landfarming	kg	0.000569

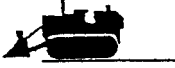
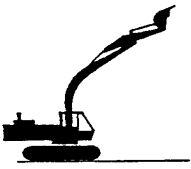

Tab. B.3.14: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse des Pkw-Transports. Bezugsgrösse km. Die Auswahl der Kenngrößen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

Die Verhältnisse beim Pkw sind sehr ähnlich wie beim Lieferwagen. Aus diesem Grund wird auf eine Resultatdiskussion verzichtet. Einige wichtige Punkte sollen aber nochmals erwähnt werden. Der Anteil der Fahrzeugherstellung ist beim Pkw für alle Umweltbelastungen etwas grösser als beim Lieferwagen. Leicht geringer sind dagegen die Anteile der Kraftstoffbereitstellung und der direkten Emissionen. Die direkt im Betrieb freigesetzte Abwärme beträgt knapp 60% der insgesamt pro km freigesetzten 4.9 MJ. Noch deutlicher als beim Lieferwagen dominieren beim Pkw die vorgelagerten Prozesse bei den Luftemissionen. Beim NO_x werden mit fortschreitender Einführung der Katalysatortechnik die direkten Emissionen aus dem Betrieb (NO_x m) bald weniger als die Hälfte betragen. Wie beim Lieferwagen (Fig B.1.3) bereits zu erkennen war, trägt die Erzeugung von Halbzeugen - in erster Linie Stahlblech - wesentlich zu den SO_x-Emissionen bei.

4. Bauprozesse

4.1 Übersicht

Bauprozesse können im Rahmen dieses Projektes nur sehr vereinfacht berücksichtigt werden. Aus der Vielfalt von effektiv verwendeten Baugeräten werden zwei verschiedene Raupenfahrzeuge für Erdarbeiten ausgewählt. Emissionen und Endenergieverbrauch dieser beiden Kategorien werden auf die mittlere Leistung - gemessen am bewegten Erdvolumen - bezogen. Für alle übrigen Baugeräte mit Dieselantrieb wird eine Kategorie "allgemeine Baumaschinen" definiert. Emissionen und Energieverbrauch werden in dieser Kategorie auf den Dieselverbrauch bezogen.

Baumaschine	Bezeichnung	Durchschnittliches Gewicht	Leistung bei mittlerem Einsatz	Lebensdauer bei mittlerem Einsatz
	Frontlader-Raupe	10 t	150 m ³ /h	10'000 h
	Hydraulikbagger	15 t	150 m ³ /h	10'000 h
	Baumaschinen allgemein (mit Dieselantrieb)	10 t	19 kg Diesel/h	10'000 h

Tab. B.4.1: Berücksichtigte Baumaschinen in diesem Projekt.

Für das System "Baumaschinen" werden nur die direkten Aufwendungen und Emissionen sowie - als grobe Abschätzung - der Herstellungsaufwand untersucht. Der Unterhaltsaufwand und die Infrastruktur (Einstellhallen, Werkhöfe) werden nicht berücksichtigt.

4.2. Direkter Endenergie- und Schmierstoffverbrauch

Nach <Beyert 1985> kann für den Schmierstoffverbrauch von Baumaschinen rund 2.2% des Kraftstoffverbrauchs angenommen werden. Da die Herstellung von Schmierstoffen und Hydrauliköl im Rahmen dieses Projektes nicht bilanziert werden konnte, werden die Schmierstoffe als Dieselverbrauch verbucht. Nach Gebrauch werden die Schmierstoffe als Altöl in einer Sonderabfallverbrennungsanlage entsorgt.

Baugerät	Einheit	Dieserverbrauch	Schmierstoffverbrauch
Frontlader-Raupe	[MJ/m ³]	5.9	3.0
	[g/m ³]	138	
Hydraulikbagger	[MJ/m ³]	4.9	2.5
	[g/m ³]	115	
Baumaschine	[MJ/kg]	42.8	22
	[g/kg]	1000	

Tab. B.4.2: Energie und Schmierstoffverbrauch nach <Beyert 1985>

4.3 Direkte Emissionen

Die Emissionsfaktoren der "Hauptschadstoffe" von Baumaschinen (CO, NO_x, NMVOC und Partikel) können aus <BUWAL 1994> übernommen werden. Für die restlichen Schadstoffe werden die Werte von Lastwagentransporten (16t) dieses Projektes eingesetzt (siehe Anhang B., Kap. 1).

4.4 Indirekter Material- und Energieverbrauch, Transporte

Lkw und Pkw bestehen zu rund 70 Gew.% aus Stahl. Es wird davon ausgegangen, dass bei Baumaschinen der Stahlanteil über 90% liegt. Daher wird in erster Näherung für das gesamte Gewicht der Baumaschinen Stahl verrechnet. Zusammen mit der Lebensdauer und der Leistung bei mittlerer Belastung ergeben sich die spezifischen Stahlaufwendungen.

Der Energieverbrauch für die Fertigung von Pkw beträgt rund 20 MJ/kg Primärenergie pro Fahrzeuggewicht <Brown et al. 1985>. Derselbe Wert wird hier für die Baumaschinen angenommen, wobei vorausgesetzt wird, dass für die Fertigung je 50% Erdgas und 50% Strom eingesetzt werden <BFS 1990>.

Für den Stahl werden 600 km Bahntransport und 50 km Lastwagen 40 t bilanziert.

4.5 Zusammenstellung der Eingabedaten

Die Daten werden in Infrastruktur- und Betriebsaufwendungen und -emissionen getrennt.

Transport		Diesel in Baumaschine [TJ] ¹	Aushub Hydraulik-Bagger [m ³] ²	Aushub Frontlader-Raupe [m ³] ²
Endenergien:				
Diesel (inkl. Schmierstoffe)	t	23.9	0.00012	0.00014
Allg. Dienstleistungen:				
Infra Baumaschine	Stk	0.123		
Infra Hydraulik-Bagger	Stk		6.7 * 10 ⁻⁷	
Infra Frontlader-Raupe	Stk			6.7 * 10 ⁻⁷
OUTPUT:				
Luftemissionen:				
Kohlendioxid (CO ₂)	kg	73'000	0.358	0.431
Kohlenmonoxid (CO)	kg	374	0.0018	0.0022
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg	61	0.00030	0.00036
Stickoxide (NO _x)	kg	1'010	0.0050	0.0060
Distickstoffoxid (N ₂ O)	kg	2.8	1.38 * 10 ⁻⁵	1.66 * 10 ⁻⁵
Partikel	kg	150	0.00074	0.00089
NMVOG	kg	164	0.00080	0.00097
Methan (CH ₄)	kg	4.44	2.19 * 10 ⁻⁵	2.6 * 10 ⁻⁵
Benzol	kg	0.023	1.2 * 10 ⁻⁷	1.4 * 10 ⁻⁷
Benzo(a)pyren	kg	0.00012	5.8 * 10 ⁻¹⁰	6.9 * 10 ⁻¹⁰
Blei (Pb)	kg	0.0026	1.27 * 10 ⁻⁸	1.5 * 10 ⁻⁸
Abwärme in Luft	TJ	1.063	5.2 * 10 ⁻⁶	6 * 10 ⁻⁶
Abfälle unbehandelt:				
Altöl in Sonderabfallverbrennung	kg	514	0.0025	0.0030

Tab. B.4.3: Energieverbrauch und Emissionen von Baugeräten; ¹): bezogen auf den Verbrauch von 1 TJ Diesel; ²): bezogen auf 1m³ bewegtes Erdreich

Transport		Infra Bau-maschine [Stk]	Infra Hydraulik-Bagger [Stk]	Infra Frontlader-Raupe [Stk]
Endenergien:				
Strom Niederspannung - Bezug in UCPT	TJ	0.033	0.050	0.033
Erdgas in Industrieheizung > 100 kW	TJ	0.1	0.15	0.1
Rohstoffe und Halbfabrikate:				
Stahl niedriglegiert	kg	3'000	4'500	3'000
Stahl unlegiert	kg	7'000	10'500	7'000
Transporte:				
Transport LKW 40 t	tkm	1'000	1'500	1'000
Transport Schiene	tkm	2'000	3'000	2'000
Emissionen Luft:				
Abwärme in Luft	TJ	0.033	0.050	0.033

Tab. B.4.4: Infrastruktur von Baugeräten

4.6 Auswertung der Resultate

Eine Auswahl der kumulierten Stoff- und Energieflüsse sind in Tab. B.4.5 dargestellt. Die ausführlichen Resultattabellen finden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate". Da nur eine sehr grobe Datenerhebung möglich war, wird an dieser Stelle auf eine Resultatanalyse verzichtet.

		Aushub Frontladderraupen m ³	Aushub Hydraulikbagger m ³	Diesel in Baumaschine TJ
Ressourcen:				
Flächeninanspruchnahme Benthos II-III	m ² a	0.011	0.00932	1870
Flächeninanspruchnahme II-III	m ² a	0.00145	0.00157	255
Flächeninanspruchnahme II-IV	m ² a	0.00175	0.0015	298
Flächeninanspruchnahme III-IV	m ² a	0.000973	0.000844	166
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m ² a	3.48E-06	3.01E-06	0.592
Rohöl	t	0.000158	0.000133	26.7
Materialeinsatz:				
Materialien	kg	0.0299	0.0321	5230
Kalkstein	kg	0.00228	0.00269	404
Kies	kg	0.0148	0.0127	2510
Stahl und Gusseisen	kg	0.00777	0.011	1420
Kupfer	kg	1.22E-05	1.42E-05	2.15
Transportleistungen:				
Transport Strasse	tkm	0.0693	0.0587	11800
Transport Schiene	tkm	0.0266	0.0259	4590
Transport Wasser	tkm	0.779	0.699	133000
Abwärme	TJ	7.81E-06	6.71E-06	1.33
Emissionen Luft:				
CO ₂ mobil	kg	0.0107	0.00938	1820
CO ₂ prozessbedingt	kg	0.0277	0.0236	4720
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	0.494	0.422	83900
SO _x	kg	0.000816	0.000722	139
NO _x	kg	0.00639	0.00533	1080
CH ₄	kg	0.000737	0.000669	126
NM ₁₀ OC	kg	0.00223	0.00187	379
BTEX-Aromaten	kg	4.96E-06	4.25E-06	0.844
Benzo(a)Pyren	kg	1.59E-09	1.83E-09	0.00028
HCl	kg	3.4E-06	3.83E-06	0.598
Hg	kg	2.02E-09	2.27E-09	0.000355
Rn (inkl. Ra)	kBq	17.1	19.1	3010000
Emissionen Wasser:				
Chloride	kg	0.00482	0.00411	820
Sulfate	kg	0.000544	0.000507	93.9
Ammoniak als N	kg	1.32E-05	1.12E-05	2.24
Fette und Öle Süßwasser	kg	2.07E-06	1.82E-06	0.353
Fette und Öle Meerwasser	kg	0.000143	0.000121	24.3
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	8.69E-06	7.34E-06	1.48
Zink	kg	5.07E-07	5.72E-07	0.0893
Ra	kBq	0.00779	0.00813	1360
Abfälle:				
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	0.00957	0.0102	1670
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	0.0027	0.00253	465
Abfälle in Reaktordeponie	kg	0.000101	8.61E-05	17.2
Abfälle in KVA	kg	5.62E-05	0.000066	9.95
Sonderabfälle	kg	0.0031	0.00258	531
Abfälle in Landfarming	kg	0.00096	0.00081	163

Tab. B.4.5: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse der bilanzierten Bauprozesse. Bezugsgrösse TJ resp. m³. Die Auswahl der Kenngrößen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

5. Hochseefrachter

5.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden die Umweltwirkungen des Überseetransportes bilanziert (ohne Öltanker). Die Bilanzierung stützt sich vorwiegend auf die Ausführungen des Kap. IV.8 "Ferntransport" im Teil "Erdöl". Es geht in diesem Kapitel darum, Eigenheiten der übrigen Transporte wie Auslastung, Energiebedarf und Antriebssysteme (Emissionen) anzupassen.

Der Energie- und Flächenbedarf beim Umschlag (Hafenanlagen) wie auch die energie- oder material-spezifischen Umweltwirkungen werden bei den entsprechenden Energiesystemen und Basisdatenmoduln erfasst.

5.2 Antriebssysteme und Treibstoff

Die Antriebssysteme können in zwei Kategorien eingeteilt werden:

- Motoren,
- Dampfturbinen.

Gemäss <Kolle et al. 1991> werden bei den Frachtern, welche Trockengüter transportieren, vorwiegend Motorschiffe mit einer durchschnittlichen Grösse von 51'500 dwt eingesetzt (95.5 %). Schiffe mit Dampfturbinen sind rund dreimal grösser (145'000 dwt). Diese Daten beruhen auf Statistikauswertungen der Jahre 1984/85 der UNO.

Als Treibstoff wird Bunkeröl (Schweröl) verwendet, welches, um die Pumpfähigkeit zu gewährleisten, erwärmt werden muss. Für die Treibstoffzufuhr auf hoher See, kann die Wärme dem Abgasstrom entnommen werden. Beim Betanken muss die Wärme jedoch anderweitig erzeugt werden.

5.3 Bau, Betrieb und Unterhalt

5.3.1 Stahl und Kupfer

Über den Bau von Hochseefrachtern ist in den bisher vorliegenden Studien nur wenig bekannt. Schätzungen über den Stahlbedarf wurden in wenigen Arbeiten vorgenommen und publiziert.

Der Stahlbedarf der Massengutschiffe liegt je nach Schiffsgrösse zwischen 13 und 20 % (50'000 - 150'000 t Klasse) resp. 20 bis 26 % der Nutzlast (20'000 - 50'000 t Klasse) <Heusser 1992>. Ausgehend von einem Anteil von 18 %, einer Lebensdauer von 20 Jahren und einer Jahresdistanz von 100'000 km <Heusser 1993> (Auslastung 65 %, <Kolle et al. 1991>) sind dies 0.135 g/tkm. Für Kupfer wird 1 Promill des Stahlbedarfs, also 0.135 mg/tkm angenommen.

Der Bauaufwand wird mit 50 % des kumulierten Energieaufwandes der Materialien abgeschätzt. Die Energie wird in Form von 10 % Elektrizität Mittelspannung UCPTe, und 90 % Schweröl in Industrieheizung bereitgestellt. Es werden somit 0.16 kJ_e/tkm sowie 1.6 kJ_{Heizöl}/tkm benötigt.

5.3.2 Oberflächenbehandlung (z.B. Antifouling-Anstriche)

Vergleiche hierzu Kap. IV.8.9.3 "Bau, Betrieb und Unterhalt"

5.4 Energiebedarf

Über den Energiebedarf liegen verschiedene Angaben vor. Sie liegen im Bereich von 1 bis über 3 g Bunkeröl/tkm.

- <Kolle et al. 1991>

Aufgrund der Umfragen werden Durchschnittswerte für den Energie- und Treibstoffbedarf angegeben. Zusätzlich werden Korrekturfaktoren für Leerfahrten, Tankvorgänge, Auslastung etc. angegeben.

<Kolle et al. 1991> hat sich mit den NO_x-Emissionen in der Nordsee beschäftigt, weshalb nur für diesen Luftschadstoff Angaben gemacht werden. Dabei geht er von 70 resp. 8 g NO_x/kg Bunkeröl als Emissionsfaktoren für motoren- resp. turbinengetriebene Tanker aus. Daraus ergeben sich NO_x-Emissionen von 130 resp. 14 mg/tkm.

	Kapazität [dwt]	Haupt- aggregat [kW]	Geschwin- digkeit [Knoten]	Verbrauch [t/d]	Verbrauch [g/tkm]	Korrektur- faktor [%] ¹⁾	Korr. Verbrauch [g/tkm]
Dampfturbine	145'000	20'000	15.2	132	1.35	63	2.2
Motor	51'500	10'000	14.6	47.4	1.4	65	2.2

Tab. B.5.1: Spezifischer Energiebedarf verschiedener Trockengüterfrachter, nach <Kolle et al. 1991>; ¹⁾: Korrekturfaktor für Ballastfahrten, Ladefaktor etc.

- <VIA 1990>

Umfrageergebnisse bei Tankerbetreibern und eigene Rechenwerte ergaben je nach Geschwindigkeit Endenergieverbrauchswerte von 10 und 20 Wh/tkm (= 0.9 - 1.8 g Bunkeröl mit H_U = 40.2 MJ/kg) für Massengutschiffe von rund 50'000 dwt.

5.5 Emissionen Luft

- <HEF 1980>, <BUWAL 1991a>

Für Tanker >80'000 dwt mit Dampfturbine wird bei einer Geschwindigkeit von 15 km/h von einer benötigten Leistung von 0.11 kW/t ausgegangen. Dies ergibt einen spezifischen Treibstoffbedarf von 0.35 kg/kWh resp. 2.6 g/tkm (= 29 Wh/tkm). Die Emissionen sind aus der folgenden Tabelle ersichtlich. Sie wurden durch die U.S. Environmental Protection Agency festgesetzt.

Schadstoff	Motor [g/kg Brennstoff]			Dampfturbine [g/kg Brennstoff]		
	v _{max.}	70% v _{max.}	40% v _{max.}	v _{max.}	70% v _{max.}	40% v _{max.}
CO	7	3.4	18	0.5	0.3	0.1
NO _x	35	43	44	3.5	1.7	0.7
SO ₂ ¹⁾	45	45	45	45	23	4.6
C _x H _y	4.5	3.0	7.2	0.25	0.12	0.06
Russ	2.5	2.5	2.5	2	1	0.4

Tab. B5.2: Spezifische Emissionen von Übersee-Schiffsmotoren; ¹⁾: Bunkeröl mit 3 % Schwefel; <HEF 1980>

Die Differenz zwischen Schwefel-Emission und Schwefel-Input mit dem Brennstoff konnte nicht geklärt werden.

- <Sulzer 1992a>

Spez. Werte	[kg/Tag]	[mg/tkm] ¹⁾	[g/kg Brennstoff]
Brennstoff	120'000	3'800	1'000
Schmieröl	700	22	6.2
CO ₂	350'000	11'100	3'080
CO	900	29	7.7
NO _x	7'000	222	61.5
SO ₂ ²⁾	7'000	222	61.5
VOC	265	8	2.3

Tab. B5.3: Energie- und Schmierölbedarf sowie Emissionen eines Containerschiffes (47'000 t, Geschwindigkeit 23 kn = 43 km/h); ¹⁾: Berechnete Werte mit Auslastung 65 % gemäss <Kolle et al. 1991>; ²⁾: Schwefelgehalt im Bunkeröl schwankt zwischen 2-5 Gew.-%, <Sulzer 1992a>

Gemäss Angaben von New Sulzer Diesel sind mit den folgenden spezifischen Energieverbräuchen und Emissionsfaktoren für ein 47'000 t Containerschiff zu rechnen. Dabei ist die hohe Geschwindigkeit zu beachten, welche bei Massengütern wie Kohle sicher nicht erreicht werden (müssen).

Der Energiebedarf der Frachter ist stark abhängig von deren Geschwindigkeit. Diese wird nach wirtschaftlichen Kriterien gewählt und variiert dementsprechend mit der Preisentwicklung des Bunkeröls. Während zu Beginn der achtziger Jahre sich die Preise für Schweröl infolge des Krieges zwischen Iran und Irak um einen Faktor 2.5 erhöht haben, liegen sie heute wieder in der Bandbreite von vor 1980 <BP 1993>. Dadurch lässt sich auch der Unterschied des in dieser Studie verwendeten Energieverbrauchs zu älteren Studien erklären <IEA 1984>, <IEA 1985>.

Die spezifischen Emissionen haben sich in den letzten Jahren nicht wesentlich verringert. Die Stickoxid-Emissionen sind im Gegenteil eher noch angestiegen. Im folgenden werden für Tanker mit Dampfturbinen die Werte von <HEF 1980>, für solche mit Dieselmotoren diejenigen von <Sulzer 1992a> verwendet.

Für Hochseefrachter wird mit folgenden spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerten gerechnet:

Spez. Werte	Dampfturbine [mg/tkm]	Dieselmotor [mg/tkm]	Durchschnitt [mg/tkm] ²⁾
Brennstoff	2'200	2'200	2'200 ³⁾
Schmieröl	k.A.	10	-
CO ₂ ¹⁾	6'773	6'752	6.75E+03
CO	1	12	1.15E+01
NO _x	7.0	98	9.49E+01
SO ₂ ¹⁾	159	159	1.61E+02
VOC	0.6	3.7	3.60E+00
Russ	4.4	5.5	5.45E+00
Aluminium ¹⁾	0.015	0.015	1.5E-02
As Arsen m ¹⁾	0.0015	0.0015	1.5E-03
Co Cobalt m ¹⁾	0.00095	0.00095	9.5E-04
Cr Chrom m ¹⁾	0.00075	0.00075	7.5E-04
Cu Kupfer m ¹⁾	0.00088	0.00088	8.80E-04
Pb Blei m ¹⁾	0.00033	0.00033	3.30E-04
Ca Calcium m ¹⁾	0.013	0.013	1.30E-02
Fe Eisen m ¹⁾	0.029	0.029	2.9E-02
Hg Quecksilber m ¹⁾	0.000044	0.000044	4.40E-05
Mo Molybdaen m ¹⁾	0.0012	0.0012	1.2E-03
Na Natrium m ¹⁾	0.077	0.077	7.70E-02
Ni Nickel m ¹⁾	0.075	0.075	7.50E-02
P Phosphor m ¹⁾	0.0088	0.0088	8.80E-03
Se Selen m ¹⁾	0.00044	0.00044	4.40E-04
Si Silizium m ¹⁾	0.013	0.013	1.30E-02
V Vanadium m ¹⁾	0.20	0.20	2.00E-01

Tab. B5.4: Energie- und Schmierölbedarf sowie Emissionen für Transportmodul "Hochseefrachter"; ¹⁾: berechnet, Brennstoffwerte siehe Tab. IV.3.20; ²⁾: Transportleistung: 4.5 % Dampfturbinen, 95.5 % Dieselmotoren <Kolle 1991>; ³⁾: 0.07E-6 TJ (Heizwert Bunkeröl 38.9 MJ/kg); ⁴⁾: Anteil Methan: 43 % <Rothenmatter 1991>

5.6 Abfälle

Vergleiche hierzu Kap. IV.8.9.7 "Abfälle".

5.7 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro tkm	Einheit	Frachter allgemein
INPUT:		
Aufwendungen Infrastruktur:		
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	1.60E-10
Kupfer	kg	1.35E-07
Stahl unlegiert	kg	0.000135
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	1.60E-09
Abwärme in Luft m	TJ	1.60E-10
Energieträger:		
Heizöl S ab Regionallager Euro	t	2.20E-06
OUTPUT:		
Transport Frachter Uebersee	tkm	1
Emissionen Luft:		
Abwärme in Luft m	TJ	9.10E-08
Al Aluminium m	kg	1.50E-08
As Arsen m	kg	1.50E-09
Ca Calcium m	kg	1.30E-08
Co Cobalt m	kg	9.50E-10
CO Kohlenmonoxid m	kg	1.15E-05
CO ₂ Kohlendioxid m	kg	0.00675
Cr Chrom m	kg	7.50E-10
Cu Kupfer m	kg	8.80E-10
Fe Eisen m	kg	2.90E-08
Hg Quecksilber m	kg	4.40E-11
Mo Molybdaen m	kg	1.20E-09
Na Natrium m	kg	7.70E-08
Ni Nickel m	kg	7.50E-08
NM ₁₀ VOC m	kg	3.60E-06
NO _x Stickoxide als NO ₂ m	kg	9.49E-05
P Phosphor m	kg	8.80E-09
Partikel m	kg	5.45E-06
Pb Blei m	kg	3.30E-10
Se Selen m	kg	4.40E-10
Si Silizium m	kg	1.30E-08
SO _x als SO ₂ m	kg	0.000161
V Vanadium m	kg	2.00E-07
Emissionen Wasser:		
Tributylzinn TBT s	kg	1.00E-08
Abfälle:		
Bilgenöl in SAVA	kg	1.00E-05

Tab. B5.5: Zusammenstellung der Eingabedaten "Transport Frachter Übersee"

5.8 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Das Modul Hochseefrachter umfasst Transportleistungen von losen, trockenen Massengütern. Andere Frachter wie beispielsweise Containerschiffe, welche anderen ökonomische Randbedingungen unterliegen, transportieren bei höheren Geschwindigkeiten, was bis zu einer Verdoppelung des spezifischen Bunkerölverbrauchs führen kann. Das Modul kann als untere Annäherung der meisten Übersee Transporte angesehen werden. Für die Kohle, dem mengenmässig relevantesten Transportgut, dürfte insbesondere der hier verwendete spezifische Energiebedarf der heutigen Realität nahe kommen. Bei einer starken Veränderung der Brennstoffkosten müssen diese Zahlen jedoch angepasst werden.

Betreffend der anderen Punkte siehe Kap. IV.8.12.

5.9 Auswertung der Resultate

Eine Zusammenstellung der zusammengefassten Resultate des Moduls "Transport Frachter Übersee" ist in Tab. B.5.6 aufgeführt. Auf eine differenzierte Analyse der Resultate wird verzichtet.

		Frachter Binnengewässer tkm	Frachter Uebersee tkm
Ressourcen:			
Flächeninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	0.00116	0.000178
Flächeninanspruchnahme II-III	m2a	0.000242	2.58E-05
Flächeninanspruchnahme II-IV	m2a	0.0002	2.81E-05
Flächeninanspruchnahme III-IV	m2a	0.0041	1.53E-05
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m2a	3.41E-06	1.64E-07
Rohöl	t	1.66E-05	2.56E-06
Materialeinsatz:			
Materialien	kg	0.0104	0.000507
Kalkstein	kg	0.000652	0.00004
Kies	kg	0.00657	0.00023
Stahl und Gusseisen	kg	0.00193	0.000152
Kupfer	kg	2.33E-05	3.12E-07
Transportleistungen:			
Transport Strasse	tkm	0.00713	0.00108
Transport Schiene	tkm	0.00335	0.000414
Transport Wasser	tkm	1.09	1.01
Abwärme	TJ	8.44E-07	1.2E-07
Emissionen Luft:			
CO ₂ mobil	kg	0.0365	0.00692
CO ₂ prozessbedingt	kg	0.00263	0.000336
CO ₂ feuerungsbedingt	kg	0.0196	0.00133
SO _x	kg	0.000158	0.000172
NO _x	kg	0.000437	0.000102
CH ₄	kg	0.000114	1.16E-05
NM _{VO} C	kg	0.000239	2.42E-05
BTEX-Aromaten	kg	5.33E-07	7.78E-08
Benzo(a)Pyren	kg	2.94E-10	1.68E-11
HCl	kg	6.61E-07	6.57E-08
Hg	kg	3.48E-10	3.74E-11
Rn (inkl. Ra)	kBq	2.87	0.312
Emissionen Wasser:			
Chloride	kg	0.000496	7.35E-05
Sulfate	kg	4.82E-05	4.8E-06
Ammoniak als N	kg	1.36E-06	1.11E-07
Fette und Öle Süßwasser	kg	2.26E-07	1.95E-08
Fette und Öle Meerwasser	kg	1.51E-05	2.32E-06
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	9.23E-07	1.43E-07
Zink	kg	8.84E-08	8.69E-09
Ra	kBq	0.00118	0.000138
Abfälle:			
Abfälle in Inertstoffdeponie	kg	0.00154	0.000161
Abfälle in Reststoffdeponie	kg	0.000361	4.09E-05
Abfälle in Reaktordeponie	kg	1.06E-05	1.47E-06
Abfälle in KVA	kg	5.98E-06	8.06E-07
Sonderabfälle	kg	0.000123	1.15E-05
Abfälle in Landfarming	kg	0.000101	1.55E-05

Tab. B.5.6: Ausgewählte Energie- und Stoffflüsse der bilanzierten Transportprozesse "Frachter Übersee und Binnengewässer". Bezugsgrösse tkm. Die Auswahl der Kenngrößen erfolgte im Hinblick auf das Erkennen von Systemzusammenhängen und nicht primär aufgrund ihrer Umweltrelevanz (siehe Kap. III.6.2).

6. Binnenschifftransport

6.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden die Umweltwirkungen des Binnenschifftransportes bilanziert (ohne Öltanker). Die Bilanzierung stützt sich vorwiegend auf die Ausführungen des Kap. IV.8 "Ferntransport" im Teil "Erdöl". Es geht in diesem Kapitel darum, Eigenheiten der übrigen Transporte wie Auslastung, Energiebedarf und Antriebssysteme (Emissionen) anzupassen.

Der Energie- und Flächenbedarf beim Umschlag (Hafenanlagen) wie auch die energie- oder material-spezifischen Umweltwirkungen werden bei den entsprechenden Energiesystemen und Basismaterialien erfasst.

Es liegen vorwiegend bundesdeutsche Verhältnisse zugrunde.

6.2 Auslastung

Bei einer durchschnittlichen Tragfähigkeit von 1'100 t pro Einheit und einem Auslastungsfaktor von rund 70 % ergibt dies eine Beladung der Güterschiffe von rund 790 t im Jahre 1990 <Engelkamp 1993>.

6.3 Materialeinsatz und Bauaufwand

Laut Angaben von <Engelkamp 1993> beträgt das Leergewicht für ein 1'100 t Schiff rund 650 t. Bei einer Transportentfernung von 12'000 km pro Jahr und 790 t Frachtgut resultiert eine jährliche Transportleistung von 9.5 Mio. tkm pro Schiff <Engelkamp 1993>. Die Lebensdauer der Schiffe wird von <Engelkamp 1993> mit 30 bis 35 Jahren veranschlagt, was zu folgenden spezifischen Materialverbräuchen führt.

	[t]	[kg/ tkm]
Stahl unlegiert	445	1.4E-3
Stahl hochlegiert	11	35E-6
Gusseisen	52	165E-6
Kupfer	7	22E-6
Zement	12	38E-6
Mineralwolle	9	28E-6

Tab. B.6.1: Spezifischer Materialbedarf von Binnenfrachtschiffen, nach <Engelkamp 1993>

Der Bauaufwand wird mit 50 % des kumulierten Energieaufwandes der Materialien abgeschätzt. Die Energie wird in Form von 10 % Elektrizität Mittelspannung UCPTE, und 90 % Schweröl in Industrieheizung bereitgestellt. Es werden 4 kJ_e/tkm sowie 40 kJ_{Heizöl}/tkm benötigt.

Die Aufwendungen werden analog dem Binnentankschiff (Kap. IV.8.10.4) berücksichtigt.

6.4 Energiebedarf

- <Binnenschiffahrt 1991>

Für Deutschland betrug der Endenergiebedarf im Jahre 1989 rund 600'000 t Dieselöl bei einer Verkehrsleistung von 54 Mia tkm. Daraus errechnet sich ein spezifischer Energiebedarf von 130 Wh/tkm und liegt damit um 30% höher als die Angabe der Bragtank.

- <VIA 1990>

Für ein Grossmotorschiff von 2'000 t Frachtraum wird für eine Rhein-Bergfahrt, ohne Angaben über den Auslastungsgrad, mit rund 20 kg Diesel pro km gerechnet. Daraus ergibt sich ein Endenergiebedarf von 120 Wh/tkm.

Als Bandbreiten des spezifische Endenergiebedarfs der Binnenschiffahrt auf dem Rhein bei 60% Auslastung werden folgende Werte angegeben:

	Energiebedarf [Wh/ tkm]
Bergfahrt	70-150
Talfahrt	20-40
Frachtraum [t]	650-8'800

Tab. B.6.2: Spezifischer Primärenergiebedarf von Binnenschiffen bei einem Auslastungsgrad von 60%, <VIA 1990>

Für dieses Projekt wird ein Dieselverbrauch von 130 Wh/tkm (0.46E-6 TJ/tkm) oder 11 g/tkm eingesetzt.

6.5 Emissionen Luft

Vergleiche hierzu Kap. IV.8.10.6 "Emissionen Luft".

6.6 Betriebsmittel

- Schmiermittel

Es wird mit einem Schmiermittelbedarf von 0.075 - 0.9 g/kWh (0.1 - 1.2 g/PS) gerechnet. Bei einem Energiebedarf von 130 Wh/tkm wird somit 0.01 - 0.12 g/tkm Schmieröl benötigt. Es wird als bereits im Treibstoffbedarf mitberücksichtigt angenommen.

- Aussenanstriche

Pro Jahr werden rund 400 kg Kunstharzfarbe benötigt. Bei einer Transportleistung von 9.5 Mio. tkm pro Jahr sind dies 50 mg/tkm. Mit einem Lösemittelanteil der Farbe von 50 Gew.-% (Annahme) werden somit 25 mg NMVOC/tkm emittiert.

6.7 Abfälle

Die Materialien der Infrastruktur (Stahl, Kupfer etc.) werden dem Re- und Downcycling zugeführt.

6.8 Zusammenstellung der Eingabedaten

pro tkm	Einheit	
Aufwendungen Infrastruktur:		
Fläche III-IV	m ² a	0.004
Wasser	kg	0.007
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.00E-09
Betonkies	kg	0.005
Farbe §	kg	5.00E-05
Gusseisen	kg	0.000165
Kupfer	kg	2.20E-05
Mineralwolle	kg	2.80E-05
Stahl hochlegiert	kg	3.50E-05
Stahl unlegiert	kg	0.0014
Zement	kg	0.00017
Aushub Hydraulikbagger	m ³	0.021
Bitumen ab Raffinerie Euro	t	2.50E-07
Heizöl S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	4.00E-08
Abwärme in Luft p	TJ	4.00E-09
Energieeinsatz:		
Diesel ab Regionallager Euro	t	1.10E-05

Tab. B.6.3: Zusammenstellung der Eingabedaten Modul "Transport Frachter Binnengewässer", §: nicht bilanziert in Ecoinvent

Emissionen Luft:		
Abwaerme in Luft m	TJ	5.00E-07
CH4 Methan m	kg	2.79E-05
CO Kohlenmonoxid m	kg	0.000158
CO2 Kohlendioxid m	kg	0.0353
NM VOC m	kg	6.04E-05
NM VOC p	kg	2.79E-05
NOx Stickoxide als NO2 m	kg	0.000279
Partikel m	kg	3.00E-05
SOx als SO2 m	kg	2.88E-05
Benzol m	kg	1.20E-08
BaP Benzo(a)pyren m	kg	6.00E-11
Abfälle:		
Bilgenöl in SAVA	kg	6.00E-05

Tab. B.6.3: Forts.

6.9 Auswertung der Resultate

Eine Auswahl der Resultate des Moduls "Frachter Binnengewässer" befindet sich in Tab. B.5.6. Die ausführlichen Resultattabellen befinden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate".

Der Anteil der Infrastruktur - in erster Linie Kanal- und Schleusenbauten - liegt in der Regel zwischen 10 bis 20%. Deutlich grössere Beiträge sind lediglich beim Material- und Flächenverbrauch II-IV, bei den stationären CO₂ Emissionen, bei den Benzo(a)pyren-Emissionen und bei den Sonderabfällen zu verzeichnen.

Der Schiffbau, d.h vor allem der Stahleinsatz, dominiert mit einem Anteil von 30-60% bei den meisten Emissionen.

Der Beitrag der Diesel-Herstellung ist vor allem beim Flächeneinsatz, beim Transport, bei den Wasseremissionen und bei einigen Abfällen von grosser Bedeutung.

Die direkten Einwirkungen durch den Betrieb sind nur vereinzelt von Bedeutung. Die beiden Punkte "Transport Schiff" und "CO₂ m" (mobile Emissionen) sind für den Schifftransport per Definition hauptsächlich direkte Einwirkungen und deshalb für eine anteilmässige Betrachtung uninteressant.

Bei den direkten Luftemissionen herrschen ähnliche Verhältnisse wie bei den ebenfalls dieselmotorigen Lkw (Fig. B.1.5). Der direkte NO_x-Anteil (NO_x m) ist wohl aufgrund der niedertourig betriebenen Schiffsmotoren bei den Binnenfrachtern etwas tiefer. Der Emissionsfaktor Benzo(a)pyren wurde bei den Schiffsmotoren analog den Lkw-Motoren angenommen und berücksichtigt.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- ABB 1993 Hr. Schläpfer, Hr. Serricchio, Hr. Steiner; Zürich. Hr. Grossmann, Turgi; Hr. Müller, Sécheron, 1993
- Aegerter et al. 1996 D. Aegerter, N. Kljun, Ökoinventar für Nickel und Platinmetalle, Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1996
- AfU LU 1992 Amt für Umweltschutz des Kantons Luzern, "Abgasemissionen von Lastwagen bei verschiedenen Geschwindigkeiten auf der N2/N14", Arbeitsgruppe Technik (AfU, ASTAG, TCS), Bereinigte Fassung, Luzern 1992
- AfU SO 1990 Amt für Umweltschutz des Kantons Solothurn, "Schwermetall-Bestimmung in Dieselöl", Solothurn 1990
- ASTAG 1991 ASTAG (Schweizerischer Nutzfahrzeugverband), "Die Selbstkosten des Gütertransports mit Nutzfahrzeugen", Bern 1991
- Baccini 1993 Stellungnahme von Prof. P. Baccini (EAWAG) zur öffentlichen Anhörung "Mobilität - Darstellung, Bewertung und Optimierung von Stoffströmen", Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt, Drucksache 12/10a, Bonn Mai 1993
- Berger et al. 1991 Berger T. et al.: "Energie: Pass oder Tunnel?", Semesterarbeit Ingenieurschule Burgdorf, Burgdorf 1991
- Berglund et al. 1990 P. Berglund, G. Petersson, "Hazardous Petrol Hydrocarbons from Refuelling with and without Vapor Recovery", in The Science of Total Environment, 91, S. 49 - 57, Amsterdam, 1990
- BEW 1993 "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1992", Bulletin SEV/VSE Nr.12/1993
- Beyert 1985 J. Beyert, "Ermittlung des Energieaufwands bei Bauprozessen - erläutert am Beispiel der Erstellung eines Strassenbaus", Forschungsvereinigung Baumaschinen und Baubetrieb e.V., Aachen 1985
- BFS 1986 Bundesamt für Statistik, "Erhebung über die Gütertransporte auf der Strasse 1984", Bern 1986
- BFS 1991a Bundesamt für Statistik, "Motorfahrzeugbestand in der Schweiz 1990", Bern 1991
- BfS 1990 "Der öffentliche Verkehr 1988", Bundesamt für Statistik, Teil 11, Verkehr, Bern 1990
- BFS 1991b "Schweizerische Verkehrsstatistik 1989", Bundesamt für Statistik, Teil 11 Verkehr, Bern 1991
- BfS 1991c "Erhebungen zum Güterverkehr", Forschungsauftrag 42/89 auf Antrag der SVI Vereinigung Schweizerischer Verkehrsingenieure, Zürich 1991
- BfS 1992 Bundesamt für Strassenbau, "Information Schweizerische Nationalstrassen", Bern 1992
- Binnenschifffahrt 1991 Bundesverband der deutschen Binnenschifffahrt e.V. (Hrsg.), "Binnenschifffahrt in Zahlen", Ausgabe 1991, Duisburg-Ruhrort
- Black et al. 1980 F. Black, L. High, J. Lang, "Composition of Automobile Evaporative and Tailpipe Hydrocarbon Emissions" in Journal of the Air Pollution Control Association, Vol 30, No. 11, November 1980
- Boustead et al. 1979 Boustead I., Hancock G.F. "Handbook of industrial energy analysis", Chichester 1979
- BP 1993 BP Corporate Communications Services (Hrsg.), "BP Statistical Review of the World Energy", London 1993
- Brown et al. 1985 Brown, Hamel, Hedman, "Energy analysis of 108 industrial processes", Philadelphia 1985
- BUWAL 1986 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Schadstoffemissionen des privaten Strassenverkehrs 1950 - 2000", inkl. Nachtrag vom September 1988, Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 55, Bern 1986
- BUWAL 1987 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Vom Menschen verursachte Schadstoffemissionen in der Schweiz 1950 - 2010", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 76, Bern 1987
- BUWAL 1988 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Platinemissionen von Katalysatoren", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. , Bern 1988
- BUWAL 1991 Umweltbericht 1990, Bern 1991
- BUWAL 1991a Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (Hrsg.), "Oekobilanz von Packstoffen; Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt Nr. 132, Bern 1991
- BUWAL 1992a Auskünfte über Entsorgung von Altfahrzeugen von Hr. Gerber und Hr. Fahrni. Bern 1992
- BUWAL 1992b Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Bodenverschmutzung durch den Strassen- und Schienenverkehr in der Schweiz", Schriftenreihe Umwelt Nr. 185, Bern 1992
- BUWAL 1994 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Schadstoffemissionen und Treibstoffverbrauch von Baumaschinen", Synthesebericht, Umwelt-Materialien Nr. 23 Luft, Bern 1994
- BUWAL 1995a Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Luftschadstoff-Emissionen des Strassenverkehrs 1950-2010", Schriftenreihe Umwelt Nr. 255, Bern 1995

- BUWAL 1995b Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Handbuch: Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Ausgabe 1995", Vollzug Umwelt, Bern 1995
- Colenco 1993 Colenco, "Bahnstromversorgung", Arbeitsgruppe Energie (AGEN), Bundesamt für Verkehr, Bern 1993
- Cowley 1995 A. Cowley, "Platinum 1995", Johnson Matthey, London 1995
- DB 1993 Heinisch R., Stellungnahme des Deutschen Bundesbahn und Deutschen zur öffentlichen Anhörung "Mobilität - Darstellung, Bewertung und Optimierung von Stoffströmen", Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt, Drucksache 12/10a, Bonn Mai 1993
- DeLuchi 1991 DeLuchi M.A.: "Emissions of greenhouse gases from the use of transportation fuels and electricity, Argonne Illinois 1991
- Dietrich 1984 Dietrich K. et al.: "Strassenbau", Zürich 1984
- Ebersberger et al. 1992 Ebersberger R., Mauch W., Brunner T. "Kumulierter Energieaufwand von Kraftfahrzeugen", Technische Universität München, 1992
- Ehlers 1992 S. Ehlers, "Umweltwirkungen des Gütertransports auf der Strasse", unveröffentlichte Semesterarbeit an der ETH Zürich, Institut für Energietechnik, Zürich 1992
- Elsener et al. 1993 J. Elsener, P. Strub, "Material und Energiebilanz für den Güterverkehr - Teil Infrastruktur und Fahrzeugpark", Semesterarbeit an der ETH Zürich, Institut für Energietechnik, Zürich 1993
- Elsener et al. 1991 Elsener J, "Mobilität und Umwelt", ETH-Semesterarbeit Abt. XB Umweltwissenschaften, Zürich 1991
- Engelkamp 1993 Engelkamp P., Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt (Hrsg.), "Mobilität - Darstellung, Bewertung und Optimierung von Stoffströmen", Antworten auf Fragen der Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt gegeben vom EBD Duisburg, in Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt (Hrsg.), "Stellungnahmen der Sachverständigen zu dem Fragenkatalog (Kdrs. 12/10) für die öffentliche Anhörung am 6. und 7. Mai", Bonn 1993
- Erdöl-Vereinigung 1991 Erdöl-Vereinigung, "Geschäftsbericht 1991", Zürich 1991
- Gebler 1991 W. Gebler, "Ökobilanzen in der Abfallwirtschaft", Stuttgarter Berichte zur Abfallwirtschaft, 2. Aufl., Bielefeld 1992
- GEMIS 1993 U. Fritsche, L. Rausch, "Gesamt- Emissions-Modell integrierter Systeme", Version 2.0, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (Hrsg.), Wiesbaden 1993
- Gerber et al. 1991 Gerber, Drabek, Müller, "Die Lokomotiven 2000 - Serie 460 - der Schweizerischen Bundesbahnen", Sonderdruck aus Schweizer Eisenbahn-Revue 10/91, Luzern 1991
- Gierse 1992 Gierse M., "Belastung von Strasseninfrastruktur und Umwelt durch den Güterverkehr in der Bundesrepublik Deutschland", Frankfurt am Main 1992
- Greenpeace 1991 "Ökobilanz Auto", Zürich 1991
- Harprecht et al. 1991 W. Harprecht, G. Pedall, H.-J. Krauss, D. Behrends, "Der elektrische Zugbetrieb bei den Deutschen Eisenbahnen Deutsche Bundesbahn und Deutsche Reichsbahn im Jahre 1990" in Elektrische Bahnen 89, Oldenbourg Verlag, 1991
- Häsänen et al. 1981 E. Häsänen, V. Kaelsson, E. Leppämäki, M. Juhala, "Benzene, Toluene and Xylene Concentrations in Car Exhausts and in City Air" in Atmospheric Environment, Vol. 15, No. 9, S.1755 - 1757, Great Britain, 1981
- HEF 1980 "Handbook of emission factors; Non industrial sources 1", Ministry of health and environmental protection, The Hague 1980
- Heijningen et al. 1992 van Heijningen R., de Castro J., Worrell E.: "Energiekennzahlen in relatie tot preventie en hergebruik van afvalstromen", Nationaal Onderzoekprogramma Hergebruik van Afvalstoffen, Amersfoort, Nederland 1992
- Herendeen 1973 Herendeen R.A., "The energy cost of goods and services", Oak Ridge National Laboratory, Tennessee 1973
- Heusser 1992 T. Heusser, "Ökologiebilanz des Güterverkehrs, Schifffahrt", unveröffentlichte Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1992
- Hey et al. 1992 Hey Ch., Hickmann G., Geisendorf S., Schleicher-Tappeser R., "Dead End Road- Klimaschutz im europäischen Güterverkehr", Freiburg 1992
- Hirst 1974 Hirst E.: Direct and indirect energy requirements for automobiles, Oak Ridge National Laboratory, Tennessee 1974
- Hoffmann 1993 C. Hoffmann, "Einfluss und Problematik der Bilanzierung indirekter Energieaufwendungen am Beispiel des Pkw", in VDI-Berichte 1093 "Kumulierte Energie- und Stoffbilanzen - Ihre Bedeutung für Ökobilanzen", VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1993

- Hofstetter et al. 1992 Hofstetter P., Meienberg F., "Flug oder Zug - Ein Vergleich; Ein ökologischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Verkehrsträger anhand von Städtereisen in Europa", im Auftrag von VCS und SSR, Zürich 1992
- Hüsler et al. 1989 Hüsler W., Willi E., Meier E. et al., "Verkehrsflächen der Schweiz", Bern 1989
- IEA 1984 OECD/IEA, "Coal Transport Infrastructure", Paris 1984
- IEA 1985 OECD/IEA, "Moving Coal", Paris 1985
- INFRAS 1991 INFRAS, "Umwelt und Verkehr", GVF-Bericht 5/91, Zürich 1991
- IVECO 1993 persönliche Mitteilung IVECO, Hr. Knecht, Motorenforschung Arbon, Hr. Marthy, Kloten, 1993
- IVT: 1992 persönliche Mitteilung von Hr. C. Barth, IVT ETH-Hönggerberg, Zürich 1992
- Kandler et al. 1992 Kandler J., Runge M., Henselmann M., "Analyse zentraler Umwelteinflüsse des Verkehrs", Ludwig-Maximilians-Universität München, Januar 1992
- Käppeli 1992 persönliche Mitteilung Käppeli AG: Hr. M. Käppeli, Hr. Hafner, Wohlen AG 1992
- Kolle et al. 1991 L. Kolle et al., "Emissions from Inland and Coastal Shipping and Potential for Improvement", in M. Kroon et al. (Hrsg.) "Freight Transport and the Environment", Studies in Environmental Science 45, Elsevier Science Publications, Amsterdam 1991, S. 163-173
- KRAPF 1993 persönliche Mitteilung, KRAPF Lastwagenaufbau- und Anhängerkonstruktion, Hr. Baratto, Amriswil 1993
- Krauss 1991 H.-J. Krauss, "Der elektrische Betrieb und die Entwicklung des elektrotechnischen Dienstes der Deutschen Reichsbahn von 1945 bis zum Jahre 1989" in Elektrische Bahnen 89, Oldenbourg Verlag, 1991
- Krummenacher 1990 Krummenacher B., "Polymers in cars - Energy consumption and recycling", Dow Plastics Development, Tägerwilen 1990
- Maibach et al. 1995 M. Maibach, D. Peter, B. Seiler, "Ökoinventar Transport; Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Transportsystemen und für den Einbezug von Transportsystemen in Ökobilanzen", SPP Umwelt, Modul 5, Infrass Zürich, 1995
- Manto 1984 Jaboyedeff P., Kriesi R., Suter P. "Consommation d'énergie totale actuelle de quatre domaines susceptibles d'être influencés par de nouveaux moyens de télécommunication", Teilbericht 2.14 des ETH-Forschungsprojektes MANTO, ETH Zürich 1984
- Meier 1993 Meier AG: Maschinen- und Waggonbau, Hr. Soder, Rheinfelden 1993
- Metz 1984 N. Metz, "Personenwagen-Abgasemissionen im Spurenbereich" in Automobiltechnische Zeitschrift 86, S. 425 - 429, 1984
- Müller 1992 Müller D., "Edelmetalle überleben den Kat", VDI Nachrichten Nr.32, 7.8.92, s.15
- Neese 19?? Neese P.: Automatisierung und Energieverbrauch. VW Wolfsburg, Deutschland
- Neumann 1980 R. Neumann, "Verkehrswissenschaftliche Forschungen", Schriftenreihe des Instituts für Industrie- und Verkehrspolitik der Universität Bonn, Band 40, Bonn 1980
- Ö.B.U. 1992 Ö.B.U., "Ökologisch verträgliche Güterversorgung der Schweiz", St.Gallen 1992
- OECD 1991 Organisation of Economic Cooperation and Development, "Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks", final report from the OECD experts meeting, 1991
- ORE 1990 Forschungs- und Versuchsamt des Internationalen Eisenbahnverbandes, Frage A 168: "Energieprobleme der Eisenbahn", Bericht Nr.6: "Gesamtwirtschaftliche Aspekte der Energiepolitik der Eisenbahnen", Utrecht 1990
- Oser 1992 Oser M., "Ökobilanz des Güterverkehrs", ETH-Semesterarbeit der Abt. Maschineningenieure. Zürich 1992
- Ousten et al. 1992 J. Ousten, G. Rigaud, "Chemin de fer et énergie", Revue générale des chemins de fer - 111e année, Dezember 1992
- Pedall 1989 G. Pedall, "Entwicklung des Energieverbrauches europäischer Eisenbahnen" in Elektrische Bahnen 87, Oldenbourg Verlag, 1989
- Rothengatter 1991 W. Rothengatter, "Cost-Benefit-Analysis for Goods Transport on Roads", in M. Kroon et al. (Hrsg.) "Freight Transport and the Environment", Studies in Environmental Science 45, Elsevier Science Publications, Amsterdam 1991, S. 187-213
- SBB 1982 "Bildbroschüre Güterwagen", SBB GS II 82 50000, Bern 1982
- SBB 1985 Schweizerische Bundesbahnen, "Statistisches Jahrbuch", Bern, 1985
- SBB 1992 Schweizerische Bundesbahnen, diverse Auskünfte: Baudirektion Bern, Hr.T Mahrer, Hr. Wagner; Zentraleinkauf Basel, Hr. Kneuenbühl, 1992

Anhang B: Literaturverzeichnis

- SBB 1993 Schweizerische Bundesbahnen, Abteilung Kraftwerke, Bern, telefonische Auskunft von Herrn Pfander, Juni 1993
- SBB Zahlen 1991 "Zahlen 1991", Abt. Kommunikation SBB, 1992
- SBW 1993 Stellungnahme des Statistischen Bundesamtes Wiesbaden zur öffentlichen Anhörung "Mobilität - Darstellung, Bewertung und Optimierung von Stoffströmen", Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt, Drucksache 12/10a, Bonn Mai 1993
- Schäper et al. 1991 Schäper S., Haldenwanger H.-G., "Die Energiekette im Lebenszyklus eines Pkw", VDI-Schriftenreihe 1991
- SLM 1993 persönliche Mitteilung von Hr. E.Bosshard, Konstruktion Lok 2000. SLM, Winterthur 1993
- Stiller 1993 Stiller H., "Material consumption in transport infrastructure", Fresenius Envir Bull 2: 467-472 (1993) und zusätzliche persönliche Mitteilungen
- Sulzer 1992a Persönliche Mitteilung von T. de Neef, New Sulzer Diesel, 11. Juni 1992
- Tiefbauamt 1992 persönliche Mitteilung von Hr. Otto (Unterhalt), Hr. Baumgartner (Bau), Tiefbauamt Kanton Aarau 1992
- UBA 1983 D. Hassel et al. (TÜV Rheinland), "Das Abgasemissionsverhalten von Nutzfahrzeugen in der Bundesrepublik Deutschland im Bezugsjahr 1980", im Auftrag des Umweltbundesamtes, UBA Berichte 11/83, Erich Schmidt Verlag, Berlin 1983
- UBA 1993 Stellungnahme des Umweltbundesamtes zur öffentlichen Anhörung "Mobilität - Darstellung, Bewertung und Optimierung von Stoffströmen", Enquête-Kommission Schutz des Menschen und der Umwelt, Drucksache 12/10a, Bonn Mai 1993
- VIA 1990 W. Bialonski et al., "Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr - Ermittlung und Vergleich spezifischer Energieverbräuche", Verkehrswissenschaftliches Institut der Rhein.-Westf. Technischen Hochschule, im Auftrag des Bundesministers für Verkehr, Forschungsberichte FE Nr. 90 247/88, Aachen 1990.



Anhang C

Stromnetz

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Bearbeitung

Ivo Knoepfel

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Einen ganz besonderen Dank möchten wir Herrn M. Levet des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke aussprechen, der uns die Angaben für das schweizerische Netzinventar zur Verfügung gestellt hat.

Auch an alle anderen kontaktierten Fachleute der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft geht unser Dank: durch ihre Informationen und Kritik haben sie wichtige Beiträge zur Bilanzierung des schweizerischen Stromnetzes geleistet.

Zusammenfassung

Die elektrische Energie, die in schweizerischen oder UCPTE-europäischen Kraftwerken erzeugt wird, muss zum Teil über grosse Distanzen übertragen und feinverteilt werden. In diesem Anhang wird das Stromnetz in der Schweiz und in Europa beschrieben. Dabei wird zwischen drei Bezügerkategorien unterschieden: Hochspannungsbezüger bei Spannungen grösser als 24 kV (Grossindustrie), Mittelspannungsbezüger bei Spannungen zwischen 1 kV und 24 kV, Niederspannungsbezüger bei Spannungen kleiner als 1 kV (Kleinverbrauch).

In Zusammenarbeit mit dem Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke wurde für das schweizerische Stromnetz ein Netzinventar erstellt. Wichtige Bestandteile sind unter anderem: Freileitungen, Masten, Kabelleitungen, Transformator- und Messstationen, Unterwerke und Schaltstationen, Leistungsschalter, Leistungstransformatoren, Spannungs- und Stromwandler.

Wichtige Punkte, die bei der Bilanzierung berücksichtigt wurden, sind die Stromverluste bei der Übertragung, der Materialeinsatz, der vor allem für Niederspannungsbezüger beachtlich ist, und der Flächenbedarf für Masten und Transformatoren.

Eine Nachbilanzierung im Rahmen der Überarbeitung hat nicht stattgefunden.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	ii
1. Übersicht.....	1
2. Bezugsgrössen und Verluste.....	1
3. Materialeinsatz.....	3
4. Bauaufwand und Abfälle.....	5
5. Direkte Emissionen	6
6. Flächenbeanspruchung	7
7. Zusammenfassung der Eingabedaten	8
7.1 Stromverteilung in der Schweiz.....	8
7.2 Stromverteilung in Europa.....	8
7.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte	10
7.4 Zusammenstellung der Eingabedaten.....	11
8. Anhänge.....	12
Literaturverzeichnis.....	13

Abkürzungsverzeichnis

HS	Hochspannung, in diesem Bericht > 24 kV
kV	1'000 Volt
MS	Mittelspannung, in diesem Bericht zwischen 1 kV und 24 kV
MVA	1 Million Volt-Ampère
NS	Niederspannung, in diesem Bericht < 1 kV
PCB	Polychlorierte Biphenyle
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

1. Übersicht

Die elektrische Energie, die in schweizerischen oder UCPTE-europäischen Kraftwerken erzeugt wird, muss z.T. über grössere Distanzen übertragen und feinverteilt werden. In diesem Basismodul wird die Stromverteilung in der Schweiz und in Europa beschrieben.

Die Stromverteilung in der Schweiz wird von rund 1'200 Verteilgesellschaften übernommen, von denen rund 480 im Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke zusammengeschlossen sind <Levet 1993>. Die grosse Anzahl der Verteilgesellschaften ist eine Besonderheit der Schweiz. Die technische Struktur der Netze in verschiedenen europäischen Ländern unterscheidet sich hingegen nicht stark. Für die Beschreibung der durchschnittlichen europäischen Strom-Feinverteilung, die in diesem Projekt eine untergeordnete Bedeutung hat, werden in erster Näherung Ergebnisse aus der Detailanalyse des Schweizer Netzes benützt.

Für das schweizerische Stromnetz wurde in Zusammenarbeit mit dem Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke ein Netzinventar erstellt. Wichtige Bestandteile sind unter anderem: Freileitungen, Masten, Kabelleitungen, Transformator- und Messstationen, Unterwerke und Schaltstationen, Leistungsschalter, Leistungstransformatoren, Spannungs- und Stromwandler.

Als Bezugsgrösse gilt der Strombezug auf verschiedenen Spannungsebenen. So wird zwischen drei Bezügerkategorien unterschieden:

- Hochspannungsbezüger bei Spannungen > 24 kV (Grossindustrie)
- Mittelspannungsbezüger bei Spannungen zwischen 1 kV und 24 KV (Industrie, Gewerbe, Dienstleistungssektor, öffentliche Bauten)
- Niederspannungsbezüger bei Spannungen < 1 kV (Kleinverbrauch).

Die Systemgrenzen für dieses Basismodul gehen von der Einspeisestelle ins Netz (nach den Maschinentransformatoren grosser Kraftwerke) bis zum Endverbraucher. Für den Niederspannungs-Endverbraucher wird auch die Verteilung in Gebäuden berücksichtigt (Materialeinsatz und Verluste der Hausinstallationen).

Das Verteilnetz der schweizerischen (oder europäischen) Eisenbahnen wird hier nicht bilanziert. Ein Teil des Strombedarfs der Bahn (in der Schweiz rund 2'500 GWh/a) wird auf der Hochspannungsebene vom öffentlichen Stromnetz abgekoppelt. Die Beanspruchung des öffentlichen Netzes durch die Bahn wird dem System Bahntransport zugeteilt.

2. Bezugsgrössen und Verluste

In der Schweiz gibt keine Statistik Auskunft über das Spannungsniveau des Strombezugs. In Tab. C1 wird modellmässig eine Aufteilung in drei Bezügerkategorien (Nieder-, Mittel- und Hochspannungsbereich) vorgenommen. Angaben ausgewählter Elektrizitätswerke wurden, im Sinne einer ersten Abschätzung, auf die ganze Schweiz hochgerechnet.

Daraus folgt, dass rund 50 % der elektrischen Energie auf niedrigem Spannungsniveau, v.a. den Haushalten und den Dienstleistungsbetrieben, abgegeben wird. Dies entspricht den Angaben von <Glavitsch 1993>, der bei den Haushalten und Dienstleistungen mit annähernd 100 % Niederspannungsbezug rechnet.

Die totalen Uebertragungs- und Verteilverluste werden in der Schweizerischen Energiestatistik angegeben und betragen rund 3'700 GWh im Jahr 1991. Dies entspricht rund 7 % der Nettoerzeugung (dieser Wert hat sich in den letzten 10 Jahren nur geringfügig verändert). In Tab. C.2 werden die Verluste den verschiedenen Spannungsbereichen im Netz zugeordnet. Der Bezug auf verschiedene Bezügerkategorien erfolgt gemäss dem Modell von Fig. C.1. In Tab. C.3 wird unterstellt, dass sich die Verluste im Verhältnis zu den bezogenen Energiemengen aufteilen lassen, was nur in erster Näherung stimmt.

Bezugskategorie	Stadt % Energie-abgabe ¹⁾	Land % Energie-abgabe ²⁾	Schweiz % Energie-abgabe
Niederspannung < 1 kV	65	45	50
Mittelspannung 1 kV - 24 kV	35	25	30
Hochspannung > 24 kV	0	30	20

Tab. C.1: Modell des schweizerischen Energiebezugs auf verschiedenen Spannungsstufen; ¹⁾ Angaben für städtische Elektrizitätsnetze mit hoher Bevölkerungs- und Anschlussdichte und ohne Grossbezüger im Hochspannungsbereich. Angaben sind typisch für alle Städte mit mehr als 30'000 Einwohnern und einem gesamtschweizerischen Stromverbrauch von rund 15'000 GWh/a, <Amman 1993> und eigene Annahmen; ²⁾ Angaben für Elektrizitätsnetze, die neben Agglomerationen auch ländliche Gebiete und Grossbezüger im Hochspannungsbereich bedienen. Typisch für rund 32'000 GWh/a Stromabgabe <Heinrich 1993><Kieser 1993><Rüegg 1993> und eigene Annahmen.

	Anteil an den Uebertragungs- und Verteilverlusten <Schwab 1991>, <Gaille 1992>	Uebertragungs- und Verteilverluste GWh/a
Hoch-/Höchstspannungsnetz	7 %	260
Mittelspannungsnetz inkl. Transformatoren	13 %	480
Niederspannungsnetz inkl. Transformatoren	80 %	2'960
Total	100 %	3'700 ¹⁾

Tab. C.2: Uebertragungs- und Verteilverluste im Schweizer Verteilnetz 1990; ¹⁾ Quelle: <BEW 1991>

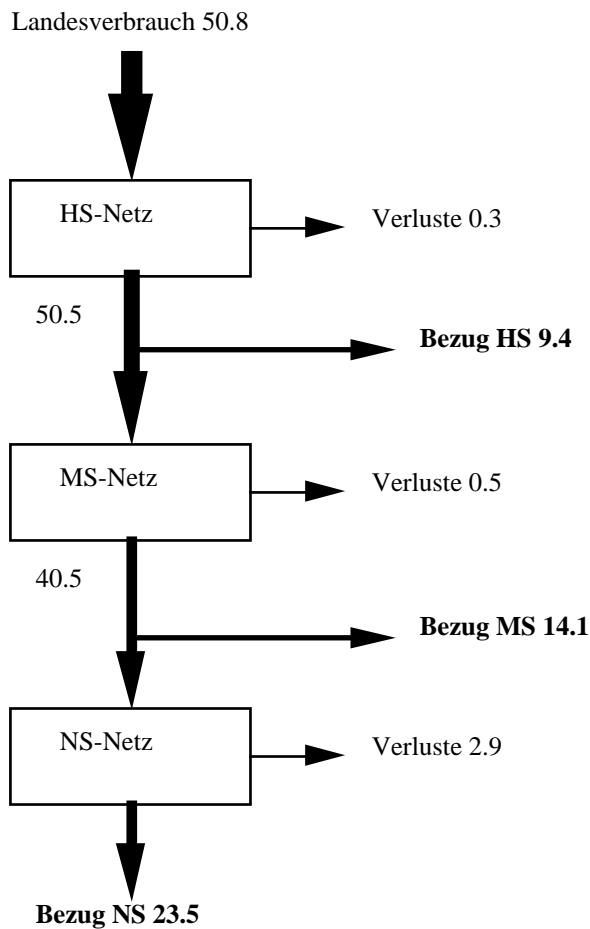


Fig. C.1: Modell der Stromverteilung in der Schweiz. Angaben in TWh/a (entspricht etwa den Verhältnissen im Jahr 1990).

	Total Verluste GWh	Spezifische Verluste GWh verlust / GWh vom Netz bezogen	Verluste in Prozent %
Hochspannungsbezüger	50	0.006	0.6
Mittelspannungsbezüger	260	0.018	1.8
Niederspannungsbezüger	3'390	0.134	13.4

Tab. C.3: Angabe spezifischer Uebertragungs- und Verteilverluste für verschiedene Bezügerkategorien

3. Materialeinsatz

In diesem Abschnitt wird mittels eines Inventars der gesamte Materialeinsatz im Netz abgeschätzt. Dabei wird zwischen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz unterschieden. Anschliessend wird der Materialeinsatz dem Energieverbrauch der drei Bezügerkategorien zugeordnet, analog zur Aufteilung der Verteilverluste in Kap. 2. Es wird von einem Elektrizitätseinsatz der Schweiz von rund 47'000 GWh/a ausgegangen (<BEW 1991> für 1990). Für verschiedene Komponenten im Netz werden die durchschnittlichen Betriebsdauern von Tab. C.4 eingesetzt. Die technisch mögliche Lebensdauer der Komponenten liegt meistens höher. Aus organisatorischen, strukturellen und/oder technischen Gründen werden Komponenten aber oft frühzeitig ausgewechselt (ist oft der Fall bei Transformatoren und Kabeln).

Kabel- und Freileitungslängen werden vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke erfasst (Tab. C.4). VSE-Angaben müssen zum Teil hochgerechnet werden wegen unvollständiger Erfassung. In Tab. C.4 werden Stranglängen angegeben. Ein Strang umfasst ein ganzes Drehstromsystem, d.h. in der Regel vier Leiter im Niederspannungsbereich und drei Leiter in den höheren Spannungsbereichen.

		Kabel km	Frei- leitungen km	Erfassungs- grad %	Kabel (korrig.) km	Frei- leitungen (korrig.) km
Niederspannung	< 1kV	10350	3502	<5	207000	70040
Mittelspannung	10 kV	1512	832	33	4580	2521
	20 kV	4945	6774	28	17660	24192
Hochspannung	50 kV	450	3413	75	600	4550
	150 kV	206	1795	65	317	2762
Höchstspannung	220 kV	33	4837	100	33	4837
	380 kV	0	1091	100	0	1091
Total		17496	22244		230190	109993

Tab. C.4: Installierte Stranglängen gemäss Leitungsstatistik der Schweiz <VSE 1988>. Werte für dieses Projekt fett gedruckt.

	Betriebsdauer Jahre
Freileitungen (Niederspannung)	30
Freileitungen (Mittel-bis Höchstspannung)	40
Kabel	30
Masten	40
Stahl-Fachwerk-Masten	60
Transformatoren und sonstige elektrotechnische Anlagen	30
Gebäude, Schaltschränke	30

Tab. C.5: Durchschnittliche Betriebsdauer für Anlagen des Stromnetzes (Erfahrungswerte)

In den Tabellen C.5 bis C.9 werden Angaben über Materialverbrauch der installierten Kabelleitungen und Freileitungen (inkl. Masten) zusammengestellt.

	NS-Netz t/km gewichtet	MS-Netz t/km gewichtet	HS-Netz t/km gewichtet
Mix -->	35% Haftmasse-, 65% Kunststoff- kabel <VSE 1988>	80% Haftmasse-, 20% Kunststoff- kabel <VSE 1988>	50% Haftmasse-, 40% Kunststoff-, 10% Gaskabel <VSE 1988>
Kupfer	1.5	1.4	4
Isolieröl/Haft-masse	0.1	0.15	1
PVC	0.8	0.3	1
PE	0.1	0.1	1
Stahlblech	0.1	0.1	
Stahlrohr ¹⁾	0.3	1	2
Blei	0.3	0.8	2
Total	3.2	3.85	11

Tab. C.6: Spezifischer Materialverbrauch für Kabelleiter im Schweizer Verteilnetz, <Brugg 1993> und eigene Annahmen. Angaben sind gewichtet für den angegebenen Mix.; ¹⁾ Angenommen ist, dass rund 80% der Kabel Boden- oder Schacht-verlegt sind, die restlichen 20% Stahlrohr-verlegt

Reinheitsanforderungen der Elektrizitätswirtschaft bedingen, dass in den meisten Fällen Primärkupfer für die Leiter eingesetzt werden muss. Nur im Ausnahmefall wird Recycling-(Sekundär-) kupfer eingesetzt. Mangels genauer Angaben werden rund 80 % Primärkupfer und 20 % Sekundärkupfer angenommen.

	Leiterlänge ⁴⁾ km	Spezif. Kupfer- verbrauch t/km gewichtet	Spezif. Al- Legierung- verbrauch t/km gewichtet	Spezif. Stahl- verbrauch t/km gewichtet
NS ¹⁾	280'000	0.5		
MS ²⁾	80'000	1.5	0.5	
HS ³⁾	40'000		1.5	0.1

Tab. C.7: Materialverbrauch für Freileitungen im Schweizer Verteilnetz <Flossdorf et al. 1982>; ¹⁾ rund 100% Cu-Leiter, <Schwab 1993><Lienhard 1993> und eigene Annahmen; ²⁾ rund 50% Cu-, 50% Al-Legierung-Leiter (in den meisten Fällen wird die Al-Legierung Aldrey verwendet), <Schwab 1993><Lienhard 1993> und eigene Annahmen; ³⁾ rund 80% Al-Legierung-, 20% Al/Stahl-Leiter, <Schwab 1993><Lienhard 1993> und eigene Annahmen; ⁴⁾ Berechnet aus den Stranglängen v on Tab. C4

	Materialverbrauch pro Mast t <Zantop 1993>	Anzahl erfasste Masten <VSE 1988>	Hochrechnung der Anzahl Masten
Holz	1.7	260'000	2'400'000
Beton	10	20'100	72'000
Stahl-Fachwerk	15	15'600	18'000
Andere ¹⁾	10	10'900	198'000
Total		306'600	2'690'000

Tab. C.8: Freileitungsmaste (Trag- und Abspannmaste) im Schweizer Verteilnetz; ¹⁾ Annahme: 50% Stahl, 50% Beton

Rund 80% der Holzmaste sind dem Niederspannungsnetz zugeordnet, der Rest dem Mittelspannungsnetz. Rund 70% der Betonmaste sind dem Mittelspannungsnetz zugeordnet, der Rest dem Niederspannungsnetz. Rund 80% der Stahl-Fachwerke sind dem Hochspannungsnetz zugeordnet, je weitere 10% dem Mittel- und Niederspannungsnetz. Andere Masten werden vollständig dem Niederspannungsnetz zugeordnet <VSE 1988>.

Transformatoren sind wichtige Komponenten des Stromnetzes. Sie verknüpfen Netzteile mit unterschiedlichen Betriebsspannungen. Die Generatoren grosser Kraftwerke speisen in der Regel in Maschinentransformatoren ein, die Energie auf Hoch- oder Höchstspannung einer Freileitung weitergeben. Grosse (z.B. 600 MVA) und mittlere Stationstransformatoren (z.B. 80 MVA) findet man in den Umspannwerken, in denen die hohe Uebertragungsspannung auf niedrigere Werte oder auf eine Verteilungsspannung (z.B. 20 kV) abgesenkt wird. Verteilungstransformatoren versorgen dann die Verteilungsnetze bis hinunter zur Niederspannung. Im Rahmen dieser Arbeit werden die kleinen Transformatoren < 2.5 MVA dem Niederspannungsnetz zugeordnet. Alle anderen Transfor-

matoren werden dem Mittelspannungsnetz zugeordnet. Es bestehen noch grosse Unsicherheiten in der Angabe der Anzahl installierter Transformatoren. Der Materialverbrauch konnte in Zusammenarbeit mit dem grössten Hersteller in der Schweiz abgeschätzt werden (Tab. C.9).

Als Isolier- und Kühlmittel werden in flüssigkeitsgefüllten Transformatoren Mineralöle (naphthenbasierte oder paraffinbasierte), Silikonöle oder neu auch synthetische Ester eingesetzt. Für Transformatoren, die hohe Brandsicherheit erfordern, wurden in der Vergangenheit auch Isolier- und Kühlflüssigkeiten aus einem Gemisch von polychlorierten Biphenylen (PCB) und Tri- bzw. Tetrachlorbenzol verwendet (sogenannte Askarele). Wegen der grossen ökologischen Bedenklichkeit dieser Stoffe ist deren Herstellung und Einsatz in Neuanlagen heute in der Schweiz verboten. Trotzdem sind noch alte Transformatoren in Betrieb, die PCB enthalten. <BUS 1988> schätzt, dass 1986 noch 2000 - 3000 grössere Transformatoren mit 1800 - 2700 t PCB in Betrieb waren. Mittlerweile dürften es noch 1000 bis 2000 t sein.

Verschiedene Anlagen (Transformator-, Verteil-, Schaltstationen usw.) werden in Gebäuden oder in metallischen Schränken untergebracht. Tab. C.10 zeigt ein sehr grobes Inventar dieser Räumlichkeiten. Eine genaue Angabe für verschiedene Bezückerkategorien ist unmöglich. Im folgenden werden Räumlichkeiten Energie-proportional den verschiedenen Bezückerkategorien angelastet.

	Anzahl Transformatoren ¹⁾	Ölverbrauch pro Anlage [t] ²⁾	Kupferverbrauch pro Anlage [t] ³⁾	Eisenverbrauch pro Anlage [t] ³⁾	Stahlblechverbrauch pro Anlage [t] ³⁾
Leistung < 2.5 MVA	45'000	1	0.6	1.5	0.8
Leistung 2.5 - 50 MVA	800	10	6	15	9
Leistung > 50 MVA	200	20	15	30	20

Tab. C.9: Materialverbrauch für installierte Transformatoren in der Schweiz; ¹⁾: <Schwab 1991><VSE 1988>; ²⁾ <VSE 1988> <VSE 1989>; ³⁾: <Radlgruber 1993> und eigene Annahmen.

	Erfasste Räumlichkeiten m ³	Hochrechnung m ³
Gesamtes Stromnetz:		
- Metallbau (gekapselte Anlagen)	60'000	180'000
- Massivbau	400'000	1'000'000

Tab. C.10: Verschiedene Räumlichkeiten für Unterwerke, Transformator-, Verteil- und Schaltstationen. Quelle: <VSE 1988> und eigene Hochrechnung.

4. Bauaufwand und Abfälle

Die eingesetzten Komponenten und Materialien müssen von der Produktionsstätte bis zum Betriebsort transportiert werden. Typische Transportentfernungen sind in Tab. C.11 angegeben. In Tab. C.11 ist auch der Transport zur Entsorgungsanlage oder zur Deponie nach Lebensende berücksichtigt.

	Transport Bahn km	Transport LKW km
Freileitungen	100	50
Masten	100	50
Kabel	100	50
Transformatoren und sonstige elektrotechnische Anlagen	200	50

Tab. C.11: Transportentfernungen beim Bau und Abbruch verschiedener Komponenten des Stromnetzes (eigene Annahmen)

Beim Bau des Netzes wird nur die Aushubarbeit für die Verlegung von Kabeln berücksichtigt. Im Niederspannungsnetz erfolgt die Verlegung kombiniert mit anderen Arbeiten (Wasser, Telefon). Hier wird pauschal ein Drittel der Aushubarbeit der Stromkabelverlegung zugeordnet. In Tab. C.12 werden Aushubvolumina für das Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz abgeschätzt. Annahmen in Bezug auf das Downstream-Schicksal des eingesetzten Materials sind in Tab. C.13 zusammengefasst. Rund 80 % der Kabel werden ausgegraben und deponiert. Für diese muss wiederum in Tab. C.12 die Aushubarbeit verbucht werden.

	Kabellänge km	Spezif. Aushubvolumen <VSE 1993> m ³ /km	Aushubvolumen bei Bau (Bagger) Mio m ³	Aushubvolumen bei Abbruch ¹⁾ Mio m ³
NS	310'000	30	9.3	7.4
MS	22'000	300	6.6	5.3
HS	3'000	480	1.4	1.1

Tab. C12: Aushubvolumen beim Bau der installierten Kabelleitungen; ¹⁾ gemäss Tab. C13 werden 80% der Kabel einer Deponie zugeführt.

	Schicksal	Zuordnung NS- Netz Mio t	Zuordnung MS- Netz Mio t	Zuordnung HS- Netz Mio t
Freileitungen	Downcycling	-	-	-
Kabel	20% Downcycling, 80% Inertstoff- Deponie <Zimmermann 1993>	0.79 Deponie	0.07 Deponie	0.01 Deponie
Masten Holz	KVA <VSE/PTT 1989>	2.4	0.6	
Masten Stahl	Downcycling	-	-	-
Trafos Isolieröl	Hochtemperatur-verbrennung	0.053	0.004	
Trafos Rest	Downcycling	-	-	-
Rest	Inertstoff-Deponie	1.43	0.45	

Tab. C.13: Annahmen in Bezug auf das Downstream-Schicksal des eingesetzten Materials (normiert auf 30 Jahre Betriebsdauer)

5. Direkte Emissionen

Es können folgende direkte Emissionen auftreten:

- Wärme aus den Uebertragungs- und Verteilverlusten in Kabeln und Freileitungen
- Elektromagnetische Strahlung in der Nähe von Freileitungen und von elektrotechnischen Anlagen
- Lachgas und Ozon, die in der Corona von Freileitern gebildet werden
- Oel-Auslauf aus Kabeln, Transformatoren und verschiedenen elektrotechnischen Apparaten
- Holz-Imprägnierstoffe, die aus Holz-Masten ausgewaschen werden
- Korrosionsschutz-Beschichtungen, die für Stahl-Masten und -Fachwerke verwendet werden.

Die Wärmeverluste entsprechen den elektrischen Uebertragungs- und Verteilverlusten, also rund 0.02 TJ/GWh Strombezug (HS-Bezüger), 0.07 TJ/GWh Strombezug (MS-Bezüger) und 0.48 TJ/GWh Strombezug (NS-Bezüger). In <Gaille et al. 1992> wurde abgeschätzt, ob sich eine Wärmerückgewinnung in unterirdischen Kabelschächten lohnen würde. Die Autoren kamen zum Schluss, dass nur in Ausnahmefällen die Wärmerückgewinnung wirtschaftlich und technisch möglich ist.

Elektromagnetische Felder sind eine wichtige Nebenerscheinung der elektrischen Uebertragung. Eine lebhaft internationale Diskussion ist in Gange über die Effekte solcher Felder auf Lebewesen (vgl. z.B. <Nair et al. 1990> und <Belmans et al. 1992>). In der Schweiz sind verschiedene Berichte des BUWAL erschienen. Im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojektes werden elektromagnetische Felder nicht berücksichtigt, weil ein vernünftiges Mass für die quantitative Angabe nicht gefunden werden konnte. Dies sollte nicht als Verharmlosung des Phänomens verstanden werden. Die Diskussion um die Effekte elektromagnetischer Felder wird auch in Zukunft von zentraler Bedeutung bei der Planung elektrischer Netze sein.

Das elektrische Feld in der Nähe eines Hochspannungs-Freileiters kann zur teilweisen Ionisation von Luft-Molekülen und zur Bildung von Lachgas und von Ozon führen. Dies geschieht in einer Grenzschicht, die auch Corona genannt wird. Die Bildung von Schadstoffen ist stark von der Witterung und von der Leiteroberfläche abhängig und noch Gegenstand der Forschung. Entsprechend sind wenig verallgemeinerbare Angaben vorhanden. <Hill et al. 1984> geben für nordamerikanische Verhältnisse eine Bildung von N₂O im Bereich zwischen 0.01 und 0.21 g pro übertragene

Kilowattstunde Strom an. <DeLuchi 1991> benützt diese Angabe in seiner Arbeit. In Anbetracht der viel kürzeren Uebertragungslängen in der Schweiz werden im Rahmen dieses Projektes Werte im unteren Bereich zwischen 0.01 und 0.05 g/kWh eingesetzt. <Bohlin et al. 1991> und <Böhringer et al. 1988> berichten, dass Ozonkonzentrationen in der Corona so klein sind, dass sie praktisch nicht nachweisbar sind. Die direkte Ozon-Bildung kann vernachlässigt werden.

Aus Oel-isolierten Kabeln und elektrischen Anlagen (Transformatoren, Schaltern, Strom- und Spannungswandlern) können, in Störfall-ähnlichen Situationen, Isolieröl und Kühlmittel austreten (u.a. auch PCB). Es werden verschiedene Vorkehrungen getroffen, damit diese Flüssigkeiten nicht in die Umwelt gelangen (siehe z.B. <VSE 1989>). Angaben über Mengen, die tatsächlich in den Boden oder in Oberflächengewässer fliessen sind nicht bekannt. Dieser Emissionstypus kann deshalb nicht erfasst werden.

Holzmasten werden mit Chrom-Kupfer-Bor-Salzen, mit Chrom-Kupfer-Fluor-Salzen oder mit Steinkohlenteeröl imprägniert um sie vor Fäulnis und Pilzbefall zu schützen <Graf 1988>. Die Mindesteinbringmengen für diese Stoffe betragen 10 - 50 kg pro m³ Holz. Gemäss Stoffverordnung dürfen in der Schweiz keine Holzbauteile mehr importiert werden, die mit Arsen, Quecksilber, Lindan oder Pentachlorphenol behandelt sind. Ein gewisser Eintrag der Imprägniermittel in Luft oder Boden während der Lebensdauer der Masten ist nicht auszuschliessen. Da Angaben über Emissionsmengen fehlen, kann dieser Emissionstypus nicht erfasst werden. Imprägnierte Holzmasten müssen nach Ende der Lebensdauer einer Kehrlichtverbrennungs-Anlage zugeführt werden.

Stahlmasten für Freileitungen werden mittels Beschichtungen vor Korrosion geschützt. Das meist verbreitete Verfahren ist das Feuerverzinken auf der Basis des Korrosionsschutzwerkstoffes Zink. Heute wird fast immer ein Duplex-Verfahren angewendet, d.h. die Zink-Beschichtung wird mit einem Farbanstrich weiter geschützt (durch geeignete Wahl der Farbe wird auch eine bessere Einbettung in das Landschaftsbild angestrebt) <van Oeteren 1988>. Dieser zusätzliche Schutz ist so gut, dass man den Zinkeintrag in den Boden infolge Korrosion vernachlässigen kann <van Oeteren 1988>. Früher wurden die Masten periodisch im Freien gereinigt und neu feuerverzinkt, was zu erheblichen lokalen Umweltbelastungen führte. Heute müssen die Masten abmontiert werden und in geschlossenen Räumen behandelt werden.

6. Flächenbeanspruchung

Fläche wird von den Masten, Transformator- Verteil- und Messstationen, Unterwerken und Schaltstationen beansprucht. Fläche wird auch bei der Verlegung von Kabeln oder beim Bau von Freileitungen beansprucht. In den meisten Fällen wird darauf geachtet, dass Freileitungen und Kabelleiter in landwirtschaftlichen Zonen verlaufen, die nach Abschluss der Bauphase wieder verwendet werden können. Bei der Querung von Waldzonen muss ein Baustreifen gerodet werden.

In den meisten Fällen fehlen Angaben über die Flächenbeanspruchung. Eine Abschätzung kann für die Flächenbeanspruchung von Masten, von Massivbauten für Unterwerke, Trafo- und Schaltstationen und für abgeschlossene Gelände mit Grosstransformatoren im Freien gemacht werden (Tab. C14).

	Bestand	Spezifische Flächenbeanspruchung	Totale Flächenbeanspruchung	Zuordnung
Stahl-Fachwerks-Masten	18'000	10 m ² /Mast ¹⁾	180'000 m ² ¹⁾	80% HS-, 20% MS-Netz
Alle Masten	2'700'000	0.06 m ² /Mast ²⁾	150'000 m ² ²⁾	95% NS-, 5% MS-Netz
Massivbauten	1 Mio m ³	0.4 m ² /m ³ ²⁾	400'000 m ² ²⁾	50% HS-, 50% MS-Netz
Gelände mit Grosstrafos im Freien	317 Trafos <VSE 1988>	500 m ² /Trafo ²⁾	155'000 m ² ²⁾	HS-Netz

Tab. C14: Flächenbeanspruchung verschiedener Komponenten im schweizerischen Stromnetz; ¹⁾ Annahme für Flächenbeanspruchung: 1 m²/Mast für 4 Beton-Sockel: Typus II-IV. Rest, 9 m²/Mast: Typus II-III; ²⁾ Annahme für Flächenbeanspruchung: 50% vom Typus II-IV, 50% vom Typus III-IV

7. Zusammenfassung der Eingabedaten

7.1 Stromverteilung in der Schweiz

Für die Beschreibung der Stromverteilung in der Schweiz werden die Angaben in den Kapiteln 3 bis 6 den drei Netzbereichen (NS-, MS-, HS-Netz) zugeordnet. In Tab. C.21 im Anhang werden zuerst die Materialvektoren der Netze zusammengestellt. In Tab. C.22 werden diese Angaben auf die während 30 Jahren transportierte Energiemenge der drei Netzbereiche bezogen.

Hier interessiert v.a. der Bezug auf die abgegebene Energie für verschiedene Spannungsstufen. Dieser geschieht Energie-proportional zum beanspruchten Anteil der verschiedenen Netzbereiche (analog zur Berechnung in Tab. C.3). Dabei wird angenommen, dass die Niederspannungsbezüger 23'500 GWh/a, die Mittelspannungsbezüger 14'100 GWh/a und die Hochspannungsbezüger 9'400 GWh/a beziehen.

Für Niederspannungsbezüger wird zusätzlich die **Verteilung der elektrischen Energie in den Gebäuden** berücksichtigt. Genaue Angaben über die installierten Kabel sind nicht vorhanden, daher wird nur eine sehr grobe Abschätzung vorgenommen. Das benützte Referenz-System (Tab. C.15) bezieht sich auf einen durchschnittlichen Haushalt in der Schweiz. Es wird eine pauschale Polymerkabel-Länge für Hausinstallationen angenommen. Der daraus entstehende zusätzliche Materialverbrauch und die Stromverluste sind in den Angaben für Niederspannungsbezüger (Tab. C.20) miteinbezogen. Es wird angenommen, dass 100 % der Kabel für Hausverteilung nach Lebensende deponiert werden.

Die Resultate von Tab. C.20 liegen z.T. höher als Angaben in der Literatur. Dies mag daran liegen, dass in der Literatur oft mit idealisierten Auslastungen einzelner Leitungen gerechnet wird. Hier wird hingegen ein Inventar über ein ganzes Netz berechnet. Ein weiterer Unterschied ist die viel umfassendere Bilanzierung (Ökobilanz-Methode, siehe auch Teile II und III), die in diesem Projekt zum Einsatz kommt.

Die Angaben für den Stahl- und Beton-Verbrauch für den Niederspannungsbezug stimmen relativ gut mit Angaben von <Fritsche et al. 1989> überein (dort wird z.B. der Stahlverbrauch mit rund 500 kg/TJ_{out} angegeben). <Jensch 1988> gibt für den Niederspannungsbezüger in West-Deutschland einen Verbrauch an metallischen Materialien von rund 330 kg/TJ_{out} an (30 Jahre Lebensdauer), also nur rund die Hälfte der Angaben in Tab. C.20.

		Kupfer kg/TJ _{out}	PVC kg/TJ _{out}	Verluste TJ/TJ _{out}
Haushalts-Verbrauch	0.009 GWh/a			
Lebensdauer Polymerkabel	50 a			
Länge Polymerkabel	50 m ¹⁾	12	3	0.004

Tab. C.15: Materialeinsatz und Verluste für die Verteilung der elektrischen Energie in den Gebäuden der Kleinverbraucher;
¹⁾: Verluste gemäss <Fritsche et al. 1989>: 0.008%/m; Kupfereinsatz: 0.4 kg/m, PVC-Einsatz (Isolation und Mantel): 0.05 kg/m, gemäss <Brugg 1993>.

7.2 Stromverteilung in Europa

In diesem Projekt wird Strom nicht nur in der Schweiz, sondern auch in anderen, vorwiegend europäischen, Ländern verbraucht. Sowohl die vorgelagerten Energieketten, als auch Produktionsprozesse für Materialien und Anlagen beziehen Strom in verschiedenen Ländern Europas. Auf der Produktionsseite wird im Kap. XIII.3 die Stromproduktion in UCPTE-Kraftwerken beschrieben. In diesem Abschnitt muss sowohl die Anbindung des schweizerischen Verteilnetzes an das UCPTE-Netz als auch die Stromverteilung in anderen Ländern berücksichtigt werden. Wegen mangelnder Informationen müssen sehr grobe Vereinfachungen getroffen werden.

Von der gesamten Produktion in UCPTE-Ländern (rund 1'560 TWh) werden nur etwa 10% (rund 156 TWh) grenzüberschreitend transportiert (meistens in anliegende Länder). Rund 27 TWh fließen zwischen UCPTE- und nicht-UCPTE-Ländern (v.a. England, Dänemark und Tschechei) <UCPTE 1995>. Italien und Luxemburg sind typische Strom-Importeure, Frankreich ist ein typischer Strom-Exporteur und die Schweiz ist ein typischer Strom-Händler (Tab. C.16).

[TWh]	Summe Importe	Summe Exporte
B	8.9	5.1
D	31.1	28.1
E	5.1	3.2
F	3.2	65.4
GR	0.8	0.5
I	38.9	1.1
SLO/HR	2.6	0.8
L	4.8	0.6
NL	15.7	4.9
A	9.1	10.1
P	2.2	1.4
CH	15.1	26.7
Drittländer	18.4	8.0
Summe	156	156

Tab. C.16: Importe und Exporte elektrischer Energie in TWh verschiedener UCPT-E-Länder im Jahr 1994 <UCPTE 1995>

Angaben über durchschnittliche Transportlängen zwischen Produktion und Endverbrauch sind nicht vorhanden. Es wird im folgenden angenommen, dass rund 10 % der UCPT-E-Produktion mit Hochspannungsleitungen über eine Distanz von ca. 500 km transportiert werden (entspricht z.B. der Entfernung Dijon-Schweiz-Po-Ebene), bevor sie einem regionalen Verteilnetz übergeben werden.

Dieses schliesst wiederum eine kleinere Transportdistanz mit Hochspannungsleitungen (rund 100 km), Transformatorstationen, Mittel- und Niederspannungsnetz mit ein.

Für das durchschnittliche regionale Verteilnetz werden in erster Näherung die Angaben aus der Inventarisierung des Schweizer Netzes verwendet. Inwiefern ist dies zulässig? Die Schweiz, mit ländlichen Regionen (niedrige Anschlussdichte) und mit einem zentralen Ballungsgebiet (Mittelland mit hoher Anschlussdichte), dürfte nicht allzu atypisch für west- und mitteleuropäische Verhältnisse sein.

Die Angaben für die Schweiz beruhen auf das schweizerische Bezugsmodell von Tab. C1. In Tab. C.17 wird das Bezugsmodell der UCPT-E skizziert. Genaue Angaben über die Spannungshöhe des Strombezugs existieren nicht. Pauschal werden 80 % des Dienstleistungssektors den Niederspannungsbezüglern und 80 % des industriellen Verbrauchs den Hoch-/Mittelspannungsbezüglern zugeordnet. Es resultiert ein Bild, das nicht allzu stark, von der Situation in der Schweiz abweicht.

Im Bewusstsein, dass es sich um eine grobe Näherung handelt, werden die Angaben aus dem schweizerischen Netzinventar zur Beschreibung durchschnittlicher regionaler UCPT-E-Verteilnetze verwendet.

	Verbrauch [TWh]	Bezug Hoch- oder Mittel- spannung [TWh]	Bezug Nieder- spannung [TWh]
Industrie	590	470 (80%)	120
Haushalte	350		350
Dienstleistungen	290	60	230 (80%)
Transport, Rest	350	280 (80%)	70
Summe	1'580	810 (51%)	770 (49%)

Tab. C.17: Bezugsmodell für Länder im UCPT-E-Verbund (ohne Jugoslawien), 1990 <IEA 1992>

Für den Ferntransport mit Hochspannungsleitungen in UCPT-E-Ländern werden in der folgenden Tab. C.18 Angaben zum Materialeinsatz und zu den Verlusten zusammengestellt. Die Angaben von <DOE 1983> sind zum Teil veraltet. In Tab. C.19 sind eigene Annahmen für den europäischen Ferntransport von Strom zusammengefasst. Die Werte liegen im Bereich zwischen <DOE 1983> und <Fritsche et al. 1989>.

Für die Übertragungsverluste mit Hochspannungsleitern werden 0.3 %/100km bezogen auf den Stromoutput angenommen, in Anlehnung an <Fritsche et al. 1989>. Dies ist in guter Vereinbarung mit der Angabe von Verlusten im schweizerischen Hochspannungsnetz (Tab. C.3). Für den angenommenen Ferntransport von 500 km für 10% der Stromproduktion führt dies zu einem zusätzlichen

Verlust für UCPTE-Ferntransport von 0.15 % bezogen auf den Stromoutput. Dieser wird in Tab. C.20 durch Anbindung an das Hilfsmodul "UCPTE Strom-Ferntransport" (Tab. C.19) berücksichtigt.

		Hoch-Spannung 110 kV <Fritsche et al. 1989>	Höchst- Spannung 380 kV <Fritsche et al. 1989>	Hoch-Spannung 345 kV <DOE 1983>	Höchst- Spannung 500 kV <DOE 1983>
Beton	kg/(GWh*km)			0.44	0.28
Stahl	kg/(GWh*km)	4.8	3.6	0.39	0.26
Kupfer	kg/(GWh*km)			0.01	0.02
Aluminium	kg/(GWh*km)			0.07	0.08
Zement	kg/(GWh*km)	1.9	1.4		
Strom-verluste	GWh/(GWh*km)			0.0002	0.0001

Tab. C.18: Materialverbrauch und Stromverluste für den Ferntransport von Strom mit Hochspannungs-Freileitungen

	Annahmen/Quellen	¹⁾	pro Tjout und km Entfernung	Einheit
Stahl	Masten à 15 t jede 100 m, 5 t/km für zwei Leiterstränge	16'000 t	0.3	kg
Aluminium	6 t/km für zwei Leiterstränge	600 t	0.01	kg
Beton	Fundamente	20'000 t	0.4	kg
Kupfer	Blitzschutz u.a.	100 t	0.002	kg
Stromverluste	<Fritsche et al. 1989>		0.00003	TJ
Fläche II-III	10 m2 pro Mast	10'000 m2	0.005	m2a
Fläche II-IV	4 m2 pro Mast	4'000 m2	0.002	m2a

Tab. C.19: UCPTE Ferntransport von Strom mit Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungen - Eingabedaten für das Hilfsmodul "UCPTE Strom-Ferntransport"; ¹⁾: Bezugssystem: Output 1 GW; Durchschnittliche Auslastung 60%; Lebensdauer 30 a; Entfernung 100 km

7.3 Kritik, verbesserungswürdige Punkte

Die Stromversorgung besteht aus einer Vielfalt dynamisch miteinander gekoppelter Netze, die auch ständig um- und ausgebaut werden. Dies erschwert eine Bestandesaufnahme "statischer" Art, wie sie hier vorgenommen wird, erheblich.

Es gelten die gleichen Einschränkungen und kritische Diskussionspunkte wie für Erdgasversorgungssysteme, die im Kap. 9 und 10 des Teils "Erdgas" in diesem Bericht mit einer ähnlichen Methode bilanziert wurden.

Der Materialeinsatz und der Bauaufwand des existierenden Stromnetzes in der Schweiz konnten relativ genau über ein gesamtschweizerisches Leitungsinventar erfasst werden. Die Angaben gelten als gesichert und stammen in den meisten Fällen von den Betreibern selbst. Auch in Bezug auf andere Stoffflüsse (Emissionen, Betriebsmittel) konnte eine befriedigende Vollständigkeit erreicht werden.

Unsicher ist die Bezugsgrösse, d.h. die im Verlauf der Betriebszeit abgesetzte elektrische Energie. Hier wurde angenommen, dass heutige Auslastungen typische Durchschnittswerte darstellen. Die Stromabgabe auf verschiedenen Spannungsebenen im Netz musste geschätzt werden, da keine öffentliche Statistik existiert.

Für regionale Verteilnetze in UCPTE-Europa wurden in erster Näherung die Ergebnisse für die Schweiz eingesetzt. Der daraus entstehende Fehler dürfte sich im Rahmen dieses Projektes in Grenzen halten, da sich die Strom-Bezugsstruktur und die technischen Systeme nicht allzu stark unterscheiden. Nur sehr grob konnte der grenzüberschreitende Strom-Ferntransport im UCPTE-Raum berücksichtigt werden. Dies ist ein Punkt, der in Zukunft genauer untersucht werden sollte.

Die Angabe der Lachgas-Emissionen und die Vernachlässigung der Ozon-Emissionen, die beide in der Corona von Hochspannungsleitungen entstehen können, basiert auf wenigen Angaben aus der Literatur und gilt als relativ unsicher.

7.4 Zusammenstellung der Eingabedaten

Bezüger -->	Einheit	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Infrastruktur:				
Ressourcen:				
Fläche II-IV	m2a	2.6	1.7	1.0
Fläche II-III	m2a	1.2	1.0	0.8
Fläche III-IV	m2a	2.6	1.7	1.0
Materialien:				
Kupfer	kg	230	29	0.7
PVC	kg	69	1.8	0.2
PE (LD)	kg	9.0	0.6	0.2
Aluminium 0% Rec. (Al legiert)	kg	17.1	15.2	8.3
Stahl niedriglegiert (Stahlseil)	kg	0.6	0.6	0.6
Holzbaustoff massiv	kg	1131	137	
Beton	kg	457	91.4	
Stahl unlegiert	kg	411	30.7	18.8
Blei	kg	30	4.5	0.4
Metallgebäude	m3	0.060	0.019	0.007
Massivgebäude	m3	0.30	0.11	0.04
Transporte:				
Transport Bahn	tkm	320	45	9
Transport LKW	tkm	160	25	6
Bauprozesse:				
Aushub mit Bagger	m3	3.6	3.2	0.5
Abfälle:				
Holzmasten in KVA	kg	1130	140	
Abfälle in Inertstoff-Deponie	kg	500	100	1
Output:				
Strom Hochspannung - Bezug in X	TJ			1
Strom Mittelspannung - Bezug in X	TJ		1	
Strom Niederspannung - Bezug in X	TJ	1		
Input:				
Strom-Mix X		1.138	1.018	1.006
UCPTE Strom-Fertransport (Tab. C.19)	km	50	50	50
Heizöl EL (Isolieröl)	kg	31	1.8	0.2
Emissionen Luft:				
Abwärme in Luft ¹⁾	TJ	0.041	0.010	0.005
N2O in Luft	kg	5 (3-14)	5 (3-14)	5 (3-14)
Emissionen Boden:				
Abwärme in Boden ¹⁾	TJ	0.097	0.008	0.001
Abfälle:				
Trafo-Isolieröl in Hochtemp.verbrennung	kg	31.2	1.8	0.2

Tab. C.20: Zusammenfassung der Eingabedaten für die Module "Strom Niederspannung-Bezug in X", "Strom Mittelspannung-Bezug in X", "Strom Hochspannung-Bezug in X"; Angaben für die regionale und lokale Stromverteilung basierend auf die Situation in der Schweiz 1990; ¹⁾ Niederspannung: rund 30% der Abwärme in Luft, 70% in Boden; Mittelspannung: rund 60% der Abwärme in Luft, 30% in Boden; Hochspannung: rund 95% der Abwärme in Luft, 5% in Boden; siehe Tab. C2;

Die Resultattabellen finden sich im Directory "Eingabedaten und Resultate".

8. Anhänge

Netz -->	NS	MS	HS	
Kupfer 1)	0.48	0.124	0.004	Mio t
Stahlblech	0.064	0.006		Mio t
Isolieröl	0.074	0.007	0.001	Mio t
PVC	0.17	0.007	0.001	Mio t
PE	0.021	0.002	0.001	Mio t
Al legiert		0.03	0.045	Mio t
Stahlseil			0.003	Mio t
Bauholz	2.48	0.6		Mio t
Arm. Beton	0.9	0.4		Mio t
Stahl	0.75	0.015	0.1	Mio t
Eisen	0.079	0.008		Mio t
Stahlrohr	0.063	0.022	0.002	Mio t
Blei	0.063	0.018	0.002	Mio t
TOTAL	6.296	1.349	0.359	Mio t
Metallgebäude	0.09	0.054	0.036	Mio m3
Massivgebäude	0.5	0.3	0.2	Mio m3
Fläche II-III		36000	144000	m2
Fläche 2)	123000	206000	355000	m2
Transport Bahn	680	155	50	Mio tkm
Transport LKW	344	85	30	Mio tkm
Aushub mit Bagger		6.6	1.44	Mio m3

1) 80% Primärkupfer, 20% Sekundärkupfer

2) 50% Typus II-IV, 50% Typus III-IV

Tab. C.21: Ergebnisse aus dem Inventar der NS-, MS- und HS-Netze in der Schweiz (alle Angaben normiert auf 30 Jahre Betriebsdauer)

Netz --->	NS	MS	HS	
Kupfer 1)	6.8E-01	1.0E-01	2.6E-03	t/GWh tr.
Stahlblech	9.1E-02	4.9E-03		t/GWh tr.
Isolieröl	1.0E-01	5.8E-03	6.6E-04	t/GWh tr.
PVC	2.4E-01	5.8E-03	6.6E-04	t/GWh tr.
PE	3.0E-02	1.6E-03	6.6E-04	t/GWh tr.
Al legiert		2.5E-02	3.0E-02	t/GWh tr.
Stahlseil			2.0E-03	t/GWh tr.
Bauholz	3.5E+00	4.9E-01		t/GWh tr.
Arm. Beton	1.3E+00	3.3E-01		t/GWh tr.
Stahl	1.1E+00	1.2E-02	6.6E-02	t/GWh tr.
Eisen	1.1E-01	6.6E-03		t/GWh tr.
Stahlrohr	8.9E-02	1.8E-02	1.3E-03	t/GWh tr.
Blei	8.9E-02	1.5E-02	1.3E-03	t/GWh tr.
		1.1E+00		
Metallgebäude	1.3E-01	4.4E-02	2.4E-02	m3 /GWh tr.
Massivgebäude	7.1E-01	2.5E-01	1.3E-01	m3 /GWh tr.
Fläche II-III		8.9E-01	2.9E+00	m2.a/GWh tr.
Fläche 2)	5.2E+00	5.1E+00	7.0E+00	m2.a/GWh tr.
Transport Bahn	9.6E+02	1.3E+02	3.3E+01	tkm/GWh tr.
Transport LKW	4.9E+02	7.0E+01	2.0E+01	tkm/GWh tr.
Aushub mit Bagger		5.4E+00	9.5E-01	m3/GWh tr.

1) 80% Primärkupfer, 20% Sekundärkupfer

2) 50% Typus II-IV, 50% Typus III-IV

Tab. C.22: Angaben von Tab. C21 bezogen auf den Output der drei Netzbereiche über 30 Jahre

Literaturverzeichnis

- Amman 1993 Persönliche Mitteilung Hr. Amman, EWZ, 13. Jan. 1993
- Belmans et al. 1992 R. Belmans, W. Geysen, "Environmental implications of high voltage overhead lines", World Energy Council 15th Congress, 1.1.05, Madrid 1992
- BEW 1991 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1990", Bern 1991
- Bohlin et al. 1991 S. Bohlin, K. Eriksson, G. Flisberg, "Electrical transmission", World Clean Energy Conf., Geneva, Nov. 1991
- Böhringer et al. 1988 A. Böhringer et al., "Ozonbildung an Hochspannungsfreileitungen", Elektrizitätswirtschaft 87(1988) Nr. 21, S. 1017-1022
- Brugg 1993 Kabelwerke Brugg, "Katalog Elektrische Kabel", Stand Jan. 1993
- BUS 1988 Bundesamt für Umweltschutz, "Schutz vor umweltschäden durch PCB-haltige Kondensatoren und Transformatoren", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 90, Bern 1988
- DOE 1983 U.S. Department of Energy, "Energy technology characterizations handbook: Environmental pollution and control factors", 3rd ed., DOE/EP-0093, Washington, März 1983
- Flosdorff et al. 1982 R. Flosdorff, G. Hilgarth, "Elektrische Energieverteilung", Teubner, Stuttgart 1982
- Fritsche et al. 1989 Fritsche U., Rausch L., Simon K.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen", Darmstadt/Kassel 1989
- Gaille et al. 1992 F. Gaille, J. van Gilst, "Evaluation du potentiel de récupération de chaleur par refroidissement des câbles électriques", Bulletin SEV/VSE 83(1992) Nr. 15, S. 25-30
- Glavitsch 1993 Prof. Glavitsch (ETHZ), Persönliche Mitteilung, 28.6.93
- Graf 1988 E. Graf, "Oekologische Aspekte des Holzschutzes", in "Aktuelle Entwicklungen des technischen Holzschutzes", Seminarunterlagen, IP Holz, Regensburg, Dez. 1988
- Heinrich 1993 Persönliche Mitteilung Hr. Heinrich, CKW, 13. Jan. 1993
- Hill et al. 1984 R.D. Hill, R.G. Rinker, A. Coucouvinos, "Nitrous Oxide Production by Lightning", Journal of Geophysical Research 89(1984) D1: 1411-1421
- IEA 1992 OECD/IEA, "Energy balances of OECD countries 1989-1990", Paris 1992
- Kieser 1993 Persönliche Mitteilung Hr. Kieser, EKZ, 20. Jan. 1993
- Levet 1993 Persönliche Mitteilung M. Levet, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, 11. Jan. 1993
- Lienhard 1993 Persönliche Mitteilung B. Lienhard, EKZ, 18. Jan. 1993
- Nair et al. 1990 I. Nair, M. Granger Morgan, "Electromagnetic fields: the jury's still out", IEEE Spectrum, August 1990, p. 22-37
- Radlgruber 1993 Persönliche Mitteilung Hr. Radlgruber, ABB Sécheron, 19. Jan. 1993
- Rüegg 1993 Persönliche Mitteilung S. Rüegg, BKW, 20. Jan. 1993
- Schwab 1991 F. Schwab, "Das Energiesparen der Elektrizitätswirtschaft am Beispiel der Transformatorenverluste", Bulletin SEV/VSE 82(1991) Nr. 22, S. 19-21
- Schwab 1993 Persönliche Mitteilung F. Schwab, ATEL, 12. Jan. 1993
- UCPTE 1995 Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité, "Jahresbericht 1994", Madrid 1995
- van Oeteren 1988 K.-A. van Oeteren, "Feuerverzinkung", expert-Verlag, Ehningen 1988
- VSE 1988 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, "Netzdatenblatt", Zürich 1988
- VSE 1989 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, "Richtlinien über den Schutz der Gewässer beim Bau und Betrieb von Anlagen mit Isolier- und Hydraulikoe...", Zürich, Dez. 1989
- VSE 1993 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke et al., "Entschädigungsansätze für Schächte und erdverlegte Leitungen in landwirtschaftlichem Kulturland", Ausgabe 1993, Zürich 1993
- VSE/PTT 1989 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Generaldirektion PTT, "Empfehlungen über die Handhabung, die Wiederverwertung und die Entsorgung der imprägnierten Leitungsmasten aus Holz", Zürich, Apr. 1989
- Zantop 1993 Persönliche Mitteilung Hr. Zantop, EWZ, 19. Jan. 1993
- Zimmermann 1993 Persönliche Mitteilung H. Zimmermann, Kabelwerke Brugg, 20. Jan. 1993



Anhang D

ECOINVENT

Überarbeitung 1996:

Marco Ciot, Rolf Frischknecht

Bearbeitung

Ivo Knoepfel

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Wir möchten Herrn Ronnie Wahli herzlich danken, der die Programmierarbeiten für die Urversion der Datenbank ECOINVENT übernommen hat und der grosse Geduld bei der Berücksichtigung "spezieller Wünsche" der Auftraggeber und bei nachträglichen Änderungen gezeigt hat. Danken möchten wir auch den Herren Lukas Knecht, Dr. Michael Monagan und Prof. W. Gander vom Institut für Wissenschaftliches Rechnen der ETH Zürich, die die erste für das Projekt entscheidende Operationalisierung ermöglicht haben sowie an Philippe Bolgiani (stud. Informatik ETHZ), der im Rahmen einer Semesterarbeit die Adaption der Berechnungsroutinen auf Matlab™ vorgenommen hat.

Zusammenfassung

In diesem Anhang wird die Datenbank "ECOINVENT" sowie die mathematischen Grundlagen der in der Software implementierte Berechnungsalgorithmus beschrieben. Die Datenbank ist in einer Unix-Umgebung eingebettet und benutzt die Matrix Laboratory *Matlab* sowie die relationale Datenbankumgebung *Oracle*. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe der Matrix-Invertierung, wobei die Spannbreite der Eingabedaten (von 1'000'000 bis 0.000,000,001) zusätzliche Operationen erforderlich macht. Stabilitäts- und Genauigkeitsfragen werden ebenfalls kurz erörtert. Das Datenaustauschformat, wie es zur Zeit installiert ist, wird vorgestellt. In einem Ausblick wird schliesslich aufgezeigt, in welche Richtung sich die hier beschriebene Datenbank weiterentwickeln kann. Im Anhang sind die kompletten Liste der Kategorien und Modulnamen abgedruckt.

Inhaltsverzeichnis

1.	Uebersicht	2
2.	Einführung	2
3.	Der Software-Cluster "ECOINVENT"	3
	3.1 Grundsätzliches.....	3
	3.2 Die relationale Datenbank.....	4
	3.3 Der Berechnungsalgorithmus.....	5
	3.4 Das Modell.....	6
	3.5 Numerische Umsetzung.....	7
	3.6 Das Datenaustauschformat.....	9
	3.6.1 Das Datenformat Text.....	9
	3.6.2 Aufteilung der Daten in Tabellen-Dateien und deren Aufbau.....	10
4.	Beispiel	12
4	Ausblick	13
	Literaturverzeichnis	14
5.	Liste der Kategorien in diesem Projekt	15
6.	Liste der in diesem Projekt verwendeten Module	16

1. Uebersicht

In diesem Anhang wird die Datenbank "ECOINVENT" beschrieben, das speziell für dieses Projekt entwickelt wurde. ECOINVENT wird in diesem Projekt für die Eingabe und Verwaltung der Daten wie auch für die Berechnung der Inventartabellen benützt.

Das Programm ist in eine Unix-Umgebung eingebettet und benutzt die beiden kommerziellen Software-Pakete Oracle und Matlab. Die gesamte ECOINVENT-Software wird zentral auf einer leistungsstarken Workstation (HP 735) betrieben.

2. Einführung

Das Erstellen und Betreiben eines Energiesystems erfolgt in einem komplexen und stark vernetzten Gesamtprozess. Bei der Berechnung der kumulierten Ressourcenverbräuche und Emissionen wurde diesen gegenseitigen Abhängigkeiten der verschiedenen Energiesysteme (die Bereitstellung von Kohle zur Verstromung benötigt selber Strom etc., siehe Fig. D.1) Rechnung getragen, indem die Bilanzierung dieser Systeme und Produkte durch die Verknüpfung von knapp 500 Teilprozessen erfolgte, welche für sich abgeschlossen bilanziert wurden.

Durch einen modularen Charakter der einzelnen Ökoinventare kann dieser Gegebenheit adäquat Rechnung getragen werden. Es existieren

- Module für Basismaterialien wie Glas, Stahl, Zement;
- Module für Basisdienstleistungen wie Lastwagen- oder Schiffstransporte;
- Module für Entsorgungsprozesse wie Kehrlichtverbrennung oder Inertstoffdeponie;
- Module für das Erstellen von Systemkomponenten wie Solarzellen, Wechselrichter und
- Module für Teilprozesse innerhalb einer Energieprozesskette wie Erdölförderung, Raffinerie.

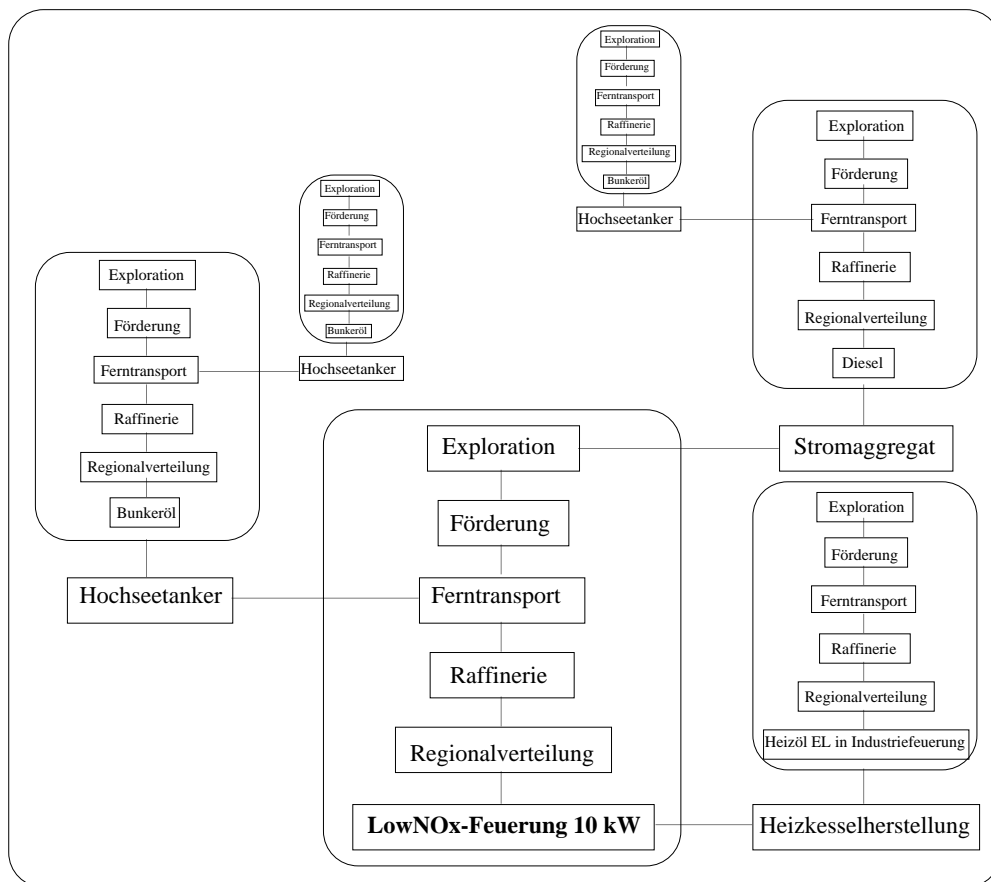


Fig. D.1: Graphische Darstellung der sequentiellen Methode anhand des Beispiels LowNOx-Feuerung 10 kW, wie sie in <Frischknecht et al. 1994> modelliert wurde (Ausschnitt)

Die Vorgehensweise der Bilanzierung dieses durch die obengenannten Module modellierten, kleinen Ausschnitts des Weltwirtschaftssystems soll im Zentrum der folgenden Ausführungen stehen.

3. Der Software-Cluster "ECOINVENT"

3.1 Grundsätzliches

Für die grosse Datenmenge, welche durch die Bilanzierung mehrerer hundert Teilprozesse und das Erfassen von mehr als 400 verschiedenen Emissionen und Ressourcen zustande gekommen ist, ist eine leistungsfähige Software unumgänglich. Ein effizientes Verwalten und Verarbeiten derartiger in einem Ökoinventar erfassten Datenmengen erfordern deshalb:

- ein strukturiertes, benutzerfreundliches Ablegen der teilprozessspezifischen Informationen betreffend Emissionen, Bedarfe an Energie, Hilfsstoffen, Halbzeugen etc. und
- ein effizientes Berechnen der kumulierten Ressourcenverbräuche und Emissionen, d.h. des Inventarvektors resp. der Wirkungsbilanz eines Produktes oder einer Dienstleistung.

Diese unterschiedlichen aber bezüglich Wichtigkeit äquivalenten Anforderungen führen, falls beide optimal gelöst sein wollen, zu einer zweiseitigen Struktur einer Ökobilanz-Software mit:

- einer Datenbank und
- einem Berechnungsteil

in je optimaler Umgebung. Entscheidend für die Effizienz der Software ist somit, neben einer optimierten Rechenroutine, die Schnittstelle zwischen Datenbank und Berechnungsteil.

Der Software-Cluster ECOINVENT basiert auf diesem Prinzip der Funktionstrennung, indem die Datenverwaltung in einer relationalen Datenbank erfolgt, die Berechnungen aber in einer Umgebung für numerische Mathematik durchgeführt werden. Er stellt ein Hilfsmittel sowohl für das Ökoinventar wie auch für die Wirkungsbilanz und teilweise die Vollaggregation dar (siehe Fig. D.2).

1. Eingeben und Verwalten der Daten

Das Eingeben und das Verwalten der Daten, die in Oracle abgelegt werden, erfolgt automatisiert mit Hilfe der ECOINVENT-Tools oder mit den Standard-Oracle Tools wie SQL-Plus.

2. Berechnung der Inventarmatrix

Das Berechnen der Inventarmatrix und der Wirkungsbilanz erfolgt mithilfe von Matrixoperationen. Die Routinen sind in *Matlab* geschrieben, in eine Unix-Umgebung eingebettet und werden zentral auf dem Server ausgeführt.

3. Auswertung

Erste einfache Auswertungen, wie z.B. das gewichtete Zusammenfassen einzelner Emissionen zu den zusammenfassenden Resultattabellen des Schlussberichts "Ökoinventare für Energiesysteme" (siehe z.B. Teil XVII), erfolgen ebenfalls in *Matlab*.

Alle weiteren Auswertungsschritte werden zur Zeit dezentral auf Macintosh mithilfe eines Tabellenkalkulationsprogramms durchgeführt. Darunter fällt beispielsweise die Relevanzanalyse oder dominance analysis, <Heijungs 1994>, mithilfe derer die Prozessschritte eruiert werden können, welche eine Prozesskette massgeblich beeinflussen. Innerhalb des Projektes "Ökoinventare für Energiesysteme" wurde die Relevanzanalyse für einzelne Systeme und ausgewählte Umwelteinwirkungen durchgeführt.

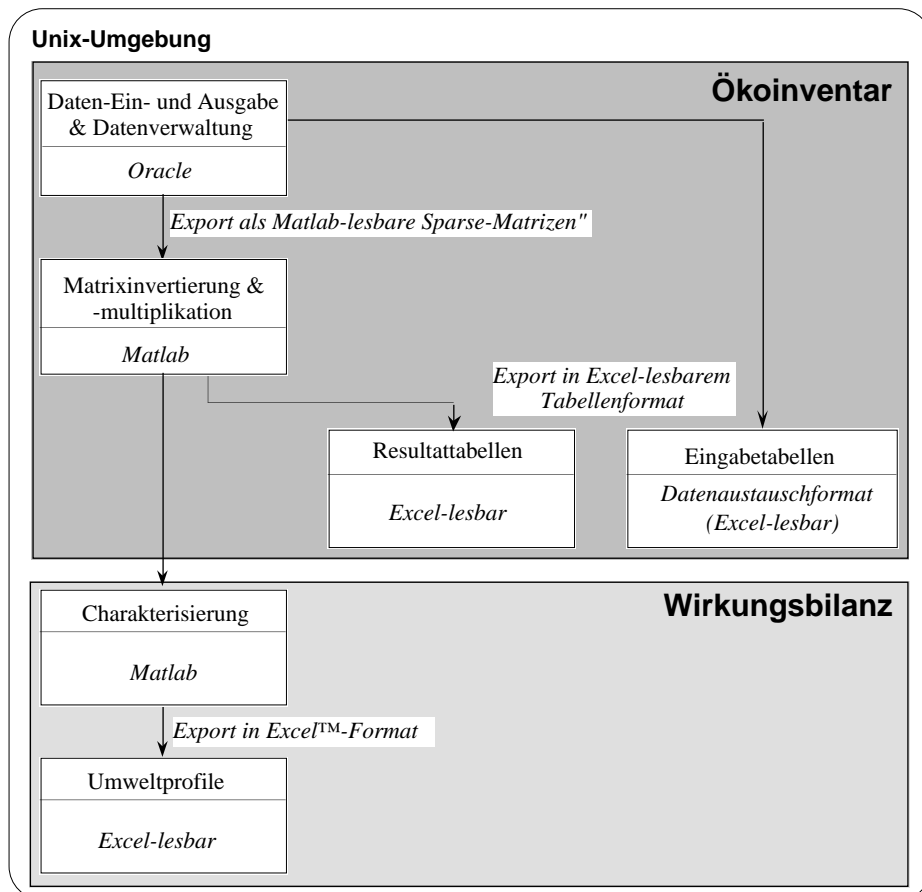


Fig. D.2: Struktur der Datenbank ECOINVENT, Klassifizierung gemäss <Heijungs et al. 1992>

3.2 Die relationale Datenbank

Innerhalb der relationalen Datenbank werden drei Ebenen unterschieden, welche zum Aufbau eines Systemmodells benötigt werden. Es sind dies:

- Kategorien
- Module
- Verknüpfungen

Um eine möglichst universelle Anwendung zu ermöglichen, werden alle Austauschbeziehungen (Produkte, Dienstleistungen, Ressourcenentnahme und Emissionen) mithilfe einer einheitlichen "Karteikarte" (Modul) beschrieben. Darin werden einerseits der Name, die Einheit (wie Stk, kg, TJ, tkm etc.) und die Zugehörigkeit zu einer Kategorie festgelegt. Andererseits bestehen deskriptive Möglichkeiten, mit welchen z.B. die Bezugsgrösse des Moduls (z.B. Verknüpfungen bezogen auf End- oder Nutzenergie), ein Verweis auf die Dokumentation oder eine Beschreibung des Produktes resp. des dazugehörigen Prozesses eingegeben werden können.

Im Sinne eines schlanken Konzeptes wird keine Unterscheidung zwischen Prozess und Produkt vorgenommen. Der gewünschte Output eines Prozesses gibt dem entsprechenden Modul den Namen. Dadurch vereinfacht sich die Struktur der Datenbank und der Speicherbedarf wird minimiert. Bei multifunktionalen Prozessen mit mehr als einem Output wird die notwendige Allokation in der ohnehin notwendigen Dokumentation durchgeführt, sodass alle Module jeweils nur einen einzigen gewünschten ökonomischen Output aufweisen. Diese Vorgehensweise birgt auf der andern Seite den Nachteil, dass die Auswirkungen einer Änderung der Allokationsfaktoren auf das Ökoinventar nicht automatisiert erfolgen kann.

Die Kategorien ermöglichen eine Grobstrukturierung der Datenbank. Da nicht zwischen Austauschbeziehungen innerhalb des ökonomischen Systems und zwischen dem ökonomischen und dem ökologi-

schen System unterschieden wird, wird eine ökonomisch und ökologisch orientierte Kategorisierung vorgenommen. So sind neben Kategorien wie "Erdöl", "Erdgas", "Photovoltaik", "Transporte", "nichtbehandelte Abfälle" auch die Kategorien "energetische Ressourcen", "nichtenergetische Ressourcen", "Emissionen in Luft", "Emissionen in Wasser" und "Direkteinträge in den Boden" vorhanden.

Die Verknüpfungen werden in einer Tabelle (Excel) als Teilmatrix (oder Vektor) erfasst. Das Einlesen erfolgt dann mittels ECOINVENT automatisiert. Die Austauschbeziehungen zwischen verschiedenen Modulen werden lediglich auf der Basis numerischer Grössen hergestellt. Es können zur Zeit keine Funktionen (z.B. Trend des Heizölbedarfs eines Prozesses über mehrere Jahre in Funktion der Zeit) eingegeben werden.

Innerhalb eines Moduls wird keine Energie- resp. Massenbilanz erstellt. Da weder Luft noch Stickstoff oder Sauerstoff bilanziert werden, ist dies in automatisierter Form nicht notwendig. Ebenso wenig werden die Emissionsfaktoren für Luftschadstoffe durch das Programm berechnet (z.B. als Funktion von Prozess- und Brennstoffdaten). Diese müssen, wie diejenigen der Wasserschadstoffe, durch die Bilanzierenden festgelegt werden.

3.3 Der Berechnungsalgorithmus

Für die Berechnung der Inventarmatrix gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten <Heijungs 1994>:

- die sequentielle Methode oder
- die Matrix-Methode.

Das sequentielle Verfahren lehnt sich strukturell stark an die Prozesskettenschemata der zu bilanzierenden funktionalen Einheiten an (siehe Fig. D.1). Es berechnet sukzessive die gesamte Prozesskette mit ihren Verästelungen. Da innerhalb der Prozessketten Iterationen¹ auftreten können, wächst die Prozesskette theoretisch ins Unendliche. Für die Software-Anwendung dieses Verfahrens ist es deshalb unerlässlich, genauigkeitsabhängige Abbruchkriterien zu definieren, um die Rechenkapazität des PC nicht unnötig lange zu beanspruchen. Die meisten heute verfügbaren PC-Programme basieren auf diesem iterativen Verfahren wie beispielsweise GEMIS <Fritsche et al. 1992> oder Umberto <Schmidt et al. 1994>. Bei stark verknüpften, grossen Systemen wird die Leistungsgrenze der Computer schnell erreicht, wie u.a. Tests des CML mit SimaPro <Heijungs 1994> gezeigt haben.

Beim sequentiellen Vorgehen muss für jedes Produkt, jede Dienstleistung, dessen Wirkungsbilanz berechnet werden soll, ein neuer Prozessbaum aufgebaut werden, wodurch eine Hierarchisierung der einzelnen den Prozessbaum bildenden Teilprozesse stattfindet. Steht die Bilanzierung verschiedener Heizsysteme im Vordergrund, so sind die dazu benötigten Basismaterialien wie Stahl und Zement bezüglich atmosphärischer Emissionen von untergeordneter Bedeutung. Demgegenüber stehen sie jedoch im Zentrum der Betrachtung, sollen unterschiedliche Tragkonstruktionen (Massivbau, Stahlskelettbau) bilanziert werden.

Im weiteren muss entschieden werden, welche Prozesse den eigentlichen Stamm des Prozessbaumes darstellen und deshalb einer genaueren Analyse unterliegen sollten. Dies lässt sich kaum in einer für alle Umwelteinwirkungen gültigen, verallgemeinernden Form bestimmen. Für die Ressource "Kies" wird der Strassenbau, welcher für die Regionalverteilung von Heizöl EL benötigt wird (siehe Fig. D.1), zur Hauptprozesskette, da dort der grösste Teil des Kiesbedarfs anfällt. Für atmosphärische Emissionen wie CO₂, SO_x und NO_x ist die Erdölkette, von der Exploration zur LowNO_x-Feuerung, die Hauptprozesskette, während für Emissionen radioaktiver Isotope die Strombereitstellung ab UCPTE²-Netz und darin die Kernenergiekette zur bestimmenden und damit zentralen Prozesskette wird.

¹ Iterationen treten auf, bei selbstreferierenden Prozessen, d.h. wenn Produkte einer Prozesskette (K_I) innerhalb einer andern Prozesskette (K_{II}) benötigt werden, welche ihrerseits ein Produkt liefert, das in die erste Prozesskette (K_I) einfließt.

² UCPTE: Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité, Belgien, Deutschland (1990 nur alte Bundesländer), Frankreich, Griechenland, Italien, Ex-Jugoslawien (Bosnien/Herzegowina, Kroatien, Slowenien und Rest-Jugoslawien), Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweiz und Spanien

Verfahren, welche sich der Matrixdarstellung und -operationen bedienen, haben demgegenüber den Vorteil, dass eine Hierarchisierung wegfällt und somit alle Teilprozesse bezüglich Berechnungsweise äquivalent behandelt werden. Dadurch, dass mittels Matrixoperationen geschlossene Lösungen möglich werden, kann für jeden, aus der Sicht des zu bilanzierenden Produktes (funktionale Einheit) unbedeutenden Teilprozess dessen Ökoinventar und Wirkungsbilanz unter Berücksichtigung aller Rückkopplungseffekte errechnet werden.

Bei der Matrix-Methode wird die Inventarmatrix durch das Lösen von linearen Gleichungssystemen ermittelt. Man kann dies mit sogenannten direkten oder iterativen Methoden bewerkstelligen. Für LCA-Probleme haben sich direkte Methoden, die auf dem Prinzip der Gauss-Elimination beruhen, als zweckmässig gezeigt, weil dieser Zugang auch eine effiziente Ermittlung der kumulierten Inventardaten bei komplexeren Systemen mit vielen Prozessen ermöglicht.

Der am Laboratorium für Energiesysteme in Zusammenarbeit mit dem Institut für wissenschaftliches Rechnen (beide ETH Zürich) entwickelte und angewandte Berechnungsteil im Software-Cluster ECOINVENT ermöglicht das Ermitteln der Inventar-Matrix sowie der Wirkungsbilanzen ganzer Wirtschaftsmodelle in einem Rechengang. Dies kommt der Zielsetzung der Koordinationsgruppe "Energie- und Ökobilanzen" des Bundes entgegen, die jetzige Datenbank "Ökoinventare für Energiesysteme" zu einer zentralen, gesamtschweizerischen Datenbank zu erweitern.

Im folgenden soll auf die Theorie und die Operationalisierung der im ECOINVENT-Berechnungsteil gewählten Vorgehensweise eingegangen werden.

3.4 Das Modell

Ein Prozessschritt als kleinste Untersuchungseinheit innerhalb einer Ökobilanz steht über Energie- und Stoffflüsse mit zwei verschiedenen Systemen,

- der Technosphäre (ökonomisches System) und
- der Ökosphäre (ökologisches System) in Verbindung.

Die eine Verbindung umfasst die Wechselbeziehungen mit dem übrigen (Welt-)Wirtschaftssystem wie z.B. den Bezug von Halbfabrikaten (Generatoren, Eisenchlorid, Weizen etc.) oder Dienstleistungen wie die Entsorgung von Abfällen durch eine KVA, die andere diejenigen mit der das Wirtschaftssystem umfassenden Umwelt, wie beispielsweise den Bezug von Flusswasser oder Emissionen in die Atmo- resp. Hydrosphäre (siehe Fig. D.3).

Entsprechend kann der Energie- und Stoffflussvektor eines Prozessschrittes, d.h. die durch den Prozessschritt direkt verursachten Energie- und Stoffflüsse, in einen ökonomischen und einen ökologischen Sektor <Heijungs 1994> eingeteilt werden. Es resultiert ein Eingabe-Vektor mit einer Anzahl m ökonomischer Grössen a_i (Anthroposphäre) und einer Anzahl n ökologischer Grössen b_j (Biosphäre).

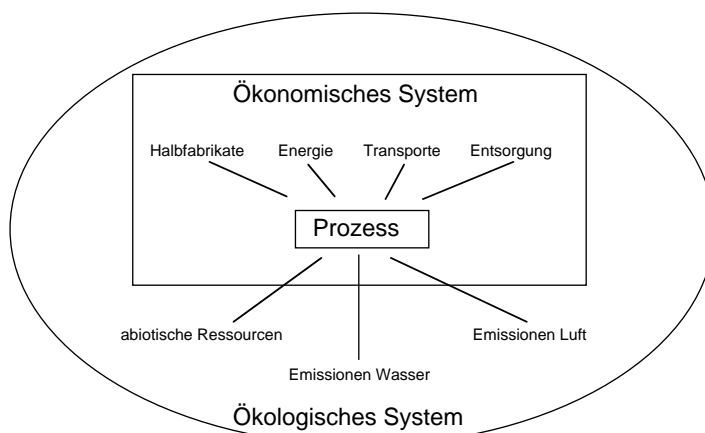


Fig. D.3: Wechselbeziehungen eines Prozessschrittes mit dem ökonomischen und dem übrigen ökologischen System

$$\begin{pmatrix} \mathbf{a} \\ \mathbf{b} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_1 \\ \dots \\ a_i \\ \dots \\ a_m \\ b_1 \\ \dots \\ b_j \\ \dots \\ b_n \end{pmatrix} \quad \text{Eingabe-Vektor einer funktionalen Einheit} \quad (1)$$

Wird nun ein Wirtschaftsmodell aus Energiebereitstellungs-, Transport-, Materialherstellungs-, Entsorgungs- und weiteren Dienstleistungsprozessen entwickelt, so ergibt sich eine Vielzahl von Vektoren, welche zu einer Eingabematrix angeordnet werden können. Infolge der gegenseitigen Verflechtungen (Rekursionen) ist diese Matrix im Bereich A quadratisch, wobei darauf geachtet werden muss, dass die Reihenfolge der Zeilenköpfe des ökonomischen Teils der Eingabematrix mit derjenigen der Spaltenköpfe übereinstimmt.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A} \\ \mathbf{B} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & \dots & a_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & \dots & a_{mm} \\ b_{11} & \dots & b_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ b_{n1} & \dots & b_{nm} \end{bmatrix} \quad \text{Eingabe-Matrix eines Wirtschaftsmodells mit m funktionalen Einheiten} \quad (2)$$

Durch Berechnen der Inversen des Teilmatrix A erhält man den ökonomischen Teil C der Inventarmatrix, deren Elemente die Summe aller direkt und indirekt verursachten Bedarfe an Produkten und Dienstleistungen repräsentieren. Durch Multiplikation des ökologischen Teils B der Eingabematrix mit der so erhaltenen ökonomischen Inventarmatrix C resultiert der ökologische Teil D der Inventarmatrix, deren Elemente die Summe aller direkt und indirekt verursachten Wechselwirkungen mit der Biosphäre enthalten.

Da die Verknüpfung eines Prozesses mit sich selbst eins zu eins ist, kann A geschrieben werden als

$$A = I - Z$$

wo $Z \in R^{m \times m}$ und deren Diagonalen aus lauter Nullen besteht. Somit ist

$$C = A^{-1} = (I - Z)^{-1} = \sum_{k=0}^{\infty} Z^k \quad (3)$$

und

$$D = BC = B(I - Z)^{-1} \quad (4)$$

Die Inventarmatrix P, bestehend aus C und D,

$$P = \begin{bmatrix} C \\ D \end{bmatrix},$$

enthält somit Angaben zum totalen (kumulierten) Bedarf ökonomischer Grössen (Produkte/ Dienstleistungen, Elemente in C) sowie über die totalen (kumulierten) Flüsse ökologischer Grössen (Ressourcenentnahmen/ Emissionen, Elemente in D) aller Prozesse (funktionaler Einheiten), aus denen das verwendete Wirtschaftsmodell gebildet ist.

3.5 Numerische Umsetzung

Prinzipiell ist es mit der Formeln (3) und (4) in Abschnitt 2.4 klar, wie die Inventarmatrix, P, bestimmt werden kann. Für die praktische numerische Umsetzung ist aber ein effizientes, stabiles Verfahren erwünscht. Wie dies gewährleistet werden kann, soll, gegliedert in die folgende Punkte, detaillierter beschrieben werden:

- Umstrukturierung des Modells
- Lösungsalgorithmus
- Stabilitäts- und Genauigkeitsfragen

Mit einer Umstrukturierung des Modells versteht man eine Umformulierung des Problems so, dass es eine für die Numerik günstigere Form annimmt. Zu diesem Zweck sieht man, dass die Formeln (3) und (4) mit

$$CA = I$$

$$DA = B$$

und somit auch mit

$$A^T = \begin{bmatrix} C \\ D \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} I \\ B \end{bmatrix}^T$$

äquivalent sind. Setzt man $X := P^T = \begin{bmatrix} C \\ D \end{bmatrix}^T$ und $R := \begin{bmatrix} I \\ B \end{bmatrix}^T$, so erhält man

$$A^T X = R,$$

was ein lineares Gleichungssystem darstellt. Die ursprüngliche Aufgabe der Berechnung dieser Matrizen C und D hat sich somit auf das Lösen eines einzigen linearen Gleichungssystems mit mehreren rechten Seiten reduziert.

In der numerischen Mathematik werden häufig sogenannte direkte Methoden zur Lösung von linearen Gleichungssystemen eingesetzt. Implementationen dieser Algorithmen sind in vielen öffentlich zugängliche Programmbibliotheken verfügbar. Diese Methoden basieren auf der klassischen Gauss-Elimination und werden mittels der LU-Zerlegung <Golub et al. 1991> effizient durchgeführt:

1. Faktorisiere A^T in eine links untere Dreiecksmatrix, L , und eine rechts obere Dreiecksmatrix, U , so, dass

$$A^T = LU$$

2. Löse

$$LY = R$$

mittels Vorwärtseinsetzen für Y .

3. Löse

$$UX = Y$$

mittels Rückwärtseinsetzen für X .

Dabei ist es wichtig, dass die Faktorisierung in Schritt 1 mittels einer sogenannten partiellen Pivotstrategie durchgeführt wird, um die numerische Stabilität zu gewährleisten. Für die Stabilität ist es manchmal auch zweckmässig, die Zeilen und Spalten der Systemmatrix so zu skalieren, dass die neuen Elemente alle etwa die gleiche Grössenordnung erhalten. Der Rechenaufwand des oben beschriebenen Algorithmus ist natürlich von der Struktur der Systemmatrix abhängig. Wenn A vollbesetzt ist, dann ist einerseits der Berechnungsaufwand der LU-Zerlegung proportional zu m^3 , $O(m^3)$, und das Vorwärts- und Rückwärtseinsetzen andererseits proportional zu m^2 , $O(m^2)$, wo m die Dimension von A ist. Da für LCA-Probleme die Systemmatrix häufig aber schwach besetzt ist, kann eine deutliche Reduktion des Rechenaufwandes erreicht werden durch Verwendung von Umnummerierungs- und Eliminationsstrategien die diese spezielle Struktur berücksichtigen und ausnützen.

Unter Verwendung von partiellem Pivotieren und ev. auch einer Umskalierung der Systemmatrix, wie sie oben diskutiert ist, ist die algorithmische Stabilität garantiert. Diese Anforderungen werden von modernen, numerischen Programmbibliotheken gewährleistet. Bei numerischen Berechnungen muss man aber auch den Einfluss der Rundungs- und Messfehler der Eingabedaten, hier A und R ,

analysieren, um die Genauigkeit der Lösung zu bestimmen. Falls X die exakte Lösung und X die durch den Algorithmus berechnete Lösung sind, dann ist der relative Fehler der Lösung proportional zur Kondition der Systemmatrix,

$$\frac{\|X - X\|_{\infty}}{\|X\|_{\infty}} \approx u\kappa_{\infty}(A),$$

wo u der Rundungsfehler in A und R ist; d.h. falls die Daten in A und R auf vier signifikante Ziffern gerundet sind, dann ist $u=10^{-4}$. $\kappa(A)_{\infty} := \|A\|_{\infty} \|A^{-1}\|_{\infty}$ bezeichnet hier die Konditionszahl von A in der Maximumnorm. Da der relative Fehler viel kleiner als eins sein soll, erhält man folgende, einfache Daumenregel: *Falls die Kondition der Systemmatrix etwa 10^q ist und die Eingabedaten zu d signifikanten Ziffern gegeben sind, dann liefert der obige Lösungsalgorithmus eine Lösung die etwa $d-q$ signifikante Ziffern hat.* Mit anderen Worten kann unter gewisse Umständen die 'Lösung' vollständig falsch sein! Es ist deswegen zu empfehlen, dass die Genauigkeit der Rechnung des Lösungsalgorithmus mindestens durch obige Schätzung kontrolliert wird.

Eine allgemeine Möglichkeit die Genauigkeit der berechneten und approximierten Lösung zu verbessern, besteht in der sogenannten iterativen Verbesserung durch Anwenden der vorhandenen LU-Zerlegung. Dabei wird das Residuum, $R := R - A^T X$, in doppelter Rechengenauigkeit bestimmt, wonach die Schritte 2 und 3 mittels R statt R wiederholt werden. Dadurch erhält man die Korrektur

$$Z = U^{-1} L^{-1} R$$

und nach einer Addition die verbesserte Lösung, $X+Z$. Dabei werden die Anzahl der signifikanten Ziffern etwa verdoppelt wobei der Rechenaufwand proportional zu m^2 , $O(m^2)$ steigt.

Für den Software-Cluster ECOINVENT ist der oben beschriebene Algorithmus mittels Matlab realisiert worden. Matlab bietet dabei durch eine mathematische Subroutinenbibliothek und eine übersichtliche Programmierumgebung gute Flexibilität und einfache Möglichkeiten zur Implementation und Weiterentwicklung. Durch die Matlabschnittstelle werden auch Vor- und Nachbearbeitungen der Daten unterstützt und effizient durchgeführt, wie Fig. D.2 zeigt. Durch die Optimierung des Lösungsalgorithmus in ECOINVENT hat man erreicht, dass die Berechnung der Ökoinventare und Wirkungsbilanzen von etwa 1200 Teilprozesse innerhalb von einigen wenigen Minuten durchgeführt sind, wogegen andere Systeme in dieser Zeit nur einzelne Prozesse behandeln können.

3.6 Das Datenaustauschformat

3.6.1 Das Datenformat Text

Die Hauptinformation der Ökoinventardatenbank besteht aus den Verknüpfungswerten (Mod-Rel.Amount (siehe weiter unten)). Alle Modul-Spezifikationen und die Kategorie-Einteilung kann man als Kontext bezeichnen. Obwohl die Datenstruktur des Kontextes vielfältiger ist als die der Verknüpfungen (nur Zahlen), besteht die Fleissarbeit beim Erstellen der Daten hauptsächlich darin, diese Werte zu recherchieren und einzusetzen. Das Erfassen dieser Werte geschieht oft durch viele Personen und dezentral. Da es sich schliesslich um sehr viele Werte handelt (aktuell: ca 20000 Verknüpfungen), kommt dem automatisierten Einlesen (Import) solcher Daten eine grosse Bedeutung zu. Damit die zu importierenden Dateien möglichst überall erstellt werden können, muss für den Datenaustausch ein sehr elementares Format gewählt werden.

Datenaustausch bedeutet hier Austausch der Daten zwischen dem Programm, auf welchem die Daten dezentral erfasst werden, und der Datenbank ECOINVENT, wo die Daten zentral abgelegt werden.

Eine Tabelle, deren Spalten durch Tabstops (ASCII-Code 9) und Zeilen durch Zeilenumbrüche (leider plattformabhängig) getrennt sind, repräsentiert ein sehr allgemeines Austauschformat. Eine weit verbreitete Applikation, mit welcher solche Tabellen editiert werden können, ist Excel.

Ein so elementares Datenformat birgt natürlich auch Nachteile. Sowohl die Semantik als auch die Syntax sind schnell einmal verletzt. Gravierend wird es, sobald eine Verletzung der Semantik nicht durch die dadurch verletzte Syntax entlarvt werden kann.

Um solche Gefahren zu mindern, müssen für die Datenfelder gewisse Restriktionen in Kauf genommen werden:

- nur ASCII-Zeichen
- keine Tabstopzeichen, Zeilenumbrüche und andere Steuerzeichen

3.6.2 Aufteilung der Daten in Tabellen-Dateien und deren Aufbau

Für den Datenaustausch wird jede *SQL-Table* (Oracle) auf eine separate Tabellen-Datei abgebildet. Diese Dateien werden im Folgenden DAF-Dateien oder speziell Category-, Module- und ModRel-Files genannt.

Module und Kategorien werden eindeutig durch ihre Namen identifiziert. Eine Modulverknüpfung ist somit durch die Namensangabe der beiden involvierten Module bestimmt. Da aber die Namen eigentlich viel zu lange sind, wäre es Ressourcenverschwendung, dies auch innerhalb der Datenbank so zu tun. Aus diesem Grund werden künstliche Datensatz-IDs generiert, welche allein der datenbankinteren Referenzierung dienen. Eine Relation wird somit eindeutig durch die beiden Modul-IDs (ModId und UModId) gegeben. Ebenso verweist jedes Modul mit der Kategorie-ID auf diejenige Kategorie, zu der es zählt.

Ausserhalb der Datenbank machen diese IDs nur in beschränktem Masse Sinn. Für die Kategorien können sie nützlich sein, weil sie sinnvoll als Abkürzung des Kategorienamens einzusetzen sind.

Wie schon angetönt, werden diese IDs (insbesondere die Modul-IDs) automatisch erzeugt, weshalb es keinen Sinn ergäbe, eine solche ID beim Einfügen eines neuen Moduls vorzugeben. Es wäre mehr als lästig, wenn man für jedes Modul zuerst noch eine eindeutige ID suchen müsste. Auch zum Ändern der Modulangaben (Unit, Clarification, Reference, ...) ist die Identifikation über den Namen robuster. Will man hingegen den Modul- oder Kategorienamen selber ändern, was durchaus wünschenswert sein kann, so ist die Identifikation über die ID angebracht. Völlig unsinnig ist dagegen das Ändern einer bestehenden Modul-ID, weil dadurch alle betroffenen Verknüpfungen invalidiert würden.³

Aus den genannten Gründen gibt es zwei DAF-Modi, die sich hauptsächlich genau in den eben genannten Punkten unterscheiden.

Der *Normal Mode* dient dem gewöhnlichen Datenaustausch und sollte in den meisten Fällen genügen. Das Module-File beinhaltet die *ModId* und den *TimeStamp* **nicht**. Die Identifikation der Module im Module-File geschieht durch den Modulnamen. Im Category-File hingegen ist die *CatId* enthalten. Trotzdem wird auch hier mittels des Namens der Datensatz identifiziert. Bei der Eingabe einer Kategorie kann daher die Kategorie-ID weggelassen werden. Überhaupt stellt die Kategorie-Identifikation einen Spezialfall dar, da im Module-File entweder die ID oder der Name angegeben werden darf, um dieselbe zu spezifizieren.

Im *Complete Mode* enthalten die DAF-Dateien die gesamte Datenbankinformation, eingeschlossen *ModId* und *TimeStamp*, und ermöglicht eine verlustlose Externalisierung der Datensätze. Beim Einlesen von *Category-* und *Module-Files* findet die Identifikation einzig durch die ID statt. Daher ist dieser Modus auch zum Ändern der Kategorie- und Modulnamen nützlich, sollte aber nicht zum Einfügen neuer Module und Modul-Verknüpfungen verwendet werden.

Der Aufbau des ModRel-File wird in keiner Weise von der Wahl des Modus beeinflusst, da die Module immer mit dem Namen angegeben werden.

Was die Spaltenordnung anbelangt, so manifestiert sich der Unterschied der beiden Modi im Module-File durch zwei zusätzliche Spalten.

Die Quintessenz dieser Eigenschaft ist, dass **niemals** eine im *Normal Mode* ausgelesene Modul-Datei im *Complete Mode* eingelesen werden darf. Hingegen kann eine Tabelle vom *Complete Mode* in den

³ Eine solche Änderung würde glücklicherweise vom Oracle-DBMS abgefangen, weil sie durch das Datenschema definierte Integritätsbedingungen verletzen würde.

Normal Mode übergeführt werden, indem die beiden überflüssigen Spalten mit Hilfe eines Tabelleneditors (Excel, Word oder andere) herausgeschnitten werden.

Für die Category- und Module-Files ist die wichtigste Eigenschaft die absolute Spalten-Ordnung: die einzelnen Attribute müssen genau in der angegebenen Spalte stehen. Demgegenüber ist die Zeilen-Ordnung etwas freier: erlaubt sind Leerzeilen zwischen den einzelnen Datensatz-Zeilen.

CId	CName	Sphere	Access
------------	--------------	--------	--------

Tab. D.1: Austauschformat für Kategorien (Category-File)

Cat	MName	Unit	Clar	Techn	TechnT	TechnL	Geogr	Market	Ref
------------	--------------	-------------	------	-------	--------	--------	-------	--------	-----

Cat	MId	MName	Unit	Clar	Techn	TechnT	TechnL	Geogr	Market	Ref	TimSt
------------	------------	--------------	-------------	------	-------	--------	--------	-------	--------	-----	-------

Tab. D.2: Austauschformat für Module (Module-File); oben: Normal mode; unten: Complete mode (für Namensänderungen)

In Tab. D.3 wird ein Beispiel für die Art des Datenaustauschformats für Module gezeigt. Diese Tabelle deklariert fünf Module, zwei aus der Kategorie "Holzenergie", zwei für "Windenergie" und eines für die Kategorie mit der ID 12.

Wie das Beispiel zeigt, genügt es die Kategorie für mehrere Module kollektiv anzugeben. Dies kann in der Zeile des ersten Moduls der Kategorie oder in einer getrennten Zeile getan werden.

Die Tabelle wurde absichtlich so flatternd erstellt, um aufzuzeigen, dass die Zeile frühzeitig terminiert werden darf, wenn keine Angaben mehr folgen. Diese Eigenschaft ist deshalb sehr nützlich, weil oft nur die obligatorischen (fettgedruckten) Felder gesetzt werden und somit eine recht schmale Tabelle resultiert.

Cat	MName	Unit	Clar
Holzenergie	Schnitzel	kg					
	Verbrennung	MJ					
Windenergie							
	Windturbine	Stk					
	Stahl für Turm	t					
12	abc	m3	keine nötig				

Tab. D.3: Beispiel für den Datenimport von Modulspezifikationen

Ein ModRel-Record ergibt sich aus den Werten (MName[j], UName[i], Amount[i, j]).

Da eine solche Darstellung für die Modul-Verknüpfungen (ModRel-File) in einer schmalen aber sehr langen und unübersichtlichen Tabelle resultierte, wurde die Abbildung auf eine Matrix vorgezogen, auch wenn diese oft nur schwach besetzt sein mag.

MName	UMName[1]	UMName[2]	...	UMName[j]	...
MName[1]					
MName[2]					
...					
MName[i]				Amount[i, j]	
...					

Tab. D.4: Austauschformat für den Datentransfer von Modulrelationen (ModRel-File), Erklärungen siehe Text

MName[j] ist der Name des Moduls, das beeinflusst wird.

UMName[i] ist der Name des Moduls, das den Einfluss verursacht.

Amount[i, j]

4. Beispiel

Als Beispiel soll eine vereinfachte Erdöl-Prozesskette einer Feuerung mit Bedarf an Strom und Stahl dienen. Die Prozesskette besteht aus sieben Prozessen (m=7) und zehn ökologische Grössen (n=10). Die Erdöl-Prozesskette wird in die Schritte Feuerung, Regionalverteilung, Raffinerie, Ferntransport und Förderung aufgeschlüsselt. Die Prozesskette des Stahls wie auch der Strombereitstellung wurden je in einem Modul zusammengefasst. Die Ressourcenentnahmen und Emissionen für die einzelnen hier ausgewiesenen Prozessschritte wurden entsprechend zusammengefasst.

Wird nun der ökonomische Teil der Matrix in Tab. D.5 als Z in (3) eingesetzt und die Inverse ermittelt, resultiert so der ökonomische Teil der Inventartabelle mit den kumulierten Bedarfen an Produkten und Dienstleistungen C. Dabei zeigt sich zum Beispiel, dass die indirekten Anteile an Stahlbedarf um einen Faktor 6 höher sind als der Bedarf der Feuerung selbst (total 145kg).

		Nutzwärme ab Heizöl- feuerung	Heizöl EL ab Regio- nalver- teilung	Heizöl EL ab Raffinerie	Rohöl ab Ferntrans- port	Rohöl ab Förderung	Stahl	Elektrizität ab Netz
		TJ	t	t	t	t	kg	TJ
Ökonomischer Teil:								
Nutzwärme ab Heizölfeuerung	TJ	0	0	0	0	0.00021	8.00E-07	0.0005
Heizöl EL ab Regionalverteilung	t	26.9	0	0	0.012	0.0009	0	0.009
Heizöl EL ab Raffinerie	t	0	1	0	0	0	0	6.48
Rohöl ab Ferntransport	t	0	0	1.04	0	0	0	0
Rohöl ab Förderung	t	0	0	0	1.0008	0	0	0
Stahl	kg	21	0.074	0.19	0.95	3.1	0	91
Elektrizität ab Netz	TJ	3.60E-07	0.000043	0.00007	0.000026	0.0000226	3.00E-06	0
Ökologischer Teil:								
Rohöl	kg	0	0	0	0	1000	0	8600
Steinkohle	kg	0	0	0	0	0	0	34200
Braunkohle	kg	0	0	0	0	0	0	44500
Uran	kg	0	0	0	0	0	0	3
CO2	kg	85000	27.1	308	36	32	1.58	125000
SOx	kg	80	0.023	2.5	0.85	0.6	0.002	600
NOx	kg	29	0.39	0.53	0.22	0.053	0.0016	235
Vanadium	kg	0	0	0.0056	0.004	0	0	0.4
Benzo(a)Pyren	kg	0	4.70E-06	0	0	3.80E-08	2.74E-08	0.0000065
Radon total	kBq	0	0	0	0	0.17	0	144800000

Tab. D.5: Beispiel der Eingabetabelle einer vereinfachten, unvollständigen Erdöl-Prozesskette bestehend aus sieben Prozessen und zehn Umwelteinwirkungen

Wird der ökologische Teil der Eingabetabelle (*B* in Formel (4)) mit dieser Inventartabelle *C* multipliziert, resultiert der ökologische Teil der Inventartabelle *D*. Daraus lässt sich erkennen, dass beispielsweise die CO₂-Emissionen bei der Stahlherstellung von 1.58kg auf 2.04kg pro kg Stahl zunehmen. Die Zeile "Rohöl" zeigt sehr schön, wie der Rohölbedarf im Verlauf der Verarbeitung des Öls zunimmt, von 1'010 kg pro t gefördertes Rohöl über 1'020 kg pro t transportiertes Rohöl, 1'060 kg pro t raffiniertes Heizöl EL, 1'070 kg pro t Heizöl EL beim Kunden bis hin zu 28'800 kg pro TJ durch die Feuerung gelieferte Nutzwärme.

		Nutzwärme ab Heizöl- feuerung	Heizöl EL ab Regio- nalver- teilung	Heizöl EL ab Raffinerie	Rohöl ab Ferntrans- port	Rohöl ab Förderung	Stahl	Elektrizität ab Netz
		TJ	t	t	t	t	kg	TJ
Ökonomischer Teil:								
Nutzwärme ab Heizölfeuerung	TJ	1.01	0.000227	0.000227	0.000218	0.000214	0.000000811	0.00205
Heizöl EL ab Regionalverteilung	t	27.4	1.02	0.0198	0.019	0.00675	0.0000224	0.153
Heizöl EL ab Raffinerie	t	27.5	1.02	1.02	0.0194	0.00697	0.0000419	6.64
Rohöl ab Ferntransport	t	28.6	1.06	1.06	1.02	0.00725	0.0000436	6.91
Rohöl ab Förderung	t	28.6	1.06	1.06	1.02	1.01	0.0000436	6.91
Stahl	kg	145	4.59	4.51	4.15	3.14	1	120
Elektrizität ab Netz	TJ	0.00492	0.000181	0.000137	0.0000642	0.0000331	0.00000301	1
Ökologischer Teil:								
Rohöl	kg	28800	1070	1060	1020	1010	0.0696	15500
Steinkohle	kg	168	6.18	4.7	2.2	1.13	0.103	34200
Braunkohle	kg	219	8.04	6.12	2.86	1.48	0.134	44600
Uran	kg	0.0148	0.000542	0.000412	0.000193	0.0000994	0.00000902	3
CO ₂	kg	97500	463	431	109	62.1	2.04	128000
SO _x	kg	194	4.25	4.2	1.59	0.671	0.00404	628
NO _x	kg	63.6	1.29	0.885	0.324	0.0803	0.00237	241
Vanadium	kg	0.27	0.01	0.01	0.00422	0.0000813	0.00000161	0.465
Benzo(a)Pyren	kg	0.000134	0.00000496	0.000000258	0.000000242	0.000000156	2.75E-08	0.0000108
Radon total	kBq	713000	26200	19900	9300	4800	435	145000000

Tab. D.6: Inventartabelle derselben vereinfachten Erdöl-Prozesskette. Darin erkennbar einerseits der kumulierte Bedarf an Produkten und andererseits die kumulierte Ressourcenentnahme und die kumulierten Emissionen

In Tab. D.6 sind für die hier aufgelisteten sieben Prozesse die kumulierten Werte enthalten, womit für diese sieben funktionalen Einheiten deren Ökoinventarvektor in einem Schritt ermittelt werden konnte.

4 Ausblick

Der im Rahmen des Projektes "Ökoinventare für Energiesysteme" entwickelte Software-Cluster soll im Hinblick auf den erweiterten Aufgabenbereich ergänzt und flexibilisiert werden.

Es hat sich gezeigt, dass der gewählte Lösungsansatz grundsätzlich richtig ist, indem die rationelle Berechnungsart der Lösung grosser Gleichungssysteme kombiniert wird mit der Verwendung einer relationalen Datenbank für den Aufbau des betrachteten Wirtschaftsmodells. Mit dem hier vorgestellten numerischen Ansatz können Wirtschaftsmodelle bis zu 2000 Prozessen problemlos bearbeitet werden. Somit erlaubt das implementierte Programm eine Erweiterung des bestehenden Wirtschaftsmodells, das zur Zeit vor allem im Bereich der Energiebereitstellung eine relativ feine Auflösung aufweist, indem einerseits neue Wirtschaftsbereiche integriert (z.B. Bauwesen) und andererseits bestehende Bereiche verfeinert werden. Letzteres ist z.B. im Bereich der Entsorgungsprozesse der Fall.

Folgende Erweiterungen und Flexibilisierungen des bestehenden Softwaresystems sind vorgesehen:

- Erweiterung der Möglichkeiten bezüglich Datenimport und -export.

Um den Datenaustausch mit anderen Datenbanken zu erleichtern, sollen für Datenformate wichtiger europäischer Datenbanken die Möglichkeiten des Einlesens resp. der Ausgabe ganzer Datensätze geschaffen werden. Es bestehen Kontakte zur Arbeitsgruppe "LCA Data Exchange" in den Niederlanden, welche sich um die Standardisierung von Substanznamen und Austauschformaten

- Implementieren ökobilanzorientierter Klassifizierungs- und Bewertungsmöglichkeiten.

Durch das Einfügen operationalisierter Wirkungsbilanzen (Characterization, hier vor allem <Heijungs et al. 1992>) und verschiedener Möglichkeiten der Vollaggregation (Valuation, siehe z.B. <Braunschweig et al. 1994>, <Hofstetter et al. 1994>, <Goedkoop 1995>) kann die Datenmenge erheblich komprimiert und deren Aussagekraft z.T. stark gesteigert werden. Dies erlaubt ein effizienteres Eliminieren grober Fehler einerseits und gibt einen ersten Überblick über die Relevanz der einzelnen funktionalen Einheiten bezüglich der verschiedenen Wirkungskategorien andererseits. Dadurch dass verschiedene Vollaggregationsmodelle implementiert werden, soll der Methodenvielfalt und der Widersprüchlichkeit der Ergebnisse im Bereich der Bewertung Rechnung getragen werden.

- Implementieren ökobilanzorientierter Auswertungsmöglichkeiten wie die Relevanzanalyse und die Marginal- oder Sensitivitätsanalyse.

Mithilfe der Relevanzanalyse können Teilprozesse innerhalb der Prozesskette einer funktionalen Einheit eruiert werden, welche dessen Inventar-Vektor resp. einzelne Grössen daraus massgeblich beeinflussen. Die Relevanzanalyse gibt damit z.B. einer Unternehmensleitung Anhaltspunkte dafür, wo angesetzt werden muss, um eine effiziente Verbesserung des Inventar-Vektors zu erreichen. Dabei lässt sich unterscheiden, ob die Verbesserung inner- oder ausserhalb des Verantwortungsbereichs des Unternehmens liegt. Sie ist somit Grundlage der Optimierung, welche auf der Basis sowohl der unaggregierten Inventardaten als auch der Wirkungsbilanz durchgeführt werden kann.

Eine Marginal- oder Sensitivitätsanalyse demgegenüber erlaubt Aussagen zur Fortpflanzung der in den Eingabe-Vektoren auftretenden Unsicherheiten und Ungenauigkeiten in den Daten d.h. in den Wechselbeziehungen eines Prozesses sowohl mit andern Prozessen als auch mit der Umwelt. Damit kann der Einfluss dieser Unsicherheiten auf die Genauigkeit des Ökoinventar-Vektors resp. einzelner Grössen daraus ermittelt werden.

Literaturverzeichnis

- Braunschweig et al. 1994 Braunschweig A., R. Förster, P. Hofstetter, R. Müller-Wenk, "Evaluation und Weiterentwicklung von Bewertungsmethoden - erste Ergebnisse". Zwischenbericht, IWÖ Diskussionsbeitrag Nr. 19, St. Gallen 1994
- Fritsche et al. 1992 Fritsche U., Leuchtner J., Matthes F.C., Rausch L., Simon H.-H., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0", Endbericht Darmstadt/ Freiburg/Kassel/Berlin 1992
- Goedkoop 1995 M. Goedkoop, "The Eco-indicator 95; Weighing method for environmental effects that damage ecosystems or human health on a European scale", Final report, Amersfoort 1995
- Golub et al. 1991 Golub, G.H., C.F. van Loon, "Matrix Computations", 2nd edition, John Hopkins Univ. Press, 1991
- Heijungs et al. 1992 Heijungs R. (Hrsg.), J.B. Guinée, G. Huppes, R.M. Lankreijer, H.A. Udo de Haes, A. Wegener Sleeswijk, "Environmental life cycle assessment of products, Guide resp. Backgrounds", Leiden/Apeldoorn/ Rotterdam 1992
- Heijungs 1994 Heijungs R., "A generic method for the identification of options for cleaner products", in Ecological Economics 10 (1994), S. 69-81
- Hofstetter et al. 1994 Hofstetter P., A. Braunschweig, "Bewertungsmethoden in Ökobilanzen - ein Überblick", in GAIA 3(1994) no. 4, S. 227-236
- Schmidt et al. 1994 Schmidt M., J. Giegrich, L.M. Hilty, "Experiences with ecobalances and the development of an interactive software tool", in Informatik für den Umweltschutz, 8. Symposium, Hamburg 1994, Band II: Anwendungen für Unternehmen und Ausbildung, Metropolis-Verlag, Marburg 1994
- SETAC 1993 SETAC (ed.), "Guidelines for Life-Cycle Assessment: A "Code of Practice", Brussels 1993

5. Liste der Kategorien in diesem Projekt

CId	CName	Sphere ¹⁾
1	Nichten. Ressourcen	b
2	En. Ressourcen	b
3	Energietraeger	t
4	Basismaterialien	t
5	Transport	t
6	Allg. Dienstlsg.	t
7	Elektrizitaet	t
8	Erdoel	t
9	Erdgas	t
10	Kohle	t
11	Kernenergie	t
12	Wasserkraft	t
13	Holz	t
14	Erdwaerme	t
15	Sonnenkollektor	t
16	Photovoltaik	t
17	Abfaelle unbehandelt	t
18	Emissionen Luft	b
19	Emissionen Wasser	b
20	Emissionen Boden	b
21	Demandside-Prozesse	t
22	Windenergie	t
23	Elektrizitaet NOK/EWZ	t
24	Blockheizkraftwerk	t
28	Entsorgung Schweiz	t

Tab. D.7: Liste der in diesem Projekt verwendeten Kategorien; ¹⁾: b: Biosphere: Emissionen und Ressourcenentnahmen, t: Technosphere: alle technischen Prozesse

6. Liste der in diesem Projekt verwendeten Module

CatId	Modulname	Einheit	Clarification
3	Benzin bleifrei ab Regionallager CH	t	Hu=42.8 MJ/kg
3	Benzin bleifrei ab Regionallager Euro	t	Hu=42.8 MJ/kg
3	Braunkohlen-Staub	TJ	
3	Braunkohlenbriketts	TJ	
3	Diesel ab Regionallager CH	t	Hu=42.8 MJ/kg
3	Diesel ab Regionallager Euro	t	Hu=42.8 MJ/kg
3	Erdgas HD-Abnehmer Belgien	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer CH	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Deutschland	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Frankreich	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Italien	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Niederlande	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Oesterreich	TJ	
3	Erdgas HD-Abnehmer Spanien	TJ	
3	Erdgas ND-Abnehmer CH	TJ	
3	Heizael EL ab Regionallager CH	t	Hu=42.7 MJ/kg
3	Heizael EL ab Regionallager Euro	t	Hu=42.7 MJ/kg
3	Heizael S ab Regionallager CH	t	Hu=40.6 MJ/kg
3	Heizael S ab Regionallager Euro	t	Hu=40.0 MJ/kg
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Belgien	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer CH	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Deutschland	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Frankreich	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Italien	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Niederlande	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Oesterreich	TJ	
3	Infra Erdgas HD-Abnehmer Spanien	TJ	
3	Infra Erdgas ND-Abnehmer CH	TJ	
3	Infra Strom Hochspannung - Bezug in CH	TJ	
3	Infra Strom Hochspannung - Bezug in UCPTE	TJ	
3	Infra Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ	
3	Infra Strom Mittelspannung - Bezug UCPTE	TJ	
3	Infra Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ	
3	Infra Strom Niederspannung - Bezug UCPTE	TJ	
3	Rohbraunkohle ab Bergbau UCPTE	t	Hu=8 MJ/kg
3	Steinkohlekoks	TJ	
3	Steinkohlen-Briketts	TJ	
3	Stk fuer A	t	
3	Stk fuer B	t	
3	Stk fuer CH	t	
3	Stk fuer D	t	
3	Stk fuer E	t	
3	Stk fuer Ex-Ju	t	
3	Stk fuer F	t	
3	Stk fuer I	t	
3	Stk fuer NL	t	
3	Stk fuer P	t	
3	Strom Hochspannung - Bezug Grenzkraftwerk AKW F	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug Grenzkraftwerk Braunkohle D	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in A	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in A Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in B	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in B Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in CH	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in CH Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in E	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in E Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in Ex-Ju	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in Ex-Ju Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in F	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in F Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in GR	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in GR Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in I	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in I Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in L	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in L Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in NL	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in NL Import	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in P	TJ	
3	Strom Hochspannung - Bezug in P Import	TJ	

3	Strom Hochspannung - Bezug in UCPT	TJ
3	Strom Hochspannung - Bezug in W-D	TJ
3	Strom Hochspannung - Bezug in W-D Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug Aluminiumindustrie	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug Grenzkraftwerk AKW F	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug Grenzkraftwerk Braunkohle D	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in A	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in A Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in B	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in B Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in CH	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in CH Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in E	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in E Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in Ex-Ju	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in Ex-Ju Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in F	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in F Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in GR	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in GR Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in I	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in I Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in L	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in L Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in NL	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in NL Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in P	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in P Import	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in W-D	TJ
3	Strom Mittelspannung - Bezug in W-D Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug Grenzkraftwerk AKW F	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug Grenzkraftwerk Braunkohle D	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in A	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in A Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in B	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in B Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in CH Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in E	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in E Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in Ex-Ju	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in Ex-Ju Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in F	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in F Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in GR	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in GR Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in I	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in I Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in L	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in L Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in NL	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in NL Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in P	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in P Import	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in UCPT	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in W-D	TJ
3	Strom Niederspannung - Bezug in W-D Import	TJ
3	transp. europ. Stk frei UCPT	t
3	transportierte Import-Stk frei UCPT	t
4	Alkydharzlack	kg
4	Aluminium 0% Rec.	kg
4	Aluminium 100% Rec.	kg
4	Ammoniak	kg
4	Argon ab Luftzerlegung	kg
4	Barit ab Verarbeitung	kg
4	Bentonit ab Verarbeitung	kg
4	Beton (ohne Armierungseisen)	kg
4	Betonkies	kg
4	Blasstahl	kg
4	Blei	kg
4	Cadmiumfreies Hartlot	kg
4	Chemikalien anorganisch	kg
4	Chemikalien organisch	kg
4	Chlor	kg
4	Chlorwasserstoff HCl (Salzsaeure)	kg
4	Chrom	kg
4	Dimethyl p-phthalat	kg

Anhang D: Software ECOINVENT

4	Eisenerz ab Abbau	kg	
4	Eisensulfat	kg	
4	Elektrostahl	kg	
4	Ethylen	kg	
4	Ethylenoxid/Glykol	kg	
4	Fluorwasserstoff HF (Flusssaure)	kg	
4	Formaldehyd	kg	
4	Gips	kg	
4	Gipsrohstein	kg	
4	Glas (Flach-) beschichtet	kg	
4	Glas (Flach-) unbeschichtet	kg	
4	Gummi EPDM	kg	
4	Gusseisen	kg	
4	Holzbaustoff Brettschichtholz	kg	
4	Holzbaustoff massiv	kg	
4	Infra Flachglas	Stk	
4	Kaeltemittel R134a	kg	
4	Kaeltemittel R22	kg	
4	Kalk (CaO)	kg	
4	Kalk Ca(OH)2	kg	
4	Kalkstein	kg	
4	Karton (Verpackungs-)	kg	
4	Keramik	kg	
4	Kupfer	kg	
4	Mangan	kg	
4	Mineralwolle	kg	
4	Natriumchlorid	kg	
4	Natronlauge NaOH	kg	
4	Nickel ab Anreicherung	kg	
4	Nickelpigmentiertes Aluminiumoxid	m2	
4	Palladium ab Anreicherung	kg	
4	Papier	kg	Swiss Kraft Econom
4	Paraxylol	kg	
4	PE (HD)	kg	
4	PE (LD)	kg	
4	Pellets	kg	
4	PET 0% Rec.	kg	
4	Phenol	kg	
4	Phosphorsaure	kg	
4	Platin ab Anreicherung	kg	
4	Polycarbonat	kg	
4	Polypropylen	kg	
4	Polystyrol schlagfest	kg	
4	Propylen	kg	
4	Propylenglykol	kg	
4	PUR-Hartschaum	kg	
4	PVC schlagfest	kg	
4	Rhodium ab Anreicherung	kg	
4	Roheisen	kg	
4	Russ	kg	
4	Salpetersaure	kg	
4	Sand fuer Bau	kg	
4	Sauerstoff ab Luftzerlegung	kg	
4	Schwefelsaure H2SO4	kg	
4	Sekundaerschwefel	kg	
4	Sinter	kg	
4	Soda	kg	
4	Sprengstoff	kg	
4	Stahl hochlegiert	kg	
4	Stahl niedriglegiert	kg	
4	Stahl unlegiert	kg	
4	Stickstoff ab Luftzerlegung	kg	
4	Styrol	kg	
4	Ton ab Grube	kg	
4	Vinylchlorid	kg	
4	Wasser entkarbonisiert	kg	
4	Wasser vollentsalzt	kg	
4	Wasserglas	kg	
4	Wasserstoff H2	kg	
4	Zement	kg	
4	Zeolith	kg	
4	Zink fuer Verzinkung	kg	
5	Infra Binnenfrachter	Stk	
5	Infra Binnentankschiff	Stk	
5	Infra Fernwaerme gross HW	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Infra Fernwaerme gross WW	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Infra Fernwaerme klein/alt	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Infra Fernwaerme klein/neu	TJ	Waerme ab Endverbrauch

Anhang D: Software ECOINVENT

5	Infra Gueterzug Bau,Unterhalt	tkm	50% -Auslastung
5	Infra Hafenanlage	Stk	
5	Infra Hochseefrachter	Stk	
5	Infra Hochseetanker	Stk	
5	Infra Lieferwagen <3.5 t Bau,Unterhalt	tkm	50% -Auslastung
5	Infra LKW 16 t Bau,Unterhalt	tkm	50% -Auslastung
5	Infra LKW 28 t Bau,Unterhalt	tkm	50% -Auslastung
5	Infra LKW 40 t Bau,Unterhalt	tkm	50% -Auslastung
5	Infra PKW Westeuropa Bau,Unterhalt	km	
5	Infra Schiene	tkm	50% -Auslastung
5	Infra Strasse LKW,Lieferwagen	tkm	50% -Auslastung
5	Infra Strasse PKW Westeuropa	km	
5	Transport Fernwaerme gross HW	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Transport Fernwaerme gross WW	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Transport Fernwaerme klein/alt	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Transport Fernwaerme klein/neu	TJ	Waerme ab Endverbrauch
5	Transport Frachter Binnengewasser	tkm	50% -Auslastung
5	Transport Frachter Uebersee	tkm	50% -Auslastung
5	Transport Lieferwagen <3.5 t	tkm	30%-Auslastung
5	Transport LKW 16 t	tkm	40%-Auslastung
5	Transport LKW 28 t	tkm	40%-Auslastung
5	Transport LKW 40 t	tkm	50%-Auslastung
5	Transport PKW Westeuropa	km	
5	Transport Schiene	tkm	50% -Auslastung
6	Aushub Frontladerraupe	m3	
6	Aushub Hydraulikbagger	m3	
6	Bandverzinkung	m2	
6	Diesel in Baumaschine	TJ	
6	Infra Baumaschine	Stk	
6	Infra Frontladerraupe	Stk	
6	Infra Hydraulikbagger	Stk	
6	Infra Motorsaege	Stk	
6	Motorsaege	h	
6	NOx zurueckgehalten in SCR	kg	kg NOx
6	SOx zurueckgehalten in Brk-REA	kg	kg SO2
6	SOx zurueckgehalten in REA	kg	kg SO2
6	Sputtern	m2	
6	Stueckverzinkung	m2	
6	Stueckverzinkung Korrektur um	um*m2	
7	Infra UCPTe-Strom Ferntransport	km	
7	Strom - Mix A	TJ	
7	Strom - Mix A Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix B	TJ	
7	Strom - Mix B Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix CH	TJ	
7	Strom - Mix CH Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix E	TJ	
7	Strom - Mix E Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix Ex-Ju	TJ	
7	Strom - Mix Ex-Ju Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix F	TJ	
7	Strom - Mix F Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix GR	TJ	
7	Strom - Mix GR Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix I	TJ	
7	Strom - Mix I Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix L	TJ	
7	Strom - Mix L Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix NL	TJ	
7	Strom - Mix NL Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix P	TJ	
7	Strom - Mix P Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom - Mix UCPTe	TJ	
7	Strom - Mix W-D	TJ	
7	Strom - Mix W-D Import	TJ	inkl. Importanteil
7	Strom ab Gasturbine 10 MW	TJ	
7	Strom-Mix Aluminiumindustrie	TJ	
7	UCPTe-Strom Ferntransport	km	
8	Benzin Bleifrei ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Benzin Bleifrei ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Benzin verbleit ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Benzin verbleit ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Benzin verbleit ab Regionallager CH	t	t Out
8	Benzin verbleit ab Regionallager Euro	t	t Out
8	Binnentankschiff	tkm	
8	Bitumen ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Bitumen ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Bohrmeter fuer Exploration und Produktion	m	

Anhang D: Software ECOINVENT

8	Bohrmeter fuer Exploration und Produktion Offshore	m	
8	Bohrmeter fuer Exploration und Produktion Onshore	m	
8	Deckfarbe	kg	
8	Diesel ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Diesel ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Diesel in Dieselaggregat Foerderung	TJ	TJ In
8	Diesel in Dieselaggregat Offshore	TJ	TJ In
8	Diesel in Dieselaggregat Onshore	TJ	TJ In
8	Erdoelgas Abblasen	Nm3	Nm3 In
8	Erdoelgas in Fackel	Nm3	Nm3 In
8	Erdoelgas in Gasturbine Offshore	TJ	TJ In
8	Erdoelgas in Gasturbine Onshore	TJ	TJ In
8	Heizuel EL 2000 ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Heizuel EL 2000 ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Heizuel EL 2000 ab Regionallager CH	t	t Out
8	Heizuel EL 2000 ab Regionallager Euro	t	t Out
8	Heizuel EL 2000 in Heizung 100 kW	TJ	TJ In, eta 87 %
8	Heizuel EL ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Heizuel EL ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Heizuel EL in Heizung 1 MW	TJ	TJ In, eta 87 %
8	Heizuel EL in Heizung 10 kW	TJ	TJ In, eta 87 %
8	Heizuel EL in Heizung 10 kW Brennwert	TJ	TJ In, eta 94 %
8	Heizuel EL in Heizung 100 kW	TJ	TJ In, eta 87 %
8	Heizuel EL in Heizung 100 kW Brennwert	TJ	TJ In, eta 94 %
8	Heizuel Petro ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Heizuel S ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Heizuel S ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Heizuel S in Kraftwerk CH	TJ	TJ In, eta 37.0 %
8	Heizuel S in Kraftwerk UCPT	TJ	TJ In, eta 37.1 %
8	Heizuel S in Raffineriefueerung CH	t	t In
8	Heizuel S in Raffineriefueerung Europa	t	t In
8	Heizuel S, CH in Heizung >5 MW	TJ	TJ In, eta 85 %
8	Heizuel S, Euro in Heizung 1 MW	TJ	TJ In, eta 85 %
8	Hochseetanker	tkm	
8	Infra Dieselaggregat Foerderung	Stk	
8	Infra Erdoelgasturbine	Stk	
8	Infra Exploration	Stk	
8	Infra Ferntransport	Stk.	
8	Infra Foerderung Erdoel Offshore	Stk	
8	Infra Foerderung Erdoel Onshore	Stk	
8	Infra Heizkessel Oel 1 MW	Stk	
8	Infra Heizkessel Oel 10 kW	Stk	
8	Infra Heizkessel Oel 100 kW	Stk	
8	Infra Kraftwerk oelthermisch CH	Stk	
8	Infra Kraftwerk oelthermisch Laender	Stk	TJe
8	Infra Kraftwerk oelthermisch UCPT	Stk	
8	Infra Pipeline Offshore	Stk	
8	Infra Pipeline Onshore	Stk	
8	Infra Raffinerie	Stk	
8	Infra Regionalverteilung CH	Stk	
8	Infra Regionalverteilung Euro	Stk	
8	Kerosin ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Kerosin ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Kerosin ab Regionallager CH	t	t Out
8	Kerosin ab Regionallager Euro	t	t Out
8	MTBE	kg	
8	Naphtha ab Raffinerie Europa	t	t Out
8	Nutzwaerme ab Heizung 10 kW	TJ	TJ Out, eta 87 %
8	Nutzwaerme ab Heizung 10 kW Brennwert	TJ	TJ Out, eta 94 %
8	Nutzwaerme ab Heizung 100kW	TJ	TJ Out, eta 87 %
8	Nutzwaerme ab Heizung 100kW Brennwert	TJ	TJ Out, eta 94 %
8	Nutzwaerme ab Industriefueerung EL, CH	TJ	TJ Out, eta 85 %
8	Nutzwaerme ab Industriefueerung S, CH	TJ	TJ Out, eta 85 %
8	Nutzwaerme ab Industriefueerung S, Euro	TJ	TJ Out, eta 85 %
8	Nutzwaerme in Heizung EL 2000 100 kW	TJ	TJ Out, eta 87 %
8	Pipeline Offshore	tkm	
8	Pipeline Onshore	tkm	
8	Propan/ Butan ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Propan/ Butan ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Raffineriegas ab Raffinerie CH	t	t Out
8	Raffineriegas ab Raffinerie Euro	t	t Out
8	Raffineriegas in Feuerung CH	t	t In
8	Raffineriegas in Feuerung Europa	t	t In
8	Rohoel ab Ferntransport	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport Europa	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport GUS	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport Lateinamerika	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport Nahost	t	t Out

8	Rohoel ab Ferntransport Nordafrika	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport Nordamerika	t	t Out
8	Rohoel ab Ferntransport Zentralafrika	t	t Out
8	Rohoel ab Foerderung Offshore	t	t Out
8	Rohoel ab Foerderung Onshore	t	t Out
8	Rohoel in Bohrungstests	kg	
8	Strom oelthermisch A	TJ	TJe, eta = 37.8%
8	Strom oelthermisch B	TJ	TJe, eta = 35.4%
8	Strom oelthermisch CH	TJ	TJe, eta 37.0 %
8	Strom oelthermisch E	TJ	TJe, eta = 35.1%
8	Strom oelthermisch Ex-Ju	TJ	TJe, eta = 36.5%
8	Strom oelthermisch F	TJ	TJe, eta = 34.7%
8	Strom oelthermisch GR	TJ	TJe, eta = 34.0%
8	Strom oelthermisch I	TJ	TJe, eta = 37.9%
8	Strom oelthermisch L	TJ	TJe, eta = 35.4%
8	Strom oelthermisch NL	TJ	TJe, eta = 36.9%
8	Strom oelthermisch P	TJ	TJe, eta = 35.9%
8	Strom oelthermisch UCPTe	TJ	TJe, eta 37.2 %
8	Strom oelthermisch W-D	TJ	TJe, eta = 37.0%
8	TEL	kg	
9	Emission Lagerstaettenwasser Erdgas	l	
9	Emission Lagerstaettenwasser Erdoelgas	l	
9	Erdgas frei CH	m3	
9	Erdgas frei CH, D	m3	
9	Erdgas frei CH, GUS	m3	
9	Erdgas frei CH, N	m3	
9	Erdgas frei CH, NL	m3	
9	Erdgas frei UCPTe	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, Alg.	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, Alg. LNG	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, D	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, GUS	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, N	m3	
9	Erdgas frei UCPTe, NL	m3	
9	Erdgas in Heizung atm. Brenner <100 kW	TJ	
9	Erdgas in Heizung atm. LowNOx <100 kW	TJ	
9	Erdgas in Heizung atm. LowNOx KOND <100kW	TJ	
9	Erdgas in Heizung Geblaesebr LowNOx <100kW	TJ	
9	Erdgas in Heizung Geblaesebr. <100 kW	TJ	
9	Erdgas in Industr.f. Low-NOx>100kW Euro	TJ	
9	Erdgas in Industriefeuerung >100kW Euro	TJ	
9	Foerdergas, Alg.	m3	
9	Foerdergas, D	m3	
9	Foerdergas, GUS	m3	
9	Foerdergas, N	m3	
9	Foerdergas, NL	m3	
9	Infra Brenngas-Kraftwerk	TJ	TJOut
9	Infra Foerdergas, Alg.	m3	
9	Infra Foerdergas, D	m3	
9	Infra Foerdergas, GUS	m3	
9	Infra Foerdergas, N	m3	
9	Infra Foerdergas, NL	m3	
9	Infra Heizungen	TJ	
9	Infra Industriefeuerungen	TJ	
9	Infra Output Gasmotor	TJ	
9	Infra Output Gasturbine	TJ	
9	Infra produziertes Erdgas, Alg.	m3	
9	Infra produziertes Erdgas, D	m3	
9	Infra produziertes Erdgas, GUS	m3	
9	Infra produziertes Erdgas, N	m3	
9	Infra produziertes Erdgas, NL	m3	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline	tkm	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline Alg.	tkm	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline D	tkm	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline GUS	tkm	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline N	tkm	
9	Infra Transport Erdgas-Pipeline NL	tkm	
9	Leckage Erdgas frei UCPTe	m3	
9	Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck	m3	
9	Leckage Erdgas Schweiz Niederdruck	m3	
9	Leckage Foerdergas Alg.	m3	
9	Leckage Foerdergas D	m3	
9	Leckage Foerdergas GUS	m3	
9	Leckage Foerdergas N	m3	
9	Leckage Foerdergas NL	m3	
9	Leckage produziertes Erdgas Alg.	m3	
9	Leckage produziertes Erdgas D	m3	
9	Leckage produziertes Erdgas GUS	m3	

Anhang D: Software ECOINVENT

9	Leckage produziertes Erdgas N	m3	
9	Leckage produziertes Erdgas NL	m3	
9	Massivbau-Gebaeude	m3	
9	Metallbau-Gebaeude	m3	
9	Nutzwaerme ab Heizung LowNOx KOND.<100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Heizung atm. <100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Heizung atm. LowNOx <100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Heizung Gebl. <100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Heizung Gebl. LowNOx <100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Industriefeuer.LowNOx>100 kW	TJ	
9	Nutzwaerme ab Industrieheizung >100 kW	TJ	
9	Output Fackel Foerderung Sauergas	m3	pro m3in
9	Output Fackel Foerderung Suessgas	m3	pro m3in
9	Output Gasmotor (pro TJin)	TJ	
9	Output Gasmotor Alg.	TJ	pro TJin
9	Output Gasmotor D	TJ	pro TJin
9	Output Gasmotor GUS	TJ	pro TJin
9	Output Gasmotor N	TJ	pro TJin
9	Output Gasmotor NL	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine (pro TJin)	TJ	
9	Output Gasturbine Alg.	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine CH	TJ	
9	Output Gasturbine D	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Foerderung Sauergas	m3	pro m3
9	Output Gasturbine Foerderung Suessgas	m3	pro m3
9	Output Gasturbine GUS	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine N	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine NL	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Pipeline Alg.	TJ	
9	Output Gasturbine Pipeline D	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Pipeline GUS	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Pipeline N	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Pipeline NL	TJ	pro TJin
9	Output Gasturbine Pipeline UCPTe	TJ	pro TJin
9	produziertes Erdgas, Alg.	m3	
9	produziertes Erdgas, D	m3	
9	produziertes Erdgas, GUS	m3	
9	produziertes Erdgas, N	m3	
9	produziertes Erdgas, NL	m3	
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk A	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk B	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk E	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk Ex-Ju	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk F	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk I	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk L	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk NL	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk UCPTe-Mix	TJ	TJOut
9	Strom ab Brenngas-Kraftwerk W-D	TJ	TJOut
9	Transport Erdgas-Pipeline	tkm	
9	Transport Erdgas-Pipeline Alg.	tkm	
9	Transport Erdgas-Pipeline D	tkm	
9	Transport Erdgas-Pipeline GUS	tkm	
9	Transport Erdgas-Pipeline N	tkm	
9	Transport Erdgas-Pipeline NL	tkm	
9	Transport LNG Frachter	m3	
10	Brk Kraftwerk in A	TJ	TJin
10	Brk Kraftwerk in D	TJ	TJin
10	Brk Kraftwerk in E	TJ	TJin
10	Brk Kraftwerk in Ex-Ju	TJ	TJin
10	Brk Kraftwerk in F	TJ	TJin
10	Brk Kraftwerk in GR	TJ	TJin
10	Einzelofen Anthrazit 5-15kW	TJ	TJin eta 70%
10	Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW	TJ	TJin eta 70%
10	Einzelofen Stk-Brikett 5-15kW	TJ	TJin eta 70%
10	Einzelofen Stk-Koks 5-15kW	TJ	TJin eta 70%
10	Import Stk fuer A	t	t v.F.
10	Import Stk fuer B	t	t v.F.
10	Import Stk fuer CH	t	t v.F.
10	Import Stk fuer D	t	t v.F.
10	Import Stk fuer E	t	t v.F.
10	Import Stk fuer Ex-Ju	t	t v.F.
10	Import Stk fuer F	t	t v.F.
10	Import Stk fuer I	t	t v.F.
10	Import Stk fuer NL	t	t v.F.
10	Import Stk fuer P	t	t v.F.
10	Industriekohlelieferung 1-10 MW	TJ	TJin eta 80%
10	Infra Braunkohlen-Staub	TJ	

Anhang D: Software ECOINVENT

10	Infra Braunkohlenbriketts	TJ	
10	Infra Brk Kraftwerk	TJ	TJin
10	Infra Einzelofen	TJ	TJin eta 70%
10	Infra Industriekohlefeuerung 1-10 MW	TJ	TJin eta 80%
10	Infra Rohbraunkohle ab Bergbau UCPT	t	Hu=8 MJ/kg
10	Infra Steinkohle aus Tagbau ab Bergwerk	t	t v.F.
10	Infra Steinkohle Untertagbau ab Bergwerk	t	t v.F.
10	Infra Steinkohlekoks	TJ	
10	Infra Steinkohlen-Briketts	TJ	
10	Infra Stk Kraftwerk	TJ	TJin
10	Infra Transport Europa	t	
10	Infra Transport Uebersee	t	
10	Nutzwaerme Einzelofen Anthrazit 5-15kW	TJ	
10	Nutzwaerme Einzelofen Brk-Brikett 5-15kW	TJ	
10	Nutzwaerme Einzelofen Stk-Brikett 5-15kW	TJ	
10	Nutzwaerme Einzelofen Stk-Koks 5-15kW	TJ	
10	Nutzwaerme Industriekohlenfeuerung 1-10 MW	TJ	
10	Steinkohle aus Tagbau ab Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk Australien	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk Nord-Amerika	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk Ost-Europa	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk Sued-Afrika	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk Sued-Amerika	t	t v.F.
10	Stk ab Bergwerk UCPT	t	t v.F.
10	Stk ab Lager Australien	t	t v.F.
10	Stk ab Lager Nord-Amerika	t	t v.F.
10	Stk ab Lager Ost-Europa	t	t v.F.
10	Stk ab Lager Sued-Afrika	t	t v.F.
10	Stk ab Lager Sued-Amerika	t	t v.F.
10	Stk ab Lager UCPT	t	t v.F.
10	Stk aus Untertagbau ab Australien-Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk aus Untertagbau ab Nord-Amerika-Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk aus Untertagbau ab Ost-Europa-Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk aus Untertagbau ab Sued-Afrika-Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk aus Untertagbau ab UCPT-Bergwerk	t	t v.F.
10	Stk Kraftwerk in A	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in B	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in D	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in E	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in Ex-Ju	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in F	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in I	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in NL	TJ	TJin
10	Stk Kraftwerk in P	TJ	TJin
10	Strom ab Braunkohlekraftwerk UCPT-Mix	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in A	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in D	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in E	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in Ex-Ju	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in F	TJ	TJe
10	Strom ab Brk-Kraftwerk in GR	TJ	TJe
10	Strom ab Steinkohlekraftwerk UCPT-Mix	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in A	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in B	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in D	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in E	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in Ex-Ju	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in F	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in I	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in NL	TJ	TJe
10	Strom ab Stk-Kraftwerk in P	TJ	TJe
10	transportierte Australien Stk	t	t v.F.
10	transportierte Nord-Amerika Stk	t	t v.F.
10	transportierte Ost-Europa Stk	t	t v.F.
10	transportierte Sued-Afrika Stk	t	t v.F.
10	transportierte Sued-Amerika Stk	t	t v.F.
10	transportierte UCPT Stk	t	t v.F.
11	Brennstoff in Wiederaufarbeitung	kg	
11	Infra Anreicherung Diffusion	Stk	
11	Infra Anreicherung Zentrifuge	Stk	
11	Infra Brennelementfertigung	Stk	
11	Infra Endlagerung B	Stk	
11	Infra Endlagerung C	Stk	
11	Infra Kernkraftwerk DWR	Stk	
11	Infra Kernkraftwerk DWR UCPT	Stk	
11	Infra Kernkraftwerk SWR	Stk	
11	Infra Kernkraftwerk SWR UCPT	Stk	
11	Infra Konversion	Stk	

Anhang D: Software ECOINVENT

11	Infra Uranerzabbau	Stk
11	Infra Uranerzabbau tief	Stk
11	Infra Uranerzaufbereitung	Stk
11	Infra Wiederaufarbeitung	Stk
11	Infra Zwischenlagerung zu Lager B	Stk
11	Infra Zwischenlagerung zu Lager C	Stk
11	Rad-Abfaelle in Zwiilag zu Endlager B	m3
11	Rad-Abfaelle in Zwiilag zu Endlager C	m3
11	Rad. Abfaelle in ZWILAG-Behandlungsanlage	m3
11	Radioaktiver Abfall in Endlager B	m3
11	Radioaktiver Abfall in Endlager C	m3
11	Schwach radioaktive Abfaelle	m3
11	Strom ab DWR Andere UCPTTE	TJ
11	Strom ab DWR CH	TJ
11	Strom ab DWR CH (Centrifuge)	TJ
11	Strom ab DWR D	TJ
11	Strom ab DWR UCPTTE	TJ
11	Strom ab KKW Andere UCPTTE	TJ
11	Strom ab KKW CH	TJ
11	Strom ab KKW D	TJ
11	Strom ab KKW F (DWR)	TJ
11	Strom ab KKW UCPTTE	TJ
11	Strom ab SWR Andere UCPTTE	TJ
11	Strom ab SWR CH	TJ
11	Strom ab SWR D	TJ
11	Strom ab SWR UCPTTE	TJ
11	Uran anger.3.5% fuer DWR Andere UCPTTE	kgUTA
11	Uran 3.25% in B.E. SWR CH	kg
11	Uran 3.4% in B.E. DWR F	kg
11	Uran 3.4% in B.E. SWR Andere UCPTTE	kg
11	Uran 3.4% in B.E. SWR D	kg
11	Uran 3.5% (Centrifuge) in B.E.	kg
11	Uran 3.5% in B.E. DWR Andere UCPTTE	kg
11	Uran 3.5% in B.E. DWR CH	kg
11	Uran 3.7% in B.E. DWR D	kg
11	Uran ab Mine	kg
11	Uran anger.3.25% EUODIF	kg UTA
11	Uran anger.3.25% fuer SWR CH	kgUTA
11	Uran anger.3.25% TENEX	kg UTA
11	Uran anger.3.25% URENCO	kg UTA
11	Uran anger.3.25% USEC	kgUTA
11	Uran anger.3.4% EUODIF	kg UTA
11	Uran anger.3.4% fuer DWR F	kgUTA
11	Uran anger.3.4% fuer SWR Andere UCPTTE	kgUTA
11	Uran anger.3.4% fuer SWR D	kgUTA
11	Uran anger.3.4% TENEX	kg UTA
11	Uran anger.3.4% URENCO	kg UTA
11	Uran anger.3.4% USEC	kgUTA
11	Uran anger.3.5% EUODIF	kg UTA
11	Uran anger.3.5% fuer DWR CH	kgUTA
11	Uran anger.3.5% TENEX	kg UTA
11	Uran anger.3.5% URENCO	kg UTA
11	Uran anger.3.5% USEC	kgUTA
11	Uran anger.3.7% EUODIF	kg UTA
11	Uran anger.3.7% fuer DWR D	kgUTA
11	Uran anger.3.7% TENEX	kg UTA
11	Uran anger.3.7% URENCO	kg UTA
11	Uran anger.3.7% USEC	kgUTA
11	Uran in Uranerz aus Tagebau-Mine	kg
11	Uran in Uranerz aus Tiefbau-Mine	kg
11	Uran natuerlich in Uranhexafluorid	kg
11	Uran natuerlich in Urankonzentrat	kg
12	Infra Laufwasserkraft CH	TJ
12	Infra Laufwasserkraft UCPTTE	TJ
12	Infra Speicherkraft CH	TJ
12	Infra Speicherkraft UCPTTE	TJ
12	Infra Umwaelzwasserkraft CH	TJ
12	Infra Umwaelzwasserkraft UCPTTE	TJ
12	Laufwasserkraft CH	TJ
12	Laufwasserkraft UCPTTE	TJ
12	Speicherkraft CH	TJ
12	Speicherkraft UCPTTE	TJ
12	Strom ab Wasserkraft A	TJ
12	Strom ab Wasserkraft B	TJ
12	Strom ab Wasserkraft CH	TJ
12	Strom ab Wasserkraft E	TJ
12	Strom ab Wasserkraft Ex-Ju	TJ
12	Strom ab Wasserkraft F	TJ

12	Strom ab Wasserkraft GR	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft I	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft L	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft NL	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft P	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft UCPT	TJ	
12	Strom ab Wasserkraft W-D	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft A	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft B	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft CH	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft E	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft Ex-Ju	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft F	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft GR	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft I	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft L	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft P	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft UCPT	TJ	
12	Umwaelzwasserkraft W-D	TJ	
13	1m-Rugel frei Waldstrasse	t	atro t
13	Diesel in Grosshacker	TJ	
13	Holz im Wald	t	atro t
13	Holzabfall im Wald	t	
13	Holzschnitzel Buche frei Lager	t	atro t
13	Holzschnitzel Buche in Feuerung 300kW	TJ	
13	Holzschnitzel Buche in Feuerung 50kW	TJ	
13	Holzschnitzel Fichte frei Lager	t	atro t
13	Holzschnitzel Fichte in Feuerung 300kW	TJ	
13	Holzschnitzel Fichte in Feuerung 50kW	TJ	
13	Holzschnitzel Saegerei frei Lager	t	atro t
13	Holzschnitzel Saegerei in Feuerung 300kW	TJ	
13	Holzschnitzel Saegerei in Feuerung 50kW	TJ	
13	Infra 1m-Rugel frei Waldstrasse	Stk	
13	Infra Feuerung Buche 300	Stk	
13	Infra Feuerung Buche 50	Stk	
13	Infra Feuerung Fichte 300	Stk	
13	Infra Feuerung Fichte 50	Stk	
13	Infra Feuerung Saegerei 300	Stk	
13	Infra Feuerung Saegerei 50	Stk	
13	Infra Feuerung Stueck 100	Stk	
13	Infra Feuerung Stueck 30	Stk	
13	Infra Grosshacker	Stk	
13	Infra Saegerei frei Lager	Stk	
13	Nutzwaerme ab Saegerei-HS 300 kW	TJ	eta = 70 %
13	Nutzwaerme ab Saegerei-HS 50 kW	TJ	eta = 65 %
13	Nutzwaerme ab Stueckholz 100 kW	TJ	eta = 60 %
13	Nutzwaerme ab Stueckholz 30 kW	TJ	eta = 55 %
13	Nutzwaerme ab Wald-HS Buche 300 kW	TJ	eta = 70 %
13	Nutzwaerme ab Wald-HS Buche 50 kW	TJ	eta = 65 %
13	Nutzwaerme ab Wald-HS Fichte 300 kW	TJ	eta = 70 %
13	Nutzwaerme ab Wald-HS Fichte 50 kW	TJ	eta = 65 %
13	Schwachholz Buche frei Waldstrasse	t	atro t
13	Schwachholz Fichte frei Waldstrasse	t	atro t
13	Stueckholz frei Lager	t	atro t
13	Stueckholz in Feuerung 100kW	TJ	
13	Stueckholz in Feuerung 30kW	TJ	
14	Infra Erdwaermesonde 150 m	Stk	
14	Infra Waermepumpe 10 kW	Stk	
14	Infra Waermeverteilung 150 m2	Stk	
14	Nutzwaerme ab Erdwaermesonde 10 kW	TJ	monovalent, JAZ 3.5
15	FK 1 (Aluabsorber, schwarze Farbe)	m2	
15	FK 2 (Aluabsorber,nickelpigmen. Aluoxid)	m2	
15	FK 3 (Kupferabsorber, schwarzverchromt)	m2	
15	FK 4 (Kupferabsorber, SPF-Anlage)	m2	
15	Infra Waerme ab EFH FK1 hybrid	TJ	0.46 solar,0.54 Strom
15	Infra Waerme ab EFH FK1 solar	TJ	
15	Infra Waerme ab EFH FK2 hybrid	TJ	0.51 solar,0.49 Strom
15	Infra Waerme ab EFH FK2 solar	TJ	
15	Infra Waerme ab EFH FK3 hybrid	TJ	0.5 solar,0.5 Strom
15	Infra Waerme ab EFH FK3 solar	TJ	
15	Infra Waerme ab EFH FK4 hybrid	TJ	0.59 solar,0.41 Strom
15	Infra Waerme ab EFH FK4 solar	TJ	
15	Infra Waerme ab EFH Vakuum hybrid	TJ	0.61 solar,0.39 Strom
15	Infra Waerme ab EFH Vakuum solar	TJ	
15	Infra Waerme ab MFH FK1 hybrid	TJ	0.46 solar,0.54 Strom
15	Infra Waerme ab MFH FK1 solar	TJ	
15	Infra Waerme ab MFH FK3 hybrid	TJ	0.5 solar, 0.5Strom
15	Infra Waerme ab MFH FK3 solar	TJ	

Anhang D: Software ECOINVENT

15	Standardanlagenteile EFH	Stk	
15	Standardanlagenteile EFH-SPF	Stk	
15	Standardanlagenteile MFH	Stk	
15	Vakuumroehrenkollektor	m2	
15	Waerme ab EFH FK1 hybrid	TJ	0.46 solar,0.54 Strom
15	Waerme ab EFH FK1 solar	TJ	
15	Waerme ab EFH FK2 hybrid	TJ	0.51 solar,0.49 Strom
15	Waerme ab EFH FK2 solar	TJ	
15	Waerme ab EFH FK3 hybrid	TJ	0.5 solar,0.5 Strom
15	Waerme ab EFH FK3 solar	TJ	
15	Waerme ab EFH FK4 hybrid	TJ	0.59 solar,0.41 Strom
15	Waerme ab EFH FK4 solar	TJ	
15	Waerme ab EFH Vakumm hybrid	TJ	0.61 solar,0.39 Strom
15	Waerme ab EFH Vakuum solar	TJ	
15	Waerme ab MFH FK1 hybrid	TJ	0.46 solar,0.54 Strom
15	Waerme ab MFH FK1 solar	TJ	
15	Waerme ab MFH FK3 hybrid	TJ	0.5 solar, 0.5Strom
15	Waerme ab MFH FK3 solar	TJ	
16	3 kWp Fassadenanlage m-Si Lam/int	stk	
16	3 kWp Fassadenanlage m-Si Pan/auf	stk	
16	3 kWp Fassadenanlage p-Si Lam/int	stk	
16	3 kWp Fassadenanlage p-Si Pan/auf	stk	
16	3 kWp Flachdachanlage m-Si	stk	
16	3 kWp Flachdachanlage p-Si	stk	
16	3 kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int	stk	
16	3 kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	Stk	
16	3 kWp Schraegdachanlage p-Si Lam/int	stk	
16	3 kWp Schraegdachanlage p-Si Pan/auf	stk	
16	Elektroinstallationen	stk	
16	Fassadenkonstruktion aufgesetzt	stk	
16	Fassadenkonstruktion integriert	stk	
16	Flachdachkonstruktion	stk	
16	Holzkohle	kg	
16	Infra Strom 3kWp Fasssadenanlage m-Si Lam/int	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Fasssadenanlage m-Si Pan/auf	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Fasssadenanlage p-Si Lam/int	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Fasssadenanlage p-Si Pan/auf	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Flachdachanlage m-Si	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Flachdachanlage p-Si	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Schraegdachanlage p-Si Lam/int	TJ	
16	Infra Strom 3kWp Schraegdachanlage p-Si Pan/auf	TJ	
16	Infra Strom ab 100 kWp SSW-Anlage	TJ	
16	Infra Strom ab PHALK 500	TJ	
16	Laminat m-Si	kWp	
16	Laminat p-Si	kWp	
16	m-Si Wafer	stk	
16	m-Si Zelle	stk	
16	MG-Silizium	kg	
16	p-Si Wafer	stk	
16	p-Si Zelle	stk	
16	Panel m-Si	kWp	
16	Panel p-Si	kWp	
16	PHALK 500 PV-Anlage m-Si Lam	Stk	
16	Schraegdachkonstruktion aufgesetzt	stk	
16	Schraegdachkonstruktion integriert	stk	
16	SSW 100kWp PV-Anlage p-Si Pan	Stk	
16	Strom ab 100 kWp SSW-Anlage	TJ	
16	Strom ab 3kWp Fasssadenanlage m-Si Lam/int	TJ	
16	Strom ab 3kWp Fasssadenanlage m-Si Pan/auf	TJ	
16	Strom ab 3kWp Fasssadenanlage p-Si Lam/int	TJ	
16	Strom ab 3kWp Fasssadenanlage p-Si Pan/auf	TJ	
16	Strom ab 3kWp Flachdachanlage m-Si	TJ	
16	Strom ab 3kWp Flachdachanlage p-Si	TJ	
16	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Lam/int	TJ	
16	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage m-Si Pan/auf	TJ	
16	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Lam/int	TJ	
16	Strom ab 3kWp Schraegdachanlage p-Si Pan/auf	TJ	
16	Strom ab PHALK 500	TJ	
16	Wechselrichter Solcon 3400	stk	
17	Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	
17	Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	
17	Abfaelle in SAVA	kg	
17	Al in KVA	kg	
17	Altoel in SAVA	kg	
17	Asphalt in Reaktordeponie	kg	
17	Bausperrgut in Inertstoffdeponie	kg	

Anhang D: Software ECOINVENT

17	Bausperrgut in Reststoffdeponie	kg	
17	Beton in Inertstoffdeponie	kg	
17	Bilgenöl in SAVA	kg	
17	Bitumen in Reaktordeponie	kg	
17	Bohrabfall in Landfarming	kg	
17	Bohrabfall in Reststoffdeponie	kg	
17	Deckfarbe in Inertstoffdeponie	kg	
17	Deponierte Flugasche	kg	
17	Elektronikabfälle	kg	
17	Energiesparlampe in KVA	kg	
17	Energiesparlampe Plastic in KVA	kg	Brennbarer Anteil einer ARCO SL11Watt (v.a. Kunststoffe)
17	Erdgasleitungen in Inertstoffdeponie	kg	
17	F in KVA	kg	
17	Glas in Inertstoffdeponie	kg	
17	Gluehlampe in KVA	kg	
17	Holz in Reaktordeponie	kg	
17	Holz unbehandelt in KVA	kg	
17	Holzasche gemischt in KVA	kg	
17	Holzmasten in KVA	kg	
17	Infra Inertstoffdeponie	kg	
17	Infra KVA	kg	
17	Infra Reaktordeponie	kg	
17	Infra Reststoffdeponie	kg	
17	Infra SAVA	kg	
17	Ionentauscherharz in Sonderabfall	l	
17	Kalksteinrückstände in Inertstoffdeponie	kg	
17	Karton in KVA	kg	
17	Katalysator in Sonderabfalldeponie	kg	
17	Kunststoffe in KVA	kg	
17	Kunststoffe in Reaktordeponie	kg	
17	Kupfer in Inertstoffdeponie	kg	
17	Kupferabsorber in Reaktordeponie	kg	
17	Leichtstoffabscheiderschlämme in SAVA	kg	
17	LT Abfälle in Reaktordeponie	kg	20%Kunststoffe, 40% Metalle, 40% Schlämme
17	LT Al in KVA	kg	Aluminiumfolie als Bestandteil eines brennbaren Verbundstoffes
17	LT Asphalt in Reaktordeponie	kg	Anteil Bitumen 5.3%; Rest Kies
17	LT Bausperrgut in Reststoffdeponie	kg	Stahl (1% hochlegiert) und 2% Kunststoffe
17	LT Bitumen in Reaktordeponie	kg	Bitumen aus Erdöl-Raffinerie
17	LT Bohrabfall in Reststoffdeponie	kg	Festphashe aus Schlammgrube der Bohrschlämme, Wassergehalt als Komplement zu 100%
17	LT Energiesparlampe in KVA	kg	Inerter Anteil einer ARCO SL11Watt (oxidisch und Metallisch)
17	LT Energiesparlampe Plastic in KVA	kg	Brennbarer Anteil einer ARCO SL11Watt (v.a. Kunststoffe)
17	LT F in KVA	kg	
17	LT Gluehlampe in KVA	kg	
17	LT Holz in Reaktordeponie	kg	unbehandeltes Holz
17	LT Holz unbehandelt in KVA	kg	ohne Imprägnierung
17	LT Holzasche gemischt in KVA	kg	Mischung Brennraum- Flugasche, TS
17	LT Holzmasten in KVA	kg	imprägniertes Holz für Strommasten
17	LT Karton in KVA	kg	
17	LT Kunststoffe in KVA	kg	Mischung langlebiger Kunststoffe
17	LT Kunststoffe in Reaktordeponie	kg	Mischung Langlebiger Kunststoffe
17	LT Kupferabsorber in Reaktordeponie	kg	
17	LT PE in KVA	kg	
17	LT Polystyrol in KVA	kg	
17	LT Propylenglykol in KVA	kg	mit 1.3% Triazol (N)
17	LT PV-Zellenabfälle in Reststoffdeponie	kg	va. Silizium und Calciumfluorid
17	LT PVC in KVA	kg	
17	LT Raffinerieschlamm in Reaktordeponie	kg	Mischung diverser Quellen
17	LT Rückstände Entkarbonisierung in Reststoffdeponie	kg	
17	LT Schlamm in Reaktordeponie	kg	Durchschnittlicher Klärschlamm mit 30% Wasser
17	LT Siedlungsabfall in KVA	kg	wird nur von "Bitumendichtungsbahn" (Baustoffe) verwendet: ist Bitumen
17	LT Stahl in KVA	kg	
17	Mineralwolle in Inertstoffdeponie	kg	
17	PE in KVA	kg	
17	Polystyrol in KVA	kg	
17	Propylenglykol in KVA	kg	
17	PV-Panelabfälle in Reststoffdeponie	kg	
17	PV-Produktionsabfälle in SAVA	kg	
17	PV-Zellenabfälle in Reststoffdeponie	kg	
17	PV/EVA-Zellenabfälle	kg	
17	PVC in KVA	kg	
17	Raffinerieschlamm in Landfarming	kg	
17	Raffinerieschlamm in Reaktordeponie	kg	

Anhang D: Software ECOINVENT

17	Raffinerieschlamm in SAVA	kg	
17	Rueckstaende aus Kuehlturmtassen	kg	inkl. Reinigung Dampferzeuger
17	Rueckstaende Entkarbonisierung in Reststoffdeponie	kg	Rueckstaende aus Langsamentkarbonisierung
17	Schlamm in Reaktordeponie	kg	
17	Schlamm Ionentauscher in Sonderabfall	kg	
17	Schweissstaub in Sonderabfallbehandlung	kg	
17	Siedlungsabfall in KVA	kg	
17	Stahl in Inertstoffdeponie	kg	
17	Stahl in KVA	kg	
17	Steinkohle-Asche in Deponie	kg	
17	Steinkohleberge-Deponie	kg	kg Berge
17	Zeolithe in Inertstoffdeponie	kg	
21	DSM-Energie 11W Spar- statt 60W Gluehlampe	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Stromes
21	DSM-Energie Flachdachisolation 100 auf 120mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	DSM-Energie Flachdachisolation 100 auf 200mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 120mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	DSM-Energie Steildachisolation 100 auf 200mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	DSM-Energie Wandisolation 100 auf 120mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	DSM-Energie Wandisolation 100 auf 200mm	TJ	Zusatzaufwand; ohne Auswirkungen der eingesparten Nutzwärme
21	Energiesparlampe SL11	stk	11W Sparlampe (8kh) mit ARCO-Adapter (30kh), ohne Betriebsenergie
21	Gluehbirne G60	Stk	
22	Betrieb Simplon	Stk	
22	Infra bewegt 150 kW	Stk	
22	Infra bewegt 30 kW	Stk	
22	Infra fest Turm 22 m	Stk	
22	Infra fest Turm 30 m	Stk	
22	Strom ab Windanlage Grenchenberg	TJ	
22	Strom ab Windanlage Simplon	TJ	TJe
22	Strom ab Windanlage Sool	TJ	
22	Windmix CH	TJ	
23	Ferntransport CH Jahr 93	km	
23	Ferntransport CH Sommer 93	km	
23	Ferntransport CH Winter 93	km	
23	Ferntransport EWZ Hochtarif	km	
23	Ferntransport EWZ Jahr 93	km	
23	Ferntransport EWZ Niedertarif	km	
23	Ferntransport EWZ Sommer 93	km	
23	Ferntransport EWZ Winter 93	km	
23	Ferntransport NOK Jahr 93	km	
23	Ferntransport NOK Sommer 93	km	
23	Ferntransport NOK Winter 93	km	
23	Infra Ferntransport CH'93	km	
23	Infra Ferntransport EWZ	km	
23	Infra Ferntransport NOK	km	
23	Infra Strom Hochspannung - CH'93	TJ	
23	Infra Strom Hochspannung - EWZ	TJ	
23	Infra Strom Hochspannung - NOK	TJ	
23	Infra Strom Mittelspannung - CH'93	TJ	
23	Infra Strom Mittelspannung - EWZ	TJ	
23	Infra Strom Mittelspannung - NOK	TJ	
23	Infra Strom Niederspannung - CH'93	TJ	
23	Infra Strom Niederspannung - EWZ	TJ	
23	Infra Strom Niederspannung - NOK	TJ	
23	Infra Umwaelzwasserkraft CH'93	TJ	
23	Infra Umwaelzwasserkraft EWZ	TJ	
23	Infra Umwaelzwasserkraft NOK	TJ	
23	Strom Hochspannung NOK Sommer 93	TJ	
23	Strom Hochspannung CH Jahr 93	TJ	
23	Strom Hochspannung CH Sommer 93	TJ	
23	Strom Hochspannung CH Winter 93	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 19.1.93 Hochtarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 19.1.93 Niedertarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 9.2.93 Hochtarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 9.2.93 Niedertarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 9.3.93 Hochtarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ 9.3.93 Niedertarif	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ Jahr 93	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ Sommer 93	TJ	
23	Strom Hochspannung EWZ Winter 93	TJ	
23	Strom Hochspannung NOK Jahr 93	TJ	

23	Strom Hochspannung NOK Winter 93	TJ
23	Strom HS - Bezug CH'93-Jahr Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug CH'93-Sommer Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug CH'93-Winter Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-19.1.HT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-19.1.NT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-9.2.HT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-9.2.NT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-9.3.HT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-9.3.NT Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-Jahr Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-Sommer Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug EWZ-Winter Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug NOK-Jahr Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug NOK-Sommer Eigen	TJ
23	Strom HS - Bezug NOK-Winter Eigen	TJ
23	Strom Mittelspannung NOK Sommer 93	TJ
23	Strom Mittelspannung CH Jahr 93	TJ
23	Strom Mittelspannung CH Sommer 93	TJ
23	Strom Mittelspannung CH Winter 93	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 19.1.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 19.1.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 9.2.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 9.2.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 9.3.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ 9.3.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ Jahr 93	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ Sommer 93	TJ
23	Strom Mittelspannung EWZ Winter 93	TJ
23	Strom Mittelspannung NOK Jahr 93	TJ
23	Strom Mittelspannung NOK Winter 93	TJ
23	Strom MS - Bezug CH'93-Jahr Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug CH'93-Sommer Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug CH'93-Winter Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-19.1.HT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-19.1.NT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-9.2.HT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-9.2.NT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-9.3.HT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-9.3.NT Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-Jahr Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-Sommer Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug EWZ-Winter Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug NOK-Jahr Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug NOK-Sommer Eigen	TJ
23	Strom MS - Bezug NOK-Winter Eigen	TJ
23	Strom Niederspannung NOK Sommer 93	TJ
23	Strom Niederspannung CH Jahr 93	TJ
23	Strom Niederspannung CH Sommer 93	TJ
23	Strom Niederspannung CH Winter 93	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 19.1.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 19.1.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 9.2.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 9.2.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 9.3.93 Hochtarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ 9.3.93 Niedertarif	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ Jahr 93	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ Sommer 93	TJ
23	Strom Niederspannung EWZ Winter 93	TJ
23	Strom Niederspannung NOK Jahr 93	TJ
23	Strom Niederspannung NOK Winter 93	TJ
23	Strom NS - Bezug CH'93-Jahr Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug CH'93-Sommer Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug CH'93-Winter Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-19.1.HT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-19.1.NT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-9.2.HT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-9.2.NT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-9.3.HT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-9.3.NT Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-Jahr Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-Sommer Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug EWZ-Winter Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug NOK-Jahr Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug NOK-Sommer Eigen	TJ
23	Strom NS - Bezug NOK-Winter Eigen	TJ
23	Strommix CH Jahr 93	TJ
23	Strommix CH Sommer 93	TJ

Anhang D: Software ECOINVENT

23	Strommix CH Winter 93	TJ	
23	Strommix CH'93-Jahr Eigen	TJ	
23	Strommix CH'93-Sommer Eigen	TJ	
23	Strommix CH'93-Winter Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ 19.1.93 Hochtarif	TJ	
23	Strommix EWZ 19.1.93 Niedertarif	TJ	
23	Strommix EWZ 9.2.93 Hochtarif	TJ	
23	Strommix EWZ 9.2.93 Niedertarif	TJ	
23	Strommix EWZ 9.3.93 Hochtarif	TJ	
23	Strommix EWZ 9.3.93 Niedertarif	TJ	
23	Strommix EWZ Jahr 93	TJ	
23	Strommix EWZ Sommer 93	TJ	
23	Strommix EWZ Winter 93	TJ	
23	Strommix EWZ-19.1.HT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-19.1.NT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-9.2.HT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-9.2.NT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-9.3.HT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-9.3.NT Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-Jahr Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-Sommer Eigen	TJ	
23	Strommix EWZ-Winter Eigen	TJ	
23	Strommix NOK Jahr 93	TJ	
23	Strommix NOK Sommer 93	TJ	
23	Strommix NOK Winter 93	TJ	
23	Strommix NOK-Jahr Eigen	TJ	
23	Strommix NOK-Sommer Eigen	TJ	
23	Strommix NOK-Winter Eigen	TJ	
23	Umwaelzwasserkraft CH'93	TJ	
23	Umwaelzwasserkraft EWZ	TJ	
23	Umwaelzwasserkraft NOK	TJ	
24	Bauarbeiten BHKW 160 kWel	Stk.	
24	BHKW 160 kWel Black Box	Stk	
24	Elektrotechnik BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Erdgas in BHKW 160 kWel	TJ	
24	Erdgas in BHKW 160 kWel Black Box	TJ	
24	Gasmotor 206 kW	Stk	
24	Generator 200 kW	Stk.	
24	Heizung/Sanitaer BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Inbetriebnahme BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Infra Strom BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Infra Waerme BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Infra Waerme+Strom BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Infra Waermepumpe 30 kW	Stk	
24	Katalysator 19.1 l	Stk.	
24	Montage Modul BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Planung BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Schallschutzhaube BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Schaltschrank BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Speicher 10'000 l	Stk.	
24	Strom ab BHKW 160 kWel Black Box Var.0	TJ	
24	Strom ab BHKW 160 kWel Black Box Var.G	TJ	
24	Strom ab BHKW 160 kWel Var.1	TJ	Energie
24	Strom ab BHKW 160 kWel Var.2	TJ	Exergie
24	Strom ab BHKW 160 kWel Var.3	TJ	Preis
24	Strom ab BHKW 160 kWel Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Strom ab BHKW 160 kWel Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Strom ab Generator 200 kWel Var.1	TJ	Energie
24	Strom ab Generator 200 kWel Var.2	TJ	Exergie
24	Strom ab Generator 200 kWel Var.3	TJ	Preis
24	Strom ab Generator 200 kWel Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Strom ab Generator 200 kWel Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waerme ab BHKW 160 kWel Var.1	TJ	Energie
24	Waerme ab BHKW 160 kWel Var.2	TJ	Exergie
24	Waerme ab BHKW 160 kWel Var.3	TJ	Preis
24	Waerme ab BHKW 160 kWel Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Waerme ab BHKW 160 kWel Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Black Box Var.D	TJ	
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Black Box Var.F	TJ	
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Var.1	TJ	Energie
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Var.2	TJ	Exergie
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Var.3	TJ	Preis
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Waerme ab Modul BHKW 160 kWel Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel Black Box) Var.D	TJ	
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel Black Box) Var.F	TJ	
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel) Var.1	TJ	Energie
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel) Var.2	TJ	Exergie

Anhang D: Software ECOINVENT

24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel) Var.3	TJ	Preis
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel) Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Waerme ab Nahverteilung (ab BHKW 160 kWel) Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Black Box Var.D	TJ	
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Black Box Var.F	TJ	
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Var.1	TJ	Energie
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Var.2	TJ	Exergie
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Var.3	TJ	Preis
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Waerme ab System BHKW 160 kWel Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waerme ab Waermepumpe 30 kW Var.1	TJ	Energie
24	Waerme ab Waermepumpe 30 kW Var.2	TJ	Exergie
24	Waerme ab Waermepumpe 30 kW Var.3	TJ	Preis
24	Waerme ab Waermepumpe 30 kW Var.4	TJ	Motivation Strom
24	Waerme ab Waermepumpe 30 kW Var.5	TJ	Motivation Waerme
24	Waermepumpe 30 kW	Stk.	
24	Waermetauscherblock BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Wartung BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Zu-/Abluft BHKW 160 kWel	Stk.	
24	Zusammenbau Generator-Motor BHKW 160 kWel	Stk.	
28	Abfall CH00: in KVA	kg	pro kg Abfall, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH00: Reststoffdep. 0-40a	kg	pro kg Reststoffe, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH00: Schlackekomp. 0-75a	kg	pro kg Schlacke, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH95: in KVA	kg	pro kg Abfall, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH95: Reststoffdep. 0-40a	kg	pro kg Reststoffe, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH95: Schlackekomp. 0-75a	kg	pro kg Schlacke, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Abfall CH: in Reaktordep. 0-150a	kg	pro kg Abfall, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall)
28	Abwasser A/I	m3	Gr.Kl.1
28	Abwasser A/II	m3	Gr.Kl.2
28	Abwasser A/III	m3	Gr.Kl.3
28	Abwasser A/IV	m3	Gr.Kl.4
28	Abwasser A/V	m3	Gr.Kl.5
28	Abwasser B/I	m3	
28	Abwasser B/II	m3	
28	Abwasser B/III	m3	
28	Abwasser B/IV	m3	
28	Abwasser C/I	m3	
28	Abwasser C/II	m3	
28	Abwasser CH-Durchschnitt: pro m3 in ARA Gr.Kl. 2	m3	Durchschnitt Schweiz
28	Abwasser D/I	m3	
28	Abwasser D/II	m3	
28	Abwasser D/III	m3	
28	Abwasser D/IV	m3	
28	Abwasser D/IX	m3	
28	Abwasser D/V	m3	
28	Abwasser D/VI	m3	
28	Abwasser D/VII	m3	
28	Abwasser D/VIII	m3	
28	Abwasser D/X	m3	
28	Abwasser D/XI	m3	
28	Abwasser D/XII	m3	
28	Infra ARA Gr.Kl. 1	m3	
28	Infra ARA Gr.Kl. 2	m3	
28	Infra ARA Gr.Kl. 3	m3	
28	Infra ARA Gr.Kl. 4	m3	
28	Infra ARA Gr.Kl. 5	m3	
28	Infra Kanalisation Gr.Kl. 1	m3	
28	Infra Kanalisation Gr.Kl. 2	m3	
28	Infra Kanalisation Gr.Kl. 3	m3	
28	Infra Kanalisation Gr.Kl. 4	m3	
28	Infra Kanalisation Gr.Kl. 5	m3	
28	Infra Kommunale Abfallsammlung pro kg	kg	pro kg Abfall,konstant
28	Infra KVA pro kg	kg	pro kg Abfall,konstant
28	Infra Liegenschaftsentwaesserung	m3	
28	Infra Reaktordep. pro kg	kg	pro kg Abfall,konstant
28	Infra Reststoffdep. pro kg	kg	pro kg Reststoffe,konstant
28	Infra Schlackekomp. pro kg	kg	pro kg Schlacke,konstant
28	Kommunale Abfallsammlung pro kg	kg	pro kg Abfall,konstant
28	LT Abfall CH00: Reststoffdep. >40a	kg	pro kg R'stoffe, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT Abfall CH00: Schlackekomp. >75a	kg	pro kg Schlacke, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT Abfall CH95: Reststoffdep. >40a	kg	pro kg R'stoffe, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)

Anhang D: Software ECOINVENT

28	LT Abfall CH95: Schlackekomp. >75a	kg	pro kg Schlacke, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT Abfall CH: in Reaktordep. >150a	kg	pro kg Abfall, Komplement totale Emissionen, =F(Abfall)
28	LT Papier95: Reststoffdep. >40a	kg	pro kg R'stoffe, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT Papier95: Schlackekomp. >75a	kg	pro kg Schlacke, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT Papier: in Reaktordep. >150a	kg	pro kg Abfall, Komplement totale Emissionen, =F(Abfall)
28	LT PVC95: Reststoffdep. >40a	kg	pro kg R'stoffe, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT PVC95: Schlackekomp. >75a	kg	pro kg Schlacke, Kompl.tot.Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	LT PVC: in Reaktordep. >150a	kg	pro kg Abfall, Komplement totale Emissionen, =F(Abfall)
28	nur Traegerwasser: pro m3 in ARA Gr.Kl. 2	m3	ohne Schadstoffe, nur Wasser
28	Papier95: in KVA	kg	pro kg Abfall, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Papier95: Reststoffdep. 0-40a	kg	pro kg Reststoffe, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Papier95: Schlackekomp. 0-75a	kg	pro kg Schlacke, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	Papier: in Reaktordep. 0-150a	kg	pro kg Abfall, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall)
28	Prozessspezifisches KVA 00 pro kg	kg	pro kg Abfall, =F(KVA-Tech)
28	Prozessspezifisches KVA 95 pro kg	kg	pro kg Abfall, =F(KVA-Tech)
28	Prozessspezifisches Reaktordep. pro kg	kg	pro kg Abfall,konstant
28	Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg	kg	pro kg Reststoffe,konstant
28	Prozessspezifisches Schlackekomp. pro kg	kg	pro kg Schlacke,konstant
28	PVC95: in KVA	kg	pro kg Abfall, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	PVC95: Reststoffdep. 0-40a	kg	pro kg R'stoffe, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	PVC95: Schlackekomp. 0-75a	kg	pro kg Schlacke, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall,KVA-Tech)
28	PVC: in Reaktordep. 0-150a	kg	pro kg Abfall, ueberwachte Emissionen, =F(Abfall)

Tab. D.7: Liste der in diesem Projekt verwendeten Module der Technosphäre,

Anhang D: Software ECOINVENT

Catld	Modulname	Einheit	Catld	Modulname	Einheit
1	Barit ab Erz	kg	18	Sr Strontium p	kg
1	Bauxit	kg	18	Sr Strontium s	kg
1	Bentonit ab Erz	kg	18	Styrol p	kg
1	Blei ab Erz	kg	18	TCDD-Aequivalente	ng
1	Chrom ab Erz	kg	18	Tetrachlormethan p	kg
1	Eisen ab Erz	kg	18	Th Thorium p	kg
1	Flaeche Benthos II-III	m2a	18	Th Thorium s	kg
1	Flaeche Benthos II-IV	m2a	18	Ti Titan p	kg
1	Flaeche Benthos III-IV	m2a	18	Ti Titan s	kg
1	Flaeche II-III	m2a	18	TI Thallium p	kg
1	Flaeche II-IV	m2a	18	TI Thallium s	kg
1	Flaeche III-IV	m2a	18	Toluol p	kg
1	Flaeche IV-IV	m2a	18	Toluol s	kg
1	Kalkstein vor Abbau	kg	18	Trichlormethan (Chloroform) p	kg
1	Kies vor Abbau	kg	18	U Uran p *	kg
1	Kobalt	kg	18	U Uran s *	kg
1	Kupfer ab Erz	kg	18	V Vanadium m	kg
1	Mangan ab Erz	kg	18	V Vanadium p	kg
1	Molybdaen	kg	18	V Vanadium s	kg
1	Nickel ab Erz	kg	18	Vinyl Chlorid p	kg
1	Palladium ab Erz	kg	18	Xylole p	kg
1	Platin ab Erz	kg	18	Xylole s	kg
1	Rhenium	kg	18	Zn Zink m	kg
1	Rhodium ab Erz	kg	18	Zn Zink p	kg
1	Sand vor Abbau	kg	18	Zn Zink s	kg
1	Silber	kg	18	Zr Zirkonium p	kg
1	Steinsalz vor Abbau	kg	19	Abwaerme in Wasser f	TJ
1	Ton	kg	19	Abwaerme in Wasser s	TJ
1	Turbinierwassermenge	m3	19	Acenaphthene f	kg
1	Wasser	kg	19	Acenaphthylene f	kg
1	Zink ab Erz	kg	19	Acrlonitrile f	kg
1	Zinn	kg	19	Aktivchlor f	kg
2	Erdoelgas	Nm3	19	Alkane in Wasser f	kg
2	Grubengas (Methan)	kg	19	Alkane in Wasser s	kg
2	Holz	t	19	Alkene in Wasser f	kg
2	Nutzinhalt Speichersee	m3a	19	Alkene in Wasser s	kg
2	Potentielle Energie Wasser	TJ	19	Ammoniak als N f	kg
2	Rohbraunkohle vor Foerderung	kg	19	Ammoniak als N s	kg
2	Rohfoerdersteinkohle vor Aufbereitung	kg	19	AOX f	kg
2	Rohgas (Erdgas)	Nm3	19	AOX s	kg
2	Rohoel ab Bohrloch	t	19	Arom. KWe gesamt f	kg
2	Uran ab Erz	kg	19	Arom. KWe gesamt s	kg
18	1,1,1-Trichlorethan p	kg	19	Barit f	kg
18	Abwaerme in Luft m	TJ	19	Barit s	kg
18	Abwaerme in Luft p	TJ	19	Basen gesamt f	kg
18	Abwaerme in Luft s	TJ	19	Benzol in Wasser f	kg
18	Acetaldehyd s	kg	19	Benzol in Wasser s	kg
18	Aceton s	kg	19	bis(2-ethylhexyl) Phtalat f	kg
18	Acrolein s	kg	19	BSB5 f	kg
18	Al Aluminium m	kg	19	BSB5 s	kg
18	Al Aluminium p	kg	19	Butyl Benzyl Phtalat f	kg
18	Al Aluminium s	kg	19	Chlor. 1,1,1-Trichlorethan f	kg
18	Aldehyde p	kg	19	Chlor. Chlorbenzol f	kg
18	Alkane p	kg	19	Chlor. Dichlormonofluormethan f	kg
18	Alkane s	kg	19	Chlor. Ethylen Dichlorid f	kg
18	Alkene p	kg	19	Chlor. Hexachlorethan f	kg
18	Alkene s	kg	19	Chlor. HOCl f	kg
18	Aromaten p	kg	19	Chlor. HOCl s	kg
18	Aromaten s	kg	19	Chlor. Loesungsmittel gesamt f	kg
18	As Arsen m	kg	19	Chlor. Methylenchlorid f	kg
18	As Arsen p	kg	19	Chlor. Methylenchlorid s	kg
18	As Arsen s	kg	19	Chlor. OCl f	kg
18	B Bor p	kg	19	Chlor. OCl s	kg
18	B Bor s	kg	19	Chlor. Tetrachlorethylen f	kg
18	Ba Barium p	kg	19	Chlor. Tetrachlormethan f	kg
18	Ba Barium s	kg	19	Chlor. Trichlorethylen f	kg
18	BaP Benzo(a)pyren m	kg	19	Chlor. Trichlormethan (Chloroform) f	kg
18	BaP Benzo(a)pyren p	kg	19	Chlor. Trichlormethan f	kg
18	BaP Benzo(a)pyren s	kg	19	Chloride f	kg
18	Be Beryllium p	kg	19	Chloride s	kg
18	Be Beryllium s	kg	19	COD f	kg
18	Benzaldehyd s	kg	19	COD s	kg
18	Benzol m	kg	19	Cyanide f	kg
18	Benzol p	kg	19	Cyanide s	kg
18	Benzol s	kg	19	Diamine gesamt f	kg
18	Br Brom p	kg	19	Dibutyl p-phthalat f	kg

Anhang D: Software ECOINVENT

18	Br Brom s	kg	19	Dimethyl p-phthalat f	kg
18	Butan p	kg	19	DOC f	kg
18	Butan s	kg	19	DOC s	kg
18	Buten p	kg	19	Ethylbenzol in Wasser f	kg
18	C2F6 p	kg	19	Ethylbenzol in Wasser s	kg
18	Ca Calcium m	kg	19	Fette und Oele gesamt f	kg
18	Ca Calcium p	kg	19	Fette und Oele gesamt s	kg
18	Ca Calcium s	kg	19	Fettsaeuren als C gesamt f	kg
18	Cd Cadmium m	kg	19	Fettsaeuren als C gesamt s	kg
18	Cd Cadmium p	kg	19	Fluechtige organ. Verbindungen als C f	kg
18	Cd Cadmium s	kg	19	Fluechtige organ. Verbindungen als C s	kg
18	CF4 p	kg	19	Fluoride f	kg
18	CH3Br p	kg	19	Fluoride s	kg
18	CH4 Methan m	kg	19	Formaldehyd in Wasser f	kg
18	CH4 Methan p	kg	19	geloeste Stoffe f	kg
18	CH4 Methan s	kg	19	geloeste Stoffe s	kg
18	CN Cyanide p	kg	19	Glutaraldehyd in Wasser f	kg
18	CN Cyanide s	kg	19	Glutaraldehyd in Wasser s	kg
18	Co Cobalt m	kg	19	Ion Aluminium f	kg
18	Co Cobalt p	kg	19	Ion Aluminium s	kg
18	Co Cobalt s	kg	19	Ion Antimon Sb f	kg
18	CO Kohlenmonoxid m	kg	19	Ion Arsen f	kg
18	CO Kohlenmonoxid p	kg	19	Ion Arsen s	kg
18	CO Kohlenmonoxid s	kg	19	Ion Barium f	kg
18	CO2 Kohlendioxid m	kg	19	Ion Barium s	kg
18	CO2 Kohlendioxid p	kg	19	Ion Berillium f	kg
18	CO2 Kohlendioxid s	kg	19	Ion Blei f	kg
18	Cr Chrom m	kg	19	Ion Blei s	kg
18	Cr Chrom p	kg	19	Ion Bor f	kg
18	Cr Chrom s	kg	19	Ion Bor s	kg
18	Cu Kupfer m	kg	19	Ion Cadmium f	kg
18	Cu Kupfer p	kg	19	Ion Cadmium s	kg
18	Cu Kupfer s	kg	19	Ion Caesium f	kg
18	Cycloalkane p	kg	19	Ion Caesium s	kg
18	Dichlormethan p	kg	19	Ion Calcium f	kg
18	Dichlormonofluormethan p	kg	19	Ion Calcium s	kg
18	Essigsaeure s	kg	19	Ion Chrom-III f	kg
18	Ethan p	kg	19	Ion Chrom-III s	kg
18	Ethan s	kg	19	Ion Chrom-VI f	kg
18	Ethanol p	kg	19	Ion Chrom-VI s	kg
18	Ethanol s	kg	19	Ion Eisen f	kg
18	Ethen p	kg	19	Ion Eisen s	kg
18	Ethen s	kg	19	Ion Iod f	kg
18	Ethin s	kg	19	Ion Iod s	kg
18	Ethylbenzol p	kg	19	Ion Kalium f	kg
18	Ethylbenzol s	kg	19	Ion Kalium s	kg
18	Ethylen Dichlorid	kg	19	Ion Kobalt f	kg
18	Ethylenoxid p	kg	19	Ion Kupfer f	kg
18	Fe Eisen m	kg	19	Ion Kupfer s	kg
18	Fe Eisen p	kg	19	Ion Magnesium f	kg
18	Fe Eisen s	kg	19	Ion Magnesium s	kg
18	Formaldehyd p	kg	19	Ion Mangan f	kg
18	Formaldehyd s	kg	19	Ion Mangan s	kg
18	H 1211 Halon p	kg	19	Ion Molybdaen f	kg
18	H 1301 Halon p	kg	19	Ion Molybdaen s	kg
18	H2S Schwefelwasserstoff p	kg	19	Ion Natrium f	kg
18	H2S Schwefelwasserstoff s	kg	19	Ion Natrium s	kg
18	HCl Salzsaeure p	kg	19	Ion Nickel f	kg
18	HCl Salzsaeure s	kg	19	Ion Nickel s	kg
18	He Helium p	kg	19	Ion Quecksilber f	kg
18	He Helium s	kg	19	Ion Quecksilber s	kg
18	Heptan p	kg	19	Ion Rubidium f	kg
18	Hexachlorbenzol HCB s	kg	19	Ion Rubidium s	kg
18	Hexan p	kg	19	Ion Selen f	kg
18	HF Fluorwasserstoff p	kg	19	Ion Selen s	kg
18	HF Fluorwasserstoff s	kg	19	Ion Silber f	kg
18	Hg Quecksilber m	kg	19	Ion Silber s	kg
18	Hg Quecksilber p	kg	19	Ion Silizium f	kg
18	Hg Quecksilber s	kg	19	Ion Silizium s	kg
18	I Iod p	kg	19	Ion Strontium f	kg
18	I Iod s	kg	19	Ion Strontium s	kg
18	K Kalium p	kg	19	Ion Titan f	kg
18	K Kalium s	kg	19	Ion Vanadium f	kg
18	La Lanthan p	kg	19	Ion Vanadium s	kg
18	La Lanthan s	kg	19	Ion Wolfram f	kg
18	LT Radio. Rn222	kg	19	Ion Zink f	kg
18	Methanol s	kBq	19	Ion Zink s	kg
18	Methylenchlorid (Dichlormethan) p	kg	19	Ion Zinn f	kg

Anhang D: Software ECOINVENT

18	Mg Magnesium p	kg	19	Kohlenwasserstoffe gesamt f	kg
18	Mg Magnesium s	kg	19	Metallionen gesamt f	kg
18	Mn Mangan p	kg	19	MTBE in Wasser f	kg
18	Mn Mangan s	kg	19	MTBE in Wasser s	kg
18	Mo Molybdaen m	kg	19	Nitrate f	kg
18	Mo Molybdaen p	kg	19	Nitrate s	kg
18	Mo Molybdaen s	kg	19	Nitrite f	kg
18	MTBE p	kg	19	Nitrite s	kg
18	N2 Stickstoff p	kg	19	PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser f	kg
18	N2O Lachgas m	kg	19	PAH Polycyklische arom. KWe in Wasser s	kg
18	N2O Lachgas p	kg	19	Phenole f	kg
18	N2O Lachgas s	kg	19	Phenole s	kg
18	Na Natrium m	kg	19	Phosphate f	kg
18	Na Natrium p	kg	19	Phosphate s	kg
18	Na Natrium s	kg	19	Phosphor Verb. f	kg
18	NH3 Ammoniak p	kg	19	Phosphor Verb. s	kg
18	NH3 Ammoniak s	kg	19	Rad. Ag110m f	kBq
18	Ni Nickel m	kg	19	Rad. Aktinide f	kBq
18	Ni Nickel p	kg	19	Rad. Aktinide s	kBq
18	Ni Nickel s	kg	19	Rad. Alpha-Strahler f	kBq
18	Nitrate p	kg	19	Rad. Am241 f	kBq
18	NMVOC m	kg	19	Rad. Am241 s	kBq
18	NMVOC p	kg	19	Rad. Ba140 f	kBq
18	NMVOC s	kg	19	Rad. C14 f	kBq
18	NOx Stickoxide als NO2 m	kg	19	Rad. C14 s	kBq
18	NOx Stickoxide als NO2 p	kg	19	Rad. Cd109 f	kBq
18	NOx Stickoxide als NO2 s	kg	19	Rad. Ce141 f	kBq
18	P Phosphor m	kg	19	Rad. Ce144 f	kBq
18	P Phosphor p	kg	19	Rad. Ce144 s	kBq
18	P Phosphor s	kg	19	Rad. Cm alpha f	kBq
18	PAH Polyzyklische aromatische HC p	kg	19	Rad. Cm alpha s	kBq
18	PAH Polyzyklische aromatische HC s	kg	19	Rad. Co57 f	kBq
18	Partikel m	kg	19	Rad. Co58 f	kBq
18	Partikel p	kg	19	Rad. Co60 f	kBq
18	Partikel s	kg	19	Rad. Co60 s	kBq
18	Pb Blei m	kg	19	Rad. Cr51 f	kBq
18	Pb Blei p	kg	19	Rad. Cs134 f	kBq
18	Pb Blei s	kg	19	Rad. Cs134 s	kBq
18	Pentachlorbenzol s	kg	19	Rad. Cs136 f	kBq
18	Pentachlorphenol PCP s	kg	19	Rad. Cs137 f	kBq
18	Pentan p	kg	19	Rad. Cs137 s	kBq
18	Pentane s	kg	19	Rad. Fe59 f	kBq
18	Phenol p	kg	19	Rad. H3 f	kBq
18	Phenol s	kg	19	Rad. H3 s	kBq
18	Propan p	kg	19	Rad. I129 f	kBq
18	Propan s	kg	19	Rad. I129 s	kBq
18	Propen p	kg	19	Rad. I131 f	kBq
18	Propen s	kg	19	Rad. I133 f	kBq
18	Propionaldehyd s	kg	19	Rad. K 40 f	kBq
18	Propionsaeure s	kg	19	Rad. La140 f	kBq
18	Pt Platin m	kg	19	Rad. Mn54 f	kBq
18	R11 FCKW p	kg	19	Rad. Mn54 s	kBq
18	R113 FCKW p	kg	19	Rad. Mn55 s	kBq
18	R114 FCKW p	kg	19	Rad. Mo99 f	kBq
18	R115 FCKW p	kg	19	Rad. Na24 f	kBq
18	R12 FCKW p	kg	19	Rad. Nb95 f	kBq
18	R13 FCKW p	kg	19	Rad. Nb95 s	kBq
18	R134a FKW p	kg	19	Rad. Np237 f	kBq
18	R141b H-FKW p	kg	19	Rad. Np237 s	kBq
18	R142b H-FKW p	kg	19	Rad. Nuklidgemisch f	kBq
18	R22 FCKW p	kg	19	Rad. Pa234m f	kBq
18	Radio. Aerosole p	kBq	19	Rad. Pb 210 f	kBq
18	Radio. Ag110m p	kBq	19	Rad. Po 210 f	kBq
18	Radio. Aktinide p	kBq	19	Rad. Pu alpha f	kBq
18	Radio. Am241 p	kBq	19	Rad. Pu alpha s	kBq
18	Radio. Andere Beta p	kBq	19	Rad. Pu241 beta f	kBq
18	Radio. Ar41 p	kBq	19	Rad. Pu241 beta s	kBq
18	Radio. Ba140 p	kBq	19	Rad. Ra 224 f	kBq
18	Radio. C14 p	kBq	19	Rad. Ra 224 s	kBq
18	Radio. Ce141 p	kBq	19	Rad. Ra 226 f	kBq
18	Radio. Ce144 p	kBq	19	Rad. Ra 226 s	kBq
18	Radio. Cm alpha p	kBq	19	Rad. Ra 228 f	kBq
18	Radio. Cm242 p	kBq	19	Rad. Ra 228 s	kBq
18	Radio. Cm244 p	kBq	19	Rad. Ru103 f	kBq
18	Radio. Co57 p	kBq	19	Rad. Ru106 f	kBq
18	Radio. Co58 p	kBq	19	Rad. Ru106 s	kBq
18	Radio. Co60 p	kBq	19	Rad. Sb122 f	kBq
18	Radio. Cr51 p	kBq	19	Rad. Sb124 f	kBq

Anhang D: Software ECOINVENT

18	Radio. Cs134 p	kBq	19	Rad. Sb125 f	kBq
18	Radio. Cs137 p	kBq	19	Rad. Sb125 s	kBq
18	Radio. Edelgase p	kBq	19	Rad. Spalt- u. Aktiv. prod. f	kBq
18	Radio. Fe59 p	kBq	19	Rad. Sr89 f	kBq
18	Radio. H3 p	kBq	19	Rad. Sr90 f	kBq
18	Radio. I129 p	kBq	19	Rad. Sr90 s	kBq
18	Radio. I131 p	kBq	19	Rad. Tc99 f	kBq
18	Radio. I133 p	kBq	19	Rad. Tc99 s	kBq
18	Radio. I135 p	kBq	19	Rad. Tc99m f	kBq
18	Radio. K40 s	kBq	19	Rad. Te123m f	kBq
18	Radio. Kr85 p	kBq	19	Rad. Te132 f	kBq
18	Radio. Kr85m p	kBq	19	Rad. Th 228 f	kBq
18	Radio. Kr87 p	kBq	19	Rad. Th 228 s	kBq
18	Radio. Kr88 p	kBq	19	Rad. Th 232 f	kBq
18	Radio. Kr89 p	kBq	19	Rad. Th230 f	kBq
18	Radio. La140 p	kBq	19	Rad. Th234 f	kBq
18	Radio. Mn54 p	kBq	19	Rad. U 238 f	kBq
18	Radio. Nb95 p	kBq	19	Rad. U 238 s	kBq
18	Radio. Np237 p	kBq	19	Rad. U alpha f	kBq
18	Radio. Pa234m p	kBq	19	Rad. U alpha s	kBq
18	Radio. Pb210 p	kBq	19	Rad. U234 f	kBq
18	Radio. Pb210 s	kBq	19	Rad. U235 f	kBq
18	Radio. Pm147 p	kBq	19	Rad. Y90 f	kBq
18	Radio. Po 210 s	kBq	19	Rad. Zn65 f	kBq
18	Radio. Po210 p	kBq	19	Rad. Zr95 f	kBq
18	Radio. Pu alpha p	kBq	19	Rad. Zr95 s	kBq
18	Radio. Pu238 p	kBq	19	Sauren gesamt f	kg
18	Radio. Pu241 Beta p	kBq	19	Salze f	kg
18	Radio. Ra226 p	kBq	19	Schwebestoffe f	kg
18	Radio. Ra226 s	kBq	19	Schwefel Gesamt f	kg
18	Radio. Ra228 s	kBq	19	Schwefelwasserstoff f	kg
18	Radio. Rn220 s	kBq	19	Schwefelwasserstoff s	kg
18	Radio. Rn222 p	kBq	19	Stickstoff Gesamt f	kg
18	Radio. Rn222 s	kBq	19	Stickstoff Gesamt s	kg
18	Radio. Ru103 p	kBq	19	Stickstoff organ. gebund. f	kg
18	Radio. Ru106 p	kBq	19	Stickstoff organ. gebund. s	kg
18	Radio. Sb124 p	kBq	19	Styrol in Wasser f	kg
18	Radio. Sb125 p	kBq	19	Sulfate f	kg
18	Radio. Sr89 p	kBq	19	Sulfate s	kg
18	Radio. Sr90 p	kBq	19	Sulfide f	kg
18	Radio. Tc99 p	kBq	19	Sulfide s	kg
18	Radio. Te123m p	kBq	19	Sulfite f	kg
18	Radio. Th228 s	kBq	19	TOC f	kg
18	Radio. Th230 p	kBq	19	TOC s	kg
18	Radio. Th232 s	kBq	19	Toluol in Wasser f	kg
18	Radio. Th234 p	kBq	19	Toluol in Wasser s	kg
18	Radio. U alpha p	kBq	19	Tributylzinn TBT f	kg
18	Radio. U234 p	kBq	19	Tributylzinn TBT s	kg
18	Radio. U235 p	kBq	19	Triethylen-Glykol f	kg
18	Radio. U238 p	kBq	19	Triethylen-Glykol s	kg
18	Radio. U238 s	kBq	19	Ungeloeste Stoffe f	kg
18	Radio. Xe131m p	kBq	19	Ungeloeste Stoffe s	kg
18	Radio. Xe133 p	kBq	19	Vinyl Chlorid in Wasser f	kg
18	Radio. Xe133m p	kBq	19	Xylol in Wasser f	kg
18	Radio. Xe135 p	kBq	19	Xylol in Wasser s	kg
18	Radio. Xe135m p	kBq	20	Abwaerme in Boden p	TJ
18	Radio. Xe137 p	kBq	20	Al in Boden	kg
18	Radio. Xe138 p	kBq	20	As in Boden	kg
18	Radio. Zn65 p	kBq	20	C in Boden	kg
18	Radio. Zr95 p	kBq	20	Ca in Boden	kg
18	Sb Antimon p	kg	20	Cd in Boden	kg
18	Sb Antimon s	kg	20	Co in Boden	kg
18	Sc Scandium p	kg	20	Cr in Boden	kg
18	Sc Scandium s	kg	20	Cu in Boden	kg
18	Se Selen m	kg	20	Fe in Boden	kg
18	Se Selen p	kg	20	Hg in Boden	kg
18	Se Selen s	kg	20	Mn in Boden	kg
18	SF6 p	kg	20	N in Boden	kg
18	Si Silizium m	kg	20	Ni in Boden	kg
18	Si Silizium p	kg	20	Oel biol. p	kg
18	Si Silizium s	kg	20	Oel p	kg
18	Sn Zinn p	kg	20	P in Boden	kg
18	Sn Zinn s	kg	20	Pb in Boden	kg
18	SOx als SO2 m	kg	20	S in Boden	kg
18	SOx als SO2 p	kg	20	Sn in Boden	kg
18	SOx als SO2 s	kg	20	Zn in Boden	kg

Tab. D.8: Liste der in diesem Projekt verwendeten Module der Biosphäre



Anhang E

Fernwärmenetz

Überarbeitung 1996:

Rolf Frischknecht

Bearbeitung

Ivo Knoepfel

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Vorwort/Verdankungen

Ein besonderer Dank geht an Dr. Herzog des Verbandes Schweizerischer Fernwärmeerzeuger & -verteiler, der Angaben zum Materialeinsatz und zu den Wärmeverlusten in Schweizer Fernwärmenetzen geliefert hat.

Zusammenfassung

In diesem Anhang wird die Verteilung von Fernwärme beschrieben. Es werden vier für die Schweiz typische Fernwärmenetze bilanziert.

Die Wärmeproduktion wird nicht mitbilanziert. Die Situation schwankt zu stark von Fernwärmenetz zu Fernwärmenetz, dass eine durchschnittliche Angabe inklusive Wärmeproduktion möglich wäre. Der Benutzer der Daten sollte sich beim lokalen Fernwärmebetreiber über die eingesetzten Brennstoffe und Anlagen der Wärmeproduktion erkundigen und selber eine Anbindung and das Modul Fernwärmenetz vornehmen.

Eine Nachbilanzierung im Rahmen der Überarbeitung hat nicht stattgefunden.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	ii
1. Übersicht.....	1
2. Energieverbrauch und Verluste.....	1
3. Materialeinsatz, Bauaufwand, Abfälle.....	2
4. Flächenbeanspruchung.....	3
5. Berücksichtigung der Wärmeproduktion.....	3
6. Zusammenfassung der Eingabedaten.....	4
Anhang 1.....	5
Literaturverzeichnis.....	6

Abkürzungsverzeichnis

HW	Heisswasser
WW	Warmwasser
HD-PE	Polyethylen "high density"
PUR	Polyurethan
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage

1. Übersicht

In diesem Basisdatenmodul werden Versorgungssysteme für Fernwärme beschrieben. Ausgehend von Angaben für 7 schweizerische Fernwärmenetze (Basel, Lausanne, Bern, Genf, Zürich, Horgen und Liestal) werden typische Fernwärmemodule zusammengestellt:

- Transport Fernwärme grossräumig HW (Heisswasser)
- Transport Fernwärme grossräumig WW (Warmwasser)
- Transport Fernwärme kleinräumig alt
- Transport Fernwärme kleinräumig neu

Damit wird das typische Spektrum der Fernwärmesysteme abgedeckt. Angaben aus diesem Basismodul können auch für die Beschreibung anderer Netze verwendet werden, wenn keine genaueren Angaben vorliegen.

Die Systemgrenze dieses Basismoduls beginnt nach dem Heizwerk (schliesst aber Netzpumpen ein) und endet nach der Haus-Uebergabestation.

2. Energieverbrauch und Verluste

In der Schweiz sind die wichtigsten Fernwärmenetz-Betreiber im Verband Schweizerischer Fernwärmeerzeuger und -verteiler (VSF) organisiert. In den Städten Basel, Zürich, Lausanne, Bern, Olten und Genf sind grössere Netze installiert mit über 400 TJ verkaufter Wärme pro Jahr und Netz. Wärmeerzeuger sind Kehrlichtverbrennungsanlagen, fossilbetriebene Heizkraft-, Heiz- und Kernkraftwerke.

Als Wärmeträger werden Heisswasser (Vorlauftemperaturen bis 180 °C) und Warmwasser (Vorlauftemperaturen bis 120 °C) eingesetzt. In den letzten Jahren ist eine deutliche Tendenz in Richtung Warmwasser erkennbar. Gründe hierfür sind <BEW 1980>:

- weniger Wärmeverluste
- Verwendungsmöglichkeit von Kunststoffmantelrohren
- grössere Elektrizitätsproduktion bei Wärme-Kraft-Kopplung.

Wärmeverluste und Messdifferenzen lassen sich aus der Differenz zwischen der ins Netz eingespiessenen Wärme und der verkauften Wärme berechnen. In Tab. E.1 sind über vier Jahre gemittelte Werte für die hier untersuchten Fernwärmenetze angegeben.

Der Einfluss allfälliger Messfehler ist schwierig abzuschätzen. Die Messung bei der Einspeisung ist technisch relativ genau und die beim Verkauf ist vermutlich aus wirtschaftlichen Gründen relativ genau. Wir vernachlässigen im folgenden die systematischen Messdifferenzen und erhalten somit Wärmeverluste im Bereich zwischen 7 und 15% für grosse Netze (typischer Wert 10%) und zwischen 3 und 12% für kleine Netze bezogen auf die eingespiessene Wärme (Tab. E.2). Diese Werte stimmen gut mit Angaben in der Literatur überein <EGES 1987> <Jensch 1988> <Fichtner 1986>.

In der Haus-Uebergabestation werden Wärmetauscher mit einem Wirkungsgrad der Wärmeübergabe von rund 93% eingesetzt, der zusätzlich berücksichtigt werden muss (stimmt gut mit Angaben in der Literatur überein, z.B. <Fritsche et al. 1989>).

Zwischenpumpstationen im Netz sind nicht gebräuchlich <VSF 1992>. Die gesamte Antriebsenergie wird von den elektrischen Pumpen in den Heizwerken geliefert. Gestützt auf Angaben von <VSF 1992>, <Jensch 1988> und <Fritsche et al. 1989> wird für Heisswassernetze und kleine Fernwärmenetze ein Stromverbrauch von 0.01 TJe und für Warmwassernetze ein Stromverbrauch von 0.02 TJe pro TJ verkaufte Wärme eingesetzt.

	Wärme- einspeisung ins Netz (gerundet) TJ/a	Wärmeverluste +Mess- differenzen (gerundet) TJ/a	%	Verkaufte Wärme 1988-1991 TJ/a	Strom- produktion 1988-1991 *) TJ/a
IWB Basel	3050	350	11	2700	60
SI Lausanne	1150	100	9	1050	25
GWB Bern	1000	150	15	850	25
SI Geneve	500	55	11	450	-
ATAL/ETH Zürich	750	50	7	700	-
Gemeinde Horgen	165	5	3	160	-
Verbund Liestal	100	10	12	90	-

*) Wärmeproduktion z.T. mit Heizkraftwerken

Tab. E.1: Wärme- und Stromproduktion untersuchter Fernwärmelieferanten <VSF v.Jgg.> <Unichal 1985> <VSF 1992>

	Spezifische Wärmeverluste TJ/TJ verk
IWB Basel	0.13
SI Lausanne	0.10
GWB Bern	0.18
SI Geneve	0.12
ATAL/ETH Zürich	0.07
Gemeinde Horgen	0.03
Verbund Liestal	0.11

Tab. E.2: Spezifische Wärmeverluste für die untersuchten Fernwärmenetze. Quellen: Tab. E1 und Annahmen im Text. Die Angaben beziehen sich auf den netzseitigen Teil der Haus-Uebergabestation und müssen mit dem Faktor 1/0.93=1.08 multipliziert werden um Werte frei Hausverteilung zu ergeben.

3. Materialeinsatz, Bauaufwand, Abfälle

In der Schweiz sind entweder die älteren Betonkanal-Rohre oder die neueren Kunststoffverbundmantel-Rohre in Betrieb. Beim Betonkanal-System werden die beiden Rohre (Vor- und Rücklauf) in Beton-Schächten geführt. Die Rohre sind meistens mit Glas- und Mineralwolle isoliert <VSF 1992>. Diese Systeme wurden in Zusammenhang mit dem Wärmeträger Heisswasser eingeführt und weisen z.T. beachtliche Rohrdurchmesser auf.

Die Kunststoffmantelrohrtechnik wird seit fast 20 Jahren, v.a. in Zusammenhang mit dem Wärmeträger Warmwasser eingesetzt. Die Wärmeträger-Rohre sind mit PUR-Hartschaum isoliert und nach aussen durch PE-Mantelrohre geschützt. Vorteile sind v.a. die schachtlose Verlegung und die Flachverlegung mit geringer Ueberdeckungshöhe. Aus der technischen Literatur ist in Tab. E.3 der spezifische Materialeinsatz für typische Rohrbauweisen zusammengestellt.

		Kunststoff- verbund- mantelrohr DN 200	Kunststoff- verbund- mantelrohr DN 100	Betonkanal DN 300	Betonkanal DN 100
Stahlrohr St 37-2	t/km	80	20	130	20
PUR-Hartschaum	t/km	4	1.5		
PE-Mantelrohr	t/km	15	7		
Glas-/Mineralwolle	t/km			10	2
Beton	t/km			1500	500
Aushub	Profil mXm	1.8 X 1.4	1.0 X 0.8	2.0 X 1.8	1.0 X 1.2
	m ³ /km	2500	800	3600	1200
Erdreich in Deponie	t/km	300	80	2500	800

Tab. E.3: Materialeinsatz und Bauaufwand für Fernwärmeleitungen (bezieht sich auf Trasslänge = Vor- und Rücklaufrohr).
Quellen: <VSF 1992> <Winkens 1991> <Thunström 1982> und eigene Hochrechnung.

Die verschiedenen Komponenten des Fernwärmenetzes müssen von der Produktionsstätte bis zum Betriebsort transportiert werden. Es werden die Standard-Transportdistanzen für verschiedene Basismaterialien eingesetzt: für Stahl 600 km Bahn und 50 km LKW, für Beton 20 km LKW, für Aushub und Abfälle in Deponie 20 km.

Annahmen in Bezug auf das Downstream-Schicksal des eingesetzten Materials sind in Tab. E4 zusammengefasst.

	Schicksal
Stahlrohr	80% Downcycling, 20% bleiben im Boden
PUR-Hartschaum	60% KVA, 40% bleiben im Boden
PE-Mantelrohr	80% Downcycling, 20% bleiben im Boden
Mineralwolle	80% Deponie, 20% bleiben im Boden
Beton	80% Deponie, 20% bleiben im Boden

Tab. E.4: Annahmen in Bezug auf das Downstream-Schicksal des eingesetzten Materials

4. Flächenbeanspruchung

Der Flächenbedarf ist vor allem während der Bauphase von Bedeutung. Da es sich in den meisten Fällen um schon besiedelte (meist städtische) Flächen handelt, wird die Flächenbeanspruchung im folgenden nicht aufgeführt (siehe auch Teil III Methodik).

5. Berücksichtigung der Wärmeproduktion

Die Wärmeproduktion ist nicht Bestandteil dieses Moduls. Die Situation schwankt zu stark von Fernwärmenetz zu Fernwärmenetz, dass eine durchschnittliche Angabe inklusive Wärmeproduktion möglich wäre. Der Benutzer der Daten sollte sich beim lokalen Fernwärmebetreiber über die eingesetzten Brennstoffe und Anlagen der Wärmeproduktion erkundigen und selber eine Anbindung and das Modul Fernwärmenetz vornehmen.

In der Schweiz wird Wärme aus Kernkraftwerken und aus Kehrlichtverbrennungsanlagen ausgekoppelt oder in fossilbefeuerten Heiz- und Heizkraftwerken produziert. <VSF v.Jgg.> gibt die Aufschlüsselung für den Brennstoffeinsatz in verschiedenen Fernwärmenetzen an. Angaben für die 7 untersuchten Netze sind in Tab. E5 zusammengefasst.

In diesem Projekt wird die ausgekoppelte Wärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen als Nebenprodukt der jeweiligen Anlage bezeichnet (siehe auch Teil III Methodik) und wird deshalb nicht mit Vorleistungen belastet.

Für die Wärmeproduktion in Heiz- und Heizkraftwerken können in erster Näherung die Werte der öl- oder gasbefeuerten Industriefeuernngen von Teil IV, V und VI eingesetzt werden. Gemäss <VSF 1992> sind die im Einsatz stehenden Heizkraftwerke in der Schweiz Dampfturbinen-Kraftwerke.

Typische elektrische Nutzungsgrade liegen im Bereich zwischen 25 und 35 % mit Stromkennzahlen zwischen 0.4 und 0.7, gemäss <Fritsche et al. 1989>.

Zur Berücksichtigung der kombinierten Produktion von Wärme und Strom in den Heizkraftwerken können die üblichen Allokationskriterien aufgrund von Energie, Exergie, Preis u.a. benützt werden (siehe auch Teil III Methodik).

	Kohle %	Heizöl EL %	Erdgas %	Auskopplung KVA %
IWB Basel		19	43	38
SI Lausanne			1	99
GWB Bern	6	8	5	81
SI Geneve		5	95	
ATAL/ETH Zürich		15	15	70
Gemeinde Horgen		21	12	67
Verbund Liestal		12	88	

Tab. E.5: Brennstoffeinsatz in 7 untersuchten Fernwärmenetzen gemäss <VSF v.Jgg.> für das Jahr 1991.

6. Zusammenfassung der Eingabedaten

Im Anhang ist der gesamte Materialeinsatz und Bauaufwand für die untersuchten Fernwärmenetze zusammengestellt. Angaben über Trasselängen (inklusive Hauszuleitungen) und den Anteil Betonkanal- und Kunststoffverbund-Mantelrohre stammen von <VSF 1992>. Es wurden jeweils 30% Rohre mit grösserem Durchmesser (DN 300/200) und 70% mit kleinerem Durchmesser (DN 100) angenommen. Es wurde ausserdem eine Lebensdauer aller Komponenten im Verteilnetz von rund 30 Jahren vorausgesetzt, die mit Angaben von <Brachetti 1990> und <Fritsche et al. 1989> übereinstimmt.

Aufgrund der untersuchten Fernwärmenetze werden in der folgenden Tab. E6 Angaben für typische Fernwärmemodule zusammengefasst:

- Transport Fernwärme grossräumig HW (Heisswasser)
- Transport Fernwärme grossräumig WW (Warmwasser)
- Transport Fernwärme kleinräumig alt
- Transport Fernwärme kleinräumig neu

Die Werte von Tab. E.6 stimmen gut mit Literatur-Angaben überein. <Fritsche et al. 1989> geben z.B. einen Stahlverbrauch von rund 100 kg pro TJ abgesetzte Wärme an.

	Einheit	Transport Fernwärme grossräumig HW	Transport Fernwärme grossräumig WW	Transport Fernwärme kleinräumig alt	Transport Fernwärme kleinräumig neu
Bezugs-Outputgrösse:					
Wärme nach Haus-Uebergabestation	TJ	1	1	1	1
Strom Hochspannung - Bezug in CH	TJ	0.01	0.02	0.01	0.01
Infrastruktur:					
Stahl unlegiert	kg	100	60	100	60
PUR-Hartschaum	kg	1	2	0.4	3
HD-PE	kg	3	8	2	15
Glaswolle	kg	7	3	7	
Beton	kg	1300	600	1300	
Versch. Materialien in Inertstoffdeponie	kg	1330	620	1330	20
PUR in KVA	kg	0.6	1.2	0.2	1.8
Aushub Frontladerraupe	m ³	4	2	3	2
Transport LKW 28 t Brutto	tkm	50	20	50	4
Transport Schiene	tkm	60	40	60	40
Abwärme in Luft	TJ	0.01	0.02	0.01	0.01
Abwärme in Boden	TJ	0.10	0.10	0.12	0.06

Tab. E.6: Übersicht über die Eingabedaten der Basismodule für Fernwärmenetze. Wärmeproduktion nicht berücksichtigt.

Anhang 1

	Anlagentyp	Wärme- bezüger	Wärmeträger	Betonkanal	Kunststoff- verbund- mantelrohr	Stahlrohr	PUR- Hartschau- m
				km Trasse	km Trasse	kg/TJ	kg/TJ
IWB Basel	Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Heisswasser	155	10	106	0.3
SI Lausanne	Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Heisswasser	50	20	108	1.4
GWB Bern	Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Heiss- /Warmwasser	33		69	
SI Geneve	Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Warmwasser		16	45	2.7
ATAL/ET H Zürich	Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Heisswasser	27		68	
Gemeinde Horgen	klein- Fernwärme	HH, Gew./Ind.	Warmwasser		7	55	3.3
Verbund Liestal	klein- Fernwärme	Gew./Ind.	Warmwasser	4.5	0.5	95	0.4

Tab. E.7: Materialverbrauch und Bauarbeiten für einige Schweizer Fernwärmenetze bezogen auf die verkaufte Wärmemenge. Die Angaben beziehen sich auf den netzseitigen Teil der Haus-Uebergabestation und müssen mit dem Faktor $1/0.93=1.08$ multipliziert werden um Werte frei Hausverteilung zu ergeben. Quellen: <VSF 1992>, Tabellen im Text, eigene Hochrechnung.

	PE- Mantelrohr	Glas- /Mineralwolle	Beton	Aushub	Erdreich
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	1000m ³ /TJ	t/TJ
IWB Basel	1.2	8.4	1530.9	3.8	2.51
SI Lausanne	6.0	7.0	1269.8	3.8	2.16
GWB Bern		5.7	1035.3	2.5	1.68
SI Geneve	11.1			1.5	0.18
ATAL/ET H Zürich		5.7	1028.6	2.4	1.67
Gemeinde Horgen	13.7			1.9	0.22
Verbund Liestal	1.7	7.3	1333.3	3.4	2.19

Tab. E.7: Fortsetzung

Literaturverzeichnis

- BEW 1980 Eidg. Fachkommission für die Fernwärmeversorgung: "Fernwärmeversorgung", Schriftenreihe des Bundesamtes für Energiewirtschaft Nr. 5, Bern 1980
- Brachetti 1990 H.E. Brachetti, "Einfluss der Europanormen EN 253/254 auf die Technik der Kunststoff-Mantelrohre", Fernwärme international 19(1990) Nr. 1, S. 28-30
- EGES 1987 Expertengruppe Energieszenarien, "Wärme-Kraft-Kopplung - Grunddaten zur Technologie von Blockheizkraftwerken und Heizkraftwerken für ausgewählte Versorgungsgebiete", EGES-Schriftenreihe Nr. 9, Bern 1987
- Fichtner 1986 Fichtner Beratende Ingenieure, "Schadstoffbewertung der Heizsysteme", Oertliche und regionale Energieversorgungskonzepte, Bd. 10, Bonn 1986
- FWI 1987 Jahrbuch Fernwärme international, Generalberichte über den "Unichal Congress '87 Berlin", 1987
- Jensch 1988 W. Jensch, "Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung", Inst. für Energiewirtschaft IfE Schriftenreihe, Heft 22, TU München, München 1988
- Thunström 1982 B. Thunström, "Betriebssicherheit - Schadensstatik aus internationaler Sicht", in E. Steinmetz (Hrsg.): "Erdverlegte Fernwärmeleitungen", Haus der Technik-Vortragsveröffentlichungen, Vulkan, Essen 1982
- VSF 1992 Persönliche Mitteilung, Hr. Herzog, Verband Schweizerischer Fernwärmeerzeuger & -verteiler, 16. Nov. 1992
- VSF v.Jgg. Statistik des Verbandes Schweizerischer Fernwärmeerzeuger & -verteiler, verschiedene Jahrgänge
- Winkens 1991 H.P. Winkens, "Kunststoffmantelrohrtechnik in der Fernwärmeversorgung: Entwicklung, Stand, Probleme", BWK 43(1991) Nr. 6, S. 303-309



Anhang F

Entsorgungsprozesse

Überarbeitung 1996

Gabor Doka

Bearbeitung

Martin Ménard

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL-geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Die Daten in diesem Anhang sind nur als elementbasierte Grobbilanzen zu verstehen und wurden in erster Linie für die Anwendung innerhalb dieses Projektes erarbeitet. Die Verwendung für andere - insbesondere abfallspezifische Fragestellungen - ist nur bedingt möglich.

Zusammenfassung

Die Entsorgungsprozesse für die rund 50 in den Energieprozessketten anfallenden Abfälle werden bilanziert:

- Kehrichtverbrennung (inkl. Deponierung der Reststoffe und Schlacken)
- Reaktordeponie (inkl. Sickerwasserbehandlung)
- Reststoffdeponie
- Sonderabfallverbrennung
- Landfarming

Für die Inertstoffdeponie wird nur die Infrastruktur bilanziert (Einige Sonderabfälle werden zudem im Inventar ausgewiesen, aber deren Auswirkungen sind nicht bilanziert). Einige Entsorgungsprozesse werden zudem in den entsprechenden Energiesystemen bilanziert (z.B. Rauchgasreinigung, Kohleberge, Fabrikabwasserbehandlungen).

Im Vergleich zur ersten Auflage wurden die direkten Emissionen der Deponien berücksichtigt. Das Konzept der Langzeitemissionen ins Wasser (*long term*; LT) wurde eingeführt. Neu sind ebenfalls Metallemissionen in den Boden bilanziert, welche aus der Klärschlamm Entsorgung in der Landwirtschaft und dem neu bilanzierten Landfarming stammen.

Aufgrund von Angaben von durchschnittlichem Abfall und Plausibilitätsbetrachtungen werden aus Zusammensetzung und weiteren Eigenschaften des bilanzierten Abfalls die abfallspezifischen Auswirkungen ermittelt. Bei den Deponien werden generell die totalen Emissionspotentiale ins Sickerwasser basierend auf Availability-Tests bilanziert. Diese sind jedoch getrennt in Emissionen der überwachten Phase der Deponie und langfristigen Emissionen ausgewiesen.

Die Resultate für die Entsorgungssysteme zeigen, dass – je nach Zusammensetzung und anderen Abfalleigenschaften – die Infrastruktur, die Transporte und Betriebsstoffe gegenüber den direkten Emissionen mehr oder weniger wichtig, jedoch durchwegs nicht vernachlässigbar sind.

Der Einbezug der Entsorgungsprozesse in die Inventare kann auf der Ebene von einzelnen Basismaterialien bei vielen Umwelteinwirkungen wichtige Erhöhungen bewirken. Bei den Inventaren von Energiesystemen werden oft wesentliche Erhöhungen bei den Wasserbelastungen gefunden. Als einzige Verursacher von den zusätzlich in das Inventar eingeführten Schwermetallemissionen in den Boden, sind hier die Entsorgungssysteme zu 100% verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	iii
Abkürzungsverzeichnis / Glossar	vi
1. Einleitung	1
1.1 Vorgehen in der ersten Auflage der Ökoinventare	1
1.2 Was ändert sich für die zweite Auflage?	1
1.3 Allgemeines	2
1.3.1 Abfallspezifität	2
1.3.2 Funktionale Einheit	2
1.3.3 Kurzfristige und langfristige Emissionen	2
1.3.4 Struktur dieses Anhangs	3
2. Abfälle in Kehrrichtverbrennungsanlage (KVA)	4
2.1 Grundlagen	4
2.1.1 Technologiestand	5
2.1.2 Weitergehende Rauchgasreinigung der KVA (WRR)	5
2.1.3 Weitere Betriebsstoffe	6
2.1.4 Reststoffdeponie	7
2.1.5 Schlackenkompartiment	7
2.1.6 Transport der Abfälle zur KVA	9
2.1.7 Datenstruktur	9
2.2 "Al in KVA"	9
2.3 "Energiesparlampe in KVA"	10
2.4 "F in KVA"	10
2.5 "Gluehlampe in KVA"	10
2.6 "Holz unbehandelt in KVA"	11
2.7 "Holzasche gemischt in KVA"	11
2.8 "Holzmasten in KVA"	11
2.9 "Karton", "PE", "PVC" und "PS in KVA"	13
2.10 "Kunststoffe in KVA"	13
2.11 "Propylenglykol in KVA"	13
2.12 "Siedlungsabfall in KVA" / "Bitumen in KVA"	13
2.13 "Stahl in KVA"	14
2.14 Eingabedaten	14
2.15 Datenqualität	14
2.16 Resultate	14
2.16.1 Entsorgung von Kunststoffen in der KVA	15
2.16.2 Entsorgung einer Stromsparlampe in der KVA	16
3. Abfälle in Reststoffdeponie	17
3.1 Grundlagen	17
3.1.1 Produktspezifische Auswirkungen	17
3.1.2 Prozessspezifische Aufwendungen	17
3.2 "Abfaelle in Reststoffdeponie"	18
3.3 "Bausperrgut in Reststoffdeponie"	18
3.4 "Bohrabfall in Reststoffdeponie"	19
3.5 "PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie"	19
3.6 "Rueckstand Entkarbonisierung in Reststoffdeponie"	19
3.7 Resultate	19
4. Abfälle in Reaktordeponie	20
4.1 Grundlagen	20
4.1.1 Abbaubarkeit	21
4.1.2 Prozessspezifische Aufwendungen	22
4.1.3 Transport	23
4.2 "Abfaelle in Reaktordeponie"	23
4.3 "Asphalt in Reaktordeponie"	23

4.4	"Bitumen in Reaktordeponie"	23
4.5	"Holz in Reaktordeponie"	23
4.6	"Kunststoffe in Reaktordeponie"	24
4.7	"Kupferabsorber in Reaktordeponie"	24
4.8	"Raffinereschlamm in Reaktordeponie"	24
4.9	"Rueckstaende Kraftwerksreinigung in Reaktordeponie"	24
4.10	"Schlamm in Reaktordeponie"	24
4.11	Datenqualität	24
4.12	Resultate	25
4.12.1	Holz in Reaktordeponie	25
5.	Abfälle in Inertstoffdeponie	27
5.1	Datenqualität	27
5.2	Resultate	28
6.	Abfälle in Sonderabfallverbrennung	29
6.1	Übersicht	29
6.2	Wahl der bilanzierten Anlage	29
6.3	Verfahrenstechnischer Aufbau	29
6.4	Transferkoeffizienten	30
6.5	Abfallspezifische Bewertungsschritte	31
6.6	Zusammensetzung der Sonderabfälle	34
6.7	Eingabedaten	35
6.8	Beurteilung der Datenqualität	37
6.9	Auswertung der Resultate	37
7.	Weitere Sonderabfälle	39
7.1	Landfarming-Prozesse	39
7.1.1	"Bohrabfall in Landfarming"	39
7.1.2	"Raffinereschlamm in Landfarming"	39
7.2	"Elektronikabfaelle"	40
7.3	Weitere Abfälle	40
8.	Spezielle abfallbezogene Datenmodule	41
8.1	"Deponierte Flugasche"	41
9.	Schlussbemerkung	42
Anhang 3	Zusammensetzungen der bilanzierten Abfälle	43
Anhang 4	Eingabedaten KVA	46
Anhang 5	Eingabedaten Reststoffdeponie	50
Anhang 6	Eingabedaten Reaktordeponie	51
Anhang 7	Eingabedaten SAVA	52
Anhang 8	Eingabedaten Landfarming	53
Literatur	54	

Abkürzungsverzeichnis / Glossar

a	Aschegehalt des Abfalls (hier verstanden als die Bestandteile, welche in der KVA als Feststoffe anfallen)
ABA	Abwasserbehandlungsanlage der KVA (Ursprung des ABA-Schlammes = Rückstand aus KVA)
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
COD	<i>chemical oxygen demand</i> , Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)
EFA	Elektrofilterasche der KVA
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
KA	Kesselasche der KVA
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LRV	Luftreinhalteverordnung
LT	<i>long term</i> , Präfix bei Datenmodulen, welche langfristige Emissionen aus Deponien enthalten = Sickerwasseremissionen nach der überwachten Phase der Deponie.
Produkt	In diesem Anhang: Abfall, der in die Entsorgung gelangt. Eigentlich ist der Abfall ein Edukt des Entsorgungsprozesses, aber die Bezeichnung als "Produkt" ist konsistent mit dem Sprachgebrauch in <ESU 1996> und mit der Vorstellung von Produktökobilanzen (Herstellung, Gebrauch und Entsorgung eines Produktes).
produktspezifisch	abfallspezifisch, d.h. von der Abfall-Identität abhängige Auswirkungen
Prozess	In diesem Anhang: Entsorgungsprozess
prozessspezifisch	Aufwendungen, die pauschal pro Kilogramm Abfall i.e. unabhängig von der Zusammensetzung des Abfalls verbucht werden.
überwachte Phase	Die Zeit, während der eine Deponie kontrolliert wird und ggf. die gefassten Sickerwässer einer ARA zugeführt werden. Die überwachten Phasen der verschiedenen Deponietypen sind unterschiedlich.
SAVA	Sonderabfallverbrennungsanlage
TOC	<i>total organic carbon</i> , Gesamte Kohlenwasserstoff-Emissionen (in Wasser)
NMVOC	<i>non-methane volatile organic compounds</i>
TMT	Trimercapto-S-Triazin ($\text{Na}_3\text{C}_3\text{N}_3\text{S}_3$); ein in der WRR der KVA eingesetztes Schwermetallfällungsmittel
TVA	Technische Verordnung über Abfälle
WRR	Weitergehende Rauchgasreinigung in der KVA

1. Einleitung

1.1 Vorgehen in der ersten Auflage der Ökoinventare

In der ersten Auflage der Ökoinventare wurden die Teilsysteme KVA, SAVA, Reaktor-, Reststoff- und Inertstoffdeponie betrachtet. Mangels Daten konnten aber bei den Deponien nur die Infrastrukturaufwendungen pro Kilogramm Deponiegut bilanziert werden. Die chemische Identität der deponierten Abfälle wurde nicht betrachtet und auch nicht erhoben. Sonderabfallbehandlungen wurden nicht betrachtet.

Bei den Verbrennungsprozessen wurden die Stoffflüsse in limitiertem Umfang berücksichtigt. In der KVA wurden mittels durchschnittlicher Transferkoeffizienten die Verteilung von neun chemischen Elementen berücksichtigt. In der SAVA wurden 17 Elemente sowie Wassergehalt und Heizwert berücksichtigt. Für die Verbrennungsprozesse wurden die entsprechenden chemischen Zusammensetzungen der verbrannten Abfälle erhoben und berücksichtigt.

1.2 Was ändert sich für die zweite Auflage?

Die Bilanzierung der Entsorgungsprozesse wird für die vorliegende zweite Auflage in weiten Teilen neu erstellt. Die bestehenden Teilsysteme KVA, Reaktordeponie und Reststoffdeponie werden gemäss der Studie <ESU 1996> von Grund auf neu betrachtet. Als wichtigste Änderung darf die Berücksichtigung der spezifischen Zusammensetzung der Abfälle in den Deponien betrachtet werden. Zur Ermittlung der Deponieauswirkungen werden durchschnittliche Transferkoeffizienten für 12 Elemente aus Berechnungen und Availability-Tests herangezogen. Für die Bilanzierung der Abfälle in der Reaktordeponie muss neben der Zusammensetzung auch die Abbaubarkeit bekannt sein.

Für die KVA wurde in <ESU 1996> ein Plausibilitätsmodell erarbeitet, welches ermöglicht, statt den bei der KVA bisher verwendeten *durchschnittlichen* Transferkoeffizienten, diese *abfall-spezifisch* zu berechnen. Die Produktespezifität erstreckt sich auch auf die Sekundärprozesse der Reststoff- und Schlackendeponierung (i.e. die Zusammensetzung der aus der KVA stammenden Deponiegüter wird bei der Bilanzierung der Deponien ebenfalls abfallspezifisch berücksichtigt). In der KVA werden 28 chemische Elemente berücksichtigt; bei den Deponien zwölf.

Die Sonderabfallbehandlungen SAVA und Inertstoffdeponie werden unverändert belassen. Neu werden aber Landfarming-Prozesse inventarisiert (siehe z.B. Teil IV.9.9 Raffinerieabfälle). Die diversen Sonderabfallbehandlungen konnten nicht eingehender behandelt werden (z.B. Sonderabfälle).

	Infrastruktur	direkte Emissionen
KVA	÷	÷
Deponien		
Reststoffdeponie	÷	÷
Reaktordeponie	÷	÷
Inertstoffdeponie	÷	-
Sonderabfälle		
SAVA	÷	÷
Landfarming	÷	÷
Weitere	-	-

Tab. F 1.1: Berücksichtigte Beiträge für das vorliegende Ökoinventar von Abfallentsorgungsprozessen (- = nicht berücksichtigt)

1.3 Allgemeines

Die vorliegenden Arbeiten stützen sich auf die in der Datenbank ECOINVENT enthaltenen Informationen bzw. den begleitenden Publikationen. Massgebend für die Aktualisierung der Entsorgungsprozesse ist der Bericht <ESU 1996>, worin viele Aspekte der Entsorgung ausführlich behandelt werden.

1.3.1 Abfallspezifizität

Es ist nötig, die Abfallzusammensetzungen der verschiedenen Abfälle zu kennen, um sie abfallspezifisch bilanzieren zu können. In der ersten Auflage der Ökoinventare wurde die Zusammensetzung in den Deponien nicht berücksichtigt (i.e. die Module "Kunststoffe in Reaktor-deponie" oder "Holz in Reaktordeponie" waren z.B. identisch). Daher wurden in vielen Teilen der Ökoinventare keine Unterscheidungen der verschiedenen Abfälle gemacht und vielerorts das "allgemeine" Modul "Abfälle in ...deponie" bezogen. Die Zusammensetzungen der verschiedenen Abfälle konnten für die Aktualisierung nur dann berücksichtigt werden, wenn sie in den Berichtteilen der verursachenden Systeme bereits genügend genau recherchiert und getrennt ausgewiesen wurden. Bei stark prozessabhängigen Abfallzusammensetzungen (z.B. Raffinerie-schlamm, Photovoltaik-Zellenabfälle) war dies unentbehrlicher als bei allgemeineren Abfällen (z.B. Holz, Asphalt).

1.3.2 Funktionale Einheit

Alle Abfälle werden mit der Bezugsgrösse 'Kilogramm' bilanziert. Dies gilt auch für die Module "Glüh-" und "Energiesparlampe in KVA", die sich also nicht auf ein Stück beziehen. Die für die Berechnungen verwendeten Zusammensetzungen werden aus algorithmischen Gründen ggf. auf 100% korrigiert und können daher leichte Abweichungen von den Originalangaben und Literaturquellen aufweisen. Die verwendeten Zusammensetzungen sind am Ende dieses Anhangs aufgelistet.

1.3.3 Kurzfristige und langfristige Emissionen

Die zeitliche Struktur der Auswirkungen aus Entsorgungsprozessen ist sehr heterogen. Bei der Kehrrechtverbrennung entstehen beispielsweise aus einem Abfall direkt (kurzfristige) Luftemissionen. Die bei der Verbrennung entstehenden Reststoffe und Schlacken werden nachfolgend deponiert. Aus den Deponien werden über längere Zeiträume Schadstoffe freigesetzt. Theoretisch können diese "langsamen Emissionen" über Zeiträume von Jahrtausenden auftreten. Um kurzfristige Emissionen von langfristigen Emissionen unterscheiden zu können, wurde in <ESU 1996> das Konzept der Langzeitemissionen eingeführt. Langzeitemissionen werden mit einem Präfix "LT" für *long term* bezeichnet und separat ausgewiesen. Diese können optional von der Berechnung ausgeschlossen werden. **Im vorliegenden Bericht werden die Resultate generell inklusive den Langzeitemissionen berechnet.** Die Grenze zwischen lang- und kurzfristigen Emissionen ist nicht eindeutig vorgegeben. Hier wird in Anlehnung an <ESU 1996> unterschieden zwischen den Emissionen während der überwachten Phase einer Deponie¹ und den nachfolgenden Emissionen. Die nachfolgenden Emissionen werden als Langzeit-Emissionen ausgewiesen.

Für die Eingabe von kurz- und langfristigen Auswirkungen in die ECOINVENT-Datenbank wird eine Datenstruktur mit zwei Datenmodulen gewählt (vergleiche Fig. F 1.1). Die Namen der Datenmodule werden aufgrund der *Eingabedaten* gewählt. Die kumulierten Resultate der Datenmodule enthalten somit Daten, welche nicht in allen Fällen der Modulbezeichnung entsprechen. Tabelle F 1.2 dient zur Klärung und Vermeidung von Missverständnissen in diesem Zusammenhang.

1) Reaktordeponie: 150 Jahre; Schlackenkompartiment: 75 Jahre; Reststoffdeponie: 40 Jahre.

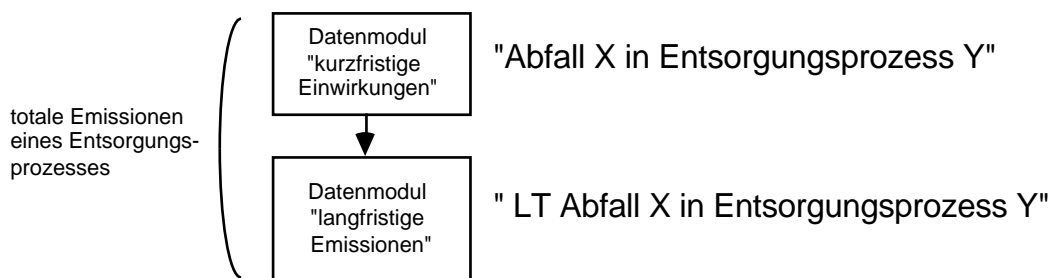


Fig. F 1.1: Allgemeines Schema der Datenstruktur von Modulen mit kurzfristigen resp. langfristigen Einwirkungen aus Entsorgungsprozessen.

Datenmodul	Enthält welche Eingabedaten? (Input in ECOINVENT-Datenbank)	Enthält welche kumulierten Resultatdaten? (Output aus ECOINVENT-Berechnung)
"Abfall X in Entsorgungsprozess Y"	kurzfristige Auswirkungen der Entsorgung plus ein Bezug (Quantität 1) zum "LT..."-Modul	totale kumulierte Auswirkungen aus der Entsorgung (i.e. inklusive den Langzeit-Emissionen)
"LT Abfall X in Entsorgungsprozess Y"	langfristige Auswirkungen der Entsorgung	langfristige Auswirkungen aus der Entsorgung (identisch zu den Eingabedaten, da keine weiterführender Datenbezüge existieren)

Tab. F 1.2: Allgemeine Bedeutung der Eingabedaten und der Resultatdaten von Datenmodulen im Bereich "Entsorgungsprozesse".

1.3.4 Struktur dieses Anhangs

Zu Beginn jedes Kapitels werden die wichtigsten Randbedingungen und methodischen Informationen erläutert. Die Unterkapitel tragen die Namen der berechneten Datenmodule und enthalten die wichtigsten abfallspezifischen Angaben.

2. Abfälle in Kehrichtverbrennungsanlage (KVA)

2.1 Grundlagen

Die Inventarisierung der KVA wurde gemäss der Arbeit <ESU 1996> durchgeführt. Berücksichtigt werden der Transport zu KVA, Behandlung der Rohgase in der weitergehenden Rauchgas-Reinigung (WRR), Entsorgung der anfallenden Schlacke in einem Schlackenkompartiment sowie Entsorgung der Reststoffe (Kesselasche, Elektrofilterasche, Schlämme aus der Abwasserbehandlungsanlage (ABA)).

Die Mengen und die Zusammensetzung der anfallenden Outputstoffe wurde aufgrund von produktspezifisch variierten elementaren Transferkoeffizienten berechnet. Für eine produktspezifische Anpassung der Transferkoeffizienten muss neben der Zusammensetzung des Abfalls auch der Aschegehalt des Abfalls bekannt sein. Die Transferkoeffizienten werden so berechnet, dass die Summe der festen Verbrennungsprodukte (Schlacke, Kessel- und Elektrofilterasche) den gegebenen Aschegehalt ergeben. Der Kohlenstoffgehalt wird verwendet, um die Aschebestandteile auf Schlacke und volatile Partikel (Kessel- und Elektrofilterasche) zu verteilen. Die Anpassung der Transferkoeffizienten geht von den durchschnittlichen Transferkoeffizienten (Literaturwerten) aus. Um Verwechslungen zu vermeiden werden die nur indirekt verwendeten durchschnittlichen Transferkoeffizienten hier nicht aufgeführt.

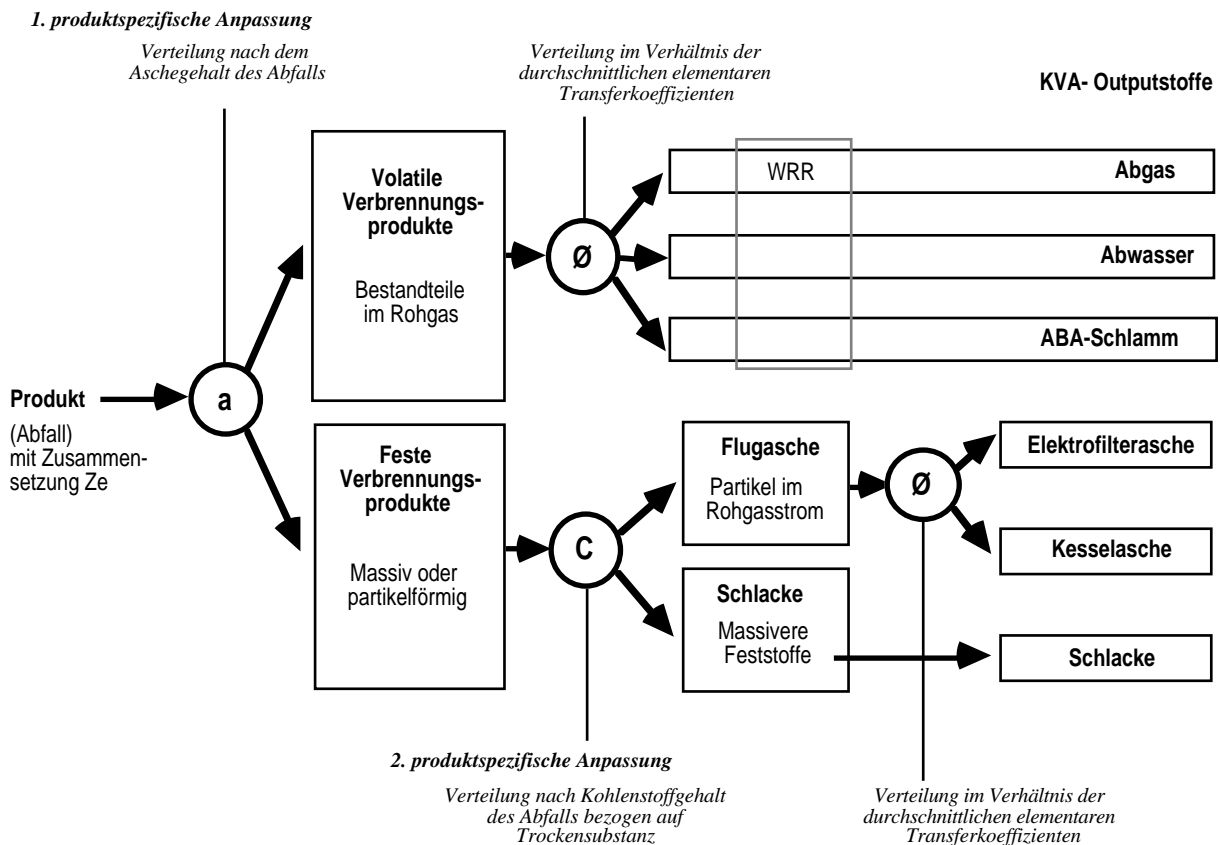


Fig. F 2.1: Schematische Darstellung der Stoffströme durch eine KVA und Ansatzpunkte der produktspezifischen Anpassung der elementaren Transferkoeffizienten nach <ESU 1996>.

Die mittels der angepassten Transferkoeffizienten berechneten festen Abprodukte (inkl. ABA-Schlamm) werden deponiert. Die Auswirkungen in der Deponie werden aufgrund der effektiv aus dem bilanzierten Abfall anfallenden Zusammensetzung bilanziert, d.h. Schlacke und Reststoffzusammensetzungen werden abfallspezifisch bilanziert.

2.1.1 Technologiestand

Der Technologiestand der KVA wird auf den durchschnittlichen Technologiestand der schweizerischen KVAs abgestützt. Die in Tabelle F 2.1 gezeigten durchschnittlichen Anteile für das Jahr 1995 werden für die Bilanzierung verwendet. Der Anteil der KVAs mit Eisenabscheidung beträgt 40%.

Gewählter Technologie-Mix:	CH ø 1995
Anteil KVAs ohne WRR	4%
Anteil KVAs mit WRR	96%
% davon ohne DeNOx	56%
% davon mit SNCR	25%
% davon mit SCR-Low Dust	10%
% davon mit SCR-High Dust	9%

Tab. F 2.1: Durchschnittliche Verteilung des Technologiendes bei den hier bilanzierten KVAs nach <ESU 1996>.

2.1.2 Weitergehende Rauchgasreinigung der KVA (WRR)

Die Aufwendungen in der WRR werden gemäss den effektiv im Rohgas bzw. in der ABA anfallenden Mengen bilanziert, d.h. ein stickstoffhaltiger, unbrennbarer Abfall belastet z.B. die DeNOx-Anlage weniger, als ein brennbarer Abfall. Der Stickstoff gelangt in diesem Fall vor allem in die Schlacke. Cadmium in einem Kunststoff führt zu einem Verbrauch an Schwermetall-fällungsmittel (TMT) in der ABA; Cadmium in einer Legierung nicht. Ausführliche Beschreibungen der Methode und der Daten sind in <ESU 1996> nachzuschlagen.

Emissionen		
kg N-Verbindung pro kg N im Rohgas		
Stickstoffgas, N ₂	kg / kg N	0.976
Brennstoff-NO _x als NO ₂	kg / kg N	0.0712
Lachgas, N ₂ O	kg / kg N	0.00387
Cyanid, CN	kg / kg N	0.000762
NH ₃ -Schlupf	kg / kg N	0.000419
DeNOx-Betriebsstoffe		
pro kg N im Rohgas		
Ammoniak	kg / kg N	0.11
Erdgas	MJ / kg N	1.94

Tab. F 2.2: Spezifische Aufwendungen und Emissionen der DeNOx-Anlage, welche dem Anteil Brennstoffstickstoff im Abfall zugeteilt wurde, der ins Rohgas gelangt; nach <ESU 1996>.

Stoff	Allokationsgrösse	spezifischer Verbrauch g 100% Stoff pro g Allokationsgrösse
Natronlauge, NaOH	S in der ABA	2.5
	N in der ABA	0.478
	P in der ABA	0.432
	Cl in der ABA	0.189
	Br in der ABA	0.0837
	F in der ABA	0.352
Gebrannter Kalk, CaO	N in der ABA	2.69
	P in der ABA	2.43
	Cl in der ABA	1.06
	Br in der ABA	0.471
	F in der ABA	1.98
TMT*	Hg in der ABA	3.54
	Cd in der ABA	6.31
Salzsäure, HCl	Alle Elemente in der ABA	0.00191
Polyelektrolyt*	Alle Elemente in der ABA	0.00319
Eisenchlorid, FeCl ₃ **	Alle Schwermetalle in der ABA	0.58

Tab. F 2.3: Abfallspezifisch zugeteilte Betriebsstoffaufwendungen in der WRR; nach <ESU 1996>. *) Bilanzierung als "organische Chemikalien", **) Bilanzierung als "anorganische Chemikalien".

2.1.3 Weitere Betriebsstoffe

Falls ein Abfall rezyklierbares Eisen besitzt, wird dieses bei 40% der KVAs aus der Schlacke abgeschieden. Der Stromverbrauch für die Abscheidemagneten beträgt gemäss <ESU 1996> 0.125MJ/kg abgeschiedenes Eisen.

Nicht produktspezifisch zugeteilte Emissionen und Aufwendungen in der KVA werden pauschal pro Kilogramm Abfall verbucht. Als prozessspezifische Emissionen werden verschiedene Verbindungen bilanziert, deren Entstehen bei der Verbrennung nicht oder nicht eindeutig einem einzelnen chemischen Element im Abfall zugordnet werden kann oder welche stark von der Verbrennungstechnik abhängen. Dies sind insbesondere Kohlenmonoxid, thermisch gebildete Stickoxide und Dioxine. Die prozessspezifischen Aufwendungen sind der Wasserverbrauch sowie die Aufwendungen in der DeNOx-Anlage, die durch thermisch gebildetes Stickoxid verursacht werden (s. Tab. F 2.4).

Prozessspezifische Emissionen KVA CH ø 1995		... pro kg Abfall	Verknüpfung in EcolInvent
Kohlenmonoxid; CO	g	0.185	CO Kohlenmonoxid s
Methan; CH ₄	g	0.00666	CH4 Methan s
Nicht-Methan VOC; NMVOC	g	0.0403	NMVOC s
Thermisches NO _x	g	0.704	NOx Stickoxide als NO2 s
NH ₃ -Schlupf wegen thermischem NO _x	g	0.00415	NH3 Ammoniak s
Benzol	g	0.000443	Benzol s
Toluol	g	0.000889	Toluol s
Pentachlorbenzol	g	0.00000271	Pentachlorbenzol s
Hexachlorbenzol; HCB	g	0.00000063	Hexachlorbenzol HCB s
Pentachlorphenol; PCP	g	0.000000449	Pentachlorphenol PCP s
Benz(a)pyren	g	1.02E-08	BaP Benzo(a)pyren s
Dioxine, Furane; PCDD/F in ng TEQ	ng	24.2	TCDD-Aequivalente
Abwärme aus DeNO _x -Erdgas (th.NO _x)	MJ	0.0192	Abwaerme in Luft p
Prozessspezifische Betriebsstoffe		... pro kg Abfall	
Wasserverbrauch	g	980	Wasser
Ammoniak wegen thermischem NO _x	g	1.08	Ammoniak
Erdgas wegen thermischem NO _x	MJ	0.0192	Erdgas HD-Abnehmer Euro

Tab. F 2.4: Prozessspezifische Emissionen und Aufwendungen pro Kilogramm Abfall für den verwendeten Technologiestand Schweiz 1995; nach <ESU 1996>.

Ebenfalls pauschal pro Kilogramm Abfall werden die Infrastrukturaufwendungen der KVA in der Bilanz angelastet.

Prozessspezifische Infrastruktur		... pro kg Abfall	
Stahl	g	1	[s. unten]
hochlegiert	g	0.02	Stahl hochlegiert
unlegiert	g	0.98	Stahl unlegiert
Beton	g	10	Beton (ohne Armierungseisen)
Bitumen	g	0.0002	Bitumen ab Raffinerie UCPTE
Kies, Sand	g	2.5	Sand fuer Bau
Flächenbeanspruchung	m2a	0.0000169	Flaeche II-IV
(Baufläche: 50% Kat.II; 50% Kat.III)	m2a	0.0000169	Flaeche III-IV

Tab. F 2.5: Bilanzierte Infrastrukturaufwendungen in der KVA pro Kilogramm Abfall nach <ESU 1996>.

2.1.4 Reststoffdeponie

Die Bilanzierung der Reststoffdeponie ist im Kapitel 3 beschrieben. Die aus der KVA stammenden Reststoffe (Kesselasche, Elektrofilterasche, ABA-Schlamm) werden mit 0.6 kg Zement und 0.4 kg Wasser pro Kilogramm Reststoff verfestigt und dann in die Deponie transportiert.

2.1.5 Schlackenkompartiment

Die Schlacke wird in der KVA mittels Elektromagneten von massiven Eisenteilen befreit und gelangt in das Schlackenkompartiment einer Deponie. Das Schlackenkompartiment wird methodisch ähnlich wie die Reststoffdeponie behandelt. Die infrastrukturellen und produktspezifischen Aufwendungen des Schlackenkompartiments sind in Tabelle F 2.6 resp. F 2.7 aufgeführt.

Diesel in Baumaschinen	MJ/kg	0.00172
Betonkies (Schotter)	kg/kg	0.129
Bitumen ab Raffinerie CH (für Bitumenbeton)	kg/kg	0.00283
Beton	kg/kg	0.01788
Stahl niedriglegiert (Bewehrung 2% des Betons)	kg/kg	0.00036
PE HD (Kunststoff (HDPE))	kg/kg	0.000348
Transport LKW 16 t	tkm/kg	0.00966
Aushub Frontladerraupen	m ³ /kg	0.000114
Aushub Hydraulikbagger	m ³ /kg	0.000114

Tab. F 2.6: Aufwendungen der Infrastruktur im Schlackenkompartiment pro Kilogramm eingelagerte Schlacke

Aufwand			EI-Modul
Verteilung/Einwalzen	MJ/kg	0.027	Diesel in Baumaschine
Heizung	MJ/kg	0.00162	Heizoel EL in Heizung 10 kW
Stromverbrauch	MJ/kg	0.00054	Strom Niederspannung - Bezug in UCPTe
Abwärme aus Stromverbrauch	MJ/kg	0.00054	Abwaerme in Luft p
Transport zur Deponie	tkm/kg	0.04	Transport LKW 16 t
Flächenbeanspruchung Bau-, Betriebs- und Abschlussphase	m ² a/kg	0.00156	Flaeche II-IV
Flächenbeanspruchung Rekultivierungsphase	m ² a/kg	0.00222	Flaeche II-III

Tab. F 2.7: Prozessspezifische Aufwendungen im Schlackenkompartiment pro Kilogramm eingelagerte Schlacke

Mittels der produktspezifischen Transferkoeffizienten in der KVA wird eine produktspezifische Schlacken berechnet. Die direkten Emissionen aus der entsorgten Schlacken werden mittels *durchschnittlichen* Transferkoeffizienten für das Schlackenkompartiment berechnet (i.e. die Transferkoeffizienten des Schlackenkompartimentes werden nicht produktspezifisch angepasst). Analog zur Reststoffdeponie werden kurzfristige und langfristige Emissionen gesondert ausgewiesen. Die kurzfristigen Emissionen des Schlackenkompartimentes treten während der überwachten Phase von 75 Jahren auf. Die danach auftretenden Emissionen werden als Langzeit-Emissionen in einem gesonderten Datenmodul (Präfix "LT") verbucht. Die Entstehung von Luftemissionen wird als vernachlässigbar eingestuft. Eine Sickerwasserbehandlung während der überwachten Phase wird nicht betrachtet.

Transferkoeffizienten, g/kg	überwachte Phase	maximales Potential
O		0
H		50
C	2.83	50
S	82.6	1000
N	220	1000
Cl	946	1000
Cd	4.15	330
Cr	0.14	35
Cu	0.043	225
Hg	32.8	300
Pb	0.083	5
Zn	0.067	340
Fe	0.0058	35
Ca	5.53	450

Tab. F 2.8: In dieser Studie verwendete elementare Transferkoeffizienten des Schlackenkompartimentes nach <ESU 1996>.

2.1.6 Transport der Abfälle zur KVA

Da es sich bei den meisten Fällen um sperrige Abfälle aus industriellen oder betrieblichen Prozessen handelt, wird für die meisten Abfälle angenommen, dass die Abfälle zu 100% direkt zur KVA transportiert werden (LKW 16 t; Distanz 10 km). Bei folgenden Abfällen wird hingegen ein meist durchschnittlicher Anteil von Kommunalsammlung am Abfalltransport angenommen (Stop&Go-Betrieb; Distanz 10 km).

Abfall-Modul	Anteil Kommunalsammlung	Begründung
Energiesparlampe in KVA	76%	Kleinanwendung in Siedlungsabfall
Gluehlampe in KVA	76%	Kleinanwendung in Siedlungsabfall
Holzasche gemischt in KVA	76%	aus privaten oder betrieblichen Holzfeuerungen
Karton in KVA	76%	meist Verpackungen
Kunststoffe in KVA	76%	meist Verpackungen
PE, PVC, PS in KVA	76%	meist Verpackungen
Siedlungsabfall in KVA	76%	Durchschnitt

Tab. F 2.9: Abfälle mit Annahme eines durchschnittlichen Anteils von Kommunalsammlung am Abfalltransport zur KVA.

2.1.7 Datenstruktur

Die Auswirkungen der Entsorgung eines Abfalls X wird in zwei Datenmodulen ausgewiesen. Das erste Modul ("X in KVA") enthält alle kurzfristigen Aufwendungen und Umwelteinwirkungen aus KVA, Reststoffdeponie und Schlackenkompartiment. In einem zweiten Modul ("LT X in KVA") werden die langfristigen Emissionen ausgewiesen. Es sind das die Sickerwasseremissionen aus Reststoffdeponie und Schlackenkompartiment, nach der überwachten Phase.

2.2 "Al in KVA"

Dieses Modul wird in der Photovoltaikkette verwendet. Es handelt sich um den Anteil Aluminium in einer Verbundfolie, welche aus 50mm Polyester, 50mm Aluminium und 40mm PVF besteht.

Dieses Modul wird aufdatiert als Aluminiumanteil in brennbaren Verbundfolien. Für Aluminium wird die durchschnittliche Zusammensetzung von kommerziellen Aluminiumprodukten nach <Mayestre et al. 1994, p.152/155/175> nach <Zimmermann et al 1996> verwendet. Es wird angenommen, dass aufgrund der geringen Schichtdicke das Aluminium in der KVA vollständig oxidiert wird. Aluminium besitzt dabei einen Heizwert von rund 33 MJ/kg <Domalski et al. 1987, p.33f>. Bei massiven Aluminiumteilen würde im Gegensatz dazu nur eine Oberflächenoxidation erfolgen.

Es wird hier ein Aschegehalt von 100% angenommen. In der Berechnung des KVA-Prozesses führt dies dazu, dass die ganze Masse als Schlacke – d.h. weder als Kessel- noch als Filterasche – anfällt².

2.3 "Energiesparlampe in KVA"

Bei der Energiesparlampe handelt es sich um einen Verbund von Kunststoffen und inerten Materialien (Glas, Metall). Als Entsorgungsweg wird die (prinzipiell unerwünschte und unangebrachte) Verbrennung in der KVA als "worst case" bilanziert.

Bei der Bilanzierung der Entsorgung in der KVA nach <ESU 1996> ist darauf zu achten, dass nur Stoffe mit ähnlichen Verbrennungseigenschaften zusammen als Abfall bilanziert werden. Bei Abfallbestandteilen mit unterschiedlichen Eigenschaften (Aschegehalt bzw. Brennbarkeit) könnten sonst (bei einer globalen Bilanzierung) Verzerrungen entstehen. Das heisst, dass Verbundstoffe möglichst getrennt bilanziert werden sollen.

Die Energiesparlampe wird daher aufgeteilt in ihre brennbaren und inerten Bestandteile und gesondert bilanziert. Die Zusammensetzung der beiden Fraktionen wird gemäss den Einsatzstoffen bei der Herstellung berechnet. Die neuen Datenmodule heissen "Energiesparlampe Inertes in KVA" und "Energiesparlampe Brennbare in KVA".

2.4 "F in KVA"

Dieses Modul wurde ursprünglich eingeführt, um die Verbrennung von Polyvinylfluorid (PVF, Teflon) annähernd korrekt zu bilanzieren. PVF wurde als "Polyethylen plus Fluor" in entsprechenden Mengen bilanziert³.

Das PVF stammt ausschliesslich aus der Laminierung von Photovoltaik-Panels (Rückseitenfolienreste). Das Fluor ist daher als Bestandteil einer brennbaren Verbundfolie zu verstehen. In diesem Sinne wird hier das Modul als 100% Fluor mit einem Aschegehalt von 0% bilanziert. Das Fluor wird in der KVA zu 100% ins Rohgas transferiert und führt zu entsprechenden Belastungen und Aufwendungen in der weitergehenden Rauchgasreinigung. Das Fluor gelangt danach zu rund 18% ins Reingas und zu 14% ins Abwasser. Der Rest fällt als Filterkuchen (ABA-Schlamm) an und wird als Reststoff deponiert.

2.5 "Gluehlampe in KVA"

Ausgediente Glühlampen werden normalerweise via KVA entsorgt. Die Glühlampe kann als weitgehend inert bezeichnet werden, da sie nur einen geringen Kunststoffanteil aufweist (4 G-%

²⁾ Dies rührt daher, dass das Aluminium zwar als *Bestandteil* einer brennbaren Folie bilanziert wird, aber selbst keinen brennbaren Kohlenstoff besitzt. Der Kohlenstoffgehalt eines Abfalls wird herangezogen, um die Verteilung der Asche auf die möglichen Outputs (Schlacke, Kesselasche und Elektrofilterasche) nach <ESU 1996> abzuschätzen. Ohne eigenen Kohlenstoffgehalt des Abfalls wird der gesamte Aschegehalt als Schlacke bilanziert.

³⁾ In Zukunft sollte bei Bedarf die Verbrennung von PVF mittels eines neu zu erstellenden Moduls "PVF: in KVA" bilanziert werden. Die additive Methode "Polyethylen plus Fluor" ist ungenau. PVF besteht *theoretisch* nur aus Fluor und Kohlenstoff. Beim bisherigen Vorgehen wird die Menge Fluor als "F in KVA" und der Rest (theoretisch nun noch 100% Kohlenstoff) als "PE in KVA" bilanziert. Polyethylen besitzt aber theoretisch nur 86% Kohlenstoff. Die entstehende Menge Kohlendioxid in der KVA wird also zu gering abgebildet. Auch werden die kunststoffspezifischen, schwermetallhaltigen Additive ausschliesslich aufgrund der Gehalte in Polyethylen bilanziert. Die reale Zusammensetzung von PVF wäre für eine akurate Bilanzierung zu erheben.

Bakelit). Die Probleme eines Verbundstoffes in der KVA (vergl. "Energiesparlampe in KVA" oben), stellen sich daher nicht. Die Zusammensetzung der Lampe wird gemäss den Einsatzstoffen bei der Herstellung berechnet.

2.6 "Holz unbehandelt in KVA"

Die Holzzusammensetzung wird gemäss den Angaben in Kap.XI bilanziert. Die verwendete Zusammensetzung ist am Ende dieses Anhangs aufgelistet.

2.7 "Holzasche gemischt in KVA"

Es handelt sich um eine Mischung von Flug- und Brennraumasche aus privaten oder betrieblichen Holzfeuerungen. Die Aschenzusammensetzung wird gemäss Kap. XI bilanziert. Die Asche besitzt 3% Kohlenstoff als Russ bzw. Karbonat. Beide Kohlenstoffverbindungen können in der KVA zu Kohlendioxid umgewandelt werden. Der Aschegehalt wird in <ESU 1996> als Reaktivitätsparameter der Verbrennung verstanden. Der Aschegehalt der Asche wird daher zu 97% angenommen.

2.8 "Holzmasten in KVA"

Holzmasten für die Stromverteilung werden mit Chrom-Kupfer-Bor-Salzen oder Chrom-Kupfer-Fluor-Salzen imprägniert. Als *Mindestmengen* werden in Anhang C 10 – 50kg/m³ Holz angegeben. Nicht mehr importiert (aber wohl noch vorhanden und zukünftig auch in der Entsorgung anzutreffen) sind Imprägnierungen mit Arsen, Quecksilber, Lindan, Pentachlorphenol (PCP). Bei der vorliegenden Berechnungsweise der Stoffflüsse in der KVA könnten die Elemente Arsen und Quecksilber berücksichtigt werden. Es wird jedoch darauf nicht eingegangen.

In der Arbeit <Künniger et al. 1995> wird die Holzimprägnierung von Stromleitungsmasten ausführlich behandelt. Zum Einsatz kommen in der Schweiz entweder eine Chrom-Kupfer-Bor-Salzlösung (CKB) oder ein Chrom-Fluor-Kupfer-Salz (CFK). Nach den Angaben von <Künniger et al. 1995, p.226> werden die genauen Zusammensetzungen berechnet.

Verbindung	g/kg CKB	Elemente	G-%
CuSO ₄ · 5H ₂ O	230	Cu	8.56%
CuO	32	Cr	13.06%
Na ₂ Cr ₂ O ₇ · 2 H ₂ O	240	B	3.515%
CrO ₃	90	F	0%
H ₃ BO ₄	253	S	2.931%
H ₂ O	155	O	40.63%
		H	0.9755%
		Na	3.705%
		H ₂ O	26.63%
Verbindung	g/kg CFK	Elemente	G-%
(NH ₄) ₂ Cr ₂ O ₇	630	Cr	26%
CuSiF ₆	360	F	19.77%
(NH ₄) ₂ HPO ₄	10	Cu	11.36%
		N	7.214%
		P	0.2365%
		O	28.49%
		H	2.061%
		Si	4.871%

Tab. F 2.10: Zusammensetzung der angewendeten Holzschutzmittel nach <Künniger et al 1995>

In der Schweiz kommen entweder 11kg CFK oder 16kg CKB pro Kubikmeter Holzmasten zum Einsatz, was eher Minimalmengen sind. Es wird angenommen, dass die behandelten Masten zu 50% mit CKB und zu 50% mit CFK imprägniert werden. Eine geringe Menge von 0.03kg/m³ CFK für eine Nachimprägnierung wird in beiden Fällen bilanziert <Künniger et al. 1995, p.15/18>.

Die eingesetzten Mengen verbleiben jedoch nicht im Masten. In <Künniger et al. 1995, p.18> werden für vier Elemente Schätzungen für die während der Standdauer von 30 Jahren ausgewaschenen Anteile des Imprägnierungsmittels angegeben (vergl. Tabelle F 2.11). Für die vorliegende Arbeit wird angenommen, dass die Auswaschraten von N, S und P 80% sind. Dies dürfte eine eher zu hohe Schätzung sein, d.h. dass die in die KVA gelangenden Mengen eher unterschätzt werden.

Cu	75%	<Künniger et al. 1995, p.18>
Cr	60%	<Künniger et al. 1995, p.18>
B	95%	<Künniger et al. 1995, p.18>
F	80%	<Künniger et al. 1995, p.18>
N	80%	wie F
S	80%	wie F
P	80%	wie F

Tab. F 2.11: Auswaschung der Imprägnierungsbestandteile während 30 Jahren

Mittels der Einsatzmengen und der Zusammensetzungen der Imprägnierungsstoffe sowie der Auswaschanteile lassen sich die verbleibenden Mengen im Holz, die für die KVA von Belang sind, berechnen (Dichte Holz 600 kg/m³).

Verbleibende Elemente aus Imprägniersalz im Masten	kg/kg Masten	ppm	Diese Studie
Cu	0.063	630	1700 ²⁾
S	0.0078	78	78 ¹⁾
P	0.00058	5.8	5.8 ¹⁾
Cr	0.20	2000	2750 ²⁾
B	0.0023	23	190 ²⁾
N	0.0176	176	175 ¹⁾
F	0.048	48	480 ¹⁾

Tab. F 2.12: Nach Gebrauch verbleibende Mengen Imprägnierungssalze in Strommasten. 1) berechnete Werte; 2) Messwerte nach <Künniger et al. 1995, p.186>

In <Künniger et al. 1995, p.186> werden die Gehalte von drei Elementen aus Messungen von CKB-imprägniertem Altholz aus Deutschland zitiert. Diese zeigen generell deutlich höhere Werte, als die hier berechneten (1726 ppm Cu, 2747 ppm Cr, 190 ppm B). Dies könnte mit einer höheren Einsatzmenge Imprägniersalz in Deutschland erklärt werden, da in der Schweiz offenbar eher ein Minimum an Imprägniersalz verwendet wird. Da für die vorliegende Studie die europäische Stromversorgung betrachtet werden soll, werden für Cu, Cr und B die gemessenen Werte verwendet; für die restlichen Elemente werden die berechneten Daten eingesetzt (vergl. Tabelle F 2.12). Diese Daten beziehen sich nur auf den Anteil Imprägniersalz im Altmasten. Um die effektiv in der KVA angelieferte Zusammensetzung zu erhalten, werden die Spurengehalte aus unbehandeltem Holz addiert.

2.9 "Karton", "PE", "PVC" und "PS in KVA"

Die Zusammensetzung von Karton, Polyethylen, Polyvinylchlorid und Polystyrol wird gemäss <ESU 1996> nach verschiedenen Quellen bilanziert. Die verwendete Zusammensetzung ist am Ende dieses Anhangs aufgelistet.

2.10 "Kunststoffe in KVA"

Dieses Modul war bisher identisch mit dem Modul "PE in KVA", i.e. enthielt also beispielsweise kein PVC. Für Kunststoffabfälle aus technischen Systemen ist dies unwahrscheinlich. Viele Kunststoffe aus technischen Anwendungen enthalten im Vergleich zu kurzlebigen Produkten aus Flammenschutzgründen grössere Mengen an Brom.

Für die vorliegende Studie werden aus verschiedenen Quellen Zusammensetzungen von Kunststoffmischungen zusammengestellt. Es wird angenommen, dass es sich v.a. um langlebige Kunststoffe handelt (technische Kunststoffe, Behälter, Plastikteile von Verbundwaren). Die Angaben für die Zusammensetzung stammen aus <ESU 1996> nach verschiedenen Quellen. Aufgrund des hier bilanzierten Chlorgehaltes von 4.2% beträgt der PVC-Gehalt in der Mischung maximal 9%.

2.11 "Propylenglykol in KVA"

Propylenglykol fällt im Solarkollektor-System an, wo es als Wärmeträgerflüssigkeit verwendet wird. Das eingesetzte Propylenglykol ist mit ca. 4% Korrosions-Inhibitoren versetzt. Als Inhibitoren werden gemäss Kap. IX Borate (B_xO_y), Benzoate ($C_6H_5COO^- Me^+$) und Triazol ($C_2N_3H_5$) verwendet.

Die Korrosionsinhibitoren beeinflussen die elementare Zusammensetzung des Abfalls. Bei einem maximalen Triazolgehalt von 4% steigt der Stickstoffgehalt der entsorgten Lösung auf 2.4%. Propylenglykol wird daher nicht als reines $C_3H_5(OH)_3$ bilanziert, sondern mit einem Triazolgehalt von 1.3%. Die Veränderungen durch die anderen möglichen Inhibitoren dürften wenig ausschlaggebend sein. Der Wassergehalt wird auf 1% geschätzt.

Zusammensetzung Propylenglykol, inkl. Triazol-Inhibitor		
Ho	MJ/kg	18.86
Hu	MJ/kg	17.14
H ₂ O	G-%	1%
O	G-%	50.96%
H	G-%	8.587%
C	G-%	38.67%
N	G-%	0.7806%

Tab. F 2.13: Eigenschaften des eingesetzten Propylenglykols aus Solarkollektoren.

2.12 "Siedlungsabfall in KVA" / "Bitumen in KVA"

Dieses Modul wird vom Modul "Bitumendichtungsbahn" (Kategorie Baumaterialien) bezogen. Gemäss <Weibel et al. 1995, p.9.4> handelt es sich um Bitumenreste, welche in der KVA entsorgt werden. Deshalb wird dieses Modul in "Bitumen in KVA" umbenannt und entsprechend der Zusammensetzung von Bitumen nach Teil IV Erdöl (vergl. Modul "Bitumen in Reaktordeponie") bilanziert.

Der Aschegehalt von Bitumen ist nicht bekannt. Aufgrund von Abschätzungen (bilanzierte Inhaltsstoffe von Bitumen, Emissionsfaktor für Partikel von Heizöl S und Kondensatmengen bei Heizölf Feuerungen in Teil IV Erdöl) dürfte er im Bereich 0.01 – 0.001% liegen. Da Bitumen die am wenigsten flüchtige Fraktion der Rohöldestillation ist, akkumulieren sich darin die

Mineralstoffpartikel. Der Aschegehalt ist daher grundsätzlich eher höher als bei den flüchtigeren Fraktionen. Für die vorliegende Studie wird ein Aschegehalt von 0.005% angenommen.

2.13 "Stahl in KVA"

Dieser Abfall wird nur innerhalb der Photovoltaikkette ausgewiesen. Es handelt sich um Stahlteile in der Schrägdachkonstruktion (Nägel, Schrauben, Beschläge, vergl. Abb.XII.5.1 in Kap. XII). Die Zusammensetzung wird als unlegierter, unoxidierter Stahl (100% Eisen) bilanziert.

In der Berechnung des KVA-Prozesses wird der Anteil des rezyklierbaren Eisens im Abfall berücksichtigt. Rezyklierbares Eisen kann aus der Brennraumschlacke abgetrennt und dem Recycling zugeführt werden. Bei Klein- und Kleinstteilen aus Stahl, ist es aber denkbar, dass nicht die ganze Masse Eisen im magnetischen Eisenabscheider separiert werden kann, da ein Teil in der nichtmagnetischen Brennraumschlacke eingeschlossen ist. Der Anteil rezyklierbares Eisen wäre dann nicht 100%. Für die vorliegende Studie wird dieser Anteil trotzdem auf 100% gesetzt, da die Kleinteile der Konstruktion – zumindest im vorliegenden Fall – mit den grösseren Teilen verbunden sind. Diese Annahme ist unkritisch, da trotzdem nicht 100% des Stahls in das Recycling gelangen kann. Dies, weil nur 40% der KVAs über eine Eisenscheidung verfügen (Stand Schweiz 1995). 60% des Stahls werden daher in einem Schlackenkompartiment deponiert. Der Stromkonsum für die Eisenabscheidung wird der KVA angelastet, da es sich in erster Linie um eine Reduktion des Schlacken-Outputs der KVA handelt, und erst in zweiter Linie um eine Wertstoffgewinnung. Ein Bonus für den Anfall von Recyclingeisen wird innerhalb des KVA-Systems nicht gewährt.

2.14 Eingabedaten

Die Eingabedaten der Datenmodule der bilanzierten Abfälle sind im Anhang aufgelistet.

2.15 Datenqualität

Die Emissionen durch deponierte Abfälle werden spezifisch aufgrund ihrer Zusammensetzung bilanziert. Die Bilanzierung der sekundären Schritte der KVA (Deponierung der Schlacken und Reststoffe), wird ebenfalls abfallspezifisch bilanziert. Dies bedeutet einen wesentlichen Qualitätsfortschritt gegenüber der Bilanzierung in der ersten Auflage. Es werden 28 chemische Elemente berücksichtigt. Die meisten Betriebsstoffe der KVA werden zugeteilt und können dadurch abfallspezifisch bilanziert werden.

Die Vollständigkeit der Daten ist auch abhängig von der Vollständigkeit der bilanzierten Zusammensetzung der Abfälle. Hier konnte für die meisten Abfälle eine genügender Detaillierungsgrad erreicht werden. Oft sind die Zusammensetzungen der Abfälle starken Schwankungen unterworfen. Es existieren jedoch nur vereinzelt breit abgestützte Abfallanalysen, sodass die bilanzierten Zusammensetzung eine beträchtliche Fehlerschranke bezüglich des tatsächlichen Durchschnitts aufweisen dürften. Die Schwankungsbreiten betragen bei den Spurenelementen leicht eine oder sogar mehrere Grössenordnungen.

Durch die jetzt beginnende Entwicklung der abfallspezifischen Berücksichtigung der Entsorgungsprozesse in Ökobilanzen, ist zu hoffen, dass vermehrt spezifische Daten einzelner Abfälle verfügbar werden.

2.16 Resultate

Die vollständigen kumulierten Resultate befinden sich auf der CD-ROM im Ordner "Eingabedaten und Resultate".

2.16.1 Entsorgung von Kunststoffen in der KVA

In Abbildung F 2.2 werden die kumulierten Emissionen der Entsorgung von einem Kilogramm technischer Kunststoffabfälle in der KVA nach Herkunft aufgeteilt. Die verschiedenen Beiträge sind:

Infrastruktur	Hier handelt es sich um die Infrastruktur der KVA und der Reststoff- und Schlacken-deponien
Transporte	Der Transport des Abfalls zur KVA
Zement für Reststoff	Indirekte Auswirkungen durch den Zementverbrauch in der Reststoffverfestigung
DeNOx-Betriebsstoffe	Indirekte Auswirkungen durch den Verbrauch an eingedüstem Erdgas und Ammoniak in der DeNOx-Anlage für Brennstoff-Stickoxid
Weitere Betriebsstoffe	Indirekte Auswirkungen durch den Verbrauch an Natronlauge, Kalkmilch, Fällungsmitteln, Polyelektrolyt und Salzsäure
Prozessspezifisches	Prozessspezifische Auswirkungen (Betriebsstoffe und Emissionen) in der KVA und den beiden Deponien, welche pro Kilogramm Abfall verbucht werden (z.B. inkl. thermisches Stickoxid)
Kurzfristige Emissionen	Direkte, abfallspezifische Emissionen aus KVA und den überwachten Phasen der Deponien.
Langfristige Emissionen	Direkte, abfallspezifische Emissionen nach den überwachten Phasen der Deponien.

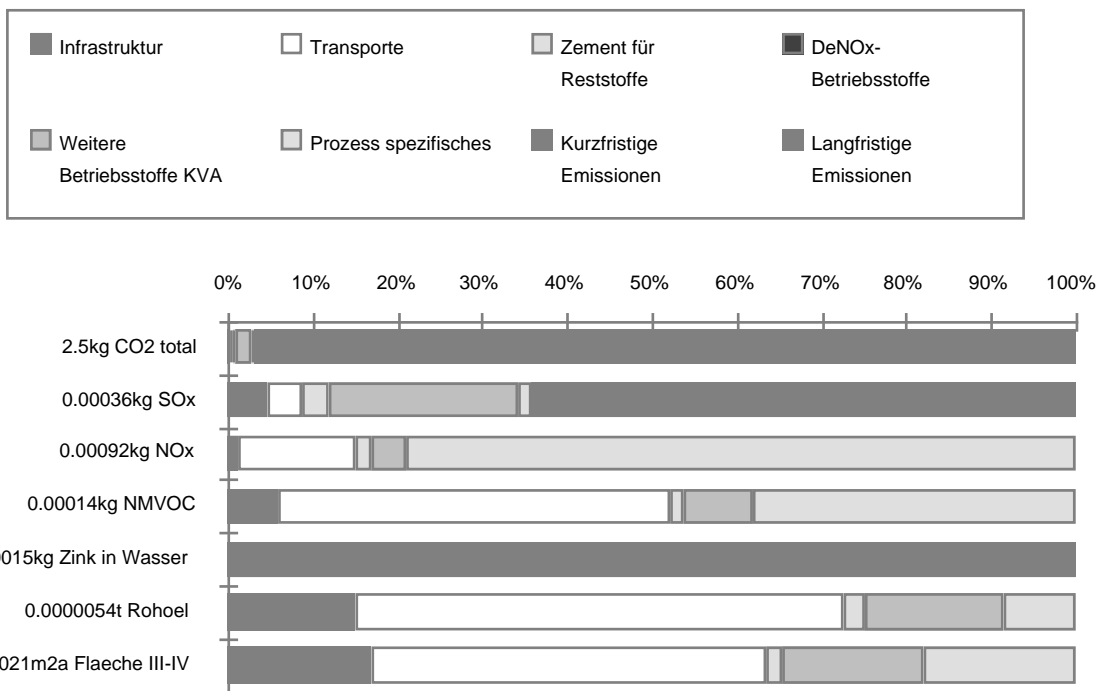


Fig. F 2.2: Aufteilung nach Herkunft einiger kumulierter Umweltauswirkungen der Verbrennung eines Kilogramms dauerhaften Kunststoffs in der KVA.

Wie sich zeigt, sind die indirekten Auswirkungen der Kunststoffverbrennung nicht vernachlässigbar. Die Herstellung der Betriebsstoffe der KVA machen in den aufgeführten Beispielen bis rund 20% der kumulierten Auswirkungen aus. Der Transport des Abfalls in die KVA führt ebenfalls zu wesentlichen Beiträgen. Die Emissionen ins Wasser stammen vor allem aus den Deponien.

Die Zinkemissionen stammen aus dem Zink in den bilanzierten Kunststoffen. Zink gelangt mit Verarbeitungshilfsmitteln, Konservierungsmitteln, Stabilisatoren bei PVC (Chlorradikalfänger) und Rauchdichtevermindern in die Kunststoffe.

2.16.2 Entsorgung einer Stromsparlampe in der KVA

Abbildung F 2.3 zeigt den Vergleich einiger Umwelteinwirkungen der Entsorgung einer Stromsparlampe im Vergleich zu ihrer Produktion. Die Stromsparlampe ist ein Verbund von brennbaren und unbrennbaren Materialien und ihre Entsorgung wurde daher in zwei separaten Datenmodulen (Inertes /Brennbares) bilanziert.

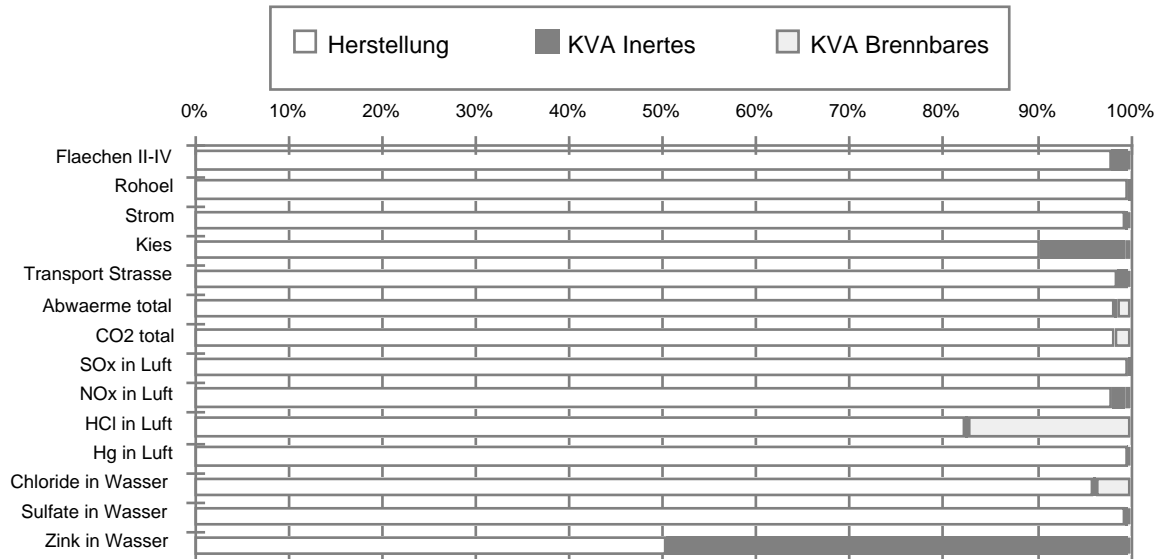


Fig. F 2.3: Anteil der Entsorgung an einigen kumulierten Umweltauswirkungen der Herstellung und Entsorgung einer Stromsparlampe (ohne Lampenbetrieb).

Die Belastungen aus der Herstellung sind meist bedeutender die Belastungen aus der Entsorgung.

Auch beim vielbeachteten Problem der Quecksilberemissionen bei der Entsorgung von Energiesparlampen zeigt sich, dass die kumulierten Emissionen praktisch ausschliesslich aus dem Teilprozess "Herstellung" stammen (v.a. direkte Emissionen aus der Herstellung selbst, vergl. Teil XV).

Die Chlor- und Chloridemissionen der Entsorgung stammen aus den brennbaren Teilen der Sparlampe (v.a. aus PVC, aber auch aus Polyurethan).

3. Abfälle in Reststoffdeponie

3.1 Grundlagen

In der Reststoffdeponie werden zu ca. zwei Dritteln Reststoffe der Kehrichtverbrennung deponiert. Es sind die Kessel- und Elektrofilteraschen sowie die Rückstände aus der Abwasserbehandlungsanlage der nassen Waschstufen der KVA. Im weiteren werden auch anorganische Stoffe mit erhöhtem Schadenspotential in die Reststoffdeponie eingelagert. Der Kohlenstoffgehalt der Reststoffe muss allerdings weniger als 5% der Trockensubstanz betragen. Die Reststoffdeponie wurde in <ESU 1996> als Teil der Prozesskette der Kehrichtverbrennung behandelt. Die dort angewendeten Grundlagen werden für die vorliegende Studie übernommen.

3.1.1 Produktspezifische Auswirkungen

Aus den angegebenen Zusammensetzungen der Abfälle werden mittels der *durchschnittlichen* elementaren Transferkoeffizienten die Emissionen ins Sickerwasser berechnet (i.e. die Transferkoeffizienten des Schlackenkompartimentes werden nicht produktspezifisch angepasst). Es wird unterschieden zwischen Emissionen während der überwachten Phase der Deponie (40 Jahre) und dem maximal möglichen Emissionspotential. Die nach der überwachten Phase folgenden Langzeit-Emissionen (LT; *long term*) werden in einem separaten Datenmodul ausgewiesen. Die Transferkoeffizienten für die überwachte Phase stammen aus Berechnungen mittels Exponentialansatz und gemessenen Sickerwasserkonzentrationen. Das maximale Potential wurde aus Auslaage-Experimenten (sog. Availability-Test) abgeleitet <ESU 1996>.

Die Entstehung von Luftemissionen wird als vernachlässigbar eingestuft. Eine Sickerwasserbehandlung während der überwachten Phase wird nicht betrachtet.

Transferkoeffizienten, g/kg	überwachte Phase	maximales Potential
H ₂ O	1000	1000
O	0	0
H	0	50
C	5.84	1000
S	19.5	1000
Cl	274	1000
F	21.3	1000
Cd	0.06	438
Cr	1.17	35
Cu	0.227	223
Hg	0.02	300
Pb	0.022	115
Zn	0.01	420
Fe	0	35
Ca	0.28	450

Tab. F 3.1: In dieser Studie verwendete elementare Transferkoeffizienten der Reststoffdeponie nach <ESU 1996>.

3.1.2 Prozessspezifische Aufwendungen

Diese Aufwendungen werden für alle Abfälle pauschal pro Kilogramm und unabhängig von ihrer Zusammensetzung bilanziert. Es handelt sich einerseits um Materialeinsatz und Dienstleistungen zur Bereitstellung der Infrastruktur der Deponie (Tab. F 3.2); andererseits um Aufwendungen während des Betriebs der Deponie (Tab. F 3.3). Die Flächenbeanspruchung wird nicht als Infrastrukturaufwendung verbucht, da sie effektiv durch das bilanzierte Produkt erfolgt. Dies im

Gegensatz zu anderen technischen Anlagen, bei denen die behandelten Produkte im Durchfluss bearbeitet werden und die Flächenbeanspruchung durch die Infrastruktur alleine erfolgt.

Infrastrukturaufwendungen für die Reststoffdeponie		
Diesel in Baumaschinen	TJ/kg	2.2E-09
Aushub Frontlader (Raupe pro m ³)	m ³ /kg	0.000156
Aushub Hydraulikbagger (Bagger pro m ³)	m ³ /kg	0.000156
Transport LKW 16 t	tkm/kg	0.0136
Betonkies (Schotter)	kg/kg	0.18
Bitumen ab Raffinerie CH (aus Bitumenbeton)	t/kg	0.00000398
PE HD (Kunststoff (HDPE))	kg/kg	0.000263
Stahl niedriglegiert (Betonarmierung)	kg/kg	0.000493

Tab. F 3.2: Eingabedaten für die spezifischen Infrastrukturaufwendungen der Reststoffdeponie pro Kilogramm Deponiegut nach <ESU 1996>.

Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg		
Diesel in Baumaschine	TJ/kg	0.000000027
Heizöl EL in Heizung 10 kW	TJ/kg	1.62E-09
Strom Niederspannung - Bezug in CH	TJ/kg	5.4E-10
Abwärme in Luft p	TJ/kg	5.4E-10
Transport LKW 16 t	tkm/kg	0.05
Fläche II-IV	m ² a/kg	0.00219
Fläche II-III	m ² a/kg	0.00313

Tab. F 3.3: Eingabedaten für die prozessspezifischen Aufwendungen der Reststoffdeponie pro Kilogramm Deponiegut nach <ESU 1996>.

3.2 "Abfälle in Reststoffdeponie"

Mit diesem Modul werden sehr unterschiedliche Abfälle bilanziert. Es handelt sich um Rückstände aus der Metallproduktion (Elektrostahl, Stahlblech, Kupfer, Aluminium), aus der Rauchgasreinigung (REA) und aus der Sonderabfallverbrennung (SAVA). Es sind keine Angaben über die Zusammensetzung der Rückstände vorhanden.

In schweizerischen Reststoffdeponien werden vor allem Reststoffe aus der Kehrlichtverbrennung deponiert. Die oben genannten Prozesse liefern aber vermutlich davon stark abweichende Zusammensetzungen. Eine pauschale Bilanzierung der "Abfälle" als "KVA-Reststoffe" scheint daher ungerechtfertigt.

Im Modul "Abfälle in Reststoffdeponie" werden daher nur die Infrastruktur und die prozessspezifischen Aufwendungen für ein Kilogramm Reststoffdeponiegut verbucht. Diese Aufwendungen sind für alle Zusammensetzungen identisch. Für eine ausführlichere Bilanzierung müssten die Zusammensetzungen der verschiedenen Reststoffe bekannt sein.

3.3 "Bausperrgut in Reststoffdeponie"

Dieses Modul wird v.a. von der Photovoltaik-Prozesskette bezogen (Rückbau der Trägerstrukturen von PV-Panels). Dabei werden Stahl und Kunststoffe deponiert. Im Reststoffdeponiegut dürfen maximal 5 M-% Kohlenstoff enthalten sein. Die Zusammensetzung wird hauptsächlich als unlegierter Stahl bilanziert. Hinzu kommen geringe Anteile von legiertem Stahl (1%) und Kunststoff (2%).

3.4 "Bohrabfall in Reststoffdeponie"

Der Bohrabfall fällt bei den Bohrungen für die Erdgas- und Erdölexploration und -Produktion an (s. Teil IV Erdöl, Kap. 6 "Exploration").

Die Festphase des Bohrabfalls (aus den Schlammgruben) wird zu 60% deponiert (40% in Landfarming). Es werden zusätzlich zu den Angaben in Kap. IV 0.5% Wasserstoff, 10% Sauerstoff und ein Wassergehalt von 71% (Differenz zu 100%) bilanziert.

3.5 "PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie"

Bei dem unter diesem Modulnamen bilanzierten Abfall handelt es sich um verschiedene anorganische Substanzen, die während der Wafer- und Zellenfertigung in der Photovoltaikprozesskette anfallen (s. Teil XII Photovoltaik). Der Abfall besteht aus – je nach Prozessvariante verschiedenen Mengen – Siliziumsägeschlämmen, Calciumfluorid, Quarz- und Graphitteilen, metallischem Silizium (defekte Zellen) und geringen Mengen an Phosphat und Titandioxid.

Aufgrund der Angaben in Teil XII wurde eine durchschnittliche Zusammensetzung berechnet, die aus 19% Siliziumschlämmen (20% Wasser), 41% metallischem Silizium, 18% Calciumfluorid, 0.03% Phosphor und rund 22% inerten Stoffen (Quarz, Graphit, Titandioxid) besteht.

3.6 "Rueckstand Entkarbonisierung in Reststoffdeponie"

Bei der Wasserentkarbonisierung fallen karbonathaltige Feststoffe an. Die Zusammensetzung dieser Rückstände ist in <VGB 1990> für Schnell- und Langsamentkarbonisierung angegeben. In der vorliegenden Studie wird langsamentkarbonisiertes Wasser bilanziert (vergl. Anhang A). Die in <VGB 1990> angegebene Trockensubstanz wird mit einem Wassergehalt von 30% bilanziert.

Der anorganische Kohlenstoff im Rückstand wird nicht als "Kohlenstoff in Reststoffdeponie" bilanziert, da darunter organisch gebundener Kohlenstoff verstanden wird, der zu TOC-Emissionen führt. Dies ist bei Karbonaten nicht der Fall. Carbonate tragen dazu bei, den pH in der Deponie hoch zu halten und einen Emissionenanstieg durch Zehrung der Alkalinität zu verhindern (Was aber hier nicht zugeteilt werden kann). Damit die Auswirkungen der Deponierung des Abfall korrekt bilanziert werden, wird Karbonat-Kohlenstoff als (umweltneutraler) Sauerstoff bilanziert.

3.7 Resultate

Die vollständigen kumulierten Resultate befinden sich auf der CD-ROM im Ordner "Eingabedaten und Resultate".

4. Abfälle in Reaktordeponie

4.1 Grundlagen

Die Inventarisierung der Reaktordeponie wird gemäss der Arbeit <ESU 1996> durchgeführt. Zur abfallspezifischen Berücksichtigung der produktspezifischen Auswirkungen werden Transferkoeffizienten aus Berechnungen und Availability-Tests verwendet (analog zum Vorgehen bei den anderen Deponien). Aufgrund der Abbaubarkeit eines Abfalles wird entschieden, ob er vor allem in der überwachten Phase abgebaut wird und zu Luft- und Sickerwasseremissionen führt, oder ob er zu langfristigen Sickerwasseremissionen führt (*long term emissions*; LT).

Die berücksichtigten Auswirkungen sind in Fig. F 4.1 dargestellt. Sie beinhalten die Behandlung der Sickerwassermengen der überwachten Phase in der ARA (2 Prozess), die Entsorgung des daraus entstehenden Klärschlammes in der Landwirtschaft (49%) bzw. Verbrennung in der KVA (51%) sowie die Emissionen aus der Deponierung der Schlacke und Reststoffe aus der Klärschlammverbrennung (4 Prozess). Die Entsorgung von Klärschlamm in der Reaktordeponie (als 3 Prozess) wird vernachlässigt, da der Klärschlamm während der überwachten Phase der Reaktordeponie von 150 Jahren anfällt und die Reaktordeponien in Zukunft durch die anderen beiden Entsorgungsoptionen ersetzt werden. In der Schweiz wird die Beschickung von Reaktordeponien im Jahre 2000 eingestellt.

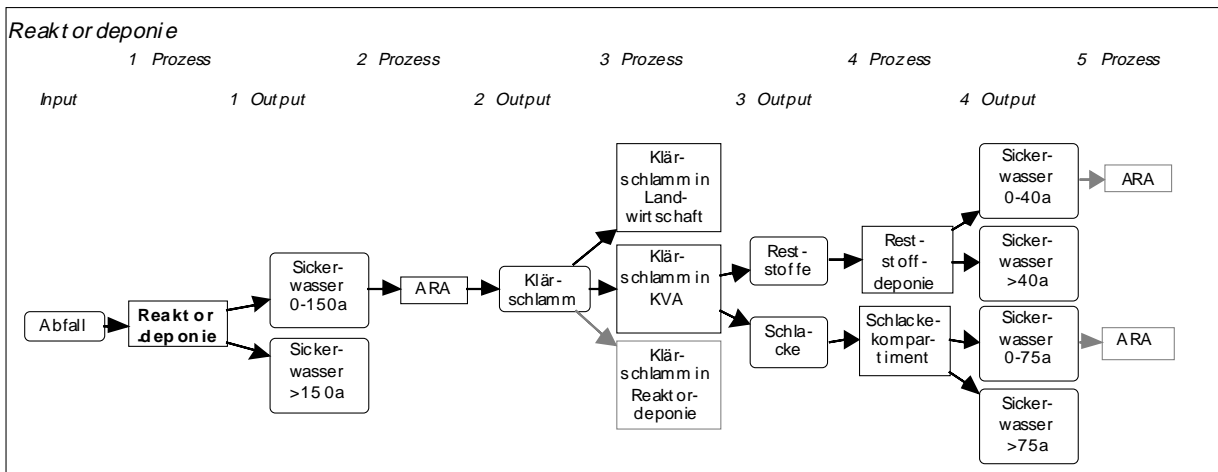


Fig. F 4.1: Systemschema der berücksichtigten Prozesse im System Reaktordeponie. Nicht berücksichtigte Prozesse sind schraffiert dargestellt. Pfeile geben die Richtung des Materieflusses an.

In Tab. F 4.1 sind die Transferkoeffizienten der Reaktordeponie angegeben, welche – gewichtet mit der Abbaubarkeit des Abfalls – zur Berechnung der direkten Emissionen verwendet werden. Das entstehende Deponiegas wird zu 53% verbrannt und teilweise energetisch genutzt. Der Rest wird unverbrannt in die Luft emittiert. Die Wasseremissionen der überwachten Phase werden einer ARA zugeführt.

g/kg Element	1) Gasphase	1) Sickerwasser	2) Sickerwasser
O	485	14.5	1000
H	971	29.1	1000
C	971	29.1	1000
S	358	642	1000
N	64.2	936	1000
P	0	1000	1000
Cl	14.1	986	1000
F	838	162	1000
Cd	4.37	656	660
Cu	0.12	450	450
Hg	209	391	600
Pb	0.00333	10	10
Zn	0.151	680	680
Fe	0.0175	70	70

Tab. F 4.1: Verwendete Transferkoeffizienten (TK) für die Bilanzierung der Reaktordeponie. 1) TK, wenn der Abfall vollständig während der überwachten Phase (150 a) abgebaut wird. 2) TK, wenn der Abfall ausschliesslich nach der überwachten Phase abgebaut wird (Langzeitemissionen). Die gegebene Abbaubarkeit des Abfalls wird benutzt, um die effektiv verwendeten Transferkoeffizienten proportional zwischen diesen beiden Grenzfällen einzupassen. Nach <ESU 1996>.

4.1.1 Abbaubarkeit

Zur Bilanzierung der Auswirkungen eines Abfalls in der Reaktordeponie muss neben der Zusammensetzung die Abbaubarkeit des Abfalls bekannt sein. Als Abbaubarkeit wird hier gemäss <ESU 1996> der Anteil des Abfalls in Masseprozent verstanden, welcher sich während der überwachten Phase der Reaktordeponie vollständig mineralisiert. Die überwachte Phase dauert 150 Jahre. Während dieser Zeit werden Sickerwässer der Deponie gefasst und einer ARA zugeführt. Die Auswirkungen der ARA werden berücksichtigt (inkl. Auswirkungen der Klärschlamm-Entsorgung). Die Deponiegase, die während der Gasphase aus der Deponie entweichen, werden z.T. gefasst und aufgrund ihres Methangehaltes verbrannt.

Besitzt ein Abfall eine gute Abbaubarkeit, wird ein Grossteil seiner Bestandteile während der überwachten Phase mineralisiert und führt dadurch zu Belastungen des Sickerwassers, welches in der ARA behandelt wird. Ein Teil eines gut abbaubaren Abfalls kann – je nach Zusammensetzung – auch im Deponiegas anfallen.

Nach der überwachten Phase findet sehr wahrscheinlich keine nennenswerte Gasproduktion mehr statt. Die Luftemissionen nach der überwachten Phase werden daher in <ESU 1996> wie auch in der vorliegenden Arbeit vernachlässigt. Dies bedeutet, dass ein schlecht abbaubarer Abfall vorwiegend zu Sickerwasserbelastungen führt, die unbehandelt (i.e. ohne Behandlung in der ARA) in Gewässer emittiert werden.

Für einen gegebenen Abfall gibt es meist keine Informationen zu Abbaubarkeiten in der Reaktordeponie. Die Abbaubarkeit des Abfalls muss daher aufgrund der chemischen Identität, des physikalischen Zustandes und den dadurch gegebenen Möglichkeiten eines mikrobiellen oder physikalischen Abbaus abgeschätzt werden. Anhaltspunkte zu Abbaubarkeiten finden sich Tabelle F 4.2. Generell gilt, dass strukturierte und feinteilige Materialien meist einen Abbau begünstigen.

Abfall	Abbaubarkeit Reaktordeponie (150a)
Papier	100%
Karton	100%
Holz allgemein	100%
Massivholz	£ 100%
Kunststoffe allgemein	~ 1 bis 2%
PE	~ 2% (bis 75% ?)
PP	~ 2% (bis 50% ?)
PS	~ 2% (bis 25% ?)
PET	~ 1 bis 2%
PVC	~ 1%
Abfall-Mischungen	*)
Verbundstoffe	*)

Tab. F 4.2: Grob geschätzte Abbaubarkeiten in der Reaktordeponie nach 150 Jahren (überwachte Phase) nach <Paterna et al. 1996>. *) Die Berechnungsmethode nach <ESU 1996> ist für die Bilanzierung von heterogenen Stoffen nicht geeignet.

4.1.2 Prozessspezifische Aufwendungen

Die prozessspezifischen Aufwendungen werden für alle Abfälle pauschal pro Kilogramm und unabhängig von ihrer Zusammensetzung bilanziert. Es handelt sich einerseits um Materialeinsatz und Dienstleistungen zur Bereitstellung der Infrastruktur der Deponie (Tab. F 4.3); andererseits um Aufwendungen während des Betriebs der Deponie (Tab. F 4.4). Die Flächenbeanspruchung wird nicht als Infrastrukturaufwendung verbucht, da sie effektiv durch das bilanzierte Produkt erfolgt. Dies im Gegensatz zu anderen technischen Anlagen, bei denen die behandelten Produkte im Durchfluss bearbeitet werden und die Flächenbeanspruchung durch die Infrastruktur alleine erfolgt.

Infrastrukturaufwendungen Reaktordeponie		pro kg Abfall
Diesel in Baumaschine	MJ	0.00119
Betonkies	kg	0.145
Bitumen ab Raffinerie CH	t	0.00000319
PE (HD)	kg	0.000301
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	0.0186
Transport LKW 16 t	tkm	0.0108
Aushub Frontladerraupen	m3	0.000162
Aushub Hydraulikbagger	m3	0.0000925
Stahl niedriglegiert	kg	0.000373

Tab. F 4.3: Eingabedaten für die spezifischen Infrastrukturaufwendungen der Reaktordeponie pro Kilogramm Deponiegut; nach <ESU 1996>.

Prozessspezifischer Betriebsaufwand		pro kg Abfall	verbucht als
Kompaktierung	MJ/kg	0.0467	Diesel in Baumaschine
weiterer Stromverbrauch	MJ/kg	0.00054	Strom Niederspannung - Bezug in CH
Abwärme aus Stromverbrauch	MJ/kg	0.00054	Abwaerme in Luft p
Heizung	MJ/kg	0.00162	Heizuel EL in Heizung 10 kW
Flächenbeanspruchung Bau-, Betriebs- und Abschlussphase	m ₂ a	0.002	Fläche II-IV
Flächenbeanspruchung Rekultivierungsphase	m ₂ a	0.0025	Fläche II-III

Tab. F 4.4: Eingabedaten für die prozessspezifischen Aufwendungen der Reaktordeponie pro Kilogramm Deponiegut; nach <ESU 1996>.

4.1.3 Transport

Die hier bilanzierten Abfälle stammen meist aus der Industrie. Es wird angenommen, dass die anfallenden Abfälle direkt zur Deponie transportiert werden und kein kommunaler Sammeldienst beansprucht wird. Bei den Abfällen von privaten oder betrieblichen Gebäuden (Sonnenkollektor, BHKW) wird angenommen, dass Abbruchunternehmen die Abfälle ebenfalls direkt zur Deponie bringen.

Bei allen Abfällen wird ein direkter Transport von 10km Distanz mit 16t LKW angenommen.

4.2 "Abfaelle in Reaktordeponie"

Dieses Modul wird von verschiedenen Prozessen bezogen: Basismaterialien (Karton (Verpackungs-), Papier, PUR-Hartschaum, Brettschichtholz) und Transportmodulen (Infra, Unterhalt, Entsorgung).

Da die bilanzierten Abfälle vor allem aus Kunststoffen bestehen, wird hier dieselbe Zusammensetzung und Abbaubarkeit wie im Modul "Kunststoffe in Reaktordeponie" angenommen (s. unten). Das Modul bilanziert daher nicht die Deponierung von durchschnittlichem Reaktordeponiegut.

4.3 "Asphalt in Reaktordeponie"

Als Asphalt wird im allgemeinen eine Mischung aus Bitumen (s.unten) und Mineralien (Ton, Kalk, Sandstein, Split u.a.) bezeichnet. Für die Strassenbeläge der Schweiz beträgt der Bitumenanteil je nach Strassenklasse 4.8 bis 5.5%. Der gewichtete Bitumenanteil beträgt 5.3% (s. Anhang. B1) . Der Rest ist Kies resp. gebrochene Steine. Die Steine werden als Quarz (SiO₂) bilanziert. Das Bitumen wird gemäss der Zusammensetzung in Teil IV Erdöl bilanziert.

4.4 "Bitumen in Reaktordeponie"

Die Zusammensetzung für Bitumen wird der Literaturübersicht im Teil IV Erdöl, Kap. 3.9 entnommen. Zusätzlich werden der Phosphor- und Bleigehalt von Bunkeröl (Schweröl) übernommen (Teil IV, Kap. 3.8). Diese Abschätzung ist gerechtfertigt, da Schweröl in der derselben Destillationsfraktion anfällt, wie Bitumen.

4.5 "Holz in Reaktordeponie"

Dieser Abfall wird lediglich in der Solarkollektorkette vom Modul "FK 1 (Aluabsorber, schwarze Farbe)" bezogen. Es handelt sich um den Kieferholzrahmen des Flachkollektors FK1. Als Zusammensetzung für das Holz wird ein durchschnittliches, unbehandeltes Holz angenommen. Die Angaben der Zusammensetzung für das Modul "Holz unbehandelt in KVA" werden hier übernommen. Als Abbaubarkeit in der Reaktordeponie werden 100% angenommen.

4.6 "Kunststoffe in Reaktordeponie"

Die Kunststoffe werden als Mischung langlebiger Kunststoffe bilanziert (vergl. Kommentar in Kap. 2.10 "Kunststoffe in KVA").

4.7 "Kupferabsorber in Reaktordeponie"

In der Solarkollektorkette fallen die verbrauchten Kupferlamellen der Kollektoren als Abfall an. Sie werden in der Reaktordeponie entsorgt. Als Zusammensetzung wird reines Kupfer mit einem Anteil von 1.34% Hartlot bilanziert. Hartlot enthält gemäss Anhang A 45% Silber, 27% Kupfer, 25% Zinn und 3% Zink.

4.8 "Raffinerieschlamm in Reaktordeponie"

Die Schlämme stammen aus verschiedenen Quellen innerhalb der Erdöl-Raffinerie. Nach einer Vorbehandlung wird der verbleibende Schlamm entsorgt. Entsorgungsoptionen sind Verbrennung (SAVA), Deponierung oder Ausbringung auf Äcker (Landfarming). Die Zusammensetzung des behandelten Schlammes frei SAVA ist in Kapitel 7 angegeben. Aus Mangel an Daten wird angenommen, dass die Zusammensetzung der Schlämme frei Reaktordeponie identisch sind. Als Abbaubarkeit wird 100% angenommen.

4.9 "Rueckstaende Kraftwerksreinigung in Reaktordeponie"

Diese Rückstände stammen aus dem Dampfkreislauf von Kraftwerken. In diesem Modul werden nur die Schlämme verbucht, welche *zusätzlich* zur Wasseraufbereitung (Entkarbonisierung) und der Abscheidung (Leichtstoffabscheider) anfallen. Die Schlämme aus der Wasseraufbereitung werden im Basismaterial-Modul "Wasser entkarbonisiert" berücksichtigt. Die hier bilanzierten, zusätzlichen Schlämme stammen aus der Reinigung der Dampferzeuger und der Kühlturmtassen.

Die Rückstände aus Kohlekraftwerken enthalten nach <VGB 1990> Tenside, Metallionen und Beizmittel (Dampferzeuger-Rückstände) bzw. Biomasse wie Pollen und Blätter, Korrosionsprodukte des Kühlturms, Kalkstein und Eisenhydroxid aus der Zusatzwasseraufbereitung.

4.10 "Schlamm in Reaktordeponie"

Dieses Modul wird einerseits bei der Kohleverkokung bezogen, andererseits beim Unterhalt von Schienenfahrzeugen.

Bei der Kohleverkokung sollten alle festen Abprodukte in die Kohleprodukte gelangen. Der Schlamm stammt nur aus Abwasseraufbereitung des Löschwassers (s. Teil VI Kohle).

Geringe Mengen Schlamm fallen bei der Revision von Eisenbahnwaggons an. Eine Zusammensetzung wird nicht angegeben.

In Ermangelung von genaueren Informationen wird der Schlamm als durchschnittlicher Klärschlamm gemäss <ESU 1996> bilanziert. Es wird ein Wassergehalt von 30% angenommen.

4.11 Datenqualität

Die Emissionen durch deponierte Abfälle werden spezifisch aufgrund ihrer Zusammensetzung bilanziert. Die Bilanzierung der sekundären und weiteren Schritte der Reaktordeponie (Sickerwasserreinigung der ARA, Entsorgung des Klärschlammes, Deponierung der KVA-Reststoffe), wird ebenfalls abfallspezifisch bilanziert. Dies bedeutet einen wesentlichen Qualitätsfortschritt gegenüber der Bilanzierung in der ersten Auflage. Die Daten sind jedoch nicht vollständig, da in der Reaktordeponie selbst von lediglich 12 chemischen Elementen Transferkoeffizienten abgeschätzt werden konnten. Hier wären Erweiterungen des Spektrums wünschbar. Die Vollständigkeit der Bilanzierung ist aber auch abhängig von der Vollständigkeit der bilanzierten Zusammensetzung des Abfalls. Die Abfallzusammensetzungen schwanken normalerweise stark und es müssen

Durchschnittswerte verwendet werden. Die Zusammensetzungen sind in den meisten Fällen genügend vollständig. Falls künftig für mehr Elemente Transferkoeffizienten der Deponie existieren, sollten die Gehalte dieser Elemente in den Abfällen eruiert werden.

Durch die generalisierte Behandlung aufgrund des Gehaltes chemischer Elemente, können die Sickerwasseremissionen im wesentlichen auch nur als Elemente bilanziert werden. So werden z.B. die Emissionen eines formaldehydhaltigen Abfalls lediglich als TOC-Emission verbucht. Zur feineren Auflösung der Bilanzierung der Schadstoffemissionen wären pro Abfall aufwendige Abklärungen über ihr Verhalten in Reaktordeponien nötig. Diese Angaben – falls sie überhaupt existieren – schwanken jedoch stark, weil das Verhalten des Abfalls vom variablen Deponieklima abhängt. Das Emissionsverhalten dürfte abhängig von Temperatur, pH, Beregnung etc. sowie des umgebenden "Mitmülls" sein (extremes Beispiel: prinzipiell leicht abbaubarer Abfall in einem Plastikcontainer). Im diesem Sinne ergibt das gewählte Vorgehen eine den Umständen entsprechend genügend genaue Abbildung der relevanten Sickerwasseremissionen.

Die Abbaubarkeiten der Abfälle sind generell grob geschätzt und die Aufteilung in Emissionen der überwachten Phase der Deponie und Langzeitemissionen entsprechend unsicher. Die Abbaubarkeit eines Abfalls ist ebenfalls stark abhängig vom Deponieklima (s.o.). Die Abbaubarkeit bestimmt gemäss der hier verwendeten Methodik unter anderem, welcher Anteil der entstehenden Sickerwasserbelastungen in einer ARA nachgereinigt werden. Die Aufwendungen der ARA machen einen nicht vernachlässigbaren Teil der kumulierten Umweltauswirkungen der Reaktordeponierung aus. Insofern ist die Abbaubarkeit des Abfalls eine wichtige Grösse der Bilanz, die aber inhärent eine grosse Schwankungsbreite aufweist.

4.12 Resultate

Die vollständigen kumulierten Resultate befinden sich auf der CD-ROM im Ordner "Eingabedaten und Resultate". Als Beispiel werden hier einige Resultate der Reaktordeponierung von Holz vorgestellt.

4.12.1 Holz in Reaktordeponie

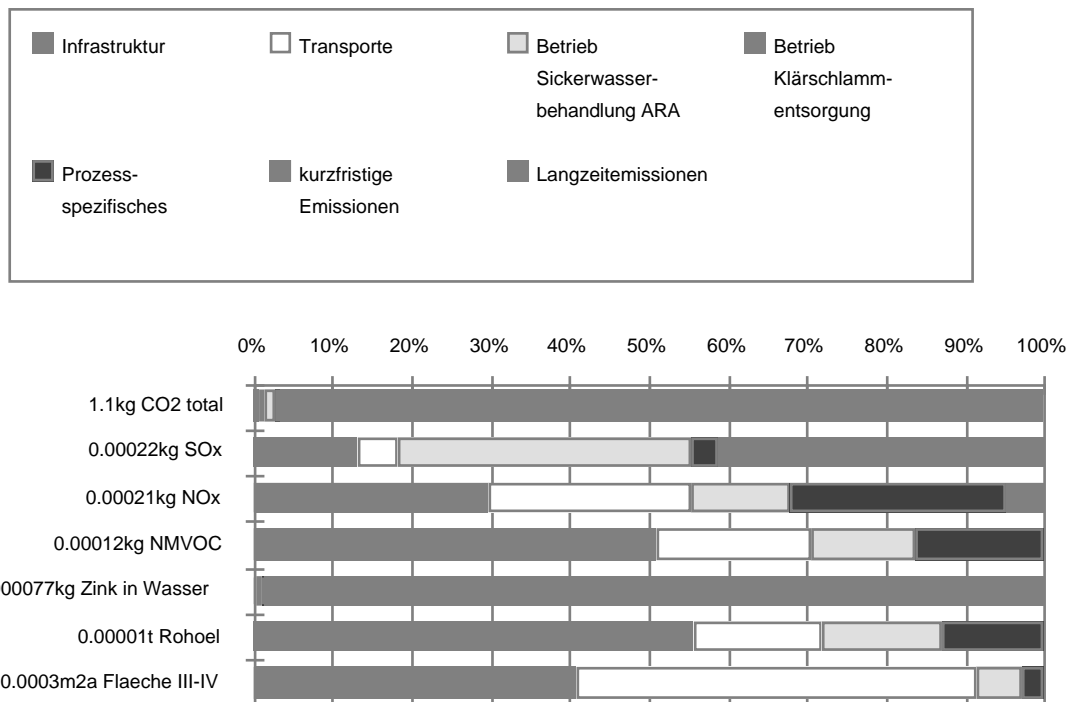


Fig. F 4.2: Herkunft einiger kumulierter Umwelteinwirkung der Entsorgung von einem Kilogramm unbehandeltem Holz in der Reaktordeponie.

Der Einfluss der Infrastruktur bei der Reaktordeponierung von Holz ist deutlich spürbar; ebenso der Transport. Die kurzfristigen Emissionen können bei Wasser- aber auch Luftemissionen dominant werden. Da Holz sich innerhalb der 150 Jahre dauernden überwachten Phase vollständig abbaut, gelangt ein namhafter Teil der Abbauprodukte ins Deponiegas. Wichtig ist auch der sekundäre Prozess der Sickerwasserbehandlung in der ARA. Der tertiäre Prozess der Klärschlamm Entsorgung ist bei den in Fig. F 4.2 aufgeführten Auswirkungen vernachlässigbar, macht aber bei den neu eingeführten Schwermetallemissionen in den Boden 100% aus. Bei schwer abbaubaren Abfällen werden die Einwirkungen der sekundären und tertiären Prozesse entsprechend weniger wichtig, da eher das Sickerwasser nach der überwachten Phase belastet wird, welches nicht behandelt wird.

5. Abfälle in Inertstoffdeponie

In der Schweiz werden Inertstoffdeponien nach der "Technischen Verordnung über Abfälle" <TVA 1988> nur für ein eng beschränktes Spektrum von anorganischen Abfällen (vorwiegend Bauabfälle) ohne Umweltgefährdungspotential verwendet. Als Umweltbelastung durch Deponien werden lediglich der Flächenverbrauch sowie der Bau- und Infrastrukturaufwand bilanziert. Nach <BUWAL 1988> ist für Reststoffdeponien eine Mächtigkeit von 10 - 20m üblich. Als Durchschnittswert wird hier für alle drei Deponietypen eine Mächtigkeit von 15m veranschlagt. Pro Quadratmeter können also 15m³ Deponiegut gelagert werden. Bei gegebener Masse des Inputs kann so bei einer angenommenen durchschnittlichen Schüttdichte von 1.5kg/dm³ die resultierende Flächenbeanspruchung berechnet werden.

Beim Bau einer Deponie wird je nach Standort ein Übergang von kultivierter oder modifizierter auf bebaute Fläche (II/III - IV) vollzogen. Für die Qualität der ursprünglichen Fläche werden hier 30% modifiziert und 70% kultiviert angenommen. Nach der Nutzungsphase wird das Deponiegelände rekultiviert, wodurch wieder die ursprüngliche Flächenkategorie hergestellt werden soll. Da in der Regel eine etappenweise Deponienutzung vorgesehen ist, kann die Bau-, Betriebs- und Rekultivierungsphase auf etwa 12 Jahre beschränkt werden. Für die Inertstoffdeponie werden keine Materialaufwendungen verrechnet.

Die Bauprozesse werden auf 1.5m³ bewegtes Erdreich (bzw. Deponiegut) pro m³ Deponievolumen veranschlagt. Pro Kilogramm Deponiegut werden also 1 dm³ Erdreich ausgehoben.

	Abfälle in Inertstoffdeponie
Fläche:	[m ² a/kg]
III - IV	3.7*10 ⁻⁴
II - III	6.7*10 ⁻⁴
II - IV	1.6*10 ⁻⁴
Allg. Dienstleistungen:	[m ³ /kg]
Aushub Frontlader-Raupe	1*10 ⁻³

Tab. F 5.1: Aufwendungen für den Betrieb von Inertstoffdeponien. Die direkten Luft- und Wasseremissionen werden nicht berücksichtigt.

Die Datenmodule von Abfällen in die Inertstoffdeponie heissen:

- "Bausperrgut in Inertstoffdeponie"
- "Beton in Inertstoffdeponie"
- "Deckfarbe in Inertstoffdeponie"
- "Erdgasleitungen in Inertstoffdeponie"
- "Glas in Inertstoffdeponie"
- "Kalksteinrueckstaende in Inertstoffdeponie"
- "Kupfer in Inertstoffdeponie"
- "Mineralwolle in Inertstoffdeponie"
- "Stahl in Inertstoffdeponie"
- "Zeolithe in Inertstoffdeponie"

5.1 Datenqualität

Die Eingabedaten bei in der Inertstoffdeponie deponierten Abfällen beschränkt sich auf eine abfallunspezifische Abschätzung des Flächenverbrauchs und des benötigten Aushubs. Eine Verbesserung der Datenqualität wäre durch die Verwendung von abfallspezifischen Deponievolumina möglich. Der Aufwand für eine allfällige Kompaktierung könnte zusätzlich

bilanziert werden. Auf eine Bilanzierung der direkten Emissionen aus der Deponie wurde verzichtet, was durch die Charakterisierung des Deponiegutes als Inertstoff gerechtfertigt sein dürfte.

Aufgrund der allgemein geringen ökologischen Relevanz von Inertstoffdeponien darf die Datenqualität für diese Studie als genügend bezeichnet werden. Für detaillierte Aussagen über das System "Inertstoffdeponie" allein sind die Angaben jedoch eher knapp.

5.2 Resultate

Da die geringen Emissionen, die direkt auf den Inertstoffdeponien entstehen in der vorliegenden Arbeit nicht bilanziert werden, erübrigt sich ein Vergleich der direkten und indirekten Umweltbelastungen.

Die vollständigen kumulierten Resultate befinden sich auf der CD-ROM im Ordner "Eingabedaten und Resultate".

6. Abfälle in Sonderabfallverbrennung

6.1 Übersicht

In der Schweiz entstanden laut <BUWAL 1993> im Jahr 1991 rund 740'000 t Sonderabfälle, wovon 223'700 t in der Schweiz und 28'400t im Ausland verbrannt wurden. Eine Übersicht über die Art der Verbrennungsanlagen ist in Tab. F 6.1 wiedergegeben.

In der Schweiz verbrannte Sonderabfälle im Jahr 1991	Menge 1991
Sonderabfallverbrennungsanlagen	35'200 t
Industriefeuerungen	102'000 t
Zementwerke	58'500 t
Kehrichtverbrennungsanlagen	28'000 t
Total (inkl. Wasseranteil)	223'700 t

Tab. F 6.1: Behandlung der brennbaren Sonderabfälle in der Schweiz im Jahr 1991 nach <BUWAL 1993>.

6.2 Wahl der bilanzierten Anlage

In der Schweiz existierten 1994 sechs Sonderabfallverbrennungsanlagen mit einer Kapazität von rund 40'000 t/a . Drei weitere Anlagen mit insgesamt 60'000 Jahrestonnen Kapazität waren in Planung. Eine dieser drei neuen Anlagen wurde von der CIBA in Basel gebaut (Kapazität 13'500 t/a). Da lediglich Planungsdaten zu der Anlage in Basel erhältlich waren, wird bei der Bilanzierung der abfallspezifischen Emissionen nur von dieser einen Anlage ausgegangen. Auf die Ermittlung eines repräsentativen Durchschnitts der sechs bestehenden SAVA muss vorläufig verzichtet werden.

Die Betriebsdaten der SAVA werden anhand von Messungen an Pilotanlagen und Hochrechnungen ermittelt und in einem Umweltverträglichkeitsbericht <UVB 1988> zusammengestellt. Es handelt sich also nicht um effektive Emissions-Messungen, sondern lediglich um Prognosen. Da die Anlage dem neusten Stand der Technik entspricht, liegen ihre Emissionswerte insbesondere für flüchtige Kohlenwasserstoffe und Stickoxide sicher deutlich unter dem Durchschnitt.

Die angegebenen Betriebsdaten können nur als provisorisch gelten, da sich während der Bauphase noch einige Änderungen gegenüber dem Planungsstand von 1988 ergeben haben (z.B. Stromerzeugung, Heizölqualität, Abluftmenge, Abwasserreinigung etc.). Dennoch werden hier die Daten unverändert von <UVB 1988> übernommen, da die Anlage nicht exakt bilanziert, sondern lediglich die Grössenordnung der Emissionen erfasst werden soll.

6.3 Verfahrenstechnischer Aufbau

Der Aufbau der Sonderabfallverbrennungsanlage ist in Fig. F 6.1 dargestellt. Die verfahrenstechnischen Hauptbestandteile sind:

- Drehrohrofen mit einer Temperatur von 1'200°C und einer Verweilzeit von 2.5s. Zur genauen Steuerung der Verbrennungstemperatur bei wechselnder Zusammensetzung des Abfalls wird Heizöl S als Stützbrennstoff eingesetzt.
- Nachbrennkammer mit 1'200°C und 4s Verweilzeit. Feuerung: Heizöl S
- Dampfkessel zur Nutzung der Rauchgasenthalpie. Die Flugasche, welche sich bei der Abkühlung der Rauchgase absetzt, wird in den Drehrohrofen zur vollständigen Oxidation der verbleibenden Kohlenwasserstoffe zurückgeführt.
- Entnahmedampfturbine mit vorgeschaltetem Dampfüberhitzer. Feuerung: Heizöl S, Kühlung: 1'100m³/h Wasser.
- Rauchgas- und Abwasserreinigung mit sechs Waschstufen und einer DeNOx-Anlage:

- Für die ersten drei Stufen zur Reduktion der Staub-, Halogen- und Aerosolfrachten werden Wasser (600m³/h), Natronlauge (NaOH) und Natriumbisulfit (NaHSO₂) eingesetzt. Das entstehende Abwasser wird der nahegelegenen Abwasserreinigungsanlage (ARA) mit den Behandlungsstufen Neutralisation, Fällung, Flockung/Flotation, Biologie zugeführt. Für die Schwermetalle wird in der ARA eine minimale Abscheiderate von 90% angenommen. Die effektive Abscheiderate dürfte bei einigen Elementen nahezu 100% erreichen. Die Halogen-Salze (NaCl, NaBr, NaI, etc.) verbleiben hingegen im Wasser und werden nach der ARA in den Vorfluter eingeleitet. Das System "Abwasserreinigungsanlage" wird hier einfachheitshalber direkt mit der SAVA zusammen bilanziert.
- Für die Schwefelwäsche werden Wasser (2'400m³/h) und Natronlauge benötigt. Die vorwiegend mit Sulfit befrachteten Abwasser werden nach einer einfachen Aufbereitung (Sulfitoxidation und Feststoffabscheidung) direkt in den Vorfluter eingeleitet.
- Da die katalytische Reduktion der Stickoxide in der DeNOx-Anlage nur in einem bestimmten Temperaturbereich abläuft, müssen die Gase mit einem Erdgas-Brenner und einem Wärmetauscher von ca. 70°C auf 250 - 350°C aufgeheizt werden. Als Reduktionsmittel wird im Katalysator Ammoniak eingedüst.

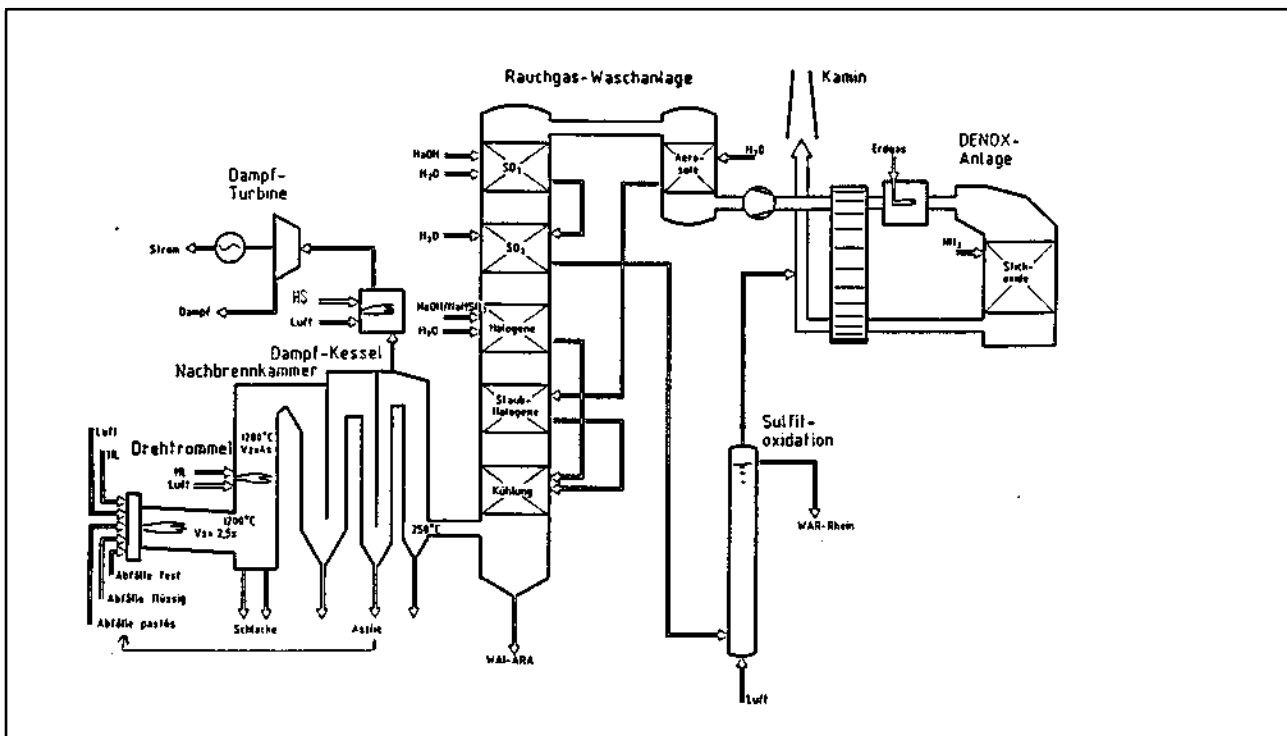


Fig. F 6.1: Schema der bilanzierten Sonderabfallverbrennungsanlage.

6.4 Transferkoeffizienten

Je nach Zusammensetzung der zu verbrennenden Sonderabfälle entstehen entsprechende Emissionen in die drei Kompartimente Luft, Wasser und Boden. Um den Zusammenhang zwischen Input-Zusammensetzung und Emissionen darzustellen, werden sogenannte Transferkoeffizienten (TK) gebildet. Diese Transferkoeffizienten geben für den Input von 1 kg eines bestimmten Elements die mengenmäßige Aufteilung der Output-Frachten in Gramm auf die drei Output-Medien Reingas (Luft), Abwasser (Vorfluter) und feste Rückstände (Schlacke, Filterkuchen). Die Transferkoeffizienten einiger wichtiger Schadstoffe nach <UVB 1988> sind in Tab. F 6.2 dargestellt.

Element-Input [1 kg]	Schadstoff-Output	Luftemissionen [g/kg]	Wasseremissionen ¹⁾ [g/kg]	Reststoffdeponie [g/kg]
C	CO ₂	3'660	0	0
	CO	2.1	0	0
S	SO _x als SO ₂	10.7	0	0
	SO ₄ ²⁻	0	2'668	2.7
N ²⁾	NO als NO ₂	152	0	0
	NO ₃ ²⁻	0	351	0
Cl	Cl-	0.03	999	0.05
F	F-	0.5	266	734
Hg	Hg	40	106	850
Cd	Cd	9	102	890
Zn	Zn	2.9	102	895
Pb	Pb	3.3	115	880

Tab. F 6.2: Elementspezifische Emissionsfaktoren der bilanzierten SAVA. Die Output-Mengen beziehen sich auf 1 kg des entsprechenden Input-Elements; ¹⁾: Von den im Abwasser der Stufen 1, 2, 3 und 6 gelösten Schwermetallen gelangen nur 10% in den Vorfluter. Der Rest wird in der ARA chemisch ausgefällt und mit den Filterrückständen (Filterkuchen) deponiert; ²⁾: rund 870 g/kg Brennstoff-Stickstoff werden nach der DeNOx-Anlage als N₂ emittiert.

6.5 Abfallspezifische Bewertungsschritte

Als Output der SAVA sollen nicht Durchschnittswerte, sondern die spezifischen Emissionen für jeden Sonderabfall-Input mit bekannter Zusammensetzung ermittelt werden. Dabei treten bei einigen Schadstoffen, deren Entstehung nicht direkt oder nur teilweise auf die Zusammensetzung der Abfälle zurückgeführt werden kann, Bewertungsprobleme auf. Für jedes Bewertungsproblem müssen sinnvolle Verteilschlüssel entwickelt werden, um die Output-Stoffflüsse auf die verschiedenen Input-Kategorien zu verteilen.

Dasselbe gilt auch für Betriebsstoff- und Endenergieverbräuche, für die Erzeugung von Dampf und Strom, für Schlacken und Filterkuchen sowie den Bau und Unterhalt der gesamten SAVA.

Im folgenden Abschnitt sind einige Bewertungsprobleme und die entsprechenden Verteilschlüssel beschrieben.

Stickstoffverbindungen

Sickoxide (NO_x) entstehen zum einen aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff (Brennstoffstickoxid = abfallspezifisch) und zum andern aus dem Luft-Stickstoff (thermisches Stickoxid = prozessspezifisch) bei der Verbrennung. Eine Aufteilung auf abfallspezifische und prozessspezifische Emissionen erfolgt nach der folgenden Modellvorstellung:

- Der in den Abfällen enthaltene Stickstoff wird zu 50% oxidiert, der Rest als N₂ emittiert. Bei 100 t Brennstoff-Stickstoff pro Jahr, 5'620 Betriebsstunden und 45'000 Norm-Kubikmeter (Nm³) pro Stunde (trocken, 11% O₂) <UVB 1988> entspricht dies 1300 mg/Nm³ NO_x im Rauchgas. Die effektive Konzentration der Stickoxide nach der Nachbrennkammer ist leider nicht bekannt. Bei Kehrichtverbrennungsanlagen ohne DeNOx-Stufe liegt die Stickoxid-Konzentration bei ca. 400mg/Nm³ <BUWAL 1991 b>. In Anbetracht des geringeren Brennstoffstickstoff-Inputs, der tieferen Feuerungstemperatur und der kürzeren Verweilzeit in der KVA erscheint die für die SAVA berechnete Stickoxid-Rohgaskonzentration realistisch.
- Bei einer Verbrennungstemperatur von 1'200°C und einer Verweilzeit von 6.5 Sekunden entsteht praktisch kein thermisches NO_x (ca. 0.1 mg/Nm³, trocken, 11% O₂). Auch wenn innerhalb des Flammereichs lokal Temperaturen von 1'400°C herrschen, wird noch immer sehr wenig thermisches NO_x gebildet (ca. 43 mg/Nm³, trocken, 11% O₂) <Suter 1990>.

Der Anteil der abfallspezifischen Stickstoffverbindungen liegt demnach zwischen 97 und 100%. In der Folge werden daher die thermischen Stickoxide vernachlässigt und alle NO_x-Emissionen den stickstoffhaltigen Abfällen angelastet.

Heizölverbrauch

Um für eine optimale Zersetzung komplexer Kohlenwasserstoff-Verbindungen im Drehrohrföfen und in der Nachbrennkammer eine konstante Temperatur von 1'200°C einzuhalten, werden neben den 13'500 t Sonderabfall zusätzlich 8'000 t Heizöl S verbrannt. Damit der Heizölverbrauch und die damit verbundenen direkten Emissionen abfallspezifisch bilanziert werden können, muss wiederum ein vereinfachtes Modell formuliert werden:

- Der untere Heizwert (H_u) von Abfällen lässt sich bei gegebener Zusammensetzung nach folgender Formel <Michel 1938> näherungsweise berechnen:

$$H_u = (341 C + 1244 H + 62.9 N + 191 S - 98.5 O) * TS / 100 - 25 * (0.09 * H * TS + W) \quad [\text{kJ/kg}]$$

C, H, N, S, O = Element-Gew.% bezogen auf die Trockensubstanz

TS = Trockensubstanz in Gew.%

W = Wassergehalt in Gew.%

- Der durchschnittliche untere Heizwert der Sonderabfälle beträgt ca. 17 MJ/kg <UVB 1988>. Zusammen mit dem verbrannten Heizöl S (40.6 MJ/kg, Siehe Tab. IV.3.31) ergibt sich ein durchschnittlicher Energieaufwand von 41.1 MJ/kg Sonderabfall.
- Um eine konstante Verbrennungstemperatur von 1'200°C aufrecht zu erhalten, muss je nach Heizwert des Sonderabfall-Inputs mehr oder weniger Heizöl S verbrannt werden. Der Heizölverbrauch wird daher als Funktion des abfallspezifischen unteren Heizwerts angerechnet:

$$HV = (41.1 - H_u) / 40.6 \quad [\text{kg Heizöl S} / \text{kg Sonderabfall}]$$

HV = Heizölverbrauch

H_u = unterer Heizwert des Sonderabfalls

Abfälle mit einem unteren Heizwert von genau 41.1 MJ/kg kommen nach diesem Modell also ohne Stütz- und Nachbrennfeuerung aus.

Für die ölspezifischen Emissionen können aus der Stoffflussanalyse des Umweltverträglichkeitsberichts <UVB 1988> die folgenden Faktoren abgeleitet werden:

Element-Input	Schadstoff-Output	Luftemissionen [g/kg]	Wasseremissionen [g/kg]	Reststoffdeponie [g/kg]
C	CO ₂	3'111		
	CO	1.8		
S	SO ₂ , SO ₃	0.0004		
	SO ₄ ²⁻		3.7	0.004

Tab. F 6.3: Ölspezifische Emissionen pro kg Heizöl S. Diese Emissionen werden je nach Heizölverbrauch abfallspezifisch angerechnet.

Energieproduktion und Abwärme

Die Bewertung der Energienutzung von Entsorgungsanlagen ist ein umstrittenes Thema, da je nach Bewertungsschema produktspezifische Entsorgungsbilanzen sehr unterschiedlich ausfallen können. Von den Autoren dieses Berichts wird der folgende Standpunkt vertreten:

- Die Verbrennung von Sonderabfällen, Siedlungsabfällen und anderen brennbaren Abfällen dient der Zerstörung von giftigen organischen Inhaltsstoffen sowie der Reduktion des Deponievolumens. Die thermische Behandlung von brennbaren Abfällen wird unabhängig von einer allfälligen Energienutzung angestrebt. Die freiwerdende Energie ist demnach ein Nebenprodukt

und wird primär als Abwärme den Abfällen angelastet. Sofern eine Energienutzung erfolgt, reduziert sich die Abwärme um die genutzte Energiemenge.

Der in der Verbrennungsanlage erzeugten Energie (Strom und Entnahmedampf) werden nur die Aufwendungen für Turbinen, Leistungselektronik, Pumpen, Transformatoren, Fernwärmenetz, Spitzenlastkessel etc. angelastet. Durch diese Bilanzierungsmethode wird das Vermeiden von Abfällen und das Abnehmen von Strom und Fernwärme aus einer Entsorgungsanlage maximal begünstigt.

Dank der im Dampfkessel der SAVA gewonnenen Energie können 1'000kWh Strom und 20t Dampf pro Stunde in das Werksnetz eingespiessen werden. Auf diese Weise werden in der Heizzentrale stündlich 1'800kg Heizöl eingespart. Bei 5'620 Betriebsstunden und einem unteren Heizwert von Heizöl S von 40.6 MJ/kg entspricht dies einer Einsparung von 411 TJ pro Jahr. Der gesamte Energie-Input durch Sonderabfall und Heizöl S in die SAVA beträgt 554 TJ. Somit kann die bei der Verbrennung freiwerdende Energie zu 74% genutzt werden, der Rest wird als Abwärme emittiert.

Zusammen mit der Abwärme sind auch die relativ hohen Wasserdampfemissionen der SAVA zu erwähnen. Nach der Rauchgaswäsche der DeNOx-Anlage und dem Wärmetauscher verlassen die gesättigten Rauchgase mit etwa 80°C den Kamin. Bezogen auf den Input ergeben sich somit rund 2kg Dampf pro kg Sonderabfall. Dampfemissionen werden innerhalb dieses Projekts nicht verbucht.

Feste Reststoffe

Da die Flugasche zur vollständigen Zersetzung organischer Bestandteile in den Drehrohren zurückgeführt wird, verbleiben als feste Rückstände nur die Schlacke aus der SAVA und der Filterkuchen aus der ARA.

Nach <UVB 1988> entstehen pro Jahr rund 1'500t Schlacke mit einem Deponievolumen von 1000m³. Die Schlacke soll die Bedingungen für eine Deponierung auf einer Reststoffdeponie ohne spezielle Nachbehandlung (z.B. Verfestigung) erfüllen. Das Deponievolumen wird den anorganischen Bestandteilen der Sonderabfälle gemäss ihrer Transferkoeffizienten angerechnet.

Für den Transportweg zur Reststoffdeponie werden 30km mit einem 16t LKW (9t Nutzlast) veranschlagt. Dies entspricht einem jährlichen Transportaufwand von 45'000tkm. Bezogen auf den durchschnittlichen Abfall-Input resultieren 3.3tkm pro Tonne Sonderabfall.

Der in der Abwasserreinigungsanlage anfallende Filterkuchen wird aufgrund der geringen Menge vernachlässigt.

Chemikalien und Wasser

Ähnlich wie der Heizölverbrauch sollten auch der Chemikalien- und der Wasserverbrauch abfallspezifisch bilanziert werden. In den zwei Schwefel-Waschstufen werden z.B. grosse Mengen Wasser und einige 100kg/a Natronlauge eingesetzt. Dieser Aufwand könnte mit einem Verteilschlüssel schwefelhaltigen Abfällen sowie dem ebenfalls schwefelhaltigen Heizöl S angelastet werden. Da aber in der Regel in allen Waschstufen nicht nur ein, sondern mehrere Schadstoffe ausgewaschen werden, sind für eine solche abfallspezifische Bilanzierung sehr genaue Kenntnisse der Schadstoffkonzentrationen vor und nach der entsprechenden Waschstufe nötig.

Im Rahmen dieses Projekts muss auf eine abfallspezifische Bilanzierung von Chemikalien verzichtet werden. Der Wasserverbrauch wird lediglich als Durchschnittswert pro kg Sonderabfall verbucht.

Infrastruktur

In <Mauch 1992> wurde der spezifische Materialeinsatz für den Bau und den Unterhalt von Kehrrechtverbrennungsanlagen ermittelt. Für die beiden relevanten Materialien Stahl und Beton (95% der Gesamtmasse) werden inklusive Wartung und Verschleiss und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Lebensdauer der einzelnen Komponenten die folgenden Werte angegeben:

Stahl: 1.4 g/kg Siedlungsabfall

Beton: 5.4 g/kg Siedlungsabfall

Der Stahlverbrauch für die Turbogruppe ist darin nicht enthalten, da dieser der abgegebenen Energie und nicht den Abfällen anzulasten ist.

Da die spezifischen Materialverbräuche in <Mauch 1992> anhand einer älteren KVA ermittelt worden sind, liegen die spezifischen Verbräuche der Sonderabfallverbrennungsanlage mit einer wesentlich aufwendigeren Rauchgasreinigungsanlage wahrscheinlich etwas höher. Der spezifische Materialaufwand für die SAVA wird daher um einen Faktor 2 höher angesetzt.

Der Stahleinsatz wird nach eigener Annahme zu 70% unlegiert und 30% niedriglegiert verbucht.

Der Flächenbedarf der SAVA wird in Anlehnung an entsprechende Untersuchungen von Kohlekraftwerken <Jensch 1988> auf $10 \text{ m}^2\text{a}/\text{TJ}_{\text{in}}$ geschätzt. Bei einem durchschnittlichen unteren Heizwert von 17 MJ/kg Sonderabfall resultieren $6 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2\text{a}/\text{kg}$. Die ursprüngliche Qualität der beanspruchten Fläche wird auf 30% modifiziert (Kategorie II) und 70% kultiviert (Kategorie III) geschätzt.

6.6 Zusammensetzung der Sonderabfälle

Als Input in die Sonderabfallverbrennungsanlage werden die folgenden Abfallkategorien bilanziert:

- Bilgenöl ist eine wasserhaltige Ölemulsion, die periodisch aus dem Rumpf von Schiffen abgepumpt wird. Das hier bilanzierte Bilgenöl stammt von Binnenschiffen für den Erdöltransport.
- Leichtstoffabscheiderschlamm ist eine wasserhaltige Ölemulsion, die in den Rückhaltebecken von Grosstanklagern anfällt.
- Raffinerieschlamm fällt als Produktionsrückstand bei der Erdöl-Raffinerie an.
- Altöl ist eine heterogene Mischung aus verunreinigten Schmierölen, die aus dem Betrieb von Fahrzeugen und anderen Maschinen als Rückstand in kommunalen Sammelstellen und Garagen anfallen. In <CITEPA 1981> werden Schwermetallgehalte von alten Motoren- und Getriebeölen angegeben. Nach <BUWAL 1993> enthalten diese neben 10-20% Wasser auch Additive, Nitrite, Zink, Blei und Kupfer. Der Heizwert wird auf 40 MJ/kg geschätzt, das C/H-Verhältnis wird mit Dieselöl gleichgesetzt.

Elemente	Bilgenöl [g/kg]	Leichtstoffab- scheiderschlam m [g/kg]	Raffinerie- schlamm [g/kg]	Altöl [g/kg]	Durchschnittlicher Sonderabfall [g/kg]
C	84	17	85	780	416
O	1.3	0.2	1		40
H	10	2.7	13.5	120	61
S	3.7	0.1	0.5		32
N	1	0.1	1		7.4
Cl					104
F					3.7
P	$4 \cdot 10^{-7}$	0.15	0.47	$7.5 \cdot 10^{-1}$	2.2
B		$2 \cdot 10^{-3}$			$7 \cdot 10^{-3}$
Hg			$2 \cdot 10^{-3}$		$7.4 \cdot 10^{-4}$
Cd		$8 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-2}$		$3.7 \cdot 10^{-4}$
Co			$2 \cdot 10^{-2}$		0.074
Ni	$7.9 \cdot 10^{-5}$	$3.8 \cdot 10^{-3}$	0.15	$7.4 \cdot 10^{-2}$	0.074
Zn		0.27	1	$7.0 \cdot 10^{-1}$	0.37
Pb	$1 \cdot 10^{-6}$	0.07	0.45	2.5	0.074
Cr		$6.9 \cdot 10^{-3}$			0.074
Cu		$1.2 \cdot 10^{-2}$	0.1	$3.7 \cdot 10^{-1}$	0.37
Anorg. Rest	0	80	17		109
Wasseranteil	900	900	880	100	250
Heizwert [MJ/kg]	1.92	-1.35	2.38	40	17

Tab. F 6.4: Zusammensetzung der zu verbrennenden Sonderabfälle nach Kap. IV "Erdöl" und <UVB 1988>.

Die ersten drei Sonderabfallkategorien haben aufgrund ihres hohen Wasseranteils sehr tiefe Heizwerte. In der Regel werden wässrige Ölemulsionen mit einem so hohen Wasseranteil vor der Verbrennung entwässert. Technisch wird dies entweder durch eine Ultrafiltration oder eine thermische Entwässerung (Eindampfung) realisiert. Sofern die Entwässerung nicht direkt auf dem Betriebsgelände vorgenommen wird, wo die Zusammensetzung der Ölschlämme noch relativ homogen sein dürfte, kommt nur eine thermische Entwässerung in Frage <Lehmann 1990>. Da für die thermische Entwässerung etwa gleich viel Energie benötigt wird wie für die Verdampfung des Wasseranteils im Drehrohrofen ist der durch die Vernachlässigung der Entwässerungsstufe einflussende Fehler tolerierbar.

Als Vergleichswert wird zudem die durchschnittliche Zusammensetzung von Sonderabfällen nach <UVB 1988> angegeben.

6.7 Eingabedaten

Die durch die Verbrennung von Sonderabfällen verursachten Umweltbelastungen werden soweit möglich abfallspezifisch bilanziert. Bei den Input-Aufwendungen kann nur der Heizölverbrauch und die Transportleistung abfallspezifisch berücksichtigt werden.

Zusammensetzungen der bilanzierten Sonderabfälle	Bilgenöl in SAVA [.../kg]	Leichtstoff- abscheider- schl. in SAVA [.../kg]	Raffinerie- schlamm in SAVA [.../kg]	Altöl in SAVA [.../kg]	Sonderabfall in SAVA (Durchschn.) [.../kg]
INPUT:					
Nicht energetische Ressourcen:					
Fläche:	[m ² a]	[m ² a]	[m ² a]	[m ² a]	[m ² a]
III - IV	4.2*10 ⁻⁷	4.2*10 ⁻⁷	4.2*10 ⁻⁷	4.2*10 ⁻⁷	4.2*10 ⁻⁷
II - IV	1.8*10 ⁻⁷	1.8*10 ⁻⁷	1.8*10 ⁻⁷	1.8*10 ⁻⁷	1.8*10 ⁻⁷
Endenergien:	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
Heizöl S	0.98	1.05	0.97	0	0.63
Rohstoffe und Halbfabrikate:	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
Wasser	1250	1250	1250	1250	1250
Materialien Infrastruktur:	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]
Beton	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
Stahl unlegiert	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Stahl niedriglegiert	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Transporte:	[tkm]	[tkm]	[tkm]	[tkm]	[tkm]
LKW 16t	0	2.4*10 ⁻³	5.7*10 ⁻⁴	6*10 ⁻⁵	3.3*10 ⁻³
Luftemissionen:	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]
Kohlendioxid (CO ₂)	3310	3206	3278	2900	3032
Kohlenmonoxid (CO)	1.9	1.8	1.9	1.6	1.7
Schwefeldioxid (SO ₂)	0.04	5.6*10 ⁻³	5.7*10 ⁻³	0.21	0.34
Stickoxide (NO _x)	0.25	0.13	0.53	2.53	1.87
Partikel	4*10 ⁻³	2*10 ⁻³	4*10 ⁻³	5*10 ⁻³	0.006
NMVOG	7*10 ⁻³	7*10 ⁻³	7*10 ⁻³	8*10 ⁻³	0.008
Blei (Pb)	2.9*10 ⁻⁵	1*10 ⁻³	1.3*10 ⁻³	0.021	0.021
Cadmium (Cd)			4*10 ⁻⁴	1.5*10 ⁻⁵	1.5*10 ⁻⁵
Chlor (Cl)				2.8*10 ⁻³	2.8*10 ⁻³
Chrom (Cr)		1.1*10 ⁻⁴			
Bor (B)		7.1*10 ⁻⁶			2.5*10 ⁻⁵
Brom (Br)					4.9*10 ⁻³
Iod (I)					4.1*10 ⁻³
Kobalt (Co)			1*10 ⁻⁴	3.7*10 ⁻⁴	3.7*10 ⁻⁴
Kupfer (Cu)		1.8*10 ⁻⁶	3*10 ⁻⁶	1.1*10 ⁻⁵	1.1*10 ⁻⁵
Nickel (Ni)	3.9*10 ⁻⁶	9.5*10 ⁻⁶	7.5*10 ⁻⁵	3.7*10 ⁻⁵	3.7*10 ⁻⁵
Phosphor (P)	2.7*10 ⁻⁷		3*10 ⁻⁴		1.5*10 ⁻³
Silber (Ag)				2.4*10 ⁻⁷	2.4*10 ⁻⁷
Quecksilber (Hg)			8*10 ⁻⁵	3.0*10 ⁻⁵	3.0*10 ⁻⁵
Zink (Zn)		1.2*10 ⁻³	9*10 ⁻⁴	3.3*10 ⁻⁴	3.3*10 ⁻⁴
Abwärme	[TJ]	[TJ]	[TJ]	[TJ]	[TJ]
	1.06*10 ⁻⁵	1.06*10 ⁻⁵	1.06*10 ⁻⁵	1.06*10 ⁻⁵	1.06*10 ⁻⁵
Wasseremissionen:	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]
Stickstoff gesamt	0.14	0.014	0.14		1.0
Chloride					104
Sulfate	13	4.1	4.9	0.02	87
Blei (Pb)	1.2*10 ⁻⁵	7.7*10 ⁻³	0.052	0.29	8.5*10 ⁻³
Cadmium (Cd)		8.2*10 ⁻⁵	1.0*10 ⁻³		3.8*10 ⁻⁵
Chrom (Cr)		1.5*10 ⁻⁴			1.6*10 ⁻³
Bor (B)		2.1*10 ⁻³			7*10 ⁻³
Kobalt (Co)			2*10 ⁻⁴		7.8*10 ⁻⁴
Kupfer (Cu)		1.3*10 ⁻⁴	1.0*10 ⁻³	3.9*10 ⁻³	3.9*10 ⁻³
Nickel (Ni)	1.7*10 ⁻⁴	8*10 ⁻⁵	3.2*10 ⁻³	1.6*10 ⁻³	1.6*10 ⁻³
Phosphor (P)	1.9*10 ⁻⁴	0.07	0.23		1.04
Quecksilber (Hg)			2.1*10 ⁻⁴		7.9*10 ⁻⁵
Zink (Zn)		0.03	0.10	7.1*10 ⁻²	3.9*10 ⁻³
Abfälle unbehandelt:	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]
Schlacke in Reststoffdeponie	0	80	19	3	110

Tab. F 6.5: Zusammenstellung der direkten Stoffflüsse einer Sonderabfallverbrennungsanlage für fünf verschiedene Abfall-Kategorien.

6.8 Beurteilung der Datenqualität

Die Qualität der in der Tabelle F 6.5 zusammengestellten Daten wird vor allem durch zwei Faktoren beeinträchtigt. Zum einen ist die Zusammensetzung der Sonderabfälle im Spurenbereich noch zu ungenau erfasst. Zum anderen steht die Rauchgasreinigungsanlage der bilanzierten SAVA auf einem technischen Niveau, das weit über dem Durchschnitt der zur Zeit in der Schweiz in Betrieb stehenden Anlagen liegt. Beide Faktoren führen zu einer Unterbewertung der effektiv entstehenden Emissionen.

Die mehrstufige Abwasserreinigungsanlage wird hier nur sehr grob berücksichtigt. Die Wasseremissionen werden dadurch für einzelne Elemente etwas überbewertet, der Chemikalieneinsatz und der Infrastrukturaufwand dafür unterbewertet. Wünschenswert wäre nicht zuletzt eine detailliertere Erfassung des Endenergie- und Betriebsstoffaufwands.

6.9 Auswertung der Resultate

Die vollständigen kumulierten Resultate befinden sich auf der CD-ROM im Ordner "Eingabedaten und Resultate".

Fig. F 6.2 zeigt einige kumulierte Umweltbelastungen, welche bei der Verbrennung von durchschnittlichen Sonderabfällen entstehen (Zusammensetzung nach Tab. F 6.4, letzte Spalte). Jede Umweltbelastung wird anteilmässig nach fünf Prozessstufen gegliedert.

Hervorzuheben ist der relativ grosse Einfluss der Heizölbereitstellung. Bei den NMVOC-Emissionen liegt der Anteil dieser Prozesskette bei nahezu 100%. Dabei ist zu berücksichtigen, dass unter Heizöl S nur Emissionen der Bereitstellung bis zum Regionallager zusammengefasst sind. Die bei der Verbrennung des Heizöls entstehenden Emissionen werden als direkte Emissionen verbucht.

Bei den differenzierten Kohlenwasserstoffen BTEX-Aromaten und Benzo(a)Pyren werden noch keine direkten Emissionen bilanziert, obwohl diese in geringen Mengen sicher auftreten. Über die effektive Aufteilung der Kohlenwasserstoffemissionen auf die zwei Prozessstufen "Heizöl S" und "direkte Emissionen" kann daher nichts ausgesagt werden.

Relativ gering ist der Anteil der Infrastruktur bei allen hier betrachteten Umweltbelastungen. Gänzlich vernachlässigbar ist der Transport der Verbrennungsrückstände zur Reststoffdeponie (30km LKW bilanziert).

Vernachlässigbar scheinen auch die Deponie-Emissionen (Prozessschritt "Reststoffe") zu sein. Allerdings werden nur Emissionen für die Deponie-Infrastruktur ermittelt, direkte Emissionen über das Sickerwasser und das Deponiegas werden nicht bilanziert, weshalb über die effektiven Umweltbelastungen auf der Stufe Reststoffdeponie noch keine Aussage gemacht werden kann.

Anhang F; Sonderabfallverbrennung

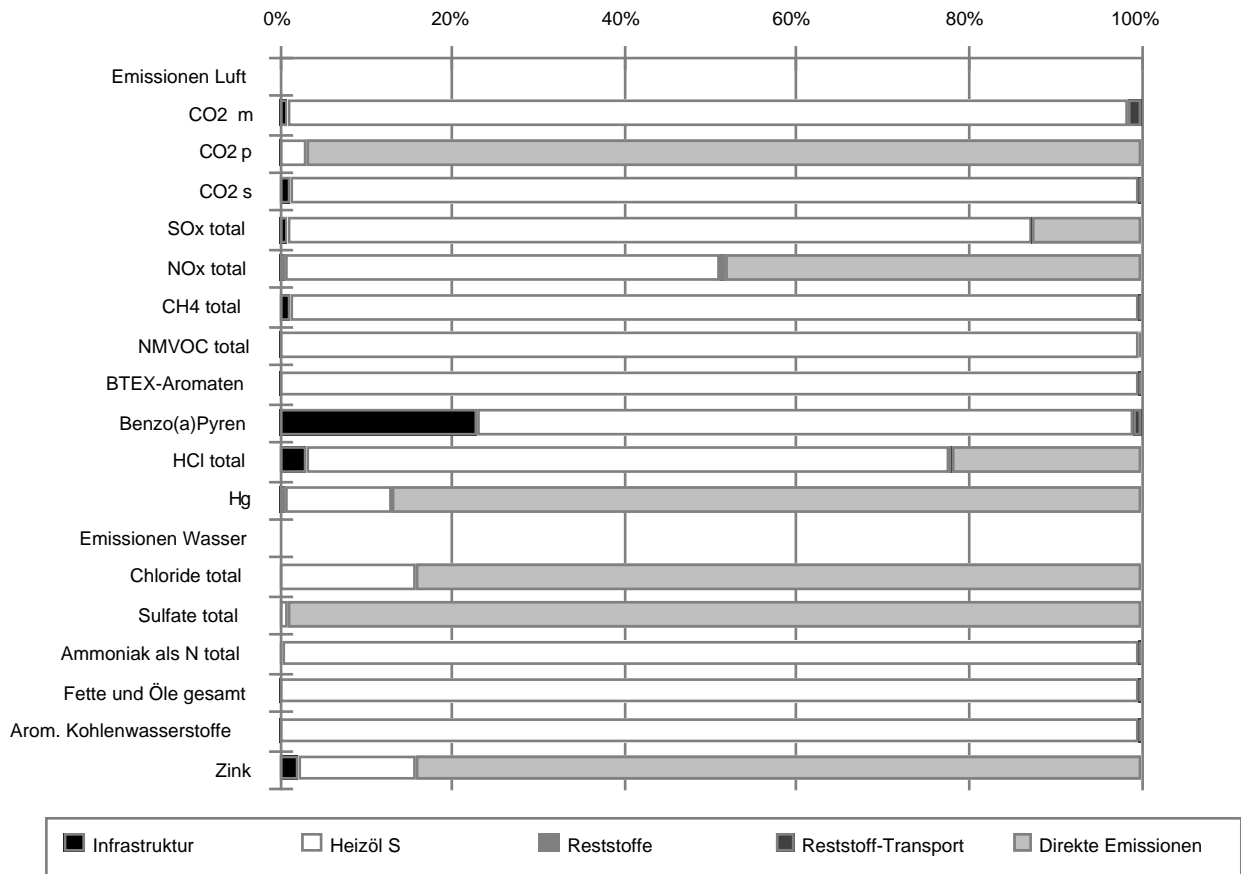


Fig. F 6.2: Luft- und Wasseremissionen, welche bei der Verbrennung von durchschnittlichen Sonderabfällen entstehen, differenziert nach fünf Prozessketten

7. Weitere Sonderabfälle

Diese Abfälle werden zwar als Datenmodule ausgewiesen, die Eingabedaten der entsprechenden Module werden aber nicht erhoben. Es handelt sich um Sonderabfälle, welche fallweise ganz verschiedene Abfallbehandlungen nötig machen (Vorbehandlung, Evt. Re- oder Downcycling, Entsorgung der Restabfälle).

7.1 Landfarming-Prozesse

Als Landfarming wird das Ausbringen von meist halbflüssigen Abfällen auf landwirtschaftliche Felder bezeichnet. Die Auswirkungen des Landfarmings wurden in der ersten Auflage der Ökoinventare nicht weiter betrachtet, sollen für die Aktualisierung aber berücksichtigt werden. Module, welche sich auf Landfarming-Prozesse beziehen, sind "Bohrabfall in Landfarming" und "Raffinerieschlamm in Landfarming".

In <ESU 1996> wurden bei der Analyse des Systems "Abwasserreinigung" elementare Transferkoeffizienten bei der Klärschlammausbringung in der Landwirtschaft abgeschätzt. Es wird hier angenommen, dass diese Abschätzungen auch für das Landfarming gültig sind.

Generell entstehen beim vorliegenden Vorgehen Emissionen ins Wasser und in den Boden. Durch Pflanzenaktivitäten können aus Bodenemissionen indirekt Luft- oder Wasseremissionen entstehen, was aber hier nicht betrachtet wird. Wasseremissionen entstehen durch Abschwemmung, Auswaschung oder Erosion des Trägerbodens. Beim Stickstoff entstehen durch mikrobielle Aktivitäten auch Luftemissionen.

Es wird angenommen, dass für die Austragung auf Äcker ein Traktor mit Sprühvorrichtung verwendet wird. Als Aufwand wird 70 Gramm Diesel in Baumaschine pro Kilogramm Schlamm abgeschätzt (3 MJ/kg).

	Emissionen ins Wasser als Element	verbucht als	Emissionen in die Luft als Element	verbucht als	Emissionen in den Boden als Element	verbucht als
C	4.00%	COD p			96.00%	C in Boden p
S	4.00%	Sulfate p			96.00%	S in Boden p
N	0.50% 12.50%	Stickstoff Gesamt p Nitrate p	8.00% 16.00%	NH3 Ammoniak p N2 Stickstoff p	63.00%	N in Boden p
P	4.00%	Phosphor Verb. p			96.00%	P in Boden p
Metalle	4.00%	Ion METALL p			96.00%	METALL in Boden p

Tab. F 7.1: Verwendete elementare Transferkoeffizienten für die Ausbringung von Schlämmen in Landfarming (in kg Element / kg Element).

7.1.1 "Bohrabfall in Landfarming"

Der Bohrabfall fällt bei den Bohrungen für die Erdgas- und Erdölexploration und -Produktion an. Als Zusammensetzung des Bohrabfalls werden dieselben Daten verwendet, wie für den "Bohrabfall in Reststoffdeponie".

7.1.2 "Raffinerieschlamm in Landfarming"

Die Schlämme stammen aus verschiedenen Quellen innerhalb der Erdöl-Raffinerie. Nach einer Vorbehandlung wird der verbleibende Schlamm entsorgt. Entsorgungsoptionen sind Verbrennung (SAVA), Deponierung oder Landfarming.

Die Zusammensetzung des behandelten Schlamms frei SAVA ist im Kapitel 6 angegeben. Aus Mangel an Daten wird angenommen, dass die Zusammensetzung der Schlämme frei Landfarming identisch sind.

7.2 "Elektronikabfaelle"

Dieses Modul wird innerhalb der Photovoltaikprozesskette bezogen. Die verschiedenen elektrischen Installationen der PV-Anlagen werden vorraussichtlich als problematischer Sonderabfall speziell entsorgt werden d.h. einer Stoffrückgewinnung zugeführt (Metalle). Der nicht verwertbare Teil wird verbrannt (Kunststoffe) oder deponiert (Glas, Keramik). Diese gesonderte Aufbereitung und Weiterbehandlung wurde in <ESU 1996> nicht behandelt und konnte auch für die vorliegende Studie nicht vertieft studiert werden.

7.3 Weitere Abfälle

Folgende Sonderabfälle werden in der ECOINVENT-Datenbank ausgewiesen, werden aber nicht bilanziert (i.e. die Datenmodule existieren, enthalten aber keine Eingabedaten).

- "Ionentauscherharz in Sonderabfall"
- "Katalysator in Sonderabfalldeponie"
- "PV-Produktionsabfaelle in SAVA"
- "PV/EVA-Zellenabfaelle"
- "Schlamm Ionentauscher in Sonderabfall"
- "Schweissstaub in Sonderabfallbehandlung"

8. Spezielle abfallbezogene Datenmodule

8.1 "Deponierte Flugasche"

Dieses Datenmodul wird in der Prozesskette der Braunkohlekraftwerke nachgefragt. Es handelt sich um die Flugasche aus der Kohleverbrennung, welche meist im Abbaugbiet selbst wieder deponiert wird. **Die Auswirkungen dieser Deponierung werden innerhalb der Prozesskette des Braunkohlesystems berücksichtigt** (s. Teil VI Kohle, Kap. 9.8 "Feste Abprodukte"). Die Mengen an Flugasche werden bei der Systemanalyse aber gesondert ausgewiesen. Dieses Modul erfüllt eine Inventarfunktion, da durch dieses Modul innerhalb der ECOINVENT-Rechnung eruiert ist, welche Menge Braunkohle-Flugasche deponiert wurde. Das Modul wird auch in den zusammengefassten Resultaten als Summand der Kategorie "Abfälle in Reststoffdeponie" verwendet (s. Teil III Methodik, Kap. 6.2).

Aus den obengenannten Gründen, darf dieses Datenmodul keine Eingabedaten enthalten, da sonst Doppelzählungen entstehen.

9. Schlussbemerkung

Durch die Berücksichtigung der abfallspezifischen Auswirkungen der Entsorgungsprozesse werden fallweise relevante Stoffflüsse in die Bilanz eingeführt (v.a. Wasseremissionen). Dabei wird neben den anfallenden Mengen vor allem die Zusammensetzung der Abfälle wichtig. Zur Bilanzierung der Entsorgung sollten die Zusammensetzungen der deponierten Abfälle oft in einem Detaillierungsgrad bekannt sein, der bisher nur bei den Brennstoffen nötig war. Werden spezifische Abfälle lediglich als durchschnittliche Abfallzusammensetzung in das entsprechende Entsorgungssystem bilanziert, können erhebliche Verzerrungen entstehen.

Die Datenbank ECOINVENT bildete bisher keine Massenbilanzen von einzelnen chemischen Elementen ab. Bei der Bilanzierung von Entsorgungssystem werden einige Aspekte der Massenbilanz aber zentral. Für die Entsorgung werden neben den Quantitäten von bilanzierten Stoffen auch deren Qualitäten wichtig. Dabei werden die Summenbilanzen der chemischen *Elemente* als Zusammensetzungen berücksichtigt. Zusammen mit der Angabe von weiteren Stoffqualitäten als Reaktivitätsparameter (Aschegehalt, Abbaubarkeit) ist ein generalisiertes Vorgehen möglich. Die chemische Identität einzelner chemischer *Verbindungen* im Abfall und deren Emission (evt. nach allfälliger Modifikation) wird dabei noch vernachlässigt. So werden zum Beispiel im Abfall keine verschiedenen Kohlenwasserstoffe unterschieden, sondern nur der Kohlen- und Wasserstoffgehalt erfasst. Die direkten Emissionen aus der Entsorgung werden daher lediglich als elementbasierte Verbindungen (Oxide oder Hydride) bzw. als Summenparameter (TOC, COD) bilanziert.

Anhang 1 Zusammensetzungen der bilanzierten Abfälle

Modulnamen	Al in KVA	Energiesparlampe in KVA	Energiesparlampe Plastic in KVA	F in KVA	Gluehlampe in KVA	Holz unbehandelt in KVA	Holzasche gemischt in KVA	Holzmasten in KVA	Karton in KVA	Kunststoffe in KVA	
Quelle	eigene Berechnungen	eigene Berechnungen	eigene Berechnungen	eigene Berechnungen	eigene Berechnungen	Teil XI, p.12	Teil XI ,p.45	eigene Berechnungen	<ESU 1996>	<ESU 1996>	
Spezifizierung	Aluminiumfolie als Bestandteil eines brennbaren Verbundstoffs	Inerter Anteil einer ARCO SL11Watt (oxidisch und metallisch)	Brennbarer Anteil einer ARCO SL11Watt (v.a. Kunststoffe)			ohne Imprägnierung	Mischung Brennraum-Flugasche, TS	imprägniertes Holz für Strommasten		Mischung langlebiger Kunststoffe	
Ho; MJ/kg	31.05		35.82			18.5		18.5	17.91	30.95	Ho
Hu; MJ/kg	31.05		34.08			15.		15.	15.92	24.01	Hu
H2O; kg/kg		0.3757	0.006141		0.3994	0.2	0.4782	0.2	0.1044	0.1527	H2O
O			0.3307		0.002628	0.3528		0.3528	0.3927	0.02966	O
H			0.0645		0.03153	0.0488		0.0488	0.05779	0.0951	H
C			0.5523			0.3952	0.03	0.3952	0.4333	0.6775	C
S			0.0001953			0.000128	0.022	0.000128	0.001777	0.0009246	S
N			0.005955			0.00104		0.00104	0.002584		N
P						0.00008	0.033	0.00008			P
B						0.0000024	0.00034	0.0000024			B
Cl	0.003433	0.0001391	0.02567		0.0001654	0.000072		0.000072	0.007173	0.04196	Cl
Br			0.0128							0.0001671	Br
F			0.00001003	1.						0.00002228	F
J											J
Ag											Ag
As							0.0000051		0.000001168	0.000001114	As
Ba		0.0000357	0.00004177				0.00056		0.00005719		Ba
Cd	0.000002135	0.00001785	0.000002888			0.00000024	0.0000083	0.00000024	0.000009331	0.0002021	Cd
Co			0.00002632			0.00000016	0.000023	0.00000016	0.000009181	0.00004568	Co
Cr		0.002001	0.000004595		0.0002563	0.0000008	0.0000073	0.0000008	0.00000924	0.00004656	Cr
Cu	0.000006048	0.08211	0.00001137		0.01441	0.000008	0.000064	0.000008	0.00003511	0.00004796	Cu
Hg		0.0001713	0.0000000752				0.00000001		0.0000003013	0.0000000407	Hg
Mn			0.00001504			0.000064		0.000064	0.0000952	0.000009948	Mn
Mo					0.0001258	0.0000024	0.0000013	0.0000024			Mo
Ni		0.0005355	0.000003342		0.002305	0.0000004	0.000042	0.0000004	0.00001064	0.00001522	Ni
Pb	0.00001815	0.005283	0.000005441		0.01897	0.0000056	0.000019	0.0000056	0.00002896	0.0008959	Pb
Sb		0.0004561	0.0001349						0.0000000046	0.00004786	Sb
Se							0.0006		0.000003107		Se
Sn		0.005139	0.00001948		0.009877				0.000006752	0.00002919	Sn
V			0.001086				0.000025			0.000321	V
Zn	0.00002064	0.007142	0.00006105		0.0321	0.0000176	0.0012	0.0000176	0.00006333	0.0003778	Zn
Si		0.2568			0.3032						Si
Fe		0.1312	0.0008355			0.0000176	0.012	0.0000176			Fe
Ca		0.05172	0.0002506		0.06147	0.00104	0.27	0.00104			Ca
Al	0.9965	0.0357			0.06914	0.0000072	0.0057	0.0000072			Al
K						0.00052	0.102	0.00052			K
Mg						0.000144	0.023	0.000144			Mg
Na		0.04579			0.05443	0.000016	0.012	0.000016			Na
Ä trockene Masse	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Ä
Asche	100.0000%	100.0000%	1.9140%		95.9800%	0.5600%	97.0000%	1.0160%	5.2950%	1.6360%	Ash
% Rec.-Eisen Anteil Sammlung Abbaubarkeit Reaktordep.		76%	76%		76%	100.00%	76%	76%	76%	76%	Fe-Re Samml Abba

Tab. 1: Zusammensetzungen der bilanzierten Abfälle (Teil 1)

Anhang F; Anhang

	PE in KVA	PVC in KVA	Polystyrol weich in KVA	Propylenglykol in KVA	Siedlungsabfall in KVA	Stahl in KVA	Abfaelle in Reaktor-deponie	Asphalt in Reaktor-deponie	Bitumen in Reaktor-deponie	Holz in Reaktor-deponie	Modul
	<ESU 1996>	<ESU 1996>	<ESU 1996>	eigene Berechnungen	Teil IV wird nur von "Bitumen-dichtungsbahn" (Baustoffe) verwendet. Neu als Bitumen	eigene Berechnungen	Eigene Berechnungen nach <ESU 1996> identisch zu Kunststoffen	Eigene Berechnungen nach Teil IV Anteil Bitumen 5.3%; Rest Kies	Eigene Berechnungen nach Teil IV Bitumen aus Erdöl-Raffinerie	Teil XI, p.12 unbehandeltes Holz	
Ho	42.61	22.7	38.21	18.86	41.39		30.95	2.1	41.39	18.5	Ho
Hu	34.76	19.45	37.05	17.14	39.38		24.01	2.072	39.38	15.	Hu
H2O	0.05146	0.0305	0.0575	0.01	0.01356		0.1527	0.0007137	0.01356	0.2	H2O
O	0.0367	0.01656	0.03695	0.5096	0.01		0.02966	0.5051	0.01	0.3528	O
H	0.117	0.05377	0.07423	0.08587	0.1		0.0951	0.005262	0.1	0.0488	H
C	0.785	0.4313	0.826	0.3867	0.831		0.6775	0.04372	0.831	0.3952	C
S	0.0004076	0.001035	0.0006455		0.04		0.0009246	0.002105	0.04	0.000128	S
N	0.001239	0.001035	0.001848	0.007806	0.005			0.0002631	0.005	0.00104	N
P					0.000004			0.0000002105	0.000004	0.00008	P
B										0.0000024	B
Cl	0.001396	0.4653	0.001077				0.04196			0.000072	Cl
Br	0.000009157		0.0008389				0.0001671				Br
F	0.00001374						0.00002228				F
J											J
Ag											Ag
As							0.000001114				As
Ba	0.0002289										Ba
Cd	0.00003241	0.000002697	0.00002219				0.0002021			0.00000024	Cd
Co	0.000001602						0.00004568			0.00000016	Co
Cr	0.0000119						0.00004656			0.0000008	Cr
Cu	0.0000395	0.00002763	0.0001023		0.000005		0.00004796	0.0000002631	0.000005	0.000008	Cu
Hg	0.0000000458						0.0000000407				Hg
Mn	0.00002869						0.000009948			0.000064	Mn
Mo										0.0000024	Mo
Ni	0.0000009157				0.0001		0.00001522	0.000005262	0.0001	0.0000004	Ni
Pb	0.00002158	0.00001567	0.0000142		0.000001		0.0008959	0.0000000526	0.000001	0.0000056	Pb
Sb	0.000009615						0.00004786				Sb
Se											Se
Sn	0.000003642	0.0003832					0.00002919				Sn
V	0.002106				0.00025		0.000321	0.00001315	0.00025		V
Zn	0.0003266	0.00005852	0.0007938				0.0003778			0.0000176	Zn
Si								0.4428			Si
Fe	0.001465				0.000075	1.		0.000003946	0.000075	0.0000176	Fe
Ca	0.002472									0.00104	Ca
Al										0.0000072	Al
K										0.00052	K
Mg	0.00009157									0.000144	Mg
Na										0.000016	Na
Ä	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Ä
Ash	0.7692%	2.1690%	0.4425%		0.0050%	100.0000%	1.6360%	94.7400%	0.0050%	0.5600%	Ash
Fe-Rec						100%					Fe-Rec
Samml	76%	76%	76%		76%						Samml
Abbau		1.00%			2.00%		1.00%	0.11%	2.00%	100.00%	Abbau

Tab. 2: Zusammensetzungen der bilanzierten Abfälle (Teil 2)

Anhang F; Anhang

Modul	Kunststoffe in Reaktor-deponie	Raffinerie-schlamm in Reaktor-deponie	Rueckstand Kraftwerks-reinigung in Reaktor-deponie	Schlamm in Reaktor-deponie	Kupfer-absorber in Reaktor-deponie	Abfaelle in Reststoff-deponie	Bausperrgut in Reststoff-deponie	Bohrabfall in Reststoff-deponie	PV-Zellenabfaelle in Reststoff-deponie	Modul
	<ESU 1996>	Teil IV	<VGB 1990>	Eigene Berechnungen nach <ESU 1996>	Eigene Berechnungen nach Teil XI und Anhang A		Eigene Berechnungen nach <ESU 1996>	Teil IV, p.49	eigene Berechnungen nach Teil XII	
	Mischung langlebiger Kunststoffe	Mischung diverser Quellen	Schlämme aus Reinigung der Dampferzeuger und Kühlturmtassen	Durchschnittlicher Klärschlamm mit 30% Wasser		Zu grosse Varianz. Nur Infrastruktur und Prozessspezifisches verbucht.	Stahl (1% hochlegiert) und 2% Kunststoffe	Festphashe aus Schlammgrube der Bohrschlämme Wassergehalt als Komplement zu 100%	va. Silizium und Calciumfluorid	
Hb	30.95	4.732		3.815			0.619	0.773		Hb
Hu	24.01	2.453		0.021			0.4802			Hu
H2O	0.1527	0.895	0.3	0.3			0.003054	0.7148	0.094	H2O
O	0.02966	0.001017	0.2744	0.2427			0.0005932	0.1	0.1087	O
H	0.0951	0.01373		0.04552			0.001902	0.005		H
C	0.6775	0.08645	0.0381	0.1596			0.01355	0.03		C
S	0.0009246	0.0005085	0.05143	0.006809			0.00001849	0.006		S
N		0.001017		0.0189						N
P		0.000478		0.0126				0.0005	0.000333	P
B								0.0001		B
Cl	0.04196		0.00002286	0.0028			0.0008392	0.035		Cl
Br	0.0001671						0.000003342			Br
F	0.00002228			0.000003895			0.0000004456	0.0005	0.0893	F
J										J
Ag					0.006029					Ag
As	0.000001114		0.00002667				0.0000000223	0.000004		As
Ba								0.005		Ba
Cd	0.0002021	0.00001017	0.000002286	0.000007			0.000004042			Cd
Co	0.00004568	0.00002034		0.000008777			0.0000009136			Co
Cr	0.00004656		0.0002248	0.000098			0.001736	0.00005		Cr
Cu	0.00004796	0.0001017	0.0004762	0.0003082	0.9902		0.0000009592			Cu
Hg	0.000000407	0.000002034	0.000001181	0.00000546			0.0000000008			Hg
Mn	0.000009948						0.0001697	0.0004		Mn
Mo										Mo
Ni	0.00001522	0.0001526	0.004	0.00004586			0.001069			Ni
Pb	0.0008959	0.0004577	0.0001029	0.000245			0.00001792			Pb
Sb	0.00004786						0.0000009572			Sb
Se										Se
Sn	0.00002919				0.00335		0.0000005838			Sn
V	0.000321		0.008				0.00000642			V
Zn	0.0003778	0.001017	0.0008381	0.001099	0.0004019		0.000007556	0.00015		Zn
Si			0.08369	0.05347				0.001	0.6137	Si
Fe			0.1119	0.06356			0.977	0.02		Fe
Ca			0.07351	0.0441				0.04	0.094	Ca
Al			0.03226	0.01775				0.01		Al
K			0.006483	0.00154				0.0035		K
Mg			0.005744	0.0028				0.008		Mg
Na			0.008762	0.02599				0.02		Na
Å	100%	100%	100%	100%	100%		100%	100%	100%	Å
Ash	1.6360%	1.7290%		12.2500%			98.0300%	20.0000%		Ash
Fe-Rec										Fe-Rec
Samml										Samml
Abbau	1.00%	94.61%	3.81%	100.00%						Abbau

Tab. 3: Zusammensetzungen der bilanzierten Abfälle (Teil 3)

Anhang 2 Eingabedaten KVA

KVA	Al in KVA	Energiesparlampe in KVA	Energiesparlampe Plastic in KVA	F in KVA	Gluehlampe in KVA	Holz unbehandelt in KVA	Holzasche gemischt in KVA	Holzmasten in KVA	
	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	
Wasser	kg			0.0128	1.1	0.00468	0.00147	0.00477	0.00168
Erdgas HD-Abnehmer Euro	TJ			1.15E-08			2.01E-09		2.01E-09
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ		0.00000234		0.00000234	0.00000234		0.00000234	
Ammoniak	kg			0.00065			0.000114		0.000114
Chemikalien anorganisch	kg			0.00054		0.000132	0.0000462	0.0000648	0.0000409
Chemikalien organisch	kg			0.0001288	0.00631	0.00000111	0.00000764	0.00000301	0.00000677
Chlorwasserstoff HCl (Salzsaeure)	kg			0.00007	0.00378	0.00000667	0.00000388	0.00000162	0.00000343
Kalk (CaO)	kg			0.028	1.63	0.0000121	0.000234	0.00023	0.000215
Natronlauge NaOH	kg			0.00529	0.29	0.00000215	0.000275	0.000973	0.000255
Zement	kg			0.00852	0.734	0.00312	0.000977	0.00318	0.00112
Transport LKW 16 t	tkm	0.01	0.0024	0.0024	0.01	0.0024	0.01	0.0024	0.01
Heizool EL in Heizung 10 kW	TJ		0.00000035		0.00000035	0.00000035		0.00000035	
LT...*	kg	1	1	1	1	1	1	1	1
Abwaerme in Luft p	TJ		0.00000234	1.15E-08	0.00000234	0.00000234	2.01E-09	0.00000234	2.01E-09
Abwaerme in Luft s	TJ	0.0000172	0.000000584	0.0000203	0.000000584	0.000000584	0.0000112	0.000000584	0.0000112
Al Aluminium s	kg					0.000000898	0.000000781	4.72E-08	0.00000069
As Arsen s	kg							7.95E-10	
Ba Barium s	kg			0.00000394				4.64E-08	
Br Brom s	kg			0.000918					
Ca Calcium s	kg			0.0000215		0.000000798	0.000113	0.00000223	0.0000997
Cd Cadmium s	kg			0.000000264			2.69E-08	7.07E-09	2.42E-08
CN Cyanide s	kg			0.00000452			0.000000791	0.000000791	0.00000079
Co Cobalt s	kg			0.000000818			6.26E-09	1.25E-09	5.54E-09
CO2 Kohlendioxid s	kg			2.01		0.0108	1.44	0.00657	1.44
Cr Chrom s	kg			0.000000136		2.19E-08	2.99E-08	3.98E-09	2.65E-08
Cu Kupfer s	kg			0.000000901		0.00000187	0.0000008	5.3E-09	0.000000708
Fe Eisen s	kg			0.00000716	0.187		0.00000191	9.93E-08	0.00000169
HCl Salzsaeure s	kg			0.00129		0.000000649	0.00000378		0.00000368
HF Fluorwasserstoff s	kg			0.00000133					
Hg Quecksilber s	kg			1.21E-08				7.54E-11	
K Kalium s	kg						0.0000224	0.00000308	0.0000198
Mn Mangan s	kg			0.000000512			0.00000275	0.000000272	0.00000243
N2O Lachgas s	kg			0.000023			0.00000402		0.00000401
Na Natrium s	kg					0.00000133	0.000000875	0.000000187	0.000000774
NH3 Ammoniak s	kg			0.00000249			0.000000435		0.000000435
Ni Nickel s	kg			0.000000104		0.000000109	1.57E-08	1.27E-09	1.39E-08
NOx Stickoxide als NO2 s	kg			0.000422			0.0000739		0.0000738
P Phosphor s	kg						0.00000417	0.00000594	0.00000371
Pb Blei s	kg			0.000000239		0.000000464	0.000000307	2.96E-08	0.000000273
Sb Antimon s	kg			0.000000502					
Se Selen s	kg							0.000000453	
Si Silizium s	kg					0.00000394			
Sn Zinn s	kg			0.00000107		0.00000185			
SOx als SO2 s	kg			0.0000638			0.0000481	0.000192	0.0000446
V Vanadium s	kg			0.0000037				7.55E-10	
Zn Zink s	kg			0.00000036		0.0000108	0.0000013	0.000000257	0.00000115
Abwaerme in Wasser f	TJ	0.00000322		0.00000384			0.00000247		0.00000247
Ammoniak als N f	kg			0.00000342			0.000000243		0.00000044
Chloride f	kg	0.003251	0.000132	0.02308		0.000152	0.0000666		0.0000657
Fluoride f	kg			0.00000113	0.1516				
Ion Aluminium f	kg					6.34E-09	5.51E-09	3.33E-10	4.87E-09
Ion Antimon Sb f	kg			0.000000116					
Ion Arsen f	kg							2.98E-11	
Ion Blei f	kg	1.51E-09	0.000000438	9.1E-09		0.0000017	1.16E-08	1.65E-08	1.04E-08
Ion Cadmium f	kg	8.86E-09	7.41E-08	1.83E-08			1.87E-09	3.28E-08	1.68E-09
Ion Calcium f	kg		0.000286	0.00000171	0.0000969	0.0003385	0.00000181	0.00149	0.00000225
Ion Chrom-III f	kg		0.00000028	0.00000015		6.25E-08	3.28E-08	1.53E-08	2.91E-08
Ion Eisen f	kg		0.000000761	5.07E-08			1.35E-08	7.02E-08	1.19E-08
Ion Kalium f	kg						0.0000866	0.0000119	0.0000766
Ion Kobalt f	kg			8.76E-09			6.7E-11	1.34E-11	5.94E-11
Ion Kupfer f	kg	2.61E-10	0.00000353	0.000000638		0.00000195	0.000000566	6.55E-09	0.000000501
Ion Mangan f	kg			9.92E-09			5.33E-08	5.26E-09	4.71E-08
Ion Natrium f	kg					0.000015	0.00000985	0.0000021	0.0000087
Ion Nickel f	kg			0.000000202		0.000000211	3.04E-08	2.45E-09	2.69E-08
Ion Quecksilber f	kg		0.00000561	9.39E-10				3.03E-10	
Ion Selen f	kg							3.51E-09	
Ion Silizium f	kg					2.78E-08			
Ion Vanadium f	kg			0.000000716				1.46E-11	
Ion Zink f	kg	1.38E-09	0.000000479	9.92E-08		0.00000238	3.56E-08	8.51E-08	3.18E-08
Ion Zinn f	kg			5.23E-09		9.05E-09			
Nitrate f	kg			0.00000272			0.000000193		0.000000349
Nitrite f	kg			0.0000255			0.00000446		0.00000445
Phosphate f	kg						0.00000415	0.00000591	0.0000369
Sulfate f	kg			0.00000569			0.00000216	0.005197	0.00000324
Sulfite f	kg			0.000321			0.000241	0.000962	0.000224
TOC f	kg			0.0000632		0.00000816	0.0000414	0.0000804	0.0000435
Infra KVA pro kg	kg	1	1	1	1	1	1	1	1
Infra Reststoffdep. pro kg	kg			0.0426	3.67	0.0156	0.00489	0.0159	0.0056
Infra Schlackekomp. pro kg	kg	1.89	1	0.0124		0.952	0.0049	0.961	0.00888
Kommunale Abfallsammlung pro kg	kg		0.76	0.76		0.76		0.76	
Prozessspezifisches KVA 95 pro kg	kg	1	1	1	1	1	1	1	1
Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg	kg			0.0426	3.67	0.0156	0.00489	0.0159	0.0056
Prozessspezifisches Schlackekomp. pro kg	kg	1.89	1	0.0124		0.952	0.0049	0.961	0.00888

Tab. 4: Eingabedaten der Datenmodule der Entsorgung von Abfällen in der KVA pro kg Abfall (Teil 1). *) = Bezug zum entsprechenden Datenmodul, welches die Langzeitemissionen enthält ("LT ABFALL in KVA"), vergl. Tab. 6.

Anhang F; Anhang

KVA		Karton in KVA	Kunststoffe in KVA	PE in KVA	Polystyrol weich in KVA	Propylenglykol in KVA	PVC in KVA	Siedlungsabfall in KVA	Stahl in KVA
		kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Wasser	kg	0.00488	0.0124	0.00648	0.0031	0.0000227	0.0216	0.00858	
Erdgas HD-Abnehmer Euro Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.95E-09		2.39E-09	3.58E-09	1.51E-08	0.000000002	9.7E-09	4.52E-08
Ammoniak	kg	0.000279		0.000135	0.000202	0.000855	0.000113	0.000548	
Chemikalien anorganisch	kg	0.00000364	0.000473	0.00106	0.00039		0.000215	0.000196	
Chemikalien organisch	kg	0.00001948	0.000643	0.0001557	0.0001104	0.00000265	0.001383	0.000133	
Chlorwasserstoff HCl (Salzsäure)	kg	0.000011	0.00007	0.000016	0.00000703	0.00000159	0.00082	0.0000798	
Kalk (CaO)	kg	0.00548	0.0363	0.00132	0.00133	0.0000204	0.448	0.0000222	
Natronlauge NaOH	kg	0.00221	0.00757	0.000881	0.00134	0.00000362	0.0815	0.0795	
Zement	kg	0.00325	0.00828	0.00432	0.00207	0.0000151	0.0144	0.00572	
Transport LKW 16 t	tkm	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.01	0.0024	0.0024	0.01
Heizöl EL in Heizung 10 kW	TJ								0.00000035
LT... *	kg	1	1	1	1	1	1	1	1
Abwärme in Luft p	TJ	4.95E-09		2.39E-09	3.58E-09	1.51E-08	0.000000002	9.7E-09	4.52E-08
Abwärme in Luft s	TJ	0.0000106	0.0000188	0.0000256	0.0000212	0.0000112	0.0000137	0.0000233	0.00000584
Al Aluminium s	kg								
As Arsen s	kg	2.98E-09	3.06E-08						
Ba Barium s	kg	7.76E-08		0.0000215					
Br Brom s	kg		0.00000817	0.00000655	0.0000663				
Ca Calcium s	kg			0.000211					
Cd Cadmium s	kg	0.000000013	0.000012	0.00000296	0.00000226		0.00000286		
CN Cyanide s	kg	0.00000194		0.00000941	0.0000014	0.00000595	0.00000787	0.00000381	
Co Cobalt s	kg	8.2E-10	0.00000085	4.96E-08					
CO2 Kohlendioxid s	kg	1.56	2.46	2.86	3.01	1.42	1.58	3.04	
Cr Chrom s	kg	8.26E-09	0.000000829	0.000000352					
Cu Kupfer s	kg	4.76E-08	0.00000226	0.00000312	0.00000916		0.0000026	0.0000057	
Fe Eisen s	kg			0.000125				0.00000929	
HCl Salzsäure s	kg	0.000294	0.00195	0.000699	0.0000552		0.0241		
HF Fluorwasserstoff s	kg		0.00000186	0.00000182					
Hg Quecksilber s	kg	3.72E-08	5.92E-09	7.36E-09					
K Kalium s	kg								
Mn Mangan s	kg	4.71E-08	0.000000201	0.000000973					
N2O Lachgas s	kg	0.00000987		0.00000478	0.00000713	0.0000302	0.000004	0.0000193	
Na Natrium s	kg								
NH3 Ammoniak s	kg	0.00000107		0.000000517	0.000000772	0.00000327	0.000000433	0.0000021	
Ni Nickel s	kg	5.26E-09	0.000000282	2.84E-08				0.00000448	
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	0.000181		0.0000878	0.000131	0.000555	0.00000735	0.000356	
P Phosphor s	kg							0.000000237	
Pb Blei s	kg	7.39E-08	0.000024	0.000000943	0.000000701		0.00000081	6.23E-08	
Sb Antimon s	kg	1.91E-11	0.00000113	0.000000356					
Se Selen s	kg	3.84E-08							
Si Silizium s	kg								
Sn Zinn s	kg	1.32E-08	0.000000962	0.000000199			0.00000248		
SOx als SO2 s	kg	0.000253	0.000232	0.000133	0.000227		0.0000374	0.0163	
V Vanadium s	kg		0.00000649	0.0000715				0.0000123	
Zn Zink s	kg	0.000000222	0.0000136	0.0000192	0.0000526		0.00000407		
Abwärme in Wasser f	TJ	0.000000215	0.00000408	0.00000509	0.00000423	0.00000207	0.00000261	0.00000446	
Ammoniak als N f	kg	0.00000612		0.000000721	0.000000748		0.000000341	1.11E-08	
Chloride f	kg	0.005943	0.03537	0.001243	0.0009729		0.428		
Fluoride f	kg		0.00000178	0.00000157					
Ion Aluminium f	kg								
Ion Antimon Sb f	kg	4.41E-13	0.000000026	8.22E-09					
Ion Arsen f	kg	1.12E-10		1.15E-09					
Ion Blei f	kg	4.21E-09	0.000000923	3.59E-08	2.66E-08		3.08E-08	2.36E-09	
Ion Cadmium f	kg	1.13E-09	0.000000836	0.000000205	0.000000156		0.00000002		
Ion Calcium f	kg	0.00000043	0.00000109	0.00000617	0.000000272	0.000000002	0.00000019	0.000000755	
Ion Chrom-III f	kg	1.19E-08	0.000000921	0.000000387					
Ion Eisen f	kg			0.000000885				6.56E-08	0.00000348
Ion Kalium f	kg								
Ion Kobalt f	kg	8.79E-12	9.11E-09	5.31E-10					
Ion Kupfer f	kg	3.57E-08	0.0000016	0.00000221	0.00000649		0.00000183	0.000000403	
Ion Mangan f	kg	9.11E-10	3.89E-09	1.88E-08					
Ion Natrium f	kg								
Ion Nickel f	kg	1.02E-08	0.000000545	0.000000055				0.00000867	
Ion Quecksilber f	kg	3.14E-09	4.6E-10	5.71E-10					
Ion Selen f	kg	2.97E-10							
Ion Silizium f	kg								
Ion Vanadium f	kg		0.000000126	0.00000138				0.000000237	
Ion Zink f	kg	8.33E-09	0.000000377	0.000000526	0.00000145		0.000000112		
Ion Zinn f	kg	6.46E-11	4.71E-09	9.73E-10			0.000000122		
Nitrate f	kg	0.00000486		0.000000571	0.000000593		0.000000272	8.83E-09	
Nitrite f	kg	0.0000109		0.00000053	0.00000791	0.00000335	0.00000443	0.00000215	
Phosphate f	kg							0.000000235	
Sulfate f	kg	0.0001615	0.0000246	0.00000693	0.00000887		0.00000233	0.0002591	
Sulfite f	kg	0.00127	0.00117	0.000667	0.00114		0.00188	0.0821	
TOC f	kg	0.0000685	0.0000886	0.0000907	0.0000911	0.000038	0.0000463	0.0000817	
Infra KVA pro kg	kg	1	1	1	1	1	1	1	1
Infra Reststoffdep. pro kg	kg	0.0163	0.0414	0.0216	0.0103	0.0000756	0.072	0.0286	
Infra Schlackekomp. pro kg	kg	0.045	0.0289	0.0197	0.0126		0.0203	0.000073	0.6
Kommunale Abfallsammlung pro kg	kg	0.76	0.76	0.76	0.76		0.76	0.76	
Prozessspezifisches KVA 95 pro kg	kg	1	1	1	1		1	1	1
Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg	kg	0.0163	0.0414	0.0216	0.0103	0.0000756	0.072	0.0286	
Prozessspezifisches Schlackekomp. pro kg	kg	0.045	0.0289	0.0197	0.0126		0.0203	0.000073	0.6

Tab. 5: Eingabedaten der Datenmodule der Entsorgung von Abfällen in der KVA pro kg Abfall (Teil 2). *) = Bezug zum entsprechenden Datenmodul, welches die Langzeitemissionen enthält ("LT ABFALL in KVA"), vergl. 7.

Anhang F; Anhang

KVA LT		LT Al in KVA	LT Energiesparlampe in KVA	LT Energiesparlampe Plastic in KVA	LT F in KVA	LT Gluehlampe in KVA	LT Holz unbehandelt in KVA	LT Holzasche gemischt in KVA	LT Holzmasten in KVA
Pro kg Abfall	Einheit	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Ammoniak als N f	kg			0.0000144			0.0000102		0.00000185
Chloride f	kg	0.0001864	0.00000755	0.00133		0.0000127	0.00000177		0.00000267
Fluoride f	kg			0.00000669	0.6716				
Ion Blei f	kg	8.92E-08	0.000026	5.27E-07		0.0001677	5.74E-07	0.00000162	5.49E-07
Ion Cadmium f	kg	6.96E-07	0.00000582	0.00000114			9.27E-08	0.00000276	9.35E-08
Ion Calcium f	kg		0.023	0.00191	0.156	0.02802	0.0006255	0.1204	0.0006568
Ion Chrom-III f	kg		0.0000697	1.47E-07		0.00000893	2.51E-08	0.00000254	2.54E-08
Ion Eisen f	kg		0.00459	0.00000951	0.0005909	0.00000251	0.00000134	0.0004224	0.00000146
Ion Kupfer f	kg	0.00000136	0.0185	0.00000219		0.003236	0.00000148	0.0000144	0.00000151
Ion Quecksilber f	kg		0.0000458	1.86E-08				2.68E-09	
Ion Zink f	kg	0.00000701	0.00243	0.0000235		0.01095	0.00000679	0.0004106	0.00000677
Sulfate f	kg			0.0001634			0.0000677	0.0595	0.0000897
TOC f	kg			0.0004562		0.001486	0.0001466	0.001461	0.0002346

Tab. 6: Eingabedaten der Datenmodule der Langzeitemissionen der Entsorgung von Abfällen in der KVA (Teil 1).

KVA LT		LT Karton in KVA	LT Kunststoff in KVA	LT PE in KVA	LT Polystyrol weich in KVA	LT Propylenglykol in KVA	LT PVC in KVA	LT Siedlungsabfall in KVA	LT Stahl in KVA
Pro kg Abfall	Einheit	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Ammoniak als N f	kg	0.00002574		0.00000301	0.00000314		0.00000143	4.66E-08	
Chloride f	kg	0.0009442	0.004678	0.0000877	0.00005		0.01351		
Fluoride f	kg		0.0000188	0.0000105					
Ion Blei f	kg	0.00000187	0.0000954	0.00000233	0.00000154		0.00000155	1.08E-07	
Ion Cadmium f	kg	3.99E-07	0.0000828	0.0000128	0.00000862		0.00000104		
Ion Calcium f	kg	0.0006928	0.00176	0.001931	0.0004378	0.00000321	0.00306	0.001216	
Ion Chrom-III f	kg	0.00000032	0.00000154	3.82E-07					
Ion Eisen f	kg	0.00000262	0.00000667	0.00000505	0.00000166	1.22E-08	0.0000116	0.0000069	0.021
Ion Kupfer f	kg	0.00000787	0.00000988	0.00000761	0.0000193		0.00000516	8.93E-07	
Ion Quecksilber f	kg	7.84E-08	1.03E-08	1.13E-08					
Ion Zink f	kg	0.0000242	0.0001515	0.0001283	0.0003088		0.0000224		
Sulfate f	kg	0.003522	0.001234	0.0003478	0.000445		0.0006352	0.01301	
TOC f	kg	0.001129	0.001337	0.0008785	0.0006703	0.0000376	0.0001983	0.0000839	

Tab. 7: Eingabedaten der Datenmodule der Langzeitemissionen der Entsorgung von Abfällen in der KVA (Teil 2).

Kommunale Abfallsammlung pro kg		... pro kg Abfall	Verknüpfung in Ecolinvent
Treibstoff			
Dieserverbrauch	t	0.00000336	Diesel ab Regionallager CH
Direkte Luftemissionen			
Abwärme in Luft	MJ	0.144	Abwaerme in Luft m
CO2	g	10.4	CO2 Kohlendioxid m
CO	g	0.0624	CO Kohlenmonoxid m
SOx	g	0.00874	SOx als SO2 m
NOx	g	0.146	NOx Stickoxide als NO2 m
N2O	g	0.000336	N2O Lachgas m
NMVOG	g	0.0518	NMVOG m
CH4	g	0.00075	CH4 Methan m
Benzol	g	0.00000375	Benzol m
Benz(a)pyren	g	1.88E-08	BaP Benzo(a)pyren m
Partikel	g	0.0119	Partikel m
Zn in Pneuabrieb	g	0.000205	Zn Zink m
Pb in Pneuabrieb und Diesel	g	0.37	Pb Blei m
Cd in Pneuabrieb	g	7.68E-08	Cd Cadmium m
Infrastrukturaufwendungen	kg	1	Infra Kommunale Abfallsammlung pro kg

Tab. 8: Eingabedaten für das Modul "Kommunale Abfallsammlung pro kg" für die Aufwendungen und Auswirkungen der Sammlung von einem Kilogramm Abfall durch die kommunale Sammlung; nach <ESU 1996>.

Infra Kommunale Abfallsammlung pro kg	...	pro kg Abfall	Verknüpfung in Ecolinvent
Materialien für Infrastruktur Kommunalsammlung			
Stahl hoch	g	0.00137	Stahl hochlegiert
Stahl niedrig	g	0.00371	Stahl niedriglegiert
Stahl unleg	g	0.0351	Stahl unlegiert
Kupfer	g	0.000587	Kupfer
Aluminium	g	0.00215	Aluminium 0% Rec.
PP	g	0.00135	Polypropylen
PE /Textilien	g	0.000987	PE (LD)
Gummi	g	0.00289	Gummi EPDM
Glas	g	0.000271	Glas (Flach-) unbeschichtet
Alkydharzlack	g	0.000241	Alkydharzlack
Brettschichtholz	g	0.00176	Holzbaustoff Brettschichtholz
Wasser	g	1.19	Wasser
Bitumen	g	29	Bitumen ab Raffinerie CH
Kies	g	2.18	Betonkies
Beton	g	0.193	Beton (ohne Armierungseisen)
Strombezug UCPTTE Hochsp.	MJ	0.000216	Strom Hochspannung - Bezug in CH
Strombezug UCPTTE Mittelsp.	MJ	0.0000498	Strom Mittelspannung - Bezug in CH
Strombezug UCPTTE Niedersp.	MJ	0.000332	Strom Niederspannung - Bezug in CH
Gas in Industrieheizung	MJ	0.000194	Nutzwaerme ab Industriefeuer.LowNOx>100 kW
Oel in Industrieheizung	MJ	0.0000334	Nutzwaerme ab Industrieheizung EL, CH
Kohle in Industrieheizung	MJ	0.0000334	Nutzwaerme Industriekohlenheizung 1-10 MW
Frontladerraupe	m3	0.00000224	Aushub Frontladerraupe
Diesel in Baumaschinen	MJ	0.000514	Diesel in Baumaschine
Transport LKW 28t	tkm	0.0000178	Transport LKW 28 t
Transport PKW	tkm	0.00000995	Transport PKW Westeuropa
Strassenbelag in Inertstoffdep.	g	0.58	Asphalt in Reaktordeponie
Aushub in Inertstoffdep.	m3	0.0000655	Abfaelle in Inertstoffdeponie
Fahrzeug-Abfälle in Deponie	g	0.00726	Abfaelle in Reaktordeponie
Ressourcenverbrauch Infrastruktur Kommunalsammlung			
Fläche II->IV	m2a	0.0000332	Flaeche II-IV
Fläche III-> IV	m2a	0.0000763	Flaeche III-IV
Fläche II-III	m2a	0.0000058	Flaeche II-III
Luftemissionen aus Infrastruktur Kommunalsammlung			
NMVOG	g	0.000000995	NMVOG p
CH4	g	0.00000058	CH4 Methan p
Abwärme	TJ	0.000597	Abwaerme in Luft p
Wasseremissionen aus Infrastruktur Kommunalsammlung			
Chloride	g	0.0124	Chloride f

Tab. 9: Eingabedaten für das Modul "Infra Kommunale Abfallsammlung pro kg" für die Aufwendungen und Auswirkungen der Infrastruktur der Sammlung von einem Kilogramm Abfall durch die kommunale Sammlung; nach <ESU 1996>.

Anhang 3 Eingabedaten Reststoffdeponie

Pro kg Deponiegut	Einheit	Abfaelle in Reststoffdeponie kg	Bausperrgut in Reststoffdeponie kg	Bohrabfall in Reststoffdeponie kg	PV-Panelabfaelle in Reststoffdeponie kg	PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie kg	Rueckstaende Entkarbonisierung in Reststoffdeponie kg
Flaeche II-III	m2a				0.00067		
Flaeche II-IV	m2a				0.00016		
Flaeche III-IV	m2a				0.00037		
Aushub Frontladerraupe	m3				0.001		
Infra Reststoffdeponie	kg				1 i		
LT Bausperrgut in Reststoffdeponie	kg		1				
LT Bohrabfall in Reststoffdeponie	kg			1			
LT PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie	kg					1	
LT Rueckstaende Entkarbonisierung in Reststoffdeponie	kg						1
Chloride f	kg		0.00023	0.0096			0.0000528
Fluoride f	kg		9.49E-09	0.0000107		0.0019	
Ion Blei f	kg		3.94E-10				6.55E-10
Ion Cadmium f	kg		2.43E-10				6.36E-11
Ion Calcium f	kg			0.0000112		0.0000263	0.0000525
Ion Chrom-III f	kg		0.00000203	5.85E-08			2.25E-08
Ion Eisen f	kg						
Ion Kupfer f	kg		2.18E-10				6.75E-09
Ion Quecksilber f	kg		1.63E-14				3.57E-12
Ion Zink f	kg		7.56E-11	1.5E-09			7.7E-10
Sulfate f	kg		0.00000108	0.000352			0.000109
TOC f	kg		0.0000791	0.000175			
Infra Reststoffdep. pro kg	kg	1	1	1		1	1
Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg	kg	1	1	1		1	1

Tab. 10: Eingabedaten der Datenmodule der Entsorgung von Abfällen in der Reststoffdeponie.

Pro kg Deponiegut	Einheit	LT Bausperrgut in Reststoffdeponie kg	LT Bohrabfall in Reststoffdeponie kg	LT PV-Zellenabfaelle in Reststoffdeponie kg	LT Rueckstaende Entkarbonisierung in Reststoffdeponie kg
Chloride f	kg	0.000609	0.0254		0.00014
Fluoride f	kg	0.000000436	0.000489	0.0874	
Ion Blei f	kg	0.00000206			0.00000342
Ion Cadmium f	kg	0.00000177			0.000000464
Ion Calcium f	kg		0.018	0.0423	0.0844
Ion Chrom-III f	kg	0.0000587	0.00000169		0.000000651
Ion Eisen f	kg	0.0342	0.0007		0.000488
Ion Kupfer f	kg	0.000000213			0.00000661
Ion Quecksilber f	kg	2.44E-10			5.35E-08
Ion Zink f	kg	0.00000317	0.000063		0.0000323
Sulfate f	kg	0.0000544	0.0176		0.00549
TOC f	kg	0.0135	0.0298		

Tab. 11: Eingabedaten der Datenmodule der Langzeitemissionen der Entsorgung von Abfällen in der Reststoffdeponie.

Anhang 4 Eingabedaten Reaktordeponie

Pro kg Abfall		Asphalt in Reaktordeponie	Bitumen in Reaktordeponie	Holz in Reaktordeponie	Kunststoffe in Reaktordeponie	Kupferabsorber in Reaktordeponie	Raffinerieschlamm in Reaktordeponie	Schlamm in Reaktordeponie
		kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT	TJ	4.74E-09	3.1E-09	6.62E-08	1.03E-09	4.86E-09	1.86E-08	1.52E-07
Strom Niederspannung - Bezug in UCPT	TJ	2.86E-12	1.03E-09	2.21E-08	3.45E-10		6.22E-09	5.06E-08
Ammoniak	kg	1.46E-09	5.29E-07	0.0000055			0.00000509	0.0001
Betonkies	kg							
Chemikalien organisch	kg			6.49E-08	5.46E-07		0.0000026	0.00000189
Kalk (CaO)	kg	1.64E-11	5.91E-09	0.00000592			0.0000334	0.0000932
Zement	kg							
Transport LKW 16 t	tkm	0.01	0.01022	0.01556	0.01008	0.01	0.01406	0.0956
Heizöl EL in Heizung 10 kW	TJ	1.56E-09	1.22E-09	2.87E-08	4.81E-10	1.62E-09	7.43E-09	5.34E-08
Erdgas in Heizung Gebälsebr. <100 kW	TJ	3.91E-12	1.41E-09	3.32E-08	5.57E-10		8.6E-09	6.17E-08
LT ... *	kg	1	1	1	1	1	1	1
Abwärme in Luft p	TJ	1.12E-08	1.12E-08	1.08E-07	8.08E-09	1.13E-08	3.41E-08	2.14E-07
Abwärme in Luft s	TJ	5.18E-10	1.87E-07	0.00000445	7.62E-08		0.00000092	0.0000018
Cd Cadmium s	kg			1.49E-09	1.26E-08		5.99E-08	4.35E-08
CH4 Methan p	kg	0.0000157	0.00566	0.135	0.00231		0.0279	0.0544
CH4 Methan s	kg	5.52E-10	0.0000002	0.00000474	8.13E-08		9.82E-07	0.00000192
CN Cyanide s	kg	1.01E-11	3.65E-09	3.8E-08			3.51E-08	0.00000069
CO Kohlenmonoxid p	kg	2.68E-09	9.67E-07	0.000023	3.94E-07		0.00000476	0.00000929
CO Kohlenmonoxid s	kg	7.36E-09	0.00000266	0.0000633	0.0000108		0.0000131	0.0000255
CO2 Kohlendioxid p	kg	0.0000364	0.0131	0.312	0.00536		0.0647	0.126
CO2 Kohlendioxid s	kg	0.0000873	0.0316	0.75	0.0129		0.155	0.303
Cu Kupfer s	kg	8.44E-14	3.05E-11	2.44E-09	1.46E-10		2.93E-08	9.39E-08
Fe Eisen s	kg	7.27E-14	2.63E-11	3.08E-10				0.00000111
HCl Salzsäure s	kg			0.00000104	0.00000607			0.0000405
HF Fluorwasserstoff s	kg				1.97E-07			0.00000344
Hg Quecksilber s	kg				9.03E-11			0.00000121
N2 Stickstoff p	kg	4.73E-08	0.0000171	0.000178			4.28E-07	0.00323
N2O Lachgas p	kg	6.79E-11	2.45E-08	2.55E-07			0.00000164	0.00000464
NH3 Ammoniak p	kg	1.72E-09	6.22E-07	0.00000647			2.36E-07	0.00000598
NH3 Ammoniak s	kg	1.73E-11	6.26E-09	6.51E-08			6.02E-08	0.00000118
NM VOC s	kg	1.84E-10	6.65E-08	0.00000158	2.71E-08		3.27E-07	6.39E-07
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	5E-10	1.81E-07	0.00000188			0.00000174	0.0000341
NOx Stickoxide als NO2 s	kg	2.19E-09	7.91E-07	0.00000823			0.00000761	0.000149
P Phosphor s	kg	1.96E-13	7.07E-11	7.07E-08			0.0000004	0.0000111
Partikel s	kg	2.47E-09	8.93E-07	0.0000212	3.64E-07		0.00000439	0.00000858
Pb Blei s	kg	7.43E-16	2.68E-13	7.51E-11	1.2E-10		5.81E-09	3.29E-09
SOx als SO2 s	kg	0.00000158	0.000572	0.0000915	0.00000661		0.000344	0.00487
Zn Zink s	kg			8.74E-09	1.88E-09		4.78E-07	5.45E-07
Abwärme in Wasser f	TJ	8.75E-10	3.46E-07	0.00000704	1.13E-07		0.0000021	0.0000645
Ammoniak als N f	kg	1.03E-07	0.0000371	0.000386	0.000071		0.000357	0.00276
Chloride f	kg			0.000071	0.000414			0.00276
Fluoride f	kg				3.62E-08			6.33E-07
Ion Blei f	kg	7.42E-14	2.68E-11	7.51E-09	1.2E-08		0.00000058	3.28E-07
Ion Cadmium f	kg			8.26E-08	6.95E-07		0.00000331	0.00000241
Ion Eisen f	kg	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109
Ion Kupfer f	kg	3.32E-11	1.2E-08	9.58E-07	5.75E-08		0.0000115	0.0000369
Ion Quecksilber f	kg				5.34E-11		2.53E-07	7.17E-07
Ion Zink f	kg			0.00000732	0.00000157		0.0004	0.000457
Nitrate f	kg	4.26E-07	0.000154	0.0016			0.00148	0.0291
Nitrite f	kg	4.4E-09	0.00000159	0.0000165			0.0000153	0.000301
Phosphate f	kg	2.3E-10	8.29E-08	0.0000829			0.000469	0.0131
Phosphor Verb. f	kg	2.71E-12	9.81E-10	9.81E-07			0.00000554	0.000154
Sulfate f	kg	0.00000427	0.00154	0.000468	0.0000178		0.00218	0.0479
TOC f	kg	2.73E-07	0.0000987	0.00235	0.0000402		0.000486	0.000948
C in Boden	kg	1.86E-07	0.0000672	0.0016	0.0000274		0.000331	0.000645
Cd in Boden	kg			3.6E-08	3.03E-07		0.00000144	0.00000105
Fe in Boden	kg	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109	0.00109
Hg in Boden	kg				5.12E-11		2.42E-07	6.88E-07
N in Boden	kg	1.07E-08	0.00000385	0.00004			0.000037	0.000728
P in Boden	kg	6.92E-11	2.5E-08	0.000025			0.000141	0.00394
Pb in Boden	kg	2.31E-13	8.36E-11	2.34E-08	3.74E-08		0.00000181	0.00000102
Zn in Boden	kg			2.58E-10	5.54E-11		1.41E-08	1.61E-08
Infra Reaktordep. pro kg	kg	1	1	1	1	1	1	1
nur Trägerwasser: pro m3 in ARA Gr.Kl. 2	m3	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
Prozessspezifisches KVA 95 pro kg	kg	0.00000125	0.00045	0.0104	0.000172		0.0038	0.0357
Prozessspezifisches Reaktordep. pro kg	kg	1	1	1	1	1	1	1
Prozessspezifisches Reststoffdep. pro kg	kg	8.32E-09	0.00000301	0.0000817	0.00000241		0.000192	0.00142
Prozessspezifisches Schlackekomp. pro kg	kg	1.08E-07	0.0000389	0.000936	0.0000157		0.000684	0.00905

Tab. 12: Eingabedaten der Datenmodule der Entsorgung von Abfällen in der Reaktordeponie pro kg Abfall. *) = Bezug zum entsprechenden Datenmodul, welches die Langzeitemissionen enthält ("LT ABFALL in Reaktordeponie").

Pro kg Abfall		LT Abfaele in Reaktordeponie	LT Asphalt in Reaktordeponie	LT Bitumen in Reaktordeponie	LT Holz in Reaktordeponie	LT Kunststoffe in Reaktordeponie	LT Kupferabsorber in Reaktordeponie	LT Raffinerieschlamm in Reaktordeponie	LT Schlamm in Reaktordeponie
	Einheit	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Abwärme in Wasser f	TJ		0.0000021	0.0000406	0.0000131	0.0000306		2.55E-07	
Ammoniak als N f	kg		3.48E-09	0.00000126				0.0000121	0.000237
Chloride f	kg	0.000022				0.0415			
Fluoride f	kg					0.0000221			
Ion Blei f	kg	0.00000099	5.26E-10	9.8E-09	8.86E-10	0.00000887		3.15E-07	3.88E-08
Ion Cadmium f	kg	0.00000146			1.47E-08	0.000132		9.51E-07	4.28E-07
Ion Eisen f	kg	0.00754	2.76E-07	0.00000515			0.446	0.0000061	0.0000116
Ion Kupfer f	kg	0.000207	1.18E-07	0.00000221	3.02E-07	0.0000214		1.34E-07	1.95E-07
Ion Quecksilber f	kg	6.83E-07				2.42E-08		0.0000503	0.0000149
Ion Zink f	kg	0.000549			2.38E-07	0.000254	0.000273		
Nitrate f	kg		0.00109	0.0203				0.000227	
Phosphate f	kg		6.45E-07	0.000012				0.000079	
Sulfate f	kg	0.148	0.0063	0.117		0.00274		0.0000821	
TOC f	kg	0.0366	0.0437	0.814	0.0000377	0.671		0.00467	0.0000152

Tab. 13: Eingabedaten der Datenmodule der Langzeitemissionen der Entsorgung von Abfällen in der Reaktordeponie pro kg Abfall.

Anhang 5 Eingabedaten SAVA

Pro kg Abfall		Abfaelle in SAVA	Altoel in SAVA	Bilgenoel in SAVA	Leichtstoffabschei- derschlamm in SAVA	Raffinereschlamm in SAVA
		kg	kg	kg	kg	kg
Flaeche II-IV	m2a					
Flaeche III-IV	m2a					
Wasser	kg	1250	1250	1250	1250	1250
Heizoel S ab Regionallager Euro	t	0.00063	0.000006	0.000975	0.00105	0.00097
Beton (ohne Armierungseisen)	kg					
Stahl niedriglegiert	kg					
Stahl unlegiert	kg					
Transport LKW 16 t	tkm	0.0033	0.00057		0.0024	0.00057
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	0.11	0.003		0.08	0.019
Infra SAVA	kg	1 i	1 i	1 i	1 i	1 i
Abwaerme in Luft p	TJ	0.0000106	0.0000106	1.06E-08	0.0000106	0.0000106
Br Brom p	kg	0.0000049				
Cd Cadmium p	kg	0.000000015				0.0000004
Co Cobalt p	kg	0.00000037				0.0000001
CO Kohlenmonoxid p	kg	0.0017	0.0016	0.0019	0.0018	0.0019
CO2 Kohlendioxid p	kg	3.032	2.87	3.31	3.206	3.278
Cr Chrom p	kg				0.00000011	
Cu Kupfer p	kg	0.000000011	0.000000011		1.8E-09	0.00000003
HCl Salzsaeure p	kg	0.0000028				
Hg Quecksilber p	kg	0.00000003				0.00000008
I Iod p	kg	0.0000041				
Ni Nickel p	kg	0.000000037	0.000000037	3.9E-09	9.5E-09	0.000000075
NM VOC p	kg	0.000008	0.000008	0.000007	0.000007	0.000007
NOx Stickoxide als NO2 p	kg	0.00187		0.00025	0.00013	0.00053
P Phosphor p	kg	0.0000015	0.0000005	2.7E-10		0.0000003
Partikel p	kg	0.000006	0.000005	0.000004	0.000002	0.000004
Pb Blei p	kg	0.000021	0.0007	0.000000029	0.000001	0.0000013
SOx als SO2 p	kg	0.00034	2.3E-09	0.00004	0.0000056	0.0000057
Zn Zink p	kg	0.00000033	0.00000036		0.0000012	0.0000009
Chloride f	kg	0.104				
Ion Blei f	kg	0.0000085	0.0003	0.000000012	0.0000077	0.000052
Ion Bor f	kg	0.000007			0.0000021	
Ion Cadmium f	kg	0.000000038			0.000000082	0.000001
Ion Chrom-III f	kg	0.0000016			0.00000015	
Ion Kobalt f	kg	0.00000078				0.0000002
Ion Kupfer f	kg	0.0000039	0.000004		0.00000013	0.000001
Ion Nickel f	kg	0.0000016	0.0000016	0.00000017	0.00000008	0.0000032
Ion Quecksilber f	kg	0.000000079				0.00000021
Ion Zink f	kg	0.0000039	0.000071		0.00003	0.0001
Phosphate f	kg	0.00104	0.00035	0.00000019	0.00007	0.00023
Stickstoff Gesamt f	kg	0.001		0.00014	0.000014	0.00014
Sulfate f	kg	0.087	0.00002	0.013	0.0041	0.0049

Tab. 14: Eingabedaten der Datenmodule der Entsorgung von Abfällen in der Sonderverbrennungsanlage (SAVA) pro kg Abfall.

Pro kg Abfall		Infra SAVA
	Einheit	kg
Flaeche II-IV	m2a	0.00000018
Flaeche III-IV	m2a	0.00000042
Beton (ohne Armierungseisen)	kg	0.0104
Stahl niedriglegiert	kg	0.0008
Stahl unlegiert	kg	0.002

Tab. 15: Eingabedaten des Datenmoduls "Infra SAVA" mit den Inrastrukturaufwendungen der Entsorgung von Abfällen in der Sonderverbrennungsanlage (SAVA) pro kg Abfall.

Anhang 6 Eingabedaten Landfarming

Pro kg Abfall		Bohrabfall in Landfarming	Raffinereschlamm in Landfarming
	Einheit	kg	kg
Diesel in Baumaschine	TJ	0.000003	0.000003
N2 Stickstoff p	kg		0.00008137
NH3 Ammoniak p	kg		0.0000988
Abwaerme in Wasser f	TJ	3.09E-08	0.00000189
COD f	kg	0.0032	0.009222
Ion Aluminium f	kg	0.0004	
Ion Arsen f	kg	0.00000016	
Ion Barium f	kg	0.0002	
Ion Blei f	kg		0.00001831
Ion Cadmium f	kg		0.000000407
Ion Calcium f	kg	0.0016	
Ion Chrom-III f	kg	0.000002	
Ion Eisen f	kg	0.0008	
Ion Kalium f	kg	0.00014	
Ion Kobalt f	kg		0.000000814
Ion Kupfer f	kg		0.00000407
Ion Magnesium f	kg	0.00032	
Ion Mangan f	kg	0.000016	
Ion Natrium f	kg	0.0008	
Ion Nickel f	kg		0.0000061
Ion Quecksilber f	kg		8.14E-08
Ion Silizium f	kg	0.00004	
Ion Zink f	kg	0.000006	0.00004068
Nitrate f	kg		0.000563
Phosphor Verb. f	kg	0.0000025	0.00000239
Stickstoff Gesamt f	kg		0.00000509
Sulfate f	kg	0.00072	0.00006103
Al in Boden	kg	0.0096	
As in Boden	kg	0.00000384	
C in Boden	kg	0.0288	0.08299
Ca in Boden	kg	0.0384	
Cd in Boden	kg		0.00000976
Co in Boden	kg		0.00001953
Cr in Boden	kg	0.000048	
Cu in Boden	kg		0.00009764
Fe in Boden	kg	0.0192	
Hg in Boden	kg		0.00000195
Mn in Boden	kg	0.000384	
N in Boden	kg		0.0006408
Ni in Boden	kg		0.0001465
P in Boden	kg	0.00048	0.0004589
Pb in Boden	kg		0.0004394
S in Boden	kg	0.00576	0.0004882
Zn in Boden	kg	0.000144	0.0009764

Tab. 16: Eingabedaten der Entsorgung von Abfällen im Landfarming pro kg Abfall.

Literatur

- BUWAL 1988 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Konzept für eine Reststoffdeponie", Schriftenreihe Umweltschutz Nr. 93, Bern 1988
- BUWAL 1991 b Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Entsorgung von Siedlungsabfällen in der Schweiz - Stand 1988/1989", Entwurf vom November 1991, Bern 1991
- BUWAL 1993 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Sonderabfälle in der Schweiz - Mengen und Zusammensetzung 1991", Entwurf zur Schriftenreihe Umwelt, Bern 1993
- CITEPA 1981 Centre Interprofessionnel Technique d' Etudes de la Pollution Atmospherique, "Teneurs en métaux lourds dans les huiles usagées", Paris 1981
- Domalski et al. 1987 E.S.Domalski, T.L.Tobe, T.A.Milne (eds.), "Thermodynamic Data for Biomass Materials and Waste Components", (more than 600 materials), American Society of Mechanical Engineers, New York, (1987)
- ESU 1996 P.Zimmermann, G.Doka, A.Labhardt, F.Huber, "Ökoinventare für Entsorgungsprozesse – Grundlagen zur Integration der Entsorgung in Ökobilanzen", ESU-Nr. 1/96, Gruppe Energie–Stoffe–Umwelt, ETH Zürich, Mai 1996
- Künniger et al. 1995 T.Künniger, K.Richter, "Ökologischer Vergleich von Freileitungsmasten aus imprägniertem Holz, armiertem Beton und korrosionsgeschütztem Stahl", EMPA, Forschungsbericht der Abteilung Holz, April 1995
- Lehmann 1990 M. Lehmann, "Abfalltechnik", Vorlesungsskript der Abt. IIIA, Institut für Verfahrens- und Kältetechnik, ETH Zürich, Dübendorf 1990
- Mauch 1992 W.Mauch, "Kumulierter spezifischer Energieaufwand für die Müllabfuhr, Müllverbrennung und Deponierung", Abfallwirtschafts Journal, Heft 3, 1992
- Maystre et al., 1994 L - Y, Maystre, V. Duflon, Th. Diserens, D. Leroy, J. Simos, F. Viret, "Déchets urbains - Nature et caractérisation", Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne 1994
- Michel 1938 R. Michel, "Berechnung der Verbrennungswärmen fester & flüssiger Brennstoffe nach den Wärmewerten ihrer Einzelbestandteile", Feuerungstechnik 26, Nr. 9, S. 273 - 278, 1938
- Paterna et al. 1995 J.-C.Paterna, R.Hunziker, "Betrachtung allgemeiner und produktspezifischer Umsetzungsprozesse im Reaktordeponiekörper & Prozesskettenanalyse einer Deponie mit Gasverwertung am Beispiel Elbisgraben (BL)", unveröffentlichte Semesterarbeit in der Gruppe Energie–Stoffe–Umwelt, Laboratorium für Energietechnik, Institut für Energiesysteme, ETH Zürich, 1995
- Suter 1990 Suter P., "Energiesysteme und Umwelt", Vorlesungsskript der Abt. IIIA, Institut für Energietechnik, ETH Zürich, Zürich 1990
- TVA 1988 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, "Technische Verordnung über Abfälle" interner Entwurf vom 6. Februar, Bern 1988
- UVB 1988 SUISELECTRA, "Ergänzungen zum Umweltverträglichkeitsbericht", im Auftrag der CIBA GEIGY, gemäss Verfügung des Bauinspektorates BS, Basel 1988
- VGB 1990 VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber e.V., VDEW Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), "Verwertungskonzept für Reststoffe aus Kohlekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland", VGB-TW **702, Essen **1992
- Weibel et al. 1995 Th.Weibel, A.Stritz, "Ökoinventare und Wirkungsbilanzen von Baumaterialien – Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Hochbaukonstruktionen", ESU-Nr. 1/95, Gruppe Energie–Stoffe–Umwelt, ETH Zürich, 1995



Anhang G

Errata, Stand 31.10.1996

Bearbeitung

R. Frischknecht, G.Doka, R. Dones

Ökoinventare von Energiesystemen

Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz

Schlussbericht der durch BEW/PSEL geförderten Projekte im Bereich "Umweltbelastung durch Energiesysteme"

Errata, Stand 31.10.1996

Übersicht

Es werden hier die im Schlussberichtstext (CD- und Papierversion) vorhandenen, für die Spreadsheet-Files jedoch korrigierten Fehler aufgelistet. Dadurch können Abweichungen zwischen den im Text verwendeten und den in den Files enthaltenen Resultattabellen Abweichungen auftreten. Bei Unterschieden sind die Daten der Spreadsheet-Files ("EinKat.", "ResEmis.", "ResSum") massgebend.

Die Eingabedaten und Resultate, die in den Spreadsheet-Files auf CD und Disketten enthalten sind, sind korrekt (Stand 31.10.1996).

Teil V "Erdgas"

Kap. 3. "Brennstoffklassifizierung"

Die Brenngaszusammensetzungen in <DGMK 1992> sind in Vol.-% angegeben. Aus diesem Grund sind die Berechnungen der CO₂-Emissionsfaktoren der verschiedenen Erdgas-Qualitäten in Tab. V.3.5 falsch angegeben. Diese Emissionsfaktoren werden bei den Gasturbinen (Tab. V.15.3a&b), den Gasmotoren (Tab. V.15.6), bei den Feuerungen (Tab. V.11.7) und Kraftwerken (Tab. V.12.7) verwendet. Diese sind entsprechend der Tab. G.1 korrigiert.

		Leckage produziertes Erdgas Alg	Leckage produziertes Erdgas N	Leckage produziertes Erdgas NL	Leckage produziertes Erdgas D	Leckage produziertes Erdgas GUS	Leckage Erdgas frei UCPTE	Leckage Erdgas Schweiz Hochdruck
		m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³
Methan	kg	0.719	0.719	0.671	0.690	0.716	0.697	0.699
Ethan	kg	0.074	0.074	0.023	0.008	0.006	0.028	0.021
Propan	kg	0.019	0.019	0.003	0.000	0.002	0.006	0.004
Butan	kg	0.006	0.006	0.000	0.000	0.001	0.002	0.001
C5+	kg	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000
Kohlendioxid	kg	0.013	0.013	0.008	0.002	0.001	0.007	0.005
Stickstoff	kg	0.005	0.005	0.117	0.062	0.007	0.058	0.053
CO ₂ -Emissionsfaktor	kg/TJ	57'400	57'400	56'000	55'200	55'200	56'000	56'000

Tab. G.1: Brennstoffzusammensetzung und CO₂-Emissionsfaktoren der in diesem Projekt verwendeten Erdgasqualitäten; Zusammensetzung aus <DGMK 1992>, Ausschnitt aus Tab. V.3.5

Die korrigierten Emissionsfaktoren der Kraftwerke sind in Tab. G.2 zusammengestellt.

	kg/TJ _{in}	kg/TJ _{el}
Belgien	100300	295000
Deutschland	62900	153000
Spanien	122200	370000
Frankreich	184100	438000
Italien	131100	354000
Ex-Jugoslawien	54800	161000
Luxemburg	246300	880000
Niederlande	69100	173000
Österreich	54800	152000

Tab. G.2: Korrigierte CO₂-Emissionsfaktoren der Kraftwerke in diesem Projekt

Teil VII "Kernenergie"

Kap. 5. "Uranerzaufbereitung"

Bei der Uranerzaufbereitung wurden die Kurz- und Langzeit-Emissionen der schwachaktiven Abfälle wie auch deren Flächeninanspruchnahme im Modul "Uran natürlich in Urankonzentrat" berücksichtigt, nicht jedoch die Masse resp. das Volumen dieser Abfälle. Dies hat eine Auswirkung auf die Werte der in den zusammenfassenden Resultattabellen verwendeten Abfallkategorie "schwachaktive Abfälle in Deponie".

Insgesamt fallen ca. 1kg Abfall (v.a. Schlämme) pro kg Erz an. <DOE 1983> geben für die Standardaufbereitungsanlage 1150kg(Abfall)/kgU an (siehe Tab. VII.5.14). Dies kann als obere Grenze für die Masse des nichtkonditionierten festen Abfalls betrachtet werden, da die US-Minen tiefe Erzkonzentrationen aufweisen. Als untere Grenze kann der Wert der Key Lake Aufbereitungsanlage angeführt werden, der ca. 50kg(Abfall)/kgU beträgt <Pink et al. 1984>. Wird eine durchschnittliche Abfallmenge von ca. 500kg(Abfall)/kgU (entspricht etwa 0.25 m³(Abfall)/kgU) angenommen, so beträgt die Menge schwachaktiver Abfälle aus der Uranaufbereitung rund 2 m³(Abfall) pro TJ in Kernkraftwerken produzierte Elektrizität (siehe Tab. VII.13.1-3). Da jedoch wie erwähnt die Flächeninanspruchnahme und die Emissionen beim Prozess "Uranerzaufbereitung" bereits berücksichtigt sind, würde ein zusätzliches Verknüpfen der Abfallmenge mit dem Modul "schwachaktive Abfälle" zu einer Doppelzählung führen. Es bleibt aber zu beachten, dass die Menge schwachaktiver Abfälle, wie sie in den zusammenfassenden Resultattabellen ausgewiesen wird, dadurch stark unterschätzt wird.

Teil VII "Kernenergie"

Anhänge, 8. "Errata"

Die unter 8 im Kapitel "Anhänge" erwähnten Fehler betreffend Uranerzaufbereitung und Anreicherung durch Zentrifuge wurden in allen Spreadsheet-Files korrigiert.

Teil XI "Sonnenkollektoren"

Anhang 3: Module für die Standardanlagenteile

Bei den Standard-Anlagenteilen wurden die Leitungen doppelt verbucht. In Tab. XI.A3.9 sind deshalb die Werte für "MG-Silizium" und für "Kupfer" null zu setzen. In Tab. XI.A3.1 sind für diese drei Materialien die Werte der Tab. G.3 einzusetzen.

	Einheit	Standard-anlagenteile EFH	Standardanlagen-teile EFH-SPF	Standard-anlagenteile MFH
		Stk	Stk	Stk
Kupfer	kg	0.25	0.25	0.5
Stahl unlegiert	kg	248	275	776
MG-Silizium	kg	0.012	2.08	0.036

Tab. G.3: Korrigierte Werte für den Bedarf an Kupfer, Stahl und Silikon der Standard-Anlagenteile (Tab. XI.A3.1)

Zusammenfassende Resultattabellen

Die zusammenfassenden Resultattabellen fehlen im Teil XI "Sonnenkollektoren". Sie sind in Tab. G.4 für die Warmwasserbereitstellung mit rein solarer und mit hybrider Betriebsweise aufgeführt.

		Waerme ab EFH FK1 hybrid	Waerme ab EFH FK1 solar	Waerme ab EFH FK2 hybrid	Waerme ab EFH FK2 solar	Waerme ab EFH FK3 hybrid	Waerme ab EFH FK3 solar	Waerme ab EFH FK4 hybrid
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcenbedarf:								
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	8.18E+03	587	7.55E+03	564	7.57E+03	506	6.72E+03
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	107	89.8	103	86.2	97.4	73.8	88.8
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	72.5	38.8	67.2	33.7	65.1	29	58.7
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	23.6	27.3	23.5	26.5	22.8	25	20.8
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	304	658	304	601	304	602	303
Holz trocken	t	0.999	0.331	0.827	0.0969	0.817	0.0683	0.743
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.537	0.0378	0.495	0.0356	0.495	0.0297	0.439
Rohbraunkohle	kg	577	492	582	516	544	438	504
Rohfoerdersteinkohle	kg	2.57E+03	3.04E+03	2.53E+03	2.89E+03	2.32E+03	2.47E+03	2.21E+03
Erdgas	Nm3	382	355	396	387	363	321	316
Rohoel	t	1.46	1.17	1.41	1.11	1.33	0.956	1.22
Uran	kg	2.15	0.146	1.98	0.14	1.99	0.127	1.76
Wasser	kg	2.31E+09	1.74E+08	2.13E+09	1.64E+08	2.13E+09	1.33E+08	1.89E+09
Strom	TJ	0.726	0.0601	0.67	0.0576	0.669	0.0477	0.593
Materialbedarf:								
Materialien	kg	7.04E+03	5.01E+03	6.69E+03	4.65E+03	6.60E+03	4.43E+03	6.04E+03
Kalkstein	kg	751	719	718	658	746	711	672
Kies	kg	2.94E+03	632	2.74E+03	606	2.74E+03	572	2.44E+03
Stahl und Gusseisen	kg	1.13E+03	1.68E+03	1.10E+03	1.54E+03	1.10E+03	1.53E+03	1.13E+03
Kupfer	kg	141	9.14	169	84.7	173	92.6	148
Transportleistungen:								
Transport Strasse	tkm	1.08E+03	1.50E+03	1.09E+03	1.45E+03	1.09E+03	1.45E+03	978
Transport Schiene	tkm	1.98E+03	2.68E+03	2.01E+03	2.62E+03	1.88E+03	2.37E+03	1.78E+03
Transport Wasser	tkm	2.73E+04	3.77E+04	2.72E+04	3.58E+04	2.34E+04	2.83E+04	2.12E+04
Abwaerme	TJ	1	0.158	0.931	0.155	0.925	0.136	0.824
Emissionen Luft:								
CO2 mobil	kg	617	1.09E+03	619	1.02E+03	592	967	564
CO2 prozessbedingt	kg	-910	111	-656	449	-643	485	-557
CO2 feuerungsbedingt	kg	9.21E+03	7.23E+03	8.91E+03	6.95E+03	8.22E+03	5.52E+03	7.40E+03
SOx	kg	93.3	115	95.4	116	91.6	108	84.3
NOx	kg	20.5	20.8	20.2	20.1	18.7	17.1	17.2
CH4	kg	36.9	54	23.8	25.2	22.2	22.1	21
NMVOc	kg	17	18.4	16.4	17	16	16	14.9
BTEX-Aromaten	kg	0.432	0.776	0.425	0.706	0.422	0.701	0.449
Benzo(a)Pyren	kg	0.00013	0.000193	0.000127	0.000177	0.000127	0.000177	0.000129
HCl	kg	0.726	0.748	0.717	0.726	0.642	0.576	0.579
Hg	kg	0.000405	0.000384	0.000396	0.00037	0.000354	0.000284	0.000321
Rn (inkl. Ra)	kBq	1.18E+08	8.02E+06	1.09E+08	7.69E+06	1.09E+08	7.00E+06	9.70E+07
Edelgase	kBq	8.36E+07	5.63E+06	7.71E+07	5.40E+06	7.73E+07	4.92E+06	6.87E+07
Aerosole	kBq	20.1	2.57	18.6	2.48	18.4	1.98	16.4
Aktinide in Luft	kBq	40.3	2.9	37.2	2.79	37.2	2.5	33
Emissionen Wasser:								
Chloride	kg	104	117	107	121	102	112	90.7
Sulfate	kg	164	53.8	154	50.6	152	46.4	129
Ammoniak als N	kg	0.55	0.252	0.483	0.168	0.481	0.16	0.432
Fette und Oele Sueswasser	kg	0.0406	0.0481	0.038	0.0417	0.0401	0.0458	0.0389
Fette und Oele Meerwasser	kg	1.33	1.07	1.28	1.02	1.21	0.875	1.11
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.0888	0.0821	0.0859	0.0774	0.0801	0.0655	0.0741
Zink	kg	0.0702	0.0777	0.0669	0.0698	0.0651	0.0661	0.0678
Ra	kBq	4.01E+04	2.74E+03	3.70E+04	2.62E+03	3.71E+04	2.39E+03	3.29E+04
H3	kBq	3.31E+06	2.24E+05	3.06E+06	2.15E+05	3.06E+06	1.95E+05	2.72E+06
Nuklidgemisch	kBq	3.25E+03	214	3.00E+03	205	3.01E+03	188	2.67E+03
Aktinide in Wasser	kBq	2.49E+03	180	2.30E+03	172	2.30E+03	156	2.04E+03
Abfaelle:								
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	4.03E+03	1.59E+03	3.78E+03	1.48E+03	3.73E+03	1.36E+03	3.37E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	468	157	518	307	516	300	452
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	108	231	10.7	19.2	17	31.8	38.7
Abfaelle in KVA	kg	706	74.3	651	67.8	654	67.6	577
Sonderabfaelle	kg	21.6	2.65	19.9	2.4	19.9	2.28	17.7
Abfaelle in Landfarming	kg	9.91	7.84	9.6	7.55	9.08	6.48	8.25
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	0.00252	0.000388	0.00234	0.000369	0.00233	0.000325	0.00208
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m3	0.00491	0.000325	0.00453	0.000311	0.00454	0.000285	0.00404
Hochaktive Abfaelle	m3	0.000377	2.54E-05	0.000348	2.43E-05	0.000349	2.22E-05	0.00031

Tab. G.4: Zusammenfassender Resultatausschnitt der Bereitstellung von 1TJ Wärme mittels verschiedener Sonnenkollektor-Systeme. Die Auswahl der aufgeführten Schadstoffe, Ressourcen und Zwischengrößen (wie z.B. Transporte) erfolgte nicht aufgrund der Umweltrelevanz sondern zur Analyse der Teilprozesse innerhalb der betrachteten Systeme (siehe auch Teil III. Kap. 6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen")

Errata, Stand 31.10.1996

		Waerme ab EFH FK4 solar	Waerme ab EFH Vakuum hybrid	Waerme ab EFH Vakuum solar	Waerme ab MFH FK1 hybrid	Waerme ab MFH FK1 solar	Waerme ab MFH FK3 hybrid	Waerme ab MFH FK3 solar
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcenbedarf:								
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	419	6.03E+03	397	8.00E+03	499	7.38E+03	449
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	60.5	89.5	68.6	100	78.7	91	64
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	23.8	56.7	27.5	68.8	33.1	61.4	24
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	20.1	21.6	22.3	20.9	22	20.1	20.2
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	516	304	498	304	661	304	606
Holz trocken	t	0.0859	0.652	0.0534	0.976	0.316	0.794	0.0564
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.0238	0.394	0.0222	0.526	0.0336	0.484	0.0274
Rohbraunkohle	kg	370	520	433	505	352	472	312
Rohfoerdersteinkohle	kg	2.14E+03	2.17E+03	2.17E+03	2.09E+03	2.07E+03	1.85E+03	1.59E+03
Erdgas	Nm3	234	396	388	339	273	321	247
Rohoel	t	0.792	1.19	0.859	1.38	1.04	1.25	0.841
Uran	kg	0.106	1.58	0.0985	2.1	0.124	1.94	0.114
Wasser	kg	1.06E+08	1.70E+09	1.01E+08	2.26E+09	1.54E+08	2.08E+09	1.22E+08
Strom	TJ	0.0384	0.534	0.0377	0.709	0.0519	0.652	0.0423
Materialbedarf:								
Materialien	kg	3.70E+03	6.26E+03	4.60E+03	6.39E+03	3.80E+03	5.95E+03	3.35E+03
Kalkstein	kg	560	749	726	663	546	658	557
Kies	kg	458	2.27E+03	542	2.85E+03	544	2.65E+03	500
Stahl und Gusseisen	kg	1.43E+03	1.03E+03	1.27E+03	796	974	766	889
Kupfer	kg	61.2	195	156	138	7.44	170	92.1
Transportleistungen:								
Transport Strasse	tkm	1.12E+03	1.04E+03	1.24E+03	1.02E+03	1.38E+03	1.03E+03	1.34E+03
Transport Schiene	tkm	2.00E+03	1.90E+03	2.23E+03	1.52E+03	1.71E+03	1.42E+03	1.49E+03
Transport Wasser	tkm	2.23E+04	2.07E+04	2.21E+04	2.32E+04	2.94E+04	1.93E+04	2.07E+04
Abwaerme	TJ	0.111	0.752	0.12	0.97	0.129	0.895	0.112
Emissionen Luft:								
CO2 mobil	kg	802	568	795	576	1.01E+03	551	896
CO2 prozessbedingt	kg	389	-395	506	-949	-10.9	-682	374
CO2 feuerungsbedingt	kg	4.41E+03	7.49E+03	5.24E+03	8.34E+03	5.59E+03	7.35E+03	4.05E+03
SOx	kg	87.7	90.8	101	61.6	48.2	59.9	47.2
NOx	kg	14.1	17.2	15	18.7	17.4	16.9	14.1
CH4	kg	19.1	20.9	20	33.2	46.6	18.5	15.4
NM VOC	kg	13.4	14.8	14	15.3	15	14.2	13
BTEX-Aromaten	kg	0.661	0.412	0.588	0.282	0.455	0.272	0.41
Benzo(a)Pyren	kg	0.000164	0.000119	0.000147	9.42E-05	0.000118	9.11E-05	0.000109
HCl	kg	0.456	0.607	0.539	0.626	0.549	0.543	0.396
Hg	kg	0.000229	0.000322	0.000254	0.000358	0.000291	0.000306	0.0002
Rn (inkl. Ra)	kBq	5.82E+06	8.70E+07	5.42E+06	1.15E+08	6.83E+06	1.07E+08	6.25E+06
Edelgase	kBq	4.09E+06	6.16E+07	3.80E+06	8.18E+07	4.80E+06	7.55E+07	4.40E+06
Aerosole	kBq	1.58	14.8	1.66	19.5	2.07	17.9	1.58
Aktinide in Luft	kBq	2.07	29.7	1.95	39.4	2.46	36.3	2.2
Emissionen Wasser:								
Chloride	kg	85.1	130	153	96.7	104	95.2	100
Sulfate	kg	24.4	126	39.7	158	45	146	38.9
Ammoniak als N	kg	0.131	0.425	0.177	0.53	0.227	0.461	0.139
Fette und Oele Sueswasser	kg	0.0406	0.0376	0.0395	0.0351	0.037	0.0346	0.0358
Fette und Oele Meerwasser	kg	0.724	1.09	0.788	1.25	0.951	1.14	0.769
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.0552	0.0728	0.0582	0.0822	0.0701	0.0735	0.0548
Zink	kg	0.0677	0.0856	0.0993	0.0587	0.0544	0.0536	0.045
Ra	kBq	1.99E+03	2.95E+04	1.85E+03	3.92E+04	2.33E+03	3.62E+04	2.13E+03
H3	kBq	1.63E+05	2.44E+06	1.51E+05	3.24E+06	1.91E+05	2.99E+06	1.75E+05
Nuklidgemisch	kBq	156	2.40E+03	144	3.18E+03	183	2.94E+03	168
Aktinide in Wasser	kBq	130	1.83E+03	122	2.43E+03	153	2.24E+03	139
Abfaelle:								
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1.13E+03	3.12E+03	1.16E+03	3.76E+03	1.13E+03	3.46E+03	947
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	219	544	419	442	117	491	266
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	64.4	112	182	108	232	16.8	31.7
Abfaelle in KVA	kg	46.8	523	52.6	709	108	658	101
Sonderabfaelle	kg	1.83	16	1.85	21	2.23	19.4	1.96
Abfaelle in Landfarming	kg	5.29	8.28	6.04	9.34	6.88	8.51	5.64
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	0.000269	0.00188	0.000275	0.00246	0.000339	0.00226	0.000287
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m3	0.000237	0.00362	0.000219	0.00481	0.000277	0.00444	0.000255
Hochaktive Abfaelle	m3	1.85E-05	0.000278	1.71E-05	0.000369	2.16E-05	0.00034	1.98E-05

Tab. G.4: Forts.

Teil XII "Photovoltaik"

Der Teil Photovoltaik wurde für die vorliegende 3. Auflage auf der Basis der Angaben in der 1./2. Auflage der Ökoinventare aktualisiert. Dabei waren unter anderem Änderungen der Solarzellegeometrie (Fläche, Dicke), der Wirkungsgrade sowie der Panelkonstruktionen (44 statt 36 polykristallinen Silizium-Zellen pro Panel) vorgesehen, wobei die relevantesten Grössen (Wirkungsgrade, Materialeinsatz) gemäss der aktuellen Situation bilanziert wurden. Die damit einhergehenden Änderungen flossen jedoch nur unvollständig in die Bilanz ein, was z.T. zu widersprüchlichen Angaben im aktualisierten Text in Teil XII führte. Zur besseren Orientierung werden in Tab. G.5. die wichtigsten Randbedingungen der Bilanzierung sowohl der 1./2. als auch der vorliegenden 3. Auflage wiedergegeben, da zur Bereinigung zum Teil auf die Angaben der 1./2. Auflage zurückgegriffen wird (z.B. bei der Panelkonstruktion). Daneben sind die – teilweise inkonsistenten – Randbedingungen, wie sie gemäss dem Text der 3. Auflage verwendet werden, aufgelistet. Anschliessend folgen die bereinigten Randbedingungen, wie sie für den korrigierten, in den Resultatfiles auf Diskette und CD enthaltenen Inventardatensatz der 3. Auflage gelten.

In Tab. G.7 sind eine Auswahl der gültigen Resultate unter Berücksichtigung der hier beschriebenen Korrekturen aufgeführt. Sie ersetzen die zusammenfassenden Resultattabellen im Teil XII "Photovoltaik", Tab. XII.10.1 bis Tab. XII.10.3.

4.5 Prozessschritte für m-Si Technologie

Monokristalline Technologie: Ursprünglich war für die 3. Auflage die Bilanzierung von monokristallinen Silizium-Zellen mit einer grösseren Fläche beabsichtigt. Verschiedene damit verbundene Konsequenzen (z.B. erhöhtes Wafergewicht trotz verringerter Dicke, Flächenvergrösserung eines 36-zelligen Solarpanels etc.) wurden jedoch nicht berücksichtigt. In der bereinigten Version werden nun dünnere (300µm) Solarzellen mit der (alten) Fläche von 98cm² bilanziert. Die Panelgeometrie wird somit gegenüber der 1./2. Auflage nicht geändert. Der Wirkungsgrad liegt bei 16.5% (+8%). Ein Solarpanel weist neu eine Nennleistung von 58W_p gegenüber 53W_p der 1./2. Auflage auf. Tab. G.5. (linker Teil) gibt einen Überblick über die wichtigsten geänderten Grössen.

4.6 Prozessschritte für p-Si Technologie

Polykristalline Technologie: Für die 3. Auflage war die Bilanzierung von Solarpanels mit 44 Zellen beabsichtigt (s.S. XII.59). Die resultierende Vergrösserung der Panelfläche war jedoch nicht bilanziert worden. Die Zellendicke sollte nicht verändert, die Zellenfläche leicht verringert und der Wirkungsgrad angehoben werden. In der bereinigten Version wird nun von Solarpanels mit 36 Zellen à 107 cm² ausgegangen. Die Panelgeometrie wird somit gegenüber der 1./2. Auflage nicht geändert. Der Wirkungsgrad liegt bei 14% (Steigerung um +6% gegenüber der 1./2. Auflage). Ein Solarpanel weist neu eine Nennleistung von 54W_p auf. Tab. G.5. (rechter Teil) gibt einen Überblick über die wichtigsten geänderten Grössen.

Randbedingungen Prozesskette Photovoltaik	Einheit	mono-Si			poly-Si				
		1./2. Auflage Stand 92	3. Auflage Angaben in Teil XII	Seite im Teil XII	3. Auflage korrigierte Daten	1./2. Auflage Stand 92	3. Auflage Angaben in Teil XII	Seite im Teil XII	3. Auflage korrigierte Daten
m-Si und p-Si Wafer									
Dicke Wafer	mm	350	300	26	300	300	300		300
Sägespalt	mm	350	200		200	200	200		200
Fläche Wafer	cm ²	98	143	32	98	107.1	100	59	107
Gewicht	g	8	7	32	7.11	8	7	52	7.76
Zellenleistung	W _p	1.5	2.36	32	1.617	1.42	1.5		1.5
Zellenwirkungsgrad	%	15.3%	16.5%	calc.	16.5%	13.2%	15.0%	calc.	14.0%
Bedarf MG-Silizium	g/Wafer	93.4	66.71	31	66.71	129.4	122.7	47	129.4
EG-Si Bedarf pro Wafer	g/Wafer	16.86	12.04	28	12.16	23.75	22.18	calc.	23.75
Prozessenergie ¹⁾ EG-Si für Wafer	kWh/Wafer	1.8	1.3	29	1.57	3.06	2.81	calc.	3.06
Prozessenergie ¹⁾ Waferherst.	kWh/Wafer	2.17	1.55	29	1.57	1.56	1.50	45	1.56
Prozessenergie ¹⁾ EG&Wafer	TJ/Wafer	1.43E-5	1.02E-5	31	1.13E-5	1.66E-5	1.55E-5	47	1.66E-5
tot. Abwärme	TJ/Wafer	8.04E-6	5.74E-6	31	6.35E-6	6.61E-6	6.71E-6	47	6.61E-6
m-Si und p-Si Zelle									
Prozessenergie ¹⁾	kWh/Zelle	1.30	1.30	34	1.30	1.28	1.28	55	1.28
Prozessenergie ¹⁾	TJ/Zelle	4.68E-6	4.68E-6	37	4.68E-6	4.60E-6	4.60E-6	56	4.60E-6
tot. Abwärme	TJ/Zelle	4.68E-6			4.68E-6	4.60E-6	4.60E-6		4.60E-6
Panel/Laminat, m-Si/ p-Si									
Anzahl Zellen	Stk/Panel	36	36	37	36	36	44		36
Panelfläche	cm ²	4300	6221	37	4290	4400	5'364	calc.	4400
Aktive Fläche	cm ²	3500	4400	37	3528	3856	4400	calc.	3856
Panelleistung	W _p	53	85	37	58	51	66.2	59	54
Ausbeute Produktion	%	99%	100%	calc.	99%	99%	100%	calc.	99%
Bedarf Zellen m-Si/ p-Si	Stk/kW _p	688	423.2	41	627	713	664.7	61	673.4
Anzahl Panels	Stk/kW _p	18.9	11.8	40	17.24	19.6	15.1	59	18.5
Korrekturfaktor für die übrigen Verknüpfungen:	-				0.912 ²⁾				0.943 ³⁾
3kWp-Anlage									
Panelfläche	m ² /3kW _p	24.5	22.0	79	22.19	29.5	24.3	79	24.42
Betrieb									
Module "Infra Strom..."									
spez. Ertrag	kWh/kW _p a	1000	860		860	1000	860		860
Betriebszeit	a	30	30		30	30	30		30
Lebensertrag einer 3kWp-Anlage,	TJ	0.324			0.279				0.279
Schräg-, Flachdachanlagen:									
Anlagen	Stk/TJ	3.1	3.9	120	3.6	3.1	3.9	120	3.6
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m ² a/TJ	2260	2350, 2150	120	2'400	2400	2600, 2350	120	2'600
Fassadenanlagen:									
Anlagen	Stk/TJ	4.4	5.1	120	5.1	4.4	5.1	121	5.1
Flächeninanspruchnahme IV-IV	m ² a/TJ	3200	3350, 3000	121	3'400	3400	3700, 3350	121	3'700

Tab. G.5.: Überblick über die Randbedingungen der Inventarisierung der Photovoltaiktechnologien (mono-Si im linken Teil resp. poly-Si im rechten Teil) in der 1./2. Auflage der Ökoinventare, gemäss Text der 3. Auflage (z.T. inkonsistent) sowie im bereinigten Inventardatensatz der 3. Auflage. Die Anzahl angegebener Stellen stammt direkt aus Berechnungsblättern und ist nicht signifikant. ¹⁾: Prozessenergie: Strom Mittelspannung - Bezug in UCPT; ²⁾: 0.912=17.24/18.9; ³⁾: 0.943=18.5/19.6; 'calc.' = aus Textangaben berechnete Werte; **fett**: in Ecoinvent geänderte Werte

Prozessenergien Panelherstellung (Kap. XII.4.53. resp. XII.4.6.3)

Die Prozessenergien *pro Stück Panel* werden in der bereinigten Version gegenüber der 1./2. Auflage nicht verändert. Da Wirkungsgradverbesserungen angenommen werden, verringern sich die bilanzierten Energieeinsätze *pro kWp Panel* gegenüber den in Tab. XII.4.26 resp. XII.4.42 aufgeführten Werten proportional um den Faktor 0.912 resp. 0.943 (m-Si resp. p-Si).

Die bilanzierten Energieeinsätze in den Modulen "m/p-Si Panel" (resp. "...Laminat") enthalten neben der Prozess- und Hilfsenergie des eigentlichen Panelfügeprozesses auch die Energiebezüge für die Herstellung der verwendeten EVA-Folie (Folienziehen) und für die Panelentsorgung nach Gebrauch (abrasive Trennung). Diese Bezüge werden ebenfalls proportional zur Wirkungsgradzunahme verringert.

Beim m-Si Panel (und Laminat) wurde fälschlicherweise der Energiebezug für das Panelfügen als Schweizer statt als UCPT Mittelspannungsstrom verbucht. Beim p-Si Panel (und Laminat) wurde

der Energiebezug für das Folienziehen als Schweizer statt UCPTe Mittelspannungsstrom verbucht. Beide Relationen wurden korrigiert.

Flächenbedarf der verschiedenen 3kWp-Anlagen (Kap. XII.7.2)

In Tab. XII.7.2 werden die Panelflächen der 3kWp-Anlagen angegeben. Die neu bilanzierten Anlagen weisen aufgrund von Wirkungsgradverbesserungen kleinere Flächen auf. Dadurch reduziert sich auch der Aufwand für die Dachkonstruktionen. Diese Reduktion sollte durch den Multiplikator in Tab. XII.7.2 berücksichtigt werden, wurde aber falsch berechnet.

Die Bilanz der Aufwendungen für die Dach- und Fassadenkonstruktionen wurde für die 3. Auflage nicht aktualisiert. Die entsprechenden Inventarmodule beziehen sich daher immer noch auf die Flächen der Referenzanlagen *in der 1./2. Auflage*. Für die Bilanz der Konstruktion der Schrägdach- und Fassadenanlage diente die Fläche der mono-Si Anlage Stand 1992 (1./2. Auflage) als Referenz. Für die Bilanz der Konstruktion der Flachdachanlage diente die Fläche der poly-Si Anlage Stand 1992 (1./2. Auflage) als Referenz. Der Multiplikator in Tab. XII.7.2 ist daher falsch, da nicht die neuen Anlagen als Referenz für die Konstruktionsaufwände dienen können, sondern die flächengrösseren Anlagen der 1./2. Auflage. In Tab. G.6 werden die Panelflächen derjenigen PV-Anlagen angegeben, die als Referenz der Bilanzierung der Konstruktionsaufwendungen dienten, sowie die aktuellen Anlageflächen der 3. Auflage und die resultierenden Multiplikatoren für den Konstruktionsaufwand.

Panelflächen von 3kWp-Anlagen	1./2. Auflage	3. Auflage im Text S.79 u. 111ff (Teil XII)	3. Auflage berichtigt		
	Anlageflächen '92 (Referenzflächen = fett) [m ² /3kWp]	Multiplikator für Konstruktionsaufwand (falsch)	Fläche korr. [m ² /3kWp]	Multiplikator (bereinigt)	Anderung der Eingabedaten in Tab.
Schrägdach, m-Si	24.5	1	22.2	0.91	XII.12.7
Schrägdach, p-Si	29.5	1.1	24.4	1	XII.12.7
Fassade, m-Si	24.5	1	22.2	0.91	XII.12.10
Fassade, p-Si	29.5	1.1	24.4	1	XII.12.11
Flachdach, m-Si	24.5	1	22.2	0.75	XII.12.8
Flachdach, p-Si	29.5	1.1	24.4	0.83	XII.12.9

Tab. G.6: Panelflächen der 3kWp-Anlagen der 1./2. und 3. Auflage sowie die korrigierten Multiplikatoren für die Bilanzierung der gegenüber den älteren Anlagen reduzierten Konstruktionsaufwendungen. Die Flächen der Referenzanlagen, auf welche die Bilanzierung der Konstruktionen gestützt wurde, sind fett gedruckt. N.B.: Der Multiplikatorwert von 1 ergibt sich aus der *zufällig* gleich grossen Flächen einer m-Si-Anlage Stand 92 (24.5m²) und einer aktuellen p-Si-Anlage (24.4m²) und nicht etwa aus einer definierten Normierung auf die p-Si Schrägdach- oder Fassadenanlage.

Die bereinigten Flächenbeanspruchungen der 3kWp-Anlagen (in m²a/TJ) während einer 30-jährigen Standzeit und einem spezifischen Jahresertrag von 860 kWh/kW_pa sind in Tab. G.5. angegeben.

Lamine für die Grossanlage PHALK (Kap. XII.7.3.4)

In der 1./2. Auflage wurde PHALK mit Laminaten à 53Wp/Laminat (Stand 1992) bilanziert. Die tatsächlich bei PHALK eingesetzten Solarzellen sind jedoch dicker als diejenigen, die in der 3. Auflage bilanziert worden sind (440 statt 300mm), was zur eingerahmten Bemerkung auf S.80 im Teil XII führte. Eine separate Bilanzierung der in PHALK tatsächlich verwendeten Panels wurde nicht vollzogen. In der 3.Auflage weisen die Lamine nun neu 58Wp auf (korrigierter Wert). Zudem sind die Zellen nochmals dünner geworden. Im Text (S.116) wird fälschlicherweise beschrieben, dass weiterhin 560kWp m-Si Lamine bezogen werden, was zu einer Endleistung von 500 kWp führt. Als Folge der um 8% erhöhten Leistung sind dies nur 9654 Lamine, wodurch der tatsächliche Aufwand der Zellenherstellung zu niedrig berechnet würde. Tatsächlich sind in PHALK 10'560 Stück **53Wp**-Lamine (auch 560kWp) installiert. Es bieten sich folgende Korrekturmöglichkeiten:

1. Bilanzierung gemäss der alten Anlagefläche (konstanter Konstruktionsaufwand) mit neuen Panels unter Berücksichtigung einer Leistungs- und Ertragssteigerung.

2. Bilanzierung gemäss der alten Nennleistung (500kWp Endleistung und 560kWp installierte Panels) mit neuen Panels à 58Wp und einer verringerter Anlagenfläche (verringertes Konstruktionsaufwand).
3. Bilanzierung gemäss der alten Anlagenfläche (konstanter Konstruktionsaufwand) mit der alten Panel- und Endleistung von 560kWp resp. 500kWp. Die Panelkonstruktion ist damit in der 1./2. Auflage und in der 3. Auflage dieselbe. Unterschiede sind bei den Solarzellen (Zellendicke neu 300mm) und dem Wirkungsgrad zu verzeichnen. Bei der Bilanzierung der korrekten **Anzahl** (nicht kWp) Lamine, führt somit die geringere Zellendicke zu einer Abweichung gegenüber der realen Anlage.
4. Bilanzierung einer separaten m-Si-Prozesskette (mit Schichtdicke der Wafer von 440mm, etc.) für die in der PHALK-Anlage verwendeten Zellen.

Die Abbildungsgenauigkeit aber auch der Aufwand wäre bei Vorgehen 4. am höchsten. In Analogie zum Vorgehen in der 1./2. Auflage, wird hier PHALK mit der alten Anlagenleistung, dem alten Ertrag und der alten Anzahl Panels bei gleichbleibender Fläche bilanziert (Vorgehen 3.).

Es werden demzufolge 10'560 Stück Lamine bilanziert. Da die funktionale Einheit des Datenmoduls "m-Si Laminat" kWp ist und die aktuellen m-Si Lamine 58Wp pro Laminat aufweisen, müssen daher im Inventar 612.5kWp Lamine verbucht werden, um die 10'560 Stück Lamine zu bilanzieren.

Der Text auf S. 80 des Teils XII kann somit wie folgt präzisiert werden:

Für die Bilanzierung der PHALK-Anlage wurde nicht berücksichtigt, dass die Dicke der eingesetzten Zellen tatsächlich 440mm ist. Stattdessen werden aktuelle Zellen bilanziert (300mm). Um die originale Anzahl Lamine und den originalen Wirkungsgrad zu bilanzieren, müssen in der Bilanz 612.5kWp neue m-Si Lamine bilanziert werden (10'560 Stück). **Das Inventar beschreibt somit eine hypothetische PHALK-Anlage mit der originalen Anlagenfläche, der originalen Anzahl Lamine und dem originalen Ertrag aber mit Zellen aktueller Zellengeometrie.**

Panels für die 100kWp-Schallschutzwand-Anlage (Kap. XII.7.3.5)

In der 1./2. Auflage wurden die in diesem Fallbeispiel verwendeten 50Wp p-Si-Panels als 51Wp-Panels bilanziert. Dazu mussten rund 2% mehr *Panelleistung* (in kWp) bilanziert werden, um den korrekten Materialaufwand bilanzieren zu können (siehe Legende von Tab. XII.12.13). Die p-Si Panels der 3. Auflage weisen zwar noch dieselben Ausmasse auf, aber leisten jetzt 54Wp pro Panel. Im Text (S.118) werden fälschlicherweise weiterhin 112.6kWp (aktuelle) p-Si Panels bezogen. Dies entspricht 2035 Stück. Tatsächlich wurden bei der SSW-Anlage aber 2208 Stück verwendet (s. S.85). Auch hier wird das Vorgehen 3 der für die PHALK-Anlage beschriebenen Korrekturmöglichkeiten verwendet (s.oben).

Um die originale Anzahl Panels und den originalen (alten) Wirkungsgrad zu bilanzieren, müssen in der Bilanz 119.2kWp neue p-Si Panels bilanziert werden (2208 Stück à 54Wp). Die Wafergeometrie wurde gegenüber der 1./2. Auflage nicht verändert. Der Material- und Energieaufwand für die benötigten Panels verändert sich gegenüber der 1./2. Auflage nicht.

Anhang A4

Für die Flach- und alle Schrägdachanlagen wurde der Bedarf an Anlagen pro TJ mit 3.9 angegeben (siehe S. 120 und 122 im Teil XII). Der korrekte Wert für den zugrundegelegten, spezifischen Jahresertrag von 860 kWh/kW_{p,a} und eine Lebensdauer von 30 Jahren liegt jedoch bei 3.6 Anlagen pro TJ (= 1TJ/ 3kW_p/860kWh/kW_{p,a}/30a/3.6e-6 TJ/kWh). Für Fassadenanlagen wird der Ertrag gemäss S.XII.90 um einen Faktor $\cos(45^\circ) = 0.707$ reduziert. Pro TJ werden somit 5.1 Fassadenanlagen benötigt (wurde korrekt bilanziert, S. XII.121).

Die Reduktion des spezifischen Jahresertrags von 1000 auf 860 kWh/kW_{p,a} in der 3. Auflage führt zu einem Anstieg der Materialintensität pro TJ Solarstrom gegenüber der 1./2. Auflage, obwohl Wirkungsgradverbesserungen berücksichtigt wurden. Der verwendete Wert entspricht dem zu erwartenden Ertrag heute installierter PV-Anlagen in der Schweiz.

		Strom ab 100kWp SSW- Anlage ¹⁾)	Strom ab 3kWp Fasssaden- anlage m-Si Lam/int	Strom ab 3kWp Fasssaden- anlage m-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Fasssaden- anlage p-Si Lam/int	Strom ab 3kWp Fasssaden- anlage p-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Flachdach- anlage m-Si
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcenbedarf:							
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	3.53E+03	2.71E+03	2.91E+03	4.89E+03	5.02E+03	2.12E+03
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	415	289	354	446	482	258
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	224	154	174	229	242	152
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	125	109	119	99.5	106	95.7
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	2.45E+03	3.40E+03	3.40E+03	3.70E+03	3.70E+03	2.40E+03
Holz trocken	t	3.13	2.3	2.33	4.69	4.73	1.65
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.0695	0.0541	0.0727	0.0927	0.105	0.0539
Rohbraunkohle	kg	1.33E+04	1.03E+04	1.06E+04	1.89E+04	1.91E+04	7.55E+03
Rohfoerdersteinkohle	kg	1.82E+04	1.07E+04	1.24E+04	1.93E+04	2.06E+04	8.90E+03
Erdgas	Nm3	2.92E+03	2.28E+03	2.53E+03	3.78E+03	3.94E+03	1.79E+03
Rohoel	t	4.97	3.37	4.22	5.11	5.57	3.09
Uran	kg	0.917	0.713	0.758	1.29	1.32	0.548
Wasser	kg	3.69E+08	2.87E+08	3.83E+08	4.93E+08	5.55E+08	2.81E+08
Strom	TJ	1.33	1.26	1.29	1.46	1.48	1.21
Materialbedarf:							
Materialien	kg	3.56E+04	1.30E+04	1.47E+04	3.15E+04	3.27E+04	2.10E+04
Kalkstein	kg	2.38E+03	861	1.05E+03	976	1.11E+03	2.18E+03
Kies	kg	8.61E+03	2.23E+03	2.46E+03	2.17E+03	2.33E+03	1.05E+04
Stahl und Gusseisen	kg	3.82E+03	240	494	300	568	320
Kupfer	kg	441	105	106	109	110	75.7
Transportleistungen:							
Transport Strasse	tkm	7.92E+03	8.38E+03	8.93E+03	5.27E+03	5.60E+03	7.50E+03
Transport Schiene	tkm	5.40E+03	2.63E+03	3.30E+03	4.29E+03	4.84E+03	2.39E+03
Transport Wasser	tkm	1.30E+05	5.65E+04	8.61E+04	1.15E+05	1.35E+05	6.09E+04
Abwaerme	TJ	-0.0929	-0.334	-0.254	0.114	0.166	-0.46
Emissionen Luft:							
CO2 mobil	kg	2.15E+03	1.68E+03	1.96E+03	1.65E+03	1.84E+03	1.56E+03
CO2 prozessbedingt	kg	2.42E+03	1.16E+03	1.30E+03	1.86E+03	1.95E+03	1.67E+03
CO2 feuerungsbedingt	kg	5.32E+04	3.70E+04	4.20E+04	6.40E+04	6.75E+04	3.01E+04
SOx	kg	428	268	301	458	479	215
NOx	kg	133	95.8	108	156	163	81.4
CH4	kg	143	84.7	99.2	146	156	71.5
NMVOG	kg	55.6	41	49.6	57.8	62	36.5
BTEX-Aromaten	kg	1	0.745	0.843	1.06	1.1	0.598
Benzo(a)Pyren	kg	0.000501	6.95E-05	0.000102	0.000111	0.000145	6.84E-05
HCl	kg	9.37	6.94	7.54	12.8	13.1	5.34
Hg	kg	0.00648	0.00369	0.004	0.00785	0.00806	0.00286
Rn (inkl. Ra)	kBq	5.05E+07	3.92E+07	4.17E+07	7.12E+07	7.28E+07	3.02E+07
Edelgase	kBq	3.48E+07	2.70E+07	2.87E+07	4.91E+07	5.02E+07	2.08E+07
Aerosole	kBq	19	14.3	16	25.8	26.8	11.4
Aktinide in Luft	kBq	18.8	14.5	15.6	26.4	27	11.2
Emissionen Wasser:							
Chloride	kg	1.41E+03	686	729	1.99E+03	2.02E+03	521
Sulfate	kg	318	166	183	411	423	133
Ammoniak als N	kg	0.647	0.492	0.546	0.674	0.707	0.395
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.208	0.0901	0.114	0.121	0.129	0.0819
Fette und Oele Meerwasser	kg	4.58	3.11	3.89	4.72	5.14	2.85
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.32	0.202	0.262	0.299	0.333	0.19
Zink	kg	0.41	0.211	0.232	0.372	0.399	0.166
Ra	kBq	1.72E+04	1.34E+04	1.42E+04	2.42E+04	2.48E+04	1.03E+04
H3	kBq	1.39E+06	1.08E+06	1.15E+06	1.97E+06	2.01E+06	8.34E+05
Nuklidgemisch	kBq	1.24E+03	965	1.03E+03	1.75E+03	1.79E+03	745
Aktinide in Wasser	kBq	1.11E+03	854	915	1.54E+03	1.58E+03	663
Abfaelle:							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	1.53E+04	5.71E+03	6.48E+03	8.71E+03	9.25E+03	4.70E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	3.45E+03	1.89E+03	2.03E+03	3.81E+03	3.93E+03	1.43E+03
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	274	462	468	507	510	331
Abfaelle in KVA	kg	1.50E+03	274	189	255	276	137
Sonderabfaelle	kg	187	310	311	282	282	220
Abfaelle in Landfarming	kg	35.9	24.9	30.5	38.3	41.4	22.2
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	0.00198	0.00144	0.00166	0.00241	0.00253	0.00121
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m3	0.00192	0.00149	0.00159	0.00271	0.00277	0.00115
Hochaktive Abfaelle	m3	0.000157	0.000122	0.00013	0.000221	0.000226	9.39E-05

Tab. G.7: Zusammenfassender Resultatausschnitt der Bereitstellung von 1TJ Elektrizität mittels verschiedener Photovoltaiksysteme. Die Auswahl der aufgeführten Schadstoffe, Ressourcen und Zwischengrößen (wie z.B. Transporte) erfolgte nicht aufgrund der Umweltrelevanz sondern zur Analyse der Teilprozesse innerhalb der betrachteten Systeme (siehe auch Teil III. Kap. 6.2 "Struktur der zusammenfassenden Resultattabellen"); ¹⁾: mit aktueller Zellengeometrie aber "originalem" Ertrag

Errata, Stand 31.10.1996

		Strom ab 3kWp Flachdach- anlage p-Si	Strom ab 3kWp Schraegdach- anlage m-Si Lam/int	Strom ab 3kWp Schraegdach- anlage m-Si Pan/auf	Strom ab 3kWp Schraegdach- anlage p-Si Lam/int	Strom ab 3kWp Schraegdach- anlage p-Si Pan/auf	Strom ab PHALK 500 ²⁾
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Ressourcenbedarf:							
Flaecheninanspruchnahme II-III	m2a	3.62E+03	1.94E+03	2.05E+03	3.48E+03	3.54E+03	1.93E+03
Flaecheninanspruchnahme Benthos II-III	m2a	350	211	249	323	340	336
Flaecheninanspruchnahme II-IV	m2a	203	113	127	166	175	201
Flaecheninanspruchnahme III-IV	m2a	88.8	80.1	86.1	74	77.5	9.00E+03
Flaecheninanspruchnahme IV-IV	m2a	2.60E+03	2.40E+03	2.40E+03	2.60E+03	2.60E+03	2.65
Holz trocken	t	3.34	1.64	1.83	3.33	3.55	1.41
Potentielle Energie Wasserkraft	TJ	0.0765	0.0393	0.0499	0.0667	0.0724	0.0423
Rohbraunkohle	kg	1.35E+04	7.35E+03	7.53E+03	1.34E+04	1.35E+04	6.92E+03
Rohfoerdersteinkohle	kg	1.47E+04	8.19E+03	9.12E+03	1.43E+04	1.49E+04	1.10E+04
Erdgas	Nm3	2.78E+03	1.65E+03	1.77E+03	2.71E+03	2.77E+03	2.14E+03
Rohoel	t	4.07	2.47	2.97	3.71	3.93	4.1
Uran	kg	0.948	0.509	0.534	0.92	0.933	0.485
Wasser	kg	4.02E+08	2.09E+08	2.63E+08	3.55E+08	3.84E+08	2.23E+08
Strom	TJ	1.34	1.18	1.2	1.33	1.34	1.18
Materialbedarf:							
Materialien	kg	3.48E+04	9.98E+03	1.10E+04	2.31E+04	2.37E+04	3.85E+04
Kalkstein	kg	2.37E+03	695	796	785	844	1.55E+03
Kies	kg	1.14E+04	1.62E+03	1.76E+03	1.59E+03	1.67E+03	2.71E+04
Stahl und Gusseisen	kg	371	588	704	672	792	2.92E+03
Kupfer	kg	78.2	74.3	74.8	77	77.3	192
Transportleistungen:							
Transport Strasse	tkm	5.38E+03	6.00E+03	6.35E+03	3.82E+03	4.03E+03	6.95E+03
Transport Schiene	tkm	3.49E+03	2.43E+03	2.71E+03	3.65E+03	3.85E+03	4.11E+03
Transport Wasser	tkm	9.53E+04	4.61E+04	6.24E+04	8.80E+04	9.68E+04	8.83E+04
Abwaerme	TJ	-0.161	-0.516	-0.473	-0.198	-0.176	-0.388
Emissionen Luft:							
CO2 mobil	kg	1.53E+03	1.26E+03	1.43E+03	1.26E+03	1.36E+03	1.59E+03
CO2 prozessbedingt	kg	2.21E+03	857	636	1.36E+03	1.07E+03	1.37E+03
CO2 feuerungsbedingt	kg	4.82E+04	2.71E+04	3.00E+04	4.63E+04	4.81E+04	3.58E+04
SOx	kg	341	194	212	328	338	1.01E+03
NOx	kg	122	69.7	76.7	112	116	113
CH4	kg	112	64.6	72.6	109	113	92.7
NMVOc	kg	45.7	30.1	35.3	42.1	44.2	49.9
BTEX-Aromaten	kg	0.784	0.539	0.603	0.766	0.789	0.541
Benzo(a)Pyren	kg	9.89E-05	0.000101	0.000117	0.000136	0.000152	0.000316
HCl	kg	9.3	4.99	5.33	9.1	9.28	5.66
Hg	kg	0.00573	0.00269	0.00284	0.00563	0.0057	0.004
Rn (inkl. Ra)	kBq	5.21E+07	2.80E+07	2.94E+07	5.06E+07	5.13E+07	2.67E+07
Edelgase	kBq	3.60E+07	1.93E+07	2.03E+07	3.49E+07	3.54E+07	1.84E+07
Aerosole	kBq	19.1	10.3	11.2	18.4	18.9	12.4
Aktinide in Luft	kBq	19.3	10.4	11	18.8	19.1	10.3
Emissionen Wasser:							
Chloride	kg	1.43E+03	494	518	1.41E+03	1.43E+03	493
Sulfate	kg	303	122	132	296	301	142
Ammoniak als N	kg	0.511	0.364	0.396	0.494	0.511	0.48
Fette und Oele Suesswasser	kg	0.0931	0.0714	0.088	0.0937	0.0997	0.118
Fette und Oele Meerwasser	kg	3.76	2.28	2.74	3.43	3.63	3.77
aromat. Kohlenwasserstoffe	kg	0.242	0.152	0.186	0.221	0.237	0.257
Zink	kg	0.284	0.165	0.175	0.28	0.293	0.23
Ra	kBq	1.77E+04	9.53E+03	1.00E+04	1.72E+04	1.75E+04	9.11E+03
H3	kBq	1.44E+06	7.74E+05	8.13E+05	1.40E+06	1.42E+06	7.38E+05
Nuklidgemisch	kBq	1.28E+03	689	724	1.24E+03	1.26E+03	657
Aktinide in Wasser	kBq	1.13E+03	611	645	1.10E+03	1.11E+03	600
Abfaelle:							
Abfaelle in Inertstoffdeponie	kg	6.68E+03	4.27E+03	4.69E+03	6.41E+03	6.66E+03	9.62E+03
Abfaelle in Reststoffdeponie	kg	2.77E+03	1.37E+03	1.42E+03	2.73E+03	2.76E+03	1.57E+03
Abfaelle in Reaktordeponie	kg	362	326	330	358	360	275
Abfaelle in KVA	kg	198	200	240	188	311	140
Sonderabfaelle	kg	200	219	220	199	199	186
Abfaelle in Landfarming	kg	30.1	18.2	21.5	27.8	29.2	29.1
Schwachaktive Abfaelle in Deponie	m3	0.00183	0.00104	0.00117	0.00173	0.00179	0.00134
Schwach- und Mittelaktive Abfaelle	m3	0.00199	0.00107	0.00112	0.00193	0.00195	0.00102
Hochaktive Abfaelle	m3	0.000162	8.71E-05	9.14E-05	0.000157	0.00016	8.31E-05

Tab. G.7: Forts.;²⁾: mit aktueller Zellengeometrie aber "originalem" Ertrag

Anhang F "Entsorgungsprozesse"

Weitere Betriebsstoffe (Anhang F, Kap. 2.1.3, Tab. F.2.4)

Gegenüber den in Tab. F.2.4 der dritten Auflage angegebenen Werten sind folgende Änderungen zu verzeichnen (siehe auch <ETH-ESU 1996>):

		3. Auflage im Text	3. Auflage korrigiert
Abwaerme in Luft p	TJ	1.92E-08	0
Aromaten s	kg	0	1.37E-08
Hexachlorbenzol HCB s	kg	6.30E-10	1.04E-09
Pentachlorbenzol s	kg	2.71E-09	2.78E-09
Ammoniak	kg	0.00108	0.000271
Erdgas HD-Abnehmer CH	TJ	1.92E-08	0
Erdgas in Industr.f. Low-NOx>100kW Euro	TJ	0	1.92E-08

Tab. G.7: Korrigierte Werte der Tab. F.2.4

Anhang 2 "Eingabedaten KVA", Tab. 8

Bei der kommunalen Sammlung wurde der Emissionsfaktor für Blei um ca. einen Faktor 500'000 zu hoch eingegeben. Der richtige Wert beträgt 7.02E-10kg pro kg Abfall.

Anhang 4 "Eingabedaten Reaktordeponie", Tab. 12

Eisenemissionen aus der überwachten Phase der Reaktordeponie

Bei der Berechnung der Eingabedaten der Reaktordeponierung wurde bei allen Abfällen unabhängig von deren Zusammensetzung eine konstante Eisenemission in Wasser und Boden von je 1.09g/kg Abfall errechnet (systematischer Fehler im Berechnungs-Tool). Betroffen sind folgende Reaktordeponie-Abfälle: *Asphalt, Bitumen, Holz, Kunststoffe, Kupferabsorber, Raffinerieschlamm, Rückstände Kühlturmtassen* und *Schlamm*.

Korrekterweise resultieren jedoch bei eisenhaltigen, gut abbaubaren Abfällen maximale Eisenemissionen welche eine (für Direkteinträge in den Boden) bis zwei (für Emissionen in Gewässer) Größenordnungen (Zehnerpotenzen) kleiner sind.

Die falschen, konstanten Werte (1.09g/kg, in Tab. 12, Anhang 4) werden bei allen Abfällen gelöscht (0.0g/kg). Dadurch ergibt sich einerseits ein kleiner Bilanzierungsfehler bei den stark eisenhaltigen Abfällen wie *Schlamm* und *Rückstände Kühlturmtassen* sowie ein Fehler in noch geringerem Masse bei den schwach eisenhaltigen Abfällen *Asphalt, Bitumen* und *Holz*. Bei den nicht eisenhaltigen Abfällen andererseits (*Kunststoffe, Kupferabsorber* und *Raffinerieschlamm*) ergibt dieses Vorgehen jedoch das korrekte Resultat (der effektive Eisengehalt ist in diesen Fällen nicht bekannt).

Stickoxide aus der Verbrennung von Gasen aus der Reaktordeponie

Der Anteil an Stickoxiden, welcher im verbrannten Deponiegas aus Abfallstickstoff gebildet wird, wurde um einen Faktor 50 zu gering bilanziert (0.0169 g NOx pro g Abfallstickstoff im Deponiegas statt 0.419). Bedeutsamere Stickoxidemissionen auf Stufe "Eingabedaten Reaktordeponie" stammen jedoch aus der Verbrennung von Klärschlamm aus der Sickerwasserreinigung. Relevant kann der Fehler lediglich bei leicht abbaubarem, stickstoffhaltigem Deponiegut werden. Für *Raffinerieschlamm, Schlamm* resp. *Holz* führt der Fehler zu einer Unterschätzung der Stickoxidemissionen von 3.4%, 3.9% resp. 3.4% auf Stufe "Eingabedaten Reaktordeponie" (Raffinerieschlamm in Reaktordeponie: 761 mg/kg statt 788 mg/kg; Schlamm in Reaktordeponie: 149 mg/kg statt 155 mg/kg; Holz in Reaktordeponie: 8.23 mg/kg statt 8.52 mg/kg).

Der Fehler ist im Zusammenhang mit den meisten, die Deponierung verursachenden Prozessen vernachlässigbar und wird daher nicht korrigiert.

Literaturverzeichnis

- DGMK 1992 Deutsche Wiss. Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., "Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger", Forschungsbericht 448-2, Hamburg 1992
- DOE 1983 U.S. Department of Energy, Energy Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors, DOE/EP-0093, U.S. Department of Energy, Washington D.C., 1983.
- ETH-ESU 1996 P.Zimmermann, G.Doka, F.Huber, A.Labhardt, M. Ménard, "Ökoinventare für Entsorgungsprozesse – Grundlagen zur Integration der Entsorgung in Ökobilanzen", ESU-Nr. 1/96, Gruppe Energie–Stoffe–Umwelt, ETH Zürich, August 1996
- Pink et al. 1984 Pink P. et al., Systemstudie Andere Entsorgungstechniken - Repräsentative Emissionsdatensätze und Strahlenbelastung für Versorgungseinrichtungen des nuklearen Brennstoffkreislaufs Technischer Anhang 17, zusammengestellt von Gesellschaft für Umweltüberwachung mbH, Aldenhoven, Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, August 1984.