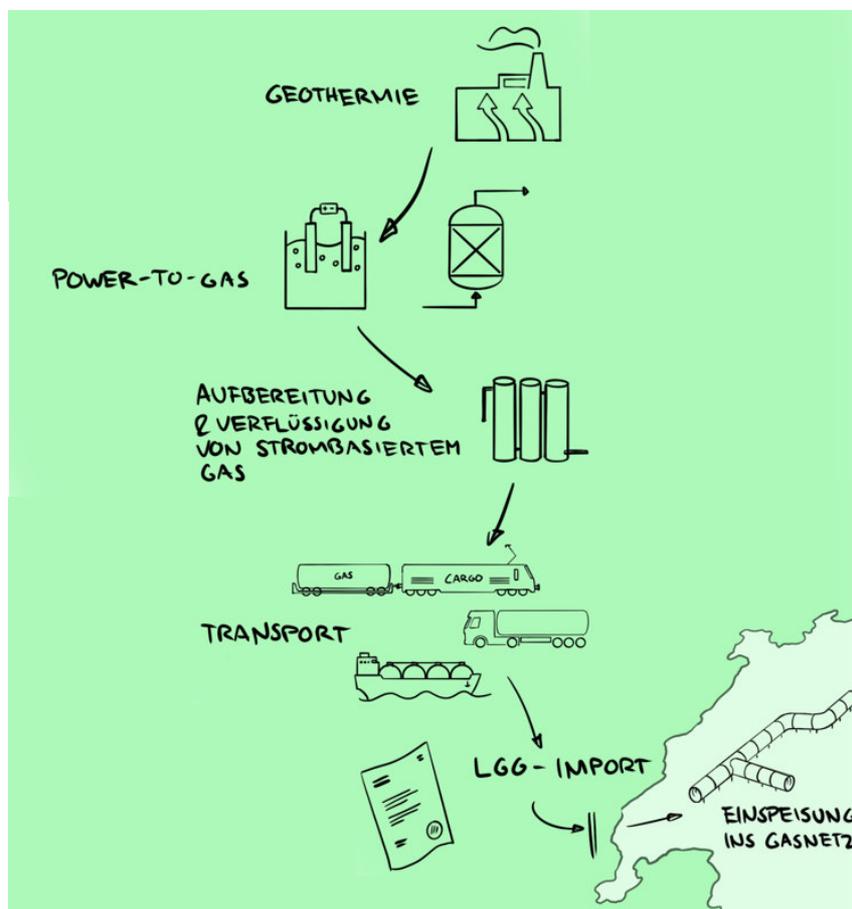


# Schlussbericht Projekt IMPEGA

## Import of electricity-based gas



Datum: 31.01.2021

FOGA Projekt-Nr.: 0402

Projekttitle ausführlich: Nordur Power SNG - Logistik und Ökobilanz des physischen Imports strombasierter erneuerbarer Gase im industriellen Massstab



Materials Science and Technology



Projektstart:	01.01.2020	
Projektdauer:	12 Monate	
Gesamtkosten:	313'450 CHF	
Finanzierung:	VSG FOGA	150'000 CHF
	Nordur Power SNG	150'000 CHF
	PSI	13'450 CHF
Projektleitung:	H2 Energy	
Projektpartner:	Empa Fachhochschule Nordwestschweiz Frank Energy GmbH Nordur Group Paul Scherrer Institut Reykjavik University SmartLogistics / FHNW	

## Inhalt

Projekt IMPEGA – Ausgangslage & Inhalt.....	1
Kurzfassung Schlussbericht.....	2
Anhang .....	6
Teilprojekt A – Logistik.....	
Ziele und erwartete Resultate.....	
Berichtsteil TP A .....	
Teilprojekt B – Ökobilanz.....	
Ziele und erwartete Resultate.....	
Berichtsteil TP B.....	
Teilprojekt C – Regularien.....	
Ziele und erwartete Resultate.....	
Berichtsteil TP C .....	

## Projekt IMPEGA – Ausgangslage & Inhalt

Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich als ersten Schritt zur Dekarbonisierung des Gasnetzes das Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Gase im Wärmemarkt für Haushalte bis 2030 auf 30 Prozent zu steigern. Das inländische Potential zur Herstellung von erneuerbarem Gas ist in der Schweiz allerdings beschränkt, auch wenn es noch lange nicht ausgeschöpft wird. Dies gilt sowohl für erneuerbares Gas aus Biomasse (ca. 4 TWh<sup>1</sup>) als auch für synthetisches Methan, welches über das Power-to-X Verfahren künftig aus «Überschussstrom» (ca. 5 TWh<sup>2</sup>) gewonnen werden kann. Der schweizerische Bruttoerdgasverbrauch lag 2019 bei 34 TWh<sup>3</sup>. Unter Annahme eines Gasverbrauchs in gleicher Grössenordnung sind für die Dekarbonisierung des Schweizer Gases folglich zusätzliche Mengen an erneuerbarem Gas notwendig.

Hier beschreitet das vorliegende Projekt neue Wege: Die Produktion von erneuerbarem Gas in der Schweiz wird durch eine Produktion im Ausland ergänzt, wo die Voraussetzungen für das Power-to-X Verfahren besonders gut sind (z.B. in Ländern mit tiefen Strompreisen). Dazu ist vor allem die Ökobilanz relevant, um später dieses im Ausland produzierte erneuerbare Gas in der Schweiz entsprechend bilanzieren und vermarkten zu können. Im konkreten Untersuchungsfall geht es um die Produktion in Island, aber die im Projekt gewonnen Erkenntnisse sollen methodisch übertragbar sein. Ein weiterer Vorteil: Im Ausland sind perspektivisch wesentlich grössere Anlagen realisierbar, und die Planung und Realisierung solcher Anlagen im industriellen Massstab dürfte – neben der Ökobilanzierung – einen wesentlichen Know-how-Sprung für Schweizer Akteure darstellen.

Kern des Projekts bildet die Analyse von Logistik, ökologischem Mehrwert und Regularien zum Import von strombasiertem erneuerbarem Gas in die Schweiz. Daraus ergibt sich die folgende Aufteilung in drei Teilprojekte:

- Teilprojekt A - Logistik: Die gekoppelte technische und ökonomische Analyse der transnationalen Logistik von strombasiertem erneuerbarem Gas im industriellen Massstab
- Teilprojekt B - LCA-Analyse Gesamtprozess: Analyse des ökologischen Mehrwertes des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas
- Teilprojekt C - Gesetzliches und regulatorisches Umfeld: Bereitstellung von Grundlagen für die Einordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen und Kontaktnahme mit den Behörden bezüglich der Anerkennung des ökologischen Mehrwerts in der Schweiz

Akteure der Gasbranche erhalten mit den Resultaten aus diesem Pilot-Projekt wichtige Grundlagen für die Realisierung des Imports von signifikanten Mengen an erneuerbarem Gas in die Schweiz. Der Import von strombasiertem erneuerbarem Gas hat das Potential einen wesentlichen Teil zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Ziele der Gasindustrie und der Schweiz beizusteuern.

---

<sup>1</sup> Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz (unveröff. Arbeitspapier), Hanser Consulting AG, 2018

<sup>2</sup> Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz, Empa/PSI, 2019

<sup>3</sup> Erdgas / Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2020

## Kurzfassung Schlussbericht

### *Teilprojekt A*

Im Teilprojekt A werden die Aspekte der transnationalen Logistik von verflüssigtem strombasiertem Gas (LGG – Liquefied Green Gas) im industriellen Massstab auf technische und ökonomische Aspekte untersucht. Jährlich ist die geplante Produktionsleistung von 101 GWh (entspricht Referenzanlage von 25 MW) oder 6'600 t LGG in speziellen Containern von Hellisheiði (Island) in die Schweiz zu transportieren. Um die Auswirkungen von Transportmedien, Transportwegen, Containergrössen und Einspeiseorten auf Ökologie, Ökonomie und Praxistauglichkeit aufzuzeigen, wurden acht unterschiedliche Cases untersucht und kalkuliert.

Basis für alle untersuchten Cases ist der Transport der Container von Hellisheiði nach Rotterdam und zurück per LKW resp. Hochseeschiff. Alternativen für diese Transportwege gibt es keine, resp. die Produktion müsste an den Hafen von Reykjavik verlegt werden. Die Transportkosten machen mit über 85% den Hauptanteil an den Logistikkosten aus (Capex/Opex bei ca. 15%, je Case). Beeinflussen lassen sich die Transportkosten primär durch eine Reduktion der jährlichen Rundläufe der Container, was wiederum direkt von der Transportkapazität der Container abhängig ist. Die Anzahl der jährlichen Rundläufe beläuft sich für die beiden untersuchten Containertypen auf 294 Rundläufe für den 22'800 kg-Container resp. 421 Rundläufe für den 16'000 kg-Container. 16'000 kg entspricht der maximal möglichen LGG-Masse für LKW-Transporte in der Schweiz. Die Anzahl der Rundläufe hat einen direkten Einfluss auf die zu beschaffende Anzahl an Containern (34 bis 48 je Case) resp. auf die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis Faktor 2 je Case). Die Kapazität der Container ist einer der wichtigsten Einflussgrössen. Ein direkter Vergleich zwischen dem Best-Case (Case 1.0, Bahn ab Rotterdam) und dem Worst-Case (Case 6.0, LKW ab Rotterdam) zeigt deutliche ökonomische wie ökologische Unterschiede. Die Logistikkosten (exkl. Capex/Opex) liegen bei 2.56 Rp/kWh (Case 1.0) und 3.73 Rp/kWh (Case 6.0). Noch deutlicher unterscheiden sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese betragen rund 7 g\_CO<sub>2</sub>/kWh für Case 1.0 (Bahn) resp. rund 14 g\_CO<sub>2</sub>/kWh für Case 6.0 (LKW).

Interessant für den Transportweg Rotterdam – Schweiz (wichtig: Einspeisepunkt mit Hafen- und Bahnanschluss) bleiben die Transportmedien «Rheinschiff» und «Bahn». Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen können die Unterschiede der beiden Transportmedien vernachlässigt werden, da sie nahezu identisch sind. Nebst der reinen Kostenbetrachtung (leichte Vorteile beim Rheinschiff) müssen hier auch die Risiken in der Praxis berücksichtigt werden. Die Rheinschiffahrt ist bei Hoch- resp. Niedrigwasser eingeschränkt, was sich durch den Klimawandel in Zukunft weiter verschärfen wird.

Der Transport grosser Container mit der Bahn von Rotterdam zu den Einspeisepunkten mit der entsprechenden Infrastruktur (Bahn- und Hafenanschluss) nahe der Grenze erweist sich als vielversprechendste und sicherste Variante. Diese ist weiter zu vertiefen und zu optimieren (max. Containerkapazität, Transport in Bulks, Rhythmen, Reduktion der Manipulationen beim Einspeisen, Backup-Transportwege usw.). Synergien mit parallellaufenden Projekten und Vorhaben wie dem Speicher der Gasverbund Mittelland AG in Basel sind zu prüfen.

## Teilprojekt B

Das Teilprojekt B befasst sich mit der Bestimmung des potenziell ökologischen Mehrwerts des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas auf Basis einer Ökobilanz (LCA) über die gesamte Prozesskette. Konkret wird dabei die Produktion und Verflüssigung von erneuerbarem Gas (LGG – Liquefied Green Gas) in Island mit lokaler Wasserkraft und Nutzung von CO<sub>2</sub> aus dem Geothermiekraftwerk Hellisheiði und dessen Transport in die Schweiz untersucht.

Die Erstellung der Ökobilanz erfolgt auf Basis der gängigen Ansätze «system expansion» und «substitution». Letzterer wird vom Regulator gegenwärtig für die Bewertung des ökologischen Mehrwerts von Biogas herangezogen und wird zudem von einer LCA-Richtlinie für die Analyse von CCU<sup>4</sup>-basierten Treib- und Brennstoffen empfohlen<sup>5</sup>. Es ist somit davon auszugehen, dass auch der Import von strombasiertem erneuerbarem Gas anhand des «substitution»-Ansatzes bewertet wird.

Unter Verwendung des «substitution»-Ansatzes zeigt die durchgeführte Ökobilanz, dass die Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von LGG in einer Gasheizung gegenüber fossilem Erdgas um 74% reduziert werden können. Im Vergleich zur Verwendung von Öl in einem Heizkessel beträgt die Reduktion 79%. Wird LGG als Treibstoff in Gasfahrzeugen eingesetzt, reduzieren sich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Verwendung von fossilem Erdgas um 47%. Gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen beträgt die Minderung 55%.

Bei der Verwendung als Treibstoff sind dabei unter anderem auch Treibhausgasemissionen für die Fahrzeugproduktion und den Strassenunterhalt eingerechnet. Für die Bewertung von Biogas werden diese Emissionen vom Regulator gegenwärtig allerdings nicht berücksichtigt. Wird diese Betrachtungsweise auch auf LGG angewandt, ergibt sich eine höhere Reduktion der Treibhausgasemissionen für Treibstoffe. Die Emissionsreduktion durch den Einsatz von LGG in Gasfahrzeugen steigt dadurch auf 71% gegenüber Erdgas und 77% gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen an.

Des Weiteren bestätigt die Ökobilanz, dass die Art der Stromquelle zu den entscheidenden Faktoren für die Reduktion von Treibhausgasen von strombasierten Treib- und Brennstoffen zählt. In Island weist sowohl der in vorliegendem Projekt betrachtete Strom aus Wasserkraft als auch der Strommix aus dem Netz einen vergleichsweise tiefen CO<sub>2</sub>-Fussabdruck auf. Zudem zeigen die Resultate, dass sämtliche in Teilprojekt A untersuchten Transportvarianten nur einen kleinen Teil zu den insgesamt ausgestossenen Treibhausgasen beitragen. Der Transport des LGG von Island in die Schweiz stellt folglich aus ökologischer Sicht keinen gewichtigen Nachteil dar.

Im Allgemeinen zeigt die Ökobilanz, dass die angestrebte LGG-Produktions- und Lieferkette ein großes Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasemissionen aufweist und nicht mit wesentlichen negativen Umweltnebeneffekten verbunden ist.

Die Ökobilanz wurde durch Quantis als projektexterne unabhängige Stelle im Rahmen eines LCA-Reviews geprüft.

---

<sup>4</sup> CCU: Carbon Capture and Utilization

<sup>5</sup> L. J. Müller, A. Kätelhön, M. Bachmann, A. Zimmermann, A. Sternberg, and A. Bardow, "A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization," *Front. Energy Res.*, vol. 8, no. February, pp. 1–20, 2020.

## Teilprojekt C

Im Rahmen des Teilprojektes C wird das rechtliche und regulatorische Umfeld für den Import von strombasiertem erneuerbarem Gas analysiert. Dazu werden die aktuellen gesetzlichen Grundlagen sowie das im Rahmen der Schlussabstimmung vom 25.09.2020 vom Parlament verabschiedete totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz insbesondere hinsichtlich der nachfolgend aufgelisteten Themen geprüft.

- Anrechenbarkeit der Erneuerbarkeit: Beim Container basierten Import von erneuerbarem Gas kann die Erneuerbarkeit des Gases klar angerechnet werden. Beim Import als Brennstoff muss plausibel dargelegt werden können, dass der Inhalt des Containers aus einer Produktionsanlage für erneuerbare Gase stammt. Beim Import als Treibstoff müssen die Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (Art. 12b MinöStG, Art. 19a ff. MinöStV) erfüllt sein.
- Anrechenbarkeit Schweizer Treibhausgasbilanz: Wird das Gas physisch (bspw. mittels Container) in die Schweiz eingeführt, so werden die Emissionseinsparungen der Schweizer Treibhausgasbilanz angerechnet (Substitution Erdgas).
- Herkunftsnachweis: Zum heutigen Zeitpunkt gibt es kein internationales Register, in dem Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase gehandelt werden können, wie es dies im Strommarkt gibt.
- Mengendeklaration: Beim physischen Import von erneuerbaren Gasen muss dieses an der Schweizer Grenze nach Art, Menge und Beschaffenheit deklariert werden. Die geschieht heute in Kilogramm.
- Zertifizierung: Es besteht die Möglichkeit, Produktionsanlagen für erneuerbare Gase auf freiwilliger Basis zertifizieren zu lassen. Das in der Schweiz etablierte und bekannteste Label «nature made star» zertifiziert schwergewichtig die Produktionstechnologie und Substrateinsatz. Internationale Zertifikate wie RED-cert, TÜV Süd oder International Sustainability & Carbon Certification (ISCC) legen den Schwerpunkt stärker auf die gesamte Wertschöpfungskette, Schnittstellen, Stoffflüsse inkl. Transport. Über eine explizite Prüf-Methodik für erneuerbares Gas aus der Power-to-Gas Technologie verfügt einzig TÜV Süd mit dem Label GreenMethane. Der Verein für umweltgerechte Energie (VUE), welcher das Label «nature made star» vergibt, hat Interesse signalisiert, anhand der Inputs von Nordur ein diesbezügliches Label für PtG zu entwickeln.
- Steuerbefreiungen: Nach jetzigem Gesetzesstand unterliegt erneuerbares Gas zu Brennstoffzwecken weder der Mineralölsteuer (da kein Treibstoff) noch der CO<sub>2</sub>-Abgabe (da nicht fossil). Dies wird sich voraussichtlich auch mit der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes nicht ändern. Erneuerbares Gas zu Treibstoffzwecken unterliegt der Mineralölsteuer, kann aber von einer Steuererleichterung oder sogar -befreiung profitieren, wenn es die sozialen und ökologischen Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung erfüllt (Art. 12b MinöStG, Art. 19a ff. MinöStV). Diese Steuerbefreiung ist bis zum Inkrafttreten des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes bzw. maximal bis Ende 2023 begrenzt. Zu berücksichtigen ist vor allem auch Art. 35d USG: «Werden in erheblichem Mass biogene Treib- und Brennstoffe oder Gemische, die biogene Treib- und Brennstoffe

enthalten, in Verkehr gebracht, welche die Anforderungen nach Artikel 12b [MinöStG] nicht erfüllen, so kann der Bundesrat vorsehen, dass von ihm bezeichnete biogene Treib- und Brennstoffe nur in Verkehr gebracht werden dürfen, wenn sie bestimmte ökologische oder soziale Anforderungen erfüllen.» Dieser Artikel wird bei der Inkraftsetzung des revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes umgesetzt. Bisher hat der Bundesrat diese Kompetenz nur für erneuerbare Treibstoffe, nicht aber für erneuerbare Brennstoffe genutzt. Werden in erheblichem Masse erneuerbare Brennstoffe importiert, wird der Bundesrat ökologische und soziale Auflagen definieren und eine Zulassungspflicht auch für erneuerbare Brennstoffe einführen.

- Erfüllung der Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung: Die Resultate der LCA des PSI belegen, dass gemäss jetziger Auslegung der Vorgaben der Mineralölsteuerverordnung (CO<sub>2</sub> aus Geothermie = Abfall; Allokation des CO<sub>2</sub> zur Geothermieanlage) die gesetzlichen Anforderungen für eine Mineralölsteuerbefreiung von LGG aus Island erfüllt sind. Sollten mit dem neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz dieselben Anforderungen auch für erneuerbare Brennstoffe gelten, so sind diese ebenfalls erfüllt (analog Mineralölsteuergesetzgebung: min. -40% THG-Reduktion und max. +25% Umweltbelastung im Vergleich zu fossilem Heizöl).
- Vergleich mit der Hot-Spot-Analyse des BAFU: Die treibenden Faktoren für die Treibhausgasbilanz des LGG ist gemäss PSI die Stromversorgung für die Elektrolyse und die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung. Dies deckt sich mit der Hot-Spot-Analyse, welche Quantis für das BAFU erstellt hat, und die ebenfalls die Herkunft des Stroms für den Produktionsprozess als grössten Treiber für die Treibhausgasbilanz für strombasierte erneuerbare Treib- und Brennstoffe definiert hat. Stammt der Strom aus Wind- oder Wasserkraft, so können die Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung bzgl. ökologischer und sozialer Nachhaltigkeit als erfüllt betrachtet werden.

## Anhang

## Teilprojekt A – Logistik

### Ziele und erwartete Resultate

<i>Leitung Teilprojekt</i>	Roman Fluri, FHNW / Smart Logistics
<i>Weitere Beteiligte</i>	Hubert Wallimann, FHNW / atelierwallimann
<i>Personalaufwand</i>	1.5 Personenmonate
<i>Ziel</i>	Schaffung einer Entscheidungsgrundlage für die Selektion geeigneter Technologien und Prozesse für Logistik und Import von strombasierten erneuerbaren Gasen in die Schweiz
<i>Inhalt</i>	<p>Im Teilprojekt A wird die transnationale Logistik von strombasiertem erneuerbarem Gas im industriellen Massstab in technischer und ökonomischer Hinsicht analysiert. Dies erfolgt anhand des konkreten Beispiels der Produktion mittels Power-to-Gas in Island und ist unterteilt in drei Arbeitspakete. Die Erfahrungswerte und Grundlagen des Pilotimports von erneuerbarem Gas mit LNG/LGG-Logistik aus Norwegen, welche Nordur Power SNG AG im November 2018 durchgeführt hat, werden auf das vorliegende FOGA-Projekt umgesetzt.</p> <p><b>A1: Aufbereitung für Transport bis und mit Abfüllung in Transportbehälter</b></p> <p>Das synthetische Methan muss ex plant so aufbereitet werden, dass es allen Vorgaben für eine uneingeschränkte Einspeisung gemäss Richtlinie G13 entspricht. Dazu werden alle notwendigen Schritte bis zur Abfüllung in Container technisch und wirtschaftlich untersucht.</p> <p>-&gt; Resultat A1 <i>Antworten auf die Frage: Welche Parameter haben welchen Einfluss auf Betriebs- und Investitionskosten?</i></p> <p><b>A2: Transportbehälter und Transportwege</b></p> <p>Untersuchung der Infrastruktur, der Logistik und der Kosten bei Abfüllung, auf dem Transportweg und bei der Einfuhr bis zum Einspeisepunkt.</p> <p>-&gt; Resultat A2 <i>Antworten auf die Frage: Welcher Transportweg &amp; welche Transportart ist techno-ökonomisch von Vorteil?</i></p> <p><b>A3: Einspeisung Transportbehälter – Netz</b></p> <p>Untersuchung der Entladezeit und weiterer technischer Rahmenbedingungen.</p> <p>-&gt; Resultat A3 <i>Antworten auf die Fragen: Was ist die erforderliche Grösse der Transportflotte? Welche zusätzlichen technischen Hilfsmittel werden benötigt?</i></p>

Berichtsteil TP A

# Bericht IMPEGA Logistik Phase 2

Hubert Wallimann und Roman Fluri

Ausgabestand

V3.1 / 22. Dezember 2020

## Management Summary

### Ausgangslage

Im Rahmen des FOGA-Innovationsprojektes «Nordur Power SNG» werden im Teilprojekt A die Aspekte der transnationalen Logistik von erneuerbarem Gas im industriellen Massstab auf technische und ökonomische Aspekte untersucht. Jährlich ist die geplante Produktionsleistung von 101 GWh (entspricht Referenzanlage von 25 MW) oder 6'600 to LGG in speziellen Containern von Hellisheidi (Island) in die Schweiz zu transportieren.

### Vorgehen

Um die Auswirkungen von Transportmedien, Transportwegen, Containergrössen und Einspeiseorten auf Ökologie, Ökonomie und Praxistauglichkeit aufzuzeigen, wurden 8 unterschiedliche Cases untersucht und kalkuliert. Die erstellte Kalkulationstabelle ist dynamisch aufgebaut und lässt statische Simulationen und die Prüfung verschiedenster Einflussgrössen und Stellhebel zu. Angaben zu den Emissionen basieren auf der Kalkulation des PSI. Angaben zu Transportkosten und Durchlaufzeiten basieren auf Angaben von Rhenus Logistik. Die Informationsbeschaffung wurde durch die Pandemie erschwert.

### Resultate

Bei der Auslegung sowohl der Transportkapazitäten wie auch der Einspeisekapazitäten ist darauf zu achten, dass diese die Produktionskapazitäten mit entsprechenden Reserven abdecken können. Nur so ist ein kontinuierlicher Prozess zu gewährleisten.

Basis für alle untersuchten Cases ist der Transport der Container von Hellisheidi nach Rotterdam und zurück per LKW resp. Hochseeschiff. Alternativen für diese Transportwege gibt es keine, resp. die Produktion müsste an den Hafen von Reykjavik verlegt werden.

Die Transportkosten machen über 85% den Hauptanteil an den Logistikkosten aus (Capex/Opex bei ca. 15%, je Case). Beeinflussen lassen sich die Transportkosten primär durch eine Reduktion der jährlichen Rundläufe der Container, was wiederum direkt von der Transportkapazität der Container abhängig ist. Die Anzahl der jährlichen Rundläufe beläuft sich für die beiden untersuchten Containertypen auf 294 Rundläufe für den 22'800 kg-Container resp. 421 Rundläufe für den 16'000 kg-Container. Die Anzahl der Rundläufe hat einen direkten Einfluss auf die zu beschaffende Anzahl an Containern (34 bis 48 je Case) resp. auf die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis Faktor 2 je Case). Die Kapazität der Container ist einer der wichtigsten Einflussgrössen.

Ein direkter Vergleich zwischen dem Best-Case (Case 1.0, Bahn ab Rotterdam) und dem Worst-Case (Case 6.0, LKW ab Rotterdam) zeigt deutliche ökonomische wie ökologische Unterschiede. Die Logistikkosten (exkl. Capex/Opex) liegen bei 2.56 Rp/kWh (Case 1.0) und 3.73 Rp/kWh (Case 6.0). Noch deutlicher unterscheiden sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese betragen 7.05 gr CO<sub>2</sub> für Case 1.0 (Bahn) resp. 14.39 gr CO<sub>2</sub> Case 6.0 (LKW).

Die Gewichtslimite von 40 Tonnen auf öffentlichen Strassen schränkt die Cases mit LKW-Transporten auf die Nutzung der kleineren Container ein, was sich negativ auf Kosten wie auch CO<sub>2</sub>-Emissionen auswirkt. Interessant für den Transportweg Rotterdam – Schweiz (wichtig: Einspeisepunkt mit Hafen- und Bahnanschluss) bleiben die Transportmedien «Rheinschiff» und «Bahn». Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen können die Unterschiede der beiden Transportmedien vernachlässigt werden, da sie nahezu identisch.

Nebst der reinen Kostenbetrachtung (leichte Vorteile beim Rheinschiff) müssen hier auch die Risiken in der Praxis berücksichtigt werden. Die Rheinschiffahrt ist bei Hoch- resp. Niedrigwasser eingeschränkt, was sich durch den Klimawandel in Zukunft weiter verschärfen wird.

Das untersuchte Szenario mit einer Einspeisung direkt am Hafen von Rotterdam zeigt mögliche Potentiale auf (- 50% CO<sub>2</sub>, - 15% Logistikkosten). Die Einspeisung von Kleinmengen an LGG an weiteren Punkten in der Schweiz ist kaum sinnvoll. Der «Transport» in vorhandenen Gasnetze ist ökologischer und ökonomischer.

### Empfehlung / Weiteres Vorgehen

Der Transport grosser Container mit der Bahn von Rotterdam zu den Einspeisepunkten mit der entsprechenden Infrastruktur (Bahn- und Hafenschluss) nahe der Grenze erweist sich als vielversprechendste und sicherste Variante. Diese ist weiter zu vertiefen und zu optimieren (max. Containerkapazität, Transport in Bulks, Rhythmen, Reduktion der Manipulationen beim Einspeisen, Backup-Transportwege usw.). Synergien mit parallellaufenden Projekten und Vorhaben wie dem GVM-Speicher in Basel sind zu prüfen.

### Glossar

Begriff	Erläuterung
ADN	Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstrassen
ADR-Klasse	Gefahrgutklasse, europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse
Bulk	Zusammenfassen von mehreren Container zu einer physisch losen Transporteinheit
CAPEX/OPEX	Investitionskosten für Transportinfrastruktur
Case	Szenario oder Variante
Container (40')	Spezialversionen von Container für den Transport von Flüssiggas auf Basis eines 40-Fuss-ISO-Containers (12.2m x 2.5m x 2.5m)
COTIF	Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr
GVM	Gasverbund Mittelland AG
Kapazität	max. Füllmenge an LGG im Container
LGG	liquefied green gas
LKW	Lastwagen, Containersattelzug mit Containerchassis
PtX	Power-to-X, erneuerbarer Energien wie Solarenergie, Windenergie und Wasserkraft werden bei temporären Überschüsse in speicherbare Energieformen umgewandelt
Rundlauf	Gesamter Containertransport von der Abfüllung zur Einspeisung und zurück zur Bereitstellung für die Einspeisung
to	Gewicht in Tonnen

## Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und aktueller Stand der Daten .....	5
2	Grundlagen für das Logistikkonzept und die Kalkulation.....	5
2.1	Produktion LGG.....	5
2.2	Einspeisen LGG in CH-Gasnetz .....	6
2.3	Logistikscenario Produktion Hellisheidi .....	6
2.4	Containertypen .....	7
2.5	Schwankungen der jährlichen Produktionskapazität .....	7
3	Untersuchte Cases Logistik .....	8
3.1	Beschreibung Case 0 .....	11
3.2	Beschreibung Case 1.0.....	11
3.3	Beschreibung Case 2.0.....	12
3.4	Beschreibung Case 2.1.....	12
3.5	Beschreibung Case 3.0.....	13
3.6	Beschreibung Case 4.0.....	13
3.7	Beschreibung Case 5.0.....	14
3.8	Beschreibung Case 6.0.....	14
3.9	Beschreibung Case 7.0.....	15
4	Reglementarien.....	15
4.1	Reglementarien Hochseeschifffahrt.....	15
4.2	Reglementarien Rheinschifffahrt / Eisenbahn .....	16
5	Wichtige Stellhebel zu Kennzahlen / Kennwerten .....	17
6	Erkenntnisse / Resultate .....	18
6.1	Auswirkung der Containergrößen .....	18
6.2	Auswirkung Einspeiseort und Einspeisekapazität .....	19
6.3	Logistikkosten: Fix-Kosten vs. Variable Kosten .....	19
6.4	Szenario Einspeisepunkt Bern Forsthaus (Case 4.0 / 5.0 und 7.0) .....	20
7	Cases im Vergleich.....	21
7.1	Logistikkosten .....	21
7.2	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	21
7.3	Detailgrafiken Cases .....	22
8	Erstes Fazit LGG Logistik .....	23
8.1	Potentiale Logistik 2023 .....	23
8.2	Angebotsvergleich Rhenus vs. DB-Schenker .....	24
9	Ausblick / Aktueller Stand.....	27
9.1	Handlungsempfehlungen .....	27
9.2	Offene Punkte.....	27
10	Anhang mit Detailgrafiken der Cases.....	28

## 1 Einführung und aktueller Stand der Daten

Alle Anpassungen und Veränderungen zum Bericht IMPEGA Logistik Phase 1 werden übersichtshalber in blauer Schrift geführt.

Die aktuellen Berechnungen bezüglich Kosten und Durchlaufzeiten basieren auf der Offerte von Rhenus<sup>1</sup> aus dem Jahr 2019 und präzisierten Kosten (unbehandelt und unter Vorbehalt) vom 29. Mai 2020. Die Tarife wurde im Oktober 2020 durch Rhenus geprüft. Mit Ausnahme der Schiffsstrecke «Island – Rotterdam – Island», wurden die kalkulierten Tarife für die einzelnen Streckenabschnitte bestätigt (Tarife für ein Jahr gültig). Die gemeldeten neuen Tarife für die Schiffsstrecke «Island – Rotterdam – Island» erwiesen sich als fehlerhaft und wurden kurzfristig widerrufen.

Um die Kosten resp. Tarife zu erhärten wurde eine 2. Offerte (DB Schenker Schweiz AG) eingeholt. Ein Vergleich der beiden Angebote findet sich in Kapitel 8.2.

Die zu Grunde gelegten Durchlaufzeiten pro Rundlauf und Case sind Annahmen. Diese werden gemäss Aussage Herr Quercher, Rhenus in den «shipping schedules» der Reedereien geregelt und müssen konkret berechnet werden, wenn ein Zeithorizont abgesteckt ist.

Die Kalkulationen in diesem Teilbericht beruhen auf dem **Brennwert** von HHV\_LGG = 15.3 kWh/kg<sup>2</sup>. Eine Anpassung oder Neukalkulation ist daher nicht notwendig.

## 2 Grundlagen für das Logistikkonzept und die Kalkulation

### 2.1 Produktion LGG

Als Basiswert wird mit einer jährlichen Produktionsleistung resp. Abnahmemenge von 101 GWh, der aktuell geplante Anlagenkapazität, gerechnet. Für die Umrechnung der Energiedichte in Gewicht LGG wird der Wert für die Umrechnung von **1 kg LGG → 0.0153 MWh<sup>3</sup>** definiert. Die Restmenge an flüssigem LGG im leeren Container für die Kühlung des Containers im Rücktransport, wird mit 300 kg<sup>4</sup> angenommen. Aus diesen Angaben lassen sich die transportierbaren Energie-Kapazitäten pro Container berechnen:

---

<sup>1</sup> Quelle: Konzeptionelle Richtpreisaufstellung für TRANSPORTLOGISTIK LNG 2021: „Nordur Konzept Richtpreise 2021.pdf“ vom 7. November 2019

<sup>2</sup> Quelle: Mail von Urs Cabalzar vom 6. Oktober 2020 - Verwendung Heizwert/Brennwert

<sup>3</sup> Quelle: Mail Elimar Frank vom 16. April 2020 – Mittel aus Werten von 15.26 und 15.35 kWh/kg (unterschiedliche Standardbedingungen z.B. 25 °C statt 0 °C, Messungenauigkeiten)

<sup>4</sup> Quelle: Erfahrungswert Pilotimport Norwegen – abhängig vom Containertyp, Werte zwischen 100-600kg

<i>Containerkapazität</i>	<i>Reale Kapazität Container</i>	<i>Energie-Kapazität pro Container</i>	<i>Anzahl Rundläufe pro Jahr für den Import von 101 GWh</i>
22'800 kg	22'500 kg	0.344 GWh	294
16'000 kg	15'700 kg	0.240 GWh	421

Tabelle 1: Kapazitäten der untersuchten Containertypen

## 2.2 Einspeisen LGG in CH-Gasnetz

Nach dem Verdampfen des LGG beim Einspeisevorgang beträgt die Dichte des gasförmigen erneuerbaren Gases  $0.72 \text{ kg/m}^3$  (gasförmig,  $0^\circ\text{C}$ ,  $1013 \text{ hPa}$ ). Über diesen Wert resp. dem Umkehrwert von  $1.39 \text{ m}^3/\text{kg}$  lässt sich anhand der verfügbaren Einspeisevolumina die Einspeisedauer pro Container berechnen:

<i>Containerkapazität (netto)</i>	<i>Einspeisevolumen</i>	<i>Einspeisedauer pro Container</i>
22'500 kg	600 $\text{m}^3/\text{h}$	52.08 h
	1000 $\text{m}^3/\text{h}$	31.25 h
15'700 kg	600 $\text{m}^3/\text{h}$	36.34 h
	1000 $\text{m}^3/\text{h}$	21.81 h

Tabelle 2: Abschätzung der Einspeisedauer pro Container und Containertyp

Die Anzahl Rundläufe je Containerkapazität (siehe Tabelle 1) liegt mit den gewählten Kalkulationsparametern zwischen 294 und 421 Rundläufen pro Jahr. Erfolgt die Abfüllung in Hellisheidi nur an Wochentagen (ohne Wochenende/Feiertagen, 250 Tage/a) müssen pro Tag 1.2 bis 1.7 Container aus dem Puffertank abgefüllt resp. abgefertigt werden. Entsprechend muss die Leistung inkl. Reserven auch an den Einspeisepunkten (mind. 2 Verdampfer zu  $1'000 \text{ m}^3/\text{h}$ ) ausgelegt werden.

*Die Einspeisekapazität und die entsprechende Einspeisedauer darf die Produktionskapazität nicht überschreiten, resp. muss entsprechende Reserven aufweisen! Alle nachfolgenden Prozessschritte und -kapazitäten sind entsprechend auszulegen. Ansonsten wird die Leistung des Gesamtsystems resp. die Importkapazität an LGG eingeschränkt.*

## 2.3 Logistikscenario Produktion Hellisheidi

Für die Kalkulation wird folgendes Szenario bezüglich der Produktion ins Hellisheidi angenommen: Am Produktionsort in Hellisheidi steht ein Puffertank mit einer Kapazität von 39to zur Verfügung. Grössere Puffertanks sind reglementarisch schwierig<sup>5</sup>. Die Kapazität reicht für eine Pufferzeit von ca. 2.5

<sup>5</sup> Quelle: Input Jachin Gorre am Workshop vom 4. Februar 2020 "Klärung Schnittstellen zu PtX-Anlage"

Tagen, bei einer Produktionsmenge von 101 GWh/Jahr. Die kalkulierte Anzahl Containerrundläufe beträgt rund 300 Rundläufe pro Jahr<sup>6</sup>. Daher kann das Abfüllen auf normale Arbeitstage (Montag bis Freitag) und entsprechende Arbeitszeitmodelle eingeschränkt werden. Die Produktion über das Wochenende würde im Puffertank gespeichert.

Die Transportstrecke «Hellisheidi – Reykjavik – Hellisheidi» beträgt ca. 34 km. Für einen effizienten Transport müssten jeweils 2 Container auf Aufliegern in Hellisheidi für die Abfüllung bereitstehen, damit die Container nicht noch einmal rangiert werden müssen. Gefüllte Container werden durch den Transportdienstleister abgeholt und am Hafen von Reykjavik für den Schiffverlad bereitgestellt. Im Austausch wird dem Auflieger ein leerer Container ab dem kleinen Containerpufferlager im Hafen zugeladen. Die leeren Container werden im Wechselspiel zurück nach Hellisheidi gefahren und auf dem Auflieger für die nächste Abfüllung bereitgestellt. In Island beträgt das maximale Gewicht eines LKW mit Ladung 49 Tonnen (6-achsiges Fahrzeug), daher ist im Gegensatz zum Europäischen Festland auch ein Transport der 22.8to-Container per LKW möglich.

## 2.4 Containertypen

In den untersuchten Cases der Logistik (siehe Kapitel 3) werden, um die Auswirkung der Containergrößen aufzuzeigen, bewusst zwei verschiedene Containertypen untersucht.

Beide entsprechen den Ausmassen eines 40'-Containers - allerdings mit unterschiedlichen Kapazitäten und (wichtig!) verschiedenen Gesamtgewichten:

- I. "kleiner" Container mit 16'000 to Kapazität resp. max. Füllmenge und damit auf dem europäischen Strassennetz zulässig (40to max. Gesamtgewicht)
- II. "grosser" Container mit 22'800 to Kapazität (Typ: Broadview Type 75)

## 2.5 Schwankungen der jährlichen Produktionskapazität

Die Kalkulation der Logistikkosten baut auf eine erwartete jährlichen Produktionskapazität von 101 GWh auf. Abhängig von den Regenmengen in Island können die jährlichen Produktionsmengen Schwankungen unterliegen. Neben der jährlichen Produktionskapazität sind die Schwankungen resp. Produktionsunterbrüche für die Transportlogistik ebenso relevant. Hier müssen kurzfristig einsetzbare Varianten wie eine Einspeisung in Rotterdam oder die Zumietung von Containern im Voraus geklärt und schnell realisierbar sein.

Die nachfolgende Tabelle beschreibt Szenarien mit unterschiedlichen jährlichen Produktionskapazitäten:

---

<sup>6</sup> Quelle: Kalkulation Logistik

Bei Container mit 22.8to ergeben sich 294 Rundläufe pro Jahr, bei 16to Container 421 Rundläufe

Szenario	Beschreibung	Jahreskapazität	Auswirkungen Logistik
A	Erwartete Produktionsmengen	101 GWh	Keine Auswirkungen, kalkulierte Produktionsmenge
B	Überdurchschnittliches Jahr +10%	111 GWh	Die zusätzliche Produktionsmenge sollte über die eingerechnete Reserve an Containern von 20% abgedeckt sein.  Bei zusätzlichen Verzögerungen auf dem Transportweg müssten Varianten wie Container zumieten, eine Einspeisung in Rotterdam oder ein Produktionsunterbruch geprüft werden.
C	Schlechtes Jahr -20% z.B. durch Trockenheit	81.2 GWh	Die Transportlogistik verfügt über eine Überkapazität. Abhängig von der Zeitdauer der Produktionsunterbrüchen muss die Transportkapazität reduziert resp. Container zwischengelagert werden.  Kostenauswirkungen siehe Kapitel 2.5.1
D	Nasses Jahr +20% z.B. durch viel Regen	121.8 GWh	Die Transportlogistik verfügt über eine Unterkapazität. Die zusätzliche Produktionsmenge kann nicht über die eingerechnete Reserve an Containern von 20% abgedeckt werden.  Varianten wie Container zumieten, eine Einspeisung in Rotterdam oder ein Produktionsunterbruch müssen geprüft werden.

Tabelle 3: Szenarien jährliche Produktionsmengen

### 2.5.1 Kostenauswirkungen längere Produktionsunterbrüche

Bei der Auslegung der Logistikkette wird von einer konstanten und ununterbrochenen LGG-Produktion ausgegangen. Ein längerer Produktionsunterbruch durch einer technische Störung oder eine Trockenzeit in Island würde auch einen Unterbruch der Logistik resp. Transporte bedeuten. Während dem Produktionsunterbruch müssten die leeren Container gepuffert und dann vor dem Befüllen wieder heruntergekühlt werden. Eine stark vereinfachte Beispielrechnung<sup>7</sup> für einen Unterbruch von 30 Tagen bei 35 eingesetzten Containern könnte sich wie folgt darstellen:

- Lagergeld: 40 CHF<sup>8</sup> pro Tag und Container und 30 Tagen = 42'000 CHF
- Herunterkühlen pro Container: 1'500 CHF<sup>9</sup>, Total bei 35 Container = 52'500 CHF

Ein Produktionsunterbruch von 30 Tagen könnte demnach einen Schaden von rund 94'500 CHF verursachen.

## 3 Untersuchte Cases Logistik

Untersucht und kalkuliert werden insgesamt 8 Cases (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2). Das Team hat die Cases mit dem Ziel definiert, die Auswirkungen der unterschiedlichen Transportmedien, Transportwege, Containergrößen und Einspeiseorte aufzuzeigen.

<sup>7</sup> Annahme: alle Container müssen heruntergekühlt werden

<sup>8</sup> Schätzung Smartlogistics resp. Tarif der EUROGATE Container Terminal Hamburg GmbH

<sup>9</sup> Quelle: Angaben Rhenus für Herunterkühlen neuer Container

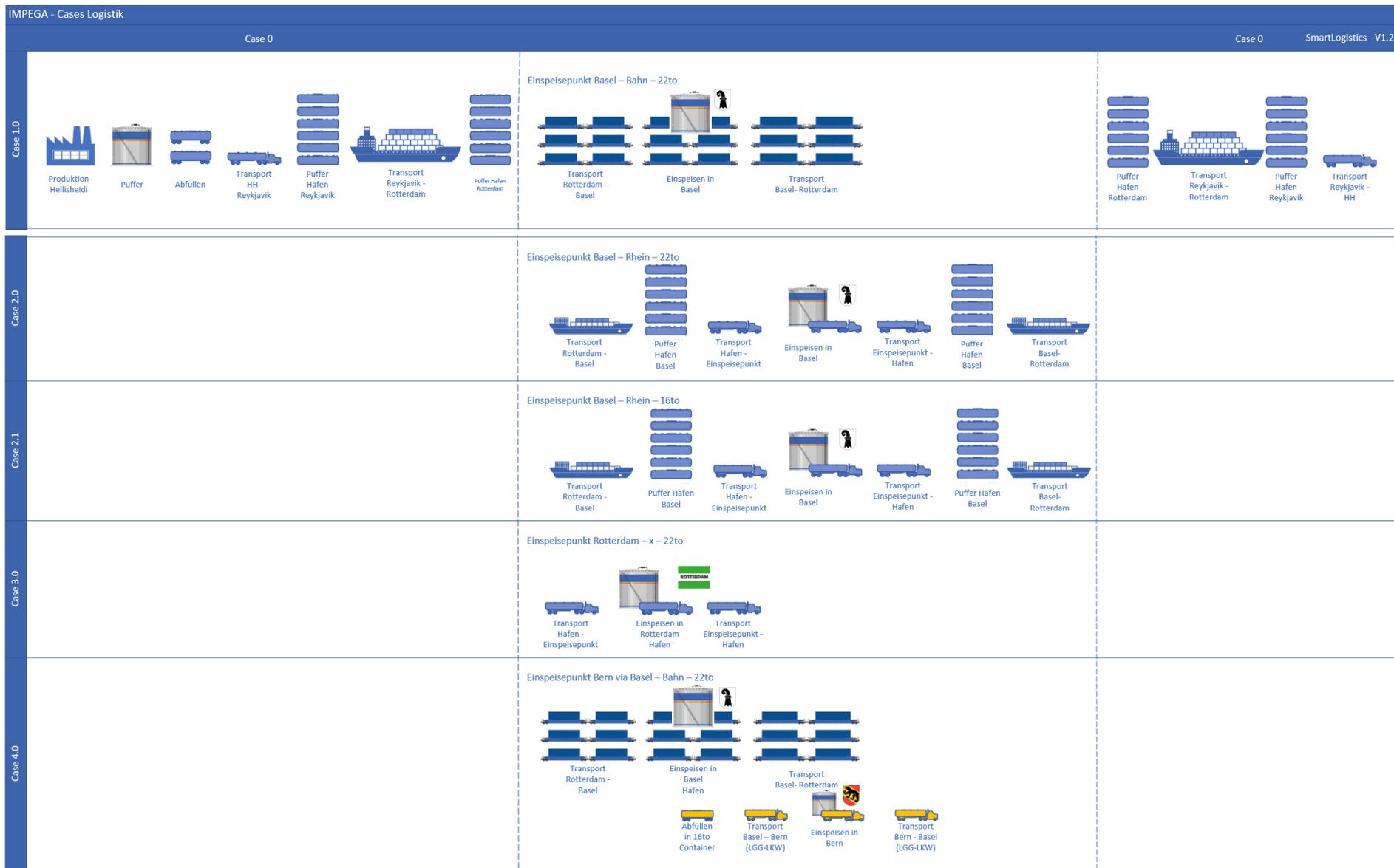


Abbildung 1: Grafische Darstellung der untersuchten Cases 1.0 bis 4.0

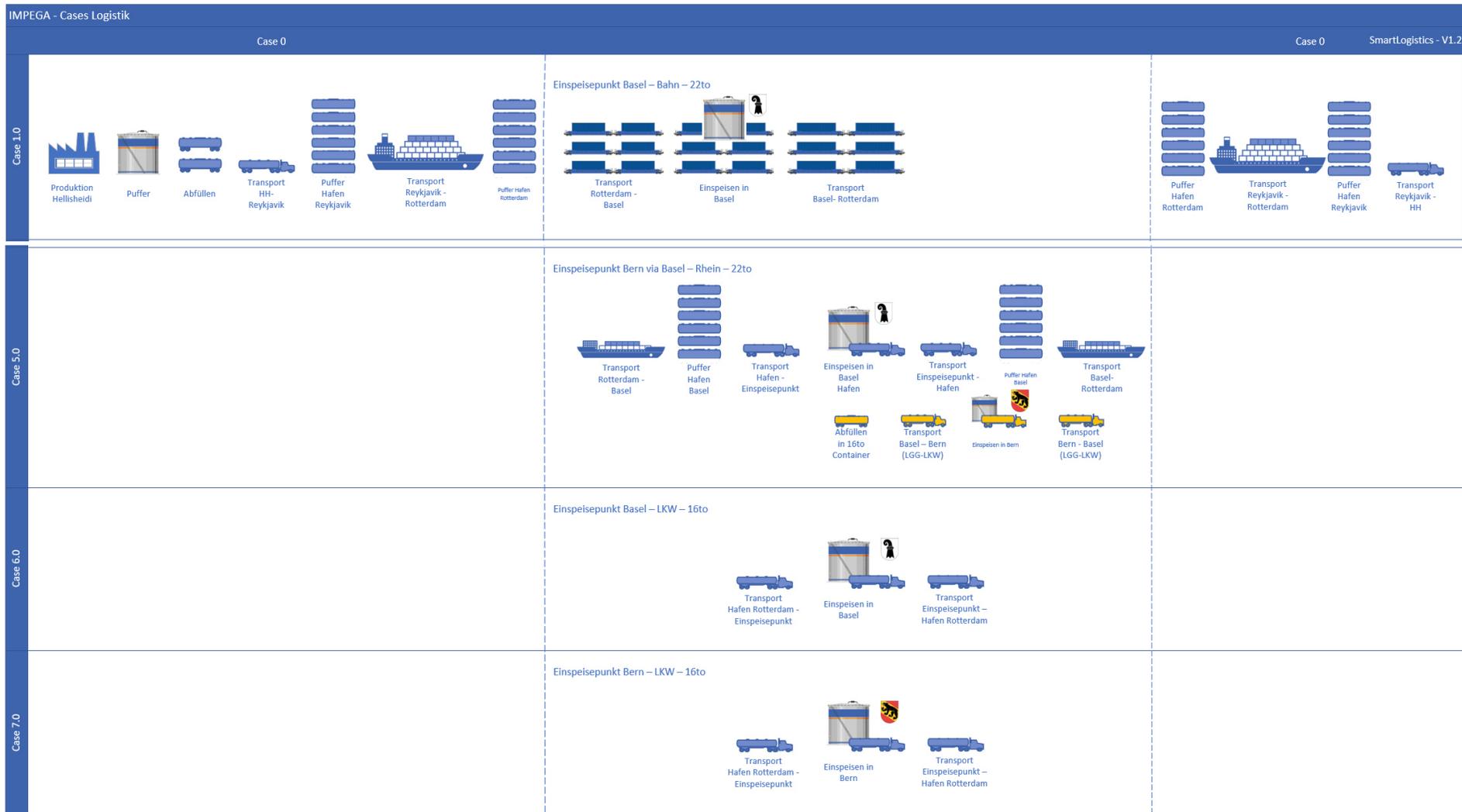


Abbildung 2: Grafische Darstellung der untersuchten Cases 1.0, 5.0 bis 7.0

### 3.1 Beschreibung Case 0

Basis für alle Cases bildet der Case 0, der die Transportstrecke «Hellisheidi – Reykjavik – Rotterdam» resp. «Rotterdam - Reykjavik - Hellisheidi» beschreibt und durch die geografischen Gegebenheiten (Strasse, Hochsee) als gegeben angenommen werden kann.

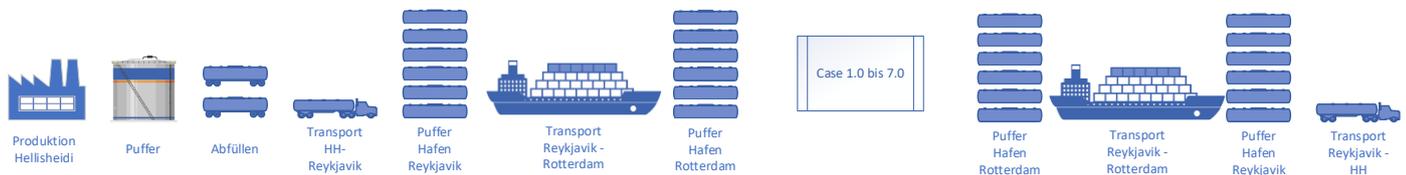


Abbildung 3: Skizze Case 0

Eine zu prüfende Alternative zu den LKW-Transporten wäre die Erstellung einer Druckleitung (CO<sub>2</sub>) von Hellisheidi nach Reykjavik und eine Methanisierung resp. Abfüllung direkt am Hafen.

Die nachfolgend beschriebenen Cases starten und enden am Hafen in Rotterdam (Case 0 als Basis)!

### 3.2 Beschreibung Case 1.0

In Case 1.0 werden die Container (22.8 to) aus Rotterdam per Zug bis zum Einspeisepunkt nahe Basel Hafen resp. zurück nach Rotterdam transportiert.

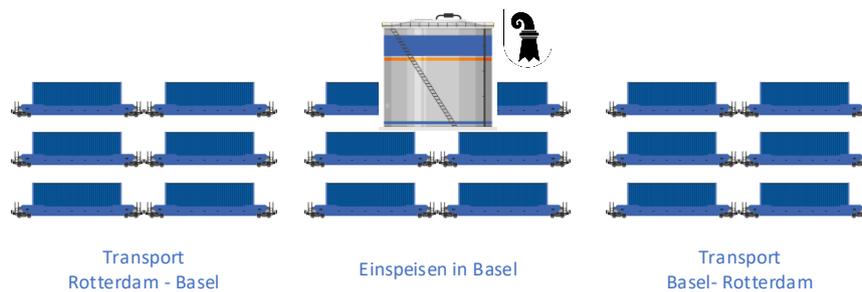


Abbildung 4: Skizze zu Case 1.0

Um Kosten zu sparen wird die Wochenproduktion an LGG in 6 Containern im Hafen von Reykjavik gesammelt und als Bulk bis zum Einspeiseort transportiert. Dadurch sind Kosteneinsparungen in der Administration, der Planung sowie beim Personal am Einspeisepunkt zu erwarten. Grundsätzlich ist aber auch ein Einzeltransport von Containern jederzeit möglich.

Um Durchlaufzeiten und Handlingskosten einzusparen, müsste es möglich sein, die sechs Bahnwagen auf ein «privates» Bahngleis für die Einspeisung zu puffern (siehe Abbildung 5). Durch mobile Einspeisestationen/Verdampfer sind keine weiteren Manipulationen/Rangieraktionen durch zugemietete Zugfahrzeuge nötig. Ein Entladen und Beladen der Container ab den Bahnwagen entfällt ebenso. Die Einspeisedauer für Container mit 22.5to Kapazität (bei 300kg Restmenge LGG im Container) dauert je nach Einspeisevolumen zwischen 31h (bei 1000m<sup>3</sup>/h) resp. 52h (bei 600 m<sup>3</sup>/h)<sup>10</sup>. Um den Takt von 6

<sup>10</sup> Quelle: Mail von Jachin Gorre vom 20. Februar 2020

Containern pro Woche einzuhalten, sind mind. zwei Einspeisepunkte/Verdampfer notwendig. Bei der aktuell angenommen Rundlaufzeit von ca. 5 Wochen (in Klärung) sind 5 Bulks zu 6 Containern (Total 30 Container + Reserve) im Umlauf.

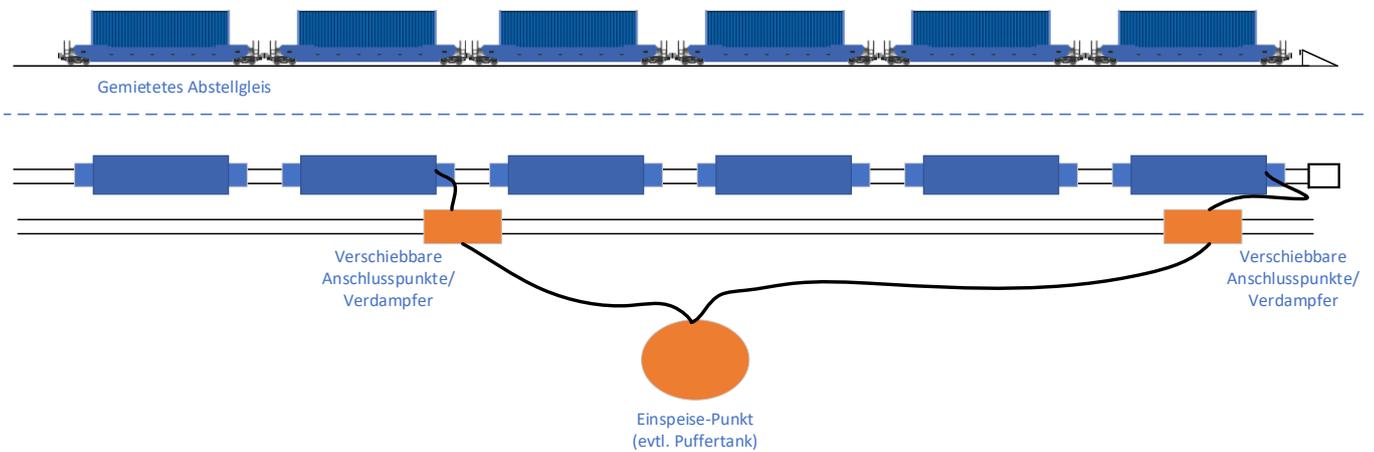


Abbildung 5: Skizze zu Einspeisekonzept Case 1.0

### 3.3 Beschreibung Case 2.0

Case 2.0 sieht den Transport von 22.8to Containern per Rheinschiff zwischen Rotterdam Hafen und Basel Hafen resp. Einspeisepunkte vor.



Abbildung 6: Skizze zu Case 2.0

Ein Transport auf öffentlichen Strassen ist in diesem Case aufgrund der Einschränkung auf 40 Tonnen Gesamtgewicht des LKW's nicht möglich. Die Einspeisepunkte müssen auf dem Gelände des entsprechenden Hafens einplant werden. Nach dem Löschen der Container erfolgt ein kurzer Transport per LKW oder Containerstapler.

### 3.4 Beschreibung Case 2.1

Case 2.1 basiert auf Case 2.0 sieht aber den Transport von 16to Containern per Rheinschiff zwischen Rotterdam Hafen und Basel Hafen resp. Einspeisepunkte vor.



Abbildung 7: Skizze zu Case 2.1

Durch die leichteren Container sind im Gegensatz zu Case 2.0 auch Transporte auf öffentlichen Strassen möglich und die Einspeisepunkte können flexibler positioniert werden. In der Kalkulation wird von einem Transportweg von 8 km bis zum Einspeisepunkt ausgegangen.

### 3.5 Beschreibung Case 3.0

In Case 3.0 wird das Szenario «direktes Einspeisen in Europäisches Gasnetz am Hafen» von Rotterdam untersucht. Transportiert werden auch hier grosse 22.8to Container.



Abbildung 8: Skizze zu Case 3.0

Ein Transport auf öffentlichen Strassen ist in diesem Case aufgrund der Einschränkung auf 40 Tonnen Gesamtgewicht des LKW's nicht möglich. Die Einspeisepunkte müssen auf dem Gelände des entsprechenden Hafens einplant werden. Nach dem Löschen der Container erfolgt ein kurzer Transport per LKW oder Containerstapler.

### 3.6 Beschreibung Case 4.0

Case 4.0 beschreibt einen auf Basis von Case 1.0 aufbauenden zusätzlichen Transport von kleinen «strassentauglichen» Containern an einen Einspeisepunkt - hier Bern Forsthaus.

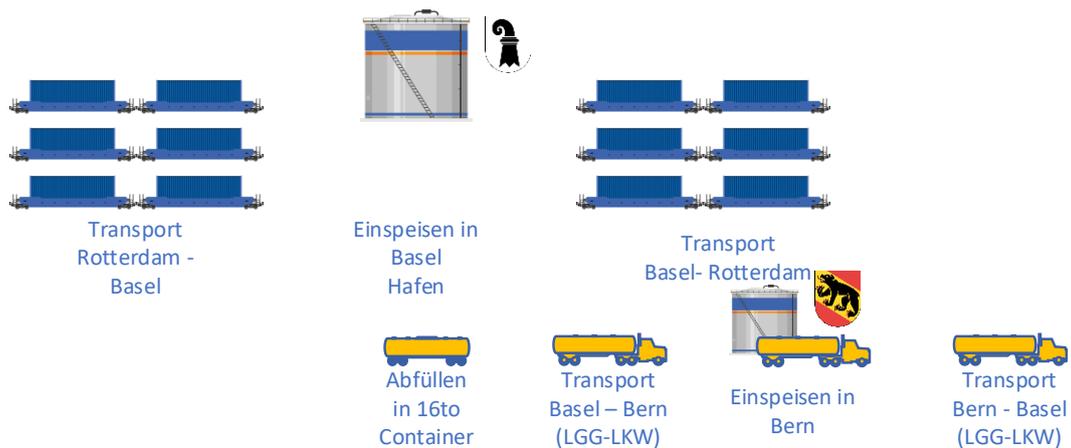


Abbildung 9: Skizze zu Case 4.0

Ausgehend von einem Verbrauch eines Containers mit 15.7to Netto-LGG pro Monat ist es aus Sicht der Logistik einfacher einen eigenen spezifischen Container mit Auflieger für den Transport in der Schweiz einzusetzen und in Basel am Einspeisepunkt von Case 1.0 direkt zu befüllen. Der Transport Basel – Bern – Basel würde sinnvollerweise durch einen LGG-LKW durchgeführt (Hinweis: CO<sub>2</sub> Kalkulation noch mit Diesel-LKW).

### 3.7 Beschreibung Case 5.0

Case 5.0 beschreibt einen auf Basis von Case 2.0 aufbauenden zusätzlichen Transport von kleinen «strassentauglichen» Containern an einen Einspeisepunkt - hier Bern Forsthaus.

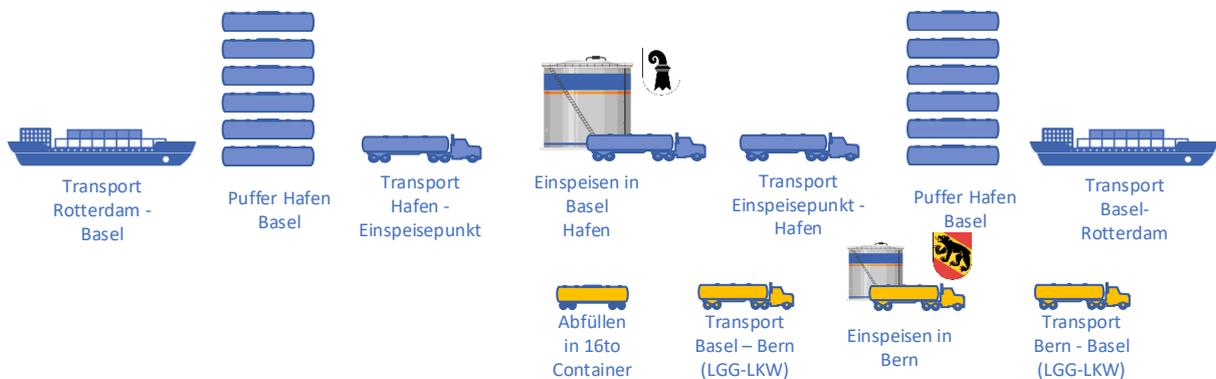


Abbildung 10: Skizze zu Case 5.0

Ausgehend von einem Monatsbedarf eines Containers mit 15.7to Netto-LGG ist es aus Sicht der Logistik, einfacher einen eigenen spezifischen Container mit Auflieger für den Transport in der Schweiz einzusetzen und in Basel am Einspeisepunkt von Case 1.0 direkt zu befüllen. Der Transport Basel – Bern – Basel wird sinnvollerweise durch einen LGG-LKW durchgeführt (Hinweis: CO<sub>2</sub> Kalkulation noch mit Diesel-LKW).

### 3.8 Beschreibung Case 6.0

Case 6.0 beschreibt das Szenario, kleine «strassentaugliche» Container mit LKW's ab Rotterdam direkt zum Einspeisepunkt in Basel zu transportieren.



Abbildung 11: Skizze zu Case 6.0

### 3.9 Beschreibung Case 7.0

Case 7.0 beschreibt das Szenario, kleine «strassentaugliche» Container mit LKW's ab Rotterdam direkt zum Einspeisepunkt in Bern Forsthaus zu transportieren.



Abbildung 12: Skizze zu Case 7.0

Grundsätzlich wäre ein Einspeisepunkt gemäss diesem Szenario in der ganzen Schweiz möglich. Einschränkungen ergeben sich aus den Beschränkungen<sup>11</sup> für den Transport von LGG/LNG durch Schweizer Strassentunnels (Bsp. St. Gotthard oder San Bernardino).

## 4 Reglementarien

### 4.1 Reglementarien Hochseeschifffahrt

Der Transport von Methan von Island nach Rotterdam resp. einen der ZARA-Häfen (Zeebrugge, Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam) mit direktem Anschluss an den Rhein, erfolgt per Hochseeschiff und unterliegt daher dem Rechtsrahmen des "International Maritime Code for Dangerous Goods" (IMDG-Code). Methan in flüssiger Form wird unter der UN-Nummer 1972 verschifft (Methan, gekühlte Flüssigkeit).

Die wichtigsten Spezifikationen und Anforderungen für den Transport sind:

<sup>11</sup> <https://www.sbt.ch/externer-gefahrgutbeauftragter-adr-tunnelvorschriften/>

Kriterium	Einstufung	Beschreibung
ADR-Klasse	2	Reine Gase / Gasgemische / Gegenstände, die solche Gase enthalten. Gase sind bei 20 °C und dem Standarddruck von 101,3 kPa vollständig gasförmig. Sie können komprimiert, verflüssigt, gekühlt und verflüssigt, gelöst oder adsorbiert werden.
Klassifikation / Code	2.1	Gase, die bei 20 °C entflammbar sind und den Normdruck von 101,3 kPa in einer Mischung von nicht mehr als 13 Vol% Luft oder einen explosionsgefährdeten Bereich mit Luft von nicht weniger als 12 Prozentpunkten aufweisen, unabhängig von der unteren Explosionsgrenze.
Gefahren	2.1	Die UN-Nummer und die richtige Versandbezeichnung des Gases oder Gasgemischs; bei massengefüllten verdichteten Gasen und verflüssigten Gasen entweder die maximale Füllmasse und die Tara des Gefäßes mit Armaturen und Zubehör, wie sie zum Zeitpunkt der Befüllung vorhanden sind, oder die Bruttomasse; das Datum (Jahr) der nächsten wiederkehrenden Prüfung.
Erlaubte Beförderung	T	Beförderung in entsprechenden Gebinden und in Tankwagen zugelassen.

Tabelle 4: Spezifikationen UN1972 - Hochseeschiff<sup>12</sup>

Der Transport in entsprechenden Containern auf dem Hochseeschiff (Island – Rotterdam – Island) ist möglich.

#### 4.2 Reglementarien Rheinschiffahrt / Eisenbahn

Der Transport von Rotterdam nach Basel auf dem Rhein liegt im rechtlichen Rahmen des "Europäischen Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen" (ADN - Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voie de navigation intérieure). Die wichtigsten Spezifikationen und Anforderungen für die Schifffahrt sind die dieselben wie für die Hochseeschiffahrt.

Der Transport von Methan auf der Schiene unterliegt den Bestimmungen des "Übereinkommens über den internationalen Eisenbahnverkehr" (COTIF - Convention relative aux transports internationaux ferroviaires). Anhang C des COTIF beschreibt die "Ordnung über den internationalen Eisenbahnverkehr" (COTIF) und die "Internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter" (RID), die auch den Transport von Methan regelt. Auch hier sind die Spezifikationen und Anforderungen an die Beförderung dieselben wie im IMDG-Code und im ADN.

Der Transport in entsprechenden Containern auf dem Rheinschiff resp. per Eisenbahn (Rotterdam – CH - Rotterdam) ist möglich.

<sup>12</sup> Quelle: Pilot Import of Renewable Gas „Report\_Pilot\_Import\_Nordur\_vFOGA.pdf“

## 5 Wichtige Stellhebel zu Kennzahlen / Kennwerten

Das erstellte Kalkulationstool ist dynamisch aufgebaut und lässt daher einfache Simulationen durch Änderung der Kennzahlen zu.

Die wichtigsten Stellhebel und Kennzahlen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt:

Kennzahl/Wert	Aktueller Wert	Einfluss auf Kosten	Einfluss auf Umweltbilanz
<b>Abnahmemenge pro Jahr</b>	101 GWh	Basiswert der Kalkulation	
<b>Umrechnung Energie 1 kg LGG</b>	0.0153 MWh	<b>Direkter Einfluss</b>	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Kapazität LGG pro Container</b>	22'800 kg 16'000 kg	<b>Direkter Einfluss</b>	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Restmenge in Container</b>	300 kg	<b>Direkter Einfluss</b>	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Einspeisedauer in Gasnetz</b>	600 m <sup>3</sup> /h 1000 m <sup>3</sup> /h	Indirekter Einfluss	Kein Einfluss
<b>Beschaffungskosten Container</b>	72'000 - 96'000 CHF	<b>Direkter Einfluss</b>	Kein Einfluss
<b>Reserve an zusätzlichen Container</b>	20%	Einfluss	Kein Einfluss
<b>Durchlaufzeiten pro Prozessschritt</b>	Div.	<b>Direkter Einfluss</b>	Kein Einfluss
<b>Abschreibungsdauer Container</b>	20 Jahre	Einfluss	Kein Einfluss
<b>Unterhaltskosten Container</b>	3 bis 7 % je Alter	Einfluss	Kein Einfluss
<b>CO<sub>2</sub> – Ausstoss pro kg und km je Transportmedium<sup>13</sup></b>	0.0094 bis 0.0869 kg CO <sub>2</sub> q/ton*km	Kein Einfluss (?)	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Transportdistanz</b>	Abhängig von Case	Einfluss	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Max. Transportgewicht LKW</b>	40 Tonnen	<b>Direkter Einfluss</b>	<b>Direkter Einfluss</b>
<b>Planungsverlässlichkeit Transportmedium</b>	Abhängig von Case	Indirekter Einfluss	Kein Einfluss

Tabelle 5: Wichtige Kennzahlen und Kenngrößen für die Kalkulation

<sup>13</sup> Quelle: Angaben PSI «Transportation preliminary results\_20200414\_PSI\_v2.xlsx»

## 6 Erkenntnisse / Resultate

### 6.1 Auswirkung der Containergrößen

Um die geplante Annahmemenge von 101 GWh oder umgerechnet rund 6'600 Tonnen LGG pro Jahr in die Schweiz zu transportieren sind viele Transporte resp. Rundläufe notwendig.

Die Auswirkungen der Containergrösse zeigt der Vergleich der Cases 2.0 und 2.1, die sich nur durch die Containerkapazität unterscheiden:

Case	Containerkapazität (Brutto) (Netto)	Anzahl jährliche Rundläufe	Benötigte Anzahl Container	Beschaffungskosten pro Container / Total	Logistikkosten pro Jahr / kWh inkl. CAPEX/OPEX der LNG Container	Logistikkosten pro Jahr / kWh ohne CAPEX/OPEX der LNG Container	CO <sub>2</sub> Emissionen pro Jahr
2.0	<b>22'800 kg</b> 22'500 kg	294	34 Container	96'296 CHF* 3.2 mio. CHF	Ø 2.95 mio. CHF/a 2.92 Rp/kWh	Ø 2.6 mio. CHF/a 2.48 Rp/kWh	722'243 kg CO <sub>2</sub> /a
2.1	<b>16'000 kg</b> 15'700 kg	421	48 Container	72'198 CHF* 3.4 mio. CHF	Ø 3.7 mio. CHF/a 3.67 Rp/kWh	Ø 3.25 mio. CHF/a 3.22 Rp/kWh	813'690 kg CO <sub>2</sub> /a

Tabelle 6: Auswirkungen der Containerkapazität im Vergleich

Die Beschaffungs- und Unterhaltskosten machen einen Anteil von rund 15% der gesamten Logistikkosten aus. Den Hauptanteil (rund 85%) generieren die Transportkosten (siehe Kapitel 6.2).

Die beiden Cases 2.0 und 2.1 unterscheiden sich durch die Containerkapazität. Der direkte Vergleich verdeutlicht den entsprechenden Kostenunterschied (siehe Abbildung 13). Mit dem 22.8to-Container sind Logistikkosten unter 3 Rp/kWh (unter 2.5 RP/kWh ohne CAPEX/OPEX) erreichbar, beim kleinen Container liegen diese deutlich über 3.5 Rp/kWh (3.2 RP/kWh ohne CAPEX/OPEX) oder 26% höher.

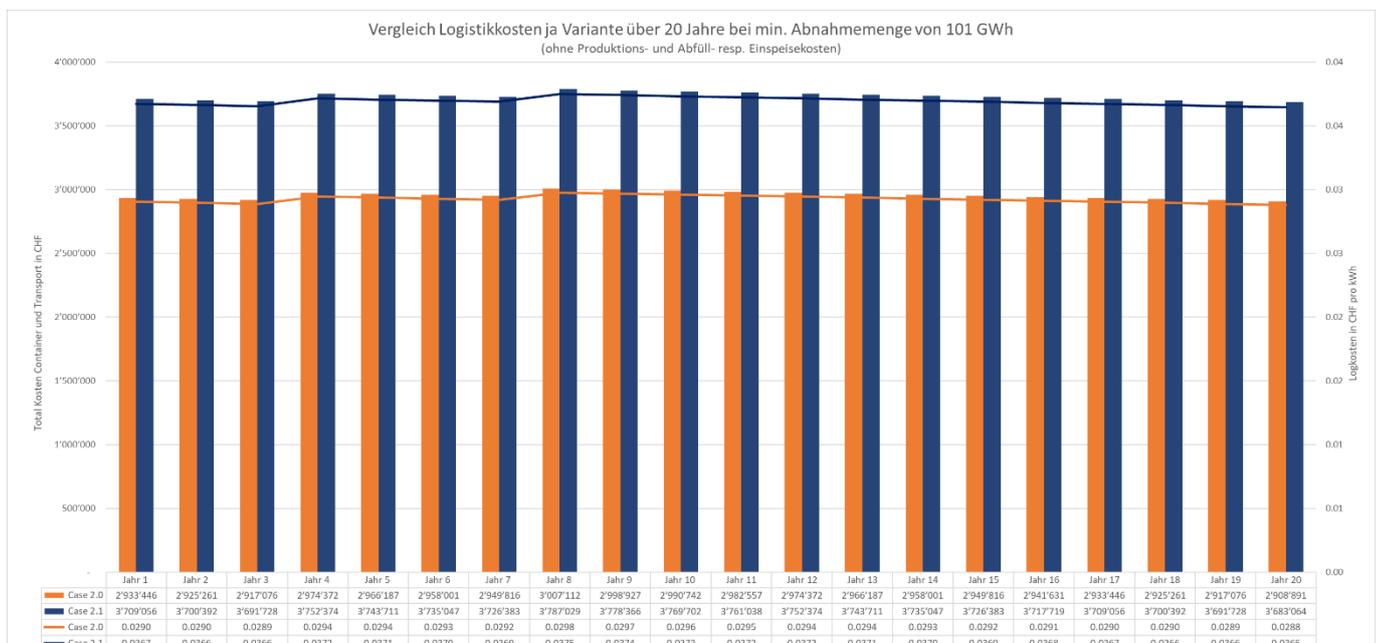


Abbildung 13: Kostenvergleich Case 2.0 (22.8to) vs. Case 2.1 (16to) über eine Laufzeit von 20 Jahren inkl. CAPEX/OPEX der LNG Container

Auch der Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen verdeutlicht die Vorteile der grösseren Container. Der einzelne Transport der kleineren und leichteren 16to Container verursacht weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen. Um die geforderte Jahresmenge an LGG von 6'600 Tonnen in die Schweiz zu transportieren und der damit verbundenen Anzahl an Rundläufen, sind die grösseren 22.8to Container aber deutlich umweltfreundlicher (siehe Tabelle 7).

	Life cycle GHG emissions for transportation		
Case / Typ	eq/container of LNG	eq/Year (101 GWh Energy)	eq/MJ of LNG
Case 2.0 22'800 kg	2'457 kg CO <sub>2</sub>	722'243 kg CO <sub>2</sub> / a	1.98E-03 kg CO <sub>2</sub>
Case 2.1 16'000 kg	1'933 kg CO <sub>2</sub>	813'690 kg CO <sub>2</sub> / a	2.19E-03 kg CO <sub>2</sub>

Tabelle 7: CO<sub>2</sub>-Emissionen Case 2.0 / 2.1 und Containertypen im Vergleich

## 6.2 Auswirkung Einspeiseort und Einspeisekapazität

Sowohl der Einspeiseort wie auch die möglichen Einspeisekapazitäten haben einen direkten Einfluss auf die Durchlaufzeit und damit auf die Anzahl der Container im Umlauf.

Der Einspeiseort muss mit mehr als einem Transportmedium ganzjährig und mit minimalen Handlingsaufwand (Wechsel Transportmedium, Rangieren mit Lok, usw.) erreichbar sein. Damit kann bei Ausfall eines Transportweges (Hoch- oder Niedrigwasser, Streckenunterbruch usw.) schnell reagiert werden (Backup-Lösung).

Die Einspeisekapazität und die entsprechende Einspeisedauer darf die Produktionskapazität nicht unterschreiten, resp. muss entsprechende Reserven aufweisen! Alle nachfolgenden Prozessschritte /-kapazitäten sind entsprechend auszulegen. Ansonsten wird die Leistung des Gesamtsystem resp. die Importkapazität an LGG eingeschränkt.

## 6.3 Logistikkosten: Fix-Kosten vs. Variable Kosten

Exemplarisch am „Case 1.0 --> Einspeisepunkt Basel - Bahn - 22to“ dargestellt lassen sich die Logistikkosten in Fixkosten (Investitionskosten über 20 Jahre abgeschrieben inkl. Unterhaltskosten) und variable Kosten (Transportkosten inkl. Admin und Zoll) unterteilen:

Fixkosten - Capex/Opex Investitionskosten Container über 20 Jahr abgeschrieben plus Unterhalt	Variable Kosten Transportkosten inkl. Admin/Zoll	Total Logistikkosten pro Jahr (Case 1.0)
459'209 CHF/a	2'581'320 CHF/a	3'040'529 CHF/a
0.45 Rp/kWh	2.55 Rp/kWh	3.01 Rp/kWh
<b>14.2 %</b>	<b>85.8 %</b>	

Tabelle 8: Vergleich Fixkosten vs. variable Kosten anhand von Case 1.0

Über 85% der Logistikkosten sind Transportkosten. Die Containerkapazität ist daher einer der wichtigsten Stellhebel der Logistikkosten.

#### 6.4 Szenario Einspeisepunkt Bern Forsthaus (Case 4.0 / 5.0 und 7.0)

In den Cases 4.0/5.0 und 7.0 wird, exemplarisch für einem beliebigen Einspeisepunkt in der Schweiz, der Standort Bern Forsthaus untersucht. Abhängig von den geplanten resp. möglichen Einspeisemengen ergeben sich nur wenige Container-Transporte (Bsp. Bern Forsthaus ca. 1 kleiner Container) pro Monat.

Der Transport per LKW schränkt die Kapazität an LGG pro Container ein. Weitere Einschränkungen für den Transport von LGG per LKW ergeben sich aus den Beschränkungen<sup>14</sup> für den Transport von LGG/LNG durch Schweizer Strassentunnels (Bsp. St. Gotthard oder San Bernardino). Die Logistikkosten steigen aufgrund der kleinen Containern und unregelmässiger Transporte (keine regelmässigen Prozesse) stark an. Möglich und sinnvoller als eine Direktlieferung aus Island (Case 7.0) wäre ein vom Hauptprozess abgekoppelter Nebenprozess (Abfüllen in einen kleineren strassentauglichen Container am Primäreinspeisepunkt, siehe Case 4.0 und 5.0). Allerdings können auch diese Cases nicht mit einem Transport im Gasnetz konkurrenzieren. Ist aber am Einspeiseort resp. beim Verbraucher kein Gasnetzanschluss vorhanden, könnten sich die Cases z.B. für den Ersatz von Propan-Anlagen von Industriefirmen wieder rechnen (ökonomisch und ökologisch).

Für eine Erschliessung resp. Anlieferung per Bahn und mit grösseren Container, muss die entsprechende Infrastruktur nahe Gleisanlagen vorhanden sein (kein LKW-Transport auf öffentlichen Strassen!). Damit sich Investitionen in die (Bahn-)Infrastruktur lohnen, müssen entsprechende Einspeisemengen gegeben sein.

---

<sup>14</sup> <https://www.sbt.ch/externer-gefahrtransportbeauftragter-adr-tunnelvorschriften/>

## 7 Cases im Vergleich

### 7.1 Logistikkosten

Die Cases mit den kleineren Containern (LKW) fallen kostenmässig deutlich von den Cases mit grösseren Containern ab (siehe Abbildung 14). Zu beachten: Alle Logistikkosten noch unter Vorbehalt (verbildliche Richtofferte offen).

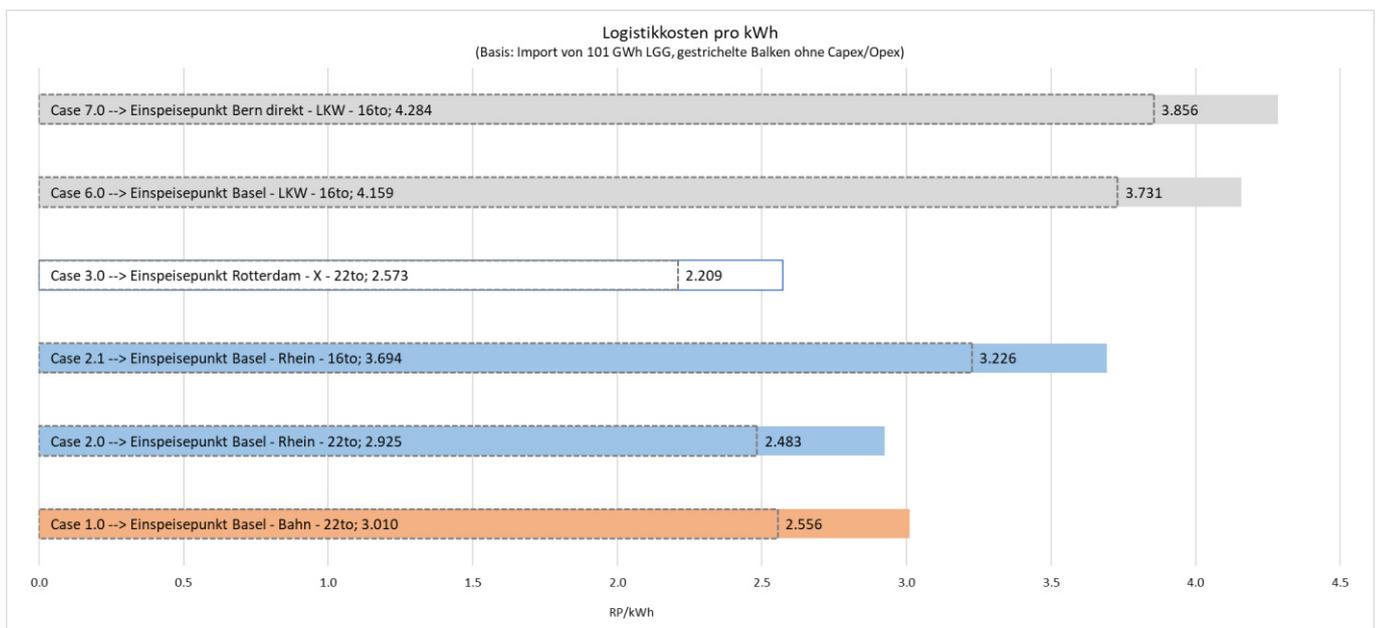


Abbildung 14: Vergleich der Logistikkosten/kWh pro Case bei einem jährlichen Import von 101 GWh LGG (Case 4.0 und 5.0 sind Untervarianten der Cases 1.0 und 2.0 und daher weggelassen), gestrichelte Balken ohne Capex/Opex

Cases 1.0 und 2.0 (22.8to Container per Bahn resp. Schiff) sind kostenmässig nahezu identisch. Das Rheinschiff ist gemäss den Kostensätzen von Rhenus (unter Vorbehalt!) etwas günstiger als die Bahn (1'290 CHF zu 1'040 CHF pro Rundlauf – Rotterdam-Basel-Rotterdam).

Der Vergleichs-Case 3.0 (22.8to Container bis Rotterdam) unterscheidet sich erwartungsgemäss auch kostenmässig, allerdings weniger deutlich als erwartet.

Die Cases 2.1, 6.0 und 7.0 sind aufgrund der fast 130 zusätzlichen Rundläufen durch die kleineren Container die teuersten. Transporte per LKW ab Rotterdam sind grundsätzlich ökonomisch wenig interessant.

### 7.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der Case 3.0 (Einspeisen in Rotterdam) ist aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Emissionen erwartungsgemäss klar vorne. Der Landtransport auf dem europäischen Festland (mit kleineren Schiffen resp. Zug oder LKW) verursacht mindestens ebenso viel (Zug und Schiff, grosser Container) bis dreimal so viel CO<sub>2</sub> (LKW, kleiner Container) wie der lange Transportweg aus Island bis Rotterdam (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16).

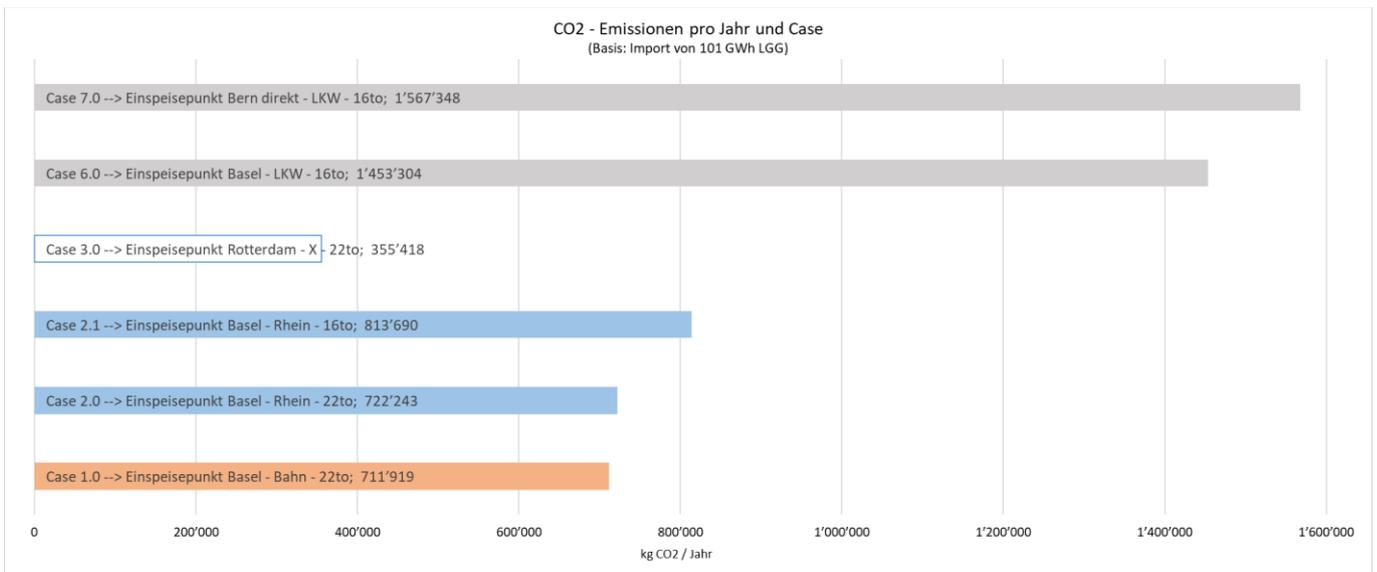


Abbildung 15: Vergleich CO<sub>2</sub> Emissionen pro Case für den jährlichen Import von 101 GWh LGG (Case 4.0 und 5.0 sind Untervarianten der Cases 1.0 und 2.0 und daher weggelassen)

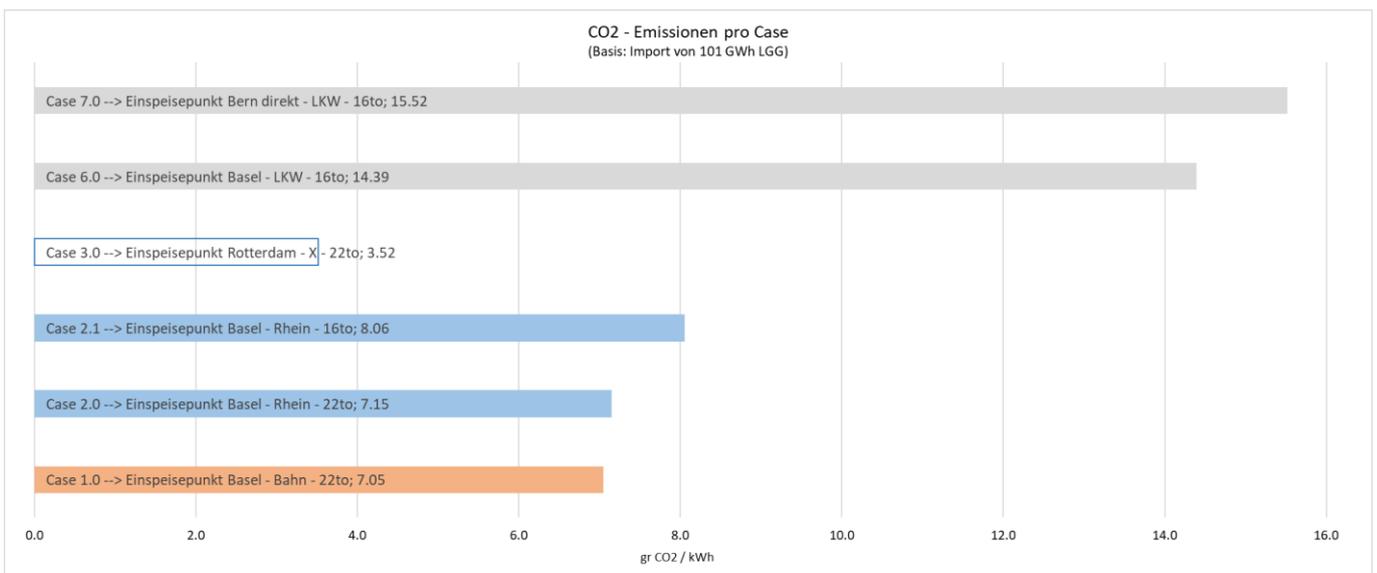


Abbildung 16: Vergleich CO<sub>2</sub> Emissionen pro Case in gr. CO<sub>2</sub> / kWh (Case 4.0 und 5.0 sind Untervarianten der Cases 1.0 und 2.0 und daher weggelassen)

### 7.3 Detailgrafiken Cases

Die Diagramme pro Case zu der Entwicklung von Transportkosten, Transportstrecken und CO<sub>2</sub>-Emissionen auf dem Containerrundlauf finden sich im Anhang dieses Dokumentes.

## 8 Erstes Fazit LGG Logistik

Bei der Auslegung sowohl der Transportkapazitäten wie auch der Einspeisekapazitäten ist darauf zu achten, dass diese die Produktionskapazitäten mit entsprechenden Reserven abdecken können. Nur so ist ein kontinuierlicher Prozess zu gewährleisten.

Basis für alle untersuchten Cases ist der Transport der Container von Hellisheidi nach Rotterdam und zurück per LKW resp. Hochseeschiff. Alternativen für diese Transportwege gibt es keine, resp. die Produktion müsste an den Hafen von Reykjavik verlegt werden.

Die Transportkosten machen über 85% den Hauptanteil an den Logistikkosten aus (Capex/Opex bei ca. 15%, je Case). Beeinflussen lassen sich die Transportkosten primär durch eine Reduktion der jährlichen Rundläufe der Container, was wiederum direkt von der Transportkapazität der Container abhängig ist. Die Anzahl der jährlichen Rundläufe beläuft sich für die beiden untersuchten Containertypen auf 294 Rundläufe für den 22'800 kg-Container resp. 421 Rundläufe für den 16'000 kg-Container. Die Anzahl der Rundläufe hat einen direkten Einfluss auf die zu beschaffende Anzahl an Containern (34 bis 48 je Case) resp. auf die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis Faktor 2 je Case). Die Kapazität der Container ist einer der wichtigsten Einflussgrößen.

Die Gewichtslimite von 40 Tonnen auf öffentlichen Strassen schränkt die Cases mit LKW-Transporten auf die Nutzung der kleineren Container ein, was sich negativ auf Kosten wie auch CO<sub>2</sub>-Emissionen auswirkt. Interessant für den Transportweg Rotterdam – Schweiz (wichtig: Einspeisepunkt mit Hafen- und Bahnanschluss) bleiben die Transportmedien «Rheinschiff» und «Bahn». Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen können die Unterschiede der beiden Transportmedien vernachlässigt werden, da sie nahezu identisch. Nebst der reinen Kostenbetrachtung (leichte Vorteile beim Rheinschiff, siehe Abbildung 14) müssen hier auch die Risiken in der Praxis berücksichtigt werden. Die Rheinschiffahrt ist bei Hoch- resp. Niedrigwasser eingeschränkt, was sich durch den Klimawandel in Zukunft weiter verschärfen wird.

Das untersuchte Szenario mit einer Einspeisung direkt am Hafen von Rotterdam zeigt mögliche Potentiale auf (- 50% CO<sub>2</sub>, - 12% Logistikkosten oder knapp 1'000 CHF pro Rundlauf). Die Einspeisung von Kleinmengen an LGG an weiteren Standorten in der Schweiz ist kaum sinnvoll. Der «Transport» in vorhandenen Gasnetze ist ökologischer und ökonomischer.

### 8.1 Potentiale Logistik 2023

Aus den Erkenntnissen lassen sich folgende prüfenswerte Potentiale ableiten damit die Logistikkosten weiter gesenkt werden können:

#### 8.1.1 Netto Containerkapazität maximieren

Die Containerkapazität ist eine der wichtigsten Stellhebel für einen ökologischen und ökonomischen Transport von LGG. Daher sind die möglichen Kapazitätsgrenzen zu prüfen. Dies beinhaltet eine Prüfung der maximalen und praxistauglichen Containerkapazität:

- Prüfung 45' oder 50' Container mit bis oder mehr als 25'000 kg Kapazität an LGG
- Verflüssigung am Hafen in Reykjavik und damit vermeiden der LKW-Transport-Limite in Island (Limite bei 49 Tonnen)

### 8.1.2 GVM-Speicher in Basel

Der geplante GVM-Speicher in Basel liegt logistisch optimal nahe der Grenzen und verfügt über eine Bahn- und Hafenanbindung (inkl. Abstellgleis). Sowohl Einspeiseleistungen wie auch Einspeisekapazitäten sind ganzjährig gegeben. Durch die Verwertung von Abwärme und -kälte können Ökobilanzen weiter optimiert werden. Als zentrale Abfüllstation für kleinere Container für die Bereitstellung von LGG an Standorten ohne Gasnetzanschluss in der Schweiz würde sich der Speicher auch eignen.

Synergien mit GVM-Speicher in Basel sind zu prüfen.

### 8.1.3 Bulkbildung

Die Potentiale einer Bulkbildung von Transporten per Bahn oder Rheinschiff sind zu prüfen. Auswirkung sind durch geringeren Administrations- und Planungsaufwand in der auch Personalplanung und Auslastung zu erwarten (Personalstunden reduzieren).

### 8.1.4 Handlingsaufwand

Weitere Personalstunden lassen sich einsparen, indem Manipulationen / Rangierarbeiten reduziert oder gart vermieden werden können. Möglichkeiten eigener „Abstellgleise“ mit mobilen Einspeisestationen resp. Verdampfer und der damit verbunden Reduzierung der Umladevorgänge sind zu vertiefen.

### 8.1.5 Distanzen minimieren

Der ökologisch und ökonomisch günstigste Transportweg ist der in vorhandenen Gasnetzen. Die Einspeisung sollte daher an einem grenznahen und einfach erreichbaren Standort erfolgen.

Das in Case 3.0 kalkulierte Szenario mit der Einspeisung in Rotterdam ist auch als Backupszenario (Unterbruch Transportwege) wichtig und schon daher weiter zu vertiefen.

## 8.2 Angebotsvergleich Rhenus vs. DB-Schenker

### 8.2.1 Einführung

Um die Angaben bezüglich Transportkosten von Rhenus (Stand: 29. Mai 2020) zu erhärten wurde eine zweite Richtofferte eingeholt. Nach etlichen Anfragen und Absagen konnte mit der DB Schenker Schweiz AG ein interessierter und kompetenter zweiter Anbieter gefunden werden. Für die Angebotserstellung wurden der DB Schenker Schweiz AG nur die relevantesten Daten und Informationen zur Verfügung gestellt.

### 8.2.2 Angebotsvergleich Kosten

Für die Vergleich werden die beiden wichtigsten Cases «1.0 Einspeisepunkt Basel - **Bahn** - 22to» und «2.0 --> Einspeisepunkt Basel - **Rhein** - 22to» herangezogen.

Der Kostenvergleich der beiden Richtangebote (siehe Abbildung 17 und Abbildung 18) zeigt nennenswerte unterscheide nur ausserhalb des Europäischen Festlandes. Innerhalb ist die Differenz mit nur 5 CHF (Case 1.0) resp. 22 CHF (Case 2.0) als identisch oder bestätigt zu betrachten.

Auffallend sind die hohen Transportkosten bei DB Schenker mit dem **LKW in Island** (Hellsheidi – Reyk. – Hellsheidi) mit einer Preisdifferenz von beinahe Faktor drei! Die kurze Transportstecke von knapp

34 Kilometer ist bei DB Schenker beinahe gleich teuer wie der LKW-Transport über 765 km von Rotterdam nach Basel bei Rhenus (837 CHF zu 1'283 CHF).

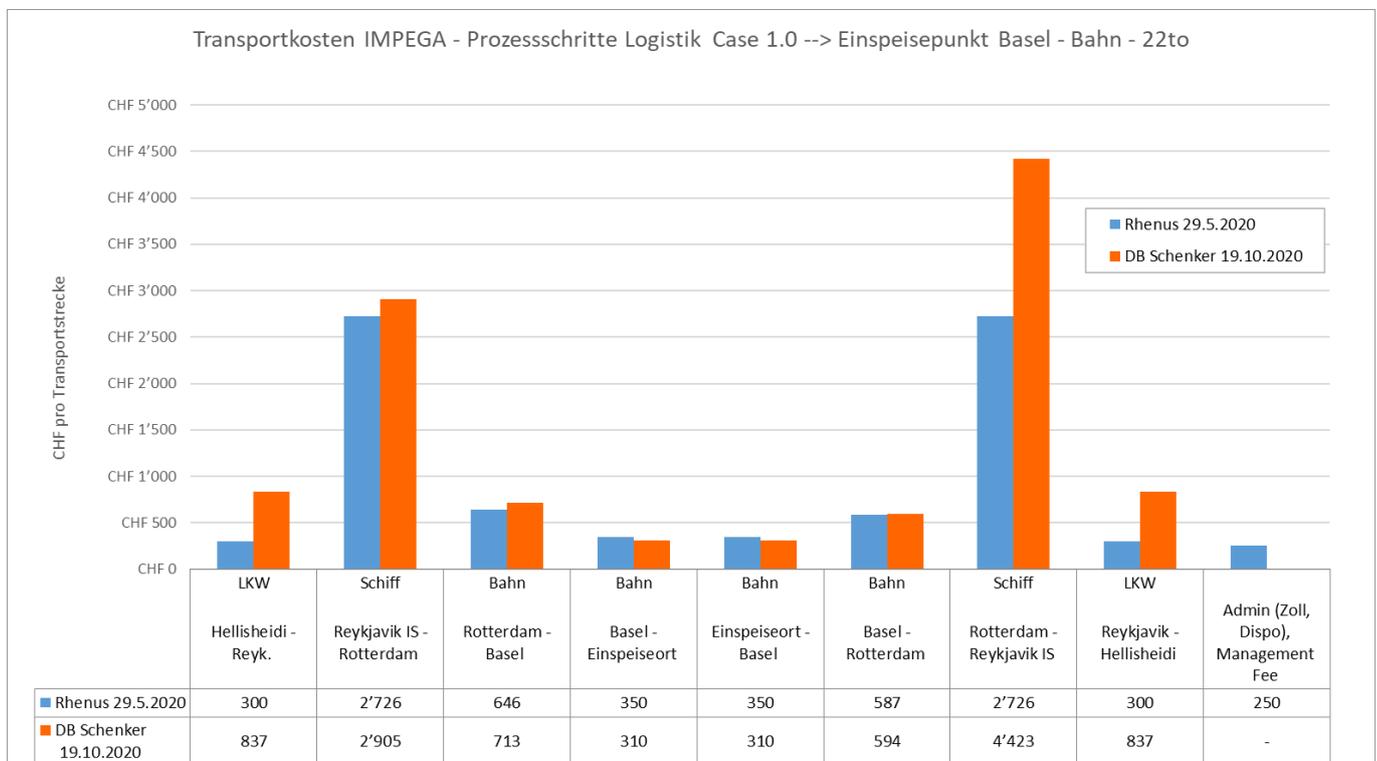


Abbildung 17: Vergleich Transportkosten - Prozessschritte Logistik Case 1.0 --> Einspeisepunkt Basel - **Bahn** - 22to

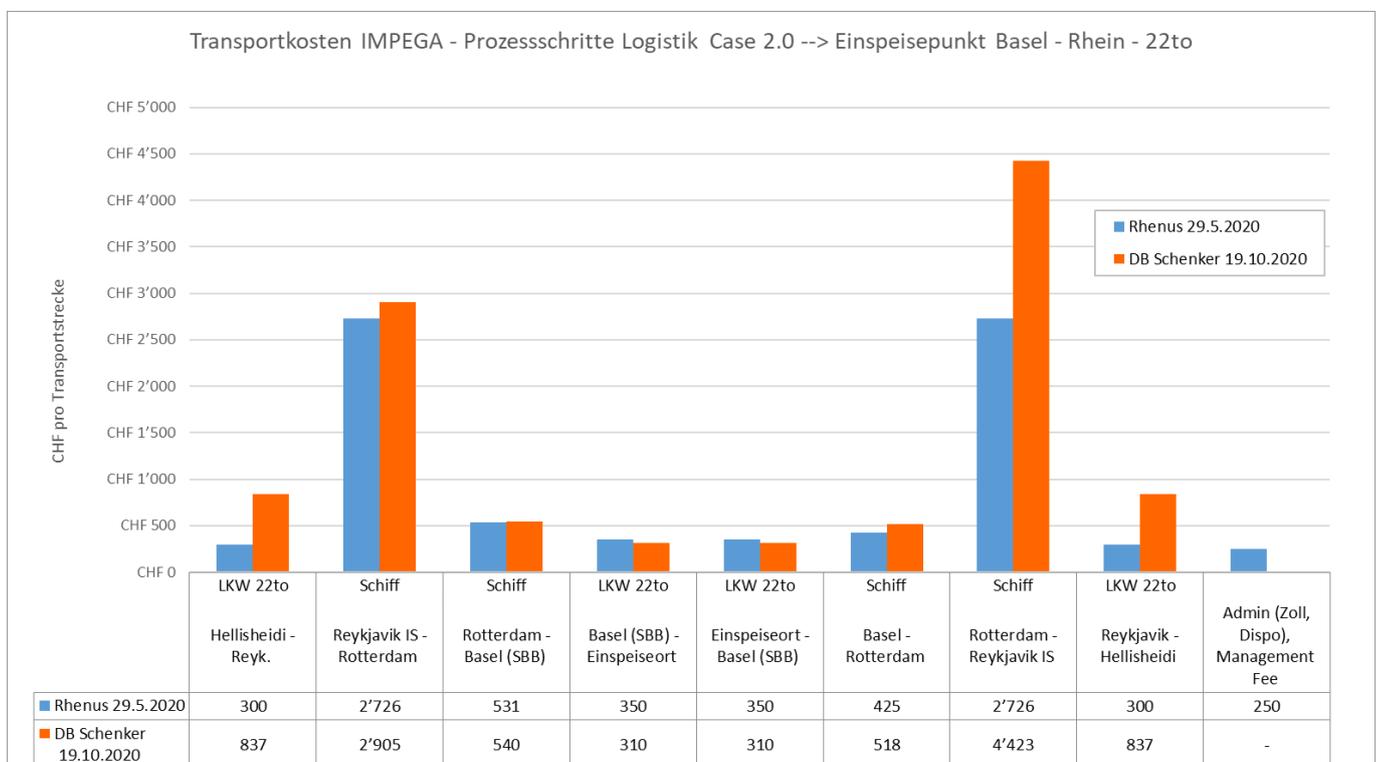


Abbildung 18: Vergleich Transportkosten IMPEGA - Prozessschritte Logistik Case 2.0 --> Einspeisepunkt Basel - **Rhein** - 22to

Die Zollgebühren sind bei DB Schenker schon eingerechnet und wurden nicht separat ausgewiesen. Im Gegensatz zu Rhenus rechnet DB Schenker bei den Importraten noch «Port charges» für die Häfen Rotterdam und Reykjavik mit ein. Die Exportraten inkludieren gemäss DB Schenker diese Hafengebühren. Die angebotenen Hafengebühren betragen 313 CHF in Rotterdam resp. 1'290 CHF in Reykjavik<sup>15</sup>! Ein Vergleich der Kosten für die Hochsee-Transportstrecke zeigt für den Rücktransport der leeren Container bereits einen höheren Tarif (+500 Euro) auf. Ob da noch ein zusätzliche Gebühr aufgerechnet werden muss, ist fraglich.

Werden die «Port charges» für einen Vergleich der beiden Richtangebote weglassen, unterscheiden sich die Kosten für die beiden Cases um 10% resp. 17% zugunsten des Richtangebots von Rhenus. Die Differenz begründet sich mit den erwähnten deutlich höheren Kosten beim LKW-Transport in Island sowie dem Retourtransport der leeren Container per Schiff nach Reykjavik.

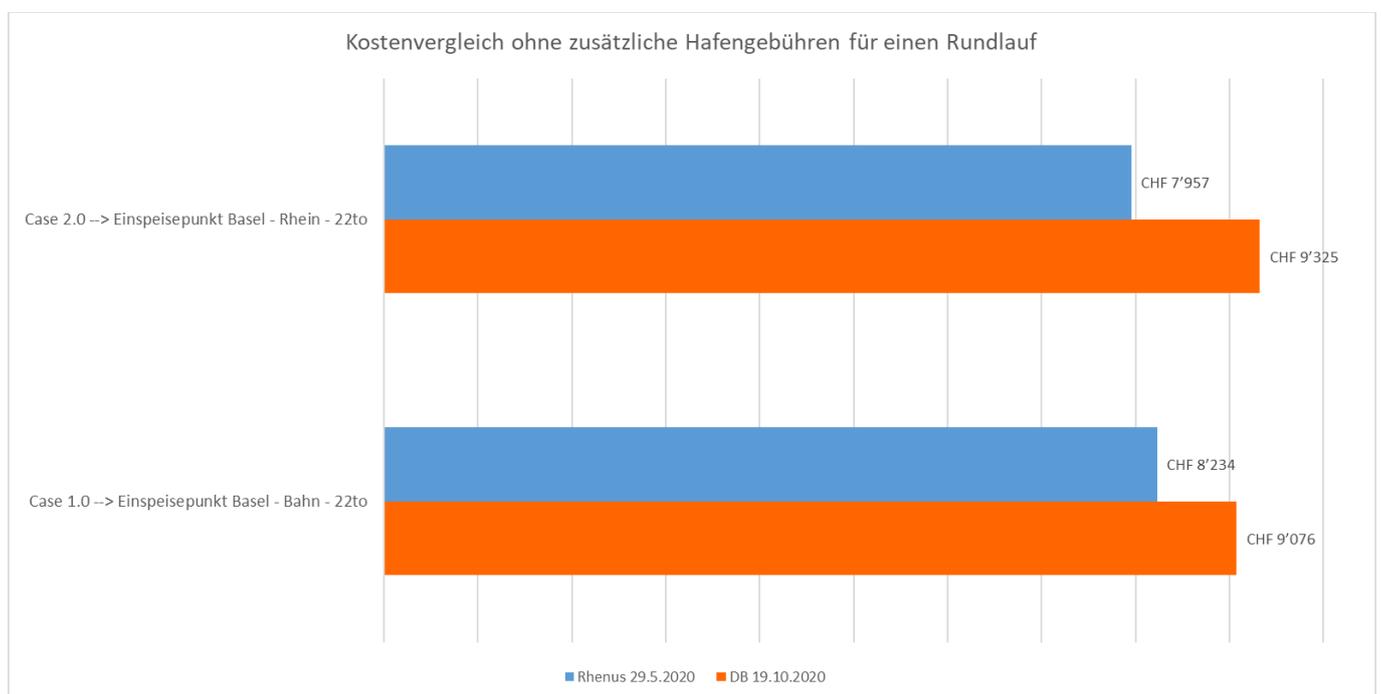


Abbildung 19: Kostenvergleich der Richtangebote ohne Berücksichtigung der «Port charges»

<sup>15</sup> Laut Webseite der «Samskip hf» betragen die Importtarif für einen übergrossen 40' Container 1'230 CHF, Quelle: <https://www.samskipnorthatlantic.com/import/tariffs>

### 8.2.3 Fazit Angebotsvergleich

Als Erkenntnis aus dem Vergleich der beiden Richtangebote kann festgehalten werden, dass die kalkulierten Transportkosten auf dem Europäischen Festland bestätigt wurden. Die von DB Schenker ausgewiesenen Kosten für den LKW-Transport in Island sind zu hoch. Da ist eine Zusammenarbeit mit einem lokalen oder einem mit «Islanderfahren» Anbieter anzustreben. Die Differenz des Schifftransportes Rotterdam – Reykjavik kann mit Tarifschwankungen ein besseres Angebot seitens Rhenus erklärt werden (erstens Angebot von Rhenus vom November 2019 war ähnlich hoch).

Ob die bei DB Schenker als zusätzlich deklarierte «Port charges» in den Importraten bereits enthalten sind, muss bei der Erarbeitung der verbindlichen Offerten mit Jahreskontrakten geklärt werden. Sollten die «Port charges» im Angebot von Rhenus effektiv fehlen, ist mit knapp 7% höheren Transportkosten (Case 1) zu rechnen. Allerdings sind beide Richtangebote weder optimiert noch verhandelt. Auch basieren die Tarife für einzelne Teilstrecken auf Kalkulationen für «Einzeltransporte». Da ist mit deutlich tieferen Tarifen zu rechnen.

## 9 Ausblick / Aktueller Stand

### 9.1 Handlungsempfehlungen

Der Transport grosser Container mit der Bahn von Rotterdam zu Einspeisepunkten mit entsprechender Infrastruktur (Bahn- und Hafenanschluss) nahe der Grenze erweist sich als die vielversprechendste und sicherste Variante. Diese ist weiter zu vertiefen und zu optimieren (max. Containerkapazität, Transport in Bulks, Rhythmen, Reduktion der Manipulationen bei Einspeisen, Backup-Transportwege usw.). Synergien mit parallellaufenden Projekten und Vorhaben wie dem GVM-Speicher in Basel sind zu prüfen.

### 9.2 Offene Punkte

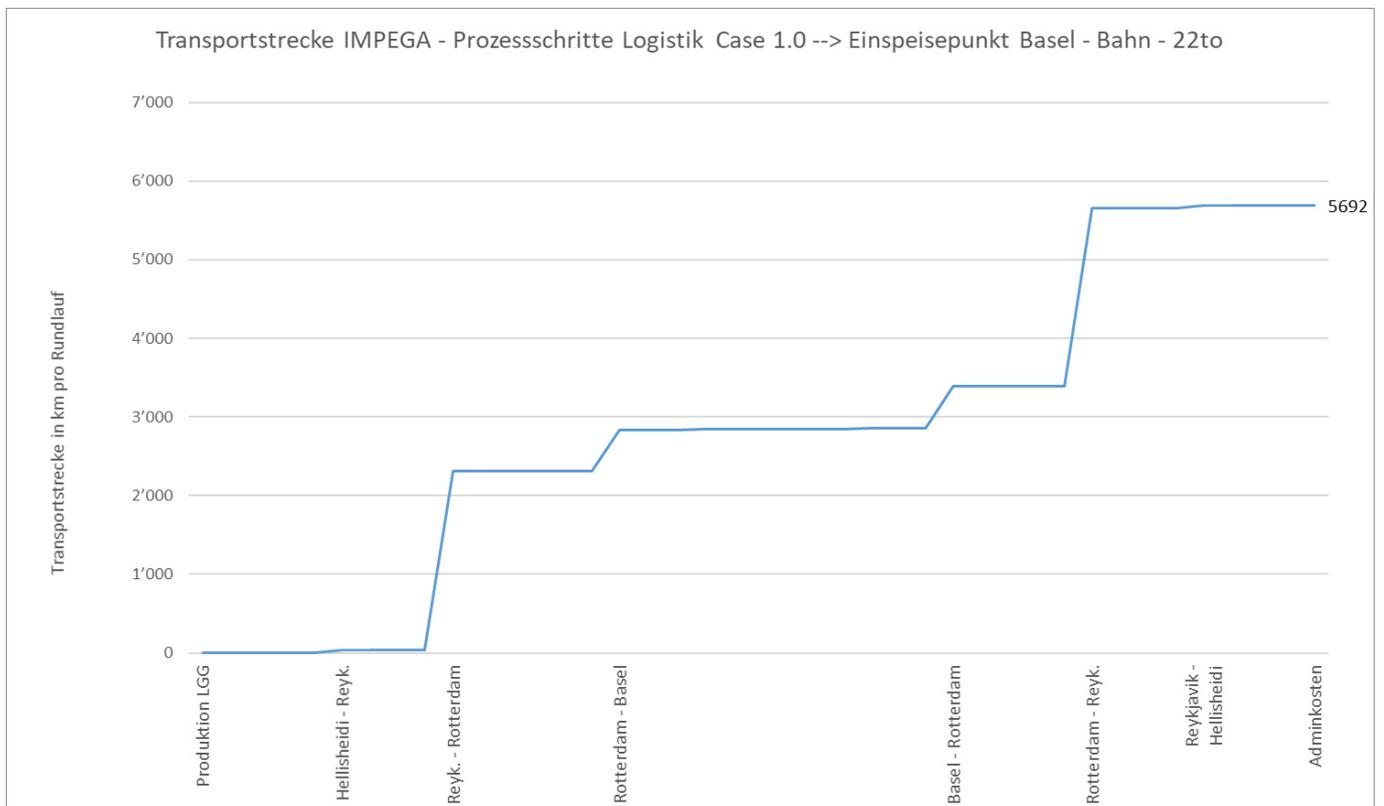
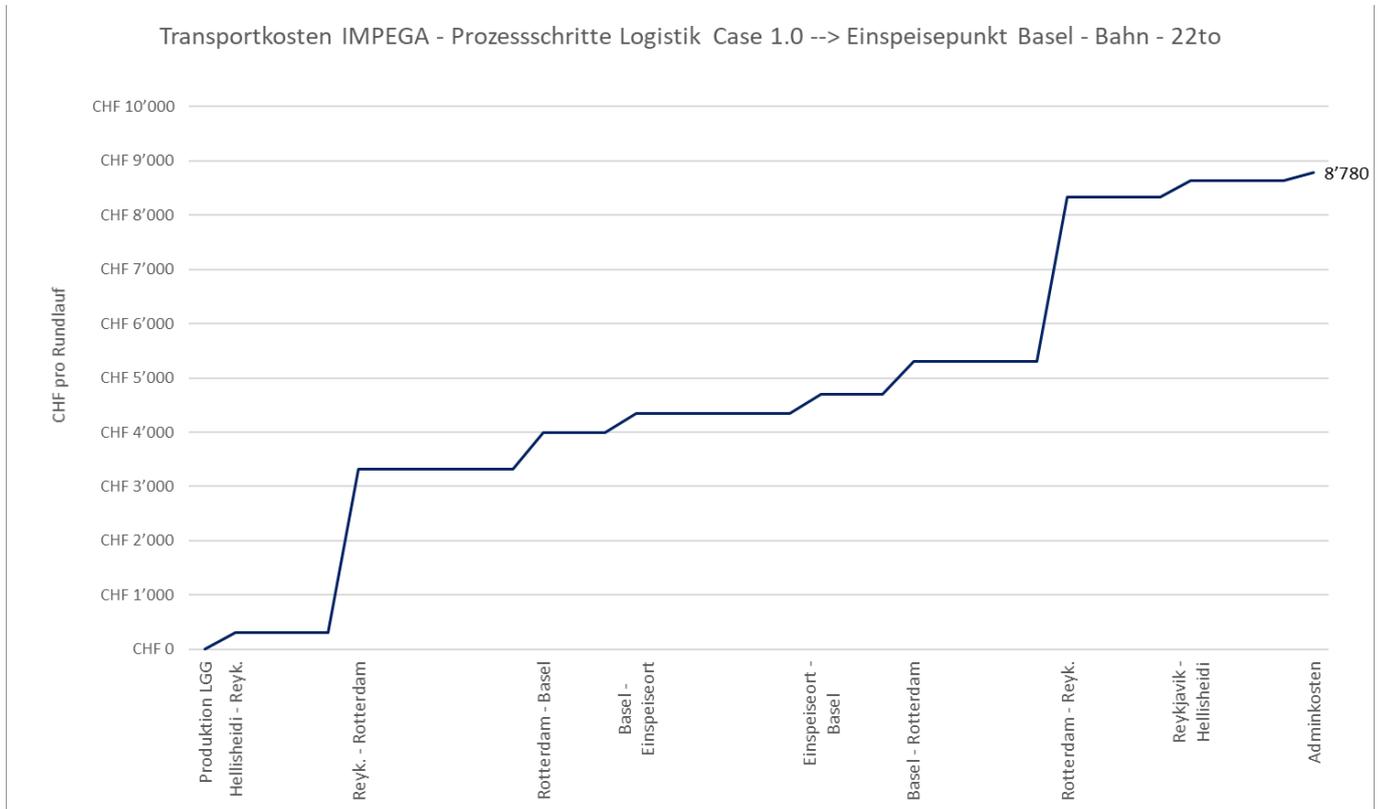
1. Eine verbindliche Offerte bspw. ein Jahreskontrakt mit Kosten und Durchlaufzeiten pro Rundlauf mit einem oder zwei Anbietern erarbeiten.  
Gemäss DB-Schenker<sup>16</sup> sind: *Buchungen/Angaben “**subject to shipping line’s final acceptance / approval**”. Das ist bei Gefahrgut üblich, bedeutet, dass vor einer allfälligen Implementierung dieses Geschäfts nochmals gründlich alle Daten und Fakten geprüft und bestätigt werden müssen, was auch im Interesse der Kunden ist, mit allem auf der sicheren Seite zu sein.*»
2. Synergien mit parallellaufenden Projekten (GVM-Speicher, Schwesternprojekte) klären
3. Detailkonzept unter Einbezug der Prozesse und Prozesskosten bei Abfüllen und Einspeisen von LGG (Personalkosten, Arbeitszeiten, Auswirkungen Bulkbildung, Restmengen im Container für Rücktransport).

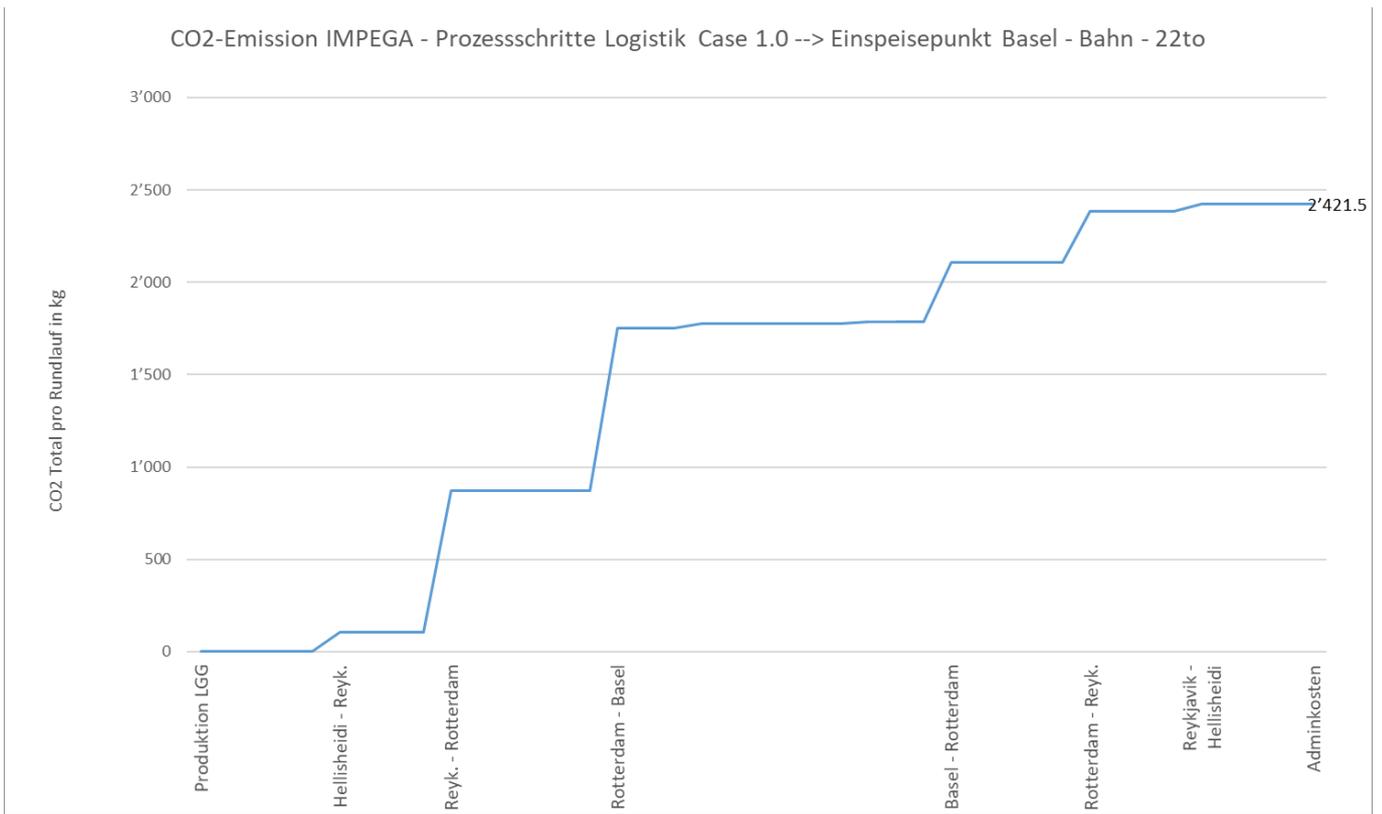
---

<sup>16</sup> Quelle: Mail von DB Schenker Schweiz AG (Herr Gruenig) vom 19. Oktober 2020

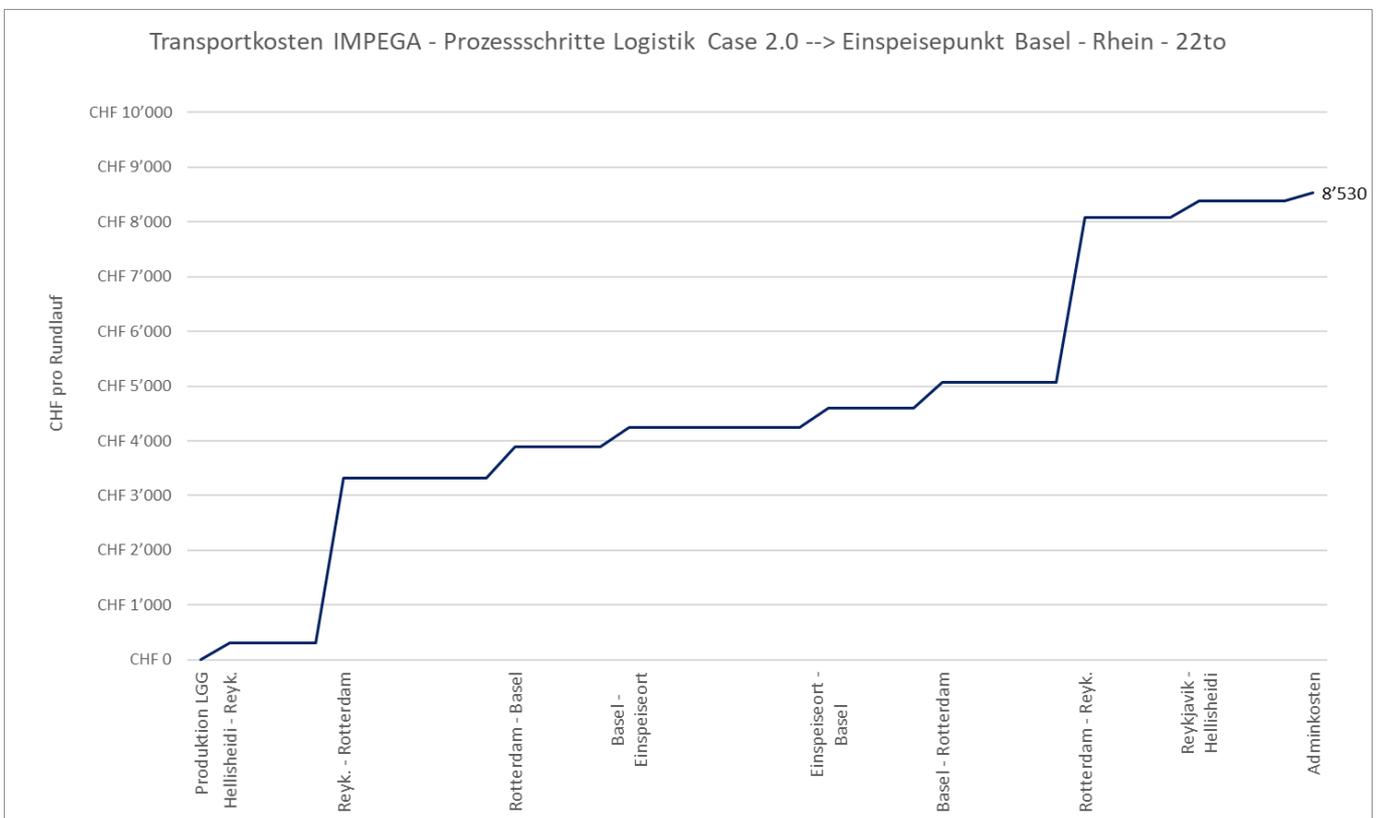
## 10 Anhang mit Detailgrafiken der Cases

### 10.1.1 Grafiken Case 1.0

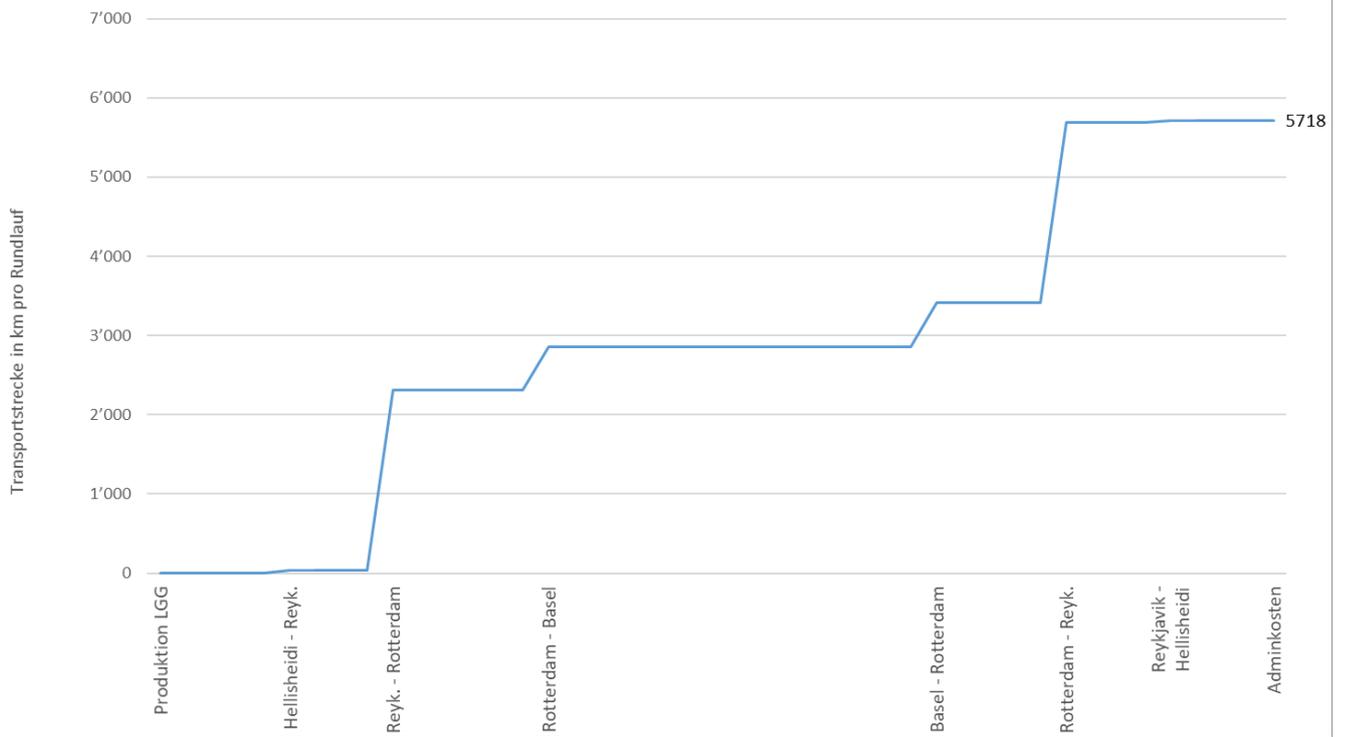




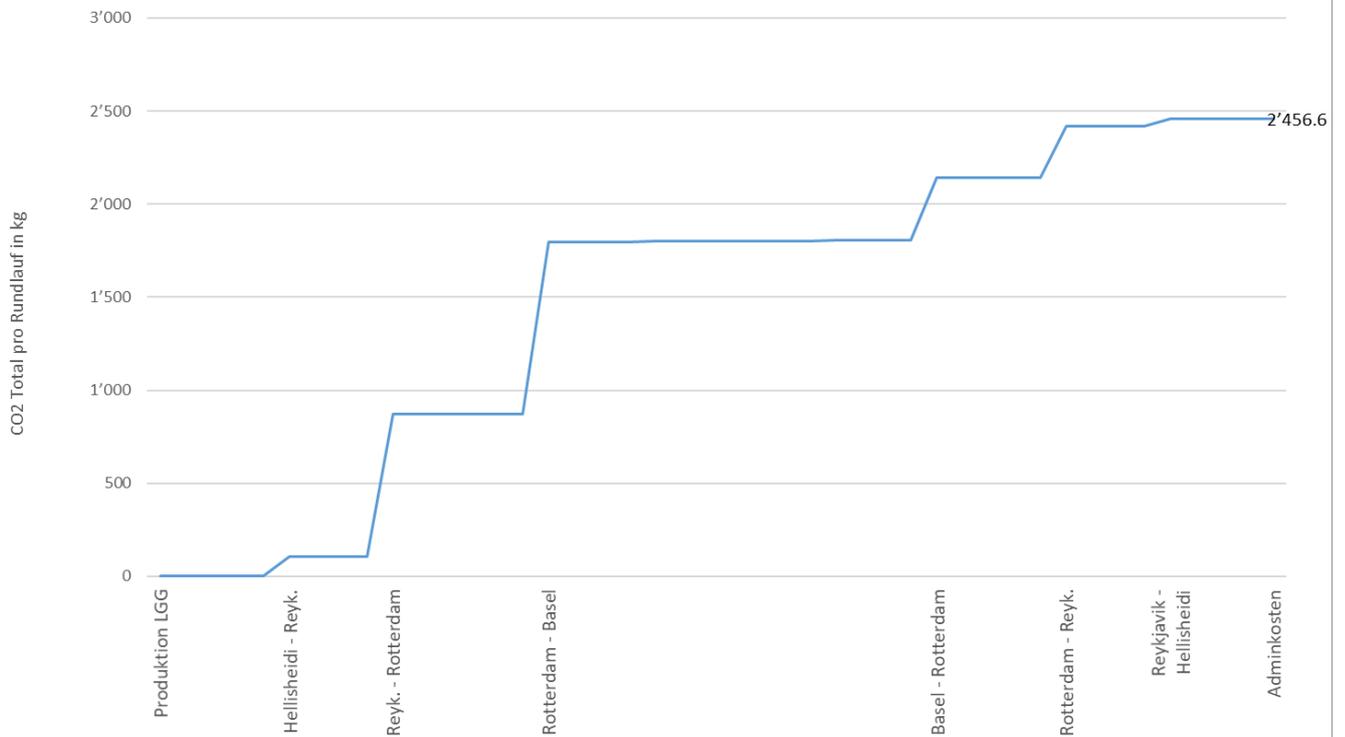
### 10.1.2 Grafiken Case 2.0



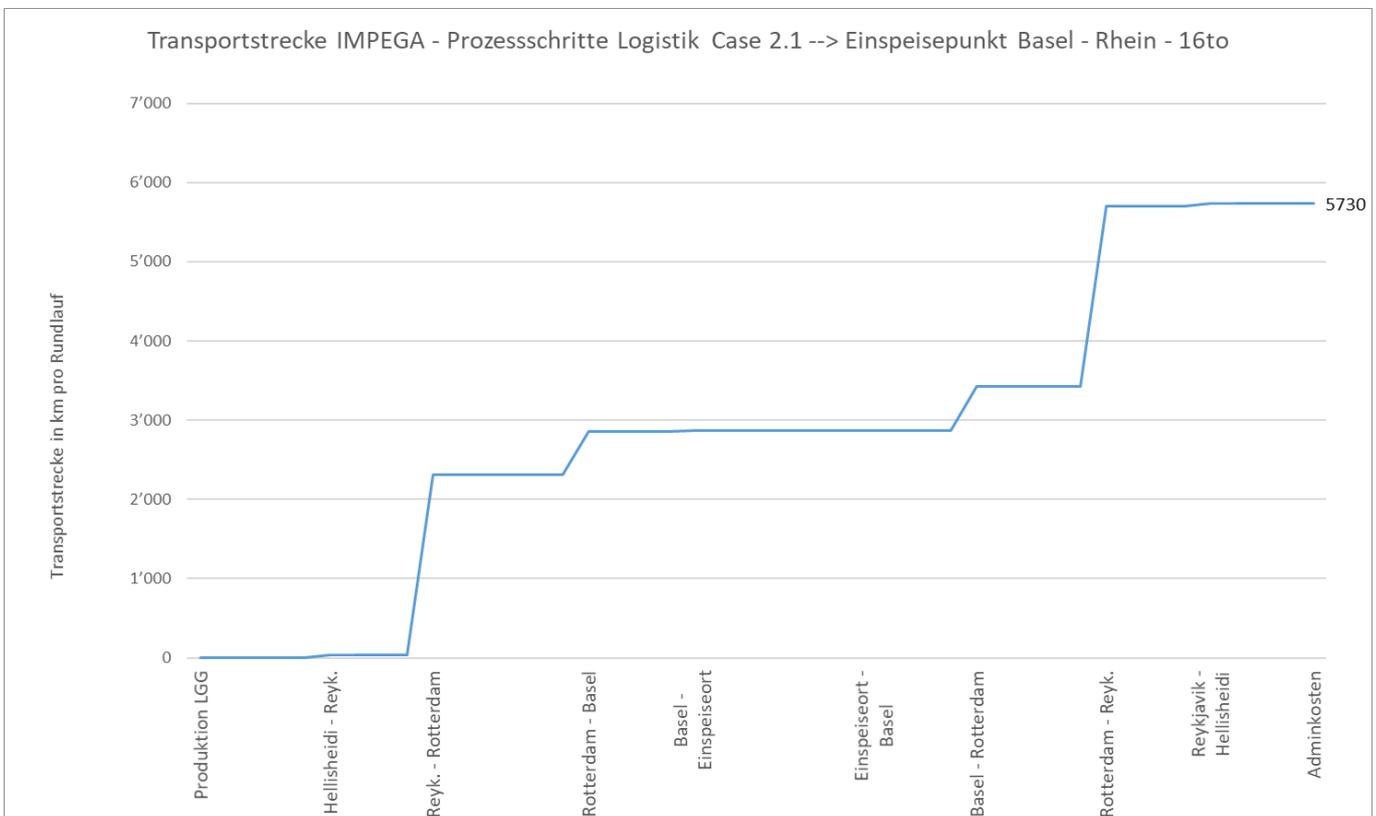
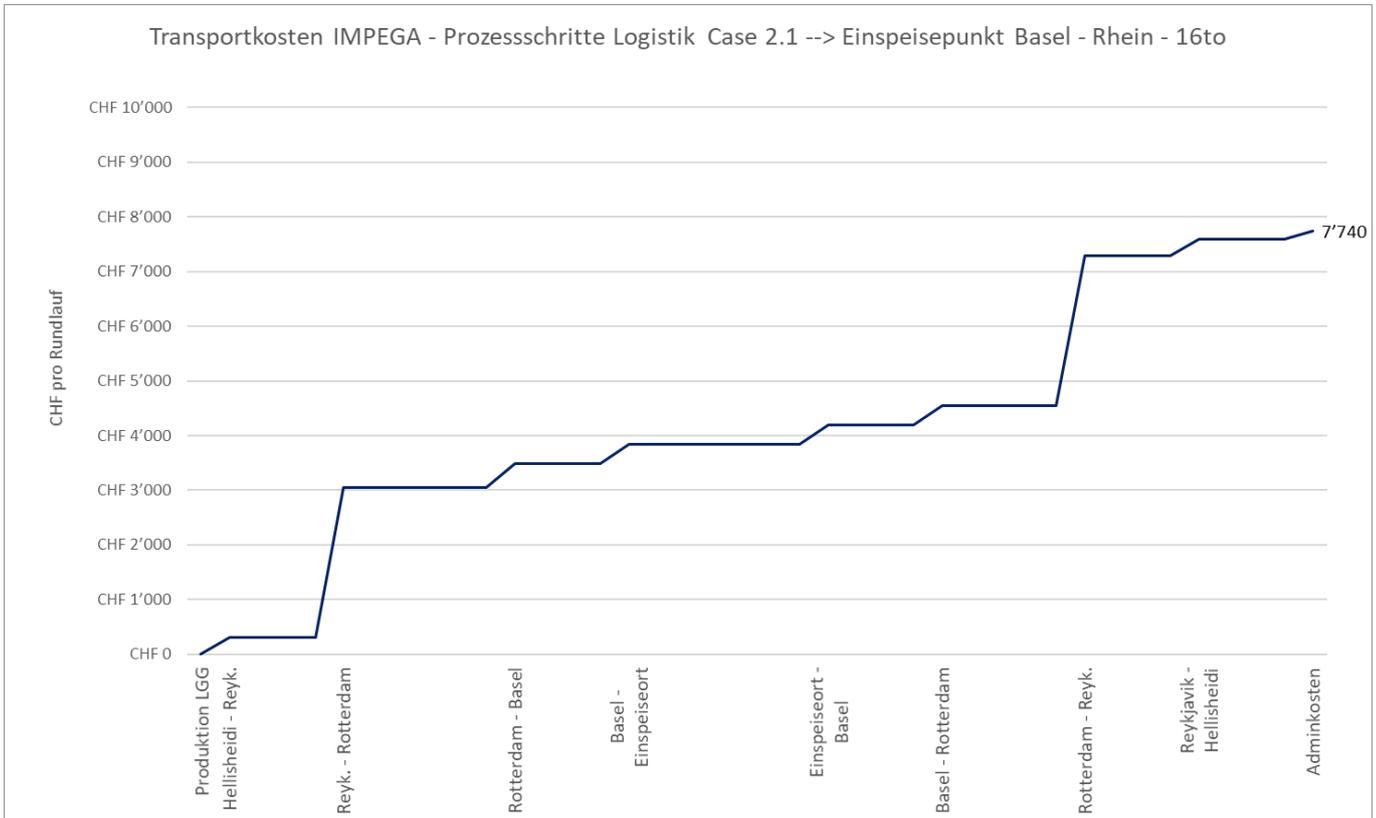
Transportstrecke IMPEGA - Prozessschritte Logistik Case 2.0 --> Einspeisepunkt Basel - Rhein - 22to

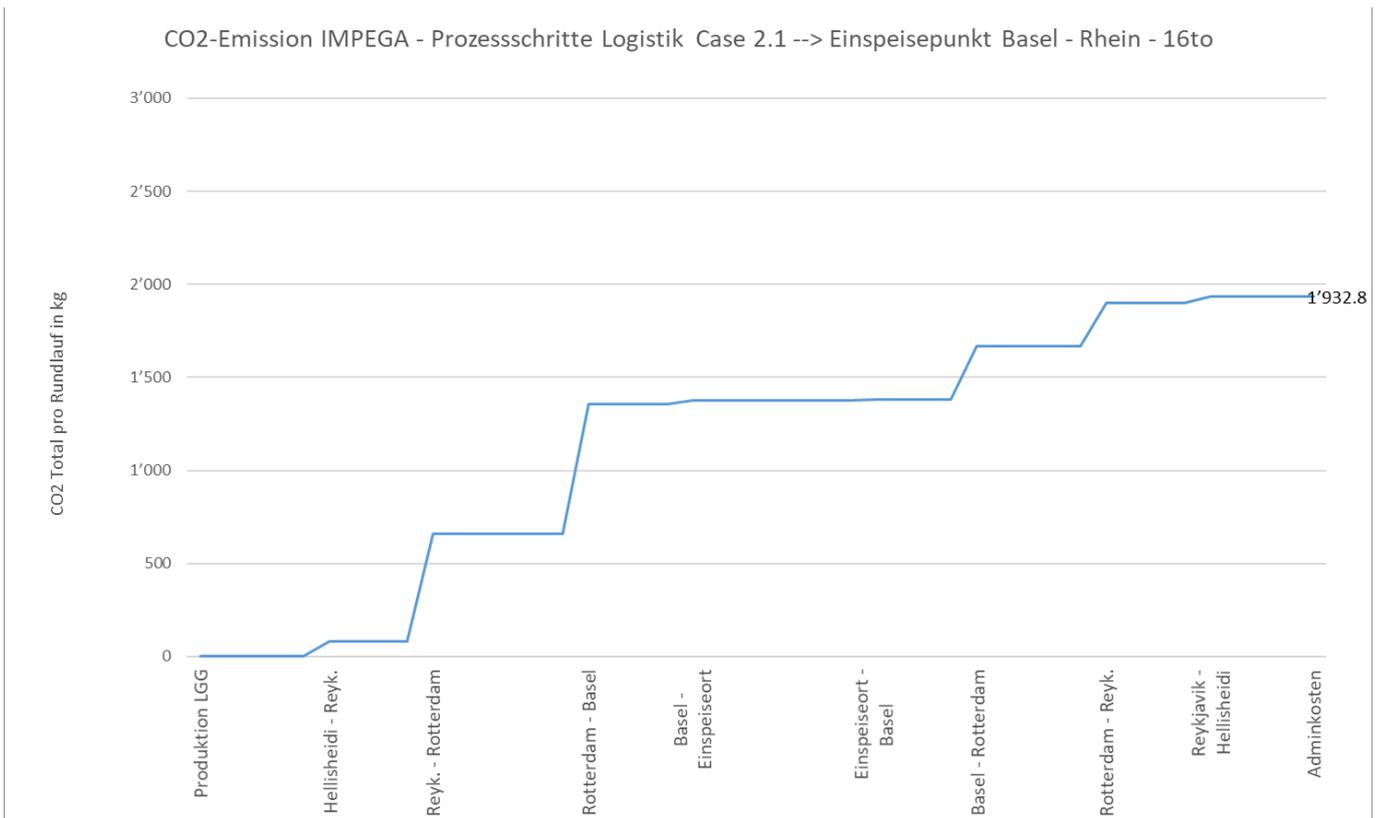


CO2-Emission IMPEGA - Prozessschritte Logistik Case 2.0 --> Einspeisepunkt Basel - Rhein - 22to

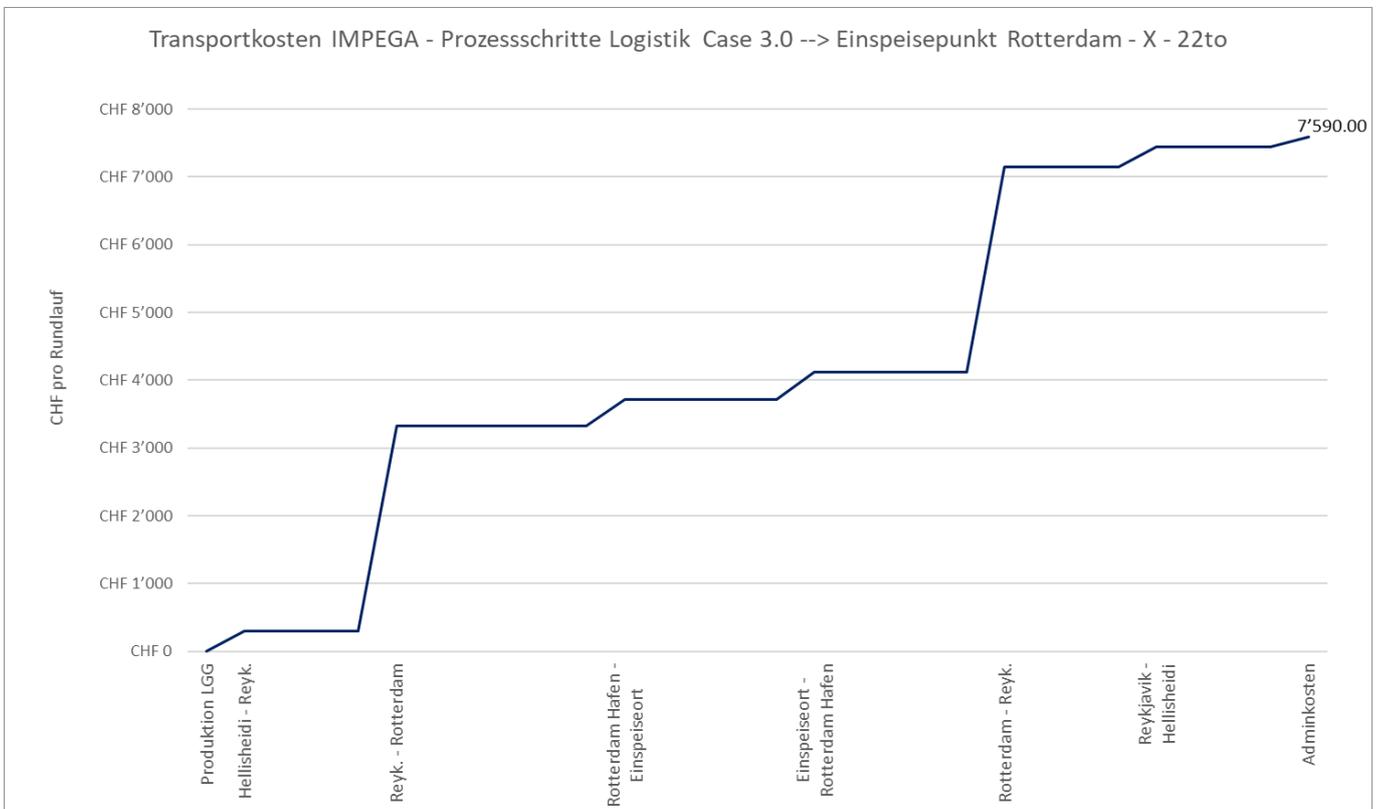


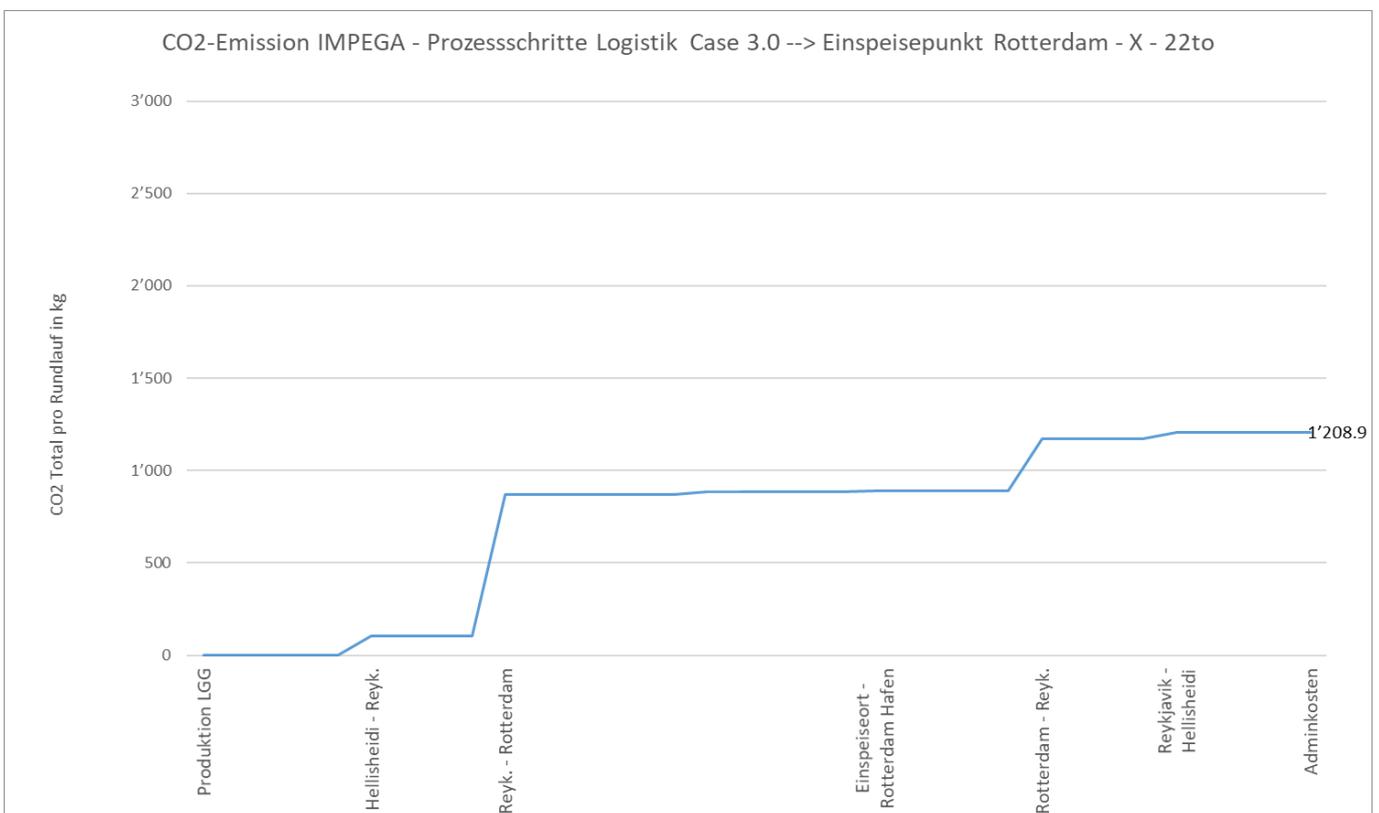
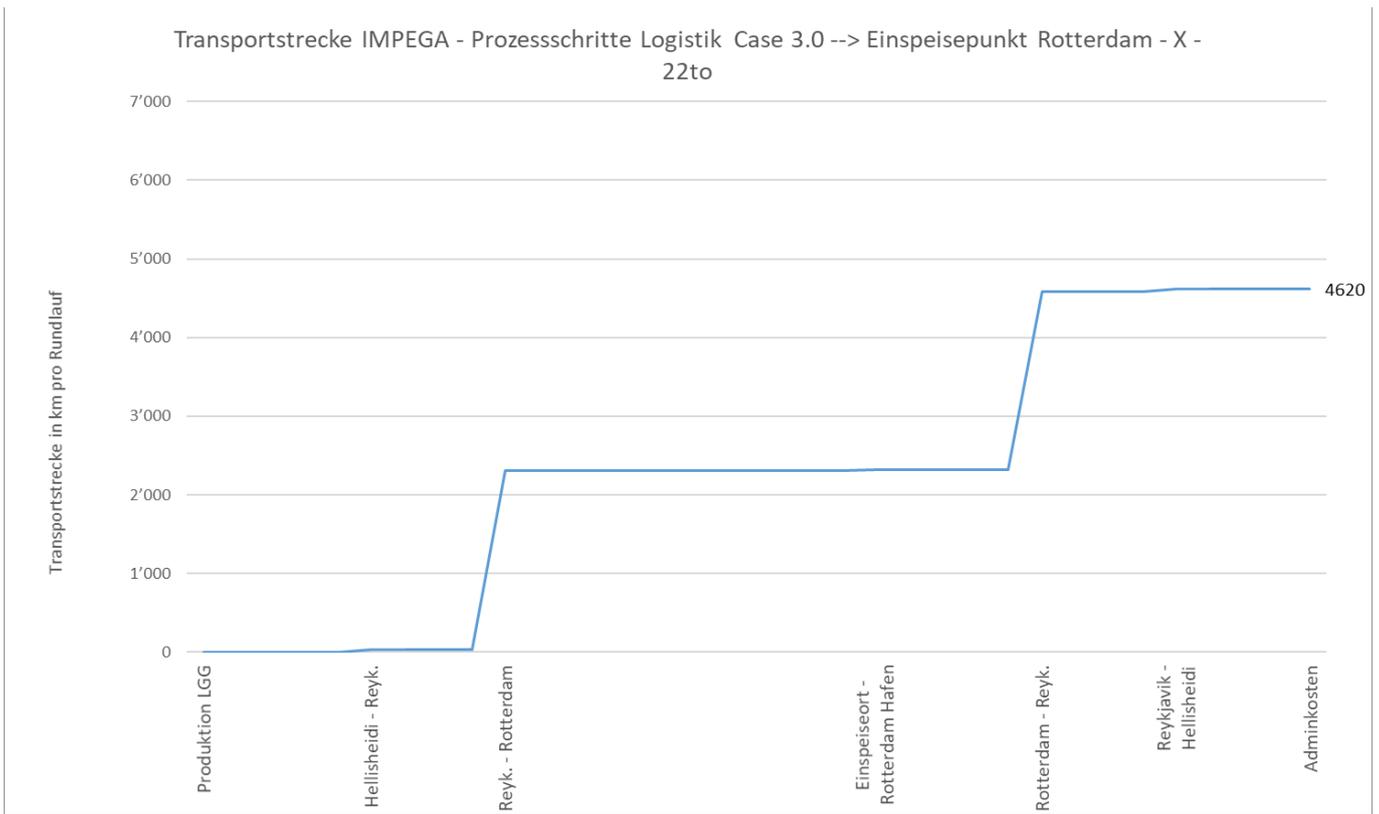
### 10.1.3 Grafiken Case 2.1



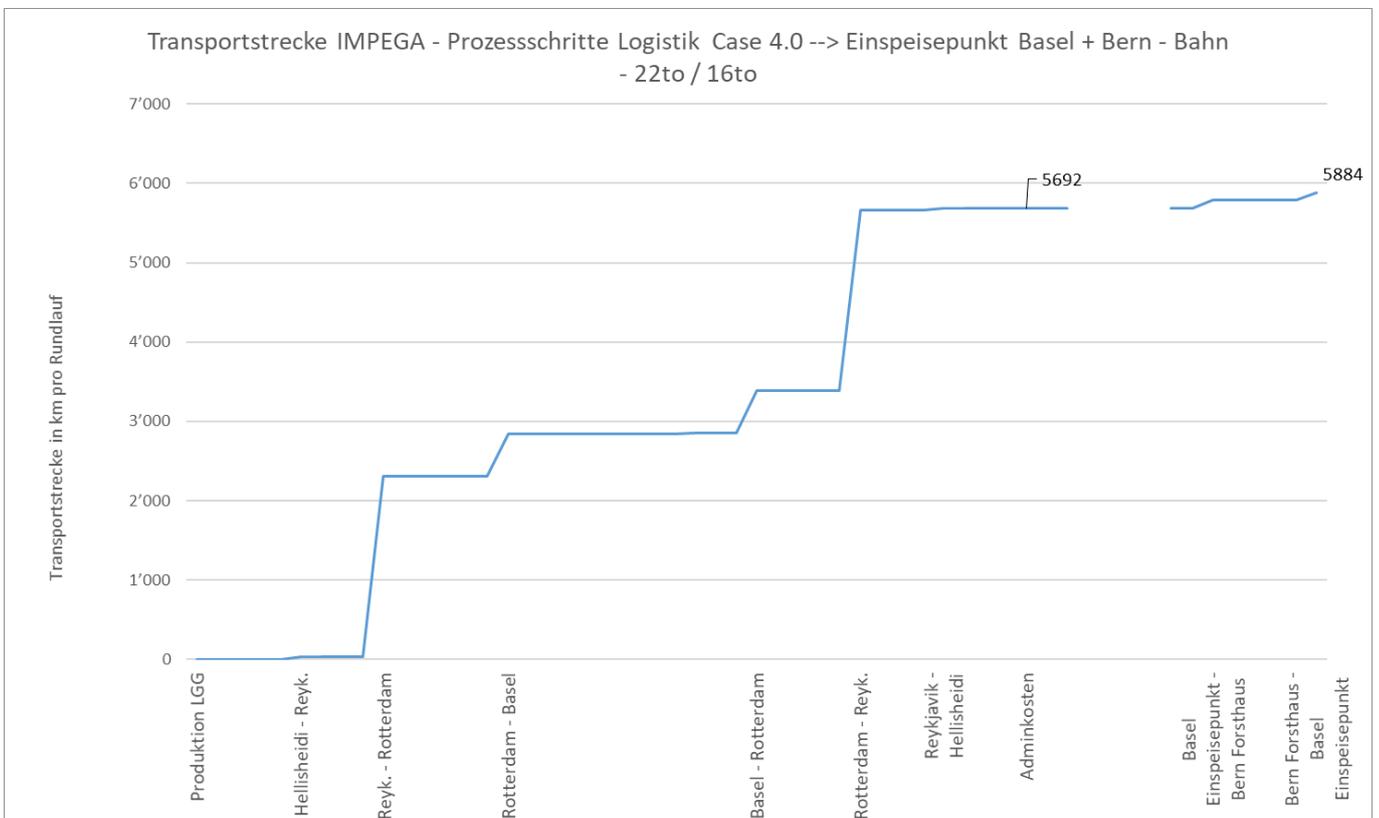
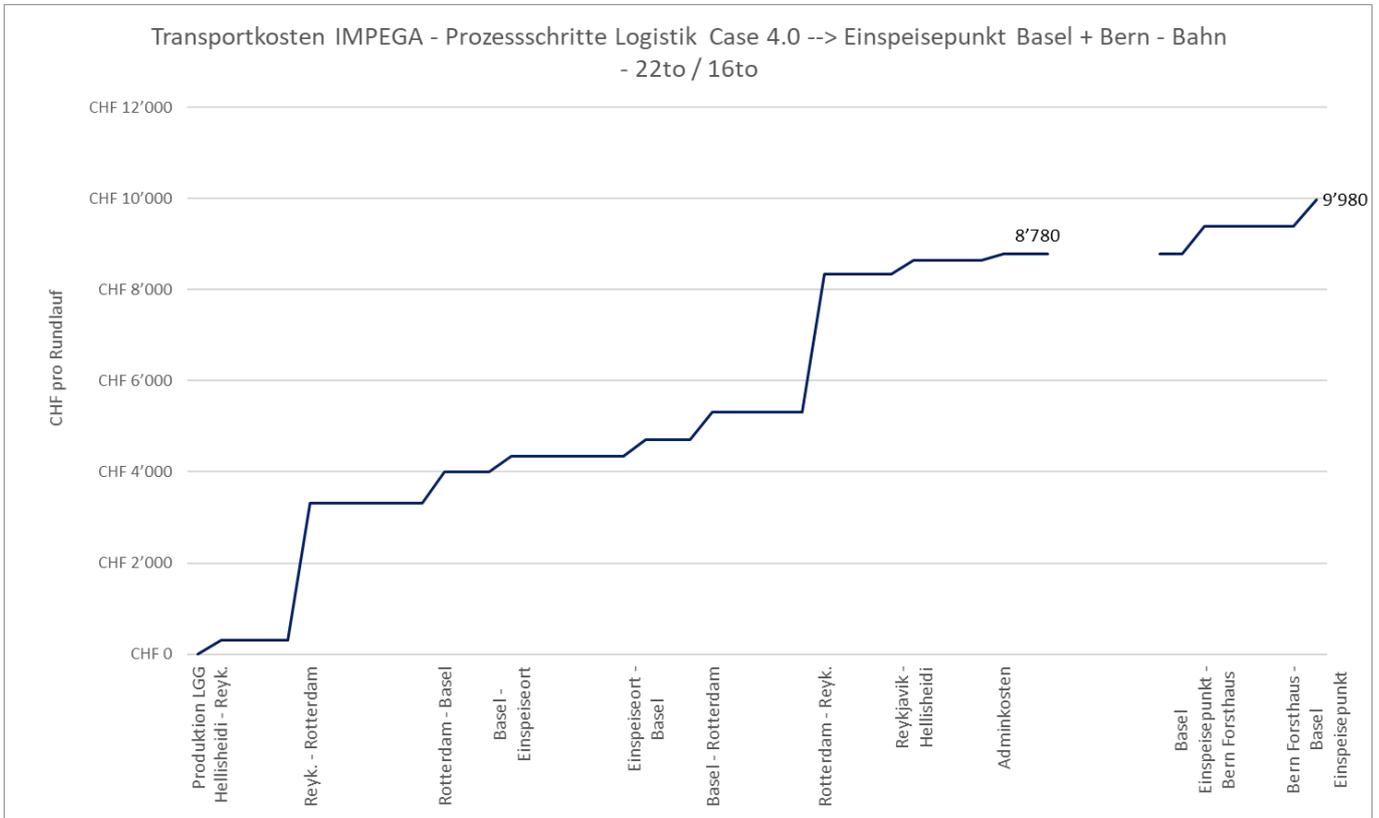


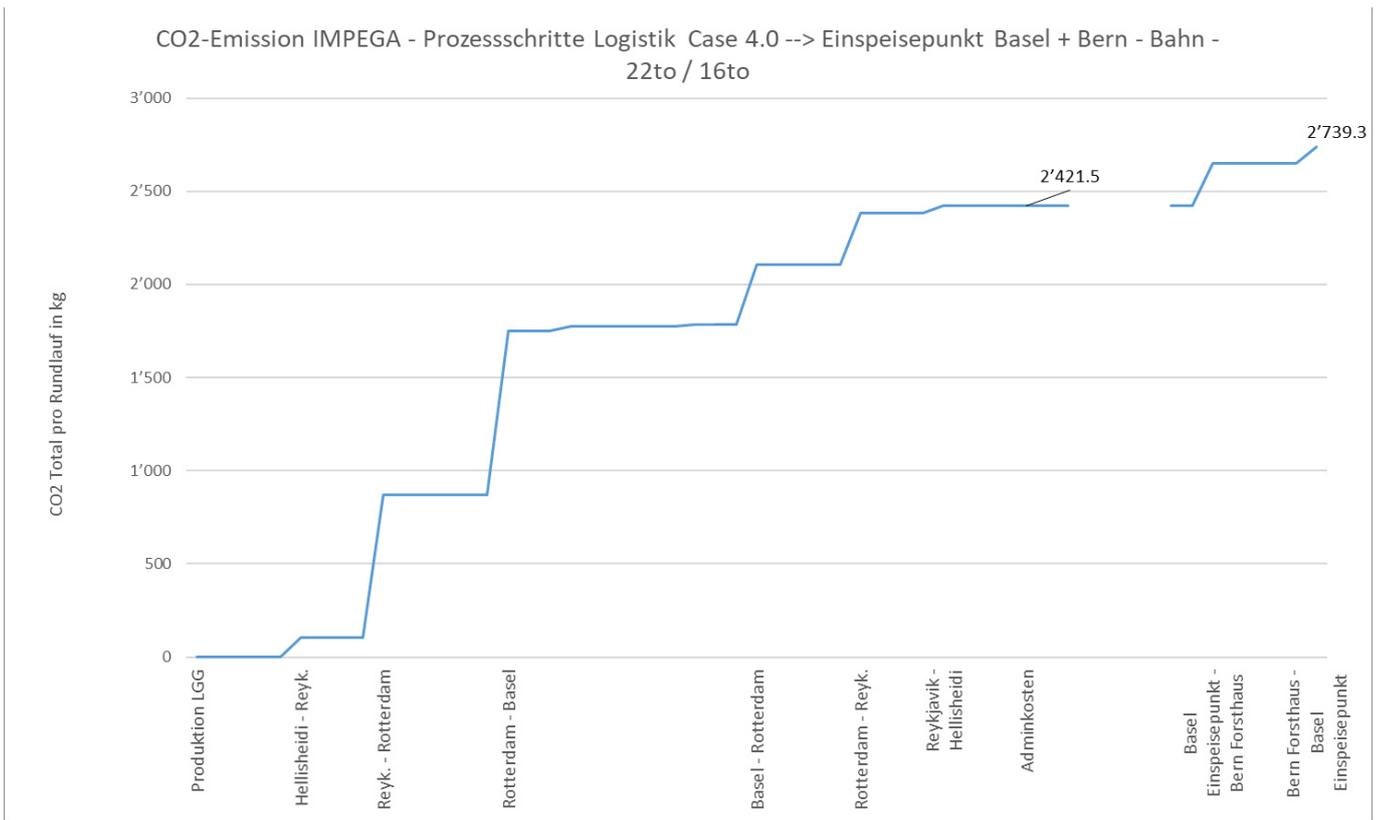
### 10.1.4 Grafiken Case 3.0



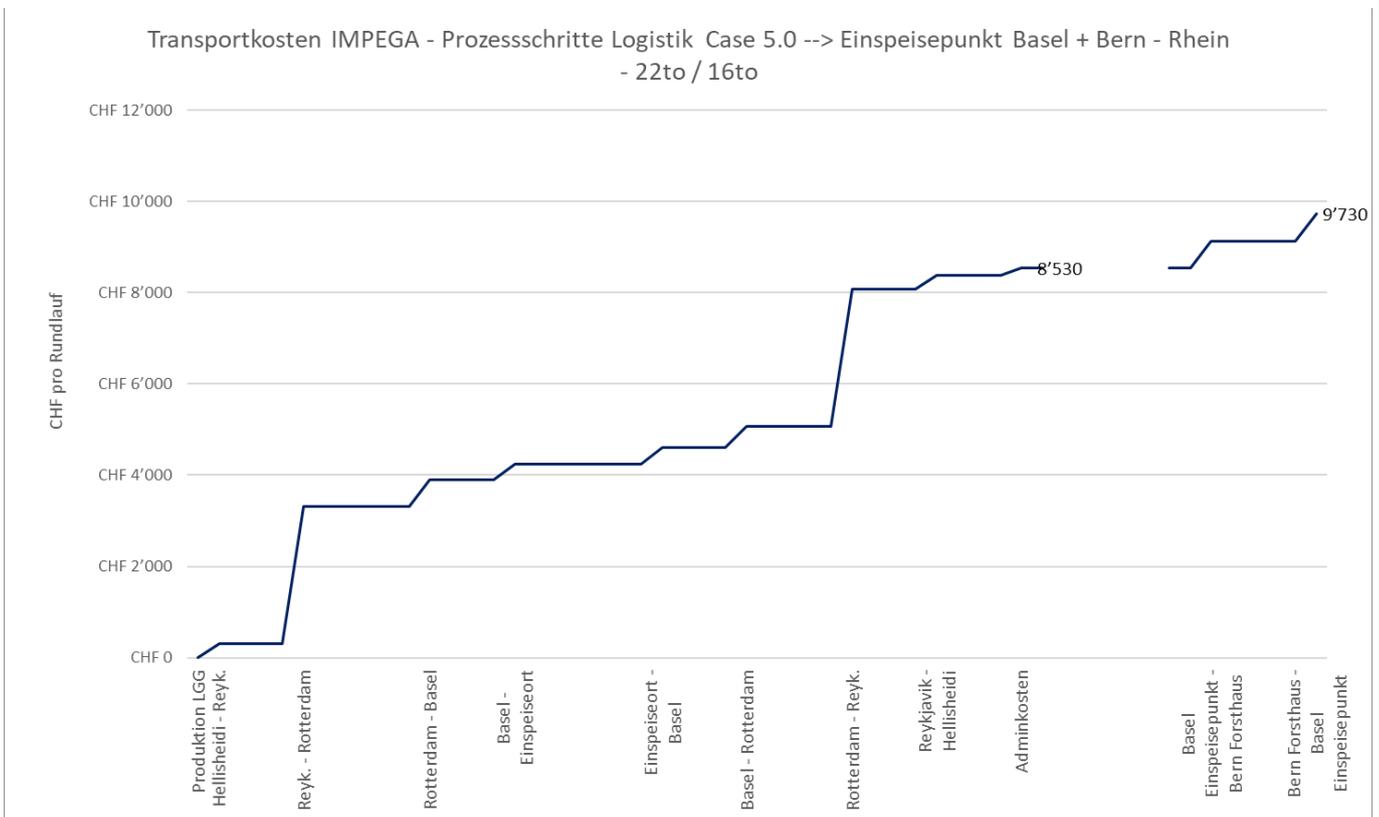


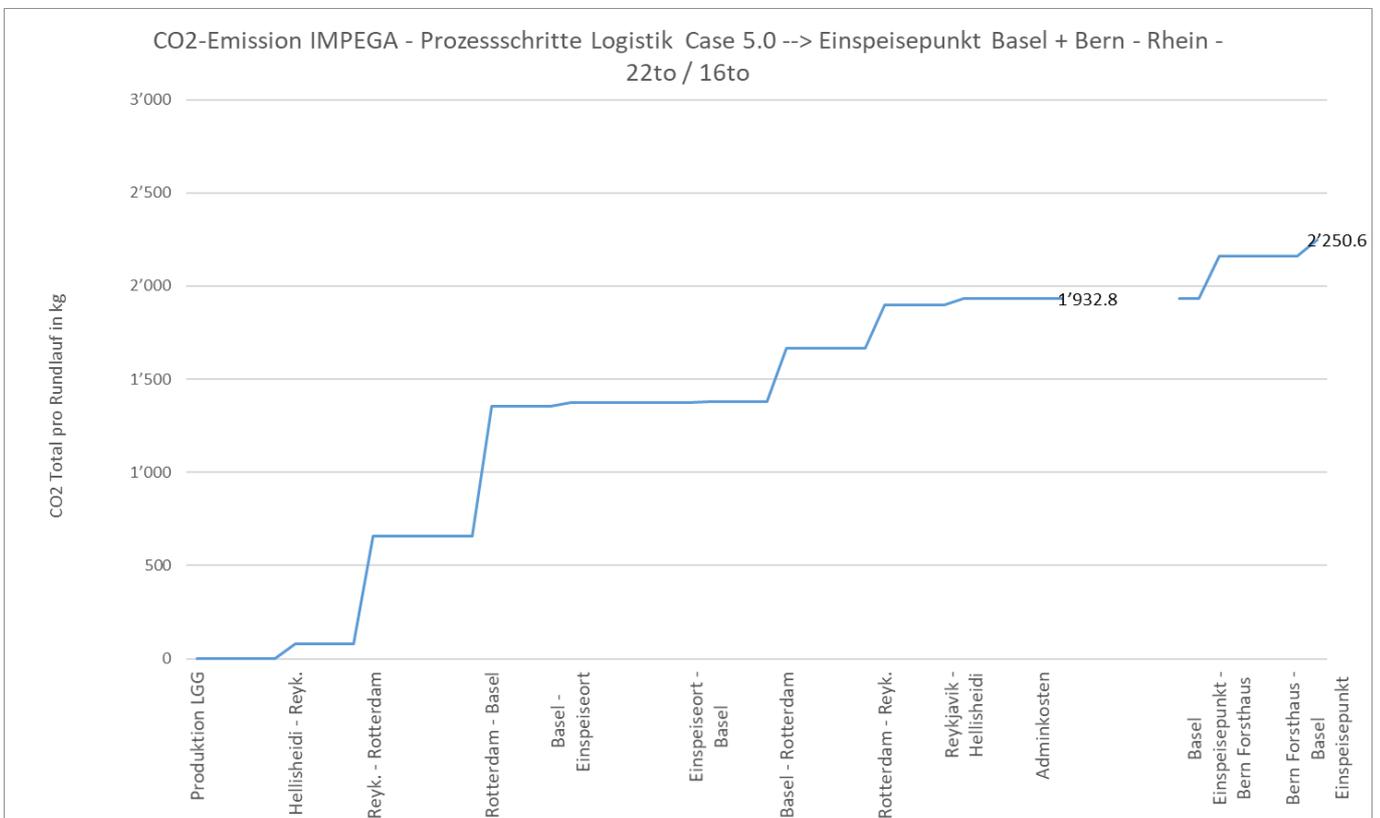
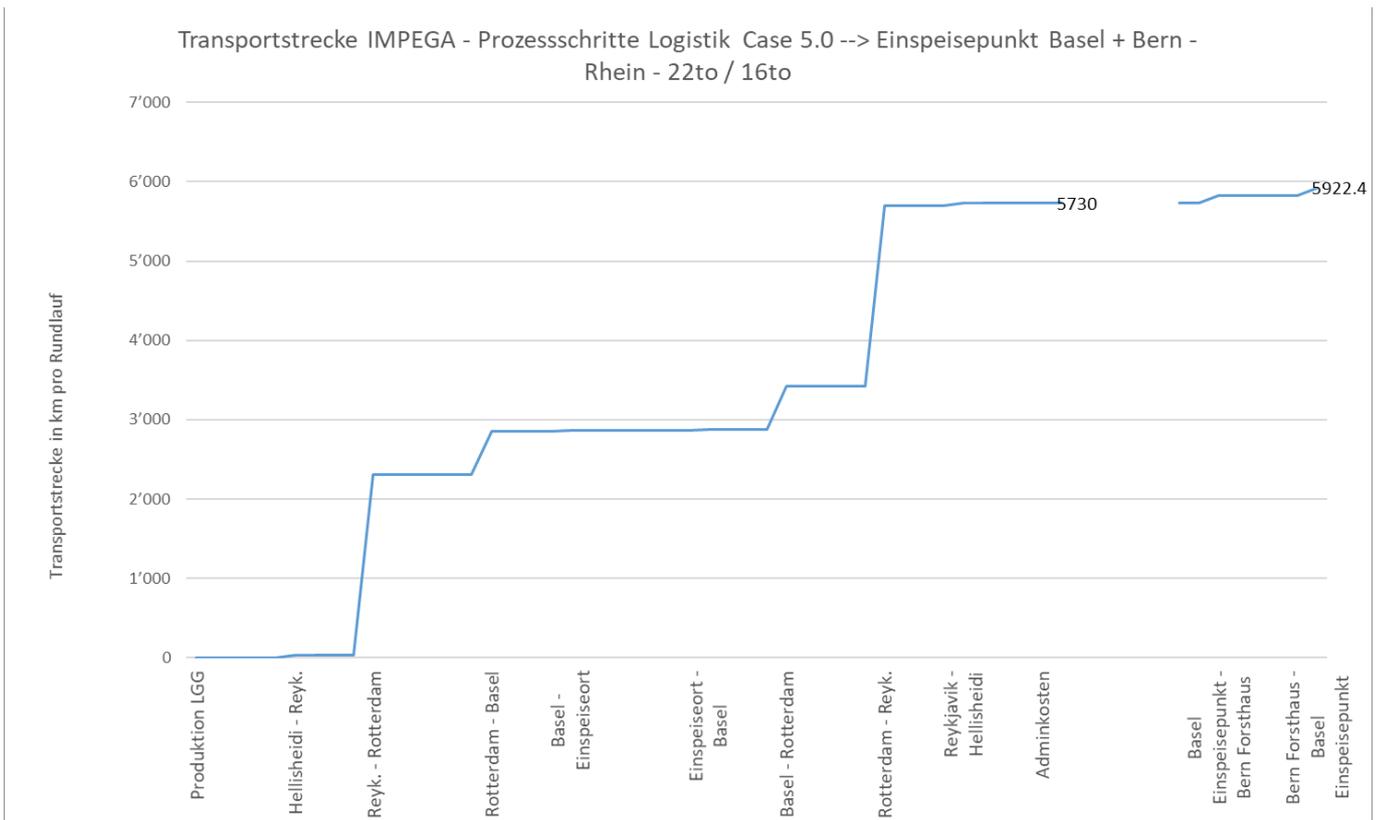
### 10.1.5 Grafiken Case 4.0



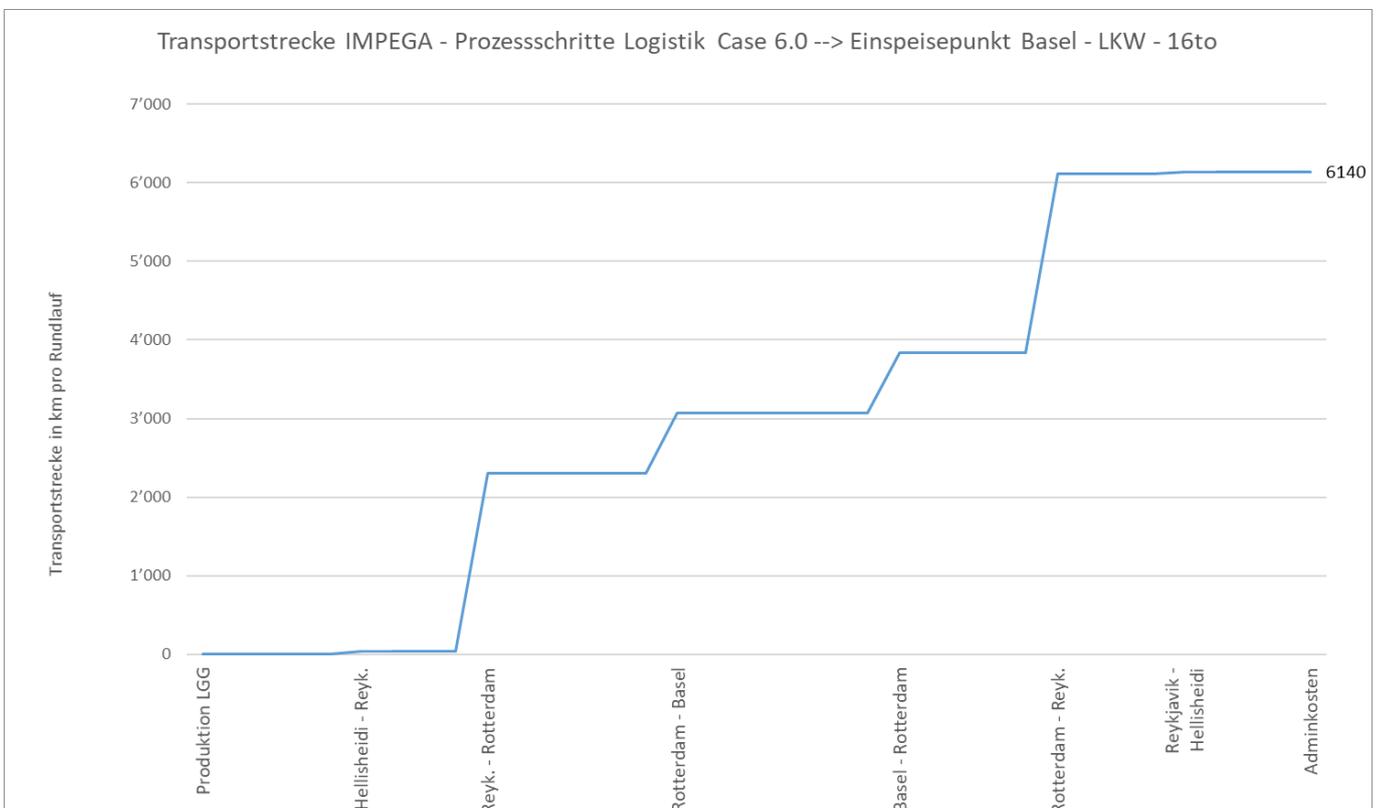
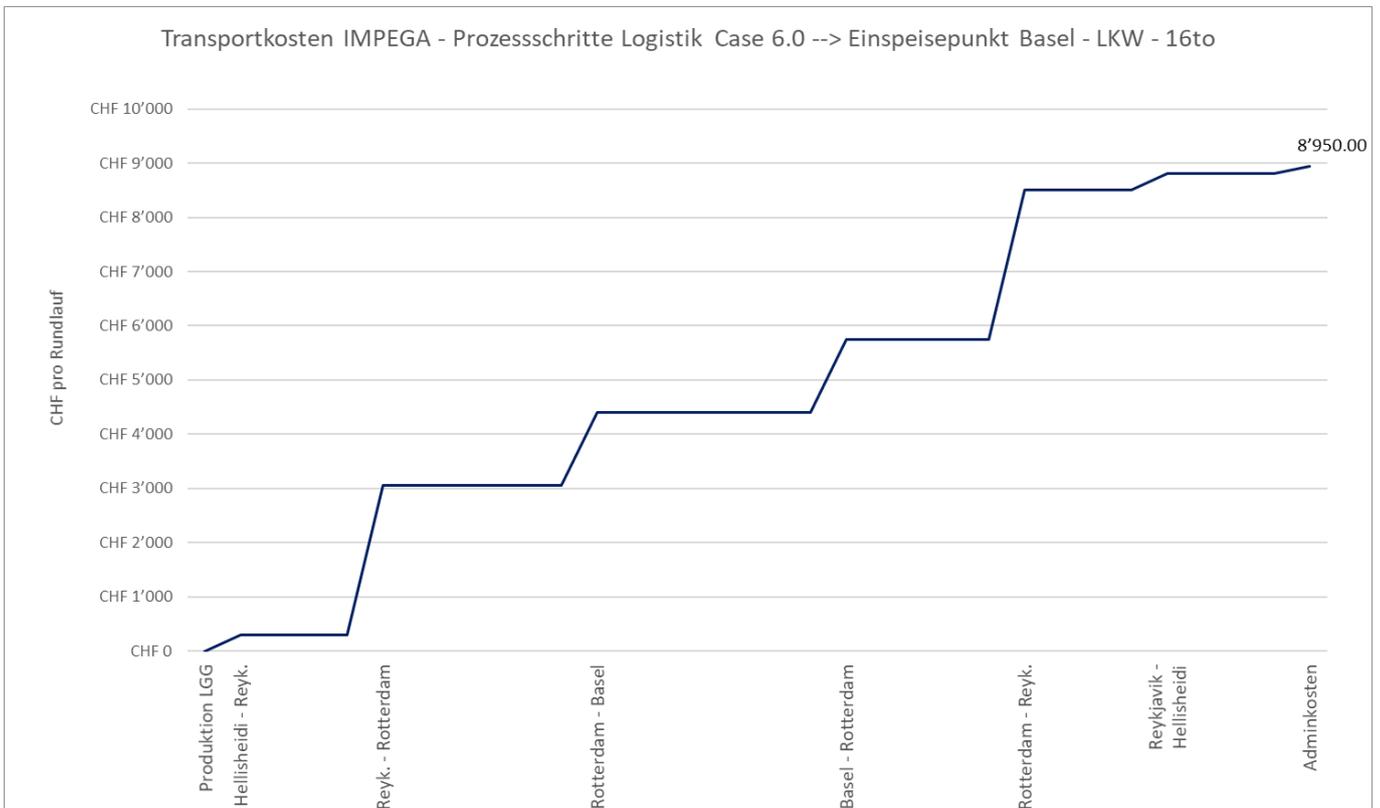


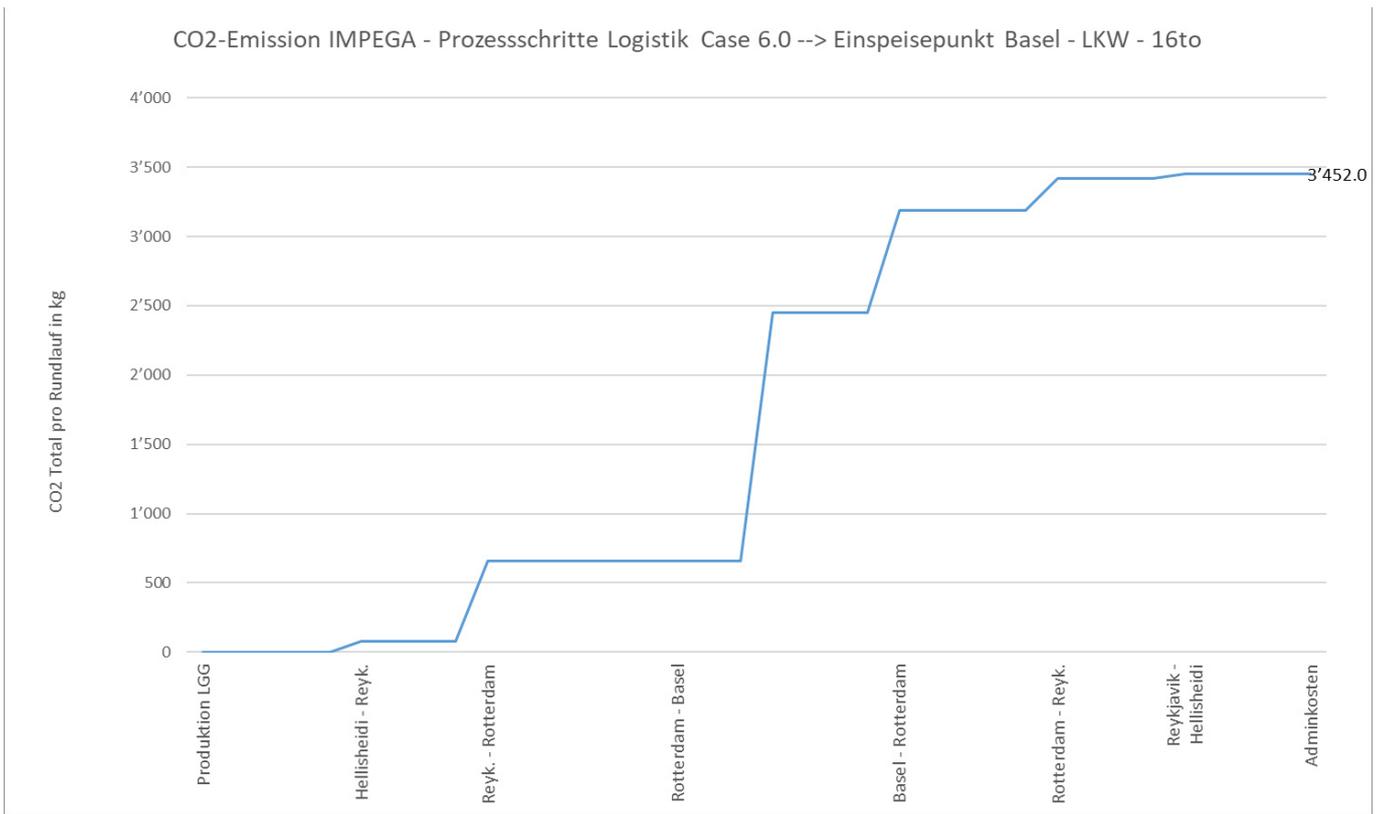
### 10.1.6 Grafiken Case 5.0



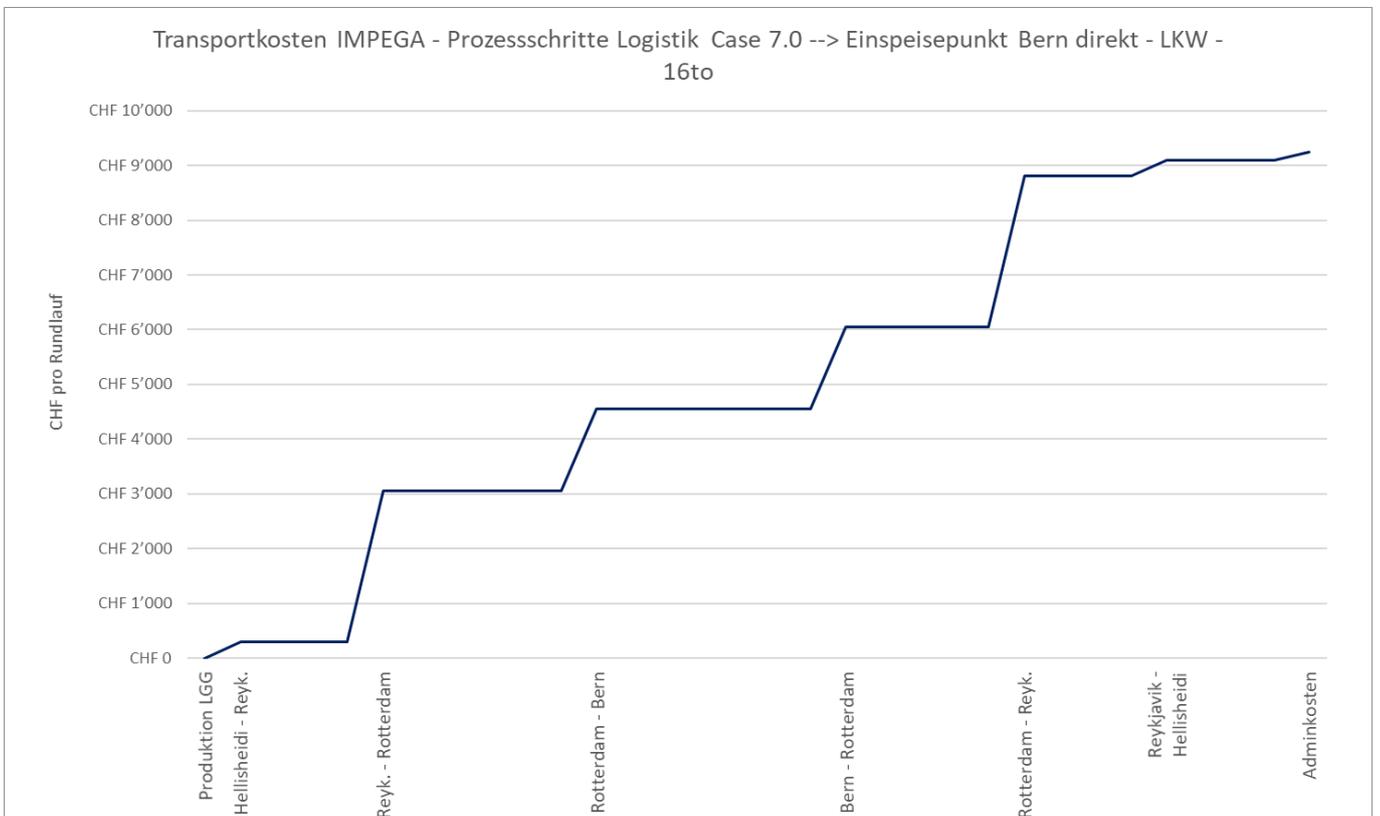


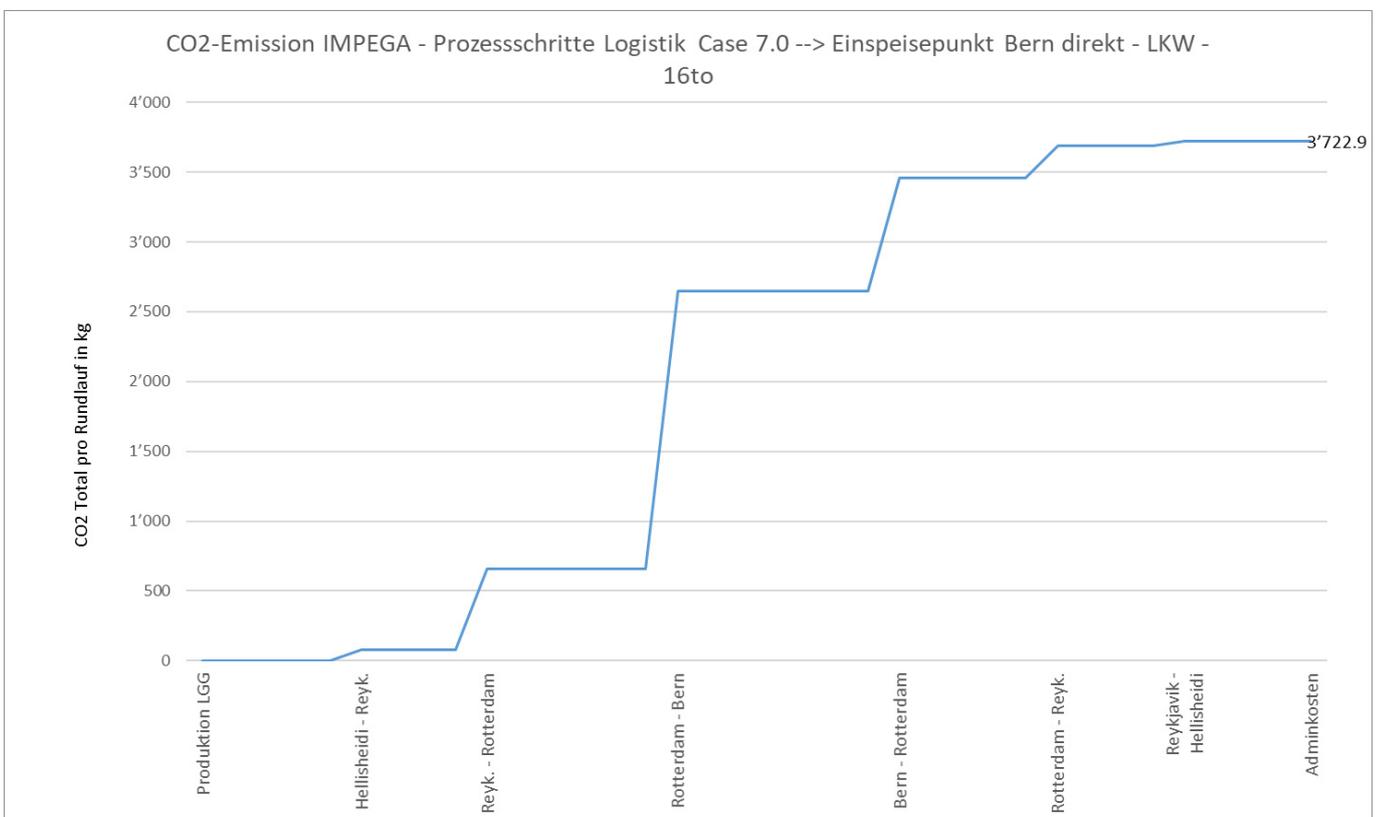
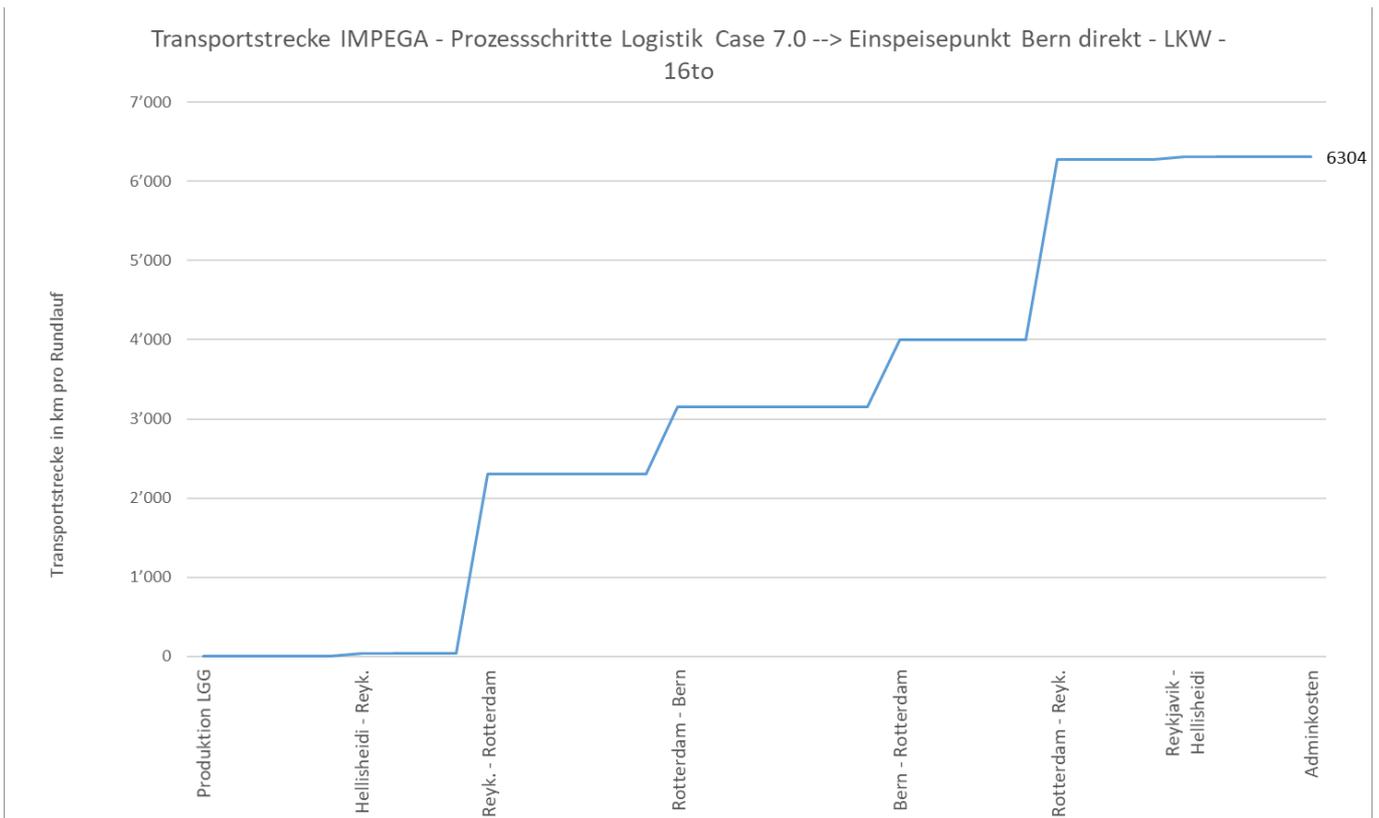
### 10.1.7 Grafiken Case 6.0





### 10.1.8 Grafiken Case 7.0





## Teilprojekt B – Ökobilanz

### Ziele und erwartete Resultate

<i>Leitung Teilprojekt</i>	Christian Bauer, PSI
<i>Weitere Beteiligte</i>	Xiaojin Zhang, PSI; David C. Finger, Reykjavik University
<i>Personalaufwand</i>	4 Personenmonate (PSI) 1 Personenmonat (Reykjavik University)
<i>Ziel</i>	Bestimmung des ökologischen Mehrwerts des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas, was die Einteilung dieses Energieträgers nach Schweizer Vorschriften ermöglicht (siehe Teilprojekt C).
<i>Inhalt &amp; Resultate</i>	<p>In diesem Teilprojekt erfolgt parallel zu (A) eine Ökobilanzierung für die gesamte Prozesskette (gemäss Vorgabe FOGA vom 8.3.2018) LCA-Methodik (Bsp. UBP) / Systemgrenzen / Modalsplit / Logistik-Einspeisung / Sachbilanz / Funktionelle Einheiten / Vgl. mit Empa-Studie Treibstoffe (2007)</p> <p><b>B1: Systemgrenze, funktionelle Einheit, Vergleichsszenarien</b> Festlegung, welche technischen Prozesse und welche Infrastruktur in der Analyse berücksichtigt werden. Wichtig: Dies erfolgt in Absprache mit relevanten Stakeholdern (siehe Begleitgruppe). Die Auswertungen setzen beim produzierten strombasierten erneuerbaren Gas aus der Produktionsanlage an, umfassen aber auch verfügbare Angaben zu vorgelagerten und mit der Produktion verbundenen Prozessen (insbesondere bezüglich ihrer Emissionen). Anhand von Vergleichsszenarien werden alternative Lieferpfade und Herkünfte heutiger Gaslieferungen in die Schweiz berücksichtigt.</p> <p>-&gt; <i>Resultat B1</i></p> <p><i>Antworten auf die Fragen:</i> <i>Wie ist die Systemgrenze für den Import von strombasiertem erneuerbarem Gas in die Schweiz definiert? Welche Prozesse müssen berücksichtigt werden?</i></p> <p><b>B2: Life Cycle Assessment / Ökobilanz (Sachbilanz und Wirkungsanalyse)</b> Mit den in B1 definierten Systemgrenzen werden sämtliche relevanten Stoff- und Energieströme über den gewählten Lebensweg erfasst (Sachbilanz). In der anschliessenden Wirkungsanalyse wird die potenzielle Umweltwirkung des in das Schweizer Gasnetz eingespeisten Gases aus Island bewertet. Die Ergebnisse der Ökobilanz sollen so vorliegen, dass sie später in die ecoinvent-Datenbank aufgenommen werden können. Die Integration der Ergebnisse in die Datenbank selbst ist aber nicht Teil des Projekts.</p> <p>-&gt; <i>Resultat B2</i></p> <p><i>Antworten auf die Fragen:</i> <i>Was ist die Ökobilanz des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas in die Schweiz? Wie sieht die Ökobilanz im Vergleich mit alternativen Lieferpfaden und im Vergleich zu Gas aus anderen Quellen aus?</i></p>

Berichtsteil TP B



PSI - Paul Scherrer Institute

# Synthetic Natural Gas produced with carbon dioxide from geothermal energy generation in Iceland and used in Switzerland

A Life Cycle Assessment

Zhang Xiaojin, Christian Bauer

1-21-2021

# Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas<sup>1</sup> produced with CO<sub>2</sub> from geothermal energy generation in Iceland and used in Switzerland

## *Final report on LCA activities*

January 21, 2021

Authors: Xiaojin Zhang<sup>1</sup>, Christian Bauer<sup>1</sup>

[xiaojin.zhang@psi.ch](mailto:xiaojin.zhang@psi.ch)

[christian.bauer@psi.ch](mailto:christian.bauer@psi.ch)

<sup>1</sup>Laboratory for Energy Systems Analysis, Paul Scherrer Institute (PSI), Switzerland

<https://www.psi.ch/en/lea>

Contractor:

Nordur Power SNG AG

Altenbergstrasse 8

3003 Bern

---

<sup>1</sup> "Synthetic Natural Gas" (SNG) is the generic term used for methane generated via power-to-gas processes. In the following, "Liquefied Green Gas" (LGG) will be used as equivalent term.

## Table of Contents

1. Summary .....	3
2. Acknowledgement .....	5
3. Preface .....	6
4. Methodology.....	7
4.1. Goal and scope.....	7
4.2. Product system and system boundary.....	8
4.3. Reference flows and functional unit.....	11
4.4. Reference system (for comparison).....	12
4.5. Life cycle inventory (LCI) .....	13
4.5.1. Electricity supply to electrolysis.....	13
4.5.2. Polymer electrolyte membrane electrolysis (PEM) electrolysis .....	14
4.5.3. Methanation .....	15
4.5.4. Liquefied synthetic natural gas production, transportation, regasification .....	15
4.5.5. End use of SNG in gas boiler .....	16
4.5.6. Reference systems .....	17
4.5.7. Data quality .....	17
4.6. Life cycle impact assessment, database, analytical tool.....	17
5. Results and Discussion .....	18
5.1. Contribution analysis – impacts on climate change .....	18
5.1.1. System expansion .....	18
5.1.2. Substitution.....	20
5.2. Contribution analysis of SNG production .....	22
5.3. Electricity supply to electrolysis.....	25
5.4. Transportation of SNG .....	26
6. Conclusions .....	27
7. Appendix .....	29
7.1. Ecological scarcity – «Methode der ökologischen Knappheit» (Umweltbelastungspunkte).....	29
7.2. Sensitivity analysis – use of Icelandic electricity grid mix instead of hydropower for SNG production.....	31
References .....	35

## 1. Summary

Production of synthetic natural gas (SNG) by means of methanation of hydrogen and CO<sub>2</sub> represents an option for indirect electrification of heating systems and transport vehicles, if hydrogen is produced via electrolysis. Potential environmental benefits of such an indirect electrification and substitution of currently dominating fossil fuels must be quantified from a life-cycle perspective, taking into account the entire production, supply, and use phase of the SNG in comparison to alternatives based on fossil fuels.

Previous analysis has demonstrated that from both the economic and environmental perspectives, low-cost and low-carbon electricity for electrolysis is among the key factors for an economic and environmentally sound SNG production in practice. Furthermore, an appropriate source of CO<sub>2</sub> is required. Considering these boundary conditions, Iceland – with its ample resource of low-cost and low-carbon electricity from hydropower and with geothermal power stations representing appropriate point sources for CO<sub>2</sub> supply – seems to be an ideal location for SNG production. Such SNG can be transported to Switzerland and used as fuel there, substituting natural gas (or heating oil and petrol) in the residential and transport sectors. The current Swiss regulation for imported biofuels requires the demonstration of environmental benefits compared to fossil alternatives from a life-cycle perspective to profit from tax reductions. Similar regulations for SNG are not yet in place, but can be expected to become relevant in the future.

There are concrete plans for production of SNG in Iceland and subsequent import to Switzerland from a Swiss-based project consortium. The Technology Assessment group at PSI has been commissioned by this consortium to perform a Life Cycle Assessment (LCA) of their project in order to evaluate the legitimacy of Icelandic SNG production using local hydropower and CO<sub>2</sub> from the geothermal power plant Hellisheiði followed by SNG transport to and use in Switzerland as heating or transport fuel from the environmental perspective. Primary goal of this LCA was the quantification of life-cycle Greenhouse Gas (GHG) emissions and of the “overall environmental impact” applying the method of “Ecological Scarcity” (2013). Both these LCA indicators are mandatory elements applying for tax exemptions – certain reduction levels compared to fossil alternatives have to be demonstrated in order to be eligible for biofuel imports today. It is assumed that similar regulations can be expected for SNG, even if its carbon content is not of biogenic origin.

The LCA reveals that – under the given boundary conditions in Iceland with hydropower as low-carbon electricity source – the key issues determining the benefits of SNG in terms of reduction of GHG emissions compared to natural gas are the following:

- the LCA approach chosen for quantifying environmental burdens of CO<sub>2</sub> captured and used as feedstock for SNG production;
- the accounting for CO<sub>2</sub> emissions due to SNG consumption (i.e. combustion).

Applying a so-called “substitution approach” for the quantification of product-specific GHG emissions of SNG, as currently recommended by relevant LCA guidelines, and attributing CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion entirely to geothermal energy production, SNG used as heating and passenger vehicle fuel allows for a reduction of life-cycle GHG emissions of more than 70% and almost 50%, respectively, compared to the use of natural gas in Switzerland. From an overall system perspective (including geothermal electricity generation and SNG consumption), reduction of life-cycle GHG emissions due to SNG substituting natural gas can amount to not more than 50%, since the CO<sub>2</sub> released by the geothermal plant represents an additional flow of CO<sub>2</sub> into the atmosphere. Due to indirect emissions along the SNG chain, reductions of GHG emissions are lower in practice: 37% and 27% can be achieved with SNG as heating and vehicle fuel, respectively.

The way how CO<sub>2</sub> emissions from combustion of synthetic fuels such as SNG must be accounted for in practice, and to which processes they need to be attributed will be determined by the regulating

authorities, potential integration of the transport and residential sectors into the EU ETS, and potentially also by contracts between CO<sub>2</sub> supplier and user, i.e. SNG producer.

The present LCA confirms that the type of electricity supply for electrolysis is among the determining factors for the life-cycle GHG emission performance of SNG. However, electricity in Iceland is in general associated with very low GHG emissions and therefore, the differences between specific options (hydropower versus electricity from the Icelandic grid) regarding life-cycle GHG emissions are minor. Contributions from SNG transport from Iceland to Switzerland to overall GHG emissions are small for all the different transport options investigated. Table 1 summarizes the LCA results in terms of reduction of life-cycle GHG emissions by SNG application compared to fossil fuel boilers and passenger vehicles.

*Table 1: Reductions of life-cycle greenhouse gas emissions by SNG production in Iceland, supply to and use in Switzerland compared to conventional alternatives in percent, depending on the type of electricity used for SNG production and the LCA approach chosen. (a) case in which CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion are entirely attributed to the geothermal plant as CO<sub>2</sub> supplier. "w/o car&road infra" refers to a calculation, in which production and maintenance of cars and roads are not taken into account, since this might be required by a regulation.*

Electricity used for SNG production	Hydropower Iceland		Power grid mix Iceland	
	system expansion	substitution (a)	system expansion	substitution (a)
CCU-fuel LCA approach				
SNG boiler, compared to:				
NG boiler	37	74	33	65
oil boiler	44	79	40	72
SNG vehicle, compared to:				
NG vehicle	27	47	23	41
petrol vehicle	34	55	31	50
SNG vehicle (w/o car&road infra), compared to:				
NG vehicle (w/o car&road infra)	33	71	29	61
petrol vehicle (w/o car&road infra)	41	77	37	70

Regarding LCA results according to the method of ecological scarcity (supposed to represent "overall" environmental burdens), the key factor is that CO<sub>2</sub> captured and supplied to methanation must contain negligible amounts of Sulphur, since the catalyst used in methanation has very low tolerance of sulfur contamination. Therefore, CO<sub>2</sub> capture and supply must go hand in hand with gas cleaning and a substantial reduction of H<sub>2</sub>S emissions to (almost) zero. Consequently, this reduction of H<sub>2</sub>S emissions is due to SNG production and accounted for as environmental benefit (with negative ecological scarcity scores). This benefit is higher than all other environmental burdens generated along the SNG production, supply and use chain, meaning that applying the ecological scarcity method to the SNG system analyzed suggests an overall environmental benefit of implementing the SNG chain (in absolute terms, not only compared fossil fuel reference systems). This result, however, must be interpreted with caution, since the ecological scarcity method is Swiss-specific and its application to environmental issues in Iceland questionable: H<sub>2</sub>S emissions contribute to acidification, to which agriculture is a main contributor in Switzerland; related boundary conditions in Iceland are likely to be completely different.

Due to the current uncertainties in the regulatory environment, this analysis cannot provide conclusive, quantitative answers regarding the reduction of GHG emission due to SNG production in Iceland and use in Switzerland compared to natural gas. However, the analysis reveals that the

envisaged SNG production and supply chain exhibits a large potential for reduction of GHG emissions and is not associated with substantial negative environmental side-effects. Thus, under the given boundary conditions, SNG from Iceland represents a viable, clean fuel that can contribute to a decarbonization of the Swiss economy, if natural gas is still foreseen as a fuel to be used in the future.

However, the analysis suggests that uncertainties in the regulatory environment with their major impact on the GHG emission reductions accounted for, which can have substantial economic impacts, need to be eliminated before the implementation of an SNG production facility in Iceland and the import of SNG to Switzerland.

## **2. Acknowledgement**

The authors thank the entire project consortium for the efficient project management, for sharing knowledge and data, and for providing constructive feedback to the LCA throughout the entire project period. Furthermore, the feedback of the external reviewer is acknowledged – revisions based on the review comments helped to improve the quality of this report substantially.

Moreover, supplementary funding of the work provided by PSI's ESI-platform is acknowledged.

### 3. Preface

The Technology Assessment group at PSI has been assigned to perform a Life Cycle Assessment (LCA) of Synthetic Natural Gas (SNG) production in Iceland by Nordur Power AG, which aims at establishing an SNG production facility there with the intention to import this SNG to Switzerland as “renewable-based fuel”.<sup>2</sup> This LCA is one part of the so-called “IMPEGA” project; in parallel to LCA, the logistics and economics as well as the regulatory environment are investigated by other project partners.

Despite of being commissioned by Nordur Power AG, the LCA has been carried out as independent research, and has been reviewed by an external party. The content reflects the authors’ state of knowledge as of December 2020 – this concerns technical issues such as the characteristics, performance and available data regarding the planned SNG production facility in Iceland (consisting of the geothermal energy generation plant with CO<sub>2</sub> capture and treatment, electrolysis, and methanation) to be used for the LCA, transport options for the SNG from Iceland to Switzerland, and potential use cases. This also concerns the rather policy- and business-related aspects relevant in the LCA context, namely the contracts specifying electricity supply of the SNG production facility as well as the CO<sub>2</sub> supply from the geothermal plant to the methanation.

There is an ongoing discussion whether the CO<sub>2</sub> released by the geothermal plant might in the future entirely be captured and geologically stored. As a result, it would not be available for SNG production. The present LCA is, however, performed under the hypothesis that CO<sub>2</sub> for methanation, captured from the geothermal power plant, will be available throughout the entire lifetime of the methanation unit. The SNG production facility will only be established, if CO<sub>2</sub> availability is guaranteed by specific contracts.

Carbon dioxide for SNG production is going to be supplied by the geothermal power plant Hellisheiði. Currently, its operator ON Power is running an exhaust treatment plant at the Hellisheiði geothermal power plant, so called SulFix II station, since the gas stream from the geothermal boreholes contains water and steam, dissolved minerals and different gases like CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, etc. After a separation of the liquid and gaseous state, the gas part is diverted to the power stations where the electricity is produced. Non-condensable gases in the exhaust stream are treated, by separating hydrogen sulphide (H<sub>2</sub>S) and CO<sub>2</sub> from the other exhausts. Thereafter these gas components are re-injected deep into the bedrock at the plant site. Based on the experience with the pilot gas separation station SulFix and CarbFix gas injection projects, the industrial scale SulFix II station was built in 2014. Today, SulFix II dissolves around 77% of the H<sub>2</sub>S along with 23% of CO<sub>2</sub> from the power plant. The H<sub>2</sub>S concentration in the exhaust stream has been reduced to a level below 2%. The realization of an SNG production plant using the remaining CO<sub>2</sub> will support ON Power’s long-term strategic goal to further minimize Sulphur and carbon dioxide emissions from the geothermal power plant. For this purpose, the capacity of SulFix II shall be extended and the (further cleaned) waste gas utilized for the production of SNG.

---

<sup>2</sup> The term “renewable-based fuel” might be slightly misleading in the context of SNG production subject to this analysis. While the energy consumed for SNG production can be renewable, the CO<sub>2</sub> used for SNG production – supplied from a geothermal power plant – cannot be considered as “renewable”. There is no generally applied terminology, such CO<sub>2</sub> is often considered as “geogenic”, or “fossil”. For the sake of simplicity, this analysis used the term “fossil CO<sub>2</sub> emissions” for CO<sub>2</sub> originating from geothermal power, equivalent to “geogenic”.

## 4. Methodology

### 4.1. Goal and scope

Goal of this analysis is the quantification of the environmental impacts (with a strong focus on impacts on climate change, i.e. greenhouse gas (GHG) emissions, and in addition overall impacts applying the method of ecological scarcity) associated with the production of synthetic natural gas (SNG) in Iceland with CO<sub>2</sub> captured at the geothermal power station Hellisheiði and subsequent transport to and use in Switzerland; either as vehicle fuel in compressed natural gas (CNG) vehicles, or heating fuel in natural gas boilers. These burdens need to be compared with those of the conventional alternative natural gas in order to quantify environmental benefits and potential trade-offs from a life cycle perspective. For this purpose, Life Cycle Assessment (LCA) is performed and as such the analysis is intended to be used for comparative assertion.

The results of the LCA will provide information to the Nordur Power SNG AG regarding the environmental viability of their project, especially in the context of potential tax exemptions importing SNG as “renewable-based fuel” to Switzerland – therefore the focus on life-cycle GHG emissions and LCA results according to the method of ecological scarcity; these LCA results are mandatory elements for tax exemption applications. Furthermore, the Association of the Swiss Natural Gas Industry will use the results of the present study as a basis for development of similar projects for import of “renewable-based” gases to Switzerland. This report is also supposed to be released to the public.

Synthetic natural gas is generated by methanation of hydrogen and CO<sub>2</sub>. In the product system subject to this analysis, hydrogen is generated via electrolysis and CO<sub>2</sub> is supplied by capturing it from the geothermal power plant Hellisheiði in Iceland. The resulting methane is compressed, liquefied and transported to Switzerland, where it is supposed to be re-gasified and used as “renewable-based fuel” or “recycled carbon fuel” either by vehicles or for heat generation (Figure 1).

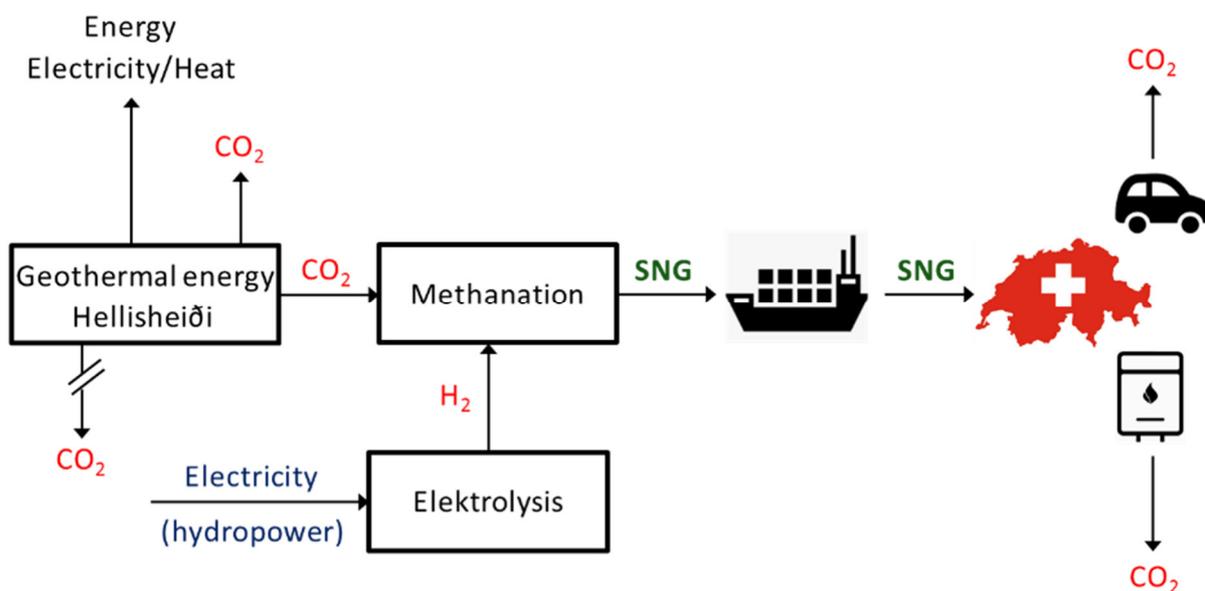


Figure 1: Schematic visualization of SNG production in Iceland and use in Switzerland.

The product system is partially hypothetical in the sense that the electrolysis and methanation facilities do not exist yet, but are planned to be built. Hellisheiði has been operating for years and some fraction of the CO<sub>2</sub> it would release are actually already captured and re-injected into the ground. Technology performance data of all system components represent current “state-of-the-art”.

Also the logistics concerning transport of the SNG to Switzerland are investigated and different options explored by a dedicated partner. The LCA of this segment of the life cycle of SNG builds upon the analysis of this logistics partner and has been carried out closely interacting.

Alternative scenarios in terms of use of CO<sub>2</sub>, Icelandic electricity, and associated hydrogen and SNG production and use cases have not been analyzed and are considered to be out of scope of the present study. Addressing questions of optimal use of natural resources and potentially generated low-carbon fuels would go beyond Life Cycle Assessment and require the use of a European (or even global) energy system model. Such questions are important, but not in the current focus of the contractor.

#### **4.2. Product system and system boundary**

The production of SNG with feedstock carbon dioxide from the geothermal power plant represents a case of Carbon Capture and Utilization (CCU) for fuel production. LCA of such CCU fuels is a non-trivial exercise, since it involves multi-functional processes, and CO<sub>2</sub> both as emission to air, and as feedstock material. Thus, the LCA is subject to methodological choices, which are partially subjective and to some extent arbitrary. Furthermore, different perspectives have to be distinguished: (1) the “system perspective”, including combined energy and CO<sub>2</sub> production at the geothermal plant as well as the end-use of SNG; and, (2) the “individual perspective” of the SNG producer/user, which requires a product-specific environmental characterization of SNG production and use. Only recently, methodological guidelines for LCA of CCU-based products and CO<sub>2</sub> captured and used as feedstock have been developed on top of general LCA guidelines [1], [2]. The present LCA applies these guidelines as far as possible, but also highlights additional aspects to be considered.

The geothermal power and heat generation plant supplying CO<sub>2</sub> for methanation can generate multiple potentially valuable (intermediate) products: electricity, heat and CO<sub>2</sub> (as feedstock for methanation). In Life Cycle Assessment, different approaches can be applied for dealing with such so-called “multi-output” processes, and different perspectives from different stakeholders might require different LCA approaches. According to the relevant norm ISO 14044 [3], allocation of multi-output processes should be avoided whenever possible; by either sub-dividing the multi-output unit process (i.e. in the case of this study: geothermal energy generation and CO<sub>2</sub> capture and processing for utilization in SNG production) into sub-processes or expanding the product system to include the additional function related to the co-product (i.e. CO<sub>2</sub> from the geothermal plant, which can be used as a feedstock in SNG production).

In this study, the analysis reflects two perspectives: (1) The overall system perspective, and (2) the perspectives of SNG owner and user, who need a product specific quantification of environmental burdens. Therefore, two corresponding approaches can be distinguished and are applied in this analysis: (1) system expansion and (2) substitution (Figure 2). This is in line with the recommendations on LCA of CCU-based fuels [2] on top of ISO 14044 [3], in which the authors state that “If product-specific assessments are needed to answer the initial research question, the following hierarchy of allocation method shall be applied. First, substitution shall be applied. ... Please note that results obtained via system expansion shall always be computed to assess the overall effect of introducing the CCU technology.”

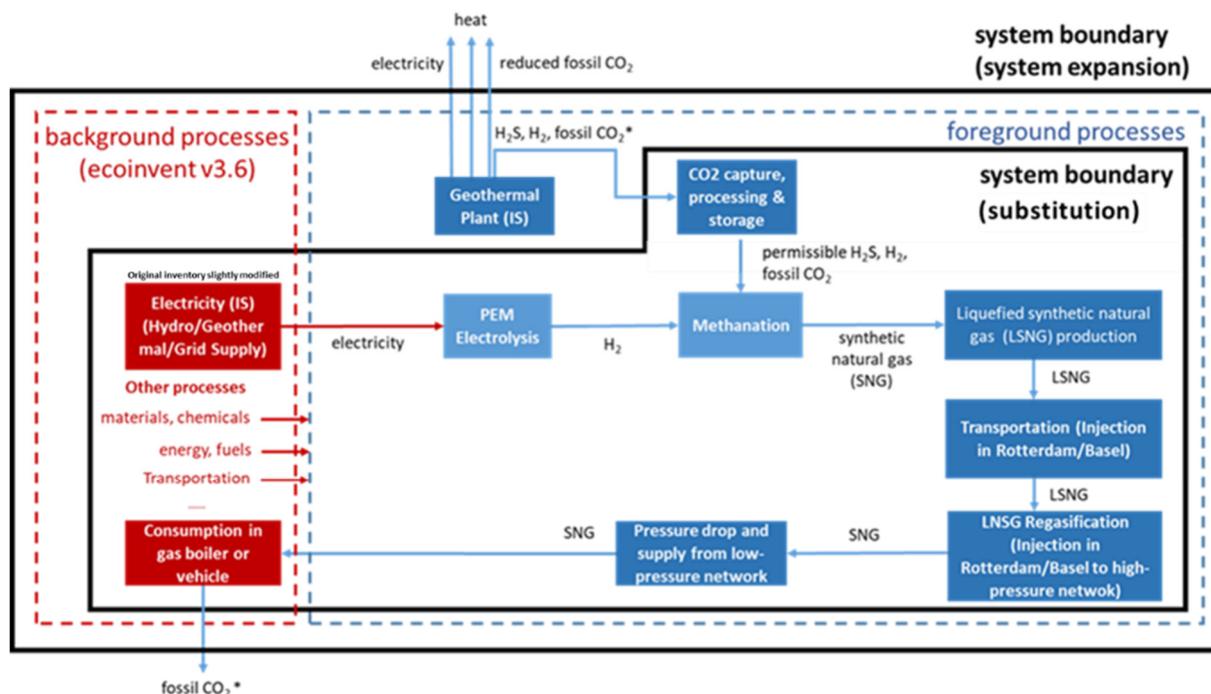


Figure 2: System boundary that are considered in this analysis, with division between foreground<sup>3</sup> and background<sup>4</sup> processes; dark blue boxes indicate processes that require data collection, while light blue boxes indicate processes that will be taken from previous research [4][5]. LCI for unit process at Hellisheiði geothermal plant are based on [6][7]. Inventory data for hydropower in Iceland are mainly based on ecoinvent, but GHG emissions are modified according to [8]. This modified hydropower inventory is used in the electricity mix of Iceland in this analysis.

“System expansion”, as applied for the purpose of this analysis, refers to the entire SNG production and use chain: the expanded system includes the energy production at the source of CO<sub>2</sub>, capturing and processing of CO<sub>2</sub>, its reaction with H<sub>2</sub> to produce synthetic natural gas (SNG)<sup>5</sup>, necessary transportation and processing until (and including) the end use of SNG. Useful products of the entire system are electricity (and heat) produced from the geothermal plant and heat from the combustion of SNG in a boiler, or alternatively distance travelled in case of the end use of SNG as a vehicle fuel. This system expansion avoids assigning CO<sub>2</sub> emissions resulting from SNG end use (i.e. combustion) to either the geothermal plant, or SNG consumer, as this CO<sub>2</sub> is simply part of the emissions from the overall system. A “conventional reference system”, to which environmental impacts can be compared, comprises the geothermal plant without CO<sub>2</sub> capture for its further use and a natural gas boiler or vehicle, respectively, providing the same quantities of geothermal electricity and heat and heat from the gas boiler or distance driven with the natural gas vehicle, respectively. This overall system perspective allows for the quantification of environmental burdens and benefits of SNG production and use from a more comprehensive point of view; however, it does not provide product-specific environmental burdens for the SNG, which are required by the SNG producer.

In order to quantify these product specific environmental burdens, a second approach is applied, in line with the recommendations for quantifying carbon footprints of feedstock CO<sub>2</sub> [1], [2]. This “substitution” approach considers the same processes as system expansion, including SNG production, transportation, processing and end consumption, but the environmental burden at the geothermal plant is split between energy production and CO<sub>2</sub> supply (acknowledging the fact that with its use in methanation, CO<sub>2</sub> becomes a feedstock and could be considered as “product” instead of an emission (or waste)).

<sup>3</sup> The foreground processes represent the processes of the system under investigation itself and are collected for the specific LCA analysis.

<sup>4</sup> Background processes are more generic processes used for modelling the remaining activities, and can be obtained from the LCA databases.

<sup>5</sup> Also referred to as “Liquefied Green Gas” or “LGG” within this project sometimes, as it needs to be liquefied to be transported oversea.

According to the terminology used in [1], [2], we apply a substitution concept, in which the geothermal plant with CO<sub>2</sub> capture substitutes the geothermal plant without CO<sub>2</sub> capture and the environmental burdens of the CO<sub>2</sub> feedstock are calculated as the difference between these two processes. This is equivalent to subdivision of the geothermal plant with CO<sub>2</sub> capture into sub-processes, quantifying the environmental burdens of feedstock CO<sub>2</sub> as those generated by the sub-processes required for CO<sub>2</sub> capture and processing at the geothermal plant and assigning the captured CO<sub>2</sub> with a negative emissions flow. This is also equivalent to an allocation of the CCU process (the geothermal power plant) based on physical causality, where capture and use of a unit of CO<sub>2</sub> results in emission reduction of the same amount of CO<sub>2</sub> and an increase of emissions related to the capture process [2].

From the perspective of the SNG producer/owner/user, the CO<sub>2</sub> captured at the geothermal plant can also be considered as “waste” (free of environmental burdens) and only burdens associated with supplying (capturing) and processing the CO<sub>2</sub> need to be assigned to the SNG production (and use) chain, while the burdens associated with the process of energy production at the source of CO<sub>2</sub> are assigned to geothermal electricity and heat. The CO<sub>2</sub> emitted due to SNG combustion is also assigned to the geothermal energy production in that case. This procedure can be considered as “recycling CO<sub>2</sub> for use in fuel production” and to be in line with the “Draft methodology for assessing greenhouse gas emission savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin (RFNBOs) and recycled carbon fuels (RCFs)”[9], being developed by the European Commission, when the supply of CO<sub>2</sub> is categorized as “rigid”, since an increase in its demand would not trigger an increase of geothermal energy production. From this perspective, SNG represents a “recycled carbon fuel”.

Regardless of the approach applied, the key is the consistent and complete accounting for CO<sub>2</sub> emissions associated with the geothermal energy production, captured at the geothermal power plant and used as feedstock for the methanation process. This CO<sub>2</sub> represents a feedstock to produce SNG and will be released when the SNG is combusted as a fuel. Applying the substitution approach as detailed above results in an attribution of CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion to the geothermal plant as CO<sub>2</sub> supplier violating physical reality. From a carbon emission accounting perspective, such a procedure requires a corresponding legislation, which is being developed. It must be ensured that these CO<sub>2</sub> emissions do not “disappear” in the accounting framework, i.e. that not both the CO<sub>2</sub> supplier and user claim the credit for CO<sub>2</sub> emission reduction.

This analysis will apply both approaches (system expansion and substitution), and compare the corresponding LCA results. A thorough methodological discussion on different approaches and appropriate selection of the approach when CO<sub>2</sub> feedstock is concerned can be found in [1], [2].

Since the mentioned legislative accounting framework for CO<sub>2</sub> emissions from CCU-based fuels is not yet in place and the attribution of CO<sub>2</sub> emissions could also be determined by an agreement between CO<sub>2</sub> supplier and user – especially once the transport and the residential sector will be included in the European (CO<sub>2</sub>) Emission Trading System (ETS) – we perform a sensitivity analysis on the attribution of CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion within the substitution approach: (a) as “base case”, we attribute these CO<sub>2</sub> emissions entirely to the geothermal plant as CO<sub>2</sub> supplier, corresponding to the recommendations by [1], [2]; in addition, we (b) attribute these emissions to the SNG end-user, which corresponds to physical reality in terms of where emissions take place; and (c), we assign 50% of these CO<sub>2</sub> emissions to each CO<sub>2</sub> supplier and end-user, which reflects the maximum possible CO<sub>2</sub> reduction of 50% from the overall system perspective and the shared responsibility for such reduction. Corresponding LCA results are shown and discussed in section 5.1.2.

In this context and beyond the issue of CO<sub>2</sub> accounting, it should be noted that CO<sub>2</sub> capture and processing substantially reduces Sulphur emissions of the geothermal plant, since the catalyst used in thermo-chemical methanation does not even tolerate traces of Sulphur in the CO<sub>2</sub> supply stream. This does not concern impacts on climate change, but the overall environmental performance of SNG will benefit from this reduction, because the emission reduction will be accounted for as positive impact on the environment assigned to feedstock CO<sub>2</sub>, hence SNG production.

### 4.3. Reference flows and functional unit

The functional unit of the investigated system is defined as 1 kWh of SNG supply and its use (i.e. combustion) in a small-scale gas boiler (e.g., for single family house) or a CNG vehicle. The LCA therefore represents a so-called “cradle-to-grave” analysis of SNG as CCU fuel [2]. Higher heating value (HHV) is applied in the end use in gas boiler, and lower heating value (LHV) is applied in the end use of SNG in a vehicle, due to the difference of these two applications in utilizing the heat released from water condensation (i.e. condensing gas boiler utilizes the heat from water condensation, but combustion of SNG in a vehicle does not). This corresponds to the following reference flows<sup>6</sup> (or, associated products), as visualized in Figure 3:

- SNG for heat production: 3.6 MJ of heat generation by gas boiler and 16.3 kWh of electricity production
- SNG as vehicle fuel: 1.3 km of distance travelled and 18.2 kWh of electricity production

These combined products (either heat and electricity, or distance travelled and electricity, respectively, depending on the SNG end use) are associated with the use and production, respectively, of 1 kWh SNG within the investigated product system. These products are considered in the system expansion approach in combination, while in the substitution approach, only 3.6 MJ of heat generation or 1.3 km of distance travelled is considered (corresponding to the service provided by SNG combustion in a boiler or vehicle), as the system boundary is limited to the power-to-gas (P2G) system, processing and transportation of SNG and its end use only, providing a product-specific environmental footprint. The key flows associated with the functional unit are illustrated in Figure 3.

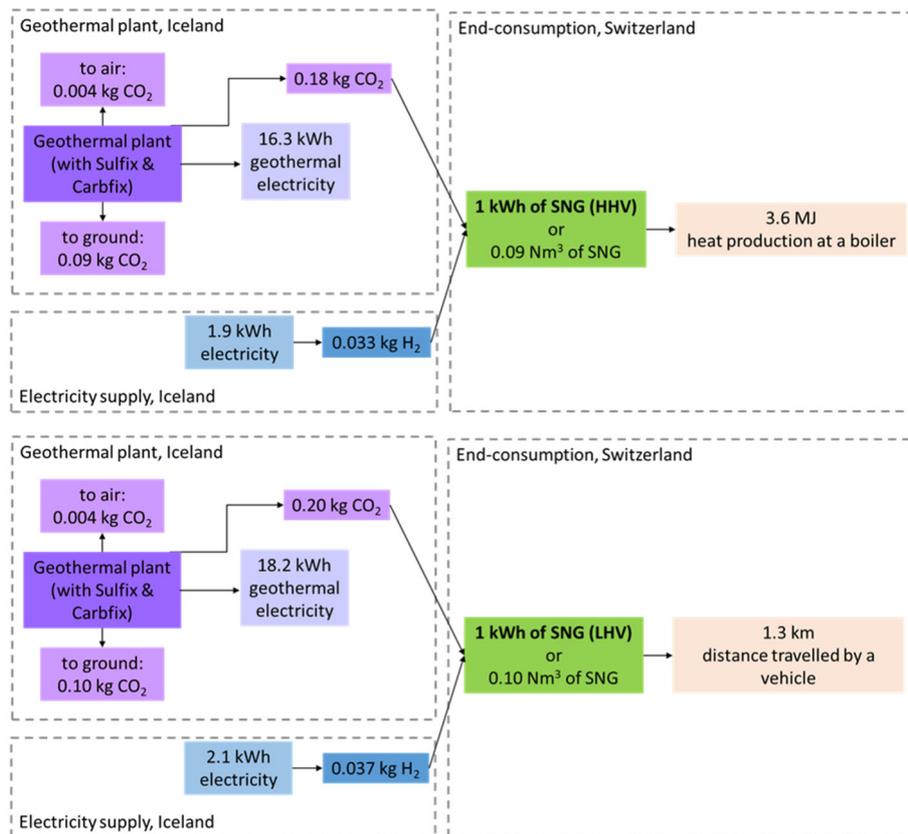


Figure 3: Key flows associated with the functional unit.

<sup>6</sup> All the emissions at the geothermal plant are allocated to electricity production, as we haven't received any heat generation data from ON Power – the utility in Iceland – and it is not publicly available. But the allocation of environmental burdens between electricity and heat at the geothermal plant is not relevant for the analysis in this report (i.e. different choices of allocation won't change the results of the analysis regarding SNG production and use).

#### 4.4. Reference system (for comparison)

The reference systems considered for comparison and quantification of potential reduction of emissions due to SNG production and use depend on the approach applied (section 4.2) and are visualized in Figure 4 with a CNG vehicle as end user. The analysis also includes petrol vehicles and in case of use of SNG for heating gas and oil boilers, both not shown here. In case of system expansion (left), the combined environmental burdens of SNG production, end-use, and geothermal energy production with reduced CO<sub>2</sub> emissions (due to CO<sub>2</sub> capture) will be compared to the reference system consisting of geothermal energy production without carbon dioxide capture (but with emissions removal process at the plant, namely Sulfix and Carbfix<sup>7</sup>) and conventional natural gas (or oil or petrol) supply and end use. In case of substitution (right), SNG supply and use in a vehicle (or gas boiler) will be compared to fossil natural gas (or oil/petrol) including both supply and end use. The key flows related to the functional unit of the reference systems are illustrated in Figure 5.

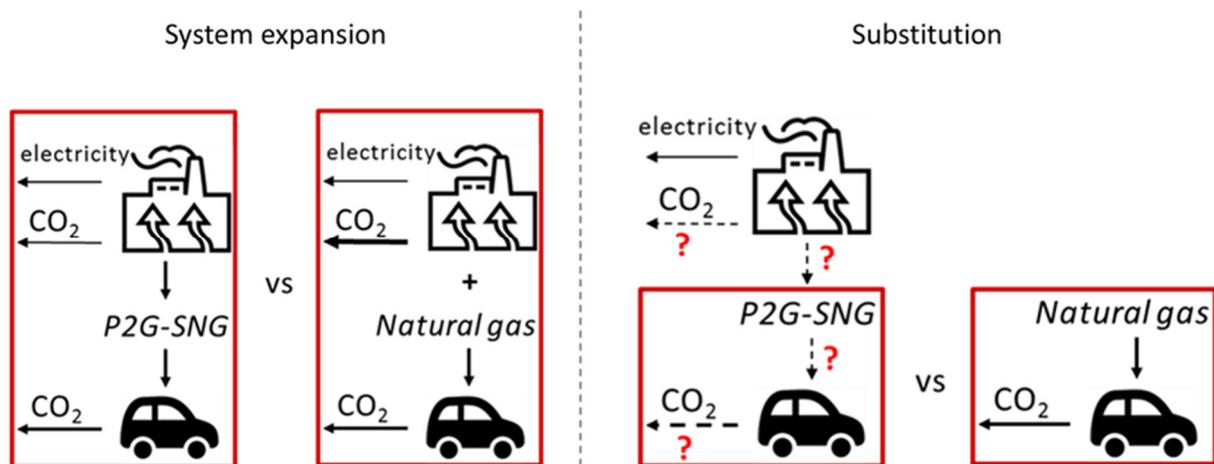


Figure 4: Boundaries of reference systems the investigated P2X system will be compared with – left: system expansion, right: substitution. The question marks represent ambiguity in attribution of CO<sub>2</sub> emissions of P2G product systems to either geothermal energy or SNG end-use.

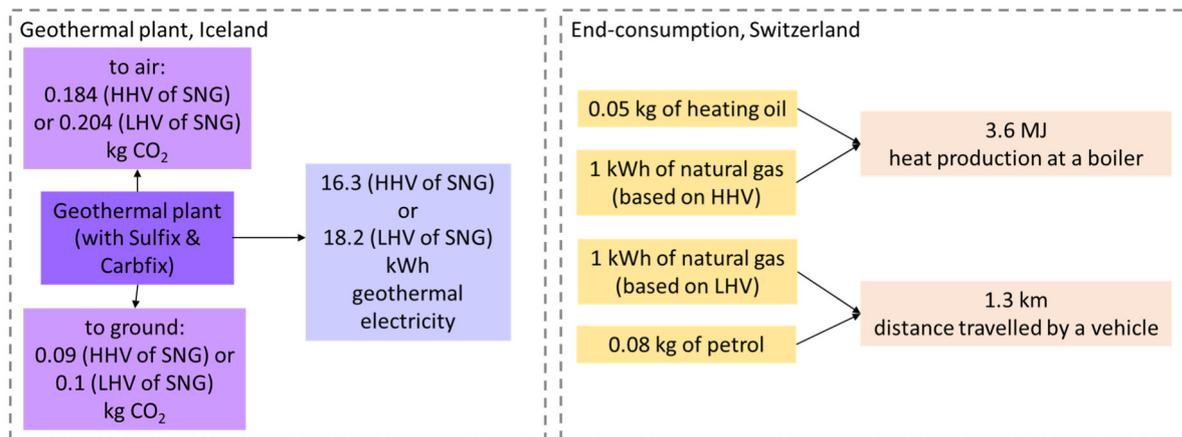


Figure 5: Key flows associated with the functional unit in reference systems.

<sup>7</sup> The process of Sulfix and Carbfix are applied to capture the H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> respectively, which are present as part of the non-condensable gas in the geothermal fluid for energy generation, and would have been otherwise emitted to the atmosphere. More information for these processes can be found in <https://www.mannvit.com/projects/carbfix-and-sulfix-ncg-treatment-plant-for-a-geothermal-plant/>.

## 4.5. Life cycle inventory (LCI)

Detailed LCI by process can be found in the file *lci\_IMPEGA.xlsm* on Switchdrive: <https://drive.switch.ch/index.php/s/yBavE3aFy31XLvw>.

### 4.5.1. Electricity supply to electrolysis

The type of electricity supply for electrolysis and its GHG intensity is among the key drivers determining life-cycle GHG emissions of SNG production [10] and therefore, several options are taken into account in the present analysis. Due to economic reasons, i.e. in order to allow for competitive SNG production costs, specific electricity from hydropower plants in Iceland will be purchased for SNG production.<sup>8</sup> The contracts (not to be disclosed) guarantee only a small share (ca. 10%) of “firm power” (corresponding to non-interrupted supply) used for balance of plant operation of the SNG production unit. The rest of supply can be interrupted by the utility, in case of shortage of hydropower during dry periods of time, which are, however, expected to be rare. Such electricity supply is substantially cheaper than 100% firm power, which e.g. data centers in Iceland have to purchase.

Based on this information, Icelandic hydropower is used per default for electrolysis and methanation in the present LCA. This means that most of the results presented (all the results except those in Figure 9, Figure 10, and Figures S2-4 in the Appendix) represent 100% Icelandic hydropower use for SNG production. LCI data for Icelandic hydropower production is based on ecoinvent version 3.6, system model “Allocation, cut-off by classification” [11], with modifications of direct CO<sub>2</sub> emissions from hydropower plants in Iceland based on the National Inventory Report, Emissions of Greenhouse Gases in Iceland from 1990-2017 [8].<sup>9</sup> Alternative options have been raised by the SNG production operator, representing mixes of Icelandic grid mix and hydropower, and four corresponding scenarios have been formed to investigate the influence of this electricity supply mix on the life cycle GHG emissions of SNG supply, with different shares of average grid supply mix and hydropower (assumptions in Table 2, results in Figure 10, section 5.3). In addition and as a sensitivity analysis, LCA results considering 100% Icelandic average power supply are included in the Appendix in Figure S2-4.

In general, there are different approaches in LCA to account for life cycle GHG emissions and other environmental burdens of electricity with certificates, depending on the types of certificates and whether these certificates reflect the physical consumption of the renewable electricity for which certificates are purchased. The product environmental footprint guideline by the European Commission has suggested that the supplier (entities issuing renewable electricity certificates) shall guarantee that the renewable electricity supplied to the organization to produce the product is effectively the supplied energy and that it is not put into the grid to be used by other consumers (e.g., Guarantee of Origin) [12]. Other research has recommended to disregard certificates independently the traded certificates in product and service LCA as long as the LCI of national electricity mixes is based on international statistics disregarding RECS trade. If certificates are linked to the production and delivery of renewable electricity, it is recommended to include the respective share of renewables in the electricity mix [13].

Since the contracts for supply of hydropower guarantee the physical link between electricity consumption and production (i.e. it is only produced and supplied, if consumed by the SNG production facility), purchased hydropower is indeed represented by Icelandic hydropower in the analysis (with LCA as described above). However, it is not considered as “burden-free” excess electricity, since the purchase price is not zero or negative.

---

<sup>8</sup> Information on electricity purchase and associated contracts provided by Oliver Stankiewitz, per e-mail, 22.12.2020.

<sup>9</sup> Basically, the direct GHG emissions of reservoir hydropower plants in Iceland as represented by ecoinvent based on a global model are considered to be too high and not appropriately reflecting the climatic conditions in Iceland. More details can be found in sheet “electricity supply in Iceland” in detailed LCI by process; the influence of these modifications on results can be found in section 5.3.

Table 2: Scenarios for electricity supplies to electrolysis.<sup>10</sup>

Scenarios	Grid supply (MWh/year)	% of grid supply in total supply	Hydropower supply (MWh/year)	% of hydropower supply in total supply	Equivalent full-load operation hours (hrs/year)
Scenario A	40650	25%	120250	75%	6436
Scenario B	42525	24%	132275	76%	6992
Scenario C	40650	29%	99950	71%	5624
Scenario D	43463	23%	143363	77%	7473

#### 4.5.2. Polymer electrolyte membrane electrolysis (PEM) electrolysis

Table 3: Key data and assumptions for electrolysis

Parameter	Amount	Unit	Data Source
Hydrogen production	3302 (36'729'770)	ton/year (Nm <sup>3</sup> /year)	[14]
Electricity consumption in electrolysis stacks	180	GWh/year	[14]
Water consumption in electrolysis	36500	ton/year	[14]
Modular PEM stack size	1	MW	Power input to PEM electrolyzer that scaling of stack is based on
System electricity consumption of PEM electrolyzer	5.2	kWh/Nm <sup>3</sup>	Corresponding to the unit energy consumption per Nm <sup>3</sup> of hydrogen generation; calculated based on data given in "200221_Schema & technische Daten PtG-Anlage_Gorre.pdf"
Balance of Plant (BOP)	0.26	kWh/Nm <sup>3</sup>	BOP unit energy consumption per Nm <sup>3</sup> of hydrogen generation, in kWh/Nm <sup>3</sup> , non-linear for different sizes
Stack	4.9	kWh/Nm <sup>3</sup>	Stack unit energy consumption per Nm <sup>3</sup> of hydrogen generation, in kWh/Nm <sup>3</sup> , constant for all sizes
Lifetime	22	years	14 to 30 years of system lifetime in 2015, given 8400 hours of operation per year, according to "Development of Water Electrolysis in the European Union, 2014" <sup>11</sup>
Annual operation hours	7614	hrs/year	Equivalent full-capacity operation hours; Personal communication, Jachin Gorre, 30.04.2020
Stack lifetime	67000	hours	in hours; range of stack lifetime is assumed based on: 30,000 - 90,000 hours in 2015 according to "Development of Water Electrolysis in the European Union, 2014"
Fraction of active area in stack	0.8		Fraction expressed in decimal number; unitless; average data from expert judgement
Operational power density	3.75	W/cm <sup>2</sup>	Wattage on unit area of stack; in W/cm <sup>2</sup> ; average data from expert judgement
Unit_Hydrogen_Tank_Weight	47	ton/tank	email communication with Jachin Gorre, 28.04.2020; each can store up to 295 kg hydrogen.
HydrogenStorageTank_Lifetime	20	years	email communication with Jachin Gorre, 28.04.2020
Number_of_Hydrogen_Tank	5	tanks	

<sup>10</sup> Scenarios of electricity supplies are based on email communication with Christopher Stahel on May 14<sup>th</sup> 2020.

<sup>11</sup> Page 72, available at [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser\\_0-Logos\\_0\\_0.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf)

### 4.5.3. Methanation

Table 4: Key data and assumptions for methanation.

Parameter	Amount	Unit	Data Source
Hydrogen consumption per Nm <sup>3</sup> of SNG production	4	Nm <sup>3</sup>	[4]
Carbon dioxide required per Nm <sup>3</sup> of SNG production	1.96	kilogram	[4]
BOP electricity consumption for Power-to-Gas plant	20	GWh/year	[14]
BOP electricity consumption for Power-to-Gas (except electrolyzer BOP) plant	10.53	GWh/year	calculated based on [14]
SNG production	6612	ton/year	[14]
Electricity consumption for P2G plant BOP (except electrolyzer BOP) per kg of SNG production	1.59	kWh/kg	calculated based on [14]
Catalyst consumption	20	kg	For a system producing 1 Nm <sup>3</sup> SNG per hour, based on information from HSR; linearly scaled up
(Electricity consumption in catalyst production)	693	kWh/kg	Electricity consumption in the production of Ni/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> -based catalysts [15] (only considered in the discussion of the results (see footnote 22) and not in the results figures, because the data source is erroneous, intransparent and thus considered to be unreliable)
Lifetime of catalyst	5	years	own assumption
Lifetime of methanation reactor	20	years	self assumption
P2G operation hours per year	7614	hours/a	personal communication with Jachin Gorre, 30.04.2020
Product SNG composition, Methane	99.4%		assumption based on LBG composition shared by Elimar Frank, 20.05.2020
Product SNG composition, Hydrogen	0.3%		
Product SNG composition, Carbon Dioxide	0.3%		

### 4.5.4. Liquefied synthetic natural gas production, transportation, regasification

Production of liquefied SNG from its gaseous form is based on theecoinvent dataset “natural gas production, liquefied” for the Middle East (RME) region. But consumption of natural gas in the original dataset was replaced with the electricity supplied by hydropower from Iceland to match the project-specific condition. The amount of electricity consumption is assumed to be 1.66 kWh/kg of SNG.<sup>12</sup>

For SNG transportation, seven cases with two types of SNG containers are considered. The detailed assumptions are summarized in Table 5 and Table 6 below.

Table 5: Key assumptions for SNG transportation containers.

Parameter	22.8-ton container	16-ton container	Unit
1 kg LNG		0.0137	MWh
Capacity of container, in kg	22'800	16'000	kg
Capacity container, in GWh	0.308	0.219	GWh
Minimum LNG content in container	300	300	kg
Real Capacity Container	22'500	15'700	kg
Weight of container	13'000	11'000	kg
Energy content of LNG per ton of (LNG and container)	0.0086	0.0081	GWh/ton of (LNG + container)
Energy content of LNG per ton of (LNG and container)	30'997	29'227	MJ/ton of (LNG + container)

<sup>12</sup> Based on personal information provided by Elimar Frank (project meeting on Nov 7, 2020)

Table 6: Assumed distances for the 7 cases of transportation pathways.

injection point	Basel	Basel	Basel	Rotterda m	Bern	Bern	Basel	Bern
container size (ton)	22.8	22.8	16	22.8	16	16	16	16
Route	Case 1.0	Case 2.0	Case 2.1	Case 3.0	Case 4.0	Case 5.0	Case 6.0	Case 7.0
Hellisheidi <->Harbor, Reykjavik, by truck (km)	34	34	34	34	34	34	34	34
Harbor, Reykjavik<->Harbor, Rotterdam, by sea ship (km)	2271	2271	2271	2271	2271	2271	2271	2271
Rotterdam Harbor<->Basel Train Station, by train (km)	533				533			
Rotterdam Harbor<->Basel Harbor, by river barge (km)		552	552			552		
Basel Train Station/Harbor<->Basel Schweizerhalle Muttenz (injection point), by truck (km)	8	8	8					
Rotterdam Harbor<->Rotterdam injection point, by truck (km)				5				
Basel Train Station/Harbor<->Bern Forsthaus-Areal, by truck (km)					96	100		
Rotterdam Harbor<->Basel Schweizerhalle Muttenz (injection point), by truck (km)							765	
Rotterdam Harbor<->Bern Forsthaus-Areal, by truck (km)								847

Regasification of SNG to its gaseous form is based on the ecoinvent dataset “evaporation of natural gas” for the European (RER) region with the following adjustments: 1) deleted the inventory flows for transportation as project-specific transportation is incorporated; 2) updated the electricity supply location depending on injection points in the Netherlands or Switzerland 3) unit conversion of reference product from cubic meter (treated the unit of original flow in ecoinvent as normal cubic meter, gaseous form) to kilogram.

#### 4.5.5. End use of SNG in gas boiler

After the SNG is re-gasified, it is injected into the high-pressure natural gas network, and subsequently low-pressure network before it is combusted in end-use. The LCI for this process is taken from the existing ecoinvent dataset “market for natural gas, low pressure, CH”. The LCI for the end use of SNG in the gas boiler is adapted from the ecoinvent dataset "heat production, natural gas, at boiler condensing modulating <100kW" for the region “CH”: conventional supply of natural gas is replaced by the SNG supply from the low-pressure natural gas network. Each MJ of heat production requires 0.025 Nm<sup>3</sup> of synthetic natural gas. The CO<sub>2</sub> emissions in the original ecoinvent dataset are adjusted by reducing 10% of the emissions, in order to balance with the CO<sub>2</sub> feedstock in methanation during the production of SNG. In this study, the SNG is assumed to consist of 99.4% methane, 0.3% CO<sub>2</sub> and 0.3% of hydrogen<sup>13</sup>, while conventional natural gas often has tracing amount of heavier organic

<sup>13</sup> It is known that the percentage of methane from methanation is only about 90%, so gas upgrade is needed in P2G system. It usually involves a membrane which will separate CO<sub>2</sub> from methane, and the separated CO<sub>2</sub> will be fed back to the methanation reactor to be

compounds (C2-C6)<sup>14</sup>. The reduction of CO<sub>2</sub> emissions of the original unit process ensures a correct CO<sub>2</sub> balance.

#### 4.5.6. Reference systems

Reference systems include the end use of conventional natural gas, or oil in boilers, or alternatively, the end use of conventional natural gas or petrol in a medium-size combustion engine vehicle, as well as electricity production at the geothermal plant without CO<sub>2</sub> capture for methanation (Figure 4).

The LCI for the end use of natural gas and oil in boilers, as well as the end use of conventional natural gas and petrol in a medium-size combustion engine vehicle are from the ecoinvent database (activity "heat production, natural gas, at boiler condensing modulating <100kW" and activity "heat production, oil, at boiler 10kW condensing, non-modulating" for the region "CH", "transport, passenger car, medium size, natural gas, EURO 5" and "transport, passenger car, medium size, petrol, EURO 5" for the region "RER").

The LCI for electricity production at the geothermal plant are compiled based on [6][7]. Note that in order to reduce the H<sub>2</sub>S (due to higher regulation requirement) and CO<sub>2</sub> emissions at the geothermal plant, there are emission removal facilities (i.e. namely Sulfix and Carbfix) at the plant. These emission removal processes were not considered in Karlsdóttir et al. 2015 [6], but in Karlsdóttir et al. 2020 [7]. The effect of these emission removal processes were considered (i.e. by reducing direct emissions at the plant), while the contribution of life cycle environmental impacts caused by the construction of emission removal infrastructure is considered to be negligible<sup>15</sup>. As a result, 34% of CO<sub>2</sub> and 68% of H<sub>2</sub>S emission reduction by these processes are considered based on monitored direct emissions at the plant from 2015 to 2019 [16], while the construction of facilities and material consumption during emission removal are not considered in this study.

#### 4.5.7. Data quality

Data quality of the overall LCA model is considered to be high; however, the data quality of the assumptions applied for facilities and material consumption for SNG production (e.g., processes for CO<sub>2</sub> processing in order to qualify as the CO<sub>2</sub> source for thermo-chemical methanation, upgrade of methane content in the synthetic product gas, influence of partial loading and dynamic operation of PEM electrolyzer on its lifetime and energy consumption, etc.) can be improved. Since the process LCI for the geothermal plant is mainly based on data from [6][7] in Iceland, while the assumptions related to CO<sub>2</sub> capture and processing is provided by the Swiss project partners, the consistency of data between these two processes is ensured by crosscheck of key assumptions (e.g., CO<sub>2</sub> available after existing emission removals at the plant, CO<sub>2</sub> available for utilization, remaining CO<sub>2</sub> emitted to the atmosphere, etc.) with both the Swiss project partners and geothermal plant operator from ON power in Iceland, which is crucial for LCA results.

## 4.6. Life cycle impact assessment, database, analytical tool

Impacts on climate change in terms of life cycle GHG emissions per functional unit are quantified according to IPCC (2013) with a time horizon of 100 years [17]. Ecoinvent v3.6, system model "allocation, cut-off by classification" is used as background database [11]. A python-based open source LCA analytical tool Brightway2 is used for the analysis in this study [18]. In addition to impacts on climate change and upon request of the contractor, the method of ecological scarcity [19], supposed to represent aggregated, "total" impacts on the environment, has been applied. Results and their

---

further used as a feedstock to produce synthetic methane. This upgrade is not included in the analysis, but given the insignificant contribution from this process given the previous study [5], this exclusion won't change the conclusion of this analysis.

<sup>14</sup> Eigenschaften des in der Schweiz verteilten Erdgas: [https://gazenergie.ch/fileadmin/user\\_upload/e-paper/SVGW/G10001\\_Erdgas\\_Eigenschaften\\_2019\\_d.pdf](https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/SVGW/G10001_Erdgas_Eigenschaften_2019_d.pdf), accessed May 2, 2020.

<sup>15</sup> Personal communication with Karlsdóttir, May 11<sup>th</sup>, 2020.

discussion are provided in the appendix.<sup>16</sup> However, and despite of the fact that the Swiss administration requires a quantification of LCA results according to the ecological scarcity method, it must be noted that for a product system as the one analyzed within the present study with the majority of processes (and thus, associated environmental burdens) located beyond the Swiss borders, the meaningfulness of LCA results applying a Swiss-specific method reflecting environmental policy and concerns in Switzerland is limited. Main concerns in this context are discussed together with the results in the Appendix.

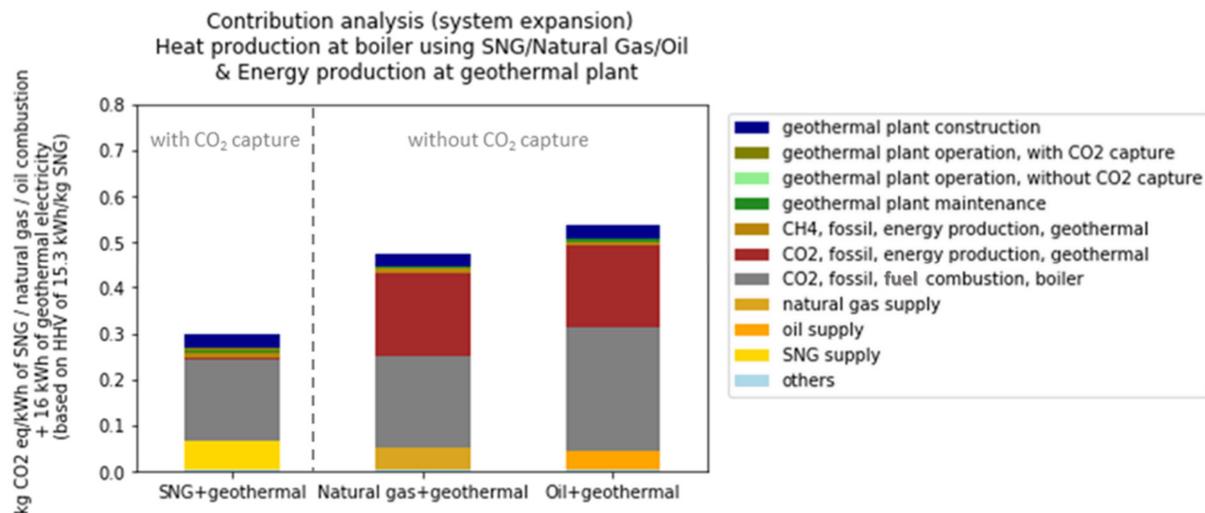
Further LCIA midpoint indicators have not been calculated, since such results are not requested by the contractor. A more comprehensive analysis could address potentially relevant midpoint indicators in addition, such as acidification potential, resource consumption, and land use.

## 5. Results and Discussion

### 5.1. Contribution analysis – impacts on climate change

#### 5.1.1. System expansion

For end use of SNG in a vehicle, the emission reduction of the expanded system achieved is 0.17 kg (27%) and 0.24 kg (34%) of CO<sub>2</sub> equivalents in comparison with the systems with natural gas and petrol supply, respectively, per functional unit. If the contributions from car manufacturing, maintenance and road are excluded from the expanded system (representing SNG production, supply, and use only), the emission reduction achieved would be 0.17 kg (33%) and 0.24 kg (41%) of CO<sub>2</sub> equivalents in comparison with the systems with natural gas and petrol supply, respectively.



<sup>16</sup> This Life Cycle Impact Assessment method is currently being updated. The new version is supposed to be available early 2021. With the update, GHG emissions will be of higher importance compared to other environmental impacts as a result of the current Swiss climate policy aiming at “net-zero” emissions by 2050.

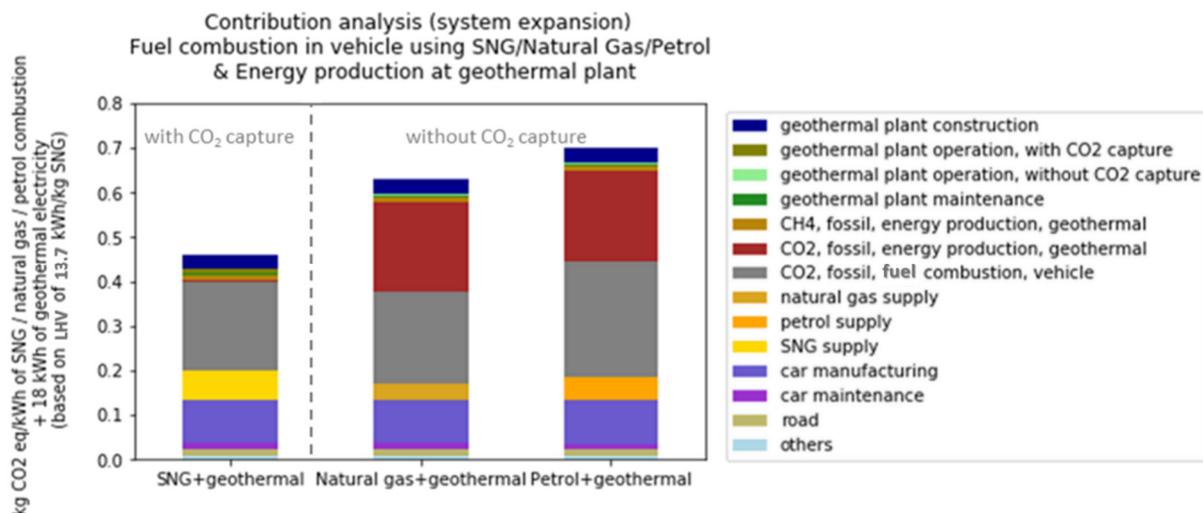


Figure 6 shows the life-cycle GHG emission results when the system expansion approach is applied, in which both electricity production at the geothermal power plant and the production, transportation and end use of SNG are considered. The CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion after the end uses are indicated as “CO<sub>2</sub>, fossil, SNG combustion, boiler” and “CO<sub>2</sub>, fossil, SNG combustion, vehicle” in the legend.<sup>17</sup> This represents the origin of emissions, taking place at the end user.

When CO<sub>2</sub> is utilized in producing SNG, there is only a negligible amount of CO<sub>2</sub> emissions at the geothermal plant as CO<sub>2</sub> is either captured, and reinjected back to the ground, or captured and utilized in subsequent SNG production. In comparison with the expanded reference system, in which CO<sub>2</sub> is not utilized at the geothermal plant<sup>18</sup>, and conventional natural gas or heating oil are consumed at the boiler, the systems with CO<sub>2</sub> utilization and SNG consumption at the boiler (natural gas or oil) exhibit emission reductions of 0.18 kg (37%) and 0.24 kg (44%) of CO<sub>2</sub> equivalents, respectively, per functional unit. For end use of SNG in a vehicle, the emission reduction of the expanded system achieved is 0.17 kg (27%) and 0.24 kg (34%) of CO<sub>2</sub> equivalents in comparison with the systems with natural gas and petrol supply, respectively, per functional unit. If the contributions from car manufacturing, maintenance and road are excluded from the expanded system<sup>19</sup> (representing SNG production, supply, and use only), the emission reduction achieved would be 0.17 kg (33%) and 0.24 kg (41%) of CO<sub>2</sub> equivalents in comparison with the systems with natural gas and petrol supply, respectively.

<sup>17</sup> The terms “fossil” and “geogenic” are equivalent in the context of CO<sub>2</sub> emissions originating from CO<sub>2</sub> supply from geothermal energy.

<sup>18</sup> 66% of it is emitted to the atmosphere and 34% of it is captured by the existing Carbfix facilities at the geothermal power plant and reinject to the ground.

<sup>19</sup> The relevant legal regulation might require to exclude these contributions.

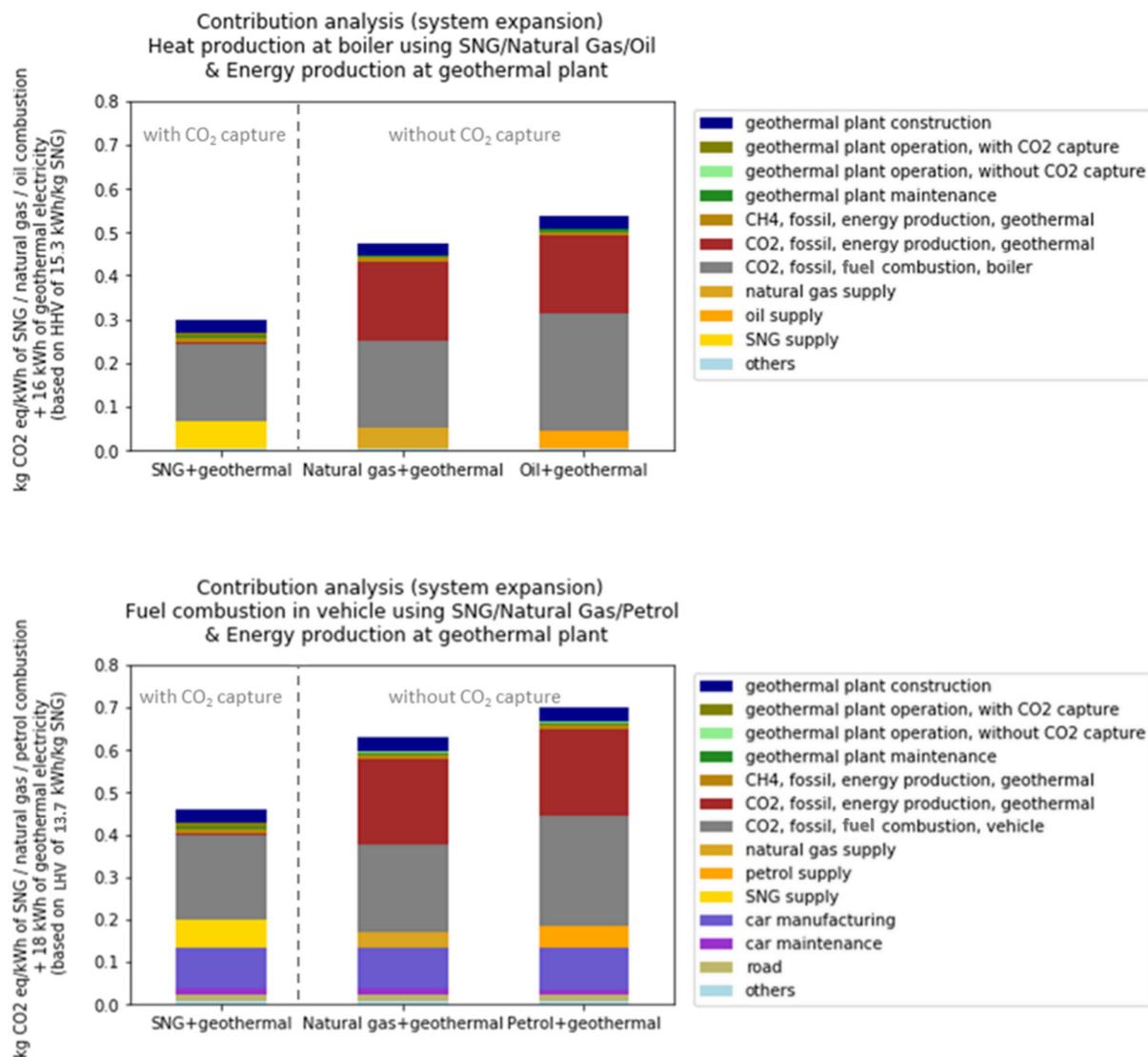


Figure 6: Contribution analysis of expanded system; top: life cycle GHG emissions per kWh of SNG combustion in a boiler (corresponding to 3.6 MJ of heat production) and 16 kWh of electricity production at the geothermal plant with CO<sub>2</sub> utilization vs. 3.6 MJ of heat production in a boiler with natural gas or heating oil, and 16 kWh of electricity production at the geothermal plant without CO<sub>2</sub> utilization; bottom: life cycle GHG emissions per kWh of SNG combustion in a CNG vehicle (corresponding to 1.3 km of distance travelled) and 18 kWh of electricity production at the geothermal plant with CO<sub>2</sub> utilization vs. 1.3 km of distance travelled by a CNG vehicle with conventional natural gas supply in Switzerland, or by a vehicle powered by petrol, and 18 kWh of electricity production at the geothermal plant without CO<sub>2</sub> utilization. In the systems with SNG as fuel for end use, SNG transportation case 1.0 is applied, and 100% hydropower in Iceland is used in PEM electrolysis to produce hydrogen.

### 5.1.2. Substitution

When substitution is applied, the system boundary is limited to the SNG production, processing and its end use. The CO<sub>2</sub> used as feedstock in methanation is considered as input with specific environmental burdens, which are quantified using the recommended substitution concept as detailed in [1] as default option (case (a) in all associated figures). This allows for the quantification of product-specific environmental burdens of SNG production and use.

However, whether a legally binding accounting scheme or rules for CO<sub>2</sub> emissions from CCU-based fuels such as SNG – to be implemented by EU or Swiss regulatory bodies – will be in line with the recommended LCA approach, is not yet clear (see sections 4.2 and 4.3 for methodological considerations). Therefore, different options for assigning CO<sub>2</sub> emissions to SNG end user and CO<sub>2</sub> supplier, respectively, are applied to explore the impact of the chosen option. In the left figure of

Figure 7(a), corresponding to the recommended default LCA approach, the emission of CO<sub>2</sub> is entirely assigned to the geothermal power plant, resulting in zero emissions from SNG combustion in terms of accounting (in fact, the SNG supply is associated with negative CO<sub>2</sub> emissions from CO<sub>2</sub> capture, which are compensated for by the CO<sub>2</sub> due to SNG combustion). The GHG emissions associated with production and supply of SNG however make the overall emission reduction less substantial: about 0.19 kg of CO<sub>2</sub> equivalents (74%) in comparison with conventional natural gas used in a boiler, and 0.25 kg of CO<sub>2</sub> equivalents (79%) in comparison with oil used in a boiler. This is the highest emission reduction for SNG users that can be achieved among the three different options for accounting of CO<sub>2</sub> emissions shown in Figure 7. The emission reduction for the other two options (i.e. 100% of CO<sub>2</sub> emissions are assigned to SNG producer/consumer (b), and CO<sub>2</sub> emissions are equally shared between geothermal power plant and SNG producer/consumer (c)) are significantly lower. When SNG is used as a vehicle fuel, similar results can be observed and they are shown by the right panels in Figure 7. For case (a), the GHG emission reduction of SNG vehicles compared to natural gas and petrol vehicles amounts to 47% and 55%, respectively (71% and 77% without accounting for vehicle and road infrastructure).

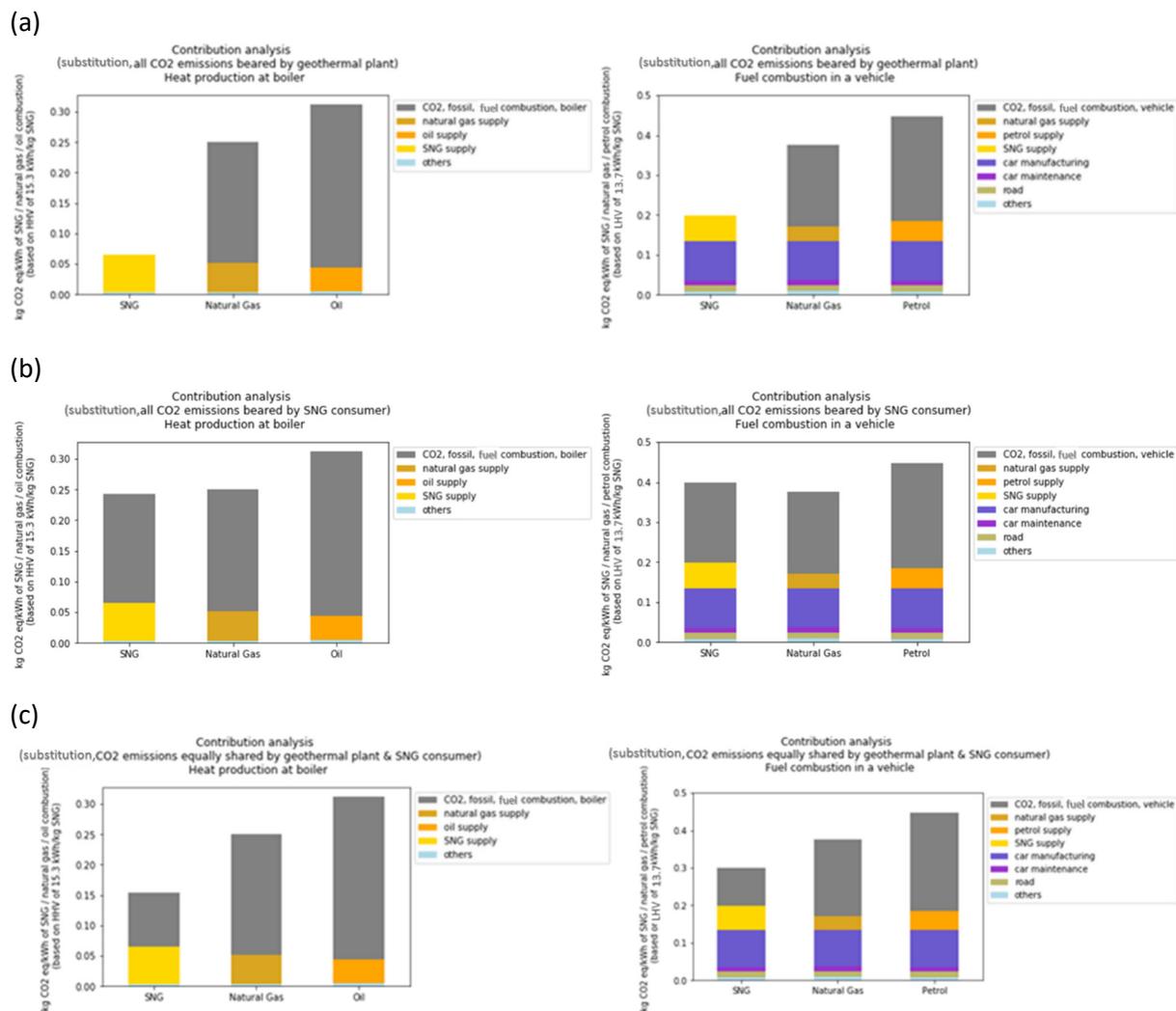


Figure 7: Contribution analysis of GHG emissions per functional unit (substitution): (a) emissions of CO<sub>2</sub> after the end-consumption of SNG are assigned to electricity production at the geothermal plant, despite the physical emissions of CO<sub>2</sub> after the combustion of produced SNG in Switzerland; (b) emissions of CO<sub>2</sub> after the end-consumption of SNG are assigned to the SNG consumer as physical emitter; (c) emissions of CO<sub>2</sub> after the end-consumption of SNG are equally shared between geothermal plant (50%) and SNG end-consumer (50%); 100% Icelandic hydropower for electrolysis is applied in all three options.

The absolute life cycle GHG emissions reductions comparing the system with SNG and with conventional natural gas or oil are the same as shown in the system expansion approach; the only difference is, all the emissions reductions as a result of CO<sub>2</sub> capture and utilization are assigned to the system of SNG production, transportation, processing and end-consumption, when CO<sub>2</sub> emissions are entirely attributed to the geothermal power plant (CO<sub>2</sub> supplier).

Assigning zero, 50%, or 100% of the CO<sub>2</sub> emissions to the SNG end-user might seem arbitrary. However, there are certain lines of argumentation behind these fractions.

Zero, i.e. complete assignment of CO<sub>2</sub> emissions to the geothermal power plant as CO<sub>2</sub> supplier, corresponds to the argument that these emissions would have happened anyway, independently of the capture and use as SNG feedstock – therefore, the SNG user would not be responsible for these emissions. As long as the availability of CO<sub>2</sub> from point sources such as geothermal power plants is way beyond the demand for CO<sub>2</sub> for e.g. synthetic fuel production, this argument can be considered as legitimate, as also discussed in [1]. In other words, as long as CO<sub>2</sub> emissions from point sources exceed demand for feedstock CO<sub>2</sub> by far, an increase in CO<sub>2</sub> demand would not increase CO<sub>2</sub> production of these point sources and they can be considered as “rigid”, and their CO<sub>2</sub> emissions as “happening anyway”.

Assigning 100% of CO<sub>2</sub> emissions to the SNG end-user corresponds to the physical reality of elementary flows: emissions take place due to SNG combustion and the emissions of the CO<sub>2</sub> point source (CO<sub>2</sub> supplier) are actually reduced by the amount of CO<sub>2</sub> captured and supplied as feedstock. Therefore, from the perspective of the CO<sub>2</sub> supplier, there might be a very limited willingness to be attributed with these CO<sub>2</sub> emissions, especially if CO<sub>2</sub> emission allowances have to be purchased (e.g., as part of the EU ETS), or if CO<sub>2</sub> emitters (producers) aim for CO<sub>2</sub> reduction as strategic goal triggered by climate policy. However, CCU-based SNG production is unlikely to take place, if SNG as fuel cannot be credited with reduced CO<sub>2</sub> emissions.

Finally, assigning 50% of the overall reduction of CO<sub>2</sub> emissions to both CO<sub>2</sub> supplier and SNG end-user would be in line with the maximum overall reduction of CO<sub>2</sub> emissions achievable with CCU-based synthetic fuels substituting fossil fuels, which is 50%.<sup>20</sup> Such a procedure might be considered as “fair benefit/burden sharing”, as soon as the transport and/or the residential sector would be included in the European Emissions Trading System (ETS).

## 5.2. Contribution analysis of SNG production

The contributions to overall life cycle GHG emissions for SNG production and supply by process in the production and supply chain up to the end-user are shown in Figure 8, while their absolute GHG emissions, main assumptions and references used are listed in Table 7. The life-cycle GHG emission of SNG supply before its end use/combustion is about 62 g CO<sub>2</sub>-eq per kWh SNG (based on HHV, equivalent to 0.09 Nm<sup>3</sup> of SNG, which is sufficient for 3.6 MJ of heat production by a gas boiler). Out of this, 18 g of CO<sub>2</sub>-eq (29%) are contributed by hydrogen production via electrolysis, in which electricity supply from the Icelandic hydropower is a major contributor (14 g of CO<sub>2</sub>-eq per 1 kWh SNG production). The second largest contributor to GHG emissions is CO<sub>2</sub> processing and supply from geothermal power plant, which is about 13 g of CO<sub>2</sub>-eq (20%), mainly contributed by the processing facilities. The contributions from chemical consumptions (e.g., activated carbon, etc.) to process the CO<sub>2</sub> supply is insignificant. Although the consideration of facilities and material consumption required

---

<sup>20</sup> Using CO<sub>2</sub> from a fossil/geogenic point source for production of CCU-based fuels shifts the CO<sub>2</sub> emissions from the point source from this point source to the CCU-fuel combustion. If the CCU-fuel replaces conventional fossil fuel, the emissions due to combustion of this fossil fuel are avoided – the amounts of CO<sub>2</sub> emissions at the point source captured and released due to fuel combustion must be identical. Therefore, compared to a system of CO<sub>2</sub> point source and fossil fuel without CCU in place, the system with CCU in place can reduce overall CO<sub>2</sub> emissions by 50% at best, if 100% of CO<sub>2</sub> at the point source are captured and used for CCU-fuel production [22]. In practice and from an LCA perspective, reductions will always be less due to indirect emissions from energy and material supply chains in the CCU system.

for the CO<sub>2</sub> processing can be further refined, it is not expected to increase this contribution significantly. Contribution of transportation (Case 1.0 in Figure 8 is considered for illustration purpose) of SNG from Iceland to Switzerland is in general less significant, contributing about 11%. Remaining contributions are those from the methanation process (8%), which is dominated by the electricity consumption, gas regasification from its liquid form (11%), gas injection and transport (6%), gas from gaseous to liquid (5%) and others miscellaneous emissions (13%, such as infrastructure in other processing steps, etc.).

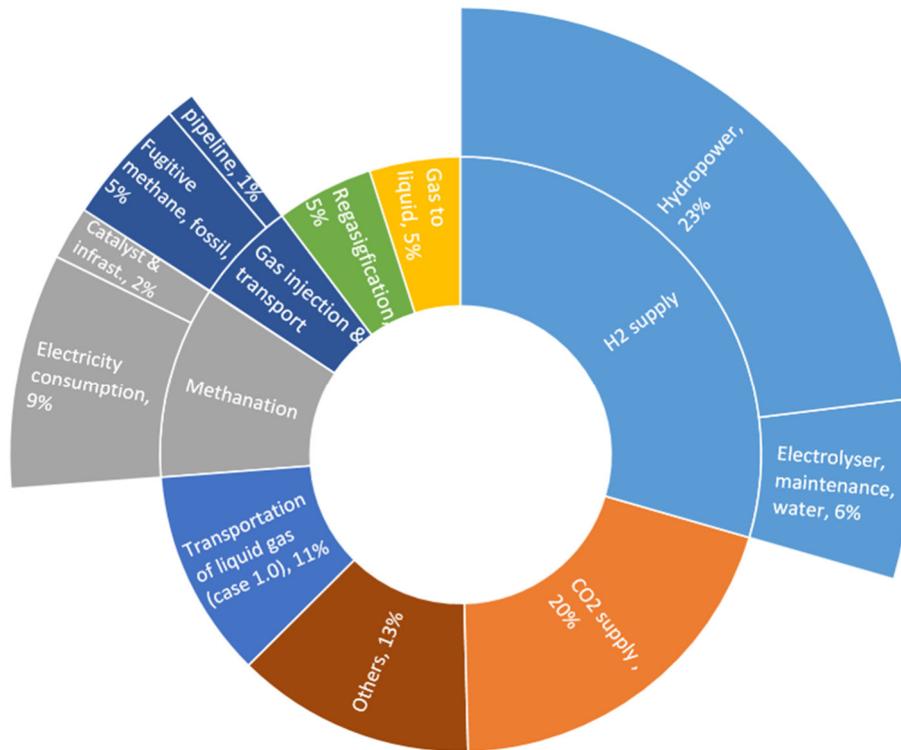


Figure 8: Contribution analysis of life cycle GHG emissions of SNG production and supply (transport case 1.0, see below; 100% Icelandic hydropower for electrolysis); "Others" include other processing facilities throughout the production and supply chain (e.g., condensation unit after methanation, etc.).

Table 7: Absolute life cycle GHG emissions per kWh SNG, as shown in Figure 8, corresponding key assumptions and references by process.

Processes	Life cycle GHG emissions (g of CO <sub>2</sub> -eq/kWh SNG, based on HHV)	Key assumptions and reference	Key references
H <sub>2</sub> supply	18	System electricity consumption of PEM electrolyzer: 5.2 kWh/Nm <sup>3</sup> of SNG  (more details in Table 8)  Life cycle GHG emissions of Icelandic hydropower supply: 8 g CO <sub>2</sub> eq/kWh, which is estimated based on the Icelandic hydropower production dataset in ecoinvent, with updates of direct CO <sub>2</sub> emissions from hydropower plants in Iceland	Zhang et al. 2017 [4]  ecoinvent v3.6, allocation cut-off system model [11] National inventory report, Iceland, 2019 [8]
Gas injection & transportation to low-pressure network	4	Mainly adapted from ecoinvent dataset "market for natural gas, low pressure, CH" with updated gas supply of SNG (section 4.5.5) and reduced fugitive methane emissions according to the feedback of project partner <sup>21</sup>	ecoinvent v3.6, allocation cut-off system model [11]
CO <sub>2</sub> supply	12	Required chemicals, facilities per kg of CO <sub>2</sub> supply: - MEA: 4.8E-5 kg - Activate carbon: 1.2E-3 kg - 4.4E-10 unit of chemical factory, organics as in ecoinvent - storage unit not considered	Zhang et al. 2020 [5] ecoinvent v3.6, allocation cut-off system model [11]
Transportation of liquid gas (case 1.0)	7	Project-specific assumptions (section 4.5.4)	-
Gas regasification from liquid	3	Adapted from ecoinvent activity "evaporation of natural gas, RER" by: 1) deleting transportation as project-specific transportation is included; 2) updating the electricity supply location depending on injection point	ecoinvent v3.6, allocation cut-off system model [11]
Methanation	6 <sup>22</sup>	2.7 kg of CO <sub>2</sub> and 0.5 kg of H <sub>2</sub> is required to produce 1 kg of SNG	Zhang et al. 2017 [4]
Gas from gaseous to liquid	3	Mainly adapted from ecoinvent dataset "natural gas production, liquefied, RME"  Updated electricity supply to be Icelandic hydropower, with a consumption of 1.66 kWh/kg of SNG for liquefaction of gas.	ecoinvent v3.6, allocation cut-off system model [11] Project partner information
Others	6	-	-

<sup>21</sup> Personal communication by Bettina Bordenet, Dec 7, 2020.

<sup>22</sup> This could increase to 20 g of CO<sub>2</sub>-eq/kWh SNG (or 23% increase in comparison with the current life cycle GHG emissions of SNG production of 62 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh) if the electricity consumption in catalyst production, as reported by Agarski et al. 2017 [15]) were considered (~700 kWh/kg for Ni/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst). However, since this is the only data source on electricity consumption in catalyst production in literature, and the quality of the study is questionable (potential misuse of the datasets from incorrect system model of the background database or versions was observed, and the figure on electricity consumption cannot be reproduced using original literature), it is per default not included in this study. This is however subject to future improvement once more data is available.

### 5.3. Electricity supply to electrolysis

Although 100% Icelandic hydropower is used in this analysis as default option, depending on the detailed contract of power purchase, the electricity supply to PEM electrolysis to produce hydrogen could actually be partially supplied from medium-voltage Icelandic grid power supply, which consists of 76% hydropower and 24% of geothermal power. Since the greenhouse gas emission accounting approach applied to this power supply depends on whether the purchased power has “added” renewable electricity to the power system<sup>23</sup>, it is important to understand the difference of these different potential power supplies, and their influence on the life cycle GHG emissions of SNG production. Thus, the life cycle GHG emissions for these power supplies are shown in Figure 9, in which grid power supply has 0.019 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh, while the updated hydropower supply (with CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion and land use change in the reservoir according to [20]) has 0.008 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sup>24</sup> and geothermal power supply has 0.023 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Note that Icelandic grid supply takes into account the GHG emissions associated with the transmission and distribution of electricity as well as the grid infrastructure, thus it is not only the weighted sum of life cycle GHG emissions from hydropower and geothermal power directly.

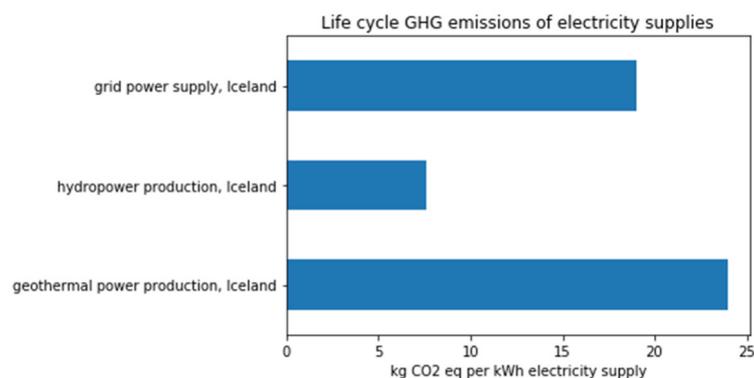


Figure 9: Life cycle GHG emissions of potential electricity supplies for electrolysis in Iceland. The result for geothermal power production is produced using a dataset from ecoinvent v3.6, allocation, cut-off model, while the result for hydropower production is generated by updating the corresponding ecoinvent dataset with data from the National GHG inventory report from Iceland. The result for grid power supply from Iceland takes into account the updated hydropower datasets for Iceland in the grid supply mix and includes GHG emissions from electricity transmission and distribution as well as grid infrastructure.

Depending on which type of electricity will be purchased for how many units of electricity consumed in the electrolyzer, the life cycle GHG emissions associated the SNG supply can vary. The type of electricity certificates to be purchased for this SNG production project allows for claiming the credits of consuming renewable electricity, since the generation of hydropower to be consumed depends on its consumption; in other words, the amount of hydropower guaranteed by the purchase contract and consumed by the electrolyser is only produced, if supplied to and consumed by the electrolyzer. The resulting variation of life-cycle GHG emissions is shown in Figure 10. Two approaches in terms of how electricity with hydropower certificates can be treated in LCA are investigated: 1) the purchased hydropower is surplus electricity<sup>25</sup> and thus has zero-emissions; 2) the purchased hydropower will have reduced life cycle GHG emissions due to increased utilization of existing power plant infrastructure (currently assumed as 25% increase of utilization). The results show that, depending on

<sup>23</sup> «Vorschlag der PtX Allianz zur Ausgestaltung und Gewichtung der Kriterien für den Strombezug von Elektrolyseuren zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe nach Art. 27 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)»: <https://www.ptx-allianz.de/vorschlag-der-ptx-allianz-zur-ausgestaltung-und-gewichtung-der-kriterien-fuer-den-strombezug-von-elektrolyseuren-zur-produktion-erneuerbarer-kraftstoffe-nach-art-27-der-erneuerbare-energien-richtlini/>

<sup>24</sup> The original life cycle GHG emissions for Icelandic hydropower supply according to ecoinvent v3.6 (system model “allocation, cut-off by classification”) are 0.051 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. The result from the updated dataset is much lower, which is a result of the corrected direct CO<sub>2</sub> emissions from the non-alpine reservoir and other assumptions that more precisely reflect the situation in Iceland.

<sup>25</sup> Since Iceland is not connected to the European electricity grid, the electricity market is relatively small and hydropower plant operators could generate more electricity than they currently do in the existing power plants without modifying their facilities. Such production could be considered as “surplus hydropower”.

the approach, the life cycle GHG emissions of electricity supply will range from 4 to 10 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh, which is about 50% to 77% decrease of emissions in comparison with the current Icelandic grid supply (19 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh), but very similar to average Icelandic hydropower (8 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh), which is applied in the analysis per default. Due to these minor differences of scenarios A-D compared to the average hydropower in Iceland, the effect of these scenarios A-D on the overall impacts on climate change from SNG supply and use is minor and is not further analyzed in calculating overall LCA results. However, for comparison and as a “worst case option” in terms of GHG emissions, overall LCA results are also quantified using the Icelandic grid mix for electrolysis.

The option of considering the purchased hydropower as “excess electricity” with zero environmental burdens is also dismissed, since such excess electricity is usually associated with zero or even negative electricity prices, which is not the case in the present analysis.

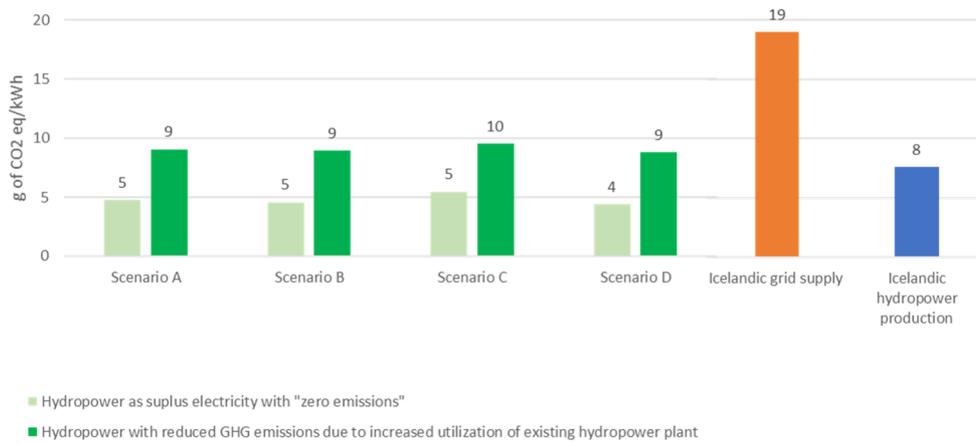


Figure 10: Life cycle GHG emissions of electricity supplies for electrolysis considering different scenarios (as shown in Table 2). 100% Icelandic hydropower is applied in Figure 6, Figure 7 and Figure 8, while results considering 100% Icelandic grid supply are included in the Appendix Figure S2-4 for comparison.

#### 5.4. Transportation of SNG

Different cases of SNG transportation pathways (Table 6) are investigated. As shown in Figure 11, case 3.0 shows the lowest life cycle GHG emissions (4 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh of SNG transportation), while case 7.0 has the highest life cycle GHG emissions (15 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh of SNG transportation). But in general, the contribution from transportation to the overall life cycle GHG emissions of SNG supply (7 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh of SNG supply in case 1.0, as shown in Figure 8), remains low, and the associated potential variations should not be considered as determining factor choosing a certain transport pathway.

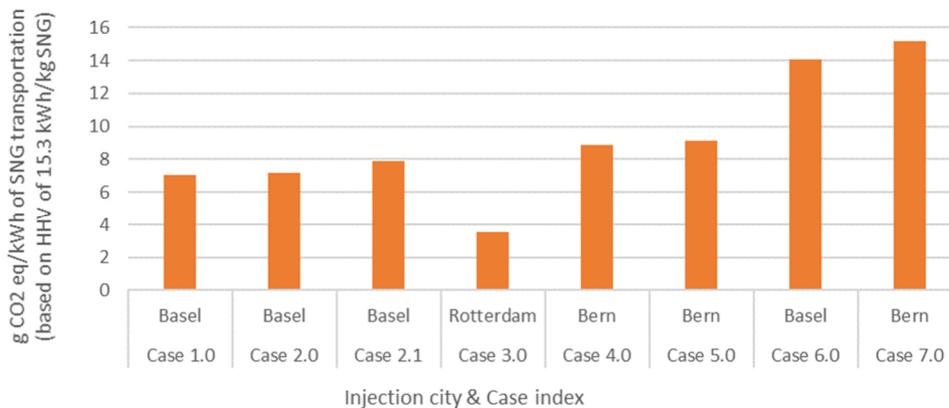


Figure 11: Life cycle GHG emissions per kWh of SNG transportation, in g CO<sub>2</sub>-eq/kWh of SNG (based on HHV) transportation from Iceland to Switzerland.

## 6. Conclusions

This analysis has quantified life-cycle GHG emissions (and “ecological scarcity scores”, supposed to represent overall environmental impacts) of synthetic natural gas (SNG) production in Iceland using local hydropower for electrolysis and CO<sub>2</sub> captured at the geothermal power plant Hellisheiði, and its subsequent transport and use in Switzerland – either as heating, or vehicle fuel. Different alternatives for electricity supply for the electrolyzer and transport of SNG to Switzerland have been taken into account.

SNG production with CO<sub>2</sub> captured at the geothermal power station and its use as fuel represents a case of “Carbon Capture and Utilization” (CCU). There are different approaches for dealing with CCU-based fuels in LCA and they can be decisive regarding LCA results. The present analysis shows indeed, that the approach for how to deal with the multi-functionality of the geothermal power plant (generating electricity, heat, and CO<sub>2</sub> used as feedstock for methanation) represents a decisive factor regarding impacts on climate change of SNG production and use. Both system expansion and substitution have been applied in this analysis. System expansion represents the overall system perspective including both geothermal electricity production and SNG use for heating or mobility; substitution allows for the quantification of product-specific environmental burdens of SNG and represents the individual perspectives of the operators and producers of the geothermal plant and SNG, respectively.

Attributing the CO<sub>2</sub>, which is emitted by the SNG user, to either geothermal energy or SNG combustion can be avoided by a system expansion approach, which quantifies combined environmental impacts of geothermal energy generation, and SNG production and use. From this perspective, using SNG in boilers and passenger vehicles instead of natural gas can reduce overall system life-cycle GHG emissions by 37% and 27%, respectively. This overall system perspective might, however, not be applicable or useful from the point of view of regulating authorities, SNG producers, and geothermal facility operators. From these individual perspectives, attributing CO<sub>2</sub> emissions to specific processes is likely to be required, and for this purpose, the substitution approach is applied (as recommended by relevant guidelines). If CO<sub>2</sub> emissions of SNG boilers and vehicles are entirely assigned to the geothermal energy plant, SNG can achieve life-cycle GHG emission reductions in comparison to natural gas of more than 70% and almost 50% when used as heating and passenger vehicle fuel, respectively.

The LCA confirms the importance of low-carbon electricity for electrolysis to allow for a substantial reduction of life-cycle GHG emissions by substituting natural gas with SNG. However, basically all available options in Iceland exhibit low GHG emissions and therefore, differences between potential options are minor in terms of impacts on climate change. Transport of SNG from Iceland to Switzerland in general is of minor relevance in terms of contributions to life-cycle GHG emissions.

Applying the method of ecological scarcity to the SNG production, supply and use chain results in negative scores, i.e. a positive impact on the environment. This is a result of exhaust gas cleaning at the geothermal plant required when CO<sub>2</sub> is captured and supplied as feedstock for methanation. Methanation does not tolerate Sulphur and the gas cleaning reduces H<sub>2</sub>S emissions to such an extent that this positive impact on the environment is higher than all the burdens along the SNG production, supply, and use. However, this result must be interpreted carefully, since the ecological scarcity method is Swiss-specific – quantifying environmental burdens and benefits in Iceland according to environmental issues and policy goals in Switzerland hardly represents the situation in Iceland appropriately, especially when it comes to acidification (to which H<sub>2</sub>S emissions contribute), which is largely due to agriculture in Switzerland.

Main uncertainties in the current LCA are related to the fact that it often has to rely on more or less generic literature data for process performance, since the SNG production and transport chain is not yet in place. However, it is not expected that process performance in reality will substantially differ

from currently used figures and therefore, LCA results (regarding life-cycle GHG emissions) can be regarded as reliable. Uncertainties in the regulatory context are by far more decisive when it comes to practical implementation of the evaluated SNG production and use chain.

## 7. Appendix

### 7.1. Ecological scarcity – «Methode der ökologischen Knappheit» (Umweltbelastungspunkte)

Eco-points (Umweltbelastungspunkte "UBP") according to the Life Cycle Impact Assessment (LCIA) method Ecological Scarcity or "Methode der Ökologischen Knappheit" [19] have been quantified, supposed to represent to "overall" environmental impact of SNG production and use. These results are only included in the Appendix, because of two factors limiting the informative value of these results:

- 1) The method is currently being updated, mainly because the current version does no longer reflect climate policy in Switzerland<sup>26</sup> – according to the new version, GHG emissions will become more important compared to other impacts.
- 2) The method is supposed to represent Swiss policy goals, regulations, and concerns regarding environmental aspects, while a large part of the impacts of the SNG chain happens elsewhere.

Since UBP scores are a mandatory element for a request for tax exemption for "renewable-based fuels" in Switzerland, and such a request requires product-specific LCA results, only the substitution approach (see section 4.2 for a discussion of system boundaries and accounting approaches) is applied, and the same three options for assigning CO<sub>2</sub> emissions to CO<sub>2</sub> supplier and SNG user are applied as in Figure 7.

Figure S1 shows a contribution analysis for overall UBP scores per functional unit for the substitution approach. Negative scores for SNG supply are due to H<sub>2</sub>S removal as an effect of CO<sub>2</sub> capture representing a positive impact on the environment, as discussed above. The same three options for attribution of CO<sub>2</sub> emissions as in Figure 7 are distinguished, namely (a) assigning CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion entirely the CO<sub>2</sub> supplier (geothermal plant), (b) entirely to the SNG end-user, and (c) 50% to CO<sub>2</sub> supplier and 50% to SNG end-user. However, the effect of this differentiation on overall results is, compared to impacts on climate change, minor, since negative scores due to H<sub>2</sub>S removal dominate the results.

shows overall eco-points according to the ecological scarcity method (substitution approach). The UBP results – supposed to represent the "overall environmental impact" – show one major difference in comparison with the life-cycle GHG emissions shown in Figure 7: due to catalyst's intolerance of sulfur content in the methanation process, the H<sub>2</sub>S emissions after Sulfix at the geothermal power plant have to be further reduced until the Sulphur concentration reaches a level of less than 1 ppm, which is very close to zero [21]. Therefore, it is assumed that the H<sub>2</sub>S emissions are entirely removed and reduced to zero before CO<sub>2</sub> is fed into methanation. Thus, capturing and supplying CO<sub>2</sub> for the production of SNG results in H<sub>2</sub>S emission reduction, which is considered as a positive impact to the environment (associated with negative UBP scores). Since with the substitution approach the environmental impacts of SNG production are calculated as the difference between geothermal power generation with and without CO<sub>2</sub> capture and reduced H<sub>2</sub>S emissions are an effect of CO<sub>2</sub> capture, SNG is assigned with the associated environmental benefit (negative UBP score).

Different from CO<sub>2</sub> emissions, the reduction of H<sub>2</sub>S emission due to CO<sub>2</sub> capture is always entirely attributed to SNG production – justified by the fact that CO<sub>2</sub> is used as feedstock shifting emissions from the geothermal plant to the SNG end-user with a maximum reduction of overall emissions of 50%, while the reduction of H<sub>2</sub>S emissions is simply due to CO<sub>2</sub> utilization and emissions are not shifted. In other words, both provider and consumer of the CO<sub>2</sub> are needed to reduce the overall system GHG

---

<sup>26</sup> Other than climate change related aspects will be updated as well, but these are not expected to have substantial effects on LCA results as opposed to the climate change related update.

emissions (as shown in the results of system expansion as in Figure 6), thus it is arguable to which entity the CO<sub>2</sub> emissions should be attributed. For the H<sub>2</sub>S emission, the further emission reduction is clearly as a result of CO<sub>2</sub> utilization by the SNG production, thus the “credits” for H<sub>2</sub>S emission removal are fully assigned to the SNG producer/consumer.

The characterization factor<sup>27</sup> (CF) for H<sub>2</sub>S emission in the Ecological Scarcity method is high, as a result of its relatively high acidification potential and the fact that acidification represents a major environmental concern in Switzerland. This CF amounts to 39 UBP per g of H<sub>2</sub>S emission (in comparison for instance with the CF for CO<sub>2</sub>, which is 0.46 UBP per g of CO<sub>2</sub>). To produce 1 kWh of SNG, 0.178 kg of CO<sub>2</sub> with low sulfur content is required, which results in 0.02848 kg of H<sub>2</sub>S emission removal (i.e. minus 0.029 kg of H<sub>2</sub>S emission). Converting these negative emissions to UBP, minus 1110 UBP/kWh SNG as a result of this emission removal are obtained. In comparison with other contributions to the overall UBP score in SNG production and processing, this negative contribution as a result of H<sub>2</sub>S emission removal dominates, mainly driven by the high value of characterization factor of H<sub>2</sub>S emission, and results in overall negative UBP scores (corresponding to a positive impact on the environment) for SNG production, supply and end-use. The main positive contribution to UBP scores (i.e. negative impact on the environment) is due to use of hydropower as a potentially limited natural resource.

However, this result should be interpreted with considerable caution, due to the general limitations of the ecological scarcity method mentioned above<sup>28</sup>, as well as the fact that acidification impact can be highly regional: actual acidification impacts depend on the fate or pathway of the emitted substances from the point of emission to the biosphere, and the background concentration in air, soil and water. However, the Ecological Scarcity method contains only Swiss-specific acidification characterization factors, to be applied globally-equal (i.e. equal acidification impact per kg of H<sub>2</sub>S emissions regardless of the location of emissions).

Table S 1: Eco-points for 1 kWh of SNG production (100% Icelandic hydropower applied in electrolysis) and end use with substitution approach and applying the ecological scarcity impact assessment method [19]. Negative scores indicate a positive overall effect on the environment.

Approach	Substitution					
	SNG end use	Boiler (per kWh SNG combustion or 3.6 MJ of heat supply)			Vehicle (per kWh SNG combustion or 1.3 km of distance driven)	
<b>Attribution of CO<sub>2</sub> emissions from SNG end-use</b>	100% geothermal plant	50% geothermal plant; 50% SNG consumer	100% SNG consumer	100% geothermal plant	50% geothermal plant; 50% SNG consumer	100% SNG consumer
<b>SNG</b>	-951	-911	-870	-771	-725	-679
<b>Conventional alternatives</b>						
<b>Natural gas (boiler / vehicle)</b>		154			439	
<b>Oil (boiler)</b>		225			-	
<b>Petrol (vehicle)</b>		-			523	

<sup>27</sup> Characterization factor is a conversion factor in Life Cycle Impact Assessment that converts emissions to soil, water and air, resource extractions, and land use transformations into different environmental impacts.

<sup>28</sup> The main limitation in the context of the present analysis is the following: The characterization factor for H<sub>2</sub>S emissions in Iceland is very likely to deviate considerably from the one in Switzerland, since both the current and critical flows of H<sub>2</sub>S will substantially differ. In Switzerland, acidification is an environmental issue mainly related to agriculture and the application of manure. Current emissions of substances contributing to acidification are high and therefore, such emissions get a high weight in the ecological scarcity method. The present UBP scores are therefore unlikely to represent “true” environmental impacts in Iceland, where acidification due to agriculture cannot be expected to represent a major environmental issue, in an appropriate way.

Figure S1 shows a contribution analysis for overall UBP scores per functional unit for the substitution approach. Negative scores for SNG supply are due to H<sub>2</sub>S removal as an effect of CO<sub>2</sub> capture representing a positive impact on the environment, as discussed above. The same three options for attribution of CO<sub>2</sub> emissions as in Figure 7 are distinguished, namely (a) assigning CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion entirely the CO<sub>2</sub> supplier (geothermal plant), (b) entirely to the SNG end-user, and (c) 50% to CO<sub>2</sub> supplier and 50% to SNG end-user. However, the effect of this differentiation on overall results is, compared to impacts on climate change, minor, since negative scores due to H<sub>2</sub>S removal dominate the results.

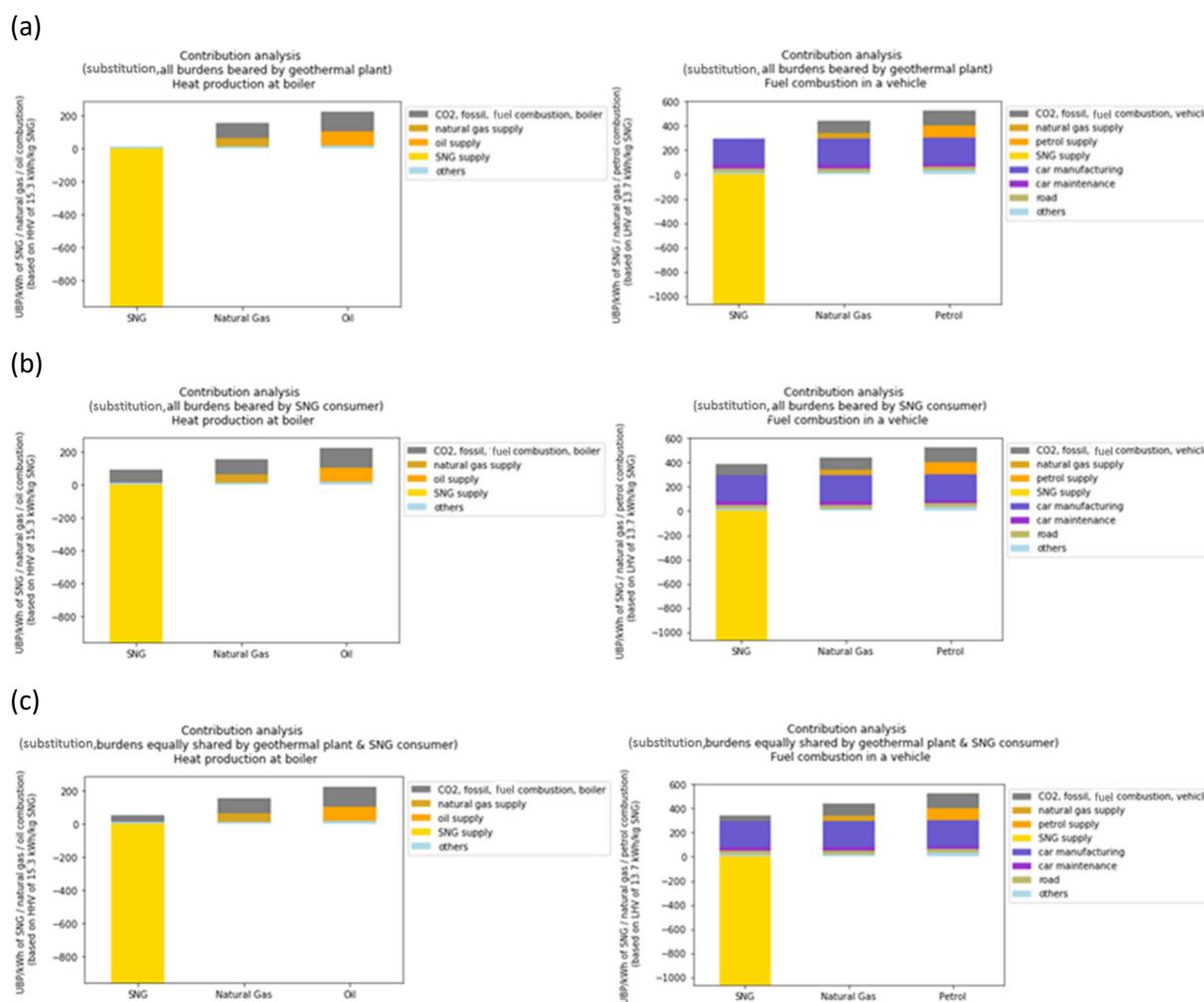


Figure S 1: Contribution analysis of UBP scores per functional unit (substitution; 100% Icelandic hydropower applied in electrolysis): (a) burdens of CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion are assigned to electricity production at the geothermal plant, despite the physical emissions at the combustion of produced SNG in Switzerland; (b) burdens of CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion are assigned to the SNG consumer, where CO<sub>2</sub> is physically emitted; (c) burdens of CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion are equally shared between geothermal plant (50%) and SNG end-consumer (50%).

## 7.2. Sensitivity analysis – use of Icelandic electricity grid mix instead of hydropower for SNG production

As explained in section 5.3, sensitivity analysis on the type of electricity supply for SNG production is carried out. Results for impacts on climate change using the average electricity grid mix in Iceland for electrolysis are shown in the following two figures: applying system expansion approach in Figure S2, and substitution approach in Figure S3. Since the GHG intensity of the grid mix is slightly higher than

the one of hydropower (Figure 9) (but still very low compared to other countries<sup>29</sup>), the GHG emissions associated with SNG production (light orange contribution in the figures) are a bit higher than with hydropower, and the reduction of GHG emissions of SNG boilers and vehicles, compared to their natural gas (and oil/petrol) alternatives, is slightly smaller than when using Icelandic hydropower.

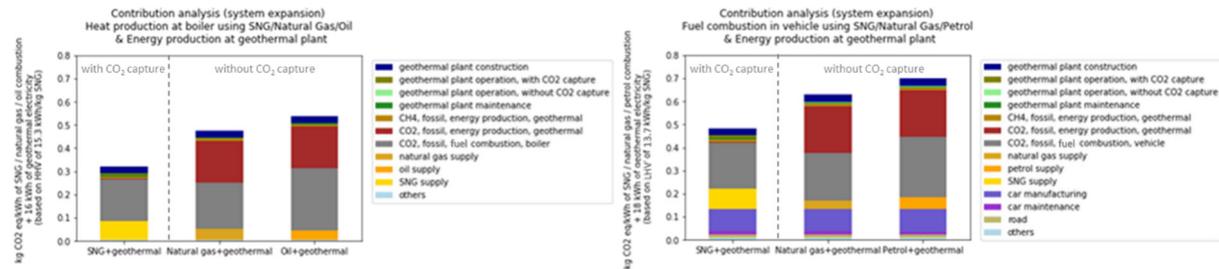
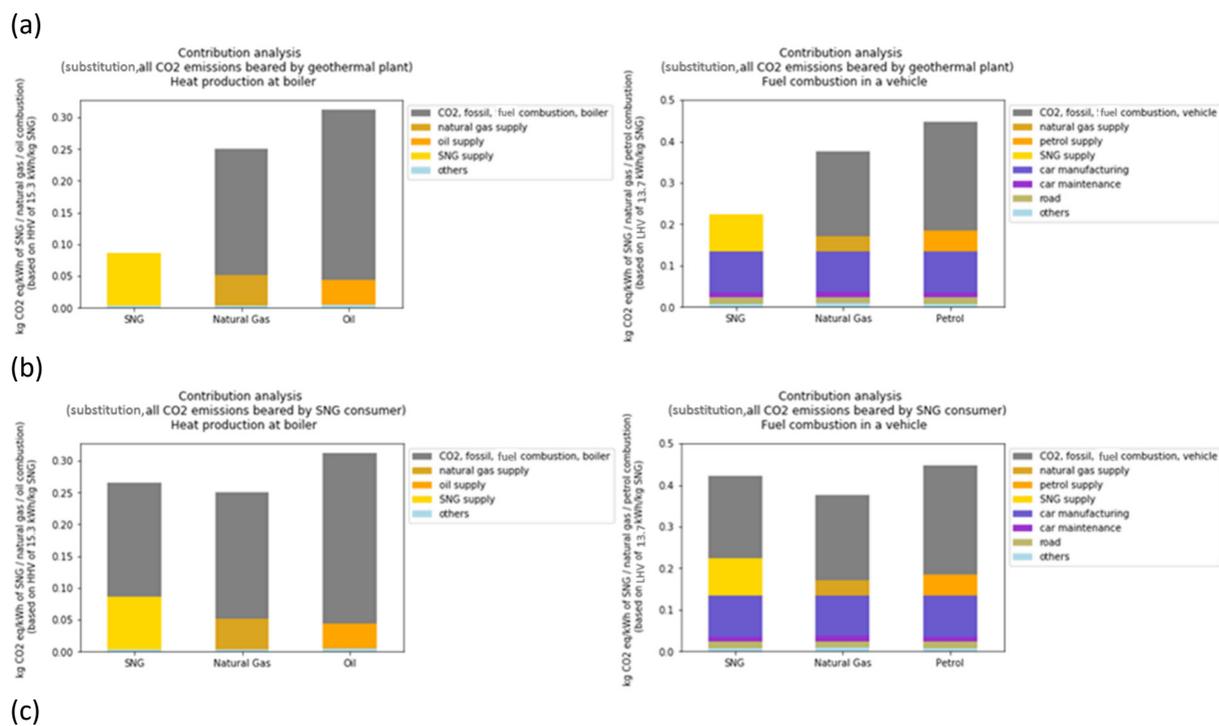


Figure S 2: Contribution analysis for GHG emissions, system expansion approach; left: life cycle GHG emissions per kWh of SNG combustion in a boiler (corresponding to 3.6 MJ of heat production) and 16 kWh of electricity production at the geothermal plant with CO<sub>2</sub> utilization vs. 3.6 MJ of heat production in a boiler with natural gas or heating oil, and 16 kWh of electricity production at the geothermal plant without CO<sub>2</sub> utilization; right: life cycle GHG emissions per kWh of SNG combustion in a CNG vehicle (corresponding to 1.3 km of distance travelled) and 18 kWh of electricity production at the geothermal plant with CO<sub>2</sub> utilization vs. 1.3 km of distance travelled by a CNG vehicle with conventional natural gas supply in Switzerland, or by a vehicle powered by petrol, and 18 kWh of electricity production at the geothermal plant without CO<sub>2</sub> utilization. In the systems with SNG as fuel, SNG transportation case 1.0 is applied, and 100% Icelandic grid electricity supply is used in PEM electrolysis to produce hydrogen.



<sup>29</sup> For comparison – GHG intensity grid mix Iceland, as used in this analysis: 19 g CO<sub>2eq</sub>/kWh (similar to wind power); Switzerland: 100-150 g CO<sub>2eq</sub>/kWh (depending on the annual imports); EU: ca. 400 g CO<sub>2eq</sub>/kWh.

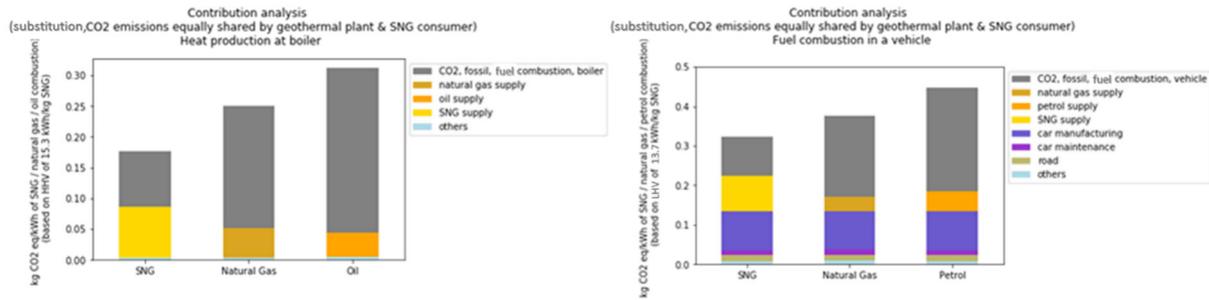


Figure S 3: Contribution analysis of GHG emissions, substitution approach: (a) emissions of CO<sub>2</sub> due to SNG combustion are assigned to electricity production at the geothermal plant, despite the physical emissions of CO<sub>2</sub> due to combustion of SNG in Switzerland; (b) emissions of CO<sub>2</sub> due to SNG combustion are assigned to the SNG consumer as the physically emitter; (c) emissions of CO<sub>2</sub> due to SNG combustion are equally shared between the geothermal plant (50%) and SNG end-consumer (50%); 100% Icelandic grid electricity supply for electrolysis is applied.

Applying the system expansion approach (Figure S2), the SNG boiler reduces system GHG emissions by about 33% compared to the natural gas boiler and about 41% compared to the oil boiler (as opposed to 37% and 44%, respectively, with Icelandic hydropower). Applying the substitution approach for the quantification of product-specific life-cycle GHG emissions for SNG production and use, and attributing CO<sub>2</sub> emissions due to SNG combustion entirely to the geothermal plant (CO<sub>2</sub> supplier), results in a reduction of life-cycle GHG emissions of SNG as heating fuel by 65% and 72%, compared to a natural gas and oil boiler, respectively (Figure S3(a), left panel). Applying the same approach for SNG as vehicle (Figure S3(a), right panel) fuel results in reductions of life-cycle GHG emissions of SNG by 41% and 50%, respectively, compared to a natural gas and a petrol vehicle.

Figure S4 shows the contribution analysis for life-cycle GHG emissions of SNG production and supply to the end-user in Switzerland, using Iceland's electricity grid mix for SNG production. Compared to using hydropower, emissions per unit of SNG slightly increase from 62 g CO<sub>2</sub>-eq per kWh SNG (based on HHV) to 84 g CO<sub>2</sub>-eq per kWh SNG. The emissions associated with grid mix electricity supply for electrolysis increase to almost half of the total emissions per unit of SNG production and supply, which shows that low GHG emissions of SNG production crucially depend on low-carbon electricity.

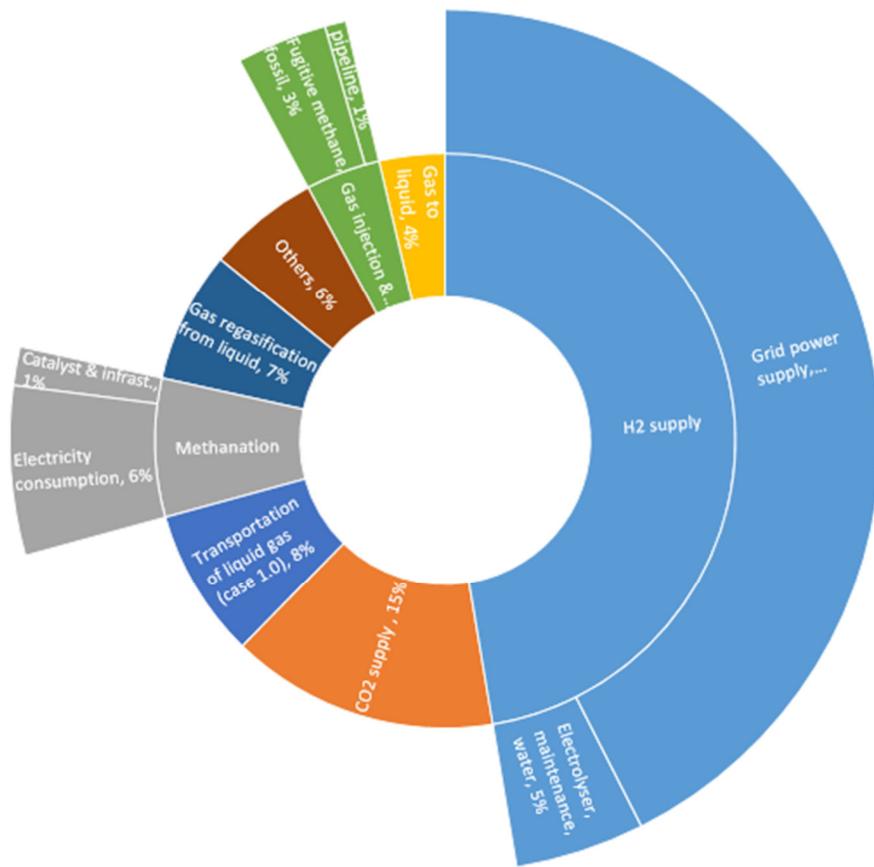


Figure S 4 Contribution analysis of life cycle GHG emissions of SNG production and supply (transport case 1.0); 100% Icelandic grid supply for electrolysis; "Others" include other processing facilities throughout the production and supply chain (e.g., condensation unit after methanation, etc.).

## References

- [1] L. J. Müller *et al.*, “The carbon footprint of the carbon feedstock CO<sub>2</sub>,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 13, no. 9, pp. 2979–2992, 2020.
- [2] L. J. Müller, A. Kätelhön, M. Bachmann, A. Zimmermann, A. Sternberg, and A. Bardow, “A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization,” *Front. Energy Res.*, vol. 8, no. February, pp. 1–20, 2020.
- [3] ISO, “ISO 14044: Life cycle assessment — Requirements and guidelines,” *International Organization for Standardization*, vol. 14044. p. 46, 2006.
- [4] X. Zhang, C. Bauer, C. L. Mutel, and K. Volkart, “Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications,” *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 326–338, Mar. 2017.
- [5] X. Zhang, J. Witte, T. Schildhauer, and C. Bauer, “Life cycle assessment of power-to-gas with biogas as the carbon source,” *Sustain. Energy Fuels*, 2020.
- [6] M. R. Karlsdóttir, Ó. P. Pálsson, H. Pálsson, and L. Maya-Drysdale, “Life cycle inventory of a flash geothermal combined heat and power plant located in Iceland,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 20, no. 4, pp. 503–519, Apr. 2015.
- [7] M. R. Karlsdóttir, J. Heinonen, H. Pálsson, and O. P. Pálsson, “Life cycle assessment of a geothermal combined heat and power plant based on high temperature utilization,” *Geothermics*, vol. 84, p. 101727, Mar. 2020.
- [8] The Environment Agency of Iceland, “National Inventory Report, Emissions of Greenhouse Gases in Iceland from 1990-2017,” p. 421, 2019.
- [9] R. Edwards, J. Rejtharova, M. Padella, J. Wachsmuth, and S. Lehmann, “Draft Methodology for Calculation of GHG emission avoidance First Call for proposals under the Innovation Fund - Discussion Paper in support of Technical Workshop 5 February 2020,” 2020.
- [10] X. Zhang, C. Bauer, C. Mutel, and K. Volkart, “Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications,” *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 326–338, 2017.
- [11] B. P. Weidema *et al.*, “Data quality guideline for the ecoinvent database version 3,” 2013.
- [12] JRC EC, “Product Environmental Footprint Category Rules Guidance,” 2018.
- [13] R. Frischknecht and R. Itten, “Book , trade and claim systems in LCA : how to model certificates delinked from physical flows,” *SETAC 6th World Congr. Eur. 22nd Annu. Meet.*, no. May 2012, pp. 4–6, 2012.
- [14] G. Jachin, “System design for IMPEGA, from Hochschule für Technik Rapperswil, on Apr 30,” 2020.
- [15] B. Agarski, V. Nikolić, Ž. Kamberović, Z. Anđić, B. Kosec, and I. Budak, “Comparative life cycle assessment of Ni-based catalyst synthesis processes,” *J. Clean. Prod.*, vol. 162, pp. 7–15, Sep. 2017.
- [16] Orkustofnun Data Repository, “Gas Emissions of Geothermal Power Plants and Utilities 1969-2019, Iceland,” 2020.
- [17] IPCC, *Climate Change 2013*, vol. 5. 2014.
- [18] C. Mutel, “Brightway: An open source framework for Life Cycle Assessment,” *J. Open Source Softw.*, vol. 2, no. 12, p. 236, 2017.
- [19] R. Frischknecht and S. Büsler Knöpfel, “Swiss Eco-Factors 2013 according to the Ecological Scarcity Method,” 2013.
- [20] L. Scherer and S. Pfister, “Hydropower’s biogenic carbon footprint,” *PLoS One*, vol. 11, no. 9, Sep. 2016.
- [21] M. Götz *et al.*, “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,” *Renewable Energy*, vol. 85. Elsevier Ltd, pp. 1371–1390, Jan-2016.
- [22] J. C. Abanades, E. S. Rubin, M. Mazzotti, and H. J. Herzog, “On the climate change mitigation potential of CO<sub>2</sub> conversion to fuels,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 10, no. 12, pp. 2491–2499, 2017.

## Teilprojekt C – Regularien

### Ziele und erwartete Resultate

<i>Leitung Teilprojekt</i>	Christopher Stahel, Nordur Group
<i>Weitere Beteiligte</i>	Luka Blumer, Nordur Group; Bettina Bordenet, VSG; Hans-Christian Angele, VSG
<i>Personalaufwand</i>	4 Personenmonate (Nordur Group)
<i>Ziel</i>	Abgleich der in Teilprojekt B erstellten LCA mit den in der Schweiz geltenden ökologischen Vorschriften für biogene Treibstoffe (OZD), um die Befreiung von CO <sub>2</sub> -Abgabe und weiteren Steuern für strombasiertes erneuerbares Gas zu legitimieren.

*Inhalt & Resultate* Im Rahmen des Teilprojektes C wird das gesetzliche und regulatorische Umfeld für den Import von strombasiertem erneuerbarem Gas analysiert (gemäss Vorgabe FOGA vom 8.3.2018). Dabei sollen insbesondere Grundlagen für die folgenden Themenbereiche erarbeitet werden: Anrechenbarkeit der Erneuerbarkeit, Guarantee of Origin, Mengendeklaration, Zertifizierung, Steuerbefreiungen.

#### **C1: Formalitäten/Regularien**

Klären der bestehenden Vorschriften und den damit verbundenen Verpflichtungen und Aufwände zum Import von biogenen Treibstoffen und die Anwendung und Prüfung inwiefern diese auf strombasierte erneuerbare Gase angewendet werden können bzw. angepasst werden müssen.

Wichtig: Doppeldeklarationen von ökologischem Nutzen müssen vermieden werden (insbesondere wenn das Gas auch im Herkunftsland Verwendung findet).

-> Resultat C1

*Antworten auf die Fragen:*

*(Wie) kann ein vereinfachtes Verfahren wie beim Biogas zur Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe und der Mineralölsteuer für erneuerbares Gas aus PtG-Anlagen definiert und angewendet werden? Welche länderspezifischen Anforderungen spielen bei der Produktion im Ausland eine Rolle, und wie verhalten sich diese zu den Qualitätsanforderungen des Ziellandes?*

#### **C2: Auswertung und Einordnung in den Schweizer Kontext**

Mit den in B1 und B2 ermittelten Ergebnissen werden die Umweltbelastungen entlang der Wertschöpfungskette beim physikalischen Import strombasierter erneuerbarer Gase transparent abgebildet. Für den konkreten Anwendungsfall erfolgt eine Einordnung in den aktuellen Schweizer Kontext hinsichtlich der Darstellung von Umweltbelastungspunkten, dem Vergleich mit der Hot-Spot-Analyse des BAFU und der Vorgaben der MinÖStV bzw. dem MinÖStG.

-> Resultat C2

*Erweiterung der gegenwärtig gültigen Methodik zur Bestimmung der Umweltbelastung für die Steuererleichterung von Biotreibstoffen, die derzeit für strombasierte Treibstoffe noch Defizite aufweist.*

Berichtsteil TP C



# Teilprojekt C

## Regularien

Nordur Power SNG Ltd., Bern, Schweiz

Version vom 21.01.2021

### **Disclaimer**

All information contained in this report is confidential and property of Nordur Power SNG Ltd.



## Inhalt

Abkürzungsverzeichnis.....	3
Definition der verwendeten Begrifflichkeit «Green Gas» .....	4
Ausgangslage und Aufgabenstellung .....	1
<b>C1 – Formalitäten und Regularien.....</b>	<b>2</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>2</b>
<b>2 Status Quo (Oktober 2020).....</b>	<b>3</b>
<i>2.1 Brennstoff.....</i>	<i>3</i>
<i>2.2 Treibstoff .....</i>	<i>5</i>
<b>3 Ausblick .....</b>	<b>7</b>
<i>3.1 Umsetzung CO<sub>2</sub>-Gesetz: Günstige gesetzliche Bestimmungen (CO<sub>2</sub>-Verordnung).....</i>	<i>8</i>
3.1.1 Quantitative Faktoren .....	8
3.1.2 Qualitative Faktoren .....	8
<i>3.2 Umsetzung CO<sub>2</sub>-Gesetz: Ungünstige gesetzliche Bestimmungen (CO<sub>2</sub>-Verordnung).....</i>	<i>10</i>
3.2.1 Quantitative Faktoren .....	10
3.2.2 Qualitative Faktoren .....	10
<b>C2 – Einordnung Schweizer Kontext .....</b>	<b>12</b>
<b>4 Mineralölsteuerverordnung und Hot-Spot-Analyse .....</b>	<b>12</b>
4.1 <i>Mineralölsteuerverordnung .....</i>	<i>12</i>
4.2 <i>Hot-Spot-Analyse des BAFU.....</i>	<i>12</i>
4.3 <i>Vergleich der Resultate LCA.....</i>	<i>13</i>
4.4 <i>Vereinfachtes Verfahren .....</i>	<i>15</i>
<b>5 Fazit .....</b>	<b>16</b>
<b>Anhang A Referenzen und Unterlagen .....</b>	<b>17</b>
<i>Rechtliche Grundlagen.....</i>	<i>17</i>
<b>Anhang B Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>18</b>

## Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
Art.	Artikel
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
Bst.	Buchstabe
BTrV	Verordnung des UVEK über den Nachweis der Erfüllung der ökologischen Anforderungen an biogene Treibstoffe vom 15. Juni 2016, SR 641.611.21 (Stand: 01.08.2016)
bzw.	beziehungsweise
CHF	Schweizer Franken
CO <sub>2</sub> -G	Bundesgesetz über die Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen vom 23. Dezember 2011, SR 641.71 (Stand: 01.01.2020)
CO <sub>2</sub> -V	Verordnung über die Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen vom 30. November 2012, SR 641.711 (Stand: 01.01.2020)
e-dec	Elektronische Zollveranlagungssystem der EZV
EHS	Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EZV	Eidgenössische Zollverwaltung
FOGA	Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft
ILO	International Labour Organization; Internationale Arbeitsorganisation
kg	Kilogramm
KliK	Stiftung Klimaschutz und CO <sub>2</sub> -Kompensation
LBG	Liquefied Biogas
LCA	Life Cycle Assessments; Lebenszyklusanalyse, Umweltbilanz, Ökobilanz
LGG	Liquefied Green Gas; umfasst alle erneuerbaren Gase (Biogas, SNG, H <sub>2</sub> aus PtG, etc.)
LNG	Liquified Natural Gas
MinöSt	Mineralölsteuer
MinöStG	Mineralölsteuergesetz vom 21. Juni 1996, SR 641.61 (Stand: 01.07.2019)
MinöStV	Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996, SR 641.611 (Stand: 01.01.2017)
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
OZD	Oberzolldirektion
PSI	Paul Scherrer Institut
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X; verschiedene Technologien zur Speicherung bzw. anderweitigen Nutzung von Stromüberschüssen
PV	Photovoltaik; Umwandlung von Sonnenlicht mittels Solarzellen in elektrische Energie
resp.	respektive
Rp.	Rappen, vgl. CHF

SGG	Synthetic Green Gas = synthetisches grünes Gas
SNG	Synthetic Natural Gas - Green SNG = erneuerbares synthetisches Gas
SVGW	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches
SVP	Schweizerische Volkspartei
t	Tonne
THG	Treibhausgas
UBP	Umweltbelastungspunkte
UREK-N	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates
USG	Bundesgesetz über den Umweltschutz vom 7. Oktober 1983, SR 814.01 (Stand: 01.03.2020)
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie

## Definition der verwendeten Begrifflichkeit «Green Gas»

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, erneuerbares Gas zu benennen. Die Nordur Power SNG Ltd. entschied sich, von «Green Gas» zu sprechen, da die neu gegründete Firma «Swiss Green Gas International Ltd.» dies im Namen beinhaltet. «Green Gas» bedeutet erneuerbares Gas – also Gas, das aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Dabei kann es sich entweder um Gas handeln, das durch Vergärung von organischen Abfällen oder durch Pyrolyse von organischem Material erzeugt wurde und als «Biogas» bezeichnet wird, oder um Gas, das synthetisch durch das Power-to-Gas-Verfahren (PtG) hergestellt wurde und als erneuerbares synthetisches Gas (Green SNG) oder synthetisches grünes Gas (SGG) bezeichnet wird. Darüber hinaus wird auch Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen unter der Bezeichnung «Green Gas» geführt.

Wenn in diesem Bericht von «Green Gas» oder «erneuerbarem Gas» die Rede ist, gelten die Aussagen sowohl für Biogas als auch für SNG/SGG.

LNG steht für Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas), die erneuerbare Alternative lautet LGG (Liquefied Green Gas). LNG-Logistik bedeutet, dass das (Green) Gas in verflüssigtem Zustand mit Hilfe von Behältern transportiert wurde, die normalerweise für den LNG-Transport verwendet werden.

## Ausgangslage und Aufgabenstellung

Im Rahmen des FOGA-Teilprojektes C wird das rechtliche und regulatorische Umfeld für den Import von strom-basiertem erneuerbarem Gas analysiert (gemäss den Richtlinien FOGA vom März 2018). Insbesondere werden die Grundlagen für die folgenden Themen erarbeitet:

- Anrechenbarkeit der Erneuerbarkeit,
- Herkunftsnachweis,
- Mengendeklaration,
- Zertifizierung,
- Steuerbefreiungen.

Das Teilprojekt C ist gemäss FOGA-Antrag vom 15. August 2019 in zwei Teile gegliedert:

C1: Klären der bestehenden Vorschriften und den damit verbundenen Verpflichtungen und Aufwände zum Import von biogenen Treibstoffen und die Anwendung und Prüfung, inwiefern diese auf strombasierte erneuerbare Gase angewendet werden können bzw. angepasst werden müssen. Wichtig: Doppeldeklarationen von ökologischem Nutzen müssen vermieden werden (insbesondere, wenn das Gas auch im Herkunftsland Verwendung findet).

C2: Mit den in Teilprojekt B (Life Cycle Analysis) ermittelten Ergebnissen werden die Umweltbelastungen entlang der Wertschöpfungskette beim physikalischen Import strombasierter erneuerbarer Gase transparent abgebildet. Für den konkreten Anwendungsfall erfolgt eine Einordnung in den aktuellen Schweizer Kontext hinsichtlich der Darstellung von Umweltbelastungspunkten, dem Vergleich mit der Hot-Spot-Analyse des BAFU und der Vorgaben der MinöStV bzw. dem MinöStG.

## C1 – Formalitäten und Regularien

### 1 Einleitung

Im Kyoto-Protokoll von 1997 hatte sich die Schweiz verpflichtet, die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum von 2008 bis 2012 gegenüber 1990 im Durchschnitt um 8 Prozent zu senken. Bis zum Jahr 2020 sollten die Treibhausgasemissionen der Schweiz mindestens um 20 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden. Das geltende CO<sub>2</sub>-Gesetz regelt die Verminderung der Treibhausgasemissionen bis und mit 2020. Mit der Genehmigung des Übereinkommens von Paris hat die Bundesversammlung unter anderem dem Ziel zugestimmt, dass die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 Prozent gegenüber 1990 vermindert werden. Um dies umzusetzen, bedarf es einer Totalrevision des geltenden CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2020 bis 2030. Das geltende CO<sub>2</sub>-Gesetz verlangt zudem vom Bundesrat, dem Parlament rechtzeitig Vorschläge für die Ausgestaltung der Schweizer Klimapolitik ab 2021 zu unterbreiten; insbesondere soll der Bundesrat Vorschläge zur weiteren Verminderung der Treibhausgasemissionen ausarbeiten.

Die Beratungen über das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz im Schweizer Parlament wurden im Herbst 2020 abgeschlossen. Verschiedene Gruppierungen haben das Referendum ergriffen, die nötigen 50'000 Unterschriften kamen im Dezember 2020 zusammen. Am 12. Januar 2021 um 11 Uhr findet die Übergabe bei der Bundeskanzlei statt. Die Abstimmung wird voraussichtlich im Juni 2021 stattfinden. Bis das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz in Kraft tritt, gelten die Vorschriften des aktuellen CO<sub>2</sub>-Gesetzes mit ein paar Anpassungen.

Für das vorliegende Projekt sind die Vorgaben für erneuerbare Gase (Methan, Wasserstoff, etc.) resp. erneuerbare Brennstoffe und die damit zusammenhängenden Regularien, insbesondere die CO<sub>2</sub>-Abgabe und allfällige Fördermassnahmen aus der Verwendung der CO<sub>2</sub>-Abgabe, massgebend. Beim Import dieser erneuerbaren Gase handelt es sich im Rahmen dieses Projektes jeweils um den physischen Import mittels Container. Beim leitungsgelassenen Import (Pipeline) gehen die Zollbehörden nach aktueller gesetzlicher Grundlage davon aus, dass es sich um 100% Erdgas handelt, da sich das erneuerbare Gas nicht vom fossilen unterscheiden lässt, und erheben somit auf dem so importierten Gas die CO<sub>2</sub>-Abgabe. Nur durch Container basierten Import ist es für die Zollbehörden möglich zu prüfen, ob es sich (physikalisch) tatsächlich um erneuerbares Gas handelt (nach Art, Menge und Beschaffenheit). Durch Versiegelung des Containers nach der Befüllung bei der Produktionsanlage kann sichergestellt werden, dass das Gas darin erneuerbares Gas ist (ähnlich einem «Herkunftsnachweis») und dass es unterwegs nicht zu einer (vorsätzlichen oder versehentlichen) Vermischung mit bspw. fossilem Gas kam.

Die Regularien für den Import von erneuerbaren Gasen zu Treibstoffzwecken werden im Rahmen des Pilotprojekts «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» von Krummen Kerzers AG und Lidl Schweiz AG vertieft behandelt (vgl. Projekt «Hello LBG»). In diesem Bericht werden die Regularien für erneuerbare Treibstoffe ausschliesslich im Grundsatz dargestellt.

## 2 Status Quo (Oktober 2020)

### 2.1 Brennstoff

Nach den geltenden Vorschriften unterliegt physisch importiertes, erneuerbares Gas für Heizzwecke nicht der CO<sub>2</sub>-Abgabe, denn diese wird nur auf fossile Brennstoffe erhoben (Art. 2 Abs. 1 CO<sub>2</sub>-G, Art. 93 Bst. b CO<sub>2</sub>-V). Gemäss Art. 7 Abs. 8 des Bundesgesetzes über den Umweltschutz (USG) gelten als «biogene» Brennstoffe diejenigen flüssigen oder gasförmigen Brennstoffe, welche aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden. Obwohl synthetisches erneuerbares Gas (SGG) resp. dessen verflüssigte Form (LGG) technisch gesehen nicht «biogen» sind, fallen sie doch unter diese Definition, ebenso wie Wasserstoff aus Power-to-Gas. Art. 35d USG ermöglicht es dem Bundesrat, vorzusehen, dass bestimmte biogene Brenn- und Treibstoffe nur dann in Verkehr gebracht werden dürfen, wenn sie bestimmten ökologischen oder sozialen Anforderungen genügen. Zudem kann er ein Zulassungsverfahren festlegen. Bisher hat der Bundesrat diese Kompetenz nur für biogene Treibstoffe, nicht aber für erneuerbare Brennstoffe genutzt. Werden in erheblichem Masse erneuerbare Brennstoffe importiert, kann der Bundesrat ökologische und soziale Auflagen definieren und eine Zulassungspflicht auch für erneuerbare Brennstoffe einführen. Das zuständige BAFU hat bereits angekündigt, dass im Rahmen der Umsetzung des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes (in der CO<sub>2</sub>-Verordnung) auch soziale und ökologische Auflagen für erneuerbare Brennstoffe eingeführt werden.

Bei der physischen Einfuhr von erneuerbarem Gas als Brennstoff sind bis zum Erlass der vorgängig erwähnten Auflagen bisher nur die Bestimmungen des Zollgesetzes zu beachten (Verzollung nach Art, Menge und Beschaffenheit). Die dafür benötigten Dokumente werden vom Versender dem Spediteur mitgegeben:

- (Proforma-) Rechnung zur Bestimmung des Werts der importierten Ware
- Export-Deklaration des Herkunftslandes
- Deklaration für den Transport gefährlicher Güter

Eine Hürde, die es beim physischen Import von erneuerbarem Gas als Brennstoff momentan noch gibt, ist das elektronische Zollsystem «e-dec». Dieses fügt die CO<sub>2</sub>-Abgabe beim Import am Zoll automatisch der Charge hinzu, obwohl die Abgabe nicht geschuldet ist<sup>1</sup>. Ein Update des «e-dec» ist geplant, um dieses Problem zu beheben. Für Pilotimporte stellte die Oberzolldirektion auf vorherige Anfrage ein Schreiben aus, welches dem Spediteur mitgegeben werden konnte. Dieses Schreiben ermächtigte den Zollbeamten an der Grenze, das elektronische Zollsystem manuell zu übersteuern und die automatisch hinzugefügte CO<sub>2</sub>-Abgabe zu entfernen. Wird ein solches Schreiben nicht vor dem Import der Charge ausgestellt, muss die CO<sub>2</sub>-Abgabe zurückgefordert werden. Dabei muss plausibel gemacht werden, dass das erneuerbare Gas tatsächlich als Brennstoff verwendet wurde (und nicht als Treibstoff; kann ab 2021 evtl. via Clearingstelle belegt werden).

Der Vergleich der ökonomischen Vorteile zwischen Erdgas und erneuerbarem Gas finden auf Basis der gesetzlichen Vorgaben und nicht auf Basis der realen Emissionsunterschiede zwischen erneuerbar und fossil statt.

Kostenminderung des Container-basierten Import von erneuerbarem Gas im Vergleich zu leitungsgebundenem Import von Erdgas durch Wegfallen der CO <sub>2</sub> -Abgabe	26.65 Rp./kg (aktuell 96 CHF/t CO <sub>2</sub> ) <sup>2</sup>
--	---

<sup>1</sup> Verflüssigtes Methan zu Brennstoffzwecken hat die Zolltarifnummer 2711.1990 (Erdgas und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe; verflüssigt; andere; andere als Verwendung zu Treibstoffzwecken).

<sup>2</sup> 15.4 kWh/kg bei einem Methangehalt von 99.4%; CO<sub>2</sub>-Abgabe für 2020 und 2021 beträgt 1.741 Rp./kWh

## MuKEn

Viele Kantone haben die MuKEn 2014 noch nicht umgesetzt, weshalb noch nicht klar ist, ob sie erneuerbare Gase zur Zielerreichung anerkennen werden. Luzern hatte dabei eine Vorreiterrolle. Das 2019 in Kraft gesetzte, revidierte Energiegesetz des Kantons Luzern akzeptiert erneuerbare Gase im Rahmen des Heizungersatzes explizit als erneuerbare Energie. Die Vollzugslösung sieht vor, dass der Eigentümer der Heizung Herkunftszertifikate für Biogas aus Anlagen mit Standort im Kanton Luzern oder in angrenzenden Kantonen und welche ins Gasnetz einspeisen, einmalig einkauft und bei der Vollzugsbehörde hinterlegt. Der einmalige Kauf der Herkunftszertifikate bezieht sich auf eine Betriebsdauer der neuen Heizungsanlage von 20 Jahren. Die Zertifikate müssen von einer von den Gaslieferanten unabhängigen, anerkannten Zertifizierungsstelle ausgestellt werden<sup>3</sup>. Seit dem 1. Juli 2020 sind erneuerbare Gase auch im Kanton Thurgau als Lösung beim Heizungersatz anerkannt. Im Gegensatz zum Kanton Luzern basiert das System des Kantons Thurgau auf einem Vertrag zwischen dem Energielieferanten und dem Kunden. Die Lieferungen erfolgen so kontinuierlich über die gesamte Lebensdauer der Heizung und erhöhen so die Betriebs-, aber nicht die Investitionskosten. Diese Lösung ist weniger kompliziert und weist für Gaskunden erhebliche Vorteile auf, weil sie sich nicht auf 20 Jahre im Voraus verpflichten müssen. Weitere Kantone prüfen die Übernahme dieses Modells bzw. haben es bereits in ihre Gesetzesvorlagen übernommen (SG, SH, GL, GR, SZ).<sup>4</sup>

Für die Umsetzung der MuKEn 2014 muss in den meisten Fällen Biogas bzw. erneuerbares Gas aus der Schweiz zur Anwendung kommen. Erste Kantone prüfen die Bedingung einzuführen, dass die erneuerbaren Gase der schweizerischen THG-Bilanz angerechnet werden können müssen. Damit wird die Türe für die Nutzung von importierten Gasen zur Erfüllung der MuKEn einen Spalt geöffnet.

### Anrechenbarkeit Treibhausgasbilanz

Wird erneuerbares Gas physisch, also bspw. mittels Container, in die Schweiz importiert, so muss es an der Grenze als solches ausgewiesen werden und erhält eine eigene Zolltarifnummer, wobei hierbei nochmals nach Verwendungszweck unterschieden wird. Damit erscheint es separat vom Erdgas in der Zollstatistik. Diese ist eine der Grundlagen der Statistik der erneuerbaren Energien und der Gesamtenergiestatistik des Bundesamts für Energie. Für diese Statistiken ergibt die Inlandproduktion plus die Importe minus die Exporte den Bruttoenergieverbrauch.

Wenn also erneuerbares Gas zu Brennstoffzwecken (gilt auch für erneuerbare Treibstoffe) physisch in die Schweiz importiert wird, so erscheint dieses in der Statistik der erneuerbaren Energien und wird auch für die Gesamtenergiestatistik übernommen. Da zurzeit keine physischen Importe von erneuerbaren Gasen zu Brennstoffzwecken stattfinden (mit Ausnahme von Pilotimporten), ist dieser Wert = 0.

## Bilanz der erneuerbaren Energien in der Schweiz für das Jahr 2019

17.09.2020

### A. Umwandlung von Brutto- in Endenergie<sup>(1)</sup>

[TJ]	Wasser- kraft	Holz	Müll und ind. Abfälle	Gas	übrige erneuerbare Energien					erneuerbare Elektrizität	erneuerbare Wärme	Total
					Biotreit- stoffe (1)	Biogase	Sonne	Wind	Umwelt- wärme			
Inlandproduktion	146'002	42'334	26'938		427	5'563	10'482	525	18'017	0	0	250'288
Import		1'790			7'374					5'599		14'763
Export		-110								-23'378		-23'488
Lagerveränderung												0
<b>Bruttoverbrauch</b>	<b>146'002</b>	<b>44'014</b>	<b>26'938</b>	<b>0</b>	<b>7'801</b>	<b>5'563</b>	<b>10'482</b>	<b>525</b>	<b>18'017</b>	<b>-17'779</b>	<b>0</b>	<b>241'563</b>

Abbildung 1: Statistik der erneuerbaren Energien 2019<sup>5</sup>.

Auf diese Gesamtenergiestatistik stützt sich das Treibhausgasinventar, da die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen den überwiegenden Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz ausmachen. Aus der Aufteilung nach den einzelnen fossilen Energieträgern lassen sich mit Hilfe von

<sup>3</sup> Art. 13 Abs. 3 Bst. d Kantonales Energiegesetz (KEng), SRL 773, URL: [https://srl.lu.ch/app/de/texts\\_of\\_law/773/versions/3308](https://srl.lu.ch/app/de/texts_of_law/773/versions/3308).

<sup>4</sup> Energie360°, MuKEn 2014: Politische Zustimmung für Biogas wächst, URL: <https://www.energie360.ch/magazin/de/erneuerbare-energien-nutzen/muken-2014-politische-zustimmung-fuer-biogas-waechst/>.

<sup>5</sup> BFE, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2019, S. 40.

Emissionsfaktoren die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Gesamtenergiestatistik berechnen.<sup>6</sup> Der Emissionsfaktor für Biomasse (z.B. Holz oder Biogas) wurde vom BAFU gemäss internationalen Vereinbarungen gleich Null gesetzt. Für die Erreichung der internationalen Ziele sind nur die THG aus fossilen Energieträgern relevant. Das bedeutet, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schweiz sinken, wenn statt Erdgas erneuerbares Gas physisch importiert wird, was sich auch im Treibhausgasinventar niederschlägt.

## 2.2 Treibstoff

Erneuerbare Gase zu Treibstoffzwecken unterliegen der Mineralölsteuer. Bei der Oberzolldirektion (OZD) kann gemäss Art. 12b MinöStG eine Befreiung von der Mineralölsteuer für erneuerbare Gase zu Treibstoffzwecken beantragt werden. Die OZD prüft, ob das erneuerbare Gas die Anforderungen gemäss Mineralölsteuergesetzgebung erfüllt. Die Anforderungen sind die folgenden:

- Biogene Treibstoffe verursachen vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch deutlich weniger Treibhausgasemissionen als fossiles Benzin.
- Biogene Treibstoffe belasten die Umwelt vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch gesamthaft nicht erheblich mehr als fossiles Benzin.
- Der Anbau der Rohstoffe erforderte keine Umwandlung von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand oder mit grosser biologischer Vielfalt (z.B. Moor).
- Der Anbau der Rohstoffe erfolgte auf Flächen, die rechtmässig erworben wurden.
- Die biogenen Treibstoffe wurden unter sozial annehmbaren Bedingungen produziert.

Die ersten vier Voraussetzungen gelten in jedem Fall als erfüllt bei biogenen Treibstoffen, die nach dem Stand der Technik aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen hergestellt werden. Die Stoffe, die nach dem Mineralölsteuergesetz als biogene Abfälle oder Produktionsrückstände eingestuft werden, sind in der Positivliste der Oberzolldirektion<sup>7</sup> aufgeführt. Als Abfälle und Produktionsrückstände im Sinne des MinöStG sind die folgenden Substanzen pflanzlichen oder tierischen Ursprungs zu verstehen:

1. Abfälle oder Rückstände, die auf der Positivliste der Oberzolldirektion aufgeführt sind und die entsprechenden Bedingungen erfüllen;
2. Abfälle oder Rückstände ohne ökonomischen Wert;
3. Abfälle oder Rückstände mit einem im Verhältnis zum Gesamterlös geringen ökonomischen Wert, und die normalerweise nicht als Lebens- oder Futtermittel verwendet werden (können).

Für erneuerbare Treibstoff aus Power-to-Gas-Produktion gibt es heute kein solch vereinfachtes Verfahren. Wie ein solches aussehen könnte, wird im Teil C2 erörtert. Erneuerbare Treibstoffe, welche nicht aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen produziert werden, müssen die Anforderungen der Art. 19c bis 19f der Mineralölsteuerverordnung erfüllen. Dazu gehört auch die Verordnung des UVEK über den Nachweis der Erfüllung der ökologischen Anforderungen an biogene Treibstoffe (BTrV; gestützt auf Art. 19f Abs. 2 MinöStV).

Werden erneuerbare Gase physisch als Treibstoff importiert, so müssen diese die sozialen und ökologischen Anforderungen erfüllen und bei der Clearingstelle des VSG angemeldet werden. Das Gas kann jedoch auch als Brennstoff verwendet werden. Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Branche wünschenswert, da dadurch sichergestellt wird, dass das erneuerbare Gas die sozialen und ökologischen Anforderungen erfüllt. Allerdings ist dieses Vorgehen mit einem erhöhten administrativen Aufwand verbunden und könnte aus zolltechnischer Sicht sogar als Falschdeklaration gewertet werden, wenn das erneuerbare Gas zwar als Treibstoff angemeldet aber schlussendlich doch als Brennstoff verwendet wird. Da die Importhürden für erneuerbares Gas zu Treibstoffzwecken mit sozialem und

<sup>6</sup> BAFU, Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO<sub>2</sub>-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020), April 2020, S. 6.

<sup>7</sup> Liste der Stoffe, die im Sinne des MinöStG als biogene Abfälle oder Produktionsrückstände gelten (Positivliste OZD), URL: [http://www.ezv.admin.ch/dam/ezv/de/dokumente/archiv/2016/08/positivliste\\_deroberzolldirektionstand01082016.pdf.download.pdf/positivliste\\_deroberzolldirektionstand01032019.pdf](http://www.ezv.admin.ch/dam/ezv/de/dokumente/archiv/2016/08/positivliste_deroberzolldirektionstand01082016.pdf.download.pdf/positivliste_deroberzolldirektionstand01032019.pdf).

ökologischem Nachweis höher sind als für erneuerbares Gas zu Brennstoffzwecken, akzeptiert die OZD dieses Vorgehen.

Werden erneuerbare Gase als Zertifikate oder massenbilanziert importiert, so müssen diese ebenfalls bei der Clearingstelle erfasst werden. Sie können nur als Brennstoff eingesetzt werden, unterliegen aber der CO<sub>2</sub>-Abgabe, da sie physisch nicht von Erdgas unterschieden werden können. Es ist vorgesehen, dass ab 2021 flüssige erneuerbare Gase (LGG), die in nach der Einfuhr ins schweizerische Gasnetz eingespeist werden, ebenfalls bei der Clearingstelle erfasst werden sollen. Dabei soll unterschieden werden in LGG mit Bewilligung der OZD für den Einsatz als Treibstoff und in LGG ohne Bewilligung für den Einsatz als Treibstoff. Letzteres kann nur als Brennstoff eingesetzt werden. Gemäss den aktualisierten Grundsätzen des VSG sollten Gase, die ins Schweizer Gasnetz eingespeist werden, den Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung für Treibstoffe entsprechen. So kann sichergestellt werden, dass nur qualitativ hochwertige erneuerbare Gase im Schweizer Gasnetz zirkulieren.

Gemäss MinÖStG war die Möglichkeit der Steuerbefreiung bis zum 30. Juni 2020 befristet, da zu diesem Zeitpunkt ein totalrevidiertes Mineralölsteuergesetz in Kraft treten sollte. Ein solches ist jedoch noch nicht in Sicht. Im Rahmen der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes wurde die Steuerbefreiung für erneuerbare Treibstoffe bis zum 31. Dezember 2023 resp. bis zum Inkrafttreten des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes verlängert.

Kostenminderung Import von erneuerbarem Gas durch Befreiung von der Mineralölsteuer im Vergleich zu Erdgas (beides verwendet als Treibstoff, verflüssigt)	22.22 Rp./kg (aktuell 222.22 CHF/t)
Kostenminderung Import von erneuerbarem Gas zu Treibstoffzwecken durch Befreiung von der Mineralölsteuer im Vergleich zu Erdgas (verwendet als Brennstoff)	26.65 Rp./kg (aktuell 96 CHF/t CO <sub>2</sub> )

Diese Einsparungen gelten je nach Importzweck und können nicht kumulativ verstanden werden.

### 3 Ausblick

Das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz soll spätestens Ende 2023 in Kraft treten. Die parlamentarische Beratung zum neuen Gesetz wurde am 25. September 2020 abgeschlossen. Da das Referendum ergriffen wurde (Frist für die Einreichung ist der 14. Januar 2021), ist heute noch nicht abschliessend klar, welche Regularien bzgl. erneuerbarem Gas zu Brennstoffzwecken spätestens ab 2023 in Kraft sein werden. Für die weitere Entwicklung sind zwei mögliche Szenarien denkbar:

1. Das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz tritt nicht resp. nicht bis Ende 2023 in Kraft, d.h. das Gesetz wird in einem Referendum abgewiesen. Bei einer Ablehnung muss das Parlament so schnell wie möglich eine neue Vorlage erarbeiten. Bis dahin würde das bisherige Gesetz – wohl mit einigen Anpassungen – verlängert.
2. Das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz tritt wie geplant auf 01.01.2022 oder spätestens 01.01.2023 in Kraft.

Solange, bis ein neues CO<sub>2</sub>-Gesetz in Kraft tritt, resp. wenn dieses bei einem Referendum abgelehnt wird, gelten die Bestimmungen des aktuellen CO<sub>2</sub>-Gesetzes. Einzig die Möglichkeit zur Befreiung von erneuerbaren Gasen zu Treibstoffzwecken von der Mineralölsteuer ist bis Ende 2023 befristet. Ab diesem Zeitpunkt muss auf erneuerbaren Gasen zur Nutzung als Treibstoff ebenfalls die Mineralölsteuer entrichtet werden. Dadurch gewinnt die Möglichkeit, erneuerbare Gase zu Brennstoffzwecken zu importieren, enorm an Bedeutung, da bei dieser Variante keine Steuern oder Abgaben anfallen.

Kostenminderung Import von erneuerbarem Gas zu Brennstoffzwecken im Vergleich zu Erdgas (verwendet als Brennstoff)	26.65 Rp./kg (aktuell 96 CHF/t CO <sub>2</sub> )
Import von erneuerbarem Gas zu Treibstoffzwecken (ohne Mineralölsteuerbefreiung) im Vergleich zu Erdgas (verwendet als Brennstoff)	4.43 Rp./kg (aktuell 222.22 CHF/t)

Der bisherige Massnahmenmix aus dem aktuellen CO<sub>2</sub>-Gesetz wird für das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz beibehalten und punktuell verstärkt. Die Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft sollen entsprechend ihrer Verminderungspotenziale und Vermeidungskosten einen Beitrag zur Zielerreichung leisten. Die CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe auf fossile Brennstoffe bleibt sektorübergreifend das Kernstück der Schweizer Klimapolitik. Im Gebäudebereich hingegen sind grössere Änderungen vorgesehen, z.B. dürfen Neubauten keine CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen mehr verursachen. Im Verkehrsbereich sollen die Emissionsvorschriften für neue Fahrzeuge weitergeführt und in Anlehnung an die EU weiter verschärft werden. Die Kompensationspflicht für Treibstoffimporteure soll nicht nur im Inland greifen, sondern auch auf das Ausland ausgedehnt werden. Auch im Industriebereich werden mit dem Emissionshandelssystem (EHS) und mit der Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe bereits heute etablierte Systeme weitergezogen. Schliesslich komplementieren Massnahmen wie der Technologiefonds, die Förderung von Kommunikation und Bildung im Klimabereich und freiwillige Massnahmen im Finanzmarktbereich das Instrumentarium im Inland. Emissionsvermindernungen im Ausland sollen vor allem im Privatsektor genutzt werden.

Wie die Bestimmungen des totalrevidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes in der Verordnung umgesetzt werden, ist noch nicht absehbar. Die Massnahmen zur Reduktion der Emissionen können streng oder flexibel gestaltet sein. Deshalb werden im Folgenden zwei Szenarien betrachtet: Günstige gesetzliche Bestimmungen und ungünstige gesetzliche Bestimmungen und ihren jeweiligen Einfluss auf den Import von erneuerbaren Gasen.

Bei den folgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass die Bestimmungen von Art. 7 USG zur Definition von festen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Brennstoffen nicht mehr ändern und

dass sowohl Biogas als auch synthetische erneuerbare Gase (Methan, Wasserstoff, etc.) weiterhin als «erneuerbare» Brennstoffe gelten.

### 3.1 Umsetzung CO<sub>2</sub>-Gesetz: Günstige gesetzliche Bestimmungen (CO<sub>2</sub>-Verordnung)

Die folgenden gesetzliche Regelungen resp. Kriterien werden den Import von erneuerbarem Gas gegenüber fossilen Brenn- und Treibstoffen (preislich) stärker begünstigen.

#### 3.1.1 Quantitative Faktoren

- Die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe wird maximal erhöht auf CHF 210 gemäss Gesetzesentwurf Art. 34 Abs. 2 und macht damit erneuerbare Gase wettbewerbsfähiger.
- Die Mineralölsteuerbefreiung von erneuerbaren Treibstoffen wird nach 2023 nicht verlängert: Dies begünstigt den Import von erneuerbarem Gas zu Brennstoffzwecken, da auf dieses weder die Mineralölsteuer noch die CO<sub>2</sub>-Abgabe geschuldet sind.

Kostenminderung im Vergleich zu Erdgas durch Wegfallen der CO <sub>2</sub> -Abgabe (beides verwendet als Brennstoff)	58.65 Rp./kg (falls 210 CHF/t CO <sub>2</sub> )
--	---

#### 3.1.2 Qualitative Faktoren

- **CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Heizungen** (Art. 10 des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes) inkl. Anerkennung importierter erneuerbarer Gase: Ab 2023 dürfen Altbauten, deren Wärmeerzeugungsanlage für Heizung und Warmwasser ersetzt wird, in einem Jahr höchstens 20 kg CO<sub>2</sub> aus fossilen Brennstoffen pro m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche verursachen. Der Wert ist in Fünfjahresschritten um jeweils fünf Kilogramm zu reduzieren (2023: 20 kg; 2028: 15 kg; 2033: 10 kg). Gasheizungen können damit längerfristig nur mittels Beimischung eines massgeblichen Anteils an erneuerbaren Gasen, in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien oder mit Massnahmen am Gebäude gegenüber anderen Energiesystemen bestehen. Art. 10 übersteuert die MuKE n der Kantone. Allerdings bleiben vergleichbare kantonale Energiegesetze während einer Übergangsfrist bis 2026 in Kraft. Die CO<sub>2</sub>-Grenzwerte gemäss Art. 10 werden ab 2023 greifen. In einer günstigen Variante der CO<sub>2</sub>-Verordnung können zu deren Zielerreichung auch importierte erneuerbare Gase eingesetzt werden, wenn diese der Schweizer THG-Bilanz angerechnet werden können. Dieses Vorgehen ist vom BAFU bereits angedacht.
- Keine oder nur geringe **finanzielle Förderung** von inländischen «Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase» (Art. 55 Abs. 2 lit. h) / Förderung auch im Ausland: Werden inländische Produktionsanlagen für erneuerbares Gas nicht oder nur gering gefördert, so sind physisch importierte erneuerbare Gase gegenüber einheimischen konkurrenzfähiger. Durch die Förderung von Produktionsanlagen von erneuerbaren Gasen im Ausland, an der Schweizer Firmen beteiligt sind, könnte der physische Import profitieren. So lange der virtuelle Import von erneuerbaren Gasen weiterhin mit der CO<sub>2</sub>-Abgabe belastet wird, ist der physische Import die einzige Möglichkeit, von ausländischen Produktionsanlagen zu profitieren. Ob auch Anlagen im Ausland gefördert werden, wird in der CO<sub>2</sub>-Verordnung definiert werden. Auch wenn dies eher unwahrscheinlich erscheint, so hat sich die Kompensation im Ausland für Treibstoffemissionen im neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz bereits niedergeschlagen – möglicherweise zieht sich dieser Trend für die Förderung von Anlagen fort.
- **MuKE n-Anforderungen** günstig: Gemäss der (ausgearbeitenden) CO<sub>2</sub>-Verordnung können importierte erneuerbare Gase zur Erreichung der Vorschriften / Ziele (Art. 9 und Art. 10 Abs. 4 gemäss Gesetzesentwurf) angerechnet werden. Allerdings vermutlich nur, wenn das importierte erneuerbare Gas der Schweizer THG-Bilanz angerechnet werden kann, also wenn es physisch (bspw. mittels Container) importiert wird.

- **Ausbau EHS:** Könnte dazu führen, dass die Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EHS aufgrund der erhöhten Nachfrage stark ansteigen und am EHS beteiligte Unternehmen eher auf erneuerbare Energien umsteigen, um ihre Emissionen zu senken und nicht mehr am EHS teilnehmen zu müssen.
- **Art. 35d USG** wird für Brennstoffe nicht umgesetzt resp. enthält nur geringe Anforderungen: erneuerbare Gase können weiterhin in einem nicht oder wenig regulierten Marktumfeld und wie andere Rohstoffe nach Art, Menge und Beschaffenheit ohne grossen bürokratischen Aufwand eingeführt werden. Anstelle gesetzlicher Vorgaben überlässt der Bund der Branche eine Art «Selbstregulierungsregime».
- **Art. 7 USG:** «Erneuerbare Brennstoffe sind feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe, die aus Biomasse oder unter Verwendung anderer erneuerbarer Energieträger hergestellt werden.» Dies bedeutet, dass auch feste Brennstoffe unter diese Definition fallen (z.B. Holzpellets). Sollte Art. 35d USG auch für erneuerbare Brennstoffe in Kraft gesetzt werden, dann müsste evtl. auch für den Import von Holzpellets belegt werden, dass diese die sozialen und ökologischen Anforderungen erfüllen. Dies könnte dazu führen, dass erneuerbare Gase, bei welchen diese Kriterien bereits heute stärker im Fokus liegen als bei Holz, einen Vorteil geniessen.
- **Treibstoff-Kompensation:** Treibstoffimporteure müssen einen Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Nutzung fossiler Treibstoffe entstehen, kompensieren. Dieser Prozentsatz beträgt aktuell 10% der Emissionen (gemäss Art. 89 Abs. 1 Bst. d der aktuellen CO<sub>2</sub>-Verordnung). Der Prozentsatz der ab Inkrafttreten des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes zu kompensierenden Emissionen wird in der neuen CO<sub>2</sub>-Verordnung festgelegt und beträgt höchstens 90% (Art. 30 Abs. 2 Bst. a gemäss Gesetzesentwurf). Die Emissionen können mit Bescheinigungen oder mit der Überführung von biogenen Treibstoffen in den steuerrechtlich freien Verkehr erfolgen (Art. 30 Abs. 1 Bst. b gemäss Entwurf des CO<sub>2</sub>-Gesetzes). Ist der Prozentsatz der zu kompensieren Emissionen hoch, so werden voraussichtlich mehr erneuerbare Treibstoffe als Kompensationsmassnahme in die Schweiz importiert, da die Produktion erneuerbarer Treibstoffe in der Schweiz nicht so schnell und beliebig ausgebaut werden kann.
- **Sanktion:** Falls Importeure von Treibstoffen, die bei deren Nutzung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht ausreichend kompensieren, müssen sie aktuell eine Sanktion von CHF 160 pro Tonne CO<sub>2</sub> (Art. 28 Abs. 1 des aktuellen CO<sub>2</sub>-Gesetzes) bezahlen. Die Sanktion wird im Rahmen der Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes erhöht auf neu CHF 320 pro Tonne CO<sub>2</sub> (Art. 32 Abs. 1 Bst. a gemäss Gesetzesentwurf). Über die Stiftung KliK versuchen die Importeure von fossilen Treibstoffen derzeit Projekte zu finden, welche eine CO<sub>2</sub>-Reduktion ermöglichen, die weniger als 160 CHF/t CO<sub>2</sub> kostet. So stellen sie sicher, dass sie weniger bezahlen als die Sanktion kosten würde. Die Erhöhung der Sanktion könnte dazu führen, dass sich Treibstoffimporteure vermehrt nach erneuerbaren Treibstoffalternativen umsehen, wovon (importierte) erneuerbare Gase profitieren können. Der Preis für erneuerbares Gas bewegt sich dann im Rahmen zwischen Kosten für ein Zertifikat (ca. CHF 100/t CO<sub>2</sub>) und der Busse (CHF 320).
- Mind. 3% der Emissionen von fossilen Treibstoffen müssen durch Massnahmen zur **langfristigen Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Verkehr** kompensiert werden (z.B. Elektrifizierung des Strassenverkehrs mit nachweislich erneuerbarem Strom, Entwicklung alternativer Antriebskonzepte oder Gewinnung CO<sub>2</sub>-neutraler nachhaltiger Antriebsenergie; Art. 30 Abs. 3 Gesetzesentwurf). Derzeit erfolgt diese Kompensation u.a. über den Import von Bioethanol. Diese Kompensation könnte zukünftig aber auch mittels physischer Importe von erneuerbarem Gas zu Treibstoffzwecken erfüllt werden, insbesondere wenn in der Verordnung festgelegt wird, dass der Prozentsatz deutlich höher als die gesetzlichen, minimalen 3% liegen muss. Zudem führt die Pflicht, mind. 3% der Kompensation durch erneuerbare Treibstoffe zu erbringen, zu einem Aufschlag von ca. 3-4 Rappen pro Liter Treibstoff, was nahezu 320 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> entspricht (vgl. Sanktion oben). Dieser Preisaufschlag macht erneuerbare Treibstoffe im Vergleich attraktiver und marktfähiger, was ihren Import begünstigt. Diese Regelung soll die Erleichterung bei der Mineralölsteuer ablösen, welche bis zum Inkrafttreten des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes befristet ist. Auf diesen Zeitpunkt entfallen auch die in der Mineralölsteuergesetzgebung festgelegten ökologischen und sozialen Anforderungen an erneuerbare Treibstoffe. Um jedoch auch zukünftig zu verhindern, dass ökologisch bedenkliche, erneuerbare Treibstoffe in der Schweiz auf den Markt

gebracht werden, soll eine neue Bestimmung in das Umweltschutzgesetz aufgenommen werden, welche die minimalen ökologische Anforderungen festlegt (Art. 35d). Damit erneuerbare Treibstoffe, welche die ökologischen Anforderungen nicht erfüllen, nicht als erneuerbare Brennstoffe eingesetzt werden, kann der Bundesrat für einzelne erneuerbare Brennstoffe Anforderungen definieren. Von dieser Kompetenz wird der Bundesrat dann Gebrauch machen, wenn er feststellt, dass erneuerbare Treibstoffe in erheblichem Masse für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

- **Flottenemissionen:** Die CO<sub>2</sub>-Zielwerte für den Durchschnitt neuer Fahrzeuge werden im Einklang mit der EU weiter verschärft. Neu werden ausserdem nicht nur für Autos, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper Vorgaben erlassen, sondern auch für schwere Lastwagen (Art. 11 ff. des Gesetzesentwurfs). Importeure müssen zahlen, wenn ihre Neuwagenflotte über den Zielvorgaben liegt. In Erfüllung einer Motion von Alt-Nationalrat Böhni sollen sich einzelne Fahrzeugimporteure neu auf Gesuch hin die durch die Verwendung synthetischer Treibstoffe erzielte CO<sub>2</sub>-Verminderung an die Berechnung der für die Ersatzleistung relevanten durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen anrechnen können (Art. 18 Gesetzesentwurf). Der Fahrzeugimporteur muss dabei belegen, dass die eingesetzten synthetischen Treibstoffe die Anforderungen des MinöStG erfüllen und nicht bereits anderweitig als CO<sub>2</sub>-mindernde Massnahme geltend gemacht werden, damit Doppelzählungen ausgeschlossen sind. Anrechenbar sind synthetische Treibstoffe, die mittels erneuerbaren Stroms hergestellt und in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt wurden. Aus handelsrechtlichen Gründen beschränkt sich die Anrechnung allerdings nicht auf in der Schweiz hergestellte Treibstoffe. Der Umfang der anrechenbaren CO<sub>2</sub>-Verminderung bemisst sich am fossilen Treibstoff, der über die erwartete Lebensfahrleistung eines Fahrzeugs ersetzt wird. In Analogie zur Anrechnung der synthetischen Treibstoffe soll die bisher auf Verordnungsstufe geregelte, pauschale Anrechnung von Biogas an die gesamte erdgasbetriebene Neuwagenflotte neu auf Gesetzesstufe geregelt werden (Art. 17 Abs. 1 Bst. a Gesetzesentwurf). Bei einer Verfehlung der individuellen CO<sub>2</sub>-Zielvorgaben müssen die Fahrzeugimporteure für jedes Gramm CO<sub>2</sub>/km, das über der individuellen Zielvorgabe liegt, eine Ersatzleistung zwischen CHF 95 und CHF 152 entrichten. Diese Bestimmungen können dazu führen, dass vermehrt in die Produktion und den Import von erneuerbaren (synthetischen) Treibstoff investiert wird, was diese gegenüber der fossilen Alternative attraktiver macht.

### 3.2 Umsetzung CO<sub>2</sub>-Gesetz: Ungünstige gesetzliche Bestimmungen (CO<sub>2</sub>-Verordnung)

Die folgenden gesetzlichen Regelungen resp. Kriterien werden den Import von erneuerbarem Gas gegenüber fossilen Brenn- und Treibstoffen preislich weniger stark begünstigen oder sogar benachteiligen.

#### 3.2.1 Quantitative Faktoren

- Die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe bleibt bei dem minimalen Betrag von CHF 96 gemäss Gesetzesentwurf Art. 34. Abs. 2 und benachteiligt damit erneuerbare Gase im Wettbewerb.

Kostenminderung im Vergleich zu Erdgas durch Wegfallen der CO <sub>2</sub> -Abgabe	26.65 Rp./kg (falls 96 CHF/t CO <sub>2</sub> )
--	--

#### 3.2.2 Qualitative Faktoren

- **CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Heizungen** (Art. 10 des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes) ohne Anerkennung importierter erneuerbarer Gase: Die CO<sub>2</sub>-Grenzwerte gemäss Art. 10 werden ab 2023 greifen. In einer ungünstigen Variante der CO<sub>2</sub>-Verordnung können zu deren Zielerreichung keine importierten erneuerbaren Gase eingesetzt werden – auch nicht, wenn diese der Schweizer THG-Bilanz angerechnet werden können.
- (Hohe) **finanzielle Förderung** ausschliesslich in der Schweiz (Art. 55 Abs. 2 lit. h): Die (starke) Förderung von Investitionen ausschliesslich in inländische Produktionsanlagen wird die Konkurrenz

zwischen importiertem und Schweizer Green Gas erhöhen und den Marktpreis für importierte erneuerbare Gase in der Schweiz drücken, so dass deren Import unwirtschaftlich wird.

- **MuKE**-Anforderungen ungünstig: Gemäss der (auszuarbeitenden) CO<sub>2</sub>-Verordnung können importierte erneuerbare Gase nicht zur Erreichung der Vorschriften / Ziele (Art. 9 und Art. 10 Abs. 4 gemäss Gesetzesentwurf) angerechnet werden.
- **Ausbau EHS**: Könnte dazu führen, dass die Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EHS aufgrund des grösseren Marktes stark sinken und am EHS beteiligte Unternehmen sehen darin keinen Anreiz zur Senkung ihres Verbrauchs von fossilen Brennstoffen.
- **Art. 35d USG** wird für Brennstoffe umgesetzt und die Anforderungen sind hoch: Der Import von erneuerbaren Gasen zu Brennstoffzwecken ist mit einem erhöhten bürokratischen Aufwand verbunden, was den Preis von importiertem Gas erhöhen würde.
- **Art. 7 USG**: Erneuerbare Brennstoffe sind feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe, die aus Biomasse oder unter Verwendung anderer erneuerbarer Energieträger hergestellt werden. Sollte Art. 35d USG auch für erneuerbare Brennstoffe in Kraft gesetzt werden, dann müsste evtl. auch für den Import von Holzpellets belegt werden, dass diese die sozialen und ökologischen Anforderungen erfüllen. Falls nicht, könnte dies dazu führen, dass erneuerbare Gase gegenüber Holz weitere Image-Einbussen einfahren.
- **Treibstoff-Kompensation**: Der Mindestsatz der Kompensation der Emissionen von fossilen Treibstoffen durch das Inverkehrbringen von erneuerbaren Treibstoffen ist sehr gering (mind. 3% gemäss Art. 30 Abs. 3 des Gesetzesentwurfes). Es entsteht damit kein grosser Anreiz, auf erneuerbare Alternativen zu Benzin und Diesel zu setzen.
- **Sanktion**: Falls Importeure von Treibstoffen, die bei deren Nutzung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht ausreichend kompensieren (2020: 10% der Emissionen gemäss Art. 89 Abs. 1 Bst. d der bestehenden CO<sub>2</sub>-Verordnung), müssen sie derzeit eine Sanktion von CHF 160 pro Tonne CO<sub>2</sub> (Art. 28 Abs. 1 des aktuellen CO<sub>2</sub>-Gesetzes) bezahlen. Diese Busse soll auf zukünftig CHF 320 pro Tonne CO<sub>2</sub> (gemäss Art. Art. 32 Abs. 1 Bst. a Gesetzesentwurf) erhöht werden. Sollte der Prozentsatz der zu kompensierenden Emissionen (aktuell 10%) in der neuen CO<sub>2</sub>-Verordnung nicht erhöht werden (auf Grundlage von Art. 30 Abs. 2 des Gesetzesentwurfes), entsteht kein grosser Anreiz nach erneuerbaren Alternativen zu suchen, was die Bedingungen für den Import von erneuerbaren Gasen verschlechtern könnte, da die Nachfrage tief und der Preis hoch bleibt.
- Mind. 3% der Emissionen von fossilen Treibstoffen müssen durch Massnahmen zur **langfristigen Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Verkehr** kompensiert werden (Art. 30 Abs. 3 Gesetzesentwurf). Bleibt dieser Prozentsatz tief und setzen die Treibstoffimporteure vermehrt auf Elektrifizierung, profitieren die (importierten) erneuerbaren Treibstoffe kaum von dieser Regelung.
- **Flottenemissionen**: Die CO<sub>2</sub>-Zielwerte für den Durchschnitt neuer Fahrzeuge werden im Einklang mit der EU weiter verschärft. In Erfüllung einer Motion von Alt-Nationalrat Böhni sollen sich einzelne Fahrzeugimporteure neu auf Gesuch hin die durch die Verwendung synthetischer Treibstoffe erzielte CO<sub>2</sub>-Verminderung an die Berechnung der für die Ersatzleistung relevanten durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen anrechnen können (Art. 18 Gesetzesentwurf). Der Fahrzeugimporteur muss dabei belegen, dass die eingesetzten synthetischen Treibstoffe nicht bereits anderweitig als CO<sub>2</sub>-mindernde Massnahme geltend gemacht werden, damit Doppelzählungen ausgeschlossen sind. Bedeutet dies einen hohen administrativen Aufwand, erschwert dies den Einsatz synthetischer erneuerbarer Treibstoffe. Ist zudem die Ersatzleistung für die Verfehlung der individuellen Zielvorgabe eher klein (Minimum CHF 95 pro Gramm CO<sub>2</sub>/km), so sinkt der Anreiz für die Verwendung von synthetischen erneuerbaren Treibstoffen zusätzlich.

## C2 – Einordnung Schweizer Kontext

### 4 Mineralölsteuerverordnung und Hot-Spot-Analyse

Gemäss Mineralölsteuergesetzgebung wird für biogene resp. erneuerbare Treibstoffe eine Steuererleichterung gewährt, wenn diese Treibstoffe gewisse soziale und ökologische Anforderungen erfüllen. Wird Art. 35d USG auch für biogene resp. erneuerbare Brennstoffe umgesetzt, so werden diese voraussichtlich dieselben Kriterien wie biogene resp. erneuerbare Treibstoffe erfüllen müssen. Diese werden im Folgenden erläutert.

#### 4.1 Mineralölsteuerverordnung

Die ökologischen Anforderungen gemäss Art. 19c der Mineralölsteuerverordnung lauten:

- Biogene Treibstoffe verursachen vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch mindestens 40% weniger Treibhausgasemissionen als fossiles Benzin.
- Biogene Treibstoffe belasten die Umwelt vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch gesamthaft höchstens 25% mehr als fossiles Benzin.
- Der Anbau der Rohstoffe erfolgt nicht auf Flächen, die nach dem 1. Januar 2008 umgenutzt wurden und vor der Umnutzung einen hohen Kohlenstoffbestand (z.B. Wälder, Torfmoore oder andere Feuchtgebiete) oder eine grosse biologische Vielfalt (bspw. nationale oder internationale Schutzgebiete) aufgewiesen haben. Als Umnutzung gilt auch die Nutzung von zuvor ungenutzten Flächen.

Die sozialen Anforderungen gemäss Art. 19d der MinöStV lauten:

- Der Anbau der Rohstoffe erfolgte auf Flächen, die rechtmässig (gemäss nationalem Recht und internationalen Verpflichtungen) erworben wurden.
- Die biogenen Treibstoffe wurden unter sozial annehmbaren Bedingungen (gemäss Kernübereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation ILO) produziert.

Für erneuerbare Treibstoffe, die nicht aus Biomasse hergestellt und für deren Produktion keine Rohstoffe angebaut werden, gelten die Bestimmungen von Art. 19c und 19d MinöStV sinngemäss für die Herstellung des Energieträgers.

#### 4.2 Hot-Spot-Analyse des BAFU

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt hat Quantis, ein Beratungsunternehmen für Life Cycle Assessments (LCA), 2015 eine Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen erstellt. Diese Studie kam zum Schluss, dass die Umweltauswirkungen von strombasierten Treibstoffen primär von der Strombereitstellung und der Produktionseffizienz abhängen und es wenig Wechselwirkungen mit Landnutzung und Ökosystemen gibt. Deshalb besteht ein linearer Zusammenhang zwischen den Treibhausgasemissionen und der gesamten Umweltbelastung. Der grösste Hotspot von Power-to-X Treibstoffen liegt bei der Stromerzeugung für die Elektrolyse, wichtig sind aber auch die Effizienz und die Stromquelle der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung.<sup>8</sup>

Neben Windkraft wurden auch PV-Strom und der EU-Strommix (Netzstrom) untersucht. Die Stromquelle «Wasserkraft» wurde von Quantis nicht zusätzlich betrachtet, da sie dem Umweltprofil von «Windkraft» (0.0174 kg CO<sub>2</sub> eq / kWh) entspreche. Als CO<sub>2</sub>-Quellen wurden fossile Abgase (z.B. von einem Kohlekraftwerk), biogenes CO<sub>2</sub> (aus Biogas-Anlagen) und atmosphärisches CO<sub>2</sub> (Air Capture) untersucht. Dabei wird das Entstehen des CO<sub>2</sub> jeweils dem Vorprozess zugerechnet (z.B. dem Strom aus dem Kohlekraftwerk), da dies ausserhalb der Systemgrenzen geschieht (CO<sub>2</sub> = Abfall resp. Allokation zur Quelle und nicht zum Treibstoff). Dies entspricht der ISO-Norm 14040/14044, welche auch das BAFU für die Analyse der Emissionen und die Auslegung der Anforderungen der

<sup>8</sup> Quantis, Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen, S. IV.

Mineralölsteuergesetzgebung verwendet. Somit werden die bei der Nutzung von PtX freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Mengen nicht als klimarelevant betrachtet.<sup>9</sup> Nicht detailliert betrachtet wird biogenes CO<sub>2</sub>, da das beschränkte Potenzial von nachhaltigem Biogas auch die zur Verfügung stehende Menge an biogenem CO<sub>2</sub> stark begrenzt.<sup>10</sup>

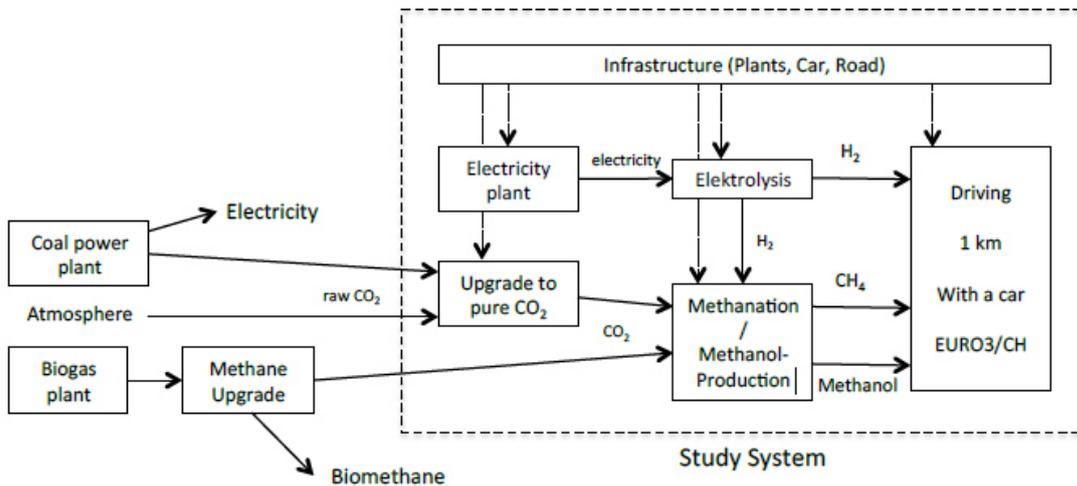


Abbildung 2: Systemgrenzen Hot-Spot-Analyse.

Gemäss Quantis werden für die Elektrolyse und die Verdichtung des entstandenen Wasserstoffes 61 kWh Strom pro kg H<sub>2</sub> benötigt (Effizienz der Elektrolyse = 62%, konservativ). Für die CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus Abgas werden 23.6 kWh Strom pro Tonne CO<sub>2</sub> benötigt. Gemäss Stöchiometrie sieht die Gleichung wie folgt aus:  $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$ . Daraus ergibt sich, dass pro kWh Methan einerseits 0.0373 kg H<sub>2</sub> und 0.2054 kg CO<sub>2</sub> benötigt werden.

Die Resultate der Studie zeigen, dass folgende Produktionsketten die Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (min. -40% Emissionen, max. +25% mehr UBP) erfüllen<sup>11</sup>:

- Reiner Wasserstoff: Elektrolyse mit PV- oder Windkraft (Wirkungsgrad 62%)
- Synthetisches Methan: gesamte Strombereitstellung durch Windkraft (Wirkungsgrad Elektrolyse 62%)

### 4.3 Vergleich der Resultate LCA

Das detaillierte Life Cycle Assessment (LCA) findet sich im Bericht zu Teilprojekt B. In diesem Kapitel werden die Resultate dieses LCA mit den Vorgaben der Mineralölsteuergesetzgebung und mit der Hot-Spot-Analyse des BAFU abgeglichen. Da das BAFU erneuerbare Treibstoffe mit einer fossilen Referenz vergleicht, ist es notwendig, den Allokationsansatz zu verwenden, um die Resultate für das Hauptprodukt separat zu erhalten.

Wenn man also gemäss Allokationsansatz das für die Produktion von SNG genutzte CO<sub>2</sub> als «Abfall» betrachtet, welcher dem System «Geothermiekraftwerk resp. Stromproduktion» zugeordnet wird (gemäss Quantis<sup>12</sup>), so erlaubt die Verwendung von SNG als Heiz- und Treibstoff für Personenwagen gemäss PSI eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 70% bzw. fast 50% im Vergleich zur Verwendung von Erdgas in der Schweiz<sup>13</sup>. Im Vergleich zu Heizöl resp. Benzin fallen die Einsparungen noch höher aus. Damit ist die Vorgabe der Mineralölsteuerverordnung, dass erneuerbare Treibstoffe mindestens 40% weniger Treibhausgasemissionen als fossiles Benzin verursachen dürfen, erfüllt.

<sup>9</sup> Quantis, Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen, S. 6/7.

<sup>10</sup> Quantis, Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen, S. 7/8.

<sup>11</sup> Quantis, Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen, S. 21.

<sup>12</sup> Quantis, Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen, S. 7.

<sup>13</sup> PSI, Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas, S. 4.

Auch die Anforderung, dass erneuerbare Treibstoffe die Umwelt gesamthaft nicht mehr als 25% mehr belasten dürfen als fossiles Benzin, ist gemäss LCA des PSI erfüllt.

	kg CO <sub>2</sub> eq / kWh (Allokation)	CO <sub>2</sub> -Reduktion von SNG im Vergleich	kg CO <sub>2</sub> eq / kWh (System Expansion <sup>14</sup> )	CO <sub>2</sub> -Reduktion von SNG im Vergleich	SNG erfüllt die gesetzliche Vorgabe im Vergleich
Benzin	0.32	-77%	0.57	-41%	Ja
Erdgas (Treibstoff)	0.25	-71%	0.5	-33%	Allokation ja, aber nicht relevant
SNG (Treibstoff)	0.07	-	0.34	-	-
Heizöl	0.31	-79%	0.54	-44%	Ja
Erdgas (Brennstoff)	0.25	-74%	0.48	-37%	Allokation ja, aber voraussichtlich nicht relevant
SNG (Brennstoff)	0.07	-	0.3	-	-

Tabelle 1: Vergleich der LCA-Resultate des PSI bzgl. Emissionen (min. -40% vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch) mit den Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (ohne Infrastruktur wie Strassen oder Herstellung der Fahrzeuge).

	UBP (Allokation)	UBP-Erhöhung von SNG im Vergleich	SNG erfüllt die gesetzliche Vorgabe im Vergleich
Benzin	523	-247%	Ja
Erdgas (Treibstoff)	439	-276%	Ja, aber nicht relevant
SNG (Treibstoff)	-771	-	-
Heizöl	225	-523%	Ja
Erdgas (Brennstoff)	154	-718%	Ja, aber voraussichtlich nicht relevant
SNG (Brennstoff)	-951	-	-

Tabelle 2: Vergleich der LCA-Resultate des PSI bzgl. UBP (max. +25% vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch) mit den Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung.

Die Umweltbelastungspunkte (UBP) wurden nach der Methode der Ökologischen Knappheit quantifiziert, die die «gesamte» Umweltbelastung der SNG-Produktion und -Nutzung darstellen sollen. Diese Methode wird derzeit jedoch überarbeitet, vor allem weil die aktuelle Version nicht mehr die Klimapolitik in der Schweiz widerspiegelt – nach der neuen Version werden die THG-Emissionen im Vergleich zu anderen Auswirkungen höher gewertet werden. Die negativen Werte für das SNG sind auf die Schwefelwasserstoff-Entfernung als Effekt der CO<sub>2</sub>-Abscheidung zurückzuführen, die eine positive Auswirkung auf die Umwelt darstellt.<sup>15</sup>

Die Resultate aus den Tabellen 1 und 2 belegen, dass gemäss jetziger Auslegung der Vorgaben der Mineralölsteuerverordnung (CO<sub>2</sub> aus Geothermie = Abfall) die gesetzlichen Anforderungen für eine Mineralölsteuerbefreiung erfüllt sind. Sollten mit dem neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz dieselben Anforderungen auch für erneuerbare Brennstoffe gelten, so sind diese ebenfalls erfüllt (analog Mineralölsteuergesetzgebung: min. -40% THG-Reduktion und max. +25% Umweltbelastung im Vergleich zu fossilem Heizöl).

<sup>14</sup> Ohne die Emissionen der Autoherstellung, Fahrzeugunterhalt und Strasseninstandhaltung (gemäss MinöStV).

<sup>15</sup> PSI, Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas, S. 29.

Darüber hinaus bestätigt die LCA des PSI, dass die Art der Stromversorgung für die Elektrolyse (23%) und die CO<sub>2</sub>-Aufbereitung (20%) zu den entscheidenden Faktoren für die Emissionen von SNG gehört.<sup>16</sup> Die Elektrizität in Island wird im Allgemeinen mit sehr niedrigen Treibhausgasemissionen in Verbindung gebracht, und daher sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Optionen (Wasserkraft oder Elektrizität aus dem isländischen Netz) hinsichtlich der Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen gering. Vergleicht man die THG-Emissionen von Wasserkraft in Island (0.008 kg CO<sub>2</sub> eq / kWh) mit denen von Windkraft (0.0174 kg CO<sub>2</sub> eq / kWh) in der Quantis-Studie, so ergibt sich, dass Wasserkraft bzgl. der Emissionen besser ist als die von Quantis zur Berechnung verwendete Windkraft. Auch wenn man isländischen Netzstrom nimmt (0.019 kg CO<sub>2</sub> eq / kWh) besteht nur ein geringer Unterschied zur Windkraft. Damit zeigt sich, dass bei ausschliesslicher Verwendung von Wasserkraft für die Herstellung des SNG die Vorgaben der Mineralölsteuergesetzgebung auf jeden Fall erfüllt werden müssten und dass dies auch bei Verwendung von isländischem Netzstrom noch der Fall sein dürfte (vgl. dazu Verhandlungen in der EU<sup>17</sup>). Die Berechnungen des PSI bestätigen dies.<sup>18</sup>

Der Einfluss des SNG-Transports von Island in die Schweiz auf die gesamten THG-Emissionen ist eher gering (11%)<sup>19</sup>, und die verschiedenen untersuchten Transportoptionen unterscheiden sich nur wenig in ihren THG-Emissionen.

Es kann jedoch kein dominierender Einzelfaktor hinsichtlich der Gesamtauswirkungen der UBP identifiziert werden. Die beiden wichtigsten Faktoren sind der Wasserkraftstrom für die Elektrolyse, hauptsächlich aufgrund der Wasserverdunstung, und die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus dem geothermischen Kraftwerk.

#### 4.4 Vereinfachtes Verfahren

Sollte für die Befreiung von der Mineralölsteuer für synthetische erneuerbare Treibstoffe ähnlich wie bei biogenen Treibstoffen aus Abfällen ein vereinfachtes Verfahren zur Anwendung kommen, so sollte sich dieses hauptsächlich auf die Strombereitstellung konzentrieren. Die Elektrizität für Elektrolyse und die weiteren Prozesse erweist sich als grösster Treiber für die Treibhausgasemissionen von SNG und je nach Herkunft des Stroms (z.B. Wasserkraft, welche je nach Art und Breitengrad mit hoher Wasserverdunstung verbunden ist) auch für die Umweltbelastungspunkte. Da das CO<sub>2</sub> als Abfall dem Vorprozess zugeordnet wird, spielt dessen Herkunft eine untergeordnete Rolle. Es sollte aber darauf geachtet werden, dass dieses tatsächlich Abfall ist und nicht nur für den PtX-Prozess produziert wird. Die übrigen Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung können unter diesen Umständen als gegeben angesehen werden:

- Da keine Rohstoffe angebaut werden müssen, werden kaum Flächen umgenutzt werden müssen. Zudem muss sich die PtX-Anlage in der Nähe einer CO<sub>2</sub>-Quelle befinden, um dieses nutzen zu können, also bspw. neben einer Fabrik oder einer Biogasanlage, welche sich normalerweise in bereits bebautem Gebiet befinden.
- Da keine Fläche für Rohstoffe erworben werden müssen, ist die Anforderung, dass diese rechtmässig gekauft werden müssen, hinfällig.
- Synthetische erneuerbare Treibstoffe stehen nicht in Konkurrenz zu Nahrungs- oder Futtermitteln.

Zu belegen gilt es dann noch, dass der Treibstoff unter sozial annehmbaren Bedingungen produziert wurde. Hat das Produktionsland die acht Kernübereinkommen der ILO unterzeichnet, kann auch dies als gegeben betrachtet werden.

Basierend darauf sollte auch für synthetische erneuerbare Treibstoffe ein vereinfachtes Verfahren eingeführt werden.

---

<sup>16</sup> PSI, Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas, S. 21/22.

<sup>17</sup> European Commission, Draft methodology for assessing GHG savings from RFNBOs and RCFs, S. 27.

<sup>18</sup> PSI, Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas, S. 4.

<sup>19</sup> PSI, Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas, S. 22.

## 5 Fazit

Die Resultate der LCA des PSI belegen, dass gemäss jetziger Auslegung der Vorgaben der Mineralölsteuerverordnung (CO<sub>2</sub> aus Geothermie = Abfall resp. Allokation zur Quelle und nicht zum Treibstoff<sup>20</sup>) die gesetzlichen Anforderungen für eine Mineralölsteuerbefreiung von SNG aus Island erfüllt sind. Sollten mit dem neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz dieselben Anforderungen auch für erneuerbare Brennstoffe gelten, so sind diese ebenfalls erfüllt (analog Mineralölsteuergesetzgebung: min. -40% THG-Reduktion und max. +25% Umweltbelastung im Vergleich zu fossilem Heizöl).

Die treibenden Faktoren für die THG-Bilanz des SNG ist die Stromversorgung für die Elektrolyse und die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung.

Wird das Gas physisch (bspw. mittels Container) in die Schweiz eingeführt, so werden die Emissionseinsparungen der Schweizer THG-Bilanz angerechnet (Substitution Erdgas). Gemäss neuem CO<sub>2</sub>-Gesetz kann das SNG aus Island voraussichtlich sogar dazu verwendet werden, die MuKE und die Gebäudegrenzwerte zu erfüllen.

---

<sup>20</sup> Besteht technisch und ökonomisch die Möglichkeit, das CO<sub>2</sub> langfristig (z.B. im Gestein) zu speichern (CCS), so muss die Allokation überdacht und allenfalls angepasst werden.

## Anhang A Referenzen und Unterlagen

Aqua & Gas: MuKE n 2014 – Wie weiter? URL:

[https://www.aquaetgas.ch/energie/gas/20190506\\_ag5\\_muken-2014-wie-weiter/](https://www.aquaetgas.ch/energie/gas/20190506_ag5_muken-2014-wie-weiter/).

Bauer Christian, Zhang Xiaojin (Paul Scherrer Institut): Life Cycle Assessment of Synthetic Natural Gas produced with CO<sub>2</sub> from geothermal energy generation in Iceland and used in Switzerland. Final report on LCA activities, 21. Januar 2021.

Bundesamt für Energie BFE: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2019.

Bundesamt für Umwelt BAFU: Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO<sub>2</sub>-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020), April 2020.

Energie360°: MuKE n 2014: Politische Zustimmung für Biogas wächst, URL:

<https://www.energie360.ch/magazin/de/erneuerbare-energien-nutzen/muken-2014-politische-zustimmung-fuer-biogas-waechst/>.

European Commission: Draft methodology for assessing greenhouse gas emission savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non biological origin (RFNBOs) and recycled carbon fuels (RCFs). Stakeholder meeting on Delegated Act on GHG methodology of RFNBOs and RCFs & RCF GHG threshold, 18. Juni 2020.

Spielmann Michael, Ruiz Sandi, Zah Rainer (Quantis): Analyse der Umwelt---Hotspots von Strombasierten Treibstoffen. Finaler Bericht. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU), 31. August 2015.

### Rechtliche Grundlagen

Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 07. Oktober 1983, SR 814.01 (Stand am 01. Juli 2020).

Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz) vom 23. Dezember 2011, SR 641.71 (Stand am 01. Januar 2020).

Entwurf Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz) vom 23. September 2020, in: Bundesblatt 2020 7847.

Mineralölsteuergesetz (MinöStG) vom 21. Juni 1996, SR 641.61 (Stand am 01. Juli 2020).

Mineralölsteuerverordnung (MinöStV) vom 20. November 1996, SR 641.611 (Stand am 1. Januar 2017).

Kantonales Energiegesetz Luzern (KE nG) vom 04. Dezember 2017, SRL 773 (Stand am 01. Januar 2019).

Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung) vom 30. November 2020, SR 641.711 (Stand am 01. Januar 2020).

## Anhang B Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der LCA-Resultate des PSI bzgl. Emissionen (min. -40% vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch) mit den Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (ohne Infrastruktur wie Strassen oder Herstellung der Fahrzeuge). ..... 14

Tabelle 2: Vergleich der LCA-Resultate des PSI bzgl. UBP (max. +25% vom Anbau der Rohstoffe bis zu ihrem Verbrauch) mit den Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung..... 14