



Wir schaffen Wissen – heute für morgen

Studienvergleich Schweizer Elektrizitäts-Szenarien bis 2050

Paul Scherrer Institut

12 Juni 2014 (Version 1.0)

Martin Densing, Stefan Hirschberg, Hal Turton

- **Vorstellung von 8 Studien**
 - Annahmen in 25 ausgewählten Szenarien
 - Modellannahmen
 - Gegenüberstellung der Nachfrage-Szenarien
- **Vergleich mehrjähriger Resultate**
 - Potential erneuerbarer Energien
 - Elektrizitätsproduktion und -importe
 - Kosten: Gestehungskosten
 - CO₂-Emmissionen
- **Vergleich unterjähriger Resultate**
 - Saisonale und stündliche Erzeugungsprofile
- **Schlussfolgerungen**

Ausgangslage: Entscheid des Bundesrates im 2011 zum schrittweisen Ausstieg aus Kernenergie und zur Energiestrategie 2050

Auswahl der Studien:

- publiziert, nach Entscheid
- nicht berücksichtigt sind Studien mit makroökonomischen Fokus (z.B. KOF-Studie)
- nur publizierte Info: Keine Insider-Tipps, «Unklares bleibt unklar»

Vortrag: Teil von Report «[Review of Electricity Scenarios for Switzerland](#)» (Feedback von Gruppe Energieperspektiven für finale Version erwünscht)

Sprech-Konventionen:

- **Erneuerbare** = Jährliche Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen
- **Deterministisches Modell** = **Optimierung** über **einzelnen** Realisationspfad (Szenario), oder **Simulation ohne jegliche Information** über die Zukunft

Generell gilt in allen Studien:

- **Neue Kernkraftwerke** sind verboten (explizite Erwähnung falls doch)
- **Stromnetz** wird **nicht** modelliert

- **Fixe Annahmen:** **Bevölkerung:** 9 Mio. (2050); **Wohnfläche:** +20%; **BIP:** 1.1% p.a.
 - **Nachfrage-Varianten** (gesamtes Energiesystem):
 - **WWB (Weiter Wie Bisher):** Bisherige Steigerung von Effizienz und Regulierungen
 - **POM (Politische Massnahmen):** Starke Effizienzsteigerung, CO₂-Preis wie in WWB
 - **NEP (Neue Energiepolitik):** CO₂-Zielszenario (~1.5 Tonnen CO₂/Jahr/Person)
 - Internationaler Klimakonsens (137 \$ pro Tonne), starke Effizienzsteigerung
 - Verhaltensänderung der Konsumenten (z.B. mehr ÖV)
 - **Angebots-Varianten** (für Strom):
 - **C (Centrale Gaskraftwerke):** Förderung Erneuerbarer wie bisher; keine Jahresimporte
 - **E (mehr Förderung Erneuerbarer):** Höhere KEV
 - Keine zentralen Gaskraftwerke
 - Mehr Jahresimporte, vor allem in den Jahren 2020, 2035-2045
 - **D (Förderung von dezentraler Wärme-Kraft-Kopplung)**
- Szenarien: **WWB+C, WWB+C+E, NEP+E** etc.

Prognos AG verwendet getrennte Modelle für Angebot und Nachfrage.

- **Nachfrage-Modell:**

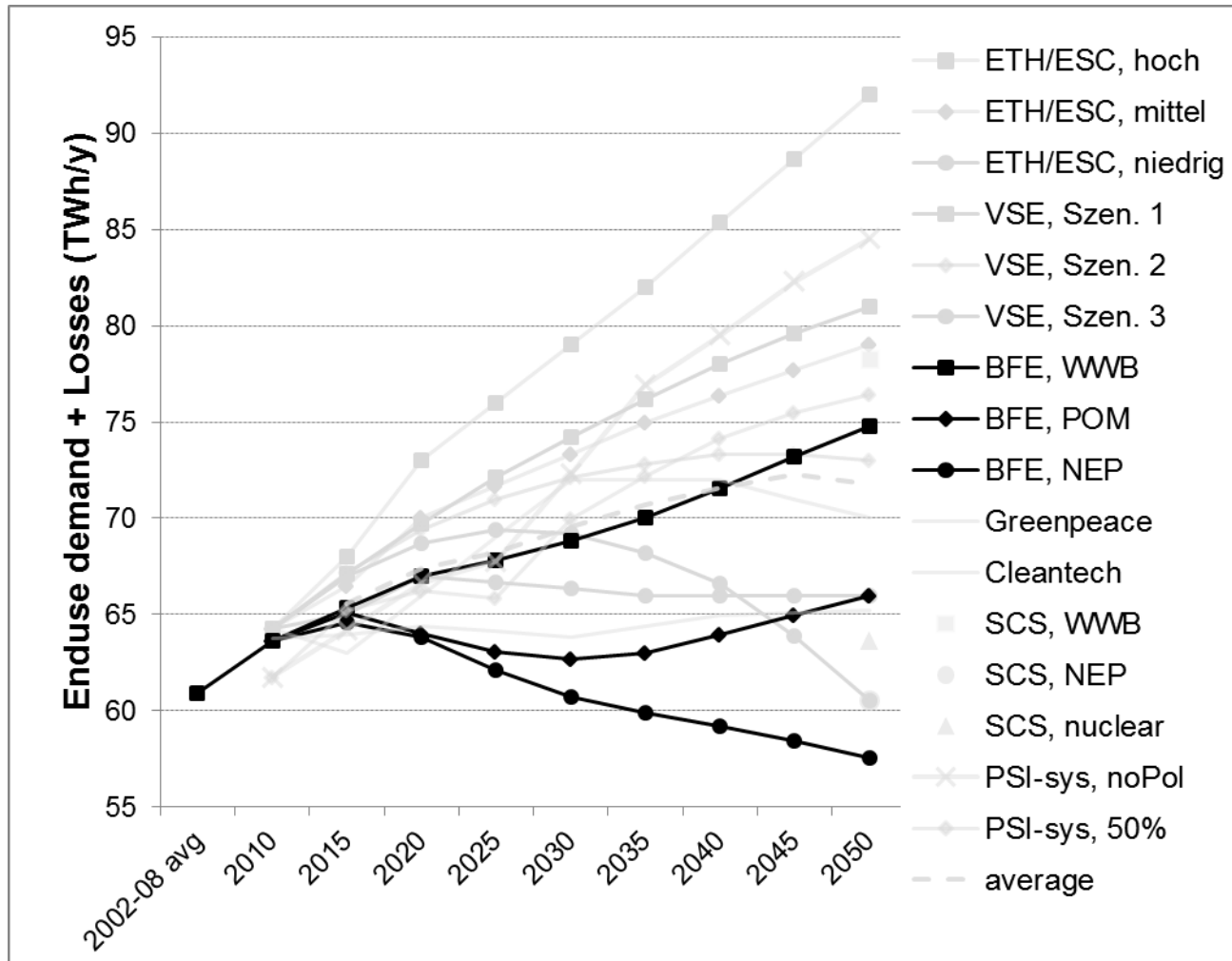
- Separates Modell für jeden Energieverbrauchssektor (Mobilitätsmodell von Infrac AG)
- Berechnung (vereinfacht): $\text{Nachfrage} = (\text{Anzahl Geräte}) / \text{Geräteeffizienz}$
- Buchhaltungs(-Simulations)modell (d.h. keine mathematische Optimierungslösung)

- **Angebots-Modell:**

- Simulationsmodell mit jährlichen Zeitschritten und Winter/Sommerhalbjahr
- **Input:** Nachfrage; **Output:** Produktionsmix, Importe
- **Fixierter** Zubau von **Erneuerbaren** und **WKK** per Szenario-Annahme C oder E
- Zubau von **Gaskraftwerken** und **Importe** per Modell-Annahme (impliziert: da Jahresimporte in E **exl-oder** Gas in C ist Zubau auch per Szenario-Annahme fixiert)
- Kosten des Produktionsmix werden **nachträglich** berechnet

- **Kraftwerkseinsatz-Modell:**

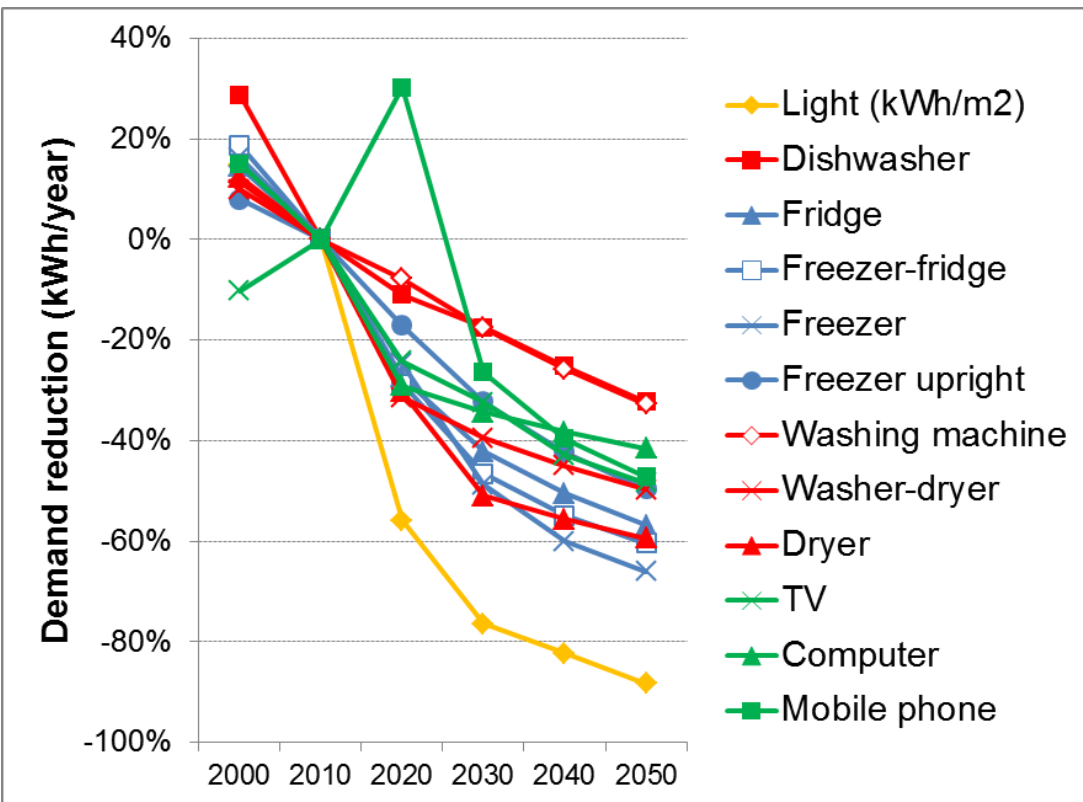
- Jahres-Simulationsmodell mit stündlichen Zeitschritten; detailliert mit Pumpspeicher
- **Input:** Jährlicher Produktionsmix; **Output:** stündlicher Einsatz von flexiblen Kapazitäten
- **Fixer** Einsatzplan: 1. (Pump-)Speicherkraftwerke, 2. Gaskraftwerke; **Deterministisch**



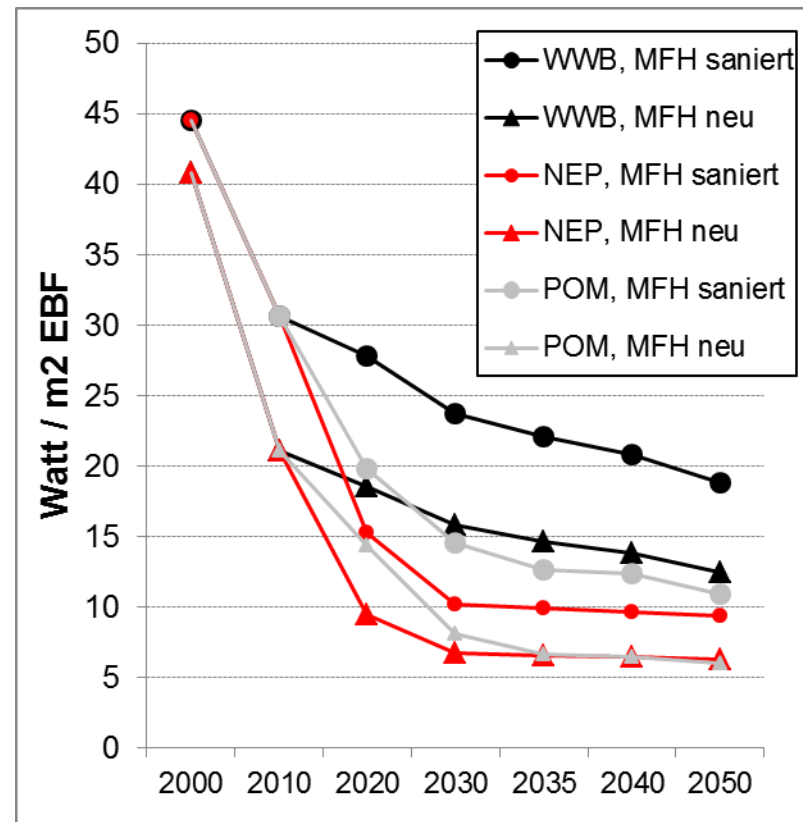
PSI (2014): Comparison of Swiss Electricity Scenarios

Reduktion der Nachfrage in **POM** und **NEP** durch aggressive Effizienzmassnahmen

Stromreduktion Haushalt in POM-Variante:



Wärmeverbrauch (Mehrfamilienhaus):



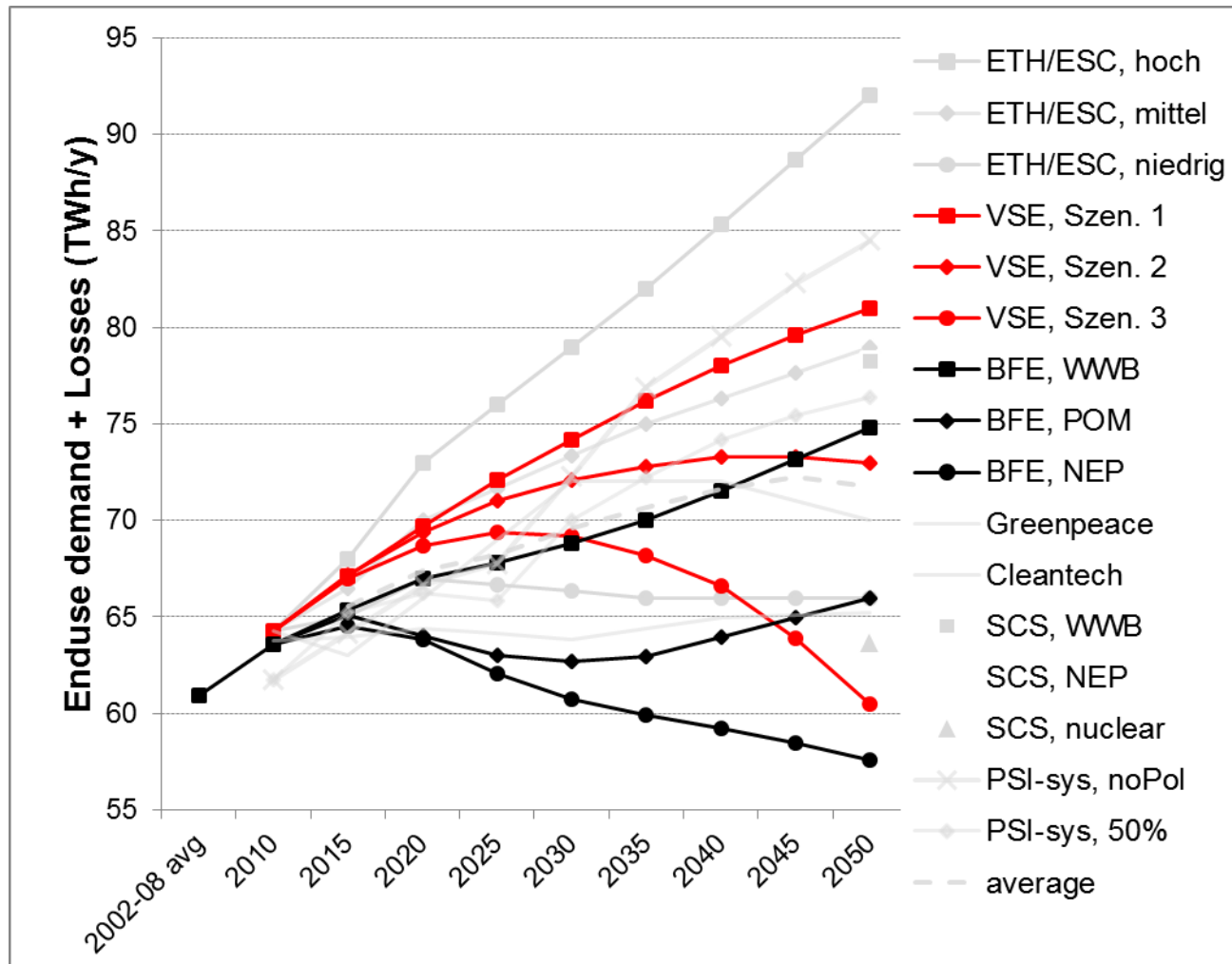
Aggressive Effizienzmassnahmen bis 2050:

- ~100% Beleuchtung ist LED
- Alle Häuser haben Minenergie Standard in NEP (d.h. alle sind neu oder renoviert)

- Studie des **VSE** (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) ist *nur* für Stromsektor
- **Annahmen:**
 - CO₂-Preis (60 EUR/Tonne in 2035+) *gleich* in allen 3 Szenarien
 - Gaskraftwerke und Jahresimporte sind erlaubt
- **Szenario 1:**
 - Ähnlich wie **WWB** der BFE Studie; aber leicht ansteigende Effizienzsteigerung
 - Gaskraftwerke und Importe sind erlaubt
 - Hohes Potential für Demand-Side-Management (wegen relativ wenig Effizienz)
- **Szenario 2:**
 - Stärkere Europäische Klimapolitik, mehr Effizienz als in Szenario 1
 - Gaskraftwerke und Jahresimporte nur zur mittelfristigen Überbrückung
 - Mehr Elektromobilität, mehr Wärmepumpen
- **Szenario 3:**
 - *100% erneuerbarer Produktionsmix und ohne Importe* im Jahresmittel in 2050
 - Saisonale Importe sind Grünstrom-zertifiziert
 - Hohe Subventionen für Erneuerbare bis 2050+
 - Aggressive Effizienzmassnahmen (z.B. Energie-Plus Gebäude sind Standard)
 - Verhaltensänderungen der Verbraucher

VSE verwendet getrennte Modelle für Angebot und Nachfrage.

- **Nachfrage-Modell:** Simulations- oder buchhalterisches Modell über 23 Verbrauchssektoren mit spezifischen Winter/Sommer-Profilen und verschiedenem Flexibilisierungspotential
- **Kombiniertes Modell für Kapazitätserweiterung und Kraftwerkseinsatz:**
 - von **Pöyry Management Consulting AG**
 - Systemkosten-Optimierungsmodell für die **Schweiz und die umliegenden Länder:**
 - Beschränkte Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern
 - Umliegende Länder haben Zubau Erneuerbarer ähnlich wie in Szenarien 1-3
 - Kapazitätserweiterung hat mehrjährige Zeitschritten
 - **Kraftwerkseinsatz** hat stündliche Zeitauflösung über ein Jahr:
 - Pro Jahr muss der Einsatz für 6 verschiedene Wetterprofile (2005-2001) simultan erfüllt sein (→ **Robustheit der Lösung**)
 - Pumpspeicher, Kraftwerksanfahrzeiten und minimale Stillstände sind modelliert
 - Unklar, ob CO₂-Kosten und Grünstromzertifikate Bestandteil der Kostenzielfunktion



- Elektrizitätssystem reagiert langsamer als in BFE Studie
- Mehr Verbrauch in Szenario 1 als in WWB trotz mehr Effizienz als in WWB (?)

- Studie vom [Energie Science Center \(ESC\)](#) der ETH Zürich
- **Annahme:** Ziel-Szenarien: 1.6 Tonnen CO₂/Jahr/Person im Jahr 2050 ([ohne Importe](#))
- **3 Nachfrage-Szenarien: HOCH, MITTEL, NIEDRIG**
 - Bevölkerung gemäss Szenarien [Hoch](#), [Mittel](#), [Tief](#) des BFS (2010)

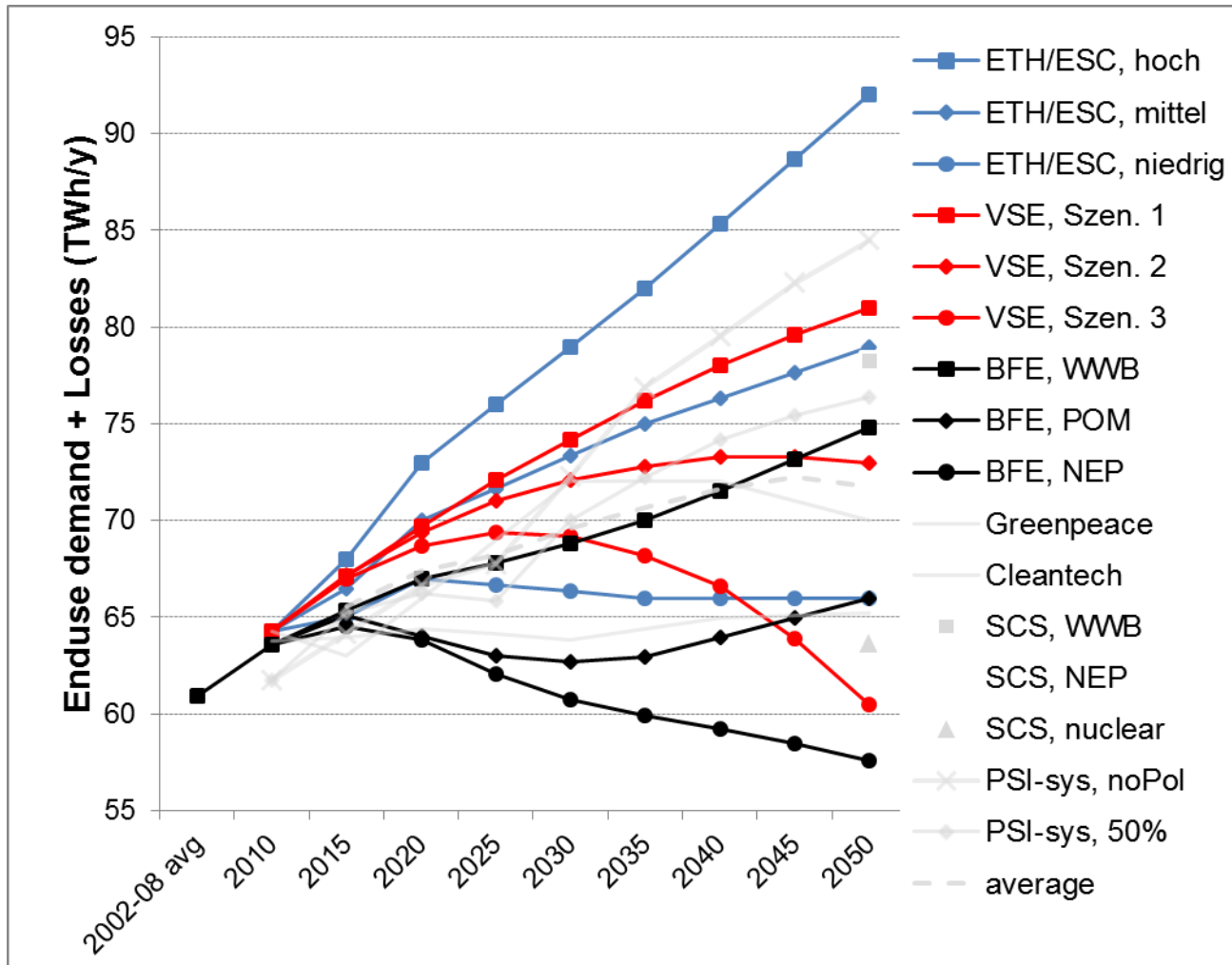
Die ETH/ESC Studie verwendet getrennte Angebots- und Nachfragemodelle.

- **Nachfrage-Modell** (Gesamtenergiesystem):
 - Simulations- oder Buchhaltungsmodell
 - als Einflussfaktoren werden genannt: BIP, Elektrizitätspreise, Strukturwandel, Technologieinnovation
- **Kapazitätserweiterungs-Modell:**
 - Simulation- oder «Schätzungs»-Modell, «bottom-up» mit Technologie-Lernkurven
 - Output: Produktionsmix pro Jahr; rapportiert wird auch Winter/Sommer-Mix für **MITTEL**
 - Differenz zwischen Erneuerbaren und Nachfrage = Gaskraftwerke «[und/oder](#)» Import
 - Deterministisch

Die ETH/ESC Studie benutzt ein drittes Modell um u. A. den BIP-Rückgangs durch den Ausstieg aus Kernenergie zu berechnen.

Makroökonomisches Modell (Gleichgewichtsmodell der Schweizer Gesamtwirtschaft):

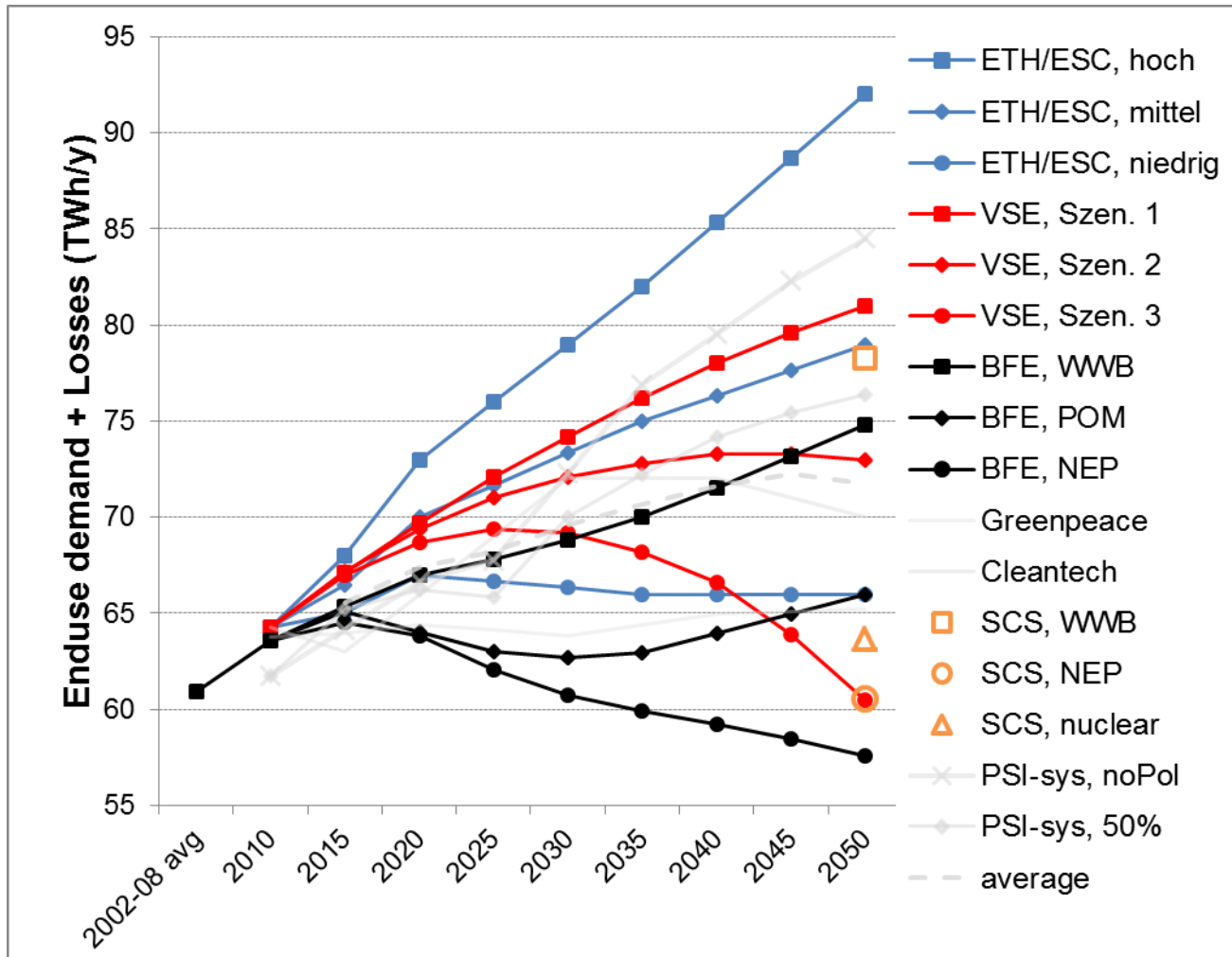
- 3 Produktionsfaktoren: **Energie, Arbeit, Kapital**
- Produktionsfaktoren können in verschiedenen Wirtschaftssektoren verschieden stark substituiert werden
- **3** Stromerzeugungstechnologien (in der Modell-Version für ETH/ESC Studie, eine Erweiterung ist in Arbeit): **Kernkraftwerke, Wasserkraft, Erneuerbare (aggregiert)**
- Entscheidungen von verschiedenen Akteuren werden berücksichtigt
- Output (u. A.): BIP, Energiepreise



- ETH/ESC-Szenario **Hoch** hat Bevölkerungszuwachs gemäss Szenario «Hoch» des BFS (2010)

- Elektrizitätsmodell der SCS Supercomputing Systems AG
- Kraftwerkeinsatz-Modell für einzelnes Jahr 2050 (kein Modell für Nachfrage oder für Kapazitätserweiterung)
- **Ziel der Studie:** **Transparenz** und **Basis für Modell-Konsens** (Greenpeace nutzt SCS-Modell)
- 8 «Beispielszenarien» um das Modell «auszutesten»:
 - **WWB+C+E, NEP+E, Neue Kernkraftwerke**
 - **Massiver Solarausbau, Solar- und Windausbau, Erneuerbar A - Mischszenario, Erneuerbar B – Mischszenario, Lastverschiebung**
- **Kraftwerkseinsatz-Modell:**
 - Simulations-Modell mit stündlicher Zeitauflösung über ein Jahr; detailliert mit Pumpspeicher
 - **Input:** Kapazität pro Kraftwerkstyp, stündliche Nachfrage, Höhe von Lastverschiebung
 - **Fixer** Priorität in Kraftwerkeinsatz: 1. Batterien, 2. Pumpspeicher, 3. Gas, 4. Speichersee
 - Deterministisch
 - Import/Export-Handelstrategie wird iterativ bestimmt (**nicht** im Modell selber)
 - Kosten werden **nachträglich** berechnet (nach dem Simulationsergebnis)
 - Produktionskosten umfassen **Netzebenenbenutzung** pro Erzeugungstechnologie

SCS: Nachfrage (ist lediglich Input-Parameter)



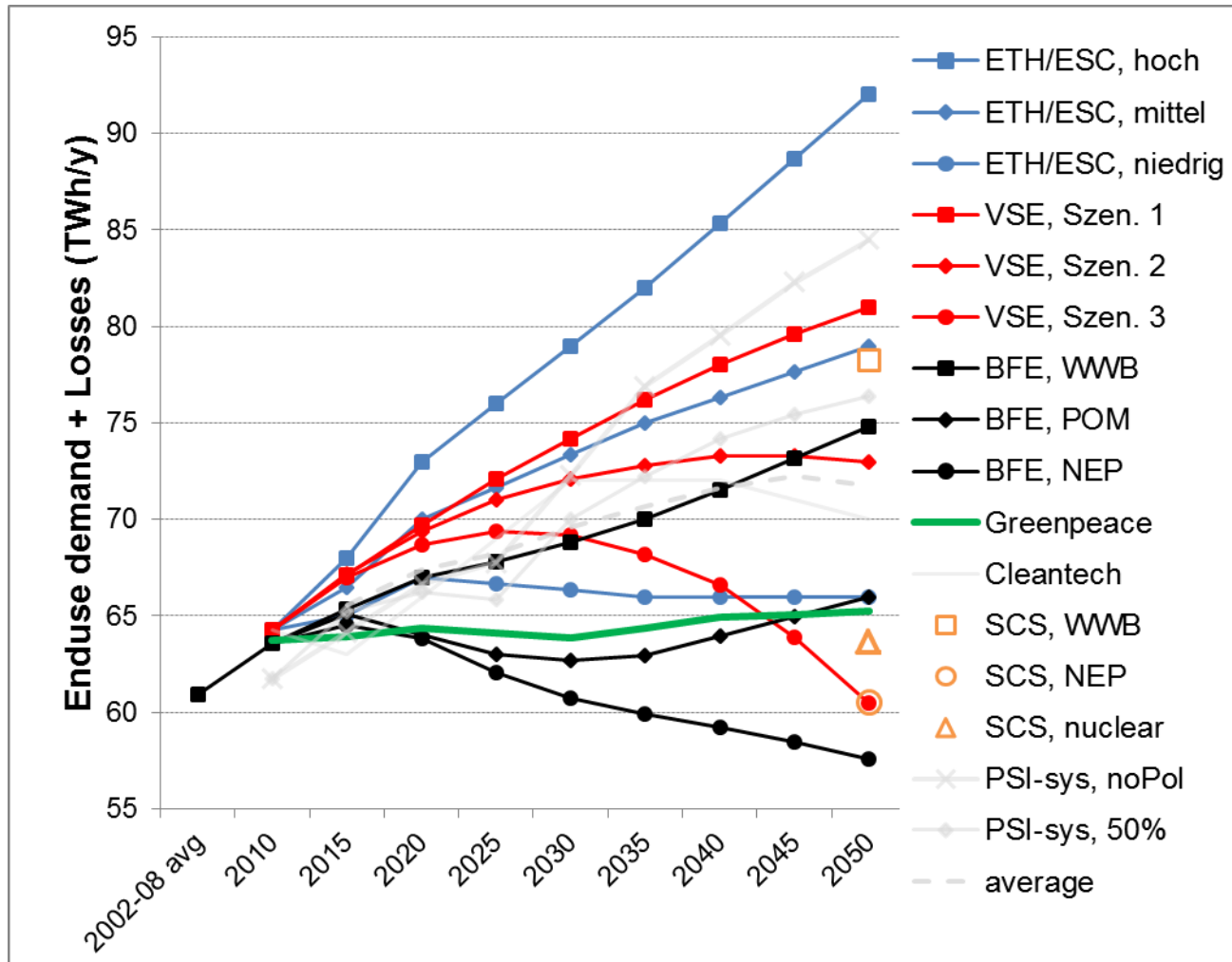
- Nachfrage in den SCS-Szenarien **WWB** und **NEP** scheinen ungleich den BFE-Variaten; Verluste nicht abgezogen?

- **Einzelnes Zielszenario:**
 - 95% CO₂-Reduktion bis 2050; 90%+ Erneuerbare in 2050, Erzeugungsmix gemäss 100PRO-Mix des Umweltallianz-Verbandes; Jahresimporte maximal 8 TWh/y
 - BIP und Bevölkerung gemäss BFE Studie
 - Variante «Suffizienz»: Wohnfläche und Mobilitätsbedarf in 2050 wie heute
 - Power-to-Gas zur Speicherung von PV und Wind-Strom mit H₂-Elektrolyse (bis 10 TWh/y); ohne Angabe von spezifischen Kosten

- **Nachfrage-Modellierung** (alle Energieträger): Basierend auf Annahmen von BIP, Mobilität, und Energie-Intensitäten der Wirtschaftssektoren

- **Kapazitätsausbau-Modell** (ganzes Energiesystem):
 - Simulations-Modell Mesap/PlaNet, Model von DLR
 - Energie-Systemmodell: Modell beinhaltet das Netzwerk aus Energieflüssen und Umwandlungstechnologien; Deterministisch
 - **Input:** Nachfrage, «Energieträger-Einsatz»; **Output** (u. A.): Elektrizitätsnachfrage

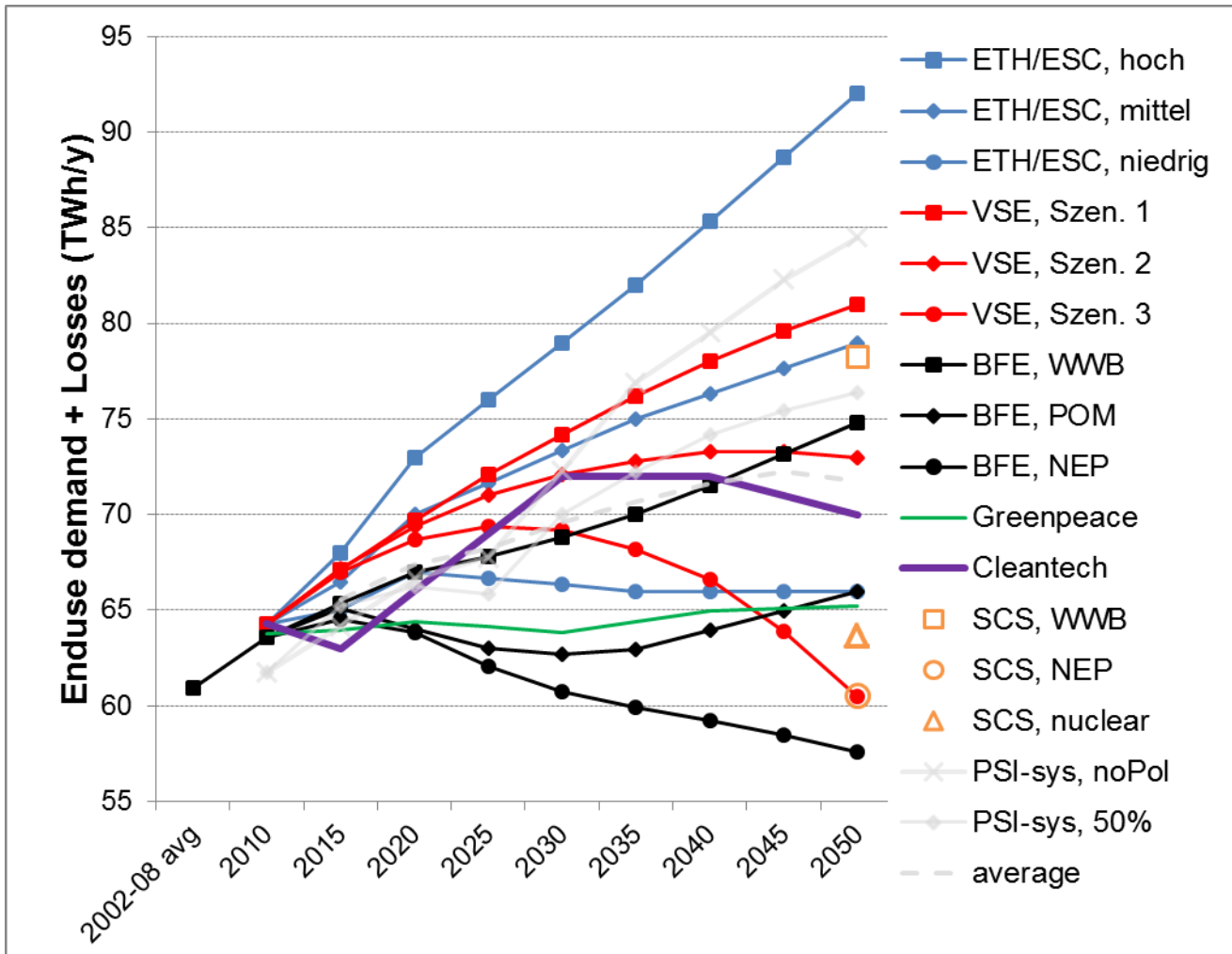
- **Kraftwerkseinsatz-Modell:** Modell der SCS-Studie (stündliches Jahres-Simulationsmodell)
 - Sensitivitätsanalyse mit Wetterdaten von 2003-2012



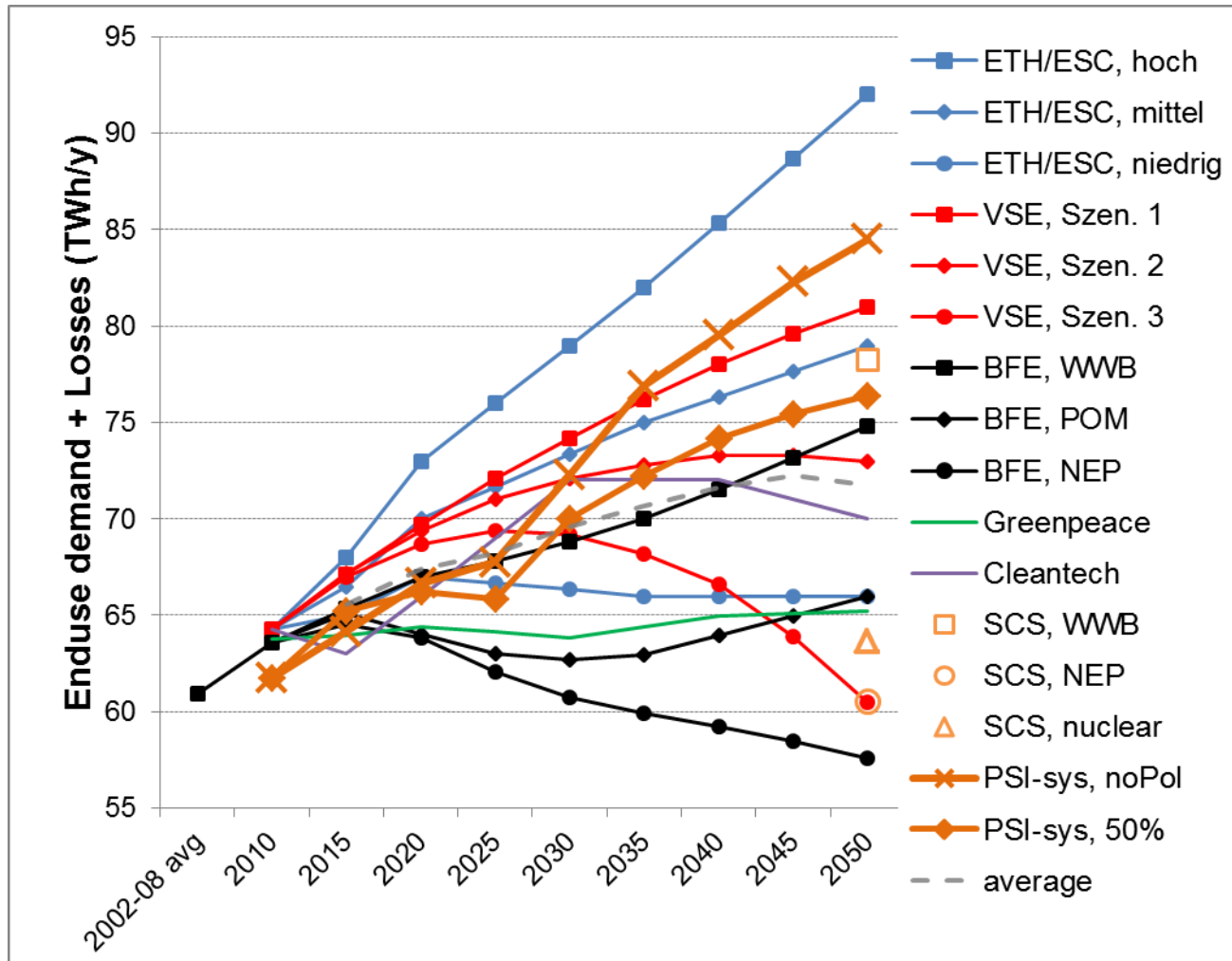
- Eingzeichnete Nachfrage in Grafik ist ohne H₂-Produktion

- Studie ist Zusammenfassung: cleantech-Verbandsmitglieder erhalten mehr Informationen
- **Einzelnes Ziel-Szenario:**
 - 100% Erneuerbare (auch in Importen) **und** kostengünstige Produktion
 - **Vollkostenrechnung** ist wichtigstes Strategie-Element: Gestehungskosten + alle Lebenszyklus-Kosten + externe Kosten + Versicherungsprämien (in Studie: Kosten nur **qualitativ**)
 - Szenario soll nur **realistische** Potentiale Erneuerbarer nutzen (bis auf Geothermie)
- **Modellierung der Nachfrage** (aller Energieträger):
 - Nachfrageabschätzung für das einzelne Jahr 2050 in 5 Verbrauchssektoren: z.B. Haushaltssektor hat Annahmen über: Zunahme von Wohnfläche, Abnahme von Heizenergie pro Fläche, Effizienz der Wärmerzeugung
- **Kapazitätserweiterungs-Modell:**
 - Modell hat «**über 100 Parameter**»; 50 davon sind variabel, z.B. Effizienzen und Potentiale von Erneuerbaren
 - **Output** (in Bezug auf Stromsektor): Jährlicher Produktionsmix; **keine** Kosten
 - Zusätzlich für das Jahr 2035 wird rapportiert: Monatlicher Mix

Cleantech: Nachfrage



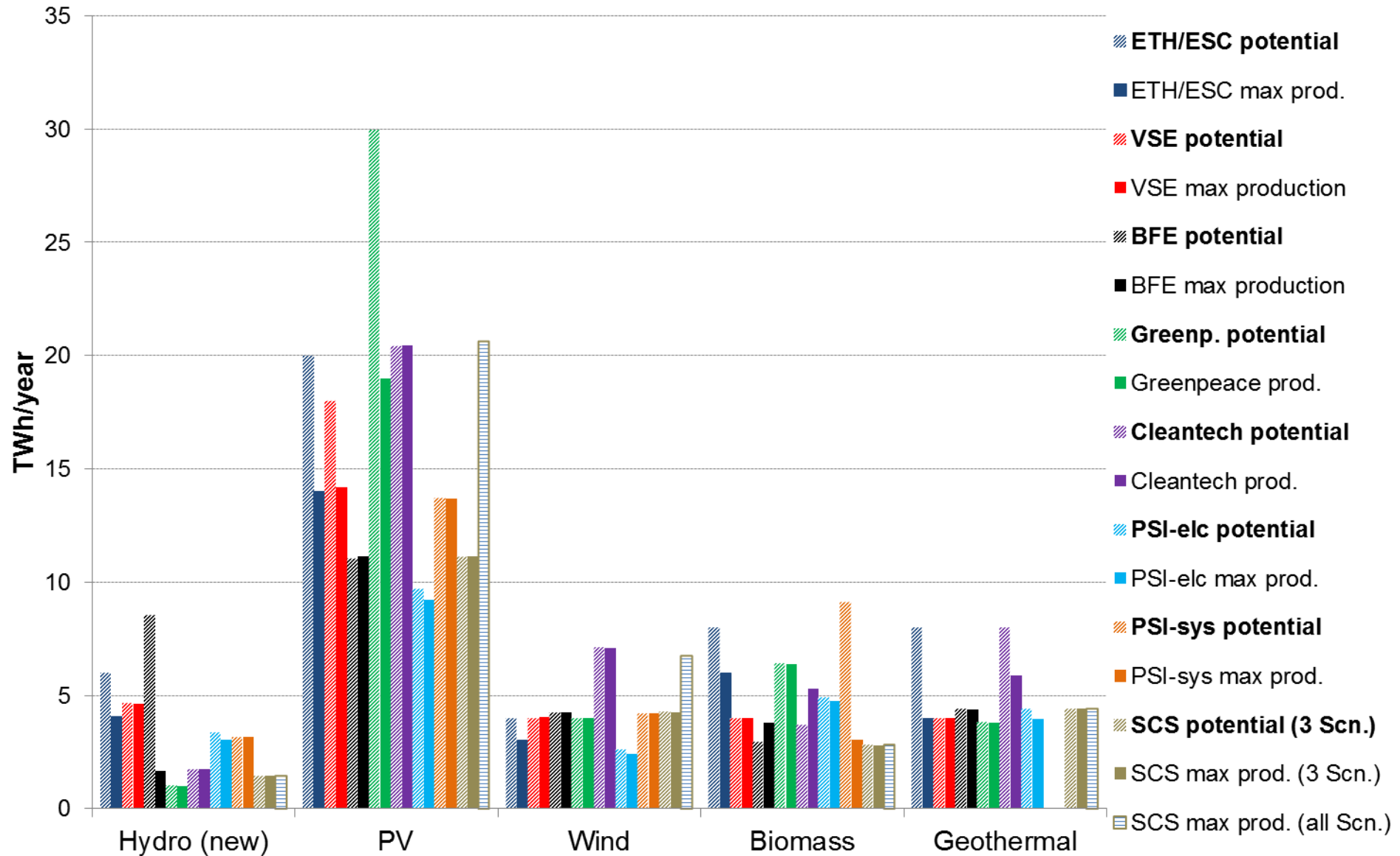
- **Allgemeine Annahmen:**
 - BIP, Bevölkerung, und sowohl die Nachfrage nach Energiedienstleistungen (dies für die 2 verglichenen Szenarien) ähnlich wie in BFE Studie
 - Keine jährlichen Stromimporte erlaubt, keine Geothermie
- **Szenario noClimPol:** Keine verschärfte Energiepolitik
- **Szenario -50% CO₂:** Obergrenze der CO₂-Emissionen auf ganzes Energiesystem
- **Nachfrage-Modell** (Nachfrage nach **Energiedienstleistung**: «Licht», «Fahrdistanz» etc.):
 - Simulations-(Buchhaltungs)modell mit ähnlicher sektorieller Aufteilung wie BFE
- **Kapazitätserweiterungs-Modell (Swiss MARKAL Model vom PSI):**
 - Kostenoptimierungsmodell des **Energiesystems** mit Zeitschritten von 5 Jahren
 - Detailliertes Netzwerk von Energieflüssen und Umwandlungstechnologien
 - Modell hat 6 Nachfrage- und Erzeugungsprofile pro Jahr: (**Winter, Sommer, Herbst/Frühling**) × (**Hoch-, Niedertarifzeit**). Deterministisch.
 - Wasserkraft ist aggregiert modelliert
 - **Input:** **Energiedienstleistung**; **Output:** **Endverbrauch** (insb. Stromnachfrage), Produktionsmix, Systemkosten



- Nachfrage wird über die Systemkosten im Modell optimiert
- Hohe Nachfrage auch im 50%-CO₂-Reduktions-Szenario

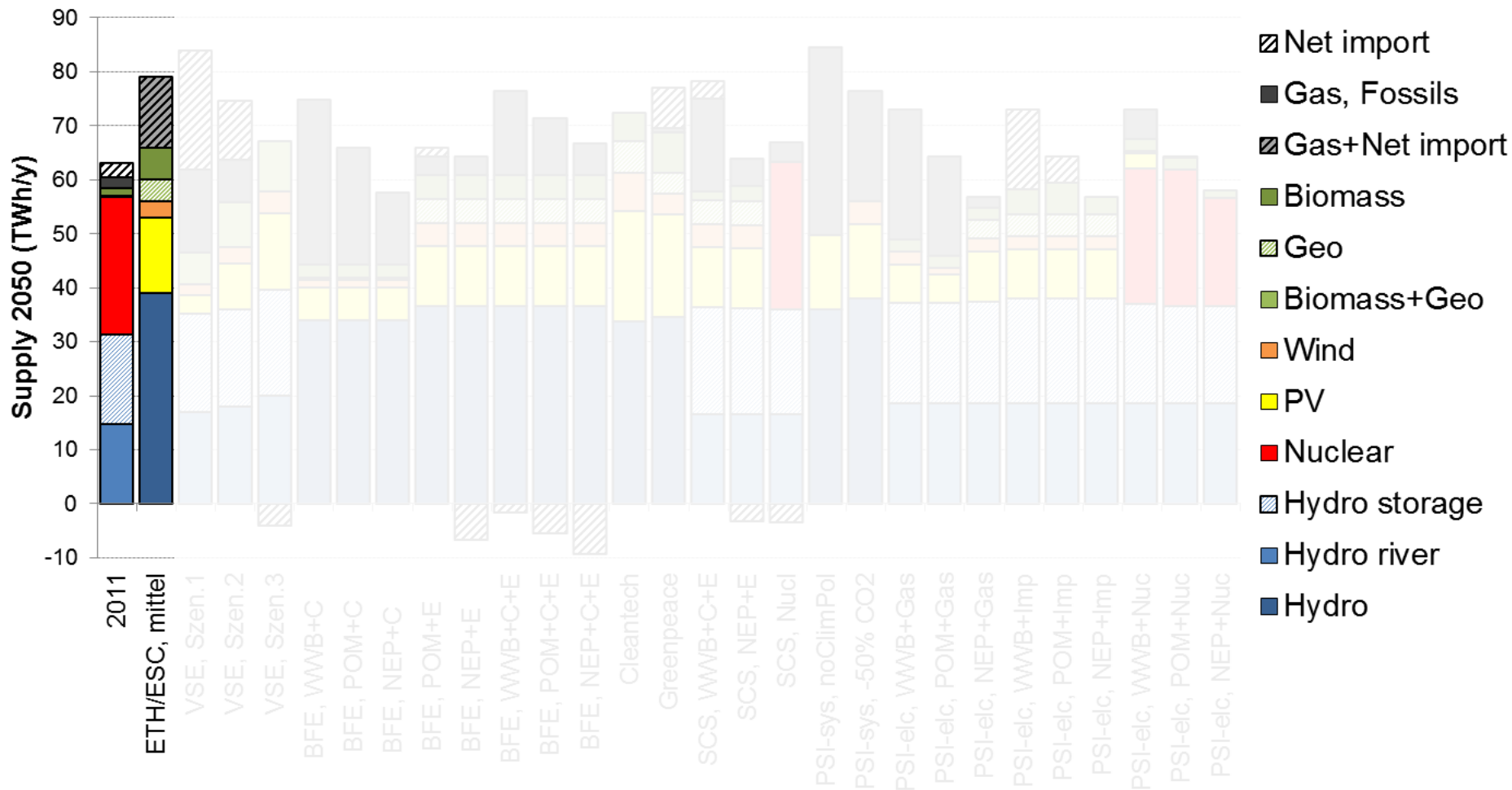
- Studie ist im «Energie-Spiegel Nr. 21» des PSI zusammengefasst
- Nachfrage-Varianten der BFE Studie: **WWB, POM, NEP** (und deren CO₂-Preise)
- Angebots-Varianten:
 - **Gas**: Neue Gaskraftwerke erlaubt, keine Jahresimporte
 - **Import**: Keine Gaskraftwerke, beschränkte Jahresimporte (z.B. 20% in POM)
 - **Nuclear**: Neue Kernkraftwerke erlaubt (für Vergleichszwecke)
- Szenarien: **WWB+Gas, POM+Nuc** etc.
- **Kapazitätsausbau- und Kraftwerkseinsatz-Modell (Swiss TIMES Electricity Model)**:
 - Kostenoptimierungsmodell mit überjährigen Ausbau-Zeitschritten
 - Modell hat 288 Nachfrage- und Einsatz-Profilstunden pro Jahr: (Winter, Sommer, Herbst, Frühling) × (werktags, Samstag, Sonntag) × (1,...,24 Uhr). Einzelnes, typisches Wetter pro Profil.
 - Wasserkraft mit Pumpspeicher, Übertragungskapazität für Import ist beschränkt
 - CO₂-Kosten für Gaskraftwerke in Zielfunktion integriert (CO₂ von Import ex-post)
 - Deterministisch
 - **Output**: Systemkosten, Produktionsmix, Kraftwerkseinsatz pro Profilstunde.

Potentiale und maximale Produktion von Erneuerbaren

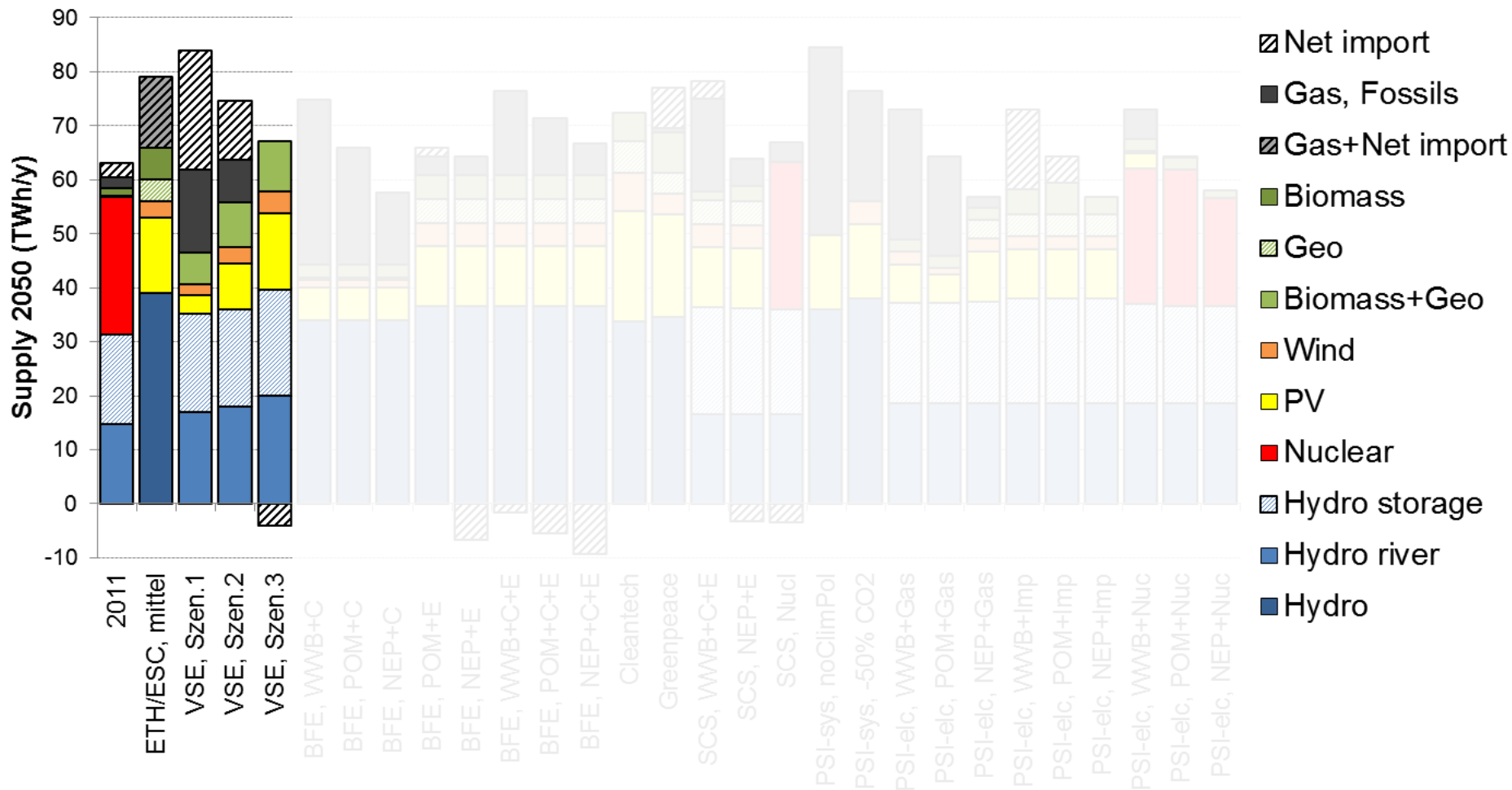


Deutschland 2013: PV: 30 TWh/y, Wind: 47 TWh/y, PV Potential ist 10x grösser = 160 TWh/y (IEA-Studie)

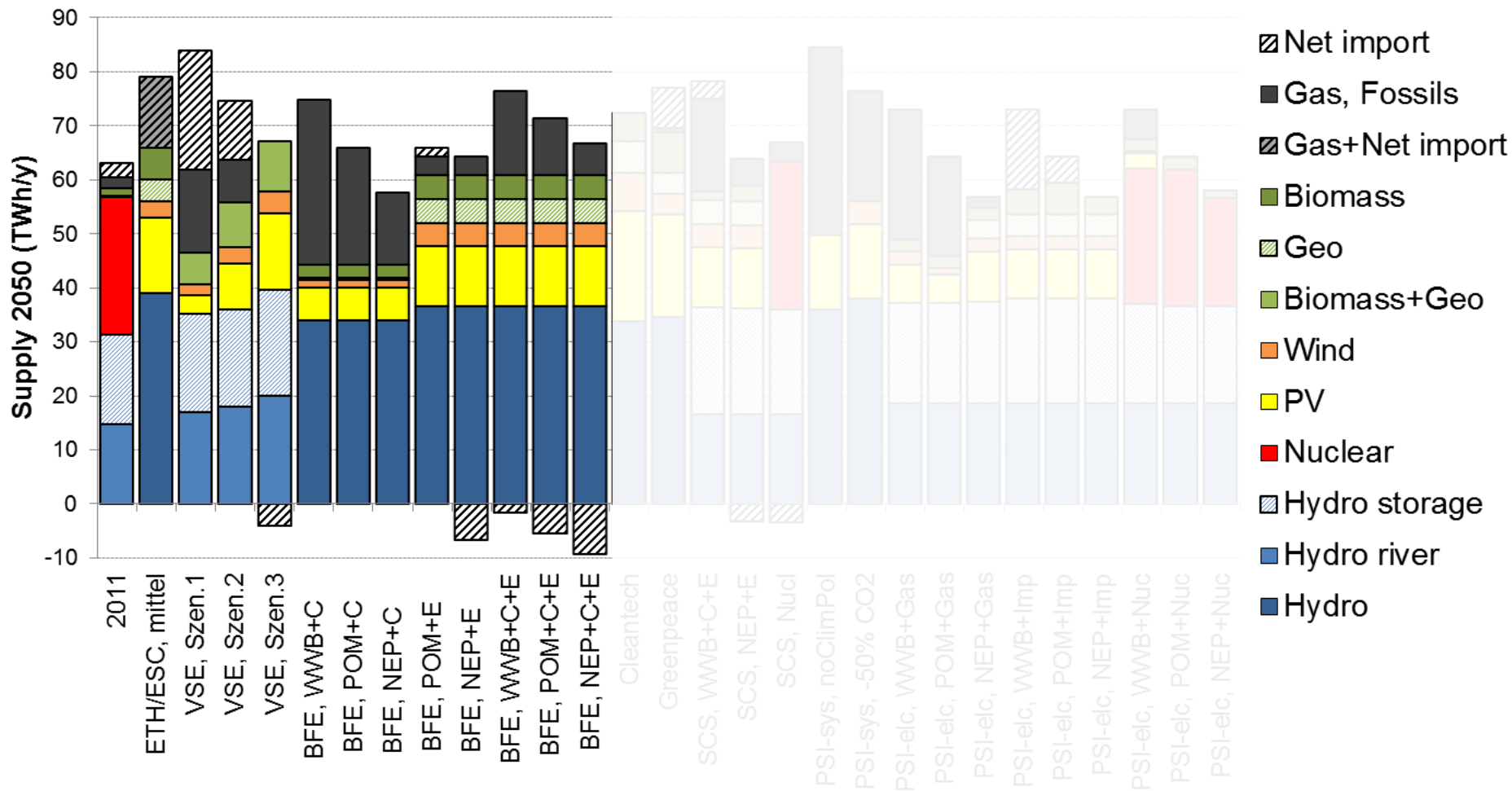
Jährlicher Erzeugungsmix 2050



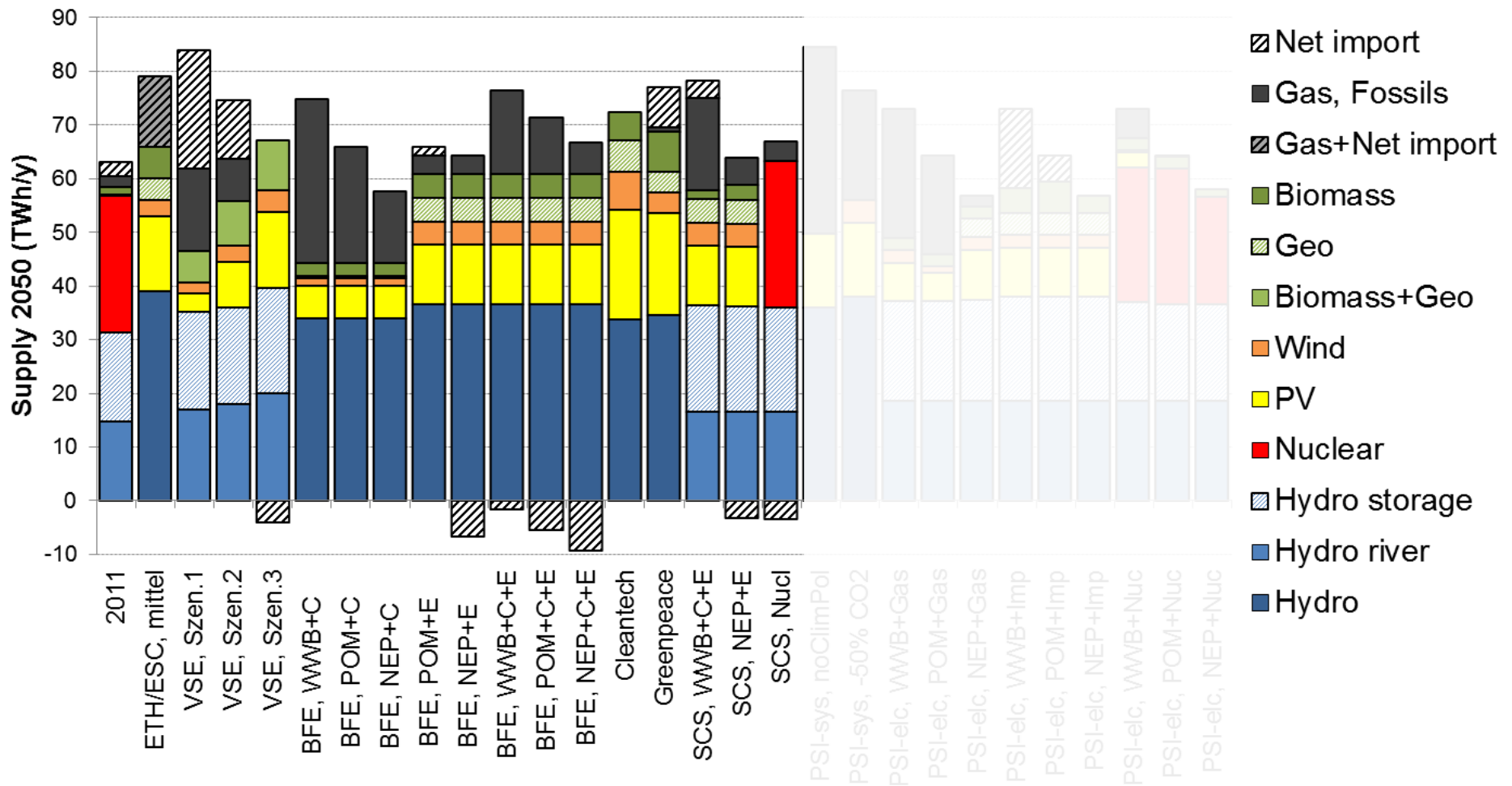
Jährlicher Erzeugungsmix 2050



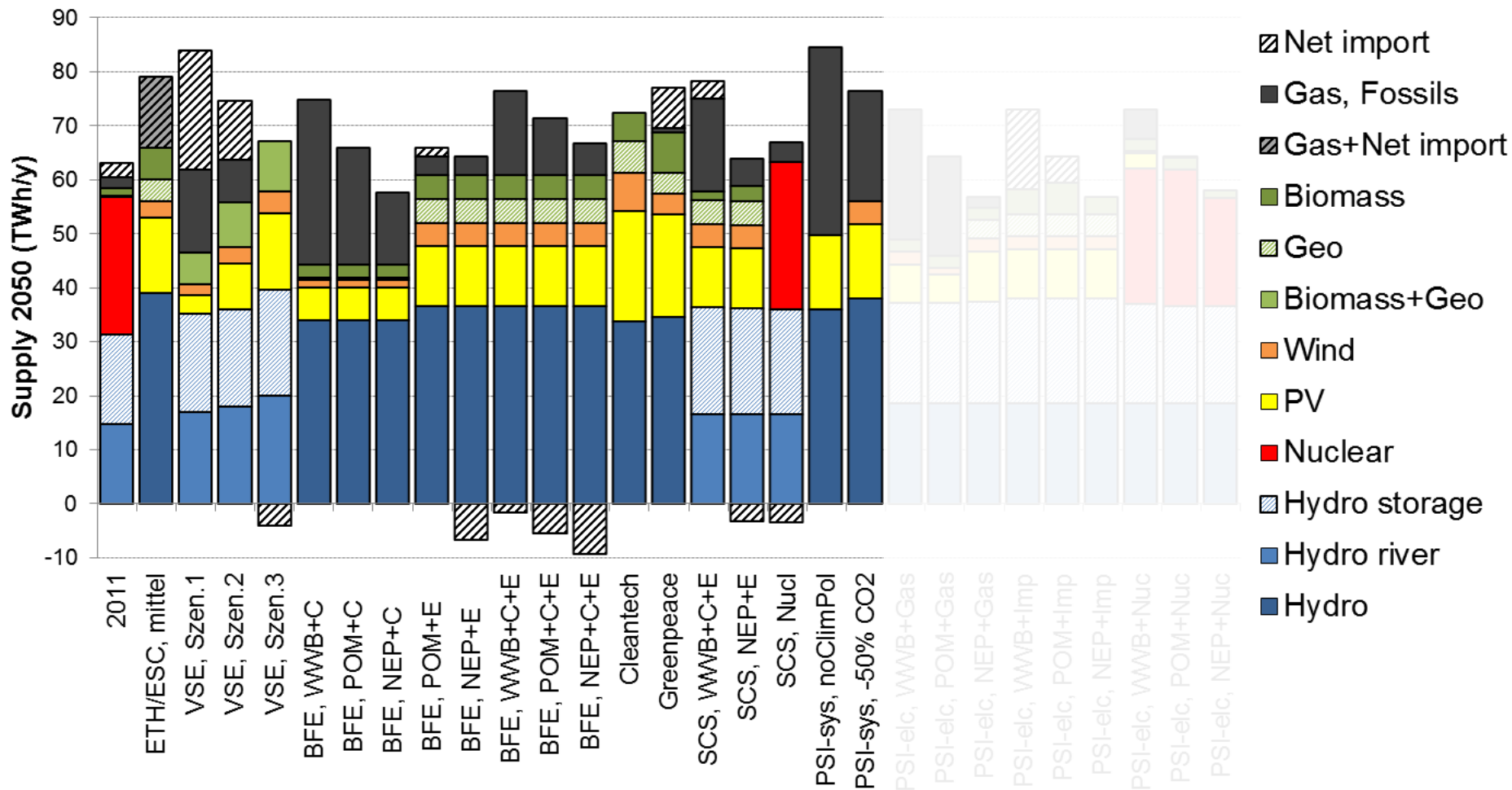
Jährlicher Erzeugungsmix 2050



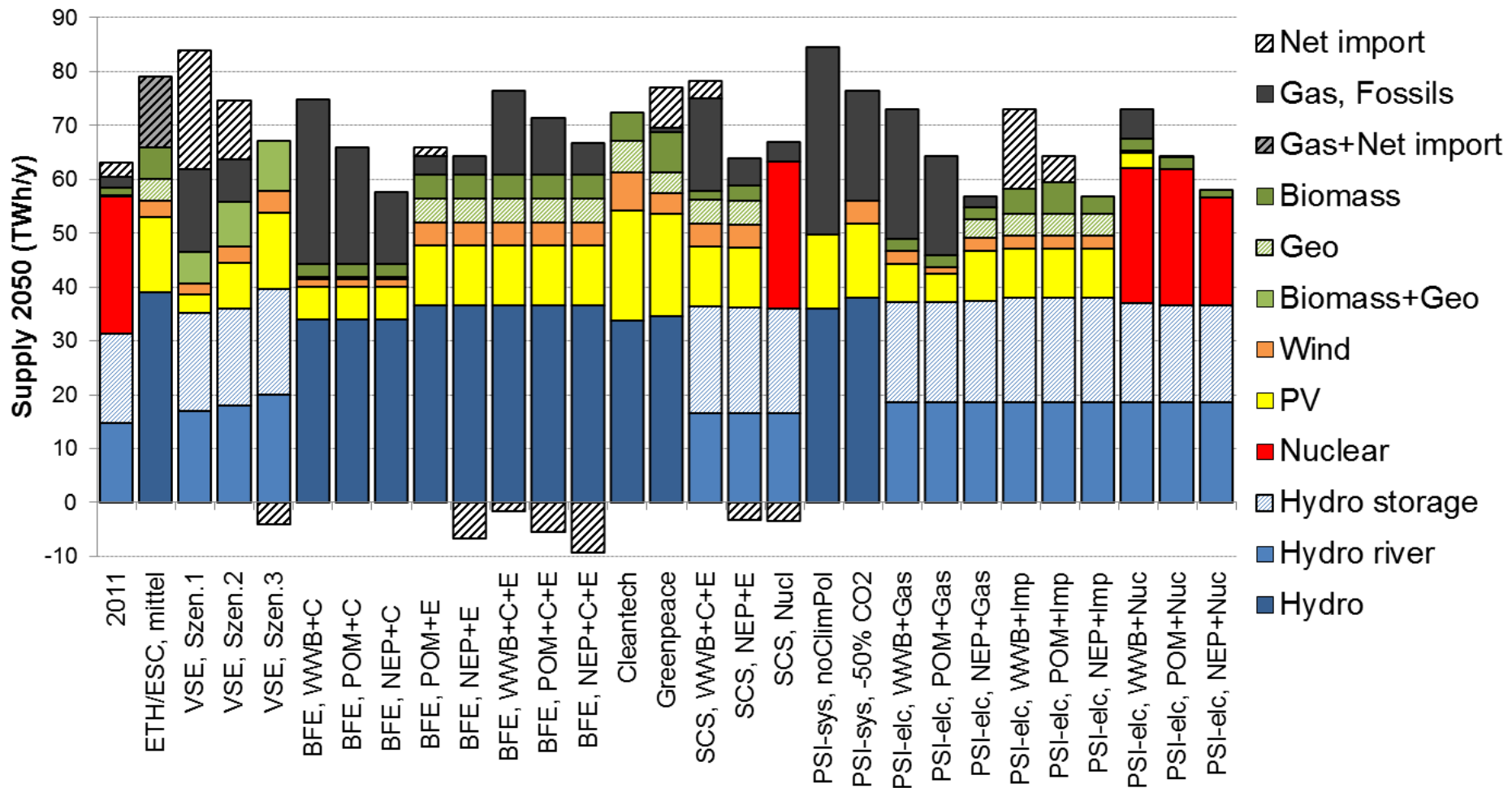
Jährlicher Erzeugungsmix 2050



Jährlicher Erzeugungsmix 2050

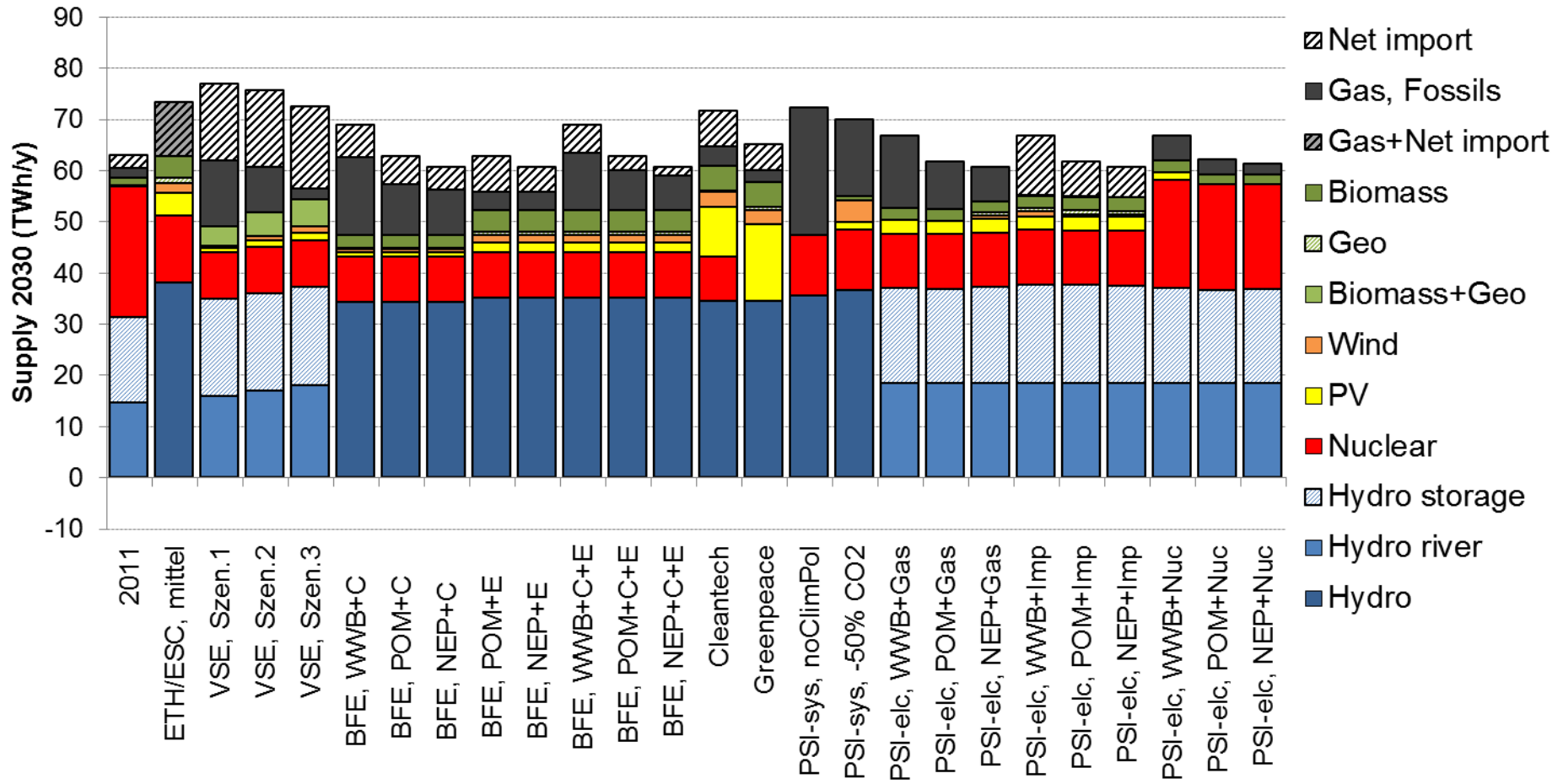


Jährlicher Erzeugungsmix 2050



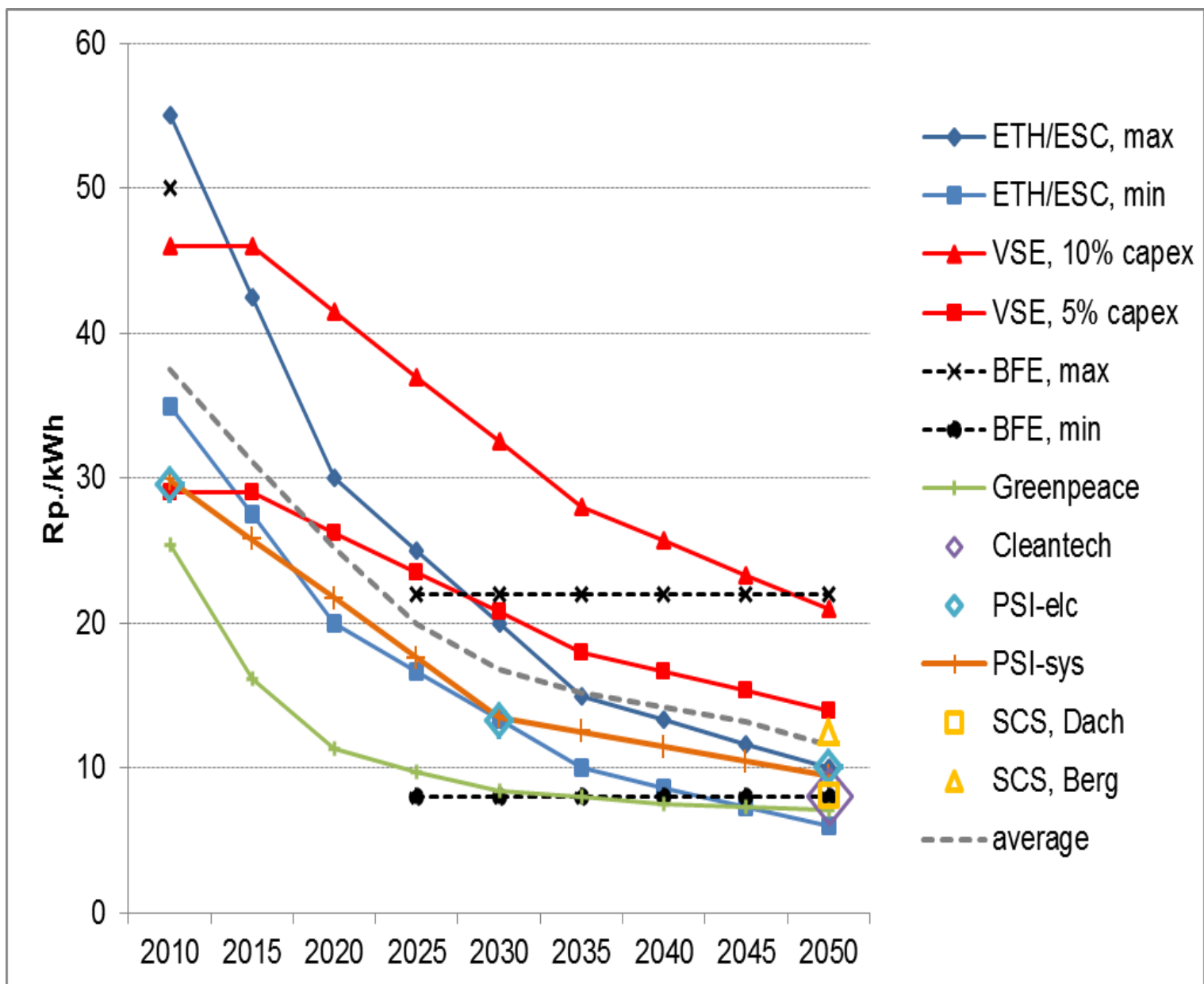
- **2050:** Falls tiefe Nachfrage oder Gaskraftwerke erlaubt → Keine Jahresimporte

Jährlicher Erzeugungsmix 2030

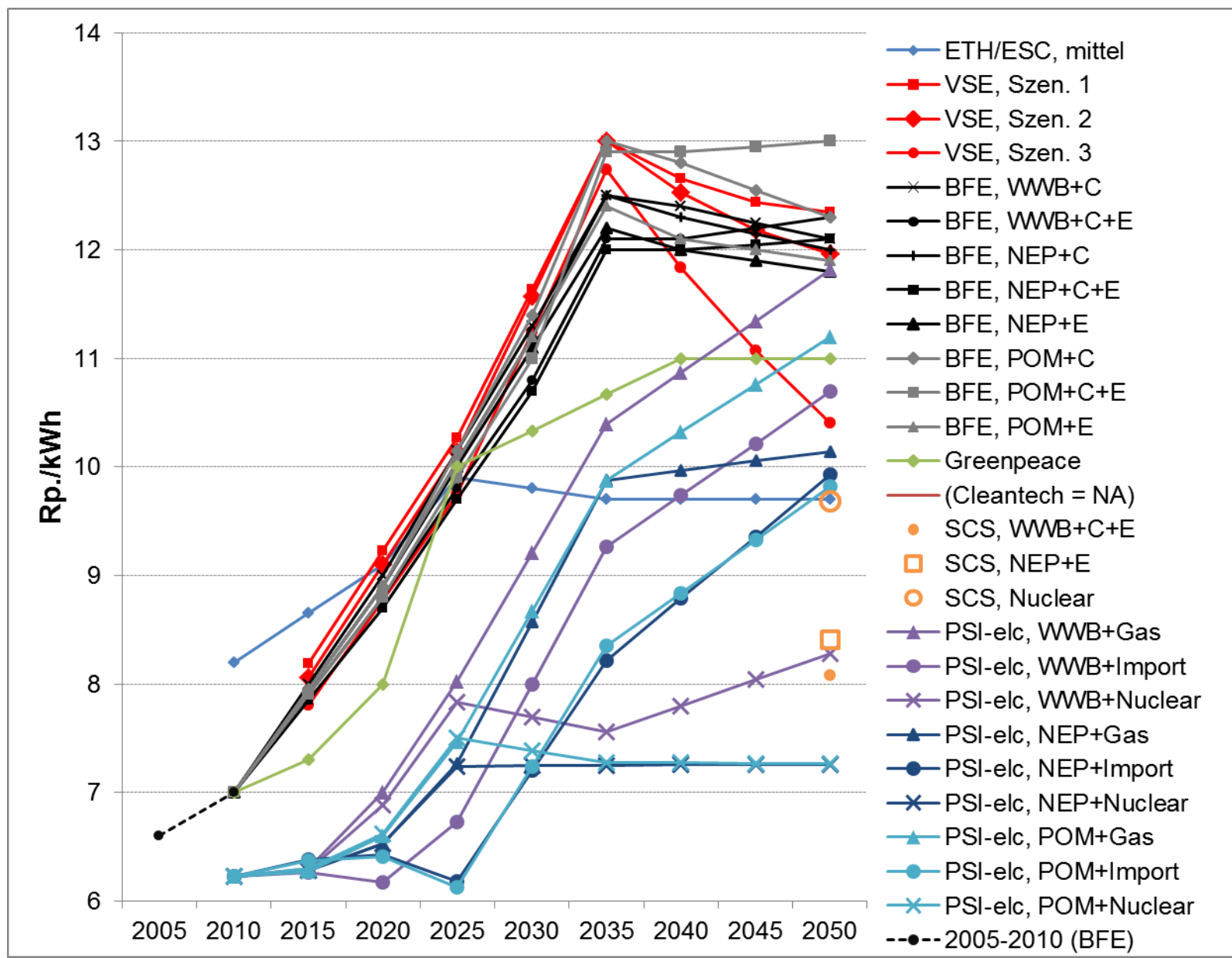


- **2025-2035** sind kritisch: Im Gegensatz zu 2050 Jahresimporte in mehr Szenarien

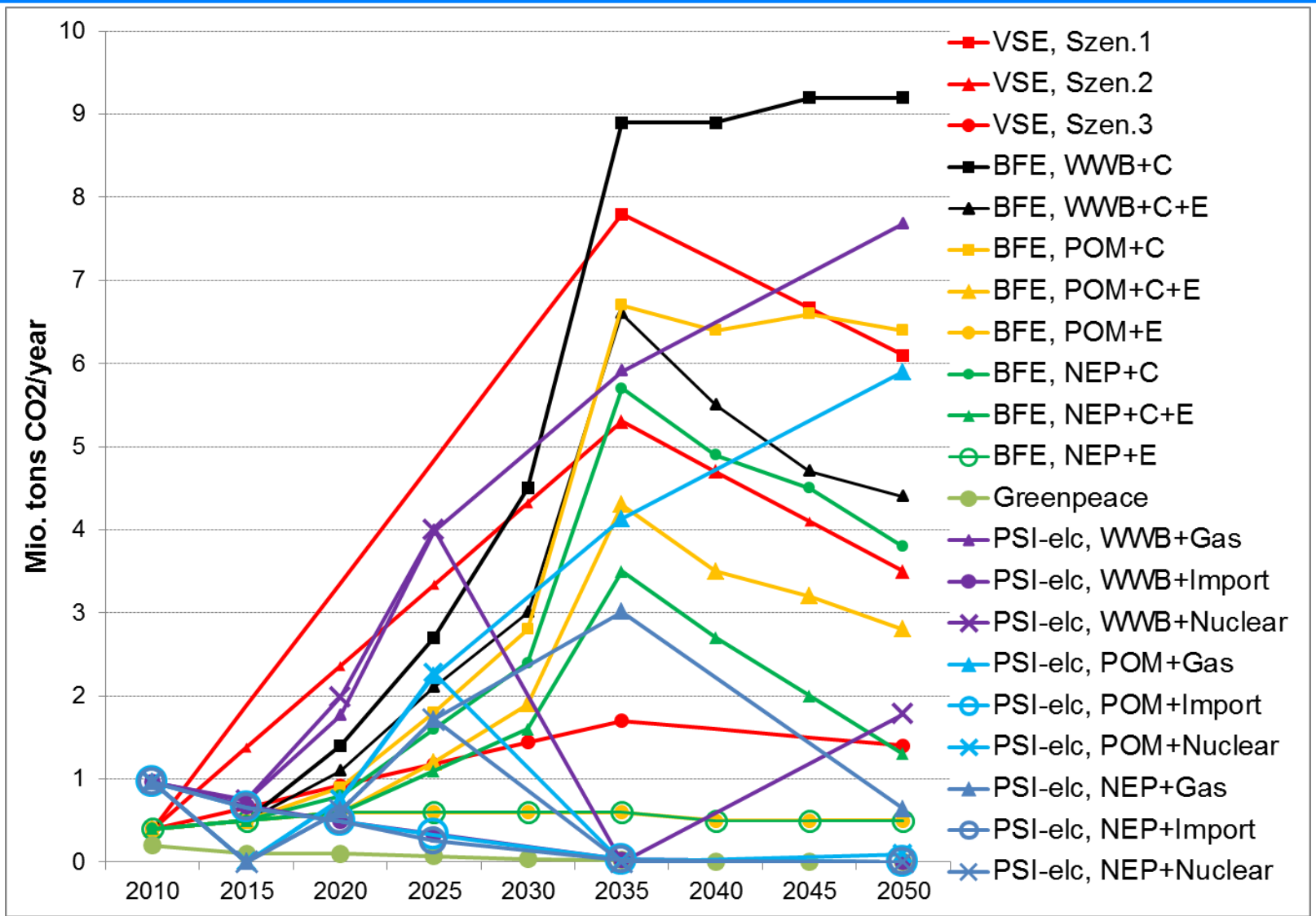
PV: Gestehungskosten (ohne System-Mehrkosten)



Produktionskosten des Erzeugungsmix

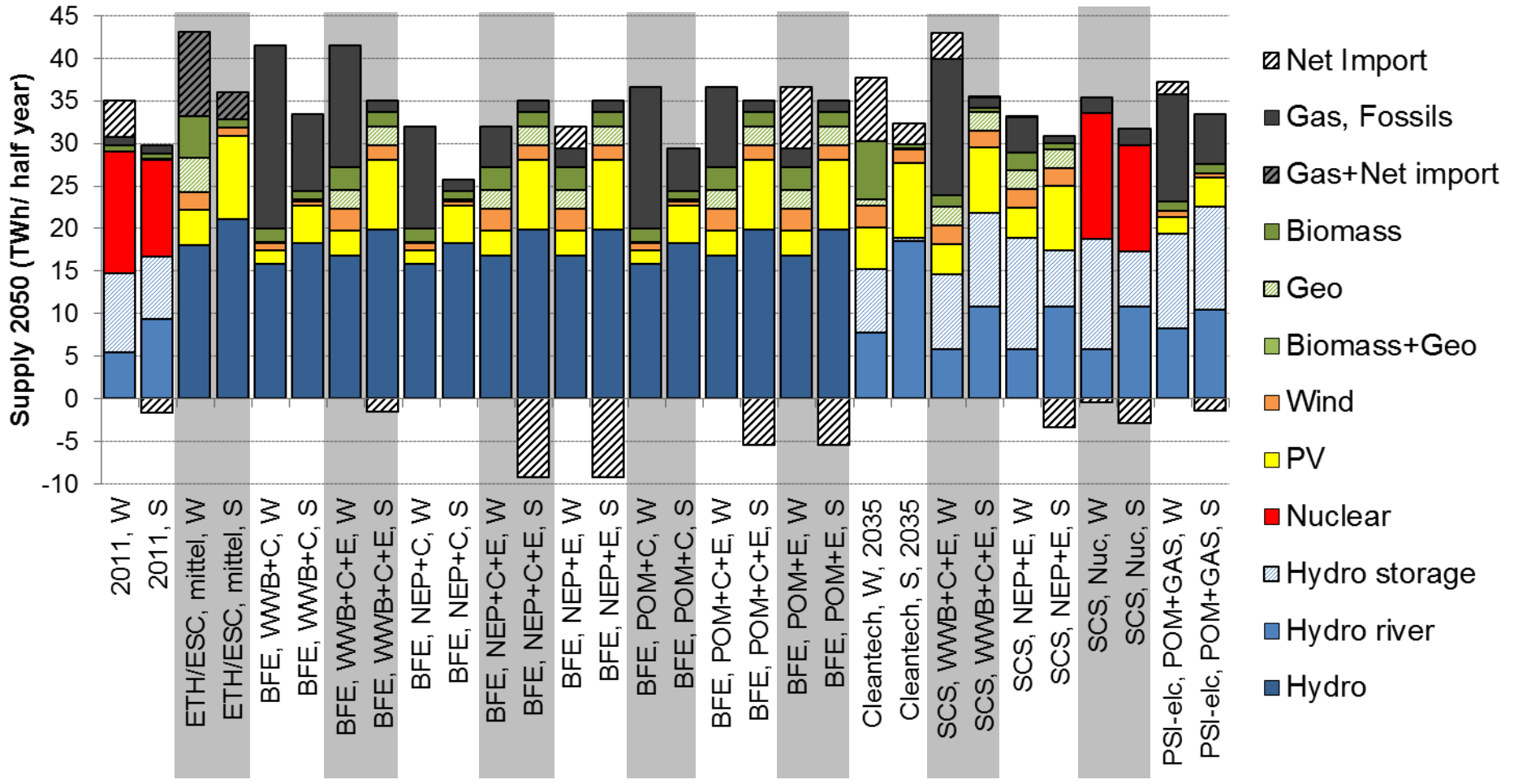


CO₂-Emissionen from Stromsektor (ohne Importe)



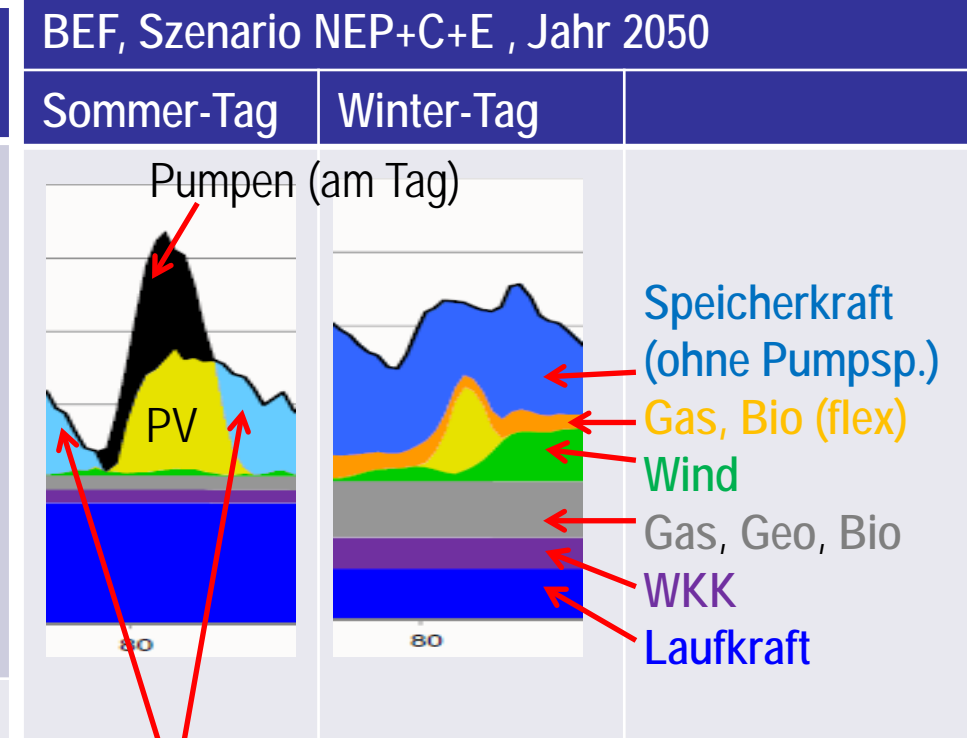
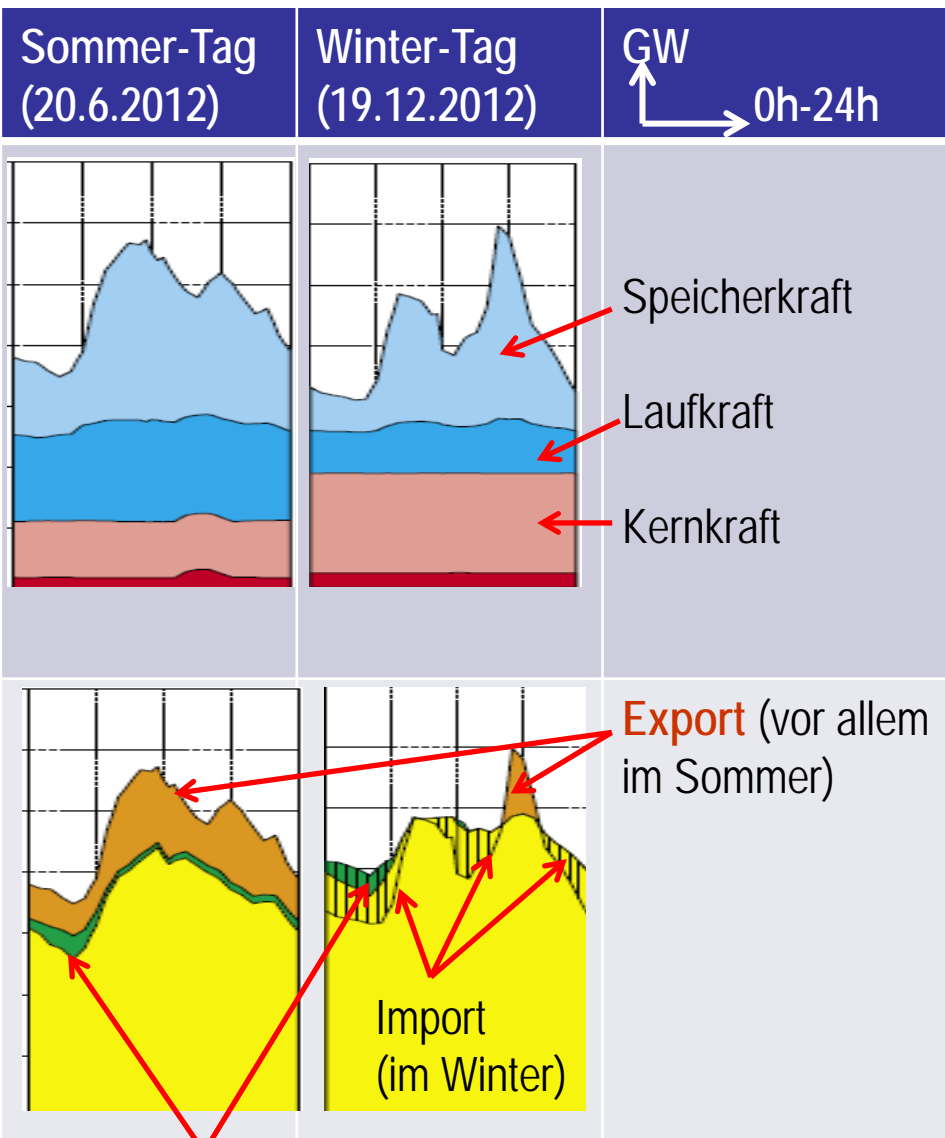
- Vergleich: CO₂ vom Energiesektor (+Mobilität) heute: ~40 Mio. Tonnen/Jahr
- BFE, NEP+E und BFE, POM+E haben gleiche Inlandsemission, aber POM-E hat mehr Importe

Winter/Sommer Produktion 20250



- Falls viel PV, dann Netto-Export über Sommer (ausser Cleantech, SCS-WWB)
- Speicherkraft auch im Sommer (ausser Cleantech)
- Mehr Biomasse- und Geothermie-Strom im Winter

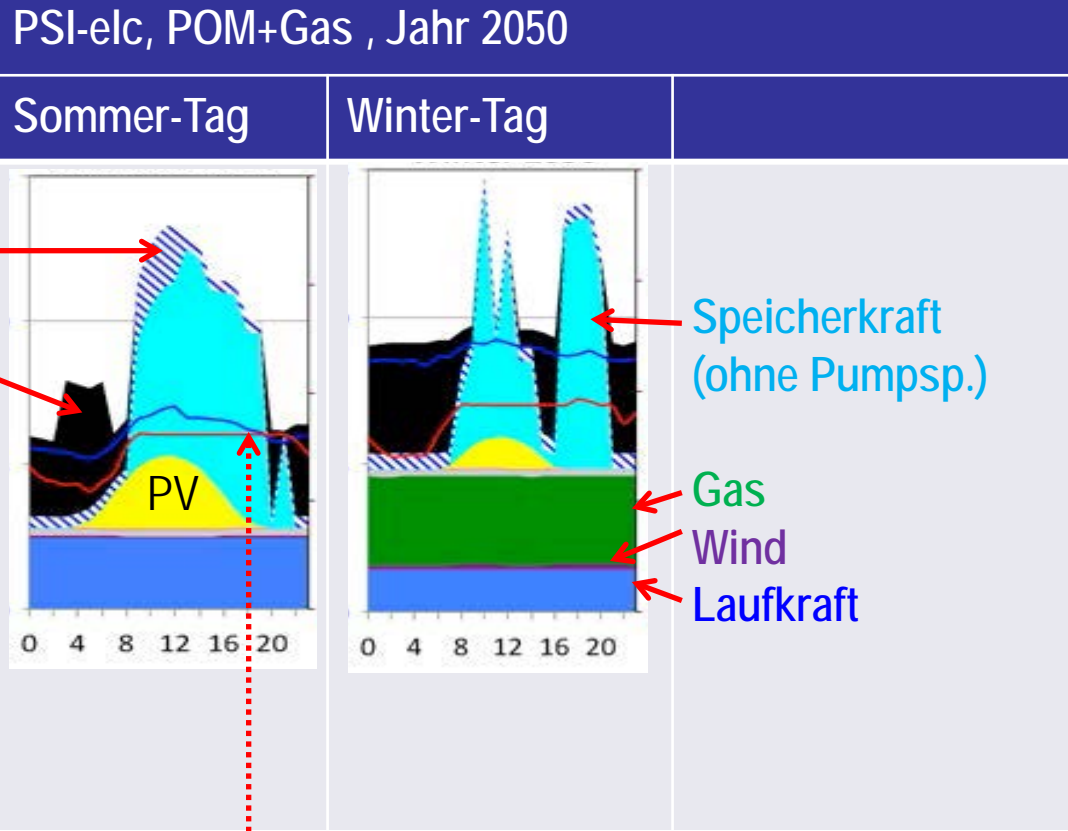
Kraftwerkseinsatz im Jahr 2012 und 2050 (Bsp.: BEF Studie)



- Strom aus Pumpspeicher in der Nacht
- volle Entleerung der Speicher jede Nacht nach Tag mit Sonnenschein
 - Keine Pumpen im Winter?
 - Import/Export in 2050?

Pumpen vor allem in der Nacht, Sommer und Winter

Kraftwerkseinsatz im Jahr 2050 (Bsp.: PSI-elc Studie)



blaue Linie: Inlandnachfrage
rote Linie: Grenzkosten der Elektrizität

- falls PV Produktion beschränkt, dann heutiges Pumpen-Regime **kostenoptimal** beibehaltbar
- Kostenoptimierung der Einsatzplanung sinnvoll

Klassifizierung der verwendeten Modelle

Studie	Nachfrage-Modell	Kapazitäts-Erweiterungs-Modell	Kraftwerks-Einsatzmodell	Umliegende Länder	Energie-System-Model (Netzwerk)
BFE	Simulation	Simulation	Simulation	-	-
VSE	Simulation	Optimierung		Ja	-
ETH/ESC	Simulation	Simulation	-	-	-
SCS	-	-	Simulation	-	-
Greenpeace	Simulation	Simulation	(SCS-Studie)	-	Ja
Cleantech	Simulation	Simulation	-	-	-
PSI-sys	Optimierung	Optimierung	(nur grob)	-	Ja
PSI-elc	-	Optimierung		-	-

- **Integrative-** und («nüchterne») **Kostenoptimierungs-Modelle** können Nebeneffekte berücksichtigen, die durch Expertenwissen in (getrennten) Simulations-Modellen vielleicht falsch eingeschätzt werden
- Falls das Elektrizitätssystem **strengen Vorgaben** ausgesetzt ist, ist einfache Simulation vielleicht ausreichend

Zentrale Planung im liberalisierten Marktumfeld?

- Alle Studien sehen eine wichtige Rolle in der **Pumpspeicherkraft**: In Szenarien mit viel PV-Strom wird am Tag gepumpt und in der übrigen Zeit wird der Strom verkauft um das Reservoir total zu entleeren für nächsten Tag. Auch die **Speicherseen (ohne Pumpen)** müssen mit sorgfältiger Planung bewirtschaftet werden, um durch den Winter zu kommen. **Gaskraftwerke** werden wichtig, vor allem im Winter.
- Der Anstieg der mittleren Produktionskosten hält sich in Grenzen (d.h. keine Verdoppelung, ohne Netzkosten, ohne Effizienzkosten).

Zwei Fragen, die die Studien nicht gänzlich beantworten können:

- Warum also führt die Firma Repower ihr Pumpspeicher-Projekt Lagobianco nicht aus?
- Warum sollen die grossen Schweizer Kraftwerksbetreiber,
 - die schon flexible Produktionskapazität durch Wasserkraft haben,
 - und nachdem Preisspitzen durch Erneuerbare in Deutschland geglättet wurden, in noch mehr flexible Kapazität (Gaskraftwerke) und in PV investieren?

- **Investitionsrisiko** der Stromerzeuger durch **Unsicherheiten** in einem **Marktumfeld**:
 - CO₂-Preispolitik, Gaspreis
 - Nachfragewachstum
 - exaktes Kernenergieauslaufdatum
 - unbekannte Investitionsentscheiden anderer nicht-kooperativer Betreiber und Länder
 - Grad der zukünftigen Marktliberalisierung, EU-Agreement
 - Blinde Strom-Markt Auktionen mit Marktmacht grosser Player
 - **Zusätzlich physikalische Unsicherheiten**: Wetter, Wasserzufluss

- **Dilemma der Stromerzeuger (und der Modelle)**: Der **langjährige** Investitions-Entscheid in Kraftwerkskapazität muss durch **stündliche** Kraftwerkseinsatz-Entscheidungen Profite generieren.

- **Annahmen in den Studien**:
 - perfekter Wettbewerb (\equiv Optimallösung eines zentralen Planers) unter deterministischer Zukunft (Einzel-Szenario)
 - Die «unsichtbare Hand» des perfekten Marktes wird die **Volatilität der Strom-Marktpreise** klein halten und **Kosten für Erzeuger und Konsumenten** senken

Obige Annahmen sind OK für überjährige, aggregierte Modelle, werden schlechter auf Stundenskala und für reale Investitionsentscheidungen einzelner Akteure

Kosten der Effizienz

- Die Strom-Nachfrage ist prinzipiell stark senkbar mit extremen Effizienzmassnahmen und Verhaltensänderungen (alle anderen Einflussgrössen konstant, z.B. das BIP)
- Die Kosten für Effizienz und Suffizienz sind in den Studien nicht erfasst.
- Die rapportieren Systemkosten haben darum nur bedingte Aussagekraft.

Modellierung der Speicher

- Extensive Nutzung der Pumpspeicher in den Studien. Modellierung aller (Pump)-speicherwerke als ein einzelnes Bassin überschätzt vielleicht die Flexibilität
- Alternative Speicher sollten (mit transparenteren Kostenannahmen) modelliert werden, z.B. Batterien und Power-to-Gas.

Definition der CO₂-Emissionen

- CO₂ von Importen sind nicht völlig integriert in den Modellen (nur ex-post Berechnungen)
- 40 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen durch Energieträger-Verbrauch; 87 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen durch totalen Güterverbrauch im Jahr 2004 [Davis, Caldeira, PNAS 107, 2010]
- Stringentes CO₂-Reduktionsziel auf Energiesektor (inkl. Mobilität)...
 - ...kann u. U. kostenoptimal zu mehr CO₂ im Stromsektor führen (siehe PSI-sys Studie)
 - ...beschleunigt Auslagerung CO₂-intensiver Güterherstellung ins (nicht-EU) Ausland

- Energiemodelle sind datenintensiv
- Die Datenaufbereitung und –bereinigung, geschickte Wahl der Parameter, Struktur des Energienetzwerks, etc. stellen die arbeitsintensivste Leistung dar
- Darum meist kein Interesse, Zeit, Geld etc. **alle** Input-Daten zu veröffentlichen, was eine vollständige Reproduzierbarkeit des Modells ermöglichen würde (erstes Ansatz: **SCS**)
- Aufwendiges Modellierungsprogramm und Optimierungssoftware hat meistens eine kommerzielle Lizenz oder gehört einer Beratungsfirma

Pragmatischer Vorschlag:

- **Minimale** Veröffentlichung über die wichtigsten Annahmen (Nachholbedarf in den meisten Studien)
- **Einigung** der Modellierer über einige wenige grundlegende Dinge, wie z.B. die Diskontierungsrate, und welche Kosten minimal rapportiert werden sollen

- Die meisten Szenarios haben **starke Vorgaben**, so dass z.B. Erzeugungsmix kein eigentliches Ergebnis der Studie ist, und z.B. die Senkung der Nachfrage scheinbar a-priori angenommen wird, und die nötige Effizienzsteigerung das Resultat ist.
- Die Einschränkungen führen auf einige wenige Angebotsvarianten: **Gas/viel Erneuerbare, Gas, Import/viel Erneuerbare**.
- **Kosten** sind schwer zu vergleichen und beinhalten keine Effizienzkosten
- **CO2-Emissionen** sind schwer zu vergleichen; sollten in zukünftigen Modellen wenigstens die Importe umfassen
- **Versorgungssicherheit durch Importe** nur in einem gut funktionierenden Markt mit einigermaßen kooperativen Playern (Importrestriktionen in Modellen sinnvoll)
- [work in progress]

Das **PSI** arbeitet an der Erweiterung des Elektrizitäts-Modells der Studie «PSI-elc» um einige der zusätzlichen Fragen beantworten zu können:

- Erweiterung auf die **umliegenden Länder und die Schweiz (CROSSTEM-Model)**
- Erweiterung auf das **ganze Energiesystem der Schweiz (STEM-Model)**

Studie	Kumulierter Kostentyp bis 2050	Alt oder Neu?	Diskon- tiert?	Szenarien	Kosten (Mrd. CHF)
Greenpeace	Investitionskosten Produktion	Alt+Neu	N	-	90
Cleantech	Investitionskosten Produktion	Alt+Neu	N	-	80
VSE	Investitionskosten Produktion	Alt+Neu	N	Szenario 1	50
				Szenario 2	70
				Szenario 3	80
				Alle	30
	Investitionskosten Netz (von Consentec Studie)	Neu	N	Szenario 1	5
				Szenario 2	8
				Szenario 3	12
	Investitionskosten Netz	Alt	N	Alle	60
Investitionskosten Übertragungsnetz	Neu	N	Alle	3	
BFE	Totale Produktionskosten	Neu	J	WWB+C, POM+C+E	70
				WWB+C+E	80
				NEP (alle), POM+C, POM+E	60
		Alt	J	Alle	130
PSI-elc	Systemkosten Produktion (ohne Handelsprofit)	Alt+Neu	N	WWB+Imp	240
				WWB+Gas	230
				POM+Imp	200
				POM+Gas	190
				WWB+Nuc, NEP+Gas, NEP+Imp	170
				POM+Nuc	130
				NEP+Nuc	120

- G. Andersson, K. Boulouchos, L. Bretschger. *Energiezukunft Schweiz*. ETHZ, Energy Science Center, Nov 2011
- F. Barmettler, N. Beglinger, C. Zeyer. *Energiestrategie – Richtig rechnen und wirtschaftlich profitieren, auf CO₂-Zielkurs*. Version 3.1, swisscleantech, Bern, Jan 2013
- R. Kannan, H. Turton. *Swiss electricity supply options: A supplementary paper for PSI's Energie-Spiegel Nr. 21*. Paul Scherrer Institut, Nov 2012
- Pöyry Management Consulting AG. *Angebot und Nachfrage nach flexiblen Erzeugungskapazitäten der Schweiz - Endbericht*. VSE, Mai 2012
- Prognos AG. *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. BFE, Basel, Sep 2012
- SCS AG. *SCS-Energiemodell*. Version 1.2, Supercomputing Systems AG, Zürich, Jun 2013
- S. Teske, G. Heiligtag. *Energy [r]evolution*. Greenpeace International, Greenpeace Schweiz, Global Wind Energy Council, European Renewable Energy Council, Nov 2013
- N. Weidmann. *Transformation strategies towards a sustainable Swiss energy system – an energy-economic scenario analysis*. Doktorarbeit ETHZ, 2013, Nr. 21137



Korrelation zwischen PV und Windkraft

