

SCOPE.efzn

Szenarien, Optionen und Parameterräume
für aktuelle energiepolitische Entscheidungsprozesse

Alexandra Reinhild Berndt^{1*}, Alexander Mahner^{2*}, Tobias Naegler^{3*}, Leon Schomburg^{2,4*},
Carsten Agert³, Rolf Brendel^{2,4}, Kai Burhenne², Stefan Kronshage³, Sebastian Lehnhoff¹,
Raphael Niepelt^{2,4}, Thomas Pregger³, Jonas Thomsen², Thomas Vogt³

*HauptautorInnen in alphabetischer Reihenfolge

1 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn)

2 Leibniz-Universität Hannover (LUH), Institut für Festkörperphysik, Hannover

3 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg/Stuttgart

4 Institut für Solarenergieforschung Hameln/Emmerthal (ISFH), Emmerthal

Projekt SCOPE.efzn

- In den letzten Jahren wurde eine beträchtliche Anzahl von Szenarien zur Energiewende in Deutschland veröffentlicht, die...
 - unterschiedliche Entwicklungen beschreiben,
 - auf unterschiedlichen Annahmen beruhen,
 - das Ergebnis diverser Methoden sind.
- Die Folgen sind...
 - eine große Bandbreite an Pfaden,
 - abweichende Schlussfolgerungen.



Methodik

1. **Meta-Analyse:** SCOPE.efzn hat aktuelle Szenariostudien im Hinblick auf ihre abweichenden, aber auch übereinstimmenden Ergebnisse analysiert und Unsicherheiten bei der Rolle und Bedeutung möglicher technisch-struktureller Elemente beleuchtet
2. **Sounding Board:** Divergierende Annahmen der Energieszenarien wurden in einem transdisziplinären Gremium mit Akteuren aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft gespiegelt.
3. **Modellierung:** Ergebnisse Meta-Analyse zur Eingrenzung exogener Annahmen genutzt. Kostenannahmen für Importe, die mit denen für inländische Erzeugung konsistent sind. Sensitivitätsanalysen für ausgewählte Fragestellungen.

Ausgewählte Ergebnisse der Meta-Analyse



AGORA: Klimaneutrales Deutschland

ARIADNE: Die Energiewende kosteneffizient gestalten

BMWK-Langfristszenarien: Orientierungsszenarien O45

Boston Consulting Group (BCG): Energiewende auf Kurs bringen

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem

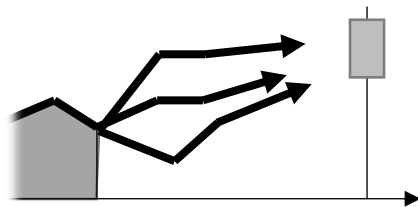
ÜNB/FNB: Szenarienrahmen für Netzentwicklungspläne Strom und Gas & Wasserstoff

Umweltbundesamt: Projektionsbericht 2025

Normative vs. explorative Szenarien

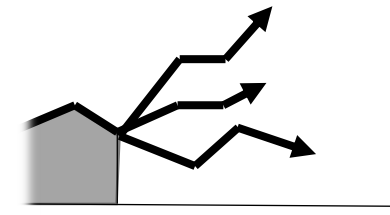
Normative Szenarien

- beschreiben plausible Entwicklungen eines Systems hin zu einem vorgegebenen Ziel
- zeigen, wie die Zukunft gestaltet werden könnte, um die Ziele zu erreichen
- dienen als Leitplanke für Planungen



Explorative Szenarien

- beschreiben zukünftige System-Entwicklungen
 - als Fortschreibung von Trends
 - Wirkung modellierter Maßnahmen
- ohne Zielvorgabe



Diskrepanz zwischen Ergebnisse normativer und explorativer Szenarien

Normative Szenarien: qualitativ ähnliche Trends vs. deutliche quantitative Unterschiede

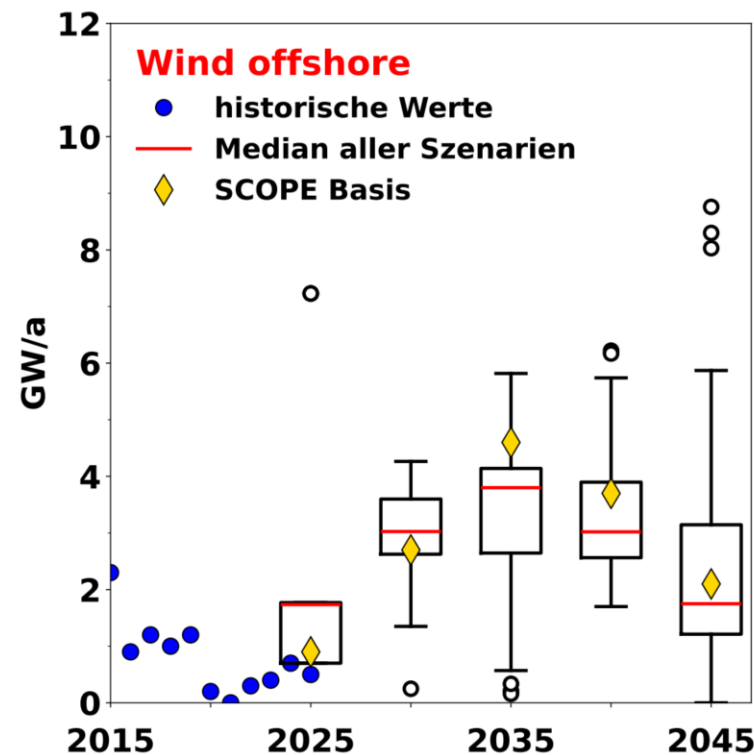
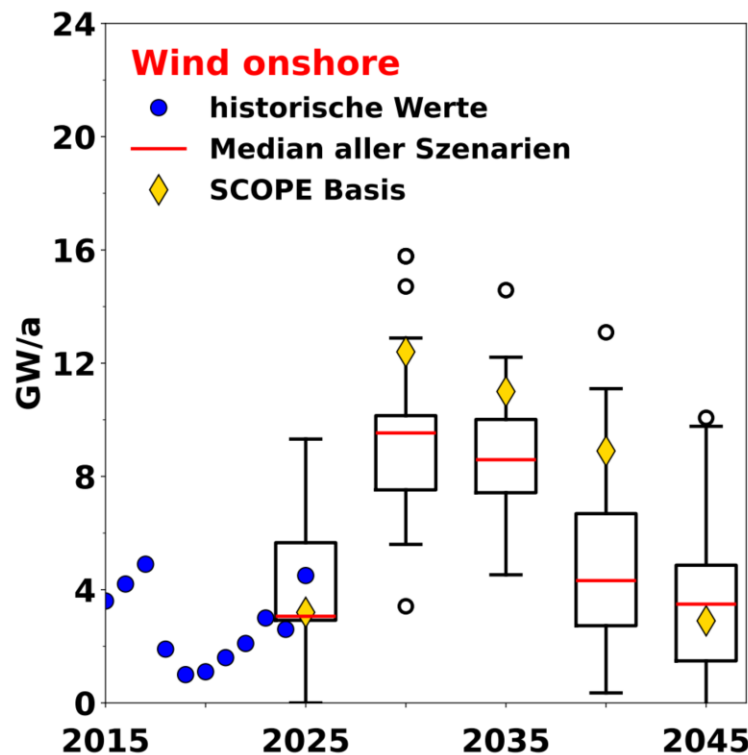
- **Weitgehende (qualitative) Übereinstimmung u.a. bzgl.:**
 - (Erneuerbarer) Strom als neue Primärenergie, Wind und PV Rückgrat der Energieversorgung
 - Hoher Flexibilitäts-Bedarf im Stromsektor
 - Elektrifizierung Gebäude, Prozesse und Mobilität
 - H₂ (und Derivate) für nicht direkt elektrifizierbare Prozesse sowie als Feedstock (Chemie-Industrie)
- **Große (quantitative) Unterschiede u.a. bzgl.:**
 - Bedarf Strom, Wasserstoff & kohlenstoff-basierter Gase
 - Technologie-Mix zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem
 - Nationale H₂-Produktion, installierte Leistung Elektrolyse
 - Höhe von Energieimporten (synthetische Energieträger, Strom, ...)
 - Energetische Nutzung von Biomasse
 - ...





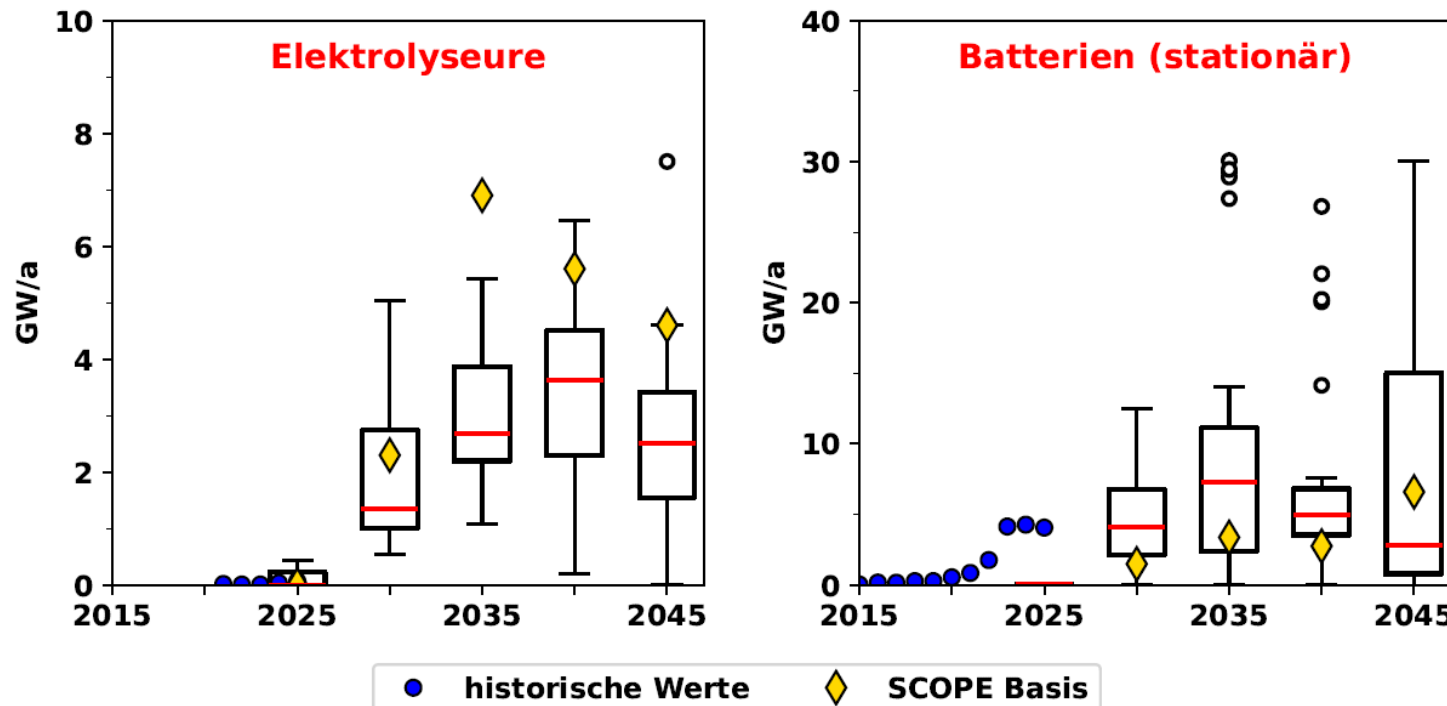
Meta-Analyse: Dynamik EE-Ausbau

Ausbauraten Energiewende-Technologien



- **Wind onshore:**
 - Zubau 2024-2025: 4,5 GW/a
 - Zubau 2030/2035: ≈ 9 GW/a (Median)
 - Zubau Faktor 2 gegenüber heute!
- **Wind offshore:**
 - Zubau 2024-2025: 0.5 GW/a
 - Zubau 2030/2035: $\approx 3-4$ GW/a (Median)
 - Zubau Faktor 6-8 gegenüber heute!
- **Kostenoptimale Lösungen sehen schnellen Ausbau der Windenergie**
- **Deutliche Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit ggü. Vergangenheit in meisten Szenarien**

Elektrolyse und Batterieausbau



• Elektrolyse:

- Zubau 2024-2025: 0,1 GW/a
- Zubau 2030/2035: ≈ 2.5 GW/a (Median)
- Zubau Faktor 25 gegenüber heute!

• Batteriespeicher:

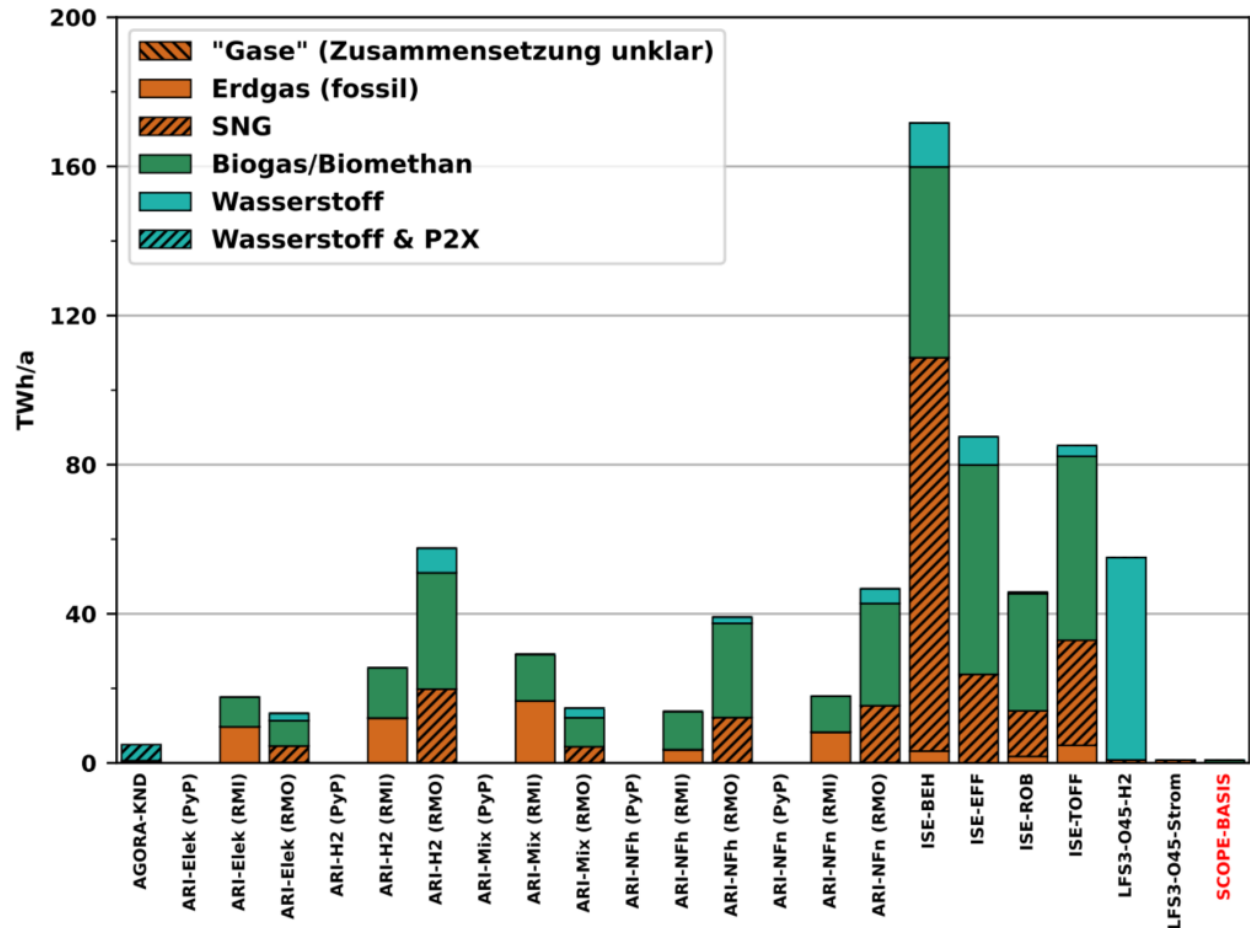
- Zubau 2024-2025: 4 GW/a
- Zubau 2030/2035: $\approx 4-7$ GW/a (Median)
- Ähnliche Größenordnung wie heute!

→ **Elektrolyseausbau weit hinter Entwicklung, die laut analysierten Studien nötig wäre**

→ **Batteriespeicher auf Kurs**

Meta-Analyse: Gasbedarf Gebäudesektor

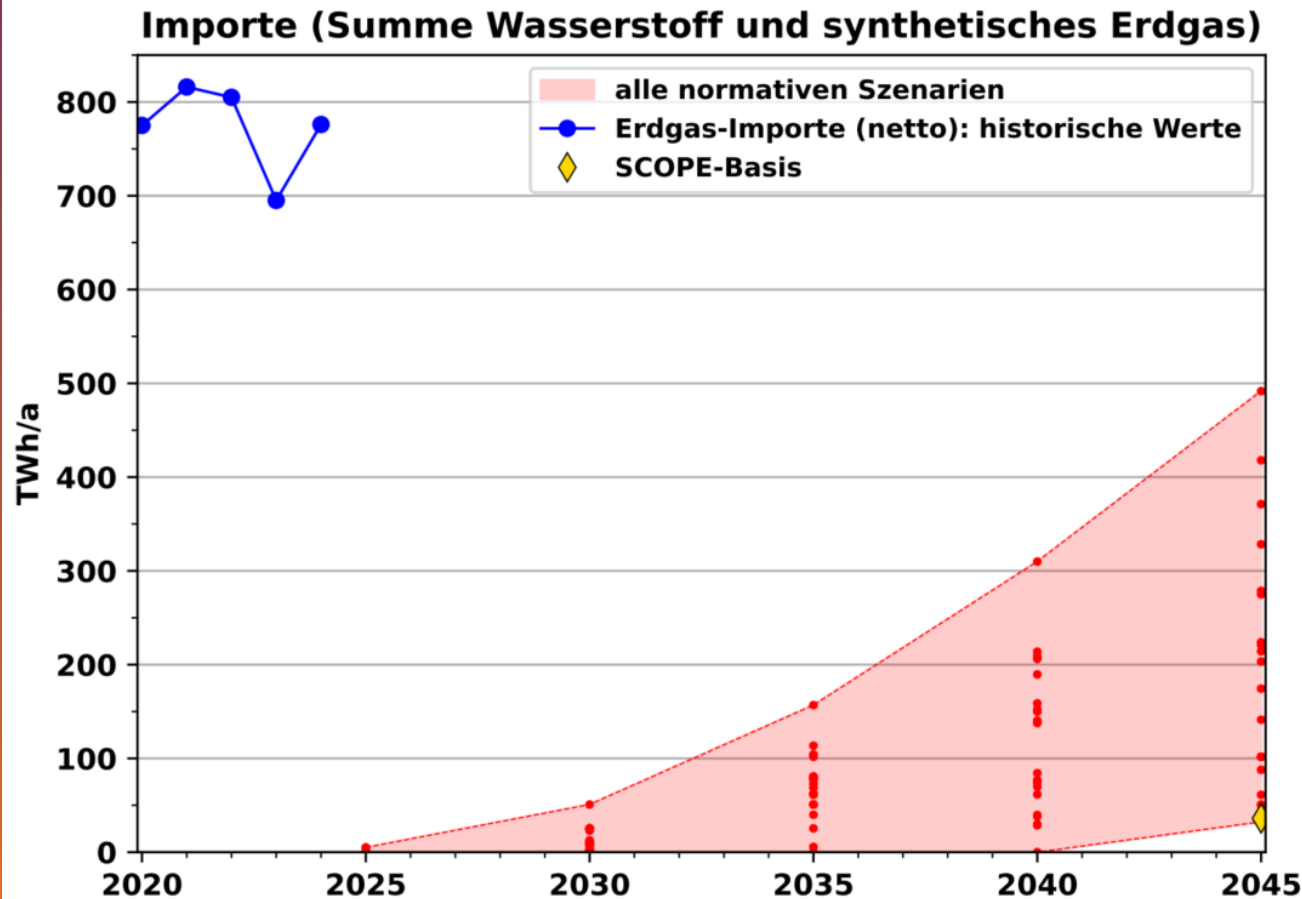
Bedarf an Gasen im Gebäudesektor 2045



- **Deutlicher Rückgang Bedarf an Gasen im Gebäudesektor**
 - Heute: 370 TWh (Haushalte + GHD)
 - 2045: 18 TWh (Median) → 5%
 - Einige Szenarien ohne Gasbedarf Gebäude
- **H₂ spielt im Gebäudesektor nur in wenigen Szenarien eine Rolle**
- **Verbleibender Bedarf an Gasen langfristig weitgehend Methan:**
 - Bio-Methan
 - Synthetisches Erdgas (SNG)
 - Geringe Mengen fossiles Erdgas (kompensiert durch natürliche Senken und ggf. DAC/CCS)

Meta-Analyse: P2X-Importe

Importe synthetischer Gase

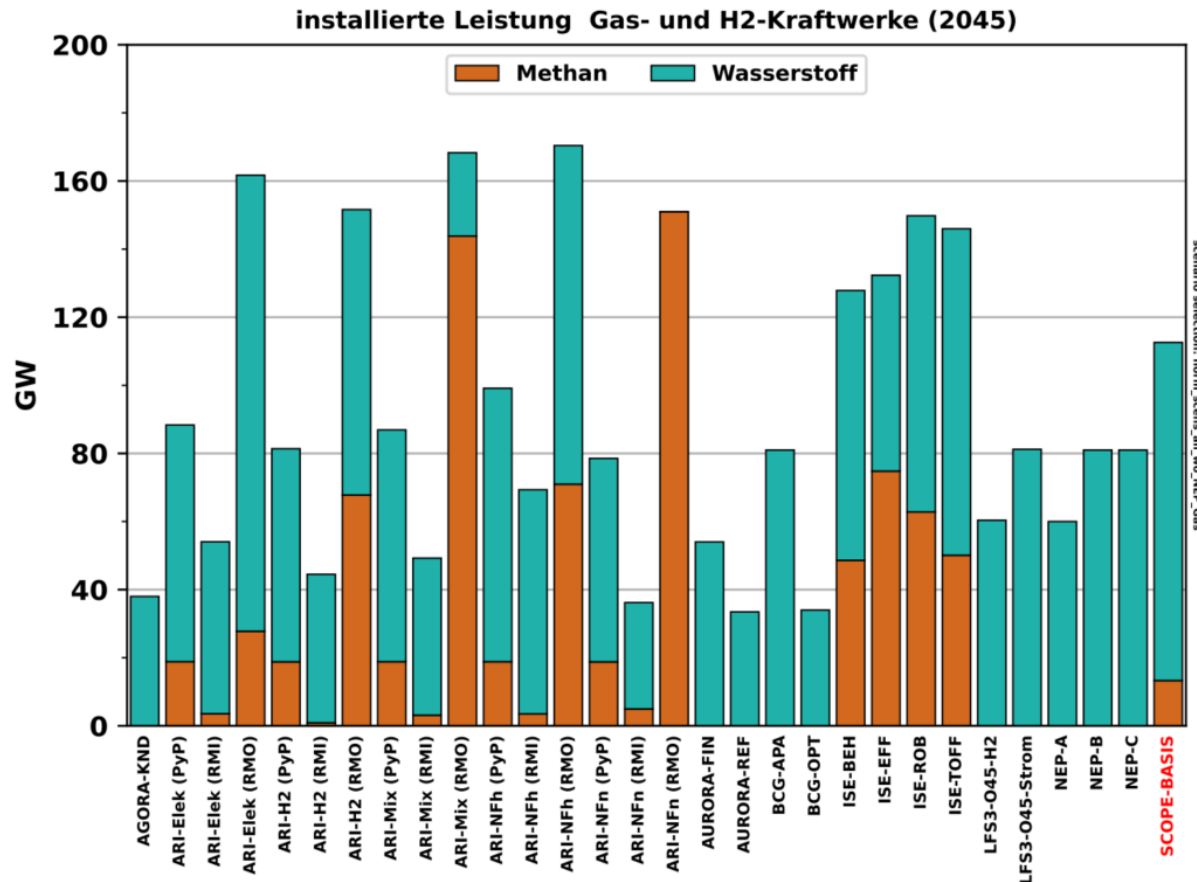


- **Energieträger-Importe sinken deutlich gegenüber heute, aber**
 - Hohe Bandbreite bzgl. Import-Mengen (& -Quoten)
 - H₂ & SNG-Importe > 50% heutiger Erdgas-Importe möglich (energetisch)
- **Importabhängigkeiten und geopolitische Risiken bleiben Thema**
 - Risiko erneuter geopolitischer Abhängigkeiten spricht für Aufbau heimischer Erzeugungsrouten
 - P2X-Importstrategie: Stabilität Lieferländer & Sicherheit Transportrouten berücksichtigen!

Meta-Analyse: Kraftwerke und Flexibilität



Flexibilitäts-Bedarf im Stromsektor 2045



- **Hoher Flexibilitätsbedarf:**
 - **Mind. 120 GW flexible Kapazitäten 2045:**
 - Gas- und H₂-Kraftwerke
 - Batterien, Pumpspeicher, (Lastmanagement)
- **Unsicherer Bedarf Gas- und H₂-Kraftwerke:**
 - **Minimum: 33 GW (davon mindestens* 30 GW H₂)**
 - Median: 81 GW
 - 50% der Szenarien zwischen 54 & 128 GW
- **Ursachen für Unsicherheit:**
 - Komplexes Zusammenspiel vieler Faktoren
 - Abhängig von Szenario, Modell, Randannahmen (Kosten, Wetterjahre, Bedarfszeitreihen, ...), Einbindung Stromsystem Deutschland in Europa, ...

*mit Ausnahme eines Szenarios

„Methodisches“ Fazit Meta-Analyse

- **Unsicherheiten** komplexe System-Modellierung:
 - Enger **Austausch mit Modellierenden** sinnvoll
 - **Sensitivitäten** mit geeigneten Modellen rechnen
- **Kostenminimale Transformationsstrategien** guter Ausgangspunkt für energiepolitische Entscheidungen, aber
 - **Methodische Beschränkungen** berücksichtigen
 - **Hemmnisse** für Transformation in Szenarien berücksichtigen
 - **Auswirkungen** Transformation analysieren

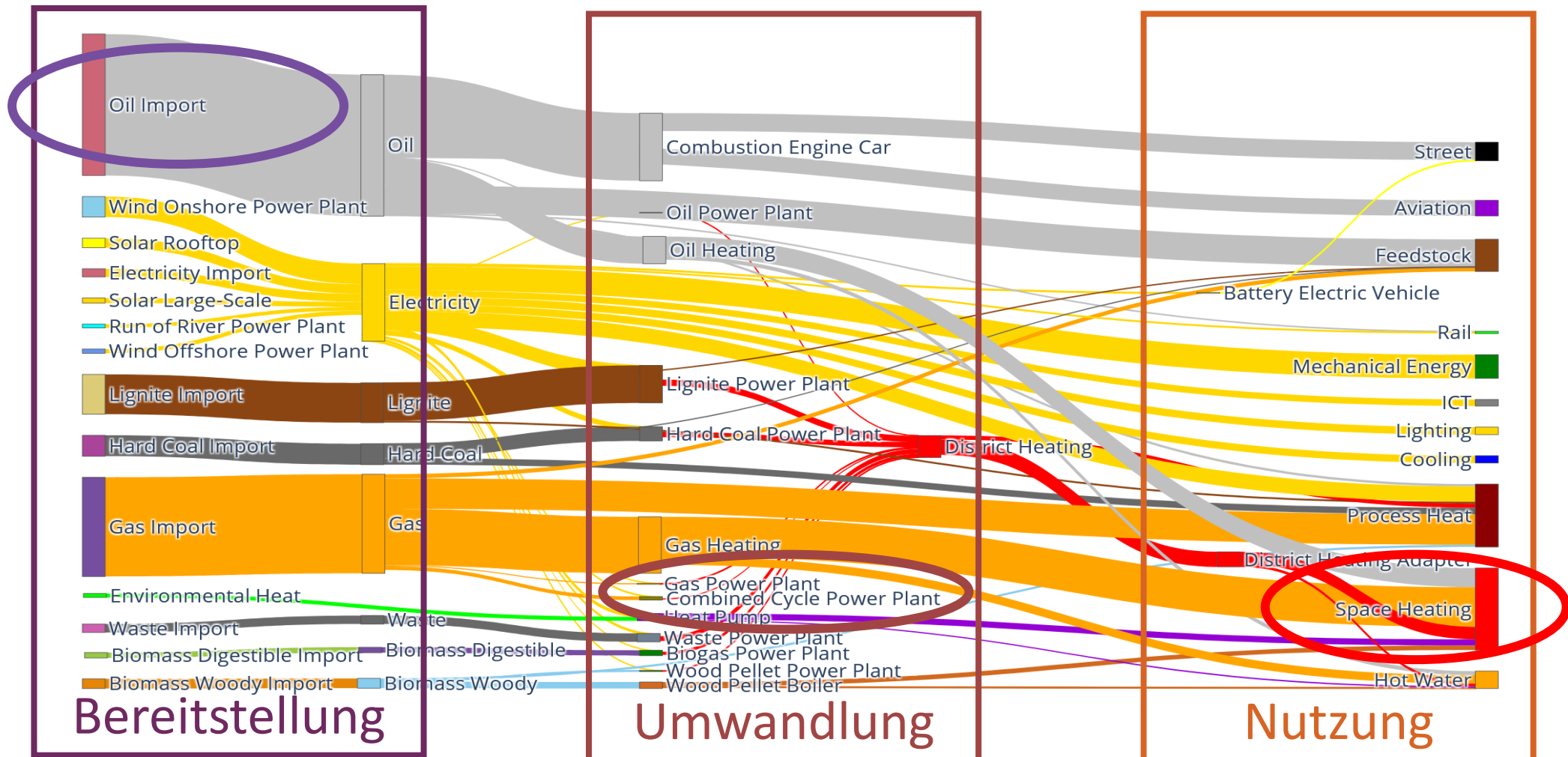
Ergebnisse der Energiesystem- Transformations-Modellierung (ESTRAM)

SCOPE-Basiszenario und ausgewählte Sensitivitäten

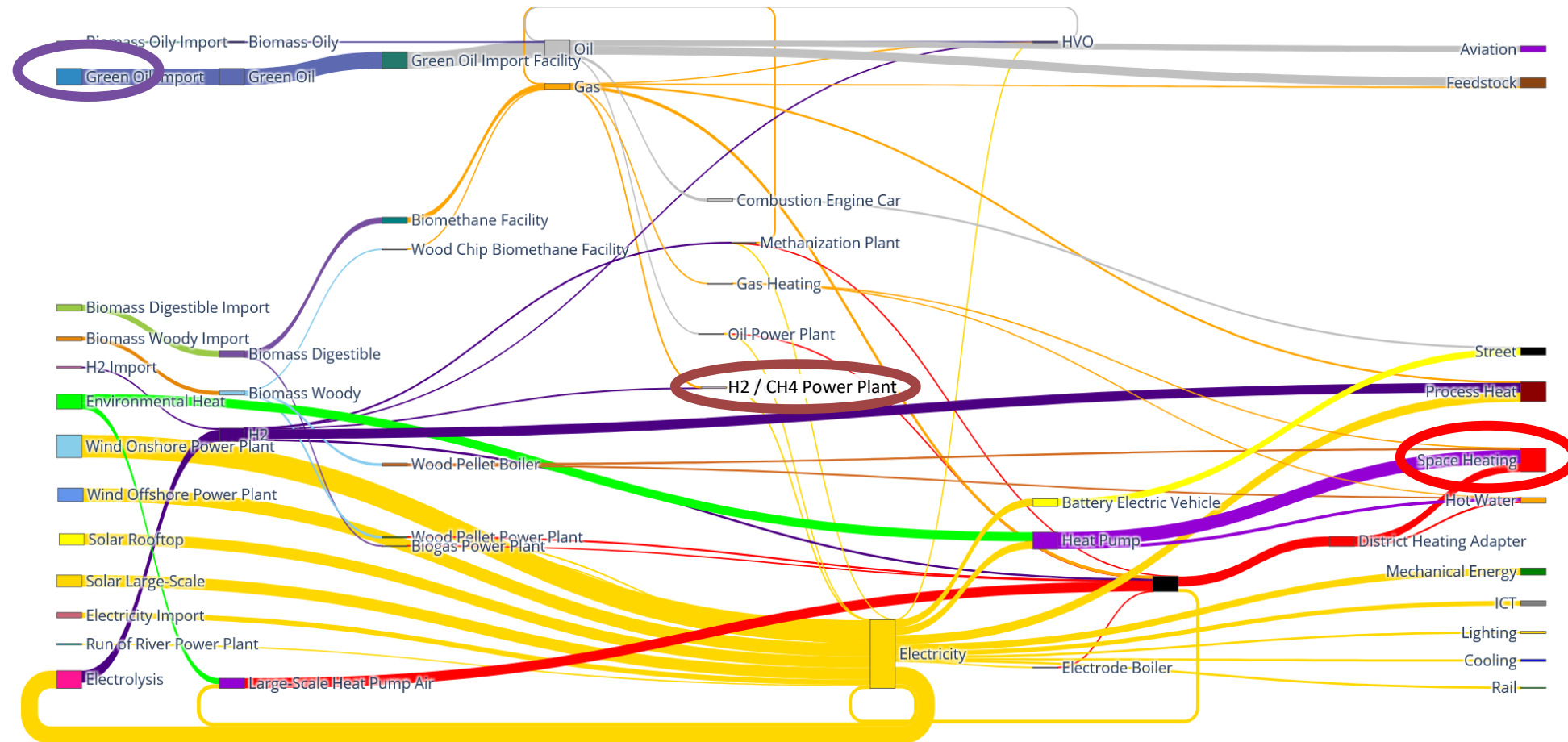
Orientierung an politisch vereinbarten Zielen für die Energiewende in DE

- **CO₂-Ziele gemäß KSG** werden erreicht, **Ausstieg Kernenergie** und **Kohle**
- **Ausbaupfade** für Wind an Land und Solar **aus EEG-Zielen** mit erlaubten **Abweichung von $\pm 20\%$** und WindSeeG für Wind auf See
- Netzausbau und räumliche Verteilung der EE nach **Netzentwicklungsplan 2023 gesetzt**. Also nicht optimiert und nicht in Kosten enthalten
- **Wärmepumpen und E-Mobilitätsausbau am Median der Meta-Studie** orientiert mit **Abweichung von $\pm 10\%$**
- Potentiale für **Stromimport und -export** aus eigener **Europarechnung**
- **Importe grüner chemischer Energieträger** aus eigener weltweiter Rechnung mit **zu inländischen Produktion konsistenten Kostenannahmen**
- Zugrunde gelegtes **Wetterjahr 2012** mit besonders langer kalter Dunkelflaute im Februar
- **Gesamtkosten** des Systems werden **minimiert durch** mathematische **Optimierung von: Betriebsführung und Kapazitätsausbau** der Kraftwerke, Speicher, Wandler und Verbraucheranteile.
- Stündlicher Auflösung für 2025 bis 2050. **Kein Demand-Side-Management** bei Endverbrauchern

2025: Jährliche Energiemengen



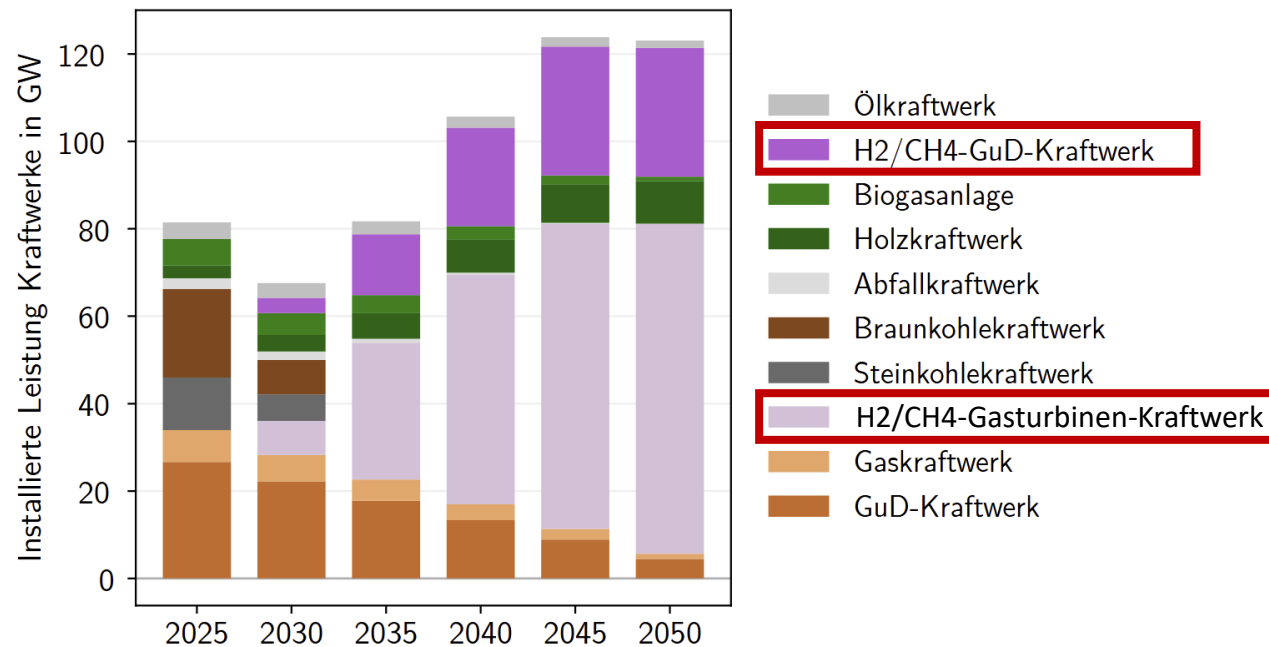
2045: Jährliche Energiemengen



Modellierung: Kraftwerke und Flexibilität



Schnell steigender Bedarf an Kraftwerken, die H₂ nutzen können



- Modellierte H₂/CH₄-Kraftwerke verwerten H₂ und CH₄ im jeweils günstigsten Verhältnis

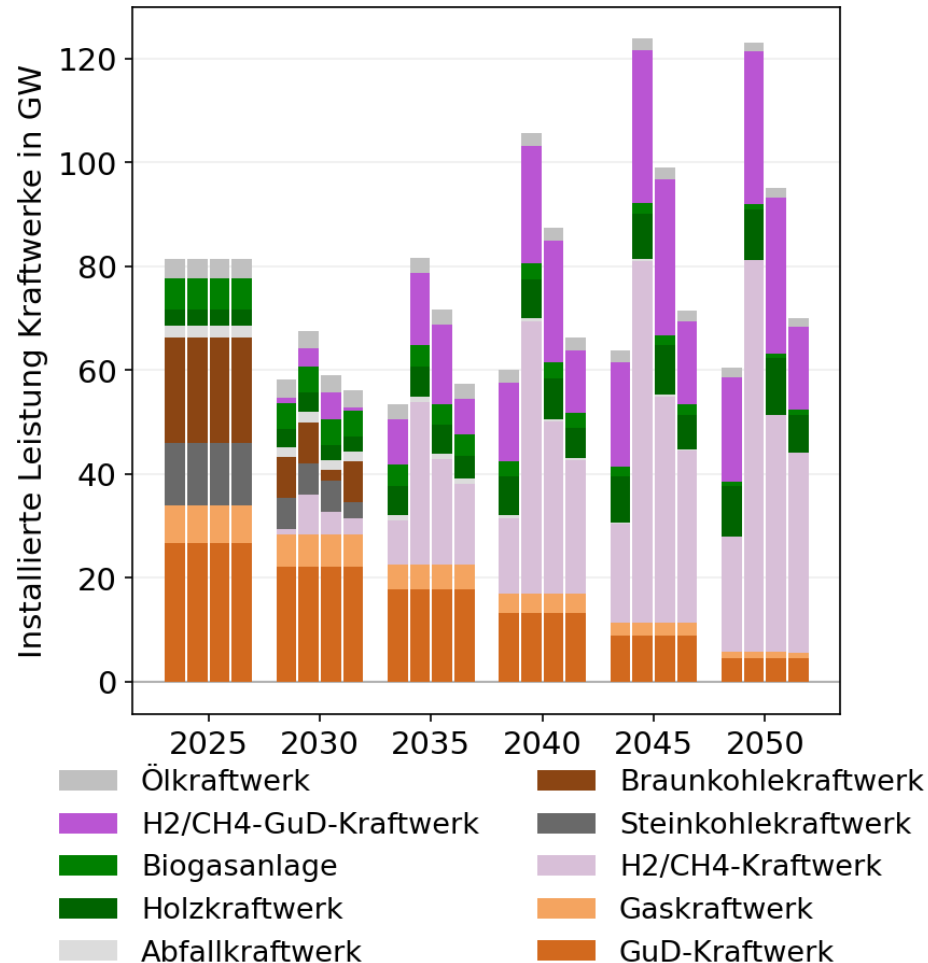
➔ 2030: 91 % Fossiles Gas
9 % Biomethan
0,1 % H₂

2045: 51% Biomethan
45 % H₂
4 % Synth. Gase

- H₂/CH₄-Gasturbinen-Kraftwerke werden in 2045 nur in 400 h gebraucht
- Für Gesamtsystem sind diese Gasturbinen-Kraftwerke dennoch kostensenkend im angenommenen Wetterjahr 2012

=> H₂/CH₄-Kraftwerke brauchen Geschäftsmodelle, die das ermöglichen

Starker Einfluss des Wetterjahrs auf den thermischen Kraftwerkspark

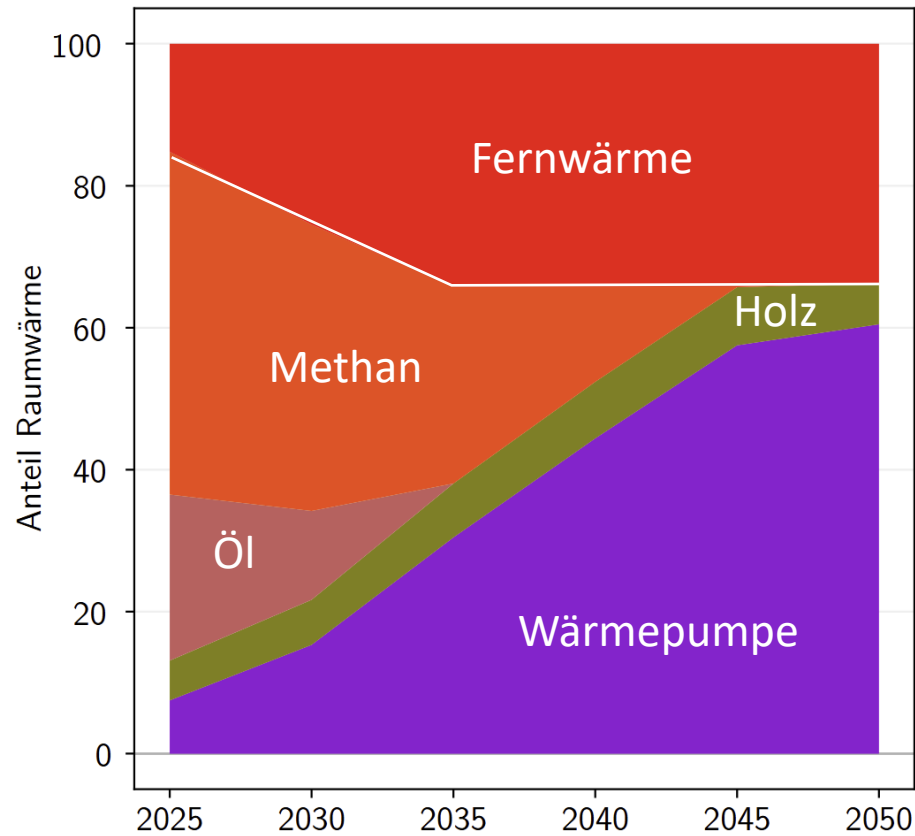


- Wetterjahre 2011 – 2014 zeigen stark unterschiedliche Ergebnisse in der Kraftwerksleistung
- Optimierung über viele verschiedene Jahre hinweg erforderlich. Kraftwerksbedarf wird dann voraussichtlich zwischen 60 und 120 GW liegen

⇒ **60 GW thermische Kraftwerke werden mit großer Wahrscheinlichkeit benötigt**

Modellierung: Gebäudewärme

Schneller Umstieg auf Wärmepumpen & Fernwärme

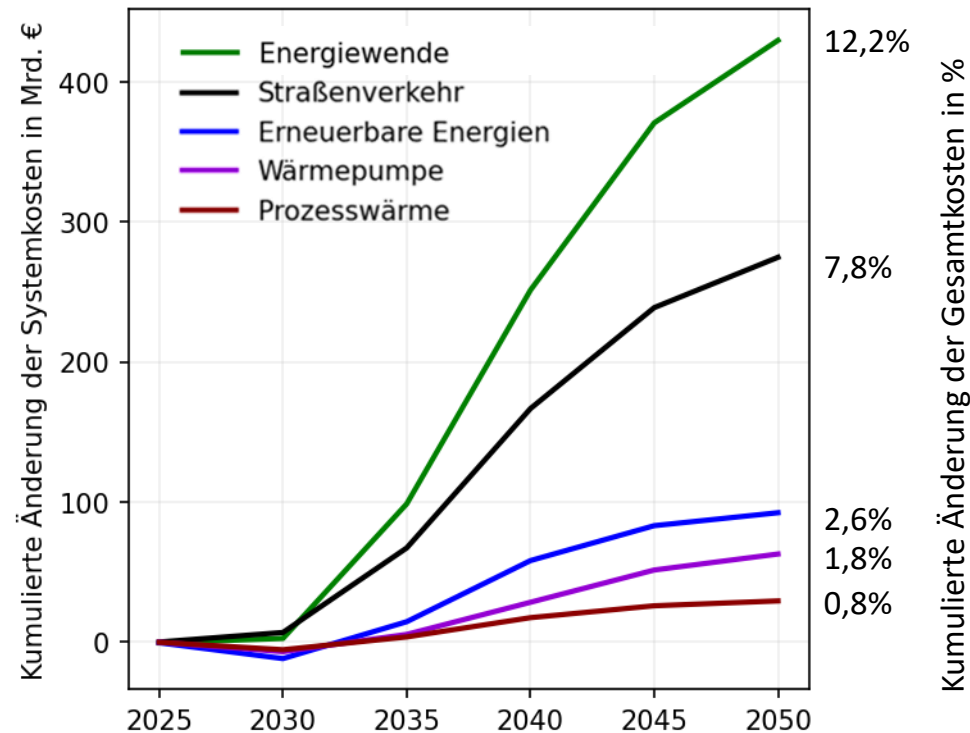


- Wärmepumpe wird dominante Heizung
 - Zubaupotenzial bei Fernwärme ausgenutzt
 - Fernwärme ist 2030 zu 65% elektrifiziert
 - Ölheizungen laufen bis 2035 aus, selbst wenn sie noch nicht abgeschrieben sind
 - Gasheizungen laufen bis 2045 aus
- => Ab 2045: Keine Nutzung biogener gasförmiger Brennstoffe oder H₂, obwohl beides angeboten wird**



Modellierung: Verzögerte Energiewende

Mehrkosten durch Verzögerung der Energiewende



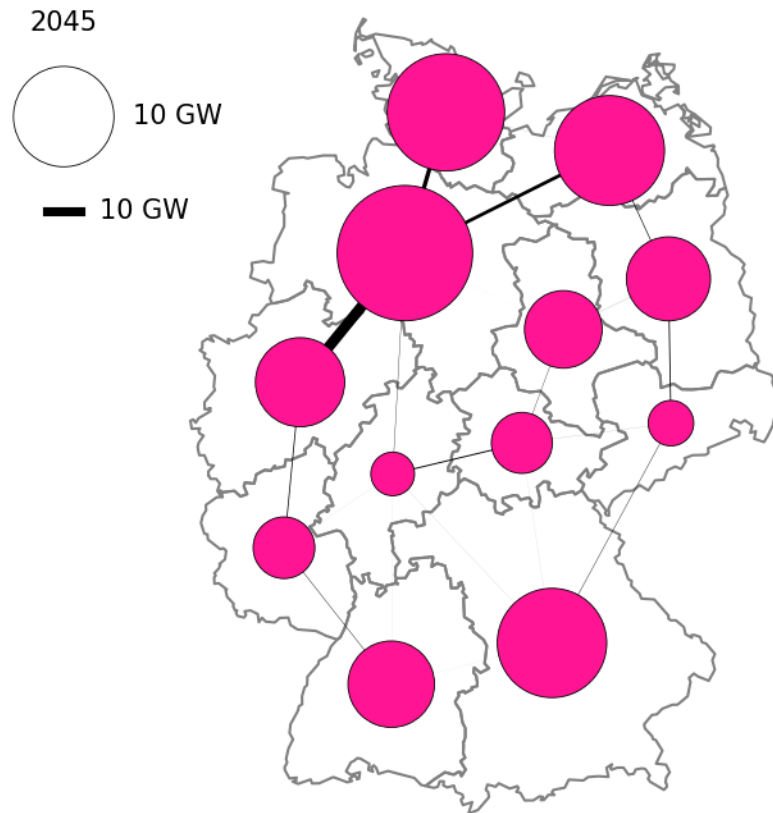
- Vorgehen: **Ausbau** von Prozesswärme, Wärmepumpe, erneuerbaren Energien, E-Mobilität wie im Basisszenario aber jeweils **um 5 a verzögert**
- Anhaltspunkt für Verzögerungskosten aus Vergleich mit Basisszenario

=> Alle Verzögerung führen zu Mehrkosten:
+ 7,8 % bei verzögerter E-Mobilität
+ 12,2 % wenn alle Komponenten verzögert

An aerial photograph of a large-scale solar farm. The solar panels are arranged in neat, rectangular rows across a green, grassy field. A winding road or path is visible on the right side of the image. The background shows more of the solar farm extending towards a horizon under a clear sky.

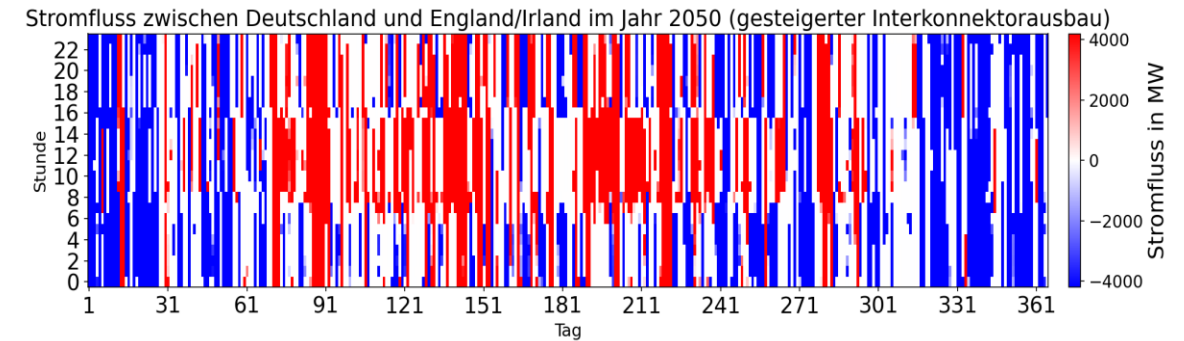
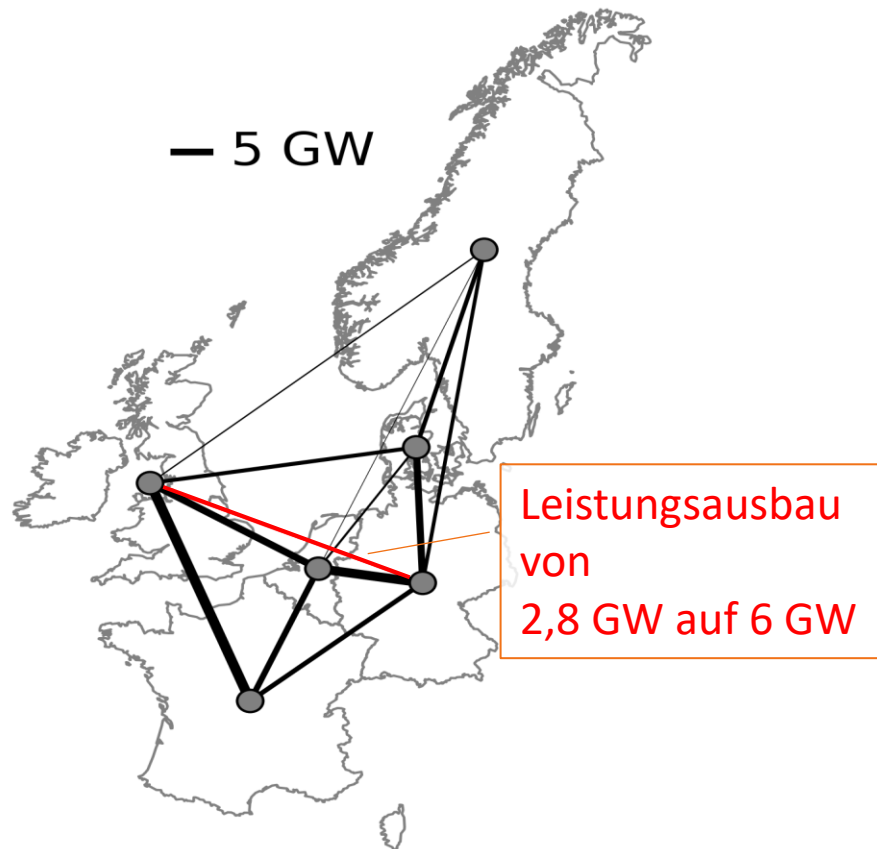
Modellierung: Energiedrehscheibe Norddeutschland

Hoher Elektrolyseausbau im Norden



- 2045: 100 GW_{el} in Deutschland
- Im oberen Feld der Metastudie, weil ...
... wir +20% EE-Ausbau erlauben,
... Kosten von heimischer Erzeugung und
Importen konsistent gerechnet
- Volllaststunden im Norden 42% höher als im Süden
- Starke Korrelation der Wasserstoffproduktion mit EE-
Dargebot, deswegen erzeugernahe Elektrolyse

Interkonnektoren im Nordseeraum



- Sommer: PV-Strom von DE nach UK
- Winter: Windstrom von UK nach DE
- Einsparungen:

DE	1.3 Mrd.€/GW
UK	1.6 Mrd.€/GW
Summe	2.9 Mrd.€/GW
- Netzausbaukosten entsprechend NordLink DE-NOR 1.2 Mrd.€/GW
- Beide Länder profitieren

Auswahl wichtiger Ergebnisse

- Meta-Studie: Weitgehende qualitative Übereinstimmung bei Groß-Trends, aber z.T. beträchtliche quantitative Unterschiede im Detail. Systemanalyse im Dialog!
- Kostenminimale Transformationsstrategien erfordern hohe EE-Ausbaudynamik gerade auch bis 2035. Deutliche Steigerung Ausbaurate Windenergie erforderlich
- Verzögerungen bei der Transformation, insbesondere der E-Mobilität, führen zu beträchtlichen Mehrkosten
- Einsatz von Gasen im Gebäudesektor aus Systemsicht idR. nicht wirtschaftlich
- Heimische Elektrolyse hat hohen Systemwert, reduziert Systemkosten und Importabhängigkeit

Kontakte

Leon Schomburg

schomburg@solar.uni-hannover.de

SCOPE.efzn Studie Download:



<https://doi.org/10.34657/39352>
www.efzn.de/scope

