



# Hintergrundpapier „Intersektorale Systemplanung Amprion“

**September 2024**

Oliver Levers, Miriam Sander, Miriam Behr, Niklas Berg, Lukas Beschow, Dr. Fabian Brinks, Dr. Jan Felinks, Marcel Gallus, Dr. Stefan Grisard, Lukas Groterhorst, Dr. Maïke Hasselmann, Dr. Andre Hoffrichter, Alexander Lindner, Hendrik Ohlmeyer, Alexander Peitz, Chris Vertgewall, Dr. Nikita Vorobiev, Henry Hoffmann, Dr. Hendrik Natemeyer

**Amprion GmbH**

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### Abkürzungsverzeichnis

BBP	Bundesbedarfsplan
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ESM	Einspeisemanagement
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IoSN	Identification of System Needs
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LISA	Eigenentwickeltes Tool zur Marktsimulation
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONAS	Offshore Netzanbindungssysteme
PST	Phasenschieber-Transformatoren
PV	Photovoltaik
SzRE	Szenariorahmenentwurf
TYNDP	Ten Year Network Development Plan

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### Executive Summary

Die Studie „Intersektorale Systemplanung Amprion“ untersucht sektorenübergreifend die Entwicklung des deutschen Energieversorgungssystems, wobei der Fokus auf der langfristigen Infrastrukturplanung liegt. Dabei dient das methodische Vorgehen des Netzentwicklungsplans Strom als Grundlage, welches um die Betrachtung der Sektoren Wasserstoff, Methan, Wärme, Synthetische Kraftstoffe und Kohlenstoffdioxid erweitert wird.

Es werden sektorenübergreifende Planungsszenarien entworfen und mittels des eigenentwickelten Tools LISA analysiert. LISA ermöglicht eine sektorenübergreifende Marktsimulation, die den Energieaustausch zwischen den Sektoren, die Energiespeicherung und interregionale Energieflüsse ermittelt. Auf Basis der Marktergebnisse werden detaillierte Netzanalysen der Transportinfrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff durchgeführt. Zudem werden Analysen zur Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten von Deutschland mit Anrainerstaaten durchgeführt, sektorenkoppelnde Zusammenhänge detailliert beleuchtet und annuitätische Gesamtsystemkosten analysiert.

Dabei werden drei Szenariopfade betrachtet: Der Szenariopfad B2037/B2045 „Referenz“ beschreibt eine effiziente Transformation zu einem stark elektrifizierten Energiesystem, wobei der Wasserstoffbedarf durch Importe und inländische Erzeugung gedeckt wird. Er orientiert sich am Szenariopfad B des Szenariorahmenentwurfs für den Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025). Die beiden weiteren Szenarien werden zur Unterscheidung zu den Szenarien des Szenariorahmenentwurfes mit einem Stern versehen. Das Szenario A2045\* „Verzögerte Zielerreichung“ sieht eine spätere Erreichung der Transformationsziele Deutschlands bis 2050 vor, wobei Technologien wie Carbon Capture und Wasserstoffkraftwerke eine bedeutende Rolle spielen, um trotzdem das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. Das Szenario C2045\* „Fehlende Systemkoordination“ antizipiert einen Transformationspfad, der die heutigen Marktregeln fortschreibt und somit keine Anreize für die systemdienliche Verortung von neuen Anlagen wie beispielsweise Elektrolyseure liefert. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien überschreitet die politischen Ziele deutlich und die Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten nehmen im Vergleich zu dem Szenariopfad B zu.

Aufgrund des breiten Szenariotrichters ergeben sich unterschiedlich hohe Energiebedarfe und Erzeugungsmengen. Daraus resultieren deutliche Unterschiede zwischen den Marktergebnissen. Die erneuerbaren Energien decken in allen Szenarien einen hohen Anteil des Strombedarfs. Dabei ist eine effiziente Integration der volatilen Erzeugung der Erneuerbaren vor allem möglich, wenn der Strombedarf durch flexible Lasten, wie Elektrolyseure anpassbar ist. Deutschland weist in allen Szenarien einen negativen Stromhandelssaldo (Import) auf, jedoch sinkt die sektorenübergreifende Importabhängigkeit deutlich gegenüber dem heutigen Niveau, da weniger Kraft- und Brennstoffe importiert werden müssen. Alle Szenarien zeigen einen erhöhten Stromtransportbedarf zwischen Nord- und Süddeutschland im Vergleich zu heute, wobei Szenario C2045\* aufgrund von fehlender Koordination der Allokation flexibler Lasten, insbesondere Elektrolyseure, den höchsten Transportbedarf aufweist. Die sektorenübergreifenden Marktergebnisse stellen die gemeinsame Grundlage für die nachgelagerten separaten Strom- und Gasnetzanalysen dar.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Der im Netzentwicklungsplan Strom 2023 ermittelte Übertragungsnetzausbau zeigt sich in den betrachteten Szenarien im Kern als robust. Die Stromnetzanalysen ergeben, dass das im Netzentwicklungsplan Strom 2023 vorgeschlagene Zielnetz für Szenario B2037 bedarfsgerecht ist, während in den Szenarien B2045 und insbesondere in C2045\* zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist. Entsprechend der Prämisse einer verzögerten Zielerreichung im Szenario A2045\* zeigen die Untersuchungen, dass ein Teil der Netzausbaumaßnahmen erst zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich ist. Werden Elektrolyseure nicht stromnetzdienlich verortet, erhöht sich der Ausbaubedarf im Stromübertragungsnetz signifikant. Die historisch gewachsene Verteilung thermischer Kraftwerke ist im Hinblick auf das Zielsystem dagegen bereits ausreichend, um Engpässe im Stromnetz effizient zu beheben. Eine Verortung von neuen thermischen Kraftwerkskapazitäten, welche nicht die Gegebenheiten im Stromnetz berücksichtigt, kann allerdings einen negativen Einfluss auf das Engpassmanagement haben.

Die Gasnetzanalysen zeigen, dass die Wasserstoffkraftwerke die Haupttreiber für die Auslastung des Wasserstoffnetzes sind. Der Einsatz der Wasserstoffkraftwerke führt zu kurzfristigen, aber sehr hohen Ausspeiseleistungen, welche nur durch Wasserstoffspeicher und -importe gedeckt werden können. Dadurch reagiert das Wasserstoffnetz sehr sensitiv auf ihre Verortung. Die Verortung von Elektrolyseuren spielt bei der Ermittlung der Wasserstoffnetzauslastung nur eine untergeordnete Rolle, da die maximale thermische Leistung aller Wasserstoffkraftwerke im Vergleich zu der Einspeiseleistung der Elektrolyseure in das Wasserstoffnetz zwei- bis dreimal so hoch ist. Die in den Szenarien angenommenen Leistungen und Kapazitäten der Wasserstoffspeicher erweisen sich zur alleinigen Versorgung der Kraftwerke als unterdimensioniert. Dieser Aspekt ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit weiterhin zu diskutieren. Das aus der Einspeisung der erneuerbaren Energien resultierende stark volatile Einsatzverhalten von Elektrolyseuren und Kraftwerken führt zu einer sehr stark fluktuierenden Nutzung von Wasserstoffspeichern und Importterminals sowie insgesamt sehr dynamischen Auslastungsmustern des Wasserstoffnetzes. Auch diese Wechselwirkungen sind weiterhin kritisch zu untersuchen. Die Analysen zeigen außerdem, dass Redispatchmaßnahmen im Stromnetz keine kritischen Situationen im Wasserstoffnetz verursachen. Durch die unterschiedlichen und zeitungleichen Treiber für die Auslastung von Wasserstoff- und Stromtransportnetz ergibt sich keine wesentliche Interdependenz zwischen dem Ausbau dieser Netzinfrastrukturen.

Zur Ermittlung des Bedarfs an elektrischer Interkonnektorleistung in den Szenarien wird eine Heuristik entwickelt und angewandt, die sowohl die sektorenübergreifenden Markt- als auch die innerdeutschen Stromnetzauswirkungen des Interkonnektorzubaus berücksichtigt. Die Analysen ergeben einen über alle betrachteten Szenarien robusten Bereich an Interkonnektor-Ausbaubedarf, der eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz aufweist. Es zeigt sich, dass oftmals Offshore-Interkonnektoren besonders vorteilhaft sind.

Szenario B2045 weist die niedrigsten annuitätischen Gesamtsystemkosten auf. Eine verzögerte Zielerreichung (Szenario A2045\*) und fehlende Systemkoordination (Szenario C2045\*) führen zu höheren Kosten. Szenario A2045\* zeigt die größten Betriebskosten aufgrund des teuren Imports von Brennstoffen, während Szenario C2045\* aufgrund der hohen installierten Erneuerbaren und Elektrolyseleistungen geringe Wasserstoffimporte und somit niedrigere Betriebskosten zeigt. Die niedrigen Betriebskosten bei fehlender Systemkoordination wiegen allerdings die hohen Investitionskosten in Kraftwerkspark und Übertragungsnetz nicht auf.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Zusammenfassend zeigt die Studie, dass die Integration einer sektorenübergreifenden Betrachtung in die Infrastrukturplanung sinnvoll ist, um Wechselwirkungen besser zu verstehen und zu berücksichtigen. Dabei ist ein gemeinsamer Absprungpunkt in der Form von sektorenübergreifenden Szenarien und Marktsimulationen für folgende separate Detailanalysen der einzelnen Infrastrukturen Gas/Wasserstoff und Strom am zielführendsten. Besonders die Verortung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken hat einen signifikanten Einfluss auf die Belastung des Stromübertragungs- bzw. Wasserstoff-Fernleitungsnetzes und sollte daher unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf beide Infrastrukturen intersektoral erfolgen.



Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>2</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>3</b>
<b>1. Motivation und methodisches Vorgehen</b>	<b>7</b>
<b>2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien</b>	<b>9</b>
2.1. Szenariopfade	11
2.2. Szenarioerstellung	12
<b>3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme</b>	<b>18</b>
3.1. Marktergebnisse	19
3.2. Kernergebnisse Marktanalysen	32
<b>4. Stromnetzanalysen</b>	<b>33</b>
4.1. Vorgehensweise	33
4.2. Ergebnisse	34
4.3. Kernergebnisse Stromnetzanalysen	38
<b>5. Gasnetzanalysen</b>	<b>39</b>
5.1. Wasserstoffnetz	39
5.2. Methanetz	44
5.3. Kernergebnisse Gasnetzanalysen	44
<b>6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten</b>	<b>45</b>
6.1. Methodisches Vorgehen	45
6.2. Identifizierte Interkonnektorbedarfe	46
6.3. Kernergebnisse Interkonnektor-Analysen	48
<b>7. Intersektorale Analysen</b>	<b>49</b>
7.1. Kernergebnisse intersektoraler Analysen	51
<b>8. Annuitätische Gesamtsystemkosten</b>	<b>52</b>
8.1. Investitionsentscheidungen	54
8.2. Kernergebnisse Gesamtsystemkosten	56
<b>9. Fazit</b>	<b>57</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>59</b>

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

### 1. Motivation und methodisches Vorgehen

Dieses Hintergrundpapier beschreibt die Methoden, das Vorgehen und die Ergebnisse der „Intersektoralen Systemplanung Amprion“. In dieser Studie werden die Betrachtungen des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom um eine sektorenübergreifende Perspektive ergänzt. Um dies zu ermöglichen, wurde in den letzten Jahren bei Amprion eine in Abbildung 1-1 dargestellte Prozesskette aufgebaut, die eine ganzheitliche Simulation des Energiesystems bestehend aus den Sektoren Strom, Wasserstoff (H<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Synthetische Kraftstoffe, Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) und Wärme ermöglicht. Beginnend mit der Ergänzung von energiewirtschaftlichen Szenarien um diese Sektoren wird eine sektorenübergreifende Marktsimulation mit dem eigenentwickelten Tool LISA<sup>1</sup> durchgeführt. Dies ermittelt die Energieaustäusche zwischen den Sektoren, den Speichereinsatz sowie die überregionalen Energieflüsse und ermöglicht endogene Investitionsmodellierungen in Technologien und Übertragungskapazitäten. Für die Transportinfrastrukturen Strom und Wasserstoff werden anschließend Detailanalysen auf Basis des sektorenübergreifenden Marktergebnisses durchgeführt.

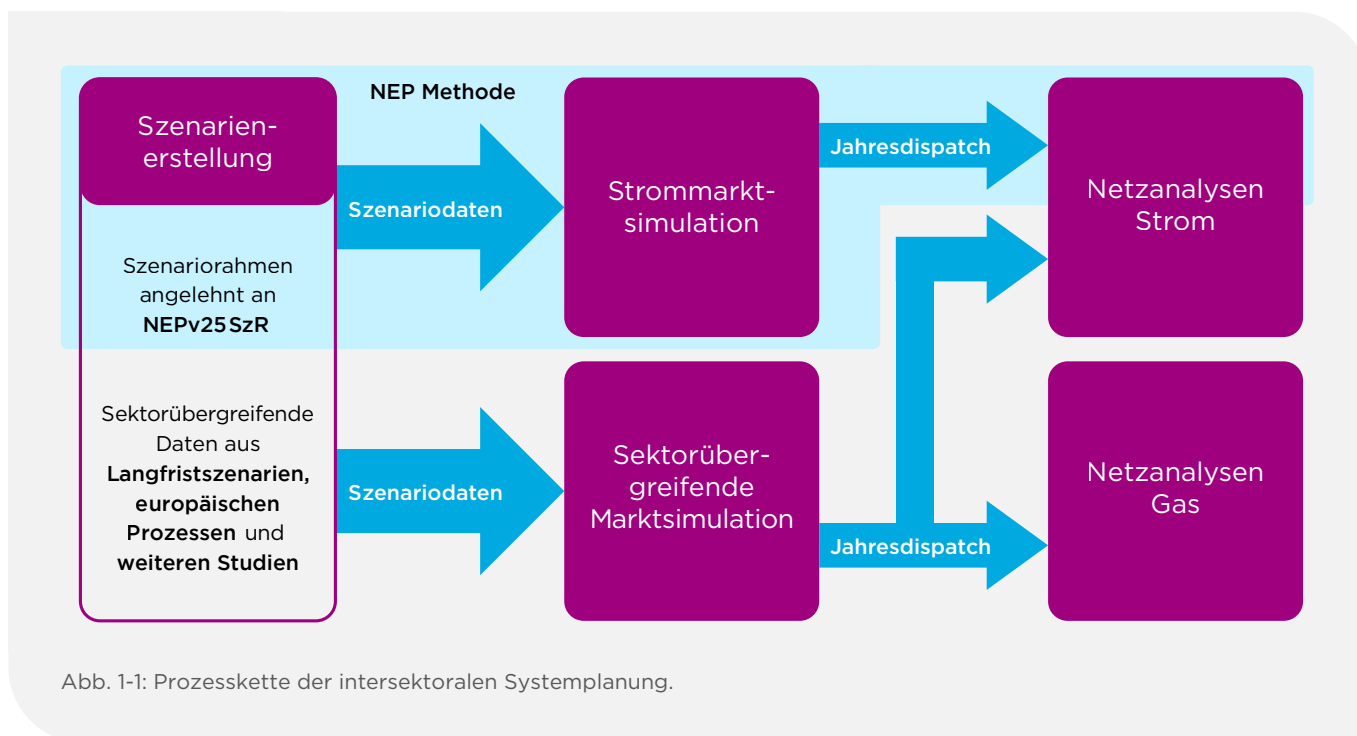


Abb. 1-1: Prozesskette der intersektoralen Systemplanung.

Mit der Studie soll unter anderem die Frage beantwortet werden, welche netzplanerischen Wechselwirkungen zwischen den Transportinfrastrukturen Strom, Wasserstoff und Erdgas bestehen. Da diese Sektoren über verschiedene Elemente miteinander gekoppelt sind, beeinflussen sie sich über diverse Erzeugungs- und Bedarfstechnologien gegenseitig. Die Verortung von Elektrolyseanlagen oder Wasserstoffkraftwerken hat nicht nur einen erheblichen Einfluss auf den Stromtransportbedarf, sondern auch auf das zukünftige Wasserstoffsystem. Die Zusammensetzung der Energieträger und die geografische Platzierung der Anlagen beeinflussen somit direkt den Ausbaubedarf und die Nutzung

1. Felling T., Levers O. & Fortenbacher P. (2022): "Multi-horizon planning of multi-energy systems", <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108509>

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



der Netze sowohl im Strom- als auch im Gas-/Wasserstoffsektor. Aufgrund dieser Wechselwirkungen ist die intersektorale Planung der Infrastrukturen und die Integration der Sektoren Wasserstoff und Methan in den Betrachtungsraum der Stromnetzplanung eine relevante Option der ganzheitlichen Systemplanung, die es zu untersuchen gilt.

Aufgrund des sehr breiten Betrachtungsraums und der hohen Komplexität sektorengekoppelter Energiesysteme ist es nicht möglich, jedes Detail methodisch abzubilden. Der verfolgte Ansatz ist daher, an sinnvollen Stellen der Prozesskette pragmatische Vereinfachungen vorzunehmen und die Methoden kontinuierlich weiterzuentwickeln. Die im weiteren Verlauf des Dokumentes beschriebenen Szenarien spannen außerdem verschiedene Entwicklungen des gesamten Energiesystems auf. Dennoch sind auch andere Entwicklungen denkbar, weshalb die beschriebenen Methoden zukünftig weiter eingesetzt werden sollen, um einen möglichst großen Szenarioraum zu bewerten. Die Studie fokussiert sich bei ihren Untersuchungen insbesondere auf den Einfluss einer sektorenübergreifenden Energiesystembetrachtung auf das Stromübertragungsnetz und die Erdgas- und Wasserstoff-Fernleitungsnetze. Dabei wird – wie schon in dem Amprion-Projekt Systemvision2050<sup>2</sup> – ein offener Ansatz verfolgt, bei dem alle Interessierten herzlich zu einem inhaltlichen Austausch zu den Methoden und Szenarien eingeladen sind.

2. Amprion GmbH (2021): "Systemvision 2050", <https://systemvision2050.de/Projekt/>





## Intersektorale Systemplanung Amprion

### 2. Entwicklung sektorenübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien

Bei der Entwicklung von Szenarien für den langfristigen Umbau der deutschen Energielandschaft wird in dieser Studie ein besonderer Fokus auf die Variation sektorenkoppelnder Elemente gesetzt. In Tabelle 2-1 ist dargestellt, durch welche Technologien die betrachteten Sektoren Strom, Wasserstoff, Methan, Wärme, Synthetische Kraftstoffe und Kohlenstoffdioxid miteinander gekoppelt sind. Hierbei sind vertikal die Quellen für einen Sektor abzulesen (z. B. Wasserstoffkraftwerke für den Stromsektor) und horizontal die entsprechenden Senken (z. B. Wasserstoffkraftwerke für den Wasserstoffsektor). Die ganzheitliche Betrachtung dieser Kopplungen mit Hilfe der sektorenübergreifenden Marktsimulation LISA stellt eine methodische Weiterentwicklung gegenüber dem NEP Strom dar, der eine reine Betrachtung des Stromsystems umfasst.

		Quellen					
		Strom	Wasserstoff	Methan	Wärme	Synthetische Kraftstoffe	CO <sub>2</sub>
Senken	Strom		Elektrolyseure		Wärmepumpen Elektrodenheizkessel		Direct Air Capture
	Wasserstoff	Wasserstoffkraftwerke		Methanisierung	Wasserstoff-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Wasserstoff-Verbrennung	Kohlenwasserstoff Synthese	
	Methan	Gaskraftwerke			Gastherme Gas-KWK Gasverbrennung		Gaskraftwerke mit Carbon-Capture
	Wärme						
	Synthetische Kraftstoffe	Ölkraftwerke			Öl-KWK Öltherme		Ölkraftwerke Öltherme
	CO <sub>2</sub>			Methanisierung		Kohlenwasserstoff Synthese	

Tab. 2-1: Sektorenkoppelnde Technologien

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Die Auswahl der betrachteten Sektoren leitet sich aus einer umfassenden Recherche sowie einer Fokussierung auf jene Technologien und Sektoren des Energiesystems ab, die den größten Einfluss auf die Strom- und Gasinfrastruktur haben. Dabei werden Wasserstoff und Methan in separaten Sektoren modelliert, da diese jeweils über eine Transportinfrastruktur verfügen. Der Methansektor umfasst die heutige Erdgasinfrastruktur, die in Zukunft für den Transport von synthetischem Methan genutzt wird. Das heutige Erdgasnetz wird in dieser Studie konsistent als Methanetz bezeichnet, da für die betrachteten Jahre kein Transport von fossilem Erdgas angenommen wird. Es wurden darüber hinaus weitere Sektoren identifiziert, von deren direkter Abbildung in dieser Studie abgesehen wurde. Beispielsweise werden Wasserbedarfe nicht explizit im Rahmen eines Wassersektors modelliert. Stattdessen werden diese indirekt bei der Regionalisierung von Elektrolyseuren berücksichtigt. Weitere potenzielle Sektoren wie Transport oder Landwirtschaft sind je nach benötigten Energieträgern in den entsprechenden Sektoren implizit abgebildet. So fließt die Anzahl an Elektrofahrzeugen in den Stromsektor und die Anzahl an konventionellen Fahrzeugen in den Sektor synthetischer Kraftstoffe ein. Um die Szenarien von einer auf den Stromsektor fokussierten Betrachtung wie im NEP hin zu einer sektorenübergreifenden Abbildung weiterzuentwickeln, werden die Szenarien der Studie auf Basis aktueller energiewirtschaftlicher Studien um sektorenkoppelnde Parameter erweitert. Hierbei werden unter anderem die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klima (BMWK)<sup>3</sup>, die Agora-Studien<sup>4</sup> sowie das eXtremOS-Projekt der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)<sup>5</sup> herangezogen.

Es werden zwei Stützjahre, 2037 und 2045, sowie drei Szenariopfade (A\*/B/C\*) für das Stützjahr 2045 betrachtet, womit insgesamt vier Szenarien abgeleitet werden. Im Folgenden werden die drei Entwicklungspfade erläutert. Anschließend wird detailliert auf die gewählten Szenariokennzahlen sowie die Berücksichtigung der genannten Sektoren eingegangen.

3. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, ifeu, TU Berlin (2024): „Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“, <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

4. Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/>

5. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2021): „eXtremOS“, <https://www.ffe.de/projekte/extremos/>

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## 2.1. Szenariopfade

### Szenario B2037/B2045: „Referenz + Sektorenkopplung“

Die Szenarien B2037 und B2045 orientieren sich am Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025)<sup>6</sup> (NEPv25 SzRE), den die vier Übertragungsnetzbetreiber Ende Juni 2024 an die Bundesnetzagentur übergeben haben. Der Szenariopfad B beschreibt eine effiziente Transformation hin zu einem stark elektrifizierten Energiesystem. Der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) entwickelt sich entlang der politischen Ziele. Der vergleichsweise geringe Wasserstoffbedarf wird sowohl durch Importe als auch durch inländische Erzeugung gedeckt. Elektrolyseure siedeln sich hierbei an stromnetzdienlichen Standorten an, die zu einer effizienten EE-Integration beitragen. Die Interkonnektivität mit dem europäischen Ausland orientiert sich in diesem Szenario am Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) (NEPv23)<sup>7</sup>, welcher im Wesentlichen auf dem Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP22)<sup>8</sup> basiert und in der vorliegenden Studie um aktuelle Projektinformationen ergänzt wird. Die Mantelzahlen der Szenarien des NEPv25 SzRE werden auf Basis der oben erwähnten Studien um sektorenkoppelnde Parameter ergänzt.

### Szenario A2045\*: „Verzögerte Zielerreichung“

Szenario A2045\* beschreibt eine Entwicklung des Energiesystems unter Berücksichtigung politischer Ziele und technologischer Trends, allerdings mit einer Verzögerung der Zielerreichung bis zum Jahr 2050. Im Betrachtungsjahr 2045 wird hierdurch ein geringerer Grad an Elektrifizierung der Endenergiesektoren erreicht als in Szenario B2045. Um dennoch Klimaneutralität zu erreichen, kommen alternative Technologien zum Einsatz. Erzeugungsseitig werden neben Wasserstoffkraftwerken auch Gaskraftwerke über 2040 hinaus mit der Carbon-Capture-Technologie betrieben, während auf industrieller Seite Hochenergie-Prozesse nicht auf Strom, sondern auf Wasserstoff umgestellt werden. In der Industrie wird ebenfalls Carbon Capture zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Ausstöße verwendet, wodurch neue Strom-Großverbraucher teilweise entfallen. Wasserstoff wird zum Teil inländisch erzeugt, jedoch überwiegend aus dem Ausland importiert. Gemäß der gesamtheitlich moderaten Entwicklung des Stromsystems wird gegenüber dem Szenario B2045 keine Erhöhung der Strominterkonnektivität betrachtet.

Bezüglich des EE-Ausbaus wird der Zubau von Photovoltaik (PV) weiter stark forciert, während insbesondere der Ausbau von Onshore-Windkraft deutlich hinter den politischen Zielen zurückbleibt. Zudem können die Ziele für Offshore-Windkraft z. B. aufgrund von Material- und Lieferengpässen nicht erreicht werden. Der Rückbau von Biomasseheizkraftwerken fällt hingegen geringer aus als im NEP angenommen, wodurch Erzeugung aus Biomasse eine stärkere Rolle bei der Deckung von Strombedarfen einnimmt.

6. Übertragungsnetzbetreiber (2024): „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025“, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf)

7. Übertragungsnetzbetreiber (2023): „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil1\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf)

8. ENTSO-E (2022): „TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022“, [https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP\\_2022\\_Scenario\\_Building\\_Guidelines\\_Version\\_April\\_2022.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf)

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Im Wärmesektor setzen sich Wärmepumpen weniger schnell durch als politisch angestrebt. Zudem sinkt der Raumwärmebedarf aufgrund verzögerter Ziele bei der Gebäudedämmung weniger stark. Zur Deckung des restlichen Raumwärmebedarfes werden bestehende Technologien wie Gasthermen mit importierten synthetischen Brennstoffen betrieben. Gleiches gilt für den Individualverkehr, in dem sich E-PKW nicht flächendeckend durchsetzen und somit eine größere Anzahl an PKW mit Verbrennungsmotoren verbleibt. In allen betrachteten Szenarien wird wie auch im NEP kein bidirektionales Laden der E-PKW angenommen. Auch für die Elektrifizierung des Güterverkehrs auf der Straße wird eine Verzögerung angenommen, sodass es weniger elektrisch betriebene LKW gibt. Synthetische Kraftstoffe werden nahezu vollständig importiert. Eine inländische Produktion von synthetischen Brennstoffen (Methan, E-Fuels) wird aufgrund der hohen benötigten Energiemengen bei gleichzeitig geringen EE-Zahlen als unwahrscheinlich angesehen. Dennoch wird die Möglichkeit von Kohlenwasserstoffsynthese berücksichtigt.

### **Szenario C2045\*: „Fehlende Systemkoordination“**

Szenario C2045\* zeichnet sich durch eine starke Elektrifizierung der Endenergiesektoren aus, wobei aktuell geltende Marktregeln bis 2045 fortgeschrieben werden. Das Marktdesign bietet somit keine Anreize für eine systemdienliche Verortung von neuen Anlagen (z. B. Elektrolyseure oder Wasserstoffkraftwerke) oder für den netzorientierten Dispatch.

Bei der Standortwahl neuer Elektrolyseanlagen werden neben einer effizienten Nutzung der EE weitere Faktoren aus Akteurssicht berücksichtigt, wie zum Beispiel die Nähe zum Wasserstoffnetz oder die Verfügbarkeit von Trinkwasser. Die starke Elektrifizierung führt im Haushalts- sowie im Wärme- und Verkehrssektor zu einer Steigerung des Strombedarfs, da sich in diesen Sektoren stromgetriebene Lösungen wie Wärmepumpen und E-PKW durchsetzen. Dementsprechend gibt es keine signifikante Menge an alternativen Heiztechnologien oder PKW, welche mit synthetischen Brenn- und Kraftstoffen betrieben werden. Für den Verkehrssektor verbleiben lediglich Bedarfe im Schiffs- und Flugverkehr, die bis 2045 nicht weiter reduziert werden können, aber auf klimaneutrale synthetische Kraftstoffe umgestellt werden.

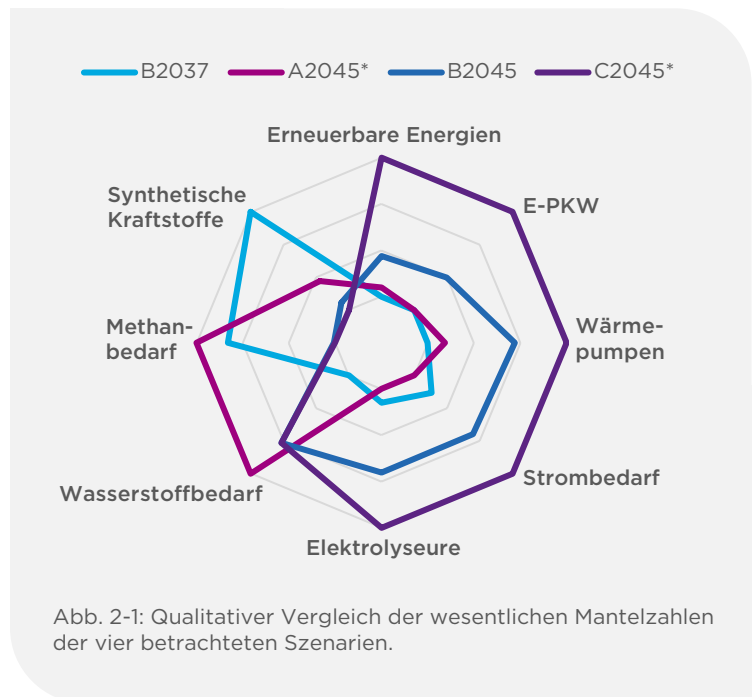
Die EE werden über die politischen Ziele hinaus ausgebaut. Insbesondere die Erzeugungsleistung an PV wächst bis zum Jahr 2045 deutlich stärker als im Szenario B2045. Die zusätzliche Kapazität an EE-Anlagen wird dabei weiterhin potenzialorientiert und nicht stromnetzdienlich verortet. Aufgrund des starken EE-Ausbaus steigen die Handelsaustauschkapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten über das Maß des Szenarios B2045 hinaus. Dies erhöht den Stromhandel zwischen den europäischen Marktzone.

## **2.2. Szenarioerstellung**

Aus den oben beschriebenen Storylines der Szenarien werden die in Tabelle 2-2 aufgeführten Mantelzahlen für Deutschland abgeleitet. Für den Szenariopfad B werden identische Werte zum NEPv25 SzRE verwendet. Die Mantelzahlen der weiteren Sektoren, die nicht im Betrachtungsfeld des NEPv25 SzRE liegen, werden unter Berücksichtigung der Studienlage so festgelegt, dass sich konsistente Szenarien ergeben. Alle Werte beziehen sich dabei auf den Heizwert der Energieträger. Analog zum NEPv23

## Intersektorale Systemplanung Amprion

wird für die Modellierung des europäischen Auslands das Szenario Distributed Energy des TYNDP22 herangezogen. Ein qualitativer Vergleich der wesentlichen Mantelzahlen der Szenarien für Deutschland ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die Energiebedarfe der einzelnen Sektoren ergeben sich teilweise aus Ergebnissen der Marktsimulation und werden daher separat im Kapitel 3.1. beschrieben. Die Regionalisierung und Zeitreihenherstellung für den Stromsektor sowie die Erzeugung der Fernwärmebedarfszeitreihen orientiert sich an der NEP-Methode. Dabei wird für alle Szenariopfade das Wetterjahr 2012 analog zum NEPv23 verwendet. Eine Variation der Wetterjahre ist nicht Teil des Betrachtungsraums dieser Studie.



	Bestand 2023 <sup>9,10</sup>	B2037	A2045*	B2045	C2045*
Onshore Wind [GW]	61	159	120	160	180
Offshore Wind [GW]	9	60	60	76	82
Photovoltaik [GW]	82	345	400	400	550
Wasserstoffkraftwerke [GW <sub>el</sub> ]	0	36,3	36,3	52,7	52,7
Erdgaskraftwerke mit CCS [GW <sub>el</sub> ]	0	0	16,4	0	0
Erdgaskraftwerke ohne CCS [GW <sub>el</sub> ]	32,3	16,4	0	0	0
Batteriespeicher [GW]	8	87	82	106	164
Wasserstoff-Unterspeicher [TWh]	0	27,6	27,6	27,6	27,6
Elektrolyse [GW <sub>el</sub> ]	<0,1	35	30	60	80
Dezentrale Wärmepumpen [Mio.]	2	11	12	16	19
Elektrofahrzeuge [Mio.]	3	32	33	37	46
Bruttostrombedarf [TWh]	548	1035	955	1225	1405
Wasserstoffbedarf [TWh]	5	77	392	293	293
Methanbedarf [TWh]	580	260	334	8	5
Bedarf an synthetischen Kraftstoffen [TWh]	847	515	344	292	273

Tab. 2-2: Mantelzahlen ausgewählter Technologien und Bedarfe

9. Übertragungsnetzbetreiber (2024): „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025“, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf)

10. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt\\_2022\\_deutsch.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf)

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### 2.2.1. Regionalisierung von Elektrolyseuren

Als Basis für die Ermittlung von Standorten zukünftiger Elektrolyseure dienen geplante Industrieprojekte, welche bereits im NEPv23 berücksichtigt wurden. Diese Projekte umfassen eine installierte Gesamtleistung von ca. 13 GW. Zur Regionalisierung der verbleibenden installierten Leistung (vgl. Tabelle 2-2) werden in den Szenarien zwei verschiedene Methoden verwendet. In den Szenariopfaden A und B wird die Methode des NEPv23 verwendet. Hierbei werden Standorte identifiziert, an denen die Stromerzeugung aus EE (PV, Wind Onshore und Offshore) den lokalen Stromverbrauch übersteigt und somit ein „EE-Überschuss“ entsteht. Diese Annahme führt zu einer Regionalisierung, die in Abbildung 2-2 links dargestellt ist. Durch diese Methode werden etwa 80 % aller Elektrolyseanlagen im Norden Deutschlands verortet, insbesondere in Schleswig-Holstein, wo hohe Überschüsse der Erzeugung aus Offshore Systemen in das Stromnetz eingespeist werden. Die szenarioseitige Platzierung von Elektrolyseuren an diesen Standorten wird im weiteren Verlauf als stromnetzdienliche Regionalisierung bezeichnet, da hier der Strom aus EE zur Wasserstoffherstellung genutzt werden kann, ohne einen Transportbedarf für das Stromnetz hervorzurufen.

Im Szenario C2045\* wird entlang der Storyline „Fehlende Systemkoordination“ eine alternative Regionalisierung von Elektrolyseuren angewendet. Dabei werden weitere Standortfaktoren berücksichtigt, die insbesondere für die Betreiber von Elektrolyseanlagen über die Verfügbarkeit von EE-Überschüssen hinaus relevant sein können. Die berücksichtigten Faktoren sind:

- Nähe zum Wasserstoffnetz (Wasserstoff-Kernnetz 2032)<sup>11</sup> zur Integration des erzeugten Wasserstoffs in einen Wasserstoffmarkt
- Nähe zu möglichen Anschlusspunkten im Stromnetz (Orientierung am Bestand von Umspannanlagen)
- Wasserstoffbedarf / Nähe zu industriellen Abnehmern des erzeugten Wasserstoffs (Orientierung an Studienprognosen zur Dekarbonisierung verschiedener Industriezweige)
- Wasserverfügbarkeit zur Deckung des Wasserbedarfs für den Elektrolyseprozess
- Möglichkeit der Nutzung von Abwärme zur Deckung von Fernwärmebedarfen und Sauerstoff zur industriellen Nutzung

Die resultierende Verortung von Elektrolyseuren führt zu einer deutlich homogeneren Verteilung innerhalb Deutschlands, wie in Abbildung 2-2 rechts dargestellt. Elektrolyseure sind zu etwa gleichen Teilen auf Nord- und Süd-Deutschland aufgeteilt. Diese zweite Regionalisierungsmethode wird im weiteren Verlauf als aktorsdienliche Variante bezeichnet. Im Kapitel 3.1. wird die Auswirkung der beiden Regionalisierungen auf die Strom- und Wasserstofftransportaufgaben betrachtet und in den Kapiteln 5. und 6. werden die daraus resultierenden Effekte auf das Strom- bzw. Wasserstoffnetz analysiert.

<sup>11</sup> Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2023): „Wasserstoff-Kernnetz“, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>



Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion

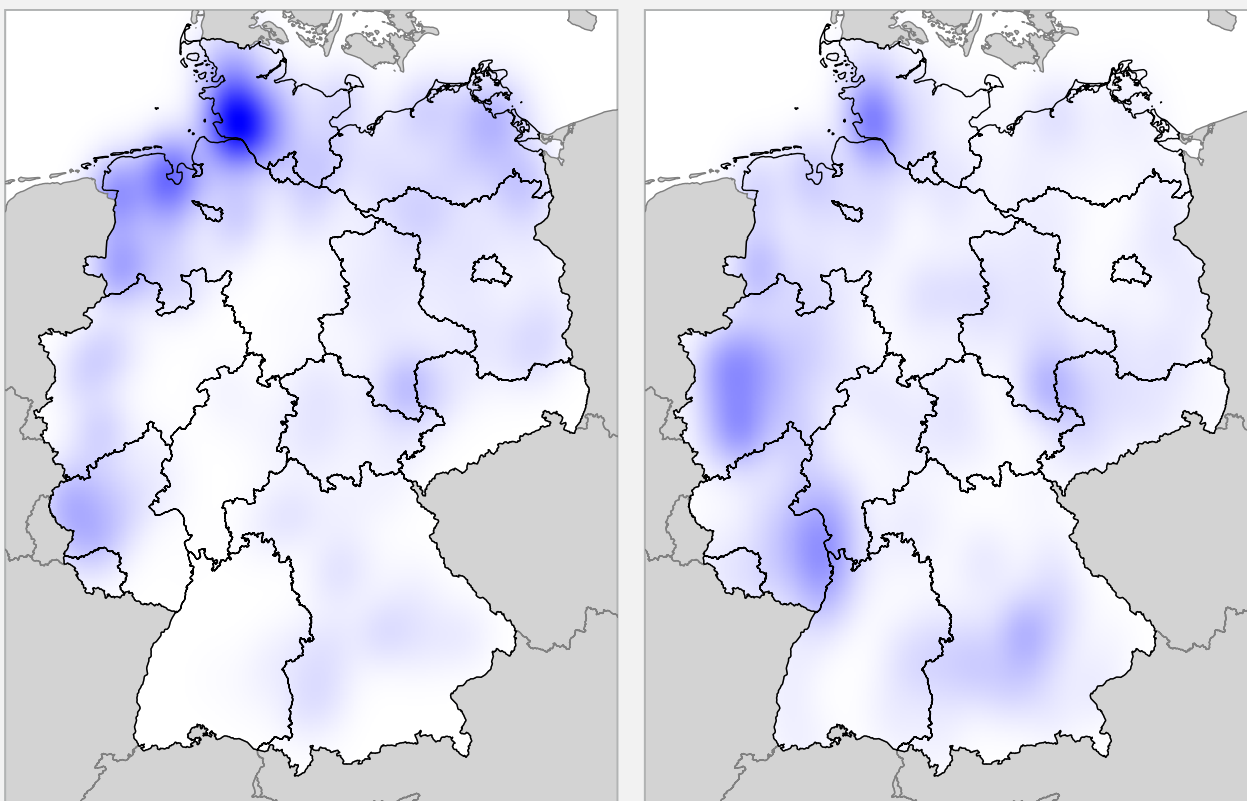


Abb. 2-2: Visualisierung der netzdienlichen (links) und aktorsdienlichen (rechts) Regionalisierung von Elektrolyseuren.

### 2.2.2. Sektor Wasserstoff

Neben der inländischen Erzeugung durch Elektrolyseure kann der Wasserstoffbedarf durch Importe über Wasserstoffterminals oder über Pipelines gedeckt werden. Dabei werden die Wasserstoffterminals nach aktuell bestehenden LNG-Terminals oder geplanten Projekten in Deutschland und Europa regionalisiert und dimensioniert. Der Import über Pipelines nach Europa erfolgt analog zum TYNDP24 aus vier Regionen, in denen ein Potenzial an klimaneutralem Wasserstoff besteht. Diese sind Norwegen, Nordafrika, Vorder- und Zentralasien. Die vom European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO G) für den TYNDP24 ermittelten Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten (Net Transfer Capacities (NTC)), werden um weitere im European Hydrogen Backbone (EHB) vorhandene Übertragungsmöglichkeiten ergänzt. Die NTC dieser Handelsmöglichkeiten werden dabei auf Basis eines leitungsscharfen Netzmodells ermittelt, welches auf dem EHB<sup>12</sup> und dem Wasserstoff-Kernnetz 2032 in Deutschland basiert. Zur Abschätzung der Übertragungskapazität jeder Leitung werden relevante Parameter wie Durchmesser, Leitungslänge und ein angenommener durchschnittlicher Druckabfall pro Kilometer berücksichtigt. Letzterer wird basierend auf öffentlich zugänglichen Kapazitätsangaben von bekannten H<sub>2</sub>-Projekten kalibriert und beträgt etwa 100 mbar/km.

<sup>12</sup> Gas Infrastructure Europe: European Hydrogen Backbone initiative, <https://ehb.eu/>

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Wasserstoff kann in Untergrundspeichern zwischengespeichert werden, um Energie über längere Zeiträume zu speichern. Somit ist dem Wasserstoffsektor eine gewisse Flexibilität gegeben. Es wird davon ausgegangen, dass alle aktuell existierenden Erdgaskavernenspeicher bis 2037 auf Wasserstoff umgestellt werden. Eine Umstellung der Erdgasporenspeicher wird aufgrund der technischen Herausforderungen nicht angenommen. Aufgrund der geringeren Energiedichte und des unterschiedlichen Kompressibilitätsfaktors von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas reduziert sich die speicherbare Energiemenge in den Kavernenspeichern ca. auf ein Viertel gegenüber der aktuellen Nutzung mit Erdgas. Für eine Regionalisierung der Untergrundspeicher wird entsprechend auf existierende Standorte zurückgegriffen, wodurch sich eine starke Konzentration im Norden Deutschlands ergibt. Bei der Modellierung der Untergrundspeicher ist die Einspeicherleistung limitiert und sinkt mit steigendem Füllstand, die Ausspeicherleistung verhält sich gegensätzlich.

Wasserstoffbedarfe werden in den Szenarien fest vorgegeben oder während der sektorenübergreifenden Marktsimulation ermittelt. Feste Wasserstoffbedarfe sind z. B. stoffliche Nachfragen der Industrie. Bedarfe aus Technologien zur Wärmebereitstellung, die Wasserstoffnachfrage von Kraftwerken oder die stoffliche Wasserstoffnachfrage zur Erzeugung von synthetischen Brennstoffen sind variabel und werden endogen durch die sektorenübergreifende Marktsimulation ermittelt.

### 2.2.3. Sektor Methan

Der Methansektor umfasst alle Technologien, die in das Methannetz ein- und ausspeisen können. Heutzutage wird in diesem fast nur fossiles Erdgas transportiert. In Zukunft werden allerdings die Anteile an synthetischem Methan oder Biomethan steigen. Für Deutschland hat der Methansektor lediglich in den Szenarien B2037 und A2045\* eine signifikante Bedeutung. Für Europa werden jedoch entsprechend den Annahmen des TYNDP22 in allen Szenarien Bedarfe an Methan bzw. Erdgas angenommen. Da in allen Szenarien im Zieljahr 2045 in Deutschland Klimaneutralität erreicht wird, erfolgt eine Deckung des Bedarfes vollkommen über klimaneutrales Methan. Dabei kann dieses synthetisch über eine Methanisierung aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid oder über Biomethananlagen hergestellt werden. Für 2037 wird noch eine geringe Förderung von fossilem Erdgas angenommen. Neben festen, stofflichen Bedarfen werden in den Szenarien A2045\* und B2037 auch variable Bedarfe zur Wärmedeckung und Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken berücksichtigt. Zur Speicherung des Methans werden in beiden Szenarien bestehende Erdgasporenspeicher in Deutschland verwendet.

Für das Wasserstoff-Fernleitungsnetz werden neben Neubauten auch umgestellte Erdgasleitungen angenommen. Daher erfolgt der Transport von Methan in allen Szenarien durch ein um diese Leitungen reduziertes Methannetz inklusive geplanter Investitionen.

### 2.2.4. Sektor Synthetische Kraftstoffe

Alle Bedarfe an flüssigen Kraft- und Brennstoffen, die heute größtenteils aus Erdöl gewonnen werden, sind in einem Sektor zusammengefasst. Dies umfasst unter anderem Heizöl, Diesel, Benzin und Kerosin. Die Relevanz dieses Sektors in einem klimaneutralen Energieversorgungssystem bzw. die Entwicklung des Sektors hin zur Klimaneutralität ist noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Es wird daher unterstellt, dass diese Kraftstoffe in Zukunft über die Kohlenwasserstoffsynthese klimaneutral aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid hergestellt werden können.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



In keinem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Bedarf an flüssigen Brenn- und Kraftstoffen gänzlich entfällt, da es voraussichtlich im Flug- und Schiffsverkehr nicht substituierbare Bedarfe geben wird. Für das Jahr 2037 wird ein verbleibender Teil an Heizölbedarf zur Wärmebereitstellung angenommen. Außerdem verbleibt wie im Szenario A2045\* ein größerer Bestand an konventionellen PKW.

Trotz niedrigerer Bedarfe im Vergleich zu heute wird weiterhin eine hohe Importquote erwartet. Daher wird für jedes Marktgebiet ein ausreichend hohes Importpotenzial angenommen. Neben der Kohlenwasserstoffsynthese zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe, gibt es im Jahr 2037 noch die Option geringe Mengen Erdöl zu fördern. Aufgrund der hohen Energiedichte von flüssigen Brenn- und Kraftstoffen werden große bedarfsnahe Speichermöglichkeiten angenommen.

### 2.2.5. Sektor Kohlenstoffdioxid

Konventionelle Technologien in Industrie, Verkehr, Energie- oder Gebäudesektor stoßen in der Regel CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre aus. Aufgrund des angestrebten und gesetzlich festgelegten Ziels der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 soll die Menge an in Deutschland emittierten Kohlenstoffdioxid in die Atmosphäre ab 2045 nicht weiter ansteigen. Das Erreichen der Klimaneutralität kann daher nur über eine Vermeidung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, den Import klimaneutraler Brennstoffe oder die stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub> gelingen.

Die stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub> kann durch Carbon Capture Technologien bei Industrieprozessen, insbesondere in der Kalk- und Zementproduktion, sowie in Kraftwerken, und mittels Direct-Air-Capture-Anlagen (DAC-Anlagen) erfolgen. In den Szenarien B2045 und C2045\* wird davon ausgegangen, dass die restlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie über Carbon Capture gebunden werden und keine DAC-Anlagen zur Erreichung von Klimaneutralität benötigt werden. Im Szenario A2045\* werden zusätzlich Erdgaskraftwerke mit Carbon Capture angenommen, wobei nach einer Altersreihung zunächst die ältesten Kraftwerke mit Carbon Capture weiterbetrieben werden.

Das stofflich gebundene Kohlenstoffdioxid kann entweder in geeigneten Endlagerstätten gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, CCS) oder in industriellen Prozessen genutzt werden (Carbon Capture and Usage (CCU)). Bei der Nutzung von CO<sub>2</sub> wird zwischen festen Bedarfen der Industrie und variablen Bedarfen zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe unterschieden.

### 2.2.6. Sektor Wärme

Der NEPv25 SzRE bildet den Teil des Wärmesektors ab, der im direkten Zusammenhang zum Stromsektor steht. Dies betrifft zum einen Fernwärmenetze, in denen Großwärmepumpen, Elektroheizer und KWK-Kraftwerke nicht nur Wärme bereitstellen, sondern auch als Stromverbraucher bzw. -erzeuger fungieren. Zum anderen sind dies Wärmepumpen in Haushalten sowie im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor. Die Modellierung dieser Technologien erfolgt dabei in dieser Studie größtenteils analog zum NEPv25 SzRE. Es werden allerdings zusätzlich pauschal Wärmespeicher in jedem Fernwärmenetz angenommen, welche anhand der Wärmebedarfe im jeweiligen Netz dimensioniert sind. Diese Speicher können Wärme in Zeiten überschüssigen Angebots z. B. im Stromsektor aufnehmen und zu späteren Zeiten bedarfsgerecht nutzen. Im Gegensatz dazu wurden im NEPv23 keine Wärmespeicher

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	<b>3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme</b>	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



in die Modellierung einbezogen. Für den NEPv25 sollen diese nach aktuellem Diskussionsstand in einem gewissen Umfang berücksichtigt werden.

Über diese Berücksichtigung der stromseitigen Deckung von Wärmebedarfen hinaus werden in dieser Studie Wärmequellen aus weiteren Sektoren berücksichtigt. Dies spielt insbesondere in den Szenarien B2037 und A2045\* eine wichtige Rolle, in denen eine geringe Elektrifizierung des Wärmesektors angenommen wird. Die dezentrale Wärmebereitstellung wird hierbei in Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser unterteilt. Prozesswärme kann dabei durch die Verbrennung diverser Brennstoffe bereitgestellt werden. Raumwärme- und Warmwasserbedarfe können über Thermen und Haushaltswärmepumpen gedeckt werden. Jede Technologie kann dabei nur die ihr zugeteilten Wärmebedarfe decken. Über ihren Brennstoffbedarf koppeln diese Technologien wiederum die entsprechenden Sektoren und erzeugen dort Energiebedarfe, deren Deckung durch das Modell geschlossen optimiert wird.

### 3. Marktmodellierung sektorenübergreifender Energiesysteme

Die im NEP angewandte Strommarktsimulation wird in der vorliegenden Studie um eine vorgelagerte sektorenübergreifende Marktsimulation erweitert. Diese Erweiterung erfolgt mit dem eigens entwickelten Tool LISA zur Modellierung sektorengekoppelter Energiesysteme. LISA ermittelt geschlossen den optimalen Einsatz der Technologien in allen berücksichtigten Sektoren. Dabei werden für jeden Sektor verschiedene Quellen und Senken sowie Speicher modelliert. Technologien können dabei Senken in einem Sektor und gleichzeitig Quellen in anderen Sektoren sein. Dadurch werden die Sektoren gekoppelt, vgl. Tabelle 2-1.

Dem Modell liegt dabei mathematisch eine lineare Optimierung zu Grunde. Die Modellierung der Sektoren und Technologien beruht auf dem Konzept der Energy Hubs. Ein Energy Hub stellt dabei eine Schnittstelle zwischen Energieproduzenten, -konsumenten und der Transportinfrastruktur dar, die verschiedene Energiearten speichern, umwandeln und weiterleiten kann<sup>13</sup>.

Ziel der Optimierung in dieser Studie ist stets die Minimierung der annuitätischen Kosten. Nebenbedingungen, die den Technologieeinsatz der sektorenübergreifenden Marktsimulationen bedingen, sind unter anderem:

- Gleichgewicht aus Erzeugung und Import sowie Last und Export in jeder Region und jedem Sektor
- Wirkungsgrade sektorenkoppelter Technologien
- Konsistenz der stündlichen Ein- und Ausspeisemengen von Speichern zu deren Füllständen
- Beschränkte installierte Leistungen, stündliche Verfügbarkeiten oder Dargebote einzelner Technologien
- Sektorspezifische Handelsbeschränkungen zwischen Marktgebieten
- Einhaltung eines vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets

13. <https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/Dissertationen/Diss-Geidl/Geidl-ETH-17141.pdf>

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Durch die gegebenen Nebenbedingungen sind die Ergebnisse über Handelsmöglichkeiten räumlich, über Speicher zeitlich und über sektorenübergreifende Technologien sektoral gekoppelt. Der Einsatz eines Elektrolyseurs beeinflusst beispielsweise das Marktergebnis sowohl im Strom- als auch im Wasserstoffsektor. Während in einer reinen Strommarktsimulation der Einsatz des Elektrolyseurs von dem in der Simulation ermittelten Strompreis und einem vorgegebenen Wasserstoffpreis bestimmt wird, ergibt sich der Wasserstoffpreis bei der verwendeten sektorenübergreifenden Marktsimulation ebenfalls erst während der Simulation. Eine Ausnahme bei der räumlichen Kopplung bildet der Wärmesektor. Für die meisten Sektoren wird ein deutschlandweites Marktgebiet gebildet, in dem der Handel als unbeschränkt angenommen wird. Im Wärmesektor hingegen entstehen zum einen mehrere Fernwärmenetze ohne Kopplung. Zum anderen werden dezentrale Wärmebedarfe für jede Wärmetechnologie wie Haushaltswärmepumpen oder Gastermen separat angegeben, um eine redundante Deckung von Wärmebedarfen auszuschließen.

Neben einem optimalen Dispatchergebnis ermöglicht LISA eine Modellierung von Investitionsentscheidungen in Technologien und interregionale Übertragungskapazitäten, wie in den Kapiteln 6. und 8. aufgezeigt wird. Dabei werden von LISA Einsparungen in den Betriebskosten durch den Ausbau von Kapazitäten mit den annuitätischen Kosten für Investitionen in diese abgewogen. Zudem wird ein kostenoptimaler Zubau ermittelt. Der endogene Ausbau der interregionalen Übertragungskapazitäten dient in den anschließenden Netzdetailanalysen als Orientierungsgröße und wird dort weiter konkretisiert. Im Stromsektor ist diese Methode außerdem ein wesentliches Element der Interkonnektor-Analysen.

### 3.1. Marktergebnisse

Im Rahmen der sektorenübergreifenden Marktmodellierung werden diverse Erkenntnisse gewonnen, welche die zukünftige Energieversorgung Deutschlands bis 2045 beleuchten. Diese Erkenntnisse umfassen eine große Bandbreite an Aspekten von den ausgetauschten Energiemengen zwischen den betrachteten Sektoren über die Integration der EE bis hin zu Investitionsentscheidungen in verschiedenen Technologien. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der verschiedenen Szenarien dargestellt.

#### 3.1.1. Sektorenübergreifende Energiebedarfe

Die Erzeugungsmengen und Bedarfe der betrachteten Sektoren, welche sich aus dem Marktergebnis ergeben, sind über sektorenkoppelnde Elemente miteinander verknüpft. Zur Darstellung eines sektorenübergreifenden Marktergebnisses kann ein Sankey-Diagramm wie in Abbildung 3-1 verwendet werden. Exemplarisch ist das Ergebnis der sektorenübergreifenden Marktsimulation für das Szenario B2045 visualisiert. Auf der linken Seite des Diagramms befinden sich die Erzeuger, auf der rechten die Bedarfe. Die Dicke der Balken entspricht jeweils der gehandelten Energiemenge über das gesamte Betrachtungsjahr. Dabei werden verschiedene Sektoren durch verschiedene Farben repräsentiert. Sektorenkoppelnde Elemente zeichnen sich dadurch aus, dass sie mit unterschiedlichen Sektoren verknüpft sind. Bei der Grafik handelt es sich um eine Visualisierung von Jahresenergiemengen. Zum Beispiel decken verschiedene Stromerzeuger den Strombedarf von Elektrolyseuren, deren erzeugter Wasserstoff zunächst zwischengespeichert und erst zu späteren Zeitpunkten wiederum teilweise für



## Intersektorale Systemplanung Amprion

den Betrieb von Wasserstoffkraftwerken zur Stromerzeugung verwendet wird. Das Beispiel zeigt somit, dass die Kopplung der Sektoren Strom und Wasserstoff die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch in einem EE geprägten Energiesystem unterstützt, was in der sektorenübergreifenden Modellierung geschlossen optimiert wird.

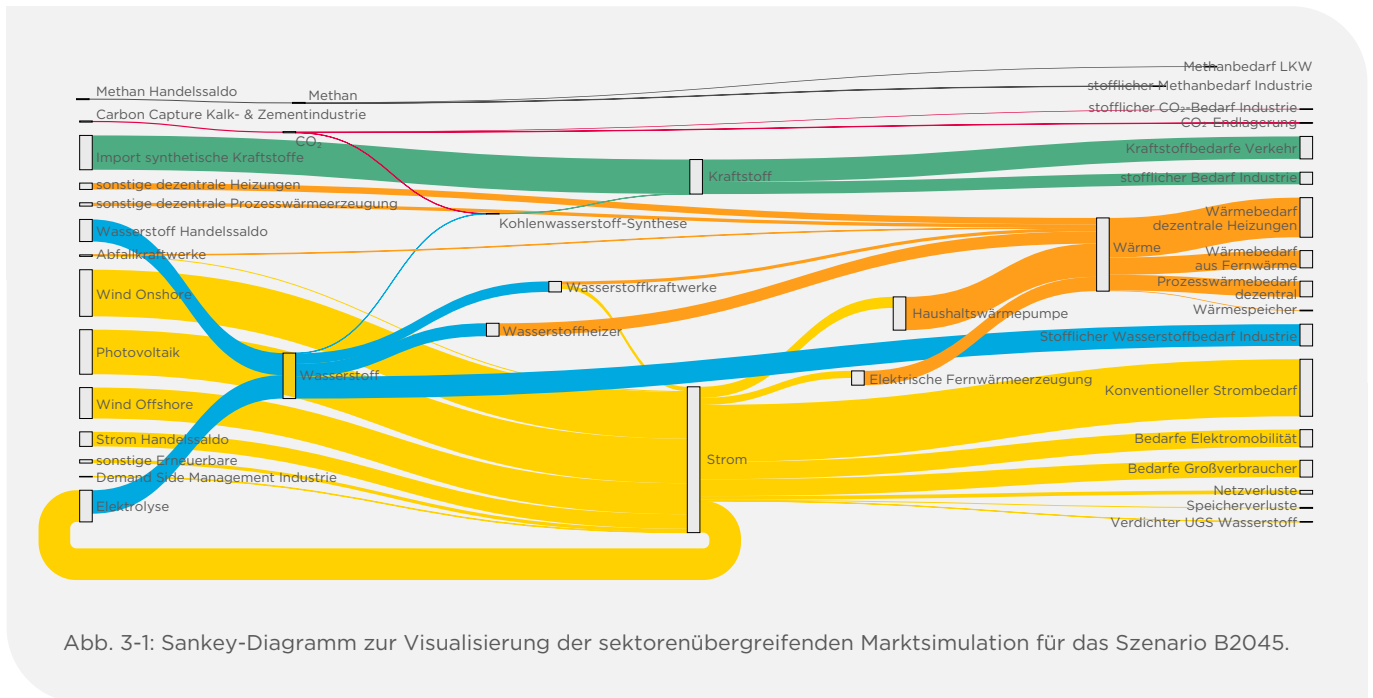


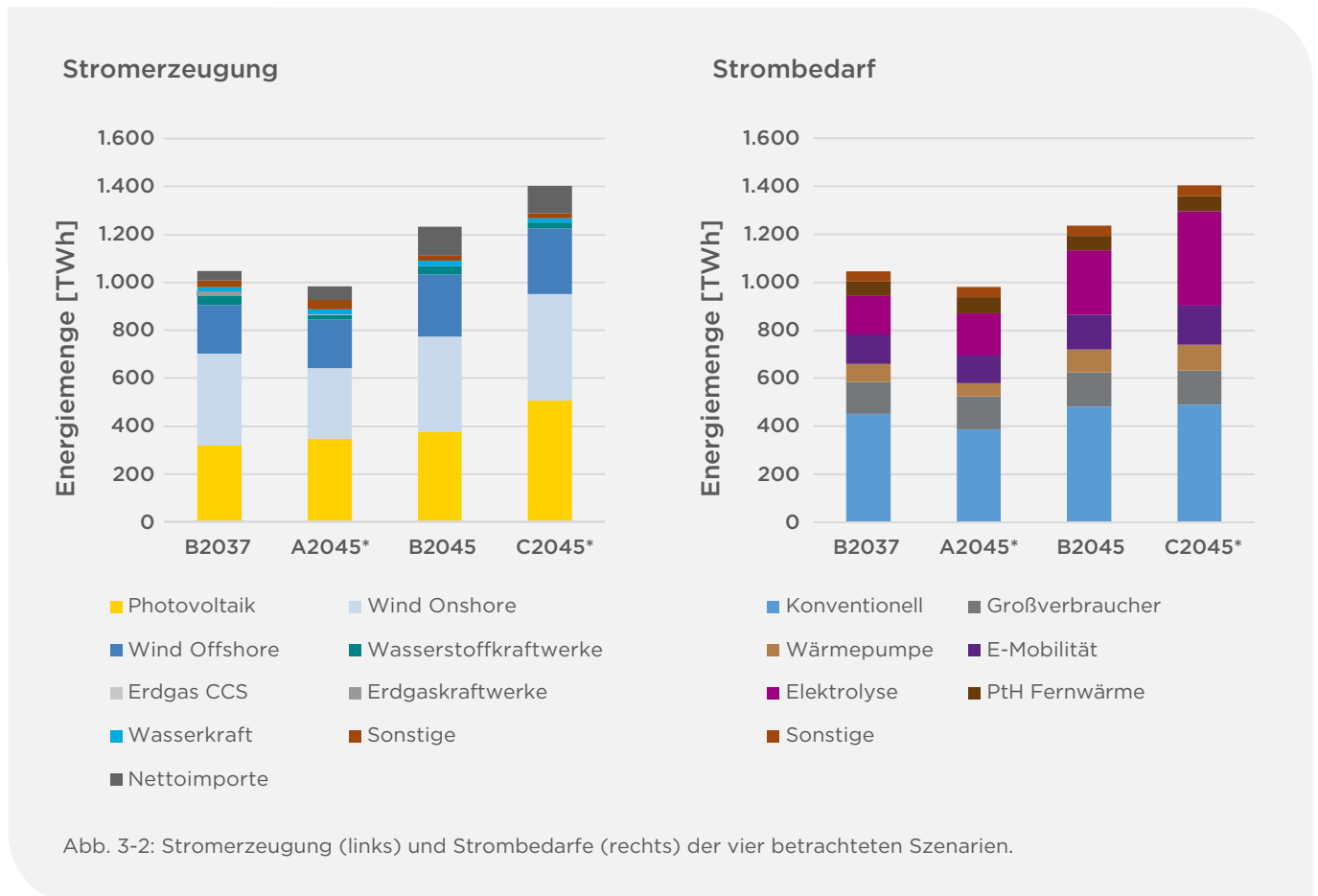
Abb. 3-1: Sankey-Diagramm zur Visualisierung der sektorenübergreifenden Marktsimulation für das Szenario B2045.

Zum quantitativen Vergleich der Szenarien bezüglich ausgetauschter Energiemengen zwischen den Sektoren sind die Erzeugungsmengen und Bedarfe für die Sektoren Strom, Wasserstoff, Methan und Synthetische Kraftstoffe in den folgenden vier Abbildungen dargestellt. Im Stromsektor (Abbildung 3-2) ergibt sich in allen Szenarien ein hoher Anteil der EE an der Deckung des Gesamtstrombedarfs, welcher zwischen etwa 950 TWh (A2045\*) und 1400 TWh (C2045\*) variiert. Die unterschiedliche installierte Leistung der Elektrolyseure hat hierbei aufgrund hoher Volllaststunden einen großen Anteil an den unterschiedlichen Strombedarfen der Szenarien.

Hierdurch ergeben sich deutliche Unterschiede in dem Anteil der inländischen Wasserstoffherzeugung an der Deckung des Gesamtwasserstoffbedarfs gegenüber Importen (Abbildung 3-3). Der Wasserstoffsektor weist hierbei sehr unterschiedliche Bedarfe auf: Szenario B2037 zeigt aufgrund der noch nicht vollständig vollzogenen Dekarbonisierung des Energiesystems einen sehr geringen Bedarf von 180 TWh, während in Szenario A2045\* mit 433 TWh der höchste und in Szenario C2045\* mit 368 TWh der niedrigste Bedarf im Zieljahr 2045 erwartet wird. Wasserstoffbedarfe entstehen im Wesentlichen durch die stoffliche Nutzung und zur Erzeugung von Prozesswärme. Der Einsatz von Wasserstoff zur Stromerzeugung in Wasserstoffkraftwerken ist insbesondere in den Szenarien für das Zieljahr 2045 gering. Die Importmengen unterscheiden sich zwischen den Szenarien und sinken bei hohen Elektrolysekapazitäten. Aufgrund der niedrigeren Transportkosten werden Importe per Pipeline den Importen per Terminal vorgezogen. Daher werden nur geringe Mengen Wasserstoff über Terminals nach Deutschland importiert.



## Intersektorale Systemplanung Amprion

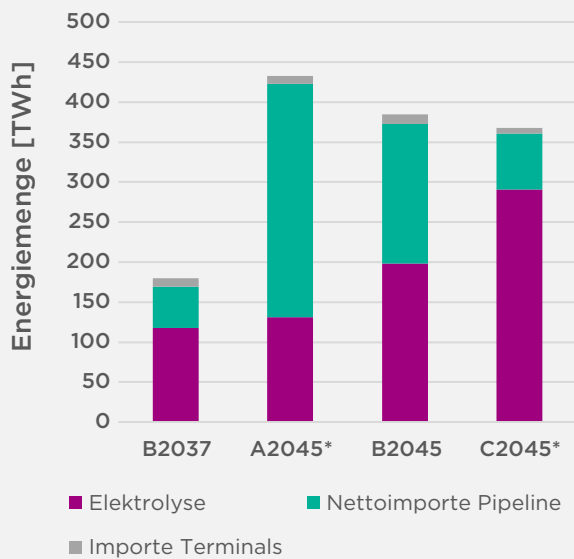


Im Methansektor (Abbildung 3-4 rechts) bleiben in den Szenarien B2037 und A2045\* noch signifikante Bedarfe von ca. 350 TWh zur Deckung von Wärmebedarfen bestehen, welche überwiegend über Importe gedeckt werden (Abbildung 3-4 links). Im Gegensatz zu Szenario A2045\* wird davon ausgegangen, dass der Industriesektor noch nicht klimaneutral ist, weshalb noch bestehende Technologien eingesetzt werden und damit Methanbedarfe zur Deckung der Prozesswärme entstehen. In den stark elektrifizierten Szenarien B2045 und C2045\* sind nur noch Restbedarfe an Methan vorhanden.

Im Sektor synthetischer Kraftstoffe zeigt sich in dem Szenario B2037 ein hoher Bedarf von ca. 500 TWh, welcher insbesondere aufgrund der noch nicht so weit fortgeschrittenen Elektrifizierung des Mobilitätssektors die Bedarfe der anderen Szenarien übersteigt. Dabei werden über alle Szenarien hinweg fast 100 % des Bedarfs importiert (siehe Abbildung 3-5).

## Intersektorale Systemplanung Amprion

### Wasserstoffherzeugung



### Wasserstoffbedarf

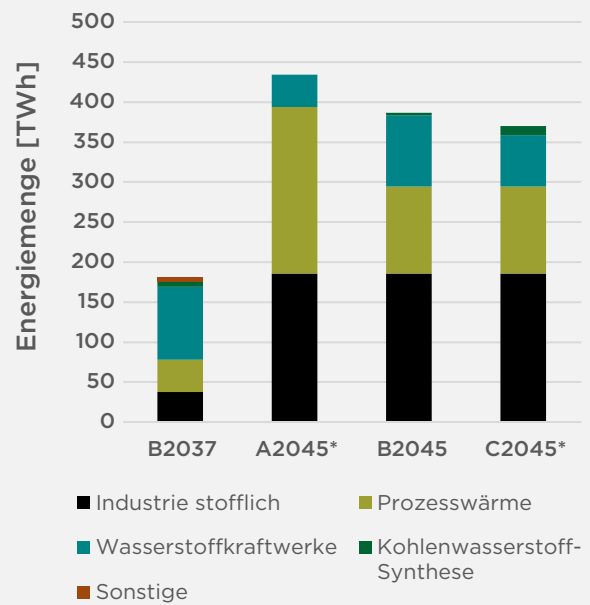
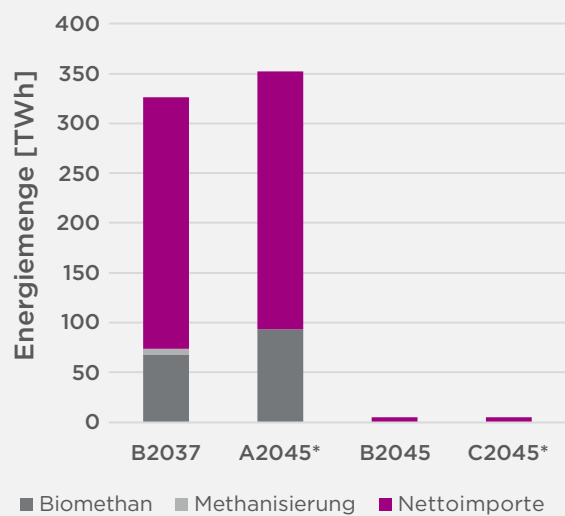


Abb. 3-3: Wasserstoffherzeugung (links) und Wasserstoffbedarfe (rechts) der vier betrachteten Szenarien.

### Methanherzeugung



### Methanbedarf

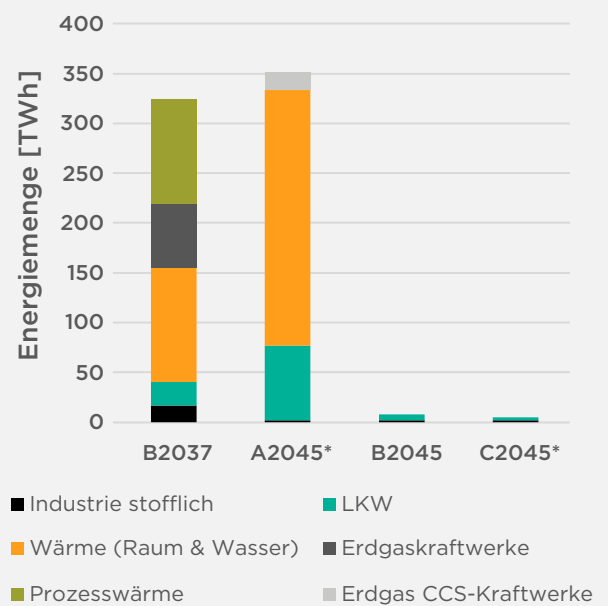
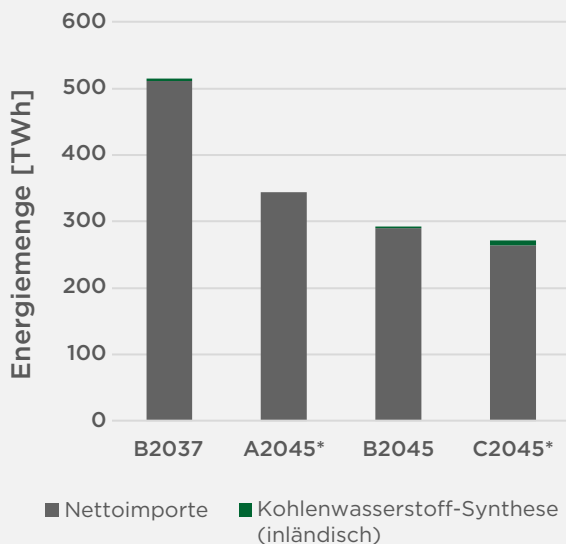


Abb. 3-4: Methanherzeugung (links) und Methanbedarfe (rechts) der vier betrachteten Szenarien.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

Die End- und Primärenergiebedarfe des gesamten deutschen Energiesystems sind in Abbildung 3-6 zusammengefasst und mit dem heutigen Niveau verglichen. Der Endenergiebedarf bezieht sich auf die tatsächliche Energiemenge, die von den Endverbrauchern genutzt wird, während der Primärenergiebedarf die gesamte Energiemenge umfasst, die zur Bereitstellung dieser Endenergie benötigt wird, einschließlich Verlusten bei Umwandlungsprozessen. Hierbei sind in Abbildung 3-6 nur die innerdeutschen Primärenergiebedarfe dargestellt, sodass zum Beispiel Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyseure im Ausland nicht mitbilanziert werden. Durch die zunehmende Elektrifizierung sinkt der Primärenergiebedarf in allen Szenarien, da die Energie deutlich effizienter zur Deckung der Endenergie genutzt wird. So ist beispielsweise der Wirkungsgrad eines Elektromotors deutlich höher als der eines Verbrennungsmotors. Im Szenariopfad B wird im Jahr 2045 im Vergleich zu 2022 etwa 32 % weniger Primärenergie benötigt. Die Szenarien A2045\* und C2045\* weisen gegenüber B2045\* einen etwas höheren Bedarf auf. Dies ist im Szenario A2045\* auf die stärkere Abhängigkeit von Wasserstoff aufgrund verzögerter Zielerreichung und dem Einsatz fossiler Technologien zurückzuführen. In Szenario C2045\* führt die große Menge an inländisch erzeugtem Wasserstoff zu einem bilanziell höheren Primärenergiebedarf gegenüber dem Szenario B2045, in dem Wasserstoff vermehrt importiert wird. Über alle Szenarien wird eine Systemeffizienz, das heißt ein Verhältnis von End- zu Primärenergiebedarf, von über 90 % erreicht, was eine deutliche Effizienzsteigerung im Vergleich zu 80 % im Jahr 2022 darstellt<sup>14</sup>.

### Erzeugung synthetischer Kraftstoffe



### Bedarf an synthetischen Kraftstoffen

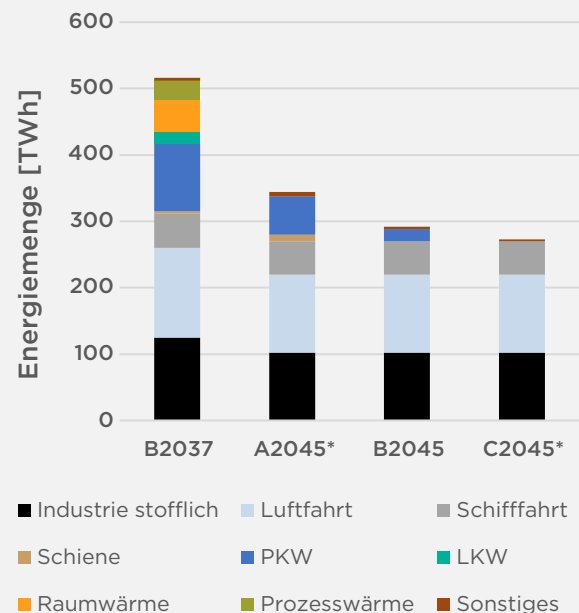
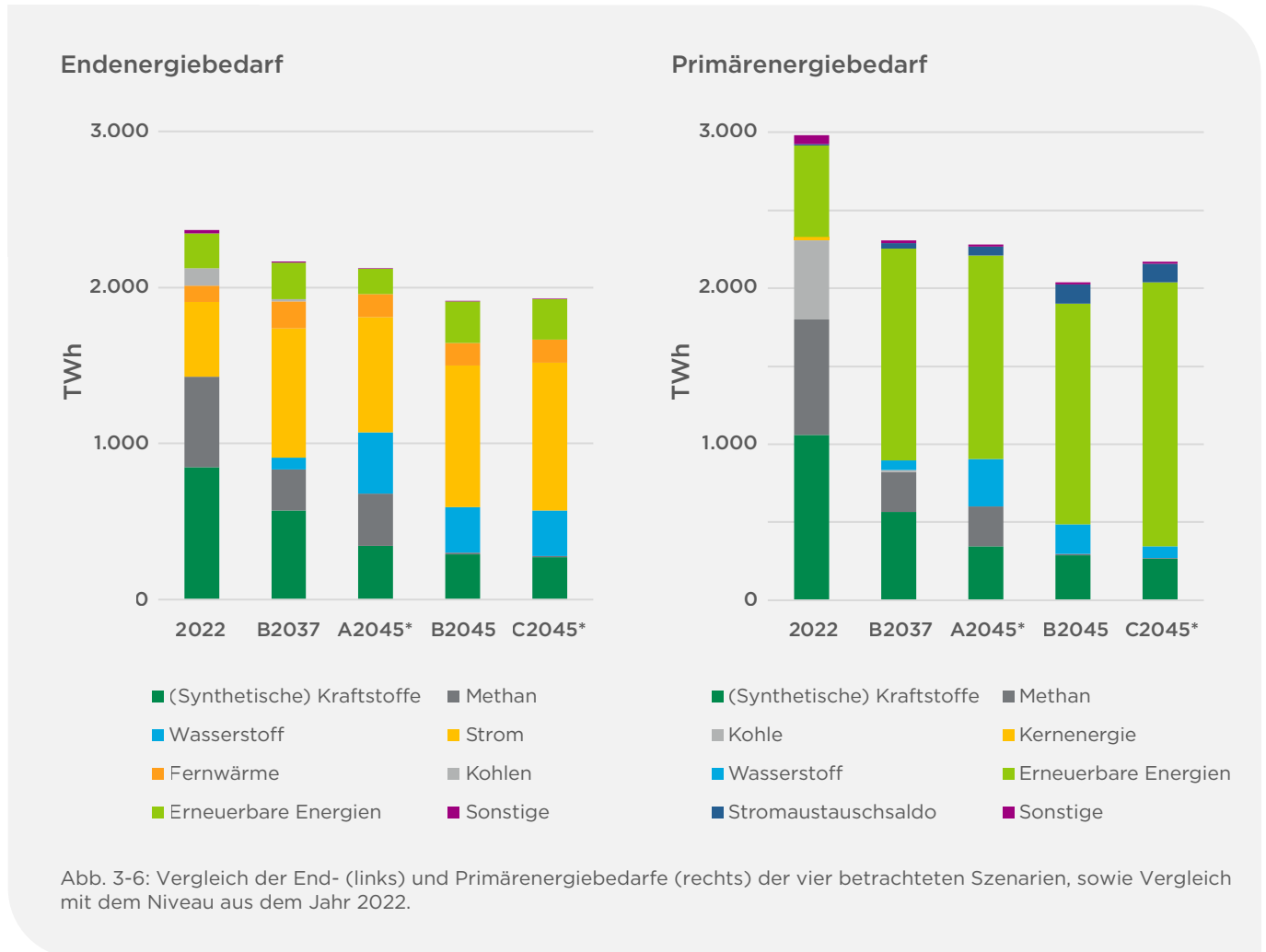


Abb. 3-5: Erzeugung synthetischer Kraftstoffe (links) und Bedarfe für synthetische Kraftstoffe (rechts) der vier betrachteten Szenarien.

14. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt\\_2022\\_deutsch.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf)

## Intersektorale Systemplanung Amprion



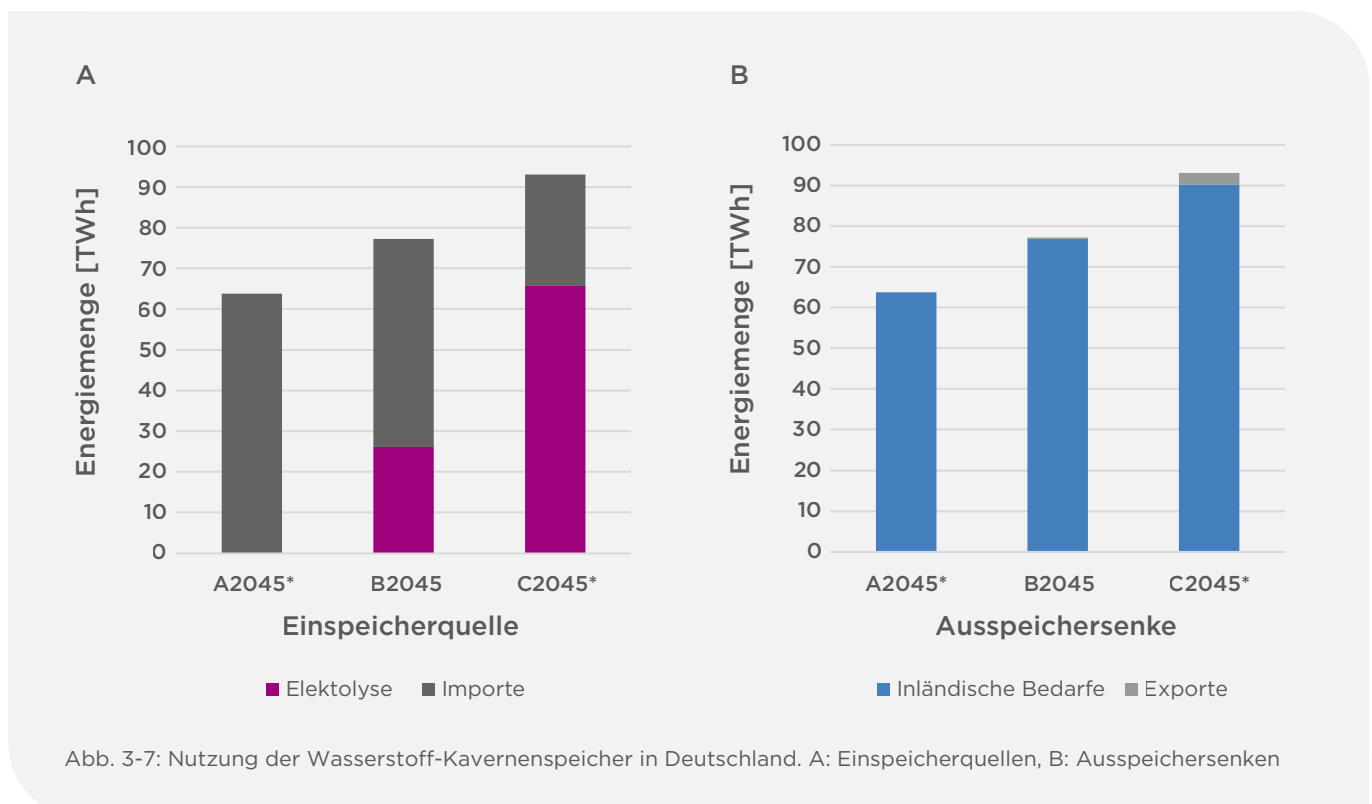
### 3.1.2. Einsatz flexibler Verbraucher zur Integration erneuerbarer Energien

Die effiziente Integration volatiler Stromerzeugung aus EE hängt sensitiv von der Verfügbarkeit flexibel einsetzbarer Lasten ab. Hierbei spielen unter anderem Elektrolyseure eine wichtige Rolle, deren erzeugter Wasserstoff gleichzeitig in ein Wasserstoffsystem integriert werden muss. Vor diesem Hintergrund ist eine sektorenübergreifende Marktmodellierung unerlässlich für eine Bewertung des Einsatzes flexibler Verbraucher und der Integrierbarkeit von EE in ein zukünftiges Gesamtsystem.

Elektrolyseure erreichen in allen untersuchten Szenarien ca. 5000 Volllaststunden. In den Szenarien B2045 und C2045\* werden 26 GW bzw. 66 GW des dabei produzierten Wasserstoffs zur späteren Deckung von Bedarfen eingespeichert, wie in Abbildung 3-7 A dargestellt. In Szenario A2045\* hingegen werden die verfügbaren Wasserstoffspeicher ausschließlich durch Importe gefüllt, was auf die geringe installierte Elektrolyseleistung von 30 GW zurückzuführen ist. Wie in Abbildung 3-7 B dargestellt, wird die Ausspeicherung aus Wasserstoffspeichern in allen Szenarien fast ausschließlich zur Deckung inländischer Bedarfe genutzt. Die Ausspeicherung aus Speichern deckt hierbei zwischen

## Intersektorale Systemplanung Amprion

64 GW (A2045\*) und 90 GW (C2045\*) der gesamten Wasserstoffbedarfe. Die Ausspeicherleistung wird insbesondere in den Situationen gänzlich ausgenutzt, in denen Wasserstoffkraftwerke in Betrieb sind. Die Wasserstoffkraftwerke werden lediglich zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt, was sich in einer geringen Betriebsdauer von ca. 1.000 Volllaststunden in allen Szenarien zeigt. Insbesondere werden Wasserstoffkraftwerke aufgrund der Umwandlungsverluste nicht direkt zur Versorgung von Elektrolyseuren eingesetzt.



Obwohl der EE-Anteil an der Stromerzeugung in allen Szenarien bei über 80 % liegt, zeigen sich deutliche Unterschiede in den nicht integrierbaren Anteilen der EE-Mengen. Die Anteile der abgeregelten EE-Mengen an der Gesamterzeugung pro Technologie sind in Abbildung 3-8 dargestellt. Im Szenario A2045\* findet die höchste EE-Abregelung statt: Etwa 20 % der PV-Erzeugungsmenge können nicht integriert werden. Insgesamt werden ca. 85 TWh der EE-Menge abgeregelt. Dieser Effekt ist auf fehlende lastseitige Flexibilitäten (z. B. Batteriespeicher, Elektrolyseure und E-PKW) bei einer weiterhin hohen installierten PV-Leistung von 400 GW zurückzuführen. Im Vergleich dazu wird im Szenario B2045, dem eine starke Elektrifizierung der Endenergiesektoren zu Grunde liegt, nur etwa 5 % der PV-Erzeugung abgeregelt und insgesamt lediglich ca. 35 TWh. Dieser Vergleich verdeutlicht, dass ein erheblicher EE-Ausbau besonders dann sinnvoll ist, wenn gleichzeitig der Elektrifizierungsgrad der Endverbraucher in einem ähnlichen Umfang steigt. Im Szenario C2045\*, in dem ein weiterer EE-Zubau angenommen wird, zeigt sich ebenfalls eine schlechtere Integrierbarkeit als im Szenario B2045, wobei insbesondere die zusätzlichen Offshore Kapazitäten zu 6 % abgeregelt werden. Der Vergleich von B2045 und C2045\* deutet darauf hin, dass auch im Szenario C2045\* mehr EE installiert ist, als für die Deckung der elektrischen Lasten zwingend nötig ist, oder die Last zu unflexibel ist. Somit kann in C2045\* eine geringere Energiemenge integriert werden.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

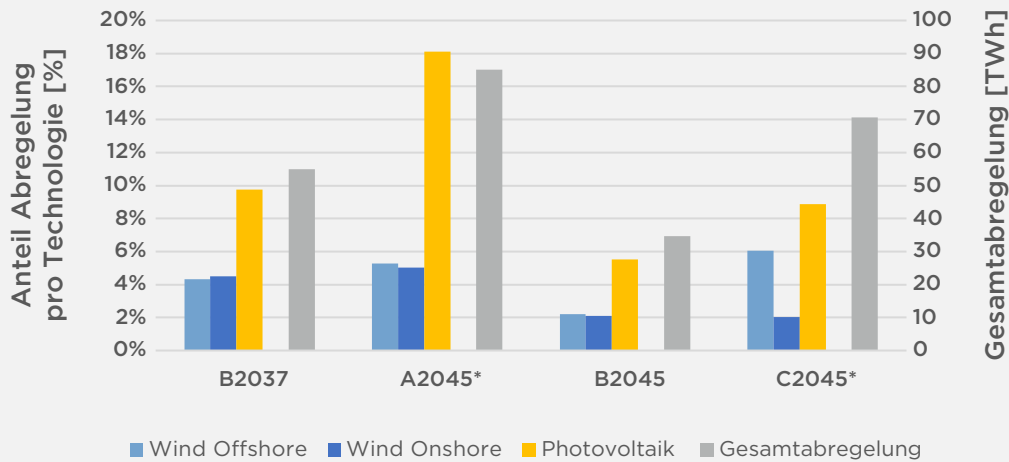


Abb. 3-8: Anteil der abgeregelten Erzeugungsmenge pro Technologie (PV, Wind Onshore/Offshore) sowie gesamte abgeregelte Erzeugungsmenge (Sekundärachse) für die vier betrachteten Szenarien.

### 3.1.3. Handelsaustausch

Die von Deutschland importierten und exportierten Strommengen in den vier Szenarien, sowie der resultierende Handelssaldo sind in Abbildung 3-9 dargestellt. Deutschland weist in allen Szenarien einen deutlich negativen Stromhandelssaldo auf. In Szenario C2045\* wird mit etwa 280 TWh am meisten Strom importiert, was auf die hohen Strombedarfe in diesem Szenario zurückzuführen ist. In Szenario B2045 wird mit etwa 75 TWh am wenigsten Strom exportiert, was auf eine ausgeglichene Erhöhung der EE und Last in diesem Szenario hindeutet. Die Verhältnisse der Handelsbilanzen mit den Anrainerstaaten ähneln sich zwischen den Szenarien stark und sind daher in Abbildung 3-10 exemplarisch für das Szenario B2045 dargestellt. Lediglich mit Polen besteht hierbei ein Exportüberschuss. Hohe Importüberschüsse >10 TWh zeigen sich insbesondere aus den südlichen Marktgebieten Österreich und Frankreich sowie aus den nördlichen Marktgebieten Dänemark und Schweden.

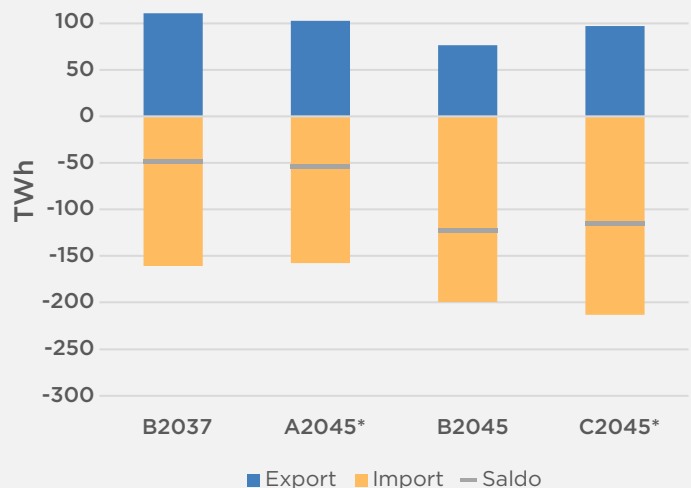


Abb. 3-9: Deutschlands Import- und Exportmengen im Stromsektor sowie resultierender Handelssaldo in den vier betrachteten Szenarien.



## Intersektorale Systemplanung Amprion

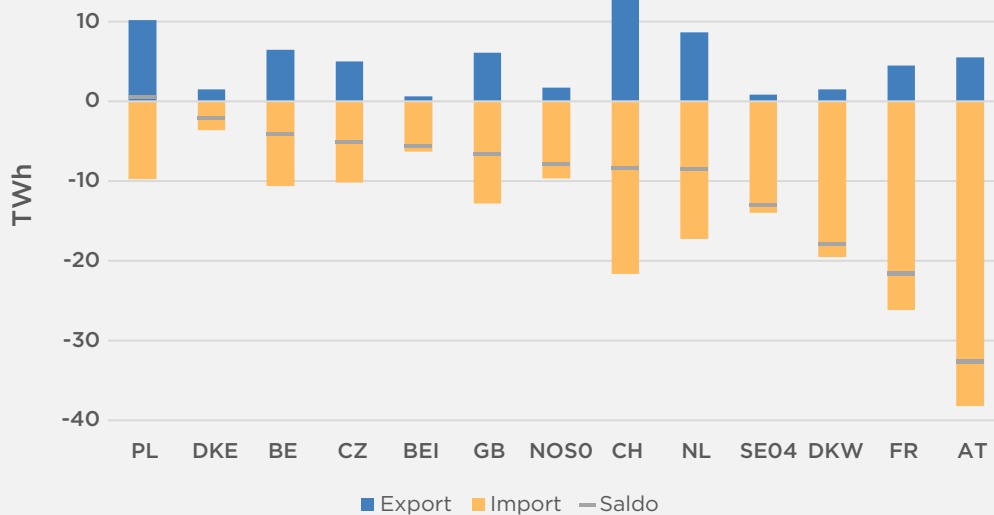


Abb. 3-10: Deutschlands Import- und Exportmengen im Stromsektor sowie resultierender Handelssaldo aufgeteilt nach den Anrainerstaaten für das Szenario B2045.

Trotz hoher Stromimporte sinkt die sektorenübergreifende Importabhängigkeit des deutschen Energiesystems in allen Szenarien deutlich gegenüber dem heutigen Niveau. Dies ist Folge der geringeren Importmengen weiterer Energieträger. Weiterhin werden molekulare Energieträger zu einem Großteil importiert, jedoch sinken aufgrund der heimischen Wasserstoffherzeugung und den geringeren Bedarfen an Brenn- und Kraftstoffen der Importanteil sowie die absolut importierte Menge.

Die Importquote von Wasserstoff variiert stark zwischen den Szenarien, liegt allerdings für alle Szenarien innerhalb der Spannweiten des NEPv25 SzRE. In der vorliegenden Studie ergibt sich die Importquote erst nach der sektorenübergreifenden Marktsimulation, da diese die Erzeugungsmenge von inländischen Elektrolyseuren ermittelt. In Szenario A2045\* führt eine geringe Elektrifizierung in Verbindung mit einer niedrigen Elektrolysekapazität zu einem hohen Wasserstoffbedarf bei gleichzeitig hoher Importquote von 70 %. Szenario C2045\* kommt durch den geringen Wasserstoffbedarf bei gleichzeitig hoher Elektrolyseleistung mit einer Importquote von 21 % aus. Das Szenario B2045 bewegt sich mit 49 % dazwischen. Dabei wird Wasserstoff hauptsächlich per Pipeline aus Norwegen importiert, während synthetische Kraftstoffe nahezu vollständig aus dem außereuropäischen Ausland eingeführt werden.

### 3.1.4. Nord-Süd-Transportbedarf

Die Betrachtung des Nord-Süd-Transportbedarfes in Form einer Jahresdauerlinie dient als wichtiges Indiz für die Auslastung des Gas- und Stromnetzes und für eventuelle Ausbaubedarfe. Er stellt dar, wie viel Leistung in einer Stunde des Jahres von Nord- nach Süddeutschland transportiert wird. Dabei wird Deutschland an der Linie des 50,4°-Breitengrades in Norden und Süden geteilt, wobei die Amprion-Regelzone vollständig dem Süden zugeordnet wird (s. Abbildung 3-11). Dieses Vorgehen ist analog zu der Definition im NEP.

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Abbildung 3-11 vergleicht die Nord-Süd-Transportbedarfe im Stromsektor für die vier betrachteten Szenarien. Eine deutlich erhöhte Transportaufgabe im Vergleich zum aktuellen Energiesystem ist in allen Szenarien gegeben. Dieser ist bedingt durch die starke Konzentration der Windkraftanlagen (Onshore und Offshore) im Norden, während große Verbrauchszentren im Süden liegen.

In der Spitze liegt der Transportbedarf in A2045\* bei 69 GW, in B2045 bei über 80 GW und in C2045\* bei 101 GW. In A2045\* ist die Transportaufgabe im Vergleich zu B2045 im Maximum geringer, im Durchschnitt jedoch sehr ähnlich. Die ähnliche durchschnittliche Jahresdauerlinie der Szenarien kommt dadurch zustande, dass in A2045\* sowohl die Erzeugung als auch der Strombedarf im Vergleich zu B2045 regional gleichmäßig reduziert sind. Die Unterschiede in der Spitze lassen sich unter anderem auf die geringere Winderzeugungsleistung in A2045\* zurückführen, da diese überwiegend im Norden verortet ist.

In Szenario B2037 liegt der Nord-Süd-Transportbedarf bei 82 GW und ist damit in der Spitze sowie im Mittel etwas höher als in B2045. Dies ist auf die im Jahr 2037 bereits hohe installierte EE-Leistung der bei gleichzeitig geringerer Elektrolyseleistung zurückzuführen, da letztere bis zum Jahr 2045 vor allem im Norden zugebaut wird.

In Szenario C2045\* führt die fehlende Systemkoordination hingegen zu einem deutlich erhöhten Nord-Süd-Transportbedarf. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass Elektrolyseure aus Akteursicht vermehrt im Süden verortet werden, während die stromnetzdienliche Allokation in A2045\* und B2037/45 zu einer stärkeren Verortung im Norden führt. Dadurch zeigt sich im Szenario C2045\* eine um ca. 20 GW höhere installierte Leistung an Elektrolyseuren im Süden, welche vermehrt durch erneuerbaren Strom aus dem Norden betrieben werden und somit eine um diese Leistung erhöhte Transportaufgabe gegenüber B2045 notwendig macht.

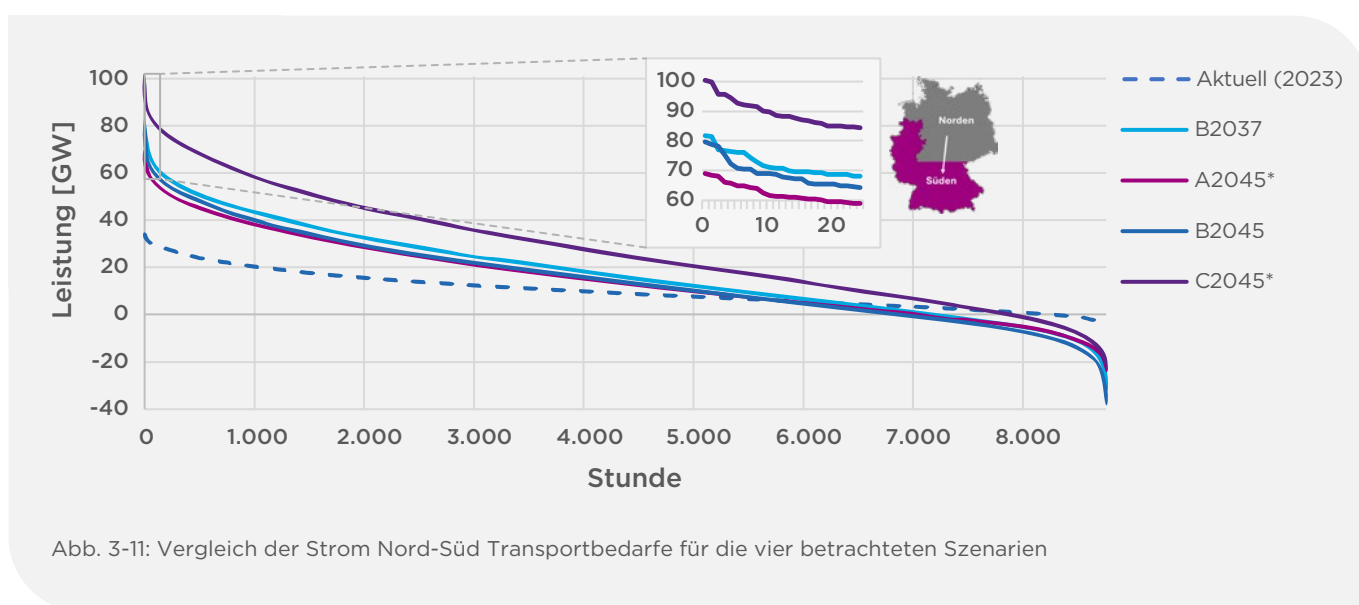
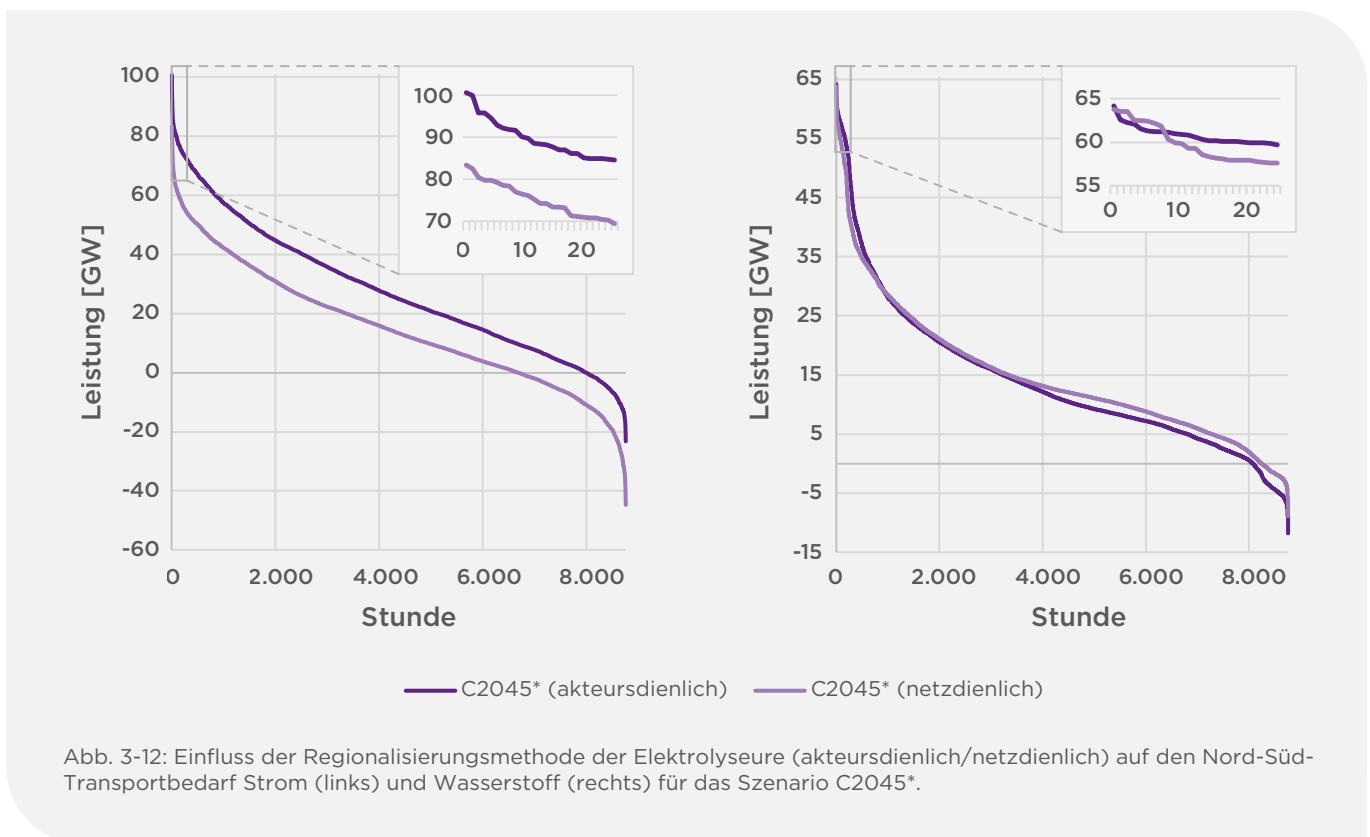


Abb. 3-11: Vergleich der Strom Nord-Süd Transportbedarfe für die vier betrachteten Szenarien

## Intersektorale Systemplanung Amprion

Eine Vergleichsrechnung zwischen zwei Elektrolyse-Regionalisierungen auf Basis des Szenarios C2045\* verdeutlicht, dass die Regionalisierung der Elektrolyseure einen erheblichen Einfluss auf den Nord-Süd Stromtransportbedarf aufweist. Hierfür werden die 67 GW frei zu verortender Elektrolyseleistung (80 GW abzüglich 13 GW bekannter Industrieprojekte) sowohl stromnetzdienlich als auch akteursdienlich regionalisiert und der Nord-Süd-Transport Bedarf ermittelt, vgl. Abbildung 3-12. links. Es zeigt sich, dass eine stromnetzdienliche Regionalisierung den notwendigen Nord-Süd-Transit um ca. 20 GW reduziert, was eine erhebliche Entlastung für das Stromnetz bedeutet.



Der Transportbedarf des Wasserstoffnetzes hängt von den installierten Kapazitäten und der Regionalisierungen der Wasserstoffkraftwerke, Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher ab und wird somit indirekt durch das Stromsystem getrieben. Abbildung 3-13 vergleicht die Nord-Süd-Transportbedarfe des Wasserstoffnetzes der vier Szenarien. Hierbei fällt auf, dass sich die maximalen Nord-Süd-Transportbedarfe zwischen den Szenarien nur unwesentlich voneinander unterscheiden. Dies hängt damit zusammen, dass die maximalen Nord-Süd-Transporte durch die Versorgung von Wasserstoffkraftwerken mit Wasserstoff aus nördlich verorteten Wasserstoffspeichern getrieben werden, deren Vollaststunden und Regionalisierungen sich zwischen den Szenarien kaum unterscheiden. Der maximale Süd-Nord-Transport hingegen wird stärker durch den Betrieb der Elektrolyseure beeinflusst. Das Szenario C2045\* weist aufgrund der stärkeren südlichen Allokation von Elektrolyseuren daher einen deutlich höheren maximalen Süd-Nord-Transportbedarf auf als die anderen Szenarien. Dieser Effekt wird auch durch den Vergleich der beiden Regionalisierungen der Elektrolyseure für das Szenario

## Intersektorale Systemplanung Amprion

C2045\* in Abbildung 3-12 (rechts) verdeutlicht. Im Gegensatz zu dem oben erwähnten Vergleich für den Strom-Transportbedarf schlägt sich die geänderte Verortung im Wasserstoffsystem hauptsächlich in einem erhöhten maximalen Süd-Nord-Transportbedarf nieder, während sich die maximalen Nord-Süd-Transportbedarfe kaum unterscheiden. Da die Wasserstoff-Transportaufgabe insgesamt durch den Transport von Norden nach Süden bestimmt wird, besteht im Gegensatz zum Stromtransportbedarf keine starke Abhängigkeit von der Regionalisierung der Elektrolyseure.

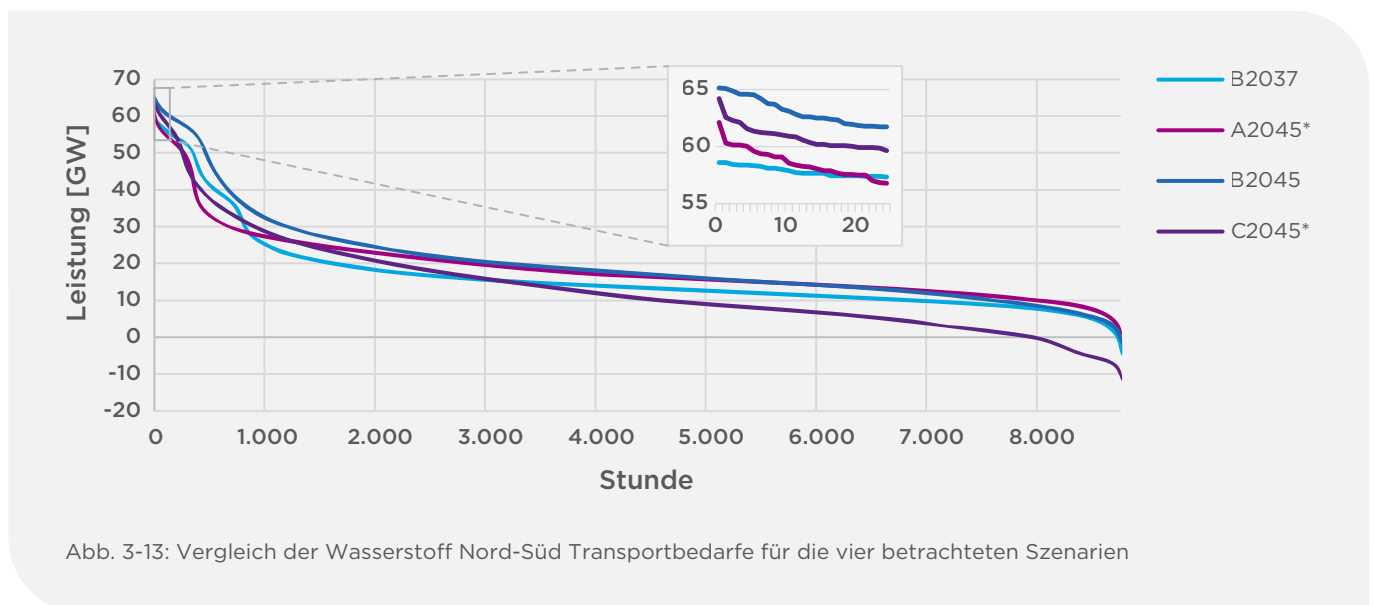
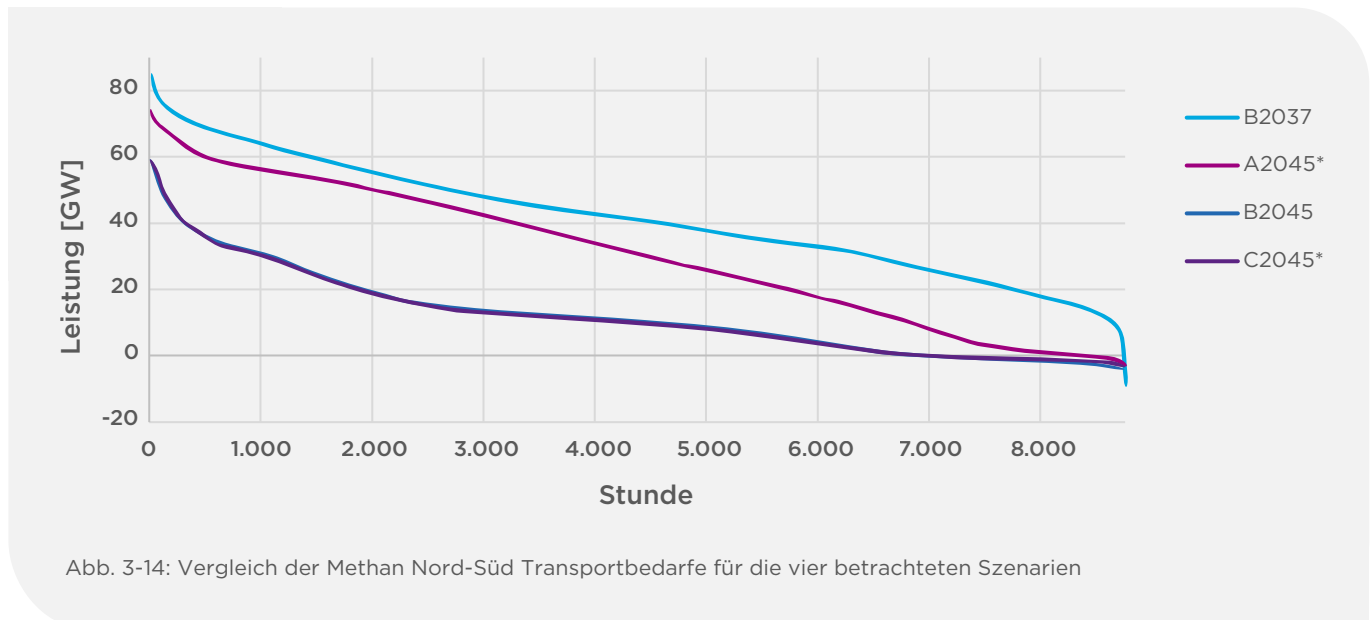


Abb. 3-13: Vergleich der Wasserstoff Nord-Süd Transportbedarfe für die vier betrachteten Szenarien

Die noch inländischen Methanbedarf enthaltenden Szenarien B2037 und A2045\* weisen, wie in Abbildung 3-14 dargestellt, den höchsten Methan-Transportbedarf auf. Die Jahresdauerlinien der Szenarien B2045 und C2045\* sind aufgrund der fehlenden Methannachfrage in Deutschland identisch. Die verbleibende, nicht unwesentliche Transportaufgabe in diesen Szenarien ist durch europäische Bedarfe bedingt, die zu einem Nord-Süd-Transit durch Deutschland führen. Somit wird das deutsche Methan-Fernleitungsnetz in beiden Szenarien vor allem für den Transitfluss in Nord-Süd-Richtung benötigt. Dieses Ergebnis ist im Wesentlichen durch eine Inkonsistenz zwischen den europäischen und deutschen Zieljahren zur Erreichung der Klimaneutralität bedingt.

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### 3.1.5. Einordnung sektorenübergreifende Marktergebnisse zu Strommarktergebnissen

Zur Analyse der Szenarien wird wie oben beschrieben eine sektorenübergreifende Marktsimulation durchgeführt und damit die Methode des NEP Strom erweitert. Dadurch wird eine parallele Strom- und Gasnetzanalyse auf Basis eines gemeinsamen konsistenten Marktergebnisses möglich. Durch die Integration mehrerer Sektoren in die Marktsimulation können sich geringe Unterschiede in den Strommarktergebnissen im Vergleich zu einer reinen Strommarktsimulation ergeben. Diese Unterschiede können zu Abweichungen in den darauf aufbauenden Stromnetzanalysen führen. Um die sektorenübergreifenden Marktergebnisse zu plausibilisieren, werden sie daher mit denen einer reinen Strommarktsimulation verglichen.

In der sektorenübergreifenden Marktsimulation zeigt sich eine höhere integrierbare Erzeugungsmenge aus EE als in der Strommarktsimulation des NEPv23. Diese Abweichung ist unter anderem durch leichte Unterschiede in der Modellierung der Fernwärme zu begründen. In den Strommarktsimulationen des NEP werden bisher keine Wärmespeicher mit Speicherverlusten modelliert. Diese führen zu einer höheren Wärme- und damit zu einer höheren elektrischen Nachfrage. Diese wird unter anderem durch EE gedeckt, was die EE-Integration begünstigt. Des Weiteren stellt sich bei den Wasserstoffkraftwerken ein leicht anderes Einsatzverhalten ein, was sich neben Effekten eines Wasserstoffmarktes auf die Aggregation der Einheiten in wenige Typkraftwerke in der sektorenübergreifenden Marktsimulation zurückführen lässt. Zudem werden neben thermischen Kraftwerken auch Pumpspeicher aggregiert, so dass deren Flexibilität leicht überschätzt wird. Dies führt ebenfalls zu einer höheren EE-Integration. Die Unterschiede sind in Summe gering, weshalb die sektorenübergreifende Marktsimulation eine valide Möglichkeit bietet, ganzheitliche Szenarien und deren Implikationen auf den Stromsektor zu analysieren.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Stromnetzseitig ergeben sich durch die Hinzunahme der Sektorenkopplung kaum Änderungen bei den Engpassmustern. Lediglich vereinzelt lokale Engpässe sind durch die oben beschriebenen Unterschiede stärker ausgeprägt. Im untersuchten Szenario B2045 führt die Hinzunahme der Sektorenkopplung lediglich zu einer leichten Erhöhung der Redispatchmenge.

### 3.2. Kerneergebnisse Marktanalysen

1. Der Primärenergiebedarf Deutschlands sinkt gegenüber dem heutigen Niveau in allen betrachteten Szenarien. Die Systemeffizienz steigt aufgrund der geringeren Umwandlungsverluste durch den hohen EE-Anteil und der Elektrifizierung der Endenergiebedarfe.
2. Deutschland ist trotz der Nettostromimporte in jedem Szenario bis 2045 sektorenübergreifend deutlich weniger abhängig von Energieimporten als heute.
3. Die Integration hoher installierter Leistungen an EE kann unter den Szenarioannahmen nur durch ausreichende flexible Lasten gewährleistet werden.
4. In keinem Szenario zeigt sich eine signifikante Menge an inländisch erzeugten synthetischen Brennstoffen.
5. Eine akteursdienliche Verortung von Elektrolyseuren im Szenario C2045\* führt im Stromsektor zu einer erhöhten Nord-Süd-Transportaufgabe in Deutschland.
6. Die Verortung von Elektrolyseuren hat einen unwesentlichen Einfluss auf die Wasserstoff-Transportaufgabe.
7. Stromnetzseitig stellen sich bei der Verwendung einer sektorenübergreifenden Marktsimulation lediglich geringe Unterschiede im Vergleich zu einer reinen Strommarktsimulation ein. Die sektorenübergreifende Marktsimulation erweitert darüber hinaus die Analysemöglichkeiten hinsichtlich weiterer Sektoren.



Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## 4. Stromnetzanalysen

Auf Grundlage der Ergebnisse der sektorenübergreifenden Marktsimulation werden im Folgenden die Auswirkungen auf das Stromübertragungsnetz untersucht. Die zentrale Fragestellung ist dabei, wie robust sich das im NEPv23 ermittelte Zielnetz auf Grundlage der simulierten Szenarien zeigt und an welchen Stellen das Stromnetz gegebenenfalls bedarfsgerecht erweitert werden muss.

### 4.1. Vorgehensweise

Für die detaillierten Netzanalysen werden die für das Stromsystem relevanten Ergebnisse der sektorenübergreifenden Marktsimulation extrahiert. Auf dieser Grundlage werden stationäre Netzberechnungen mit der Prozesskette des NEPv23 durchgeführt. Diese besteht zunächst aus einer engpassminimierenden Optimierung der Stufungsbereiche der Phasenschieber-Transformatoren (PST) sowie der Leitungen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Auf Basis dieses Ergebnisses wird anschließend eine Leistungsflussberechnung und eine (n-1)-sichere Ausfallapproximationen durchgeführt. Im letzten Schritt werden die Leistungsflussergebnisse auf Engpassmuster und verbleibenden Redispatch hin untersucht. Analog zum Vorgehen im NEPv23 werden nicht alle verbleibenden Engpässe im Übertragungsnetz durch Netzausbaumaßnahmen geheilt, sondern bedarfsgerecht im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Abwägung mit verbleibendem Redispatch kuriert.

Um die Robustheit des im NEPv23 ermittelten Zielnetzes neu zu bewerten, wird das betrachtete Netz zunächst auf einen Zustand zurückgeschaltet, welcher die im NEPv23 identifizierten Stromnetzausbaumaßnahmen nicht enthält. Konkret werden für die vorliegenden Analysen folgende Rückschaltungen vorgenommen und damit die im Weiteren als „Basisnetz“ bezeichnete Topologie erzeugt:

- Rückschaltung der erstmals im NEPv23 ausgewiesenen, noch nicht im Bundesbedarfsplangesetz befindlichen HGÜ-Leitungen
- Rückschaltung der größten bzw. kapitalintensivsten neuen AC-Projekte aus dem NEPv23
- Möglichkeit zur Neu-Verortung von Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS), welche in der Planung noch nicht zu weit fortgeschritten sind. In Summe entspricht dies zwölf ONAS (und damit 24 GW installierter Offshore-Leistung), welche damit grundsätzlich an einem anderem Netzverknüpfungspunkt (NVP) eingebunden werden können. Bilanziell müssen die ONAS auch im Basisnetz weiter eingebunden sein, um die vorgegebene Offshore-Mantelzahl zu gewährleisten.

Das Projektvolumen dieser zurückgeschalteten bzw. zur Neuverortung vorgesehenen Stromnetzausbauprojekte beträgt 103 Mrd. €. Dies entspricht ca. einem Drittel des gesamten Investitionsvolumens aus dem NEPv23. Die Struktur der Investitionskosten ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

Um mögliche Zielnetzzustände unter den gesetzten Analyseprämissen zu ermitteln, wird eine auf genetischen Algorithmen aufgebaute Heuristik verwendet, welche bereits im NEPv23 Anwendung fand und für den Zweck der hier vorliegenden Untersuchungen geeignet angepasst wird. Die Ausbaumaßnahmen umfassen Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien NVP, HGÜ-Systeme sowie AC-Projekte,

## Intersektorale Systemplanung Amprion

also genau jenen Projekttypen, welche im Zuge der beschriebenen NetZRückschaltung aus dem Zielnetz entfernt werden.

Die erwähnte Heuristik ist ein iteratives Verfahren, das zunächst verschiedene Kombinationen der verfügbaren Ausbauoptionen generiert und analysiert. Die Bewertung erfolgt durch eine Fitnessfunktion, die sowohl die Investitions- als auch die Redispatchkosten einbezieht. So werden die effizientesten Optionen identifiziert, die mit minimalem Investitionsaufwand eine möglichst hohe Engpassreduzierung erreichen. In der nächsten Iterationsstufe werden auf Basis der vorherigen Bewertung optimierte Kombinationen erstellt und erneut bewertet. Dieser Prozess wird fortgesetzt bis keine besseren Lösungen mehr gefunden werden können.

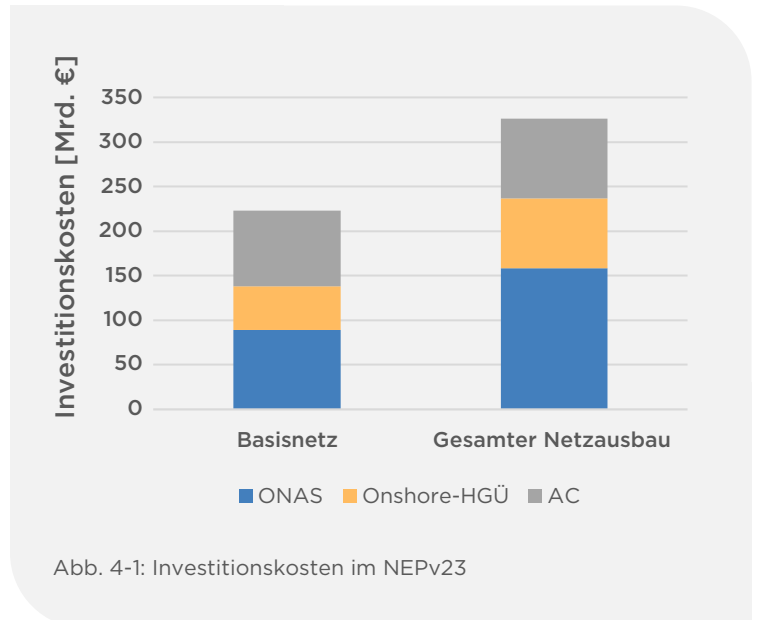


Abb. 4-1: Investitionskosten im NEPv23

Robuste Stromnetzausbaumaßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass sie sich über verschiedene Szenarien und Annahmen als sinnvoll identifizieren lassen. Aus diesem Grund wird in den vorliegenden Untersuchungen eine möglichst breite Variation der Analyseprämissen vorgenommen, um deren Einfluss auf den Stromnetzausbaubedarf bewerten zu können.

## 4.2. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netz- und Redispatchberechnung sowie der Netzausbaheuristik für die entwickelten Szenarien und verschiedene Annahmen zur Verortung von elektrischen Anlagen ausgewertet. In Abbildung 4-2 sind die Redispatchmengen aller betrachteten Szenarien dargestellt. Die resultierenden Redispatchkosten sind entsprechend stark korreliert und folgen der gleichen Verteilung. In Abbildung 4-3 sind die resultierenden Investitionskosten für den über den NEPv23 hinausgehenden Netzausbau dargestellt. Insbesondere die Verortung der Elektrolyseure hat einen starken Einfluss auf den erforderlichen Netzausbau. Deshalb wird zwischen einer stromnetzdienlichen Verortung von Elektrolyseuren, welche sich an EE-Überschüssen orientiert, und einer aktEURsdienlichen Verortung unterschieden (vgl. Kapitel 2.2.1.). Es besteht ausgehend von der EE-Überschuss-orientierten Verortung noch Potenzial für eine weitere Optimierung der Elektrolyseurverortung. Allerdings zeigen die Untersuchungen, dass der Effekt einer zusätzlichen Nachoptimierung begrenzt ist. Eine EE-Überschuss-orientierte Verortung ist ausreichend stromnetzdienlich und kann so den notwendigen Ausbaubedarf im Stromnetz bereits signifikant reduzieren.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

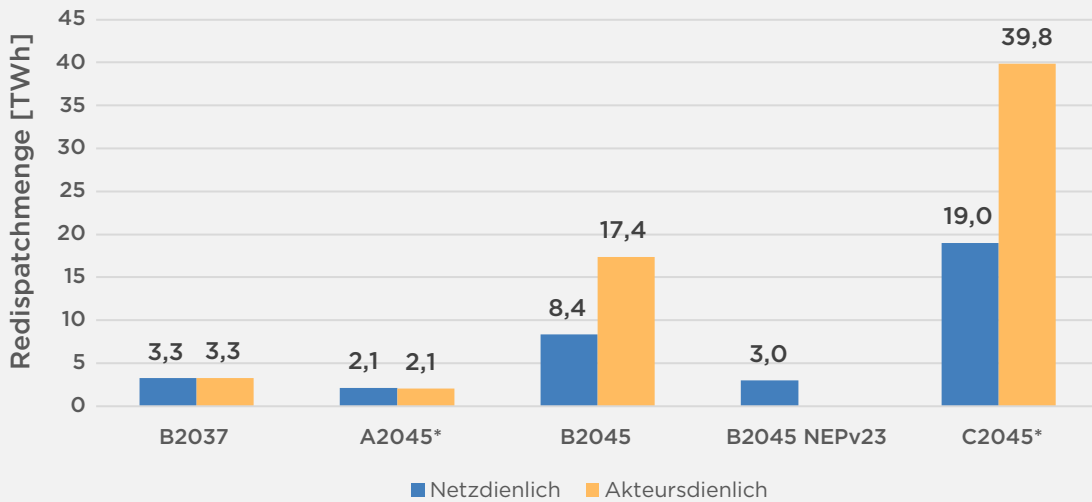


Abb. 4-2: Redispatchmenge im NEPv23-Zielnetz pro Szenario und in Abhängigkeit der Verortung von Elektrolyseuren

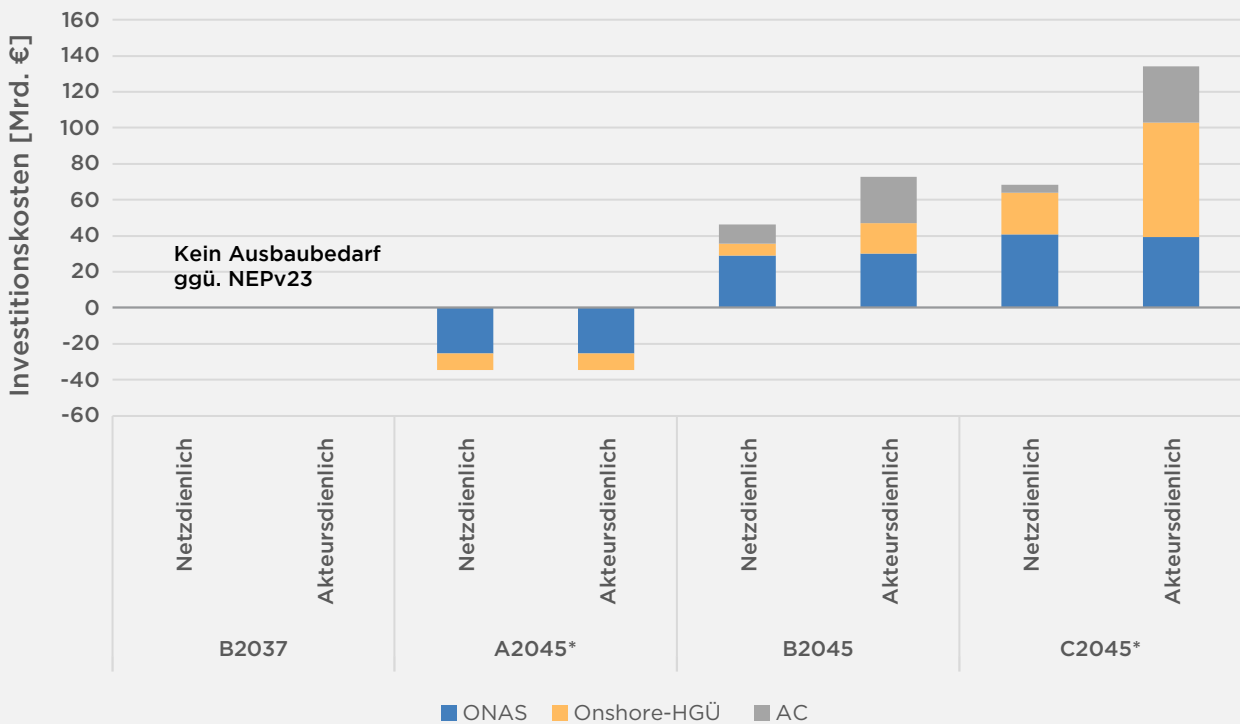


Abb. 4-3: Über den NEPv23 hinausgehender Investitionsbedarf für den Stromnetzausbau pro Szenario in Abhängigkeit der Verortung von Elektrolyseuren.



## Intersektorale Systemplanung Amprion

### 4.2.1. Szenario B2045

Die Stromnetzanalysen des Referenzszenarios B2045, welches an den NEPv25 SzRE angelehnt ist, kommen zu dem Ergebnis, dass im Vergleich zum Szenario B2045 des NEPv23 bei gleichem Netzausbauzustand (Zielnetz des NEPv23) mehr Engpässe verbleiben. Gründe hierfür sind unter anderem eine höhere installierte Offshore-Leistung sowie eine deutlich höhere Last. Dies führt insgesamt zu einer gestiegenen Menge an notwendigem Redispatch. Während der verbleibende Redispatch im Zielnetz des NEPv23 noch bei 3,0 TWh (Zählweise hier und im Folgenden: positiver Redispatch) pro Jahr lag, verbleiben im Szenario B2045 der vorliegenden Studie noch 8,7 TWh pro Jahr.

Diesen Werten liegt jeweils eine stromnetzdienliche Verortung der im Szenario enthaltenen Elektrolyseure zu Grunde. Im Falle einer akteursdienlichen Verortung der Elektrolyseure kommt es zu einer weiteren signifikanten Zunahme der verbleibenden Engpässe. In Summe sind dann 17,5 TWh Redispatch pro Jahr zur Heilung dieser Engpässe notwendig.

Unter den im NEPv23 verwendeten Analyseprämissen zum Thema Bedarfsgerechtigkeit und Wirtschaftlichkeit zeigen sich die dort identifizierten Maßnahmen (sowohl ONAS mit ihren jeweiligen NVP als auch HGÜ und AC-Maßnahmen) im Kern auch in den vorliegenden Untersuchungen und erweisen sich damit als robust. Um den im vorliegenden Szenario gestiegenen Transportbedarf gewährleisten zu können, sind darüber hinaus allerdings ein bis zwei weitere HGÜ-Systeme sowie weitere AC-Maßnahmen zur Behebung lokaler Engpässe notwendig. Das sich ergebende Investitionsvolumen liegt um ca. 46 Mrd. € über dem im NEPv23 identifizierten Projektvolumen. In dieser Summe sind bereits zwei zusätzliche ONAS enthalten, welche im NEPv23 aufgrund einer dort geringeren angenommen installierten Leistung auf Offshore Windenergie nicht benötigt wurden.

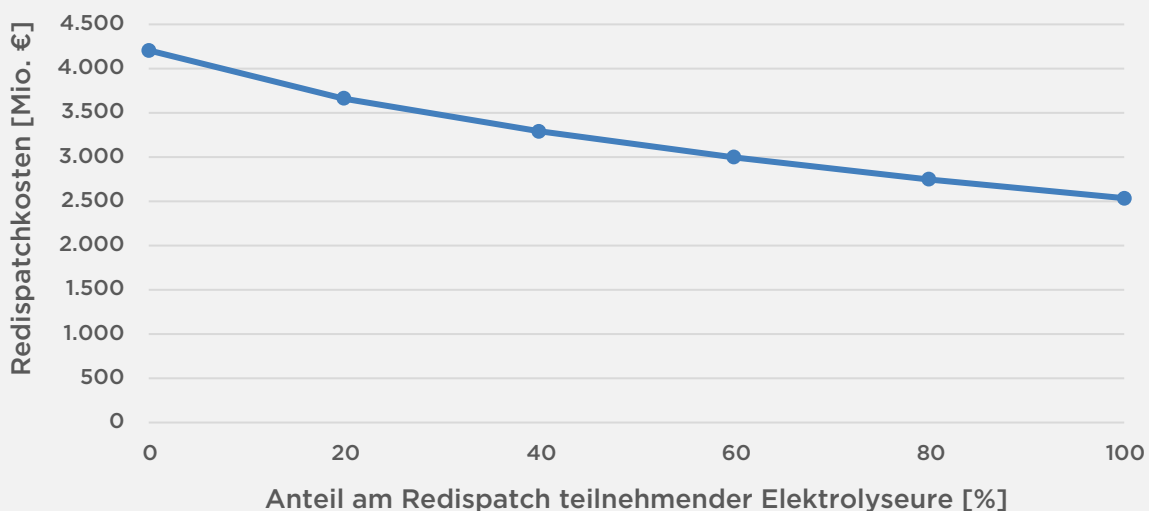


Abb. 4-4: Redispatchkosten bei akteursdienlicher Verortung von Elektrolyseuren und nur teilweiser Teilnahme von Elektrolyseuren am Redispatch im Szenario B2045.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Nach aktuellen rechtlichen Bestimmungen werden Elektrolyseure nicht für den Redispatchprozess von den Netzbetreibern herangezogen. Der Einsatz eines Teils dieser Elektrolyseure kann sich jedoch positiv auswirken, sodass in einer weiteren Untersuchung ein schrittweise größer werdender Anteil der Elektrolyseure in Deutschland im Redispatch als Flexibilitätsgrad zur Verfügung gestellt wird. In Abbildung 4-4 sind die Redispatchkosten im Szenario B2045 bei akteursdienlicher Verortung von Elektrolyseuren und einem variablen Anteil von am Redispatch teilnehmenden Elektrolyseuren dargestellt. Es zeigt sich, dass die Redispatchkosten durch Nutzung der Elektrolyseure im Redispatch um bis zu 38,3 % gesenkt werden können. Dabei ist die Verringerung relativ am stärksten, wenn noch nicht viele Elektrolyseure am Redispatch teilnehmen. Es ist daher vorteilhaft, zumindest einen Teil der Elektrolyseure im Redispatch einzusetzen. Im Rahmen der folgenden Untersuchungen wird analog zum NEPv23 stets von einem vollständigen Einsatz der Elektrolyseure im Redispatch ausgegangen.

### 4.2.2. Szenario B2037

Das im NEPv23 für das Jahr 2037 ermittelte Zielnetz entspricht bis auf vereinzelte Stromnetzausbaumaßnahmen und noch nicht realisierten ONAS (geringere Offshore Mantelzahl) im Wesentlichen dem Zielnetz für das Jahr 2045. Im untersuchten Szenario B2037 verbleiben im Vergleich zu B2045 deutlich weniger Engpässe. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Engpässe geographisch an den gleichen Stellen auftreten, jedoch in deutlich geringerer Ausprägung. In Summe ergibt sich damit eine verbleibende Redispatchmenge von 3,3 TWh pro Jahr in diesem Szenario, sowohl bei akteursdienlicher als auch stromnetzdienlicher Verortung von Elektrolyseuren. Der nicht vorhandene Unterschied lässt sich damit erklären, dass die installierten Leistungen von Elektrolyseuren im Vergleich zum Szenario B2045 deutlich geringer sind. Es ist somit kein weiterer Stromnetzausbau notwendig und die Maßnahmen des NEPv23 zeigen sich als robust und bedarfsgerecht.

### 4.2.3. Szenario A2045\*

Das Zielnetz des NEPv23 weist im Szenario A2045\* deutlich geringere verbleibende Überlastungen auf als in den anderen Szenarien dieser Studie. Es verbleibt eine jährliche Redispatchmenge von 2,1 TWh pro Jahr. In Folge des gesunkenen Engpassniveaus können in diesem Szenario manche Stromnetzausbaumaßnahmen aufgeschoben und zeitlich an die verzögerte Zielerreichung der Energiewende angepasst werden, die im Szenario A2045\* angenommen wird. Eine Kosten-Nutzen-optimale Aufschiebung der Investitionen kann dabei entweder über eine Verzögerung von bis zu zwei Onshore-HGÜ oder über eine Re-Allokation der ONAS an andere NVP erfolgen. Im Vergleich zum NEPv23 sind hierbei 10 GW weniger Offshore Leistung (entspricht fünf ONAS) zu verorten. Insofern kann eine optimierte Reihung der verbleibenden ONAS vorgenommen werden. Anders als in den übrigen untersuchten Szenarien hat im Falle des Szenarios A2045\* die Verortung der Elektrolyseure kaum einen Einfluss auf die resultierenden Engpassmuster und den verbleibenden Redispatch. Dies ist eine unmittelbare Folge der insgesamt deutlich geringeren Nord-Süd-Transportbedarfe in diesem Szenario und des dafür relativ stark ausgebauten Zielnetzes, wodurch eine stromnetzdienliche Regionalisierung der Elektrolyseure gemäß EE-Überschüssen (also vornehmlich im Norden) weniger vorteilhaft ist. Bei akteursdienlicher Verortung sinken die Redispatchkosten sogar leicht, da durch die großflächigere Verteilung der Elektrolyseleistung vor allem im südlichen Bayern besser vereinzelte lokale Engpässe kuriert werden können.

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### 4.2.4. Szenario C2045\*

Im Szenario C2045\* mit der akteursdienlichen Elektrolyseurverortung ist die Engpasssituation über alle untersuchten Szenarien am höchsten. Im Zielnetz des NEPv23 verbleibt ein Redispatchbedarf von 39,8 TWh pro Jahr. Verglichen mit den finalen Redispatchbedarfen, welche in den NEPv23-Szenarien jeweils für das Zielnetz ausgewiesen werden, ist dies ein massiver Zuwachs, der über den NEPv23 hinausgehende Stromnetzausbaumaßnahmen erforderlich macht. Der zusätzliche Stromnetzausbaubedarf liegt bei ca. 134 Mrd. €. Davon entfallen aber bereits ca. 39 Mrd. € auf fünf zusätzliche ONAS, deren Bau sich in Folge der höheren Offshore-Mantelzahl in diesem Szenario ergibt. Neben flächendeckenden AC-Ausbaumaßnahmen enthält das ermittelte Zielnetz bis zu elf neue Onshore-HGÜ-Systeme.

Die fristgerechte Realisierbarkeit dieser erhöhten Netzausbaumenge ist ebenso zweifelhaft wie die operative Umsetzbarkeit der Redispatchmaßnahmen im Falle einer nicht vollständigen Realisierung des Netzausbaus. Die Entwicklung von Anreizmechanismen für eine stromnetzdienliche Verortung neuer Elektrolyseure ist langfristig daher aus betrieblicher und volkswirtschaftlicher Sicht dringend notwendig. Für die Netzplanung stellt sich die Herausforderung, die zukünftige Elektrolyseursverortung und entsprechend die Wirksamkeit von Anreizmechanismen zu antizipieren. Die notwendigen Investitionsvolumina unterscheiden sich teilweise extrem, je nachdem welche Elektrolyseurverortung zu Grunde liegt. Sowohl in B2045 als auch in C2045\* lässt sich der notwendige Stromnetzausbau durch eine stromnetzdienliche Verortung der Elektrolyseure signifikant senken. Im Szenario C2045\* kann die Anzahl der noch notwendigen zusätzlichen Onshore-HGÜ-Systeme mehr als halbiert werden. Zusätzlich reduziert sich die Menge der notwendigen AC-Maßnahmen um den Faktor acht. Damit halbiert sich der notwendige zusätzliche Investitionsbedarf auf ca. 68 Mrd. €.

### 4.3. Kernergebnisse Stromnetzanalysen

1. Der im NEPv23 ermittelte Übertragungsnetzausbau zeigt sich in den hier betrachteten Szenarien im Kern als robust. Je nach Szenarioausprägung lassen sich Maßnahmen nachoptimieren bzw. neu identifizieren.
2. Das im NEPv23 vorgeschlagene Zielnetz für das Szenario B2037 ist bedarfsgerecht, während für A2045\* sogar Maßnahmen in geringem Umfang verzögert realisiert werden können.
3. Die im NEPv23 ermittelten Netzausbaumaßnahmen zeigen sich für B2045 weitestgehend erneut. Darüber hinaus lassen sich einige zusätzliche Maßnahmen identifizieren.
4. In Szenario C2045\* ist ein signifikanter zusätzlicher Stromnetzausbau zur Heilung von Engpässen erforderlich.
5. Die Verortung von Elektrolyseuren hat einen großen Einfluss auf den Redispatcheinsatz in Deutschland. Vor dem Hintergrund von ambitionierten Klimaneutralitätsszenarien ist die Entwicklung von Anreizmechanismen für eine stromnetzdienliche Platzierung von Elektrolyseuren und deren Nutzung als Flexibilität im Redispatch notwendig. Gleichzeitig ist in der Planung des Stromtransportnetzes zu berücksichtigen, dass Elektrolyseure an akteursdienlichen Standorten entstehen, insbesondere in der Transitionsphase, in der das Wasserstoff-Kernnetz noch nicht vollständig verfügbar ist, der Wasserstoff aber bereits für bestimmte lokale (Industrie-)Prozesse benötigt wird.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
<b>5. Gasnetzanalysen</b>	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## 5. Gasnetzanalysen

Im Anschluss an die sektorenübergreifende Marktsimulation werden stationäre Gasnetzsimulationen durchgeführt. Die regionalen Dispatcherergebnisse der sektorenübergreifenden Marktsimulation, die stündlich die Ein- und Auspeisungen verschiedener Energiesystemkomponenten wie Elektrolyseure, Speicher und Importe umfassen, werden auf die Knoten der jeweiligen Gasnetze disaggregiert.

Die hydraulische Gasflussberechnung wird mit dem Simulationswerkzeug matGasFlow<sup>15</sup> durchgeführt. Das untersuchte Wasserstoffnetz basiert auf dem Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>16</sup> (FNB). Für das Methanetz werden öffentlich zugängliche Datensätze wie „SciGrid Gas“<sup>17</sup> angereichert mit eigenen Recherchen verwendet.

Die Ergebnisse der Gasnetzsimulation umfassen einen Leistungsfluss für jede Stunde des Jahreslaufs. Dabei werden Drücke an den Netzknoten sowie Volumenströme in den Leitungen für jede Stunde des Jahres berechnet. Das bedeutet, dass das Ergebnis der Gasnetzberechnung Aufschluss darüber gibt, ob die jeweilige Transportaufgabe innerhalb der definierten Betriebsgrenzen des zur Verfügung stehenden Gastransportnetzes realisierbar ist. Als Betriebsgrenzen werden die bekannten Betriebsdrücke der Leitungen betrachtet und Grenzströmungsgeschwindigkeiten definiert. In den Situationen, in denen Betriebsgrenzen überschritten werden, bietet das Simulationstool neben dem Ausbau von Linienmaßnahmen auch die Möglichkeit generische Verdichterstationen als Punktmaßnahmen automatisiert in das Netzmodell einzubauen. Dabei werden aus einem vordefinierten Pool an Standortkandidaten (aktuelle Verdichterstation im Methanetz und geplante Standorte aus dem Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes) mittels einer iterativen Methode Verdichter für den gesamten Jahreslauf verortet. Auf Basis dieser Methode wird das Wasserstoffnetz in der vorliegenden Studie gegenüber dem Wasserstoff-Kernnetz angemessen verstärkt, um für jede Stunde der Jahressimulation eine konvergente Lösung zu erhalten. Die Netzverstärkungsmaßnahmen haben nicht den Anspruch eine optimale Netzplanung für 2045 darzustellen. Ziel der Gasnetzberechnungen innerhalb dieser Studie ist stattdessen, aus der Analyse der Jahressimulationen die Treiber für die Wasserstoffnetzbelastung zu identifizieren und Rückschlüsse auf das Stromsystem abzuleiten.

### 5.1. Wasserstoffnetz

Im Folgenden werden die Ergebnisse der stationären Gasnetzsimulation des Wasserstoffsektors erläutert. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse der Treiber aus der sektorenübergreifenden Marktsimulation. Daher sind die Ergebnisse normiert dargestellt. Das bedeutet, dass die Werte so skaliert werden, dass der größte zu beobachtende Wert einer Zeitreihe den Wert 100 % zugewiesen bekommt. Jeder Punkt in den Abbildungen repräsentiert eine Stunde des Jahreslaufs. Aus der Anordnung dieser Punkte können Muster und Häufungen erkannt werden, mit denen die Auslastung des Wasserstoffnetzes erklärt werden kann. Diese Auslastung ist im Folgenden definiert als die Summe der übertragenen Leistungen auf allen Leitungen (aus der Gasnetzsimulation mit matGasFlow), gewichtet mit der jeweiligen

15. Marcel Kurth, RWTH Aachen IAEW, "Blending Hydrogen into Natural Gas Networks – Assessing Gas Model Inaccuracies and Improving Steady-State Gas Flow Calculation Methods", Veröffentlichung folgt

16. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2023): „Wasserstoff-Kernnetz“, [www.fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz](http://www.fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz), Antragsentwurf vom 11.2023

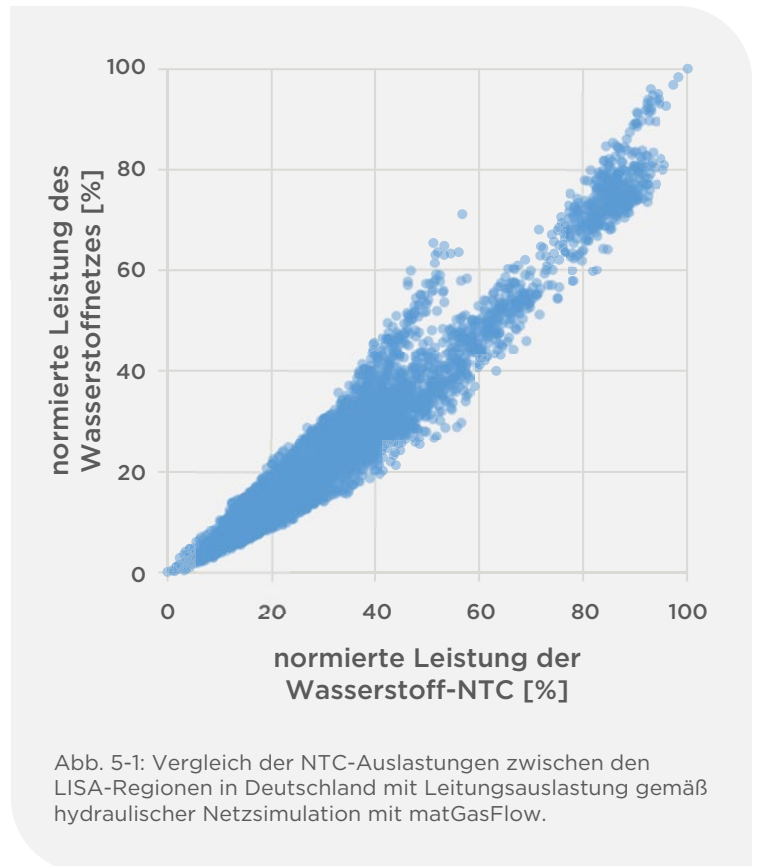
17. Institut für Vernetzte Energiesysteme des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (2020): „Offenes Referenzmodell europäischer Gastransportnetze für wissenschaftliche Untersuchungen zur Sektorkopplung“, <https://www.gas.scigrd.de/>



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Leitungslänge. Da sich die Ergebnisse für alle vier untersuchten Szenarien qualitativ ähneln, sind im Folgenden nur die Ergebnisse des Szenarios B2045 dargestellt.

Vor der Treiberanalyse wird überprüft, inwiefern die durch die sektorenübergreifende Marktsimulation induzierte Auslastung der aggregierten innerdeutschen Transportkapazitäten (Wasserstoff-NTC) zwischen den LISA-Regionen in Deutschland mit den Ergebnissen der hydraulischen Netzsimulation korreliert. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse aus LISA und matGasFlow, siehe Abbildung 5-1, zeigt eine Korrelation von 0,974 und bestätigt damit die Vergleichbarkeit der Ergebnisse sowie die vereinfachte aggregierte Netzabbildung in LISA.



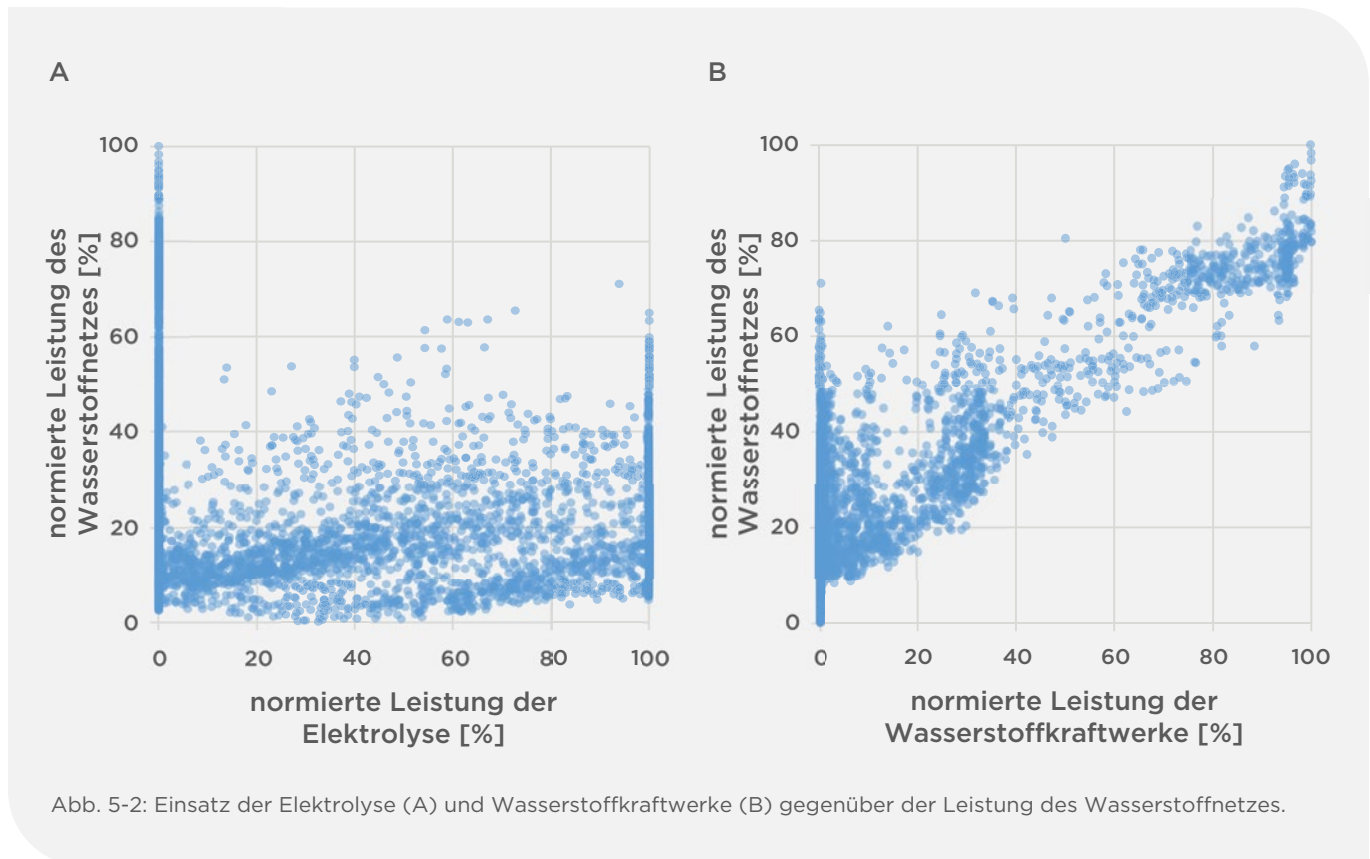
Im nächsten Schritt werden die Treiber für die Auslastung und somit auch für den erforderlichen Ausbau des Wasserstoffnetzes untersucht. Hierzu werden die summierten Leistungen der sektorenkoppelnden Systemkomponenten Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure (x-Achse) der Netzauslastung (y-Achse) gegenübergestellt. In Abbildung 5-2 A ist zu erkennen, dass das Wasserstoffnetz nur dann oberhalb von 70 % der maximalen Auslastung beansprucht ist, wenn die Elektrolyseure nicht in Betrieb sind. Daraus kann geschlossen werden, dass die Elektrolyse nicht für die maximale Auslastung und damit die Dimensionierung des Wasserstoffnetzes ausschlaggebend ist. Weiterführende Auswertungen zeigen, dass auch eine aktorsdienliche Verortung der Elektrolyseure nichts an der unkritischen Wasserstoffnetzauslastung in Situationen mit Elektrolysebetrieb ändert.

In Abbildung 5-2 B ist hingegen keine Beanspruchung des Wasserstoffnetzes oberhalb von 75 % der maximalen Auslastung erkennbar, wenn gleichzeitig die Wasserstoffkraftwerke außer Betrieb sind. Die maximale Auslastung des Wasserstoffnetzes tritt also nur dann auf, wenn die Wasserstoffkraftwerke in Betrieb sind.

In Abbildung 5-2 B ist hingegen keine Beanspruchung des Wasserstoffnetzes oberhalb von 75 % der maximalen Auslastung erkennbar, wenn gleichzeitig die Wasserstoffkraftwerke außer Betrieb sind. Die maximale Auslastung des Wasserstoffnetzes tritt also nur dann auf, wenn die Wasserstoffkraftwerke in Betrieb sind.

Mit einer installierten Leistung von  $53 \text{ GW}_{\text{el}}$  und einem Wirkungsgrad von ca. 40 % erfordern allein die Wasserstoffkraftwerke bei voller Auslastung mehr als  $130 \text{ GW}_{\text{th}}$  Auspeiseleistung aus dem Wasserstoffnetz. Da die Elektrolyseure in diesen Situationen nicht in das Wasserstoffnetz einspeisen, werden die Bedarfe gemäß der Merit Order in der sektorenübergreifenden Marktsimulation aus den folgenden Wasserstoffquellen gedeckt: Entladen der Speicher (max.  $62 \text{ GW}_{\text{th}}$ ), Importe über Pipelines (max.  $108 \text{ GW}$ ), sowie deutsche Wasserstoffterminals (max.  $25 \text{ GW}_{\text{th}}$ ). Die entsprechenden Zusammenhänge sind in Abbildung 5-3 dargestellt.

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Die Abbildung 5-3 A verdeutlicht die Auswirkung des Einsatzes der Wasserstoffkraftwerke (x-Achse) auf die Entladeleistung der Wasserstoffspeicher (y-Achse). Sofern mehr als 60 % des Wasserstoffkraftwerksparks im Einsatz ist, werden die Wasserstoffspeicher mit maximaler Leistung entladen. Damit tragen die Wasserstoffspeicher entscheidend zur Versorgung der Wasserstoffkraftwerke und damit der Systemsicherheit im Stromsektor bei. Dies spiegelt sich dementsprechend auch in der Auslastung des Wasserstoffnetzes wider, wie Abbildung 5-3 C verdeutlicht. Diese steigt zum einen proportional zu der Entladeleistung bis zu einem Wert von ca. 50 % der normierten Netzauslastung an und nimmt zum anderen bei maximaler Entladeleistung Werte zwischen 50 % und 100 % an. Im Gegensatz dazu zeigt die Abbildung 5-3 D, dass die Auslastung des Wasserstoffnetzes unter 75 % der maximalen Auslastung und damit unkritisch bzw. nicht auslegungsrelevant bleibt, während die Speicher gefüllt werden. Die Entladeleistung der Speicher reicht etwa zur Deckung von 50 % der Kraftwerksleistung, darüber hinaus werden Importe über Grenzübergangspunkte bezogen, siehe hierzu Abbildung 5-3 B.

Weitere Analysen zeigen, dass auch das nachträgliche Eingreifen in das Marktergebnis im Zuge der Redispatchmaßnahmen für das Stromnetz zu keinen weiteren kritischen Situationen im Wasserstoffnetz führt. Das Anfahren einzelner Kraftwerksblöcke zur Engpassbehebung im Stromnetz kann nur in Situationen mit freiverfügbaren Kraftwerkskapazitäten stattfinden. Diese sind – wie oben dargestellt – nur zu Zeiten geringer Netzauslastung vorhanden.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

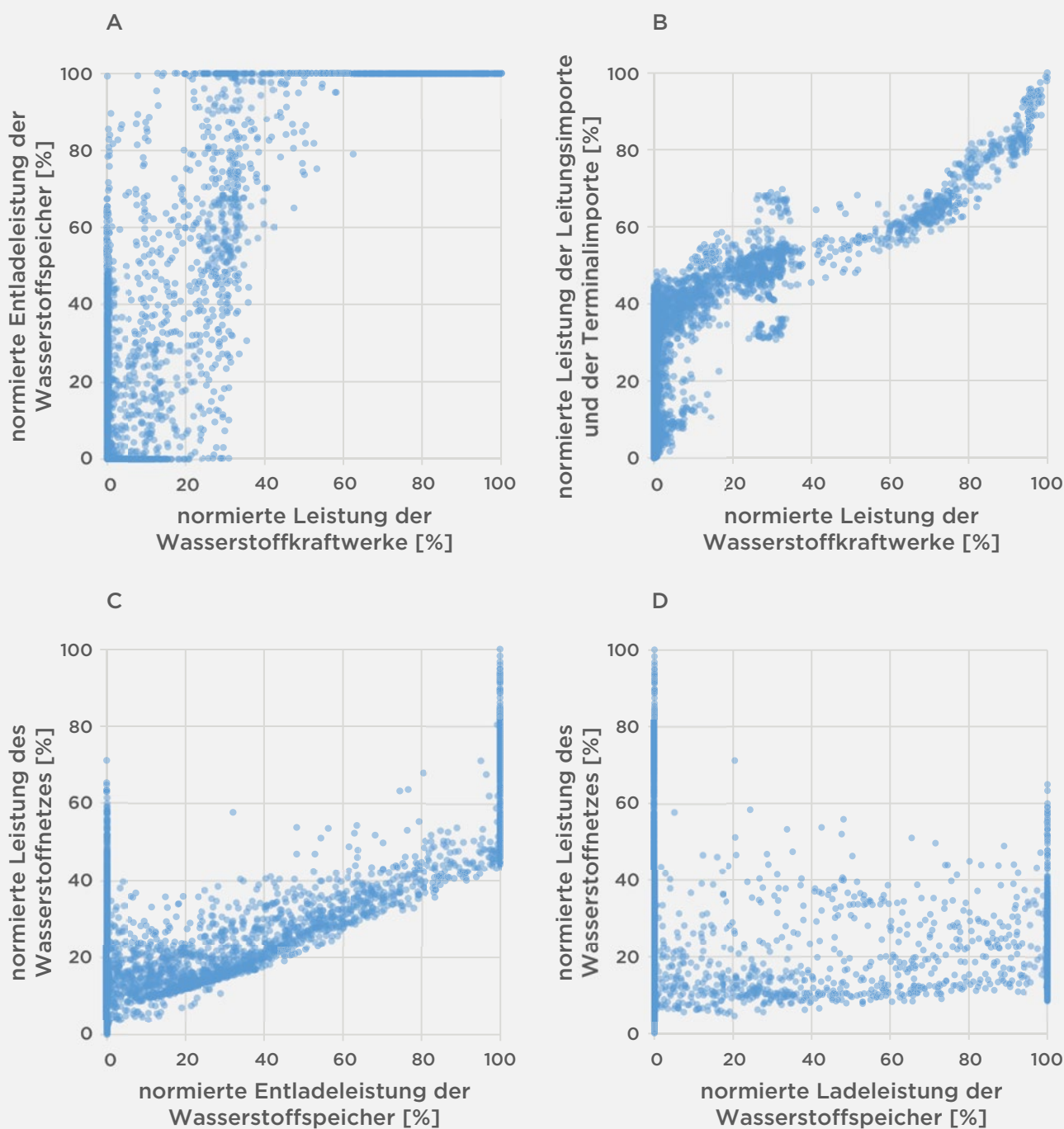


Abb. 5-3: Einsatz der Wasserstoffkraftwerke gegenüber des Wasserstoffbezugs aus Speichern (A) und Importe (B). Auslastung des Wasserstoffnetzes in Bezug auf Entladen (C) und Beladen (D) der Wasserstoffspeicher.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Die Kapazität der Wasserstoffuntergrundspeicher und die daran gekoppelte Ausspeicherleitung resultiert aus Annahmen zur technischen Umsetzbarkeit dieser Systemkomponente, die aus heutiger Sicht als valide einzuschätzen sind (siehe Kapitel 2.2.2.). Als Resultat dieser Annahmen kann die Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher jedoch nur knapp die Hälfte der vollen Kraftwerksleistung versorgen und bei darüber hinausgehendem Einsatz der Wasserstoffkraftwerke sind zur Deckung der Bedarfe zur gleichen Zeit Importe erforderlich. Bei voller Ausspeicherleistung ist die Speicherkapazität zudem nach ca. achtzehn Tagen erschöpft. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist die Kapazität der Wasserstoffspeicher daher in gesonderten Untersuchungskontexten weitergehend zu bewerten. Diese Analyse gibt jedoch bereits Hinweise darauf, dass angesichts der großen Potenziale geeigneter geologischer Formationen in Deutschland<sup>18</sup> zusätzliche Speicherkapazitäten erschlossen werden sollten.

Aufgrund der starken Abhängigkeiten zwischen den Sektoren wirkt sich das dynamische Verhalten des Stromsektors unmittelbar auf den Einsatz der sektorenkoppelnden Elemente im Wasserstoffsektor aus. Abbildung 5-4 veranschaulicht den Einsatz der Systemkomponenten, die an das Wasserstoffnetz angeschlossen sind, über einen Zeitraum von vier Wochen im Winter. Über der Nulllinie sind die Auspeisemengen aus dem Wasserstoffnetz, also die Wasserstoffsinken, aufgeführt und unter der Nulllinie die Einspeiser bzw. Wasserstoffquellen. Die maximale Leistung liegt bei ca. 160 GW<sub>th</sub>. Aus der Abbildung geht hervor, dass die Kraftwerksleistung mit hohen Gradienten angefahren wird. Dies führt auf der Einspeiseseite zu spiegelbildlichem Verhalten und erfordert von anderen Systemkomponenten wie Speichern, Terminals und Pipelineimport An- bzw. Abfahrgradienten im Bereich von 50-60 GW<sub>th</sub> pro Stunde. Der Einsatz der Elektrolyseure zeigt im Zusammenspiel mit der Einspeicherung ein ähnliches Verhalten. Jedoch ist dieses bei Elektrolyseuren, anders als bei den Kraftwerken, stärker im Sommer zu beobachten.

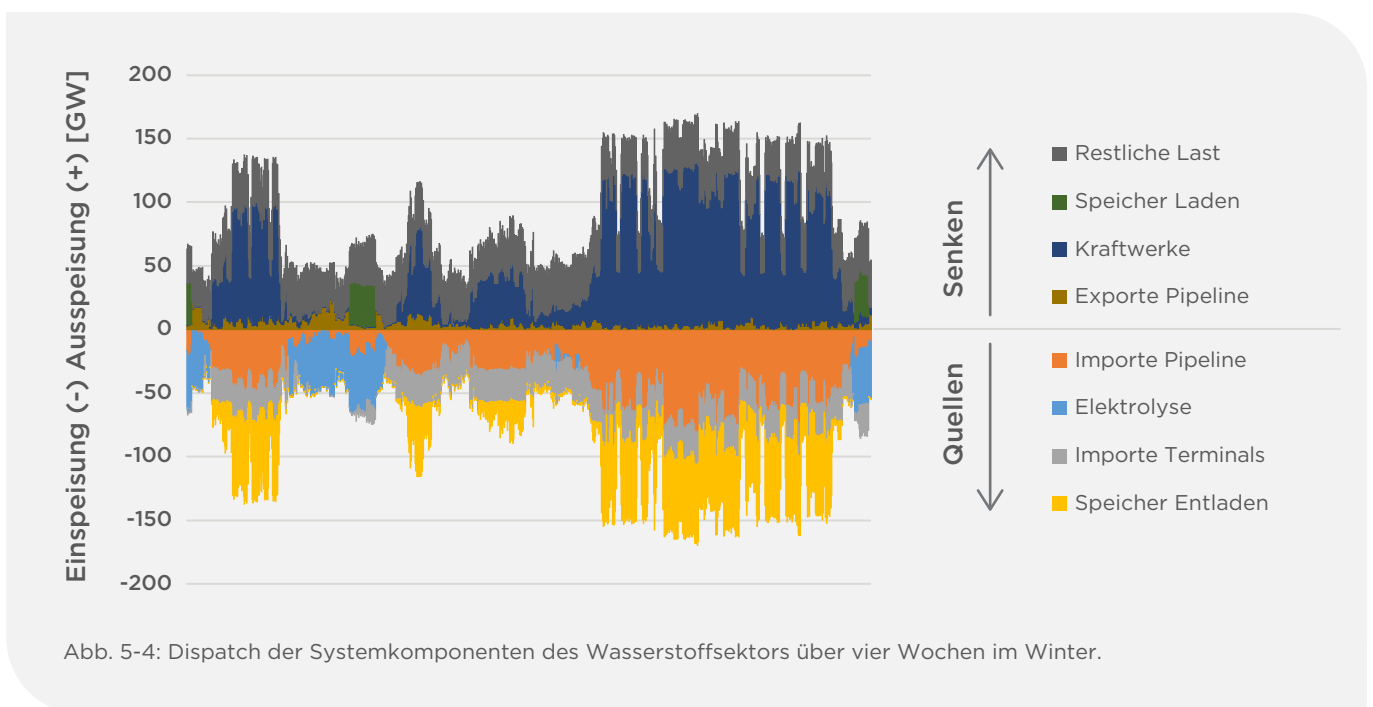


Abb. 5-4: Dispatch der Systemkomponenten des Wasserstoffsektors über vier Wochen im Winter.

18. Caglayan D. G., et al. (2020): „Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe“, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Obwohl die stationäre Gasnetzsimulation keine Aussagen darüber zulässt, inwieweit dieses dynamische Verhalten im zukünftigen Wasserstoffsektor realisierbar ist, könnten mögliche Einschränkungen, beispielsweise in Form zulässiger Anfahrtrampen, erhebliche Auswirkungen auf andere Sektoren haben. Die folglich notwendigen Analysen erfordern sektorenübergreifende Ansätze und Jahresläufe mit mindestens stündlicher Auflösung, um die sektorenübergreifenden Effekte berücksichtigen zu können. Die hier vorgestellten Ergebnisse sind ein erster Schritt in diese Richtung und sollen durch zukünftige Weiterentwicklungen der Methode vertieft werden.

### 5.2. Methannetz

Wie in Kapitel 3.1. gezeigt, werden in dieser Studie sowohl Szenarien mit einem Methanbedarf in Deutschland (B2037 und A2045\*) untersucht als auch solche, die keinen Methanbedarf vorsehen (B2045 und C2045\*). Für das europäische Ausland gilt über alle Szenarien hinweg einheitlich das Distributed Energy Szenario aus dem TYNDP22, welches noch bis ins Jahr 2050 Methanbedarfe in EU unterstellt.

Im Gegensatz zum Wasserstoffnetz ist das Methannetz außerdem nur über eine Systemkomponente mit dem Stromnetz gekoppelt, nämlich über die thermischen Kraftwerke. Somit sind die zu erwartenden Wechselwirkungen gering. Aus diesen Gründen werden im Rahmen dieser Studie nur reduzierte Analysen des Methannetzes auf Basis des öffentlich verfügbaren „SciGrid Gas“ Modells durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen bestätigen die Abhängigkeit der Transportmengen von internationalen Bedarfen und resultierenden Transitflüssen sowie von den nationalen Methanbedarfen in den Szenarien B2037 und A2045\*. Die Entwicklung der benachbarten europäischen Energiesysteme ist daher insbesondere im Hinblick auf den Methansektor zu beobachten und in konsistenten europäischen Szenarien abzubilden, um weitergehende Netzanalysen durchführen zu können.

### 5.3. Kernergebnisse Gasnetzanalysen

1. Ein flächendeckend ausgebautes Wasserstoffnetz ist essenziell für den sicheren Betrieb des Stromnetzes.
2. Die Leistungsfähigkeit der Wasserstoffspeicher bestimmt im Kontext der Wasserstoffversorgung maßgeblich die Versorgungssicherheit in herausfordernden Situationen. Dies gilt für die Bereitstellung der erforderlichen Leistungen im Wasserstoffsektor und damit auch für die Versorgung der Wasserstoffkraftwerke und damit die Systemsicherheit im Stromsektor. Es zeigt sich daher ein Bedarf für die Erschließung weiterer Speicherpotenziale.
3. Wasserstoffkraftwerke sind die stärksten Treiber für die Wasserstoff-Transportaufgabe im Jahr 2045 und damit für die Auslastung des Wasserstoffnetzes.
4. Durch die Sektorenkopplung überträgt sich die Volatilität aus dem Stromsektor auf den Wasserstoffsektor. Diese Wechselwirkungen sind weiterhin zu untersuchen, dafür bieten die vorgestellten sektorenübergreifende Ansätze und stündlich aufgelösten Jahresläufe eine erste Grundlage.
5. Die Transportbedarfe im deutschen Methannetz sind sowohl von szenarioabhängig verbleibenden nationalen Methanbedarfen als auch von europäischen Transitflüssen und damit von der Entwicklung der benachbarten Energiesysteme abhängig.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	<b>6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten</b>	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## 6. Interkonnectoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten

Interkonnectoren bezeichnen Stromleitungen, die elektrische Energie zwischen verschiedenen Marktgebieten transportieren. Die Herausforderung bei der Bewertung und Identifikation von Interkonnektorbedarfen besteht darin, dass jeder neue Interkonnektor sowohl die Markt- als auch die Netzsituation beeinflusst. Eine Erhöhung der Interkonnektorkapazität wirkt sich allgemein positiv auf das europaweite Marktergebnis aus, da die Marktflexibilitäten steigen, damit auch die Preiskonvergenz zunimmt und letztlich die Marktkosten gesenkt werden. Gleichzeitig erhöhen die zusätzlichen Handelsflüsse die Leistungsflüsse im Netz und können somit durch zusätzliche Engpässe die Netzkosten erhöhen. Zur vollständigen Bewertung eines Interkonnektors ist es deshalb erforderlich, beide Effekte zu analysieren und separat neue Markt- sowie Netzrechnungen durchzuführen. Für die Analyse des Netzeinflusses neuer Interkonnectoren müssen je Szenario mehrere Netzanschlusspunkte berücksichtigt werden. Die notwendigen Rechenzeiten zur vollständigen Bewertung aller potenziellen Interkonnektorbedarfe an den neun Landes- und sechs Seegrenzen gemäß NEP-Vorgehen ist dadurch sehr hoch.

### 6.1. Methodisches Vorgehen

Auf europäischer Ebene werden die Interkonnektor-Bedarfe im „Identification of system needs“ Prozess (IoSN) ermittelt. Dabei werden Markt- und Netzrechnungen mit Hilfe eines zonalen Modells genähert, um so den Interkonnektorbedarf in einem geschlossenen Optimierungsproblem ermitteln zu können. Im zonalen Modell des IoSN sind Markt- und Netzmodell zusammengefasst und werden gleichzeitig simuliert. Dabei werden mehrere Zonen definiert, um die Lastflüsse und Redispatchbedarfe über einen zonalen Markt zu nähern. Die Markt- und Netzbewertung neuer Handelskapazitäten erfolgt so simultan und wird direkt im Modell optimiert. Nachteilig an dieser Methode ist jedoch die Abweichung zur Realität, in der sich die Lastflüsse und Redispatchbedarfe nachgelagert zum Markt in den realen Gebotszonen ergeben. Ein zonaler Ansatz bildet zudem nicht ab, dass innerhalb einer tatsächlichen Marktregion keine unterschiedlichen Preise auftreten können.

In der Studie wird deshalb ein anderer Ansatz zur Bewertung der Interkonnektorbedarfe umgesetzt, der bei vertretbarer Rechenzeit näher am methodischen Vorgehen gemäß NEP ist. Basierend auf dem Dispatcherergebnis der sektorenübergreifenden Marktsimulation kann mit dem Tool LISA der Ausbaubedarf des deutschen Übertragungsnetzes genähert bestimmt werden. Dazu wird Deutschland mit einem k-Means-Clustering basierend auf linearen Sensitivitäten des gesamten Stromnetzes in 100 Regionen unterteilt. Anschließend wird das Übertragungsnetz mit der Methode von Doquet<sup>19</sup> reduziert, das Ergebnis der Marktsimulation auf die Regionen disaggregiert und der Leistungsfluss auf dem reduzierten Netz ermittelt. Durch die Reduktion auf 100 Cluster liegt die Rechenlaufzeit deutlich unter einer klassischen Leistungsfluss- und Redispatchberechnung. Die Ergebnisse der vereinfachten Netzsimulation in LISA werden, ebenso wie beim Gasnetz, zur Validierung mit klassischen Netzsimulationen gemäß der NEP-Methode verglichen und als gute Näherung identifiziert. Durch das vereinfachte Vorgehen lassen sich die Markt- und Netzeinflüsse verschiedener Interkonnektor-Ausbauoptionen schnell bewerten und adäquat vergleichen. Zur Bewertung der Offshore-Vernetzungsbedarfe sind zehn deutsche und zehn ausländische ONAS mit jeweils 2 GW in dedizierten Offshore-Gebotszonen modelliert, um bei einer

19. Doquet, M. (2015): „Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows,“ in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 503-512, <https://ieeexplore.ieee.org/document/6815723>



Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Offshore-Vernetzung die Abhängigkeit der Handelskapazitäten von der Offshore-Einspeisung zu berücksichtigen.

Die beschriebene Methode ermöglicht die Entwicklung einer Heuristik, welche den Interkonnektor-Ausbaubedarf eines Szenarios in vertretbarer Rechenzeit bestimmt. Sie basiert auf einem sogenannten „Greedy Algorithmus“. Dabei wird iterativ der vielversprechendste Interkonnektor zugebaut und bewertet. Der vielversprechendste Interkonnektor wird unter Berücksichtigung der Interkonnektor-Ausbaukosten, der Duallösungen der Marktsimulation und der vereinfachten Netzsimulation der vorherigen Iteration identifiziert. Die Duallösung ist ein Nebenprodukt der linearen Optimierung, die für LISA verwendet wird. Bei der Marktsimulation indiziert die Duallösung den Interkonnektor, dessen Ausbau mit dem größten Kosteneinsparungspotenzial für den gesamten Strommarkt einhergeht. Die Duallösung der vereinfachten Netzsimulation wird genutzt, um den negativen Einfluss auf den deutschen Netzausbaubedarf abzuschätzen und den Interkonnektor mit den geringsten Kostenerhöhungspotenzial zu identifizieren. Der Interkonnektor mit der besten Dualbewertung aus Markt- und Netzsicht wird zugebaut. Der Zubau wird kumuliert, das heißt in jeder Iteration ist der Zubau der vorherigen Iterationen enthalten. Nach jeder Iteration wird geprüft, ob das vorherige Markt- und Netzergebnis verbessert werden konnte. Sobald sich das Gesamtergebnis in mehreren aufeinanderfolgenden Iterationen verschlechtert, wird die Heuristik abgebrochen und der Interkonnektor-Ausbau mit den geringsten Systemkosten ausgewiesen. Die Schrittweite je Iteration ist für jeden Heuristik-Lauf frei wählbar, die folgenden Ergebnisse basieren auf einer Schrittweite von 1 GW.

### 6.2. Identifizierte Interkonnektorbedarfe

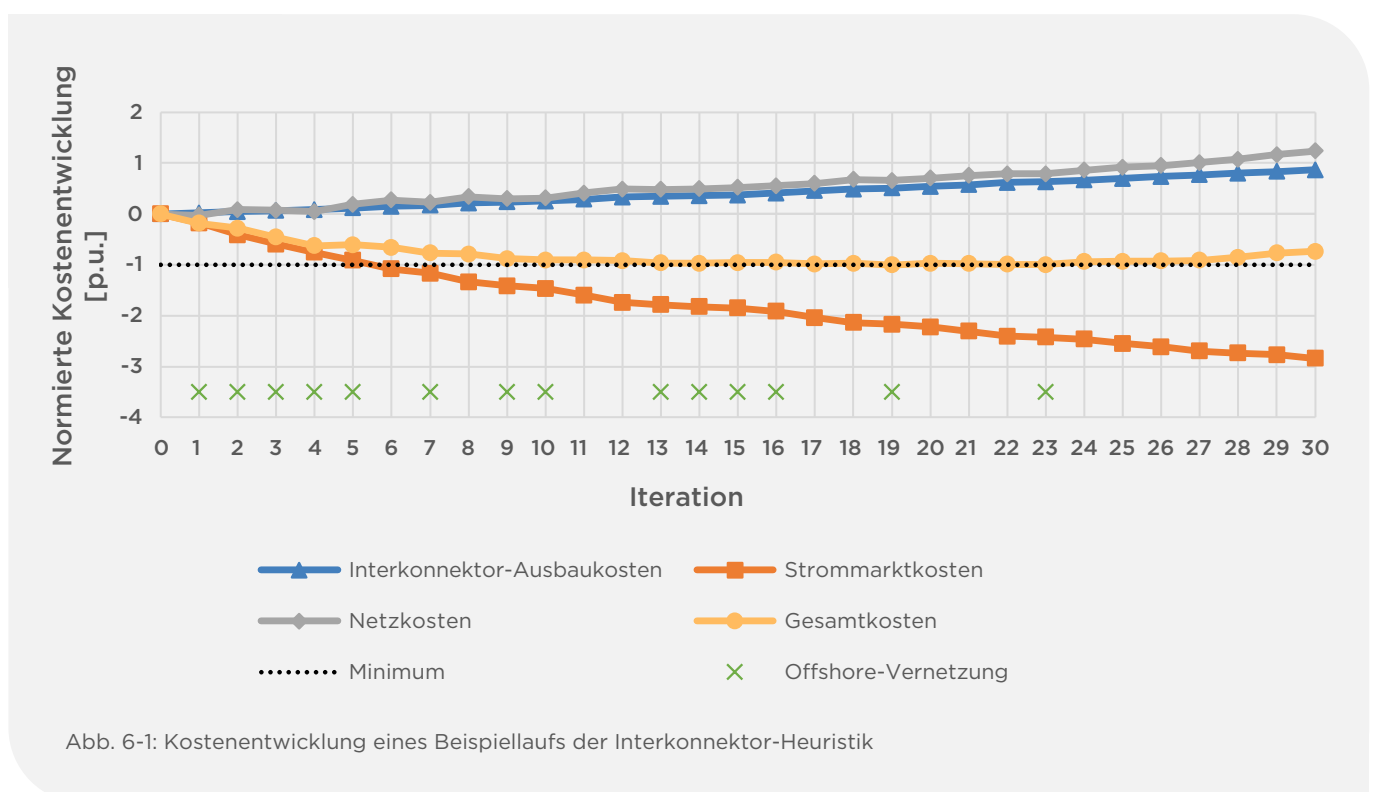


Abb. 6-1: Kostenentwicklung eines Beispiellaufs der Interkonnektor-Heuristik



## Intersektorale Systemplanung Amprion

Abbildung 6-1 zeigt beispielhaft einen Lauf der Heuristik. Dargestellt ist die Entwicklung der Interkonnektor-Ausbaukosten, Strommarktkosten, Netzkosten und der Gesamtkosten. Die Werte sind auf die Gesamtkosten normiert. Wie zu erwarten, sinken in allen Iterationen die Betriebskosten im Strommarkt. Die Netzkosten steigen dagegen in den meisten Fällen. Dennoch ist auffällig, dass Offshore-Vernetzungen häufiger auch die Netzkosten senken können (siehe beispielsweise Iteration 7). Der ideale Interkonnektor-Ausbaubedarf, bzw. das Minimum der Gesamtsystemkosten, ist in diesem Beispiel nach 19 Iterationen bei einem Zubau von 19 GW erreicht. Die Ergebnisse der Heuristik dienen allgemein als Orientierung für den erforderlichen Interkonnektor-Ausbaubedarf. Das identifizierte Minimum ist bei diesem Vorgehen meist sehr flach, das heißt die Unterschiede rund um das Minimum sind gering und mehrere Lösungsoptionen möglich.

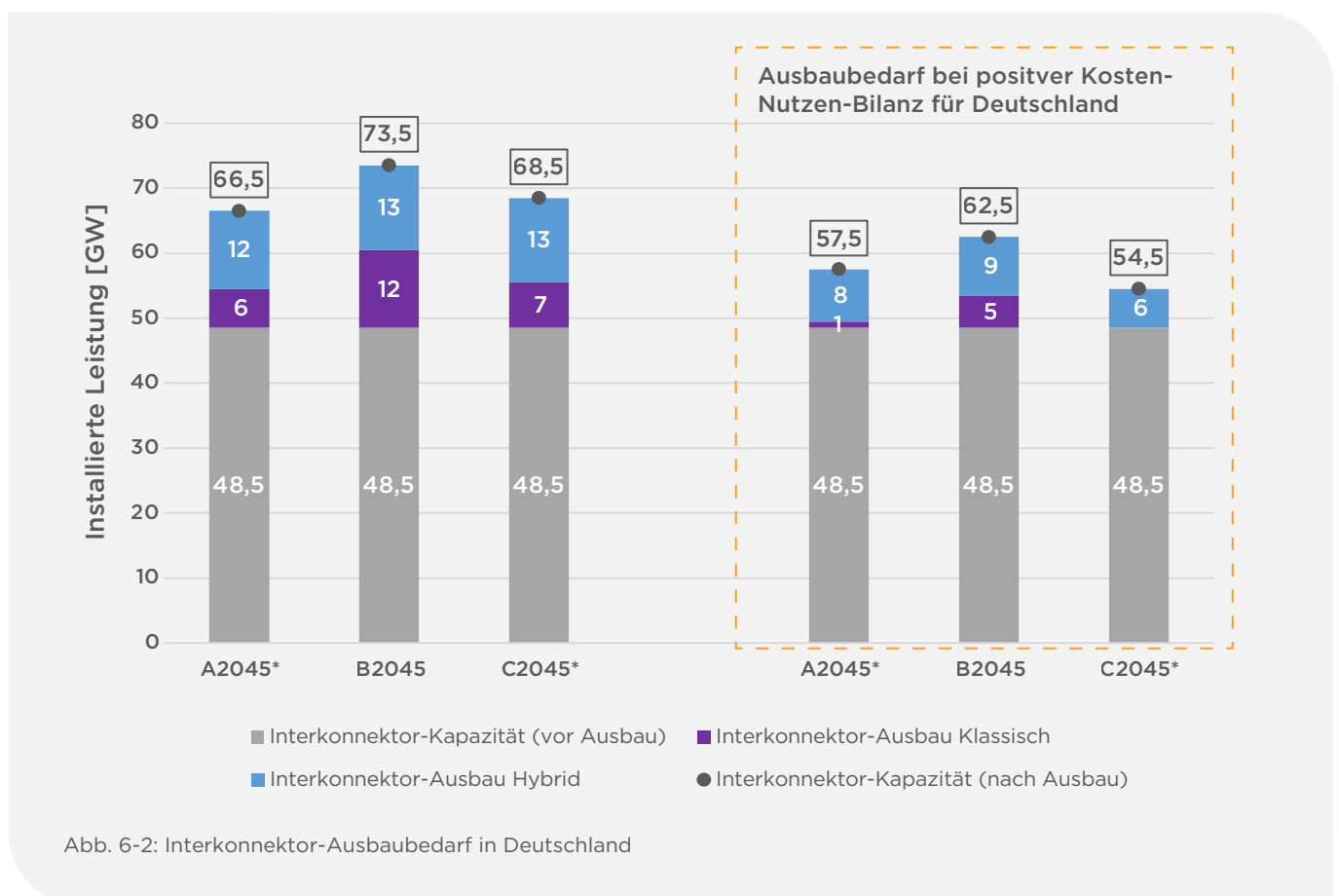


Abb. 6-2: Interkonnektor-Ausbaubedarf in Deutschland

Basierend auf der Heuristik werden die Ausbaubedarfe für 2045 in allen Szenarien bestimmt. Zur Bewertung der Ausbaubedarfe im Szenario C2045\* werden die dort unterstellten 11 GW Interkonnektor-Zubau (Vergleich NEPv25 SzRE Tabelle 32, der Interkonnektor „Xlinks“ nach Marokko wurde allgemein nicht berücksichtigt) wieder entfernt, um den Zubaubedarf mit der beschriebenen Methode zu prüfen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-2 dargestellt. Die Heuristik identifiziert über alle Szenarien hinweg einen Ausbaubedarf von 18 bis 25 GW. Dieser Ausbaubedarf zeigt eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz: Die Wohlfahrtseffekte am gesamten Strommarkt sind abzüglich der zusätzlichen deutschen Netzkosten und Investitionskosten für die neuen Interkonnektoren positiv. In Summe entspricht das einer

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	<b>6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten</b>	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Interkonnektor-Leistung zwischen 66 und 74 GW, wovon 12 bis 13 GW Offshore-Vernetzungen bzw. hybride Interkonnektoren sind. Die Studie „Langfristszenarien“ kommt im Vergleich dazu auf 80 bis 90 GW, davon 22 GW Offshore-Vernetzung.

Zudem wird ausgewertet, welche Ausbaubedarfe eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz für Deutschland aufweisen. Dabei wird untersucht, für welchen Interkonnektor-Zubau die Wohlfahrtseffekte am deutschen Strommarkt abzüglich der deutschen Netzkosten und Investitionskosten für die neuen Interkonnektor-Leitungen positiv sind. Bei einer positiven Kosten-Nutzen-Bilanz für Deutschland reduziert sich der Ausbaubedarf auf ca. 6 bis 12 GW.

Insgesamt ist auffällig, dass die Offshore-Vernetzung häufiger eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz aufweist. Das liegt hauptsächlich daran, dass die ONAS gut in das Übertragungsnetz integriert sind bzw. nahe der Lastzentren anlanden. Deshalb werden auch die neuen Handelsflüsse sehr gut integriert, wodurch die Netzkosten nur geringfügig steigen bzw. in manchen Fällen auch sinken.

### 6.3. Kernergebnisse Interkonnektor-Analysen

1. Ein Ausbau von 18 bis 25 GW Interkonntektorleistung an den deutschen Grenzen zeigt eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz für Europa.
2. 6 bis 12 GW an Ausbaubedarf zeigen eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz für Deutschland.
3. Mehr als die Hälfte der identifizierten Bedarfe sind Offshore-Vernetzungen.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	<b>7. Intersektorale Analysen</b>	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

Intersektorale Systemplanung Amprion



## 7. Intersektorale Analysen

Die Ergebnisse der Stromnetzanalysen zeigen, dass im Speziellen in Szenario C2045\* mit einer deutlich erhöhten Redispatchmenge im Vergleich zum anvisierten Niveau des NEPv23 zu rechnen ist, wenn das Netz nicht ausreichend ausgebaut ist. Der Abruf von Redispatch in großen Mengen ist grundsätzlich mit der Unsicherheit verbunden, ob die Potenziale für positiven Redispatch, also das Hochfahren von Kraftwerken, mit ausreichender Leistung und mit der richtigen Lage im Netz zur Verfügung stehen. Der flächendeckende Stromnetzausbau ist allerdings auch mit hohen Kosten verbunden und benötigt lange Zeiten für Planung, Genehmigung und Bau. Eine Ergänzung zum Stromnetzausbau könnte deshalb die sichere Bereitstellung positiver Redispatchpotenziale in Form von Kraftwerken mit einer wirksamen Platzierung im Netz sein. Sind diese Kraftwerke in der Nähe lokaler, häufig auftretender Engpässe im Stromnetz platziert, haben sie eine starke Wirkung auf die Engpässe und können diese deshalb effizient kurieren und schlussendlich zur Senkung der Redispatchkosten beitragen. Im Folgenden wird daher der Einfluss einer stromnetzdienlichen Verortung der Wasserstoffkraftwerke auf das deutsche Übertragungsnetz untersucht. Es werden mithilfe der Stromnetzausbau-Heuristik (s. Kapitel 4.) thermische Kraftwerke aus Sicht des Stromnetzes optimal platziert und anschließend Netzberechnungen durchgeführt, um die Auswirkungen zu quantifizieren.

Dazu wird das Szenario B2045 bei akteursdienlicher Verortung von Elektrolyseuren betrachtet und jeweils ein Anteil der Wasserstoffkraftwerke stromnetzdienlich neu verortet. Durch eine vollständige stromnetzdienliche Re-Verortung aller Wasserstoffkraftwerke mit einer im Szenario installierten Leistung von 53 GW lassen sich die Redispatchkosten um 7,1 % senken. Werden dagegen nur 10 GW betrachtet, lassen sich die Redispatchkosten lediglich um 1,0 % senken. Dieser geringe Wert deutet auf eine robuste – da flächendeckende – Basis-Verortung der Kraftwerke hin, wie sie im NEPv25 SzRE dargestellt wird.

Im Gegensatz zu einer stromnetzdienlichen Verortung von thermischen Kraftwerken wird außerdem eine stromnetzschädigende Verortung dieser Kraftwerke betrachtet. Dazu werden inkrementell die sich im Süden Deutschlands befindlichen Wasserstoffkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 37 GW in den Norden Deutschlands an einen jeweils zufälligen Punkt im Netz verschoben. Es zeigt sich, dass die Redispatchkosten fast linear mit der verschobenen Kraftwerkskapazität steigen. Ausgehend vom Referenzfall steigen die Kosten bei vollständiger Verschiebung um 17,5 % an. Dies betont nochmals die Wichtigkeit der Verortung großer Erzeuger im Stromnetz. Trotz des gegebenen Einflusses der Verortung thermischer Kraftwerke ist dieser deutlich geringer als der Einfluss der Verortung von Elektrolyseuren. Bei Letzteren führt das Zusammenspiel mit EE zu besonders hohen Transportbedarfen, wenn sie nicht in der Nähe der erneuerbaren Erzeugung verortet sind. Für die Verortung der Kraftwerke lässt sich festhalten, dass die initiale, flächendeckende Basisverortung, die sich primär an heutigen Kraftwerksstandorten orientiert, bereits gute Redispatchpotenziale aufweist. Bei einer von der heutigen Kraftwerksregionalisierung abweichenden Verortung ist jedoch sicherzustellen, dass ausreichend positive Redispatchpotenziale an wirksamen Stellen im Netz zur Verfügung stehen. Weitere Kriterien für die Verortung der Kraftwerke im Stromnetz sind neben Redispatch unter anderem Netzwiederaufbau, Blindleistungsbereitstellung und lastnahe gesicherte Leistung. Diese Kriterien werden im Rahmen der Studie jedoch nicht betrachtet. Neben der reinen Verortung der Erzeuger muss darüber hinaus grundsätzlich sichergestellt sein, dass überhaupt genug thermische Kapazitäten vorhanden sind, um sowohl in marktseitigen Knappheitssituationen als auch in netzseitigen Engpasssituationen flexibel Leistung zur Verfügung zu stellen.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Wie in Kapitel 5. erläutert, ist das Wasserstoffnetz hinsichtlich der Wasserstoffkraftwerke stark sensitiv gegenüber dem zeitlichen Einsatz und der räumlichen Verortung im Netzmodell. Wird die Kraftwerksleistung in den Norden verlagert, verkürzt sich die Transportdistanz zwischen Wasserstoffeinspeisung aus Speichern oder Wasserstoffterminals und den Kraftwerken. Dadurch reduziert sich die Nord-Süd-Transportaufgabe im Wasserstoffsektor und die Auslastung des Wasserstoffnetzes sinkt. Aufgrund der geringeren Investitionsvolumina des Wasserstoffnetzes im Vergleich zum Stromübertragungsnetz ist jedoch nicht davon auszugehen, dass eine nördlichere Verortung der Kraftwerke mit eher negativen Effekten für das Stromnetz gesamtsystemisch einen großen Nutzen hebt. Daher kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass im Zielsystem für Kraftwerke eine geringere Notwendigkeit für Anreizmechanismen zur systemdienlichen Verortung besteht als bei Elektrolyseuren. Ob während des Ausbaus des Stromnetzes bzw. während der Hochlaufphase des Wasserstoff-Kernnetzes besonders sinnvolle oder nachteilige Standorte für Kraftwerke oder Elektrolyseure existieren, wurde in dieser Studie nicht untersucht. Diese Systemtransition sollte sektorenübergreifend beobachtet und bestmöglich ausgestaltet werden und ist Gegenstand weiterer Untersuchungen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass Elektrolyseure und Kraftwerke als wesentliche Kopplungselemente zwischen Strom- und Wasserstoffsystem unterschiedliche Wirkungen auf die Netzinfrastrukturen haben. Während für das Wasserstoffnetz im Wesentlichen die Wasserstoffkraftwerke dimensionierend sind, haben die Elektrolyseure einen hohen Einfluss auf das Stromübertragungsnetz. Die Wirkung der Kopplungselemente auf die jeweils andere Netzinfrastruktur ist dagegen nicht dimensionierend. Da Elektrolyseure und Kraftwerke in der Regel nicht zeitgleich eingesetzt werden, ergibt sich folglich keine starke Wechselwirkung in der Dimensionierung der Netzkapazitäten. Ein stärkerer Ausbau des Wasserstoffnetzes reduziert den Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes nicht. Um den Stromnetzausbaubedarf durch sektorenübergreifende Maßnahmen zu reduzieren, müssten Elektrolyseure stärker stromnetzdienlich eingesetzt und verortet werden, wofür das Wasserstoffnetz aber keine Einschränkung darstellen würde. Eine Entlastung des Stromnetzes durch eine Erhöhung der stromnetzdienlich verorteten Elektrolyseleistung wurde bereits aufgezeigt. Die betrachtete stromnetzdienlich verortete Elektrolyseleistung ist jedoch bereits als sehr ambitioniert einzuordnen, weshalb keine Netzausbauvarianten mit einer weiteren Erhöhung betrachtet werden.

Alternativ stellt sich die Frage, ob der Stromtransportbedarf durch einen erhöhten Wasserstofftransport reduziert werden kann, indem Wasserstoffkraftwerke in der Nähe von Stromverbrauchszentren stärker eingesetzt werden. Ein solcher Effekt würde jedoch nur durch Redispatch entstehen, da Kraftwerke in den EE-starken Situationen, die den Stromnetzausbaubedarf dimensionieren, kaum im Strommarkt eingesetzt werden. Der Redispatch-Einsatz und die damit verbundenen Kosten sind aber bereits in der Wirtschaftlichkeitsbewertung der Stromnetzausbaumaßnahmen berücksichtigt (s. Kapitel 4.). Die Option der Stromnetzentlastung durch erhöhten Kraftwerkseinsatz ist damit bereits explizit in den Analysen berücksichtigt.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	<b>7. Intersektorale Analysen</b>	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## 7.1. Kerneergebnisse intersektoraler Analysen

1. Die Auswirkungen der Verortung von Elektrolyseuren auf das Stromnetz sind deutlich stärker als die Verortung der Kraftwerke. Im Gegensatz dazu beeinflusst die Verortung von Elektrolyseuren das Wasserstoffnetz wesentlich weniger als die der Kraftwerke.
2. Die Entwicklung von Anreizmechanismen für die Verortung von Elektrolyseuren ist im Hinblick auf das Zielsystem deutlich relevanter als die Beanreizung einer systemdienlichen Verortung von Wasserstoffkraftwerken.
3. Die historisch gewachsene Verteilung der Kraftwerksleistung ist aus Sicht des Stromnetzes ausreichend gut. Bei der Verortung von Kraftwerken und allgemein während der Systemtransition sollten Stromnetzauswirkungen jedoch weiterhin ein Kriterium sein, da eine besonders ungünstige Verortung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Stromnetzbelastung hat. Insbesondere muss grundsätzlich sichergestellt sein, dass ausreichend thermische Kraftwerkskapazität für den Redispatch vorhanden ist.
4. Es ergibt sich keine direkte Konkurrenzsituation zwischen dem Ausbau des Strom- und des Wasserstoffnetzes. Sofern durch gemeinsame sektorenübergreifende Szenarien und Marktanalysen ein gemeinsamer Absprungpunkt insbesondere hinsichtlich der Verortung von Elektrolyseuren und Kraftwerken definiert ist, könnten separate Detailplanungen der einzelnen Netzinfrastrukturen Gas/Wasserstoff und Strom erfolgen.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

### 8. Annuitätische Gesamtsystemkosten

Durch die sektorenübergreifenden Analysen ergibt sich die Möglichkeit, annuitätische Gesamtsystemkosten für die betrachteten Szenarien auszuweisen. Die Gesamtsystemkosten lassen sich insgesamt schwierig abgrenzen. So werden beispielsweise private Investitionskosten in die thermische Gebäudesanierung oder die Umstellung von Industrieprozessen nicht mit einbezogen. Des Weiteren können Anreize zur systemdienlichen Allokation von Technologien kaum monetarisiert werden und werden somit auch nicht in den Gesamtsystemkosten einbezogen. Die hier ausgewiesenen annuitätischen Gesamtsystemkosten teilen sich für alle Szenarien vor allem in die Investitionskosten, in die angenommenen Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien, in das Stromübertragungs- und Stromverteilnetz und die Betriebs- und Brennstoffkosten auf, wie in Abbildung 8-3 zu erkennen ist. Die Investitionskosten in das Stromverteilnetz werden auf Basis der Angaben der Studie „Langfristszenarien“ ermittelt. Investitionskosten in das Wasserstoff-Fernleitungsnetz, Fernwärmenetze oder eine optionale CO<sub>2</sub>-Infrastruktur sind im Vergleich zu den erwähnten Kostensätzen gering.

Aufgrund der unterschiedlichen EE-Mantelzahlen ergeben sich für die Szenariopfade große Differenzen in den Investitionskosten in die Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien, wie in Abbildung 8-1 zu erkennen ist. Für den Szenariopfad B ergeben sich bis 2045 Investitionskosten von 846 Mrd. €, wobei mit 706 Mrd. € der Großteil davon bereits bis 2037 anfallen. Bei einer verspäteten Zielerreichung in Szenariopfad A betragen die Investitionskosten bis 2045 lediglich 741 Mrd. €. Im Gegensatz dazu resultiert eine fehlende Systemkoordination in deutlich höheren Investitionskosten von insgesamt 982 Mrd. €.

Für die Betrachtung der Gesamtsystemkosten der Szenarien ist eine Umrechnung in die annuitätischen Investitionskosten in Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien von Interesse. Zur Berechnung der annuitätischen Investitionskosten werden technologiespezifische Laufzeiten, sowie ein einheitlicher Zinssatz von 6 % angenommen. Für den Szenariopfad B ergeben sich bis 2037 jährliche Kosten von 40,2 Mrd. €, welche bis 2045 auf 51,7 Mrd. € ansteigen. Für die Szenariopfade A und C betragen die annuitätischen Kosten 2045 im Vergleich dazu 43,5 Mrd. € bzw. 62,2 Mrd. €.

Die annuitätischen Betriebskosten des Energiesystems in Deutschland hängen stark vom Importbedarf von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen ab und steigen mit deren Anteil am Endenergiebedarf insbesondere im Transport- und Wärmesektor, wie in Abbildung 8-2 dargestellt ist. Damit ergeben sich in Szenario A2045\* die höchsten annuitätischen

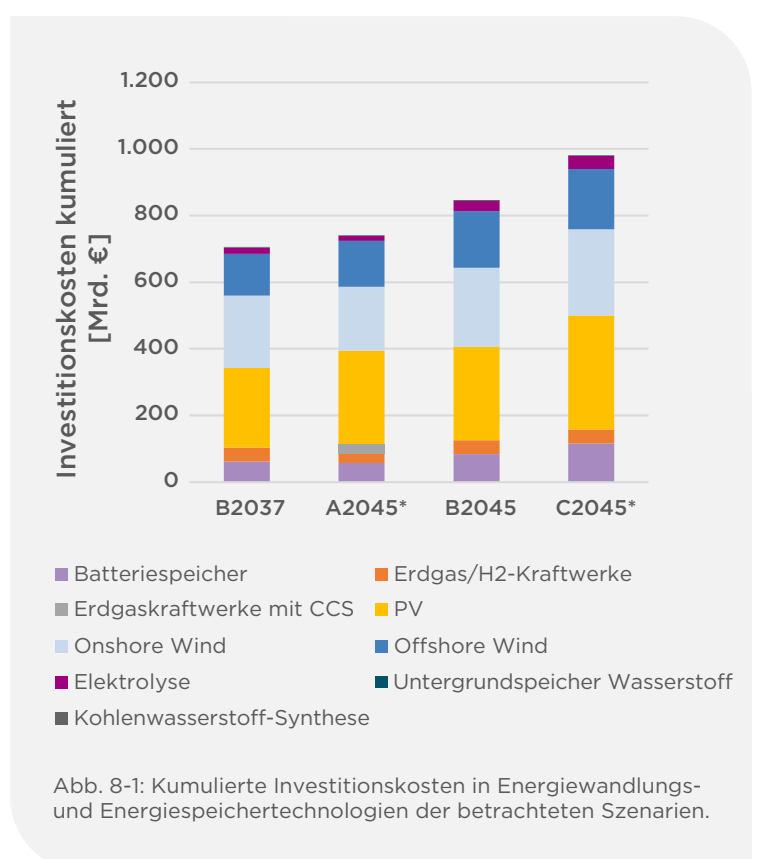


Abb. 8-1: Kumulierte Investitionskosten in Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien der betrachteten Szenarien.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

Betriebskosten mit 78 Mrd. €. Im Szenario C2045\* sind es mit 42 Mrd. € ca. 42 % weniger als in Szenario A2045\*. In Bezug auf die Betriebskosten erweist sich damit eine verzögerte Zielerreichung als deutlich teurer im Vergleich zu einem unkoordinierten Ausbau. Die niedrigen Betriebskosten in Szenario C2045\* sind durch die hohen EE-Zahlen und der damit einhergehenden sehr geringen Importquote von Wasserstoff zu erklären. Dies spiegelt sich auch in den hohen Betriebskosten von 71 Mrd. € in der Transformationsphase im Jahr 2037 im Vergleich zu 49 Mrd. € im Jahr 2045 des Szenariopfad B wider.

Insgesamt zeigt sich, dass der Szenariopfad B mit 164 Mrd. € die niedrigsten annuitätischen Gesamtsystemkosten aufweist. Interessant ist, dass sich die Kosten zwischen 2037 und 2045 trotz weiterer Investitionen kaum unterscheiden. Eine verspätete Zielerreichung, wie in Szenario A2045\* erhöht die Kosten jedoch aufgrund der deutlich höheren Brennstoffkosten um mehr als 10 Mrd. € jährlich. Wird eine fehlende Systemkoordination bis 2045 – wie in Szenario C2045\* – angenommen, so erhöhen sich die Kosten um einen ähnlich hohen Betrag. Hier sind vor allem die deutlich höheren Investitionskosten in die EE, sowie die Stromnetzinfrastrukturen aufgrund der akteursdienlichen Verortung der Elektrolyseure Kostentreiber. Zur Einordnung der Systemkosten ist ein Vergleich zu den heutigen Werten von Interesse. Die annuitätischen Investitionskosten des gesamten heutigen Energiesystems sind nicht ohne Weiteres bezifferbar. Jedoch beliefen sich allein die Salden es Außenhandels von Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Strom im Jahr 2022 auf 131 Mrd. € und im Jahr 2023 auf 81 Mrd. €<sup>20</sup>, sodass die aktuellen und die in den Szenarien resultierenden Gesamtsystemkosten in

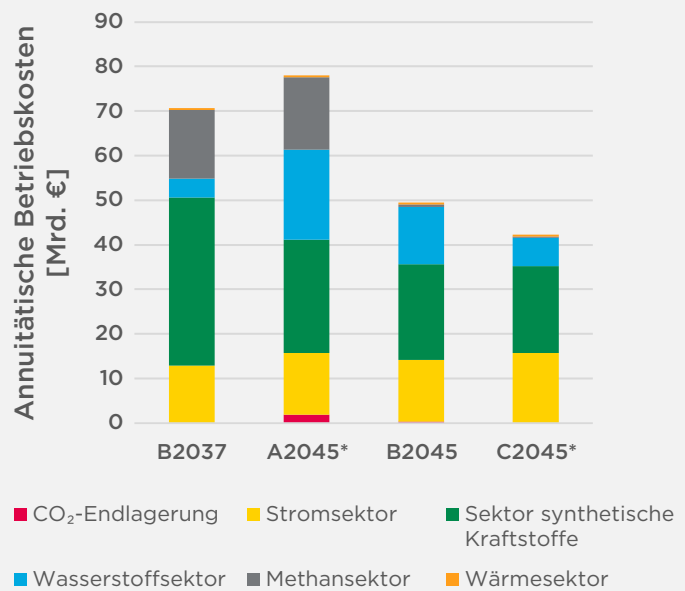


Abb. 8-2: Annuitätische Betriebskosten nach Sektoren der betrachteten Szenarien.

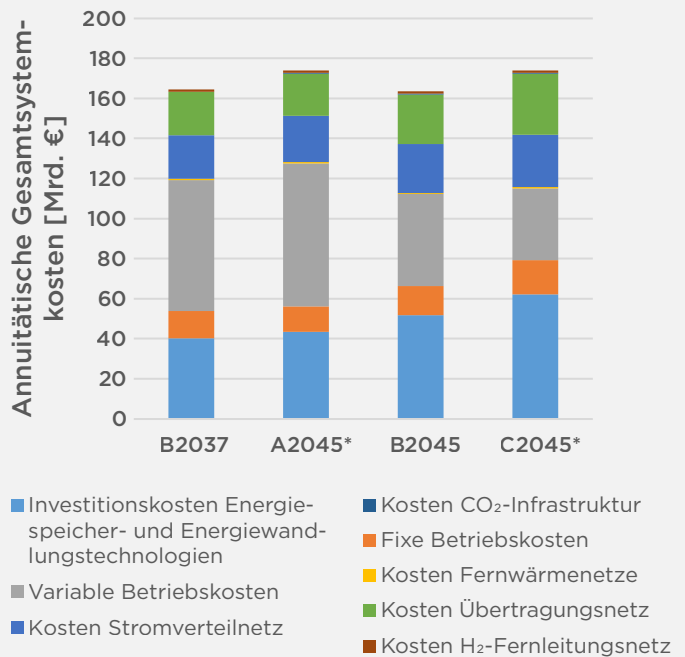


Abb. 8-3: Annuitätische Gesamtsystemkosten der betrachteten Szenarien.

20. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2024): „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023“, [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/AGEB\\_Jahresbericht2023\\_20240403\\_dt.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/AGEB_Jahresbericht2023_20240403_dt.pdf)



Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



ähnlichen Größenordnungen liegen. Unabhängig von der konkreten Ausprägung der Szenarien dieser Studie lässt sich feststellen, dass sich das bisher von Betriebskosten dominierte Energiesystem durch Elektrifizierung und EE-Ausbau zu einem Investitionskosten-lastigen System weiterentwickelt.

### 8.1. Investitionsentscheidungen

Wie gezeigt, sind die größten Kostenpunkte die Investitionskosten in das Stromübertragungsnetz, die Ausbaukosten des Stromverteilnetzes – die in dieser Studie nicht untersucht werden – die Investitionskosten in Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien und die Brennstoffkosten. Die Investitionskosten in die Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien sind direkt und die Brennstoffkosten indirekt durch die Szenarioannahmen getrieben. Die starren Mantelzahlen der Szenarien reduzieren somit das Optimierungspotenzial zwischen Investitions- und Betriebskosten. Daher werden die vorgegebenen Szenarien neben der generellen Betriebsoptimierung im Folgenden noch einer endogenen Investitionsoptimierung in LISA unterzogen, um die exogen vorgegebenen Mantelzahlen im Kontext der Investitions- und Betriebskosten kritisch zu untersuchen.

#### 8.1.1. Erneuerbare Energien und Elektrolyse

Bei der Optimierung der Investitions- und Betriebskosten korrelieren vor allem die Ausbauzahlen der EE und der Elektrolyseure. Bei hohen installierten EE-Leistungen ist eine hohe Elektrolyseleistung wirtschaftlich sinnvoller, bei hohen Elektrolyseleistungen lassen sich im Gegenzug größere EE-Mengen im Energiesystem integrieren. Dieser Zusammenhang kann bei einer Optimierung einzelner Technologien zu einer Verzerrung der Wirtschaftlichkeit führen. Durch eine parallele Investitionsoptimierung der installierten Leistungen von PV, Windenergie On- und Offshore sowie der Elektrolyse durch das sektorenübergreifende Marktmodellierungstool LISA kann diese Abhängigkeit vermieden werden. Die exogen vorgegebenen Mantelzahlen der Technologien werden dabei als maximale Potenziale berücksichtigt, um eine Differenzierung zwischen den Szenarien aufrecht zu erhalten.

Für alle Szenarien zeigt sich, dass die Mantelzahlen eine gute Indikation der optimalen installierten Leistungen geben. Für die Elektrolyse und Onshore-Windenergie werden die maximalen Potenziale voll ausgeschöpft, während die installierten Offshoreleistungen für das Jahr 2045 unter den Mantelzahlen bleiben. Es werden lediglich 58 GW im Szenario A2045\*, 72 GW im Szenario B2045 und 76 GW im Szenario C2045\* ausgebaut. Noch deutlicher unter den Potenzialen bleiben die installierten PV-Leistungen. Im Maximum liegt der Unterschied für Szenario A2045\* bei 216 GW im Vergleich zu den vorgegebenen 400 GW als Mantelzahl (Abbildung 8-4). Dieses Ergebnis deckt sich mit der hohen Abregelung an PV im Szenario A2045\*. Ein Grund für diese unterschiedlichen Investitionsvolumina ist die Differenz der annuitätischen Investitionskosten pro Energiemenge der einzelnen Technologien. Für Wind Onshore liegt der Wert mit im Durchschnitt 33 €/MWh deutlich unter denen von Offshore-Wind und PV. Bei letzterer Technologie ist zusätzlich die hohe Volatilität von Nachteil, wodurch es schwieriger ist, die Energiemengen im System zu integrieren. Das zeigt auch die hohe Abregelung in den Szenarien.

## Intersektorale Systemplanung Amprion

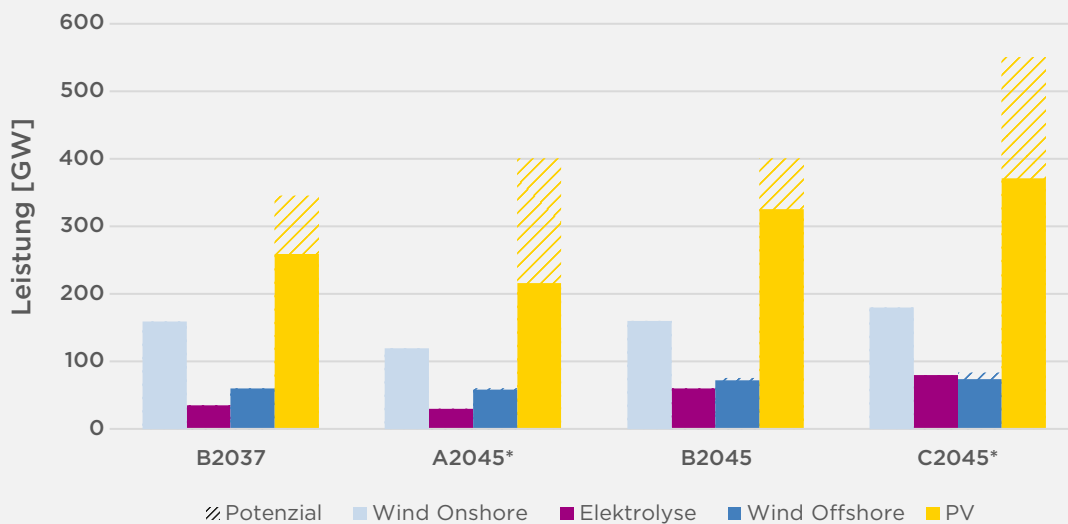


Abb. 8-4: Darstellung der endogenen Ausschöpfung der Mantelzahlen für die Technologien Wind Onshore und Offshore sowie PV und Elektrolyse.

### 8.1.2. Erdöl, Erdgas und Direct Air Capture

Aufgrund der hohen kostenintensiven Importe synthetischen Methans und synthetischer Kraftstoffe weist das Szenario A2045\* die höchsten Systemkosten auf. Als Alternative zu den synthetischen Brennstoffen könnten diese Brennstoffe auch innerhalb Europas durch Kohlenwasserstoffsynthese erzeugt werden, oder deutlich preiswertere fossile Brennstoffe wie Erdöl und Erdgas könnten importiert oder gefördert werden. Durch die Vorgabe des Erreichens der Klimaziele bis 2045 auch bei verzögerter Zielerreichung im Ausbau klimaneutraler Technologien müssen bei einem Import fossiler Brennstoffe die beim Verbrauch anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen kompensiert werden. Für Deutschland ergeben sich in diesem Szenario verbleibende Emissionen durch fossile Brennstoffe von 150 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit noch 22 % der heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese Emissionen können nur durch ebenso hohe negative Emissionen kompensiert werden. Zusätzlich zur Investitionsoptimierung wird deshalb als Sensitivität basierend auf dem Szenario A2045\* angenommen, dass Deutschland den Weg der aktiven CO<sub>2</sub>-Kompensation einschlägt und die Investitionen in CO<sub>2</sub> neutralisierende Technologien durch das Tool LISA optimiert. Die Analyse zeigt, dass zur Erreichung von negativen Emissionen in Höhe von 150 Mio. t CO<sub>2</sub> 22 GW Direct Air Capture Anlagen (DAC) benötigt werden, die als Grundlast über 7.000 Volllaststunden betrieben werden. Die DAC-Anlagen benötigen dafür 161 TWh elektrische Energie und eine Fläche von ungefähr 1.100 km<sup>2</sup>, was etwa der halben Fläche des Saarlands entspricht<sup>21</sup>. Zusätzlich müssen die 150 Mio. t CO<sub>2</sub> endgelagert werden, wobei die europäischen Endlagerungspotenziale auf 170 Mio. t pro Jahr<sup>22</sup> geschätzt werden. Die nicht umsetzbar hohen Flächenbedarfe für DAC und die zu hohen Mengen an CO<sub>2</sub>, die eingelagert werden müssen, schließen den Import von fossilen Brennstoffen

21. Block S., Viebahn P. (2022): "Direct Air Capture in Deutschland: Kosten und Ressourcenbedarf eines möglichen Rollouts im Jahr 2045", *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. 2022 Heft 4, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7941/file/7941\\_Block.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7941/file/7941_Block.pdf)

22. Tumara, D., Uihlein, A. and Hidalgo Gonzalez, I. (2024): "Shaping the future CO<sub>2</sub> transport network for Europe", *Publications Office of the European Union*

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



bei gleichzeitiger inländischer Kompensation der Emissionen aus. Außerdem stände eine solch erhebliche Investitionsmenge in eine neue Technologie wie DAC in Konflikt zur Annahme der verzögerten Zielerreichung. Die Annahmen zur geringen inländischen Erzeugung synthetischer Brennstoffe in Szenario A2045\* werden durch die Ergebnisse des Investitionsmodells bestätigt und unterstützen somit die Szenarioannahme.

### 8.1.3. Kohlenwasserstoffsynthese und Direct Air Capture

Im Vergleich zu Szenario A2045\* wird in Szenario C2045\* eine deutlich höhere installierte EE-Leistung angenommen. Dennoch wird auch in diesem Szenario unterstellt, dass keine signifikante Menge an synthetischen Brennstoffen inländisch erzeugt wird. Um diese Annahme zu stützen, wird als Sensitivitätsrechnung die Investition in Kohlenwasserstoffsynthese und DAC ermöglicht. Damit eine eventuelle Konkurrenzsituation durch die Elektrolyse oder ein Engpass von Wasserstoff als Edukt der Kohlenwasserstoffsynthese ausgeschlossen werden kann, wird zusätzlich eine Investition in Elektrolyse über die installierten Leistungen hinaus zugelassen. Es zeigt sich in der Simulation, dass in Deutschland keinerlei Investitionen getätigt werden, jedoch im europäischen Ausland die Elektrolyseleistung weiter ausgebaut wird. Investitionen in DAC-Anlagen finden nur in wenigen Ländern im Süden Europas statt, in denen hohe Überschüsse an EE auftreten. Die Kohlenwasserstoffsynthese wird in keiner betrachteten Region als Ausbauoption ausgewählt.

## 8.2. Kernergebnisse Gesamtsystemkosten

1. Die Betriebskosten, die Investitionskosten in die Stromnetze und Investitionen in die Energiewandlungs- und Energiespeichertechnologien sowie in den Kraftwerkspark sind die größten Kostenpunkte im Gesamtsystem.
2. Die annuitätischen Gesamtsystemkosten sind in den Szenarien A2045\* und C2045\* aufgrund der deutlich höheren Betriebskosten bei verzögerter Zielerreichung (A2045\*) und der höheren Investitionskosten in die Infrastruktur bei fehlender Systemkoordination (C2045\*) am höchsten.
3. Die Mantelzahlen von Wind (Onshore und Offshore) sowie Elektrolyse sind wirtschaftlich realistisch.
4. Klimaneutralität ist bei späterer Zielerreichung nur über Carbon Capture und den Importen von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen möglich.
5. Eine inländische Produktion synthetischer Kraftstoffe ist auch bei hohen EE-Zahlen nicht im großen Maße wirtschaftlich.

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### 9. Fazit

Die Studie „Intersektorale Systemplanung Amprion“ hat zum Ziel, erste Erkenntnisse zur Analyse und Planung eines sektorenübergreifenden Energiesystems zu generieren. Dazu werden sektorenübergreifende energiewirtschaftliche Szenarien für die Stützjahre 2037 und 2045 angelehnt an NEPv25 SzRE und unter Berücksichtigung der Sektoren Strom, Wasserstoff, Methan, Synthetische Kraftstoffe und Kohlenstoffdioxid entwickelt. Diese werden mit Hilfe einer erweiterten Methode Analysen unterzogen, die insbesondere die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren adäquater abbilden sollen als das bisherige Vorgehen im NEP Strom. Zunächst werden in einer vorgelagerten sektorenübergreifenden Marktsimulation die Sektorenmärkte in Abhängigkeit voneinander berechnet und ausgewertet. Diese Ergebnisse werden anschließend mit detaillierteren Rechnungen für die einzelnen Sektoren angereichert. Dazu werden für den Stromsektor eine Stromnetzanalyse inklusive Engpassbetrachtung und für den Wasserstoff- und Methansektor Gasnetzberechnungen basierend auf den Ergebnissen der sektorenübergreifenden Marktsimulation durchgeführt. Zudem werden sektorenübergreifende Analysen zur Verortung von sektorenkoppelnden Technologien wie Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken vorgenommen.

Die Analysen zeigen, dass eine Integration der sektorenübergreifenden Betrachtung des Energieversorgungssystems in die Infrastrukturplanung sinnvoll ist, um den Einfluss sektorenkoppelter Aspekte besser zu verstehen und in der Planung berücksichtigen zu können. Ein gemeinsamer Startpunkt für die Analyse der einzelnen Sektoren – insbesondere Strom, Wasserstoff und Methan – hat hierbei die größte Relevanz. Dieser kann durch vorgelagerte sektorenübergreifende Planungsszenarien realisiert werden. Darauf aufbauend ist eine sektorenübergreifende Marktsimulation anstelle einer reinen Strommarktsimulation sinnvoll. Sie ermöglicht bei vergleichbaren Ergebnissen weitergehende Analysen über den Stromsektor hinaus und schafft eine gemeinsame und konsistente Marktergebnisgrundlage, welche anschließend Eingang in die separaten Detailanalysen der Sektoren findet. Die Wirkung und die Rückkopplung von relevanten Technologien mit Einfluss auf mehrere Sektoren wie insbesondere Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure sollte auch bei separaten Detailanalysen möglichst einheitlich abgebildet werden. Besonders die Verortung dieser Technologien zeigt sich in diesem Kontext als der relevanteste Aspekt, auch wenn die Einflüsse der Technologien auf die einzelnen Sektoren variieren.

Im Rahmen der Detailanalysen für das Stromnetz erweisen sich die Elektrolyseure als ein wesentlicher Treiber für die Netzbelastung und Ausbaubedarfe. Die Bewertung von Interkonnektor-Projekten wird in dieser Studie mittels eines Regionen-Investitionsmodells unter gemeinsamer Berücksichtigung der Einflüsse auf den Strommarkt und den innerdeutschen Stromnetzausbau durchgeführt. Dies ermöglicht es, mehr potenzielle Ausbauoptionen zu untersuchen und damit die Ausbaubedarfe umfassender zu evaluieren.

Die Detailuntersuchungen des Wasserstoffnetzes weisen anders als im Stromnetz die Wasserstoffkraftwerke als wesentlichen Treiber für die Netzauslastung aus. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist die Dimensionierung der Ausspeicherleistung und der Kapazität der Wasserstoffspeicher weiter zu diskutieren. Außerdem übertragen sich durch die Sektorenkopplung die starken Leistungsgradienten des Stromsystems auf das Wasserstoffsystem. Diese Aspekte sind mittels intersektoraler Ansätze weiter zu untersuchen.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Zusätzlich zu den sektorenübergreifenden Betrachtungen wird in der Studie eine gesamtsystemische Betrachtung der Kosten des Energiesystems durchgeführt. Dabei zeigt sich, dass die Systemkoordination aller Sektoren des Energiesystems und das Erreichen der Ziele der Energiewende bis ins Jahr 2045 eine große Relevanz für eine kostenminimale Transformation zu einem klimaneutralen und bezahlbaren Energiesystem haben.

Die vorgestellten intersektoralen Energiesystem-Analysen dieser Studie werden nicht als abgeschlossen betrachtet. Zahlreiche Fragestellungen bleiben noch zu beantworten und viele Themen sind noch genauer zu untersuchen. Die Methoden und Werkzeuge werden dafür stetig weiterentwickelt und verbessert. Die Studie ist daher auch als Anregung und Grundlage zur Diskussion angelegt und darf als herzliche Einladung zum Austausch über Fragestellungen, Methoden und Ergebnissen betrachtet werden.

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



### Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/>, (Zuletzt abgerufen: 14.08.2024)

Amprion GmbH (2021): "Systemvision 2050", <https://systemvision2050.de/Projekt/>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt\\_2022\\_deutsch.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf), (Zuletzt abgerufen: 16.08.2024)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2024): „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023“, [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/AGEB\\_Jahresbericht2023\\_20240403\\_dt.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/AGEB_Jahresbericht2023_20240403_dt.pdf), (Zuletzt abgerufen: 04.09.2024)

Block S., Viebahn P. (2022): "Direct Air Capture in Deutschland: Kosten und Ressourcenbedarf eines möglichen Rollouts im Jahr 2045", *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. 2022 Heft 4, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7941/file/7941\\_Block.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7941/file/7941_Block.pdf), (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Caglayan D. G., et al. (2020): „Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe“, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>, (Zuletzt abgerufen: 02.09.2024)

Doquet, M. (2015): „Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows,“ in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 503-512, <https://ieeexplore.ieee.org/document/6815723>, (Zuletzt abgerufen: 16.08.2024)

ENTSO-E (2022): „TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022“, [https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP\\_2022\\_Scenario\\_Building\\_Guidelines\\_Version\\_April\\_2022.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf), (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Felling T., Levers O. & Fortenbacher P. (2022): "Multi-horizon planning of multi-energy systems", <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108509>

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2021): „eXtremOS“, <https://www.ffe.de/projekte/extremos/>, (Zuletzt abgerufen: 14.08.2024)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, ifeu, TU Berlin (2024): „Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“, <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>, (Zuletzt abgerufen: 14.08.2024)

Gas Infrastructure Europe: European Hydrogen Backbone initiative, <https://ehb.eu/>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Geidl M. (2007): „Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems“, ETH <https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/Dissertationen/Diss-Geidl/Geidl-ETH-17141.pdf>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Institut für Vernetzte Energiesysteme des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (2020): „Offenes Referenzmodell europäischer Gastransportnetze für wissenschaftliche Untersuchungen zur Sektorkopplung“, <https://www.gas.scigrid.de/>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Executive Summary	1. Motivation und methodisches Vorgehen	2. Entwicklung sektorübergreifender energiewirtschaftlicher Szenarien	3. Marktmodellierung sektorübergreifender Energiesysteme	4. Stromnetzanalysen
5. Gasnetzanalysen	6. Interkonnektoren: Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten	7. Intersektorale Analysen	8. Annuitätische Gesamtkosten	9. Fazit

## Intersektorale Systemplanung Amprion



Kurth M.: “Blending Hydrogen into Natural Gas Networks – Assessing Gas Model Inaccuracies and Improving Steady-State Gas Flow Calculation Methods”. Institute for High Voltage Equipment and Grids, Digitalization and Energy Economics (IAEW), RWTH Aachen University, Veröffentlichung folgt

Tumara, D., Uihlein, A. and Hidalgo Gonzalez, I. (2024): “Shaping the future CO<sub>2</sub> transport network for Europe”, Publications Office of the European Union, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC136709>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Übertragungsnetzbetreiber (2023): „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil1\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf), (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Übertragungsnetzbetreiber (2024): „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025“, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf), (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2023): „Wasserstoff-Kernnetz“, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>, (Zuletzt abgerufen: 21.08.2024)