DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme

ISFH

Leibniz Universität Hannover

efzn

SCOPE.efzn

Szenarien, Optionen und Parameterräume für aktuelle energiepolitische Entscheidungsprozesse

Abschlussbericht

Alexandra Reinhild Berndt[1,*], Alexander Mahner[2,*], Tobias Naegler[3,*], Leon Schomburg[2,4,*], Carsten Agert[3], Rolf Brendel[2,4], Kai Burhenne[2], Stefan Kronshage[3], Sebastian Lehnhoff[1], Raphael Niepelt[2,4], Thomas Pregger[3], Jonas Thomsen[2], Thomas Vogt[3]

*Hauptautor:innen in alphabetischer Reihenfolge
[1]Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn), Goslar
[2]Leibniz Universität Hannover (LUH), Institut für Festkörperphysik, Hannover
[3]Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR),
Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg/Stuttgart
[4]Institut für Solarenergieforschung Hameln/Emmerthal (ISFH), Emmerthal

Impressum

SCOPE.efzn: Szenarien, Optionen und Parameterräume
für aktuelle energiepolitische Entscheidungsprozesse – Abschlussbericht

https://doi.org/10.34657/45331

Erschienen im August 2026 | © Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn)

Titelfoto: Hans / Unsplash

Beteiligte Forschungspartner

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Carl-von-Ossietzky-Straße 15
26129 Oldenburg

Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH)
Am Ohrberg 1
31860 Emmerthal

Leibniz Universität Hannover
Institut für Festkörperphysik
Appelstraße 2
30167 Hannover

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn)
Am Stollen 19a
38640 Goslar

www.efzn.de/scope

Zitiervorschlag

Berndt, A. R., Mahner, A., Naegler, T., Schomburg, L., Agert, C., Brendel, R., Burhenne, K., Kronshage, S., Lehnhoff, S., Niepelt, R., Pregger, T., Thomsen, J., Vogt, T. (2026): „SCOPE.efzn – Szenarien, Optionen und Parameterräume für aktuelle energiepolitische Entscheidungsprozesse“, Leibniz Universität Hannover (LUH), Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn), doi: https://doi.org/10.34657/45331

Auftraggeber:

Niedersächsisches Ministerium
für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Förderer:

Niedersächsisches Ministerium
für Wissenschaft und Kultur

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **1**

1 Executive Summary **6**
1.1 Hintergrund und Motivation 6
1.2 Schlüsselerkenntnisse und Handlungsbedarfe 6

2 Einleitung **15**
2.1 Motivation und Ziel 15
2.2 Vorgehensweise 16

3 Ergebnisse **21**
3.1 Primär- und Endenergie-Bedarf 21
3.2 Strombedarf 30
3.3 Strom-Bereitstellung 38
3.4 Kraftwerke, Speicher und weitere Flexibilitäten 45
3.5 Wasserstoffbedarf 56
3.6 Wasserstoffbereitstellung 62
3.7 Wärmeerzeugung in Gebäuden und Wärmenetze 73
3.8 Energetische Nutzung von Biomasse 80
3.9 Kohlenstoffbasierte Gase und deren Infrastrukturen 84
3.10 Energieträger-Importe 89
3.11 Jährlicher Zubau zentraler Energiewende-Technologien 94
3.12 Systemkosten und Investitionsbedarfe 100
3.13 Treibhausgas-Emissionen und die Rolle von CCS 111
3.14 Implikationen verzögerter Transformationspfade 125
3.15 Interkonnektoren in der Nordsee 142
3.16 Beschäftigungseffekte im Energiebereich 146

4 Methodik **150**
4.1 Meta-Analyse 150
4.1.1 Überblick über Studien, Szenarien und ihre wesentliche Charakteristika . 150
4.1.2 Szenarien-Typen: Normative vs. explorative Szenarien 156
4.1.3 Methodische Herausforderungen und Unsicherheiten einer Meta-Analyse 156

4.1.4 Ganzheitliche Analyse impliziter Voraussetzungen sowie der Folgen von Transformationsstrategien . . . 159
4.2 Sounding Board . . . 162
4.3 Modellierung . . . 164
4.3.1 Importkosten . . . 164
4.3.2 Basisszenarien . . . 166
4.3.3 Energieaustauschkosten . . . 172
4.3.4 Beschäftigungseffekte im Energiebereich . . . 173

Literatur **175**

A Weiterführende Ergebnisse und Informationen **181**
A.1 Weitere Ergebnisse der Meta-Analyse . . . 181
A.1.1 Primär- und Endenergiebedarf . . . 181
A.1.2 Strombedarf . . . 187
A.1.3 Installierte Leistungen & Volllaststunden Stromerzeugung . . . 193
A.1.4 Zubauraten zentraler Technologien . . . 199
A.1.5 Wasserstoffbedarf und nationale Wasserstofferzeugung . . . 202
A.1.6 Bedarf an synthetischen flüssigen Energieträgern (Power-to-Liquid (PtL)) 204
A.1.7 Entwicklung der PKW-Flotte . . . 206
A.2 Weitere Ergebnisse der Modellierung . . . 208
A.2.1 *SCOPE-Basis*-Szenario . . . 208
A.2.2 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* . . . 229
A.2.3 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* . . . 245
A.2.4 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* . . . 261
A.2.5 Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre . . . 277
A.2.6 *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* . . . 284
A.2.7 *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* . . . 300
A.2.8 *Importpreis 20 % niedriger* . . . 316
A.2.9 *Importpreis 20 % höher* . . . 332
A.2.10 *5,0 % Finanzierungskosten* . . . 348
A.2.11 *7,5 % Finanzierungskosten* . . . 364
A.2.12 *CCS*-Szenario . . . 380
A.2.13 *Verzögerung Energiewende* . . . 398
A.2.14 *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* . . . 414
A.2.15 *Verzögerung Elektrifizierung* . . . 430
A.2.16 *Verzögerung Straßenverkehr* . . . 446
A.2.17 *Verzögerung Raumwärme* . . . 462
A.2.18 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* . . . 478
A.2.19 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* . . . 494

A.2.20 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* 510
A.2.21 *Verzögerung Prozesswärme* 526
A.2.22 *Europa-Basis* 542
A.2.23 *Verzögerung Energiewende Europa* 558
A.2.24 *geringerer Interkonnektorausbau* 574
A.2.25 *gesteigerter Interkonnektorausbau* 590
A.2.26 Beschäftigungseffekte im Energiebereich 606

B Techno-ökonomische Annahmen der Modellierung 609
B.1 CO_2 Limits 609
B.2 Erneuerbare Energien 609
B.3 Kraftwerke 612
B.4 Wandler 618
B.5 Speicher 623
B.6 Verbraucher 627
B.7 Nachfrage 639
B.8 Energieträger 645
B.9 CCS 651

Abkürzungsverzeichnis

BCR	Biochar Carbon Removal
BEV	batterieelektrische Fahrzeuge
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BECCS	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COP	Coefficient of Performance
DACC	Direct Air Carbon Capture
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEB	Endenergiebedarf
EEG 2023	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEfG 2023	Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (Energieeffizienzgesetz)
E/P-Verhältnis	Verhältnis von installierter Kapazität (Energy) zu installierter Leistung (Power)
FCEV	Brennstoffzellen-Fahrzeuge
FOLU	Forestry and other Land Use
GHD	Gewerbe, Handel & Dienstleistungen
GSZ	Gesamtsystem-Szenarien
HVO	Hydrierte Pflanzenöle
IQA	Interquartilabstand
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KSG 2021	Bundes-Klimaschutzgesetz
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
NEP	Netzentwicklungsplan
O&M	Betrieb und Wartung (Operation and Maintenance)
PEB	Primärenergiebedarf
PHEV	Plug-In-Hybride
PSW	Pumpspeicher-Kraftwerke

PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	strombasierte synthetische Energieträger
PV	Photovoltaik
SES	Systementwicklungs-Strategie
SNG	synthetisches Erdgas
SRL	Storage-Readiness-Level
THG	Treibhausgas
VZÄ	Vollzeitäquivalent
V2G	bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid)
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WindSeeG 2026	Gesetz zur Entwicklung der Windenergie auf See

1 Executive Summary

1.1 Hintergrund und Motivation

In den letzten Jahren wurde eine beträchtliche Anzahl von Szenarien veröffentlicht, die beschreiben, wie sich die Energieversorgung in Deutschland entwickeln könnte, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dabei kommen unterschiedliche Energiesystemmodelle zum Einsatz, die in Kombination mit divergierenden technologischen, politischen und sozioökonomischen Randannahmen eine große Bandbreite quantitativer Transformationspfade berechnen. Als Konsequenz kommen die Studien zum Teil zu abweichenden Schlussfolgerungen bzgl. Handlungsoptionen und -empfehlungen, was konsensfähige energie- und klimapolitische Entscheidungen erschwert. Das Forschungsprojekt SCOPE.efzn hat Ergebnisse aktueller Szenariostudien in einer Meta-Analyse verglichen und Unsicherheiten bei der Rolle möglicher technisch-struktureller Strategien der Energiewende beleuchtet. Divergierende Annahmen und Aussagen der Energieszenarien wurden in einem transdisziplinären Gremium („Sounding Board“) mit Akteuren aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft gespiegelt. Die Ergebnisse der Meta-Analyse und des Sounding Boards ermöglichten es, die eigenen Energiesystem-Modellierungen im Rahmen des SCOPE.efzn-Projektes in die aktuelle Szenarien-Landschaft und energiepolitische Diskussion einzuordnen, um anschließend in den eigenen Modellierungen insbesondere bisher nicht berücksichtigte Faktoren, Aspekte und Sensitivitäten zu analysieren, um so zu neuen Erkenntnissen bzgl. Handlungsbedarfen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende zu gelangen.

1.2 Schlüsselerkenntnisse und Handlungsbedarfe

Im folgenden Abschnitt sind zentrale Aussagen und Erkenntnisse aus der Meta-Analyse der Energieszenarien, der Modellierungen im SCOPE-Projekt und dem Sounding Board zusammengefasst. Weiterführende Informationen und Erläuterungen finden sich in den dazugehörigen Kapiteln im Haupttext, auf die in den Kernaussagen im folgenden Abschnitt zur schnellen Navigation verlinkt ist.

- In allen untersuchten Szenarien der Meta-Analyse wie auch den SCOPE-Modellierungen zeigt sich ein **deutlicher Rückgang sowohl des Primär- als auch des Endenergiebedarfs**. Die energiepolitischen Ziele für den Primärenergiebedarf (PEB) und den

Endenergiebedarf (EEB) für das Jahr 2030 werden von den Szenarien dennoch meist nicht erfüllt. Dabei gehen zielerfüllende (normative) Szenarien nicht grundsätzlich von stärkeren Effizienzgewinnen als explorative Szenarien aus. Langfristig decken Wind und PV nahezu zwei Drittel des Primärenergiebedarfs im Mittel aller normativen Szenarien. Die Nutzung molekülbasierter Energieträger beschränkt sich zukünftig weitgehend auf Anwendungen in der Industrie und im Verkehr, in denen eine direkte Elektrifizierung schwierig ist, und dient der Bereitstellung von Flexibilität bzw. als Langzeitspeicher im Stromsektor.

- In den in der Meta-Analyse untersuchten Szenarien und den Ergebnissen der SCOPE-Modellierung wird ein **erheblicher Anstieg des Strombedarfs** als Folge der erforderlichen Elektrifizierung der Erzeugung von Raum- und Prozesswärme, der Elektromobilität sowie der Wasserstofferzeugung erwartet. Zudem wird zukünftig ein bedeutender zusätzlicher Strombedarf durch Rechenzentren für möglich gehalten, der aber in vielen Studien nicht explizit ausgewiesen ist. Die Szenarienanalysen zeigen, dass der jährliche Bruttostrombedarf bereits bis 2035 gegenüber 2025 um mindestens 250 bis 300 TWh ansteigt. In den meisten zielerfüllenden Szenarien wie auch dem *SCOPE-Basis*-Szenario finden sich jedoch höhere Bedarfssteigerungen von bis über 500 TWh bis 2035. Die Absolutwerte beim Bruttostromverbrauch liegen in explorativen Szenarien für 2030 zwischen 592 und 692 TWh, für alle normativen Szenarien zwischen 600 und 807 TWh. Bei konservativerer Auswahl der normativen Szenarien (nur Gesamtsystem-Studien, Verzicht auf Szenarien mit explizit niedriger Bedarfsentwicklung u.a. aufgrund von Verhaltensänderungen) reduziert sich der Überlapp zwischen normativen und explorativen Szenarien auf 681 bis 692 TWh. Die für die modellierte Zunahme des Strombedarfs erforderliche Dynamik der Elektrifizierung wird unter den derzeitigen politisch-gesellschaftlichen Rahmenbedingungen aller Voraussicht nach nicht erreicht und gegenüber den heutigen Vorgaben und Anreizen erhebliche zusätzliche Impulse erfordern. Die Szenariostudien weisen große Unterschiede vor allem bei der Elektrifizierung in der Industrie und der Fernwärme und beim Strombedarf für eine heimische Wasserstofferzeugung auf. Grundsätzlich wird in zielerfüllenden Szenarien aus Gründen der Energie- und Kosteneffizienz die direkte Elektrifizierung priorisiert und werden Wasserstoff und andere synthetische Energieträger nur selektiv eingesetzt.
- Die Szenarienanalysen und Modellierungen zeigen, dass die Dynamik beim Ausbau der **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** weiter gesteigert werden muss, damit ein zielkonformer Transformationspfad eingehalten werden kann. Bei der Meta-Analyse liegen die installierten Leistungen in den normativen Szenarien im Jahr 2045 für PV bei 330 bis 640 GW, für Wind onshore bei 130 bis 260 GW und Wind offshore bei 50 bis 100 GW. Der Ausbau der Windkraft insgesamt muss im Vergleich zu 2025 um etwa den Faktor drei deutlich beschleunigt werden. Dabei braucht es insbesondere für Wind offshore eine wesentlich höhere Ausbaudynamik im Bereich von nahezu 4 GW installierter Leistung

pro Jahr (Median aller Szenarien), um das vorhandene Potential langfristig ausnutzen zu können. Für Wind onshore ist in etwa ein Ausbau von 9 GW pro Jahr erforderlich, was im Vergleich zu den 2025 erreichten 4,7 GW pro Jahr nahezu eine Verdopplung bedeutet. Bei Photovoltaik (PV) muss die Dynamik der letzten Jahre beibehalten und ein Ausbau von etwa 20 GW pro Jahr erreicht werden. Hier spielen neben den kostengünstigeren PV-Freiflächenanlagen auch die Potentiale der Dachanlagen langfristig eine wichtige Rolle, auch wenn in Szenarien deren Ausbauleistungen bis 2045 mit Werten im Bereich von 100 GW bis 350 GW sehr unterschiedlich ausfallen. Im Median ergeben sich 200 GW, wobei Ende 2025 nach AGEE-Stat bereits 71,4 GW Gebäudeanlagen installiert waren. Für den weiteren Ausbau werden wirksame Maßnahmen zur Steuerbarkeit und besseren Marktintegration der PV vorausgesetzt, um den Ausbaubedarf und kostenrelevante Maßnahmen auf der Netzseite möglichst gering zu halten. Parallel dazu ist ein weiterer Netzausbau unerlässlich, insbesondere auf der Verteilnetzebene.

- Für den zukünftigen Ausgleich von fluktuierender Stromerzeugung und fluktuierendem Strombedarf ist der Ausbau von zentralen **Flexibilitäten im Stromsektor**, wie Gas- oder H_2-Kraftwerken und Großspeichern, unverzichtbar. Gleichzeitig können dezentrale Flexibilitäten wie regelbare Wärmepumpen mit Wärmespeicher, Kleinbatterien, Lastmanagement in Industriebetrieben und gesteuertes/bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen eine wichtige ergänzende Rolle bei der Vermeidung von lokalen Netzengpässen und der Reduzierung von Netzausbaubedarf und Systemkosten spielen. Der mit Energiesystemmodellen berechnete Bedarf an flexiblen Gas- oder H_2-Kraftwerken hängt sehr stark von verschiedenen Annahmen und Randbedingungen ab. So sind Verfügbarkeit und Kosten von Speichern und Lastmanagement, Stromimporte und der Ausbau bzw. die Verfügbarkeit von Netz- und Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland und im europäischen Verbundsystem relevante Faktoren. Die Aussagen zur Struktur des zukünftigen Stromsystems sind auch durch Unterschiede in Methodik und Daten bedingt, beispielsweise Unterschiede bei den berücksichtigten Wetterjahren, spezifischen Kosten, Ausbaugeschwindigkeiten und Abbildungen von Flexibilitäten und Sektorkopplungen. Entsprechend weisen die betrachteten Szenarien für ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2045 einen sehr weiten Wertebereich zwischen 34 und 170 GW installierten Gas- und/oder H_2-Kraftwerken auf. Die Leistungen der Batteriespeicher liegen für das Jahr 2045 zumeist zwischen 40 und 110 GW. Der Median aller Szenarien liegt sowohl für die Summe aus Gas- und H_2-Kraftwerken als auch für Batteriespeicher bei ca. 80 GW. Diese Werte implizieren Ausbauraten bei flexiblen Gas- und H_2-Kraftwerken von über 5 GW/a und ca. 6,6 GW/a an Batterieleistung (jeweils im Median) insbesondere im Zeitraum bis 2035, was eine deutliche Steigerung der Ausbauraten bei diesen Technologien gegenüber der jüngsten Vergangenheit bedeutet. In den erfolgten SCOPE-Modellierungen wurden für H_2/CH_4-Kraftwerke und Speicher Werte eher jeweils im oberen Bereich ermittelt. Die Modellierung

verdeutlicht zudem den erheblichen Einfluss der Wetterdaten auf die erforderliche Kraftwerksleistung. Bei Verwendung der Wetterdaten aus den Jahren 2011 bis 2014 variiert die notwendige installierte Kraftwerksleistung nahezu um den Faktor zwei und liegt zwischen 64 GW und 124 GW. Neben der flexiblen Bereitstellung von Leistung durch Kraftwerke und Batteriespeicher bekommen in der SCOPE-Modellierung auch flexible Verbraucher eine zunehmend hohe Bedeutung. In Spitzenzeiten stehen durch Elektrolyseure, Batteriespeicher sowie Technologien zur Fernwärmebereitstellung Flexibilitätsoptionen mit einer Leistung von über 200 GW für die Lastverschiebung zur Verfügung.

- Die Meta-Analyse zeigt große Unsicherheiten bzgl. des zukünftigen **Wasserstoffbedarfs** auf, der in zielerfüllenden Szenarien im Jahr 2045 zwischen 160 und 600 TWh/a liegen kann. Alle Szenarien gehen davon aus, dass es einen nennenswerten H_2-Bedarf in Industrie und Energiewirtschaft geben wird, während der H_2-Einsatz im Verkehr im Mittel deutlich niedriger liegt, in vielen Szenarien sogar gar keine Rolle spielt. Im Gebäudesektor wird langfristig in den meisten Szenarien kein oder nur sehr wenig Wasserstoff genutzt. Auch in der SCOPE-Modellierung wird Wasserstoff gezielt in der Industrie sowie zur saisonalen Speicherung und Rückverstromung in Kraftwerken eingesetzt, insbesondere in Zeiten hohen Energiebedarfs und gleichzeitig geringer Stromerzeugung durch erneuerbare Energien. Entsprechend kommt Wasserstoff in Gebäuden nicht und im Straßenverkehr nur sehr begrenzt zum Einsatz, da kostengünstigere Alternativen existieren.

- Die **Wasserstoff-Bereitstellung** erfolgt in den zielerfüllenden Szenarien weitestgehend über Importe oder heimische Elektrolyse mit Importquoten zwischen 14 % und 92 %. Alternative Produktionsrouten („blauer“ H_2 oder H_2 aus Biomasse) spielen national (wenn überhaupt) nur als Übergangstechnologie eine größere Rolle. Diese Szenarienergebnisse implizieren Ausbauraten von Elektrolyseuren in Deutschland, die bis 2040 im Median aller normativen Szenarien auf 3,6 GW/a steigen. Importierter Wasserstoff wird, den meisten Studien zufolge, ebenfalls elektrolytisch hergestellt. Aus der SCOPE-Modellierung geht hervor, dass die heimische Elektrolyse aus Systemsicht einen sinnvollen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem liefern kann. Wasserstoff spielt dabei eine wichtige Rolle für die saisonale Speicherung und Verwertung von Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien. Die installierte Leistung der heimischen Elektrolyse hängt dabei stark von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ab. Erlaubt man den Zubau an EE um mehr als 20 % über den EEG 2023-Zielen, wird in 2045 nahezu 90 % des Wasserstoffbedarfs durch heimische Elektrolyse gedeckt. Der hohe Anteil heimisch erzeugten Wasserstoffs im *SCOPE-Basis*-Szenario dreht sich bei EE-Potentialen von 20 % unter den EEG 2023-Zielen zu einer Importquote von 80 % um. Eine derartige Importabhängigkeit kann zu einem hohen Kostenrisiko für das Gesamtsystem im Falle steigender Importkosten führen.

- Die elektrische Wärmepumpe und Fernwärme stellen in den untersuchten Szenarien erwartungsgemäß den größten Teil der **Gebäudewärme** bereit, während der Einsatz von Bioenergie in Gebäuden keine wesentliche Rolle spielt. Da auch die Wärmenetze weitgehend durch elektrische Großwärmepumpen und Elektroden(kessel) gespeist werden, ist der Elektrifizierungsgrad der Gebäudewärmeversorgung langfristig insgesamt sehr hoch. Der Einsatz molekülbasierter Energieträger für die Gebäudewärme ist in allen Szenarien deutlich rückläufig, primär durch den Rückgang fossilen Erdgases. Der Anteil der synthetischen Energieträger H_2 und synthetisches Erdgas (SNG) ist in den meisten normativen Szenarien der Meta-Analyse auch im Jahr 2045 klein oder null. In der SCOPE-Modellierung werden molekülbasierte Energieträger, darunter auch aufbereitetes Biomethan, 2045 im *SCOPE-Basis*-Szenario gar nicht mehr für Gebäudewärme eingesetzt. Eine Verzögerung des Wärmepumpen-Rollouts bei der Gebäudewärmeversorgung führt zu Mehrkosten von 60 bis 115 Mrd. € .

- **Biomasse** weist im Energiesystem einen hohen systemischen Wert auf, was sich in der vollständigen Ausschöpfung der verfügbaren Potentiale in der SCOPE-Modellierung zeigt. In der Meta-Analyse zeigen die untersuchten Szenarien ein sehr heterogenes Bild bezüglich der energetischen wie auch nicht-energetischen Biomasse-Nutzung in den verschiedenen Sektoren und Anwendungen. Die energetische Nutzung von Biomasse im *SCOPE-Basis*-Szenario liegt im Jahr 2045 bei etwa 245 TWh und damit nah des Medians der normativen Szenarien aus der der Meta-Analyse. Während hier im Jahr 2025 noch die Nutzung in Biogasanlagen dominiert, verschiebt sich der Einsatz bis 2045 zunehmend hin zur Produktion von Biomethan, welches flexibel und sektorenübergreifend im Energiesystem genutzt wird. Eine klare Strategie für die nachhaltige Biomasse-Nutzung im Energiesystem ist erforderlich, um Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit und Refinanzierung zu reduzieren und den systemischen Nutzen der Biomasse zu optimieren.

- Der Einsatz **kohlenstoffbasierter Gase**, welche fossiles Erdgas, Biomethan und SNG beinhalten, sinkt sowohl in den Studien der Meta-Analyse als auch der SCOPE-Modellierung bis 2045 deutlich auf grob ein Sechstel des heutigen Niveaus. In der SCOPE-Modellierung konzentriert sich der verbleibende Einsatz ab diesem Zeitpunkt auf industrielle Anwendungen und den Kraftwerkssektor, wo kohlenstoffbasierte Gase in Konkurrenz zu Wasserstoff stehen und daher die Notwendigkeit paralleler Infrastrukturen kritisch zu prüfen ist. In der Gebäudewärme erweist sich die Nutzung kohlenstoffbasierter Gase ab 2045 in der Modellierung hingegen als nicht mehr wirtschaftlich.

- **Importe synthetischer Energieträger** machen in den normativen Szenarien der Meta-Analyse im Jahr 2045 zwischen 7 % und 29 % des Primärenergiebedarfs aus (Median: 15 %). Bei Importen von Power-to-Gas (PtG) (H_2 und SNG) gehen *einige Szenarien* für

2045 von Energiemengen von mehr als 50 % der heutigen Erdgas-Importe aus, während PtL-Importe in *einigen Szenarien* mehr als 30 % (energetisch) heutiger Mineralöl-Importe ausmachen. Angesichts der zu erwartenden deutlich höheren Importpreise synthetischer Energieträger gegenüber ihren heutigen fossilen Pendants können die Kosten für strombasierte synthetische Energieträger (PtX)-Importe also beträchtlich ausfallen. Import-Strategien für PtX sollten daher Preis-Risiken, die sich durch Marktmacht und politische Stabilität der exportierenden Länder, aber auch die Störungsanfälligkeit der Transport-Routen ergeben, adäquat berücksichtigen, um Importabhängigkeiten zu reduzieren. Die heimische PtX-Produktion kann internationale Abhängigkeiten ebenfalls mindern, wenn dadurch Importmengen reduziert werden.

- Die Transformation des Energiesystems verändert **Kostenstruktur und Investitionsbedarfe** grundlegend: Der hohe Anteil der Ausgaben für den Import von Energieträgern sinkt deutlich, während steigende Investitions-, Betriebs-, und Wartungskosten für kapitalintensive Technologien stark an Bedeutung gewinnen. Die jährlichen Investitionen – insbesondere in erneuerbare Energien sowie in Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Elektrolyseure und Kraftwerke – verdreifachen sich zwischen 2025 und 2035 von 20 auf 65 Mrd. € und gehen anschließend bis 2050 wieder auf unter 20 Mrd. € zurück. Die zwischenzeitlich hohen Investitionen sind notwendig, um die Klimaschutzziele erreichen zu können. Die Bedeutung der Finanzierungskosten nimmt mit dem steigenden Anteil der Investitionskosten zu. In der Transformationsphase fallen hohe Investitionen und weiterhin relevante Importausgaben gleichzeitig an, was temporär im Vergleich zu heute zu erhöhten Gesamtausgaben führt, bis diese zum Abschluss der Transformation wieder sinken. Obwohl die Importmengen deutlich zurückgehen, bleiben die Importkosten auch im klimaneutralen Energiesystem aufgrund der höheren spezifischen Kosten für klimaneutrale Energieträger in einer ähnlichen Größenordnung wie heute. Die wachsende Rolle von Systemintegration und Flexibilität von Stromerzeugung und -nachfrage zeigt sich sowohl an der zukünftigen Kostenstruktur des Energiesystems als auch an den Marktwerten von fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und dem Strombezug der Verbraucher. Die zeitliche Entkopplung der Bereitstellung von erneuerbarem Strom und der Energienachfrage führt zu zusätzlichen Integrationskosten, die sich in der Differenz der Marktwerte von Erzeugung und Strombezug widerspiegeln.

- **Carbon Capture and Storage (CCS)** kann aufgrund begrenzter heimischer CO_2-Speicherpotentiale nur eine Übergangsrolle einnehmen, wie die SCOPE-Modellierung zeigt, und ist mit entsprechenden Lock-in-Risiken verbunden. Zugleich erfordern unsicherere Beiträge natürlicher Treibhausgas (THG)-Senken, dass verfügbare CO_2-Speicherkapazitäten vorrangig für die Kompensation schwer vermeidbarer Restemissionen eingesetzt werden. Dies ist auch die Rolle, die in den Studien der Meta-Analyse CCS primär zugeschrieben wird. In der Modellierung kann CCS zusätzlich zur Reduktion der

Systemkosten beitragen, wenn es den Dekarbonisierungsbeitrag der teuersten synthetischen Energieträger wie PtL teilweise substituiert, sofern die Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF)-Senken sich wie angenommen entwickeln. Fossil erzeugter Wasserstoff mit CCS („blauer" H_2) wird von einigen Studien der Meta-Analyse als Option zur Kostenreduktion gegenüber „grünem" H_2 (mit erneuerbarem Strom per Elektrolyse erzeugt) angeführt, allerdings wird von einem Import des „blauen" Wasserstoffs ausgegangen. Eine heimische Produktion von „blauem" Wasserstoff stellt sich in der Modellierung als nicht wirtschaftlich heraus.

- Eine **Verzögerung zentraler Transformationsprozesse** um fünf Jahre führt in allen modellierten Szenarien zu deutlich höheren modellierten Systemkosten. Untersucht wurden Verzögerungen bei der Elektrifizierung der Raumwärme, der Prozesswärme, des Straßenverkehrs sowie beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Zusätzlich wurde ein Szenario *Verzögerung Energiewende* betrachtet, in dem die Elektrifizierung in allen drei Bereichen und der Ausbau der erneuerbaren Energien gemeinsam verzögert wurden.

  Die höchsten Mehrkosten entstehen bei einer insgesamt verzögerten Energiewende. Im Szenario *Verzögerung Energiewende* summieren sich die zusätzlichen Kosten im Zeitraum 2025-2050 auf 430 Mrd. € oder 17 Mrd. €/a bzw. 12 % über den modellierten Systemkosten des *SCOPE-Basis*-Szenarios. Die Energiewende insgesamt zu verlangsamen, weil einzelne Bereiche nicht die erforderliche Geschwindigkeit erreichen, ist daher nicht wirtschaftlich. Alleine die Verzögerung der Elektrifizierung im Straßenverkehr führt zu Mehrkosten von 275 Mrd.€. Auch die Verzögerung in der Raumwärme führt – abhängig vom Wetterjahr – zu Mehrkosten von 63 bis 115 Mrd. €, während ein verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien die Kosten um 92 Mrd. € erhöht. Die höchsten jährlichen Mehrkosten fallen in allen Szenarien zwischen 2035 und 2040 an. Die höchsten Mehrkosten entstehen im Szenario *Verzögerung Energiewende* im Stützjahr 2035. In diesem Stützjahr liegen die jährlichen modellierten Systemkosten 23 % über denen des *SCOPE-Basis*-Szenarios. Hauptursache für die Mehrkosten sind in allen Szenarien die steigenden Ausgaben für den Import von klimaneutralen Energieträgern. Diese finden früher statt und sind in höherem Umfang notwendig. Stehen diese Importe nicht ausreichend zur Verfügung oder fehlt die Bereitschaft, die im Vergleich zu fossilen Energieträgern höheren Kosten zu tragen, ist eine Verfehlung der Treibhausgasminderungsziele wahrscheinlich.

- Ein **Interkonnektor in der Nordsee** zwischen Deutschland und den britischen Inseln erweist sich als systemisch und wirtschaftlich sinnvoll: In der *SCOPE* Modellierung wird der Interkonnektor in 2050 im Mittel zu rund 56 % genutzt, ermöglicht saisonalen Stromaustausch und reduziert den Importbedarf Deutschlands an außereuropäischen PtL-Produkten sowie die Kosten der britischen Inseln für den innereuropäischen Stromimport. Mit Einsparungen von etwa 2,92 Mrd. €/GW gegenüber Netzausbaukosten von 1,2 Mrd. €/GW profitieren bei fairer Kostenaufteilung alle beteiligten Länder.

- **Beschäftigungseffekte im Energiebereich**: In den SCOPE-Modellierungen ist eine Verdoppelung der direkt Beschäftigten im Energiesektor bis 2035 gegenüber dem Startjahr 2025 zu beobachten, die vor allem auf den starken Zubau an erneuerbaren Energien und den Hochlauf der Wärmepumpen in Gebäuden sowie der Großwärmepumpen für die Fernwärme zurückzuführen ist. Ab 2040 nehmen die Zahlen an Vollzeitäquivalent bis 2050 wieder leicht ab, bleiben aber bei einer nahezu Verdoppelung im Verhältnis zum Startjahr. Der Anstieg der Beschäftigtenzahlen bleibt auch über 2050 hinaus zur Aufrechterhaltung der Betriebsführung und dem Retrofit der Komponenten erhalten.

Neben diesen zentralen Erkenntnissen inhaltlicher Natur erlaubt eine Meta-Analyse eines breiten Spektrums an Szenarien und Transformationsstrategien, die mit unterschiedlichen Modellen und Zielrichtungen erstellt wurden, folgende methodisch orientierte Schlussfolgerungen:

- Die in der Meta-Analyse untersuchten Szenarien für eine klimafreundliche Transformation des Energie- und Verkehrs-Systems ähneln sich qualitativ in Bezug auf ihre übergeordneten großen Leitlinien, wie in den vorherigen Absätzen geschildert. Im Detail ergeben sich jedoch z.T. **erhebliche Unterschiede zwischen den Studien und Szenarien**, wie die Transformation der einzelnen Sektoren vonstatten gehen sollte oder welche Rolle verschiedene Technologien und Energieträger im System einnehmen sollten. Die Unterschiede sind qualitativ als das Resultat der Nutzung unterschiedlicher z.T. gekoppelter Modelle zu verstehen, die sich bezüglich Modellstruktur, Systemgrenzen, Rahmen-Annahmen und Modell-Parametern unterscheiden können, aber auch unterschiedliche prinzipielle Fragestellungen verfolgen. Ein tiefer gehendes Verständnis dieser Unterschiede zwischen den Szenarien erfordert eine sehr detaillierte Kenntnis der verwendeten Modelle sowie der (meist nicht vollständig dokumentierten) Modellparameter und Rahmenannahmen und kann nur durch die Erstellenden der Studien selbst erarbeitet werden.

- Aus den geschilderten Abhängigkeiten modellierter Transformationsstrategien von Modellen, Modellparametern und Rahmenannahmen folgt, dass insbesondere dann, wenn Modellierungsergebnisse zur **Motivierung oder Plausibilisierung energiepolitischer Weichenstellungen** herangezogen werden sollen, darauf geachtet werden muss, dass die verwendeten Modelle für die Beantwortung der Fragestellung geeignet sind, Sensitivitätstests die Unsicherheiten der Modellergebnisse offen aufgrund der Unsicherheiten der Modellparameter bzw. Rahmenannahmen quantifizieren, sowie Limitierungen durch Modellierungs-Ansatz und Modell-Struktur offengelegt werden. In den Studien ist darüber hinaus auf Transparenz bzgl. des methodischen Ansatzes, der Parameter und Annahmen, der Modell-Struktur etc. zu achten, um Ergebnisse prinzipiell nachvollziehbar (und diskutierbar) zu machen. Die technische Komplexität der Energiewende, u.a. durch die zunehmende Kopplung verschiedener Sektoren und Energieträger bei gleichzeitig begrenzten Ausbaupotentialen, erfordert zudem eine umfassende systemische Perspektive auf die Transformation mit systemischen Lösungsstrategien.

- Der Fokus auf kostenminimierende Transformationsstrategien birgt zweierlei Gefahren: Zum einen können **Voraussetzungen für eine erfolgreiche Transformation** sowie **positive Nebeneffekte und unerwünschte Nebenwirkungen** ökonomischer, ökologischer, sozialer oder geopolitischer Natur unbeachtet bleiben, die aber Auswirkungen auf Umsetzbarkeit oder Umsetzungs-Geschwindigkeit, Akzeptanz und Risiken der Transformation haben. Zum anderen ist nicht auszuschließen, dass strukturell deutlich unterschiedliche Transformationsstrategien, die sich innerhalb der Unsicherheiten kostenseitig nur geringfügig von einer kostenminimalen Lösung unterscheiden, nicht identifiziert und weiter analysiert werden. Daher wäre es erstrebenswert, zum einen auch **nahezu kostenminimale Lösungen** für energiepolitische Diskussionen heranzuziehen. Andererseits ist eine breiter aufgestellte Abschätzung impliziter Voraussetzungen und Folgen von Transformationsstrategien empfehlenswert, um Transformationsstrategien zu entwickeln, die auch unter Berücksichtigung realistischer Randbedingungen umsetzbar und in einer ganzheitlichen Perspektive erstrebenswert sind. Umgekehrt ist die Kenntnis von Umsetzungshemmnissen und unerwünschten Nebenwirkungen die Voraussetzung dafür, dass im politischen Prozess und durch Forschung, Entwicklung und Innovation Lösungen entwickelt werden, wie Hemmnisse rechtzeitig abgebaut und unerwünschte Nebenwirkungen reduziert werden können.

2 Einleitung

2.1 Motivation und Ziel

In den letzten Jahren wurde eine beträchtliche Anzahl von Szenarien zur Energiewende in Deutschland veröffentlicht. Diese beschreiben Entwicklungen, die das deutsche Energiesystem in den kommenden Jahrzehnten durchlaufen könnte und geben Hinweise, mit welchen Strategien und Maßnahmen ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem erreicht werden kann. Die von verschiedenen Institutionen erstellten Energieszenarien beruhen auf unterschiedlichen technologischen, politischen und sozio-ökonomischen Annahmen und sind Ergebnis diverser modellgestützter Methoden. Die Folge davon ist eine große Bandbreite von quantitativ beschriebenen Pfaden mit zum Teil abweichenden Schlussfolgerungen zu Handlungsoptionen und -empfehlungen, die konsensfähige energie- und klimapolitische Erwägungen erschweren. Im öffentlichen Diskurs werden einzelne Ergebnisse solcher Szenariostudien zudem oft einseitig für Argumentationen für oder gegen eine bestimmte Entwicklung eingesetzt.

Vor diesem Hintergrund hat das Projekt „Szenarien, Optionen und Parameterräume für aktuelle energiepolitische Entscheidungsprozesse“ (SCOPE.efzn) aktuelle Szenariostudien im Hinblick auf ihre abweichenden, aber auch übereinstimmenden Ergebnisse analysiert und Unsicherheiten bei der Rolle und Bedeutung möglicher technisch-struktureller Elemente beleuchtet. Divergierende Annahmen der Energieszenarien wurden darüber hinaus in einem transdisziplinären Gremium „Sounding Board“ mit Akteuren aus externer Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft gespiegelt. Die Ergebnisse der Meta-Analyse und des Sounding Boards ermöglichen es nun, die eigenen Energiesystem-Modellierungen im Rahmen des SCOPE.efzn-Projektes in die aktuelle Szenarien-Landschaft und energiepolitische Diskussionen einzuordnen, um insbesondere bislang in Studien nicht berücksichtigte Faktoren, Aspekte und Sensitivitäten in einer szenariobasierten Energiesystemmodellierung zu analysieren. Der Ergebnisbericht liefert ausdrücklich keine weitere „Leitstudie“, sondern hat vielmehr zum Ziel, Handlungsnotwendigkeiten und -optionen für die Politik auf Basis der Meta-Analyse und System-Modellierungen, die sich auf mit großen Unsicherheiten behaftete bzw. bisher unterbeleuchtete Aspekte der Transformation fokussieren, zu konkretisieren. Der vorliegende SCOPE-Abschlussbericht integriert somit die erfolgten drei Arbeitsschritte Meta-Analyse, Sounding Board und Energiesystemmodellierung zu thematisch fokussierten Analysen für Schlüsselelemente und -fragen der Energiewende.

2.2 Vorgehensweise

Meta-Analyse

SCOPE umfasste im ersten Schritt eine systematische Meta-Analyse nationaler Szenariostudien für die Energiewende aus den zurückliegenden zwei Jahren, die damit aktuelle gesellschaftliche, politische und technologische Entwicklungen abbilden. Die folgenden Studien wurden als Wissensgrundlage mit einem umfangreichen Analyseraster ausgewertet (Details s. Abschnitt 4.1.1):

- AGORA (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade
- ARIADNE (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045
- AURORA (2025): Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040
- BCG (2025): Die Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik
- FhG ISE (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess
- LfSz (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3)
- NEP (2025): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 – 2037/2045
- NEP-G (2025): Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025
- UBA (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)

Wo möglich, wurde die in den Szenarien abgebildete *zukünftige* Entwicklung des Energiesystems im Kontext der tatsächlichen *historischen* Entwicklung dargestellt. Eine Gegenüberstellung von Grundannahmen und Narrativen der betrachteten Szenarien findet sich im Anhang in Abbildungen 4.1 - 4.3. Grundsätzlich lassen sich hier zwei Typen von Szenarien unterscheiden, die auch in den Ergebnissen der Meta-Analyse in Kapitel 3 an gegebener Stelle getrennt diskutiert werden (siehe dazu auch Details in Abschnitt 4.1.2): Normative Szenarien beschreiben Entwicklungen eines Systems hin zu einem vorgegebenen Ziel und zeigen, wie die Zukunft gestaltet werden könnte, um exogen vorgegebene Ziele zu erreichen. Diese Szenarien betrachten einen durch Zielfestlegungen eingegrenzten Möglichkeitsraum und dienen so in der Regel als Leitplanken für Planungen zur Zielerreichung. Explorative Szenarien beschreiben dagegen zukünftige Systementwicklungen als Fortschreibung von Trends und Wirkungen modellierter Maßnahmen ohne Zielvorgabe. Eine Diskrepanz zwischen normativen und explorativen Szenarien deutet in der Regel darauf hin, dass (weitere) Maßnahmen nötig sind, soll eine Zielverfehlung vermieden werden.

Neben den oben erwähnten Studien wurden bei Bedarf weitere Analysen für einen Parametervergleich und das Schließen von Datenlücken herangezogen. Ziel der Meta-Analyse war es, zentrale Befunde der analysierten Szenarien zu identifizieren und vergleichend gegenüberzustellen, um so die Bandbreite (und damit auch die Unsicherheiten) der in den Szenarien dargestellten zukünftigen Entwicklung des Energiesystems zu quantifizieren. Darüber hinaus liefert die Meta-Analyse auch die Grundlage dafür, die Ergebnisse der im Rahmen des SCOPE.efzn-Projektes *neu* erstellten Szenarien in die aktuelle Szenarienlandschaft einzubetten und in diesem Kontext zu diskutieren. Dieser Ansatz ermöglicht es, solche Merkmale der im Projekt erstellten Szenarien zu identifizieren, die weitgehend im Konsens mit Ergebnissen anderer Studien sind und somit als „robuste“ Lösungen verstanden werden können. Zudem können sie als „robuste“ Ausgangsbasis für weitere Sensitivitätstests verstanden werden, in denen systemische Zusammenhänge untersucht und quantifiziert werden und es somit ermöglichen, über die rein quantitativen Ergebnisse eines Szenarios heraus ein tiefer gehendes Systemverständnis zu generieren.
Ein besonderer Fokus der Meta-Analyse lag auf dem Vergleich der Studien-Ergebnisse mit Blick auf die folgenden Aspekte:

- Welche Rolle spielen zentrale Schlüsseltechnologien und Energieträger für die Energiewende (z.B. Wasserstoff, Kohlenstoff-basierte Gase, Wind offshore, Elektromobilität, Wärmepumpen, Speicher, Gas- und H_2-Kraftwerke und andere Flexibilitäten)?
- In welcher Größenordnung und Geschwindigkeit erfolgt in den Szenarien der Auf- und Ausbau entsprechender Infrastrukturen?
- Welche Energienachfragestrukturen wurden in den Studien entwickelt und welche Narrative und Vorgaben wurden für die dahinterliegenden sektoralen Transformationspfade genutzt?
- Welche Rolle spielt CCS zur Erreichung der klimapolitischen Ziele?
- In welchem Umfang werden welche Energieträger zukünftig importiert?

Die Auswertung erfolgte auf Grundlage eines strukturierten quantitativen Analyserasters auf Basis der in den Studien publizierter Daten. Im Ergebnis lieferte diese differenzierte Betrachtung auch eine Basis für eine gezielte Eingrenzung des Themen- und Annahmen-Katalogs und damit die Legitimation und Einordnung für die folgende Energiesystemmodellierung in SCOPE.

Sounding Board

Für einen frühen Realitätscheck und konkrete Impulse aus der Praxis wurde SCOPE.efzn im zweiten zentralen Arbeitsschritt von einem sogenannten „Sounding Board“ (deutsch: Resonanzraum) mit unterschiedlichen Expert:innen aus externer Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft begleitet. Im Fokus stand eine praxisnahe Spiegelung relevanter Annahmen im Vorfeld der Modellierung. In einem strukturierten Workshop wurden dazu erste Forschungserkenntnisse geteilt und ausgewählte Spannungsfelder aktueller Energieszenarien, unter anderem zu den Themen EE-Ausbau, Wasserstoff und Elektrifizierung der Gebäudewärme

und des Straßenverkehrs, mit den Akteursgruppen diskutiert. Die Erkenntnisse aus den Diskussionen wurden ausgewertet und in den Forschungsprozess zurückgespielt.

Energiesystemmodellierung

Ziel der Energiesystemmodellierungen in SCOPE.efzn war die Abschätzung von systemischen Auswirkungen, die mit einem Verlangsamen der Energiewende einhergehen würden. Es wurden damit in die politische Öffentlichkeit kommunizierte Vorstöße für einen verlangsamten Ausbau der erneuerbaren Energien aufgegriffen, die sich auf eine möglicherweise geringere Nachfrage an Wasserstoff und Strom in den kommenden Jahren berufen.
Für die Modellierung eines Basis-Szenarios und ausgewählter Varianten wurde das Modell ESTRAM (Energy System Transformation Model) der Leibniz Universität Hannover eingesetzt [Lohr u. a. 2025b]. ESTRAM ist ein energetisches Optimierungs- und Simulations-Framework, mit dem sich Energiesysteme mathematisch modellieren, optimieren und auswerten lassen. ESTRAM modelliert dabei den Ausbau und Betrieb von Energie- und Versorgungstechnologien (z.B. Strom- und Wärmeerzeugung, Erneuerbare Energien (EE), Speicher) mit dem Ziel, den gesamten Energiebedarf über alle Sektoren des Energiesystems kostenminimal zu decken. Den Rahmen für die Optimierung setzen gesetzliche Vorgaben sowie technische und gesellschaftliche Potentialgrenzen, die Szenarioerstellung erfolgt also normativ. Dabei werden Investitions-, Betriebs-, Instandhaltungs- und ggf. CO_2-Kosten berücksichtigt. Methodische Details zu ESTRAM finden sich in Abschnitt 4.3.
Das *SCOPE-Basis*-Szenario stellt einen abgestimmten Transformationspfad für die Energieversorgung in Deutschland dar. Zur Berücksichtigung regionaler Besonderheiten wird das Energiesystem in 12 Knoten abgebildet, deren Grenzen sich an den größeren Bundesländern orientieren. Der Import von stofflichen Energieträgern ist möglich, ebenso ist Stromhandel mit den Nachbarländern möglich. Import- und Exportpotentiale sowie Preise wurden vorab in Satellitenrechnungen ermittelt (siehe Abschnitt 4.3). Die Transformation des Energiesystems wird in 5-Jahres-Schritten abgebildet. Alle Rechnungen wurden in stündlicher Auflösung durchgeführt. Basis für die zeitlich aufgelösten Energiedargebote und Energiebedarfe sowie die Importpotentiale und -preise bildet das Wetterjahr 2012, das sich durch eine Kälteperiode im Februar auszeichnet. Gesetzlich verankerte Ziele zu Emissionen, dem Ausstieg aus fossilen Energien und dem Ausbau von erneuerbaren Energien wurden ebenso berücksichtigt wie politisch vereinbarte Planungen und Rahmenbedingungen. Für die techno-ökonomischen Annahmen wurden regional aufgelöste Potentiale für Energietechnologien und mögliche zukünftige technische Entwicklungen und Preisentwicklungen berücksichtigt. Die Ergebnisse der eigenen Modellierung wurden mit den Ergebnissen der Meta-Analyse abgeglichen. An einigen Stellen sind zudem die Ergebnisse der Meta-Analyse in den eigenen Szenariorahmen eingeflossen.

Szenariorahmen für das Referenzenergiesystem in SCOPE

Bilanzgrenzen: Energiesystem in Deutschland (wenn nicht anders angegeben) | 12 Knoten zur Berücksichtigung regionaler Besonderheiten | Stromhandel mit den Nachbarländern | Import- und Exportpotentiale aus Satellitenrechnungen

Zeitliche Auflösung: Stündliche Auflösung für ein gesamtes Wetterjahr | Transformation in 5-Jahres-Schritten | Wetterjahr 2012 als Basis

Politischer und gesellschaftlicher Rahmen: Gesetzlich verankerte Emissionsziele | Kohleausstieg | EEG-Ausbauziele mit zulässigen Abweichungen von ±20% | Windenergie auf See nach WindSeeG | Netzentwicklungspläne

Techno-ökonomische Randbedingungen: Regional aufgelöste Potentiale für Energietechnologien | zukünftige technische Entwicklungen | zukünftige Preisannahmen | Kohärenzcheck für alle Annahmen

Anschlussfähigkeit zur Meta-Analyse: Stetiger Abgleich der Ergebnisse | Korridore für Wärmepumpenausbau und E-Mobilität aus Meta-Analyse

Das *SCOPE-Basis*-Szenario diente dabei nicht nur der eigenständigen Analyse, sondern auch der Einordnung und Ergänzung der Meta-Analyse, wenn bestimmte Kenngrößen nicht explizit ausgewiesen wurden. Darüber hinaus bildete es die konzeptionelle und modelltechnische Grundlage für die Entwicklung und Bewertung weiterer Szenarien sowie für die Untersuchung zusätzlicher Fragestellungen.

Ein zentraler Analysefokus betrifft mögliche Verzögerungen bei der Umsetzung der Energiewende. Untersucht wurden sowohl die verzögerte Elektrifizierung in einzelnen Sektoren als auch kombinierte Verzögerungen bei Elektrifizierung und Ausbau der EE. Vor dem Hintergrund aktueller Diskussionen zur besseren Synchronisierung von EE-Ausbau, Netzinfrastruktur und sektoraler Transformation wird in Abschnitt 3.14 analysiert, welche Auswirkungen solche Verzögerungen auf das Gesamtsystem, Importbedarfe und Gesamtkosten haben.

Deutschland ist eng in das europäische Stromverbundsystem integriert. Vor diesem Hintergrund wird in Abschnitt 3.15 untersucht, welchen Einfluss ein zusätzlicher Ausbau von Interkonnektoren durch die Nordsee, insbesondere zwischen Deutschland, England und Irland, auf das deutsche und europäische Energiesystem hat. Das *Europa-Basis*-Szenario wird im Hauptteil nicht vertieft behandelt. Die hierfür erforderlichen zusätzlichen Annahmen sowie ausgewählte Kernergebnisse sind im Anhang dokumentiert.

Ergänzend wurden die mit der Transformation verbundenen Investitionsbedarfe analysiert, um diese in Relation zu heutigen Kostenstrukturen einzuordnen und die ökonomischen Implikationen unterschiedlicher Entwicklungspfade transparent zu machen.

Im Szenario *CCS* in Abschnitt 3.13 wird die Rolle von CCS in einem kostenoptimierten Energiesystem untersucht. Analysiert werden verfügbare und genutzte Speicherpotenziale, eingesetzte Abscheidetechnologien sowie der Einfluss von CCS auf Gesamtkosten und den Verlauf der Energiesystemtransformation.

3 Ergebnisse

3.1 Primär- und Endenergie-Bedarf

Die Entwicklung des Primärenergiebedarfs nach Energieträgern illustriert große, über Sektoren aggregierte Trends des Transformationsprozesses des Energiesystems, z.B. bzgl. Energieeffizienz oder der zukünftigen Rolle von fossilen und erneuerbaren Energieträgern zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs. Er kann zudem – bei geeigneter Darstellung – einen ersten Überblick z.B. über die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen, aber auch von Energieträger-Importen liefern. Der Endenergiebedarf liefert darüber hinaus differenziertere Informationen bzgl. der von den Endverbrauchssektoren genutzten Energiemengen und -formen. Insofern sind beide Größen – Primär- und Endenergiebedarf – ein guter Startpunkt, um auf aggregierter Ebene Transformations-Trends in verschiedenen Szenarien miteinander zu vergleichen bzw. die Modellierungen im SCOPE-Projekt (insbesondere das *SCOPE-Basis*-Szenario) in die vorhandene Szenario-Landschaft einzuordnen.

Primär- und Endenergiebedarf: Ergebnisse der Meta-Analyse

Abbildung 3.1 zeigt im oberen Abschnitt die Bandbreite der Entwicklung des PEB in den explorativen und normativen (zielerfüllenden) Szenarien. Aus Gründen der Vergleichbarkeit der Studien untereinander wird der PEB hier *ohne* Umweltwärme dargestellt[1]. Der PEB geht in den Szenarien von einem heutigen (2025) Ausgangswert von 2.931 TWh auf Werte zwischen ca. 1.630 TWh und 2.560 TWh zurück. Die explorativen Szenarien liegen dabei weitgehend innerhalb des Wertebereichs, der von den normativen Szenarien aufgespannt wird. Der Zielwert des Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (Energieeffizienzgesetz) (EnEfG 2023) von 2.252 TWh für das Jahr 2030 (minus 39,3 % gegenüber dem PEB im Jahr 2008) wird in nahezu allen (auch normativen) Szenarien überschritten.

Da die „Startwerte“ für 2025 der Szenarien bzgl. des PEB weit streuen (siehe Abbildung 3.1 oben), kann ein Vergleich des *Rückgangs* des PEB zwischen 2025 und 2045 in den Szenarien sinnvoll sein (s. Abbildung A.1 im Anhang). Hier spannen die normativen Szenarien einen Korridor zwischen 530 und 1.450 TWh auf, innerhalb dessen auch die Werte der explorativen

[1] Die in Wärmepumpen genutzte Umweltwärme wird nicht in allen Studien im Endenergiebedarf mit berücksichtigt, z.T. aber auch nur nicht separat ausgewiesen. Es ist daher nicht auszuschließen, dass Umweltwärme in den Studien z.T. auch unter „Geothermie“ oder unter „sonstige erneuerbare Energien“ bilanziert wird. Der tatsächliche Rückgang des PEB könnte daher stärker ausfallen als in Abbildung 3.1 dargestellt.

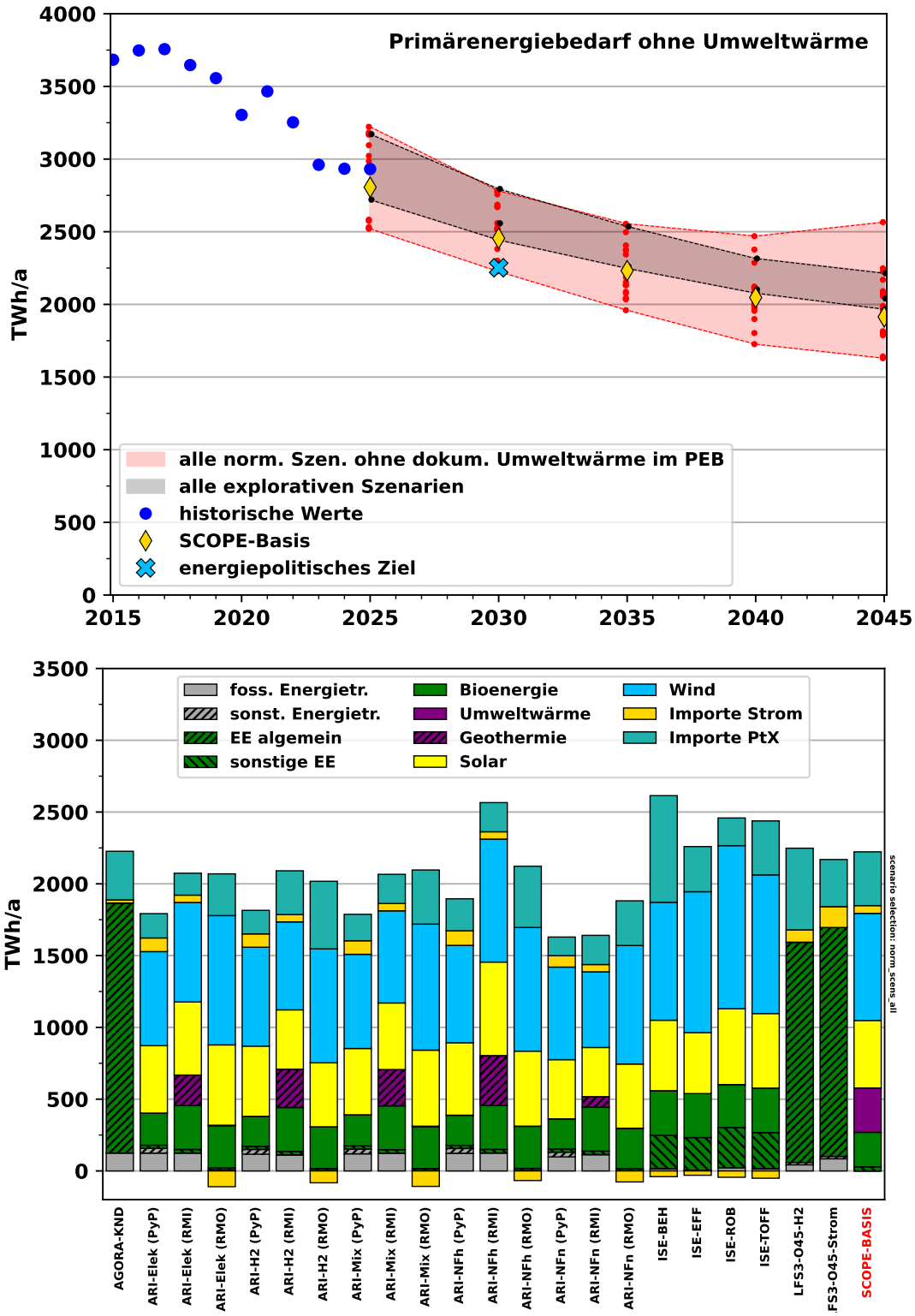


Abbildung 3.1: Oben: Zeitliche Entwicklung des Primärenergiebedarfs (aus Gründen der Vergleichbarkeit ohne Umweltwärme) in allen Szenarien, einschl. historischen Werten und Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios. Unten: Primärenergiebedarf nach Energiequelle für 2045 in den normativen Szenarien.

Szenarien liegen (680-980 TWh, jeweils ohne Umweltwärme). Um das Ziel des EnEfG 2023 für 2030 zu erreichen, müsste der PEB gegenüber heute (2025) bis 2030 um ca. 500 TWh/a gesenkt werden, was in nur wenigen Szenarien erreicht wird.
Bis 2045 werden Wind- und Solarenergie die zentralen Primärenergiequellen darstellen (s. Abb. 3.1 unten). Sie tragen über die Szenarien gemittelt nahezu zwei Drittel zum Primärenergiebedarf bei. Primärenergie-Importe (fossile Energieträger, Elektrizität, Bioenergie, synthetische Energieträger einschließlich Wasserstoff) gehen von heute (2022) ca. 2.000 TWh bis 2045 um 65 %-93 % auf Werte zwischen 150 TWh und 700 TWh zurück (siehe auch Abb. 3.43).

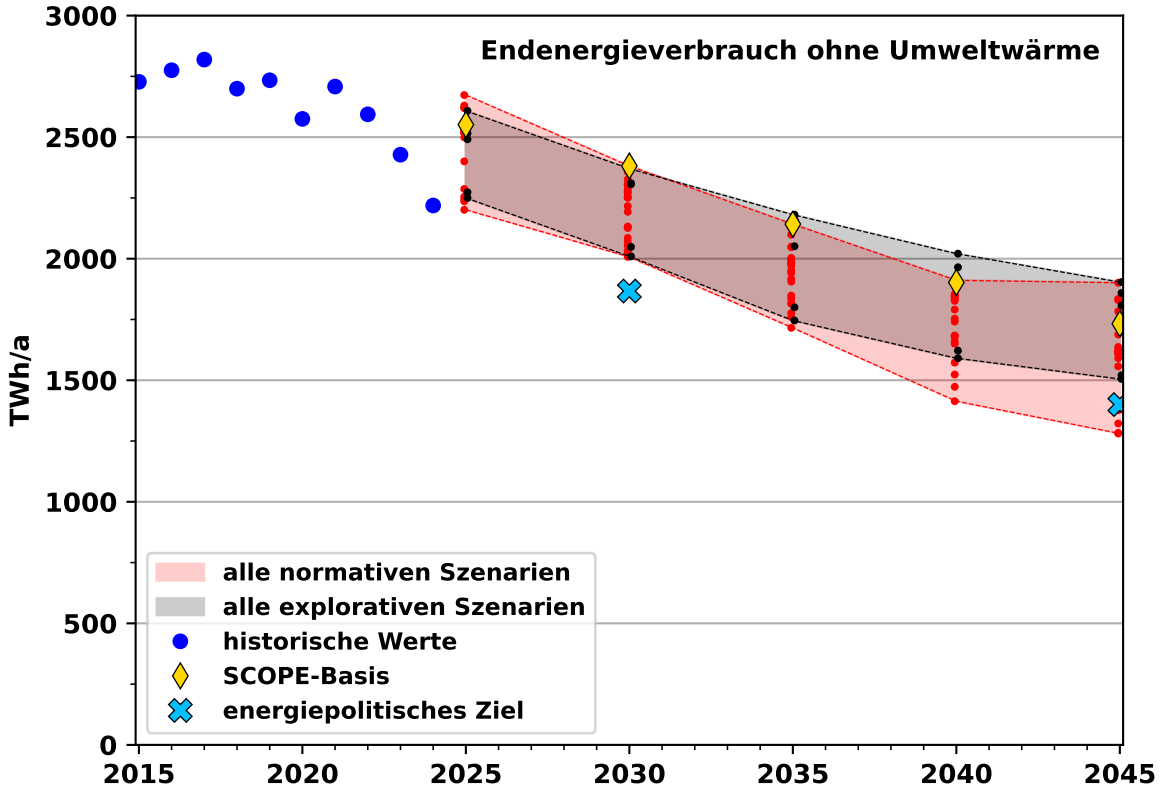


Abbildung 3.2: Entwicklung des Endenergiebedarfs in allen Szenarien (aus Gründen der Vergleichbarkeit *ohne* Umweltwärme) sowie historische Werte und Ergebnisse des *SCOPE-Basis*-Szenarios. EEV inkl. Verbrauch für intern. Verkehr und nicht-energetischer Verbrauch (sofern in Studien ausgewiesen).

Der grobe Trend beim EEB (Abbildung 3.2) ähnelt qualitativ dem des PEB. Ausgehend vom heutigen EEB von ca. 2.450 TWh stellt sich in den Szenarien bis 2045 ein EEB zwischen 1.280 und 1.900 TWh/a ein (*ohne* Umweltwärme). Das Ziel von maximal 1.867 TWh für 2030 wird zunächst von keinem der Szenarien erreicht. Allerdings gehen – ähnlich wie beim PEB – viele Szenarien von einem deutlich zu hohen Ausgangswert für 2025 aus, weswegen hier auch noch der Rückgangs des EEB gegenüber 2025 betrachtet sein soll: Normative Szenarien gehen von einem Rückgang zwischen 2025 und 2045 um 560 bis 1.220 TWh aus (s. Abbildung A.1 im Anhang). Die explorativen Szenarien bewegen sich mit einem Rückgang um 590 bis 750 TWh in der oberen Hälfte des von den normativen Szenarien aufgespannten Korridors. Um das Ziel des EnEfG 2023 für 2030 zu erreichen, wäre ein *Rückgang* des EEB um ca. 320 TWh zwischen

2025 und 2030 nötig, was in vier normativen Szenarien erreicht wird (aber in keinem der explorativen Szenarien). Um das Ziel für 2045 zu erreichen, wäre ein Rückgang 2025-2045 um ca. 685 TWh nötig, der sowohl in einigen normativen wie explorativen Szenarien erreicht wird.

Auf dieser hohen Aggregationshöhe lässt sich also festhalten, dass zielerfüllende Szenarien nicht grundsätzlich von einem stärkeren Rückgang des Primär- und Endenergiebedarfs ausgehen als explorative Szenarien. Allerdings sind die stärksten Verbrauchsrückgänge eindeutig bei normativen Szenarien zu finden. Die kurzfristigen energiepolitischen Ziele zur Reduktion des End- und Primärenergiebedarfs werden in den Szenarien tendenziell nicht erreicht.

Abbildung 3.3 illustriert den Endenergiebedarf nach Energieträgern (oben) und nach Sektoren (unten).[2] Elektrizität dominiert den Endenergiebedarf im Jahr 2050 in allen normativen Szenarien. Wichtige Rollen spielen auch die Nutzung von Umweltwärme in Wärmepumpen (die allerdings in vielen Studien nicht ausgewiesen wird, siehe Abb. 3.3 oben), Wasserstoff (und anderer synthetische Energieträger), Fernwärme sowie Bioenergie.

Im unteren Teil der Abbildung 3.3 ist der Endenergiebedarf nach Sektoren dargestellt. Auch hier wird ein tiefer gehender Vergleich durch unterschiedliche Bilanzgrenzen und uneinheitliche Bilanzierung der Umweltwärme erschwert. Tendenziell dominiert der Industriesektor den EEB (falls angegeben einschließlich nicht-energetischem Bedarf), gefolgt vom Gebäudesektor (ggf. Summe „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel & Dienstleistungen (GHD)“) sowie dem Verkehr.

[2] Aufgrund unterschiedlicher Bilanzgrenzen stimmt die Summe des Endenergiebedarfs (EEB) nach Energieträgern (Abb. 3.3 oben) nicht in jeder Studie bzw. jedem Szenario mit der Summe des EEVs nach Sektoren (Abb. 3.3 unten) überein. In Abb. 3.3 ist zudem die Nutzung von Umweltwärme mit dargestellt (falls in Studie dokumentiert). Der Korridor bzgl. des EEB in normativen Szenarien in Abb. 3.3 stimmt daher nicht vollständig mit dem entsprechenden Korridor aus Abbildung 3.1 (unten) überein.

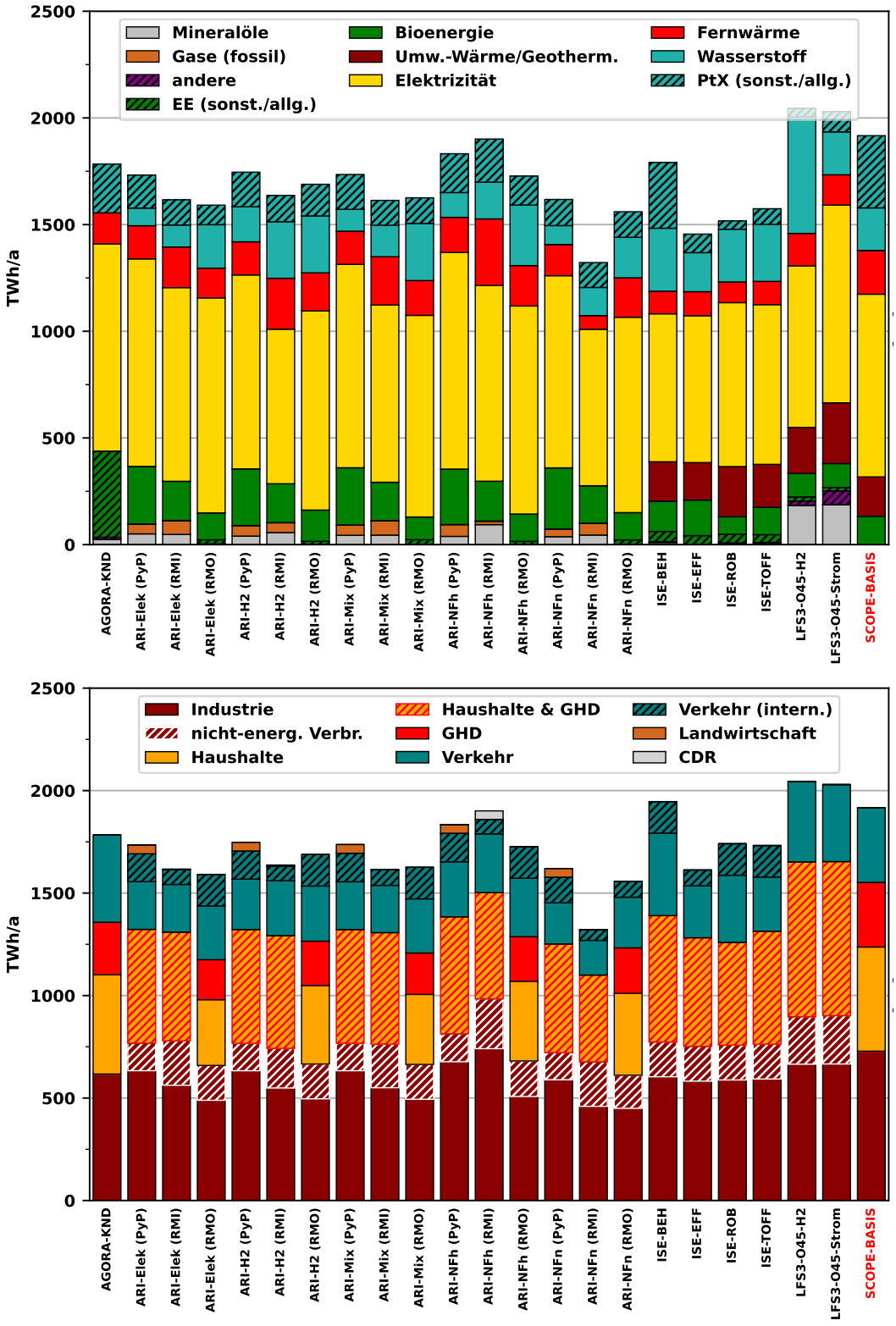


Abbildung 3.3: Endenergiebedarf im Jahr 2045 in normativen Szenarien nach Energieträgern (oben) und Sektoren (unten), einschließlich internationalem Verkehr und nicht-energetischem Verbrauch (soweit ausgewiesen). Definition der Szenarien: s. Abb. 4.1ff.

Modellierung: Entwicklung des Primärenergiebedarfs im *SCOPE-Basis*-Szenario

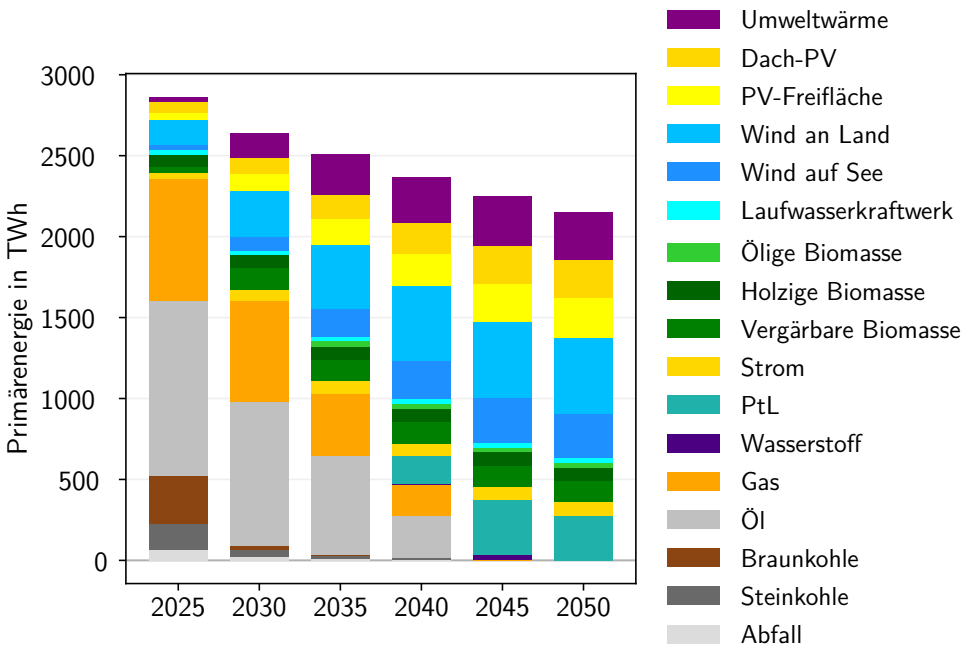


Abbildung 3.4: Primärenergiebedarf im *SCOPE-Basis*-Szenario

Abbildung 3.4 zeigt, dass die Transformation des Energiesystems im *SCOPE-Basis*-Szenario zu einer deutlichen Veränderung des Primärenergiebedarfs führt. Dies betrifft sowohl den Gesamtbedarf, der deutlich zurückgeht, als auch die Zusammensetzung. Ausgehend von einem Primärenergiebedarf von 2864 TWh im Stützjahr 2025 sinkt der Primärenergieeinsatz bis zum Jahr 2050 um ca. 25 % auf 2154 TWh, wenn man die Umweltwärme mitbilanziert, und sogar um 35 % auf 1859 TWh ohne Umweltwärme. Damit liegt das *SCOPE-Basis*-Szenario bzgl. der Höhe und Veränderung des Primärenergieverbrauchs im Mittelfeld aller normativer Szenarien (s. Abb. 3.1, oben). Gleichzeitig ändert sich die Zusammensetzung stark: Während im Jahr 2025 80 % des Primärenergiebedarfs von Importen fossiler Energieträger gedeckt werden, sinkt der Anteil der Importe bis 2050 auf unter 20 %. Außerdem steigt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien der Anteil der Primärenergie, der in Deutschland bereitgestellt werden kann: Wind- und Solarenergie tragen zur Mitte des Jahrhunderts ca. zwei Drittel zum Primärenergiebedarf (ohne Umweltwärme) bei, in guter Übereinstimmung mit den in der Meta-Analyse untersuchten Szenarien (s. Abbildung 3.1 unten). Bei den verbleibenden Importen im Jahr 2050 handelt es sich um CO_2-freie Energieträger, vor allem PtL-Produkte. Diese werden im Ausland zwar mittels einer entsprechenden Prozesskette auch aus erneuerbaren Strom hergestellt, nehmen aber die Rolle ehemals fossiler Energieträgerimporte ein und werden in der nationalen Bilanz daher auch als Primärenergie dargestellt. Sowohl der sinkende Primärenergiebedarf, als auch der hohe Anteil erneuerbarer Energien sind stark mit der parallel zunehmenden Elektrifizierung aller Sektoren verknüpft (s. Abschnitt 3.2).

Fossile Energieträger werden im Jahr 2025 noch in allen Bereichen des Energiesystems eingesetzt: Gas für die Bereitstellung von Raumwärme und in der Industrie, Kohle vor allem für die Stromerzeugung, aber auch in der Industrie, und Öl insbesondere im Straßenverkehr, daneben jedoch auch in der Raumwärme und der Industrie. Während die Kohleverstromung bis 2030 bereits stark zurückgeht und 2035 eingestellt wird, senkt die Elektrifizierung des Straßenverkehrs sowie von Raum- und Prozesswärme den Bedarf an Öl und Erdgas. Gleichzeitig steigt die Bedeutung von Umweltwärme, die von Wärmepumpen sowohl für die Bereitstellung von Fernwärme als auch für die dezentrale Bereitstellung von Raumwärme genutzt wird (s. Abschnitt 3.7).

Ab 2040 finden in Form von PtL-Produkten nennenswerte Importe von CO_2-neutralen Energieträgern statt. 2040 ist außerdem das letzte Stützjahr, in dem noch fossile Energieträger importiert werden. Wasserstoff-Importe hingegen spielen als Primärenergieträger nur im Jahr 2045 eine kleine Rolle, da Wasserstoff ansonsten über Elektrolyse ausschließlich in Deutschland hergestellt wird (s. Abschnitt 3.6). Ab 2045 finden dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG 2021) entsprechend keine Importe von fossilen Energieträgern mehr statt. Stattdessen wird die Primärenergie vollständig aus erneuerbaren Energien bereitgestellt oder über CO_2-neutrale Energieträger importiert. 2050 sinkt der Primärenergiebedarf nochmals, weil durch die weitere Sanierung von Gebäuden und Effizienzmaßnahmen in der Industrie der Nutzenergiebedarf sinkt. Heimische Biomasse spielt über den gesamten Transformationspfad eine Rolle. Diese ändert sich jedoch im Vergleich zu heute deutlich und die Flexibilität sowie Speicherbarkeit von Biomethan werden stärker genutzt (s. Abschnitt 3.9 und Abschnitt 3.8).

Modellierung: Entwicklung des Endenergiebedarfs im *SCOPE-Basis*-Szenario

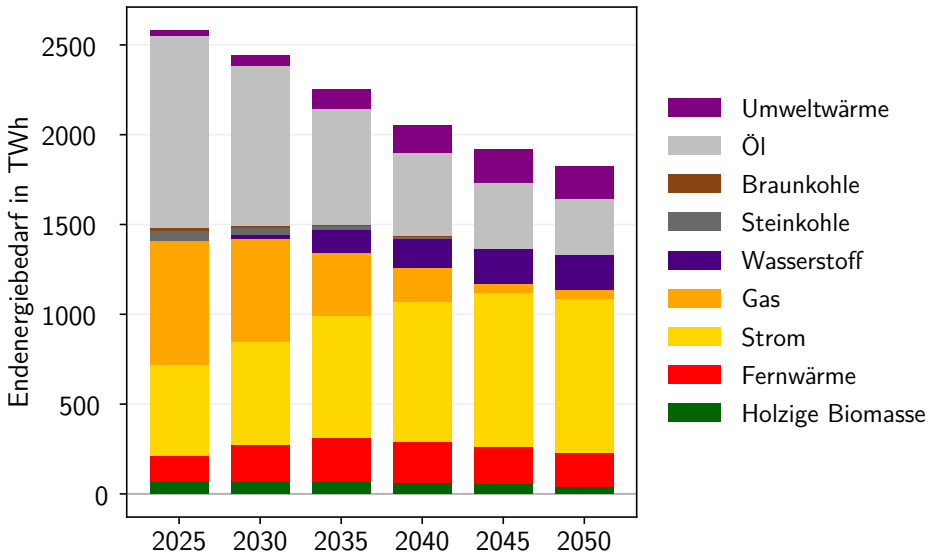


Abbildung 3.5: Endenergiebedarf im *SCOPE-Basis*-Szenario nach Energieträgern

Im *SCOPE-Basis*-Szenario sinkt der Endenergiebedarf von über 2500 TWh im Jahr 2025 auf 1732 TWh (ohne Umweltwärme), bzw. 1916 TWh (mit Umweltwärme) in 2045 (s. Abbildung 3.5). Insgesamt liegt das *SCOPE-Basis*-Szenario im Vergleich zur Metaanalyse in Abbildung 3.2 über den gesamten Transformationspfad im oberen Bereich der normativen Szenarien, in den Jahren 2030 bis 2040 sogar an der oberen Grenze. Das *SCOPE-Basis*-Szenario berücksichtigt dabei auch Endenergieverbräuche für den internationalen Flugverkehr, den nichtenergetischen Verbrauch in der Industrie und einen zunehmenden Strombedarf für Rechenzentren. Bezogen auf die Änderung des Endenergiebedarfes liegt das *SCOPE-Basis*-Szenario mit einem Rückgang um 819 TWh zwischen 2025 und 2045 im Mittelfeld der normativen Szenarien (s. Abbildung A.1).

Maßgeblich für diesen Rückgang ist die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und der Raumwärme. Durch den Einsatz batterieelektrischer Fahrzeuge und elektrischer Wärmepumpen werden die fossilen Energieträger zunehmend ersetzt. Gleichzeitig sinkt der Endenergiebedarf aufgrund höherer Effizienz der strombasierten Technologien. Parallel dazu steigt der Anteil von Strom am Endenergiebedarf deutlich an: von rund 20 % im Stützjahr 2025 auf über 50 % im Jahr 2050. Im Gegenzug verlieren chemische Energieträger deutlich an Bedeutung. Während Erdgas und Mineralölprodukte im Jahr 2025 noch rund 1760 TWh vom Endenergiebedarf ausmachen, sinkt der Beitrag chemischer Energieträger bis 2050 auf etwa 555 TWh. Dabei handelt es sich vor allem um Wasserstoff, Biomethan und PtL-Produkte, deren gemeinsamer Anteil weniger als ein Drittel des heutigen Einsatzes fossiler Energieträger ausmacht. Insbesondere im Sektor Haushalte spielen chemische Energieträger zukünftig nahezu keine Rolle mehr. Wasserstoff und Biomethan werden überwiegend in der Industrie für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt, während PtL-Produkte vor allem als Grundstoff in der Industrie sowie im Luftverkehr Verwendung finden.

Kernaussagen: Primär- und Endenergiebedarf

- Der **Primärenergiebedarf** Deutschlands geht in den untersuchten Szenarien zwischen 2025 und 2045 um 530 bis 1450 TWh zurück (*SCOPE-Basis*-Szenario: 890 TWh Rückgang, jeweils ohne Umweltwärme); der **Endenergiebedarf** sinkt (ohne Umweltwärme) um 560 bis 1220 TWh (*SCOPE-Basis*-Szenario: 820 TWh). Ursachen hierfür sind Effizienzsteigerungen, u.a. durch die umfassende Elektrifizierung der Endnutzungssektoren sowie (im Fall der Primärenergie) die stark zunehmende Stromerzeugung aus Wind und PV. Die energiepolitischen Ziele für den Primär- und Endenergiebedarf für das Jahr 2030 werden dennoch von den Szenarien meist *nicht* erfüllt.
- Zielerfüllende Szenarien gehen nicht *grundsätzlich* von einem stärkeren **Rückgang des Primär- und Endenergiebedarfs** aus als explorative Szenarien. Aber einige bzgl. Energieeffizienz ambitionierte normative Szenarien unterstellen deutlich höhere Verbrauchsrückgänge als alle explorativen Szenarien.
- Die **Struktur der Energieversorgung** verändert sich grundlegend: Fossile chemische Energieträger werden weitgehend durch erneuerbaren Strom ersetzt. Wind und PV decken langfristig im Mittel über alle Szenarien nahezu zwei Drittel des Primärenergiebedarfs (Bandbreite: 49 %-74 %, *SCOPE-Basis*-Szenario: 64 %). Die Nutzung chemischer Energieträger beschränkt sich zukünftig weitgehend auf Anwendungen in der Industrie und Verkehr, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, und als Option zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsektor. Die verstärkte Nutzung von Umweltwärme durch Wärmepumpen reduziert zusätzlich zu Effizienzsteigerungen die bereitzustellende und zu transportierende Energiemenge.
- **Energieträgerimporte** sinken deutlich. Importe klimaneutraler Energieträger sind aber weiterhin in allen zielerfüllenden Szenarien notwendig und machen im Mittel über alle Szenarien 15 % des Primärenergiebedarfs aus (Bandbreite: 7 %-29 %).

3.2 Strombedarf

Meta-Analyse: Entwicklung des Strombedarfs

Der Szenarienvergleich zeigt eine weite Spannbreite bzgl. der Entwicklung des Brutto- wie auch des Nettostrombedarfs in den Studien (siehe Abb. 3.6 für den Bruttostrombedarf).[3] Die Stromnachfrage – brutto oder netto – ist ein wesentlicher Treiber für den erforderlichen Ausbau an erneuerbaren Erzeugungs- und Netztechnologien sowie Speichern und anderen Flexibilitäten. Effizienzgewinne und Stromeinsparungen spielen somit eine wichtige Rolle, um den Infrastrukturbedarf und die Transformationskosten zu begrenzen. Dies zeigt sich in den Szenarien an zumeist deutlich sinkenden Stromintensitäten der Anwendungen in den Verbrauchssektoren. Da direkte wie indirekte Elektrifizierung des Energiesystems eine notwendige Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele (KSG 2021) darstellt, ist eine steigende Stromnachfrage jedoch ein unvermeidliches Resultat und zugleich auch ein Erfolgsindikator der Energiewende. Dies zeigt sich an den roten Flächen der Abb. 3.6, die den Möglichkeitsraum der betrachteten normativen Szenarien ausweisen. In der oberen Grafik zeigt sich für 2030 ein Bruttostrombedarf im Bereich von 600 TWh bis knapp über 800 TWh, allesamt deutliche Anstiege im Vergleich zum realen Verbrauch im Jahr 2024 von 527 TWh. Explorative Szenarien sehen demgegenüber für 2030 nur einen Bruttostrombedarf zwischen 592 und 692 TWh (graue Flächen in Abb. 3.6). Daraus ergibt sich ein Überlapp zwischen normativen und explorativen Szenarien beim Bruttostrombedarf 2030 von 600 bis 692 TWh. Zum Vergleich: Der Monitoringbericht [EWI & BET 2025], dem gegenüber der Meta-Analyse in SCOPE einige weitere (nicht öffentlich verfügbare) explorative Szenarien zu Verfügung standen, kommt auf einen Überlapp von 600 bis 700 TWh. Dieser Bereich des Bruttostrombedarfs 2030 wird dort als „zielerfüllend“ und gleichzeitig „realistisch“ interpretiert. Das Papier „Zehn Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht“ des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) [BMWE 2025] zitiert ebenfalls diese Bandbreite beim Bruttostrombedarf 2030, versehen mit dem Hinweis, „dass der Strombedarf eher am unteren Ende“ liegen wird.

Die numerischen Werte dieses Korridors hängen davon ab, welche Szenarien als „zielerfüllend“ in die Analyse einfließen. Eine konservativere Auswahl der zielerfüllenden Szenarien, die solche Szenarien ausschließt, die explizit von einer sehr niedrigen Zunahme des Strombedarfs u.a. aufgrund von Verhaltensänderungen ausgehen[4] oder aber keine Gesamtsystem-Strategie abbilden[5], führt zu einem deutlich geringeren Überlapp zwischen normativen und explorativen Szenarien beim Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 von nur noch 681 bis 692 TWh.

[3] Gegenüber dem Netto-Strombedarf umfasst der Brutto-Strombedarf noch den Eigenverbrauch der Kraftwerke, Netz- und Speicherverluste. Im Jahr 2025 lag der Eigenverbrauch bei 23,0 TWh/a, Netzverluste bei 27,3 TWh und Speicherverluste bei 2,3 TWh [BDEW 2025a], in Summe somit bei ca. 53 TWh. Zukünftig steht zu erwarten, dass der Eigenverbrauch wegen des Rückgangs der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken deutlich zurückgehen wird, während Netzverluste wegen des steigenden Bedarfs an zu transportierendem Strom sowie Speicherverluste wegen des steigenden Speicherungsbedarfs ansteigen werden.

[4] Szenario „Effizienz“ aus [Thelen u. a. 2024] und Szenarien „niedrige Nachfrage“ aus [ARIADNE 2025].

[5] Szenario „optimiertes System“ aus [BCG 2025].

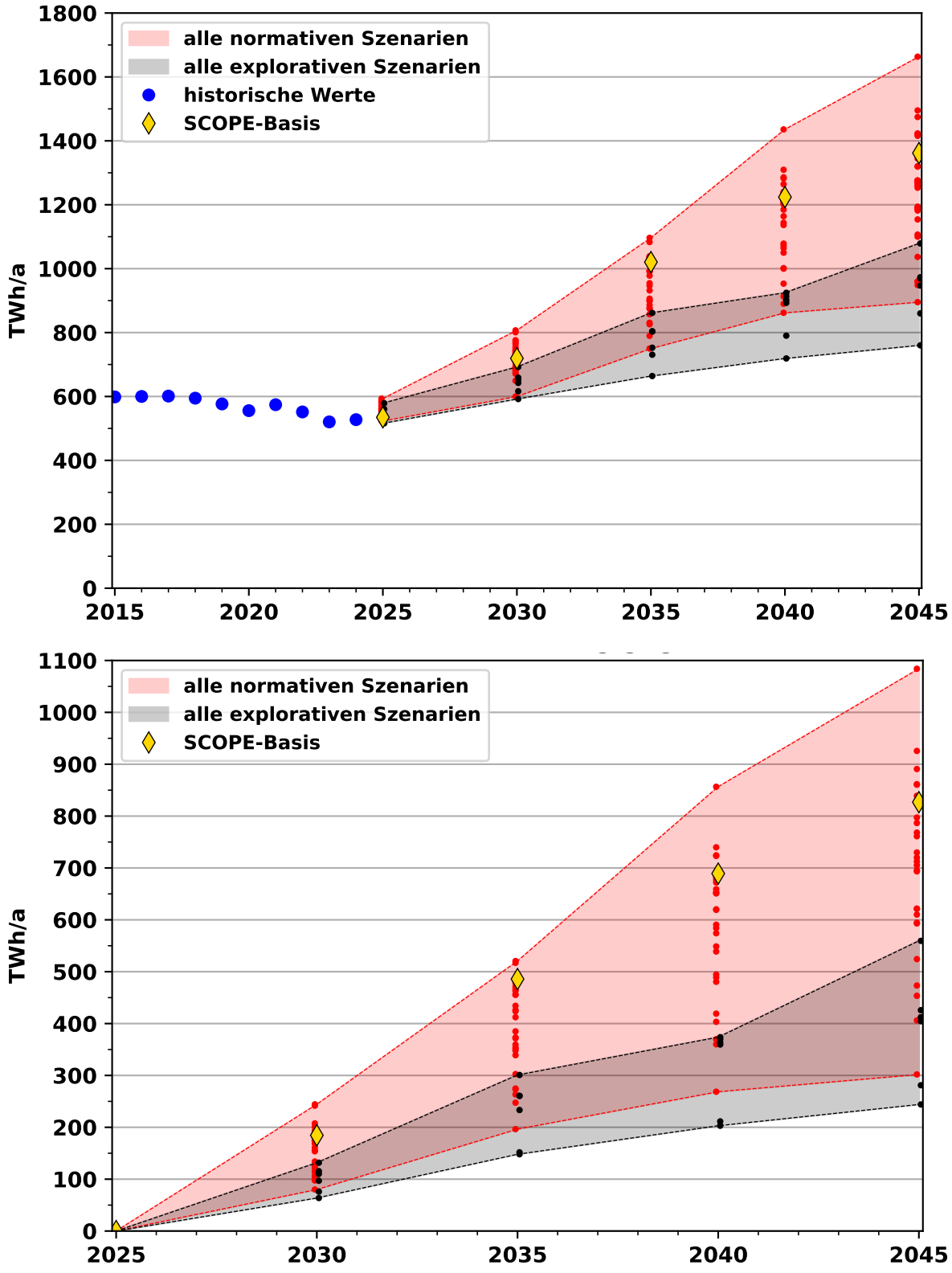


Abbildung 3.6: Brutto-Strombedarf in allen explorativen und normativen Szenarien. Oben: absolute Werte im Vergleich zu historischen Verbrauchsdaten. Unten: Änderung des Brutto-Strombedarfs gegenüber 2025. Ergebnisse dess *SCOPE-Basis*-Szenario ist jeweils als gelbe Raute dargestellt.

Der Vergleich des Bruttostrombedarfs erfolgt an dieser Stelle aufgrund seiner Funktion als zentraler politischer Zielindikator. Im Gegensatz zum Nettostrombedarf gibt es jedoch eine größere Unschärfe beim Szenarienvergleich, da die Studien keiner einheitlichen Methode folgen, ob und wie der Eigenbedarf von Kraftwerken sowie Netz- und Speicherverluste im Bruttostrombedarf berücksichtigt werden. Auch können die getroffenen exogenen Annahmen und berechneten Ergebnisse aus den Stromsystemmodellen hier sehr unterschiedlich sein (siehe auch Abschnitt 4.1.3). Aus diesen methodischen Herausforderungen ergibt sich, dass für eine Meta-Analyse der *Anstieg des Netto-Stromverbrauchs* (ohne Kraftwerks-Eigenverbrauch, Netz- und Speicherverluste) der robustere Indikator zur Beschreibung der Entwicklung des Strombedarfs ist. Beim Nettostromverbrauch sehen explorative Szenarien einem Anstieg (2025-2030) von 62 bis 129 TWh; normative Szenarien liegen zwischen 78 und 212 TWh (Überlapp: 78 bis 129 TWh). Für *normative Gesamtsystem-Szenarien (GSZ) ohne explizit niedrigen Verbrauch* (s.o.) liegt der Überlapp mit den explorativen Szenarien bei 96 bis 129 TWh.

Erst ein genauer Blick in die Studien zeigt die Unterschiede in den Narrativen und Modellierungen und wie sie sich auf den berechneten Strombedarf auswirken. In Tabelle 3.1 sind für zwei Szenarien beispielhaft wesentliche Kennzahlen dargestellt, die für den Strombedarf ausschlaggebend sind. So geht im normativen Szenario O45-Strom der Hochlauf der Wasserstofferzeugung, der Elektromobilität und der Elektrifizierung in Industrie und Fernwärme deutlich schneller und steigt der Strombedarf bis 2035 deutlich stärker, auch wenn im explorativen UBA-Szenario MWMS ([UBA 2025]) der Wärmepumpenausbau bis 2035 stärker forciert wird. In vielen Szenarien wird zudem ein Import von grünen Energieträgern angenommen (Wasserstoff, Methan/Ammoniak, synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe), der den Strombedarf begrenzt, jedoch außerhalb der betrachteten Systemgrenzen zusätzlichen Strombedarf in den Exportländern verursacht. Auch hier zeigen sich große Unterschiede bei den zwei betrachteten Szenarien, die UBA-Studie geht von der Verfügbarkeit eines viel höheren Wasserstoffimports bereits ab 2030 aus.

	Einheit	Bezugs-Jahre bzw. Zeitraum	UBA (MWMS)	LFSz3 (O45-Strom)
Anstieg Brutto-Strombedarf	TWh/a	2030/2035	115/260	190/412
Strom für H_2-Erzeugung	TWh/a	2030/2035	26/57	31/107
Zubau Wärmepumpen	Anzahl/a	2025-35	ca. 670.000	ca. 450.000
Neue E-PKW	Anzahl/a	2025-35	1,6 Mio.	2,1 Mio.
Zunahme Elektrifizierung Industrie	%/a	2025-35	1,2 %	1,8 %
Zunahme Elektrifizierung Fernwärme	%/a	2025-35	1,7 %	3,5 %
Import H_2 und Derivate	TWh/a	2030/2035	9,7/44	0/5,6

Tabelle 3.1: Vergleich des Strombedarfs und wesentlicher Treiber für zwei ausgewählte Szenarien ([UBA 2025], Szenario MWMS, [BMWK 2024b], Szenario O45-Strom), (Annahmen Wärmepumpen: 8 kW Heizleistung, 2.100 h/a VLS)

Meta-Analyse: Strombedarf in den Sektoren

Die Entwicklung des Nettostrombedarfs unterteilt nach Sektoren ist für 2035 und 2045 in Abb. 3.7 für die Szenarien dargestellt. Es zeigen sich große sektorale Unterschiede vor allem bei der Elektrifizierung in der Industrie, beim Strombedarf für die heimische Wasserstofferzeugung sowie beim Stromeinsatz in der Fernwärme.

Die in den Szenarien berechnete Stromnachfrage in der Industrie liegt für das Jahr 2030 im Bereich von 200 bis 330 TWh (Vergleich 2024: 188 TWh) und steigt zumeist kontinuierlich auf ca. 220 bis 450 TWh für 2045. Auch hier zeigt sich eine hohe Unschärfe aufgrund unterschiedlicher modellierter Startwerte für 2025. Insgesamt steigt gegenüber einem einheitlich angenommenen Verbrauch im Jahr 2025 der Industriestrombedarf in den Szenarien im Median um 44 TWh bis 2030, um 82 TWh bis 2035 und um ca. 140 TWh bis 2045. Ausschlaggebend sind hierbei Unterschiede in der Annahme der Elektrifizierungspotentiale bei der Prozesswärme durch die Umstellung der Herstellungsprozesse und des komplementären Einsatzes von Gasen. Es finden sich aber auch Differenzen bei den angenommenen Effizienzentwicklungen in allen Stromanwendungen sowie der Entwicklung des Industriesektors insgesamt (z.B. materialeffizientere Wertschöpfungsketten, Wachstum von Produktionsmengen, Kreislaufwirtschaft).

Die Unterschiede beim Stromeinsatz für die Wasserstofferzeugung liegen für 2030 im Bereich von 0 bis 26 TWh bei den explorativen Szenarien und etwa 10 bis 60 TWh bei den normativen Szenarien. Für das Jahr 2035 liegt der Stromeinsatz für Wasserstoff bei 0 bis über 55 TWh in den explorativen Szenarien und steigt in den normativen bereits auf 30 bis über 140 TWh. Für das Jahr 2045 ergeben sich in den explorativen Szenarien bis zu 127 TWh und in den normativen bis über 400 TWh Stromeinsatz für die heimische Wasserstofferzeugung (bei einem Median von 190 TWh). Ausschlaggebend sind hier unterschiedliche Rollen und Ausprägungen des Einsatzes von Wasserstoffs und unterschiedliche Importszenarien (vgl. Kapitel 3.5 und 3.6)

Der jährliche Stromeinsatz in der Fernwärme steigt bis 2030 auf 5 bis 20 TWh in den explorativen und bis über 40 TWh in den normativen Szenarien sowie bis 2035 auf 8 bis 34 TWh in den explorativen und bis zu 56 TWh in den normativen Szenarien. Im Jahr 2045 wird bei den explorativen Szenarien im Bereich von 5 bis über 50 TWh und bei den normativen Szenarien 20 bis über 100 TWh Strom in der Fernwärme eingesetzt. Die Ergebnisse hängen sehr stark ab von den ermittelten Gesamtwärmenachfragen für Gebäude, den Fernwärmenachfragen im berechneten Energiemix und dem Einsatz alternativer Optionen, insbesondere Bioenergie und Wärmepumpen, es finden sich aber auch größere Unterschiede beim verbleibenden Einsatz von fossilen und erneuerbaren Gasen. Die Zielszenarien folgen zumeist dem gleichen Trend: Der Stromeinsatz in der Fernwärme nimmt kontinuierlich zu und erreicht bis 2045 den größten Anteil infolge des verstärkten Zubaus von Großwärmepumpen und Wärmespeichern.

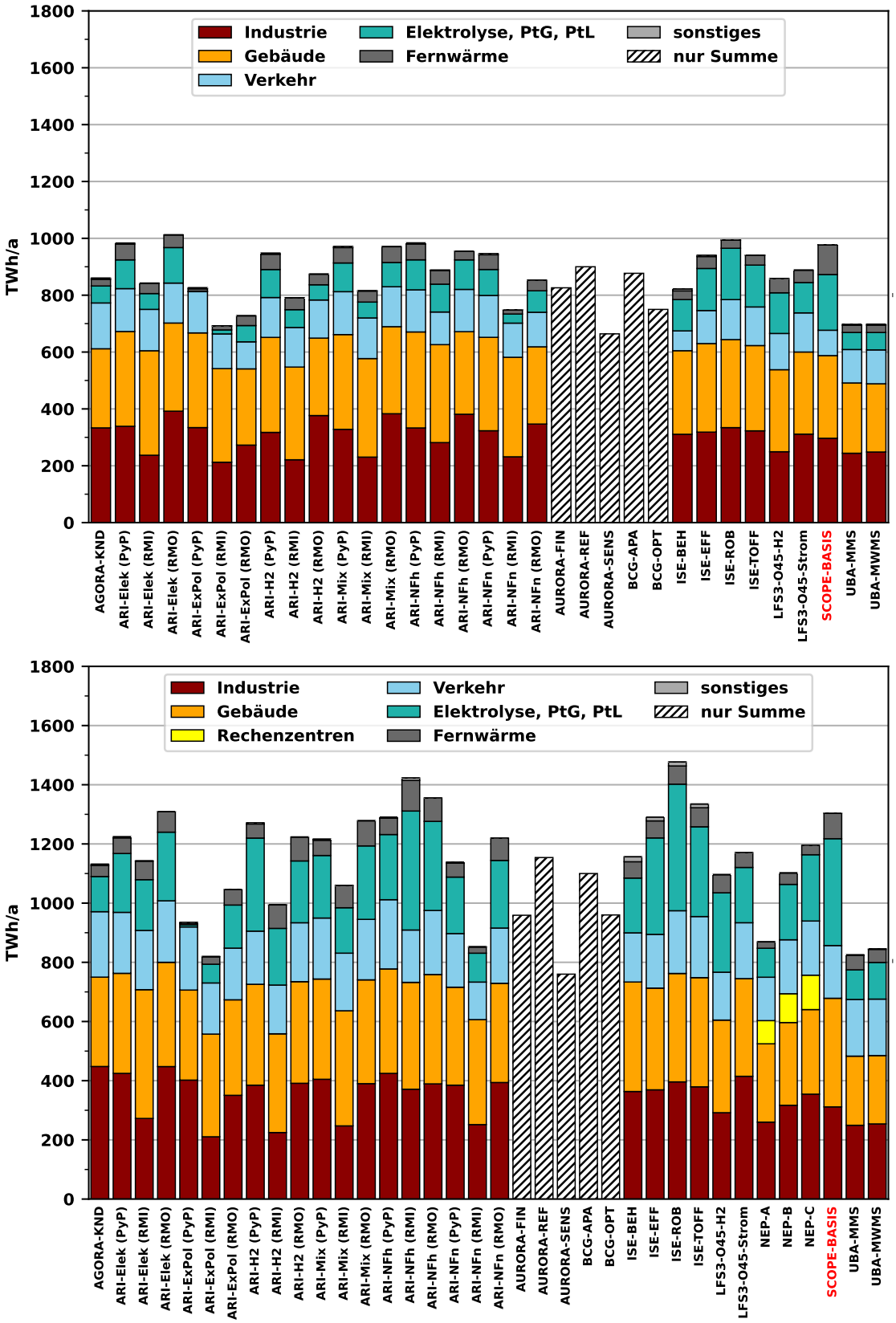


Abbildung 3.7: Netto-Strombedarf nach Sektoren in allen Szenarien für 2035 (oben) und 2045 (unten). Zur Definition der Szenarien siehe Abb. 4.1 ff.

Modellierung: Entwicklung des Strombedarfs

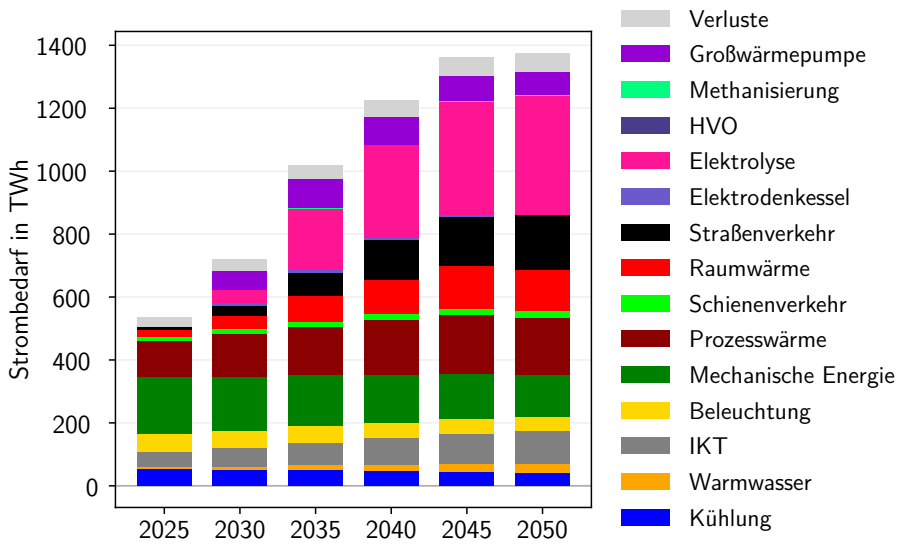


Abbildung 3.8: Strombedarf in Deutschland im Basis-Szenario

Der Nettostrombedarf steigt im *SCOPE-Basis*-Szenario von 505 TWh im Jahr 2025 über 684 TWh in 2030 und 977 TWh in 2035 bis auf 1304 TWh im klimaneutralen Energiesystem 2045. Damit liegt das Szenario sowohl in Bezug auf den Gesamtstrombedarf als auch in Bezug auf die Änderung des Strombedarfs im oberen Mittelfeld der normativen Szenarien und deutlich über den explorativen Szenarien. In Abbildung 3.6 sind zusätzlich zum Nettostrombedarf die Verluste in Speichern und Netzen dargestellt.

Der Anstieg des Strombedarfs ist auf zwei Faktoren zurückzuführen. Erstens werden bestehende Energiebedarfe, wenn möglich, elektrifiziert. Dies betrifft vor allem die Bereiche Straßenverkehr und die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme. Während diese Bereiche heute durch fossile Energieträger geprägt sind, steigt ihr Strombedarf bis 2045 auf fast 600 TWh an. Ein leichter Rückgang des Strombedarfs in anderen Bereichen kompensiert einen Teil dieses Zuwachses. In Summe bleibt aber ein Anstieg zwischen 2025 und 2045 von 535 TWh auf 955 TWh. Zweitens entstehen neue Bedarfe für zukünftige Rechenzentren (+46 TWh) und die Produktion von Wasserstoff für industrielle Anwendungen, die nicht oder nur sehr schwer elektrifiziert werden können, sowie für die Rückverstromung (+360 TWh).

Der Strombedarf lässt sich in den inflexiblen Bedarf von Konsumenten mit einem exogen vorgegebenem zeitlichen Profil und einen flexiblen Bedarf von Elektrolyseuren und Großwärmepumpen und Elektroheizern für die Fernwärmebereitstellung unterteilen. Der Stromeinsatz für Elektrolyseure liegt 2030 mit 40 TWh noch im unteren Bereich der normativen Szenarien, steigt anschließend aber stark an und liegt ab 2035 eher am oberen Ende dieser Szenarien.

Da im *SCOPE-Basis*-Szenario keine dezentralen Flexibilitäten für Raumwärme oder das Laden von Elektrofahrzeugen modelliert werden, kann keine Lastverschiebung stattfinden. Im Modell ist lediglich eine Lastreduktion bei sehr hohen Strompreisen (>2000 €/MWh) abgebildet.

Im Gegensatz dazu ist bei Fernwärmetechnologien und der Elektrolyse durch die Kombination mit entsprechenden Speichern eine Verschiebung der Last möglich. Durch das sehr hohe Verhältnis von installierter Kapazität (Energy) zu installierter Leistung (Power) (E/P-Verhältnis) der Wasserstoffspeicher kann insbesondere die Elektrolyse sehr flexibel eingesetzt werden (siehe auch Abschnitt 3.6). Die Fernwärmeproduktion ist hingegen nicht vollständig flexibel, da der Ausbau der Wärmespeicherkapazitäten aus Kostengründen begrenzt ist und die Speicher bei hoher Nachfrage in kalten Jahreszeiten an ihre Grenzen stoßen.

Der modellierte Gesamtstrombedarf hängt maßgeblich von den angenommenen Ausbaugrenzen der EE-Stromerzeugung ab. Ursache hierfür ist im betrachteten Ausbaukorridor der erneuerbaren Energien vor allem die kostenoptimale Deckung des Wasserstoffbedarfs durch heimische Elektrolyse. Sofern ausreichend erneuerbarer Strom verfügbar ist, stellt die heimische Elektrolyse die günstigste Versorgungsoption dar.

Im *SCOPE-Basis*-Szenario können Windenergie an Land und PV über die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) definierten Zielwerte hinaus ausgebaut werden. Dadurch steht ein hohes inländisches Angebot an erneuerbarem Strom zur Verfügung, das nicht nur zur direkten Elektrifizierung, sondern auch zur heimischen Wasserstoffproduktion genutzt wird. Dadurch steigt der Gesamtstrombedarf.

Wird hingegen ein geringeres Ausbaupotenzial für erneuerbare Energien unterstellt, reduziert sich das verfügbare Stromangebot. In der Folge sinken die wirtschaftlich optimalen Elektrolysekapazitäten und die inländische Wasserstoffproduktion. Der Gesamtstrombedarf fällt entsprechend geringer aus. Die Wasserstoffversorgung wird in diesem Fall verstärkt durch Importe gedeckt.

Kernaussagen: Entwicklung des Strombedarfs

- In der Meta-Analyse zeigt sich in allen Szenarien ein **erheblicher Anstieg des Brutto-Strombedarfs** gegenüber 527 TWh im Jahr 2024: Explorative Szenarien gehen für 2030 von einem Brutto-Strombedarf zwischen 592 und 692 TWh aus, normative Szenarien von 600 bis 807 TWh. Bei Beschränkung auf normative *Gesamtsystem-Szenarien ohne explizit niedrigen Bedarf* (induziert u.a. durch Verhaltensänderungen) reduziert sich der Überlapp auf 681 bis 692 TWh für 2030. Aufgrund methodischer Herausforderungen ist jedoch der *Anstieg* des Strombedarfs ein robusterer Indikator als die absoluten Zahlenwerte: Für den Zeitraum 2025-2030 sehen alle normative Szenarien einen Anstieg des Bruttostrombedarfs zwischen 80 und 244 TWh, explorative Szenarien liegen zwischen 64 und 132 TWh. Bis 2035 gehen normative Szenarien von einem Anstieg zwischen 200 und über 500 TWh aus, bis 2045 zwischen 300 und 1.080 TWh.
- Das ***SCOPE-Basis*-Szenario sieht einen Anstieg des Nettostrombedarfs** bis 2035 um 472 TWh, bis 2045 um 799 TWh/a. Treiber dieses Anstiegs sind die Elektrifizierung von Raumwärme, Prozesswärme und Straßenverkehr sowie die Erzeugung von Wasserstoff, trotz signifikanter Effizienzgewinne in allen Sektoren.
- Ein Vergleich der verschiedenen Szenariostudien zeigt **große sektorale Unterschiede** vor allem bei der Elektrifizierung in der Industrie, beim Strombedarf für die heimische Wasserstofferzeugung sowie beim Stromeinsatz in der Fernwärme. Der Strombedarf von Rechenzentren kann langfristig beträchtlich zum Gesamtstrombedarf beitragen, wird aber in wenigen Studien explizit ausgewiesen.
- Die SCOPE-Modellierungen zeigen, dass die **Stromnachfrage auch den Potentialen von günstigem Strom aus erneuerbaren Energien folgt**, da Importe anderer treibhausgasneutraler Energieträger als Alternativen in der Regel höhere Kosten verursachen als die Nutzung inländisch erzeugter erneuerbarer Energie.
- Wasserstoffelektrolyse kann in Deutschland potenziell ein großer neuer Verbraucher werden. Ein **systemdienlicher Betrieb der Elektrolyseure** spielt im *SCOPE-Basis*-Szenario eine große Rolle als Flexibilitätsoption zur Nutzung von Erzeugungsspitzen fluktuierender Wind- und PV-Einspeisung und reduziert Gesamtsystemkosten gegenüber einem betriebswirtschaftlich optimierten Betrieb der Elektrolyseure.

3.3 Strom-Bereitstellung

Meta-Analyse: Stromerzeugung und installierte Leistungen nach Technologie

Abb. 3.9 zeigt die Stromerzeugung im Jahr 2045 in den normativen Szenarien. Allen Szenarien ist gemein, dass Wind und PV das Rückgrat der nationalen Stromerzeugung darstellen; sie machen in Summe zwischen 86 % und 96 % (Median: 93 %) der gesamten nationalen Stromproduktion aus (ohne Ausspeicherung aus Stromspeichern). PV trägt dabei zwischen 25 % und 41 % (Median: 34 %), Windenergie an Land zwischen 28 % und 42 % (Median: 37 %) und Windenergie auf See zwischen 19 % und 27 % (Median: 22 %) zur gesamten Stromproduktion bei. Regelbare Stromerzeugung aus speicherbaren Energieträgern („Gas“ (Erdgas, Biomethan, SNG), H_2, Biomasse) spielt nur eine untergeordnete Rolle für die nationale Stromproduktion im Jahr 2045 (Median: 7 %, Bandbreite 4 %-14 %), was sich auch in den dann z.T. geringen Volllaststunden dieser Technologien widerspiegelt (siehe Abb. A.17 und A.18 für Volllaststunden von Gas- und H_2-Kraftwerken). Die in den zehn Schlüsselmaßnahmen des BMWE [BMWE 2025] hervorgehobene Tiefengeothermie trägt ausschließlich in Szenarien, die mit dem Modell REMIND erstellt wurden [ARIADNE 2025], zur Stromproduktion bei (maximal 3 TWh in 2045).

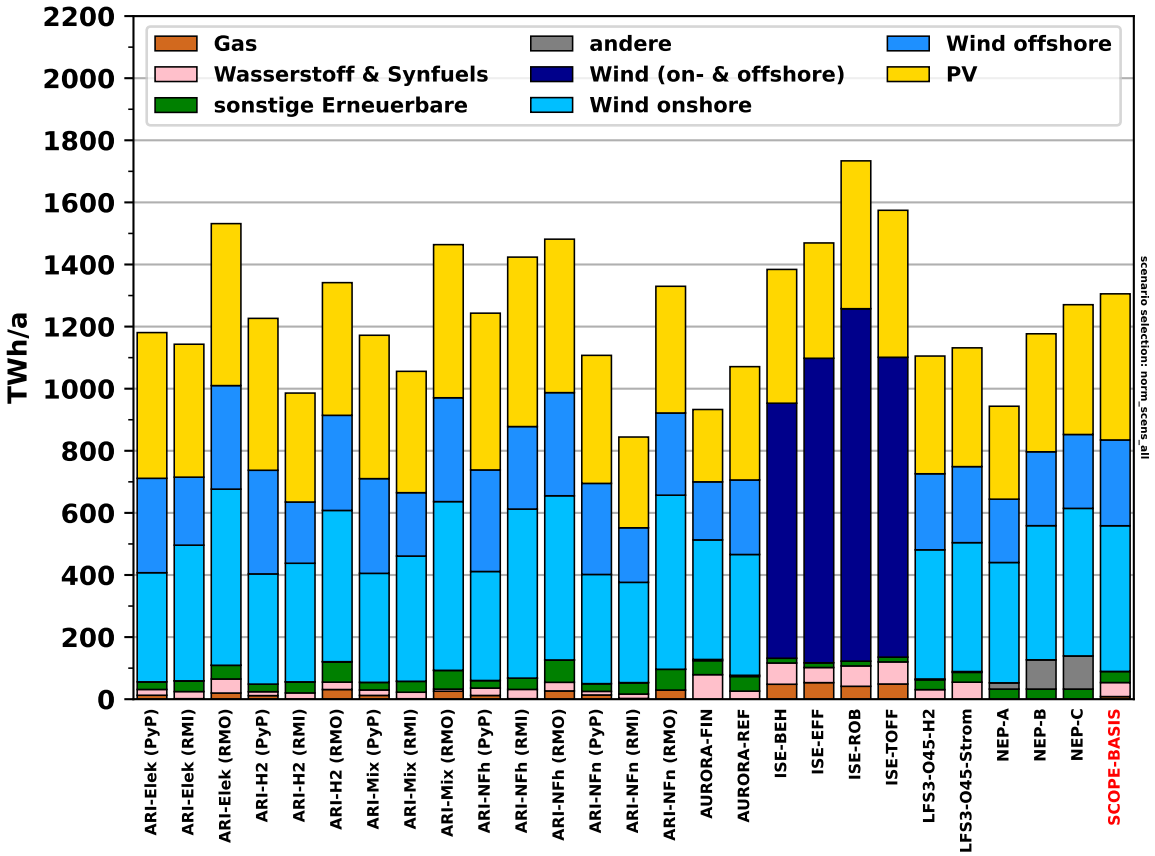


Abbildung 3.9: Stromerzeugung im Jahr 2045 nach Technologie in den normativen Szenarien. „Gas“ kann eine Mischung aus (fossilem) Erdgas, Biogas bzw. Bio-Methan und/oder SNG sein.

In allen betrachteten Szenarien erfolgt ein dynamischer Ausbau der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE). Die Summe der energiepolitischen Ziele für den Ausbau der PV und Windenergie aus EEG 2023 und Gesetz zur Entwicklung der Windenergie auf See (WindSeeG 2026) werden in den meisten normativen Gesamtsystem-Szenarien überschritten, wie Abbildung 3.10 zeigt: Die Szenarien zeigen hier Ergebnisse zwischen 469 GW und 940 GW; der Median aller Szenarien liegt mit 691 GW ca. 10 % höher als die Summe der Ziele (630 GW in 2045). Für die PV, Wind onshore und Wind offshore ergeben sich im Einzelnen folgende Ergebnisse:

Für PV liegen installierte Leistungen in normativen Szenarien im Jahr 2045 zwischen ca. 250 GW und 640 GW (Median: 438 GW, Ziel aus EEG 2023: 400 GW, siehe auch Abb. A.14), für Wind onshore zwischen 130 GW und 260 GW (Median: 164 GW, Ziel aus EEG 2023: 160 GW, siehe auch Abb. A.15) und für Wind offshore zwischen 50 GW und 100 GW (Median: 70 GW, Ziel aus WindSeeG 2026: 70 GW, siehe auch Abb. A.16). Diese Ergebnisse suggerieren, dass für eine kostenoptimale Transformation des Energiesystems tendenziell höhere installierte Leistungen sinnvoll wären als gesetzlich verankert – insbesondere bei der Photovoltaik. Für den Ausbau bis 2030 bzw. 2035 liegt der Median für Wind onshore bei 106 GW bzw. 145 GW, für Wind offshore bei 27 GW bzw. 45 GW und für PV bei 215 GW bzw. 305 GW und damit jeweils etwa am oberen Ende des Wertebereichs aus dem Vergleich explorativer Szenarien im Monitoringbericht [EWI & BET 2025].

Die installierten Leistungen variieren zum einen durch die unterschiedlichen Dynamiken und Investitionsanreize bei explorativen und normativen Szenarien, die für die Ausbaugeschwindigkeiten ausschlaggebend sind. Verschiedene Annahmen zu den verfügbaren Wind- und PV-Potentialen bedingen zum anderen die langfristig erreichten Ausbaumengen. In normativen Szenarien sind die Potentiale teilweise bereits um 2040 ausgeschöpft, sodass Energieimporte langfristig eine große Relevanz für das Erreichen der vollständigen Klimaneutralität besitzen.

Sofern die Szenarien zwischen PV-Dach- und -Freiflächenanlagen unterscheiden, zeigt sich ein uneinheitliches Bild, was deren Bedeutung im Jahr 2045 angeht. Während die AGORA-Studie KND [Agora 2024], die Langfristszenarien [BMWK 2024b], die Szenarien des FhG ISE [Thelen u. a. 2024] und die mit dem Modell REMod gerechneten Zielszenarien aus der ARIADNE-Studie [ARIADNE 2025] ein größeres Ausbaupotential bei den Dachflächen ausweisen (Leistung Dachanlagen ca. 160 bis 340 GW, Freifläche 100 bis 220 GW), ist die Rolle der Freiflächenanlagen in den mit dem PyPSA-Modell gerechneten ARIADNE-Zielszenarien und dem explorativen ARIADNE-Szenario aus der REMod-Modellierung sowie den Szenarien der BCG-Studie [BCG 2025] größer (Leistung Dachanlagen 100 bis 190 GW, Freifläche 170 bis 350 GW).

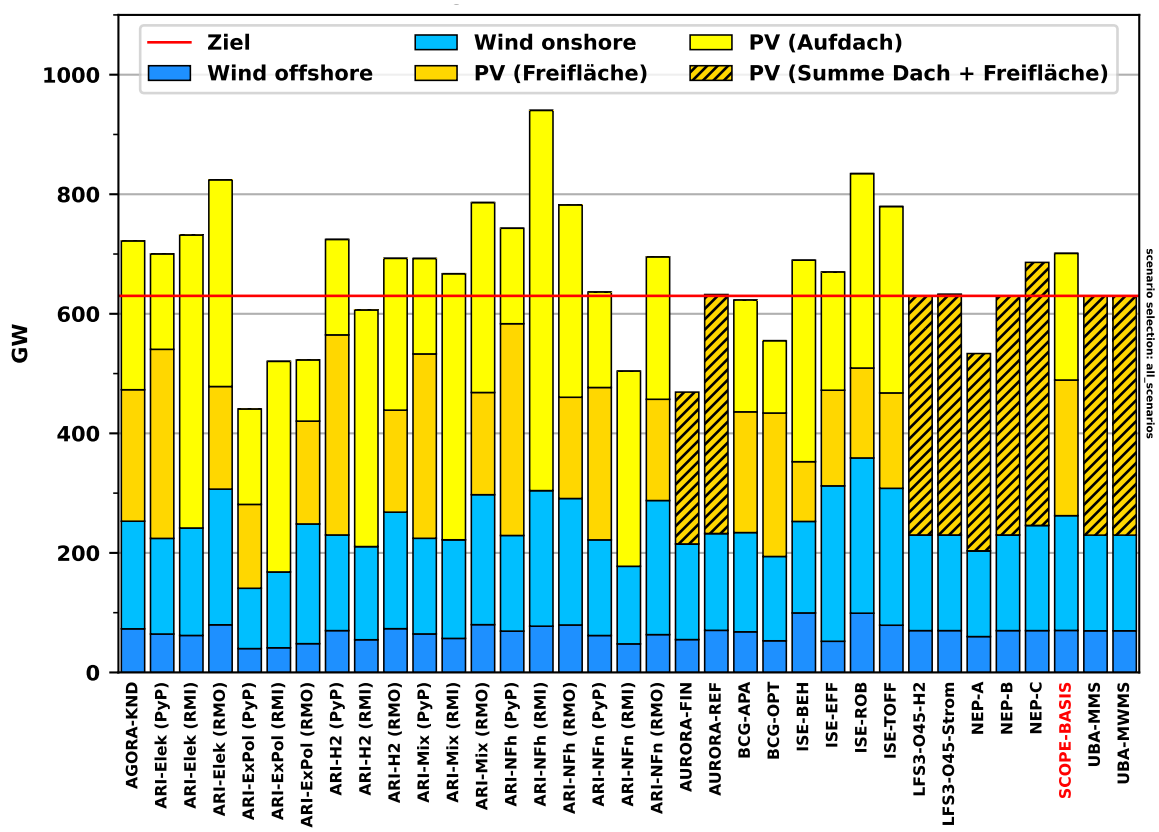


Abbildung 3.10: Installierte Leistungen Wind onshore, Wind offshore und PV im Jahr 2045 im Vergleich zu den summierten Ausbauzielen aus dem EEG 2023 und WindSeeG 2026 in allen normativen und explorativen Szenarien.

Modellierung: EE-Erzeugung im Basis-Szenario

Der Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert sich im *SCOPE-Basis*-Szenario bis 2045 an den Zielwerten des EEG. Dabei können die Ausbaupfade für Wind an Land, PV-Aufdachanlagen und PV-Freifläche innerhalb eines Korridors von ±20 % um die jeweiligen EEG-Ziele optimiert werden. Die installierte Leistung von Windenergie an Land erreicht ab 2040 die obere Grenze dieses Korridors von 192 GW. Bei den PV-Anlagen unterscheidet sich das Verhalten zwischen PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen. Während die Freiflächen-PV bis 2045 ebenfalls das obere Limit erreicht, wird die Aufdach-PV in den Jahren zuvor überwiegend am unteren Rand des Ausbaukorridors ausgebaut und überschreitet erst ab 2045 eine installierte Leistung von 200 GW. Ohne explizite Abbildung der Verteilnetze und ohne Berücksichtigung von Flächenkonkurrenzen zwischen Nahrungsanbau, Biomasseanbau und Freiflächen-PV ergeben sich aus Gesamtsystemsicht keine strukturellen Vorteile der Dach-PV gegenüber Freiflächenanlagen; sie ist vielmehr mit höheren spezifischen Kosten verbunden, sodass die Freiflächen-PV in der Optimierung vorgezogen wird.

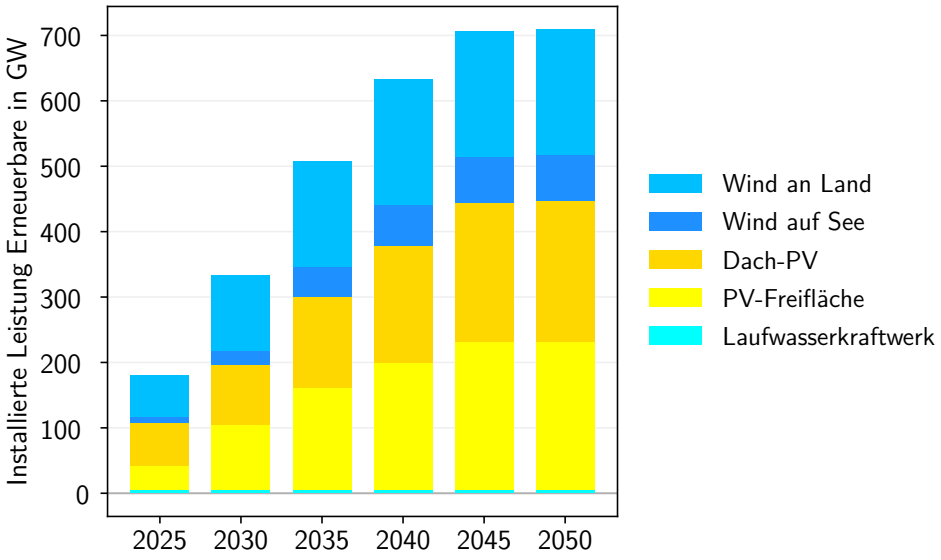


Abbildung 3.11: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im *SCOPE-Basis*-Szenario

Im Jahr 2045 sind insgesamt 706 GW EE-Leistung installiert (Abbildung 3.11). Davon entfallen 439 GW auf PV-Anlagen, 192 GW auf Windenergieanlagen an Land und 70 GW auf Windenergieanlagen auf See. Die installierte Gesamtleistung liegt damit über den Zielen im EEG und im oberen Mittelfeld der normativen Szenarien in Abbildung 3.10. Die maximal ins System eingespeiste Leistung fällt mit 400 GW hingegen deutlich niedriger aus. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Nennleistung der verschiedenen Technologien und Anlagen infolge technischer Verfügbarkeiten und insbesondere wetterbedingter Schwankungen nie zeitgleich zur Verfügung steht. Zum anderen ist die Integration sehr hoher Leistungen aus Kostengründen nicht mehr sinnvoll, sodass die Stromerzeugung stattdessen abgeregelt wird. Die abgeregelte Energiemenge im Jahr 2045 macht ca. 3,5 % der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aus. Die maximal abgeregelte Leistung liegt bei über 200 GW und damit bei über 40 % der in diesen Stunde verfügbaren Leistung. Die Abregelung erfolgt vor allem tagsüber im Sommer, wenn hohe Einspeisung aus den PV-Anlagen auf den insgesamt geringeren Strombedarf trifft, weil nur wenig Strom für den Betrieb von Wärmepumpen benötigt wird.

Aufgrund höherer Volllaststunden trägt die Windenergie stärker zur Stromproduktion bei, als es ihrem Anteil an der installierten Leistung entspricht.

Die in Abbildung 3.13 dargestellte zeitliche Erzeugungsstruktur von Wind- und Solarenergie zeigt eine komplementäre Wirkung im Jahresverlauf. Der Faktor zwischen minimaler und maximaler monatlicher Erzeugung — bezogen auf zwölf gleich lange Zeiträume anstelle der ungleich langen Monate — liegt für Photovoltaik bei über 4, für Wind onshore bei über 3 und für Wind offshore bei 1,75. Für die aggregierte erneuerbare Stromerzeugung reduziert sich dieser Wert auf 1,3. Die Kombination der Technologien trägt somit zur Glättung saisonaler Schwankungen bei.

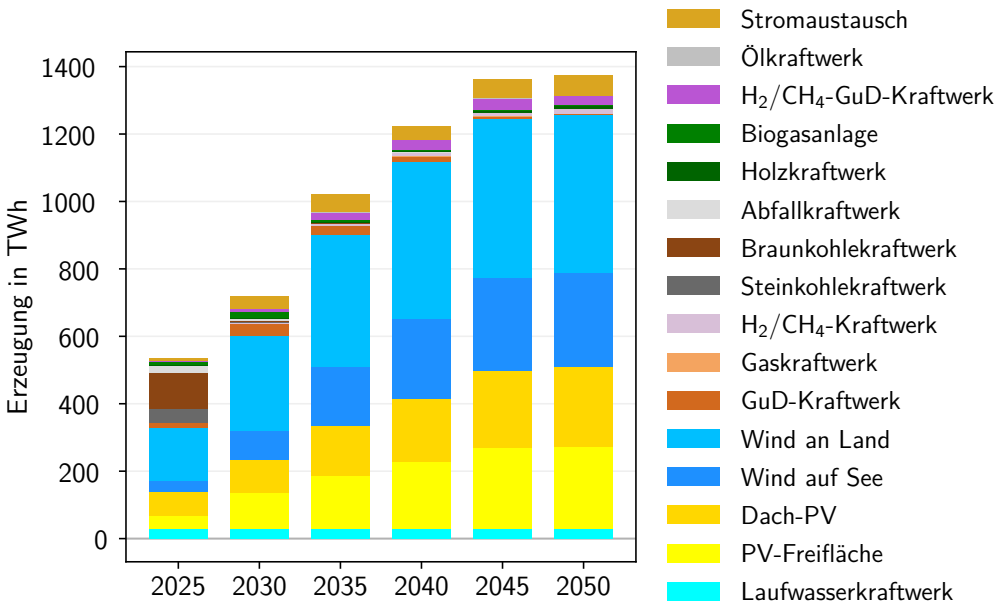


Abbildung 3.12: Produzierte Strommengen im Basis-Szenario

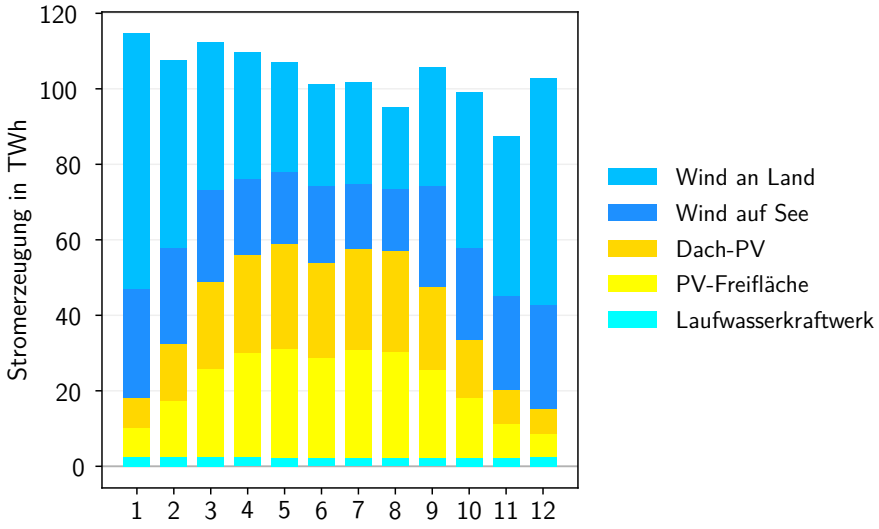


Abbildung 3.13: Produzierte Strommengen im *SCOPE-Basis*-Szenario im Jahr 2045. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden zwölf gleich lange Zeiträume anstelle der ungleich langen Monate dargestellt.

Perspektiven aus dem Sounding Board zur EE-Stromerzeugung

Die Erreichbarkeit der EE-Ausbauziele bis 2040 schätzte man in den Akteursgruppen Wirtschaft und Wissenschaft eher pessimistisch ein, während man sich in den Akteursgruppen Politik und Zivilgesellschaft eher optimistisch positionierte. Eine zentrale Herausforderung, die von allen Akteursgruppen betont wurde, war die Netzanbindung, insbesondere in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie offshore. Auch beim Ausbau von Wind onshore führten Akteure aus dem Bereich Wirtschaft Netzanbindungsprobleme an. Vor allem bürokratische Hürden, etwa in Planungs- und Genehmigungsverfahren, wurden in der Akteursgruppe Wirtschaft bemängelt. Dazu kämen fehlende Finanzierbarkeit und Stabilität in den Rahmenbedingungen. In Bezug auf die Finanzierbarkeit merkte man in der Akteursgruppe Wissenschaft auch den Einfluss der EE-Marktgestaltung auf Investitionsanreize an. Zudem wurde Fachkräftemangel als Ausbauhemmnis identifiziert; in der Akteursgruppe Politik im Bereich Windenergie offshore; in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft im Bereich Windenergie onshore und in den Akteursgruppen Zivilgesellschaft und Politik im Bereich Photovoltaik.

Beim Wind-Ausbau betonte man in der Akteursgruppe Politik zukünftige Ausbaupotentiale, die mit Effizienzsteigerung und Repowering alter Anlagen einhergingen. Gleichzeitig verwies man in der Akteursgruppe Politik auf Ausbauhemmnisse durch Verschattung und Flächenkonflikte in Kommunen. Insbesondere beim Ausbau der Windenergie onshore gaben Akteure aus den Bereichen Politik und Wissenschaft Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung als Herausforderung an.

Neben diesen Herausforderungen wurden auch einige Potentiale im Rahmen des EE-Ausbaus aufgezeigt, schwerpunktmäßig im PV-Bereich. Zunächst verwies man beim Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft auf mögliche Chancen für den Naturschutz durch die Weiternutzung ehemaliger landwirtschaftlicher Flächen. Des Weiteren könne Überschussstrom ein mögliches Potential für saisonale Speicherung in der Wasserstofferzeugung darstellen. Beim Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen führte man in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft darüber hinaus Wertschöpfungspotentiale für Bürgerinnen und Bürger an.

Kernaussagen: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

- In normativen Szenarien bildet die **Stromerzeugung aus den fluktuierenden Quellen Wind und PV das Rückgrat der Stromerzeugung** und trägt im Jahr 2045 zwischen 86 % und 96 % zur gesamten Stromproduktion Deutschlands bei. Der Beitrag regelbarer Kraftwerke (Biomasse, Wasserstoff, Methan, in wenigen Szenarien auch Geothermie) zur Stromerzeugung liegt im Median aller normativen Szenarien bei 7 %.
- Die **installierte Leistung an PV-Anlagen liegt in zielerfüllenden Szenarien** im Jahr 2045 im Median bei 438 GW und damit **tendenziell ca. 10 % höher als im EEG 2023 gesetzlich verankert**. Der Ausbau der Windenergie liegt für 2045 im Median nahe den energiepolitischen Zielmarken (Wind onshore: Median Szenarien: 164 GW, EEG 2023: 160 GW; Wind offshore: Median Szenarien: 70 GW, WindSeeG 2026: 70 GW).
- Ein weiterer Ausbau der **Dachanlagen** spielt bei der PV eine **wichtige Rolle**, auch wenn im Vergleich zu Freiflächenanlagen die Kosten höher sind und die untersuchten Szenarien im Bereich von 100 GW bis 350 GW sehr unterschiedliche Leistungen für das Zieljahr 2045 angeben.
- Der Ausbau von Wind onshore und PV-Freifläche richtet sich in der Modellierung innerhalb der betrachteten Grenzen von ±20 % im Vergleich zu den EEG-Zielen (EEG 2023) nach dem zur Verfügung gestellten Potential, weil die beiden Technologien die kostengünstigsten Optionen von erneuerbarem Strom darstellen.

3.4 Kraftwerke, Speicher und weitere Flexibilitäten

Meta-Analyse: Entwicklung des Bedarfs an flexiblen Kraftwerken

Nach Angaben des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) waren im Jahr 2025 etwa 83 GW thermische Kraftwerksleistung installiert, davon 33,5 GW Erdgaskraftwerke und 9 GW mit Bioenergie [BDEW 2025b]. Der Anteil der regelbaren Kraftwerksleistung (fossile Brennstoffe, Bioenergie und Wasserkraft) ist in den letzten zehn Jahren von über 50 % auf etwa 30 % gesunken. Aufgrund des Kohleausstiegs, der zunehmenden fluktuierenden Leistungen der erneuerbaren Energien und des projizierten Anstiegs des Strombedarfs weisen die meisten Szenarien einen stark steigenden Bedarf an Gaskraftwerken (Methan und Wasserstoff) in Höhe von 34 bis 170 GW bis 2045 auf (mit einem Median bei ca. 80 GW), wobei Stromsystemmodelle unter Berücksichtigung von systemischen Flexibilitäten je nach Annahmen zumeist einen Bedarf zwischen 70 bis über 100 GW berechnen. 2035 liegt der Bedarf an Gaskraftwerken in den Szenarien meist zwischen etwa 50 bis 70 GW, wobei die mit dem Modell REMod beim FhG ISE berechneten Szenarien durchgehend deutlich höhere erforderliche Kraftwerksleistungen sowohl für 2035 als auch 2045 ausweisen (s. Abb. 3.14).

Für den berechneten Bedarf an zusätzlicher Kraftwerksleistung sind verschiedene weitere Systemausprägungen relevant, insbesondere die Verfügbarkeit und Kosten von Speichern und Lastmanagement, Stromimporte und der Ausbau von Netz- und Wasserstoffinfrastrukturen. Die Aussagen zur Struktur des zukünftigen Stromsystems sind auch durch Unterschiede in Methodik und Daten bedingt, beispielsweise Unterschiede bei den berücksichtigten Wetterjahren, Abbildungen von Flexibilitäten und Sektorkopplungen, angenommenen Begrenzungen beim Ausbau von Technologien sowie der Art und Weise, wie im Modell das Energiesystem Deutschlands in das europäische Umfeld integriert ist. Eine tiefer gehende Analyse dieser Ursachen der Unterschiede war im Rahmen von SCOPE nicht möglich. In den Zielszenarien beginnt der Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff zwischen 2030 und 2035, um eine ausreichende Emissionsreduktion zu realisieren. Dies ist bei Diskussionen zu langfristigen Gaslieferverträgen, zur Ausweitung der heimischen Erdgaserzeugung oder zu möglichen Laufzeitbegrenzungen von fossilen Kraftwerken zu bedenken.

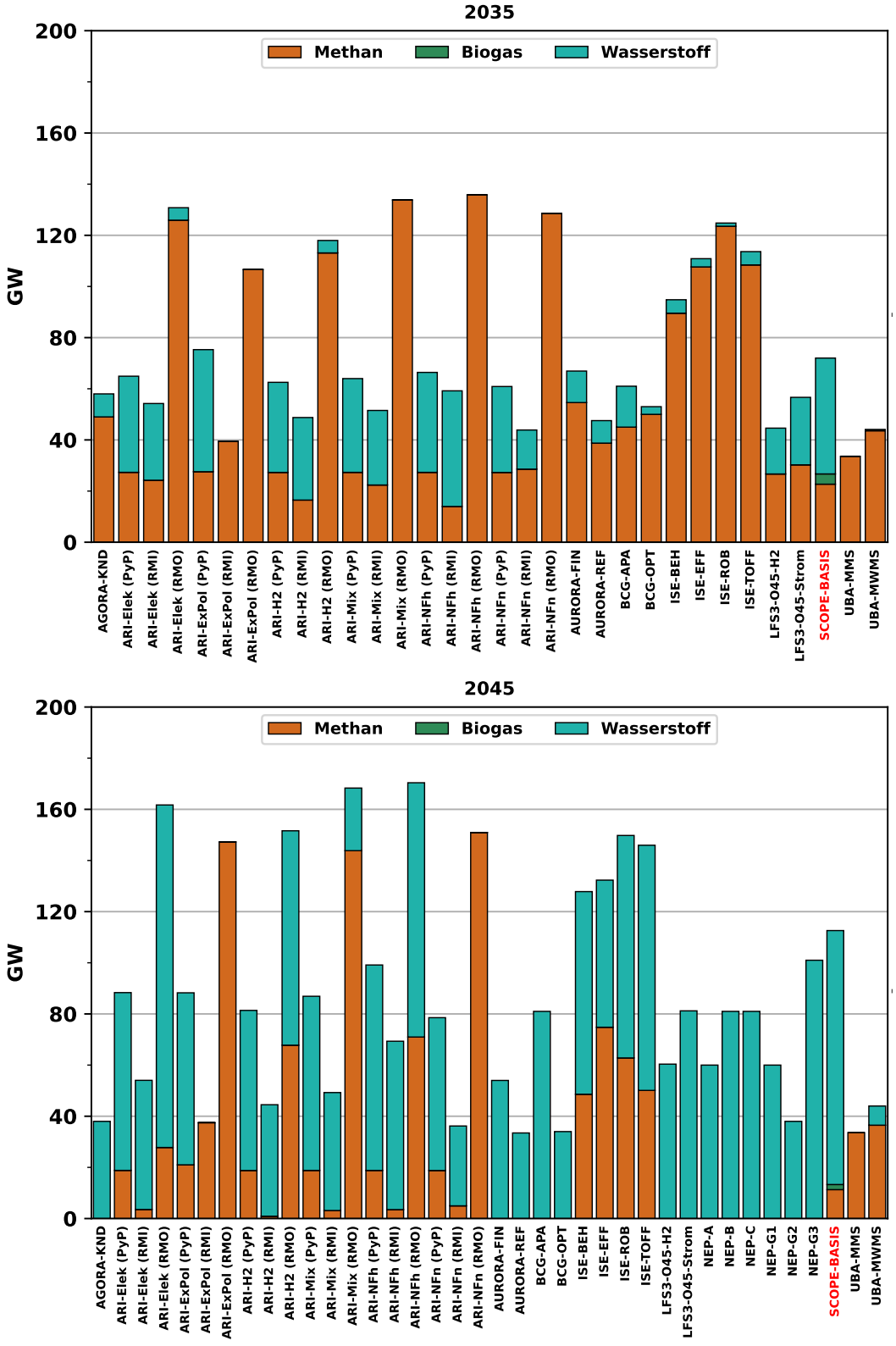


Abbildung 3.14: Installierte Leistungen an Gas-/Wasserstoffkraftwerken in allen Szenarien für 2035 (oben) und 2045 (unten). Zur Definition der Szenarien siehe Abb. 4.1 ff.

Modellierung: Bedarf an flexiblen Kraftwerken

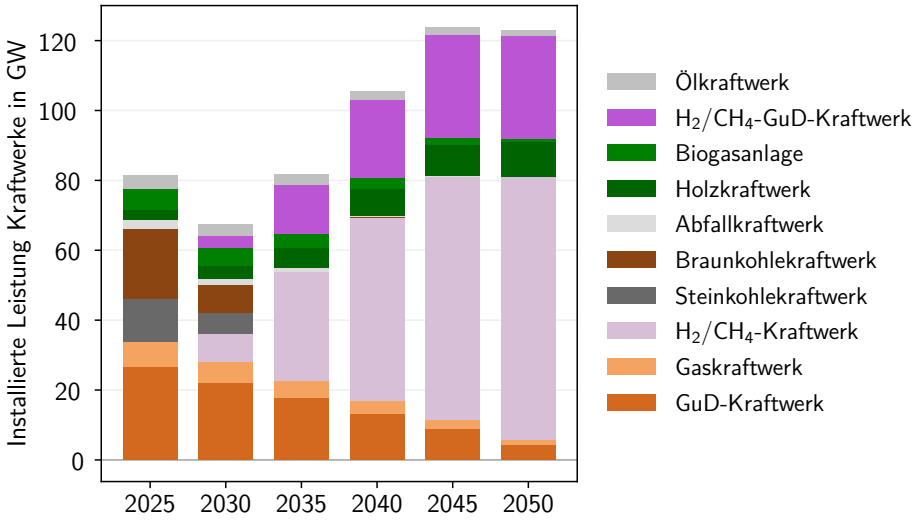


Abbildung 3.15: Installierte Leistung flexibler Kraftwerke im *SCOPE-Basis*-Szenario

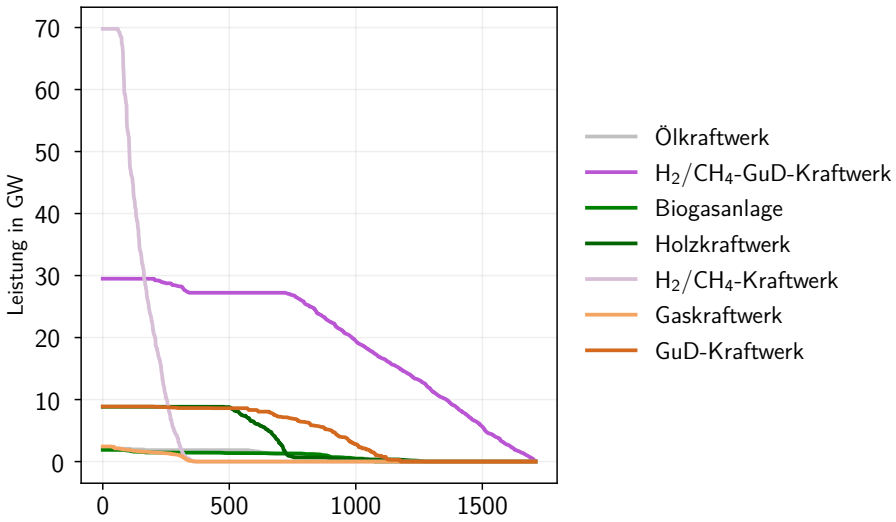


Abbildung 3.16: Dauerlinien der Kraftwerke im *SCOPE-Basis*-Szenario im Jahr 2045

Für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus EE sind im *SCOPE-Basis*-Szenario Speicher und thermische Kraftwerke notwendig. Thermische Kraftwerke nutzen Brennstoffe und erzeugen über einen Verbrennungsprozess Strom. Da die Brennstoffe in der Regel gut lagerbar sind, ist die Stromerzeugung aus diesen Kraftwerken im Gegensatz zu der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wetterunabhängig. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung verbleibt der Bau neuer Wasserstoff/Gas-Kraftwerke, um auch in Zukunft Residuallasten decken zu können. Im Modell wird ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2035 angenommen. Der Ausbau von reinen Gaskraftwerken,

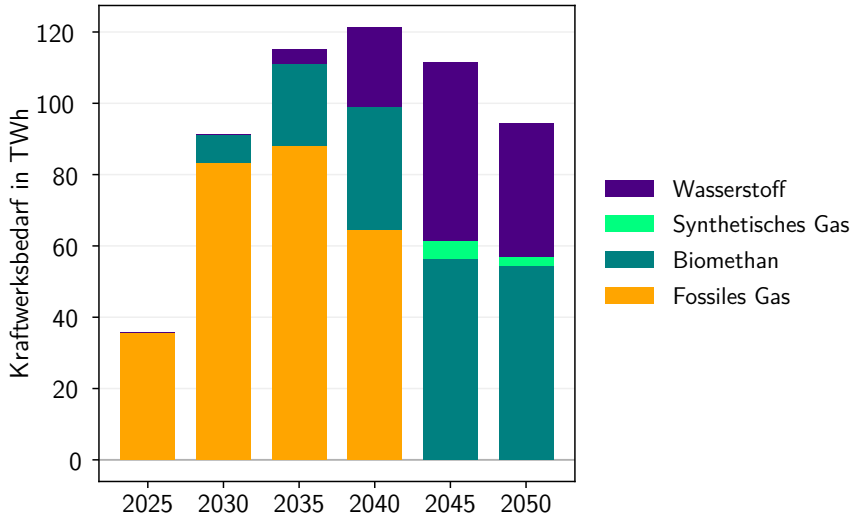


Abbildung 3.17: Eingesetzte Gase in den Gas- und H_2/CH_4-Kraftwerken

die keinen Wasserstoff nutzen können, ist nicht möglich. Für bestehende Anlagen wird die Annahme getroffen, dass diese bis 2055 gestaffelt das Ende der Lebensdauer erreichen, sodass die installierte Leistung der Gaskraftwerke im Betrachtungszeitraum des Transformationspfads linear sinkt. Ab 2045 kann in diesen Kraftwerken dann nur noch Biomethan oder synthetisches Methan, aber kein fossiles Erdgas mehr genutzt werden. Der bestehende fossile Kraftwerkspark aus Gas- und Kohlekraftwerken wird somit über den Transformationspfad schrittweise durch hybride Wasserstoff/Gas-Kraftwerke sowie Holzkraftwerke ersetzt.

Die erforderliche installierte Kraftwerksleistung hängt jedoch stark vom zugrunde gelegten Wetterjahr ab. Bei Modellierung mit dem Wetterjahr 2012 steigt die installierte Leistung im Modell deutlich auf 124 GW im Stützjahr 2045 an (siehe Abbildung 3.15). Ursache ist insbesondere ein sehr kalter Februar, der zu einem hohen Wärmebedarf führt. Gleichzeitig sinkt der Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpen, sodass der Strombedarf für die Bereitstellung von Raumwärme deutlich zunimmt. Parallel dazu ist die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im betreffenden Zeitraum gering. Diese Kombination aus hoher Nachfrage und niedriger erneuerbarer Erzeugung stellt eine Extrembelastung für das Energiesystem dar und erhöht die erforderliche gesicherte Kraftwerksleistung deutlich. In Rechnungen mit den alternativen Wetterjahren 2011, 2013 und 2014 fällt die installierte Kraftwerksleistung hingegen teils deutlich geringer aus. Insgesamt ergibt sich eine Spannbreite zwischen 64 GW mit dem Wetterjahr 2011 im *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*-Szenario und 124 GW mit dem Wetterjahr im Szenario *SCOPE-Basis* (s. Abbildung A.91).

Dem Modell ist es erlaubt, in Zeiten von Unterversorgung zu Kosten von 2000 €/ MW durch Lastabwurf den Bedarf zu verringern. Diese Option wird aber nur sehr wenig genutzt. Stattdessen werden Kraftwerke zugebaut, die nur wenige Stunden laufen. Das liegt auch daran, dass die Optimierungsrechnung für alle Stützjahre bis 2050 stets dasselbe Wetterjahr annimmt, und die Extrembelastung im Februar im *SCOPE-Basis*-Szenario daher jedes Jahr regelmäßig auftritt.

Ein einmal gebautes Kraftwerk kann daher in jedem simulierten Transformationsjahr seinen Beitrag zur Überwindung der extremen Wetterlage im Februar leisten. In der Realität kommt eine solche Wetterlage allerdings nicht jedes Jahr vor und die Kraftwerksleistung wird noch seltener genutzt.

Unabhängig vom Wetterjahr nimmt die Rolle von thermischen Kraftwerken für die Menge der Stromproduktion langfristig deutlich ab. Ab 2045 erzeugen Kraftwerke weniger als 5 % der gesamten Strommenge, obwohl sie rund 15 % der installierten Leistung stellen. Dies weist auf die zunehmende Funktion für die Bereitstellung von Reserve- und Spitzenlast hin. Entsprechend sinkt die durchschnittliche Anzahl äquivalenter Volllaststunden über alle Kraftwerke hinweg bis 2045 auf etwa 500 Stunden pro Jahr. Abbildung 3.16 zeigt die Dauerlinie des Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2045. Mit dem Wetterjahr 2012 erreichen weniger als 23,5 GW der insgesamt über 124 GW installierten Kraftwerkleistung mehr als 1000 Volllaststunden und nur 5,7 GW überschreiten 1500 Stunden. Im Gegenzug werden rund 50 GW in weniger als 200 Stunden pro Jahr eingesetzt. Bei Optimierung mit alternativen Wetterjahren reduziert sich dieser Anteil zwar, jedoch bleibt ein signifikanter Leistungsanteil mit sehr geringer Auslastung.

In den H_2/CH_4-Kraftwerken ist ein flexibler Einsatz von Wasserstoff und Gas möglich. Abbildung 3.17 zeigt die eingesetzten Gase in den Gas- und H_2/CH_4-Kraftwerken. Zu Beginn der Transformation wird in den Kraftwerken vor allem fossiles Erdgas eingesetzt. Der Einsatz des fossilen Erdgases wird ab 2030 zunächst durch den Einsatz von Biomethan und ab 2035 durch den Einsatz von Wasserstoff ergänzt. Im Stützjahr 2045 werden keine fossilen Energieträger und somit auch kein fossiles Erdgas mehr eingesetzt. Es werden insgesamt 111 TWh Gas und Wasserstoff in den Kraftwerken verstromt. Davon entfallen 56 TWh auf Biomethan, 50 TWh auf Wasserstoff und 5 TWh auf synthetisches Methan. Der Anteil von Wasserstoff in den Kraftwerken beträgt 45 %.

Die konkrete Aufteilung zwischen Gas und Wasserstoff wird auch durch die verfügbare Infrastruktur beeinflusst. Während Erdgasspeicher bereits heute in großem Umfang existieren, müssen Wasserstoffspeicher neu errichtet werden oder bestehende Gasspeicher in Wasserstoffspeicher umgerüstet werden. Das gleiche gilt für die Netzinfrastruktur, siehe auch Abschnitt 3.9. Da im *SCOPE-Basis*-Szenario keine Umrüstung bestehender Gasspeicher und Gasnetze abgebildet ist, entsteht eine strukturelle Präferenz für den Einsatz von Gas beziehungsweise Biomethan. Unter der Annahme, dass bestehende Gasspeicher kostengünstig auf Wasserstoff umgerüstet werden können, kann das Optimum sich zu höheren Wasserstoffanteilen in den Kraftwerken verschieben. Wenn zusätzlich das Erdgasnetz vollständig abgeschaltet und durch das Wasserstoffnetz ersetzt wird, um parallele Gasnetzinfrastrukturen für die beiden Energieträger zu vermeiden, ist auch eine vollständige Versorgung der Kraftwerke mit Wasserstoff denkbar.

Batteriespeicher tragen zusätzlich zur Deckung von Spitzenlasten bei. Bei kurzfristigem Ausgleichsbedarf können sie Kraftwerke komplett ersetzen und in längeren Zeiträumen mit hoher Residuallast ermöglicht ihr Einsatz, Kraftwerke mit vergleichsweise konstanter Leistung zu betreiben und kurzfristige Schwankungen auszugleichen. Dadurch wird die notwendige Leistung der Kraftwerke reduziert.

Bei geringerem Ausbau erneuerbarer Energien zeigt sich im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* eine deutlich höhere Inanspruchnahme thermischer Kraftwerkskapazitäten. Die installierte Leistung thermischer Kraftwerke steigt um etwa 25 GW und die Stromproduktion verdoppelt sich von 50 TWh auf 100 TWh. Statt vorher in ca. 1500h werden nun in mehr als 3000h mehr als 5 GW Kraftwerksleistung benötigt. Trotz der fluktuierenden und nicht regelbaren Leistungsbereitstellung von erneuerbaren Energien können diese zur Reduktion von benötigter Kraftwerksleistung beitragen.

Meta-Analyse: Entwicklung des Bedarfs an weiteren Flexibilitäten

Durch den massiven Ausbau der Technologien zur EE-Stromerzeugung werden weitere Flexibilitäten im Stromsystem der Zukunft benötigt, um Überschussleistungen bzw. Abregelungen der Stromerzeuger oder Versorgungslücken möglichst zu reduzieren und dafür zu sorgen, dass Angebot und Nachfrage zeitlich und räumlich im Gleichgewicht sind. Zahlreiche Studien haben gezeigt, dass die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen in der zukünftigen Stromversorgung ein entscheidender Faktor für eine kosten- und ressourceneffiziente Energiewende ist. Außer flexiblen Kraftwerken spielen vor allem Kurzzeit- und Langzeit-Speicher eine große Rolle, ebenso Lastflexibilitäten, Netzausbau und Digitalisierung. In der Meta-Analyse wurde versucht, dezentrale und zentrale Flexibilitäten getrennt voneinander zu bewerten. Allerdings sind dezentrale Optionen wie Kleinbatterien, Lastmanagement in Industriebetrieben und gesteuertes/bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen oft nicht getrennt ausgewiesen. Beispielsweise wird der Ausbau von Kleinbatterien nur in den NEP-Szenarien [BNetzA 2025] mit 60 bis 81 GW im Jahr 2045 explizit angegeben (2030 bereits 47 bis 65 GW). Das Potential von Lastmanagement in der Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) liegt in den NEP-Szenarien im Jahr 2045 bei 8 bis 15 GW und 2030 bei 0 bis 8 GW. Für bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid) (V2G) wird in den O45-Langfristszenarien [BMWK 2024b] für das Jahr 2045 eine Leistung von 5 GW genannt, wobei für 2030 noch kein nennenswerter Beitrag angegeben ist.
Bei den zentralen Flexibilitäten werden in den Szenarien insbesondere für Großspeicher sehr unterschiedliche Entwicklungen gesehen. So liegen für das Jahr 2045 die Leistungen der Batteriespeicher zumeist zwischen 40 und 110 GW (Median: ca. 80 GW), die der Pumpspeicher-Kraftwerke (PSW), deren realisierbare Potentiale durchgehend als begrenzt eingeschätzt werden, liegen bei 8 bis 12 GW (heute 7 GW). Die großen Batteriespeicher erreichen 2035 bereits Leistungen von zumeist 30 bis über 80 GW, bei einem Median von knapp 50 GW. Eine Gegenüberstellung der in den Szenarien in Summe installierten Batterien (ggf. einschließlich Kleinspeicher) findet sich in Abb. 3.18. Auch die Ausweisung von Wasserstoffspeichern für den saisonalen/Langzeit-Ausgleich ist sehr unterschiedlich, sofern dieser Aspekt in den Studien explizit betrachtet wurde. So sind beispielsweise im AGORA KND-Szenario [Agora 2024] aufgrund der Versorgungssicherheit sowie in den O45-Langfristszenarien von [BMWK 2024b] ca. 80 TWh Speicherkapazität angenommen, während bei dem mit dem PyPSA-Modell berechneten ARIADNE-Mix-Szenario [ARIADNE 2025] 17 TWh Speicherkapazität angegeben werden.

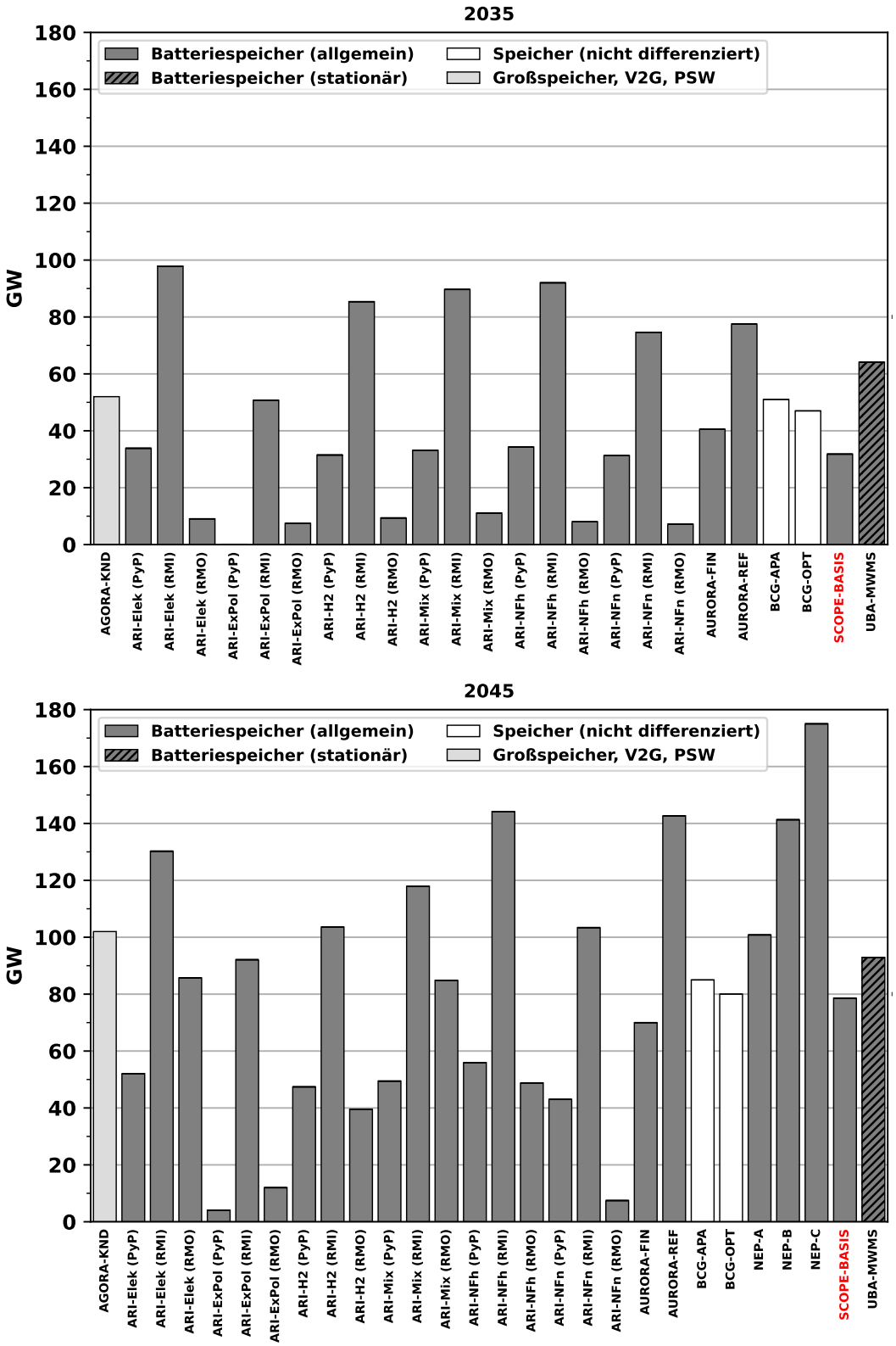


Abbildung 3.18: Installierte Leistungen an Batteriespeichern in allen Szenarien für 2035 (oben) und 2045 (unten). Zur Definition der Szenarien siehe Abb. 4.1 ff.

Modellierung: Rolle weiterer Flexibilitäten im Stromsektor

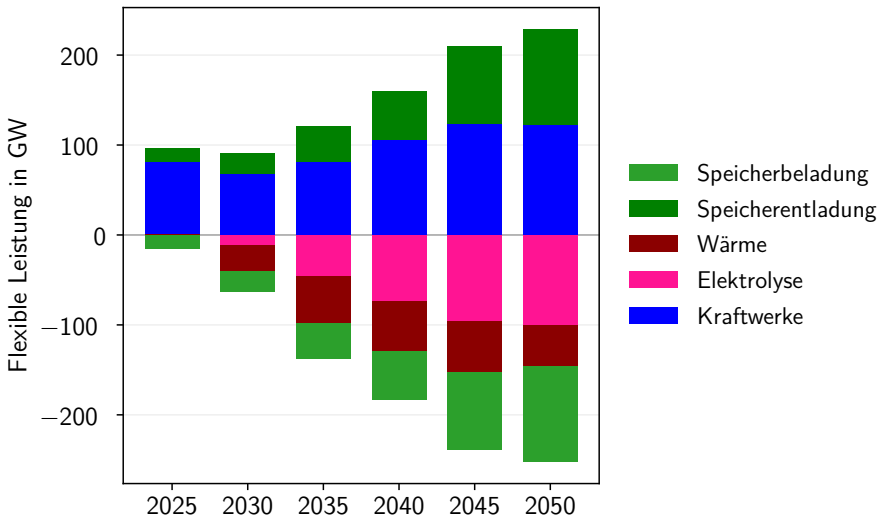


Abbildung 3.19: Flexible Leistung im *SCOPE-Basis*-Szenario

Mit der Transformation des Energiesystems nimmt auch die Bedeutung flexibler Leistung im *SCOPE-Basis*-Szenario deutlich zu. Abbildung 3.19 zeigt die insgesamt installierte flexible Leistung über den Transformationspfad, die sich in zwei Richtungen unterscheiden lässt. Positive Leistung wird für die Strombereitstellung und negative Leistung für den Strombezug benötigt. Im Stützjahr 2025 wird die Flexibilität überwiegend durch thermische Kraftwerke bereitgestellt. Dies spiegelt die bisherige Situation im Stromsystem wider, dass sich die Stromerzeugung nach dem Bedarf richtet. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien verändert sich diese Logik grundlegend. Die Stromproduktion wird in großen Teilen durch die wetterabhängige Einspeisung bestimmt. Damit verschiebt sich die Systemlogik von einem bedarfsgeführten zu einem angebotsdominierten System. Die Bereitstellung von Flexibilität verlagert sich über den Transformationspfad zunehmend auf flexible Verbraucher und Speicher. Thermische Kraftwerke kommen hingegen nur noch in wenigen Stunden mit hoher Residuallast zum Einsatz.
Entlang des Transformationspfads werden die flexiblen Leistungen in beide Richtungen deutlich ausgebaut. Sowohl positive als auch negative Flexibilitäten überschreiten ab 2045 200 GW Leistung. Auf der Seite der Strombereitstellung stellen insbesondere Kraftwerke und Batteriespeicher Leistung bereit. Die flexible Stromnachfrage wird durch Elektrolyseure, Fernwärmeerzeuger sowie ebenfalls Batteriespeicher ermöglicht. Die Last der Endverbraucher folgt im Modell einem exogen vorgegebenen Profil und ist nicht verschiebbar: Demand Side Management (DSM) von Endverbraucher wird nicht modelliert. Dies kann Einfluss auf die installierte Leistung von Flexibilitäten sowie absolute Höhe und zeitliche Verteilung von Abregelung haben. Die Flexibilisierung erfolgt somit ausschließlich über spezifisch modellierte Technologien. Dazu gehören auch Speicher, Elektrolyseure und Fernwärmetechnologien. Für alle spezifisch modellierten Technologien wird Dimensionierung und Betriebsführung optimiert. Es stehen daher mit

den modellierten Flexiblitätstechnologien umfangreiche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. In einem kostenoptimalen Energiesystem stellt sich daher in der Regel ein Gleichgewicht zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen ein. Zusätzliche DSM-Potenziale würde daher teilweise Investitionen in Speicher oder andere Flexibilitäten ersetzen, ohne dass sich an der grundsätzlichen Größenordnung und Struktur des erforderlichen Flexibilitätsbedarfs etwas ändert.

Insbesondere Batteriespeicher übernehmen den kurzfristigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage. Ihre Leistungsbereitstellung ist in beide Richtungen auf wenige zusammenhängende Stunden begrenzt und abhängig vom Speicherfüllstand. Sie decken damit einen ähnlichen Bereich wie DSM ab und unterscheiden sich grundlegend von den thermischen Kraftwerken, die ihre Leistung abhängig von den verfügbaren Speicherkapazitäten der Gas- und Wasserstoffspeicher über deutlich längere Zeiträume bereitstellen können. Das E/P-Verhältnis wird in der Optimierung modellendogen optimiert. Es beträgt in der Modellierung im Stützjahr 2025 etwa 3 und steigt bis 2045 auf 4,25. Dies entspricht einer maximalen Lade- beziehungsweise Entladezeit bei Nennleistung von 4 Stunden und 15 Minuten. Unter Berücksichtigung des DSM-Potentials kann der Bedarf an Batteriespeichern geringer ausfallen, wenn die Kosten für die Nutzung des DSM-Potentials geringer ausfallen als die Kosten für die Lastverschiebung über den Batteriespeicher.

Flexible Stromverbraucher wie Wärmepumpen, Heizstäbe und Elektrolyseure können ihren Strombezug in Kombination mit entsprechenden Speichern zeitlich verschieben. Die Wärmespeicher ermöglichen im Winter bei einem geringen COP der Großwärmepumpe von 2 und Nutzung der Heizstäbe eine Volllastaufnahme über 55 Stunden und bei einem COP der Großwärmepumpe von 4 und ebenfalls Nutzung der Heizstäbe von über 32 Stunden. Sie tragen sowohl zum Ausgleich täglicher Schwankungen als auch zu mehrtägigen Verschiebungen von bis zu sechs Wochen bei. Eine saisonale Speicherung findet in den Wärmespeichern jedoch nicht statt.

Für die Wasserstoffspeicherung stehen zwei komplementäre Technologien zur Verfügung. Kavernen- und Porenspeicher verfügen über große Speicherkapazitäten und entsprechend hohe E/P-Verhältnisse. Sie ermöglichen den Ausgleich über mehrere Tage bis hin zur saisonalen Speicherung von Wasserstoff. Tankspeicher weisen hingegen eine hohe Leistungsbereitstellung bei vergleichsweise geringer Speicherkapazität auf und dienen dem kurzfristigen Ausgleich zwischen Wasserstoffproduktion und -nachfrage. Sie übernehmen damit eine ähnliche Funktion wie Batteriespeicher im Stromsystem und ermöglichen die nach der EE-Verfügbarkeit ausgerichtete Fahrweise der Elektrolyseure.

Abbildung 3.20 zeigt die durchgespeicherte Energie aller Speicher über den Transformationspfad für das *SCOPE-Basis*-Szenario. Zu Beginn des Transformationspfads wird die durchgespeicherte Energie durch die Gasspeicher dominiert. Mit 152 TWh macht dieser fast 90 % der durchgespeicherten Energie aus und wird primär für die saisonale Speicherung eingesetzt, um die saisonal schwankenden Bedarfe mit dem konstanten Import in Einklang zu bringen. Mit dem

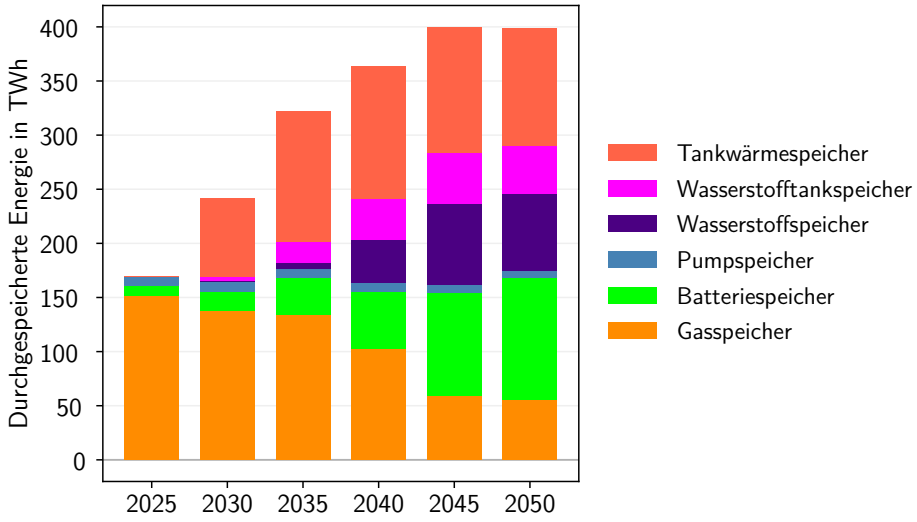


Abbildung 3.20: Jährlich durchgespeicherte Energiemengen der genutzten Speichertypen im *SCOPE-Basis*-Szenario

Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt die Bedeutung anderer Speichertechnologien deutlich zu. Im Jahr 2045 liegt die durchgespeicherte Energie der drei zentralen Speichertechnologien in einer vergleichbaren Größenordnung: Batteriespeicher erreichen 92 TWh, Wärmespeicher 108 TWh und Wasserstoffspeicher 122 TWh. Trotz ähnlicher jährlicher Energiemengen unterscheiden sich die Nutzungsprofile deutlich.

Dies wird auch durch die Anzahl äquivalenter Vollzyklen verdeutlicht. Die Anzahl äquivalenter Vollzyklen beschreibt, wie häufig ein Speicher pro Jahr rechnerisch vollständig be- und entladen wird. Sie ergibt sich aus dem Verhältnis der im Jahresverlauf umgesetzten Energiemenge zur nutzbaren Speicherkapazität. Batteriespeicher erreichen etwa 250 bis 300 Vollzyklen pro Jahr und ermöglichen den kurzfristigen Lastausgleich über einige Stunden und insbesondere die Nutzung der hohen PV-Spitzen zur Mittagszeit. Wasserstoff-Tankspeicher kommen auf etwa 100 bis 150 Vollzyklen, Wärmespeicher auf rund 30. Untergrund-Wasserstoffspeicher erreichen etwa zwei Vollzyklen pro Jahr. Gasspeicher werden ausschließlich als Saisonalspeicher eingesetzt und erreichen einen Vollzyklus im Jahr. Die Spannweite der Vollzyklen reflektiert die unterschiedlichen zeitlichen Einsatzbereiche von kurzfristigem Lastausgleich bis hin zur saisonalen Energiespeicherung.

Insgesamt werden im Jahr 2045 fast 400 TWh in den betrachteten Speichertechnologien durchgespeicht. Die Flexibilisierung der Sektorkopplungstechnologien stellt damit ein zentrales Element der Systemintegration erneuerbarer Energien dar.

Kernaussagen: regelbare Kraftwerke, Speicher und weitere Flexibilitäten

- Die Meta-Analyse zeigt, dass der **Bedarf an regelbarer Kraftwerksleistung** in Energiesystemmodellierungen stark von datenseitigen und methodischen Unterschieden abhängig ist, insbesondere bei den angenommenen Wetterjahren und der Berücksichtigung von anderen Flexibilitäten in Deutschland und im europäischen Verbundsystem. Die betrachteten Szenarien weisen für die installierten Leistungen von Gas- und H_2-Kraftwerken einen breiten Wertebereich von 34 bis 170 GW bis 2045 auf (Median: 80 GW) und liefern somit keine klare Orientierung für einen langfristigen Ausbaupfad. In der SCOPE-Modellierung ergibt sich durch Verwendung unterschiedlicher Wetterdaten fast ein Faktor zwei für die notwendige Kraftwerksleistung: Sie variiert zwischen 64 und 124 GW.
- H_2/CH_4-Kraftwerke werden vor allem für die Deckung **selten auftretender Spitzenlasten** benötigt, dann aber teilweise mit sehr hohen Leistungen. Die modellierten Auslastungen der Anlagen sind entsprechend gering.
- **Speicher unterschiedlicher Speicherdauer** spielen eine große Rolle, um EE-Produktion und Energiebedarf auszugleichen. So liegen in der Meta-Analyse die installierten Leistungen der Batteriespeicher im Jahr 2045 zumeist zwischen 40 und 110 GW (Median ca. 80 GW), und 2035 bereits bei 30 bis über 80 GW (Median ca. 50 GW). Im *SCOPE-Basis*-Szenario sind 2045 78,6 GW Batteriespeicher mit einer Kapazität von 336 GWh installiert.
- Der **Bedarf an Flexibilität** nimmt sowohl für die Bereitstellung (Kraftwerke, Batteriespeicher) als auch für den Bezug (Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Speicher) von Leistung deutlich zu und liegt in der SCOPE-Modellierung ab 2045 jeweils über 200 GW.
- Für den zukünftigen Lastausgleich ist der Ausbau von zentralen Flexibilitäten wie H_2/CH_4-Kraftwerken und Großspeichern unverzichtbar, während **dezentrale Flexibilitäten** eine wichtige ergänzende Rolle bei der Vermeidung von lokalen Netzengpässen und der Reduzierung des Netzausbaubedarfs sowie der Systemkosten spielen können.
- Im kostenoptimierten *SCOPE-Basis*-Szenario werden 2045 3,5 % der produzierten Strommenge (42 TWh) abgeregelt. Eine gewisse **Abregelung sehr hoher Einspeisespitzen** ist in einem kostenoptimierten Energiesystem ökonomisch sinnvoll, da die vollständige Nutzung aller selten auftretenden Leistungsspitzen deutlich höhere Investitionen in Netze, Speicher oder flexible Stromabnehmer erfordern.

3.5 Wasserstoffbedarf

Meta-Analyse: Entwicklung des Wasserstoff-Bedarfs

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung der Industrie (z.B. für Hochtemperatur-Prozesswärme, zur Dekarbonisierung von Prozessen wie z.B. der Stahlerzeugung und als potentiell klimaneutraler Feedstock für die chemische Industrie), aber auch als Langzeitspeicher in der Energiewirtschaft. Zudem können Wasserstoff bzw. Wasserstoff-Derivate als klimafreundliche Kraftstoffe, z.B. im Flug- und Schiffsverkehr, eingesetzt werden, wo die Möglichkeiten einer direkten Elektrifizierung der Antriebe begrenzt sind. Deutschland hat sich im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie [BMWK 2023] zum Ziel gesetzt, dass H_2 einen zentralen Beitrag dazu leistet, die Klimaschutzziele 2045 zu erreichen, den dafür nötigen Markthochlauf einer H_2-Wirtschaft zu beschleunigen, die Versorgung mit H_2 in Deutschland sicherzustellen, die dafür nötigen Infrastrukturen aufzubauen und dabei die Technologieführerschaft Deutschlands bei H_2-Technologien zu stärken.

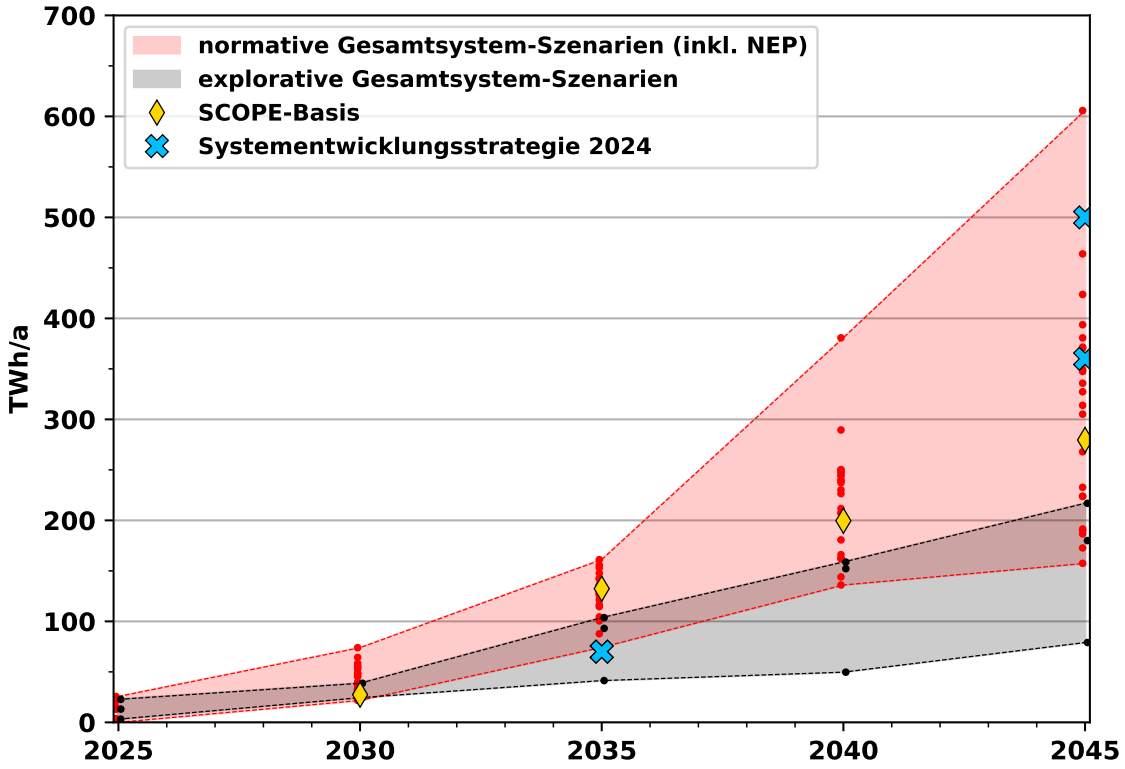


Abbildung 3.21: Entwicklung des H_2-Bedarfs in allen normativen und explorativen *Gesamtsystem*-Szenarien sowie in der Systementwicklungsstrategie (SES) [BMWK 2024c].

Entsprechend dieser Ziele steigt der H_2-Bedarf in allen *normativen* Gesamt-Systemszenarien gegenüber heute deutlich an (Abb. 3.21): Bis 2030 gehen diese Szenarien von einem Bedarf zwischen 17 und 74 TWh aus, der langfristig (bis 2045) auf ca. 150 bis 600 TWh steigen kann.

Die Bedarfsentwicklung in den ausgewählten *explorativen* Szenarien verläuft hingegen deutlich konservativer: 2030 liegt er zwischen 24 und 39 TWh und steigt bis 2045 auf ca. 80 bis 220 TWh an. Trotz der deutlich langsameren Bedarfsentwicklung gibt es bis 2045 einen Überlapp zwischen normativen und explorativen Szenarien, der für 2045 in der Größenordnung von ca. 160 bis 220 TWh liegt. In der Meta-Analyse des Monitoringberichts [EWI & BET 2025] liegt der Wasserstoff-Bedarf in den dort analysierten normativen Szenarien für 2045 zwischen 163 und 605 TWh, in sehr guter Übereinstimmung mit der SCOPE-Analyse in Abb. 3.21.
Die Systementwicklungs-Strategie (SES) von 2024 [BMWK 2024c] geht für 2035 von einem Bedarf von 70 TWh aus, einem Wert im Bereich des Überlapps zwischen normativen und explorativen Szenarien. Für 2045 erwartet die SES einen H_2-Bedarf zwischen 370 und 500 TWh/a, der im oberen Bereich der normativen Szenarien liegt. Hier an dieser Stelle sei angemerkt, dass im Szenario 2 des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas und Wasserstoff („KO-NEP2“) [FNB Gas e.V. 2024] für 2045 von einem Bedarf von nahezu 700 TWh H_2 ausgegangen wird. Da das Szenario „KO-NEP2“ nicht mit einem Gesamtsystem-Modell erstellt wurde, wird es in der Abbildung 3.21 *nicht* berücksichtigt.

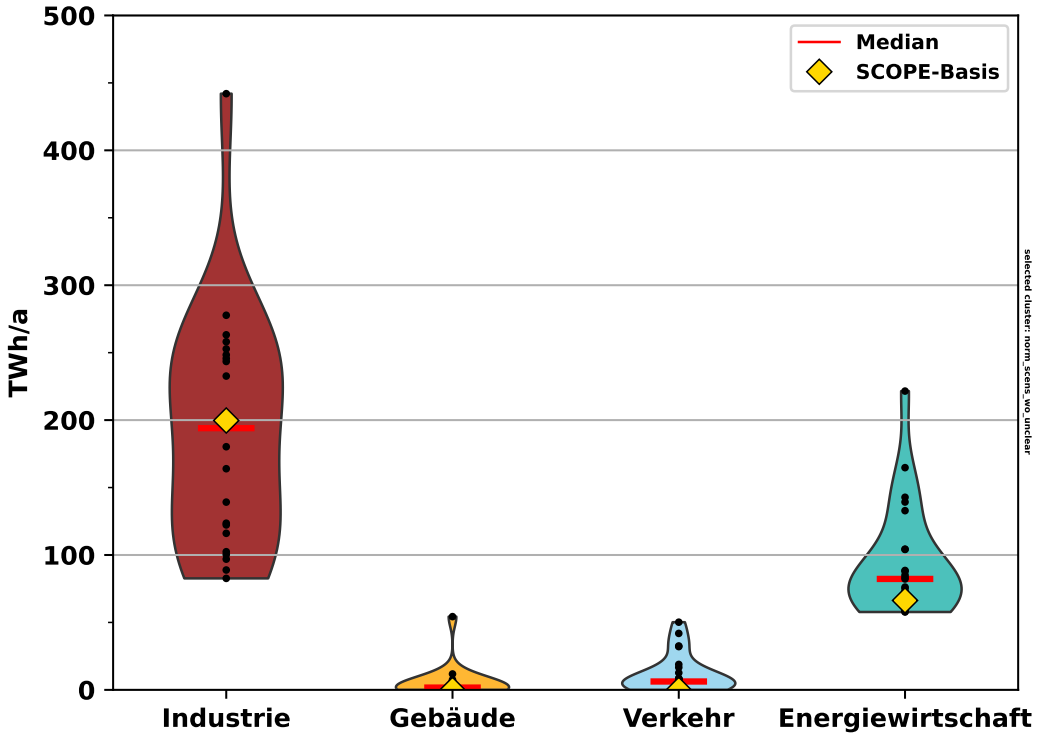


Abbildung 3.22: H_2-Bedarf im Jahr 2045 in den Sektoren Industrie (energetischer und nicht-energetischer Bedarf), Gebäude, Verkehr, und Energiewirtschaft in allen normativen Gesamtsystem-Szenarien. Die schwarzen Punkte stellen Ergebnisse der einzelnen Szenarien dar. Die Breite der „Violinen“-artigen Form beschreibt die Häufigkeitsverteilung der Szenarien-Ergebnisse.

Einen differenzierteren Blick auf den H_2-Bedarf in den Sektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und Energiewirtschaft ermöglicht Abbildung 3.22 (siehe auch Abb. A.19 für eine Zuordnung

zu einzelnen Studien). Im Industriesektor gehen die normativen Gesamtsystem-Szenarien von einem H_2-Bedarf zwischen ca. 80 und 440 TWh im Jahr 2045 aus [6]. Bis auf ein einziges Szenario liegen jedoch alle Werte unter 280 TWh. Entsprechend liegt der Median aller Szenarien bei ca. 195 TWh/a. Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht von einem H_2-Bedarf der Industrie von 200 TWh/a im Jahr 2045 aus.

Über die Hälfte der hier untersuchten Szenarien geht davon aus, dass Wasserstoff im Gebäude-Sektor im Jahr 2045 keine Rolle spielen wird – darunter auch das *SCOPE-Basis*-Szenario. Die Bandbreite aller Szenarien liegt bei 0 bis 54 TWh, wobei nur zwei Szenarien von einem Bedarf von mehr als 8 TWh ausgehen. Der Median aller Szenarien liegt daher bei nur 2 TWh/a. Auffällig ist zudem, dass alle Szenarien, in denen H_2 im Gebäudesektor eine Rolle spielt, von nur zwei der sieben Gesamtsystem-Modelle stammen, deren Ergebnisse in die Abbildung 3.22 einflossen. Der H_2-Bedarf im Verkehr ist ebenfalls in den meisten Szenarien gering und liegt zwischen 0 und 50 TWh im Jahr 2045 (Median: 6 TWh/a). Auch im *SCOPE-Basis*-Szenario wird im Jahr 2045 kein Wasserstoff eingesetzt (wohl aber flüssige synthetische Energieträger).

Alle normativen Gesamtsystem-Szenarien gehen davon aus, dass die Energiewirtschaft im Jahr 2045 einen substantiellen Bedarf für Wasserstoff hat, sei es als Langfristspeicher für Strom, oder als Grundstoff für weitere synthetische Energieträger. Die normativen Gesamtsystem-Szenarien zeigen eine Bandbreite zwischen 60 und 220 TWh im Jahr 2045 (Meta-Analyse im Monitoringbericht [EWI & BET 2025]: ca. 10 bis 180 TWh), wobei die meisten Szenarien zu Werten am unteren Ende dieser Spanne tendieren (Median: 82 TWh/a).

Insgesamt führen die Abbildungen 3.21 und 3.22 deutlich vor Augen, dass in zielerfüllenden Szenarien kein auch nur annähernd einheitliches Bild vorliegt, in welchem Umfang H_2 zur Dekarbonisierung von Industrie und Energiewirtschaft, aber ggf. auch im Verkehr oder im Gebäudesektor eingesetzt werden sollte. Die schon kurzfristig, aber erst recht mittel- bis langfristig bestehenden großen Unsicherheiten bzgl. des H_2-Bedarfs können eine Herausforderung für die Planungssicherheit potentieller Investoren darstellen. Die deutlich geringere Nachfrage in den explorativen Szenarien suggeriert, dass unter den gegebenen Randbedingungen eine Nutzung von H_2 oft nicht wirtschaftlich ist, d.h. eine zielkonforme Entwicklung der H_2-Nachfrage vermutlich weiterer Anreize bedarf.

Modellierung: H_2-Nutzung im Basis-Szenario

Der Wasserstoffbedarf und die Nutzung im *SCOPE-Basis*-Szenario sowie die Auswirkung von Sensitivitäten werden im Folgenden vorgestellt. Die Wasserstoffnutzung des *SCOPE-Basis*-Szenario ist in Abbildung 3.23 dargestellt. Ab 2030 kommt grüner Wasserstoff zunächst ausschließlich in der Industrie zum Einsatz, wo er Erdgas im Umfang von 25 TWh beigemischt

[6] Die Meta-Analyse im Monitoringbericht [EWI & BET 2025] geht von einer Bandbreite des H_2-Bedarfs in der Industrie zwischen ca. 80 und über 600 TWh aus. Ursache für die hohen Werte könnte die Berücksichtigung von Ergebnissen des Industrie-Modells FORECAST aus [ARIADNE 2025] sein, dessen Ergebnisse in den SCOPE-Analysen nicht verwendet wurden.

wird. Bis 2035 steigt die Wasserstoffnutzung der Industrie auf 120 TWh an. Zusätzlich kommen die Herstellung von Hydrierten Pflanzenölen (HVO, englisch für Hydrogenated Vegetable Oils) sowie der Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken hinzu. Ab 2040 gewinnt Wasserstoff zunehmend an Bedeutung für die Rückverstromung. Im Jahr 2045 werden dafür etwa 45 TWh Wasserstoff eingesetzt. Gleichzeitig wird mit einem Bedarf von über 250 TWh der maximale Wasserstoffbedarf erreicht.
Insgesamt zeigt sich, dass Wasserstoff vor allem in den Sektoren eingesetzt wird, in denen keine Alternativen verfügbar sind. Eine Nutzung in der Raumwärme findet nicht statt. Im Straßenverkehr wird Wasserstoff erst ab 2050 eingesetzt und auch dort nur für den Anteil, der nicht elektrifiziert werden kann.

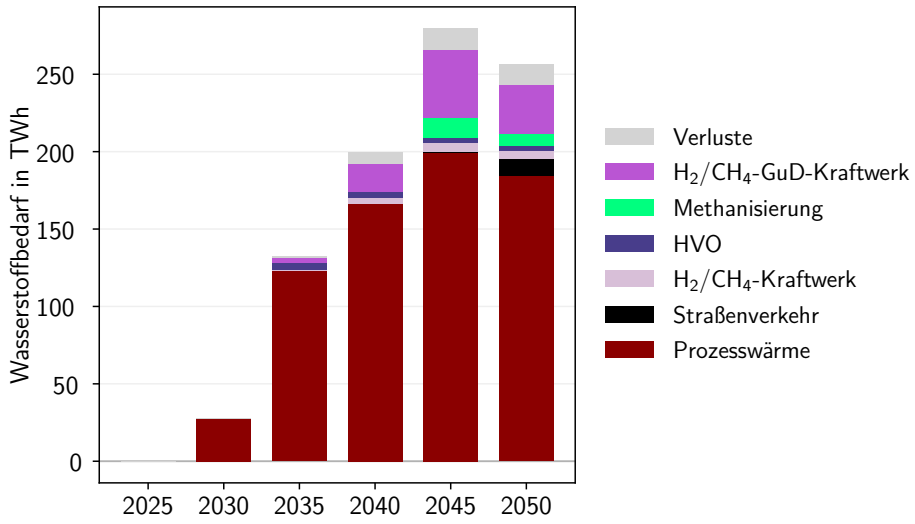


Abbildung 3.23: Wasserstoffnutzung in Deutschland im *SCOPE-Basis*-Szenario nach Anwendungsbereichen

HVO und die Methanisierung spielen über den gesamten Transformationspfad nur eine untergeordnete Rolle. Der in Abbildung 3.23 dargestellte Wasserstoffbedarf umfasst ausschließlich den zusätzlichen Bedarf an grünem Wasserstoff. Wasserstoff, der aus Erdgas gewonnen wird, ist im Modell bereits über den Grundstoffbedarf abgebildet und exogen vorgegeben. Darüber hinaus werden zusätzliche Wasserstoffderivate in flüssiger Form (PtL) für den Grundstoffbedarf der chemischen Industrie sowie für den Flugverkehr benötigt. Diese PtL-Produkte werden vollständig importiert. Lediglich ein geringer Anteil des Ölbedarfs wird ergänzend durch HVO bereitgestellt. Zur Herstellung wird lediglich ein sehr geringer Anteil Wasserstoff benötigt und der Großteil des umgewandelten Energieträgers ist ölige Biomasse. Würden größere Mengen flüssiger Wasserstoffderivate in Deutschland hergestellt, würde der Bedarf an grünem Wasserstoff entsprechend steigen.
Im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario steigt der Wasserstoffbedarf im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* im Jahr 2045 auf über 350 TWh an. Davon entfallen 200 TWh auf die Industrie, etwa 40 TWh auf die Methanisierung und etwas mehr als

100 TWh auf die Rückverstromung in Kraftwerken. Entsprechend steigt auch die Auslastung der Kraftwerke an. Die Anzahl an Volllaststunden wird dabei mehr als verdoppelt. Im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* werden die Kraftwerke mehr als 3655 Stunden pro Jahr benötigt. Im *SCOPE-Basis*-Szenario (vgl. Abbildung 3.16) liegt die jährliche Betriebsdauer dagegen unter 1710 Stunden.

Perspektiven aus dem Sounding Board zum H_2-Bedarf

Bei der Dekarbonisierung von Industrie und Energiewirtschaft schätzten alle Akteursgruppen den Einsatz von Wasserstoff eher selektiv ein. Direkte Elektrifizierung ist laut Akteuren aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft, wenn möglich, dem Einsatz von Wasserstoff vorzuziehen. Insbesondere für die Chemie-Industrie wurde das Einsatzpotential von Wasserstoff von Akteuren aus Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft hervorgehoben. Während man in der Akteursgruppe Politik erweiterte Einsatzmöglichkeiten in der Stahlindustrie- und im Flug- und Seeverkehr sah, schloss man den Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudewärme aus. Darüber hinaus verwies man in der Akteursgruppe Wissenschaft auf das saisonale Speicherpotential von Wasserstoff. Angesichts des Wasserstoffbedarfs wurde in der Akteursgruppe Politik auch die Wasserverfügbarkeit als mögliche Herausforderung genannt. Insgesamt wurde politische Planungsunsicherheit in der Akteursgruppe Wirtschaft als Herausforderung für den Wasserstoffhochlauf genannt. Klare politische Signale seien daher eine Voraussetzung für das Gelingen von Wasserstoff-Projekten.

Kernaussagen: Wasserstoffbedarf

- Die Meta-Analyse zeigt große Unsicherheiten auf, in welchem Umfang und in welchen Sektoren H_2 mittel- bis langfristig zum Erreichen der energiepolitischen Ziele eingesetzt werden muss: Annahmen in normativen Szenarien zum **H_2-Bedarf in Deutschland** 2045 bewegen sich zwischen 150 und 600 TWh (Median: 314 TWh). Während sich die normativen Szenarien zumindest qualitativ einig sind, dass es einen deutlichen H_2-Bedarf in Industrie und Energiewirtschaft geben wird, gehen einige Szenarien davon aus, dass in Gebäuden und im Verkehr auch langfristig kein H_2 eingesetzt werden wird. Die großen Unsicherheiten bzgl. des zukünftigen H_2-Bedarfs können eine Herausforderung für die Planungssicherheit potentieller Investoren in H_2-Technologien und -Infrastrukturen darstellen.
- Explorative Szenarien sehen im Median (180 TWh/a in 2045) eine deutlich geringere H_2-Nachfrage als normative Szenarien (Median: 314 TWh/a). Dies illustriert, dass unter den gegebenen Randbedingungen eine **Nutzung von H_2 oft nicht wirtschaftlich** ist, d.h. eine zielkonforme Entwicklung der H_2-Nachfrage vermutlich weiterer Anreize bedarf.
- In der SCOPE-Modellierung wird Wasserstoff in der **Industrie sowie zur Rückverstromung in Kraftwerken** eingesetzt, insbesondere in Zeiten hohen Energiebedarfs und gleichzeitig geringer Bereitstellung durch erneuerbare Energien. In Gebäuden kommt Wasserstoff nicht und im Straßenverkehr nur sehr begrenzt zum Einsatz, da kostengünstigere Alternativen existieren.
- Der **nationale Gesamtbedarf an Wasserstoff hängt** in den SCOPE-Modellierungen maßgeblich **von den verfügbaren Potentialen erneuerbarer Energien in Deutschland** ab. Mit begrenztem Potential auf 80 % der EEG 2023-Ziele steigt der Bedarf, verglichen mit dem Basis-Szenario, im Jahr 2050 um etwa 100 TWh an, wobei der zusätzliche Bedarf überwiegend durch den Einsatz zur Stromproduktion in Kraftwerken entsteht.
- Der **Bedarf an Wasserstoff und PtL-Produkten** ist in der SCOPE-Modellierung **eng miteinander verknüpft**. Da es aktuell für beides noch keinen internationalen Markt gibt, ist schwer abzusehen, ob eher H_2 oder direkt PtL importiert werden wird. Aufgrund des aufwendigen Transports von Wasserstoff und des einfacheren Transports vieler PtL-Produkte ist aber möglich, dass Wasserstoff nicht die Rolle von Erdgas als Ausgangsstoff für die chemische Industrie einnimmt, sondern die Produkte direkt importiert werden.

3.6 Wasserstoffbereitstellung

Meta-Analyse: Bereitstellung von Wasserstoff

Während Wasserstoff – ein Grundstoff der chemischen Industrie – heute noch weitgehend über Dampfreformierung aus (fossilem) Erdgas erzeugt wird, stehen prinzipiell eine Reihe von weiteren Erzeugungsrouten für H_2 zur Verfügung. Die Annahmen zur Herkunft des Wasserstoffs (Importe vs. nationale Erzeugung) bzw. zu den Produktionsrouten sind in den in der Meta-Analyse untersuchten normativen Szenarien sehr heterogen, wie Abb. 3.24 illustriert: In den Szenarien liegt die H_2-Importquote im Jahr 2045 zwischen 14 % und 92 % (Monitoringbericht [EWI & BET 2025]: 26-92 %). Ungefähr die Hälfte der Szenarien liegt im Zielkorridor der Systementwicklungsstrategie [BMWK 2024c], in der von einer langfristigen Importquote zwischen 50 % und 70 % ausgegangen wird. Im *SCOPE-Basis*-Szenario liegt die Importquote im Jahr 2045 bei ca. 12 %. Ursachen für diese niedrige Importquote werden weiter unten in diesem Abschnitt diskutiert.

Trotz aller Heterogenität der Importquoten zeigt sich allerdings eine Tendenz sehr klar: Heimisch erzeugter Wasserstoff aus fossilen Quellen (d.h. „grauer“, bzw. im Falle einer Abscheidung und Speicherung des CO_2 auch „blauer“ oder „kohlenstoff-armer“ H_2) spielt in den normativen Gesamtsystem-Szenarien im Jahr 2045 nur eine verschwindend geringe Rolle. Die Option von Importen von „blauem“ H_2 werden nur in den Studien von Aurora Energy Research [Aurora 2025] und der Boston Consulting Group [BCG 2025] diskutiert. Alle anderen Studien gehen davon aus, dass die H_2-Importe klimaneutral und strombasiert hergestellt werden.

Eine der wenigen Gesamtsystem-Studien, die explizit die nationale Produktion von „blauem“ H_2 diskutieren, ist die AGORA-Studie [Agora 2024], in der „blauer“ H_2 als Übergangslösung bis 2035 genutzt wird. In einigen der ARIADNE-Szenarien werden zudem auch 2045 noch in geringen Mengen (< 2 TWh/a) H_2 mittels Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Die CO_2-Bilanz im Jahr 2045 in diesen Szenarien legt nahe, dass die CO_2-Emissionen aus der Dampfreformierung im Jahr 2045 weitestgehend abgeschieden und eingespeichert werden. „Blauer“ Wasserstoff als Hebel zur Kostensenkung von „klimafreundlich“ hergestelltem H_2 spielt auch in den Studien der BCG [BCG 2025] und bei AURORA [Aurora 2025] eine größere Rolle. In in beiden Studien werden jedoch keine quantitativen Angaben zu H_2-Importen bzw. den Anteilen von „blauem“ oder „grünen“ H_2 an der nationalen H_2-Produktion gemacht. Einen Überblick über die H_2-Erzeugung aus fossilen Quellen gibt Abbildung A.21 im Anhang.

Die Forderung in den zehn Schlüsselmaßnahmen des BMWE [BMWE 2025] nach der Gleichberechtigung von „grünem“ und „kohlenstoff-armem“ Wasserstoff findet sich also so in den meisten Szenarien nicht, wenn auch nicht immer einwandfrei identifiziert werden kann, ob dies eine Modell-Annahme ist oder ein Modell-Ergebnis darstellt.

Aus dem H_2-Bedarf insgesamt aus Abb. 3.21 und den Anteilen nationaler Produktion (s. Abb. 3.24 für 2045) ergibt sich die nationale H_2-Produktion, deren Entwicklung in den verschiedenen

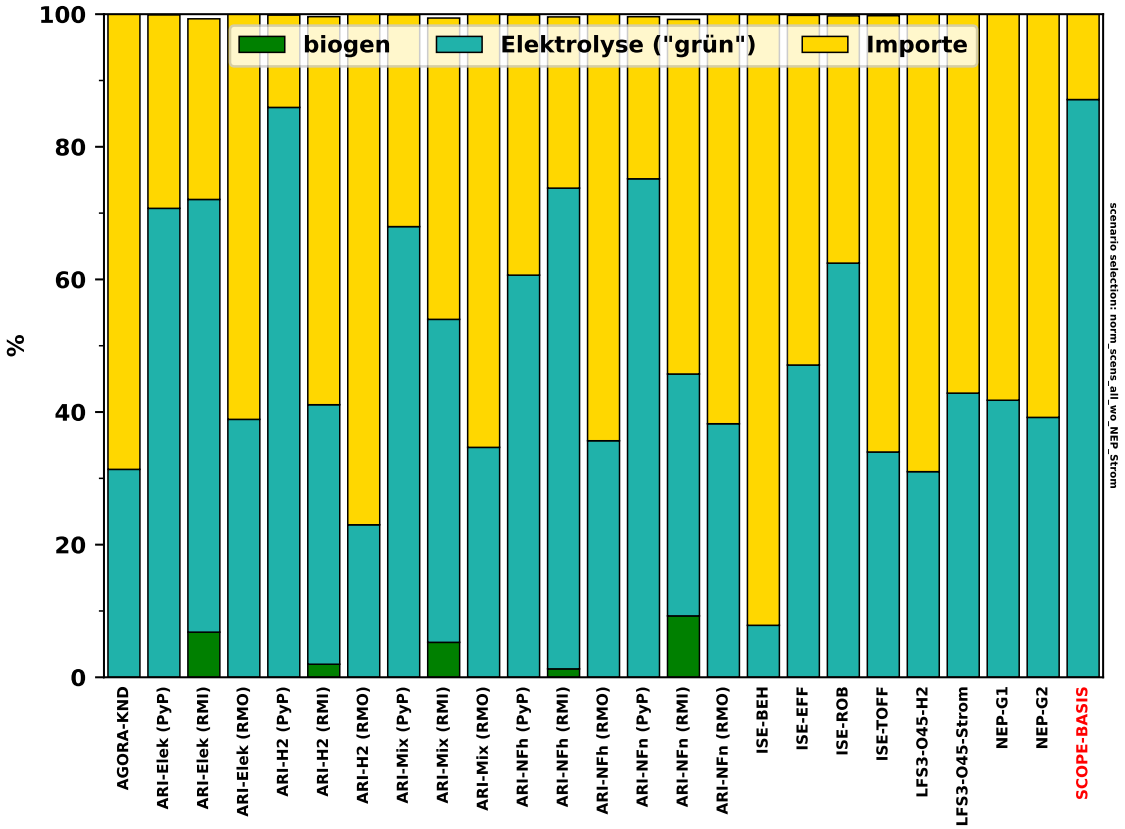


Abbildung 3.24: Anteile verschiedener Routen zur Bereitstellung von H_2 im Jahr 2045 in normativen Gesamtsystem-Szenarien und den Szenarien zum Netzentwicklungsplan Gas & H_2

normativen Szenarien in Abb. 3.25 zusammengefasst ist. Details für 2045 zu den einzelnen Szenarien finden sich in Abb. A.20 im Anhang.

In den normativen Szenarien steigt die nationale H_2-Produktion bis 2030 auf 12 bis 56 TWh, bis 2035 auf 30 bis 100 TWh und liegt im Jahr 2045 zwischen 30 und 290 TWh/a, weitgehend identisch mit den Ergebnissen des Monitoringberichts [EWI & BET 2025]. Langfristig liegt die nationale H_2-Produktion im *SCOPE-Basis*-Szenario im oberen Bereich aller untersuchten Szenarien. Die Ursache hierfür wird weiter unten detaillierter diskutiert.

An dieser Stelle sei kurz auf die Annahmen zur nationalen H_2-Erzeugung in den Netzentwicklungsplänen Strom [BNetzA 2025] einerseits und im NEP Gas & Wasserstoff [FNB Gas e.V. 2024] andererseits eingegangen: Die drei Szenarien des aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom nehmen an, dass im Jahr 2045 zwischen 69 und 157 TWh an H_2 aus Elektrolyse in Deutschland erzeugt werden. Die nationale H_2-Produktion im Szenario NEP-A wird nur von einem einzigen anderen normativen Gesamtsystem-Szenario unterboten, wie Abbildungen 3.25 und A.20 illustrieren.

Im Gegensatz dazu geht das Szenario NEP-G2 im NEP Gas & Wasserstoff von einer nationalen H_2-Produktion im Jahr 2045 von 272 TWh aus. Diese Annahme wird nur von einem einzigen Szenario übertroffen (292 TWh), dessen Narrativ *explizit* von einem sehr hohen Energiebedarf

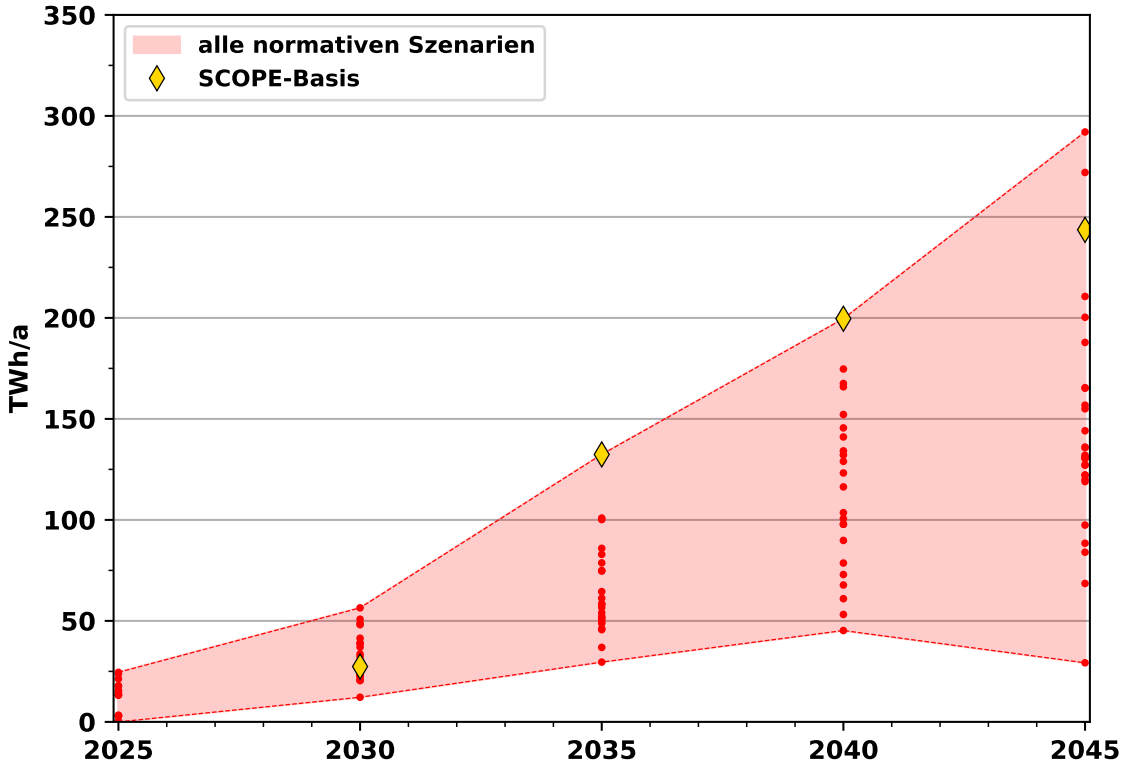


Abbildung 3.25: Entwicklung der nationalen H_2-Produktion in den verschiedenen normativen Szenarien. Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien sind als Punkte dargestellt, der Ergebnis-Korridor ist rot hinterlegt.

in Deutschland ausgeht (Abb. 3.25 und A.20). In allen anderen Szenarien liegt die nationale H_2-Produktion im Jahr 2045 hingegen z.T. deutlich niedriger (Mittelwert ohne die beiden Extrem-Szenarien: 134 TWh, siehe Abb. 3.25).

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan Gas & Wasserstoff gehen von einer deutlich höheren nationalen H_2-Produktion aus (155-272 TWh für 2045) als die Szenarien im NEP Strom (69-157 TWh). Insofern sind die Szenarien-Rahmen der beiden Netzentwicklungspläne, die eine zentrale Bedeutung für den zukünftigen Ausbau der Strom- und Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland haben, nicht konsistent miteinander. Dieser Umstand sollte durch eine deutlich bessere Abstimmung der beiden Netzentwicklungspläne untereinander behoben werden, um Fehlplanungen dieser zentralen Infrastrukturen für die Energiewende zu vermeiden.

Abb. 3.24 hatte illustriert, dass H_2 in Deutschland hauptsächlich mittels Elektrolyse hergestellt wird. Die dazu korrespondierende elektrische Leistung der Elektrolyseure in Deutschland veranschaulicht Abbildung 3.26: In normativen Gesamtsystem-Szenarien steigt die Leistung stetig an. Im Jahr 2030 liegt die Elektrolyseur-Leistung in den Szenarien zwischen 3 und 11 GW_{el}, womit auch in den meisten normativen Szenarien das Ziel von 10 GW_{el} aus der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023 [BMWK 2023] *nicht* erfüllt wird. Dies kann als Hinweis darauf interpretiert werden, dass eine Flexibilisierung der Ausbauziele bei Elektrolyseuren, wie

sie in den zehn Schlüsselmaßnahmen des BMWE gefordert wird [BMWE 2025], im Lichte der meisten normativen Szenarien sinnvoll ist.

Bis 2045 sind in den Szenarien dann Elektrolyseure zwischen 26 und 121 GW_{el} Anschlussleistung am Netz. Dabei liegen Szenarien, die die langfristigen Ziele bzgl. der Importquote übererfüllen, tendenziell im unteren Bereich. Allerdings ist neben der Import-Quote auch der absolute H_2-Bedarf (Abb. 3.21) eine wichtiger Treiber notwendige Elektrolyseur-Leistung in Deutschland. Im Monitoringbericht [EWI & BET 2025] wird zudem noch das Szenario KN2045 aus [Ragwitz u. a. 2023] erwähnt, das von einer Elektrolyseur-Leistung im Jahr 2045 von über 200 GW_{el} ausgeht, das aber in der SCOPE-Analyse nicht berücksichtigt ist.

Die korrespondierenden Neubauraten (einschließlich Ersatz) von Elektrolyseuren in Deutschland liegen zwischen 0,6 und 5,0 GW_{el}/a bis 2030, zwischen 1,1 und 5,4 GW_{el}/a bis 2035, bei maximal 6,5 GW_{el}/a für 2040 bzw. 7,5 GW_{el}/a für 2045 (siehe Abb. 3.46).[7]

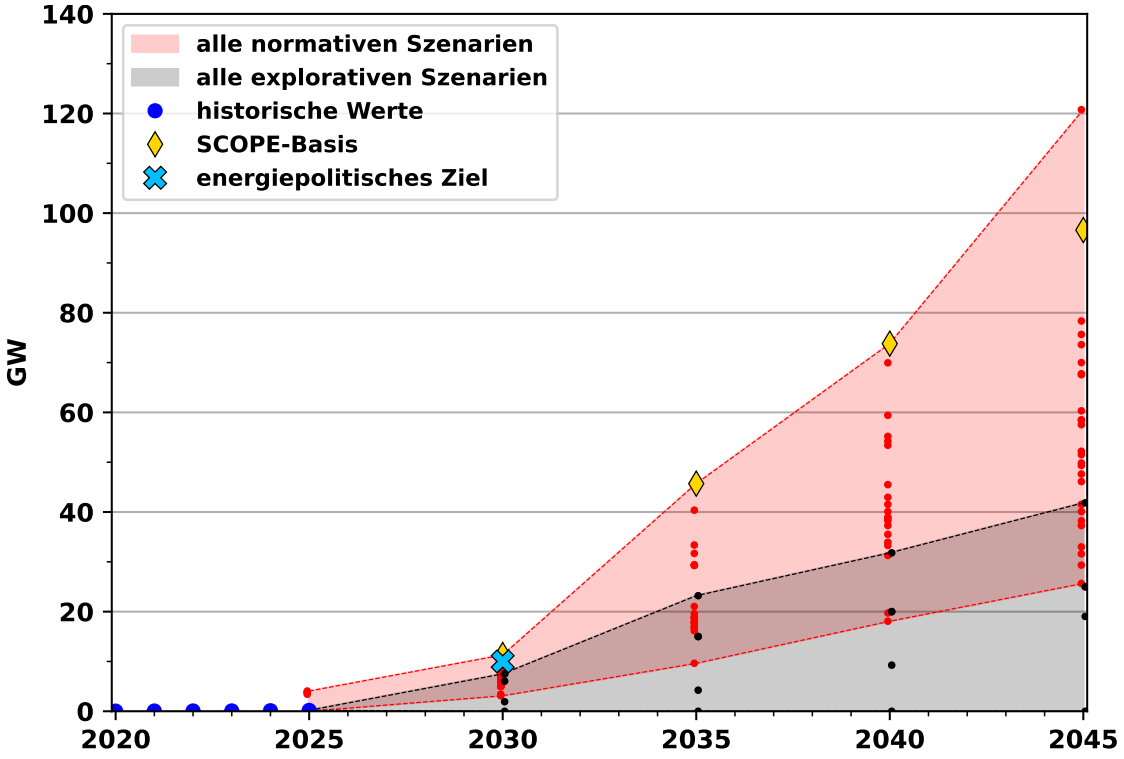


Abbildung 3.26: Installierte Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland in normativen und explorativen Gesamtsystem-Szenarien

Explorative Szenarien gehen von tendenziell deutlich geringeren Anschlussleistungen von Elektrolyseuren aus als zielerfüllende Szenarien: Im Jahr 2030 sind maximal 6 GW_{el} Elektrolyseur-Leistung am Netz, bis 2045 dann maximal GW_{el} (Abb. 3.26). Ein einzelnes explorative Szenario geht davon aus, das bis 2045 keinerlei grüner H_2 in Deutschland erzeugt wird. Der dennoch benötigte Wasserstoff wird in diesem Fall weitgehend importiert.

[7] Neubauraten einschließlich Ersatz werden nur für die Szenarien der ARIADNE-Studie veröffentlicht.

Die Volllaststunden für Elektrolyseure variieren in den untersuchten Studien grob zwischen 3.000 und 8.000 h/a (s. Abb. 3.27). Hohe Volllaststunden signalisieren eine eher betriebswirtschaftlich optimierte Betriebsführung, während niedrige Volllaststunden (wie z.B. mit 3650 bis 4350 h/a im im *SCOPE-Basis*-Szenario) tendenziell auf einen systemdienlichen Betrieb der Elektrolyseure hinweisen.

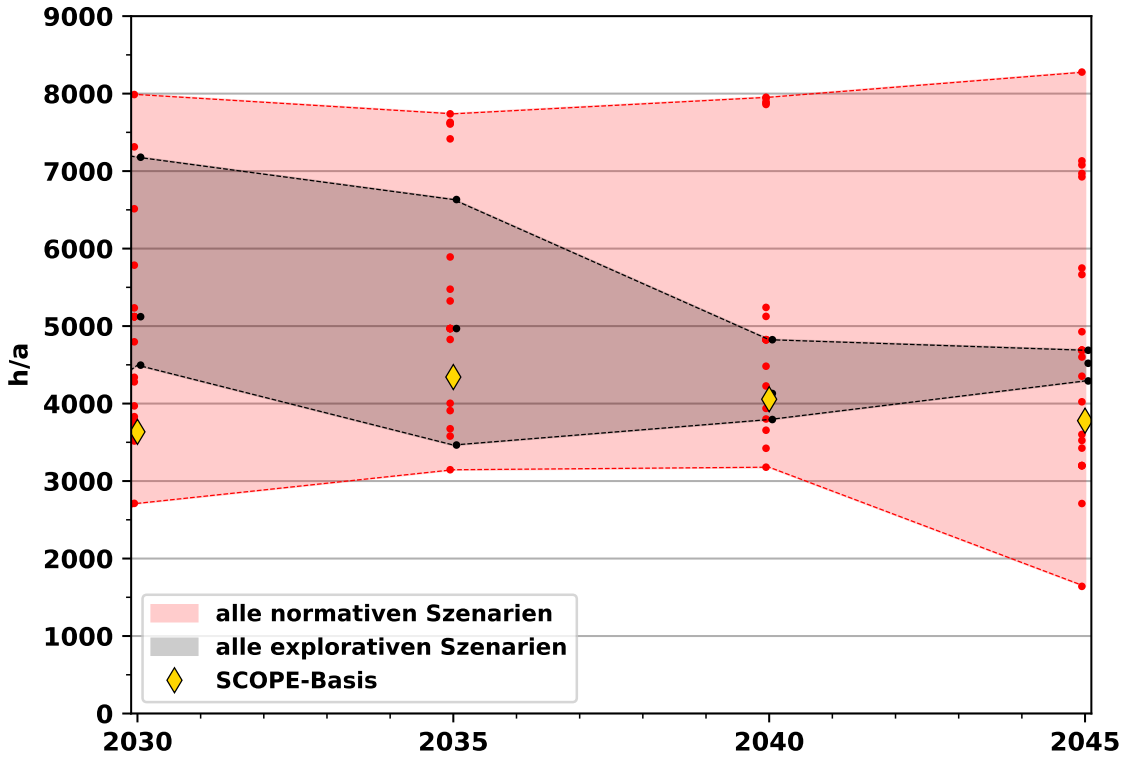
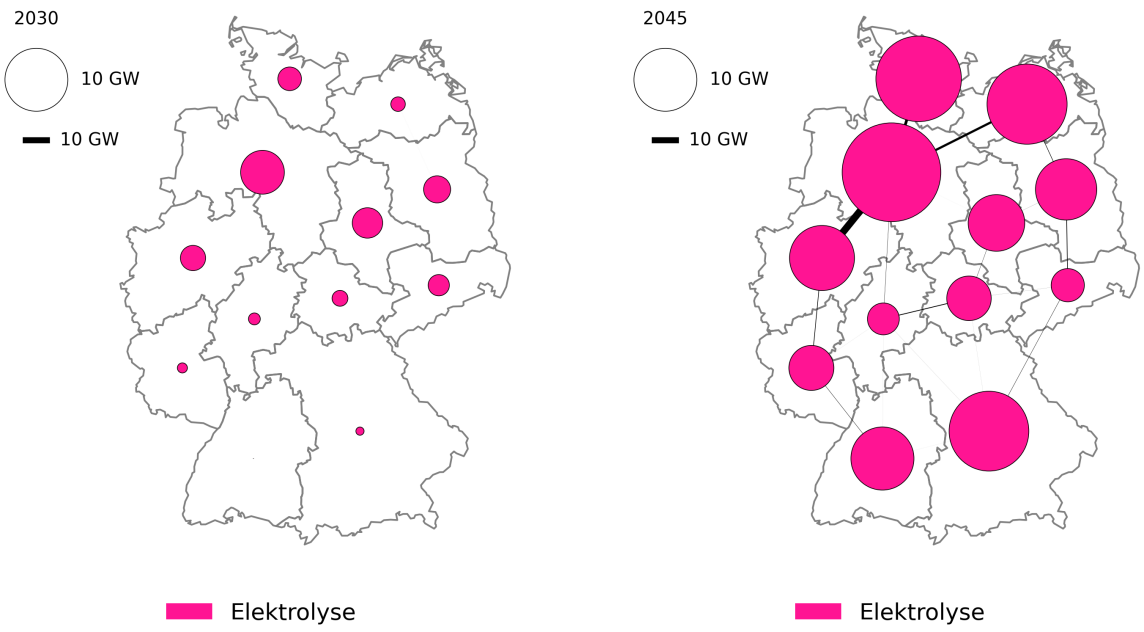


Abbildung 3.27: Volllaststunden der Elektrolyseure in normativen und explorativen Gesamtsystem-Szenarien

Modellierung: Elektrolyseure in Deutschland

In der Modellrechnung werden sowohl die Dimensionierung und der Betrieb als auch die räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten optimiert. Die räumliche Verteilung für die Jahre 2030 und 2045 ist in Abbildung 3.28 dargestellt. Für das Jahr 2045 ergibt sich im *SCOPE-Basis*-Szenario eine installierte elektrische Elektrolyseleistung von 100 GW_{el} in Deutschland. Die Elektrolysekapazitäten konzentrieren sich dabei überwiegend im Norden des Landes. Die größte installierte Leistung entfällt in 2045 mit 18,2 GW_{el} auf Niedersachsen. Auch Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Bayern weisen hohe installierte Leistungen auf. Der größte Wasserstoffaustausch zwischen den modellierten Regionen in Deutschland findet im Jahr 2045 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen statt und beträgt 68 TWh. Im Jahr 2030 findet hingegen kein Wasserstoffaustausch statt, weshalb in Abbildung 3.28 keine entsprechenden Austauschleistungen dargestellt sind.



(a) im Jahr 2030

(b) im Jahr 2045

Abbildung 3.28: Installierte Leistung Elektrolyseure und Austauschleistungen in Deutschland

Der Betrieb der Elektrolyseure erfolgt systemdienlich. Für Deutschland ergeben sich im Jahr 2045 durchschnittlich etwa 3800 Volllaststunden. Damit liegen die Werte eher im unteren Bereich des in Abbildung 3.26 dargestellten Korridors der Metastudie.

Der durchschnittliche Schattenpreis für den Strombezug der Elektrolyse liegt deutlich unter den durchschnittlichen Schattenpreisen für die Strombereitstellung der erneuerbaren Energien. Im *SCOPE-Basis*-Szenario beträgt der durchschnittliche Schattenpreis für den Strombezug der Elektrolyse im Jahr 2045 etwa 42 €/MWh. Im selben Jahr liegen die durchschnittlichen Schattenpreise für die Strombereitstellung aus PV zwischen 52 und 54 €/MWh sowie aus Windenergie an Land und auf See zwischen 88 und 90 €/MWh. In Kombination mit den vergleichsweise niedrigen Volllaststunden erklärt dies die hohe installierte Elektrolyseleistung von 100 GW_{el} und den systemdienlichen Betrieb. Eine Erläuterung zu Schattenpreisen wird in Abschnitt 3.12 gegeben.

Regional zeigen sich Unterschiede in den Volllaststunden. Im Norden Deutschlands erreichen Elektrolyseure im Jahr 2045 etwa 4100 Volllaststunden. Im Süden liegen die Werte dagegen niedriger bei rund 3000 Volllaststunden.

Die Elektrolyseure mit den höchsten Auslastungen erreichen nahezu 6000 Volllaststunden pro Jahr, während Anlagen mit der geringsten Auslastung knapp unter 2000 Volllaststunden betrieben werden. Auch hierbei zeigen sich deutliche regionale Unterschiede. Im Süden Deutschlands liegen die Volllaststunden typischerweise zwischen 2000 und 4000 Stunden pro Jahr, während im Norden Werte zwischen 3500 und 6000 Stunden erreicht werden. In Norddeutschland wird dabei überwiegend Strom aus Windenergie an Land und auf See genutzt, während im Süden vor allem Strom aus PV-Anlagen zum Einsatz kommt.

Der Betrieb der Elektrolyseure erfolgt jeweils in Zeiträumen mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung. Die systemdienliche Betriebsweise ist in Abbildung 3.29 dargestellt und wird nachfolgend am Beispiel des abgebildeten Zeitraums erläutert.

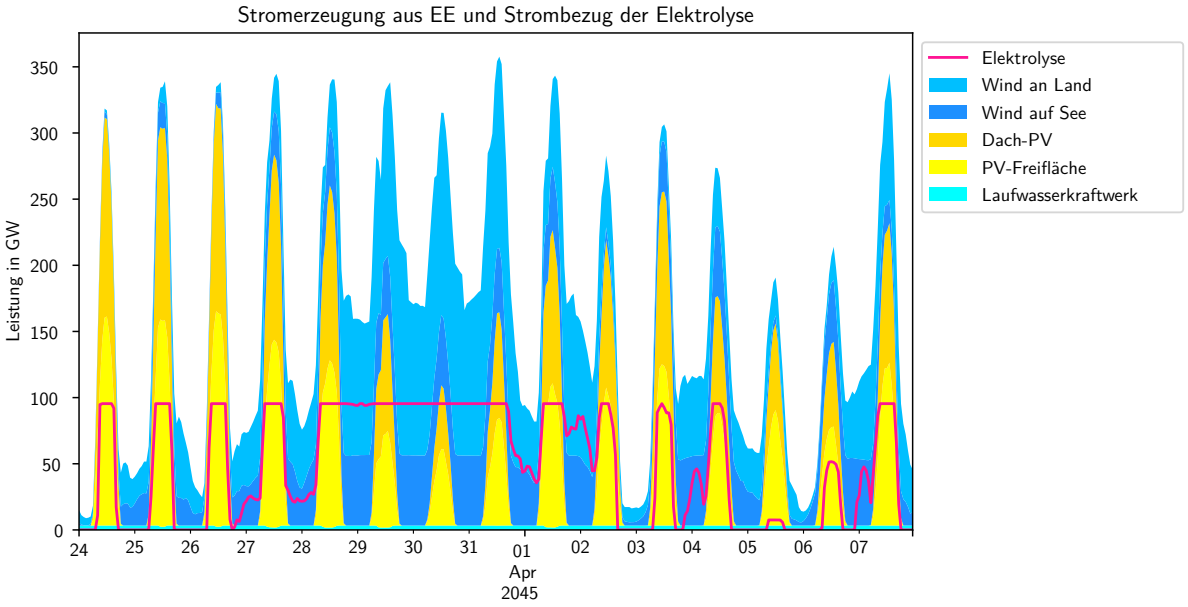


Abbildung 3.29: Betriebsweise der Elektrolyseure in Deutschland im *SCOPE-Basis*-Szenario

In dem dargestellten Zeitraum vom 24. April bis 07. Mai 2045 variiert die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien. Im Zeitraum vom 24. bis 26. April kann die Elektrolyse über die Mittagsstunden mit voller Leistung betrieben werden, weil ausreichend Strom aus PV-Anlagen zur Verfügung steht. Nachts hingegen steht nicht ausreichend Strom für den Betrieb der Elektrolyse zur Verfügung. In beiden nachfolgenden Tagen steigt die Verfügbarkeit von Strom aus Windenergie in der Nacht, sodass die Elektrolyse in Teillast auch in der Nacht betrieben werden kann. Vom 28. April bis 1. Mai ist dann ausreichend EE-Strom verfügbar, um die Elektrolyse durchgehend mit nahezu voller Leistung zu betreiben. In den nachfolgenden Tagen wird die Leistung zunächst in der Nacht wieder reduziert. Am 5. und 6. Mai ist dann auch am Tag die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom nicht ausreichend, um die Elektrolyseure mit voller Leistung zu betreiben.

Perspektiven aus dem Sounding Board zur H_2-Bereitstellung und „Farbe“

Die Frage der „Farbe“ von Wasserstoff wurde von den Akteursgruppen nicht eindeutig beantwortet. Während einige Akteure „blauen“ Wasserstoff als Übergangslösung oder Brückentechnologie zu „grünem“ Wasserstoff bezeichneten, schlossen andere den Einsatz von „blauem“ Wasserstoff kategorisch aus und sprachen sich ausschließlich für „grünen“ Wasserstoff aus. In den Akteursgruppen Zivilgesellschaft und Wirtschaft wurde betont, dass zunächst ausreichend Anwendungsfälle entstehen müssten. Der mit „blauem“ Wasserstoff einhergehende

CCS-Ausbau wurde in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft aufgrund der möglicher Flächennutzungskonflikte von CO_2-Speichern in der Nordsee und der Schaffung einer zusätzlichen Infrastruktur mit entsprechenden Entwicklungszeiträumen kritisiert. Auch in der Akteursgruppe Politik hinterfragte man CO_2-Speicherkapazitäten.

Modellierung: PtX – Importe vs. heimische Erzeugung

Wasserstoff wird im *SCOPE-Basis*-Szenario vor allem heimisch erzeugt. In 2045 wird lediglich etwa 12 % des Wasserstoffbedarfs über Importe bereitgestellt. PtL-Produkte werden hingegen vollständig importiert. Abbildung 3.30 stellt die bereitgestellten Energiemenge in Form von Wasserstoff sowie PtL über den Transformationspfad im *SCOPE-Basis*-Szenario dar.

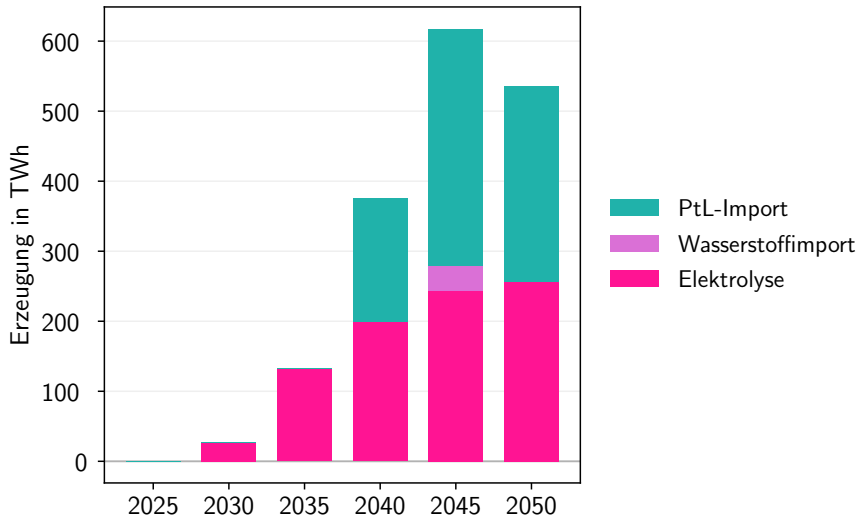


Abbildung 3.30: Herkunft von Wasserstoff und PtL in Deutschland im *SCOPE-Basis*-Szenario

Der Zusammenhang zwischen heimischer Wasserstofferzeugung und Importanteil ist stark mit den verfügbaren Potentialen an erneuerbaren Energien verknüpft. Im *SCOPE-Basis*-Szenario ist, wie im Abschnitt 2.2 beschrieben, eine Abweichung von den im EEG 2023 festgelegten Zielen um 20 % erlaubt. Begrenzt man das Potential auf die im EEG 2023 festgelegten Ziele wie in *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*-Szenario, bleibt der Gesamteinsatz von Wasserstoff im Energiesystem nahezu unverändert. Die Importquote steigt hingegen auf etwa 30 %. Senkt man das zur Verfügung stehende Potential der erneuerbaren Energien um 20 % wie im *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*-Szenario, steigt der Gesamtbedarf an Wasserstoff von 250 TWh auf über 350 TWh an. Die Herkunft des Wasserstoffs, verglichen zwischen dem *SCOPE-Basis*-Szenario und dem *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*-Szenario, ist in Abbildung 3.31 dargestellt. Der Mehrbedarf an Wasserstoff wird, wie in Abschnitt 3.5 beschrieben, überwiegend in Kraftwerken zur Rückverstromung in Zeiten hohen Bedarfs und geringer Strombereitstellung aus EE eingesetzt.

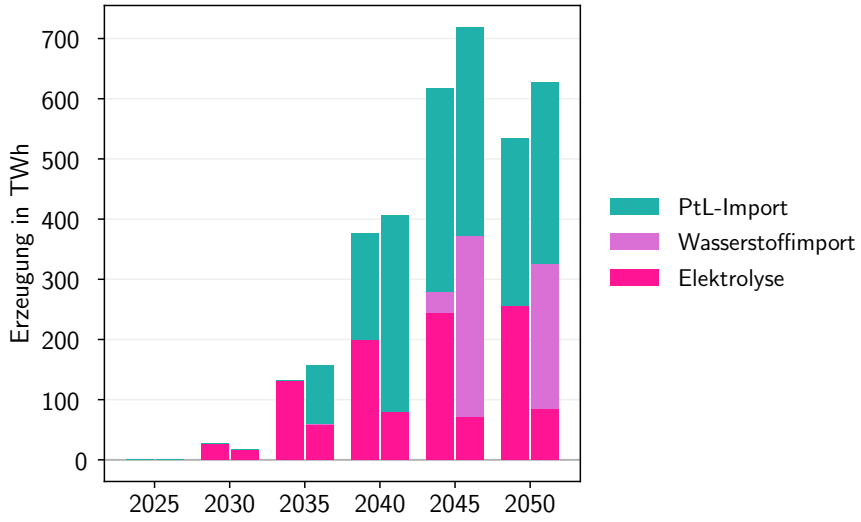


Abbildung 3.31: Herkunft von Wasserstoff und PtL in Deutschland im *SCOPE-Basis*-Szenario verglichen mit dem *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*-Szenario

Die Importquote von Wasserstoff steigt im *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*-Szenario gleichzeitig auf nahezu 80 % an.
Erhöht man hingegen die Importkosten um 20 %, wie im Szenario *Importpreis 20 % höher*, erhöht sich die zugebaute Leistung der Solarenergie um etwa 25 GW und es wird 10 % mehr Elektrolyseleistung in Deutschland aufgebaut. Da die Potenziale für weitere Kapazitäten an Elektrolyseuren durch das begrenzte Potential an erneuerbaren Energien bereits nahezu ausgeschöpft sind, bleiben auch die Importanteile von PtL nahezu unverändert. Lediglich in sehr geringem Umfang kommt es in 2050 zum Aufbau von inländischer Fischer-Tropsch-PtL zusätzlich zu HVO. Die Kosten hingegen steigen entsprechend an und wenn Importe grüner Energieträger teurer werden, haben diese direkten Einfluss auf die Gesamtsystemkosten. Verringert man die Importkosten um 20 %, wie im *Importpreis 20 % niedriger*-Szenario, verringert sich die bereitgestellte Energiemenge an Wasserstoff aus Elektrolyse um etwa 20 TWh und ab 2035 erhöht sich der Importanteil. Außerdem steigt die importierte Energiemenge in Form von PtL-Produkten im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario um 20 % an. Der Zubau der erneuerbaren Energien bleibt im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario nahezu unverändert. Lediglich bei PV-Dachanlagen ist ein leichter Rückgang in der installierten Leistung um etwa 16 GW zu beobachten. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass kein Kostenrisiko für das Gesamtsystem festzustellen ist, den Ausbau der EE verstärkt voranzutreiben, auch wenn künftige Importpreise geringer ausfallen könnten. Die zu Grunde liegenden Importpotentiale und die Methodik der Berechnung ist in Abschnitt 4.3 erläutert. Steigen hingegen die Importkosten und die Potentiale der EE sind ausgeschöpft oder limitiert, kann das Energiesystem nicht zu einer anderen Lösung zur Deckung der Bedarfe ausweichen. Der Wasserstoffbedarf würde steigen, da zusätzliche Kraftwerke zur Rückverstromung erforderlich wären. Gleichzeitig wäre der systemdienliche Betrieb von Elektrolyseuren aufgrund des geringeren Anteils erneuerbarer Energien

eingeschränkt, sodass der überwiegende Teil des Bedarfs an Wasserstoff sowie PtL durch Importe gedeckt werden müsste. Da das Energiesystem bedingt durch die begrenzten Potentiale keine Möglichkeit für eine alternative Energiebereitstellung besitzt, entsteht ein hohes Kostenrisiko für das Gesamtsystem bei steigenden Importkosten und verringertem Ausbau der EE.

Perspektiven aus dem Sounding Board zum Thema H_2-Importe vs. heimische Erzeugung

Für eine Diversifizierung der Wasserstoff-Herkunft plädierten Akteure aus den Bereichen Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Energieunabhängigkeit und Resilienz wurden in der Akteursgruppe Wirtschaft als wichtige Faktoren definiert, die für eine entsprechende Kombination aus heimischer Erzeugung und Importen aus verschiedenen Quellen sprächen. Darüber hinaus verwies man in der Akteursgruppe Wissenschaft auf die Systemdienlichkeit der heimischen Wasserstoff-Produktion. Ein von einigen Akteuren vermuteter Kostenvorteil von Importen steht jedoch im Widerspruch zu den Ergebnissen aus der Modellierung. In Bezug auf den Import von Wasserstoff betonte man in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft, dass auch die Sozialverträglichkeit und die menschenrechtliche Situation in den Exportländern mitgedacht werden müsse.

Kernaussagen: Wasserstoffbereitstellung

- In der Meta-Analyse zeigen sich **große Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen nationalen H_2-Erzeugung, der Importquote und bzgl. des Bedarfs an Elektrolyseuren** in Deutschland: Annahmen zur Importquote liegen zwischen 14 % und 92 %. Diese Unsicherheiten können – wie die Unsicherheiten beim H_2-Bedarf selbst – eine Herausforderung für die Planungssicherheit potentieller Investoren in H_2-Technologien und -Infrastrukturen darstellen.
- **Heimische Wasserstofferzeugung** erfolgt in den Szenarien der Meta-Analyse weitgehend über Elektrolyse. „Blauer" Wasserstoff aus Erdgas mit anschließender CO_2-Speicherung (CCS) stellt nur in wenigen Gesamtsystem-Szenarien eine Brückentechnologie dar. Im Jahr 2045 ist die Erzeugung von „blauem" H_2 in Deutschland äußerst gering, wenn sie in den Szenarien überhaupt erfolgt. **Importe** von „blauem" H_2 werden nur in wenigen Studien diskutiert; meist wird davon ausgegangen, dass Importe von H_2 (und -Derivaten) strombasiert und klimaneutral erzeugt werden.
- In den analysierten Szenarien werden **Elektrolyseure teils systemdienlich** mit geringen Volllaststunden, **teils aber auch betriebswirtschaftlich** optimiert mit hohen Volllaststunden betrieben.
- Aus der SCOPE-Modellierung geht hervor, dass die **heimische Elektrolyse aus Systemsicht einen sinnvollen Beitrag zur Integration von Erneuerbare Energien in das Energiesystem** liefern kann. Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle für die saisonale Speicherung und Verwertung von Erzeugungsspitzen der EE. Eine Verringerung der Verfügbarkeit bei EE wirkt sich deutlich auf die Elektrolyseure aus. Bei geringeren EE-Potentialen entsteht eine Importabhängigkeit, die zu einem hohen Kostenrisiko für das Gesamtsystem im Falle steigender Importkosten führt.
- Die installierte Leistung der heimischen Elektrolyse hängt in den Sensitivitätsrechnungen stark von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ab, und davon, dass ausreichend große Strommengen kostengünstig verfügbar sind. Selbst im Falle verringerter Importkosten überwiegt der **systemische Vorteil heimischer Elektrolyseure** und Wasserstoff wird weiterhin überwiegend heimisch bereitgestellt, während die Menge an Power-to-Liquid-Importen ansteigt.
- **Elektrolysekapazitäten werden verstärkt in Norddeutschland aufgebaut**. Die Volllaststunden für den Elektrolysebetrieb liegen in Norddeutschland zwischen 3500 und 6000 Stunden und in Süddeutschland zwischen 2000 und 4000 Stunden. Für den Betrieb wird in Norddeutschland hauptsächlich Strom aus Windenergieanlagen an Land und auf See und in Süddeutschland Strom aus Photovoltaik genutzt.

3.7 Wärmeerzeugung in Gebäuden und Wärmenetze

Meta-Analyse: Wärmeerzeugung in Gebäuden und Wärmenetze

Bei der Bereitstellung von Gebäudewärme liefert die Wärmepumpe im Jahr 2045 erwartungsgemäß den größten Beitrag mit ca. 38 bis 72 % der Wärmeerzeugungsanlagen in den normativen Szenarien (siehe Abbildung 3.32). Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht von einem Wärmepumpen-Anteil von ca. 58 % aus. Wärmenetze nehmen mit einem Anteil von 18 bis 34 % in dem meisten Studien Platz Zwei ein (*SCOPE-Basis*-Szenario: 34 %), wobei die zwei Szenarien, AGO-KND-1/2FH und AGO-KND-MFH von Agora, Ausreißer mit 10 % bzw. 47 % darstellen. Biomassekessel tragen von 3 % bis maximal 13 % einheitlich einen kleineren Anteil zur Wärmeerzeugung bei. Die Rolle von Gasen stellt sich in den Studien der Meta-Analyse unterschiedlich dar. Während in den Agora-Szenarien in Abbildung 3.32 Erdgaskessel mit 3 % bis 4 % explizit ausgewiesen sind, weisen die übrigen Studien in ihren Daten lediglich „Gaskessel“ aus, ohne explizit die jeweiligen Anteile unterschiedlicher verwendeter Gase hierin zu spezifizieren. Da der Gebäudesektor in den Zielerreichungsszenarien 2045 keine oder nur geringe verbleibende CO_2-Emissionen von unter 3 Mt CO_2eq/a aufweist (siehe Abbildung 3.57), muss der Anteil von Erdgas hierbei entsprechend gering sein. Alle weiteren Wärmeerzeugertechnologien übersteigen einen Anteil von 3 % an den Heizungsanlagen nicht. Solarthermische Anlagen sind hierbei nicht mit bilanziert. Ihr Anteil an der Endenergiebereitstellung für Gebäude übersteigt im Jahr 2045 jedoch die 5-Prozent-Marke nicht.

Während die bedeutende Rolle der Wärmepumpe und der Wärmenetze im Gebäudesektor unstrittig ist, wird der zukünftige Einsatz verschiedener gasförmiger Energieträger in den normativen Szenarien kontroverser diskutiert. Wie Abbildung 3.33 zeigt, werden synthetisches Erdgas (SNG), Wasserstoff oder auch noch Erdgas in den meisten normativen Szenarien der Meta-Analyse zur Deckung der Endenergienachfrage im Gebäudesektor um 2045 eingesetzt. Lediglich die PyPSA-basierten ARIADNE-Szenarien sehen keine Gasverwendung im Jahr 2045 im Gebäudesektor mehr. Das FhG-ISE Beharrungsszenario und das Langfristszenario O45-H2 stechen ebenfalls heraus, da hier SNG bzw. Wasserstoff in größerem Umfang zur Defossilisierung des Gebäudesektors eingesetzt werden. Hieraus können die Schlussfolgerungen gezogen werden, dass bei einem weniger ausgeprägten Wärmepumpenumstieg bei ISE-FhG vor allem SNG die „Lücke schließt“, mit entsprechend höherem spezifischem Strombedarf gegenüber den „direktelektrischen“ Wärmepumpen. Wasserstoff spielt hingegen nur in der ausgeprägten „Wasserstoffwelt“ des O45-H2-Szenarios eine bedeutendere Rolle. In allen anderen Studien in Abbildung 3.33 sind die absoluten Energiemengen, die die synthetischen Energieträger SNG und H_2 im Jahr 2045 zur Endenergieversorgung beitragen, mit in Summe unter 32 TWh/a gering. Der Anteil an Gasen, deren Zusammensetzung in den Studien nicht weiter spezifiziert sind, ist vernachlässigbar gering.

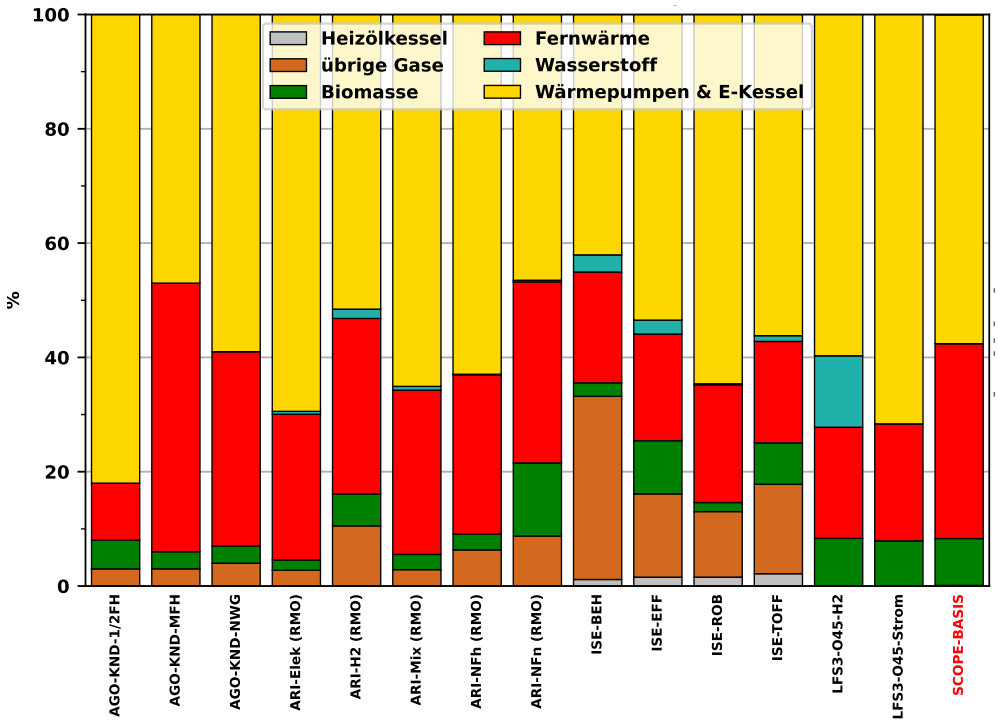


Abbildung 3.32: Anteile von Technologien bei der Wärmeversorgung von Gebäuden 2045 (Hinweis: „Übrige Gase“ umfasst verschiedene Gase, die in 3.33 aufgeschlüsselt sind. In den Langfristszenarien wird verallgemeinert „Gas“ als Wärmerzeugungstechnologie im Gebäudesektor im Jahr 2045 angegeben. Ein Abgleich mit dem Endenergiebedarf des Gebäudesektors zeigt, dass als „Gas“ im Jahr 2045 nur noch Wasserstoff eingesetzt wird).

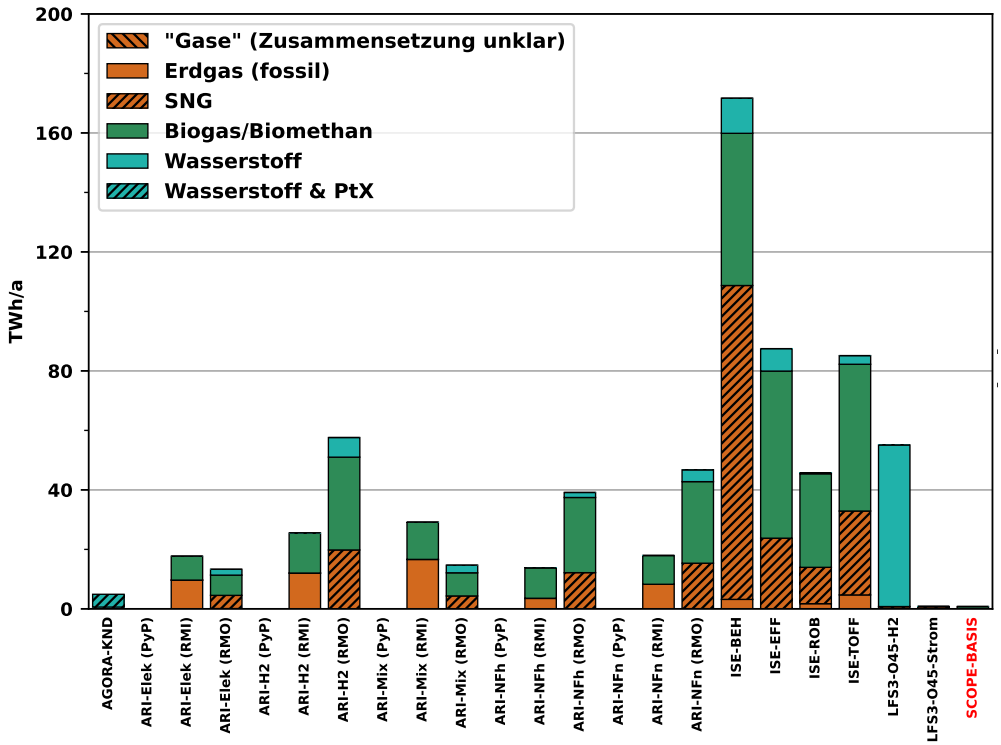


Abbildung 3.33: Endenergiebedarf an Gasen (fossiles Erdgas, Bio-Methan, SNG, Wasserstoff) im Gebäudesektor im Jahr 2045

Wie oben erwähnt, entwickelt sich Fernwärme in vielen Szenarien neben Wärmepumpen zur zweitwichtigsten Technologie zur Gebäudewärme-Versorgung (s. z.B. Abb. 3.32). Explorative Szenarien gehen von einem nahezu konstanten Endenergiebedarf an Fernwärme über die nächsten 20 Jahre aus (Abb. 3.34). Während die meisten normativen Szenarien von einer Zunahme des Fernwärmebedarfs um bis zu 200 TWh/a ausgehen, liegt die Bandbreite des Fernwärmebedarfs im Jahr 2045 in den normativen Szenarien zwischen ca. 60 TWh und mehr als 300 TWh. Das *SCOPE-Basis*-Szenario sieht zunächst bis 2035 den höchsten Anstieg am Fernwärmebedarf aller Szenarien. Im Jahr 2045 liegt das *SCOPE-Basis*-Szenario im oberen Mittelfeld der normativen Szenarien.

Die Fernwärme wird in den meisten Szenarien zum überwiegenden Teil aus Großwärmepumpen und E-Kesseln bereit gestellt (Abb. 3.35). Andere relevante Wärmequellen sind Biomasse oder „Gas“ (fossiles Erdgas, Bio-Gas/-Methan oder SNG), in geringem Umfang in einigen Szenarien auch Wasserstoff, Solarthermie oder Abwärme. Geothermische Fernwärmebereitstellung spielt nur in der AGORA-Studie eine Rolle. Durch den hohen Anteil an strombasierter Fernwärmeerzeugung wird damit in den hier gezeigten Szenarien ein Großteil der Gebäudewärme durch Wärmepumpen erzeugt – entweder durch individuelle Gebäude-Wärmepumpen oder Großwärmepumpen in Wärmenetzen.

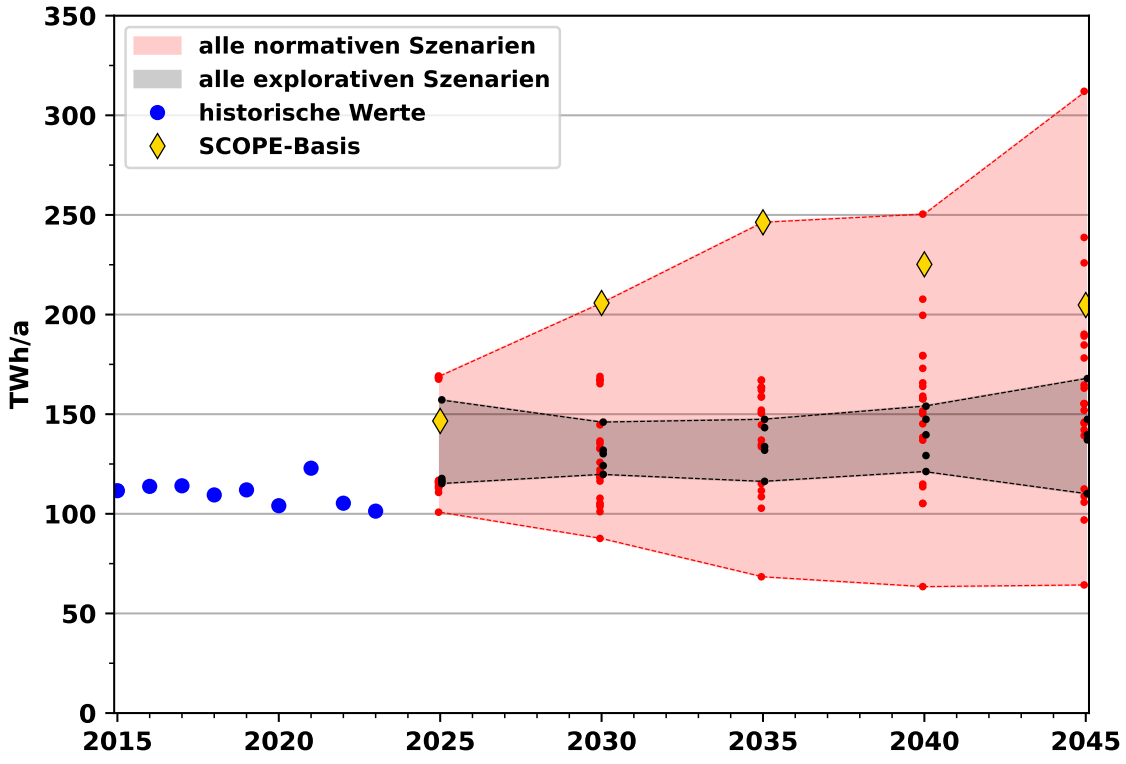


Abbildung 3.34: Entwicklung des Endenergiebedarfs an Fernwärme in den normativen und explorativen Szenarien und Vergleich mit historischen Daten

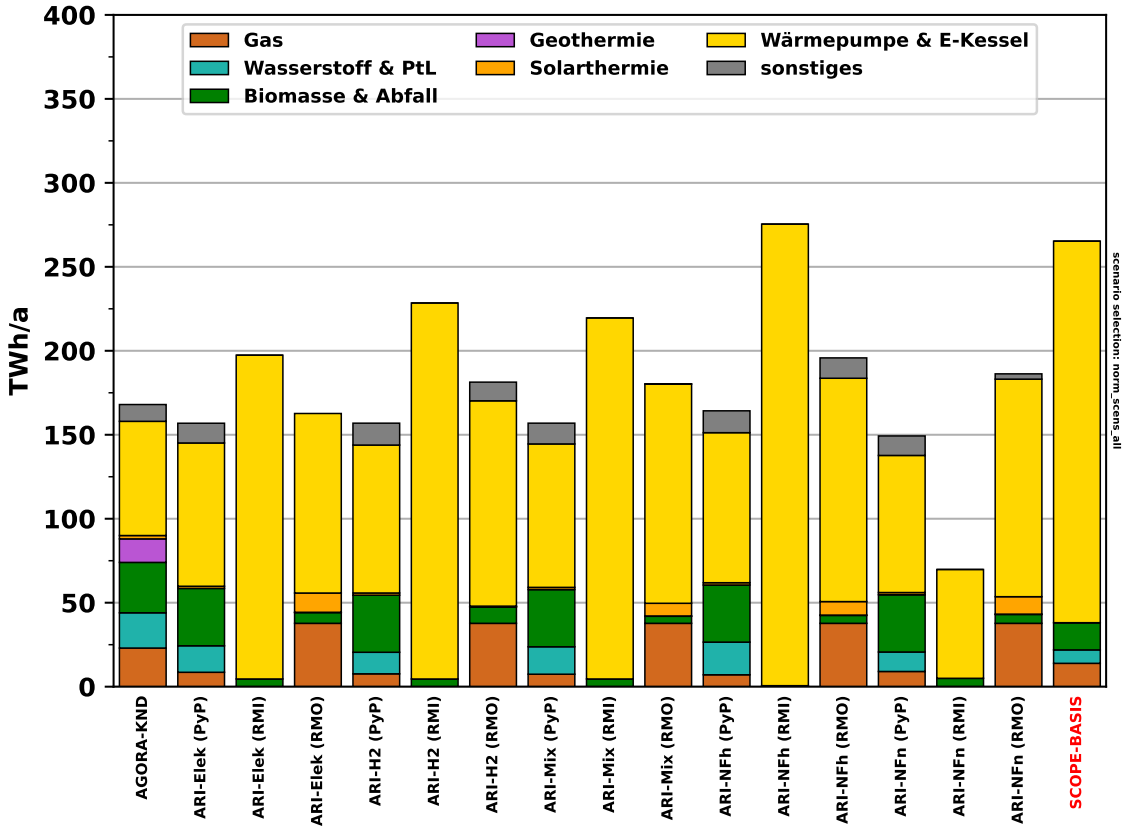


Abbildung 3.35: Fernwärmeerzeugung nach Technologien für 2045 in normativen Szenarien

Modellierung: Gebäudewärme

Die große Bandbreite von Marktanteilen der verschiedenen Heizungstechnologien wurde für die SCOPE-Modellierung auf einen engeren Korridor festgelegt. Der Marktanteil der Wärmepumpen folgt einem aus der Metastudie gewonnenen Mittelwert, wobei im Rahmen der Optimierung Abweichungen von 10 % in jede Richtung erlaubt sind. Das Fernwärmepotential ist deutschlandweit auf 33 % Marktanteil begrenzt, wobei die Potentiale nicht überall gleich angenommen sind, sondern mit der Wärmebedarfsdichte der einzelnen Knotenpunkte skalieren. Der Weiterbetrieb bzw. der Neubau von Gas- und Pelletheizungen ist im Rahmen der Optimierung erlaubt und auch der Betrieb über 2040 hinaus ist unter der Maßgabe möglich, dass die Emissionsziele eingehalten werden. Dies schließt im *SCOPE-Basis*-Szenario ohne CCS die Nutzung fossiler Energieträger aus.

Die eigene Modellierung lässt daher begrenzte Aussagen über optimale Anteile von Heizungstechnologien zu. Zusätzliche Erkenntnisse geben die Sensitivitätsrechnungen zum Ausbau der EE sowie die Verzögerungsszenarien.

Abbildung 3.36 zeigt die Marktanteile der in der SCOPE-Modellierung berücksichtigten Heizungstechnologien entlang des Transformationspfads. In den nächsten Jahren wird dabei zuerst die Fernwärme stark ausgebaut, bis sie bis 2035 bereits die Potentialgrenze erreicht. Dieser schnelle Ausbau ist vermutlich nicht realistisch, weist aber auf einen besonderen systemischen Wert dieser Technologie hin. Der Ausbau der dezentralen Wärmepumpen liegt zu Beginn über

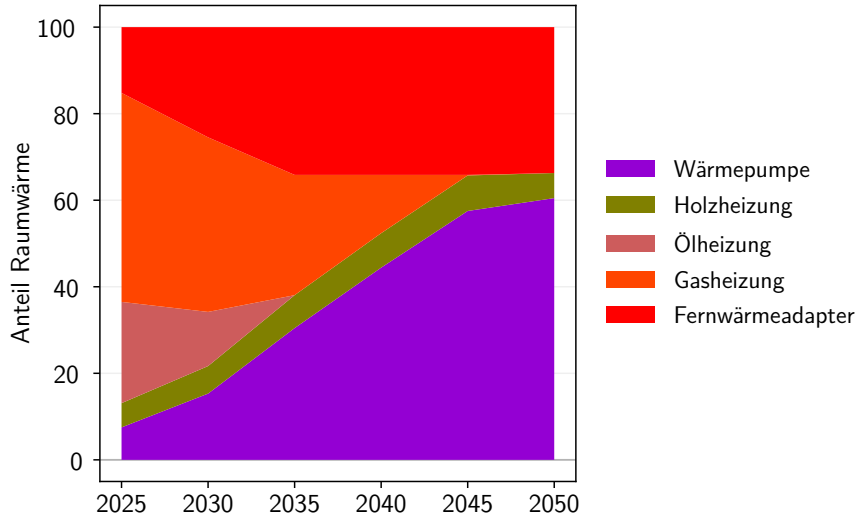


Abbildung 3.36: Marktanteile der im *SCOPE-Basis*-Szenario berücksichtigten Heizungstechnologien im Verlauf des Transformationspfads

dem aus der Metaanalyse übernommenen Mittelwert und anschließend zwischen Mittelwert und unterem Grenzwert des Korridors. Gasheizungen werden bis 2045 fast vollständig zurückgebaut (0,34 % Marktanteil), 2050 tauchen sie gar nicht mehr auf. Ölheizungen werden noch schneller zurückgebaut und schon 2035 nicht mehr genutzt, selbst wenn die Anlagen noch Restlebensdauern bis 2040 aufweisen.

Die Systemoptimierung tendiert dazu, zeitnah eine weitgehende Dekarbonisierung des Wärmesektors zu vollziehen. Das deutet auf einen hohen systemischen Wert ebendieser hin. Die Systemanalyse liegt hier im Einklang mit anderen Ergebnissen aus der Umweltbewertung [Sternberg und Bardow 2015]. Durch die Tendenz zu einer schnellen Dekarbonisierung werden sowohl der Ausbau der Wärmepumpen als auch der Ausbau der Fernwärme gepusht. Die Fernwärme wird dabei parallel zum Ausbau auf treibhausgasneutrale Technologien umgestellt. Bereits ab 2030 werden mehr als 65 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen bereitgestellt. Kraftwerke kommen dann nur noch in Zeiten hoher Wärmebedarfe zum Einsatz.

Die Fernwärme besitzt einen hohen zusätzlichen systemischen Wert durch die Potentiale zur Bereitstellung von Flexibilität. Durch die Möglichkeit, über Großwärmepumpen, Elektrokessel und Heizkraftwerke zu verschiedenen Zeiten verschiedene Energieträger zu nutzen, kann die Fernwärme flexibel auf das Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien reagieren und so das Gesamtsystem entlasten [Schlemminger u. a. 2025]. In Zeiten von Stromüberschuss nehmen Großwärmepumpen und Elektrokessel diesen zur Fernwärmeproduktion auf, in Zeiten eines geringen Dargebots an erneuerbarer Energie kann über einen Brennstoffwechsel die Residuallast gesenkt werden. 2045 reichen die Fernwärmespeicher im Sommer dann aus, um den Wärmebedarf, der vor allem für das Warmwasser entsteht, eine ganze Woche zu decken. Für die dezentralen Wärmepumpen wurden in der Modellierung keine zusätzliche Flexibilitätsoption angenommen. Eine Berücksichtigung dezentraler Flexibilitäten, z.B. durch die Annahme

von dezentralen Wärmespeichern oder die Nutzung der Gebäudemasse als Wärmespeicher, könnte die Tendenz der Optimierung, dezentrale Wärmepumpen schnell auszubauen, noch verstärken.

In der Abbildung 3.34 ist ein Rückgang bei der im *SCOPE-Basis*-Szenario von Fernwärme bereitgestellten Endenergie ab dem Jahr 2035 zu erkennen. Dieser ist im Szenario vollständig auf einen geringeren Endenergieverbrauch durch Sanierungen im Gebäudebestand zurückzuführen. Der Anteil der Fernwärme an der Gebäudeversorgung bleibt konstant (Abbildung 3.36). Zurückgehende Bedarfe bergen immer eine Gefahr von verlorenen Investitionen (sunk investments), da Anlagen, die zu einem Zeitpunkt zur Bedarfsdeckung benötigt werden, im nächsten Zeitpunkt obsolet werden können. Im *SCOPE-Basis*-Szenario ergänzt sich der Rückgang der Fernwärme-Bedarfe aber gut mit den Anforderungen an die Dekarbonisierung ebendieser. Die anfangs noch vorhandenen fossilen Energieerzeugungstechnologien phasen langsam aus, bis der sinkende Endenergiebedarf vollständig von den neu aufgebauten Großwärmepumpen und Elektrokesseln gedeckt werden kann.

Unsere Ergebnisse legen nahe, dass eine zeitnahe Umstellung der Wärmeversorgung auf elektrische Endenergie aus systemischer Sicht von Vorteil ist. Dies deckt sich mit den Ergebnissen aus den Szenarien zur verzögerten Energiewende (Abschnitt 3.14), die je nach verwendetem Wetterjahr Mehrkosten zwischen 60 und 115 Mrd. € über den Transformationspfad ergeben, wenn im Szenario die Elektrifizierung der Gebäudewärme über dezentrale Wärmepumpen um 5 Jahre verzögert wird. Da sich die Mehrkosten in den Verzögerungsszenarien vor allem aus dem dann notwendigen zusätzlichen Import treibhausgasneutraler Brennstoffe ergeben, erscheint die derzeit diskutierte Quote für die Beimischung solcher Brennstoffe nicht als sinnvolle Alternative.

Perspektiven aus dem Sounding Board zur Gebäudewärme

Den Elektrifizierungsgrad im Bereich Gebäudewärme bis 2035 schätzten die Akteure des Sounding Boards mehrheitlich eher vorsichtig optimistisch ein. In der Akteursgruppe Politik betonte man die Rolle von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern und verwies auf eine größere Bedeutung von Fernwärme, sowohl in Reihen- und Mehrfamilienhäusern, als auch in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte. Als positive Randbedingungen für die Elektrifizierung der Gebäudewärme wurden in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft der EE-Ausbau und steigende CO_2-Preise genannt. Die größte Herausforderung, die von Akteuren aus Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft benannt wurde, war die Sanierungsrate der Bestandsgebäude: Die aktuellen Sanierungsraten bei Bestandsgebäuden seien insgesamt zu niedrig. Zusätzlich wurde der Fachkräftemangel als Hemmnis in den Akteursgruppen Politik, Wirtschaft und Wissenschaft identifiziert. Auch der Ausbau der Verteilnetze wurde in den Akteursgruppen Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft als Herausforderung erwähnt. Darüber hinaus benannte man politische Unsicherheit in der Akteursgruppe Wissenschaft als Elektrifizierungs-Hemmnis.

Kernaussagen: Wärmeerzeugung in Gebäuden und Wärmenetze

- Die Meta-Analyse zeigt, dass die **Wärmepumpe** in allen normativen Szenarien die Technologie mit dem größten Marktanteil an der Wärmeversorgung von Gebäuden darstellt.
- Darüber hinaus gewinnen **Wärmenetze** an Bedeutung: Ihr Anteil an der Wärmebereitstellung nimmt in den meisten Szenarien zu. Fernwärme wird dabei langfristig größtenteils in Großwärmepumpen oder Elektrodenkesseln erzeugt. In Summe erfolgt daher in normativen Szenarien der überwiegende Teil der Wärmeversorgung des Gebäudesektors elektrisch.
- Der Anteil der **synthetischen Energieträger** Wasserstoff und SNG bei der Wärmeversorgung von Gebäuden im Jahr 2045 ist in den meisten normativen Szenarien der Meta-Analyse klein. Einzelne Szenarien kommen ohne den Einsatz dieser Energieträger zur Deckung der Gebäudewärme aus.
- In der SCOPE-Modellierung tendiert das System ebenfalls zu einem **möglichst schnellen Ausbau** von Wärmepumpen und Fernwärme, die ebenfalls weitestgehend elektrisch erzeugt wird.
- Eine **Verzögerung des Wärmepumpen-Rollouts** führt zu deutlichen Mehrkosten gegenüber dem optimierten Ausbaupfad.
- Der Einsatz der molekülbasierten Energieträger Wasserstoff, Biogas bzw. Bio-Methan, SNG und PtL in der Gebäudewärme führt in der SCOPE-Modellierung ebenfalls gegenüber dem Einsatz von Fernwärme und Wärmepumpen zu deutlichen **Mehrkosten**.
- Die weitgehende Elektrifizierung des Gebäudesektors über dezentrale Wärmepumpen und in Wärmenetzen kann als verlässliche Perspektive für langfristiges politisches Handeln betrachtet werden. Dies erfordert **wirksame und langfristig stabile Rahmenbedingungen**, um die erforderliche hohe Umrüstungsquote auf Wärmepumpen und Wärmenetze tatsächlich zu realisieren.

3.8 Energetische Nutzung von Biomasse

Biomasse weist einen hohen systemischen Wert für die Energie- und Verkehrswende auf, da sie als speicherbarer erneuerbarer Energieträger flexibel zur gesicherten Leistung im Stromsektor, zur Bereitstellung auch von Hochtemperatur-Wärme für industrielle Prozesse oder als Kraftstoff insbesondere im Schiffs- und Luftverkehr eingesetzt werden kann, wo sie aufgrund ihrer hohen Energiedichte gegenüber der direkten oder indirekten Elektrifizierung Vorteile genießt.

Energetische Nutzung von Biomasse: Ergebnisse der Meta-Analyse

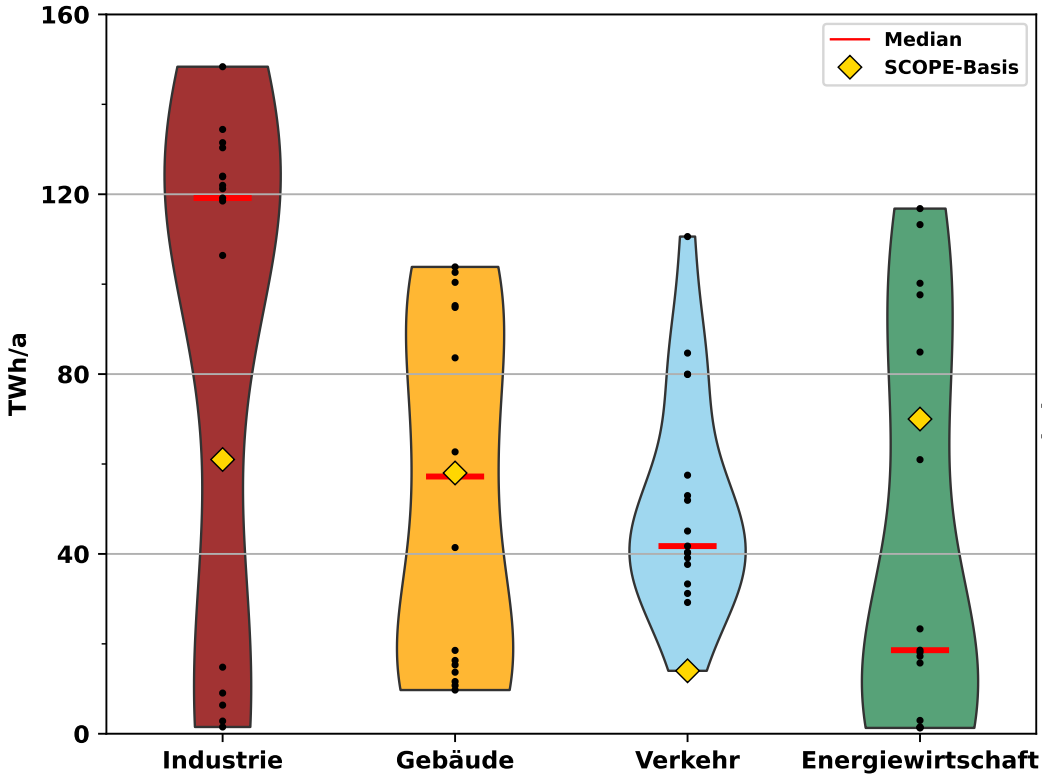


Abbildung 3.37: Biomasse-Bedarf in den Endnutzungs-Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sowie in der Energiewirtschaft im Jahr 2045 in normativen Szenarien. Die schwarzen Punkte stellen Ergebnisse der einzelnen Szenarien dar. Die Breite der „Violinen"-artigen Form beschreibt die Häufigkeitsverteilung der Szenarien-Ergebnisse.

Abbildung 3.37 illustriert anschaulich, dass trotz der skizzierten Vorteile der energetischen Biomasse-Nutzung in ausgewählten Sektoren die untersuchten normativen Szenarien zu höchst unterschiedlichen Ergebnissen kommen, in welchem Umfang im Jahr 2045 Biomasse in den Endnutzungssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sowie in der Energiewirtschaft eingesetzt werden sollte. Während der Biomasse-Einsatz im *SCOPE-Basis*-Szenario im Gebäudesektor dem Median aller anderen Szenarien entspricht, geht das *SCOPE-Basis*-Szenario von deutlich geringerem Einsatz in Industrie und im Verkehr aus als die meisten anderen Szenarien (wo stattdessen das importierte PtL eingesetzt wird), und von einem deutlich höheren

Biomasse-Einsatz in der Energiewirtschaft (überwiegend Holzkraftwerke, Biogas-Anlagen und Bio-Methan in Gaskraftwerken). Details dazu werden im nächsten Abschnitt erläutert.
Da nationale nachhaltige Biomasse-Potentiale begrenzt sind, ist eine Priorisierung der Nutzung von Biomasse nötig, wie z.B. in [Banse u. a. 2023] vorgeschlagen. Inwieweit eine solche Priorisierung des Biomasse-Einsatzes konsistent mit den untersuchten normativen Gesamtsystem-Szenarien ist (Abb. 3.37), kann an dieser Stelle nicht näher untersucht werden. Allerdings unterstreicht die Diversität der Szenarien-Ergebnisse die Notwendigkeit, eine Nationale Biomasse-Strategie weiter zu entwickeln bzw. zu konkretisieren, die Strategien entwickelt, um den Einsatz von Biomasse klar an Zielen bzgl. Klima-, Umwelt- und Biodiversitäts-Schutz auszurichten [BMWK, BMEL und BMUV 2022].

Modellierung: Energetische Nutzung von Biomasse

Im *SCOPE-Basis*-Szenario wird ausschließlich heimisch angebaute Biomasse berücksichtigt. Importe von Biomasse sind nicht möglich. Das jährlich verfügbare Potenzial beträgt 131 TWh für vergärbare Biomasse und 81 TWh für holzige Biomasse und bleibt über den gesamten Transformationspfad konstant. Das Potenzial öliger Biomasse reduziert sich hingegen leicht von 34 TWh im Jahr 2025 auf 29 TWh im Jahr 2050. Das Gesamtpotenzial wird ab dem Jahr 2035 vollständig ausgeschöpft. Im Jahr 2045 beträgt die Biomassenutzung im *SCOPE-Basis*-Szenario etwa 241 TWh und liegt damit nah des Medians der normativen Szenarien aus der der Metaanalyse. Flächennutzungskonkurrenz von Anbaubiomasse mit anderen erneuerbaren Energien wird in der Optimierung nicht berücksichtigt.

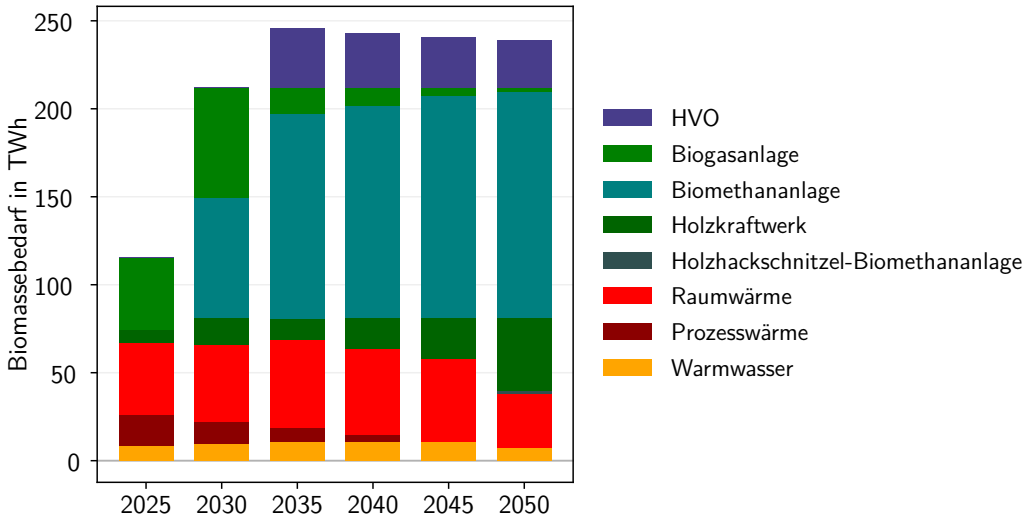


Abbildung 3.38: Biomasseverbrauch nach Anwendung im *SCOPE-Basis*-Szenario

In Abbildung 3.38 ist der Biomasseverbrauch nach Anwendung dargestellt. Vergärbare Biomasse wird im Jahr 2025 ausschließlich in Biogasanlagen genutzt. Ab 2030 gewinnt jedoch die Produktion von Biomethan zunehmend an Bedeutung, da sie breitere und flexiblere Nutzungspfade eröffnet, während der Anteil der Nutzung in Biogasanlagen bis 2040 auf unter 10 %

sinkt. Das verfügbare Potenzial wird dabei weiterhin vollständig genutzt. Biomethan dient in der Industrie sowohl zur Bereitstellung von Prozesswärme als auch als stofflicher Energieträger und wird zusätzlich in der Energiewirtschaft zur Rückverstromung genutzt. Biomethan kann in bestehenden Gasspeichern zwischengespeichert werden. Dies erfordert allerdings ggf. zusätzliche Infrastruktur für den Transport zwischen Orten der Produktion, Nutzung und Speicherung. Eine ausführliche Diskussion der notwendigen Infrastruktur für kohlenstoffbasierte Gase findet in Abschnitt 3.9 statt.

Holzige Biomasse wird hauptsächlich zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, von Prozesswärme sowie in Kraftwerken genutzt. Die Umwandlung in Biomethan erfolgt hier nur in sehr geringem Umfang in 2050. Der Anteil in der Prozesswärme wird als exogene Annahme bis 2045 vollständig reduziert. Bis 2045 macht der Anteil der Nutzung zur Bereitstellung von Raumwärme 58 TWh der insgesamt 81 TWh aus, wohingegen er in 2050 mit 38 TWh auf unter 50 % fällt. Der bis dahin überwiegende Anteil in der Raumwärme-Nutzung ist auf die wenigen Alternativen zurückzuführen. Holzkraftwerke haben verhältnismäßig hohe Investitionskosten und sind bei geringen Volllaststunden nicht wirtschaftlich. Die Herstellung von Biomethan aus holziger Biomasse ist ebenfalls aufwendig und wird daher nicht genutzt. Ein weiterer direkter Einsatz in der Industrie ist in der Modellierung nicht abgebildet, wäre aber denkbar.

Ölige Biomasse wird ab 2035 ausschließlich für die Herstellung von Öl mittels HVO genutzt.

Zu beachten ist, dass der Biomasseverbrauch im Startjahr der Modellierung vom heutigen realen Einsatz abweicht. Im Startjahr 2025 liegt der Biomasseverbrauch in der Modellierung deutlich unter dem derzeit real beobachteten Niveau. Dies ist auf die frei optimierte Betriebsführung der Anlagen im Energiesystemmodell zurückzuführen. Da die Modellierung auf die Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten abzielt, werden Biogasanlagen nur in den Stunden eingesetzt, in denen ihr Betrieb systemisch vorteilhaft ist. Dadurch ergeben sich Volllaststunden von unter 2000 h pro Jahr. In der Realität erfolgt der Betrieb vieler Anlagen hingegen weitgehend kontinuierlich. Förderinstrumente wie die EEG-Vergütung setzen Anreize für einen ganzjährigen Betrieb mit deutlich höheren Volllaststunden, wodurch der aktuelle Biomasseverbrauch in der Realität höher ausfällt.

Kernaussagen: Biomasse

- Die untersuchten Szenarien zeichnen ein sehr **heterogenes Bild bzgl. der energetischen Biomasse-Nutzung**. Angesichts des hohen systemischen Werts bei begrenzten nachhaltigen Potentialen könnte eine klare Strategie für die energetische Biomasse-Nutzung helfen, Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Verfügbarkeit und priorisierten Nutzung von Biomasse zu reduzieren, resultierende Investitionshemmnisse abzubauen und somit Investitionen in systemdienliche Biomasse-Nutzung anzureizen.
- Das Nutzung von Biomasse im *SCOPE-Basis*-Szenario liegt im Jahr 2045 bei etwa 245 TWh und damit nah des Medians der normativen Szenarien aus der Meta-Analyse. Das **Biomassepotential** wird über den gesamten Transformationspfad als nahezu konstant angenommen und ab dem Jahr 2035 vollständig ausgeschöpft.
- Allerdings **verschiebt sich die Nutzung im *SCOPE-Basis*-Szenario im Zeitverlauf**: Vergärbare Biomasse wird 2025 nur in Biogasanlagen, dann aber zunehmend zur Biomethanproduktion eingesetzt. Holzige Biomasse wird zunächst überwiegend für Raum- und Prozesswärme genutzt, während der Anteil der Nutzung in Holzkraftwerken im Zeitverlauf zunimmt. Ölige Biomasse dient ab 2035 ausschließlich der Herstellung von HVO. Sektorale Verschiebungen dieser Art hängen immer stark an den getroffenen Annahmen, sodass davon auszugehen ist, dass es auch weitere plausible Entwicklungswege gibt.

3.9 Kohlenstoffbasierte Gase und deren Infrastrukturen

Dieses Kapitel beleuchtet die Rolle kohlenstoffbasierter Gase in Deutschland, einerseits aus heimischer Erzeugung, andererseits aus Importen. Bei kohlenstoffbasierten Gasen wird zwischen fossilem Erdgas, Biogas bzw. aufbereitetem Biomethan sowie weitgehend defossilisiert erzeugten synthetischen Gasen, unter denen synthetisches Erdgas (SNG – Synthetic Natural Gas) das wichtigste für die energetische Verwendung ist, unterschieden. Weitgehend THG-neutral hergestellte kohlenstoffbasierte Gase spielen eine wichtige Rolle, wo „Moleküle" in Gasform benötigt werden, sprich, wo die Elektrifizierung keine unmittelbare oder vollständige Substitutionsmöglichkeit für fossile Gase bietet. Dass kohlenstoffbasierte Gase bei der Energieversorgung abgegrenzt von Wasserstoff betrachtet werden, liegt u.a. an den unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der Gase (Molekülgröße/Flüchtigkeit, Handling bei Verflüssigung). Erdgas ist damit in der bestehenden Infrastruktur leichter durch erdgasähnliche, kohlenstoffbasierte Gase substituierbar. Biogas bzw. Biomethan entstammt dagegen einem vollständig anderen Produktionsweg als Wasserstoff, sodass diese sich ohne „Kannibalisierungseffekte" bzgl. Potentialen und Infrastrukturausbau ergänzen können. Anders als bei Biogas/Biomethan bedeutet die Produktion kohlenstoffbasierter Gase durch Stromeinsatz in größeren Mengen einen erheblichen Nachfragefaktor für elektrischen Strom, der im Falle der Methanisierung den Strombedarf der reinen Wasserstoffherstellung noch übersteigt. Auch daher ist die Rolle, die kohlenstoffbasierten Gase im Energiesystem zugedacht wird, ein bedeutender Faktor. Und entscheidend ist somit auch die geografische Herkunft der verwendeten kohlenstoffbasierten Gase, sprich, ob diese heimisch erzeugt oder importiert werden.

Meta-Analyse: Kohlenstoffbasierte Gase und deren Infrastrukturen

Abbildung 3.39 zeigt, dass in den zielerfüllenden Szenarien der Meta-Analyse im Jahr 2045 mehrheitlich unter 120 TWh/a an kohlenstoffbasierten Gasen zur Deckung des Endenergiebedarfs der Nachfragesektoren eingesetzt werden bzw. gut 70 TWh/a im Mittel der Szenarien (ausgehend vom knapp 600 TWh in 2025). Bei den Studien in diesem Bedarfskorridor stellt Biogas/Biomethan mit 30 bis 80 TWh/a stets einen nennenswerten Anteil dar. Erdgas wird hier in nennenswerten Mengen von 35 bis knapp 70 TWh/a nur in den ARIADNE-Szenarien basierend auf PyPSA und REMIND verwendet, wofür in 2045 für das Netto-Null-Ziel entsprechende THG-Senken vorgesehen werden müssen. Synthetisches Erdgas (SNG) wird 2045 nicht in allen zielerfüllenden Szenarien der Meta-Analyse eingesetzt und zeigt eine große Bandbreite zwischen 0 und 40 TWh/a. Hier zeigt sich wieder ein direkter Zusammenhang, dass SNG in den ARIADNE-Szenarien ausschließlich mit dem Modell REMod verbunden ist. Im Beharrungs-Szenario von FhG-ISE (ISE-BEH) wird der zusätzliche Bedarf an defossilisierten, kohlenstoffbasierten Gasen durch SNG gedeckt, was zu einem Bedarf von gut 130 TWh/a führt und einen entsprechend progressiven Hochlauf der SNG-Bereitstellung erfordert. Der SNG-Import beträgt im Szenario ISE-BEH entsprechend gut 150 TWh/a. In den weiteren drei Szenarien des FhG ISE übersteigt

der Endenergiebedarf an SNG die Importe, sodass darin auch eine heimische Erzeugung von SNG vorkommt. Die explorativen Szenarien der Meta-Analyse, die nicht zwingend zielerfüllend bezüglich Netto-Null sind, gehen im Vergleich dazu von ca. 80 bis zu ca. 330 TWh Einsatz fossilen Erdgases als Endenergieträger in 2045 aus. Biogas/Biomethan und SNG tragen zusätzlich nur ca. 30 bis 30 TWh zur Endenergiedeckung 2045 in explorativen Szenarien bei.

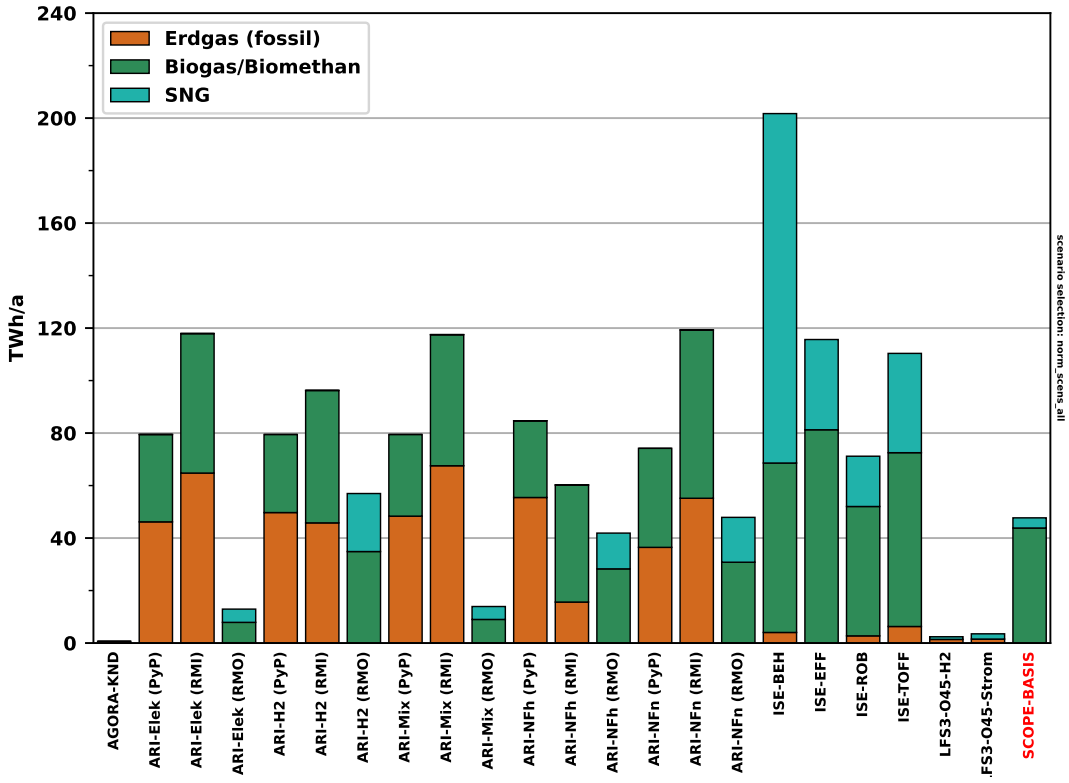


Abbildung 3.39: Endenergiebedarf an fossilem Erdgas, Biogas bzw. Bio-Methan und synthetischem Erdgas (SNG) in allen normativen Szenarien im Jahr 2045. (In der AGORA-Studie „AGORA-KND“ wird Endenergiebedarf an Bioenergie ausgewiesen. Es ist nicht auszuschließen, dass ein Teil davon Biogas bzw. Bio-Methan ist).

Modellierung: Kohlenstoffbasierte Gase und deren Infrastrukturen

In der Modellierung werden kohlenstoffbasierte Gase mit dem Begriff „Gas“ zusammengefasst, welches fossilen, biogenen oder synthetischen Ursprung haben kann. Die Rolle kohlenstoffbasierter Gase im Basis-Szenario geht über den Transformationspfad deutlich zurück. Während ihr Einsatz im Jahr 2025 noch 754 TWh beträgt, sinkt er bis 2045 auf 119 TWh (siehe Abbildung 3.40). Besonders stark ist der Rückgang im Gebäudesektor. In dem bisher größten Anwendungsbereich, der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, wird ab 2045 kein Gas mehr eingesetzt. Stattdessen erfolgt die Wärmebereitstellung überwiegend über Wärmepumpen (vgl. Abschnitt 3.7). Auch in der Prozesswärme geht der Einsatz von Gas deutlich zurück und wird in großen Teilen durch Wasserstoff sowie durch direkte Elektrifizierung ersetzt.

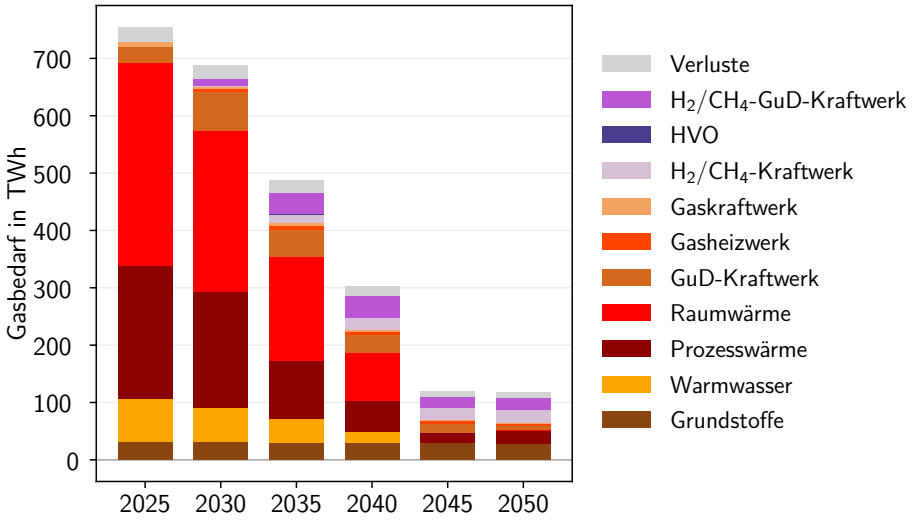


Abbildung 3.40: Endenergiebedarf von Gas im *SCOPE-Basis*-Szenario

Demgegenüber steigt die Bedeutung von Gas zeitweise für die flexible Strombereitstellung. Auch 2045 wird ein großer Teil des Gases für die Stromproduktion verwendet. Weil das Gas in der Prozesswärme vor allem im Winter Wasserstoff ersetzt, ist der zukünftige Gaseinsatz entsprechend stark saisonal geprägt. Aufgrund der guten Speicherbarkeit sowie des höheren Energiebedarfs im Winter werden rund 85 % des Biomethans in den Wintermonaten verbraucht. Die Gasproduktion verteilt sich hingegen relativ gleichmäßig über das Jahr, um die Biomethananlagen gleichmäßig auszulasten und ist im Sommer leicht höher (53 % gegenüber 47 % im Winter), da sie dann zusätzlich durch Methanisierung ergänzt wird (s. Abbildung A.44).

Die Gasbereitstellung im *SCOPE-Basis*-Szenario ist in Abbildung 3.41 dargestellt. Im Jahr 2045 wird der verbleibende Gasbedarf im Wesentlichen durch 110 TWh Biomethan gedeckt. Hinzu kommen etwa 10 TWh synthetisches Methan aus der Methanisierung von Wasserstoff, dessen Beitrag bis 2050 allerdings auf etwa 6 TWh absinkt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind modellbedingte Einschränkung zu berücksichtigen. Biogas, welches innerhalb von Biogasanlagen aus Biomasse erzeugt und zur Rückverstromung genutzt wird (vgl. Abschnitt 3.8), ist in Abbildung 3.41 nicht mit aufgeführt, da es die Systemgrenze der Biogasanlage nicht verlässt und daher vom Energiesystem nicht anderweitig genutzt werden kann.

Auch im Jahr 2025 erfolgte in der Realität bereits eine Einspeisung von Biomethan aus Biomethananlagen in das Gasnetz. Aufgrund des vergleichsweise geringen Umfangs wird diese in der Modellierung jedoch noch nicht berücksichtigt.

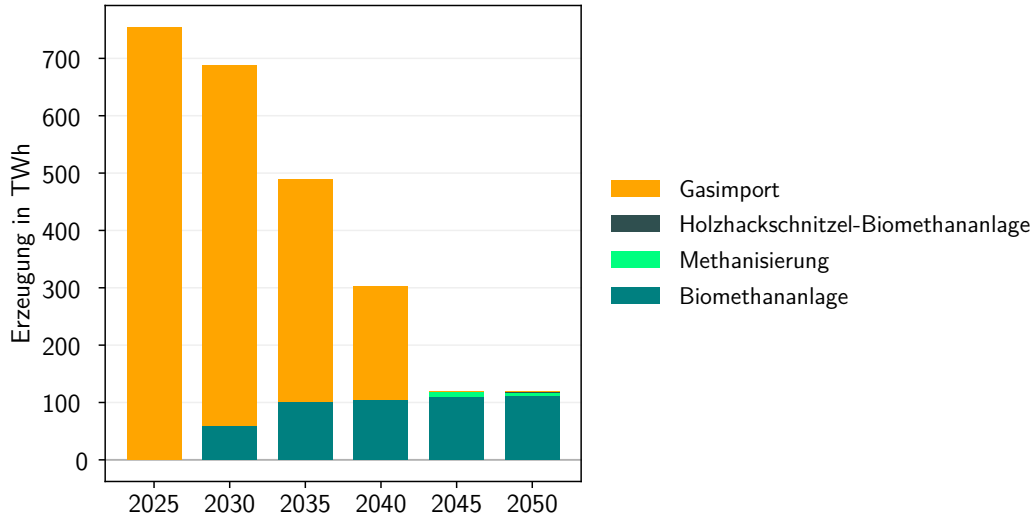


Abbildung 3.41: Bereitstellung von Gas im *SCOPE-Basis*-Szenario

Zusätzlich wird in der Modellierung keine Umrüstung und die damit verbundenen Kosten bestehender Gasinfrastruktur auf den Betrieb mit Wasserstoff abgebildet. Dies betrifft sowohl Speicher als auch Netze. Stattdessen werden für Wasserstoff vollständig neue Speicher- und Transportinfrastrukturen angenommen, deren Kosten über entsprechende Investitionsannahmen berücksichtigt werden. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass ein Teil der bestehenden Erdgasinfrastruktur für den Transport oder die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden kann. Die angenommene Weiterverwendung der bestehenden und bereits abgeschriebenen Gasinfrastruktur kann daher zu einer Überschätzung der Rolle von Biomethan führen, insbesondere in Anwendungen mit hohen Anforderungen an Transport- und Speicherinfrastruktur. Dies betrifft insbesondere die Bereitstellung flexibler Kraftwerksleistung. Grundsätzlich kann diese sowohl durch Wasserstoff als auch durch Biomethan erfolgen. Die bestehenden Speicher und insbesondere die hohen Ausspeicherleistungen der heutigen Gasspeicher begünstigen jedoch im Modell den Einsatz von Biomethan zur Rückverstromung. In der Realität würde dies neben dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur den teilweisen Erhalt der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie die flexible Nutzung von Biomethan-Wasserstoffmischungen in Kraftwerken erfordern. Darüber hinaus würde der stark sinkende Gasverbrauch dazu führen, dass die Kosten der Gasnetzinfrastruktur auf deutlich geringere Transportmengen verteilt werden, was zu erhöhten Endverbraucherkosten führen würde. Zusätzlich könnte die Möglichkeit der Bereitstellung von Prozesswärme durch den direkten Einsatz von Biomasse über 2045 hinaus im Modell die Rolle von Biomethan in der Prozesswärme ebenfalls abschwächen. Zusammengefasst könnte die Rolle kohlenstoffbasierter Gase bei Berücksichtigung dieser Modelleinschränkungen daher langfristig deutlich geringer ausfallen.

Kernaussagen: Kohlenstoffbasierte Gase und deren Infrastrukturen

- Die Meta-Analyse und auch die Modellierung zeigen, dass **im Jahr 2045 in den meisten Szenarien nicht mehr als 120 TWh/a kohlenstoffbasierte Gase** als Endenergie eingesetzt werden. Mit gut 70 TWh/a im Mittel in 2045 reduziert sich deren Verwendung damit auf etwa ein Achtel des aktuellen Gaseinsatzes.
- **In der SCOPE-Modellierung wird im Gebäudesektor ab 2045 kein Gas mehr** energetisch genutzt. Obwohl weiterhin die Möglichkeit zur Nutzung von Biomethan besteht, erweist sich dies in der Optimierung als nicht wirtschaftlich.
- Vor dem Hintergrund der Modellierungsergebnisse erscheint ein Weiterbetrieb der **Gasnetzinfrastruktur** auf der untersten Verteilnetzebene (Haushalte) daher unwahrscheinlich. Gleichzeitig werden kohlenstoffbasierte Gase ab 2045 überwiegend in ähnlichen Anwendungsbereichen wie Wasserstoff eingesetzt. Dies impliziert damit die Notwendigkeit einer parallelen Versorgungsinfrastruktur für beide Energieträger auf höheren Netzebenen, etwa für Industrie und Kraftwerke.

3.10 Energieträger-Importe

Meta-Analyse: Entwicklung der Energieträger-Importe

Langfristig werden synthetische Energieträger wie Wasserstoff (H_2), synthetisches Erdgas (SNG) und flüssige synthetische Energieträger (PtL) neben Strom Energieimporte nach Deutschland dominieren (siehe Abb. 3.1 und 3.4). Da Importe fossiler Energieträger in den untersuchten Studien oft nicht dokumentiert sind, zeigt Abb. 3.42 die Bandbreite der Importe synthetischer Energieträger in allen normativen und explorativen Szenarien im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario.

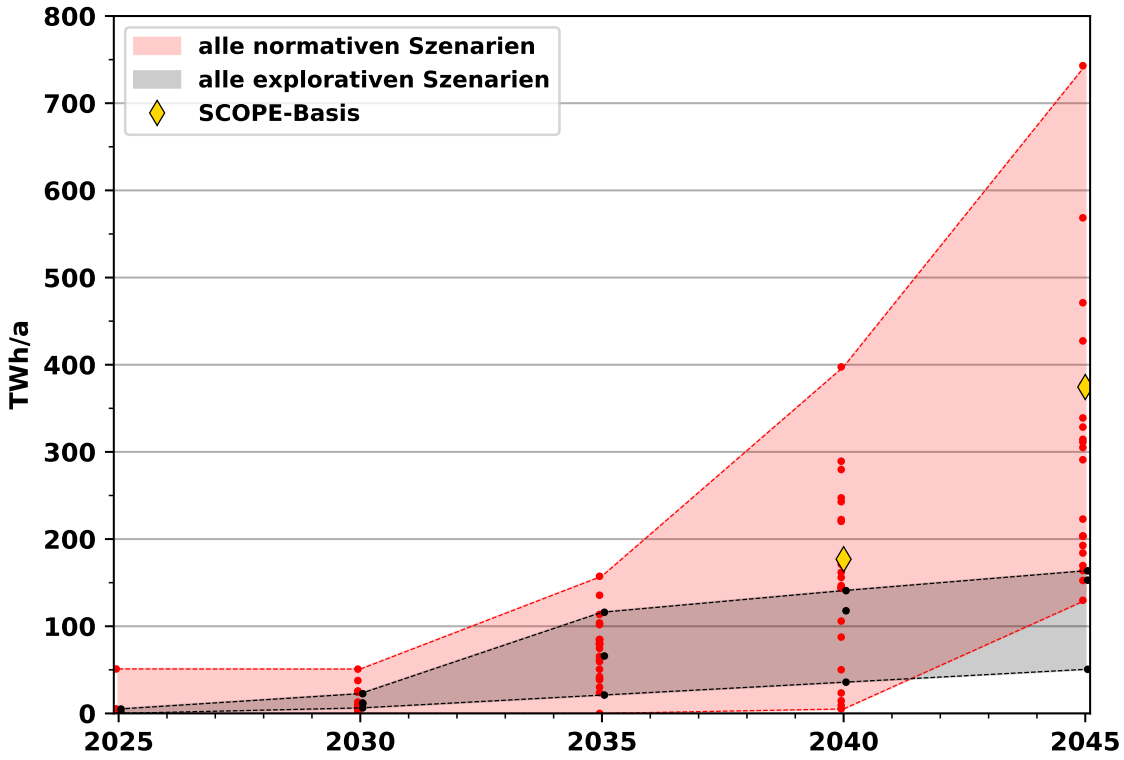


Abbildung 3.42: Entwicklung der Importe synthetischer Energieträger (H_2, synthetisches Erdgas (SNG), synthetische flüssige Energieträger (PtL)) in normativen und explorativen Szenarien

Für das Jahr 2035 gehen normative Szenarien von Importen synthetischer Energieträger zwischen 0 und 160 TWh aus. Annahmen der explorativen Szenarien liegen mit 20 bis 160 TWh innerhalb dieses Korridors. Nach 2035 steigen die Importe in einigen normativen Szenarien jedoch deutlich (2045: 130-740 TWh), während sie sich in explorativen Szenarien deutlich zurückhaltender entwickeln (50-160 TWh in 2045). Im *SCOPE-Basis*-Szenario werden bis einschließlich 2035 keinerlei PtX importiert. Für 2040 und 2045 liegen die Importmengen im oberen Mittelfeld der normativen Szenarien (s. Abb. 3.42).

In den meisten Szenarien dominieren im Jahr 2045 die Importe von Wasserstoff über die Importe anderer synthetischer Energieträger (Abb. 3.43). Importe von synthetischem Erdgas (SNG)

werden nur in solchen Szenarien explizit ausgewiesen, die mit einem bestimmten Modell (REMOD) erstellt worden sind.[8] Während Einigkeit darüber herrscht, dass Deutschland ein Netto-Importeur von synthetischen Energieträgern sein wird, gehen die Szenarien, in denen Deutschland SNG importiert, davon aus, dass Deutschland im Jahr 2045 ein Netto-*Exporteur* von Strom sein wird.

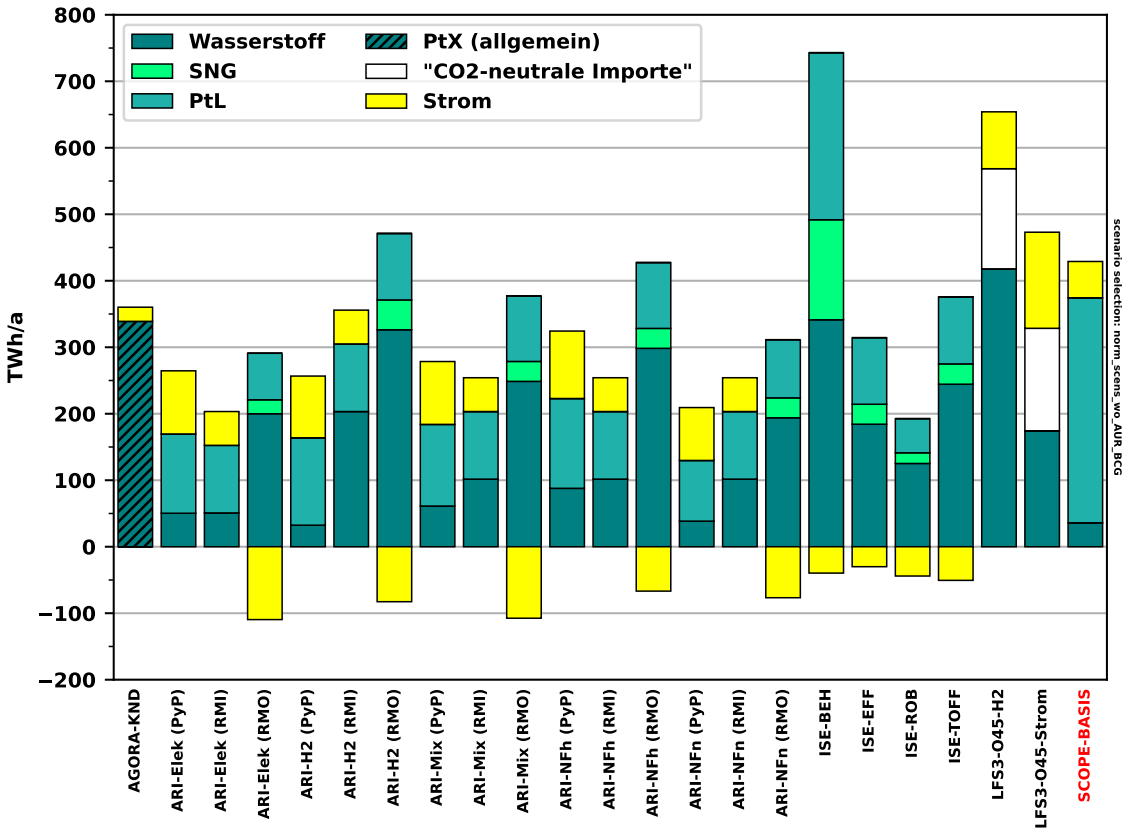


Abbildung 3.43: Netto-Importe von Elektrizität, H_2, synthetischem Erdgas (SNG) und synthetischen flüssigen Energieträgern (PtL) sowie den undifferenzierten synthetischen Energieträgern „PtX (allgemein)“ und „CO_2-neutralen Importe“ in allen normativen Gesamtsystem-Szenarien im Jahr 2045.

Abbildung 3.44 legt noch einmal einen Fokus auf die Importe an synthetischen Gasen (Wasserstoff und synthetisches Erdgas (SNG)). In der Systementwicklungsstrategie [BMWK 2024c] wird eine H_2-Importquote von 50 % bis 70 % für 2045 angestrebt. In Szenarien, die dieses Ziel erfüllen, liegen die Importmengen (H_2 und SNG) im Jahr 2045 zwischen 100 und 420 TWh/a. Diese Mengen entsprechen energetisch zwischen ca. 14 % bis über 50 % (Mittelwert: 35 %) der heutigen Erdgas-Importe (700-800 TWh/a in den Jahren 2020 bis 2025, s. Abb. 3.44). Da zu erwarten steht, dass Importpreise (bezogen auf den Energiegehalt) von H_2 deutlich über heutigen Importpreisen von Erdgas liegen werden, werden die Kosten der Import synthetischer Gase nicht proportional zu den importierten Energiemengen sinken, sondern deutlich langsamer.

[8] In der AGORA-Studie werden nur allgemein Importe von PtX dokumentiert, in den Langfristszenarien des BMWK neben H_2 noch „CO_2-neutrale Importe“ . In beiden Fällen ist es daher nicht auszuschließen, dass auch von SNG-Importen ausgegangen wird.

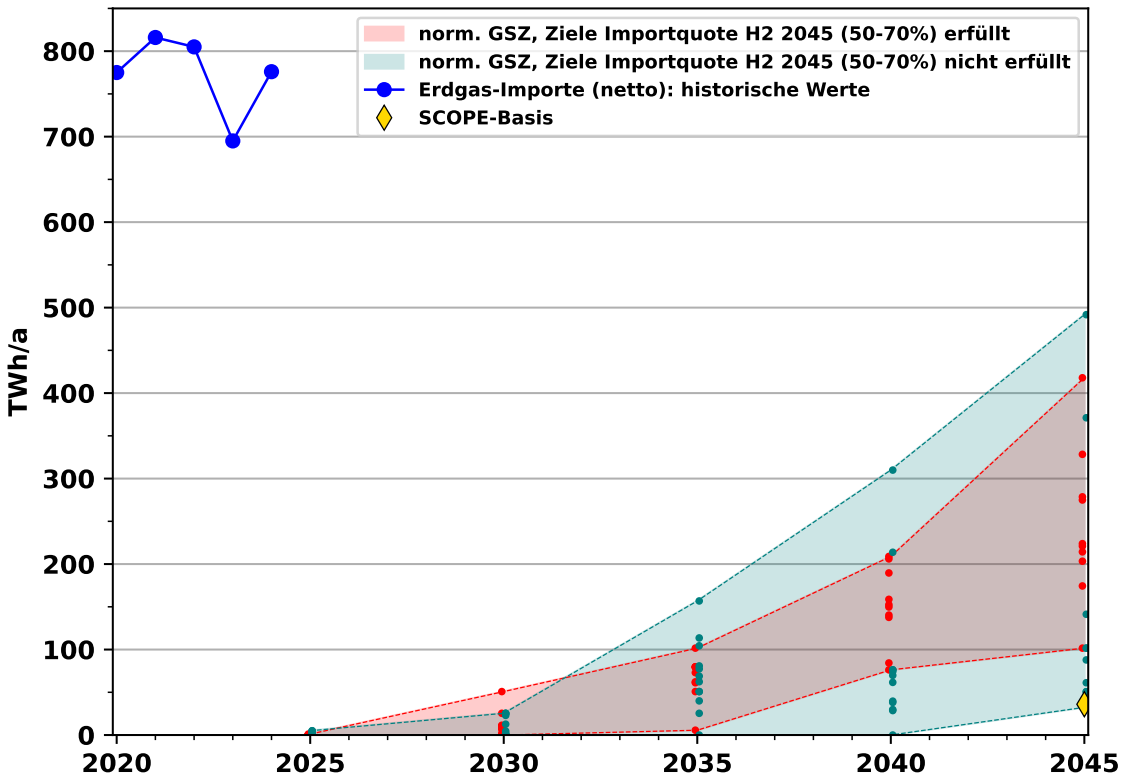


Abbildung 3.44: PtG-Importe (H_2 und synthetisches Erdgas (SNG)) in normativen Gesamtsystem-Szenarien („norm. GSZ“), differenziert nach Szenarien, die die Ziele bzgl. der Importquote 2045 (50-70 %) aus der SES [BMWK 2024c] erfüllen (rot) bzw. nicht erfüllen (türkis). Blaue Kreise: historische Erdgas-Importmengen [AGEB 2026; BNetzA 2026]. Gelbe Raute: *SCOPE-Basis*-Szenario.

.

Importe flüssiger synthetischer Energieträger (PtL) bewegen sich bis einschließlich 2035 noch auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau (< 35 TWh/a), steigen in normativen Szenarien aber bis 2045 auf Werte zwischen 50 und 340 TWh an. Allerdings gehen nur zwei Szenarien von PtL-Importen von mehr als 140 TWh im Jahr 2045 aus. Im *SCOPE-Basis*-Szenario werden ab 2040 PtL importiert, aber dann in größeren Mengen als in allen anderen Szenarien, die explizit PtL-Importe ausweisen. Langfristig liegen PtL-Importe damit in einer Größenordnung zwischen ca. 5 und 32 % (Mittelwert: 11 %) heutiger Mineralöl-Importe (1.058 TWh in 2023). Auch hier steht zu erwarten, dass die Importkosten für PtL in geringerem Maße sinken als die Energiemengen der Importe.

Die mögliche Größenordnung zukünftiger PtX-Importe (und insbesondere synthetischer Gase) stellt klar, dass auch in einem zukünftigen, weitgehend klimaneutralen Energiesystem beträchtliche geopolitisch bedingte Versorgungs-Risiken bestehen können. Das gilt insbesondere, wenn Energieträger-Importe aus wenigen, ggf. zudem politisch instabilen oder handelspolitisch unzuverlässigen Exportländern stammen oder der Import über riskante Import-Routen erfolgt. Import-Strategien für PtX sollten daher Preisrisiken, die sich durch Marktmacht und politische Stabilität der exportierenden Länder, aber auch die Störungsanfälligkeit der Transport-Routen

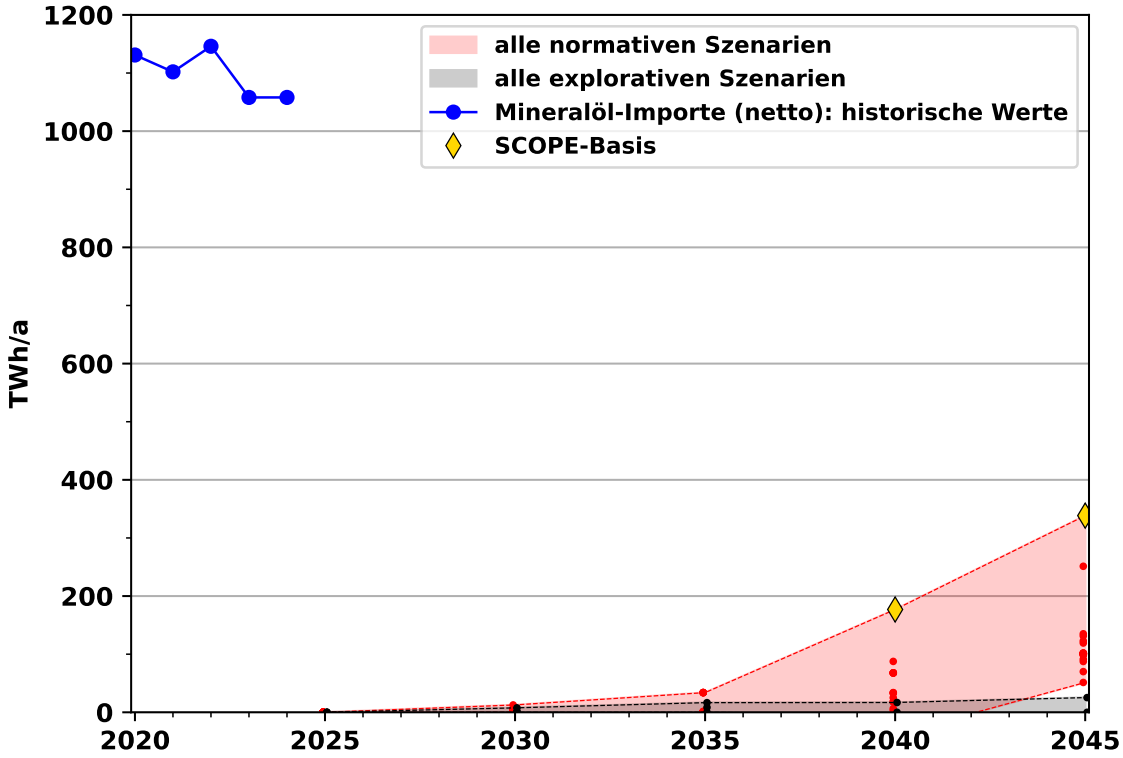


Abbildung 3.45: Importe von flüssigen synthetischen Energieträgern (PtL) in den Szenarien im Vergleich zu heutigen Mineralöl-Importen

und andere geo-politische Faktoren ergeben, adäquat berücksichtigen (siehe auch [BMWK 2024a]). Heimische PtG-Produktion kann internationale Abhängigkeiten deutlich mindern, wenn dadurch Importmengen reduziert werden.

Modellierung: Entwicklung der Importe synthetischer Energieträger

Die Entwicklung der Importe an synthetischen Energieträgern (H_2 und PtL) aus dem *SCOPE-Basis*-Szenario werden in Abbildung 3.30 im Kapitel 3.6 im Rahmen der Bereitstellung von Wasserstoff und PtL diskutiert.

Kernaussagen: Energieträger-Importe

- **Energieträger-Importe werden bis 2045 gegenüber heute deutlich sinken**. In den Szenarien der Meta-Analyse wird ebenso wie im *SCOPE-Basis*-Szenario davon ausgegangen, dass der Rückgang der Importe fossiler Energieträger den erwarteten Anstieg bei Importen klimaneutral hergestellter synthetischer Energieträger (H_2, SNG, PtL) deutlich überwiegt. Im Jahr 2045 machen **PtX-Importe zwischen 7 % und 29 % des Primärenergiebedarfs** aus (*SCOPE-Basis*-Szenario: 17 %).
- Die Bandbreite der Annahmen zu PtX-Importen ist in den Szenarien der Meta-Analyse groß. In den meisten Szenarien wird **hauptsächlich H_2 oder** (wie im *SCOPE-Basis*-Szenario) **PtL** importiert, SNG hingegen seltener.
- PtG-Importe könnten langfristig – je nach Szenario – mehr als 50 % der heutigen Erdgas-Importe, bzw. PtL-Importe mehr als 30 % der heutigen Mineralöl-Importe ausmachen. Angesichts der zu erwartenden deutlich höheren Importpreise synthetischer Energieträger gegenüber ihren heutigen fossilen Pendants können die **Importkosten für PtX also beträchtlich ausfallen**. Import-Strategien für PtX sollten daher Preisrisiken, die sich durch Marktmacht und politische Stabilität der exportierenden Länder, aber auch die Störungsanfälligkeit der Transport-Routen und andere geopolitische Faktoren ergeben, adäquat berücksichtigen. Heimische PtG-Produktion kann internationale Abhängigkeiten deutlich mindern, wenn dadurch Importmengen reduziert werden.

3.11 Jährlicher Zubau zentraler Energiewende-Technologien

Meta-Analyse: Jährlicher Zubau zentraler Energiewende-Technologien

Die Meta-Analyse sowie die Ergebnisse des *SCOPE-Basis*-Szenarios haben gezeigt, dass alle Szenarien – normativ wie explorativ – von einem deutlichen Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und PV ausgehen. Darüber hinaus stellen regelbare Kraftwerke (insbesondere Gas- und H_2-Kraftwerke) und andere Flexibilitäts-Optionen (wie Batteriespeicher) die nötige Flexibilität bereit, um Last und Erzeugung jederzeit zur Deckung zu bringen. Nicht zuletzt stellen Elektrolyseure eine wichtige neue Technologie dar, um einen Teil des Wasserstoff-Bedarfs heimisch zu decken. Der rechtzeitige Ausbau all dieser Infrastrukturkomponenten (und anderer, wie z.B. Strom-, H_2- und Wärmenetze) ist eine notwendige Voraussetzung für ein Gelingen der Energiewende, jedoch konkurrieren alle Infrastrukturkomponenten um begrenzte Ressourcen wie Fachkräfte, Genehmigungsverfahren, Finanzierung, etc. Daher kann eine Analyse des jährlichen Zubaus, wie er in den Szenarien beschrieben ist, ein Indikator für den Transformations-Druck sein, der zu bewältigen ist.

Aus diesem Grund illustriert Abb. 3.46 den laut den Szenarien zu betreibenden Aufwand für Neuinstallationen von Elektrolyseuren, PV-Anlagen, Windkraftanlagen an Land und auf See, der Summe aus flexiblen Gas- und H_2-Kraftwerken sowie stationärer Batterien. Aufgrund methodischer Herausforderungen, die in Abschnitt A.1.4 diskutiert sind, sind die Plots mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. In Abschnitt A.1.4 findet sich auch eine kurze Erläuterung zur Lesweise der Boxplots.

Die jährlichen Neuinstallationen an PV-Anlagen steigen im Median bis 2030 auf ca. 20 GW/a (Bandbreite Q1 bis Q3: 14-24 GW/a)[9] und sinken danach kontinuierlich bis 2045 auf 11 GW/a (6-16 GW/a). Da Ersatz von Altanlagen nur in den Daten der ARIADNE-Szenarien sowie im *SCOPE-Basis*-Szenario berücksichtigt sind, ist nicht auszuschließen, dass insbesondere die Zahlenwerte für 2045 nach oben korrigiert werden müssten, um den Ersatz der hohen Zubauten zu Beginn der 2020'er Jahre zu berücksichtigen. Die höchste Zubaurate an PV-Anlagen in den Szenarien liegt bei 30 GW/a (2030). (Netto-)Zubauraten in der jüngsten Vergangenheit (2021-2025) lagen in der Größenordnung von 6 bis 18 GW jährlich, sodass die anvisierten Zubauraten in den meisten Szenarien in derselben Größenordnung oder leicht über in der Vergangenheit realisierten Zubauraten liegen. Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht von Neubauten von PV-Anlagen zwischen Q1 und Q3 aller Szenarien aus.

Bei Wind onshore gehen die Szenarien im Median davon aus, dass Zubauraten von aktuell 4,7 GW/a (2025) auf über 9 GW/a bis 2030 steigen (7,5-10.1 GW/a) und danach bis 2045 kontinuierlich auf 3,5 GW/a sinken (1,5-4,9 GW/a). Maximale Zubauraten in den Szenarien liegen bei ca. 16 GW/a im Jahr 2030. Im *SCOPE-Basis*-Szenario liegen die (Brutto-)Zubauraten 2030,

[9] Im Text in diesem Abschnitt wird die Bandbreite der Ergebnisse immer vom unteren Quartil Q1 bis zum oberen Quartil Q3 angegeben, d.h. ohne die „Antennen" und Ausreißer in Abb. 3.46.

2035 und 2040 z.T. deutlich über dem 75 %-Quartil der Zubauraten aller Szenarien. Die (Netto-)Zubauraten der jüngsten Vergangenheit liegen bei Windkraftanlagen an Land zwischen 1,6 und 4,5 GW/a, sodass die Modelle z.T. von einer deutlichen Steigerung der Zubauraten ausgehen. Bei Windkraftanlagen auf See werden die größten Zubauraten von im Median 3,8 GW/a im Jahr 2035 erwartet (2.6-4,1 GW/a) und sinken auf 1,8 GW/a (1,2-3,1 GW/a) im Jahr 2045 ab. Die z.T. sehr hohen Zubauraten der Ausreißer in den Jahren 2025 und 2045 kann der Tatsache geschuldet sein, dass die veröffentlichten (Brutto-)Zubauraten, die der Plot nutzt, nicht den Mittelwert einer 5-Jahres-Periode darstellen, sondern eine Momentaufnahme für die entsprechenden Jahre, wie ein Vergleich der veröffentlichten Daten zur Entwicklung der installierten Leistung mit den (Brutto-)Neuinstallationen nahelegt. Das *SCOPE-Basis*-Szenario liegt bis auf das Jahr 2035 zwischen Q1 und Q3, geht aber für 2035 von leicht höheren Neuinstallationen als das 75 %-Quartil Q3 aus. Die Zubauraten bei Wind offshore zwischen 2021 und 2025 lagen zwischen 0 und 0,7 GW/a. Die Szenarien unterstellen also z.T. eine sehr dynamische Steigerung der jährlichen Neuinstallationen bei Windkraftanlagen auf See.

In allen Szenarien muss ein Zubau von Gas- und H_2-Kraftwerken erfolgen, die flexibel gesicherte Leistung zur Verfügung stellen. Maximale Zubauraten (im Median 5,2 GW/a) werden in den Szenarien im Jahr 2035 erreicht (Bandbreite: 2,5-6,6 GW/a). Bis 2045 sinken die Neubauten im Median auf 1,6 GW/a (Bandbreite: 0,6-2.9 GW/a). Bei den Neubauraten von Gas- und H_2-Kraftwerken zeigen sich besonders auffällige Ausreißer nach oben: In einigen Szenarien wird für 2035 und 2045 von Zubauraten über 20 GW/a (bis zu 50 GW/a) ausgegangen. Wie schon bei den Windkraftanlagen auf See ist nicht auszuschließen, dass die veröffentlichten Zahlenwerte zum Brutto-Neubau nicht als Mittelwert über eine 5-Jahresperiode zu interpretieren sind. Im *SCOPE-Basis*-Szenario liegen die jährlichen Neuinstallationen von Gas- und H_2-Kraftwerken 2035-2045 tendenziell im oberen Bereich aller Szenarien. In den letzten Jahren gingen maximal 2,1 GW pro Jahr an Gaskraftwerken neu ans Netz, sodass eine deutliche Steigerung der Neubauraten in den Szenarien unterstellt wird.

Abb. 3.46 zeigt auch die jährlichen Neuanschluss-Leistungen von Elektrolyseuren. Während in den letzten Jahren Elektrolyseure mit einer Leistung von weniger als 0,1 GW/a angeschlossen wurden [dena 2025], gehen die Modelle im Median von einem mittleren jährlichen Zubau von 1,4 GW (1,0-2,7 GW/a) bis 2030 aus, die bis 2040 auf 3,6 GW/a (2,3-4,5 GW/a) steigt und im Jahr 2045 bei 2,5 GW/a (1,6-3,4 GW/a) liegt. Die hohen installierten Leistungen an Elektrolyseuren im *SCOPE-Basis*-Szenario (Abb. 3.26) finden sich auch in den Neuinstallationen wieder: Im Jahr 2035 und 2040 sind die Neuinstallationen an Elektrolyseuren im *SCOPE-Basis*-Szenario höher als in allen anderen Studien; für 2045 wird das *SCOPE-Basis*-Szenario von einem anderen Szenario übertroffen.

An Batterien wurden in den letzten Jahren (2023-2025) jährlich Leistungen in der Größenordnung von 4 GW zugebaut (Abb. 3.46, rechts unten). Der Zubau in den Modellen liegt bis 2030 mit 4,1 GW/a in einer ähnlichen Größenordnung (2,1-6,8 GW/a) und steigt bis 2035 auf 7,3 GW/a (2-11 GW/a). 2045 liegt er bei 2.8 GW/a (1-15 GW/a). Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht bis einschließlich 2040 von tendenziell niedrigen jährlichen Neuanschlüssen von Batterien

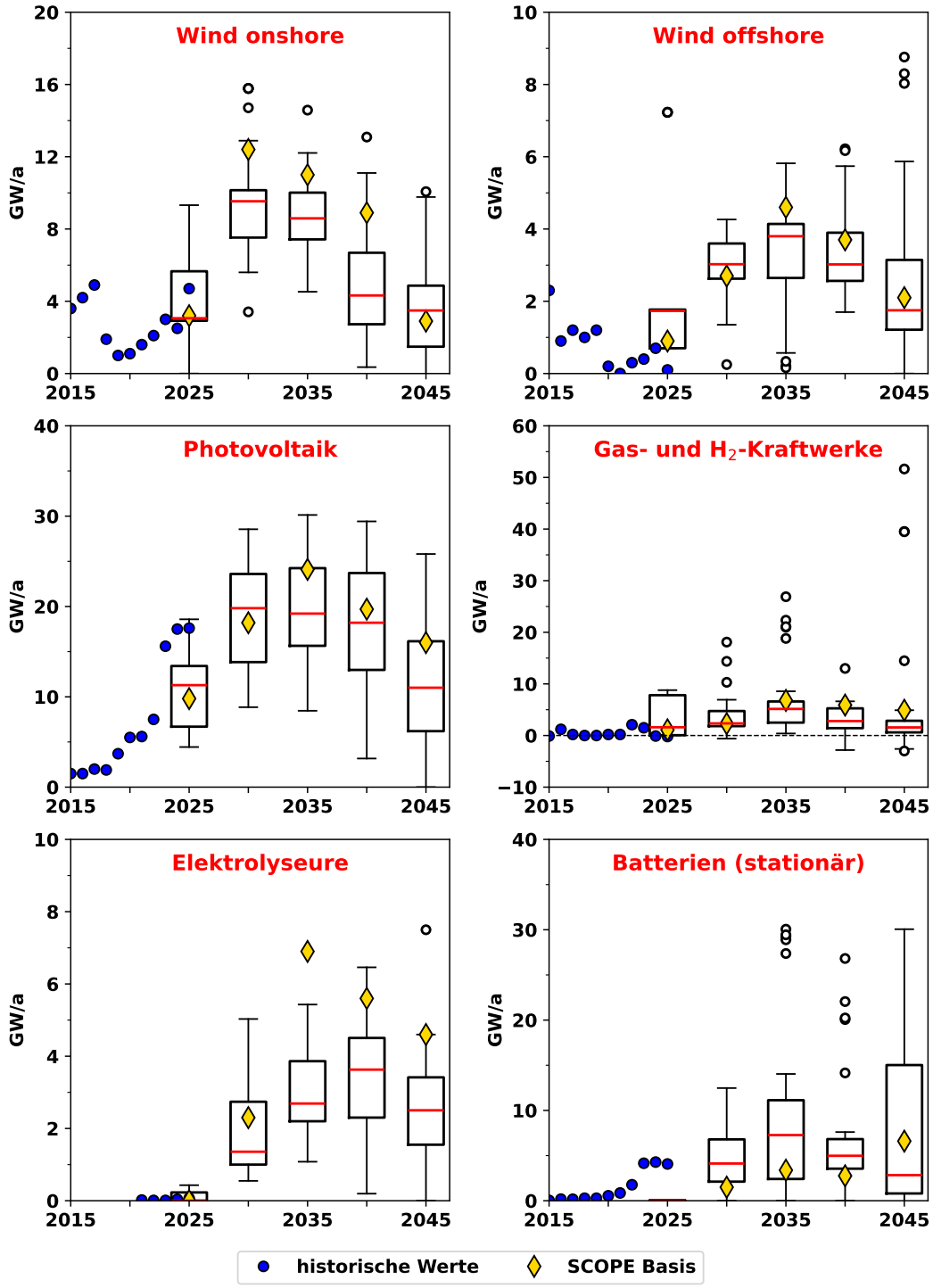


Abbildung 3.46: (Mittlere) jährliche Neuinstallationen an Windkraftanlagen onshore und offshore, PV-Anlagen, Gas- und H_2-Kraftwerken, Elektrolyseuren und stationären Batterien. Berücksichtigt sind für die ARIADNE-Szenarien und das *SCOPE-Basis*-Szenario der *Brutto-Zubau* (einschl. Ersatz), für alle anderen Szenarien und die historischen Daten die (mittlere) jährliche Änderungen der installierten Leistung (*Netto-Zubau*). Blaue Kreise: historische Werte; gelbe Rauten: *SCOPE-Basis*-Szenario; Zusammenfassung der Ergebnisse aller Szenarien als Boxplots. Die Szenarien-Ergebnisse beziehen sich auf die 5-Jahres-Periode *vor* dem hier dargestellten Jahr.

aus und liegt 2045 im mittleren Bereich. Die Unsicherheiten beim Speicherausbau sind jedoch vergleichsweise hoch, wie Abb. 3.46 und Tabelle A.1 dokumentieren.
Insgesamt ergeben sich in den Szenarien im Median Neuinstallationen von Windkraft- und PV-Anlagen, Gas- und H_2-Kraftwerken, stationären Batterien sowie von Elektrolyseuren von 42 GW/a (33-46 GW/a) bis 2030, 51 GW/a (39-63 GW/a) bis 2035, 39 GW/a (28-49 GW/a) bis 2040 und 26 GW/a (15-40 GW/a) bis 2045, mit einzelnen höheren Ausreißern für 2045 (siehe Abschnitt zu Gas- und H_2-Kraftwerken oben). Gegenüber heute muss also die Installationsgeschwindigkeit dieser Technologien in Summe vergleichsweise kurzfristig bis 2030/2035 deutlich gesteigert werden (im Median aller Szenarien). Kurz- bis mittelfristige (2030/2035) geringere Ausbauraten (in Summe über alle Technologien) sind für 2030 nur in zwei Szenarien zu sehen (von insgesamt 28 normativen Szenarien, die in *diese* Auswertung einflossen), für 2035 in vier Szenarien. All diese Szenarien stellen entweder keine Gesamtsystem-Optimierung dar oder gehen explizit von einer niedrigen Bedarfsentwicklung aus.

Modellierung: Jährlicher Zubau zentraler Energiewende-Technologien

Auch in der Modellierung zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Zubauraten für erneuerbare Energien und Kraftwerke. Der Bruttozubau an Stromerzeugungsleistung in Abbildung 3.47 verdeutlicht, dass vor allem zwischen 2025 und 2030 ein deutlicher Anstieg der Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien notwendig ist. Das erreichte Ausbautempo muss jedoch bis etwa 2040 aufrechterhalten werden, um die Zielkapazitäten im Jahr 2045 zu realisieren. Insbesondere für die Technologien Windenergie an Land und auf See ist eine deutliche Steigerung der Zubaurate notwendig. Einzig der Zubau von PV-Anlagen hat in den vergangenen beiden Jahren bereits fast die notwendige Geschwindigkeit erreicht [FhG ISE 2026]. Tabelle 3.2 zeigt den Vergleich mit historischen Ausbauwerten, der diese Aussage verdeutlicht. Auch die Ausbauraten nach 2045 werden deutlich über den historischen Ausbauraten liegen. Auch wenn dann die Zielkapazitäten für das treibhausgasneutrale Energiesystem erreicht sind, müssen Anlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, erneuert oder ersetzt werden.
Außerdem kommt ab 2035 der Ausbau neuer thermischer Kraftwerkskapazitäten hinzu. Im *SCOPE-Basis*-Szenario ist in der Spitze ein Zubau von Kraftwerksleistung in Höhe von mehr als 7 GW jährlich notwendig. In Szenarien mit anderen Wetterjahren liegen diese Werte niedriger. Durch den Wegfall der Kohlekraftwerke ist aber trotzdem ein signifikanter Zubau von gesicherter Leistung aus H_2/CH_4-Kraftwerken zu verzeichnen.

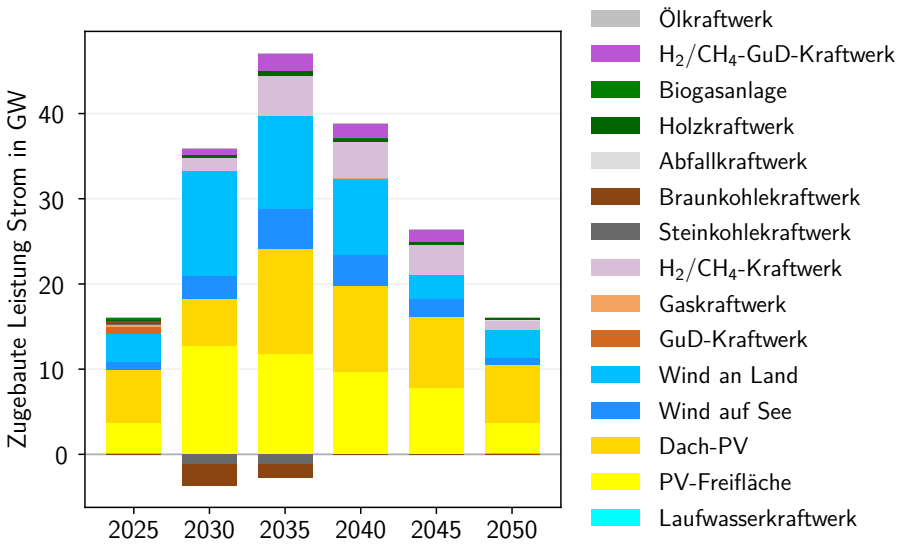


Abbildung 3.47: Bruttozubau an Stromerzeugungsleistung im *SCOPE-Basis*-Szenario

Tabelle 3.2: Mittlere historische Zubauraten aus dem Zeitraum 2015-2025 [FhG ISE 2026] im Vergleich zu mittleren Zubauraten im *SCOPE-Basis*-Szenario in den Zeiträumen 2030-2035 und 2040-2045 in GW/a

	2015–2025	2025–2035	2035–2045
Wind auf See	0,63	3,64	2,94
Wind an Land	2,70	11,68	5,91
PV-Freifläche	4,45	12,20	8,67
Dach-PV	2,60	8,92	9,16

Kernaussagen: Jährlicher Neubau zentraler Energiewende-Technologien

- Die Meta-Analyse zeigt, dass im Mittel über alle zielerfüllenden Szenarien die **größte Neubau-Dynamik bei Windenergie, PV, flexiblen Gas- und H_2-Kraftwerken und stationären Batterien in den nächsten Jahren bis 2035** erfolgen muss. Eine Ausnahmen sind Elektrolyseure, für die die Szenarien ein Maximum des jährlichen Zubaus zwischen 2035 und 2040 sehen. Diese zeitliche Entwicklung wird auch durch die eigene Modellierung bestätigt.
- Die zukünftigen Zubauraten bei PV-Anlagen liegen im Mittel aller normativen Szenarien in einer Größenordnung, die in den vergangenen Jahren schon realisiert werden konnten (ca. 20 GW/a). Größere **Steigerung der Ausbauraten** sind aber bei Batterien (7,3 GW/a bis 2035, Faktor 1,8 ggü. dem Maximalwert der letzten 5 Jahren), Wind onshore (9,5 GW/a bis 2030, Faktor 2,1 ggü. der Vergangenheit), Gas- und H_2-Kraftwerken (5,2 GW/a bis 2035, Faktor 2,5), Windenergie auf See (3,8 GW/a bis 2035, Faktor 5) sowie bei Elektrolyseuren (3,6 GW/a bis 2040, Faktor > 50) nötig. In einzelnen Szenarien können aber auch noch deutlich höhere (oder z.T. niedrigere) Ausbauraten angenommen sein.
- Auch **nach 2045** findet in der SCOPE-Modellierung noch ein signifikanter jährlicher Zubau erneuerbarer Energien von rund 15 GW jährlich statt, da die bestehenden Installationen regelmäßig erneuert werden müssen.

3.12 Systemkosten und Investitionsbedarfe

Systemkosten in der Meta-Analyse

Systemkosten werden in den wenigsten Studien, die in der Metaanalyse ausgewertet wurden, explizit ausgewiesen. Darüber hinaus sind die Systemgrenzen der verwendeten Modelle bzw. Modell-Verbünde nicht immer einheitlich. Zudem berechnen sich die Systemkosten aus der Summe der Investitionskosten (bzw. deren jährlicher Annuitäten) und den jährlichen Wartungs- und Betriebskosten der System-Elemente. Unterschiede in den Kostenannahmen für einzelne Technologien oder Brennstoffe wirken sich somit unmittelbar auf die Systemkosten aus. Ohne einheitliche Systemgrenzen und eine Harmonisierung der Kostenannahmen in den Modellen ist daher ein Vergleich der Systemkosten unterschiedlicher Transformationsstrategien nicht aussagekräftig bzw. kann fehlinterpretiert werden. Aus diesem Grund haben wir auf einen Vergleich der Annahmen zu Systemkosten in den untersuchten Szenarien der Meta-Analyse an dieser Stelle verzichtet.

Modellierung: Systemkosten und Investitionsbedarfe

Wie in Abbildung 3.1 gezeigt führt die Transformation des Energiesystem zu einem Rückgang der Energieträgerimporte und zu einem steigenden Anteil der Primärenergie, der innerhalb Deutschlands aus Wind- und Solarenergie bereitgestellt werden kann. Dies verändert auch die Kosten des deutschen Energiesystems.

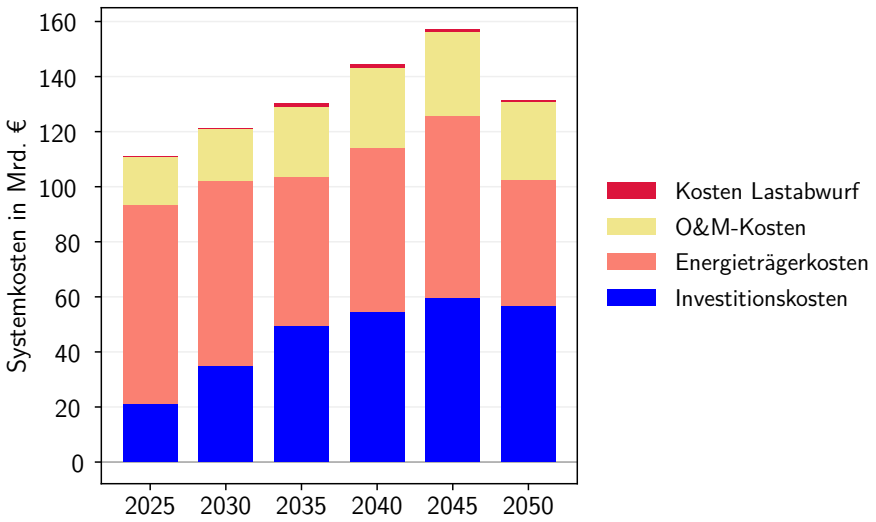


Abbildung 3.48: Jährliche modellierte Systemkosten auf Grundlage der Annuitätenmethode

Abbildung 3.48 zeigt die Zusammensetzung der jährlichen modellierten Systemkosten über den Transformationspfad nach der Annuitätenmethode. Die modellierten Systemkosten umfassen Kosten für Investition sowie Betrieb und Wartung von erneuerbaren Energien, Kraftwerken bzw.

Wandlern allgemein und Speichern sowie die Kosten für den Import von Energieträgern. Ausgaben für Geräte beim Endverbraucher wie Fahrzeuge oder Heizungstechnologien werden mit optimiert, aber nicht in den Gesamtkosten mit angegeben, da insbesondere die Ausgaben für private Fahrzeuge nicht allein dem Energiesystem zuzurechnen sind und die Ausgaben privater Haushalte anderen Finanzierungsmodalitäten unterliegen. Auch Kosten für den Ausbau der Netze sind nicht in den modellierten Systemkosten enthalten. Der Netzausbau wird gemäß Netzentwicklungsplan angenommen und nicht frei optimiert. Eine auf das jeweilige Szenario angepasste Optimierung des Netzausbaus bietet in jedem Szenario zusätzliches Kostensenkungspotenzial. In der Literatur wird für ein Szenario mit möglichst wenig Netzausbau ein maximales Einsparpotenzial von 92 Mrd. € gegenüber dem Netzentwicklungsplan ausgewiesen [BCG 2025]. Dieser Wert entspricht etwa 3 % der in SCOPE.efzn modellierten Systemkosten.
Ausgaben für Komponenten werden bei der Annuitätenmethoden unter Berücksichtigung von Kapitalkosten in Höhe von 2,5 % gleichmäßig über die Lebensdauer der Komponenten verteilt. Bei den Annuitäten steigt der Anteil der Investitionskosten und O&M-Kosten deutlich, während der Anteil der Energieträgerkosten zurück geht. Von 2025 bis 2045 ist ein Anstieg der modellierten Systemkosten von 114 Mrd. € in 2025 auf fast 160 Mrd. € in 2045 zu verzeichnen, bevor die Kosten 2050 wieder deutlich auf 130 Mrd. € sinken. Der Rückgang wird vor allem durch einen geringeren Importbedarf verursacht. Der Anteil der Energieträgerkosten sinkt von 63 % im Stützjahr 2025 auf 35 % im Jahr 2050.
Der Rückgang in der importierten Energiemenge wird dabei teilweise von dem deutlichen Anstieg in den Importkosten durch den Umstieg auf klimaneutrale Energieträger ausgeglichen. Trotz des Rückgangs der Energieträgerimporte um 82 % bis 2045 sinken die Kosten im gleichen Zeitraum nur um 8 %. Dies liegt an einem Anstieg des mittleren Importpreises über Energieträger von 30 €/MWh im Jahr 2025 auf 157 €/MWh im Stützjahr 2045. Während aktuell vor allem günstige fossile Energieträger importiert werden, ist der Import von grünen Energieträgern deutlich teurer. Dazu kommen Stromimporte, die bei entsprechender Knappheit ebenfalls hohe Preisniveaus erreichen.
Durch den noch verbleibenden und aus Energiesystemsicht kurzen Zeitraum bis 2045 ist neben den modellierten Systemkosten auf Annuitätenbasis auch das jährliche Investitionsvolumen von Bedeutung. Wie in Abbildung 3.49 dargestellt, verdreifachen sich die Investitionen in Energiesystemkomponenten zwischen den Stützjahren 2025 und 2035 von rund 20 Mrd. € auf 63 Mrd. € und fallen anschließend bis 2050 auf 16 Mrd. €. Die Investitionen lassen sich in zwei Blöcke teilen: Zum einen die Investitionen in erneuerbare Energien, um Primärenergie in Form von Strom bereitzustellen, und zum anderen die Investitionen in Flexibilitäten wie Speicher, Kraftwerke und Elektrolyseure, um diesen Strom bzw. Energie generell unabhängig von den aktuellen Wetterbedingungen dann nutzbar zu machen, wenn diese benötigt wird. Der starke Anstieg und anschließend deutliche Rückgang der Investitionen verdeutlicht die hohe Transformationsgeschwindigkeit, die erforderlich ist, um Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Statt eines gleichmäßig verteilten Investitionsvolumens über den gesamten Betrachtungszeitraum

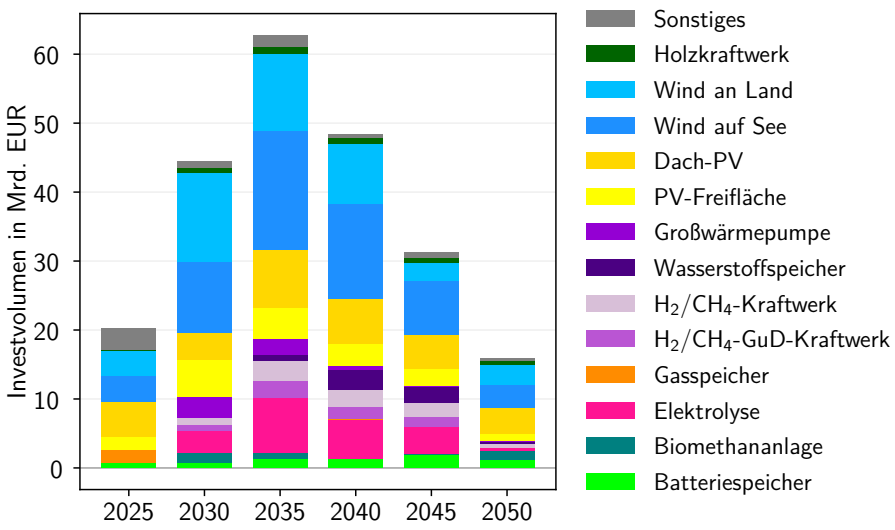


Abbildung 3.49: Jährliche Investitionsbedarfe in Komponenten

sind zwischenzeitlich deutlich höhere Investitionen notwendig, um die gesetzten Ziele fristgerecht umzusetzen. Wie Abschnitt 3.14 zeigt, gefährdet eine Verzögerung wichtiger Transformationsprozesse die Zielerreichung.

Trotz der Verdreifachung der jährlichen Investitionen bis 2035 liegen die Investitionsbedarfe selbst im Peak unter den aktuellen jährlichen Ausgaben für den Import fossiler Energieträger. Im Unterschied zu den Ausgaben für fossile Energieträger können die Investitionen in neue Komponenten aber nicht direkt an den Endkunden weitergegeben werden, sondern müssen über längere Zeiträume refinanziert werden.

Während der Transformationsphase[10] fallen daher parallel hohe Ausgaben für neue Investitionen sowie weiterhin erhebliche Kosten für den Import von Energieträgern an. Abbildung 3.50 verdeutlicht diesen temporären Anstieg der jährlichen Gesamtausgaben für Investitionen, Betrieb und Wartung bestehender Anlagen sowie für Energieträgerimporte. Erst im Stützjahr 2050 liegen die jährlichen Ausgaben wieder unter dem Niveau des Jahres 2025.

Der höhere Anteil der Investitionskosten erhöht auch den Einfluss der Finanzierungskosten auf die modellierten Systemkosten. In den beiden Szenarien mit 5 % und 7,5 % Finanzierungskosten steigen die modellierten Systemkosten deutlich. Die veränderten Finanzierungskosten wurden nur für das deutsche Energiesystem angenommen wurden, sodass eine Verschiebung zwischen heimischer Elektrolyse und Importen möglich ist, weil steigende Finanzierungskosten in Deutschland die heimische Produktion im Vergleich zu Importen teurer machen. Tatsächlich ist dieser Effekt aber nur gering. Bei einer Verdopplung der Finanzierungskosten auf 5 % sinkt die installierte Leistung der PV-Anlagen in Deutschland um 15 GW und es werden 35 TWh weniger Strom für Elektrolyse genutzt. Der fehlende Wasserstoff wird durch zusätzliche Importe ausgeglichen. Insgesamt hat diese Verdopplung der Finanzierungskosten aber nur einen

[10] Gemeint ist hier die Phase, in der sich das Energiesystem besonders stark verändert, also ca. 2030 bis 2045.

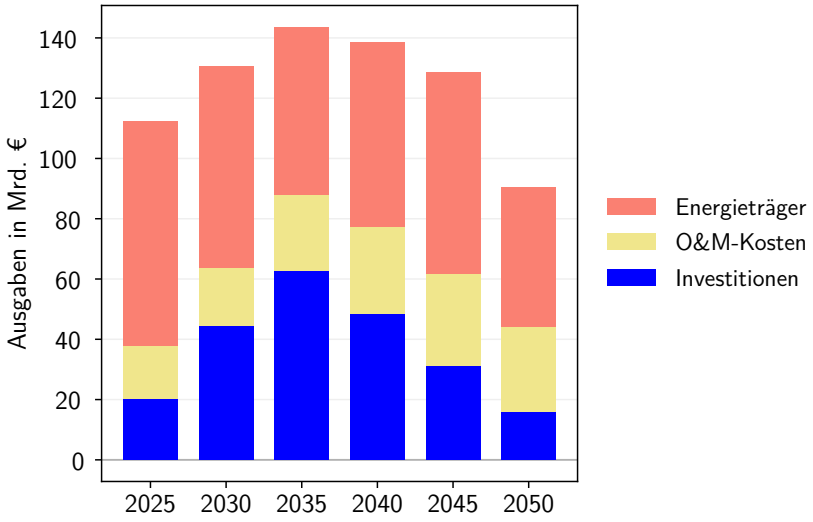


Abbildung 3.50: Jährliche Investitionsbedarfe in Komponenten, Betrieb und Wartung (Operation and Maintenance) (O&M)-Kosten der Komponenten und jährliche Ausgaben für den Import von Energieträgern.

geringen Einfluss auf die ideale Zusammensetzung des Energiesystems. Die höheren Finanzierungskosten führen aber über den Transformationspfad zu deutlichen Mehrkosten von über 300. Mrd. €. Ein weiterer Anstieg der Finanzierungskosten auf 7,5 % führt ebenfalls nur zu einer geringen Veränderung des modellierten Energiesystems, steigert aber die Kosten über den gesamten Transformationspfad um 635 Mrd. € gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario.

Schattenpreise

Schattenpreise für Energieträger können Hinweise auf zukünftige Marktpreise geben. Die Schattenpreise im Jahr 2025 sind aufgrund der hohen Anzahl zusätzlicher Nebenbedingungen für das Startjahr nicht aussagekräftig und auch die Schattenpreise für das Jahr 2030 sind in ihrer absoluten Höhe nur bedingt aussagekräftig. Abbildung 3.51 zeigt die mittleren Schattenpreise ab 2030 für verschiedene Arten der Mittlung. Während der Jahresmittelwert einfach eine Mittlung über alle 8760 Stunden des Jahres darstellt, sind die anderen Mittelwerte mit den entsprechenden Zeitreihen gewichtet:

- Endenergie: Gewichtung mit dem Strombezug von Endverbrauchern, deren Nachfrage einem exogen vorgegebenen und zeitlich nicht flexiblen Lastprofil folgt.
- Nutzung: Gewichtung mit dem gesamten Strombezug der Endenergieverbraucher und Wandlern in andere Energieformen, jedoch ohne Berücksichtigung elektrischer Speicher.
- Produktion: Gewichtung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraftwerken.

Würde Strom stets exakt in dem Moment produziert, in dem er verbraucht wird, ergäben sich keine Unterschiede zwischen den gewichteten Schattenpreisen der Produktion und der Nutzung.

Abweichungen zwischen diesen vier Größen geben Aufschluss über strukturelle Eigenschaften des Energiesystems.
Der Unterschied zwischen dem produktionsgewichteten Schattenpreis und den verbrauchsgewichteten Größen zeigt die zusätzlichen Kosten der Systemintegration erneuerbarer Energien. Er reflektiert, dass Stromerzeugung und -nachfrage zeitlich nicht vollständig übereinstimmen und somit Ausgleichsmechanismen wie Speicher oder flexible Kraftwerke erforderlich sind, um den Bedarf decken zu können.
Der Unterschied zwischen Endenergie und Nutzung wiederum quantifiziert den Wert von Flexibilität auf der Nachfrageseite. Da die Nutzung auch flexible Anwendungen der Stromnutzung umfasst, führt zeitliche Anpassungsfähigkeit zu einer systemdienlicheren Stromnachfrage und damit tendenziell zu geringeren gewichteten Schattenpreisen. Die Differenz verdeutlicht somit das ökonomische Potenzial flexibler Stromverwendung im Energiesystem.

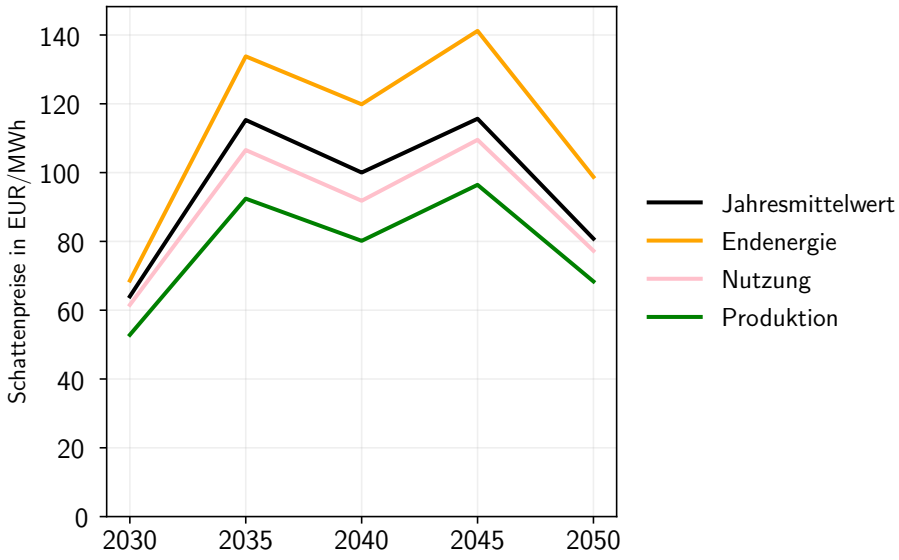


Abbildung 3.51: Mittlere Schattenpreise gewichtet mit dem Endenergiebedarf, der Stromnutzung, der Produktion und stündlich.

Die Schattenpreise können nicht nur mit verschiedenen Verbrauchszeitreihen, sondern auch mit den Produktionszeitreihen der erneuerbaren Energien gewichtet werden und mit den Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien verglichen werden.
Diese unterscheiden sich für die betrachteten erneuerbaren Technologien deutlich nach Anlagentyp. Für PV-Anlagen auf der Freifläche liegen sie im Bereich von 20–30 €/MWh und stellen damit die kostengünstigste Technologie dar. Onshore-Wind bewegt sich mit 35–50 €/MWh ebenfalls auf einem niedrigen Kostenniveau. Dach-PV weist mit 40–60 €/MWh höhere spezifische Kosten auf, während Offshore-Wind mit 75–100 €/MWh die höchsten Stromgestehungskosten unter den betrachteten erneuerbaren Technologien aufweist.
Ein Vergleich mit den modellierten mittleren Marktwerten zeigt, dass diese bei PV-Dachanlagen und Wind offshore ungefähr im Bereich der jeweiligen Stromgestehungskosten liegen. Für

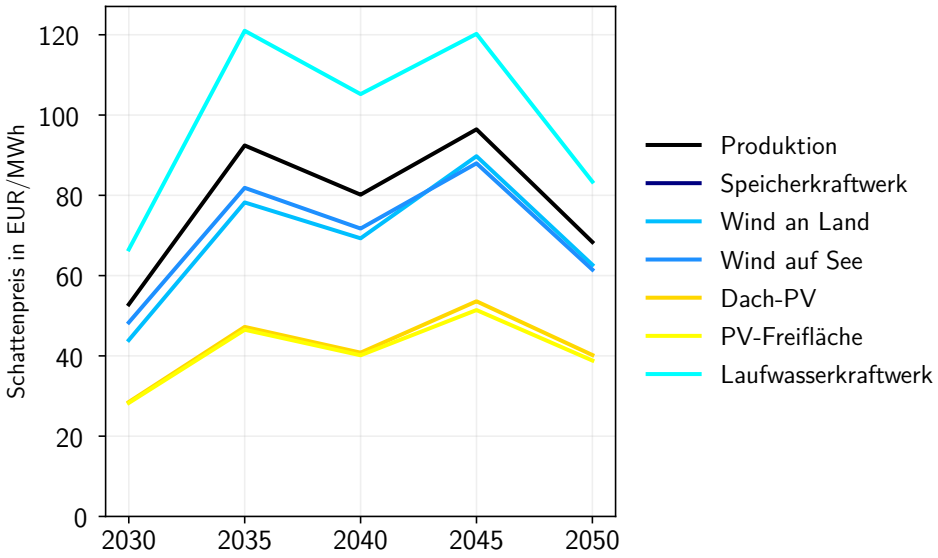


Abbildung 3.52: Mittlere Schattenpreise der erneuerbaren Energien

Freiflächen-PV und Wind onshore hingegen übersteigen die mittleren Marktwerte die Gestehungskosten. Dies deutet darauf hin, dass ein weiterer Ausbau dieser Technologien die modellierten Systemkosten senken könnte.

Mit Ausnahme der Wasserkraft liegen die Stromgestehungskosten aller erneuerbaren Energien unter dem durchschnittlichen Wert der Stromproduktion im Gesamtsystem. Dieser Durchschnitt wird neben den erneuerbaren Energien zusätzlich durch konventionelle Kraftwerke beeinflusst. Insbesondere Spitzenlastkraftwerke, die lediglich einige hundert Stunden pro Jahr betrieben werden, weisen Stromgestehungskosten von bis zu 1.000 €/MWh auf. Müssen sich diese Anlagen ausschließlich über einen Energy-Only-Markt refinanzieren, wie die Schattenpreise es abbilden, führt dies zwangsläufig dazu, dass in wenigen Stunden des Jahres sehr hohe Strompreise auftreten. Diese Preisspitzen sind systemisch notwendig, um die Fixkosten der selten eingesetzten, aber für die Versorgungssicherheit unverzichtbaren Kraftwerke zu decken. Trotz geringer Stromproduktion ziehen die Kraftwerke aufgrund der extrem hohen Stromgestehungskosten den gesamten Durchschnitt der Stromproduktion nach oben.

Die Vernachlässigung von DSM kann Einfluss auf die absolute Höhe der Schattenpreise haben. Die betrachteten Schattenpreise spiegeln jedoch bereits ein Energiesystem wider, das über umfangreiche Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung von Strombereitstellung und Stromnachfrage verfügt. Die Unterschiede zwischen produktions- und verbrauchsgewichteten Schattenpreisen, sowie die daraus abgeleiteten Aussagen zu Systemintegration und Flexibilität beruhen somit nicht auf dem Fehlen von DSM, sondern auf den grundsätzlichen zeitlichen Unterschieden zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Stromnachfrage.

CO_2-Schattenpreise

Die Schattenpreise lassen sich grundsätzlich für alle Nebenbedingungen auswerten, sodass sich auch für die CO_2-Grenzwerte Schattenpreise ergeben, die als Grenzkosten der CO_2-Vermeidung und auch als möglicher CO_2-Preis interpretiert werden können. Abbildung 3.53

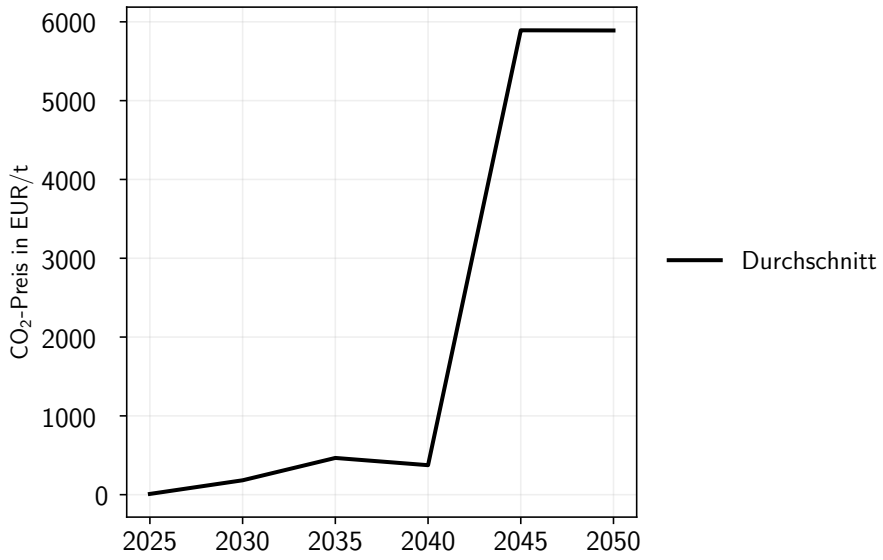


Abbildung 3.53: Mittlere Schattenpreise der erneuerbaren Energien

zeigt den Verlauf des CO_2-Preises über den Transformationspfad. Dieser steigt bis 2035 sehr schnell auf über 450 €/t, geht 2040 zunächst nochmal auf 375 €/t zurück und erreicht dann in den beiden klimaneutralen Stützjahren 2045 und 2050 Werte knapp unter 6000 €/t, die den hohen Aufwand zeigen, der notwendig ist, um alle CO_2-Emissionen zu vermeiden. Da in der Realität die CO_2-Emissionen keinen festen Grenzwerten unterliegen, ist ein CO_2-Preis ein mögliches Instrument, um diese Ziele zu erreichen. Die Modellergebnisse zeigen jedoch, dass hier ein schneller Anstieg notwendig ist, um die gesetzten Grenzwerte für den Ausstoß von THG-Emissionen einzuhalten. CO_2-Preise, die zu niedrig sind, können die notwendige Steuerungswirkung nicht entfalten und führen zu einer Zielverfehlung.
Die Verzögerungsszenarien zeigen insbesondere im Stützjahr 2030 einen starken Anstieg der CO_2-Vermeidungskosten auf über 300 €/t bei verzögerter Elektrifizierung und sogar auf über 600 €/t bei verzögerter Energiewende. Dies deutet darauf hin, dass die Zielerreichung in diesen Szenarien nur schwer möglich sein wird, wenn die Verzögerung in diesem Umfang tatsächlich stattfinden sollte.

Energiebereitstellungskosten in Europa

Im Folgenden wird die Konkurrenzfähigkeit Deutschlands hinsichtlich der Bereitstellung von Strom und Wasserstoff betrachtet. Dazu werden die Energieträgerbereitstellungskosten im *Europa-Basis*-Szenario anhand der über das Jahr gemittelten Schattenpreise entlang des

Transformationspfads ausgewertet und mit den Bereitstellungskosten in Deutschland verglichen. Grundlage ist die in diesem Abschnitt eingeführte Gewichtung der Schattenpreise mit der jeweiligen Produktionszeitreihe pro Knoten.

Abbildung 3.54 und Abbildung 3.55 zeigen den Verlauf dieser Bereitstellungskosten aller europäischen Knoten im Zeitraum von 2030 bis 2050 im Vergleich zum jahresspezifischen Wert für Deutschland. Sowohl in der Strom- als auch der Wasserstoffbereitstellung liegt Deutschland im *Europa-Basis*-Szenario im Mittelfeld.

Zu Beginn der Transformation basieren die Energiesysteme vieler europäischer Länder noch zu einem erheblichen Teil auf fossiler Energiebereitstellung. Entsprechend variieren die Strombereitstellungskosten innerhalb Europas zunächst nur moderat und bewegen sich in den Jahren 2030 und 2035 in einer Spannweite von 24 €/MWh beziehungsweise 28 €/MWh[11]. Da in diesen Jahren in allen europäischen Knoten noch gar kein oder kaum Wasserstoff produziert wird, können hier noch keine Bereitstellungskosten verglichen werden.

In den Jahren 2040, 2045 und 2050 sind die CO_2-Ziele der europäischen Länder sehr niedrig oder erreichen Null, sodass EE-Anlagen die Energiebereitstellung dominieren. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Voraussetzungen der europäischen Länder in diesem Bereich gehen die Bereitstellungskosten in diesen Jahren stärker auseinander. Maßgebliche Einflussfaktoren sind die Wetterdaten, das Verhältnis von Eigenbedarf und erneuerbaren Stromproduktionspotenzialen sowie die Möglichkeit, Energie aus benachbarten Knoten zu importieren.

In allen drei Stützjahren produziert der DK-Knoten am günstigsten und der PL/CZ/SK-Knoten am teuersten Strom. Die Differenz beträgt 72 €/MWh im Jahr 2040, 43 €/MWh im Jahr 2045 und 51 €/MWh im Jahr 2050. Dies ist vor allem durch die sehr guten Offshore-Windstandorte in Dänemark und die deutlich ungünstigeren Voraussetzungen im PL/CZ/SK-Knoten zu erklären.

Die Abweichungen bei den Wasserstoffbereitstellungskosten innerhalb Europas fallen dagegen geringer aus. Die mittleren Kosten variieren in den Jahren 2040, 2045 und 2050 maximal um 21, 10 und erneut 21 €/MWh. Dies ist vor allem auf die flexibel einsetzbare Elektrolyse und die geringere Auslastung des Wasserstoffnetzes innerhalb Europas zurückzuführen.

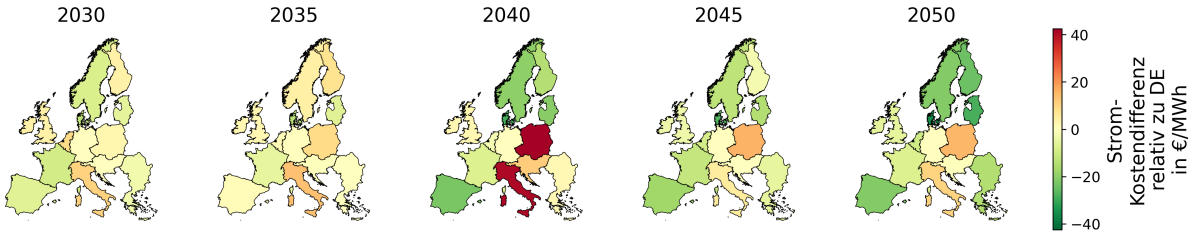


Abbildung 3.54: Mittlere Stromproduktions-Schattenpreise der Knoten im *Europa-Basis*-Szenario für 2030 bis 2050 im Vergleich zum jeweiligen Schattenpreis in Deutschland

Den Einfluss einer verzögerten Energiewende in Deutschland auf die Strombereitstellungskosten zeigt Abbildung 3.56. Dargestellt ist die Differenz zwischen dem *Europa-Basis*-Szenario und

[11] Die Spannweite meint hier die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Bereitstellungskostenwert pro Jahr.

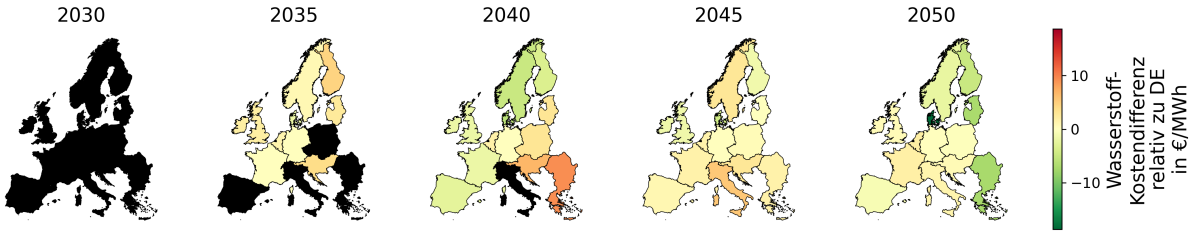


Abbildung 3.55: Mittlere Wasserstoffproduktions-Schattenpreise der Knoten im *Europa-Basis*-Szenario für 2030 bis 2050 im Vergleich zum jeweiligen Schattenpreis in Deutschland. Schwarz eingefärbte Knoten produzieren in dem jeweiligen Jahr noch keinen eigenen Wasserstoff.

dem *Verzögerung Energiewende Europa*-Szenario (siehe Abschnitt 3.14). Obwohl im *Verzögerung Energiewende Europa*-Szenario die Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen sowie die Elektrifizierung der Prozesswärme, des Straßenverkehrs und der Raumwärme ab 2030 um fünf Jahre verschoben werden, zeigt das Modell den stärksten Effekt im Jahr 2035. In diesem Jahr steigen die Strombereitstellungskosten in Deutschland erwartungsgemäß am deutlichsten an und liegen um +26 €/MWh über dem *Europa-Basis*-Szenario. Darüber hinaus wirkt sich die Verzögerung auch auf benachbarte Länder aus, die viel Strom aus Deutschland beziehen. Im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario steigen die Kosten im Knoten PL/CZ/SK um +20 €/MWh sowie in den Knoten AT/HU/HR/SI und CH/IT um +14 €/MWh bzw. +13 €/MWh.
Der Einfluss der Verzögerung auf die Wasserstoffbereitstellungskosten fällt dagegen geringer aus. Auch hier tritt die höchste Kostendifferenz in Deutschland im Jahr 2035 auf und beträgt +7 €/MWh.

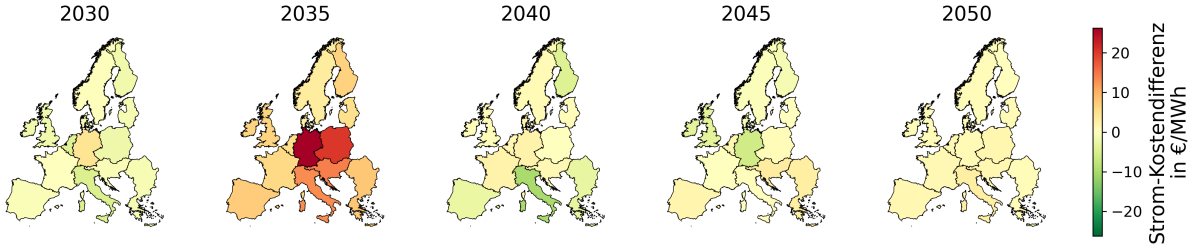


Abbildung 3.56: Differenz der mittleren Stromproduktions-Schattenpreise zwischen dem *Europa-Basis*-Szenario und dem *Verzögerung Energiewende Europa*-Szenario im Modellierungszeitraum.

Kernaussagen: Systemkosten und Investitionsbedarfe

- Die **Transformation des Energiesystems verändert die Kostenstruktur** grundlegend. Die Modellierung zeigt, dass die Energieträgerimporte stark zurückgehen, während die Investitions- sowie O&M-Kosten deutlich ansteigen. Trotz sinkender Importmengen bleiben die Importausgaben aufgrund höherer spezifischer Kosten für klimaneutrale Energieträger relevant. Ausgehend von jährlichen Kosten von 114 Mrd. € im Stützjahr 2025 steigen die jährlichen Systemkosten bis 2045 zunächst auf 157 Mrd. € und gehen anschließend im Stützjahr 2050 auf 131 Mrd. € zurück.
- Die **jährlichen Investitionsbedarfe verdreifachen sich zwischen 2025 und 2035** und steigen von 20 Mrd. € auf 63 Mrd €. Die Investitionsbedarfe betreffen sowohl den Ausbau erneuerbarer Energien als auch Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Elektrolyse und Kraftwerke. In der Transformationsphase (2030 bis 2045) fallen hohe Investitionen und weiterhin erhebliche Importkosten gleichzeitig an. Der starke Rückgang der Investitionen auf nur noch 16 Mrd. € jährlich im Stützjahr 2050 zeigt die hohe Geschwindigkeit, die notwendig ist, um die Transformation bis 2045 zu erreichen. Statt eines gleichmäßigen Investitionsvolumens über den Betrachtungszeitraum sind zwischenzeitlich höhere Investitionen notwendig, um die Ziele zu erreichen.
- Mit dem wachsenden Anteil der Ausgaben für kapitalintensive Technologien an den modellierten Systemkosten gewinnen die **Finanzierungskosten** erheblich an Bedeutung und führen bei höheren Zinssätzen zu deutlichen Mehrkosten. Eine Verdopplung des Weighted Average Cost of Capital (WACC) von 2,5 % auf 5 % führt zu Mehrkosten von über 300 Mrd. € bis 2050.
- Der Unterschied in den Strom-Schattenpreisen für Produktion und Verbrauch verdeutlicht die **zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage** sowie den daraus resultierenden Bedarf an Systemintegration und Flexibilitätsoptionen. Die Differenz spiegelt die zusätzlichen Kosten wider, die durch den Ausgleich dieser zeitlichen Differenzen entstehen, während flexible Stromnutzung zur Reduktion dieser Kosten beitragen kann. **CO_2-Schattenpreise** verdeutlichen zudem, dass die vollständige Emissionsvermeidung mit hohen Grenzkosten verbunden ist, die sich in entsprechend hohen CO_2-Preisen widerspiegeln müssen, um die Klimaziele zu erreichen.

Kernaussagen: Systemkosten und Investitionsbedarfe – Fortsetzung

- **Deutschland** weist im *Europa-Basis*-Szenario bei den Bereitstellungskosten für Strom und Wasserstoff eine **mittlere Wettbewerbsposition in Europa** auf. Während sich die Kostenunterschiede zwischen den europäischen Ländern im Zuge der fortschreitenden Dekarbonisierung vor allem bei Strom deutlich vergrößern, bleiben sie bei Wasserstoff vergleichsweise gering. Eine verzögerte Energiewende in Deutschland erhöht insbesondere die Strombereitstellungskosten spürbar und wirkt sich auch kostensteigernd auf benachbarte Länder aus, während der Effekt auf die Wasserstoffbereitstellung deutlich schwächer ausfällt.

3.13 Treibhausgas-Emissionen und die Rolle von CCS

Treibhausgasemissionen

Meta-Analyse: Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen erreichen im Netto-Null-Zieljahr 2045 in allen der normativen Studien ein Niveau von unter 80 Mt CO_2eq pro Jahr (siehe Abbildung 3.57)[12]. Sie setzen sich im Wesentlichen aus Emissionen der Landwirtschaft (ca. 23 - 40 Mt CO_2eq/a) und der Industrie (ca. 11 - 27 Mt CO_2eq/a) zusammen. THG-Emissionen aus der Abfallwirtschaft, Energiewirtschaft, Verkehr und dem Gebäudesektor bleiben diesen Studien nach in 2045 jeweils unter 9 Mt CO_2eq jährlich.

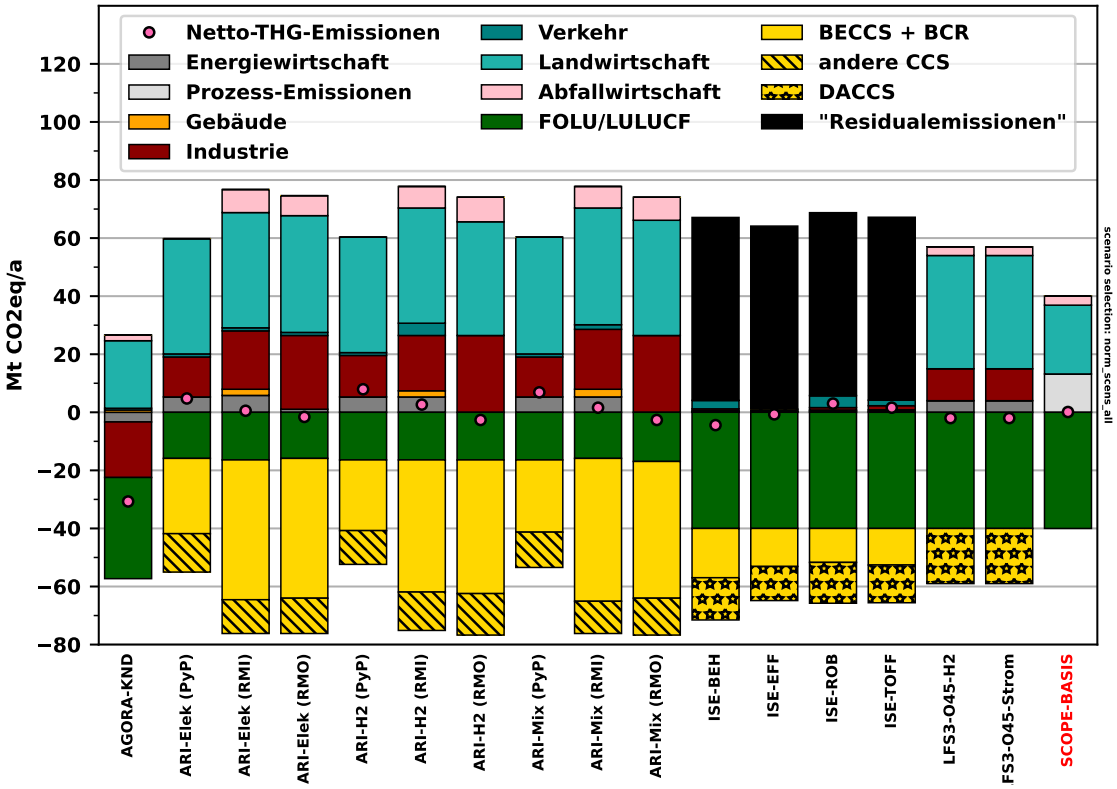


Abbildung 3.57: THG-Emissionen und THG-Senken 2045 in zielerfüllenden Studien

.

Damit können sie inhaltlich als „schwer vermeidbare Restemissionen“ oder „Residualemissionen“ interpretiert werden, wie in den FhG-ISE-Szenarien. Eine Ausnahme stellt das AGORA-KND-Szenario dar. Die Studie bildet für jeden Sektor einzeln die Netto-Bilanz aus THG-Emissionen und sektoralen „Negativemissionen“ i.W. durch technische CO_2-Abscheidung an den CO_2-Quellen und anschließende Speicherung (CCS). In Kombination mit der Nutzung von Biomasse sieht die Studie das Potential, hiermit in der Industrie Netto-Negativemissionen

[12] Biochar Carbon Removal (BCR), Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS), Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS), Forestry and other Land Use (FOLU), LULUCF.

von knapp -20 Mt CO_2eq/a erreichen zu können. Auch in der Energiewirtschaft hält die Studie netto leicht negative THG-Emissionen für möglich. Damit bleiben Netto-Plus-Emissionen von knapp 27 Mt CO_2eq/a, primär aus der Landwirtschaft. Mit Landnutzung und Forstwirtschaft als THG-Senke (LULUCF), wird das AGORA-KND-Szenario somit zu einem klaren Netto-Negativ-Szenario.

Modellierung: Treibhausgasemissionen

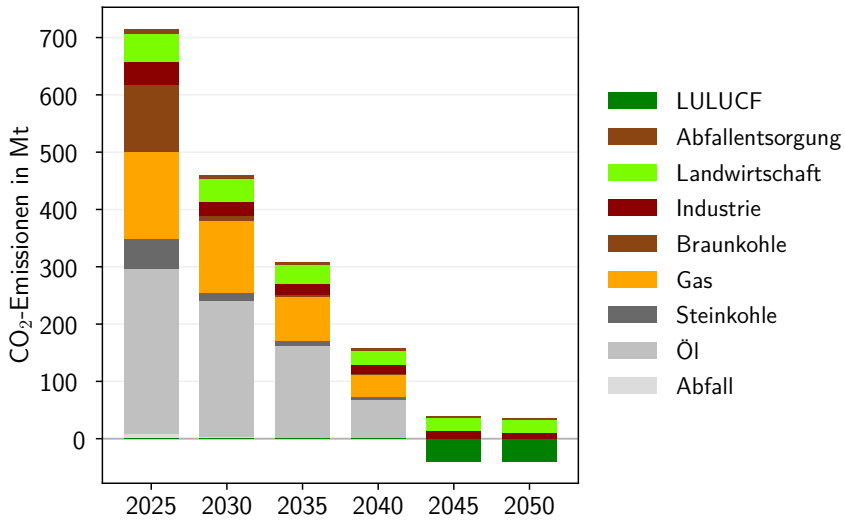


Abbildung 3.58: THG-Emissionen im *SCOPE-Basis*-Szenario

Die Ziele für die THG-Emissionen in der Modellierung orientieren sich an den Vorgaben des KSG 2021, wonach Deutschland ab dem Jahr 2045 Klimaneutralität erreichen muss (siehe Abbildung 3.58). Entsprechend werden im energetischen Sektor des *SCOPE-Basis*-Szenarios ab dem Jahr 2045 keine THG-Emissionen mehr zugelassen.

Die nicht-energetischen THG-Restemissionen aus den Sektoren Landwirtschaft, Industrie und Abfallwirtschaft werden exogen vorgegeben. Grundlage hierfür bilden die THG-Reduktionsfaktoren des Suffizienz-Szenarios GreenSupreme aus [UBA 2019]. Diese Annahmen sind vergleichsweise ambitioniert und erklären die im Vergleich zu den Studien der Meta-Analyse etwas niedrigeren nicht-energetischen THG-Restemissionen im *SCOPE-Basis*-Szenario. Zusätzlich werden die Ziele für LULUCF aus dem KSG 2021 berücksichtigt, nach denen ab dem Jahr 2045 natürliche CO_2-Senken in Höhe von 40 Mt CO_2 pro Jahr zur Verfügung stehen sollen.

Im *SCOPE-Basis*-Szenario reichen diese natürlichen Senken aus, um die verbleibenden nicht-energetischen Restemissionen vollständig zu kompensieren. Der Einsatz von CCS ist daher keine zwingende Voraussetzung zur Erreichung von Netto-Null-THG-Emissionen.

Die Rolle von CCS

Die Abscheidung und Speicherung von Treibhausgasen, kurz CCS (Carbon Capture and Storage), wird im öffentlichen Raum unter verschiedenen Aspekten kontrovers diskutiert. Hierzu gehören u.a. langfristige Speicherpotentiale, die Transportinfrastruktur für CO_2, Technologiekosten, technische und wirtschaftliche Unwägbarkeiten und letztlich die generelle Rolle von CCS im Energiesystem. Dabei ist CCS mit vielen weiteren wichtigen Fokusthemen verbunden und hat entsprechend Einfluss hierauf:

- die Stromnachfrage von CCS
- die Nachfrage nach kohlenstoffarmem Wasserstoff (grün oder unter Einsatz von CCS)
- den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur inkl. Transport und Speicherung parallel zum Auf- und Umbau weiterer großer Infrastrukturen (H_2, Stromnetze, Wärmenetze u.a.)
- Technologie- und Systemkosten bei Einsatz von CCS

In den zehn Schlüsselmaßnahmen des BMWE [BMWE 2025] wurden das Potenzial von CCS/CCU (Carbon Capture, Utilisation and Storage) für einen substanziellen Beitrag zur Kosteneffizienz, die Unverzichtbarkeit für die Dekarbonisierung industrieller Prozesse und eine Fördernotwendigkeit auch für den Einsatz bei Kraftwerken und Energieerzeugern angeführt. Im Folgenden wird die Rolle der Abscheidung und Speicherung von CO_2 aus Sicht der Studien der Meta-Analyse, der eigenen Modellierung und Beiträgen aus dem Sounding Board beleuchtet und eingeordnet.

Meta-Analyse: Die Rolle von CCS

CCS behandeln die Studien der Meta-Analyse mehrheitlich nicht als Fokusthema. Insbesondere wird CCS nicht als vollintegrierter Teil von Kohlenstoff-Strategien in unterschiedlichen Rollen ausgearbeitet, variiert und bewertet. Dementsprechend adressieren die Studien auch die Nutzung von technisch gewonnenen Treibhausgasen CCU (Carbon Capture Utilization) und den Aufbau von Kohlenstoffkreisläufen im Energiesystem, insbesondere in der Industrie, ebenfalls nicht. Dennoch wird CCS in den Studien in seiner Systemfunktion eine wichtige Rolle zugewiesen und z.T. vertieft in Bezug auf Kosteneffekte und sektorale Reduktionsbeiträge einzelner Technologien ausgearbeitet.
Generell wird CCS in den Szenariostudien einheitlich die Rolle der Kompensation schwer vermeidbarer Treibhausgas-Restemissionen zugewiesen. Eine Ausnahme bildet u.a. die Studie der Boston Consulting Group [BCG 2025], in der blauer Wasserstoff (Dampfreformierung von fossilen Energieträgern + CCS) aus Importen als erheblicher Kostensenker gegenüber grünem Wasserstoff und damit in einer möglichen weitergehenden Rolle über Restemissionskompensation hinaus eingebracht wird. Auch der NEP-S [BNetzA 2025] weist auf diese mögliche zusätzliche Rolle von CCS hin. Die Agora-Studie [Agora 2024] kommt in einer Szenariovariation hingegen zum Schluss, dass der Einsatz von CCS mit Erdgas bei Industrieanwendungen (Direktreduktion von Eisen, Erdgas-KWK) insgesamt mindestens ebenso kostenintensiv ist wie ein alternativer Einsatz von Wasserstoff.

Die größte Bedeutung hat CCS für das Jahr 2045, wenn entsprechend KSG 2021 die Klimaneutralität in Deutschland als zentrales Ziel erreicht sein soll. Entsprechend erreichen die zielerfüllenden Szenarien in 2045 in etwa eine Netto-Null-Bilanz aus THG-Emissionen und THG-Senken bzw. im Fall der Agora-Studie eine netto negative Bilanz von ca. -30 Mt CO_2eq/a (siehe Abbildung 3.57). Von letzterem Ergebnis abgesehen bewegt sich das resultierende THG-Saldo zwischen ca. +8 und -5 Mt CO_2eq/a. Hierfür müssen natürliche und technische Senken eine THG-Minderung zwischen -57 und -78 Mt CO_2eq/a realisieren. Die natürlichen Senken sind dem Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft zugeordnet (LULUCF: Land use, land use change and forestry). Es handelt sich hierbei im Wesentlichen um Maßnahmen zum Moorbodenschutz bzw. die Wiedervernässung, den Waldumbau und eine angepasste Waldbewirtschaftung sowie Ausweitung von Agroforsten (Gehölze auf landwirtschaftlichen Flächen). Die ARIADNE-Szenarien setzen einheitlich die Zielvorgabe des Klimaschutzgesetzes (KSG 2021) für 2045 von -40 Mt CO_2eq/a als Beitrag aus LULUCF an. In den ARIADNE-Szenarien beziffert das REMIND-Modell Forstwirtschaft und Landnutzung in 2045 mit ca. -16 Mt CO_2eq/a. Die ARIADNE-Szenarien auf Basis der Modelle REMod und PyPSA übernehmen diesen Wert. Agora ermittelt die Senkenleistung von LULUCF aus den Einzelbeiträgen verschiedener Maßnahmen (s.o.) und kommt auf einen möglichen Beitrag von -35 Mt CO_2eq/a. U.a. Agora weist auf die größeren Unsicherheiten der zu erwartenden tatsächlichen THG-Minderung durch diese natürlichen Senken bis zum Jahr 2045 hin. Die Studie variiert daher in zwei Sensitivitätsanalysen die natürliche Störung für den Wald. Bei einer geringen Störung erhöht sich die LULUCF-Senkenleistung auf -53 Mt CO_2eq/a, bei einer hohen Störung reduziert sie sich auf -18 Mt CO_2eq/a. Da langfristige Wirkungen in und von komplexen Ökosystemen wie dem Wald nur bedingt durch direktes, kurzfristigeres Handeln beeinflusst werden können, vor allem, wenn sich die Senkenleistungen geringer als erwartet herausstellen, ist eine Schlussfolgerung: Die Entwicklung der natürlichen THG-Quellen und Senken sollte als Randbedingung für den notwendigen Umfang technischer Senken fortlaufend im Blick behalten werden. Denn die technischen Senken schließen in den Netto-Null-Szenarien die Lücke zwischen den positiven THG-Emissionen und den THG-Minderungen der natürlichen Senken.

Als technische Abscheidungsverfahren berücksichtigen die betrachteten Szenariostudien in Abbildung 3.57 im Wesentlichen die Kohlenstoffabscheidung an Punktquellen, insbesondere in der Industrie, Müllverbrennung oder Biomassenutzung, sowie das Abscheiden von CO_2 aus der Atmosphäre. Verfahren wie die Aminwäsche, zukünftig membran-basierte Abscheidungstechnologien, BECCS (Bioenergy-CCS), DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) und in kleinem Anteil BCR (Biochar Carbon Reduction) sind entsprechend die ausgewiesenen Minderungstechnologien. Wo BECCS zum Einsatz kommt, werden hierdurch zwischen ca. -13 und -49 Mt CO_2eq/a sequestriert. DACCS bewegt sich hier zwischen ca. -12 und -19 Mt CO_2eq/a. Die übrigen CCS-Technologien steuern in Summe ebenfalls weniger als ca. -19 Mt CO_2eq/a

bei. Der Transport des abgeschiedenen CO_2 zu geologischen Lagerstätten (CCS) oder Verwertungsanlagen wie zur Synthese kohlenstoffhaltiger Produkte (CCU) kann technisch in verflüssigter Form auf der Schiene, per Binnenschiff oder über ein neu zu errichtendes Pipeline-Netz erfolgen. Welche Transportvariante möglich und wirtschaftlich ist, hängt von den Bedingungen am Gewinnungs- und Verwendungsort ab. Laut Agora [Agora 2024] wird es auch bei Errichtung eines Kohlendioxidtransportnetzes Standorte geben, von denen aus der Transport über die Schiene der wirtschaftlichere Weg bleiben wird. Laut ARIADNE-Report S. 79 [ARIADNE 2025] kommen verschiedene Quellen zu einem Investitionsbedarf von 14 bis 19 Mrd. Euro für ein CO_2-Netz in Deutschland. Die Rolle, die CCS für die Transformation des Energiesystems hin zu einem Netto-Null-System 2045 spielen kann, hängt auch von der Zeitachse des möglichen Ausbaus der CCS/CCU-Infrastruktur ab. ARIADNE und Fraunhofer ISE [Thelen u. a. 2024] sehen bei den technischen Senken BECCS als Vorreiter mit bis zu -5 Mt/a CO_2-Abscheidung. Direct Air Capture hingegen erreicht diese Größenordnung bei Fraunhofer ISE frühestens in Jahr 2035 mit deutlich geringen Abscheideraten als -1 Mt CO_2/a in 2030. Der Hochlauf der CO_2-Abscheidetechnologien ist laut Agora zeitlich nicht von der Errichtung eines deutschlandweiten CO_2-Transportnetzes abhängig, da der Transport per Bahn oder Binnenschiff als alternative Varianten zur Verfügung stehen. Die Herausforderung des zügigen Auf- und Ausbaus eines deutschlandweiten CO_2-Netzes neben den weiteren großen Infrastrukturprojekten der Energiewende kann aber als ein Argument gegen eine Rolle von CCS gesehen werden, die mengenmäßig über die Kompensation nur schwer vermeidbarer Residualemissionen hinausgeht.

An der Schnittstelle der Themen Wasserstoffbereitstellung und CCS steht die Erzeugung von blauem H_2, sprich, der Wasserstoffherstellung aus Erdgas mit nachgeschaltetem CCS. Bei der Nutzung von „blauem“ H_2 als Übergangslösung lassen sich u.a. folgende Vor- und Nachteile identifizieren:

- Blauer Wasserstoff bietet Potentiale zur Kostenreduktion gegenüber grünem Wasserstoff, allerdings im Wesentlichen dann, wenn der blaue Wasserstoff importiert wird.
- Die Produktion von blauem H_2 braucht entsprechende Speicherpotentiale für CO_2, die insbesondere heimisch eine knappe Ressource darstellen.
- Der Import von blauem Wasserstoff hingegen trägt nicht zur direkten heimischen Wertschöpfung bei und schafft Importabhängigkeiten.
- Der Preis von blauem Wasserstoff ist abhängig vom Erdgaspreis.
- Blauer Wasserstoff steht als Übergangstechnologie auch nicht ab sofort zur Verfügung, da die großtechnische Umsetzung bisher noch nicht gezeigt wurde.

Modellierung: Die Rolle von CCS

Die Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpTG) im Jahr 2025 priorisiert die Offshore-Speicherung von CO_2. Aktuelle Studien schätzen das deutsche Speicherpotenzial im Median auf Werte zwischen 2550 und 2760 Mt CO_2 [Fuhrmann u. a. 2024], [GSEU Project

2025], [Xu u. a. 2025]. Für die eigenen Berechnungen werden die verfügbaren Daten aus [GSEU Project 2025] herangezogen und ein Speicherpotenzial von 2580 Mt CO_2 angenommen.
Der Großteil dieser Kapazitäten weist derzeit lediglich ein Storage-Readiness-Level (SRL) von 2 auf einer Skala von 1 bis 9 auf. Ein SRL von 2 entspricht einer theoretisch identifizierten Speicherkapazität, weshalb davon auszugehen ist, dass das technisch und wirtschaftlich realisierbare Potenzial deutlich unterhalb dieser theoretischen Obergrenze liegt.
Auch wenn die Modellierung nur den Zeitraum von 2025 bis 2050 berücksichtigt, müssen Speicherbedarfe für CCS über 2050 hinaus berücksichtigt und entsprechende Kapazitäten reserviert werden. Vor diesem Hintergrund wird für die Modellierung angenommen, dass 25 % des theoretischen Gesamtpotenzials, entsprechend 645 MtCO_2, bis 2050 für CCS von energetischen Emissionen verfügbar sind. Ein zusätzlicher Reservebedarf für unvermeidbare nichtenergetische Emissionen, die wider Erwarten nicht vollständig durch LULUCF ausgeglichen werden können, ist hierbei allerdings nicht berücksichtigt.

Beschreibung *CCS*-Szenario

- Es wird eine Variante des Szenarios *SCOPE-Basis* modelliert, in der CCS für energetische Emissionen zugelassen ist.
- Berücksichtigt werden Technologien zur CO_2-Abscheidung aus Punktquellen sowie zur direkten Abscheidung aus der Atmosphäre.
- Für alle thermischen Kraftwerke des Szenarios *SCOPE-Basis* mit Gas, Biomasse, Abfall oder Öl als Brennstoff wird eine Variante mit Abscheidung durch Aminwäsche modelliert. Der zusätzliche Energiebedarf wird über einen entsprechend reduzierten Gesamtwirkungsgrad und die zusätzliche Abscheidetechnik über höhere Investitionskosten berücksichtigt [Danish Energy Agency 2026].
- Zusätzlich wird die Produktion von blauem Wasserstoff aus fossilem Gas über Dampfreformierung mit CO_2-Abscheidung modelliert [PyPSA 2026].
- Auch die CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft über Direct Air Carbon Capture (DACC) wird berücksichtigt [Danish Energy Agency 2026].
- Der CO_2-Transport wird über variable Kosten pro transportierter Tonne und Kilometer modelliert. Die Annahmen basieren auf Investitions- und Betriebskosten für Pipeline-Transport [Danish Energy Agency 2026].
- Das Gesamtpotenzial der Offshore-CO_2-Speicher von 645 Mt CO_2 bis 2050 wird den Anrainerknoten Niedersachsen/Bremen sowie Schleswig-Holstein/Hamburg zugeordnet. Kosten für Offshore-Pipeline-Transport, Erschließung und Betrieb der Speicher werden berücksichtigt [Danish Energy Agency 2026].
- Als Carbon Capture and Utilization (CCU)-Technologien werden die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanisierung modelliert. Im Unterschied zum Szenario *SCOPE-Basis* sind diese Technologien hier nicht an eine spezifische Kohlenstoffquelle gebunden [PyPSA 2026].

Im Szenario *CCS* wird das in den Annahmen für energetische Emissionen festgelegte Speicherpotenzial von 645 Mt CO_2 bis zum Jahr 2050 vollständig ausgeschöpft (vgl. Abbildung 3.60). Als Abscheidungstechnologie wird ausschließlich DACC ausgebaut. Die jährliche Abscheidemenge steigt dabei kontinuierlich an und erreicht bis 2050 62 Mt CO_2/a (siehe Abbildung 3.59).
Der Zubau von DACC-Anlagen erfolgt aufgrund der Ortsunabhängigkeit der Technologie hinsichtlich der CO_2-Quellen ausschließlich in den Regionen Niedersachsen/Bremen sowie Schleswig-Holstein/Hamburg. In diesen Regionen sind die Transportwege zum vorgesehenen CO_2-Speicher besonders kurz.

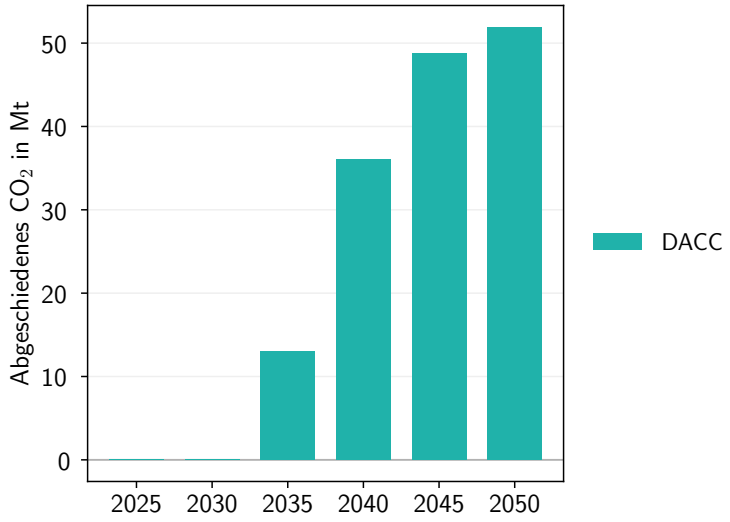


Abbildung 3.59: Anstieg des jährlich abgeschiedenen CO_2 über den Transformationspfad im CCS-Szenario

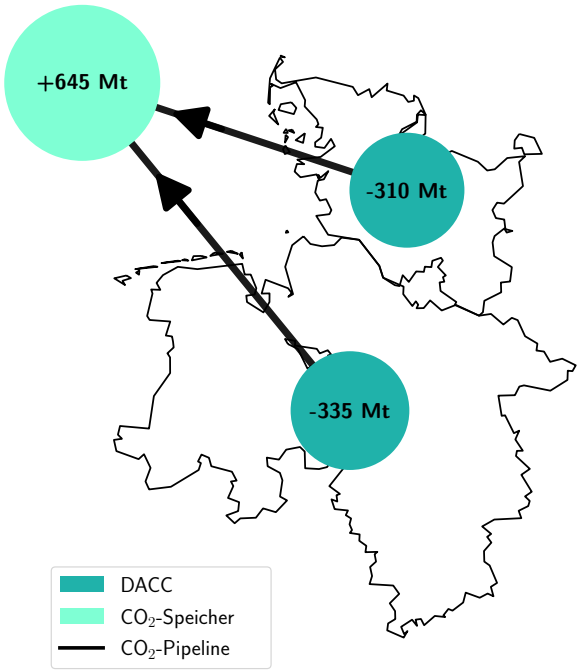


Abbildung 3.60: Räumliche Verteilung der Abscheidung und Einspeicherung von CO_2 im CCS-Szenario (2025-2050)

Demgegenüber werden Technologien zur CO_2-Abscheidung aus Kraftwerken nicht zugebaut. Gleiches gilt für die Produktion von blauem Wasserstoff. Beide Optionen erweisen sich unter den getroffenen Annahmen als wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig.
Auch Technologien zur stofflichen Nutzung von abgeschiedenem CO_2 (CCU), etwa die Fischer-Tropsch-Synthese oder die Methanisierung, werden im Szenario nicht zugebaut.
Die Nutzung von CCS via DACC führt entlang des Transformationspfads zu Kosteneinsparungen von insgesamt 106 Mrd. €. Dies entspricht einer Reduktion der modellierten Systemkosten um 3 %.
Der Großteil der Einsparungen entfällt auf geringere Ausgaben für Energieimporte (siehe Abbildung 3.61). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass durch die Möglichkeit der CO_2-Speicherung fossile Energieträger wie Öl und Gas auch über das Jahr 2045 hinaus importiert werden können (siehe Abbildung 3.62).

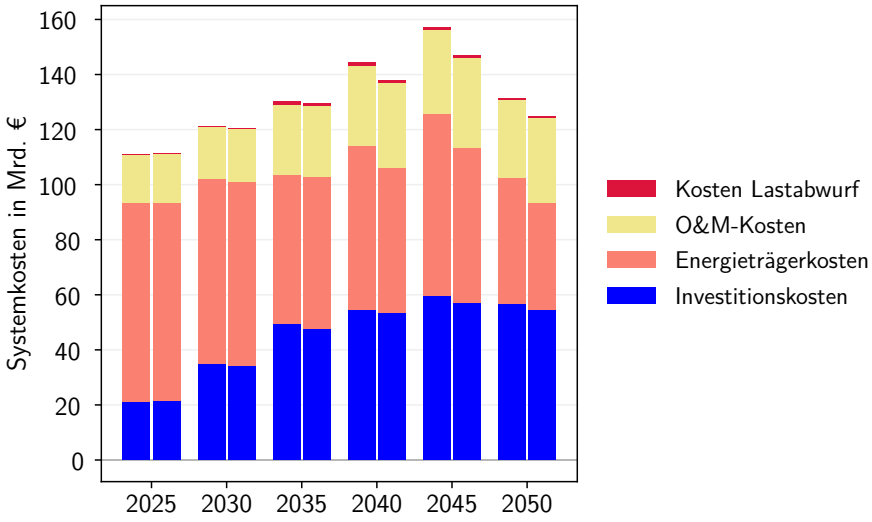


Abbildung 3.61: Vergleich der modellierten Systemkosten nach Kostentypen (linke Balken: Basis-Szenario, rechte Balken: CCS-Szenario)

Im Zieljahr 2050 werden durch den Import von 178 TWh fossilem Öl rund 64 % der PtL-Importe ersetzt (siehe Abbildung 3.63). Diese Energieträger decken insbesondere Bedarfe in der Luftfahrt sowie als Grundstoff in der Industrie.
Darüber hinaus finden ab 2045 weiterhin Importe von fossilem Gas statt. Im Jahr 2050 erreichen diese ein Volumen von 72 TWh und ersetzen damit etwa 32 % des ansonsten heimisch produzierten Wasserstoffs, der in den Szenarien vor allem für den Einsatz in Kraftwerken sowie für Prozesswärme genutzt wird.
Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Primärenergie sowie der damit verbundene notwendige Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten verändern sich durch den Einsatz von CCS jedoch nur geringfügig. Die Einsparungen beim Gesamtstrombedarf gegenüber dem Basis-Szenario sind mit etwa 1,2 % marginal (siehe Abbildung 3.64). Ursache hierfür ist unter anderem, dass geringere Strombedarfe für Elektrolyse durch zusätzliche Stromnachfrage für

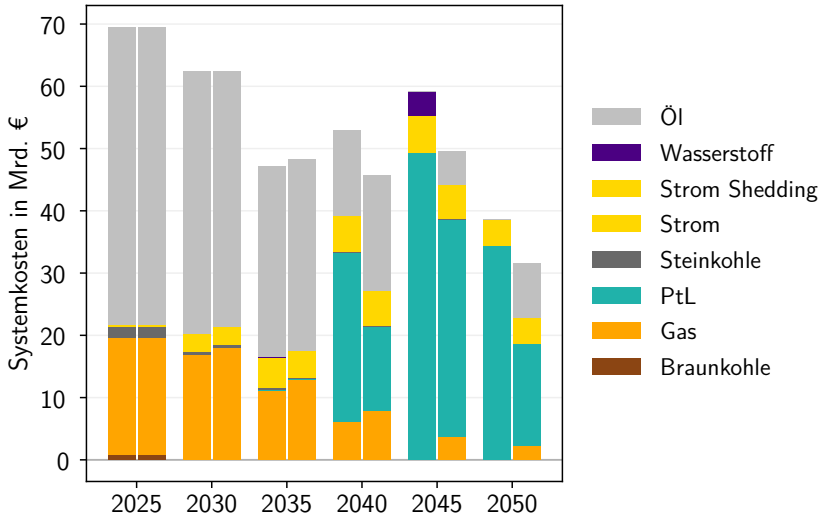


Abbildung 3.62: Vergleich der Energie-Import-Kosten (linke Balken: Basis-Szenario, rechte Balken: CCS-Szenario)

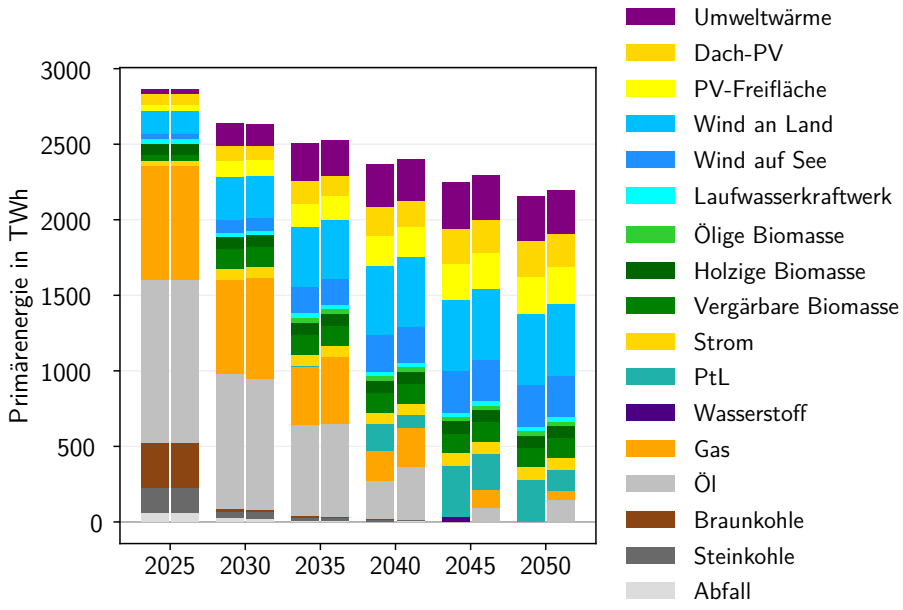


Abbildung 3.63: Vergleich der Primärenergiebereitstellung (linke Balken: Basis-Szenario, rechte Balken: CCS-Szenario)

DACC kompensiert werden. So beträgt im Zieljahr 2050 der Strombedarf der DACC-Anlagen 79 TWh und entspricht damit rund 5,8 % des gesamten Strombedarfs.

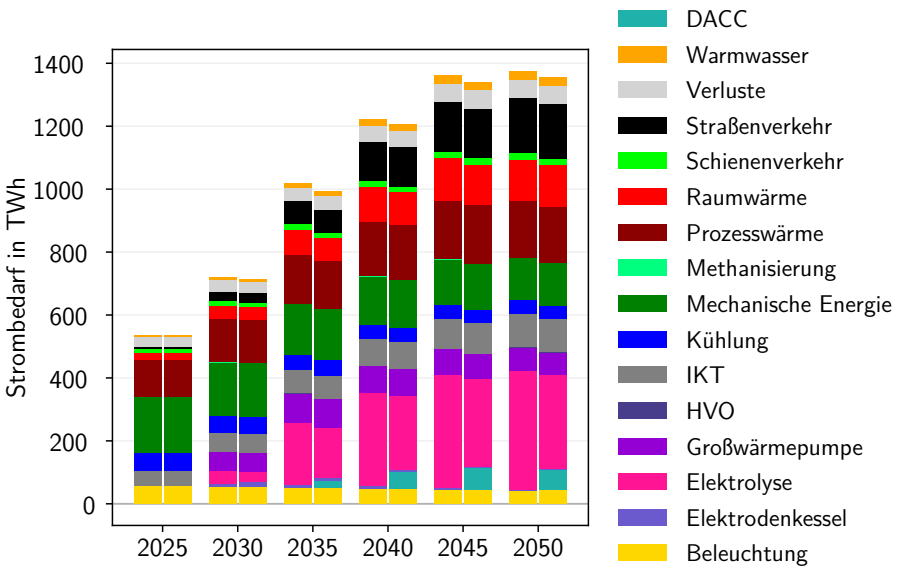


Abbildung 3.64: Vergleich der Stromverbräuche nach Anwendung (linke Balken: Basis-Szenario, rechte Balken: CCS-Szenario)

Die Modellierung im Szenario *CCS* ist mit verschiedenen Einschränkungen und Unsicherheiten verbunden.

So kann der Einsatz von CCS in der Modellierung nur bis zum Jahr 2050 explizit abgebildet werden. Um einen langfristigen Einsatz zu berücksichtigen, werden Speicherkapazitäten über das Jahr 2050 hinaus als exogene Annahme reserviert. Dabei wird bereits unterstellt, dass der Einsatz von CCS um das Jahr 2050 seinen Höhepunkt erreicht und anschließend bis zum Ende des Jahrhunderts vollständig zurückgeht und die Speicherpotentiale dann vollständig ausgeschöpft sind. CCS stellt damit auch innerhalb der Modellierungsannahmen keine dauerhaft tragfähige Langfristlösung dar, sondern eine zeitlich begrenzte Brückentechnologie.

Auch wird in den Szenarien der Modellierung angenommen, dass nicht-energetische Restemissionen vollständig durch natürliche CO_2-Senken (LULUCF) ohne den Einsatz von CCS kompensiert werden können. Die Annahmen zur Höhe zukünftiger nicht-energetischer Restemissionen basieren auf einem Suffizienz-Szenario aus [UBA 2019], dessen Erreichung als ambitioniert und daher mit einer hohen Unsicherheit behaftet ist. Ebenso unsicher ist die Erreichung der im KSG 2021 angestrebten LULUCF-Ziele angesichts der Tatsache, dass der LULUCF-Sektor sich aktuell durch zunehmende Trockenheit zu einem THG-Emittenten entwickelt hat. Sollten daher die Senken langfristig nicht im erforderlichen Umfang wirksam sein, müssten CCS-Kapazitäten vorrangig für unvermeidbare Restemissionen reserviert werden. In diesem Fall würde der Einsatz von CCS im energetischen Sektor zur reinen Kostensenkung entsprechend reduziert werden müssen.

Darüber hinaus sind Technologie- und Kostenannahmen für CCS im Vergleich zu etablierten EE-Technologien mit höheren Unsicherheiten verbunden. Gleichzeitig fehlen derzeit stabile regulatorische Rahmenbedingungen sowie verlässliche Marktanreize, was Investitions- und Umsetzungsrisiken in der Praxis zusätzlich erhöht [Agora Industrie 2026].
Zusätzlich hängen die modellierten Kostenvorteile von CCS stark von den angenommenen zukünftigen Preisen für Energieimporte ab. Diese unterliegen potenziell erheblichen Schwankungen und können durch geopolitische Entwicklungen beeinflusst werden.
Zusammengefasst erscheint aus Modellierungssicht eine erweiterte Nutzung von CCS für vermeidbare energetische Emissionen angesichts der hohen Unsicherheiten, vor allem in den Annahmen zukünftiger schwer vermeidbarer Emissionen, natürlichen Senken und Speicherpotentiale, trotz eventueller kostensenkender Effekte als deutlich risikobehaftet. Vor diesem Hintergrund ist auch die Aussage zu den „Zehn Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht“ des BMWE [BMWE 2025] einzuordnen, dass „auch Kraftwerke und Energieerzeuger […] Zugang zu Investitionshilfen, Infrastrukturförderung und regulatorische Guidance für CO_2-Transport und Speicherung“ erhalten sollen. Diese Forderung, ohne weitere Einschränkung formuliert, umfasst auch fossile Energieerzeugung mit CCS.

Perspektiven aus dem Sounding Board zu CCS

In der Akteursgruppe Zivilgesellschaft wurde CCS kontrovers diskutiert: Während einerseits für Lösungsoffenheit aufgrund möglicher Arbeitsplatzsicherung in energieintensiven Energiezweigen plädierte wurde, standen andererseits mögliche Flächennutzungskonflikte von CO_2-Speichern in der Nordsee und die Schaffung zusätzlicher Infrastrukturen mit entsprechenden Entwicklungszeiträumen in der Kritik. Auch in der Akteursgruppe Politik verwies man auf limitierte CO_2-Speicherkapazitäten.

Kernaussagen: Treibhausgas-Emissionen und die Rolle von CCS

- Für die THG-Emissionen im Netto-Null-Zieljahr 2045 beschreiben die zielerfüllenden Studien der Meta-Analyse und das modellierte *SCOPE-Basis*-Szenario ein einheitliches Bild: Im Jahr **2045 verbleiben schwer vermeidbare Restemissionen** von 40 bis 80 Mt CO_2eq jährlich. Diese Residualemissionen entstehen im Wesentlichen in der **Landwirtschaft und durch industrielle Prozesse**.
- Alle zielerfüllenden Szenarien der Meta-Analyse sehen die Rolle von CCS im Jahr 2045 weitgehend in der **"Kompensation schwer vermeidbarer Restemissionen"**. Sowohl in der Meta-Analyse als auch in der Modellierung wird CCS in der Energiewirtschaft bei der fossilen thermischen Stromerzeugung nicht in größerem Umfang eingesetzt, z.B. um Teile des Ausbaus erneuerbarer Energien zu ersetzen. Ebenso findet in diesen Szenarien im Jahr 2045 nahezu keine Nutzung von CCS zur heimischen Produktion von blauem Wasserstoff statt. Die in den zehn Schlüsselmaßnahmen des BMWE [BMWE 2025] skizzierte breitere Anwendung von CCS/CCU-Technologien auch mit fossiler Nutzung zeichnet sich somit in den betrachteten Szenariostudien und den SCOPE-Modellierungen nicht ab.
- Der Import von **fossil erzeugtem Wasserstoff mit CCS („blauer" H_2)** wird von einigen Studien der Meta-Analyse als Option zur vorübergehenden Kostenreduktion gegenüber „grünem" H_2 angeführt.
- Das *CCS*-Szenario der Modellierung zeigt, dass eine erweiterte Nutzung von CCS für vermeidbare energetische Emissionen zu kostenseitigen Entlastungen von 3 % bis 2050 führen kann, wobei eventuelle dadurch entstehende langfristige Mehrkosten über den Modellhorizont hinaus nicht abgebildet werden. **PtL-Importe und die Produktion von grünem Wasserstoff** werden dabei teilweise durch fossile Energieträger ersetzt, deren Emissionen durch DACCS kompensiert werden.
- **Heimische Speicherpotentiale** für CCS sind dabei stark begrenzt und haben durch ihr derzeitig niedrig bewertetes SRL eine unklare Realisierungswahrscheinlichkeit. CCS in Deutschland kann daher nicht als dauerhafte Lösung, sondern höchstens als zeitlich und im Umfang begrenzte Brückentechnologie fungieren. Bei Investitionen ist das Risiko zusätzlicher fossiler Abhängigkeiten und späterer Ausstiegskonflikte zu berücksichtigen.
- Die praktische **Machbarkeit des Aufbaus der CO_2-Infrastruktur (Pipelines)** wird neben den weiteren großen Infrastruktur-Ausbaubedarfen für die Energiewende als Herausforderung gesehen.

Kernaussagen: Treibhausgas-Emissionen und die Rolle von CCS – Fortsetzung

- Die langfristige **Entwicklung schwer vermeidbarer Restemissionen sowie natürlicher THG-Quellen und -Senken** (LULUCF) bestimmt den notwendigen Umfang zusätzlicher technischer CO_2-Einlagerung, ist jedoch mit hohen Unsicherheiten behaftet. Angesichts dessen und der stark begrenzten Speicherpotenziale ist eine erweiterte Nutzung von CCS für vermeidbare energetische Emissionen trotz kostensenkender Effekte in der Modellierung als deutlich risikobehaftet insbesondere für den längerfristigen Klimaschutz zu bewerten.

3.14 Implikationen verzögerter Transformationspfade

Meta-Analyse: Implikationen verzögerter Transformationspfade

Die Implikationen einer verzögerten Umsetzung der Energiewende können nur durch modellbasierte Sensitivitäts-Tests ermittelt werden, die explizit für diese Fragestellung designed werden müssen. Eine Meta-Analyse auf Basis bereits veröffentlichter Szenarien, die nicht explizit den Fokus „Verzögerung“ haben, ist daher nicht zielführend.

Modellierung: Implikationen verzögerter Transformationspfade

Die Ergebnisse der Optimierung im *SCOPE-Basis*-Szenario zeigen, dass eine hohe Geschwindigkeit für die Transformation des Energiesystems notwendig ist, um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Zentrale Bereiche sind der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung von Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme. Im Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss eine Verzögerung dieser Transformationsprozesse auf das Energiesystem und die Energiesystemkosten hat, wenn die Ziele für die Treibhausgasemissionen in den einzelnen Stützjahren weiterhin eingehalten werden sollen. Dafür werden verschiedene Komponenten in ihrem Ausbau vorgegeben, während der Rest des Energiesystems weiterhin wie im *SCOPE-Basis*-Szenario optimiert werden kann. Konkret wird der Ausbau ausgewählter Komponenten um 5 Jahre gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario verzögert. Es werden sowohl die Verzögerung für die erneuerbaren Energien und einzelne Bereiche der Elektrifizierung betrachtet, als auch Szenarien, in denen die Elektrifizierung in allen Sektoren oder die gesamte Energiewende um 5 Jahre verzögert wird. Um den Einfluss auf den Energieaustausch mit Nachbarländern und deren Energiesysteme beurteilen zu können, wird im *Verzögerung Energiewende Europa*-Szenario außerdem die Energiewende des DE-Knotens gegenüber der Entwicklung im *Europa-Basis*-Szenario verzögert.

Modellierung Verzögerung

- Ausgehend vom *SCOPE-Basis*-Szenario wird für die angegebenen Komponenten der Ausbau um fünf Jahre verzögert. Der Zubau für das Jahr 2030 wird halbiert.
- Die Verzögerung bezieht sich bei den Speichern auf die installierte Kapazität, bei den erneuerbaren Energien auf die installierte Leistung und bei den Energieverbrauchern auf den Anteil der Elektrifizierung und damit auf die benötigte Endenergie.

Abbildung 3.65 zeigt in allen Szenarien, in denen Komponenten verzögert werden, einen Anstieg der modellierten Systemkosten. Dieser liegt bei der verzögerten Elektrifizierung der Prozesswärme mit 29 Mrd. € bzw. 0,8 % am niedrigsten und bei der vollständigen Verzögerung der Energiewende mit 430 Mrd. € bzw. über 12 % am höchsten. Von den Szenarien, in denen nicht

mehrere Verzögerungen kombiniert wurden, führt die Verzögerung des Straßenverkehr mit Abstand zu den höchsten Mehrkosten von ca. 275 Mrd. € (7,8 %). Es fällt außerdem auf, dass die Steigung in vielen Szenarien insbesondere in der Mitte des Transformationspfad hoch ist und zu Beginn und gegen Ende flacher verläuft, sodass die prozentualen Abweichungen in einzelnen Stützjahren noch deutlich höher sind. So liegen die jährlichen modellierten Systemkosten im Stützjahr 2035 bei verzögerter Energiewende mit 161,6 Mrd. € mehr als 23 % über den Kosten im *SCOPE-Basis*-Szenario.

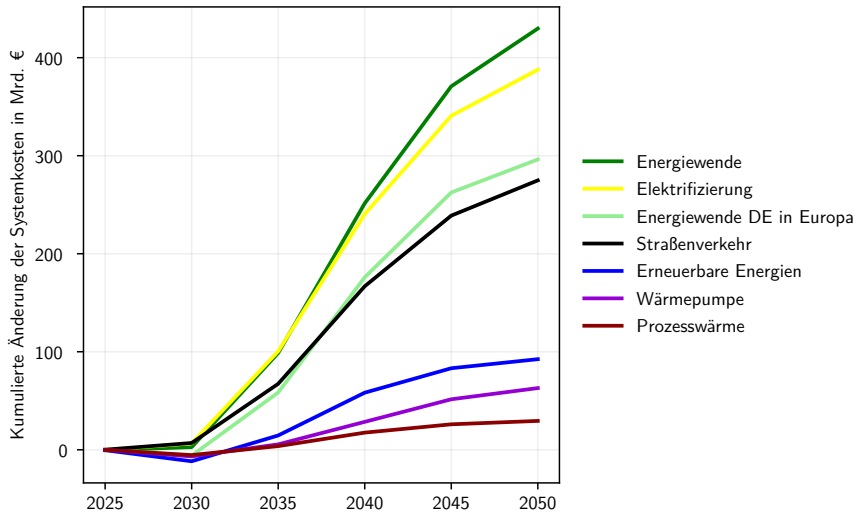


Abbildung 3.65: Vergleich der kumulierten Änderung der Systemkosten für die Verzögerung der Energiewende, der Elektrifizierung, oder einzelner Komponenten(-gruppen)

Verzögerte Energiewende

Die verzögerte Energiewende wird zunächst isoliert für das deutsche Energiesystem im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario betrachtet und anschließend wird die Verzögerung der Energiewende in Deutschland eingebettet in das europäische Energiesystem untersucht.

Verzögerte Energiewende *SCOPE-Basis*-Szenario

Szenario Verzögerte Energiewende

- Installierte Leistung der erneuerbaren Energien um 5 Jahre verzögert.
- Elektrifizierung in den drei Bereichen Raumwärme, Straßenverkehr und Prozesswärme um fünf Jahre verzögert.

Die Verzögerung der gesamten Energiewende hat erwartungsgemäß den größten Einfluss auf das Energiesystem und die Kosten. Die gemeinsame Verzögerung von Elektrifizierung und

dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigert den Primärenergiebedarf und senkt gleichzeitig die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Einhaltung der Emissionsgrenzen erfordert daher bereits ab dem Stützjahr 2030 erste Importe von PtL-Produkten. Die Energiemenge ist zwar mit 24 TWh noch gering, aber der Zeitpunkt, ab dem Importe von CO_2-freien Energieträgern notwendig sind, verschiebt sich um 10 Jahre nach vorne. 2035 werden mit 326 TWh fast so viele PtL-Produkte importiert wie im *SCOPE-Basis*-Szenario im Jahr 2045. PtL-Produkte sind zu diesem Zeitpunkt mit Importkosten von 177 €/MWh sehr teuer. Die jährlichen Ausgaben belaufen sich auf 57,9 Mrd. €. Auch in den darauffolgenden Stützjahren sind deutlich höhere PtL-Importe notwendig. Diese ersetzen teilweise fossiles Öl und ermöglichen dadurch den Import von zusätzlichem fossilen Gas, das vor allem für die Bereitstellung von Raum und Prozesswärme eingesetzt wird. PtL-Produkte werden aber auch im Straßenverkehr benötigt, weil durch die verzögerte Elektrifizierung des Straßenverkehrs weiterhin viele Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und entsprechendem Ölbedarf versorgt werden müssen.

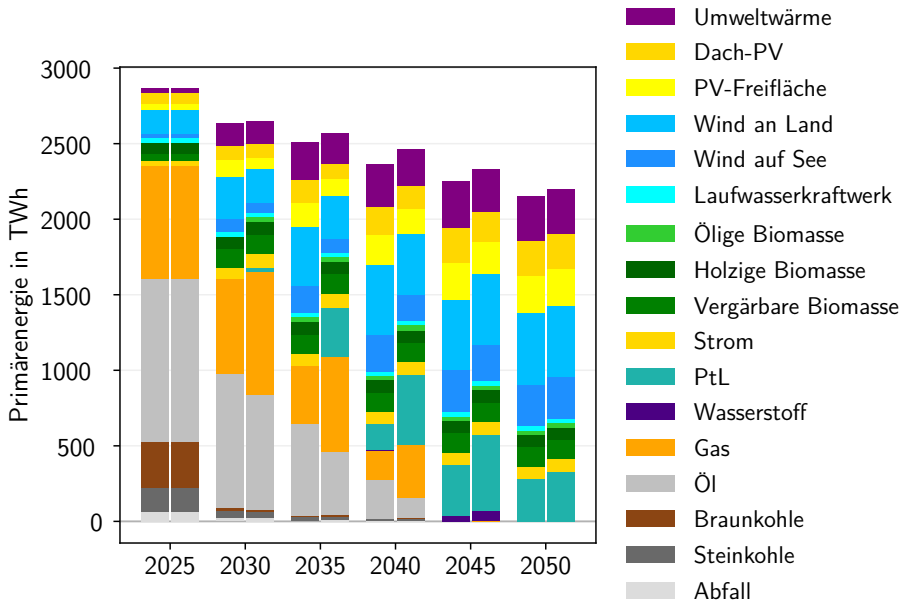


Abbildung 3.66: Bereitstellung der Primärenergie bei verzögerter Energiewende im Vergleich (rechte Säulen) im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario (links)

Die Importe von PtL-Produkten führen insgesamt zu einem deutlichen Anstieg der Kosten für den Import von Energieträgern. 2035 liegen die Kosten für den Import von Energieträgern mit 110 Mrd. € deutlich über dem Niveau im Stützjahr 2025 und doppelt so hoch wie im gleichen Stützjahr des *SCOPE-Basis*-Szenario. Dem gegenüber stehen Einsparungen bei den Komponentenkosten, weil die Investitionen nach hinten verlagert werden. Die Einsparungen beziehen sich allerdings vor allem auf die Annuitäten. Der Investitionsbedarf wird zwar insgesamt nach hinten geschoben, verändert sich in Summe über den Modellierungszeitraum bis 2050 aber nur geringfügig, weil bis 2050 viele Investitionen nachgeholt werden, die eigentlich schon bis 2045 notwendig gewesen wären.

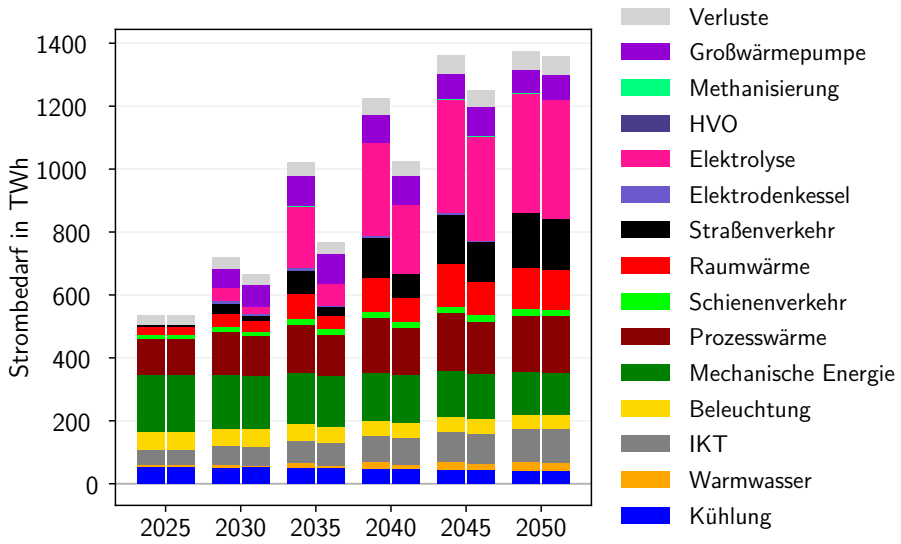


Abbildung 3.67: Strombedarf bei verzögerter Energiewende (rechte Säulen) im Vergleich zum deutschen Basis-Szenario (links)

Bis 2050 führt die modellierte Verzögerung der Energiewende zu Mehrkosten in Höhe von 430 Mrd. €, was einem Anstieg der modellierten Systemkosten um 12 % entspricht.
Die Stromnutzung steigt durch den verzögerten Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich langsamer an. Insbesondere im Jahr 2035 ist der Unterschied trotz der Verzögerung um nur 5 Jahre zwischen den beiden Szenarien groß. Der Strombedarf geht um 250 TWh bzw. 24,8 % zurück. Davon gehen 113 TWh (-35 %) auf die Verzögerung bei der direkten Elektrifizierung und 125 TWh (-64 %) auf den geringeren Strombedarf der Elektrolyse zurück. Gegen Ende der modellierten Transformationspfade nähern sich die beiden Systeme wieder an. Der Strombedarf ist auf einem ähnlichen Niveau (-1 %), die Elektrifizierung in den Bereichen Raumwärme und Straßenverkehr ist hingegen noch etwas niedriger (Strombedarf -3,5 %). Dies liegt daran, dass der Ausbau der Erneuerbaren im *SCOPE-Basis*-Szenario bis 2045 stattfindet und anschließend konstant bleibt, während die Elektrifizierung auch im *SCOPE-Basis*-Szenario noch bis 2050 stattfindet.

Verzögerte Energiewende *Europa-Basis*-Szenario

Szenario Verzögerte Energiewende Europa

Verzögerung der Energiewende im Deutschland-Knoten im Europa-Szenario

- Installierte Leistung der erneuerbaren Energien um 5 Jahre verzögert.
- Elektrifizierung in den drei Bereichen Raumwärme, Straßenverkehr und Prozesswärme um fünf Jahre verzögert.
- Keine Anpassungen in restlichen Europaknoten gegenüber dem *Europa-Basis*-Szenario.

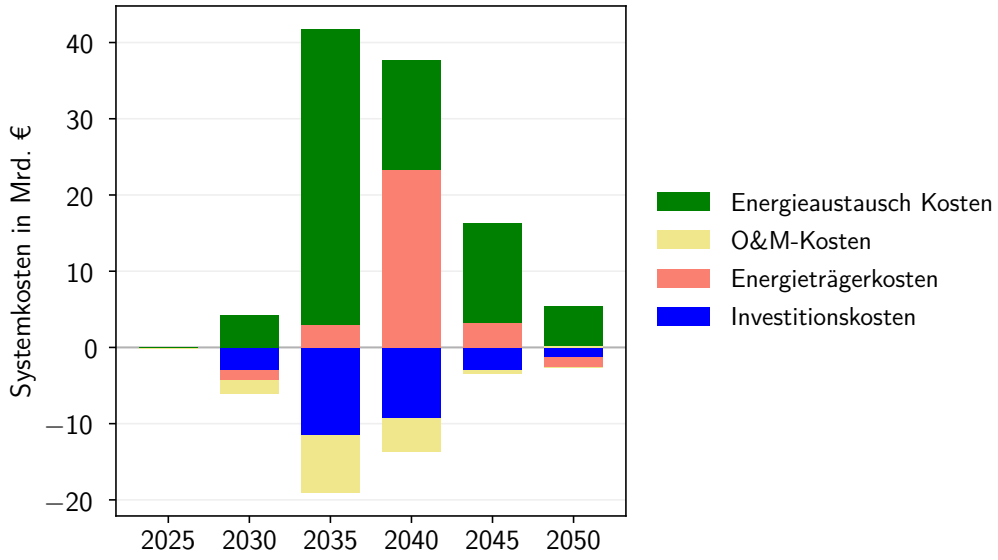


Abbildung 3.68: Veränderung der Gesamtkosten und Kostentypen bei einer Verzögerung der Energiewende in Deutschland im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario

Analog zum Abschnitt Verzögerte Energiewende *SCOPE-Basis*-Szenario wird im folgenden Abschnitt eine Verzögerung der Energiewende in Deutschland – hier allerdings eingebettet ins Europäische Energiesystem – untersucht, um die Einflüsse auf den Energieaustausch mit Nachbarländern und deren Energiesysteme besser beurteilen zu können. Wie in Abbildung 3.68 und Abbildung 3.69 zu sehen, führt ähnlich wie in Abschnitt 3.14 auch die hier modellierte Verzögerung zwischen 2025 und 2050 zu Einsparungen bei den Investitions- und O&M-Kosten für erneuerbare Energien und Kraftwerke in Höhe von 204 Mrd. €. Diese Einsparungen werden jedoch deutlich durch die zusätzlich erforderlichen Ausgaben für Energieimporte übertroffen, insbesondere aus dem europäischen Ausland mit 137 Mrd. €, sowie aus anderen Ländern Europas mit weiteren 368 Mrd. € (Methodik Energieaustauschkosten siehe Abschnitt 4.3.2).

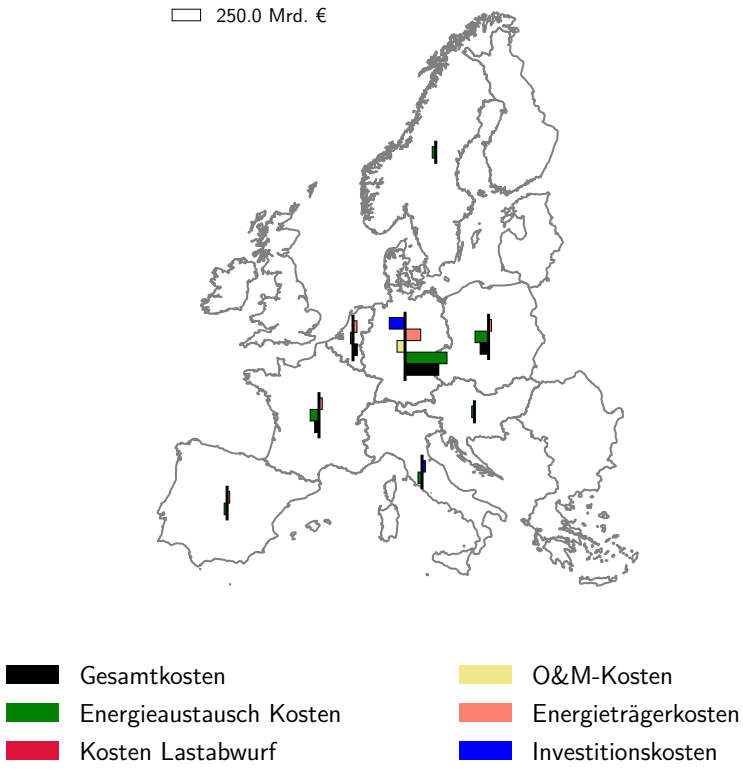


Abbildung 3.69: Veränderung der Systemkosten und Kostentypen pro Knoten bei einer Verzögerung der Energiewende in Deutschland zwischen 2025 und 2050 im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario.

Insgesamt zeigt sich damit, dass auch die modellierte Verzögerung der Energiewende im europäischen Energiesystem vor allem Deutschland selbst belastet. Über den Zeitraum von 2025 bis 2050 entstehen zusätzliche Gesamtkosten in Höhe von 296 Mrd. €. Die hier auftretenden Mehrkosten liegen unterhalb der Mehrkosten in Abschnitt 3.14, da das europäische Gesamtsystem eine höhere Flexibilität birgt, die verzögerte Energiewende in Deutschland abzupuffern. Wie in Abbildung 3.70 zu sehen, nimmt gegenüber dem *Europa-Basis*-Szenario die Importabhängigkeit Deutschlands durch die modellierte Verzögerung weiter zu. Im Betrachtungszeitraum importiert Deutschland kumuliert 3252 TWh mehr Erd- und Biogas, 634 TWh mehr Strom, 1100 TWh mehr fossiles Öl und PtL-Kraftstoffe sowie 460 TWh mehr Wasserstoff aus Nachbarknoten und aus Ländern außerhalb Europas. Die größte Abweichung gegenüber dem *Europa-Basis*-Szenario tritt im Stützjahr 2035 auf, in dem insgesamt 410 TWh mehr Energieträger importiert werden.

Darüber hinaus wirkt sich die Verzögerung der Energiewende in Deutschland auch auf angrenzende Knoten aus und verändert dort die optimale Systemauslegung. So kann der Knoten PL/CZ/SK beispielsweise weniger Strom aus Deutschland importieren und kompensiert dies durch höhere Uranimporte, um die vorhandenen Kernkraftwerke stärker auszulasten. Gleichzeitig muss der Knoten zur Einhaltung seiner CO_2-Ziele statt günstigerer, energetisch weniger

wertvoller Kohle verstärkt Gas importieren, das zwar teurer ist, jedoch einen höheren Energiegehalt aufweist.

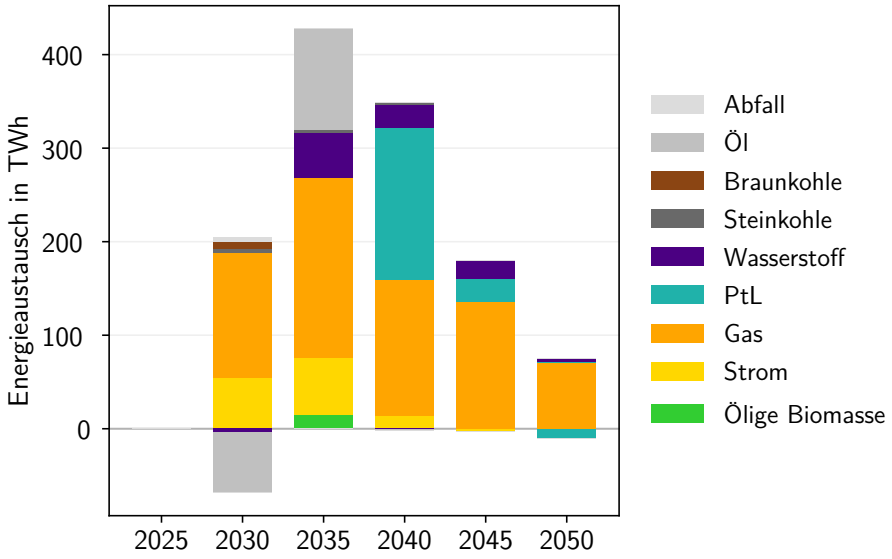


Abbildung 3.70: Veränderung des Energieimporte und Energieaustauschmengen mit Nachbarknoten bei verzögerter Energiewende in Deutschland im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario

Verzögerte Elektrifizierung

Szenario Verzögerte Elektrifizierung

- Elektrifizierung in den drei Bereichen Raumwärme, Straßenverkehr und Prozesswärme um fünf Jahre gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario verzögert.

Im Vergleich zum Szenario verzögerte Energiewende ist nun der Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb der im *SCOPE-Basis*-Szenario vorgegebenen Korridore möglich. Die sinkenden Strombedarfe durch die fehlende Elektrifizierung in den drei Bereichen Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme werden teilweise durch höhere Strombedarfe von Elektrolyse und Großwärmepumpen kompensiert. Der zusätzliche Wasserstoff wird für die Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt, aber auch über Methanisierung und Fischer Tropsch in andere Energieträger gewandelt. Der zusätzlich heimisch produzierte Wasserstoff alleine kann die Elektrifizierung nicht ausgleichen. Es sind insbesondere für den Straßenverkehr zusätzlich Importe von PtL-Produkten notwendig. Diese führen zu den hohen Mehrkosten für den Import von Energieträgern, die auch die Kostenänderung für das gesamte Szenario bestimmen.
Der geringere Strombedarf führt zu einem leichten Rückgang in der installierten Leistung der erneuerbaren Energien, die installierten Leistungen sind ab 2045 aber weiterhin über den Zielen im EEG.

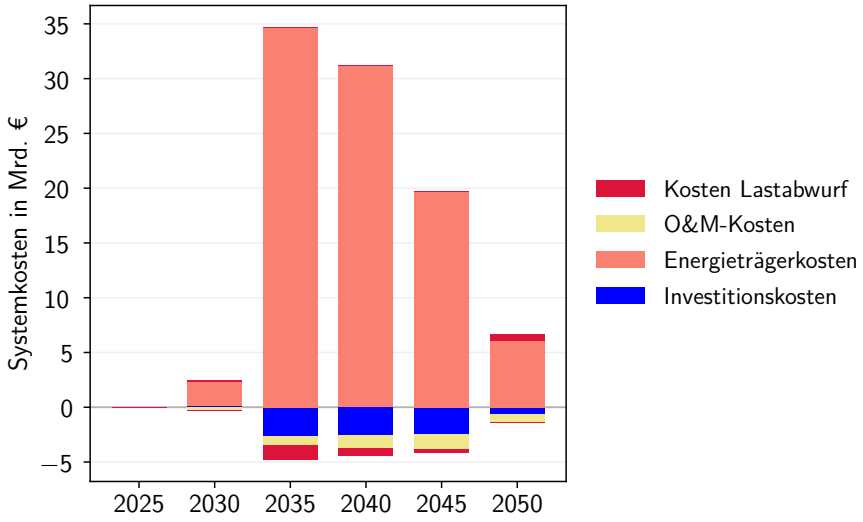


Abbildung 3.71: Veränderung der modellierten Systemkosten bei verzögerter Elektrifizierung im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario

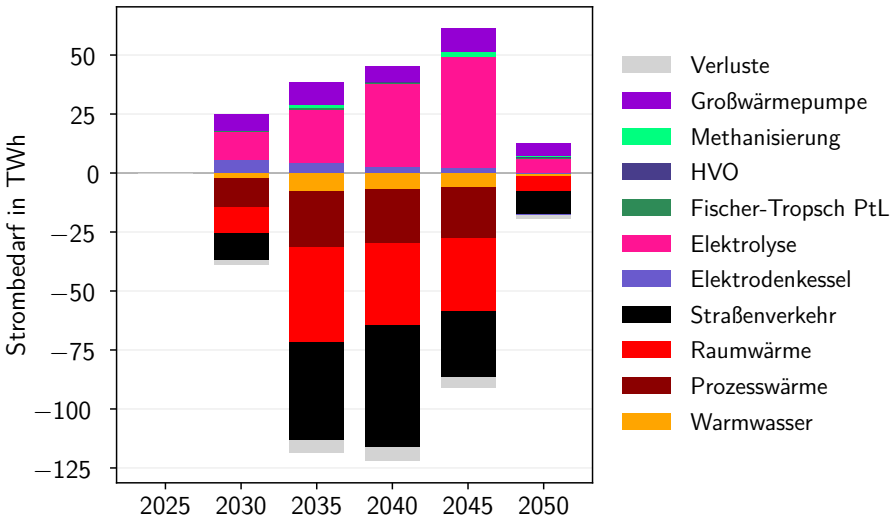


Abbildung 3.72: Veränderung des Strombedarfs bei verzögerter Elektrifizierung im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario

Verzögerter Ausbau erneuerbarer Energien

Szenario Verzögerter Ausbau erneuerbarer Energien

- Ausbau der erneuerbaren Energien Wind an Land, Wind auf See, Dach-PV und Freiflächen-PV wird um 5 Jahre gegenüber den *SCOPE-Basis*-Szenario verzögert. Für das Jahr 2030 wird der Zubau halbiert.

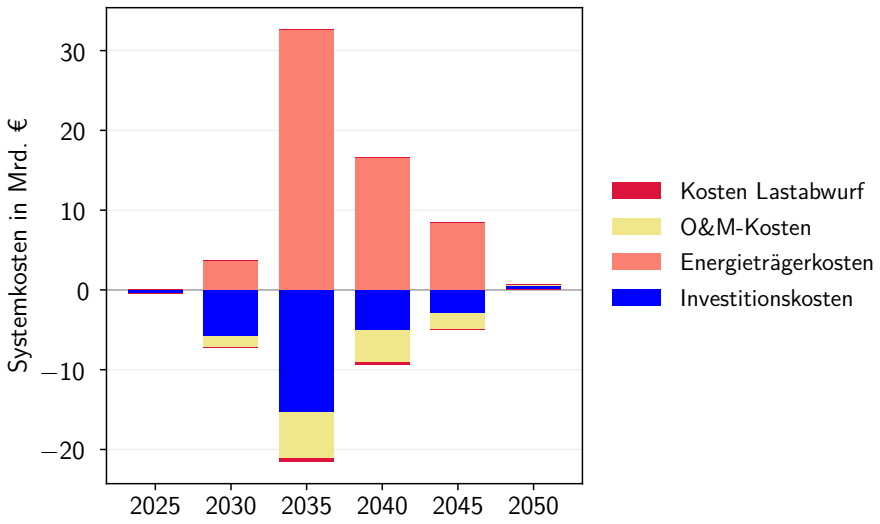


Abbildung 3.73: Veränderung der modellierten Systemkosten bei verzögertem Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario

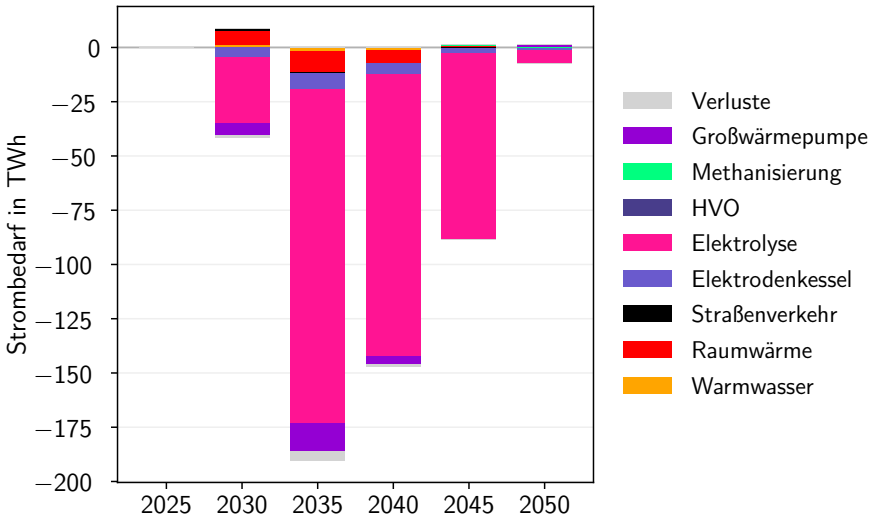


Abbildung 3.74: Veränderung des Strombedarfs bei verzögertem Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario

Eine Verzögerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien führt zu einem deutlichen Rückgang der verfügbaren Strommenge. Dieser Rückgang hat allerdings nur geringen Einfluss auf die Elektrifizierung, sondern wird durch weniger heimische Elektrolyse ausgeglichen. Der Ausbau der Elektrolyse findet insbesondere bis 2035 deutlich langsamer statt. Die installierte Leistung erreicht aber 2050 wieder ein ähnliches Niveau wie im *SCOPE-Basis*-Szenario. Auch in diesem Szenario ermöglicht der Import von PtL-Produkten und der geringere Import von fossilem Öl bis einschließlich 2040 höhere Importe von fossilem Erdgas. Dieses Erdgas ersetzt den fehlenden heimischen Wasserstoff. Im Stützjahr 2045 wird zudem mehr Wasserstoff importiert. Ab 2050 ist die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien wieder identisch zum *SCOPE-Basis*-Szenario, weil zwischen 2045 und 2050 kein weiterer Zubau stattfindet. Die Mehrkosten belaufen sich über den Transformationspfad auf 92 Mrd. €. Einsparungen bei den Investitions- und Betriebskosten in Höhe von 211 Mrd. € stehen höhere Importkosten von 303 Mrd. € gegenüber.

Verzögerte Elektrifizierung Straßenverkehr

Szenario Verzögerte Elektrifizierung Straßenverkehr

- Elektrifizierung des Straßenverkehrs wird um 5 Jahre gegenüber den *SCOPE-Basis*-Szenario verzögert. Für das Jahr 2030 wird die Elektrifizierungsrate halbiert.

Von den drei Sektoren Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme hat eine Verzögerung im Straßenverkehr den größten Einfluss auf die modellierten Systemkosten. Die Verzögerung um fünf Jahre bedeutet hier Mehrkosten von 275 Mrd. €. Die zusätzlichen Kosten ergeben sich primär durch höhere Importkosten. Anstelle batterieelektrischer Fahrzeuge werden weiterhin Verbrennerfahrzeuge eingesetzt. Dies wirkt sich in zweifacher Hinsicht kostentreibend aus. Erstens ist die Energieeffizienz von Verbrennerfahrzeugen deutlich geringer, sodass zur Deckung des gleichen Mobilitätsbedarfs mehr Endenergie erforderlich ist. Im Stützjahr 2040 steigt der Endenergiebedarf dadurch um mehr als 120 TWh, was einem Plus von mehr als 40% im Verkehrssektor bedeutet. Zweitens liegen die Kosten der benötigten PtL-Produkte deutlich über den Strombezugskosten batterieelektrischer Fahrzeuge. Dieser Effekt kann noch verstärkt werden, wenn das Flexibilisierungspotential beim Laden genutzt wird, weil die Strombezugskosten durch das flexible Laden weiter sinken könnten.
Die hohen Mehrkosten sind teilweise durch die Szenariodefinition bedingt. Im Gegensatz zum *Verzögerung Raumwärme*-Szenario wird die Elektrifizierung des Straßenverkehrs vollständig verzögert. In der Raumwärme hingegen betrifft die Verzögerung lediglich die dezentrale Wärmepumpen, während die Elektrifizierungsoptionen in der Fernwärme bestehen bleiben. Anders als in der Prozesswärme treten im Straßenverkehr zudem keine nennenswerten Ausweich- oder Substitutionseffekte auf. Dadurch wirkt die Verzögerung hier unmittelbar und in vollem Umfang auf die Systemkosten.

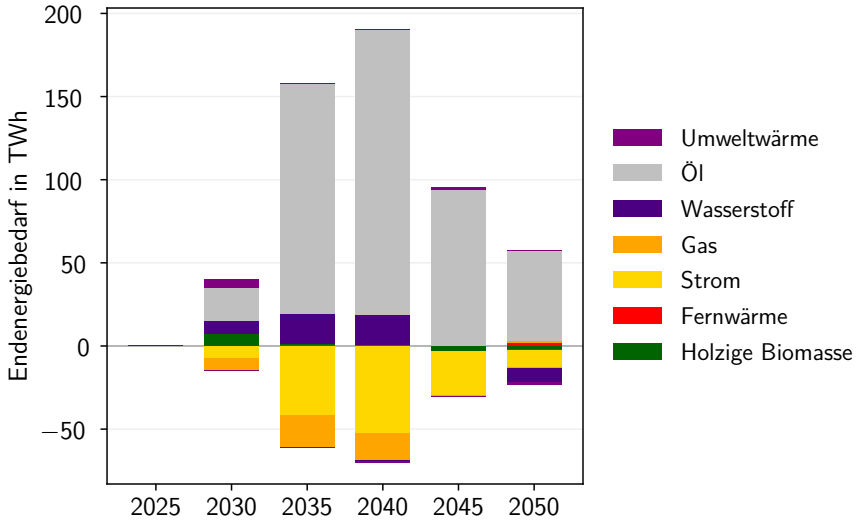


Abbildung 3.75: Veränderung der Endenergiebedarfe bei verzögerter Elektrifizierung des Straßenverkehrs im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario

Verzögerte Elektrifizierung Raumwärme

Szenario Verzögerter Ausbau erneuerbarer Energien

- Elektrifizierung der Raumwärme wird gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario um 5 Jahre verzögert. Für das Jahr 2030 wird die Elektrifizierungsrate halbiert.

Die Verzögerung beim Ausbau der dezentralen Wärmepumpen wird im Modell durch einen verlängerten Einsatz von Gasthermen kompensiert. Der Erdgasbedarf liegt dadurch 2040 ca. 100 TWh höher als im *SCOPE-Basis*-Szenario. Bei den Importen kommt es zu einer Verschiebung von fossilem Öl zu CO_2-freien PtL-Produkten, sodass mehr fossiles Erdgas importiert werden kann.

Der geringere Strombedarf infolge des verzögerten Wärmepumpenausbaus wird teilweise durch höhere Elektrolyseleistungen ausgeglichen. Insgesamt weist die Veränderung des Strombedarfs ein ausgeprägt saisonales Profil auf. In den Sommermonaten sind die Abweichungen gering und liegen bei maximal einer TWh pro Monat, was rund 1-2 % entspricht. Im Februar hingegen sinkt der Strombedarf um mehr als 9 TWh beziehungsweise etwa 9 %. Pro Tag können die Abweichungen noch deutlich größer ausfallen.

Aufgrund des höheren Bedarfs von Gas für die Bereitstellung von Raumwärme ersetzt Wasserstoff in der Prozesswärme fossiles Gas. Im Stützjahr 2045 wird zusätzliches Gas über Methanisierung bereitgestellt, um den verbleibenden Gasbedarf im Wärmesektor zu decken.

Durch den geringen Strombedarf der Wärmepumpen reduziert sich die maximale Residuallast und dementsprechend auch die erforderliche Kraftwerkskapazität. Im Stützjahr 2045 werden bei Verwendung des Wetterjahrs 2012 rund 20 GW weniger Kraftwerksleistung benötigt als

im *SCOPE-Basis*-Szenario. Bei Verwendung der Wetterjahre 2011, 2013 und 2014 fällt der Rückgang der Kraftwerksleistung absolut gesehen geringer aus.
Zwischen 2035 und 2045 sinken die Strombezugskosten der Wärmepumpe im *Verzögerung Raumwärme*-Szenario deutlich. Die Mehrkosten des Szenarios resultieren dennoch aus höheren Importen von Energieträgern. Dem stehen Einsparungen bei den Investitionen und Betriebskosten von vor allem Kraftwerken gegenüber, sodass sich insgesamt ein Anstieg der Kosten von 63 Mrd. € gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario ergibt. Das Szenario liegt damit im Vergleich mit den anderen Wetterjahren im unteren Bereich. In den Szenarien mit den Wetterjahren 2011 bis 2014 ergeben sich durch verzögerte Elektrifizierung der Raumwärme Mehrkosten, die zwischen 60 und 115 Mrd. € liegen.

Verzögerte Elektrifizierung Prozesswärme

Szenario Verzögerte Elektrifizierung Prozesswärme

- Elektrifizierung der Prozesswärme wird gegenüber dem *SCOPE-Basis*-Szenario um 5 Jahre verzögert. Neben der direkten Elektrifizierung fällt hierunter auch der Einsatz von grünem Wasserstoff. Für das Jahr 2030 wird der Zubau halbiert.

Die Verzögerung der Elektrifizierung in der Prozesswärme beeinflusst sowohl die direkte Elektrifizierung als auch den Einsatz von grünem Wasserstoff. In diesem Fall wird die Prozesswärme weiterhin überwiegend durch Erdgas bereitgestellt. Der Gesamteffekt auf das Energiesystem bleibt jedoch vergleichsweise gering. Ursache ist die im Modell angenommene Substituierbarkeit von Wasserstoff und Erdgas sowohl in der Prozesswärme als auch in den H_2/CH_4-Kraftwerken, die im Laufe der Transformation die reinen Gaskraftwerke verdrängen. Beide Energieträger können dort flexibel gegeneinander ausgetauscht werden.
Durch die verzögerte Nutzung von Wasserstoff in der Prozesswärme verschiebt sich dessen Einsatz Richtung Kraftwerkssektor. Allerdings kann der nun zusätzlich verfügbare Wasserstoff nicht vollständig in den Kraftwerken genutzt werden. Insbesondere in den Stützjahren 2035 und 2040 wird daher ein Teil des nicht andersweitig nutzbaren Wasserstoffs methanisiert. Das erzeugte synthetische Methan wird anschließend in der Prozesswärme eingesetzt.
Dieses Ergebnis ist teilweise als modellendogene Ausgleichsreaktion auf die exogen vorgegebene Verzögerung der Elektrifizierung in der Prozesswärme zurückzuführen. Die Nutzung von synthetischem Methan stellt keine präferierte Transformationsoption dar, sondern ermöglicht im Modell eine CO_2-freie Versorgung der Prozesswärme trotz verzögerter Wasserstoffnutzung. Gleichzeitig verdeutlicht das Ergebnis die strukturelle Notwendigkeit einer schnellen und umfassenden Dekarbonisierung der Prozesswärme.

Die zusätzlichen Systemkosten entstehen vor allem durch die geringere Effizienz und die zusätzlichen Komponentenkosten der Umwandlungskette von Wasserstoff zu synthetischem Methan sowie durch erhöhte Importbedarfe. Die insgesamt, im Vergleich zu den anderen Verzögerungsszenarien, moderaten Mehrkosten von 29 Mrd. € setzen voraus, dass der nicht in der Prozesswärme eingesetzte heimische Wasserstoff in erheblichem Umfang in Kraftwerken genutzt werden kann. Ohne diese Ausweichmöglichkeit würden die Systemkosten durch weiter steigende Importbedarfe stärker ansteigen.

Einfluss der Verzögerung auf den Netzausbau

Netzinfrastukturen werden in der Modellierung abgesehen von den Übertragungsleistungen zwischen den modellierten Regionen nicht betrachtet. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich der grundsätzliche Netzausbaubedarf durch die betrachteten Verzögerungsszenarien nicht wesentlich verändert. Im Endjahr der Modellierung 2050 unterscheiden sich die Energiesysteme der Szenarien mit verzögertem Ausbau nur geringfügig im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario. Bei den erneuerbaren Energien und der Elektrifizierung in den Bereichen Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme werden vergleichbare Ausbauzustände erreicht und es unterscheidet sich lediglich der Zeitpunkt, zu dem diese Zustände erreicht werden.
Die gesamten Netzausbaukosten werden auf rund 700 Mrd. € geschätzt, wovon etwa 155 Mrd. € bereits dem Ausbau der Offshore-Windenergie zuzurechnen sind [Probst u. a. 2024]. Selbst wenn ein langsamerer Transformationspfad zu einer zeitlichen Streckung des Netzausbaus führen sollte, könnten dadurch die zusätzlichen Systemkosten von bis zu 430 Mrd. € nicht kompensiert werden.

Implikationen einer Verzögerung

Die Verzögerung der Elektrifizierung im Straßenverkehr, in der Raumwärme und in der Prozesswärme sowie beim Ausbau der EE und insbesondere die kombinierte Verzögerung dieser Bereiche führt zu einem deutlichen Anstieg der Systemkosten. Ursache hierfür sind vor allem steigende Importkosten für klimaneutrale Energieträger. Diese werden in größerem Umfang und zu einem früheren Zeitpunkt benötigt, um den höheren Energiebedarf zu decken, der durch die verzögerte Elektrifizierung und die damit verbundene Nutzung weniger effizienter, molekülbasierter Energieträger entsteht. Zusätzlich reduziert ein verzögerter Ausbau erneuerbarer Energien die Verfügbarkeit kostengünstigen heimischen Stroms.
Fehlt die Bereitschaft, die höheren Kosten klimaneutraler Energieträger zu tragen oder bestehen keine ausreichend starken Anreize zur Treibhausgasminderung, führen Verzögerungen in diesen zentralen Bereichen der Energiewende mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Verfehlung der Klimaziele (KSG 2021).

Perspektiven aus dem Sounding Board zum Thema „Verzögerung“

Sounding Board: Erreichbarkeit der EE-Ausbau-Ziele

Die Erreichbarkeit der EE-Ausbauziele bis 2040 schätzte man in den Akteursgruppen Wirtschaft und Wissenschaft eher pessimistisch ein, während man sich in den Akteursgruppen Politik und Zivilgesellschaft eher optimistisch positionierte. Eine zentrale Herausforderung, die von allen Akteursgruppen betont wurde, war die Netzanbindung, insbesondere in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie offshore. Auch beim Ausbau von Wind onshore führten Akteure aus dem Bereich Wirtschaft Netzanbindungsprobleme an. Vor allem bürokratische Hürden, etwa in Planungs- und Genehmigungsverfahren, wurden in der Akteursgruppe Wirtschaft bemängelt. Dazu kämen fehlende Finanzierbarkeit und Stabilität in den Rahmenbedingungen. In Bezug auf die Finanzierbarkeit merkte man in der Akteursgruppe Wissenschaft auch den Einfluss der EE-Marktgestaltung auf Investitionsanreize an. Zudem wurde Fachkräftemangel als Ausbauhemmnis identifiziert; in der Akteursgruppe Politik im Bereich Windenergie offshore; in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft im Bereich Windenergie onshore und in den Akteursgruppen Zivilgesellschaft und Politik im Bereich Photovoltaik.
Beim Wind-Ausbau betonte man in der Akteursgruppe Politik zukünftige Ausbaupotentiale, die mit Effizienzsteigerung und Repowering alter Anlagen einhergingen. Gleichzeitig verwies man in der Akteursgruppe Politik auf Ausbauhemmnisse durch Verschattung und Flächenkonflikte in Kommunen. Insbesondere beim Ausbau der Windenergie onshore gaben Akteure aus den Bereichen Politik und Wissenschaft Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung als Herausforderung an.
Neben diesen Herausforderungen wurden auch einige Potentiale im Rahmen des EE-Ausbaus aufgezeigt, schwerpunktmäßig im PV-Bereich. Zunächst verwies man beim Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft auf mögliche Chancen für den Naturschutz durch die Weiternutzung ehemaliger landwirtschaftlicher Flächen. Des Weiteren könne Überschussstrom ein mögliches Potential für saisonale Speicherung in der Wasserstofferzeugung darstellen. Beim Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen führte man in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft darüber hinaus Wertschöpfungspotentiale für Bürgerinnen und Bürger an.

Sounding Board: Elektrifizierung der Gebäudewärme

Den Elektrifizierungsgrad im Bereich Gebäudewärme bis 2035 schätzten die Akteure des Sounding Boards mehrheitlich eher vorsichtig optimistisch ein. In der Akteursgruppe Politik betonte man die Rolle von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern und verwies auf eine größere Bedeutung von Fernwärme, sowohl in Reihen- und Mehrfamilienhäusern, als auch in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte. Als positive Randbedingungen für die Elektrifizierung der Gebäudewärme wurden in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft der EE-Ausbau und steigende CO_2-Preise genannt. Die größte Herausforderung, die von Akteuren aus Wirtschaft, Politik

und Zivilgesellschaft benannt wurde, war die Sanierungsrate der Bestandsgebäude: Die aktuellen Sanierungsraten bei Bestandsgebäuden seien insgesamt zu niedrig. Zusätzlich wurde der Fachkräftemangel als Hemmnis in den Akteursgruppen Politik, Wirtschaft und Wissenschaft identifiziert. Auch der Ausbau der Verteilnetze wurde in den Akteursgruppen Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft als Herausforderung erwähnt. Darüber hinaus benannte man politische Unsicherheit in der Akteursgruppe Wissenschaft als Elektrifizierungs-Hemmnis.

Sounding Board: Elektrifizierung des Straßenverkehrs

In der Diskussion zur Elektrifizierung des Straßenverkehrs schätzte die Mehrheit der Akteure des Sounding Boards den Marktanteil neu zugelassener E-Autos bis 2035 als mittel bis hoch ein. Steigende Kraftstoffpreise wurden in den Akteursgruppen Wissenschaft und Politik als Treiber für die Elektrifizierung des Straßenverkehrs identifiziert. Auch steigende Reichweiten führte man in der Akteursgruppe Wirtschaft als Push-Faktor an. In der Akteursgruppe Wissenschaft verwies man unter anderem darauf, dass die Situation von Privathaushalten mit Photovoltaik-Dachanlagen, die von ihrer eigenen PV-Strom-basierten Ladequelle für ihre E-Autos profitierten, besonders wirtschaftlich sei. Auch bei Carsharing- Modellen und Unternehmensflotten wurde in der Akteursgruppe Wirtschaft ein hohes Elektrifizierungs-Potential gesehen. In der Akteursgruppe Wissenschaft hinterfragte man, ob die Ladeinfrastruktur unabhängig von den privaten Gegebenheiten für alle E-Auto-Nutzende erreichbar und wirtschaftlich sei. Insbesondere Unterschiede in der Ladeinfrastruktur zwischen städtischen und ländlichen Räumen wurden in der Akteursgruppe Wirtschaft angeführt.

Kernaussagen: Implikationen verzögerter Transformationspfade

- Eine **Verzögerung zentraler Transformationsprozesse um fünf Jahre führt** in allen betrachteten Szenarien **zu deutlichen Mehrkosten** im modellierten Energiesystem. Untersucht wurden Verzögerungen bei der Elektrifizierung der Raumwärme, der Prozesswärme, des Straßenverkehrs sowie beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Besonders stark steigen die modellierten Systemkosten, wenn die Energiewende insgesamt verzögert wird; in diesem Fall entstehen bis 2050 zusätzliche Kosten in Höhe von 430 Mrd. Euro, was einem Anstieg von rund 12 % entspricht.
- Die **Hauptursache für die Mehrkosten sind deutlich höhere Energieimporte** im Vergleich zum *SCOPE-Basis*-Szenario. Bei Betrachtung des deutschen Energiesystems fallen diese insbesondere für den Import von von PtL-Produkten an, im *Verzögerung Energiewende Europa*-Szenario auch für (Bio-)Methan und Strom. Einsparungen durch zeitlich verschobene Investitionen können diese zusätzlichen Importkosten nicht kompensieren, da ein Großteil der Investitionen bis 2050 nachgeholt wird. Die Verzögerung führt daher nicht zu strukturellen Einsparungen, sondern vor allem zu einer Verschiebung von Investitionen bei gleichzeitig steigenden Importkosten und steigender Importabhängigkeit.
- Besonders kostenintensiv ist eine **verzögerte Elektrifizierung des Straßenverkehrs**. Sie **verursacht Mehrkosten von rund 275 Mrd. Euro**, da mehr ineffiziente Verbrennerfahrzeuge genutzt werden und teure PtL-Kraftstoffe importiert werden müssen, um die jährlich modellierten CO_2-Ziele zu erfüllen. Auch eine Verzögerung bei der Elektrifizierung der Raumwärme führt zu deutlichen Mehrkosten, die je nach verwendetem Wetterjahr zwischen 60 und 115 Mrd. € liegen.
- Im europäischen Kontext können Verzögerungen beim EE-Ausbau in Deutschland teilweise durch **zusätzliche Kapazitäten in den Nachbarländern** kompensiert werden, da diese auf den steigenden deutschen Importbedarf reagieren. Dennoch entstehen erhebliche Mehrkosten für Deutschland in Höhe von 296 Mrd. Euro bis 2050, verbunden mit einer deutlich steigenden Importabhängigkeit.
- Die **stärksten Kosteneffekte treten in der Mitte des Transformationspfads auf**, insbesondere um das Jahr 2040. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums nähern sich die Systeme strukturell wieder an und die jährlichen Mehrkosten sinken, weil dann auch die importierten Energieträgermengen im verzögerten Szenario zurückgehen.

Kernaussagen: Implikationen verzögerter Transformationspfade – Fortsetzung

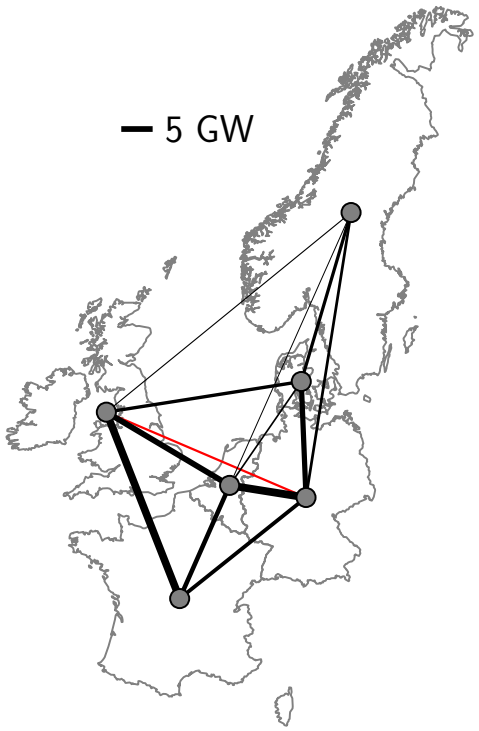
- Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass eine **hohe Transformationsgeschwindigkeit** nicht nur klimapolitisch, sondern auch **ökonomisch vorteilhaft** ist. Verzögerungen führen zu höheren modellierten Systemkosten, steigender Importabhängigkeit und einer ineffizienteren Systementwicklung.
- Ein **Anpassen der Geschwindigkeit**, also das Verlangsamen des EE-Ausbaus bei Verzögerung der Elektrifizierung der Bedarfssektoren, ist hingegen **ökonomisch nachteilhaft**, da die modellierten Systemkosten dadurch weiter ansteigen.
- Wenn klimaneutrale Energieträger nicht frühzeitig verfügbar sind oder aufgrund der höheren Kosten nicht genutzt werden, führen die Verzögerungen zu einem Verfehlen der modellierten Klimaschutzziele für die einzelnen Stützjahre.

3.15 Interkonnektoren in der Nordsee

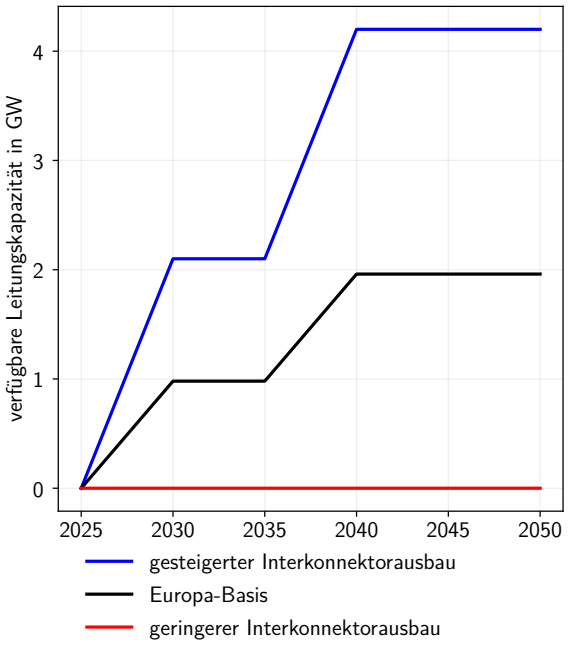
Modellierung: Interkonnektoren im Nordseeraum

Szenarien Interkonnektoren im Nordseeraum

- Variation der im *Europa-Basis*-Szenario zugebauten Stromnetzleitung zwischen Deutschland und dem England/Irland-Knoten in den Szenarien *geringerer Interkonnektorausbau* und *gesteigerter Interkonnektorausbau*.



(a) Übersicht der Knoten im Nordseeraum und prognostizierte Leitungskapazitäten aus [Ember 2026a] im *Europa-Basis*-Szenario für 2050. Der Interkonnektor, der in diesem Kapitel analysiert wird, ist in rot markiert.



(b) Verlauf der dem Modell zur Verfügung stehenden Leistung des Interkonnektors zwischen Deutschland und England/Irland im *Europa-Basis*-Szenario nach [Ember 2026a] und im *geringerer Interkonnektorausbau*-Szenario sowie im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, wird in diesem Modell angenommen, dass nur 70 % des in der Quelle prognostizierten Leistungsausbaus tatsächlich zur Verfügung stehen.

Abbildung 3.76: Modellierung des Interkonnektors zwischen dem Deutschland- und dem England/Irland-Knoten im Europa Szenario

Der Ausbau zusätzlicher Stromnetzverbindungen durch die Nordsee, sogenannter Interkonnektoren, wird derzeit vor allem in Verbindung mit einer hybriden Nutzung mit Offshore-Windenergieanlagen auch in Deutschland diskutiert [Bundesregierung 2026; TARCHON ENERGY 13.03.2026]. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel der Nutzen einer solchen

Leitung für Deutschland und Europa untersucht, indem die Leitungskapazität in Richtung Vereinigtes Königreich und Irland (siehe Abbildung 3.76 (a)) im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario variiert wird. Dazu werden in zwei Sensitivitätsrechnungen unterschiedliche Entwicklungen des Interkonnektors betrachtet: Im *geringerer Interkonnektorausbau*-Szenario wird die gebaute Leistung der Verbindung bis 2050 auf 0 GW skaliert, im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario auf 6 GW im Jahr 2050. Im *Europa-Basis*-Szenario steigt die gebaute Leistung bis 2050 auf 2,8 GW. Der hier angenommene Zubau an Leitungskapazität entspricht dem Zubau aus [Ember 2026a]. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, wird in diesem Modell angenommen, dass nur 70 % der gebauten Leistung tatsächlich zur Verfügung stehen (vgl. Annahme in [Übertragungsnetzbetreiber 2012]). Die in diesem Unterkapitel berichteten Zahlen und Abbildungen beziehen sich auf diese angenommene obere Schranke. Der sich aus dieser Annahme ergebende Verlauf der tatsächlich dem Modell zur Verfügung stehenden Leistung ist in Abbildung 3.76 (b) zu sehen.

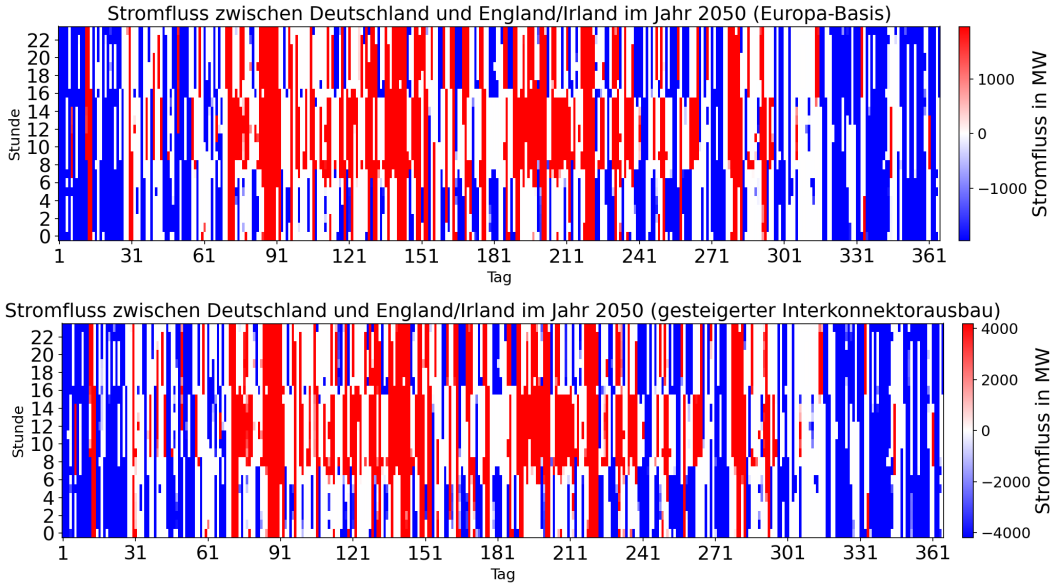
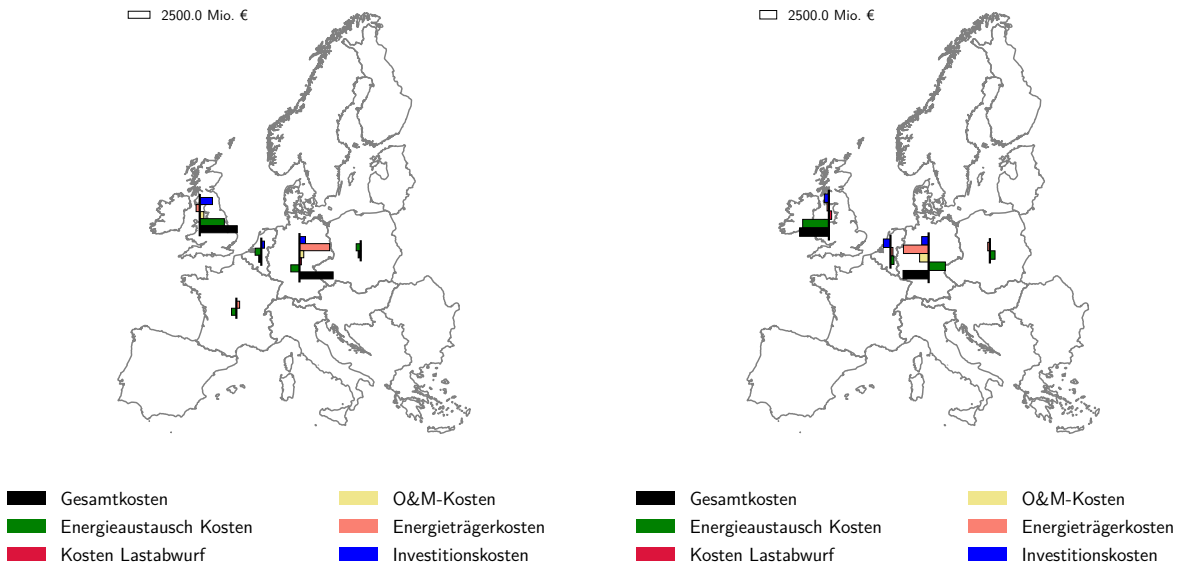


Abbildung 3.77: Stündlich aufgelöste Netzflüsse durch den Interkonnektor zwischen dem Deutschland und dem England/Irland-Knoten im *Europa-Basis*-Szenario (oben) und im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario (unten) im Jahr 2050.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzleitung im *Europa-Basis*-Szenario ebenso wie im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario im Jahr 2050 im Mittel zu rund 56 %[13] ausgelastet ist. Die Nutzung des Interkonnektors erfolgt in beiden Richtungen. Im *Europa-Basis*-Szenario exportiert Deutschland im Jahr 2050 insgesamt 4,3 TWh nach England/Irland und importiert im Gegenzug 5,1 TWh. Im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario steigt die ausgetauschte Energiemenge auf 9 TWh Export nach England/Irland beziehungsweise 10 TWh Import nach Deutschland. Dabei zeigt sich in beiden Szenarien ein stark saisonales Verhalten: Während der Sommermonate fließt der Strom überwiegend von Deutschland nach England, in den Wintermonaten erhält Deutschland zusätzlichen Strom aus England (siehe Abbildung 3.77).

[13] Bezogen auf die verfügbare Leistung.



(a) Kostendifferenz zwischen *Europa-Basis*-Szenario und *geringerer Interkonnektorausbau*-Szenario

(b) Kostendifferenz zwischen *Europa-Basis*-Szenario und *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario

Abbildung 3.78: Knotenscharfe Kostendifferenzen zwischen dem *Europa-Basis*-Szenario und den beiden Interkonnektor-Sensitivitätsszenarien. Verglichen werden die modellierten Systemkosten und einzelne Kostentypen. Balken nach rechts stellen zusätzliche Kosten dar, während Balken nach links Einsparungen markieren.

Abbildung 3.78 veranschaulicht den Einfluss der Variation der Interkonnektorleistung zwischen Deutschland und dem Knoten England/Irland auf die Kosten der europäischen Knoten im Modellierungszeitraum von 2025 bis 2050. Dargestellt sind sowohl die Veränderungen einzelner Kostentypen als auch die Veränderung der Gesamtkosten. Der Szenarienvergleich zeigt dabei auch Auswirkungen auf die Kostenverteilung in Knoten, die nicht direkt an den variierten Interkonnektor angeschlossen sind. Da sich die Unterschiede bei den einzelnen Kostentypen dort jedoch weitgehend gegenseitig aufheben, werden diese Effekte im Folgenden nicht näher betrachtet. Zuzüglich zu den innerhalb des Modells abgebildeten Kostentypen (Installationskosten, O&M-Kosten, Kosten für Importe aus dem Europäischen Ausland sowie Lastabwurfskosten) werden hier auch die nachträglich berechneten Kosten für den Energieaustausch zwischen einzelnen Knoten mit abgebildet (siehe Abschnitt 4.3.2).

Der Kostenvergleich macht deutlich, dass sowohl Deutschland als auch der Knoten England/Irland in ähnlichem Maße von einer direkten Stromnetzverbindung profitieren. Im *Europa-Basis*-Szenario erzielt Deutschland gegenüber dem *geringerer Interkonnektorausbau*-Szenario zwischen 2025 und 2050 Einsparungen von 3,9 Mrd. €, während die Einsparungen im Knoten England/Irland bei 4,3 Mrd. € liegen. Wird dieser gemeinsame Vorteil auf die im Jahr 2050 installierte Leitungskapazität des Interkonnektors normiert, ergeben sich Einsparungen von 2,92 Mrd. €/GW. Dieser Wert ist als Untergrenze zu verstehen, da die volle Leistung des Interkonnektors erst ab dem Jahr 2040 installiert ist (siehe Abbildung 3.76 (b)). Auch bei einem

zusätzlichen Ausbau des Interkonnektors im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario erzielen Deutschland und England/Irland im Vergleich zum *Europa-Basis*-Szenario Einsparungen in ähnlicher Größenordnung. Während in Deutschland der Interkonnektor-Ausbau zum größten Teil die nötigen Importe aus dem außereuropäischen Ausland reduziert, gewinnt der England/Irland-Knoten stärker bei Kosten für den innereuropäischen Energiehandel.
Um beurteilen zu können, ob sich der Bau eines Interkonnektors wirtschaftlich lohnt, müssen die Einsparungen den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt werden. Da für den Interkonnektorausbau nach England keine spezifischen Kosten bekannt sind, kann nur eine Abschätzung heran gezogen werden. Hierfür eignet sich die bereits gebaute Leitung *NordLink* von Deutschland nach Norwegen, welche eine vergleichbare Leitungslänge hat. Für eine Leistung von 1,4 GW wurden in dem Projekt 1,7 Mrd. € investiert [KfW 2026], was sich zu 1,2 Mrd. €/GW normiert. Da die konservativ abgeschätzten gemeinsamen Einsparungen eines Interkonnektorausbaus größer sind, lässt sich unter diesen Annahmen folgern, dass bei einer fairen Aufteilung der Ausbaukosten zwischen Deutschland und England/Irland alle beteiligten Länder von einem solchen Ausbau profitieren würden.

Kernaussagen Interkonnektoren in der Nordsee

- Ein **Interkonnektor** zwischen Deutschland und den britischen Inseln **bringt** deutliche **systemische Vorteile**: Die Leitung wird im *Europa-Basis*-Szenario wie auch im *gesteigerter Interkonnektorausbau*-Szenario 2050 im Mittel zu etwa 56 % genutzt, ermöglicht saisonalen Stromaustausch (Sommer: Export aus Deutschland, Winter: Import nach Deutschland) und **senkt die Kosten** der Energiewende sowohl für Deutschland als auch für England/Irland. Durch die zusätzliche Leitung muss Deutschland weniger PtL-Produkte importieren. England spart hauptsächlich beim innereuropäischen Stromimport.
- Der Ausbau erscheint wirtschaftlich sinnvoll: Gegenüber einem Szenario ohne Interkonnektor entstehen bis 2050 gemeinsame Einsparungen, die bei rund 2,92 Mrd. €/GW und damit über den abgeschätzten Netzausbaukosten von 1,2 Mrd. €/GW liegen, sodass bei fairer Kostenaufteilung **alle beteiligten Länder profitieren**.

3.16 Beschäftigungseffekte im Energiebereich

Modellierung: Beschäftigungseffekte im Energiebereich

Zur Abschätzung der Entwicklung der direkten Beschäftigung im Energiesektor wird die Anzahl der Stellen in Vollzeitäquivalent (VZÄ) anhand von Beschäftigungsfaktoren berechnet. Diese wurden aus [Ram u. a. 2022] und [Rutovitz, Dominish und Downes 2015] abgeleitet und modifiziert [Krenzel 2022]. Eine Übersicht der verwendeten Faktoren für die untersuchten Technologien ist in Tabelle 4.5 im Anhang dargestellt. Die Betrachtung der direkten Beschäftigung im Energiesektor erfolgt unter Berücksichtigung von Substitutionseffekten. Diese beschreiben die Verlagerung von Arbeitsplätzen zwischen unterschiedlichen Technologien infolge struktureller Veränderungen im Energiesystem. Konkret bezieht sich dies auf den Abbau von Beschäftigung in bestehenden Technologien und den gleichzeitigen Aufbau von Beschäftigung in alternativen Technologien [Becker u. a. 2021]. Die Berechnungsmethodik der direkten Beschäftigten in VZÄ wird im Anhang in Unterabschnitt 4.3.4 erläutert. Analysiert wird die Verteilung der Beschäftigung auf verschiedene Technologien und Tätigkeitsbereiche. Die benötigten VZÄ zur Umsetzung des Transformationspfads werden für das *SCOPE-Basis*-Szenario bestimmt und mit den Effekten des Szenarios *Verzögerung Energiewende* verglichen.

Szenario Berechnung von Arbeitsplätzen

- Berechnung der Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten mit Hilfe von modifizierten Beschäftigungsfaktoren aus der Literatur für verschiedene Technologien des Energiesystems.
- Die Betrachtung der direkten Beschäftigung im Energiesektor erfolgt unter Berücksichtigung von Substitutionseffekten.
- Vergleich der Beschäftigtenzahlen über den Transformationspfad in den Szenarien *SCOPE-Basis* und *Verzögerung Energiewende*

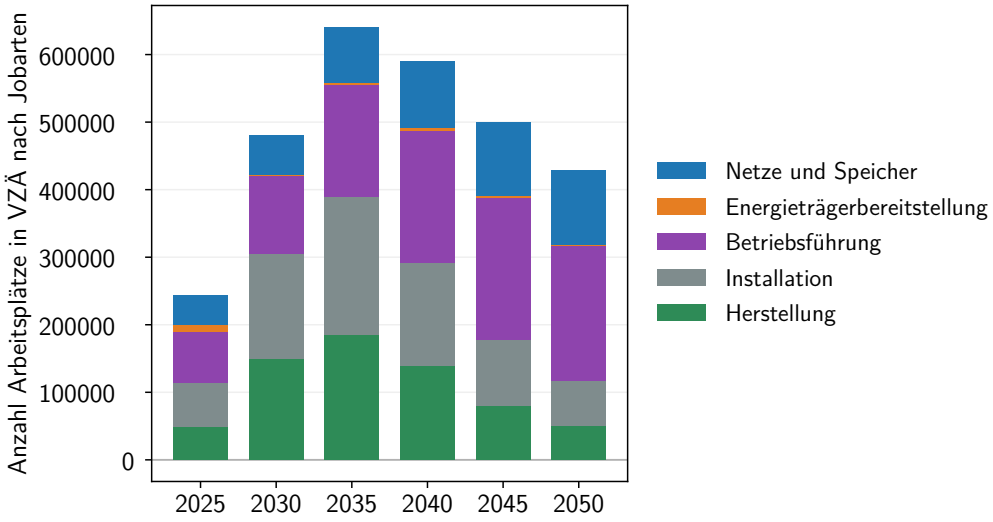


Abbildung 3.79: Direkte Beschäftigung im Energiesektor nach Beschäftigungsbereichen über den Transformationspfad in Vollzeitäquivalent)

Abbildung 3.79 zeigt die Entwicklung der Arbeitsplätze in VZÄ entlang des Transformationspfads im *SCOPE-Basis*. Der stärkste Anstieg an Beschäftigten erfolgt im Zeitraum zwischen 2025 und 2035. In dieser Phase ist insbesondere der Zubau von Komponenten im Bereich der erneuerbaren Energien, wie in Abbildung 3.47 dargestellt, am größten. Hinzu kommt die starke Zunahme an Beschäftigten bedingt durch den Zubau an Wärmepumpen und im Bereich Speicher und Netze.

Betrachtet man die Technologiebereiche, dargestellt im Anhang in Abbildung A.380, entfallen über den Transformationspfad dauerhaft zwischen 70 bis 75 % der Beschäftigten auf die Bereiche erneuerbare Energien sowie Speicher und Netze. Gleichzeitig führt der Kohleausstieg zu einem deutlichen Rückgang der Beschäftigung im Bereich Kraftwerke und fossile Energieträgergewinnung. Deren Anteil sinkt von 14 % im Jahr 2025 auf nur noch 3 % der Beschäftigten im Jahr 2030. Aufgrund des parallelen Ausbaus erneuerbarer Energien und damit verbundenen Anstiegs der gesamten Beschäftigung in VZÄ wirkt sich diese Substitution jedoch nicht negativ auf die Beschäftigtenzahlen aus. Der Anteil der Beschäftigten in VZÄ in Abhängigkeit von der Technologie ist in Tabelle A.347 dargestellt.

Die Entwicklung der Beschäftigten im *SCOPE-Basis*-Szenario wird in Abbildung 3.80 mit dem Szenario *Verzögerung Energiewende* verglichen. Der Beschäftigungsbereich Herstellung wird dabei nicht berücksichtigt. Zwar stellt dieser grundsätzlich ein potenzielles heimisches Beschäftigungsfeld dar, der Aufbau zukünftiger inländischer Produktionskapazitäten bleibt jedoch ungewiss. Daher wird der Bereich Herstellung im Folgenden nicht zum Vergleich der Beschäftigungseffekte zwischen den Szenarien mit einbezogen.

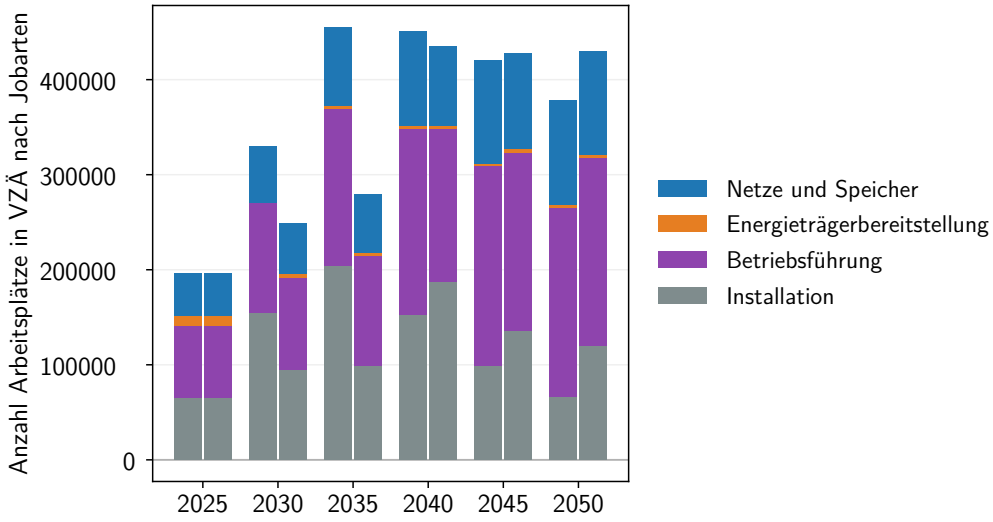


Abbildung 3.80: Beschäftigte in VZÄ nach Bereichen im Szenario *SCOPE-Basis* verglichen mit dem Szenario *Verzögerung Energiewende*

Im Vergleich zum Szenario *SCOPE-Basis* werden im Szenario *Verzögerung Energiewende* im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 deutlich weniger VZÄ im Bereich Installation benötigt. Ab 2040 steigt die Beschäftigung in diesem Bereich dafür sprunghaft an, erreicht jedoch nicht das Niveau der höchsten Beschäftigungsrate des *SCOPE-Basis*-Szenarios. Auch im Bereich Netze und Speicher sowie in der Betriebsführung ist über den Transformationspfad mit geringeren Beschäftigtenzahlen zu rechnen. Erst im Jahr 2050 gleichen sich diese an die Höhe des *SCOPE-Basis*-Szenarios an. Insgesamt entstehen im Falle einer verzögerten Energiewende in der ersten Hälfte des Transformationspfads rund 170.000 qualifizierte Arbeitsplätze in VZÄ weniger. Die Herausforderung, in kurzer Zeit ausreichend Fachkräfte für den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung der Gebäudewärme bereitzustellen, wird lediglich zeitlich verlagert, bleibt jedoch bestehen.

Um in einem transformierten Energiesystem nach 2050 die installierte Leistung der Komponenten aufrechtzuerhalten, sind – überschlägig auf Basis der angenommenen Lebensdauern der Komponenten – insgesamt etwa 525.000 VZÄ erforderlich. Wird der Bereich Herstellung nicht berücksichtigt, ergeben sich rund 420.000 dauerhaft notwendige Beschäftigte in Deutschland nach 2050 für die Aufrechterhaltung des transformierten Energiesystems.

Die Ergebnisse der Analyse eignen sich für einen qualitativen Vergleich zwischen unterschiedlichen Szenarien. Zudem zeigt sich, dass langfristig keine Abnahme der direkten Beschäftigung im Energiesektor infolge von Substitutionseffekten durch den Ausstieg aus fossilen Energieträgern und Kohleverstromung zu erwarten ist.

Indirekte Beschäftigungszahlen sowie induzierte volkswirtschaftliche Effekte, mit Ausnahme des Substitutionseffekts, werden nicht berücksichtigt. Darüber hinaus ist die Abschätzung von Effizienzgewinnen und Beschäftigungsfaktoren über einen Zeitraum von 25 Jahren in die Zukunft mit Unsicherheiten behaftet. Da nicht alle Technologien des Energiesektors abgebildet

sind und indirekte Beschäftigungseffekte im Rahmen der Analyse nicht untersucht werden, ist eine quantitative Validierung der Ergebnisse nur eingeschränkt möglich. Ein qualitativer Vergleich zwischen zwei Szenarien zeigt jedoch, dass die stärkste Dynamik der Beschäftigung in den Bereichen erneuerbare Energien, Speicher und Netze sowie der Elektrifizierung der Gebäudewärme zu erwarten ist. Diese Dynamik birgt sowohl Beschäftigungspotenziale und die Schaffung zusätzlicher Arbeitsplätze als auch einen notwendigen Anstieg des Fachkräftebedarfs, um den Transformationspfad im Energiesystem umzusetzen.

Kernaussagen: Modellierung Beschäftigungseffekte im Energiebereich

- Ausgehend vom Startjahr 2025 kommt es nahezu zu einer **Verdopplung der direkten Beschäftigten im Energiesektor bis 2050**. Dieses Beschäftigungspotential entsteht mit einer dauerhaften Perspektive, um den Betrieb und die installierten Leistungen im transformierten Energiesystem aufrecht zu erhalten.
- Der stärkste Beschäftigungsanstieg findet bei den höchsten Zubauraten der erneuerbaren Energien im Zeitraum von 2030 bis 2040 statt. Im Basisszenario liegt das Beschäftigungspotential im Vergleich zur verzögerten Energiewende um rund 170.000 Vollzeitäquivalente höher.
- Die Arbeitsplätze in den Bereichen erneuerbare Energien sowie Netze und Speicher machen ab 2050 mehr als 85 % aller Beschäftigten im Energiesektor aus.
- Die **Substitution von Arbeitsplätzen in der fossilen Energieträgergewinnung** und im Betrieb fossiler Kraftwerke **wirkt sich nicht negativ auf die Beschäftigtenzahlen des gesamten Energiesektors aus**, da Beschäftigungszuwächse in den Technologiebereichen EE, Netze, Speicher und Wärmepumpen die Verluste bei fossilen Technologien überkompensieren.
- Der sprunghafte Anstieg der Beschäftigung, bedingt durch den Ausbau der EE sowie die Elektrifizierung der Gebäudewärme, stellt mit der Schaffung zusätzlicher Arbeitsplätze Chance und Herausforderung zugleich dar. Die hohen Zuwächse in Vollzeitäquivalenten sind erforderlich, um den Transformationspfad umzusetzen.

4 Methodik

SCOPE.efzn hat methodisches Neuland betreten, indem die Ergebnisse der im Rahmen des Projekts neu erstellten Szenarien in die aktuelle Szenarienlandschaft eingebettet wurden, d.h. mit Ergebnissen anderer Studien mit ähnlicher Fragestellung im Rahmen einer Meta-Analyse verglichen wurden. Dieser Ansatz ermöglicht es, Merkmale der hier erstellten Szenarien zu identifizieren, die weitgehend im Konsens mit Ergebnissen anderer Studien sind, und somit als „robuste“ Lösungen und als „robuste“ Ausgangsbasis für weitere Sensitivitätstests verstanden werden können. In den Sensitivitätstests wurden systemische Zusammenhänge untersucht und quantifiziert und damit über die rein quantitativen Ergebnisse eines Szenarios hinaus ein tiefer gehendes Systemverständnis generiert. Erste Szenarienergebnisse wurden im transdisziplinären Gremium „Sounding Board“ mit Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft, Verwaltung und Politik diskutiert. Hierbei wurden Ideen zum *SCOPE-Basis*-Szenario an der Expertise der Teilnehmenden gespiegelt, ferner sind deren Einschätzungen zu Zielen, Optionen, Hemmnissen und Fortgang der Energiewende in den folgenden Analysen eingeflossen.
In den folgenden Abschnitten werden einige methodische Details (und Herausforderungen) zur Meta-Analyse (Kapitel 4.1), zum Sounding Board (Kapitel 4.2) und zur Modellierung (Kapitel 4.3) dokumentiert, die ein tieferes Verständnis der im Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse ermöglichen.

4.1 Meta-Analyse

4.1.1 Überblick über Studien, Szenarien und ihre wesentliche Charakteristika

Die Meta-Analysen in Kapitel 3 bauen auf den folgenden neun Studien aus den Jahren 2024 und 2025 auf, in denen über 30 verschiedene Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems in Deutschland vorgestellt werden:

- AGORA (2024): Agora Think Tanks, Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Universität Kassel: ***Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung - Vertiefung der Szenariopfade*** [Agora 2024].
- ARIADNE (2025): ARIADNE-Konsortium: ***Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045*** [ARIADNE 2025]. Als Besonderheit werden in dieser Studie drei verschiedene Gesamtsystem-Modelle (REMIND, REMOD und PyPSA)

eingesetzt, um für sechs verschiedene Szenarien-„Narrative“ insgesamt achtzehn Szenarien zu berechnen.

- AURORA (2025): Aurora Energy Research und EnBW: ***Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040*** [Aurora 2025].
- BCG (2025): Boston Consulting Group (BCG), Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und Institut der deutschen Wirtschaft (IW): ***Die Energiewende auf Kurs bringen - Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik*** [BCG 2025].
- FhG ISE (2024): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): ***Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess*** [Thelen u. a. 2024].
- LfSz (2024): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) und TU Berlin E&R: ***Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3)***, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) [BMWK 2024b].
- NEP (2025): Bundesnetzagentur (BNetzA): ***Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 - 2037/2045*** [BNetzA 2025].
- NEP-G (2025): Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas): ***Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025*** [FNB Gas e.V. 2024].
- UBA (2025): Umweltbundesamt (UBA): ***Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)*** [UBA 2025].

Die Meta-Analysen nutzen in erster Linie direkt veröffentlichte Zahlenwerte der Szenarien-Studien (aus Tabellen in Berichten, veröffentlichten Excel-Tabellen sowie ggf. von Dokumentations-Webseiten). In einigen Fällen wurden Zahlenwerte aus Abbildungen digitalisiert, da die Ergebnisse nicht in numerischer Form veröffentlicht wurden. Darüber hinaus erfolgten in einzelnen Fällen auch kleine eigene weiterführende Rechnungen auf Basis der veröffentlichten Daten (z.B. in einigen Studien bei der Berechnung der Volllaststunden oder bei der Ausdifferenzierung des Endenergiebedarfs an kohlenstoffbasierten „Gasen“ in fossiles Erdgas, Bio-Gas bzw. -Methan und SNG auf Basis des gesondert dokumentierten Gas-Mixes). Ergebnisse der ARIADNE-Szenarien liegen in einer umfangreichen, aber wenig strukturierten Excel-Datei vor, sodass in diesem Fall strukturierte Tabellen z.B. zum sektoralen Endenergiebedarf, Technologiemix der Stromerzeugung oder Energieträger-Bilanzen etc. aus dem dokumentierten Material selbst zusammengestellt wurden.

Einen Überblick über die in den Studien berechneten Szenarien und deren für die Meta-Analyse wesentlichen methodischen und inhaltlichen Charakteristika findet sich in den tabellarischen Abbildungen 4.1 bis 4.3. Für die detaillierteren Analysen in Kapitel 3 sind – je nach konkreter Fragestellung – z.T. nur Subsets dieser Szenarien verwendet worden, z.B. normative bzw. explorative Szenarien (s.u.), oder nur solche Szenarien, die explizit eine Gesamtsystem-Betrachtung

vornehmen. Die Einordnung der Szenarien in eine dieser Gruppen lässt sich den Abbildungen 4.1 bis 4.3 entnehmen.
Zur Einordnung der Szenarienergebnisse in die historische Entwicklung des Energiesystems wurden folgende statistische Daten verwendet:

- Installierte Kapazitäten Stromerzeugung: [BDEW 2025b]
- EE-Stromerzeugung: [AGEE-Stat 2026]
- Kapazitäten Elektrolyseure: [dena 2025]
- Speicherkapazität Batterien: [FhG ISE 2026]
- Primär- und Endenergiebedarf nach Energieträgern und Sektoren, Strombedarf, Erdgas- und Mineralöl-Importe: [AGEB 2026]
- Erdgas-Importe 2024: [BNetzA 2026]

Studie	Szenario	Szenarien-Kürzel	Szenarien-Typ	Methodischer Ansatz	Inhaltliche Merkmale der Szenario-Varianten
AGORA (2024)	„klimaneutrales Deutschland 2045“	**KND**	**normativ**	Gesamt-System-Analyse durch Verbund einzelner Sektoren-Modelle	
ARIADNE (2025) (Kürzel hier im Bericht: ARI)	„existierende Politiken“	**ExPol**	**explorativ**	System-Optimierung mit verschiedenen Gesamt-System-Modellen (REMIND, REMOD, PyPSA), zusätzliche Detail-Untersuchungen Sektoren mit Sektoren-Modellen Hier im Bericht verwendete Modell-Kürzel: • PyPSA: PyP • REMIND: RMI • REMOD: RMO	Fortschreibung existierender klimapolitischer Maßnahmen
	„Technologiemix“	**Mix**	**normativ**		Nutzung eines gemischten Energieträgerportfolios (Strom, H_2, P2L) in der Endenergienutzung
	„Fokus Elektrifizierung“	**Elek**	**normativ**		Priorisierung der Direktelektrifizierung in der Endenergienutzung
	„Fokus Wasserstoff“	**H2**	**normativ**		Verstärkte Nutzung H_2 & P2L neben direkter Elektrifizierung
	„niedrige Nachfrage“	**NFn**	**normativ**		Energiebedarf niedrig (energiesparendes Verhalten); beschleunigter Hochlauf effizienter grüner Technologien; mehr (wirksame) klimapolitische Maßnahmen
	„hohe Nachfrage“	**NFh**	**normativ**		Energiebedarf hoch (geringere Akzeptanz energiespar. Verhaltens); gebremster Hochlauf effizienter grüner Technologien; weniger (wirksame) klimapolitische Maßnahmen
Aurora (2025)	Referenz-Szenario	**REF**	(normativ)	Fokus Strom & H_2; Identifikation Haupt-Systemkostentreiber & Kostenrisiken; Analyse v. Auswirkungen von Strategien zur Kosten-Reduktion; Kombination effektiver Strategien in Final-Szenario. **Zielerreichung Gesamtsystem (Industrie, Gebäude, Verkehr) nicht detailliert gezeigt.**	Weitgehende Anlehnung an Szenario B aus Netzentwicklungsplan Strom (NEP-B 2023)
	Final-Szenario	**FIN**	(normativ) kostenreduziertes Szenario; Erreichung Ziele unterstellt		Reduktion installierte Leistung Wind offshore, PV, Batterien und Elektrolyseuren ggü. REF; Anstieg Leistung thermischer Kraftwerke (Erdgas und H_2); Importe blauer H_2; CCS für Gaskraftwerke

Abbildung 4.1: Überblick und Kurzcharakterisierung der Studien und Szenarien für die Meta-Analyse.

Studie	Szenario	Szenarien-Kürzel	Szenarien-Typ	Methodischer Ansatz	Inhaltliche Merkmale der Szenario-Varianten
BCG (2025)	„aktuelle politische Ambitionen“	**APA**	(normativ)	Fokus: Strom- & H_2-Bedarf und -Versorgung, Wettbewerbsfähigk. Industrie, keine Gesamtsystem-Betrachtung; **Zielerreichung Gesamtsystem (Industrie, Gebäude, Verkehr) nicht detailliert gezeigt.**	Weitgehende Anlehnung an aktuelle Netzentwicklungspläne (Strom, Gas & H_2)
	„optimiertes System“	**OPT**	(normativ) „realistisches“ Szenario mit unterstellter „Zielerreichung“		Fokus auf „realistische“ Bedarfs-Entwicklung Strom & H_2, Reduktion (ggü. APA): install. Leistung Wind, PV (Freifläche), & H_2-Kraftwerke; Option CCS, Importe blauer H_2
FhG ISE (2025) (Kürzel hier im Bericht: ISE)	„technologieoffen“	**TOFF**	**normativ**	Kosten-Minimierung mit Gesamt-System-Modell REMOD	Kostenop. Transformationspfad; Modell hat viele Freiheitsgrade (limitiert durch Obergrenzen Zubau bzw. max. Zubauraten)
	„Effizienz“	**EFF**	**normativ**		Ger. Bedarf ggü. TOFF durch Verhaltensänderung: mehr Nutzung ÖPNV, Schiene & Schiff (Güterverk.); zus. Flächen für EE-Strom; Förder-programme Energieeffi. Industrie
	„Beharrung“	**BEH**	**normativ**		Längere Nutzung konvent. Technol. Gebäude & Verkehr; geringere Potent. Wind offshore (Akzeptanz-mangel); Verzögerung Effizienz-maßnahmen Industrie
	„robust“	**ROB**	**normativ**		Schock-Ereignisse (geopolit. Unsicherheiten, Klima-Wandel): geringere P2X-Import-Potent. zu höheren Preisen; zeitw. red. Verfügbarkeit PV & Batterien aus Asien (zeitweise verlangsamter Ausbau); Klimawandel: Auswirkung auf Biomasse-Potential, Energiebedarf und -Bereitstellung
LFS3 (2024)	„Fokus Elektrifizierung“	**O45-Strom**	**normativ**	Detaillierte gekoppelte System-Modellierung/Optimierung, Verbund v. Nachfrage- Angebots- & Infrastruktur-Modellen	Starker Einsatz dielektrischer Lösungen in den Nachfragesektoren mit dem Ziel eines weitgehend elektrifizierten Energiesystems
	„Fokus Wasserstoff“	**O45-H2**	**normativ**		Einsatz von H_2 in den Nachfragesekt., wo ökono. sinnvoll

Abbildung 4.2: Überblick und Kurzcharakterisierung der Studien und Szenarien für die Meta-Analyse (Fortsetzung).

Studie	Szenario	Szenarien-Kürzel	Szenarien-Typ	Methodischer Ansatz	Inhaltliche Merkmale der Szenario-Varianten
NEP (2025)	Szenario A	**NEP-A**	(normativ)	Keine Gesamt-System-Berechnung; Abschätzung Strombedarfs-Entwicklung auf Basis existierender Szenarien, Studien und Expertenwissen; Erfüllung Klimaschutz-Ziele wird unterstellt	Verzögerter Elektrifizierung Endenergiesektoren ggü. NEP-B und -C, relativ hohe Nutzung H_2 auch für Wärme und Verkehr; Verzögerung Ausbau EE-Strom, Elektrolyseure, Flexibilisierung; hohe H_2-Importe
	Szenario B	**NEP-B**	(normativ)		Weitgehend deckungsgleich mit Systementwicklungsstrategie 2024; Fokus direkte Elektrifizierung und effizienter Umbau Energiesystem
	Szenario C	**NEP-C**	(normativ)		starke Elektrifizierung aller Sektoren; starker Ausbau heim. Elektrolyse-Kapazität; geringere H_2-Importe als NEP-A und -B; hohes Maß an Flexibilität im Stromsektor
NEP-G (2025)	„Fokus Strom“	**NEP-G1**	(normativ)	Keine Gesamt-System-Optimierung; Modellierung Bedarfsentwicklung Erdgas- und H_2 auf Basis existierender Szenarien, Studien und Expertenwissen; Erfüllung Klimaschutz-Ziele wird unterstellt	Höchster Elektrifizierungsgrad Endverbraucher auf Basis Szenario T45-Strom (BMWK LfSz 2022/2024); H_2-Nutzung: nur Industrie (energet., stoffl.) & Backup-Kraftwerke
	„Fokus Wasserstoff“	**NEP-G2**	(normativ)		Hoher Bedarf H_2, auch für Gebäude und Verkehr; Basis: Szenario T45-H2 (BMWK LfSz 2022/2024);
	„Fokus reduzierte Effizienz“	**NEP-G3**	(normativ)		Geringere Effizienzsteigerung ggü. KO-NEP1; Basis: Szenario T45-RedEff (BMWK LfSz 2022/2024)
UBA (2025)	„Mit-Maßnahmen-Szenario“	**MMS**	**explorativ**	System-Simulation mit gekoppelten Sektor-Modellen	Simulation unter Berücksichtigung von energie- & klimapolitischen Instrumenten & Maßnahmen, die bis 10/24 in Kraft bzw. beschlossen waren
	„Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“	**MWMS**	**explorativ**		Berücksichtigung zusätzlicher Maßnahmen und Instrumente, für die realistische Chance besteht, dass sie verabschiedet werden

Abbildung 4.3: Überblick und Kurzcharakterisierung der Studien und Szenarien für die Meta-Analyse (Fortsetzung).

4.1.2 Szenarien-Typen: Normative vs. explorative Szenarien

Für den Zweck der Meta-Analyse in Kapitel 3 lassen sich im Wesentlichen zwei Szenarien-Typen unterscheiden (siehe auch [EWI & BET 2025]):

Normative Szenarien (oder ***Zielszenarien***) beschreiben plausible Entwicklungen eines Systems hin zu einem vorgegebenen Ziel für einen bestimmten Zeithorizont, z.B. Treibhausgasneutralität bis 2045. Sie zeigen, wie die Zukunft gestaltet werden könnte bzw. müsste, um die gesetzten Ziele zu erreichen und dienen daher als Leitplanken für zielkonforme Planungen des Transformationsprozesses.

Explorative Szenarien beschreiben die zukünftige Entwicklung eines Systems als Fortschreibung aktueller Trends oder als Wirkung explizit im Modell vorgegebener Maßnahmen. Explorative Szenarien werden also im Gegensatz zu normativen Szenarien ohne Zielvorgabe entwickelt. Daher ist eine Zielverfehlung in solchen Szenarien prinzipiell möglich.

In den letzten Jahren haben ergebnisoffene explorative Szenarien ohne jegliche Zielvorgaben oder Begrenzungen in den eingesetzten Energiesystemmodellen nur noch eine untergeordnete Rolle gespielt, da es grundlegende politisch-gesellschaftliche Festlegungen gibt, die für eine ernstzunehmende energiepolitische Debatte nicht mehr in Frage gestellt werden können, zum Beispiel das Ziel der langfristigen Klimaneutralität bzw. massiven Minderung von Klimagasemissionen. Andererseits sind normative Festlegungen in Szenarien grundsätzlich auch für die Plausibilität und Robustheit der quantifizierten Pfade wichtig, da Umsetzungshemmnisse und physische Begrenzungen bei Technologieausbaupfaden bestehen. Da auch in Zielszenarien verschiedene Systemausprägungen explorativ festgelegt oder endogen berechnet werden können, ist eine scharfe Abgrenzung von normativen und explorativen Szenarien zumeist also nicht möglich. In der SCOPE-Studie werden die Begriffe deshalb synonym für zielerfüllend versus nicht zielerfüllend genutzt. Der Argumentation, dass explorative Szenarien eher für erreichbare Pfade stehen und normative (u.a. angesichts der energiepolitischen Versäumnisse der letzten Jahrzehnte) eher weniger oder nicht erreichbare Pfade darstellen, kann nicht grundsätzlich gefolgt werden, da jedes Szenario eine Vielzahl von Festlegungen bzw. Entwicklungen zeigt, deren Plausibilität und Machbarkeit aus unterschiedlichen Perspektiven zu beleuchten sind. Die Diskrepanz zwischen normativen und explorativen Szenarien kann dennoch als Hinweis gewertet werden, dass zum Erreichen der Ziele (weitere) Maßnahmen oder eine umfassendere Transformation nötig sind, als in den explorativen Szenarien berücksichtigt. Als stark vereinfachender Ansatz für die Interpretation eines „zielkonformen und gleichzeitig erreichbaren“ Möglichkeitsraumes wird teilweise die Überschneidung quantitativer Ergebnisse der Gesamtheit von normativen und explorativen Szenarien gesehen (s. [EWI & BET 2025]).

4.1.3 Methodische Herausforderungen und Unsicherheiten einer Meta-Analyse

Eine quantitative Meta-Analyse bzw. ein Vergleich von Szenarien für die Transformation des Energiesystems stößt unweigerlich auf eine Reihe von Hindernissen, als deren Konsequenz

die Ergebnisse einer Meta-Analyse immer mit einer gewissen Vorsicht zu interpretieren sind. Das gilt auch für den oben erwähnten Fall, dass aus dem Unterschied zwischen normativen und explorativen Szenarien die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen abgeleitet werden soll.
Haupt-Hindernisse sind dabei strukturelle und konzeptionelle Unterschiede zwischen den verwendeten Modellen und unterschiedliche Rahmenannahmen für die Modellierung, aber auch Unterschiede in den Zielen und Fragestellungen der Analysen. Hier seien nur einige wenige konkrete Beispiele gebracht, die die **Herausforderungen** eines Szenarienvergleichs **in keinster Weise erschöpfend** beschreiben:

- **Systemgrenzen der Studie:** Große Unterschiede bestehen bei den Systemgrenzen der Analysen: Während die meisten untersuchten Studien Transformationsstrategien für das Gesamtsystem (Industrie, Gebäude, Verkehr) untersuchen (siehe Einschränkungen im nächsten Bullet-Point) und eine Bandbreite relevanter Energieträger berücksichtigen, liegt der Fokus anderer Studien z.B. nur auf dem Bedarf an und der Bereitstellung von Strom und H_2; umfassende Strategien zur Dekarbonisierung der Sektoren Gebäude und Verkehr können entsprechend in diesen Studien nicht erarbeitet (bzw. diskutiert) werden.
- **Systemgrenzen Sektoren**: Auch die Systemgrenzen der berücksichtigten Sektoren können von Studie zu Studie unterschiedlich sein. Hier fällt insbesondere auf:
  - Dokumentation nicht-energetischer Bedarf an H_2 und anderen (fossilen) Energieträgern im Sektor Industrie erfolgt öfters nicht oder nicht vollständig.
  - Im Verkehrssektor wird der Energiebedarf für den internationalen Luft- und Schiffsverkehr teilweise mitbilanziert, teilweise nicht.
  - Die Umweltwärme, die in Wärmepumpen genutzt wird, wird im Endenergiebedarf und/oder im Primärenergiebedarf in einigen Studien mitbilanziert, in anderen Studien nicht.
  - Einige Studien bilanzieren den Sektor „Gebäude“, dessen Systemgrenzen aber nicht identisch sein müssen mit der Summe aus „private Haushalte“ und „GHD“ in anderen Studien.
  - Der zu erwartende starke Anstieg des Strombedarfs in Rechenzentren [BNetzA 2025; IEA 2025; Marzukalova 2025] ist in den wenigsten Szenarien explizit ausgewiesen. Die Zuordnung des Strombedarfs von Rechenzentren zu einem bestimmten Endnutzungssektor ist oft nicht dokumentiert.
  - Es ist in der Regel nicht gut dokumentiert, ob die Eigenerzeugung von Strom und Wärme in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (und der dazugehörige Energieverbrauch) in den Endnutzungssektoren diesen Sektoren selbst oder dem Umwandlungssektor zugeordnet wird – oder gemäß des „hybriden“ Ansatzes der AG Energiebilanzen verteilt wird.
- **Brutto- vs. Netto-Erzeugung und Bedarf:** Strombedarf und Stromerzeugung werden unterschiedlich entweder als Netto- oder als Brutto-Größe berichtet. In den Brutto-Strombedarf fließen in einigen Studien nur die Speicher-*Verluste* ein, in anderen Studien hingegen die *eingespeicherten Strommengen*, was insbesondere gegen Ende des

Analysehorizonts (bei intensiver Speichernutzung) zu erheblichen Verzerrungen führen kann. Ebenso wird uneinheitlich gehandhabt, inwieweit Abregelungen, Kraftwerks-Eigenverbrauch und Netzverluste in den Angaben zum (Brutto-)Strombedarf mit berücksichtigt werden.

- **Technologische Granularität und Definition Energieträger:** Die unterschiedlichen Studien bzw. Modelle unterscheiden sich oft bzgl. der Granularität der explizit ausgewiesenen Technologien und Energieträger. Insbesondere beim Energieträger „Gas" ist oft nicht gut dokumentiert, ob (und wenn ja, in welchem Umfang) neben (fossilem) Erdgas auch synthetisches Methan, Bio-Methan oder ins Erdgasnetz beigemischter Wasserstoff gemeint ist.
- **Flexibilitätsoptionen Stromnetz**: Ein zukünftiges, weitgehend elektrifiziertes Energiesystem auf Basis fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV erfordert ein großes Maß an Flexibilität zum Ausgleich von Last und Erzeugung. Potentiale und Nutzung von Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern, Lastmanagement, flexiblen Kraftwerke oder großräumigem Last- und Erzeugungsausgleich über das europäische Stromnetz sind oft nur lückenhaft dokumentiert, sind aber zum Verständnis dieser systemischen Aspekte von hoher Bedeutung.

Darüber hinaus ist die Dokumentation der Annahmen und Input-Daten sowie der Szenarien-Ergebnisse in den hier untersuchten Studien sehr unterschiedlich in Bezug auf Umfang und Transparenz. Ähnliches gilt auch für Dokumentation der verwendeten Modelle und Methodiken, ggf. auch in separaten Publikationen. In Kombination mit der Komplexität der Modelle erschweren diese Umstände oft selbst ein qualitatives *Verständnis* der Unterschiede zwischen den Studien.

Hilfreich für die Transparenz der Ergebnisse wäre es, wenn für die zentralen (heutigen wie zukünftigen) Energieträger (wie Strom, Erdgas, Wasserstoff, SNG, PtL, Biomasse, etc.) in den Studien konsistente Bilanzen veröffentlicht würden, die Erzeugung/Bereitstellung nach allen modellierten Routen dem Verbrauch in allen modellierten Sektoren und Anwendungen (einschließlich von Verlusten) gegenüberstellen. Selbst für Strom, der in vielen Studien im Fokus der Untersuchungen steht, ist es nicht immer möglich, auf Basis der in den Studien veröffentlichten Daten Erzeugung und Verbrauch konsistent zu bilanzieren. Bei anderen Energieträgern (z.B. Biomasse) ist dies oft selbst näherungsweise schwierig.

Auffällig ist zudem, dass einige Szenarien schon im Basisjahr (typischerweise zwischen 2022 und 2025) z.T. *deutlich* vom historischen Zustand des Energiesystems abweichen. Während bei sektoralen Energieverbräuchen eventuell noch unterschiedliche Sektorengrenzen zur Plausibilisierung der Abweichung zwischen Modell und Statistik herangezogen werden können, ist dies bei Größen wie der installierten Leistung bestimmter Technologien zur erneuerbarer Stromerzeugung nur schwer möglich. Als Konsequenz sind die Absolutwerte der betroffenen Szenariogrößen auch für die Zeit bis 2045 nur schwer zu interpretieren bzw. energiepolitische Schlussfolgerungen nur schwer daraus zu ziehen. Ggf. kann noch die modellierte *Änderung*

der betroffenen Größe über die Zeit (z.B. „Änderung Strombedarf 2025-2045“) mit anderen Modellen verglichen werden. Aber insgesamt wäre eine höhere Anschlussfähigkeit vieler Modellergebnisse an offizielle Statistiken wünschenswert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Unschärfen beim quantitativen Vergleich von Szenarien trotz größter Sorgfalt nicht zu vermeiden sind. Bei Detailfragen zu bestimmten Ergebnissen in dieser Studie ist es daher immer sinnvoll, die Autorinnen und Autoren der Original-Studien zu kontaktieren.

Aus diesen oben skizzierten Herausforderungen einer umfassenden Meta-Analyse von Energieszenarien ergibt sich folgende (sicherlich nicht vollständige) Liste von Empfehlungen für zukünftige Szenarienstudien, die über die gute wissenschaftliche Praxis hinaus insbesondere dann relevant werden, wenn Modellierungsergebnisse für energiepolitische Entscheidungen herangezogen werden sollen, d.h. Transparenz, Nachvollziehbarkeit und umfassende Darstellung der *systemischen* Lösungen höchste Priorität genießen sollten:

4.1.4 Ganzheitliche Analyse impliziter Voraussetzungen sowie der Folgen von Transformationsstrategien

Viele Szenarien werden mit Energiesystemmodellen entwickelt, die die drei Ecken des energiepolitischen Zieldreiecks, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, auf eine (angesichts der Komplexität der Aufgabenstellung notwendigerweise) vereinfachte Weise abbilden: Die Umweltverträglichkeit wird typischerweise durch die Vorgabe maximal zulässiger CO_2- oder THG-Emissionen approximiert. Weitere Aspekte der Umweltverträglichkeit, wie z.B. die Emission von Schadstoffen mit Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Ökosysteme, der Flächenverbrauch oder der Ressourcenabbau, werden in aller Regel nicht berücksichtigt. Die Zieldimension „Wirtschaftlichkeit“ wird meist über eine Minimierung der Systemkosten berücksichtigt. Andere Aspekte der Wirtschaftlichkeit, wie z.B. Endkundenpreise, Zahlungsbereitschaft und -vermögen, Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie, auf das Bruttoinlandsprodukt oder die Beschäftigung, Verteilungsaspekte, Marktdesign etc., werden in vielen (wenn auch nicht allen) Studien nicht berücksichtigt. Auch „Versorgungssicherheit“ wird typischerweise auf die vom Modell zu erfüllende Randbedingung reduziert, dass zu jedem Zeitschritt der Energiebedarf durch entsprechende Energiebereitstellung gedeckt sein muss. Stromnetztechnische Aspekte der Versorgungssicherheit wie Netzauslastung, Spannungshaltung oder Netzaufbau im Störungsfall sowie Schwarzstartfähigkeit können in Gesamtsystemmodellen typischerweise nicht adressiert werden. Ähnliches gilt für geopolitische Versorgungsrisiken und resiliente Lieferketten für Rohstoff-, Energieträger- oder Technologie-Importe. Und zu guter Letzt bleiben viele nicht-technische Voraussetzungen für eine (schnelle) Transformation in der Regel unberücksichtigt, wie z.B. Akzeptanz für den Transformationsprozess in der Bevölkerung, die Verfügbarkeit von Fachkräften zum Bau und Betrieb der Anlagen und Infrastrukturen, die Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren etc.

Wie oben erwähnt, ist es angesichts der Komplexität des zu untersuchenden Energiesystems nicht möglich, all diese Aspekte in einer in sich geschlossenen Modellierung zu berücksichtigen. Ein frühzeitiges Verständnis der impliziten Voraussetzungen von Transformationsstrategien sowie eine Abschätzung möglicher Nebenwirkungen sind aber unabdingbare Voraussetzungen dafür, effektiv lenkend eingreifen zu können, um Umsetzungshemmnisse abzubauen und unerwünschte Nebenwirkungen zu reduzieren. Daher ist eine umfassende Analyse eben jener Voraussetzungen und eine Abschätzung der Nebenwirkungen der modellierten Strategien zumindest ex post wichtig, um dem politischen und gesellschaftlichen Diskurs eine ganzheitliche Übersicht über die Handlungsoptionen und -notwendigkeiten zur Verfügung zu stellen.

Empfehlungen für Szenarienstudien

- Die Energie- und Verkehrswende ist eine **systemische Herausforderung**. Lösungsstrategien benötigen daher einen **systemischen, sektorenübergreifenden Blick auf alle relevanten Technologien und Energieträger**. Zu enge Systemgrenzen mit Fokus auf einzelnen Sektoren oder Technologien können sicherlich (sektorale) Herausforderungen der Transformation identifizieren. Es besteht jedoch die Gefahr, systemische Abhängigkeiten bzw. Wechselwirkungen mit nicht berücksichtigten Sektoren, Energieträgern und Technologien aus dem Blick zu verlieren, die für eine Gesamtsystem-Strategie bzw. Abschätzung der Entwicklung des Gesamtsystems relevant sind. Das wiederum impliziert das Risiko, dass aus einer zu engen Perspektive heraus Transformationsstrategien für Sektoren bzw. Energieträger identifiziert werden, die aus einer Gesamtsystem-Perspektive nicht optimal sind.
- Ein kritischer Blick auf Stärken und Schwächen (und damit Grenzen der Aussagekraft) verschiedener Modelle kann helfen, die **für bestimmte Fragestellungen geeignetsten Modelle bzw. Modell-Verbünde** zu identifizieren.
- **Sensitivitätstests** bzgl. exogener Annahmen und Inputs ermöglichen darüber hinaus eine Abschätzung der Robustheit der erzielten Ergebnisse bzw. deren Abhängigkeit von den (mit Unsicherheiten behafteten) Annahmen.
- Die **Anschlussfähigkeit der Modellergebnisse *an die Vergangenheit*** bzw. Statistik ist eine Grundvoraussetzung, um plausible Transformationspfade *für die Zukunft* beschreiben zu können.
- **Die transparente und vollständige Dokumentation** bzgl. der Annahmen, der Methodik und der Ergebnisse ist in vielen Studien ausbaufähig. Dabei könnte ein standardisiertes Reporting zur Vergleichbarkeit von Studienergebnissen beitragen, die aktuell nicht immer gewährleistet ist.

Empfehlungen für Szenarienstudien - Fortsetzung

- Viele Studien legen einen methodischen Fokus auf Strategien zur THG-Minderung bei Minimierung der Gesamtsystemkosten im Rahmen der modellierten Systemgrenzen und stundenscharfer Deckung von Bedarf und Erzeugung. Angesichts potentieller „Penny-Switching-Effekte“ und der Unsicherheiten, die insbesondere mit zukünftigen Kostenannahmen verbunden sind, birgt ein einseitiger Fokus auf Systemkostenoptimierung die Gefahr, dass Lösungsstrategien, die sich kostenseitig nur gering (bzw. innerhalb der Unsicherheiten gar nicht) von der kostenminimalen Lösung unterscheiden, strukturell aber deutlich andere Strategien aufzeigen, nicht identifiziert werden. Daher kann es sinnvoll sein, auch **ökonomisch (nahezu) optimale Transformationsstrategien** zu bestimmen und mit in strategische energiepolitische Überlegungen einzubeziehen.
- Für die **Bewertung der Umsetzbarkeit bzw. zur Identifikation von wünschenswerten wie nachteiligen Nebeneffekten von Transformationsstrategien** ist eine ganzheitliche Analyse aus verschiedensten Perspektiven nötig. Aspekte wie Umweltwirkungen (jenseits THG-Minderung), Ressourcenverfügbarkeit, geopolitische Versorgungsrisiken, betriebswirtschaftliche Darstellbarkeit aus Betreiber- oder Akteursperspektive, Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie, Finanzierbarkeit, Konkurrenzen um Fachkräfte oder nutzbare Flächen, soziale Auswirkungen und Akzeptanz etc. sollten zumindest im Anschluss an die Szenarienerstellung adressiert werden. Nur wenn solche potentiellen Umsetzungsrisiken rechtzeitig erkannt sind, kann ggf. durch energiepolitische Maßnahmen, aber auch Forschung und Entwicklung gegengesteuert werden.

4.2 Sounding Board

Methodik und Integration

Nachdem die Meta-Analyse die Leitstudien im Hinblick auf ihre Methoden und Annahmen eingeordnet hat, wurden divergierende Annahmen der Energieszenarien in einem transdisziplinären Gremium „Sounding Board“ gespiegelt.

Das Sounding Board (deutsch: Resonanzraum) ist ein transdisziplinärer Ansatz, der praxisnahe Impulse aus den Bereichen Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft in den Forschungsprozess einbringt. Das Sounding Board wurde im Rahmen einer Präsenz-Veranstaltung am 23.10.2025 in der Landesvertretung Niedersachsen in Berlin umgesetzt. Die 24 Teilnehmenden wurden aufgrund ihrer ausgewiesenen Expertise und jeweiligen Organisations- bzw. Institutionsangehörigkeit eingeladen. Im Fokus stand die Spiegelung relevanter Annahmen aktueller Energieszenarien im Vorfeld der Modellierung.

Zur Vorbereitung der Teilnehmenden fand zu Beginn der Veranstaltung eine zweiteilige Teach-in-Reihe statt, mit der die Teilnehmenden für die Auswirkungen und Wechselwirkungen von Annahmen aktueller Leitstudien der Energiewende in Deutschland sensibilisiert wurden. Der erste Teil des Teach-ins klärte die Teilnehmenden über die Differenzen zwischen normativen und explorativen Szenarien auf. Im Fokus standen die Entwicklung des Strombedarfs, der Ausbau von Windkraft und PV, die Optionen für Flexibilität im Stromsystem, der sektorspezifische Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffbereitstellung. Der zweite Teil des Teach-ins ging genauer auf Annahmen und ihre Wirkung innerhalb verschiedener Szenarien in der Energiesystemanalyse ein. Anhand eines beispielhaften Szenariorahmens für die Energiewende in Deutschland wurde den Teilnehmenden der Einfluss bestimmter Parameter auf die Stromnutzung gezeigt, um ihnen die Auswirkungen getroffener Annahmen bewusst zu machen.

Anschließend folgten zwei Workshop-Einheiten, in denen die Teilnehmenden gebeten wurden, ihre Perspektive auf divergierende Annahmen hinsichtlich aktueller Energieszenarien zu teilen. Im ersten Teil des Workshops tauschten sich die Teilnehmenden innerhalb ihrer akteursspezifischen Gruppen aus, während im zweiten Teil des Workshops die unterschiedlichen Akteursgruppen gemischt wurden. Die divergierenden Annahmen aktueller Energieszenarien wurden in sogenannten „Spannungsfeldern“ gegenübergestellt. Die Teilnehmenden wurden gebeten, sich innerhalb dieser Spannungsfelder mit entsprechender Begründung zu positionieren. Um thematisch tiefer einzutauchen und weitere Anknüpfungspunkte für die Diskussion zu schaffen, wurden die Teilnehmenden gebeten, zu jedem Spannungsfeld Karten mit Nachfragen zu beantworten.

In Bezug auf die Bereiche Gebäudewärme und Straßenverkehr diskutierten die Teilnehmenden den Elektrifizierungsgrad bis 2035. Da die Themen Elektrifizierung und Stromnachfrage in den kommenden Jahren voraussichtlich eine entscheidende Dynamik entfalten werden und der Transformationsprozess bis etwa 2045 weitgehend abgeschlossen sein wird, wurde 2035 als relevanter Betrachtungspunkt gewählt, um die Phase der stärksten Systemveränderung und

der damit verbundenen Unsicherheiten abzubilden. Die Annahme „Marktanteil neu zugelassener E-Autos stagniert“ stand im Bereich Straßenverkehr der Annahme „100 % Marktanteil neu zugelassener E-Autos“ gegenüber. Im Bereich Gebäudewärme diskutierten die Teilnehmenden die Annahmen „Marktanteil stagniert“ versus „100 % Elektrifizierung“. Es folgte ein Spannungsfeld zum Thema Erreichbarkeit der Ausbauziele der erneuerbaren Energien bis 2040. Dieser Zeithorizont orientiert sich an den Zieljahren im EEG 2023 und den daraus abgeleiteten Ausbaupfaden für erneuerbare Energien und bildet somit eine zentrale Referenz für regulatorische und politische Rahmenbedingungen. Die Teilnehmenden wurden gebeten, sich zwischen den Annahmen „Ziele verfehlt“ im Vergleich zu „Ziele übertroffen“ zu positionieren. Zum Schluss wurde die Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung, insbesondere der Industrie und Energiewirtschaft, im Zeithorizont bis 2045 adressiert. Da in den kommenden Jahren (bis etwa 2035) noch nicht mit einer breiten Marktentwicklung zu rechnen ist, wurde 2045 als sinnvoller Zeithorizont gewählt, um die langfristige Integration von Wasserstofftechnologien zu betrachten. In diesem Spannungsfeld wurden ein „sehr selektiver Einsatz von Wasserstoff“ einem „breiten Einsatz von Wasserstoff“ gegenübergestellt.
Die in den Spannungsfeldern adressierten Konzepte wurden teilweise unterschiedlich von den Teilnehmenden interpretiert, wobei die von den Teilnehmenden eröffneten Interpretationsspielräume sich als aufschlussreiche Einblicke herausstellten. Die Aussagen der Teilnehmenden wurden protokolliert, aufgenommen und mit der Software noScribeEditor automatisch transkribiert. Die Teilnehmenden stimmten zu Beginn des Workshops der Audioaufnahme und Transkription zu. Ausschließlich die für die Forschungsschwerpunkte dieser Studie relevanten Punkte wurden anschließend identifiziert und in prägnanter Form aufbereitet.
Insgesamt erwiesen sich die Perspektiven der Teilnehmenden als wichtiger Moment der Rückkopplung und Spiegelung für die Erstellung des Basis-Szenarios und die darauf aufbauenden Modellierungen (Abschnitt 4.3).

Beitrag zur ganzheitlichen Analyse impliziter Voraussetzungen

Wie bereits im Kapitel 4.1.4 skizziert, ist eine ganzheitliche gesellschaftliche Betrachtung unverzichtbar. Im Sounding Board wurde daher einleitend das energiepolitische Zieldreieck zwischen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit mit den Akteuren aus externer Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Politik diskutiert.
Prominent im Zentrum dieses Zieldreiecks stand die Sozialverträglichkeit, die in allen Akteursgruppen angeführt wurde. Wie gesellschaftliche Kosten verteilt würden, hob man in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft als zentrale Frage der Transformation des Energiesystems hervor. Insgesamt müsse eine gerechte gesellschaftliche Lasten- und Nutzenverteilung angestrebt werden. Sozialverträglichkeit sei hier nicht als Einschränkung, sondern als Gestaltungsmöglichkeit zu betrachten. Darüber hinaus wurde die Sicherung von Arbeitsplätzen in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft als ein elementarer Aspekt der Sozialverträglichkeit betont. Insbesondere in energieintensiven Industriezweigen würden Arbeitsplätze zunehmend unter Druck geraten.

In der Akteursgruppe Politik hob man Versorgungssicherheit als zentralen Faktor für soziale Akzeptanz hervor; im Kontext der Versorgungssicherheit stellte man in der Akteursgruppe Wirtschaft insbesondere die Bezahlbarkeit für Endverbraucher heraus. Demgegenüber betonte man in der Akteursgruppe Zivilgesellschaft, man solle die ökologische Seite der Transformation des Energiesystems nicht außer Acht lassen. Die Beachtung der planetaren Grenzen und Klimaschutzziele sei essentiell für die Zukunft des Energiesystems. Um sowohl gesellschaftliche, als auch umwelttechnische Folgekosten zu berücksichtigen, wies man in der Akteursgruppe Politik auf die Möglichkeit einer Internalisierung externer Kosten hin.
Obwohl sich diese qualitative Komplexität gesellschaftlicher Faktoren im Spannungsdreieck zwischen Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit nicht quantitativ modellieren lässt, war die kritische Reflexion dieser gesellschaftlichen Faktoren durch das Sounding Board für die Identifizierung der Handlungsbedarfe relevant. Erkenntnisse aus dem Sounding Board zu den Spannungsfeldern EE-Ausbau, Gebäudewärme, Straßenverkehr und Wasserstoff konnten darüber hinaus zu einem tiefer gehenden Systemverständnis beitragen, indem Annahmen des Basis-Szenarios für die Modellierung mit den Akteuren aus der Praxis vorab gespiegelt wurden.

4.3 Modellierung

Eine ausführliche mathematische Beschreibung des ESTRAM-Frameworks befindet sich in [Lohr u. a. 2025b] und der verwendeten Daten in [Lohr u. a. 2025a]. Im Folgenden werden davon abweichende Methodik und Annahmen dargestellt. Eine Übersicht über die verwendeten techno-ökonomischen Annahmen findet sich zudem in Abschnitt B.8.

4.3.1 Importkosten

Alle gerechneten Szenarien berücksichtigen neben der Möglichkeit, Energiebedarfe durch eine Produktion innerhalb Deutschlands beziehungsweise Europas zu decken, auch den Import von grünem Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffen aus außereuropäischen Ländern. Zur Bestimmung von Importkosten, die konsistent mit den techno-ökonomischen Annahmen der Energiesystemkomponenten in den Europa- und Deutschland-Szenarien sind, werden für jedes Exportland und jedes Stützjahr zwischen 2025 und 2050 einzelne Inselenergiesystemoptimierungen durchgeführt. Diese Optimierungen bilden die Bereitstellung der jeweiligen Energieträger modellhaft ab. Für die Wasserstoffbereitstellung werden Freiflächen-PV, Windenergie an Land, Windenergie auf See, Batteriespeicher, Elektrolyse, Wasserstofftanks sowie gegebenenfalls eine H_2-Verflüssigungsanlage und ein Flüssigwasserstoffspeicher berücksichtigt. Die Bereitstellung von PtL-Kraftstoffen umfasst ebenfalls Freiflächen-PV, Wind onshore, Wind offshore, Batteriespeicher, Elektrolyse und Wasserstofftanks. Zusätzlich wird eine kombinierte Anlage aus Direct Air Capture, Reverse-Water-Gas-Shift-Komponente und Fischer-Tropsch-Reaktor sowie ein PtL-Speicher modelliert.

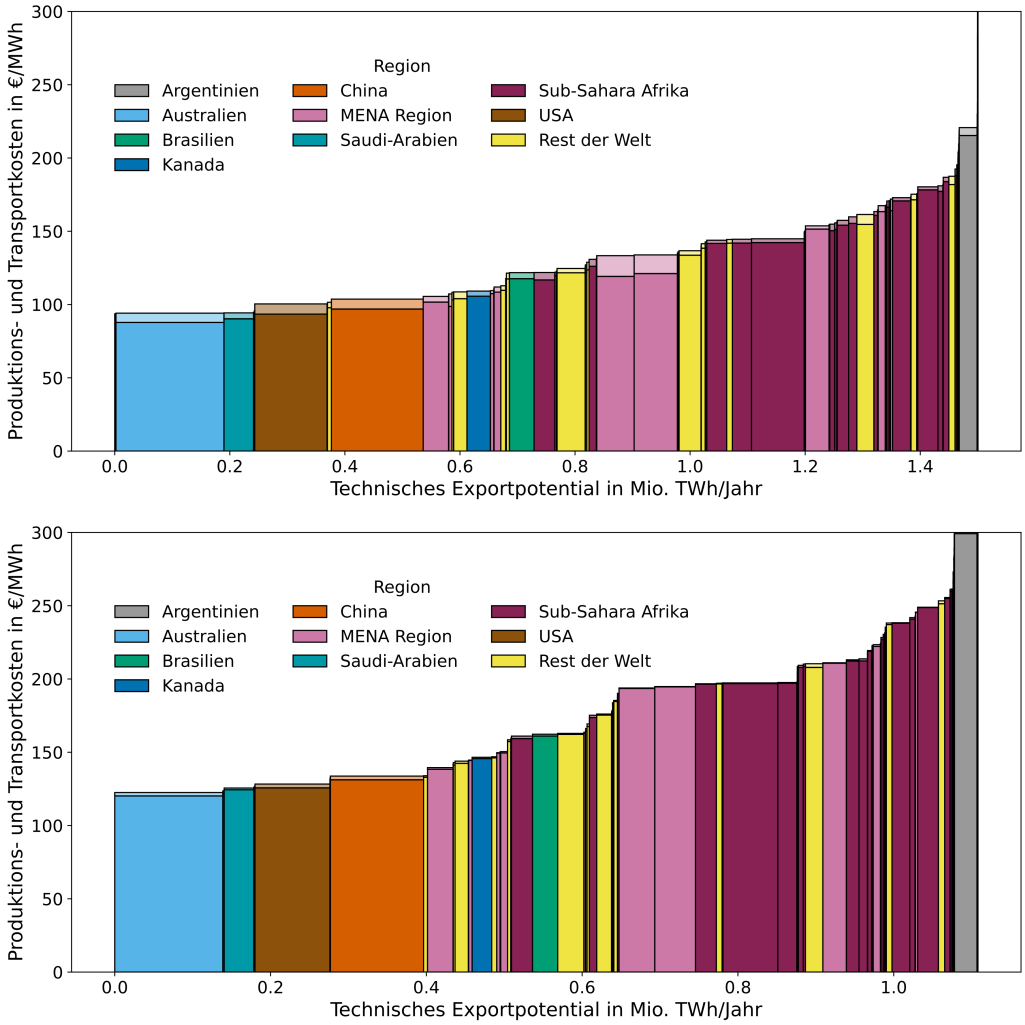


Abbildung 4.4: Importkosten außereuropäischer Länder bzw. Ländergruppierungen nach Deutschland im Jahr 2050: Oben sind die Kosten für grünen Wasserstoff, unten die Kosten für PtL-Kraftstoffe. Der dunklere Teil eines Balkens entspricht den Produktionskosten. Der etwas hellere Teil eines Balkens markiert die Transportkosten nach Deutschland.

Zur Berücksichtigung von Investitionsrisiken werden länderspezifische Kapitalkostenfaktoren verwendet [Terrapon-Pfaff, Prantner und Ersoy 2022]. Da innerhalb der Exportländer keine Stromnetzausbaukosten modelliert werden, werden ergänzend Netzausbaukosten aus [Braun u. a. 2025] angesetzt. Die Transportkosten nach Europa beziehungsweise Deutschland werden mithilfe energieträger- und transportstreckenabhängiger linearer Transportkostenfunktionen abgeschätzt.

Die modellierten Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff und PtL-Kraftstoffen und den Transport nach Deutschland im Jahr 2050 sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Die Importmengen pro Land stellen technische Potenziale dar und ergeben sich aus länderspezifischen Flächenbeschränkungen für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen. Die verfügbare Fläche je Land wird anhand einer groben Weißflächenanalyse bestimmt, die verschiedene Geodatenebenen wie Siedlungsflächen, landwirtschaftlich genutzte Flächen und Naturschutzgebiete berücksichtigt (Methodik in [Schenke u. a. 2024]).

Die Ergebnisse zeigen, dass die technischen Importpotenziale sehr groß sind und ein Vielfaches des weltweiten Energiebedarfs decken könnten. Zudem stammen die kostengünstigsten Importe überwiegend aus Ländern mit stabilen politischen Systemen. Dies ist auf die Berücksichtigung länderspezifischer Risikofaktoren zurückzuführen.
Die lineare Kostenoptimierung des in dieser Studie angewendeten Modells führt dazu, dass sämtliche außereuropäischen Energieträgerbedarfe aus Australien gedeckt werden, da dies die günstigste Option ist. Die Kostenentwicklung für diese Importoption im Modellierungszeitraum ist in Abbildung 4.5 abgebildet. Hervorzuheben ist an dieser Stelle, das in der Realität eine Importstrategie, die darauf basiert, sämtliche Energieträger aus einem einzelnen Land zu beziehen, vermieden werden sollte, um Risiken zu minimieren.

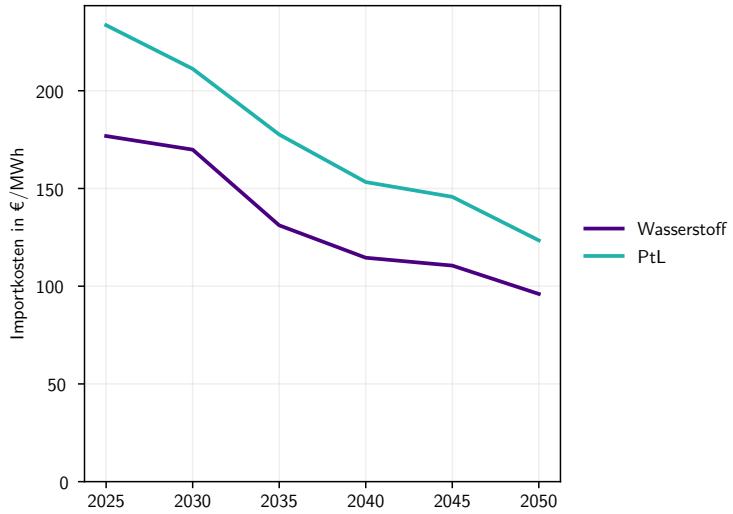


Abbildung 4.5: Modellierte Importkosten grüner Energieträger aus Australien nach Deutschland

Kernaussagen: Außereuropäische Importe und Importkosten

- Technische Importpotentiale sind sehr groß und können ein vielfaches des Energiebedarfs der ganzen Welt decken.
- Die günstigsten Importe kommen aus Ländern mit stabilen politischen Systemen, was an der Berücksichtigung der länderspezifischen Risikofaktoren liegt.

4.3.2 Basisszenarien

Deutschland

Die Methodik des *SCOPE-Basis*-Szenarios wird grob in Abschnitt 2.2 beschrieben. Weitere wichtige Annahmen werden im folgenden Abschnitt aufgelistet:

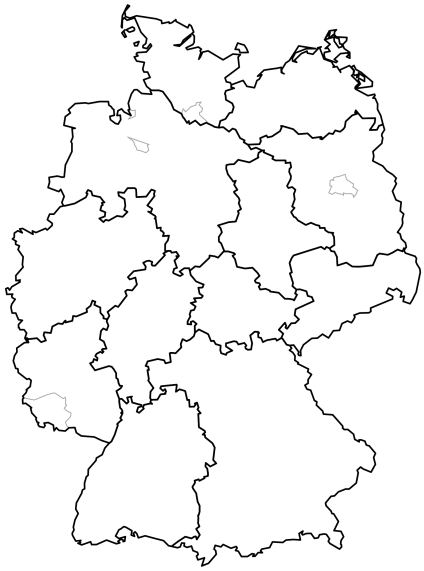


Abbildung 4.6: Modellierte Regionen im *SCOPE-Basis*-Szenario

- Für die Modellierung des deutschen Energiesystems wird Deutschland in 12 Regionen modelliert, die sich an den großen Bundesländern orientieren. Einen Überblick über die Regionen und die Zuordnung der Bundesländer geben Abbildung 4.6 und Tabelle 4.1.
- Für den Energieträgertransport zwischen den modellierten Regionen werden Netze für die Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff modelliert. Für das Strom- und Wasserstoffnetz werden die aktuell installierten Leitungen angenommen und für die Stromnetze zudem ein Ausbau nach NEP. Der Bau des Wasserstoffnetzes wird in der Modellierung als Neubau modelliert, die Kostenannahmen berücksichtigen aber eine teilweise Umwidmung bestehender Erdgasnetze.
- In allen in dieser Studie gerechneten Szenarien werden Ausbaukorridore für einige Komponenten vorgegeben, um politische Zielvorgaben abzudecken:
  - Für die Entwicklung der Dach-PV und Freiflächen-PV im Modellierungszeitraum werden die EEG 2023-Ziele als Mittelwert genommen und eine Abweichung von $\pm 20\,\%$ zugelassen.
  - Für die Wind an Land-Komponente werden ebenfalls die EEG 2023-Ziele als Mittelwert angenommen und eine eine Abweichung von $\pm 20\,\%$ zugelassen.
  - Für Wind auf See wird vorgegeben, dass die Komponente bis 2045 auf 70 GW ausgebaut wird. Der Zeitverlauf wird durch die Pläne für die Onshore-Netzanbindung aus [Übertragungsnetzbetreiber 2024] und [Deutsche WindGuard GmbH 2023] abgeleitet. Die Anbindungsleistung und die damit verbundenen Kosten werden mit 80 % der installierten Leistung angenommen.

Tabelle 4.1: In der Modellierung betrachtete Regionen und zugehörige Bundesländer

Knoten	Bundesland
DE1	Baden-Württemberg
DE2	Bayern
DE34	Berlin Brandenburg
DE59	Niedersachsen Bremen
DE6F	Hamburg Schleswig-Holstein
DE7	Hessen
DE8	Mecklenburg-Vorpommern
DEA	Nordrhein-Westfalen
DEBC	Rheinland-Pfalz Saarland
DED	Sachsen
DEE	Sachsen-Anhalt
DEG	Thüringen

  - Der gemeinsame Anteil von batterieelektrischen Fahrzeugen und Wasserstoffautos an der Verkehrsleistung entwickelt sich im *SCOPE-Basis*-Szenario wie der Mittelwert der diesbezüglich ausgewerteten Studien in der Metastudie. Der Anteil kann in jedem Stützjahr um 10 Prozent nach oben und unten abweichen.
  - Der Anteil von Wärmepumpen am Heizbedarf entwickelt sich ebenfalls nach dem Mittelwert der in der Metaanalyse diesbezüglich ausgewerteten Szenarien und kann um 10 Prozent nach oben und unten abweichen. Da für das Jahr 2050 keine Daten aus der Metaanalyse vorlagen, werden die Werte extrapoliert und der Korridor auf $\pm 20\,\%$ vergrößert.
  - Wir geben für Deutschland einen Kohleausstieg bis spätestens 2035 vor.

- Die räumliche Verteilung der EE auf die modellierten Regionen richtet sich nach NEP A/B 2045 [Übertragungsnetzbetreiber 2023]. Ausgehend von diesen Werten werden knotenscharf die Abweichungen von $\pm 20\,\%$ für Wind onshore, PV-Aufdach und PV-Freifläche zugelassen.

- Biomasse-Potentiale unterliegen stark politischen Rahmenbedingungen. Für die Modellierungen wurde ein über den Transformationspfad annähernd konstantes Gesamtpotential angenommen. Die Werte richten sich nach den Werten von [Hennenberg u. a. 2024], dem BMU [Bundesumweltministerium 2023] und dem UBA [UBA 2026].

- Als Startpunkt der Optimierung wird der Kraftwerkspark im Startjahr genommen. Die installierte Leistung der Kraftwerke richtet sich nach [Ember 2026b].
- Das Ausbaupotential für Fernwärme ist stark von der Wärmedichte abhängig und unterscheidet sich daher zwischen den Bundesländern. Die Obergrenzen für den Fernwärmeausbau werden nach der Methodik aus [Schlemminger u. a. 2025] berechnet.
- CO_2-Ziele in einzelnen Stützjahren entsprechen einer linearen Interpolation zwischen KSG 2021-Zielen und heutigen Emissionen.

Tabelle 4.2: Installierte Leistung für Wind und PV nach deutschen Bundesländern (Angaben in GW) entsprechend NEP A/B 2045 [Übertragungsnetzbetreiber 2023]

Bundesland	**Wind an Land**	**PV Freifläche**	**PV Dach**
Baden-Württemberg	9,80	19,5	32,6
Bayern	17,32	39,5	55,0
Berlin	0,04	0,0	0,7
Brandenburg	17,54	17,0	8,2
Bremen	0,20	0,1	0,3
Hamburg	0,13	0,1	0,3
Hessen	9,65	8,1	12,0
Mecklenburg-Vorpommern	11,01	17,8	5,8
Niedersachsen	29,02	18,8	22,2
Nordrhein-Westfalen	14,26	8,4	32,0
Rheinland-Pfalz	10,34	10,4	11,1
Saarland	1,37	1,9	2,2
Sachsen	7,47	8,7	7,8
Sachsen-Anhalt	11,78	19,5	7,6
Schleswig-Holstein	12,73	8,1	7,2
Thüringen	7,35	11,0	5,8
Deutschland	**160,0**	**189,0**	**211,0**

Tabelle 4.3: Verteilung der Leistung der erneuerbaren Energien nach deutschen Bundesländern (Angaben in GW) entsprechend NEP A/B 2045 [Übertragungsnetzbetreiber 2023]

Knoten	Wind Offshore	Wind Onshore	Solar Freifläche	Solar Aufdach
DE1	0.00	9.80	19.51	32.62
DE2	0.00	17.32	39.53	55.04
DE34	0.00	17.58	17.01	8.91
DE59	29.50	29.22	18.91	22.52
DE6F	17.11	12.86	8.21	7.51
DE7	2.00	9.65	8.11	12.01
DE8	5.64	11.01	17.81	5.80
DEA	16.00	14.26	8.41	32.02
DEBC	0.00	11.71	12.31	13.31
DED	0.00	7.47	8.71	7.81
DEE	0.00	11.78	19.51	7.61
DEG	0.00	7.35	11.01	5.80

Europa

Das *Europa-Basis*-Szenario wird im Hauptteil nicht vertieft behandelt. Lediglich als Ausgangsrechnung für die möglichen Stromimportmengen und -preise im *SCOPE-Basis*-Szenario sowie im Unterabschnitt 3.14, Abschnitt 3.15 und im Abschnitt 3.12 wird es angewendet. Das *Europa-Basis*-Szenario ist genau wie das *SCOPE-Basis*-Szenario mit ESTRAM erstellt und basiert auf einem ähnlichen Annahmen-Satz. Die folgende Aufzählung umfasst zusätzliche wichtige Annahmen für das *Europa-Basis*-Szenario, die sich von den Annahmen im *SCOPE-Basis*-Szenario unterschieden. Alle komponentenspezifischen Annahmen wie Potentiale und exogene Ausbaupfade, die im *SCOPE-Basis*-Szenario für Deutschland gelten, werden im *Europa-Basis*-Szenario auch auf den DE-Knoten angewendet.

- Das *Europa-Basis*-Szenario modelliert Europa in 13 Knoten und umfasst alle Länder der Europäischen Union sowie Norwegen, das Vereinigte Königreich und die Schweiz. Teilweise sind benachbarte Länder zu einem Knoten zusammengefasst, um das Modell nicht zu groß werden zu lassen. Deutschland ist als einzelner Knoten abgebildet, um seine Wechselwirkungen mit Nachbarländern und dem europäischen Energiesystem genau untersuchen zu können (Abbildung 4.7).

- Energie kann in *Europa-Basis*-Szenario zwischen den Knoten mithilfe eines Stromnetzes, eines Gasnetzes und eines Wasserstoffnetzes ausgetauscht werden. Der Ausbau dieser Netze im Modellierungszeitraum wird exogen vorgegeben. Das Stromnetz wird aus [Ember 2026a] entnommen und zu der im Szenario bestehenden Knotenstruktur aufaggregiert. Hierbei wird auf den “Best-Estimate“-Datensatz zurückgegriffen. Für die Entwicklung von Gas- und Wasserstoffnetz werden Prognosen der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber verwendet, welche unter [ENTSOG 2025b] und [ENTSOG 2025a] veröffentlicht sind.

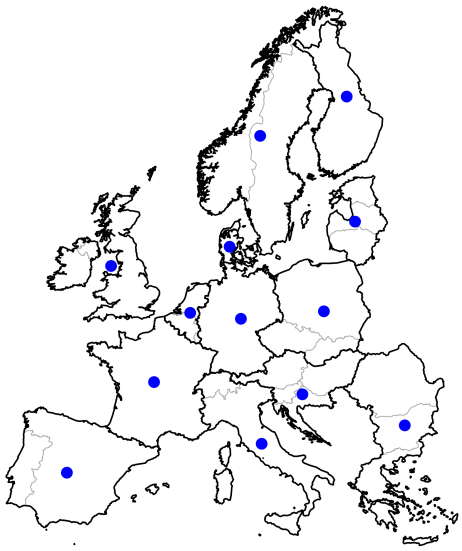


Abbildung 4.7: Knotenstruktur *Europa-Basis*-Szenario

- Auch im Europaszenario werden Ausbaukorridore für einige Komponenten vorgegeben:
  - Für die PV-Komponenten werden länderspezifische Ober- und Untergrenzen aus den *Electricity Generation Trajectories* in [ENTSOG & ENTSO-E 2025a] genutzt. Die Aufteilung in Dach-PV und Freiflächen-PV erfolgt zu jeweils 50 %.
  - Für die Wind-an-Land- und Wind-auf-See-Komponenten werden auch länderspezifische Ober- und Unterausbaugrenzen aus den *Electricity Generation Trajectories* aus [ENTSOG & ENTSO-E 2025a] angewendet.
  - Für (nicht deutsche) Kernkraftwerke werden länderspezifische Entwicklungskorridore aus [ENTSOG & ENTSO-E 2025b] abgeleitet. Die Korridore werden vom *Distributed Energy*- und dem *Global Ambition*-Szenario aufgespannt.
  - Der aktuelle Ausbau von Wärmepumpen wird aus [Energiewirtschaft e. V. 2020] abgeleitet. Die zukünftige Entwicklung folgt dem relativen Ausbau, der auch für Deutschland angenommen wird.
  - Der aktuelle Anteil von batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) wird aus [Eurostat 2026] abgeleitet. Hierbei wird vernachlässigt, dass der Lieferverkehr einen abweichenden Anteil BEV hat. Der Anteil von Brennstoffzellen-Fahrzeuge (FCEV) im Startjahr wird zunächst auf 0 gesetzt. Die zukünftige Entwicklung folgt dem relativen Ausbau, der auch für Deutschland angenommen wird.
  - Der Ausbau von nicht deutschen Kohlekraftwerken wird nicht eingeschränkt.
- Alle Länder in Europa nutzen Biomasse für verschiedene Anwendungen im Energiesystem. Wie viel jedem Land durch eigenen Anbau oder Import zur Verfügung steht, wird für alle nicht deutschen Länder aus [Ruiz Castello u. a. 2019] entnommen.

Tabelle 4.4: Im *Europa-Basis*-Szenario geclusterte Länderknoten

Knoten	**Länder**
AT/HU/HR/SI	Österreich, Ungarn, Kroatien, Slowenien
CH/IT	Schweiz, Italien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EE/LV/LT	Estland, Lettland, Litauen
EL/BG/RO	Griechenland, Bulgarien, Rumänien
FI	Finnland
FR	Frankreich
IE/UK	Irland, Großbritannien
NL/BE/LU	Niederlande, Belgien, Luxemburg
NO/SE	Norwegen, Schweden
PL/CZ/SK	Polen, Tschechien, Slowakei
PT/ES	Portugal, Spanien

- Der Kraftwerkspark im Startjahr wird aus den aktuellsten Zahlen aus [Ember 2026b] abgeleitet. Die Leistungsaufteilung auf spezifische Kraftwerkstypen wird mithilfe von Daten aus [Gotzens u. a. 2019] sowie [De Felice, Peronato und Kavvadias 2021] durchgeführt.
- Obergrenzen für den Fernwärmeausbau werden mit der Methodik aus [Schlemminger u. a. 2025] selbst berechnet.
- Die angenommenen CO_2-Ziele werden linear aus aktuellen Emissionen und nationalen Zielen aller modellierten Länder abgeleitet.

4.3.3 Energieaustauschkosten

In den Szenarien, die in dieser Studie vorgestellt werden, wird Energie zwischen einzelnen Knoten nicht gehandelt, sondern auf der Suche nach einem globalen Kostenoptimum ohne Zusatzkosten ausgetauscht. In der Realität bekommen Länder für Energie, die sie in anderen Länder/Knoten exportieren, Geld bzw. müssen sie für den Import von Energie bezahlen. Um innerhalb eines Szenarios auf Länderebene die Kosten oder Kostenänderungen für einzelne Knoten zu bewerten, müssen diese in der Realität auftretenden Austauschkosten abgeschätzt werden. Hierfür nutzen wir folgende Methodik: Tauschen zwei Knoten in einem Zeitschritt Energie aus, so wird dem exportierenden Knoten ein Gewinn in Höhe des Produkts aus exportierter Energiemenge und dem für diese Stunde berechneten Schattenpreis des jeweiligen Energieträgers zugeschrieben. Der importierende Knoten trägt die entsprechenden Kosten. Durch Aufsummieren dieser Austauschkosten über alle Zeitschritte hinweg können

die resultierenden Salden für jeden Knoten bestimmt und zwischen verschiedenen Szenarien verglichen werden.

Hierbei ist zu beachten, dass Schattenpreise die jeweiligen knoten-spezifischen Energiegestehungs-Grenzkosten darstellen und damit nicht unbedingt die in der Realität am Markt entstehenden Handelspreisen entsprechen. Für die Abschätzung, wie viele Austauschkosten einzelne Knoten in den hier vorgestellten Szenarien tragen, soll diese Vereinfachung genügen.

4.3.4 Beschäftigungseffekte im Energiebereich

Die Systematik zur Berechnung der Beschäftigten in Vollzeitäquivalent wird im Folgenden beschrieben. Grundlage bilden die in Tabelle 4.5 dargestellten Beschäftigungsfaktoren. Für jede Technologie werden Faktoren für die Bereiche Herstellung (BF_H), Installation (BF_I), Betrieb und Wartung (BF_B), Energieträgerbereitstellung (BF_EB) sowie Speicher und Netze (BF_SN) angesetzt. Die Abnahme der VZÄ je Einheit ist in der Spalte „Abnahme“ angegeben.

Zur Berechnung der erforderlichen VZÄ je Technologie werden für die Bereiche Herstellung und Installation die jährlich zugebauten Leistungen in MW mit den jeweiligen Beschäftigungsfaktoren multipliziert. Für Betrieb und Wartung wird hingegen die gesamte installierte Leistung je Technologie berücksichtigt. Der Bereich Energieträgerbereitstellung bezieht sich auf die jährlich in Deutschland geförderte bzw. bereitgestellte Energiemenge eines Energieträgers in TWh. Der Bereich Speicher und Netze basiert auf der insgesamt bereitgestellten Strommenge in TWh aus inländischen Quellen und Erzeugern zuzüglich der Importe.

Die Berechnung erfolgt für alle Stützjahre des Transformationspfads unter Berücksichtigung einer linearen Abnahme der Beschäftigungsfaktoren.

Tabelle 4.5: Beschäftigungsfaktoren in VZÄ für das Startjahr 2025

Technologie	Einheit	BF_H	BF_I	BF_OM	BF_EB	BF_SN	Abnahme
Wind an Land	VZÄ/MW	4,54	3,09	0,28	0	0	0,00
Wind auf See	VZÄ/MW	13,30	6,81	0,17	0	0	0,02
PV-Dach	VZÄ/MW	1,59	4,87	0,29	0	0	0,02
PV-Freifläche	VZÄ/MW	1,59	2,43	0,15	0	0	0,02
Biogasanlagen	VZÄ/MW	2,80	13,53	0,26	0	0	0,00
Wärmepumpen	VZÄ/MW	2,90	3,84	0,22	0	0	0,01
Großwärmepumpen	VZÄ/MW	2,90	3,84	0,45	0	0	0,01
Elektrolyseure	VZÄ/MW	1,02	1,22	0,11	0	0	0,01
Atomkraftwerke	VZÄ/MW	0	0	0,6	0	0	–
Braunkohlekraftwerke	VZÄ/MW	0	0	0,26	0	0	–
Steinkohlekraftwerke	VZÄ/MW	0	0	0,14	0	0	–
Gaskraftwerke	VZÄ/MW	0,89	1,28	0,13	0	0	0,00
Braunkohle	VZÄ/TWh	0	0	0	0,0000351	0	0
Biomasse	VZÄ/TWh	0	0	0	0,0001076	0	0
Speicher und Netze	VZÄ/TWh	0	0	0	0	0,00007861	0,00

Für den Ausblick nach 2050 wird davon ausgegangen, dass die installierten Leistungen der untersuchten Komponenten erhalten bleiben und eine konstante Zubaurate in Abhängigkeit von der Lebensdauer angenommen.

Literatur

AGEB [2026]. Energiebilanzen Deutschland, 2015-2023. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). https://ag-energiebilanzen.de/ [besucht am 27.3.2026].

AGEE-Stat [2026]. Erneuerbare Energien in Zahlen. Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#berblick [besucht am 27.3.2026].

Agora [2024]. Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung - Vertiefung der Szenariopfade. Agora Think Tanks u. a. https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-szenariopfade [besucht am 27.03.2026].

Agora Industrie, Öko-Institut [2026]. Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität: Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen für CO_2-Transport und -Speicherung. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_OekoInst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf.

ARIADNE [2025]. Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt ARIADNE. https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitat-2045/ [besucht am 27.03.2026].

Aurora [2025]. Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040. Aurora Energy Research und EnBW. https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf [besucht am 27.03.2026].

Banse, Martin u. a. [2023]. Bausteine für eine Biomassestrategie: Biomassepotentiale und Erwartungen an ihre künftige Nutzung (BIOSTRAT). Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung und Thünen-Institut. https://www.thuenen.de/media/ti/Newsroom/Aktuelles/2025/Nationale_Biomassestrategie/Abschlussbericht_BIOSTRAT.pdf [besucht am 27.03.2026].

BCG [2025]. Energiewende auf Kurs bringen - Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Boston Consulting Group (BCG), Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) und IWI. https://energiewende.bcg.com/home/?utm_description=organic&utm_topic=sustainability&utm_geo=de [besucht am 27.03.2026].

BDEW [2025a]. Die Energieversorgung 2025 - Jahresbericht (aktualisierte Fassung). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). https://www.bdew.de/service/publikationen/jahresbericht-energieversorgung/ [besucht am 06.07.2026].

BDEW [2025b]. Installierte Leistung der Stromerzeugung in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). https://bdew.de/service/daten-und-grafiken/stromerzeugung-installierte-leistung/ [besucht am 06.07.2026].

Becker u. a. [2021]. Jobmotor Klimaschutz: Beschäftigungseffekte durch ambitionierten Klimaschutz. https://www.econstor.eu/bitstream/10419/245954/1/gws-research-report21-1.pdf [besucht am 19.03.2026].

BMWE [2025]. Klimaneutral werden - wettbewerbsfähig bleiben. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.html [besucht am 06.07.2026].

BMWK [2023]. Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html [besucht am 27.03.2026].

BMWK [2024a]. Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.html [besucht am 06.07.2026].

BMWK [2024b]. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FhG ISI) u. a. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php [besucht am 27.03.2026].

BMWK [2024c]. Systementwicklungsstrategie 2024. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html [besucht am 27.03.2026].

BMWK, BMEL und BMUV [2022]. Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS). Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Landwirtschaft/Nachwachsende-Rohstoffe/eckpunkte-nationale-biomassestrategie-nabis.pdf?__blob=publicationFile [besucht am 27.03.2026].

BNetzA [2025]. Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045. Bundesnetzagentur (BNetzA). https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/250430_Genehmigung_Szenariorahmen_2025_0.pdf [besucht am 27.03.2026].

BNetzA [2026]. Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2024. Bundesnetzagentur (BNetzA). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html [besucht am 23.04.2026].

Braun, Josua u. a. [2025]. „Costs and export potentials of green synthetic fuels produced in the MENA region“. In: Frontiers in Energy Research 13. DOI: 10.3389/fenrg.2025.1550419.

Bundesregierung [2026]. Nordseegipfel: Internationaler Nordsee-Gipfel in Deutschland: Für unabhängige und sichere Energie in Europa. https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/nordseegipfel-2026 [besucht am 13.03.2026].

Bundesumweltministerium [2023]. Naturschutz und Bioenergie. https://www.bundesumweltministerium.de/themen/naturschutz/naturschutz-und-energie/naturschutz-und-bioenergie [besucht am 19.03.2026].

Danish Energy Agency [2026]. Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage. https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-carbon-capture-transport-and-storage [besucht am 05.02.2026].

De Felice, Matteo, Giuseppe Peronato und Konstantinos Kavvadias [2021]. energy-modelling-toolkit/hydro-power-database: JRC Hydro-power database - release 10. DOI: 10.5281/zenodo.5215920.

dena [2025]. Elektrolysekapazitäten in Deutschland - Stand und Ausblick. Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland [besucht am 06.07.2026].

Deutsche WindGuard GmbH [2023]. Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland: Erstes Halbjahr 2023. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Jahr_2023.pdf [besucht am 06.07.2026].

Ember [2026a]. Europe Electricity Interconnection Data Tool. https://ember-energy.org/data/europe-electricity-interconnection-data-tool/ [besucht am 25.02.2026].

Ember [2026b]. Yearly Electricity Data. https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/#explore-this-data [besucht am 19.03.2026].

Energiewirtschaft e. V., Forschungsstelle für [2020]. Final Energy Consumption per Energy Source and Application: Europe NUTS-0. https://opendata.ffe.de/dataset/final-energy-consumption-per-energy-source-and-application-europe-nuts-0/ [besucht am 19.03.2026].

ENTSOG [2025a]. TYNDP 2024: Annex C1 – Natural Gas Infrastructure Capacities. https://tyndp2024.entsog.eu/downloads/ [besucht am 06.07.2026].

ENTSOG [2025b]. TYNDP 2024: Annex C2 – Hydrogen Infrastructure Capacities. https://tyndp2024.entsog.eu/downloads/ [besucht am 06.07.2026].

ENTSOG & ENTSO-E [2025a]. TYNDP 2024: Scenarios Methodology Report – Final Version January 2025. https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf [besucht am 06.07.2026].

ENTSOG & ENTSO-E [2025b]. TYNDP 2024: Scenarios Report – Final Version January 2025. https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Report_FInal_Version_250128_web.pdf [besucht am 06.07.2026].

Eurostat [2026]. Passenger cars, by type of motor energy: road_eqs_carpda. Hrsg. von Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/road_eqs_carpda/default/table?lang=en [besucht am 06.07.2026].

EWI & BET [2025]. Energiewende. Effizient. Machen. - Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH und BET Consulting GmBH. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html [besucht am 27.03.2026].

FhG ISE [2026]. Energy Charts. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (FhG ISE). https://www.energy-charts.info/ [besucht am 27.03.2026].

FNB Gas e.V. [2024]. KO-NEP - Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025: Entwurf vom 01. Juli 2024 in der Fassung vom 16. August 2024. Koordinerungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Gas/SR2025/Szenariorahmen_2025_final.pdf [besucht am 27.03.2026].

Fuhrmann, A. u. a. [2024]. „CO_2 storage potential of the Middle Buntsandstein Subgroup - German sector of the North Sea“. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 136, S. 104175. ISSN: 1750-5836. DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104175.

Gotzens, Fabian u. a. [2019]. „Performing energy modelling exercises in a transparent way - The issue of data quality in power plant databases“. In: Energy Strategy Reviews 23, S. 1–12. ISSN: 2211467X. DOI: 10.1016/j.esr.2018.11.004. [Besucht am 2018-12-03].

GSEU Project [2025]. Map of Geo-Energy Boreholes and Wells. Version 1.0. https://www.europe-geology.eu/data-tools/map-viewer/ [besucht am 24.11.2025].

Hennenberg, Klaus u. a. [2024]. Hintergrundinformationen zum Status Quo der Land und Forstwirtschaft in Deutschland und zukünftigen Biomassepotenzial für die Erarbeitung der NABIS. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Hintergrundinformationen-NABIS.pdf [besucht am 08.07.2026].

IEA [2025]. Energy and AI. Hrsg. von International Energy Agency (IEA). https://www.iea.org/reports/energy-and-ai.

KfW [2026]. NordLink - Die grüne Stromautobahn: Resilienz und Souveränität. https://www.kfw.de/stories/stromautobahn.html [besucht am 23.03.2026].

Krenzel, Andre [2022]. „Erdgas, Wasserstoff und Jobwende - Szenarienbasierte Analyse von Beschäftigungseffekten durch die Energietransformation in Deutschland“. Masterarbeit. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

Lohr, Clemens u. a. [2025a]. ESTRAM - data documentation. DOI: 10.5281/zenodo.10089521.

Lohr, Clemens u. a. [2025b]. ESTRAM - ein Framework für die Erstellung und Optimierung von Energiesystemmodellen. DOI: 10.15488/18471.

Marzukalova, Zhanat [2025]. Stand und Entwicklung des Rechenzentrumstandorts Deutschland: Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. https:

//energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2025/07/Meldung/direkt-erfasst.html [besucht am 08.07.2026].

Probst, Felix u. a. [2024]. Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045: Eine Kurz-Studie der ef.Ruhr GmbH, im Unterauftrag unterstützt durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf [besucht am 06.07.2026].

PyPSA [2026]. Technology Data. https://github.com/PyPSA/technology-data [besucht am 05.02.2026].

Ragwitz, Mario u. a. [2023]. Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland - Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohenstoffmanagement. Hrsg. von acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina und Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. München. https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transformationspfade [besucht am 08.07.2026].

Ram, Manish u. a. [2022]. „Job creation during a climate compliant global energy transition across the power, heat, transport, and desalination sectors by 2050“. In: Energy 238, S. 121690. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121690.

Ruiz Castello, P. u. a. [2019]. „ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials“. In: Energy Strategy Reviews 26, S. 100379. ISSN: 2211-467X. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100379.

Rutovitz, Jay, Elsa Dominish und Jenni Downes [2015]. Calculating Global Energy Sector Jobs: 2015 Methodology. Prepared for Greenpeace International. Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney. https://opus.lib.uts.edu.au/handle/10453/43718 [besucht am 06.07.2026].

Schenke, F. u. a. [2024]. „LH2 supply for the initial development phase of H2-powered aviation“. In: Energy Conversion and Management: X 24, S. 100797. ISSN: 25901745. DOI: 10.1016/j.ecmx.2024.100797.

Schlemminger, Marlon u. a. [2025]. „Flexibility is the key to decarbonizing heat supply: A case study based on the German energy system“. In: Energy Conversion and Management 324, S. 119300. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2024.119300.

Sternberg, André und André Bardow [2015]. „Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems“. In: Energy & Environmental Science 8.2, S. 389–400. ISSN: 1754-5692. DOI: 10.1039/C4EE03051F.

TARCHON ENERGY [13.03.2026]. Tarchon Energy. https://www.tarchonenergy.net/ [besucht am 13.03.2026].

Terrapon-Pfaff, J., M. Prantner und S. R. Ersoy [2022]. Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region: Teilbericht 8. Techn. Ber. Wuppertal Institut. https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht8_Risikobewertung.pdf [besucht am 06.07.2026].

Thelen, Connor u. a. [2024]. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (FhG ISE). https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html [besucht am 06.07.2026].

UBA [2019]. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE - Studie. Umweltbundesamt (UBA). https://www.umweltbundesamt.de/rescue [besucht am 08.07.2026].

UBA [2025]. Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Umweltbundesamt (UBA) u. a. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland [besucht am 27.03.2026].

UBA [2026]. Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt (UBA). https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#berblick [besucht am 19.03.2026].

Übertragungsnetzbetreiber [2012]. Netzentwicklungsplan Strom. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-12/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf [besucht am 06.07.2026].

Übertragungsnetzbetreiber [2023]. NEP kompakt: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-12/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf [besucht am 06.07.2026].

Übertragungsnetzbetreiber [2024]. Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045: Version 2023, zweiter Entwurf, Aktualisierung April 2024. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-04/NEP_2037_2045_V2023_Anhang_2E_Aktualisierung_April_2024.pdf [besucht am 06.07.2026].

Xu, Yifan u. a. [2025]. „Developing a preliminary site selection method for direct air capture and CO_2 storage technology with a case study in the North Germany“. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 145, S. 104392. ISSN: 1750-5836. DOI: 10.1016/j.ijggc.2025.104392.

A Weiterführende Ergebnisse und Informationen

A.1 Weitere Ergebnisse der Meta-Analyse

A.1.1 Primär- und Endenergiebedarf

Abschnitt 3.1 hat die Herausforderung skizziert, dass in den Studien für einige Systemgrößen (wie Primär- und Endenergiebedarf (PEB / EEB)) die „Startwerte“ 2025 der Szenarien nicht gut mit den (zu erwartenden) statistischen Werten übereinstimmen. Daher kann ein Vergleich der *Änderung* der untersuchten Systemgröße zu robusteren Ergebnissen führen. Abb. A.1 zeigt daher die Änderung des Primärenergiebedarfs (oben) bzw. des Endenergiebedarfs (unten, jeweils ohne Umweltwärme) in den normativen und explorativen Szenarien.

In allen normativen wie explorativen Szenarien ist sowohl der Primär- als auch der Endenergiebedarf rückläufig. Die meisten normativen Szenarien gehen von ähnlichen oder stärkeren Verbrauchsrückgängen aus als die explorativen Szenarien, entsprechend sind die höchsten Verbrauchsrückgänge in normativen Szenarien zu finden. Interessanterweise kommen aber auch die Szenarien mit dem *geringsten* Verbrauchsrückgang aus der Gruppe der zielerfüllenden Szenarien. Das *SCOPE-Basis*-Szenario bewegt sich bzgl. des *Rückgangs* des PEB bzw. EEB im unteren Mittelfeld aller Szenarien.

Abb. A.2 (oben) zeigt den Endenergiebedarf nach Energieträgern in allen normativen Szenarien für 2045. Über alle Szenarien hinweg dominiert der Strombedarf den EEB. Die größten Unsicherheiten bestehen beim Bedarf an PtX (H_2, SNG, PtL), mit Bedarfen zwischen 120 und 600 TWh im Jahr 2045. Auch die Unsicherheiten bei der Fernwärme sind vergleichsweise groß. „Sonstiges“ umfasst den Verbrauch an Biomasse (fest, flüssig, gasförmig) sowie die Nutzung von Solarthermie, Geothermie, Abfall etc. Das *SCOPE-Basis*-Szenario liegt bzgl. des EEB Strom im Mittelfeld aller normativen Szenarien, bzgl. der Fernwärme im oberen Drittel, bzgl. PtX in der Spitzengruppe, ist aber bzgl. Umweltwärme und „Sonstigem“ unter den konservativsten Szenarien.

Aus einer Sektoren-Perspektive (Abb. A.2 (unten)) dominiert typischerweise der EEB des Industriesektors, gefolgt vom Gebäudesektor und Verkehr. Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht von einem vergleichsweise niedrigen Anteil der Sektoren Industrie und Verkehr am Gesamt-EEB im

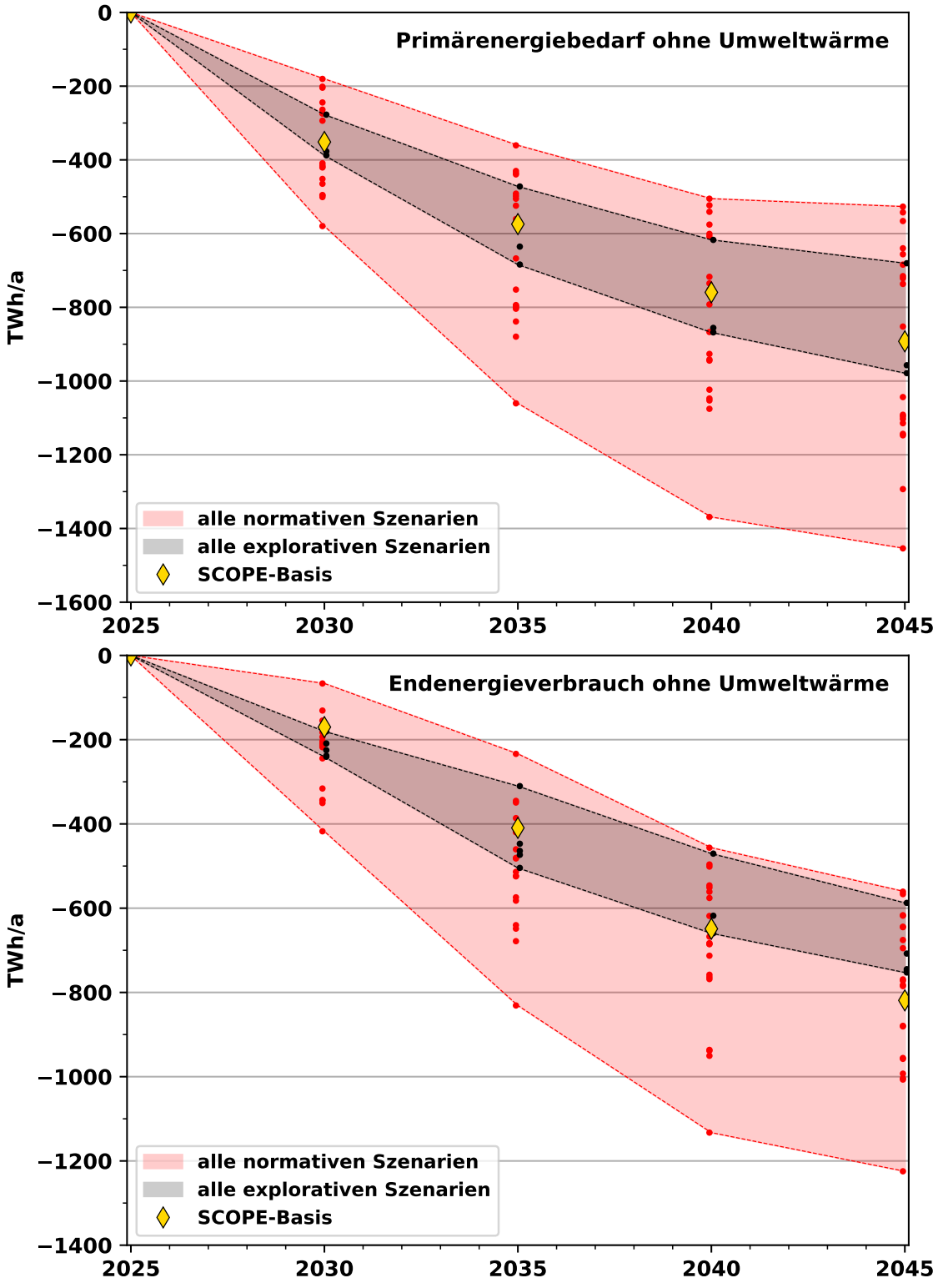


Abbildung A.1: *Änderung* des Primärenergiebedarfs (oben) und Endenergiebedarfs (unten) zwischen 2025 und 2045 in allen Szenarien (jeweils *ohne* Umweltwärme). Endenergiebedarf inkl. Verbrauch für internationalen Verkehr und nicht-energetischen Verbrauch (sofern in Studien ausgewiesen).

Vergleich zum Median aller Szenarien aus. Der EEB-Anteil im Gebäudesektor ist im *SCOPE-Basis*-Szenario höher als in allen anderen Szenarien. Im *SCOPE-Basis*-Szenario umfassen „Gebäude“ die Sektoren „Haushalte“ und „GHD“ (einschließlich Rechenzentren).

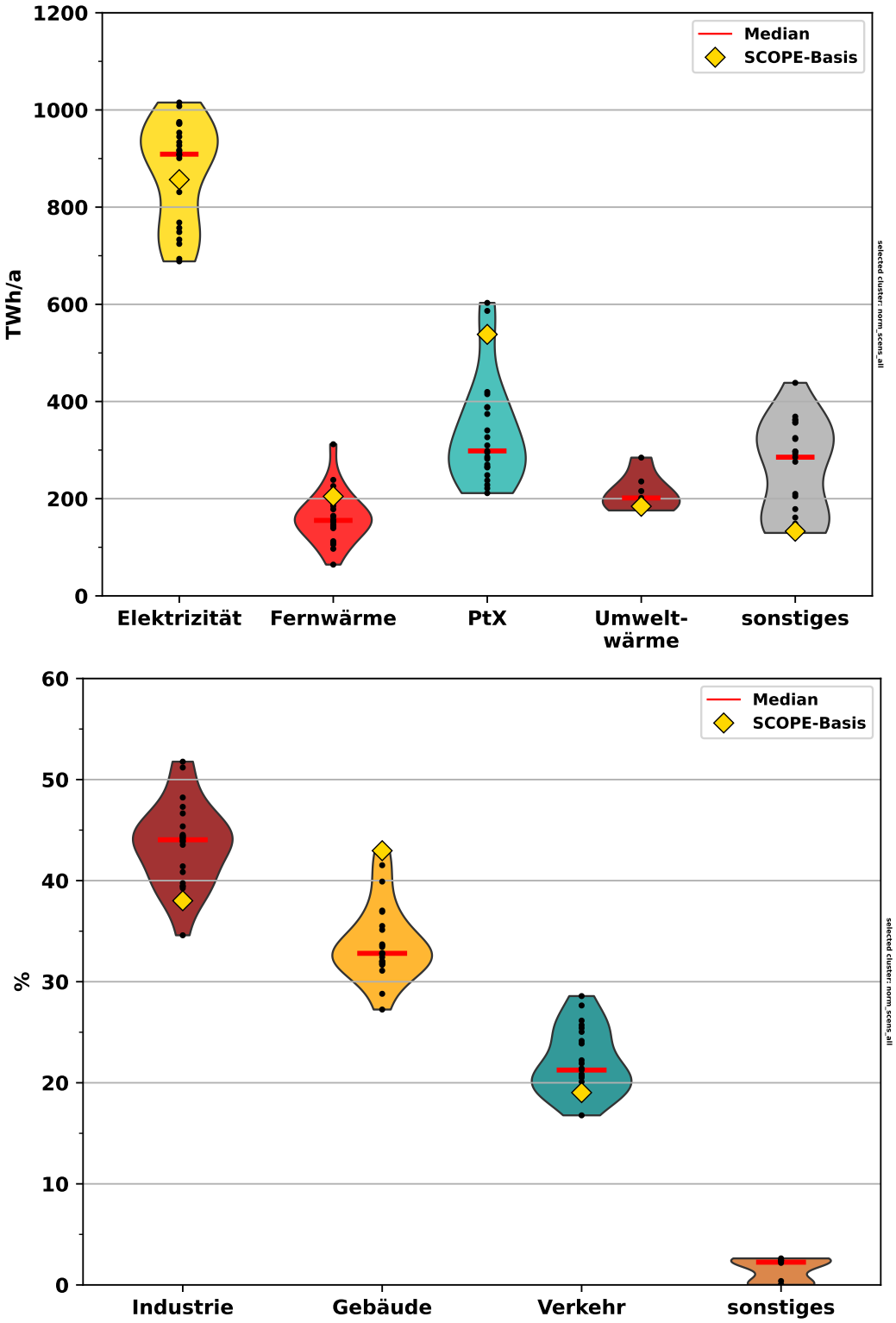


Abbildung A.2: Oben: Endenergiebedarf (EEB) nach Energieträgern, unten: Anteile der Sektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und Sonstige am EEB (normative Szenarien für 2045)

Die Endenergiebedarfe der Sektoren Industrie (energetischer und nicht-energetischer Bedarf), Gebäude und Verkehr ist in den folgenden Abbildungen A.3 - A.6 detaillierter nach Energieträger und Szenario aufgeschlüsselt:

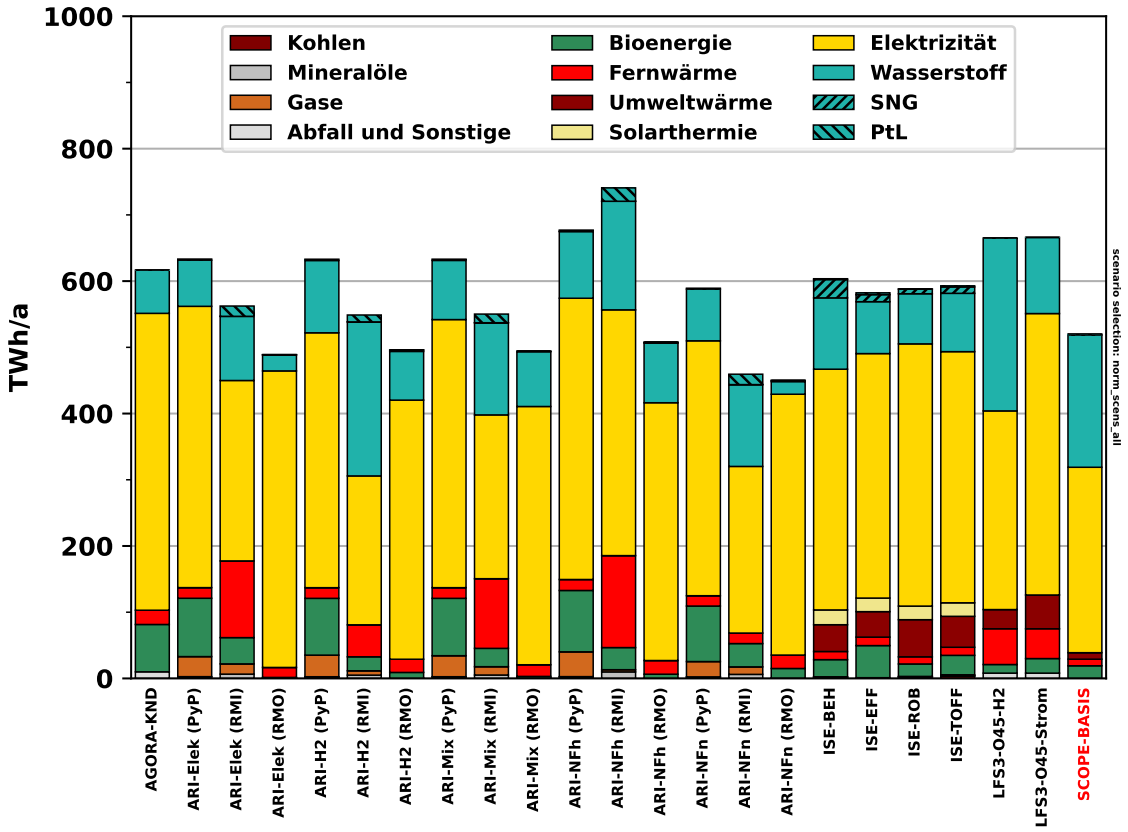


Abbildung A.3: Endenergiebedarf (EEB) in der Industrie nach Energieträgern im Jahr 2045 in den normativen Szenarien (nur energetische Nutzung)

Der Endenergiebedarf des Industriesektors bewegt sich in den normativen Szenarien für 2045 zwischen 450 und 740 TWh (siehe Abb. A.3, nur energetischer Verbrauch). Es zeigt sich, dass in normativen Szenarien Industrieprozesse bis 2045 weitgehend direkt oder indirekt elektrifiziert sind: Strom und synthetische Energieträger (meist H_2, in einigen Szenarien zusätzlich auch SNG oder PtL) machen ein Großteil des Endenergiebedarfs aus (ohne stofflichen Bedarf, Abb. A.3). In vielen Szenarien werden zudem Bioenergie, Fernwärme und – soweit in den Szenarien explizit ausgewiesen – Umweltwärme genutzt. Sonstige Gase und Mineralöle spielen eine untergeordnete Rolle. Falls Informationen zur Zusammensetzung von „Gasen“ oder „flüssigen“ Energieträgern in den Studien vorliegen, die prinzipiell fossilen, synthetischen oder biogenen Ursprungs sein können, wurde dies in Abb. A.3 berücksichtigt. Es ist nicht auszuschließen, dass die verbleibenden Mengen an „Gasen“ oder „Mineralölen“ in Abbildung A.3 zumindest zum Teil ebenfalls synthetisch hergestellt wurden oder der Bioenergie zuzurechnen wären.

Beim nicht-energetischen Bedarf in der Industrie dominieren im Jahr 2045 in den normativen Szenarien synthetische Energieträger (i.d.R. H_2 oder PtL) oder Bioenergie (Abb. A.4). In einigen Szenarien werden auch – wie schon beim (energetischen) Endenergiebedarf der Industrie (Abb. A.3) – in nennenswertem Umfang „Gase“ und „Mineralöle“ verwendet, die vermutlich

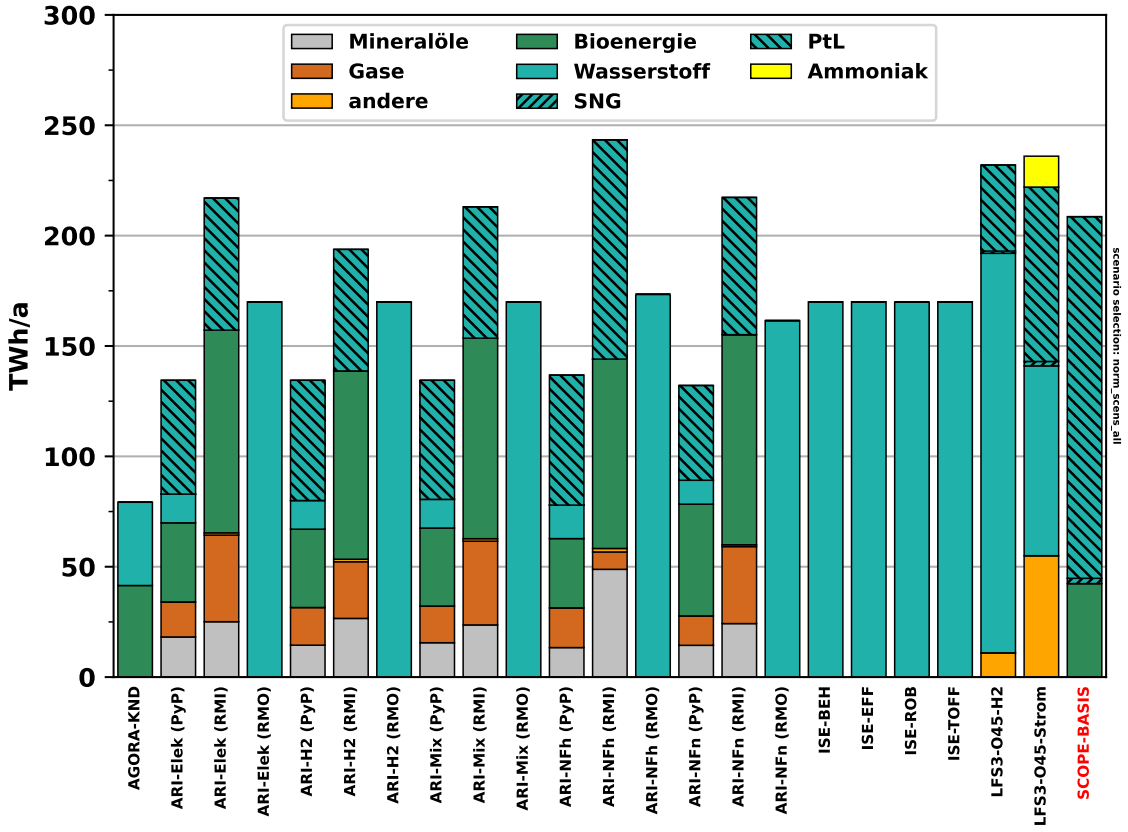


Abbildung A.4: Nicht-energetischer Bedarf in der Industrie nach Energieträgern im Jahr 2045 in den normativen Szenarien

weitgehend fossilen Ursprungs sind. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind beim nicht-energetischen Bedarf immens: Sie liegen zwischen ca. 80 TWh und 240 TWh.

Im Gebäudesektor (Abb. A.5) liegen die Annahmen für den Endenergiebedarf im Jahr 2045 zwischen ca. 420 und über 820 TWh (normative Szenarien). Der höchste Wert stammt dabei aus dem *SCOPE-Basis*-Szenario. Ein Teil dieser großen Spanne wird dadurch erklärt, dass einige Szenarien die in Wärmepumpen genutzte Umweltwärme mit ausweisen, andere Szenarien hingegen nicht. Dennoch verbleiben große Unsicherheiten beim EEB, wie ein Vergleich der Szenarien ergibt, die Umweltwärme explizit mitbilanzieren (EEB 2045: ca. 500-820 TWh/a) oder nicht mitbilanzieren (EEB 2045: 420-620 TWh). Einig sind sich die Szenarien jedoch darüber, dass der Strombedarf den Endenergiebedarf dominiert, gefolgt von Umweltwärme (sofern ausgewiesen), Fernwärme und ggf. Bioenergie. Anderer Energieträger wie fossile Gase, Solarthermie oder synthetische Energieträger wie H_2, synthetisches Erdgas (SNG) oder synthetische Öle (PtL) spielen nur in wenigen Szenarien eine Rolle.

Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors variiert in den normativen Szenarien deutlich zwischen 170 und 400 TWh für das Jahr 2045 (siehe Abb. A.6). Elektrizität macht einen Anteil zwischen 41 % und 88 % des Endenergiebedarfs, PtL zwischen 0 % und 49 %. Wasserstoff wird in den meisten Szenarien nur in vergleichsweise geringem Umfang benötigt (0-17 %), ebenso Biokraftstoffe (meist unter 10 %, maximal 33 %), fossile Energieträger (maximal 7 %) oder Methanol (max. 1 %).

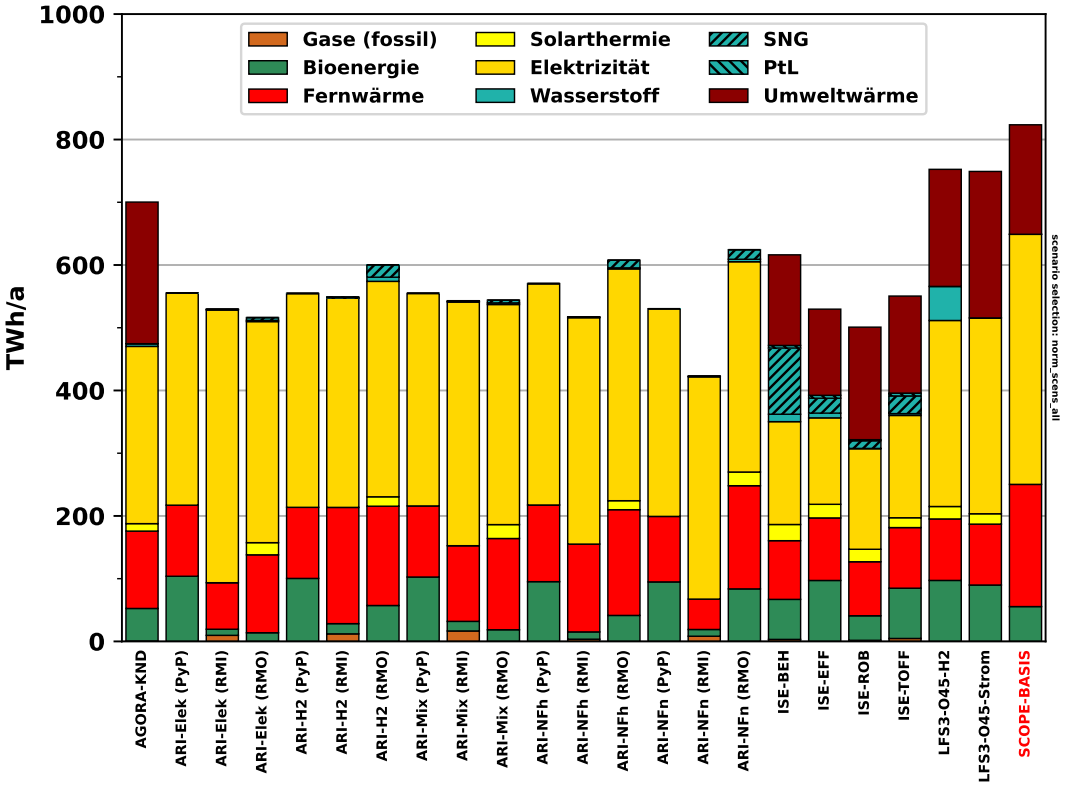


Abbildung A.5: Endenergiebedarf (EEB) im Gebäudesektor (Haushalte + GHD) nach Energieträgern im Jahr 2045 in den normativen Szenarien

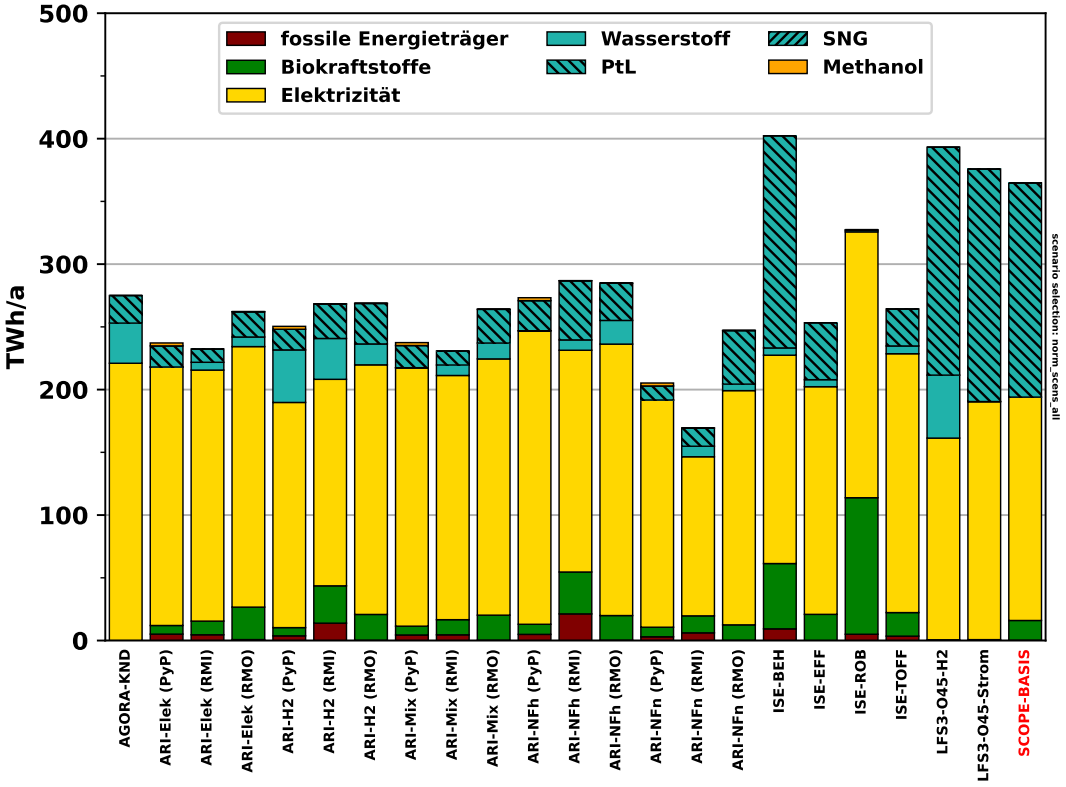


Abbildung A.6: Endenergiebedarf (EEB) im Verkehr nach Energieträgern im Jahr 2045 in den normativen Szenarien

A.1.2 Strombedarf

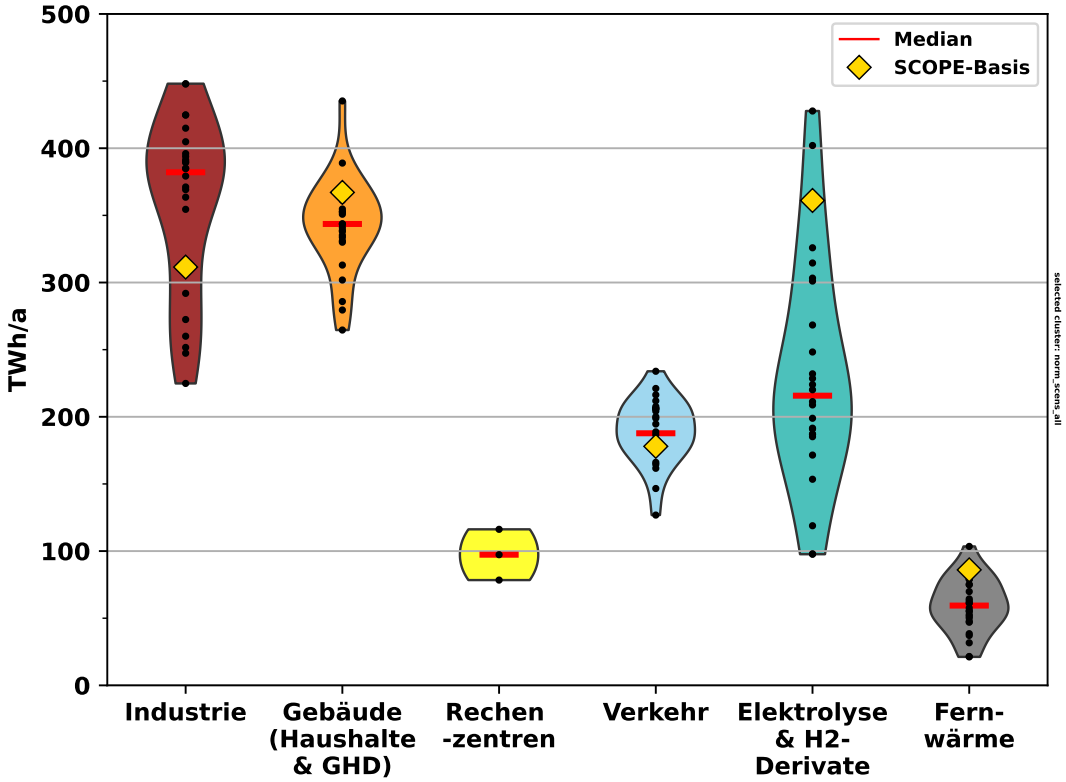


Abbildung A.7: Strombedarf im Jahr 2045 nach Sektoren für alle normativen Szenarien. Der Strombedarf von Rechenzentren ist nur in den Szenarien des NEP Strom [BNetzA 2025] explizit ausgewiesen. Im *SCOPE-Basis*-Szenario ist er in dieser Darstellung dem Sektor Gebäude zugeordnet.

Abb. A.7 zeigt den Strombedarf im Jahr 2045 in allen normativen Szenarien, differenziert nach Anwendungssektor. Die Bandbreite der Annahmen der Szenarien ist insbesondere beim Strombedarf für Elektrolyse und die Herstellung von H_2-Derivaten, aber auch in der Industrie und für die Fernwärmeerzeugung vergleichsweise groß. Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht im Industriesektor sowie im Verkehr von vergleichsweise geringen Stromverbräuchen 2045 aus, im Gebäudesektor (in SCOPE: einschließlich Rechenzentren), bzgl. PtX-Erzeugung (im Wesentlichen Elektrolyse) und bei der Fernwärme liegt das *SCOPE-Basis*-Szenario z.T. deutlich über den Annahmen der anderen Szenarien. Bei der PtX-Erzeugung sind vergleichsweise geringe H_2-Importe (vgl. Abb. 3.24) mit eine Ursache für den hohen Strombedarf im *SCOPE-Basis*-Szenario.

Die folgenden Abbildungen illustrieren die Annahmen zur Entwicklung des Strombedarfs in den Sektoren Industrie (Abb. A.8), Gebäude (Abb. A.9), Verkehr (Abb. A.10), für die Erzeugung synthetischer Energieträger (H_2, SNG, PtL, Abb. A.11), separat für Elektrolyse (Abb. A.12) und für Fernwärme (Abb. A.13) in allen Szenarien. Wie in den oberen Abbildungen A.8, A.9 und A.10 gut zu erkennen, gibt es z.T. erhebliche Diskrepanzen zwischen dem tatsächlichen (historischen) Strombedarf und dem erwarteten Strombedarf zu Beginn der Modellierungsperiode,

deren Ursachen u.a. in unterschiedlichen Systemgrenzen liegen können. Daher ist im unteren Bereich der jeweiligen Abbildungen die modellierte *Änderung* des Bedarfs ab 2025 dargestellt. Da aktuell der Strombedarf für Elektrolyse, PtX und für Fernwärme gering ist, entspricht die Entwicklung der entsprechenden Bedarfe in Abb. A.11, A.12 und A.13 weitgehend auch der Zunahme des Bedarfs.

Die Bandbreiten der Strombedarfe der normativen und explorativen Szenarien in den folgenden Abbildungen stimmen weitgehend mit den Analysen aus dem Monitoringbericht zur Energiewende [EWI & BET 2025] überein. Im Detail kommt es jedoch zu Abweichungen, die vermutlich in erster Linie durch die leicht unterschiedliche Auswahl der verwendeten Studien und Modelle begründet sind: Z.B. konnte der Monitoringbericht explorative Szenarien zum Strombedarf von Aurora Energy Research nutzen, die dem SCOPE-Konsortium nicht zur Verfügung standen. Zudem verwendet der Monitoringbericht im Gegensatz zu SCOPE auch Ergebnisse von Sektormodellen aus der ARIADNE-Studie [ARIADNE 2025] (z.B. FORECAST für den Industriesektor sowie ASTRA und ALADIN für den Verkehrssektor) und externe Analysen zum Strombedarf von Rechenzentren. Besonders auffällig sind folgende Unterschiede für das Jahr 2045, die hier dokumentiert, aber nicht weiter analysiert werden sollen:

- Strombedarf **Industrie** (Abb. A.8):
  - normative Szenarien, Maximum: Monitoringbericht ca. 500 TWh, SCOPE 448 TWh
- Strombedarf **Gebäude** (Abb. A.9):
  - normative Szenarien, Minimum: Monitoringbericht ca. 185 TWh, SCOPE 302 TWh
- Strombedarf **Verkehr** (Abb. A.10):
  - explorative Szenarien, Minimum: Monitoringbericht ca. 115 TWh, SCOPE 173 TWh
  - normative Szenarien, Minimum: Monitoringbericht ca. 70 TWh, SCOPE 127 TWh
- Strombedarf **Elektrolyse** (Abb. A.12):
  - explorative Szenarien, Maximum: Monitoringbericht ca. 80 TWh, SCOPE 127 TWh
  - normative Szenarien, Maximum: Monitoringbericht ca. 420 TWh, SCOPE 402 TWh
- Strombedarf **Fernwärme** (Abb. A.13):
  - normative Szenarien, Maximum: Monitoringbericht ca. 345 TWh, SCOPE 104 TWh

.

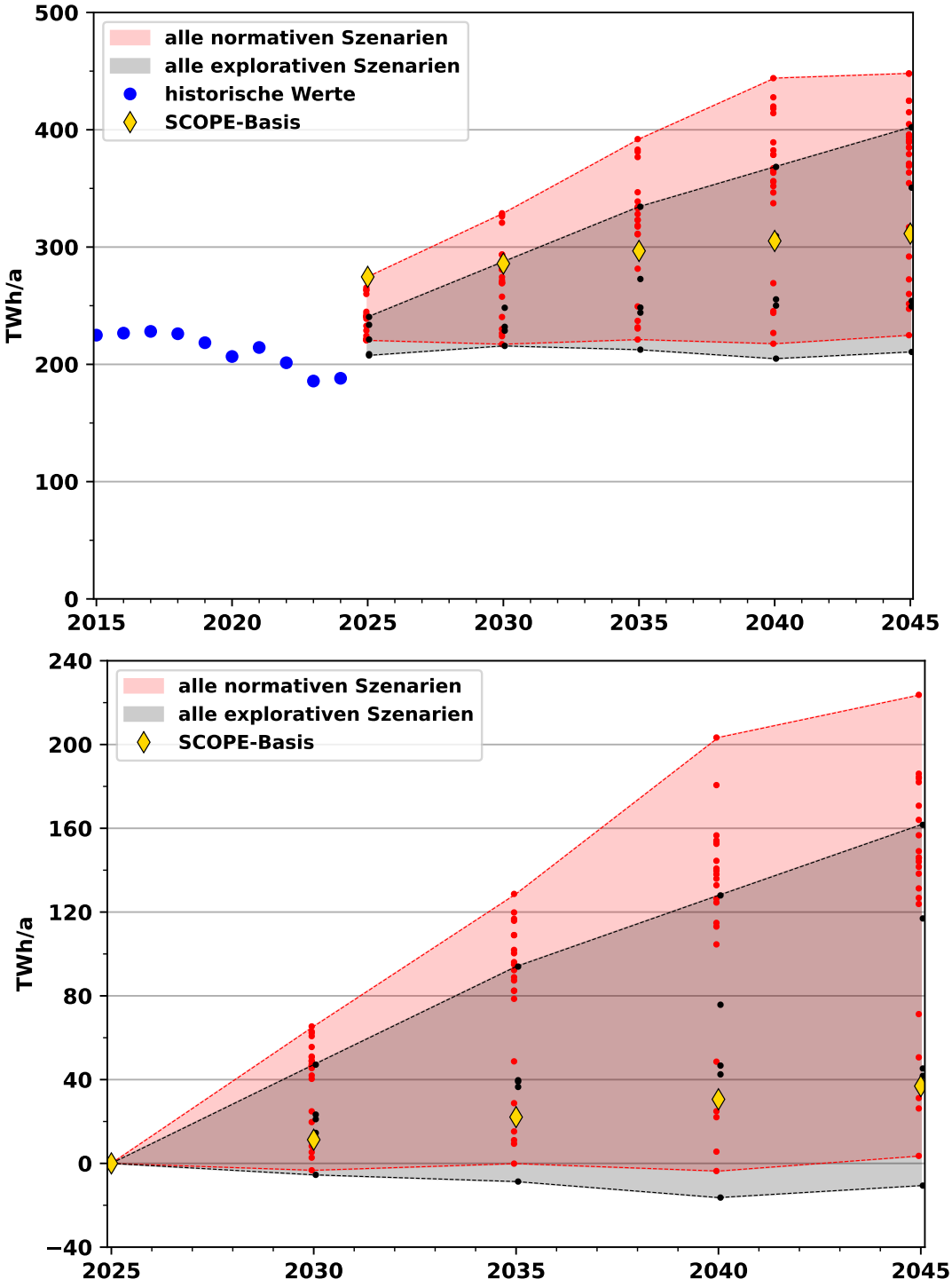


Abbildung A.8: **Strombedarf in der Industrie**, (oben): historische Entwicklung 2015-2024 und Entwicklung bis 2045 in den normativen und explorativen Szenarien, (unten): Änderung des Strombedarfs der Industrie gegenüber 2025 in den Szenarien.

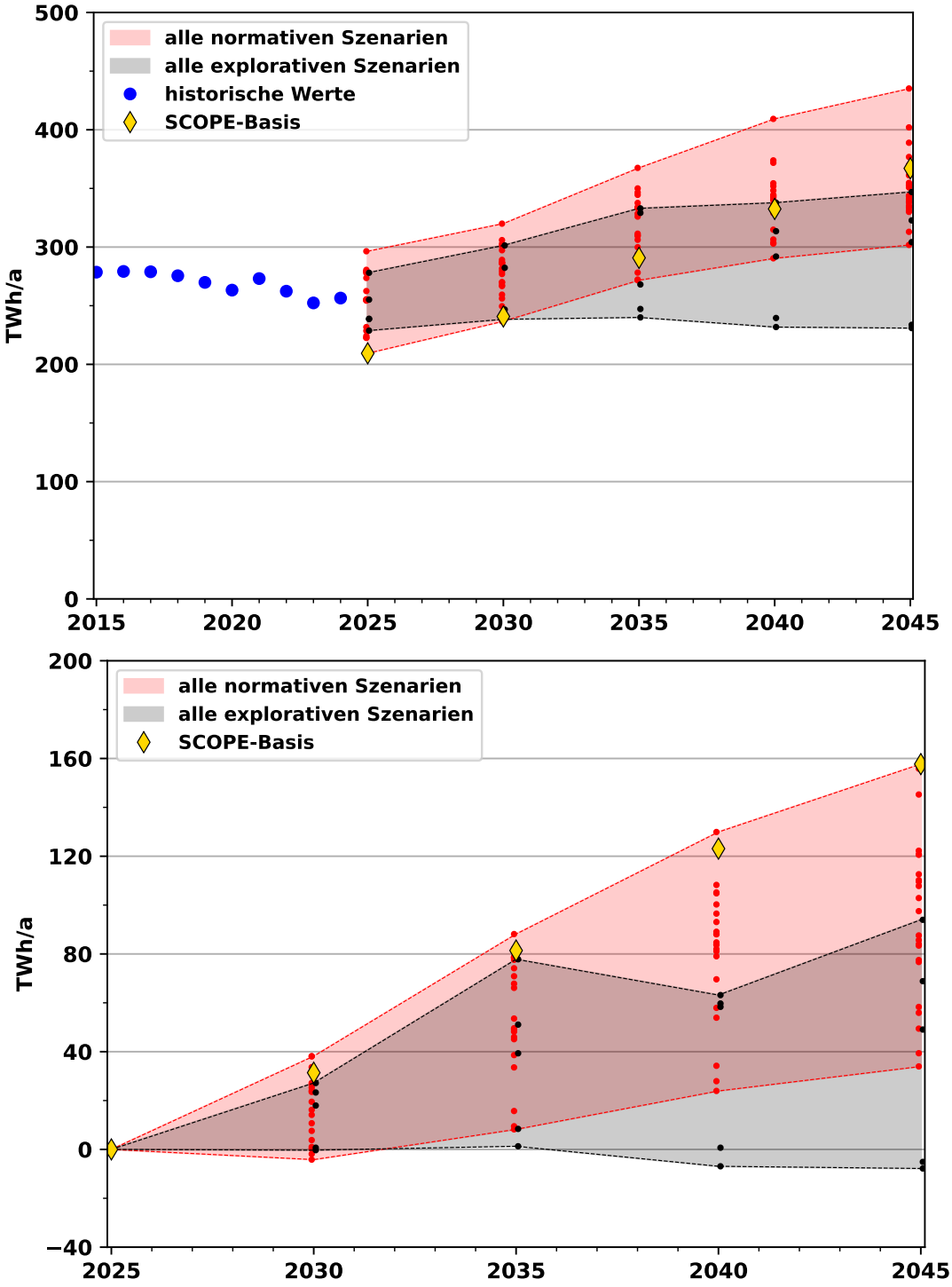


Abbildung A.9: **Strombedarf im Gebäudesektor** (Haushalte und GHD, ggf. explizit inkl. Rechenzentren), (oben): historische Entwicklung 2015-2024 und Entwicklung bis 2045 in den normativen und explorativen Szenarien, (unten): Änderung des Strombedarfs im Gebäudesektor gegenüber 2025 in den Szenarien.

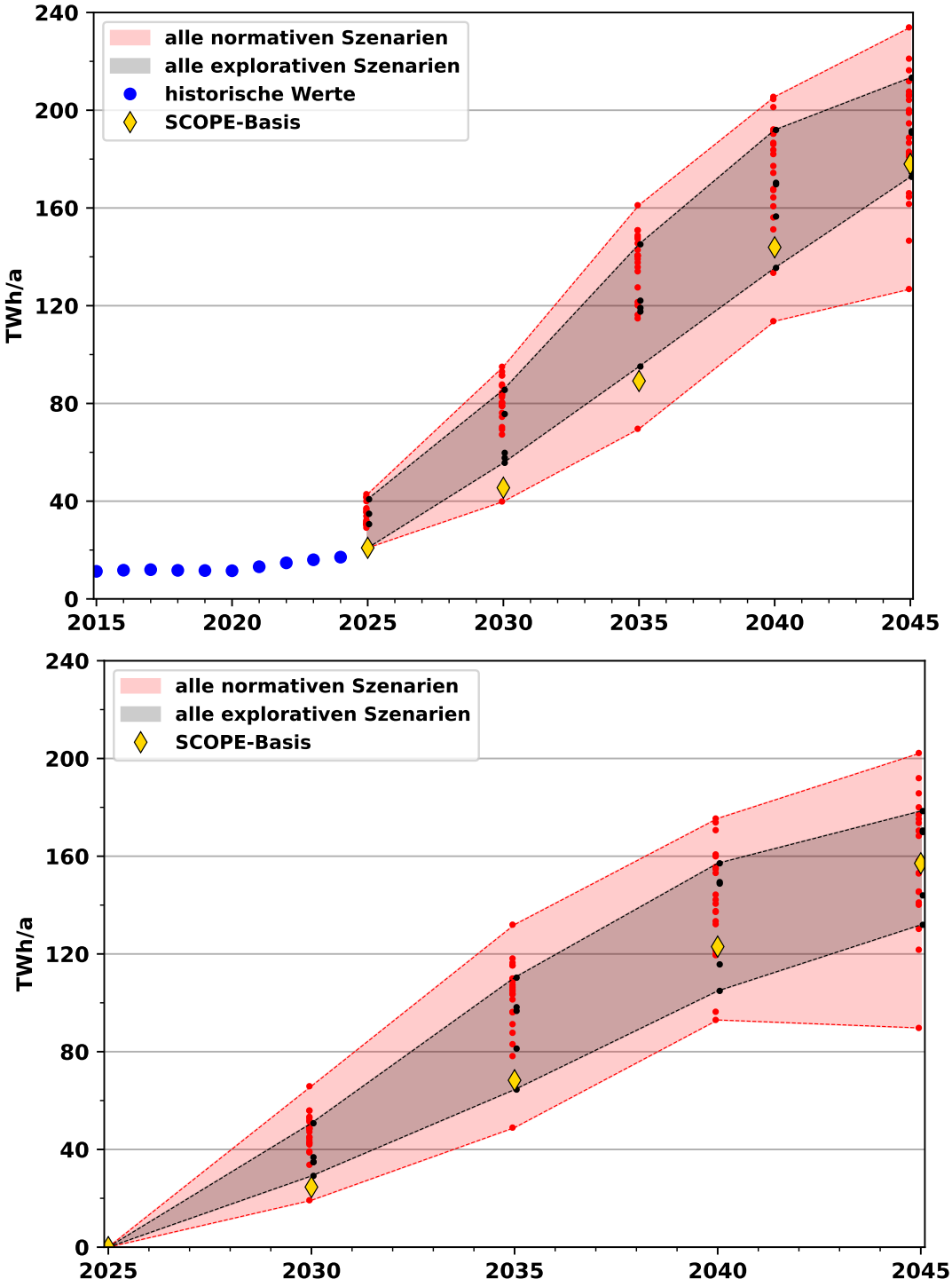


Abbildung A.10: **Strombedarf im Verkehr**, (oben): historische Entwicklung 2015-2024 und Entwicklung bis 2045 in den normativen und explorativen Szenarien, (unten): Änderung des Strombedarfs im Verkehr gegenüber 2025 in den Szenarien.

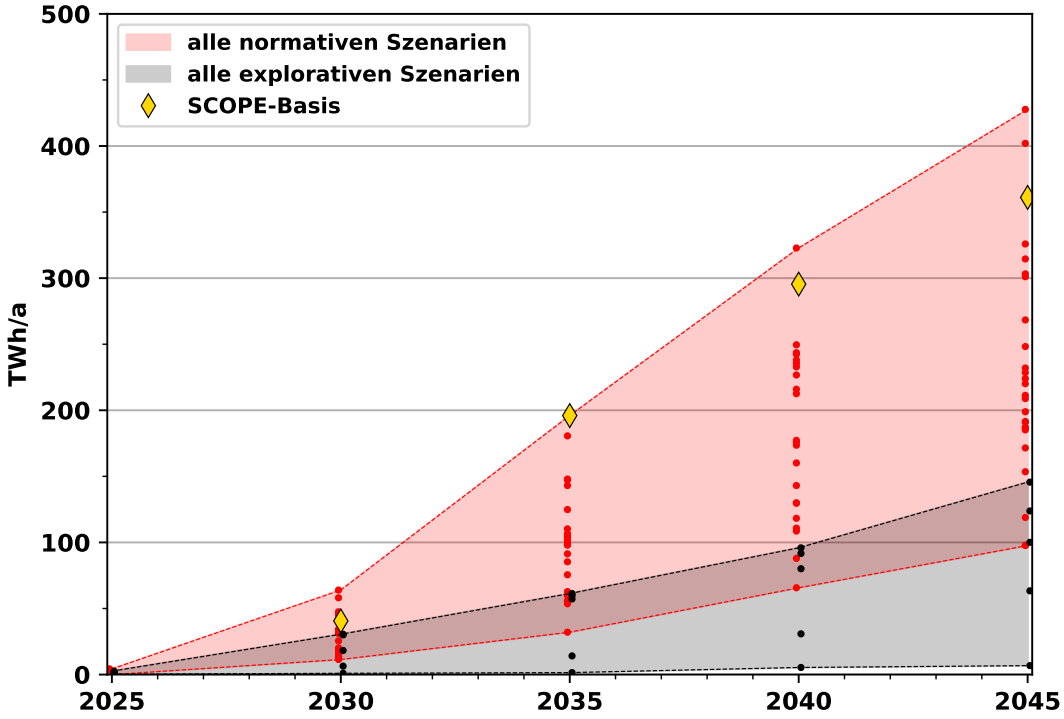


Abbildung A.11: **Strombedarf zur Erzeugung von synthetischen Energieträgern** (H_2, SNG, PtL) in allen normativen und explorativen Szenarien

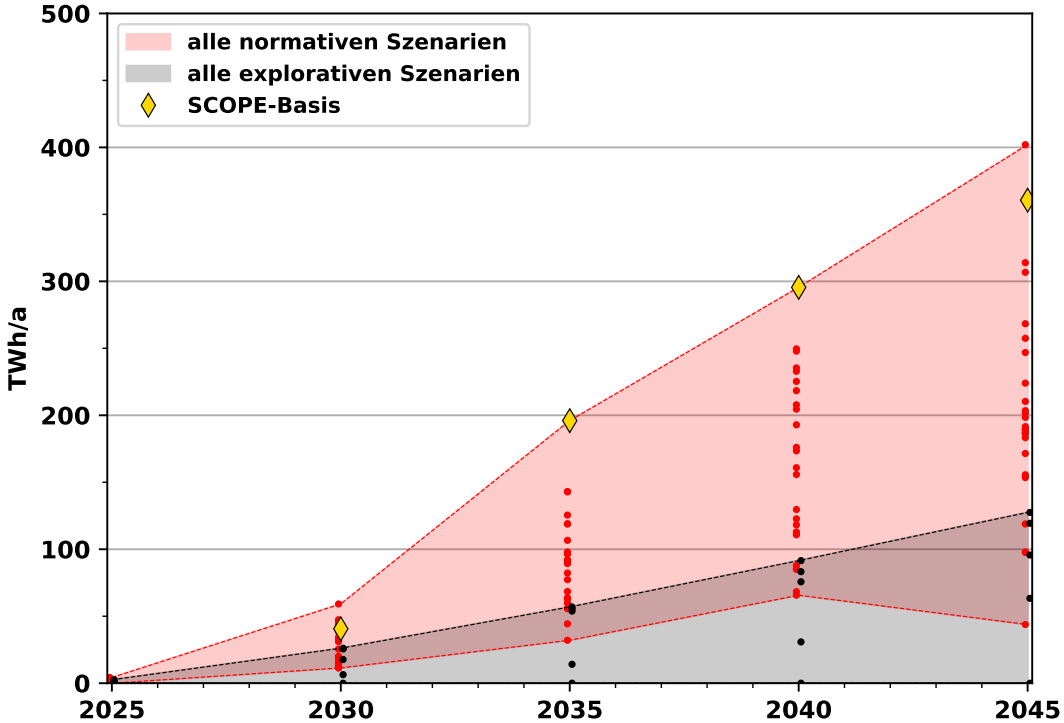


Abbildung A.12: **Strombedarf der Elektrolyse** in Deutschland in allen normativen und explorativen Szenarien

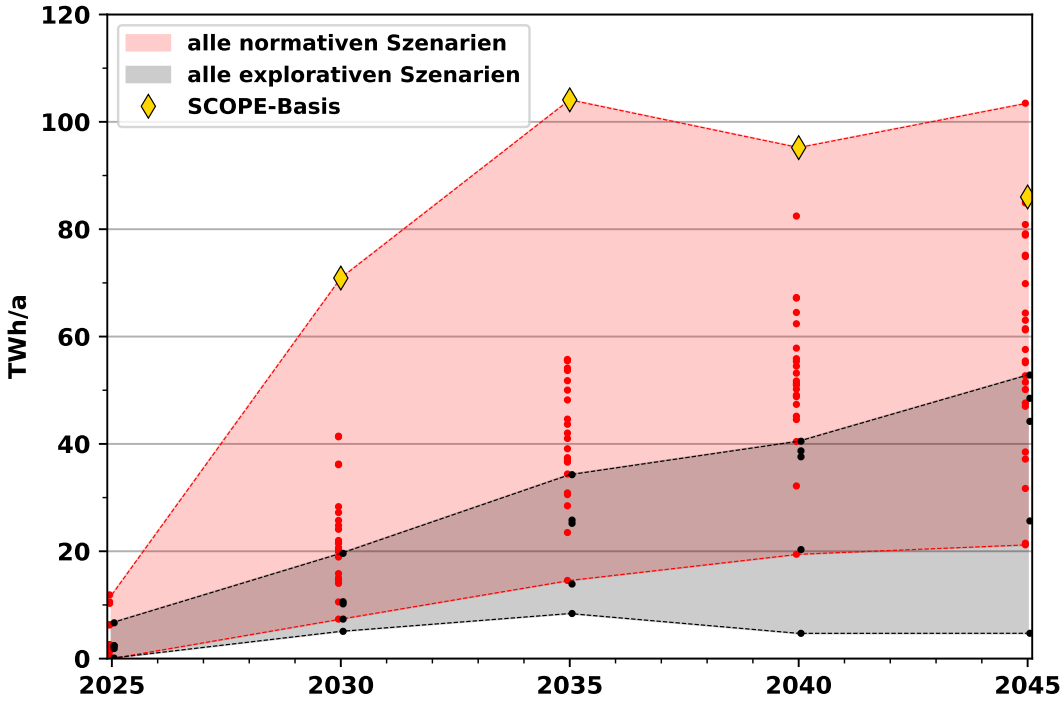


Abbildung A.13: **Strombedarf zur Erzeugung von Fernwärme** in allen normativen und explorativen Szenarien

A.1.3 Installierte Leistungen & Volllaststunden Stromerzeugung

Die folgenden Abbildungen zeigen die Bandbreite der Entwicklung der installierten Leistung sowie die Volllaststunden für die normativen und explorativen Szenarien für PV-Anlagen (Abb. A.14), Windkraftanlagen an Land (Abb. A.15), Windkraftanlagen auf See (Abb. A.16), sowie Gas- und H_2-Kraftwerke (Abb. A.17 und A.18). Generell gehen sowohl normative als auch explorative Szenarien von einem z.T. deutlichen Anstieg der installierten Leistungen dieser Technologien aus. Einzig bei den Gas- bzw. H_2-Kraftwerken gehen einige explorative Szenarien von einem stagnierenden oder nur mäßig ansteigenden Bedarf aus.

Bzgl. der installierten Leistung PV (Abb. A.14) liegen die explorativen Szenarien am unteren Rand, aber weitgehend innerhalb der Spanne der normativen Szenarien. Bis 2045 sind in normativen Szenarien 250 bis 640 GW an PV-Leistung installiert, in explorativen Szenarien 270 bis 400 GW. Das *SCOPE-Basis*-Szenario liegt dabei im Mittelfeld aller normativen Szenarien und orientiert sich an den energiepolitischen Zielen. Die Volllaststunden von PV-Anlagen liegen für alle Szenarien in einem Band zwischen ca. 800 h/a und 1100 h/a, z.T. deutlich optimistischer als historische Werte (700-1.000 h/a). Historische Volllaststunden sind vermutlich insbesondere in Jahren mit einem hohen Zubau zu niedrigen Werten hin verzerrt, da die installierte Leistung *am Jahresende* zur Berechnung der Volllaststunden herangezogen wurde, d.h. ggf. auch Anlagen berücksichtigt, die wegen ihrer Installation spät im Jahr kaum Strom produzieren konnten.

Für Windkraftanlagen an Land gehen zielerfüllende Szenarien von einem kontinuierlichen Ausbau auf 130 bis 260 GW im Jahr 2045 aus (Abb. A.15). Auch in normativen Szenarien findet ein

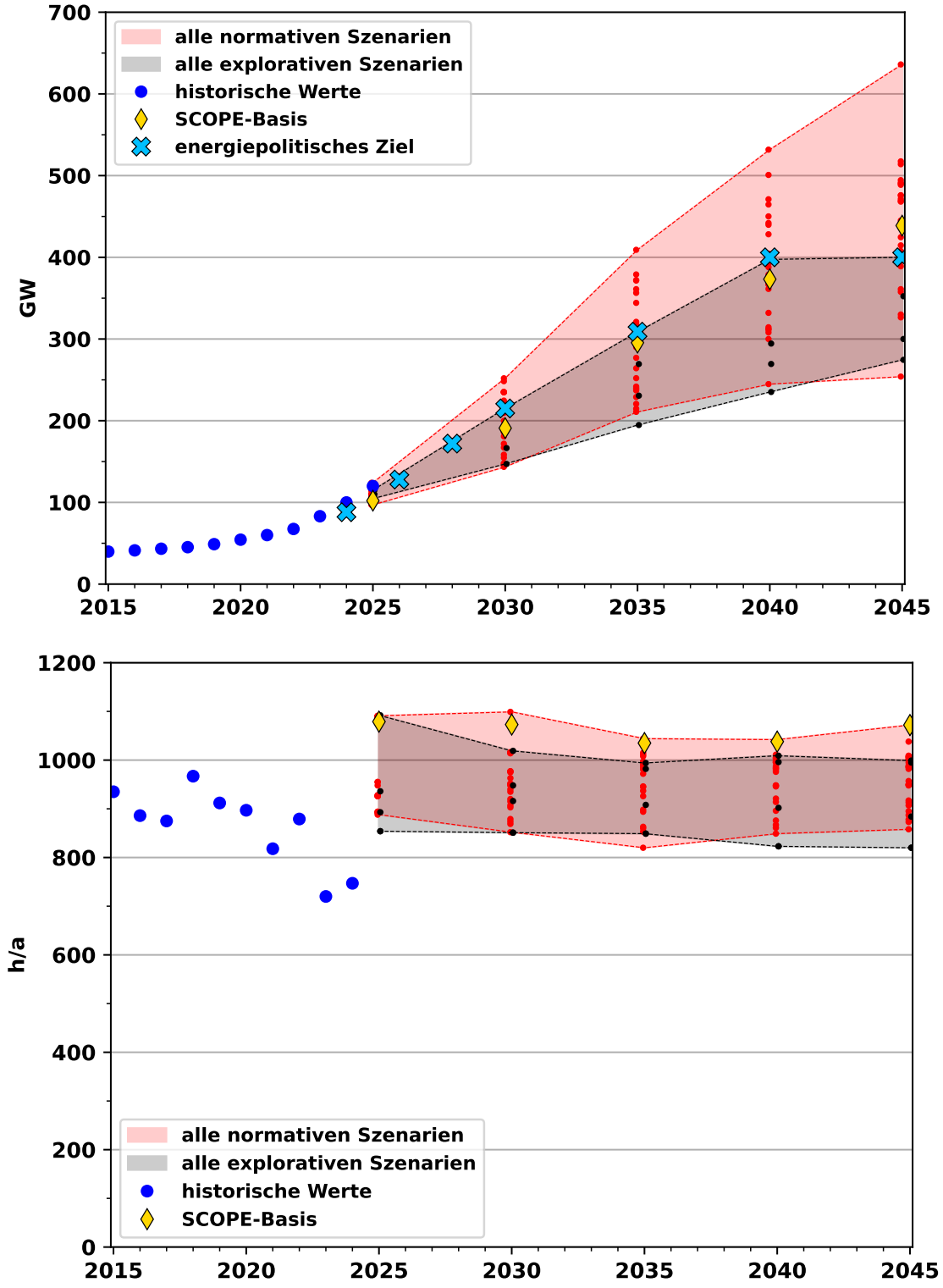


Abbildung A.14: Oben: Entwicklung **installierte Leistung von PV-Anlagen** in normativen und explorativen Szenarien im Vergleich mit historischen Werten, den Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios und den energiepolitischen Zielen. Unten: Annahmen zu **Volllaststunden von PV-Anlagen** in diesen Szenarien.

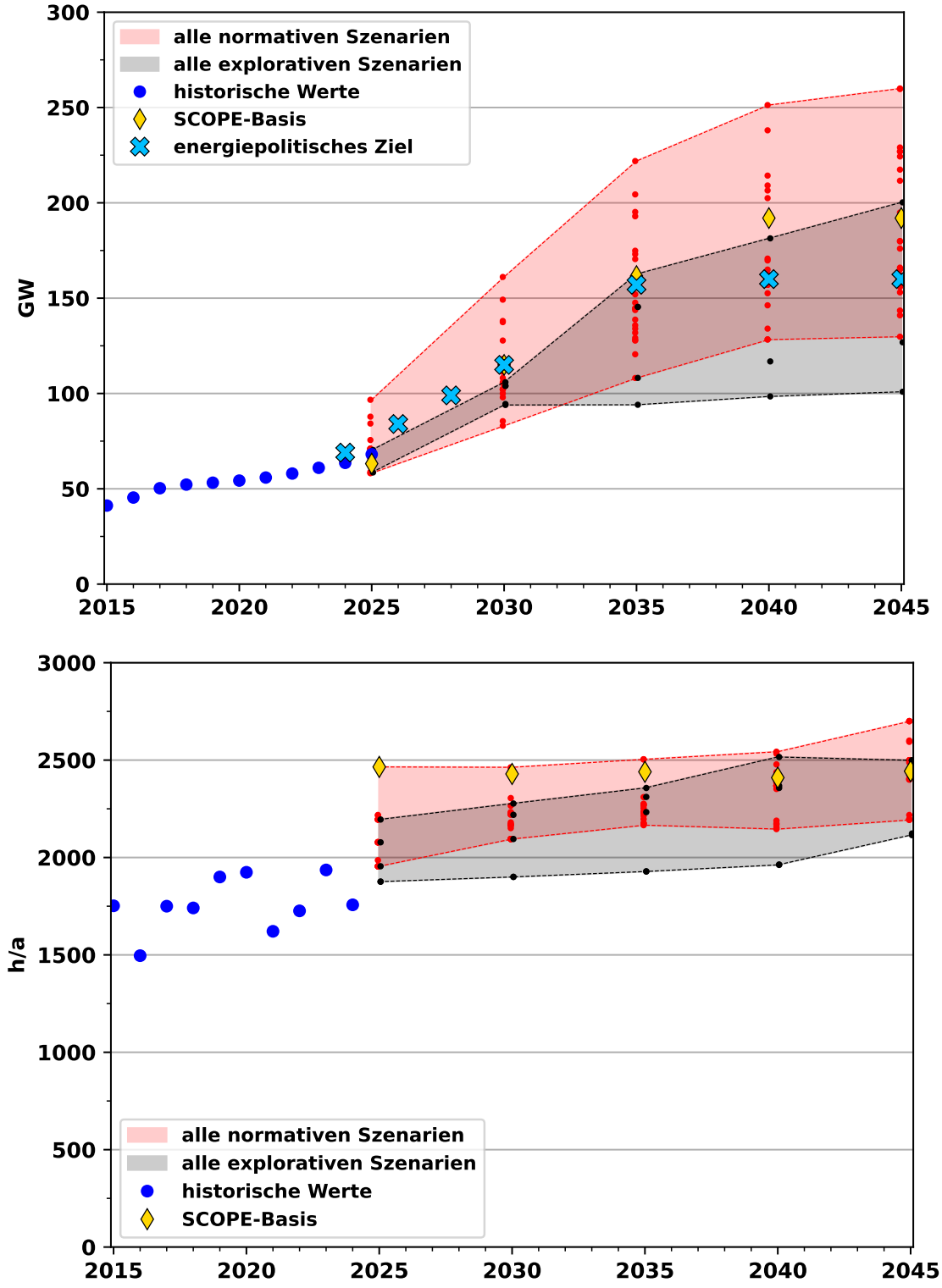


Abbildung A.15: Oben: Entwicklung **installierte Leistung Windkraftanlagen onshore** in normativen und explorativen Szenarien im Vergleich mit historischen Werten, den Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios und den energiepolitischen Zielen. Unten: Annahmen zu **Volllaststunden von Windkraftanlagen onshore** in diesen Szenarien

deutlicher Ausbau gegenüber heute statt, der aber ab 2030/2035 verlangsamt ablaufen könnte. Bis 2045 sind dann in explorativen Szenarien 100 bis 200 GW Leistung an Windkraftanlagen onshore installiert. Das *SCOPE-Basis*-Szenario liegt dabei für die Jahre 2040 und 2045 etwas über dem Ausbauziel des EEG 2023. Bei den Volllaststunden zeigt sich, dass die Szenarien im Trend mit 1.900 bis 2.500 h/a für 2025 z.T. deutlich höhere Volllaststunden annehmen, als in der Vergangenheit realisiert werden konnten. Das *SCOPE-Basis*-Szenario zeichnet sich dabei durch tendenziell sehr hohe Volllaststunden aus. Durch den weniger dynamischen Ausbau der Windkraftanlagen an Land im Vergleich zu PV ist zu erwarten, dass die Verzerrung der historischen Volllaststunden niedriger ausfällt als bei PV, sodass die Modelle von tendenziell optimistischen Volllaststunden bei Wind onshore ausgehen.

Bei Windkraftanlagen auf See steigen die installierten Leistungen bis 2045 in explorativen Szenarien auf Werte zwischen 40 und 70 GW, in normativen Szenarien auf ca. 50 bis 100 GW (Abb. A.16). Das *SCOPE-Basis*-Szenario geht für 2045 von einer installierten Leistung aus, die nahezu identisch mit dem Ziel aus dem WindSeeG 2026 von 70 GW ist. Die Volllaststunden liegen in den Modellen in der Regel zwischen ca. 3.300 h/a und 4200 h/a für 2025 (historische Werte: 2.800-3.500 h/a) und steigen leicht auf 3.400 bis 4.800 h/a. Alleine die beiden UBA-Szenarien gehen davon aus, dass die Volllaststunden für Wind offshore von heute ca. 2.900 h/a auf 2.200 h/a (2040) bzw. ca. 2.300 h/a (2045) sinken werden.

Der starke Ausbau der Stromerzeugung aus zeitlich fluktuierenden Quellen Wind und Solarstrahlung (Abb. A.14 - A.16) wird in den meisten Szenarien vom Ausbau von Gas- und H_2-Kraftwerken begleitet, die flexible, gesicherte Leistung bereitstellen können, wie Abbildung A.17 (oben) illustriert. Für 2045 gehen normative Szenarien von einer installierten Leistung von Gas- und H_2-Kraftwerken zwischen 33 und 170 GW aus, explorative Szenarien von ca. 34 bis 150 GW. Installierte Leistungen über 120 GW für 2045 wurden alle mit einem einzigen Modell berechnet, sodass die Vermutung nahe liegt, dass die Modellstruktur oder die Randbedingungen der Modellierung (z.B. Auswahl der Wetterjahre) in diesem Modell für die hohen Werte verantwortlich ist. Das *SCOPE-Basis*-Szenario liegt bzgl. der installierten Leistung an Gas- und H_2-Kraftwerken im oberen Mittelfeld aller normativen Szenarien (112 GW in 2045).

Bzgl. der Volllaststunden von Gaskraftwerken (Abbildung A.17 (unten)) gehen normative Szenarien von einem Rückgang bis 2045 auf Werte zwischen 180 und 740 h/a aus. Insbesondere in den Jahren 2025-2035 zeigen sich jedoch große Unsicherheiten bzgl. der optimalen Betriebsweise von Gaskraftwerken im Stromsystem, da die Volllaststunden in den normativen Szenarien sehr große Bandbreiten aufweisen. In einigen explorativen Szenarien sinken die Volllaststunden der Gaskraftwerke langfristig auf ähnliche Werte wie in normativen Szenarien, während sie in anderen explorativen Szenarien gegenüber heute z.T. deutlich steigen (auf über 4.300 h/a). Bei den Volllaststunden von H_2-Kraftwerken hingegen gehen die meisten normativen wie explorativen Szenarien von Volllaststunden unter 800 h/a aus. In nur zwei Szenarien werden Volllaststunden von mehr als 1.000 h/a modelliert (AGORA [Agora 2024] und AURORA [Aurora 2025]). Die AGORA-Studie geht aber für 2040 von Volllaststunden von nahezu 3.000 h/a aus (ca. 1.750 h/a für 2045).

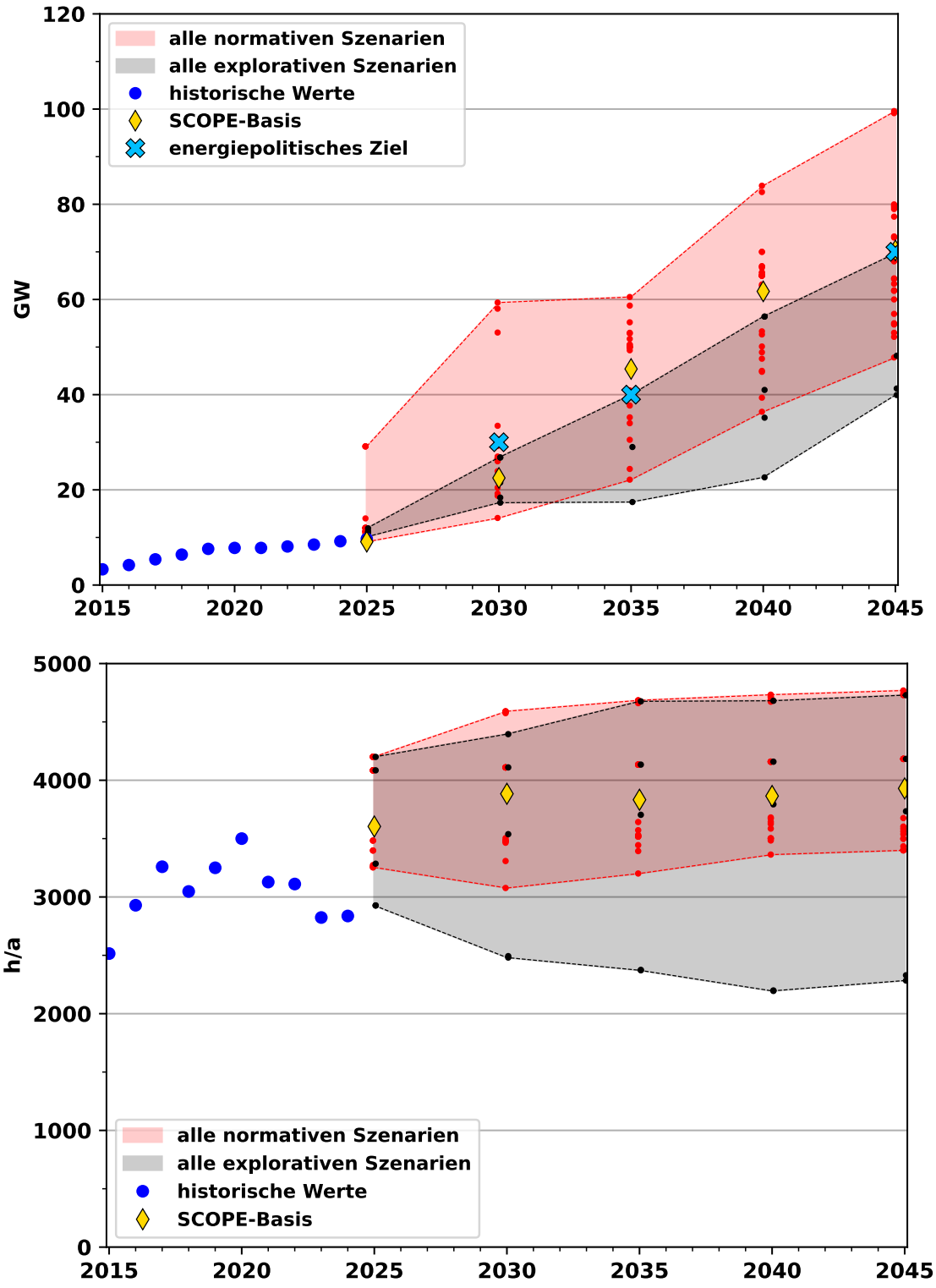


Abbildung A.16: Oben: Entwicklung **installierte Leistung Windkraftanlagen offshore** in normativen und explorativen Szenarien im Vergleich mit historischen Werten, den Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios und den energiepolitischen Zielen. Unten: Annahmen zu **Volllaststunden von Windkraftanlagen offshore** in diesen Szenarien.

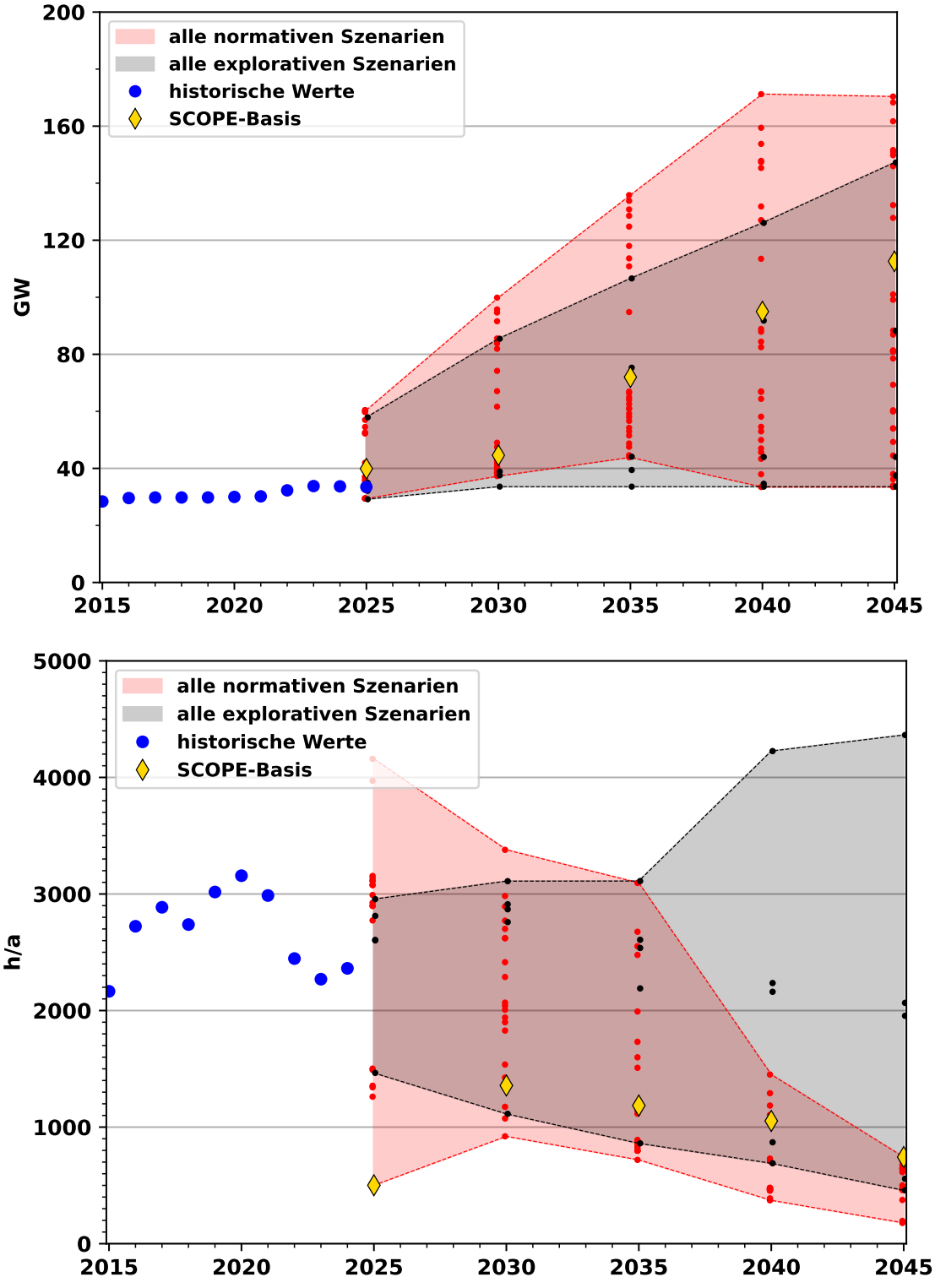


Abbildung A.17: Entwicklung **installierte Leistung an Gas- und H_2-Kraftwerken** (oben) und der **Volllaststunden von Gaskraftwerken** (ohne H_2-Kraftwerke!) in normativen und explorativen Szenarien im Vergleich mit historischen Werten und den Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios.

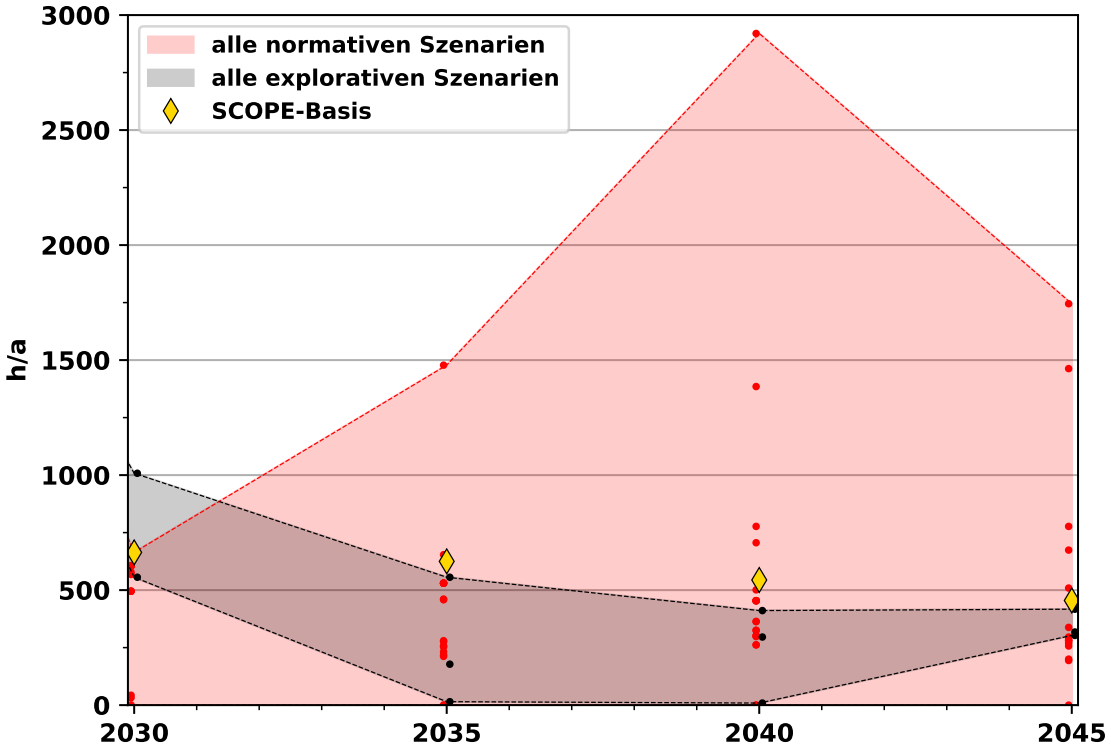


Abbildung A.18: Entwicklung der **Volllaststunden von H_2-Kraftwerken** in normativen und explorativen Szenarien im Vergleich mit den Ergebnissen des *SCOPE-Basis*-Szenarios

A.1.4 Zubauraten zentraler Technologien

Die Abb. 3.46 visualisiert eine statistische Analyse der Ergebnisse zu jährlichen Neuinstallationen zentraler Energiewende-Technologien in den normativen Szenarien, deren relevanteste Zahlenwerte noch einmal in Tabelle A.1 dokumentiert werden. Die Grundlage dieser statistischen Analyse sind einerseits die Brutto-Neuinstallationen (einschließlich Ersatz) der Technologien in den ARIADNE-Szenarien und im *SCOPE-Basis*-Szenario (Ausnahmen dort: Batterien). Für alle anderen Szenarien sind die Zahlenwerte für die mittlere Netto-Änderung (innerhalb einer 5-Jahres-Periode vor dem angegebenen Bezugsjahr) der installierten Leistung dieser Technologien berechnet worden, da in diesen Studien keine Brutto-Zubauraten dokumentiert sind. Gleiches gilt für die historischen Werte der Änderung der installierten Leistung der ausgewählten Technologien. Insofern können die Ergebnisse in Abb. 3.46 insbesondere für PV, aber auch für Wind onshore und offshore für die Jahre 2040 und 2045 zu niedrigeren Werten hin verzerrt sein, da der dann nötige Ersatz von Anlagen, die vor 2025 installiert wurden, in der Netto-Änderung der installierten Leistung nicht berücksichtigt werden kann.
Die Boxplots in Abb. 3.46 und die dazugehörigen Zahlenwerte in Tabelle A.1 sind wie folgt zu interpretieren:

- Der Median aller Szenarien-Werte ist als rote Linie dargestellt. 50 % der Szenarienergebnisse sind größer als der (oder gleich dem) Median, 50 % kleiner (oder gleich).

- Die eigentliche „Box“ der Boxplots stellt den Bereich zwischen dem unteren Quartil („Q1“ in Tabelle A.1) und dem oberen Quartil („Q3“) dar. Die kleinsten 25 % der Szenarienergebnisse sind kleiner oder gleich Q1, während die 75 % der Ergebnisse kleiner oder gleich Q3 sind.
- Die „Whisker“ („Antennen“) stellen den Bereich an Szenarienergebnissen dar, die maximal 1,5 · IQA kleiner als Q1 („Whisker Low“) bzw. maximal 1,5 · IQA größer als Q3 („Whisker High“) sind. Der Interquartilabstand (IQA) ist als Q3-Q1 definiert.
- Ausreißer außerhalb der beiden Whiskers sind als Punkte dargestellt.

Tabelle A.1: Statistische Analyse **jährlich neu installierte Leistungen** in allen normativen Szenarien: Elektrolyseure, PV-Anlagen, Windkraftanlagen onshore und offshore, Gas- und H_2-Kraftwerke, stationäre Batterien sowie Summe dieser Technologien. Siehe Text für eine Erläuterung der statistischen Größen und Abb. 3.46 für eine Visualisierung.

Technologie	Einheit	stat. Größe	2025	2030	2035	2040	2045
Elektrolyseure	GW/a	Whisker Low	0.0	0.6	1.1	0.2	0.0
	GW/a	Q1	0.0	1.0	2.2	2.3	1.6
	GW/a	Median	0.0	1.4	2.7	3.6	2.5
	GW/a	Q3	0.2	2.7	3.9	4.5	3.4
	GW/a	Whisker High	0.4	5.0	5.4	6.5	4.6
PV	GW/a	Whisker Low	4.4	8.9	8.5	3.2	0.0
	GW/a	Q1	6.7	13.8	15.6	13.0	6.2
	GW/a	Median	11.3	19.8	19.2	18.2	11.0
	GW/a	Q3	13.4	23.6	24.2	23.7	16.2
	GW/a	Whisker High	18.6	28.6	30.1	29.4	25.8
Wind onshore	GW/a	Whisker Low	0.0	5.6	4.5	0.4	-0.4
	GW/a	Q1	2.9	7.5	7.4	2.7	1.5
	GW/a	Median	3.1	9.5	8.6	4.3	3.5
	GW/a	Q3	5.7	10.1	10.0	6.7	4.9
	GW/a	Whisker High	9.3	12.9	12.2	11.1	9.8
Wind offshore	GW/a	Whisker Low	0.7	1.4	0.6	1.7	0.0
	GW/a	Q1	0.7	2.6	2.6	2.6	1.2
	GW/a	Median	1.7	3.0	3.8	3.0	1.8
	GW/a	Q3	1.8	3.6	4.1	3.9	3.1
	GW/a	Whisker High	1.8	4.3	5.8	5.7	5.9
Gas- & H_2-Kraftwerke	GW/a	Whisker Low	0.1	-0.6	0.4	-2.8	-2.6
	GW/a	Q1	0.1	1.8	2.5	1.4	0.6
	GW/a	Median	1.6	2.3	5.2	2.8	1.6
	GW/a	Q3	7.8	4.7	6.6	5.3	2.9
	GW/a	Whisker High	8.8	6.9	8.6	6.6	4.9
Batterien (stationär)	GW/a	Whisker Low	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3
	GW/a	Q1	0.0	2.1	2.4	3.6	0.8
	GW/a	Median	0.0	4.1	7.3	5.0	2.8
	GW/a	Q3	0.1	6.8	11.1	6.8	15.0
	GW/a	Whisker High	0.1	12.5	14.0	7.6	30.1
Summe	GW/a	Whisker Low	15.0	23.2	21.6	8.1	4.5
	GW/a	Q1	15.0	33.4	38.8	27.5	15.2
	GW/a	Median	19.0	42.3	50.7	38.9	26.2
	GW/a	Q3	25.3	45.6	62.7	49.1	39.5
	GW/a	Whisker High	29.8	54.8	79.8	70.4	69.0

A.1.5 Wasserstoffbedarf und nationale Wasserstofferzeugung

Die kompakte Darstellung des Wasserstoffbedarfs in einzelnen Sektoren in Deutschland im Jahr 2045 in Abb. 3.22 wird in Abb. A.19 nach Szenarien ausdifferenziert. Den höchsten H_2-Bedarf insgesamt (ebenso wie den höchsten Bedarf in der Industrie) sehen die Szenarien G2 des NEP Gas [FNB Gas e.V. 2024] und „O45-H_2“ der BMWK-Langfristszenarien [BMWK 2024b], während das Szenario „OPT“ der Boston Consulting Group [BCG 2025] vom niedrigsten H_2-Bedarf aller normativer Szenarien ausgeht (allerdings ohne Differenzierung Nutzungssektoren), gefolgt vom ARIADNE-Szenario „niedrige Nachfrage“, gerechnet mit dem Modell PyPSA.

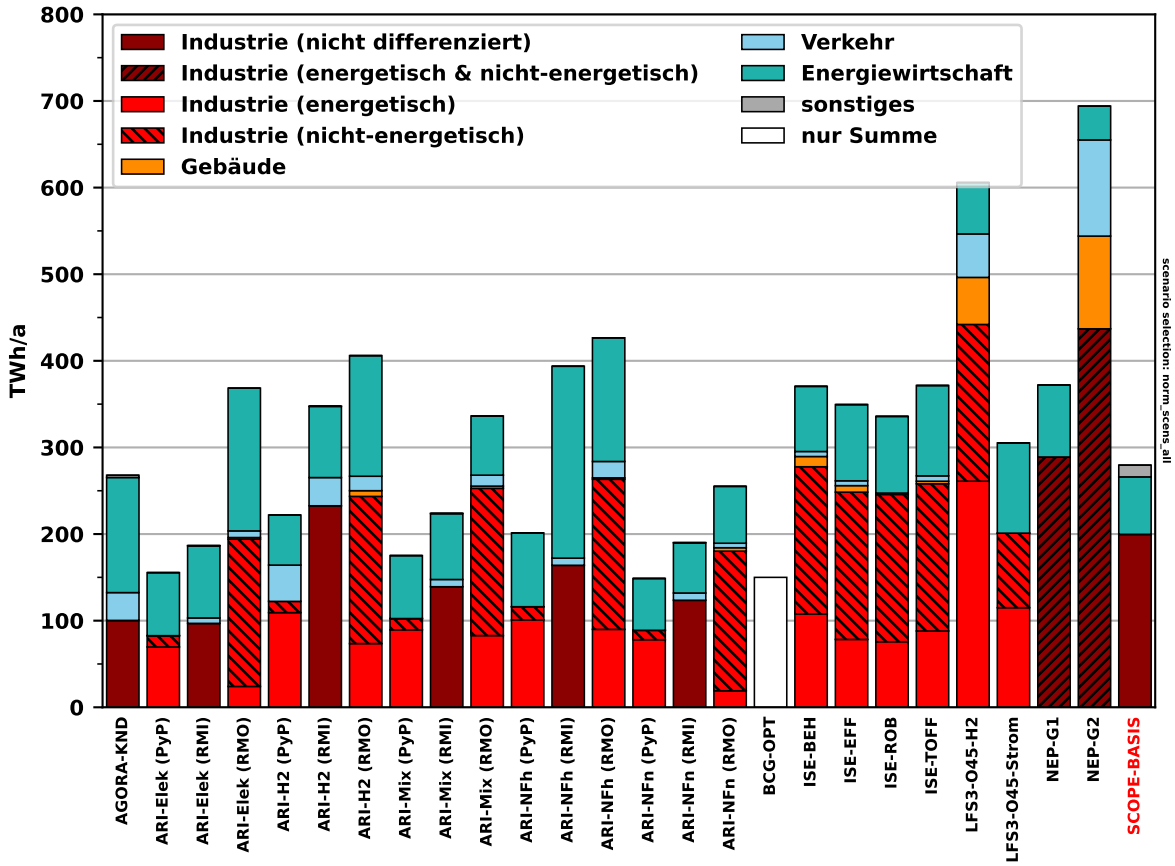


Abbildung A.19: Wasserstoffbedarf nach Sektoren im Jahr 2045 in den normativen Szenarien

Abb. A.20 stellt die Annahmen zur H_2-Produktion in Deutschland im Jahr 2045 dar. Sie verdeutlicht einerseits die große Bandbreite der nationalen H_2-Produktion 2045, die zwischen 29 TWh und 292 TWh (Faktor 10) variiert. Zum anderen wird offensichtlich, dass in den ausgewählten Szenarien die Wasserstoffproduktion aus fossilen Quellen, z.B. über Dampfreformierung, langfristig nicht zum Tragen kommt. „Grauer“ Wasserstoff (ohne CO_2-Abscheidung und -Speicherung) und „blauer“ Wasserstoff (mit CCS) sind in den veröffentlichten Daten nicht immer zu trennen. H_2 aus Elektrolyse dominiert die Produktion im Jahr 2045, während einige wenige Szenarien auch von mäßigen Anteilen von H_2 aus Biomasse ausgehen.

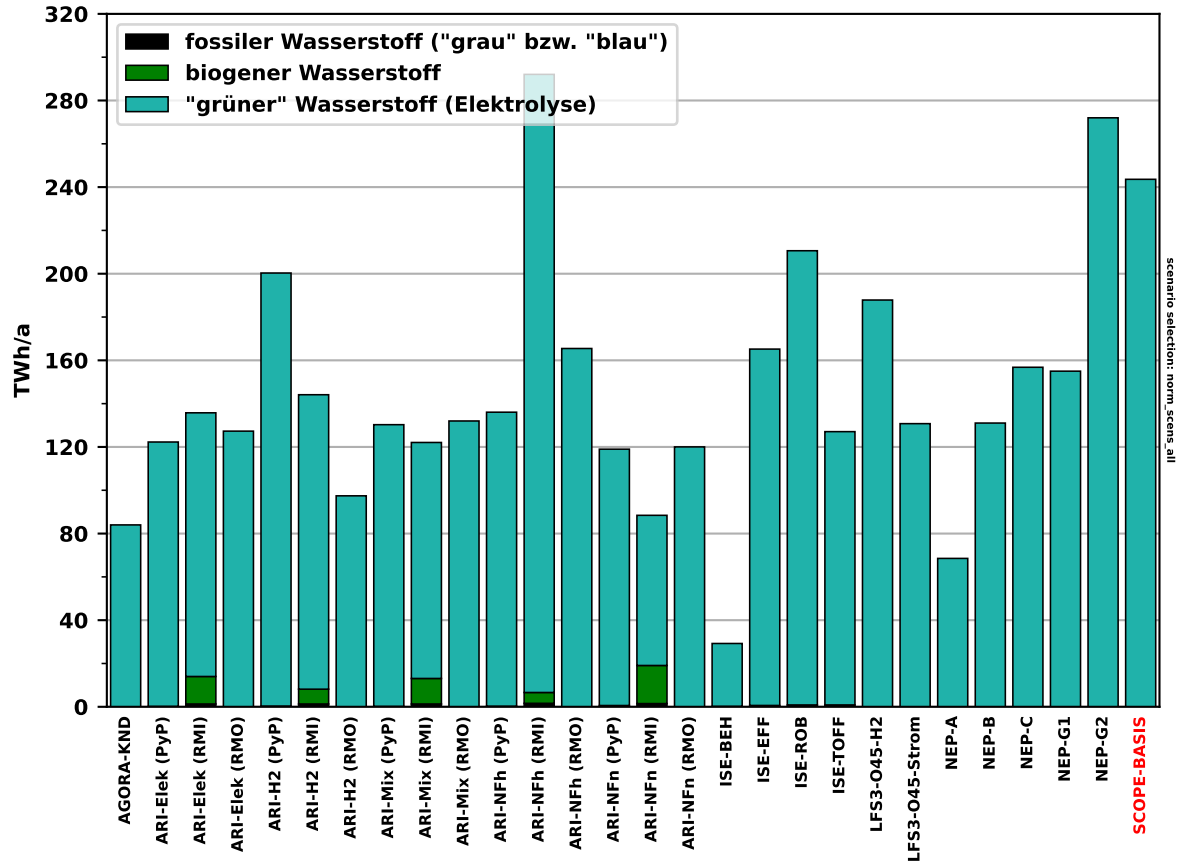


Abbildung A.20: Wasserstofferzeugung in Deutschland im Jahr 2045 nach Erzeugungsrouten in allen normativen Szenarien. Die H_2-Mengen aus fossilen Quellen sind zu gering, um in der Abbildung sichtbar zu sein.

Die Erzeugung von H_2 aus fossilen Quellen ist in Abbildung A.21 für die zielerfüllenden Szenarien wiedergegeben. Die Treibhausgasbilanz derjenigen Szenarien, die auch 2045 Wasserstoff aus fossilen Energieträgern produzieren, legt jedoch nahe, dass zumindest im Jahr 2045 CO_2-Emissionen aus fossiler H_2-Erzeugung weitestgehend gespeichert werden („blauer“ H_2). Explizit „blauer“ H_2 wird in normativen Gesamtsystemszenarien nur in der AGORA-Studie [Agora 2024] als Übergangslösung (2030-2040) erwähnt.

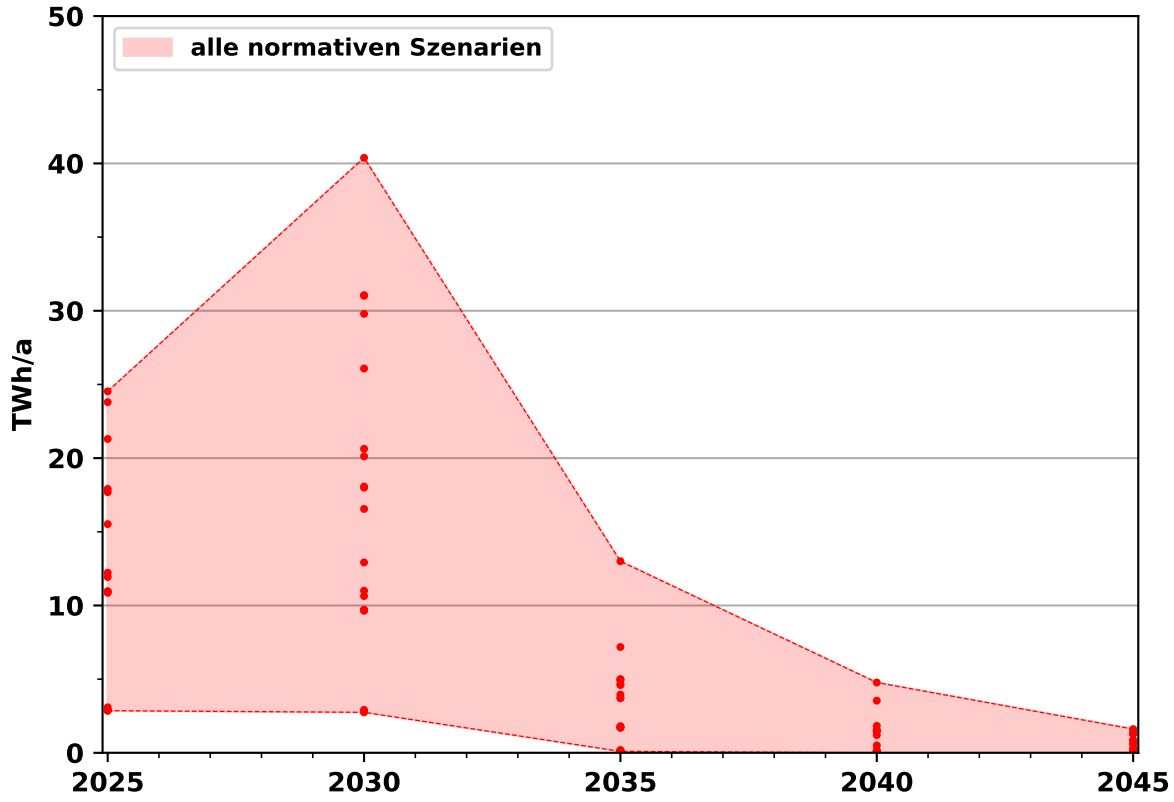


Abbildung A.21: Wasserstofferzeugung in Deutschland aus fossilen Quellen („grauer“ oder „blauer“ H_2) in allen normativen Szenarien

A.1.6 Bedarf an synthetischen flüssigen Energieträgern (PtL)

Die Entwicklung des Bedarfs an synthetischen flüssigen Energieträgern (PtL) in den normativen und explorativen Szenarien illustriert Abbildung A.22. Für 2030 ist der Bedarf in beiden Szenariogruppen klein (explorativ: bis zu 9 TWh, normativ: bis zu 14 TWh), steigt dann aber in den normativen Szenarien stetig auf 81 bis 336 TWh im Jahr 2045. In den explorativen Szenarien hingegen steigt der Bedarf bis 2035 im Maximum auf bis zu 27 TWh. Die Maximalwerte steigen dann aber nur noch geringfügig weiter auf 31 bis 32 TWh in den Jahren 2040 und 2045. In einigen explorativen Szenarien wird keinerlei PtL benötigt. Im *SCOPE-Basis*-Szenario werden synthetische flüssige Energieträger erst ab 2040 eingesetzt; das Szenario markiert dann aber für 2040 und 2045 den Maximalwert aller normativen Szenarien. Die Diskrepanz zwischen dem langfristigen PtL-Bedarf in normativen und explorativen Szenarien weist darauf hin, dass unter aktuell gegebenen Randbedingungen ein Einsatz von PtL nur schwer wirtschaftlich darstellbar ist.

Abb. A.23 stellt den Bedarf an PtL in den normativen Szenarien für das Jahr 2045 nach Sektoren dar. Es wird offensichtlich, dass synthetische flüssige Energieträger in allererster Linie im Verkehrssektor und in der Industrie eingesetzt werden. Im AGORA-Szenario [Agora 2024] wird PtL auch in der Energiewirtschaft benötigt; einige wenige Szenarien gehen von einem sehr geringen Bedarf im Gebäudesektor aus.

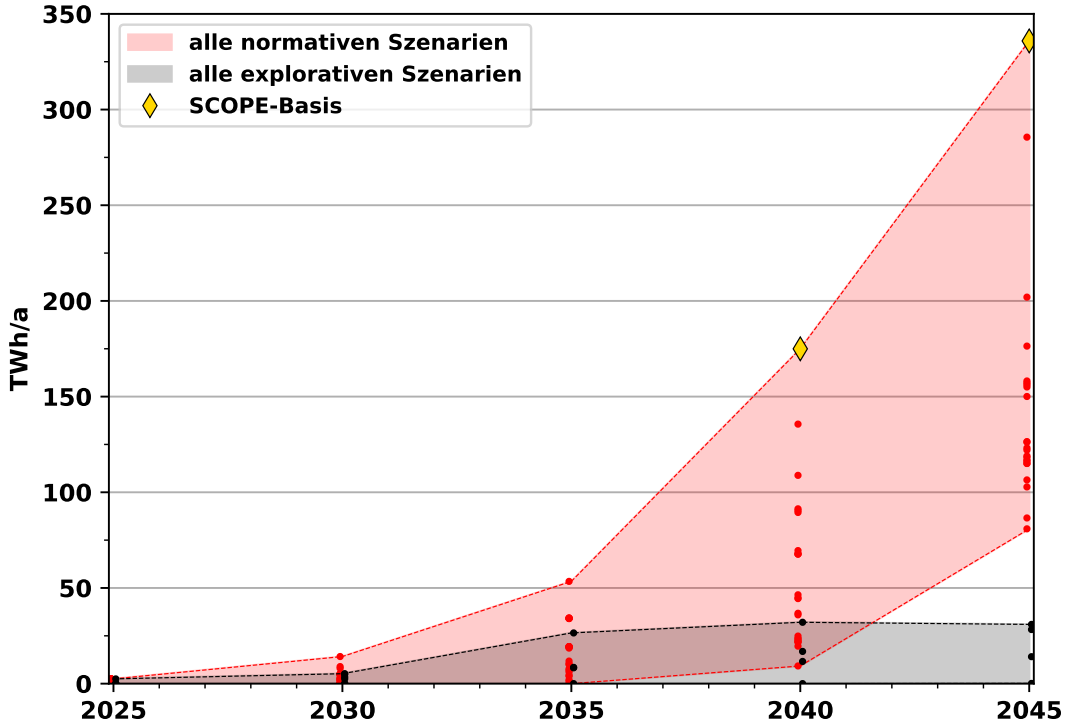


Abbildung A.22: Entwicklung des Bedarfs an synthetischen flüssigen Energieträgern (PtL) in allen explorativen und normativen Szenarien

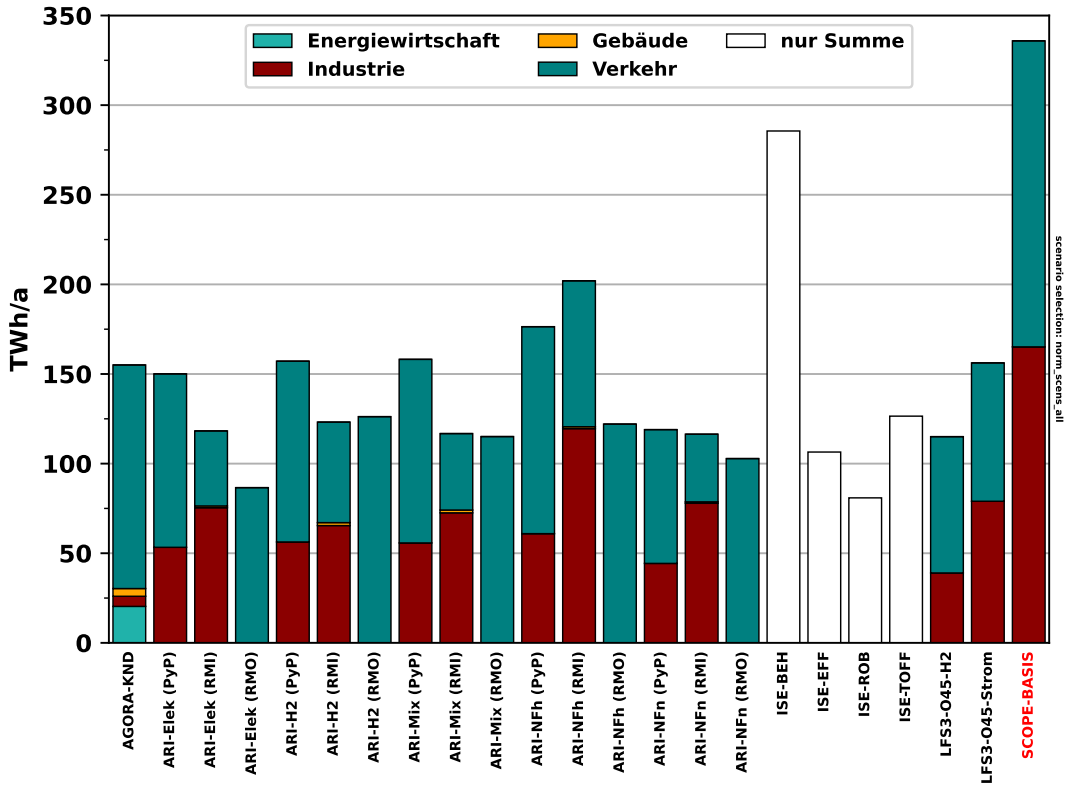


Abbildung A.23: PtL-Bedarf nach Sektoren im Jahr 2045 in den normativen Szenarien

A.1.7 Entwicklung der PKW-Flotte

Abbildung A.24 zeigt den Bestand an Personenkraftwagen nach Antriebsart im Jahr 2045 in den normativen Szenarien. Wie schon aus dem Endenergiebedarf des Verkehrs ersichtlich wird (Abb. A.6), dominieren BEV den Fahrzeugbestand (71-99 %, Median 95 %). Plug-In-Hybride (PHEV) machen maximal 6 % des Fahrzeugbestands aus (Median: 0,8 %). Im Szenario LFS3-O45-H2, das explizit eine H_2-Welt beschreibt, machen FCEV 10 % des PKW-Bestands im Jahr 2045 aus, in allen anderen Szenarien unter 1,1 % (Median: 0,01 %). Einige Szenarien gehen auch 2045 noch von einem recht hohen Anteil an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor aus, z.B. das Szenario ISE-BEH mit 29 % (das explizit ein „Beharren“ auf konventionellen Technologien unterstellt). Im Median liegt der Anteil der Verbrenner am Bestand aber nur bei 4 %.

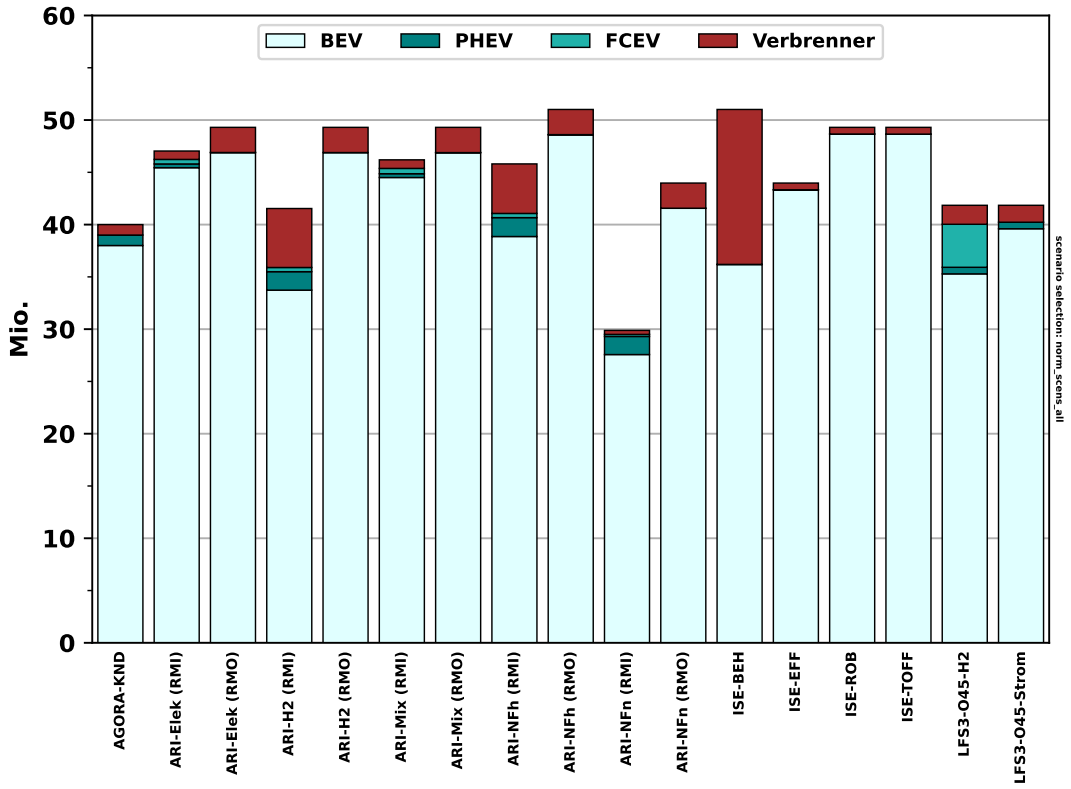


Abbildung A.24: Bestand an Personenkraftwagen nach Antriebsart in allen normativen Szenarien im Jahr 2045

Abb. A.25 zeigt im oberen Abschnitt die in den normativen wie explorativen Szenarien unterstellte Entwicklung des Bestandes an batterieelektrischen Personenkraftwagen. Die Bandbreite der Ergebnisse ist in beiden Szenariengruppen weitgehend deckungsgleich. Dies suggeriert (wie auch schon in [EWI & BET 2025] festgestellt), dass auch explorative Szenarien davon ausgehen, dass sich BEVs im PKW-Segment langfristig durchsetzen werden. Allerdings unterstellen die Szenarien bis 2030 ein Anwachsen des BEV-Bestands zwischen 1,4 und 3,0 Millionen Fahrzeugen im Jahr, (s. Abb. A.25 unten). Angesichts von Neuzulassungen von unter 500.000 Fahrzeugen in der jüngeren Vergangenheit wird offensichtlich, dass der BEV-Markt deutlich an

Dynamik zulegen und langfristig beibehalten muss, um die in den Szenarien unterstellte Entwicklung zu erreichen.

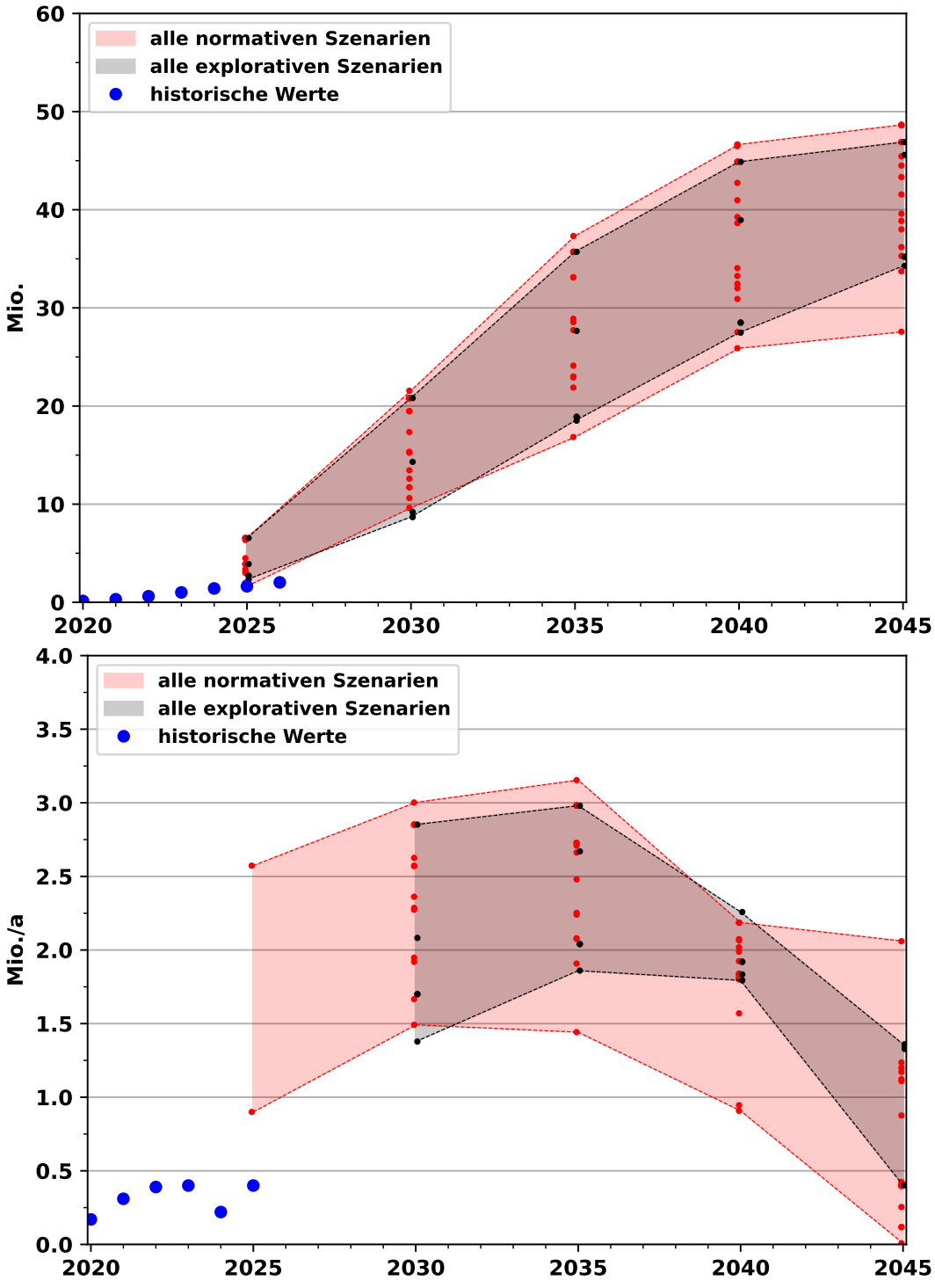


Abbildung A.25: Oben: Entwicklung des Bestands an PKW mit batterieelektrischem Antrieb (BEV) in allen normativen und explorativen Szenarien einschließlich historischer Bestandsdaten. Unten: Jährliche Änderung des BEV-Bestandes ($\neq$ Neuzulassungen!) in beiden Szenarien-Typen, einschl. historischer Werte.

A.2 Weitere Ergebnisse der Modellierung

Im Folgenden werden ausgewählte Abbildungen und dazugehörige Tabellen mit den Ergebnissen für die einzelnen Szenarien dargestellt.

A.2.1 *SCOPE-Basis*-Szenario

Szenario *SCOPE-Basis*

- Szenario für das deutsche Energiesytem mit Standardannahmen.
- Wird als Referenz für die übrigen Szenarien verwendet.

Primärenergie

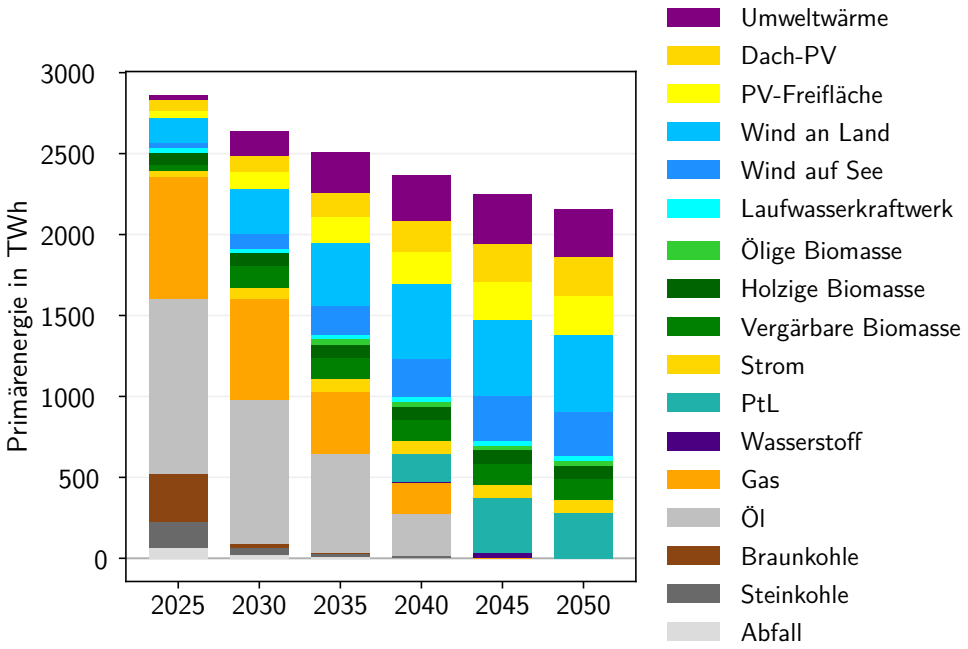


Abbildung A.26: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.2: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	24,97	6,49	3,82	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,34	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	19,12	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	888,73	605,90	254,93	0,00	0,00
Gas	754,48	628,11	387,50	197,62	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	176,94	338,36	278,71
Strom	34,57	69,87	77,22	75,86	81,53	83,50
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	33,93	30,91	28,58	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,55	28,22	28,18	28,47	28,69
Wind auf See	32,84	87,42	174,00	238,53	276,28	276,83
Wind an Land	155,82	279,29	394,32	462,77	469,05	470,81
PV-Freifläche	38,13	106,86	158,63	199,95	239,96	244,31
Dach-PV	72,15	98,03	147,07	187,39	230,60	237,39
Umweltwärme	30,09	150,56	251,24	283,86	308,71	294,53
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

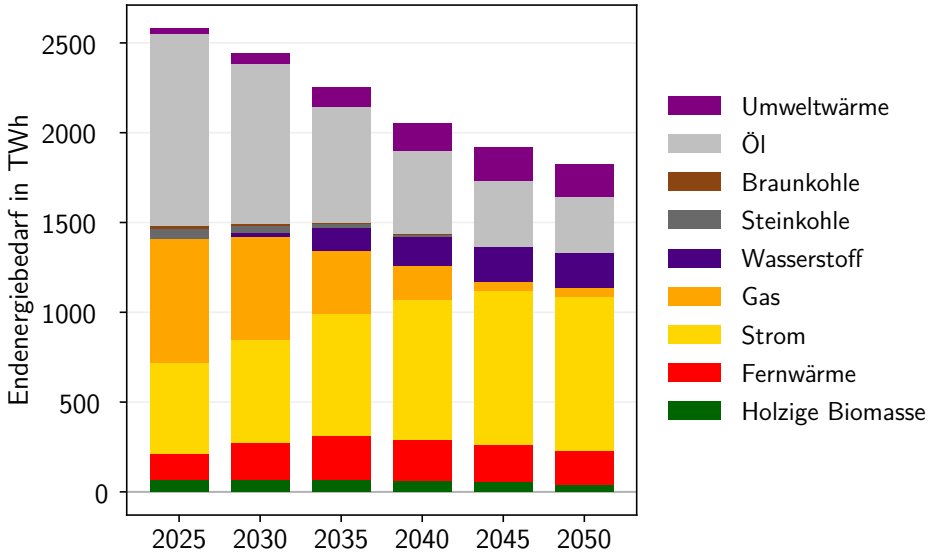


Abbildung A.27: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.3: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	66,17	68,65	63,63	57,83	38,24
Fernwärme	146,57	205,77	246,26	225,17	204,79	189,16
Strom	504,93	572,11	676,75	781,52	856,59	860,45
Gas	692,81	573,28	354,43	186,02	47,67	51,87
Wasserstoff	0,00	27,30	123,06	166,31	199,71	195,04
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	888,02	641,63	464,97	365,85	308,06
Umweltwärme	30,09	58,58	110,31	151,72	184,32	181,27

Stromerverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

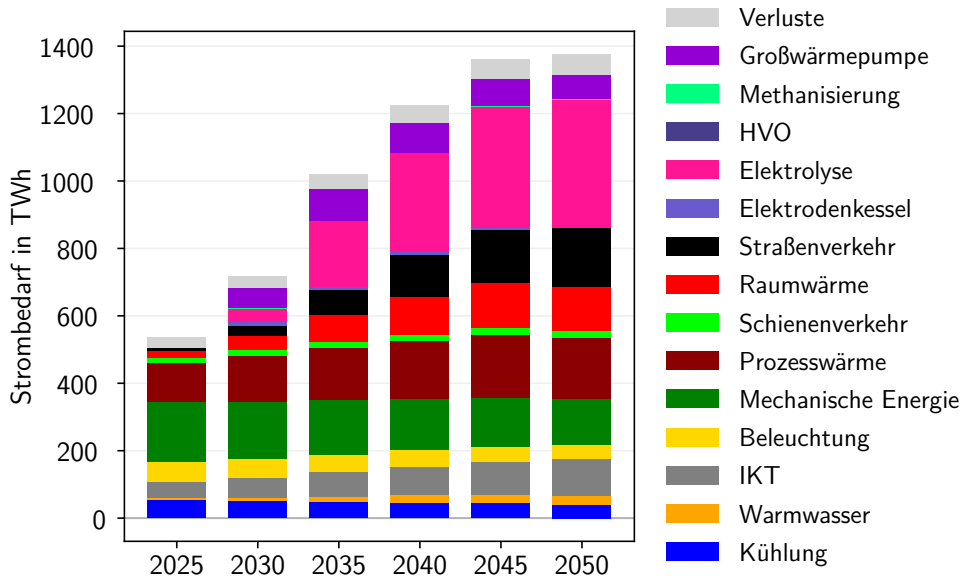


Abbildung A.28: Stromerverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.4: Stromerverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	7,98	15,27	21,43	26,61	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	43,45	81,13	111,01	134,48	131,70
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	9,75	9,45	7,05	3,72	1,25
Elektrolyse	-0,00	40,63	196,05	295,52	360,64	379,63
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,29
Großwärmepumpe	-0,00	61,14	94,60	88,07	82,28	73,91
Verluste	29,87	35,57	43,53	51,35	57,56	59,39

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

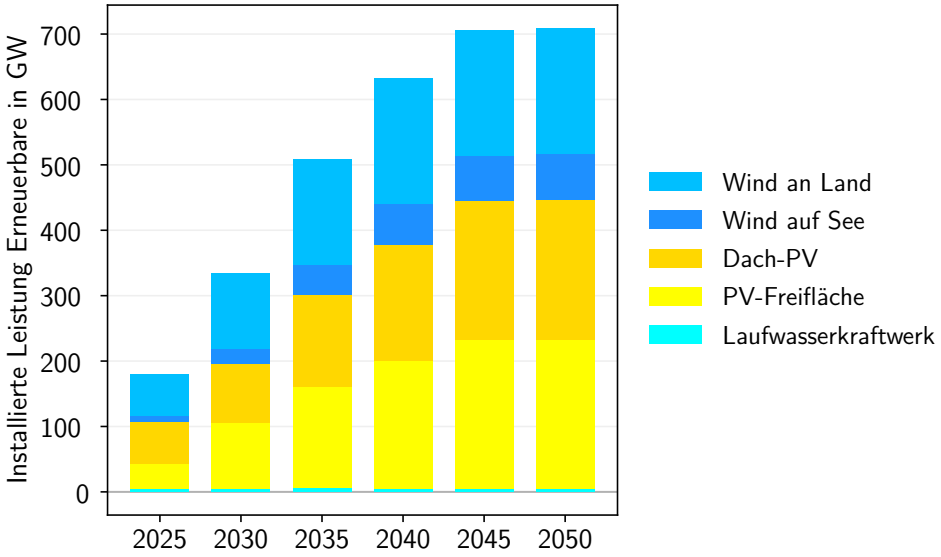


Abbildung A.29: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.5: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	100,18	155,40	194,55	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	140,13	178,70	211,92	214,30
Wind auf See	9,12	22,47	45,45	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

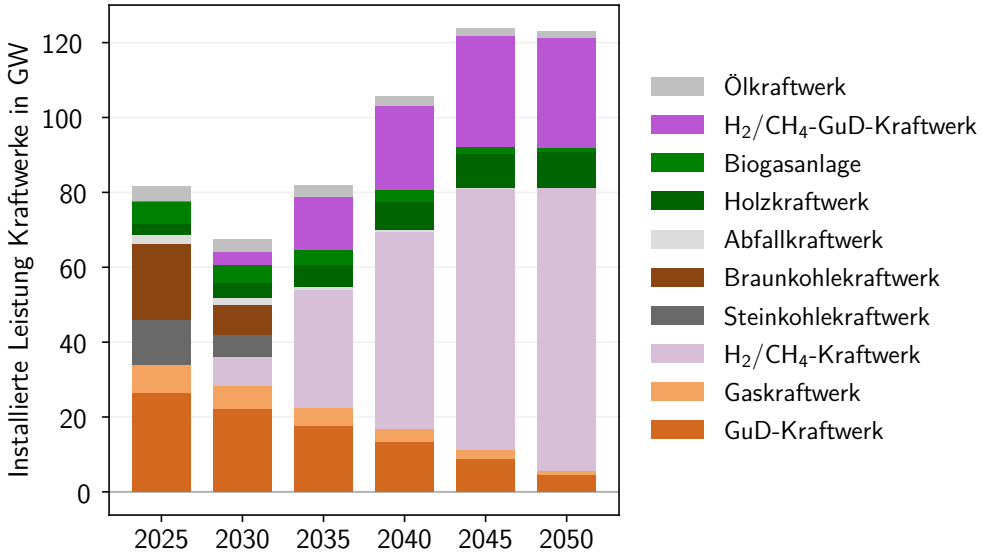


Abbildung A.30: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.6: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	7,79	31,31	52,50	69,79	75,51
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,76	5,94	7,60	8,84	9,75
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	3,47	13,96	22,52	29,49	29,49
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

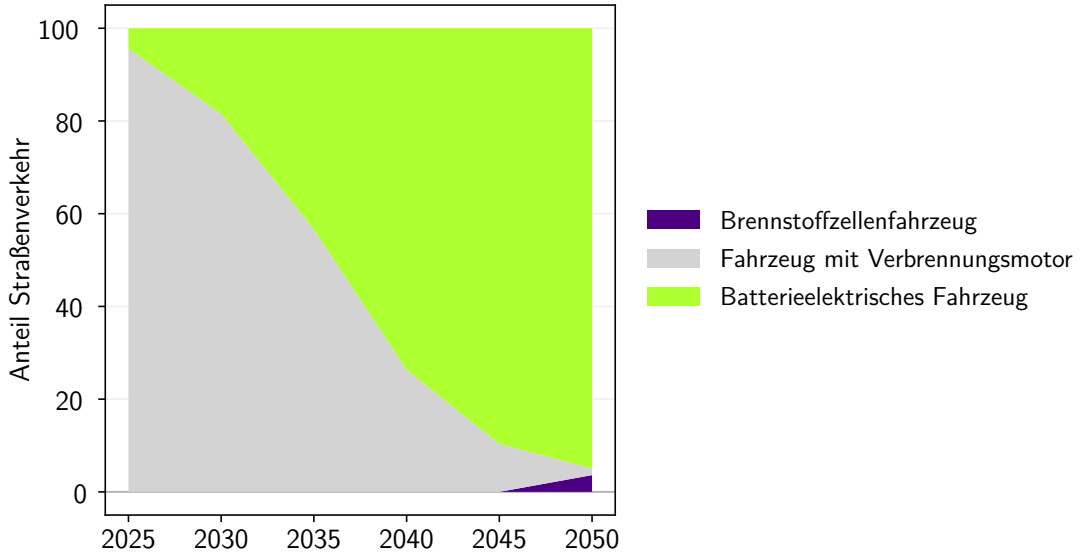


Abbildung A.31: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.7: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

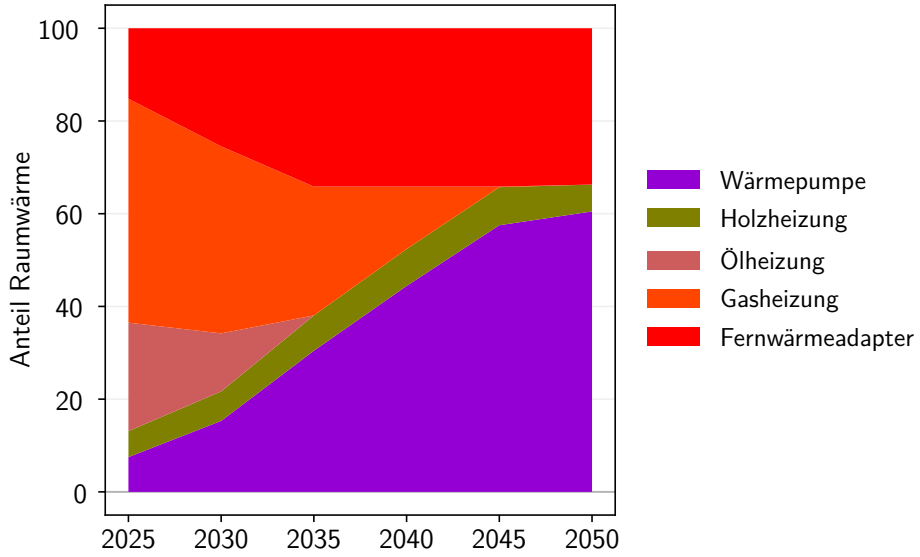


Abbildung A.32: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.8: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,47	34,15	34,15	34,15	33,72
Gasheizung	48,30	40,35	27,80	13,47	0,13	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	12,51	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,36	7,61	7,97	8,21	5,80
Wärmepumpe	7,50	15,31	30,44	44,42	57,51	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

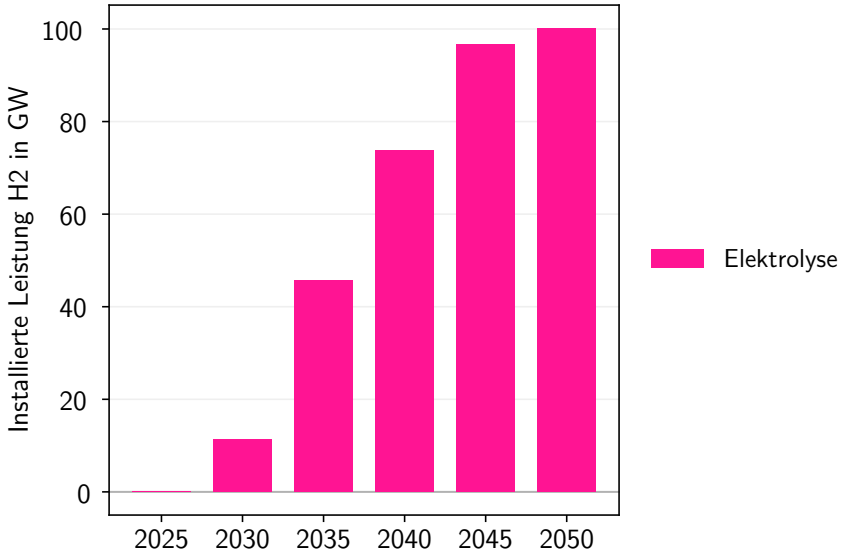


Abbildung A.33: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.9: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,32	45,71	73,76	96,63	100,16

Installierte Kapazität aller Speicher

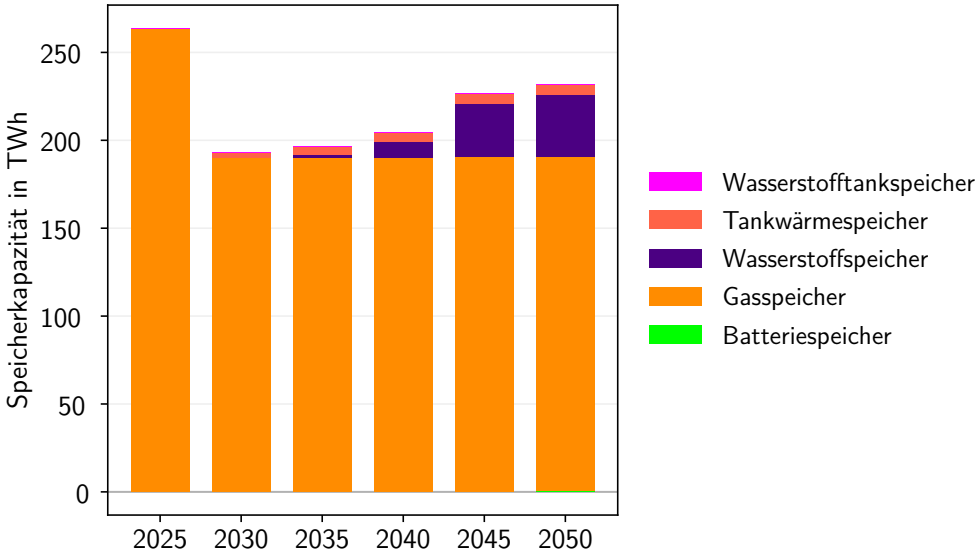


Abbildung A.34: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.10: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,11	0,17	0,34	0,43
Gasspeicher	263,74	190,22	190,22	190,22	190,22	190,22
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,49	8,57	30,42	35,06
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,52	4,58	5,61	5,61	5,61
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,09	0,19	0,28	0,37	0,35

Insgesamt installierte Leistung aller Speicher

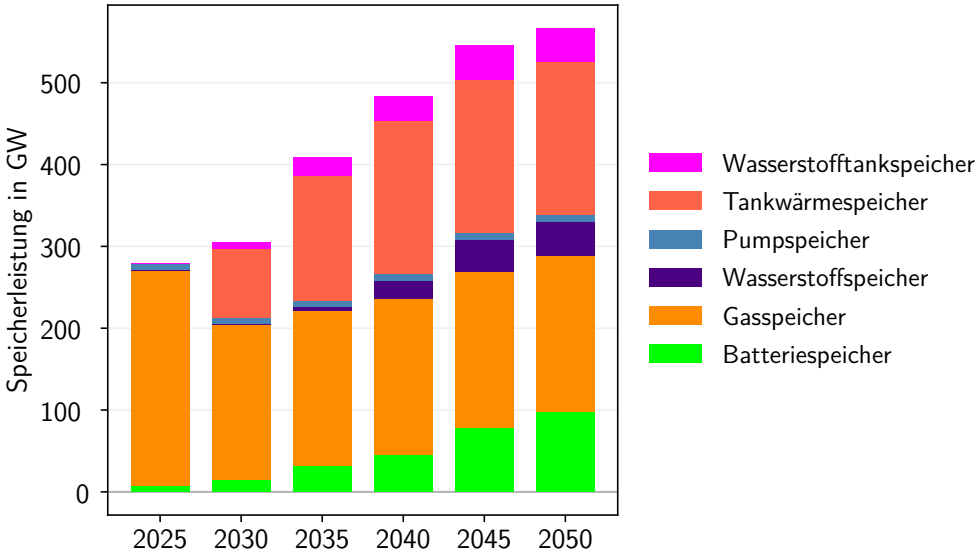


Abbildung A.35: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.11: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	14,91	31,75	45,57	78,56	97,78
Gasspeicher	263,74	190,22	190,22	190,22	190,22	190,22
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	4,12	22,41	39,77	42,31
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	84,35	152,94	187,41	187,41	187,41
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,92	22,46	30,38	41,57	40,97

Durchgespeicherte Energie

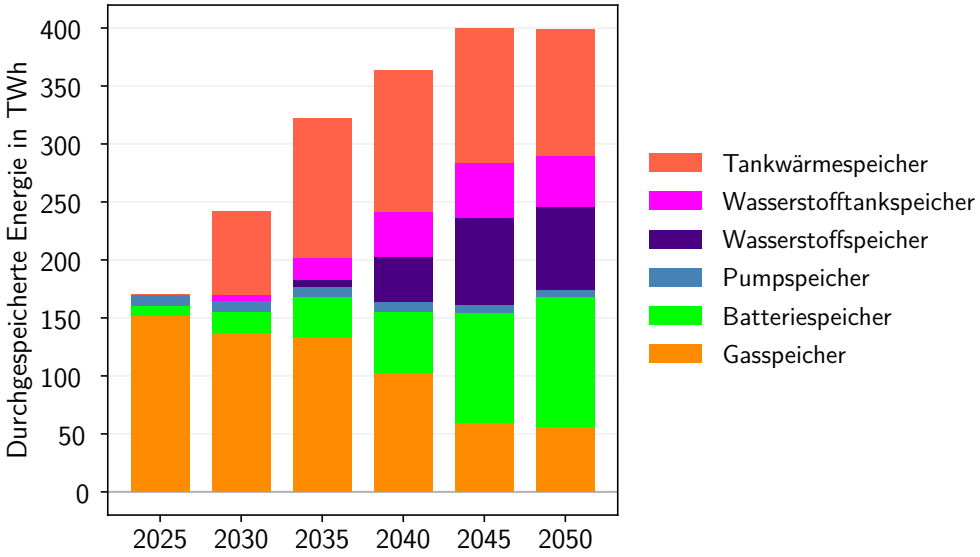


Abbildung A.36: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.12: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	137,78	133,87	102,64	59,43	55,72
Batteriespeicher	8,61	17,33	33,99	52,88	94,78	112,81
Pumpspeicher	9,23	9,82	8,99	8,69	7,10	5,91
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	5,68	38,94	75,37	71,59
Wasserstofftankspeicher	0,00	4,51	19,51	38,33	46,93	43,51
Tankwärmespeicher	0,00	72,42	120,19	122,18	116,16	108,92

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

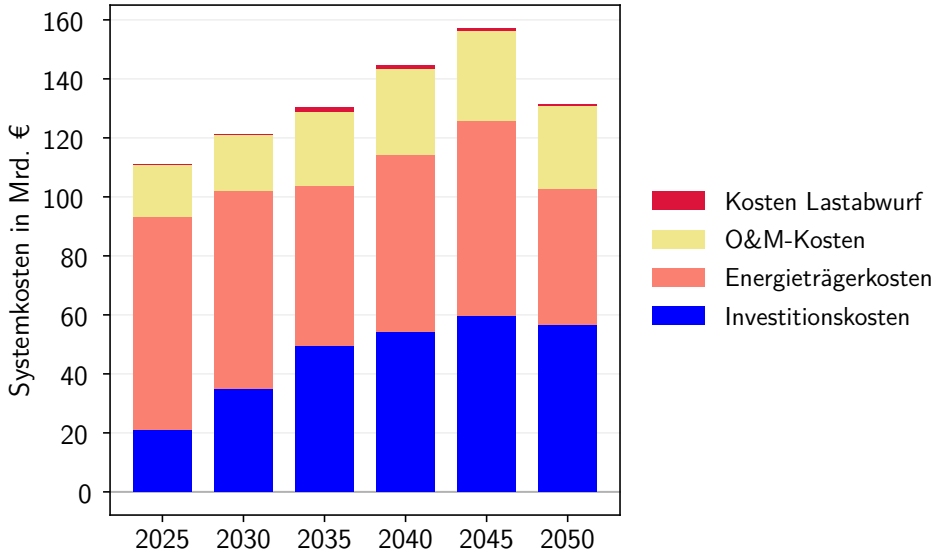


Abbildung A.37: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.13: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,15	34,99	49,59	54,45	59,67	56,77
Energieträgerkosten	72,10	67,01	54,19	59,78	66,12	45,82
O&M-Kosten	17,68	19,08	25,19	28,99	30,47	28,35
Kosten Lastabwurf	0,00	0,02	1,45	1,28	0,89	0,37

Komponentenkosten

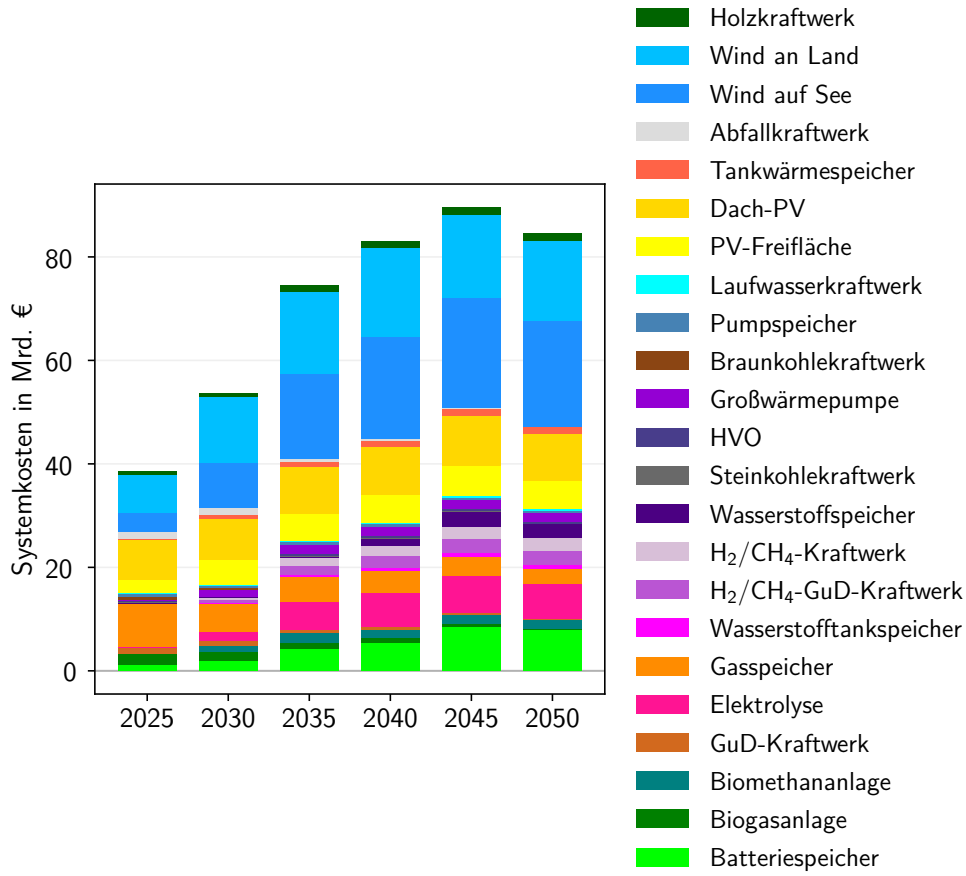


Abbildung A.38: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.14: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,97	4,19	5,30	8,46	7,85
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,03	1,23	1,76	1,74	1,72	1,77
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,11	1,74	5,33	6,62	7,31	6,81
Gasspeicher	8,45	5,46	4,82	4,19	3,55	2,92
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,22	0,41	0,55	0,68	0,62
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,48	1,73	2,34	2,87	2,81
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,04	0,49	1,57	1,98	2,35	2,43
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,31	1,46	2,97	2,81
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42
Großwärmepumpe	0,19	1,33	1,79	1,80	1,72	1,65
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,61	4,78	5,29	5,45	5,78	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,91	9,18	9,85	9,23
Tankwärmespeicher	0,00	0,78	1,10	1,25	1,22	1,19
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,72	16,41	19,80	21,24	20,54
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,75	1,16	1,33	1,44	1,51

Energieträgerkosten

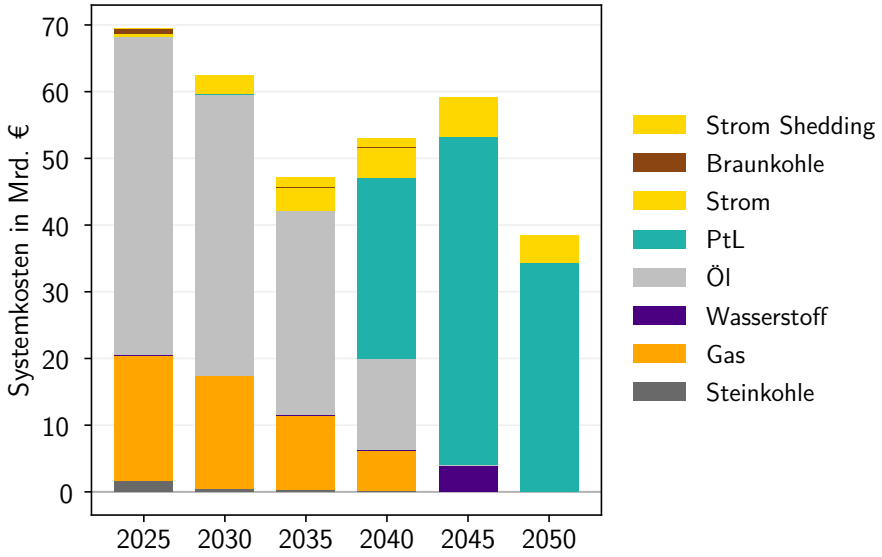


Abbildung A.39: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.15: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,53	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	16,88	11,20	6,11	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	3,98	0,00
Öl	47,74	42,21	30,67	13,70	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	27,12	49,30	34,40
Strom	0,40	2,76	3,53	4,61	5,03	3,77
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,02	1,45	1,28	0,89	0,37

CO_2-Emissionen

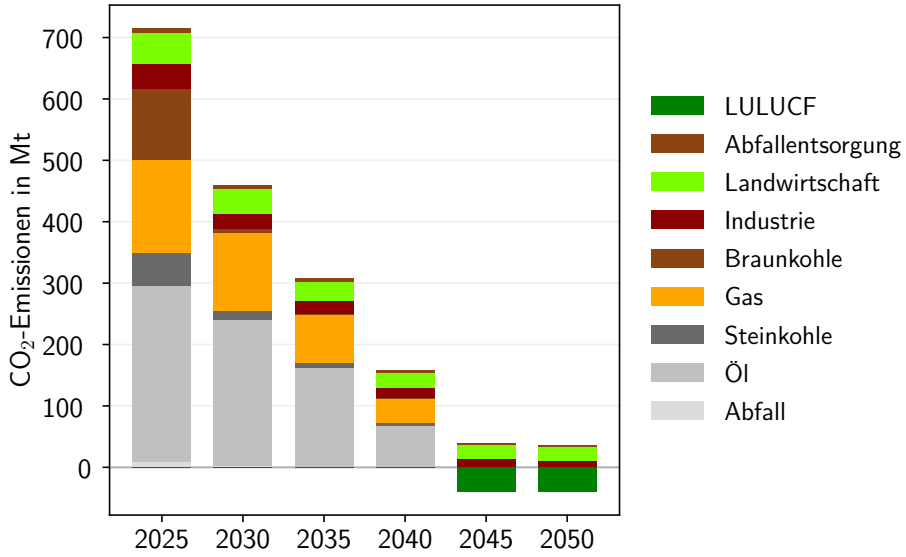


Abbildung A.40: CO_2-Emissionen im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.16: CO_2-Emissionen im Szenario *SCOPE-Basis* in Mt/a

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall	9,44	3,65	0,95	0,56	0,00	0,00
Öl	286,19	236,40	161,17	67,81	0,00	0,00
Vergärbare Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohle	53,64	14,94	7,94	3,81	0,00	0,00
Uran	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas	151,65	126,25	77,89	39,72	0,00	0,00
Strom	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohle	116,44	7,36	2,91	1,40	0,00	0,00
Fernwärme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrie	39,83	24,41	20,34	16,27	13,16	10,05
Landwirtschaft	50,35	40,39	32,06	23,72	23,72	23,72
Abfallentsorgung	7,58	5,95	4,94	3,94	3,23	2,52
LULUCF	0,00	0,00	0,00	0,00	-40,00	-40,00

Biomasseverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

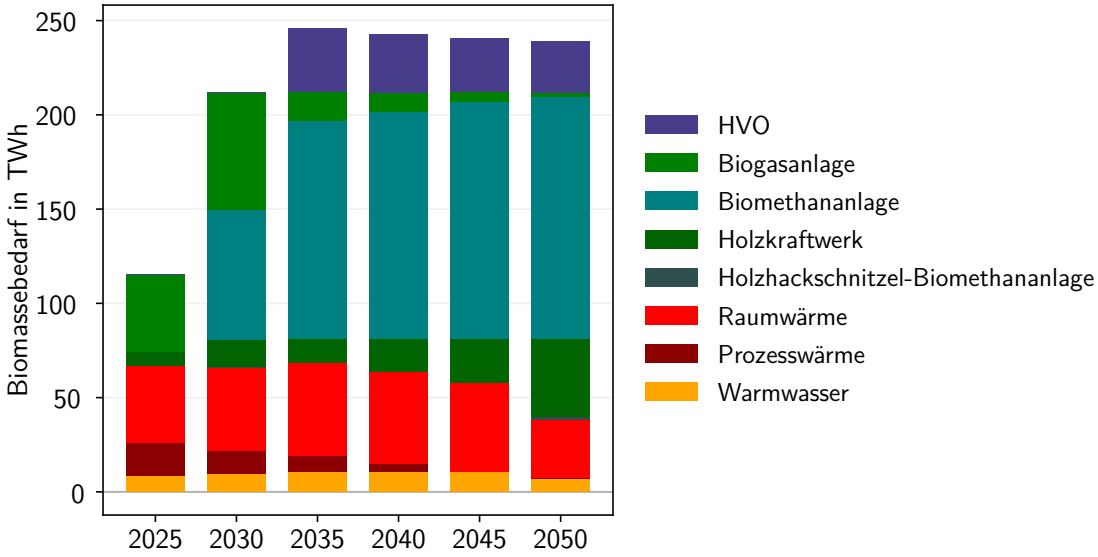


Abbildung A.41: Biomasseverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.17: Biomasseverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Warmwasser	8,73	9,43	10,86	10,91	10,78	7,32
Prozesswärme	17,30	12,49	8,00	3,84	0,00	0,00
Raumwärme	41,08	44,26	49,80	48,88	47,05	30,92
Biomasseheizwerk	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fischer-Tropsch BtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	1,73
Holzkraftwerk	7,21	14,83	12,35	17,37	22,96	41,03
Verluste	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
Biomasseheizwerk	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomethananlage	-0,00	68,59	116,02	120,73	126,10	128,65
Biogasanlage	41,05	62,41	14,98	10,27	4,90	2,35
Verluste	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
HVO	-0,00	0,00	33,93	30,91	28,58	27,24
Verluste	0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00

Gasverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

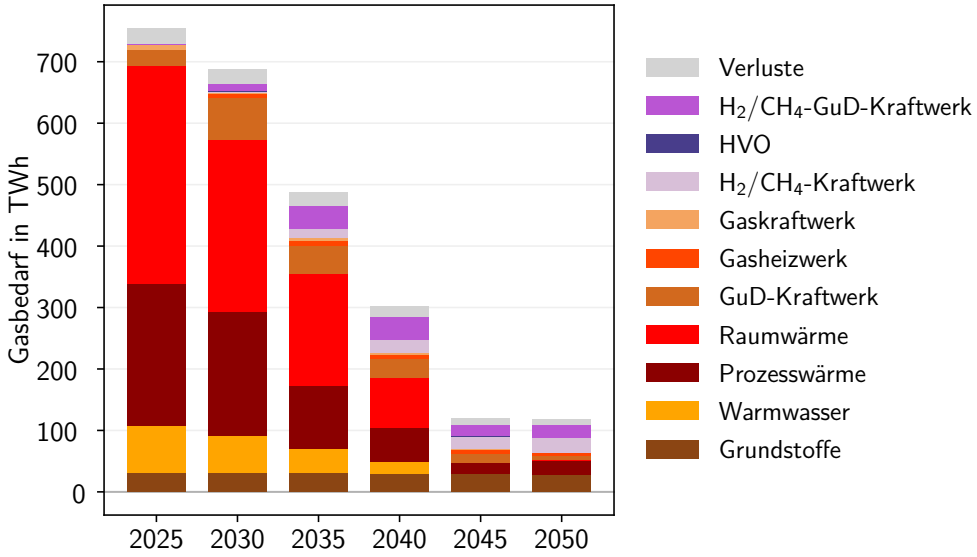


Abbildung A.42: Gasverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.18: Gasverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Grundstoffe	31,93	31,36	30,75	30,10	29,41	28,16
Warmwasser	75,29	60,62	40,28	18,65	0,15	0,00
Mechanische Energie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Prozesswärme	231,30	200,75	101,53	54,62	17,35	23,72
Raumwärme	354,29	280,56	181,88	82,65	0,75	0,00
GuD-Kraftwerk	27,54	68,34	46,57	30,92	14,62	6,64
Gasheizwerk	-0,00	5,29	7,85	6,86	5,77	4,74
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaskraftwerk	8,25	3,24	4,69	2,70	1,54	0,61
H_2/CH_4-Kraftwerk	-0,00	2,22	14,82	20,93	20,75	23,99
HVO	-0,00	0,00	0,27	0,25	0,23	0,22
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	-0,00	12,06	37,14	37,59	18,71	21,04
Verluste	25,89	23,35	22,67	17,39	10,24	9,65

Gasbereitstellung

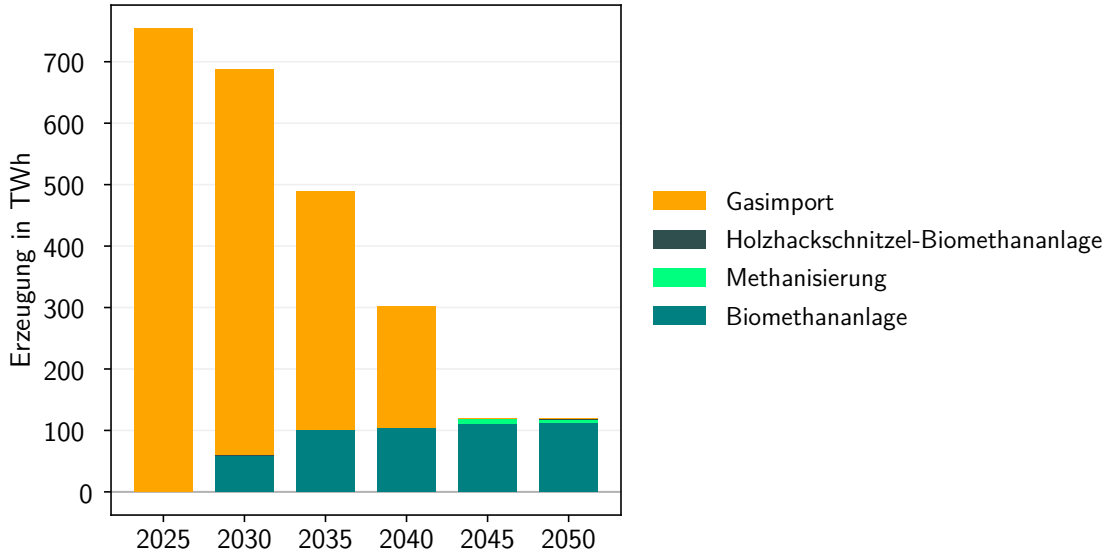


Abbildung A.43: Gasbereitstellung im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.19: Gasbereitstellung im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomethananlage	0,00	59,68	100,94	105,03	109,71	111,92
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,00	9,68	5,70
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	1,13
Gasimport	754,48	628,11	387,50	197,62	0,00	0,00

Saisonale(r) Gasbereitstellung und -verbrauch im Jahr 2045

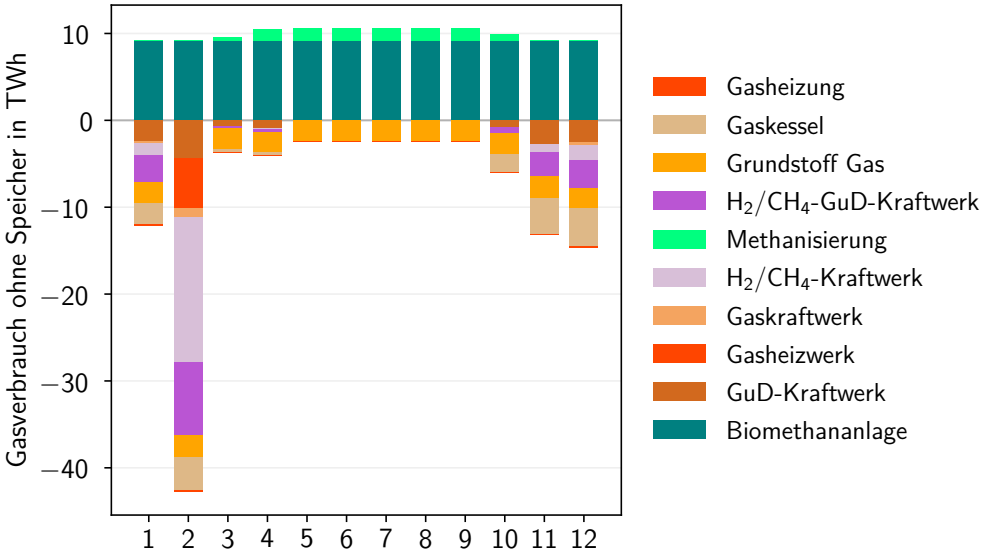


Abbildung A.44: Saisonale(r) Gasbereitstellung und -verbrauch im Jahr 2045 im Szenario *SCOPE-Basis*

Tabelle A.20: Saisonale(r) Gasbereitstellung und -verbrauch im Jahr 2045 im Szenario *SCOPE-Basis* in TWh

Jahresabschnitte	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Biomethananlage	9,14	9,14	9,12	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14
GuD-Kraftwerk	-2,46	-4,34	-0,71	-0,98	-0,00	-0,00	-0,00	-0,01	-0,00	-0,85	-2,76	-2,52
Gasheizwerk	-0,03	-5,75	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
Gaskraftwerk	-0,19	-1,03	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,01	-0,31
H_2/CH_4-Kraftwerk	-1,31	-16,75	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,87	-1,81
HVO	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Methanisierung	0,00	0,00	0,38	1,29	1,45	1,46	1,46	1,43	1,46	0,78	0,00	0,00
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	-3,18	-8,42	-0,21	-0,31	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,62	-2,83	-3,13
Grundstoff Gas	-2,46	-2,48	-2,45	-2,42	-2,43	-2,45	-2,47	-2,47	-2,45	-2,45	-2,48	-2,41
Gaskessel	-2,42	-3,82	-0,29	-0,32	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-2,06	-4,11	-4,32
Gasmotor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasheizung	-0,13	-0,18	-0,08	-0,07	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	-0,03	-0,07	-0,10	-0,15

A.2.2 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

- Annahmen wie im Basisszenario, jedoch mit Daten für das Wetterjahr 2011. Dies hat Einfluss auf die wetterabhängigen Bedarfe (primär den Wärmebedarf) und die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien.

Primärenergie

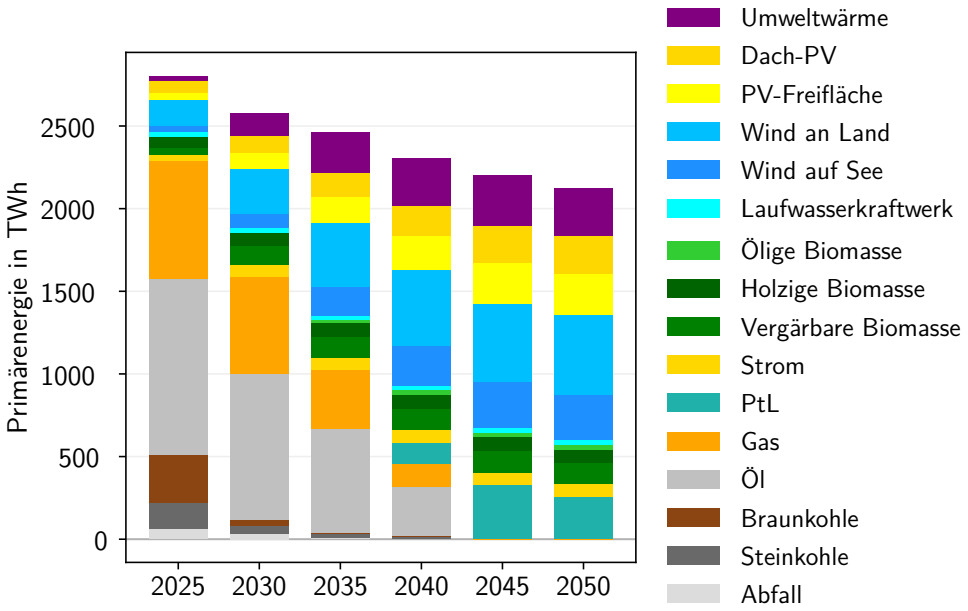


Abbildung A.45: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.21: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,53	31,44	8,89	4,02	0,00	0,00
Steinkohle	152,98	52,29	23,58	11,32	0,00	0,00
Braunkohle	294,70	37,46	7,57	3,63	0,00	0,00
Öl	1062,30	877,39	625,26	301,45	0,00	0,00
Gas	716,16	589,97	360,08	135,89	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	130,62	330,46	257,18
Strom	35,48	70,70	70,41	73,28	73,96	74,94
Vergärbare Biomasse	39,39	115,59	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	71,83	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	16,98	30,91	28,54	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,35	28,58	28,26	28,32	28,51	28,62
Wind auf See	33,59	84,12	172,36	238,79	276,90	278,11
Wind an Land	161,52	275,43	390,76	460,97	475,20	478,60
PV-Freifläche	39,31	92,42	155,47	204,84	247,58	251,83
Dach-PV	75,04	102,18	147,33	184,13	223,74	226,22
Umweltwärme	29,86	138,30	242,20	285,99	303,90	287,53
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

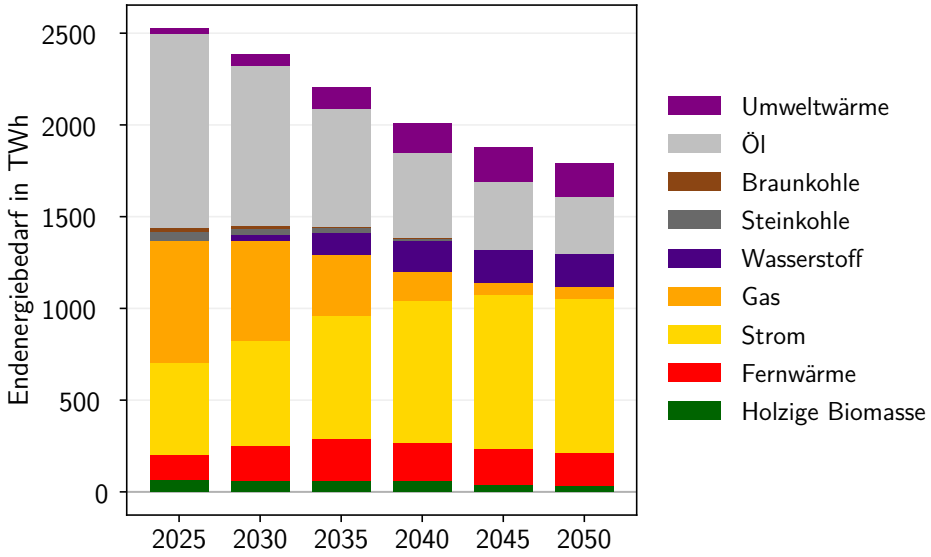


Abbildung A.46: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.22: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	63,89	60,74	62,90	57,97	41,54	32,57
Fernwärme	139,16	190,16	225,13	211,41	191,60	178,67
Strom	501,73	570,64	670,93	771,96	841,41	841,11
Gas	665,24	548,50	333,31	155,93	61,58	64,94
Wasserstoff	-0,00	28,14	122,94	172,90	185,12	182,19
Steinkohle	50,98	36,80	23,58	11,32	0,00	0,00
Braunkohle	16,36	11,81	7,57	3,63	0,00	0,00
Öl	1059,58	876,86	641,88	465,20	366,07	308,27
Umweltwärme	29,86	64,41	116,99	159,29	189,24	180,47

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

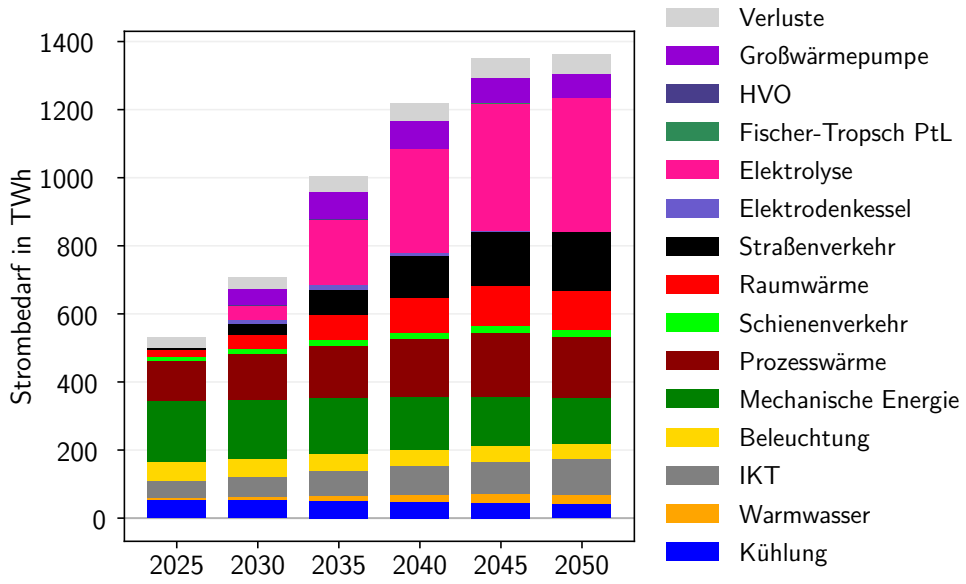


Abbildung A.47: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.23: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,52	52,76	50,03	47,32	44,63	41,97
Warmwasser	3,92	8,57	15,83	21,96	26,63	25,96
IKT	49,07	60,57	72,07	83,57	95,07	106,57
Beleuchtung	57,17	54,31	51,48	48,67	45,89	43,15
Mechanische Energie	180,01	171,06	162,19	153,40	144,70	136,07
Prozesswärme	115,87	136,71	155,55	172,43	187,36	179,72
Schienenverkehr	13,71	15,00	16,42	17,99	19,73	21,26
Raumwärme	19,24	41,16	74,54	100,72	119,09	113,01
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	12,57	13,95	7,44	4,04	1,43
Elektrolyse	-0,00	42,17	192,55	305,75	373,46	390,71
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	1,88
HVO	-0,00	0,00	0,15	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Großwärmepumpe	-0,00	46,96	81,61	81,70	73,51	68,54
Verluste	30,30	35,05	45,37	52,22	57,87	58,00

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

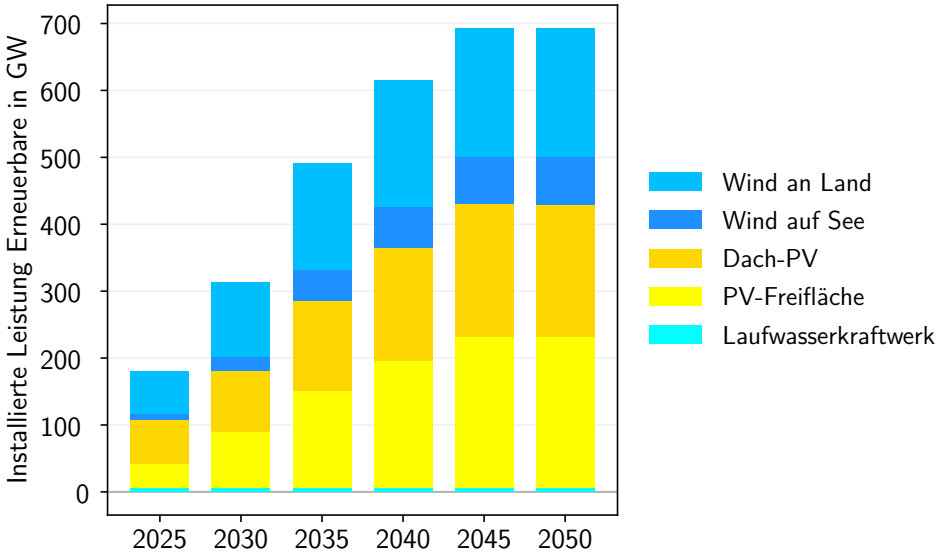


Abbildung A.48: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.24: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	84,88	146,45	190,78	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	111,46	158,43	189,20	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

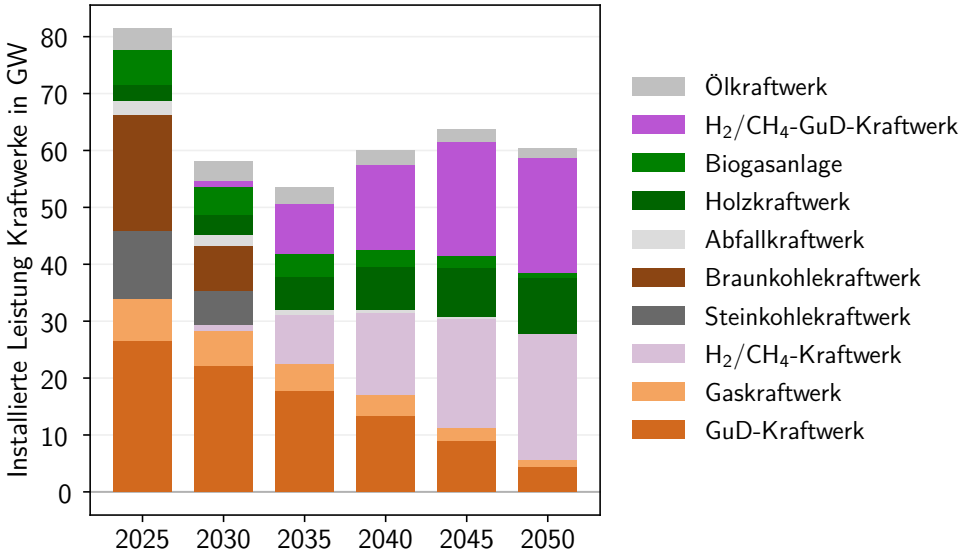


Abbildung A.49: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.25: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	1,03	8,48	14,55	19,11	22,20
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,48	5,75	7,48	8,79	9,74
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	1,12	8,77	15,02	20,11	20,11
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

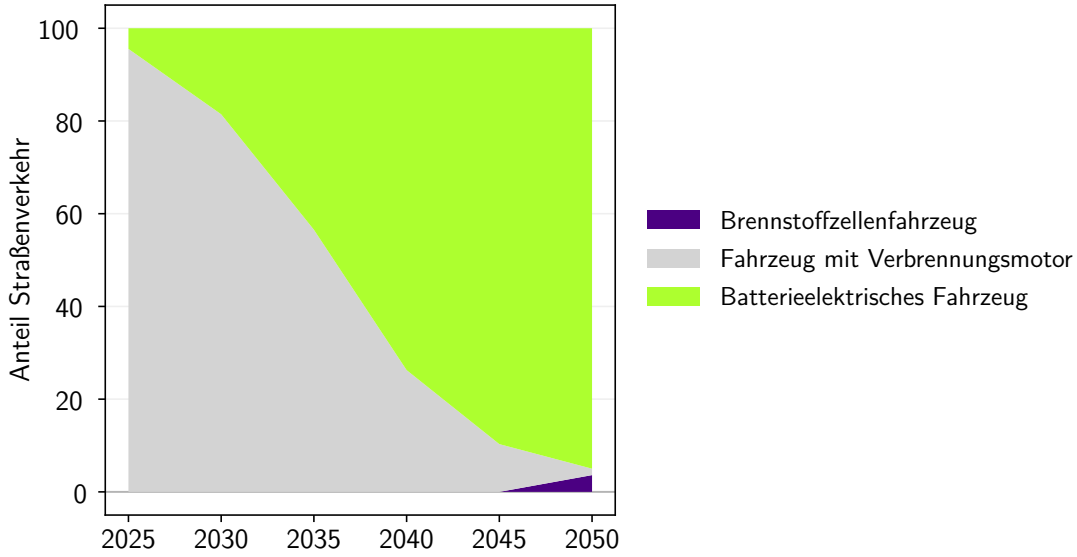


Abbildung A.50: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.26: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

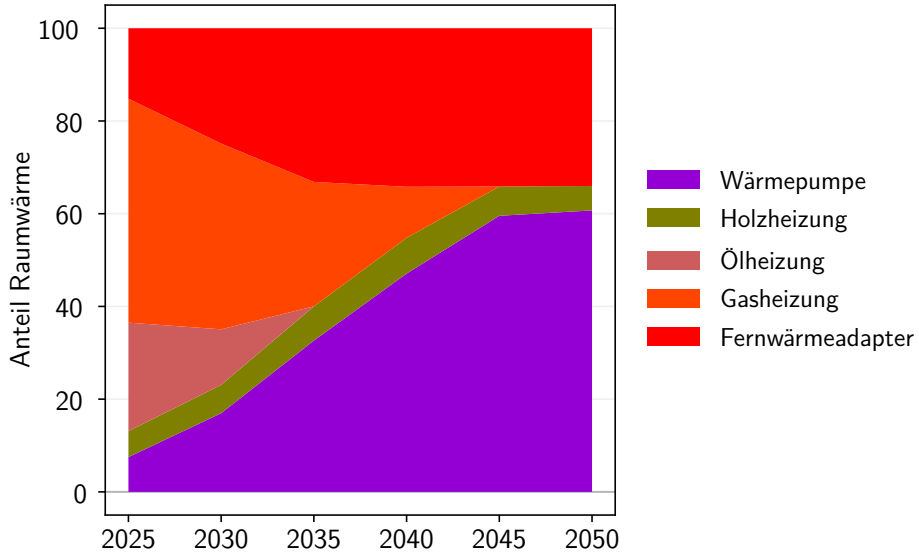


Abbildung A.51: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.27: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	24,87	33,15	34,19	34,13	34,01
Gasheizung	48,30	40,06	26,84	11,01	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	11,97	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,12	7,38	7,72	6,32	5,28
Wärmepumpe	7,50	16,97	32,63	47,08	59,55	60,71

Installierte Leistung Elektrolyse

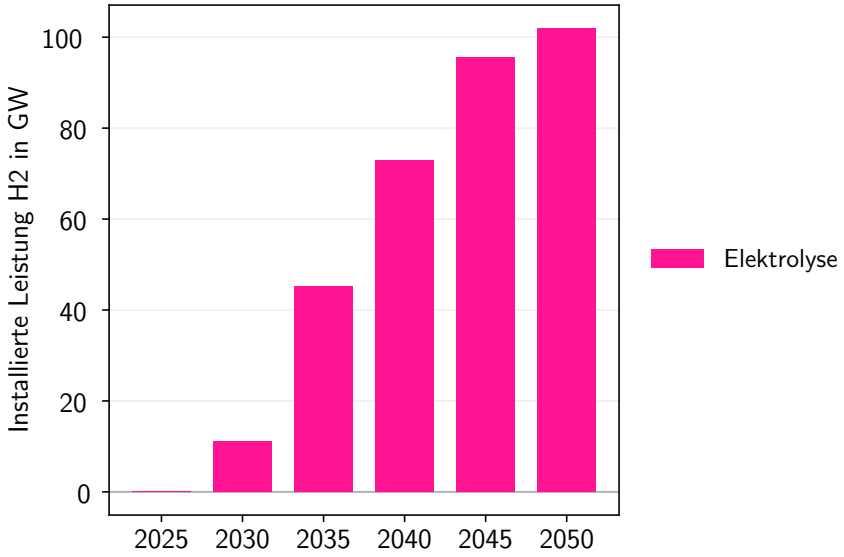


Abbildung A.52: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.28: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,18	45,24	73,01	95,65	101,96

Installierte Kapazität Speicher

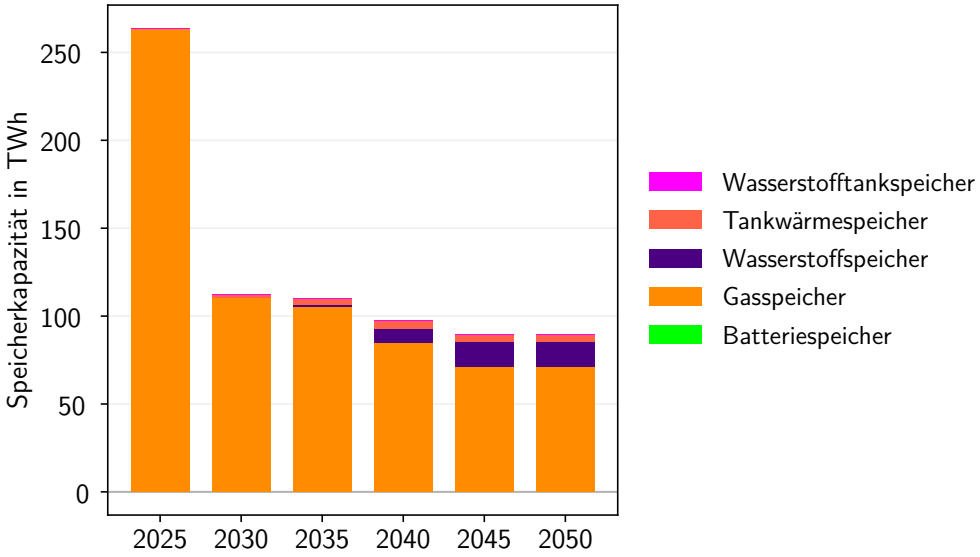


Abbildung A.53: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.29: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,02	0,08	0,18	0,31	0,36
Gasspeicher	263,74	110,72	105,46	84,59	70,70	70,70
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,95	8,21	14,13	14,16
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	1,75	3,17	4,33	4,33	4,33
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,11	0,22	0,33	0,41	0,38

Insgesamt installierte Leistung Speicher

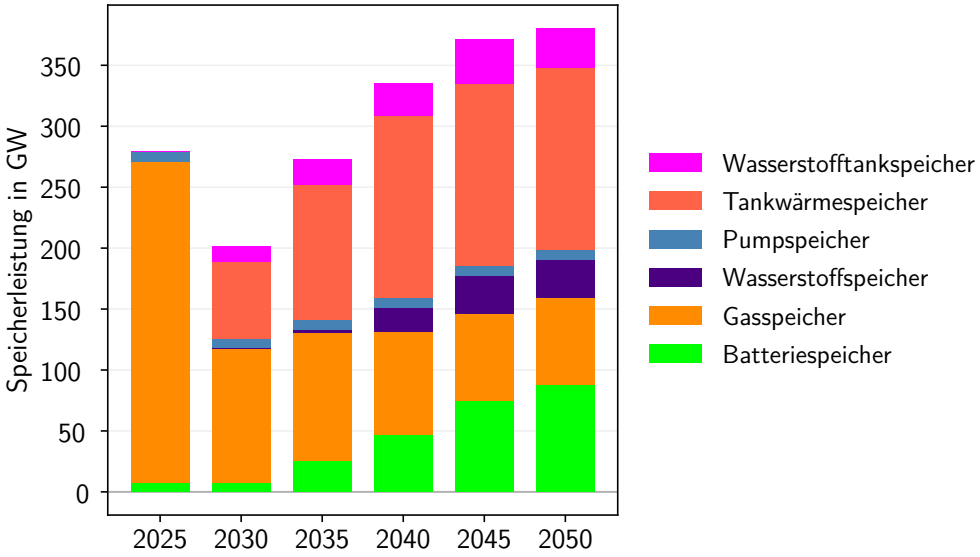


Abbildung A.54: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.30: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	7,14	25,23	47,00	75,07	88,17
Gasspeicher	263,74	110,72	105,46	84,59	70,70	70,70
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,64	19,74	31,81	31,90
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	63,32	110,80	149,50	149,50	149,50
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	12,82	20,94	26,65	36,48	32,23

Durchgespeicherte Energie

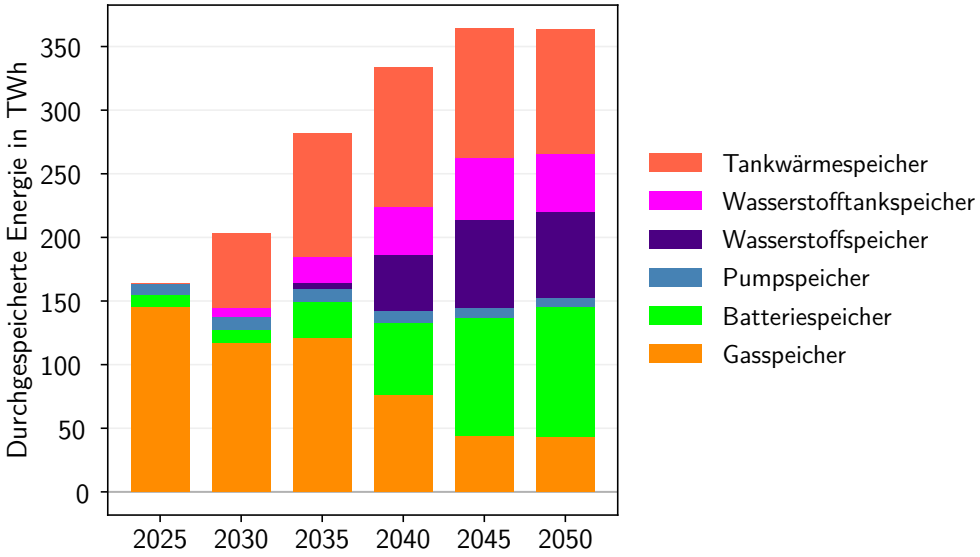


Abbildung A.55: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.31: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	145,41	117,39	120,79	76,41	44,08	43,09
Batteriespeicher	9,00	10,22	29,02	56,92	92,47	102,40
Pumpspeicher	9,34	10,23	9,58	8,83	7,85	7,09
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	4,70	43,77	69,45	67,47
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,09	20,82	38,19	48,51	45,91
Tankwärmespeicher	0,00	58,32	96,81	109,78	102,01	97,85

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

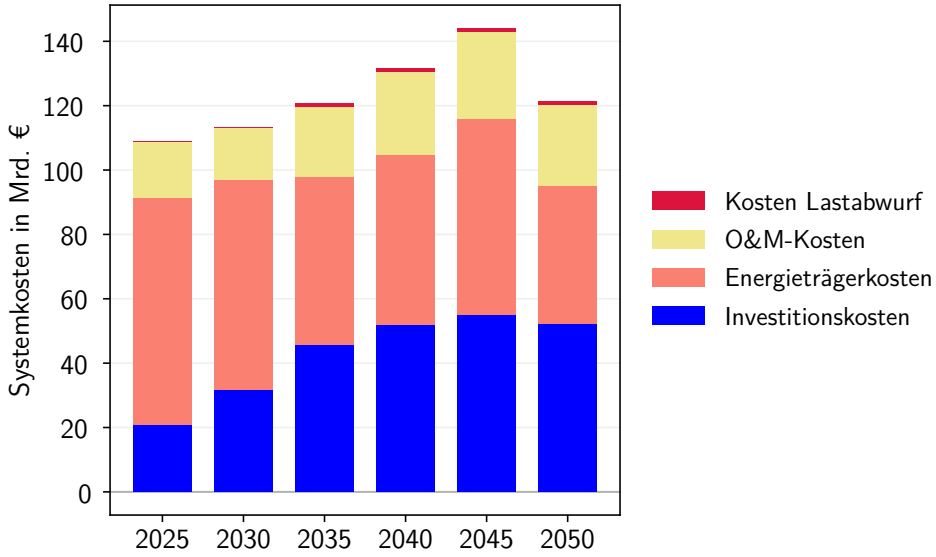


Abbildung A.56: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.32: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,83	31,79	45,70	51,80	55,16	52,23
Energieträgerkosten	70,39	65,25	52,10	52,92	60,79	42,87
O&M-Kosten	17,68	16,04	21,93	25,70	26,90	25,28
Kosten Lastabwurf	0,00	0,16	0,96	1,10	1,20	1,11

Komponentenkosten

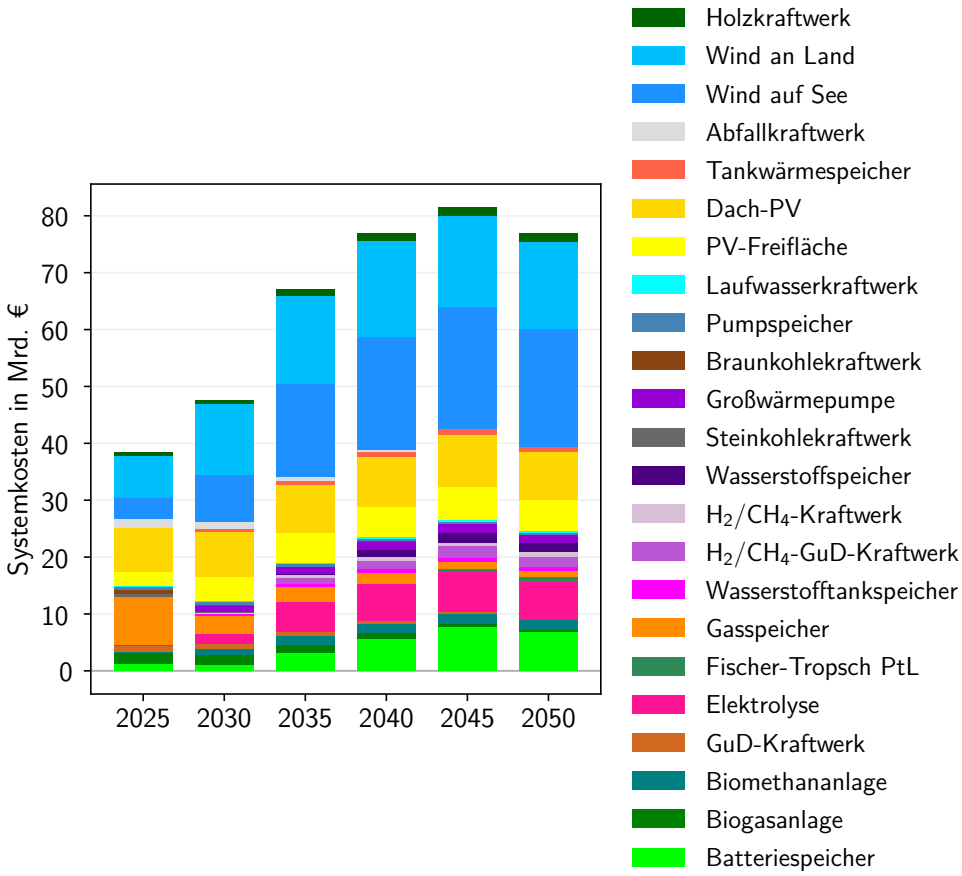


Abbildung A.57: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Energieträgerkosten

Tabelle A.33: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,16	3,25	5,66	7,72	6,85
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,01	1,04	1,60	1,68	1,70	1,72
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,10	1,72	5,28	6,55	7,24	6,88
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,61
Gasspeicher	8,45	3,18	2,67	1,86	1,32	1,09
Wasserstofftankspeicher	0,07	0,28	0,45	0,60	0,72	0,61
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,16	1,13	1,58	1,97	1,93
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,06	0,45	0,55	0,64	0,71
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,20	1,33	1,81	1,63
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
Großwärmepumpe	0,12	0,97	1,30	1,49	1,43	1,39
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	4,11	5,14	5,40	5,79	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,53	8,66	9,22	8,52
Tankwärmespeicher	0,00	0,54	0,77	0,95	0,93	0,91
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,29	12,38	15,57	16,91	16,15	15,45
Holzkraftwerk	0,58	0,68	1,14	1,32	1,43	1,51

Energieträgerimportkosten

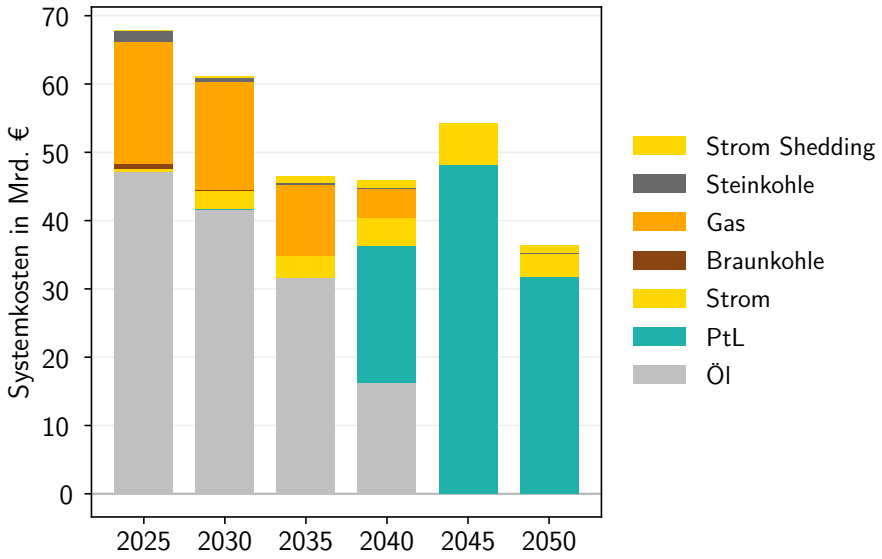


Abbildung A.58: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.34: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Öl	47,14	41,68	31,65	16,20	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	20,02	48,15	31,75
Strom	0,43	2,74	3,22	4,25	4,84	3,48
Braunkohle	0,83	0,10	0,02	0,01	0,00	0,00
Gas	17,79	15,86	10,41	4,20	0,00	0,00
Steinkohle	1,70	0,62	0,30	0,15	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,16	0,96	1,10	1,20	1,11

A.2.3 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

- Annahmen wie im Basisszenario, jedoch mit Daten für das Wetterjahr 2013. Dies hat Einfluss auf die wetterabhängigen Bedarfe (primär Wärmebedarf) und die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien.

Primärenergie

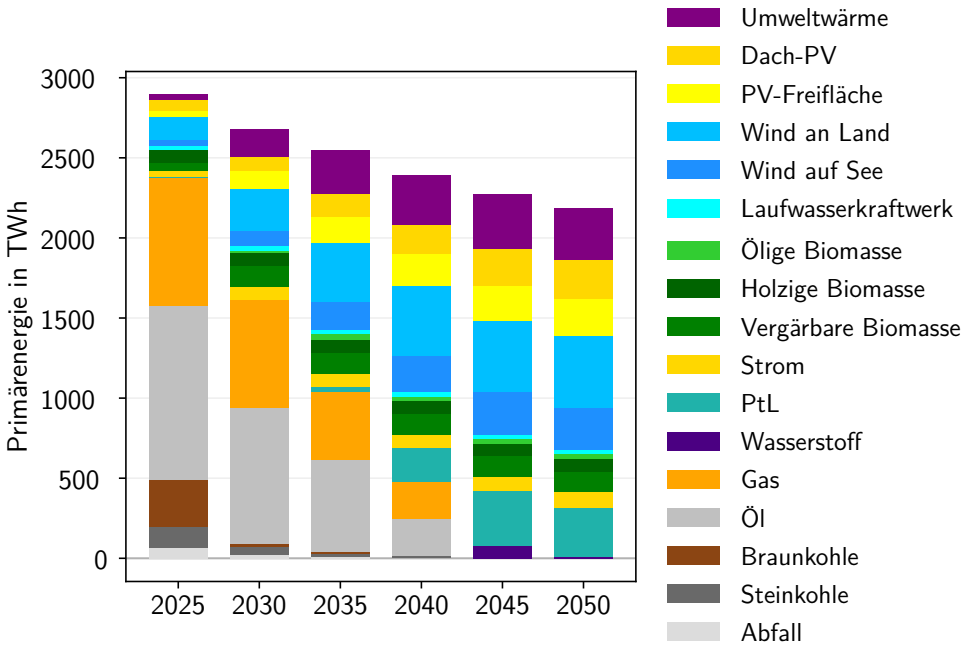


Abbildung A.59: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.35: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	22,42	8,36	4,91	0,00	0,00
Steinkohle	136,03	52,93	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	289,15	14,72	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1088,93	846,22	576,02	225,16	0,00	0,00
Gas	801,48	680,27	425,69	236,23	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	81,42	12,54
PtL	0,00	0,00	30,10	206,56	339,95	301,48
Strom	39,38	75,71	81,55	80,10	83,46	96,86
Vergärbare Biomasse	52,23	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	77,18	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	16,09	33,93	30,91	28,60	27,25
Laufwasserkraftwerk	28,73	28,70	28,33	28,21	28,50	28,79
Wind auf See	31,69	96,84	172,23	226,56	262,61	264,26
Wind an Land	147,75	262,43	373,22	434,82	442,26	445,72
PV-Freifläche	36,51	109,85	158,84	197,41	223,96	230,93
Dach-PV	67,80	91,89	144,07	185,70	230,97	243,66
Umweltwärme	32,81	170,73	273,76	311,75	339,49	319,90
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

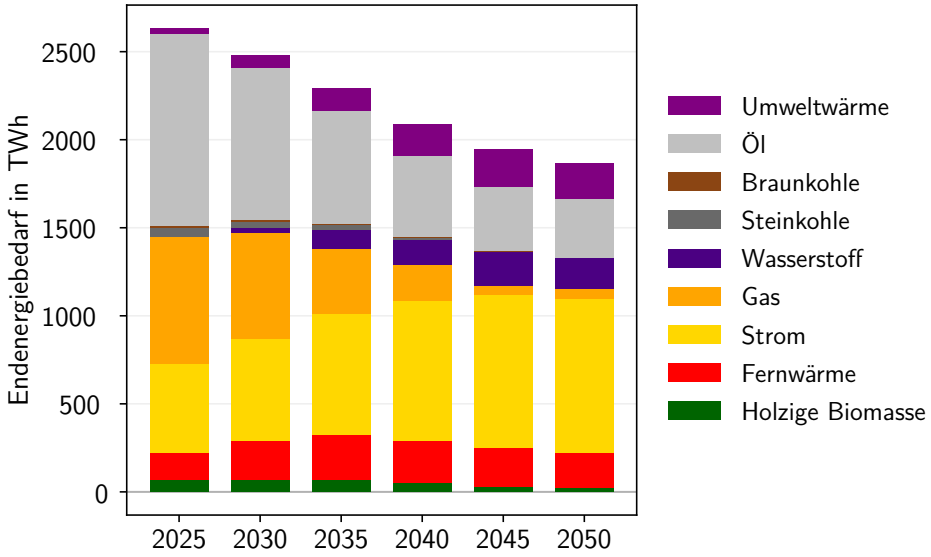


Abbildung A.60: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.36: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	70,07	69,12	65,42	52,98	31,07	22,84
Fernwärme	153,42	218,56	259,75	237,82	216,61	202,56
Strom	505,88	582,58	686,99	795,99	872,73	870,65
Gas	718,40	605,46	368,79	201,00	53,36	54,90
Wasserstoff	-0,00	23,02	110,37	144,63	193,14	181,50
Steinkohle	50,94	36,77	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,35	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1085,16	861,12	641,63	464,97	367,89	329,98
Umweltwärme	32,81	73,12	128,39	177,33	214,77	203,81

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

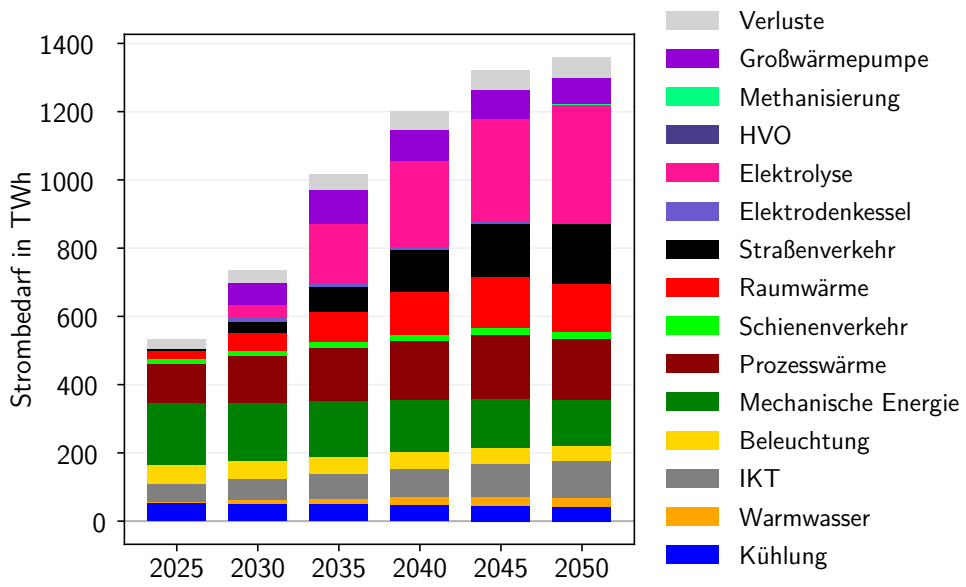


Abbildung A.61: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.37: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	54,82	52,09	49,39	46,71	44,06	41,44
Warmwasser	4,05	9,13	16,32	23,01	28,44	27,61
IKT	50,02	61,52	73,02	84,52	96,02	107,52
Beleuchtung	57,27	54,41	51,57	48,75	45,97	43,23
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,02	153,24	144,55	135,94
Prozesswärme	115,78	136,61	155,44	172,30	187,23	179,59
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	23,21	51,46	90,01	123,58	149,06	140,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	13,78	9,95	6,87	4,38	1,02
Elektrolyse	-0,00	36,98	173,71	253,39	302,02	349,49
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,15	0,31	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,19
Großwärmepumpe	-0,00	66,05	101,55	92,46	84,45	78,16
Verluste	29,27	35,73	45,16	52,78	58,25	58,91

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

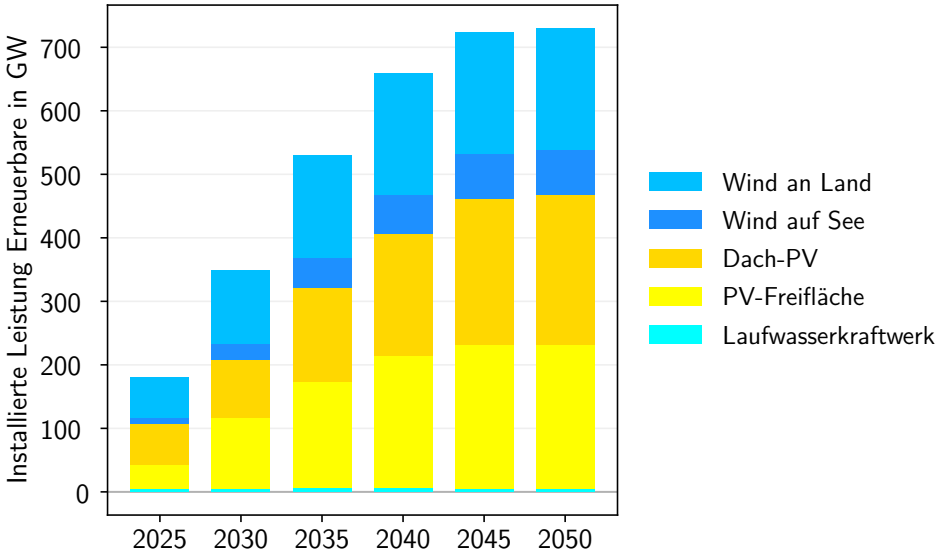


Abbildung A.62: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.38: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	111,09	168,37	209,19	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	147,11	191,38	229,24	235,41
Wind auf See	9,12	26,09	47,07	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

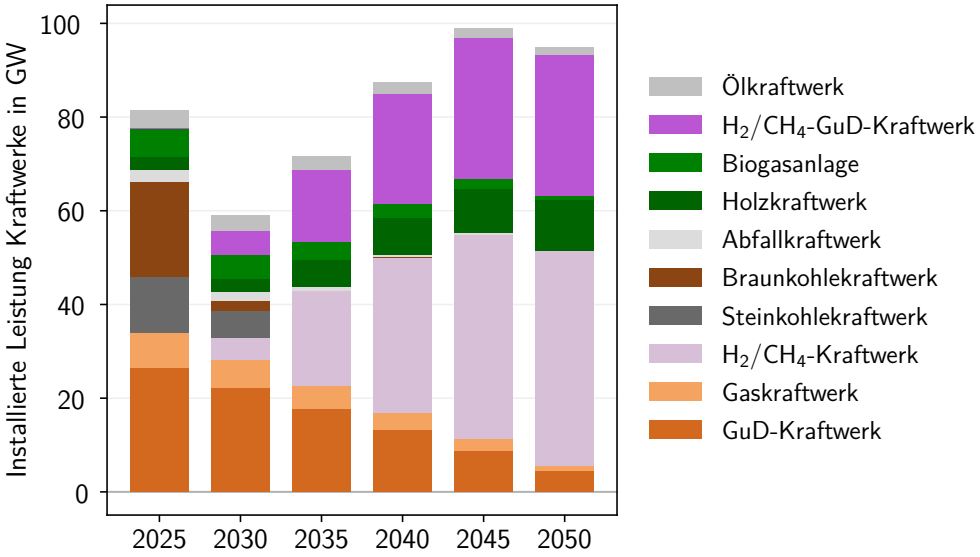


Abbildung A.63: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.39: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	4,53	20,29	33,14	43,62	45,81
Steinkohlekraftwerk	12,04	5,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	5,69	7,88	9,55	10,80
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	5,10	15,17	23,38	30,07	30,07
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

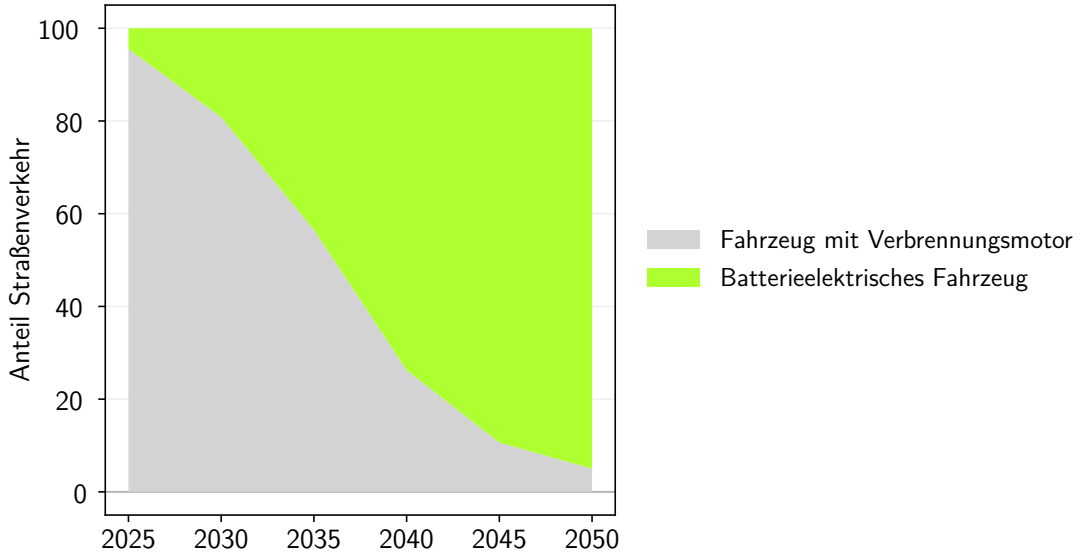


Abbildung A.64: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.40: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

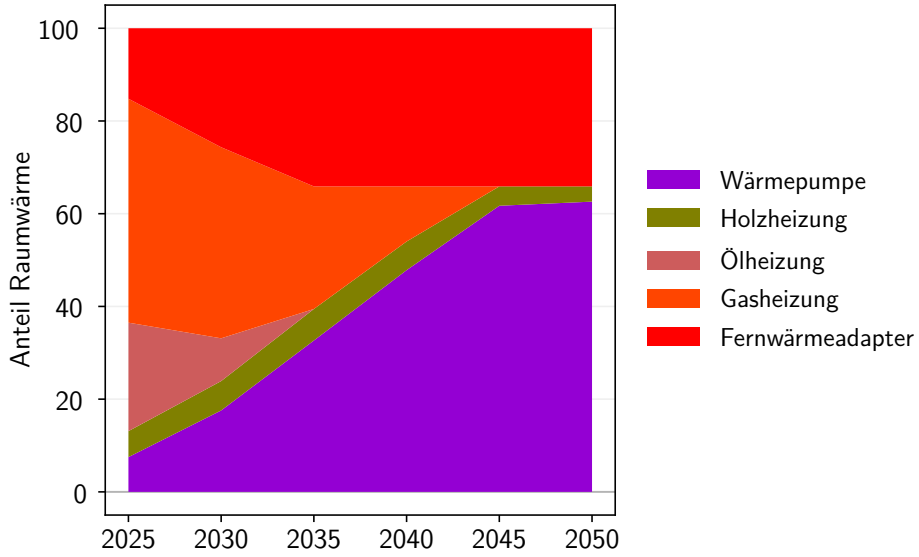


Abbildung A.65: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.41: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,67	34,11	34,11	34,11	34,11
Gasheizung	48,30	41,21	26,44	11,88	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	9,22	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,34	6,80	6,19	4,17	3,28
Wärmepumpe	7,50	17,56	32,64	47,82	61,71	62,60

Installierte Leistung Elektrolyse

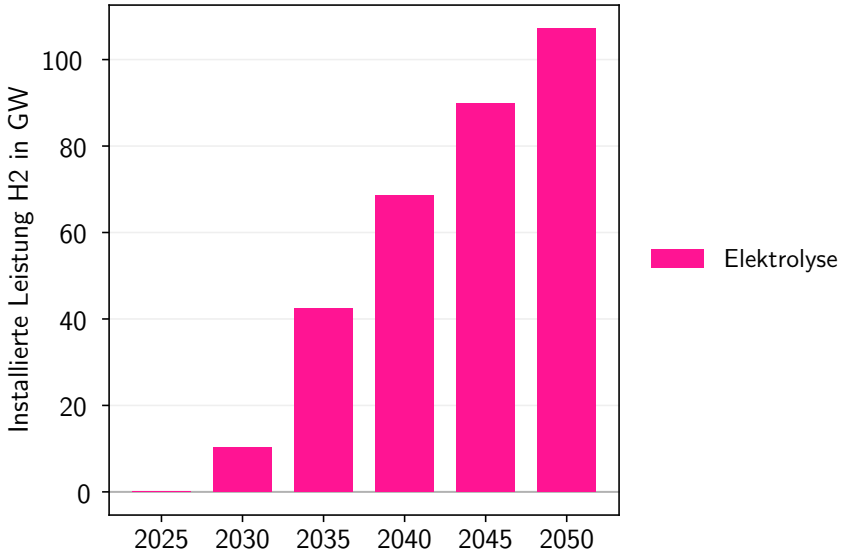


Abbildung A.66: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.42: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	10,34	42,40	68,55	89,87	107,25

Installierte Kapazität Speicher

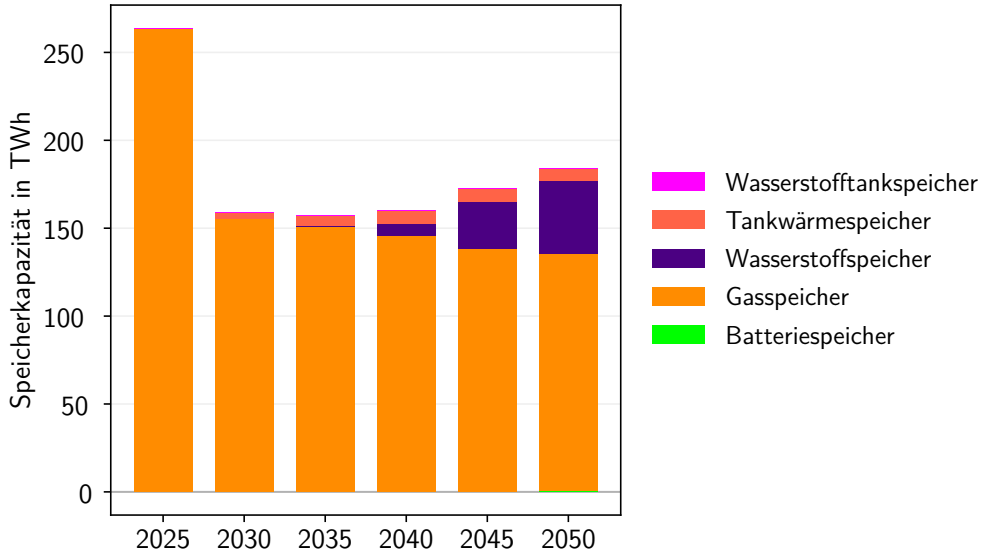


Abbildung A.67: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.43: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,10	0,15	0,31	0,39
Gasspeicher	263,74	155,52	150,58	145,71	137,93	135,23
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,59	6,98	27,18	41,43
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	3,16	5,74	6,90	6,90	6,90
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,09	0,18	0,26	0,33	0,30

Insgesamt installierte Leistung Speicher

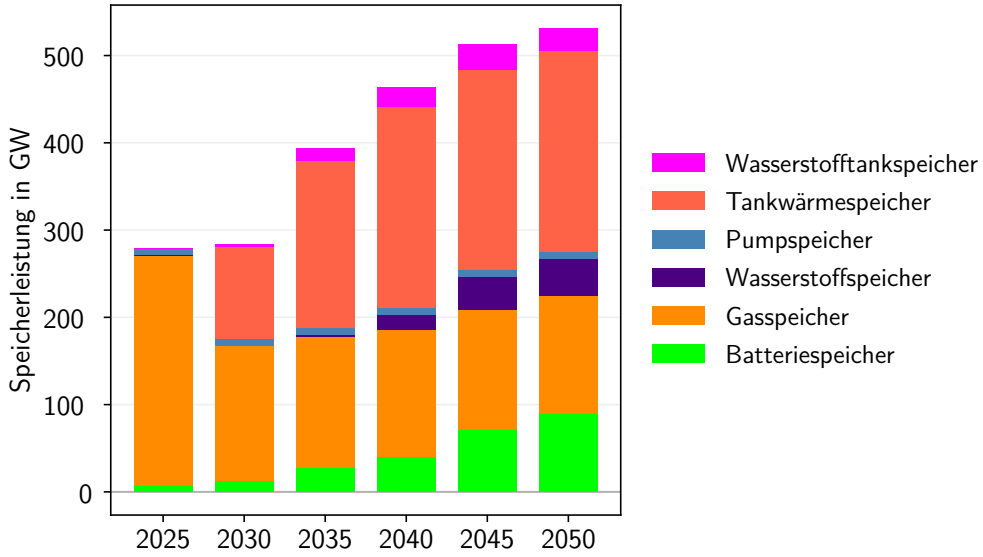


Abbildung A.68: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.44: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	12,08	27,67	40,00	70,75	89,94
Gasspeicher	263,74	155,52	150,58	145,71	137,93	135,23
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,63	17,39	37,54	41,93
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	105,66	191,63	230,13	230,18	230,18
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	3,20	14,57	21,87	29,03	26,12

Durchgespeicherte Energie

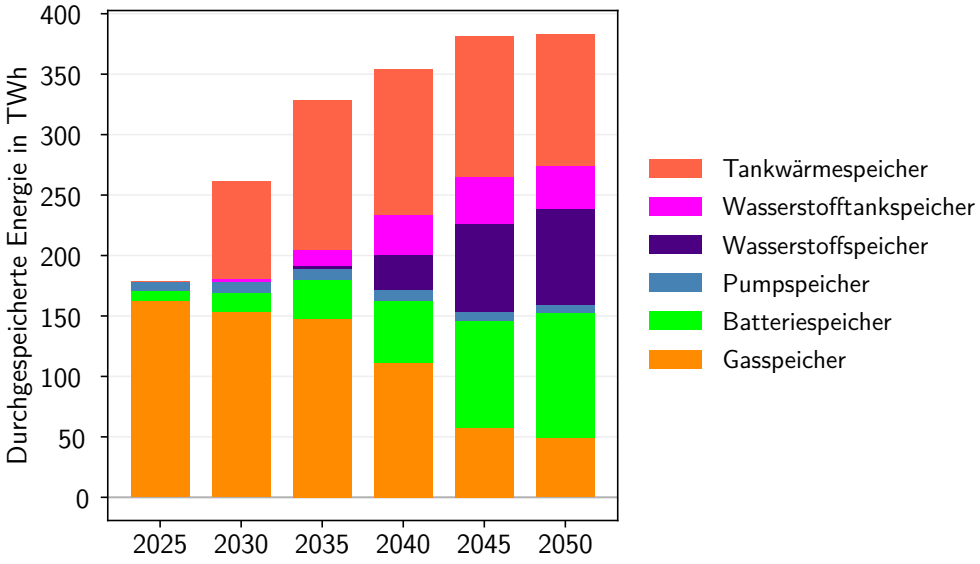


Abbildung A.69: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.45: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	162,71	153,56	147,66	111,32	57,19	49,39
Batteriespeicher	7,97	15,88	32,42	50,86	88,91	103,34
Pumpspeicher	8,05	8,97	9,08	9,04	7,27	6,08
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,39	29,54	72,67	79,40
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,54	13,38	33,19	38,95	36,23
Tankwärmespeicher	0,00	80,94	123,39	120,46	116,32	109,04

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

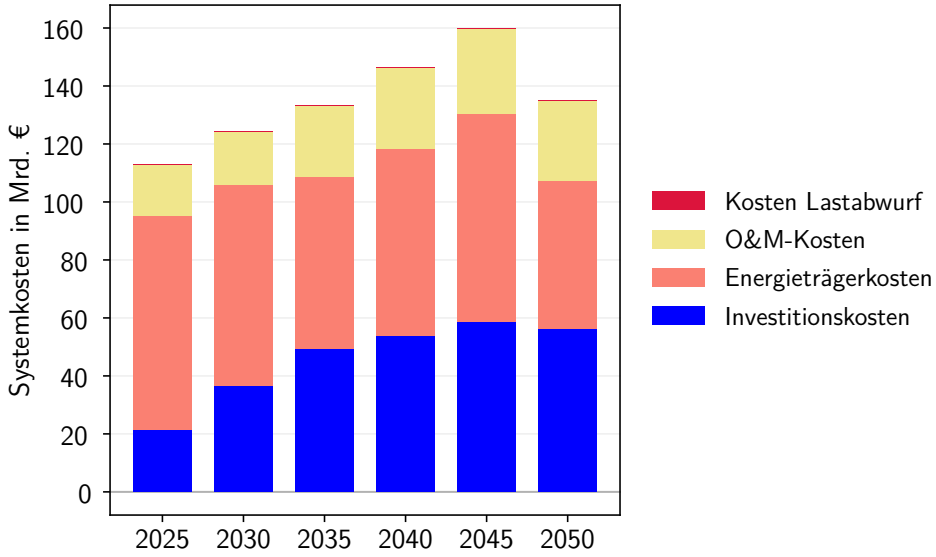


Abbildung A.70: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.46: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,29	36,58	49,34	53,76	58,53	56,29
Energieträgerkosten	73,94	69,34	59,45	64,67	71,99	50,97
O&M-Kosten	17,68	18,47	24,21	27,81	29,28	27,79
Kosten Lastabwurf	0,00	0,00	0,20	0,31	0,11	0,08

Komponentenkosten

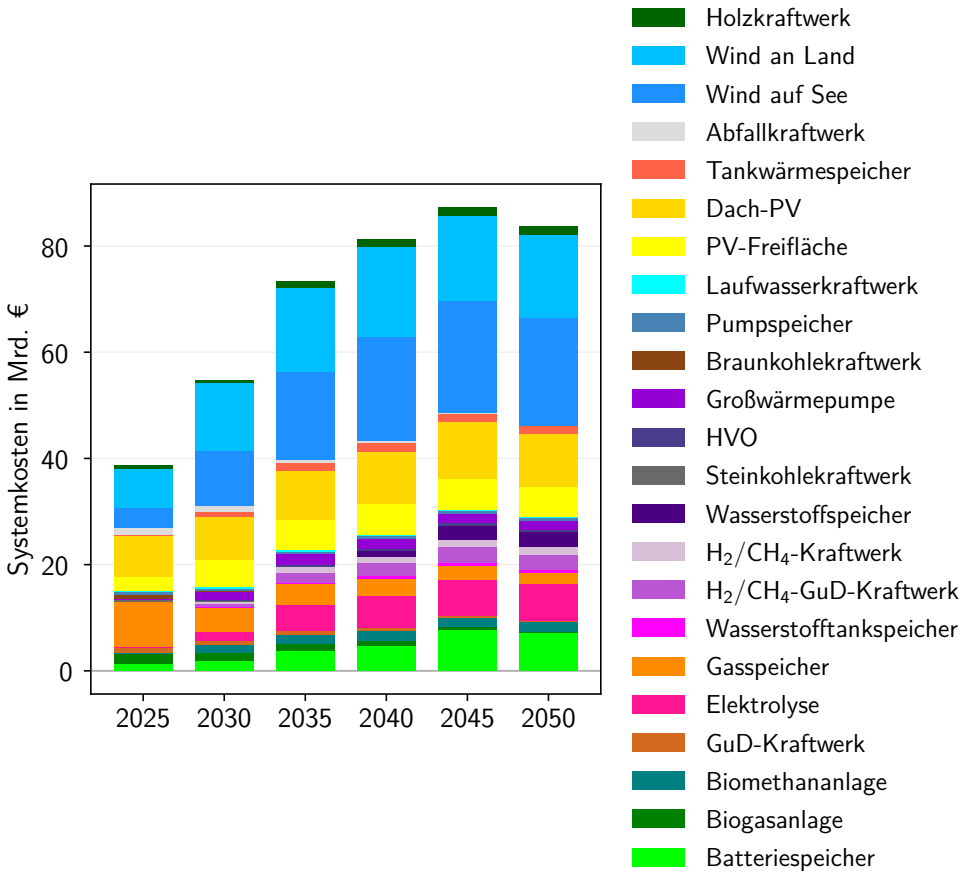


Abbildung A.71: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Energieträgerkosten

Tabelle A.47: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,81	3,80	4,83	7,67	7,14
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,05	1,35	1,70	1,70	1,74	1,78
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,08	1,59	4,95	6,15	6,80	7,03
Gasspeicher	8,45	4,46	3,82	3,21	2,58	2,08
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,19	0,35	0,48	0,58	0,50
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,71	1,82	2,40	2,91	2,86
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,28	1,03	1,24	1,46	1,48
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,12	1,16	2,72	2,88
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,26	0,40	0,39	0,38	0,37
Großwärmepumpe	0,22	1,48	1,99	1,90	1,81	1,74
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,70	5,25	5,65	5,84	5,85	5,50
Dach-PV	7,74	8,01	9,41	9,85	10,66	10,14
Tankwärmespeicher	0,00	0,97	1,39	1,54	1,50	1,46
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,82	10,29	16,57	19,58	21,06	20,40
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,54	1,18	1,41	1,57	1,69

Energieträgerimportkosten

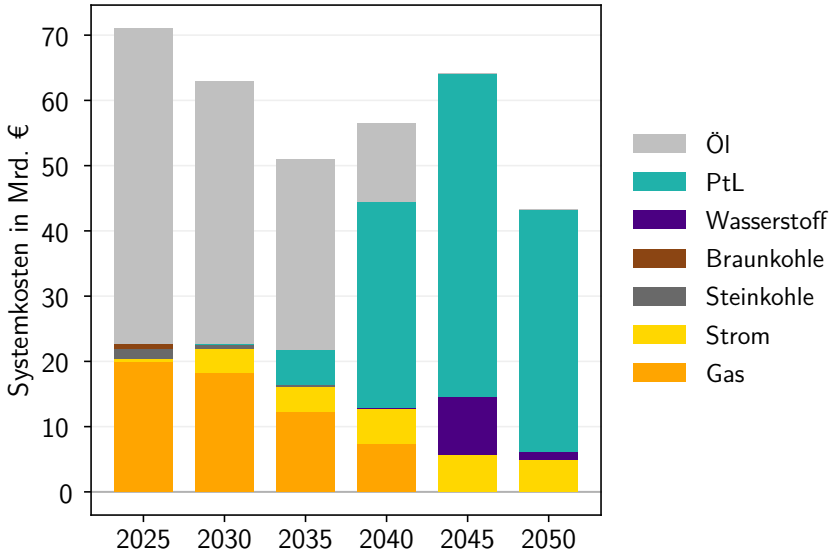


Abbildung A.72: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.48: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	19,91	18,28	12,31	7,31	0,00	0,00
Strom	0,50	3,75	3,85	5,36	5,65	4,91
Steinkohle	1,51	0,63	0,30	0,15	0,00	0,00
Braunkohle	0,81	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	9,00	1,20
PtL	0,00	0,00	5,35	31,66	49,54	37,21
Öl	48,32	40,20	29,16	12,10	0,00	0,00

A.2.4 *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

- Annahmen wie im Basisszenario, jedoch mit Daten für das Wetterjahr 2014. Dies hat Einfluss auf die wetterabhängigen Bedarfe (primär Wärmebedarf) und die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien.

Primärenergie

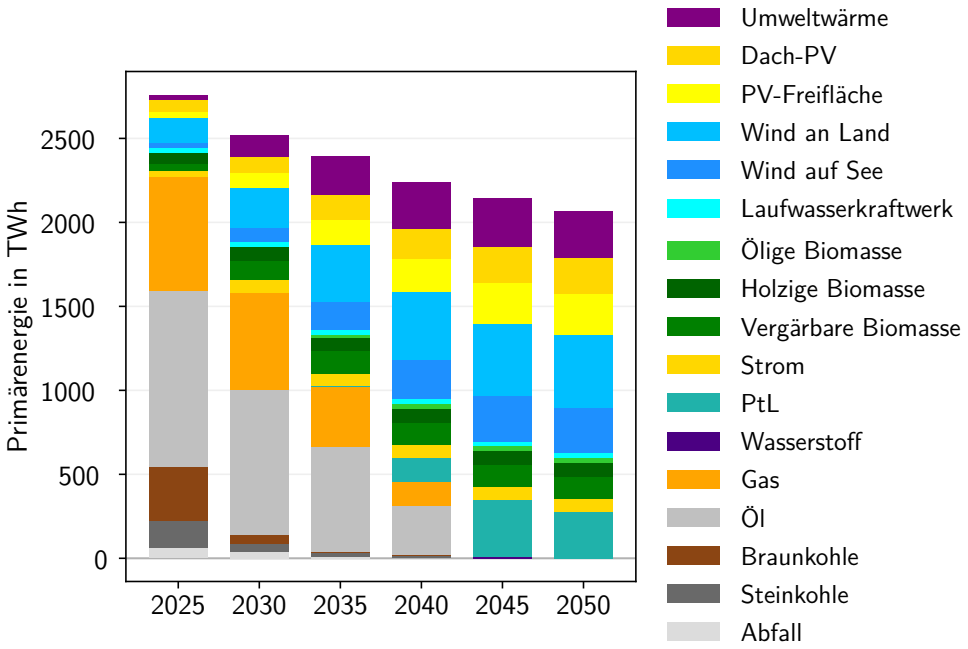


Abbildung A.73: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.49: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,54	39,09	9,12	4,27	0,00	0,00
Steinkohle	161,53	46,84	23,55	11,30	0,00	0,00
Braunkohle	319,52	52,62	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1046,43	865,26	624,39	293,80	0,00	0,00
Gas	681,03	580,55	361,14	145,86	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	12,09	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	137,77	335,64	276,86
Strom	37,78	71,84	75,98	80,91	78,00	79,96
Vergärbare Biomasse	35,83	117,58	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	67,69	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	16,83	30,91	28,55	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,69	28,80	28,56	28,58	28,66	28,77
Wind auf See	32,90	82,62	171,68	236,72	272,53	273,35
Wind an Land	145,53	240,04	335,46	400,03	430,15	431,98
PV-Freifläche	38,73	87,63	151,27	199,83	241,08	243,52
Dach-PV	71,75	98,81	143,72	180,08	215,42	216,72
Umweltwärme	28,40	127,94	231,14	275,49	288,03	273,92
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

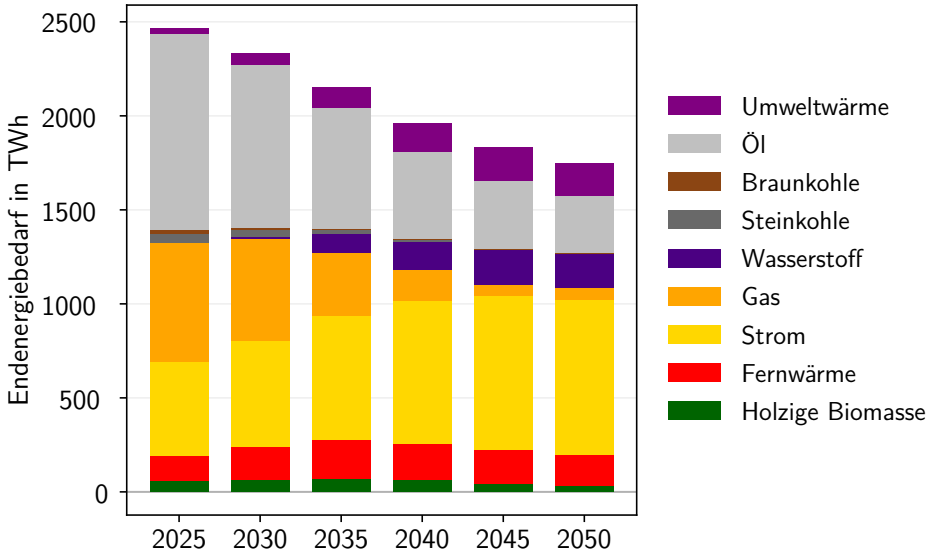


Abbildung A.74: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.50: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	60,42	63,25	69,60	61,10	43,40	32,20
Fernwärme	131,17	178,65	208,42	196,46	177,47	165,20
Strom	498,60	563,92	660,63	759,57	823,63	825,31
Gas	635,16	537,44	335,46	164,71	59,83	63,11
Wasserstoff	-0,00	15,18	96,40	147,38	186,56	183,71
Steinkohle	50,92	36,75	23,55	11,30	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,79	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1044,88	864,83	641,63	464,97	365,85	308,06
Umweltwärme	28,40	60,26	111,31	153,35	177,86	171,21

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

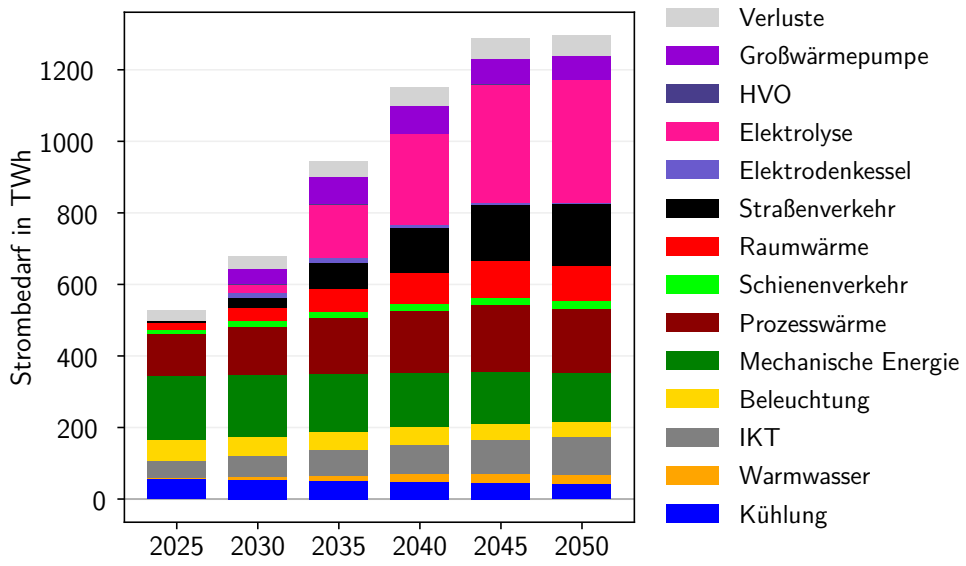


Abbildung A.75: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.51: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,91	53,13	50,37	47,64	44,94	42,26
Warmwasser	3,83	8,24	15,46	21,73	25,69	25,26
IKT	48,43	59,93	71,43	82,93	94,43	105,93
Beleuchtung	57,12	54,27	51,44	48,63	45,86	43,12
Mechanische Energie	179,80	170,86	162,00	153,23	144,53	135,92
Prozesswärme	115,72	136,53	155,35	172,21	187,12	179,49
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	16,87	35,47	65,35	89,33	103,05	98,70
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	14,48	13,34	7,32	5,12	1,65
Elektrolyse	-0,00	22,53	150,68	254,38	331,04	345,96
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,15	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Großwärmepumpe	-0,00	42,59	76,74	77,46	69,86	65,31
Verluste	29,90	34,25	44,25	52,45	57,26	57,60

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

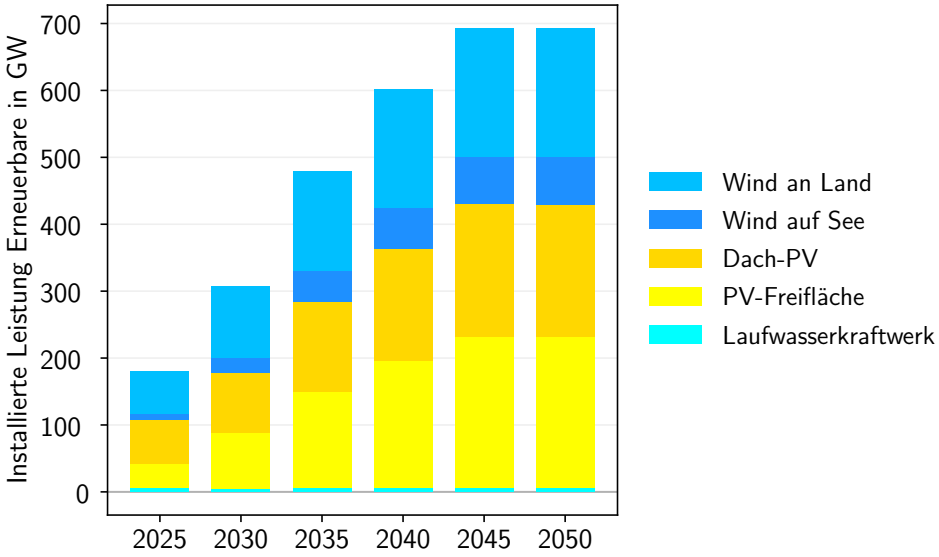


Abbildung A.76: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.52: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	82,32	144,74	189,76	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	106,67	149,21	176,36	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

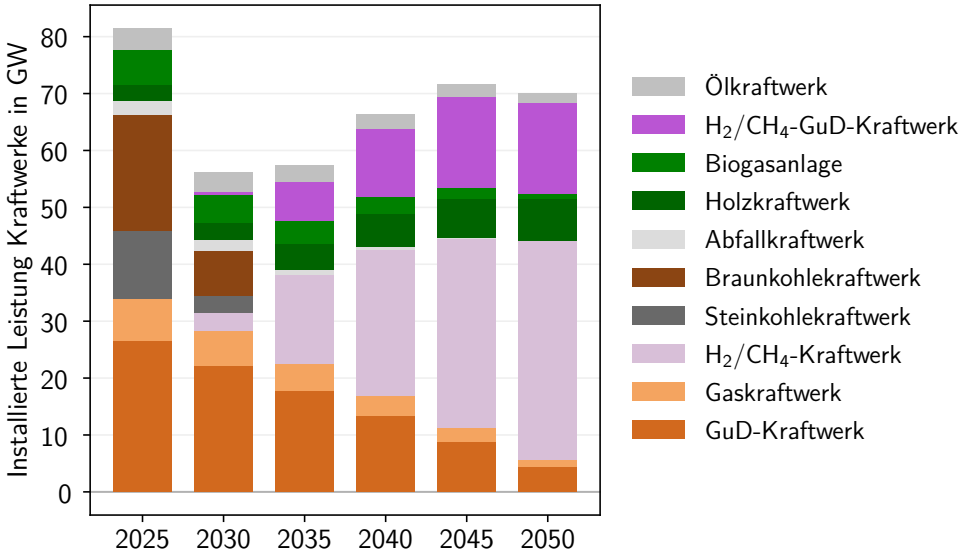


Abbildung A.77: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.53: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,40	1,18
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	3,11	15,49	25,59	33,19	38,49
Steinkohlekraftwerk	12,04	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	4,54	5,79	6,70	7,33
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,53	6,80	11,91	15,98	15,98
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

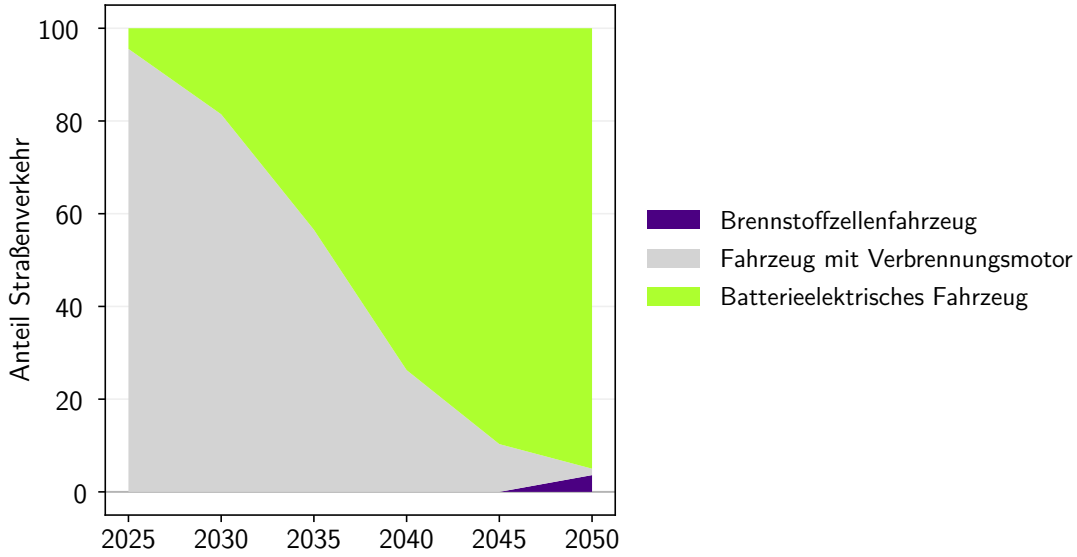


Abbildung A.78: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.54: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

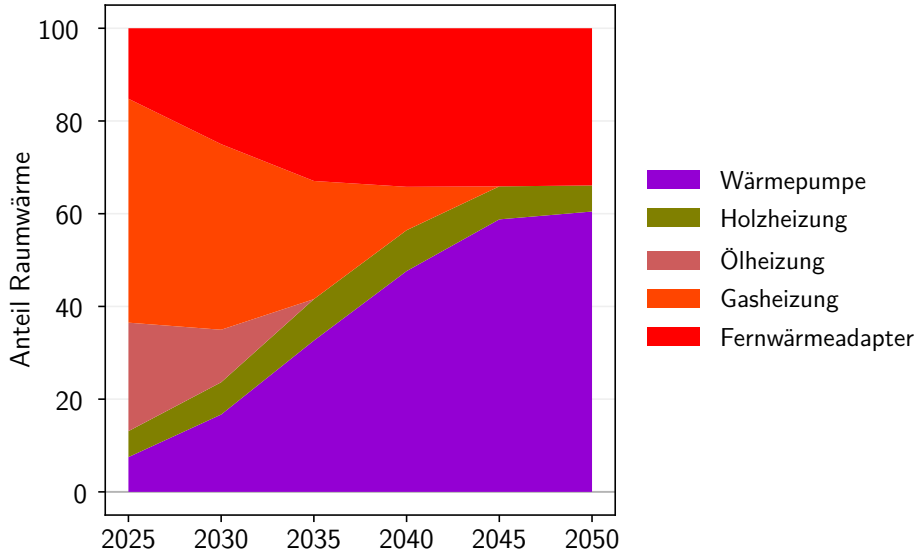


Abbildung A.79: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.55: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,00	32,94	34,20	34,10	33,90
Gasheizung	48,30	40,03	25,49	9,36	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	11,33	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,96	8,94	8,82	7,12	5,63
Wärmepumpe	7,50	16,68	32,63	47,62	58,78	60,47

Installierte Leistung Elektrolyse

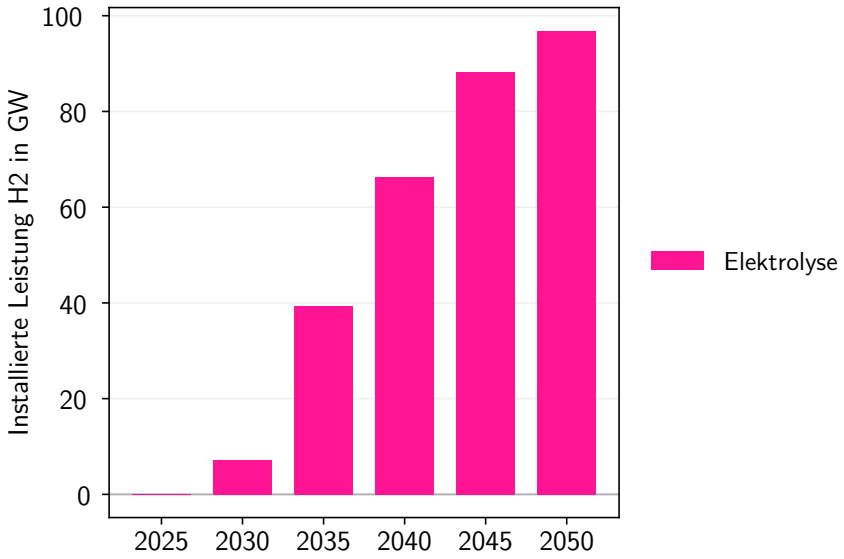


Abbildung A.80: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.56: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	7,21	39,40	66,33	88,28	96,86

Installierte Kapazität Speicher

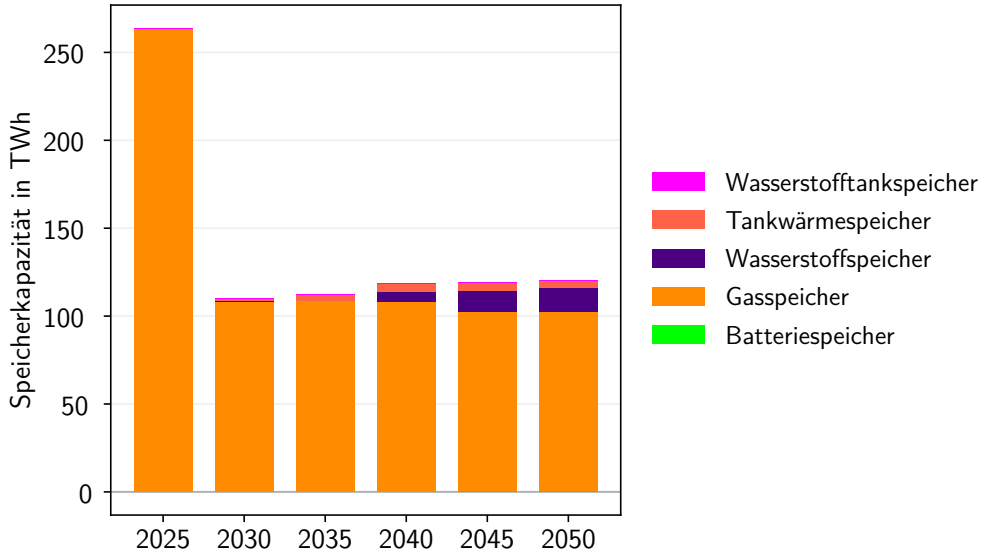


Abbildung A.81: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.57: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,02	0,09	0,20	0,32	0,34
Gasspeicher	263,74	108,49	108,49	107,84	102,27	102,27
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,41	6,01	11,97	13,56
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	1,68	3,04	4,16	4,19	4,19
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,08	0,15	0,22	0,28	0,23

Insgesamt installierte Leistung Speicher

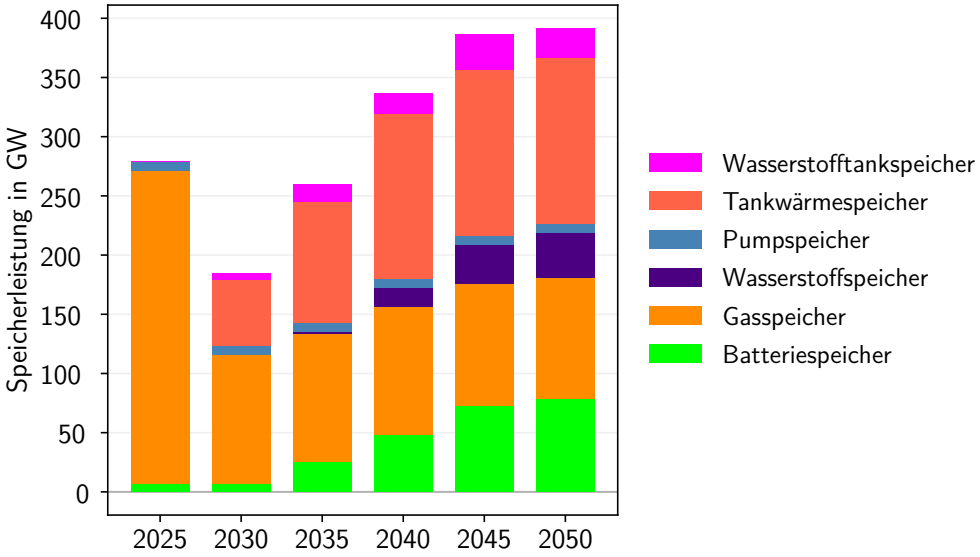


Abbildung A.82: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.58: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	7,14	25,51	48,04	73,20	78,93
Gasspeicher	263,74	108,49	108,49	107,84	102,27	102,27
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,12	16,65	33,19	37,59
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	56,11	101,65	138,79	139,84	139,84
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	5,20	15,15	17,52	29,56	25,05

Durchgespeicherte Energie

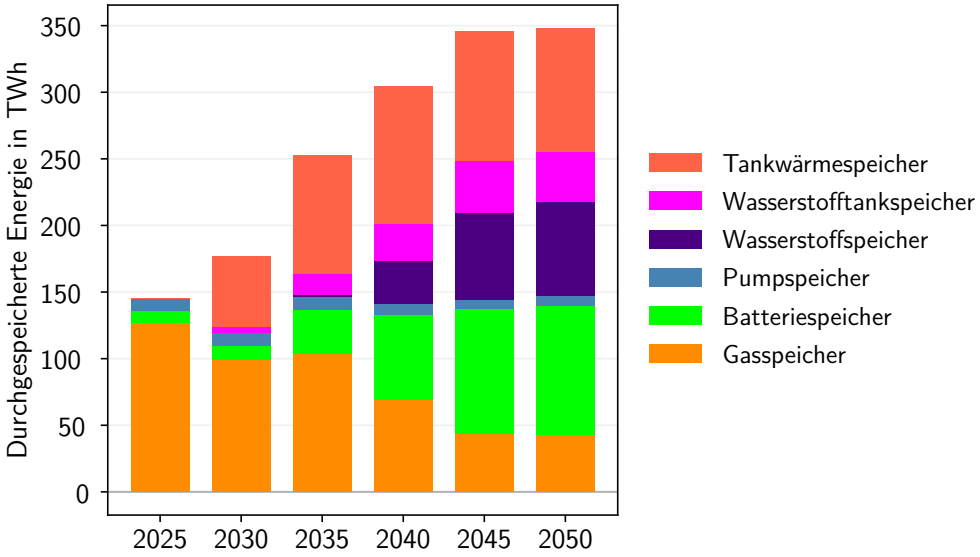


Abbildung A.83: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.59: Durchgespeicherte Energie im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	126,93	99,28	104,00	69,29	43,81	42,67
Batteriespeicher	9,09	10,28	32,58	63,43	93,36	97,27
Pumpspeicher	9,26	10,05	9,60	8,49	7,45	6,93
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,20	32,42	64,71	71,30
Wasserstofftankspeicher	0,00	4,41	15,12	27,52	39,26	36,95
Tankwärmespeicher	0,00	53,19	89,05	103,14	97,10	92,92

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

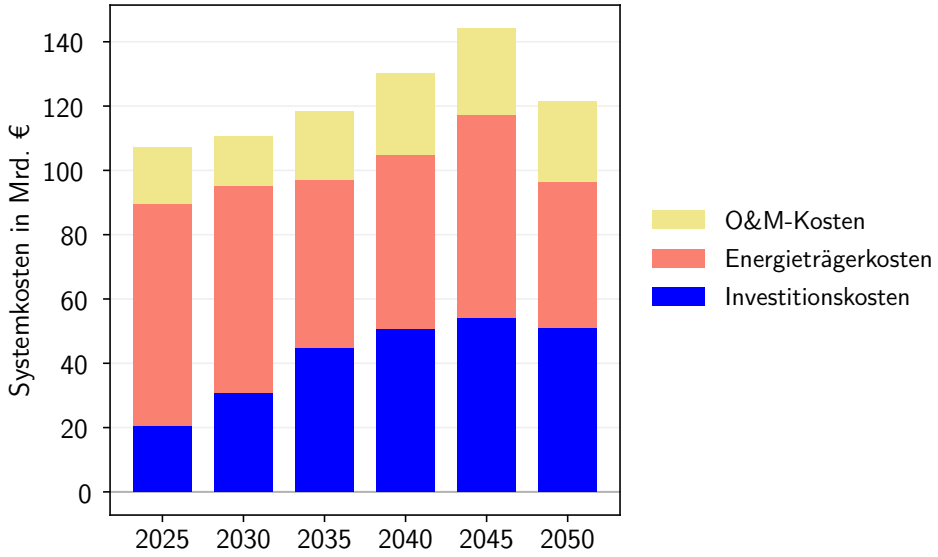


Abbildung A.84: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.60: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,67	30,83	44,87	50,82	54,18	50,84
Energieträgerkosten	68,87	64,32	52,24	54,01	63,11	45,40
O&M-Kosten	17,68	15,43	21,29	25,30	26,91	25,17

Komponentenkosten

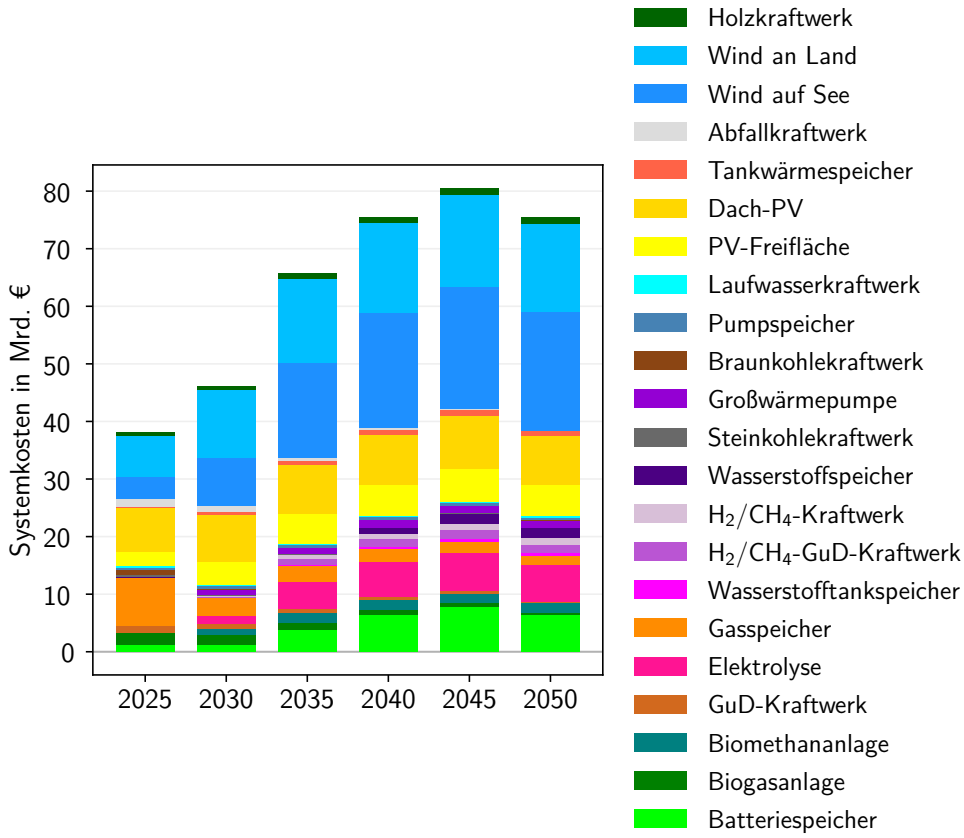


Abbildung A.85: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Energieträgerkosten

Tabelle A.61: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,25	3,84	6,37	7,86	6,47
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,01	1,03	1,57	1,69	1,70	1,72
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,08	1,29	4,69	5,98	6,67	6,46
Gasspeicher	8,45	3,11	2,75	2,38	1,91	1,57
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,17	0,31	0,40	0,50	0,41
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,07	0,89	1,26	1,57	1,54
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,19	0,79	0,96	1,12	1,23
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,08	1,07	1,77	1,76
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Großwärmepumpe	0,10	0,86	1,16	1,35	1,30	1,25
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	4,00	5,11	5,38	5,79	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,53	8,66	9,22	8,52
Tankwärmespeicher	0,00	0,52	0,73	0,91	0,89	0,87
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,20	11,78	14,65	15,76	16,00	15,32
Holzkraftwerk	0,58	0,54	0,91	1,03	1,10	1,14

Energieträgerimportkosten

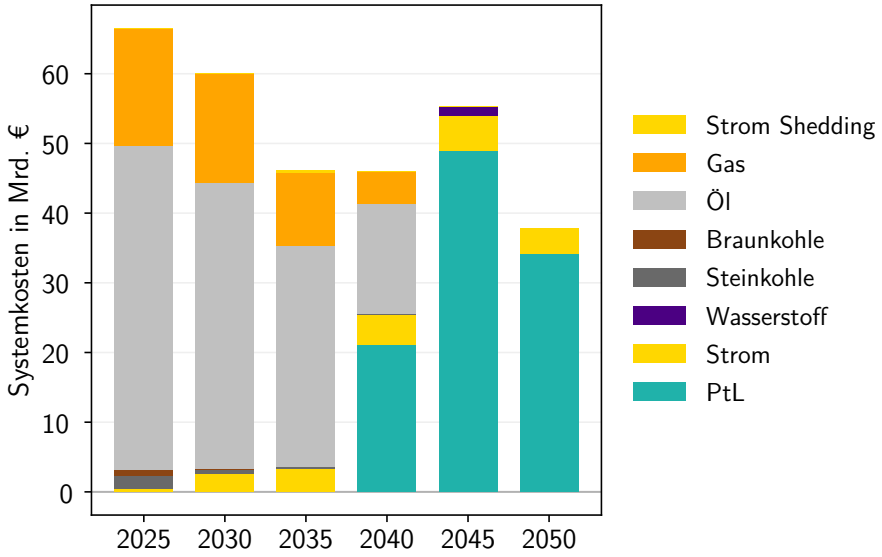


Abbildung A.86: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.62: Energieträgerimportkosten im Szenario *SCOPE-Basis mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtL	0,00	0,00	0,00	21,12	48,91	34,18
Strom	0,48	2,60	3,39	4,35	5,07	3,58
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	0,00
Steinkohle	1,79	0,56	0,30	0,15	0,00	0,00
Braunkohle	0,89	0,15	0,02	0,01	0,00	0,00
Öl	46,44	41,10	31,61	15,79	0,00	0,00
Gas	16,92	15,60	10,44	4,51	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,00	0,36	0,03	0,00	0,00

A.2.5 Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre

Wenn nicht anders angegeben beziehen sich die dargestellten Ergebnisse aus das Wetterjahr 2012. Dieses wurde für das *SCOPE-Basis*-Szenario und den Großteil der weiteren Sensitivitäten genutzt. Da das Wetter jedoch Einfluss auf wetterabhängige Bedarfe und die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien hat, sind die Ergebnisse der Modellierung in Teilen auch abhängig vom verwendeten Wetterjahr. Besonders große Abhängigkeiten zeigen sich bei den benötigten Kraftwerksleistungen und damit verbunden bei den installierten Speicherkapazitäten und -leistungen von Gasspeichern, weil die Speicherleistungen benötigt werden, um die Kraftwerke versorgen zu können. Der Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien hingegen ist vergleichsweise gering und betrifft vor allem den Ausbau der Dach-PV. Die installierte Elektrolyseleistung ist ebenfalls in allen Szenarien recht ähnlich.

Primärenergie

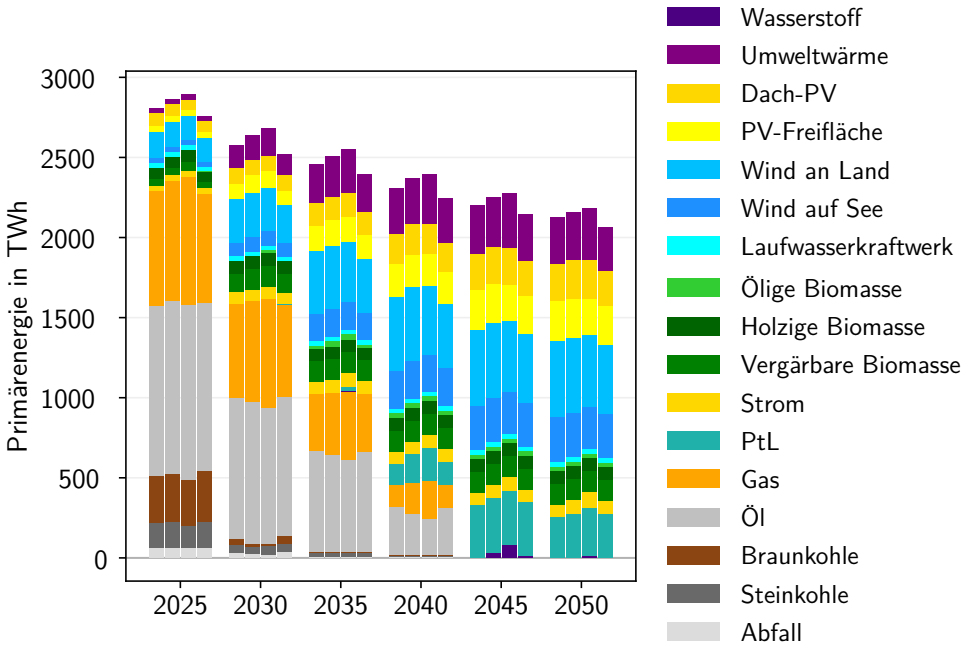


Abbildung A.87: Vergleich des Primärenergiebedarfs bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Endenergiebedarf

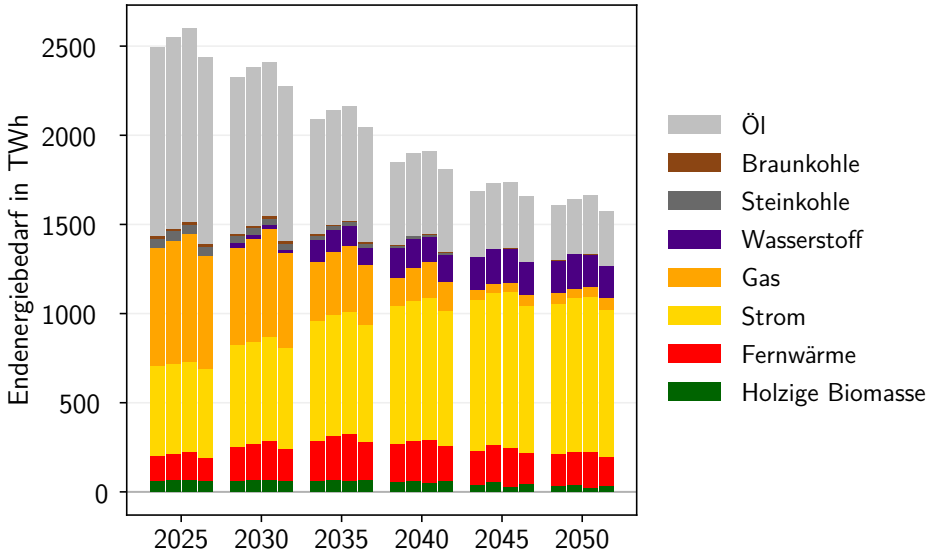


Abbildung A.88: Vergleich des Endenergiebedarfs bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

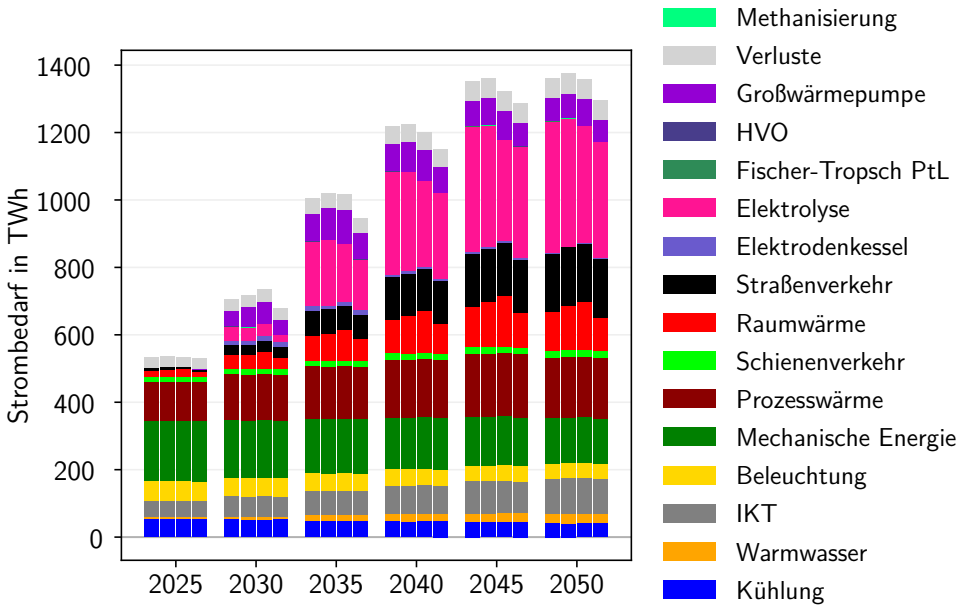


Abbildung A.89: Vergleich des Strombedarfs bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

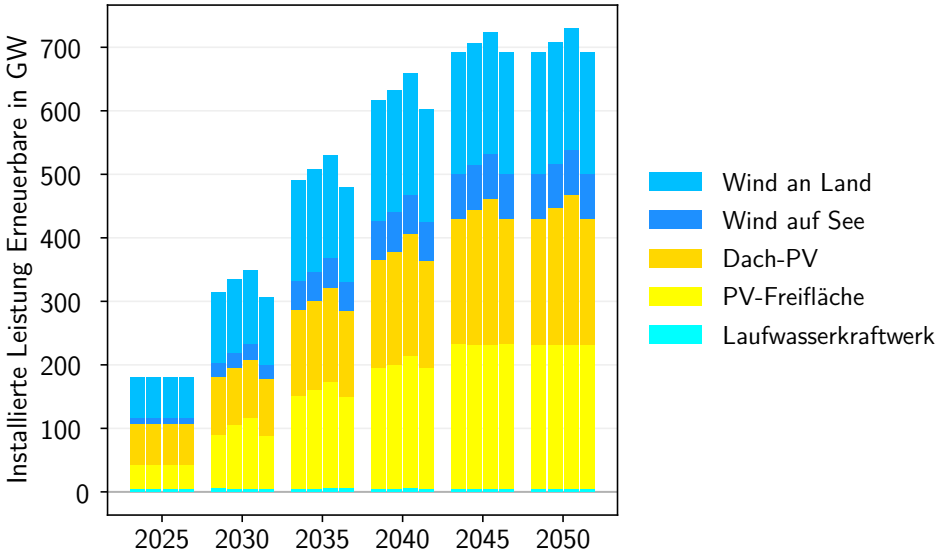


Abbildung A.90: Vergleich der installierten Leistung erneuerbarer Energien bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Kraftwerksleistung

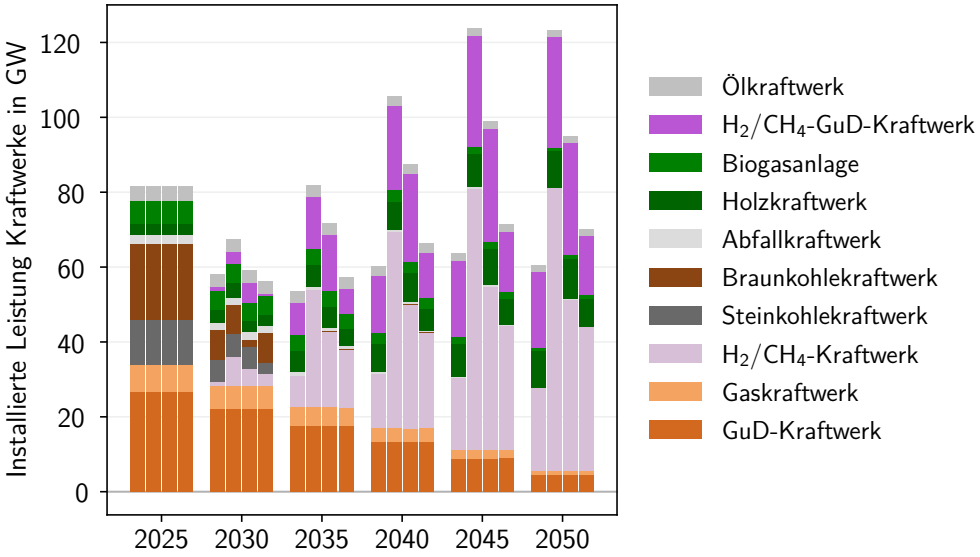


Abbildung A.91: Vergleich der installierten Kraftwerksleistung bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Installierte Leistung Elektrolyse

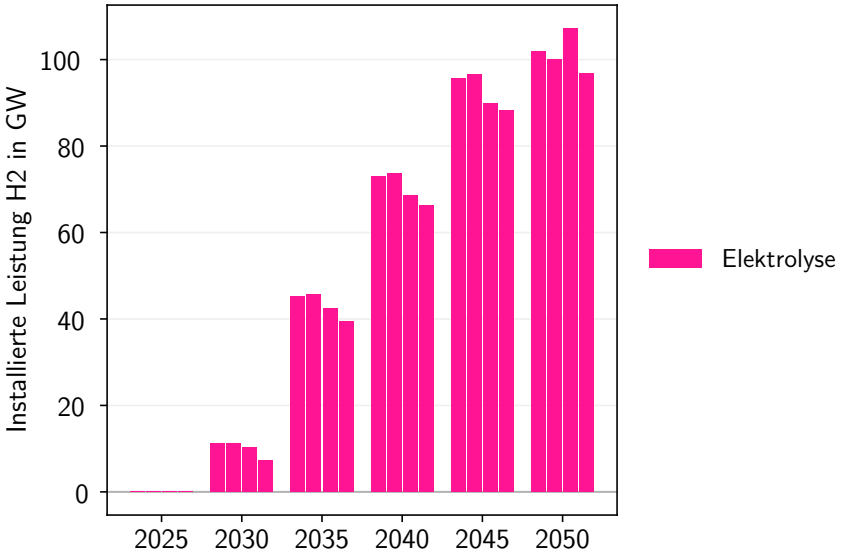


Abbildung A.92: Vergleich der installierten Elektrolyseleistung bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Installierte Kapazität Speicher

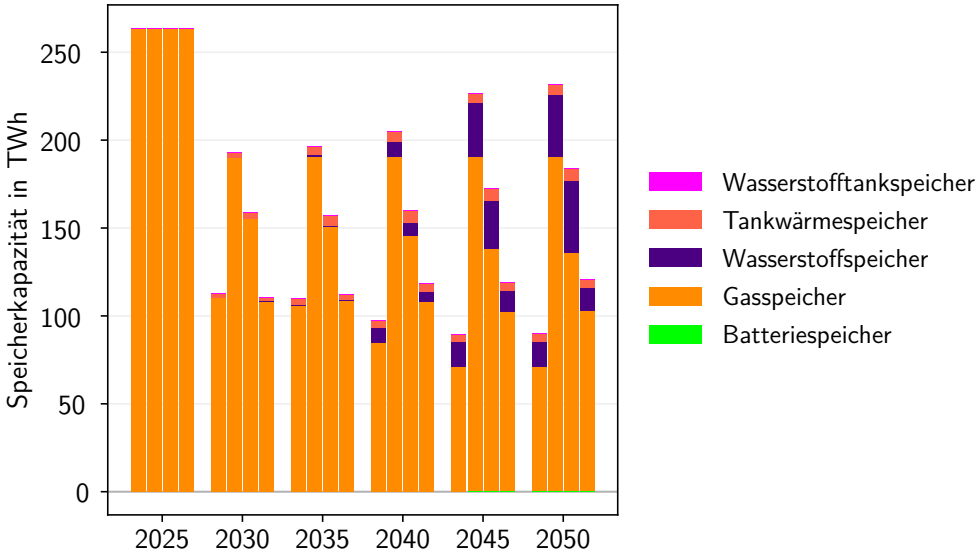


Abbildung A.93: Vergleich der installierten Speicherkapazitäten bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Installierte Leistung Speicher

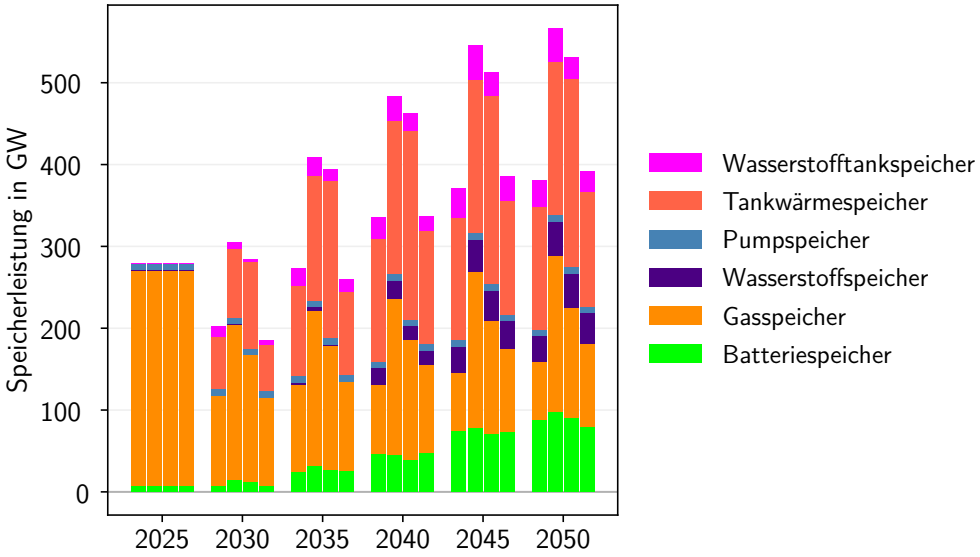


Abbildung A.94: Vergleich der installierten Speicherleistungen bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

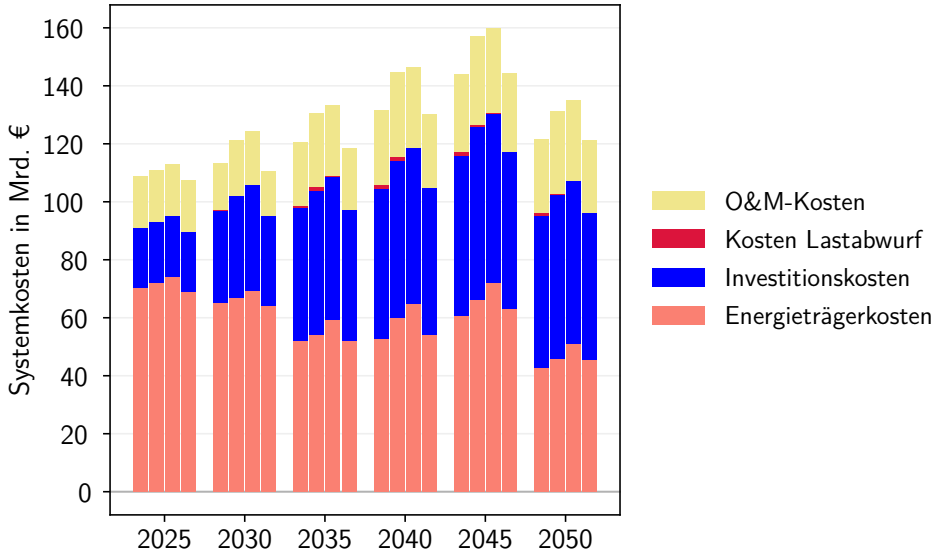


Abbildung A.95: Vergleich der Modellierte Systemkosten bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Modellierte Systemkosten nach Komponenten

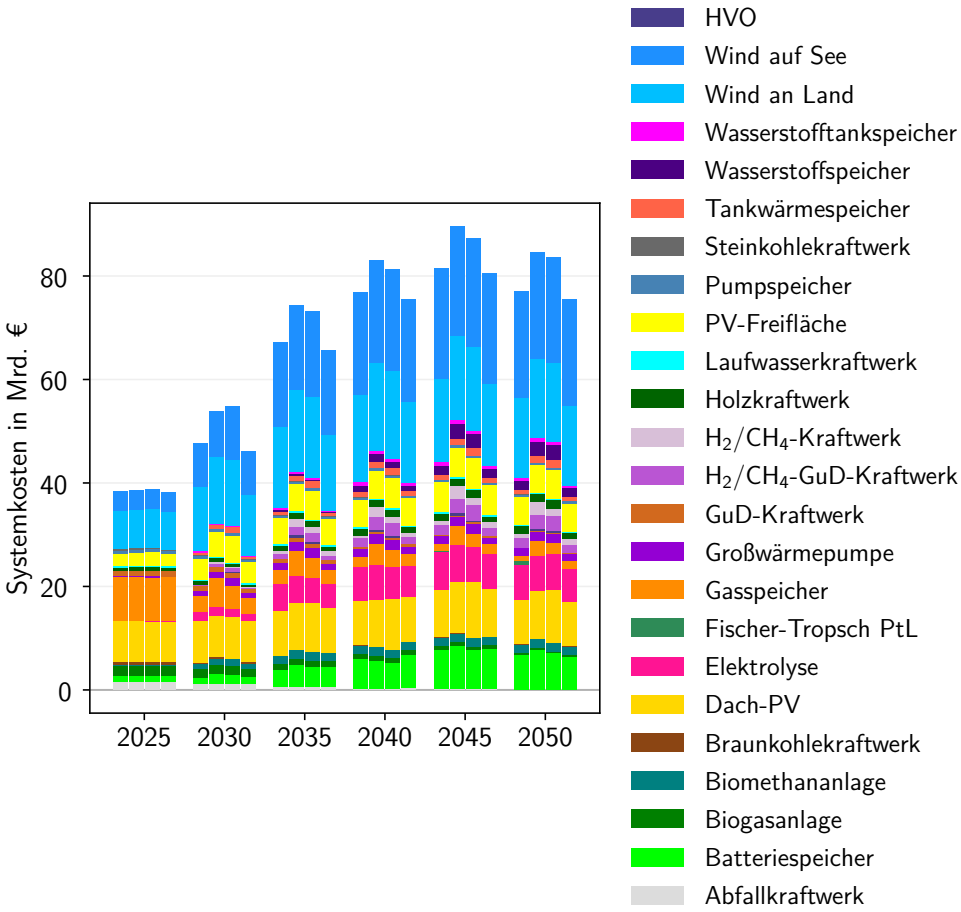


Abbildung A.96: Vergleich der Komponentenkosten bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

Energieträgerimportkosten

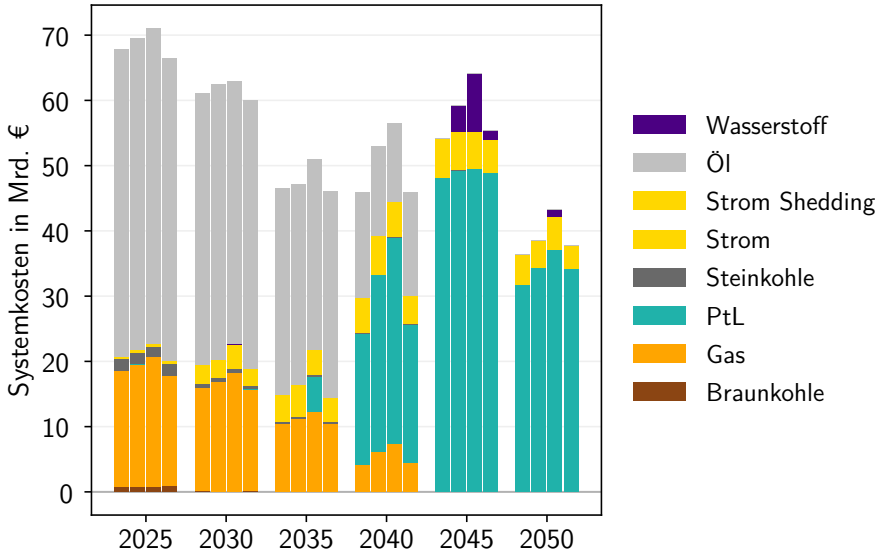


Abbildung A.97: Vergleich der Kosten für Energieträger bei unterschiedlichen Wetterjahren. Die vier Säulen stellen von links nach rechts die Werte für die Wetterjahr 2011, 2012, 2013 und 2014 dar.

A.2.6 *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

- Für den Ausbau der erneuerbaren Energien an Land ist keine Abweichung von den EEG-Zielen um 20 % nach oben möglich. Die Obergrenze des Ausbaus stellen die Ziele aus dem EEG dar, die Abweichung um 20 % nach unten ist weiterhin möglich.

Primärenergie

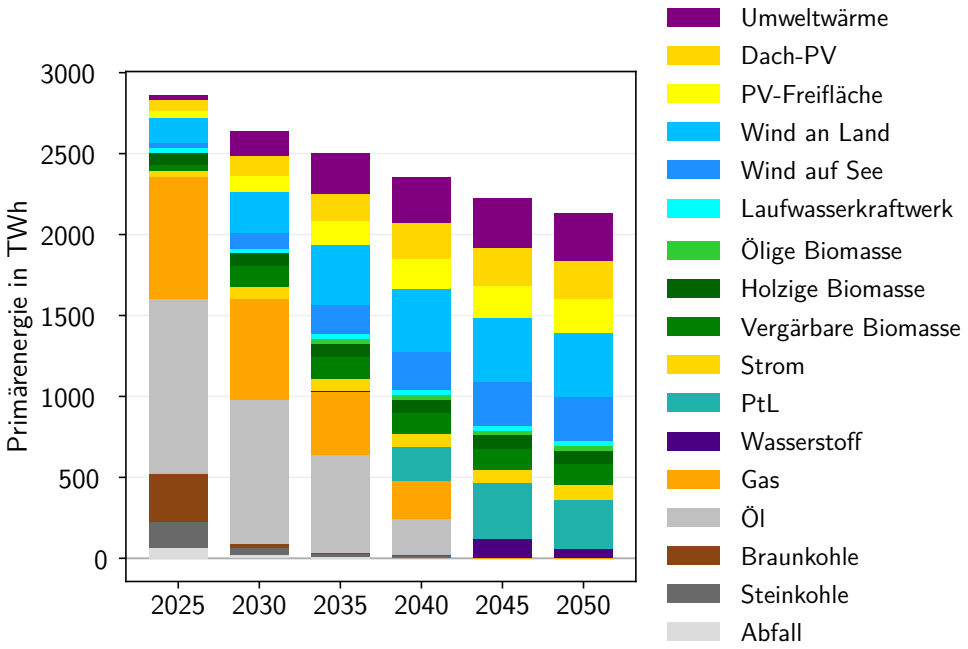


Abbildung A.98: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.63: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	24,61	6,40	4,21	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,16	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	18,69	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	888,39	601,81	225,07	0,00	0,00
Gas	754,48	629,96	392,99	236,86	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	123,11	60,96
PtL	0,00	0,00	3,93	206,82	340,32	301,61
Strom	34,57	70,10	76,46	79,93	84,64	91,59
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	33,93	30,91	28,60	27,25
Laufwasserkraftwerk	28,50	27,52	27,30	27,17	28,00	28,59
Wind auf See	32,84	95,45	176,94	238,82	276,18	277,81
Wind an Land	155,83	253,24	376,08	385,36	391,11	394,74
PV-Freifläche	38,15	102,38	144,00	188,97	202,34	208,30
Dach-PV	72,13	119,86	168,26	218,91	229,75	235,31
Umweltwärme	30,09	151,28	251,26	281,55	307,79	293,36
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

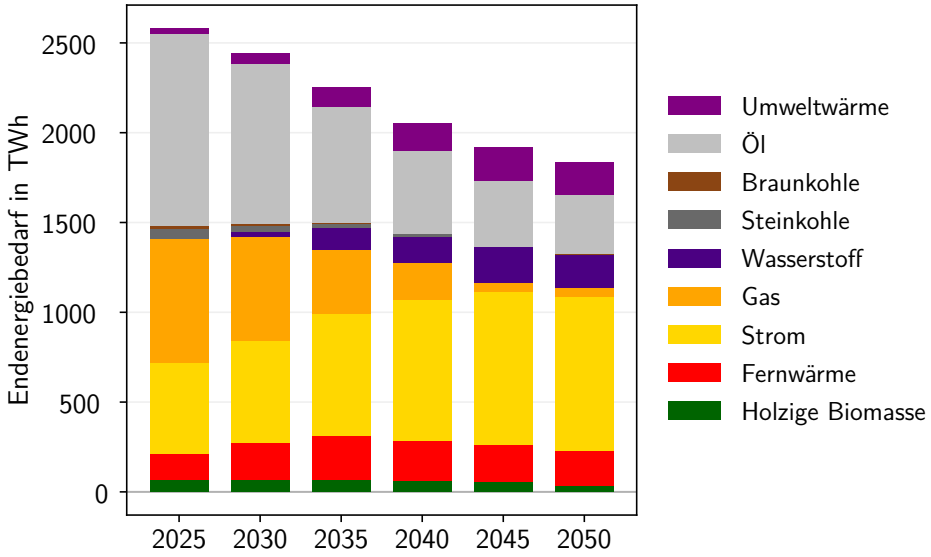


Abbildung A.99: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.64: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	66,80	68,63	62,59	55,49	35,98
Fernwärme	146,57	205,77	246,26	225,17	204,79	191,08
Strom	504,93	571,76	676,58	781,30	856,22	860,45
Gas	692,81	576,05	360,83	208,30	48,30	50,36
Wasserstoff	-0,00	25,26	117,08	145,64	200,92	186,01
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	887,59	641,63	464,97	367,20	329,98
Umweltwärme	30,09	58,15	110,15	151,46	183,97	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

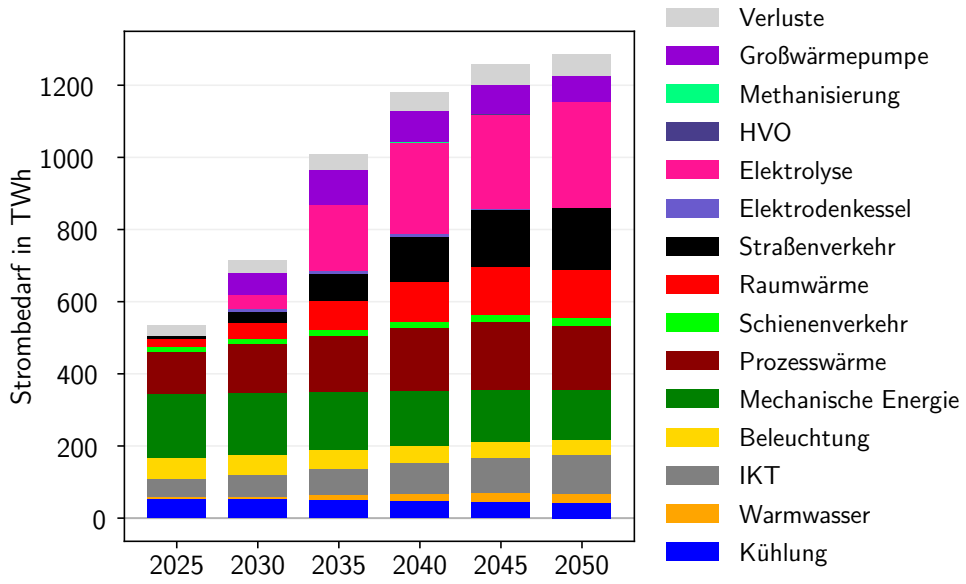


Abbildung A.100: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.65: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	7,92	15,24	21,40	26,55	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	43,15	81,00	110,82	134,17	131,70
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	9,64	8,82	6,34	2,86	0,84
Elektrolyse	-0,00	37,62	184,71	254,66	260,96	292,82
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,41
Großwärmepumpe	-0,00	61,68	94,68	85,89	80,57	72,14
Verluste	29,86	35,32	43,16	51,23	57,50	58,26

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

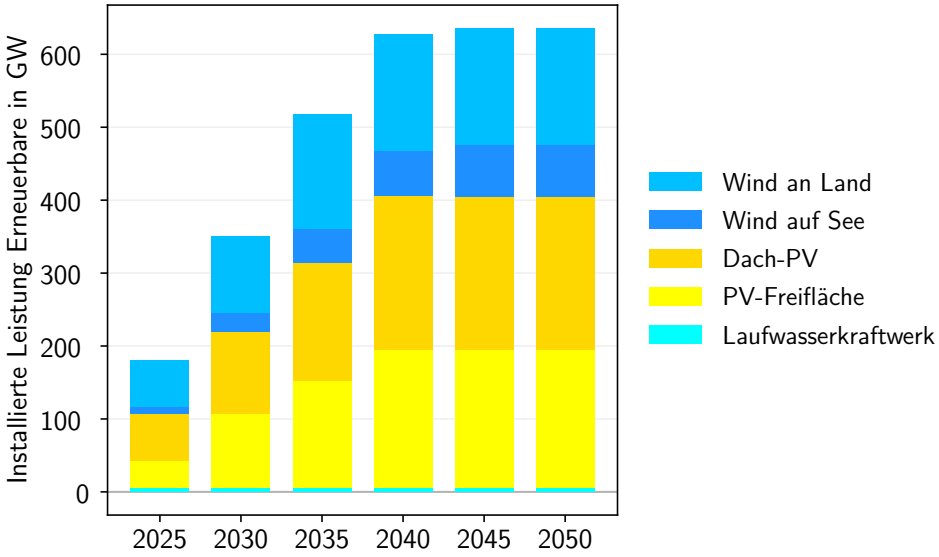


Abbildung A.101: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.66: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	101,61	146,03	189,04	189,04	189,04
Dach-PV	65,21	113,39	162,97	210,96	210,96	210,96
Wind auf See	9,12	24,83	46,51	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	104,55	157,00	160,00	160,00	160,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

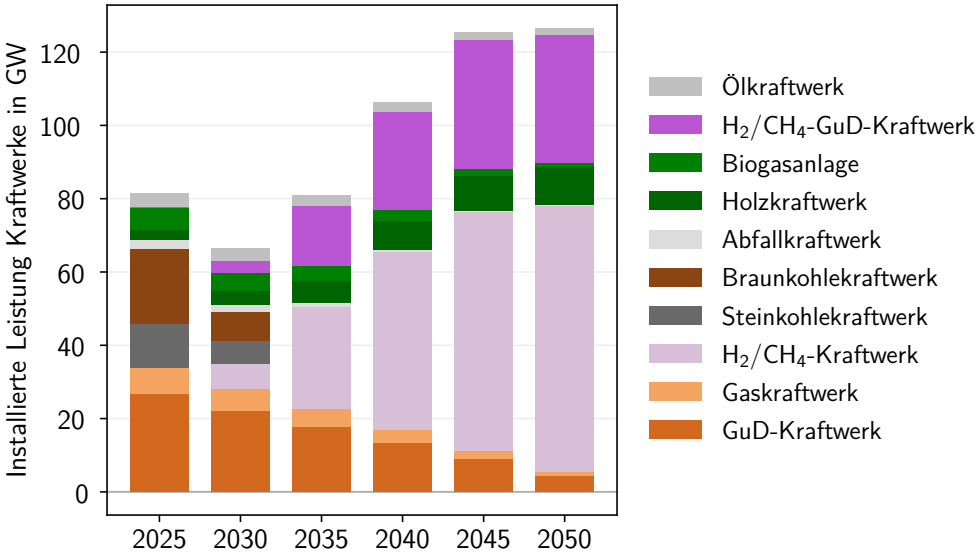


Abbildung A.102: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.67: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,83	28,05	48,56	65,28	72,62
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	8,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,70	6,09	7,93	9,32	10,34
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	3,37	16,20	26,67	35,20	35,20
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

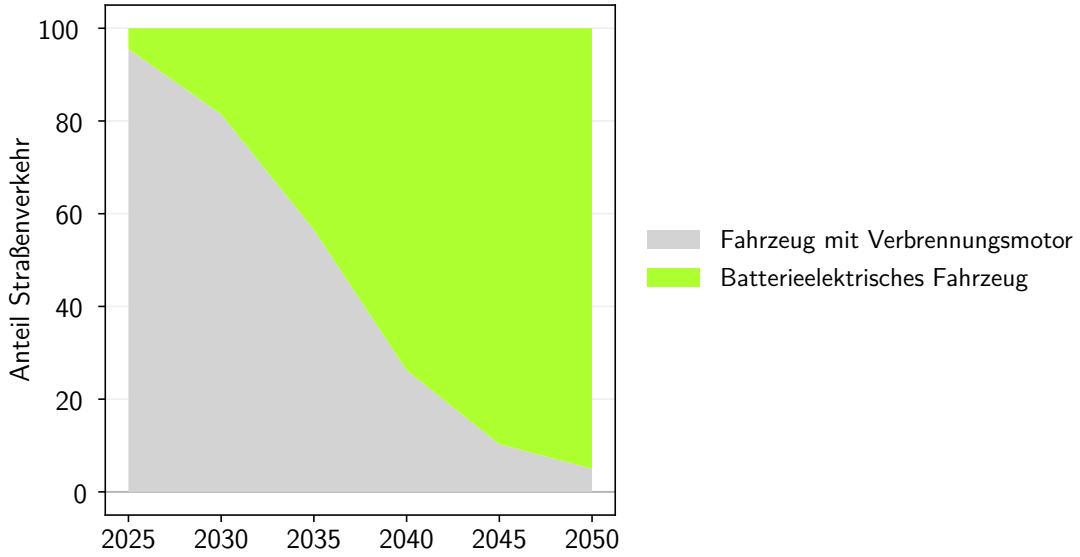


Abbildung A.103: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.68: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

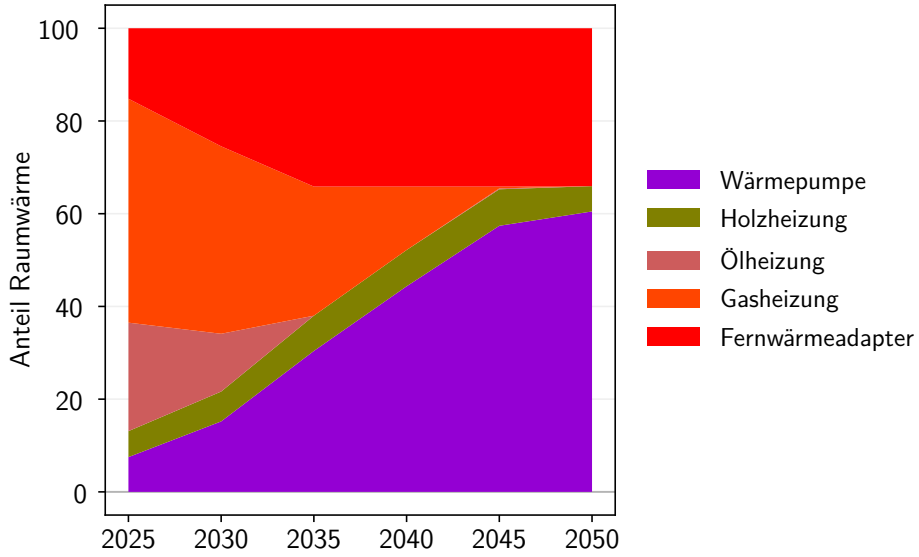


Abbildung A.104: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.69: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,47	34,15	34,15	34,15	34,06
Gasheizung	48,30	40,43	27,85	13,68	0,39	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	12,46	0,00	0,00	0,19	0,00
Holzheizung	5,60	6,44	7,61	7,83	7,88	5,45
Wärmepumpe	7,50	15,20	30,39	44,34	57,39	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

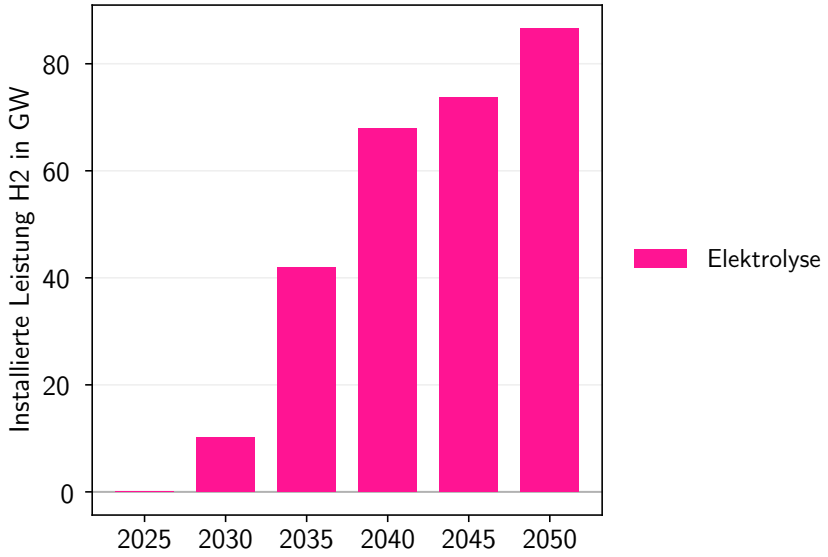


Abbildung A.105: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in %

Tabelle A.70: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	10,21	41,96	67,84	73,65	86,64

Installierte Kapazität Speicher

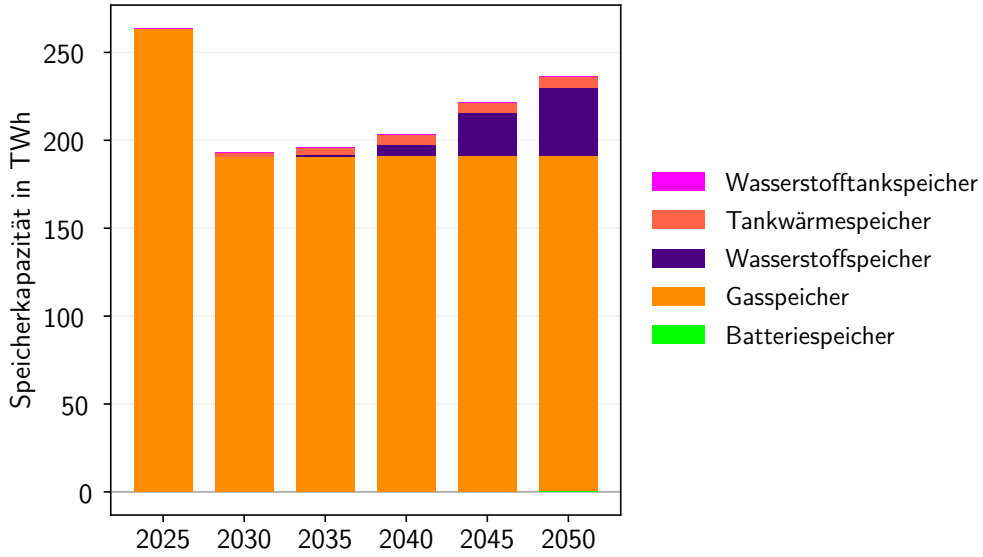


Abbildung A.106: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.71: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,05	0,12	0,19	0,36	0,45
Gasspeicher	263,74	190,84	190,84	190,84	190,84	190,84
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,67	6,23	24,46	38,84
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,44	4,42	5,82	5,85	5,85
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,08	0,17	0,25	0,32	0,29

Insgesamt installierte Leistung Speicher

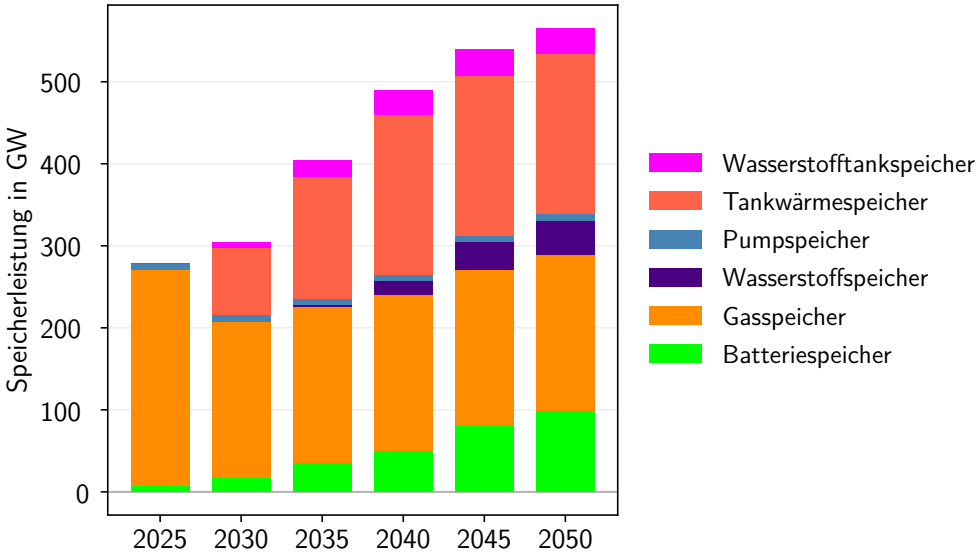


Abbildung A.107: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.72: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	16,60	35,30	49,60	80,37	98,60
Gasspeicher	263,74	190,84	190,84	190,84	190,84	190,84
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,86	16,81	33,65	41,51
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	81,53	147,77	194,38	195,17	195,17
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,28	20,44	29,42	31,99	31,22

Durchgespeicherte Energie

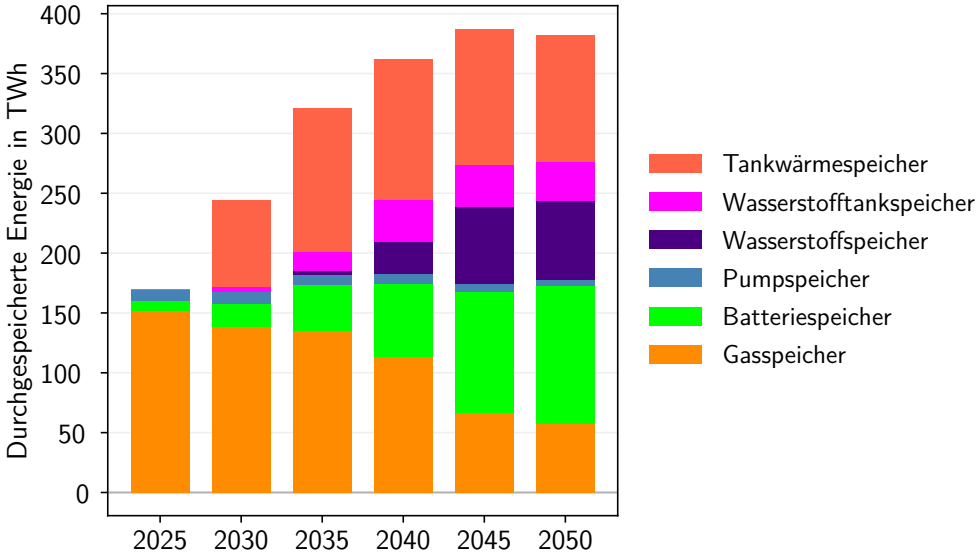


Abbildung A.108: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.73: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	138,78	135,31	113,15	67,11	57,33
Batteriespeicher	8,61	18,79	37,82	61,18	101,14	114,94
Pumpspeicher	9,23	10,01	9,00	8,75	6,71	5,57
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,62	26,29	63,56	65,99
Wasserstofftankspeicher	0,00	4,06	16,66	35,06	35,35	32,15
Tankwärmespeicher	0,00	72,31	119,92	117,62	113,48	105,79

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

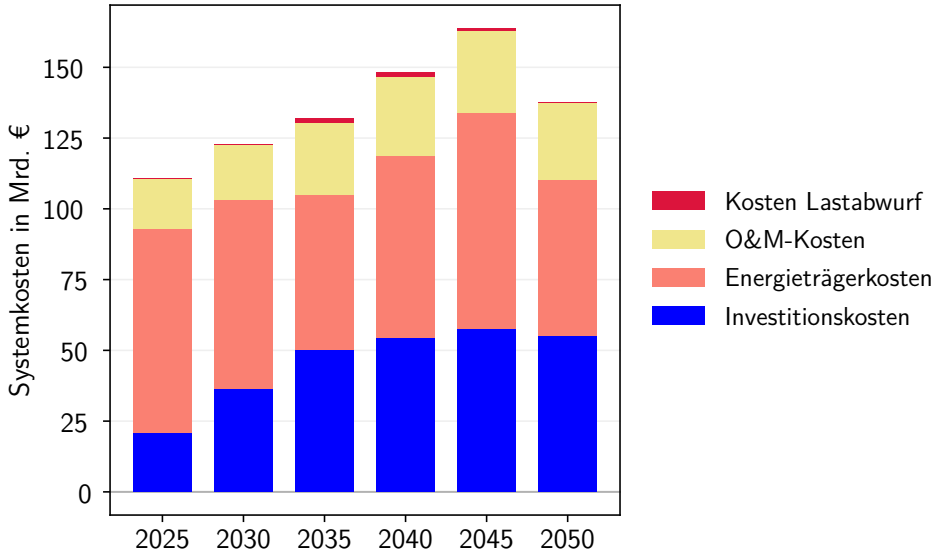


Abbildung A.109: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.74: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,92	36,23	50,19	54,52	57,76	55,10
Energieträgerkosten	72,10	67,07	54,85	64,18	76,39	55,01
O&M-Kosten	17,68	19,30	25,33	28,16	28,72	27,14
Kosten Lastabwurf	0,00	0,02	1,46	1,42	0,93	0,34

Komponentenkosten

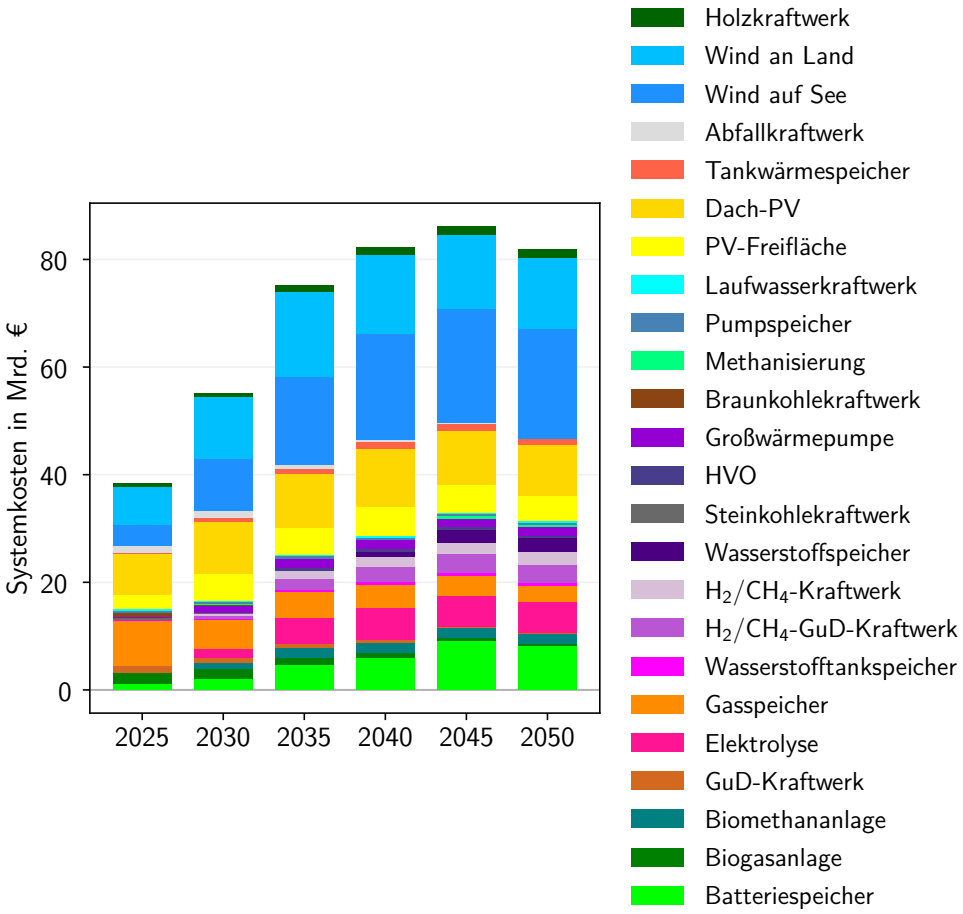


Abbildung A.110: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Energieträgerkosten

Tabelle A.75: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	2,16	4,70	6,02	9,09	8,29
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,04	1,26	1,77	1,73	1,72	1,77
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,08	1,57	4,90	6,09	5,82	5,91
Gasspeicher	8,45	5,48	4,84	4,20	3,57	2,93
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,20	0,37	0,51	0,58	0,51
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,47	2,03	2,78	3,43	3,36
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,02	0,43	1,41	1,85	2,21	2,33
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,14	1,09	2,45	2,75
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42
Großwärmepumpe	0,19	1,33	1,79	1,72	1,63	1,57
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,38
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,62	4,84	4,98	5,38	5,02	4,69
Dach-PV	7,74	9,74	9,96	10,83	10,15	9,40
Tankwärmespeicher	0,00	0,75	1,07	1,29	1,25	1,22
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	9,75	16,51	19,65	21,12	20,45
Wind an Land	7,16	11,52	15,66	14,83	13,88	13,19
Holzkraftwerk	0,58	0,73	1,20	1,39	1,52	1,61

Energieträgerimportkosten

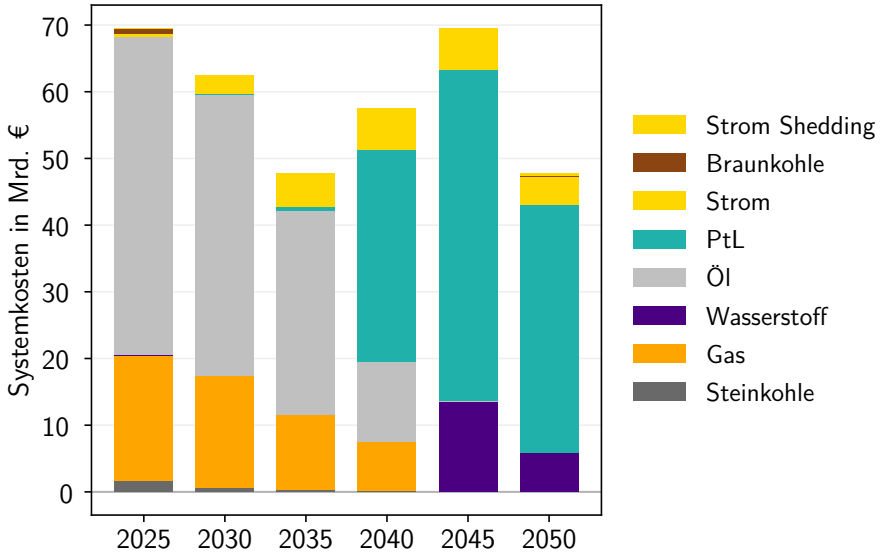


Abbildung A.111: Energieträgerimportkosten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

Tabelle A.76: Energieträgerimportkosten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	16,93	11,36	7,33	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	13,61	5,85
Öl	47,74	42,20	30,47	12,10	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,70	31,70	49,59	37,23
Strom	0,40	2,79	3,54	4,82	5,39	4,28
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,02	1,46	1,42	0,93	0,34

A.2.7 *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Szenario *Ausbau erneuerbare Energien auf EEG-Niveau*

- Die EEG-Ziele für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen werden um 20 % verfehlt.

Primärenergie

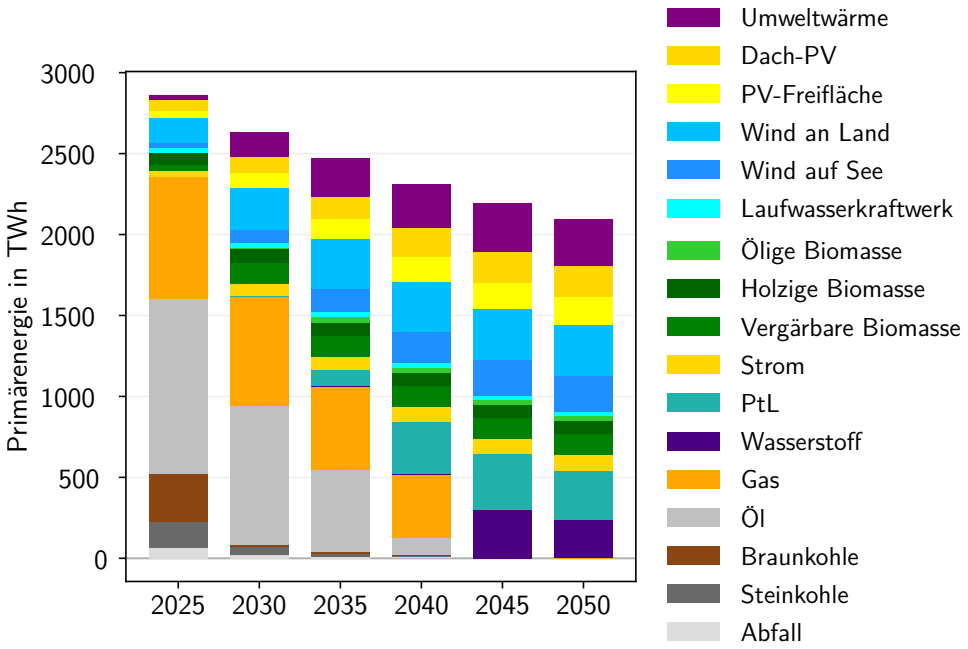


Abbildung A.112: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.77: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	25,97	8,30	5,58	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	43,46	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	16,45	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	855,16	508,45	105,08	0,00	0,00
Gas	754,48	678,40	515,15	394,65	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	2,24	0,00	299,51	239,87
PtL	0,00	0,00	97,39	326,84	346,94	302,05
Strom	34,57	78,09	83,37	87,77	90,35	96,36
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	10,90	33,93	31,76	28,63	27,25
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,77	27,97	27,60	28,43	28,94
Wind auf See	32,83	83,68	147,63	192,36	221,47	222,62
Wind an Land	155,84	254,96	305,39	310,56	314,14	316,90
PV-Freifläche	38,15	92,05	121,25	155,58	164,59	168,93
Dach-PV	72,12	100,12	140,76	180,23	186,73	190,70
Umweltwärme	30,09	151,55	240,49	266,80	299,40	286,50
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

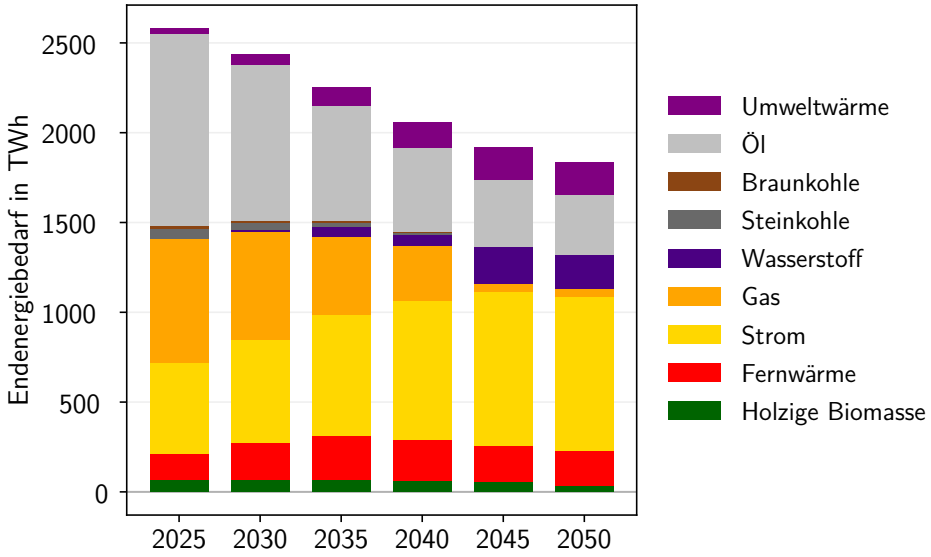


Abbildung A.113: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.78: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	67,70	67,36	64,07	55,27	35,56
Fernwärme	146,57	205,83	246,26	225,17	204,79	191,43
Strom	504,93	575,28	671,36	773,97	853,58	860,45
Gas	692,81	596,08	437,04	304,45	46,38	42,82
Wasserstoff	-0,00	15,91	55,32	66,20	205,18	193,55
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	866,11	641,63	465,91	372,17	329,98
Umweltwärme	30,09	61,16	104,17	142,52	181,70	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

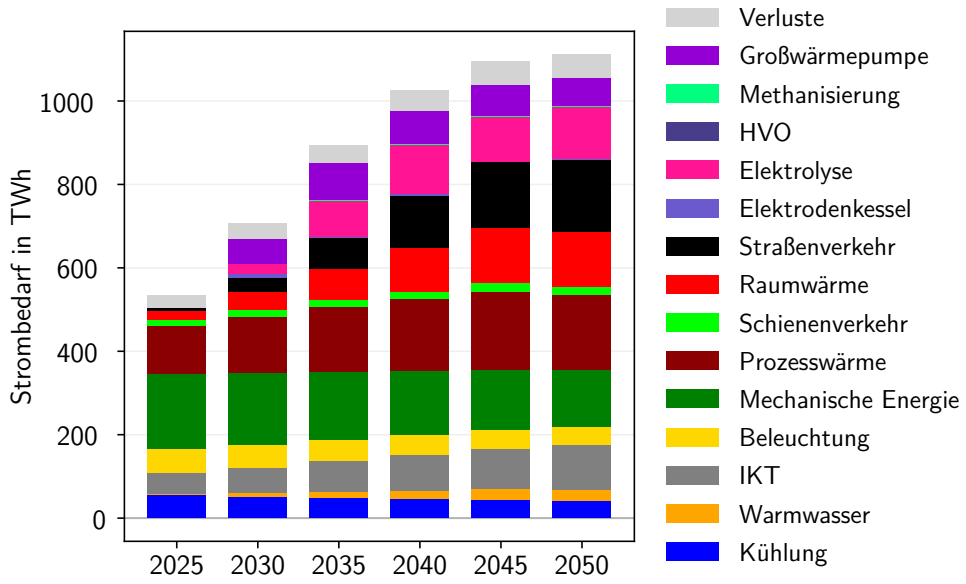


Abbildung A.114: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.79: Stromerverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	8,33	14,43	20,14	26,21	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	45,27	76,58	104,75	132,48	131,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	9,43	3,77	2,69	1,27	0,00
Elektrolyse	-0,00	25,51	86,38	119,30	107,39	126,92
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,10	0,31	0,29	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	1,41	0,72
Großwärmepumpe	-0,00	60,13	90,73	80,68	74,62	65,86
Verluste	29,86	37,70	41,63	49,54	55,75	57,25

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

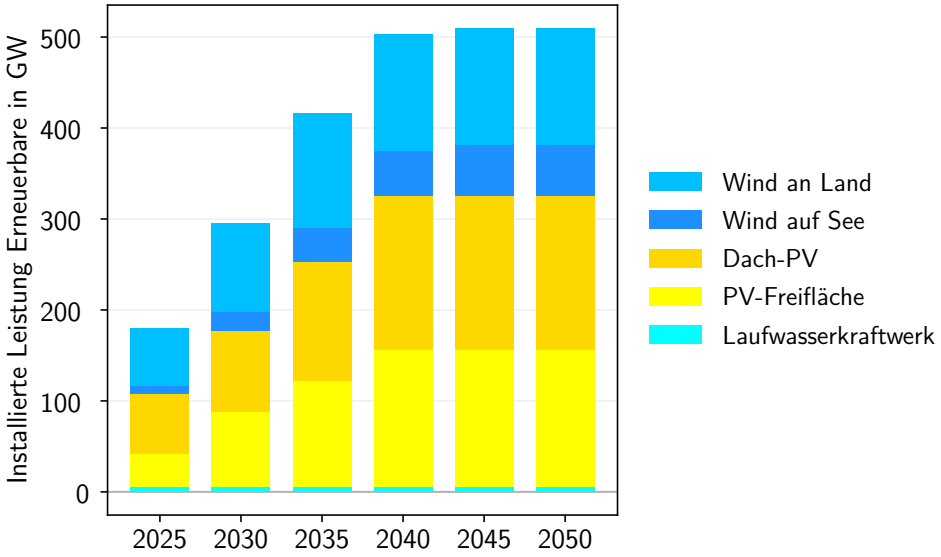


Abbildung A.115: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.80: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	82,70	116,83	151,23	151,23	151,23
Dach-PV	65,21	88,86	130,37	168,77	168,77	168,77
Wind auf See	9,12	21,15	38,06	49,32	56,20	56,20
Wind an Land	63,20	97,52	125,60	128,00	128,00	128,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

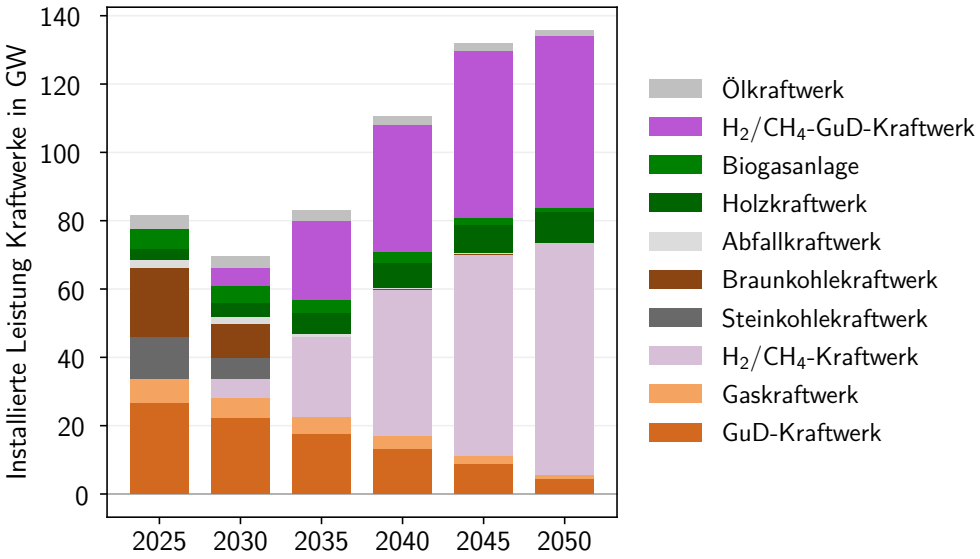


Abbildung A.116: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.81: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	5,49	23,53	43,02	58,91	67,98
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	4,06	5,92	7,32	8,36	9,09
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	5,31	22,93	37,30	49,02	50,29
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

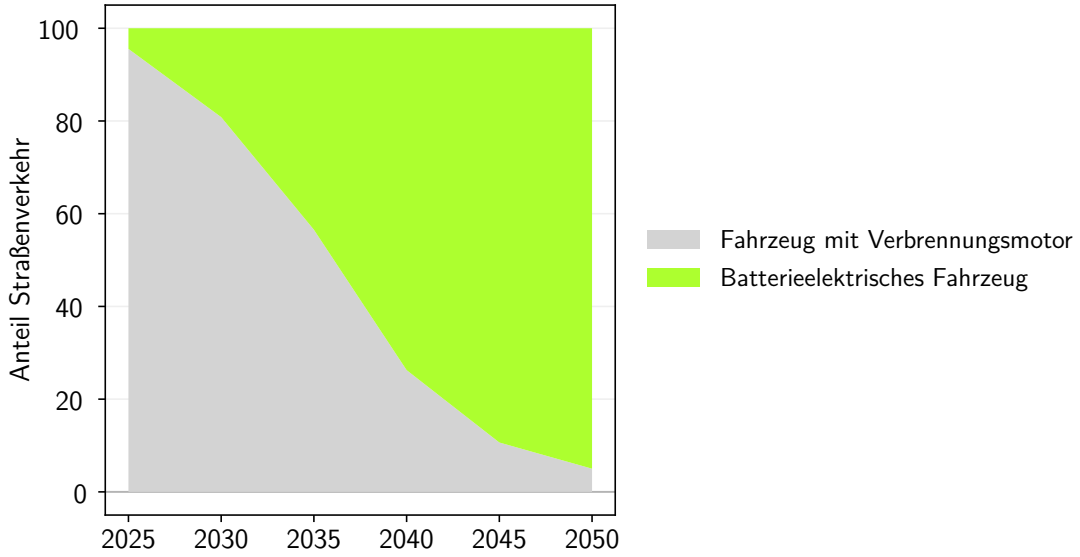


Abbildung A.117: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.82: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

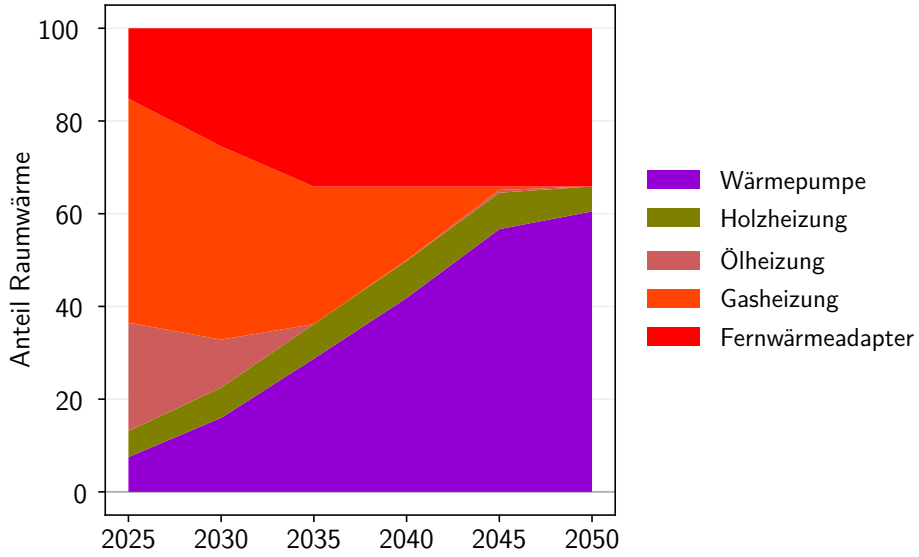


Abbildung A.118: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.83: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,46	34,15	34,15	34,15	34,12
Gasheizung	48,30	41,70	29,66	15,88	0,73	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	10,32	0,00	0,13	0,60	0,00
Holzheizung	5,60	6,55	7,45	8,03	7,84	5,39
Wärmepumpe	7,50	15,97	28,74	41,82	56,68	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

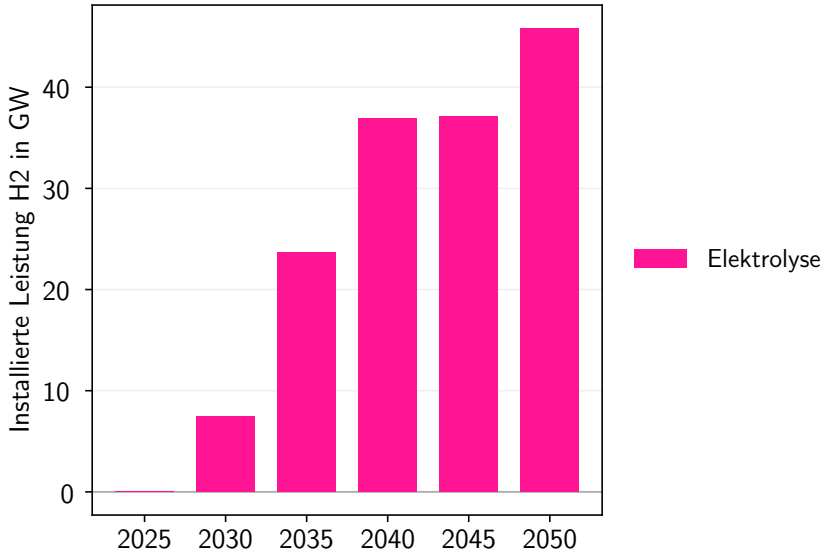


Abbildung A.119: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.84: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	7,50	23,71	36,93	37,12	45,83

Installierte Kapazität Speicher

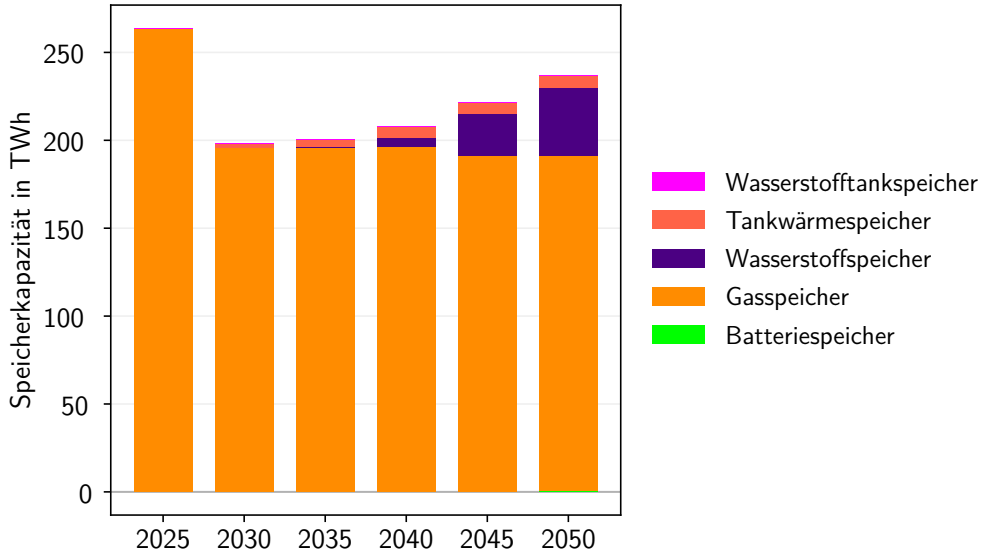


Abbildung A.120: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.85: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,05	0,12	0,20	0,34	0,44
Gasspeicher	263,74	195,91	195,91	195,91	190,82	190,82
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,03	5,65	24,02	39,00
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,45	4,45	5,82	6,26	6,26
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,03	0,10	0,16	0,21	0,22

Insgesamt installierte Leistung Speicher

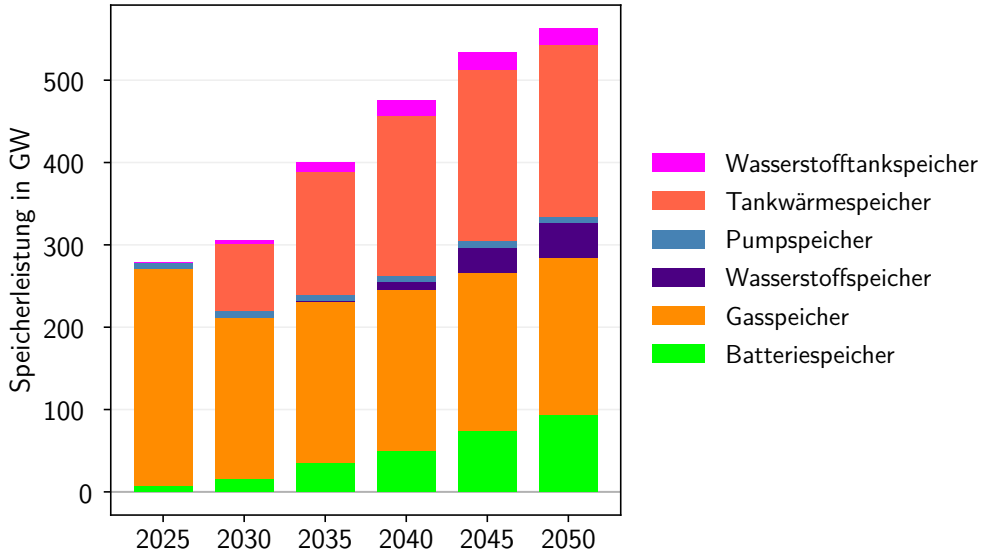


Abbildung A.121: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.86: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	15,69	35,70	49,96	74,98	93,69
Gasspeicher	263,74	195,91	195,91	195,91	190,82	190,82
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,07	9,07	30,46	42,04
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	81,96	148,67	194,06	208,87	208,87
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	4,84	11,48	19,34	21,49	19,76

Durchgespeicherte Energie

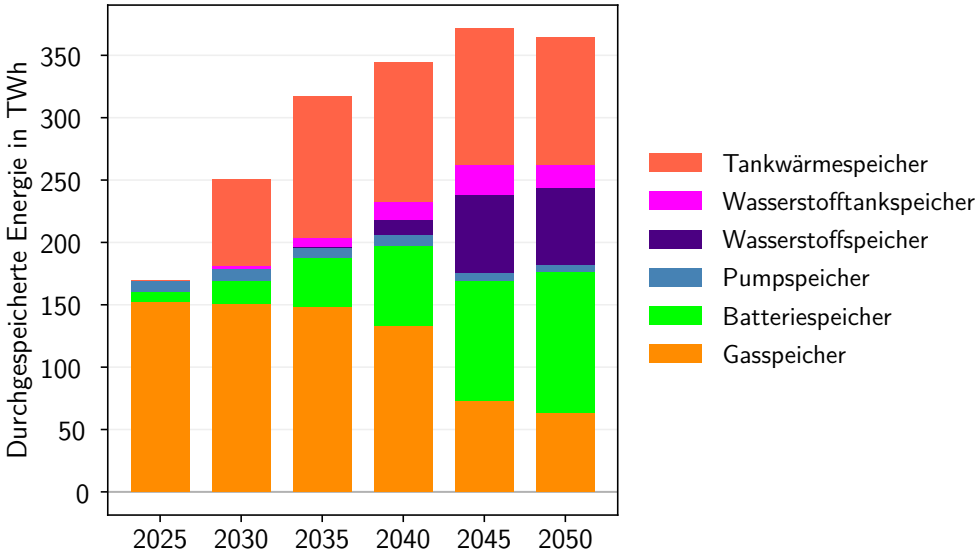


Abbildung A.122: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.87: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	150,51	148,71	133,43	73,35	63,79
Batteriespeicher	8,61	18,83	38,95	64,00	95,72	112,71
Pumpspeicher	9,23	9,43	8,61	8,90	6,59	5,37
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,11	12,25	62,87	61,98
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,64	7,21	13,66	23,72	18,03
Tankwärmespeicher	0,00	69,47	113,27	112,20	109,44	102,47

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

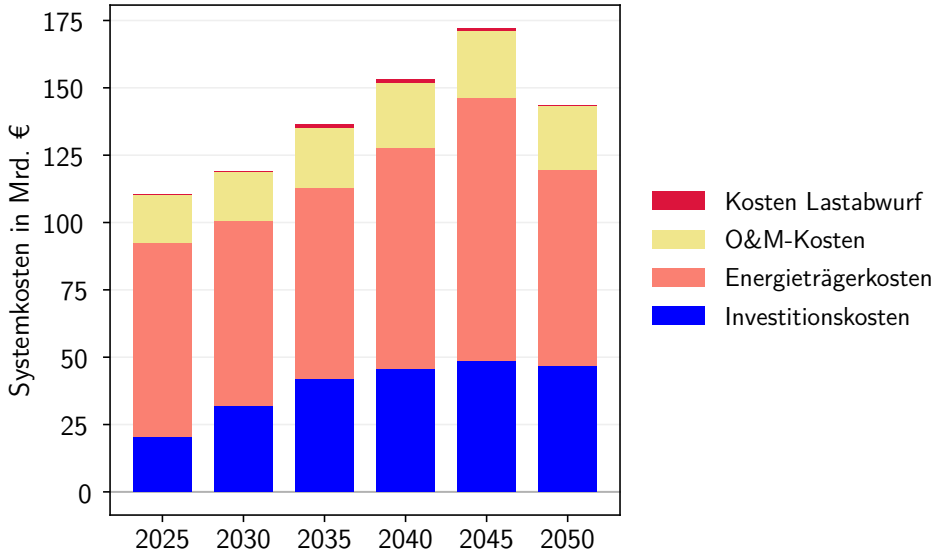


Abbildung A.123: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.88: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,54	32,09	42,08	45,80	48,65	46,82
Energieträgerkosten	72,10	68,39	70,84	81,89	97,59	72,80
O&M-Kosten	17,68	18,35	22,23	24,27	24,85	23,60
Kosten Lastabwurf	0,00	0,02	1,37	1,13	1,02	0,27

Komponentenkosten

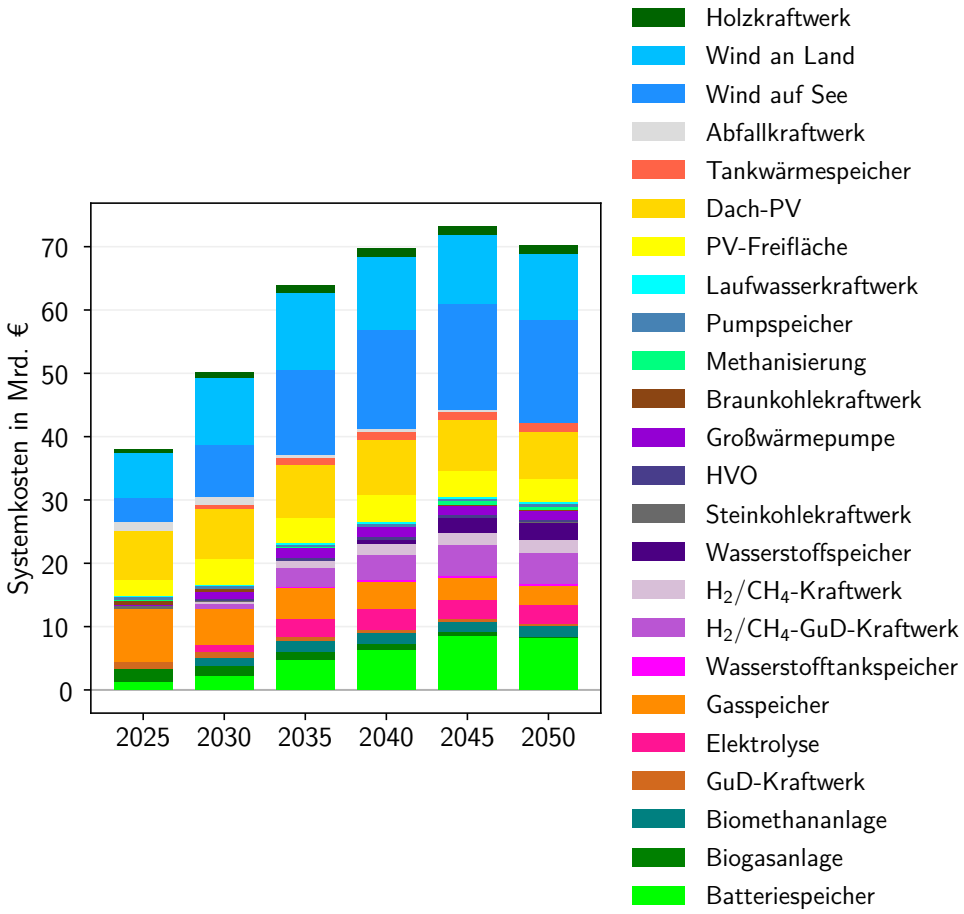


Abbildung A.124: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Energieträgerkosten

Tabelle A.89: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	2,16	4,72	6,33	8,52	8,15
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,03	1,23	1,72	1,70	1,69	1,74
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,00	1,15	2,71	3,30	2,99	3,14
Gasspeicher	8,45	5,62	4,97	4,32	3,57	2,93
Wasserstofftankspeicher	0,04	0,11	0,22	0,33	0,38	0,36
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,01	0,74	2,85	3,88	4,77	4,79
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,01	0,34	1,19	1,66	2,00	2,18
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,01	0,73	2,29	2,73
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,17	0,43	0,41	0,40	0,39
Großwärmepumpe	0,18	1,26	1,70	1,64	1,56	1,50
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,01	0,63	0,55
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	4,02	4,01	4,35	4,04	3,74
Dach-PV	7,74	7,87	8,27	8,75	8,16	7,48
Tankwärmespeicher	0,00	0,75	1,07	1,29	1,33	1,30
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,15	13,46	15,71	16,87	16,32
Wind an Land	7,02	10,64	12,17	11,55	10,80	10,29
Holzkraftwerk	0,58	0,82	1,13	1,27	1,35	1,41

Energieträgerimportkosten

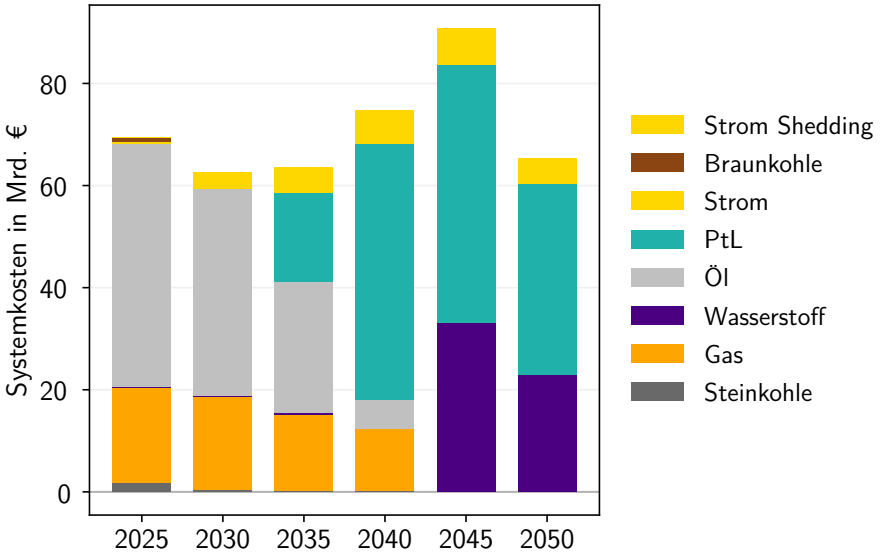


Abbildung A.125: Energieträgerimportkosten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau*

Tabelle A.90: Energieträgerimportkosten im Szenario *Ausbau erneuerbare Energien 20 % unter EEG-Niveau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	18,23	14,89	12,21	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,29	0,00	33,11	23,04
Öl	47,74	40,62	25,74	5,65	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	17,30	50,10	50,55	37,29
Strom	0,40	3,13	3,83	5,59	6,12	4,83
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,02	1,37	1,13	1,02	0,27

A.2.8 *Importpreis 20 % niedriger*

Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

- Die Importkosten für Wasserstoff und PtL Produkte werden 20 % niedriger angenommen als im Basisszenario.

Primärenergie

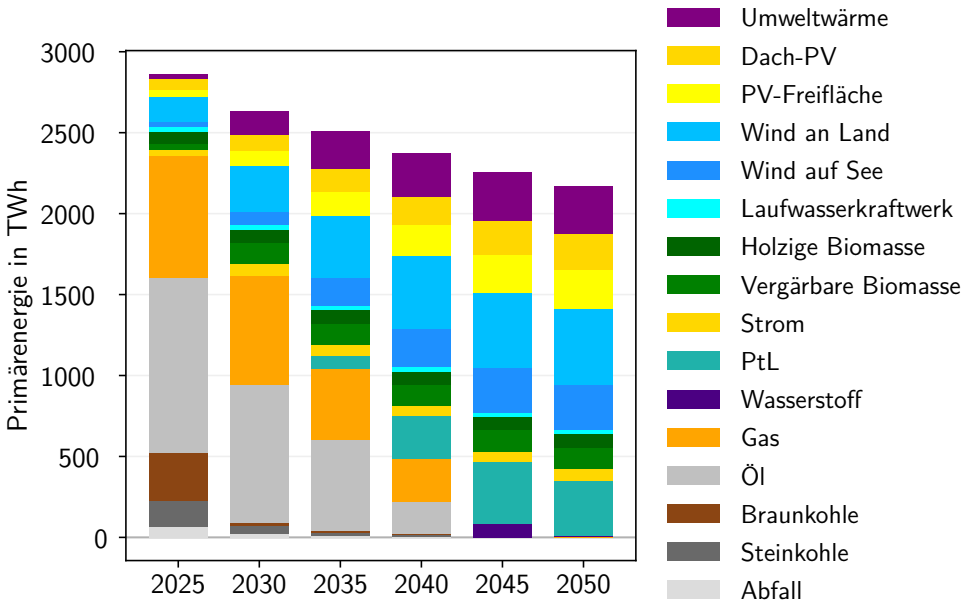


Abbildung A.126: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Energieträgerkosten

Tabelle A.91: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	25,13	7,38	4,65	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,02	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	17,13	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	857,91	565,74	203,03	0,00	0,00
Gas	754,48	673,14	440,01	265,70	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	83,80	11,52
PtL	0,00	0,00	77,54	263,19	380,80	334,77
Strom	34,57	71,91	71,00	61,91	67,84	80,00
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,65	28,15	28,06	28,28	28,64
Wind auf See	32,84	83,96	170,33	234,35	274,28	276,50
Wind an Land	155,83	279,50	385,51	450,12	465,25	470,09
PV-Freifläche	38,13	94,90	148,39	191,37	233,37	243,37
Dach-PV	72,14	98,84	138,92	172,29	211,41	218,16
Umweltwärme	30,09	146,73	231,87	269,98	301,91	292,94
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

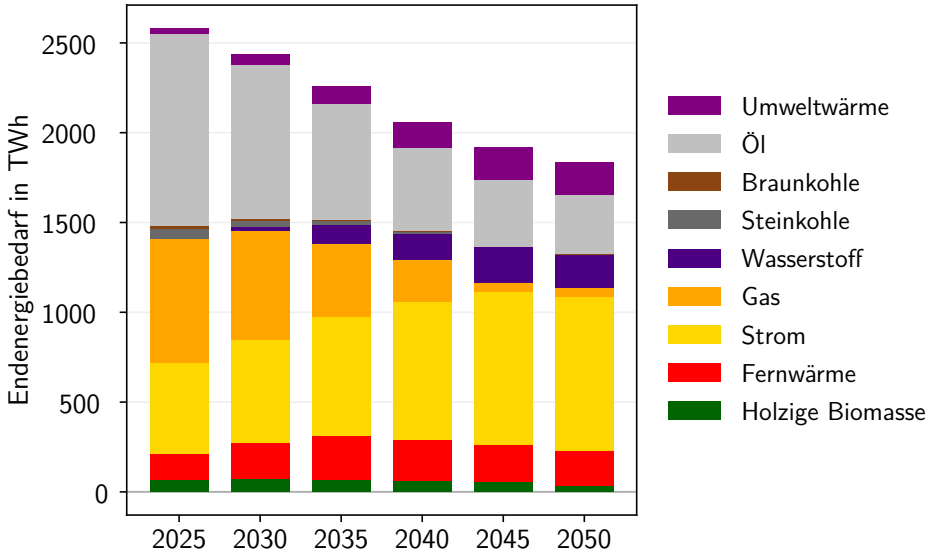


Abbildung A.127: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.92: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	70,47	69,17	62,58	56,42	37,15
Fernwärme	146,57	203,40	242,05	225,17	204,79	190,08
Strom	504,93	573,16	665,54	772,79	851,30	859,33
Gas	692,81	604,74	402,40	231,59	52,46	51,65
Wasserstoff	0,00	21,88	108,26	144,56	200,84	184,72
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	857,05	641,63	464,97	375,27	332,92
Umweltwärme	30,09	58,62	97,09	141,10	178,90	179,89

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

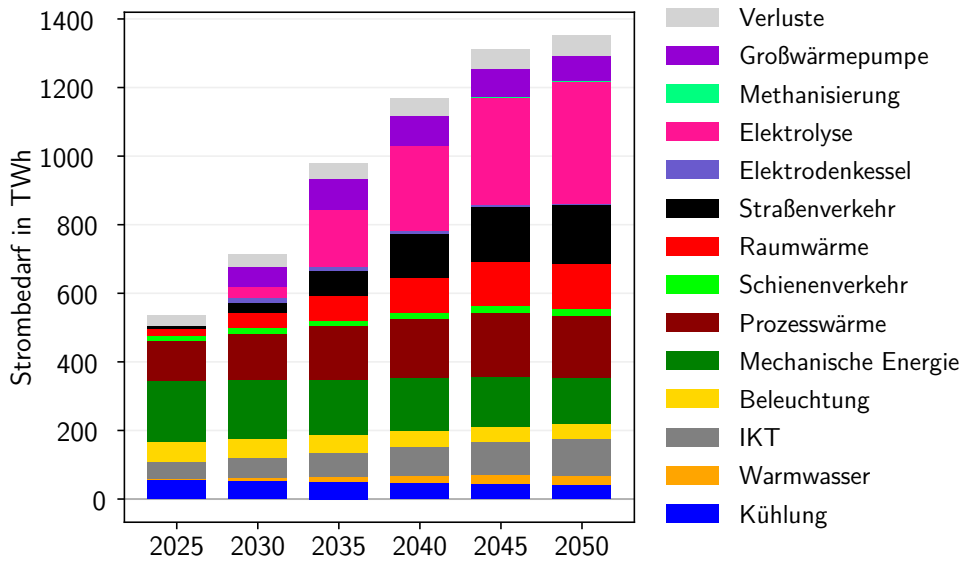


Abbildung A.128: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.93: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	7,99	13,47	19,95	25,81	26,56
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	43,49	71,72	103,76	130,60	130,78
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	14,23	13,17	9,41	6,91	1,88
Elektrolyse	-0,00	32,43	164,78	249,04	313,65	357,26
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,56
Großwärmepumpe	-0,00	58,77	90,72	85,93	80,92	73,84
Verluste	29,87	35,32	43,78	51,15	57,63	59,11

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

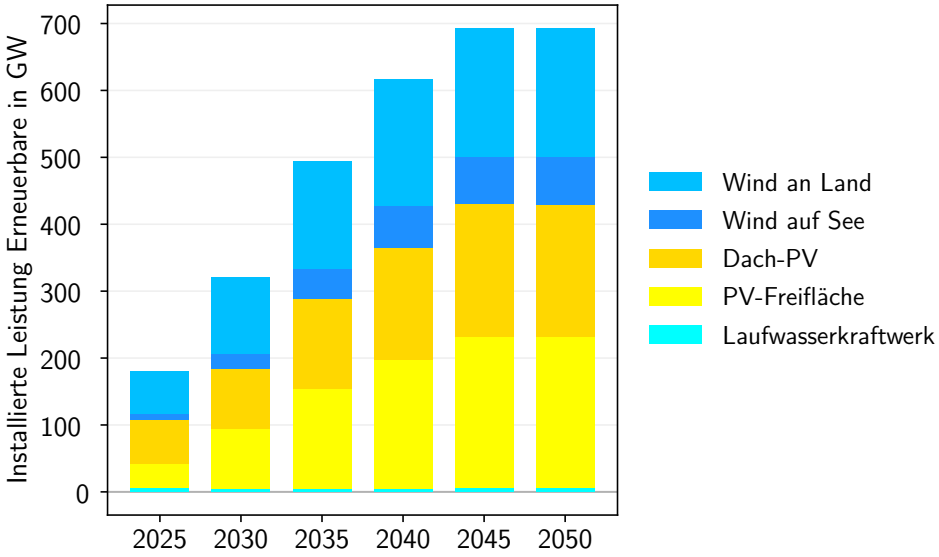


Abbildung A.129: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.94: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	88,54	148,46	191,43	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	160,22	189,56	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

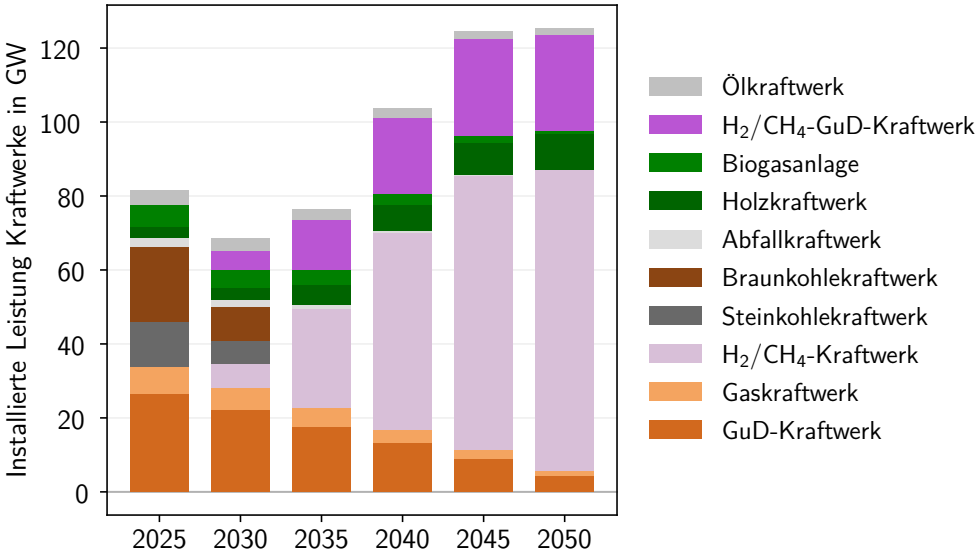


Abbildung A.130: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.95: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,51	26,99	53,05	74,29	81,53
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	9,23	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,09	5,40	7,17	8,50	9,48
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	5,00	13,46	20,36	25,99	25,99
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

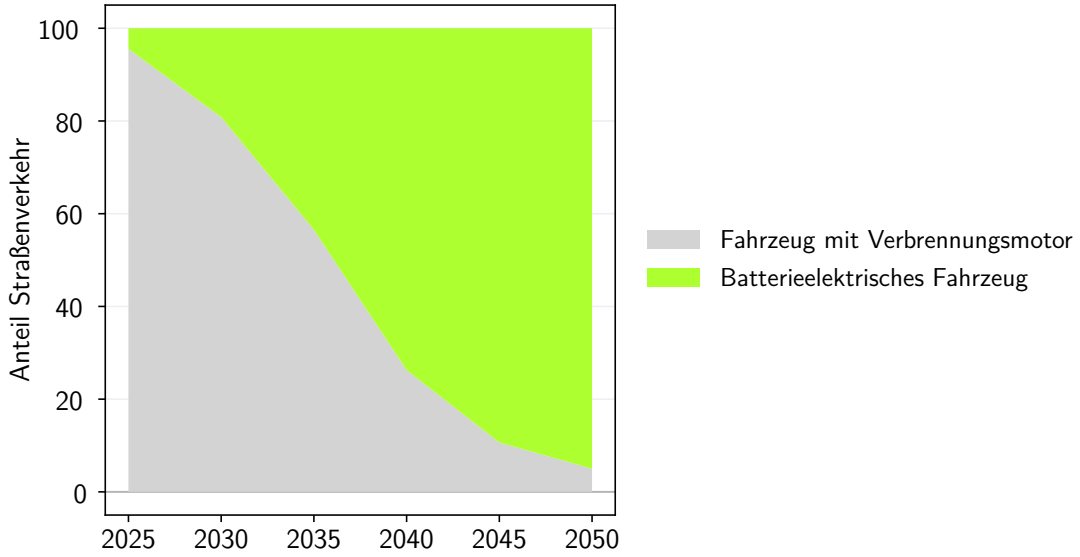


Abbildung A.131: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.96: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

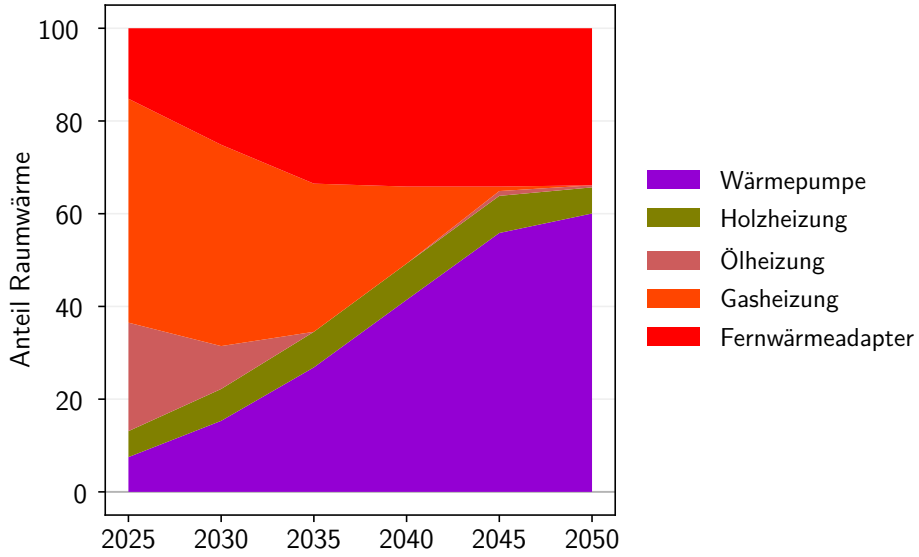


Abbildung A.132: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.97: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,13	33,51	34,15	34,15	33,88
Gasheizung	48,30	43,42	31,96	16,61	0,97	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	9,25	0,00	0,00	1,04	0,44
Holzheizung	5,60	6,87	7,68	7,83	8,01	5,63
Wärmepumpe	7,50	15,32	26,85	41,41	55,84	60,05

Installierte Leistung Elektrolyse

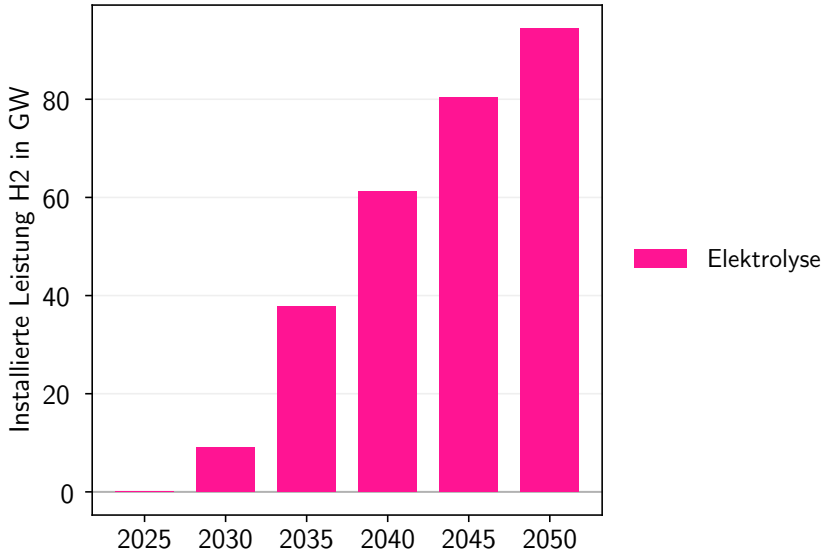


Abbildung A.133: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.98: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	8,97	37,78	61,27	80,43	94,47

Installierte Kapazität Speicher

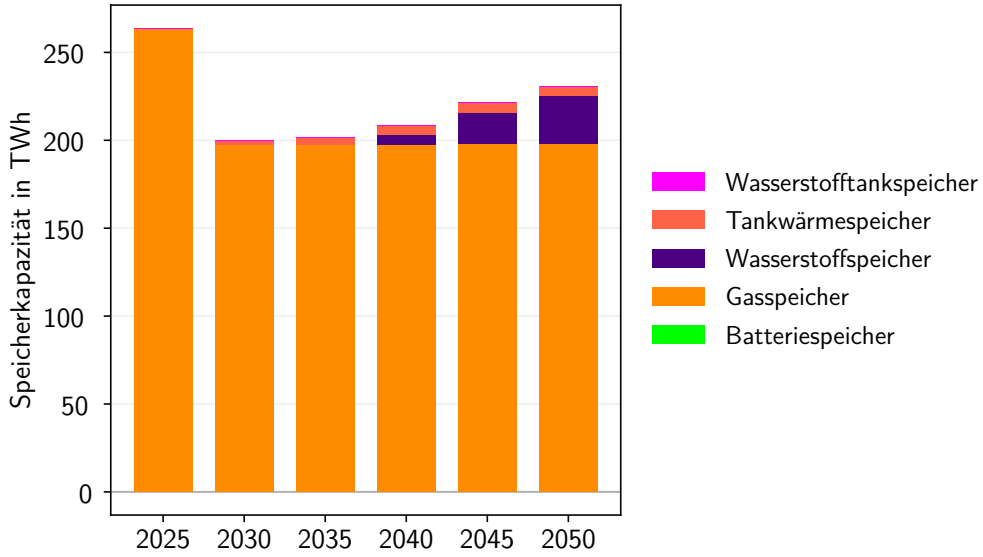


Abbildung A.134: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.99: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,03	0,08	0,13	0,29	0,39
Gasspeicher	263,74	197,46	197,46	197,46	197,46	197,46
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,12	5,40	18,09	27,48
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,21	4,02	5,35	5,35	5,35
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,05	0,15	0,25	0,34	0,36

Insgesamt installierte Leistung Speicher

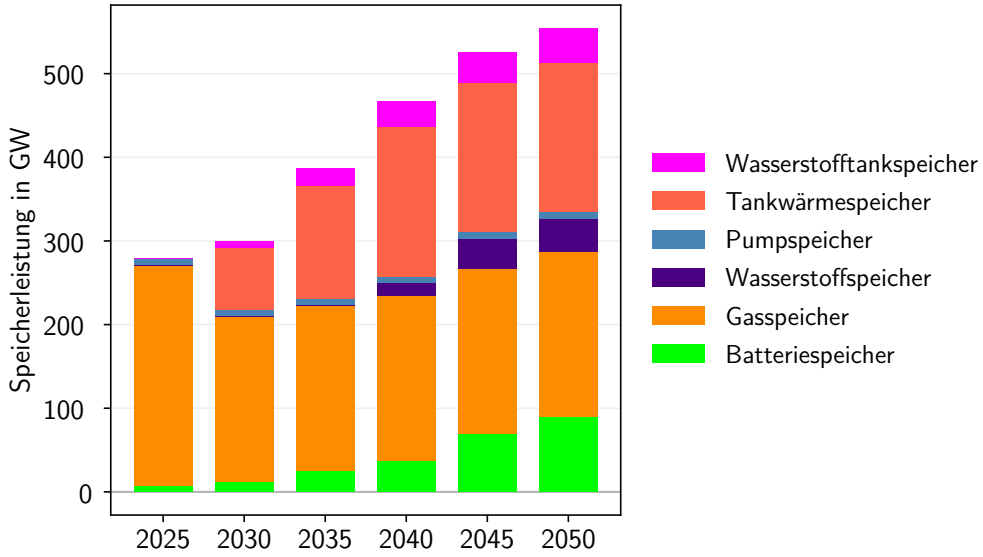


Abbildung A.135: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.100: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	12,50	25,78	37,19	69,40	89,93
Gasspeicher	263,74	197,46	197,46	197,46	197,46	197,46
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,33	14,98	35,81	39,50
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	74,18	134,30	178,71	178,71	178,71
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,72	20,55	31,05	36,39	40,79

Durchgespeicherte Energie

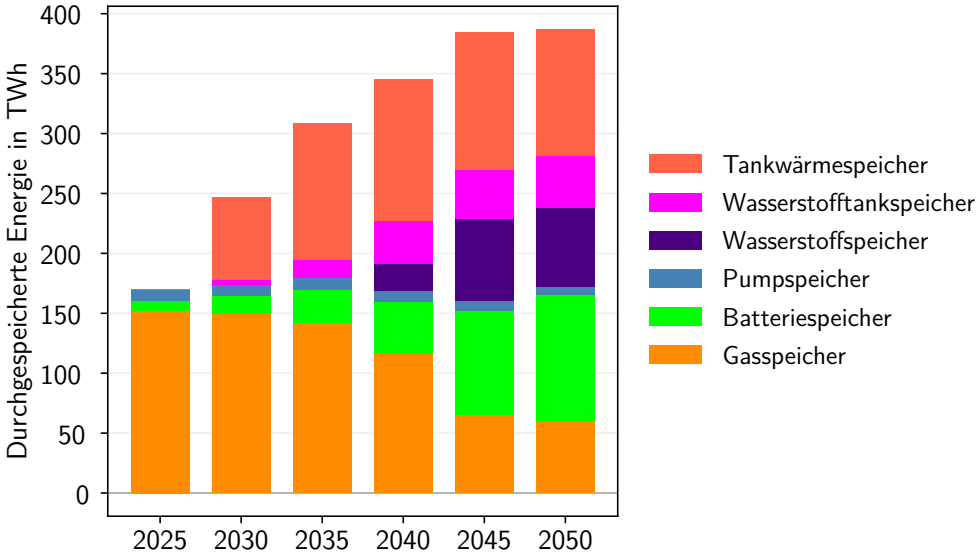


Abbildung A.136: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.101: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	150,06	142,05	116,12	65,49	60,16
Batteriespeicher	8,61	14,22	27,98	43,30	86,97	105,51
Pumpspeicher	9,23	10,00	9,46	9,39	7,96	6,26
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,49	22,95	68,74	66,44
Wasserstofftankspeicher	0,00	3,50	14,49	35,31	40,34	42,61
Tankwärmespeicher	0,00	68,57	113,80	117,74	114,68	105,93

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

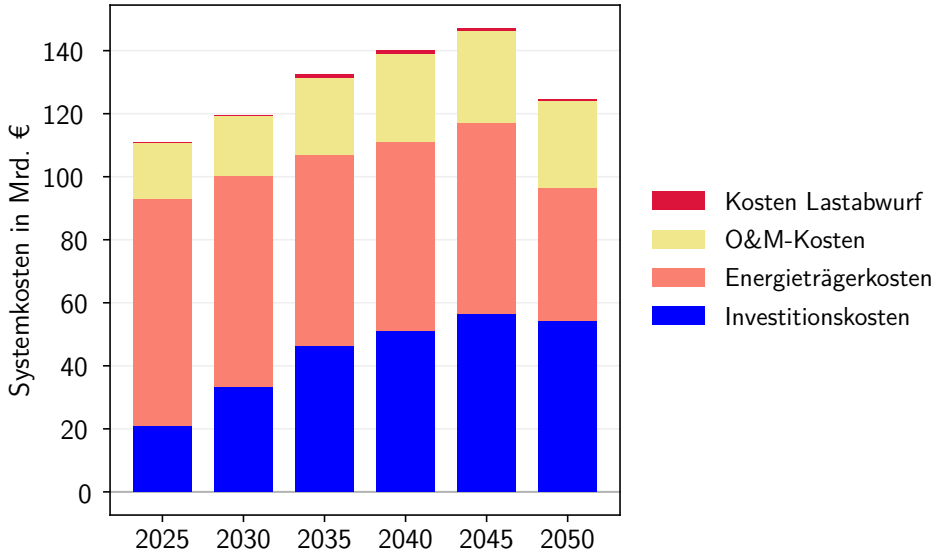


Abbildung A.137: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.102: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,96	33,42	46,54	51,27	56,49	54,38
Energieträgerkosten	72,10	66,91	60,40	59,81	60,49	42,04
O&M-Kosten	17,68	19,03	24,38	27,90	29,39	27,69
Kosten Lastabwurf	0,00	0,04	1,21	1,12	0,74	0,33

Komponentenkosten

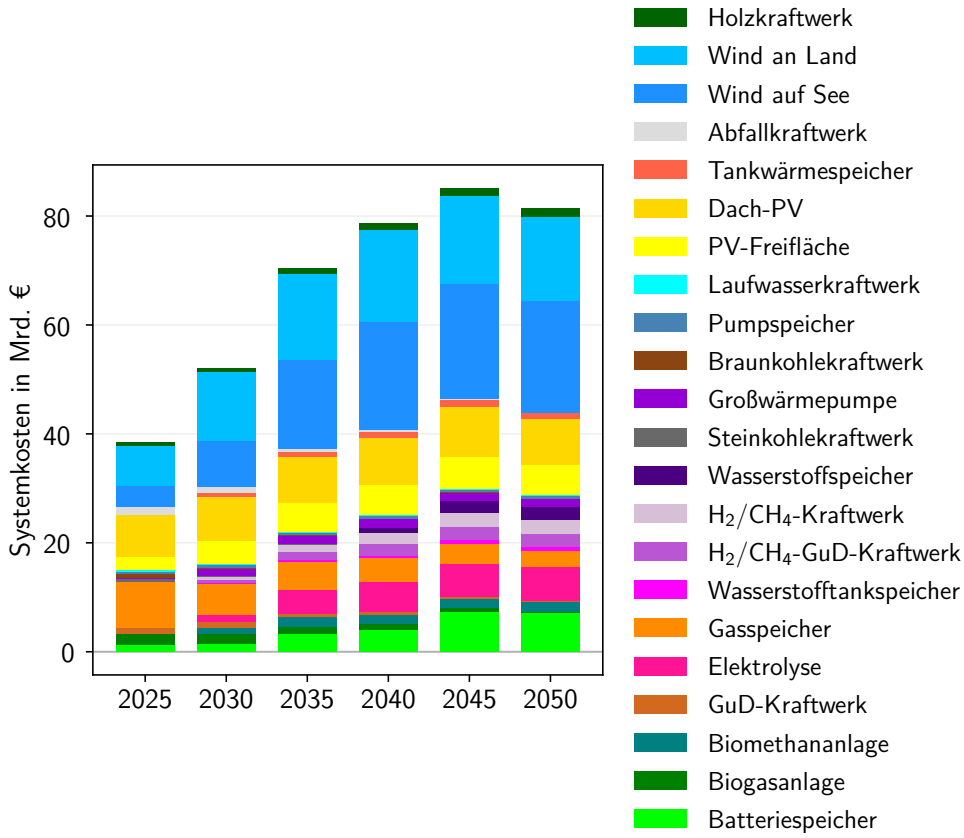


Abbildung A.138: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Energieträgerkosten

Tabelle A.103: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,56	3,27	4,12	7,39	7,09
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,04	1,26	1,75	1,72	1,72	1,77
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,04	1,38	4,42	5,50	6,08	6,21
Gasspeicher	8,45	5,67	5,01	4,35	3,69	3,03
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,17	0,35	0,51	0,62	0,63
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,70	1,59	2,08	2,51	2,47
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,02	0,41	1,35	2,08	2,54	2,65
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,02	0,97	2,19	2,29
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
Großwärmepumpe	0,17	1,21	1,63	1,65	1,58	1,52
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,51	4,27	5,17	5,41	5,79	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,53	8,66	9,22	8,52
Tankwärmespeicher	0,00	0,68	0,97	1,18	1,15	1,12
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,35	12,82	15,64	16,89	16,12	15,43
Holzkraftwerk	0,58	0,59	1,09	1,27	1,39	1,48

Energieträgerimportkosten

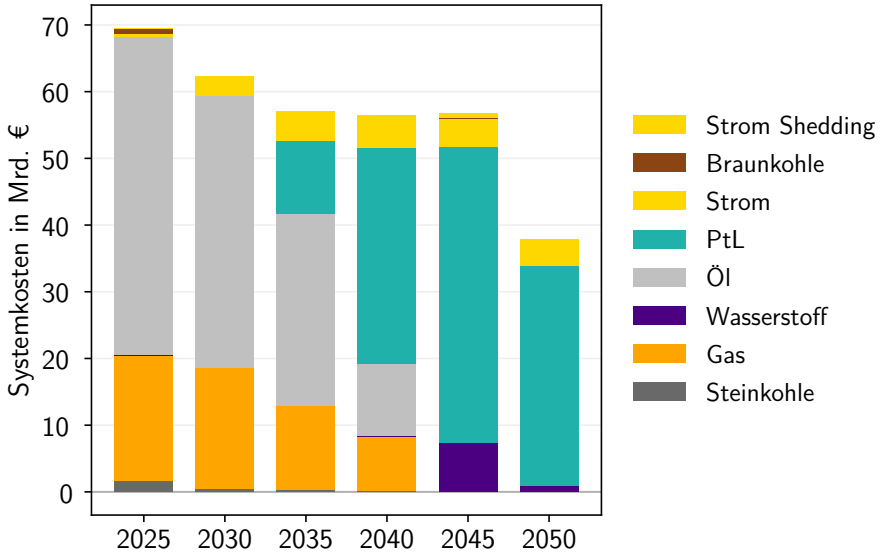


Abbildung A.139: Energieträgerimportkosten im Szenario *Importpreis 20 % niedriger*

Tabelle A.104: Energieträgerimportkosten im Szenario *Importpreis 20 % niedriger* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	18,09	12,72	8,22	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	7,41	0,89
Öl	47,74	40,75	28,64	10,91	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	11,02	32,27	44,39	33,06
Strom	0,40	2,92	3,18	3,75	4,20	3,60
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,04	1,21	1,12	0,74	0,33

A.2.9 *Importpreis 20 % höher*

Szenario *Importpreis 20 % höher*

- Die Importkosten für Wasserstoff und PtL Produkte werden 20 % höher angenommen als im Basisszenario.

Primärenergie

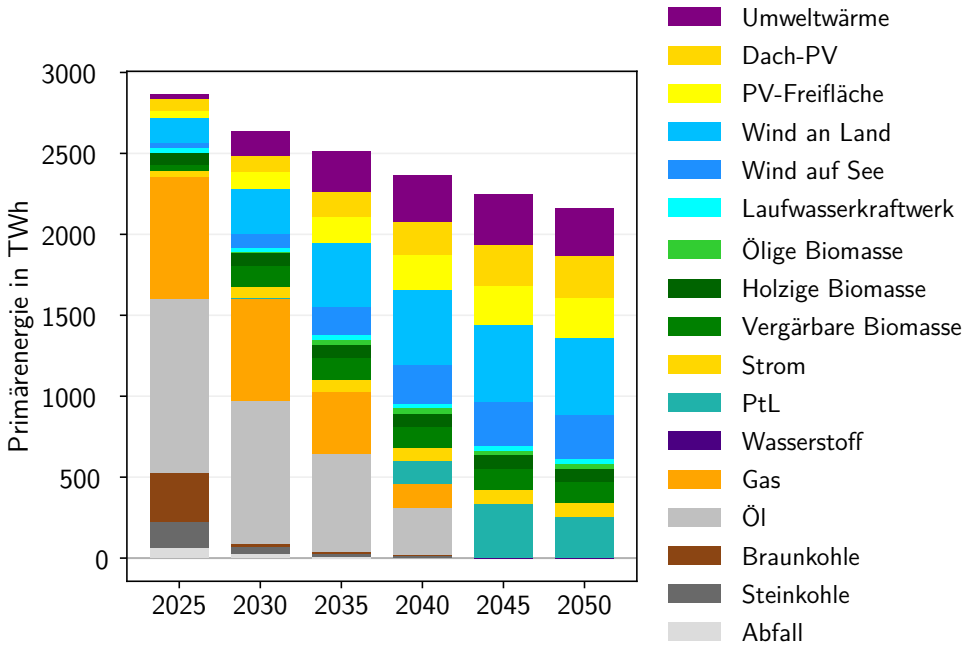


Abbildung A.140: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Energieträgerkosten

Tabelle A.105: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Importpreis 20 % höher* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	25,97	6,82	3,00	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,61	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	19,91	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	883,73	608,31	289,71	0,00	0,00
Gas	754,48	632,07	384,07	152,19	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	142,06	335,37	256,59
Strom	34,57	72,11	75,34	81,53	88,43	85,98
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	31,76	31,76	28,59	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,66	28,19	28,22	28,57	28,73
Wind auf See	32,83	84,24	172,83	239,51	276,57	276,94
Wind an Land	155,83	280,15	395,26	464,53	470,12	471,67
PV-Freifläche	38,15	104,10	164,23	216,25	242,17	245,81
Dach-PV	72,13	98,88	154,95	204,46	253,97	264,12
Umweltwärme	30,09	151,01	249,12	288,01	311,81	295,90
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

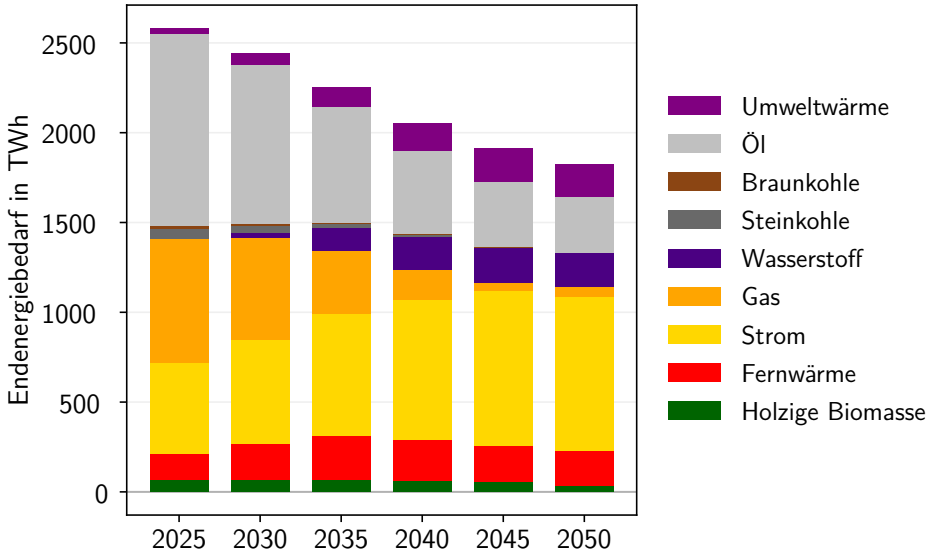


Abbildung A.141: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.106: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Importpreis 20 % höher* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	63,73	66,79	63,19	53,26	35,98
Fernwärme	146,57	205,61	245,91	225,17	204,79	191,08
Strom	504,93	575,15	676,64	782,62	858,78	860,45
Gas	692,81	571,90	353,35	165,00	49,52	53,18
Wasserstoff	0,00	28,89	126,67	183,97	196,95	193,74
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	882,88	641,63	465,91	365,85	308,06
Umweltwärme	30,09	61,97	110,20	153,06	186,79	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

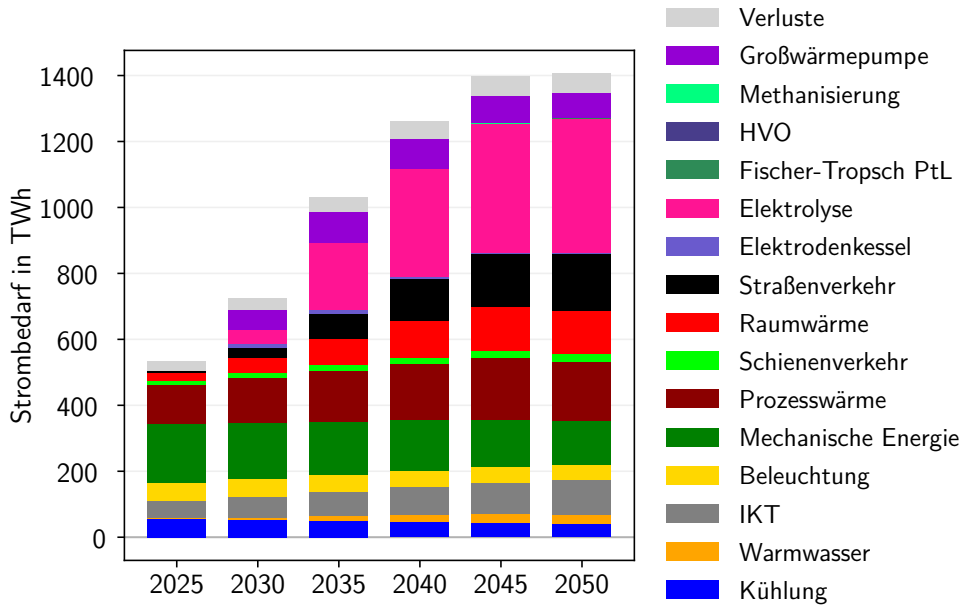


Abbildung A.142: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.107: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Importpreis 20 % höher* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	8,45	15,25	21,61	26,96	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	46,01	81,04	111,93	136,32	131,70
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	10,93	11,87	6,04	3,30	1,17
Elektrolyse	-0,00	43,25	204,22	328,59	392,94	408,47
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	1,91
HVO	-0,00	0,00	0,29	0,29	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,03
Großwärmepumpe	-0,00	59,13	93,22	89,80	82,50	74,54
Verluste	29,87	35,80	43,72	52,44	57,86	59,06

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

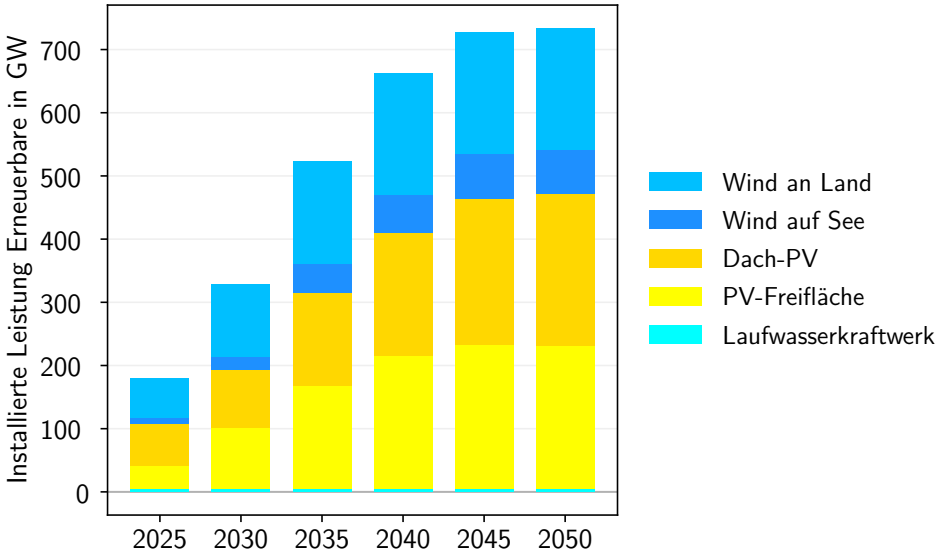


Abbildung A.143: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.108: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Importpreis 20 % höher* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	96,63	162,36	210,08	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	148,03	193,42	232,21	239,14
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

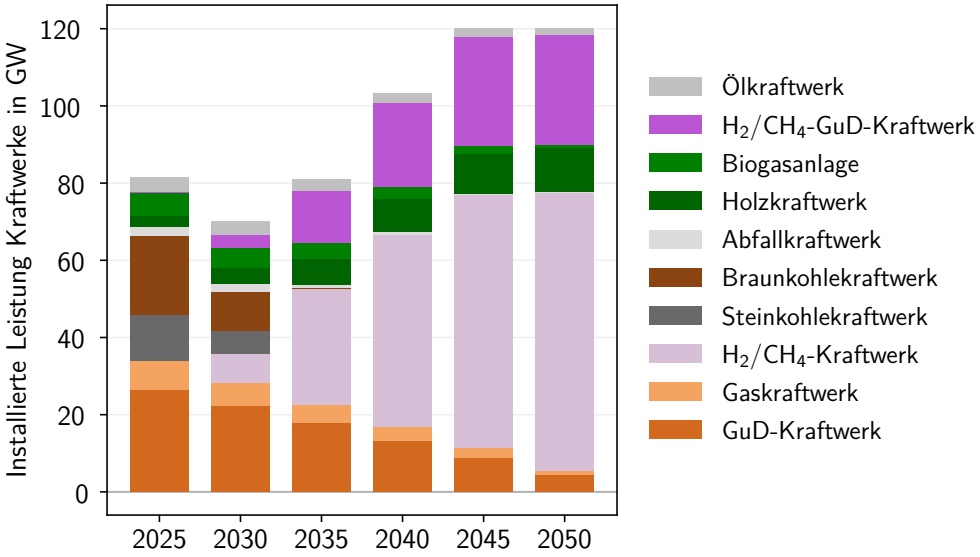


Abbildung A.144: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.109: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Importpreis 20 % höher* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	7,45	30,14	49,77	65,77	72,04
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	4,25	6,78	8,73	10,21	11,31
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	3,62	13,62	21,77	28,42	28,42
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

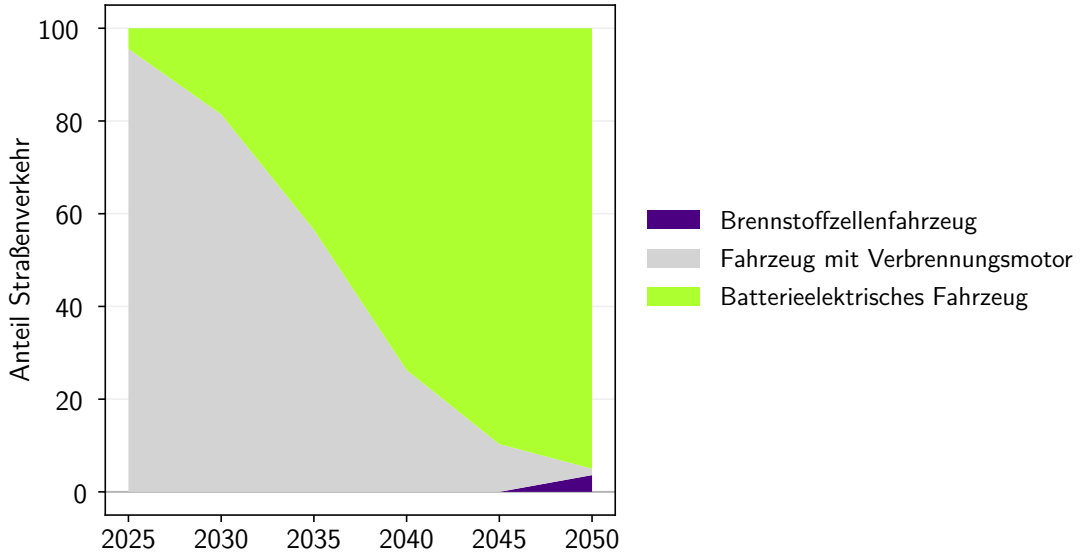


Abbildung A.145: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.110: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Importpreis 20 % höher* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

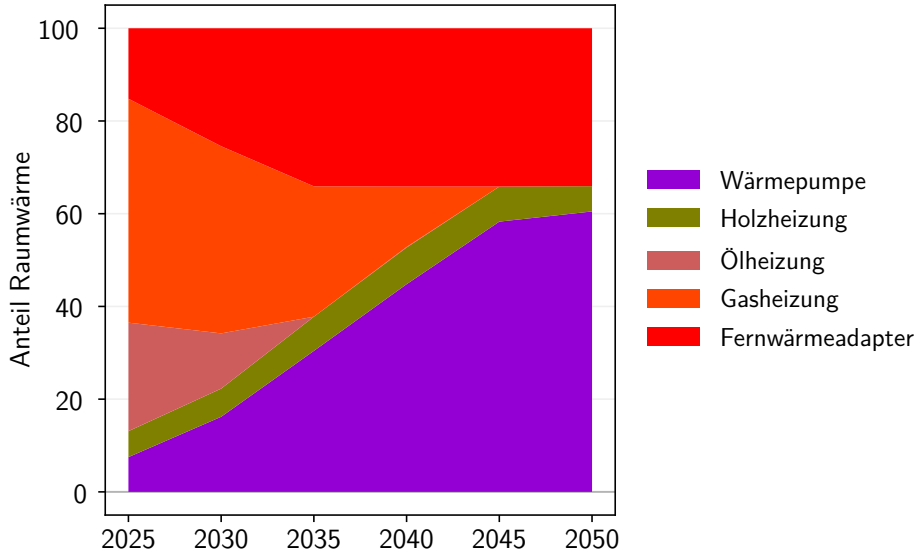


Abbildung A.146: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.111: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Importpreis 20 % höher* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,44	34,10	34,15	34,15	34,06
Gasheizung	48,30	40,37	28,12	13,02	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	11,91	0,00	0,13	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,07	7,38	7,91	7,56	5,45
Wärmepumpe	7,50	16,20	30,41	44,80	58,29	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

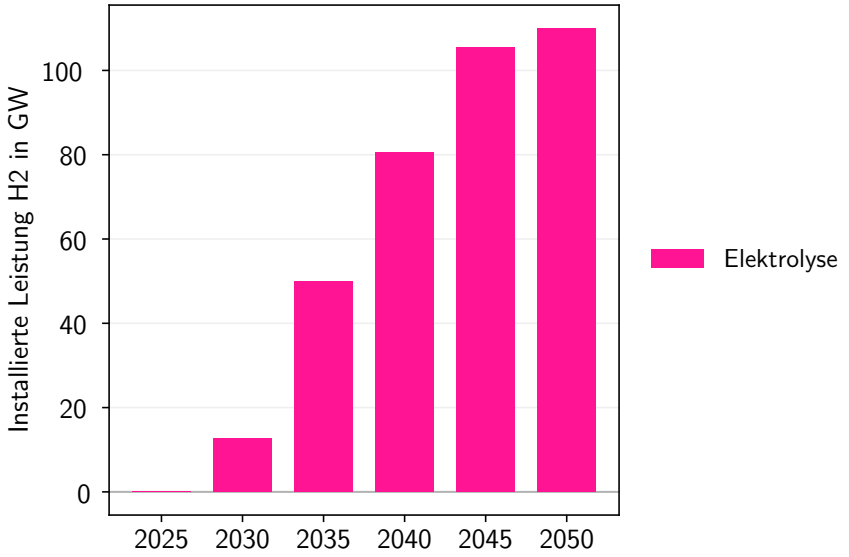


Abbildung A.147: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.112: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Importpreis 20 % höher* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	12,59	49,99	80,49	105,36	110,01

Installierte Kapazität Speicher

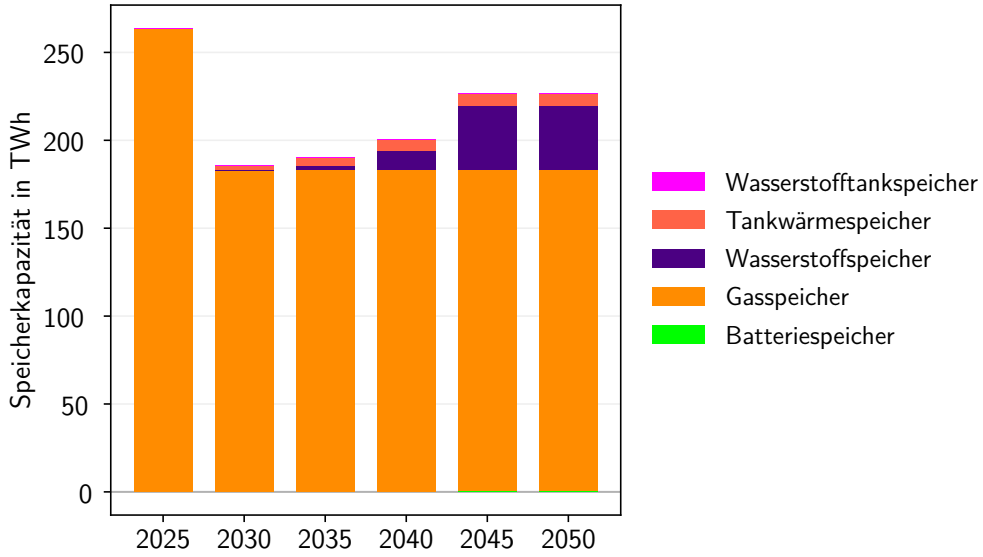


Abbildung A.148: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.113: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % höher* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,10	0,23	0,39	0,47
Gasspeicher	263,74	183,05	183,05	183,05	183,05	183,05
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,27	10,93	36,49	36,49
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,52	4,58	6,26	6,26	6,26
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,10	0,20	0,29	0,38	0,35

Insgesamt installierte Leistung Speicher

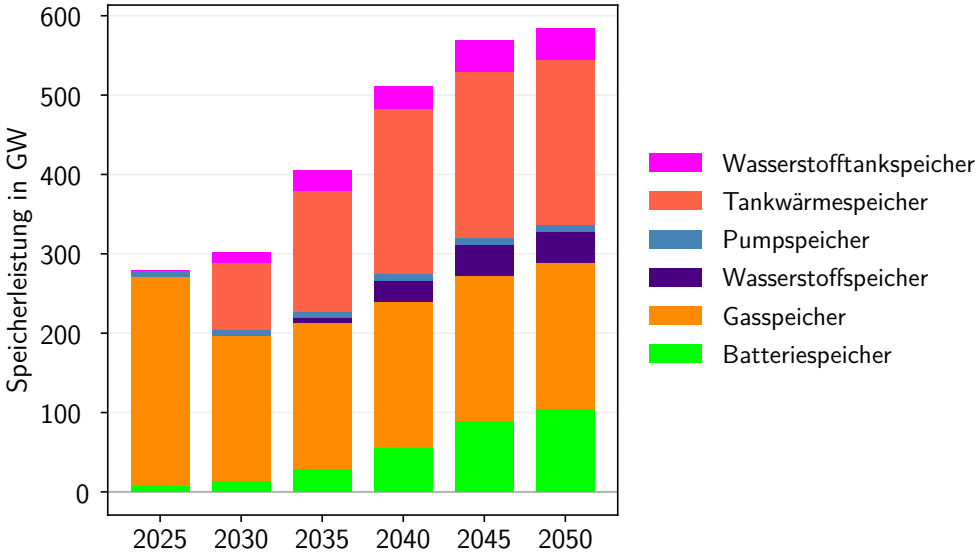


Abbildung A.149: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.114: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Importpreis 20 % höher* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	13,57	29,64	56,24	89,39	105,41
Gasspeicher	263,74	183,05	183,05	183,05	183,05	183,05
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	6,30	27,04	39,73	39,73
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	84,39	152,99	208,92	208,92	208,92
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	13,39	25,73	28,72	39,70	39,25

Durchgespeicherte Energie

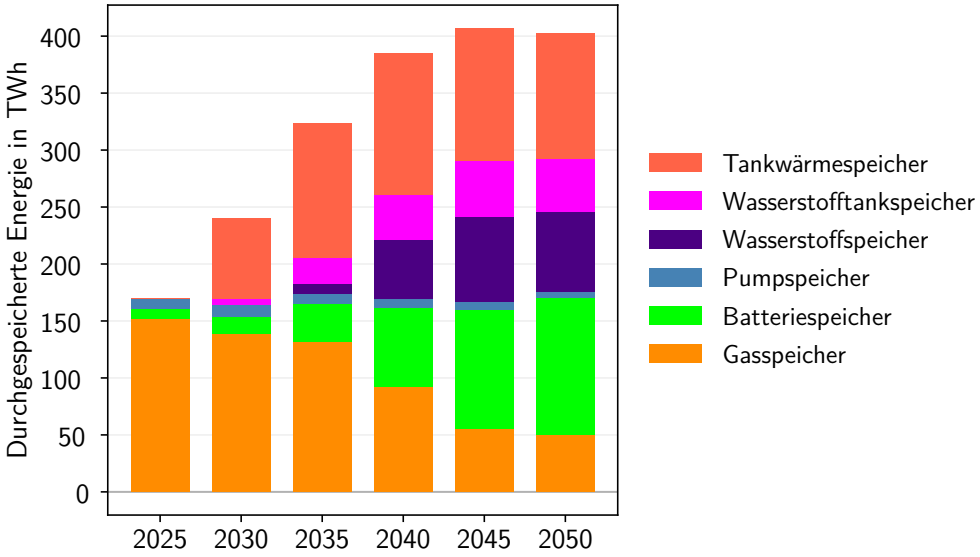


Abbildung A.150: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.115: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Importpreis 20 % höher* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	138,44	132,05	92,75	55,38	50,42
Batteriespeicher	8,61	15,75	32,78	68,74	104,48	119,75
Pumpspeicher	9,23	9,94	9,32	8,28	6,58	5,41
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	8,37	51,51	75,15	70,43
Wasserstofftankspeicher	0,00	5,34	23,05	39,39	48,79	46,64
Tankwärmespeicher	0,00	70,59	117,76	124,40	116,53	110,29

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

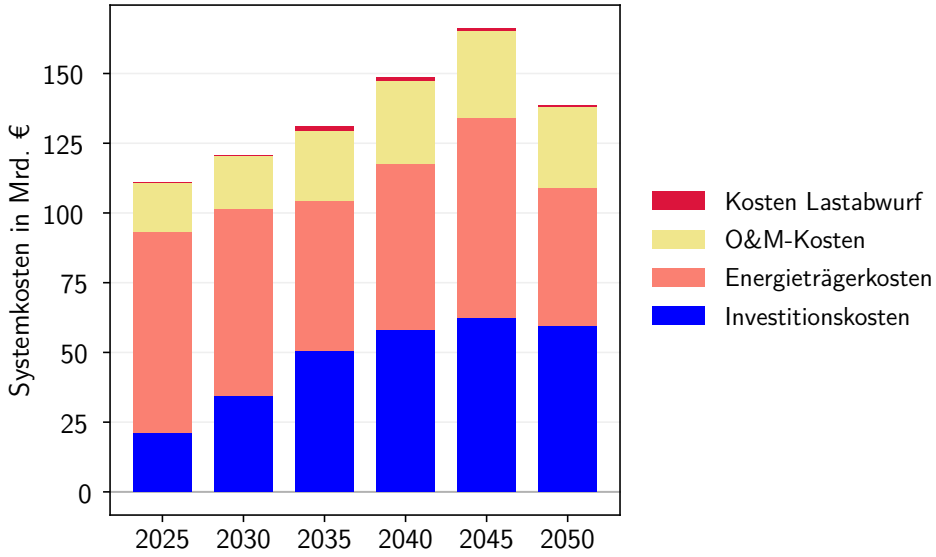


Abbildung A.151: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.116: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Importpreis 20 % höher* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,14	34,58	50,41	58,04	62,24	59,59
Energieträgerkosten	72,10	66,97	53,77	59,72	71,94	49,50
O&M-Kosten	17,68	18,89	25,32	29,64	31,01	29,01
Kosten Lastabwurf	0,00	0,04	1,60	1,10	1,03	0,39

Komponentenkosten

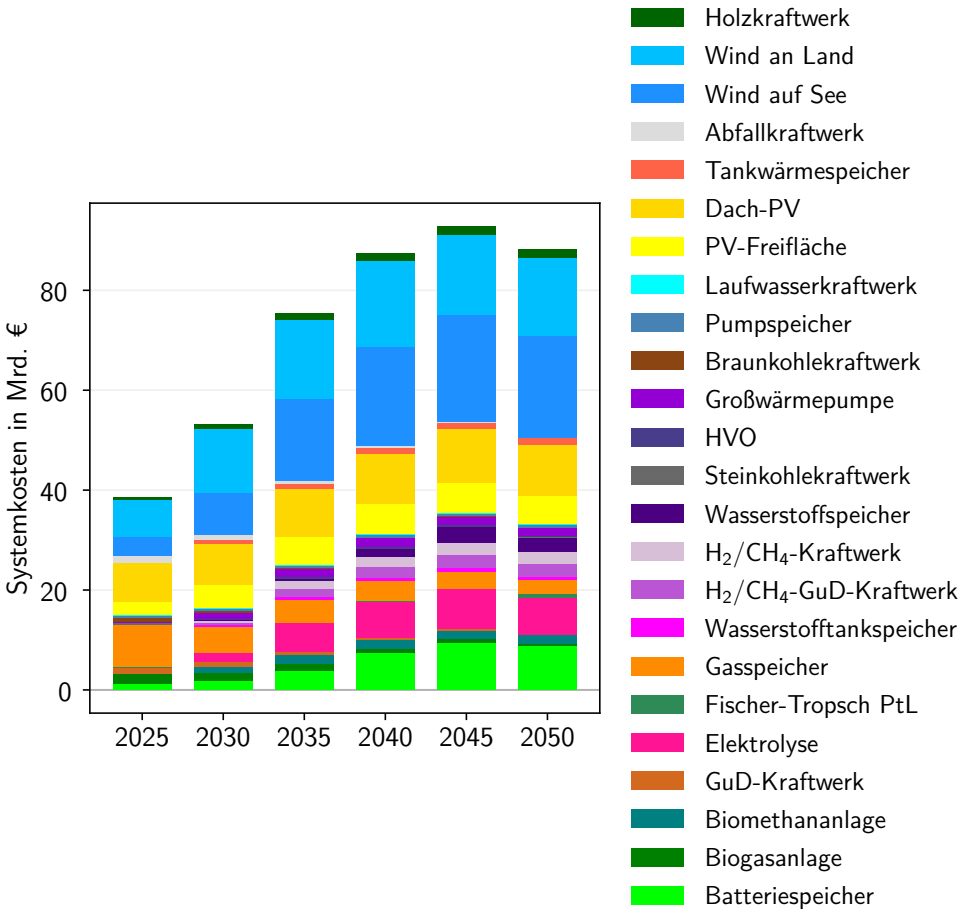


Abbildung A.152: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Energieträgerkosten

Tabelle A.117: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Importpreis 20 % höher* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,78	3,91	7,35	9,55	8,87
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,03	1,20	1,75	1,74	1,73	1,76
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,14	1,94	5,82	7,22	7,97	7,47
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,63
Gasspeicher	8,45	5,25	4,64	4,03	3,42	2,81
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,26	0,44	0,56	0,69	0,61
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,50	1,67	2,26	2,76	2,71
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,03	0,47	1,51	1,87	2,21	2,31
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,47	1,79	3,27	2,87
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,45	0,42	0,40	0,39
Großwärmepumpe	0,18	1,26	1,69	1,81	1,73	1,67
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,58	4,62	5,61	5,92	5,89	5,53
Dach-PV	7,74	8,01	9,47	9,96	10,80	10,30
Tankwärmespeicher	0,00	0,78	1,11	1,37	1,34	1,31
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,86	1,32	1,52	1,66	1,75

Energieträgerimportkosten

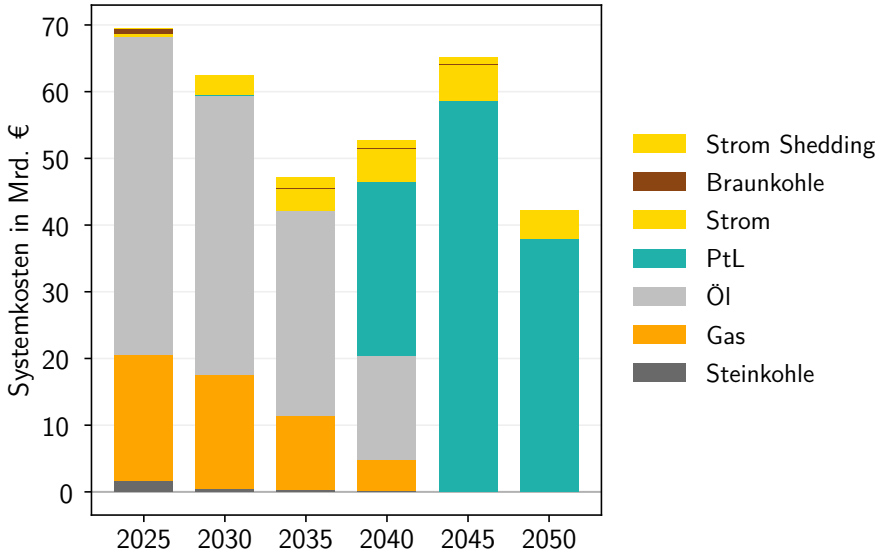


Abbildung A.153: Energieträgerimportkosten im Szenario *Importpreis 20 % höher*

Tabelle A.118: Energieträgerimportkosten im Szenario *Importpreis 20 % höher* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,53	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	16,99	11,10	4,71	0,00	0,00
Öl	47,74	41,98	30,80	15,57	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	26,13	58,64	38,01
Strom	0,40	2,85	3,34	4,97	5,48	3,85
Braunkohle	0,85	0,06	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,04	1,60	1,10	1,03	0,39

A.2.10 *5,0 % Finanzierungskosten*

Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

- Der WACC liegt bei 5,0 %.

Primärenergie

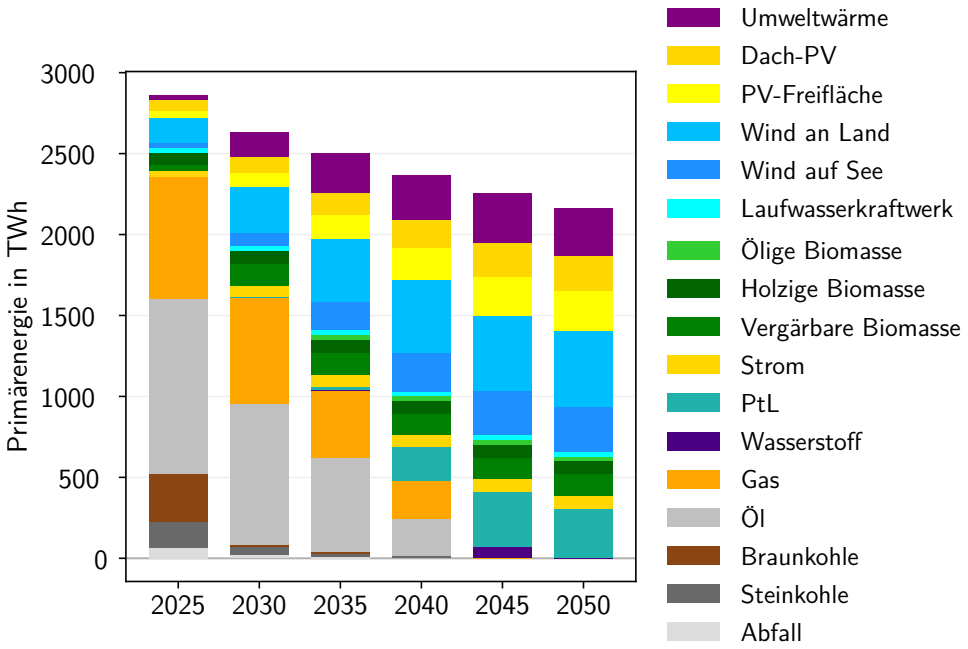


Abbildung A.154: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.119: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	24,37	6,76	3,95	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	43,90	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	16,67	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	871,10	582,90	223,83	0,00	0,00
Gas	754,48	657,31	417,74	238,68	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	67,88	1,79
PtL	0,00	0,00	23,05	208,12	344,85	301,64
Strom	34,57	73,34	76,13	71,98	78,52	86,41
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	33,93	30,91	28,59	27,25
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,71	28,21	28,11	28,35	28,71
Wind auf See	32,84	84,13	170,97	234,81	274,99	276,92
Wind an Land	155,83	280,10	390,32	456,56	466,69	470,95
PV-Freifläche	38,13	91,98	147,91	192,28	236,09	244,91
Dach-PV	72,15	99,36	139,75	172,66	212,93	219,17
Umweltwärme	30,09	150,11	244,02	274,18	306,42	295,62
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

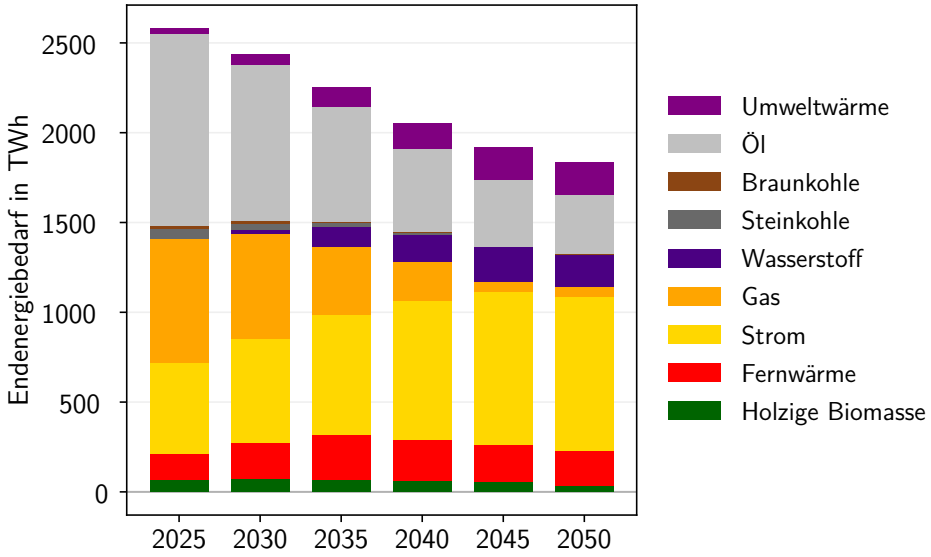


Abbildung A.155: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.120: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	71,66	69,72	63,89	57,36	37,60
Fernwärme	146,57	205,78	246,26	225,17	204,79	189,70
Strom	504,93	573,80	672,72	775,80	853,57	860,45
Gas	692,81	585,08	375,53	213,89	52,43	53,55
Wasserstoff	0,00	22,86	110,93	153,13	197,76	182,82
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	870,13	641,63	464,97	371,49	329,98
Umweltwärme	30,09	59,35	105,81	144,73	181,68	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

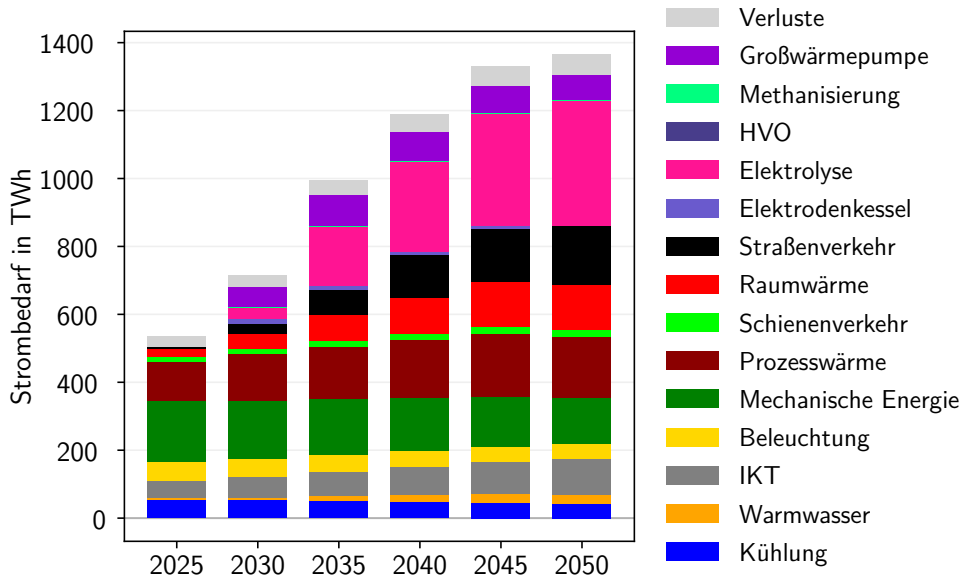


Abbildung A.156: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.121: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	8,08	14,66	20,45	26,21	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	44,03	77,72	106,27	132,47	131,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	13,20	12,33	9,59	6,51	1,59
Elektrolyse	-0,00	33,95	174,55	265,44	330,59	368,14
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,84
Großwärmepumpe	-0,00	60,53	92,88	86,35	82,24	74,69
Verluste	29,87	35,27	43,37	50,79	57,48	59,12

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

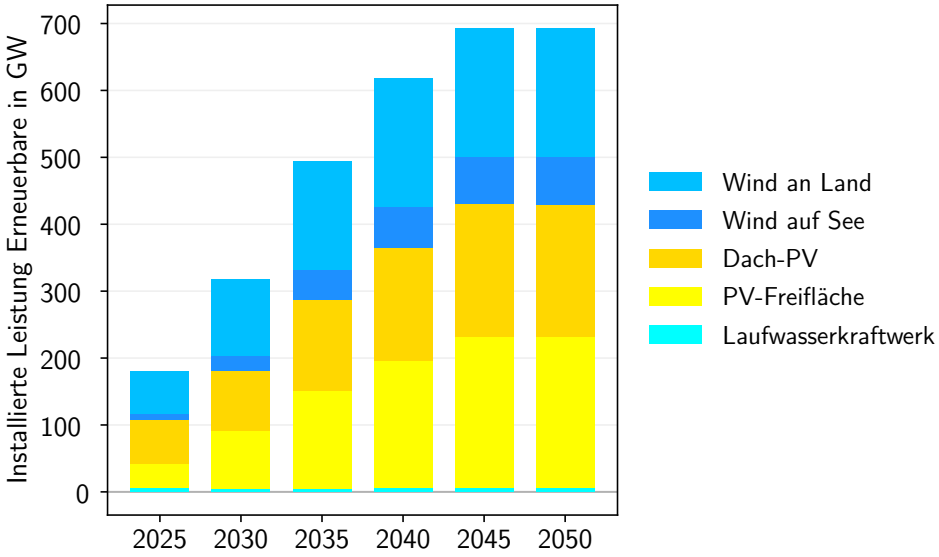


Abbildung A.157: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.122: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	85,48	146,63	190,61	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

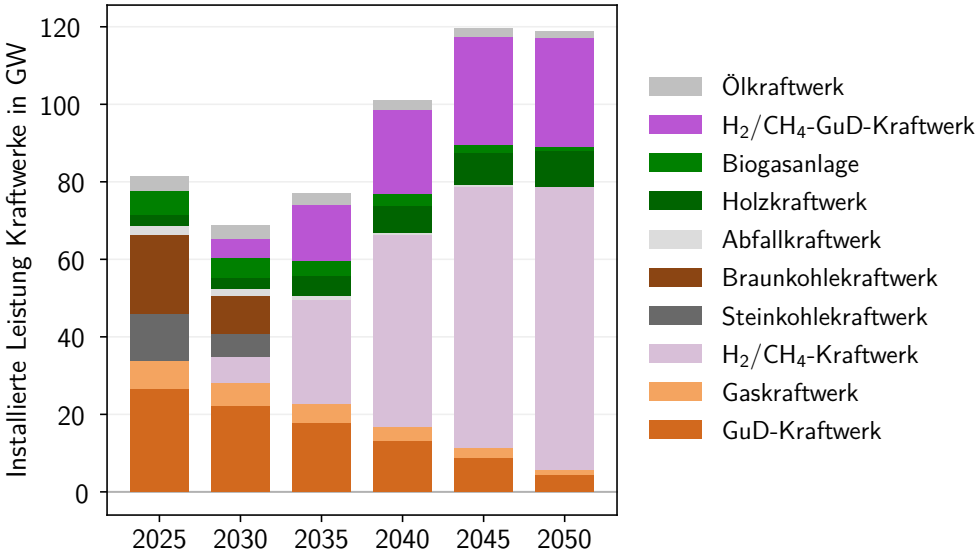


Abbildung A.158: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.123: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,51	26,98	49,34	67,58	73,12
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	9,69	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	5,19	6,97	8,31	9,30
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	4,94	14,24	21,83	28,02	28,02
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

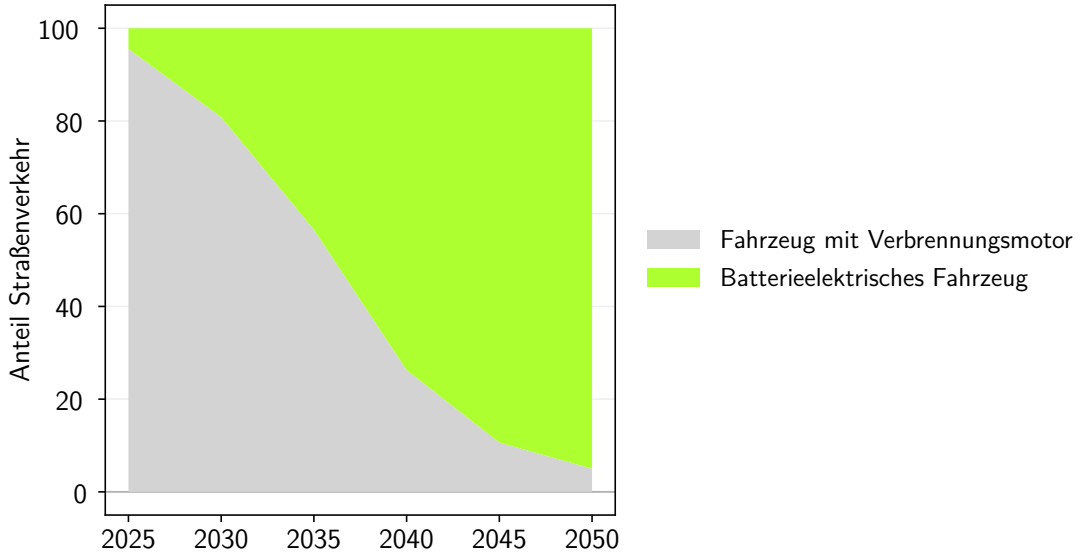


Abbildung A.159: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.124: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

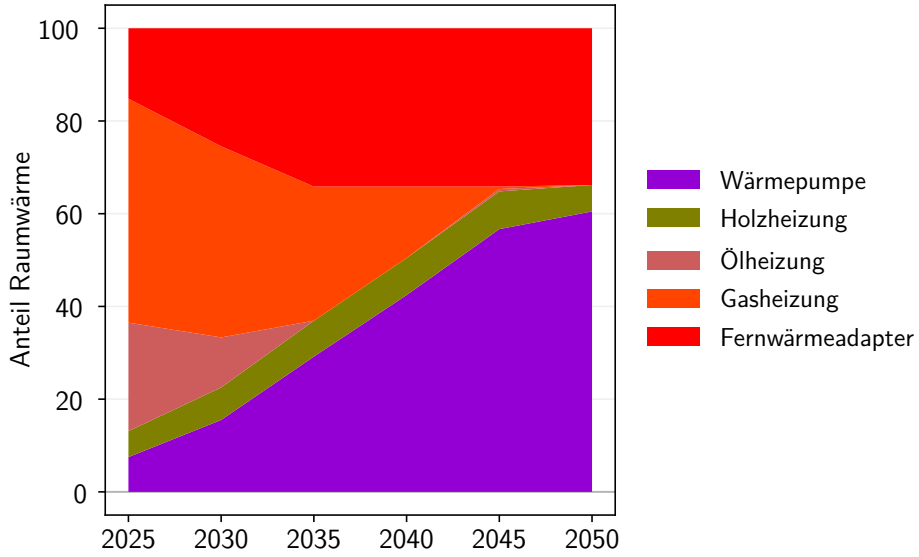


Abbildung A.160: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.125: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,46	34,15	34,15	34,15	33,81
Gasheizung	48,30	41,22	28,93	15,40	0,53	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	10,79	0,00	0,00	0,51	0,00
Holzheizung	5,60	7,01	7,74	8,00	8,14	5,70
Wärmepumpe	7,50	15,51	29,18	42,45	56,67	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

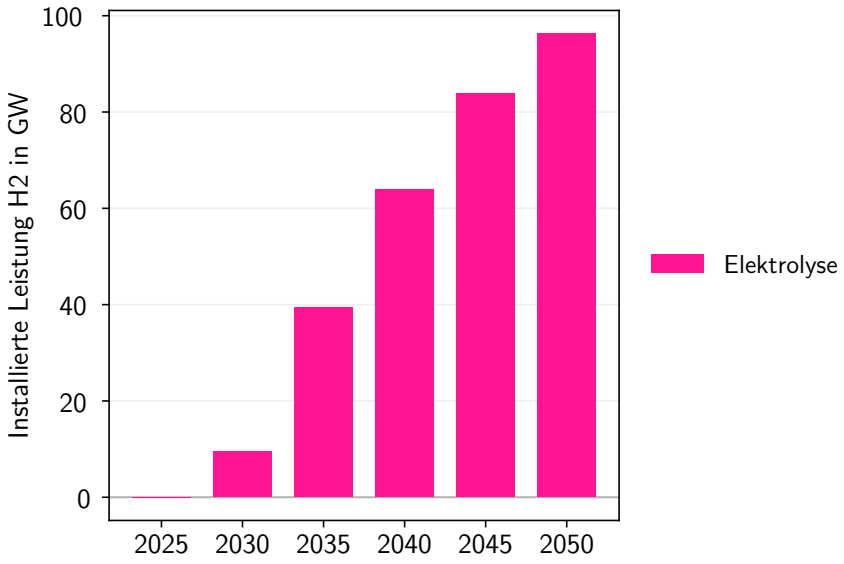


Abbildung A.161: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.126: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	9,46	39,44	63,88	83,81	96,28

Installierte Kapazität Speicher

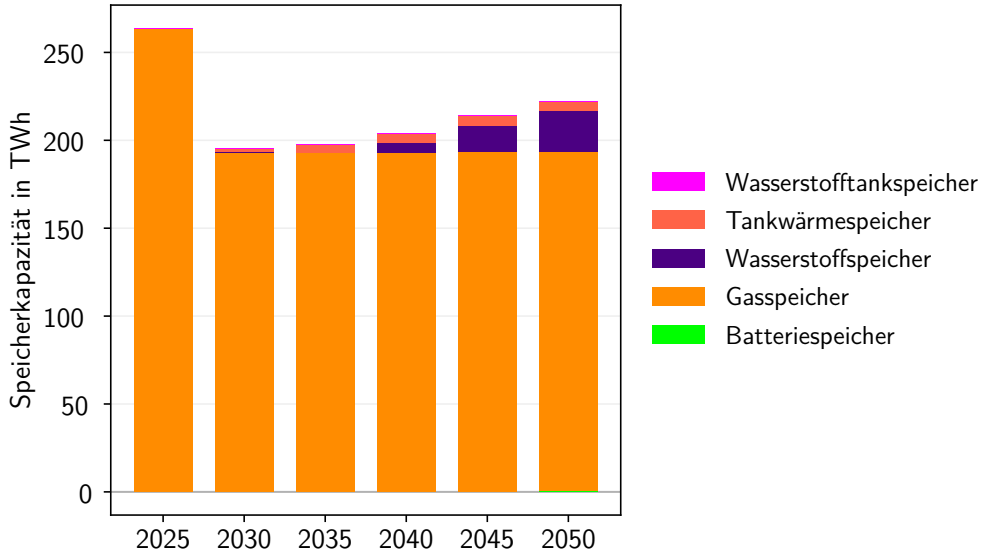


Abbildung A.162: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.127: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,03	0,08	0,13	0,31	0,41
Gasspeicher	263,74	193,08	193,08	193,08	193,08	193,08
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,07	5,23	15,16	23,25
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,27	4,12	5,20	5,20	5,20
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,04	0,14	0,24	0,32	0,34

Insgesamt installierte Leistung Speicher

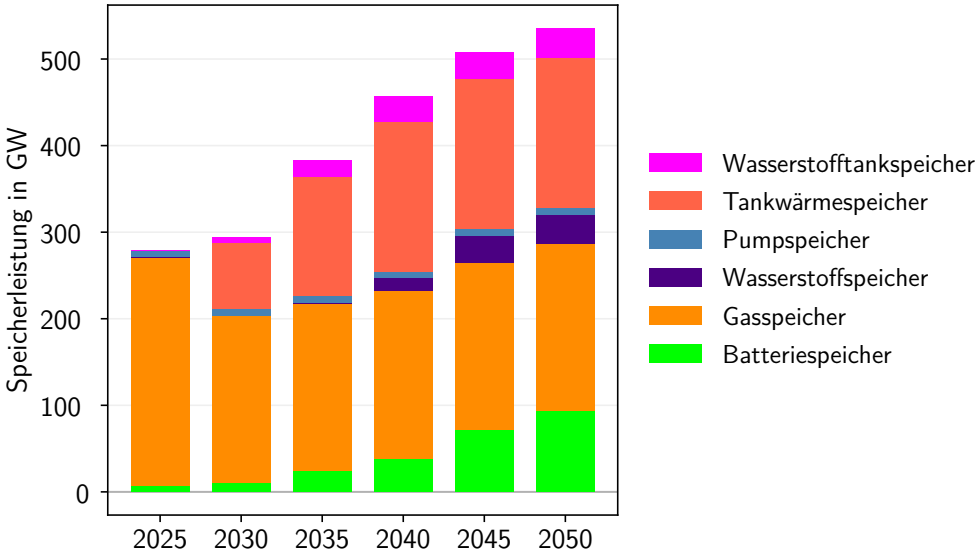


Abbildung A.163: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.128: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	10,77	24,97	39,02	71,79	93,72
Gasspeicher	263,74	193,08	193,08	193,08	193,08	193,08
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,19	14,50	31,01	33,51
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	76,05	137,80	173,67	173,67	173,67
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	6,61	18,63	28,95	31,05	33,68

Durchgespeicherte Energie

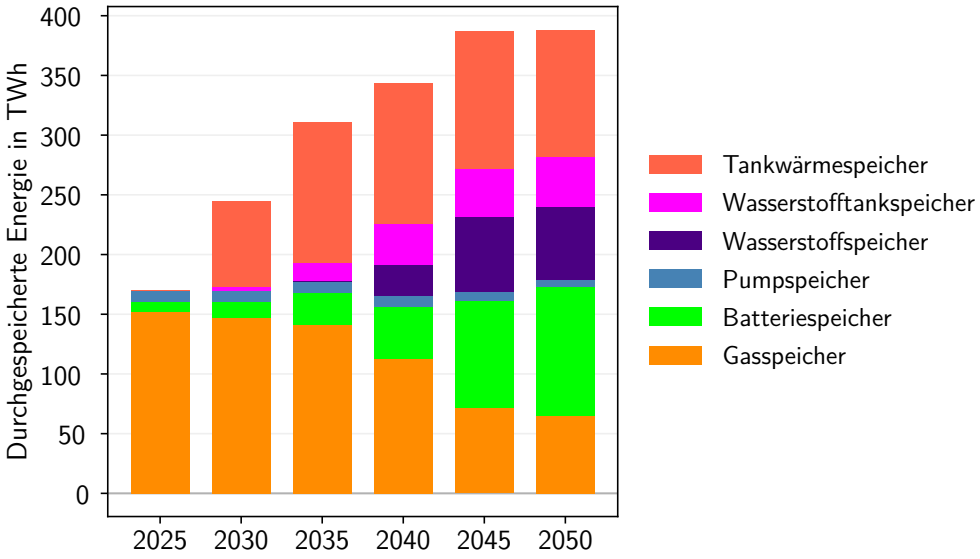


Abbildung A.164: Durchgespeicherte Energie im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.129: Durchgespeicherte Energie im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	147,11	141,21	113,07	71,88	64,82
Batteriespeicher	8,61	12,97	27,07	43,14	89,20	108,46
Pumpspeicher	9,23	10,05	9,31	9,24	7,72	6,13
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,31	25,91	63,03	60,44
Wasserstofftankspeicher	0,00	3,45	15,50	34,26	40,44	42,26
Tankwärmespeicher	0,00	71,23	117,68	117,48	115,11	106,15

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

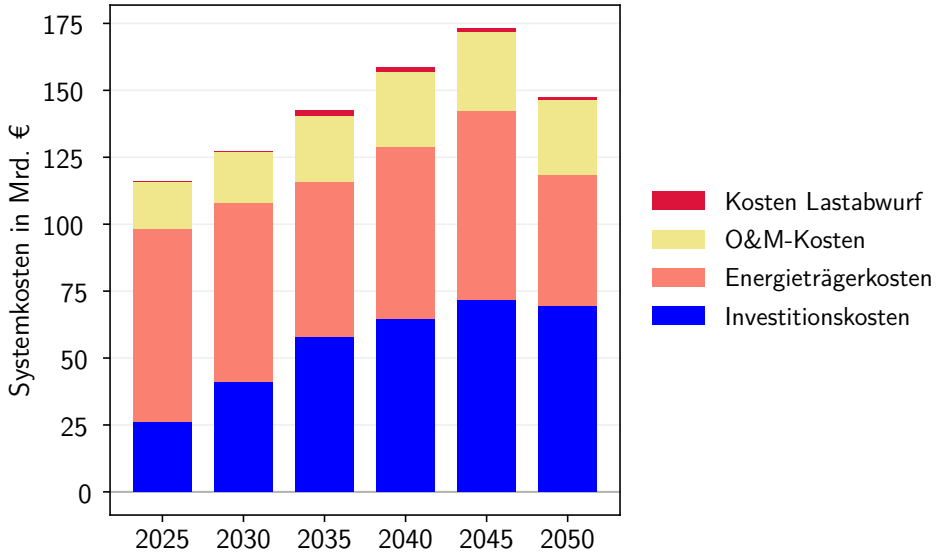


Abbildung A.165: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.130: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	26,27	40,93	57,86	64,69	71,76	69,57
Energieträgerkosten	72,10	67,19	58,00	64,19	70,58	49,08
O&M-Kosten	17,68	18,88	24,58	28,18	29,56	27,80
Kosten Lastabwurf	0,00	0,05	1,89	1,57	1,28	0,81

Komponentenkosten

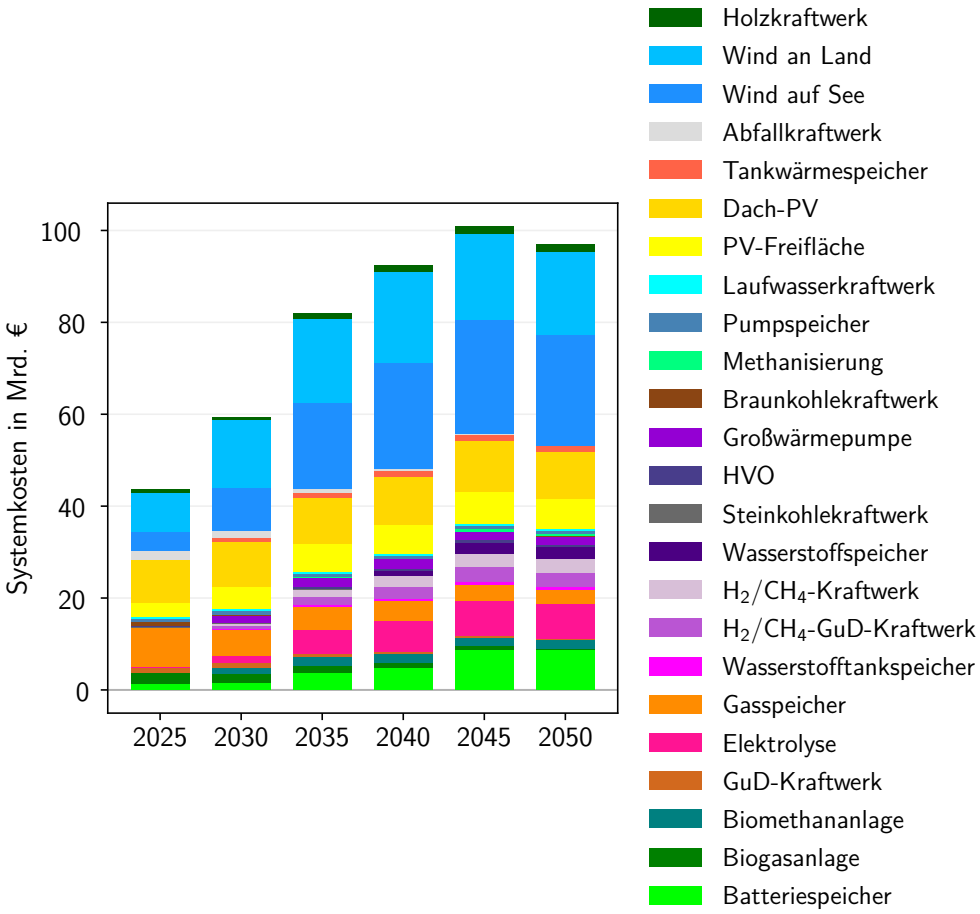


Abbildung A.166: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Energieträgerkosten

Tabelle A.131: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,41	1,62	3,70	4,78	8,82	8,63
Biogasanlage	2,41	1,97	1,54	1,13	0,73	0,35
Biomethananlage	0,04	1,36	1,91	1,89	1,89	1,93
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,06	1,64	5,28	6,74	7,59	7,74
Gasspeicher	8,45	5,54	4,90	4,25	3,61	2,96
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,17	0,39	0,57	0,67	0,68
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,77	1,93	2,58	3,15	3,10
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,02	0,47	1,60	2,31	2,85	2,96
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,02	1,20	2,43	2,60
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,53	0,50	0,48	0,46
Großwärmepumpe	0,18	1,47	2,07	2,03	1,95	1,89
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,52
Pumpspeicher	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Laufwasserkraftwerk	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
PV-Freifläche	3,03	4,94	6,08	6,42	6,94	6,54
Dach-PV	9,47	9,81	10,11	10,29	11,04	10,23
Tankwärmespeicher	0,00	0,82	1,22	1,44	1,41	1,38
Abfallkraftwerk	1,79	1,44	0,68	0,38	0,20	0,03
Wind auf See	4,32	9,56	18,76	23,00	24,79	24,05
Wind an Land	8,53	14,66	18,22	19,83	18,77	18,02
Holzkraftwerk	0,69	0,63	1,22	1,44	1,59	1,70

Energieträgerimportkosten

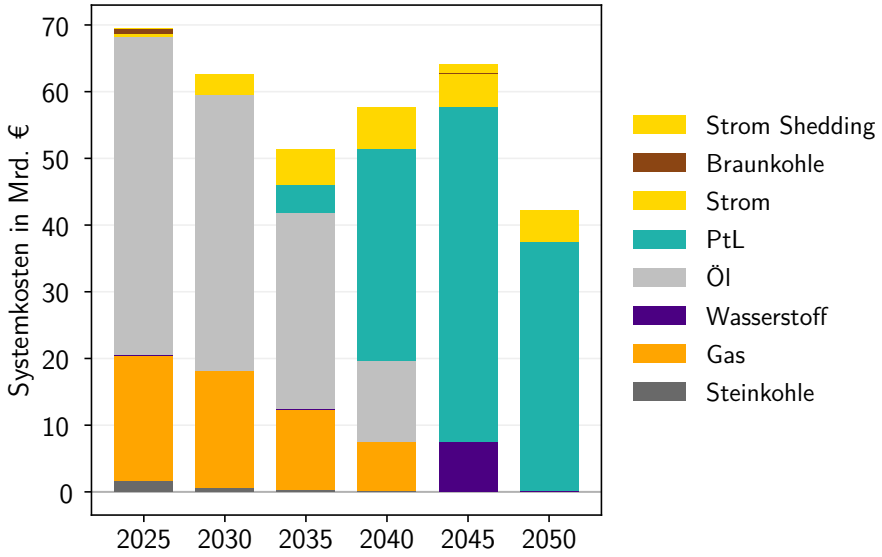


Abbildung A.167: Energieträgerimportkosten im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.132: Energieträgerimportkosten im Szenario *5,0 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	17,67	12,08	7,38	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	0,17
Öl	47,74	41,38	29,51	12,03	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	4,09	31,90	50,25	37,24
Strom	0,40	3,00	3,53	4,63	5,02	4,03
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,05	1,89	1,57	1,28	0,81

A.2.11 *7,5 % Finanzierungskosten*

Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

- Der WACC liegt bei 7,5 %.

Primärenergie

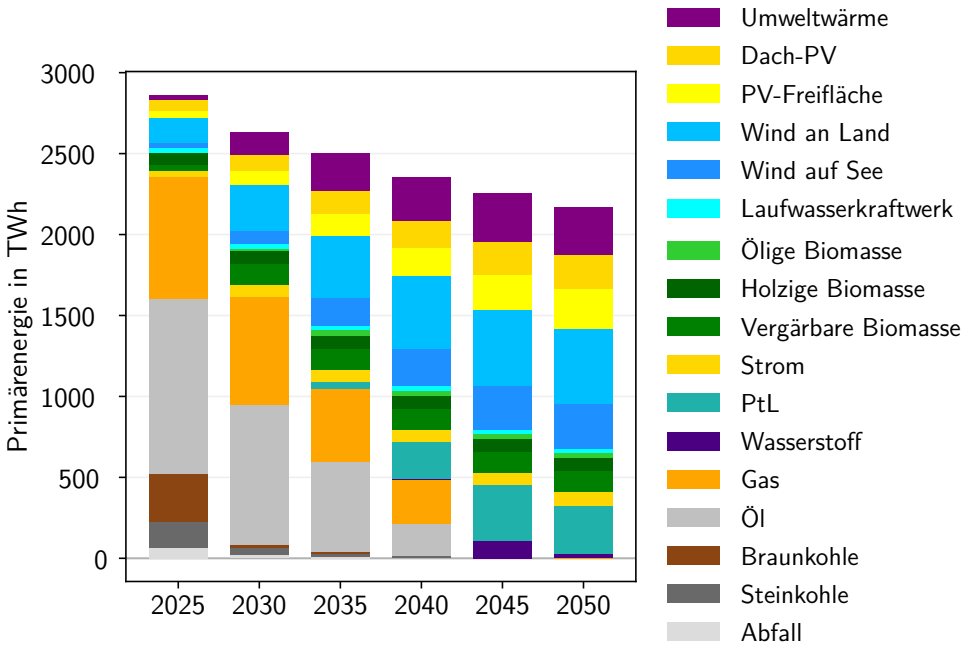


Abbildung A.168: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.133: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	23,48	6,94	4,11	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	43,54	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	15,94	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	863,95	560,26	198,11	0,00	0,00
Gas	754,48	669,45	447,58	272,61	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	107,21	23,81
PtL	0,00	0,00	45,78	233,88	345,55	302,21
Strom	34,57	73,38	74,02	69,39	74,80	83,33
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	12,64	33,93	31,76	28,59	27,26
Laufwasserkraftwerk	28,50	28,68	28,07	27,96	28,17	28,55
Wind auf See	32,83	83,76	169,65	232,43	273,31	276,09
Wind an Land	155,84	279,12	383,09	445,12	463,53	469,11
PV-Freifläche	38,13	88,55	138,07	176,31	218,56	241,37
Dach-PV	72,15	98,99	138,04	170,22	204,30	211,40
Umweltwärme	30,09	140,67	233,78	267,45	301,58	295,72
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

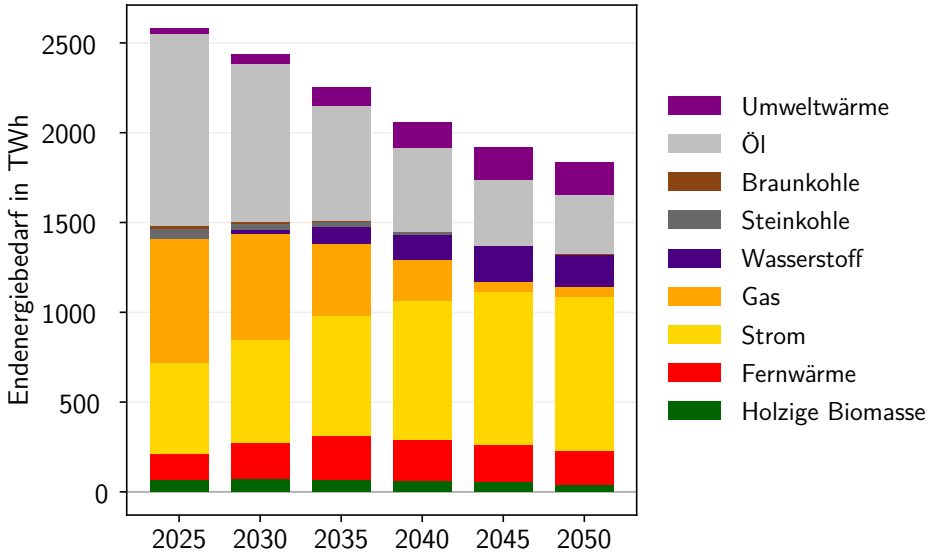


Abbildung A.169: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.134: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	71,26	69,07	63,67	57,35	38,18
Fernwärme	146,57	203,19	241,83	225,17	204,79	189,21
Strom	504,93	570,53	670,81	773,31	850,79	860,45
Gas	692,81	594,76	399,28	232,50	56,35	55,05
Wasserstoff	0,00	18,18	98,01	140,29	200,90	181,32
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	876,79	641,63	465,91	371,73	329,98
Umweltwärme	30,09	55,63	103,50	141,72	178,27	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

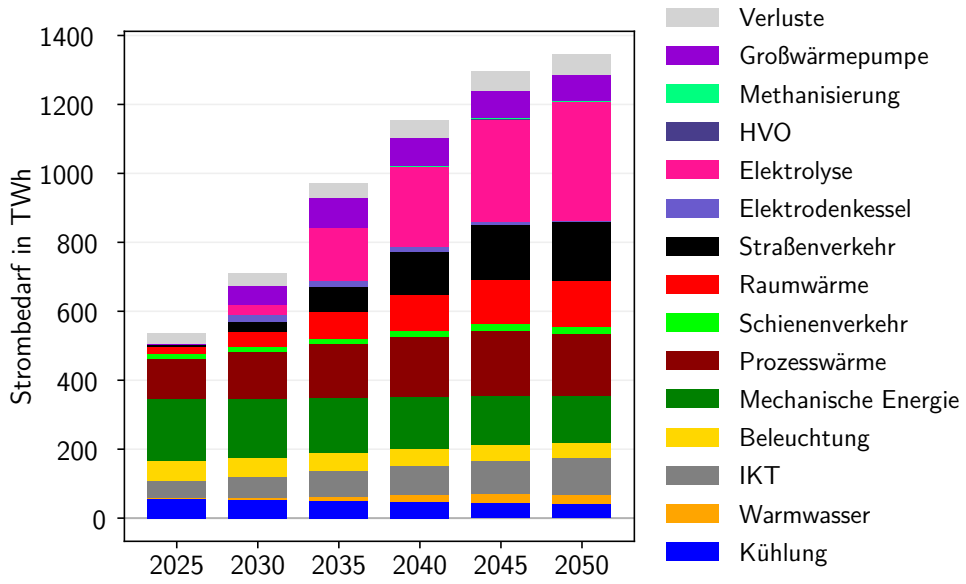


Abbildung A.170: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.135: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	7,59	14,34	20,04	25,72	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	41,26	76,12	104,19	130,18	131,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	19,50	18,35	13,86	10,59	2,76
Elektrolyse	-0,00	29,16	153,35	233,12	296,05	345,11
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,11	0,31	0,29	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,01	1,75	1,35
Großwärmepumpe	-0,00	56,65	87,43	83,75	81,10	74,77
Verluste	29,87	34,83	42,85	50,29	56,83	60,11

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

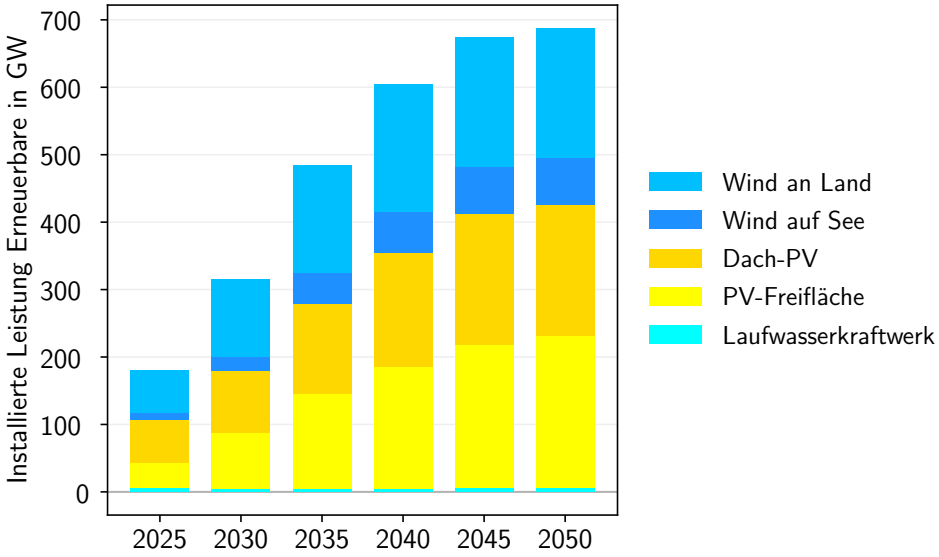


Abbildung A.171: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.136: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	83,05	139,57	179,77	212,94	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	193,54	192,96
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	159,94	189,06	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

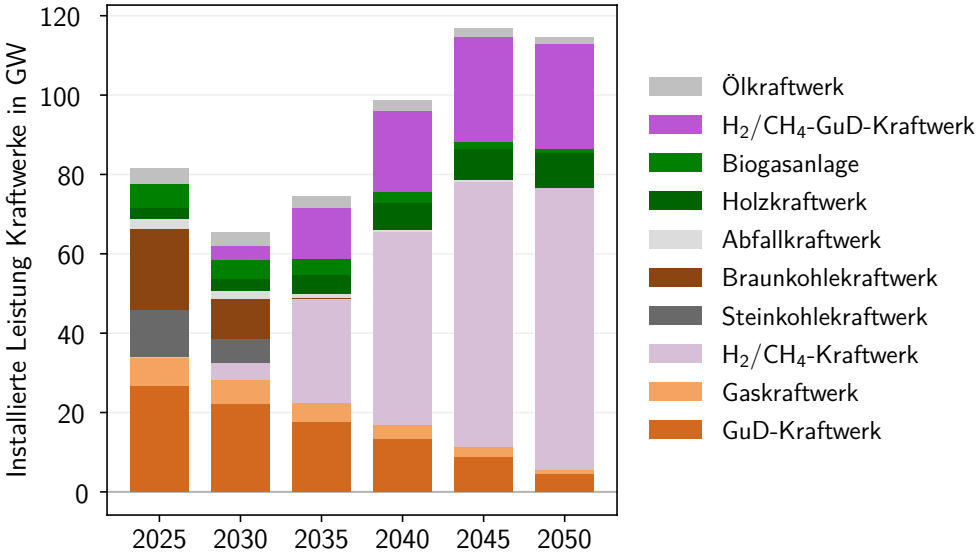


Abbildung A.172: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.137: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	4,30	26,24	48,66	66,94	71,12
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	4,98	6,59	7,79	8,66
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	3,55	12,76	20,27	26,40	26,40
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

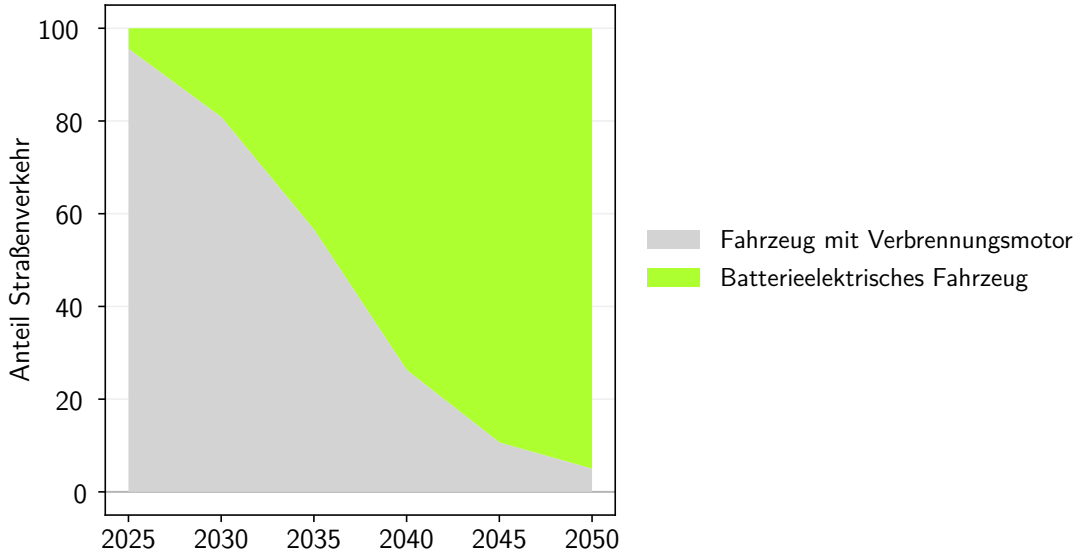


Abbildung A.173: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.138: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

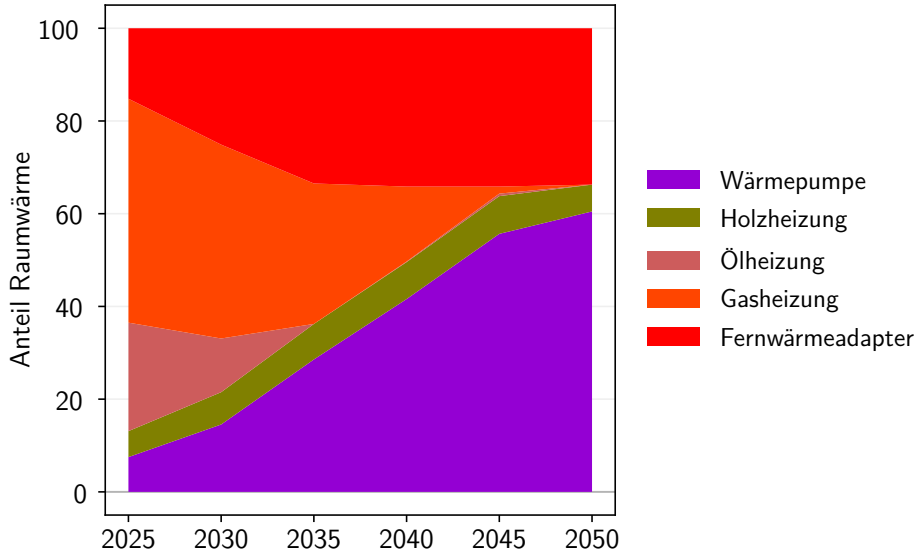


Abbildung A.174: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.139: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,10	33,48	34,15	34,15	33,73
Gasheizung	48,30	41,81	30,30	16,17	1,52	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	11,58	0,00	0,13	0,54	0,00
Holzheizung	5,60	6,97	7,66	7,97	8,14	5,79
Wärmepumpe	7,50	14,54	28,56	41,59	55,65	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

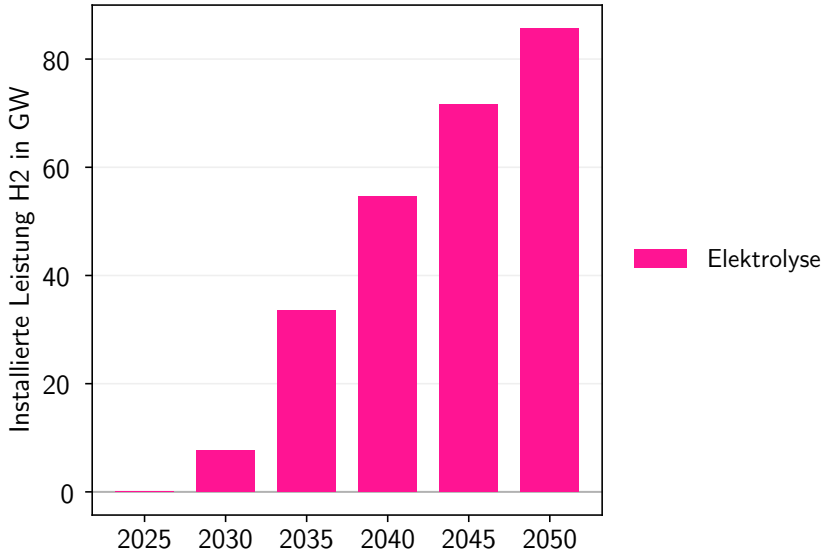


Abbildung A.175: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.140: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	7,70	33,51	54,55	71,71	85,70

Installierte Kapazität Speicher

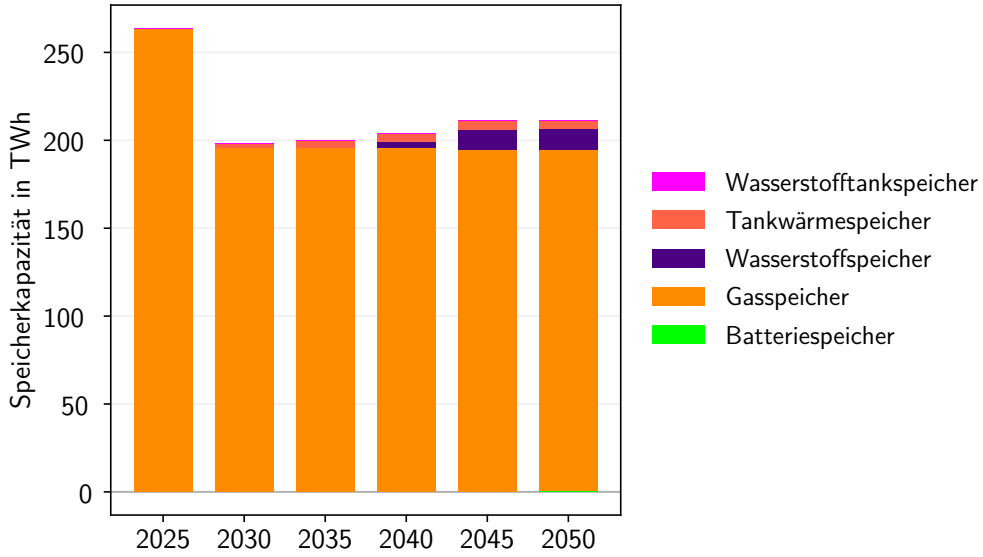


Abbildung A.176: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.141: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,02	0,07	0,11	0,27	0,40
Gasspeicher	263,74	196,01	196,01	196,01	194,27	194,27
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	2,97	11,70	11,87
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	1,94	3,52	4,81	4,81	4,81
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,01	0,10	0,18	0,27	0,33

Insgesamt installierte Leistung Speicher

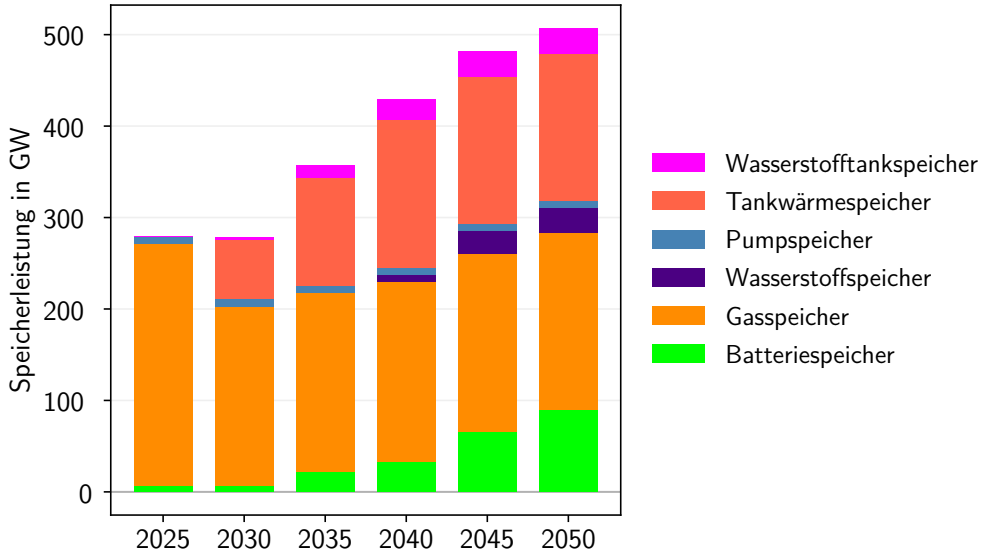


Abbildung A.177: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.142: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	7,14	21,74	33,62	65,58	89,77
Gasspeicher	263,74	196,01	196,01	196,01	194,27	194,27
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	8,22	25,94	26,30
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	65,02	117,75	160,75	160,75	160,75
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,26	13,88	22,62	27,35	28,01

Durchgespeicherte Energie

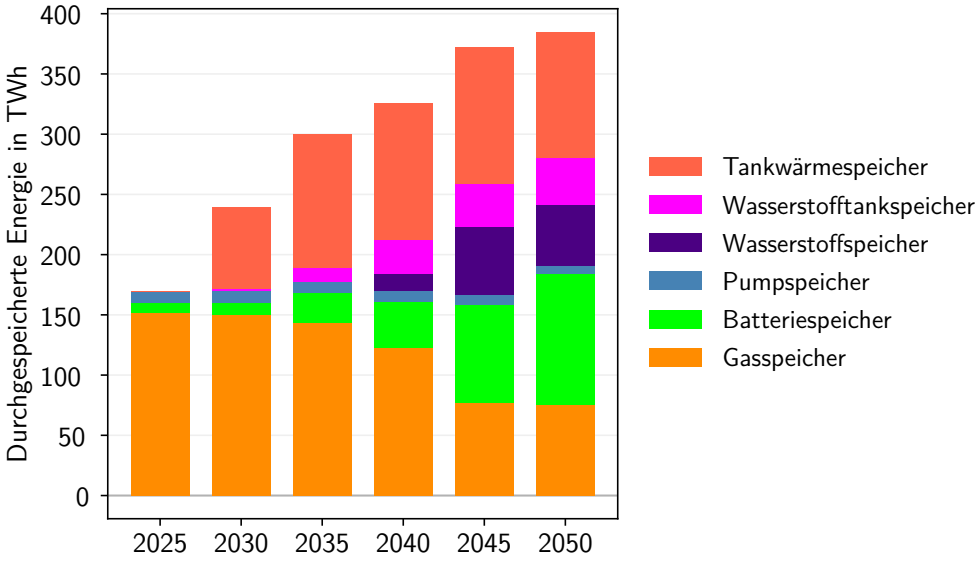


Abbildung A.178: Durchgespeicherte Energie im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.143: Durchgespeicherte Energie im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	149,74	143,83	123,18	77,00	75,68
Batteriespeicher	8,61	9,92	24,18	37,37	81,46	108,22
Pumpspeicher	9,23	10,38	9,51	9,57	8,22	6,76
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	14,36	56,37	51,03
Wasserstofftankspeicher	0,00	1,86	11,49	27,78	36,06	38,81
Tankwärmespeicher	0,00	67,46	111,13	113,67	112,92	104,39

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

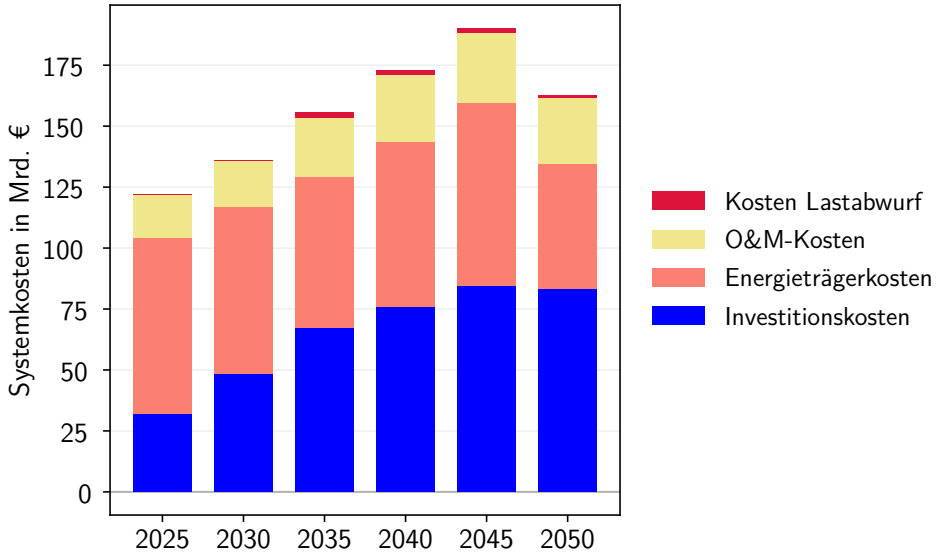


Abbildung A.179: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.144: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	32,16	48,32	67,44	75,75	84,67	83,21
Energieträgerkosten	72,10	68,72	61,69	67,93	74,99	51,31
O&M-Kosten	17,68	18,84	24,17	27,44	28,84	27,19
Kosten Lastabwurf	0,00	0,10	2,16	2,01	1,65	1,22

Komponentenkosten

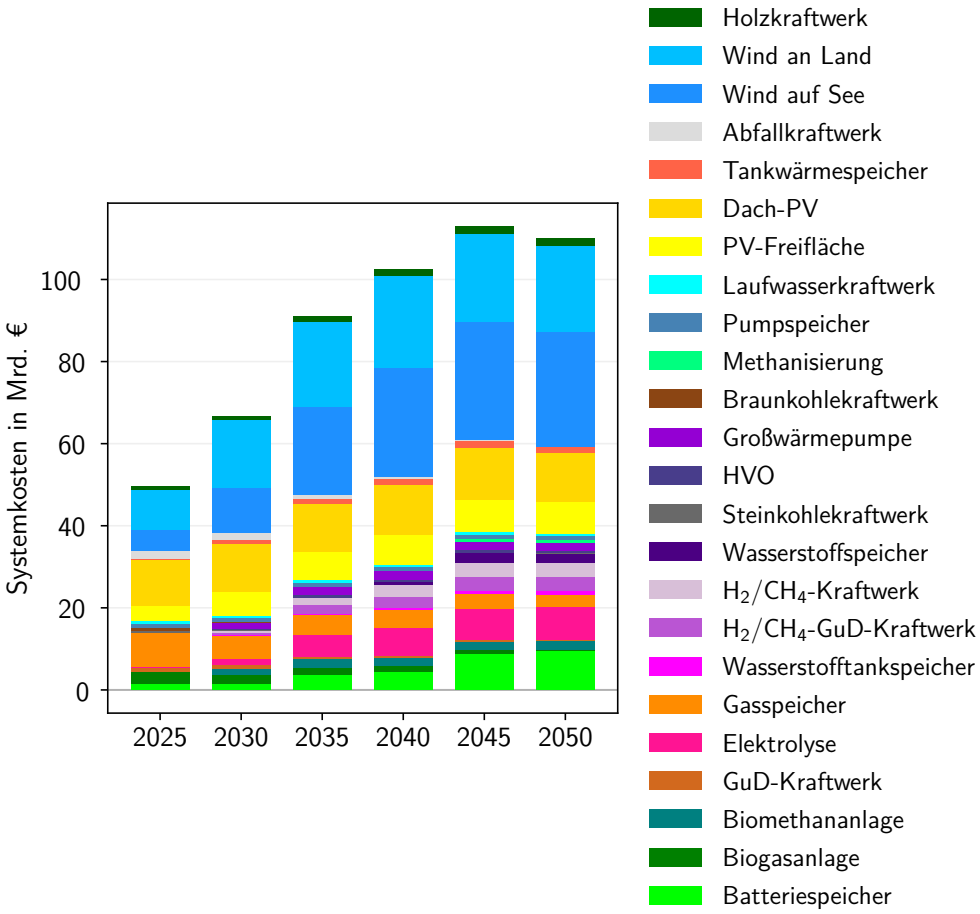


Abbildung A.180: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Energieträgerkosten

Tabelle A.145: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,58	1,43	3,65	4,52	8,88	9,49
Biogasanlage	2,82	2,31	1,81	1,32	0,85	0,40
Biomethananlage	0,04	1,48	2,06	2,05	2,07	2,10
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,01	1,51	5,14	6,74	7,70	8,19
Gasspeicher	8,45	5,63	4,97	4,32	3,63	2,98
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,09	0,32	0,52	0,68	0,74
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,62	1,99	2,78	3,44	3,39
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,03	0,44	1,86	2,74	3,43	3,53
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	0,85	2,48	2,33
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,23	0,52	0,51	0,49	0,48
Großwärmepumpe	0,16	1,50	2,18	2,22	2,16	2,10
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,04	0,82	0,74
Pumpspeicher	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Laufwasserkraftwerk	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
PV-Freifläche	3,63	5,70	6,81	7,15	7,73	7,70
Dach-PV	11,41	11,83	11,90	12,14	12,82	11,88
Tankwärmespeicher	0,00	0,82	1,26	1,61	1,58	1,56
Abfallkraftwerk	2,13	1,71	0,80	0,45	0,23	0,03
Wind auf See	4,97	10,92	21,45	26,53	28,73	27,96
Wind an Land	9,85	16,72	20,69	22,52	21,65	20,86
Holzkraftwerk	0,81	0,74	1,33	1,58	1,73	1,85

Energieträgerimportkosten

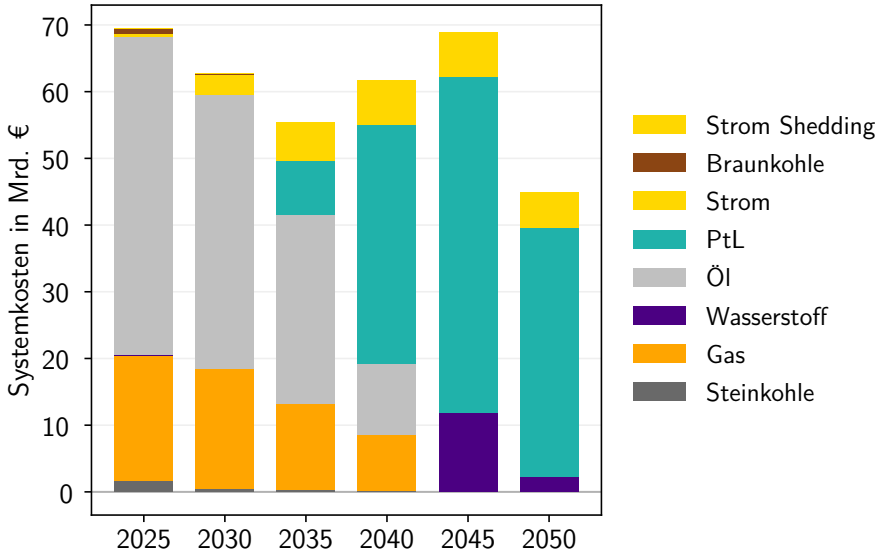


Abbildung A.181: Energieträgerimportkosten im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten*

Tabelle A.146: Energieträgerimportkosten im Szenario *7,5 % Finanzierungskosten* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	17,99	12,94	8,43	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	11,85	2,29
Öl	47,74	41,04	28,36	10,65	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	8,13	35,85	50,35	37,31
Strom	0,40	3,08	3,47	4,66	4,99	4,07
Braunkohle	0,85	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,10	2,16	2,01	1,65	1,22

A.2.12 *CCS*-Szenario

Szenario *CCS*

- Es wird eine Variante des Szenarios *SCOPE-Basis* modelliert, in der CCS für energetische Emissionen zugelassen ist.

Primärenergie

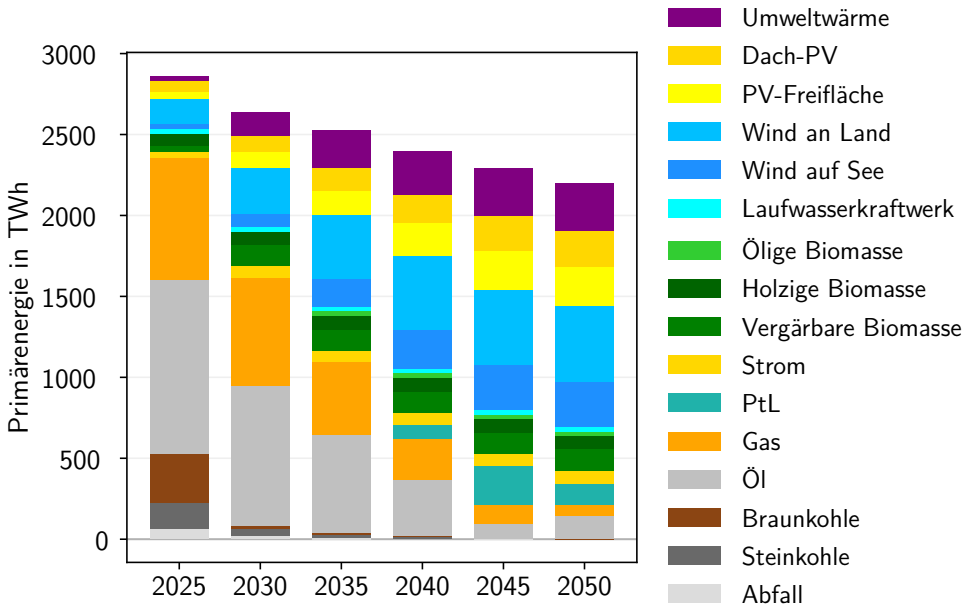


Abbildung A.182: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *CCS*

Tabelle A.147: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *CCS* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	24,15	7,57	4,00	1,99	0,00
Steinkohle	159,17	43,38	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	15,81	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	863,67	609,09	344,68	95,69	145,97
Gas	754,48	669,83	447,39	258,11	114,44	65,12
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	87,23	239,51	132,53
Strom	34,57	71,21	71,43	75,12	78,44	82,32
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	30,78	30,91	28,52	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,49	28,55	28,22	28,25	28,48	28,71
Wind auf See	32,86	83,95	172,40	238,76	275,51	276,79
Wind an Land	155,80	278,80	391,10	460,86	468,06	470,82
PV-Freifläche	38,23	102,59	154,28	198,69	239,11	244,51
Dach-PV	72,07	97,63	138,97	175,02	214,73	218,40
Umweltwärme	30,09	144,91	232,01	271,59	295,55	290,42
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

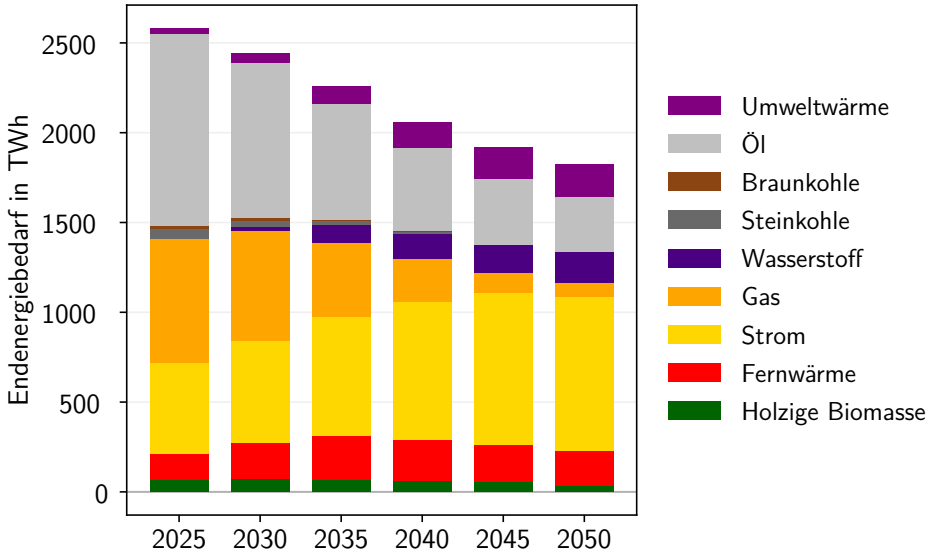


Abbildung A.183: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *CCS*

Tabelle A.148: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *CCS* in Twh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	72,42	69,13	63,22	56,68	37,05
Fernwärme	146,57	202,95	241,59	225,17	204,53	190,17
Strom	504,93	569,53	665,55	772,80	849,57	858,83
Gas	692,81	607,19	409,58	237,10	108,56	80,41
Wasserstoff	-0,00	22,12	101,67	138,41	158,36	170,76
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	862,87	641,63	464,97	365,85	308,06
Umweltwärme	30,09	55,63	97,09	141,10	175,98	179,28

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

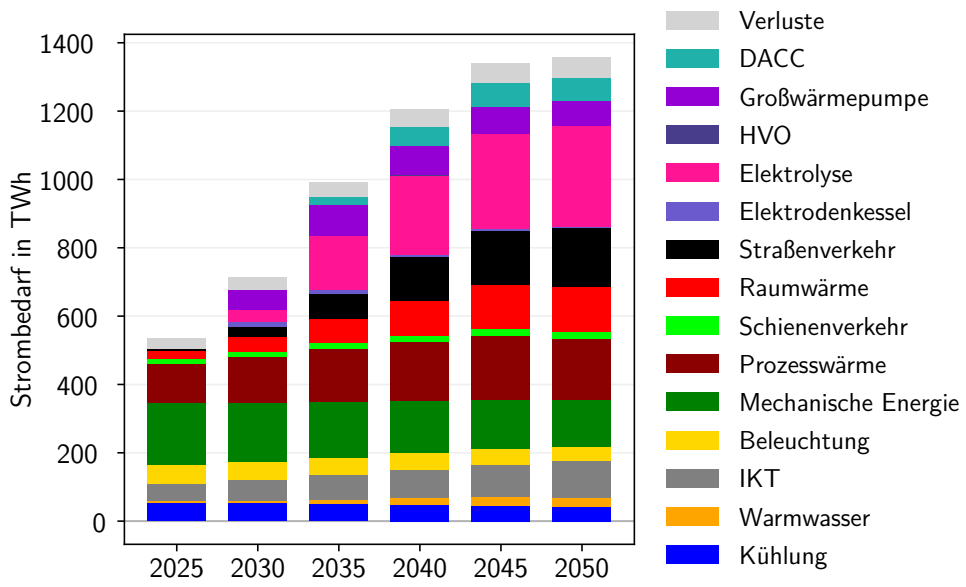


Abbildung A.184: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *CCS*

Tabelle A.149: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *CCS* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	7,59	13,47	19,96	25,39	26,47
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	41,26	71,73	103,76	128,67	130,36
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	15,83	11,55	7,89	4,70	0,88
Elektrolyse	-0,00	32,77	158,96	232,03	280,10	298,07
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
HVO	-0,00	0,00	0,28	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
Großwärmepumpe	-0,00	59,42	90,83	87,15	79,29	72,83
DACC	-0,00	0,00	20,96	53,69	67,59	66,66
Verluste	29,86	35,32	43,57	51,10	57,68	59,35

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

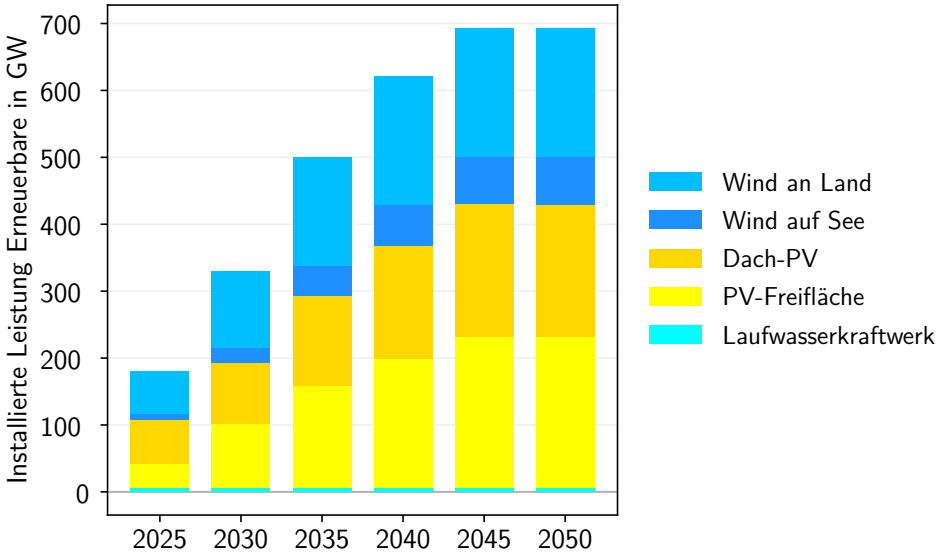


Abbildung A.185: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *CCS*

Tabelle A.150: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *CCS* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	96,63	153,28	193,60	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

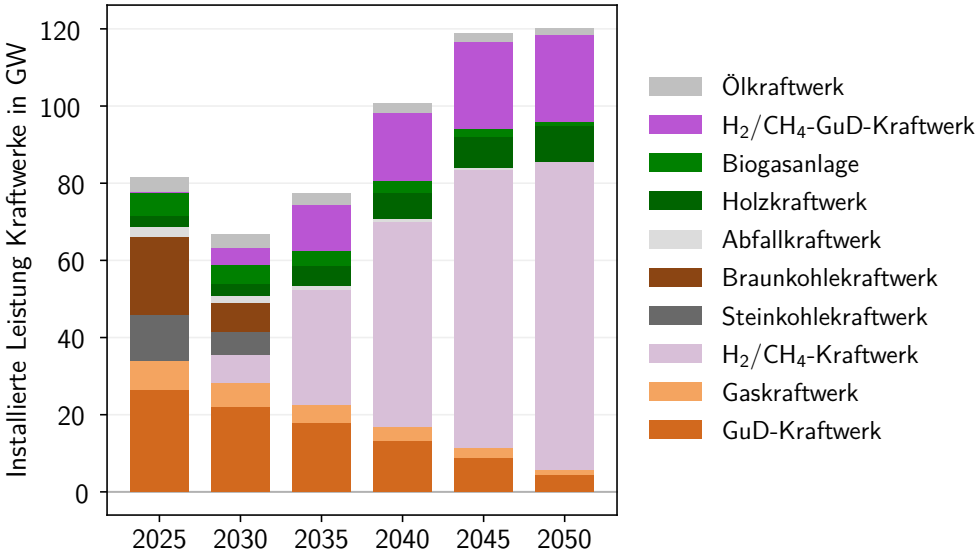


Abbildung A.186: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *CCS*

Tabelle A.151: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *CCS* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	7,33	29,76	53,15	72,23	79,99
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,39	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	5,18	6,96	8,29	9,27
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	4,53	11,80	17,72	22,54	22,54
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

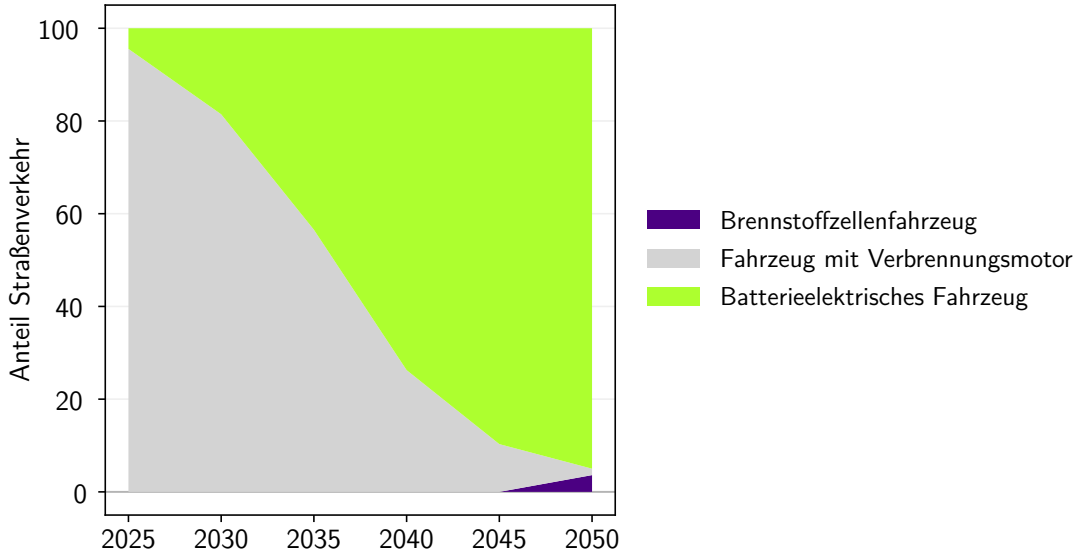


Abbildung A.187: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *CCS*

Tabelle A.152: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *CCS* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

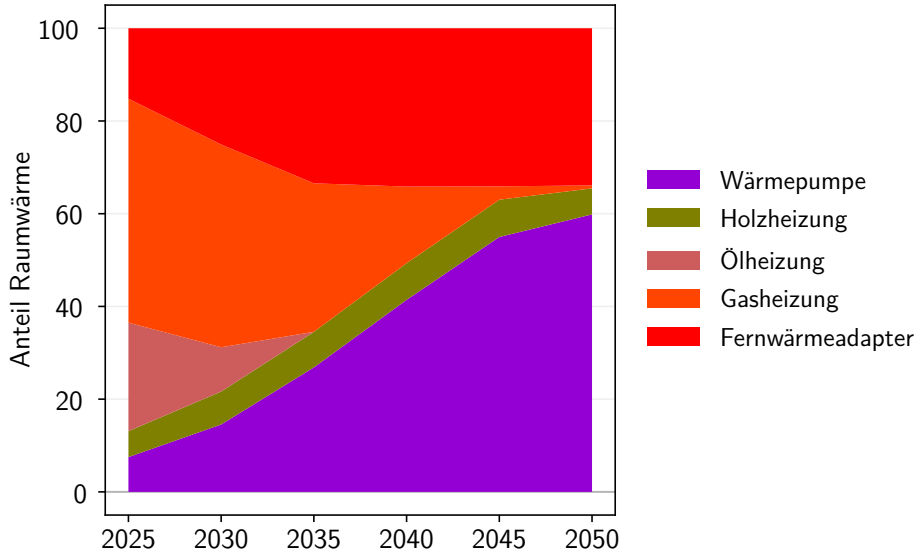


Abbildung A.188: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *CCS*

Tabelle A.153: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *CCS* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,07	33,44	34,15	34,10	33,90
Gasheizung	48,30	43,74	32,03	16,53	2,88	0,64
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	9,55	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	7,10	7,67	7,91	8,04	5,62
Wärmepumpe	7,50	14,54	26,85	41,41	54,98	59,85

Installierte Leistung Wasserstoffproduktion

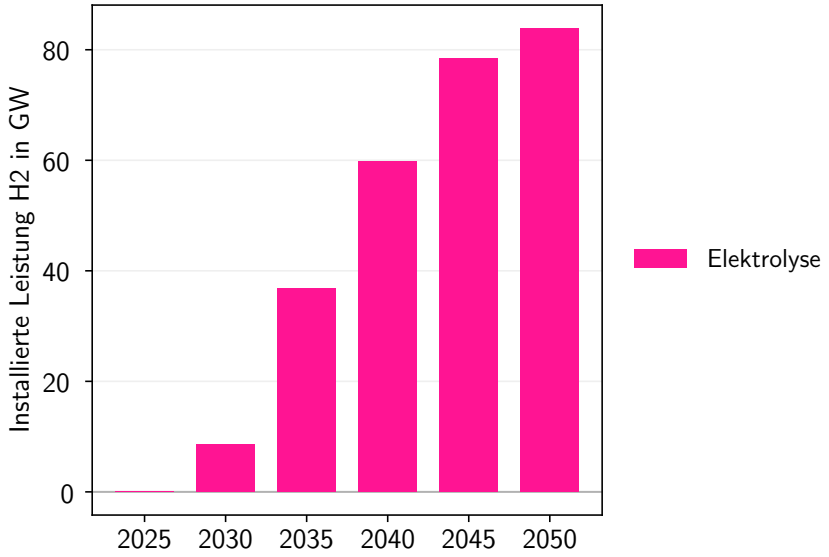


Abbildung A.189: Installierte Leistung Wasserstoffproduktion im Szenario *CCS*

Tabelle A.154: Installierte Leistung Wasserstoffproduktion im Szenario *CCS* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	8,68	36,81	59,74	78,44	83,89
Dampfreformierung CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Installierte Kapazität aller Speicher

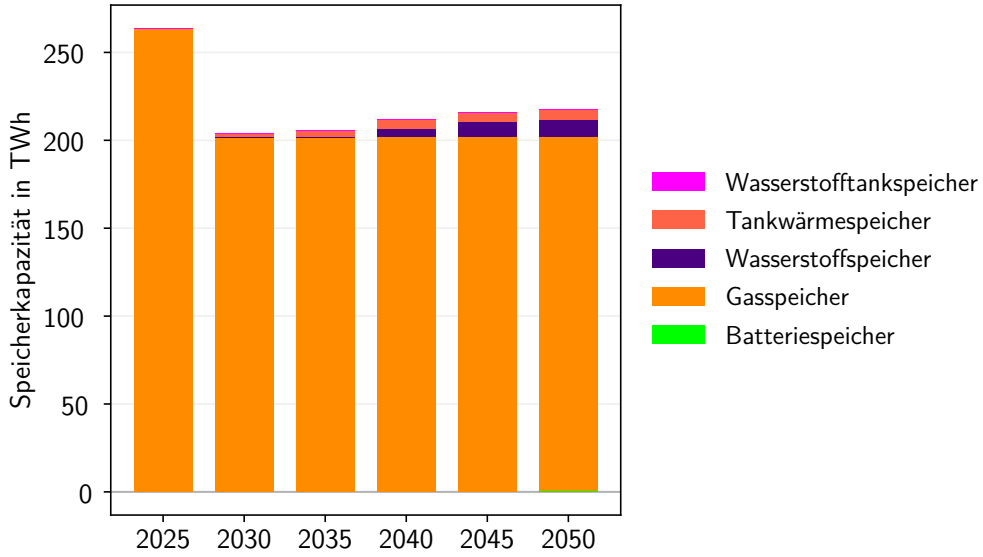


Abbildung A.190: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *CCS*

Tabelle A.155: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *CCS* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,09	0,17	0,33	0,42
Gasspeicher	263,74	201,68	201,68	201,68	201,68	201,68
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	4,61	8,37	9,73
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,16	3,92	5,36	5,36	5,36
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,05	0,12	0,20	0,28	0,30

Insgesamt installierte Leistung aller Speicher

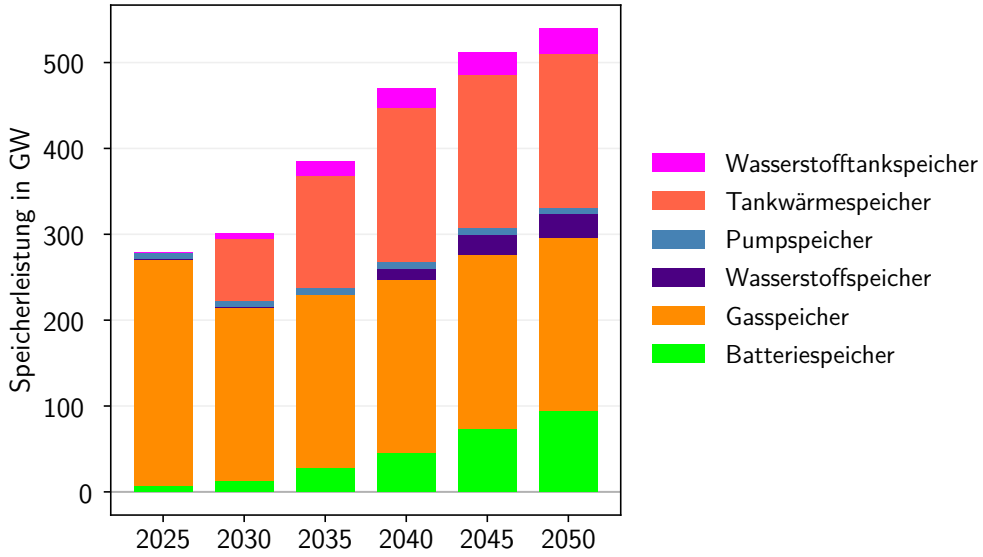


Abbildung A.191: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *CCS*

Tabelle A.156: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *CCS* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	13,44	27,74	45,52	74,13	94,79
Gasspeicher	263,74	201,68	201,68	201,68	201,68	201,68
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	12,79	23,22	26,98
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	72,44	131,17	179,06	179,06	179,06
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	6,04	17,32	22,75	26,61	29,56

Durchgespeicherte Energie

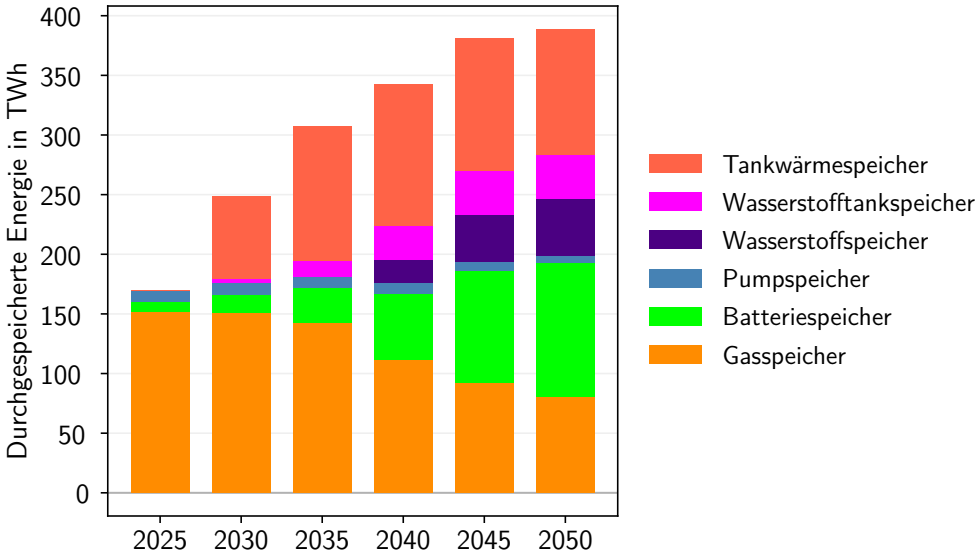


Abbildung A.192: Durchgespeicherte Energie im Szenario *CCS*

Tabelle A.157: Durchgespeicherte Energie im Szenario *CCS* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	150,57	142,47	111,81	92,02	80,55
Batteriespeicher	8,61	15,64	29,52	55,20	94,05	112,14
Pumpspeicher	9,23	9,91	9,48	8,84	7,34	6,07
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	19,58	39,83	47,33
Wasserstofftankspeicher	0,00	3,24	12,71	28,03	37,15	37,68
Tankwärmespeicher	0,00	69,11	112,95	118,70	110,91	104,94

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

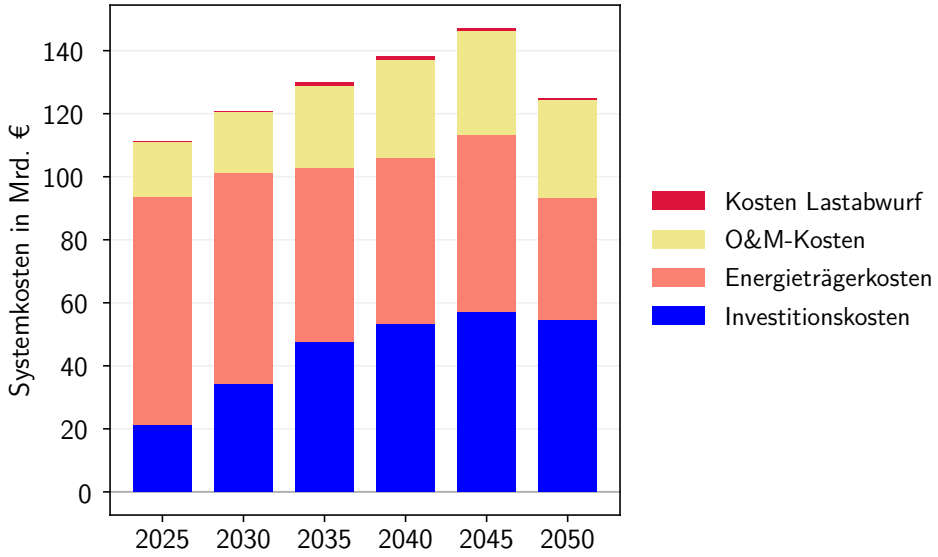


Abbildung A.193: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *CCS*

Tabelle A.158: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *CCS* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,41	34,23	47,60	53,40	57,04	54,60
Energieträgerkosten	72,10	67,03	55,33	52,78	56,45	38,72
O&M-Kosten	17,68	19,31	25,83	30,90	32,70	30,97
Kosten Lastabwurf	0,00	0,03	1,06	1,02	0,92	0,58

Komponentenkosten

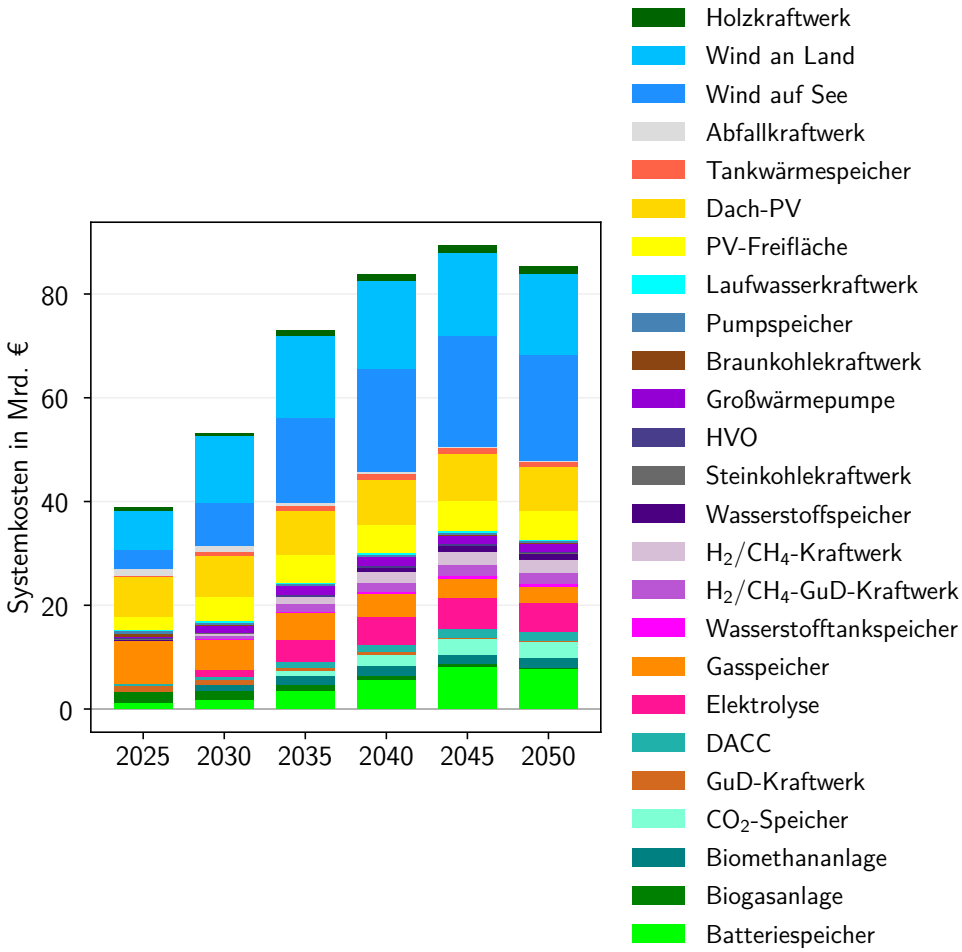


Abbildung A.194: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *CCS*

Tabelle A.159: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *CCS* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,73	3,45	5,55	8,09	7,73
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,04	1,32	1,75	1,74	1,72	1,77
CO_2-Speicher	0,00	0,00	0,82	2,23	3,01	3,21
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
DACC	0,39	0,59	1,04	1,38	1,70	1,67
Elektrolyse	0,03	1,34	4,31	5,36	5,93	5,65
Gasspeicher	8,45	5,79	5,12	4,44	3,77	3,10
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,14	0,29	0,41	0,50	0,50
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,63	1,39	1,81	2,18	2,14
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,03	0,46	1,49	2,04	2,45	2,58
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	0,83	1,23	1,25
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,43	0,41	0,39	0,38
Großwärmepumpe	0,17	1,20	1,62	1,68	1,61	1,55
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,58	4,62	5,25	5,44	5,78	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,53	8,66	9,22	8,52
Tankwärmespeicher	0,00	0,66	0,95	1,18	1,14	1,12
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,54	1,06	1,24	1,36	1,45

Energieträgerkosten

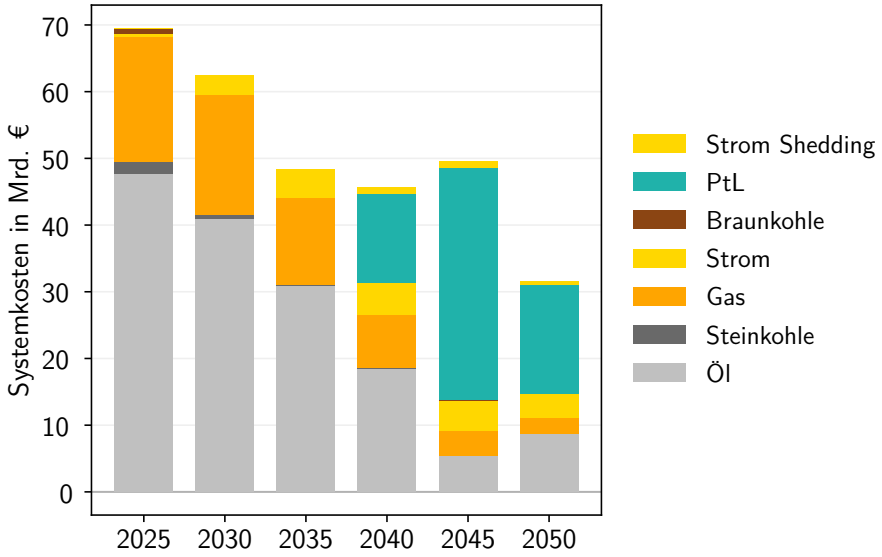


Abbildung A.195: Energieträgerimportkosten im Szenario *CCS*

Tabelle A.160: Energieträgerimportkosten im Szenario *CCS* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Öl	47,74	41,02	30,83	18,53	5,44	8,76
Steinkohle	1,77	0,52	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	18,00	12,93	7,99	3,77	2,28
Strom	0,40	2,87	3,14	4,65	4,54	3,68
Braunkohle	0,85	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	13,37	34,90	16,36
Strom Shedding	0,00	0,03	1,06	1,02	0,92	0,58

Jährlich abgeschiedenes CO_2

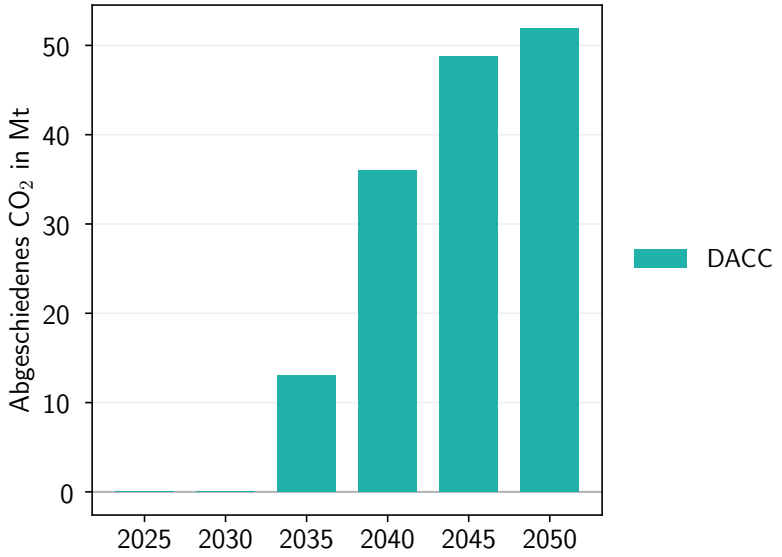


Abbildung A.196: Jährlich abgeschiedenes CO_2 im Szenario *CCS*

Tabelle A.161: Jährlich abgeschiedenes CO_2 im Szenario *CCS* in Mt

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomasseheizwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GuD-Kraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasheizwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaskraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GuD-Kraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzkraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biogasanlage CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GuD-Kraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaskraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölkraftwerk CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DACC	0,00	0,00	13,04	36,06	48,75	51,92
Dampfreformierung CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Installierte CO_2-Abscheidekapazität

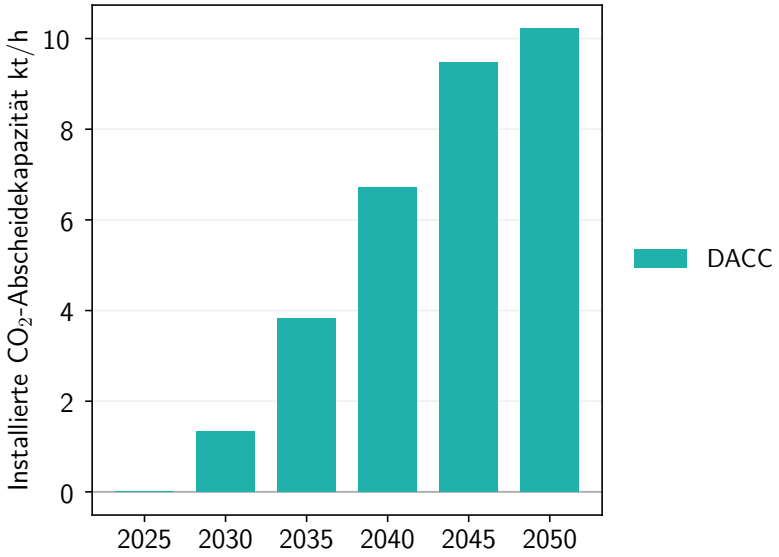


Abbildung A.197: Installierte CO_2-Abscheidekapazität im Szenario *CCS*

Tabelle A.162: Installierte CO_2-Abscheidekapazität im Szenario *CCS* in kt/h

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
DACC	0,00	1,33	3,82	6,71	9,47	10,23

A.2.13 *Verzögerung Energiewende*

Szenario *Verzögerung Energiewende*

- Die Elektrifizierung in den drei Bereichen Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme und der Ausbau der erneuerbaren Energien wird um 5 Jahre verzögert.

Primärenergie

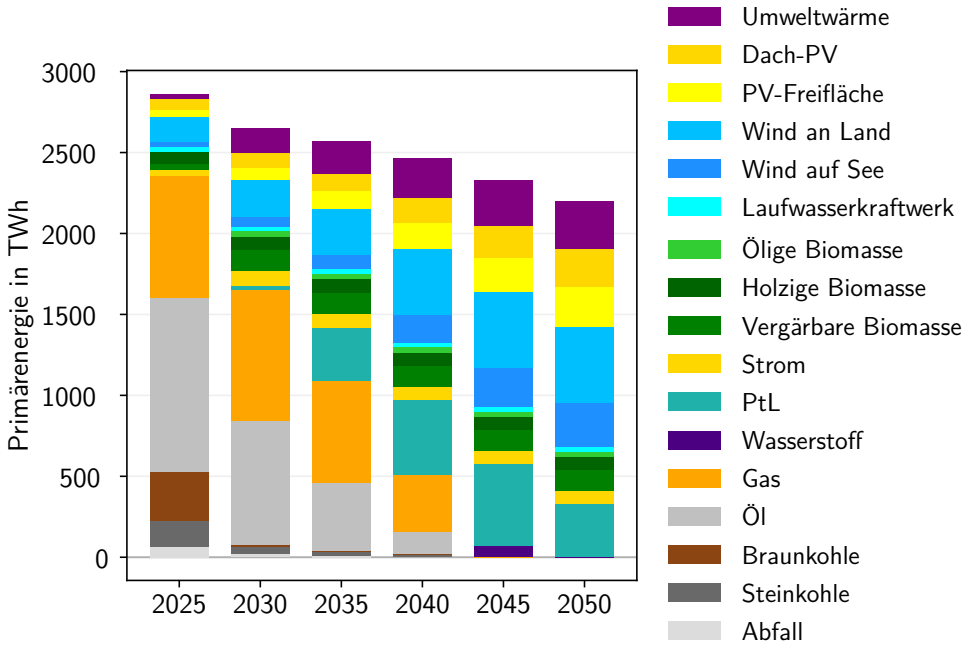


Abbildung A.198: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Energieträgerkosten

Tabelle A.163: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Energiewende* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	23,08	7,67	4,06	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	42,00	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	14,61	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1075,91	761,57	419,04	136,20	0,00	0,00
Gas	754,48	810,34	628,85	351,89	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	1,61	0,00	0,00	72,53	0,00
PtL	0,00	24,18	326,17	464,43	503,52	331,37
Strom	34,57	91,87	90,49	80,50	81,32	79,66
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	34,00	34,00	33,93	30,89	28,57
Laufwasserkraftwerk	28,50	29,11	28,84	27,72	27,92	28,08
Wind auf See	32,86	62,26	88,44	175,18	241,88	276,19
Wind an Land	155,85	224,89	284,50	401,83	470,82	470,70
PV-Freifläche	38,14	77,61	112,25	164,69	210,89	243,58
Dach-PV	72,11	88,73	101,77	149,49	194,52	233,98
Umweltwärme	30,09	150,04	199,08	242,53	281,15	294,90
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

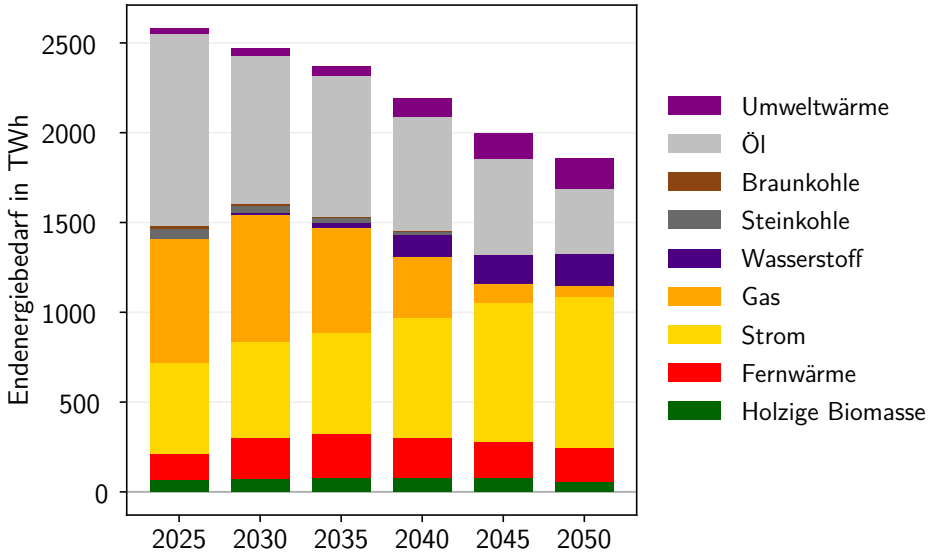


Abbildung A.199: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.164: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Energiewende* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	74,99	76,56	76,79	76,62	56,51
Fernwärme	146,57	228,93	247,61	225,88	204,79	190,19
Strom	504,93	534,94	563,27	665,30	769,86	842,91
Gas	692,81	702,92	584,67	344,08	104,45	57,44
Wasserstoff	0,00	11,84	27,30	123,06	166,35	178,97
Steinkohle	50,93	38,42	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	12,24	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1072,77	821,15	780,90	637,03	533,97	362,10
Umweltwärme	30,09	43,59	55,35	103,95	142,52	172,53

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

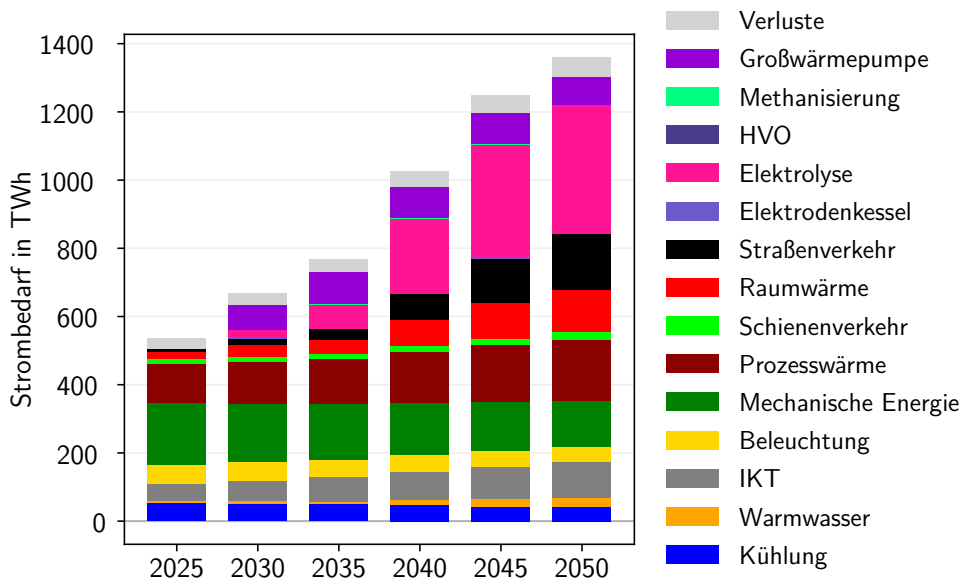


Abbildung A.200: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.165: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Energiewende* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	5,95	7,67	14,66	20,55	25,47
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	124,09	131,51	149,46	165,47	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	32,41	40,88	76,09	103,71	125,12
Straßenverkehr	7,21	18,91	31,11	74,20	130,13	163,72
Elektrodenkessel	-0,00	5,66	1,67	2,59	2,32	0,00
Elektrolyse	-0,00	21,41	70,47	220,07	330,87	377,49
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,31	0,31	0,31	0,28	0,26
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	2,18	0,90
Großwärmepumpe	-0,00	71,42	96,50	92,37	92,02	79,45
Verluste	29,87	32,64	35,68	44,52	52,59	58,46

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

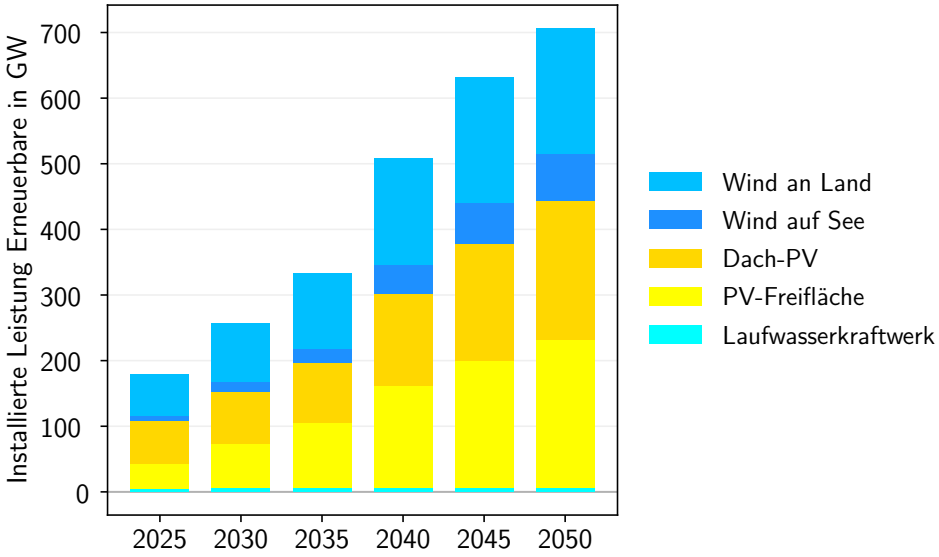


Abbildung A.201: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.166: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Energiewende* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	68,52	100,18	155,40	194,55	226,85
Dach-PV	65,21	77,96	90,71	140,13	178,70	211,92
Wind auf See	9,12	15,80	22,47	45,45	61,65	70,25
Wind an Land	63,20	89,10	115,00	161,56	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

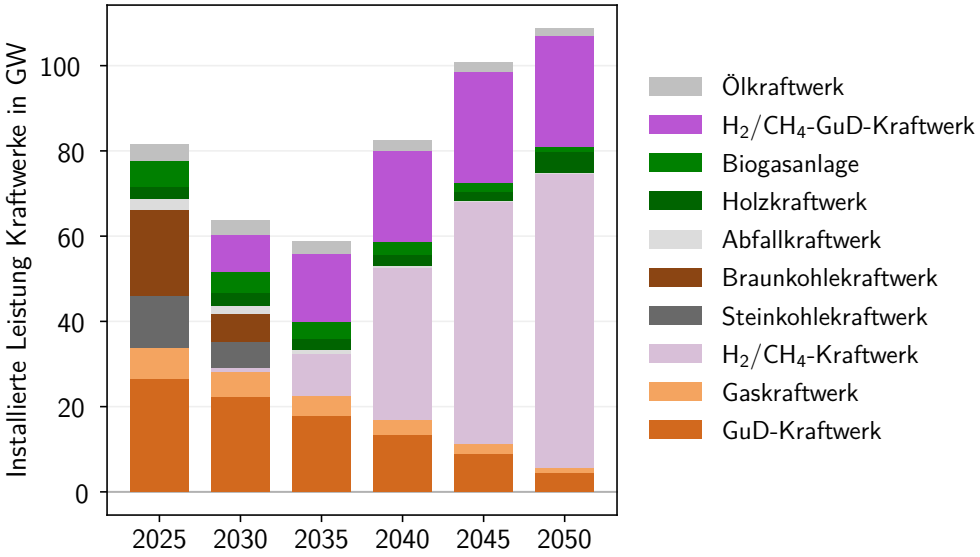


Abbildung A.202: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.167: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Energiewende* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,80	9,81	35,66	56,74	69,14
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	6,73	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	2,67	2,40	2,16	5,06
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	8,68	15,76	21,53	26,23	26,23
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

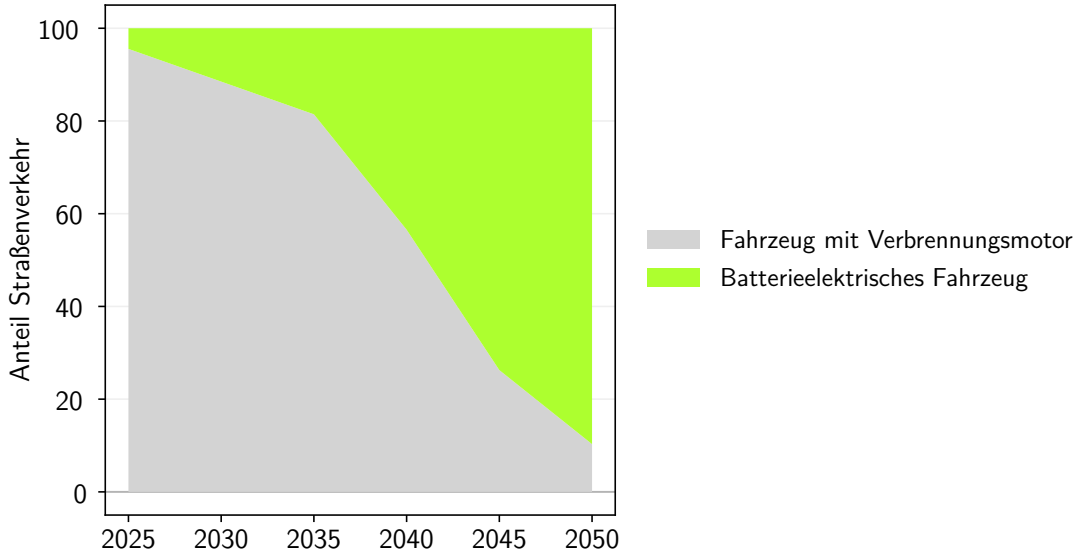


Abbildung A.203: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.168: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Energiewende* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	11,51	18,56	43,45	73,73	89,70
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	88,49	81,44	56,55	26,27	10,30
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

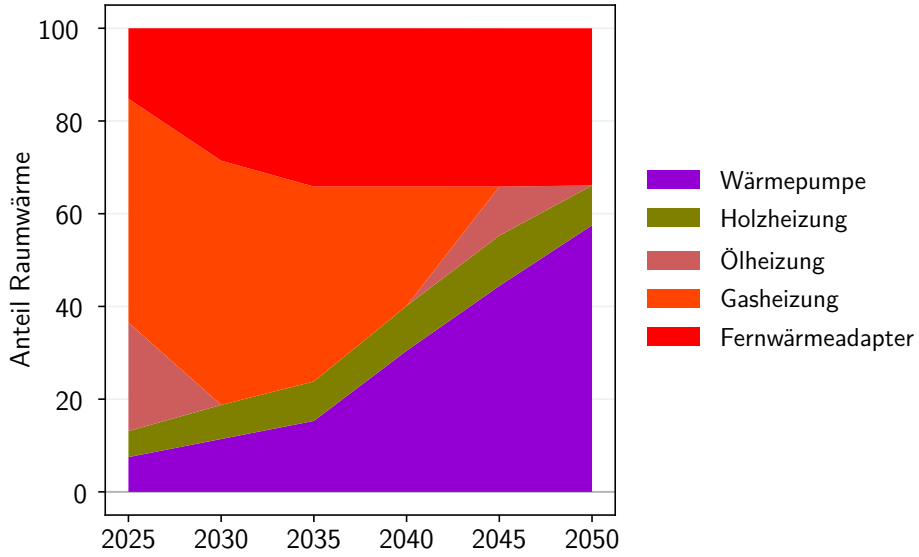


Abbildung A.204: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.169: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Energiewende* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	28,56	34,15	34,15	34,15	33,90
Gasheizung	48,30	52,68	42,03	25,73	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	0,00	0,00	0,00	10,55	0,00
Holzheizung	5,60	7,35	8,52	9,67	10,88	8,58
Wärmepumpe	7,50	11,40	15,31	30,44	44,42	57,51

Installierte Leistung Elektrolyse

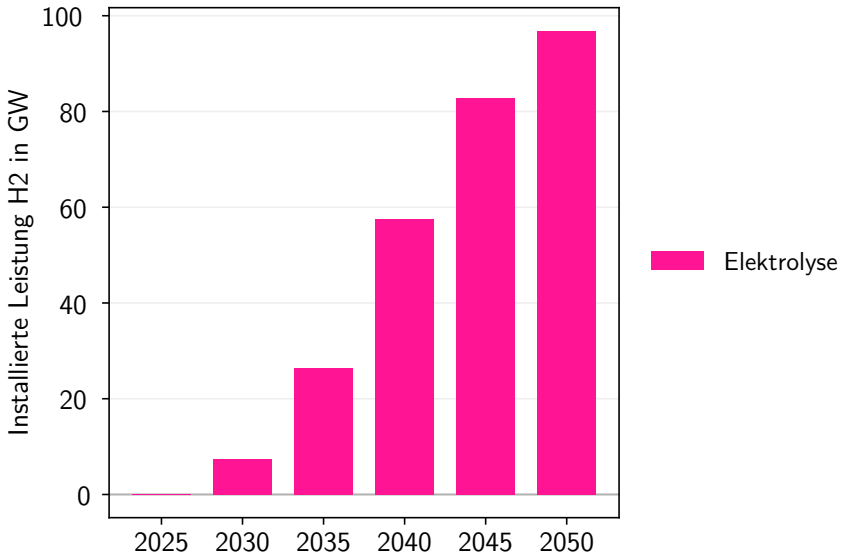


Abbildung A.205: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.170: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Energiewende* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	7,50	26,37	57,45	82,79	96,84

Installierte Kapazität Speicher

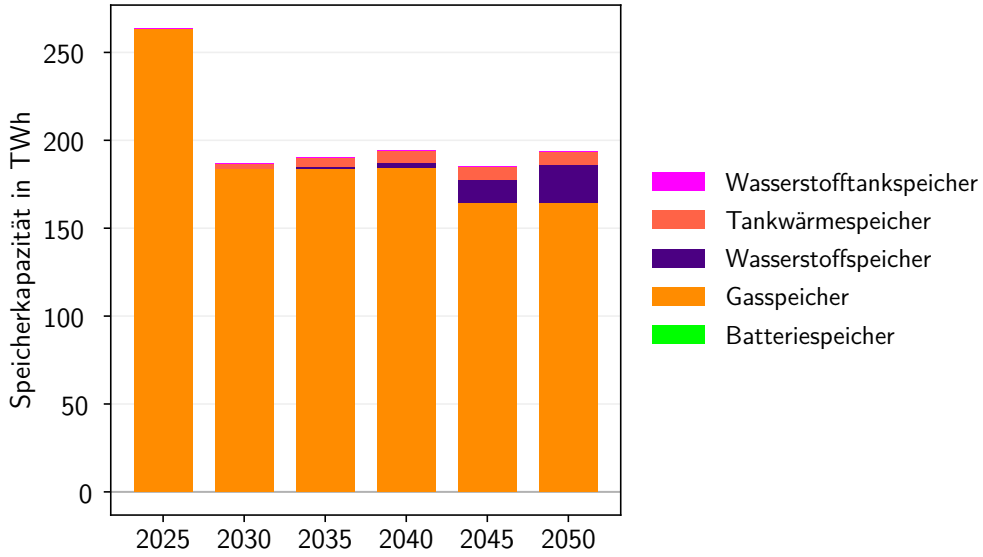


Abbildung A.206: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.171: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,07	0,12	0,29	0,42
Gasspeicher	263,74	183,94	183,94	183,94	163,95	163,95
Wasserstoffspeicher	0,00	0,06	0,66	3,31	13,64	22,06
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,99	5,42	6,94	6,94	6,94
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,07	0,15	0,22	0,30	0,28

Insgesamt installierte Leistung Speicher

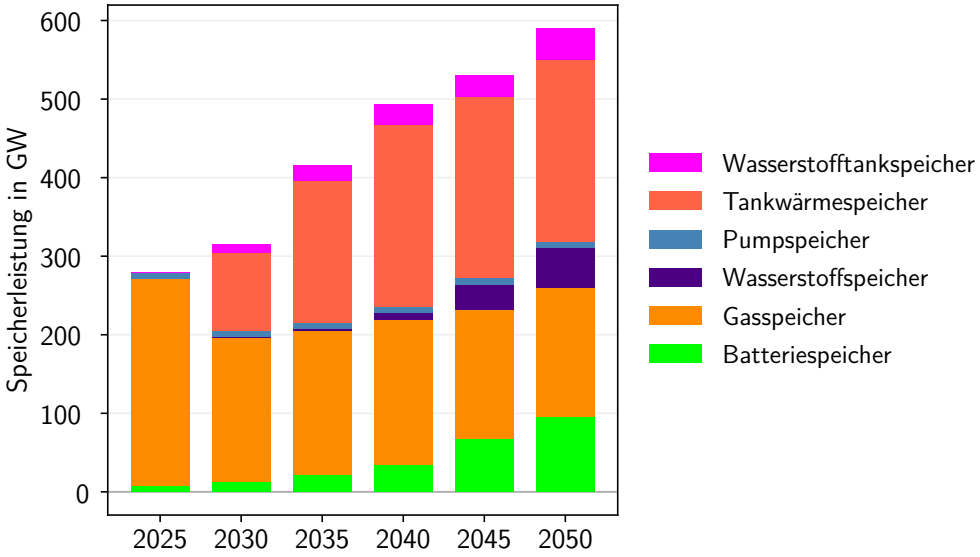


Abbildung A.207: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.172: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	12,94	21,80	34,90	67,17	95,69
Gasspeicher	263,74	183,94	183,94	183,94	163,95	163,95
Wasserstoffspeicher	0,00	0,17	1,81	9,17	32,90	50,91
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	99,68	180,89	231,50	231,54	231,54
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	10,28	19,22	26,53	26,90	40,17

Durchgespeicherte Energie

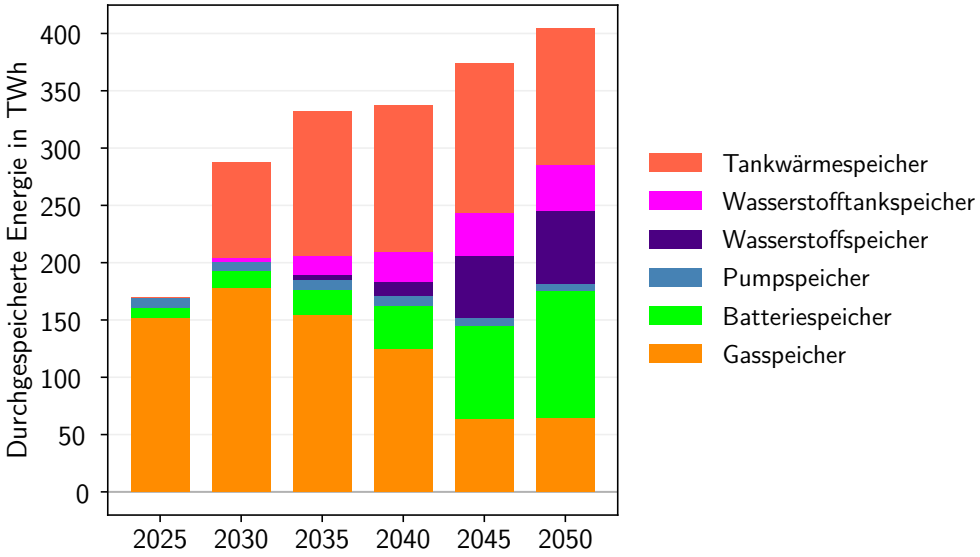


Abbildung A.208: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.173: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Energiewende* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	177,83	154,81	124,44	64,12	65,11
Batteriespeicher	8,61	15,07	21,87	38,34	81,31	110,16
Pumpspeicher	9,23	7,93	8,34	8,39	7,00	6,00
Wasserstoffspeicher	0,00	0,14	4,37	11,97	53,45	64,14
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,99	16,96	26,04	37,34	40,28
Tankwärmespeicher	0,00	83,76	126,07	128,12	130,66	118,86

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

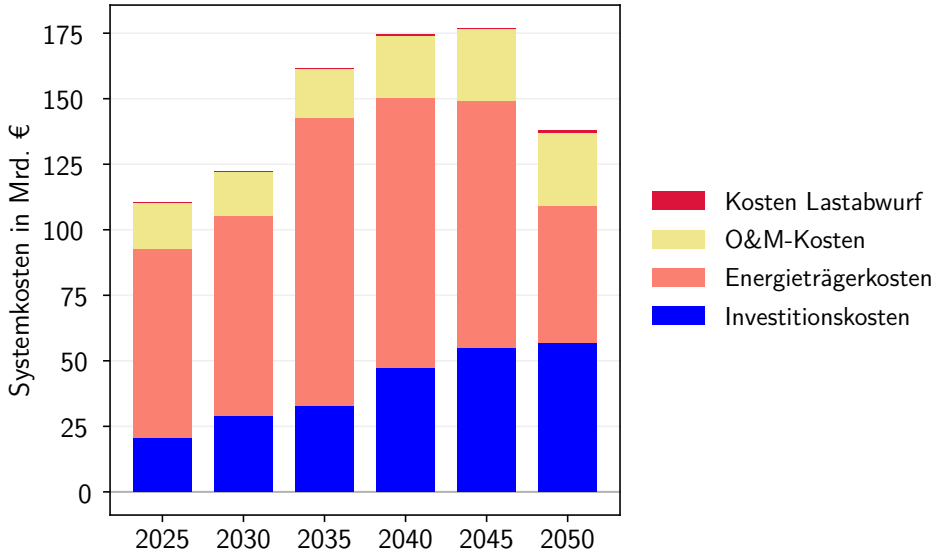


Abbildung A.209: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.174: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Energiewende* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,69	29,27	32,80	47,50	55,04	57,04
Energieträgerkosten	72,10	76,04	109,98	102,75	94,36	52,29
O&M-Kosten	17,68	17,05	18,59	23,86	27,19	27,51
Kosten Lastabwurf	0,00	0,11	0,18	0,52	0,28	0,94

Komponentenkosten

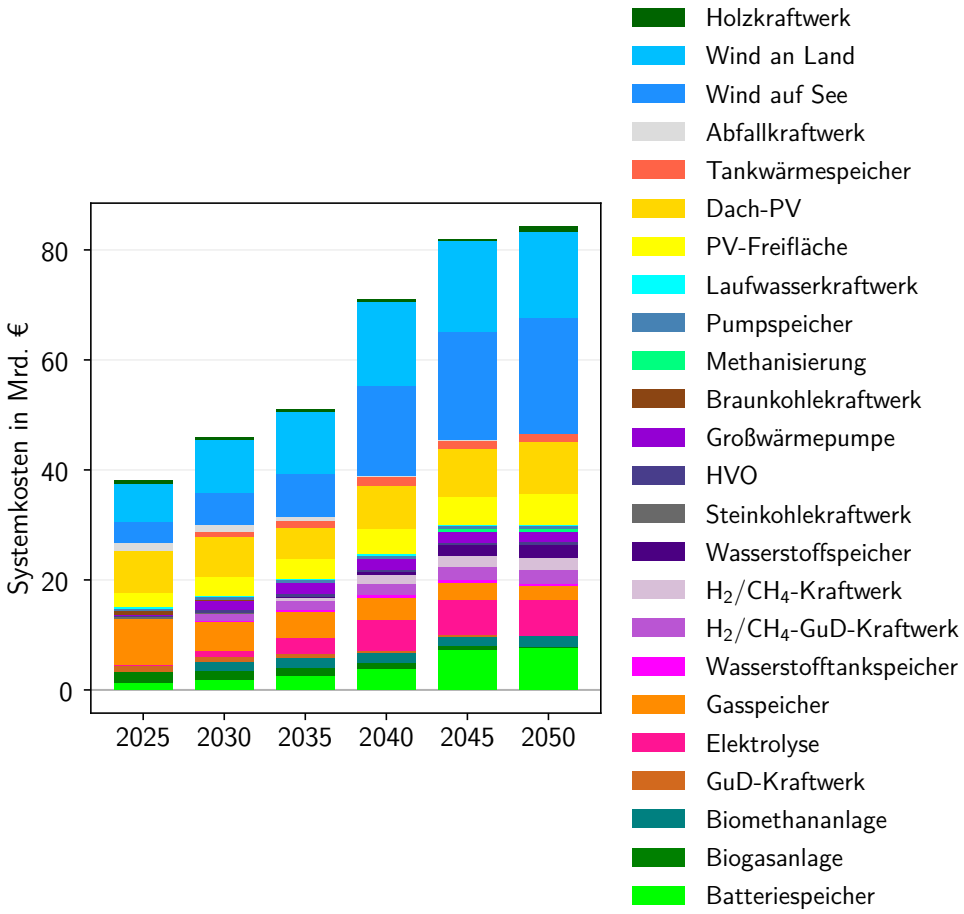


Abbildung A.210: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Energieträgerkosten

Tabelle A.175: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Energiewende* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,80	2,66	3,96	7,31	7,65
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,07	1,61	1,80	1,79	1,79	1,82
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,00	1,15	3,04	5,47	6,34	6,39
Gasspeicher	8,45	5,28	4,67	4,05	3,06	2,52
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,20	0,33	0,45	0,52	0,53
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,08	1,21	1,74	2,14	2,50	2,46
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,08	0,53	1,55	2,00	2,24
Wasserstoffspeicher	0,00	0,01	0,13	0,58	1,87	2,41
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,48	0,46	0,43	0,42	0,40
Großwärmepumpe	0,24	1,58	2,12	2,01	1,93	1,86
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,02	0,67	0,59
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	3,40	3,55	4,69	5,11	5,48
Dach-PV	7,74	7,36	5,75	7,77	8,61	9,62
Tankwärmespeicher	0,00	0,92	1,31	1,54	1,49	1,46
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	5,83	7,91	16,33	19,61	21,01
Wind an Land	7,01	9,60	11,23	15,30	16,48	15,68
Holzkraftwerk	0,58	0,54	0,47	0,40	0,35	0,98

Energieträgerimportkosten

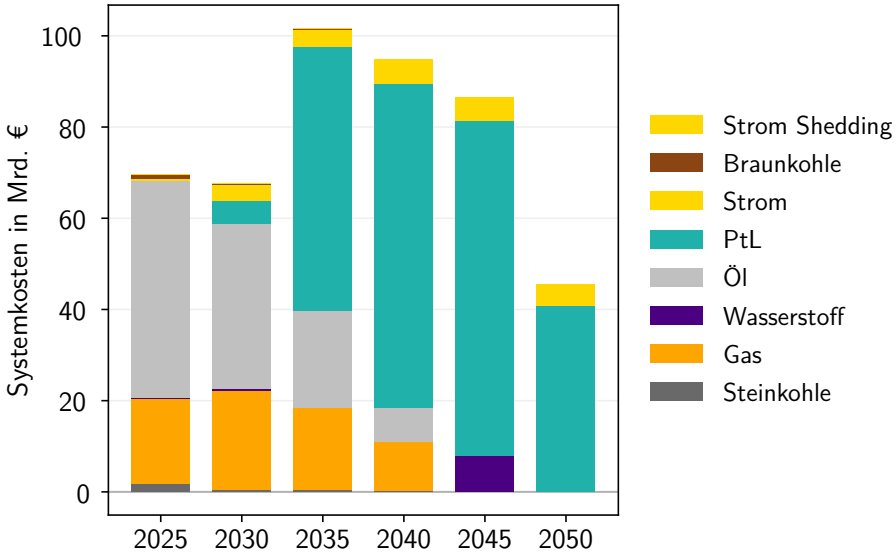


Abbildung A.211: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Energiewende*

Tabelle A.176: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Energiewende* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,50	0,33	0,17	0,00	0,00
Gas	18,74	21,78	18,18	10,89	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,27	0,00	0,00	8,02	0,00
Öl	47,74	36,17	21,21	7,32	0,00	0,00
PtL	0,00	5,11	57,93	71,19	73,37	40,91
Strom	0,40	3,62	3,83	4,74	4,90	3,59
Braunkohle	0,85	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,11	0,18	0,52	0,28	0,94

A.2.14 *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird um 5 Jahre gegenüber dem Basis Szenario verzögert.

Primärenergie

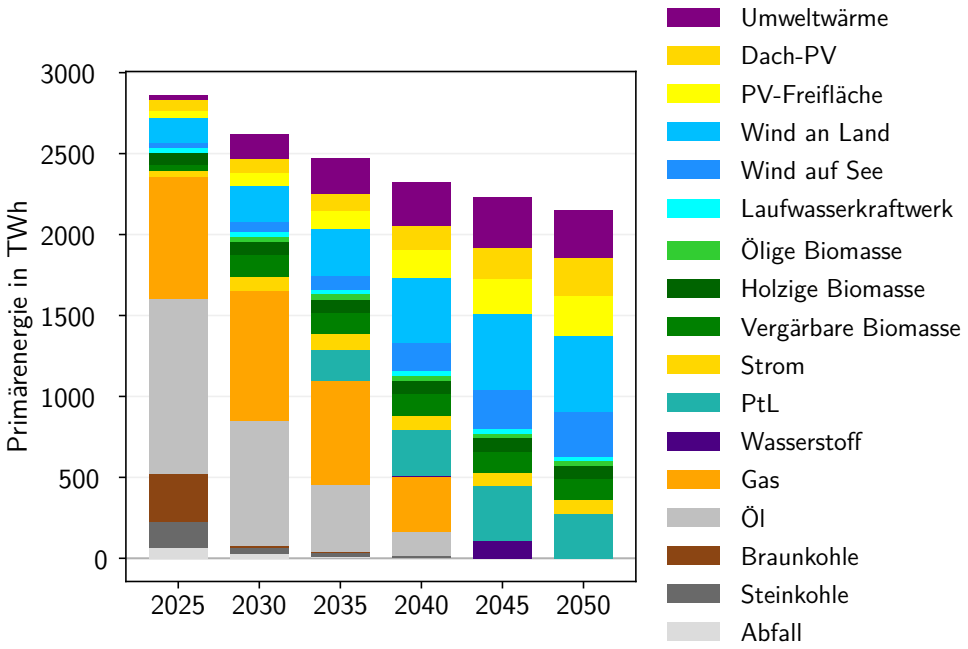


Abbildung A.212: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.177: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	26,74	11,48	5,08	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	40,59	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	14,50	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	766,07	414,47	142,62	0,00	0,00
Gas	754,48	804,29	637,21	345,33	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	3,09	0,00	107,33	0,00
PtL	0,00	0,00	191,64	289,27	340,73	278,19
Strom	34,57	90,52	96,02	86,87	81,93	83,51
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	34,00	33,94	31,76	28,59	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,51	29,03	28,98	27,99	28,06	28,11
Wind auf See	32,85	62,14	88,54	176,10	241,95	276,21
Wind an Land	155,82	224,55	284,98	403,25	471,21	470,70
PV-Freifläche	38,21	77,23	113,07	167,66	211,97	243,58
Dach-PV	72,06	88,46	102,51	151,80	195,35	233,96
Umweltwärme	30,09	152,22	220,72	271,15	310,69	296,38
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

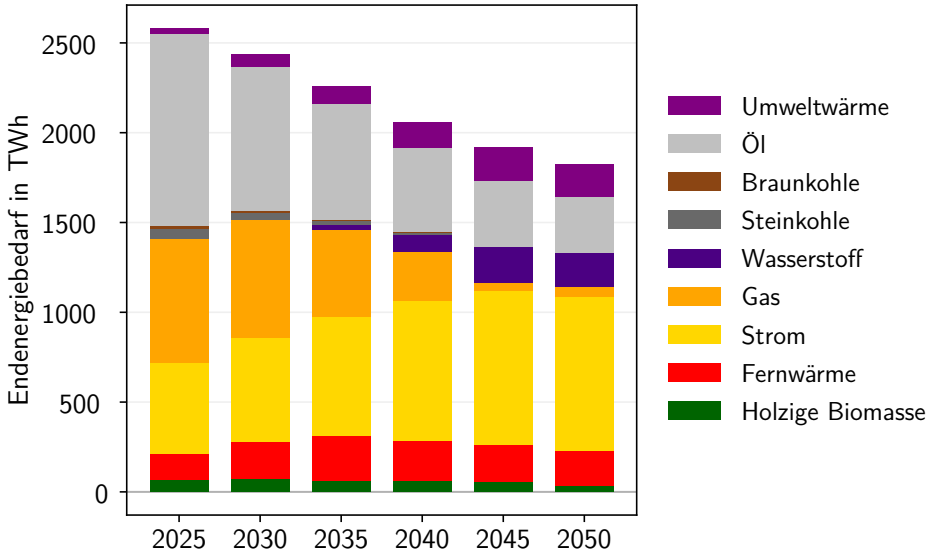


Abbildung A.213: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.178: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	72,25	64,25	62,97	56,67	36,32
Fernwärme	146,57	205,73	246,26	225,17	204,79	190,79
Strom	504,93	580,72	665,11	774,08	856,66	860,45
Gas	692,81	655,67	485,44	274,41	48,21	52,90
Wasserstoff	-0,00	2,66	26,32	97,08	198,64	194,27
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	801,84	641,64	465,91	367,89	307,51
Umweltwärme	30,09	67,19	96,56	142,64	185,07	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

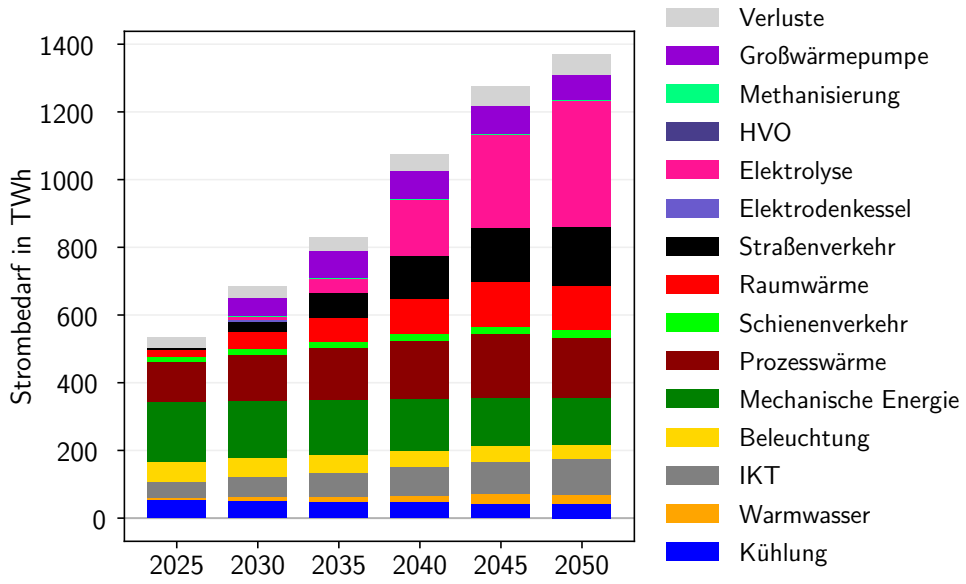


Abbildung A.214: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.179: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	9,17	13,41	20,16	26,71	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	49,86	71,36	104,84	135,06	131,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	5,33	1,73	2,10	1,70	0,00
Elektrolyse	-0,00	10,12	42,07	165,75	274,99	373,59
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,31	0,31	0,29	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,99	0,48
Großwärmepumpe	-0,00	55,51	82,02	84,24	82,35	74,98
Verluste	29,86	34,21	38,98	50,19	57,25	59,80

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

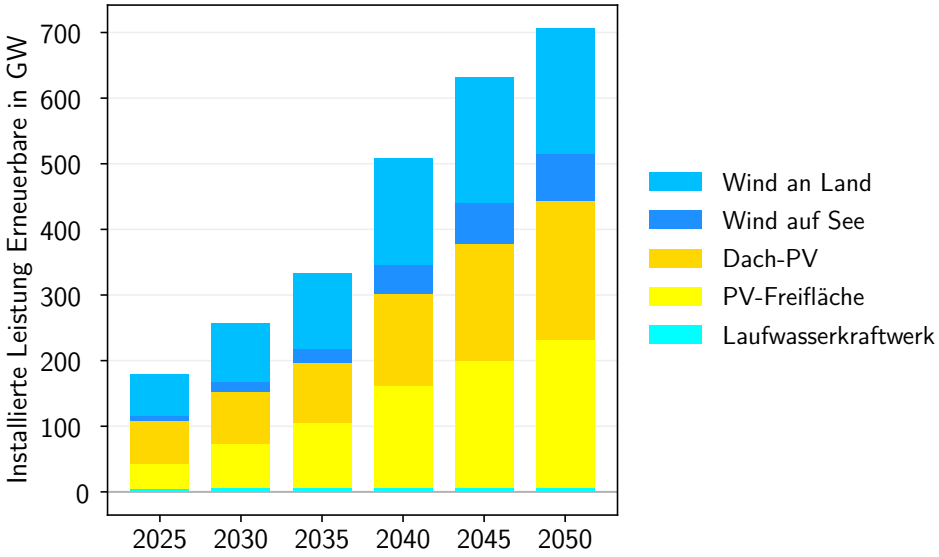


Abbildung A.215: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.180: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	68,52	100,18	155,40	194,55	226,85
Dach-PV	65,21	77,96	90,71	140,13	178,70	211,92
Wind auf See	9,12	15,80	22,47	45,45	61,65	70,25
Wind an Land	63,20	89,10	115,00	161,56	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

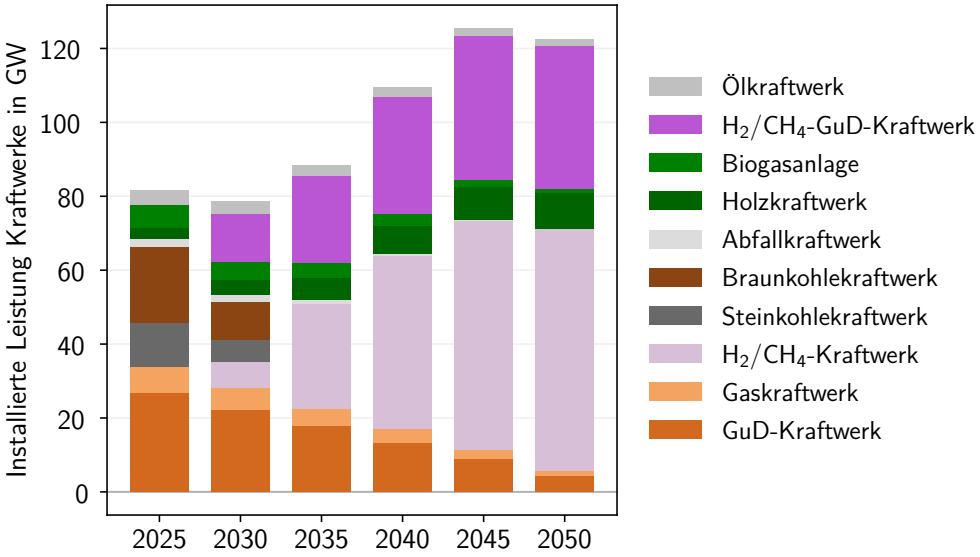


Abbildung A.216: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.181: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,94	28,44	46,94	62,03	65,49
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,93	6,05	7,67	8,88	9,76
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	12,85	23,33	31,88	38,85	38,85
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

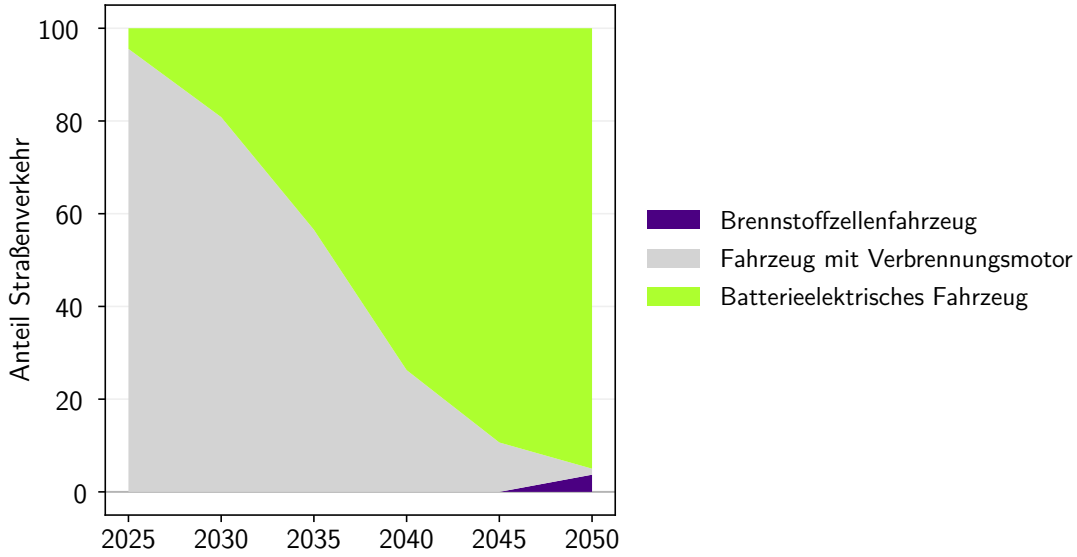


Abbildung A.217: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.182: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	1,29
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,71

Anteil Verbraucher Raumwärme

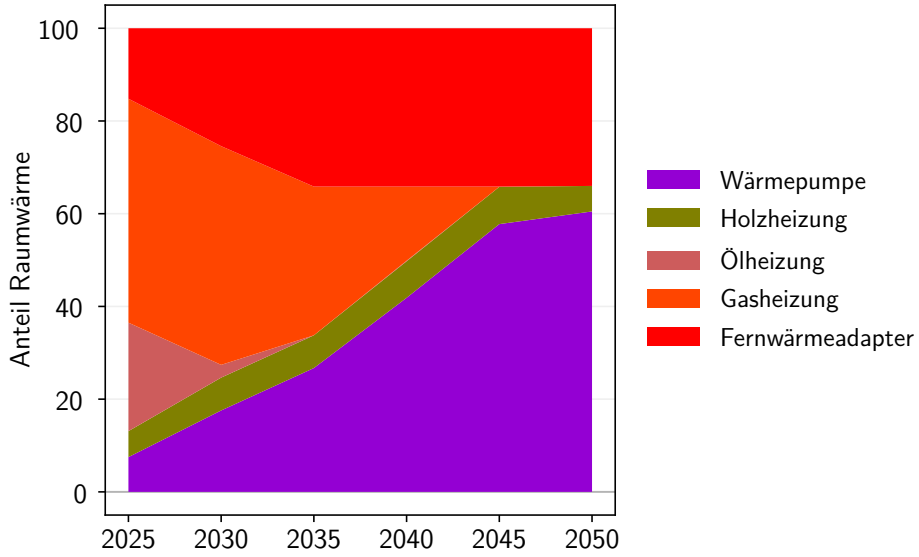


Abbildung A.218: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.183: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,43	34,15	34,15	34,15	34,01
Gasheizung	48,30	47,17	32,08	15,99	0,05	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	2,75	0,00	0,13	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	7,09	7,06	7,88	8,04	5,51
Wärmepumpe	7,50	17,56	26,71	41,86	57,76	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

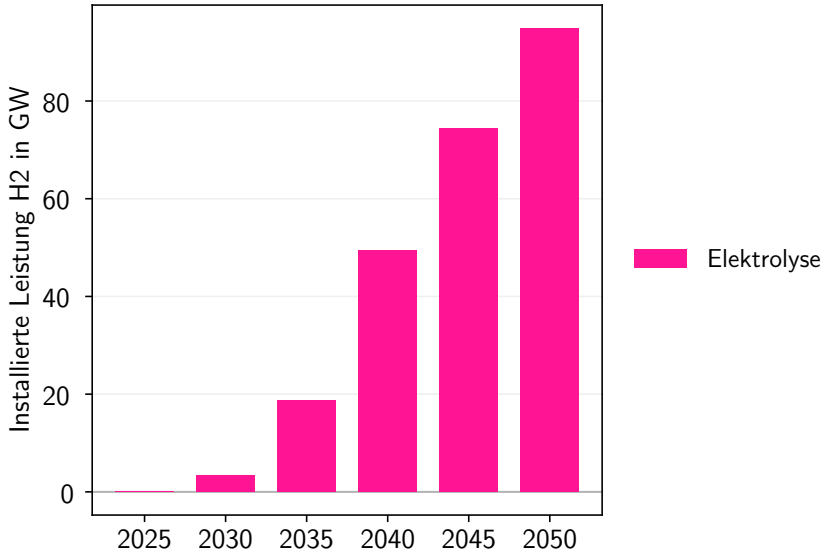


Abbildung A.219: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.184: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	3,33	18,75	49,45	74,48	94,89

Installierte Kapazität Speicher

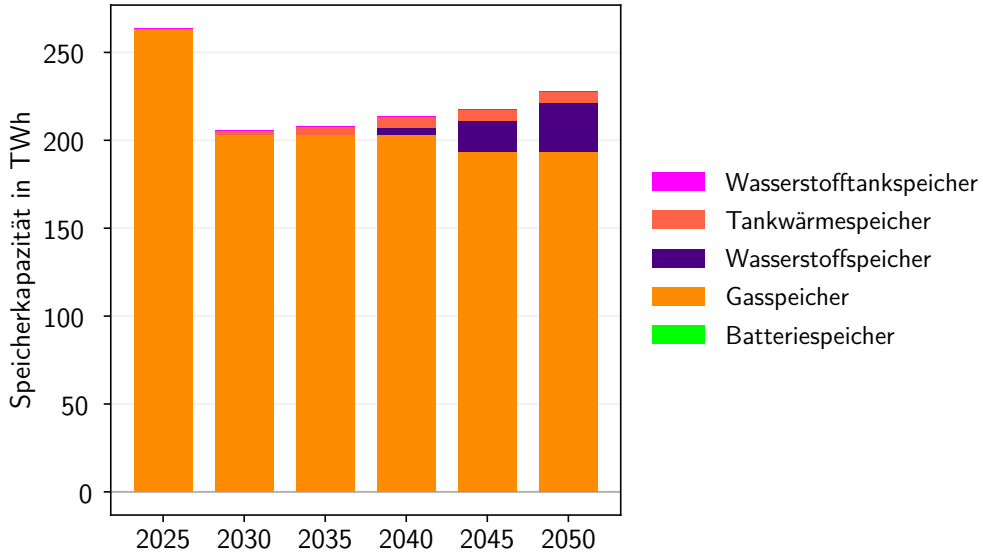


Abbildung A.220: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.185: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,10	0,18	0,34	0,44
Gasspeicher	263,74	203,07	203,07	203,07	192,75	192,75
Wasserstoffspeicher	0,00	0,16	0,16	4,02	18,20	28,42
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,43	4,40	6,02	6,02	6,02
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,04	0,12	0,19	0,26	0,28

Insgesamt installierte Leistung Speicher

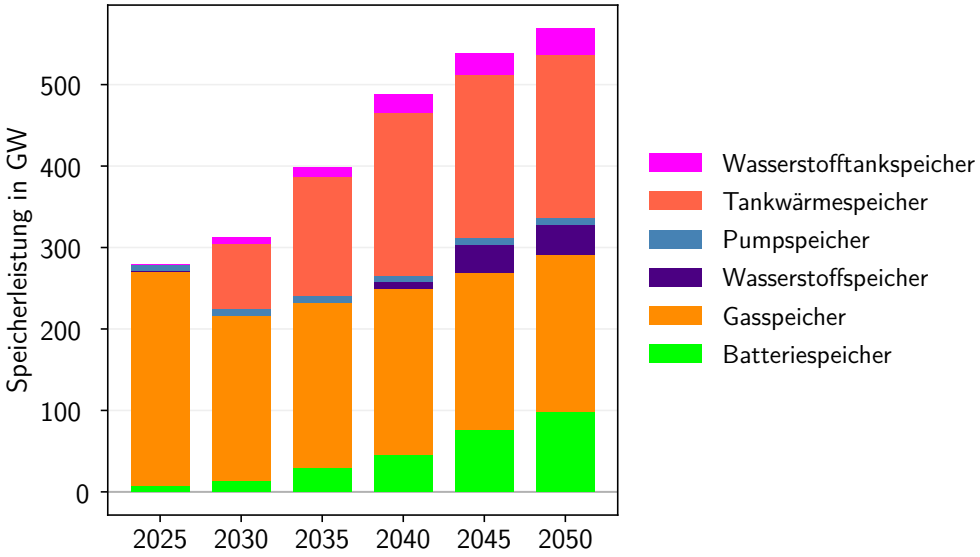


Abbildung A.221: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.186: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	13,18	29,45	46,16	76,50	98,17
Gasspeicher	263,74	203,07	203,07	203,07	192,75	192,75
Wasserstoffspeicher	0,00	0,29	0,29	8,42	34,32	37,47
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	80,91	146,83	200,59	200,59	200,59
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,74	11,52	22,62	26,62	32,32

Durchgespeicherte Energie

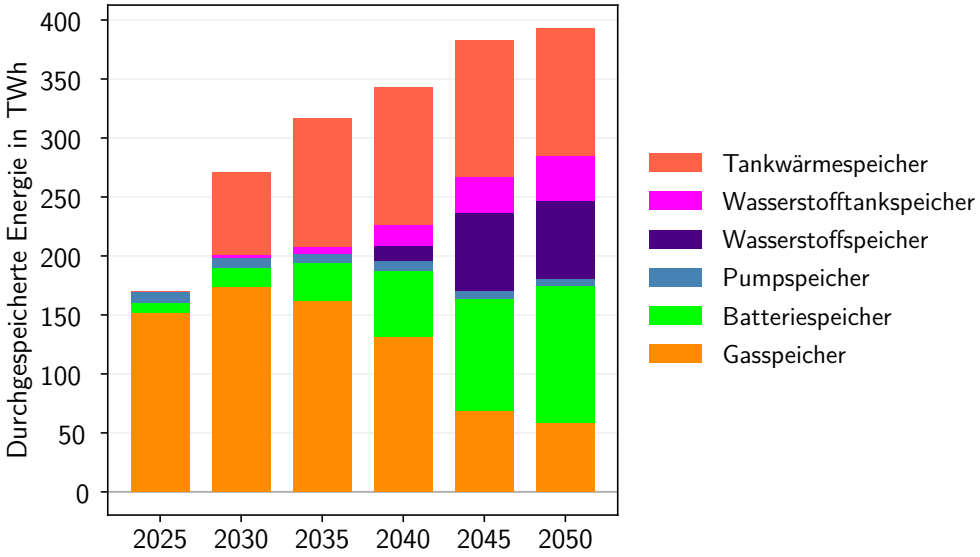


Abbildung A.222: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.187: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	174,01	161,95	131,14	68,61	58,92
Batteriespeicher	8,61	16,31	32,18	56,29	95,21	115,85
Pumpspeicher	9,22	7,80	7,57	8,53	6,68	6,04
Wasserstoffspeicher	0,00	0,41	0,35	12,80	66,36	65,86
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,62	5,76	18,00	30,62	38,11
Tankwärmespeicher	0,00	70,18	109,19	116,19	115,80	108,23

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

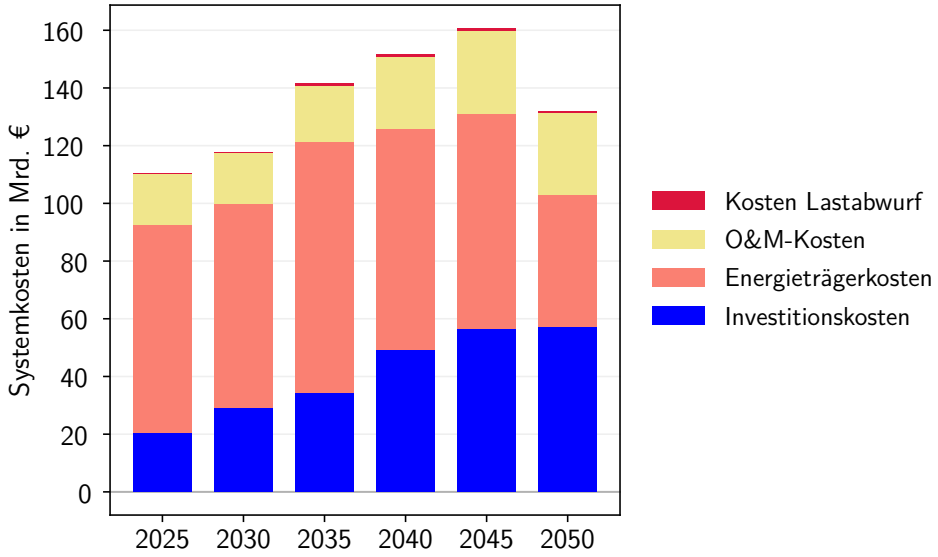


Abbildung A.223: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.188: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,73	29,14	34,30	49,40	56,69	57,35
Energieträgerkosten	72,10	70,64	86,86	76,34	74,54	45,80
O&M-Kosten	17,68	17,74	19,38	24,92	28,53	28,50
Kosten Lastabwurf	0,00	0,12	0,97	1,00	0,94	0,37

Komponentenkosten

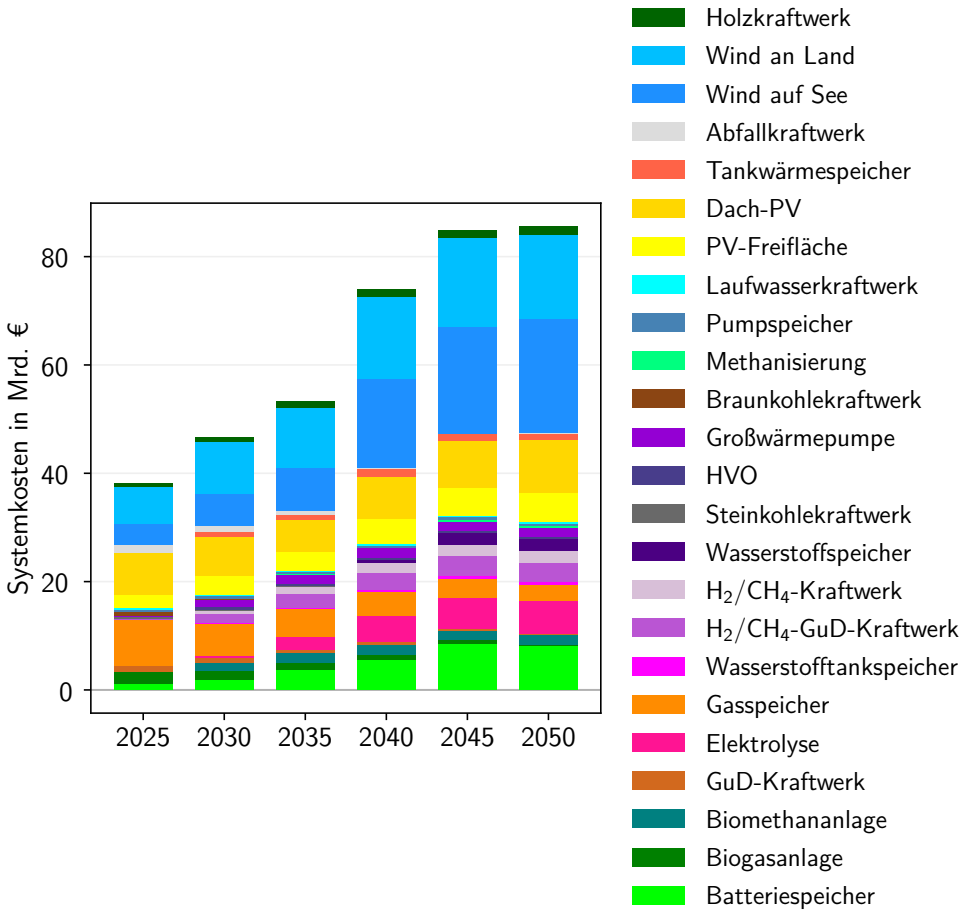


Abbildung A.224: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Energieträgerkosten

Tabelle A.189: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,83	3,84	5,63	8,56	8,08
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,06	1,46	1,67	1,75	1,75	1,81
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,00	0,51	2,23	4,81	5,71	6,11
Gasspeicher	8,45	5,83	5,15	4,47	3,60	2,96
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,14	0,25	0,39	0,48	0,49
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,16	1,79	2,57	3,17	3,70	3,65
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,03	0,43	1,43	1,76	2,08	2,12
Wasserstoffspeicher	0,00	0,03	0,03	0,60	2,15	2,25
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42	0,40
Großwärmepumpe	0,18	1,29	1,73	1,73	1,66	1,60
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,38
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	3,40	3,55	4,69	5,11	5,48
Dach-PV	7,74	7,36	5,75	7,77	8,61	9,62
Tankwärmespeicher	0,00	0,75	1,06	1,32	1,28	1,26
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	5,83	7,91	16,33	19,61	21,01
Wind an Land	7,01	9,60	11,23	15,30	16,48	15,68
Holzkraftwerk	0,58	0,79	1,18	1,34	1,44	1,51

Energieträgerimportkosten

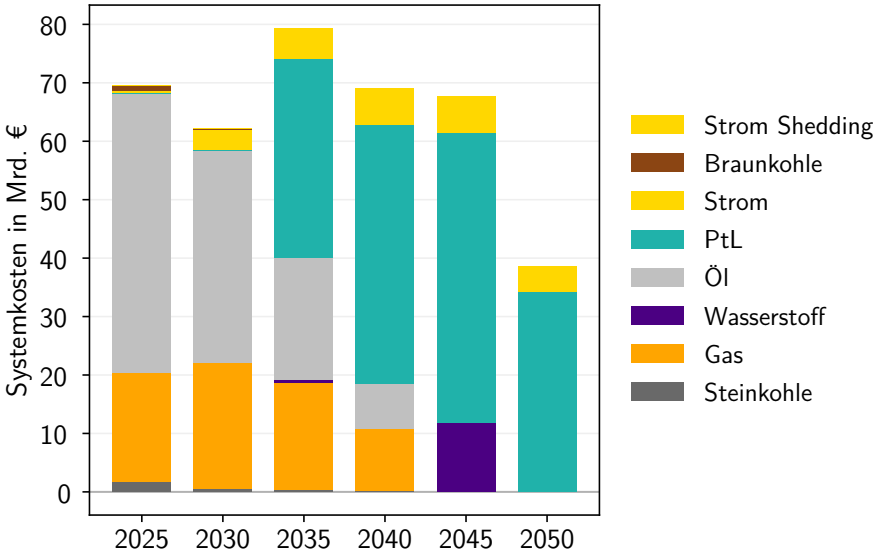


Abbildung A.225: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien*

Tabelle A.190: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Ausbau erneuerbare Energien* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,48	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	21,62	18,42	10,68	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,40	0,00	11,87	0,00
Öl	47,74	36,39	20,98	7,67	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	34,04	44,34	49,65	34,34
Strom	0,40	3,57	4,22	5,31	5,23	3,82
Braunkohle	0,85	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,12	0,97	1,00	0,94	0,37

A.2.15 *Verzögerung Elektrifizierung*

Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

- In den drei Bereichen Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme wird die Elektrifizierung um 5 Jahre gegenüber dem Basis Szenario verzögert.

Primärenergie

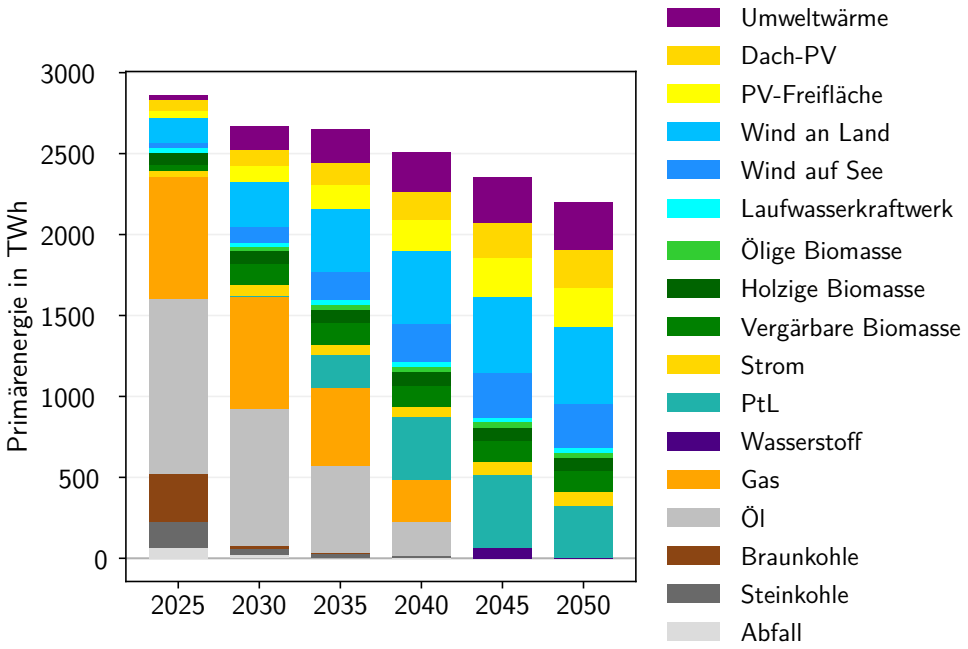


Abbildung A.226: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.191: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	17,70	4,47	2,70	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	43,20	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	16,41	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1075,91	847,00	531,48	205,40	0,00	0,00
Gas	754,48	695,73	482,39	261,29	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	65,15	0,00
PtL	0,00	0,00	205,01	387,03	450,97	325,73
Strom	34,57	71,99	65,03	65,54	81,59	85,11
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	18,77	34,00	33,93	30,89	28,57
Laufwasserkraftwerk	28,50	28,52	27,94	28,06	28,43	28,72
Wind auf See	32,83	96,33	177,10	237,76	276,09	277,16
Wind an Land	155,83	277,75	383,81	447,09	469,03	471,99
PV-Freifläche	38,13	98,55	150,09	194,44	239,42	246,07
Dach-PV	72,15	97,80	132,22	172,75	219,93	228,99
Umweltwärme	30,09	145,80	208,98	244,20	280,98	294,36
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

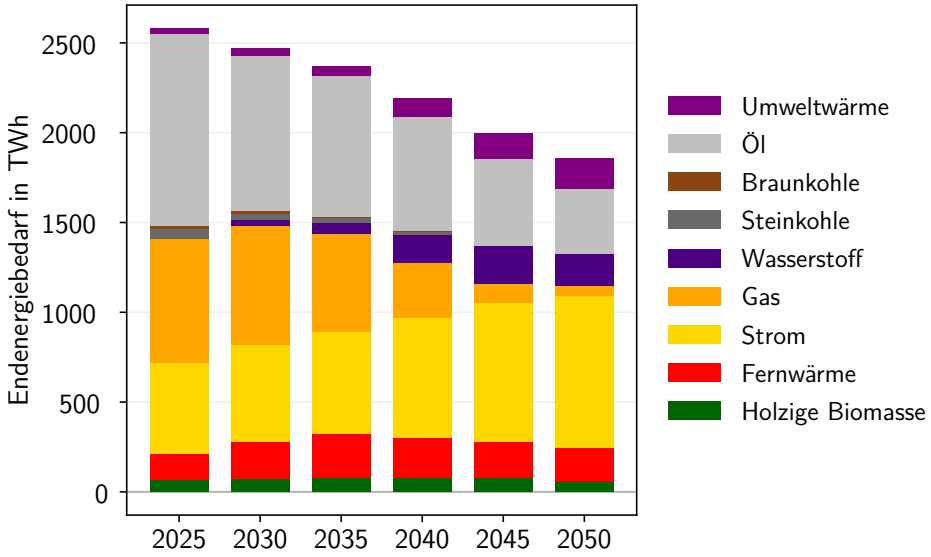


Abbildung A.227: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.192: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	76,57	78,36	77,89	77,73	56,16
Fernwärme	146,57	206,37	247,61	225,88	204,79	190,49
Strom	504,93	534,94	563,27	665,30	769,86	842,91
Gas	692,81	664,75	549,37	306,68	105,96	58,73
Wasserstoff	0,00	29,85	60,80	159,36	212,41	177,68
Steinkohle	50,93	38,42	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	12,24	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1072,77	866,29	780,90	637,03	485,29	362,10
Umweltwärme	30,09	43,59	55,35	103,95	142,52	172,53

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

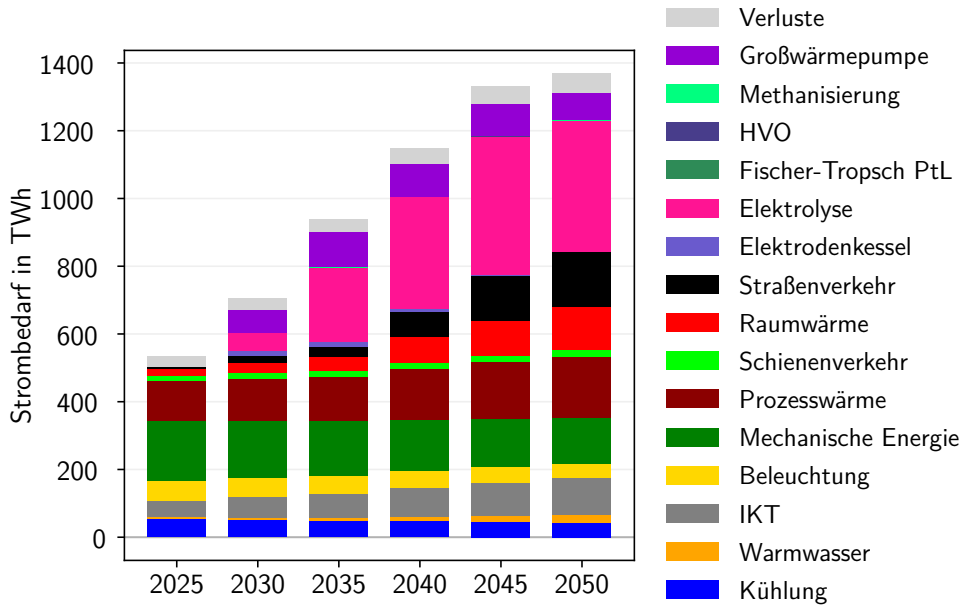


Abbildung A.228: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.193: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	5,95	7,67	14,66	20,55	25,47
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	124,09	131,51	149,46	165,47	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	32,41	40,88	76,09	103,71	125,12
Straßenverkehr	7,21	18,91	31,11	74,20	130,13	163,72
Elektrodenkessel	-0,00	15,49	13,95	9,54	5,87	0,82
Elektrolyse	-0,00	52,64	218,42	330,89	407,68	385,85
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,72	0,71	0,31	0,53
HVO	-0,00	0,17	0,31	0,31	0,28	0,26
Methanisierung	-0,00	0,00	1,33	0,11	2,29	0,92
Großwärmepumpe	-0,00	68,31	104,07	94,64	92,25	79,35
Verluste	29,87	33,67	38,34	45,44	53,07	58,00

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

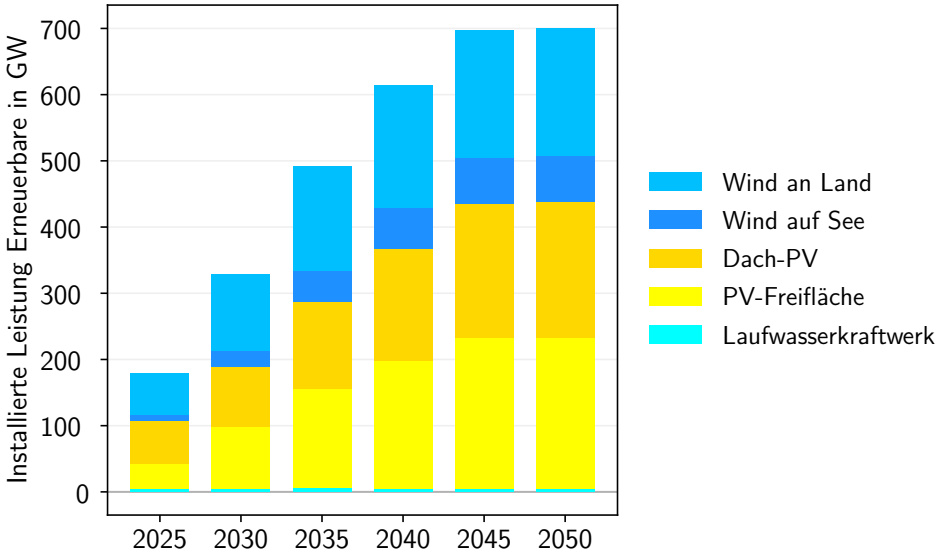


Abbildung A.229: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.194: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	92,85	151,02	192,58	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	130,37	168,77	202,72	205,71
Wind auf See	9,12	24,83	46,51	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	157,92	185,39	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

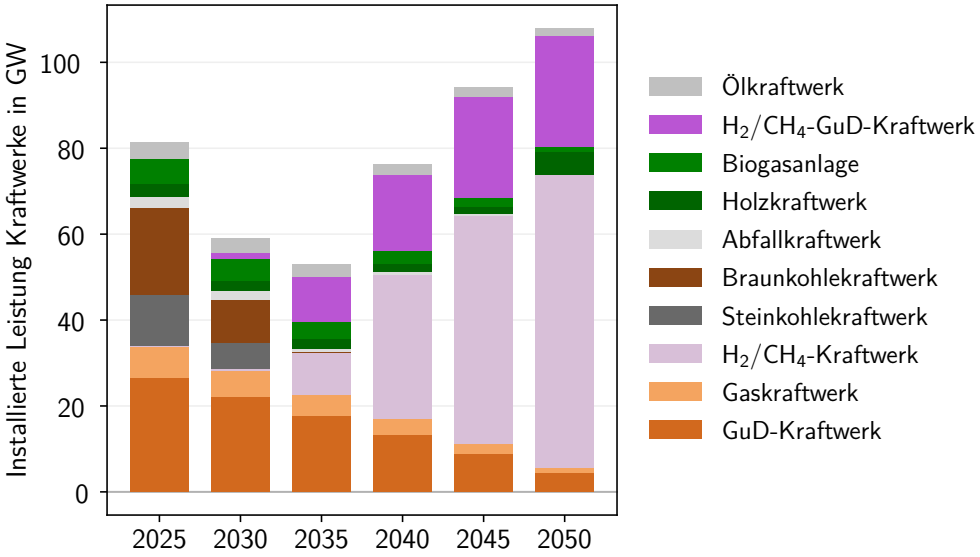


Abbildung A.230: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.195: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,34	9,87	33,68	53,09	68,14
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,39	2,19	1,91	1,79	5,42
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	1,62	10,46	17,66	23,54	26,02
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

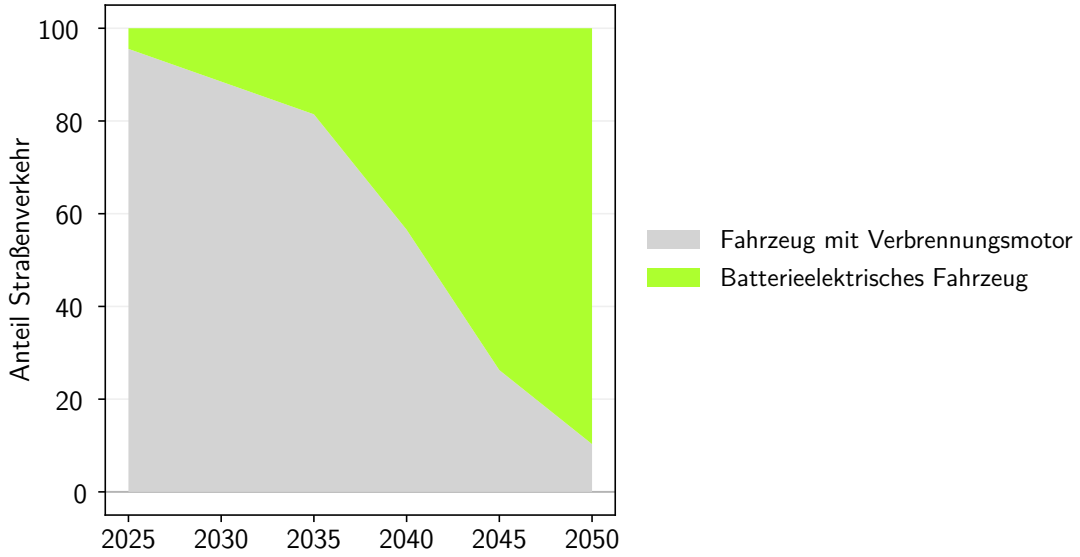


Abbildung A.231: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.196: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	11,51	18,56	43,45	73,73	89,70
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	88,49	81,44	56,55	26,27	10,30
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

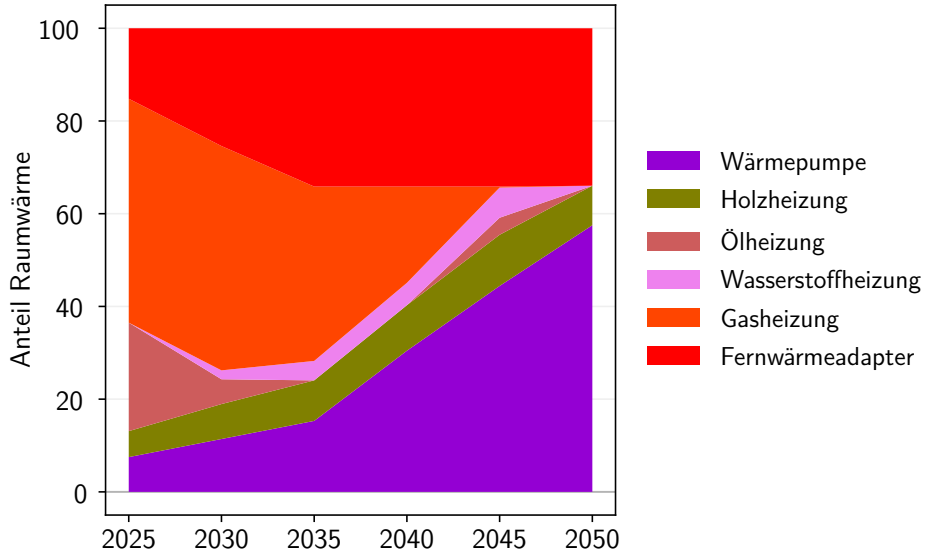


Abbildung A.232: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.197: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,40	34,15	34,15	34,15	33,96
Gasheizung	48,30	48,38	37,61	20,76	0,21	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	1,92	4,20	4,82	6,51	0,01
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	5,35	0,00	0,00	3,68	0,00
Holzheizung	5,60	7,54	8,74	9,82	11,04	8,52
Wärmepumpe	7,50	11,40	15,31	30,44	44,42	57,51

Installierte Leistung Elektrolyse

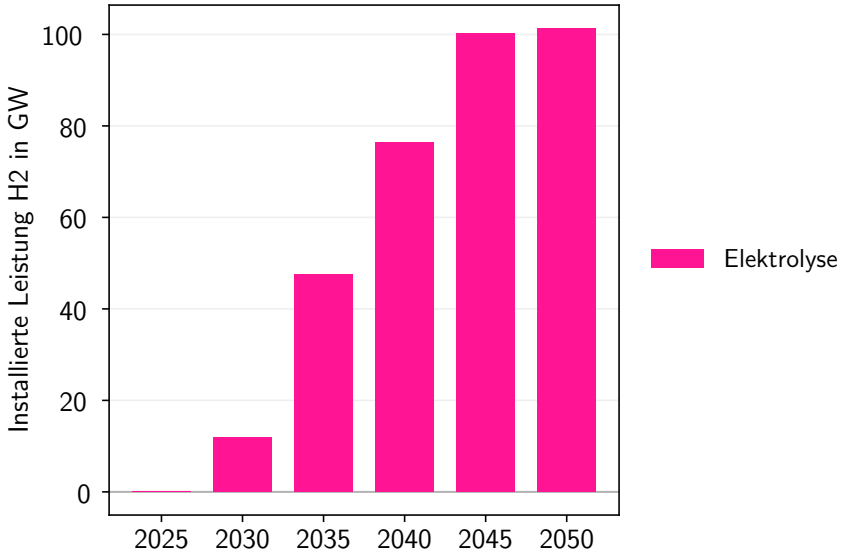


Abbildung A.233: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.198: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,84	47,46	76,50	100,18	101,35

Installierte Kapazität Speicher

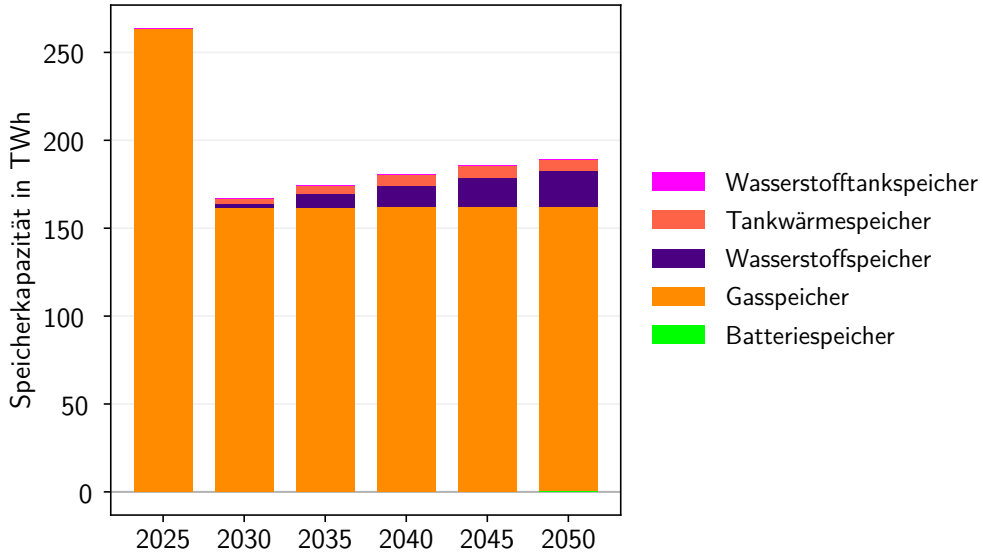


Abbildung A.234: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.199: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,03	0,06	0,11	0,30	0,43
Gasspeicher	263,74	161,86	161,86	161,86	161,86	161,86
Wasserstoffspeicher	0,00	2,10	7,64	12,15	16,63	20,28
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,63	4,78	6,53	6,54	6,54
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,11	0,22	0,32	0,39	0,35

Insgesamt installierte Leistung Speicher

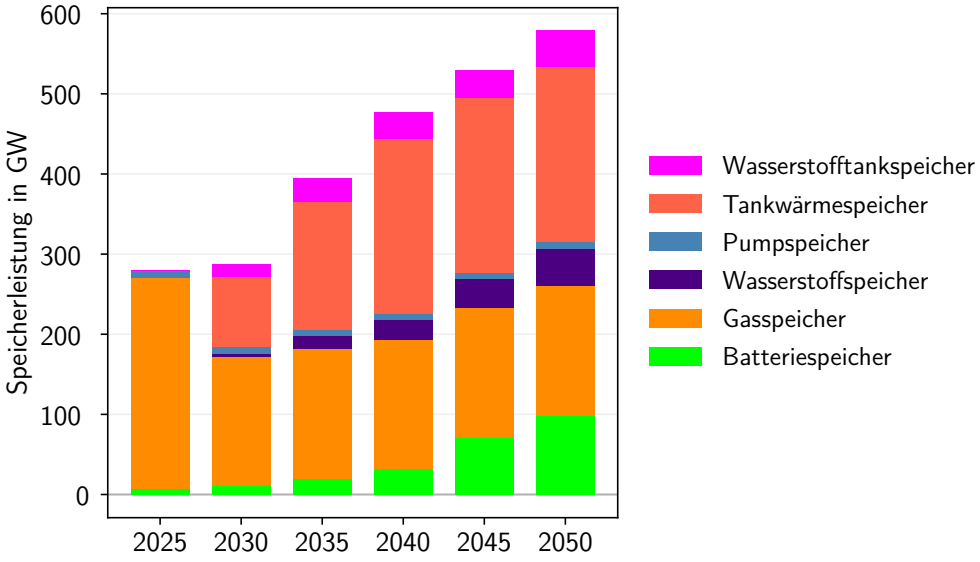


Abbildung A.235: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.200: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	10,23	20,05	31,46	70,85	98,24
Gasspeicher	263,74	161,86	161,86	161,86	161,86	161,86
Wasserstoffspeicher	0,00	4,00	15,90	24,46	36,88	47,01
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	88,18	159,69	217,99	218,40	218,40
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	16,00	28,73	33,52	33,91	45,20

Durchgespeicherte Energie

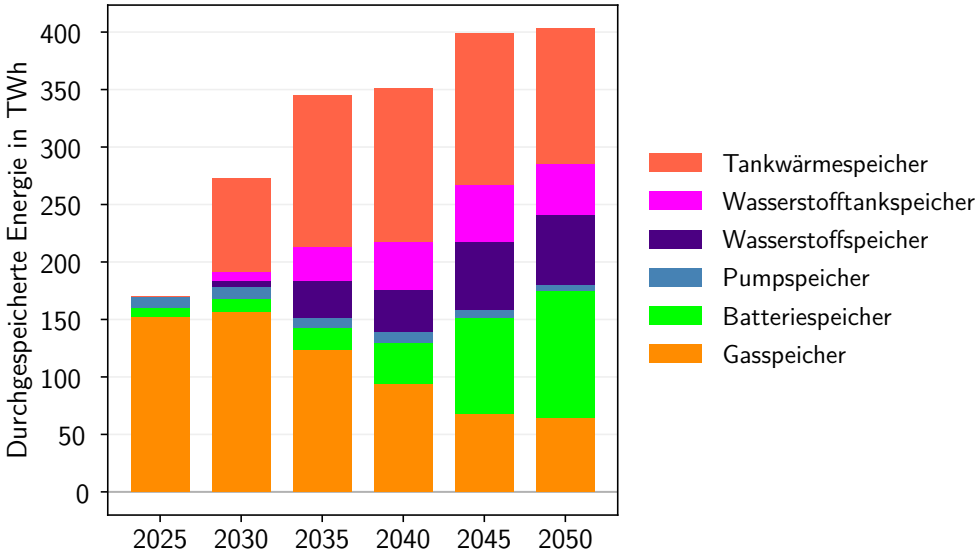


Abbildung A.236: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.201: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	156,42	123,40	94,12	67,69	64,97
Batteriespeicher	8,61	11,97	18,94	36,07	83,49	109,65
Pumpspeicher	9,23	9,80	9,42	8,98	7,43	5,65
Wasserstoffspeicher	0,00	5,14	32,44	36,92	58,74	60,98
Wasserstofftankspeicher	0,00	8,33	28,77	41,77	50,14	44,03
Tankwärmespeicher	0,00	81,77	131,58	133,62	132,04	118,06

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

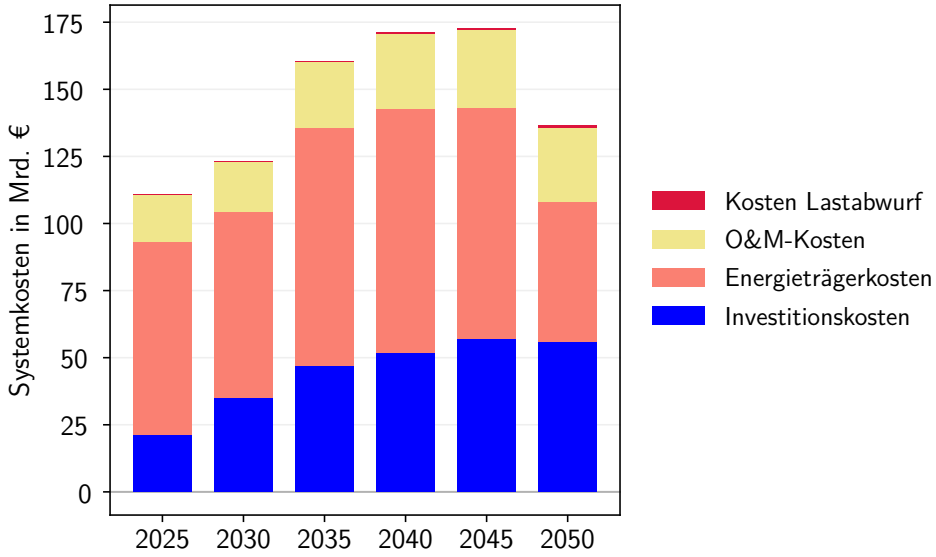


Abbildung A.237: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.202: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,14	35,15	46,88	51,94	57,17	56,16
Energieträgerkosten	72,10	69,21	88,89	90,98	85,84	51,87
O&M-Kosten	17,68	18,76	24,45	27,73	29,16	27,56
Kosten Lastabwurf	0,00	0,16	0,09	0,58	0,58	0,99

Komponentenkosten

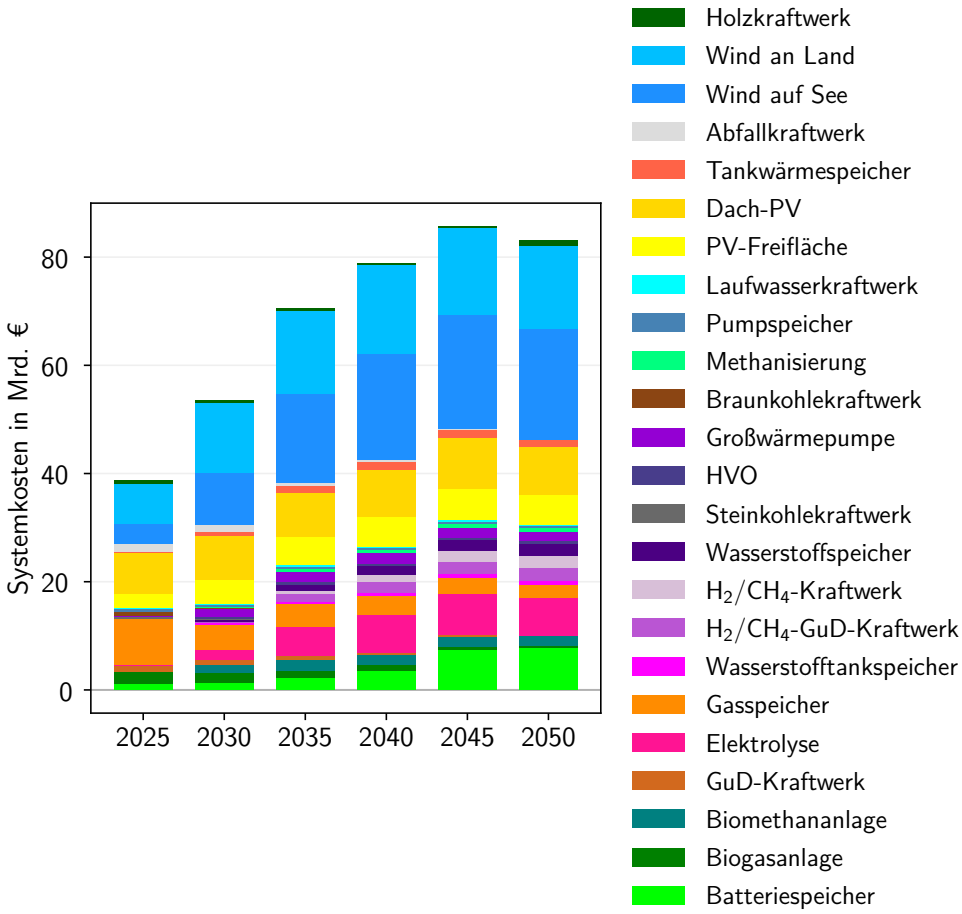


Abbildung A.238: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Energieträgerkosten

Tabelle A.203: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,42	2,31	3,65	7,42	7,79
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,07	1,58	1,89	1,83	1,79	1,82
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,12	1,82	5,53	6,86	7,58	6,94
Gasspeicher	8,45	4,65	4,11	3,57	3,02	2,48
Wasserstofftankspeicher	0,07	0,30	0,50	0,62	0,68	0,63
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,22	1,34	1,85	2,30	2,47
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,07	0,54	1,45	1,87	2,19
Wasserstoffspeicher	0,00	0,39	1,28	1,69	2,15	2,35
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,27	0,40	0,39	0,38	0,38
Großwärmepumpe	0,21	1,42	1,91	1,95	1,87	1,80
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,54	0,48	0,63	0,58
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,55	4,46	5,21	5,43	5,78	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,23	8,76	9,48	8,89
Tankwärmespeicher	0,00	0,81	1,15	1,43	1,40	1,36
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	9,75	16,51	19,65	21,12	20,45
Wind an Land	7,35	12,82	15,37	16,49	16,05	15,37
Holzkraftwerk	0,58	0,46	0,40	0,33	0,30	1,08

Energieträgerimportkosten

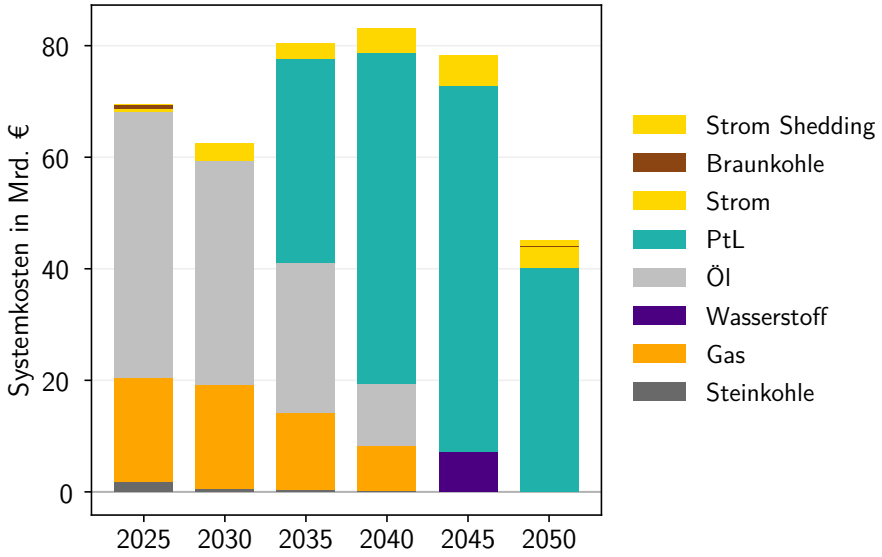


Abbildung A.239: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung*

Tabelle A.204: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Elektrifizierung* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,51	0,33	0,17	0,00	0,00
Gas	18,74	18,70	13,94	8,08	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	7,20	0,00
Öl	47,74	40,23	26,91	11,04	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	36,41	59,32	65,71	40,21
Strom	0,40	2,97	2,81	3,93	4,85	3,86
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,16	0,09	0,58	0,58	0,99

A.2.16 *Verzögerung Straßenverkehr*

Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

- Die Elektrifizierung des Straßenverkehrs, also der Anteil der Elektrofahrzeuge wird gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert.

Primärenergie

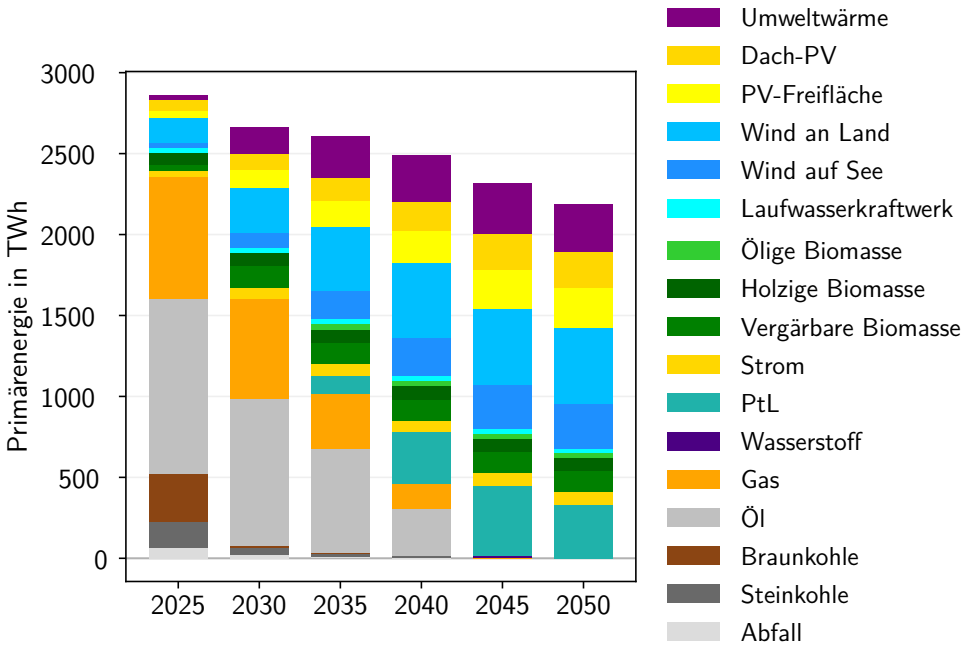


Abbildung A.240: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.205: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	21,10	5,86	3,48	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	42,47	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	16,05	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	908,61	638,49	284,52	0,00	0,00
Gas	754,48	613,65	344,84	158,71	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	17,32	0,00
PtL	0,00	0,00	105,65	315,64	429,20	331,14
Strom	34,57	72,62	76,40	73,85	80,59	77,96
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	34,00	33,93	30,89	28,56
Laufwasserkraftwerk	28,49	28,51	28,13	28,12	28,24	28,44
Wind auf See	32,83	96,63	177,28	237,76	275,63	276,25
Wind an Land	155,85	278,97	393,21	462,51	468,74	470,47
PV-Freifläche	38,12	111,39	160,27	200,30	239,50	243,86
Dach-PV	72,17	97,30	142,46	180,33	222,85	227,70
Umweltwärme	30,09	163,10	254,89	284,47	309,85	293,70
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

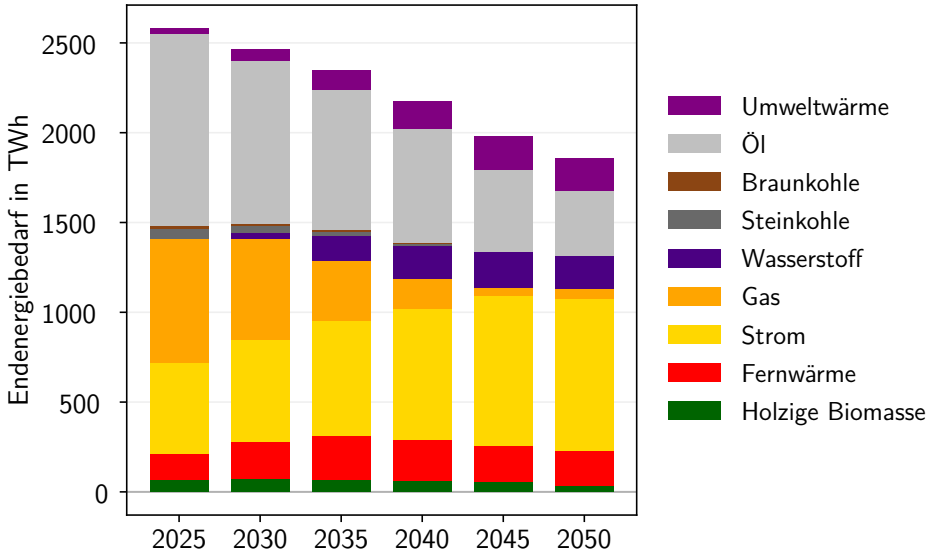


Abbildung A.241: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.206: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	73,52	70,12	64,58	54,73	35,98
Fernwärme	146,57	205,56	246,26	225,17	204,79	191,08
Strom	504,93	565,14	634,99	729,07	830,02	849,66
Gas	692,81	565,58	335,13	169,44	47,10	53,20
Wasserstoff	0,00	35,09	140,97	183,94	199,38	186,11
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	907,58	780,15	636,63	459,39	362,10
Umweltwärme	30,09	63,94	110,28	150,76	186,12	179,89

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

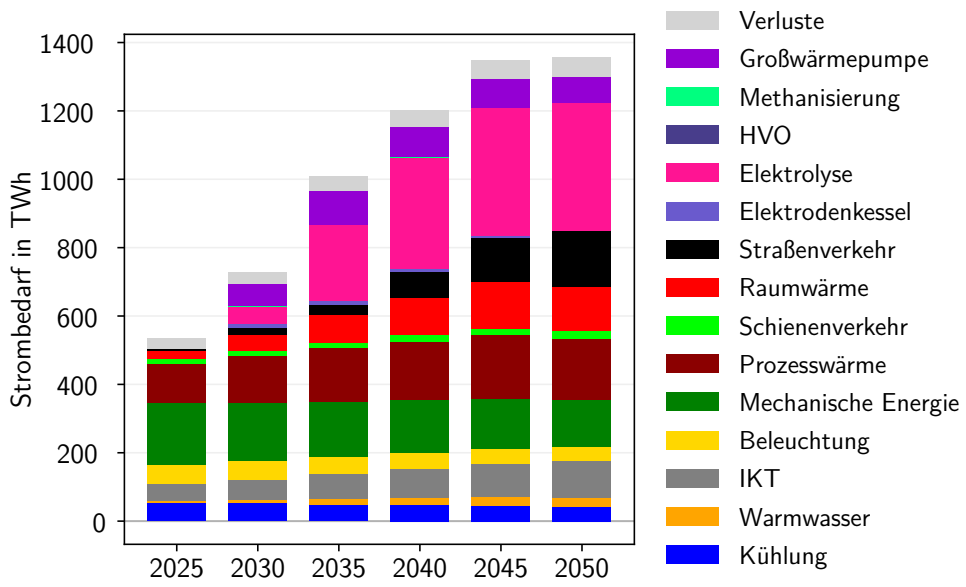


Abbildung A.242: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.207: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	8,71	15,26	21,28	26,86	26,56
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	47,33	81,11	110,42	135,83	130,78
Straßenverkehr	7,21	18,91	31,11	74,20	130,13	163,72
Elektrodenkessel	-0,00	11,19	8,79	7,70	3,98	1,12
Elektrolyse	-0,00	52,46	224,40	327,40	375,69	372,24
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,31	0,28	0,26
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,23
Großwärmepumpe	-0,00	65,81	97,20	89,49	82,00	74,40
Verluste	29,87	35,00	41,06	48,09	55,29	58,28

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

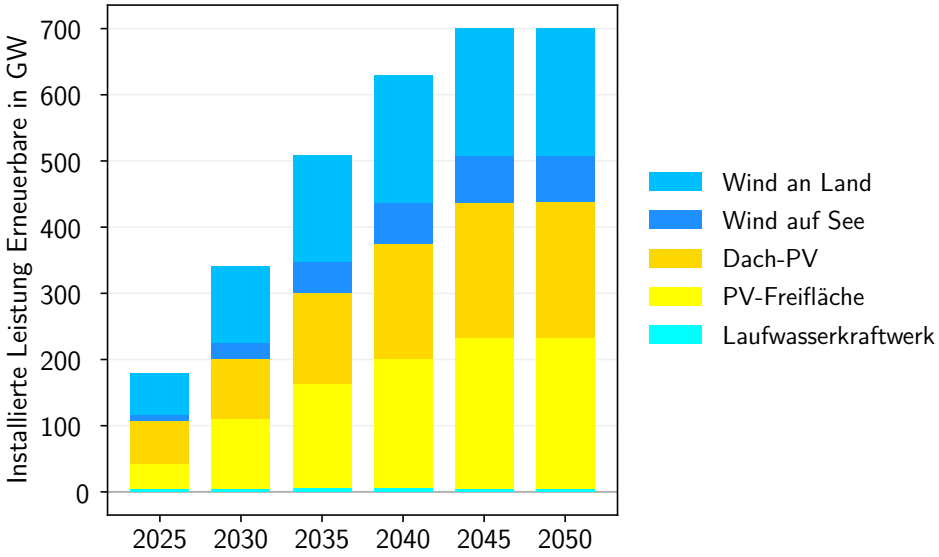


Abbildung A.243: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.208: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	104,86	158,20	195,81	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	137,36	173,68	205,07	205,95
Wind auf See	9,12	24,83	46,51	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

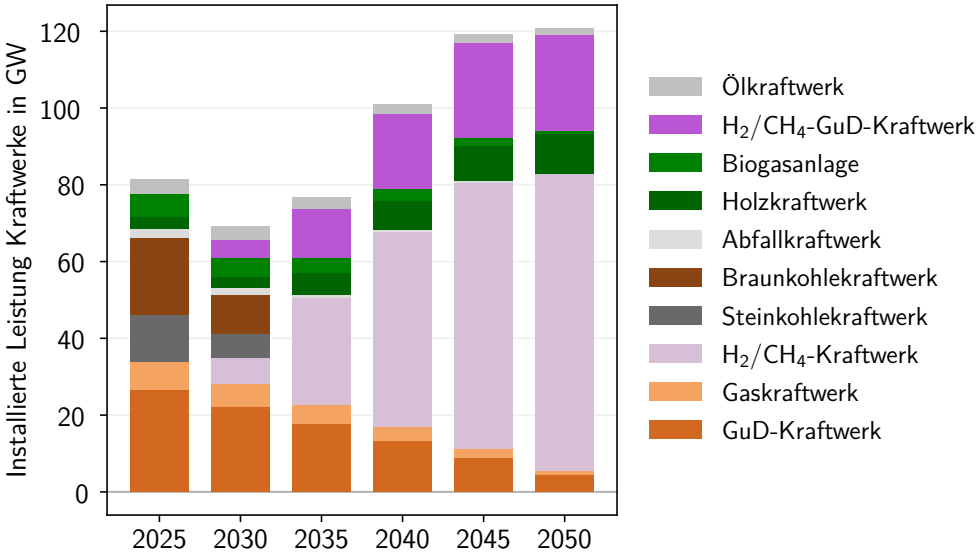


Abbildung A.244: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.209: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,79	27,93	50,76	69,37	77,18
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	5,55	7,62	9,19	10,37
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	4,76	12,87	19,49	24,88	24,88
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

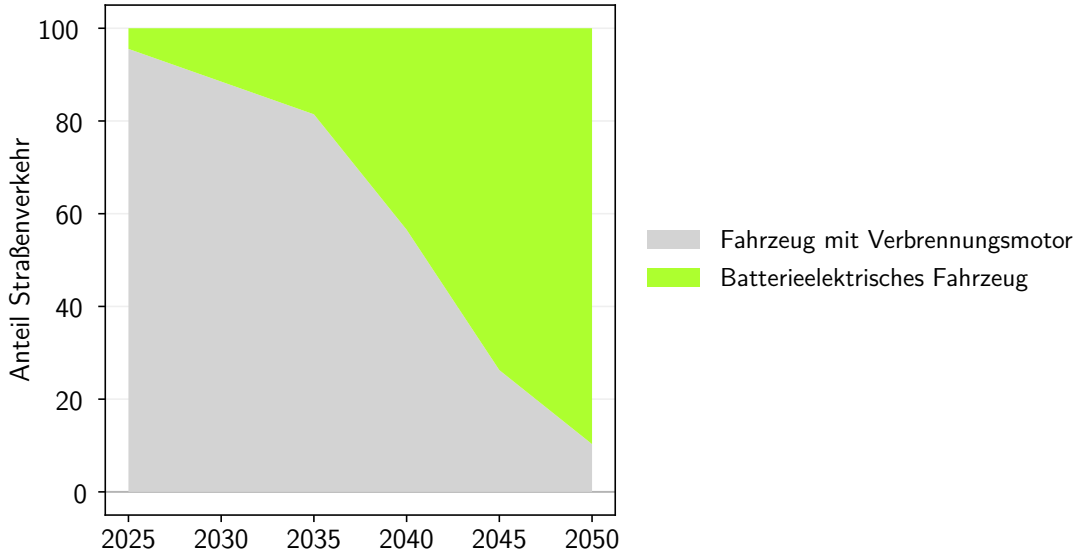


Abbildung A.245: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.210: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	11,51	18,56	43,45	73,73	89,70
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	88,49	81,44	56,55	26,27	10,30
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

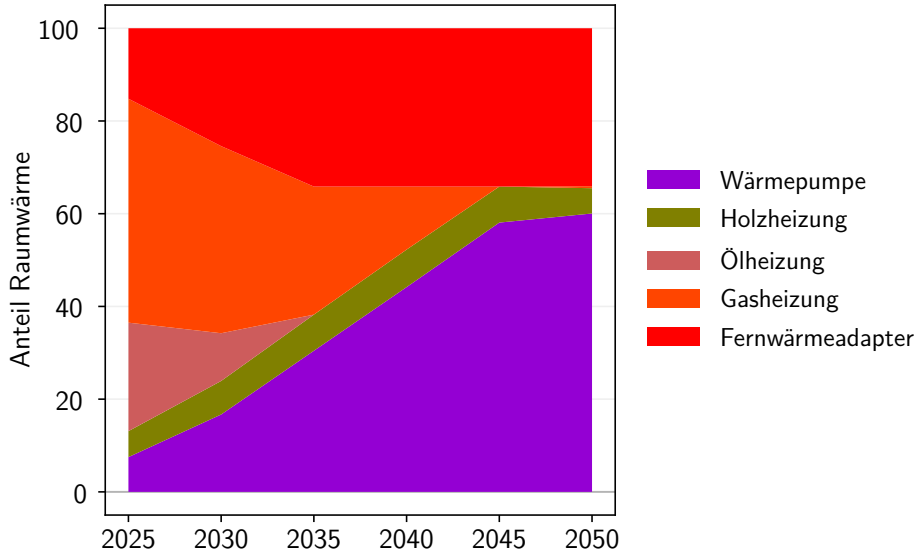


Abbildung A.246: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.211: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,42	34,15	34,15	34,15	34,06
Gasheizung	48,30	40,36	27,62	13,59	0,00	0,44
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	10,29	0,00	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	7,24	7,80	8,09	7,77	5,45
Wärmepumpe	7,50	16,69	30,43	44,17	58,08	60,05

Installierte Leistung Elektrolyse

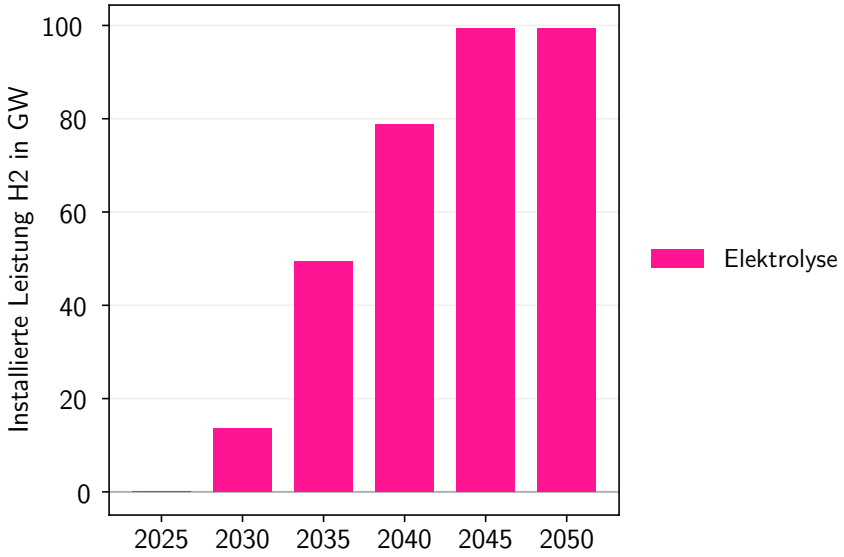


Abbildung A.247: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.212: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	13,56	49,52	78,84	99,40	99,40

Installierte Kapazität Speicher

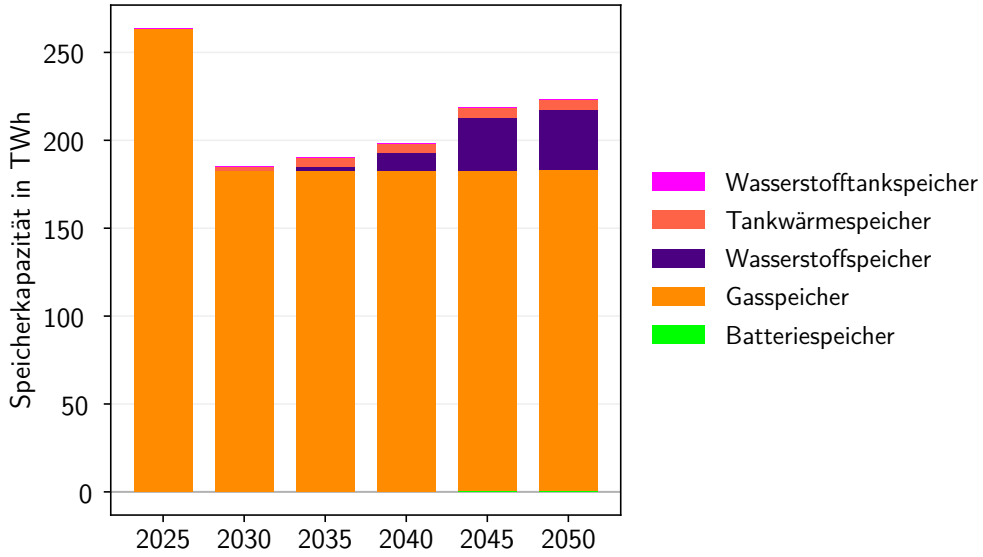


Abbildung A.248: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.213: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,09	0,14	0,30	0,40
Gasspeicher	263,74	182,57	182,57	182,57	182,57	182,57
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,41	10,05	29,91	34,60
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,70	4,90	5,45	5,45	5,45
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,09	0,19	0,28	0,37	0,35

Insgesamt installierte Leistung Speicher

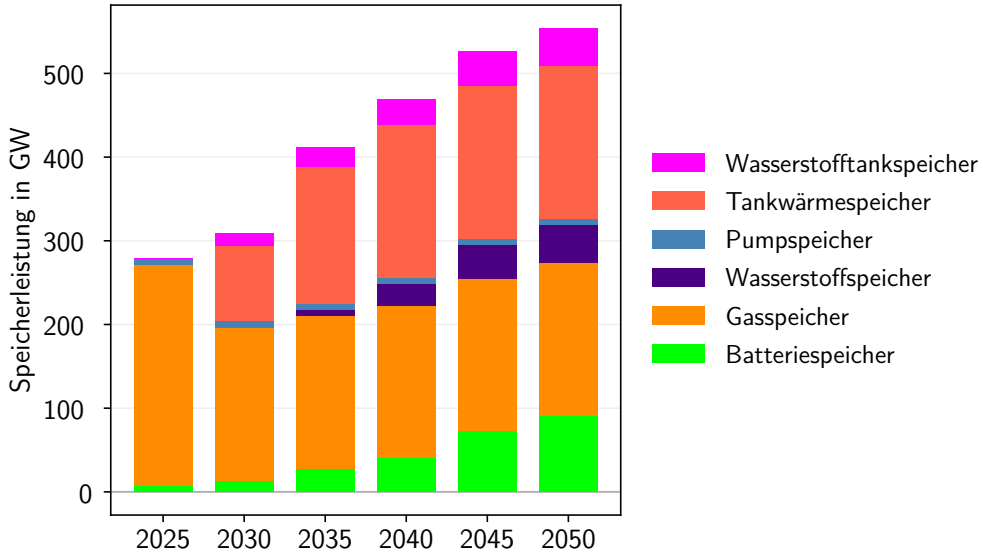


Abbildung A.249: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.214: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	13,67	27,97	40,25	72,43	90,89
Gasspeicher	263,74	182,57	182,57	182,57	182,57	182,57
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	6,68	25,49	39,74	45,26
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	90,25	163,60	182,13	182,13	182,13
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	14,77	23,64	30,60	41,49	45,23

Durchgespeicherte Energie

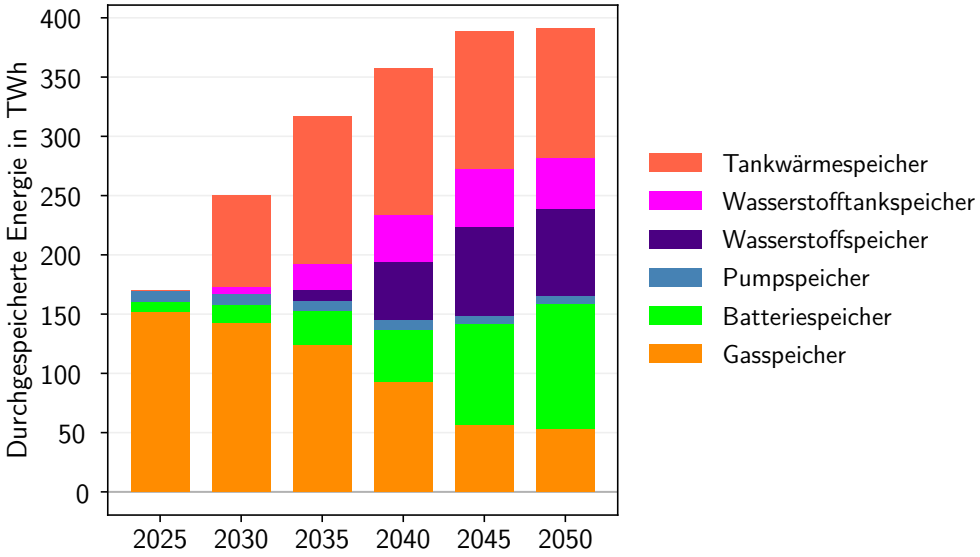


Abbildung A.250: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.215: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	142,55	124,49	93,23	56,91	53,05
Batteriespeicher	8,61	15,29	28,05	43,30	84,79	105,78
Pumpspeicher	9,23	9,74	9,01	8,66	7,29	6,13
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	8,69	48,59	74,74	74,15
Wasserstofftankspeicher	0,00	5,22	21,76	40,43	48,58	42,57
Tankwärmespeicher	0,00	77,45	124,75	123,46	115,84	109,51

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

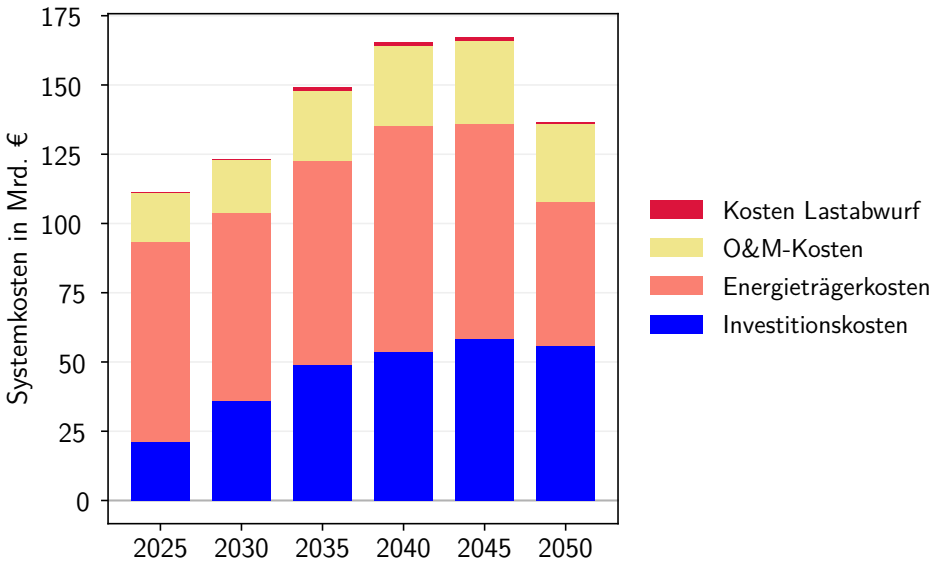


Abbildung A.251: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.216: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,28	36,12	49,18	53,61	58,51	55,86
Energieträgerkosten	72,10	67,69	73,33	81,63	77,48	52,14
O&M-Kosten	17,68	19,44	25,19	28,80	30,04	27,94
Kosten Lastabwurf	0,00	0,05	1,39	1,19	1,33	0,53

Komponentenkosten

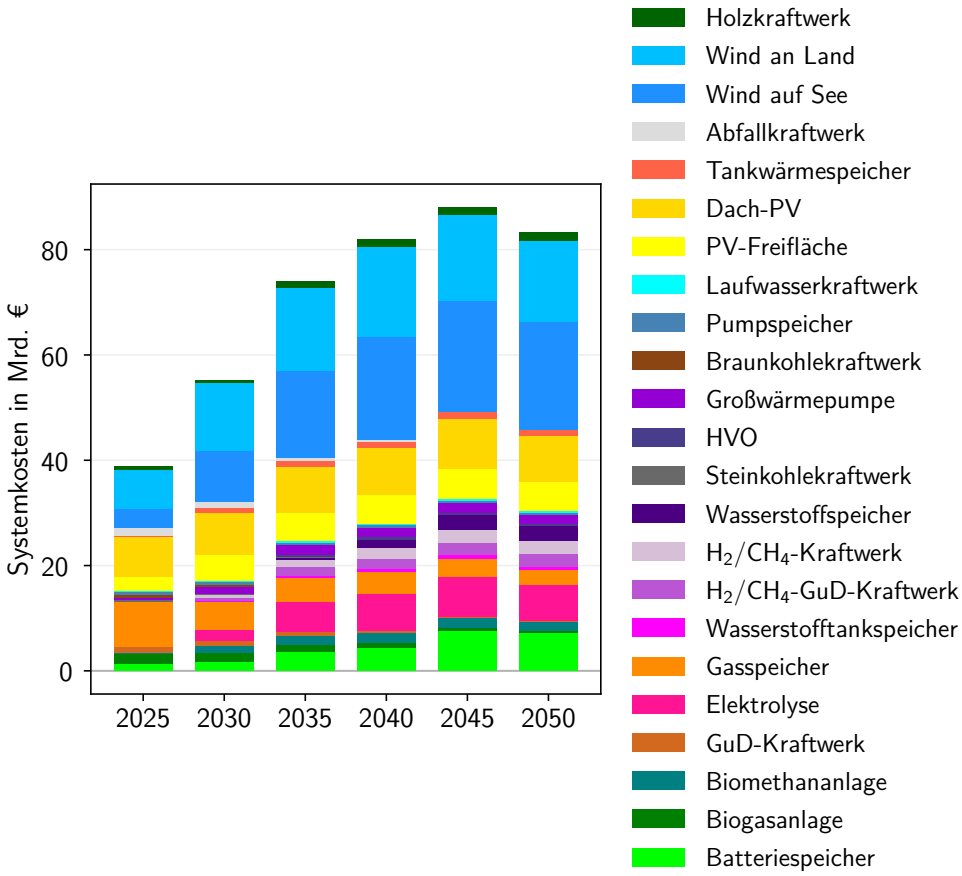


Abbildung A.252: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Energieträgerkosten

Tabelle A.217: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,73	3,56	4,43	7,60	7,24
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,05	1,42	1,82	1,78	1,75	1,79
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,17	2,09	5,73	7,06	7,58	6,88
Gasspeicher	8,45	5,24	4,63	4,02	3,41	2,80
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,26	0,42	0,55	0,69	0,64
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,66	1,52	1,99	2,40	2,36
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,02	0,42	1,40	1,95	2,36	2,49
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,50	1,67	2,93	2,87
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42
Großwärmepumpe	0,21	1,41	1,89	1,84	1,75	1,68
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,65	4,98	5,33	5,47	5,77	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,72	8,92	9,53	8,87
Tankwärmespeicher	0,00	0,83	1,18	1,24	1,20	1,16
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	9,75	16,51	19,65	21,12	20,45
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,54	1,14	1,36	1,51	1,62

Energieträgerimportkosten

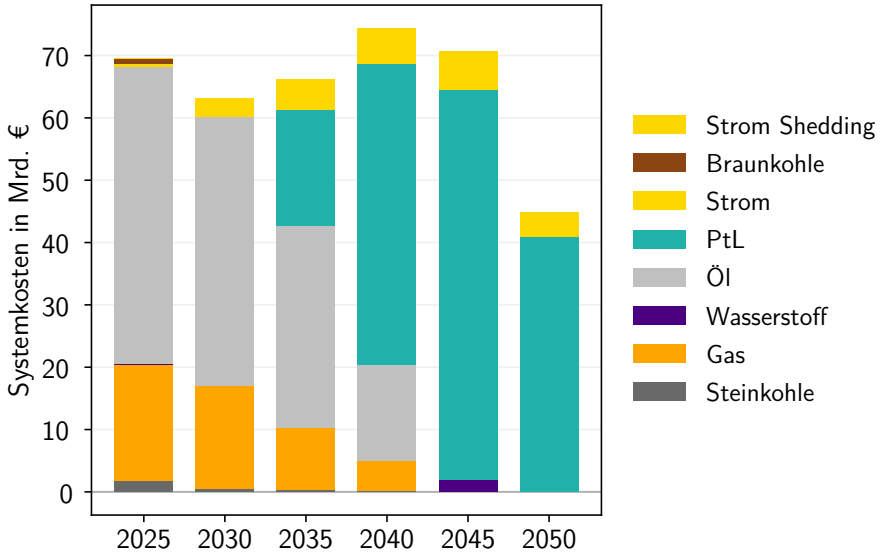


Abbildung A.253: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr*

Tabelle A.218: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Straßenverkehr* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,50	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	16,49	9,97	4,91	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	1,91	0,00
Öl	47,74	43,16	32,32	15,29	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	18,76	48,38	62,54	40,88
Strom	0,40	2,92	3,48	4,45	4,96	3,46
Braunkohle	0,85	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,05	1,39	1,19	1,33	0,53

A.2.17 *Verzögerung Raumwärme*

Szenario *Verzögerung Raumwärme*

- In der Raumwärme wird die direkte Elektrifizierung gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert.

Primärenergie

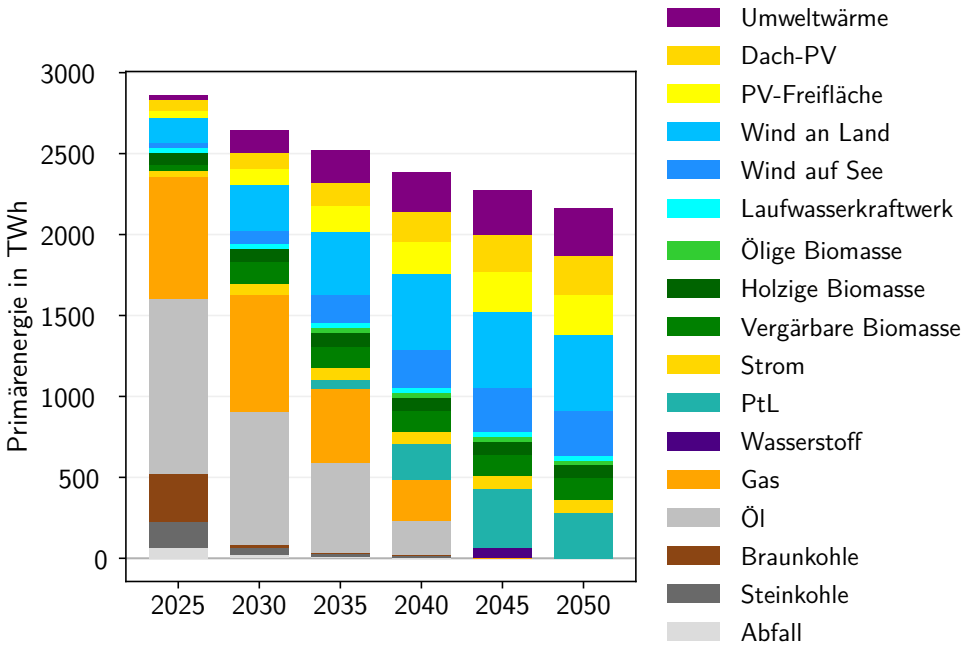


Abbildung A.254: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.219: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	23,90	6,00	3,61	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,41	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	18,71	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1075,91	815,96	552,23	209,86	0,00	0,00
Gas	754,48	725,88	458,89	257,42	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	65,56	0,00
PtL	0,00	0,00	53,62	222,02	361,72	279,12
Strom	34,57	70,55	76,66	74,48	82,83	85,82
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	34,00	31,09	29,28	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,50	28,67	28,23	28,18	28,52	28,75
Wind auf See	32,83	84,23	172,27	238,75	276,65	277,16
Wind an Land	155,83	279,90	394,81	463,43	470,26	472,01
PV-Freifläche	38,13	103,85	156,73	199,75	241,92	246,41
Dach-PV	72,16	98,93	146,95	187,09	231,51	238,51
Umweltwärme	30,09	138,09	199,82	241,15	277,47	292,12
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

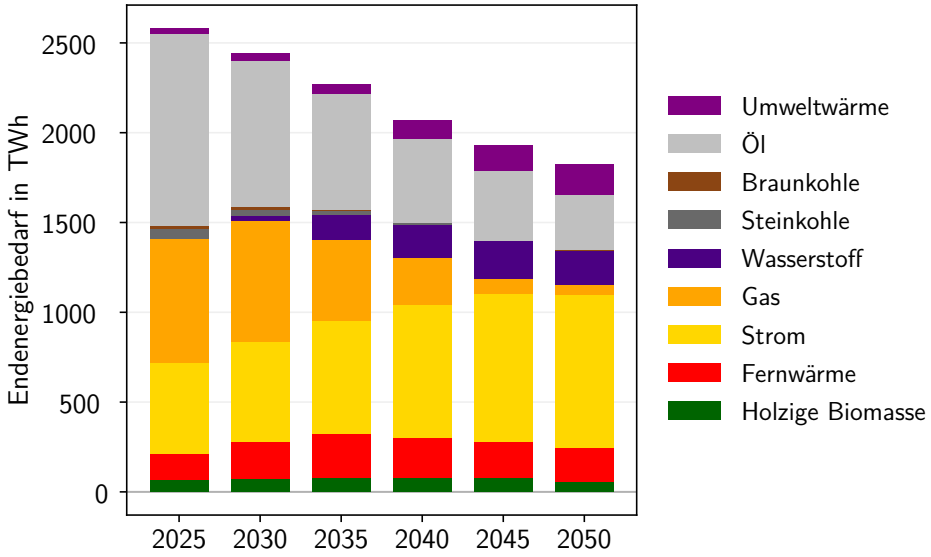


Abbildung A.255: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.220: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	71,44	77,73	77,10	75,46	55,84
Fernwärme	146,57	205,41	246,26	225,17	204,79	190,76
Strom	504,93	559,04	628,90	739,82	819,77	852,59
Gas	692,81	673,36	451,92	265,22	88,23	53,77
Wasserstoff	0,00	28,36	137,38	178,70	210,22	193,18
Steinkohle	50,93	36,76	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1072,77	815,05	641,71	465,16	389,65	308,06
Umweltwärme	30,09	43,59	55,35	103,95	142,52	172,53

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

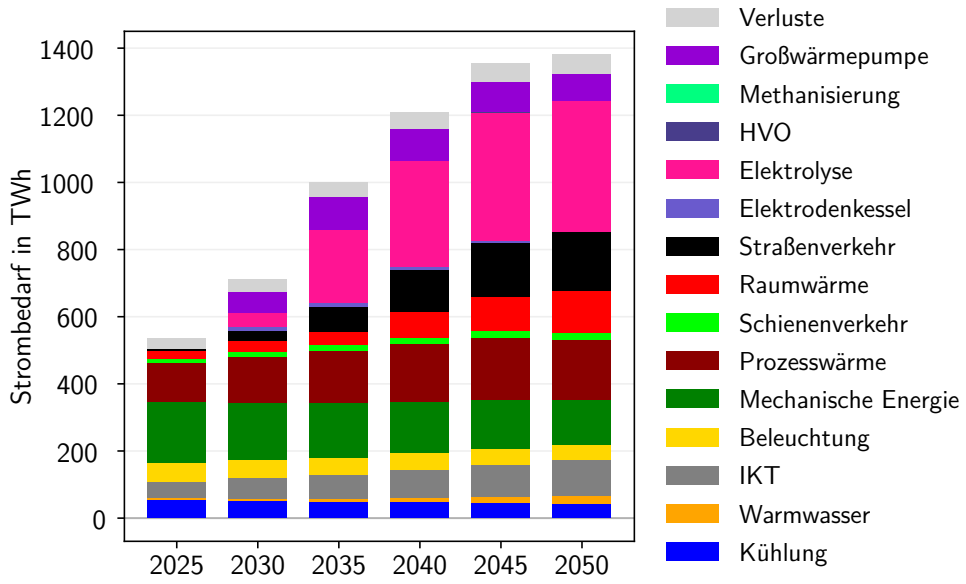


Abbildung A.256: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.221: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	5,95	7,67	14,66	20,55	25,47
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	136,59	155,42	172,28	187,20	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	32,41	40,88	76,09	103,71	125,12
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	11,05	12,58	8,55	4,67	1,40
Elektrolyse	-0,00	42,34	217,27	317,19	384,24	389,53
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,27	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	0,52
Großwärmepumpe	-0,00	63,29	98,27	92,81	89,59	78,10
Verluste	29,87	35,80	42,44	49,93	56,13	58,65

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

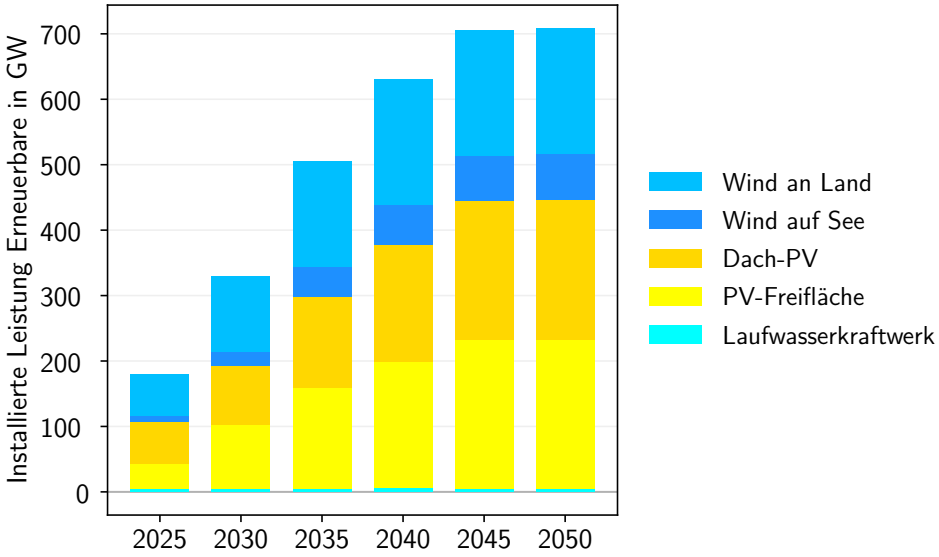


Abbildung A.257: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.222: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	96,63	153,28	193,60	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	140,01	178,49	211,64	213,96
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

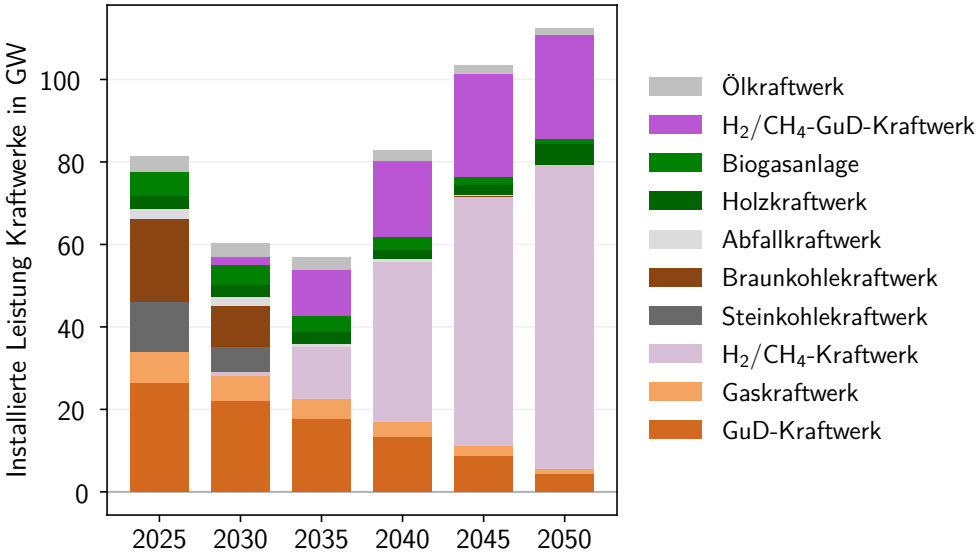


Abbildung A.258: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.223: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,83	12,52	38,91	60,43	73,64
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	10,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,87	2,67	2,40	2,49	5,22
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	1,79	11,05	18,60	24,76	25,21
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

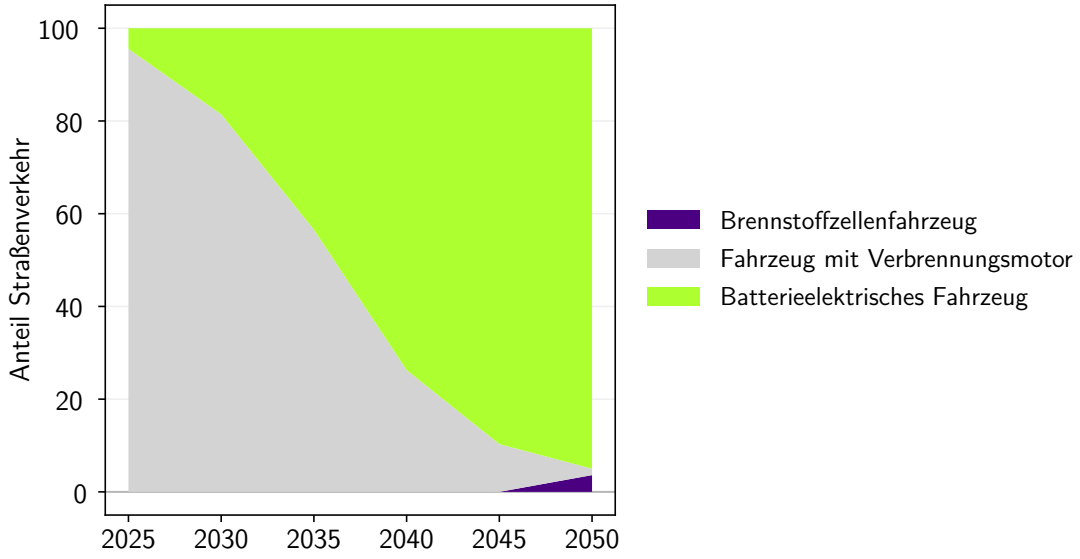


Abbildung A.259: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.224: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

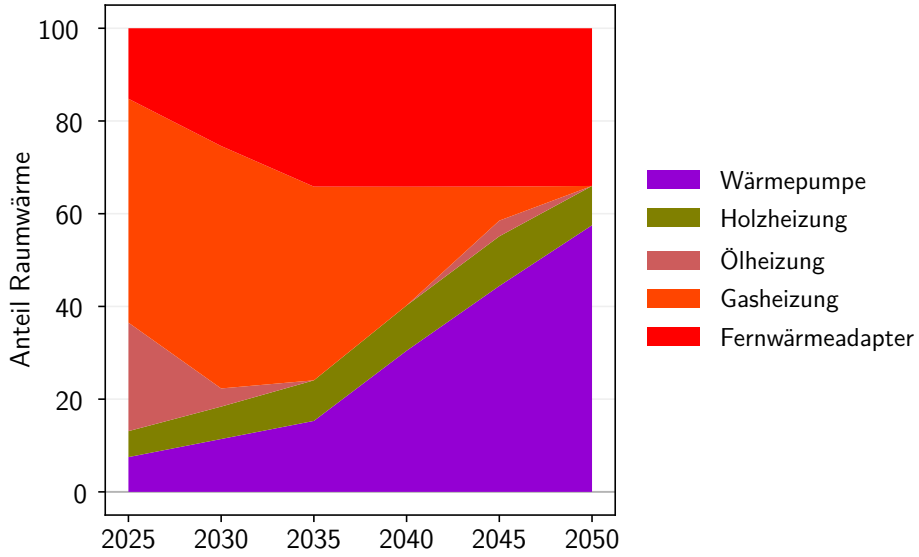


Abbildung A.260: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.225: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,40	34,15	34,15	34,15	34,01
Gasheizung	48,30	52,29	41,78	25,62	7,35	0,01
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	3,92	0,01	0,03	3,38	0,00
Holzheizung	5,60	6,99	8,75	9,76	10,71	8,47
Wärmepumpe	7,50	11,40	15,31	30,44	44,42	57,51

Installierte Leistung Elektrolyse

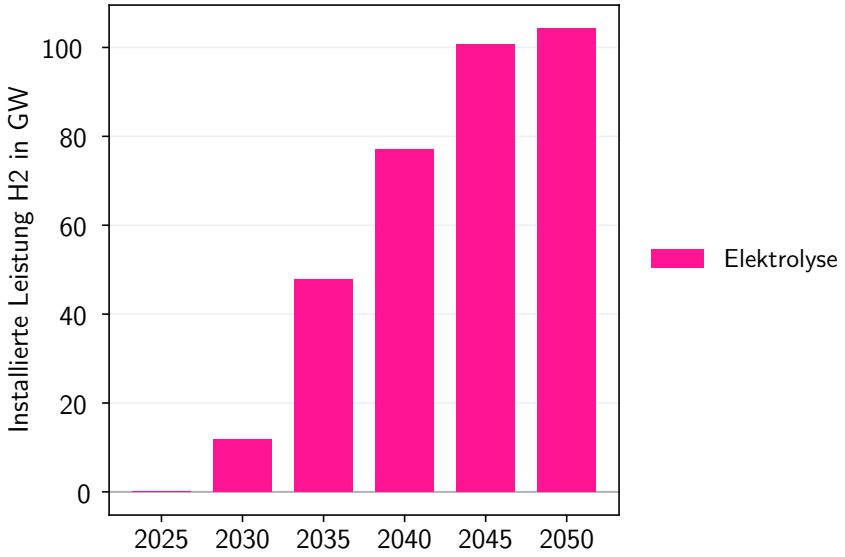


Abbildung A.261: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.226: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,92	47,75	76,96	100,78	104,32

Installierte Kapazität Speicher

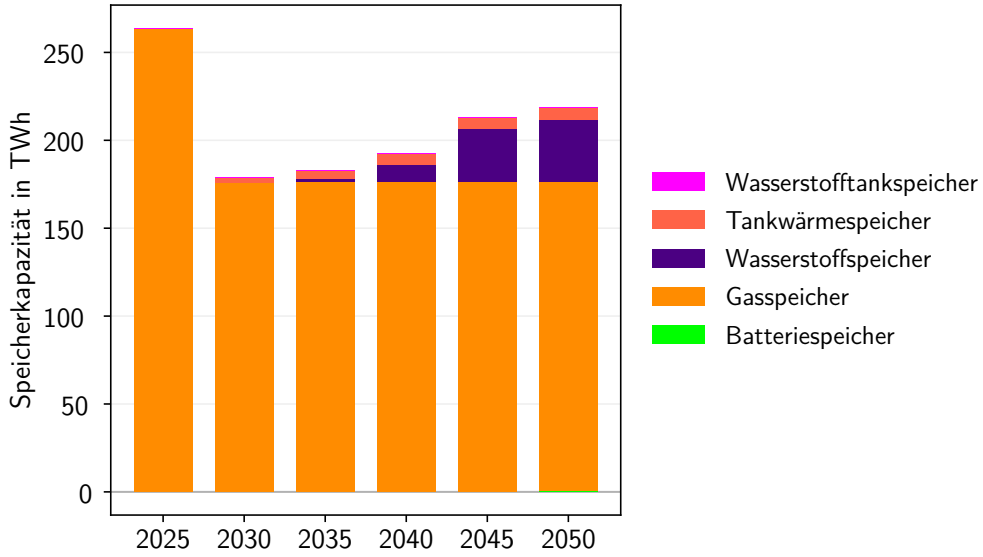


Abbildung A.262: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.227: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,10	0,15	0,33	0,43
Gasspeicher	263,74	176,09	176,09	176,09	176,09	176,09
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,98	9,61	30,10	35,45
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,64	4,79	6,51	6,51	6,51
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,10	0,19	0,29	0,36	0,33

Insgesamt installierte Leistung Speicher

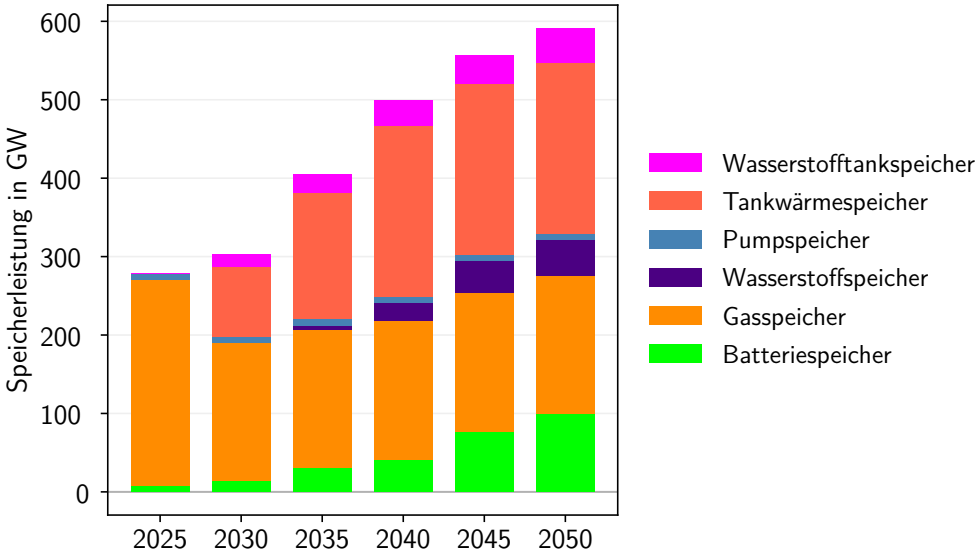


Abbildung A.263: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.228: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	14,44	31,03	41,33	77,22	99,63
Gasspeicher	263,74	176,09	176,09	176,09	176,09	176,09
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	5,49	24,13	41,71	45,78
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	88,47	160,17	217,43	217,44	217,44
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	16,45	23,81	33,01	36,22	44,33

Durchgespeicherte Energie

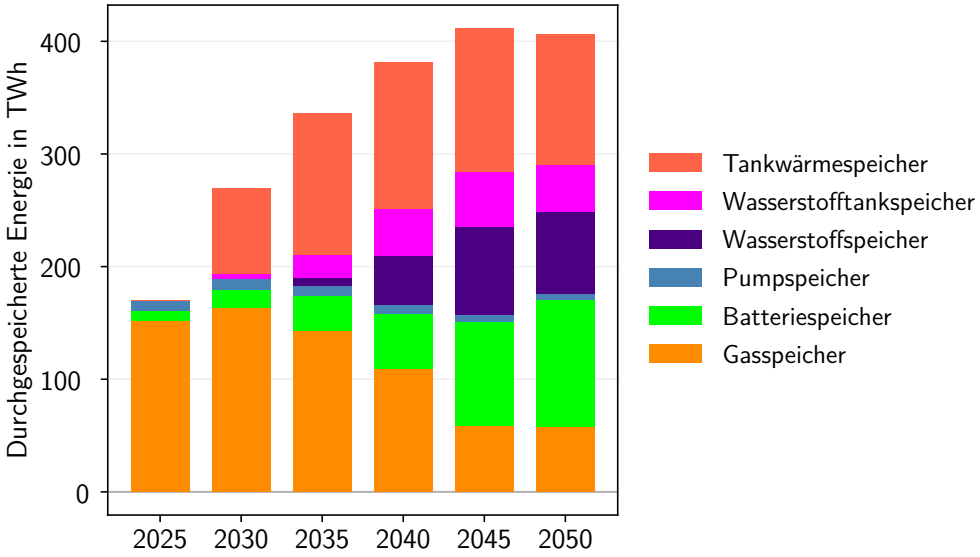


Abbildung A.264: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.229: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	163,43	143,29	109,36	58,46	58,24
Batteriespeicher	8,61	16,15	30,68	48,15	92,16	111,96
Pumpspeicher	9,23	9,83	9,02	8,86	6,94	5,70
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	7,12	43,53	78,43	72,95
Wasserstofftankspeicher	0,00	4,62	20,62	41,46	47,99	41,27
Tankwärmespeicher	0,00	75,71	125,27	130,31	127,63	115,78

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

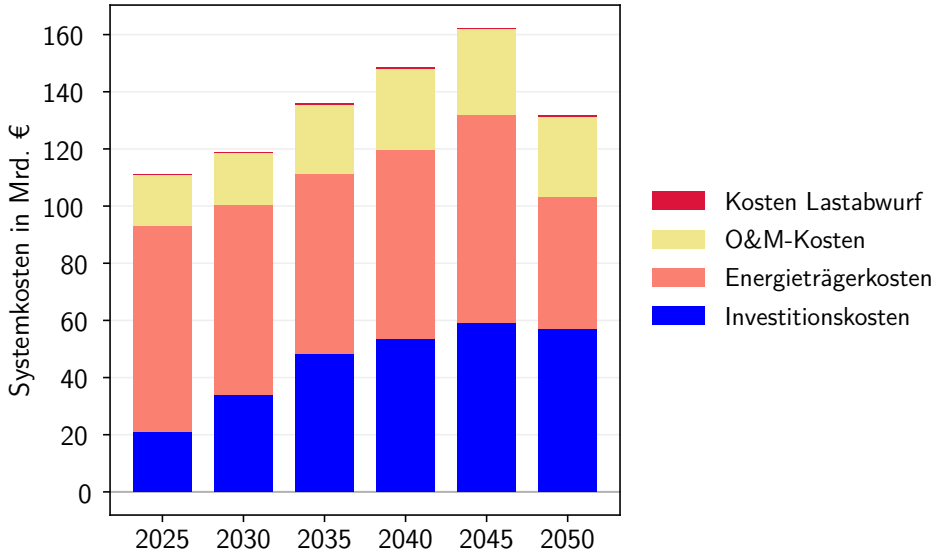


Abbildung A.265: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Energieträgerkosten

Tabelle A.230: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,12	34,06	48,21	53,64	59,31	57,12
Energieträgerkosten	72,10	66,23	62,98	66,00	72,79	45,97
O&M-Kosten	17,68	18,51	24,44	28,29	29,88	27,98
Kosten Lastabwurf	0,00	0,08	0,39	0,49	0,25	0,66

Modellierte Systemkosten nach Komponenten

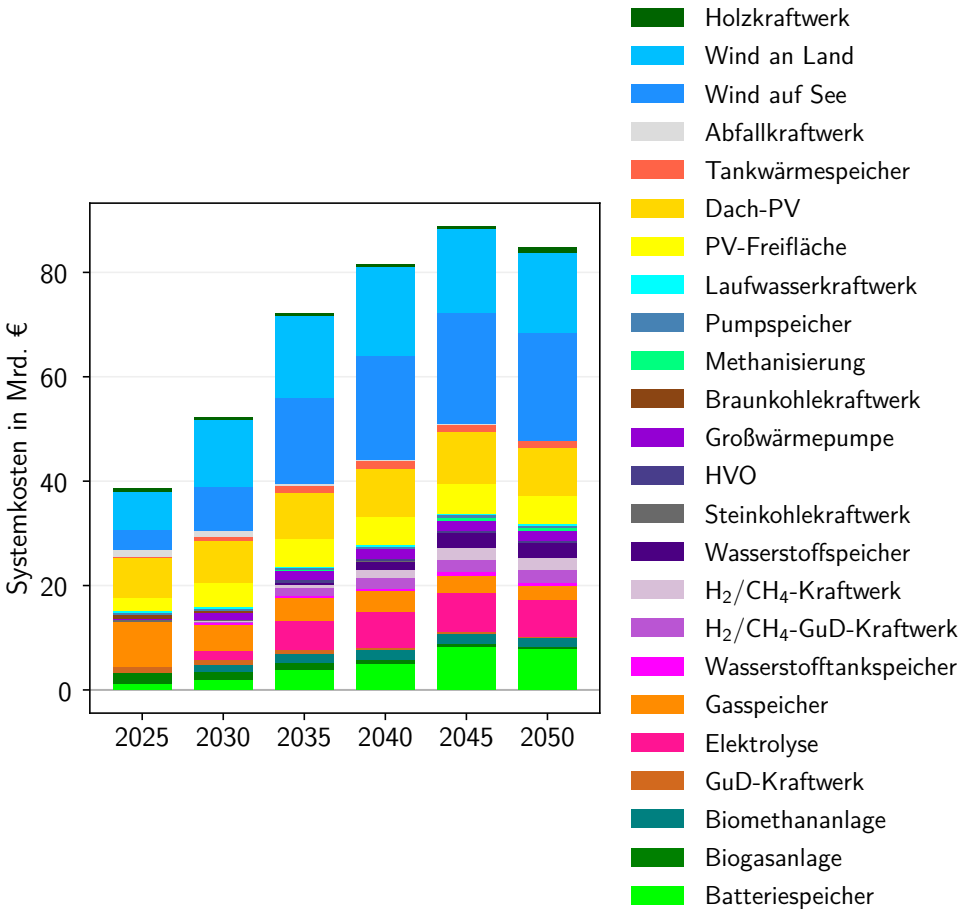


Abbildung A.266: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Energieträgerkosten

Tabelle A.231: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,84	3,85	4,87	8,32	7,92
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,04	1,27	1,79	1,76	1,74	1,77
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,13	1,83	5,56	6,90	7,63	7,10
Gasspeicher	8,45	5,05	4,47	3,88	3,29	2,70
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,27	0,42	0,57	0,65	0,61
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,25	1,41	1,95	2,42	2,41
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,11	0,68	1,65	2,12	2,38
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,41	1,59	3,01	2,92
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42
Großwärmepumpe	0,20	1,39	1,87	1,93	1,84	1,77
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,03	0,65	0,57
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,58	4,62	5,25	5,44	5,78	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,91	9,17	9,84	9,21
Tankwärmespeicher	0,00	0,81	1,16	1,43	1,39	1,36
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,54	0,47	0,40	0,42	0,99

Energieträgerimportkosten

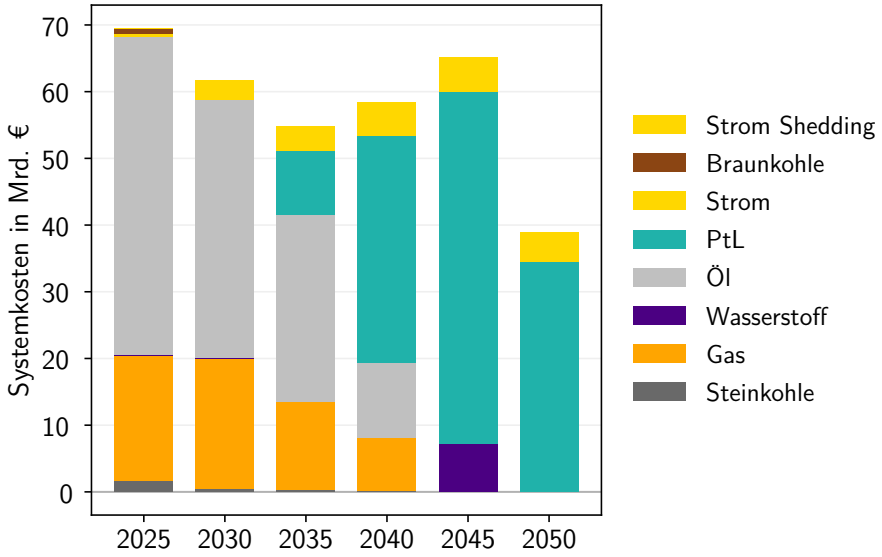


Abbildung A.267: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme*

Tabelle A.232: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,53	0,30	0,15	0,00	0,00
Gas	18,74	19,51	13,26	7,96	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	7,25	0,00
Öl	47,74	38,76	27,96	11,28	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	9,52	34,03	52,71	34,46
Strom	0,40	2,81	3,44	4,46	4,95	3,87
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,08	0,39	0,49	0,25	0,66

A.2.18 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

- In der Raumwärme wird die direkte Elektrifizierung gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert und das Wetterjahr 2011 verwendet.

Primärenergie

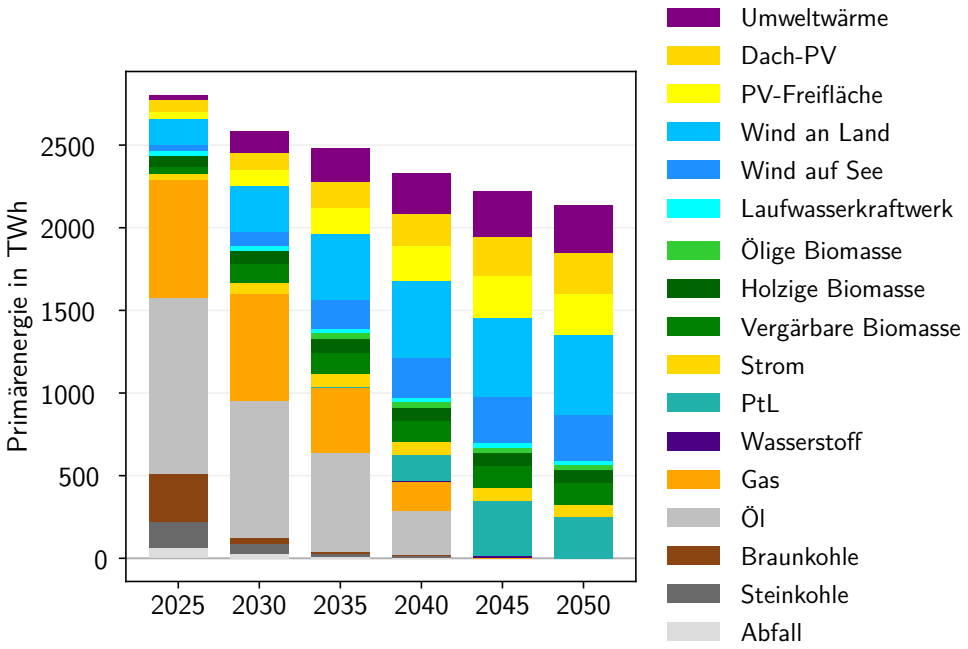


Abbildung A.268: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.233: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,53	30,76	6,50	3,34	0,00	0,00
Steinkohle	152,98	56,02	23,58	11,32	0,00	0,00
Braunkohle	294,70	39,93	7,57	3,63	0,00	0,00
Öl	1062,30	826,28	600,58	270,58	0,00	0,00
Gas	716,16	647,13	394,48	177,24	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	12,05	0,00
PtL	0,00	0,00	5,49	161,62	338,00	250,71
Strom	35,48	69,84	77,41	74,67	77,62	75,03
Vergärbare Biomasse	39,39	111,84	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	71,83	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	34,00	30,91	29,28	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,37	28,60	28,28	28,24	28,59	28,64
Wind auf See	33,61	84,24	173,18	239,83	278,47	278,60
Wind an Land	161,59	280,29	399,47	467,50	478,56	479,27
PV-Freifläche	39,23	93,28	159,62	209,28	251,84	253,02
Dach-PV	75,03	102,49	153,93	194,57	239,94	243,05
Umweltwärme	29,86	129,86	201,34	245,58	277,68	286,68
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

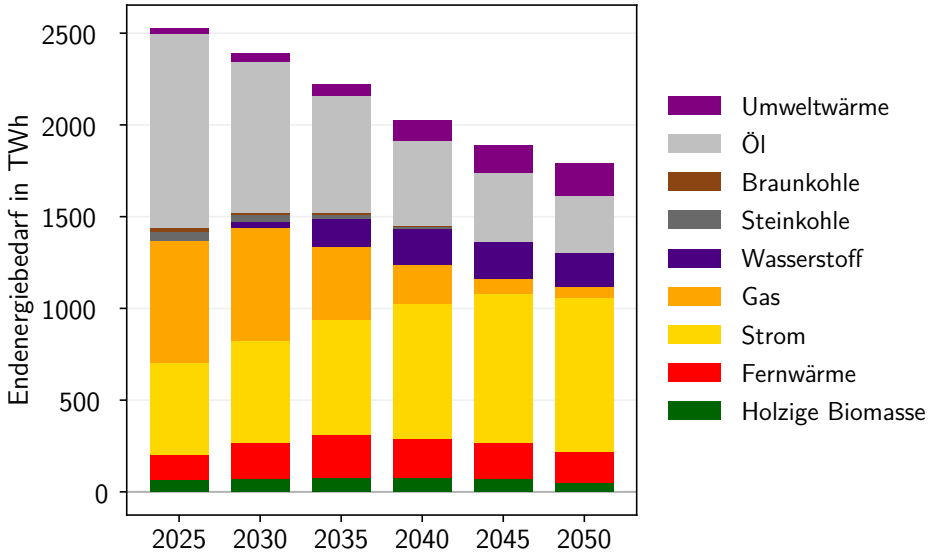


Abbildung A.269: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.234: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	63,89	73,22	79,05	77,76	75,04	48,94
Fernwärme	139,16	194,41	231,59	211,41	191,92	170,74
Strom	501,73	556,78	627,52	734,38	810,85	838,44
Gas	665,24	614,02	398,06	215,77	83,20	60,70
Wasserstoff	0,00	33,61	151,45	195,17	204,05	186,42
Steinkohle	50,98	36,80	23,58	11,32	0,00	0,00
Braunkohle	16,36	11,81	7,57	3,63	0,00	0,00
Öl	1059,58	825,87	641,96	465,20	374,17	308,27
Umweltwärme	29,86	46,40	60,87	110,26	149,66	177,17

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

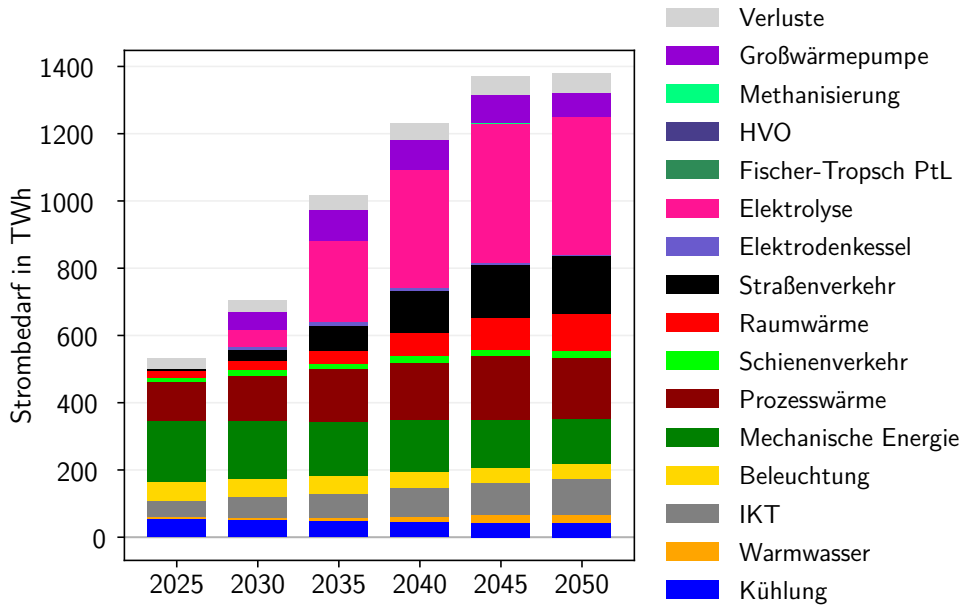


Abbildung A.270: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.235: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,52	52,76	50,03	47,32	44,63	41,97
Warmwasser	3,92	6,17	8,24	15,19	21,06	25,50
IKT	49,07	60,57	72,07	83,57	95,07	106,57
Beleuchtung	57,17	54,31	51,48	48,67	45,89	43,15
Mechanische Energie	180,01	171,06	162,19	153,40	144,70	136,07
Prozesswärme	115,87	136,71	155,55	172,43	187,36	179,72
Schienenverkehr	13,71	15,00	16,42	17,99	19,73	21,26
Raumwärme	19,24	29,70	38,72	69,91	94,11	110,80
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	10,10	11,57	6,47	3,53	1,11
Elektrolyse	-0,00	49,98	243,06	352,35	416,16	409,92
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	1,93
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,27	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,12
Großwärmepumpe	-0,00	53,60	92,63	87,86	82,53	69,48
Verluste	30,31	34,61	43,32	50,21	56,04	57,50

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

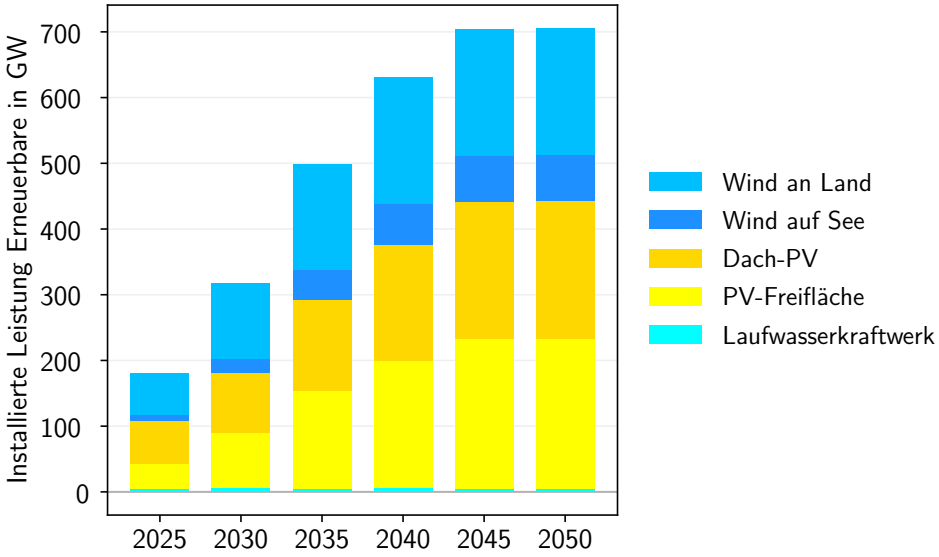


Abbildung A.271: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.236: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	84,88	148,37	194,27	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	139,01	176,67	209,16	210,93
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	114,18	161,20	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

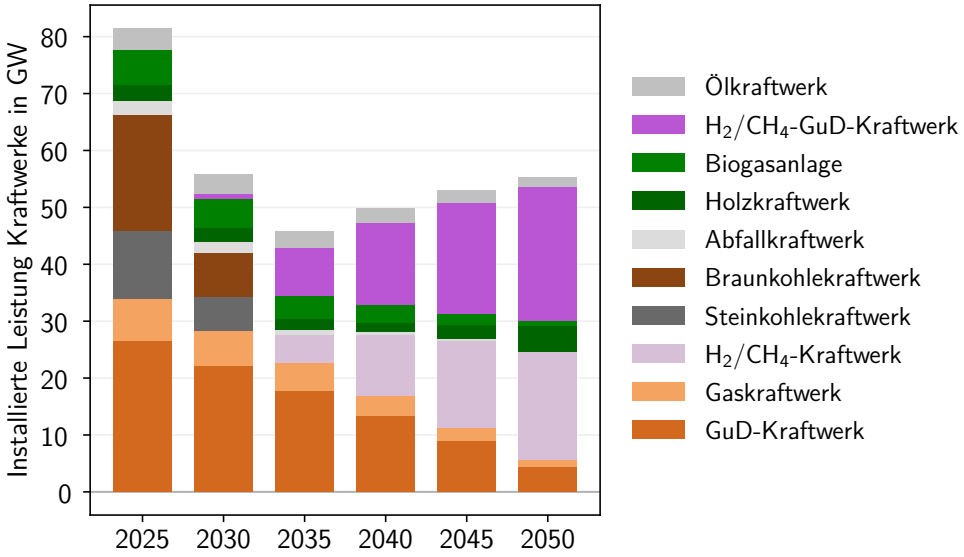


Abbildung A.272: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.237: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,00	5,00	10,66	15,28	19,05
Steinkohlekraftwerk	12,04	5,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,39	1,87	1,60	2,45	4,39
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	1,04	8,50	14,59	19,55	23,59
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

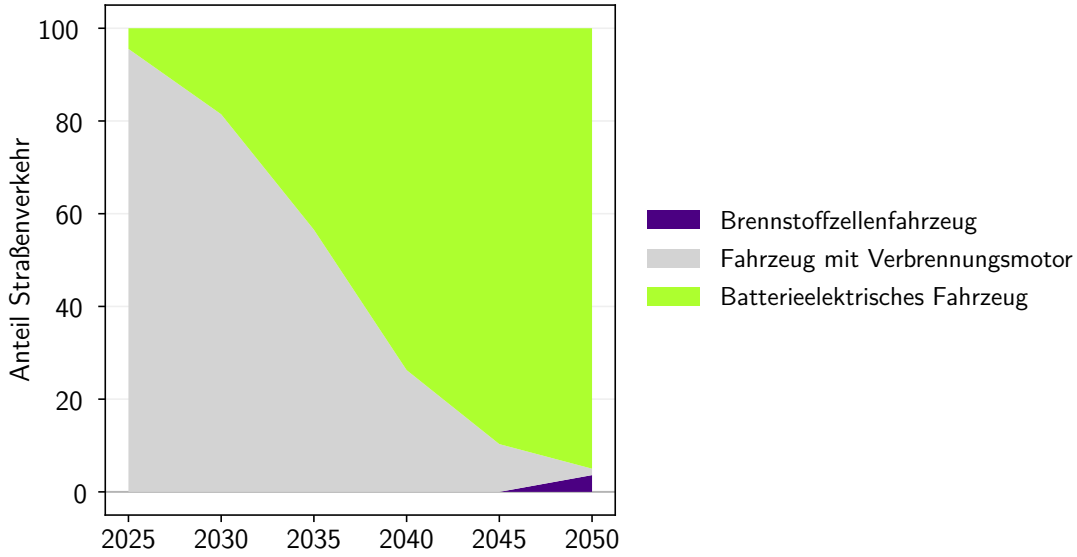


Abbildung A.273: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.238: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

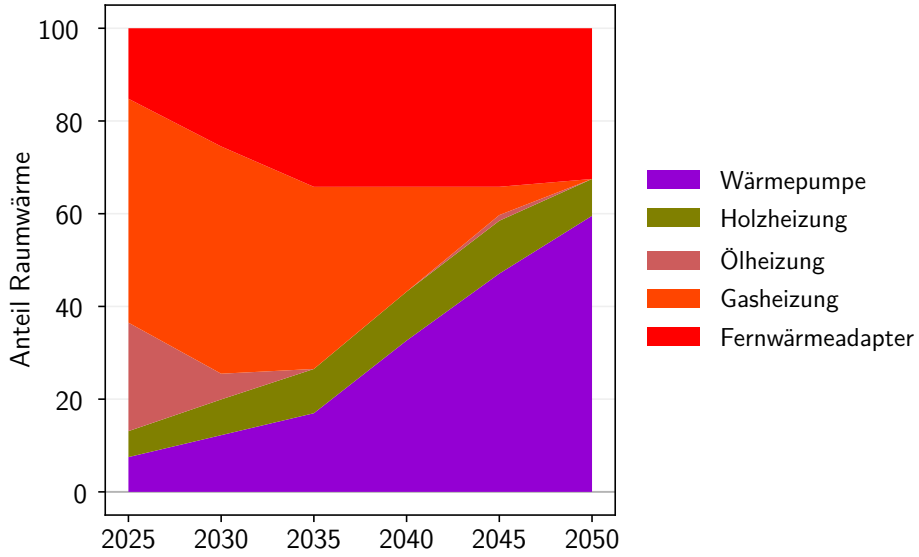


Abbildung A.274: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.239: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,49	34,19	34,19	34,19	32,51
Gasheizung	48,30	49,02	39,29	22,63	6,10	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	5,55	0,01	0,00	1,22	0,00
Holzheizung	5,60	7,71	9,54	10,55	11,40	7,94
Wärmepumpe	7,50	12,23	16,97	32,63	47,08	59,55

Installierte Leistung Elektrolyse

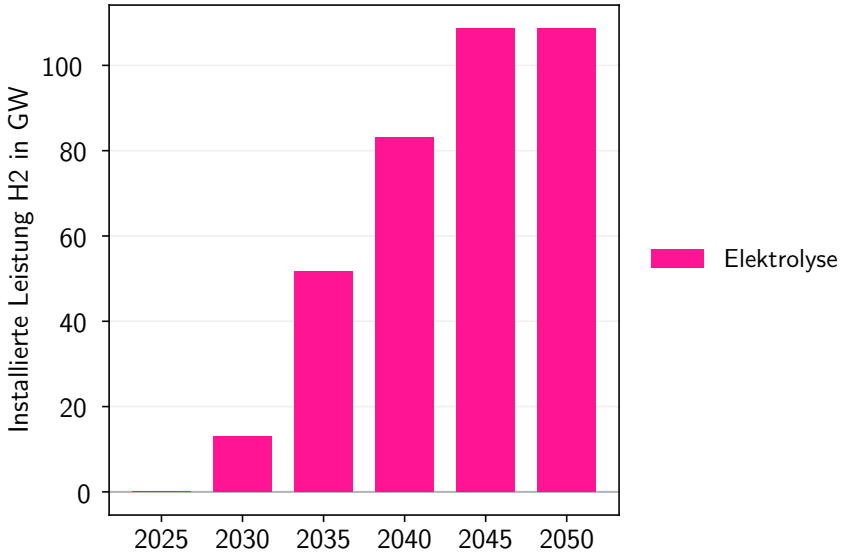


Abbildung A.275: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.240: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	13,07	51,63	83,07	108,70	108,70

Installierte Kapazität Speicher

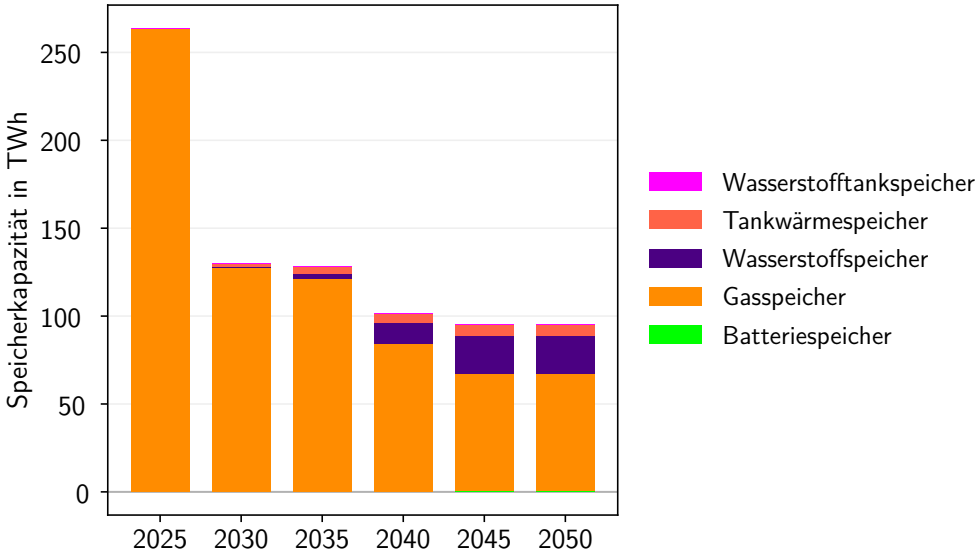


Abbildung A.276: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.241: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,02	0,09	0,17	0,32	0,38
Gasspeicher	263,74	127,79	120,75	83,88	67,01	67,01
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	3,36	11,94	21,70	21,70
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,23	4,05	5,54	5,99	5,99
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,10	0,21	0,31	0,40	0,32

Insgesamt installierte Leistung Speicher

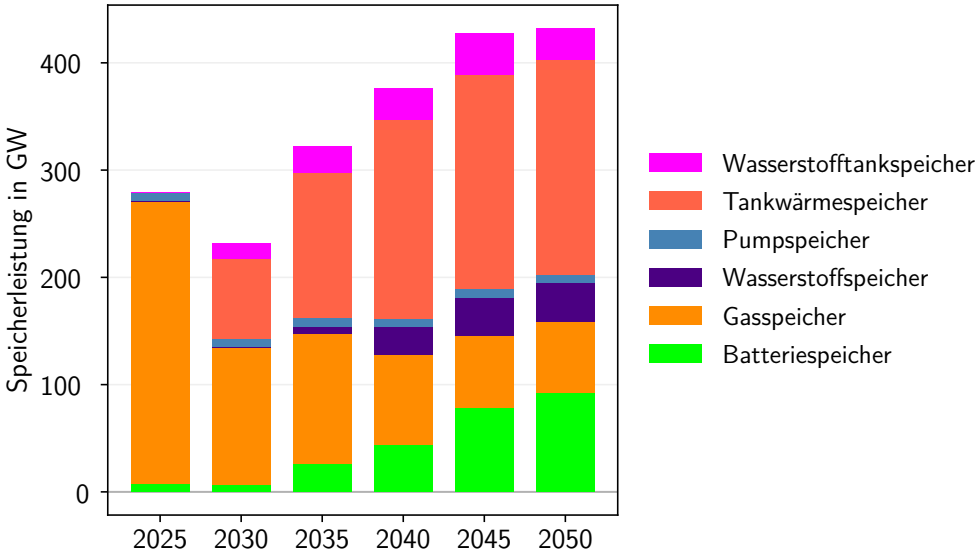


Abbildung A.277: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.242: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	7,14	26,25	44,10	78,56	91,80
Gasspeicher	263,74	127,79	120,75	83,88	67,01	67,01
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	7,35	26,01	35,90	35,90
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	74,70	135,37	184,84	200,07	200,07
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	14,70	24,27	29,46	38,51	29,57

Durchgespeicherte Energie

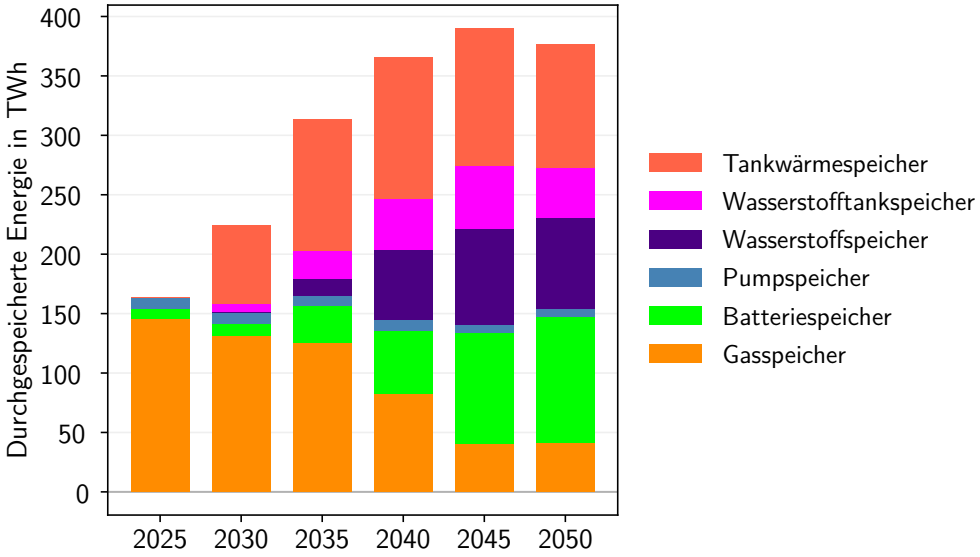


Abbildung A.278: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.243: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	145,41	131,34	125,84	82,76	40,43	41,36
Batteriespeicher	9,00	9,95	30,38	52,92	92,95	106,07
Pumpspeicher	9,34	9,99	9,05	8,83	7,38	6,91
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	13,76	59,72	80,70	76,32
Wasserstofftankspeicher	0,00	7,14	24,22	42,20	52,69	42,28
Tankwärmespeicher	0,00	65,85	110,71	119,26	115,95	104,00

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

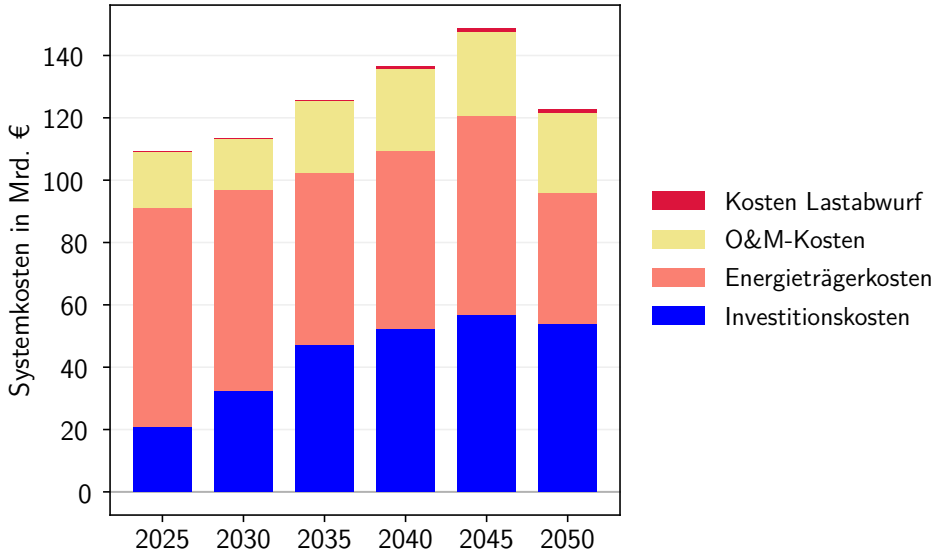


Abbildung A.279: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.244: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,97	32,46	47,33	52,47	56,96	53,95
Energieträgerkosten	70,39	64,28	55,25	57,16	63,53	41,99
O&M-Kosten	17,68	16,68	22,83	26,05	27,27	25,69
Kosten Lastabwurf	0,00	0,09	0,25	0,94	0,98	1,25

Komponentenkosten

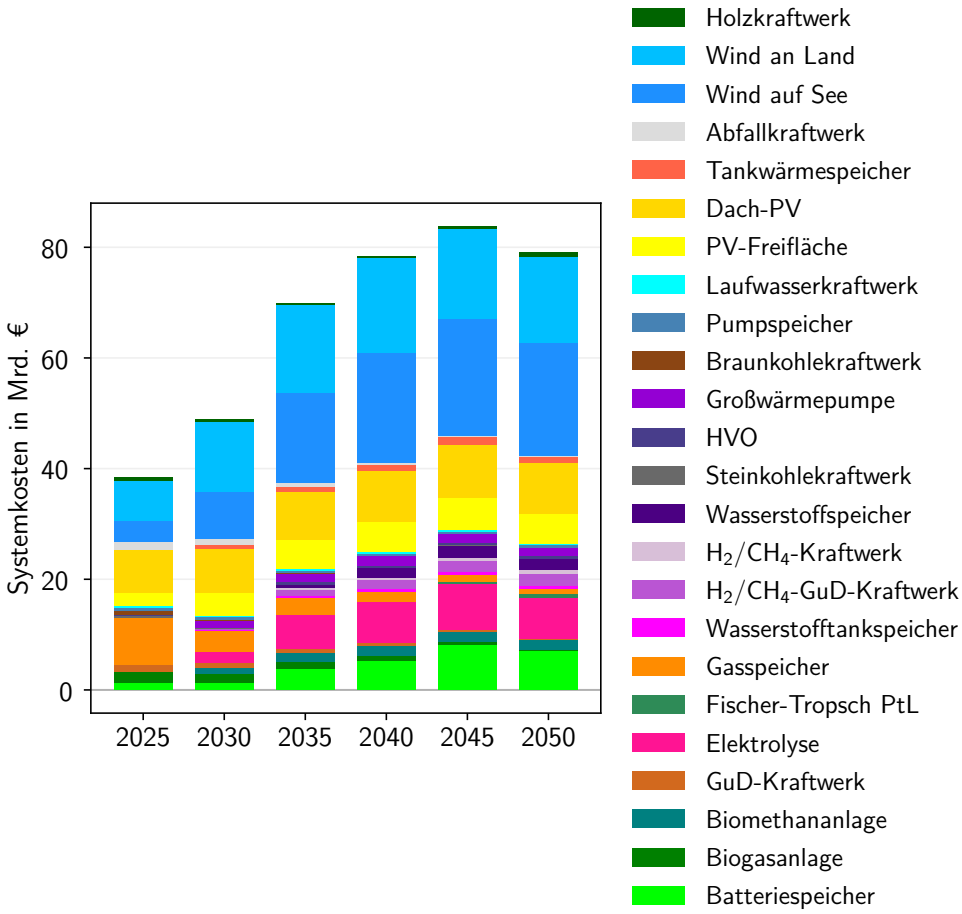


Abbildung A.280: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Energieträgerkosten

Tabelle A.245: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,24	3,81	5,25	8,14	7,04
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,02	1,11	1,70	1,72	1,75	1,72
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,16	2,01	6,01	7,45	8,23	7,47
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,59
Gasspeicher	8,45	3,67	3,06	1,85	1,25	1,03
Wasserstofftankspeicher	0,07	0,28	0,45	0,59	0,71	0,54
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,14	1,10	1,54	1,91	2,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,00	0,28	0,42	0,52	0,60
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,60	1,79	2,33	2,09
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,41
Großwärmepumpe	0,16	1,17	1,57	1,66	1,59	1,53
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	4,11	5,21	5,51	5,81	5,46
Dach-PV	7,74	8,01	8,84	9,07	9,72	9,08
Tankwärmespeicher	0,00	0,69	0,98	1,22	1,27	1,24
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,34	12,71	15,79	17,13	16,17	15,47
Holzkraftwerk	0,58	0,46	0,35	0,28	0,47	0,81

Energieträgerimportkosten

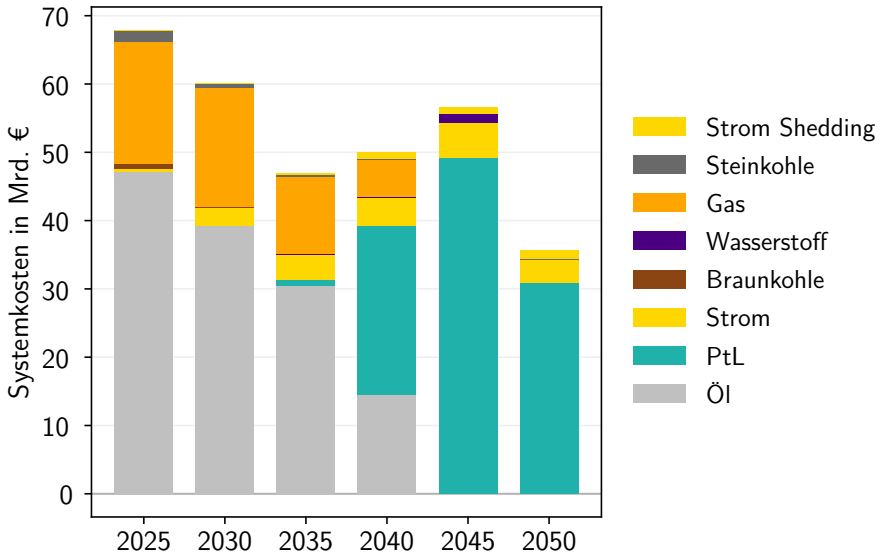


Abbildung A.281: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011*

Tabelle A.246: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2011* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Öl	47,14	39,25	30,40	14,54	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,98	24,77	49,25	30,95
Strom	0,43	2,68	3,67	4,12	5,06	3,40
Braunkohle	0,83	0,11	0,02	0,01	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	1,33	0,00
Gas	17,79	17,39	11,40	5,48	0,00	0,00
Steinkohle	1,70	0,67	0,30	0,15	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,09	0,25	0,94	0,98	1,25

A.2.19 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

- In der Raumwärme wird die direkte Elektrifizierung gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert und das Wetterjahr 2013 verwendet.

Primärenergie

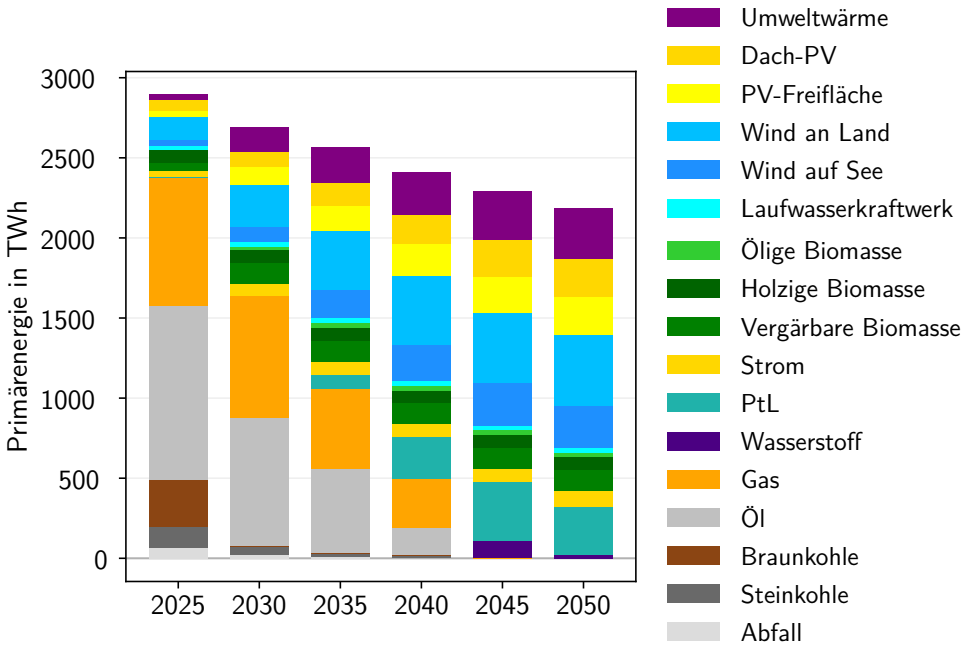


Abbildung A.282: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.247: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	21,24	7,38	4,21	0,00	0,00
Steinkohle	136,03	49,52	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	289,15	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1088,93	793,14	518,61	172,53	0,00	0,00
Gas	801,48	762,69	502,37	306,38	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	110,93	22,16
PtL	0,00	0,00	87,25	259,25	365,18	301,71
Strom	39,38	75,95	79,90	78,26	83,00	97,23
Vergärbare Biomasse	52,23	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	77,18	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	18,72	33,99	30,91	29,28	27,26
Laufwasserkraftwerk	28,75	28,73	28,39	28,24	28,56	28,81
Wind auf See	31,62	96,95	171,95	226,08	263,13	264,38
Wind an Land	147,80	262,92	372,80	434,92	443,15	445,66
PV-Freifläche	36,57	108,74	157,32	194,58	226,08	231,81
Dach-PV	67,74	92,46	139,03	181,02	226,57	238,35
Umweltwärme	32,81	153,55	220,52	266,16	303,76	316,03
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

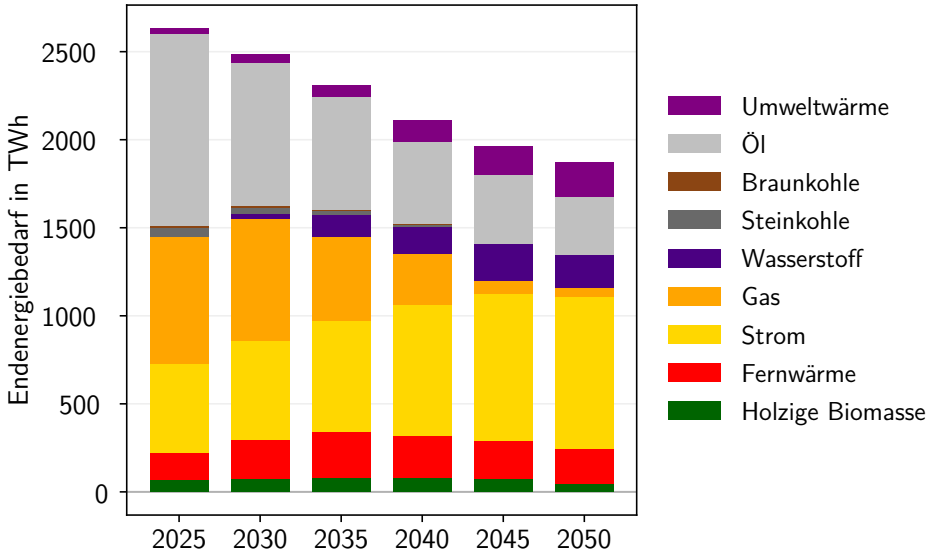


Abbildung A.283: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.248: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	70,07	76,36	77,94	77,30	76,70	47,07
Fernwärme	153,42	217,71	259,75	237,82	216,61	199,27
Strom	505,88	564,24	635,98	749,59	830,84	862,78
Gas	718,40	692,96	477,72	286,86	77,86	53,07
Wasserstoff	0,00	26,96	121,21	155,25	206,94	183,33
Steinkohle	50,94	36,77	23,56	11,31	0,00	0,00
Braunkohle	16,35	11,80	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1085,16	811,04	641,70	464,97	392,63	329,98
Umweltwärme	32,81	51,00	66,88	121,06	164,29	194,38

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

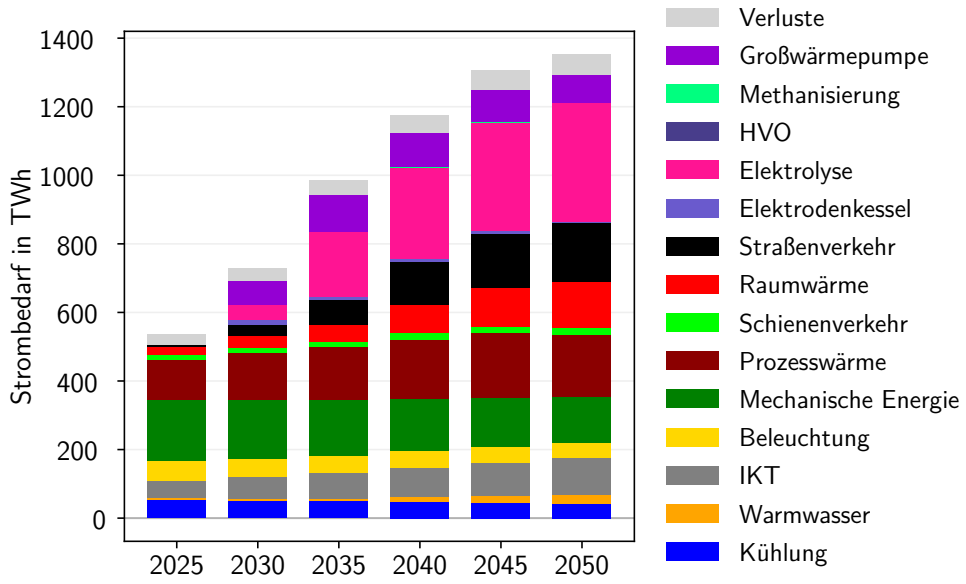


Abbildung A.284: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.249: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	54,82	52,09	49,39	46,71	44,06	41,44
Warmwasser	4,05	6,37	8,50	15,68	21,74	26,33
IKT	50,02	61,52	73,02	84,52	96,02	107,52
Beleuchtung	57,27	54,41	51,57	48,75	45,97	43,23
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,02	153,24	144,55	135,94
Prozesswärme	115,78	136,61	155,44	172,30	187,23	179,59
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	23,21	35,88	46,82	84,50	113,88	134,11
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	14,72	9,80	6,65	6,35	0,82
Elektrolyse	-0,00	43,31	189,09	266,99	316,16	347,78
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,17	0,31	0,28	0,27	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	0,24
Großwärmepumpe	-0,00	70,34	108,62	100,91	95,87	81,98
Verluste	29,27	35,37	43,31	50,80	56,66	58,45

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

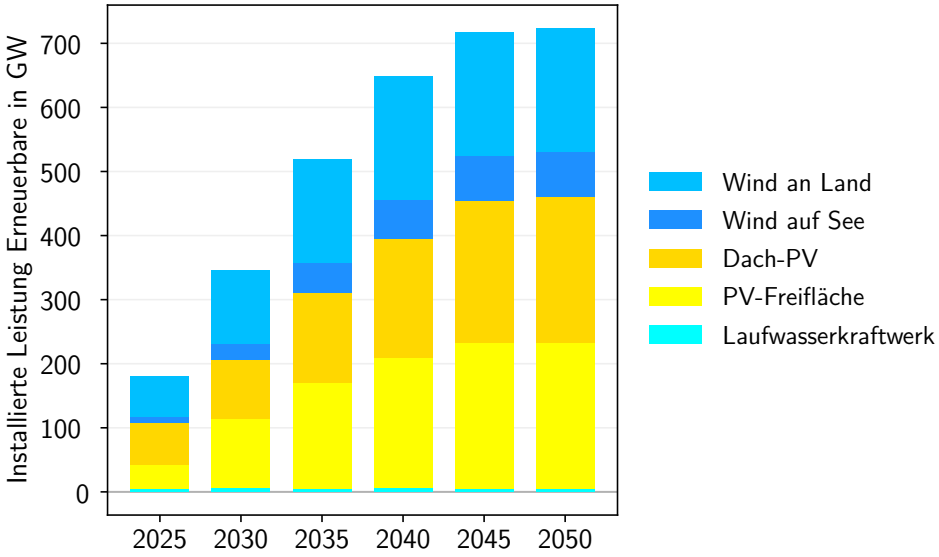


Abbildung A.285: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.250: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	109,14	164,83	204,35	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	140,45	184,80	222,74	228,97
Wind auf See	9,12	26,09	47,07	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

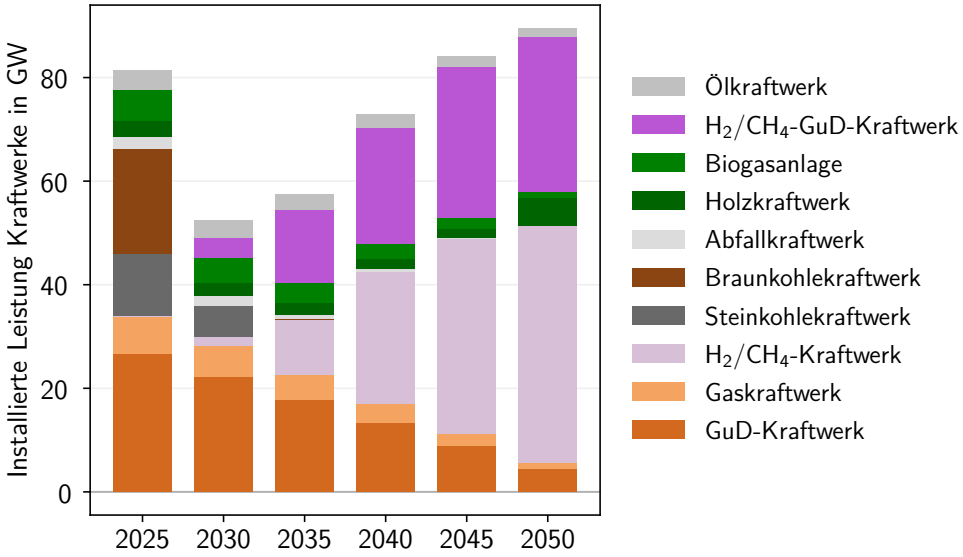


Abbildung A.286: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.251: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	1,70	10,74	25,51	37,55	45,84
Steinkohlekraftwerk	12,04	5,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,39	2,19	1,91	1,75	5,42
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	3,72	13,98	22,35	29,17	29,91
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

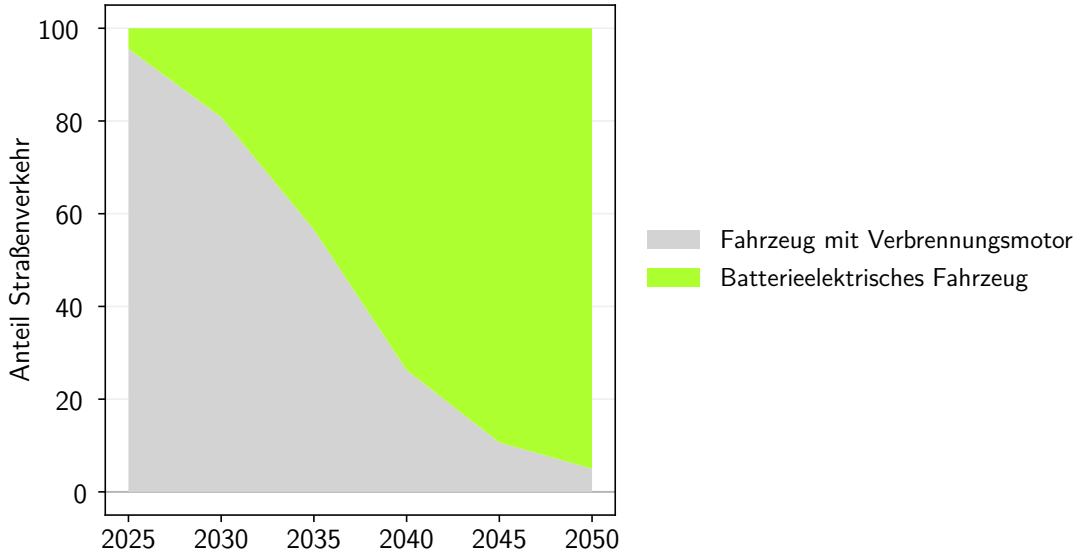


Abbildung A.287: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.252: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	5,00
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anteil Verbraucher Raumwärme

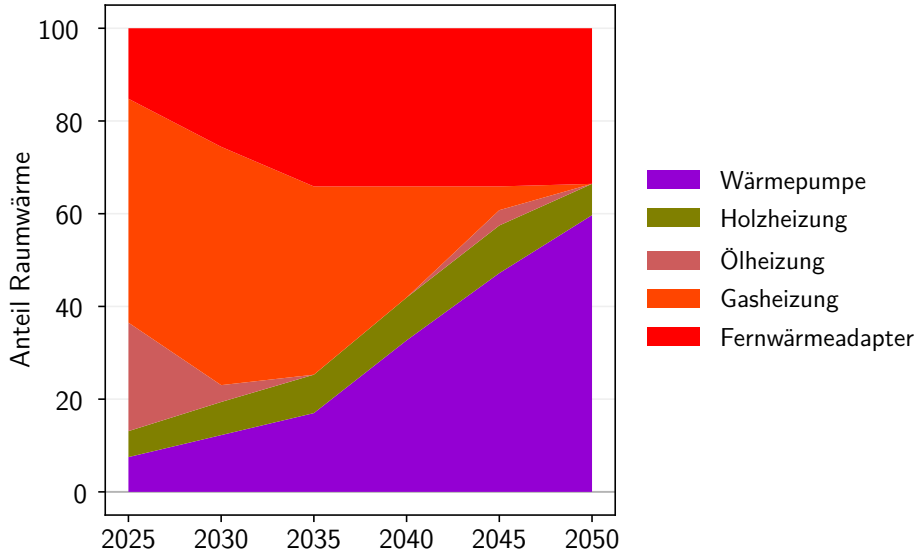


Abbildung A.288: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.253: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,57	34,11	34,11	34,11	33,56
Gasheizung	48,30	51,40	40,60	23,97	5,12	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	3,63	0,01	0,00	3,30	0,00
Holzheizung	5,60	7,14	8,28	9,24	10,28	6,75
Wärmepumpe	7,50	12,25	16,99	32,68	47,18	59,69

Installierte Leistung Elektrolyse

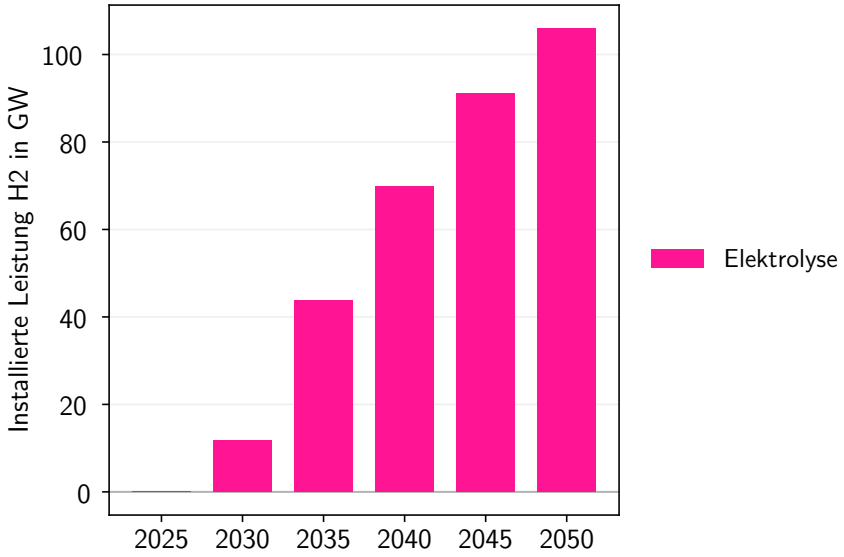


Abbildung A.289: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.254: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,81	43,80	69,89	91,16	106,00

Installierte Kapazität Speicher

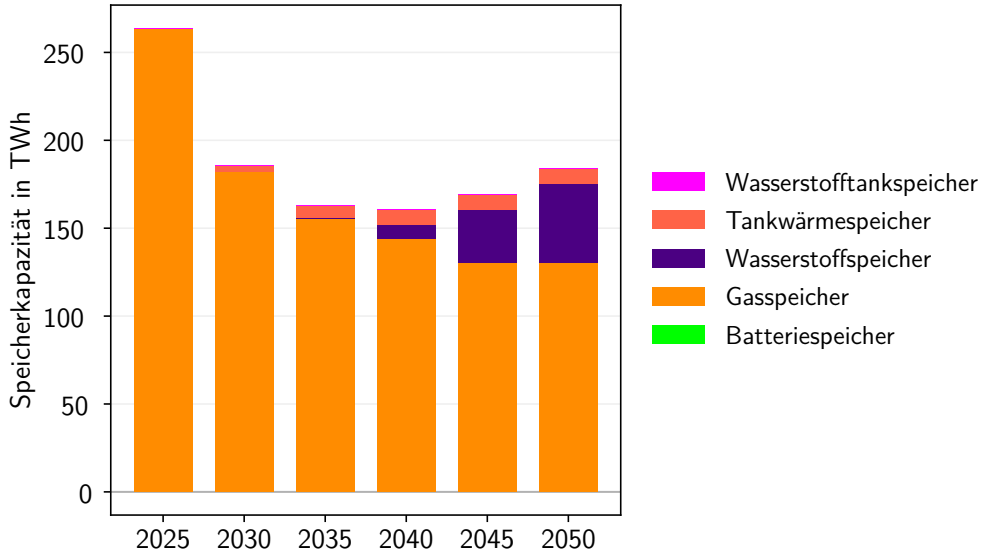


Abbildung A.290: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.255: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,04	0,09	0,14	0,30	0,39
Gasspeicher	263,74	182,18	155,11	143,95	130,28	130,28
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,87	7,95	29,75	44,55
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	3,59	6,52	8,46	8,68	8,68
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,08	0,15	0,23	0,31	0,29

Insgesamt installierte Leistung Speicher

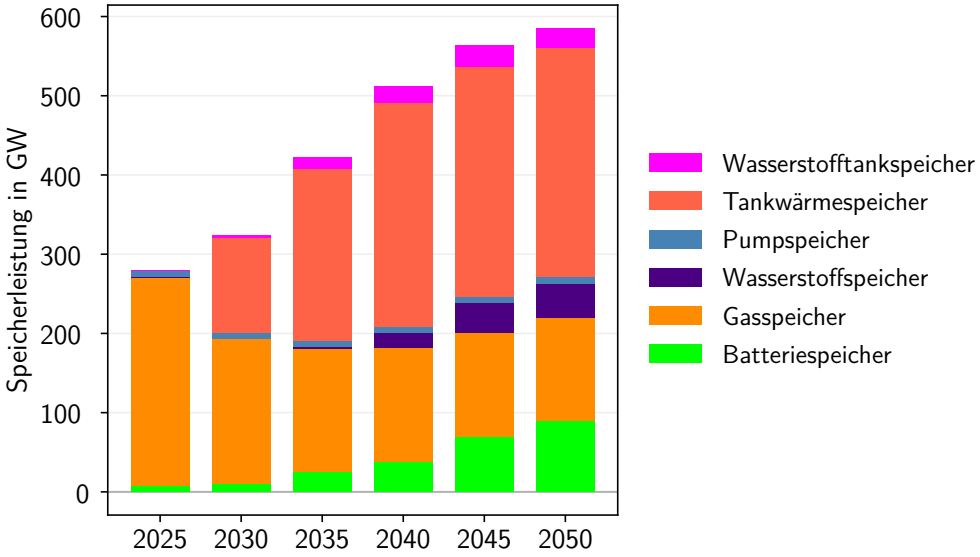


Abbildung A.291: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.256: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	10,96	25,28	38,06	70,21	89,92
Gasspeicher	263,74	182,18	155,11	143,95	130,28	130,28
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	2,42	18,49	38,63	43,25
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	119,76	217,32	282,23	289,36	289,36
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	3,15	14,21	21,39	27,34	24,50

Durchgespeicherte Energie

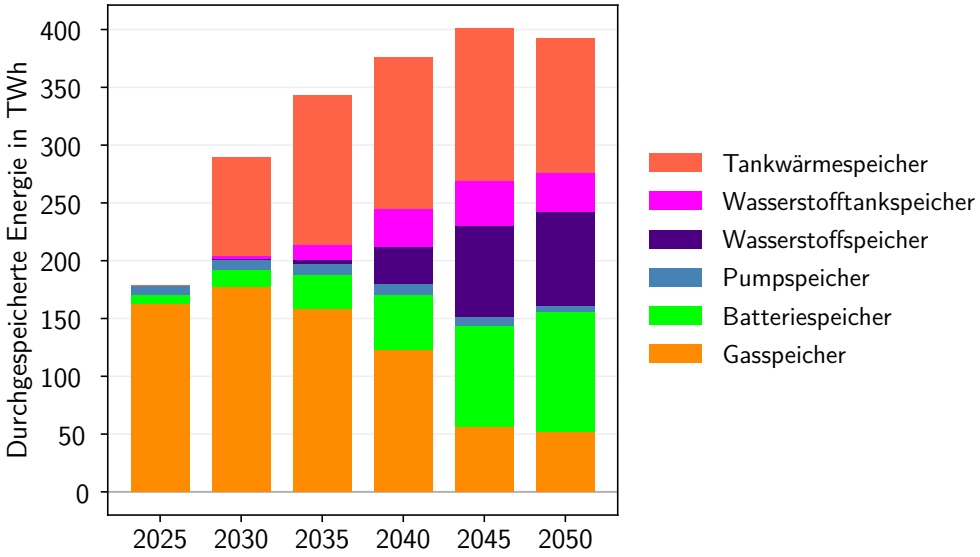


Abbildung A.292: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.257: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	162,71	177,70	158,62	123,11	56,68	51,63
Batteriespeicher	7,97	14,56	29,39	47,57	87,41	103,67
Pumpspeicher	8,05	9,02	9,15	9,01	7,34	5,92
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	3,52	32,40	79,14	81,01
Wasserstofftankspeicher	0,00	2,49	13,00	33,04	38,57	34,10
Tankwärmespeicher	0,00	85,57	129,00	130,69	131,95	116,74

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

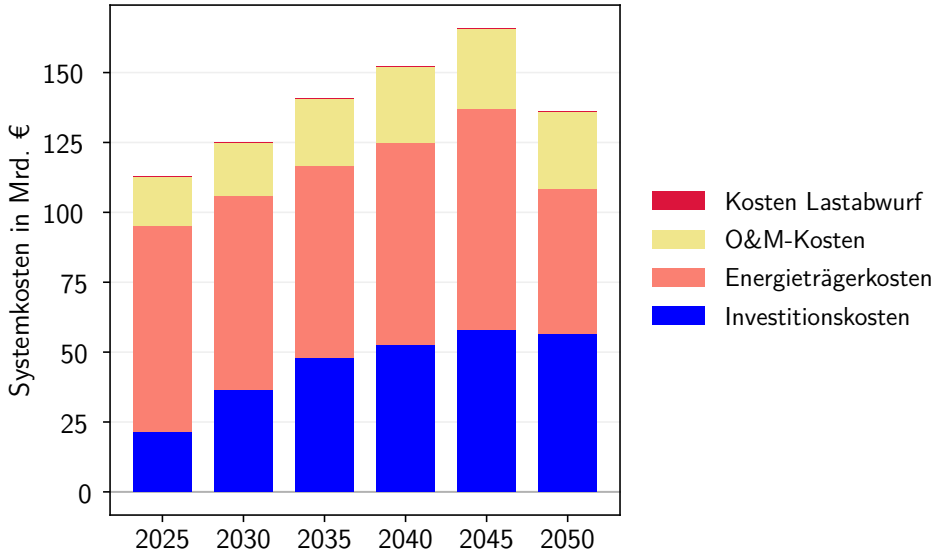


Abbildung A.293: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.258: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,34	36,49	48,00	52,86	58,07	56,58
Energieträgerkosten	73,94	69,29	68,82	71,91	78,97	51,95
O&M-Kosten	17,68	19,14	23,99	27,32	28,73	27,47
Kosten Lastabwurf	0,00	0,00	0,04	0,27	0,08	0,26

Komponentenkosten

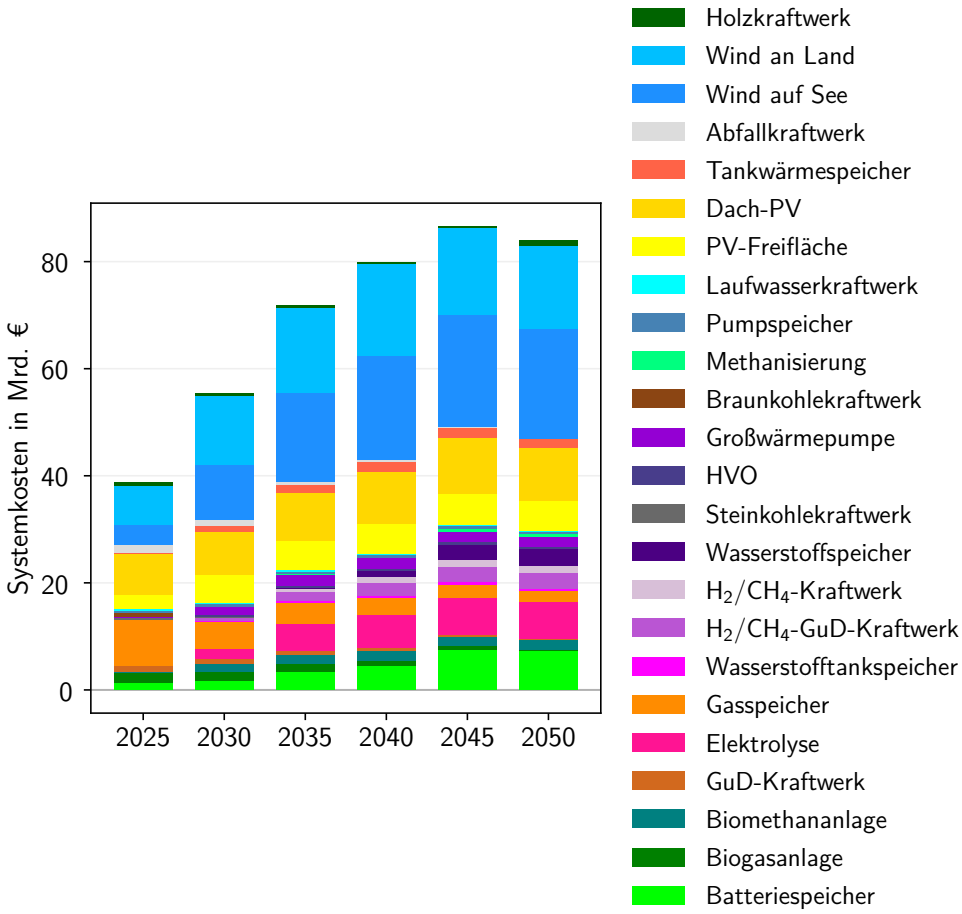


Abbildung A.294: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Energieträgerkosten

Tabelle A.259: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,68	3,50	4,55	7,60	7,22
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,06	1,47	1,80	1,76	1,75	1,80
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,12	1,82	5,07	6,26	6,90	7,00
Gasspeicher	8,45	5,23	3,93	3,17	2,43	2,00
Wasserstofftankspeicher	0,05	0,16	0,31	0,43	0,54	0,48
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,52	1,72	2,32	2,84	2,84
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,11	0,56	1,04	1,30	1,47
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,18	1,26	2,88	3,05
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,26	0,40	0,39	0,38	0,37
Großwärmepumpe	0,24	1,57	2,11	2,04	1,94	1,87
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,00	0,01	0,59	0,52
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,68	5,16	5,54	5,71	5,82	5,48
Dach-PV	7,74	8,01	8,94	9,58	10,39	9,87
Tankwärmespeicher	0,00	1,10	1,57	1,87	1,86	1,82
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,82	10,29	16,57	19,58	21,06	20,40
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,46	0,40	0,33	0,29	1,09

Energieträgerimportkosten

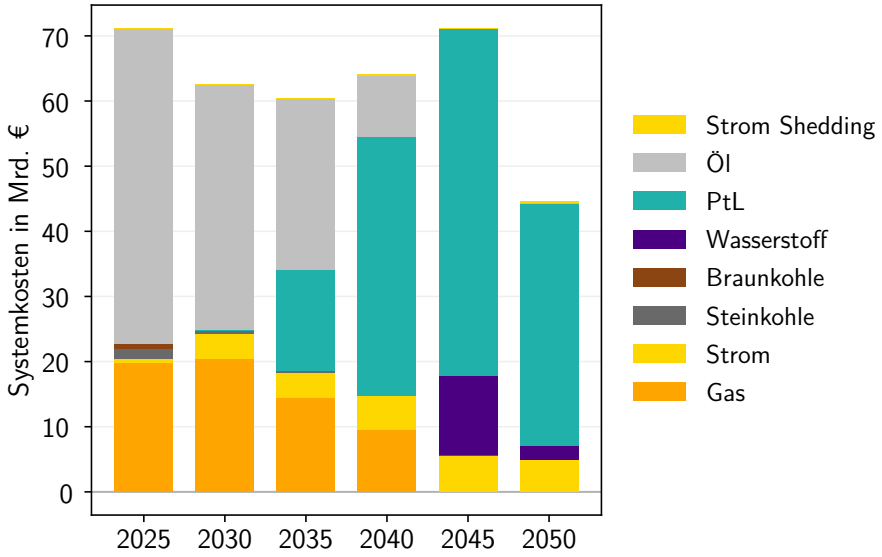


Abbildung A.295: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013*

Tabelle A.260: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2013* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	19,91	20,50	14,52	9,48	0,00	0,00
Strom	0,50	3,75	3,75	5,17	5,61	4,93
Steinkohle	1,51	0,59	0,30	0,15	0,00	0,00
Braunkohle	0,81	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	12,26	2,13
PtL	0,00	0,00	15,50	39,74	53,21	37,24
Öl	48,32	37,67	26,25	9,27	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,00	0,04	0,27	0,08	0,26

A.2.20 *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

- In der Raumwärme wird die direkte Elektrifizierung gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert und das Wetterjahr 2014 verwendet.

Primärenergie

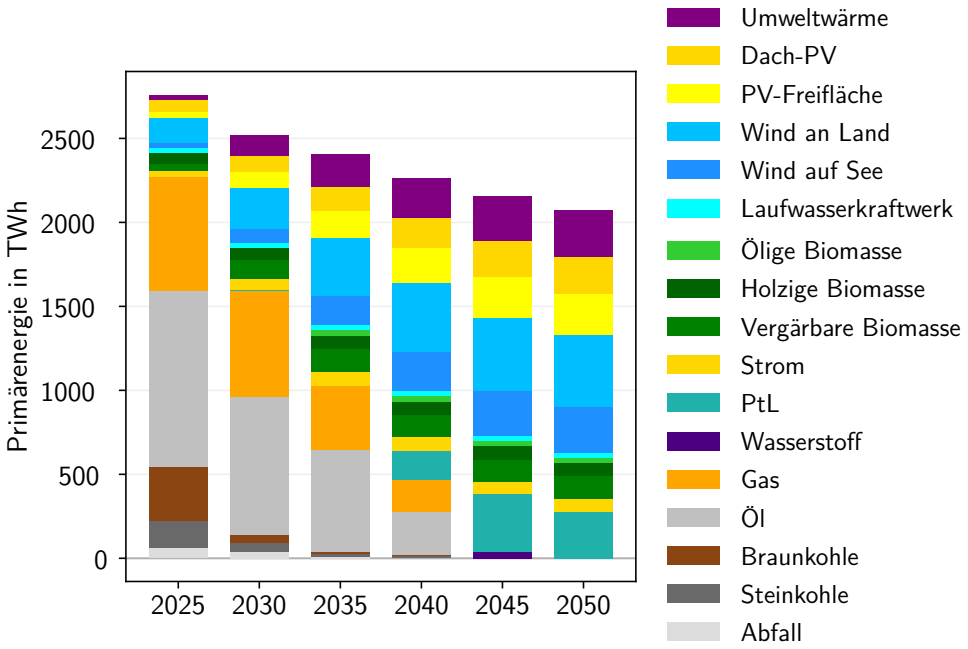


Abbildung A.296: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.261: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,54	38,31	7,10	3,76	0,00	0,00
Steinkohle	161,53	52,57	23,55	11,30	0,00	0,00
Braunkohle	319,52	50,19	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1046,43	822,65	608,23	258,12	0,00	0,00
Gas	681,03	632,56	383,99	193,45	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	38,24	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	173,36	342,27	275,93
Strom	37,78	69,81	84,38	79,17	76,26	82,05
Vergärbare Biomasse	35,83	108,04	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	67,69	75,41	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	34,00	30,91	29,28	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,67	28,81	28,61	28,55	28,71	28,78
Wind auf See	32,87	82,74	171,30	236,33	273,57	273,65
Wind an Land	145,59	247,44	351,20	412,46	432,15	432,84
PV-Freifläche	38,70	91,12	156,85	204,57	243,30	244,37
Dach-PV	71,77	99,10	144,95	180,24	217,43	217,62
Umweltwärme	28,40	123,00	192,84	234,12	263,47	275,72
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

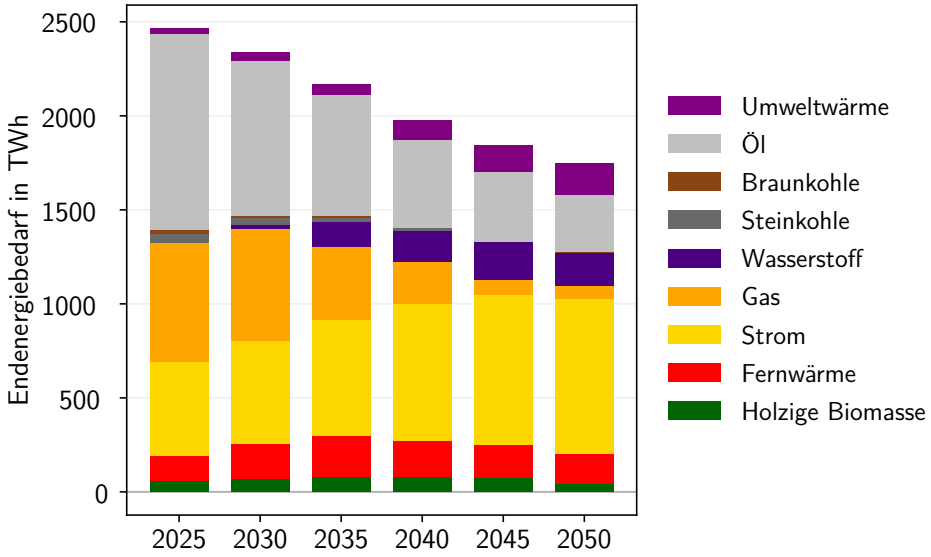


Abbildung A.297: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.262: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	60,42	68,77	79,31	77,81	74,63	44,01
Fernwärme	131,17	184,01	215,65	196,46	177,86	159,56
Strom	498,60	552,27	621,82	724,63	797,95	823,39
Gas	635,16	592,74	390,42	227,13	77,57	67,59
Wasserstoff	0,00	23,46	128,77	166,33	203,37	179,23
Steinkohle	50,92	36,75	23,55	11,30	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	11,79	7,56	3,63	0,00	0,00
Öl	1044,88	822,10	644,57	464,97	371,49	308,06
Umweltwärme	28,40	44,13	57,91	104,93	142,45	168,73

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

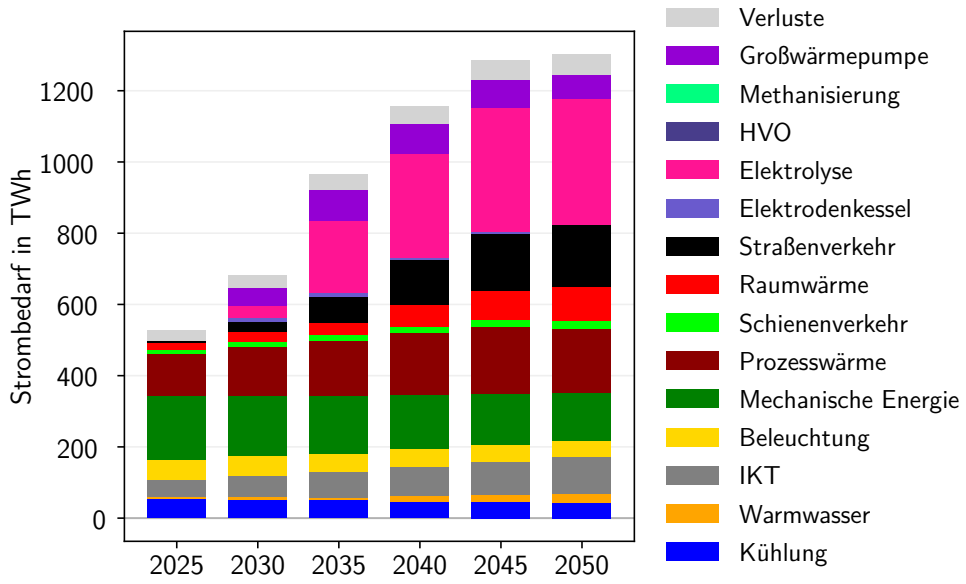


Abbildung A.298: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.263: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,91	53,13	50,37	47,64	44,94	42,26
Warmwasser	3,83	6,03	8,05	14,84	20,57	24,91
IKT	48,43	59,93	71,43	82,93	94,43	105,93
Beleuchtung	57,12	54,27	51,44	48,63	45,86	43,12
Mechanische Energie	179,80	170,86	162,00	153,23	144,53	135,92
Prozesswärme	115,72	136,53	155,35	172,21	187,12	179,49
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	16,87	26,04	33,95	61,28	82,49	97,13
Straßenverkehr	7,21	30,51	72,83	125,91	158,31	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	9,18	10,41	6,93	4,47	2,06
Elektrolyse	-0,00	34,81	202,48	291,64	350,57	351,35
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,27	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00
Großwärmepumpe	-0,00	49,99	86,91	82,50	76,87	67,54
Verluste	29,90	34,05	42,16	50,22	55,55	57,13

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

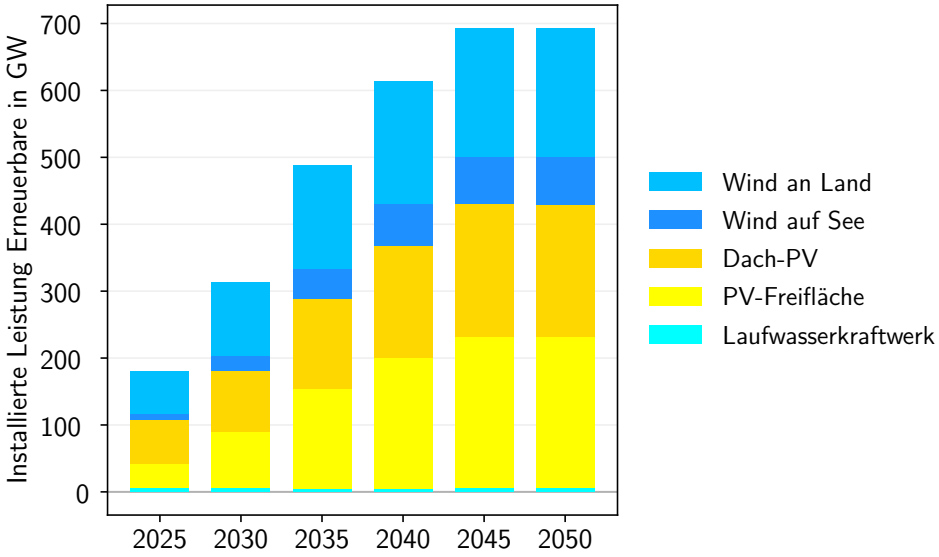


Abbildung A.299: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.264: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	84,88	148,50	194,50	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	134,66	168,77	198,35	197,77
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	110,50	154,99	183,73	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

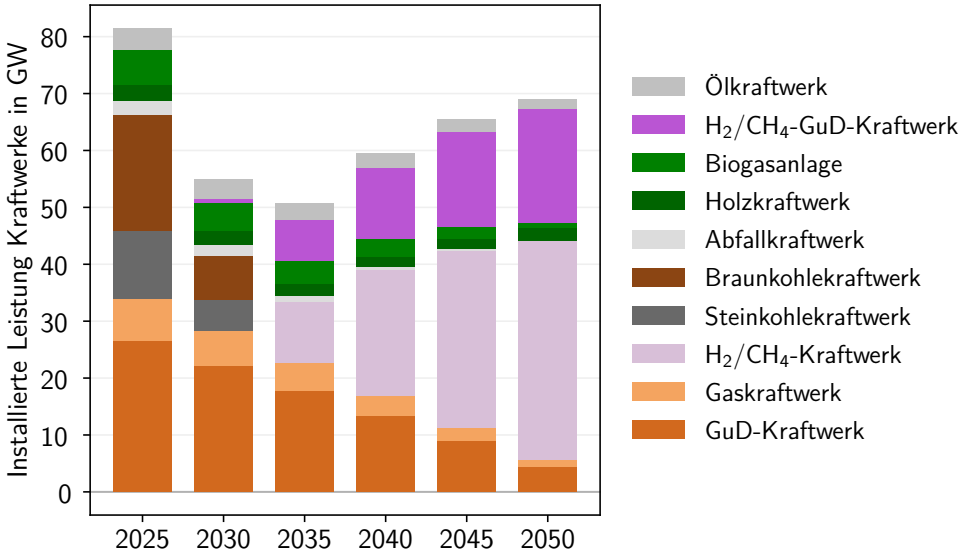


Abbildung A.300: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.265: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,00	10,88	22,04	31,13	38,55
Steinkohlekraftwerk	12,04	5,37	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	7,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	2,39	2,19	1,91	1,81	2,11
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,63	7,13	12,43	16,75	19,91
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

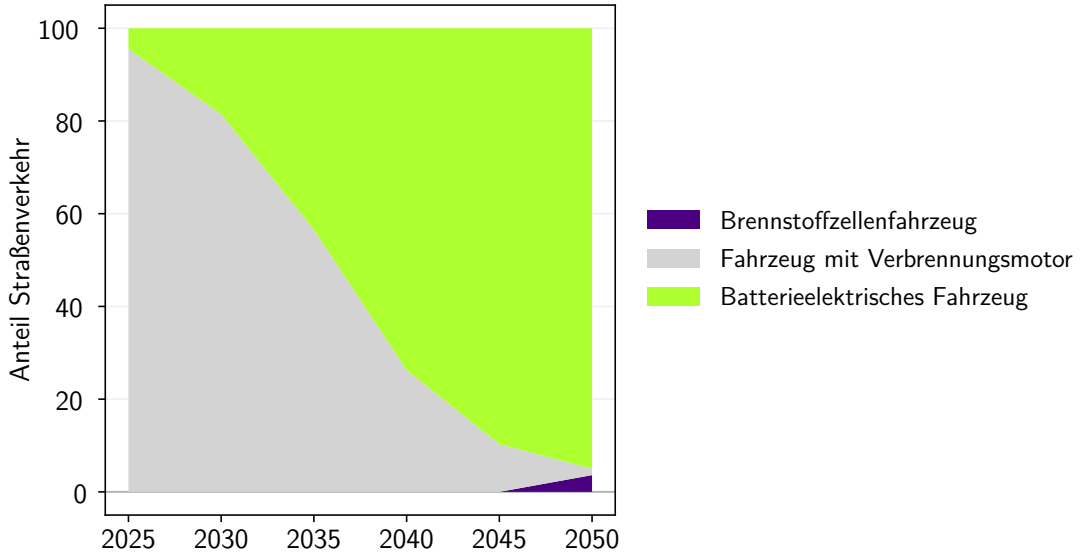


Abbildung A.301: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.266: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	18,56	43,45	73,73	89,70	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	81,44	56,55	26,27	10,30	1,38
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62

Anteil Verbraucher Raumwärme

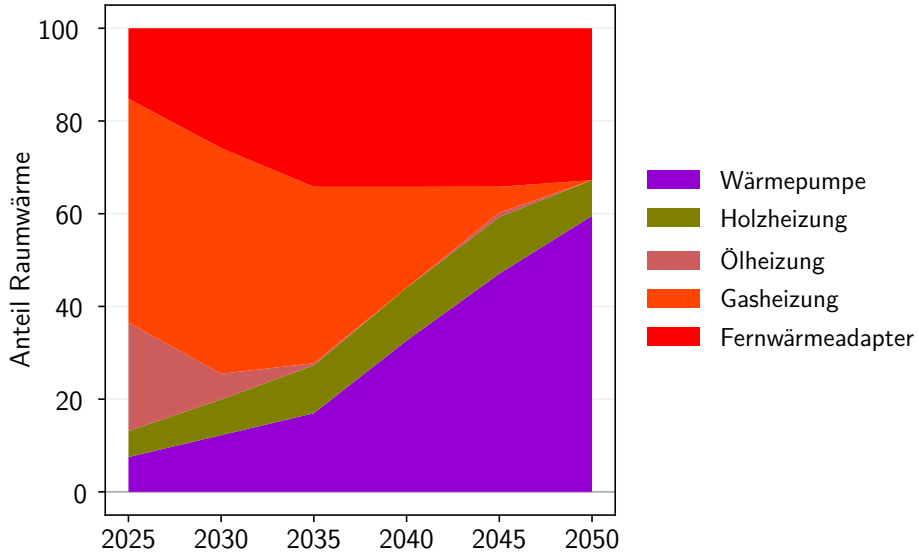


Abbildung A.302: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.267: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,85	34,20	34,20	34,18	32,76
Gasheizung	48,30	48,68	38,05	21,78	5,60	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	5,52	0,44	0,00	0,92	0,00
Holzheizung	5,60	7,72	10,35	11,39	12,23	7,70
Wärmepumpe	7,50	12,23	16,96	32,63	47,07	59,54

Installierte Leistung Elektrolyse

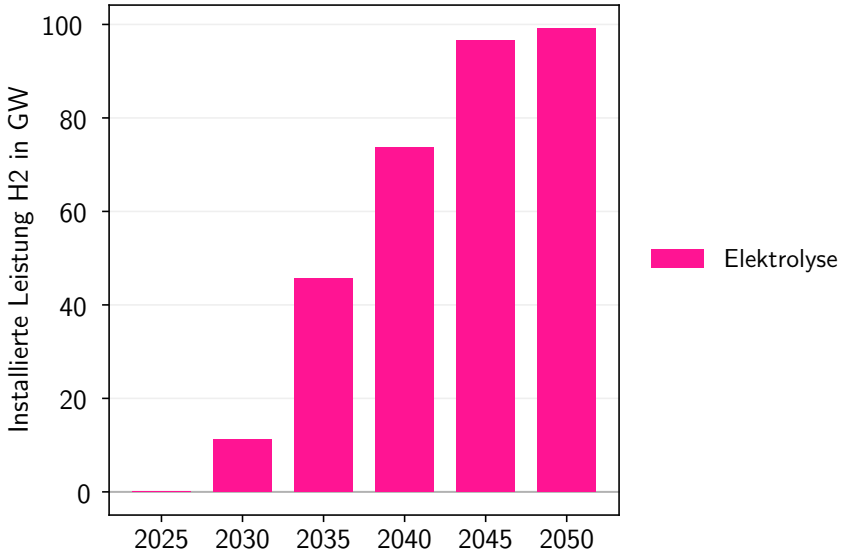


Abbildung A.303: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.268: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	11,30	45,66	73,68	96,52	99,18

Installierte Kapazität Speicher

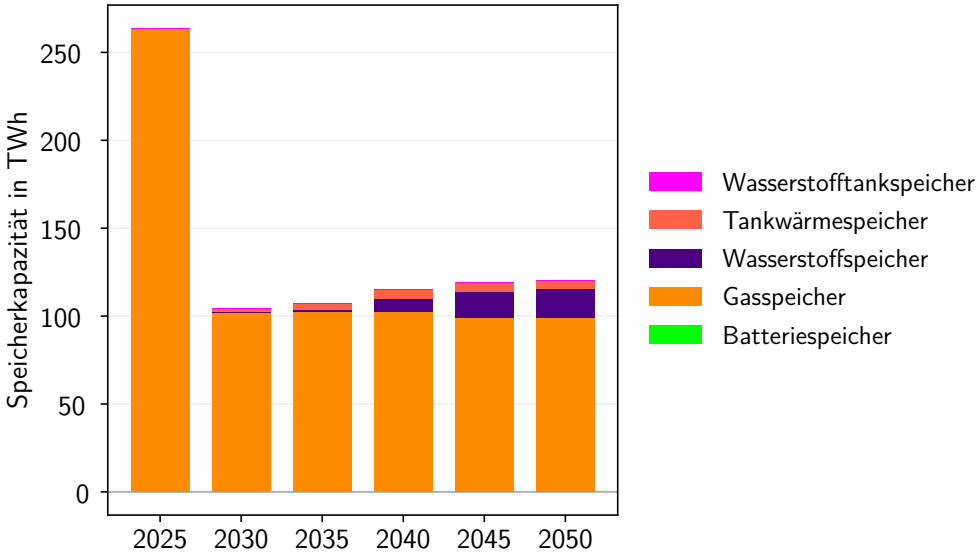


Abbildung A.304: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.269: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,02	0,11	0,18	0,31	0,33
Gasspeicher	263,74	102,26	102,26	102,26	98,81	98,81
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	1,27	7,55	14,51	16,06
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	1,93	3,50	4,79	5,08	5,08
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,10	0,20	0,28	0,35	0,30

Insgesamt installierte Leistung Speicher

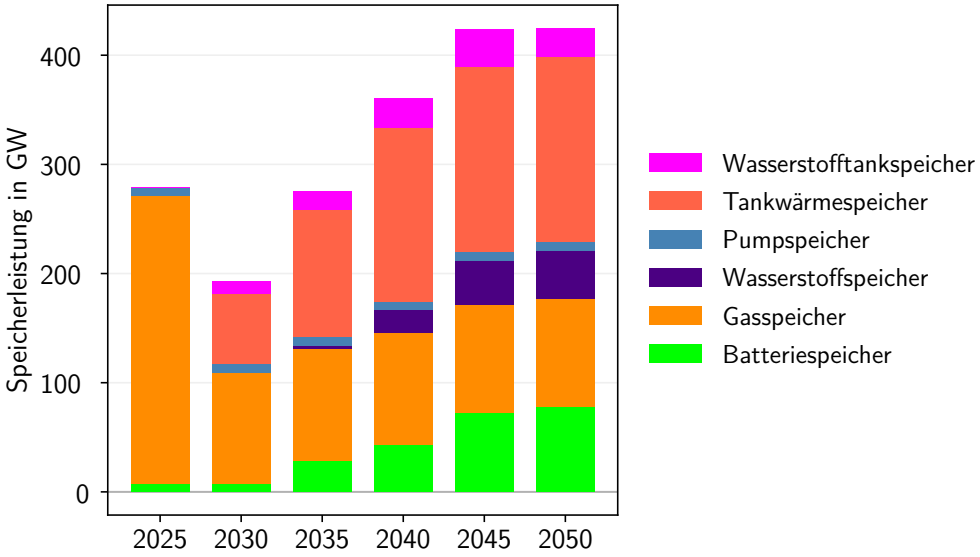


Abbildung A.305: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.270: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	7,14	28,49	43,19	72,59	77,70
Gasspeicher	263,74	102,26	102,26	102,26	98,81	98,81
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	3,51	20,93	40,23	44,52
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	64,32	116,76	159,52	169,29	169,29
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	11,00	16,70	26,58	34,79	26,49

Durchgespeicherte Energie

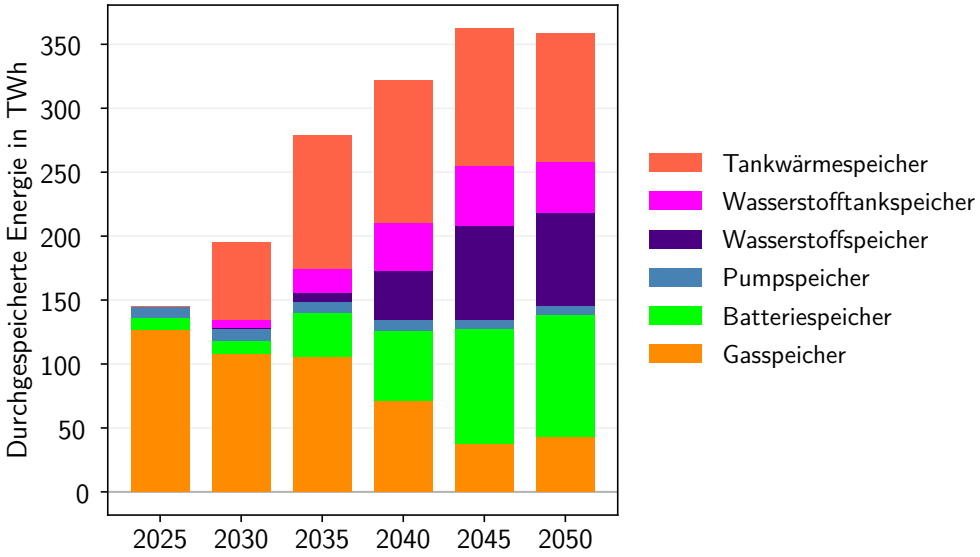


Abbildung A.306: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.271: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	126,93	108,40	106,02	70,77	37,42	43,24
Batteriespeicher	9,09	9,74	34,00	55,35	90,22	95,19
Pumpspeicher	9,26	9,99	9,10	8,61	7,24	6,95
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	6,55	38,33	73,55	73,15
Wasserstofftankspeicher	0,00	6,18	18,58	37,39	46,46	39,68
Tankwärmespeicher	0,00	60,82	104,69	111,41	107,66	100,23

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

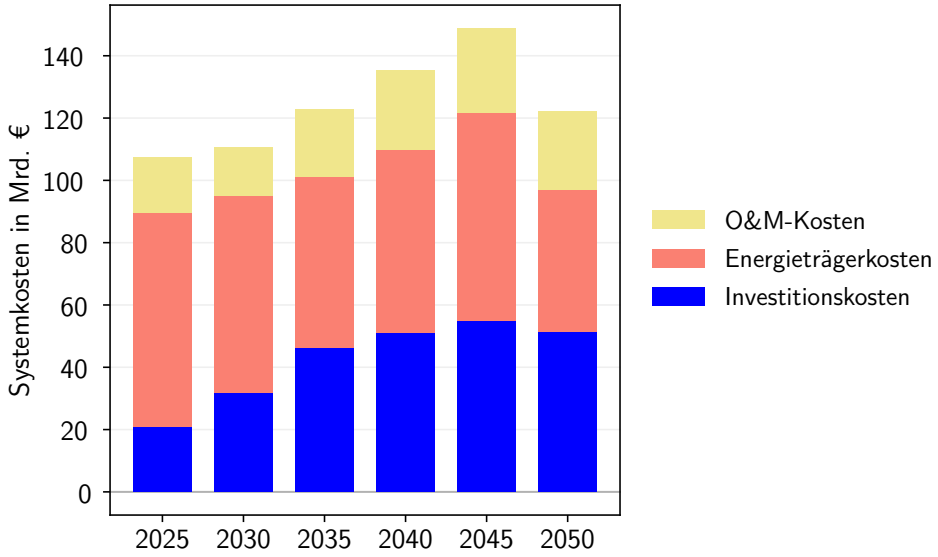


Abbildung A.307: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.272: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	20,83	31,84	46,48	51,02	54,94	51,51
Energieträgerkosten	68,87	63,30	54,57	58,85	66,83	45,41
O&M-Kosten	17,68	15,67	21,74	25,59	27,06	25,31

Komponentenkosten

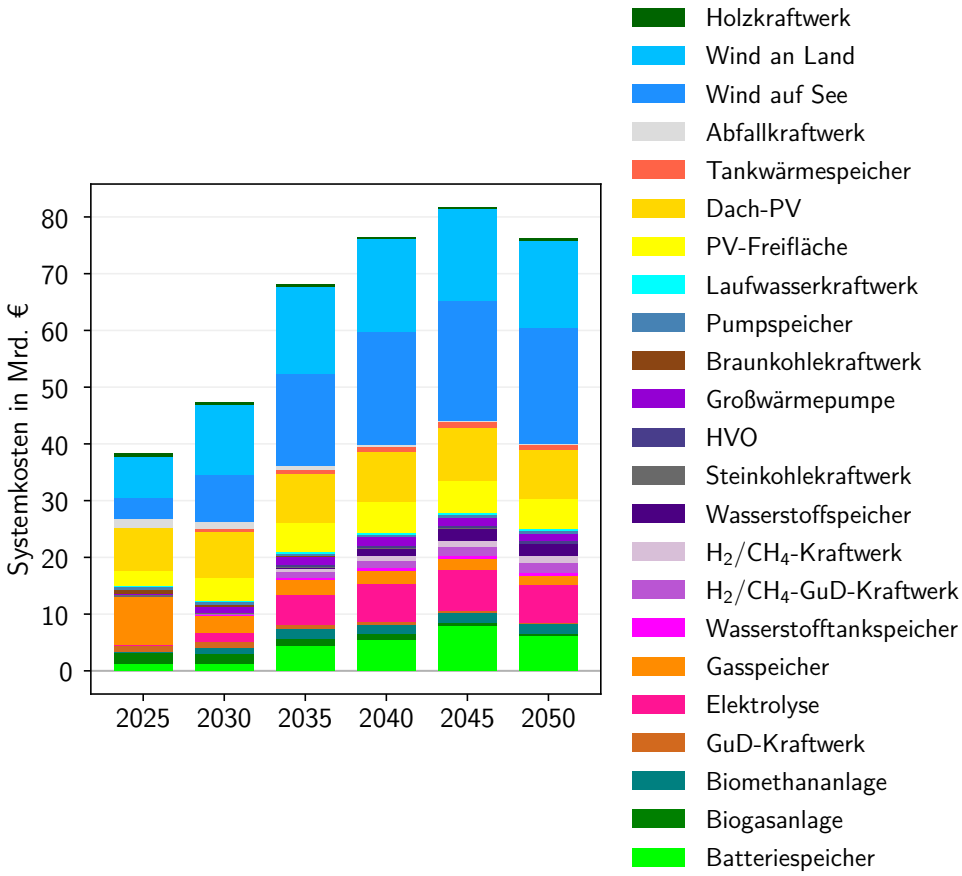


Abbildung A.308: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Energieträgerkosten

Tabelle A.273: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,33	4,41	5,51	7,86	6,22
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,02	1,09	1,69	1,73	1,72	1,73
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,11	1,74	5,32	6,61	7,30	6,76
Gasspeicher	8,45	2,93	2,59	2,25	1,85	1,52
Wasserstofftankspeicher	0,06	0,25	0,40	0,53	0,62	0,49
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,09	0,93	1,31	1,64	1,88
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,07	0,60	0,86	1,06	1,22
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,26	1,34	2,15	2,10
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,42
Großwärmepumpe	0,14	1,08	1,45	1,52	1,45	1,40
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,48	4,11	5,22	5,51	5,81	5,46
Dach-PV	7,74	8,01	8,53	8,66	9,22	8,52
Tankwärmespeicher	0,00	0,59	0,84	1,05	1,08	1,05
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,27	12,26	15,19	16,40	16,08	15,39
Holzkraftwerk	0,58	0,46	0,40	0,33	0,30	0,37

Energieträgerimportkosten

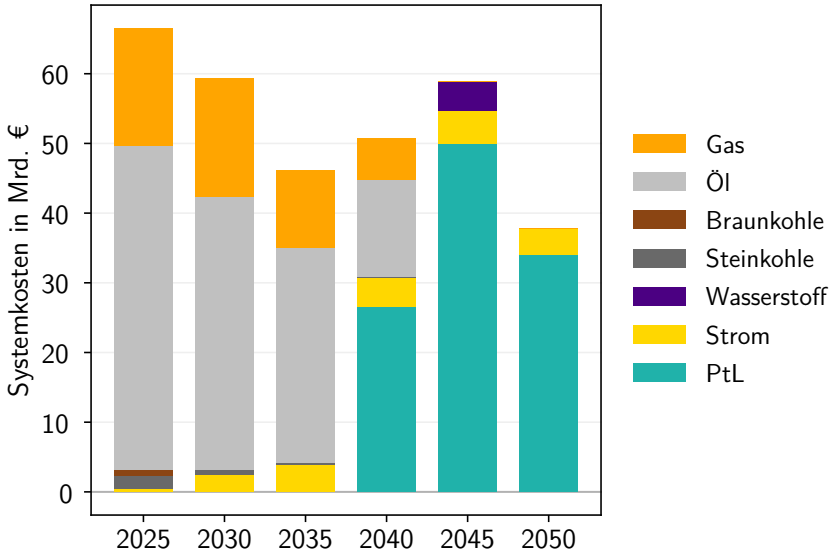


Abbildung A.309: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014*

Tabelle A.274: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Raumwärme mit Wetterjahr 2014* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PtL	0,00	0,00	0,00	26,57	49,87	34,06
Strom	0,48	2,47	3,89	4,18	4,84	3,71
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	4,23	0,00
Steinkohle	1,79	0,62	0,30	0,15	0,00	0,00
Braunkohle	0,89	0,14	0,02	0,01	0,00	0,00
Öl	46,44	39,08	30,79	13,87	0,00	0,00
Gas	16,92	17,00	11,10	5,98	0,00	0,00

A.2.21 *Verzögerung Prozesswärme*

Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

- In der Prozesswärme werden die direkte Elektrifizierung und der Einsatz von grünem Wasserstoff gegenüber dem Basis Szenario um 5 Jahre verzögert.

Primärenergie

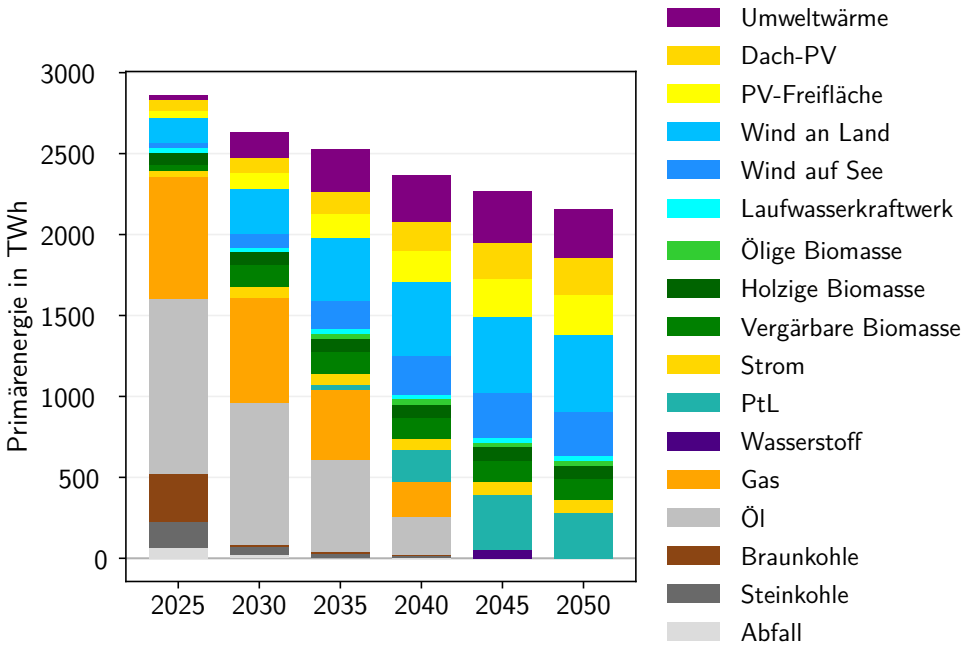


Abbildung A.310: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.275: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	64,52	23,17	5,22	3,33	0,00	0,00
Steinkohle	159,17	44,93	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	302,43	17,40	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1075,91	877,82	571,18	238,78	0,00	0,00
Gas	754,48	646,16	429,30	216,66	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	52,94	0,00
PtL	0,00	0,00	35,39	193,42	339,51	278,14
Strom	34,57	71,03	68,55	71,35	82,15	84,33
Vergärbare Biomasse	41,05	131,00	131,00	131,00	131,00	131,00
Holzige Biomasse	74,31	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Ölige Biomasse	0,00	0,00	33,93	31,16	28,56	27,24
Laufwasserkraftwerk	28,51	28,66	28,15	28,17	28,46	28,76
Wind auf See	32,86	83,95	171,15	237,54	276,15	277,13
Wind an Land	155,79	278,92	391,49	459,55	468,95	471,84
PV-Freifläche	38,13	94,84	149,32	194,31	239,22	245,65
Dach-PV	72,16	98,77	133,42	175,59	222,29	232,36
Umweltwärme	30,09	155,81	259,76	287,60	317,09	297,81
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Endenergiebedarf

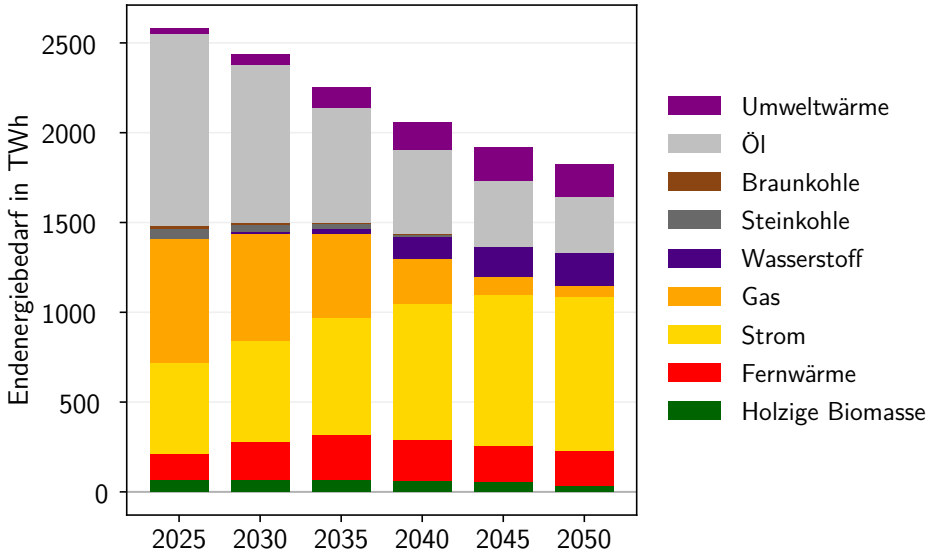


Abbildung A.311: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.276: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	67,10	71,05	68,34	64,13	53,94	35,98
Fernwärme	146,57	206,79	247,61	225,88	204,79	191,08
Strom	504,93	562,33	654,97	760,67	836,17	860,45
Gas	692,81	596,26	466,70	246,19	104,45	60,29
Wasserstoff	-0,00	13,65	27,30	123,06	166,31	186,88
Steinkohle	50,93	38,42	25,88	12,54	0,00	0,00
Braunkohle	16,34	12,24	8,18	3,95	0,00	0,00
Öl	1072,77	876,73	642,39	465,64	367,89	307,51
Umweltwärme	30,09	60,62	112,64	154,02	186,48	181,27

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

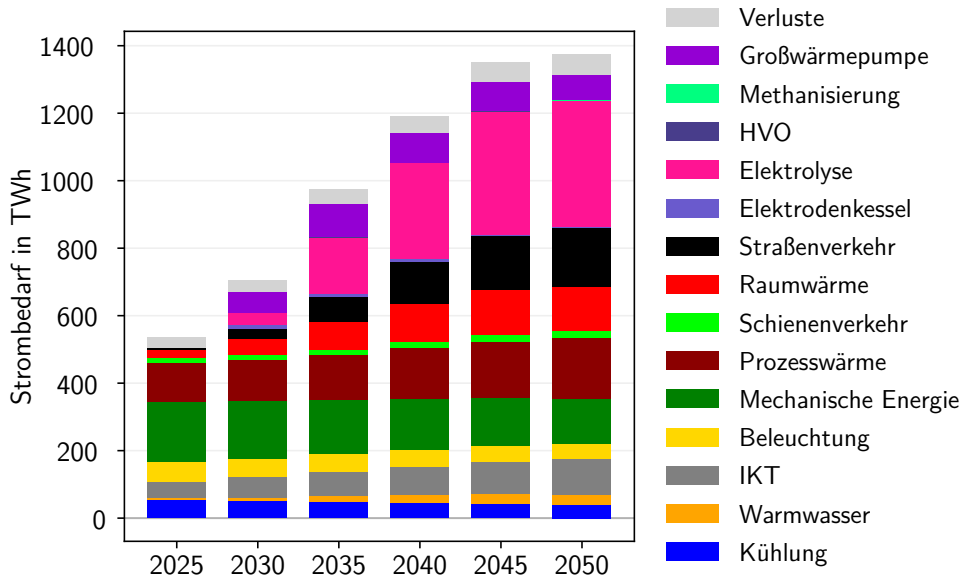


Abbildung A.312: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.277: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	55,12	52,38	49,66	46,97	44,30	41,66
Warmwasser	4,07	8,25	15,60	21,74	26,91	26,76
IKT	49,57	61,07	72,57	84,07	95,57	107,07
Beleuchtung	57,14	54,29	51,45	48,64	45,87	43,13
Mechanische Energie	179,82	170,88	162,01	153,24	144,54	135,93
Prozesswärme	115,77	124,09	131,51	149,46	165,47	179,57
Schienenverkehr	13,70	14,98	16,40	17,97	19,70	21,23
Raumwärme	22,54	44,90	82,93	112,67	136,09	131,70
Straßenverkehr	7,21	31,51	72,83	125,91	157,69	173,40
Elektrodenkessel	-0,00	12,73	11,24	8,09	5,05	1,10
Elektrolyse	-0,00	33,06	166,32	284,72	364,86	376,27
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	-0,00	0,00	0,31	0,28	0,26	0,25
Methanisierung	-0,00	0,00	1,02	0,00	1,82	0,72
Großwärmepumpe	-0,00	63,47	98,20	88,96	85,98	75,51
Verluste	29,86	35,20	42,79	50,16	56,83	59,66

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

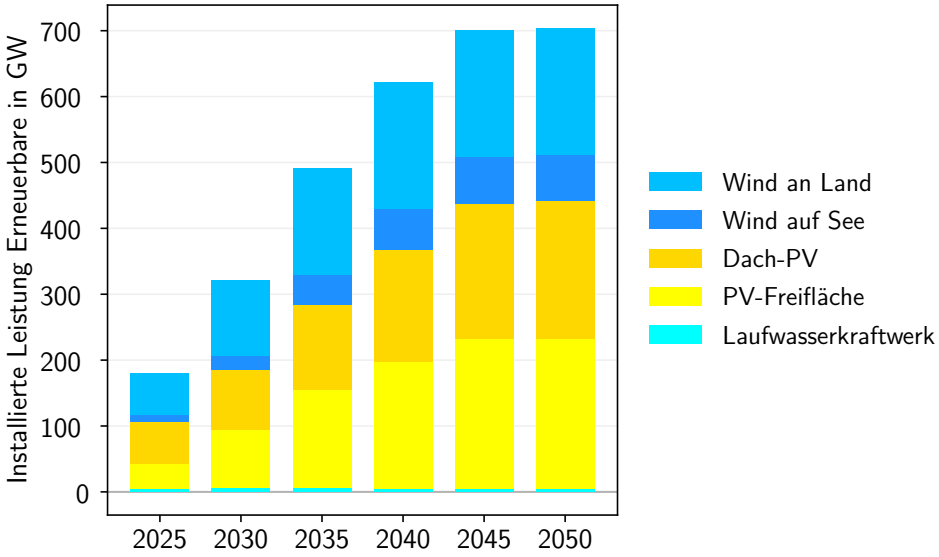


Abbildung A.313: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.278: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
PV-Freifläche	36,87	88,96	148,70	191,54	226,85	226,85
Dach-PV	65,21	90,71	130,37	170,80	205,54	209,16
Wind auf See	9,12	21,59	45,05	61,65	70,25	70,25
Wind an Land	63,20	115,00	161,56	192,00	192,00	192,00

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

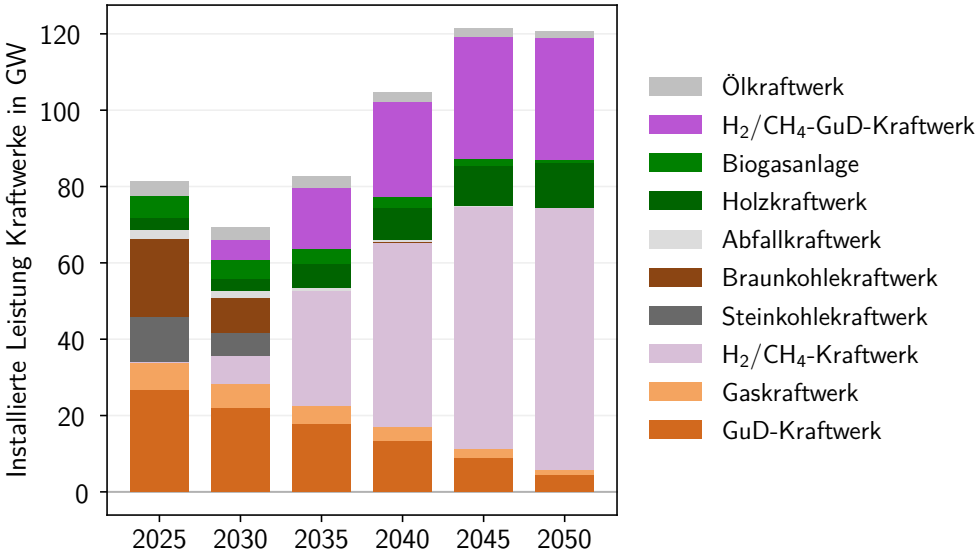


Abbildung A.314: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.279: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	26,63	22,19	17,75	13,31	8,88	4,44
Gaskraftwerk	7,30	6,08	4,87	3,65	2,43	1,22
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	7,41	30,02	48,46	63,49	68,80
Steinkohlekraftwerk	12,04	6,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohlekraftwerk	20,30	9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfallkraftwerk	2,40	1,95	0,92	0,52	0,28	0,00
Holzkraftwerk	2,98	3,13	6,14	8,49	10,30	11,66
Biogasanlage	6,02	5,02	4,01	3,01	2,01	1,00
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	5,00	15,87	24,74	31,97	31,97
Ölkraftwerk	3,81	3,39	2,96	2,54	2,12	1,69

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

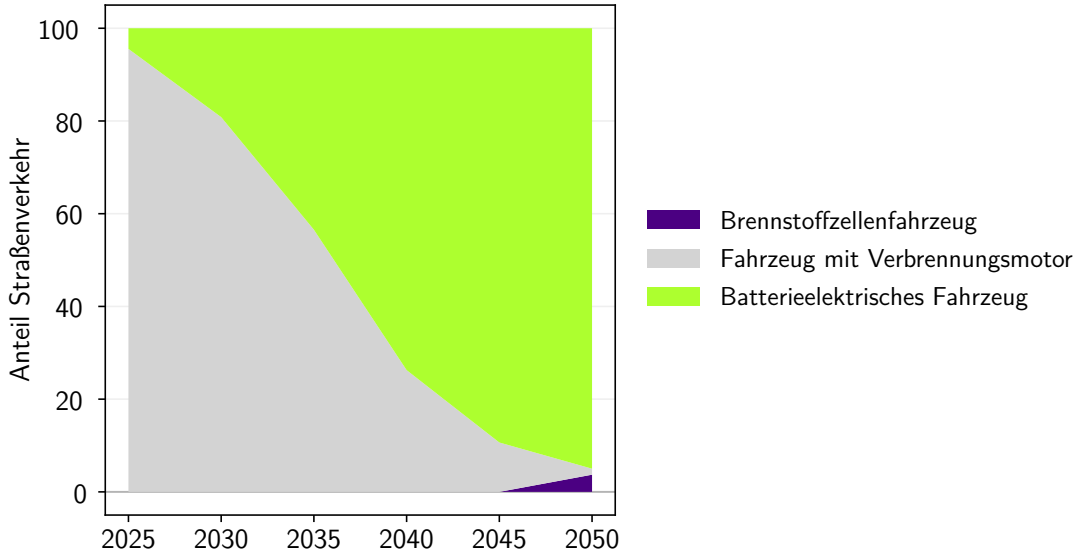


Abbildung A.315: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.280: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	4,45	19,17	43,45	73,73	89,35	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	95,55	80,83	56,55	26,27	10,65	1,29
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,71

Anteil Verbraucher Raumwärme

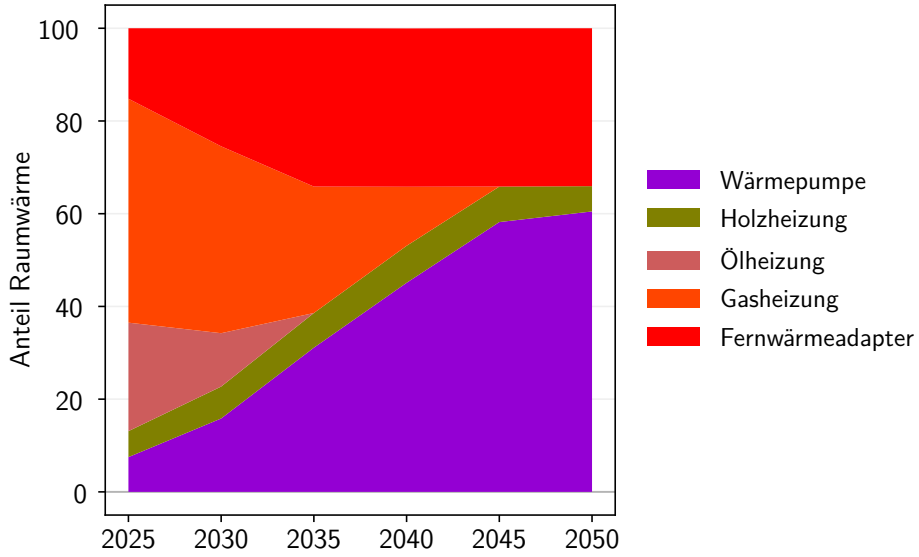


Abbildung A.316: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.281: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in %

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	15,20	25,47	34,15	34,15	34,15	34,06
Gasheizung	48,30	40,30	27,27	12,74	0,00	0,00
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	23,40	11,51	0,00	0,04	0,00	0,00
Holzheizung	5,60	6,88	7,48	7,99	7,66	5,45
Wärmepumpe	7,50	15,83	31,10	45,09	58,20	60,49

Installierte Leistung Elektrolyse

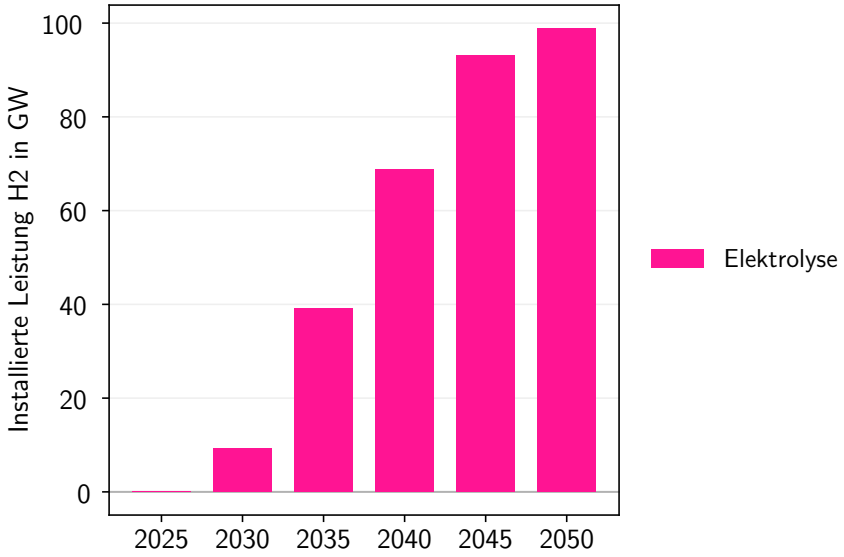


Abbildung A.317: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.282: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	9,36	39,10	68,80	93,01	98,90

Installierte Kapazität Speicher

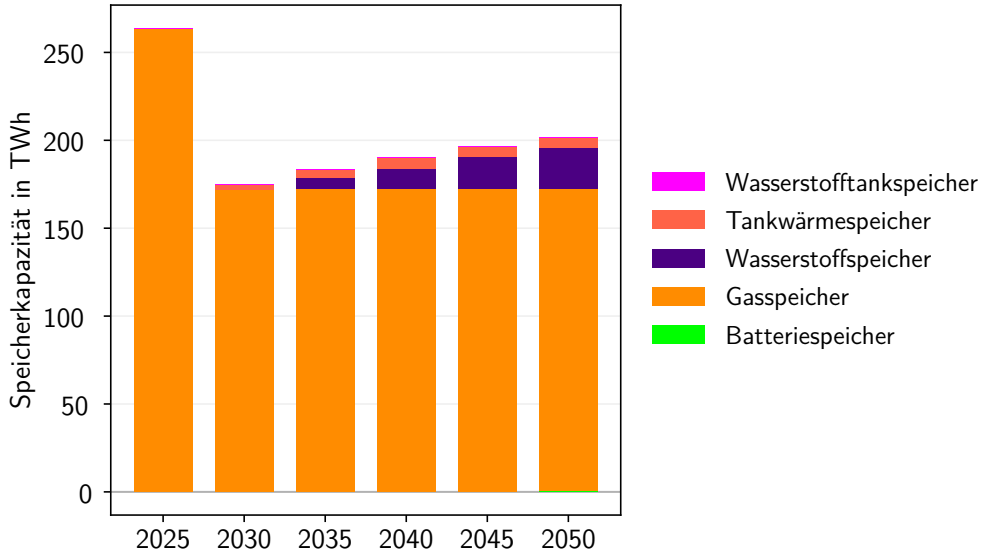


Abbildung A.318: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.283: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,02	0,03	0,08	0,15	0,33	0,44
Gasspeicher	263,74	172,12	172,12	172,12	172,12	172,12
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	6,47	11,74	18,03	23,17
Pumpspeicher	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tankwärmespeicher	0,00	2,59	4,71	5,93	5,93	5,93
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,14	0,27	0,38	0,48	0,41

Insgesamt installierte Leistung Speicher

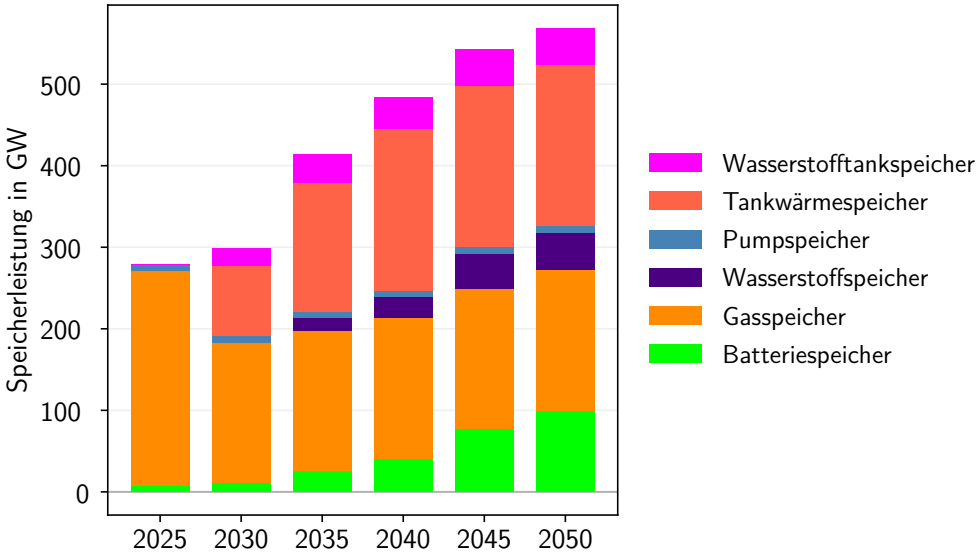


Abbildung A.319: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.284: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	7,37	11,30	25,52	41,11	77,08	99,96
Gasspeicher	263,74	172,12	172,12	172,12	172,12	172,12
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	15,98	25,76	43,21	46,08
Pumpspeicher	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Tankwärmespeicher	0,00	86,73	157,18	197,90	197,90	197,90
Speicherkraftwerk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wasserstofftankspeicher	0,00	21,17	35,30	38,53	44,33	44,62

Durchgespeicherte Energie

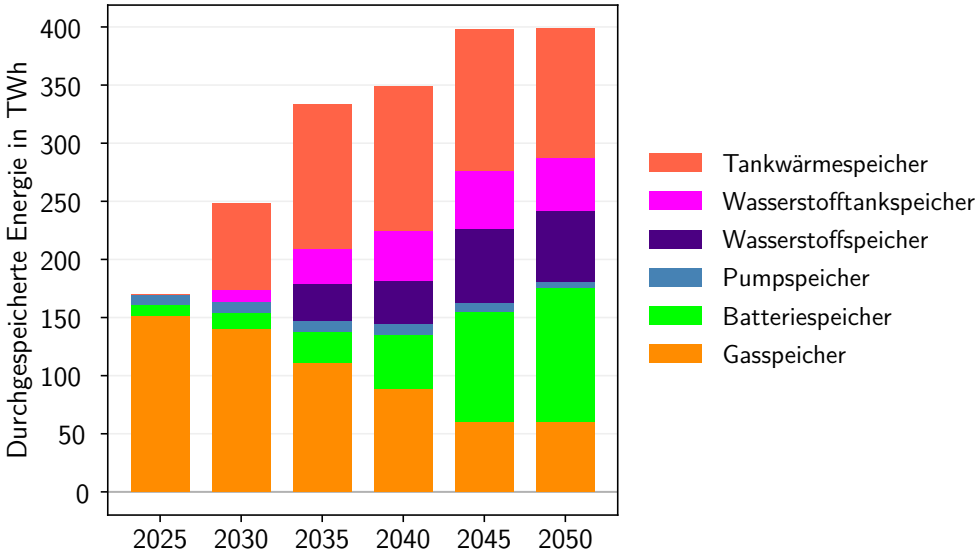


Abbildung A.320: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.285: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	151,94	140,74	110,57	88,53	60,25	60,29
Batteriespeicher	8,61	13,06	27,51	47,11	94,82	114,89
Pumpspeicher	9,22	10,03	9,48	8,97	7,31	5,63
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	31,54	36,94	63,92	61,16
Wasserstofftankspeicher	0,00	10,24	29,85	42,67	50,45	45,20
Tankwärmespeicher	0,00	74,61	124,67	124,67	121,59	111,71

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

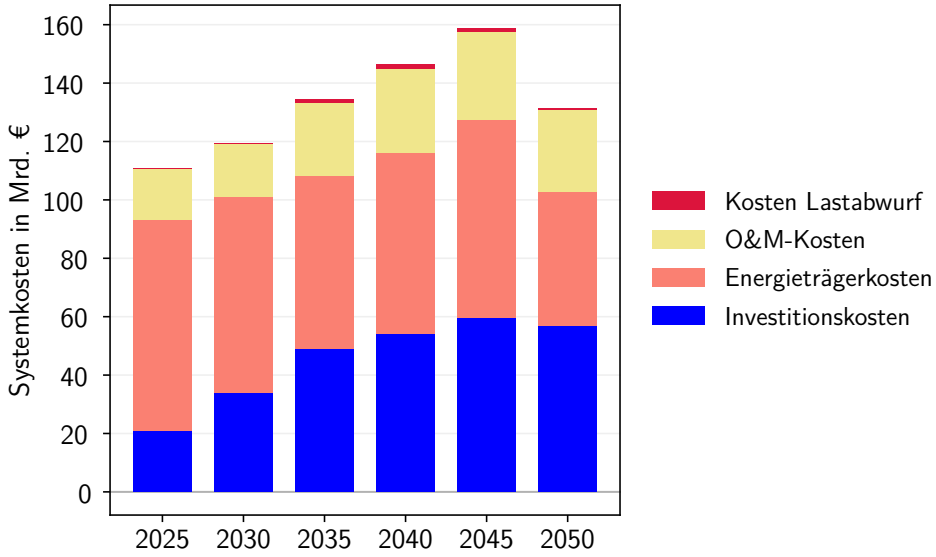


Abbildung A.321: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.286: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	21,04	33,88	48,84	54,22	59,42	56,90
Energieträgerkosten	72,10	67,10	59,54	61,92	68,11	45,77
O&M-Kosten	17,68	18,39	24,84	28,67	30,22	28,22
Kosten Lastabwurf	0,00	0,05	1,36	1,50	1,03	0,48

Komponentenkosten

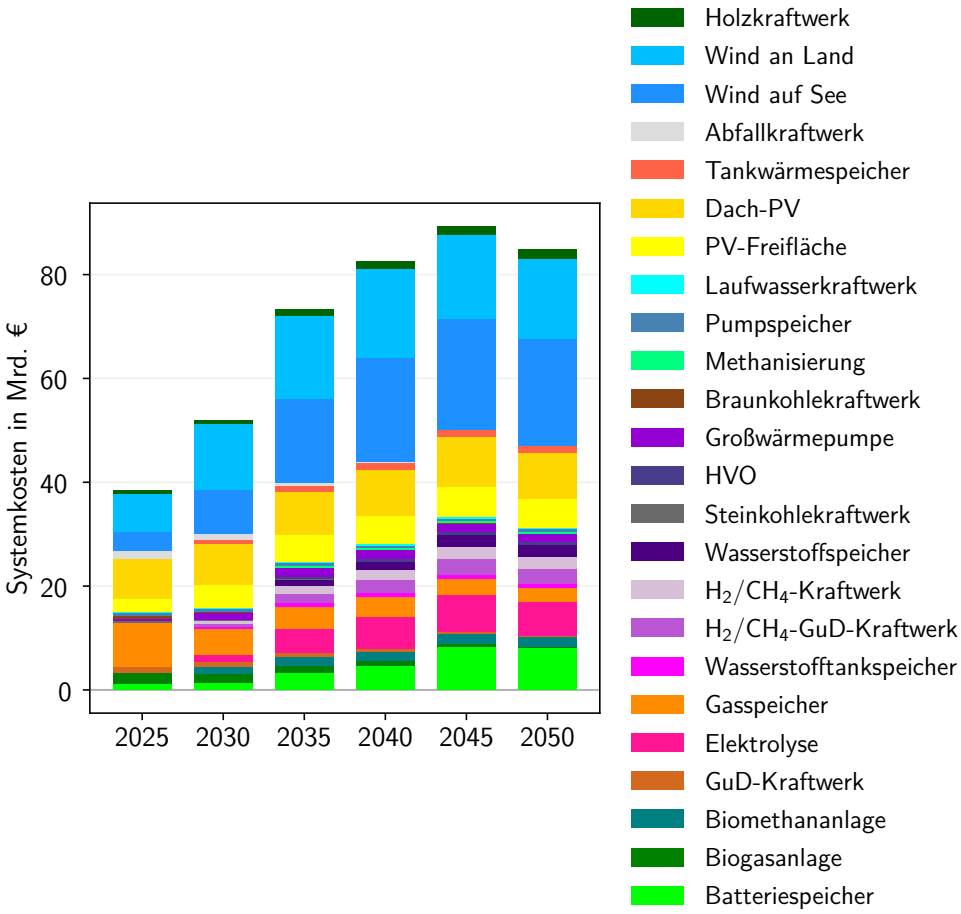


Abbildung A.322: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Energieträgerkosten

Tabelle A.287: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	1,26	1,46	3,29	4,61	8,35	8,10
Biogasanlage	2,05	1,67	1,31	0,96	0,62	0,30
Biomethananlage	0,04	1,33	1,80	1,77	1,86	1,75
GuD-Kraftwerk	1,13	0,92	0,72	0,53	0,35	0,17
Elektrolyse	0,05	1,44	4,57	6,28	7,06	6,68
Gasspeicher	8,45	4,94	4,37	3,79	3,22	2,64
Wasserstofftankspeicher	0,09	0,37	0,61	0,73	0,84	0,71
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,70	1,92	2,55	3,10	3,04
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,03	0,46	1,50	1,80	2,13	2,21
Wasserstoffspeicher	0,00	0,02	1,24	1,72	2,44	2,43
Steinkohlekraftwerk	0,39	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,00	0,48	0,45	0,43	0,41
Großwärmepumpe	0,19	1,33	1,80	1,80	1,72	1,66
Braunkohlekraftwerk	0,73	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00
Methanisierung	0,00	0,00	0,42	0,38	0,50	0,46
Pumpspeicher	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Laufwasserkraftwerk	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
PV-Freifläche	2,51	4,29	5,17	5,41	5,79	5,44
Dach-PV	7,74	8,01	8,23	8,89	9,61	9,03
Tankwärmespeicher	0,00	0,80	1,14	1,32	1,28	1,25
Abfallkraftwerk	1,49	1,20	0,57	0,32	0,17	0,03
Wind auf See	3,74	8,34	16,37	19,85	21,28	20,57
Wind an Land	7,35	12,82	15,80	17,12	16,16	15,46
Holzkraftwerk	0,58	0,60	1,26	1,52	1,69	1,82

Energieträgerimportkosten

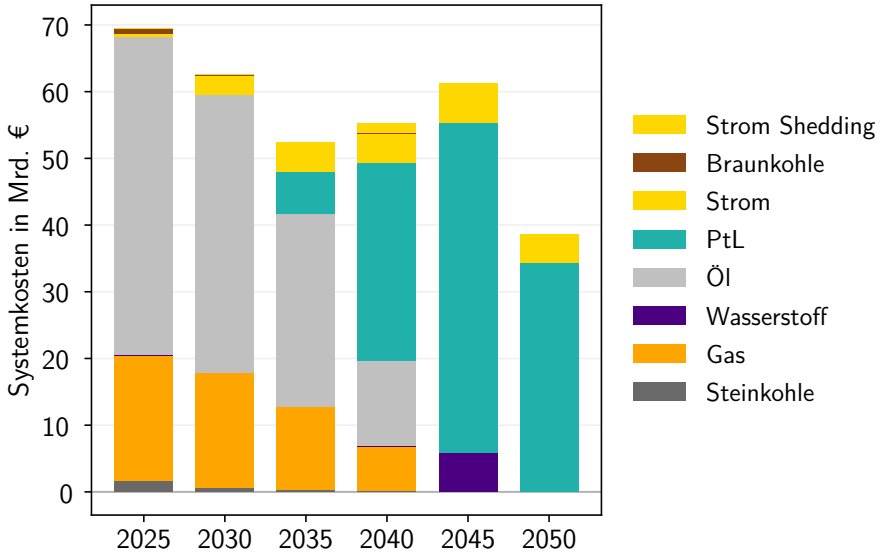


Abbildung A.323: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Prozesswärme*

Tabelle A.288: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Prozesswärme* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	1,77	0,53	0,33	0,17	0,00	0,00
Gas	18,74	17,37	12,41	6,70	0,00	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	5,85	0,00
Öl	47,74	41,70	28,92	12,83	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	6,29	29,65	49,47	34,33
Strom	0,40	2,89	3,11	4,44	4,99	3,79
Braunkohle	0,85	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Strom Shedding	0,00	0,05	1,36	1,50	1,03	0,48

A.2.22 *Europa-Basis*

Szenario *Europa-Basis*

- Annahmenleitlinien wie im *SCOPE-Basis*-Szenario, jedoch angepasst auf Europa (siehe Annahmen Europa)

Primärenergie

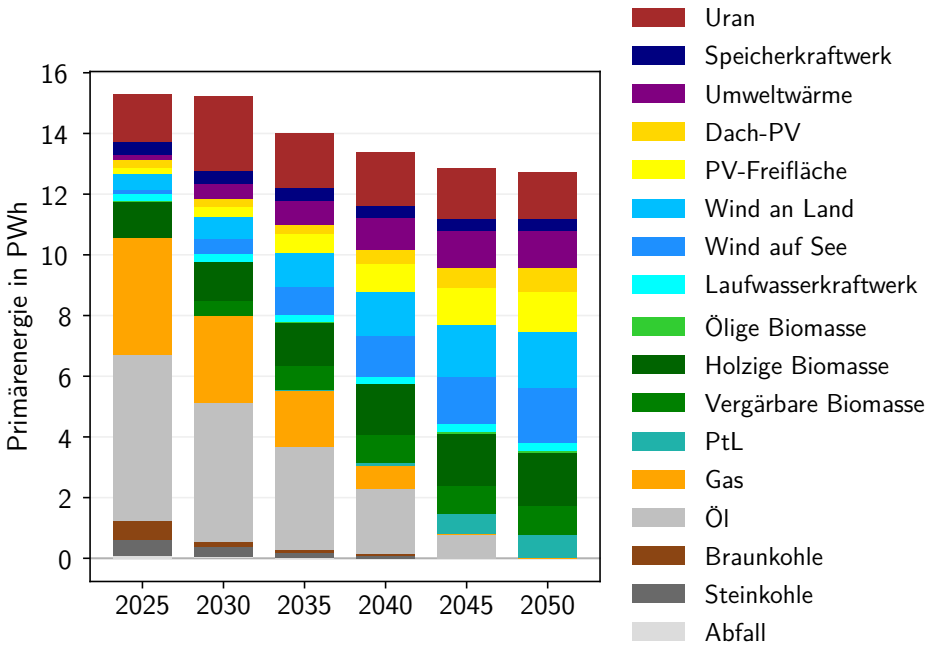


Abbildung A.324: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.289: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Europa-Basis* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	0,08	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Steinkohle	0,52	0,31	0,19	0,09	0,02	0,00
Braunkohle	0,65	0,16	0,07	0,06	0,03	0,03
Öl	5,45	4,61	3,42	2,14	0,76	0,02
Gas	3,85	2,87	1,86	0,77	0,06	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	0,07	0,63	0,79
Vergärbare Biomasse	0,02	0,48	0,79	0,95	0,95	0,95
Holzige Biomasse	1,22	1,30	1,45	1,68	1,72	1,75
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,04	0,08	0,08
Laufwasserkraftwerk	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
Wind auf See	0,14	0,51	0,95	1,34	1,56	1,83
Wind an Land	0,51	0,72	1,12	1,45	1,72	1,83
PV-Freifläche	0,22	0,33	0,63	0,92	1,24	1,31
Dach-PV	0,26	0,25	0,28	0,48	0,66	0,81
Umweltwärme	0,18	0,49	0,80	1,04	1,19	1,20
Speicherkraftwerk	0,41	0,42	0,42	0,41	0,41	0,41
Uran	1,56	2,46	1,79	1,75	1,67	1,53

Endenergiebedarf

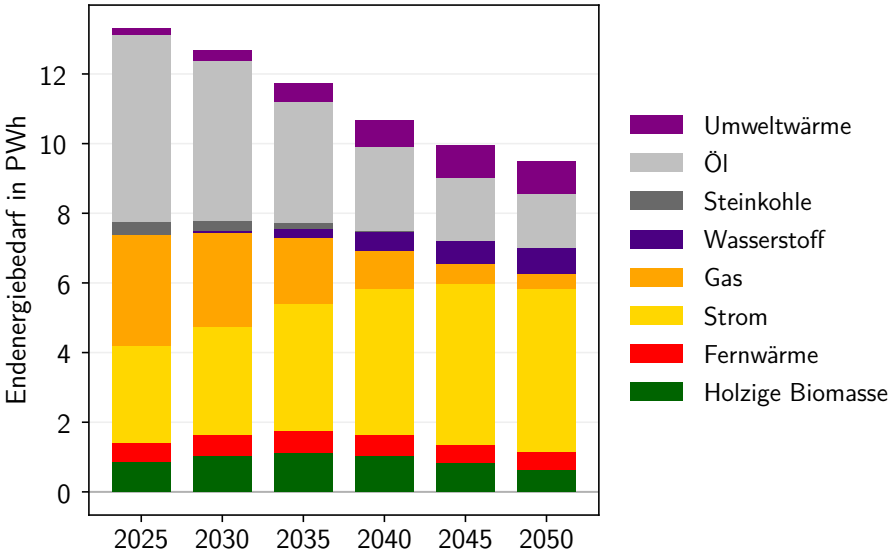


Abbildung A.325: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.290: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Europa-Basis* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	0,87	1,04	1,14	1,04	0,83	0,65
Fernwärme	0,54	0,60	0,61	0,60	0,53	0,52
Strom	2,77	3,09	3,64	4,20	4,61	4,66
Gas	3,21	2,71	1,92	1,08	0,58	0,45
Wasserstoff	0,00	0,08	0,25	0,53	0,65	0,74
Steinkohle	0,35	0,26	0,17	0,06	0,00	0,00
Braunkohle	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
Öl	5,39	4,61	3,46	2,42	1,81	1,55
Umweltwärme	0,18	0,30	0,54	0,76	0,92	0,93

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

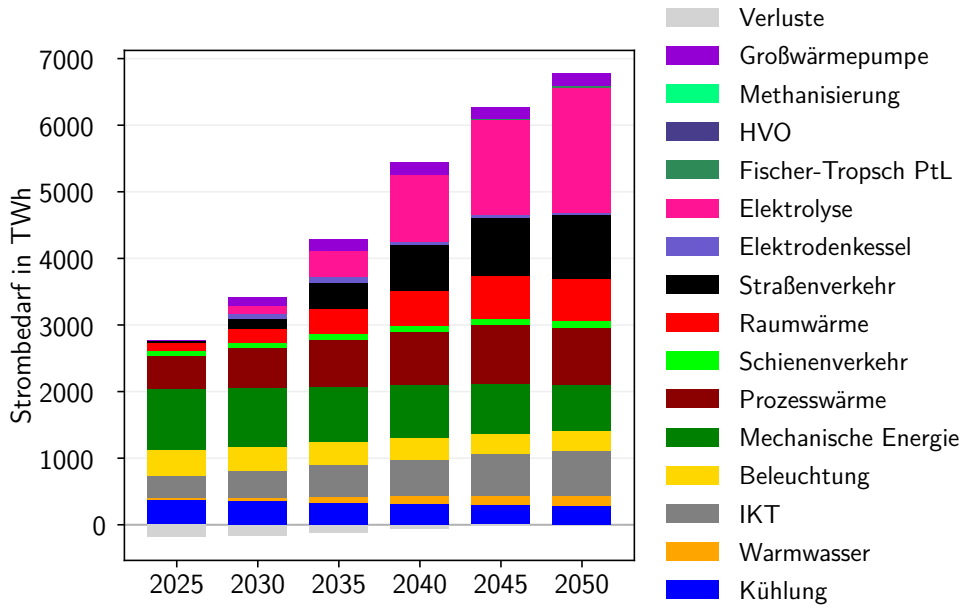


Abbildung A.326: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.291: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Europa-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	373,73	355,14	336,73	318,48	300,41	282,51
Warmwasser	27,17	44,89	80,07	114,25	142,09	145,70
IKT	339,45	409,62	479,80	549,97	620,14	690,31
Beleuchtung	379,48	360,61	341,91	323,39	305,04	286,87
Mechanische Energie	926,79	880,70	835,04	789,80	744,99	700,60
Prozesswärme	499,12	611,49	713,91	806,51	889,43	853,08
Schienenverkehr	63,10	69,18	75,92	83,39	91,68	98,80
Raumwärme	129,29	214,83	378,71	529,22	643,19	642,33
Straßenverkehr	33,58	143,60	394,74	686,66	877,30	956,67
Elektrodenkessel	-0,00	84,63	87,24	57,47	36,14	21,63
Elektrolyse	-0,00	114,46	392,37	991,57	1432,39	1889,84
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,57	4,82	14,33	23,55
HVO	-0,00	0,00	0,00	0,38	0,68	0,74
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46
Großwärmepumpe	-0,00	127,46	175,01	187,39	174,53	181,71
Verluste	-186,81	-161,07	-113,89	-56,38	-18,66	-9,58

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

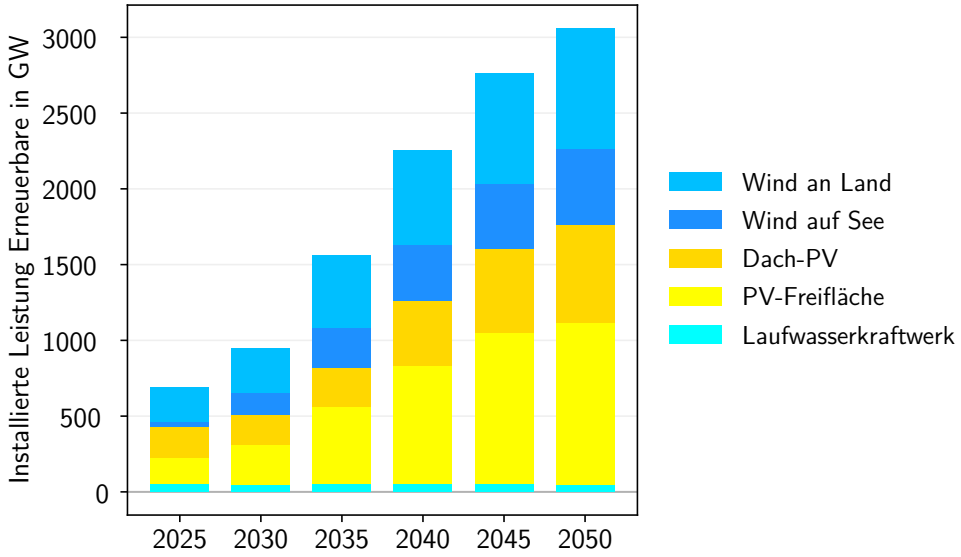


Abbildung A.327: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.292: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Europa-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03
PV-Freifläche	173,70	258,46	512,69	784,35	999,44	1063,58
Dach-PV	202,04	200,18	256,36	424,10	553,41	651,39
Wind auf See	36,66	142,69	262,96	371,84	427,95	497,88
Wind an Land	230,57	296,25	481,18	623,45	730,94	796,01

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

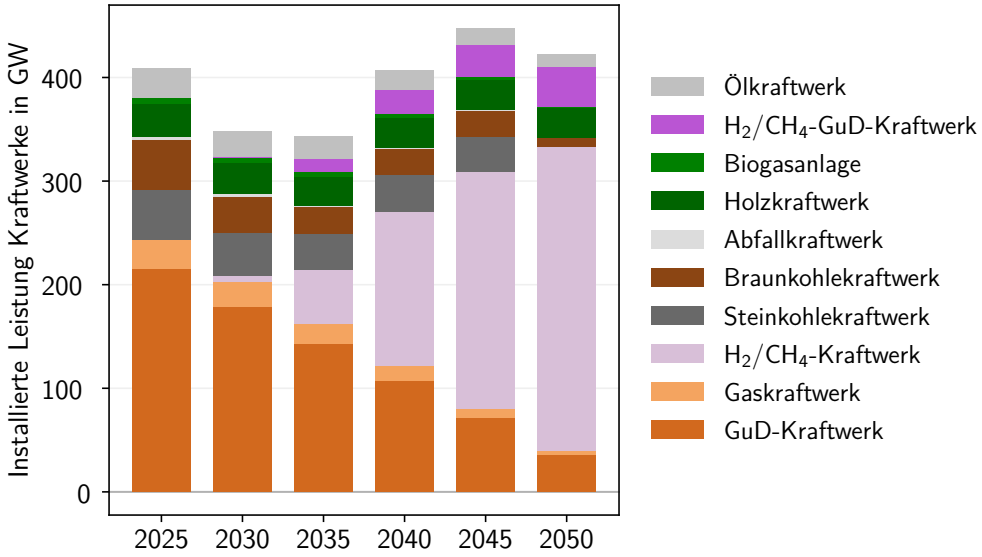


Abbildung A.328: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.293: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Europa-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	215,59	179,09	143,16	107,23	71,29	35,36
Gaskraftwerk	28,20	23,45	18,75	14,05	9,35	4,65
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,02	52,83	149,48	228,29	292,54
Steinkohlekraftwerk	47,69	41,07	35,05	35,05	33,60	0,88
Braunkohlekraftwerk	48,12	35,40	25,25	25,25	25,25	8,31
Abfallkraftwerk	3,36	2,77	1,52	0,85	0,44	0,05
Holzkraftwerk	31,40	30,24	28,14	29,73	29,86	28,81
Biogasanlage	6,17	5,14	4,11	3,08	2,06	1,03
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,00	12,82	23,27	31,80	38,75
Ölkraftwerk	28,05	24,93	21,82	18,70	15,58	12,47

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

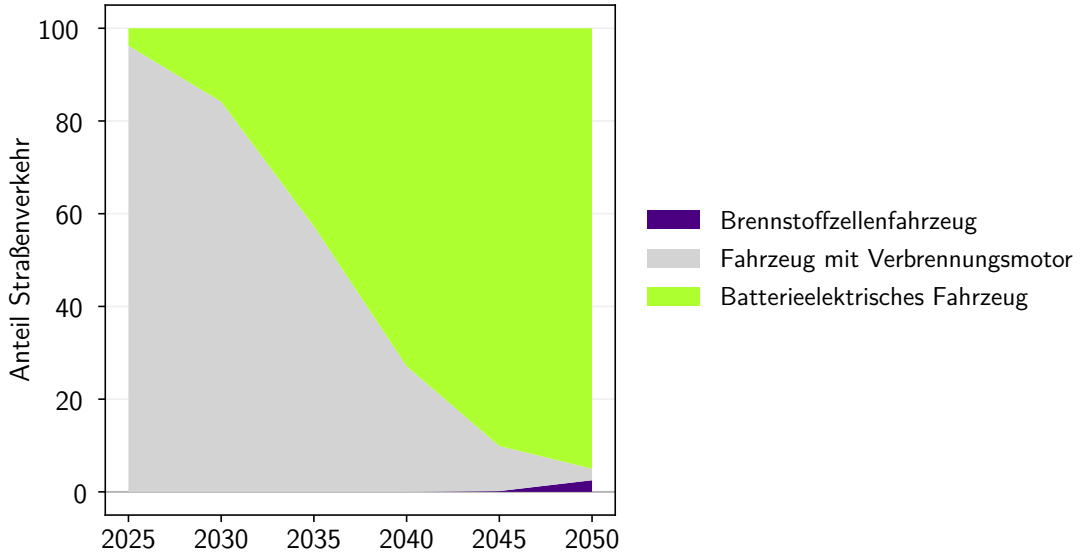


Abbildung A.329: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.294: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Europa-Basis* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	3,76	15,84	42,69	72,88	90,10	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	96,24	84,16	57,31	27,12	9,73	2,49
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	2,51

Anteil Verbraucher Raumwärme

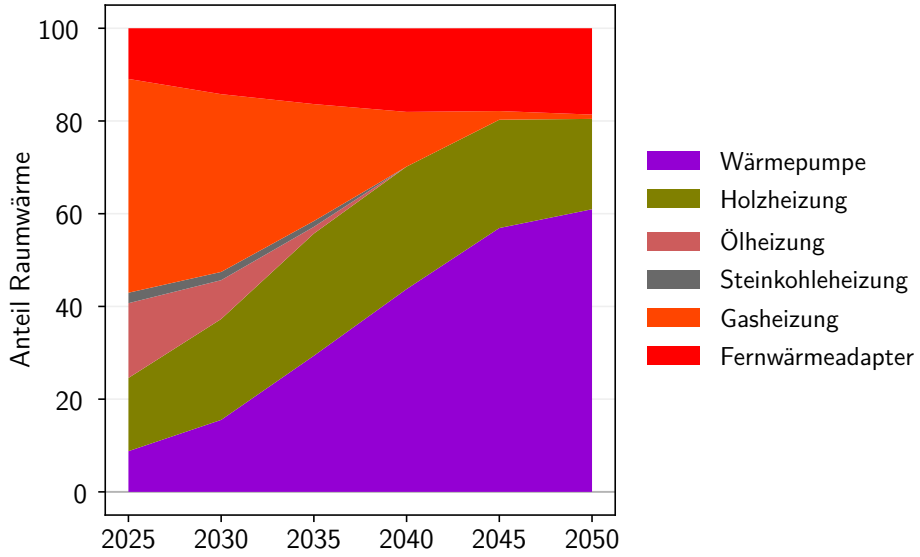


Abbildung A.330: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.295: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Europa-Basis* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	10,93	14,21	16,36	18,02	17,86	18,62
Gasheizung	46,12	38,35	25,23	11,80	1,87	0,93
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	2,26	1,78	1,25	0,02	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	16,12	8,38	1,45	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	15,79	21,76	26,36	26,42	23,36	19,48
Wärmepumpe	8,78	15,52	29,36	43,74	56,91	60,97

Installierte Leistung Elektrolyse

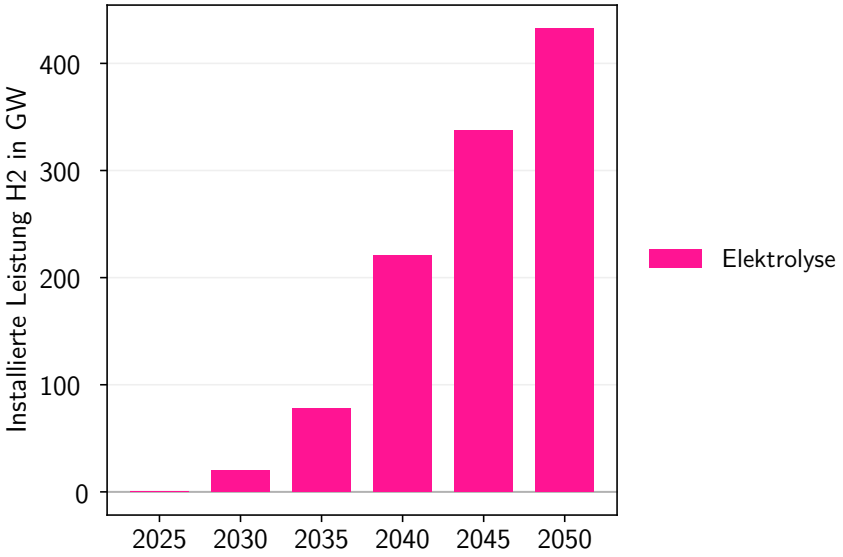


Abbildung A.331: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.296: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Europa-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	20,41	77,53	220,77	337,56	432,79

Installierte Kapazität Speicher

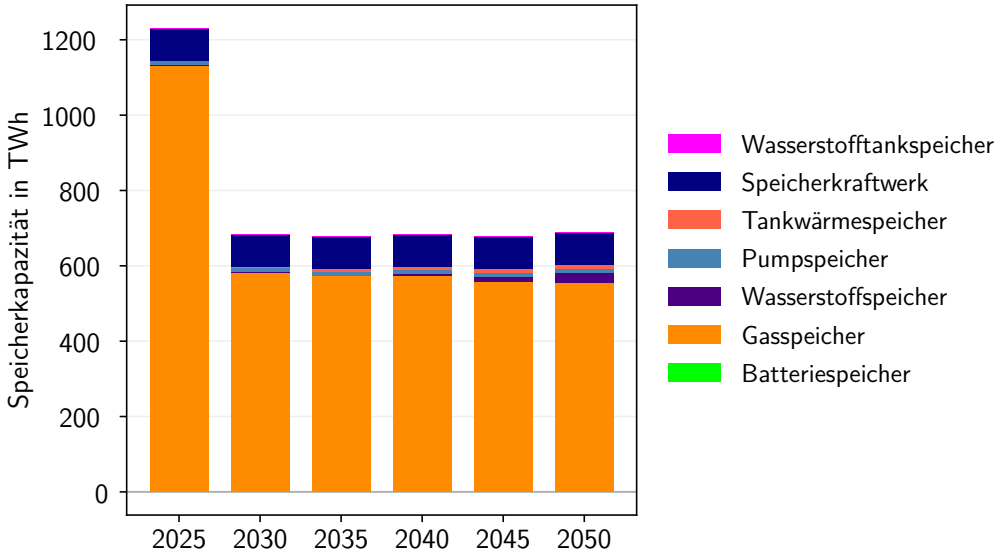


Abbildung A.332: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.297: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Europa-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,06	0,04	0,17	0,51	1,30	1,80
Gasspeicher	1132,77	583,42	574,03	572,61	555,98	552,51
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	5,31	13,40	27,18
Pumpspeicher	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
Tankwärmespeicher	0,00	3,04	5,52	7,54	9,18	9,72
Speicherkraftwerk	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,20	0,40	0,60	0,80	0,80

Insgesamt installierte Leistung Speicher

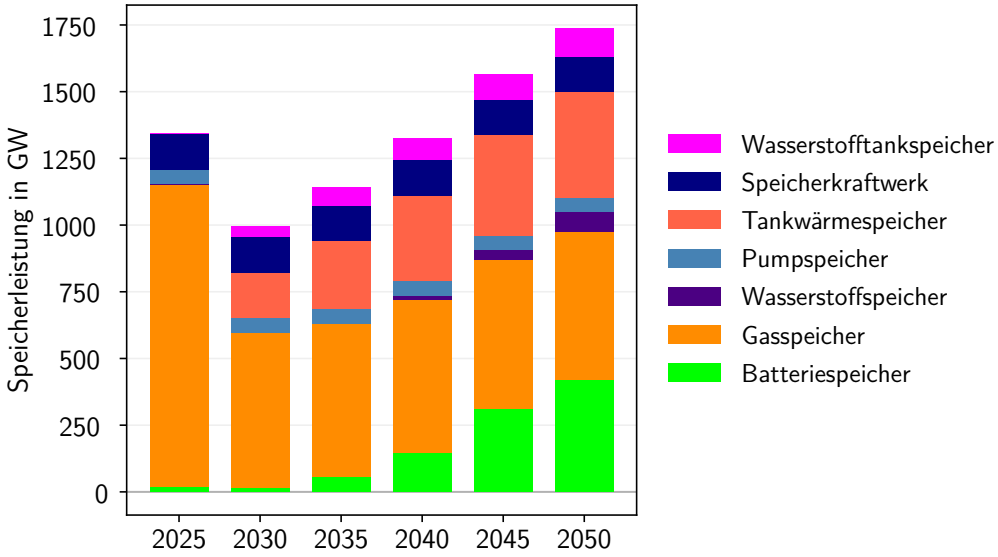


Abbildung A.333: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.298: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Europa-Basis* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	20,21	13,48	56,58	147,66	313,49	421,66
Gasspeicher	1132,77	583,42	574,03	572,61	555,98	552,51
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	14,10	36,51	74,47
Pumpspeicher	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83
Tankwärmespeicher	0,00	169,82	253,52	320,85	375,99	393,83
Speicherkraftwerk	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91
Wasserstofftankspeicher	0,00	41,04	69,21	81,74	94,57	106,49

Durchgespeicherte Energie

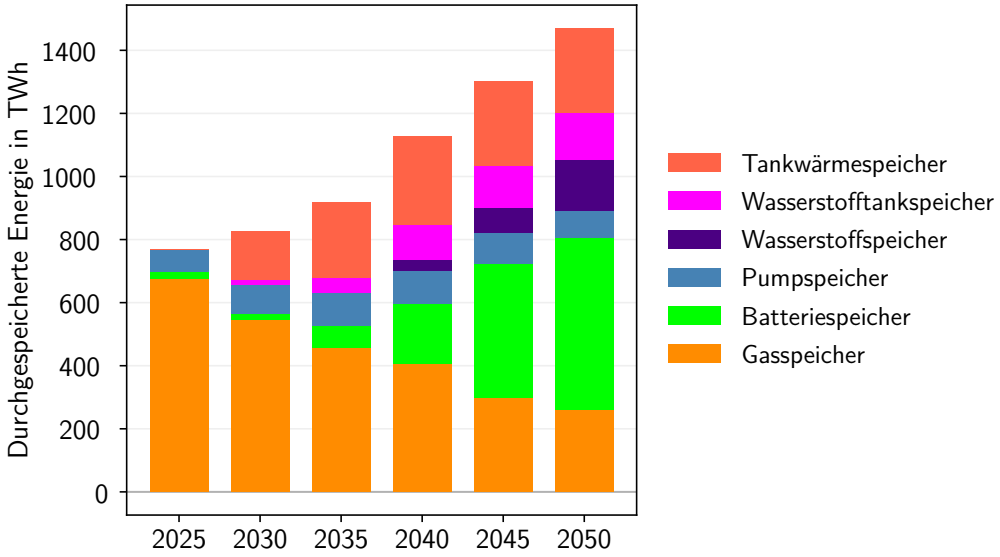


Abbildung A.334: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.299: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Europa-Basis* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	675,82	545,78	457,22	406,86	296,70	261,30
Batteriespeicher	21,99	19,34	69,05	190,07	427,98	545,41
Pumpspeicher	69,82	91,82	104,64	105,54	96,32	86,01
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	33,45	78,38	159,41
Wasserstofftankspeicher	0,00	17,09	48,41	109,81	136,16	150,71
Tankwärmespeicher	0,00	152,52	239,34	280,07	267,04	267,10

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

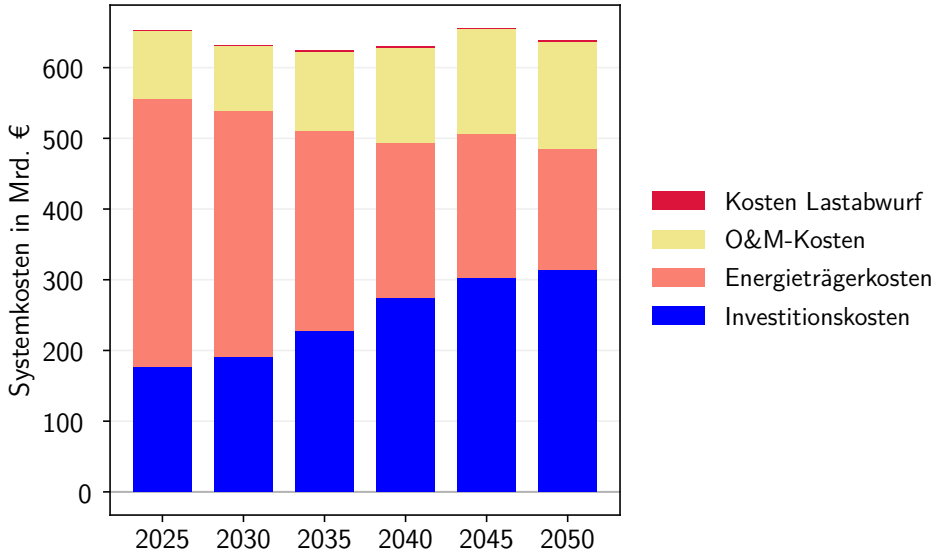


Abbildung A.335: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.300: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Europa-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	176,98	191,36	227,04	274,93	302,28	313,96
Energieträgerkosten	378,61	347,87	283,99	218,35	204,91	170,97
O&M-Kosten	96,50	92,06	111,81	135,20	147,17	152,41
Kosten Lastabwurf	0,00	1,09	1,86	2,45	1,31	1,71

Modellierte Systemkosten nach Komponenten

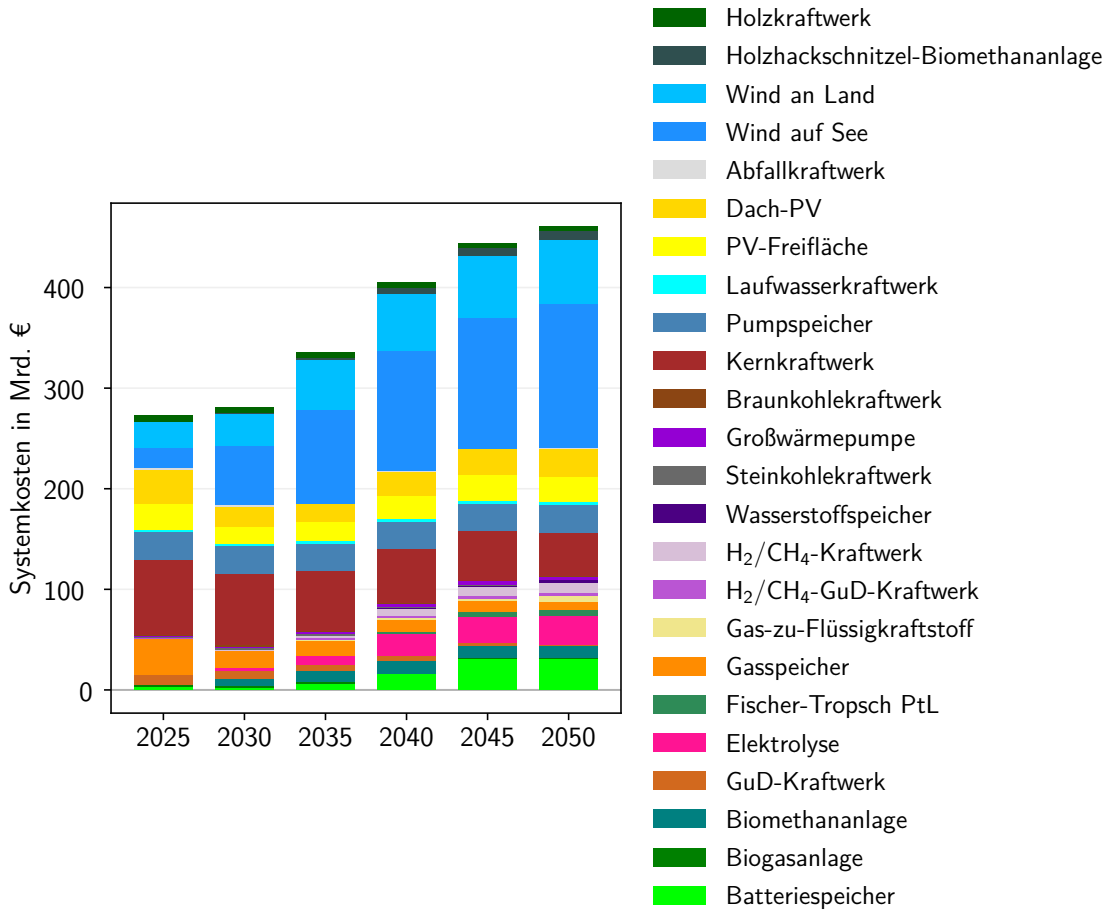


Abbildung A.336: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Europa-Basis*

Energieträgerkosten

Tabelle A.301: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Europa-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	2,99	2,45	6,61	15,52	30,83	31,32
Biogasanlage	2,10	1,72	1,34	0,98	0,64	0,31
Biomethananlage	0,67	7,37	11,26	13,03	12,59	12,61
GuD-Kraftwerk	9,12	7,44	5,84	4,29	2,80	1,36
Elektrolyse	0,38	3,17	9,00	21,75	25,98	27,92
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,24	1,81	4,82	6,15
Gasspeicher	36,29	16,74	14,56	12,61	10,39	8,48
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	0,00	0,24	0,86	1,75	2,86	5,02
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,15	1,73	2,48	3,13	3,66
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,17	0,70	2,80	6,27	7,97	9,35
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	0,93	1,96	3,35
Steinkohlekraftwerk	1,53	1,31	1,12	1,12	1,08	0,03
Großwärmepumpe	0,30	1,88	2,52	3,04	3,13	3,24
Braunkohlekraftwerk	1,73	1,27	0,91	0,91	0,91	0,30
Kernkraftwerk	74,58	71,17	59,34	53,67	49,01	43,54
Pumpspeicher	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40
Laufwasserkraftwerk	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
PV-Freifläche	25,27	16,51	19,05	23,10	25,66	25,56
Dach-PV	34,04	20,19	17,38	24,00	26,50	28,34
Abfallkraftwerk	2,08	1,69	0,92	0,51	0,26	0,06
Wind auf See	20,18	59,02	93,10	119,34	129,43	143,79
Wind an Land	25,21	31,85	49,84	57,02	61,45	63,41
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,00	0,31	1,93	6,04	7,73	8,71
Holzkraftwerk	6,15	5,64	4,99	5,27	4,89	4,52

Energieträgerimportkosten

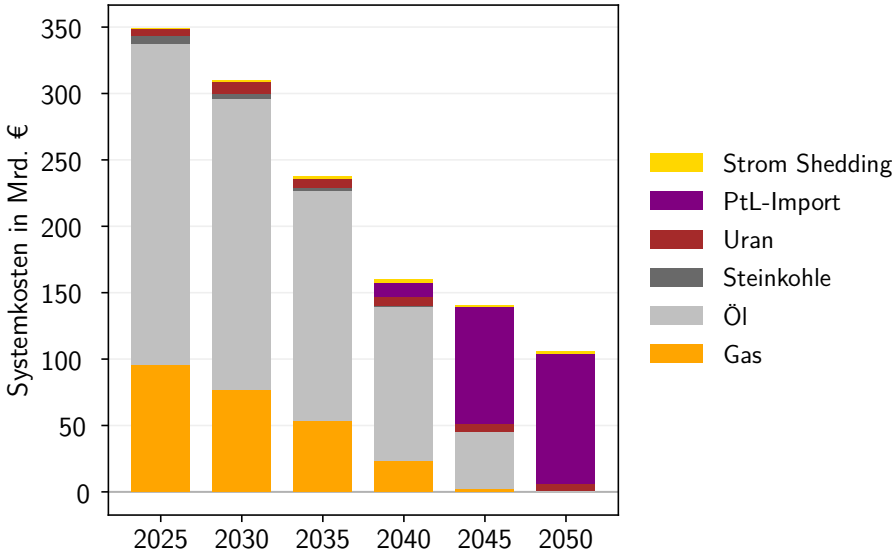


Abbildung A.337: Energieträgerimportkosten im Szenario *Europa-Basis*

Tabelle A.302: Energieträgerimportkosten im Szenario *Europa-Basis* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	95,62	77,13	53,75	23,95	2,01	0,00
Öl	241,91	218,80	173,06	115,25	43,31	0,92
Steinkohle	5,82	3,71	2,41	1,15	0,30	0,02
Uran	5,77	9,12	6,61	6,46	6,16	5,67
PtL-Import	0,00	0,00	0,00	10,72	87,48	97,18
Strom Shedding	0,00	1,09	1,86	2,45	1,31	1,71

A.2.23 *Verzögerung Energiewende Europa*

Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Verzögerung der Energiewende im Deutschland-Knoten im Europa-Szenario

- Installierte Leistung der erneuerbaren Energien um 5 Jahre verzögert
- Elektrifizierung in den drei Bereichen Raumwärme, Straßenverkehr und Prozesswärme um fünf Jahre verzögert.
- Keine Anpassungen in restlichen Europaknoten gegenüber dem *Europa-Basis*-Szenario

Primärenergie

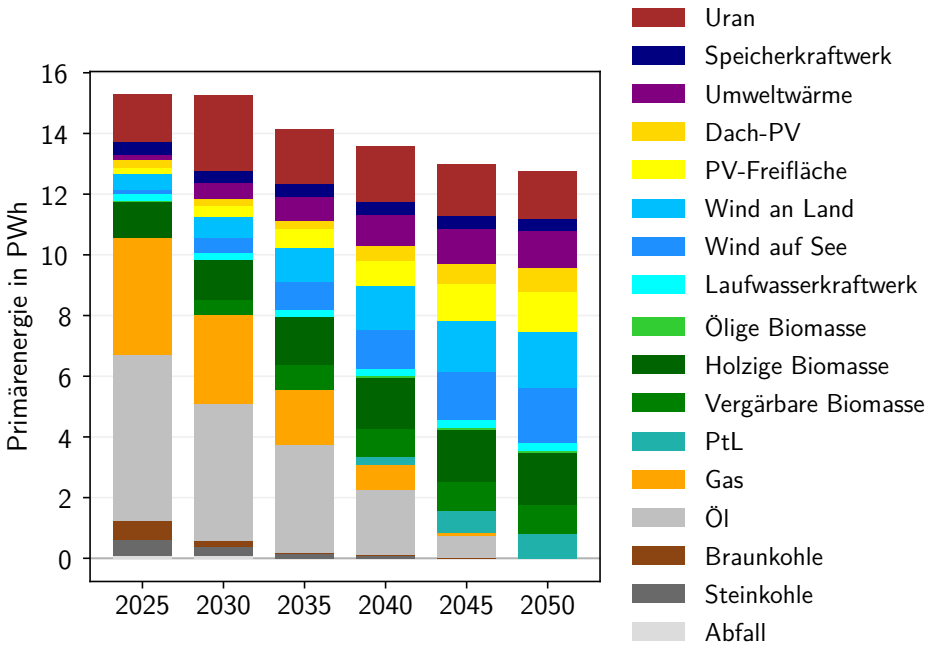


Abbildung A.338: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.303: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	0,08	0,07	0,02	0,01	0,01	0,00
Steinkohle	0,52	0,32	0,14	0,08	0,02	0,00
Braunkohle	0,65	0,17	0,05	0,05	0,03	0,02
Öl	5,45	4,54	3,53	2,12	0,75	0,02
Gas	3,85	2,91	1,84	0,82	0,08	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	0,26	0,74	0,81
Vergärbare Biomasse	0,02	0,50	0,81	0,95	0,95	0,95
Holzige Biomasse	1,22	1,32	1,60	1,68	1,73	1,73
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,02	0,05	0,08	0,08
Laufwasserkraftwerk	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
Wind auf See	0,14	0,50	0,92	1,28	1,58	1,83
Wind an Land	0,51	0,70	1,10	1,45	1,71	1,84
PV-Freifläche	0,22	0,34	0,62	0,84	1,20	1,31
Dach-PV	0,26	0,25	0,28	0,49	0,65	0,80
Umweltwärme	0,18	0,50	0,80	1,03	1,17	1,21
Speicherkraftwerk	0,41	0,42	0,41	0,41	0,41	0,41
Uran	1,56	2,48	1,81	1,82	1,69	1,56

Endenergiebedarf

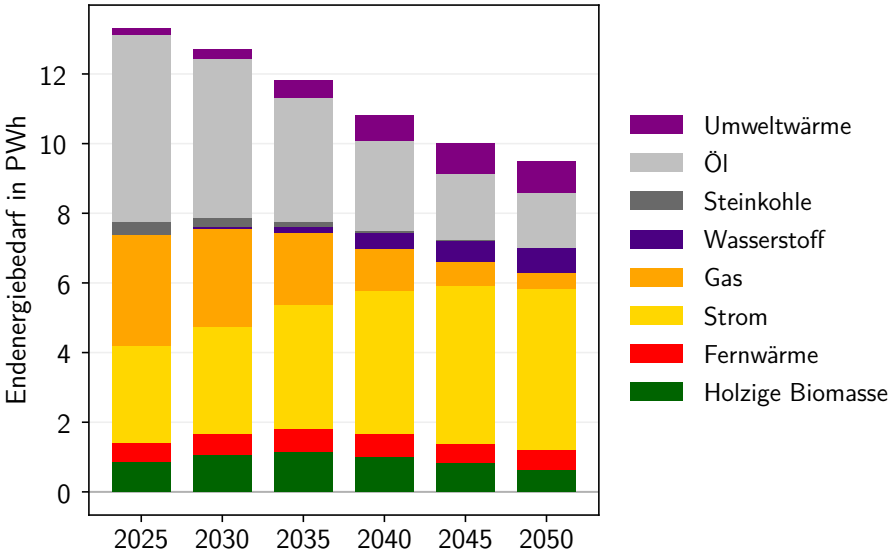


Abbildung A.339: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.304: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	0,87	1,05	1,16	1,03	0,84	0,65
Fernwärme	0,54	0,63	0,66	0,63	0,55	0,55
Strom	2,77	3,06	3,54	4,09	4,53	4,63
Gas	3,21	2,81	2,09	1,23	0,69	0,47
Wasserstoff	0,00	0,07	0,17	0,45	0,63	0,72
Steinkohle	0,35	0,26	0,12	0,06	0,00	0,00
Braunkohle	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
Öl	5,39	4,55	3,59	2,59	1,91	1,58
Umweltwärme	0,18	0,29	0,51	0,72	0,88	0,91

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

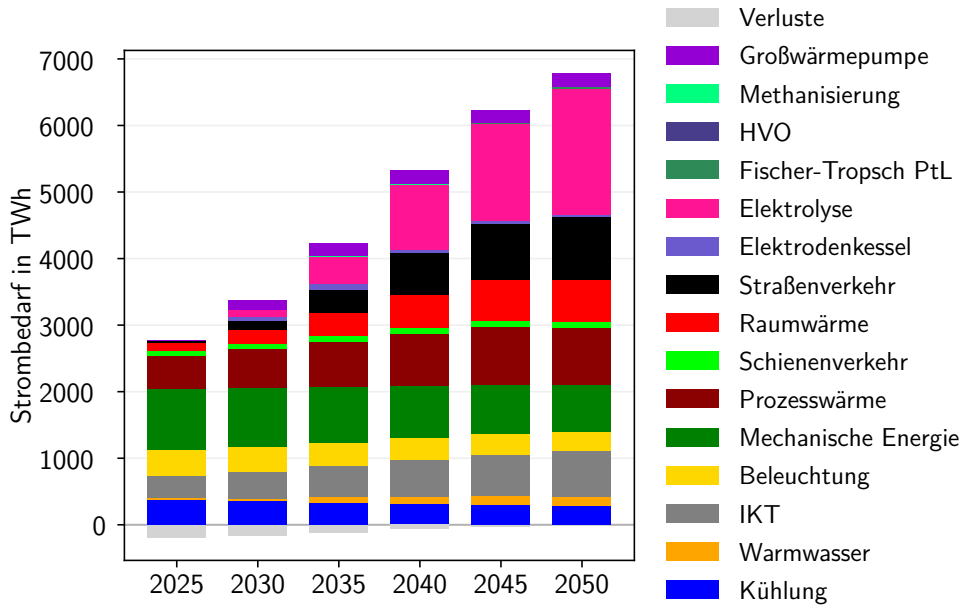


Abbildung A.340: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.305: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	373,73	355,14	336,73	318,48	300,41	282,51
Warmwasser	27,17	43,18	76,03	109,18	136,11	142,98
IKT	339,45	409,62	479,80	549,97	620,14	690,31
Beleuchtung	379,48	360,61	341,91	323,39	305,04	286,87
Mechanische Energie	926,79	880,70	835,04	789,80	744,99	700,60
Prozesswärme	499,12	598,98	689,99	783,68	867,69	853,08
Schienenverkehr	63,10	69,18	75,92	83,39	91,68	98,80
Raumwärme	129,29	205,37	356,20	501,72	613,36	629,13
Straßenverkehr	33,58	134,47	348,20	634,93	846,22	950,00
Elektrodenkessel	-0,00	72,30	79,98	45,79	35,90	23,87
Elektrolyse	-0,00	105,60	409,99	968,50	1466,30	1898,47
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	2,90	8,15	16,42	24,64
HVO	-0,00	0,00	0,17	0,49	0,75	0,74
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
Großwärmepumpe	-0,00	143,46	193,42	204,56	188,08	196,87
Verluste	-186,73	-161,03	-112,99	-63,64	-25,57	-12,79

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

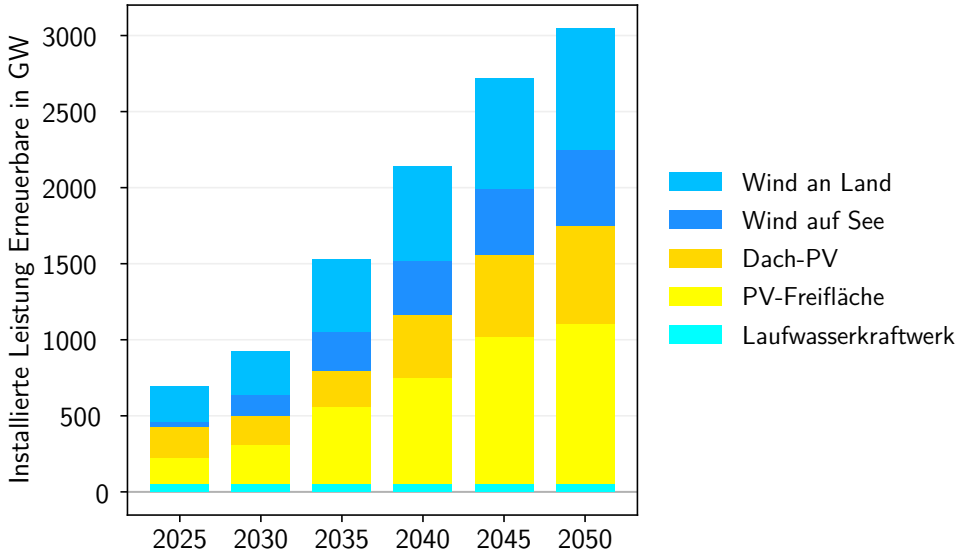


Abbildung A.341: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.306: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03
PV-Freifläche	173,70	255,99	504,34	700,43	965,55	1056,21
Dach-PV	202,04	195,91	241,96	412,00	543,18	642,69
Wind auf See	36,66	138,87	256,29	355,24	434,56	497,88
Wind an Land	230,57	285,52	473,37	618,02	727,46	800,06

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

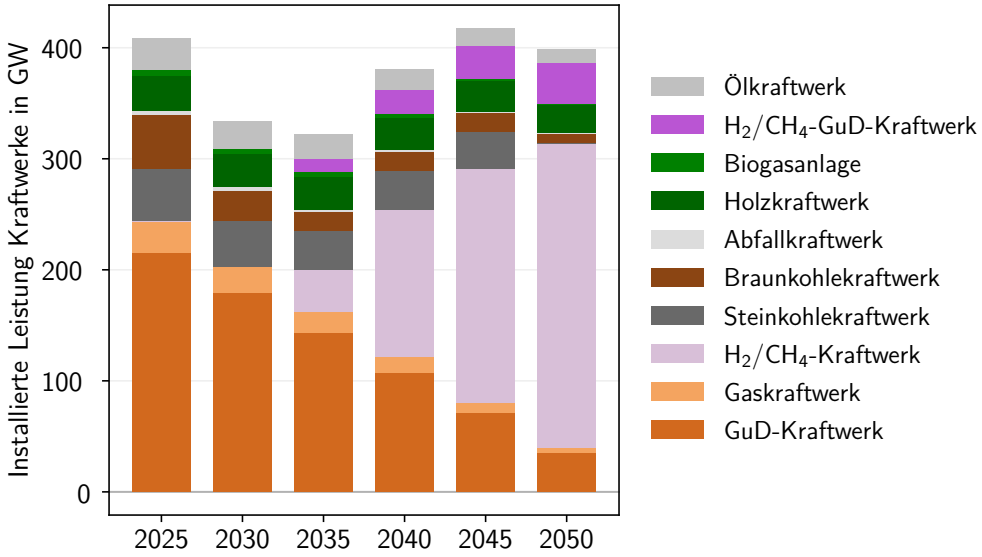


Abbildung A.342: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.307: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	215,59	179,33	143,40	107,47	71,54	35,60
Gaskraftwerk	28,20	23,46	18,76	14,06	9,36	4,66
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	0,00	37,79	132,61	209,92	272,95
Steinkohlekraftwerk	47,69	41,07	35,05	35,05	33,25	1,47
Braunkohlekraftwerk	48,12	27,59	17,44	17,44	17,44	8,37
Abfallkraftwerk	3,36	3,04	1,78	1,12	0,71	0,32
Holzkraftwerk	31,40	29,52	29,93	29,40	27,80	25,34
Biogasanlage	6,17	5,14	4,11	3,08	2,06	1,03
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,00	12,06	21,89	29,90	36,44
Ölkraftwerk	28,05	24,93	21,82	18,70	15,58	12,47

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

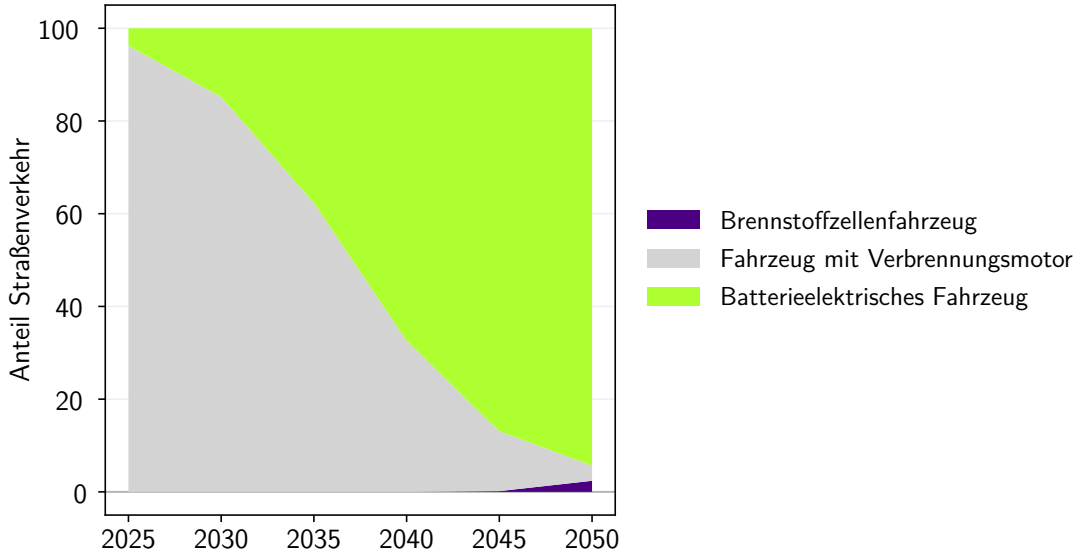


Abbildung A.343: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.308: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	3,76	14,83	37,66	67,39	86,91	94,34
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	96,24	85,17	62,34	32,61	12,93	3,27
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	2,39

Anteil Verbraucher Raumwärme

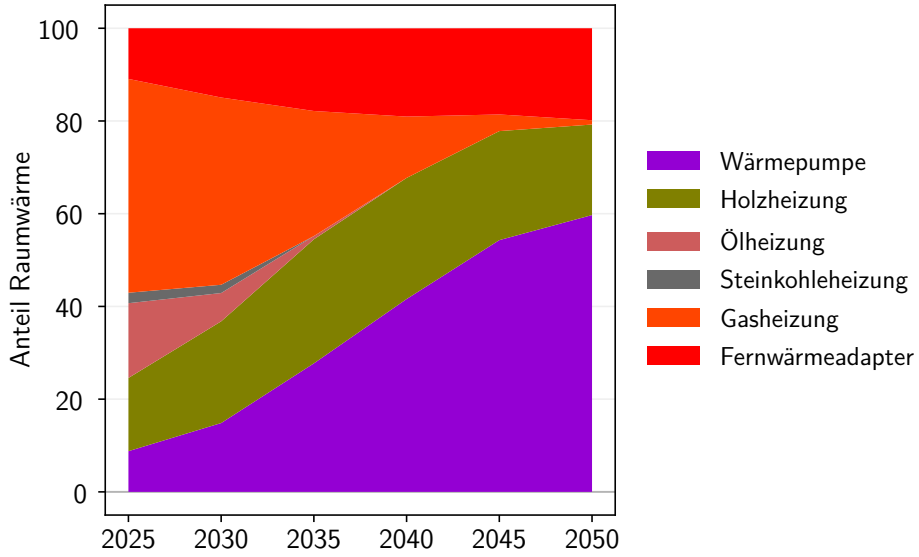


Abbildung A.344: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.309: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	10,93	14,94	17,80	19,03	18,59	19,84
Gasheizung	46,12	40,39	26,98	13,23	3,59	0,93
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	2,26	1,78	0,05	0,02	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	16,12	6,11	0,70	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	15,79	21,94	26,76	26,13	23,52	19,52
Wärmepumpe	8,78	14,85	27,72	41,59	54,30	59,71

Installierte Leistung Elektrolyse

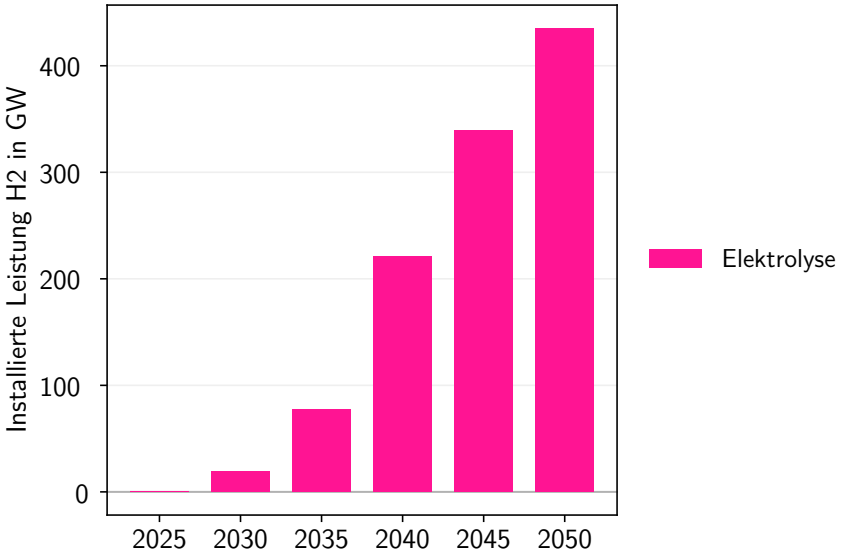


Abbildung A.345: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.310: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	19,40	77,02	221,44	339,19	435,21

Installierte Kapazität Speicher

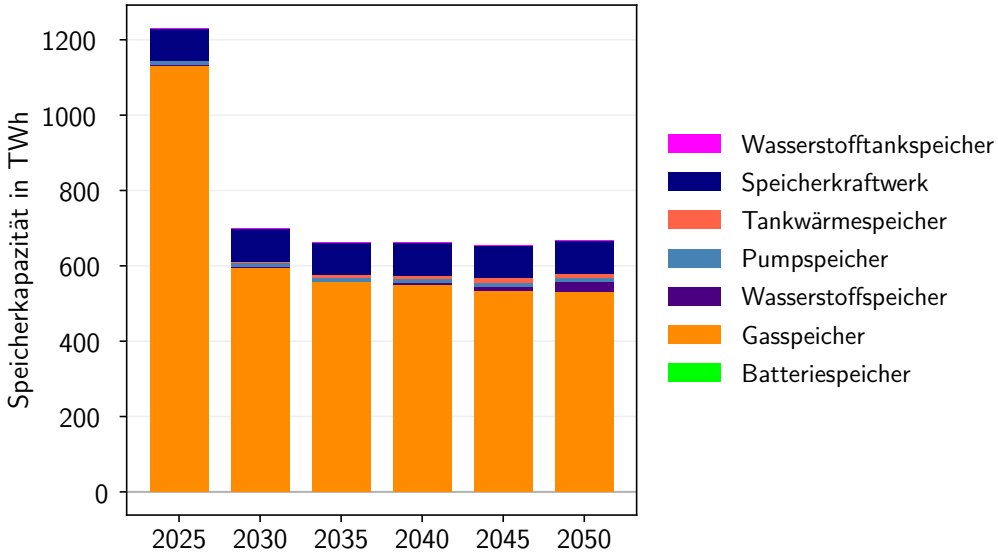


Abbildung A.346: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.311: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,06	0,06	0,17	0,49	1,27	1,81
Gasspeicher	1132,77	596,65	557,79	549,31	531,90	528,74
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,02	4,55	12,23	26,84
Pumpspeicher	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
Tankwärmespeicher	0,00	3,71	6,73	9,19	10,83	11,38
Speicherkraftwerk	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,19	0,39	0,58	0,77	0,77

Insgesamt installierte Leistung Speicher

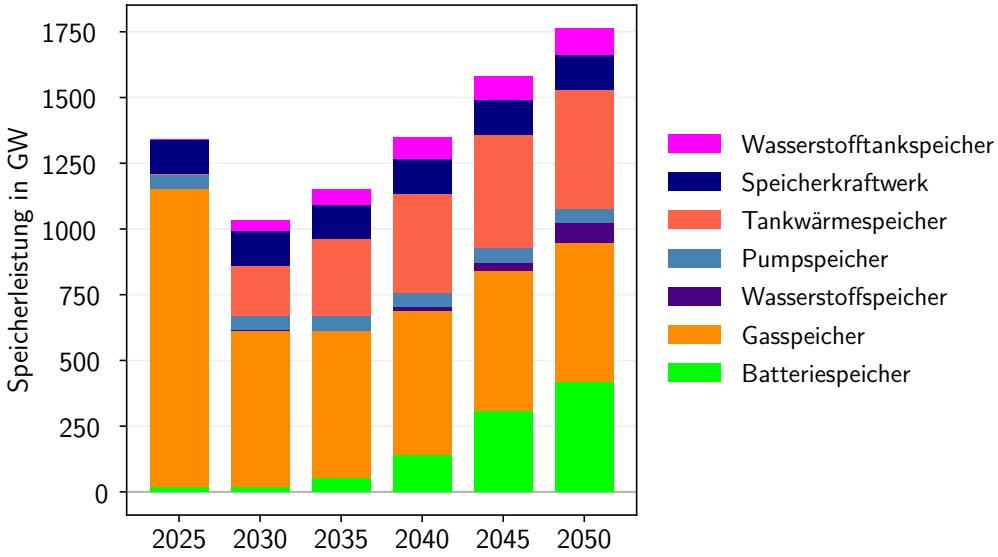


Abbildung A.347: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.312: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	20,21	18,26	55,06	141,90	307,77	421,38
Gasspeicher	1132,77	596,65	557,79	549,31	531,90	528,74
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,04	11,42	32,74	72,93
Pumpspeicher	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83
Tankwärmespeicher	0,00	189,25	292,78	376,23	431,06	449,39
Speicherkraftwerk	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91
Wasserstofftankspeicher	0,00	41,84	57,91	80,47	89,28	102,27

Durchgespeicherte Energie

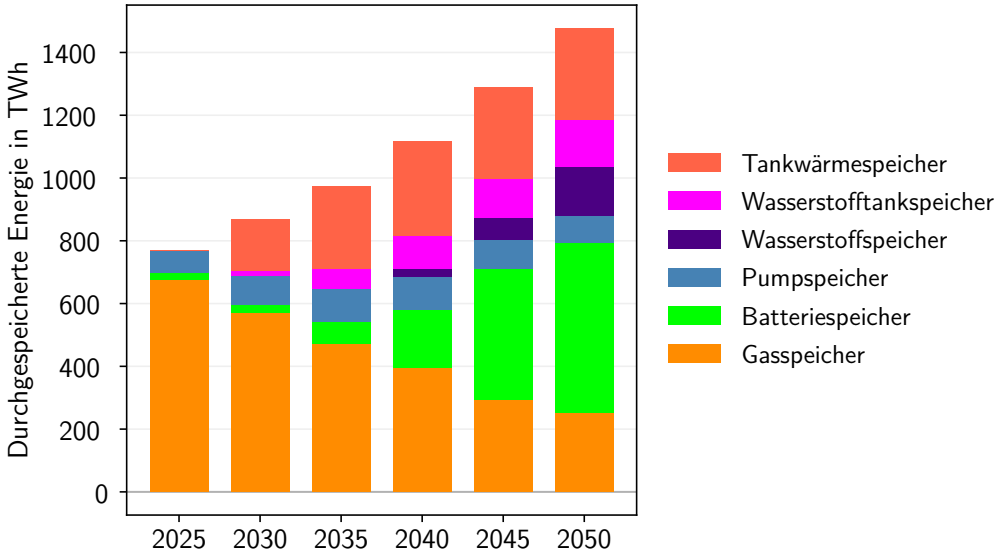


Abbildung A.348: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.313: Durchgespeicherte Energie im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	675,81	569,79	474,21	396,93	294,45	251,59
Batteriespeicher	21,99	25,94	67,11	182,47	415,27	542,95
Pumpspeicher	69,82	93,27	106,54	104,41	94,50	85,04
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,10	27,57	70,25	157,51
Wasserstofftankspeicher	0,00	16,44	61,80	102,49	124,80	147,10
Tankwärmespeicher	0,00	162,82	263,05	302,49	290,62	292,94

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

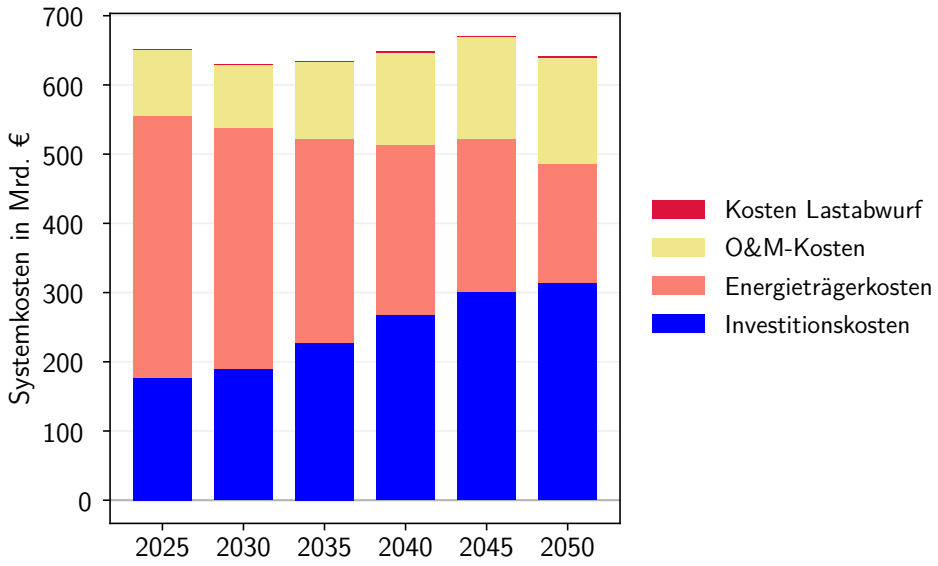


Abbildung A.349: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.314: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	176,75	190,44	227,41	267,96	301,69	313,51
Energieträgerkosten	378,61	347,04	294,32	246,38	220,27	173,08
O&M-Kosten	96,50	91,68	110,83	131,94	146,78	152,11
Kosten Lastabwurf	0,00	1,01	1,26	1,79	1,10	2,03

Komponentenkosten

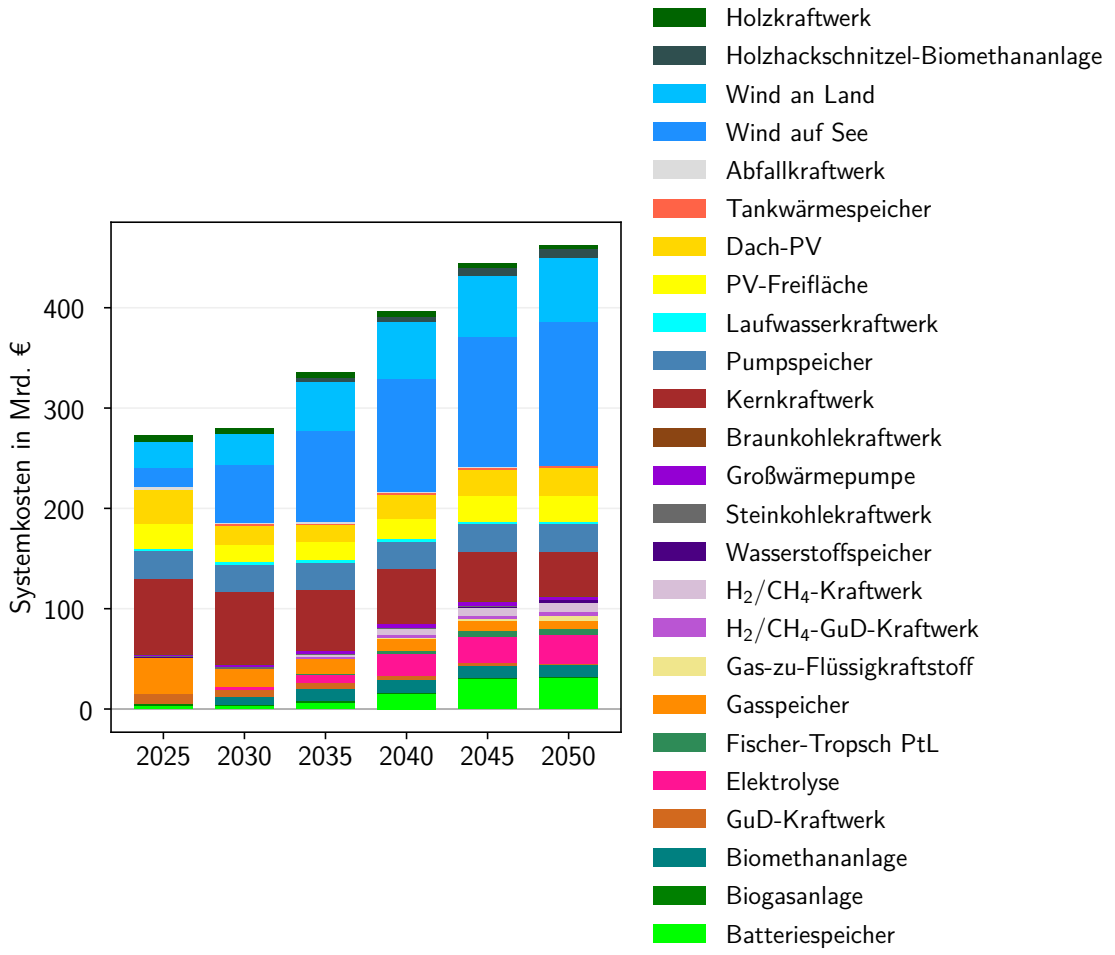


Abbildung A.350: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Energieträgerkosten

Tabelle A.315: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	2,99	2,89	6,69	14,97	30,07	31,37
Biogasanlage	2,10	1,72	1,34	0,98	0,64	0,31
Biomethananlage	0,70	7,65	11,69	13,08	12,65	12,65
GuD-Kraftwerk	9,12	7,45	5,85	4,30	2,81	1,37
Elektrolyse	0,38	3,08	8,97	21,84	26,10	28,06
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	1,27	2,98	5,34	6,44
Gasspeicher	36,29	17,12	14,15	12,10	9,94	8,12
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	0,00	0,24	0,35	1,19	2,61	5,03
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,14	1,62	2,33	2,94	3,44
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,12	0,39	2,10	5,72	7,38	8,74
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	0,76	1,77	3,29
Steinkohlekraftwerk	1,53	1,31	1,12	1,12	1,06	0,05
Großwärmepumpe	0,36	2,19	2,95	3,55	3,53	3,62
Braunkohlekraftwerk	1,73	0,99	0,63	0,63	0,63	0,30
Kernkraftwerk	74,58	71,69	59,86	54,19	49,53	44,06
Pumpspeicher	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40
Laufwasserkraftwerk	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
PV-Freifläche	25,25	16,40	18,75	20,17	25,52	25,80
Dach-PV	34,04	19,86	16,48	23,53	26,10	27,99
Tankwärmespeicher	0,00	1,17	1,65	2,05	2,30	2,36
Abfallkraftwerk	2,08	1,82	1,05	0,64	0,39	0,19
Wind auf See	19,91	57,37	90,82	113,36	129,93	142,79
Wind an Land	25,21	30,52	49,32	56,67	61,23	63,71
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,00	0,93	3,69	5,58	8,04	8,70
Holzkraftwerk	6,15	5,52	5,47	5,05	4,46	3,93

Energieträgerimportkosten

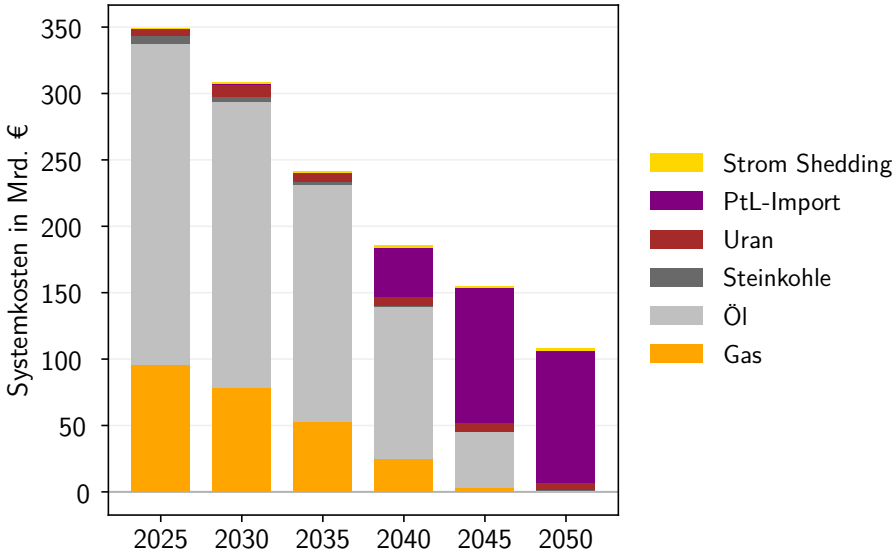


Abbildung A.351: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa*

Tabelle A.316: Energieträgerimportkosten im Szenario *Verzögerung Energiewende Europa* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	95,62	78,26	53,10	25,25	2,77	0,00
Öl	241,91	215,82	178,55	113,98	42,57	1,31
Steinkohle	5,82	3,82	1,78	1,11	0,27	0,02
Uran	5,77	9,19	6,70	6,72	6,27	5,77
PtL-Import	0,00	0,00	0,00	36,98	101,64	99,20
Strom Shedding	0,00	1,01	1,26	1,79	1,10	2,03

A.2.24 *geringerer Interkonnektorausbau*

Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

- Variation der im *Europa-Basis*-Szenario zugebauten Stromnetzleitung zwischen Deutschland und dem England/Irland-Knoten auf 0 GW in 2050.

Primärenergie

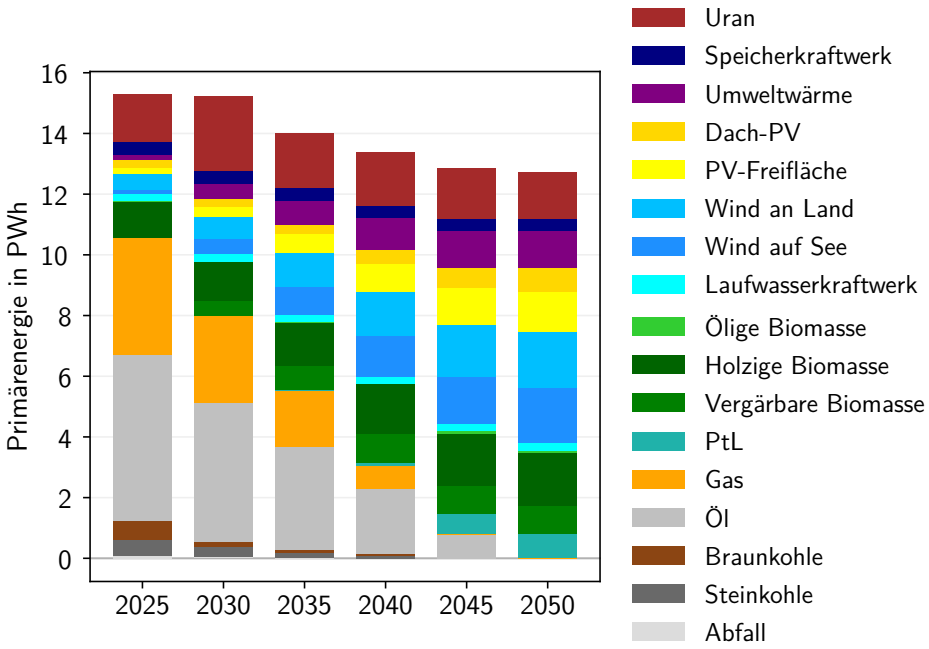


Abbildung A.352: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.317: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	0,08	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Steinkohle	0,52	0,31	0,19	0,09	0,02	0,00
Braunkohle	0,65	0,16	0,07	0,06	0,03	0,03
Öl	5,45	4,61	3,42	2,14	0,76	0,02
Gas	3,85	2,87	1,86	0,77	0,06	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	0,08	0,64	0,79
Vergärbare Biomasse	0,02	0,48	0,79	0,95	0,95	0,95
Holzige Biomasse	1,22	1,30	1,45	1,68	1,72	1,75
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,04	0,08	0,08
Laufwasserkraftwerk	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
Wind auf See	0,14	0,51	0,95	1,34	1,56	1,83
Wind an Land	0,51	0,73	1,12	1,45	1,72	1,83
PV-Freifläche	0,22	0,33	0,63	0,92	1,24	1,31
Dach-PV	0,26	0,25	0,28	0,48	0,66	0,81
Umweltwärme	0,18	0,49	0,80	1,04	1,19	1,20
Speicherkraftwerk	0,41	0,42	0,42	0,41	0,41	0,41
Uran	1,56	2,46	1,79	1,75	1,66	1,53

Endenergiebedarf

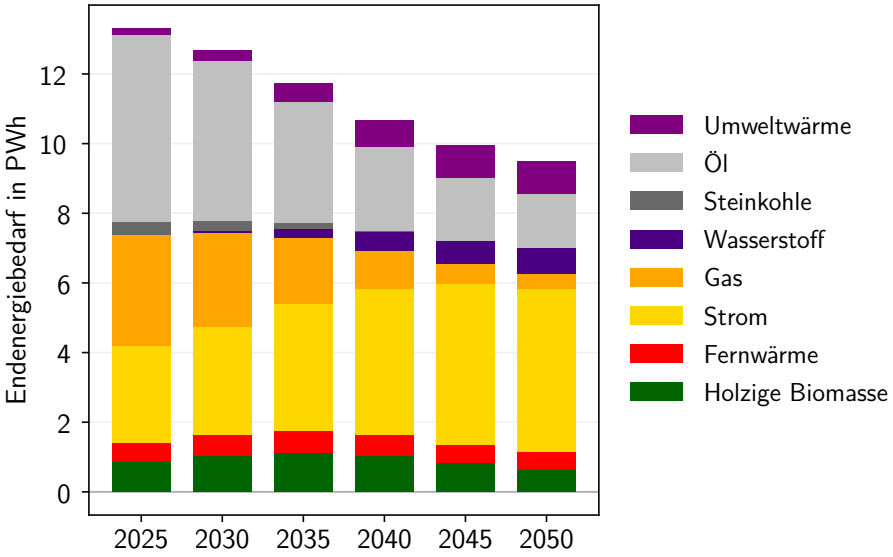


Abbildung A.353: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.318: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	0,87	1,04	1,14	1,04	0,83	0,65
Fernwärme	0,54	0,60	0,61	0,60	0,53	0,52
Strom	2,77	3,09	3,64	4,20	4,61	4,66
Gas	3,21	2,70	1,92	1,08	0,58	0,45
Wasserstoff	0,00	0,08	0,25	0,53	0,65	0,74
Steinkohle	0,35	0,26	0,17	0,06	0,00	0,00
Braunkohle	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
Öl	5,39	4,61	3,46	2,42	1,81	1,55
Umweltwärme	0,18	0,30	0,54	0,76	0,92	0,93

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

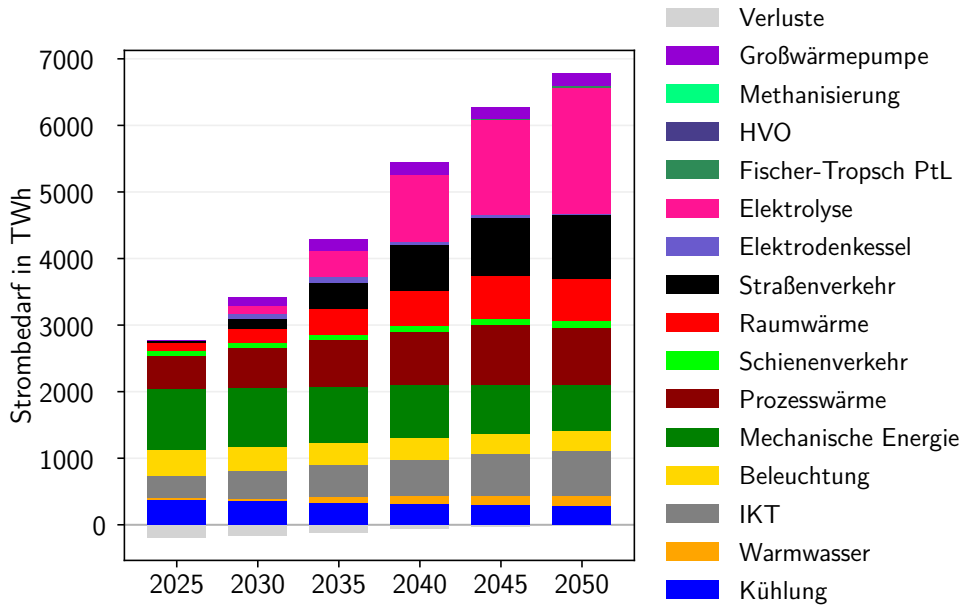


Abbildung A.354: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.319: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	373,73	355,14	336,73	318,48	300,41	282,51
Warmwasser	27,17	44,89	80,09	114,25	142,05	145,65
IKT	339,45	409,62	479,80	549,97	620,14	690,31
Beleuchtung	379,48	360,61	341,91	323,39	305,04	286,87
Mechanische Energie	926,79	880,70	835,04	789,80	744,99	700,60
Prozesswärme	499,12	611,49	713,91	806,51	889,43	853,08
Schienenverkehr	63,10	69,18	75,92	83,39	91,68	98,80
Raumwärme	129,29	214,83	378,82	529,22	643,04	642,11
Straßenverkehr	33,58	143,60	394,74	686,66	877,30	956,67
Elektrodenkessel	-0,00	84,86	88,08	58,03	36,38	22,17
Elektrolyse	-0,00	116,62	394,90	994,29	1435,67	1893,14
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,57	4,83	14,39	23,68
HVO	-0,00	0,00	0,00	0,38	0,68	0,74
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46
Großwärmepumpe	-0,00	127,18	174,68	187,08	174,28	181,39
Verluste	-186,71	-162,09	-114,97	-58,92	-21,36	-12,47

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

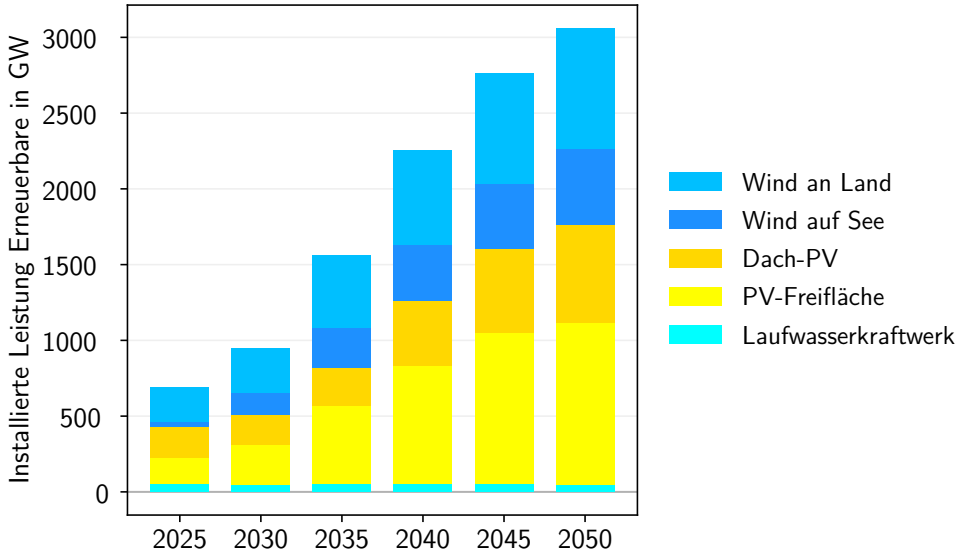


Abbildung A.355: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.320: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03
PV-Freifläche	173,70	258,84	513,97	784,97	999,52	1063,58
Dach-PV	202,04	200,18	256,36	424,15	553,51	651,52
Wind auf See	36,66	142,69	262,72	371,84	427,79	497,88
Wind an Land	230,57	296,48	481,30	623,49	730,91	796,02

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

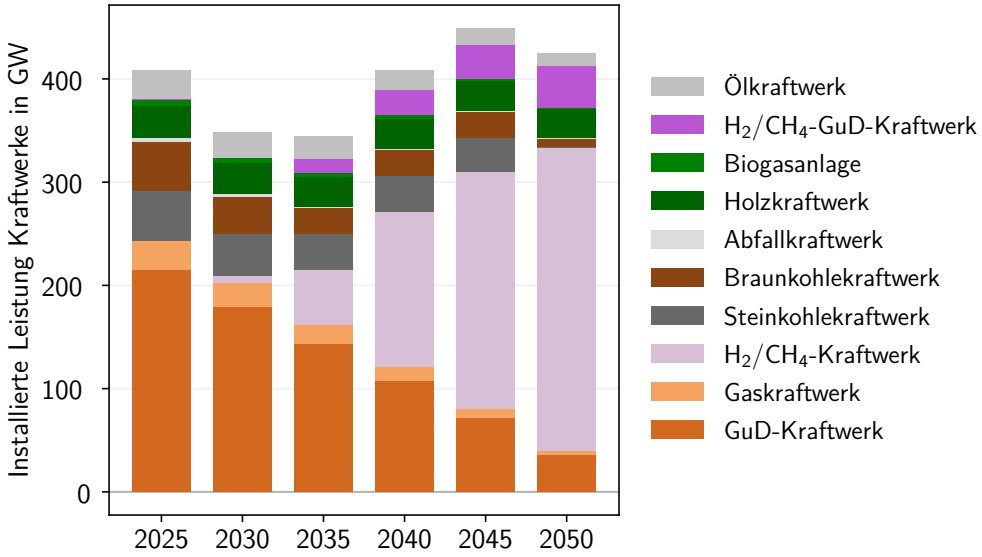


Abbildung A.356: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.321: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	215,59	179,09	143,16	107,22	71,29	35,36
Gaskraftwerk	28,20	23,44	18,74	14,04	9,34	4,64
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	6,75	53,14	149,98	228,93	293,32
Steinkohlekraftwerk	47,69	41,07	35,05	35,05	33,56	0,97
Braunkohlekraftwerk	48,12	35,38	25,23	25,23	25,23	8,32
Abfallkraftwerk	3,36	2,77	1,52	0,86	0,45	0,06
Holzkraftwerk	31,40	30,24	28,14	29,59	29,62	28,48
Biogasanlage	6,17	5,14	4,11	3,08	2,06	1,03
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,00	13,30	24,15	32,99	40,20
Ölkraftwerk	28,05	24,93	21,82	18,70	15,58	12,47

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

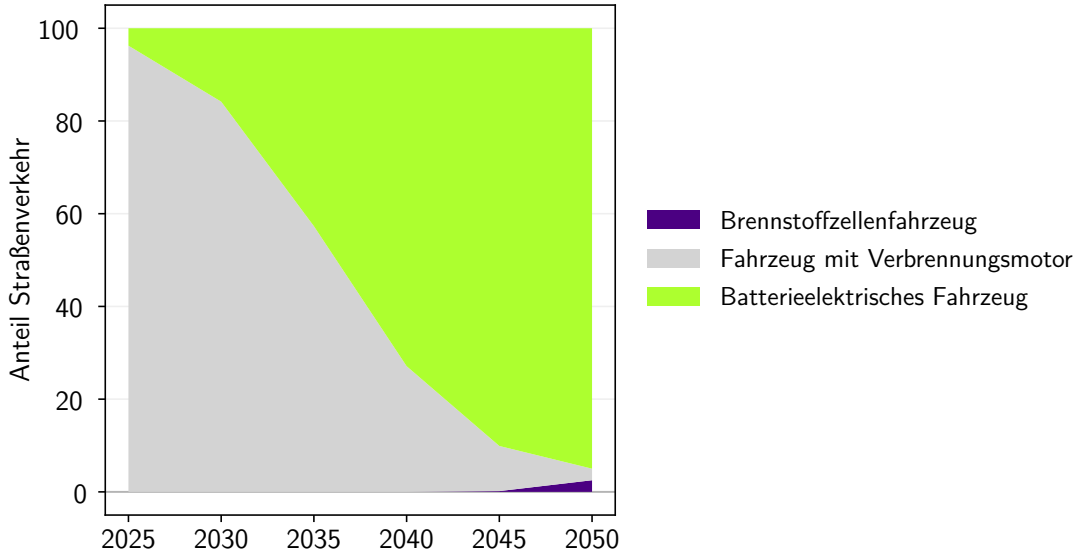


Abbildung A.357: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.322: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	3,76	15,84	42,69	72,88	90,10	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	96,24	84,16	57,31	27,12	9,73	2,49
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	2,51

Anteil Verbraucher Raumwärme

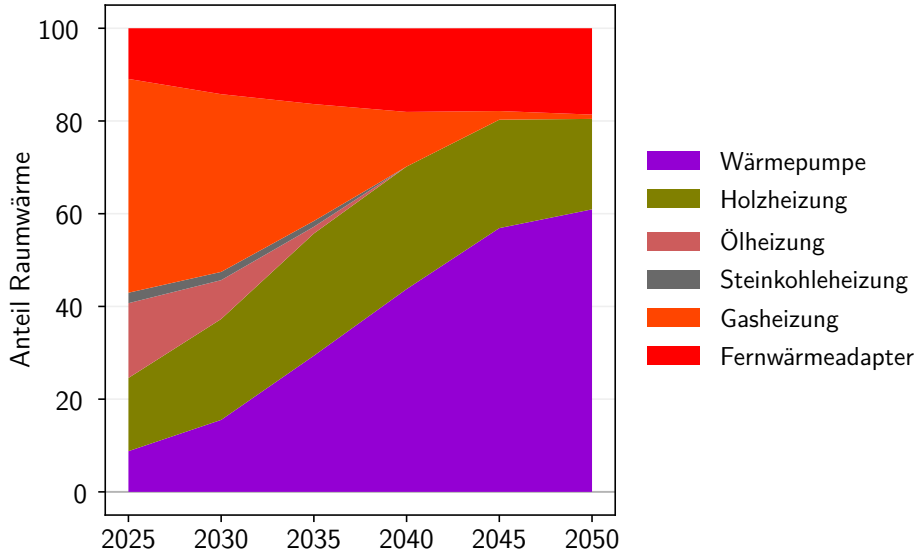


Abbildung A.358: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.323: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	10,93	14,22	16,36	18,03	17,85	18,62
Gasheizung	46,12	38,34	25,21	11,78	1,87	0,93
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	2,26	1,78	1,25	0,02	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	16,12	8,38	1,45	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	15,79	21,76	26,36	26,43	23,38	19,51
Wärmepumpe	8,78	15,52	29,37	43,74	56,89	60,94

Installierte Leistung Elektrolyse

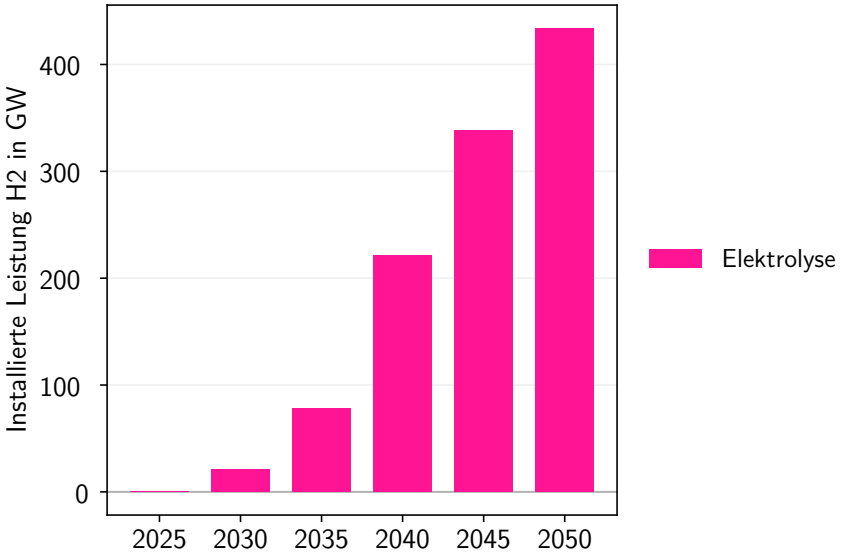


Abbildung A.359: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.324: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	20,87	78,09	221,55	338,52	433,90

Installierte Kapazität Speicher

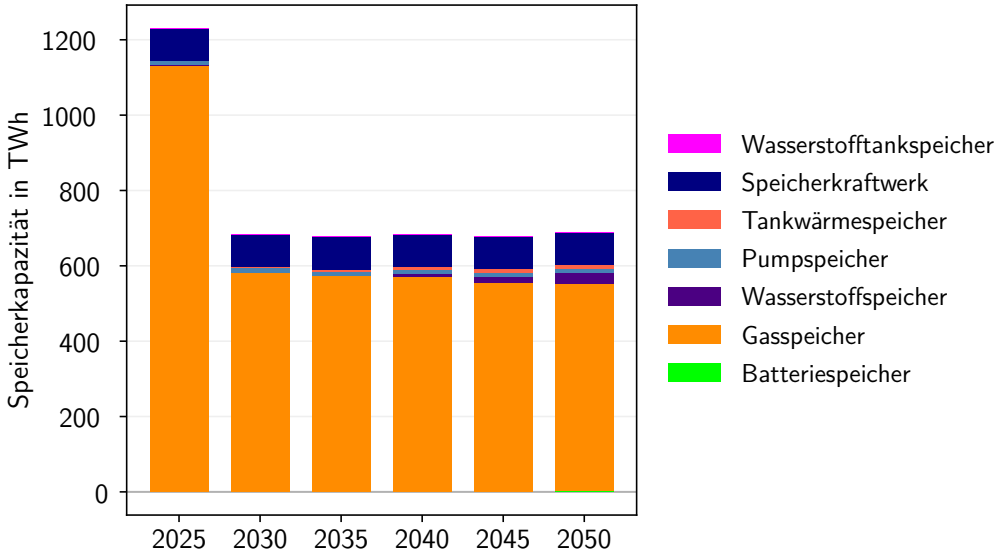


Abbildung A.360: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.325: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,06	0,04	0,17	0,51	1,30	1,80
Gasspeicher	1132,77	583,03	573,47	572,07	555,44	551,94
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	5,45	13,62	27,31
Pumpspeicher	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
Tankwärmespeicher	0,00	3,04	5,52	7,54	9,19	9,73
Speicherkraftwerk	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,20	0,41	0,61	0,81	0,81

Insgesamt installierte Leistung Speicher

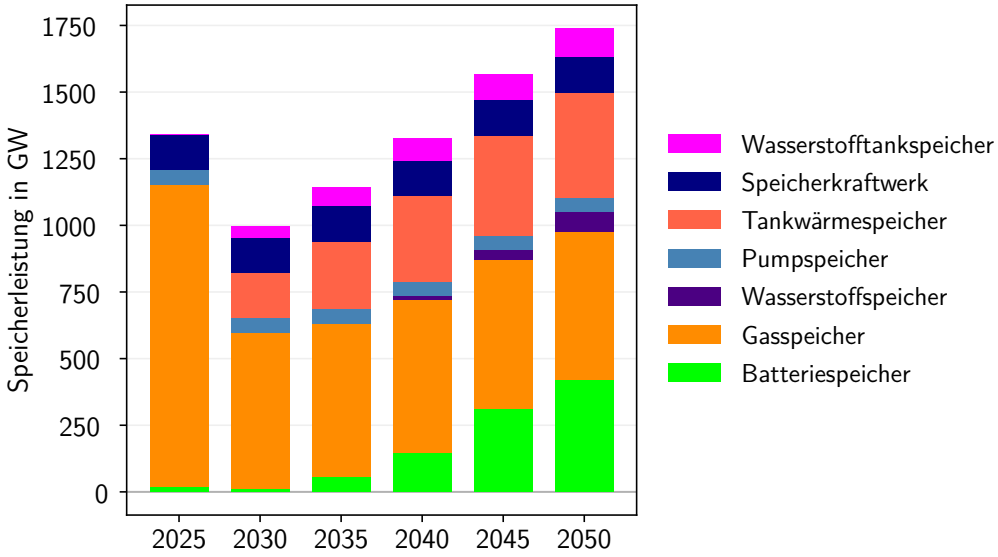


Abbildung A.361: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.326: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	20,21	13,48	56,63	147,33	313,54	422,63
Gasspeicher	1132,77	583,03	573,47	572,07	555,44	551,94
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	14,30	36,95	74,66
Pumpspeicher	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83
Tankwärmespeicher	0,00	169,81	253,62	321,01	376,18	394,09
Speicherkraftwerk	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91
Wasserstofftankspeicher	0,00	42,04	69,87	83,10	95,43	107,38

Durchgespeicherte Energie

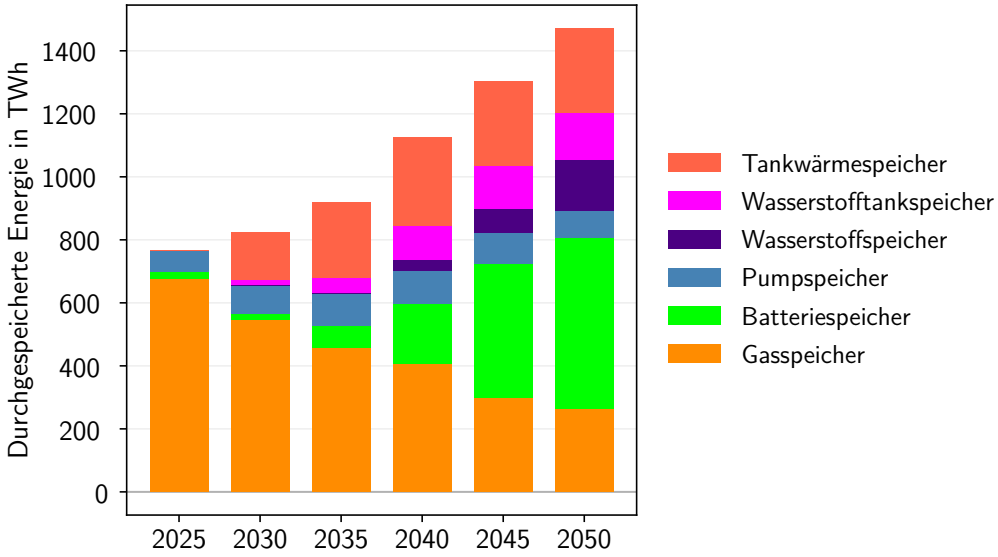


Abbildung A.362: Durchgespeicherte Energie im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.327: Durchgespeicherte Energie im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	675,82	545,61	457,12	406,64	297,30	262,36
Batteriespeicher	22,00	19,32	69,02	189,76	428,04	545,41
Pumpspeicher	69,82	91,70	104,60	105,36	96,19	85,91
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	34,24	79,07	159,68
Wasserstofftankspeicher	0,00	17,48	48,68	110,33	136,58	151,47
Tankwärmespeicher	0,00	152,28	239,48	280,02	266,84	266,74

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

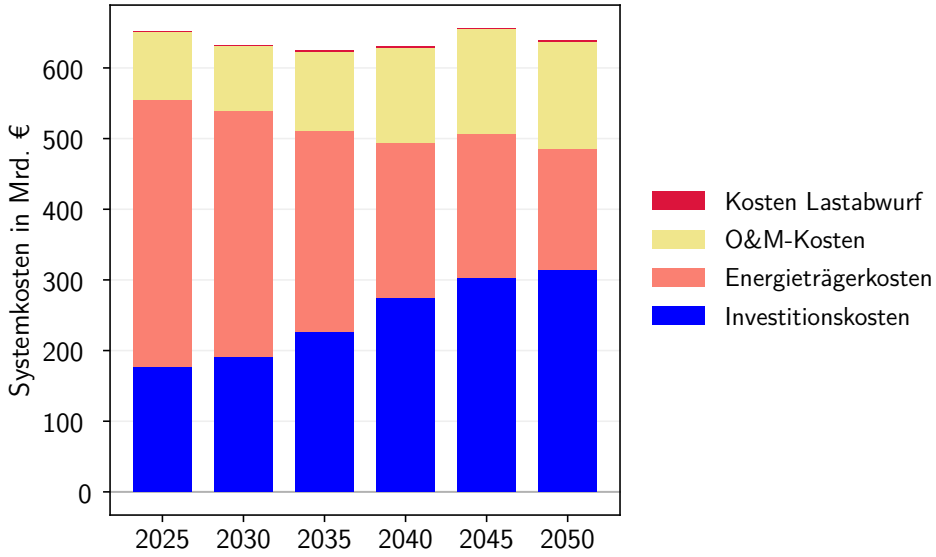


Abbildung A.363: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.328: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	176,99	191,45	227,09	275,07	302,45	314,16
Energieträgerkosten	378,61	347,91	284,00	218,64	205,16	171,16
O&M-Kosten	96,50	92,09	111,83	135,24	147,21	152,48
Kosten Lastabwurf	0,00	1,08	1,87	2,47	1,33	1,69

Komponentenkosten

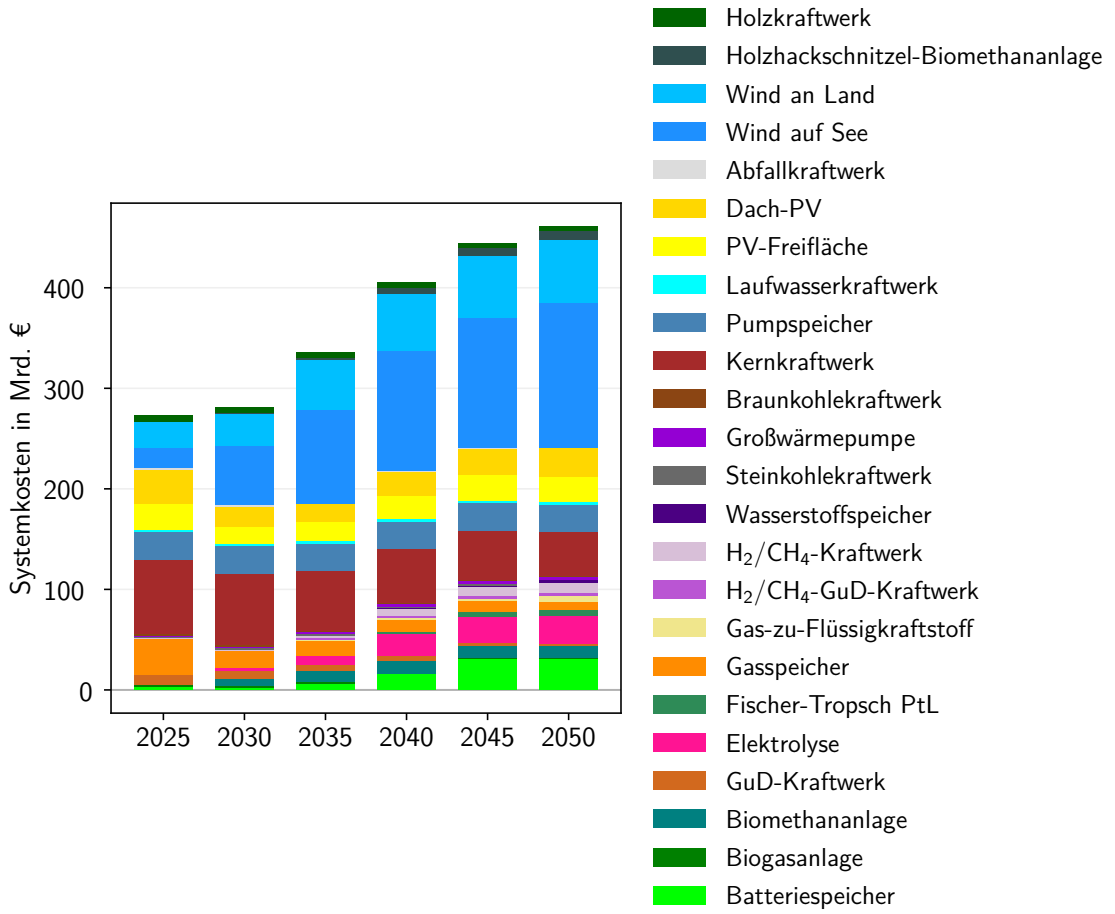


Abbildung A.364: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Energieträgerkosten

Tabelle A.329: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	2,99	2,45	6,61	15,52	30,88	31,38
Biogasanlage	2,10	1,72	1,34	0,98	0,64	0,31
Biomethananlage	0,67	7,37	11,26	13,03	12,59	12,61
GuD-Kraftwerk	9,12	7,44	5,84	4,29	2,80	1,36
Elektrolyse	0,38	3,21	9,05	21,82	26,05	28,00
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,24	1,81	4,85	6,18
Gasspeicher	36,29	16,73	14,55	12,60	10,38	8,47
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	0,00	0,24	0,86	1,71	2,83	4,98
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,16	1,79	2,57	3,25	3,80
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,16	0,72	2,80	6,29	7,99	9,38
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,01	0,94	1,99	3,36
Steinkohlekraftwerk	1,53	1,31	1,12	1,12	1,07	0,03
Großwärmepumpe	0,30	1,87	2,52	3,03	3,12	3,23
Braunkohlekraftwerk	1,73	1,27	0,91	0,91	0,91	0,30
Kernkraftwerk	74,58	71,17	59,34	53,67	49,01	43,54
Pumpspeicher	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40
Laufwasserkraftwerk	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
PV-Freifläche	25,27	16,52	19,09	23,11	25,66	25,56
Dach-PV	34,04	20,19	17,38	24,00	26,51	28,35
Abfallkraftwerk	2,08	1,69	0,92	0,52	0,26	0,06
Wind auf See	20,18	59,02	92,99	119,37	129,42	143,81
Wind an Land	25,21	31,88	49,84	57,02	61,45	63,41
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,00	0,31	1,93	6,03	7,73	8,71
Holzkraftwerk	6,15	5,64	4,99	5,24	4,84	4,47

Energieträgerimportkosten

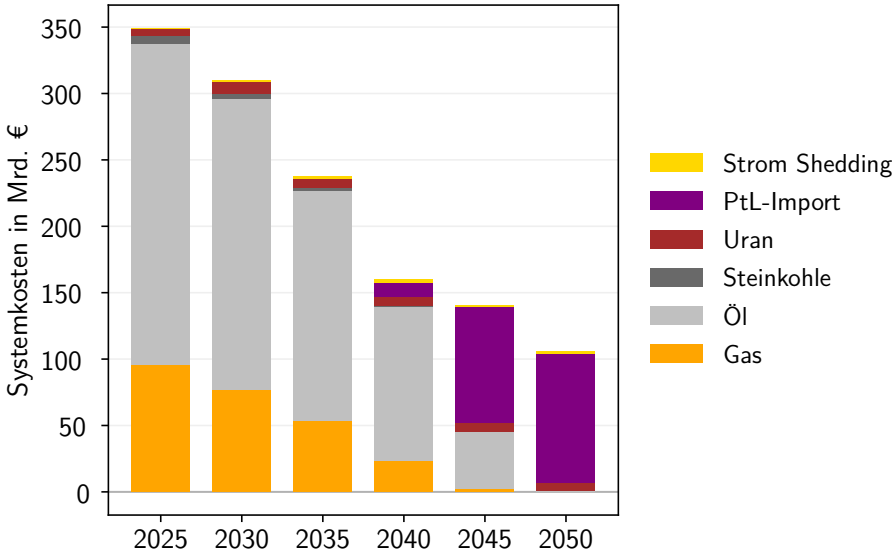


Abbildung A.365: Energieträgerimportkosten im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau*

Tabelle A.330: Energieträgerimportkosten im Szenario *geringerer Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	95,62	77,14	53,76	23,94	2,01	0,00
Öl	241,91	218,81	173,05	115,26	43,31	0,92
Steinkohle	5,82	3,71	2,41	1,15	0,30	0,02
Uran	5,77	9,12	6,61	6,46	6,16	5,68
PtL-Import	0,00	0,00	0,00	11,02	87,72	97,36
Strom Shedding	0,00	1,08	1,87	2,47	1,33	1,69

A.2.25 *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

- Variation der im *Europa-Basis*-Szenario zugebauten Stromnetzleitung zwischen Deutschland und dem England/Irland-Knoten auf 6 GW in 2050.

Primärenergie

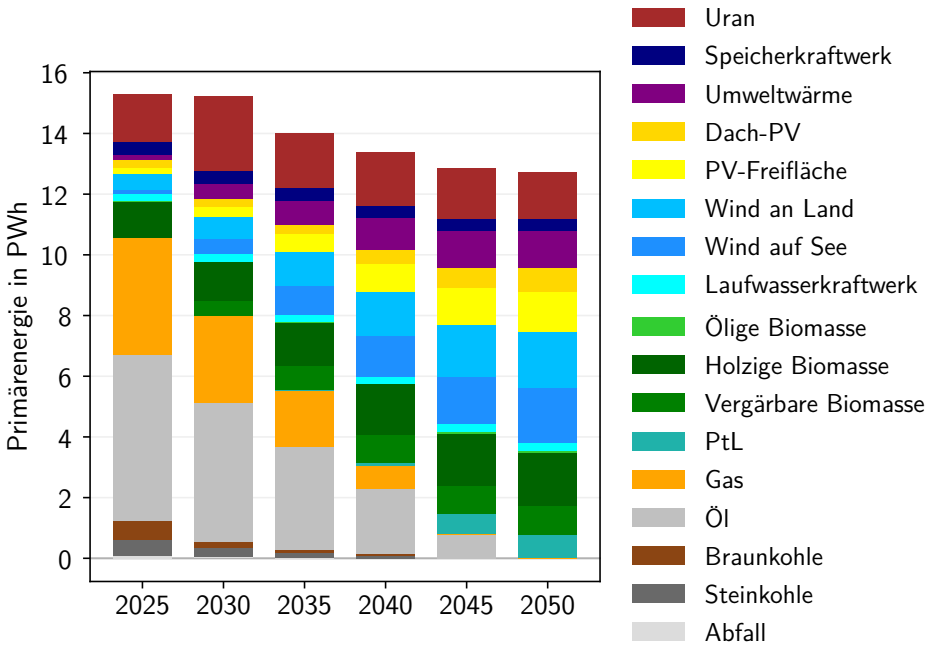


Abbildung A.366: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.331: Primärenergie des deutschen Energiesystems im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfall	0,08	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00
Steinkohle	0,52	0,31	0,19	0,09	0,02	0,00
Braunkohle	0,65	0,16	0,07	0,06	0,03	0,03
Öl	5,45	4,61	3,42	2,14	0,76	0,02
Gas	3,85	2,87	1,86	0,77	0,06	0,00
Wasserstoff	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PtL	0,00	0,00	0,00	0,07	0,63	0,79
Vergärbare Biomasse	0,02	0,48	0,79	0,95	0,95	0,95
Holzige Biomasse	1,22	1,30	1,45	1,68	1,72	1,75
Ölige Biomasse	0,00	0,00	0,00	0,04	0,08	0,08
Laufwasserkraftwerk	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
Wind auf See	0,14	0,51	0,96	1,34	1,56	1,84
Wind an Land	0,51	0,72	1,12	1,45	1,72	1,83
PV-Freifläche	0,22	0,33	0,63	0,92	1,24	1,31
Dach-PV	0,26	0,25	0,29	0,48	0,66	0,81
Umweltwärme	0,18	0,49	0,80	1,04	1,19	1,20
Speicherkraftwerk	0,41	0,42	0,42	0,41	0,41	0,41
Uran	1,56	2,46	1,79	1,75	1,67	1,53

Endenergiebedarf

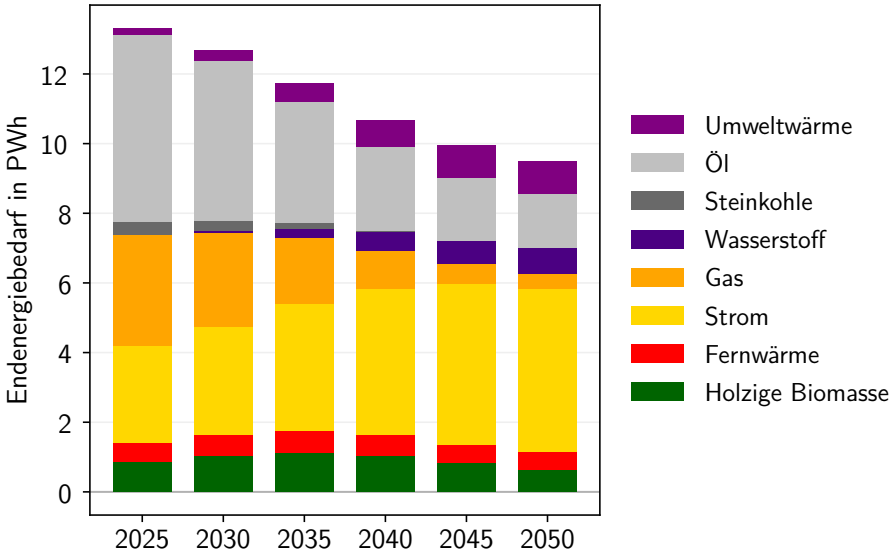


Abbildung A.367: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.332: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in PWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzige Biomasse	0,87	1,04	1,14	1,04	0,83	0,65
Fernwärme	0,54	0,60	0,61	0,60	0,53	0,52
Strom	2,77	3,09	3,64	4,20	4,61	4,66
Gas	3,21	2,71	1,92	1,08	0,58	0,44
Wasserstoff	0,00	0,07	0,25	0,53	0,65	0,74
Steinkohle	0,35	0,26	0,17	0,06	0,00	0,00
Braunkohle	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
Öl	5,39	4,61	3,46	2,42	1,81	1,55
Umweltwärme	0,18	0,30	0,54	0,76	0,92	0,93

Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter

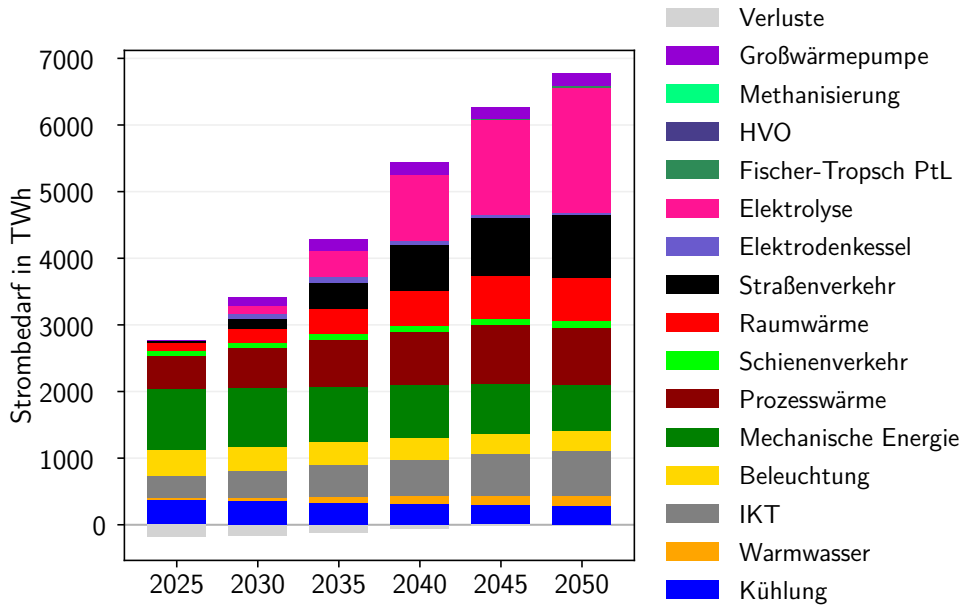


Abbildung A.368: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.333: Stromverbrauch nach Nutzenergie bzw. Converter im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kühlung	373,73	355,14	336,73	318,48	300,41	282,51
Warmwasser	27,17	44,89	80,05	114,25	142,13	145,76
IKT	339,45	409,62	479,80	549,97	620,14	690,31
Beleuchtung	379,48	360,61	341,91	323,39	305,04	286,87
Mechanische Energie	926,79	880,70	835,04	789,80	744,99	700,60
Prozesswärme	499,12	611,49	713,91	806,51	889,43	853,08
Schienenverkehr	63,10	69,18	75,92	83,39	91,68	98,80
Raumwärme	129,29	214,83	378,59	529,22	643,33	642,57
Straßenverkehr	33,58	143,60	394,74	686,66	877,30	956,67
Elektrodenkessel	-0,00	84,68	86,83	57,38	36,08	21,06
Elektrolyse	-0,00	112,12	390,12	989,24	1429,99	1886,52
Fischer-Tropsch PtL	-0,00	0,00	0,57	4,82	14,32	23,51
HVO	-0,00	0,00	0,00	0,38	0,68	0,74
Methanisierung	-0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45
Großwärmepumpe	-0,00	127,48	175,14	187,46	174,71	181,92
Verluste	-186,80	-159,99	-112,59	-54,06	-16,49	-7,74

Installierte Leistung erneuerbarer Energien

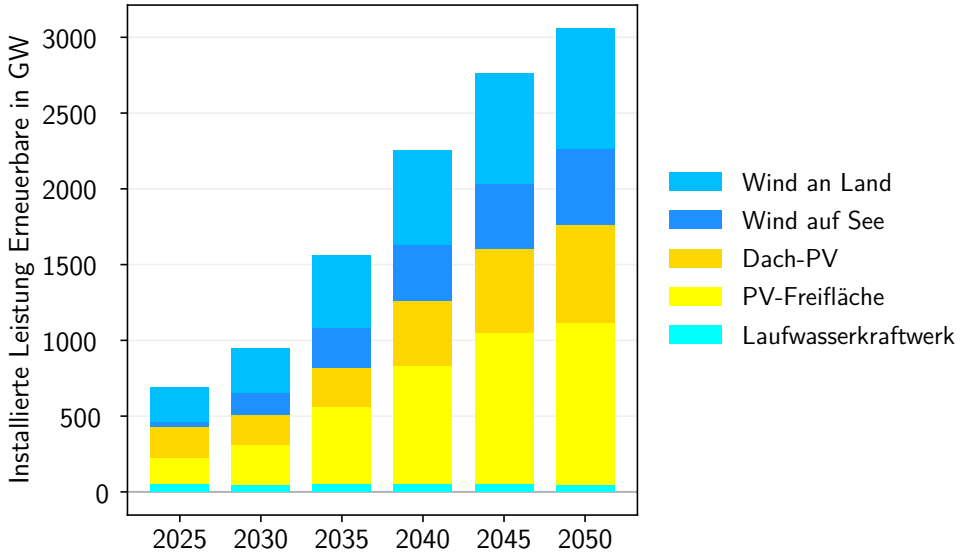


Abbildung A.369: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.334: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Laufwasserkraftwerk	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03	51,03
PV-Freifläche	173,70	258,13	511,59	784,06	999,80	1063,58
Dach-PV	202,04	200,18	256,36	424,07	553,35	651,31
Wind auf See	36,66	142,69	263,49	371,84	428,30	497,88
Wind an Land	230,57	295,82	480,99	623,46	731,11	795,94

Installierte Leistung thermischer Kraftwerke

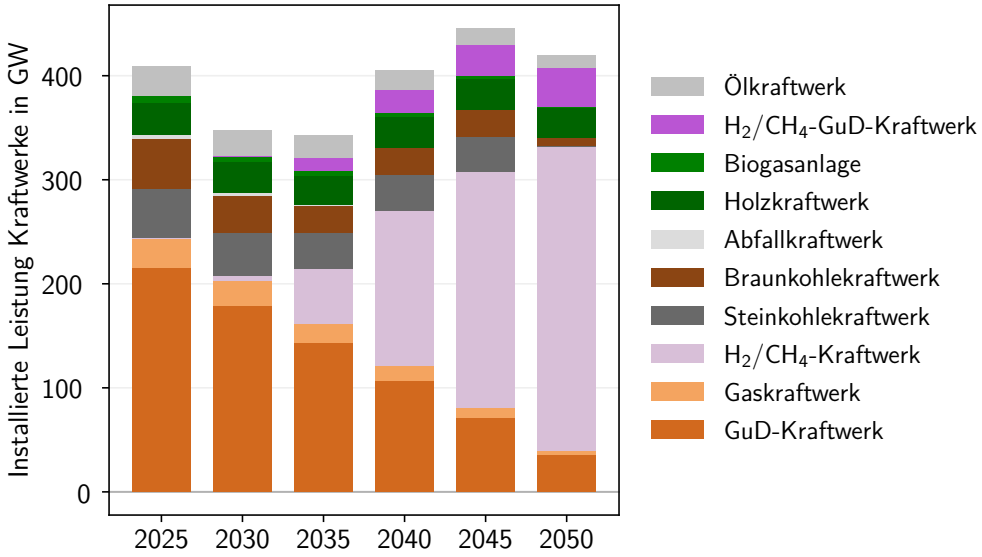


Abbildung A.370: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.335: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GuD-Kraftwerk	215,59	179,09	143,16	107,23	71,29	35,28
Gaskraftwerk	28,20	23,45	18,75	14,05	9,35	4,65
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,00	5,19	52,28	148,71	227,33	291,44
Steinkohlekraftwerk	47,69	41,07	35,05	35,05	33,71	0,85
Braunkohlekraftwerk	48,12	35,60	25,45	25,45	25,45	8,30
Abfallkraftwerk	3,36	2,77	1,51	0,85	0,44	0,05
Holzkraftwerk	31,40	30,24	28,14	29,84	30,06	29,08
Biogasanlage	6,17	5,14	4,11	3,08	2,06	1,03
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,00	12,23	22,21	30,34	36,97
Ölkraftwerk	28,05	24,93	21,82	18,70	15,58	12,47

Anteil Verbraucher Straßenverkehr

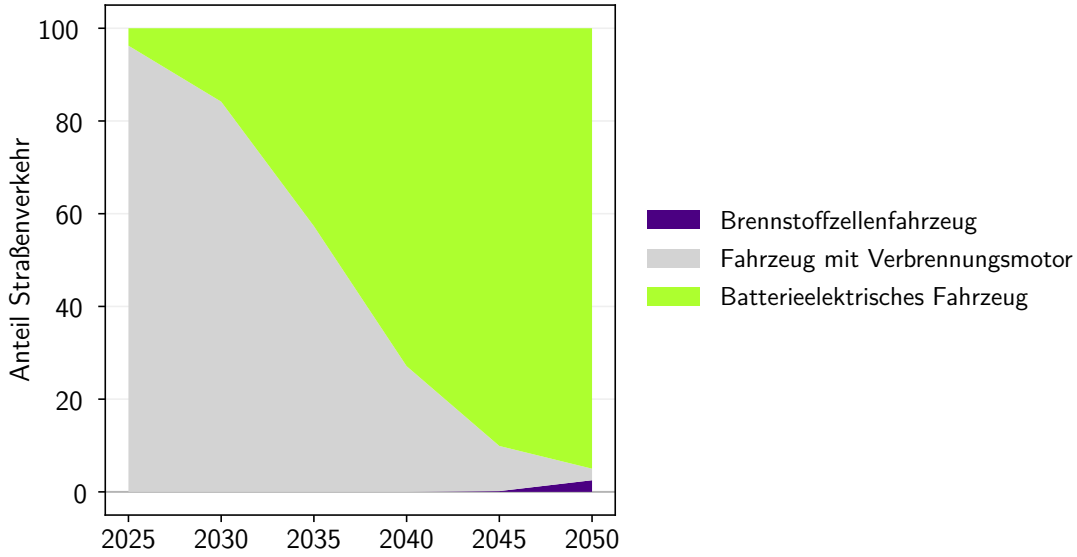


Abbildung A.371: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.336: Anteil Verbraucher Straßenverkehr im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug	3,76	15,84	42,69	72,88	90,10	95,00
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor	96,24	84,16	57,31	27,12	9,73	2,49
Brennstoffzellenfahrzeug	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	2,51

Anteil Verbraucher Raumwärme

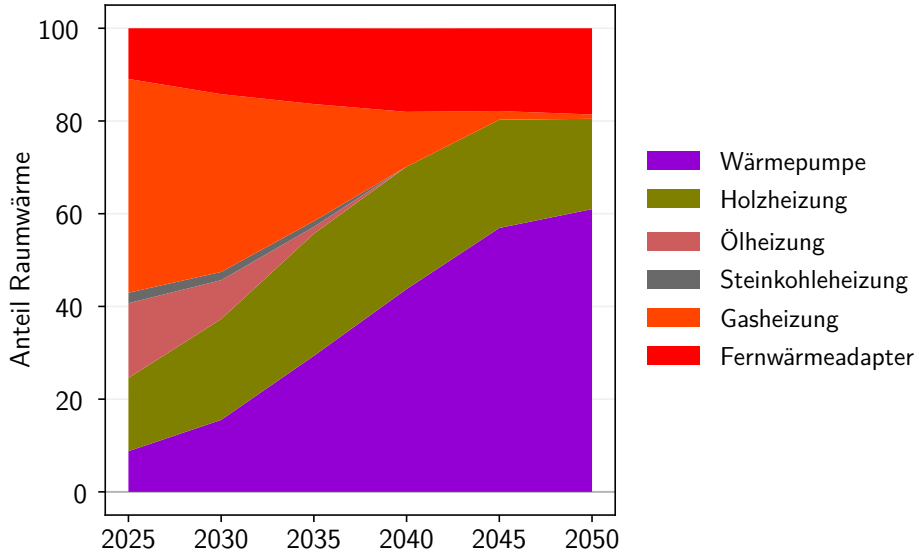


Abbildung A.372: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.337: Anteil Verbraucher Raumwärme im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in %

Jahr Name	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fernwärmeadapter	10,93	14,21	16,35	18,01	17,86	18,60
Gasheizung	46,12	38,35	25,24	11,81	1,87	0,93
Wasserstoffheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steinkohleheizung	2,26	1,78	1,25	0,02	0,00	0,00
Braunkohleheizung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ölheizung	16,12	8,38	1,46	0,00	0,00	0,00
Holzheizung	15,79	21,76	26,35	26,41	23,35	19,48
Wärmepumpe	8,78	15,52	29,35	43,74	56,92	60,99

Installierte Leistung Elektrolyse

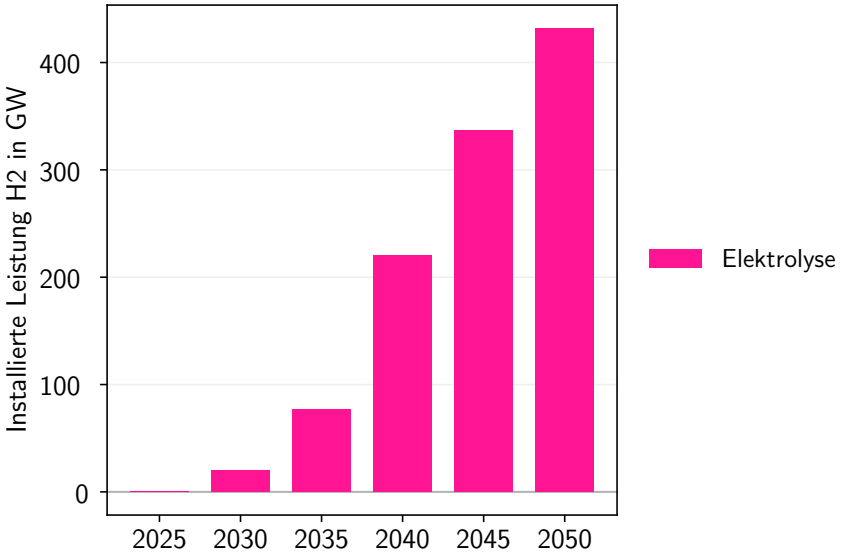


Abbildung A.373: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.338: Installierte Leistung Elektrolyse im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrolyse	0,00	19,89	76,97	220,09	336,79	431,94

Installierte Kapazität Speicher

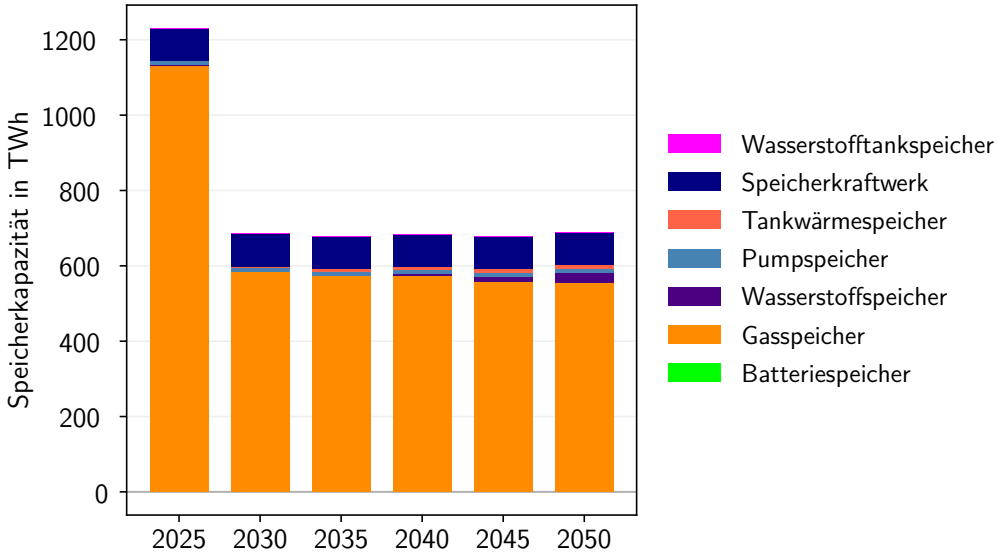


Abbildung A.374: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.339: Installierte Kapazität aller Speicher im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	0,06	0,04	0,17	0,51	1,30	1,79
Gasspeicher	1132,77	583,66	573,96	572,57	555,97	552,51
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	5,18	13,27	26,82
Pumpspeicher	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
Tankwärmespeicher	0,00	3,03	5,50	7,52	9,16	9,70
Speicherkraftwerk	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38
Wasserstofftankspeicher	0,00	0,20	0,40	0,60	0,80	0,80

Insgesamt installierte Leistung Speicher

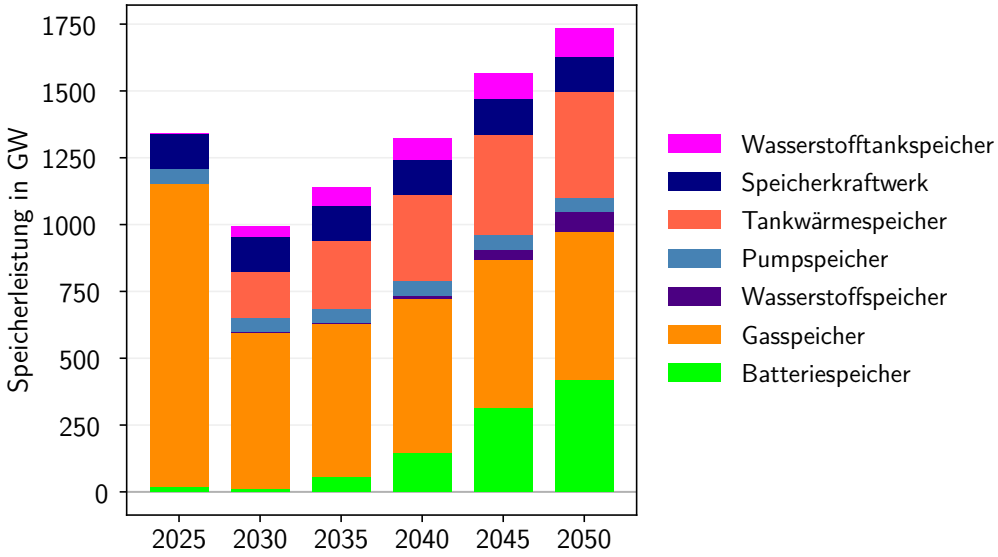


Abbildung A.375: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.340: Insgesamt installierte Leistung aller Speicher im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in GW

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	20,21	13,48	56,42	147,78	313,52	420,94
Gasspeicher	1132,77	583,66	573,96	572,57	555,97	552,51
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	13,85	36,30	73,58
Pumpspeicher	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83	55,83
Tankwärmespeicher	0,00	169,71	253,39	320,57	375,59	393,39
Speicherkraftwerk	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91	132,91
Wasserstofftankspeicher	0,00	40,03	68,51	80,71	93,75	105,34

Durchgespeicherte Energie

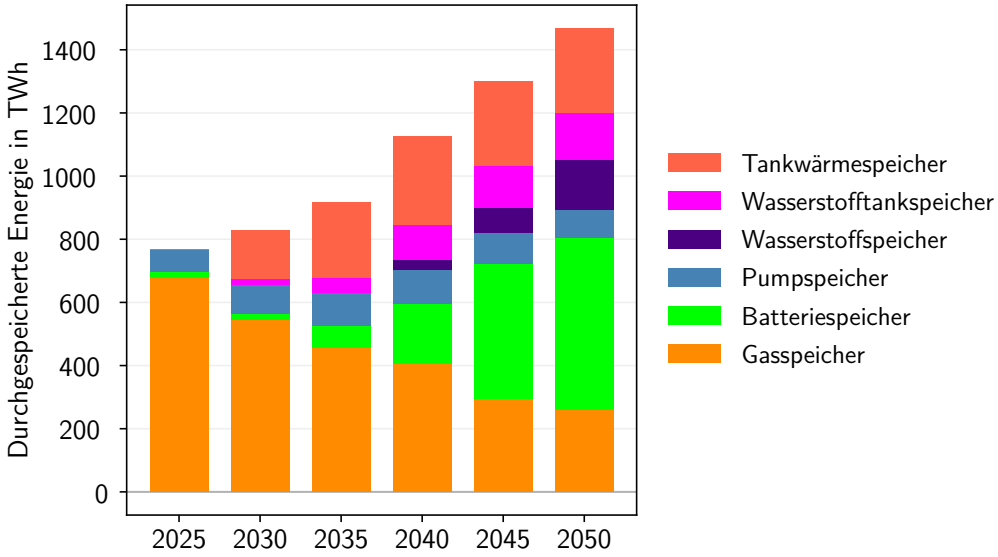


Abbildung A.376: Durchgespeicherte Energie im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.341: Durchgespeicherte Energie im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in TWh

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasspeicher	675,82	546,19	457,10	407,13	295,67	260,94
Batteriespeicher	22,00	19,42	69,12	190,30	427,95	545,35
Pumpspeicher	69,82	91,88	104,68	105,70	96,49	86,08
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	32,57	78,08	158,24
Wasserstofftankspeicher	0,00	16,66	48,21	109,25	135,53	150,35
Tankwärmespeicher	0,00	152,58	238,90	280,09	267,51	267,21

Modellierte Systemkosten nach Kostentypen

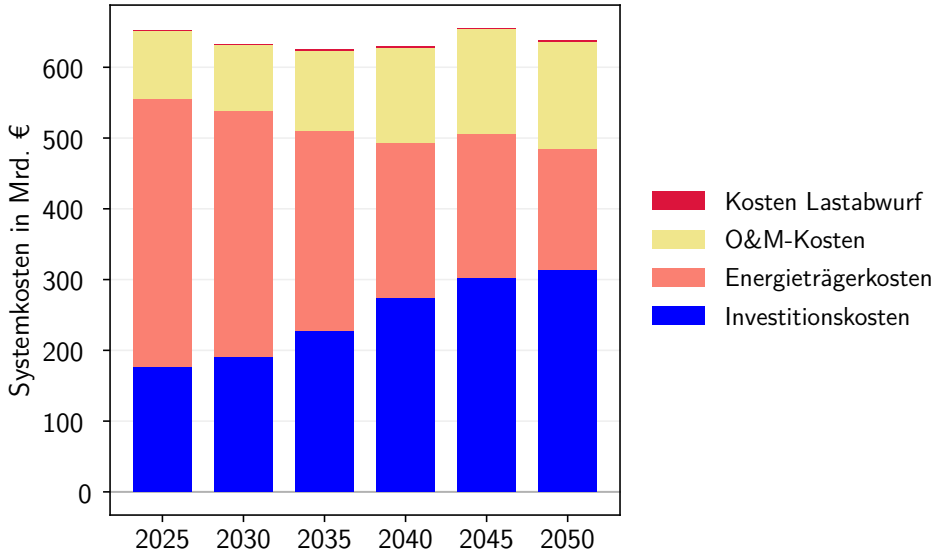


Abbildung A.377: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.342: Modellierte Systemkosten nach Kostentypen im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten	176,98	191,24	227,06	274,74	302,12	313,69
Energieträgerkosten	378,61	347,87	283,96	218,05	204,56	170,79
O&M-Kosten	96,50	92,03	111,81	135,15	147,17	152,30
Kosten Lastabwurf	0,00	1,10	1,87	2,44	1,30	1,78

Komponentenkosten

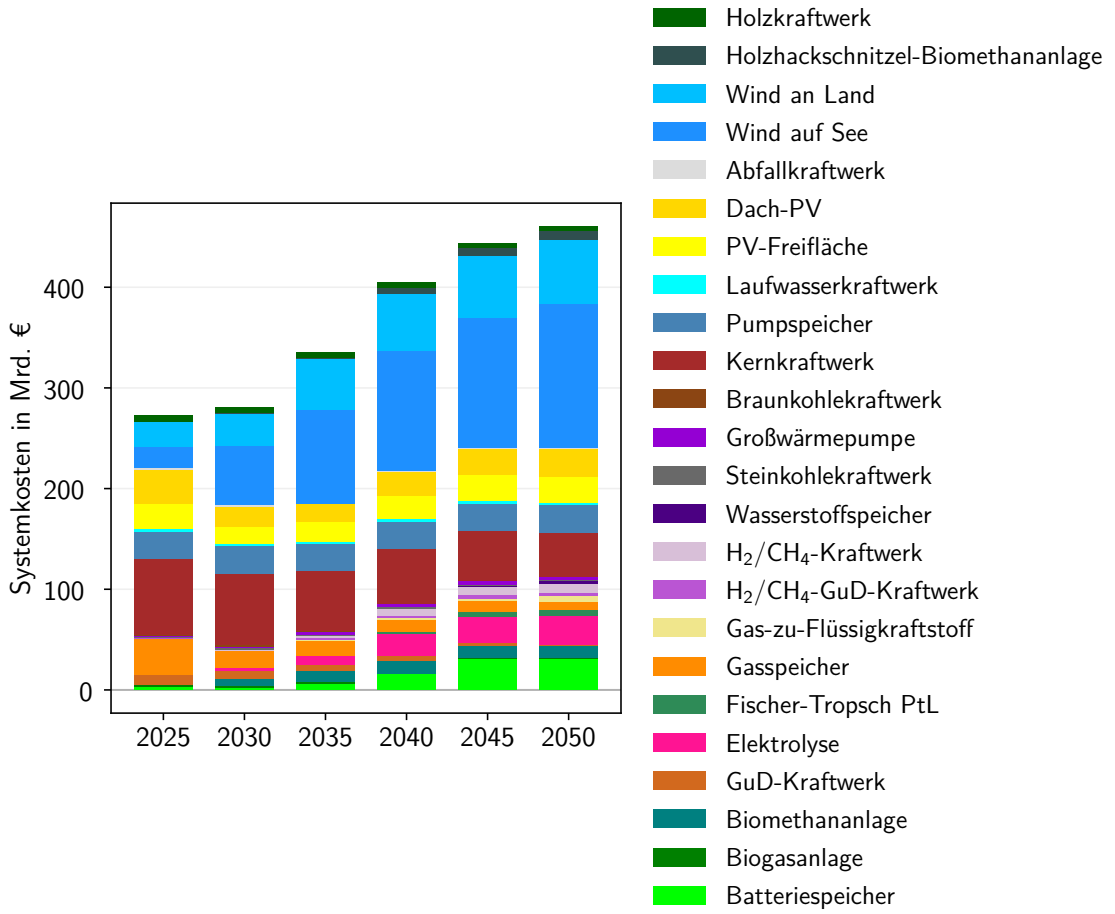


Abbildung A.378: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Energieträgerkosten

Tabelle A.343: Modellierte Systemkosten nach Komponenten im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batteriespeicher	2,99	2,45	6,61	15,52	30,79	31,26
Biogasanlage	2,10	1,72	1,34	0,98	0,64	0,31
Biomethananlage	0,67	7,37	11,27	13,04	12,59	12,61
GuD-Kraftwerk	9,12	7,44	5,84	4,29	2,80	1,36
Elektrolyse	0,38	3,11	8,94	21,69	25,92	27,86
Fischer-Tropsch PtL	0,00	0,00	0,23	1,81	4,82	6,15
Gasspeicher	36,29	16,75	14,56	12,61	10,39	8,48
Gas-zu-Flüssigkraftstoff	0,00	0,24	0,86	1,79	2,91	5,04
H_2/CH_4-GuD-Kraftwerk	0,00	0,14	1,65	2,37	2,99	3,49
H_2/CH_4-Kraftwerk	0,17	0,68	2,79	6,24	7,93	9,31
Wasserstoffspeicher	0,00	0,00	0,00	0,91	1,95	3,31
Steinkohlekraftwerk	1,53	1,31	1,12	1,12	1,08	0,03
Großwärmepumpe	0,30	1,87	2,52	3,03	3,13	3,24
Braunkohlekraftwerk	1,73	1,28	0,92	0,92	0,92	0,30
Kernkraftwerk	74,58	71,17	59,34	53,67	49,01	43,54
Pumpspeicher	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40	27,40
Laufwasserkraftwerk	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
PV-Freifläche	25,27	16,49	19,01	23,10	25,68	25,57
Dach-PV	34,04	20,19	17,38	24,00	26,50	28,34
Abfallkraftwerk	2,08	1,69	0,92	0,51	0,26	0,06
Wind auf See	20,18	59,02	93,32	119,26	129,46	143,74
Wind an Land	25,21	31,80	49,83	57,03	61,47	63,41
Holzhackschnitzel-Biomethananlage	0,00	0,31	1,93	6,04	7,73	8,72
Holzkraftwerk	6,15	5,64	4,99	5,29	4,92	4,57

Energieträgerimportkosten

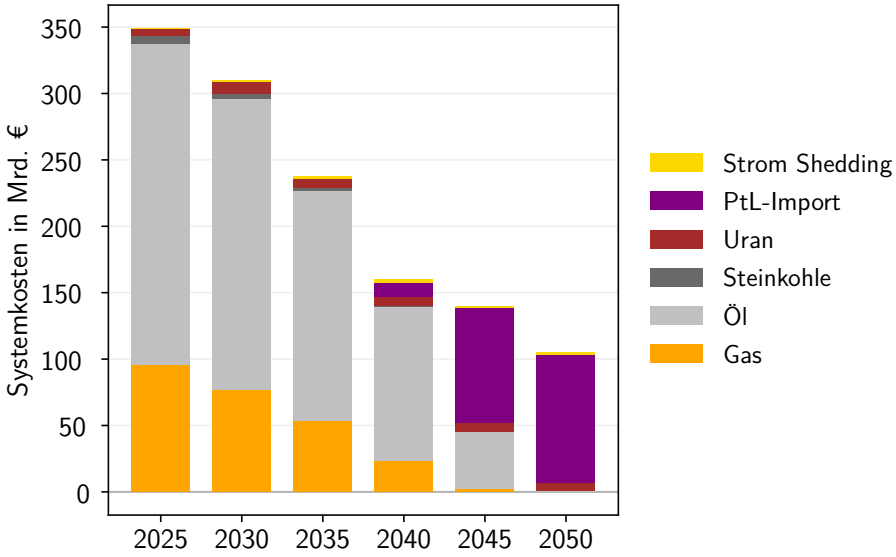


Abbildung A.379: Energieträgerimportkosten im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau*

Tabelle A.344: Energieträgerimportkosten im Szenario *gesteigerter Interkonnektorausbau* in Mrd. €

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas	95,62	77,11	53,71	23,94	1,99	0,00
Öl	241,91	218,81	173,08	115,23	43,30	0,91
Steinkohle	5,82	3,71	2,42	1,15	0,30	0,02
Uran	5,77	9,12	6,60	6,47	6,16	5,67
PtL-Import	0,00	0,00	0,00	10,45	87,14	96,99
Strom Shedding	0,00	1,10	1,87	2,44	1,30	1,78

A.2.26 Beschäftigungseffekte im Energiebereich

Zusätzlich zu den in Abschnitt 3.16 dargestellten Ergebnissen sind in diesem Abschnitt die Zahlenwerte zu den Abbildungen tabellarisch und zusätzliche Ergebnisdarstellungen eingefügt.

Tabelle A.345: Beschäftigtenzahlen nach Bereich über den Transformationspfad und für ein transformiertes Energiesystem, in dem die Komponenten erhalten bleiben und die installierte Leistung durch Zubau nach Ablauf der Lebensdauer erhalten wird.

Bereich / Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Ausblick
Herstellung	48512	150259	185366	139304	79276	50912	103890
Installation	65502	154518	204788	152398	98979	65653	115519
Betriebsführung	75780	115946	164402	196313	209815	199836	191446
Energieträger	10615	671	3915	3453	3075	2931	2931
Netze und Speicher	44195	59070	82144	99087	109145	109899	109800
Summe	244605	480466	640617	590557	500291	429232	523586

Tabelle A.346: Anteile der Bereich an den Beschäftigtenzahlen über den Transformationspfad und für ein transformiertes Energiesystem, in dem die Komponenten erhalten bleiben und die installierte Leistung durch Zubau nach Ablauf der Lebensdauer erhalten wird.

Bereich / Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Ausblick
Herstellung	20%	31%	29%	24%	16%	12%	6%
Installation	27%	32%	32%	26%	20%	15%	7%
Betriebsführung	31%	24%	26%	33%	42%	47%	55%
Energieträger	4%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Netze und Speicher	18%	12%	13%	17%	22%	26%	32%

Tabelle A.347: Tabelle mit prozentualen Anteilen nach Technologiebereichen für das Basisszenario inklusive Herstellung

Bereich / Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Ausblick
Erneuerbare Energien	58%	62%	59%	57%	49%	47%	49%
Kraftwerke	12%	5%	4%	5%	6%	4%	6%
Fossile Kraftwerke und Energieträger	14%	3%	1%	1%	0%	0%	0%
Wärmepumpen	7%	20%	21%	19%	20%	21%	7%
Wasserstoff Kraftwerke und Elektrolyseure	0%	2%	5%	6%	7%	5%	7%
Netze und Speicher	18%	12%	13%	17%	22%	26%	36%

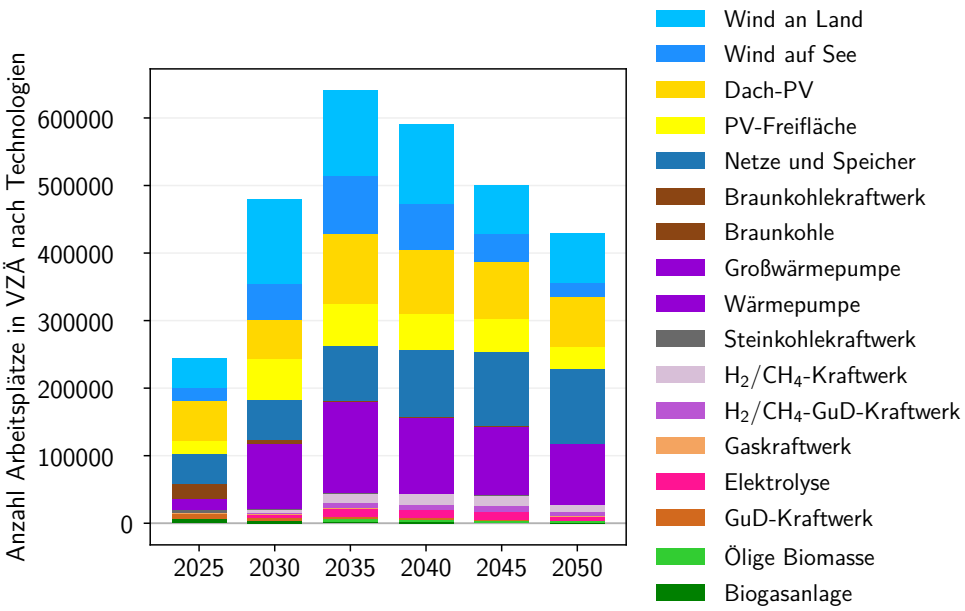


Abbildung A.380: Direkte Beschäftigung im Energiesektor nach Technologien über den Transformationspfad in VZÄ

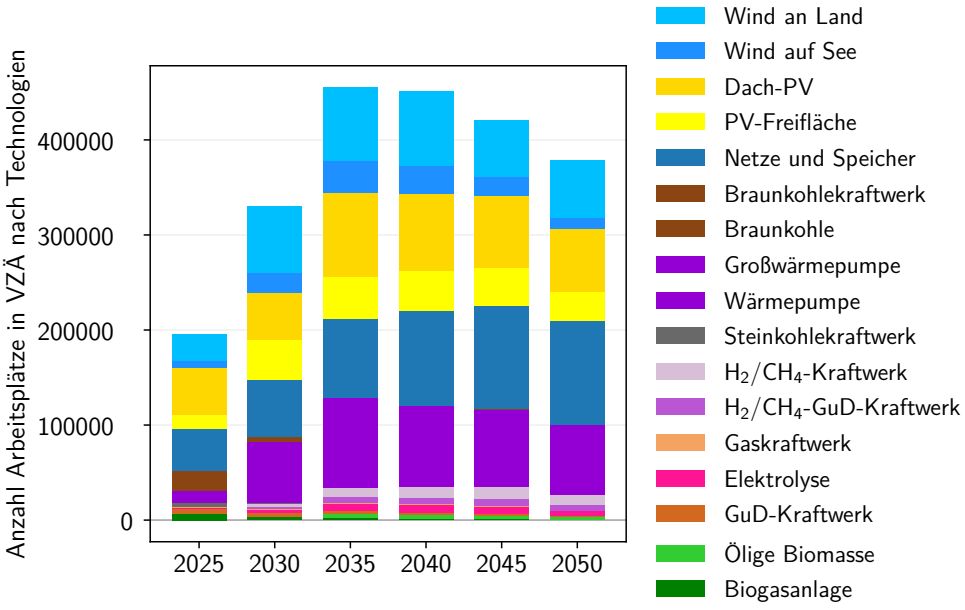


Abbildung A.381: Direkte Beschäftigung im Energiesektor nach Technologien über den Transformationspfad in VZÄ ohne Berücksichtigung der Herstellung

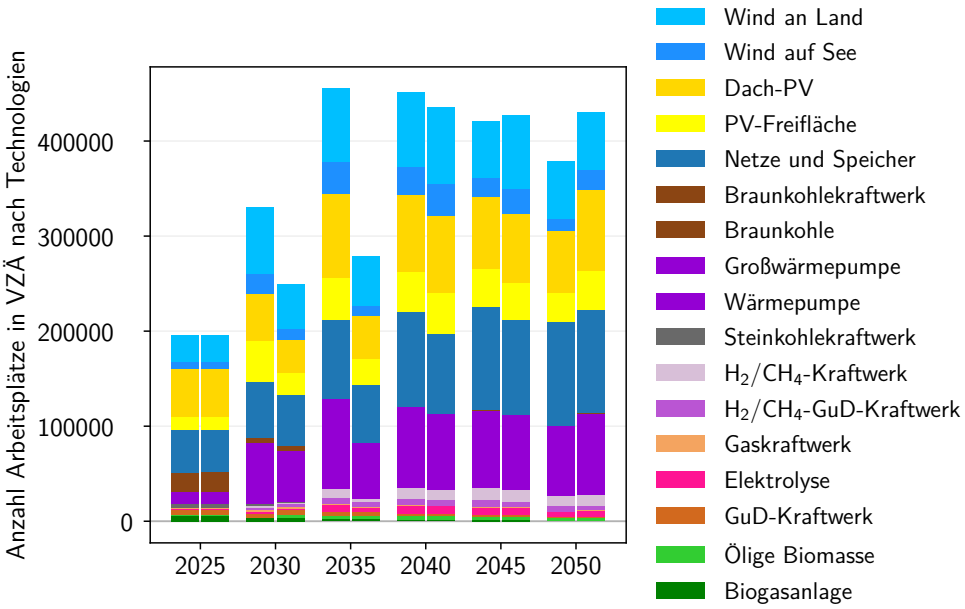


Abbildung A.382: Vergleich der direkten Beschäftigung im Energiesektor nach Technologien über den Transformationspfad in VZÄ ohne Berücksichtigung der Herstellung

B Techno-ökonomische Annahmen der Modellierung

B.1 CO_2 Limits

CO2-Emissionen in Mt

Jahr	Industrie	Landwirtschaft	Abfallentsorgung	Energieträger
2025	39,83	50,35	7,58	617,36
2030	24,41	40,39	5,95	388,61
2035	20,34	32,06	4,94	250,86
2040	16,27	23,72	3,94	113,30
2045	13,16	23,72	3,23	0,00
2050	10,05	23,72	2,52	0,00

B.2 Erneuerbare Energien

Laufwasserkraftwerk

Klasse: Quelle - erneuerbare Energien
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 50 Jahre
OM-Kosten: 1,0 %
Potential: 751,1 GW
Input: -, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1065	1065	1065	1065	1065	1065

PV-Freifläche

Klasse: Quelle - erneuerbare Energien
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 2,0 %
Potential: 8253,6 GW
Input: Strom, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	495	420	378	349	327	310

Dach-PV

Klasse: Quelle - erneuerbare Energien
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 2,0 %
Potential: 271,9 GW
Input: -, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	835	740	681	637	602	572

Wind auf See

Klasse: Quelle - erneuerbare Energien
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 3,0 %
Potential: 98,4 GW
Input: -, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	4068	3821	3751	3680	3610	3539

Wind an Land

Klasse: Quelle - erneuerbare Energien
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 3,5 %
Potential: 500,9 GW
Input: -, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1112	1050	1012	975	938	900

B.3 Kraftwerke

Biomasseheizwerk

Klasse: Wandler
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 7,9 %
Potential: 1031,2 GW
Input: Vergärbare Biomasse, Holzige Biomasse, Output: Fernwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	487	478	468	459	449	440

Wirkungsgrad: 98,0 %

GuD-Kraftwerk

Klasse: Wandler
Modellierung: abgeschrieben
Lebensdauer: 30 Jahre
OM-Kosten: 4,0 %
Potential: 1031,2 GW
Input: Gas, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1058	1039	1020	1001	982	963

Wirkungsgrad: 62,1 %

Gasheizwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 3,2 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Gas, Output: Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	58	56	55	53	52	50

Wirkungsgrad: 103,0 %

Gaskraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: abgeschrieben

Lebensdauer: 30 Jahre

OM-Kosten: 4,0 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Gas, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	450	450	450	450	450	450

Wirkungsgrad: 42,7 %

H2/CH4-Kraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 30 Jahre

OM-Kosten: 1,0 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Wasserstoff, Gas, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	789	709	630	550	550	550

Wirkungsgrad: 42,7 %

Steinkohlekraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: abgeschrieben

Lebensdauer: 200 Jahre

OM-Kosten: 2,2 %

Potential: 1031,7 GW

Input: Steinkohle, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1450	1450	1450	1450	1450	1450

Wirkungsgrad: 47,3 %

Braunkohlekraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: abgeschrieben

Lebensdauer: 200 Jahre

OM-Kosten: 2,1 %

Potential: 1032,7 GW

Input: Braunkohle, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1700	1700	1700	1700	1700	1700

Wirkungsgrad: 48,7 %

Kernkraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: abgeschrieben

Lebensdauer: 45 Jahre

OM-Kosten: 1,9 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Uran, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	12000	12000	12000	12000	12000	12000

Wirkungsgrad: 33,0 %

Abfallkraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 2,3 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Abfall, Output: Strom, Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	7570	7380	7150	6920	6690	6460

elektrischer Wirkungsgrad: 32,64 %

Auskopplung Fernwärme: 57,25 %

Holzkraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 2,8 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Holzige Biomasse, Output: Strom, Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	2198	2147	2095	2043	1992	1940

elektrischer Wirkungsgrad: 26,00 %

Auskopplung Fernwärme: 52,00 %

Biogasanlage

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 30 Jahre

OM-Kosten: 4,5 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Vergärbare Biomasse, Output: Strom, Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	3400	3300	3200	3100	3000	2900

elektrischer Wirkungsgrad: 35,0 %

Maximaler Brennstoffausnutzungsgrad: 90,0 %

cv-Wert: 0,140

H2/CH4-GuD-Kraftwerk

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 30 Jahre

OM-Kosten: 4,0 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Wasserstoff, Gas, Output: Strom, Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1216	1177	1139	1100	1100	1100

elektrischer Wirkungsgrad: 56,1 %

Maximaler Brennstoffausnutzungsgrad: 90,0 %

cv-Wert: 0,150

Ölkraftwerk

Klasse: Wandler
Modellierung: abgeschrieben
Lebensdauer: 45 Jahre
OM-Kosten: 1,0 %
Potential: 1031,2 GW
Input: Öl, Output: Strom, Fernwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	600	600	600	600	600	600

elektrischer Wirkungsgrad: 40,9 %
Maximaler Brennstoffausnutzungsgrad: 90,0 %
cv-Wert: 0,097

B.4 Wandler

Biomethananlage

Klasse: Wandler
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 7,8 %
Potential: 1031,2 GW
Input: Vergärbare Biomasse, Output: Gas
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1105	1064	1022	980	938	896

Wirkungsgrad: 87,0 %

Elektrodenkessel

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 1,5 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Strom, Output: Fernwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	80	80	80	80	80	80

Wirkungsgrad: 99,0 %

Elektrolyse

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 30 Jahre

OM-Kosten: 3,0 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Strom, Output: Wasserstoff

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	2521	2131	1741	1523	1305	1088

Wirkungsgrad: 67,5 %

Fischer-Tropsch BtL

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 2,5 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Holzige Biomasse, Output: Öl

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	4140	4004	3868	3732	3596	3460

Wirkungsgrad: 30,0 %

Fischer-Tropsch PtL

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 5,2 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Wasserstoff, Strom, Output: Öl

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	3604	2667	2230	1794	1620	1447

Wirkungsgrad: 64,0 %

Gas-zu-Flüssigkraftstoff

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 12,8 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Gas, Output: Öl

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1034	814	736	658	579	501

Wirkungsgrad: 66,7 %

HVO

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 25 Jahre

OM-Kosten: 5,4 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Ölige Biomasse, Wasserstoff, Strom, Gas, Output: Öl

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	800	800	800	800	800	800

Wirkungsgrad: 97,7 %

Methanisierung

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 4,0 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Wasserstoff, Strom, Fernwärme, Output: Gas

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1512	1095	1000	906	811	716

Wirkungsgrad: 58,8 %

Holzhackschnitzel-Biomethananlage

Klasse: Wandler

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 1,6 %

Potential: 1031,2 GW

Input: Holzige Biomasse, Output: Gas

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	2281	2125	1969	1812	1656	1500

Wirkungsgrad: 65,0 %

Großwärmepumpe

Klasse: VariableConverter
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential: 1031,2 GW
Input: Strom, Output: Fernwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	778	762	747	731	716	700

Wirkungsgrad: - %

B.5 Speicher

Batteriespeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 15 Jahre
OM-Kosten: 1,0 %
Potential: 1502150,6 GW
Input: Strom, Output: Strom
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	109	93	77	61	46	30
Energie [€/kWh]	417	359	302	245	188	131

Ladewirkungsgrad: 95,0 %
Entladewirkungsgrad: 95,0 %
Selbstentladerate: 0,005 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 0,7
maximales E/P-Verhältnis: 6,0

Gasspeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: abgeschrieben
Lebensdauer: 60 Jahre
OM-Kosten: 5,0 %
Potential: 968542,4 GW
Input: Gas, Strom, Output: Gas
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	360,00	322,00	285,00	247,00	210,00	172,00
Energie [€/kWh]	0,28	0,25	0,22	0,19	0,16	0,14

Ladewirkungsgrad: 92,6 %
Entladewirkungsgrad: 92,6 %
Selbstentladerate: 0,000 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 1000,0
maximales E/P-Verhältnis: 1000,0

Wasserstoffspeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 60 Jahre
OM-Kosten: 2,5 %
Potential: 25194384,6 GW
Input: Wasserstoff, Strom, Output: Wasserstoff
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1200,00	1075,00	950,00	825,00	700,00	575,00
Energie [€/kWh]	0,94	0,84	0,74	0,64	0,55	0,45

Ladewirkungsgrad: 92,6 %
Entladewirkungsgrad: 92,6 %
Selbstentladerate: 0,000 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 360,7
maximales E/P-Verhältnis: 3246,0

Pumpspeicher

Klasse: Speicher

Modellierung: exogen vorgegeben

Lebensdauer: 80 Jahre

OM-Kosten: 1,5 %

Potential: 195,9 GW

Input: Strom, Output: Strom

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1065	1065	1065	1065	1065	1065
Energie [€/kWh]	75	75	75	75	75	75

Ladewirkungsgrad: 86,0 %

Entladewirkungsgrad: 86,0 %

Selbstentladerate: 0,000 % pro Stunde

minimales E/P-Verhältnis: 1,9

maximales E/P-Verhältnis: 17,4

Tankwärmespeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 0,3 %
Potential: 751075,3 GW
Input: Fernwärme, Strom, Output: Fernwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	10	10	10	10	10	10
Energie [€/kWh]	3	3	3	3	3	3

Ladewirkungsgrad: 99,0 %
Entladewirkungsgrad: 99,0 %
Selbstentladerate: 0,020 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 3,3
maximales E/P-Verhältnis: 30,0

Ölspeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 30 Jahre
OM-Kosten: 3,0 %
Potential: 12000000,0 GW
Input: Öl, Strom, Output: Öl
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	0	0	0	0	0	0
Energie [€/kWh]	0	0	0	0	0	0

Ladewirkungsgrad: 100,0 %
Entladewirkungsgrad: 100,0 %
Selbstentladerate: 0,000 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 0,5
maximales E/P-Verhältnis: 200,0

Wasserstofftankspeicher

Klasse: Speicher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 2,0 %
Potential: 12000000,0 GW
Input: Wasserstoff, Strom, Output: Wasserstoff
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	75	73	70	66	63	59
Energie [€/kWh]	16	16	15	14	13	13

Ladewirkungsgrad: 99,5 %
Entladewirkungsgrad: 100,0 %
Selbstentladerate: 0,000 % pro Stunde
minimales E/P-Verhältnis: 0,5
maximales E/P-Verhältnis: 200,0

B.6 Verbraucher

Bei Verbrauchern, die nicht optimiert werden (Future: fixed) stehen aktuell Platzhalter in der in den Kosten, weil diese Kosten nicht in die Optimierung eingehen. Wir passen diese Werte für die finale Version an.

Batterieelektrisches Fahrzeug

Klasse: Verbraucher

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 14 Jahre

OM-Kosten: 2,3 %

Potential (Anteil): 95,0 %

Input: Strom, Output: Straßenverkehr

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kosten pro Fahrzeug [€]	25715	24540	23365	22190	21015	19840

Wirkungsgrad: 87,5 %

Fahrzeug mit Verbrennungsmotor

Klasse: Verbraucher

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 14 Jahre

OM-Kosten: 3,8 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Öl, Output: Straßenverkehr

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kosten pro Fahrzeug [€]	24000	24000	24000	24000	24000	24000

Wirkungsgrad: 26,4 %

Zug mit Verbrennungsmotor

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Öl, Output: Schienenverkehr
Wirkungsgrad: 52,6 %

Flugzeug mit Verbrennungsmotor

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Öl, Output: Flugverkehr
Wirkungsgrad: 25,0 %

Kühlung

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Kühlung
Wirkungsgrad: 100,0 %

Fernwärmeadapter

Klasse: Verbraucher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 6,0 %
Potential (Anteil): 32,7 %
Input: Fernwärme, Output: Warmwasser, Raumwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	800	800	800	800	800	800

Wirkungsgrad: 100,0 %

Fernwärmeadapter Prozesswärme

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 25 Jahre
OM-Kosten: 6,0 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Fernwärme, Output: Prozesswärme
Wirkungsgrad: 100,0 %

Elektrokessel

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Prozesswärme
Wirkungsgrad: 95,0 %

Elektromotor

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Mechanische Energie
Wirkungsgrad: 95,0 %

Elektrischer Zug

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Schienenverkehr
Wirkungsgrad: 199,9 %

Grundstoff Gas

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Gas, Output: Grundstoffe
Wirkungsgrad: 100,0 %

Grundstoff Steinkohle

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Steinkohle, Output: Grundstoffe
Wirkungsgrad: 100,0 %

Grundstoff Braunkohle

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Braunkohle, Output: Grundstoffe
Wirkungsgrad: 100,0 %

Grundstoff Öl

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Öl, Output: Grundstoffe
Wirkungsgrad: 100,0 %

Brennstoffzellenfahrzeug

Klasse: Verbraucher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 14 Jahre
OM-Kosten: 2,1 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Wasserstoff, Output: Straßenverkehr
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kosten pro Fahrzeug [€]	36917	33000	30912	28825	26738	24650

Wirkungsgrad: 54,8 %

Brennstoffzellenzug

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Wasserstoff, Output: Schienenverkehr
Wirkungsgrad: 109,4 %

Gaskessel

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Wasserstoff, Gas, Output: Prozesswärme
Wirkungsgrad: 85,0 %

Gasmotor

Klasse: Verbraucher

Modellierung: exogen vorgegeben

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 0,5 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Gas, Output: Mechanische Energie

Wirkungsgrad: 28,0 %

Gasheizung

Klasse: Verbraucher

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 3,0 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Gas, Output: Warmwasser, Raumwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	260	260	260	260	260	260

Wirkungsgrad: 85,0 %

Wasserstoffheizung

Klasse: Verbraucher

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 3,0 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Wasserstoff, Output: Warmwasser, Raumwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	560	560	560	560	560	560

Wirkungsgrad: 85,0 %

Steinkohlekessel

Klasse: Verbraucher

Modellierung: exogen vorgegeben

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 2,2 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Steinkohle, Output: Prozesswärme

Wirkungsgrad: 85,0 %

Steinkohleheizung

Klasse: Verbraucher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 6,0 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Steinkohle, Output: Warmwasser, Raumwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	800	800	800	800	800	800

Wirkungsgrad: 85,0 %

IKT

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: IKT
Wirkungsgrad: 30,0 %

Beleuchtung

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 0,5 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Beleuchtung
Wirkungsgrad: 10,0 %

Braunkohlekessel

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 2,2 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Braunkohle, Output: Prozesswärme
Wirkungsgrad: 85,0 %

Braunkohleheizung

Klasse: Verbraucher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 6,0 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Braunkohle, Output: Warmwasser, Raumwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	800	800	800	800	800	800

Wirkungsgrad: 85,0 %

Ölkessel

Klasse: Verbraucher
Modellierung: exogen vorgegeben
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 2,2 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Öl, Output: Prozesswärme
Wirkungsgrad: 85,0 %

Ölheizung

Klasse: Verbraucher

Modellierung: optimiert

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 3,0 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Öl, Output: Warmwasser, Raumwärme

Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	274	274	274	274	274	274

Wirkungsgrad: 85,0 %

Holzkessel

Klasse: Verbraucher

Modellierung: exogen vorgegeben

Lebensdauer: 20 Jahre

OM-Kosten: 0,5 %

Potential (Anteil): 100,0 %

Input: Holzige Biomasse, Output: Prozesswärme

Wirkungsgrad: 85,0 %

Holzheizung

Klasse: Verbraucher
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 6,0 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Holzige Biomasse, Output: Warmwasser, Raumwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	478	462	447	431	416	400

Wirkungsgrad: 85,0 %

Wärmepumpe

Klasse: Wandler
Modellierung: optimiert
Lebensdauer: 20 Jahre
OM-Kosten: 3,0 %
Potential (Anteil): 100,0 %
Input: Strom, Output: Warmwasser, Raumwärme
Komponentenkosten

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leistung [€/kW]	1121	1065	1009	952	896	840

Wirkungsgrad: - %

B.7 Nachfrage

Die angegebenen Werte beziehen sich immer auf den Nutzenergiebedarf. Dieser ist unabhängig vom Endenergieträger und ermöglicht die modellendogene Optimierung der Consumer für die Bereiche Warmwasser & Raumwärme und Straßenverkehr.

Bedarf Straßenverkehr

Nutzenergiebedarf in TWh	
Sektor	Verkehr
Anwendung	Straßenverkehr
Jahr	
2025	141,83
2030	143,87
2035	146,71
2040	149,48
2045	154,49
2050	159,78

Bedarf Schienenverkehr

Nutzenergiebedarf in TWh	
Sektor	Verkehr
Anwendung	Schienenverkehr
Jahr	
2025	29,34
2030	31,56
2035	33,96
2040	36,56
2045	39,38
2050	42,44

Bedarf Flugverkehr

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Verkehr
Anwendung	Flugverkehr
Jahr	
2025	29,75
2030	29,87
2035	30,49
2040	31,01
2045	31,58
2050	32,03

Bedarf Kühlung

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Haushalte	Industrie	Tertiärsektor
Anwendung	Kühlung	Kühlung	Kühlung
Jahr			
2025	27,72	14,23	13,17
2030	26,34	13,52	12,51
2035	24,98	12,82	11,86
2040	23,62	12,12	11,22
2045	22,28	11,44	10,59
2050	20,96	10,76	9,95

Bedarf Warmwasser und Raumwärme

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Haushalte		Industrie		Tertiärsektor	
Anwendung	Warmwasser	Raumwärme	Warmwasser	Raumwärme	Warmwasser	Raumwärme
Jahr						
2025	105,72	410,75	4,18	37,23	22,59	175,52
2030	101,74	389,39	4,02	35,29	21,74	166,39
2035	97,80	366,39	3,87	33,21	20,90	156,56
2040	93,89	343,60	3,71	31,14	20,06	146,82
2045	90,02	321,03	3,56	29,10	19,23	137,18
2050	86,18	298,68	3,41	27,07	18,41	127,63

Bedarf Prozesswärme

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Haushalte	Industrie	Tertiärsektor
Anwendung	Prozesswärme	Prozesswärme	Prozesswärme
Jahr			
2025	35,82	363,89	23,10
2030	35,07	350,19	22,23
2035	34,32	336,62	21,37
2040	33,58	323,16	20,51
2045	32,85	309,83	19,67
2050	32,12	296,63	18,83

Bedarf Mechanische Energie

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Haushalte	Industrie	Tertiärsektor
Anwendung	Mechanische Energie	Mechanische Energie	Mechanische Energie
Jahr			
2025	5,14	136,17	29,51
2030	4,89	129,40	28,04
2035	4,63	122,69	26,59
2040	4,38	116,04	25,15
2045	4,13	109,46	23,72
2050	3,89	102,94	22,31

Bedarf Grundstoffe

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor	Industrie
Anwendung	Grundstoffe
Jahr	
2025	244,98
2030	235,76
2035	226,62
2040	217,57
2045	208,59
2050	199,70

Bedarf IKT

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor Anwendung Jahr	Haushalte IKT	Industrie IKT	Tertiärsektor IKT
2025	6,29	2,55	6,04
2030	6,29	2,55	9,49
2035	6,29	2,55	12,94
2040	6,29	2,55	16,39
2045	6,29	2,55	19,84
2050	6,29	2,55	23,29

zusätzliche Bedarfe durch Rechenzentren sind enthalten

Bedarf Beleuchtung

Nutzenergiebedarf in TWh

Sektor Anwendung Jahr	Haushalte Beleuchtung	Industrie Beleuchtung	Tertiärsektor Beleuchtung
2025	1,02	0,84	3,85
2030	0,97	0,80	3,66
2035	0,92	0,76	3,47
2040	0,86	0,72	3,28
2045	0,81	0,68	3,10
2050	0,76	0,64	2,91

B.8 Energieträger

Braunkohle

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	2,80
2030	2,80
2035	2,80
2040	2,80
2045	2,80
2050	2,80

Import nicht begrenzt.

Steinkohle

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	11,09
2030	11,88
2035	12,66
2040	13,44
2045	14,22
2050	15,00

Import nicht begrenzt.

Holzige Biomasse

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	22,26
2030	21,93
2035	21,73
2040	21,51
2045	21,61
2050	21,70

Importlimit

Jahr	Limit [TWh]
2025	96,00
2030	81,00
2035	81,00
2040	81,00
2045	81,00
2050	81,00

Strom

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	500,00
2030	500,00
2035	500,00
2040	500,00
2045	500,00
2050	500,00

Import nicht möglich.
Importe aus dem europäischen Energiesystem sind zeitabhängig möglich.

Ölige Biomasse

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	98,94
2030	116,67
2035	116,36
2040	116,17
2045	116,01
2050	115,95

Importlimit

Jahr	Limit [TWh]
2025	34,00
2030	34,00
2035	34,00
2040	34,00
2045	34,00
2050	34,00

Fernwärme

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	500,00
2030	500,00
2035	500,00
2040	500,00
2045	500,00
2050	500,00

Import nicht möglich.

Wasserstoff

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	176,83
2030	169,86
2035	131,14
2040	114,56
2045	110,55
2050	96,04

Import nicht begrenzt.
Importleistung ist innerhalb eines Stützjahres konstant.

Vergärbare Biomasse

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	20,24
2030	21,06
2035	20,99
2040	20,92
2045	20,88
2050	20,83

Importlimit

Jahr	Limit [TWh]
2025	131,00
2030	131,00
2035	131,00
2040	131,00
2045	131,00
2050	131,00

Abfall

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	1,67
2030	1,61
2035	1,57
2040	1,52
2045	1,48
2050	1,48

Import nicht begrenzt.

Öl

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	44,38
2030	47,50
2035	50,62
2040	53,75
2045	56,88
2050	60,00

Import nicht begrenzt.

PtL

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	233,53
2030	211,23
2035	177,61
2040	153,28
2045	145,72
2050	123,44

Import nicht begrenzt.

Uran

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	3,70
2030	3,70
2035	3,70
2040	3,70
2045	3,70
2050	3,70

Import nicht begrenzt.

Gas

Importkosten

Jahr	Kosten in [€/MWh]
2025	24,84
2030	26,88
2035	28,91
2040	30,94
2045	32,97
2050	35,00

Import nicht begrenzt.
Importleistung ist innerhalb eines Stützjahres konstant.

B.9 CCS

CO_2-Speicher

Knoten	Niedersachsen/Bremen	Schleswig-Holstein/Hamburg
Speicherpotential bis 2050 [$MtCO_2$]	335,4	309,6
maximale Einspeicherleistung [tCO_2/h]	1276	1178

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Variable Kosten [€/tCO_2]	18,37	17,47	16,64	15,80	15,80	15,80

CO_2-Transport

	Onshore	Offshore
Transportkosten [€/tCO_2/km]	0,09	0,21

CO_2-Abscheidung aus Punktquellen mit Aminwäsche

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Lebensdauer [Jahre]	25	25	25	25	25	25
OM-Kosten [%]	3,10	3,04	3,02	3,00	3,08	3,16
Komponentenkosten [Mill. €/(tCO_2/h)]	2,90	2,30	2,15	2,00	1,95	1,90
Input Wärme [MWh/tCO_2]	0,83	0,72	0,69	0,66	0,66	0,66
Input Strom [MWh/tCO_2]	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
CO_2-Abscheidungsrate [%]	90	90	92	95	95	95

Dampfreformierung mit CO_2-Abscheidung

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Lebensdauer [Jahre]	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
OM-Kosten [%]	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Komponentenkosten [€/kW]	605,75	605,75	605,75	605,75	605,75	605,75
Wirkungsgrad [%]	69	69	69	69	69	69
CO_2-Abscheidungsrate [%]	90	90	90	90	90	90

DACC

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Lebensdauer [Jahre]	22	25	27,5	30	30	30
OM-Kosten [%]	4,00	4,00	3,92	3,81	3,85	3,89
Komponentenkosten [Mill. €/(tCO_2/h)]	4,75	3,00	2,55	2,10	1,95	1,80
Input Strom [MWh/tCO_2]	1,86	1,73	1,61	1,49	1,39	1,28

Fischer-Tropsch-Synthese

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Lebensdauer [Jahre]	25	25	25	25	25	25
OM-Kosten [%]	6,19	6,10	6,02	5,95	6,14	6,33
Komponentenkosten [Mill. EUR/MW]	1,97	1,70	1,44	1,17	1,06	0,96
Input Wasserstoff [MWh/MWh Öl]	1,48	1,42	1,39	1,36	1,34	1,33
Input Strom, [MWh/MWh Öl]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Input CO_2 [t/MWh Öl]	0,34	0,32	0,31	0,30	0,28	0,27
Output Wärme [MWh/MWh Öl]	0,34	0,29	0,26	0,23	0,22	0,20

Methanisierung

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Lebensdauer [Jahre]	20	20	20	20	20	20
OM-Kosten [%]	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Komponentenkosten [€/kW]	663,50	501,00	465,75	430,50	395,25	360,00
Input CO_2 [t/MWh Gas]	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Input Wasserstoff [MWh/MWh Gas]	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33