

Ariadne-Report

Die Energiewende kosteneffizient weiterdenken – aktualisierte Szenarien und ein erweiterter Optionenraum

Kurzbericht zum Ariadne-Szenarienupdate 2026

KOPERNIKUS PROJEKTE
Ariadne
Die Zukunft unserer Energie

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Autorinnen und Autoren

Frederike Bartels, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Gunnar Luderer, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Tom Brown, Technische Universität Berlin
Fabio Frank, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Till Gnann, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Christoph Kost, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Michael Lindner, Technische Universität Berlin
Marius Neuwirth, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Hannah Nolte, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Matthias Rehfeldt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Ann-Katrin Schenk, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Felix Schreyer, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Daniel Speth, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

Weitere Mitwirkende

Falk Benke, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Jakob Dürrwächter, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Norman Gerhardt, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
Sebastian Herkel, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Johanna Hoppe, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Jonas Horlemann, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Patrick Jürgens, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Markus Kaiser, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Michael Krail, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Benjamin Pfluger, Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien
Robert Pietzcker, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Patrick Plötz, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Ricarda Rosemann, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Charlotte Senkpiel, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Für Ihre Unterstützung bei der Erstellung dieses Berichts, während des Reviews und beim finalen Layout bedanken sich die Autoren sehr herzlich bei Ottmar Edenhofer, Annika Gillich, Andrea Herbst, Falko Ueckerdt, Dominika Sörgel, Evelina Graffmann und Eya Douiri. Großer Dank geht außerdem an alle Modelliererinnen und Modellierer, die mit ihrer kontinuierlichen Arbeit an den verwendeten Modellen die Entwicklung der Szenarien überhaupt möglich machen.

Dieses Papier zitieren:
Frederike Bartels, Gunnar Luderer, Tom Brown, Fabio Frank, Till Gnann, Christoph Kost, Michael Lindner, Marius Neuwirth, Hannah Nolte, Matthias Rehfeldt, Ann-Katrin Schenk, Felix Schreyer, Daniel Speth, Falk Benke, Jakob Dürrwächter, Norman Gerhardt, Sebastian Herkel, Johanna Hoppe, Jonas Horlemann, Patrick Jürgens, Markus Kaiser, Michael Krail, Benjamin Pfluger, Robert Pietzcker, Patrick Plötz, Ricarda Rosemann, Charlotte Senkpiel (2026): Die Energiewende kosteneffizient weiterdenken – aktualisierte Szenarien und ein erweiterter Optionenraum. Kurzbericht zum Ariadne-Szenarienupdate. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
https://doi.org/10.48485/pik.2026.42

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren: Frederike Bartels, fbartles@pik-potsdam.de

Der vorliegende Ariadne-Report wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Er spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt.

Herausgeben von
Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

November 2026

Bildnachweis
Titel: oltrelautostrada / Adobe Stock

INHALT

1.	**Zusammenfassung**	**1**
2.	**Einleitung**	**3**
3.	**Annahmen und Methodik**	**5**
4.	**Transformation der Nachfragesektoren**	**7**
	4.1 Verkehr	7
	4.2 Gebäude	9
	4.3 Industrie	12
5.	**Emissionen, Energiebereitstellung und Kosten der Energiewende**	**17**
	5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	17
	5.2 Energiebedarf und Dekarbonisierung der Stromerzeugung	18
	5.3 Grüne Moleküle und negative Emissionen	23
	5.4 Investitionsbedarfe für die Energiewende und Kosten	25
6.	**Fazit und Handlungsempfehlungen**	**27**
	Handlungsempfehlungen	**28**
Literaturangaben		**30**

1. ZUSAMMENFASSUNG

Das Kopernikus-Projekt Ariadne hat im Szenarienreport *„Die Energiewende kosteneffizient gestalten – Szenarien zur Klimaneutralität 2045“* (Luderer et al. 2025) detailliert untersucht, wie Deutschland seine Klimaziele auf unterschiedlichen Transformationspfaden effizient erreichen kann. Dieser Bericht beschreibt ein Update der Szenarien, welches aktuelle techno-ökonomische Entwicklungen sowie klimapolitische Maßnahmen berücksichtigt. Zusätzlich wird ein neues Szenario *Erweiterter Optionenraum* in die Familie der Ariadne-Szenarien aufgenommen, in dem ein erweitertes Portfolio von Klimaschutzoptionen zur Erreichung der Klimaneutralität und Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende exploriert wird.

Diese **aktualisierten Ariadne-Szenarien bestätigen die Kernelemente effizienter Transformationspfade** zur Klimaneutralität 2045:

- Weitgehende Elektrifizierung der Energienutzung und zügige Dekarbonisierung der Stromerzeugung sind No-Regret-Optionen in allen Klimaneutralitätsszenarien.
- Grüne Moleküle wie klimaneutral erzeugter Wasserstoff werden nur für schwer elektrifizierbare Energiebedarfe eingesetzt, um die Kosten der Energiewende zu begrenzen.
- Die Flexibilisierung der Stromnachfrage und der Ausbau von Speicherkapazität sind essentiell für die Integration der Erneuerbaren in das Stromsystem; regionale und zeitvariable Preise begünstigen den kostenoptimalen Ausbau der Infrastruktur.
- Klimaneutralität bedeutet einen nahezu vollständigen Ausstieg aus fossiler Energie. Für restliche Nicht-CO_2-Emissionen in Land- und Abfallwirtschaft und aus Industrieprozessen werden Treibhausgassenken im Umfang von etwa 75 Mt CO_2äq/a benötigt.
- Die Energiewende erfordert Investitionen, insbesondere in der Energiewirtschaft und für das klimaneutrale Heizen. Netto-Mehrkosten für Energie entstehen in den Zielszenarien vor allem durch den Einsatz grüner Moleküle.

Die **Aktualisierung der Technologiefokus-Szenarien** *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* zeigt, welche Effekte aktuelle Entwicklungen auf die Transformationspfade haben:

- Ein zu geringes Tempo bei der Elektrifizierung im Verkehrs- und Gebäudesektor in den vergangenen Jahren führt zur Verfehlung der Sektorziele laut Novelle des Klimaschutzgesetzes (KSG) von 2021, sodass auch das Risiko einer Gesamt-Zielverfehlung bis 2030 steigt.
- Der Strombedarf wächst bis 2035 langsamer als erwartet. Dennoch bleibt der zügige Ausbau der

Erneuerbaren entscheidend für eine kosteneffiziente Zielerreichung.
- Die strukturell reduzierte energieintensive Produktion in Deutschland senkt den Energiebedarf und die Emissionen der Industrie, seit 2022 und auch langfristig.
- Der Bedarf an grünen Molekülen im Jahr 2045 bleibt substanziell. Wie viel Wasserstoff und Bioenergie benötigt werden, ist mit Unsicherheit behaftet und variiert zwischen den Modellen und Szenarien.
- Die notwendigen Investitionen für die Energiewende liegen mit 101–107 Mrd. EUR/a 12–19 % über denen des Szenarios Existierende Politiken. Die Netto-Mehrkosten für Investitionen und Energie betragen 11,5–22 Mrd. EUR/a in den Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff*.

Diese Standardszenarien folgen in einigen Punkten einem Transformationsrahmen, der bestimmte politische und technologische Vorgaben berücksichtigt. Das **Szenario Erweiterter Optionenraum weitet diesen Transformationsrahmen** und untersucht, wie sich Kosten und Transformationsanforderungen verändern, wenn einzelne dieser Vorgaben (Sanierungstiefen im Gebäudebereich, Betrieb regelbarer Kraftwerke mit Wasserstoff, Produktion energieintensiver Vorprodukte in Deutschland) gelockert und spekulativere Technologieoptionen (Einsatz nachhaltiger Biomasse und CO_2-Speicherung) stärker hochskaliert werden:

- Das Fundament für Kosteneffizienz bilden der zügige Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung mit stärkerer Gewichtung von Onshore-Wind und Freiflächenphotovoltaik (Freiflächen-PV) und eine weitgehende Elektrifizierung der Energiebedarfe. Der reduzierte Ausbau von Offshore-Wind senkt die Anbindungskosten im Übertragungsnetz. Durch Flexibilisierung des Stromsystems wird die Nutzung von Backup-Kraftwerken begrenzt. Die Nutzung von Biomethan und fossilem Erdgas für wenige hundert Stunden im Jahr ist hier günstiger als die Umstellung auf Wasserstoff.
- In der chemischen Industrie und der Rohstahlproduktion werden energieintensive Vorprodukte (Ethylen, Ammoniak, Eisenschwamm) zum Teil importiert, sodass der Einsatz grüner Moleküle in Deutschland und die damit verbundenen Energiekosten sinken. Auch die Weiternutzung fossiler Rohstoffe für die Grundstoffchemie reduziert den Bedarf an klimaneutralen Molekülen.
- Die konsequente Priorisierung des Heizungstauschs bei gleichzeitiger Absenkung der Vorgaben zur Sanierungstiefe bei der energetischen Sanierung von Gebäuden reduziert den Investitionsbedarf im Gebäudesektor. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung muss allerdings entsprechend höhere Anforderungen an die Spitzenlast in der Wintersaison berücksichtigen.
- Ein ambitionierterer Hochlauf technischer Senken wie z.B. das Auffangen und Speichern von CO_2 bei der Umwandlung von Biomasse (BECCS) und in der Müllverbrennung ermöglicht es, im Jahr 2045 noch bis zu 270 TWh (Modell REMIND) fossiler Energie zu nutzen, beispielsweise in der Kunststoffherstellung. Auch eine Ausweitung des Biomassepotenzials trägt zum reduzierten Bedarf an teuren wasserstoffbasierten Molekülen bei.
- Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* sinken die Investitionsbedarfe so um gut 10 % gegenüber dem Szenario *Technologiemix* auf etwa 88 Mrd. EUR/a und die Netto-Mehrkosten zur Erreichung der Klimaziele gegenüber dem Szenario *Existierende Politiken*[1] reduzieren sich auf etwa 5 Mrd. EUR/a.

In den Technologiefokus-Szenarien liegen die Risiken der Transformation vor allem in den hohen Vermeidungskosten durch den Einsatz grüner Moleküle, der eine entsprechende Zahlungsbereitschaft voraussetzt, sowie dem Aufbau von Infrastruktur, die sich nicht vollständig refinanziert und dadurch gesamtwirtschaftliche Kosten verursacht.

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* entstehen andere Risiken: Einerseits ist mehr nachhaltige Biomasse notwendig und der Ausbau der Infrastruktur für die CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS) muss beschleunigt werden. Andererseits wird mit politischen Vorgaben gebrochen, indem Strukturwandel in der Industrie, weniger tiefe energetische Sanierung und der Einsatz von Erdgas in der regelbaren Stromerzeugung akzeptiert werden.

1 Für den Vergleich wurde das Szenario Existierende Politiken, das nur die aktuell bestehenden Klimaschutzmaßnahmen und -politiken abbildet, mit dem Import von energieintensiven Vorprodukten wie im Szenario Erweiterter Optionenraum modelliert.

2. EINLEITUNG

Deutschland hat sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG 2021) das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Seit 1990 haben sich die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bereits in etwa halbiert (Umweltbundesamt 2026a), um aber in 19 Jahren klimaneutral zu sein, ist nahezu eine Verdopplung der Emissionsminderung pro Jahr nötig. Trotz neuem Schwung bei E-Auto-Verkäufen und Wärmepumpen-Installationen reicht vor allem die bisherige Entwicklung in den Sektoren Verkehr und Gebäude nicht aus, um die Klimaziele sicher zu erreichen (Expertenrat für Klimafragen 2026).

Global ist die Transformation hin zu klimafreundlichen Technologien in vollem Gange. Im Jahr 2025 entfielen weltweit 85,6 % der neu installierten Kraftwerkskapazität auf erneuerbare Energien. Zugleich waren neun von zehn der in Betrieb genommenen Stromerzeugungskapazitäten kostengünstiger als die günstigste fossile Alternative (IRENA 2026a, b). Die Kosten für Solar-PV sind seit 2010 um 89 %, für Onshore-Windenergie um 71 % und für Offshore-Wind um 63 % gesunken (IRENA 2026b). Der globale energietechnologische Wandel bietet erhebliche Chancen für Innovation, Investitionen, Wettbewerbsfähigkeit und Wertschöpfung.

Dennoch bleibt die deutsche Energiewende hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft eine Mammutaufgabe. Sie erfordert tiefgreifende technologische und infrastrukturelle Veränderungen und eine erhebliche Beschleunigung in der Umsetzung. Vor dem Hintergrund geopolitischer Verschiebungen und neuer Konflikte haben sich zudem weitere Herausforderungen ergeben: Die Energiesicherheit Deutschlands steht verstärkt im Vordergrund, insbesondere mit Blick auf die bestehenden Abhängigkeiten bei Importen von fossilen Brennstoffen. Gleichzeitig verliert insbesondere die energieintensive Industrie in Deutschland im Vergleich zu internationalen Konkurrenten an Wettbewerbsfähigkeit und auch die Automobilbranche steht durch den Verlust von Marktanteilen in China und durch hohe Schutzzölle der USA vor existenziellen Schwierigkeiten. Innenpolitisch steht die Energiewende ebenfalls unter Druck: Trotz weiterhin hoher Zustimmung für Klimaschutz werden die zur Erreichung der Ziele notwendigen klima- und energiepolitischen Maßnahmen durch das Erstarken populistischer Kräfte zunehmend in Frage gestellt.

So müssen unterschiedliche Ziele wie Klimaschutz, Versorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und gesellschaftliche Akzeptanz für eine erfolgrei-

che Transformation miteinander in Einklang gebracht werden. Energieforschung kann dabei einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie Bandbreiten möglicher Transformationspfade untersucht, Zielkonflikte sichtbar macht und aufzeigt, wie die Transformation kosteneffizient und robust gelingen kann.

Die Ariadne-Szenarien bieten hierfür einen gesamtsystemischen, sektorübergreifenden Blick auf die Transformation des deutschen Energiesystems. In dem im März 2025 veröffentlichten Szenarienreport *„Die Energiewende kosteneffizient gestalten – Szenarien zur Klimaneutralität 2045" (Luderer et al. 2025)* wurde detailliert untersucht, wie Deutschland seine Klimaziele mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunktsetzungen erreichen kann. Das hier vorliegende Update analysiert, wie sich die seit der Veröffentlichung des Reports eingetretenen Entwicklungen auf die Transformationspfade auswirken.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* sowie das Szenario *Existierende Politiken* unter Berücksichtigung aktueller technoökonomischer Entwicklungen und klimapolitischer Maßnahmen zu aktualisieren. Die Szenarien liefern Erkenntnisse zum Tempo der Elektrifizierung, dem Bedarf an erneuerbarem Strom und zu den Risiken für die Zielerreichung 2030. Sie liefern aktualisierte Bandbreiten für den Bedarf an Wasserstoff, E-Fuels (synthetische Kraftstoffe auf Strombasis) und Bioenergie bis 2045, um bei limitierten Optionen für negative Emissionen Klimaneutralität zu erreichen. Schließlich werden sektorale Investitionsbedarfe sowie Netto-Mehrkosten aus Investitionen und Energieeinsatz für die Energiewende analysiert.

Ergänzend lotet das neue Szenario *Erweiterter Optionenraum* weitere Spielräume für eine kostengünstige und umsetzbare Transformation zur Klimaneutralität aus. Besonders kostspielige Optionen zur Emissionsminderung werden so begrenzt wie möglich eingesetzt, um die Emissionsminderungsziele zu geringeren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu erreichen. Das Szenario zeigt, wo Hebel für Kosteneinsparungen liegen, unter welchen Voraussetzungen diese genutzt werden können, aber auch welche Risiken sich daraus ergeben.

Bereits die Technologiefokus-Szenarien sind – unter Berücksichtigung der jeweils getroffenen Annahmen – kosteneffizient. Erst das Aufweichen bestimmter Rahmenbedingungen – teils politischer, teils technischer Natur – eröffnet im Szenario *Erweiterter Optionenraum* weitere Möglichkeiten zur Kostensenkung. Zur Beurteilung der verschiedenen Pfade ist daher neben dem Blick auf die Kosten auch die Bewertung der jeweiligen spezifischen Herausforderungen und Risiken unerlässlich.

3. ANNAHME UND METHODIK

Die Aktualisierung der Technologiefokus-Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* sowie des Szenarios *Existierende Politiken* berücksichtigt aktuelle techno-ökonomische Entwicklungen, wie zum Beispiel die konjunkturellen Rahmenbedingungen, die Energie- und CO_2-Preise[2] sowie die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und beim Ausbau der Energieinfrastruktur. Auch die Fortschritte bei der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren – insbesondere bei Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen sowie der Erzeugung von Dampf und Prozesswärme in der Industrie – werden berücksichtigt.

Des Weiteren fließen in das Update aktuelle klimapolitische Maßnahmen und Entwicklungen ein. Dazu zählen beispielsweise die Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen für den Gebäudesektor, die Anpassung der EU-Flottengrenzwerte sowie die neue Kaufprämie und die Förderung von Elektrofahrzeugen als Dienstwagen.

Mit einem neuen Szenario *Erweiterter Optionenraum* werden Hebel zur weiteren Begrenzung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende exploriert: Besonders kostenintensive Minderungsoptionen werden maximal begrenzt und andere Optionen verstärkt in den Blick genommen. Dazu zählen technische CO_2-Ausgleichsmöglichkeiten, die im Vergleich zum Szenario *Technologiemix* in erweitertem Umfang integriert werden. Außerdem wird ein höheres Potenzial für nachhaltige Biomasse angenommen. Im Gebäudesektor wird eine etwas geringere energetische Sanierungstiefe akzeptiert. Schließlich wird der Einsatz teurer, klimaneutraler Energieträger, insbesondere von Wasserstoff, reduziert. Bis 2045 wird ein Teil der energieintensiven Vorprodukte in der Grundstoffchemie (Ethylen und Ammoniak) und in der Stahlherstellung (Eisenschwamm) aus dem Ausland importiert und es verbleiben restliche fossile Rohstoffbedarfe in der chemischen Industrie.

So erweitert das Szenario *Erweiterter Optionenraum* die Bandbreite der Transformationspfade im Kopernikus-Projekt Ariadne – im Besonderen für die letzte Meile auf dem Weg zu Netto-Null-Emissionen 2045.

2 die Energiepreisannahmen für 2026/27 basieren auf Forwardkurven mit Stichtag 5. Januar 2026; der Anstieg der globalen Öl- und Gaspreise mit Beginn des Irankrieges am 28. Februar 2026 ist nicht berücksichtigt.

Alle Szenarien (bis auf *Existierende Politiken*) sind Klimazielszenarien, erreichen also bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität für Deutschland. *Existierende Politiken* schreibt den Status quo der Klimapolitik und -maßnahmen fort und erreicht damit bis 2045 eine Emissionsminderung von gut 80 % gegenüber 1990.

Bis zum Jahr 2030 werden die sektoralen Minderungsziele laut KSG-Novelle des Jahres 2021 (KSG 2021) und auch das sektorübergreifende Ziel der Emissionsminderung um 65% gegenüber 1990 aufgrund der aktuellen Systementwicklung nicht mehr durchgehend erreicht.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über alle in diesem Bericht dargestellten Szenarien (Tabelle 3.1).

Weitere detaillierte Beschreibungen der drei Technologiefokus-Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* finden sich im Ariadne-Szenarienreport 2025 (Luderer et al. 2025).

Die Modellierung aller Szenarien erfolgt im Modellvergleich zwischen den drei Gesamtsystemmodellen REMIND, PyPSA-DE und REMod sowie den drei Sektormodellen Astra/Aladin für Verkehr, REMod für Gebäude und Forecast für die Industrie.[3] Der Modellvergleich erlaubt es, robuste Ergebnisse zu identifizieren, die über unterschiedliche Modellansätze hinweg Bestand haben. Er macht außerdem Unterschiede und Bandbreiten sichtbar, die sich aus verschiedenen Modellannahmen und technologischen Schwerpunkten ergeben.

Alle Preis- und Kostenangaben in Euro beziehen sich – auch für eine bessere Vergleichbarkeit mit den bisherigen Szenarienergebnissen – grundsätzlich auf das Preisniveau von 2020, sofern nicht anders angegeben.

Tabelle 3.1: Übersicht über alle in diesem Report betrachteten Ariadne-Szenarien

		Szenarioname [Kürzel]	Beschreibung	Verfügbarkeit erneuerbarer Energie	Ziele und Politiken
		Existierende Politiken [ExPol]	Fortschreibung der Anfang 2026 bestehenden klimapolitischen Maßnahmen		• Zielerreichung nicht garantiert
Zielerreichungsszenarien	Technologieszenarien	**Technologiemix** [Mix]	Nutzung eines gemischten Energieträgerportfolios (weitgehende Elektrifizierung, Wasserstoff und synthetische grüne Kraftstoffe wo benötigt) in der Endenergienutzung	• EE-Ausbau PV und Wind Onshore weitgehend entsprechend Zielen • gemischtes Portfolio aus Strom und H_2 bzw. Derivaten • Mittlere Importe zwischen den Szenarien *Elek* und *H2*	• Instrumentenmix • Zielerreichung (-65% THG-Emissionen bis 2030 wenn möglich, Klimaneutralität 2045)
		Fokus Elektrifizierung [Elek]	Priorisierung der Direktelektrifizierung in der Endnutzung (Gebäude, Verkehr, Industrie)	• EE-Ausbau PV und Wind Onshore weitgehend entsprechend Zielen • Strom-Importe auskömmlich	• Instrumentenmix • Zielerreichung (-65% THG-Emissionen bis 2030 wenn möglich, Klimaneutralität 2045)
		Fokus Wasserstoff [H2]	Verstärkte Nutzung von Wasserstoff und synthetischen grünen Kraftstoffen neben direkter Elektrifizierung	• EE-Ausbau PV und Wind Onshore weitgehend entsprechend Zielen • schneller Hochlauf bei H_2/E-Fuels • H_2-/E-Fuels-Importe auskömmlich	• Instrumentenmix • Zielerreichung (-65% THG-Emissionen bis 2030 wenn möglich, Klimaneutralität 2045)
	Erweiterter Optionenraum	**Erweiterter Optionenraum** [EOpt]	Weitestmögliche Reduzierung kostenintensiver Vermeidungsoptionen; stattdesssen weitere Optionen zur Zielerreichung, z.B. mehr CCS/CDR, Import von Vorprodukten, Erdgas für Backup-KW, mehr Biomasse und Recycling	• EE-Ausbau PV und Wind Onshore weitgehend entsprechend Zielen • Reduzierter H2/E-Fuels Einsatz • Höheres Biomassepotenzial	• Instrumentenmix • Zielerreichung (-65% THG-Emissionen bis 2030 wenn möglich, Klimaneutralität 2045)

3 Eine detaillierte Beschreibung der Modelle und Links zum Quellcode der Open-Source-Tools können auf der Ariadne-Projektwebseite eingesehen werden: https://ariadneprojekt.de/ariadne-szenarien-modell-dokumentation/

Kernelemnte des neuen Szenarios Erweiterter Optionenraum

- Das Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist ein Zielszenario, das heißt, Klimaneutralität 2045 wird erreicht. Die sektorübergreifende Emissionsminderung um 65% bis 2030 gegenüber 1990 und die Sektorziele für 2030 nach dem Klimaschutzgesetz von 2021 werden aufgrund der aktuellen Systementwicklung allerdings nicht mehr durchgängig erreicht.
- Pfad zur Klimaneutralität mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten, das heißt günstige Vermeidungsoptionen werden stärker priorisiert, teure Optionen begrenzt.
- Kein vollständiger Ausstieg aus fossilen Energien bis 2045; stattdessen Ausgleich von bis zu 7,5 % verbleibenden THG-Emissionen durch eine stärkere Nutzung technischer CO_2-Entnahme-Technologien bzw. der CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Erhöhung um etwa 25 Mt CO_2/a).
- Mix aus Optionen für die Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR), wie zum Beispiel das Auffangen und Speichern von CO_2 bei der Verarbeitung von Biomasse (BECCS), aus der Luft (DACCS) und die Bindung von CO_2 in Pflanzenkohle (Biochar).
- Der Fokus liegt auf dem Hochlauf von Technologien zur direkten Elektrifizierung; Strom ist bevorzugter Energieträger.
- Fortgesetzter zügiger Ausbau von Photovoltaik (PV) und Wind an Land (politisch gesetzte Ziele von 215 GW und 115 GW werden bis 2030 annähernd erreicht). Aufgrund der verzögerten Hochlaufdynamik werden die politischen Ziele bis 2030 für Wind auf See hingegen verfehlt.
- Kostenminimaler Einsatz von Wasserstoff (H_2) und E-Fuels, insbesondere stark begrenzter Import von Wasserstoff und nahezu keine eigene E-Fuel-Produktion.
- Der Aufbau des H_2-Kernnetzes ist bis zum für Ende 2028 geplanten Stand vorgegeben; darüber hinaus wird ein kostenoptimaler Ausbau modelliert.
- Energieintensive Vorprodukte der Grundstoffchemie (Ethylen, Ammoniak) werden teilweise importiert. Die Rohstahlproduktion wird teilweise verlagert und Eisenschwamm importiert.
- Aufweichung der Effizienzvorgaben bei der energetischen Sanierung im Gebäudesektor auf EH 100, im Vergleich zu mindestens EH 85 (von der KfW definierter Energiestandard, das Effizienzhaus 85 (EH 85) beispielsweise benötigt höchstens 85% der Primärenergie eines Referenzgebäudes) in den anderen Technologiefokus-Szenarien.
- Das Biomasse-Potenzial (inklusive Importe) ist mit bis zu 1.800 PJ/a Primärenergie höher als in den Technologiefokus-Szenarien mit 1.200 PJ/a (keine Importe zugelassen).

4. TRANSFORMATION DER NACHFRAGESEKTOREN

4.1 Verkehr

Der Verkehrssektor wird in Bezug auf CO_2-Emissionen vor allem von Pkw und Lkw dominiert. In beiden Verkehrsträgern wird die Elektromobilität laut Studienlage (BMWE 2025) zur zentralen Antriebstechnologie.

Obwohl die spezifischen Emissionen von Pkw seit 1995 kontinuierlich sinken, sind die CO_2-Emissionen des Verkehrssektors zwischen 1990 und 2025 nur um 11 % zurückgegangen; seit 2020 verharren sie auf einem Plateau von etwa 145 $MtCO_2/a$ (Umweltbundesamt 2026a). Während der Bestand an batterieelektrischen Pkw in den letzten fünf Jahren von 136.600 in 2020 auf über 2 Mio. Anfang 2026 angewachsen ist, hat sich im selben Zeitraum auch der Gesamtbestand der Pkw von 47,7 auf 49,5 Mio. erhöht, was die bisherige emissionsmindernde Wirkung der E-Fahrzeuge schmälert (Umweltbundesamt 2026b).

Im vergangenen Jahr wurden nun im Pkw-Bereich zahlreiche Maßnahmen ergriffen, um den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen zu beschleunigen. So wurde mit dem sogenannten Innovationsbooster im Sommer 2025 bei der Dienstwagenbesteuerung die Obergrenze des Bruttolistenpreises auf 100.000 Euro angehoben und eine Sonderabschreibemöglichkeit für gewerbliche Fahrzeuge (Sonder-AfA) eingeführt. Im Mai 2026 folgte eine neue Kaufpreisförderung für Privatpersonen mit sozialer Staffelung (BMF 2025; BMUKN 2026). Da private Fahrzeuge, gewerbliche Flottenfahrzeuge und Dienstwagen jeweils etwa ein Drittel der Pkw-Neuzulassungen umfassen, liegen jetzt in fast allen Bereichen Fördermaßnahmen vor.

Dies hat, zusammen mit den deutlich gestiegenen Kraftstoffpreisen, zu steigenden Marktanteilen von Elektrofahrzeugen bei den Neuzulassungen geführt. So stieg der Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV, battery electric vehicle) an den Neuzulassungen seit Jahresbeginn kontinuierlich an bis auf 32,4 % im August 2026; im Januar bis August 2026 liegt der Anteil der BEV mit 26,2 % deutlich über dem Anteil von 19 % im Vorjahreszeitraum (Kraftfahrt-Bundesamt 2026). Diese Dynamik spiegelt sich so auch in den Szenarien wider.

Es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Monaten der Marktanteil von E-Pkw an den Pkw-Neuzulassungen 50 % erreicht, was den Schritt zu einer neuen Diffusionsdynamik dieser Technologie bedeuten würde. In allen Zielszenarien sind so etwa 9,5 Mio. reine Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2030 im Pkw-Bestand und bis 2045 decken diese gut 90 % des Bestands ab (84 % im Szenario *Fokus Wasserstoff* und 6 % Fahrzeuge mit Brennstoffzelle). Plug-in-Hybridfahrzeuge sind langfristig nur im Szenario *Existierende Politiken* denkbar, in welchem eine Aufweichung der EU-Flottengrenzwerte abgebildet ist. Auch für Wasserstoff-Pkw bietet sich nur unter sehr günstigen

Umständen eine kleine Nische im Pkw-Bereich (siehe Abbildung 4.1).
Für Lkw zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Bei kleinen Nutzfahrzeugen entwickelt sich die Bestandsumwälzung analog zu den Pkw, bei mittleren und schweren Nutzfahrzeugen wird die nahezu vollständige Ersetzung von Verbrennerfahrzeugen im Bestand erst etwa 2050 erreicht. Auch hier ist für Brennstoffzellen-Lkw nur eine kleine Nische unter sehr günstigen Bedingungen denkbar.

Um Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, muss der Straßenverkehr nahezu vollständig dekarbonisiert werden sowie ein CO_2-neutraler Luft- und Schiffsverkehr erreicht werden. Das Zwischenziel, die Emissionen bis 2030 um rund die Hälfte gegenüber 1990 zu reduzieren, ist seit der Novelle des KSG von 2024 nicht mehr nachsteuerungsrelevant und wird in allen betrachteten Zielszenarien um 16–17 Mt CO_2 verfehlt. Biokraftstoffe werden bis 2035 im aktuellen Umfang genutzt – ohne sie wären die Emissionen 2030 weitere 8–10 Mt CO_2 höher. Bis zum Jahr 2045 wird Treibhausgasneutralität definitionsgemäß in allen Zielszenarien erreicht, allerdings mit einem nennenswerten Beitrag an biogenen, synthetischen oder CO_2-kompensierten Kraftstoffen. Diese werden vor allem für den See- und Luftverkehr benötigt, kommen aber in geringem Umfang auch im Straßenverkehr zum Einsatz (siehe Abbildung 4.2). In allen Szenarien werden noch rund 30–35 TWh an flüssigen Kraftstoffen im Straßenverkehr benötigt, die dann treibhausgasneutral hergestellt werden müssen – zusätzlich zu den rund 120 TWh Kraftstoffen für den Schiffs- und Flugverkehr. Bei einer verlangsamten Verbreitung alternativer Antriebe und einer zögerlichen Verkehrswende wird dieser Anteil steigen, was aufgrund der hohen Kosten dieser Energieträger auch die Gesamtkosten der Transformation steigen lassen wird.

Im Vergleich zum letzten Szenariobericht wurden die Annahmen im Verkehrsbereich umfangreich aktualisiert, was insbesondere hinsichtlich der Kaufpreise für Pkw zu größeren Verschiebungen führt.

Abbildung 4.1: Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland nach Antriebsart im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell Astra/Aladin

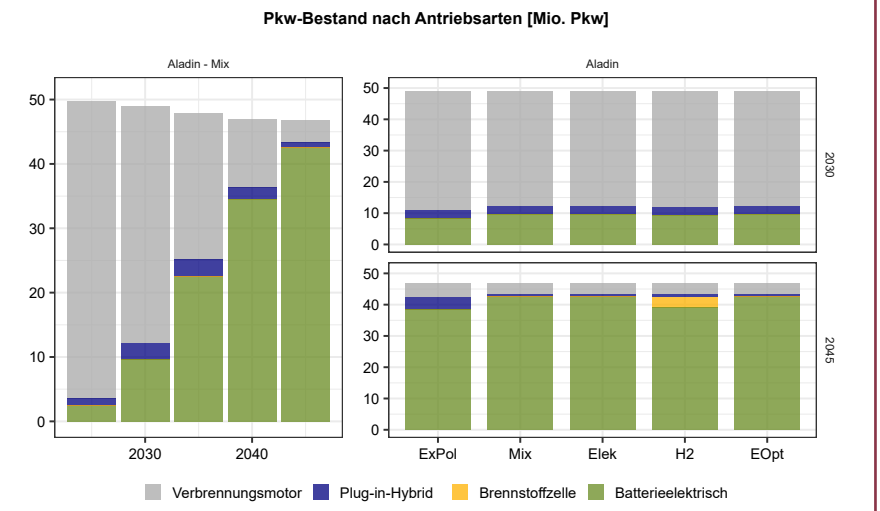
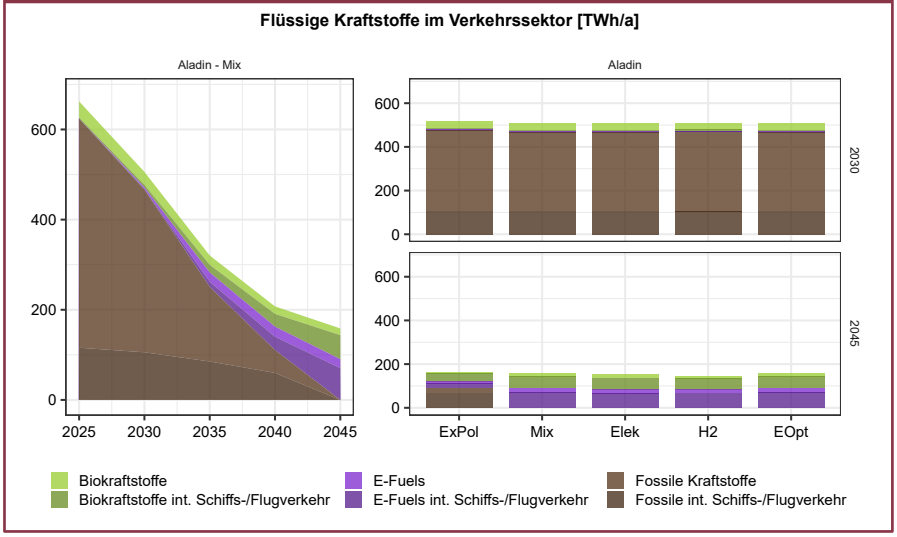


Abbildung 4.2: Bedarf an flüssigen Kraftstoffen im Verkehrssektor inklusive des internationalen Schiffs- und Flugverkehrs im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell Astra/Aladin



Auch im Einklang mit aktuellen Studien (Plötz et al. 2026) wird in den Szenarien nun davon ausgegangen, dass batterieelektrische und Verbrenner-Pkw zwischen 2030 und 2035 Kaufpreisparität erreichen. Gleichzeitig sind die Fahrzeugpreise für alle Technologien insgesamt deutlich angestiegen (Plötz et al. 2026). Das führt dazu, dass die geringeren Ausgaben für E-Pkw gegenüber Verbrennern die zusätzlichen Investitionen in die Lade- und Tankinfrastruktur ab 2040 kompensieren (siehe Abbildung 4.3). Bei Lkw hingegen rückt die Preisparität etwas weiter nach hinten, weil die Batteriekosten für Lkw etwas höher ausfallen als die für Pkw (Link et al. 2024) und dies in den Annahmen abgebildet wurde. Weiterhin gilt: Sowohl bei vollelektrischen Lkw als auch bei Pkw sinken die Total Cost of Ownership (Gesamtbetriebskosten) zunehmend unter das Niveau von Verbrennern, was vor allem an den geringeren Energiekosten und den im Zeitverlauf sinkenden Anschaffungskosten (siehe Abbildung 4.3) liegt. Bereits heute sind vollelektrische Pkw und Lkw bei durchschnittlichen Fahrleistungen im Vorteil gegenüber ihren verbrennungsmotorischen Pendants – bis 2030 ist zu erwarten, dass dies für die Mehrheit der Lkw und nahezu alle Pkw gilt.

4.2 Gebäude

Für die Transformation der Gebäudewärme spielen drei Elemente eine zentrale Rolle: die Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen, die Senkung des Wärmebedarfs durch energetische Sanierung sowie die Dekarbonisierung und der Ausbau der Fernwärme. In allen betrachteten Szenarien steigt durch die voranschreitende Elektrifizierung der Strombedarf des Gebäudesektors von 264 TWh/a in 2025 (AG Energiebilanzen 2026a) auf 325–497 TWh/a in 2045 an. Gleichzeitig sinkt der gesamte Endenergiebedarf bis 2045 um 29–45 % gegenüber 2025. Das liegt an der höheren Effizienz der Wärmepumpe gegenüber fossilen Heizungen und der energetischen Sanierung, die den Wärmebedarf der Gebäude reduziert.

Auch die Struktur des Endenergiebedarfs im Gebäudesektor verändert sich dadurch grundlegend: Von 26 % im Jahr 2025 steigt der Anteil des Stroms am Endenergiebedarf auf 60–78 % im Jahr 2045 in den Zielszenarien. Der Gebäudesektor wird zunehmend mit dem Stromsystem gekoppelt (siehe Abbildung 4.4).

Für das Erreichen der Klimaneutralität ist vor allem die Geschwindigkeit entscheidend, mit der fossile Heizsysteme aus dem Bestand verdrängt werden. Nach einem starken Wachstum in 2022 und 2023 brach der Absatz von Wärmepumpen im Jahr 2024 auf rund 193.000 Geräte ein. Im Jahr 2025 erholte sich der Markt wieder deutlich und erreichte rund 299.000 abgesetzte Heizungswärmepumpen. Diese Entwicklung setzte sich 2026 fort: Im ersten Halbjahr 2026 wurden nach der gemeinsamen Absatzstatistik des Bundesverbands Wärmepumpe und des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie 40 Prozent mehr Wärmepumpen an den Großhandel und das Fachhandwerk abgesetzt als im Vorjahreszeitraum, insgesamt rund 195.000 Anlagen (Bundesverband Wärmepumpe e. V. 2026). Der Bestand liegt damit bei knapp zwei Millionen Anlagen. Damit lagen die Absatzzahlen jedoch weiterhin unter dem von der Ampel-Regierung formulierten Ziel von 500.000 Geräten pro Jahr und insbesondere unter dem langfristig erforderlichen kontinuierlichen Austausch fossiler Heizsysteme. Gleichzeitig brach der Absatz von Gasthermen ab 2025 ein, die neu eingebauten Anlagen werden voraussichtlich noch bis 2045 fossil betrieben werden.

Der verzögerte Umstieg von fossilen Heizungen auf klimafreundliche Technologien bremst unmittelbar die Emissionsminderung im Gebäudesektor, mit Folgen für die Zielerreichung bis 2030. Nach der Klimabilanz des Umweltbundesamtes stiegen die Emissionen des Sektors 2025 gegenüber dem Vorjahr um 3,4 Mt CO_2äq/a auf 103,4 Mt CO_2äq/a an (Umweltbundesamt 2026a).

In allen Ariadne-Szenarien und Modellen wird das mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes 2021 festgelegte sektorale Minderungsziel nicht mehr erreicht. Die Emissionen des Gebäudesektors erreichen im Modell REMod im Jahr 2030 81–89 Mt CO_2äq/a und liegen damit 14–22 Mt CO_2äq/a über dem Zielwert von 67 Mt CO_2äq/a. Dieser Zielwert ist seit der Novelle 2024 nicht mehr

Abbildung 4.3: Investitionen in die Energiewende im Verkehrssektor[4] im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell Astra/Aladin

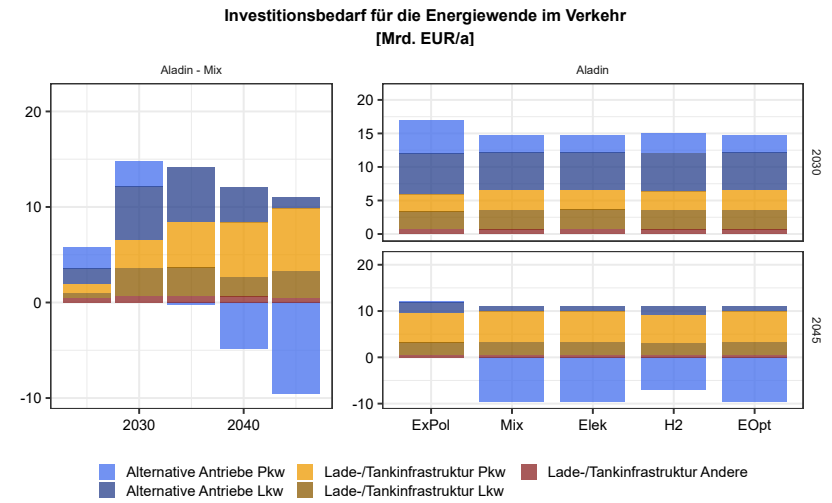
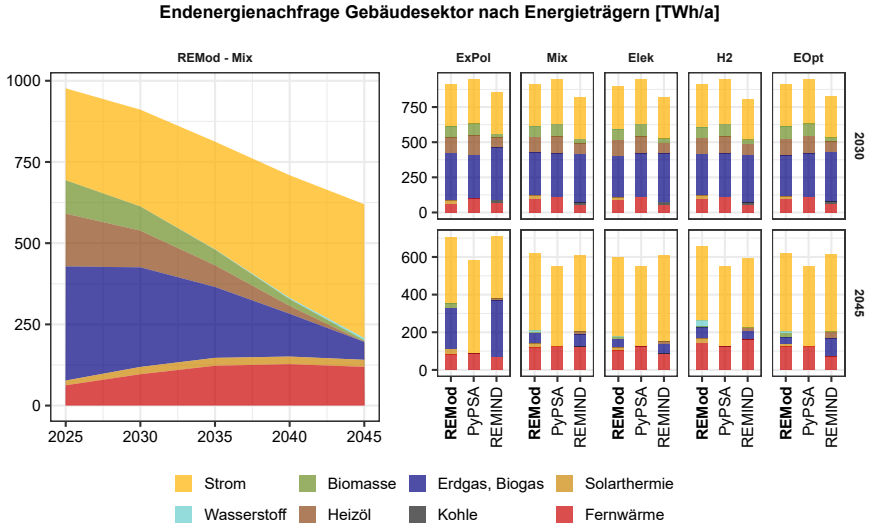


Abbildung 4.4: Abbildung 4.4: Endenergienachfrage im Gebäudesektor nach Energieträgern im Szenario *Technologiemix* im Modell REMod (links) und in allen Szenarien und Gesamtsystemmodellen im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts)[5]



4 Investitionen in alternative Antriebe enthalten nur die Differenzinvestitionen für den alternativen Antrieb gegenüber einem Verbrenner und nicht die sowieso anfallenden Ausgaben für die Neuanschaffung eines Fahrzeugs.
5 ohne Umgebungswärme

sektoral nachsteuerungsrelevant, wird aber weiterhin in Anlage 2a KSG geführt (KSG 2021). Da REMod einen kostenoptimalen Transformationspfad unter perfekter Voraussicht berechnet, ist dieses Ergebnis als untere Abschätzung der tatsächlich zu erwartenden Emissionen zu verstehen. Die Projektionsdaten 2026 des Umweltbundesamtes stützen diese Einschätzung. Demnach überschreiten die Emissionsmengen im Zeitraum von 2021 bis 2030 die insgesamt zulässige Menge voraussichtlich um knapp 110 Mt CO_2äq (Umweltbundesamt 2026c). Der Expertenrat für Klimafragen bewertet die projizierten Gebäudeemissionen dabei als eher unterschätzt, vor allem aufgrund zu hoch angesetzter Sanierungs- und Heizungsaustauschraten (Expertenrat für Klimafragen 2026).

REMod bildet ordnungsrechtliche Vorgaben nicht explizit ab, die Wahl des Heizsystems ergibt sich in allen Szenarien aus dem Kostenvergleich über die Lebensdauer. Die mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG 2026) zum 29. Juli 2026 in Kraft getretenen Änderungen des Gebäudeenergierechts, insbesondere der Wegfall der Vorgabe eines Anteils von mindestens 65 Prozent erneuerbarer Energien beim Heizen, wirken sich daher nicht unmittelbar auf die Ergebnisse aus. Maßgeblich für die Technologiewahl im Modell sind stattdessen die Investitions- und Betriebskosten der Heizsysteme sowie die Brennstoffkosten, die sich in einem klimaneutralen System zunehmend aus der begrenzten Verfügbarkeit klimaneutraler Gase ergeben. Die in den Szenarien unterstellten Brennstoffpreise wurden Anfang Januar 2026 festgelegt und bilden das seit Ende Februar 2026 infolge des Irankriegs deutlich gestiegene Preisniveau für Erdgas und Heizöl nicht ab. Bleiben die Preise auf erhöhtem Niveau, verbessert dies die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen gegenüber fossilen Heizsystemen zusätzlich. Die ausgewiesenen Energiekosteneinsparungen wären insofern eher konservativ.

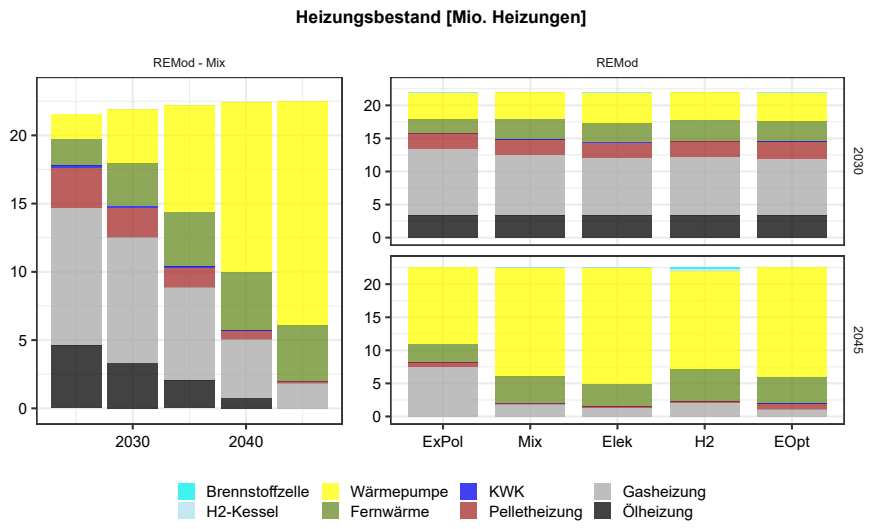
Auch langfristig ist die Geschwindigkeit des Heizungstauschs in den kommenden Jahren entscheidend für die Machbarkeit und die Kosten der Transformation. Heizungsanlagen werden in der Regel über 20 Jahre betrieben. Nach Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks sind rund zwei Drittel der erfassten Gasfeuerungsanlagen älter als 20 Jahre (ZIV 2025). Eine heute installierte Gasheizung wird entsprechend im Zieljahr 2045 noch in Betrieb sein. In einem klimaneutralen Energiesystem müssen diese Anlagen dann mit Biomethan oder synthetischem Methan versorgt werden. In den Szenarien verbleiben 2045 noch 1,1–2 Mio. gasbetriebene Heizungen im Bestand, deren Brennstoffbedarf von 35–60 TWh/a vollständig aus klimaneutralen Gasen gedeckt werden muss. Damit verschiebt sich die Wirkung des verzögerten Heizungstauschs von der Investitions- auf die Brennstoffseite. Da die Potenziale nachhaltiger Biomasse begrenzt sind und synthetisches Methan mit hohen Umwandlungsverlusten und Kosten verbunden ist, konkurriert die Gebäudewärme um Mengen, die im Industriesektor und im Verkehr schwerer zu ersetzen sind. Je länger fossile Heizsysteme heute noch installiert werden, desto größer ist dieser Bedarf im Zieljahr.

In allen Ariadne-Szenarien bildet die Wärmepumpe die wichtigste Technologie für die Dekarbonisierung der dezentralen Wärmeversorgung. Im Jahr 2045 erreicht sie in den Zielszenarien einen Anteil von 66–78 % an den Heizsystemen (siehe Abbildung 4.5). Insbesondere in dicht bebauten Gebieten, wenn erneuerbare Wärmeerzeugung und Infrastruktur verfügbar sind oder wenn der Einbau einer Wärmepumpe aufwendiger ist, ist die Versorgung durch Fernwärme eine Alternative.

In allen Ariadne-Szenarien steigt daher die Zahl der Fernwärmeanschlüsse an und bis 2045 erhöht sich der Anteil der Fernwärme an den Heizsystemen in den Zielszenarien auf 15 – 22 %, gegenüber etwa 10 % im Jahr 2025. Dabei stellt das Szenario *Fokus Wasserstoff* den oberen Rand dieser Bandbreite dar, da hier mehr Wasserstoff für die zentrale Erzeugung von Fernwärme und gleichzeitig weniger Strom für dezentrale Wärmepumpen zur Verfügung steht. Holzpellets und Wasserstoff spielen dagegen in der Gebäudewärme in einem klimaneutralen System des Jahres 2045 nahezu keine Rolle. Dies ist vor allem auf die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse sowie die hohen Kosten und Umwandlungsverluste bei der Nutzung von Wasserstoff für die Raumwärme zurückzuführen.

Neben dem Heizungstausch ist die energetische Sanierung der Gebäudehülle der zweite Baustein jedes Transformationspfads. In den Ariadne-Szenarien liegt die Sanierungsrate im Mittel bei 0,8 %/a und damit nur wenig über dem heutigen Niveau von rund 0,7 %/a (BuVEG 2026). Das ist deutlich weniger als in anderen Szenariostudien zur Klimaneutralität, die überwiegend Raten von 1,6–1,9 %/a

Abbildung 4.5: Entwicklung des Heizungsbestands nach Heizungsart im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell REMod

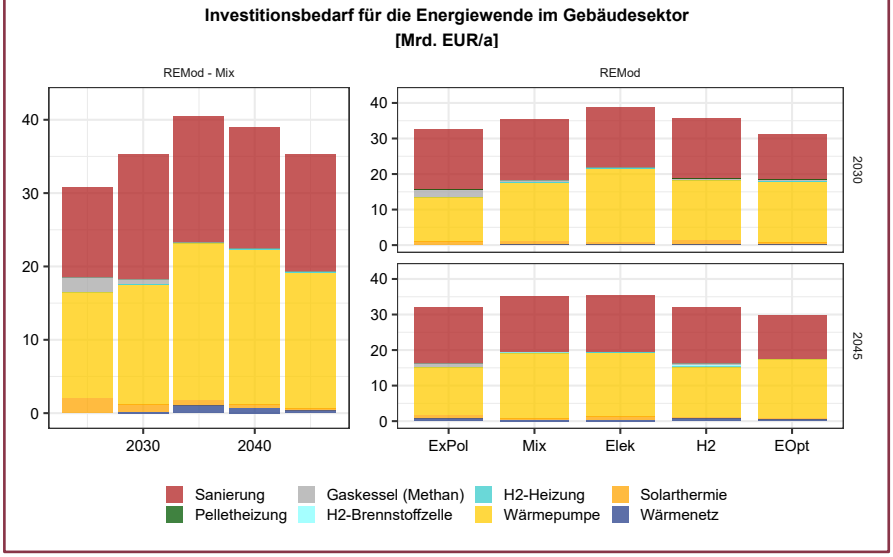


ermitteln (dena 2021; Agora Think Tanks 2024), und auch weniger als im Ariadne-Szenarienreport 2025, nach dem die Sanierungsrate auf bis zu 2 %/a steigen sollte (Luderer et al. 2025). Der Grund liegt im kostenoptimalen Zusammenspiel von Sanierung und klimaneutraler Wärmeversorgung: Entscheidend ist, welcher Aufwand sich für die Reduktion des Wärmebedarfs gegenüber einer Deckung des verbleibenden Bedarfs mit erneuerbar erzeugter Wärme noch lohnt. Gegenüber dem Szenarienreport 2025 hat sich diese Abwägung zugunsten der Versorgungsseite verschoben, vor allem durch eine geringere Stromnachfrage der Industrie, die mehr Strom für den Gebäudesektor verfügbar macht, und durch aktualisierte (und damit höhere) Sanierungskosten. Eine aktuelle Sensitivitätsanalyse von Prognos kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis: Die Klimaziele im Gebäudesektor sind auch bei rund 1 %/a erreichbar, ohne dass die Systemkosten steigen (Prognos und Stiftung Klimaneutralität 2025).

Dieser Aufwand hängt allerdings nicht nur an der Sanierungsrate, sondern ebenso an der Sanierungstiefe, also am Effizienzstandard, der durch die Sanierung des Gebäudes erreicht wird. Auch hier zeigt sich, dass das Kostenoptimum nicht beim ambitioniertesten Standard liegt. In den Szenarien stehen in der Modellierung für die Sanierung des Bestands die Effizienzhausstandards (EH) 55 und 85 zur Auswahl, die durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (KfW 2026) gefördert werden. Als kostenoptimal erweist sich durchweg die Wahl der geringeren Sanierungstiefe auf EH 85, die Sanierung auf EH 55 kommt dagegen nicht zum Zuge. Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* wurde das niedrige Sanierungsniveau EH 85 durch EH 100 ersetzt. Auch hier fällt die Wahl auf den weniger ambitionierten Standard, sodass der Sanierungsbedarf in diesem Szenario geringer ausfällt. Eine tiefere Sanierung wird erst dann vorteilhaft, wenn die übrige Transformation langsamer oder teurer verläuft als unterstellt, etwa beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der Netze. Dieser Befund deckt sich mit Ergebnissen aus einem anderen methodischen Ansatz. Eine Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz vergleicht mit dem Bottom-up-Gebäudemodell Invert/ee-Lab ein Hocheffizienzszenario (Sanierungsrate 1,6 %/a, EH 55) mit einem Niedrigeffizienzszenario (1,1 %/a, Mindeststandard nach dem Gebäudeenergiegesetz). Beide Pfade erreichen 2045 Klimaneutralität, wobei die Gesamtkosten im Niedrigeffizienzszenario geringer ausfallen. Höhere Energiekosten und ein größerer Bedarf an erneuerbaren Energien und Netzinfrastruktur werden durch die niedrigeren Investitionen in die Gebäudehülle weitgehend kompensiert. Effizienzmaßnahmen und Infrastrukturinvestitionen wirken damit teilweise substitutiv (Wissenschaftsplattform Klimaschutz 2026). Die geringere Sanierungstiefe ist allerdings nicht folgenlos. Sie verschiebt Anforderungen in das Stromsystem, denn der Strombedarf und insbesondere die Lastspitzen der Wärmepumpen steigen. Kritisch ist das vor allem in winterlichen Dunkelflauten mit niedrigen Außentemperaturen und geringer erneuerbarer Erzeugung. Umgekehrt erhöhen ambitionierte Sanierungsniveaus und Niedertemperatur-Heizsysteme die nutzbare Lastflexibilität und erleichtern so die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien. Hinzu kommt, dass ein Pfad mit geringerer Sanierungstiefe die Emissionen langsamer senkt und damit über den gesamten Transformationszeitraum hinweg höhere kumulierte Emissionen verursacht, auch wenn das Ziel im Zieljahr erreicht wird (Wissenschaftsplattform Klimaschutz 2026). Eine niedrigere Sanierungsrate ist somit kein Indiz für ein Verfehlen der Klimaziele, erhöht aber das Risiko einer Zielverfehlung, da sie einen entsprechend schnelleren Heizungstausch und insbesondere einen leistungsfähigeren Ausbau von Stromnetz und Erzeugung verlangt.

Die Transformation der Gebäudewärme erfordert erhebliche Investitionen. Diese konzentrieren sich auf die drei zentralen Bereiche: energetische Modernisierung von Gebäuden, Austausch fossiler Heizsysteme sowie Ausbau von Wärmenetzen und Fernwärmeanschlüssen. In den Technologiefokus-Szenarien ergeben sich jährliche Investitionsbedarfe von 35–37 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045. Im Szenario *Technologiemix* entfallen davon etwa 44 % auf die energetische Sanierung, 55 % auf den Heizungstausch und 1 % auf Wärmenetze und Anschlüsse. Ausgewiesen werden die energiebedingten Mehrinvestitionen gegenüber der ohnehin anstehenden Instandsetzung für Wohn- und Nichtwohngebäude (siehe Abbildung 4.6).

Abbildung 4.6: Investitionen in die Energiewende im Gebäudesektor[6] im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell REMod



6 Ausgewiesen werden die energiebedingten Mehrinvestitionen gegenüber der ohnehin anstehenden Instandsetzung für Wohn- und Nichtwohngebäude.

Diesen Investitionen stehen sinkende Ausgaben für Energie gegenüber. Der Endenergiebedarf des Gebäudesektors sinkt bis 2045 um bis zu 40 % in den Szenarien (Modell REMod), und der verbleibende Bedarf wird überwiegend durch Strom gedeckt, der je Einheit Nutzwärme deutlich weniger Endenergie erfordert. Über alle Energieträger hinweg sinken die jährlichen Energieträgerkosten des Gebäudesektors dadurch bis 2045 gegenüber 2025 in den Technologiefokus-Szenarien um rund 6–14 Mrd. EUR/a. Dahinter steht eine Verschiebung der Kostenstruktur: Ausgaben für fossile Energieträger von rund 43 Mrd. EUR/a entfallen, während die Stromkosten für das Heizen von 2,5 Mrd. EUR/a auf rund 23–29 Mrd. EUR/a ansteigen. Dazu kommen leicht steigende Ausgaben für Fernwärme, Bioenergie und Wasserstoff (im Szenario *Fokus Wasserstoff*). Über den Transformationszeitraum hinweg stehen den anfallenden Investitionen damit dauerhafte jährliche Entlastungen bei den Energiekosten gegenüber. Beide Größen hängen von den unterstellten Preispfaden ab, insbesondere vom Verhältnis der Strom- zu den Brennstoffpreisen.

Die Analyse des Szenarios *Erweiterter Optionenraum* zeigt zusätzlich folgende Aspekte: Hier wurde auch die Option EH 100 für die Sanierungstiefe hinterlegt. Zuallererst zeigt sich, dass EH 55 in der Fläche nicht kostenoptimal ist. Zweitens liegen die Systemeffekte von EH 85 und EH 100 nicht weit auseinander. Hierbei könnte für manche Gebäudetypen eine Sanierungstiefe auf EH 100 kostenoptimal sein. Um hier zu gebäudespezifischen optimalen Sanierungsmaßnahmen zu kommen, ist immer eine genaue Analyse des Gebäudes und seiner Struktur notwendig, da die Effekte zwischen EH 85 und EH 100 gebäudespezifisch nahe beieinander liegen und im Einzelfall das eine oder das andere optimal ist. Die Ergebnisse legen damit nahe, dass eine Förderarchitektur, die auch etwas geringere Sanierungstiefen erfasst, die Kosten der Zielerreichung senken könnte, ohne die Klimaziele zu gefährden. Zugleich ist der Kostenvorteil nicht allein dem Gebäudesektor zuzurechnen: Das Szenario unterstellt auch außerhalb des Gebäudebereichs günstigere Voraussetzungen, insbesondere ein höheres Biomassepotenzial sowie eine erhöhte technische CO_2-Entnahme, mit der verbleibende fossile Emissionen ausgeglichen werden können. Grundsätzlich basieren die geringeren Investitionen damit auf Annahmen, deren Eintreten unsicher ist. Zudem verlagert eine geringere Sanierungstiefe die Dekarbonisierung stärker auf die Versorgungsseite, deren Ausbau in der Praxis bislang regelmäßig hinter den erforderlichen Pfaden zurückbleibt. Verzögert er sich, fehlt der Puffer, den eine stärkere Reduktion des Wärmebedarfs bieten würde. Das Szenario ist insofern als Pfad mit erhöhtem Umsetzungsrisiko zu verstehen. Ein robusterer Pfad ist dementsprechend mit einer höheren Sanierungstiefe zu versehen.

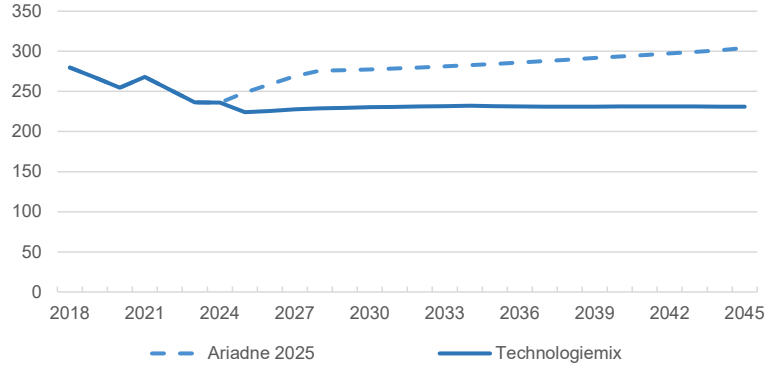
Die ermittelten Größenordnungen fügen sich in die vorliegende Literatur ein. Ein direkter Vergleich ist wegen unterschiedlicher Abgrenzungen aber nur eingeschränkt möglich. Das Öko-Institut ermittelt für einen klimaneutralen Gebäudebestand bis 2045 einen Investitionsbedarf von 1.170 Mrd. EUR für Wohngebäude und rund 639 Mrd. EUR für Nichtwohngebäude des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, weist dabei jedoch Vollkosten aus, von denen ein großer Teil auf ohnehin anstehende Instandhaltung und Renovierung entfällt (Wieden et al. 2026). Inhaltlich decken sich die Ergebnisse mit einer Untersuchung von Prognos für die Stiftung Klimaneutralität, wonach die Emissionsziele im Gebäudesektor auch bei einer Sanierungsrate von rund einem Prozent erreichbar sind und der Investitionsbedarf dabei sinkt, weil der Heizungstausch stärker wirkt als eine Ausweitung der Dämmung (Prognos und Stiftung Klimaneutralität 2025).

Die dargestellten Größen beziehen sich auf den Gebäudesektor und nicht auf das Gesamtsystem. Eine geringere Sanierungstiefe senkt die Investitionen im Gebäudesektor, erhöht aber über den verbleibenden Wärmebedarf den Bedarf an erneuerbarer Erzeugung, Speichern und Netzen. Ob ein Pfad systemisch günstiger ist, lässt sich daher erst sektorübergreifend beurteilen. Die Mehrkosten der Transformation insgesamt werden in Kapitel 5.4. diskutiert.

4.3 Industrie

Die industrielle Produktion in Deutschland ist seit einigen Jahren rückläufig. Die Ariadne-Szenarien bilden diese anhaltende strukturelle Schwäche der Industrie ab, die sich insbesondere in einer geringeren Produktion energieintensiver Branchen wie der Grundstoffchemie, der Stahlerzeugung und der Zementindustrie zeigt.

Abbildung 4.7: Entwicklung der Produktion energieintensiver Branchen im Szenario *Technologiemix* und im Vergleich zum Ariadne-Report aus dem Jahr 2025



Darstellung aggregiert etwa 60 verschiedene Produkte; Modell Forecast (Fleiter et al. 2018)

Abbildung 4.8: Bruttowertschöpfung der verarbeitenden Industrie in Mrd. Euro des Jahres 2024 pro Jahr in den Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff*; Modell Forecast

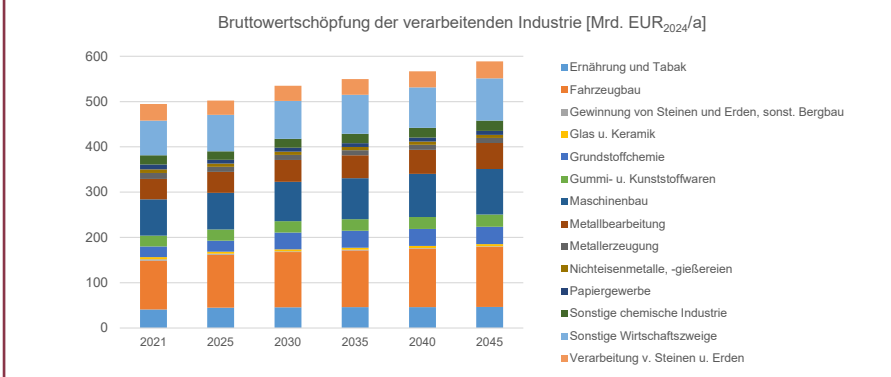
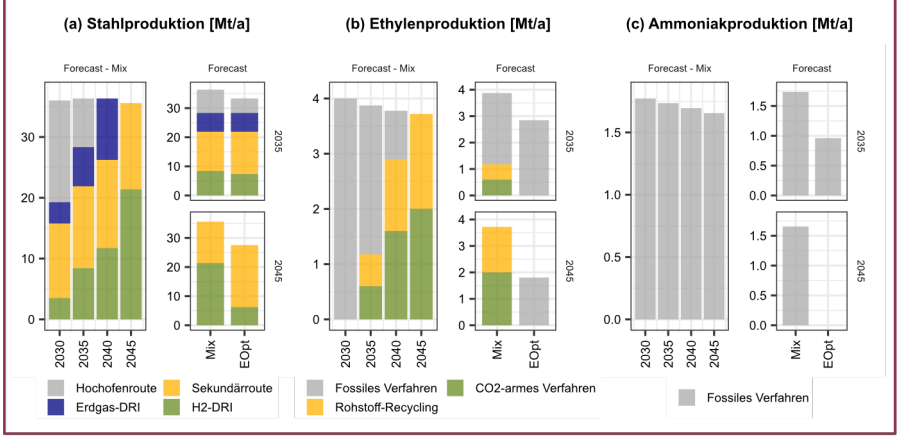
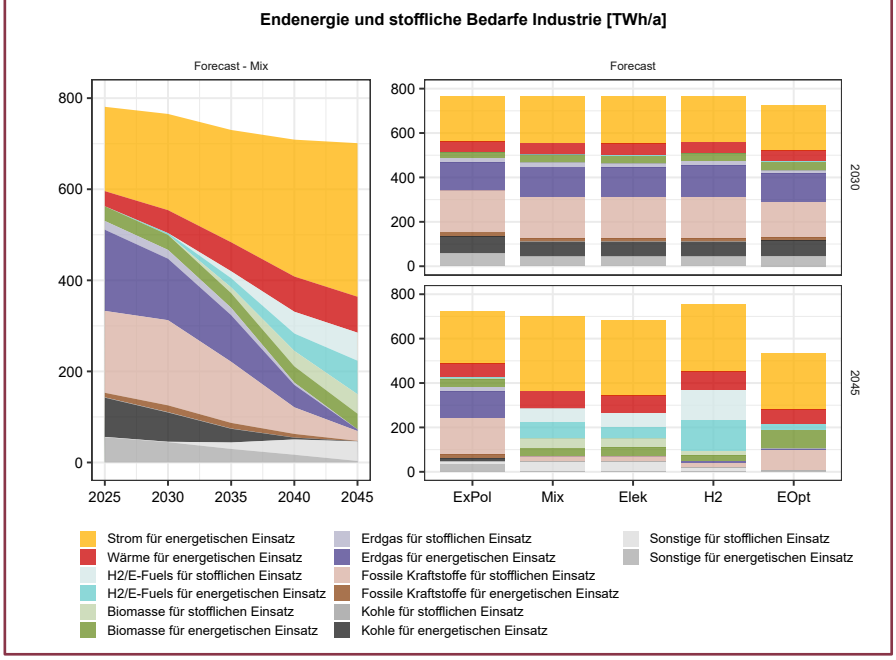


Abbildung 4.9: Produktion von Rohstahl (a), Ethylen (b) und Ammoniak (c) nach Verfahren



im Szenario Technologiemix (jeweils links) und in den Szenarien Technologiemix und Erweiterter Optionenraum im Vergleich in 2035 und 2045 (jeweils rechts); Modell Forecast

Abbildung 4.10: Endenergiebedarf[7] (energetischer Energiebedarf) und stofflicher Energiebedarf der Industrie im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell Forecast



In den drei Technologiefokus-Szenarien *Technologiemix*, *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* verbleibt die Produktionsmenge energieintensiver Produkte auf dem seit etwa 2023 beobachteten Niveau (siehe Abbildung 4.7). Das spiegelt die Annahme wider, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Produktionsverfahren langfristig nicht verbessert und auch neue CO_2-arme Produktionsverfahren keine strukturell höhere oder geringere Wettbewerbsfähigkeit aufweisen werden.

Trotzdem wächst die Wertschöpfung der produzierenden Industrie in den Technologiefokus-Szenarien bis 2045 an, da die weiterverarbeitende Industrie Zuwächse verzeichnen kann (siehe Abbildung 4.8).

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist zusätzlich bis 2045 eine teilweise Verlagerung der energieintensiven Grundstoffchemie (Ethylen 50 %, Ammoniak und Methanol 100 %) und der Rohstahlerzeugung (Primärstahl 70 %, dafür 50 % mehr Sekundärstahl) ins Ausland angenommen (siehe Abbildung 4.9). Die Szenarien gehen dabei von einem geringen direkten Effekt auf die Bruttowertschöpfung aus, da die energieintensive Industrie insgesamt in Deutschland zwar 80 % des Energiebedarfs ausmacht, aber nur etwa 20 % der Wertschöpfung (Destatis 2026).

Bereits in den Technologiefokus-Szenarien führt die geringere Produktion zu einem deutlich reduzierten Energiebedarf der Industrie. Im Jahr 2025 fällt der Energiebedarf um etwa 200 TWh/a oder 20 % geringer aus als noch im Jahr 2021 und auch langfristig verbleibt der Energiebedarf auf einem niedrigeren Niveau. Abbildung 4.10 illustriert, dass die beschriebenen ökonomischen Entwicklungen in den Technologiefokus-Szenarien laut Modellierung durch Forecast zu einer Stabilisierung der Endenergienachfrage bei 515–560 TWh/a bis 2045 führen (3–11 % geringer als in 2025). Hinzu kommen 170–195 TWh/a stofflicher Bedarf in der Chemieindustrie (3–16 % geringer als in 2025). Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* bewirkt die zusätzliche Verlagerung eine Reduktion des Endenergiebedarfs auf 440 TWh/a (minus

7 ohne Umgebungswärme.

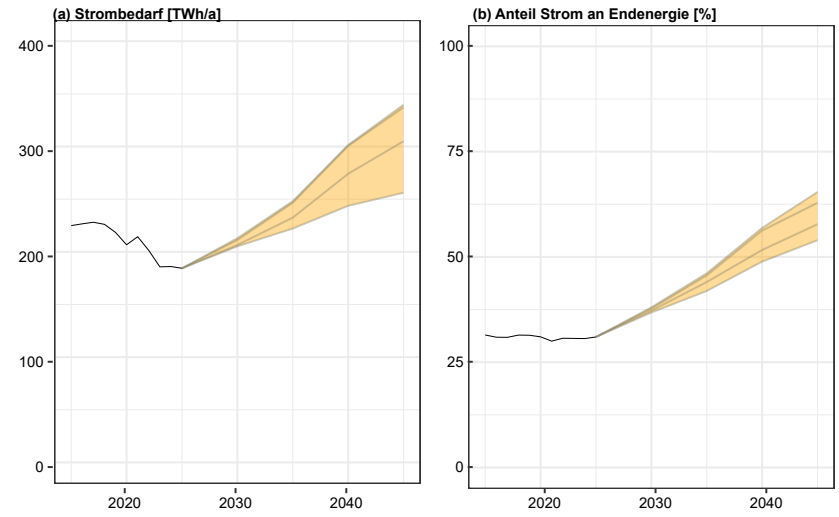
24 % gegenüber 2025) und des stofflichen Bedarfs auf 97 TWh/a (minus 52 % gegenüber 2025).

Die Elektrifizierung der Industrienachfrage steigt in allen betrachteten Szenarien deutlich an (siehe Abbildung 4.11). Der Anteil des Energieträgers Strom am Endenergiebedarf der verarbeitenden Industrie steigt von 32 Prozent in 2025 auf 54 % (Szenario *Fokus Wasserstoff*) bis 65 % (Szenario *Fokus Elektrifizierung*) im Jahr 2045. Der absolute Strombedarf steigt entsprechend ebenso in allen Szenarien bis 2045 deutlich. Ausgehend von 185 TWh/a in 2025 erreichter Werte zwischen 305 TWh/a (Szenario *Fokus Wasserstoff*) und 337 TWh/a (Szenario *Fokus Elektrifizierung*) in den Technologiefokus-Szenarien. Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist der geringste Anstieg (auf 256 TWh/a) modelliert (siehe Abbildung 4.11, unterer Rand).

Der modellierte Wasserstoffbedarf der Industrie fällt geringer aus als im Szenarienreport 2025 (Luderer et al. 2025) und variiert stärker, was sich aus der strukturellen Veränderung der Industrie, geringerer Produktion in der Grundstoffchemie und stärkerer Differenzierung der Verfahren und Energieträger – insbesondere im Szenario *Erweiterter Optionenraum* – ergibt (siehe Abbildung 4.12). In den Technologiefokus-Szenarien werden in 2045 110–273 TWh/a Wasserstoff benötigt, im Szenario *Erweiterter Optionenraum* nur 25 TWh/a.

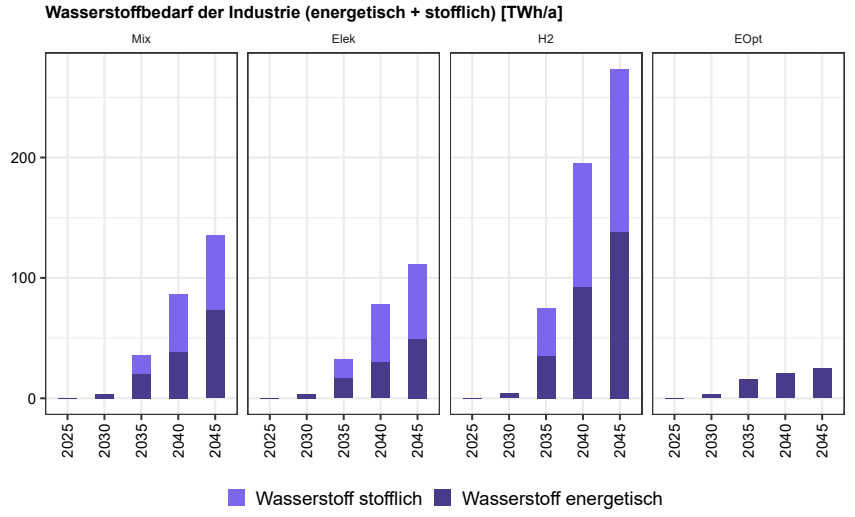
Zur Deckung des Rohstoffbedarfs für CO_2-arme Chemieprozesse, der bereits in früheren Szenarien als besonders kostenintensiv identifiziert wurde, werden als weitere Rohstoffquellen Biomasse und Kunststoffabfälle berücksichtigt. In 2045 machen diese alternativen Rohstoffe bis zu 80 TWh/a des stofflichen Energiebedarfs der Industrie aus. In den Szenarien *Technologiemix* und *Fokus Elektrifizierung* werden so knapp 50 % des gesamten stofflichen Bedarfs von etwa 170 TWh/a gedeckt, während Wasserstoff nur noch 35 % am Rohstoffbedarf ausmacht. Nur im Szenario *Fokus Wasserstoff* wird der stoffliche Bedarf zu großen Teilen aus Wasserstoff gedeckt (70 % von insgesamt 195 TWh/a). Im Szenario

Abbildung 4.11: Elektrifizierung des Energiebedarfs der Industrie



(a) Strombedarf der Industrie, (b) Anteil von Strom am Endenergiebedarf der Industrie, jeweils in allen Zielszenarien; Modell Forecast; historische Daten: AG Energiebilanzen 2026a

Abbildung 4.12: Wasserstoffbedarf in der Industrie für energetischen Einsatz und als Rohstoff in der Chemieindustrie je Szenario; Modell Forecast



Erweiterter Optionenraum wird der geringere Bedarf an Rohstoffen in der Chemieindustrie in 2045 mit fossilen Energieträgern gedeckt; Wasserstoff spielt dort keine Rolle.

Für die Bereitstellung von Prozesswärme wird Wasserstoff vor allem in der Metallerzeugung (in Kombination als Reduktionsmittel) eingesetzt (14 bis 76 TWh/a in 2045). In weiteren Branchen erfolgt – außer im Szenario *Fokus Wasserstoff* mit 62 TWh/a – nur eine sehr geringe Nutzung (10–20 TWh/a).

Insgesamt sinkt durch die strukturelle Veränderung der Industrie in den Szenarien langfristig auch der Bedarf an Brennstoffen, Kraftstoffen und Rohstoffen („Molekülen") gegenüber dem Szenarienreport 2025 (Luderer et al. 2025) auf 215-370 TWh/a in 2045, der neben Wasserstoff und Bioenergie auch verbleibende fossile Moleküle enthält. Auch dort zeigt sich – wie oben detailliert erläutert – die stärkere Diversifizierung des Rohstoffbedarfs: In allen Szenarien ist der Anteil von Biomasse und Kunststoffabfällen größer (siehe Abbildung 4.13). Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* verbleiben 105 TWh/a fossile Energieträger

im Energiemix für Brennstoffe, Kraftstoffe und Rohstoffe des Jahres 2045, die nicht durch grüne Moleküle ersetzt werden, was knapp 50 % des Bedarfs an Molekülen entspricht. In den Technologiefokus-Szenarien sinkt der Anteil fossiler Energieträger bis 2045 auf 13–25 % des Molekülbedarfs (entspricht weniger als 5 % fossiler Energie am gesamten Energiebedarf in 2045).

In der Industrie ergeben sich aus der Umstellung der Wärme- und Dampferzeugung, der Einführung neuer CO_2-armer Produktionsverfahren, den Maßnahmen für Energie- und Materialeffizienz und dem Aufbau von Infrastruktur für CO_2-Abscheidung und -Nutzung Investitionsbedarfe für die Energiewende. Diese belaufen sich im Mittel der Jahre 2025 bis 2045 auf 6,6–6,9 Mrd. EUR/a in den Technologiefokus-Szenarien, was sowohl im Vergleich zu den energiebedingten Betriebskosten der Industrie als auch zu den Investitionsbedarfen der anderen Sektoren eher wenig ist.

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* sind die Investitionsbedarfe um etwa 10% auf im Schnitt 6,1 Mrd. EUR/a in den Jahren 2025 bis 2045 verringert (siehe Abbildung 4.14). Gründe dafür sind die beschriebene Verlagerung von energieintensiver Industrie und die Beibehaltung fossiler Produktionsverfahren in der Grundstoffchemie.

Abbildung 4.13: Bedarf an Brennstoffen, Kraftstoffen und Rohstoffen in der Industrie im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030 und 2045 (rechts); Modell Forecast

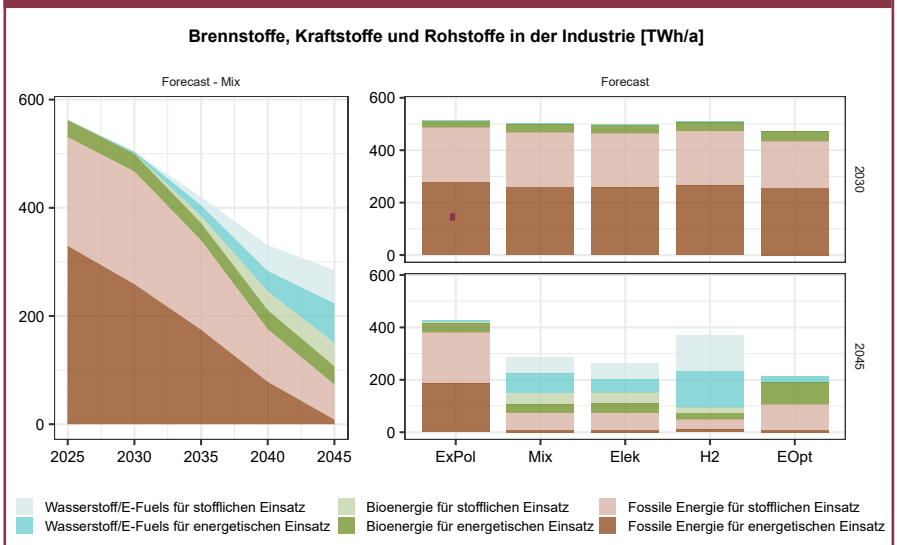
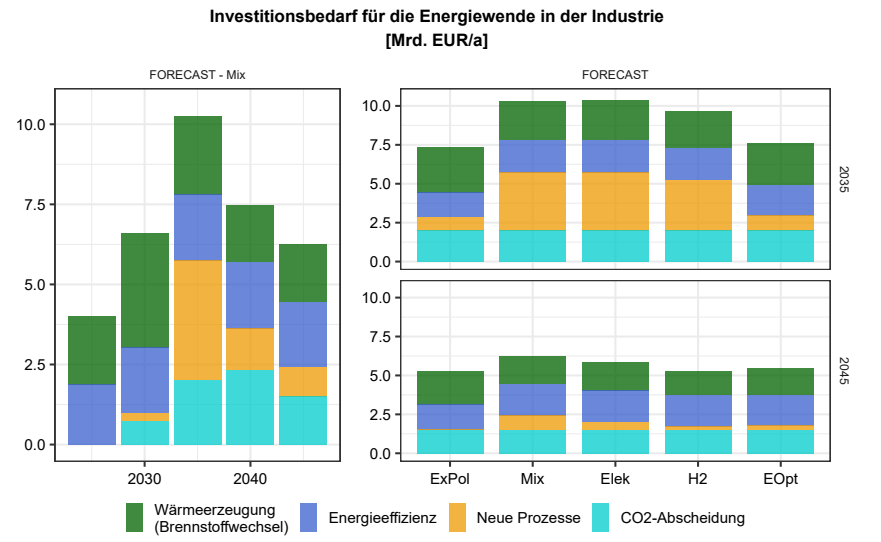


Abbildung 4.14: Investitionen für die Energiewende in der Industrie[8] im Szenario *Technologiemix* (links) und in allen Szenarien im Vergleich in 2030/45 (rechts); Modell *Forecast*

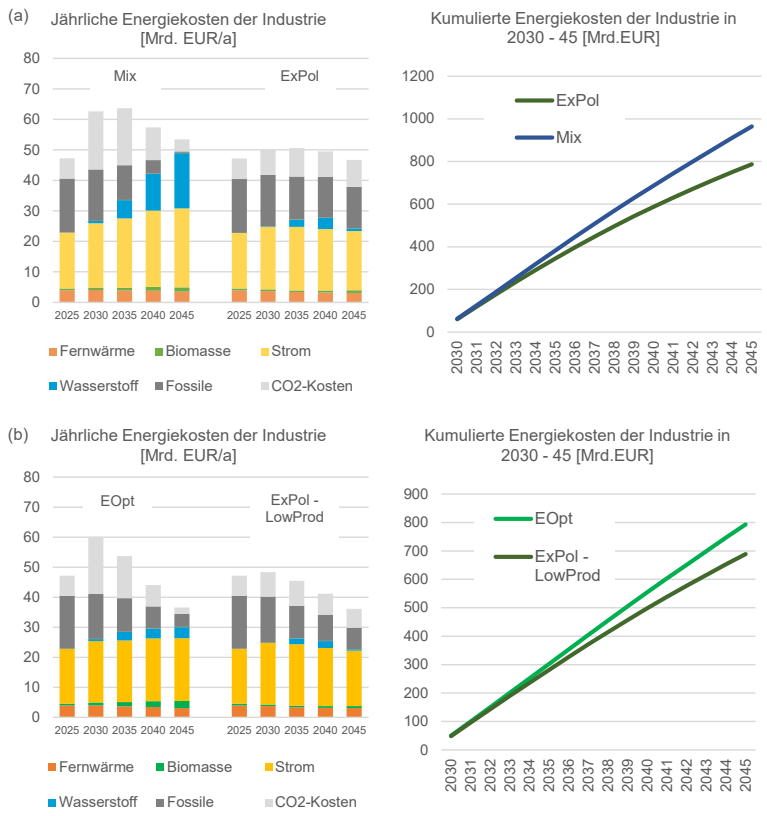


8 Bei den Investitionen in den Brennstoffwechsel der Wärmeerzeugung, neue Prozesse und CO_2-Abscheidung handelt es sich um Vollkosten, bei Maßnahmen zur Effizienzsteigerung um Differenzinvestitionen gegenüber alternativen Technologien.

Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie sind insbesondere die Energiekosten und dabei vor allem die Mehrkosten, die durch den Einsatz grüner Moleküle statt fossiler Rohstoffe und Energieträger und durch die höheren CO_2-Kosten in den Zielszenarien entstehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung dem Staatshaushalt zufließen und somit gezielt für die Industrieförderung oder zur Entlastung der privaten Haushalte genutzt werden können.

Im Szenario *Technologiemix* fallen ab dem Jahr 2030 bis zur Klimaneutralität 2045 im Schnitt jährlich etwa 11 Mrd. EUR/a höhere Energiekosten für die Industrie an als im Szenario *Existierende Politiken*. Die kumulierten Mehrkosten in den Jahren 2030 bis 2045 fallen insgesamt gut 20 % höher aus (siehe Abbildung 4.15 oben).

Abbildung 4.15: Energiekosten der Industrie



Darstellung in den Szenarien Technologiemix und Existierende Politiken (oben) bzw. Erweiterter Optionenraum und Existierende Politiken mit Industrieverlagerung (unten); jeweils links: jährliche Energiekosten nach Energieträger inklusive CO_2-Kosten, jeweils rechts: kumulierte, gesamte Energiekosten in den Jahren 2030 bis 2045; Modell Forecast

5. EMISSIONEN, ENERGIEBEREITSTELLUNG UND KOSTEN DER ENERGIEWENDE

5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Seit 1990 sind die Treibhausgasemissionen insgesamt in Deutschland deutlich gesunken. So war bis zum Jahr 2025 eine Minderung um knapp 50 % gegenüber 1990 erreicht, was einem jährlichen Rückgang der Emissionen um durchschnittlich gut 15 Mt CO_2äq/a entspricht (Umweltbundesamt 2026a). Um bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen, ist in den kommenden 20 Jahren ein jährlicher Rückgang der Emissionen um etwa 30 Mt CO_2äq/a notwendig. Zuletzt konnte ein entsprechendes Tempo bei der Emissionsminderung im Zeitraum von 2019 bis 2023 durch eine verschärfte EU-Klimapolitik, die beschleunigte Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung und strukturelle Veränderungen des Energiebedarfs als Folge der Coronapandemie und des Ukrainekriegs beobachtet werden.

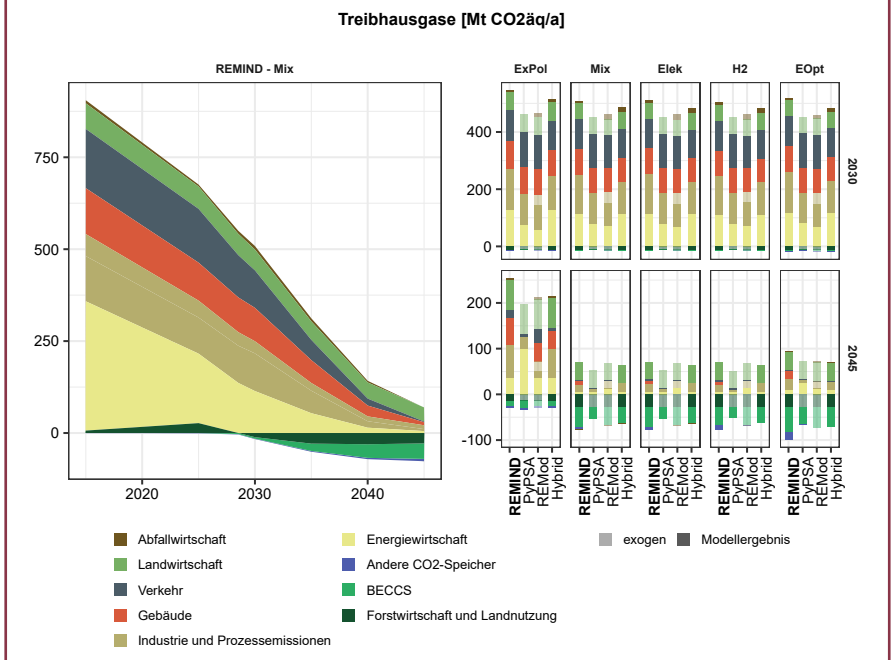
Die Ariadne-Szenarien zeigen übereinstimmend, dass das Klimaneutralitätsziel 2045 nur durch eine nahezu vollständige Umstellung des Energiebedarfs auf erneuerbare Energieträger erreicht wird. Das Potenzial für natürliche und technische CO_2-Senken ist begrenzt und wird fast vollständig zur Kompensation der sehr schwer vermeidbaren Nicht-CO_2-Emissionen aus der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft sowie residualen Industrieemissionen benötigt. Zur Bereitstellung der technischen Senken wird vor allem überschüssiges CO_2 verwendet, das bei der Umwandlung von Biomasse anfällt (BECCS).

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist das Potenzial zur langfristigen CO_2-Speicherung um etwa 25 Mt CO2äq/a erhöht und erlaubt so einige zusätzliche fossile CO_2-Emissionen, die den Emissionsminderungsdruck in den Sektoren etwas reduzieren (siehe Abbildung 5.1 rechts).[9]

Durch die bereits auf den Weg gebrachten europäischen und deutschen Klimaschutzmaßnahmen, die im Szenario *Existierende Politiken* berücksichtigt sind, wird bis 2045 bereits eine THG-Minderung von gut 80 % gegenüber 1990 erreicht.

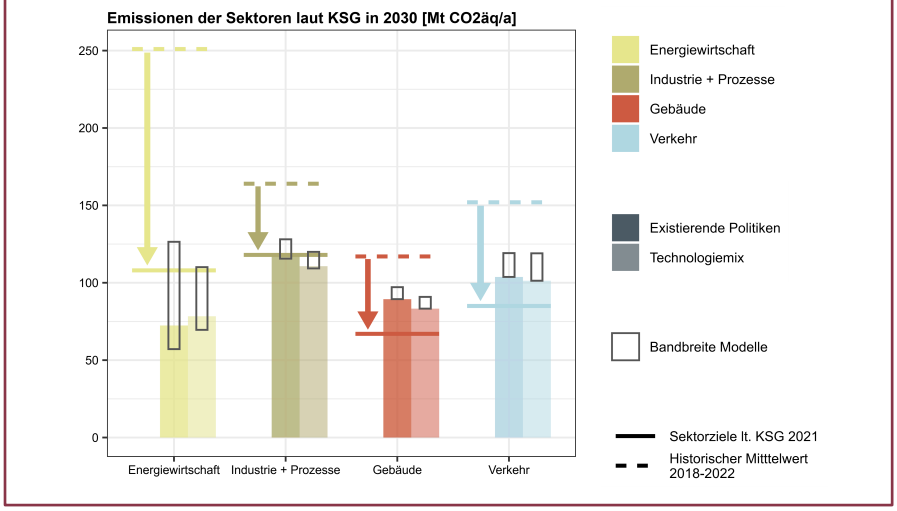
9 In den Modellen REMIND und REMod wird dieses Potential direkt in Deutschland genutzt. In PyPSA werden zusätzliche BECCS-Anlagen in EU-Nachbarländern errichtet und stattdessen die produzierten Biokraftstoffe importiert, weshalb die zusätzlichen negativen Emissionen nicht in der Bilanz auftauchen.

Abbildung 5.1: Sektorale Treibhausgasemissionen in Deutschland



links: zeitlicher Verlauf sektorspezifischer THG-Emissionen am Beispiel des Technologiemix-Szenarios in REMIND; rechts: Vergleich der THG-Emissionen in den Gesamtsystemmodellen und dem Hybridmodell[10] für die Jahre 2030 und 2045 in allen Szenarien; Modelle REMIND, PyPSA-DE und REMod;[11] historische Daten: Umweltbundesamt 2026a

Abbildung 5.2: Sektorale THG-Emissionen laut KSG-Zuschnitt aus dem jeweiligen Sektormodell



Darstellung in den Szenarien Technologiemix und Existierende Politiken[12] im Vergleich zu den Emissionen im Mittel der Jahre 2018 bis 2022 und den sektoralen Minderungszielen bis 2030 laut KSG-Novelle des Jahres 2021; Modelle PyPSA-DE, Forecast, REMod und Astra/Aladin; historische Daten: Umweltbundesamt 2026a

Das Risiko, dass das Zwischenziel für 2030 – eine Minderung der Emissionen um 65 % gegenüber 1990 – nicht erreicht wird, ist in der aktuellen Modellierung deutlich gestiegen (siehe Abbildung 5.2). Im Verkehrssektor und im Gebäudesektor werden die Sektorziele (Bundes-Klimaschutzgesetz 2021, heute nicht mehr nachsteuerungsrelevant) aufgrund der zu langsamen Transformation der vergangenen Jahre deutlich verfehlt. Zu demselben Ergebnis kommt auch der aktuelle Prüfbericht des Expertenrats (Expertenrat für Klimafragen 2026).
In der Energiewirtschaft ist durch die fortgesetzte zügige Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis 2030 eine weitere deutliche Minderung der Emissionen gegenüber 2025 zu erwarten. Wie stark diese ausfällt, variiert jedoch je nach Modell und Szenario.

Auch die Industrieemissionen liegen bis 2030 in der Modellierung der meisten Modelle unter dem sektorspezifischen Ziel laut KSG von 2021. Das liegt vor allem am reduzierten Energiebedarf durch den strukturellen Rückgang der industriellen Produktion seit 2020.

5.2 Energiebedarf und Dekarbonisierung der Stromerzeugung

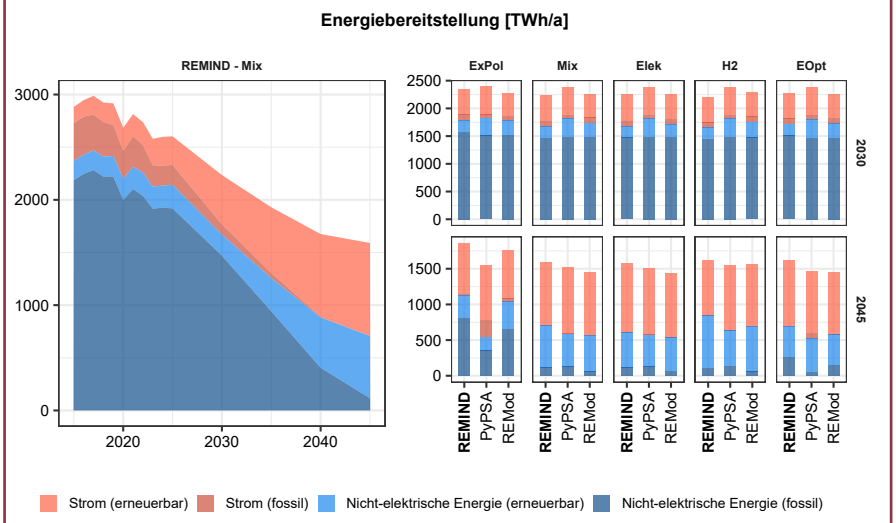
Im Jahr 2025 waren noch etwa 80 % der gesamten Energiebereitstellung in Deutschland fossilen Ursprungs. Insbesondere durch die schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung (bis 2035 ist Strom nahezu vollständig erneuerbar) und die Elektrifizierung sinkt der Einsatz fossiler Energieträger schon bis 2035 deutlich. Bis 2045 werden auch die

10 Das Hybrid-Modell kombiniert die Energienachfrage der Sektormodelle mit der Angebotsseite des Modells REMIND.

11 PyPSA-DE und REMod weisen nicht die Emissionen aller Sektoren aus. Für eine vollständige Emissionsbilanz wurden deshalb folgende Ergänzungen vorgenommen: REMod wurde um die Emissionen aus Industrieprozessen aus Forecast sowie die Emissionen aus Abfallwirtschaft, Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung und die negativen Emissionen aus REMIND ergänzt. PyPSA-DE berichtet Emissionen für Abfallwirtschaft als Teil der Energiewirtschaft; Emissionen für Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung wurden aus REMIND übernommen. Für die Modelle PyPSA-DE, REMod und Hybrid wurden die negativen Emissionen entsprechend der verbleibenden – teils exogenen – Emissionen skaliert.

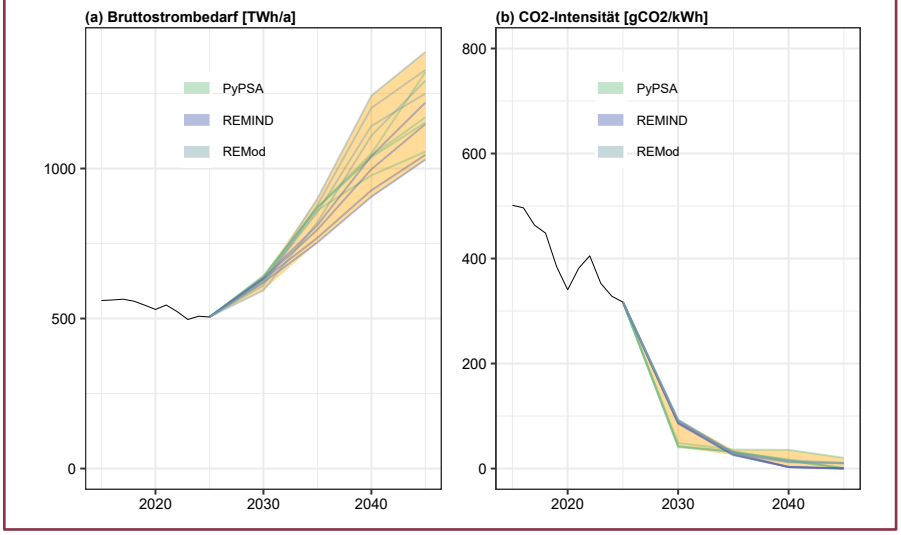
12 Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr: Modellergebnisse sind die sektoralen CO_2-Emissionen; in 2025 machen diese 97–99 % der THG-Emissionen aus. Industrie und Prozesse: Dargestellt sind anhand des Emissionsinventars kalibrierte THG-Emissionen der Industrie, die zusätzlich zu den Modellergebnissen F-Gase, THG-Emissionen aus Produktverwendung, Elektronik, Schmierstoffen und Lösungsmitteln sowie die THG-Emissionen aus dem Brennstoffbedarf für die Stromerzeugung in Industriekraftwerken enthalten. In der Energiewirtschaft sind die Emissionen im Szenario Existierende Politiken im Modell PyPSA-DE leicht höher als im Szenario Technologiemix. Das liegt daran, dass sich durch die schnellere Transformation der anderen Sektoren im Mix-Szenario etwas mehr Spielraum für die Energiewirtschaft ergibt.

Abbildung 5.3: Gesamte Energiebereitstellung nach Strom und Nicht-elektrischer Energie [13]



Darstellung unterschieden nach Strom und nicht elektrischer Energie sowie nach erneuerbaren oder fossilen Primärenergiequellen von 2025 bis 2045 im Modell REMIND und Szenario Technologiemix (links) und für alle Gesamtsystemmodelle und Szenarien für die Jahre 2030 und 2045 (rechts); Modelle REMIND, PyPSA-DE und REMod; Daten für 2015 bis 2025: AG Energiebilanzen 2026a

Abbildung 5.4: Entwicklung des Bruttostrombedarfs und der CO_2-Intensität



(a) Bruttostrombedarf (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) und (b) CO_2-Intensität der Stromerzeugung in Deutschland im Zeitraum 2025 bis 2045; Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle und Bandbreiten über alle Zielszenarien; historische Daten: AGEB 2026

verbleibenden nicht elektrischen Energiebedarfe weitgehend ohne fossile Energieträger gedeckt.

Der Anteil von Strom an der gesamten Energiebereitstellung beträgt in den Ariadne-Zielszenarien in 2045 48–64 %, der Anteil von Strom am Endenergiebedarf erreicht in 2045 53–74 % (2025: 20 %). Im Jahr 2045 ist der Energiemix in den Zielszenarien zu (teils deutlich) über 90 % emissionsfrei, mit Ausnahme des Szenarios *Erweiterter Optionenraum*, wo bis zu 16 % fossile Energie im Energiemix 2045 verbleiben.

Die effizientere Energienutzung durch E-Autos, Wärmepumpen, energetische Sanierung und Effizienzmaßnahmen in der Industrieproduktion führt zu einem Rückgang des gesamten Energiebedarfs in allen Zielszenarien um 38–45 % bis 2045 gegenüber 2025 (siehe Abbildung 5.3).

Die langsame Elektrifizierung im Verkehr und bei der Gebäudewärme in den letzten Jahren und das geringe Wirtschaftswachstum führen gegenüber dem Ariadne-Szenarienreport von 2025 zu einem langsamer wachsenden Strombedarf, insbesondere in den nächsten fünf bis zehn Jahren. In den aktuellen Ariadne-Szenarien erreicht der Strombedarf[14] 594–642 TWh/a bis zum Jahr 2030, was einem Anstieg um etwa 18–27 % gegenüber 2025 entspricht (2025: 505 TWh/a (AG Energiebilanzen 2026b)).

Bis zum Jahr 2045 steigt der Strombedarf deutlich an und erreicht in den Zielszenarien 1030–1390 TWh/a je nach Szenario und Modell. Gegenüber dem Jahr 2025 bedeutet das etwa eine Verdopplung des Strombedarfs.

Die Dekarbonisierung verläuft zügig. So sinkt bereits bis 2035 die CO_2-Intensität der Stromerzeugung in allen Szenarien auf etwa 25–35 g CO2/kWh. In den Zielszenarien sinkt dieser Wert dann bis zum Jahr 2045 weiter auf etwa

13 für Endenergiebedarf der Industrie, Gebäude und des Verkehrs inklusive des internationalen Schiffs- und Flugverkehrs und für stofflichen Bedarf der Industrie; für das Modell REMod wurden die stofflichen Bedarfe der Industrie aus dem Sektormodell Forecast ergänzt

14 dargestellt ist der Bruttostrombedarf ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke

0–10 g CO_2/kWh (mit Ausnahme des Szenarios *Erweiterter Optionenraum*, in dem durch verbleibende Backup-Stromerzeugung aus Erdgas die CO_2-Intensität im Modell PyPSA-DE noch 20 g CO_2/kWh beträgt (siehe Abbildung 5.4)).

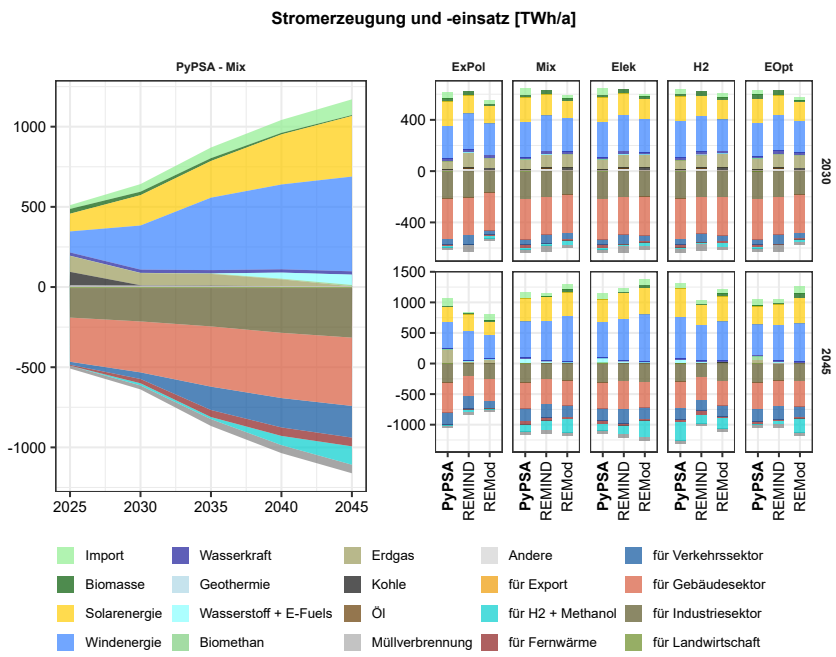
Die Transformation der Stromerzeugung in den Zielszenarien ist gekennzeichnet durch eine starke Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien und eine kontinuierliche Abnahme der fossilen Energiequellen. Bereits ab 2030 wird kaum noch Kohle verstromt. Fossiles Erdgas nimmt ab 2035 ab und die geringen Restmengen werden bis 2045 durch Biomethan ersetzt. Nur im Szenario *Erweiterter Optionenraum* des Modells PyPSA-DE verbleibt auch 2045 noch eine fossile Erdgasnutzung zur Erzeugung von etwa 50 TWh Strom.

Auch im Szenario *Existierende Politiken* kommt es zu einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung – allerdings nimmt die gesamte Stromnachfrage aufgrund der geringeren Elektrifizierung weniger stark zu und fossiles Erdgas wird in allen Szenarien weiterhin für die Backup-Stromerzeugung genutzt. Am ausgeprägtesten wird davon im Modell PyPSA-DE Gebrauch gemacht, während REMIND nahezu vollständig ohne fossiles Gas in der Stromerzeugung auskommt (siehe Abbildung 5.5).

Der kostenoptimale Ausbau der Erneuerbaren schreitet in allen Szenarien zügig voran. Windanlagen an Land folgen dabei den Zielen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), Windanlagen auf See und Solaranlagen wachsen etwas langsamer. Im Detail zeigen die Ergebnisse des Modells PyPSA-DE folgendes (siehe Abbildung 5.6):

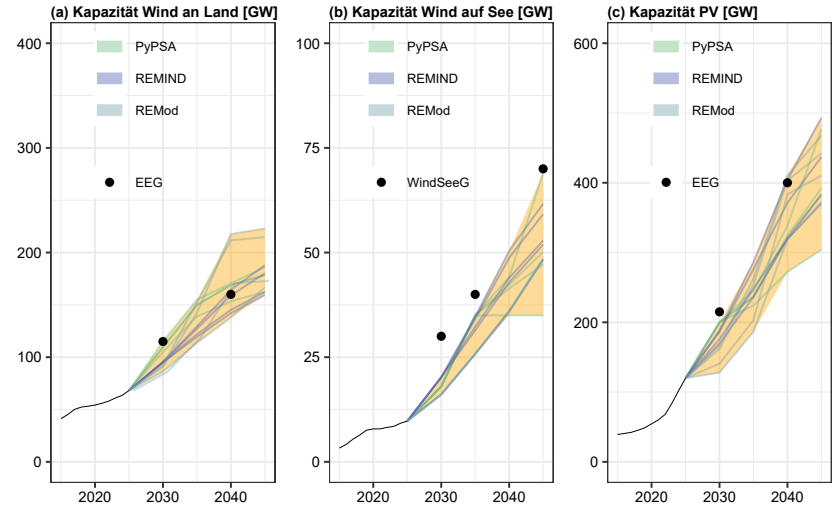
- Der optimale Ausbau von Wind an Land bewegt sich entlang der EEG-Ziele. Für 2045 erweisen sich sogar höhere Kapazitäten von etwa 175 GW als optimal.
- Der optimale Ausbau von Solaranlagen bewegt sich 2030 leicht unterhalb des EEG-Ziels. Insgesamt schreitet er in den meisten Modelläufen etwas langsamer voran als geplant und erreicht erst 2045

Abbildung 5.5: Stromerzeugung und -einsatz von 2025 bis 2045



für das Modell PyPSA-DE im Szenario Technologiemix (links) und für alle Gesamtsystemmodelle und Szenarien für die Jahre 2030 und 2045 (rechts); der Eigenverbrauch und die entsprechende Eigenerzeugung der Kraftwerke sind nicht dargestellt

Abbildung 5.6: Stromerzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien in Deutschland



im Zeitraum 2025 bis 2045 in Zielszenarien zur Klimaneutralität 2045; Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle und Bandbreiten über alle Zielszenarien; historische Daten: AG Erneuerbare Energien-Statistik 2026

das für das Jahr 2040 vorgesehene Zielniveau von etwa 400 GW. Die Offshore-Leistung liegt zwischen 35 und 60 GW, wobei das Szenario *Erweiterter Optionenraum* mit 35 GW die Untergrenze bildet und Technologiemix 50 GW erreicht

- Die Ausbauziele für Windenergieanlagen auf See für das Jahr 2030 sind aufgrund von Verzögerungen nicht mehr erreichbar. Der optimale Ausbau in den Modellen ist langsamer als im Windenergie-auf-See-Gesetz vorgesehen und endet meist deutlich unter dem für 2045 anvisierten Ziel von 70 GW.

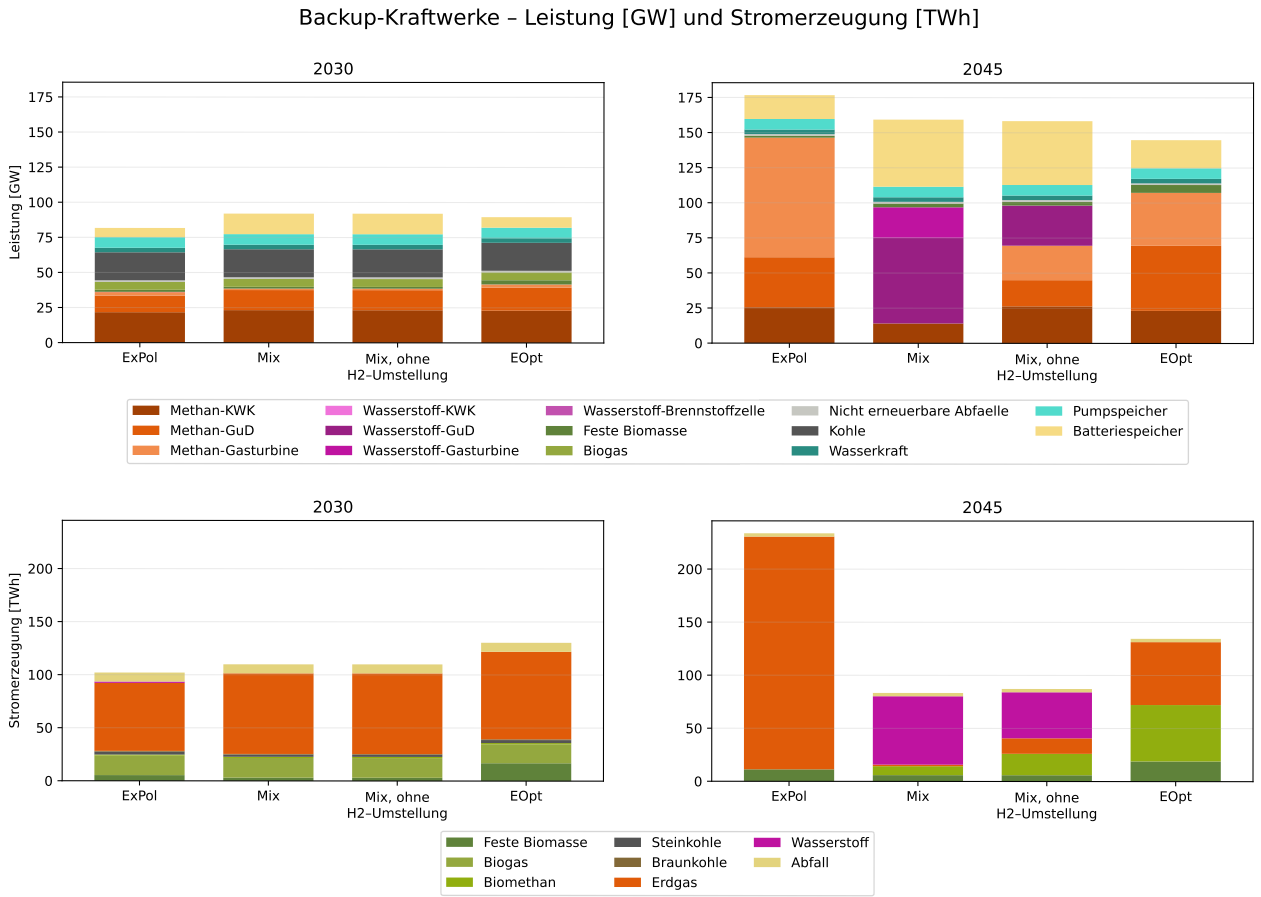
Das Modell PyPSA-DE ermöglicht dank seiner hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung einen genauen Blick auf die Zusammensetzung der Backup-Stromerzeugung (siehe Abbildung 5.7). Dabei zeigen sich im Jahr 2030 noch kaum Unterschiede zwischen den Szenarien. Im Jahr 2045 sieht das anders aus:

Im Szenario *Technologiemix* kommen vor allem Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz (83 GW) – unterstützt von 14 GW Methan-Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und 45 GW Batteriespeichern. Darüber hinaus stehen dem Modell zahlreiche nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, beispielsweise Batteriespeicher in E-Autos (439 GW Ladeleistung, 997 GWh Speicherkapazität, keine Rückeinspeisung). In diesem Szenario wird angenommen, dass im Jahr 2045 alle verbleibenden Methan-Kraftwerke ohne KWK auf Wasserstoff umgestellt werden müssen, um das Ziel der Klimaneutralität durch eine fast vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung zu stützen. In der Konsequenz wird der Großteil des benötigten Backup-Stroms mit Wasserstoff erzeugt, insgesamt 64 TWh.

Entfällt die erzwungene Umstellung auf Wasserstoff, sinkt die optimale Kapazität der Wasserstoffkraftwerke auf 29 GW und deren Erzeugung auf 43 TWh (siehe Abbildung 5.5, Szenario „Mix, ohne H_2-Umstellung"). In diesem Fall verbleiben 70 GW Methan-Kraftwerke, die 20 TWh Strom aus Biomethan und 15 TWh Strom aus fossilem Erdgas erzeugen – es verbleibt also ein kleiner Anteil an fossilem Erdgas im Stromsystem. Ein kompletter Verzicht auf Erdgas könnte durch den Einsatz von E-Biomethan möglich sein, für dessen Herstellung das überschüssige CO_2 im Biogas mit grünem Wasserstoff kombiniert wird, um die Methan-Ausbeute zu erhöhen. Es könnte sogar E-Biomethanol zum Einsatz kommen, das kaum Umstellungskosten mit sich bringt, aber zusätzliche Kosten verursacht.

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* wird ebenfalls Klimaneutralität erreicht, allerdings wird angenommen, dass zusätzliche Biomasseressourcen und CO_2-Senken zur Verfügung stehen und dass die Methan-Kraftwerke auch nicht auf

Abbildung 5.7: Backup- und Speicherkapazitäten sowie Backup-Stromerzeugung in den Szenarien *Existierende Politiken*, *Technologiemix*, *Technologiemix* ohne H_2-Umstellung[15] und *Erweiterter Optionenraum* für verschiedene Energieträger im Modell PyPSA-DE



15 Beim Szenario „Mix, ohne H_2-Umstellung" handelt es sich um eine Sensitivitätsrechnung zum Technologiemix-Szenario, die ausschließlich für die Abbildung 5.5 durchgeführt wurde.

Wasserstoff umgestellt werden müssen. Unter diesen Rahmenbedingungen erweisen sich 107 GW Methan-Kraftwerke als kostenoptimal, die etwa zur Hälfte mit Biomethan betrieben werden.
Im Szenario *Existierende Politiken* schließlich wird das Ziel der Klimaneutralität nicht erreicht und es werden im Vergleich zum Szenario *Erweiterter Optionenraum* noch zusätzlich 37 GW Methan-Kraftwerke zugebaut – der Großteil davon kostengünstige Gasturbinen, die nur in Knappheitsstunden eingesetzt werden. Da der CO_2-Preis im Ergebnis des Modells PyPSA-DE in diesem Szenario langfristig unter 100 EUR/tCO_2äq liegt, bleiben Gaskraftwerke in relativ vielen Stunden des Jahres am Strommarkt konkurrenzfähig und ihre Erzeugung steigt auf etwa 220 TWh/a. Als Energieträger kommt in den Gaskraftwerken fast ausschließlich fossiles Erdgas zum Einsatz.

Bei diesen Ergebnissen ist zu beachten, dass die Investitionskosten für neue Gaskraftwerke zuletzt deutlich gestiegen sind und Bestellungen lange Vorlaufzeiten benötigen (SP Global 2025). Die aktuelle Ariadne-Modellierung geht davon aus, dass sich die Preise schnell wieder auf das Niveau vor dem Boom zurückbewegen. Bleiben die Preise langfristig hoch, so sind auch deutliche Auswirkungen auf die optimale Zusammenstellung der Backup-Kraftwerke zu erwarten.

Durch den klimaneutralen Umbau der Stromerzeugung ergeben sich in den Zielszenarien langfristig höhere Strompreise als im Szenario *Existierende Politiken*. Bis zum Jahr 2030 zeigt PyPSA-DE einen Anstieg des Börsenstrompreises auf 92–95 EUR/MWh. In den Zielszenarien bleibt dieses Niveau danach stabil, im Szenario *Existierende Politiken* sinkt es zurück auf etwa 71 EUR/MWh. Eine Ausnahme bildet das Szenario *Erweiterter Optionenraum*, bei dem der anfängliche Anstieg langsamer ausfällt und der Strompreis sich langfristig bei etwa 88 EUR/MWh stabilisiert.

In der Energiewirtschaft entsteht vor allem durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der Netze ein erheblicher Investitionsbedarf für die Energiewende von 39–52 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045, wovon bereits 35 Mrd. EUR/a auch im Szenario *Existierende Politiken* anfallen.

Im Vergleich zum vorigen Ariadne-Report (Luderer et al. 2025) fällt der Investitionsbedarf in der Energiewirtschaft im Modell PyPSA-DE nochmals niedriger aus. Insbesondere der geringere Ausbau der Offshore-Windkraft (50 GW im Szenario *Technologiemix* und nur 35 GW im Szenario *Erweiterter Optionenraum*) verringert neben den direkten Einsparungen durch weniger Windanlagen auch den Ausbaubedarf bei den Stromnetzen signifikant, da weniger teure HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) nötig sind, um die Offshore-Erzeugung ins Netz zu integrieren. Die Einsparmöglichkeiten bei der Offshore-Anbindung betragen im Szenario *Technologiemix* fast 80 Mrd. Euro gegenüber dem Offshore-Teil des Netzentwicklungsplans (NEP) 2023. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes insgesamt fallen dann nur etwa 163 Mrd. Euro an und damit deutlich weniger als die im NEP 2023 vorhergesehenen 283 Mrd. Euro.

Abbildung 5.8: Durchschnittliche Börsenpreise für Strom je Szenario im Modell PyPSA-DE

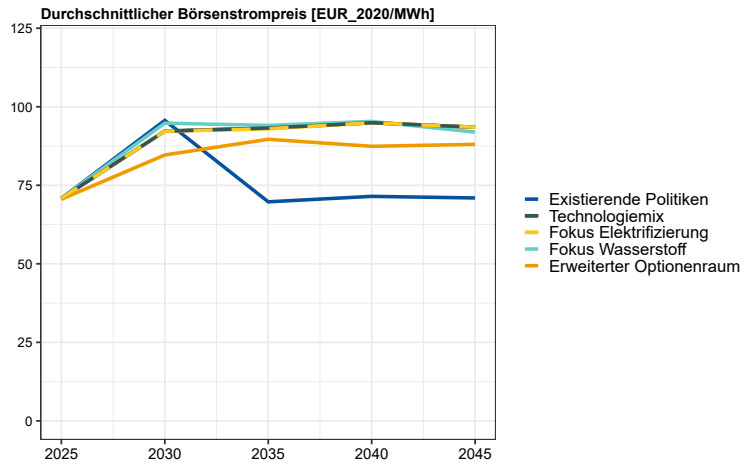
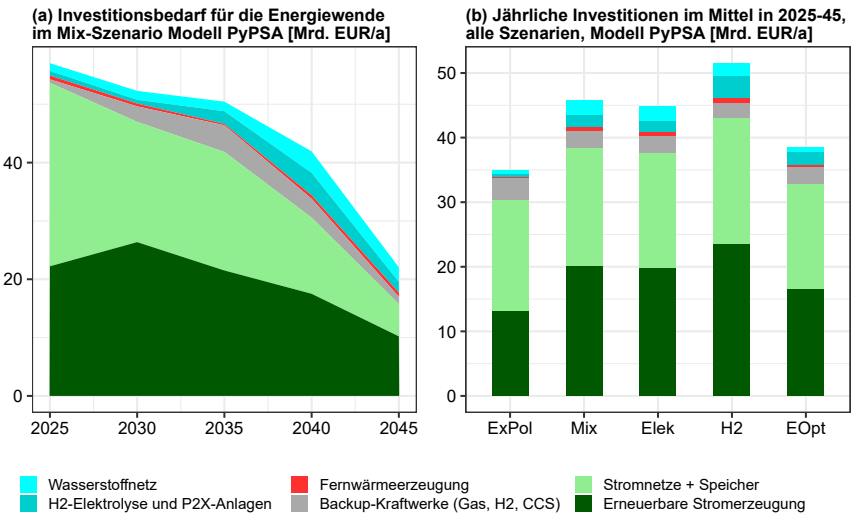


Abbildung 5.9: Jährliche Investitionsbedarfe für die Energiewende in der Energiewirtschaft[16]



im Szenario Technologiemix (links) und mittlere jährliche Investitionsbedarfe im Szenarienvergleich (rechts); Modell PyPSA-DE

16 ohne Ersatzinvestitionen

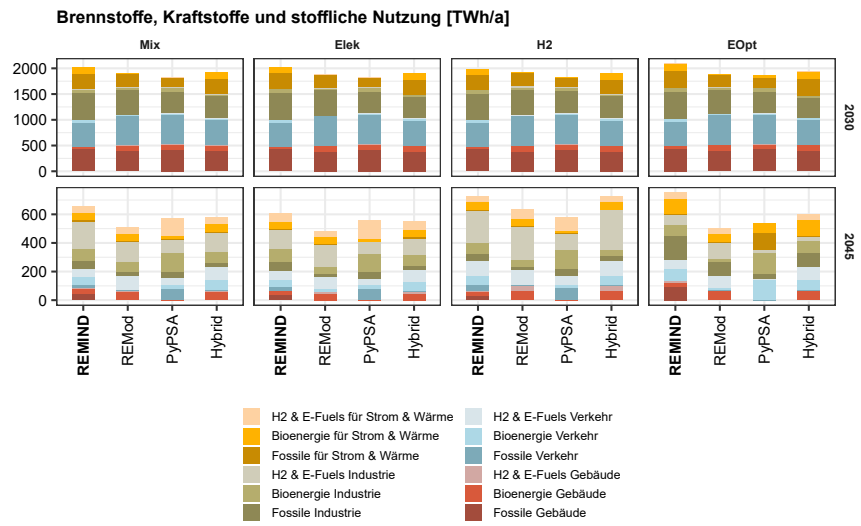
5.3 Grüne Moleküle und negative Emissionen

Trotz der weitgehenden Elektrifizierung der Energienutzung in allen Sektoren verbleibt im Jahr 2045 ein erheblicher Bedarf an Brenn- und Kraftstoffen sowie an Energieträgern für die stoffliche Nutzung in der Industrie. Dieser liegt je nach Modell und Zielszenario bei etwa 500–750 TWh pro Jahr. Die Bedarfe fallen hauptsächlich in der Industrie und im internationalen Flug- und Schiffsverkehr an. Auch in der Strom- und Wärmeerzeugung spielen Moleküle eine, wenn auch untergeordnete, Rolle (siehe Abbildung 5.10).

Um Klimaneutralität zu erreichen, werden von diesen nicht elektrischen und nicht durch Fernwärme gedeckten Energiebedarfen in den Ariadne-Zielszenarien im Jahr 2045 rund 400–700 TWh/a durch klimaneutrale Moleküle, also Bioenergie, Wasserstoff und E-Fuels, bereitgestellt. Den geringsten Bedarf an klimaneutralen Molekülen hat dabei innerhalb der Szenarien, je eingesetztem Modell, das Szenario *Erweiterter Optionenraum* (siehe Abbildung 5.11(b)).

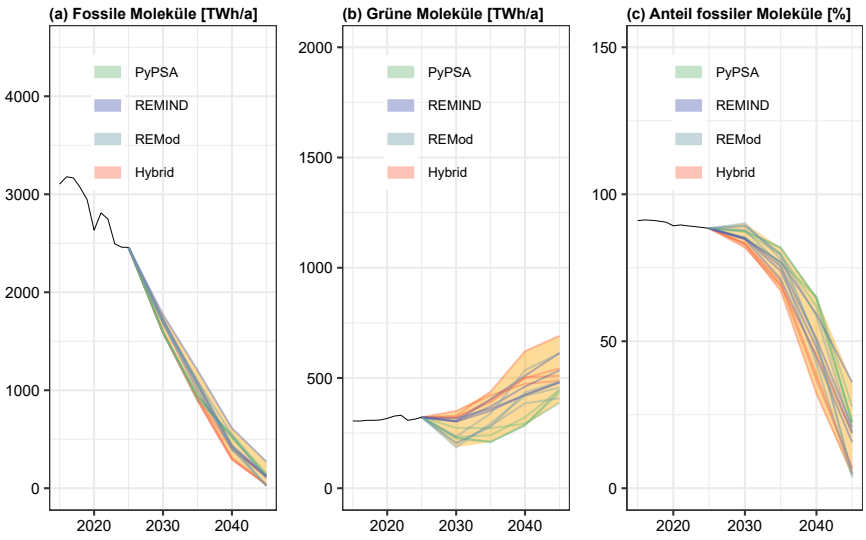
Fossile Brenn- und Kraftstoffe sowie Energieträger für die stoffliche Nutzung in der Industrie werden im Jahr 2045 in den Technologiefokus-Szenarien nur noch im Umfang von etwa 25–130 TWh/a eingesetzt, was einem Anteil von etwa 5–20 % am Bedarf für Brenn-, Kraft- und Rohstoffe entspricht. Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* verbleibt mit maximal 270 TWh/a im Modell REMIND mehr fossile Energie im Jahr 2045 im System (siehe Abbildung 5.11 (a), (c)).

Abbildung 5.10: Bedarf an Brennstoffen und Kraftstoffen



in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr (inklusive des internationalen Schiffs- und Flugverkehrs) sowie für die Erzeugung von Strom und Wärme und stoffliche Bedarfe der Industrie nach Energieträger in allen Zielszenarien, allen Gesamtsystemmodellen und dem Hybrid-Modell[17]

Abbildung 5.11: Bedarf an Molekülen für Endenergie

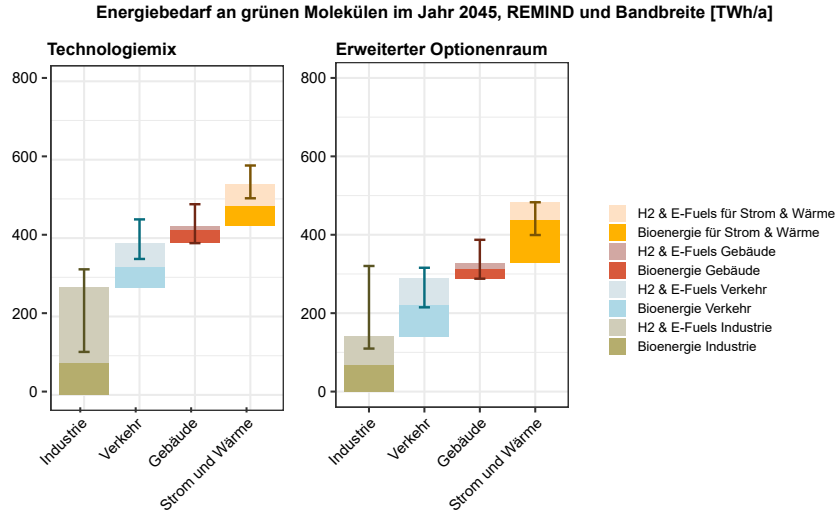


Endenergie (inklusive Schiffs- und Flugverkehr), Strom- und Wärmeerzeugung und als stoffliche Bedarfe der Industrie, (a) absolute fossile Bedarfe, (b) absolute nicht fossile Bedarfe und (c) Anteil der fossilen Energieträger am Gesamtbedarf an Molekülen; Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle und des Hybrid-Modells und Bandbreiten über alle Zielszenarien[18,19]*; historische Daten: AG Energiebilanzen 2026a; AG Erneuerbare Energien-Statistik 2026*

17 Die stofflichen Energiebedarfe sind für REMod aus dem Sektormodell Forecast übernommen; das Hybrid-Modell kombiniert die Energienachfrage der Sektormodelle.
18 Die stofflichen Energiebedarfe sind für REMod aus dem Sektormodell Forecast übernommen; das Hybrid-Modell kombiniert die Energienachfrage der Sektormodelle mit der Angebotsseite aus dem Modell REMIND.
19 Die hier vereinfacht als „grüne Moleküle" bezeichneten stofflichen Energieträger umfassen sehr unterschiedliche Technologien auf Basis von Biomasse oder aus erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff. Dabei erzeugen heutige Biokraftstoffe über ihren Lebenszyklus hinweg relativ hohe CO_2-Emissionen. Die Modellierung unterstellt einen Übergang hin zu kohlenstoffärmeren Erzeugungspfaden für Biokraftstoffe, wodurch sich in den Jahren 2030 und 2035 übergangsweise auch eine geringe Verfügbarkeit ergeben könnte (Millinger et al. 2018).

Der geringere Bedarf an klimaneutralen Molekülen im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ergibt sich in erster Linie und über alle Modelle hinweg aufgrund der strukturellen Anpassungen der industriellen Produktion. Im Modell REMIND sinkt der industrielle Bedarf für Wasserstoff und E-Fuels im Jahr 2045 gegenüber dem Szenario *Technologiemix* um fast 65 %. Auch der gesamte Bedarf an Wasserstoff und E-Fuels ist knapp 40 % geringer. Gleichzeitig wird zusätzliche nachhaltige Bioenergie im Szenario *Erweiterter Optionenraum* für zusätzliche Biokraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr und zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt (insgesamt etwa 65 TWh/a in 2045 mehr). Aus beiden Effekten ergibt sich ein um gut 10 % reduzierter Bedarf an klimaneutralen Molekülen in REMIND im Jahr 2045 gegenüber dem Szenario *Technologiemix* (siehe Abbildung 5.12).

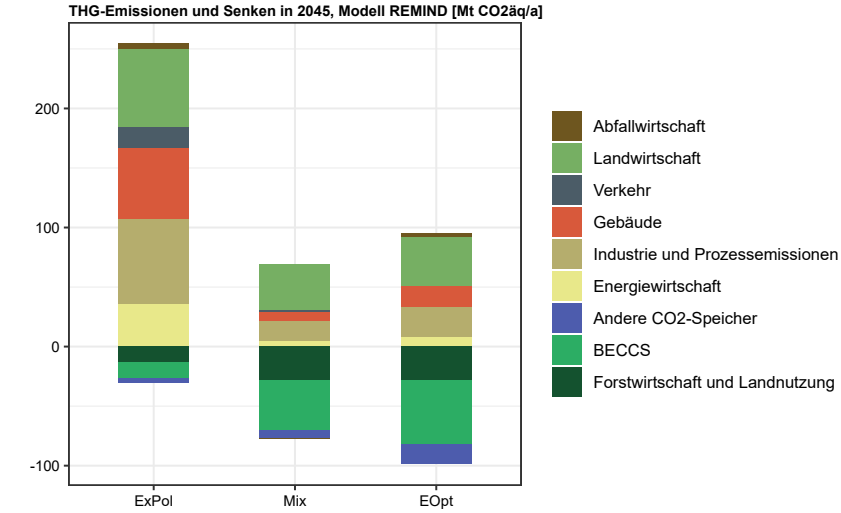
Abbildung 5.12: Vergleich des Bedarfs an grünen Molekülen



je Sektor für die Szenarien Technologiemix (links) und Erweiterter Optionenraum (rechts) jeweils aus dem Modell REMIND und Bandbreite über alle Zielszenarien und alle Gesamtsystemmodelle plus Hybrid-Modell[20]

Auch in der Strom- und Wärmeerzeugung lässt sich Wasserstoff einsparen, indem man auf die Umstellung der Back-up-Kraftwerke von Methan auf Wasserstoff verzichtet, wie es sich im Szenario *Erweiterter Optionenraum* des Modells PyPSA-DE als optimal erweist. In Kombination mit der niedrigeren Nachfrage in der Industrie ergibt sich dann eine sehr geringe Auslastung des Wasserstoff-Kernnetzes von unter fünf Prozent. Unter diesen Umständen ist es fraglich, ob sich das Wasserstoff-Kernnetz allein aus den Nutzungsentgelten refinanzieren kann. Schließlich verbleiben in allen betrachteten Szenarien im Jahr 2045 restliche, nicht oder nur sehr kostenintensiv vermeidbare Emissionen, wie beispielsweise Methan und Lachgas aus der Landwirtschaft und restliche fossile Emissionen, insbesondere aus Industrieprozessen. Um Netto-Null-Emissionen zu erreichen, ist daher der Ausgleich dieser Emissionen durch natürliche und technische CO_2-Senken notwendig (siehe Abbildung 5.13)

Abbildung 5.13: Treibhausgasemissionen und negative Emissionen im Jahr 2045 in den Szenarien *Existierende Politiken*, *Technologiemix* und *Erweiterter Optionenraum* aus dem Modell REMIND im Vergleich



Das Potenzial der CO_2-Aufnahme von Wäldern und Mooren ist in allen Ariadne-Szenarien auf 28 Mt CO_2/a begrenzt. Dazu kommen negative Emissionen, die vor allem durch das Auffangen und Speichern von CO_2 bei der Umwandlung von Biomasse (BECCS) entstehen, aber auch durch die direkte Entnahme und Speicherung von CO_2 aus der Luft (DACCS) und die Herstellung von Pflanzenkohle, die CO_2 dauerhaft bindet (Biochar, ausschließlich im Szenario *Erweiterter Optionenraum*). Auch die technischen Senken unterliegen Restriktionen, weil die entsprechende CO_2-Abscheidungs- und Speicherungsinfrastruktur (innerhalb Deutschlands sowie in relevanten Nachbarländern) bisher kaum ausgebaut ist und ihr schneller Ausbau erhebliche technisch-regulatorische Herausforderungen mit sich bringt. Einer entsprechenden Skalierung bis 2045 wären deshalb selbst unter hohem politischem Druck und starken Wachstumsraten Grenzen gesetzt. In den Technologiefokus-Szenarien werden im Jahr 2045 knapp 50 Mt CO_2/a technische CO_2-Senken erreicht, davon etwa 40 Mt CO_2/a durch BECCS. Für die Technologiefokus-Szenarien ergeben sich so

20 Die stofflichen Energiebedarfe sind für REMod aus dem Sektormodell Forecast übernommen; das Hybrid-Modell kombiniert die Energienachfrage der Sektormodelle mit der Angebotsseite aus dem Modell REMIND. Im Szenario EOpt besteht die Option, bei der Erzeugung von Pflanzenkohle Wärme zu gewinnen.

insgesamt negative Emissionen in Höhe von etwa 75 Mt CO_2äq/a in 2045.

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist sowohl die Verfügbarkeit von geologischen Speichern für CO_2 erhöht als auch eine beschleunigte Skalierung der Technologien zur CO_2-Entnahme und -Speicherung angenommen, sodass sich in diesem Szenario die technischen Senken im Modell REMIND auf bis zu 70 Mt CO_2/a im Jahr 2045 erhöhen. Zusammen mit dem CO_2 Aufnahmepotenzial von Wäldern und Mooren stehen im Szenario *Erweiterter Optionenraum* also knapp 100 Mt CO_2äq/a an negativen Emissionen zur Erreichung der Klimaneutralität in 2045 zur Verfügung.

Das führt zu einem etwas geringeren Transformationsdruck und entsprechend höheren verbleibenden CO_2-Emissionen vor allem im Gebäudesektor und in der Industrie in 2045, was dazu beiträgt, dass die Vermeidungskosten im Szenario *Erweiterter Optionenraum* insgesamt niedriger ausfallen.

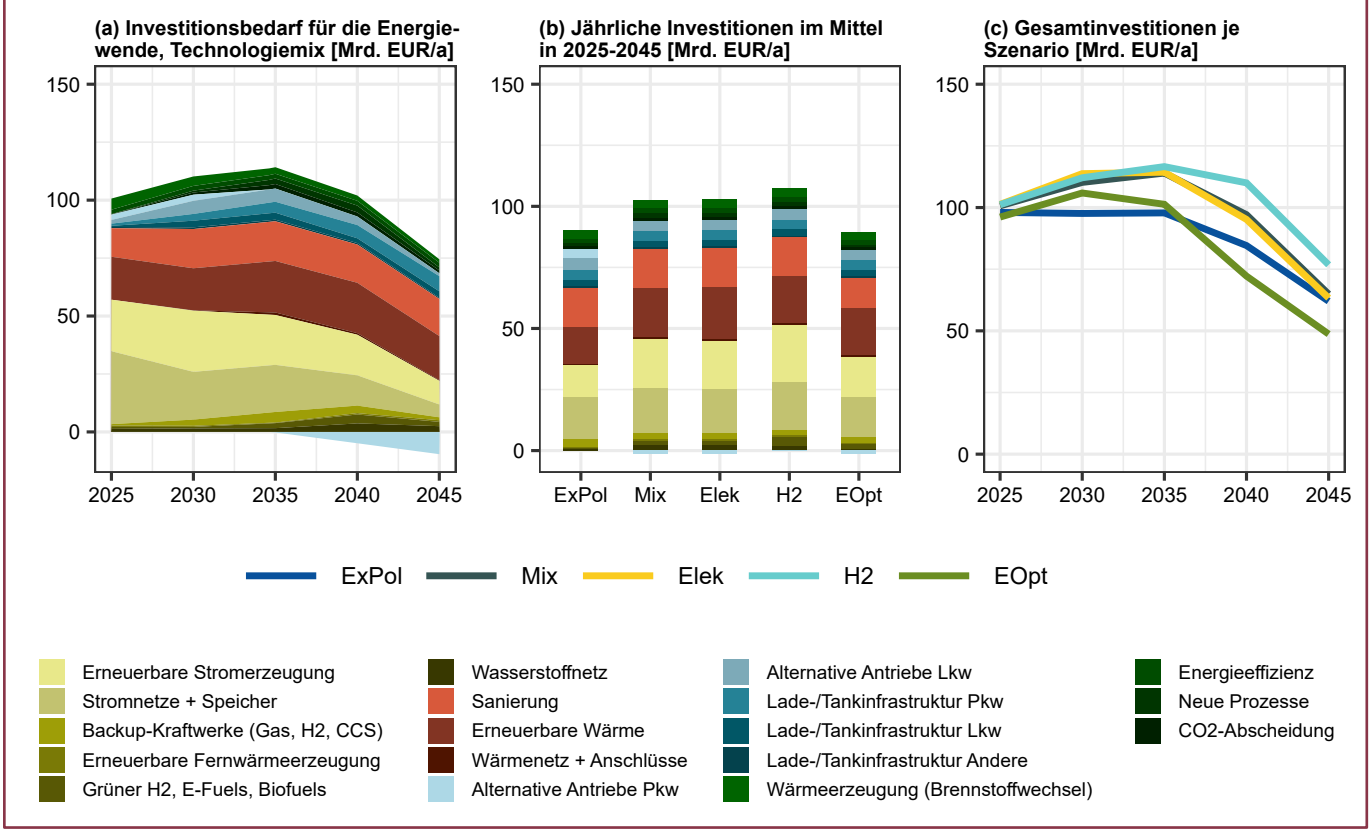
5.4 Investitionsbedarfe für die Energiewende und Kosten

Um Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, sind erhebliche Investitionen notwendig. Die hier beschriebenen Investitionsbedarfe für die Energiewende umfassen Investitionen in klimafreundliche Technologien in der Gebäudewärme, der Industrie und der Energiewirtschaft, in die Antriebswende sowie Investitionen zur Ermöglichung der Energiewende (zum Beispiel in den Ausbau der Stromnetze und in Ladeinfrastruktur) und sonstige Investitionen, die auf Emissionsminderung abzielen.

In den Technologiefokus-Szenarien besteht im Mittel der Jahre 2025 bis 2045 ein jährlicher Investitionsbedarf in Höhe von etwa 101–107 Mrd. EUR/a, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Etwa 90 Mrd. EUR/a, also rund 85–90 % dieser Investitionen, werden dabei auch im Szenario *Existierende Politiken* getätigt. Bis 2035 wachsen die jährlichen Investitionsbedarfe an, danach sinken sie bis 2045 (siehe Abbildung 5.14). Diese Dynamik der Transformation folgt einem bekannten Muster: Wenn kurzfristig ein Investitionsstau durchbrochen wird, nehmen die Mehrinvestitionen längerfristig deutlich ab.

Der größte Teil der Investitionen entfällt dabei auf die Energiewirtschaft mit 45–52 Mrd. EUR/a. Darunter fallen insbesondere der Ausbau der Erneuerbaren, der Backup-Stromerzeugung und der Netze. Ähnlich hoch sind die Ausgaben für die klimaneutrale Gebäudewärme, darunter die energetische Sanierung, der Heizungstausch und der Ausbau der erneuerbaren Fernwärme, mit 36–38 Mrd. EUR/a je nach Szenario. Deutlich geringer sind die Investitionen mit knapp 10–11 Mrd. EUR/a im Verkehrssektor und etwa 8,5 Mrd. EUR/a in der Industrie. Im Verkehrssektor werden hier nur die Mehrinvestitionen für die elektrischen Antriebe der Pkw und Lkw der Energiewende zugerechnet; bei einer vollständigen Anrechnung der Gesamtausgaben für neue Fahrzeuge wäre dieser Posten deutlich größer.

Abbildung 5.14: Investitionsbedarfe für die Energiewende der Sektoren aus den jeweiligen Sektormodellen und aus PyPSA-DE für die Energiewirtschaft, (a) jährliche Investitionsbedarfe, (b) Investitionsbedarfe im Mittel pro Jahr in 2025 - 45 je Szenario, (c) im Verlauf je Szenario



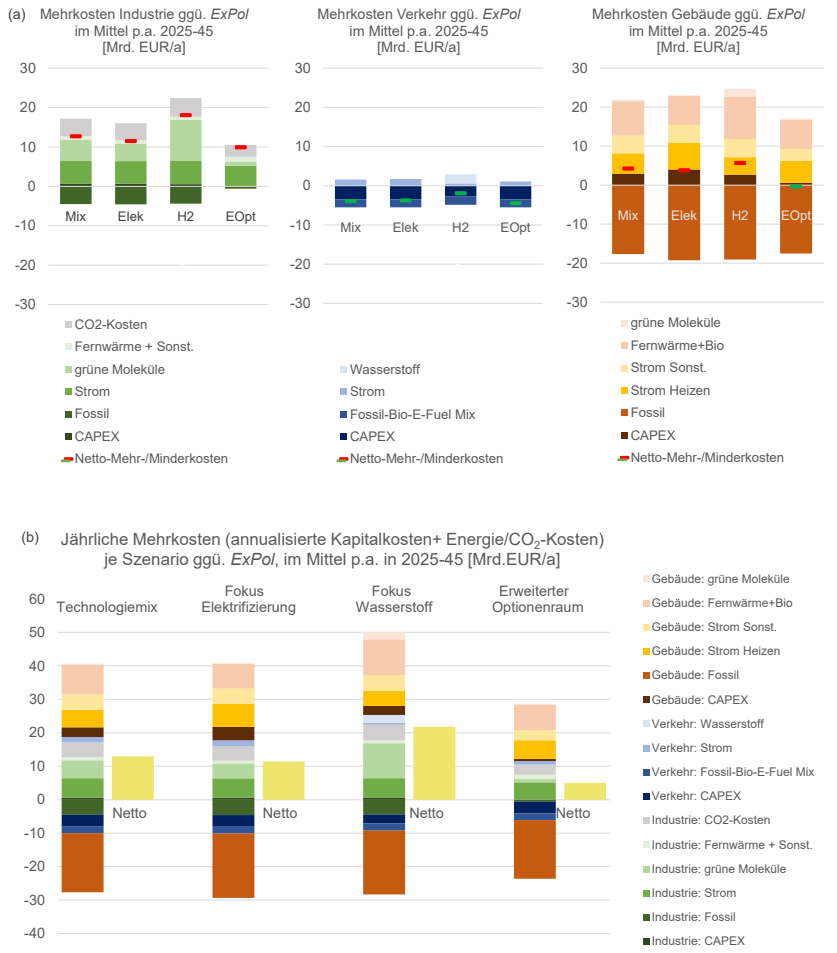
Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* reduzieren sich die Investitionen in die Energiewende auf etwa 88 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045, vor allem durch geringere Investitionen in die erneuerbare Stromerzeugung, die Netze, die energetische Gebäudesanierung und die Industrie-Transformation. Beim Vergleich mit den anderen Szenarien ist zu beachten, dass dieses Szenario eine geringere Industrieproduktion und damit auch eine geringere Bruttowertschöpfung beinhaltet.

Aus der Summe der auf Jahresbeträge umgelegten (annualisierten) Investitionen[21] und der jährlichen Ausgaben für Energie in den Sektoren ergeben sich die Netto-Mehrkosten der Energiewende jedes Zielszenarios gegenüber den Netto-Kosten, die bereits im *Szenario Existierende Politiken* anfallen würden – dem Szenario das die Klimaneutralität auf Basis bestehender Klimaschutzmaßnahmen und -politiken nicht erreicht. Die Netto-Mehrkosten der Zielszenarien sind also die notwendigen Mehrkosten für die Erreichung der Klimaneutralität. Sektoral aufgeschlüsselt fallen mit 10–18 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045 die höchsten Mehrkosten in der Industrie an, da dort hohe Ausgaben für grüne Moleküle und CO_2-Kosten geringeren Einsparungen bei fossilen Energieträgern gegenüberstehen. Im Gebäudesektor liegen die jährlichen Netto-Mehrkosten der Energiewende im Schnitt bei bis zu 6 Mrd. EUR/a. Dort stehen insbesondere zusätzliche Ausgaben für Sanierung und Heizungstausch sowie für Strom und Fernwärme den Einsparungen bei fossiler Energie gegenüber. Der Verkehrssektor weist schließlich im Mittel der Jahre 2025 bis 2045 in allen Szenarien Netto-Einsparungen auf (2–4,5 Mrd. EUR/a), was vor allem aus den langfristig geringeren Anschaffungskosten für E-Fahrzeuge gegenüber Verbrennern folgt (siehe Abbildung 5.15 (a)).

Über alle Sektoren in Summe betragen die Netto-Mehrkosten der Zielerreichung in den Technologiefokus-Szenarien im Mittel in den Jahren 2025 bis 2045 etwa 11,5–22 Mrd. EUR/a. Dabei ist das Szenario *Fokus Elektrifizierung* etwas günstiger als das Szenario *Technologiemix* und das Szenario *Fokus Wasserstoff* fast doppelt so teuer (siehe Abbildung 5.15 (b)).

Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* sind die Netto-Mehrkosten für die Energiewende mit etwa 5 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045 noch einmal deutlich geringer. Vor allem führt in diesem Szenario der geringere Bedarf an grünen Molekülen zu deutlich geringeren Energiekosten in der Industrie, auch wenn die Einsparungen bei den fossilen Energien gegenüber den anderen Szenarien nicht so groß sind. Dazu kommen in allen Sektoren geringere Mehrkosten für erneuerbaren Strom und Fernwärme. Demgegenüber stehen in diesem Szenario besondere Herausforderungen und Risiken, die in den Mehrkosten der Energiewende nur insoweit abgebildet sind, wie sie auch Investitionen oder Energieeinsatz betreffen. Diese Herausforderungen und Risiken bestehen etwa in einer stärkeren Abwanderung energieintensiver Industrie, der Nachhaltigkeit des großskaligen einheimischen Biomasse-Anbaus bzw. des Biomasse-Imports sowie der schnelleren Skalierung von CO_2-Transport und -Speicherinfrastruktur.

Abbildung 5.15: Jährliche Netto-Mehrkosten für die Energiewende in den Zielszenarien gegenüber dem Szenario Existierende Politiken



Summe aus den annualisierten Investitionen und energiebedingten operativen Kosten für die Energiewende in den Zielszenarien gegenüber dem Szenario Existierende Politiken im Mittel der Jahre 2025 bis 2045; oben: je Sektor aus dem jeweiligen Sektormodell, unten: in Summe über alle Sektoren[22]

21 verwendete Zinssätze: 8 % in der Industrie, 5 % im Verkehr und 4 % im Gebäudesektor

22 Die Mehrkosten für Strom ergeben sich aus dem höheren Strombedarf in den Zielszenarien gegenüber dem Szenario Existierende Politiken und einem 5–15 % höheren Strompreis für die Endkundschaft bzw. die Industrie, basierend auf Ergebnissen für den Börsenstrompreis des Modells PyPSA-DE. Das Szenario Erweiterter Optionenraum wird bei der Berechnung der Mehrkosten mit einem Szenario Existierende Politiken mit entsprechend geringerer Industrieproduktion verglichen.

6. FAZIT UND HANDLUNGS-EMPFEHLUNGEN

Die Aktualisierung der Ariadne-Szenarien zeigt, dass die Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 weiterhin möglich ist, wenn konsequent die Kernelemente einer kosteneffizienten Transformation verfolgt werden: (a) weitgehende Elektrifizierung der Endenergie, (b) zügige Dekarbonisierung der Stromerzeugung, (c) Einsatz grüner Moleküle für nicht elektrifizierbare Bedarfe und (d) ein begrenzter Ausgleich schwer vermeidbarer THG-Emissionen durch CO_2-Senken.

In zunehmendem Maße ist der Erfolg der Energiewende vom Tempo bei der Elektrifizierung und von der Vermeidung weiterer Investitionen in fossile Technologien in den Endnutzungssektoren abhängig. Die schleppende Transformation der letzten Jahre im Verkehr und bei der Beheizung von Gebäuden führt in der aktuellen Modellierung dazu, dass die sektoralen Minderungsziele für den Verkehrs- und Gebäudesektor bis 2030 laut KSG-Novelle von 2021 deutlich verfehlt werden, und droht auch bis 2045 erhebliche Mehremissionen zu verursachen. Auch das Risiko einer sektorübergreifenden Zielverfehlung bis 2030 ist gestiegen.

In allen Szenarien bleiben der fortgesetzte zügige Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, der bis 2035 zu einem nahezu CO_2-freien Strommix führt, und die Integration der Erneuerbaren in das Energiesystem wesentlicher Bestandteil der kosteneffizienten Transformation.

Die Ausbauziele für PV und Onshore-Wind werden zumeist erreicht, eine Begrenzung von Offshore-Wind auf etwa 45–60 GW bis 2045 ergibt sich in den Technologiefokus-Szenarienals optimal. Der Aufbau von Stromspeicherkapazität, die Flexibilisierung der Nachfrage und die integrierte Infrastrukturplanung auf Basis regionaler Strompreise reduzieren die Kosten der Energiewende in der Energiewirtschaft und für die Endkundschaft.

Trotz weitgehender Elektrifizierung ist in den Ariadne-Szenarien der Einsatz klimaneutraler, nicht elektrischer Energieträger wie Wasserstoff, E-Fuels und Bioenergie im Umfang von 400–700 TWh/a im Jahr 2045 notwendig. Wie hoch der Bedarf genau ist und wie er sich auf die Sektoren verteilt, unterscheidet sich je nach Szenario und Modell deutlich. Robust in allen Szenarien ist hingegen das Ergebnis, dass wasserstoffbasierte Moleküle teuer sind und Bioenergie begrenzt verfügbar ist, weshalb diese Energieträger nur dort eingesetzt werden, wo keine anderen Optionen zur Emissionsminderung zur Verfügung stehen.

Schließlich zeigen die Technologiefokus-Szenarien, dass für die Energiewende jährlich ein Investitionsvolumen von im Schnitt 101–107 Mrd. EUR/a notwendig ist. Etwa 90 % davon fallen bereits im Szenario mit aktuell bestehenden Klimaschutzpolitiken und -maßnahmen an. Die Netto-Mehrkosten für die Verbrauchenden, die Industrie und die öffentliche

Hand, die sowohl Investitionen als auch energiebezogene Kosten berücksichtigen und die Mehrkosten gegenüber dem Szenario *Existierende Politiken* beschreiben, liegen in den Technologiefokus-Szenarien bei 11,5–22 Mrd. EUR/a, wobei das Szenario mit der stärksten Elektrifizierung am günstigsten ist.

Das Szenario *Erweiterter Optionenraum* setzt bei den teuersten Vermeidungsoptionen an und untersucht, welche Spielräume bestehen, um die Kosten der Energiewende weiter zu senken und etwas mehr Flexibilität für die letzten Schritte zur Klimaneutralität zu schaffen. Gegenüber dem Szenario *Technologiemix* erreicht das Szenario *Erweiterter Optionenraum* einen gut 10 % geringeren Investitionsbedarf und halbiert insgesamt die Netto-Mehrkosten der Energiewende von etwa 13 Mrd. EUR/a im Szenario *Technologiemix* auf etwa 5 Mrd. EUR/a im Mittel der Jahre 2025 bis 2045. Als besonders wirksame Hebel zur Senkung der Kosten der Energiewende erweisen sich die folgenden Aspekte, die das Szenario *Erweiterter Optionenraum* im Detail untersucht:

Import von energieintensiven Vorprodukten: In der Industrie fallen die höchsten Mehrkosten für die klimaneutrale Produktion beim Einsatz grüner Moleküle an, die zum Beispiel als Rohstoffe in der Grundstoffchemie benötigt werden. Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* werden daher 50 % des Ethylens und 100 % des Ammoniaks für die Chemieindustrie aus dem Ausland importiert und die Primärstahlerzeugung wird um 70 % reduziert, zugunsten von Eisenschwamm-Import und höherer Produktion von Sekundärstahl. Zusätzlich werden verbleibende Rohstoffe in der Chemieindustrie nicht durch klimaneutrale Moleküle ersetzt, sondern bleiben fossil. Das führt zu etwa 20 % geringeren kumulierten Energiekosten in der Industrie bis 2045.

Geringere Sanierungstiefe im Gebäudesektor: Im Gebäudesektor können eine geringere Tiefe der energetischen Sanierung, die auch die Sanierung auf den Gebäudetyp EH 100 zulässt, und der konsequente Fokus auf den Tausch fossiler Heizungen im Szenario *Erweiterter Optionenraum* die Netto-Mehrkosten der Energiewende um etwa 5 Mrd. EUR/a reduzieren. Es ist dabei zu beachten, dass der entsprechend höhere Strombedarf, insbesondere Lastspitzen im Winter durch das Heizen, zu erhöhten Anforderungen an die erneuerbare Stromerzeugung führt.

Erhöhtes Biomassepotenzial: Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist eine erhöhte Verfügbarkeit von bis zu 1.800 PJ/a Primärenergie angenommen (2025: etwa 1.200 PJ/a), die teils heimisch, aber auch durch Biomasseimporte erreicht wird. Das führt zu einem geringeren Bedarf an wasserstoffbasierten Molekülen in der Industrie und im internationalen Flug- und Schiffsverkehr. Außerdem entfällt die Umstellung auf neue Verfahren in bestimmten Branchen der Industrie. Beides reduziert die Kosten und den Transformationsdruck in diesen Bereichen.

Methan zur Backup-Stromerzeugung: Infrastrukturkosten in der Energiewirtschaft werden im Szenario *Erweiterter Optionenraum* weiter begrenzt, indem die notwendige Backup-Stromerzeugung bis 2045 nicht auf Wasserstoff umgestellt wird. Stattdessen werden im Jahr 2045 etwa 110 TWh/a Backup-Strom mit Methan erzeugt, das etwa zur Hälfte aus biogenen und zur anderen Hälfte aus fossilen Quellen stammt. Die entstehenden CO_2-Emissionen müssen durch erhöhte negative Emissionen ausgeglichen werden.

Erhöhter CO_2-Ausgleich durch negative Emissionen: Im Szenario *Erweiterter Optionenraum* ist die Summe der verfügbaren CO_2-Senken um etwa 25 Mt CO_2/a im Jahr 2045 erhöht, was den Ausgleich von verbleibenden fossilen CO_2-Emissionen erweitert. Das eröffnet die Möglichkeit, fossile Energie in begrenztem Umfang in Anwendungen zuzulassen, bei denen jede zusätzlich vermiedene Tonne CO_2 hohe Kosten (Grenzvermeidungskosten) verursachen würde. Diese umfassen insbesondere spezifische Industrieprozesse, Restbedarfe an Brennstoffen für die Gebäudewärme sowie die Backup-Stromerzeugung.

Insgesamt eröffnet das Szenario *Erweiterter Optionenraum* zusätzliche Spielräume, die mehr Flexibilität für die besonders herausfordernden und kostenintensiven finalen Schritte auf dem Weg zur Klimaneutralität schaffen. Allerdings ist zu beachten, dass diese zusätzliche Flexibilität nur unter bestimmten Voraussetzungen erreicht werden kann. Beispielsweise ist dazu ein beschleunigter Hochlauf von CCS und CO_2-Entnahme-technologien notwendig. Vor dem Hintergrund historisch stark verzögerter Hochskalierungen sowie eines hohen Anteils gescheiterter CCS-Projekte (Kazlou et al. 2024) unterliegt dieser Pfad beträchtlichen Umsetzungsrisiken und birgt ein erhebliches Potenzial für Zielverfehlungen. Das Szenario birgt zudem Herausforderungen, die sich zum Beispiel durch die teilweise Abwanderung energieintensiver Industrie und die erhöhte Erzeugung nachhaltiger Bioenergie ergeben.

Schließlich sind die zusätzlichen Optionen des Szenarios *Erweiterter Optionenraum* jeweils in ihrem Umfang begrenzt und an die Bedingung geknüpft, dass alle weniger kostenintensiven Elemente eines effizienten Transformationspfades grundsätzlich umgesetzt werden. Insbesondere die weitgehende Elektrifizierung der Endenergienutzung und die fortgesetzte zügige Dekarbonisierung der Stromerzeugung sind essentieller Bestandteil auch dieses Szenarios – es ergeben sich in den Wintermonaten durch geringere Gebäudesanierungsraten tendenziell sogar höhere Anforderungen an das Stromsystem, die berücksichtigt werden müssen.

Handlungsempfehlungen

Die folgenden Handlungsempfehlungen sind eine Auswahl von Maßnahmen, die einen Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität leisten können und sich insbesondere aus dem hier beschriebenen Szenarien-Update ergeben. Für detaillierte Einblicke in die Ergebnisse des Kopernikus-Projekts Ariadne sowie konkrete Empfehlungen für die sektoralen Transformationen lohnt sich ein Blick in den Ariadne-Abschlussbericht „Die Grand Challenges“ (Schenk 2026)

Die **Elektrifizierung von Anwendungen** in den Verbrauchssektoren ist der zentrale Hebel für die Erreichung der Klimaneutralität. **Dafür gilt es, Investitionen**

von fossilen Technologien, wie Verbrennungsmotoren und Gaskesseln, hin zu klimafreundlichen Alternativen wie E-Pkw und Wärmepumpen umzuleiten.

Dabei spielen Förderprogramme wie die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) oder auch die Prämien für E-Autos eine zentrale Rolle, wenn die Anfangsinvestitionen für klimafreundliche Alternativen über denen der fossilen Technologien liegen. Eine **soziale Staffelung der Förderungen**, wie in den oben genannten Programmen bereits angelegt, ist sinnvoll, um die **Kosten für die öffentlichen Haushalte zu begrenzen** und **besonders einkommensschwache Gruppen** gezielt zu unterstützen.

Ebenfalls sollten Politikinstrumente zur **Mobilisierung der Angebotsseite**, wie beispielsweise die CO_2-Standards für Fahrzeuge oder Heizungssysteme (zum Beispiel der angedachte Clean Heat Market Mechanism), als wichtiger Bestandteil des Instrumentenmixes beibehalten bzw. eingeführt werden.

Zudem ist das **Verhältnis von Strom- und Gaspreisen** eine zentrale Stellschraube für den Betrieb strombasierter Anwendungen. Eine **Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß**, wie von der Regierung im Koalitionsvertrag beabsichtigt, ist sinnvoll.

Auch der **Europäische Emissionshandel (EU-ETS1) sowie das zweite Emissionshandelssystem EU-ETS2** für den Gebäude- und Verkehrssektor sind zentrale Hebel, da sie die Betriebskosten strombasierter Systeme kontinuierlich attraktiver machen werden. Für die aktuelle Reform des EU-ETS1 ist daher zentral, dass Investitionsanreize für klimafreundliche Technologien sowie die Glaubwürdigkeit des Instruments erhalten werden. Die für 2028 vorgesehene Einführung des EU-ETS2 sollte wie geplant umgesetzt werden.

Neben den Bemühungen um eine verstärkte Elektrifizierung ist der **Ausbau von erneuerbaren Energien** die zweite entscheidende Säule für die Erreichung der Klimaneutralität. Insbesondere Freiflächen-PV und Windenergie an Land sind die kostengünstigsten Optionen für eine Dekarbonisierung des Stromsystems und sollten höher priorisiert werden. Der Ausbau der Erneuerbaren sollte daher entschlossen vorangetrieben werden, ebenso der Ausbau der Netze. Die politischen Bemühungen für eine Synchronisierung der Prozesse sollten nicht zu einer Verlangsamung beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten führen.

Für einen kostenoptimalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten könnte auch die **Aufhebung der einheitlichen Gebotszone** im deutschen Strommarkt sorgen. **Regional differenzierte Strompreise** könnten dort Anreize für eine Ansiedlung von Erzeugungsanlagen und Flexibilität setzen, wo sie Engpässen entgegenwirken.

Mit fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und Elektrifizierung wird zudem eine **Flexibilisierung des Stromverbrauchs** zunehmend wichtig. Zeitlich und regional differenzierte **Preissignale** können Verbrauchende dazu bewegen, ihren Stromverbrauch anzupassen. Eine zentrale Bedingung ist die **Digitalisierung**, insbesondere in Verteilnetzen, sowie eine Ausweitung des Angebots zeitlich variabler Stromtarife.

Der Einsatz von **Wasserstoff und anderen grünen Molekülen** wird in einigen Teilen der Industrie sowie im Flug- und Schiffsverkehr eine Rolle spielen und ist ein entscheidender Kostenfaktor für die Transformation. Trotz bestehender Unsicherheiten für die tatsächlichen Bedarfe muss der **Markthochlauf, beispielsweise auch über grüne Leitmärkte für die Stahl- und Chemieindustrie, entschieden vorangetrieben werden**. Mit einer konsequenten Elektrifizierung sowie zusätzlichen Anstrengungen bei der CO_2-Infrastruktur kann der Ausbau des Wasserstoffkernnetzes deutlich reduziert werden.

Die Szenarien zeigen, dass die Erreichung der Klimaneutralität auch auf den **Hochlauf von technischen CO_2-Entnahme-Technologien sowie auf die Abscheidung von CO_2, seinen Transport und seine unterirdische Speicherung** angewiesen ist. Der Markthochlauf der dazugehörigen Technologien muss vorangetrieben werden. Ein wichtiger Schritt ist hier die aktuelle EU-Reform zur Einbeziehung von negativen Emissionen in den europäischen Emissionshandel. Darüber hinaus wird gezielte Technologieförderung notwendig sein, um den Einstieg und Markthochlauf von CO_2-Entnahme und CO_2-Speicherung zu beschleunigen.

Kohlenstoff aus nachhaltiger Biomasse wie biogenen Abfällen oder Reststoffen ist ein knappes Gut. Der **Einsatz von Biomasse muss dort priorisiert werden, wo nachhaltiger Kohlenstoff wirklich gebraucht wird**: zur CO_2-Entnahme, zur Herstellung energiedichter Treibstoffe oder zur stofflichen Nutzung in der Industrie. Der zielgerichtete Einsatz trägt zur Begrenzung der Kosten der Energiewende bei.

Literaturangaben

AG Energiebilanzen (2026a) Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 - 2025

AG Energiebilanzen (2026b) Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2025

AG Erneuerbare Energien-Statistik (2026) Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Agora Think Tanks (2024) Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Agora Energiewende, Berlin

BMF (2025) Investitionssofortprogramm Deutschland: Mehr Wachstum und Wettbewerbsfähigkeit

BMUKN (2026) Neues E-Auto-Förderprogramm mit sozialer Staffelung: Zuschüsse für Neuzulassungen ab 1.1.2026. https://www.bundesumweltministerium.de/pressemitteilung/neues-e-auto-foerderprogramm-mit-sozialer-staffelung-zuschuesse-fuer-neuzulassungen-ab-1-januar-2026

BMWE (2025) Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2026) Wärmepumpen-Absatz wächst im ersten Halbjahr auf 195.000 Anlagen. https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpen-absatz-waechst-im-ersten-halbjahr-auf-195000-anlagen/

BuVEG (2026) Sanierungsquote 2025: Talfahrt für energetische Gebäudesanierung geht weiter. https://buveg.de/pressemeldungen/sanierungsquote-2025-talfahrt-fuer-energetische-gebaeudesanierung-geht-weiter/

dena (2021) dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur GmbH

Destatis (2026) Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html

Expertenrat für Klimafragen (2026) Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2025 und zu den Projektionsdaten 2026

Fleiter T, Rehfeldt M, Herbst A, et al (2018) A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. Energy Strategy Reviews 22:237–254. https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.09.005

GModG (2026) GebäudemodernisierungsGesetz

IRENA (2026a) Renewable capacity statistics 2026

IRENA (2026b) Renewable Power Generation Costs 2025

Kazlou T, Cherp A, Jewell J (2024) Feasible deployment of carbon capture and storage and the requirements of climate targets. Nat Clim Chang 14:1047–1055. https://doi.org/10.1038/s41558-024-02104-0

kfw (2026) BEG Wohngebäude Kredit Effizienzhaus. https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000004854_M_261.pdf

Kraftfahrt-Bundesamt (2026) Neuzulassungen von Personenkraftwagen (Pkw) im Jahresverlauf 2026 nach Marken und alternativen Antrieben

KSG (2021) Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

Link S, Stephan A, Speth D, Plötz P (2024) Rapidly declining costs of truck batteries and fuel cells enable large-scale road freight electrification. Nat Energy 9:1032–1039. https://doi.org/10.1038/s41560-024-01531-9

Luderer G, Bartels F, Brown T, et al (2025) Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Potsdam Institute for Climate Impact Research

Millinger M, Meisel K, Budzinski M, Thrän D (2018) Relative Greenhouse Gas Abatement Cost Competitiveness of Biofuels in Germany. Energies 11:615. https://doi.org/10.3390/en11030615

Plötz P, Link S, Morrison K, et al (2026) Statistical Analysis of price and market trends of battery electric and combustion engine vehicles in Germany from 2020 to 2025

Prognos, Stiftung Klimaneutralität (2025) Auswirkungen unterschiedlicher Sanierungsraten auf das Energiesystem und seine Kosten.

Schenk A, Hoff L, Schöberlein P, et al (2026) Die Grand Challenges der Energiewende. Sechs Jahre Energiewendeforschung: Bilanz und Perspektiven. Potsdam Institute for Climate Impact Research

SP Global (2025) US gas-fired turbine wait times as much as seven years; costs up sharply. https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply

Umweltbundesamt (2026a) Treibhausgasemissionen in Deutschland

Umweltbundesamt (2026b) Verkehrsinfrastruktur und Fahrzeugbestand. https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltzustand-trends/verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeugbestand#pkw-bestnde-und-neuzulassungen-nach-kraftstoffart

Umweltbundesamt (2026c) Treibhausgas-Projektionen 2026 – Ergebnisse kompakt

Wieden MB der, Stobbe M, Braungardt S (2026) Klimaneutraler Gebäudebestand: Wer muss und kann wie viel investieren?

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (2026) Energetische Ertüchtigung der Gebäudehülle, Wechsel zu klimaneutraler Wärmeversorgung und Auswirkungen auf das Energiesystem

ZIV (2025) Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks

Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @ariadneprojekt.bsky.social

 Kopernikus-Projekt Ariadne

 ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMFTR auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 26 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klima-folgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Technische Universität Nürnberg | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung