

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Ressortforschung

Forschungskennzahl 37K2 44 201 0

FB001745

Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026

2. Auflage

von

Andreas Kemmler, Sven Kreidelmeyer, Jan Limbers,
Sebastian Lübbers, Fabian Muralter
Prognos AG, Basel, Berlin, Wien

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Verantwortlich für die Zusammenstellung der Rahmendaten:

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
CH 4052 Basel

Abschlussdatum:

Februar 2026

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehnemann, Marcel Koßmann, Maximilian Pagel, Karlotta Schultz,
Kerstin Berger - Layout

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8386>

Dessau-Roßlau, März 2026

2. Auflage – inhaltliche Änderungen: ergänzt um Kapitel 6 zu den Endverbrauchspreisen für Energie

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026

Dieses Dokument beinhaltet die übergreifenden Rahmendaten für die Projektionen 2026. Diese umfassen zum einen die demografische und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Zum anderen werden Energiepreise, Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate und Preise für den Transport und die Speicherung von CO₂ abgeleitet. Ebenfalls Teil der Rahmendaten sind die Endverbrauchspreise für Energie.

Abstract: Greenhouse gas projections 2026 for Germany – Modelling data

This document comprises overarching modelling data for the projections 2026. These include on the one hand data on the demographic and economic development. On the other hand, energy prices, prices for GHG emission certificates as well as prices for the transport and storage of CO₂ are derived. The framework data also includes end-user prices for energy.

Dieses Dokument stellt eine Fortschreibung und Ergänzung der Veröffentlichung Kemmler et al. (2025) dar. Einige Teile des Textes sind aus dieser Veröffentlichung entnommen, andere wurden grundsätzlich überarbeitet und die Text entsprechend angepasst. Tabellen und Abbildungen sind mit den neuen Rahmendaten und weiteren für die Einordnung verwendeten Daten befüllt.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	10
1 Einleitung.....	12
2 Demografische und ökonomische Rahmendaten	13
2.1 Demografische Entwicklung.....	13
2.2 Ökonomische Entwicklung.....	16
3 Energiepreisprojektionen	23
3.1 Vorbemerkungen	23
3.2 Zusammenfassung der als Rahmendaten für die Projektionen 2026 vorgeschlagenen Primärenergiepreise.....	24
3.3 Details zu Preisprojektionen für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff	25
3.3.1 Großhandelspreise für Rohöl.....	26
3.3.2 Großhandelspreise für Erdgas	28
3.3.3 Großhandelspreise für Steinkohle	29
3.3.4 Großhandelspreise für Wasserstoff.....	31
4 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS 1 und CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie.....	34
4.1 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS 1	34
4.2 Entwicklung der CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie	37
5 CO ₂ -Transport und -Speicherung	41
5.1 Regulatorischer Rahmen in Deutschland.....	41
5.2 CO ₂ -Transport	41
5.3 CO ₂ -Speicherung	42
5.4 Kosten CO ₂ -Transport- und -Speicherung.....	43
6 Endverbrauchspreise für Energie	49
6.1 Einleitung	49
6.2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise	49
6.2.1 Abschätzung des Preisaufschlags durch Zwischenhändler (Beschaffung), Vertriebskosten und Margen.....	49
6.2.2 CO ₂ -Preise auf fossile Energieträger	49
6.2.3 Weitere grundlegende Annahmen	50
6.3 Detaillierte Implementierung der Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026.....	52

6.3.1	Erdölbasierte Produkte	52
6.3.2	Erdgas.....	52
6.3.3	Strom.....	53
6.3.4	Fernwärme.....	54
6.3.5	Wasserstoff	55
6.4	Finale Endverbrauchspreise für Energie	57
6.4.1	Preise für Erdölprodukte.....	57
6.4.2	Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen	58
6.4.3	Endverbrauchspreise für Strom	59
6.4.4	Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen	61
6.4.5	Feste und gasförmige Biomasse	62
6.4.6	Fernwärme.....	62
	Quellenverzeichnis	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bevölkerungsprojektionen im Vergleich	15
Abbildung 2:	Wachstumszerlegung der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung	19
Abbildung 3:	Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026	27
Abbildung 4:	Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026	29
Abbildung 5:	Großhandelspreise Steinkohle, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026	30
Abbildung 6:	Großhandelspreise Wasserstoff bzw. Herstellungskosten, aktuelle Niveauschätzung und Projektionen, sowie Empfehlung für die Projektionen 2026.....	33
Abbildung 7:	Preise für CO ₂ im EU-ETS 1 sowie nach BEHG (EU-ETS 2), historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026	35
Abbildung 8:	CCS-Prozessketten	43
Abbildung 9:	Kostenentwicklung CO ₂ -Transport und -Speicherung.....	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Variation der demografischen Komponenten in der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.....	13
Tabelle 2:	Veränderung des Bruttoinlandproduktes (inflationsbereinigt) in Deutschland in verschiedenen Projektionen in Prozent pro Jahr	20
Tabelle 3:	Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2026, Absolutwerte.....	21
Tabelle 4:	Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2026, durchschnittliche Veränderung in Prozent pro Jahr	22
Tabelle 5:	Annahmen zu Großhandelspreisen der Energieträger zu Preisen von 2024 (EUR/MWh Hi), 2024-2050	24
Tabelle 6:	Empfehlung für die Projektionen 2026: Großhandelspreise Wasserstoff.....	33
Tabelle 7:	Empfehlung für die Projektionen 2026 und Vergleich mit den Projektionen 2025: Historische Entwicklung und Projektion für den Preis für CO ₂ im EU-ETS 1	37

Tabelle 8:	Empfehlung für die Projektionen 2026: CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie	39
Tabelle 9:	Annahmen Kosten CO ₂ -Transport und -Speicherung, Bandbreiten	45
Tabelle 10:	Entwicklung CO ₂ -Transport- und Speicherkosten (Bandbreiten)	46
Tabelle 11:	Entwicklung der Preise für die Erdölprodukte Benzin, Diesel und leichtes Heizöl	57
Tabelle 12:	Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband	58
Tabelle 13:	Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband	59
Tabelle 14:	Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen	61
Tabelle 15:	Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel	62
Tabelle 16:	Entwicklung des Preises für Fernwärme, ohne MwSt.	62

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr (annum)
AP	Announced Pledges
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BioCCS	Biomass use with carbon capture and storage; Biomassenutzung in Kombination mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
C.A.R.M.E.N.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk
CCS	Carbon Capture and Storage; CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilization; CO ₂ -Abscheidung und Nutzung z.B. in chemischen Prozessen
CDM	Clean Development Mechanism
CO₂	Kohlendioxid
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage; Direkte CO ₂ -Abscheidung aus der Atmosphäre und Speicherung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
en2x	Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.
EUA	EU Allowance
EU COM	Europäische Kommission
EU-ETS (EU-EHS)	EU-Emissionshandelssystem
EUR	Euro
FID	Finale Investitionsentscheidung
GJ	Gigajoule
Hi	unterer Heizwert (Hi)
Hs	oberer Heizwert / Brennwert (Hs)
ICE	Intercontinental Exchange
JI	Joint Implementation

Abkürzung	Erläuterung
JRC	Joint Research Centre
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MSR	Marktstabilitätsreserve
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
MWSt	Mehrwertsteuer
NCV	Net Calorific Value (unterer Heizwert Hi)
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
NETC	Network costs (Netzentgelte)
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin, erneuerbare Brenn- und Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs
StBA	Statistisches Bundesamt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
WAM	With Additional Measures
WEM	With Existing Measures
WEO	World Energy Outlook
WG	Wassergehalt

1 Einleitung

Die Rahmendaten, die in diesem Bericht vorgestellt werden, beschreiben die Entwicklung wichtiger Einflussfaktoren auf das Energiesystem bis zum Jahr 2050. Der vorliegende Rahmendatenbericht beschreibt die in den Treibhausgas-Projektionen 2026 unterstellte demografische und ökonomische Entwicklung in Deutschland bis 2050. Die Rahmendaten umfassen zudem die Großhandelspreise wichtiger Energieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff) sowie die CO₂-Preise im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) und im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS). Ebenfalls Teil der Rahmendaten sind Annahmen zu Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂. Die Kosten der CO₂-Abscheidung hängen sehr stark von der Anwendung, bzw. der CO₂-Quelle ab. Aus diesem Grund werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung nicht im Rahmendatenbericht dokumentiert, sondern im Teilbericht zu den zentralen sektorbezogenen Annahmen beschrieben.

Die hier vorliegende 2. Auflage des Berichts zu den Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2026 enthalten auch die Endverbrauchspreise für Energie sowie die maßgeblichen Annahmen zu relevanten Preisbestandteilen (u.a. Netzentgelte, Steuern, Abgaben). Die zentrale Grundlage für die Endverbrauchspreise bilden die in Kapitel 3 beschriebenen Großhandelspreise.

Die Rahmendaten werden jährlich bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. In diesem Bericht sind ausgewählte Stichjahre dargestellt. Die vollständigen Zeitreihen werden im Data Cube des UBA (Data Cube des Umweltbundesamtes (UBA), 2026) gleichzeitig mit dem Bericht veröffentlicht.

Vorerst wird mit den Rahmendaten nur das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 2026 erstellt.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: Kapitel 2 beschreibt die demografischen und ökonomischen Rahmendaten. In Kapitel 3 folgt die Darstellung der Energiepreisprojektionen auf Ebene des Großhandels. Anschließend wird Kapitel 4 die Entwicklung der CO₂-Preise im europäischen und im nationalen Emissionshandelssystem beschrieben. In Kapitel 5 folgt die Diskussion der Annahmen zu den CO₂-Transport- und Speicherkosten. Die Endverbrauchspreise für Energie sind in Kapitel 6 dargestellt.

Ergänzend zu den hier vorgestellten Rahmendaten werden zum Vergleich die Rahmendaten der letztjährigen Treibhausgas-Projektionen 2025 (Kemmler et al. 2025) sowie alternative Projektionen bzw. Quellen dargestellt.

2 Demografische und ökonomische Rahmendaten

2.1 Demografische Entwicklung

Die Veränderung der Bevölkerung ist eine wichtige Determinante für die Entwicklung der Treibhausgase. Es besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsgröße und den Treibhausgasemissionen, z. B. durch die Nutzung von Kraft- und Brennstoffen für Transport- und Heizzwecke. Zudem wirkt die Bevölkerungsdynamik auf das Wirtschaftswachstum und damit auch indirekt auf die Entwicklung der Treibhausgase in den verschiedenen Sektoren bzw. Wirtschaftsbereichen.

Für die Treibhausgas-Projektionen werden keine eigenen Bevölkerungsvorausberechnungen erstellt. Wir greifen hierfür auf die 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung (15. kBv) zurück, welche das Statistische Bundesamt in mehreren Varianten 2022 veröffentlicht hat (StBA 2023). Die Vorausberechnung basiert auf dem Bevölkerungsstand vom 31. Dezember 2021, welcher von den Ergebnissen des Zensus 2011 ausgehend fortgeschrieben wurde.

Die 16. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung wird voraussichtlich im Dezember 2025 veröffentlicht und kann aufgrund der zeitlichen Restriktionen nicht verwendet werden.

Die Annahmen zu den drei demografischen Komponenten Geburtenhäufigkeit, Lebenserwartung und Wanderungssaldo definieren die jeweils gerechnete Variante in der Vorausberechnung. Das Statistische Bundesamt unterscheidet hier jeweils drei Ausprägungen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Variation der demografischen Komponenten in der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung

	Geburtenhäufigkeit	Lebenserwartung	Wanderungssaldo
Niedrig (1)	1,44 Kinder je Frau (G1)	Jungen 82,6 Mädchen 86,1 (L1)	150 Tsd. Personen (W1)
Moderat (2)	1,55 Kinder je Frau (G2)	Jungen 84,6 Mädchen 88,2 (L2)	250 Tsd. Personen (W2)
Hoch (3)	1,67 Kinder je Frau (G3)	Jungen 86,4 Mädchen 90,1 (L3)	350 Tsd. Personen (W3)

Quelle: Statistisches Bundesamt (2023)

Die in Tabelle 1 angegebenen Ausprägungen sind Zielwerte, welche in der Vorausberechnung ausgehend vom zum Zeitpunkt der Erstellung der Vorausberechnung aktuellen statistischen Rand (2021) sukzessive erreicht werden.

Die Geburtenhäufigkeit betrug 2021 1,58 Kinder je Frau, dieser Wert sank tatsächlich gemäß der aktuellen Bevölkerungsstatistik bis 2024 auf 1,35 Kinder je Frau. Diese Kenngröße ist damit selbst in der niedrigen Ausprägung (1,44 Kinder je Frau) in der Vorausberechnung leicht überzeichnet. Der Wanderungssaldo lag 2021 bei 329 Tsd. Personen und stieg in den beiden Folgejahren aufgrund des Ukraine-Krieges auf 1.462 bzw. 663 Tsd. Personen an. Infolge der restriktiven Migrationspolitik und der verhaltenen wirtschaftlichen Entwicklung sank der Wanderungssaldo am aktuellen Rand deutlich: Auf Basis der bis Juni 2025 vorliegenden

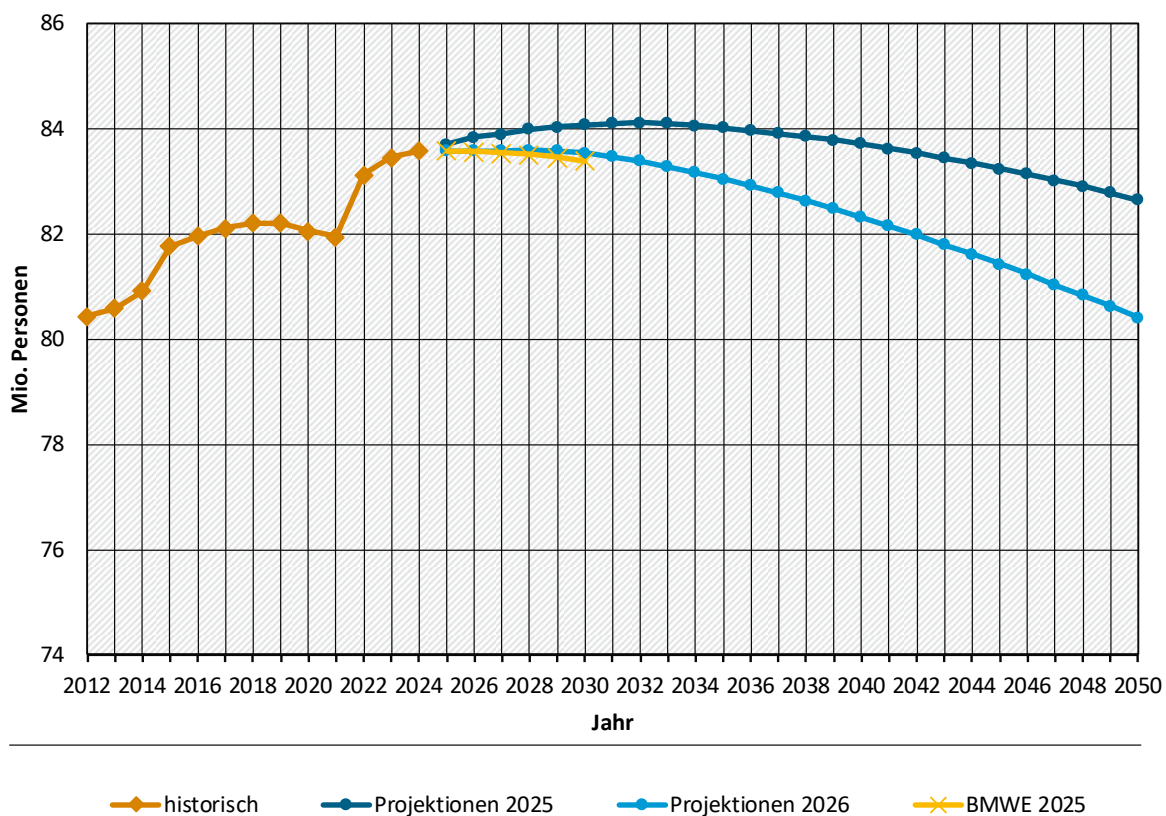
Monatswerte erwarten wir für das Gesamtjahr 2025 einen Saldo zwischen 180 und 230 Tsd. Personen.

Für die Treibhausgas-Projektionen 2026 werden die Ergebnisse der 15. kBv allgemein wie folgt modifiziert bzw. verwendet:

- ▶ Statistische Ausgangsbasis der Bevölkerungsprojektion ist die Bevölkerungsfortschreibung (ex-post) auf Basis des Zensus 2022, welche als durchgehende Zeitreihe von 2012 bis 2024 vorliegt (jeweils zum 31. Dezember eines Jahres).
- ▶ Der Bevölkerungsstand vom 31. Dezember 2024 wird für die Folgejahre mit den Altersübergängen (nach Einzelalter und Geschlecht differenziert) einer noch zu spezifizierenden Variante der 15. kBv dynamisiert (aus den n-jährigen eines Jahres werden mit der entsprechenden Übergangsquote der 15. kBv die n+1-jährigen des Folgejahres).
- ▶ Die Geburten werden mittels einer vereinfachten Geburtenrate (Geburten je Tsd. Frauen im Alter 15-49 Jahre) festgelegt. Hierbei unterstellen wir eine lineare Annäherung des statistischen Ausgangswertes 2024 in Höhe von 39,9 Geburten je Tsd. Frauen an den entsprechenden Wert der gewählten Variante der 15. kBv bis 2028 (44,9 Geburten je Tsd. Frauen in der moderaten Variante G2). Die Aufteilung der Geburten nach Geschlecht entspricht der Quote in der 15. kBv (Anteil Mädchen: 48,7 %).
- ▶ Für die letztjährigen Treibhausgas-Projektionen 2025 wurde die mittlere Variante des Wanderungssaldos W2 (250 Tsd. Personen p.a.) verwendet. Wir gehen davon aus, dass migrationsfeindliche Positionen in der Politik und in der Bevölkerung auch über die mittlere Frist hinaus bedeutend sein werden. Dies spricht zusammen mit unserer Schätzung für 2025 für die niedrige Variante W1 (150 Tsd. Personen p.a.). Dieser Wanderungssaldo liegt allerdings deutlich unter den Werten der jüngeren Vergangenheit. Demografisch bedingt wird sich der Arbeitskräftemangel in den nächsten Jahren weiter verschärfen. Das politische Gegengewicht, welches eine höhere Migration zumindest in den deutschen Arbeitsmarkt befürwortet, wird daher perspektivisch stärker werden.
- ▶ In der Konsequenz haben wir uns für einen Kompromiss entschieden und die beiden Varianten G2-L2-W1 bzw. G2-L2-W2 kombiniert. Damit liegt unserer Bevölkerungsvorausprojektion ein impliziter Wanderungssaldo von 200 Tsd. Personen p.a. zugrunde. Die Bundesregierung und die Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose haben in der jüngsten Projektion (Herbstprojektion 2025) ihre Wanderungsannahme auf die niedrige Variante W1 korrigiert. Allerdings ist dort der zeitliche Fokus kürzer als in den Projektionen 2026.

Die oben beschriebenen Modifikationen führen im Ergebnis zu einem stabilen Bevölkerungsstand bis Anfang der 2030er Jahre. Die Entwicklung der Bevölkerung folgt eng derjenigen in der Herbstprojektion des BMWF (vgl. BMWF 2025). In den Folgejahren sinkt die Bevölkerungszahl bis 2050 auf 80,4 Mio. Personen ab und liegt dann 3,2 Mio. Personen unter dem Ausgangsniveau 2024 (Abbildung 1). Die Differenz zum Bevölkerungsstand 2050 in den Treibhausgas-Projektionen 2025 beträgt -2,2 Mio. Personen (-2,7 %) und ist primär auf die niedrigere Annahme zum Wanderungssaldo zurückzuführen.

Abbildung 1: Bevölkerungsprojektionen im Vergleich



Quelle: Statistisches Bundesamt (2023, 2024), eigene Berechnungen, BMW 2025

Für die Projektionen 2026 wird eine Kombination der Varianten G2-L2-W2 und G2-L2-W1 der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung verwendet – angepasst an die Ergebnisse des Zensus vom Mai 2022 und die Entwicklung der Geburtenrate am aktuellen statistischen Rand.

2.2 Ökonomische Entwicklung

Die den Treibhausgas-Projektionen 2026 zugrunde liegende ökonomische Entwicklung in Deutschland wird mit dem Weltwirtschaftsmodell VIEW von Prognos bestimmt. In VIEW wird die gesamtwirtschaftliche Entwicklung von insgesamt 125 Ländern im Simulationszeitraum fortgeschrieben. Über Handelsbeziehungen und Preisrelationen erfolgt eine Interaktion der Länder untereinander. Die langfristige Wachstumsdynamik der Länder wird in VIEW maßgeblich durch die Entwicklung ihrer Bevölkerung und ihrem technischen Entwicklungsstand bestimmt. Für ihre kurzfristige konjunkturelle Entwicklung orientieren wir uns an den entsprechenden Projektionen internationaler Organisationen wie der OECD bzw. der Weltbank.

Die Wertschöpfung und die Zahl der Erwerbstätigen der Wirtschaftsbereiche der Länder werden in nachgelagerten Satellitenmodellen¹ in Abhängigkeit von der durch VIEW vorgegebenen gesamtwirtschaftlichen Dynamik bestimmt. Für Deutschland kann das Satellitenmodell in einen eigenständigen Modus gesetzt werden: Das Modell bildet in diesem Fall den kompletten volkswirtschaftlichen Kreislauf aus Entstehung, Verteilung und Verwendung des Bruttoinlandsprodukts selbstständig ab.² Die Importnachfrage und Preise der übrigen Welt sind im eigenständigen Modus exogene Größen, welche vorab im VIEW-Modell bestimmt werden. Eine ausführlichere Beschreibung des Satellitenmodells findet sich auf UBA (2025; eine Aktualisierung für 2026 folgt).

Das Satellitenmodell basiert auf den vom Statistischen Bundesamt bereitgestellten Input-Output-Tabellen und Zeitreihen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Letztere liegen aktuell für die Verwendungsrechnung (Konsum, Investitionen, Ex-/Importe) bis 2024 vor, für die Entstehungsrechnung (u.a. Produktionswert, Wertschöpfung und Erwerbstätige nach 72 Wirtschaftsbereichen) bis 2023. Das Satellitenmodell berücksichtigt die Statistik damit bis zum aktuellen Rand. Es kann die für die energiewirtschaftlichen Sektormodelle relevanten Rahmendaten (u.a. Erwerbstätige, Bruttowertschöpfung) in einer hohen Branchenauflösung bereitstellen und zudem so kalibriert werden, dass es in der kurzen Frist (Jahre 2025-2030) näherungsweise der aktuellen Herbstprojektion (BMWE 2025) der Bundesregierung folgt.

Eine Iteration zwischen der ökonomischen Modellierung in VIEW und der Modellierung der THG-Emissionen in den Sektormodellen ist im Vorhaben Treibhausgas-Projektionen 2026 aufgrund des engen Zeitplans nicht möglich. Im Anschluss an die Modellierung der THG-Emissionen erfolgt erneut eine sozio-ökonomische Folgenabschätzung, in welchem die Effekte des Klimaschutzes u.a. auf die volkswirtschaftliche Entwicklung untersucht werden. Es erfolgt jedoch keine Rückkopplung der dort berechneten Effekte auf die ökonomischen Rahmendaten.

Klimaschutzinstrumente werden in der ökonomischen Modellierung aufgrund des engen Zeit- und Budgetrahmens nicht explizit abgebildet. Implizit sind die bestehenden Klimaschutzinstrumente in der hier vorgestellten Projektion enthalten. Zudem wurden die unter der aktuellen Regulierung erwarteten Produktionsmengen der energieintensiven Industrien im Forschungskonsortium abgestimmt und bei der Modellierung entsprechend berücksichtigt. Die Aggregations- bzw. Betrachtungsebene im ökonomischen Modell ist höher als in der nachfolgenden energiewirtschaftlichen Modellierung (z. B. Produktion der Branche Roheisen, Stahl und erste Bearbeitung (WZ08 24.1-24.3) vs. Primärstahlproduktion in der BF-BOF-Route), so dass die ökonomischen Rahmendaten die Wachstumsdynamik für die jeweilige Branche

¹ Das Satellitenmodell ist ein an das Hauptmodell (VIEW) gekoppeltes Zusatzmodell, welches eine feiner differenzierte Darstellung bestimmter ökonomischer Zusammenhänge ermöglicht – ohne Rückwirkung auf das Hauptmodell.

² Für Aufbau und Funktionsweise der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung siehe Statistisches Bundesamt (2025).

insgesamt vorgeben, jedoch nicht die Produktionstechnik oder die Gewichtung der einzelnen Sparten. Eine detaillierte Beschreibung dieser Abstimmung und der Produktionsmengen findet sich im Teilbericht zu den zentralen sektorbezogenen Annahmen.

Für die Veranschaulichung des längerfristigen Wachstums einer Volkswirtschaft bietet sich eine (definitorische) Zerlegung desselben in verschiedene Komponenten an. Der Fokus liegt hier auf der Entstehung des Bruttoinlandsprodukts bzw. der Wertschöpfung aller Produktionsbereiche, welche das Produkt aus dem eingesetzten Arbeitsvolumen (in Stunden) und der Arbeitsproduktivität (Wertschöpfung je Stunde) ist. Das Arbeitsvolumen selbst lässt sich wie folgt in weitere Komponenten zerlegen (Abbildung 2):

- ▶ Ausgangsgröße für das Arbeitsangebot ist die **Bevölkerung** älter 14 Jahre. Bis Anfang der 2030er Jahre stagniert die entsprechende Bevölkerungszahl und schrumpft zunehmend bis 2050 (siehe Abschnitt 2.1). Die Kernbevölkerung für das Arbeitsangebot im Alter von 15 bis 65 Jahren verzeichnet einen frühzeitigeren und deutlicheren Rückgang.³
- ▶ Die **Erwerbsquote** gibt an, welcher Teil der Bevölkerung älter 14 Jahre dem Arbeitsmarkt als Erwerbspersonen zur Verfügung steht. Im Modell werden die Erwerbsquoten nach Altersgruppen und Geschlecht differenziert in Abhängigkeit von historischen Trends und der trendmäßigen Relation zwischen dem gesamtwirtschaftlichen Arbeitsvolumen und der Bevölkerung im Alter 15 bis 65 Jahre in den vorgegangenen Jahren fortgeschrieben. Die Relation spiegelt die Anspannungssituation auf dem Arbeitsmarkt wider und in Folge der demografischen Veränderungen verschärft sich diese im Projektionszeitraum. Als Konsequenz steigen die Erwerbsquoten in allen Bevölkerungsgruppen an. Da die Bevölkerungsgruppen mit einer niedrigen Erwerbsquote (vor allem Ältere) an Gewicht gewinnen, ist im Aggregat der Wachstumsbeitrag der Erwerbsquote in den meisten Jahren negativ.
- ▶ Die **Erwerbspersonen** teilen sich in Erwerbstätige und Erwerbslose auf. Die Erwerbstätigenquote ist das Gegenstück zur Erwerbslosenquote. Letztere nähert sich im Projektionszeitraum dem Niveau der Sockelarbeitslosigkeit an, welche im Modell nicht unterschritten werden kann (exogene Setzung von etwas unter 3 %). Die Erhöhung der Erwerbstätigenquote kann entsprechend nur in den ersten Projektionsjahren geringfügig zum Wachstum beitragen (bis die Sockelarbeitslosigkeit erreicht wird).
- ▶ Die **durchschnittliche jährliche Arbeitszeit** je Erwerbstätigen ist in den letzten zwanzig Jahren von etwa 1.450 auf 1.334 Stunden p.a. gesunken. Ein Treiber hierfür war die relative Ausweitung von Teilzeitbeschäftigungsverhältnissen (insbesondere von Frauen). In der Projektion kehrt sich dieser Trend als Ergebnis einer politischen Reaktion auf die zunehmende demografisch bedingte Verknappung des Arbeitsangebotes allmählich wieder um und der Anteil der Vollzeitbeschäftigungsverhältnisse wird ausgeweitet. Im Ergebnis steigt die durchschnittliche jährliche Arbeitszeit bis 2050 moderat wieder auf 1.423 Stunden p.a. an und der Wachstumsbeitrag der Arbeitszeit ist entsprechend geringfügig positiv. Die Arbeitszeit erreicht damit 2050 wieder ein Niveau, wie es Anfang bis Mitte der 2010er Jahre vorlag. Der genannte Anstieg der durchschnittlichen jährlichen Arbeitszeit ist ein aggregiertes Resultat der entsprechenden Prozesse auf der Ebene der im Modell abgebildeten 72 Produktionsbereiche. In den meisten Produktionsbereichen steigt die

³ Die verwendete Statistik für die Erwerbspersonen nach Altersgruppen und Geschlecht stellt die International Labour Organisation (ILO) bereit. 66- und 67-Jährige werden hier nicht extra abgebildet.

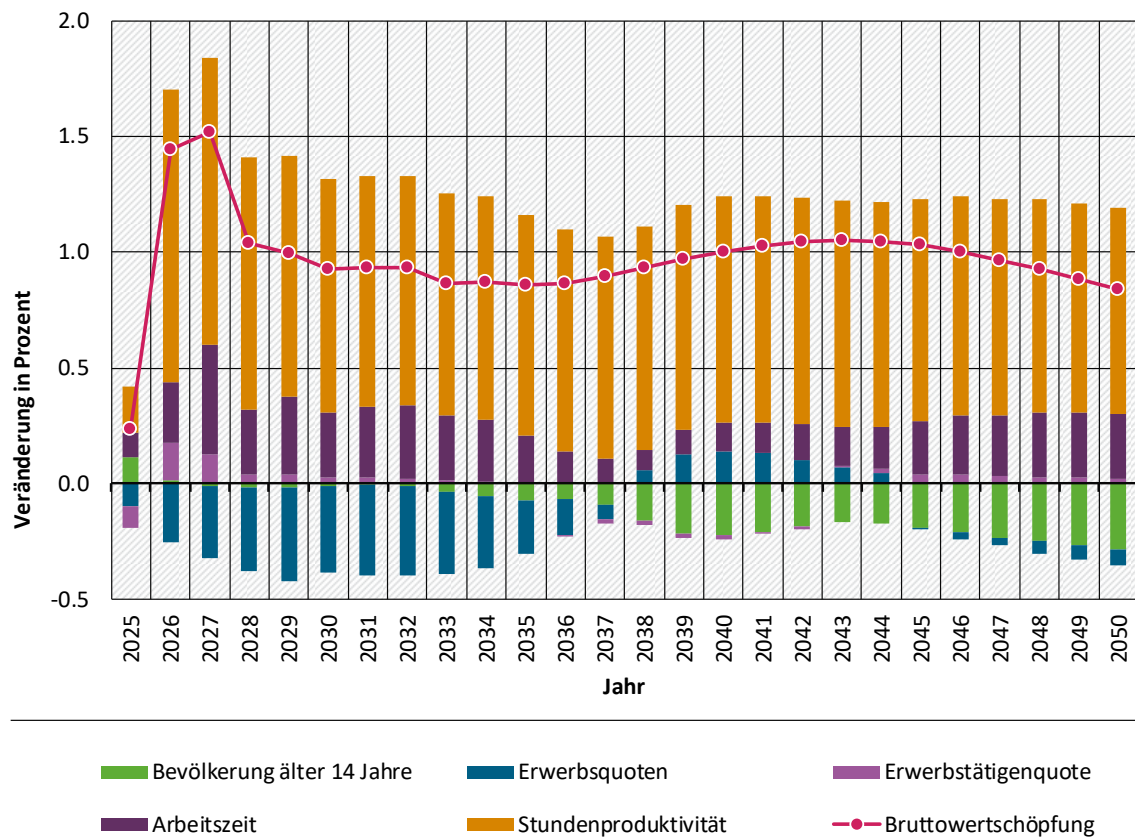
Arbeitszeit aufgrund des demografischen Drucks. In wenigen Bereichen mit einer strukturellen Nachfrageschwäche (z.B. Bergbau auf Energieträger) stagniert oder sinkt sie.

- ▶ Die oben aufgeführten Prozesse resultieren in der Summe in der Veränderung des **gesamtwirtschaftlichen Arbeitsvolumens** (Menge der Arbeitsstunden aller Erwerbstätigen). Dieses liegt 2050 mit etwas über 61 Mrd. Stunden auf einem ähnlichen Niveau wie 2024.
- ▶ Wird zur Veränderung des Arbeitsvolumens der **Produktivitätsfortschritt**⁴ hinzugefügt, ergibt sich definitorisch die Veränderung der Bruttowertschöpfung. Der Produktivitätsfortschritt wird im VIEW-Modell auf der Ebene der 72 Produktionsbereiche in Abhängigkeit von historischen Trends und Annahmen zum autonomen technischen Fortschritt sowie der Veränderung der Kapitalintensität (Kapitalstock je Erwerbstätigen) bestimmt. Das Tempo, in welchem neue Techniken Einzug in die Produktionsprozesse halten, hängt wiederum von der Erneuerungsrate des Kapitalstocks (Bruttoinvestitionen zu Kapitalstock) ab. Gesamtwirtschaftlich resultiert in den Treibhausgas-Projektionen 2026 mittel- bis langfristig eine Steigerung der Arbeitsproduktivität um knapp 1,0 % pro Jahr. Diese Zuwachsrates der Arbeitsproduktivität liegt geringfügig über dem Trendwachstum der letzten 15 Jahre (0,9 % pro Jahr) und entspricht im Projektionszeitraum dem Wachstumsniveau des Nationalen Produktivitätsberichts 2023, welcher vom Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung erstellt wurde (SVR 2023). Die Zunahme der Arbeitsproduktivität in der Herbstprojektion 2025 der Bundesregierung beträgt ca. 0,8 % pro Jahr (bis 2030 ausgewiesen).⁵ Ein zentraler Treiber für den zukünftig geringfügig stärkeren Produktivitätsfortschritt ist wie auch vom SVR (2023) argumentiert die stärkere Zunahme der Kapitalintensität, durch welche knapper werdende Arbeit durch Kapital substituiert wird.
- ▶ Wird zur Veränderung des Arbeitsvolumens der Produktivitätsfortschritt hinzugefügt, ergibt sich definitorisch die Veränderung der **Bruttowertschöpfung**. Zwischen 2025 und 2050 wächst die Bruttowertschöpfung aller Wirtschaftsbereiche in den Treibhausgas-Projektionen 2026 (inflationsbereinigt) durchschnittlich um knapp 1,0 % pro Jahr.

⁴ Produktivität ist hier definiert als Arbeitsproduktivität, d.h. Bruttowertschöpfung (deflationiert) je Arbeitsstunde.

⁵ In beiden Quellen wird die Veränderung der Arbeitsproduktivität (Bruttowertschöpfung, deflationiert, je Arbeitsstunde) nicht explizit ausgewiesen. Näherungsweise resultiert diese, wenn vom Potenzialwachstum die Veränderung des Arbeitsvolumens abgezogen wird.

Abbildung 2: Wachstumszerlegung der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung



Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

Eine Zusammenstellung verschiedener Projektionen zum Wirtschaftswachstum liefert Tabelle 2. Die konjunkturelle Dynamik der Herbstprojektion des BMWF wird in den Projektionen 2026 reproduziert (bis 2030). Als mittel- bis längerfristige Vergleichsprojektionen ziehen wir zum einen diejenige des SVR heran, welcher zu einer etwas moderateren Einschätzung der Wachstumsperspektiven kommt. Die aktuelle Langfristprognose der OECD (2025) liegt etwas über dem Niveau der Treibhausgas-Projektionen 2026. Die im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr erstellte Verkehrsprognose 2040 mit dem Rechenstand von 2022 dient der Abschätzung des zukünftigen Verkehrsaufkommens und der entsprechenden Investitionsbedarfe (ETR 2024). Ihre Wachstumsraten fallen nochmals höher aus als diejenigen der OECD. Im Ergebnis liegt das von ETR projizierte Niveau des Bruttoinlandprodukts 2050 gut 11 % über demjenigen der Treibhausgas-Projektionen 2026. Im Vergleich zu den letztjährigen Projektionen 2025 verzögert sich die konjunkturelle Erholung in Deutschland. Mittel- und längerfristig ist das Niveau des Bruttoinlandprodukts in den Projektionen 2026 knapp 1 % niedriger.

Tabelle 2: Veränderung des Bruttoinlandproduktes (inflationsbereinigt) in Deutschland in verschiedenen Projektionen in Prozent pro Jahr

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030-2040	2040-2050	2025-2050
BMWE (2025) Herbstprojektion	0,2	1,3	1,4	0,9	0,9	0,9			
SVR (2023) Produktivitätsbericht*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,8	0,6
OECD (2025)							1,1	1,2	
ETR (BMDV) (2024)							1,4	1,3	
Projektionen 2025	1,1	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9
Projektionen 2026	0,2	1,3	1,4	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos sowie oben angegebenen Quellen

* = Potenzialwachstum

In der nachfolgenden Tabelle 3 sind ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2026 ausgewiesen. In Tabelle 4 sind für diese Kenngrößen außerdem die durchschnittlichen jährlichen Veränderungen in % dargestellt. Die in den beiden Tabellen enthaltenen Kenngrößen dienen der Veranschaulichung der hier erläuterten Rahmendaten. Die von den energiewirtschaftlichen Sektormodellen verwendeten Kenngrößen werden ebenfalls im Data Cube des UBA (Data Cube des Umweltbundesamtes (UBA), 2026) veröffentlicht.

Tabelle 3: Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2026, Absolutwerte

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung Total (Mio. Personen)	83,5	83,6	83,1	82,4	81,5	80,5
Bevölkerung 15-64 Jahre (Mio. Personen)	53,0	50,9	49,4	48,8	48,3	47,4
Erwerbsbevölkerung (Mio. Personen)	47,3	46,5	45,7	45,4	45,1	44,4
Erwerbstätige (Inland) (Mio. Personen)	45,7	45,0	44,2	43,9	43,7	43,1
Arbeitszeit Erwerbstätige (h/a)	1341	1365	1384	1391	1404	1423
Erwerbslosenquote	3,1%	2,9%	2,8%	2,9%	2,8%	2,7%
Index Stundenproduktivität (2024=100)	100,0	106,0	111,3	116,8	122,6	128,4
Index Totale Faktorproduktivität (2024=100)	100,0	104,7	108,8	113,1	117,6	121,5
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	4329	4574	4775	5003	5278	5541
Konsum Privat (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	2283	2441	2546	2657	2796	2928
Konsum Staat (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	952	1026	1077	1121	1164	1206
Bruttoanlageinvestitionen (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	886	963	1006	1060	1139	1232
Exporte (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	1794	1936	2071	2222	2385	2524
Importe (Mrd. Euro ₂₀₂₄)	1630	1800	1925	2057	2204	2344
Preisindex Bruttoinlandsprodukt (2024=100)	100,0	118,2	131,0	143,4	156,0	169,0
Bruttowertschöpfung für ausgewählte Wirtschaftsbereiche (Mrd. Euro ₂₀₂₄)						
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	40	40	39	39	38	38
C Verarbeitendes Gewerbe	791	821	846	875	910	938
C20 Chemische Industrie	53	53	54	55	56	57
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	22	22	22	22	23	23
C24.1-24.3 Roheisen, Stahl, erste Bearbeitung	16	16	16	16	16	16
C28 Maschinenbau	117	124	129	136	144	150
C29 Kraftwagen/-teile	151	156	160	164	167	170
F Baugewerbe	194	205	213	222	234	247
G-U Dienstleistungen	2389	2561	2696	2841	3010	3171

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

Tabelle 4: Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2026, durchschnittliche Veränderung in Prozent pro Jahr

	2024-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050	2024-2050
Bevölkerung Total	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,1%
Bevölkerung 15-64 Jahre	-0,7%	-0,6%	-0,2%	-0,2%	-0,4%	-0,4%
Erwerbsbevölkerung	-0,3%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,2%
Erwerbstätige (Inland)	-0,2%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,2%
Arbeitszeit Erwerbstätige	0,3%	0,3%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%
Erwerbslosenquote	-	-	-	-	-	-
Index Stundenproduktivität	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	1,0%
Index Totale Faktorproduktivität	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,8%
Bruttoinlandsprodukt	0,9%	0,9%	0,9%	1,1%	1,0%	1,0%
Konsum Privat	1,1%	0,8%	0,9%	1,0%	0,9%	1,0%
Konsum Staat	1,3%	1,0%	0,8%	0,8%	0,7%	0,9%
Bruttoanlageinvestitionen	1,4%	0,9%	1,1%	1,5%	1,6%	1,3%
Exporte	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,3%
Importe	1,7%	1,4%	1,3%	1,4%	1,2%	1,4%
Preisindex Bruttoinlandsprodukt	2,8%	2,1%	1,8%	1,7%	1,6%	2,0%
Bruttowertschöpfung für ausgewählte Wirtschaftsbereiche						
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	0,0%	-0,3%	-0,3%	-0,1%	-0,2%	-0,2%
C Verarbeitendes Gewerbe	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,6%	0,7%
C20 Chemische Industrie	0,1%	0,3%	0,4%	0,4%	0,2%	0,3%
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	0,3%	0,0%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%
C24.1-24.3 Roheisen, Stahl, erste Bearb.	-0,2%	0,1%	0,1%	0,0%	-0,2%	-0,1%
C28 Maschinenbau	1,0%	0,9%	1,0%	1,1%	0,8%	1,0%
C29 Kraftwagen/-teile	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,2%	0,4%
F Baugewerbe	1,0%	0,7%	0,8%	1,1%	1,1%	0,9%
G-U Dienstleistungen	1,2%	1,0%	1,1%	1,2%	1,0%	1,1%

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

3 Energiepreisprojektionen

3.1 Vorbemerkungen

In diesem Kapitel werden die Annahmen zur Entwicklung der Großhandelspreise der bedeutendsten Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) dargelegt. Ebenfalls in diesem Kapitel enthalten sind die Preisannahmen zu Wasserstoff, wobei hier analog zu den fossilen Preisen die Großhandelspreise und keine Erzeugungskosten dargestellt werden. Nicht in diesem Kapitel enthalten sind die Preise, die tatsächlich von den unterschiedlichen Endverbrauchenden bezahlt werden (Strom, Erdgas unterschiedlicher Abnahmeklassen, Heizöl; Benzin; Diesel und Bioenergieträger). Die Endverbrauchspreise werden im Anschluss über Annahmen zu den jeweiligen weiteren Preisbestandteilen (u. a. Beschaffung, Vertrieb und Margen, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) erarbeitet und in Kapitel 6 beschrieben. Die Endverbrauchspreise werden zudem im Data Cube des UBA (Data Cube des Umweltbundesamtes (UBA), 2026) veröffentlicht.

Die zukünftige Entwicklung der Märkte für Energie, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ist mit Unsicherheiten behaftet. Um diesen Unsicherheiten zu begegnen, sind im Rahmen des Projektes Sensitivitäten vorgesehen, in denen u.a. Annahmen zu Energiepreisen variiert werden können. Die detaillierte Festlegung der Sensitivitäten ist nicht Teil des Rahmendatenberichts und erfolgt separat.

Zur Festlegung der Energiepreise werden folgende Kriterien zu Grunde gelegt:

- ▶ Möglichst gute Anschlussfähigkeit an aktuell am Markt beobachtete Preistrends. Dies wird insbesondere über Bereitstellung der historischen Daten und die Nutzung von Futures⁶ sichergestellt.
- ▶ Möglichst gute Konsistenz zwischen den Projektionen einzelner Preistrends für die mittlere bis lange Frist, welche über die Auswahl möglichst desselben für die Dynamiken zu Grunde gelegten Szenarios erfolgt.
- ▶ Plausibilität der Projektionen im Kontext der aktuellen Entwicklungen auf globalen Energieträgermärkten und globalen klimapolitischen Ambitionsniveaus.

Zur Umsetzung dieser Kriterien wird methodisch wie folgt vorgegangen (Details dazu folgen in Kapitel 3.3):

- ▶ Für die kürzere Frist beruhen die vorgeschlagenen Parameter auf den zum Erstellungszeitpunkt aktuell vorliegenden Terminmarktpreisen (sog. Futures). Hierbei ist anzumerken, dass Terminmarktpreise nicht direkt die zukünftigen Preise an den Spotmärkten bzw. Kurzfristmärkten darstellen. Vielmehr spiegeln Terminmarktpreise die aktuellen Erwartungen der Marktteilnehmer wider. Bei sich veränderter Marktlage können die Terminmarktpreise von Preisen, die sich zum jeweiligen Zeitpunkt auf den Kurzfristmärkten einstellen, teils deutlich abweichen. Dennoch werden die Terminmarktpreise verwendet, da

⁶ Für mittelfristige Preisprognosen verwendete, real gehandelte Futures enthalten auch Annahmen zur allgemeinen Entwicklung der Inflation (Kontrakte müssen erst zum Stichtag beglichen werden). Somit müssen Annahmen über die den Futures zugrunde liegenden Inflationserwartungen getroffen werden. Hierfür ist es wichtig, die Inflationsschätzungen konsistent mit den Zeiträumen, für die die Futures erhoben wurden, zu halten. Für eine konsistente Behandlung von Preisen sowie Steuern und Abgaben werden die ermittelten Deflatoren auch für eine Indexierung von Abgaben und Steuern genutzt, um beispielsweise real konstante Steuern in der Modellierung abzubilden. Die genutzten Deflatoren werden im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Modellierung (Kapitel 2) berechnet und ebenfalls tabellarisch veröffentlicht.

sie zum aktuellen Zeitpunkt und mit den aktuell verfügbaren Informationen als bester Indikator für die nähere zukünftige Entwicklung betrachtet werden.

- Die mittel- und langfristigen Trends orientieren sich an den Empfehlungen der Europäischen Kommission (EC 2024b) und dem World Energy Outlook (WEO) 2024 der International Energy Agency (IEA) 2024). Für die fossilen Energieträger wurden die Preisannahmen aus dem WEO 2024 des Announced Pledges (AP) Szenario verwendet. Es wird auf den WEO des Jahres 2024 zurückgegriffen, da im WEO 2025 kein Announced Pledges Szenario berechnet wurde (IEA, 2025). Alternativ hätte auch das Stated Policies Szenario (STEPS) des neuen WEO 2025 verwendet werden können. Damit verbunden wären jedoch höhere Weltmarktenergiepreise (im Vergleich zum AP-Szenario) und eine stärkere Reduktion der Treibhausgasemissionen in den berechneten Treibhausgas-Projektionen. Außerdem würde ein Wechsel des Preisszenarios die Vergleichbarkeit mit den Projektionen 2025 erschweren. Aus diesen Gründen haben wir uns für die Beibehaltung des Szenario AP des WEO 2024 entschieden.

Die hier dargestellten Energiepreise sind standardmäßig mit der Preisbasis 2024 dargestellt. Hierfür wurden Deflatoren aus Kapitel 2 (s. Tabelle 3: Preisindex Bruttoinlandsprodukt) verwendet.

Vorerst wird mit den Rahmendaten nur das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 2026 erstellt.

3.2 Zusammenfassung der als Rahmendaten für die Projektionen 2026 vorgeschlagenen Primärenergiepreise

Tabelle 5 fasst die als Rahmendaten für die Projektionen 2026 gewählten Energiepreise zusammen. Im nachfolgenden Text werden die Abwägungen für die Zusammenstellung der Projektionen dargestellt und die zugrunde gelegten Herangehensweisen erläutert.

Tabelle 5: Annahmen zu Großhandelspreisen der Energieträger zu Preisen von 2024 (EUR/MWh Hi), 2024-2050

		Einheit	2024*	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2026	Rohöl Brent	EUR(2024)/MWh (NCV)	47	41	38	38	37	35	34
	Steinkohle	EUR(2024)/MWh (NCV)	11	12	7	7	6	6	5
	Erdgas	EUR(2024)/MWh (NCV)	38	45	21	20	18	18	18
	Wasserstoff	EUR(2024)/MWh (NCV)				137	126	118	111

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2024 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2026 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2025.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos. Historische Daten der jeweiligen Projektionen für Rohöl und Erdgas aus Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.b). Alle Angaben sind Grenzübergangs- bzw. nordwesteuropäische Großhandelspreise in EUR₂₀₂₄/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert (NCV). Für die Umrechnung von US-Dollar in Euro wird im Mittel des Betrachtungszeitraums 2025 – 2050 ein Wechselkurs von 1,11 Euro je Dollar angenommen.

3.3 Details zu Preisprojektionen für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff

Im Folgenden wird die Entwicklung der Energieträgerpreise detaillierter dargelegt. Die dargestellten Preise beziehen sich dabei jeweils auf die Jahresdurchschnittspreise der jeweiligen Energieträger. Für die Energieträger Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff werden identische Preisannahmen auf Großhandelsebene im MMS und MWMS verwendet.

Eine zentrale Datengrundlage für die mittel- und langfristigen Preisannahmen in den Projektionen 2026 ist der World Energy Outlook (WEO) der IEA. In den jährlich publizierten WEO werden verschiedene Preisszenarien ausgewiesen:

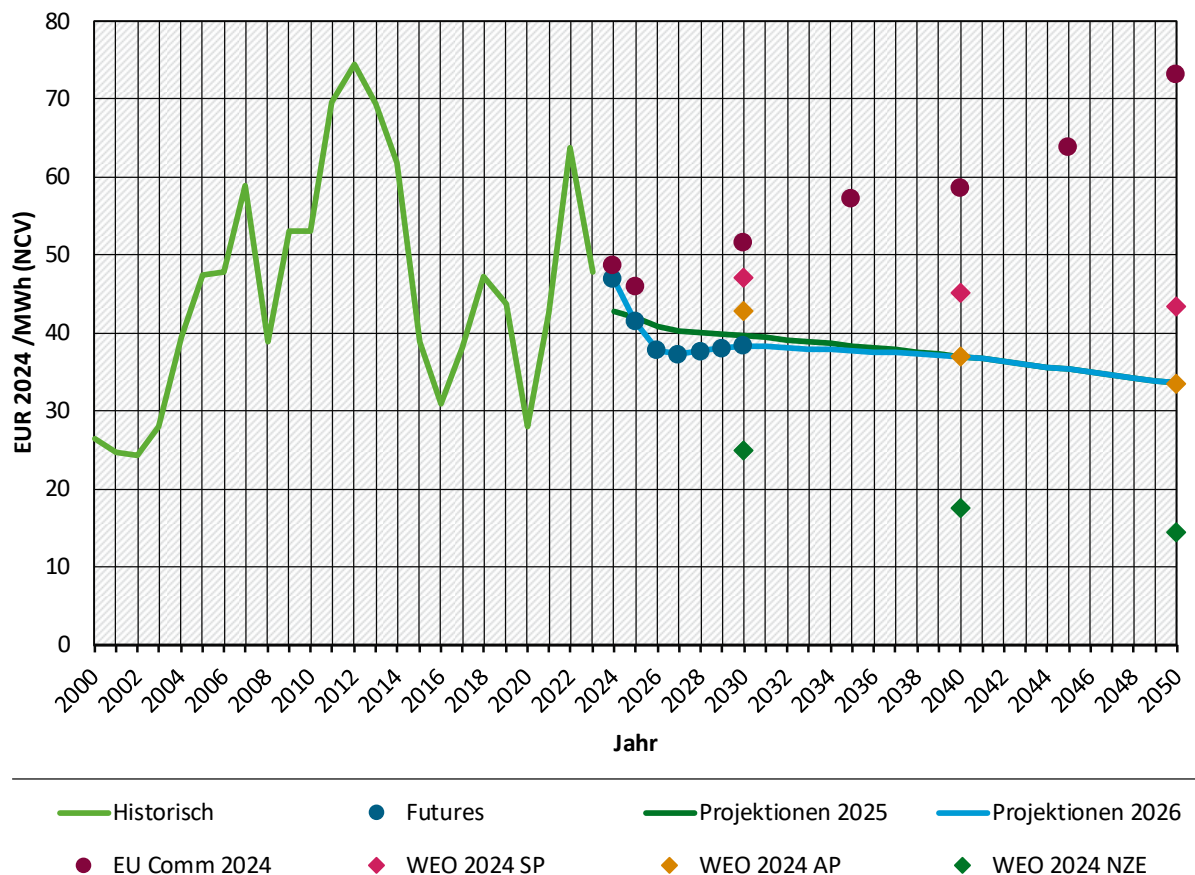
- ▶ Das Current Policies Scenario (CPS) legt einen Pfad für die Zukunft des Energiesystems fest, in dem keine Änderungen der energiebezogenen Politik über das bereits Bestehende hinaus angenommen werden. Das CPS baut daher auf einer sehr engen Auslegung der heutigen politischen Rahmenbedingungen auf und geht von keiner Änderung aus, selbst wenn Regierungen ihre Absicht dazu bekundet haben. Dieses Szenario wurde wieder neu in den WEO 2025 aufgenommen (in den Vorjahren fehlte es).
- ▶ Das Stated Policies Scenario (STEP): Das STEP-Szenario basiert auf einer umfassenderen Betrachtung der politischen Landschaft als das CPS und berücksichtigt auch politische Maßnahmen, die offiziell vorgelegt, aber noch nicht verabschiedet wurden. Es wird nicht automatisch davon ausgegangen, dass im STEP-Szenario die Energie- und Klimaschutzziele erreicht werden.
- ▶ Das Announced Pledges Szenario (AP) geht davon aus, dass alle nationalen Energie- und Klimaschutzziele und die in den national festgelegten Beiträgen enthaltenen Zusagen (Nationally Determined Contributions: NDC) erreicht werden. In den Outlooks der vergangenen Jahre stellte das AP-Szenario den Mittelweg der berechneten WEO-Szenarien hinsichtlich der Intensität der angenommenen globalen Klimaschutzpolitik dar. In der diesjährigen Ausgabe (WEO 2025) ist das AP-Szenario nicht enthalten, da die aktuellen Nationalen Klimaschutzbeiträge (NDC) noch nicht vollumfänglich ausgewertet werden konnten.
- ▶ Das Net Zero Emissions Szenario (NZE) zeigt einen hoch ambitionierten Pfad auf, wie der globale Energiesektor bis 2050 netto-null CO₂-Emissionen erreichen kann, was mit der Begrenzung der langfristigen globalen Erwärmung auf 1,5 °C mit begrenzter Überschreitung vereinbar wäre (mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 %).

Im mittel- und langfristigen Zeithorizont folgen die ausgewählten Preisannahmen der Projektionen 2026 dem AP-Szenario des WEO 2024. In diesem Szenario wird angenommen, dass die kommunizierten Klimaziele der Nationalstaaten erreicht werden. Implizit wird damit angenommen, dass sowohl im MMS als auch im MWMS die übrigen Staaten ihre angekündigten Klimaschutzziele weiterverfolgen und zum Erreichen dieser Ziele zusätzliche Klimaschutzinstrumente implementieren. Diese Instrumente dämpfen bzw. reduzieren die globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern. Dies führt im AP-Szenario im Vergleich zum STEP-Szenario zu tieferen Energiepreisen. Auch in Deutschland werden die Klimaschutzziele weiterverfolgt, es werden jedoch nur im MWMS zusätzliche Instrumente eingeführt. Da das Handeln Deutschlands nur einen geringen Effekt auf die Weltmarktenergiepreise hat, kann die Entwicklung der Weltmarktenergiepreise als Vereinfachung losgelöst von der Entwicklung in Deutschland angenommen werden.

Alternativ zum AP-Szenario wäre die Verwendung des STEP-Szenarios des WEO denkbar, welches eine Weiterführung des aktuell geltenden Regulierungsstands abbildet. Klimapolitische Instrumente werden jedoch stetig weiterentwickelt, bzw. neue Klimaschutzinstrumente werden implementiert und bestehende abgelöst, was im STEP-Szenario nicht berücksichtigt wird. Das AP-Szenario bildet vor diesem Hintergrund die zukünftige zu erwartende Entwicklung aus Sicht der Auftragnehmer besser ab als das STEP-Szenario - auch wenn aktuell in einigen Staaten die Klimaschutzanstrengungen wieder abgeschwächt werden. Bei der Wahl des WEO-Szenarios ergibt sich das Dilemma, dass die Wahl des AP-Szenarios, welches global eine ambitionierte Klimaschutzpolitik als das STEP-Szenario annimmt, zu niedrigeren (fossilen) Energiepreisen führt. Hierdurch wird die Nutzung fossiler Energieträger attraktiver, was potenziell zu höheren Emissionen führen kann. Gleichzeitig gilt, dass die Wahl eines Szenarios mit moderaten bzw. tendenziell sinkenden Energiepreisen mit einer höheren globalen Klimaschutzambition einhergeht.

3.3.1 Großhandelspreise für Rohöl

Abbildung 3 zeigt zunächst die historische Entwicklung für die Rohölpreise der Sorte Brent von 1991 bis 2024. Nach einer Phase relativ niedriger Preise im Verlauf der 1990er Jahre (die u. a. durch den Zusammenbruch der Sowjetunion und anderer ost- und mitteleuropäischer Staaten sowie den entsprechenden Einflussverlust des OPEC-Kartells geprägt waren) ergaben sich nach der Jahrtausendwende erhebliche Preissteigerungen, welche durch die Finanz- und Wirtschaftskrise zwischenzeitlich unterbrochen wurden. Die höchsten Preise für Rohöl wurden um das Jahr 2012 erzielt. In den letzten Jahren ergab sich eine volatile Preissituation. Die Jahre 2020 und 2021 waren durch die Sondersituation der weltweiten Covid-19-Pandemie beeinflusst, zunächst durch den Rückgang der Preise auf Grund einer verringerten Nachfrage durch Verringerung der wirtschaftlichen Tätigkeit und des motorisierten Verkehrs (vor allem in 2020) und dann durch einen Preisanstieg (in 2021), der unter anderem auf wirtschaftliche Nachholeffekte zurückzuführen ist. Ab Herbst 2021 zogen die Preise an und die Markttrends verschärften sich nochmals nach Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022.

Abbildung 3: Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026

Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Futures: Barchart (2025a), Projektionen: Europäische Kommission (EC, 2024b), International Energy Agency (IEA) (2024)

- ▶ Seitdem kam es an Rohölmärkten zu einigen kurzfristigen Ausschlägen nach oben, vor allen Dingen aufgrund geopolitischer Spannungen und Konflikte im Nahen Osten. Die Preise lagen aber weiter unterhalb eines Bereichs, der in den Jahren 2011-2013 erreicht wurde. Seit 2024 deutet sich eine Rückkehr zum Preisniveau an, welches sich vor 2019 eingestellt hatte. Dieser Markttrend spiegelt sich nicht in den Empfehlungen der Europäischen Kommission (EC, 2024b) wider, welche bis 2030 ein Verharren auf dem hohen Niveau von 2022 projizieren.
- ▶ Auch für den Zeitraum ab 2030 bis 2050 gibt es eine Abweichung zwischen den Empfehlungen der Europäischen Kommission (EC, 2024b) und den Szenarien des World Energy Outlook 2024 (International Energy Agency (IEA) 2024). Alle WEO 2024-Werte liegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Alle drei Szenarien des WEO 2024 gehen im Trend von einem Absinken des Rohölpreises aus, während die von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Werte für Rohölpreise ab 2035 ansteigen.
- ▶ In der Zusammenschau werden in der kurzen Frist bis 2030 aktuelle Future-Preise für die Modellierungen verwendet. Diese liegen leicht tiefer als die in den Projektionen 2025 unterstellten Preise. Zur Vermeidung von Preissprüngen wird der Wert des AP-Szenarios für

2040 als Ankerpunkt gewählt und zwischen diesem und dem Wert 2030 interpoliert. Nach 2040 werden weiter die Werte des AP-Szenarios des WEO 2024 verwendet. Im Ergebnis liegen die Preise ab 2035 wieder auf dem gleichen Pfad wie in den Projektionen 2025.

3.3.2 Großhandelspreise für Erdgas

Für die historische Entwicklung der Erdgaspreise (Abbildung 4) bis zum Jahr 2024 ergibt sich ein strukturell ähnliches Bild wie für die Rohölpreise, auch wenn die Volatilitäten jeweils etwas stärker ausgeprägt sind. Des Weiteren ist die Situation für das Jahr 2020 der krisenbedingten Sondersituation sowie die dadurch und andere Faktoren (Wetter etc.) bedingten hohen Speicherstände der europäischen Erdgasspeicher geschuldet. Ab Sommer 2021, in den Monaten vor der russischen Invasion in die Ukraine, wurden die Erdgaslieferungen nach Mitteleuropa im Vergleich zu den Vorjahren reduziert und die Erdgasspeicher wurden nicht in dem Maße gefüllt wie in den Vorjahren, was zu einem Anstieg der Erdgaspreise seit Herbst 2021 geführt hat. Nach dem Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022 verschärften sich diese Markttrends, und das weiter verringerte Erdgasangebot führte zu einem Anstieg der Erdgaspreise. Im Verlauf des Jahres 2022 kam es zu einem weiteren Anstieg der Preise. Dieser wurde unter anderem getrieben durch die Einstellung der Lieferungen über Nord Stream 1, dem Aufkaufen von verfügbaren Mengen für die Befüllung der Erdgasspeicher in Deutschland sowie einer allgemeinen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Versorgungslage. Letztere bedingten neben hohen Spotpreisen auch sehr hohe Preise für zukünftige Lieferungen in den Future-Märkten.

Bereits im Spätherbst 2022, aber spätestens im Frühjahr 2023 hatte sich die Situation deutlich beruhigt: Es ist nicht zu Versorgungsengpässen gekommen, der Aufbau zusätzlicher Anlandekapazitäten wurde für den Winter 2023/24 über LNG-Regasifizierungsterminals angegangen, die Speicherstände sind über den Winter auf einem hohen Niveau verblieben. Die Preise sind 2024 deutlich gesunken, jedoch sind sie in 2025 immer noch auf einem Niveau, welches deutlich über dem Preisniveau vor 2019 liegt. Allerdings lassen die Futures auf einen Rückgang der Preise in der Zukunft schließen, sodass ab 2028 die Marke von 30 EUR (2024)/MWh wieder unterschritten werden könnte.

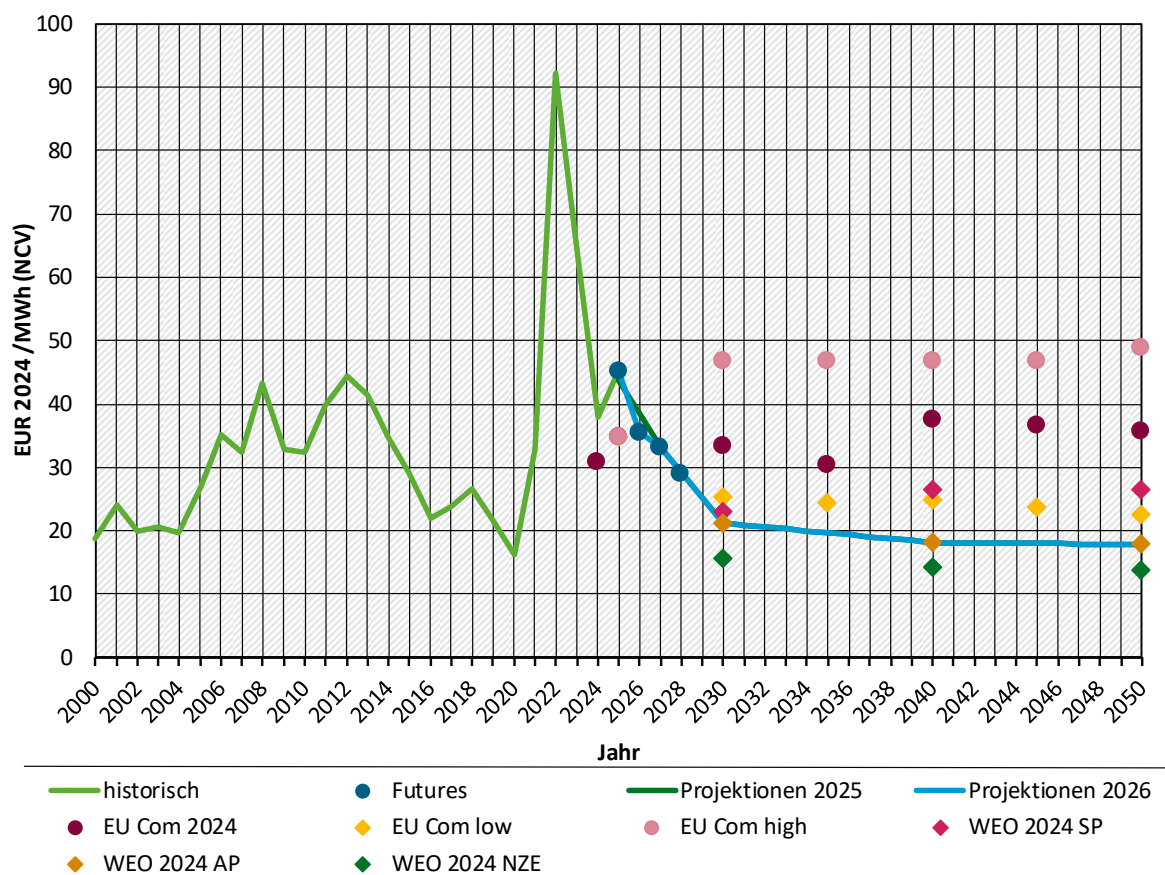
In der Zusammenschau von Futures, Preisprojektionen des WEO 2024 und Empfehlungen der Europäischen Kommission lassen sich die folgenden Charakteristika ableiten:

- Sowohl die Futures der European Energy Exchange (EEX) (2025a) für die Jahre 2025 bis 2028 als auch die Empfehlungen der Europäischen Kommission (EC, 2024b) zeigen einen absinkenden Trend.
- Die Projektionen für das Jahr 2030 liegen für die niedrige Variante der Empfehlung der Europäischen Kommission (EC, 2024b) und für das WEO-2024-SP- und WEO-2024-AP-Szenario eng zusammen. Die meisten Projektionen nehmen ab 2030 eine Stagnation oder ein Absinken der Preise an. Die Ausnahme bildet das WEO-2024-SP Szenario und die niedrige Variante der Empfehlung der Europäischen Kommission (EC, 2024b), welche im ersten Fall einen leichten und im zweiten Fall einen deutlichen Preisanstieg projiziert. Während die zentrale Projektion der Europäischen Kommission (EC, 2024b) für die Jahre 2030 bis 2045 konstant etwas unter dem Niveau der Futures für 2025 verbleibt, liegen die im WEO-2024 projizierten Niveaus in allen Szenarien deutlich darunter.
- Die mittleren und oberen Empfehlungen der Europäischen Kommission (EC, 2024b) erscheinen wenig plausibel. Die angenommenen Preisanstiege nach 2030 erscheinen nur realistisch, sofern eine langanhaltende stabile bis steigende Nachfrage nach Erdgas absehbar

ist oder es zu einer Verknappung des Angebots kommt. Vor dem Hintergrund klimapolitischer Maßnahmen auf internationaler Ebene, die auch im Szenario AP der IEA mittel- und langfristig erwartet werden, ist allerdings von einem Rückgang der Nachfrage auszugehen. Gleichzeitig wird von der IEA eine Ausweitung des LNG Angebots vorausgesehen. Beide Effekte lassen daher auf langfristig sinkende Preise schließen.

- Für die Projektionen 2026 wird daher ein Preispfad empfohlen, der sich bis 2028 an den Futures orientiert. Ab 2030 werden die Werte des Szenario AP des WEO 2024 verwendet und zwischen 2028 und 2030 interpoliert. Die Werte liegen damit geringfügig unter dem Niveau des niedrigen Vorschlags der EU-Kommission (EU COM low). Im Ergebnis liegen die Werte der Projektionen 2026 nahezu über den gesamten Zeitraum bei vergleichbaren Werten wie in den Projektionen 2025 (überlappende Linien in Abbildung 4).

Abbildung 4: Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026



NWE/THE: bezieht sich auf den Markt in Nordwesteuropa (NWE) dessen zentraler deutscher Handelspunkt der Trading Hub Europe (THE) ist.

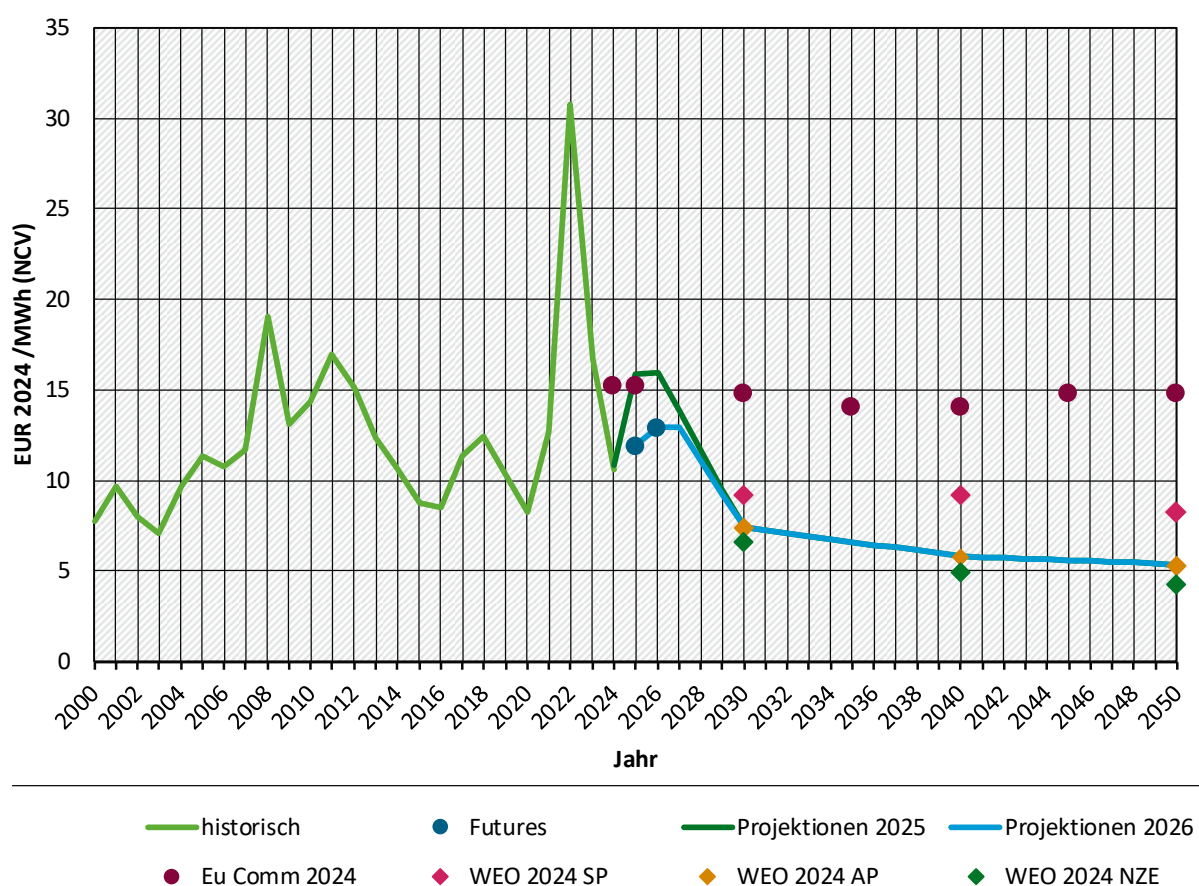
Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Futures: European Energy Exchange (EEX) (2025a), Projektionen: Europäische Kommission (EC, 2024b), International Energy Agency (IEA) (2024)

3.3.3 Großhandelspreise für Steinkohle

In Abbildung 5 sind die Großhandelspreise für Steinkohle abgebildet. Die Struktur ähnelt der Entwicklung der Rohöl- und Erdgaspreise. Nach dem Rückgang der betrieblichen Produktion aufgrund der Covid-19-Pandemie im Jahr 2020 führte die wirtschaftliche Erholung im Jahr 2021

zu einem starken Anstieg der Kohlenachfrage, insbesondere auch in Indien und China, die zu den größten Kohleimporteuren auf dem Weltmarkt gehören. Dies führte zu einem Anstieg der Kohlepreise im Jahr 2021. Nach Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022 verschärften sich diese Markttrends, welche im europäischen Raum durch zusätzliche Nachfrage aus Steinkohlekraftwerken zur Substitution von Erzeugung aus erdgasgefeuerten Anlagen getrieben wird. Insgesamt konnte die Situation an den Steinkohlemärkten Europas (ähnlich wie bei Erdgas) als sehr turbulent beschrieben werden. Aber auch hier konnte spätestens ab dem Spätherbst 2022 ein rückläufiger Trend beobachtet werden. 2023 lag das Preisniveau bereits unterhalb der Spitzenwerte von 2008 und 2011. Für 2025 zeichnet sich bisher ein niedriges Niveau ab, vergleichbar mit dem Preisniveau in den Jahren 2018 und 2019.

Abbildung 5: Großhandelspreise Steinkohle, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.a) bis 2018; ab 2019 und Futures eigene Berechnungen basierend auf Barchart (2025b) Projektionen: Europäische Kommission (EC, 2024b), International Energy Agency (IEA) (2024)

- Die Futures für die nächsten Jahre deuten bis 2027 auf ein etwas höheres Niveau als 2024 hin. Für den Zeitraum nach 2030 zeigen die Projektionen des WEO-2024 einen absinkenden Preistrend. Aufgrund der sinkenden Nachfrage nach Kohle in einer Welt mit klimapolitischen Anstrengungen sinken auch die Kohlepreise. Nur im WEO-2024-SP Szenario bleibt der Kohlepreis bis 2040 in etwa konstant auf dem Niveau von 2030. Die Preisprojektion der Empfehlungen der Europäische Kommission (EC, 2024b) zeigen eine Stagnation auf

höherem Niveau als aktuell beobachtbar. Dies erscheint aufgrund des sich abzeichnenden Nachfragerückgangs, aufgrund von Klimapolitik aber auch allgemeiner technologischer Trends, langfristig wenig plausibel.

- Für die Projektionen 2026 wird daher ein Preispfad empfohlen, der bis zum Jahr 2026 an den Futures-Preisen orientiert. Anschließend schwenkt der Pfad bis zum Jahr 2030 auf den WEO-2024-AP-Szenarios ein und hält diesen bis 2050 bei. Die Preise liegen damit am aktuellen Rand tiefer als in den Projektionen 2025.

3.3.4 Großhandelspreise für Wasserstoff

Eine Abschätzung der Großhandelspreise für Wasserstoff kann auf Grund der technologischen und regulatorischen Unsicherheit und eines fehlenden liquiden Marktes nur als Richtwert betrachtet werden. Für eine Abschätzung des Aufkommens und der sich ergebenden Preise müssen Produktionskosten im In- und Ausland sowie Transportkosten berücksichtigt werden. Für den Langstrecken-Antransport spielen die Transportkosten (ggf. inkl. Umwandlungskosten durch Konversion/Rekonversion) eine wichtige Rolle. Eine große Bandbreite von Entwicklungen kann als plausibel eingeschätzt werden.

Kreidelmeyer et al. (2025) enthält Preisberechnungen für Großhandelspreise von Wasserstoff. Der hier vorgeschlagene Preispfad stellt die aktuellen Einschätzungen von Prognos für grünen Wasserstoff dar. Der dargestellte Preis beinhaltet einen Mischpreis, der sich aus inländischer Produktion und Importpreisen für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff zusammensetzt. Die zu Grunde gelegten Stromquellen sind erneuerbare Energien. Der Wasserstoff ist daher als erneuerbarer Wasserstoff nach EU-Definition bzw. als sogenannter „grüner“ Wasserstoff zu verstehen, der zur Erfüllung der RNFBQ Quote in der Renewable Energy Directive III dienen kann. Der Preispfad wird dabei erst ab 2032 dargestellt, da erst dann mit der notwendigen Infrastruktur des Wasserstoffkernnetzes zu rechnen ist (vgl. FNB 2024). Diese Infrastruktur ist notwendig, um eine ausreichende Versorgung für einen liquiden und halbwegs einheitlichen Markt sicherzustellen.

Erste Daten für den deutschen/nordwesteuropäischen Markt sind von der EEX für die Jahre 2023 und 2024 verfügbar. Außerdem liegen Ergebnisse der ersten Auktion der European Hydrogen Bank vor, die jedoch nicht als Preise, sondern als Subvention zur Realisierung der Projekte zu verstehen sind. Die tatsächlichen Herstellungskosten der einzelnen Projekte liegen höher, zur Indikation über eine Bandbreite aktueller Kostenhöhen werden diese Kosten in Abbildung 6 mit aufgeführt. Diese beaufschlagten Mengen weisen äußerst günstige Werte auf. Das kann daran liegen, dass diese alle in Skandinavien oder auf der Iberischen Halbinsel produziert wurden und somit günstige Quellen für erneuerbare Energien aufweisen. Es ist davon auszugehen, dass diese Werte nicht repräsentativ für die deutschen Herstellungskosten sind. Der gemittelte Wert der deutschen Gebote bei dieser Auktion zeigt dann auch, dass die notwendigen Werte in Deutschland deutlich höher liegen und in der Größenordnung der EEX liegen.

Erste Indikationen über Importe von außerhalb von Europa erscheinen deutlich teurer als die Ergebnisse der European Hydrogen Bank. So liegt ein erstes Ergebnis von H2 Global vor, das grüne Ammoniakimporte ab 2027 aus Ägypten vorsieht und hierfür eine doppelseitiges Auktionsverfahren durchgeführt hat. Die korrespondierenden Wasserstoffkosten hierfür sind ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt und liegen im Jahr 2027 bei 135 EUR/MWh (NCV). Diese Kosten sind nach Einschätzung der Auftragnehmer auf den im Ammoniak gebundenen Wasserstoff

zu verstehen. Bei einer direkten Nutzung von Wasserstoff würden zusätzliche Umwandlungs- und gegebenenfalls Transportkosten anfallen.

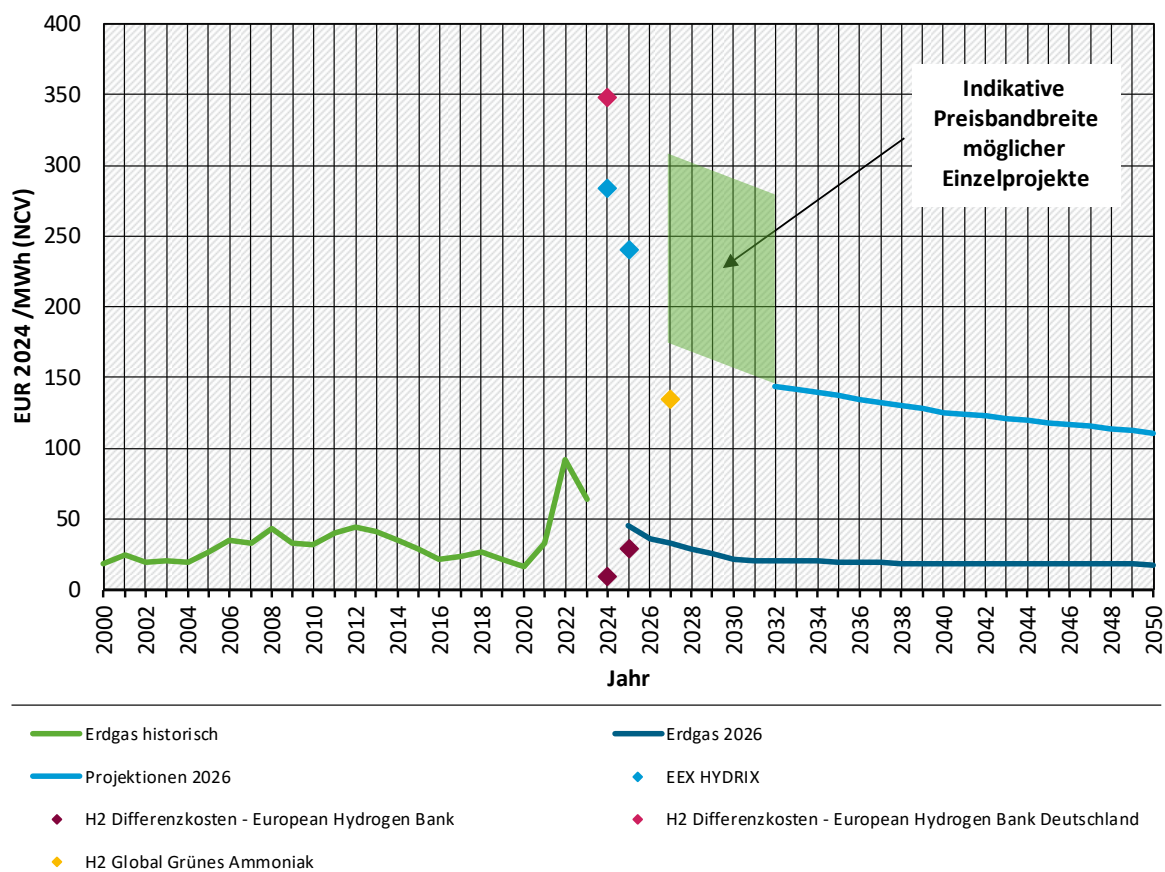
Wie in Abbildung 6 ersichtlich, weisen die Preisangaben und Herstellungskosten aktuell eine erhebliche Bandbreite auf. Im Jahr 2025 kann noch nicht von einem liquiden Markt ausgegangen werden, sodass vorliegende Kostenindikationen nur bedingt aussagekräftig für Marktpreise sind. Mit zunehmendem Wasserstoffhochlauf und dem Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes werden zukünftig auch liquide Märkte entstehen. Dies soll ab 2032 der Fall sein. Wir empfehlen daher die Wasserstoffpreise erst einheitlich ab 2032 auszuweisen.

Für den Zeitraum vor 2032 haben wir in Abbildung 6 ein Bereich mit indikativen Wasserstoffkosten dargestellt, um den Energiemodellen eine Preisindikation zur Verfügung zu stellen. Es ist anzumerken, dass dieser dargestellte Preisbereich als grobe Schätzung zu verstehen ist, ohne genau definierte Grenzen. Einzelne Projekte werden günstigere Wasserstoffkosten aufweisen, andere höhere. Den unteren Rand bildet der Import des grünen Ammoniaks zuzüglich der Umwandlungskosten in Wasserstoff. Der obere Rand ergibt sich aus aktuellen PPA-Preisen für Wind sowie der CAPEX der Elektrolyse, den Vollbenutzungsstunden (VLH) plus Strukturierungskosten⁷.

Zusammenfassend schlagen wir einen Preispfad vor der sich an (Kreidelmeyer et al., 2025) orientiert. Die zu Grunde gelegten Bottom-Up Rechnungen werden in einem separaten Papier zu den Kosten für die Herstellung und den Transport von Wasserstoff dargelegt und veröffentlicht. Die Wasserstoffpreise für die Endverbraucher beschreiben wir zusammen mit den übrigen Endverbrauchspreisen in Kapitel 6.

⁷ Annahmen: CAPEX 2.000 €/kW el, Stromkosten 60 EUR/MWh, Auslastung 2.000 h, Strukturierungskosten 35 €/MWh.

Abbildung 6: Großhandelspreise Wasserstoff bzw. Herstellungskosten, aktuelle Niveauschätzung und Projektionen, sowie Empfehlung für die Projektionen 2026



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf eigenen Daten und Daten aus Thomsen et al. (2022)

Tabelle 6: Empfehlung für die Projektionen 2026: Großhandelspreise Wasserstoff

	Einheit	2025	2032	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2026	EUR(2024)/MWh (NCV)		144	137	126	118	111

Quelle: eigenen Berechnungen, Prognos

4 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS 1 und CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie

4.1 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS 1

Die Preise für Emissionsberechtigungen des Europäischen Emissionshandelssystems für Treibhausgase (EU-ETS) sind neben den Preisen für Brennstoffe und andere Energieträger ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Emissionsentwicklungen in den Bereichen Energiewirtschaft und Industrie.

Die Preisentwicklung im EU-ETS 1 seit 2005 ist in Abbildung 7 dargestellt. In den von einem Überangebot an Zertifikaten geprägten Jahren 2012 bis 2017 bewegten sich die Preise auf einem Niveau von unter 10 EUR (2024)/EUA.⁸ Ab 2018 zeigten die Maßnahmen zur Reduktion des Überangebots Wirkung, so dass die Preise wieder durch die Brennstoffwechselkosten im kontinentaleuropäischen Strommarkt erklärt werden können. Die Preise bewegten sich zunächst in einer Spanne von 15-30 EUR (2024)/EUA, seit Herbst 2020 folgte ein starker Anstieg bis auf etwa 60 EUR (2024)/EUA im Herbst 2021. Dieser lässt sich auf den Beschluss zum EU-Klimagesetz zurückführen, welches das Ziel der Klimaneutralität für 2050 rechtlich verbindlich vorschreibt. Bis Herbst 2022 stieg der Preis auf über 80 EUR (2024)/EUA an, was auf die im „Fit-for-55“ Paket vorgesehenen weiteren Maßnahmen und die gestiegenen Gaspreise zurückzuführen ist (Cludius et al. 2022). Anfang des Jahres 2023 wurden dann EU EHS Preise von teilweise über 100 EUR/EUA erreicht. Im Laufe des Jahres 2023 und zu Beginn von 2024 sanken die Preise dann aufgrund der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung sowie sinkender Gaspreise wieder, sodass im Jahr 2024 die Preise fast durchgängig zwischen 60 und 70 EUR (2024)/EUA lagen. Im Verlauf des Jahres 2025 lag der Preis mit rund 73 EUR (2024)/EUA etwas höher.

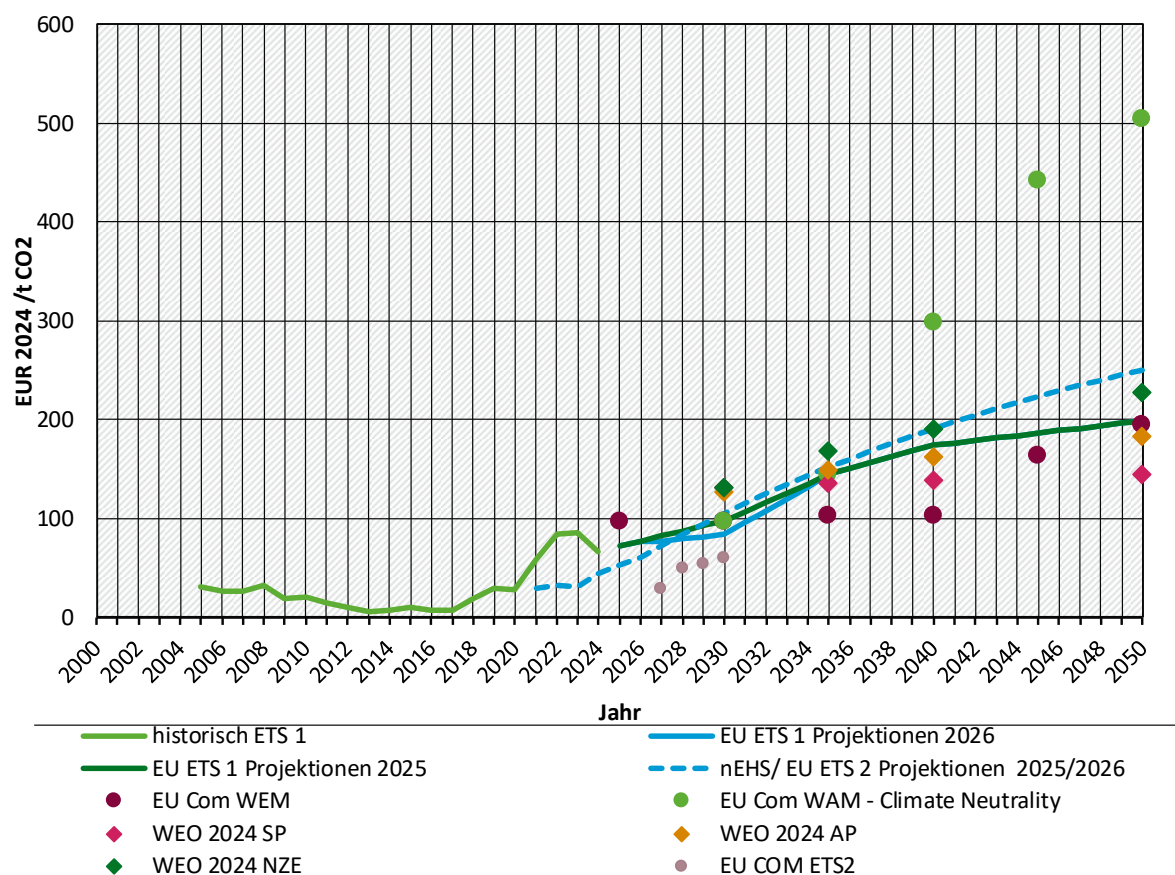
Für die zukünftige Preisentwicklung im EU-ETS 1 sind, neben der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung, vor allen Dingen die im Rahmen des Fit-For-55-Pakets der Europäischen Union beschlossenen Reformen entscheidend. Diese umfassen unter anderem eine Verschärfung des Reduktionsziels auf 62 % der im EU-ETS 1 erfassten Sektoren bis 2030 (vorher waren es 43 %), eine Stärkung der Marktstabilitätsreserve sowie eine Reform der freien Zuteilung (für eine Übersicht über die Reformen im Detail siehe auch Gores et al. 2023). Zusammen mit dem Fit-For-55-Paket der Europäischen Union war der Anstieg des Erdgaspreises eine wichtige Triebkraft für den Preis der Zertifikate. Eine Umstellung von Erdgas auf kohlenstoffintensivere fossile Brennstoffe (wie Heizöl für Heizzwecke und Kohle für die Stromerzeugung) führt zu einem Anstieg der Nachfrage nach Zertifikaten in Anlagen, die unter das EU-ETS fallen, und damit zu höheren Preisen. Sinkende Erdgaspreise sind daher in der kurzen Frist eng mit sinkenden Preisen für Emissionshandelszertifikate verbunden. In der längeren Frist wird das

⁸ Diese Phase ist durch ein Überangebot an Zertifikaten gekennzeichnet, welches durch mehrere Faktoren hervorgerufen wurde: Das Zulassen von CDM- und JI-Zertifikaten führte zu einem De-facto-Anstieg des Emissionsbudgets. Gleichzeitig fiel die Nachfrage geringer als erwartet aus, da die industrielle Produktion auf Grund von Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2008 zurückging (und damit auch die hiermit verbundenen Emissionen und entsprechende Nachfrage nach Zertifikaten) und sich danach langsam erholte. Ab 2014 wurden angebotsseitige Maßnahmen durchgeführt, um das Überangebot zu verringern. Zunächst wurden im Zeitraum 2014-2016 insgesamt 900 Mio. Zertifikate aus dem Markt entnommen und sollten zunächst im Jahr 2020 in den Markt zurückgeführt werden. Kurz darauf wurde mit der Marktstabilitätsreserve (MSR) ein regelbasierter Mechanismus für das Management des Angebots eingeführt (Zaklan et al. 2021).

Preisniveau aber stark durch die Regulatorik, insbesondere die in Umlauf gebrachten Zertifikatsmengen bestimmt.

Die aktuelle geltende Emissionshandelsrichtlinie sieht einen jährlichen Reduktionsfaktor von 4,3 % ab 2024 sowie 4,4 % ab 2028 vor. Die Reduktion bezieht sich jeweils auf die durchschnittlichen zugeteilten Zertifikatsmengen. Damit werden die jährlich ausgegebenen Zertifikatsmengen um 84 Millionen bzw. 86 Millionen Tonnen ab 2028 verringert. Rechnerisch würde eine Beibehaltung dieses Kürzungsfaktors bedeuten, dass für stationäre Anlagen ab etwa 2039 keine neuen Zertifikatsmengen mehr in Umlauf gebracht werden. Somit ließe sich eine deutliche Verknappung der im Umlauf befindlichen Zertifikaten und damit einhergehende deutliche Preissteigerungen erwarten. Für die Periode nach 2030 sind jedoch Änderungen durch den im Jahr 2026 anstehenden Review der Emissionshandels-Richtlinie zu erwarten, u.a. zur möglichen Einbeziehung von Negativemissionen in den Emissionshandel. Hierdurch könnte sich die Angebotsmenge an Zertifikaten potenziell erhöhen, was einen preissenkenden Effekt zur Folge hätte.

Abbildung 7: Preise für CO₂ im EU-ETS 1 sowie nach BEHG (EU-ETS 2), historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2026



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: EEX (2025b), Projektionen 2030-2050: Europäische Kommission (EC, 2024b), International Energy Agency (IEA) (2024)

Das aktuelle Preisniveau lässt bisher darauf schließen, dass die Marktakteure keine vollständige Verknappung der Zertifikatsmengen ab 2039 erwarten. Andernfalls müsste es bereits heute zu deutlichen Preissteigerungen kommen, da erwartete Preissteigerungen in der Zukunft einen

Anreiz geben, schon heute mehr Zertifikate zu kaufen. Durch die gestiegene Nachfrage käme es dann bereits heute zu höheren Preisen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass eine Abschätzung der Entwicklung der CO₂-Preise im EU-ETS auf Grund des großen Einflusses regulatorischer Eingriffe und der Unsicherheiten über die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Angesichts dieser Unsicherheiten, und da im Rahmen des Modellverbundes der CO₂-Preis nicht endogen bestimmt wird, schlagen wir vor, die Vorschläge der EU-Kommission zum Preispfad so anzupassen, dass sie bis 2030 die aktuelle Marktdynamik besser abbilden und nach 2030 weitgehende Kontinuität mit früheren Projektionen herstellen.

Für 2030 schlagen wir ausgehend von den aktuellen Preisen jährliche Steigerungen von real 3 % vor. Die jährliche Preissteigerung von 3 % lässt sich mit der erwarteten Rendite von Finanzakteuren begründen, die ETS-Zertifikate für die nächsten Jahre handeln und in diesen eine vergleichbare Rendite an den Terminmärkten erzielen. Die Größenordnung von 3 % wurde als einfache Näherung aus Umlaufrendite von inländischen Inhaberschuldverschreibungen und minimalen Risikoaufschlägen von aktuell ca. 0,4 % gebildet. Ausgehend von aktuellen Preisen von 72 EUR/Tonne (Sommer 2025) resultiert hieraus ein Wert von 84 EUR/t CO₂ für 2030 in Preisen von 2024. Der Preis liegt damit ungefähr 14 EUR tiefer als noch in den Projektionen 2025. Demnach liegen die Werte bis 2035 niedriger als in den vergangenen Projektionen was hauptsächlich der schwächeren wirtschaftlichen Entwicklung und dem aktuellen Marktumfeld geschuldet ist.

- ▶ Zwischen 2030 bis 2040 sieht das EU Reference Scenario („With Existing Measures“ (WEM)) nahezu keine Steigerung des Preisniveaus vor. Diese Empfehlung der Europäischen Kommission (EC, 2024b) scheint wenig plausibel, da aufgrund klimapolitischer Notwendigkeit des rasch sinkendes Caps und infolgedessen der zunehmenden Knappheit ein Anstieg zu erwarten ist. Als nächsten Aufsetzpunkt schlagen wir daher für 2035 eine Entwicklung nach dem EU-Szenario „With Additional Measures“ (WAM) zur Erreichung von Klimaneutralität vor. (Hinweis: bis zum Jahr 2030 ist die Entwicklung im WEM und im WAM Szenario identisch).
- ▶ Für 2050 liegen die Werte des AP-Szenarios des WEO 2024 und des WEM-Szenarios der Europäische Kommission (EC, 2024b) recht nahe beieinander. Dagegen sind die Werte des WAM-Szenarios nicht mit dem starken Klimaschutz-Szenario WEO-2024-NZE kongruent.⁹ Der vorgeschlagene Preispfad schwenkt daher bis 2045 wieder auf die EU Reference WEM-Empfehlungen ein.
- ▶ Zusammenfassend wird für die Projektionen 2026 ein Preispfad empfohlen, der bis 2030 den EU Reference Pfad übernimmt, bis 2035 dem EU WAM Szenario folgt. Damit liegt der Preispfad auch ab 2035 auf vergleichbarem Niveau wie das AP-Szenario des WEO 2024. Im

⁹ Letzteres ist wohl auf die verwendete Methodik und die Unterschiede zwischen WEM- und WAM-Ansatz zurückzuführen. Im Begleitdokument heißt es dazu: „Table 3 shows the trajectory of the carbon price of the existing ETS in its current scope (power, industry, centralised heat and aviation sectors) up to 2030, corresponding to the legally binding -55% climate target context and considering the central trajectory for international fuel prices. For long-term values beyond 2030, Table 3 shows two trajectories: a trajectory based on the EU Reference Scenario 2020 for the EU ETS carbon price in “WEM” scenarios, and an indicative carbon value trajectory across the economy to reaching the EU climate neutrality for national (“WAM”) scenarios. The indicative post-2030 “WAM” trajectory is a modelling driver to reach the EU 2050 climate neutrality in the FF55 package analysis. It is acknowledged that national analyses projecting economy-wide GHG emissions compatible with the EU 2050 climate neutrality objective may provide a different carbon value trajectory.“ Somit handelt es sich beim WAM-Szenario um ein Zielszenario, in dem kein explizit definierter Politikmix modelliert wird und die berichteten Werte die CO₂-Schattenpreise darstellen.

Ergebnis liegt der Pfad bis 2040 etwas unterhalb des Pfades aus den letzten Treibhausgas-Projektionen.

Eine Unterscheidung zwischen MMS und (einem späteren) MWMS-CO₂-Preisfad wird nicht als zielführend erachtet. In den Projektionen soll insbesondere die Treibhausgaswirkung nationaler Maßnahmen abgebildet werden. Bei unterschiedlichen CO₂-Preisfaden würden sich die Wirkungen überlagern und wären nicht mehr klar zuordenbar darzustellen. Somit wird nur der oben beschriebene und in Tabelle 7 dargestellte CO₂-Preisfad im EU-ETS 1 verwendet.

Tabelle 7: Empfehlung für die Projektionen 2026 und Vergleich mit den Projektionen 2025: Historische Entwicklung und Projektion für den Preis für CO₂ im EU-ETS 1

		2024*	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2026	EUR(2024)/ EUA	67	73	84	144	174	187	199
Projektionen 2025	EUR(2024)/ EUA	67	72	98	144	174	187	199

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2024 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2026 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2025.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise und Futures: European Energy Exchange (EEX) (2025b), International Energy Agency (IEA) (2024)

4.2 Entwicklung der CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie

Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 wurde im Jahr 2021 erstmals eine Bepreisung von CO₂ in den Sektoren Wärme und Verkehr eingeführt. Ziel ist es, einen Anreiz in diesen Sektoren für den Umstieg von emissionsintensiveren auf klimaschonendere Techniken wie beispielsweise den Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität, mehr Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu setzen. In einem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) werden die Emissionen aus der Verbrennung von Brenn- und Kraftstoffen erfasst. Das nEHS setzt auf den vorgelagerten Handelsebenen an, bei den Unternehmen, die Brenn- und Kraftstoffe in Verkehr bringen („Upstream-EHS“). Die rechtliche Umsetzung ist mit der Verabschiedung des Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG) erfolgt.

Am 18. Dezember 2019 empfahl der Vermittlungsausschuss zwischen Bundestag und Bundesrat einige Ergänzungen bzw. Änderungen am Klimaschutzprogramm 2030, die unter anderem den CO₂-Preis in der Einführungsphase des nEHS betreffen und die am 19. Dezember 2019 vom Bundestag angenommen wurden (Deutscher Bundestag 2019). Durch ein vom Bundestag am 8. Oktober 2020 beschlossenes Änderungsgesetz zum BEHG werden die Festpreise in der Einführungsphase des nEHS (2021-2025) nach Inkrafttreten des Gesetzes erhöht (Deutscher Bundestag 03.11.2020). Im Rahmen des 3. Entlastungspakets hat der Bundesrat eine Novelle des BEHG verabschiedet, welche den vormals geplanten Anstieg des CO₂-Preises vorübergehend verlangsamt (BMWK, 2022). Konkret wurden die für 2023 und 2024 geplanten Erhöhungen auf die Jahre 2024 und 2025 verschoben. Zum Jahr 2024 wurde eine Rückkehr zum ursprünglichen Preisfad vorgenommen, sodass der Preis im Jahr 2024 bei 45 EUR/t CO₂ lag und 2025 bei 55 EUR/t CO₂ liegt. Der für das Jahr 2026 geplante Mechanismus mit Versteigerungen im Preiskorridor, bei einem Mindestpreis von 55 EUR/t CO₂ und einem Höchstpreis von 65 EUR/t CO₂, wird beibehalten. Gemäß der am 16. September 2025 in Kraft getretenen Novelle der Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) gilt für die Emissionen 2026 jenseits der

limitierten Versteigerungsmenge im Preiskorridor ein Preis von 68 EUR/t CO₂ (Erwerb im Jahr 2026) bzw. 70 EUR/t CO₂ (Erwerb im Jahr 2027).

Ab 2027 war vorgesehen, dass der nEHS in ein nationales marktbasiertes Instrument übergeht. Das hätte bedeutet, dass Zertifikate am Markt unter freier Preisbildung auktioniert werden mit bindendem, ambitioniertem Cap – entsprechend der gängigen Praxis im EU-Emissionshandel.

Statt des Eintritts in die Marktphase wird das nEHS größtenteils in ein EU-weites System überführt. Dieser EU-ETS 2 wurde auf Ebene der EU verabschiedet und sollte ursprünglich ab 2027 starten. Die nationale Umsetzung erfolgte durch das „Gesetz zur Anpassung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes an die Änderung der Richtlinie 2003/87/EG“ (TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024), das am 5. März 2025 in Kraft trat. Das Gesetz sieht u. a. vor, den Anwendungsbereich des nEHS über nationale Opt-Ins größtenteils auch im EU-ETS 2 zu erhalten. Grundsätzlich ist das Cap im EU-ETS 2 von den EU-weiten ESR-Zielen abgeleitet und damit weniger ambitioniert als im bestehenden nEHS (Graichen & Ludig, 2024), so dass eine Überführung eine Erreichung der deutschen Klimaschutzziele für 2030 nicht mehr sicherstellen würde. Die Preisannahmen der Europäischen Kommission zum EU-ETS 2 liegen bis 2030 vor (EC, 2024b) und liegen tiefer als das zu erwartende Preisniveau im nEHS (Abbildung 7). Die EU-weit nötigen Emissionsminderungen in den Sektoren des EU-ETS 2 zur Erreichung des Caps sind aber durchaus ambitioniert, so dass aus fundamentaler Sicht auch ein höheres Preisniveau als im nEHS erwartet werden könnte (Graichen & Ludig, 2024). Eine Metaauswertung der Hochschule Niederrhein zeigt ebenfalls, dass die möglichen Preise eine große Bandbreite aufweisen. Nach Gerlach-Günsch (2024) liegen die angenommen CO₂-Preise für den EU-ETS 2 im Jahr 2030 in den ausgewerteten Studien zwischen 51 und 384 EUR (2023)/t.

Im Jahr 2025 wurde auf EU-Ebene ein Einstiegspreis von 45 EUR/t CO₂ diskutiert (in Preisen des Jahres 2020, was in etwa einem Preis von 55 EUR (2024) / t CO₂ entspricht). Ab diesem Preis könnten die verfügbaren Zertifikate im EU-ETS 2 aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) erhöht werden, um den Preisanstieg zu dämpfen. Im November 2025 beschlossen die EU-Umweltminister die Einführung des EU-ETS 2 um ein Jahr auf 2028 zu verschieben. In Deutschland wurde im Anschluss von der Bundesregierung angekündigt, dass der CO₂-Preis im nEHS im Jahr 2027 nicht weiter erhöht und bei maximal 65 EUR/ t CO₂ verbleiben solle. Aufgrund der nicht finalen Beschlusslage und des nicht abgeschlossenen Gesetzgebungsprozesses bestehen jedoch zum aktuellen Zeitpunkt (Ende 2025) noch erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Umsetzung und der Folgewirkungen. Deshalb wurde entschieden, die angekündigte Preisanpassung nicht in den Rahmendaten der Projektionen 2026 zu berücksichtigen.

Der Verpflichtetenkreis und die Preisniveaus werden auch nach 2027 weiter Bestand haben. Da derzeit nicht absehbar ist, wie sich ohne einen Preiskorridor die Preise am Markt entwickeln, werden für die Projektionen 2026 die gleichen Annahmen hinsichtlich des Preispfades getroffen, wie in den Projektionen der vergangenen Jahre:

- Für 2025 wird für die Projektionen 2026 der aktuelle Preispfad nach Haushaltsfinanzierungsgesetz verwendet. Im Jahr 2026 wird das obere Ende der Preisspanne (65 EUR/t CO₂) angenommen.

- Ab 2027 wird sich der CO₂-Preis im nEHS bzw. ab 2028 im EU-ETS 2 am Markt bilden. Da die Preisprognosen¹⁰ zum aktuellen Zeitpunkt höchst unsicher sind und weit auseinander liegen, wird für die Zeit ab 2027 weiterhin angenommen, dass der Preis jährlich um 15 EUR/t (nominal) ansteigt und im Jahr 2040 275 EUR/t CO₂ beträgt. Damit orientiert sich der Preispfad an den vorangegangenen Preisen der Projektionen 2025.¹¹
- Für den Zeitraum nach 2040 wird ein weiterer jährlicher Anstieg des nominalen Preises von 15 EUR unterstellt.
- Die nominalen Werte werden für die Projektionen aufgrund unbekannter Regelung zum Inflationsausgleich an reale Preise angepasst (Tabelle 8).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich der Anwendungsbereich des nEHS stark mit dem ab 2028 auf europäischer Ebene einzuführenden EU-ETS 2 überschneidet. Inwieweit der EU-ETS 1 und EU-ETS 2 in ein einheitliches System überführt werden, ist zurzeit noch unsicher. Auch hinsichtlich der möglichen Entwicklungen der Einführung des EU-ETS 2 auf die Preise bestehen große Unsicherheiten. Daher wird für die Modellierung angenommen, dass das nEHS mit seinem Geltungsbereich und den abgeschätzten Preisniveaus bis einschließlich 2027 erhalten bleibt und ab 2028 in den EU-ETS 2 überführt wird. Der Geltungsbereich der CO₂-Preise bleibt jedoch der gleiche wie im nEHS. Es bleiben mit dem EU-ETS 1 und dem EU-ETS 2 dann zwei separate Preispfade bestehen.

Tabelle 8: Empfehlung für die Projektionen 2026: CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie

Jahr	CO ₂ -Preis (nEHS bzw. EU-ETS 2 Preis)	
	Projektionen 2026 EUR/t (nominal)	Projektionen 2026 EUR ₂₀₂₄ /t (real)
2021*	25	29
2022*	30	33
2023*	30	31
2024*	45	45
2025	55	53
2026	65	61
2027	80	73
2028	95	84
2029	110	95
2030	125	106
2031	140	116

¹⁰ Die Preiserwartung der EU-Kommission zum EU-ETS 2 liegt bis zum Jahr 2030 vor. Diese Preise liegen unterhalb des hier angenommenen Preisniveaus (Abbildung 7).

¹¹ Der nominale CO₂-Preispfad in den THG-Projektionen 2026 ist identisch zum Pfad, der in den Projektionen 2025 angenommen wurde (Tabelle 8). Der reale CO₂-Preispfad ist jedoch leicht unterschiedlich. Dies ist auf die leicht abweichende Inflationserwartung zurückzuführen (berücksichtigt über unterschiedliche BIP-Deflatoren in den Projektionen 2025 und 2026).

Jahr	CO ₂ -Preis (nEHS bzw. EU-ETS 2 Preis)	
2032	155	125
2033	170	135
2034	185	144
2035	200	152
2036	215	161
2037	230	169
2038	245	176
2039	260	184
2040	275	191
2041	290	198
2042	305	205
2043	320	211
2044	335	218
2045	350	224
2046	365	229
2047	380	235
2048	395	241
2049	410	246
2050	425	251

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2021-2024 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2026 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2025.

Für die Berechnung der realen Preise der THG-Projektion 2026 wurden die aktuellen BIP-Deflatoren verwendet (Tabelle 3).

Quelle: eigene Darstellung, Prognos mit Daten für nominale Werte für die Jahre 2021 bis 2024 aus Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022) und 2024 und 2025 aus Bundesregierung (2023)

5 CO₂-Transport und -Speicherung

5.1 Regulatorischer Rahmen in Deutschland

Eine wesentliche Änderung im Bereich CO₂-Transport und -Speicherung seit den letzten Projektionen 2025 ist der Beschluss des Bundestages „zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG)“. Damit wird die CO₂-Speicherung und der Bau von Kohlendioxid-Transportleitungen in Deutschland im kommerziellen Maßstab ermöglicht. Zudem hat die zweite Runde der CO₂-Differenzverträge (ehemals Klimaschutzverträge) mit dem Start des vorbereitenden Verfahrens begonnen. Unternehmen können nun auch für den Einsatz von CCU/S als Dekarbonisierungstechnologien den Zuschlag für die CO₂-Differenzverträge erhalten. Die Abstimmungen zum Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) und die Ratifizierung des Zusatzes des London-Protokoll sind noch nicht verabschiedet. Auch die beiden Bundesstrategien Carbon Management-Strategie (CMS) und Langfriststrategie Negativemissionen für den Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) wurden noch nicht verabschiedet.

Die Kosten für CCS setzen sich grob zusammen aus der CO₂-Abscheidung, der Transportlogistik und der Speicherung. Die CO₂-Abscheidungskosten hängen u. a. von der CO₂-Reinheit im Rauchgas, der CO₂-Abscheidemenge und der CO₂-Abscheidungstechnologie ab. Dies variiert je nach Sektor und Branche. Die Kosten für die Abscheidung werden daher in den jeweiligen Sektorkapiteln der Treibhausgas-Projektionen (Förster et al., 2025) beschrieben und sind nicht im Rahmendatenbericht dokumentiert. Für die Transport- und Speicherkosten werden übergreifende durchschnittliche Kosten angenommen, die hier weiter erläutert werden. Es erfolgt keine standortscharfe Betrachtung.

5.2 CO₂-Transport

Der CO₂-Transport kann über verschiedene Transportmodi (Lkw, Zug, Schiff, Pipeline) ablaufen. Damit sind unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich Infrastruktur, der Temperatur des CO₂, dem erforderlichen Druck und der CO₂-Menge zu beachten. Es ergeben sich je nach Transportmodus und -distanz unterschiedliche Transportkosten. Für den Lkw-, Zug- und Schiffstransport wird das abgeschiedene CO₂ verflüssigt. Für den Pipelinetransport über weite Strecken und in großen Mengen wird das CO₂ perspektivisch in einen überkritischen Zustand komprimiert. CO₂-Terminals sind ein weiterer Kostenfaktor, der vor allem anfällt, wenn CO₂ per Schiff ins Ausland exportiert wird. Hier sind neben der Hafenlogistik Verflüssigungsanlagen und Zwischenspeicher notwendig.

Seit den letzten Treibhausgas-Projektionen 2025 gab es in Bezug zur leitungsgebundenen CO₂-Infrastruktur keine wesentlichen Veränderungen. Auf nationaler Ebene gibt es Pläne für ein CO₂-Kernnetz von Open Grid Europe (OGE) und vom Verein für deutsche Zementwerke (VDZ). OGE weist ein CO₂-Netz mit einer Länge von rund 3.500 km aus (OGE, 2025). Die Arbeiten des VDZ zeigen Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur mit einer Länge von bis zu 4.800 km auf (VDZ, 2024). Darüber hinaus entwickelten Forschende vom Fraunhofer-Exzellenzcluster CINES eine Skizze für ein deutschlandweites CO₂-Netz mit einer Länge von 6.000 bis 7.000 km.¹² Daneben beschäftigen sich einzelne Bundesländer mit dem Thema Carbon Management und der notwendigen CO₂-Infrastruktur. So zeigt eine Studie von FfE für die Vereinigung der Bayrischen Wirtschaft e. V. (vbw) den Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur im Bundesland Bayern mit einer

¹² https://www.linkedin.com/posts/tobias-fleiter-117564244_kspg-ccus-co2infrastruktur-activity-7361767105890775041-sbysl?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAACQNkoIBAUYiZSoET9vRTZjONMRayCY25KE (Zugriff am 20.10.2025)

Netzlänge von bis zu 1.100 km (FfE, 2024). Für das Land Brandenburg entwickelten Prognos und BBH für das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Klimaschutz (MWAEEK) Brandenburg (2024) eine Skizze für ein CO₂-Netz von bis zu 315 km (Lübbers, et al., 2024). Die Dynamik für den Aufbau eines CO₂-Transportnetzes ist im Nordwesten Deutschlands am größten. Hier gibt es unterschiedliche (grenzüberschreitende) Projekte (z. B. Delta Rhine Corridor), die eine Anbindung der CO₂-Punktquellen im Bundesland Nordrhein-Westfalen mit den Nordseehäfen Rotterdam und Zeebrugge forcieren (DRC, 2025).

5.3 CO₂-Speicherung

Die CO₂-Speicherung kann in salinaren Aquiferen und Kohlenwasserstofflagerstätten (alte Erdgas- und Erdölfelder) on-, off- und near-shore stattfinden. Laut dem Gesetzesentwurf des KSpTG (08.09.2025) (Deutscher Bundestag, 2025) soll

- ▶ die Errichtung von Kohlendioxidspeichern zum kommerziellen Einsatz im industriellen Maßstab und unter Berücksichtigung bestehender Nutzungen sowie verbindlicher ökologischer Kriterien in Deutschland ermöglicht werden (Nutzungskonkurrenzen ergeben sich u. a. mit Militär-, Windenergie offshore- und Naturschutzflächen),
- ▶ die CO₂-Speicherung auf das Gebiet des Festlandssockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) beschränkt werden,
- ▶ eine Speicherung in Meeresschutzgebieten grundsätzlich nicht zugelassen werden,
- ▶ eine Speicherung von Kohlendioxid an Land weiterhin nicht bundesweit ermöglicht werden, mit Ausnahme von Forschungsspeichern,
- ▶ die Möglichkeit geschaffen werden, dass einzelne Länder die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid auf ihrem Landesgebiet zulassen können (Opt-in).

Die Kostenentwicklung für die CO₂-Speicherung hängt von der Entwicklung der CO₂-Speichernachfrage und des CO₂-Speicherangebots ab. Einerseits nimmt die abgeschiedene CO₂-Menge (CO₂-Speichernachfrage) in THG-Netto-Neutralitätsszenarien ab 2030 bis zum Jahr 2045 zu (SCI4climate.NRW, 2025). Ein Anstieg von Negativemissionen durch technische Optionen (z. B. BioCCS und DACCS) führt zu weiteren zu speichernden CO₂-Mengen. Andererseits kann die Speichernachfrage aus industriellen Prozessen aufgrund von alternativen Produktionsprozessen (z. B. CO₂-freie elektrochemische Verfahren zur Herstellung von THG-armem Zement), durch die Nutzung von Alternativmaterialien (z. B. mehr Holznutzung) oder durch einen Anstieg von inländischem CCU zurückgehen.

Mittelfristig kann die CO₂-Injektionsrate einen Flaschenhals für den Hochlauf von CCS darstellen (CO₂-Speicherangebot). Laut Geostor-Bericht beträgt die Injektionskapazität für die offshore-CO₂-Speicherung für Deutschland 10 MtCO₂/a (Wallmann, K. und das GEOSTOR-Konsortium, 2025). Dem gegenübergestellt, könnte die CO₂-Speichernachfrage im Jahr 2045 szenarisch zwischen bei 7-90 MtCO₂/a (SCI4climate.NRW, 2025) liegen. Für jene CO₂-Menge, die nicht in Deutschland eingespeichert werden kann, gibt es einen Bedarf für CO₂-Speicherung im Ausland. Dies illustriert, dass die deutschen offshore-Injektionsraten mittelfristig knapp bleiben werden. Zudem ist zurzeit nicht absehbar, dass ein Bundesland die Opt-in-Klausel zieht und damit die CO₂-Speicherung onshore ermöglichen wird. Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Bremen haben sich offiziell gegen die CO₂-Speicherung im eigenen Bundesland ausgesprochen. Andere Bundesländer wiederum planen die potenziellen

CO₂-Speicherkapazitäten durch geologische Untersuchungen zu überprüfen (z. B. Baden-Württemberg, Bayern).

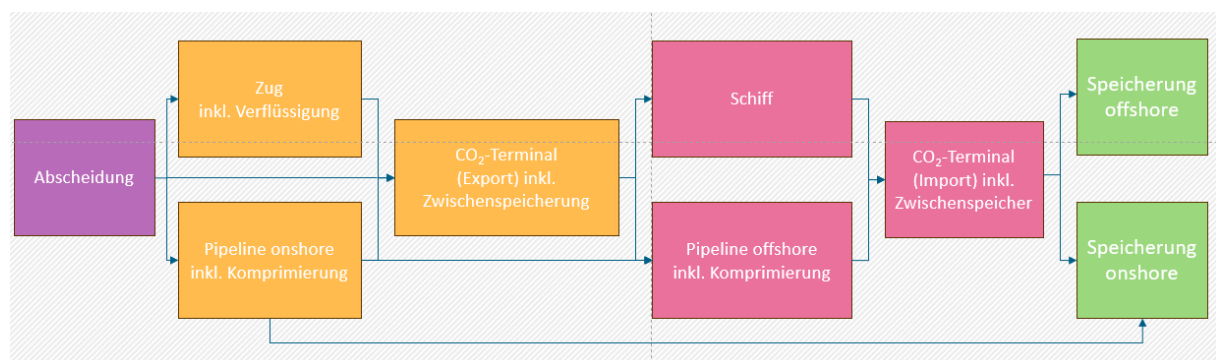
Europaweit ist eine Dynamik in Richtung CO₂-Speicherung wahrzunehmen, trotz großer Unsicherheiten durch die geopolitischen Rahmenbedingungen und die zu erwartenden zusätzlichen hohen Kosten durch CCS. Im Sommer 2025 startete die erste Phase des Transport- und Speicherprojekts Northern Lights in Norwegen. Die ersten CO₂-Mengen werden im industriellen Maßstab offshore injiziert. Der IEA CCUS Data Explorer zeigt, dass sich rund 365 MtCO₂ Speicherkapazitäten (Projekttypen Storage, T&S, Full chain) in der Projektpipeline befinden. Die meisten davon haben den Status als geplant, wenige befinden sich gerade im Bau (z. B. Greensand in Dänemark, Porthos in Niederlande) und einzelne sind in Betrieb (Sleipner, Snøhvit, Northern Lights Phase 1). Eine finale Investitionsentscheidung (FID) bleibt zudem bei den meisten angekündigten Projekten noch aus (IEA, 2025b).

5.4 Kosten CO₂-Transport- und -Speicherung

Kostenangaben für CO₂-Transport und Speicherung sind von hohen Unsicherheiten betroffen. Im Vergleich zum Vorjahr erlauben zusätzliche Analysen und Projektdaten konkretere Einordnungen, bestätigen aber auch das Risiko von sehr hohen Kosten.

Die Zusammensetzung der CCS-Prozesskette (siehe Abbildung 8) wird sich über die Zeit kontinuierlich verändern. Bis zum Jahr 2050 ergibt sich für die Transport- und Speicherkosten ein unterschiedlicher Mix der jeweiligen Transportmodi (Lkw, Zug, Schiff, Pipeline) und Speicherorte (on- bzw. offshore).

Abbildung 8: CCS-Prozessketten



Anmerkung: Lkw-Transport und Binnenschifffahrt können auch Teil der Prozesskette für den inländischen Part sein. Diese wurden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos

Wie Abbildung 8 zeigt, setzen sich die Gesamtkosten aus einzelnen CCS-Prozesskettengliedern zusammen. Die Kosten hängen dabei vom individuellen Einzelfall, dem Standort und von den finanziellen und politischen Rahmenbedingungen ab. Die folgenden Kostenparameter sind dabei entscheidend:

- ▶ CO₂-Quelle: CO₂-Reinheit, Skalierbarkeit, Energieinput, Saisonalität
- ▶ CO₂-Transportmodus und -Mengen: Lkw, Zug, Schiff, Pipeline
- ▶ CO₂-Speicherort: offshore oder onshore

- Standort: Distanz zum CO₂-Terminal, Zugang zur CO₂-Infrastruktur, Konzentration von mehreren CO₂-Punktquellen
- Geschäftsmodell: Finanzierbarkeit, Langfristverträge, Besitzverhältnisse, Modell zur Beschaffung und Partnerschaft

Für die einzelnen Kostenbestandteile wurden die folgenden Annahmen getroffen (siehe Tabelle 9). Die gesamten Transportkosten setzen sich zusammen aus dem inländischen und ausländischen Transport. In dieser Analyse sind die Optionen des inländischen (onshore) Transports Zug und onshore-Pipeline. Der ausländische Transport (offshore oder onshore) läuft entweder im Meer per Schiff oder Pipeline offshore ab und/oder über Land per onshore-Pipeline bzw. Zug. Die Kosten für die Konditionierung (Verflüssigung bei Zug und Schiff und Komprimierung bei Pipeline) sind in den Transportkosten inkludiert. Die Kosten beim Pipeline-Transport reduzieren sich, je mehr CO₂ transportiert wird. Beim leitungsgebundenen Transport sind die Investitionskosten die entscheidende Größe, Betriebskosten hingegen machen nur einen kleinen Teil aus. Bei einer Verdoppelung der transportierten CO₂-Menge, würden sich die spezifischen Kosten in etwa halbieren. Ein größerer Durchmesser bei der Pipeline erhöht nicht signifikant die Kosten. Dies ist beim Lkw- und beim Zugtransport nicht der Fall, da bei einer größeren CO₂-Menge mehr Züge bzw. Lkws benötigt werden. Wie bei den Pipelines reduzieren sich auch die spezifischen Kosten für ein CO₂-Terminal mit ansteigendem CO₂-Umschlag (Roussanaly, et al., 2021).

Die onshore-Speicherung in Deutschland wurde in diesen Berechnungen aufgrund der oben genannten Unsicherheiten ausgeschlossen. Eine onshore-Speicherung kann theoretisch durch geringere Transportdistanzen die Gesamtkosten wesentlich reduzieren und damit einen CCS-Hochlauf beschleunigen. Jedoch wird davon ausgegangen, dass ein Anschluss an ein bundesweites CO₂-Kernnetz weiterhin notwendig ist, um langfristig an die großen CO₂-Speicherprojekte offshore in der Nordsee angeschlossen zu sein. In diesen Kostenberechnungen fallen somit in jedem Fall (inländische) Transportkosten an. Jedoch wird eine onshore-Speicherung im Ausland nicht ausgeschlossen. So plant z. B. das CCS-Projekt in Dänemark „Norne“ (PCI-Status und CEF-Förderung) bis zum Jahr 2030 rund 16 MtCO₂/a onshore zu speichern (IEA, 2025b, Norne, 2025).

Aufgrund der derzeit intransparenten Marktsituation und der großen Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenentwicklungen werden für die Kostenberechnung Bandbreiten angesetzt. Zudem basieren die Rechnungen auf Vollkosten (CAPEX und OPEX). Diese sind zu unterscheiden von Marktpreisen. Dafür würde u. a. die Marge der Unternehmen noch hinzukommen. Tabelle 9 zeigt die angenommenen Kosten je Transportmodus, CO₂-Terminal und Speicherort.

Tabelle 9: Annahmen Kosten CO₂-Transport und -Speicherung, Bandbreiten

Parameter	Wert, in EUR/tCO ₂	Quelle
Pipeline onshore	37 / 39	(Sievert, et al., 2025)
Pipeline offshore	36 / 38	(Sievert, et al., 2025)
Zug	78 / 79	(Sievert, et al., 2025)
Schiff	41 / 42	(Sievert, et al., 2025)
CO ₂ -Terminal (Ex- und Import)	3 / 10	(Roussanaly, et al., 2021)
CO ₂ -Speicherung offshore	13 / 100	(Wallmann, K. und das GEOSTOR-Konsortium, 2025)/ (Xodus, 2024)
CO ₂ -Speicherung onshore	8 / 24	(Danish Energy Agency, 2024a) / (Danish Energy Agency, 2024b)

Anmerkungen: Min- / Max-Werte in Sievert et al. (2025): Die min-/max-Werte ergeben sich durch unterschiedliche Finanzierungsmodelle; min-Werte entsprechen Projekt-Finanzierung und max-Werte Unternehmens-Finanzierung; Pipeline onshore und Zug gilt für 500 km und 1 MtCO₂/a; Pipeline offshore und Schiff gilt für 1.000 km und 3 MtCO₂/a; Transportkosten beinhalten Kosten für Verflüssigung und Komprimierung.; Danish Energy Agency: onshore- und offshore-Speicherung min-Wert gilt für 5 MtCO₂/a Injektionsrate und WACC 3,5 %; Wallmann, K. und GEOSTOR-Konsortium: Speicherkosten gelten für Gebiet A in Vollausbauphase mit 10 MtCO₂/a mit Pipelinetransport; Xodus (2024) stellt ein Mittel der Tarifschätzung für das Speicherprojekt Aramis (Niederlande) dar
Quelle: eigene Darstellung, Prognos

Die mittleren Kosten für einen durchschnittlichen Standort ergeben sich dabei aus einem Mix der verschiedenen CCS-Pfade. Für die Zusammensetzung des CO₂-Transports und der CO₂-Speicherung wurde folgende indikative Entwicklung angesetzt.

Zu Beginn bis ca. Mitte 2030er werden die ersten abgeschiedenen CO₂-Mengen per Zug abtransportiert. Dafür wird das CO₂ am Standort der Abscheidung verflüssigt und zwischengespeichert. Per Zug wird das CO₂ zu einem CO₂-Terminal an der Küste transportiert. Das CO₂-Terminal kann sowohl an einem Standort an der deutschen Nordseeküste (z. B. Wilhelmshaven) liegen als auch an einem ausländischen CO₂-Terminal, bspw. in Zeebrugge (Belgien) oder Rotterdam (Niederlande). Beim CO₂-Terminal wird das flüssige CO₂ zwischengespeichert und dann per Schiff in Richtung eines weiteren CO₂-Terminals im Ausland transportiert, wo es dann per offshore-Pipeline bzw. per Schiff direkt in die CO₂-Speicherung offshore gepumpt wird. Das abgeschiedene CO₂ wird in Phase 1 inländisch ausschließlich per Zug transportiert, per Schiff exportiert und in offshore-Lagerstätten gespeichert.

Mittelfristig bis Mitte der 2040er wird ein Hochlauf einer leitungsgebundenen CO₂-Infrastruktur in Deutschland angenommen. Der onshore-Pipelinetransport löst zunehmend den Zugtransport ab. Gleichzeitig werden mehr Standorte an eine Infrastruktur angeschlossen. Es findet die erste CO₂-Speicherung in der deutschen AWZ statt. Je nach Standort wird das abgeschiedene CO₂ per Zug bzw. per Pipeline transportiert. Der Großteil der CO₂-Mengen wird in ausländischen Speicherstätten offshore gespeichert. Einzelne Projekte im Ausland ermöglichen auch für ausländisches CO₂ die Speicherung onshore.

Langfristig bis zum Jahr 2050 wird angenommen, dass auch entlegene Standorte an eine leitungsgebundene Infrastruktur angeschlossen werden. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen werden größtenteils per onshore-Pipeline abtransportiert. Nur einzelne, sehr dezentrale

Standorte transportieren das CO₂ weiterhin per Zug. Über CO₂-Terminals wird das CO₂ entweder per Schiff oder Pipeline zu den offshore-Speicherstätten transportiert. Zudem gelangt ein kleiner Teil der inländischen CO₂-Mengen direkt per onshore-Pipeline zu onshore-Speicherstätten im Ausland (z. B. nach Dänemark). Der Großteil der CO₂-Mengen wird jedoch offshore gespeichert.

Aus den Annahmen der Kostenbestandteile (Tabelle 9) und der beschriebenen unterstellten Entwicklung der unterschiedlichen Transportmodi wurden die spezifischen Kosten für CO₂-Transport und -Speicherung ermittelt. Die Kostenbandbreite ist in Tabelle 10 für den Zeitraum von 2030 bis zum Jahr 2050 in 5-Jahresschritten dargestellt. Für die Gesamtkosten von CCS müssen noch die Abscheidungskosten hinzugerechnet werden, die aber hier explizit nicht mit einberechnet werden, da diese Teil der Sektormodellierungen sind.

Tabelle 10: Entwicklung CO₂-Transport- und Speicherkosten (Bandbreiten)

	Einheit	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Transport	EUR/tCO ₂	125/133/141	114/121/128	86/91/97	75/80/84	71/76/81
CO ₂ -Speicherung	EUR/tCO ₂	13/57/100	13/55/98	12/52/92	12/51/90	12/50/89
CO ₂ -Transport und -Speicherung	EUR/tCO ₂	138/190/241	127/176/226	98/144/189	87/131/174	84/126/169

Anmerkung: Min-/Med-/Max-Werte; für die gesamten CCS-Kosten müssen die CO₂-Abscheidekosten noch addiert werden. Diese variieren nach Branche und Anwendung und werden daher in den Nachfragesektoren mitberücksichtigt.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos

Die Kostenreduktion bis zum Jahr 2050 findet vor allem durch den Transportmodiwechsel statt. Dies ist hauptsächlich durch den Shift der Transportmodi von Zug auf Pipeline onshore bzw. Schiff auf Pipeline offshore zu erklären. Anfangs wird abgeschiedenes CO₂ im Inland komplett per Zug transportiert (siehe z. B. Projekt GeZero (Heidelberg Materials, 2025)). Auch beim Transport außerhalb Deutschlands findet ein stetiger Wechsel vom Schiff hin zu der günstigeren offshore-Pipeline statt. Der Großteil der zu speichernden CO₂-Mengen wird in offshore-Lagerstätten gespeichert. Die CO₂-Speicherung onshore ist zwar günstiger, aus knappen Speicherkapazitäten und Akzeptanzgründen wird hier angenommen, dass in Europa CO₂ hauptsächlich offshore gespeichert wird.

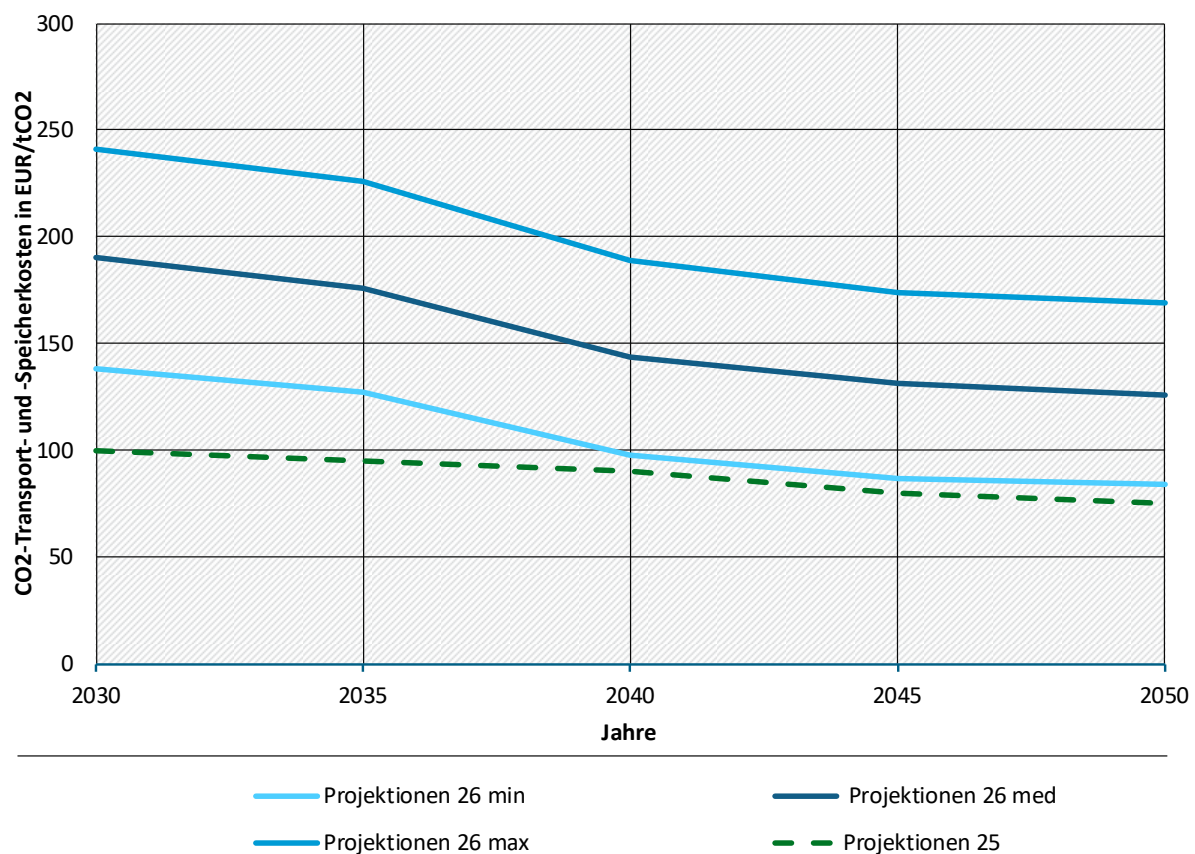
Zukünftige CO₂-Netzentgelte für den CO₂-Transport werden hier nicht ausgewiesen. Nicht nur die Höhe der Netzentgelte ist noch ungewiss, sondern auch die Art der Tarifstruktur (Briefmarkenentgelt, Zonentarife, etc.). Zudem hängt die Höhe neben den abgeschiedenen CO₂-Mengen und der Transportdistanz auch von der Regulierung ab. Bei Ex-Post-Regulierung, dem laut Eckpunkt Papier der CMS vom BMWI derzeit bevorzugten marktbasierten Ansatz, werden die Transport- und Speicherkosten bilateral zwischen den Akteuren (Abscheidungs- und nachgelagerten Transport- und Speicherunternehmen) ausverhandelt.¹³ Diese würden sich

¹³ Dahingegen wird der Aufbau des H₂-Kernnetzes über eine Ex-Ante-Regulierung geregelt. In dieser legt die Regulierungsbehörde die Netzentgelte im Vorfeld fest. Es wird davon ausgegangen, dass angekündigte Projekte auch umgesetzt werden und aufgrund von Lernkurven Kostendegressionen aufweisen. Beide Infrastrukturen (CO₂ und H₂) beruhen bisher vor allem auf Plänen und Absichtserklärungen. Nicht berücksichtigt sind allfällige Wechselwirkungen zwischen den beiden Infrastrukturen.

regional unterscheiden und dementsprechend (deutlich) höher oder niedriger als die hier angegebenen durchschnittlichen Transportkosten sein.

Abbildung 9 zeigt die Bandbreite der Gesamtkosten (Transport und Speicherung) bis zum Jahr 2050. Es gibt große Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Kostenfällen (min, med, max). Im Jahr 2030 liegen die in den Projektionen 2026 unterstellten Kosten zwischen 138 (PB26min) und 241 EUR/tCO₂ (PB26max) und sinken bis 2050 auf 84 bis 169 EUR/tCO₂.

Abbildung 9: Kostenentwicklung CO₂-Transport und -Speicherung



Quelle: eigene Darstellung, Prognos

Die große Bandbreite insb. bei der CO₂-Speicherung spiegelt die gegenwärtige Unsicherheit über die zu erwartenden Kosten wider. Kostenangaben wurden sowohl in der Literatur als auch in den wenigen Projektdaten in den letzten Jahren nach oben korrigiert. FOAK-Speicherprojekte weisen höhere Speicherkosten aus und liegen damit am oberen Ende der Bandbreite. Dahingegen ergeben Vollkostenberechnungen (Wallmann, K. und das GEOSTOR-Konsortium, 2025) für NOAK-Speicherprojekte bzw. für Projekte in der Vollausbauphase im Vergleich einen Bruchteil der aktuellen Kostenangaben. Dies zeigt, dass die CCS-Kosten sich aktuell noch sehr individuell bilden und jeweils vom Einzelfall abhängen (Projekt, Standort, CO₂-Menge). So können z. B. gut gelegene Standorte direkt an der Küste und in der Nähe eines CO₂-Terminals (bspw. CCS Sluiskill (Yara, 2025)) um Faktor 2 geringere Transportkosten aufweisen, da hier der inländische kostenintensive Zugtransport weitgehend entfällt. Diese gut gelegenen Projektstandorte werden aus Kostengründen den Beginn des CCS-Hochlaufs in Europa prägen. Dies trifft aber auf die meisten Standorte mit schwer vermeidbaren Emissionen in Deutschland nicht zu, hier werden Kosten für den inländischen Transport anfallen.

Entlang der Transport- und Speicherprozesskette können vereinzelt weitere Potenziale zur Kostensenkung bestehen, diese sind aber aufgrund des hohen Reifegrades der zugrunde liegenden Technologien voraussichtlich begrenzt und dürften zudem durch gegenläufige Entwicklungen – etwa den steigenden Aufwand für küstenfern gelegene Speicherstätten – weitgehend kompensiert werden. Langfristig ist daher lediglich mit moderaten technologischen Kostensenkungen zu rechnen, zumal der Pipelinetransport als etablierte Technologie gilt. Größere Reduktionspotenziale werden vielmehr im Bereich der CO₂-Abscheidung erwartet, insbesondere durch die Entwicklung und Implementierung neuer Abscheidungstechnologien. (Matthes, F. C.; Brauer, J., 2025). Ein Kostenreduktionsfaktor könnte eine Zunahme der onshore-Speicherung sein. Falls diese auch noch in der Nähe der jeweiligen CO₂-Punktquelle stattfindet, sinken die Transportkosten um ein Vielfaches.

Die CCS-Technologie steht noch relativ am Anfang. Die Entwicklungen sind stark international verwoben und von privatwirtschaftlichen Aktivitäten geprägt. Gleichzeitig sind sie von Rahmenbedingungen und Regulatorik abhängig, wobei bereits Anreize und Förderungen sowohl auf nationalstaatlicher als auch auf EU-Ebene bestehen. In Deutschland sind bisher entlang der CCS-Prozesskette nur vereinzelt Projekte angekündigt. Speicherprojekte brauchen für den Hochlauf eine Zusage (FID oder MoU) seitens der Abscheideprojekte (und vice versa). Die Abscheideprojekte wiederum brauchen einen bezahlbaren CO₂-Transport und alles muss größtenteils synchron ablaufen. Diese komplexen Koordinationsaufgaben zwischen Unternehmen, die zum Teil bisher noch nicht zusammengearbeitet haben, und die großen Unsicherheiten über die Kostenentwicklung zeigen, dass durchschnittliche Kostenangaben für einen mittleren Standort nur erste Richtwerte sein können, die wirklichen Kosten sind vom individuellen Fall und der zukünftigen Marktsituation abhängig.

Aufgrund der großen Unsicherheiten – sowohl nach oben als auch nach unten – wurde für die Projektionen 2026 der mittlere Kostenpfad (PB26med) ausgewählt.

6 Endverbrauchspreise für Energie

6.1 Einleitung

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die Vorgehensweise bei der Erstellung der Annahmen bezüglich der Endverbrauchspreise der Energieträger für die Modellierung der Projektionen 2026. Dabei werden die Produkte aus den Energieträgern Rohöl, Steinkohle, Erdgas und Wasserstoff, Biomasse sowie die Sekundärenergieträger Strom und Fernwärme berücksichtigt. Wo möglich und notwendig, werden die Produkte nach Abnahmevolumina und Kundenart differenziert. Ausgangspunkt sind die jeweiligen Großhandelspreise. Hier liegen die in den Kapiteln 3 und 4 festgelegten Brennstoff- und CO₂-Bepreisungspfade zu Grunde. Über Annahmen zu den jeweiligen weiteren Preisbestandteilen (u. a. Beschaffung, Vertrieb und Margen¹⁴, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) werden schließlich die entsprechenden Endverbrauchspreise ermittelt und dargestellt.

Dabei wird zunächst die Methodik genauer beschrieben (Kapitel 6.2). Hier werden insbesondere die verschiedenen Herausforderungen bei der Abschätzung von Preisaufschlägen, der Weiterleitung der CO₂-Bepreisung und andere Aspekte bei der konkreten Implementierung erläutert und die gewählten Lösungsansätze vorgestellt. Dieser Abschnitt beinhaltet auch eine Aufstellung der für die Ermittlung der Endverbrauchspreise einschlägigen politischen Maßnahmen. Im nächsten Schritt wird deren Implementierung detailliert dargelegt (Kapitel 6.3). Schließlich erfolgt eine tabellarische Darstellung der Endverbrauchspreise für alle Energieträger, Produkte und Kundenarten (Kapitel 6.4).

6.2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise

6.2.1 Abschätzung des Preisaufschlags durch Zwischenhändler (Beschaffung), Vertriebskosten und Margen

Sowohl Großhandelspreise als auch Endverbrauchspreise lassen sich für die unterschiedenen Energieträger aus den jeweiligen Statistiken – bspw. EEX, ICE, Eurostat, en2x und Destatis – entnehmen.¹⁵ Neben Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben sind die Endverbrauchspreise mit den Bezugskosten der Händler (Beschaffung), Kosten für die Vermarktung und den Vertrieb (Vertrieb) und entsprechenden Margen beaufschlagt. Der Sammelposten Beschaffung, Vertrieb und Margen wurde dabei anhand des Residuums aus dem Endverbrauchspreis nach Abzug aller Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern gebildet. Für die zukünftigen Werte wurde der Mittelwert der letzten zehn Jahre in realen Größen berechnet und als Konstante fortgeschrieben.

6.2.2 CO₂-Preise auf fossile Energieträger

Die CO₂-Preise des BEHG bzw. des ETS 2 finden sich in den Endverbrauchspreisen als Preisaufschläge wieder. Der Grund hierfür liegt darin, dass Inverkehrbringer fossiler Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr mit den CO₂-Preisen belastet werden und diese Kosten an die Endkunden weitergeben. Die Preise des ETS 1 finden sich nicht direkt in den Endkundenpreisen wieder, da Betriebe aus der Energiewirtschaft und Industrie die notwendigen Zertifikate separat erwerben.

¹⁴ Hier existieren mindestens zwei unterschiedliche Terminologien, die aber denselben Preisbestandteil beschreiben: Beschaffung, Vertrieb und Margen (Terminologie: BNetzA), Beschaffung und Vertrieb (Terminologie: BDEW). Beide beschreiben das Residuum aus Endkundenpreis abzüglich Steuern, Umlagen, Entgelten und Abgaben sowie des Großhandelspreises.

¹⁵ In den Abschnitten zu den jeweiligen Energieträgern werden die Statistiken jeweils genau benannt.

- **Erdölbasierte Produkte:** Für alle hier aufgeführten Produkte wird angenommen, dass sich der CO₂-Preis im BEHG bzw. ETS 2 vollständig im Endverbrauchspreis wiederfindet. Dies bedeutet, dass implizit die Annahme getroffen wird, dass Super-Kraftstoff und Dieselmotorkraftstoffe ausschließlich im Verkehrssektor zum Einsatz kommen und Heizöl leicht ausschließlich zur Wärmeerzeugung verwendet wird.
- **Erdgas:** Für den Abnahmefall der Haushalte und im Industrieabnahmeband I3 ist der CO₂-Preis des BEHG bzw. ETS 2 vollständig im Endverbraucherpreis enthalten. Unternehmen der Industrienachfragebandes I6¹⁶ sind aufgrund der großen Abnahmemenge zum Erwerb von Emissionszertifikaten des ETS 1 verpflichtet und zahlen demnach kein CO₂-Preiszuschlag im Endverbrauchspreis.

6.2.3 Weitere grundlegende Annahmen

Großhandelspreise bilden die Grundlage für die Endverbrauchspreise, die wiederum ein zentraler Inputparameter für die Technologiewahl in der Industrie und den Endverbrauchssektoren sind. Annahmen und Vorgehen zu ihrer Ermittlung werden hier kurz beschrieben. Insbesondere im Sektor Gebäude werden neben den Preisen für fossile Brennstoffe und Strom auch Endverbrauchspreise für feste und gasförmige Biomasse sowie Fernwärme für die Modellierung benötigt. Darüber hinaus werden Annahmen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen getroffen.

Großhandelsstrompreise

Die Großhandelsstrompreise sind nicht nur durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise getrieben, sondern auch durch die Entwicklung im europäischen Stromsystem sowie der Entwicklung der Nachfrage in den verschiedenen Sektoren. Die Nachfrage nach Strom ergibt sich aus den sektorspezifischen Projektionen. Der Einsatz von strombasierten Technologien hängt dabei wiederum auch von den relativen Preisen der unterschiedlichen Technologieoptionen ab. Da der Strompreis wiederum auch einer der Eingangsparameter für die Technologiewahl in den verschiedenen Sektoren ist, muss hier im Rahmen der Projektionsmodellierung eine Abwägung erfolgen: Einerseits würde eine integrierte Betrachtung aller Sektoren in einem einzigen integrierten Modelllauf das Zusammenspiel zwischen Technologieauswahl, Nachfrage und Strompreis konsistenter abbilden, jedoch mit einem niedrigen individuellen Detailgrad in der Abbildung der Maßnahmen einhergehen. Andererseits erlaubt eine sequenzielle Abbildung einen hohen Detailgrad der Maßnahmen, jedoch kann die Interaktion zwischen Technologieauswahl, Nachfrage und Preisen nur näherungsweise abgebildet werden. Auf Grund der hohen Anforderungen an die Abbildung von Einzelmaßnahmen einerseits und dem im Vergleich zum Großhandelspreis großen Einfluss von weiteren Preisbestandteilen wie Steuern und Abgaben, fällt für die Projektionen 2026 die Entscheidung zu Gunsten der sequenziellen Abbildung (analog zum Vorgehen in den vorherigen Treibhausgas-Projektionen).

Für die Annahmen zu den Großhandelsstrompreisen in den Projektionen 2026 wurde daher auf die Modellergebnisse der Projektionen 2025 zurückgegriffen. Einen großen Einfluss auf die Höhe der Großhandelsstrompreise hat die Höhe der zu Grunde gelegten Erdgas und CO₂-Preise. Für diese beiden wichtigen Einflussparameter wurde der Stromgroßhandelspreis aus der Vorjahresmodellierung anhand der in den Kapiteln 3 und 4 getroffenen Annahmen korrigiert. Die Korrektur erfolgte dabei anhand von Elastizitäten, die aus dem Prognos Strommarktmodell

¹⁶ Beim Erdgaspreis für Industriekunden werden nach Eurostat 6 Abnahmebänder unterschieden. In diesem Papier werden exemplarisch 2 Abnahmefälle dargestellt. Beim Band I3 liegt die Bezugsmenge bei 10.000-100.000 GJ, bei I6 >4.000.000 GJ.

im Rahmen anderer Vorhaben (z. B. vbw / Prognos Strompreisprognose 2024) abgeleitet wurden. Für 2030 wurde ein Großhandelsstrompreis von 57 EUR (2024)/MWh und für 2050 von 53 EUR (2024)/MWh angesetzt. Im Vergleich zur ursprünglichen Modellierung aus den Projektionen 2025 liegt der korrigierte Preis im Jahr 2030 knapp 5 EUR (2024)/MWh tiefer; nach 2030 wird der Unterschied geringer. Dieser Unterschied ist hauptsächlich auf die veränderte Annahme zur Preisentwicklung im EU-ETS 1 zurückzuführen. Längerfristig (nach 2035) wurde keine Korrektur vorgenommen, da die Annahmen hinsichtlich der Preise für Erdgas und Emissionshandelszertifikate identisch zu den Projektionen 2025 sind.

Preise für feste und gasförmige Biomasse

Die Preisprognosen für feste Biomasse und Biomethan werden auf Basis realer Preisinformationen des Jahres 2025 erstellt. Die statistischen Preise für Holzpellets, Hackschnitzel und Scheitholz entstammen dem Zentralen Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N) (2025a; 2025b) sowie dem Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ, 2025). Die statistischen Preisinformationen für Biomethan entstammen dena (2023).

Die Entwicklung der Preise nach einzelnen Produkten wird dann an die Entwicklung des Endverbrauchspreises für Erdgas (Haushalte) gekoppelt. D.h., die einzelnen Preise werden anhand des Index des Erdgaspreises fortgeschrieben. Dabei werden die steigenden CO₂-Preise und die steigenden Netzentgelte aufgrund der sinkenden Nachfrage beim Erdgaspreis mitberücksichtigt.

Preise für Fernwärme

Fernwärme wird aus verschiedenen Energieträgern erzeugt, aktuell wird der Großteil aus Erdgas erzeugt. Die Wärmeversorgung durch Fernwärme steht dabei in Konkurrenz zur dezentralen Wärmeversorgung, insbesondere durch Erdgaskessel. Für die Fortschreibung werden aus diesem Grund die Endverbrauchspreise für Fernwärme in der kurzen und mittleren Frist (bis 2035) an die Entwicklung des Haushaltspreises für Erdgas (inkl. CO₂-Preis und steigender Netzentgelte) gekoppelt. Längerfristig dürfte aufgrund des Klimaschutzes Erdgas an Bedeutung verlieren. Der am Markt erzielbare Preis für Fernwärme orientiert sich in der längeren Frist an anderen Substituten, insbesondere an den Wärmegestehungskosten der dezentralen Wärmepumpe. Die Fortschreibung des Fernwärmepreises wird nach 2035 an die Entwicklung des Wärmepreises aus Wärmepumpen gekoppelt.

Preise für Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen

Endverbrauchspreise für Wasserstoff werden für drei unterschiedliche Einsatzbereiche ermittelt: Großindustrieller oder Kraftwerkseinsatz, Verkehr und Haushaltskunden. Da sich die Wasserstoffinfrastruktur noch im Aufbau befindet und keine Zeitreihen liquider Märkte zur Bestimmung von Margen, aber auch keine finalen Festlegungen zu Netzentgelten oder sonstigen Steuern und Umlagen vorliegen, mit denen Wasserstoff belegt werden wird, muss hier stark auf Annahmen zurückgegriffen werden. Die Darlegung und Begründung der Annahmen finden sich im Kapitel 6.3.5.

Weitere Annahmen für die Ermittlung der Endverbrauchspreise

Die für die Treibhausgas-Projektionen berücksichtigten Instrumente und Eingriffe mit direkter Wirkung auf die Energiepreise sind im Weiteren kurz aufgeführt und spezifiziert. Weitere Änderungen im Bereich der Abgaben und Umlagen werden nicht berücksichtigt, da diese, wenn überhaupt, vom Umfang und der Ausgestaltung noch zu unkonkret vorliegen.

- ▶ Wegfall der EEG-Umlage: Im Rahmen des 1. Entlastungspakets wurde die EEG-Umlage ab 01.07.2022 abgeschafft (Bundesregierung 2022).
- ▶ Strom-Netzentgelte:
 - In den Projektionen 2026 wird insgesamt ein Anstieg der Netznutzungsentgelte bis 2030/2035 auf Grund des notwendigen Ausbaus der Netzinfrastruktur angenommen. Nach 2030/2035 werden die Netzentgelte wieder leicht rückläufig, da ab dann der Anstieg des Stromverbrauchs den Anstieg der Netzkosten übersteigt.
 - Zur Entlastung von Stromkosten hat die Bundesregierung beschlossen die Übertragungsnetzbetreiber zu entlasten und in den Jahren 2026-2029 mit rund 26 Mrd. EUR aus dem KTF zu unterstützen. Es wird angenommen, dass diese Mittel (jährlich 6,5 Mrd. EUR) weitgehend an die Stromkunden weitergegeben und so die Netzentgelte abgesenkt werden.
- ▶ Industriestrompreis: Der ab 2026 vorgesehene staatlich subventionierte Industriestrompreis für energieintensive Unternehmen wird bei den hier ausgewiesenen Strompreisen nicht berücksichtigt. Eine Berücksichtigung erfolgt nachgelagert im Rahmen der Modellierung des Industriesektors. Der Preis des geförderten Anteils darf nicht mehr als fünf 5 ct/kWh betragen und der subventionierte Preis darf bei den Unternehmen jeweils nur für die Hälfte des Stromverbrauchs gelten.¹⁷

Es sei darauf hingewiesen, dass viele Energie- und andere Steuersätze aktuell als feste Aufschläge definiert sind (beispielsweise Strom- und Energiesteuer) und somit bei Inflation ohne weitere Eingriffe – bspw. eine Inflationsindexierung – real absinken.

- ▶ Sonderfaktoren wie THG-Quote oder LKW-Maut werden im Verkehrssektor parametrisiert und nicht zentral vorgegeben. Die konkrete Umsetzung dieser Faktoren ist im separaten Papier zu den Zentralen Sektorbezogenen Annahmen beschrieben (Förster et al. 2025; Kapitel Verkehr).

6.3 Detaillierte Implementierung der Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026

6.3.1 Erdölbasierte Produkte

- ▶ Nominal gleichbleibende Höhe der Energiebesteuerung; somit sinkt die Steuer real mit der Inflationsrate ab.

6.3.2 Erdgas

- ▶ Die Netzentgelte von Erdgas steigen zukünftig voraussichtlich deutlich an. Der Grund hierfür liegt im erwarteten Rückgang des Erdgasverbrauchs. Die fixen Kosten der Gasinfrastruktur werden zukünftig durch den Rückgang des Verbrauchs auf geringere Verbrauchsmengen verteilt. Die Steigerungen um den Faktor 1,7 bis 2030 und rund 3 bis 2045 sind angelehnt an untere Werte aus (Agora 2023).
- ▶ Alle anderen Abgaben wie Steuern und Umlagen wurden nominal konstant fortgeschrieben. Damit ergibt sich ein reales Absinken aufgrund der steigenden Inflationsrate. Die

¹⁷ <https://www.br.de/nachrichten/bayern/subventionierter-industriestrompreis-was-bringt-das-und-wem.V2oC3mP>

unterstellte Inflationsrate entspricht derjenigen der ökonomischen Rahmendaten (Kapitel 2.2).

6.3.3 Strom

► Netzentgelte

- Die Netzentgelte für Strom werden anhand der Entwicklung der Netzkosten fortgeschrieben. Basis für die Entwicklung der zukünftigen Netzkosten ist eine Auswertung der bestehenden Netzentwicklungspläne im Übertragungs- und Verteilnetz. Aus den in den Netzentwicklungsplänen ausgewiesenen Investitionen werden die jährlichen Netzkosten anhand von Annahmen zur durchschnittlichen gewichteten Verzinsung (4,5 %) und der Lebensdauer der Anlagen (40 Jahre) gebildet. Diese zusätzlichen Netzkosten addieren sich zu den Kosten des Bestandnetzes sowie weiteren Kosten für Systemdienstleistungen. Die Kosten des Bestandsnetzes wurden anhand von (BNetzA 2025) und vorheriger Berichte ermittelt. Für die Kosten der Systemdienstleistungen wurde ausgehend vom Wert für 2024 eine jährliche Steigerung von 2 % angenommen, um so dem steigenden Bedarf an Redispatch Rechnung zu tragen.
 - Bei der Betrachtung der Netzkosten der Jahre 2026 bis 2029 wird die vorgesehene Entlastung der Übertragungsnetzbetreiber in der Höhe von jährlich rund 6,5 Mrd. EUR (nominal) aus dem KTF berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Mittel weitgehend an die Kunden weitergereicht werden.
 - Die so ermittelten Netzkosten werden genutzt, um anhand des zukünftigen Stromverbrauchs die mittleren Netzkosten je Netzebene pro kWh zu ermitteln. Der zukünftige Stromverbrauch je Sektor wurde dabei aus den Projektionen 2025 abgeleitet.
 - Die Entwicklung der mittleren Netzkosten wird genutzt, um Netzentgelte der einzelnen Abnahmefälle fortzuschreiben. Dieses Vorgehen bedeutet implizit, dass keine wesentliche Änderung an der Regulierung unterstellt wird, welche die Verteilung der Kosten der Netzinfrastruktur zwischen den Verbrauchern festlegt.
- EEG-Umlage und Stromsteuer: Die EEG-Umlage ist seit 01.07.2022 auf null gesenkt, die Kosten zur Förderung erneuerbarer Energien werden seit 2023 aus dem Bundeshaushalt finanziert. Mit dem Strompaket wurde die Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf den europäischen Mindestsatz beschlossen. Damit gilt für Nicht-Haushalte ein nominaler Steuersatz von 0,5 EUR/MWh. Für alle Kunden sinkt dieser real mit der Inflation ab.
- Die sonstigen Umlagen und Abgaben werden von der Konzessionsabgabe dominiert, die real konstant angenommen wird. Es wird angenommen, dass ab 2035 eine neue Umlage zur Finanzierung des Betriebs von Wasserstoffkraftwerken eingeführt wird. Diese Umlage liegt zunächst bei 0,5 ct/kWh und steigt dann bis 2040 auf rund 0,9 ct/kWh an. Annahmegemäß muss die Umlage nicht von Betrieben gezahlt werden, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen. Damit ist die Umlage im dargestellten Industrieabnahmefall 7 nicht enthalten. Alle weiteren Umlagen wie die KWK-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage sowie die Offshore-Haftungsumlage werden mit nominal konstanter Entwicklung angenommen.
- Bei den ausgewiesenen Endverbrauchspreisen handelt es sich um Durchschnittswerte des gesamten Bundesgebietes, wie sie auch in öffentlichen Statistiken zu finden sind. Mögliche

regionale Unterschiede bzw. Unterschiede zwischen einzelnen Anbietern werden nicht explizit abgebildet. Die Preise beinhalten sowohl den Arbeitspreis als auch den Grundpreis, dieser wird als Teil der Netzentgelte dargestellt.¹⁸

- ▶ Einen Sonderfall stellt der Wärmepumpentarif für Haushalte dar. Dieser bewegt sich in einer Größenordnung von rund 65 % zum Haushaltsstrompreis. Der geringere Preis ergibt sich hauptsächlich durch die tieferen Netzentgelte sowie den verbreiteten Erlass der Konzessionsabgabe. Es wird angenommen, dass auch zukünftig großflächig Wärmepumpentarife angeboten werden.
- ▶ Für das Laden batterieelektrischer Pkw werden gesonderte Endverbraucherpreise genutzt. Heimladen und Laden beim Arbeitgeber wird dabei über den Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh) abgebildet, heimisch produzierter PV-Strom wird nicht explizit berücksichtigt. Da die Datenlage zu realen Ladestrompreisen und der Verteilung auf verschiedene Ladetarife an öffentlichen Ladepunkten nur sehr eingeschränkt ist, werden die Ladestrompreise für das Jahr 2025 aus verfügbaren Informationen hergeleitet. Die Herleitung erfolgt in zwei Schritten. Zunächst werden Angebotspreise der marktführenden Ladestromanbietenden inklusive Tarifstrukturen (Stand: November 2025) erhoben, für unterschiedliche Verbrauchsprofile in ct/kWh umgerechnet und entsprechend den Marktanteilen zu mittleren Angebotspreisen aggregiert (ChangePlanner, 2025). In einem zweiten Schritt werden diese Preisinformationen mit aktuellen Haushaltsumfragedaten zum Ladeverhalten verknüpft (USCALE, 2025). Dies ermöglicht die Abschätzung, welcher Anteil der geladenen Energiemengen zu Hause bzw. am Arbeitsplatz erfolgt, welcher Anteil an öffentlichen Ladepunkten und welcher Anteil davon über unterschiedliche Ladetarife abgewickelt wird. So wird im Ergebnis ein mengen- und nutzungsgewichteter durchschnittlicher Ladestrompreis für das Jahr 2025 bestimmt. Für die Fortschreibung der Preise werden Annahmen zur zukünftigen Entwicklung getroffen: sinkende durchschnittliche öffentliche Ladepreise (von aktuell 57 ct/kWh inkl. MwSt. bis 2030 auf 48 ct/kWh; bis 2050 auf 38 ct/kWh inkl. MwSt., jeweils in realen Preisen mit Basisjahr 2024) sowie ein steigender Anteil öffentlich geladener Energiemengen von aktuell 37 % bis 2050 auf 50 %.

6.3.4 Fernwärme

Für die historische Entwicklung der Fernwärmepreise wird auf Angaben der AGFW (AGFW 2024) zurückgegriffen. Verwendet wird ein Mischpreis für die Kategorie 160 kW/288 MWh/a. Der Preis dieser Kategorie stieg von rund 92 EUR (2024)/MWh (Mittelwert der Jahre 2018 bis 2020) im Zuge des Angriffskriegs von Russland auf die Ukraine und der dadurch ausgelösten Energiekrise deutlich an. Im Jahr 2024 lag der Preis bei 141 EUR (2024)/MWh.

In der mittleren Frist erfolgt die Fortschreibung des Fernwärmepreises durch die Kopplung an den Erdgaspreis für Haushalte. Der Fernwärmepreis wird ab dem Jahr 2025 mit dem Index des Erdgaspreis fortgeschrieben. Durch die zunehmende Transformation der Fernwärme nimmt die Bedeutung von Erdgas für die Fernwärmeerzeugung ab. Zudem – wenn die Fernwärme für Kunden attraktiv bleiben soll – darf der Preis nur beschränkt ansteigen. Bei sehr starken Preissteigerungen würden die Kunden vermehrt auf alternative Beheizungsoptionen wechseln, beispielsweise Wärmepumpen oder Biomasseheizungen. Um die Konsumenten zu schützen, sind auch Preiskontrollmechanismen zu erwarten (z. B. Preis-Cap oder Preiskontrollen).

¹⁸ Der Grundpreis wird in Statistiken wie Eurostat oder den Werten vom BDEW stets einheitlich in ct/kWh oder Euro /MWh umgerechnet, damit eine Vergleichbarkeit der Preise hergestellt werden kann.

Aus diesen Gründen erfolgt in der längeren Frist (jenseits von 2035) die Fortschreibung des Fernwärmepreises anhand des am Markt erzielbaren Preises. Dieser Preis wird anhand der Wärmegestehungskosten einer dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpe in einem Mehrfamilienhaus zusätzlich eines Aufschlags von zehn Prozent bestimmt.

6.3.5 Wasserstoff

Bei Wasserstoff ist grundsätzlich zwischen den Preisen unterschiedlicher Herstellungspfade zu unterscheiden. Der heute genutzte Wasserstoff ist überwiegend fossilen Ursprungs und wird überwiegend mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen. Dieser Wasserstoff wird im Folgenden mit „grau“ bezeichnet. Strombasierter Wasserstoff, der mittels erneuerbaren Stroms produziert wird und die RNFBO Kriterien der RED II/III erfüllt, wird als „grün“ bezeichnet. Daneben wurden noch für die Preisentwicklungen für sogenannten „blauen“ Wasserstoff dargelegt. Hierbei handelt es sich um Wasserstoff, der aus Erdgas hergestellt wird, dessen Emissionen jedoch größtenteils aufgefangen und gespeichert werden.

Grüner Wasserstoff

Ein Wasserstoffbezug in der Fläche ist erst ab 2032 nach vollständiger Inbetriebnahme des Kernnetzes möglich. Davor sind indikative Preise für Tankstellen und Industriekunden angegeben, die sich an einer lokalen strombasierten Produktion orientieren. Auch Haushaltskunden können Wasserstoff voraussichtlich frühestens ab 2032 beziehen, sofern dies im betreffenden kommunalen Wärmeplan vorgesehen ist (Verwendung nur in ausgewiesenen Wasserstoffgebieten möglich).

Für die lokale Wasserstoffproduktion wurden indikative Preise bis 2032 angegeben. Für industrielle Großverbraucher wurde vor 2032 eine Bandbreite an möglichen Wasserstoffbezugskosten angegeben, da hier auch ein einzelner Import von Wasserstoff möglich erscheint. Der untere Bezugsfall stellt dabei die Importkosten nach H2 Global (2024). Da es sich bei H2 Global um Importe von Ammoniak handeln wird, werden noch Aufschläge von rund 4ct/kWh für den Betrieb eines Ammoniakcrackers zu den Importpreisen hinzuaddiert.

Zur Abschätzung des oberen Randes der Wasserstoffkosten für großindustrielle Verbraucher und der lokalen Produktion von Tankstellen wurden eigene Berechnungen vorgenommen. Hierzu wurde mit folgenden vereinfachten Annahmen gerechnet:

- ▶ CAPEX der Elektrolyse: 2.000 EUR/kW im Jahr 2025 und 1.000 EUR im Jahr 2030
- ▶ Wirkungsgrad: 77 Prozent kWh H₂ Hs/kWh el
- ▶ Durchschnittliche Kapitalkosten: 8 %
- ▶ Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse: 4.000 Stunden pro Jahr für den Tankstellenfall und 2.000 Stunden für den oberen Rand des Industrieabnahmefalls.
- ▶ Für die Strombezugskosten wurden unterschiedliche Werte je nach Herstellungsfall gewählt. Für Industriekunden wurden einheitliche Kosten von 6 ct/kWh angenommen, die sich an den aktuellen Bezugskosten eines Wind Power Purchase Agreements (PPA) orientieren. Für Tankstellen wird der in Tabelle 13 dargestellte Abnahmefall zwischen 500 – 2.000 MWh verwendet.

Die Aufschläge für Tankstellen hängen stark von der Absatzmenge der jeweiligen Tankstelle und den sonstigen Kosten ab. Hier wurden aus Gründen der Vereinfachung einheitliche Aufschläge in von Höhe von rund 3 ct/kWh angenommen, die den Betrieb der Tankstelle sowie die lokale

Zwischenspeicherung und Komprimierung des Wasserstoffs abdecken. In der Realität sind gerade bei gering ausgelasteten Tankstellen im Hochlauf auch höhere Kosten denkbar. (Zerhusen et al. 2023) kommt beispielweise für Tankstellenkosten auf Werte zwischen 2,5 und 3,1 ct/kWh, wobei hier Margen und Verdichtungskosten nicht berücksichtigt wurden, sodass auch höhere Werte als diese angesetzt werden können.

Für Großverbraucher werden zusätzliche Kosten in Höhe von 5 EUR/MWh für lokale Pufferspeicherung angenommen.

Ab 2032 ist der Netzbezug von Wasserstoff dargestellt. Das Netzentgelt für das Wasserstoffkernnetz wird durch die BNetzA als Regulator bestimmt. Eine Entscheidung hierzu steht aktuell noch aus, sodass die abschließende Höhe nicht feststeht. Das zu bestimmende Hochlaufentgelt soll den Hochlauf auf von Wasserstoff ermöglichen, also in seiner Höhe nicht prohibitiv auf den Wasserstoffeinsatz wirken. Andererseits soll das Hochlaufentgelt auch zur Refinanzierung des Wasserstoffnetzes und damit dem Ausgleich des Amortisationskontos dienen. In den Projektionen wird für das Hochlaufentgelt eine Höhe von 15 EUR/MWh (Hi) angesetzt. Diese Annahme fußt auf Vergleichswerten, die im unterstellten Basisszenario von (FHG IEG et.al 2024) angenommen wurden. Die Studie von (FHG IEG et.al 2024) beschäftigt sich explizit mit den Fragen rund um die Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes. Haushaltskunden und Tankstellen zahlen aufgrund der zusätzlichen Kosten im Verteilnetz sowie Aufschlägen für Vertrieb deutlich mehr.

Grauer Wasserstoff

Es werden die Preise für den Bezug von fossilem Wasserstoff an Tankstellen dargelegt. Grauer Wasserstoff spielt auch in der Industrie eine Rolle. Hier stellt Wasserstoff jedoch nur ein Zwischenprodukt dar, weshalb für die Industriemodellierung die Erdgaspreise angesetzt werden.

Die Herstellungskosten für grauen Wasserstoff werden im Wesentlichen durch die Preise für Erdgas für mittlere Industriekunden zuzüglich der Preise für Emissionshandelszertifikate bestimmt. Hinzu kommen die Kosten für den Betrieb der Tankstelle. Diese liegen in der kurzen Frist deutlich höher als die oben beschriebenen Annahmen für grünen Wasserstoff. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Preisaufschläge auf tatsächlich verfügbare Handelspreise kalibriert wurden (Quelle: h2.live). Wahrscheinliche Gründe für die höheren Tankstellenkosten sind die aktuell niedrigen Auslastungen der bestehenden Tankstellen und damit verbundene höhere Fixkostenanteile und Risikoaufschläge der Investoren.

Blauer Wasserstoff

Die dargestellten Preise für blauen Wasserstoff sind Endverbraucherpreise für Großkunden aus der Industrie. Blauer Wasserstoff steht dabei frühestens 2032 mit der Errichtung des Kernnetzes zur Verfügung. Für die Herstellung wird die Errichtung einer autothermischen Dampfreformierungsanlage in Norwegen angenommen. Die unterstellten CAPEX hierfür betragen 800 EUR (2024)/kW im Jahr 2032 und 600 EUR (2024)/kW im Jahr 2050. Bei der Kostenberechnung wird davon ausgegangen, dass die Herstellung des Wasserstoffs und die anschließende Speicherung des CO₂ vor Ort in Norwegen erfolgen. Die Kosten für das Erdgas orientieren sich an den angenommenen Großhandelspreisen für Erdgas. Für die Speicherung von CO₂ wurden folgende Kosten angesetzt: 2035 98 EUR (2024)/t, 2040 92 EUR (2024)/t und 2050 89 EUR (2024)/t.

6.4 Finale Endverbrauchspreise für Energie

6.4.1 Preise für Erdölprodukte

Tabelle 11: Entwicklung der Preise für die Erdölprodukte Benzin, Diesel und leichtes Heizöl

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Superbenzin	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2024)/l	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
Superbenzin	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/l	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Superbenzin	CO ₂ -Preisauflschlag	EUR(2024)/l	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Superbenzin	Energiesteuer	EUR(2024)/l	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
Superbenzin	MwSt.	EUR(2024)/l	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Diesel	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2024)/l	1,7	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	1,9
Diesel	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/l	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Diesel	CO ₂ -Preisauflschlag	EUR(2024)/l	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Diesel	Energiesteuer	EUR(2024)/l	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Diesel	MwSt.	EUR(2024)/l	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Heizöl	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2024)/l	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Heizöl	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/l	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
Heizöl	CO ₂ -Preisauflschlag	EUR(2024)/l	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Heizöl	Energiesteuer	EUR(2024)/l	0,1	0,1	0,1	0,05	0,04	0,04	0,04
Heizöl	MwSt.	EUR(2024)/l	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Hinweis: Die hier ausgewiesenen Endverbrauchspreise für Treibstoffe berücksichtigen noch nicht die Effekte der THG-Quote.

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

6.4.2 Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen

Tabelle 12: Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	128	129	120	134	148	170	183
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	68	61	37	33	31	31	31
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	CO ₂ -Preisauflschlag	EUR(2024)/MWh Hi	9	11	21	30	38	45	50
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR(2024)/MWh Hi	9	10	6	5	5	5	4
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	25	27	37	43	50	62	68
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	18	21	19	21	24	27	29
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Endverbrauchspreis	EUR(2024)/MWh Hi	86	87	71	79	87	98	106
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	59	56	30	27	25	25	25
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	CO ₂ -Preisauflschlag	EUR(2024)/MWh Hi	9	11	21	30	38	45	50
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR(2024)/MWh Hi	8	9	5	5	4	4	4
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	10	11	15	17	20	25	27
Erdgas Industrie I6 (>4.000.000 GJ)	Endverbrauchspreis	EUR(2024)/MWh Hi	54	56	31	28	27	27	27
Erdgas Industrie I6 (>4.000.000 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	44	45	23	21	19	19	19
Erdgas Industrie I6 (>4.000.000 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR(2024)/MWh Hi	8	9	5	5	4	4	4
Erdgas Industrie I6 (>4.000.000 GJ)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	2	2	3	3	3	4	5

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

6.4.3 Endverbrauchspreise für Strom

Tabelle 13: Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband¹⁹

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	ct(2024)/kWh	40,7	38,3	32,9	33,9	32,7	33,4	33,9
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Beschaffung und Vertrieb	ct(2024)/kWh	17,1	16,1	8,2	8,2	7,6	7,7	8,2
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Netzentgelte	ct(2024)/kWh	12,9	11,9	15,4	16,5	16,2	16,9	16,9
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Stromsteuer und Konzessionsabgabe	ct(2024)/kWh	3,9	3,9	3,7	3,5	3,4	3,3	3,1
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Sonstige Umlagen	ct(2024)/kWh	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Strompreis Haushalte 2.500 – 5.000 kWh)	MwSt.	ct(2024)/kWh	6,5	6,1	5,3	5,4	5,2	5,3	5,4
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	ct(2024)/kWh	26,6	27,4	20,3	21,0	20,1	20,5	21,2
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Beschaffung und Vertrieb	ct(2024)/kWh	12,0	14,1	7,8	8,3	8,0	8,8	9,4
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Netzentgelte	ct(2024)/kWh	8,3	6,9	7,4	7,7	7,4	7,1	7,1
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Stromsteuer und Konzessionsabgabe	ct(2024)/kWh	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Sonstige Umlagen	ct(2024)/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

¹⁹ Zur Einordnung der Strompreise insbesondere im Haushaltsbereich ist zu beachten: Strombezugsverträge im Haushaltsbereich sind meist mit zwei Preiskomponenten versehen: einem Grundpreis und einem Arbeitspreis. Dabei ist der Grundpreis eine verbrauchsunabhängige Komponente, die beispielsweise monatlich fällig wird, während der Arbeitspreis je verbrauchter kWh anfällt. Alle hier ausgewiesenen Preise stellen Durchschnittspreise (Arbeitspreis+Grundpreis; Grundpreise werden auf den realisierten Verbrauch umgelegt) pro MWh dar.

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haushalte Wärmepumpen- Tarif	MwSt.	ct(2024)/ kWh	4,2	4,4	3,2	3,3	3,2	3,3	3,4
Ladestrompreis (kombiniert)	Endverbrauchs- preis inkl. MwSt.	ct(2024)/ kWh	46,7	45,2	38,7	38,7	37,2	36,8	36,1
Industrie 500 - 2000 MWh	Endverbrauchs- preis	ct(2024)/ kWh	15,7	15,9	14,1	14,5	13,6	13,0	13,5
Industrie 500 - 2000 MWh	Beschaffung und Vertrieb	ct(2024)/ kWh	9,4	10,2	6,4	6,3	5,6	5,6	6,1
Industrie 500 - 2000 MWh	Netzentgelte	ct(2024)/ kWh	5,8	5,3	7,2	7,7	7,5	7,0	7,0
Industrie 500 - 2000 MWh	Stromsteuer und Konzessions- abgabe	ct(2024)/ kWh	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Industrie 500 - 2000 MWh	Sonstige Umlagen	ct(2024)/ kWh	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Endverbrauchs- preis	ct(2024)/ kWh	8,8	11,1	7,8	8,0	7,3	7,0	6,4
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Beschaffung und Vertrieb	ct(2024)/ kWh	7,7	9,8	6,0	6,0	5,3	5,2	5,7
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Netzentgelte	ct(2024)/ kWh	1,0	1,2	1,7	2,0	1,9	1,7	0,6
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Stromsteuer und Konzessions- abgabe	ct(2024)/ kWh	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Sonstige Umlagen	ct(2024)/ kWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

6.4.4 Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen

Tabelle 14: Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haushalts-kunden (grün)	Endverbrauchspreise inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	247	225	204	200
Haushalts-kunden (grün)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	137	129	118	114
Haushalts-kunden (grün)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	70	60	53	53
Haushalts-kunden (grün)	MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	39	36	33	32
Tankstelle (grün)	Endverbrauchspreise (exkl. MwSt.)	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	338	278	234	215	198	194
Tankstelle (grün)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	307	248	137	129	118	114
Tankstelle (grün)	Netzentgelte und Tankstellenbetrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	30	30	97	86	79	79
Tankstelle (grau)	Endverbrauchspreise (exkl. MwSt.)	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	403	234	170	165	162	165
Tankstelle (grau)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	119	69	73	79	82	85
Tankstelle (grau)	Netzentgelte und Tankstellenbetrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	284	164	97	86	79	79
industrielle Großverbraucher (grün)	Endverbrauchspreise	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	186-337	169-262	152	144	133	129
industrielle Großverbraucher (grün)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	137	129	118	114
industrielle Großverbraucher (grün)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	15	15	15	15
industrielle Großverbraucher (blau)	Endverbrauchspreise	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	121	113	106	104
industrielle Großverbraucher (blau)	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	106	98	91	89
industrielle Großverbraucher (blau)	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	15	15	15	15

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

6.4.5 Feste und gasförmige Biomasse

Tabelle 15: Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzpellets	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	62	62	58	64	71	81	88
Scheitholz	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	92	93	86	96	106	121	131
Hackschnitzel WG 35	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	28	28	26	29	32	37	40
Hackschnitzel WG 20	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	36	37	34	38	42	48	52
Biomethan	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	204	194	171	189	209	236	254
Biomethan	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2024)/MWh Hi	149	139	106	115	126	136	145
Biomethan	Netzentgelte	EUR(2024)/MWh Hi	23	24	37	43	50	62	68
Biomethan	MwSt.	EUR(2024)/MWh Hi	33	31	27	30	33	38	41

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

6.4.6 Fernwärme

Tabelle 16: Entwicklung des Preises für Fernwärme, ohne MwSt.

Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EUR(2024)/MWh	141	144	134	137	131	127	126

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

Quellenverzeichnis

AGFW (2024): Fernwärmepreisübersicht April 2024. Zwischenergebnisse der Preisabfrage im Überblick. Stand: 23.07.2024. https://www.fernwaerme-info.com/fileadmin/Redakteure/fernwaerme-info/F%C3%B6rderung_und_Kosten/Kosten_und_Preise/AGFW_Fernw%C3%A4rmepreisumfrage_Brosch%C3%BCre_2024.pdf

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation. www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf

Barchart (2025a): Crude Oil Brent Futures. Online verfügbar unter https://www.barchart.com/futures/quotes/CB*0/futures-prices; abgerufen am 15.10.2025

Barchart (2025b): Coal Price Futures. Online verfügbar unter https://www.barchart.com/futures/quotes/LU*0/futures-prices; abgerufen am 15.10.2025

BMWK (2024): Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf – Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html>

BNetzA (2025): Monitoringbericht 2024. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Marktbeobachtung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt (Hg.). <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.a): Drittlandskohlepreis (bis 31.12.2018). Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html, Stand Dezember 2024, nicht mehr verfügbar

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.b): Erdgasstatistik. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1999. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html, zuletzt geprüft am 15.12.2025

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWE) (2025): Binnenwirtschaftliche Belebung in schwierigem Umfeld – Herbstprojektion der Bundesregierung, online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/binnenwirtschaftliche-belebung-in-schwierigem-umfeld.html>, zuletzt geprüft am 24.11.2025

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Habeck: „Wir gehen beim CO2-Preis bedachter vor und entlasten private Haushalte und Unternehmen“. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/10/20221028-habeck-wir-gehen-beim-co2-preis-bedachter-vor-und-entlasten-private-haushalte-und-unternehmen.html>, zuletzt geprüft am 15.12.2025

Bundesregierung (2022): EEG-Umlage fällt weg. Stromkunden werden entlastet | Bundesregierung. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>, zuletzt aktualisiert am 21.09.2023

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2025a): Marktpreise Hackschnitzel, Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. Online verfügbar unter <https://www.carmen->

[ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/](https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/), zuletzt geprüft am 10.11.2025

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2025b): Marktpreise Pellets, Preisentwicklung bei Holzpellets. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>, zuletzt geprüft am 10.11.2025

ChangePlanner (2025): Germany's EV charging market report. <https://chargeplanner.retailsonar.com/reports/market-reports/germany#read-now/>, zuletzt geprüft am 12.12.2025

Cludius, J; Galster, H; Healy, S; Noka, V; Lam, L (2022): The role of financial operators in the ETS market and the incidence of their activities in determining the allowances' price. Hg. v. European Parliament (EP). Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA\(2022\)740053_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA(2022)740053_EN.pdf), zuletzt geprüft am 15.12.2025

Danish Energy Agency (2024a): Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage. Online 2024; Online verfügbar unter <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-carbon-capture-transport-and-storage>, zuletzt geprüft am 27.10.2025

Danish Energy Agency (2024b): Appendix 1: Techno-economic assessment of CCS technologies. Online verfügbar unter https://ens.dk/media/386/download?utm_source=chatgpt.com, zuletzt geprüft am 27.10.2025

Delta Rhine Corridor (DRC) (2025): Für mehr Bewegung bei Energie und Klima in Europa. Online verfügbar unter <https://www.delta-rhine-corridor.com/de>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): Marktmonitoring Bioenergie 2023 – Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf

Deutscher Bundestag (03.11.2020): Erstes Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. In: Bundesgesetzblatt 2020 (Teil I Nr. 50), S. 2291–2292. Online verfügbar unter <https://behg-blog.de/wp-content/uploads/2020/11/behg-aenderungsgesetz.pdf>, zuletzt geprüft am 15.12.2025

Deutscher Bundestag (2023): Entwurf eines Haushaltsfinanzierungsgesetzes. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/082/2008298.pdf>, zuletzt geprüft am 15.12.2025

Deutscher Bundestag (2025): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/21/014/2101494.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Economic Trends Research GbR (ETR) (2024): Verkehrsprognose 2040 – im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr, Band 3.1 E: Wirtschaftsprognose Prognosefall 1 „Basisprognose 2040 (Stand 24.10.2024)

EEX (2025a): THE Erdgas Futures. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22264%22%7D>; abgerufen am 26.09.2025

EEX (2025b): EU ETS Preis. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eu-ets-auktionen>; abgerufen am 26.09.2025

Europäische Kommission (2023): Directive 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system. In: Official Journal of the European

Union (L 130/134). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023L0959&qid=1684218852261>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Europäische Kommission (EC 2024a): Directorate-General for Economic and Financial Affairs, 2024 ageing report – Economic & budgetary projections for the EU Member States (2022-2070), Publications Office of the European Union, 2024, <https://data.europa.eu/doi/10.2765/022983>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Europäische Kommission (EC 2024b): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2025, June 2024

Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB 2024): Wasserstoff-Kernnetz 2032. Online verfügbar unter <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

FfE (2024): Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern. Online verfügbar unter https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Studienupdate_CO2-Infrastrukturbedarf-in-Bayern_final.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2025

Förster, H., Repenning, J., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W.K., Haller, M., Hennenberg, K., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Scheffler, M., Steinbach, I., im Auftrag des Umweltbundesamtes (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2025.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Förster, H., Repenning, J., Harthan, R., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W., Hennenberg, K., Jansen, L., Jörß, W., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Matthes, F., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Wiegmann, K., Rehfeldt, M., Fleiter, T., Lütz, L., Mandel, T., Brugger, H., Fritz, M., Rohde, C., Yu, S., Krail, M., Deurer, J., Steinbach, J., Walther, C., Streif, M., Schade, W., Osterburg, B., Fuß, R., Rock, J., Rüter, S., Adam, S., Dunger, K., Gensior, A., Rösemann, C., Stümer, W., Tiemeyer, B., Vos, C. (2025): Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7812>

Fraunhofer IEG (Hg.) (2024): Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernnetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?blob=publicationFile&v=6>

Gerlach-Günsch (2024): Ein wirkungsvolles, kosteneffizientes und sozial gerechtes EU-weites Emissionshandelssystem für den Gebäude und Verkehrssektors. Online verfügbar unter https://www.hs-niederrhein.de/fileadmin/dateien/Institute_und_Kompetenzzentren/SWK_E2/SWK_E2_Working_Paper_Nr_2_2024.pdf

Global CCS Institute (2021): Technology Readiness and Costs of CCS. 2021. Online verfügbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/publications/technology-readiness-and-costs-of-ccs/>

Gores, S; Graichen, J; Kemmler, A; Plötz, P (2023): Übersicht über die Vorschläge zu den EU-Zielvorgaben. Basierend auf dem „Fit for 55“-Paket der EU-Kommission, sowie den Beschlüssen zur EU-Klimaschutz-Verordnung, der LULUCF-Verordnung und der ETS-Richtlinie nach dem Trilogverfahren. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Hg. v. Öko Institut, Prognos und Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einschaetzung-Fit-for-55.pdf>, zuletzt geprüft am 15.12.2025

Graichen, J. und Ludig, S. (2024): Supply and demand in the ETS 2. Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Online verfügbar unter

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2024_cc_ets_2_supply_and_demand.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025

h2.live: Karte mit verfügbaren Wasserstofftankstellen. <https://h2.live/>

Heidelberg Materials (2025): GeZero: Wegbereiter für die dekarbonisierte Zementindustrie. Online verfügbar unter <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/geseke/gezero-projekt>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Internationale Energie Agentur IEA (2024): World Energy Outlook 2024. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>, zuletzt geprüft am 27.11.2025

Internationale Energie Agentur IEA (2025): World Energy Outlook 2025. Online verfügbar unter [World Energy Outlook 2025 – Analysis - IEA](#), zuletzt geprüft am 27.11.2025

Internationale Energie Agentur IEA (2025b): CCUS Projects Explorer. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S., Muralter, F. (2025): Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7765>

Kreidelmeyer S., Dambeck H., Kemmler A. (2025): Zukünftige Wasserstoffpreise. Whitepaper - Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien. Prognos AG. Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger

Kreidelmeyer S., Dambeck H., Kemmler A. (2025): Zukünftige Wasserstoffpreise. Whitepaper - Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien. Prognos AG. [Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger](#)

Lübbers, S.; Bornemann, M.; Hobohm, J.; Lengning, S.; Muralter, F.; Däuper, O.; Braun, F.; Schemmann, J. (2024): CCUS-Technologien in Brandenburg. Prognos AG und BBH. Online verfügbar unter https://mwaek.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/MWAEK_Abschlussbericht-CCUS-Brandenburg_Prognos.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2025

Matthes, F.C., Brauer, J. (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten - Determinanten, Stand und Perspektiven. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025

Mendelevitch, R., Förster, H., Schumacher, K., Harthan, R., Deurer J. (2025): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland. Erstellung der Endverbrauchspreise für Energieträger – Methodik und Daten. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7576>

Norne (2025): About project Norne. Online verfügbar unter https://norneccs.com/en/about/?utm_source=chatgpt.com, zuletzt geprüft am 19.11.2025

OECD (2025): Economic Outlook, Long Term Scenarios, No. 117, Paris. Online verfügbar unter https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/09/oecd-global-long-run-economic-scenarios_d58550c4/00353678-en.pdf

OGE (2025): Unser CO₂-Transportnetz startet. Online verfügbar unter <https://oge.net/de/co2/co2-netz>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Roussanaly, S., Berghout, N., Fout, T., Garcia, M., Gardarsdottir, S.O., Nazir, S.M., Ramirez, A., Rubin, E.S. (2021): Towards Improved Cost Evaluation of Carbon Capture, Transport and Storage From Industry. Online verfügbar unter https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3816057, zuletzt geprüft am 27.10.2025

SCI4climate.NRW (2025): Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzenszenarien für Deutschland – Version 2025, Wuppertal. Online verfügbar unter <https://sci4climate.nrw/wp->

[content/uploads/2025/10/Samadi_2025_Vergleich-aktueller-Klimaschutzszenarien-fuer-Deutschland.pdf](#), zuletzt geprüft am 19.11.2025

Sievert, S., Stefanescu, A.S., Oeuvray, P., Steffen, B. (2025): The impact of financing structures on the cost of carbon dioxide transport. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988325000763#bib1>, zuletzt geprüft am 27.10.2025

Smith, E., J. Morris, H. Khesghi, G. Teletzke, H. Herzog and S. Paltsev (2021): The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling. International Journal of Greenhouse Gas Control, 109. Online verfügbar unter doi: [10.1016/j.ijggc.2021.103367](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103367)

Statistisches Bundesamt (2023): 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Annahmen und Ergebnisse. Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2023

Statistisches Bundesamt (2024): Zensus 2022: 82,7 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner, Pressemitteilung Nr. 44 vom 25. Juni 2024. Online verfügbar unter https://www.zensus2022.de/DE/Aktuelles/PM_Zensus_2022_Bevoelkerungszahl_Ergebnisveroeffentlichung.html, zuletzt geprüft am 12.09.2024

Statistisches Bundesamt (2025): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Wichtige Zusammenhänge im Überblick. Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/zusammenhaenge-pdf-0310100.html>, zuletzt geprüft am 21.11.2025

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (2025): Aktuelle Scheitholzpreise. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.tfz.bayern.de/biogenefestbrennstoffe/294531/index.php>, zuletzt geprüft am 15.10.2025

Thomsen, J; Fuchs, N; Meyer R; Wanapinit, N; Ulfers, J; Bavia Bampi, B; Lohmeier, D; Prade, E; Gorbach, G; Sanina, N; Engelmann, P; Herkel, S; Kost, C; Braun, M; Lenz, M (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel: Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE (Hrsg.). Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf, zuletzt geprüft am 15.12.2025

UBA (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland – Daten und Modelldokumentation von VIEW. <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/view/>, zuletzt geprüft am 12.12.2025

UBA (2026): Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland – Rahmendaten. [https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df\[ds\]=dc-release&df\[id\]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_BASIC_26&df\[ag\]=UBA&av=true&dq=....&pd=,&to\[TIME_PERIOD\]=false&vw=ov&pg=0](https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df[ds]=dc-release&df[id]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_BASIC_26&df[ag]=UBA&av=true&dq=....&pd=,&to[TIME_PERIOD]=false&vw=ov&pg=0)

USCALE (2025): E-Mobility Public Charging Study 2025. <https://uscale.digital/public-charging-von-elektroautos/>, zuletzt abgerufen am 12.12.2025

vbw / Prognos Strompreisprognose 2024: Strompreisprognose für die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw). [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-\(002\).pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-(002).pdf)

VDZ (2025): Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Wallmann, K. und das GEOSTOR-Konsortium (2025): CO₂-Speicherung unter der deutschen Nordsee? Ergebnisse aus drei Jahren Forschung. pp. 1-142, DOI 10.3289/CDRmare.49. Online verfügbar unter https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2025/05/GEOSTORergebn_ph1_web250521.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Xodus (2024): SDE++ Aramis Carbon Capture and Storage Fee Review, Public Summary. Online verfügbar unter <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2024D26054>, zuletzt geprüft am 27.10.2025

Yara (2025): Pioneering industrial decarbonization in Europe: Online verfügbar unter <https://www.yara.com/sustainability/transforming-food-system/carbon-capture-and-storage/yaras-project-in-sluiskil/>, zuletzt geprüft am 19.11.2025

Zaklan, A; Graichen, J; Graichen, V; Hermann, H; Cludius, J (2021): Structural Supply Side Management in the EU ETS - Reviewing the Market Stability Reserve. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (Climate Change, 39/2021). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_39-2021_msr_review.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2025

Zerhusen, J., Landinger, H., Astono, Y., Böhm, M., Pagenkopf, J., Heckert, F. (2023): H₂-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr. Aktueller Entwicklungsstand und Perspektiven. e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (Hg.). https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Studie_H2_Infrastruktur_fuer_Nutzfahrzeuge_im_Fernverkehr.pdf