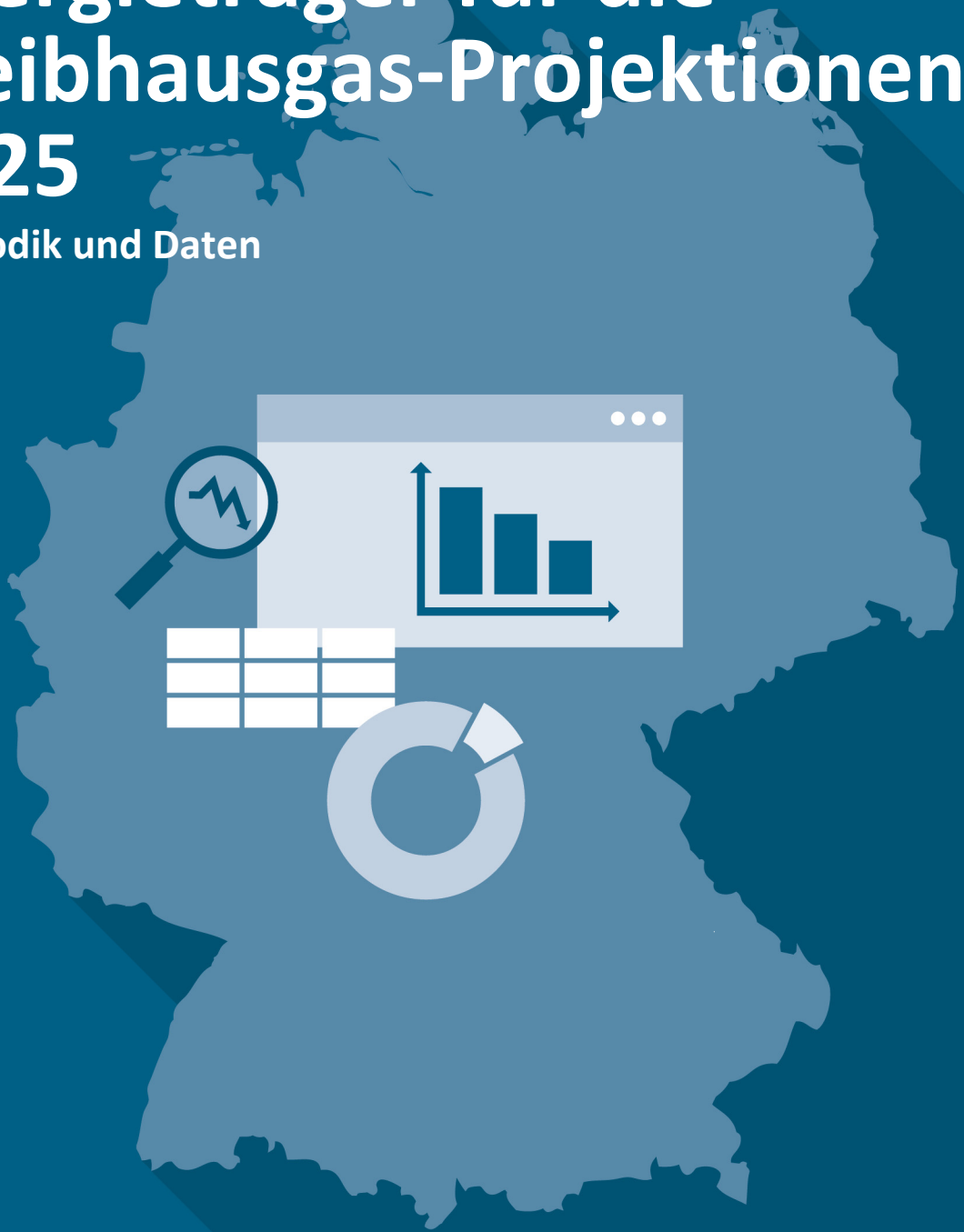
TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025

Methodik und Daten



Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Forschungskennzahl 37K 24 42 010
FB001782

Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025

Methodik und Daten

von

Sven Kreidelmeyer, Andreas Kemmler
Prognos AG, Basel

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

Durchführung der Studie:
Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
CH-4052 Basel

Abschlussdatum:
März 2025

Redaktion:
Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehnemann, Marcel Koßmann, Maximilian Pagel
(Kerstin Berger, Kirsten op de Hipt – Layout)

DOI:
https://doi.org/10.60810/openumwelt-7811

Dessau-Roßlau, März 2025

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

Kurzbeschreibung: Erstellung der Endverbrauchspreise für Energieträger – Methodik und Daten

Dieses Kurzpapier erläutert die Vorgehensweise für die Erstellung der Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Die Grundlage für die Ermittlung der Endverbrauchspreise bilden die in den Rahmendaten (Kemmler et al. 2025) vereinbarten Brennstoff- und CO_2-Bepreisungspfade. Zunächst wird erläutert, wie die Preisaufschläge durch Zwischenhändler und beaufschlagte Margen ermittelt werden. Ebenso wird aufgezeigt, wie mit der Belastung verschiedener Endverbrauchergruppen durch den CO_2-Preis aus dem nationalen Emissionshandel und später EU-ETS2 verfahren wird. Schließlich werden weitere Annahmen erläutert.

Abstract: Preparation of final energy prices – methodology and data

This briefing explains the procedure for preparing the final energy prices for the ghg projection 2025. The fuel and CO_2 price paths agreed in the modelling data paper (Kemmler et al. 2025) form the basis for determining the final energy prices. First, the paper explains how price mark-ups by intermediaries and margins are determined. It also shows how the CO_2 price from national emissions trading and later the EU ETS2 is applied to different end consumer groups. Finally, further assumptions are explained.

Dieses Dokument stellt eine Aktualisierung und Ergänzung der Veröffentlichung Mendelevitch et al. (2025) dar. Einige Teile des Textes sind aus dieser Veröffentlichung entnommen, andere wurden grundsätzlich überarbeitet und die Text entsprechend angepasst.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis 8
Abkürzungsverzeichnis 9
1 Einleitung 10
2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2025 11
2.1 Abschätzung des Preisaufschlags durch Zwischenhändler (Beschaffung), Vertriebskosten und Margen 11
2.2 CO_2-Preise auf fossile Energieträger 11
2.3 Weitere grundlegende Annahmen 11
2.3.1 Großhandelsstrompreise 12
2.3.2 Preise für feste und gasförmige Biomasse 12
2.3.3 Preise für Fernwärme 12
2.3.4 Preise für Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen 13
2.3.5 Weitere Annahmen für die Ermittlung der Endverbrauchspreise 13
3 Detaillierte Implementierung der Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025 14
3.1 Erdölbasierte Produkte 14
3.2 Erdgas 14
3.3 Strom 14
3.4 Fernwärme 15
3.5 Wasserstoff 15
4 Finaler Datensatz 17
4.1 Preise für Erdölprodukte 17
4.2 Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen 18
4.3 Endverbrauchspreise für Strom 19
4.4 Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen 20
4.5 Feste und gasförmige Biomasse 21
4.6 Fernwärme 22
5 Quellenverzeichnis 23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Preise für die Erdölprodukte Benzin, Diesel und leichtes Heizöl 17
Tabelle 2: Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband 18
Tabelle 3: Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband 19
Tabelle 4: Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen 20
Tabelle 5: Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel 21
Tabelle 6: Entwicklung des Preises für Fernwärme, ohne MwSt. 22

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr (annum)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
C.A.R.M.E.N.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk
CO_2	Kohlendioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EIA	US Energy Information Administration
en2x	Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.
EU-ETS	European Emissions Trading System (Europäisches Emissionshandelssystem)
GJ	Gigajoule
Ho	oberer Heizwert
Hu	unterer Heizwert
ICE	Intercontinental Exchange
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh	Megawattstunde
MwSt	Mehrwertsteuer
NCV	Net calorific value (unterer Heizwert)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NETC	Network costs (Netzentgelte)
OLS(-Regression)	Ordinary Least Squares
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
WG	Wassergehalt
WSF	Wirtschaftsstabilisierungsfonds

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht beschreibt die Vorgehensweise bei der Erstellung der Annahmen bezüglich der Endverbrauchspreise der Energieträger für die Modellierung der Projektionen 2025. 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 Rahmendaten (Kemmler et al. 2025) festgelegten Brennstoff- und CO_2-Bepreisungspfade zu Grunde. Über Annahmen zu den jeweiligen weiteren Preisbestandteilen (u. a. Beschaffung, Vertrieb und Margen[1], Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) werden schließlich die entsprechenden Endverbrauchspreise ermittelt und dargestellt.

Dabei wird zunächst die Methodik genauer beschrieben (Kapitel 2). Hier werden insbesondere die verschiedenen Herausforderungen bei der Abschätzung von Preisaufschlägen (Abschnitt 2.1), der Weiterleitung der CO_2-Bepreisung (Abschnitt 2.2) und andere Aspekte bei der konkreten Implementierung erläutert und die gewählten Lösungsansätze vorgestellt (Abschnitt 2.3). Dieser Abschnitt beinhaltet auch eine Aufstellung der für die Ermittlung der Endverbrauchspreise einschlägigen politischen Maßnahmen. Im nächsten Schritt wird deren Implementierung detailliert dargelegt (Kapitel 3). Schließlich erfolgt eine tabellarische Darstellung der Endverbrauchspreise für alle Energieträger, Produkte und Kundenarten (Kapitel 4).

[1] 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.

2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2025

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.[2] 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.

2.2 CO_2-Preise auf fossile Energieträger

Die CO_2-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 CO_2-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.

- Erdölbasierte Produkte: Für alle hier aufgeführten Produkte wird angenommen, dass sich der CO_2-Preis im BEHG bzw. ETS 2 vollständig im Endverbrauchspreis wiederfindet. Dies bedeutet, dass implizit die Annahme getroffen wird, dass Super-Kraftstoff und Dieselkraftstoffe 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 CO_2-Preis des BEHG bzw. ETS 2 vollständig enthalten. Unternehmen der Industrienachfragebandes I5[3] sind aufgrund der großen Abnahmemenge zum Erwerb von Emissionszertifikaten des ETS 1 verpflichtet und zahlen demnach kein CO_2-Preisaufschlag im Endverbrauchspreis.

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. Da es keine Projektionen für diese Energieträger gibt, werden Annahmen für die Preisentwicklung getroffen. Darüber hinaus werden Annahmen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen getroffen.

[2] In den Abschnitten zu den jeweiligen Energieträgern werden die Statistiken jeweils genau benannt.

3 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 I5 bi 1.000.000-5.000.000 GJ.

2.3.1 Großhandelsstrompreise

Für Strom wurden in den Rahmendaten keine Werte vereinbart, da die Großhandelsstrompreise nicht nur durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO_2-Preise getrieben sind, 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 2025 die Entscheidung zu Gunsten der sequenziellen Abbildung.

Für die Annahmen zu den Großhandelsstrompreisen in den Projektionen 2025 wurde daher auf die Modellergebnisse der Projektionen 2024 zurückgegriffen. Einen großen Einfluss auf die Höhe der Großhandelsstrompreise hat die Höhe der zu Grunde gelegten Erdgas und CO_2-Preise. Für diese beiden wichtigen Einflussparameter wurde der Stromgroßhandelspreis aus der Vorjahresmodellierung anhand der in (Kemmler et al. 2025) getroffenen Annahmen korrigiert. Die Korrektur erfolgte dabei anhand von Elastizitäten, die aus dem Prognos Strommarktmodell im Rahmen anderer Vorhaben (z. B. vbw / Prognos Strompreisprognose 2024) abgeleitet wurden.

2.3.2 Preise für feste und gasförmige Biomasse

Die Preisprognosen für feste Biomasse und Biomethan werden auf Basis realer Preisinformationen des Jahres 2024 erstellt. Die statistischen Preise für Holzpellets, Hackschnitzel und Scheitholz entstammen dem Centralen Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N) (C.A.R.M.E.N. 2024b; 2024a) sowie dem Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ 2024). 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 CO_2-Preise und die steigenden Netzentgelte aufgrund der sinkenden Nachfrage beim Erdgaspreis mitberücksichtigt.

2.3.3 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. CO_2-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 Wärmepumpe. Die Fortschreibung des Fernwärmepreises wird nach 2035 an die Entwicklung des Wärmepreises aus Wärmepumpen gekoppelt.

2.3.4 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 findet sich im Kapitel 3.5.

2.3.5 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).
- Anstieg der Strom-Netzentgelte: In den Projektionen 2025 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.
- Neueinführung einer Umlage zur Finanzierung des Betriebs von Wasserstoffkraftwerken ab 2035. Diese Umlage dient zur Finanzierung der Betriebskosten von Wasserstoffkraftwerken wie sie in der Kraftwerksstrategie vorgesehen ist. Die weitere Umsetzung der Kraftwerksstrategie ist in den Projektionen im Papier „Zentrale sektorbezogene Annahmen“ (Förster et al. 2025) beschrieben. Die Finanzierung Betriebskostenförderung ist jedoch bisher nicht final geregelt. Diese Kosten verbleiben über die angenommene Umlage im Stromsektor, alternativ wäre auch eine direkte Finanzierung über direkte Mittel des Bundes denkbar.

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 wesentlichen Annahmen beschrieben (Förster et al. 2025; Kapitel Verkehr).

3 Detaillierte Implementierung der Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025

3.1 Erdölbasierte Produkte

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

3.2 Erdgas

- Die Netzentgelte von Erdgas steigen zukünftig deutlich an. Der Grund hierfür liegt im erwarteten weiteren 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 unterstellte Inflationsrate entspricht derjenigen des Rahmendatenpapiers.

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 Prozent) 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 2024) und vorheriger Berichte ermittelt. Für die Kosten der Systemdienstleistungen wurde ausgehend vom Wert für 2023 eine jährliche Steigerung von zwei Prozent angenommen, um so dem steigenden Bedarf an Redispatch Rechnung zu tragen.
  - Die so ermittelten Netzkosten werden genutzt, um anhand des zukünftigen Stromverbrauchs die mittleren Netzkosten pro kWh zu ermitteln. Der zukünftige Stromverbrauch wurde dabei aus den Projektionen 2024 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 Durchschnittwerte 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.[4]
- Einen Sonderfall stellt der Wärmepumpentarif für Haushalte dar. Dieser bewegt sich in einer Größenordnung von rund 75 Prozent zum Haushaltsstrompreis und wurde so vom Projektpartner IREES abgeschätzt, welcher die Modellierung des Haushaltssektors innerhalb der Treibhausgas-Projektionen verantwortet.

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 75 $Euro_{2023}$/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 $Euro_{2023}$/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 ex-post-Preiskontrollen).

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 Luft-Wasser-Wärmepumpe in einem Mehrfamilienhaus zusätzlich eines Aufschlags von zehn Prozent bestimmt.

3.5 Wasserstoff

Die dargestellten Preise für Wasserstoff beziehen sich ausschließlich auf mit erneuerbaren Energien hergestellten elektrolytischen (sogenannten „grünen“) Wasserstoff. Ein

[4] 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.

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 Produktion orientieren. Haushaltskunden können Wasserstoff voraussichtlich frühestens 2032 in der Breite beziehen, weshalb erst dann Preise angegeben sind.

Für die lokale Produktion wurden indikative Werte bis 2032 angegeben. Hierzu wurde mit vereinfachten Annahmen gerechnet, die anschlussfähig mit den unter (vbw / Prognos Strompreisprognose 2024) getroffenen Annahmen sind. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- CAPEX der Elektrolyse: 1.500 $Euro_{2023}$/kW im Jahr 2025 und 592 $Euro_{2023}$ im Jahr 2030
- Wirkungsgrad: 77 Prozent kWh H_2 Hs/ kWh el
- Durchschnittliche Kapitalkosten: 10 Prozent
- Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse: 6.000 Stunden pro Jahr
- Für die Strombezugskosten wurden unterschiedliche Werte je nach Herstellungsfall gewählt. Für Industriekunden wurde der Strombezugsfall zwischen 70 und 150 GWh verwendet (vgl. Tabelle 3 in Kapitel 4.3). Für Tankstellen ist ein Abnahmefall gewählt, der 0,8 ct/kWh tiefer liegt als der in Tabelle 3 dargestellte Abnahmefall zwischen 20 und 500 MWh. Der Grund liegt darin, dass der Strombezug für Tankstellen realistischerweise zwischen den beiden dargestellten Abnahmefällen liegen dürfte.

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 30 $Euro_{2023}$/MWh 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. (Ludwig Bölkow et al 2023) kommt beispielweise für Tankstellenkosten auf Werte zwischen 25 und 31 $Euro_{2023}$/MWh, wobei hier Margen und Verdichtungskosten nicht berücksichtigt wurden.

Für Großverbraucher werden geringfügige zusätzliche Kosten in Höhe von 5 $Euro_{2023}$ /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 Ammortisationskontos dienen. In den Projektionen wird für das Hochlaufnetzentgelt eine Höhe von 15 € /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 Wasserstoffkernnetztes. Haushaltskunden und Tankstellen zahlen aufgrund der zusätzlichen Kosten im Verteilnetz sowie Aufschlägen für Vertrieb deutlich mehr.

4 Finaler Datensatz

4.1 Preise für Erdölprodukte

Tabelle 1: Entwicklung der Preise für die Erdölprodukte Benzin, Diesel und leichtes Heizöl

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Superbenzin	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2023)/l	1,8	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Superbenzin	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2023)/l	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6
Superbenzin	CO_2-Preisaufschlag	EUR(2023)/l	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
Superbenzin	Energiesteuer	EUR(2023)/l	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Superbenzin	MwSt.	EUR(2023)/l	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Diesel	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR(2023)/l	1,7	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9
Diesel	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2023)/l	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Diesel	CO_2-Preisaufschlag	EUR(2023)/l	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
Diesel	Energiesteuer	EUR(2023)/l	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Diesel	MwSt.	EUR(2023)/l	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Heizöl	Endverbrauchs-preis mit MwSt.	EUR(2023)/l	1,1	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4
Heizöl	Beschaffung und Vertrieb	EUR(2023)/l	0,9	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
Heizöl	CO_2-Preisaufschlag	EUR(2023)/l	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
Heizöl	Energiesteuer	EUR(2023)/l	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Heizöl	MwSt.	EUR(2023)/l	0,1	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

4.2 Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen

Tabelle 2: Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Endverbrauchspreis mit MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	136	123	117	131	145	165	177
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	86	59	36	32	31	30	30
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	CO_2-Preisaufschlag	EUR2023/ MWh Hi	6	10	20	30	38	43	48
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR2023/ MWh Hi	14	8	6	5	5	5	4
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	Netzentgelte	EUR2023/ MWh Hi	21	26	36	42	48	61	67
Erdgas Haushalte (20-200 GJ)	MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	9	20	19	21	23	26	28
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Endverbrauchspreis	EUR2023/ MWh Hi	102	82	69	78	86	96	102
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	77	53	29	26	24	24	24
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	CO_2-Preisaufschlag	EUR2023/ MWh Hi	6	10	20	30	38	43	48
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR2023/ MWh Hi	11	8	5	5	4	4	3
Erdgas Industrie I3 (10.000-100.000 GJ)	Netzentgelte	EUR2023/ MWh Hi	8	10	15	17	19	24	27
Erdgas Industrie I5 (1.000.000-4.000.000 GJ)	Endverbrauchspreis	EUR2023/ MWh Hi	79	55	31	28	27	27	27
Erdgas Industrie I5 (1.000.000-4.000.000 GJ)	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	67	45	24	21	19	19	19
Erdgas Industrie I5 (1.000.000-4.000.000 GJ)	Energiesteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage	EUR2023/ MWh Hi	11	8	5	5	4	4	3

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas Industrie I5 (1.000.000-4.000.000 GJ)	Netzentgelte	EUR2023/ MWh Hi	1	2	3	3	4	5	5

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

4.3 Endverbrauchspreise für Strom

Tabelle 3: Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband[5]

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh	457	346	356	339	327	326	342
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh	238	127	103	96	84	89	104
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Netzentgelte	EUR2023/ MWh	95	110	145	140	140	140	140
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Stromsteuer und Konzessionsabgabe	EUR2023/ MWh	37	38	36	35	33	32	31
Strompreis Haushalte (2.500 – 5.000 kWh)	Sonstige Umlagen	EUR2023/ MWh	15	16	16	15	18	13	13
Strompreis Haushalte 2.500 – 5.000 kWh)	MwSt.	EUR2023/ MWh	73	55	57	54	52	52	55
Haushalte Wärmepumpen-Tarif	Endverbrauchspreis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh	290	259	273	261	253	252	263
Industrie B 20 - 500 MWh	Endverbrauchspreis	EUR2023/ MWh	183	159	141	133	119	119	134
Industrie B 20 - 500 MWh	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh	114	98	73	67	54	60	75

[5] 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	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie B 20 - 500 MWh	Netzentgelte	EUR2023/ MWh	40	44	50	50	45	45	44
Industrie B 20 - 500 MWh	Stromsteuer und Konzessionsabgabe	EUR2023/ MWh	16	2	2	2	2	2	2
Industrie B 20 - 500 MWh	Sonstige Umlagen	EUR2023/ MWh	13	16	16	15	18	13	13
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Endverbrauchspreis	EUR2023/ MWh	115	98	74	67	55	60	75
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh	107	91	67	60	48	54	69
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Netzentgelte	EUR2023/ MWh	5	5	6	6	6	5	5
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Stromsteuer und Konzessionsabgabe	EUR2023/ MWh	1,8	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Industrie 70.000 - 150.000 MWh	Sonstige Umlagen	EUR2023/ MWh	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

4.4 Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen

Tabelle 4: Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haushalts-kunden	Endverbrauchspreise inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	247	221	204	195
Haushalts-kunden	Beschaffung	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	137	126	118	111
Haushalts-kunden	Netzentgelte und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	70	60	53	53
Haushalts-kunden	MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	39	35	33	31
Tankstelle	Endverbrauchs-preise	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	333	274	234	211	198	190

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tankstelle	Beschaffung	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	303	244	137	126	118	111
Tankstelle	Netzentgelte und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	67	56	49	49
Tankstelle	Tankstellenbetrieb	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	30	30	30	30	30	30
industrielle Großverbraucher	Endverbrauchs-preise	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	228	161	142	131	123	116
industrielle Großverbraucher	Beschaffung	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	228	161	127	116	108	101
industrielle Großverbraucher	Netzentgelte und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	n.a.	n.a.	n.a.	15	15	15	15

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

4.5 Feste und gasförmige Biomasse

Tabelle 5: Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holzpellets	Endverbrauchs-preis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	81	58	55	62	68	78	83
Scheitholz	Endverbrauchs-preis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	94	87	83	92	102	117	125
Hackschnitzel WG 35	Endverbrauchs-preis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	30	27	25	28	31	36	38
Hackschnitzel WG 20	Endverbrauchs-preis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	38	34	33	36	40	46	49
Biomethan	Endverbrauchs-preis inkl. MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	184	184	162	180	199	223	238
Biomethan	Beschaffung und Vertrieb	EUR2023/ MWh Hi	153	131	103	113	123	133	139
Biomethan	Netzentgelte	EUR2023/ MWh Hi	19	24	33	39	44	55	61
Biomethan	MwSt.	EUR2023/ MWh Hi	12	29	26	29	32	36	38

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

4.6 Fernwärme

Tabelle 6: Entwicklung des Preises für Fernwärme, ohne MwSt.

Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EUR2023/MWh	153	136	129	144	139	1367	138

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

5 Quellenverzeichnis

AGFW (2024): Preise für Fernwärme. https://www.agfw.de/securedl/sdl-eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eyJpYXQiOjE3NDE3ODczNzQsImV4cCI6MTc0MTg3NzM3NCwidXNlciI6MCwiZ3JvdXBzIjpbMCwtMV0sImZpbGUiOiJmaWxlYWRtaW4vdXNlcl91cGxvYWQvV2lydHNjaGFmdF91X01hcmt0L21hcmt0X3VuZF9wcmVpc2UvUHJlaXNiaWxkdW5nLV9BbnBhc3N1bmcvQUdGV19GZXJud2Flcm1lcHJlaXN1bWZyYWdlX0Jyb3NjaHVlcmVfMjAyNC5wZGYiLCJwYWdlIjozNDV9.Gmdlp6WlbcZM3n75d34KGB4hh_vq6iUXLbReM86Pm3Q/AGFW_Fernwaermepreisumfrage_Broschuere_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

BNetzA (2024): Monitoringbericht 2024: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf

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

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

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 [Hrsg.] (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

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

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Zerhusen; J. (LBST), Landinger, H. (LBST), Astono, Y. (LBST), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) - Institut für Fahrzeugkonzepte, Böhm, M. (DLR), Pagenkopf, J. (DLR), Heckert, F. (DLR). Herausgeber e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (2023): H2-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr. Aktueller Entwicklungsstand und Perspektiven. https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Studie_H2_Infrastruktur_fuer_Nutzfahrzeuge_im_Fernverkehr.pdf

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

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

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2024a): Marktpreise Hackschnitzel, Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/, zuletzt geprüft am 10.11.2024

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2024b): Marktpreise Pellets, Preisentwicklung bei Holzpellets. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/, zuletzt geprüft am 10.11.2024

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (2023): Aktuelle Scheitholzpreise Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Hg.). Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035134/index.php, zuletzt geprüft am 15.08.2023