

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

REFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 37K 24 42 01 0

FB002036

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026

3. Auflage

von

Hannah Förster, Julia Repenning (beide Projektleitung),
Veit Bürger, Lukas Emele, Wolf Kristian Görz, Markus
Haller, Wolfram Jörß, Peter Kasten, Matthias Koch, Sylvie
Ludig, Margarethe Scheffler, Dennis Seibert, Kirsten
Wiegmann

Öko-Institut e.V., Freiburg

Hauke Hermann

Öko-Institut Consult GmbH, Berlin

Matthias Rehfeldt, Tobias Fleiter, Luna Lütz, Tim Mandel,
Markus Fritz, Songmin Yu, Michael Krail

Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Jana Deurer Oppen

IREES GmbH, Karlsruhe

Christoph Walther, Wolfgang Schade

M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation, Economics

Bernhard Osterburg, Roland Fuß, Joachim Rock,
Sebastian Rüter, Sascha Adam, Rene Dechow, Karsten
Dunger, Andreas Gensior, Alexander Gocht, Arndt Piayda,
Jörg Rieger, Claus Rösemann, Davit Stepanyan, Marc
Scherstjanoi, Wolfgang Stümer, Bärbel Tiemeyer, Cora
Vos

Thünen-Institut, Braunschweig, Hamburg, Eberswalde

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:

Öko-Institut e.V.
Borkumstraße 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Februar 2026

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehmann, Marcel Koßmann, Lara Möllney, Maximilian Pagel (Kerstin Berger –
Layout)

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8508>

Dessau-Roßlau, Juni 2026

© Alle Rechte vorbehalten

3. Auflage – inhaltliche Änderungen: Korrekturen in Kapitel 3.1, 4.1 und 5.7

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

Kurzbeschreibung: Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026

Die Projektionen 2026 beschreiben die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS). Der modellierte Zeitraum umfasst die Jahre 2025 bis 2050. Der Bericht folgt den Vorgaben der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz.

Zur Erstellung der Projektionen 2026 werden Modelle eingesetzt, die für die Parametrisierung ihrer Modellläufe auf Rahmendaten zurückgreifen (siehe Kemmler et al., 2026) und Instrumenteninformationen nutzen (siehe Moosmann et al., 2026). Sie benötigen jedoch weitere zentrale Annahmen, die weder Rahmendaten sind noch eindeutig Instrumenten zugeordnet werden können. Diese weiteren zentralen Annahmen sind je Sektor in diesem Papier dokumentiert.

Abstract: Sector-related key assumptions of 2026 greenhouse gas projections

The 2026 projections show the projected development of greenhouse gas emissions in Germany in a 'with existing measures' scenario (MMS). The modelling is carried out for the period of 2025 to 2050. The report follows the requirements of Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action.

To produce the 2026 projections, models are used that draw on framework data for determining the parameters of their model runs (see Kemmler et al. 2026) and on instrument information (see Moosmann et al. 2026). However, they require further key assumptions which are not part of the framework data and which cannot be clearly assigned to instruments. In this paper, these further key assumptions are documented for each sector.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis.....	11
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Zusammenfassung.....	17
Summary.....	18
1 Einleitung.....	19
2 Sektorübergreifende Annahmen & Vorgehen.....	20
2.1 Aus- bzw. Umbau von Infrastruktur.....	20
2.1.1 Stromnetze.....	20
2.1.2 Wärmenetze.....	20
2.1.3 Gasnetze für Erdgas und Wasserstoff.....	21
2.1.4 CO ₂ -Transport-Infrastruktur.....	22
2.1.5 Infrastrukturen im Verkehr.....	23
2.2 Konstant angenommene Emissionsfaktoren.....	23
2.2.1 Verbrennungsbedingte Emissionen (CRT 1.A und 1.D).....	23
2.2.2 Diffuse Emissionen (CRT 1.B) und Industrieprozesse (CRT 2).....	24
2.2.3 Landwirtschaft (CRT 3) und LULUCF (CRT 4).....	24
2.2.4 Abfallwirtschaft (CRT 5).....	24
2.3 Verfügbarkeit von Flächen, Biomasse, Wasserstoff und synthetischen Energieträgern.....	24
2.3.1 Flächenkulisse / -verfügbarkeit.....	24
2.3.2 Verfügbarkeit von Biomasse und Biomethan.....	25
2.3.3 Wasserstoffverfügbarkeit, Verfügbarkeit synthetischer Energieträger.....	25
2.4 Kosten für CO ₂ -Abscheidung.....	26
2.5 Foresight.....	26
2.6 Klimawandel.....	27
2.7 Methode zur Ermittlung der THG-Minderungswirkung der Politikinstrumente im Mit- Maßnahmen Szenario.....	27
3 Energiewirtschaft.....	31
3.1 Installierte Leistungen.....	31
3.2 Erneuerbare Energien.....	32
3.2.1 Fluktuierende erneuerbare Energien.....	33
3.2.2 Stromerzeugung aus Biomasse.....	33
3.3 Kohleausstieg.....	34

3.4	Neubau von Gaskraftwerken.....	35
3.5	Netzreservekraftwerke.....	36
3.6	Elektrolyseure.....	37
3.7	Herstellung von strombasierten Flüssigkraftstoffen (E-Fuels)	38
3.8	Energetische Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen	38
3.9	Thermische Abfallbehandlungsanlagen im MMS.....	39
3.10	Einsatz von CCS in der Energiewirtschaft	41
3.11	Wärmenetze	41
3.12	Speicher und Flexibilitätsoptionen.....	43
3.12.1	Pumpspeicherkraftwerke.....	43
3.12.2	Batteriespeicher.....	43
3.12.3	Lastmanagement in der Industrie.....	46
3.12.4	Lastmanagement von Elektrofahrzeugen	46
3.13	Europäisches Ausland.....	46
4	Industrie	49
4.1	Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht.....	49
4.2	Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen.....	50
4.3	Methodische Erläuterungen zur Kurzfristkomponente der Produktionsmengenentwicklung.	51
4.4	Weitere Annahmen (CBAM, Netz-/CCS-Infrastrukturen, Biomasse)	56
5	Gebäude	58
5.1	Anzahl privater Haushalte	58
5.2	Entwicklung der Wohnfläche und der Nutzfläche in Nichtwohngebäuden.....	58
5.3	Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht.....	59
5.4	Implementierung der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)	59
5.4.1	Energieeffizienz.....	59
5.4.2	Anforderung zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien	59
5.5	Annahme zum Aus- bzw. Umbau von Fernwärmenetzen.....	60
5.6	Zugrunde liegende Annahmen zur Modellierung der Sanierungsrate.....	60
5.7	Annahme zur Verfügbarkeit von biogenen gasförmigen Brennstoffen	61
5.8	Berücksichtigung von Förderprogrammen.....	61
5.9	Witterungsbereinigung der Energiebilanz	62
5.10	Berücksichtigung der Klimaerwärmung	62
6	Verkehr	65
6.1	Annahmen zur Modellierung der Verkehrsnachfrage.....	65

6.1.1	Nachwirkungen der COVID19-Pandemie.....	65
6.1.2	Zentrale Festlegungen in den Rahmendaten der Projektionen 2026.....	66
6.1.3	Verkehrsinfrastruktur in den Projektionen 2026 generell.....	66
6.1.3.1	Straßeninfrastruktur	67
6.1.3.2	Schieneninfrastruktur	67
6.1.3.3	Investitionsbedarf im Schienenverkehr	68
6.1.3.4	Weitere Verkehrsinfrastrukturen	71
6.2	Annahmen zu Förderprogrammen im Schienenverkehr.....	71
6.2.1	Generelles Vorgehen	71
6.2.2	Förderprogramme für den Schienenpersonenverkehr	72
6.2.3	Förderprogramme für den Schienengüterverkehr	73
6.3	Annahmen zur Neuzulassungsmodellierung.....	73
6.3.1	CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge.....	74
6.3.2	CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge.....	76
6.4	Berücksichtigung verschiedener Energieträger in der Modellierung	78
6.4.1	Erneuerbare Kraftstoffe und die THG-Quote.....	78
6.4.2	Annahmen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur	81
6.4.3	Ladepreise für elektrische Fahrzeuge	81
6.4.3.1	Annahmen für Pkw-Ladepreise	81
6.4.3.2	Annahmen für Lkw-Ladepreise.....	84
7	Landwirtschaft.....	85
7.1	Energiebedingte Emissionen	86
7.1.1	Stationärer Wärmeverbrauch.....	86
7.1.2	Mobile Nutzung	87
8	Abfallwirtschaft	89
8.1	Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien	89
8.2	Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung.....	89
8.3	Emissionen aus der Abwasserbehandlung.....	90
9	LULUCF	91
10	Sensitivitäten.....	93
10.1	Sektorübergreifende Sensitivitäten	93
10.1.1	Preisvariation ETS1	93
10.1.2	Variation der Wasserstoffpreise.....	93
10.1.3	Gaspreis (hoch)	93

10.2 Energiewirtschaft	94
10.2.1 Verzögerter Infrastrukturausbau Strom	94
10.3 Gebäude	94
10.3.1 Einfluss der Investitionskosten von Wärmepumpen	94
10.4 Industrie	95
10.4.1 Produktionsmengen.....	95
10.4.2 Strompreis in der Industrie	95
10.5 Verkehr	95
10.5.1 Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe.....	95
10.5.2 Abschwächung der CO ₂ -Flottenziele für Pkw und LNF	95
10.6 LULUCF	96
10.6.1 Waldbiomasseentwicklung	96
10.6.2 Wetterszenarien und organische Böden	96
10.6.3 Wetterszenarien und Bodenkohlenstoff in Ackerböden	97
10.7 Korridorrechnungen in der Industrie	98
10.7.1 Annahmen zur Korridorrechnung in der Industrie	98
10.7.2 Ergebnisse der Korridorrechnungen in der Industrie	102
Quellenverzeichnis	107

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Annahme zur installierten elektrischen Leistung der Kohlekraftwerke	35
Abbildung 2:	Annahmen zu Produktionsmengen ausgewählter Produkte ...	50
Abbildung 3:	Einordnung von Energiebedarf und Wertschöpfung energieintensiver Industrie (2021)	52
Abbildung 4:	Unterstellte Entwicklung der Heizgradtage in den Projektionen 2026 (PB26), Mittelwert des Klimaszenarios sowie das 15. und 85. Perzentil der Modellwerte.....	64
Abbildung 5:	Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen CO ₂ -Emissionswerte bei Neufahrzeugen (Pkw) in Deutschland aufgrund der CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw	76
Abbildung 6:	Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen spezifischen CO ₂ -Emissionsminderungen bei neuen schweren Nutzfahrzeugen in Deutschland aufgrund der CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge	78
Abbildung 7:	Entwicklung der CO ₂ -Konzentrationen in der Atmosphäre in den RCP4.5 und RCP8.5 Szenarien	97
Abbildung 8:	Entwicklung der Produktionsmengen in Korridorrechnung...	100
Abbildung 9:	Entwicklung CO ₂ -Preise im EU ETS und BEHG/ETS2 Korridorrechnung	101
Abbildung 10:	Umsetzungsraten von Energieeffizienzmaßnahmen	102
Abbildung 11:	Endenergiebedarf der Korridorrechnungen	104
Abbildung 12:	Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen	105
Abbildung 13:	Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnungen.....	106

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Annahmen zur Förderung von Wärmenetzen.....	21
Tabelle 2:	Annahmen zu Netzlängen der Erdgasnetze	22
Tabelle 3:	Annahmen zum CO ₂ -Transport.....	22
Tabelle 4:	Referenz der Instrumente in der Instrumentenbewertung, die für die Bewertung nicht (ganz) abgeschaltet werden	28
Tabelle 5:	Annahmen zur installierten elektrischen Nettonennleistung je Energieträger und Technologie im MMS, 2024 bis 2050	31
Tabelle 6:	Annahmen zur Stromerzeugung für biogene Energieträger im MMS, 2026 bis 2050	34
Tabelle 7:	Annahme zum Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS im Zeitraum 2024 bis 2030	36
Tabelle 8:	Annahmen zur netzbedingten Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und entsprechende Stromerzeugung von Netzreservekraftwerken und positivem Redispatch im MMS.....	37
Tabelle 9:	Annahmen zur installierten elektrischen Elektrolyseurleistung für die H ₂ -Produktion.....	38
Tabelle 10:	Produktion strombasierter Flüssigkraftstoffe (E-Fuels) in PtL-Anlagen im MMS	38
Tabelle 11:	Annahmen zum Brennstoffeinsatz, zu den CO ₂ -Emissionen sowie der Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen.....	39
Tabelle 12:	Annahmen zu Brennstoffeinsatz, CO ₂ -Emissionen sowie Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MMS.....	40
Tabelle 13:	Annahmen zum Ausbau der installierten thermischen Leistung erneuerbarer Fernwärmeerzeugung und unvermeidbarer Abwärme im MMS durch die BEW und das WPG	42
Tabelle 14:	Annahmen zur installierten Leistung und Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS (jeweils zur Jahresmitte)	45
Tabelle 15:	Annahmen zur für Stromspeicherung verfügbaren Leistung und zur Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS (jeweils zur Jahresmitte).....	45
Tabelle 16:	Projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS ..	46
Tabelle 17:	Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger in den betrachteten Ländern im europäischen Netzverbund (ohne Deutschland) im MMS, 2024 bis 2050	47
Tabelle 18:	Annahmen zur Stromnachfrage und exogen vorgegebenen Stromerzeugung in den betrachteten Ländern im europäischen Netzverbund (ohne Deutschland) im MMS, 2024 bis 2050	48
Tabelle 19:	Produktionsmengenindizes 2022-2024 (2020=100%).....	53

Tabelle 20:	Produktionswertentwicklung im MMS.....	55
Tabelle 21:	Entwicklung der Anzahl privater Haushalte über den Zeitraum 2024–2050.....	58
Tabelle 22:	Entwicklung der spezifischen Wohnfläche bis zum Jahr 2050 .	58
Tabelle 23:	Gewichtungsfaktoren zur Berechnung der vollsanierungsäquivalenten Sanierungsrate aus bauteilbezogenen Sanierungsraten.....	61
Tabelle 24:	Finanzbedarf für Erhaltungs-, Neu- und Ausbau-Investitionen im Schienenverkehr (in Mrd. Euro ₂₀₂₄)	69
Tabelle 25:	Historische Daten für durchschnittliche CO ₂ -Emissionen der Pkw-Neuzulassungen in der EU in g CO ₂ /km.....	75
Tabelle 26:	Ergebnisse (Jahr 2025) für die Ableitung der Ladestrompreise für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	83
Tabelle 27:	Parameter der Korridorrechnung.....	98

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisch betriebenes Fahrzeug)
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIK	Bundesförderung Industrie und Klimaschutz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMEL	Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat
BMV	Bundesministerium für Verkehr
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
BWI	Bundeswaldinventur
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	Capital expenditure (Investitionsausgaben)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CRT	Common Reporting Table
DAK	Digitale Automatisierte Kupplung
DRI	Direktreduktion von Eisenerz (engl.: direct reduced iron)
DSM	Demand Side Management (Laststeuerung)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EBS	Ersatzbrennstoff-Kraftwerke
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
EHS	Emissionshandelssystem

Abkürzung	Erläuterung
ETCS	European Train Control System
EU	Europäische Union
EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EWV	Einzelwagenverkehr
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse gas (Treibhausgas)
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H₂	Wasserstoff (engl. Hydrogen)
HLK	Hochleistungskorridor
IF	Innovationsfonds
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPCEI	Important Projects of Common European Interest (Strategische Förderprojekte)
KSpTG	Kohlendioxid-Speicherung-und-Transport-Gesetz
KSV	Klimaschutzverträge
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KV	Kombinierter Verkehr
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MiD	Mobilität in Deutschland
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MoP	Mobilitätspanel
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt

Abkürzung	Erläuterung
N₂O	Lachgas (Distickstoffmonoxid)
NEP	Netzentwicklungsplan
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NTC	Net Transfer Capacities
OMS	Ohne-Maßnahmen-Szenario
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Plug-In-Hybrid-Fahrzeug)
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
RegG	Regionalisierungsgesetz
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
SAF	Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltiger Luftfahrttreibstoff)
SPFV	Schienenpersonenfernverkehr
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
TAB	Thermische Abfallbehandlungsanlage
TCO	Gesamtbetriebskosten (engl.: Total Cost of Ownership)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VB	Vordringlicher Bedarf
VB-E	Vordringlicher Bedarf zur Engpassbeseitigung
VDR	Verband Deutsches Reisemanagement
WLTP	Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure
WPG	Wärmeplanungsgesetz
ZSE	Zentrales System Emissionen

Diese Veröffentlichung ist eine jährlich wiederkehrende Veröffentlichung. An viele Stellen kann daher auf Text aus den vorangegangenen Publikationen aufgebaut werden. Wesentliche textliche Formulierungen basieren daher auf Förster et al. (2025b). Ergebniszusammenhänge, Text, Daten, Tabellen und Abbildungen wurden entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2026 aktualisiert.

Zusammenfassung

In diesem Bericht sind die zentralen sektorbezogenen Annahmen, die für die Erstellung der Treibhausgasprojektionen für Deutschland bis zum Jahr 2050 getroffen wurden, dokumentiert. Die Projektionen 2026 umfassen das „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS). Der Bericht wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellt und folgt den Vorgaben der EU-Verordnung 2018/1999 zum Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz.

Die Annahmen in den Sektoren sind wie folgt:

- ▶ **Energiewirtschaft:** Der Bericht beschreibt detaillierte Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien, zum Kohleausstieg, zum Neubau von Gaskraftwerken (einschließlich Wasserstoffkraftwerken), zu Netzreservekraftwerken, zum Einsatz von Elektrolyseuren, zur Nutzung von Kuppelgasen und zur thermischen Abfallbehandlung.
- ▶ **Industrie:** Die Annahmen für den Industriesektor umfassen Preiserwartungen bzw. Preisvoraussicht, Produktionsmengenentwicklungen und methodische Erläuterungen zur Kurzfristkomponente der Produktionsmengenentwicklung.
- ▶ **Gebäude:** Für den Gebäudesektor werden Annahmen zur Anzahl privater Haushalte, zur Entwicklung der Wohn- und Nutzfläche, zur Implementierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), zu Wasserstoff und biogenen gasförmigen Brennstoffen sowie zur Witterungsbereinigung der Energiebilanz und der Berücksichtigung der Klimaerwärmung in der Modellierung beschrieben.
- ▶ **Verkehr:** Im Verkehrssektor werden die Annahmen zur Modellierung der Verkehrsnachfrage (einschließlich Nachwirkungen der COVID-19-Pandemie), zu Förderprogrammen im Schienenverkehr und zur Neuzulassungsmodellierung (CO₂-Flottenzielwerte für Pkw, und leichte/schwere Nutzfahrzeuge) geschrieben. Auch die Berücksichtigung alternativer Energieträger (erneuerbare Kraftstoffe, THG-Quote, Ladepreise für Elektrofahrzeuge) wird behandelt.
- ▶ **Landwirtschaft:** Für den Landwirtschaftssektor werden unter anderem Annahmen zur landwirtschaftlichen Flächennutzung, zur Ertragsentwicklung im Pflanzenbau sowie der Entwicklung der Milchleistung pro Kuh, zum Rückgang der Tierbestände und dem Einsatz von N-Mineraldüngermengen beschrieben. Ebenfalls werden Annahmen zum Einsatz von Wirtschaftsdünger sowie der Einsatz von Energiepflanzen in Biogasanlagen behandelt. Die Wirkung des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) auf N-Handelsdüngerpreise wird berücksichtigt. Darüber hinaus gibt es Annahmen zu energiebedingten Emissionen, einschließlich des stationären Wärmeverbrauchs und in der mobilen Nutzung.
- ▶ **Abfallwirtschaft:** Es werden Annahmen zu Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien und aus der biologischen Abfallbehandlung getroffen.
- ▶ **LULUCF:** Im Sektor LULUCF werden unter anderem Annahmen zu Bruttolandnutzungsänderungen sowie zur Modellierung der Emissionen aus organischen Böden beschrieben. Da die Projektionen zukünftige Extremwetterereignisse nicht explizit abbilden, werden für diesen Sektor Annahmen für drei Sensitivitäten zur Simulation der Waldentwicklung getroffen.

Summary

This report documents the key sector-related assumptions made in preparing the greenhouse gas projections for Germany up to 2050. The projections include the ‘with existing measures scenario’ (MMS). The report was commissioned by the German Environment Agency and follows the requirements of EU Regulation 2018/1999 on the Governance System for the Energy Union and Climate Action.

The assumptions in the sectors are as follows:

- ▶ **Energy:** The report explains detailed assumptions made on the expansion of renewable energies, the coal phase-out, the construction of new gas-fired power plants (including hydrogen power plants), grid reserve power plants, the use of electrolysers, the use of by-product gases and thermal waste treatment.
- ▶ **Industry:** The assumptions for the industrial sector include price expectations and price forecasts, production volume trends and methodological explanations of the short-term component of production volume trends.
- ▶ **Buildings:** For the buildings sector, the assumptions relating to the following are explained: the number of households, the development of living and usable space, the implementation of the German Building Energy Act (GEG), hydrogen and biogenic gaseous fuels, the weather adjustment of the energy balance and the consideration of global warming in the modelling.
- ▶ **Transport:** In the transport sector, the assumptions for modelling transport demand (including the after-effects of the COVID-19 pandemic), funding programmes for rail transport and the modelling of new registrations (CO₂ fleet targets for passenger cars and light/heavy commercial vehicles) are explained. The assumptions relating to alternative energy sources (renewable fuels, GHG quota, charging prices for electric vehicles) are also included.
- ▶ **Agriculture:** For the agricultural sector, assumptions on agricultural land use, yield development in crop production and the development of milk production per cow, the decline in livestock numbers and the use of N mineral fertiliser quantities are described. Assumptions on the use of farm manure and the use of energy crops in biogas plants are also discussed. The effect of the EU Carbon Border Adjustment Mechanism Regulation (CBAM) on the N fertiliser price is depicted. In addition, assumptions are made with a view to the energy-related emissions, including stationary heat consumption and mobile consumption.
- ▶ **Waste management:** Assumptions are made on emissions from deposited waste from landfills and from biological waste treatment.
- ▶ **LULUCF:** The LULUCF sector includes assumptions on gross land use change and the modelling of emissions from organic soils. As the projections do not explicitly depict future extreme weather events, assumptions are made for this sector for three sensitivities to simulate forest development.

1 Einleitung

Die Annahmen zu den Entwicklungen vieler zentraler Parameter, die die Grundlagen für die Treibhausgasprojektionen 2026 bilden, sind dem Rahmendatenbericht sowie dem Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen (Kemmler et al., 2026; Moosmann et al., 2026) zu entnehmen. Im Folgenden sind zentrale Annahmen aufgeführt, die darüber hinaus gehen und ebenfalls Einfluss auf die Modellierung haben.

2 Sektorübergreifende Annahmen & Vorgehen

Einige der Annahmen für die Modellierung der Projektionen 2026 betreffen mehrere Sektoren oder sind zentral relevant für die Projektionen. Dies betrifft z. B. Themen wie Aus- bzw. Umbau von Infrastruktur sowie Emissionsfaktoren. Auch die Methode zur Ermittlung der projizierten THG-Minderungswirkungen von Instrumenten ist (teilweise) sektorübergreifend definiert.

Dieser Abschnitt adressiert diese Themen zentral und verlinkt, wo hilfreich, in sektorspezifische Abschnitte.

2.1 Aus- bzw. Umbau von Infrastruktur

2.1.1 Stromnetze

In der Strommarktmodellierung wird für jedes Land ein engpassfreies Stromnetz unterstellt („Kupferplatte“). Zwischen den einzelnen Ländern im europäischen Netzverbund wird der Stromaustausch auf die Leistung der jeweiligen Grenzkuppelstellen (Net Transfer Capacities, NTC) begrenzt. Diese basieren auf dem Szenario „National Trends“ des aktuellen TYNDP 2024 (ENTSO-E & ENTSOG, 2023, vgl. Abschnitt 3.13).

Die Emissionen, die durch Redispatch und den Einsatz von Netzreservekraftwerken in Deutschland entstehen, werden nachträglich berechnet (vgl. Abschnitt 3.5).

2.1.2 Wärmenetze

Wärmenetze werden über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) finanziell gefördert. Darüber hinaus werden durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Wärmeplanungsgesetz (WPG) der Anschluss von Gebäuden an Fernwärmenetze angereizt.

Mit den Berechnungen zur BEW wurde neben den Erzeugungsleistungen für Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme (Kapitel 3.11) auch abgeschätzt, wie viele Gebäude an den, durch die BEW geförderten, Fernwärme-Netzausbau zusätzlich angeschlossen werden können.

Für das KWKG wurde auf die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur KWKG-Umlage zurückgegriffen (50Hertz Transmission [50Hertz] et al., 2026). Für das KWKG wurde von einer Laufzeit bis zum 31.12.2026 ausgegangen, da zum Zeitpunkt des Beginns der Modellierung noch keine weitere Verlängerung des KWKG beschlossen war. Für Netze, die nach dem 31.12.2026 in Betrieb genommen werden, erlaubt das KWKG eine Frist von bis zu 4 Jahren nach der letzten Genehmigung, um in Betrieb zu gehen. Für die Auszahlung von Fördermitteln wurde daher 2030 als letztmögliches Jahr gesetzt. Die Prognosen der ÜNB zeigen einen Mittelbedarf für die Investitionskostenzuschüsse für Wärmenetze von 347,6 Mio. Euro im Jahr 2025 (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2024) und 393,5 Mio. Euro in 2026 (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2025).

Tabelle 1 gibt eine Übersicht der Förderungen aus KWKG und BEW bis zum Jahr 2045, wobei über das KWKG annahmegemäß nur bis 2030 Investitionskostenzuschüsse ausgezahlt werden. Insgesamt werden bis zum Jahr 2045 gut 8,6 Mrd. Euro für die Förderung von Wärmenetzen aufgewendet. Hiervon entfallen 6,3 Mrd. Euro auf die BEW und 2,4 Mrd. Euro auf das KWKG. Mit Blick auf die jährlichen Fördervolumina über die Laufzeit der Maßnahmen liegt das Fördergeschehen mit 0,4 Mrd. Euro/a im KWKG leicht über dem der BEW mit 0,3 Mrd. Euro/a. Die Förderungen ermöglichen bis zum Jahr 2045 den zusätzlichen Anschluss von 1,2 Mio. Gebäuden an die Fernwärme.

Tabelle 1: Annahmen zur Förderung von Wärmenetzen

		BEW (bis 2045)	KWKG (bis 2030)	BEW+KWKG
Förderung	Mrd. Euro	6,3	2,4	8,6
Jährliche Förderung bis Programmende	Mrd. Euro/a	0,3	0,4	
Neu angeschlossene Gebäude	Mio. Stück	0,9	0,3	1,2

Quelle: Eigene Abschätzung, Prognos, basierend auf Berechnungen zur BEW (Kapitel 3.11), Prognosen der ÜNB zur KWKG-Umlage (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2024, 2025) und eigenen Annahmen.

Diese Daten werden zur Plausibilisierung der Diffusionsgeschwindigkeit Fernwärme genutzt (Kapitel 5.5).

2.1.3 Gasnetze für Erdgas und Wasserstoff

Beim Erdgastransportnetz (Erdgasfernleitungsnetz) wird der Netzausbau entsprechend des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 berücksichtigt (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber [FNB Gas], 2024). Dazu wurde die Datenbank der Gasnetzbetreiber ausgewertet.¹ Derzeit erstellen die Netzbetreiber den „Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045“.² Da hier noch keine Ergebnisse veröffentlicht wurden, kann dieser nicht berücksichtigt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geht auch weiterhin von einem Ausbau des Erdgastransportnetzes aus.³

Auf Grund fehlender Quellen wird für das Erdgasverteilnetz auf Basis von Expertenschätzung ein konstantes Netz bis 2030 angenommen. Nach 2030 werden beginnender Rückbau, Stilllegungen und Umstellung auf Wasserstoff berücksichtigt. Dies wird durch eine Reduktion der Erdgasverteilnetztlängen um 1 % pro Jahr berücksichtigt. Da belastbare Angaben hierzu nicht verfügbar sind, basiert dieser Wert auf einer Expertenschätzung.

Die Netzlänge der Erdgasnetze wird in der Modellierung der diffusen Emissionen aus Erdgasnetzen (CRT-Quellgruppen 1.B.2.b.iv und 1.B.2.b.v) sowie bei der Modellierung der Erdgasverdichter (CRT-Quellgruppe 1.A.3.e, siehe unten) benötigt, nicht aber in der Modellierung des Gebäudesektors oder anderer Endverbrauchssektoren.

Die explizite Länge des Wasserstoffkernnetzes wird in der Modellierung nicht benötigt. Es wird davon ausgegangen, dass ab 2032 ein Wasserstoffkernnetz zur Verfügung steht (siehe Kemmler et al., 2026) und ein Markt für Wasserstoff entsteht. Es wird angenommen, dass für große industrielle Verbraucher (Stahlstandorte, Grundstoffindustrie) in der Industrie Wasserstoff aus dem Kernnetz zur Verfügung gestellt werden kann. Die Verfügbarkeit für kleine Verbraucher in der Fläche ist zunächst eingeschränkt und erreicht bis 2045 nicht das Niveau des Erdgaszugangs in 2025⁴. Auf Anlagen abseits des Wasserstoffkernnetzes kommen erhöhte Investitionskosten für die Nutzung von Wasserstoff zu. Im Gebäudesektor wird das Gasnetz nicht explizit

¹ <https://www.nep-gas-datenbank.de/>

² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>

³ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>

⁴ Diese Annahmen werden abstrahiert über einen Parameter der Energieträgerattraktivität dargestellt – sie basieren nicht auf einer räumlich explizierten Modellierung.

betrachtet. Kostensteigerungen durch Rückbau bzw. sinkende Anschlusszahlen sind über den Preis abgebildet (steigende Netzentgelte). Weiterhin wird keine Verfügbarkeit von Wasserstoff im Gebäudesektor angenommen (siehe auch Kapitel 5.4.2).

Tabelle 2: Annahmen zu Netzlängen der Erdgasnetze

Größe	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgastransportnetz	km	34.035	34.138	34.685	34.806	34.806	34.806	34.806
Erdgasverteilnetz	km	367.600	367.600	367.600	349.584	332.451	316.157	300.663

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut, basierend auf der Datenbank der Gasnetzbetreiber¹. Werte 2024 aus CRT 2026⁵.

Die Verdichter im Erdgastransportnetz werden nicht als Einzelanlagen modelliert, daher sind hierzu keine Annahmen zu Anzahl, Leistungen oder ähnlichem notwendig. Die Modellierung der Verdichter erfolgt stattdessen auf rein energetischer Basis. Erdgasverbrauch und die Länge des Erdgastransportnetzes sind die bestimmenden Größen. Im Basisjahr (2024) verbrauchten die Verdichter knapp 12 PJ zum Transport bei einem Erdgasverbrauch von insgesamt 2716 PJ, entsprechend einem Anteil von etwa 0,4 %. Zusammen mit der Länge des Erdgastransportnetzes ergibt sich somit ein für die Modellierung als konstant angenommener Proportionalitätsfaktor von

$$\frac{12 \text{ PJ}}{(2716 \text{ PJ} - 12 \text{ PJ}) \cdot 34035 \text{ km}} = 1,30 \cdot 10^{-7} \frac{\text{PJ}}{\text{PJ} \cdot \text{km}}$$

Weitere Annahmen werden zur Modellierung der Erdgasverdichter nicht genutzt.

2.1.4 CO₂-Transport-Infrastruktur

Die technische Parametrisierung der CO₂-Infrastruktur im MMS der Projektionen 2026 erfolgt entsprechend des MWMS der Projektionen 2025, da die Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes beschlossen wurde und entsprechend die MWMS-2025-Maßnahme zu einer MMS-2026-Maßnahme wird.

Es wird angenommen, dass sämtlicher CO₂-Transport bis Mitte 2030 per Bahn erfolgt, da bis dahin mangels eines geeigneten Netzes kein CO₂-Pipelinetransport stattfinden wird. Im Jahr 2035 ist ein CO₂-Startnetz von 1.383 km angesetzt. Bis zu diesem Zeitpunkt wird das abgeschiedene CO₂ per Zug transportiert. Ab Mitte 2030 wird die per Bahn transportierte CO₂-Menge als konstant angenommen, da dann die zusätzlichen CO₂-Transporte über das Pipelinetz erfolgen. Für 2045 wurde eine Spanne der CO₂-Netzlänge von 3.500 bis 4.800 km ermittelt (siehe Kemmler et al., 2026). Daher wurde ein linearer Ausbau des Netzes auf 4.150 km (Mittelwert aus 3.500 und 4.800 km) angenommen. Der angenommene Ausbau des CO₂-Netzes ist in folgender Tabelle zusammen mit den Emissionsfaktoren für den Transport per Pipeline und per Bahn dargestellt. Diese Annahmen entsprechen den Annahmen des MWMS der Projektionen 2025.

Tabelle 3: Annahmen zum CO₂-Transport

Größe	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Länge CO ₂ -Netz	km	0	0	1.383	2.767	4.150	4.150
Emissionsfaktor CO ₂ -Netz	t/km	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

⁵ <https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/colawue4q/envawufkg/>

Größe	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissionsfaktor CO ₂ -Transport per Bahn	t/t	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut, IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2006), Ørsted (2026)

Inländischer CO₂-Transport per Schiff wird nicht berücksichtigt. Emissionen aus dem Transport von CO₂ per Seeverkehr sind außerhalb des Scopes der Emissionsbilanzierung der Projektionen 2026, daher sind hier keine Annahmen notwendig.

2.1.5 Infrastrukturen im Verkehr

Der Ausbau von Infrastrukturen im Verkehr umfasst zum einen die Verkehrsinfrastruktur (Straßen- und Schienennetz sowie weitere Verkehrsinfrastrukturen), diese sind in Kapitel 6.1.3 beschrieben. Zum anderen umfasst dies den Ausbau der Ladeinfrastruktur als Voraussetzung für die Elektrifizierung des Fahrzeugbestands, dieser ist in Kapitel 6.4.2 beschrieben.

2.2 Konstant angenommene Emissionsfaktoren

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen orientiert sich an den IPCC 2006 Guidelines (IPCC, 2006). Diese beschreiben für die einzelnen Emissionsquellen in der Regel mehrere, unterschiedlich komplexe Methodenstufen (Tiers), die in der Regel Emissionsfaktoren benötigen.

2.2.1 Verbrennungsbedingte Emissionen (CRT 1.A und 1.D)

Die Berechnung der Emissionen aus Verbrennungsprozessen (CRT 1.A und 1.D) im Integrationsmodell ENUSEM erfolgt nicht mit Standardemissionsfaktoren, sondern mit sektorspezifischen, auf Deutschland bezogenen Emissionsfaktoren. Dies entspricht dabei für stationäre Emissionsquellen der mittleren Komplexitätsstufe (Tier 2).

Für die im Integrationsmodell ENUSEM zu berechnenden verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen in den CRT-Quellgruppen 1.A und 1.D wird eine seit Jahren zwischen Öko-Institut und Umweltbundesamt (UBA) etablierte Methodik genutzt:

- ▶ Das UBA stellt detaillierte Brennstoffeinsätze aus der Datenbank ENERDAT und zugehörige CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) zur Verfügung. Hieraus berechnet das Öko-Institut brennstoff- und sektorspezifische (implizite) Emissionsfaktoren (Auflösung: 23 Subsektoren mit jeweils bis zu 16 verschiedenen Brennstoffen).
- ▶ Für neue (z. B. stromgenerierte) Brennstoffe werden geeignete Emissionsfaktoren durch Literaturrecherche oder aus Emissionsfaktoren von Brennstoffen mit ähnlichen Eigenschaften abgeleitet (z. B. Emissionsfaktoren für PtL-Kraftstoffe im Straßenverkehr abgeleitet aus Benzin- und Diesel-Emissionsfaktoren).

Die so für das Basisjahr ermittelten Emissionsfaktoren werden in der Regel konstant fortgeschrieben. Dies impliziert für den Projektionszeitraum einerseits konstante Brennstoffeigenschaften als auch einen gleichbleibenden Mix der Verbrennungstechnologien für die jeweiligen Brennstoffe.

In begründeten Ausnahmefällen kann in ENUSEM ein im Zeitverlauf variierender Emissionsfaktor angewandt werden. In den Projektionen 2026 wird diese Option nicht genutzt.

2.2.2 Diffuse Emissionen (CRT 1.B) und Industrieprozesse (CRT 2)

Für die Berechnung der CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen in den CRT-Quellgruppen 1.B Diffuse Emissionen und CRT 2 Industrieprozesse werden die in den CRT-Tabellen angegebenen Emissionsfaktoren übernommen.

Die Berechnung der F-Gas-Emissionen im Modell ProFI erfolgt direkt auf der Ebene der Emissionen, daher sind hier keine Annahmen zu Emissionsfaktoren notwendig.

2.2.3 Landwirtschaft (CRT 3) und LULUCF (CRT 4)

Im Allgemeinen werden Emissionsfaktoren (Tier-1 und Tier-2), die in der Emissionsberichterstattung zeitlich konstant sind, entsprechend auch für die Projektionen als zeitlich konstant übernommen. Wenn die Emissionsberechnung auf Tier-3-Ansätzen beruht (Modellierung oder Inventuransätze), sind die resultierenden impliziten Emissionsfaktoren zeitlich variabel. Dies ist insbesondere für besonders bedeutende Emissionskategorien der Fall. Beispielsweise sind die enterischen Methanemissionen der Milchkühe abhängig von der Milchleistung (für die eine weitere Steigerung unterstellt wurde), die Waldbiomasse wurde ausgehend vom in der vierten Bundeswaldinventur erfassten Waldzustand unter Berücksichtigung von Altersklassen modelliert (im Zeitablauf ändert sich die Fläche in einer gegebenen Klasse), und die Emissionen aus organischen Böden wurden abhängig von durch den Deutschen Wetterdienst aus dem RCP4.5-Klimaszenario abgeleiteten Wetterdaten modelliert. Der Einfluss des Klimawandels auf Emissionsfaktoren für Lachgasemissionen aus Böden wird derzeit noch nicht abgebildet (auf die Mineralisierung von organischer Bodensubstanz, die auch Lachgasemissionen verursacht, dagegen schon), weil hierzu noch keine ausreichend validierten Modellansätze in der deutschen Emissionsberichterstattung etabliert sind.

2.2.4 Abfallwirtschaft (CRT 5)

Für CRT 5.A (Deponien) stellt das UBA die national angepasste Version des IPCC-Waste-Modells zur Verfügung, mit welcher auch die historischen Emissionen für das Treibhausgasinventar berechnet werden. Es enthält die aktuellen Emissionsfaktoren und weitere relevante Parameter.

Für die übrigen Quellgruppen (CRT 5.B bis 5.E) werden die Emissionsfaktoren aus den CRT-Tabellen übernommen.

2.3 Verfügbarkeit von Flächen, Biomasse, Wasserstoff und synthetischen Energieträgern

2.3.1 Flächenkulisse / -verfügbarkeit

Die Flächenmodellierung berücksichtigt Trends sowie den Flächenbedarf einschließlich Ausgleichsflächen für neue Siedlungs- und Verkehrsflächen, den Ausbau von Freiflächen-PV und Windkraftanlagen sowie den Flächenbedarf für Wiedervernässung von Moorböden und Neuanlage von Feldgehölzen gemäß der Instrumentierung (Moosmann et al., 2026, Tabelle 102).

Der Umfang der Flächenneuanspruchnahme liegt bei Freiflächen-PV und Wiedervernässung von Moorböden besonders hoch und führt zu einer Verringerung der Landwirtschaftsfläche.

Veränderungen der projizierten Flächennutzungen im Sektor LULUCF führen zu einer Verringerung der verfügbaren, landwirtschaftlich genutzten Fläche. Diese wird im Sektor Landwirtschaft über die projizierten Veränderungen von Ackerland und Grünland berücksichtigt. Maßnahmen zur Begrenzung des Energiepflanzenansatzes in der Biogas- und

Biomethanproduktion wirken und führen zu einem starken Rückgang des Energiepflanzenanbaus (siehe Kapitel 7).

2.3.2 Verfügbarkeit von Biomasse und Biomethan

- ▶ **Energiewirtschaft:** In der Energiewirtschaft orientiert sich die Erzeugung von Strom aus Biogas an der Obergrenze aus der im MMS modellierten Bereitstellung durch die Landwirtschaft⁶.
- ▶ **Industrie:** Der Preis für feste Biomasse (Rahmendatum, vgl. Kemmler et al., 2026) ist in der Modellierung der Industrie wesentliches Kriterium für deren Einsatz. Es gibt keine Mengenbeschränkung, eine etwaige Zunahme in der Biomassennutzung wird manuell evaluiert. Der angenommene Preis reagiert nicht auf die nachgefragte Menge.
- ▶ **Verkehr:** Für flüssige Biokraftstoffe existiert ein weltweiter Handel. Aus der Wirtschaftlichkeit verschiedener Biokraftstoffe für den deutschen Markt innerhalb der THG-Quote ergibt sich eine Einsatzreihenfolge für die verschiedenen Biokraftstoffe, die sich unter anderem an dem heutigen Einsatz und damit an der heute vorhandenen Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Biokraftstoffe orientiert (Moosmann et al., 2026). Wegen des weltweiten Handels werden daher keine Mengenrestriktionen und Kosteneffekte angenommen.
- ▶ **Gebäude:** Mangels politischer Instrumente zur Begrenzung der Nutzung von Biomasse und Biomethan wird die Nutzung in der Modellierung nicht begrenzt. Es liegen keine belastbaren Annahmen zu verbindlichen Ausbau-, Verteilungs- oder Priorisierungsregeln vor, die eine modellseitige Begrenzung rechtfertigen würden. Somit ist der Preis für die jeweiligen Energieträger in der Modellierung das wesentliche Kriterium für deren Einsatz (siehe auch Kapitel 5).
- ▶ **Landwirtschaft:** In Kapitel 7 wird die Annahme erklärt, dass die Biomethanproduktion in Zukunft stagniert und der Energiepflanzenanbau deutlich zurückgeht.

2.3.3 Wasserstoffverfügbarkeit, Verfügbarkeit synthetischer Energieträger

In der Modellierung wird angenommen, dass Wasserstoff erst mit Fertigstellung des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2032 in relevanter Menge bereitgestellt werden kann. Nach 2032 wird keine mengenmäßige Begrenzung unterstellt.

Synthetische Energieträger werden durch die ReFuelEU Aviation-Regulierung hauptsächlich als synthetisches Kerosin (Sustainable Air Fuel) im Luftverkehr nachgefragt. Entstehende Koppelprodukte werden im Straßenverkehr zur Anwendung gebracht. Verfügbarkeitsgrenzen werden nicht explizit angenommen, die so entstehende Nachfrage nach synthetischem Kerosin wird aber plausibilisiert. Weitere Annahmen zur Modellierung der erneuerbaren Kraftstoffnutzung im Verkehr sind im Kapitel Verkehr beschrieben (siehe Kapitel 6.4.1).

Die Annahmen bezüglich der inländischen Herstellung von Flüssigkraftstoffen werden in der Energiewirtschaft beschrieben (siehe Kapitel 3.7).

⁶ Biogas wird neben der Landwirtschaft auch im Bereich der Abfallwirtschaft durch die Vergärung von organischen Abfällen bereitgestellt. Diese Mengen sind im Weiteren nicht gesondert aufgeführt, sondern werden in den Mengen der Landwirtschaft eingeschlossen.

2.4 Kosten für CO₂-Abscheidung

In der Industrie wird die CO₂-Abscheidung an energieintensiven Prozessen mit hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen (vor allem Kalk und Zement) modelliert. Dafür werden 180 Euro/ $t_{\text{Kapazität}}$ Investition in eine Erweiterung von Bestandsanlagen angenommen. Der Energiebedarf für die Abscheidung in Höhe von 1,4 bis 2,1 GJ/t (Kuramochi et al., 2012) fließt als zusätzliche laufende Kosten mit den Energieträgerpreisen des MMS in die Berechnung der Differenzkosten ein⁷. Für die Bewertung der tatsächlichen Nutzung von CCS sind Transport- und Speicherkosten relevanter. Diese machen etwa 60 % der Kostendifferenz zwischen Betrieb mit und ohne CCS in 2030 aus, energiebedingte OPEX etwa 30 %, CAPEX etwa 10 %. Für nicht energieintensive Prozesse ist kein CCS vorgesehen. Weiteres zur CCUS-Nutzung in der Industrie siehe Kapitel 4.4.

2.5 Foresight

Mit Foresight bezeichnen wir im Folgenden eine Voraussicht künftiger Entwicklungen. „Perfect foresight“ ist ein theoretisches Konstrukt in Modellierungsarbeiten, welches annimmt, dass die modellierten Akteure perfekte Voraussicht auf künftige Entwicklungen bzw. entscheidungsrelevante Parameter besitzen und ihre heutigen Entscheidungen daher anhand perfekter Information treffen können. „Perfect foresight“ wäre damit der Extremfall von Voraussicht. Abstufungen in dem Level der Vorausschau sind möglich.

- ▶ **Industrie:** In der Modellierung der Projektionen 2026 existiert das Konzept der Voraussicht in Bezug auf Preisentwicklungen im EHS (1 und 2) (siehe Abschnitt 4.1). Damit werden an die Entwicklung dieser Kostenbestandteile gelegte Erwartungen abgebildet, die insbesondere für Investitionen mit langen Lebensdauern gebildet werden. Die Dauer dieser Voraussicht ist unsicher und von gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und individuellen Unternehmenseinschätzungen beeinflusst. Akteure erkennen die im Modell tatsächlich hinterlegte Preisentwicklung und nutzen diese für die Bewertung der ihnen zur Verfügung stehenden Investitionsoptionen eine festgelegte Anzahl Jahre im Voraus. Im MMS 2026 ist dieser Wert für die Industrie auf 8 Jahre gesetzt. Akteure erkennen somit, wo der EHS-Preis in 8 Jahren (und bis dahin jährlich) liegen wird. Sollte für eine Entscheidung ein darüber hinaus gehender Zeitraum relevant sein, nutzen sie den letzten ihnen bekannten Wert weiter.
- ▶ **Gebäude:** Im Gebäudesektor bezeichnet „Foresight“ die Berücksichtigung zukünftiger (Preis-) Entwicklungen der verschiedenen Energieträger in heutigen Entscheidungsprozessen. In aktuellen Modellierungen findet dieser Ansatz bislang jedoch keine Anwendung, da im Unterschied zu früheren Projektionen hierfür keine ausreichende empirische Grundlage vorliegt.
- ▶ **Verkehr:** Das Modell TEMPS kann Foresight grundsätzlich abbilden, dies wird bei den Modellierungen im Rahmen der Projektion des MMS 2026 jedoch nicht angewendet, da keine empirische Grundlage dafür vorliegt, dass Fahrzeugnutzende zukünftige Preisentwicklungen in ihre Entscheidungsfindung bei der Antriebswahl mit einbeziehen.

⁷ Die Modellierung erfolgt nicht standortscharf, etwaig vorhandene, den zusätzlichen Energiebedarf senkende Abwärmepotentiale sind abstrahiert berücksichtigt.

2.6 Klimawandel

Der Klimawandel spielt in den THG-Projektionen 2026 besonders in der Modellierung der Sektoren Landwirtschaft, LULUCF und Gebäude eine Rolle. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die globale Erhitzung gemäß des RCP-Szenarios 4.5 (Charakterisierung siehe Thomson et al., 2011) entwickelt.⁸

In den Sektoren Landwirtschaft und LULUCF werden die Emissionen aus Böden abhängig von Wetterdaten (Temperatur, Niederschlag, Verdunstung) modelliert. Regional aufgelöste Wetterdaten, die aus den RCP-Szenarien abgeleitet wurden, werden vom Deutschen Wetterdienst bereitgestellt. Andere Wettereinflüsse in den Sektoren Landwirtschaft und LULUCF (z. B. auf Erträge von Feldfrüchten oder auf die Waldbiomasse) werden nicht explizit modelliert.

Der Heiz- und Kühlbedarf in Gebäuden ist wetterabhängig, und damit vom Klimawandel beeinflusst. Zur Berücksichtigung der Klimaerwärmung im Gebäudesektor siehe Abschnitt 5.10.

2.7 Methode zur Ermittlung der THG-Minderungswirkung der Politikinstrumente im Mit-Maßnahmen Szenario

Für die Instrumentenbewertung wird für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Abfallwirtschaft vom MMS ausgehend jeweils nur das zu bewertende Instrument als nicht existent in der Referenz angenommen (instrumentenspezifisches „Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS)“), um dessen Wirkung auf die THG-Emissionen zu ermitteln.

Für die Instrumente, die auch in der Referenz als existent angenommen werden, dokumentiert die folgende Tabelle, welcher Stand des Instrumentes als Referenz für die Bewertung der THG-Minderung angenommen wird. Hier nicht aufgeführte Instrumente aus Moosmann et al. (2026) sind in der Referenz also nicht existent.

Für den Sektor LULUCF wird ein eigenständiges Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) definiert. Im Sektor Landwirtschaft basiert die Ausgangslage für die schrittweise Implementierung der Maßnahmen des MMS maßgeblich auf Annahmen der Thünen-Baseline (Haß et al., 2024). Auf dieser Grundlage ergänzen die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF die einzelnen Instrumente jeweils schrittweise, um deren jeweilige Wirkung auf die THG-Emissionen zu analysieren. In der Summe entsteht nach Ergänzung aller Instrumente das sektorspezifische MMS.

⁸ Im Sachstandsbericht des IPCC 2022 wurden die Auswirkungen von Politiken auf die globale Erwärmung analysiert. Im Pfad „Moderate Action“ (ModAct) wurden die Auswirkungen der Umsetzung der NDCs bis 2030, jedoch ohne weitere Verschärfung, untersucht. Diese Entwicklung lässt sich nach Einschätzung von Experten*Expertinnen des UBA in etwa dem Szenario RCP 4,5 zuordnen.

Tabelle 4: Referenz der Instrumente in der Instrumentenbewertung, die für die Bewertung nicht (ganz) abgeschaltet werden

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instrumentenpapier	Stand Instrument im instrumentenbezogenen OMS	Begründung
Industrie	Förderprogramme (projektbasierte und energieträgerbasierte Subventionen)	23-39	Keine Wirkung. Auch vor 2026 getätigte Zahlungen führen nicht zu Emissionsminderungen.	Kein weiteres Budget zur Förderung, fehlendes Geschäftsmodell im Umfeld OMS. Im Zweifel werden Förderungen eher zurückgegeben – Anlagen mit verminderten Emissionen jedenfalls nicht betrieben.
	Verpflichtungen zu Mindeststandards, Energieaudits und Energiemanagementsystemen	40-44	Einfrieren des Zustands ohne Instrumente, die im Instrumentenpapier genannt werden, z. B. Novelle KSpTG	
	EU-EHS 1 EU-EHS 2	22	Wegfall des EHS: 0€/t ab 2025.	
Energiewirtschaft	EEG	17	Leistung der erneuerbaren Energien bleibt auf Niveau von 2024 konstant.	Keine weitere Förderung. Annahme: Ungeförderter Zubau kompensiert Rückbau.
	Erneuerbare Wärme		Leistung zur Erzeugung erneuerbarer Fernwärme bleibt auf Niveau von 2024 konstant.	Keine weitere Förderung. Annahme: Ungeförderter Zubau kompensiert Rückbau.
	Kohleausstieg	20	Leistung von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken bleibt auf Niveau von 2024 konstant	Keine ordnungsrechtlichen Maßnahmen zur beschleunigten Stilllegung. Anlagen bleiben in Betrieb.
	EU-EHS 1	16	EHS-Preis bleibt auf Niveau von 2024 konstant	Beibehalten des Status quo.
Verkehr	CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	79	Die kontrafaktische Ausgestaltung der CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bezieht sich auf die ursprüngliche Fassung der Regulierung (EU) 2019/631 (Regulation (EU) 2019/631, 2019). Für das Jahr 2025 ist für	Die Regulierung wurde erstmalig 2009 beschlossen und danach kontinuierlich weiterentwickelt. Der gesamte Fahrzeugmarkt (z. B. Preise,

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instrumenten-papier	Stand Instrument im instrumentenbezogenen OMS	Begründung
			neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge eine Steigerung des Ambitionsniveaus auf eine 15 %ige Minderung der durchschnittlichen Emissionen vorgegeben gegenüber dem Jahr 2021. Ab dem Jahr 2030 existiert die Vorgabe, die durchschnittlichen Emissionen der neuen Fahrzeuge um 37,5 % (Pkw) bzw. 31 % (leichte Nutzfahrzeuge) zu reduzieren.	Antriebsentwicklung) geht auf diese Regulierung zurück. Die Modellierung ohne CO ₂ -Emissionsstandards wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.
	CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	80	Die kontrafaktische Ausgestaltung der CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge bezieht sich auf die ursprüngliche Fassung der Regulierung (EU) 2019/1242 (Regulation (EU) 2019/1242, 2019). Für die Jahre 2025 und 2030 sind für neu zugelassene Lkw, die unter die Regulierung fallen, eine 15 %ige bzw. eine 30 %ige Minderung der durchschnittlichen Emissionen vorgegeben gegenüber dem Referenzjahr (Juli 2020 – Juni 2021). Der Gültigkeitsbereich umfasst weniger Lkw-Typen als in der im MMS berücksichtigten Ausgestaltung der Regulierung.	Die Regulierung wurde erstmalig 2019 beschlossen und danach weiterentwickelt. Der gesamte Fahrzeugmarkt (z. B. Preise, Antriebsentwicklung) geht auf diese Regulierung zurück. Die Modellierung ohne CO ₂ -Emissionsstandards wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.
	THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	81	Die kontrafaktische Ausgestaltung der THG-Quote entspricht dem Stand des BImSchG vor der Änderung zu September 2021 (BImSchG, 2021/31.08.2021). Dieser Stand geht auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie vor den Änderungen der Erneuerbare Energien-Richtlinie II (EU) 2018/2001 zurück. In der THG-Quote wurde ab dem Jahr 2020 eine THG-Minderung durch die Inverkehrbringer der Kraftstoffe um 6 % gefordert. Die Anrechnung für die THG-Minderung aus der Nutzung von Strom im Straßenverkehr spielte aufgrund der Ausgestaltung der 38. BImSchV keine Rolle und die THG-Emissionsminderung wurde über Biokraftstoffe erreicht.	Die Richtlinie wurde erstmalig 2009 beschlossen und führt seitdem zur Nutzung von Biokraftstoffen. Der Kraftstoffmarkt für erneuerbare Kraftstoffe geht auf diese Richtlinie zurück. Die Modellierung ohne THG-Quote wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instrumenten-papier	Stand Instrument im instrumentenbezogenen OMS	Begründung
	Beimischquote für SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	82	Die kontrafaktische Ausgestaltung der Beimischungsquote für SAF entspricht der im September 2021 in der im BImSchG veröffentlichten nationalen Beimischungsquote für PtL (THGMQWG, 2021/24.09.2021). Die Beimischungsquote forderte einen Beimischungsanteil von 0,5 % (ab 2026), 1 % (ab 2028) und 2 % (ab 2030).	Die nationale Beimischungsquote für PtL entspricht der zuvor erwarteten Beimischung von erneuerbaren Flugtreibstoffen.
	Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	73	Die kontrafaktische Ausgestaltung der Entfernungspauschale entspricht dem Status des Instruments vor der Erhöhung der Entfernungspauschale auf 38 Cent.	
	Attraktivität des ÖPNV erhöhen	74	Die kontrafaktische Ausgestaltung dieses Instruments berücksichtigt das Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz (GVFG) und die Regionalisierungsmittel ohne deren jährliche Erhöhung um 1,8 % bzw. 3 % p.a.	
	Deutschlandticket für den Nahverkehr	75	Im OMS wird das Deutschlandticket zu 49 Euro nur für die Jahre 2023 und 2024 berücksichtigt und davon ausgegangen, dass das Deutschlandticket ab 2025 nicht mehr angeboten wird.	Die Fortführung des Deutschlandtickets nach 2025 wurde im September 2025 beschlossen und ist Teil des MMS. Aus Gründen der einheitlichen Berücksichtigung von fortlaufenden Instrumenten zur Beeinflussung der Verkehrsnachfrage wurde für das OMS das Jahr 2025 als Startjahr der Fortführung angenommen.
	Förderung Schienengüterverkehr	78	Das Teil-Instrument Förderung-Trassenpreise wird nicht komplett abgeschaltet, sondern mit der ursprünglich bewilligten Dauer der Förderung zu Ende 2023 beendet. Die Förderung von 2020 bis 2023 bleibt wie gehabt.	Das Förderprogramm wurde für einen kurzen Zeitraum Anfang 2024 beendet, und dann wieder aufgenommen. Dadurch ist ein eindeutiger Datenpunkt und eine Unterscheidung vorher / nachher gegeben und umsetzbar.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Öko-Institut, Fraunhofer ISI

3 Energiewirtschaft

3.1 Installierte Leistungen

In diesem Abschnitt werden die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger und Technologie im MMS für den Zeitraum 2024 bis 2050 zusammenfassend dargestellt (Tabelle 5). Weiterführende Informationen zu einzelnen Komponenten werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

Vor allem aufgrund des Kohleausstiegs (vgl. Abschnitt 3.3) nimmt die installierte Leistung von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen von 2024 bis 2035 um rund ein Drittel ab. Danach setzt sich der fossil befeuerte Anlagenpark in erster Linie aus Erdgaskraftwerken (vgl. Abschnitt 3.4) sowie Ölkraftwerken und dem fossilen Anteil des Abfalls zusammen.

Im Gegensatz dazu nimmt der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zu. Zum Ende des Jahres 2030 beläuft sich die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen auf 216 GW, von Windkraftanlagen an Land auf 105 GW und von Windkraftanlagen auf See auf 20 GW. Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung von PV-Anlagen dann 400 GW, bei Windkraftanlagen an Land sind es 160 GW und bei Windkraftanlagen auf See 70 GW (vgl. Abschnitt 3.2.1).

Die installierte elektrische Leistung von Biomasseanlagen belief sich im Jahr 2024 auf insgesamt 10,6 GW. Davon entfielen rund zwei Drittel auf Biogas-BHKW (6,6 GW) und Biomethan-BHKW (0,7 GW), gefolgt von Feuerungsanlagen mit fester Biomasse (1,6 GW) und dem biogenen Anteil des Abfalls (1,0 GW). BHKW mit Klärgas, Deponiegas oder Pflanzenöl stellten 0,7 GW bereit (Umweltbundesamt [UBA] & Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik [AGEE-Stat], 2025, Tabelle 4).

Ausschlaggebend für die Entwicklung der installierten Leistung bis 2030 sind die im Rahmen des Biomassepakets vorgenommenen Anpassungen im EEG hinsichtlich des Ausschreibungsvolumens für Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW. Das Ausschreibungsvolumen wurde für Biogas-BHKW deutlich erhöht, um einerseits den Bestandsanlagen eine Anschlussförderung zu ermöglichen und andererseits einen Anreiz zur Flexibilisierung zu setzen. In Anlehnung an die Mittelfristprognose 2025 (Leipziger Institut für Energie & r2b energy consulting [r2b]) unterstellen wir von 2025 bis 2030 einen Nettozubau (d. h. inkl. Rückbau) von 1,7 GW für Biogas- und Biomethan-BHKW (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Neben den erneuerbaren Energien steigt auch die installierte Leistung von Batteriespeichern deutlich an und verzehnfacht sich von 2024 bis 2050 (vgl. Abschnitt 3.12.1).

Tabelle 5: Annahmen zur installierten elektrischen Nettonennleistung je Energieträger und Technologie im MMS, 2024 bis 2050

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Elektrische Leistung [GW]						
Braunkohle	15,3	14,4	5,8	4,9	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	11,0	7,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,7	32,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Öl	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Sonstige	4,2	4,0	3,0	2,0	1,5	1,1	1,0

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Gichtgas</i>	2,0	1,8	1,2	0,5	0,2	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0
<i>Sonstige Gase</i>	0,6	0,6	0,4	0,3	0,2	0,0	0,0
<i>Fossiler Anteil des Abfalls</i>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe fossile Brennstoffe	64	61	51	43	37	37	37
Windenergie an Land	64	75	105	146	160	160	160
Windenergie auf See	9	12	20	38	55	70	70
Photovoltaik	102	136	216	311	399	400	400
Biomasse	10,6	11,0	11,5	9,6	7,6	7,6	7,4
<i>Biogas und Biomethan</i>	7,3	7,8	9,0	7,5	5,7	5,7	5,7
<i>Feste Biomasse</i>	1,6	1,5	1,0	0,7	0,6	0,5	0,3
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Klärgas- und Deponiegas</i>	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<i>Biogener Anteil des Abfalls</i>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Lauf- und Speicherwasser	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Geothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe Erneuerbare	191	240	358	510	627	643	643
DSM in der Industrie	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
Pumpspeicher (Turbinenleistung)	10	10	11	11	11	11	11
Batteriespeicher	13	23	47	81	113	124	130
Summe Speicher und DSM	24	34	59	93	125	136	143

Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen, Öko-Institut; Daten für 2024: UBA und AGEE-Stat (2025)

Anmerkung: Dargestellt sind die Leistungen zum Jahresende.

3.2 Erneuerbare Energien

Der Ausbaupfad der Erneuerbaren basiert im Grundsatz auf dem im EEG 2023 festgelegten Ausbaupfad. Als Startpunkt werden für das Basisjahr 2024 Daten aus den Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland verwendet (UBA & AGEE-Stat, 2025).

Für den Zeitraum 2026 bis 2030 stützen wir uns auf die aktuelle Mittelfristprognose 2025 (Leipziger Institut für Energie & r2b).

3.2.1 Fluktuierende erneuerbare Energien

Für **Windenergie an Land** zeigte sich in den letzten Jahren, dass die Zubauwerte und Gebote hinter den Ausschreibungsmengen, wie sie in § 28 des EEG formuliert werden, zurückbleiben. Die dadurch aufgelaufene Verzögerung beträgt etwa 10 GW. Im Jahr 2024 war jedoch eine positive Entwicklung bezüglich der erteilten Genehmigungen und der Bezuschlagung von Ausschreibungen zu beobachten. Darauf basiert die Annahme, dass in den nächsten Jahren der geplante Zubau erreicht wird, der in den letzten Jahren aufgebaute Rückstand aber nicht mehr aufgeholt werden kann. Im MMS 2026 wird daher bis 2030 nur von einem Zubau auf 106 GW (Trend-Szenario der Mittelfristprognose 2025), statt der angestrebten 115 GW, ausgegangen. Nach 2030 wird unterstellt, dass der versäumte Zubau insbesondere in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre sukzessive nachgeholt wird und so schließlich bis 2040 eine installierte Leistung für Windenergie an Land in Höhe von 160 GW erreicht wird.

Für **Windenergie auf See** wird entsprechend der Mittelfristprognose 2025 angenommen, dass bis Ende 2030 Anlagen mit einer Leistung von 20 GW in Betrieb sind. Das im WindSeeG formulierte Ziel von 30 GW wird nicht erreicht. Es wird jedoch erwartet, dass die Verzögerung von etwa 10 GW zu großen Teilen in den Jahren 2030 bis 2035 aufgeholt wird.

Im Bereich der **Photovoltaik** wird unterstellt, dass die im EEG 2023 definierten Ziele für das Jahr 2030 erreicht werden. Gemäß dem Trend-Szenario der Mittelfristprognose 2025 sind dann PV-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von 80 GW sowie PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung von 135 GW in Betrieb (Leipziger Institut für Energie & r2b, S. 63-68).

Bei **Laufwasser** wird eine gleichbleibende installierte elektrische Leistung von 5,5 GW unterstellt.

3.2.2 Stromerzeugung aus Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan belief sich im Jahr 2024 auf 30,5 TWh. Davon entfielen 27,8 TWh auf Biogas und 2,7 TWh auf Biomethan (UBA & AGEE-Stat, 2025). Der energiebezogene Substrateinsatz basierte im Jahr 2024 zu 69 % auf Energiepflanzen, zu 19 % auf Gülle und zu 12 % auf kommunalen Bioabfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen⁹. In Anlehnung an die Thünen-Baseline 2024–2034 wird unterstellt, dass bis 2035 der Einsatz von Energiepflanzen um 80 % abnimmt und von Gülle um 20 % zunimmt (Haß et al., 2024, S. 19) (vgl. Kapitel 7). Danach werden die Substratmengen konstant fortgeschrieben. Der Substrateinsatz von kommunalen Bioabfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen bleibt bis 2050 unverändert. In Summe führt dies dazu, dass sich die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan bis zum Jahr 2035 in etwa halbiert auf dann 14,8 TWh.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse geht ebenfalls deutlich zurück, da die Bestandsanlagen schrittweise aus der Förderung herausfallen und danach nur noch in einem begrenzten Umfang weiterbetrieben werden. Der biogene Anteil des Abfalls trägt mit rund 4,5 TWh zur Stromerzeugung bei (die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der thermischen Abfallbehandlung sind in Abschnitt 3.9 beschrieben). Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl läuft bis 2030 aus und für Deponiegas wird der abnehmende Trend fortgeschrieben. Klärgas trägt mit 1,5 TWh zur Stromerzeugung bei.

⁹ <https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/gaersubstrate>

Tabelle 6: Annahmen zur Stromerzeugung für biogene Energieträger im MMS, 2026 bis 2050

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Biogas und Biomethan	30,5	26,4	18,5	14,8	14,8	14,8	14,8
Feste Biomasse	9,1	8,2	5,7	3,7	3,1	3,0	1,8
Biogener Anteil des Abfalls	4,7	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Klär- und Deponiegas sowie Pflanzenöl	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
gesamt	46,1	40,9	30,3	24,6	24,0	23,8	22,6

Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen, Öko-Institut; Daten für 2024: UBA und AGEE-Stat (2025)

Anmerkung: Abfall = Siedlungsabfälle (Hausmüll) und Industrieabfälle

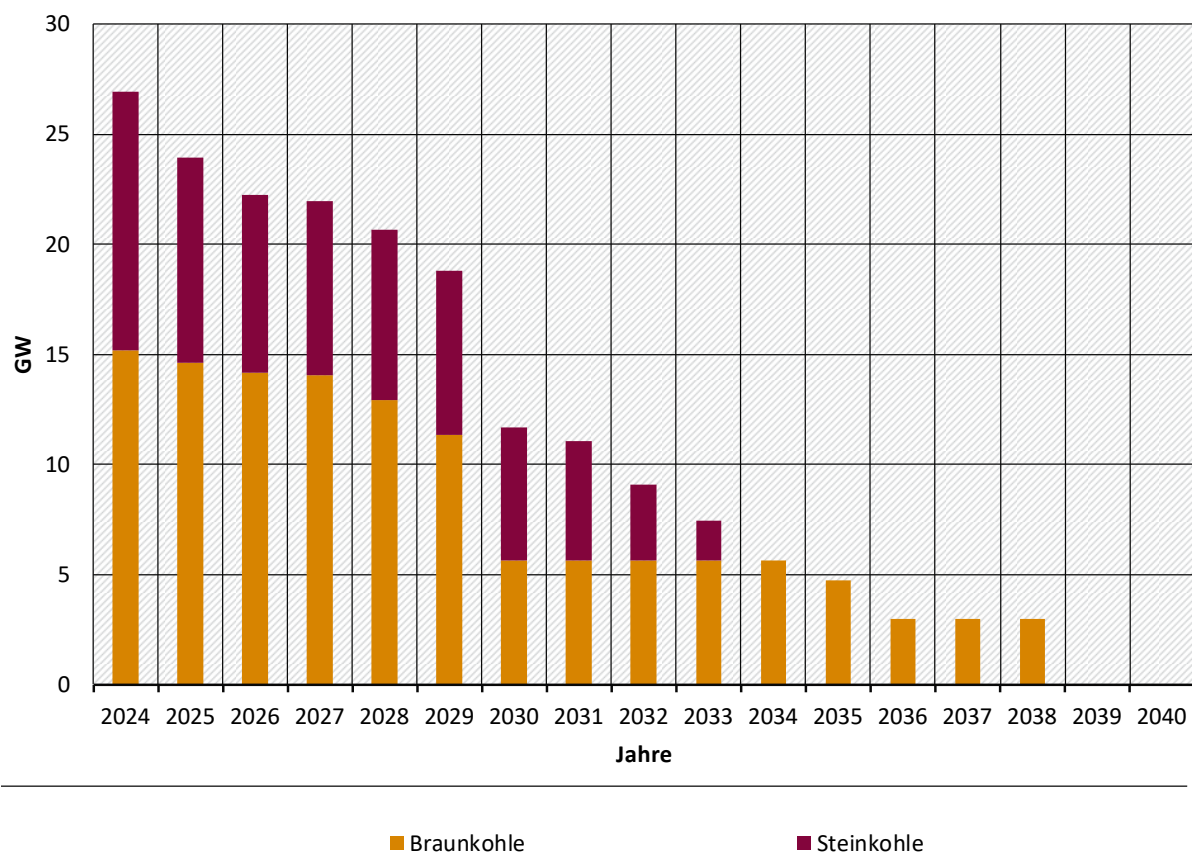
3.3 Kohleausstieg

Wie im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen 2026 (Moosmann et al., 2026) beschrieben, wird die Stilllegungsreihenfolge nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)¹⁰ berücksichtigt.¹¹ Für die Steinkohlekraftwerke wurde die installierte Leistung basierend auf der aktuellen Kraftwerkliste "Zu- und Rückbau" der Bundesnetzagentur für erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2024 bis 2026 aktualisiert (Bundesnetzagentur [BNetzA], 2024).¹² Dies umfasst auch die Ergebnisse aus der 5., 6. und 7. Ausschreibungsrunde. Die sich ergebende Entwicklung der installierten Leistung ist in Abbildung 1 dargestellt.

¹⁰ Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist

¹¹ Dabei musste auch ein Umgang mit unterjährigen Stilllegungsdaten gefunden werden. Für die Braunkohlekraftwerke „Niederaußem K“, „Neurath F (BoA 2)“ und „Neurath G (BoA 3)“ ist dies z. B. der 31.03.2030. Für die Modellierung muss die Außerbetriebnahme aber zum Ende eines Jahres erfolgen. Daher wurde unterstellt, dass die Kraftwerke Ende 2029 außer Betrieb genommen werden.

¹² Zusätzlich wurde die Umrüstung des Kraftwerks Unterföhring Nord von Steinkohle auf Erdgas berücksichtigt. Die Umstellung erfolgte im Sommer 2024 (im Strommarktmodell zum Jahreswechsel 2024/2025).

Abbildung 1: Annahme zur installierten elektrischen Leistung der Kohlekraftwerke

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, basierend auf KVVG

Anmerkung: Dargestellt sind die im jeweiligen Jahr verfügbaren Leistungen.

3.4 Neubau von Gaskraftwerken

Der **Neubau von Gaskraftwerken** ist im MMS exogen vorgegeben und umfasst insbesondere Anlagen, die im Rahmen des Instruments Förderung von KWK-Anlagen errichtet werden. In den letzten Jahren betrug der Zubau an Erdgaskraftwerken etwa 250 MW pro Jahr. Der in den Jahren 2025 bis 2026 erwartete Zubau beträgt gemäß der Kraftwerkliste „Zu- und Rückbau“ der BNetzA etwa 1,9 GW und beinhaltet unter anderem die Erdgaskraftwerke an den Standorten Altbach, Heilbronn, Stuttgart, Hamburg, München, Frankfurt und Hanau¹³. Für den Zeitraum 2027 bis 2030 wird ein jährlicher Zubau an Erdgaskraftwerken in Höhe von 250 MW unterstellt (Tabelle 7). Der Bruttozubau beläuft sich somit für den Zeitraum 2025 bis 2030 auf 2,9 GW.

Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke beträgt dann im Jahr 2030 insgesamt 33 GW und bleibt im Zeitverlauf bis 2050 in etwa konstant. Da es im MMS kein Instrument gibt, das für einen Ausstieg aus der Erdgasverstromung sorgt, wird davon ausgegangen, dass bei Erdgaskraftwerken und bei BHKW entsprechende Reinvestitionen stattfinden, um die installierte Gesamtleistung zu erhalten. Auch die Fernwärmenachfrage wird daher teilweise weiterhin mit Erdgas-KWK-Anlagen gedeckt.

¹³

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html> (Datenstand 03.11.2025)

Tabelle 7: Annahme zum Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS im Zeitraum 2024 bis 2030

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Elektrische Leistung [MW]						
Einzelanlagen	250	62	1859	250	250	250	250

Quelle: BNetzA (2025c)

Die geplante Kraftwerksstrategie der Bundesregierung wird im MMS noch nicht berücksichtigt, da die finale beihilferechtliche Genehmigung im Herbst 2025 noch nicht vorlag. Ein erweiterter und auch erneuerter Erdgas-Kraftwerkspark kann grundsätzlich Effekte auf die CO₂-Emissionen in den einzelnen Ländern haben: neue Erdgas-Kraftwerke in einem Land können ältere Erdgas-Kraftwerke in einem anderen Land verdrängen. In dem Land mit neuen Erdgaskraftwerken führt das dann zu einer höheren fossilen Stromerzeugung und damit auch zu höheren CO₂-Emissionen. Für den europäischen Netzverbund insgesamt betrachtet können die CO₂-Emissionen jedoch abnehmen. Der technologische Fortschritt (bessere Wirkungsgrade) führt bei der Modernisierung und dem Neubau von Erdgas-Kraftwerken dazu, dass die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung abnehmen.

3.5 Netzreservekraftwerke

In der Strommarktmodellierung wird ein engpassfreies Stromnetz unterstellt („Kupferplatte“). Daher können Redispatch und der Einsatz von Netzreservekraftwerken nicht als Modellergebnis ausgewiesen werden. Die Emissionen, die durch Redispatch und den Einsatz von Netzreservekraftwerken entstehen, werden stattdessen nachträglich berechnet. Dafür wird das Szenario B der Langfristanalyse 2030 der Übertragungsnetzbetreiber verwendet (50Hertz et al., 2023). Hier beträgt die Summe des negativen Redispatches durch Abregelung von Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik 25 TWh im Jahr 2030. Ausgehend vom aktuellen Rand (12 TWh in den Jahren 2023 und 2024) wird ein linearer Anstieg bis 2030 unterstellt. Ab 2030 wird der Umfang des negativen Redispatches konstant fortgeschrieben. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass der weitere Anstieg des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung durch einen adäquaten Ausbau der Netzinfrastruktur und die Bereitstellung von Flexibilitäten kompensiert wird.

Dieser abgeregelten erneuerbaren Erzeugung steht ein positiver Redispatch von fossilen Kraftwerken gegenüber. Um die Emissionen des Stromsystems korrekt abzubilden, werden die Ergebnisse der Strommarktmodellierung mit dem Umfang des in der folgenden Tabelle 8 dargestellten positiven und negativen Redispatches korrigiert.

Im Vergleich zu den Projektionen 2025 haben sich bei den getroffenen Annahmen zur netzbedingten Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und entsprechenden Stromerzeugung von Netzreservekraftwerken und positivem Redispatch keine Änderungen ergeben.

Tabelle 8: Annahmen zur netzbedingten Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und entsprechende Stromerzeugung von Netzreservekraftwerken und positivem Redispatch im MMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (negativer Redispatch)	-14,4	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0
Photovoltaik	-0,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
Windenergie an Land	-8,4	-13,1	-13,1	-13,1	-13,1	-13,1
Windenergie auf See	-5,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2
Netzreservekraftwerke und positiver Redispatch	+14,4	+25,0	+25,0	+25,0	+25,0	+25,0
Steinkohle	+7,6	+5,9				
Erdgas	+6,8	+19,1	+25,0	+25,0	+25,0	+25,0
	Mio. t					
CO₂-Emissionen der Netzreservekraftwerke und durch positiven Redispatch	+9,1	+13,2	+11,1	+11,1	+11,1	+11,1
Steinkohle	+6,1	+4,7				
Erdgas	+3,0	+8,5	+11,1	+11,1	+11,1	+11,1

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut, basierend auf 50Hertz et al. (2023)

3.6 Elektrolyseure

In den Projektionen 2024 orientierte sich die elektrische Leistung inländischer Wasserstoffelektrolyseure an der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (Harthan et al., 2024, S. 138). Da in den Projektionen 2025 bereits Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffelektrolyseuren absehbar waren, wurde der Zubau bis zum Jahr 2030 abgesenkt und eine Zielverfehlung unterstellt (Förster, Repenning, Borkowski, Braungardt, Bürger, Cook, Emele, Görz, Haller, Hermann et al., 2025, S. 22). Seitdem sind weitere Verzögerungen bei Wasserstoffprojekten erkennbar.

In den Projektionen 2026 wird daher das Vorgehen zur Bestimmung der elektrischen Leistung von inländischen Wasserstoffelektrolyseuren geändert. Bis zum Jahr 2030 gehen wir von einer rein inländischen Versorgung mit Wasserstoff aus, da sich die für Importe erforderliche Wasserstoffinfrastruktur noch im Ausbau befindet. Die Elektrolyseleistung wird für alle Szenarijahren bis 2030 aus den Wasserstoffnachfragen in den Sektoren sowie Annahmen zu Wirkungsgraden und Volllaststunden berechnet.

Für die Jahre nach 2030 wird die Dynamik (relativer Anstieg) des Zubaus der Elektrolyseleistung aus den Projektionen 2025 übernommen. Dort verdoppelt sich die Elektrolyseurleistung zwischen 2030 und 2035 und vervierfacht sich bis 2050.

Tabelle 9: Annahmen zur installierten elektrischen Elektrolyseleistung für die H₂-Produktion

Größe	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Selbstversorgungsgrad	100 %	100 %	–	–	–	–
Relativer Anstieg Elektrolyseleistung (2030 = 100 %)	–	100 %	200 %	267 %	333 %	400 %

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut

3.7 Herstellung von strombasierten Flüssigkraftstoffen (E-Fuels)

Im Verkehrssektor gibt es Instrumente, die zu einem Ausbau der Produktionskapazitäten von E-Fuels führen. Die Kapazitäten von Power-to-Liquid-Anlagen (PtL) zur Herstellung von synthetischen strombasierten Flüssigkraftstoffen in Deutschland werden vorgegeben. Dafür wurde für den Ausbau der PtL-Anlagen eine aktuelle Studie (Mutrelle et al., 2025) zu in Betrieb befindlichen und geplanten PtL-Anlagen ausgewertet. Diese Anlagen stellen hauptsächlich synthetisches Kerosin (Sustainable Air Fuel) her, sowie in geringem Umfang weitere Flüssigkraftstoffe als Beiprodukt. Nach 2030 wurde kein weiterer Ausbau von PtL-Anlagen in Deutschland unterstellt, da die Produktion an Vorzugsstandorten von grünem Wasserstoff kostengünstiger ist.

Tabelle 10: Produktion strombasierter Flüssigkraftstoffe (E-Fuels) in PtL-Anlagen im MMS

Einheit	2026	2027	2028	2029	2030	2050
kt/a	5,5	10,3	10,3	10,3	111,9	111,9
TWh/a	0,06	0,12	0,12	0,12	1,33	1,33

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut, basierend auf Mutrelle et al. (2025)

3.8 Energetische Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen

Kuppelgase entstehen als Nebenprodukte bei der Erzeugung von Eisen und Stahl. Bei der Herstellung von Kokskohle fällt Kokereigas an und bei der Primärstahlerzeugung mittels Hochofenroute entsteht Gichtgas. Unter Sondergasen werden Grubengas aus dem Steinkohlebergbau sowie die Position sonstige Gase betrachtet. Außerdem sind in dieser Position noch die Raffineriegase enthalten, die bei der Aufbereitung von Erdöl in Raffinerien entstehen.

Mit der Umstellung der Primärstahlerzeugung auf den DRI-Prozess¹⁴ nehmen auch die anfallenden Kuppelgase ab. Seit der Schließung der Steinkohlezechen geht die Ausgasung von Grubengas zurück. Mit der sinkenden Nachfrage nach Mineralölprodukten reduziert sich der Anfall von Raffineriegasen. Die energetische Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen sowie die damit einhergehenden CO₂-Emissionen nehmen entsprechend von 2024 bis 2050 deutlich ab.

Tabelle 11 fasst die für die Modellierung mit dem Strommarktmodell getroffenen Annahmen bezüglich der Kuppelgase, Sondergase und Raffineriegase zusammen. In der Strommarktmodellierung wird für diese Energieträger eine unflexible Erzeugung (must-run) unterstellt.

¹⁴ DRI = Direct reduced iron

Tabelle 11: Annahmen zum Brennstoffeinsatz, zu den CO₂-Emissionen sowie der Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ/a						
Brennstoffeinsatz	125	127	73	40	13	9	9
	Mio. t/a						
CO₂-Emissionen	21,2	21,6	11,5	5,7	0,9	0,6	0,6
	TWh/a						
Nettostromerzeugung	9	9	5	3	1	0,4	0,4
Nettowärmeerzeugung	8	7	5	3	2	0,8	0,8

Quelle: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen für das Jahr 2023: Umweltbundesamt (ZSE) (Umweltbundesamt, Persönliche Mitteilung, 15. Oktober 2024; 29. Oktober 2024; 1. Januar 2024; 11. November 2024; 21. Januar 2025);

Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung für das Jahr 2024: Statistisches Bundesamt (2025c); Destatis (2025a);

Fortschreibung bis 2045 gemäß Index aus der Modellierung des Industriesektors sowie getroffener Annahmen

3.9 Thermische Abfallbehandlungsanlagen im MMS

Thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB) setzen sich aus Müllverbrennungsanlagen (MVA), Ersatzbrennstoff-Kraftwerken (EBS) und Heizwerken zusammen. In der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur sind rund 100 Anlagen mit dem Energieträger „nicht biogene Abfälle“ aufgeführt. Diese Kraftwerke erreichen zusammen eine elektrische Nettoleistung von 1,9 GW (BNetzA, 2025b). Ergänzend dazu weist der AGFW-Hauptbericht eine thermische Leistung für den Energieträger „Abfall“ bei KWK-Anlagen in Höhe von 5,7 GW und bei Heizwerken in Höhe von 0,7 GW aus (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK [AGFW], 2023, ergänzender Datenanhang, Excel-Tabelle, Tabellenblatt 1.5).

Die Stromerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung wird durch die **Abfallmenge** bestimmt, die im Projektionszeitraum in thermischen Abfallbehandlungsanlagen eingesetzt wird. Durch die Einbeziehung der thermischen Abfallbehandlung in das BEHG steigen deren Behandlungskosten an. In Kombination mit weiteren Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft unterstellen wir, dass die mechanisch-biologische Abfallbehandlung sowie die getrennte Erfassung von Kunststoffen und Bioabfällen zunehmen und folglich weniger Abfall verbrannt werden muss. Entsprechend wurde in den Projektionen 2025 für die Modellierung unterstellt, dass im Zeitraum 2023 bis 2030 die Abfallmenge zur thermischen Verwertung in Deutschland um 5 % abnimmt. Danach wird die Abfallmenge bis 2050 konstant fortgeschrieben. Diese beiden Annahmen werden auch für die Projektionen 2026 übernommen.

Im Jahr 2024 wurden 392 PJ an Siedlungs- und Industrieabfällen sowie weiteren Abfallarten¹⁵ thermisch behandelt. Dabei entfielen 197 PJ auf den fossil bedingten und 195 PJ auf den biogen bedingten Anteil der Abfälle. Bis zum Jahr 2030 nimmt die Abfallmenge zur thermischen Verwertung auf 374 PJ ab, wobei 188 PJ fossil bedingt und 186 PJ biogenen Ursprungs sind.

Die mit der thermischen Behandlung einhergehenden CO₂-Emissionen beliefen sich im Jahr 2024 auf rund 32,6 Mio. t., wobei 16,4 Mio. t. fossil bedingte CO₂-Emissionen sind und

¹⁵ Diese Abfallarten sind beispielsweise Sonderabfälle, Altkunststoffe, Altöle oder Teppich- und Textilabfälle.

16,2 Mio.t. CO₂ auf den biogenen Anteil der Abfälle zurückgehen. Proportional zum Rückgang der thermisch behandelten Abfallmenge nehmen auch die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 31,0 Mio. t. ab. Davon sind 15,6 Mio. t. fossiles CO₂ und 15,4 Mio. t. biogenes CO₂.

Im Rahmen der thermischen Abfallbehandlung wurden im Jahr 2024 zudem rund 9 TWh Strom (netto) erzeugt und 26 TWh Wärme (netto) bei KWK-Anlagen und Heizwerken ausgekoppelt (Destatis, 2025a, 2025b, 2025c). In den Projektionen 2025 wurde für die Modellierung unterstellt, dass im Zeitraum 2023 bis 2030 die Stromerzeugung proportional zum Rückgang der Abfallmenge in der thermischen Verwertung zwischen 2023 und 2030 um 5 % abnimmt. Durch die zusätzliche Anbindung von thermischen Abfallbehandlungsanlagen an Wärmenetze wurde zudem angenommen, dass die Wärmeauskopplung zwischen 2023 und 2030 um 5 % zunimmt. Diese beiden Annahmen werden auch für die Projektionen 2026 übernommen. Ab dem Jahr 2030 werden die Strom- und Wärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung konstant fortgeschrieben.

Für das Erreichen von Treibhausgasneutralität direkt an den Abfallbehandlungsanlagen müssten die Restemissionen mittels CCS abgeschieden und geologisch eingelagert werden. Dafür fehlen jedoch bislang entsprechende Politikinstrumente (vgl. Abschnitt 2.8).

Tabelle 12 fasst die für die Modellierung im Strommarktmodell getroffenen Annahmen bezüglich der thermischen Abfallbehandlung zusammen. In der Strommarktmodellierung wird für thermische Abfallbehandlungsanlagen eine unflexible Erzeugung (must-run) unterstellt.

Tabelle 12: Annahmen zu Brennstoffeinsatz, CO₂-Emissionen sowie Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MMS

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ/a						
Brennstoffeinsatz	392	386	374	374	374	374	374
fossil	197	194	188	188	188	188	188
biogen	195	192	186	186	186	186	186
	Mio. t/a						
CO₂-Emissionen	32,6	32,1	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
fossil	16,4	16,1	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
biogen	16,2	16,0	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
	TWh/a						
Nettostromerzeugung	9,1	9,1	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
fossil	4,6	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
biogen	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Nettowärmeerzeugung	26,3	26,4	26,7	26,7	26,7	26,7	26,7
fossil	13,2	13,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
biogen	13,1	13,1	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3

Quelle: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen für Jahr 2024: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, 2025); Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung für Jahr 2024: Destatis (2025a, 2025b, 2025c); eigene Berechnungen (Öko-Institut)

Anmerkung: Von den Brennstoffeinsätzen und den CO₂-Emissionen entfallen im Basisjahr rund 80 % auf den KSG-Sektor Energiewirtschaft und 20 % auf den KSG-Sektor Industrie. Die Aufteilung auf die Sektoren ab 2026 erfolgt im Rahmen der Modellierung (vergleiche [ENUSEM-Modellbeschreibung](#) in Förster et al. (2026)).

3.10 Einsatz von CCS in der Energiewirtschaft

Grundsätzlich ist die CO₂-Abscheidung sowie der nachgelagerte Transport und die Speicherung als Emissionsvermeidungsoption auch in der Energiewirtschaft möglich und wird unter anderem für Erdgaskraftwerke und thermische Abfallbehandlungsanlagen diskutiert. Damit eine Investition in eine Technologie stattfindet, müssen sich ihre Kosten entweder aus dem aktuell zu erwartenden Marktumfeld decken, oder eine Maßnahme zur Deckung der Kosten vorgesehen sein. In der Zusammenschau aus aktuellen und erwarteten CO₂-Preisniveaus im EU-EHS einerseits und den Kosten für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung andererseits (vgl. auch Abschnitt 4 und 5 in Kemmler et al., 2025) besteht auch langfristig eine Kostenlücke für den Einsatz von CCS in der Energiewirtschaft. Die Kostenlücke ist aktuell nicht durch entsprechende Instrumente adressiert. Aus diesem Grund wird CCS im MMS nicht berücksichtigt. Neben den hohen Kosten für Transport und Speicherung sind die hohen spezifischen Abscheidekosten entscheidend für die fehlende Rentabilität. Bei Abfallbehandlungsanlagen ergibt sich diese durch ihre relativ geringe Anlagengröße, so dass keine Skaleneffekte erzielt werden können. Zusätzlich ist die CO₂-Abscheidung mit einem hohen relativen Wirkungsgradverlust für die zusätzlich zu deckende Strom- und Wärmenachfrage verbunden. Der wegfallende Strom- und Wärmeabsatz verschlechtert zusätzlich die Wirtschaftlichkeit von Abfallbehandlungsanlagen mit CO₂-Abscheidung. Mindestens in der Wärmebereitstellung müssten dann zusätzliche Alternativen aufgebaut werden.

Für Erdgaskraftwerke ergeben sich für die CO₂-Abscheidung hohe spezifische Kosten, da die hohen Investitionen für die Abscheidung bei geringer Anlagenauslastung nur auf wenige Vollbenutzungsstunden umgelegt werden können. Die Kostenlücke ist aktuell nicht durch entsprechende Instrumente adressiert. Aus diesem Grund wird CCS im MMS nicht berücksichtigt.

Annahmen zur CCS-Infrastruktur sind in Abschnitt 4.4 dokumentiert.

3.11 Wärmenetze

Die Transformation der Wärmenetze in Richtung erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme wird instrumentell über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und das Wärmeplanungsgesetz (WPG) umgesetzt.

Nach Auskunft des BMWF ist im Vergleich zu den Projektionen 2025 eine Aufstockung der verfügbaren Barmittel des Programms bis zum Jahr 2031 um 6,6 Mrd. Euro vorgesehen, so dass die BEW dann insgesamt mit 12,6 Mrd. Euro ausgestattet ist. Wie auch in den Projektionen 2025 wird bei der Bewertung der Maßnahme in den Projektionen 2026 weiterhin von einer Fortführung der BEW über das Jahr 2031 hinaus ausgegangen.

Für die Zeit nach 2031 wird eine Fortschreibung des Programms mit einer jährlichen Fördermittelausstattung von 1 Mrd. Euro angenommen – dies ist identisch zu den Annahmen der Projektionen 2025. Die Mittel werden sowohl für die Investitionskostenzuschüsse in erneuerbare Fernwärme-Erzeugung, Wärmenetze und -speicher als auch für die Betriebsbeihilfen aufgewendet.

Im BEW förderfähige Wärmeerzeugungstechnologien sind Solarthermie, Tiefe Geothermie, Großwärmepumpen, Biomassekessel und unvermeidbare Abwärme. Weiterhin werden Investitionen in Wärmenetze, Wärmespeicher, sonstige Optimierungen und die Erstellung von Wärmenetze-Transformationsplänen gefördert.

Das als verfügbar angenommene jährliche Fördervolumen bestimmt den Gesamtumfang der möglichen jährlich neu installierten EE- Fernwärmeerzeugungskapazitäten (in GW). Für die Verteilung des Fördervolumens auf einzelne Technologien wären differenzierte Förderdaten zur BEW oder Markterhebungen ein idealer Ausgangspunkt. Diese lagen zum Zeitpunkt der Modellierung jedoch noch nicht vor. Daher mussten für die Verteilung des Fördervolumens auf einzelne Technologien Annahmen getroffen werden. Gut geeignet scheint der Rückgriff auf ein möglichst aktuelles existierendes energiewirtschaftliches Szenario mit möglichst guter Anpassung am aktuellen Rand. Hierfür wurde, wie auch in den vorherigen Projektionen 2025, das Szenario Klimaneutrales Deutschland (KNDE) gewählt, das im Oktober 2024 veröffentlicht wurde (Agora Energiewende, 2024). Im Gegensatz zu den Szenarien der Projektionen handelt es sich hierbei um ein Zielszenario und nicht um ein Maßnahmenzenario. Mit dieser Wahl wird somit eine Technologieverteilung unterstellt, die kompatibel mit dem Ziel eines klimaneutralen Deutschlands ist. Ob dies für die in der BEW geförderten Anlagen tatsächlich zutrifft, kann jedoch erst mit dem Vorliegen und der Auswertung von Förderdaten sowie ggf. Markterhebungen zu den geförderten Technologien bewertet werden.

Die spezifischen Investitionen und technischen Daten werden aus dem in 2025 aktualisierten Technikkatalog zum Leitfaden Kommunale Wärmeplanung übernommen (Deutsche Energie-Agentur [dena] & Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende [KWW], 2025). Die Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung, die sich aus dem geförderten Zubau ergibt, zeigt Tabelle 13.

Tabelle 13: Annahmen zum Ausbau der installierten thermischen Leistung erneuerbarer Fernwärmeerzeugung und unvermeidbarer Abwärme im MMS durch die BEW und das WPG

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	thermische Leistung [GW]						
Solarthermie	0,1	0,2	1,0	1,2	1,3	1,7	1,7
Tiefe Geothermie	0,5	0,7	1,8	2,0	2,1	2,6	2,6
Großwärmepumpen	0,6	1,6	6,2	7,7	8,7	12,4	12,4
Biomassekessel	1,7	1,8	2,2	2,5	2,6	3,1	3,1
Unvermeidbare Abwärme	0,1	0,3	1,2	1,3	1,4	1,7	1,7
Summe	3,0	4,6	12,4	14,6	16,1	21,4	21,4

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos, basierend auf Annahmen zu verfügbaren Fördermitteln und Agora Energiewende 2024, Szenario Klimaneutrales Deutschland (Agora Energiewende, 2024)

Mit den getroffenen Annahmen fließen im Zeitraum 2024 bis 2045 etwa 26 % des Fördervolumens in Investitionskostenzuschüsse für Wärmenetze, Wärmespeicher und sonstige Optimierungen. Weitere rund 29 % fließen in Investitionskostenzuschüsse für Fernwärmeerzeugungsanlagen und 45 % in Betriebskostenbeihilfen für Großwärmepumpen und Solarthermieranlagen.

Darüber hinaus wird unterstellt, dass außerhalb der BEW-Förderkulisse auch Elektrodenkessel marktgetrieben zugebaut werden. Der unterstellte Zubau wird aus den Projektionen 2025 (Förster et al., 2025a) übernommen. Die installierte thermische Leistung steigt von 1,4 GW in 2025 auf 10 GW in 2050 an.

Die durch das WPG zusätzlich angeregte Fernwärmenachfrage wird in der Modellierung der Nachfragesektoren berücksichtigt (Kapitel 5.5). Für die Wirkungsabschätzung wird davon ausgegangen, dass sich aus den Regelungen des WPG kein weiterer Zubau von Kapazitäten zur EE-Fernwärmeerzeugung ergibt, der über den Zubau in Tabelle 13 hinausgeht.

3.12 Speicher und Flexibilitätsoptionen

In der Strommarktmodellierung werden unter anderem folgende Flexibilitätsoptionen berücksichtigt:

- ▶ Pumpspeicherkraftwerke
- ▶ Batteriespeicher
- ▶ Lastmanagement in der Industrie
- ▶ Flexible Stromnachfrage für Elektromobilität, Elektrolyseure und elektrische Wärmeerzeuger in Wärmenetzen

Alle Flexibilitätsoptionen werden in der Strommarktmodellierung (Dispatch-Modell) mit dem Ziel eingesetzt, die Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren. Die Gesamtkosten setzen sich dabei aus den Grenzkosten der Kraftwerke sowie den variablen Kosten der Flexibilitätsoptionen zusammen. Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher und Lastmanagement in der Industrie fungieren dabei als Stromspeicher: in Stunden mit niedrigen Grenzkosten wird Strom eingespeichert (bzw. im Fall von Lastmanagement die Last erhöht), um ihn in Stunden mit hohen Grenzkosten wieder auszuspeichern (bzw. im Fall von Lastmanagement die Last zu reduzieren). Darüber hinaus ist auch der Einsatzzeitpunkt für das Beladen von Elektrofahrzeugen, der Betrieb von Elektrolyseuren sowie die elektrische Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in gewissen Grenzen flexibel.

3.12.1 Pumpspeicherkraftwerke

Die aktuelle Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur weist für Pumpspeicherkraftwerke eine installierte elektrische Nettonennleistung in Höhe von 9,9 GW aus. Etwa 3,6 GW entfallen dabei auf Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg (1,3 GW) und Österreich (2,3 GW), die direkt an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen sind (BNetzA, 2025b). In Anlehnung an den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025) wird im Verlauf bis 2050 ein Ausbau der Turbinenleistung auf 11 GW unterstellt (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2024).

3.12.2 Batteriespeicher

Der Ausbau der **Batteriespeicher** wird exogen vorgegeben. Dabei wird zwischen PV-Heimspeichern und Großbatterien unterschieden. Grundsätzlich wird unterstellt, dass sich der Ausbau der Batteriespeicher ohne politische Instrumente vollzieht und es keine konkreten Ausbauziele gibt. Die Entwicklung der Batteriespeicher unterliegt zudem einer hohen Dynamik, so dass der unterstellte Ausbaupfad regelmäßig überprüft werden muss.

PV-Heimspeicher

Zur Jahresmitte 2024 (d. h. am 01.07.2024) waren rund 1,5 Mio. Heimspeicher in Betrieb. Deren installierte Leistung betrug 8,9 GW und die Speicherkapazität lag bei 13,4 GWh (RWTH Aachen, 2025). Für den Bestand an PV-Heimspeichern im Basisjahr 2024 ergibt sich daraus ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 1,5 (Tabelle 14).

In den Stützjahren 2022 bis 2024 lag der Korrelationsfaktor, wie er sich aus der jährlich zugebauten Leistung (brutto) von PV-Heimspeichern im Verhältnis zur jährlich zugebauten Leistung (brutto) von PV-Dachmodulen ergibt, bei rund 35 %. Dieser Korrelationsfaktor wird auch für die weitere Entwicklung der PV-Heimspeicher unterstellt, so dass sich für das Jahr 2030 eine installierte Leistung in Höhe von 30 GW und für das Jahr 2045 in Höhe von 69 GW ergibt. Dieser Entwicklungspfad ist vergleichbar zum Szenario B aus dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (BNetzA, 2025a).

Darüber hinaus wird für den Batteriezubau ein Energie-Leistungs-Verhältnis in Höhe von 2,0 unterstellt. Dieser Wert entspricht dem Durchschnitt der letzten 5 Jahre (RWTH Aachen, 2025, Abbildung zum Energie-Leistungs-Verhältnis). Damit steigt die installierte Speicherkapazität von PV-Heimspeichern bis 2045 auf 133 GWh an (Tabelle 14). Im Vergleich zu den in den Projektionen 2025 getroffenen Annahmen stellt diese eine Steigerung um 18 GWh bzw. rund 15 % dar.

Zudem wird unterstellt, dass sich der Speicherfüllstand der PV-Heimspeicher zwischen 20 % und 80 % der installierten Speicherkapazität bewegt. Bei dieser Form der batterieschonenden Nutzung sind 60 % der installierten Speicherkapazität im modellierten Betrieb verfügbar. Außerdem werden die PV-Heimspeicher zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt und können im Modell nur mit Strom aus der PV-Dachanlage beladen werden.

Großbatterien

Zur Jahresmitte 2024 (d. h. am 01.07.2024) betrug die installierte Leistung von Großbatterien 1,9 GW und die Speicherkapazität lag bei 2,6 GWh (RWTH Aachen, 2025). Daraus ergibt sich ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 1,3 im Basisjahr 2024 (Tabelle 14).

Der Ausbau von Großbatterien unterliegt derzeit einer hohen Zubaudynamik. Die Großverbraucherabfrage der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) weist für Großbatteriespeicher über alle gemeldeten Projekte hinweg eine kumulierte Speicherleistung von rund 164 GW aus. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass sich die Projektmeldungen für Großbatterien aufgrund des Wettbewerbs, in dem diese Projekte stehen, nur anteilig realisieren werden. Wir unterstellen für das Jahr 2045 eine installierte Leistung bei Großbatterien in Höhe von 54 GW. Dies entspricht dem Mittelwert der Szenarien A und B im genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (BNetzA, 2025a). Im Vergleich zu den in den Projektionen 2025 getroffenen Annahmen stellt dies eine Steigerung um 22 GW bzw. knapp 70 % dar.

Darüber hinaus wird für den Batteriezubau ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 2,0 unterstellt. Dieser Wert entspricht dem Durchschnitt der letzten 2 Jahre (RWTH Aachen, 2025, Abbildung zum Energie-Leistungs-Verhältnis) und spiegelt die Entwicklung hin zu größeren Speichern wider, wie sie auch aus den Projektmeldungen an die Übertragungsnetzbetreiber hervorgehen (BNetzA, 2025a, S. 68). Damit steigt die installierte Speicherkapazität von Großbatterien bis 2045 auf 107 GWh an (Tabelle 14). Im Vergleich zu den in den Projektionen 2025 getroffenen Annahmen stellt diese eine Verdopplung dar. Der Expertenrat für Klimafragen hat in seinem Prüfbericht zur Begutachtung der Projektionen 2025 angemerkt, dass die dortigen Annahmen

zu den Großbatterien eher konservativ abgeschätzt seien (Expertenrat für Klimafragen [ERK], 2025, S. 152).

Ferner wird unterstellt, dass 25 % der Großbatterien über Aggregatoren in das Vorhalten von Regelleistung eingebunden sind und damit dieser Anteil nicht als Stromspeicher fungiert.

Zusammenfassung

In Tabelle 14 und Tabelle 15 sind die getroffenen Überlegungen für Batteriespeicher zusammenfassend dargestellt. Im Vergleich zu den Projektionen 2025 unterstellen wir einen stärkeren Ausbau von Batteriespeichern.

Tabelle 14: Annahmen zur installierten Leistung und Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS (jeweils zur Jahresmitte)

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Installierte Leistung [GW_{el}]						
Leistung	11	20	44	78	111	123	130
PV-Heimspeicher	9	16	30	48	65	69	76
Großbatterien	2	4	14	30	46	54	54
	Speicherkapazität [GWh_{el}]						
Speicherkapazität	16	33	82	149	216	240	254
PV-Heimspeicher	13	26	55	90	125	133	147
Großbatterien	3	7	27	59	91	107	107

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut, basierend auf RWTH Aachen (2025) sowie BNetzA (2025a)

Tabelle 15: Annahmen zur für Stromspeicherung verfügbaren Leistung und zur Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS (jeweils zur Jahresmitte)

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Verfügbare Leistung [GW_{el}]						
Leistung	10	19	41	70	100	110	117
PV-Heimspeicher	9	16	30	48	65	69	76
Großbatterien	1	3	11	22	35	41	41
	Verfügbare Speicherkapazität [GWh_{el}]						
Speicherkapazität	10	21	53	98	143	159	168
PV-Heimspeicher	8	16	33	54	75	79	88
Großbatterien	2	5	20	44	68	80	80

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut, basierend auf RWTH Aachen (2025) sowie BNetzA (2025a)

3.12.3 Lastmanagement in der Industrie

Unter Lastmanagement wird in diesem Kontext die zeitliche Verlagerung des Strombezugs verstanden. Hierzu sind gewisse Überkapazitäten und Speichermöglichkeiten entlang der industriellen Prozessschritte erforderlich. Die Einsatzmöglichkeit für Lastmanagement als Flexibilitätsoption hängt zudem von der Vorlaufzeit und der Bereitstellungsdauer ab. Wir gehen von einem Lastmanagementpotenzial von 1,2 GW_{el} (2024) bis 1,5 GW_{el} (2050) bei einer Vorlaufzeit und Bereitstellungsdauer von jeweils einer Stunde aus (Kopernikus-Projekt ENSURE, 2024).

3.12.4 Lastmanagement von Elektrofahrzeugen

Tabelle 16 zeigt die projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS. Die Positionen „BEV-Pkw (flexibel)“ und „BEV-Pkw (unflexibel)“ beinhalten ausschließlich batterieelektrische Personenkraftwagen (BEV-Pkw).¹⁶ Die Position „Sonstige Straßenfahrzeuge (unflexibel)“ enthält alle Elektrofahrzeuge jenseits der BEV-Pkw, wie beispielsweise E-Busse, E-Motorräder, E-Lkw oder PHEV-Pkw. Beim flexiblen Laden wird das Profil der Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Fahrleistungs- und Standortprofilen modellendogen bestimmt. Beim unflexiblen Laden werden die Nachfrageprofile exogen vorgegeben.

Tabelle 16: Projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
BEV-Pkw (flexibel)	1,9	2,8	8,1	23,0	36,4	43,7	47,5
BEV-Pkw (unflexibel)	1,9	2,8	8,1	23,0	36,4	43,7	47,5
Sonstige Straßenfahrzeuge (unflexibel)	2,1	3,6	11,7	35,8	63,6	85,1	90,3

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

3.13 Europäisches Ausland

Für das **europäische Ausland** beruht die Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Erzeugungskapazitäten von thermischen Kraftwerken, erneuerbaren Energien, Speichern und den Austauschkapazitäten zwischen den Ländern auf dem Szenario „National Trends +“ des Ten Year Network Development Plan 2024 (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E & ENTSO-G, 2023). Das verwendete Szenario „National Trends +“ steht im Einklang mit der nationalen Energie- und Klimapolitik in den jeweiligen Ländern und beinhaltet zudem eine Anpassung der Inputdaten, um das Ziel der Europäischen Kommission zur Senkung des Energiebedarfs für 2030 und 2040 zu erreichen.

Da im TYNDP Szenario „National Trends +“ nur Werte für das Jahr 2030 und 2040 ausgewiesen werden, wurden die Ausgangswerte für das Basisjahr aus verschiedenen Datenquellen zusammengeführt. Für die erneuerbare Stromerzeugung, die Stromnachfrage und die installierte Leistung wurden die Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2025b) und von Eurostat herangezogen (Eurostat, 2025b). Im Falle des Vereinigten Königreichs wurde auf die offiziellen nationalen Statistiken zurückgegriffen (Department for Energy Security and Net Zero [DESNZ], 2025a, 2025b, 2025c). Bei Diskrepanzen zwischen ENTSO-E und Eurostat-Daten oder

¹⁶ Es wird angenommen, dass die Hälfte der batterieelektrisch betriebenen Pkw-Flotte systemdienlich flexibel beladen werden kann.

unplausiblen Verhältnissen von installierter Leistung zu Erzeugung wurde ebenfalls auf nationale Statistiken zurückgegriffen. Dies betrifft die Länder Italien (Terna, 2025) und Irland (EirGrid, 2025). Für Daten zu einzelnen Kraftwerken wurden zudem die Kohle- und Gaskraftwerksdatenbanken von Beyond Fossil Fuels (Beyond Fossil Fuels, 2025a, 2025b) und die JRC Open Power Plants Database genutzt (Hidalgo et al., 2019). Die Daten zu den Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Ländern wurden für das Jahr 2024 von der EMBER Datenbank übernommen (Ember, 2025) und für die Jahre 2030 und 2040 wurden die TYNDP-Daten damit plausibilisiert.

In der Strommarktmodellierung werden neben Deutschland noch 27 weitere Länder im europäischen Netzverbund berücksichtigt: Österreich, Belgien, Bulgarien, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Estland, Spanien, Finnland, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Litauen, Luxemburg, Lettland, Niederlande, Norwegen, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowenien, Slowakei, Vereinigtes Königreich und Kroatien.

In diesen Ländern geht, wie auch in Deutschland, die installierte elektrische Leistung von Kohlekraftwerken und Ölkraftwerken zurück. Die Kernenergie wird im Szenariorahmen des TYNDP 2024 in Summe ausgebaut, insbesondere im Vereinigten Königreich, Polen, Rumänien, Bulgarien, Ungarn und Tschechien. In Spanien, Belgien, der Schweiz, Schweden und den Niederlanden nimmt die installierte elektrische Leistung von Kernkraftwerken ab. Die installierte elektrische Leistung von Erdgaskraftwerken geht in den betrachteten Ländern im europäischen Netzverbund zurück. Dieser Rückgang wird teilweise durch Wasserstoffkraftwerke kompensiert. Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik werden, wie auch in Deutschland, stark ausgebaut (Tabelle 17).

Tabelle 17: Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger in den betrachteten Ländern im europäischen Netzverbund (ohne Deutschland) im MMS, 2024 bis 2050

Energieträger	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Elektrische Leistung [GW]						
Kernenergie	105	104	102	106	111	111	111
Braunkohle	22	20	14	9	3	1	1
Steinkohle	35	27	10	8	6	4	2
Erdgas	174	177	184	165	146	131	127
Öl	22	7	3	3	2	1	1
Summe fossile Brennstoffe	359	335	313	290	266	249	242
Windenergie an Land	159	199	278	336	394	452	510
Windenergie auf See	26	51	127	219	313	406	499
Photovoltaik	208	296	474	641	808	974	1.141
Laufwasser	56	50	51	52	52	53	53
Summe fluktuierende Erneuerbare	448	597	931	1.248	1.568	1.886	2.204
Wasserstoff	-	1	2	12	21	23	23

Energieträger	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Pumpspeicher (Turbinenleistung)	40	41	43	43	44	44	44
Batteriespeicher	7	21	62	103	144	185	226

Quelle: ENTSO-E und ENTSO-G (2024)

In der Strommarktmodellierung wird ein Teil der Stromerzeugung exogen vorgegeben. Dies betrifft einerseits Speicherwasser, wobei die Stromerzeugung im Jahresverlauf flexibel ist und nur als Jahressumme vorgegeben wird. Hier wird die länderspezifische Stromerzeugung des Jahres 2024 bis zum Jahr 2050 konstant fortgeschrieben. Unter Must-run-Anlagen werden andererseits Müllverbrennungsanlagen sowie Anlagen, die mit den Energieträgern Ölschiefer, Torf, Biomasse oder Geothermie betrieben werden, zusammengefasst. Bei diesen Anlagen wird eine gleichmäßige, unflexible Stromerzeugung über den gesamten Zeitraum unterstellt (ENTSO-E, 2025a).

Die Stromnachfrage steigt von 2024 bis 2050 deutlich an. Für den Großteil der Stromnachfrage wird ein unflexibles Nachfrageprofil unterstellt. Im Gegensatz dazu kann die Stromnachfrage von Elektrolyseuren zeitlich flexibel eingesetzt werden (Tabelle 18).

Tabelle 18: Annahmen zur Stromnachfrage und exogen vorgegebenen Stromerzeugung in den betrachteten Ländern im europäischen Netzverbund (ohne Deutschland) im MMS, 2024 bis 2050

	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Stromerzeugung bzw. Stromnachfrage [TWh]						
Speicherwasser (flexibel)	255	255	255	255	255	255	255
Must-run (unflexibel)	203	203	203	203	203	203	203
Summe exogen vorgegebene Stromerzeugung	458	458	458	458	458	458	458
Stromnachfrage (unflexibel)	2.508	2.744	3.214	3.563	3.912	4.272	4.632
Elektrolyseure (flexibel)	-	69	207	519	832	988	1.144
Summe Stromnachfrage	2.508	2.812	3.420	4.082	4.744	5.260	5.776

Quelle: Exogen vorgegebene Stromerzeugung ENTSO-E (2025a), Stromnachfrage ENTSO-E und ENTSO-G (2024)

4 Industrie

In der für die MMS-Berechnung verwendeten Modellierung werden neben den Rahmendaten (Kemmler et al., 2026) und den im Bericht zu den Instrumenten (Moosmann et al., 2026) dargelegten Definitionen der Instrumente weitere Annahmen getroffen. Diese Annahmen beeinflussen,

- ▶ wie im Industriemodell Investitionsentscheidungen abgebildet werden (4.1),
- ▶ welche Nachfrage nach energieintensiven Grundstoffen und Produkten besteht (4.2, 4.3), und
- ▶ wie die Verfügbarkeit von Infrastruktur, Biomasse und Annahmen zum CBAM die Energieträgernutzung, Produktionsmengen und Treibhausgasemissionen beziehungsweise deren Abscheidung, Transport und Speicherung beeinflussen (4.4).

Diese Annahmen haben relevante Wirkung auf die Bewertung der Politikinstrumente und die sich daraus ergebende Treibhausgasentwicklung. Die folgenden Abschnitte erläutern die maßgeblichen Annahmen der Modellierung und legen dar, welche Auswirkung sie auf die Modellergebnisse haben. Die daraus entstehenden Unsicherheiten werden erwähnt.

4.1 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht

Für die Modellierung der auf Preissignalen basierenden Reaktionen von Marktteilnehmern kann der unterstellte Planungshorizont von Bedeutung sein. Das betrifft vor allem Preisbestandteile, die sich im Modellierungszeitraum stark verändern – hier trifft dies auf die Höhe der CO₂-Bepreisung im EU-EHS¹⁷ zu.

Vollständig rational handelnde Marktteilnehmende würden nicht nur auf den im aktuellen Jahr vorliegenden Preis blicken, sondern eine Erwartung über die gesamte Lebensdauer der Entscheidung (z. B. Investition in Produktionsanlagen) formulieren. Die Erwartung eines steigenden CO₂-Preises würde Investitionen in CO₂-arme Technologien attraktiver machen. Am Beispiel des BEHG wurde dies für mehrere Sektoren untersucht (Öko-Institut et al. 2022). Für die vorliegende Modellierung wird eine Preisvoraussicht im EU-EHS und im BEHG-Bereich angenommen¹⁸. Dadurch wird unterstellt, dass Investierende den sich ab dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bis 8 Jahre danach einstellenden mittleren CO₂-Preis für ihre Entscheidung anlegen. Konkret wird so eine Investitionsentscheidung im Jahr 2026 (EU-EHS-Preis: 77 Euro/t_{CO2}) mit dem Mittelwert der Jahreswerte bis 2034 (EU-EHS-Preis: 132 Euro/t_{CO2}) bewertet – dieser beträgt 95 Euro/t_{CO2}¹⁹.

Diese Methode wirkt nicht auf Entscheidungen, die von OPEX-Subventionen durch Klimaschutzverträge betroffen sind, da diese gerade die Funktion haben, Unsicherheiten der CO₂-Bepreisungspfade abzufangen, und im Modell anders bewertet werden. Sie wirken aber auf das breite Feld der Prozesswärmeerzeugung und verstärken dadurch die Wirkung des EU-EHS. Da unter anderem die tatsächliche Fähigkeit von Investierenden, zukünftige Preise korrekt

¹⁷ Ebenso auf den BEHG – dessen Bedeutung ist für die Industrie aber geringer.

¹⁸ Es ist höchst unsicher, welche Entscheider*innen tatsächlich welche Preisvoraussicht anwenden – und inwieweit sie damit erfolgreich sind. Die abgebildete Preisvoraussicht ist in gewisser Hinsicht vollkommen, da der CO₂-Preis entlang des tatsächlich im Modell angenommenen Preispfades korrekt vorausgesagt wird. Er ist allerdings durch die Begrenzung der Voraussicht auf den Mittelwert der dem Investitionszeitpunkt folgenden 8 Jahre (deutlich unterhalb der Lebensdauer vieler Investitionen) unvollkommen.

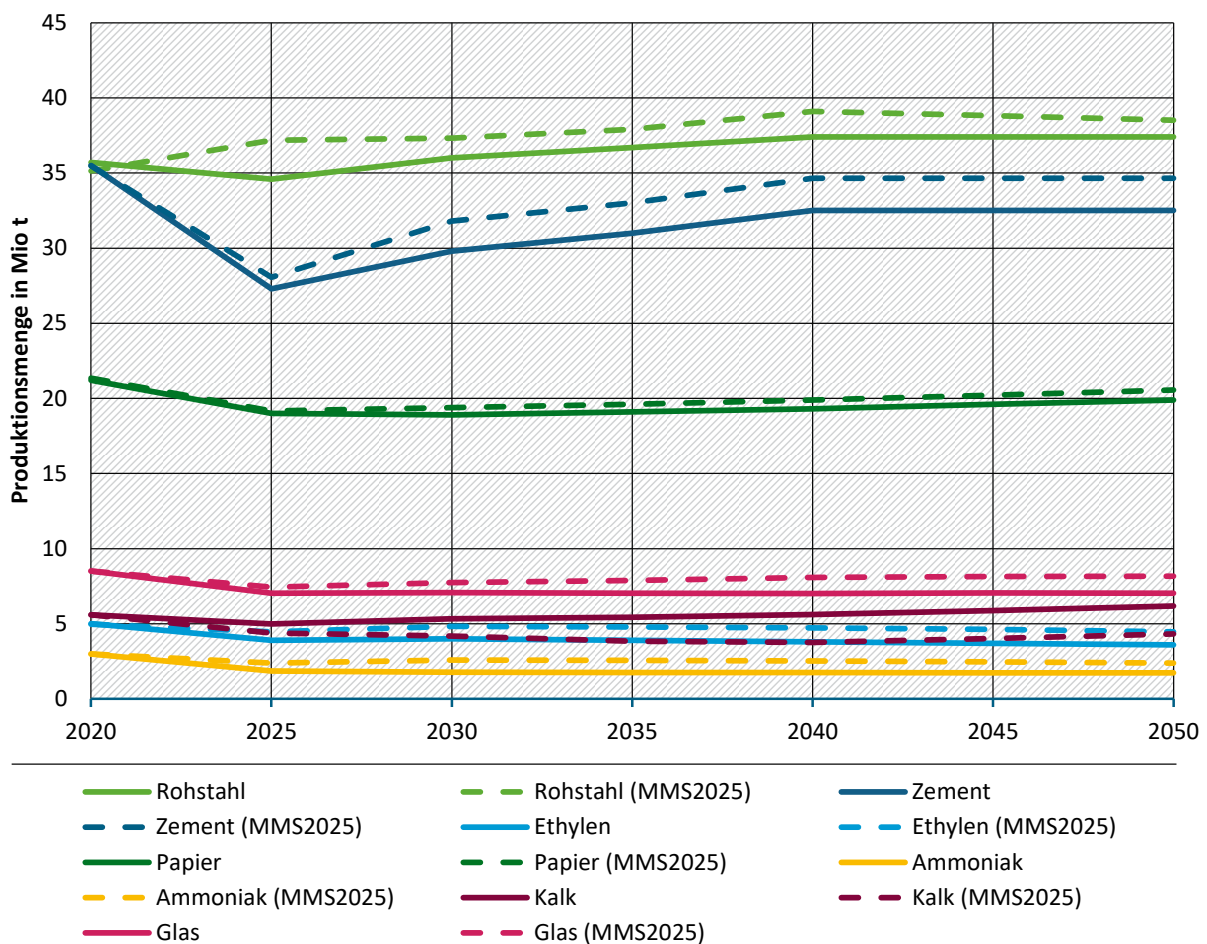
¹⁹ Bei – wie im MMS vorliegend – weitgehend linearem Anstieg des CO₂-Preises entspricht dieser Preis dem im MMS verwendeten etwa in der Mitte des untersuchten Zeitraums (hier: 2031). Werden Sprünge oder Knicke im Verlauf der Preisänderung unterstellt, kann dies anders sein. Unabhängig von der konkreten Ausprägung ist dieser Ansatz als Näherung zu verstehen.

vorherzusagen, unsicher ist, sind es auch die daraus entstehenden Modellwirkungen. Insofern können die angegebenen Minderungen über- oder unterbewertet sein. Um die Wirkungen zu realisieren, kann erhöhte Planungssicherheit und Transparenz bezüglich zukünftiger Preisentwicklungen sinnvoll sein.

4.2 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen

Entsprechend der Methodik der Modellierung mit FORECAST (siehe Förster et al., 2026) bilden die Annahmen zur Entwicklung der physischen Produktionsmengen (z. B. von Rohstahl, Zement und Ethylen) wichtige Voraussetzungen für die entstehenden Energiebedarfe und daraus resultierende Treibhausgasemissionen. Sie bilden die Basis, auf der die modellierten Instrumente ihre Wirkung entfalten (Abbildung 2).

Abbildung 2: Annahmen zu Produktionsmengen ausgewählter Produkte



Quelle: Fraunhofer ISI und FfE (Projektion ab 2024), diverse Quellen je Produkt (Produktionsmengen bis 2023), Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor in 2024)

Annahme für die langfristige Entwicklung im MMS ist, dass ab 2025²⁰ die Dynamik der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Tabelle 20) – ausgedrückt durch den Produktionswert – die physische Produktionsmenge bestimmt. Das Gerüst der historischen Produktionsmengen (bis 2023, teilweise 2024), setzt sich aus einer Vielzahl an Quellen – oft einzeln je Produkt – zusammen. Quellen wichtiger Produkte sind WV Stahl (Wirtschaftsvereinigung Stahl [WV Stahl]),

²⁰ Vor 2025 wird ein Mix aus Statistiken (Verbandsangaben zur physischen Produktion, Produktionsindex Destatis) verwendet, um Detailgrad, Verlässlichkeit und Aktualität der Angaben miteinander abzuwägen.

2024), USGS für Nicht-Eisen-Metalle (U.S. Geological Survey [USGS], 2025), FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations [FAO], 2025) und der Verband der Papierindustrie für Papier (Die Papierindustrie, 2025), VCI für Chemie (Verband der Chemischen Industrie [VCI], 2026) und VDZ für Zement (Verein Deutscher Zementwerke [VDZ], 2026).

Wie in den Projektionen 2025 ist die Methodik der Produktionsmengenentwicklung um eine Kurzfristkomponente ergänzt, die im Folgenden in die Modellmethodik eingeordnet und dargestellt wird.

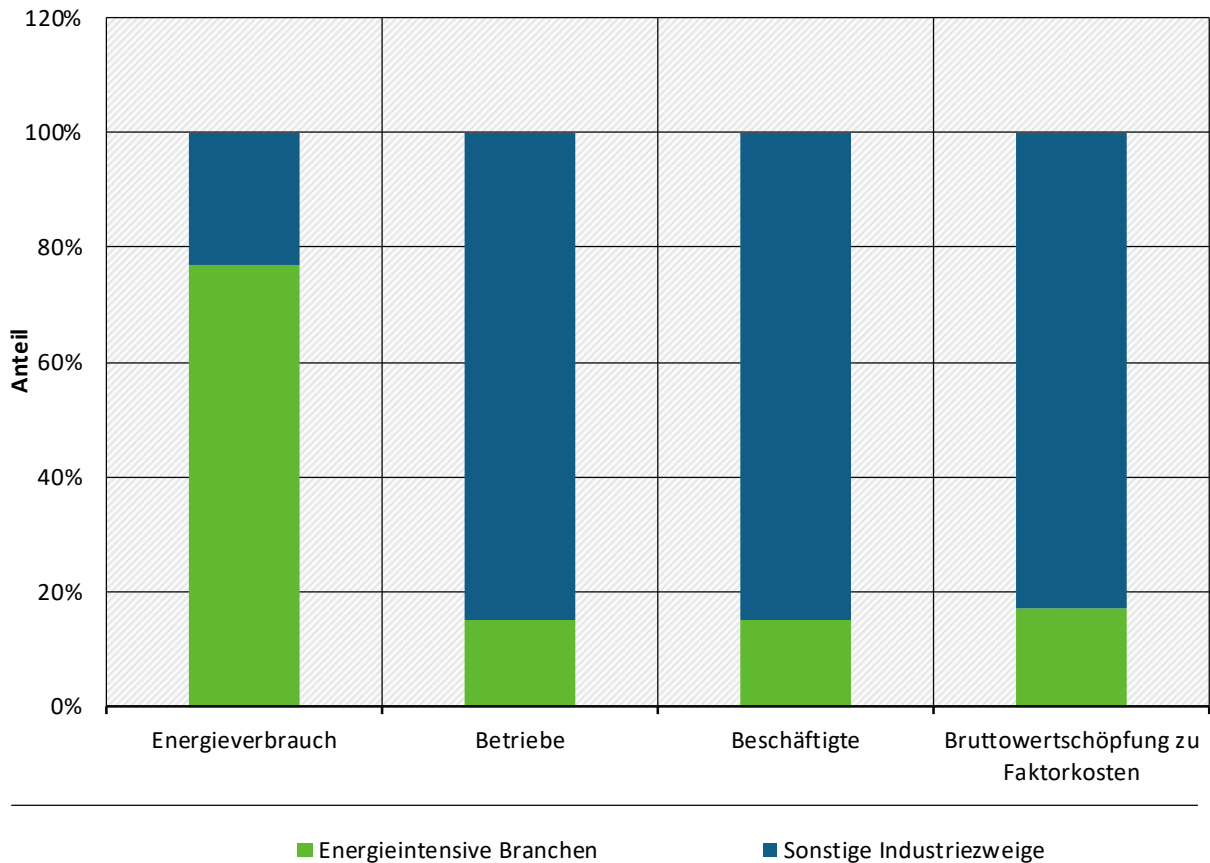
4.3 Methodische Erläuterungen zur Kurzfristkomponente der Produktionsmengenentwicklung

Für die Industrie sind die physischen Produktionsmengen besonders energieintensiver Produkte eine zentrale Annahme, da sie Energiebedarf und Treibhausgasemissionen maßgeblich beeinflussen. Gleichzeitig bedingen sie nur einen kleinen Teil der Wertschöpfung und Beschäftigung des Industriesektors direkt (siehe Abbildung 3). Daher ist ein direkter Bezug von Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Bruttowertschöpfung (BWS) und Produktionsmengen energieintensiver Produkte nicht zwingend gegeben – es könnte zu Verschiebungen zwischen und innerhalb von Wertschöpfungsketten kommen²¹. Wie bereits in den Projektionen 2025 wird der Produktionswert auf Branchenebene (statt einer Übertragung des BIP) als maßgeblicher Indikator für die Herleitung der Produktionsmengen verwendet.

Die aus der Perspektive des Energiebedarfs weniger relevanten Branchen (z. B. Maschinen- und Fahrzeugbau) werden in der Modellierung nicht über Produktionsmengen dargestellt, sondern als Wertindex (Produktionswert) ihrer Aktivität. Die über ihre physische Produktion abgebildeten Produkte decken etwa 90 % des Wärme- und Kältebedarfs des verarbeitenden Gewerbes ab (Rehfeldt et al., 2018).

²¹ Gleichzeitig bestehen indirekte Effekte, die noch unzureichend quantifizierbar sind. Aus den in Abbildung 3 dargestellten Informationen wird die Bedeutung energieintensiver Produkte entlang der die Bruttowertschöpfung tragenden Wertschöpfungsketten nicht deutlich.

Abbildung 3: Einordnung von Energiebedarf und Wertschöpfung energieintensiver Industrie (2021)



Quelle: Destatis (2026a)

Für die Projektionen 2026 wird als allgemeine Annahme zur wirtschaftlichen Entwicklung ein Pfad des Bruttoinlandsprodukts, der Bruttowertschöpfung und des Produktionswerts (Kemmler et al., 2026) definiert. Diese Annahme wird für die Modellierung auf die langfristigen Entwicklungen wichtiger physischer Produktionsmengen energieintensiver Güter übertragen. Ergänzend werden produktspezifische Erwartungen für ausgewählte wichtige Grundstoffe (Primärstahl, Sekundärstahl, Zementklinker, Papier, Ethylen) formuliert. Der Übergang zwischen historischen Daten und der Projektion erzeugt eine Lücke in der Zeitreihe, die sich je nach Produkt und Branche auf bis zu 2 Jahre erstrecken kann: Bis 2023 sind Produktionsmengen aller Produkte vorhanden, einige Werte reichen bis 2024. Für 2025 sind zum Zeitpunkt der Modellierung noch keine Produktionsmengen verfügbar.

Diese Lücke wird durch die Produktionsmengenindizes des Statistischen Bundesamtes (Destatis, 2026b) geschlossen. Dieser Datensatz stellt mengenbezogene Aktivität auf Branchenebene in monatlicher Auflösung als Index basierend auf 2020 bereit. August 2025 ist der letzte verwendete Wert. Das Modell verwendet einen extrapolierten jährlichen Datenpunkt (je Branche), der für die restlichen Monate in 2025 von einem mit August 2025 identischen Wert ausgeht (Tabelle 19).

Tabelle 19: Produktionsmengenindizes 2022-2024 (2020=100%)

	2022	2023	2024
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	100 %	101 %	101 %
Ernährung und Tabak	95 %	93 %	92 %
Papiergewerbe	99 %	92 %	91 %
Grundstoffchemie	105 %	93 %	90 %
Sonstige chemische Industrie	108 %	105 %	106 %
Gummi- und Kunststoffwaren	107 %	95 %	97 %
Glas und Keramik	102 %	88 %	85 %
Verarbeitung von Steinen und Erden	102 %	88 %	84 %
Metallerzeugung	110 %	108 %	103 %
NE-Metalle, -gießereien	110 %	108 %	103 %
Metallbearbeitung	98 %	96 %	103 %
Maschinenbau	110 %	111 %	106 %
Fahrzeugbau	115 %	122 %	117 %
Sonstige Wirtschaftszweige	108 %	106 %	104 %

Quelle: Destatis (2026b)

Ab 2026 wird die im Rahmendatenbericht (Kemmler et al., 2026) hinterlegte Entwicklung des Produktionswertes verwendet – davon aber nicht die absolute Entwicklung, sondern die Jahr-auf-Jahr-Veränderung (Dynamik) ab 2025, aufsetzend auf den Destatis-Werten 2024. Sowohl die Projektion ab 2025 als auch die kurzfristigen Daten 2023/2024 von Destatis operieren auf einer höheren Aggregationsebene (Branchen statt Produkte). Um dies für besonders wichtige Produkte auszugleichen, werden sie ersatzweise durch im Projekt entwickelte Erwartungen auf Produktebene ergänzt.

Die entstehende Zeitreihe der Branchenaktivität erzeugt ein ausdifferenziertes Bild (Tabelle 20). Bis 2030 erreichen sechs Branchen (Sonstige chemische Industrie, Gummi und Kunststoffwaren, Metallverarbeitung, Maschinenbau, Fahrzeugbau und sonstige Wirtschaftszweige) ein Niveau oberhalb des Produktionsniveaus von 2020 (=100 %). Sechs weitere (Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau, Ernährung und Tabak, Papiergewerbe, Grundstoffchemie, Metallerzeugung und NE-Metalle, -gießereien) erreichen mindestens 90 % von 2020. Die weiteren Branchen erreichen 85 % (Glas und Keramik sowie Verarbeitung von Steinen und Erden). Deutliches Wachstum ist gegenüber dem Krisenjahr 2020 nur im Maschinenbau und Fahrzeugbau sowie in der sonstigen Chemieindustrie zu verzeichnen. In 2030 wird im Mittel ein Produktionswertindex von 100 % erreicht.

Im Vergleich zum MMS 2025 folgt die angenommene Entwicklung der Produktionswerte im aktuellen MMS 2026 (und daraus abgeleitet der Produktionsmengen) einem steileren Pfad. Die Erholung gegenüber dem Jahr 2015 stellt sich somit früher ein, diese wird bis 2040 erreicht. Im letztjährigen MMS 2025 (Förster et al., 2025b) wurde dieser Wert erst 2045 erreicht. Verglichen mit dem MMS 2024 (Förster, Repenning, Borkowski, Braungardt, Bürger, Cook, Emele, Görz,

Haller, Hermann et al., 2025) liegt die Produktion aber weiterhin unterhalb der dortigen Annahme, die eine Erholung bis 2028 vorsah. Insgesamt ist im Vergleich zum Vorjahr so eine etwas bessere Entwicklung angenommen, die Wachstumsschwäche im Vergleich zu den 2010er Jahren bleibt allerdings bestehen. Die Verbesserung in 2040 zum Vorjahr liegt bei 2 % und gegenüber 2024 bei -8 %; diese Differenz zeigt sich über den Modellierungszeitraum gleichmäßig.

Werden die Entwicklungen der Produktionsmengen je energieintensivem Grundstoff (Kapitel 4.2) den hier dargelegten Produktionsmengenindizes der Branchen gegenübergestellt, ist die oben genannte mögliche Gegenläufigkeit klar erkennbar. Während die Produktionsmengen der Grundstoffe in den meisten Fällen zur Modellierung im Vorjahr abnehmen, ist bei den Produktionsmengenindizes eine Zunahme um 2 % (im Vergleichsjahr 2040) gegenüber der Vorjahresmodellierung zu verzeichnen. Somit ist festzuhalten, dass diese Zunahme nicht auf die besonders energieintensiven Teile der Industrie zurückzuführen ist und somit auch keine merkliche produktionsbedingte Zunahme von CO₂-Emissionen zu erwarten ist.

Tabelle 20: Produktionswertentwicklung im MMS

Branchen	Historische Daten			Destatis-Produktionsmengenindex		Weiterführung entlang Rahmendaten-Dynamik							
	2015	2020	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2030	2035	2040	2045	2050
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	100 %	100 %	100 %	101 %	101 %	98 %	97 %	95 %	93 %	88 %	86 %	86 %	85 %
Ernährung und Tabak	93%	100 %	95 %	93 %	92 %	94 %	95 %	97 %	97 %	98 %	99 %	100 %	101 %
Papiergewerbe	106 %	100 %	99 %	92 %	91 %	90 %	90 %	91 %	90 %	90 %	91 %	91 %	92 %
Grundstoffchemie	103 %	100 %	105 %	93 %	90 %	89 %	89 %	91 %	92 %	94 %	97 %	100 %	102 %
Sonstige chemische Industrie	88 %	100 %	108 %	105 %	106 %	106 %	107 %	111 %	113 %	120 %	128 %	137 %	146 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	99 %	100 %	107 %	95 %	97 %	96 %	98 %	100 %	102 %	106 %	110 %	115 %	120 %
Glas u. Keramik	96 %	100 %	102 %	88 %	85 %	85 %	85 %	86 %	85 %	85 %	85 %	85 %	85 %
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	96 %	100 %	102 %	88 %	84 %	84 %	85 %	86 %	86 %	86 %	87 %	89 %	90 %
Metallerzeugung	113 %	100 %	110 %	108 %	103 %	99 %	99 %	100 %	99 %	98 %	97 %	96 %	94 %
NE-Metalle, -gießereien	113 %	100 %	110 %	108 %	103 %	100 %	100 %	100 %	99 %	98 %	97 %	97 %	95 %
Metallbearbeitung	100 %	100 %	98 %	96 %	103 %	102 %	103 %	106 %	107 %	111 %	115 %	120 %	124 %
Maschinenbau	106 %	100 %	110 %	111 %	106 %	105 %	107 %	111 %	113 %	119 %	125 %	133 %	139 %
Fahrzeugbau	112 %	100 %	115 %	122 %	117 %	116 %	117 %	120 %	121 %	124 %	127 %	130 %	131 %
Sonstige Wirtschaftszweige	103 %	100 %	108 %	106 %	104 %	103 %	104 %	106 %	108 %	111 %	114 %	119 %	122 %

Quelle: Eigene Berechnungen, Fraunhofer ISI, Prognos; mit Daten aus Destatis (2026b)

Die aus den Produktionswerten abgeleiteten Produktionsmengen je Produkt sind in (Kemmler et al., 2026) hinterlegt. Diese Darstellung erfasst noch keine Instrumentenwirkung, die sich z. B. auf das Verhältnis von Primär- und Sekundärroute der Stahlproduktion, weitere verwendete Produktionsverfahren und in geringem Umfang auf die gesamte Produktionsmenge²² auswirken kann.

4.4 Weitere Annahmen (CBAM, Netz-/CCS-Infrastrukturen, Biomasse)

Die standortscharfe Verfügbarkeit von Infrastrukturen für Industriestandorte ist kein Element der Berichte zu den Instrumenten bzw. Rahmendaten der Projektionen 2026. Obschon sie in Ansätzen (Carbon-Management-Strategie, Netzentwicklungsplan Strom²³, Wasserstoffkernnetz, CO₂-Infrastruktur) beschrieben sind, haben sie nicht den benötigten Detail- und Verbindlichkeitsgrad erreicht, mit dem sie entlang der Instrumentendefinition als Instrument aufgenommen werden und Einfluss auf Investitionsentscheidungen am jeweiligen Standort nehmen können. CBAM wird als Instrument nur flankierend (Moosmann et al., 2026) abgebildet. Für die Projektionen 2026 werden daher folgende Annahmen getroffen:

- ▶ Das Europäische CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) wird in den Projektionen 2026 des Industriesektors nicht direkt modelliert. Als flankierendes Instrument erfolgt keine Quantifizierung der Wirkung, stattdessen beeinflusst es aber qualitativ die getroffenen Annahmen zur Entwicklung von BIP, Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen der energieintensiven Industrie. Die Wirkung des CBAM wird als Erwartung in den langfristigen Fortbestand einer energieintensiven Industrie in Europa und Deutschland angesehen und stützt damit die unterstellte Produktionsmengenentwicklung. Wasserstoff ist grundsätzlich in jedem Modellierungsjahr verfügbar. Bis 2032 ist der Preis aber sehr hoch und Wasserstoff erwartbar keine wirtschaftlich attraktive Option. Nach 2030 geht das Wasserstoffkernnetz in Betrieb und ist 2032 entsprechend der Planung ausgebaut. Aktuelle Diskussionen zur Reduzierung des Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWE], 2025) wurden hier nicht abgebildet. Somit ist Wasserstoff für energieintensive Grundstoffe (Chemie, Stahl) allgemein ab 2032 verfügbar. Für Branchen, die eher dezentrale Standorte aufweisen, gibt es weitere Hemmnisse, Wasserstoff kann aber auch dort in den Wettbewerb um Marktanteile treten.
- ▶ Grundsätzlich beabsichtigt der Netzentwicklungsplan auf Übertragungsnetzebene jegliche erwartbare Elektrifizierung von Industrieanlagen zu ermöglichen (50Hertz, Amprion, TenneT TSO & TransnetBW GmbH, 2025). Auf Basis des Monitoring-Berichtes ist dies in Frage zu stellen und es gilt abzuwarten, ob die darin gesenkte Prognose für den Stromverbrauch eine Elektrifizierung von zuvor fossil betriebenen Anlagen in der Industrie verhindert (BMWE, 2025). Aus der prognostizierten Stromnachfrage können Erwartungen für den angestrebten Netzausbau abgeleitet werden. Aus Sicht der Autoren dieses Kapitels scheint der Ansatz des Monitoringberichts auch zielverfehlende Szenarien zur Grundlage dieser Planung zu machen. Dies könnte zu selbstverstärkender Hemmung der Elektrifizierung führen, sofern weiterhin oder verstärkt fehlende oder verzögerte

²² Zum Beispiel durch Wirkungen in Richtung Materialeffizienz, Kreislaufwirtschaft und Suffizienz. Diese sind aber im zu bewertenden Instrumentenmix nicht oder nur schwach vertreten. Die Auswirkungen auf die Produktionsmengen sind daher mit hoher Wahrscheinlichkeit vernachlässigbar.

²³ Der Netzentwicklungsplan ist sicherlich die am weitesten fortgeschrittene Planung. Bezüglich des Stromnetzes liegt die hier mit Annahmen aufzulösende Unsicherheit maßgeblich nicht auf der Übertragungsnetzebene. Diese wird entsprechend der Selbsteinschätzung des NEP Strom 2037/2045 als für die Klimaneutralität grundsätzlich geeignet angenommen (Bundesnetzagentur (2024)). Diese Einschätzung wird hier übernommen, ohne sie im Detail prüfen zu können. Auf der Verteilnetzebene bestehen allerdings Unklarheiten, ob Elektrifizierungsprojekte der Industrie stets im dem Projekt angemessenen Zeitrahmen mittels Netzanschluss umgesetzt werden können.

Netzanbindung konkrete Elektrifizierungsprojekte behindert. Da dieser Ausgang offen ist und die Netzentwicklungspläne noch Bestand haben, wurde keine Limitierung auf Übertragungsnetzebene modelliert. Herausforderungen (Kosten, Wartezeiten für Kapazitätserweiterungen) auf Seiten der Verteilnetze für die Bereitstellung eines Stromanschlusses zur Elektrifizierung von Prozesswärme werden durch höhere Kosten (CAPEX) und eine verlängerte Implementierungszeit abgebildet²⁴.

- ▶ Durch das Inkrafttreten des Kohlendioxidspeicherungs- und -transportgesetzes (KSpTG) ist der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilization (CCU) flächendeckend möglich. Aus Sicht der Industrie eröffnet sich somit eine weitere CO₂-Emissionsvermeidungsoption, die bezogen auf Emissionen aus Prozesswärme mit anderen Maßnahmen konkurriert. Bei Prozessemissionen kann aber besonders CCS einen relevanten Beitrag zur Reduktion der Emission dieser leisten. CCU hält die Möglichkeit bereit, CO₂ als Rohstoff für chemische Produkte einzusetzen, ist allerdings mit hohen Kosten verbunden. Durch die höheren Anteile an Prozessemissionen und den Mangel an alternativen Vermeidungstechniken in der Kalk- und Zementindustrie wird besonders hier ein Einsatz von CCS erwartet. Trotz der Ermöglichung von CCS in Deutschland bleibt es eine teure Vermeidungstechnik, allein der Transport und die Speicherung kosten in 2040 entsprechend Kemmler et al. (2026) zwischen 98 und 189 Euro/t. Inklusive der Abscheidkosten liegen diese somit meist oberhalb vom EHS 1-Preis (in 2040 174 Euro/t) (Rahmendaten).
- ▶ Die Nutzung von Biomasse wird mangels eines Instruments im MMS nicht begrenzt. Allerdings sorgt die Verwendung der Preisreihe für Pellets (also eines hochwertigen biogenen Energieträgers) für eine modell-endogene Begrenzung der wirtschaftlichen Attraktivität. Die Biomassenutzung in der Industrie (inklusive geringer Mengen stofflicher Nutzung) verbleiben über den gesamten Modellierungszeitraum nahe dem Niveau des Basisjahres (~32 TWh).

²⁴ Die erhöhten CAPEX und längere Implementierungszeit sind auf den notwendigen Ausbau des Netzanschlusses zurückzuführen. Das Bereitstellen dieser Infrastruktur kann mit längeren Wartezeiten und Mehrkosten in relevanter Höhe verbunden sein.

5 Gebäude

Im Folgenden werden die zentralen sektorbezogenen exogenen Annahmen dargestellt. Viele weitere relevante Parameter werden modellendogen berechnet und sind damit Ergebnis der Modellierung, beispielsweise die Sanierungsrate und Heizungstauschrate sowie die gewählten Technologien und Effizienzmaßnahmen bei der Investitionsentscheidung. Es wird auf die Darstellung der Methodik und die detaillierte Beschreibung der beiden im Gebäudesektor eingesetzten Modelle Invert/ee-lab und Forecast verwiesen (Förster et al., 2026).

5.1 Anzahl privater Haushalte

Die Zahl der Privathaushalte wird auf Basis von Annahmen zur Entwicklung der Haushaltsgröße (Anzahl der Personen pro Haushalt) und den im MMS verwendeten Rahmendaten zur Bevölkerungsentwicklung (Kemmler et al., 2026) berechnet. Prognosen des Statistischen Bundesamtes gehen davon aus, dass die Zahl der Personen pro Haushalt bis 2040 weiter kontinuierlich abnimmt und dann bis 2050 stagniert. In Verbindung mit der rückläufigen Bevölkerungsentwicklung führt dies zu einem leichten Anstieg der Zahl der Haushalte in Deutschland bis 2040 und im Anschluss nur zu einem leichten Rückgang bis 2050 (Tabelle 21).

Tabelle 21: Entwicklung der Anzahl privater Haushalte über den Zeitraum 2024–2050

	Quelle	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung (Mio.)	Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2026	83,5	83,6	83,1	82,4	81,5	80,5
Haushaltsgröße (Anzahl Personen pro Haushalt)	Statistisches Bundesamt: Szenario „Variante Trend“	1,99	1,96	1,94	1,92	1,92	1,92
Anzahl Haushalte (Mio.)	Berechnung ISI	42,0	42,6	42,8	42,9	42,5	41,9

Quelle: Destatis (2020), Althoff et al. (2023), Kemmler et al. (2026), eigene Berechnung Fraunhofer ISI

5.2 Entwicklung der Wohnfläche und der Nutzfläche in Nichtwohngebäuden

Die Annahmen sind identisch mit den Annahmen, die den Projektionen 2025 zu Grunde liegen:

Tabelle 22 zeigt ergänzend zu Tabelle 21 die Veränderung der Wohnfläche pro Person von 2018 bis 2050. Seit 2002 ist die Wohnfläche pro Person von 41,4 m² auf 46,7 m² im Jahr 2018 angestiegen (Statistisches Bundesamt [Destatis], 2019). Die Entwicklung der Wohnfläche bis 2050 wird ausgehend von 2020 fortgeschrieben. Dafür wird die relative Entwicklung der spezifischen Wohnfläche aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Agora Think Tanks, 2024) herangezogen. Die Wohnfläche pro Person steigt bis 2050 dadurch auf 49,9 m².

Die Nutzfläche in Nichtwohngebäuden ist in Invert/ee-Lab an die Wohnfläche gekoppelt und folgt deshalb dem relativen Zuwachs der spezifischen Wohnfläche.

Tabelle 22: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche bis zum Jahr 2050

		2018	2020	2030	2035	2040	2045	2050
Wohnfläche [in m ² /Einwohner]	Berechnung IREES	46,7	47,4	48,1	48,6	49,1	49,4	49,9

Quelle: Destatis (2019); Kemmler et al. (2025); eigene Berechnungen auf Grundlage von Agora Think Tanks (2024)

5.3 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht

Die Annahmen sind identisch mit den Annahmen, die den Projektionen 2025 zu Grunde liegen:

In den Projektionen 2026 entscheiden die im Modell vorhandenen Agenten auf Basis der in den jeweiligen Jahren vorliegenden Informationen. Das bedeutet, dass die zukünftige Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise, die in den Projektionen unterstellt werden, nicht in die Investitionsentscheidung einbezogen werden.

5.4 Implementierung der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)

5.4.1 Energieeffizienz

Die Annahmen sind identisch mit den Annahmen, die den Projektionen 2025 zu Grunde liegen:

Die im Gebäudeenergiegesetz (GEG) festgelegten Mindesteffizienzstandards sowie die darüber hinausgehenden geförderten Effizienzstandards werden im Modell durch spezifische U-Werte²⁵ für die einzelnen Gewerke jedes Referenzgebäudes definiert.

Im Modell werden für jedes Referenzgebäude individuelle Sanierungspakete ermittelt. Diese umfassen die Auswahl der zu sanierenden Gewerke sowie Maßnahmen wie die Wahl geeigneter Dämmdicken oder den Austausch von Fenstern. Die Zusammenstellung der Sanierungspakete hängt vom Ausgangszustand des jeweiligen Gebäudes ab und stellt sicher, dass die GEG-Anforderungen an den Mindestwärmeschutz eingehalten werden.

Gleiches gilt für Sanierungspakete, die den Anforderungen eines geförderten Effizienzhausstandards entsprechen. Der Zeitpunkt für die Umsetzung dieser Sanierungsmaßnahmen wird anhand des Gebäudealters bzw. der letzten Sanierung der einzelnen Gewerke bestimmt. Dadurch wird sichergestellt, dass Modernisierungen gezielt und effizient erfolgen, um den energetischen Standard des Gebäudes zu verbessern.

5.4.2 Anforderung zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien

Die Anforderung zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien (65 %-Pflicht) gilt grundsätzlich seit Januar 2024, wobei diese eng mit dem Wärmeplanungsgesetz verknüpft ist.

In der Modellierung werden Neubauten und Gebäudebestand unterschieden sowie die verschiedenen Anforderungen an Heizungsanlagen (§ 71 GEG) berücksichtigt.

Die Anforderungen des GEG gelten in Neubauten in Neubaugebieten bereits ab 2024, für alle anderen Gebäude erst nach Vorliegen der Wärmeplanung in den Jahren 2026 für Gemeindegebiete mit mehr als 100.000 bzw. 2028 für Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern*Einwohnerinnen. Da der Gebäudebestand im Modell nicht nach Gemeindegebieten unterschieden werden kann, wird im Mittel das Jahr 2027 angenommen. Bis zum Vorliegen des Wärmeplans ist der Einbau von Gas- und Ölkesseln erlaubt. Kessel, die jedoch im Zeitraum 2024 bis 2027 eingebaut werden, müssen ab 2029 gem. § 71 Abs. 9 GEG vorgegebene Mindestquoten für erneuerbare Energieträger (Biomethan oder andere grüne Gase) einhalten (siehe Kapitel 4.5).

Da Heizsysteme, die vor 2024 installiert wurden, von der neuen Regelung nicht betroffen sind und grundsätzlich bis 2045 fossile Energieträger verwenden dürfen, werden in der Modellierung

²⁵ U-Wert ist der Wärmedurchgangskoeffizient und beschreibt als bauphysikalische Größe den Wärmestrom durch die Schichten eines Bauteils von 1 m² Fläche innerhalb einer Stunde bei einem Temperaturunterschied von 1 Kelvin [W/(m²*K)]. Der U-Wert ist damit eine Kenngröße für die energetische Qualität der Hüllfläche von Gebäuden (Außenwand, Dach, Bodenplatte, Kellerdecke, Fenster).

eigene Heizsysteme mit zugehörigen Energieträgern (grüne Gase und synthetische Öle) implementiert. Diese Heizsysteme dürfen erst ab Inkrafttreten der 65 %-Regel im Jahr 2024 installiert werden.

In der Projektion 2026 werden keine Wasserstoffnetzausbauggebiete berücksichtigt, da Wasserstoff in dezentralen Anwendungen in den Zielszenarien bisher vorliegender kommunaler Wärmeplanungen nur eine marginale Rolle spielt.²⁶ Die in der Projektion 2025 ausgewiesene Wasserstoffregion wird im Modell jedoch beibehalten. Damit wird abgebildet, dass auch nach 2027 weiterhin Gaskessel installiert werden, da der Vollzug der GEG-Vorgaben nicht vollständig lückenlos erfolgt.

Wie bereits erwähnt, können vor 2024 eingebaute Gas- und Ölkessel bis 2044 mit Erdgas bzw. Heizöl betrieben werden. Für diese Kessel gelten die Mindestquoten ab 2029 nicht. Im Falle eines Austauschs stehen nach 2027 folgende Optionen zur Verfügung:

- ▶ Wärmepumpen (Sole-, Wasser- und Luft-Wärmepumpen)
- ▶ Biomasse-Kessel (Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel)
- ▶ Anschluss an ein Wärmenetz
- ▶ Stromdirektheizung

5.5 Annahme zum Aus- bzw. Umbau von Fernwärmenetzen

In der Gebäudemodellierung werden die durch Förderprogramme wie BEW und KWKG induzierten Ausbaupotenziale berücksichtigt (siehe Kapitel 2.1.2 und 3.11). Dadurch wird eine Verknüpfung mit der Wirkungsabschätzung zur BEW und zum KWKG sowie der Fernwärmemodellierung hergestellt. Ergänzend dazu wird auch ein fördermittelunabhängiger Ausbau abgebildet, da insbesondere kleinere Netzerweiterungen häufig auch ohne den Einsatz von Fördermitteln umgesetzt werden. Analog zu den Projektionen 2025 werden auch in den aktuellen Projektionen verschiedene Wärmenetzregionen abgebildet:

- ▶ Region A: Gebäude mit einem bestehenden Wärmenetzanschluss
- ▶ Region B: Gebäude innerhalb eines bestehenden Wärmenetzgebietes, die prinzipiell angeschlossen werden können.
- ▶ Region C: Gebäude, welche derzeit noch nicht in einem Wärmenetzgebiet liegen, aber mit ausreichend Wärmedichte für einen wirtschaftlichen Bau eines Wärmenetzes.
- ▶ Region D: Alle weiteren Gebäude außerhalb eines Fernwärmeausbaugebiets.

In Invert/ee-Lab wurden im Vergleich zu den Projektionen 2025 die Diffusionsgeschwindigkeiten in den verschiedenen Regionen angepasst, um die durch Fördermittel induzierten Ausbaupotenziale zu berücksichtigen.

5.6 Zugrunde liegende Annahmen zur Modellierung der Sanierungsrate

Das Gebäudemodell Invert/ee-Lab simuliert für jede Kombination von Referenzgebäude, Sanierungszustand und Heizsystem die Sanierung einzelner Gebäudebauteile je nach lebensdauerabhängiger Ausfallwahrscheinlichkeit und Investitionskalkül des entscheidenden

²⁶ Vgl. z. B. bisher unveröffentlichte Auswertungen von rund 110 kommunalen Wärmeplänen im Rahmen des Projekts „Kommunale Wärmeplanung in Deutschland transparent und vergleichbar gestalten (KOMParE)“, FZK 03E11094C“.

Agenten. Aus flächengewichteten bauteilbezogenen Sanierungsraten wird anschließend anhand der Gewichtungsfaktoren nach Cischinsky und Diefenbach (2018) gemäß Tabelle 23 ein flächengewichtetes Vollsanierungsäquivalent berechnet.

Tabelle 23: Gewichtungsfaktoren zur Berechnung der vollsanierungsäquivalenten Sanierungsrate aus bauteilbezogenen Sanierungsraten

Gebäudebauteil	Flächenfaktor
Außenwand	40 %
Dach/Obergeschossdecke	28 %
Fußboden/Kellerdecke	23 %
Fenster	9 %

Quelle: Cischinsky und Diefenbach (2018)

Die Gewichtungsfaktoren basieren auf dem Anteil der jeweiligen Bauteilfläche an der Gesamtläche der thermischen Gebäudehülle des Wohngebäudebestands von 2009, wie im IWU-Wohngebäudemodell definiert (Cischinsky & Diefenbach, 2018). Dieser Modellansatz beinhaltet naturgemäß gewisse Unsicherheiten, die an dieser Stelle nicht näher quantifiziert werden können. Verstärkt werden diese dadurch, dass der Gesamtbestand nicht zwingend dieselben Flächenrelationen wie bspw. Altbauten aufweist und sich zudem seit 2009 weiterentwickelt hat. Um ein einheitliches Bild der Sanierungsaktivität zu geben, eignet sich dieser Ansatz jedoch besser als die exakten bauteilbezogenen Sanierungsraten.

Die bauteilbezogenen Sanierungsraten ergeben sich im Modell aus dem Verhältnis der beheizten Fläche in Referenzgebäuden, in denen das jeweilige Bauteil saniert wird zur gesamten beheizten Fläche des Gebäudebestands in einem Jahr. Diese bauteilbezogenen Raten werden dann mit dem Flächenfaktor aus Tabelle 23 multipliziert und über alle vier Gebäudebauteile aufsummiert.

5.7 Annahme zur Verfügbarkeit von biogenen gasförmigen Brennstoffen

Den Annahmen zur Implementierung der 65 %-Pflicht folgend werden Annahmen zur Verfügbarkeit von Biomethan getroffen. Die grundsätzliche Verfügbarkeit von Biomasse und Biomethan wird in Kapitel 2.3.2 adressiert.

In den zwischen 2024 und 2027 eingebauten Gas- und Ölkesseln ist ab 2029 die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien vorgeschrieben. Die Quote steigt von 15 % ab 2029 auf 30 % ab 2035 und 60 % in 2040. Ab 2045 ist die vollständige Nutzung von erneuerbaren Energien im GEG vorgesehen. Diesen Vorgaben wird in den Projektionen gefolgt.

5.8 Berücksichtigung von Förderprogrammen

Die Annahmen sind identisch mit den Annahmen, die den Projektionen 2025 zu Grunde liegen:

Für die Förderprogramme in Energieeffizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle und für Wärmeerzeugung wird im Modell nachfolgenden Parametern unterschieden:

- ▶ Spezifischer Fördersatz nach Technologien oder Maßnahmen (Effizienzhausstandard)
- ▶ Maximale Förderung pro Gebäude
- ▶ Maximales Förderbudget des jeweiligen Programms

Die Parameter werden jahresscharf definiert und können somit über den Szenarien-Zeitraum variieren. Die Förderbudgets und spezifischen Fördersätze nach Technologie und Maßnahmen werden entsprechend den aktuellen Förderprogrammen definiert (siehe (Moosmann et al., 2026)).

5.9 Witterungsberreinigung der Energiebilanz

Eine zentrale Grundlage der Projektionen im Gebäudesektor ist die Energiebilanz des Basisjahrs 2024. Mithilfe der Energiebilanz wird die Gebäudetypologie, definiert über Sanierungszustände und installierte Heizsysteme, auf den realen Energieverbrauch kalibriert. Dies ist insofern notwendig, als die relevanten Informationen zu Gebäuden nicht jährlich bzw. nur unzureichend erhoben werden.

Die Energiebilanz ist allerdings nicht witterungsberreingt, d. h. sie reflektiert die temperaturabhängigen Schwankungen des Energieverbrauchs in Gebäuden und ermöglicht dadurch nur bedingt Aussagen zu Energieeinsparungen der vergangenen Jahre.

Für die historischen Jahre werden daher hierzu die in Kapitel 5.10 beschriebenen Witterungskorrekturfaktoren angewendet (Witterungsberreinigung), um Energieeinsparungen der vergangenen Jahre verbessert abzubilden. Mithilfe dieser Witterungskorrekturfaktoren werden die Energieverbräuche für Raumwärme angepasst. Dadurch werden witterungsbedingte Schwankungen in der Energiebilanz berücksichtigt und ein realistischeres Bild des tatsächlichen Heizenergiebedarfs gewährleistet (siehe Abbildung 4 zur Darstellung der Schwankungen).

5.10 Berücksichtigung der Klimaerwärmung

Bei der Projektion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird des Weiteren der Klimawandel in Form von steigenden Temperaturen berücksichtigt. Die wärmeren Temperaturen verringern den Wärmebedarf zum Heizen im Winter und erhöhen den Kühlbedarf im Sommer. Bei der Modellierung des Energieverbrauchs des Gebäudesektors werden diese Effekte mittels jährlicher Klimakorrekturfaktoren abgebildet. Witterungs- und auch Klimakorrekturfaktoren beziehen sich immer auf einen Referenzzeitraum. Ein Korrekturfaktor mit dem Indexwert 1.0 entspricht der durchschnittlichen Witterung im gewählten Referenzzeitraum. Ist es in einem Jahr wärmer (kälter) als im Durchschnitt der Referenzzeit, so ist der Wert des Korrekturfaktors kleiner als 1 (größer als 1). Für die Bereinigung des Raumwärmeverbrauchs um den Effekt der Jahreswitterung wird der gemessene Energieverbrauch durch den Korrekturfaktor dividiert (siehe Abschnitt 5.9) Bei der Berechnung des zukünftigen Energieverbrauchs für Raumwärme haben die Korrekturfaktoren eine andere Funktion. Gebäudemodelle berechnen in der Regel den Verbrauch in einem durchschnittlichen Jahr (Normjahr). Um in den Projektionen das zukünftige, wärmere Klima zu berücksichtigen, wird der im Gebäudemodell berechnete Raumwärmeverbrauch (bei durchschnittlicher Witterung) mit dem Klimakorrekturfaktor des entsprechenden Jahres multipliziert.

Die jährlichen Klimakorrekturfaktoren für die Raumwärme ergeben sich aus der Relation der berechneten zukünftigen Heizgradtage zur durchschnittlichen Anzahl an Heizgradtagen eines ausgewählten Referenzzeitraums (z. B. Jahre 2000-2020). Aufgrund des wärmer werdenden Klimas ergeben sich für die Raumwärme Korrekturfaktoren mit Werten < 1 . Die Berechnung der zukünftigen Heizgradtage erfolgt auf Basis von Klimadaten, welche vom Deutschen Wetterdienst

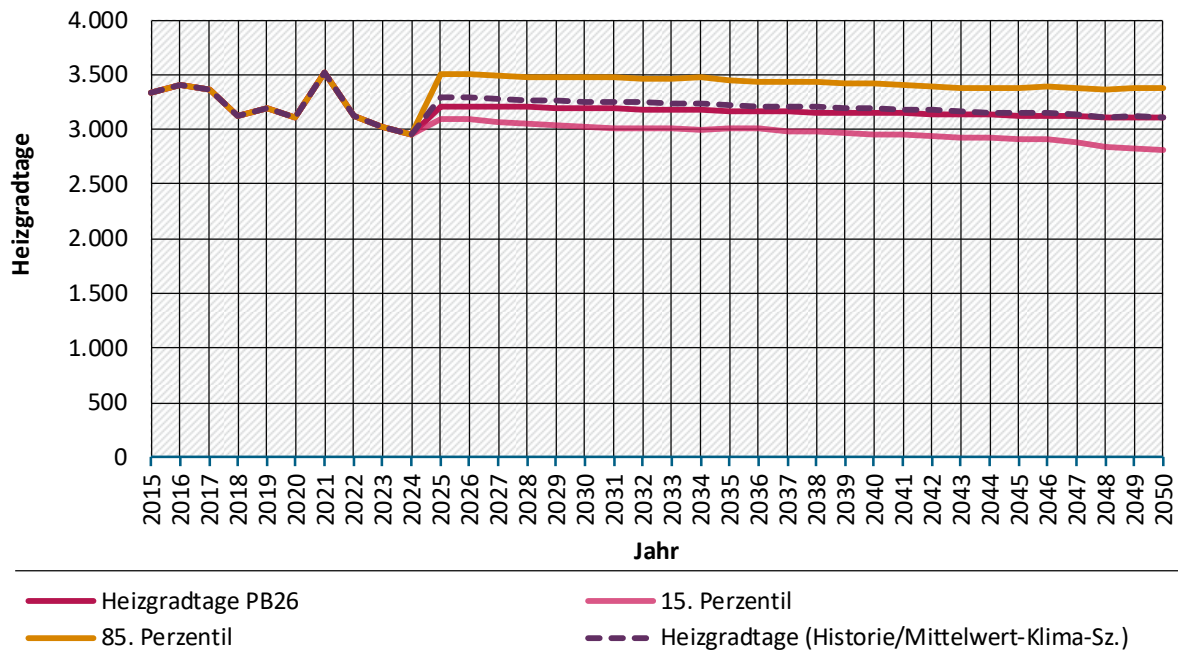
(DWD) zur Verfügung gestellt wurden (Deutscher Wetterdienst [DWD], 2018).²⁷ Die Daten des DWD enthalten Werte für verschiedene Klimaszenarien. Verwendet wurden die Daten des RCP-Szenarios 4,5 (mittleres Szenario).²⁸ Die Daten des DWD enthalten außerdem Werte verschiedener Klimamodelle. Für die Berechnung wurden die Mittelwerte des Modell-Ensembles verwendet. Um die Unsicherheiten darzustellen, wurden zusätzlich das 15. und 85. Perzentil berechnet (Abbildung 4). Da auch in den Klimamodellen die Wetterdaten von Jahr zu Jahr stark schwanken, wurden die Angaben zu den 30-jährigen Mittelwerten verwendet (Empfehlung des DWD).

Gegenüber den Treibhausgas-Projektionen 2025 wurde das Vorgehen leicht angepasst. Im ersten modellierten Jahr der aktuellen Projektion (d. h. im Jahr 2025) wurde nicht der Mittelwert des Klimamodell-Ensembles verwendet, sondern der effektive Mittelwert der vergangenen 10 Jahre (Mittelwert der gemessenen Heizgradtage der Jahre 2015 bis 2024), um die Beschleunigung der Klimaerwärmung besser abzubilden. Ausgehend von diesem Startwert für das Jahr 2025 wurde eine kontinuierliche, lineare Reduktion der Heizgradtage angenommen, bis die Zahl der Heizgradtage im Jahr 2050 mit dem Mittelwert des Klimamodell-Ensembles konvergiert. Aufgrund dieser Modifikation des Vorgehens liegt die Anzahl der jährlichen Heizgradtage im Vergleich zu den Projektionen 2025 leicht tiefer (insbesondere in den Jahren bis 2030, vgl. Abbildung 4). Dadurch ergibt sich ein leicht geringerer Raumwärmeverbrauch. Motivation für das angepasste Vorgehen ist die Witterungsentwicklung in den letzten Jahren. Diese waren überwiegend sehr warm, die gemessenen Heizgradtage lagen jeweils am unteren Rand des Korridors, welcher durch das 15. und das 85. Perzentil der Klimamodelle gebildet wird. Da die Klimamodelle die Klimaerwärmung am aktuellen Rand etwas zu unterschätzen scheinen, wurde die Entwicklung der Heizgradtage am aktuellen Rand nach unten angepasst. Die Annahmen zur langfristigen Klimaerwärmung (Jahr 2050) wurden nicht verändert.

²⁷ Die Klimaszenarien aus dem Jahr 2018 basieren auf dem 5. Sachstandsbericht des IPCC. Es handelt sich dabei um die aktuellsten publizierten Klimaszenarien für Deutschland. Klimaszenarien für Deutschland auf Basis des 6. Sachstandsberichts liegen zurzeit noch nicht vor.

²⁸ Im Sachstandsbericht des IPCC 2022 wurden die Auswirkungen von Politiken auf die globale Erwärmung analysiert. Im Pfad „Moderate Action“ (ModAct) wurden die Auswirkungen der Umsetzung der NDCs bis 2030, jedoch ohne weitere Verschärfung, untersucht. Diese Entwicklung lässt sich nach Einschätzung von Experten*Expertinnen des UBA in etwa dem Szenario RCP 4,5 zuordnen.

Abbildung 4: Unterstellte Entwicklung der Heizgradtage in den Projektionen 2026 (PB26), Mittelwert des Klimaszenarios sowie das 15. und 85. Perzentil der Modellwerte



Quelle: Eigene Berechnung, Prognos, auf Basis von Daten des DWD

Das Vorgehen zur Berechnung der Klimakorrekturefaktoren für die Kühlung erfolgte grundsätzlich analog dazu auf Basis von Kühlgradtagen. Im Gegensatz zur Raumwärme ergeben sich für die Kühlung aufgrund des wärmer werdenden Klimas jedoch Klimakorrekturefaktoren >1 (Energieverbrauch für die Kühlung steigt an). Die Entwicklung im Projektionszeitraum 2025 bis 2050 erfolgt ausschließlich auf Basis der Mittelwerte des Klimaszenarios (ohne Anpassung am aktuellen Rand und identisch zum Vorgehen in den Projektionen 2025).

6 Verkehr

6.1 Annahmen zur Modellierung der Verkehrsnachfrage

Für die Projektionen 2025 und 2026 wurde die Methodik zur Quantifizierung der Verkehrsnachfrage verändert. Als Grundlage werden die Verkehrsmodule des Modells ASTRA-M verwendet, welches in den Projektionen 2024 noch als exogene Referenz genutzt wurde (Schade et al., 2023). Die Struktur und Funktionalität des Modells ASTRA-M ist als Teil der Modellbeschreibung der Projektionen 2026 (Förster et al., 2026) dargestellt. Im Folgenden werden zusätzliche Rahmenbedingungen für die Modellierung des Verkehrssektors erläutert, die über die für die Projektionen 2026 festgelegten Rahmendaten hinausgehen (Kemmler et al., 2026). Diese betreffen insbesondere die Finanzierung von Neu- und Ausbau sowie Erhaltung der Verkehrsinfrastrukturen vor dem Hintergrund des neu geschaffenen Sondervermögens Infrastruktur der Bundesregierung.

6.1.1 Nachwirkungen der COVID19-Pandemie

Die COVID19-Pandemie in den Jahren 2020 bis 2022 hat die Digitalisierung des Lebens und der Arbeit in Deutschland enorm beschleunigt. Waren zuvor das digitale Arbeiten von zuhause im Homeoffice oder das Abhalten von digitalen Meetings am Computer noch eher Ausnahmereischeinungen, hat sich diese Art der Arbeit und der Kommunikation in der Arbeit etabliert. Auch wenn die Häufigkeit des Arbeitens im Homeoffice nach dem Erreichen des endemischen Zustands von COVID19 wieder teilweise zurückgefahren wurde, arbeiten viele der Arbeitnehmenden, die digital von zuhause arbeiten können, noch zumindest tageweise im Homeoffice. Auch die Anzahl der Dienstreisen ist nach einer Umfrage des Verbands deutsches Reisemanagement (2021) während der Pandemie um 83 % gegenüber dem Jahr 2019 zurückgegangen. Repräsentativbefragungen wie beispielsweise von Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit (2022) zeigen, dass auch nach der Pandemie mit einer Fortsetzung des Trends zu digitalen Meetings gerechnet werden kann.

Die Berechnung der Verkehrsnachfrage im Personenverkehr basiert auf einem in ASTRA-M modellierten klassischen 4-Stufen-Ansatz, mithilfe dessen die Verkehrsleistung bottom-up berechnet wird. Grundlage dafür sind Mobilitätsumfragen wie Mobilität in Deutschland 2017 (Nobis & Kuhnimhof, 2018) oder das Mobilitätspanel (MoP) (Karlsruher Institut für Technologie [KIT], 2022). Da die darin abgefragten Wegehäufigkeiten noch vor der COVID19-Pandemie ermittelt wurden, wird für die Modellierung der Verkehrsnachfrage für die Projektionen 2025 von der folgenden, langfristigen Änderung der Wegeraten für die Wegezwecke des Arbeitspendelns und der Dienstreisen beeinflusst durch die Pandemie ausgegangen:

- ▶ In Abhängigkeit der Altersklassen wird davon ausgegangen, dass im Vergleich zur MID 2017 die Anzahl der Pendelwege in Deutschland zwischen 4 und 6 % zurückgeht. Dies entspricht einer konservativen Schätzung auf Basis von Befragungen, die während und nach der COVID19-Pandemie durchgeführt worden sind (z. B. durch das DIW, vgl. Goebel et al., 2024). Für das Referenzszenario der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung wurde eine vergleichbare Quantifizierung entwickelt (Schade et al., 2023).
- ▶ Bei den Wegen zu Dienstreisezwecken wird davon ausgegangen, dass 5 bis 10 % der Wege durch digitale Meetings ersetzt werden. Die angenommene Verstetigung der Reduktion der Dienstreisen nach der COVID19-Pandemie ist eine konservative Schätzung auf Basis der (nicht repräsentativen) jährlichen Befragungen des zuständigen Verbands (VDR – Verband Deutsches Reisemanagement).

6.1.2 Zentrale Festlegungen in den Rahmendaten der Projektionen 2026

In den Rahmendaten für die Projektionen 2026 (Kemmler et al., 2026) werden unter anderem drei wesentliche Entwicklungen mit enormer Relevanz für den Verkehrssektor abgeleitet:

- ▶ Aufgrund geringerer Zuwanderung eine bereits bis 2040 von knapp 84 auf gut 82 Mio. Einwohner sinkende Bevölkerung. Bis 2050 setzt sich der Rückgang auf gut 80 Mio. Einwohner in Deutschland fort.
- ▶ Eine mittlere reale jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandprodukts (BIP) von etwa 1 % p. a. mit einer stärkeren Dynamik in 2026 und 2027 sowie leicht unterdurchschnittlichem Wachstum in nachfolgenden Jahren bis 2040.
- ▶ Ein Anwachsen des CO₂-Zertifikatspreises im Verkehrssektor von real (Preisbasis 2024) 55 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2025 über 191 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2040 bis 251 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2050.

Das BIP-Wachstum wird bei Abnahme der erwerbsfähigen und erwerbstätigen Bevölkerung durch eine entsprechende Produktivitätssteigerung in den verschiedenen Sektoren erklärt.

Diese Rahmenbedingungen wurden in die vorliegende Verkehrsprojektion übernommen. Die Rahmendaten beeinflussen die Wachstumsraten der Verkehrs- bzw. Transportleistung im Projektionszeitraum. Im Schienengüterverkehr wirkt der Güterstruktureffekt, also die Abnahme der zu transportierenden Massengüter (z. B. auch Kohle, Mineralöl), dämpfend auf die Verkehrsnachfrage. Eine begrenzte Kompensation tritt ein durch eine moderate Entwicklung schienengebundener Transporte von abgeschlossenem CO₂ aus industriellen Quellen.

6.1.3 Verkehrsinfrastruktur in den Projektionen 2026 generell

Die Verkehrsinfrastruktur in Umfang und Qualität gehört nicht zu den übergeordneten Rahmenbedingungen für das MMS. Ausbau- und Erhaltungszustand von Straßen und Schienen sind aber wichtige Rahmensetzungen für die Modellierung der Verkehrsnachfrage und beeinflussen Fahrzeiten, Nutzerkosten und Kapazitäten im Verkehrssystem. Letztlich ist die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur stark abhängig von den geplanten Investitionen (und der dafür bereitgestellten Finanzierung), genauso aber auch von den getätigten Erhaltungs-Investitionen in den letzten ein bis zwei Dekaden.

Im Prinzip könnten die Finanzierung bzw. die zukünftigen Investitionen in die Verkehrsinfrastruktur ein Instrument im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen 2026 (Moosmann et al., 2026) darstellen. Für die Modellierung der Projektionen 2026 ist jedoch davon ausgegangen worden, dass aufgrund des kritischen Zustandes der Schieneninfrastruktur insgesamt und der Straßenbrücken im Speziellen die für deren Sanierung und Erweiterung notwendigen Finanzmittel zumindest für die nächsten 10 Jahre durch das Sondervermögen Infrastruktur auch bereitgestellt werden können.

Für die Schieneninfrastruktur wurden diese Annahmen detailliert überprüft. Hierfür wurde eine eigene Finanzbedarfsprognose 2025 bis 2050 erstellt (vgl. Kapitel 6.1.3.3) und für den Zeitraum 2025 bis 2029 mit dem Investitionsrahmenplan für die Verkehrsinfrastruktur der Bundesregierung ([Investitionsrahmenplan 2025–2029](#)) verglichen. Dabei ergab sich eine Übereinstimmung bei den Zahlen für Neu- und Ausbau sowie die Einführung von ETCS. Die Aufwendungen für die Erhaltung fallen in den eigenen Berechnungen jedoch um ca. 20 Mrd. Euro höher aus. Finanzierungsrisiken ergeben sich insgesamt durch die Verschiebung von Positionen aus dem Einzelplan 12 des Bundesministeriums für Verkehr in das Sondervermögen Infrastruktur ("Investitionsfonds"), die Absicherung der Finanzierung durch

den Investitionsfonds nur für Projekte, die bis zum 31.12.2036 bewilligt worden sind, und durch rasch steigende Preise im Bausektor bei einer starken staatlichen Nachfrage.

6.1.3.1 Straßeninfrastruktur

Das deutsche Straßennetz ist – über alle Baulastträger hinweg – sehr dicht ausgebaut, so dass mit Ausnahme von einzelnen Lückenschlüssen oder Erweiterungen von hochfrequentierten Korridoren die Erhaltung des Bestandes im Vordergrund steht. Dieser Situation hat auch der noch maßgebende Bundesverkehrswegeplan (BVWP 2030) durch zwei Vorgehensweisen Rechnung getragen:

- ▶ Unter den Maßnahmen des Vordringlichen Bedarfs (VB) wurden diejenigen priorisiert, die der unmittelbaren Engpassbeseitigung (VB-E) dienen.
- ▶ Rund 70 Prozent der Finanzmittel für die Straße im Zeitraum 2016 bis 2030 (und der „Schleppe“ bis 2035) wurden im Bundesverkehrswegeplan der Erhaltung zugewiesen (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur [BMVI], 2016).

Deutschland als Transitland ist mit einer sehr hohen Beanspruchung der Straßeninfrastruktur durch Lkw konfrontiert, die eine schwerpunktmäßig an der Inanspruchnahme der Infrastruktur orientierte Lkw-Maut rechtfertigt. Durch die kontinuierliche Zunahme der Lkw-Fahrleistung sind insbesondere die Brücken an die Grenzen ihrer Traglast gelangt. Die hohe Frequenz der Achslastübergänge führt zur raschen Ermüdung der Infrastruktur. Das Bundesministerium für Verkehr (BMV) geht davon aus, dass bis 2030 ca. 4.000 Brücken „modernisiert“ werden müssen, d. h. grundhaft instandgesetzt oder erneuert. Dieses Modernisierungstempo erscheint aufgrund der langen Planungsvorlaufzeiten, der Baukapazitäten und der benötigten Finanzmittel nicht realistisch. Darüber hinaus kann die Modernisierung von Brücken oft nicht zeitgleich vorgenommen werden, da die eine Brücke auf der Alternativroute der anderen im Zeitraum der Erhaltungsarbeiten liegt und umgekehrt.

Aufgrund der Netzdichte im Straßensektor wird jedoch davon ausgegangen, dass in der Regel leistungsfähige Alternativrouten existieren. Insgesamt wird für die Modellierung in ASTRA-M davon ausgegangen, dass die verfügbare Straßeninfrastruktur einem moderaten Wirtschaftswachstum Stand halten kann.

6.1.3.2 Schieneninfrastruktur

Das deutsche Schienennetz umfasst ein rund 33.400 km langes Streckennetz (eine Strecke umfasst ein oder zwei Gleise) inkl. aller betriebsnotwendigen Anlagen sowie ca. 5.700 Bahnhöfe und Haltepunkte. Insbesondere seit der Bahnreform im Jahr 1994 und dem Versuch des Börsengangs sind zahlreiche Strecken stillgelegt sowie Überhol- und Anschlussgleise abgebaut worden. Darüber hinaus wurde in den letzten Jahrzehnten keine systematische Erhaltungsplanung betrieben, wodurch heute in diesem Bereich ein hoher Nachholbedarf, insbesondere bei den Brücken, besteht. Das Schienennetz ist deutlich weitmaschiger als das Straßennetz, so dass Ausfälle von Streckenabschnitten zu größeren Umwegen, Ersatzverkehren oder, insbesondere im Güterverkehr, zu Rückverlagerungen auf die Straße führen können.

Die Abhängigkeiten zwischen Schieneninfrastruktur und Zugbetrieb sind komplex. Deswegen ist es für die reale Kapazität des Schienennetzes sehr einschränkend, dass Signal- und Steuerungssysteme teils noch analog oder nur gering digitalisiert und am Ende ihrer Lebensdauer angekommen sind. In der Regel wird in fixen Blockabständen gefahren, wobei Stellwerke aus etwa fünf technischen Generationen im Einsatz sind. Darüber hinaus findet der Zugbetrieb in der Regel im Mischbetrieb statt, was heißt, dass sich schneller Personenverkehr und langsamer Güterverkehr dieselben Strecken teilen. Überholvorgänge sind begrenzt und nur

in dem Maße möglich, wie Weichen und Ausweichgleise in ausreichender Länge zur Verfügung stehen. Das Durchschnittsalter des Rollmaterials ist sehr hoch, Lokomotiven und Triebwagen in der Regel noch nicht für eine digitale Steuerungstechnik ausgerüstet.

Für die Modellierung wird angenommen, dass der Deutschlandtakt gemäß dem 3. Gutachterbericht zum Zielfahrplan Deutschlandtakt (SMA und Partner [SMA] et al., 2022) bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden kann, auch wenn parallel erhebliche Investitionen in die Erhaltung der bestehenden Schieneninfrastruktur zu leisten sind. Diese Investitionen betreffen im Detail:

Erhaltung

- ▶ Sanierung der Hochleistungskorridore (HLK): Diese „Generalsanierung“ von 42 Hochleistungskorridoren ist 2024 angelaufen. Die Generalsanierung soll gemäß revidierter Planung 2036 abgeschlossen sein, wird in dieser Zeit aber im Güterverkehr zu nicht elektrifizierten Alternativrouten und Rückverlagerungen auf die Straße führen. Die Generalsanierung wird in ihren Auswirkungen modelliert.
- ▶ Erneuerung und Instandsetzung der Brücken als Ganzes („Brückenkörper“) im gesamten Netz. Diese Arbeiten können im Rahmen einer Korridorsanierung aufgrund des zur Verfügung stehenden halbjährigen Zeitraums bautechnisch in der Regel nicht geleistet werden und sind daher separat zu betrachten. Dies bedeutet erneute Beeinträchtigungen des Betriebs auf den bereits grundsanierten HLK in den Folgejahren.
- ▶ Systematische Erhaltungsarbeiten für das übrige Hochleistungsnetz und das Flächennetz der Bahn.

Neu- und Ausbau

- ▶ Umsetzung des Bedarfsplans Schiene gemäß Berechnungen des BVWP 2030 (siehe auch letzte Bedarfsplanüberprüfung des BVWP (Bundesministerium für Digitales und Verkehr [BMDV], 2024a).
- ▶ Weitere ca. 90 Maßnahmen zur vollständigen Umsetzung des Deutschlandtaktes (insbesondere Knotenerweiterungen).

Digitalisierung

- ▶ Einführung des European Train Control Systems (ETCS) Level 2.
- ▶ Einführung digitaler Stellwerke.
- ▶ Ausrüstung der Lokomotiven und Triebfahrzeuge mit ETCS 2-konformen Systemen.
- ▶ Einführung der Digitalen Automatisierten Kupplung (DAK): Eine „flächendeckende“ Ausrüstung mit der DAK wird nicht unterstellt, da ihr Nutzen sich auf den Einzelwagenverkehr (EWW) im Güterverkehr der Schiene fokussiert, der eine Betriebsart darstellt, die nicht in allen europäischen Ländern in einem Umfang wie in Deutschland betrieben wird und auch nicht von allen Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU).

6.1.3.3 Investitionsbedarf im Schienenverkehr

Die folgende und natürlich vereinfachende Abschätzung des Finanzbedarfs von 2025 bis 2050 wurde aufgestellt, um a) zu überprüfen, ob eine Realisierung des Deutschlandtaktes gemäß 3. Gutachterentwurf bis 2050 machbar ist und b) dennoch wesentliche Instandsetzungsarbeiten

parallel geleistet werden können. Diese Abschätzung wurde auf Basis von Studien wie dem 3. Gutachterentwurf zum Deutschlandtakt (SMA et al., 2022), dem Finanzplan für den BVWP 2030 (BMVI, 2016), einer aktuellen Studie zu ETCS (McKinsey et al., 2024 (unveröffentlicht) sowie mit Hilfe von Expertengesprächen erarbeitet. Alle im Folgenden angegebenen Werte haben den Preisstand 2024 und sind als Anschaffungs- und Herstellungskosten netto bilanziert.

- ▶ Generalsanierung der Hochleistungskorridore (HLK), ca. 4.200 Streckenkilometer:
Für den ersten HLK, die Riedbahn von Frankfurt nach Mannheim, wurden ca. 1,5 Mrd. Euro bei einer Streckenlänge von ca. 74 km verbaut. Bei einer linearen Fortschreibung dieses Verhältnisses auf alle HLK ergeben sich ca. 83 Mrd. Euro als Gesamtinvestition.
- ▶ Standardinstandsetzungsarbeiten auf den HLK ab dem Jahr 2040 mit in Summe ca. 21 Mrd. Euro
- ▶ Standarderhaltungsinvestitionen im übrigen Hochleistungsnetz der Bahn, ca. 4.800 Streckenkilometer: ca. 83 Mrd. Euro.
- ▶ Grundhafte Instandsetzung oder Erneuerung von Brücken, die im Programm der HLK nicht enthalten sind: ca. 4 Mrd. Euro pro Jahr, in Summe ca. 102 Mrd. Euro. Hier können sich auf Grund der Verteilung der betroffenen Brücken auf die verschiedenen Größenklassen noch erhebliche Schwankungen im Bedarf ergeben.
- ▶ Standarderhaltungsinvestitionen im Flächennetz der Bahn, ca. 24.400 km: ca. 86 Mrd. Euro.
- ▶ Für Neu- und Ausbaumaßnahmen gemäß Bedarfsplan 2030 und weiterer Projekte für den Deutschlandtakt: ca. 105 Mrd. Euro.
- ▶ Rollout ETCS 2: gemäß McKinsey-Studie (McKinsey et al., 2024 (unveröffentlicht) 69 Mrd. Euro. Inzwischen wird für den Abschluss des Rollouts das Jahr 2045 angegeben. Ab dem Jahr 2041 werden in den vorliegenden Berechnungen 3 % der Investitionssumme als Instandsetzungskosten angesetzt.

Es ergibt sich somit, unabhängig von der Verfügbarkeit von Baumaterialien und Fachpersonal, sehr überschlägig ein Finanzbedarf für die Umsetzung aller notwendigen Investitionen von ca. 565 Mrd. Euro für den Zeitraum von 2025 bis 2050. Dabei stellt sich ein Verhältnis von Erhalt zu Neu-/Ausbau von 2:1 ein, was in etwa den Vorgaben des BVWP 2030 entspricht (BMVI 2016).

Tabelle 24: Finanzbedarf für Erhaltungs-, Neu- und Ausbau-Investitionen im Schienenverkehr (in Mrd. Euro₂₀₂₄)

	Erhaltung	Neu- und Ausbau	ETCS	Summe
2025	17,51	4,04	0,00	21,55
2026	19,51	4,04	2,00	25,56
2027	20,00	4,04	2,00	26,04
2028	17,40	4,04	3,00	24,45
2029	21,21	4,04	3,00	28,26
2030	17,45	4,04	3,00	24,49
Summe bis 2030	113,08	24,27	13,00	150,35
2031	18,26	4,04	3,00	25,30

	Erhaltung	Neu- und Ausbau	ETCS	Summe
2032	16,84	4,04	3,00	23,88
2033	16,94	4,04	3,00	23,98
2034	17,51	4,04	3,00	24,55
2035	12,88	4,04	4,00	20,93
2036	12,42	4,04	4,00	20,46
2037	10,39	4,04	4,00	18,44
2038	10,39	4,04	4,00	18,44
2039	10,39	4,04	4,00	18,44
2040	10,39	4,04	4,00	18,44
Summe bis 2040	249,48	64,71	49,00	363,20
2041	12,51	4,04	5,47	22,02
2042	12,51	4,04	5,47	22,02
2043	12,51	4,04	5,47	22,02
2044	12,51	4,04	5,47	22,02
2045	12,51	4,04	5,47	22,02
2046	12,51	4,04	2,07	18,62
2047	12,51	4,04	2,07	18,62
2048	12,51	4,04	2,07	18,62
2049	12,51	4,04	2,07	18,62
2050	12,51	4,04	2,07	18,62
Summe bis 2050	374,58	105,16	86,70	566,43
Erhaltung bis 2050:	66,1 %	Neubau bis 2050:	33,9 %	

Quelle: Eigene Abschätzung, M-Five, basierend auf BMVI (2016), SMA et al. (2022), McKinsey et al. (2024 (unveröffentlicht))

Der mittlere Investitionsbedarf beläuft sich auf ca. 22 Mrd. Euro pro Jahr. In den ersten 10 Jahren des Betrachtungszeitraums liegt der mittlere jährliche Bedarf durch die Sanierung der HLK etwas höher. Die sehr deutliche Streckung des ETCS-Hochlaufs bis 2045 verschafft gleichzeitig die Möglichkeit, Neu- und Ausbau so voranzutreiben, dass mit einer Komplettierung des Netzes des Deutschlandtaktes ca. 2050 zu rechnen ist. Den europäischen Forderungen nach einer früheren Realisierung der ETCS-Sicherungstechnik wird damit nicht entsprochen. Von daher könnte es noch zu Umstellungen in der Priorisierung von Deutschlandtakt, ETCS und Erhaltung kommen. Dies wäre aber weitergehenden Sensitivitätsrechnungen vorbehalten. Ebenso, dass das mittlere jährliche Investitionsvolumen von 22 Mrd. Euro (Preisstand 2024) nach dem Auslaufen des "Investitionsfonds" nicht weiter aufgebracht werden kann.

6.1.3.4 Weitere Verkehrsinfrastrukturen

Binnenschifffahrt

Für die Binnenschifffahrt werden aufgrund des Güterstruktureffekts (starker Rückgang der Massengüter) keine relevanten Wachstumspotenziale bei einer Erfassung der Transportleistung in Tonnenkilometern gesehen. Dabei können sich beim Transport sperriger, großvolumiger Güter, wie etwa Rotorblättern von Windkraftanlagen, hohe Auslastungen der Binnenschiffe ergeben. Für eine wirtschaftliche Bewertung solcher Transporte müssten entsprechende Wertdichten der Güter eingeführt werden. Die notwendigen Erhaltungsarbeiten an Brücken, Schleusen und Fahrrinnen werden im Projektionszeitraum im Wesentlichen durchgeführt. Es ist jedoch festzuhalten, dass die Binnenwasserstraße keinerlei Mittel aus dem Investitionsfond der Bundesregierung erhält und die Haushaltsansätze für die Binnenwasserstraße für 2026 rückläufig ggü. 2025 sind. Bzgl. der Zuverlässigkeit der Transporte auf der Binnenwasserstraße werden keine weitergehenden Schwankungen der Wassertiefe als in den zurückliegenden Jahren unterstellt.

See- und Binnenhäfen

Bzgl. der See- und Binnenhäfen wird eine Entwicklung gemäß der Nationalen Hafenstrategie angenommen (BMDV, 2024b). Hierbei stehen die Energiewende, die Digitalisierung sowie Resilienz und Klimafreundlichkeit der vorhandenen See- und Binnenhäfen im Vordergrund. Für mögliche Infrastrukturprojekte bzgl. der Häfen und ihrer Hinterlandverkehre (z. B. Ahrensburger Liste) wird nur eine Überprüfung und Neubewertung vermerkt. Es wird daher prinzipiell von keinen erheblichen Kapazitätssteigerungen der See- und Binnenhäfen ausgegangen, zumal auch die Finanzierungszuständigkeit des Bundes insbesondere bei den Seehäfen nicht geklärt ist. Cuxhaven ist schon länger in der Diskussion, weil der gesamte Materialtransport für die Erweiterung der Offshore-Windanlagen über diesen Hafen laufen müsste, die Kapazitäten dafür aber nicht ausreichen. Für Bremerhaven werden aktuell 1,35 Mrd. Euro bereitgestellt, um dort einen Logistik-Hub aufzubauen, der Deutschland und seine Nato-Partner im Krisenfall versorgen kann.

Flughäfen

Bzgl. der Kapazitätserweiterung der Flughäfen gibt es zwei Entwicklungslinien: klassische Ausbaupläne, derzeit dominierend das Terminal 3 für den Flughafen Frankfurt mit zusätzlicher Kapazität in doppelter Größe des Stuttgarter Flughafens, aber auch den konsequenten Ausbau von Automatisierung und Digitalisierung für die Verbesserung der Bewegungen von Passagieren und Gütern, um so bei gleicher Infrastruktur mehr und komfortablere Kapazitäten zu bieten. Es wird davon ausgegangen, dass die Aufkommensprognosen im Luftverkehr und die dann verfügbaren Flughafenkapazitäten in einem wirtschaftlich plausiblen Zusammenhang stehen.

6.2 Annahmen zu Förderprogrammen im Schienenverkehr

6.2.1 Generelles Vorgehen

Die Förderprogramme für den Schienenverkehr (für Infrastruktur wie Betrieb) gehören nicht zu den übergeordneten Rahmenbedingungen. Für die Projektionen 2026 gilt jedoch, dass mit Förderregimen der Schienenverkehr simuliert wird. Dabei werden die Förderprogramme genauso lange in der Verkehrsmodellierung berücksichtigt, wie ihre Laufzeit aktuell beschlossen ist. Wichtig ist zu unterscheiden, welche Auswirkungen das Ende von Förderprogrammen bei verschiedenen Fördertatbeständen haben kann:

- ▶ Förderungen zum Aufbau von Infrastrukturen (z. B. KV-Terminals) lassen bei Einstellung den erreichten Ausbauzustand zurück. Die Folgekosten durch Erhaltung sind anderweitig bereitzustellen.
- ▶ Förderungen zum Erhalt von Infrastrukturen lassen bei Einstellung prinzipiell eine beginnende Zustandsverschlechterung und damit eine einsetzende Kapazitätsminderung zurück.
- ▶ Förderungen zur Steigerung der Nachfrage lassen bei Einstellung das Risiko eines zeitnahen Nachfragerückgangs zurück.

Im Folgenden werden kurz die aktuell gültigen Förderprogramme, differenziert nach Personenverkehr und Güterverkehr, dargestellt. Förderprogramme, die speziell im MMS aktiviert sind oder im Rahmen dieses Szenarios über die aktuelle Befristung hinaus verlängert werden, werden im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen 2026 (Moosmann et al., 2026) erläutert.

6.2.2 Förderprogramme für den Schienenpersonenverkehr

Trassenpreisförderung

Die anteilige Finanzierung der Trassenpreise im Schienenpersonenfernverkehr (SPFV) durch den Bund ist Bestandteil des MMS im Verkehr und soll einen Anreiz schaffen, Verkehre von der Straße beziehungsweise vom Flugzeug auf die Schiene zu verlagern. Die Fördermaßnahme umfasst dabei ursprünglich den Zeitraum vom 01.10.2023 bis 30.11.2025 und wurde von der EU-Kommission genehmigt. Die daraus resultierenden Trassenpreise erhöhen sich nach DB InfraGo in 2025 im SPFV um 17,7 % gegenüber dem Vorjahr. Wegen der gesetzlichen Regelung und Entscheidungen der BNetzA werden die Entgelte im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) demgegenüber nur mit 0,6 % ggü. dem Vorjahr erhöht. Derzeit befindet sich eine neue Förderrichtlinie für 2026 in der Schlussabstimmung. Der Entwurf ist dabei weit fortgeschritten, und es laufen bereits erste Gespräche mit der Europäischen Kommission zur Notifizierung der Förderrichtlinie. Da die Entgelte der DB InfraGO für das Jahr 2026 deutlich steigen sollen, ist die zu Beginn des Jahres 2026 festgelegte Trassenpreisförderung in Höhe von 26,5 % auch notwendig, um konstante Trassenpreise zu garantieren und die Schiene wettbewerbsfähig zu halten. Daher wird angenommen, dass die Trassenpreise nach 2025 konstant bleiben.

Öffentlicher Personennahverkehr

Wesentliche Förderprogramme für den ÖPNV sind Zuschüsse des Bundes zum Infrastrukturausbau über das Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz (GVFG) sowie Zuschüsse zur ausreichenden Bedienung der Bevölkerung mit ÖPNV-Verkehrsleistungen über das Regionalisierungsgesetz (RegG). Damit bedient das GVFG den investiven und das RegG den konsumtiven Finanzierungsbedarf, in erster Linie des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV).

Das GVFG des Bundes wäre als Folge der Föderalismusreformen im Jahr 2019 ausgelaufen. Mit der Novelle des GVFG aus dem Jahr 2020 stellt der Bund den Ländern weiterhin Finanzhilfen zur ÖPNV-Infrastrukturfinanzierung zur Verfügung. Das Mittelvolumen wurde im Vergleich zur Vergangenheit deutlich erhöht auf 1 Mrd. Euro pro Jahr ab 2021 und 2 Mrd. Euro pro Jahr ab 2025, die ab 2026 um 1,8 % jährlich dynamisiert werden. Die Finanzhilfen des Bundes können genutzt werden für

- ▶ den Neu- und Ausbau von Schienenwegen und Seilbahnen des ÖPNV,
- ▶ die Reaktivierung oder Elektrifizierung von Schienenstrecken,

- ▶ Tank- und Ladeinfrastruktur für alternative Antriebe im ÖPNV,
- ▶ Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung von Schienenstrecken.

Nachrangig und befristet bis zum Jahr 2030 sind der (Aus-) Bau von Bahnhöfen, SPNV-Haltestellen und ÖPNV-Umsteiganlagen sowie Maßnahmen der Grunderneuerung förderfähig. Zusätzlich förderfähig sind Nahverkehrsvorhaben im Rahmen von Großknotenprojekten und des Deutschlandtakts sowie Neubau, Ausbau, Reaktivierungs- und Elektrifizierungsmaßnahmen von bundeseigenen Eisenbahnen.

Der Bund beteiligt sich dabei mit bis zu 75 % an den zuwendungsfähigen Kosten für Neu- und Ausbautvorhaben, mit bis zu 90 % an den zuwendungsfähigen Kosten für Elektrifizierungs- und Reaktivierungsmaßnahmen. Für Bahnhöfe und Umsteiganlagen gelten Fördersätze bis zu 60 % der zuwendungsfähigen Kosten, bei Grunderneuerungsmaßnahmen bis zu 50 %. Damit ist das GVFG des Bundes das wichtigste Instrument zur Finanzierung großer ÖPNV-Infrastrukturprojekte.

Über das RegG stellt der Bund den Ländern Mittel aus dem Steueraufkommen des Bundes zur Finanzierung des ÖPNV zur Verfügung. Mit der Novelle des Regionalisierungsgesetzes (RegG) aus dem Jahr 2020 wurden die Mittel bis 2031 erhöht (vgl. (Moosmann et al., 2026)). Über das RegG beteiligt sich der Bund außerdem an der Finanzierung des Deutschlandtickets mit 1,5 Mrd. Euro pro Jahr von 2023 bis 2025.

Da der ÖPNV grundsätzlich Länderaufgabe ist, existieren weitere Förderprogramme auf Landesebene. Zusätzlich können ÖPNV-Unternehmen Steuervergünstigungen und Ausgleichszahlungen (z. B. im Ausbildungsverkehr) erhalten.

Grundsätzlich wirken Programme zur Finanzierung der ÖPNV-Infrastruktur und des ÖPNV-Betriebs auf die Verkehrsnachfrage bzw. den Modal Split im Personenverkehr. Infrastrukturausbau und zusätzliche Betriebsleistungen ermöglichen u. a. schnellere Reisezeiten, eine bessere Erschließung durch neue Linien sowie eine höhere Taktung. Diese Aspekte fließen in die generalisierten Kosten des ÖPNV ein und beeinflussen dadurch den Modal Split in ASTRA-M. Die modellmäßige Abbildung der Maßnahmen im ÖPNV ist im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen 2026 (Moosmann et al., 2026) beschrieben.

6.2.3 Förderprogramme für den Schienengüterverkehr

Die Förderprogramme im Schienengüterverkehr aus den Projektionen 2025 wurden in den Projektionen 2026 gebündelt zu einem Instrumentenbündel, welches in die Modellierung des MMS übernommen wurde. Dieses ist im Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026) beschrieben. Grundsätzlich gehen die Förderprogramme in die generalisierten Kosten des Schienengüterverkehrs ein und beeinflussen die Modalwahlentscheidungen im Güterverkehr.

6.3 Annahmen zur Neuzulassungsmodellierung

Die Neuzulassungsmodellierung im Straßenverkehr nutzt eine Logit-Modell-Logik, für die eine Gesamtnutzungskostenrechnung (TCO-Rechnung²⁹) die Grundlage der Antriebswahl bildet. Die Beschreibung der Methodik des Logit-Modells findet sich in (Förster et al., 2026). Im Folgenden wird jedoch auf einige relevante Annahmen bzw. Parametrisierungen von Instrumenten für die Modellierung eingegangen.

²⁹ TCO: Total-Cost-of-Ownership

6.3.1 CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge

Die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bilden für die Neuzulassungsmodellierung der Pkw und der leichten Nutzfahrzeuge eine Mindestentwicklung der zu erreichenden CO₂-Emissionswerte nach WLTP³⁰ in der Modellierung ab. Stellen sich in der Modellierung der Neuzulassungen für die Pkw und die leichten Nutzfahrzeuge niedrigere durchschnittliche CO₂-Emissionen der Neufahrzeuge ein, als es durch die Parametrisierung des Instruments vorgegeben ist, entfaltet das Instrument keine zusätzliche Wirkung. Für den gegenteiligen Fall, d. h. den Fall, dass die CO₂-Flottenzielwerte nicht eingehalten werden, findet in der Modellierung eine schrittweise, für die Automobilhersteller aufkommensneutrale Anpassung der Fahrzeugpreise in der Weise statt, dass die Preise³¹ emissionsarmer Fahrzeuge in Abhängigkeit von ihren Emissionen einen reduzierten Kaufpreis und stärker emittierende Fahrzeuge einen erhöhten Kaufpreis zugeordnet bekommen. Das in der Realität erkennbare Vorgehen der Fahrzeughersteller, die CO₂-Flottenzielwerte über die Preissetzung der Neufahrzeuge einzuhalten (ecomento, 2025; t-online, 2024), wird in der Modellierung also nachgebildet. Die Preisanpassungen finden in der Modellierung so lange statt, bis die durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte der Neufahrzeugflotte die für die Modellierung angenommene Mindestentwicklung einhalten. Die Förderung neuer E-Pkw ab Januar 2026 wird im MMS nicht abgebildet, da die Förderbedingungen im Januar 2026 – und damit zeitlich nach Modellierung des MMS im November 2025 – vorgestellt wurden.

Die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge erhalten alle fünf Jahre ein neues Ambitionsniveau, d. h. der einzuhaltende durchschnittliche CO₂-Emissionswert der Neuzulassungen wurde zuletzt im Jahr 2025 verändert. Die Zielvorgabe für den EU-Durchschnitt lag für das Jahr 2025 zunächst bei 93,6 g CO₂/km³². Mitte des Jahres 2025 wurden den Herstellern für die Jahre 2025 bis 2027 zusätzliche Flexibilitäten bei der Berechnung der Einhaltung der Emissionsziele gewährt. Demnach gilt die Zielvorgabe für den Durchschnitt der über den Dreijahreszeitraum neuzugelassenen Pkw und leichten Nutzfahrzeuge. So kann eine eventuelle Überschreitung des Emissionsziels im Jahr 2025 durch eine Übererfüllung des Emissionsziels im Jahr 2026 und/oder im Jahr 2027 ausgeglichen werden. Die nächsten Emissionsminderungsschritte erfolgen in den Jahren 2030 und 2035. Historische Daten zeigen (Tabelle 16), dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen in den Zwischenjahren bis zu einem ambitionierteren Zielwert nicht (Zeitraum 2015–2019) oder nur im geringen Maß (2020–2024) reduziert wurden. Für den Zeitraum 2020–2024 gilt zu beachten, dass der neue CO₂-Flottenzielwert im Jahr 2020 über verschiedene Mechanismen mit einem Phase-In wirksam wurde und somit seine Wirkung erst im Jahr 2021 voll entfalten konnte. Daraus resultiert die CO₂-Emissionsminderung im Jahr 2021 im Vergleich zu 2020. Vorläufige Neuzulassungsdaten bis einschließlich November 2025 deuten darauf hin, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der neuen Pkw gesunken sind, jedoch den Zielwert des Jahres 2025 überschreiten (Monteforte & Diaz de Aguilar, 2026). Diese Überschreitung ist in den Jahren 2026 und/oder 2027 auszugleichen.

³⁰ Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure

³¹ Die Fahrzeugpreise ergeben sich aus Kostenkurven, die aus Krause et al. (2024) abgeleitet sind.

³² Dies entspricht einer Reduzierung der Emissionsminderung von 15 % gegenüber dem Jahr 2021.

Tabelle 25: Historische Daten für durchschnittliche CO₂-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen in der EU in g CO₂/km

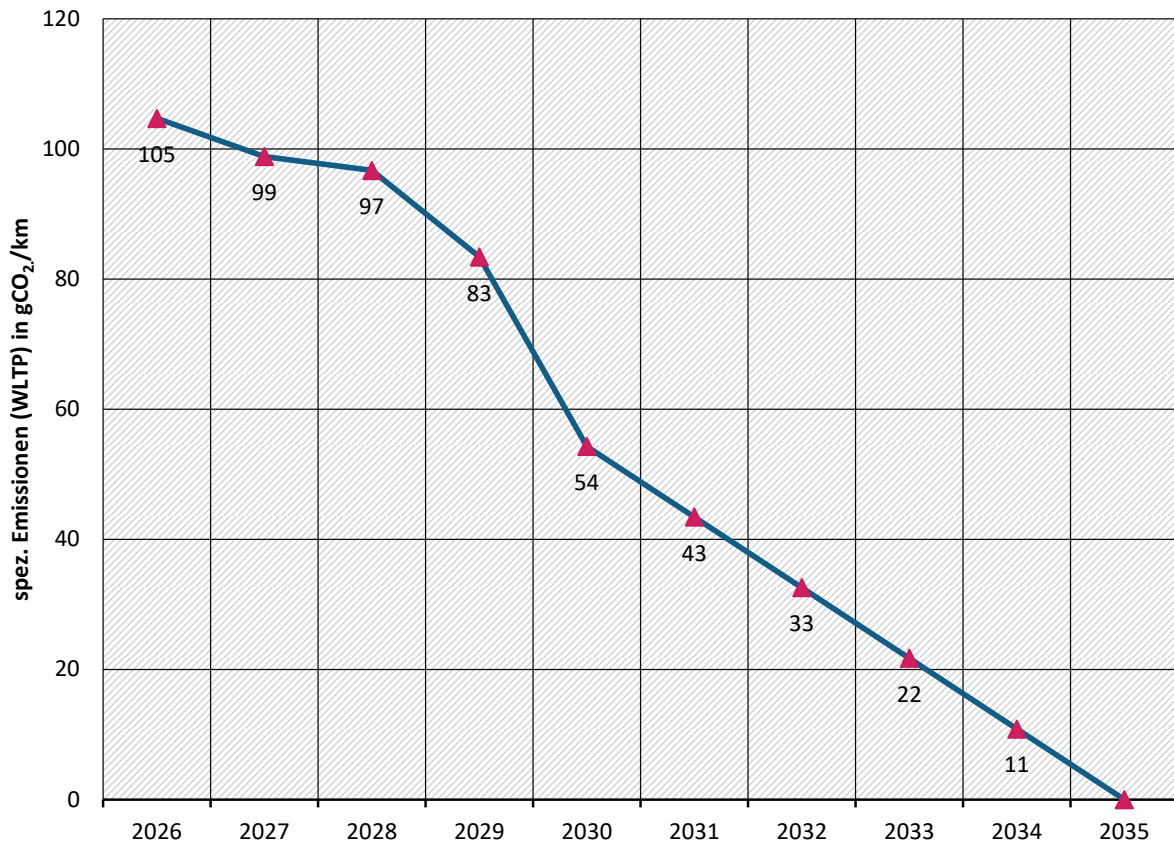
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CO ₂ -Emissionen (NEFZ*)	119,5	118,1	118,5	120,8	122,3	107,5				
CO ₂ -Emissionen (WLTP*)						130,3	114,1	108,1	106,4	106,8

*NEFZ: Neuer Europäischer Fahrzyklus; WLTP: Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure

Quelle: European Environment Agency (2024) (European Environment Agency (EEA) 2025a)

Für die Ableitung der Mindestemissionsentwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeuge in den Jahren 2025 bis 2027 wird angenommen, dass die Mindestentwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen den Zielwert im Jahr 2025 um 7 g CO₂/km überschreitet, im Jahr 2026 einhält und im Jahr 2027 entsprechend um 7 g CO₂/km unterschreitet. Für 2028 entspricht die Mindestentwicklung des angenommenen Emissionsverlaufs bezogen auf die notwendige Minderung im Zeitraum 2025-2030 20 % und für 2029 48 % (entsprechend den Projektionen 2025). Diese positivere Entwicklung gegenüber den historischen Daten wird darüber begründet, dass der „Zielwertsprung“ im Jahr 2030 größer ist als in den vergangenen Jahren und eine Zielwertverfehlung aller Voraussicht nach mit im Vergleich höheren „Strafzahlungen“ verbunden wäre und entsprechende Produktionskapazitäten aufgebaut werden müssen. Abbildung 5 stellt den Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte bei neuen Pkw in Deutschland dar.

Abbildung 5: Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte bei Neufahrzeugen (Pkw) in Deutschland aufgrund der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw



Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut

Die Parametrisierung nimmt zudem auf, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Pkw in Deutschland im Jahr 2024 10 % über dem europäischen Durchschnitt lagen (EEA, 2025). Diese Abweichung wird über die Zeit fortgeschrieben. Für den Zeitraum nach 2030 wird weiterhin ein lineares Absinken der durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte angenommen, da für das Erreichen einer vollständig emissionsfreien Neufahrzeugflotte im Jahr 2035 kontinuierlich neue Käuferschichten von den Fahrzeugherstellern erschlossen werden müssen.

6.3.2 CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge

Die Modellierung für die Einhaltung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge folgt dem gleichen Modellierungsansatz wie bei den Pkw und leichten Nutzfahrzeugen. Bei Nichteinhaltung der für die CO₂-Flottenzielwerte mindestens zu erreichenden durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neufahrzeuge reagiert die Modellierung mit einer Anpassung der Kaufpreise bei emissionsfreien (Reduktion) und emittierenden Fahrzeugen (Anstieg), bis die hinterlegte Mindestemissionsminderung eingehalten wird. Im Unterschied zum Modellierungsansatz für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wird bei den schweren Nutzfahrzeugen die Halbjahresbetrachtung einer Regulierungsperiode berücksichtigt. So zählt etwa die erste Hälfte des Jahres 2030 zur Regulierungsperiode 2029 und die zweite Hälfte des Jahres 2030 zur Regulierungsperiode 2030.

Für die Zieleinhaltung im Jahr 2025 werden Early Credits berücksichtigt. Auf Basis der zuletzt verfügbaren Monitoring-Daten der CO₂-Emissionsstandards (Regulierungsperiode 2023) wird abgeschätzt, dass bei Nutzung der Early Credits im Jahr 2025 gegenüber den Emissionswerten der Regulierungsperiode 2024 nur noch eine Emissionsreduktion von rund 2 % stattfinden

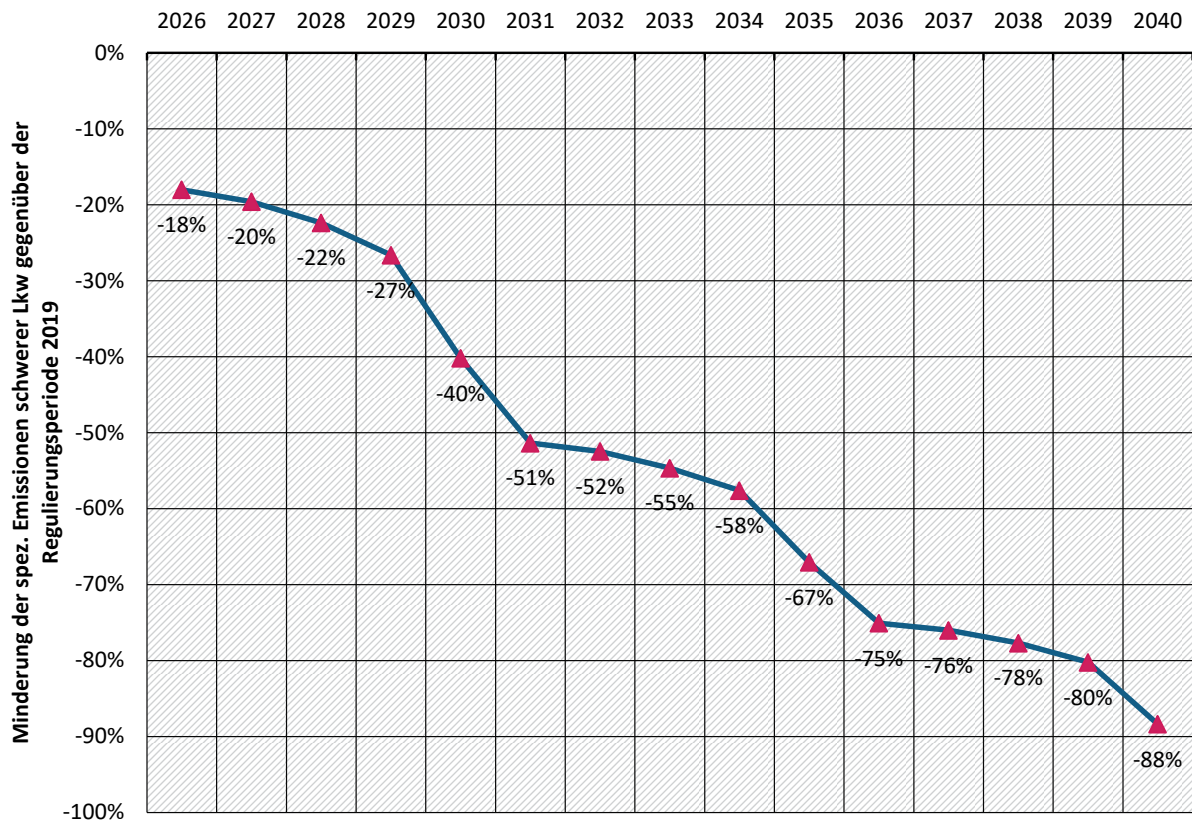
muss (Mulholland et al., 2025). Es wird davon ausgegangen, dass mit dem Einsatz von Early Credits in der Regulierungsperiode 2025 auf europäischer Ebene eine Übererfüllung der Regulierung von 2 % stattfindet. Diese Übererfüllung in Form von Emissionsgutschriften (Credits) wird zu 87,5 % in der Regulierungsperiode 2030 und zu 12,5 % in der Regulierungsperiode 2031 eingesetzt. Eine weitere Ansammlung und Nutzung von Credits über den weiteren Verlauf des Regulierungszeitraums wird nicht angenommen.

Für die Ableitung der Mindestemissionsentwicklung in Deutschland zwischen Zielwertsprüngen wird für die Zeiträume 2025–2030, 2030–2035 und 2035–2040 angenommen, dass dieses dem halben Hochlauf von Nullemissionsfahrzeugen im Zeitraum 2025–2030 entspricht, die laut Herstellerangaben für Deutschland prognostiziert wird (NOW, 2024). Die so hergeleitete Entwicklung entspricht 3 %, 9 %, 20 % und 34 % des Zielwertsprungs in den Zwischenjahren. Für den Zeitraum 2035–2040 weicht der Verlauf für die Zwischenjahre somit leicht vom linearen Verlauf in den Projektionen 2025 ab.

Aufgrund der ambitionierten Ausgestaltung der Lkw-Maut in Deutschland mit einer CO₂-Preis-Komponente in Höhe von 200 Euro/t CO₂ und den daraus entstehenden Kostenvorteilen für emissionsfreie Lkw ist von einer Übererfüllung der CO₂-Flottenzielwerte in Deutschland auszugehen. Dies spiegelt sich auch in den Markterwartungen der Lkw-Hersteller wider. Aus den Herstellerangaben lässt sich ablesen, dass die Lkw-Hersteller für das Jahr 2030 einen um 20 Prozentpunkte höheren Absatz an emissionsfreien Lkw in Deutschland erwarten als im europäischen Durchschnitt³³ (NOW, 2024). Für die Modellierung wird daher angenommen, dass in Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 eine Übererfüllung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge um 10 Prozentpunkte (Hälfte des erwarteten höheren Absatzes an emissionsfreien Lkw Deutschland ggü. der EU) stattfindet. Da im Jahr 2040 europaweit ein sehr hoher Absatz an emissionsfreien Lkw in der gesamten EU erreicht werden muss, wird für die Modellierung für das Jahr 2040 nur noch eine Übererfüllung in Deutschland von 5 Prozentpunkten gegenüber dem europäischen Durchschnitt angenommen.

³³ Deutschland: ZEV-Neuzulassungsanteil von 68 %; EU: ZEV-Neuzulassungsanteil von 48,5 %

Abbildung 6: Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionsminderungen bei neuen schweren Nutzfahrzeugen in Deutschland aufgrund der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge



Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut

Aus den genannten Annahmen ergibt sich für die Modellierung die in Abbildung 6 gezeigte Entwicklung für die mindestens in der Modellierung zu erreichenden CO₂-Emissionsminderungen bei neuen Lkw. Da die Regulierung über verschiedene Typen an schweren Nutzfahrzeugen wirkt, ist die Darstellung als eine relative Minderung gegenüber den Neufahrzeugemissionen der Regulierungsperiode 2019 dargestellt.

6.4 Berücksichtigung verschiedener Energieträger in der Modellierung

6.4.1 Erneuerbare Kraftstoffe und die THG-Quote

In der Modellierung der THG-Quote³⁴ werden die zum Zeitpunkt der Modellierung im November 2025 gültigen, im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und den für die THG-Quote relevanten Bundesimmissionsschutzverordnungen (BImSchV) enthaltenen Quotenanforderungen (z. B. THG-Emissionsminderung, energetische Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe) und Anrechnungsregeln (z. B. Multiplikatoren für die Energiemenge bei einigen Erfüllungsoptionen, Anrechnungsgrenzen für Erfüllungsoptionen) bis zum Jahr 2030 eingehalten. Hinzu kommt eine Überprüfung im Modell darüber, inwieweit die Anforderungen für den gesamten Verkehr der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED³⁵) in Bezug auf die THG-Emissionsminderung bzw. erneuerbaren Energie-Anteil sowie der

³⁴ Die THG-Quote bezieht den Straßenverkehr sowie die Kraftstoffe im Schienenverkehr mit ein.

³⁵ Renewable Energy Directive – (EU) 2023/2413

Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe und erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO³⁶) eingehalten werden. Dafür findet eine Verknüpfung zu den EU-Regulierungen ReFuel EU-Aviation³⁷ und FuelEU Maritime³⁸ statt, da diese auf die Kraftstoffzusammensetzung im Flugverkehr und der Seeschifffahrt wirken und damit einen Einfluss auf die Zielerfüllung der Vorgaben der RED haben.

In der Modellierung gelten für die Abbildung möglichst aktueller Entwicklungen die folgenden Prämissen:

- ▶ Für das Quotenjahr 2024 weisen die vorläufigen Monitoring-Daten für die THG-Quote (Generalzolldirektion (GZD) 2026) einen für die zukünftigen Jahre in der THG-Quote nutzbaren Emissionsminderungsüberschuss von 6,7 Mio. t CO₂-Äq. auf. Diese stehen für die Zielerfüllung in den Folgejahren mit Ausnahme der Jahre 2025 und 2026³⁹ zur Verfügung. Die Emissionsminderungsüberschüsse werden in den Jahren 2027, 2028 und 2029 für die Einhaltung der THG-Quote eingesetzt, so dass für die Einhaltung der THG-Quote in diesen beiden Jahren weniger erneuerbare Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden als in der THG-Quote zur Einhaltung der Ziele eingesetzt werden. Die bestehenden Überschüsse für die Unterquote fortschrittlicher Biokraftstoffe sind in der Modellierung ebenfalls berücksichtigt. Die Mindestanforderung für fortschrittliche Biokraftstoffe wird in den Jahren 2027 und folgende allerdings auch ohne Anrechnung der bisherigen Übererfüllung eingehalten.
- ▶ Die Modellierung geht davon aus, dass zukünftig keine Übererfüllung der THG-Quote stattfindet, da die benötigten erneuerbaren Kraftstoffmengen durch das Ansteigen der THG-Quote tendenziell ansteigen und eine Übererfüllung dadurch weniger wahrscheinlich wird.
- ▶ Für die weitere Parametrisierung (Nutzungsreihenfolge der verschiedenen Erfüllungsoptionen der THG-Quote, Preise im THG-Quotenhandel bzw. für ReFuelEU Aviation) wird auf das Instrumentenpapier der Projektionen 2026 verwiesen (Moosmann et al., 2026). Die Berechnung der THG-Emissionsminderung in der Logik der THG-Quote findet anders als in der Inventarlogik der Emissionsberichterstattung und des Bundes-Klimaschutzgesetzes auf Basis einer Well-to-Wheel-Betrachtung statt. Die für die einzelnen Erfüllungsoptionen hinterlegten Emissionswerte sind die folgenden:
 - ▶ Die Emissionswerte für Diesel und Benzin aus Biokraftstoffen aus Futter- und Nahrungsmitteln (22 bzw. 9 g CO₂-Äq./MJ), für Biokraftstoffe (Diesel) nach Anhang IX Teil B (22 g CO₂-Äq./MJ), für fortschrittliches Biogas (-66 g CO₂-Äq./MJ) und für fortschrittliche, flüssige Biokraftstoffe (8,1 g CO₂-Äq./MJ) sind aus dem aktuellsten Reporting Deutschland im Rahmen der Fuel Quality Directive und dem zum Zeitpunkt der Modellierung aktuellsten Erfahrungsbericht zur Biomassenutzung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung abgeleitet (European Environment Agency (EEA) 2025b; Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) 2025).
- ▶ Die Entwicklung der THG-Emissionen des Stromsystems entspricht der in den Projektionen 2025 (MMS) bestimmten Entwicklung des Stromsystems.

³⁶ Renewable Fuels of Non-Biological Origin

³⁷ (EU) 2023/2405

³⁸ (EU) 2023/1805

³⁹ Die THG-Quote lässt für die Jahre 2025 und 2026 keine Zielerfüllung mit Überschüssen aus den Vorjahren zu.

- ▶ Für RFNBO werden für Wasserstoff 6 g CO₂-Äq./MJ, für Methan 8,5 g CO₂-Äq./MJ und für flüssige Kraftstoffe 10 g CO₂-Äq./MJ als Emissionswert aus (z. B. Biemann et al., 2024; Buffi et al., 2024) abgeleitet.
- ▶ Die angegebenen Emissionswerte bleiben über den Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 konstant.

Die Nutzung der erneuerbaren Kraftstoffe und die THG-Quote besitzen zudem Effekte auf die Kraftstoffpreise und die Kosten der Fahrzeugnutzung. Diese hängen maßgeblich von der für die Modellierung hinterlegten Kosten für die Inverkehrbringer zur Zielerfüllung der THG-Quote ab, die diese an die Kraftstoffhersteller und THG-Quote-Prämie-Intermediäre für die Besitzenden von batterieelektrischen Fahrzeugen aufbringen müssen. Auf Basis der Preise für den THG-Quotenhandel (siehe Moosmann et al. (2026)) ergeben sich für die Modellierung die folgenden Effekte:

- ▶ Batterieelektrische Fahrzeuge erhalten entsprechend der angenommenen jährlichen Lademenge für das nicht-öffentliche Laden (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz [BMUV], 2023) und entsprechend ihrer Fahrzeugklasse eine jährliche THG-Prämie, die sich aus der eingesparten Menge an THG-Emissionen auf Basis der THG-Quoten-Logik und den im Instrumentenpapier genannten Preisen für die in der Anrechnung auf die THG-Quote nicht begrenzten Erfüllungsoptionen ergibt. Dabei ist pauschal ein 15 %iger Abschlag als Marge und Aufwand der Intermediäre im THG-Quoten-Handel von den erzielten Erlösen im THG-Quoten-Handel abgezogen.
- ▶ Es wird angenommen, dass die Hersteller erneuerbarer Kraftstoffe beim Verkauf ihrer Kraftstoffe an die Inverkehrbringer mindestens den Preis erzielen, der für die fossilen Kraftstoffe entsteht (d. h. Großhandelspreis + CO₂-Kosten). Für die erneuerbaren Kraftstoffe werden Produktionskosten der Kraftstoffe (inklusive Marge) aus Brown et al. (2020), Rademaekers et al. (2021), Statista (2024) und (Kemmler et al. 2026) abgeleitet bzw. übernommen und zudem einberechnet, dass die Kraftstoffe einen Erlös in der THG-Quote erzielen (siehe Tabelle 17). Liegen die Produktionskosten (inklusive Marge) abzüglich des Erlöses in der THG-Quote über den fossilen Kraftstoffkosten, liegt der Einkaufspreis für die Inverkehrbringer der erneuerbaren Kraftstoffe bei diesen berechneten Kosten. Im entgegengesetzten Fall müssen die Inverkehrbringer den Preis für die fossilen Kraftstoffe (inklusive CO₂-Preis) aufbringen, um diese im Verkehrssektor einsetzen zu können.
- ▶ Für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen entstehen durch die Erfüllung der THG-Quote Kosten (siehe Tabelle 17). Für diese Kosten wird die Annahme getroffen, dass sie bis zum Jahr 2030 vollständig auf die Flüssigkraftstoffe umgelegt werden. Nach dem Jahr 2030 steigt der Anteil der Quotenerfüllung durch die THG-Emissionsminderung aus der Strom- und RFNBO-Wasserstoffnutzung immer weiter an. Es wird daher davon ausgegangen, dass nach 2030 ein immer geringerer Anteil der Kosten für die Einhaltung der THG-Quote auf die Flüssigkraftstoffe umgelegt wird. Auch ist davon auszugehen, dass der Anteil an Ladepunkten und der Wasserstoffproduktion, die von den Inverkehrbringern selbst betrieben bzw. finanziert werden, über die Zeit immer weiter ansteigt. In der Modellierung wird daher angenommen, dass im Jahr 2035 noch ein Drittel der Kosten für die THG-Quote auf die Kraftstoffe umgelegt wird. In den Jahren 2040 bzw. 2050 wird die Umlage auf Flüssigkraftstoffe von 10 % bzw. 0,25 % der Kosten zur Einhaltung der THG-Quote angenommen.

Informationen zu den Annahmen der erneuerbaren Kraftstoffnutzung im Flugverkehr sind im Instrumentenpapier der Projektionen 2026 (Moosmann et al., 2026) zu finden.

6.4.2 Annahmen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur

Bei der Anschaffung neuer batterieelektrischer Pkw wird keine Restriktion explizit in Bezug auf die Ladeinfrastruktur angenommen. Diese Annahme resultiert aus den im Jahr 2025 beobachtbaren realen Reichweiten von Neuwagen sowie aus der beobachtbaren Auslastung öffentlich zugänglicher Ladepunkte. (NOW 2025; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2025). Auch für alle modellierten Jahre wird davon ausgegangen, dass für die steigende Anzahl batterieelektrischer Pkw ein ausreichendes Angebot an Ladeinfrastruktur bestehen wird (bedarfsgerechter Ausbau). Eine durch Konsumenten* Konsumentinnen wahrgenommene Hürde in Bezug auf die Ladeinfrastruktur wird – neben anderen Vorbehalten – im Modell über die Logit-Faktoren als verminderte Attraktivität vollelektrischer Pkw abgebildet. Die Logit-Faktoren werden jeweils für die aktuellen Neuzulassungsdaten eines Jahres kalibriert (European Environment Agency (EEA) 2025a; Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) 2025), damit die Neuzulassungen und die wahrgenommene Attraktivität der Antriebe aus möglichst aktuellen, realen Neuzulassungsdaten abgeleitet sind. Es wird angenommen, dass diese wahrgenommene Restriktion in Bezug auf die Ladeinfrastruktur – gemeinsam mit allen anderen Vorbehalten – bis zum Jahr 2030 vollständig abgebaut wird. Ab diesem Jahr sind batterieelektrische Pkw bei identischen Gesamtkosten (TCO) nicht weniger attraktiv als vergleichbare Benzin-Pkw.

Bei der Anschaffung neuer batterieelektrischer Lkw werden Restriktionen in Bezug auf die Ladeinfrastruktur angenommen. Die Festlegung dieser Restriktionen orientiert sich an der im Zusammenhang mit den CO₂-Flottenzielwerten für schwere Nutzfahrzeuge erwarteten ansteigenden Anzahl batterieelektrischer Lkw. Es wird angenommen, dass im Jahr 2030 für 40 % der im Modell hinterlegten Lkw-Fahrprofile keine Restriktionen in Bezug auf die Ladeinfrastruktur bestehen. Für diese Lkw-Fahrprofile kann bei jedem Halt (z. B. Beladung, Entladung, Lenkpause, Übernachtung) geladen werden. Der Anteil der Lkw-Fahrprofile ohne Restriktionen steigt im Jahr 2035 auf 65 %, im Jahr 2040 auf 85 % und im Jahr 2045 auf 95 %. Für die jeweils restlichen Fahrprofile wird angenommen, dass ein batterieelektrischer Lkw maximal einmal am Tag – in Ausnahmen maximal zweimal am Tag – geladen werden kann. Hierdurch sind – je nach Tagesfahrleistung und Reichweite – diese Profile nicht oder nur teilweise durch batterieelektrische Lkw fahrbar. Die angenommenen Restriktionen betreffen somit tendenziell Fahrprofile mit einer hohen Tagesfahrleistung.

6.4.3 Ladepreise für elektrische Fahrzeuge

In der Modellierung werden für das Laden von Pkw und Lkw unterschiedliche Ladepreise angesetzt. Im Folgenden wird auf die Ableitung der Preisannahmen eingegangen.

6.4.3.1 Annahmen für Pkw-Ladepreise

Für die Modellierung batterieelektrischer Pkw werden Endverbrauchspreise für das Laden der Fahrzeuge benötigt. Verlässliche Studien zur möglichen Fortschreibung der Ladestrompreise an öffentlichen Ladepunkten und dem Lademengenanteil für das öffentliche Laden sind uns nicht bekannt. Daher werden die für die Modellierung genutzten Ladestrompreise für das Jahr 2025 aus verfügbaren Quellen (beschrieben in den folgenden Abschnitten) selbst hergeleitet und über Annahmen für die Zukunft fortgeschrieben. Die öffentlich verfügbare Datenlage über das Laden und Ladestrompreise heute ist insgesamt gering: Betreiber veröffentlichen ihre realen Zahlungsdaten nicht, und es existieren keine belastbaren Erhebungen zu den tatsächlich im Alltag entrichteten Preisen an öffentlichen Ladepunkten. Für die Ableitung der heutigen Ladestrompreise mit den verfügbaren Daten wird ein zweistufiger Ansatz gewählt, der sowohl

auf Angebotspreisen als auch auf empirischen Nutzungsinformationen basiert und diese Informationen per eigenen Annahmen nutzbar macht.

6.4.3.1.1 Angebotspreise für Ladestrom

Im ersten Schritt werden die heutigen Angebotspreise jener neun Anbieter ermittelt, die laut einer Marktanalyse von ChargePlanner (2025) aktuell die höchsten Marktanteile aufweisen: EnBW, EWE Go, ChargePoint, Pfalzwerke, IONITY, Tesla Supercharger, Allego, ARAL pulse und Shell Recharge. Für jeden Anbieter wurden die jeweils relevanten Tarifstrukturen inklusive Grundpreise erhoben (Zeitpunkt: November 2025)⁴⁰ und für drei Verbrauchsprofile (Wenig-, Durchschnitts- und Vielverbrauchende⁴¹) in Euro pro Kilowattstunde umgerechnet. Für Wenigverbrauchende liegen die Preise etwas höher, für Vielverbrauchende etwas niedriger. Zudem erfolgte eine Differenzierung nach Abo- und Ad-hoc-Tarifen. Für die Ad-hoc-Tarife wurden für die genannten Anbieter stichprobenhaft 10 Ladestandorte in verschiedenen Regionen Deutschlands ausgewählt und darüber ein mittlerer Ad-hoc-Ladepreis je Anbieter ermittelt. Eine Differenzierung zwischen verschiedenen Ladegeschwindigkeiten erfolgt in der Ableitung der Ladestrompreise nicht, da uns keine Nutzungsdaten über die jeweiligen Anteile der Lademengen vorliegen und sich die Preise für das öffentliche Laden mit verschiedenen Ladeleistungen nur geringfügig unterscheiden.

Die ermittelten Angebotspreise inkl. Mehrwertsteuer für öffentliches Laden für tarifgebundenes Laden liegen in der Spanne von 0,45 – 0,70 Euro pro kWh; für das Adhoc-Laden liegt die Preisspanne bei 0,58 – 0,79 Euro pro kWh. Für die weitere Ableitung der Ladestrompreise werden die für die jeweiligen Anbieter ermittelten Angebotspreise entsprechend des Marktanteils der Anbieter gemittelt. Für das Laden zu Hause und beim Arbeitgeber gehen wir von den Haushaltsstrompreisen aus.

6.4.3.1.2 Nutzungsinformationen zum Laden

Im zweiten Schritt werden die nach Verbrauchsprofil und Zahlungsvariante differenzierten Preisdaten mit Umfragedaten der Public Charging USCALE-Studie 2025 (UScale GmbH 2025) verknüpft, in der E-Auto-Fahrende unter anderem zu ihrem Ladeverhalten befragt wurden. Die Umfragedaten werden dafür gewichtet, um eine repräsentative Abbildung der Nutzerschaft von Elektrofahrzeugen abzubilden. Die Gewichtung – basierend auf Merkmalen wie Geschlecht, Alter und Einkommen – orientiert sich dabei an den aktuellen Daten der Mobilität in Deutschland (Bundesanstalt für Straßen- und Verkehrswesen (BAST) 2025). Aus der Umfrage wird abgeleitet, wie häufig und welche Lademengen⁴² Personen zu Hause/beim Arbeitgeber bzw. unterwegs laden und welcher Anteil der öffentlichen Ladevorgänge ad-hoc erfolgt. Anhand der angegebenen öffentlichen Lademengen (Verbrauchsprofile) werden die befragten E-Auto-Fahrenden den entsprechenden Angebotspreisen zugeordnet. Das Laden auf der Arbeit wird dabei dem Laden zu Hause gleichgesetzt. Zudem wird zwischen Dienstwagenfahrenden und Privat-Pkw-Besitzenden unterschieden, da sich durch die Übernahme der Energiekosten durch den Arbeitgeber Unterschiede in den Ladeprofilen ergeben können.

⁴⁰ Reduzierte Preise bei EnBW ab 01.12.2025 bereits berücksichtigt. Die Pfalzwerke überarbeiten ihren Ladestromtarif aufgrund eigener Aussage und werden daher nur zum Adhoc-Laden berücksichtigt.

⁴¹ Die Verbrauchsprofile orientieren sich am Pricing-Modell des Marktführers ENBW. Wenigverbrauchende: 200 km monatlich (empfohlen bis 300 km); Durchschnittsverbrauchende: 450 km monatlich (empfohlen 300 bis 600 km); Vielverbrauchende: 900 km monatlich (empfohlen ab 600 km). Bei diesen Profilen ist zu beachten, dass sich die angegebenen Fahrzeugkilometer „nur“ auf die öffentlich geladenen „Fahrkilometer“ beziehen.

⁴² Für die Herleitung haben wir angenommen, dass zwischen den Fahrzeugnutzenden keine systematischen Unterschiede im Energieverbrauch der elektrischen Fahrzeuge bestehen.

6.4.3.1.3 Ableitung der Ladestrompreise für die Nutzung in den Projektionen 2026

Durch die Kombination aus Ladeverhalten und Anbieterpreisen kann für das Jahr 2025 abgeschätzt werden, welche Kosten pro geladener Energiemenge im Durchschnitt anfallen. In Tabelle 26 werden die wichtigsten Ergebnisse aus der Analyse der Umfragedaten aufgeführt. Elektrofahrzeuge, die privat genutzt werden, werden bezogen auf die Lademenge zu 37 % öffentlich geladen. Dabei geben 21 % der Befragten an, bevorzugt ad-hoc zu laden. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher öffentlicher Nettoladepreis von 0,49 Euro/kWh. In Kombination mit einem Heimpladepreis von netto 0,32 Euro/kWh ergibt sich für private E-Pkw ein kombinierter durchschnittlicher Nettoladepreis von 0,38 Euro/kWh. Für Dienstfahrzeuge liegt der durchschnittliche Ladepreis auf einem nahezu identischen Niveau. Einerseits bevorzugen mit 25 % geringfügig mehr Dienstfahrzeugnutzende das teurere Ad-hoc-Laden, andererseits ist der Anteil der Vielverbrauchenden deutlich größer, wodurch Abos mit niedrigeren kWh-Preisen in Anspruch genommen werden können. Der auf die Lademenge bezogene Anteil am öffentlichen Laden ist bei Dienstfahrzeugen mit 38 % fast genauso hoch wie bei Privatfahrzeugen. Dienstfahrzeuge werden zwar seltener zu Hause geladen (34 %) als Privatfahrzeuge (51%), jedoch werden sie dafür deutlich häufiger auf der Arbeit geladen (28 %) als Privatfahrzeuge (12 %), sodass der Anteil des öffentlichen Ladens nahezu identisch ist.

Tabelle 26: Ergebnisse (Jahr 2025) für die Ableitung der Ladestrompreise für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge

Parameter	Privat zugelassene Fahrzeuge	Gewerblich zugelassene Fahrzeuge	Gesamt
Anteil öffentlich geladener Energiemenge	37 %	38 %	37 %
Befragte, die Adhoc-Laden beim öffentlichen Laden bevorzugen	21 %	25 %	24 %
Nettoladepreis pro kWh	0,38 €	0,39 €	0,38 €
Öffentlicher Nettoladepreis pro kWh	0,49 €	0,49 €	0,49 €
Nettoladepreis für Heimpladung pro kWh	0,32 €	0,32 €	0,32 €

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der im Text genannten Quellen

Da die Unterschiede zwischen Dienstwagenfahrenden und den Nutzenden von Privat-Pkw so gering sind, nehmen wir für die Modellierung der Projektionen 2026 an, dass es keine Unterschiede zwischen diesen beiden Nutzendengruppen gibt. Da keine verlässlichen Studien zur Fortschreibung von Ladestrompreisen an öffentlichen Ladepunkten existieren und diese sich aus der jeweiligen Marktsituation ergeben werden, arbeiten wir für die Fortschreibung bis zum Jahr 2050 mit Annahmen. Das gleiche gilt für die Entwicklung des Anteils des Ladens an öffentlicher Ladeinfrastruktur. Für die Projektionen 2026 treffen wir für die Entwicklung der Ladestrompreise daher die folgenden Annahmen:

- Die Ladepreise an öffentlichen Ladepunkten sinken bis zum Jahr 2030 durchschnittlich auf 0,41 Euro(2024) pro kWh. Dies entspricht einem Bruttoladestrompreis von 0,49 Euro(2024) pro kWh. Diese Annahme geht darauf zurück, dass derzeit ein Trend zu erkennen ist, dass vor allem regionale Ladestromanbieter an beispielsweise Super- und Baumärkten das Ad-hoc-Laden vermehrt zu einem Bruttopreis unter 0,50 Euro pro kWh anbieten (Günstig Ad-

hoc-Laden 2026). Bei steigenden Beständen an batterieelektrischen Fahrzeugen ist davon auszugehen, dass die Auslastung der Ladeinfrastruktur kontinuierlich steigt und auch nach dem Jahr 2030 die Ladestrompreise weiter sinken. Als Annahme setzen wir an, dass im Jahr 2050 ein durchschnittlicher Nettoladestrompreis von 0,33 Euro(2024) pro kWh (brutto:0,39 Euro(2024)/kWh) erreicht wird.

- ▶ Mit einer steigenden Durchdringung elektrischer Pkw im Bestand ist davon auszugehen, dass die Pkw-Nutzenden mit der Möglichkeit der Heimladung zurückgehen. Auch bei Dienstfahrzeugen ist davon auszugehen, dass zunächst solche Nutzungsprofile elektrifiziert werden, die einen hohen Anteil der günstigen Beladung am Arbeitsplatz leicht ermöglichen. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass der Anteil der öffentlich geladenen Lademengen bis zum Jahr 2050 kontinuierlich bis zum Jahr 2050 ansteigt. Als Annahme wird gesetzt, dass der Anteil des öffentlichen Ladens im Jahr 2050 50 % beträgt.

6.4.3.2 Annahmen für Lkw-Ladepreise

Bei der Ladung von Lkw wird für die Ermittlung der Ladepreise ebenfalls zwischen dem nicht-öffentlichen Laden (Depotladen) und dem öffentlichen Laden unterschieden. Anders als bei Pkw wird jedoch nicht eine übergreifende Annahme für alle Fahrzeuge hinterlegt; es wird stattdessen eine kostenoptimierte Ladestrategie für die im Modell hinterlegten Nutzungsprofile der Lkw angenommen, d. h. für jedes Nutzungsprofil wird in Abhängigkeit der Reichweite der batterieelektrischen Fahrzeuge eine möglichst kostenoptimierte Ladestrategie hinterlegt.

Für das Laden batterieelektrischer Lkw liegen bisher keine repräsentativen Informationen zu spezifischen Ladepreisen vor. Aus Expertengesprächen mit Betreibern von Ladeinfrastruktur wurden im Forschungsvorhaben StratES (Göckeler et al., 2023) die folgenden Preisrelationen für verschiedene Ladeoptionen abgeleitet, die der Modellierung in diesem Vorhaben zugrunde liegen:

- ▶ Für das Depotladen wird angenommen, dass die Lkw-Betreiber die Strompreise nutzen können, die im Endverbrauchspreisepapier (Kreidelmeyer und Kemmler 2025) der Projektionen 2025 für den GHD-Sektor angenommen werden. Hinzu kommt ein 5 %iger Kostenaufschlag für Infrastruktur und Netzanschluss.
- ▶ Für die Ladung über Nacht mit vergleichsweise niedrigen Ladeleistungen wird ein Aufschlag von 25 % zu den Strompreisen im Depot angenommen.
- ▶ Für das Laden mit Ladeleistungen von 350 kW liegt der Preisauflschlag bei 75 % zu Depotladen; beim Megawatt-Charging mit einer Ladeleistung von bis zu 1 MW liegt der angenommene Preisauflschlag bei 100 %.

7 Landwirtschaft

Grundlage für die Annahmen zu Entwicklungen des Agrarsektors bis 2034 bildet die Thünen-Baseline 2024-2034 (Haß et al., 2024). Für die Projektionen 2026 wurden diese Annahmen aktualisiert, um den ab 2025 geltenden Wegfall der verpflichtenden Stilllegung von vier Prozent der Ackerfläche (GLÖZ 8) zu berücksichtigen. Einige Besonderheiten der Annahmen werden im Folgenden genauer erläutert:

Die landwirtschaftliche Flächennutzung wird an die Maßnahmenumsetzung im Bereich LULUCF und an die Wirkungen veränderter Tierzahlen (insbesondere Rinder) angepasst. Aufgrund der Ausweitung der Siedlungs- und Verkehrsfläche, der Waldfläche und der Freiflächen-Photovoltaik kommt es zu einer starken Abnahme der Ackerflächen, im MMS um etwa 0,65 Mio. ha bis 2050 (-5 % ggü. 2025).

Bis zum Jahr 2035 werden die Ertragsentwicklungen im Pflanzenbau aus der Thünen-Baseline übernommen und ab dem Jahr 2035 statisch fortgeschrieben. Aufgrund der Folgen des Klimawandels wird nicht mit weiteren Ertragssteigerungen gerechnet. Die Entwicklung der Milchleistung pro Kuh sowie die Anzahl der Ferkel pro Sau basieren auf Annahmen der Thünen-Baseline und werden ab 2035 statisch fortgeschrieben. Bis 2035 steigt die Milchleistung pro Kuh um 9,97 % und die Anzahl der Ferkel pro Sau um 5,97 % im Vergleich zum Jahr 2024.

Die Annahmen zum Rückgang der Tierbestände im Rind- und Schweinefleischsektor sind konsistent mit den Annahmen der Thünen-Baseline; sie sind auf einen beschleunigten Strukturwandel und geringere Investitionen in neue Haltungsanlagen zurückzuführen. Dies steht im Zusammenhang mit ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und höheren Kosten der Tierhaltung infolge steigender Umwelt- sowie Tierschutzanforderungen. Dieser Trend wird durch die Projektionen „EU agricultural outlook for markets, income and environment, 2025-2035“ (European Commission (EC), DG Agriculture and Rural Development, 2023) der EU-Kommission bestätigt. Ab dem Jahr 2035 werden diese Annahmen statisch fortgeschrieben. Bei Rindern kommt es – auch nach 2035 – zu einem weiteren, leichten Bestandsabbau aufgrund der Wiedervernässung von Futterflächen auf Moorböden bis 2050.

Die N-Mineraldüngermenge wird über den Inlandsabsatz von N-Mineraldünger in Tonnen Reinnährstoff erfasst. In den Jahren seit 2015 (Ausnahme: 2020) hat die N-Mineraldüngermenge sehr stark abgenommen. Im MMS wird davon ausgegangen, dass sich der seit 2015 zu beobachtende Trend zu stark sinkenden N-Mineraldüngermengen nicht weiter fortsetzt. Die für das Jahr 2030 projizierte N-Mineraldüngermenge liegt nach diesen Annahmen ohne die Maßnahmen des MMS, die erst nach dem Jahr 2020 implementiert werden (CBAM, Ausweitung Ökolandbau), auf dem Niveau der N-Mineraldüngermenge im Mittel der Jahre 2020 bis 2022.

Für die Projektionen 2026 wird – abweichend von den mit dem BMEL abgestimmten Annahmen zur Thünen-Baseline – die auf EU-Ebene beschlossene Einführung eines CO₂-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) berücksichtigt. Der CO₂-Grenzausgleich soll eine Abwanderung energieintensiver, vom EU EHS 1 besonders betroffener Industrien verhindern und es ermöglichen, klimapolitisch bedingt erhöhte Produktionskosten auf die Nachfrage zu überwälzen. Für die Preise für chemisch-synthetische Stickstoffdünger wird vor diesem Hintergrund im MMS eine Preiserhöhung in Höhe der CO₂-Kosten der Produktion für EHS-Zertifikate und die Auswirkungen auf den Stickstoffdüngerabsatz berücksichtigt. Die Preiserhöhung für chemisch-synthetische Stickstoffdünger entspricht etwa 99 %. Im Agrarsektormodell CAPRI führen die erhöhten N-Düngemittelpreise durch modellendogene Anpassungen zu einer Reduktion der eingesetzten N-Düngermenge.

Der Ausbau des Ökologischen Landbaus auf 15 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche wird im Modell CAPRI abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die Struktur des Ökolandbaus auch bei weiterem Ausbau erhalten bleibt wie in der Vergangenheit beobachtet (z. B. hoher Flächenanteil an Dauergrünland und Klee grasanteil, geringere Tierbesatzdichten mit Schwerpunkt Rinderhaltung). Wichtigster Faktor für die Emissionsminderung ist der Verzicht auf chemisch-synthetische N-Düngemittel.

Der Anteil flüssiger Wirtschaftsdünger, die mit Injektions- und Schlitztechnik ausgebracht werden, wird entsprechend des zunehmenden Trends zwischen 2010 und 2020 fortgeschrieben.

Die Menge an Wirtschaftsdüngern, die in Biogasanlagen vergoren wird, wird im MMS auf Basis des Jahres 2024 statisch fortgeschrieben.

Der Einsatz von Energiepflanzen in Biogasanlagen geht zurück. Die zugrunde liegenden Annahmen basieren auf der Thünen-Baseline 2024–2034. Es wird angenommen, dass die Änderung des EEG zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung vom Februar 2025 nicht zu einer Ausweitung der Biogasproduktion führt. Zwar wurde das Ausschreibungsvolumen für Biogasanlagen für die nächsten Jahre erhöht, es gelten jedoch hohe Anforderungen an die Flexibilisierung der Stromerzeugung. Die Auslastung der installierten Leistung wird deshalb zurückgehen. Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der EEG-Ausschreiben der vergangenen Jahre mit geringen oder ohne Gebote wird angenommen, dass die Biomethanproduktion stagniert. Für das Jahr 2030 wird von einer Minderung der eingesetzten Energiepflanzen ggü. 2024 um ca. 50 % und für 2035 um 80 % ausgegangen. Nach 2035 wird der Energiepflanzenanbau für Biogasanlagen statisch fortgeschrieben. Diese Annahme führt zu einer starken Verringerung der N-Düngung aus Biogas-Gärresten, was eine Reduktion der Lachgasemissionen bewirkt.

Die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sind in den Jahren 2022 und 2023 bereits in den Ex-post-Daten enthalten. Diese betreffen nicht nur die Preise für landwirtschaftliche Erzeugnisse, sondern auch für Vorleistungen wie N-Dünger und Futtermittel. Die aktuell beobachteten, kurzfristig eingetretenen Wirkungen werden nicht fortgeschrieben.

7.1 Energiebedingte Emissionen

Neben der Wirkung des Bundesprogramms zur Förderung der Energieeffizienz und CO₂-Einsparungen wirken noch andere Instrumente auf die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft. Die Instrumente des Gebäudesektors haben auch Auswirkungen auf den Energieverbrauch des stationären Wärmeeinsatzes in der Landwirtschaft, während die Instrumente des Verkehrssektors Auswirkungen auf den Kraftstoffeinsatz der Land- und Forstwirtschaft haben.

7.1.1 Stationärer Wärmeverbrauch

Da neben Stallgebäuden und Gewächshäusern auch landwirtschaftliche Nutz- und Wohngebäude auf den Betrieben vorhanden sind, können auch Fördermaßnahmen aus dem GHD-Sektor wirken. Zusätzlich können Förderprogramme zum Ausbau der Erneuerbaren, z. B. Investitionszuschüsse für Wärmepumpen und Solarthermie oder Biomassekessel, in Anspruch genommen werden. Auf Grund fehlender Daten ist die Abschätzung der Entwicklung schwierig. Daher orientieren sich die Annahmen an der Entwicklung des GHD-Sektors. Dafür werden folgende Annahmen getroffen:

- ▶ Der Sanierungspfad für landwirtschaftliche Nutz- und Wohngebäude folgt dem Sanierungspfad des GHD-Sektors.
- ▶ Die Förderung der Energieeffizienz im Bereich Gewächshäuser, Stallheizungen, Trocknungsanlagen erfolgt über die eingesetzten Fördermittel aus dem Bundesprogramm zur Förderung der Energieeffizienz und CO₂-Einsparung aus Landwirtschaft und Gartenbau.
- ▶ Der Einsatz von erneuerbaren Energien für den stationären Wärmeverbrauch folgt grundsätzlich dem Pfad des GHD-Sektors. Allerdings können die Entwicklungen nicht 1:1 übernommen werden, auf Grund der Besonderheiten des Landwirtschaftssektors (Wohnlage zum Teil außerhalb der Siedlungen, alte große Gebäude, geringerer Anschluss an Gas- und Wärmenetze). Daher werden einzelne Anpassungen vorgenommen:
 - Für die Entwicklung der Nutzung fester Biomasse wird der Prozentanteil am gesamten stationären Energieverbrauch von 2025 konstant fortgeschrieben. Durch den sinkenden Energieverbrauch insgesamt sinkt auch der absolute Verbrauch von fester Biomasse und Biogas.
 - Die Entwicklung des Biogases ist an die Entwicklung des Biogas-Einsatzes im Stromsektor gekoppelt und es wird die %-Änderung aus dem PowerFlex-Modell übernommen.
 - Für die Entwicklung von Fernwärme und Solarthermie bzw. Solarluftkollektoren (für Trocknungsanlagen) wird die prozentuale Entwicklung aus dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) übernommen und damit der aktuelle Verbrauch 2024 des Landwirtschaftssektors fortgeschrieben.
 - Für die Nutzung von Umweltwärme (Wärmepumpen) und Wasserstoff werden die Anteile aus dem GHD Sektor verwendet und auf Grund der spezifischen Besonderheiten des Landwirtschaftssektors mit einem Korrekturfaktor von 25% versehen. Damit steigt der Anteil der Wärmepumpen am Energieverbrauch bis 2045 auf 9 %. Der Wasserstoffeinsatz spielt für den GHD-Sektor keine Rolle.

7.1.2 Mobile Nutzung

Neben der Reduktion des Kraftstoffeinsatzes durch die Verbesserung der Energieeffizienz wird die Dekarbonisierung über den Einsatz alternativer Antriebe erfolgen. Während in der Innenwirtschaft elektrische Fahrzeuge wie z. B. Hoflader bereits verfügbar sind, bestehen große Herausforderungen in der Außenwirtschaft (z. B. Mähdrescher, Pflüge), wo lange Einsatzzeiten und hohe Leistungen erforderlich sind. Die Erbringung dieser Leistungen über alternative Antriebstechnologien ist teilweise schwierig (siehe Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft [KTBL], 2023). Daher bleibt zu erwarten, dass auch zukünftig ein Großteil der Fahrzeuge mit flüssigen Kraftstoffen fahren wird. Neben den fossilen Kraftstoffen kommen durch die THG-Quote Biokraftstoffe und PtL ins System. Die Landwirtschaft bezieht ihre Kraftstoffe direkt von Tankstellen oder Kraftstoffhändlern, wodurch der dort bereitgestellte Kraftstoffmix auch im Landwirtschaftssektor zur Anwendung kommt.

Folgende konkrete Annahmen werden für die Modellierung der mobilen Nutzung getroffen:

- ▶ Die Entwicklung von Biokraftstoffen und PtL folgt den Anteilen des im Verkehrssektor ermittelten flüssigen Kraftstoffmixes. Es bestehen Unsicherheiten, inwieweit sich der Kraftstoffmix der Landwirtschaft von dem an der Tankstelle verfügbaren Kraftstoffmix unterscheidet, da die landwirtschaftlichen Betriebe in der Regel direkt beliefert werden und

eine eigene Hoftankstelle haben. Daher wird vereinfachend der Kraftstoffmix des Verkehrssektors hinterlegt.

- ▶ Für den Einsatz von Wasserstoff werden die Anteile aus dem Verkehrssektor übernommen. Da der Anteil der Landmaschinen aber überschaubar ist und Unsicherheiten bestehen, in welche Richtung sich die alternativen Antriebstechnologien entwickeln, wird der Verkehrsanteil mit einem Korrekturfaktor von 50 % belegt.
- ▶ Auch im Landwirtschaftssektor ist eine Elektrifizierung zu erwarten. Dies ist vor allem im Bereich der Innenwirtschaft umsetzbar, wo auch kleinere Maschinen zum Einsatz kommen (z. B. bei der Entmistung). Nach Abschätzung des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) könnte zukünftig ein Anteil von bis zu 30 % (KTBL, 2023) am gesamten Energieeinsatz aus der mobilen Nutzung elektrifiziert werden. Im Modell folgt die Entwicklung der Elektrifizierung bis zum Jahr 2030 den Förderdaten aus dem Energieeffizienzprogramm, ergänzt um einen Aufschlag von 20 % zur Abbildung einer förderunabhängigen Referenzentwicklung, da erwartet wird, dass auch schon bis 2030 ein Teil der Investitionen in elektronische Antriebe ohne Förderung erfolgt. Die angenommenen 20 % orientieren sich an der in den KTF-Evaluierungen angewendeten Brutto-/Netto-Abgrenzung dieser Maßnahme, bei der Referenzentwicklung und Mitnahmeeffekte berücksichtigt werden. Nach 2030 folgt die Entwicklung dem Trend der vorhandenen Absatzzahlen. Bei konstanter Fortschreibung der Neuzulassungen entspricht die Entwicklung der Elektrotraktoren damit folgenden Anteilen: in 2030: 2,1% an den Neuzulassungen unter 50 kw und keine Neuzulassungen über 50 kw, bis 2040 8,4% an den Neuzulassungen unter 50 kw und 6,5% zwischen 50 und 90 kw, für 2045 jeweils 22% der Neuzulassungen.

8 Abfallwirtschaft

Für die Berechnung der projizierten Emissionen des Abfallsektors werden folgende Annahmen getroffen:

8.1 Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien

Durch die Förderung für kommunale Klimaschutz-Modellprojekte im Rahmen der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK], 2021) ist die Förderung der Deponiebelüftung von größeren Deponien mit Einsparpotenzialen von jeweils ca. 19.600 t CO₂-Äq. pro Jahr möglich. Zusätzlich wird bis Ende Dezember 2027 durch die Kommunalrichtlinie die optimierte Sammlung der Gase auf Deponien gefördert, wodurch eine Verbesserung der bestehenden Gaserfassung um mindestens 25 % erreicht werden soll. Ab dem 1. März 2026 ist eine optimierte Gaserfassung laut dem Bundeseinheitlichen Qualitätsstandard 10-1 („Deponiegas“)⁴³ vorgeschrieben.

Der Berechnung dieser Maßnahme liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- ▶ In der Modellierung wird angenommen, dass bis zum Jahr 2029 pro Jahr sieben Projekte mit jährlichen Einsparpotenzialen von 19.600 t CO₂-Äq. pro Deponie realisiert werden können. Weiterhin werden zwischen den Jahren 2030 und 2040 jährlich 3-4 Projekte realisiert.
- ▶ Für die optimierte Gaserfassung wird im Zeitraum bis 2030 mit sieben Projekten jährlich gerechnet (Minderungspotenzial pro Jahr ca. 2.000 t CO₂-Äq./Projekt), danach bis 2040 mit jährlich weiteren 3 bis 4 Projekten.

8.2 Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung

Der Berechnung der Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- ▶ Steigerung der getrennt erfassten Abfallmengen des Bioabfalls bis 2030 auf 6,5 Mio. t Biogut (heute 4,9 Mio. t)⁴⁴. Die Menge an getrennt gesammeltem Grüngut (heute 4,8 Mio. t) bleibt konstant unter der Annahme, dass diese nicht von Änderungen in der Bevölkerungszahl beeinflusst wird und auch nicht weiter durch Maßnahmen gesteigert werden kann. Darüberhinausgehende Mengen an Bioabfällen bleiben ebenfalls konstant.
- ▶ Reduktion der Lebensmittelabfälle bis 2030 von 94 kg/Person/Jahr um 14,1 kg/Person/Jahr. Das entspricht einer Reduktion um 15 % gegenüber dem Jahr 2022⁴⁵. Auch wenn Teile der Lebensmittelabfälle zukünftig weiterhin über den Restmüll entsorgt werden, wird für die Quantifizierung angenommen, dass die Reduktion der Lebensmittelabfälle Auswirkungen auf die Höhe des separat gesammelten Bioabfalls hat.

⁴³ https://www.laga-online.de/documents/bqs-10-1-deponiegas-2021-11-10-veroeffentlichte-endfassung-2022-03-01a_1657526591.pdf

⁴⁴ Basierend auf den Potenzialschätzungen aus der Studie „BioRest. Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem“ Fehrenbach et al. (2019) für Biogut und Grüngut aus dem BAU-Szenario für das Jahr 2030.

⁴⁵ Die durchschnittlichen Lebensmittelabfälle liegen für das Jahr 2022 bei 69 kg/Person/Jahr in den Haushalten, hinzu kommen ca. 25 kg/Person/Jahr aus der Außer-Haus-Verpflegung und dem Einzelhandel Eurostat (2025a). Eine Reduktion um 50 % bis zum Jahr 2030 würde insgesamt zu einer Reduktion um 47 kg/Person führen. Allerdings ist unsicher, ob die bestehenden Instrumente (Informationskampagnen, Dokumentation etc.) ausreichen, um eine solche Reduktion herbeizuführen. Daher wird für das Jahr 2030 mit einer 30 %-igen Zielerreichung gerechnet. Die hier genannten Zahlen weichen leicht von denen aus Moosmann et al. (2026) ab, da nach der Veröffentlichung eine Aktualisierung der Zahlen bei Eurostat stattgefunden hat.

Damit sinkt das Bioabfallaufkommen, das in biologischen Abfallbehandlungsanlagen behandelt wird.

- ▶ Anpassung der Emissionsfaktoren für die erweiterten Anlagenkapazitäten für die Abfallvergärung in Folge technischer Verbesserungen (z. B. durch geringere CH₄-Leckageraten). Auf Basis von Cuhls et al. (2015) wird der Mittelwert für Vergärungsanlagen und Vergärungsanlagen mit Nachrotte angesetzt: 1.760 g CH₄/t Bioabfall im Jahr 2030 (heute 2.800 g CH₄/t Bioabfall, lineare Reduktion bis zum Zielwert), für N₂O bleibt der Wert bei 40 g N₂O/t Bioabfall.

8.3 Emissionen aus der Abwasserbehandlung

In der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) werden Maßnahmen zur Förderung klimafreundlicher Abwasserbewirtschaftung⁴⁶ gefördert. Die Mehrzahl der unter der entsprechenden Richtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative geförderten Projekte zielen jedoch vornehmlich auf den Energiebedarf der Abwasserbehandlung ab, welcher im Bereich GHD und damit außerhalb des Abfallsektors bilanziert wird. Nur wenige der geförderten Projekte wirken auf die direkt entstehenden Emissionen in der Abwasserbehandlung⁴⁷.

Basierend auf Daten zu Vorhaben im Förderbereich Abwasserbehandlung, welche durch den Projektträger ZUG zur Verfügung gestellt werden, wurden Einsparungen laufender und abgeschlossener Projekte ausgewertet und folgende Annahmen für die Projektion abgeleitet:

- ▶ Durchschnittliche Minderung pro Vorhaben (über die komplette Wirkdauer): 12,7 kt CO₂-Äq.
- ▶ Durchschnittliche Wirkdauer: 18 Jahre
- ▶ Für die Jahre 2026-2031 werden pro Jahr je weitere 5 Vorhaben genehmigt und umgesetzt.

⁴⁶ <https://www.klimaschutz.de/de/foerderung-der-nki/foerderprogramme/kommunalrichtlinie/massnahmen-zur-foerderung-klimafreundlicher-abwasserbewirtschaftung>

⁴⁷ Berücksichtigt werden die Maßnahmen „Vorklärung und Umstellung auf Faulung“, „Lagerung Faulschlamm“, „Klärschlammverwertung im Verbund“ und „Reduzierung von Stickstoffemissionen bei der Faulschlammbehandlung“.

9 LULUCF

Für den Sektor LULUCF wurde zunächst ein Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) erstellt. Im OMS werden Trends der Änderung der Flächennutzung und altersbedingte Trends im Wald fortgeschrieben. Darauf aufbauend wurden Szenarien modelliert, bei denen jeweils einzelne Maßnahmen zusätzlich einfließen, so dass deren Wirkung quantifiziert werden kann. Das MMS ist dann das Maßnahmenzenario, das alle jeweils abzubildenden Maßnahmen enthält.

Für die Projektion der zukünftigen Landnutzung wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeiten für Bruttolandnutzungsänderungen, die aus den letzten fünf Jahren (2019 bis 2024) der Zeitreihen der Emissionsberichterstattung für die Bundesländer (getrennt für organische Böden und Mineralböden) abgeleitet wurden, in Zukunft konstant sind. Wechsel zu terrestrischem Feuchtgebieten und Freiflächen-PV wurden im OMS ausgeschlossen und als vollständig maßnahmengetrieben modelliert. In der Brutto-Betrachtung der Landnutzungsveränderungen werden alle Änderungen betrachtet und nicht vor der Modellierung auf regionaler Ebene saldiert. Real werden die Wahrscheinlichkeiten der Landnutzungsänderungen durch ökonomische, rechtliche, politische und weitere Rahmenbedingungen beeinflusst. Dies kann bisher nicht modelliert werden, weil verfügbare Modelle im Allgemeinen nur die Nettolandnutzung modellieren, also nur den Saldo aus Brutto-Flächenveränderungen.

Bei der Modellierung der Emissionen aus organischen Böden werden (regionale) klimatische Wasserbilanzen aus dem RCP4.5-Szenario verwendet, bei der Modellierung von Bodenkohlenstoff in mineralischen Wald- und Ackerböden Temperatur und Niederschlag. Die Ensemble-Mitglieder des Szenarios erlauben auch eine Einschätzung der Sensitivität. Ein Verlust von organischen Böden (durch vollständige Mineralisierung) wird nicht modelliert, weil Daten zur zeitlichen Entwicklung der Fläche der organischen Böden für Deutschland nicht existieren.

Die Projektion bildet zukünftige Extremwetterereignisse nicht explizit ab. Für die Simulation der Waldentwicklung wurden drei verschiedene Varianten als Sensitivitäten gerechnet: ausgehend vom Ist-Zustand aus der BWI (Bundeswaldinventur) 2022 werden:

1. Veränderungen wie in der Periode zwischen der BWI 2012 und der Kohlenstoffinventur 2017 (optimistische Variante),
2. Veränderungen wie zwischen der Kohlenstoffinventur 2017 und der BWI 2022 (pessimistische Variante; enthält die Kalamitätsjahre seit 2018 in Teilen Deutschlands) und
3. Veränderungen wie zwischen der BWI 2012 und der BWI 2022 als "mittlere" Variante

angenommen. OMS und MMS basieren auf dieser "mittleren" Variante.

Maßnahmenbedingte Flächennutzungsänderungen zu Gehölzen, von Ackerland zu Grünland und die Wiedervernässung von Moorböden erfolgen unter der Annahme, dass die Umsetzung solcher dauerhaften Veränderungen auf freiwilliger Basis durch Flächenkauf oder durch Ausgleich von Bewirtschaftungsnachteilen und Wertverlusten der Flächen erfolgt. Bei Wiedervernässung wird angenommen, dass die Wirkungen aufgrund von Planungs- und Genehmigungsverfahren und notwendigen wasserbaulichen Investitionen erst fünf Jahre nach Sicherung der Flächen durch Kauf oder Ausgleich eintreten. Es wird angenommen, dass einmal begonnene Projekte umgesetzt werden können und nicht durch juristische Auseinandersetzungen verzögert werden. Für die Umsetzbarkeit von Maßnahmen zum Moorbodenschutz wird davon ausgegangen, dass Projekte dort umgesetzt werden, wo ausreichend Wasser für die Wiedervernässung zur Verfügung steht, vor allem aus Wasserbilanzüberschüssen im Winterhalbjahr. Für die Maßnahmen zum Moorbodenschutz werden in Abhängigkeit von Maßnahmen und

Flächennutzung Ausgangs- und Zielwasserstände definiert, die für die Berechnung der Emissionsminderung maßgeblich sind.

10 Sensitivitäten

Die Treibhausgas-Projektionen basieren auf einer Reihe zentraler Annahmen zu demografischen, ökonomischen, technologischen und strukturellen Entwicklungen. Für einzelne dieser Annahmen bestehen Unsicherheiten hinsichtlich ihrer zukünftigen Ausprägung und Dynamik. Abweichungen von den unterstellten Entwicklungen können sich entsprechend auf die projizierten Emissionspfade auswirken.

Zur Einordnung dieser Unsicherheiten werden ausgewählte Sensitivitäten betrachtet. In diesen werden zentrale Annahmen gezielt variiert, während alle übrigen Annahmen unverändert bleiben. Die Sensitivitäten ermöglichen es, die Bedeutung einzelner Annahmen für die Projektionsergebnisse sichtbar zu machen und die resultierenden Spannbreiten der Emissionsentwicklung abzuschätzen.

Die dargestellten Sensitivitäten dienen damit der analytischen Einordnung der Projektionsergebnisse und der Identifikation besonders wirkungsrelevanter Annahmen, ohne eigenständige Szenarien abzubilden.

10.1 Sektorübergreifende Sensitivitäten

10.1.1 Preisvariation ETS1

Es wird ein verzögerter Anstieg des CO₂-Preispfads im EU-ETS1 unterstellt (Verschiebung um drei Jahre). Die Sensitivität wird in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie gerechnet.

Ziel ist die Analyse, wie sich ein geringerer CO₂-Preisdruck auf die Auslastung fossiler Kraftwerke in der Energiewirtschaft sowie auf Dekarbonisierungsentscheidungen in der Industrie auswirkt.

Die Sensitivität quantifiziert die Veränderung der THG-Emissionen in diesen beiden Sektoren infolge eines veränderten Kohle-Gas-Spreads, angepasster Kraftwerkseinsatzentscheidungen sowie veränderter Investitionsanreize für emissionsarme Technologien. Die ausgewiesenen Emissionswirkungen sind sektorspezifisch zu interpretieren und nicht kumulativ.

10.1.2 Variation der Wasserstoffpreise

Es wird ein gegenüber dem MMS reduzierter Preis für grünen und blauen Wasserstoff angenommen. Die Sensitivität wird im Sektor Industrie (-40%, +15%) sowie im Sektor Verkehr gerechnet.

Untersucht wird, in welchem Umfang eine höhere Wettbewerbsfähigkeit wasserstoffbasierter Technologien zu veränderten Technologie- und Einsatzentscheidungen führt. Im Industriesektor betrifft dies insbesondere die Substitution fossiler Energieträger in der Prozesswärmeerzeugung sowie den Einsatz wasserstoffbasierter Produktionsverfahren. Im Verkehrssektor betrifft dies vor allem den Einsatz von wasserstoffbasierten Antriebssystemen.

Die Sensitivität quantifiziert die daraus resultierende Veränderung der THG-Emissionen in den beiden Sektoren. Die ausgewiesenen Emissionswirkungen sind sektorspezifisch zu interpretieren und nicht kumulativ.

10.1.3 Gaspreis (hoch)

Es wird ein höheres Erdgaspreisniveau gegenüber dem MMS unterstellt (+15%). Die Sensitivität wird im Sektor Industrie (dort auch -15%) sowie im Sektor Gebäude gerechnet.

Ziel ist die Analyse, ob steigende Gaspreise die Substitution von Erdgas durch Elektrifizierung, Effizienzmaßnahmen oder alternative erneuerbare Energieträger beschleunigen. Im Industriesektor betrifft dies insbesondere die Wahl zwischen gasbasierten und elektrifizierten bzw. wasserstoffbasierten Prozessen. Im Gebäudesektor betrifft es die Entscheidung zwischen gasbasierten Heizsystemen und erneuerbaren Wärmetechnologien.

Die Sensitivität quantifiziert die daraus resultierende Veränderung der THG-Emissionen in beiden Sektoren. Die Emissionswirkungen sind sektorspezifisch zu interpretieren und nicht kumulativ.

10.2 Energiewirtschaft

10.2.1 Verzögerter Infrastrukturausbau Strom

Es wird ein verzögerter Ausbau der Stromnetzinfrastruktur unterstellt. Konkret wird der netzbedingte Redispatchbedarf gegenüber dem MMS erhöht und über 2030 hinaus weiter ansteigend modelliert. Der Beitrag der Steinkohlekraftwerke zum positiven Redispatch bleibt dabei auf dem heutigen Niveau.

Ziel der Sensitivität ist die Analyse, in welchem Umfang ein verzögerter Netzausbau zu einer veränderten Kraftwerkseinsatzstruktur führt und dadurch zusätzliche fossile Stromerzeugung erforderlich wird.

Die Sensitivität quantifiziert die daraus resultierende Veränderung der THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft infolge erhöhter netzbedingter Eingriffe und einer entsprechend angepassten Stromerzeugung.

10.3 Gebäude

10.3.1 Einfluss der Investitionskosten von Wärmepumpen

Zur Bewertung der Relevanz der Investitionskosten für die Entscheidung zur Installation von Wärmepumpen werden Sensitivitätsanalysen mit niedrigeren Investitionskosten im Vergleich zum MMS durchgeführt.

Im Mittelpunkt steht die Frage, in welchem Umfang veränderte Investitionskosten die Verbreitung von Wärmepumpen im Wärmemarkt beeinflussen und damit die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor verändern. Die Sensitivität quantifiziert daher die Abweichung der THG-Emissionen gegenüber dem MMS-Szenario infolge einer veränderten Substitution fossiler Heizsysteme. Hierzu werden die Investitionskosten für Wärmepumpen gegenüber dem MMS in mehreren Stufen reduziert (20 %, 30 % und 50 %).

Es ist zu berücksichtigen, dass diese Sensitivitäten keine Lockerung ordnungsrechtlicher Vorgaben betrachten. Die Entscheidungen in Wärmepumpen bzw. erneuerbare Energien im Allgemeinen sind somit nicht ausschließlich von den Investitionskosten, sondern auch von Einschränkungen der verfügbaren Technologien durch ordnungsrechtliche Vorgaben, insbesondere der 65 %-Regel, abhängig. Zwischen der Kostenentwicklung und den regulatorischen Anforderungen bestehen Wechselwirkungen, die die Verfügbarkeit und Attraktivität der Technologien mitbestimmen.

10.4 Industrie

10.4.1 Produktionsmengen

Im Industriesektor wird eine Sensitivität zu den Produktionsmengen gerechnet. Gegenüber dem MMS wird ein höheres industrielles Produktionsniveau unterstellt. Die Variation des Produktionsniveaus entspricht der in Tabelle 27 (#1) dargestellten.

Ziel der Sensitivität ist die Analyse, in welchem Umfang ein erhöhtes Aktivitätsniveau die Treibhausgasemissionen des Industriesektors beeinflusst. Dabei wird untersucht, wie stark zusätzliche Produktionsmengen trotz bestehender Dekarbonisierungsmaßnahmen zu einer Veränderung der Emissionsentwicklung führen.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der THG-Emissionen im Industriesektor gegenüber dem MMS infolge des höheren Produktionsniveaus.

10.4.2 Strompreis in der Industrie

Im Industriesektor wird eine Sensitivität zum Strompreis gerechnet. Gegenüber dem MMS wird der industrielle Strompreis um $\pm 15\%$ variiert.

Ziel der Sensitivität ist die Analyse, wie sich veränderte Strompreise auf die Wirtschaftlichkeit elektrifizierter sowie wasserstoffbasierter Produktionsverfahren auswirken und in welchem Umfang sich dadurch Technologie- und Einsatzentscheidungen verändern.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der THG-Emissionen im Industriesektor gegenüber dem MMS infolge veränderter Investitionsentscheidungen und einer angepassten Energieträgerwahl.

10.5 Verkehr

10.5.1 Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe

Im Verkehrssektor wird eine Sensitivität zur Verfügbarkeit fortschrittlicher Biokraftstoffe gerechnet. Gegenüber dem MMS wird eine reduzierte verfügbare Menge fortschrittlicher Biokraftstoffe unterstellt, beispielsweise infolge begrenzter Importmöglichkeiten oder restriktiverer Anforderungen an die Zertifizierung dieser Kraftstoffe.

Ziel der Sensitivität ist die Analyse, wie sich eine geringere Verfügbarkeit auf die Erfüllung der THG-Quote, die Inanspruchnahme alternativer Erfüllungsoptionen sowie die Zusammensetzung des Kraftstoffmixes auswirkt.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor gegenüber dem MMS infolge eines eingeschränkten Einsatzes fortschrittlicher Biokraftstoffe.

10.5.2 Abschwächung der CO₂-Flottenziele für Pkw und LNF

Im Verkehrssektor wird eine Sensitivität zu den europäischen CO₂-Flottenzielwerten für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge gerechnet. Gegenüber dem MMS werden weniger ambitionierte Zielwerte – wie sie im Automotive Package der EU-Kommission vorgeschlagen wurden – unterstellt, unter anderem eine Minderung von 90 % statt 100 % ab dem Jahr 2035 sowie Anpassungen der Zielwerte im Zeitraum 2030 bis 2034.

Ziel der Sensitivität ist die Analyse, wie sich reduzierte regulatorische Anforderungen auf die Antriebsstruktur der Neuzulassungen und die Elektrifizierung des Fahrzeugbestands auswirken.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor gegenüber dem MMS infolge einer veränderten Flottenzusammensetzung und eines höheren Anteils konventioneller Antriebe.

10.6 LULUCF

Im LULUCF-Sektor ist die Hauptunsicherheitsquelle das zukünftige Wetter und insbesondere auch das Auftreten von Extremwetterereignissen. Die Sensitivitätsbetrachtungen fokussieren daher auf diesen Aspekt. Es wurden keine Sensitivitätsrechnungen für Maßnahmenwirkungen durchgeführt, da diese nur einen geringen Einfluss auf die Nettobilanz des Sektors im MMS haben.

10.6.1 Waldbiomasseentwicklung

Im Sektor LULUCF wurde eine Sensitivität zur Entwicklung der Waldbiomasse gerechnet. Ziel war die Analyse, in welchem Umfang veränderte Wachstums- und Mortalitätsraten die Kohlenstoffsenkenleistung des Waldes beeinflussen.

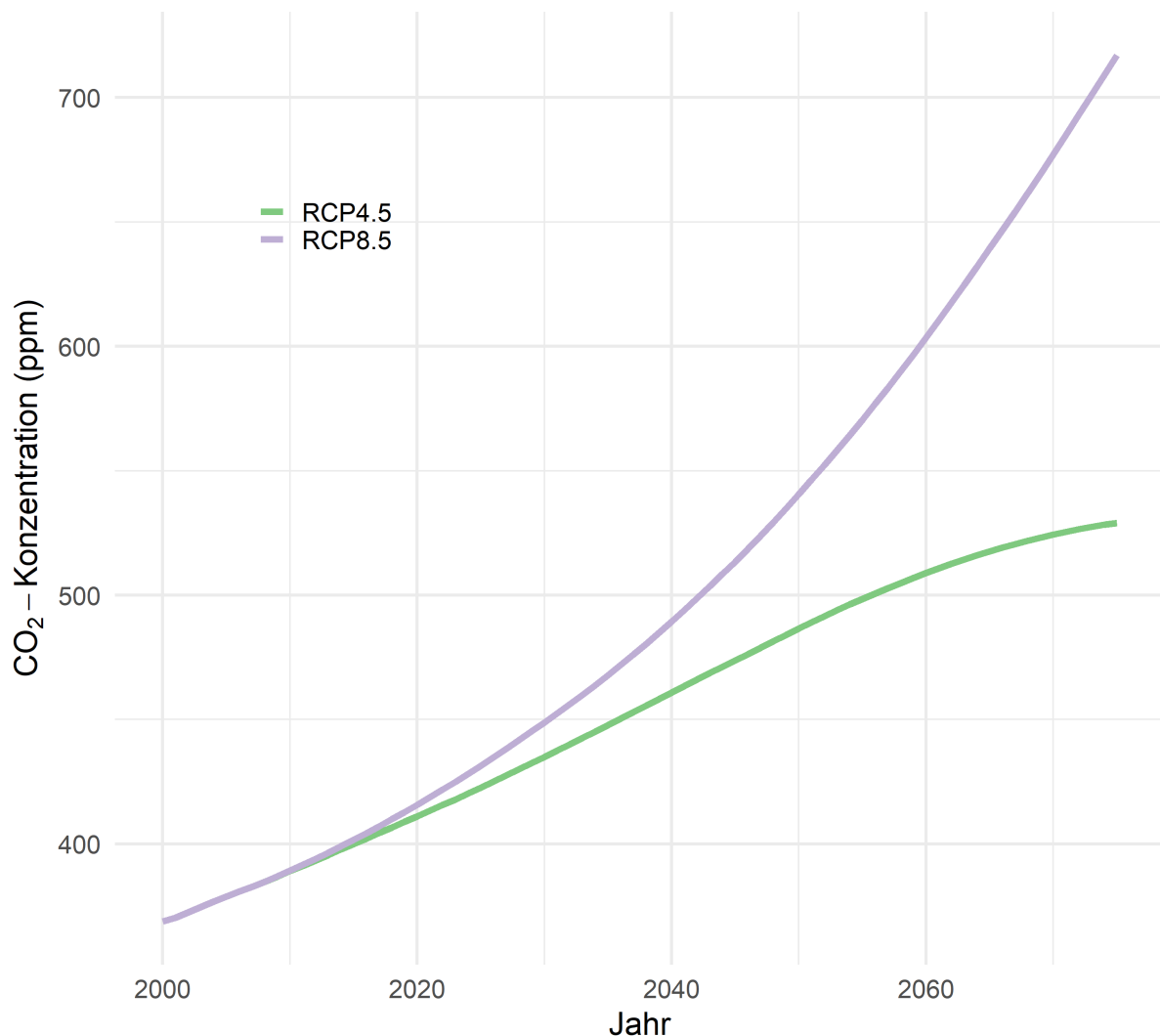
Gegenüber dem MMS werden alternative Annahmen zur Biomasseentwicklung unterstellt, denen implizit unterschiedliche Annahmen zum Auftreten von Extremwetterereignissen zugrunde liegen. Im günstigen Fall wurde angenommen, dass zukünftig keine Extremwetterereignisse auftreten und dauerhaft gute Bedingungen für die Waldentwicklung herrschen, wie sie im Zeitraum zwischen den Inventuren 2012 und 2017 beobachtet wurden. Der ungünstige Fall betrachtet die Waldentwicklung bei dauerhafter Beeinträchtigung durch Extremwetterereignisse, auf Grundlage der beobachteten Entwicklung zwischen den Inventuren 2017 und 2022. Die beiden Szenarien sind als Schranken zu verstehen, innerhalb derer möglicher Waldzustandsänderungen stattfinden werden. Der exakte Zeitpunkt von zukünftig sehr wahrscheinlich auftretenden Extremwetterereignissen lässt sich nicht vorhersagen.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors gegenüber dem MMS infolge einer veränderten Biomasseentwicklung im Wald mit entsprechenden Auswirkungen auf Holzeinschlag und den Holzproduktespeicher.

10.6.2 Wetterszenarien und organische Böden

Die Emissionen der organischen Böden werden aus modellierten Wasserständen berechnet, die aus vom Deutschen Wetterdienst für das IPCC RCP4.5 Klima-Szenario bereitgestellten Wetterdaten (klimatischen Wasserbilanzen) abgeleitet wurden. Für das MMS wurde der Median der Ergebnisse aus den sechs RCP4.5 Klimamodellen verwendet. Für die Sensitivität wurde jeweils auf Basis eines Einzelnen dieser Modelle gerechnet, um die Unsicherheit der modellierten Wetterdaten fortzupflanzen. Zusätzlich wurde eine Rechnung auf Basis von Wetterdaten aus dem RCP8.5-Klimaszenario durchgeführt.

Abbildung 7: Entwicklung der CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre in den RCP4.5 und RCP8.5 Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung, Thünen-Institut. Daten: <https://tntcat.iiasa.ac.at/RcpDb/dsd?Action=htmlpage&page=download>

Die Sensitivität quantifiziert eine Unsicherheit der Treibhausgasemissionen im LULUCF-Sektor gegenüber dem MMS infolge unterschiedlicher Witterungsannahmen.

10.6.3 Wetterszenarien und Bodenkohlenstoff in Ackerböden

Da der Bodenkohlenstoff in mineralischen Ackerböden prozessbasiert modelliert wird, reagieren die Ergebnisse sensitiv auf klimatische Annahmen. Es werden daher alternative Temperatur- und Niederschlagsentwicklungen berücksichtigt. Dazu wurde analog zum Vorgehen bei der Sensitivität der organischen Böden auf Grundlage der RCP4.5 Einzelmodelle gerechnet.

Ziel ist die Analyse, wie stark sich die Kohlenstoffvorräte in Ackerböden unter veränderten Witterungsbedingungen entwickeln und welche Auswirkungen sich daraus für die Nettobilanz des LULUCF-Sektors ergeben.

Die Sensitivität quantifiziert die Abweichung der THG-Bilanz gegenüber dem MMS infolge unterschiedlicher Wetterbedingungen.

10.7 Korridorrechnungen in der Industrie

Zusätzlich zu den oben skizzierten Sensitivitäten wurde für die Industrie eine Korridorrechnung erstellt. Deren Annahmen und Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt.

10.7.1 Annahmen zur Korridorrechnung in der Industrie

Das MMS 2026 beinhaltet als alleinstehendes Szenario vielfältige Quellen von Unsicherheiten, die die Bewertung der Zielerreichung erschweren. Um den Bedarf an stark vereinfachenden Annäherungsversuchen an die möglichen Effekte der Unsicherheiten zu reduzieren, werden dem MMS 2026 im Industriesektor „Korridorrechnungen“ beiseitegestellt. Darin werden zentrale Modellparameter als Ergänzung zum MMS 2026 in günstige und ungünstige Ausprägungen bezüglich der Treibhausgasemissionen verändert. Mit diesen neuen Eingabedatensätzen (Tabelle 27) wird die Rechnung des Industriesektors wiederholt und die wichtigsten Ergebnisse (Endenergiebedarf, Treibhausgasemissionen) ausgegeben. So entstehen das MMS 2026 einhüllende Korridore, die die im Rahmen der variierten Annahmen höchsten und niedrigsten Treibhausgasemissionen darstellen und damit einen Anhaltspunkt für die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung liefern. Die Ergebnisse dieser Korridore durchlaufen nicht die gesamte Modellkette, sind also ausschließlich für den Industriesektor verwendbar und nicht mit den integrierten Gesamtergebnissen kompatibel. Insbesondere die Effekte der Energienachfrage auf den Angebotssektor (z. B. veränderter Strombedarf) sind nicht abgebildet⁴⁸. Da die durchgeführte Variation der Produktionsmengen einen sehr breiten Korridor aufspannt, werden zwei Versionen ergänzt. Eine, die die Aktivität des MMS 2026 (statt jener des MMS 2024 und deren Spiegelbild, Zeile 1 in Tabelle 27) sowohl für die günstige und ungünstige Situation zugrunde legt. Und eine, die zwar das grundlegende Aktivitätsniveau des MMS 2026 beinhaltet, aber die durch die günstigeren oder ungünstigeren Annahmen des Korridors veränderten Umsetzungen treibhausgasarmer Produktionsverfahren integriert.

Tabelle 27: Parameter der Korridorrechnung

#	Parameter	Qualitative Ausprägung MMS 2026	Qualitative Ausprägung Günstiger Fall	Qualitative Ausprägung Ungünstiger Fall
1	Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe	Siehe Abschnitt 4.2.	Deutlich geringere Produktionsmenge, 2030 etwa 20 % weniger)	Verlauf von MMS 2024 (deutlich höhere Produktionsmenge, 2030 etwa 20 % mehr)
2	CO2-Preise im EU ETS und BEHG/ETS2	Siehe Rahmendatenbericht	Anstieg um 3 Jahre vorgezogen.	Anstieg um 3 Jahre verzögert (siehe Sensitivitäten)
3	Strompreise Industrie	Siehe Rahmendatenbericht	15 % geringer	15 % höher
4	Erdgaspreis Industrie	Siehe Rahmendatenbericht	15 % höher	15 % geringer

⁴⁸ Die dargestellten Ergebnisse beinhalten aber eine Abschätzung der Treibhausgasemissionen der Industriekraftwerke, die erfahrungsgemäß gegenüber den endgültigen Ergebnissen eine gute Schätzung darstellen.

#	Parameter	Qualitative Ausprägung MMS 2026	Qualitative Ausprägung Günstiger Fall	Qualitative Ausprägung Ungünstiger Fall
5	Wasserstoffpreis	Siehe Rahmendatenbericht	15 % geringer	15 % höher
6	Budget Förderprogramme	Effektives Budget 2021-2030: ~26G€ Effektives Budget 2021-2040: ~36G€	Effektives Budget 2021-2030: ~30G€ Effektives Budget 2021-2040: ~41G€	Effektives Budget 2021-2030: ~22G€ Effektives Budget 2021-2040: ~31G€
7	Preisvoraussicht	8 Jahre	15 Jahre	0 Jahre
8	CCS-Einsatz	Beginn 2030 (5 % der Produktionsmenge mit CCS ausgerüstet); 40 % in 2045. Stets begrenzt auf Treibhausgasemissionen aus Zement- und Kalkherstellung.	Diffusion erhöht um 100	% Diffusion halbiert
9	Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen	Siehe Abbildung	Höher (siehe Abbildung)	Geringer (siehe Abbildung)

Quelle: Eigene Annahmen, Fraunhofer ISI

Es folgt eine ausführliche Darstellung der in den Korridoren veränderten Parameter.

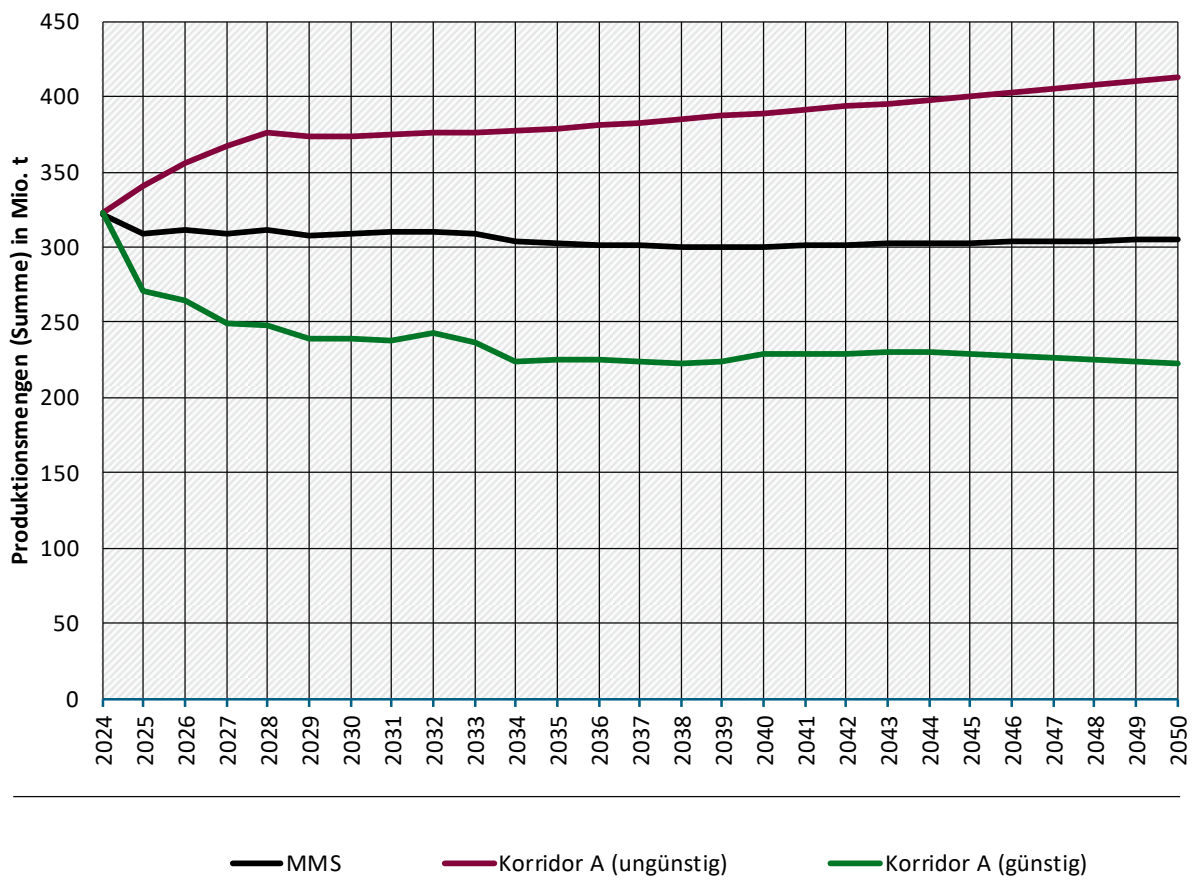
Produktionsmenge: Im MMS folgt die Produktionsmengenentwicklung einer flachen Erholungskurve aus dem tiefsten Punkt in 2025, die erst 2047 den Basiswert (2021: 100 %) wieder erreicht. Die Subsektoren differenzieren sich dabei aus: Ernährung und Tabak, Maschinenbau, Fahrzeugbau und sonstige Chemie erreichen bis 2030 98-100 %. Die Grundstoffindustrie (Papier, Grundstoffchemie, Glas und Keramik, Metallherzeugung und NE-Metalle/Gießereien) verbleiben bis zum Ende des Modellierungszeitraums (2050) unter 90 %. Dies ist eine deutlich konservativere Annahme als noch im MMS 2024, in dem das zu diesem Zeitpunkt statistisch verwendete Basisniveau (2015) bereits 2030 wieder erreicht wurde⁴⁹. Diese ambitioniertere Entwicklung aus dem MMS 2024 wird als Aktivitätsannahme energieintensiver Grundstoffe⁵⁰ für die ungünstige Seite des Korridors verwendet. Es werden Unterschiede der Entwicklung unmittelbar nach dem Basisjahr 2024 berücksichtigt (also kein synthetischer Übergang erzeugt), dadurch weitet sich der Korridor ausgehend vom Start der Modellierung schnell auf (Abbildung 8)⁵¹. Im ungünstigen Fall mit Aktivitätsunterschieden wird zudem die Diffusion von CO₂-armen Produktionsverfahren in der Stahlindustrie entsprechend der dann ungünstigeren relativen Produktionskosten reduziert.

⁴⁹ Auf das Basisjahr 2021 übertragen sind das 104 %.

⁵⁰ Die Aktivität von nicht-energieintensiven Branchen (die im Modell nicht über ihre physischen Produktionsmengen abgebildet sind) wird in den Korridorrechnungen nicht variiert.

⁵¹ Der entstehende Korridor ist sehr breit. Er kann in aus Sicht der Modellierenden in hinreichender Näherung linear interpretiert werden: Eine Halbierung der Breite der Aktivitätsunterschiede führt zu einer Halbierung der Einflüsse auf die Ergebnisse (Energiebedarf, Treibhausgasemissionen). So könnten für wahrscheinlicher gehaltene Produktionsmengenentwicklungen interpretiert werden.

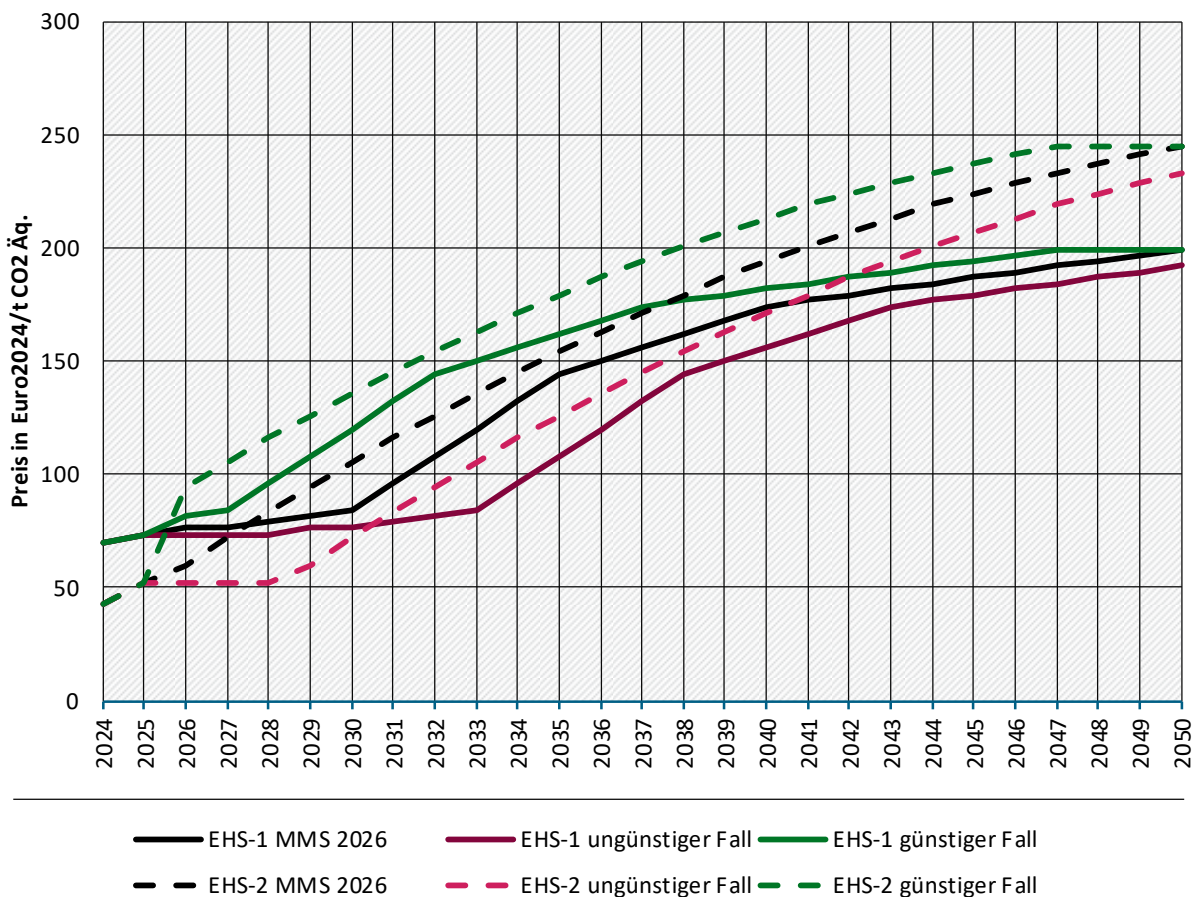
Abbildung 8: Entwicklung der Produktionsmengen in Korridorrechnung



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

CO₂-Preise im EU ETS und BEHG/ETS2: Für die Variation der EHS-Preise der Industrie wird der vorliegende MMS-Pfad um 3 Jahre vorgezogen (günstiger Fall) oder verzögert (ungünstiger Fall) (Abbildung 9).

Abbildung 9: Entwicklung CO₂-Preise im EU ETS und BEHG/ETS2 Korridorrechnung



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Strompreis Industrie: Der Strompreis für Vollast (8000 Stunden pro Jahr) wird für den günstigen Fall um 15 % gesenkt, für den ungünstigen Fall um 15 % erhöht. Der für besondere Technologien genutzte Teillaststrompreis (flexible/hybride Elektrifizierung von Dampferzeugung und Industrieöfen, Annahme von 2000 Stunden im Jahr) wird nicht angepasst.

Erdgaspreis Industrie: Der Erdgaspreis wird für den günstigen Fall um 15 % erhöht, für den ungünstigen Fall um 15 % gesenkt.

Wasserstoffpreis Industrie: Der Wasserstoffpreis wird für den günstigen Fall um 15 % gesenkt, für den ungünstigen Fall um 15 % erhöht.

Budget Förderprogramme: Das im Instrumentenpapier dargelegte Budget für Förderprogramme (BIK, KSV, IF, EEW, IPCEI) wird im günstigen Fall um 15 % erhöht, im ungünstigen Fall um 15 % gesenkt.

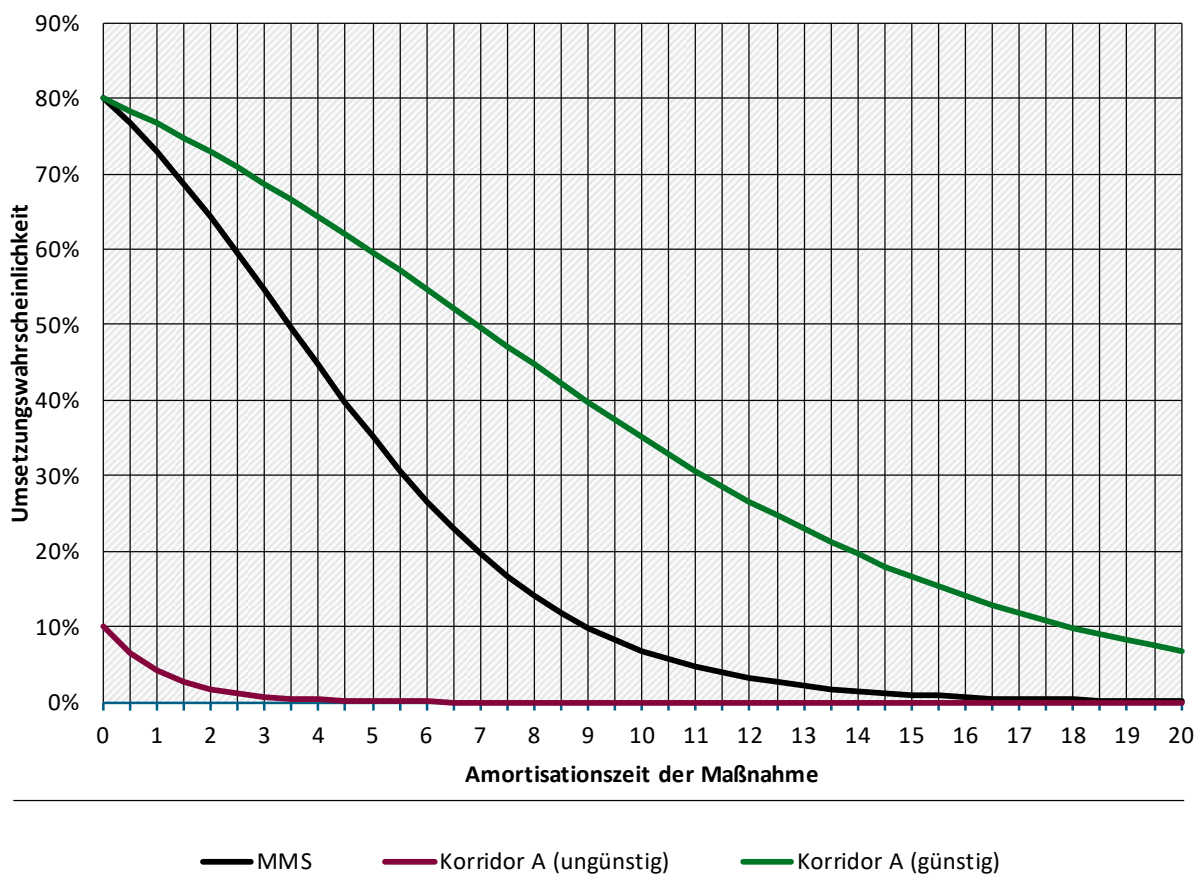
Preisvoraussicht: Im MMS erkennen Akteure die zukünftigen EHS (1 und 2) -Preise 8 Jahre im Voraus und bilden daraus ein Signal für ihre Investitionsentscheidungen. Im günstigen Fall wird dieser Zeitraum auf 15 Jahre erweitert, im ungünstigen auf 0 gesenkt (die Akteure arbeiten für ihre Entscheidungen mit dem jeweils im aktuellen Jahr anliegenden EHS-Preis).

CCS-Einsatz: Im MMS beginnen ab 2030 CO₂-Abscheideprojekte (mit funktionierendem Transport und Speicherung) an Zement- und Kalkstandorten. Bis 2045 wird in diesen Anwendungen eine Diffusion von 40 % erreicht (dieser Anteil der Produktionsmenge ist mit CO₂-Abscheidung ausgestattet). Im günstigen Fall wird dies auf 80 % erhöht, im ungünstigen Fall

auf 25 % reduziert. Die Änderungen folgen keinem Aufwuchspfad, sondern werden auf die MMS-Entwicklung pauschal angewendet.

Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen: Im MMS werden Anforderungen an die Amortisationszeit von Energieeffizienzmaßnahmen formuliert. Diese werden im ungünstigen Fall verschärft, um günstigen Fall entspannt (Abbildung 10). Im MMS werden Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Amortisationszeit von 7 Jahren zu 20% umgesetzt. Im ungünstigen Fall werden selbst Maßnahmen mit Amortisationszeiten kleiner als ein Jahr nur zu 10% umgesetzt- mithin findet so gut wie kein Effizienzfortschritt statt. Im günstigen Fall werden auch deutlich höhere Amortisationszeiten akzeptiert, bei 7 Jahren werden Maßnahmen zu 50% umgesetzt.

Abbildung 10: Umsetzungsraten von Energieeffizienzmaßnahmen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.7.2 Ergebnisse der Korridorrechnungen in der Industrie

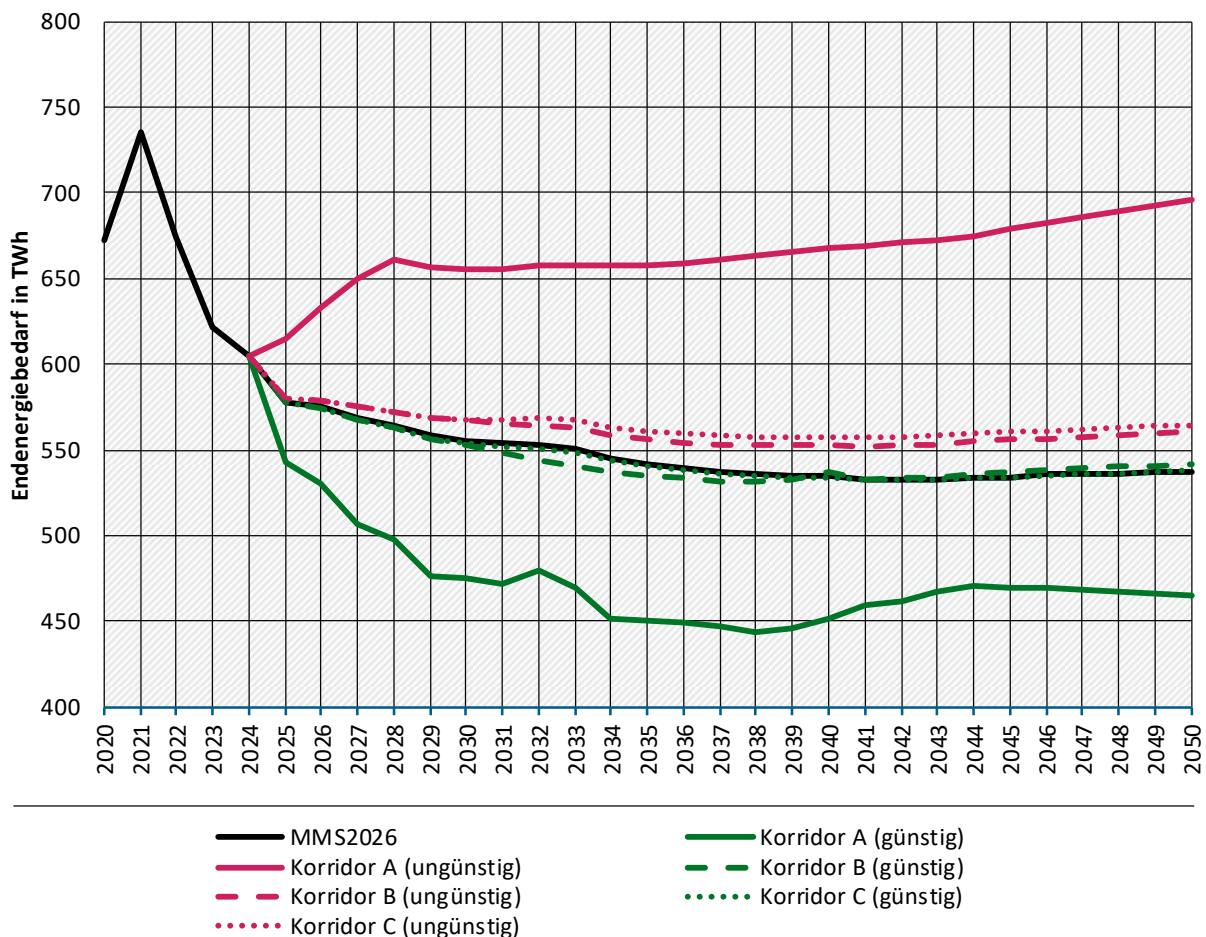
Die Ergebnisse der Korridorrechnungen werden entlang der Dimensionen Endenergiebedarf, Treibhausgasemissionen und Elektrifizierungsgrad ausgewertet. Dabei wird das MMS eingehüllt von einem breiten Korridor, der alle oben (Abschnitt 10.7.1) beschriebenen Anpassungen für den günstigen und ungünstigen Fall enthält. Ergänzend wird ein schmaler Korridor dargestellt, der die Änderungen der Produktionsmengen nicht enthält. Darin nutzen beide Fälle (günstig und ungünstig) die Produktionsmengen des MMS 2026. Im dritten Fall (der zwischen den beiden zuvor genannten liegt) wird die generelle Produktionsmengenentwicklung des MMS 2026

zugrunde gelegt, die Umsetzung treibhausgasarmer Produktionsverfahren aber anhand der im günstigen/ungünstigen Fall anpasst. Daraus entstehen drei Korridore:

- ▶ **Breiter Korridor (A):** Voller Umfang der in Tabelle 27 dargestellten Parameterveränderungen. Unsicherheiten der wirtschaftlichen Entwicklung (und daraus abgeleitet Produktionsmengen) dominieren die Entwicklung. Andere Einflüsse sind enthalten aber wirken deutlich geringer.
- ▶ **Mittlerer Korridor (B):** Parameterveränderungen in Tabelle 27 ohne Veränderung der Produktionsmenge. Aber mit Verschiebung zwischen fossilen und treibhausgasarmen Produktionsverfahren. Deckt direkte und indirekte Energieträgerpreis- und Instrumentenwirkung ab.
- ▶ **Schmaler Korridor (C):** Parameterveränderungen in Tabelle 27 **ohne** Veränderung der Produktionsmenge – günstig und ungünstige Entwicklungen diesbezüglich identisch (Verlauf des MMS2026). Deckt nur direkte Energieträgerpreis- und Instrumentenwirkung, darin vor allem Brennstoffwechsel, ab.

Endenergiebedarf: Der Endenergiebedarf in den Korridorrechnungen ist in erster Linie und mit großem Abstand von Produktionsmengen beeinflusst (in 2030 -15 % in A (günstig), +18 % in A (ungünstig)) (Abbildung 11). Veränderungen der Technologiezusammensetzung und Energieeffizienz haben demgegenüber im A-Korridor kaum sichtbaren Einfluss. In den Korridoren B und C sind diese Einflüsse sichtbarer. Die entspannten Anforderungen an die Amortisationszeit von Energieeffizienzmaßnahmen senken den Endenergiebedarf bis 2030 weniger als 1 % – das ist allerdings nicht mit der Wirkung von Energieeffizienzinstrumenten zu verwechseln. Näher an dieser (aber auch nicht identisch) liegt die Differenz zum ungünstigen Fall, in dem der Endenergiebedarf bis 2030 um etwa 2 % gegenüber dem MMS steigt. Die durch Instrumente veränderte Technologiezusammensetzung äußert sich vor allem in verschobener – aber in Summe weitgehend unveränderter – Energieträgernutzung. So ist die Elektrifizierung der Prozesswärme gegenüber MMS (2030: 41,6 TWh) im günstigen Fall beschleunigt (+5,3 TWh), im ungünstigen Fall verlangsamt (-3,2 TWh). Diese Entwicklung wird durch gegenläufige Wirkungen auf den Strombedarf sonstiger Querschnittstechnologien (mechanische Energie, Beleuchtung, IKT) etwas kompensiert, so dass der gesamte Strombedarf im MMS (2030: 206 TWh) im günstigen (+4,2 TWh) und ungünstigen (+2 TWh) höher liegt. Ausschließlich der günstige A-Korridor weist langfristig einen geringeren Endenergiebedarf auf als das MMS. Einen geringeren Strombedarf als das MMS (252 TWh in 2045) weisen langfristig nur der günstige Korridor A (236 TWh in 2045) und der ungünstige Korridor C (243 TWh in 2045) auf.

Abbildung 11: Endenergiebedarf der Korridorrechnungen



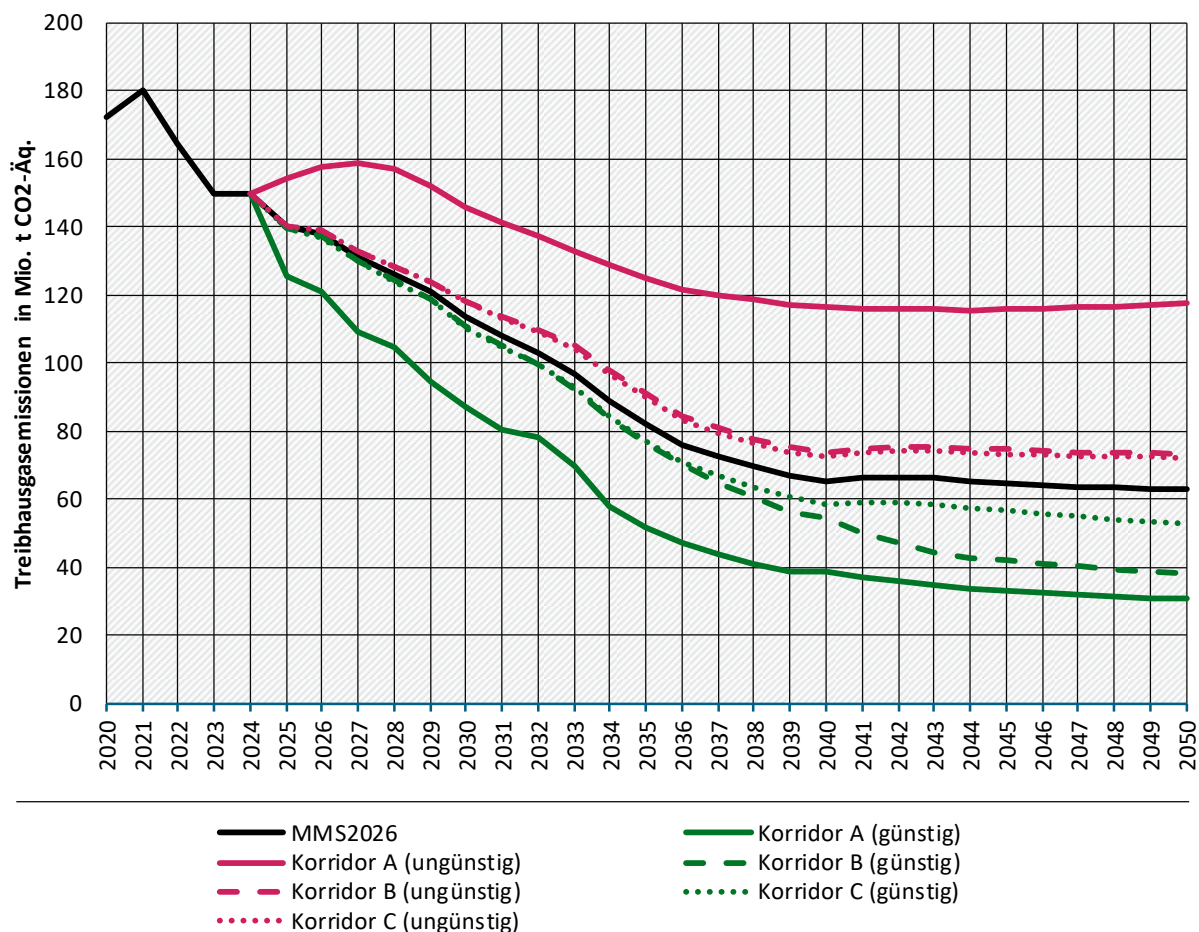
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Treibhausgasemissionen: Die Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen variieren stärker als der Endenergiebedarf auch mit Änderungen abseits von Aktivitätsentwicklungen (Abbildung 12). Doch auch hier dominieren jene stark. In 2030 erzeugen sie im A-Korridor eine Korridorbreite von -23 % und +28 % (87-146 Mio. t. CO₂-Äq.). Inclusive indirekten Einflüssen (B-Korridor) und ohne Aktivitätsänderungen (C-Korridor) schrumpft der Effekt auf -3 % und +4 %. Dieser gegenüber dem Endenergiebedarf stärkere Effekt ist darauf zurückzuführen, dass die untersuchten Variationen auf die Energieträgerzusammensetzung wirken und etwa den Wechsel von Erdgas zu Strom anreizen oder behindern. Geringe Unterschiede zwischen B- und C-Korridor in 2030 entstehen durch die erst verzögert einsetzenden indirekten Wirkungen (z.B. Verschiebung von erdgasbasierter zu wasserstoffbasierter Direktreduktion). Erst langfristig differenzieren sich diese beiden Korridortypen stärker aus.

Im mittleren Korridor B (mit Verschiebungen von Produktionsverfahren) entsteht 2030 ein Raum um das MMS (114 Mio.t. CO₂-Äq.) zwischen 111 Mio. t. CO₂-Äq. und 118 Mio. t. CO₂-Äq.⁵². Im schmalen Korridor C (ohne Aktivitätsänderungen) entsteht 2030 ein Raum um das MMS zwischen 110 Mio. t. CO₂-Äq. und 118 Mio. t. CO₂-Äq.

⁵² Aufgrund der fehlenden Integration in das Gesamtmodell weisen die Korridorrechnungen für 2030 vom offiziellen MMS-Ergebnis abweichende Werte auf. Dies betrifft aus Darstellungsgründen in diesem Kapitel Werte der Korridore und des MMS selbst. Die Angaben können parallel auf die offiziellen MMS-Werte verschoben werden.

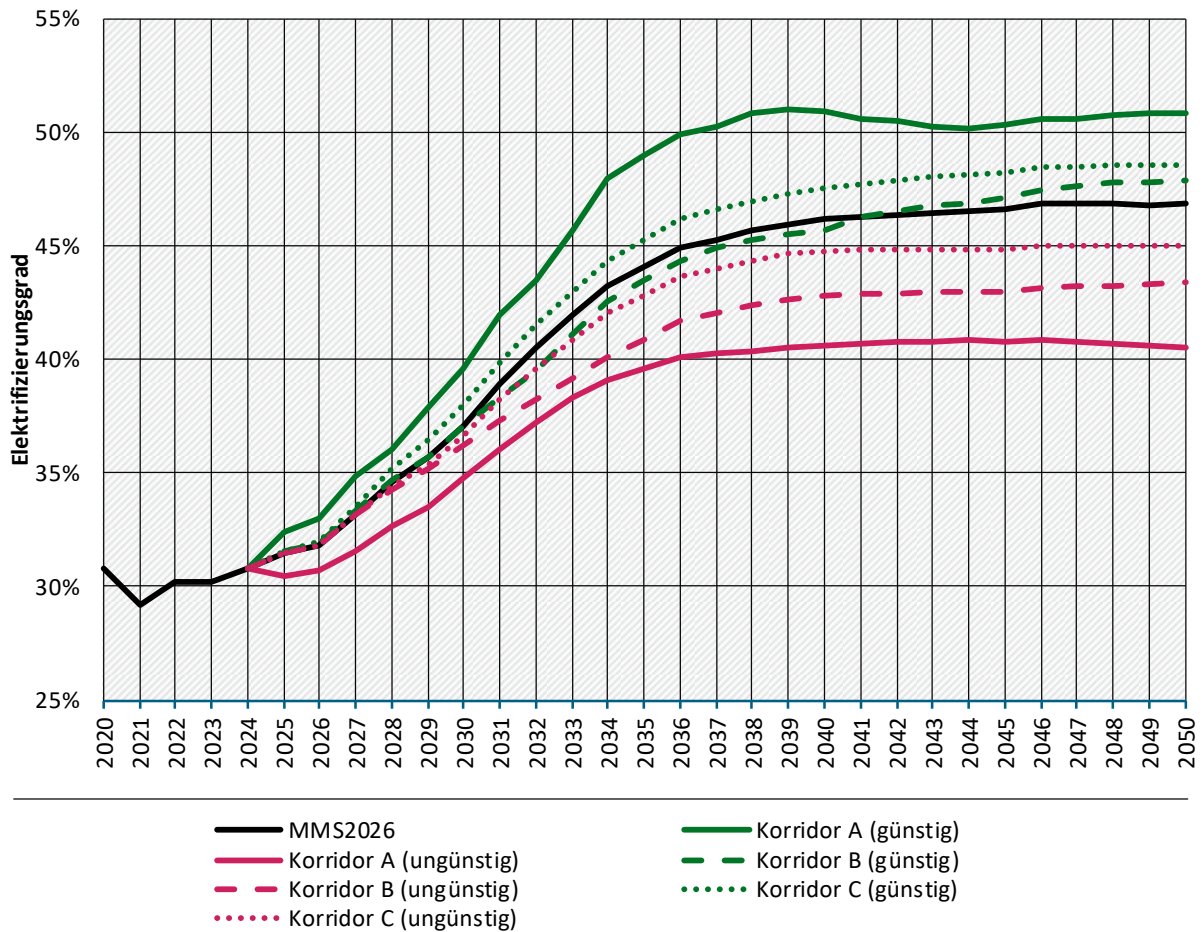
Abbildung 12: Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Elektrifizierungsgrad: Der Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnung (Abbildung 13) ist relativ zu den anderen Korridoren am geringsten von der Aktivität beeinflusst – allerdings noch immer nennenswert (in 2030 +2,5 -2,3 %-Punkte). Im schmalen Korridor C beträgt der Unterschied zum MMS noch +0,9 und -0,4 %-Punkte, im mittleren Korridor B -0,0 und -0,9 %-Punkte. Der Elektrifizierungsgrad kann im günstigen Fall (Korridor C) unter MMS liegen, da sich widerstrebende Einflüsse (Elektrifizierung Prozesswärme und Effizienzfortschritt) überlagern.

Abbildung 13: Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnungen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Quellenverzeichnis

- 50Hertz Transmission (50Hertz); Amprion; EnBW Energie für Baden-Württemberg AG; TenneT TSO (TenneT) (2026). *KWKG-Umlage*. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/KWKG/KWKG-Umlage> [29.01.2026]
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT & TransnetBW (Hrsg.) (2024). *Ermittlung der KWKG-Umlage 2025 – Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber: Stand: 25.10.2024*. <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/kwkg-umlage/kwkg-umlagen-uebersicht/konzept%20zur%20prognose%20kwkg-umlage%202025.pdf> [29.01.2024]
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT & TransnetBW (Hrsg.) (2025). *Ermittlung der KWKG-Umlage 2026 - Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber: Stand: 24.10.2025*. <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/kwkg-umlage/kwkg-umlagen-uebersicht/kwkg-umlage-2026/konzept%20zur%20ermittlung%20kwkg-umlage%202026.pdf> [29.01.2026]
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO & TransnetBW (Hrsg.) (2023). *Langfristanalyse 2030 (V2022): Executive Summary*. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigen%20kohleausstieg%20bis%202030/teilpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf [28.11.2024]
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO & TransnetBW (Hrsg.) (2024). *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand Juni 2024*. <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025> [03.12.2024]
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO & TransnetBW GmbH (Hrsg.) (2025). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf [24.02.2026]
- Agora Energiewende (Hrsg.) (2024). *Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar: Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-18_DE_Business_Case_Waermenetze/A-EW_335_Businesscase_Waermenetze_WEB.pdf [09.12.2024]
- Agora Think Tanks (Hrsg.) (2024). *Klimaneutrales Deutschland: Von der Zielsetzung zur Umsetzung*. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie> [11.11.2024]
- Althoff, E., Betz, J., Bichlmeier, T., Bierhaus, L., Buchert, M., Dietzsch, N., Dambeck, H., Eckert, D., Göckeler, K., Görz, W. K., Heutmanek, U., Holtz, G., Kemmler, A., Krampe, L., Lübbers, M., Merz, C., Schneider, C., Schönblume, N., Schulz, L., Steinbach, I., . . . Ziegenhagen, I. (2023). *Souveränität Deutschlands sichern – Resiliente Lieferketten für die Transformation zur Klimaneutralität 2045*. https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2023/11/Stiftung_Klimaneutralitaet_2023-Resiliente-Lieferketten_Langfassung-2.pdf [11.09.2025]
- Beyond Fossil Fuels (2025a, 9. Oktober). *European Gas Plant Database*. <https://beyondfossilfuels.org/gas/> [26.02.2026]
- Beyond Fossil Fuels (2025b, 15. Oktober). *European Coal Plant Database*. <https://beyondfossilfuels.org/coal/> [26.02.2026]

Biemann, K., Helms, H., Münter, D., Liebich, A., Pelzeter, J. & Kämper, C. (2024). *Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-6737>

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit (Hrsg.) (2022). *Facts and Figures: Videokonferenzen*. <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/08/FF-Videokonferenzen-1.pdf> [10.02.2025]

Brown, A., Waldheim, L., Landälv, I., Saddler, J., Ebadian, M., McMillan, J. D., Bonomi, A. & Klein, B. (2020). *Advanced Biofuels - Potential for Cost Reduction*. <https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2020/02/Advanced-Biofuels-Potential-for-Cost-Reduction-Final-Draft.pdf> [10.02.2025]

Buffi, M., Motola, V., Rejtharova, J., Scarlat, N., Hurtig, O., Georgakaki, A., Letout, S., Mountraki, A., Salvucci, R. & Schade, B. (2024). *Clean Energy Technology Observatory: Renewable fuels of non-biological origin in the European Union: 2024 Status report on technology development, trends, value chains and markets*. <https://doi.org/10.2760/4751991>

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.) (2024a). *Bericht zur Überprüfung der Bedarfspläne (BPÜ) für die Verkehrsträger Schiene, Straße und Wasserstraße*. <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/BVWP/bvwp-bericht-bpue.pdf> [10.02.2025]

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.) (2024b). *Die Nationale Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen*. <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/hafenstrategie-24.pdf> [10.02.2025]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (Hrsg.) (2023). *Bekanntmachung der Schätzwerte der anrechenbaren energetischen Menge elektrischen Stroms für ein reines Batterieelektrofahrzeug gemäß § 7 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_28.08.2023_b2.pdf [10.02.2025]

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.) (2016). *Bundesverkehrswegeplan 2030*. <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/bundesverkehrswegeplan-2030-gesamtplan.pdf> [10.02.2025]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2025). *Energiewende. Effizient. Machen.: Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html> [28.11.2025]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2021). *Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten im kommunalen Umfeld „Kommunalrichtlinie“ (KRL): im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) vom 22. November 2021 mit Änderung vom 18. Oktober 2022*. https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/mediathek/dokumente/20221101_NKI_Kommunalrichtlinie.pdf [02.07.2024]

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2024). *Bedarfsermittlung 2023-2037/2045: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf [15.01.2025]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024). *Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand: 15. April 2024)*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/ZuUndRueckbau.xlsx [28.11.2024]

[N0aWtIbi9IYXVwdGJlcmlijaHRfMjAyMi9BR0ZXX0hdXB0YmVyaWNodF8yMDIyLnBkZilnBhZ2UiOjQzNn0.j-7VYDhtY5X8XkeEEv7RWD3EBaP-AINIQpSmrLkTlc8/AGFW_Hauptbericht_2022.pdf](#) [15.01.2025]

ENTSO-E (Hrsg.) (2025a). *Statistical Factsheet 2024: Provisional values as of March 2025*.

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2024_web.pdf [26.02.2026]

ENTSO-E (2025b). *Transparency platform: Electricity generation, transportation and consumption for the European market*. <https://transparency.entsoe.eu/> [26.02.2026]

ENTSO-E & ENTOSOG (Hrsg.) (2023). *TYNDP 2024: Scenarios Storyline Report*. https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2023/12/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-12-04.pdf [24.02.2026]

ENTSO-E; ENTSOG (2024). *Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) 2.5: TYNDP 2024*.

<https://2024-data.entsoe-tyndp-scenarios.eu/files/scenarios-inputs/PEMMDB2.zip> [26.02.2026]

Regulation (EU) 2019/1242 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 setting CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council and Council Directive 96/53/EC, L 198 Official Journal of the European Union 1 (2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R1242&from=EN> [26.02.2026]

Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO₂ emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, and repealing Regulations (EC) No 443/2009 and (EU) No 510/2011, 111 OJ L 13 (2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0631> [26.02.2026]

European Commission (EC), DG Agriculture and Rural Development (Hrsg.) (2023). *EU agricultural outlook for markets 2023-2035*. <https://doi.org/10.2762/722428>

European Environment Agency (Hrsg.) (2024). *CO₂ emissions performance of new passenger cars in Europe*.

<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/co2-performance-of-new-passenger> [01.07.2025]

European Environment Agency (EEA) (2025). *CO₂ emissions from new passenger cars*.

https://co2cars.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22track_total_hits%22%3Atrue%2C%22query%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22constant_score%22%3A%7B%22filter%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22year%22%3A2024%7D%7D%5D%7D%7D%2C%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22scStatus%22%3A%22Provisional%22%7D%7D%5D%7D%7D%5D%7D%7D%2C%22filter%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22MS%22%3A%22DE%22%7D%7D%5D%7D%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D [24.01.2026]

Eurostat (2025a). *Food waste and food waste prevention by NACE Rev. 2 activity - tonnes of fresh mass:*

env_wasfw. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_wasfw_custom_13543585/default/table [08.01.2026]

Eurostat (2025b). *Stromerzeugungskapazität von erneuerbaren Energien und Abfällen*.

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_inf_eprcw/default/table [26.02.2026]

Expertenrat für Klimafragen (Hrsg.) (2025). *Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2024 und zu den Projektionsdaten 2025: Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten sowie der Projektionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz*. https://expertenrat-klima.de/fileadmin/ERK/Berichte/ERK2025_Pruefbericht-Emissionsdaten-2024-Projektionsdaten-2025.pdf

[05.11.2025]

Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W. & Wiegmann, K. (2019). *BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)*. Umweltbundesamt.

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-6722>

Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO) (2025). *FAOSTAT Data: Production*.

<https://www.fao.org/faostat/en/#data> [24.02.2026]

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., . . . Vos, C. (2025a). *Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)*. Umweltbundesamt.

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7906>

Förster, H., Repenning, J., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Hermann, H., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Moosmann, L., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Wiegmann, K., Rehfeldt, M., . . . Vos, C. (2025b). *Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025*. Umweltbundesamt.

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7812>

Förster, H., Winger, C., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Jörß, W., Koch, M., Ludig, S., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Krail, M., Lütz, L., Mandel, T., Emmerich, J., Deurer, J., Alkasabreh, M., Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., . . . Albrecht, L. (2026). *Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland. Daten- und Modelldokumentation*. Umweltbundesamt.

<https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/> [24.02.2026]

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz), BGBl. I S. 3901 (2021 & i.d.F.v. 31.08.2021). <https://www.buzer.de/gesetz/6306/al0-159127.htm> [26.02.2026]

Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote, BGBl. I 69, S. 4458 (2021 & i.d.F.v. 24.09.2021).

https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL%20&start=%2F%2F%2A%5B%40attr_id=%27bgbl121s4458.pdf%27%5D#/switch/tocPane [26.02.2026]

Göckeler, K., Steinbach, I., Görz, W. K., Hacker, F., Blanck, R. & Mottschall, M. (2023). *StratES – Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs. Studie auf Basis von Markthochlaufmodellierungen.: Dritter Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens StratES*. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Szenarien-Elektrifizierung-Strassengueterverkehr.pdf> [27.09.2023]

Goebel, J., Satilmis, S. & Seikat, L. (2024). *Homeoffice auch nach Ende der Pandemiemaßnahmen weit verbreitet (DIW Wochenbericht Nr. 43)*. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.923309.de/24-43-1.pdf [04.03.2025]

Harthan, R. O., Förster, H., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jansen, L. L., Jörß, W., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Repenning, J., . . . Vos, C. (2024). *Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7510>

Haß, M., Banse, M., Eysholdt, M., Gocht, A., Laquai, V., Offermann, F., Pelikan, J., Rieger, J., Stepanyan, D., Sturm, V. & Zinnbauer, M. (2024). *Thünen-Baseline 2024-2034: Agrarökonomische Projektionen für Deutschland (Thünen-Report Nr. 117)*. <https://doi.org/10.3220/REP1728479310000>

Hidalgo, G. I., Kanellopoulos, K., Matteo de Felice & Bocin, A. (2019). *JRC Open Power Plants Database (JRC-PPDB-OPEN)* European Commission, Joint Research Centre (JRC).

<https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/9810feeb-f062-49cd-8e76-8d8cfd488a05> [26.02.2026]

- Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.) (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> [29.10.2023]
- Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (2022). *Deutsches Mobilitätspanel: Eine Längsschnittstudie zum Mobilitätsverhalten der Bevölkerung*. <https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/index.php> [10.02.2025]
- Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S. & Muralter, F. (2025). *Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7765>
- Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S. & Muralter, F. (2026). *Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8270>
- Kopernikus-Projekt ENSURE (Hrsg.) (2024). *Konsultationsverfahren der BNetzA zur Flexibilität industrieller Netznutzer: ENSURE Stellungnahme*. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/65c29f82-9d15-11ef-b44b-a0369fe1b534/live/document/Kopernikus_ENSURE_Stellungnahme_Konsultationsverfahren_BNetzA.pdf [15.04.2025]
- Krause, J., Le Corguillé, J., Saporiti, F. & Arcidiacono, V. (2024). *The JRC DIONE model version II: Assessing the costs of road vehicle CO2 emission reduction* (JRC Technical Report). <https://doi.org/10.2760/534058>
- Kuramochi, T., Ramírez, A., Turkenburg, W. C. & Faaij, A. (2012). Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes. *Progress in Energy and Combustion Science*, 38(1), 87–112. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.05.001>
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hrsg.) (2023). *Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen*. https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Antriebsenergien/12643_Antriebssysteme.pdf [23.01.2025]
- Leipziger Institut für Energie & r2b energy consulting (Hrsg.). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030: Auftraggeber: TransnetBW GmbH*. https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/eeg%20finanzierung/mittelfristprognose/2026-2030/20251015_endbericht%20ie%20leipzig.pdf [26.02.2026]
- McKinsey, Orth-Kluth, Emch+Berger & SMA (2024 (unveröffentlicht). *DSD-Machbarkeitsstudie*.
- Monteforte, M. & Diaz de Aguilar, S. (2026). *European Market Monitor: Cars and vans (November 2025)*. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2026/01/ID-544-EU-Market-Monitor-Nov-2025-market-spotlight-A4-70172-v1.pdf> [24.01.2026]
- Moosmann, L., Bei der Wieden, M., Hermann, H., Jörß, W., Görz, W. K., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Scheffler, M., Seibert, D., Brauer, C., Fritz, M., Kawerau, N., Krail, M., Lutz, L., Rehfedt, M., Deurer, J., Osterburg, B., Rock, J., . . . Walther, C. (2026). *Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. 2. Auflage. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8480>
- Mulholland, E., Basma, H., Ragon, P.-L. & Rodriguez, F. (2025). *Within reach - the 2025 CO2 targets for new heavy-duty vehicles in Europe*. <https://theicct.org/publication/co2-targets-for-new-hdvs-in-europe-sept25/> [08.10.2025]
- Mutrelle, C., Catte, F. & Kunkel, A. (2025). *The e-SAF market: Europe's head start and the road ahead: Can Europe deliver on its e-kerosene ambitions?* Report - June 2025. https://www.transportenvironment.org/uploads/files/202504_e-kerosene_report.pdf [08.10.2025]

- Nobis, C. & Kuhnimhof, T. (2018). *Mobilität in Deutschland 2017 - MiD Ergebnisbericht: Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur*. <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/publikationen2017.html> [17.04.2024]
- NOW (Hrsg.) (2024). *Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr: Auswertung der Cleanroom-Gespräche mit Nutzfahrzeugherstellern 2024*. <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/11/Marktentwicklung-klimafreundlicher-Technologien-im-schweren-Strassengueterverkehr-2024.pdf> [24.01.2026]
- Ørsted (2026, 19. Januar). *Carbon capture and storage*. <https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/bioenergy/carbon-capture-and-storage>. [26.02.2026]
- Die Papierindustrie (Hrsg.) (2025). *Leistungsbericht Papier 2025*. https://www.papierindustrie.de/fileadmin/0002-PAPIERINDUSTRIE/07_Dateien/XX-LB/PAPIER_2025_Leistungsbericht_digital.pdf [24.02.2026]
- Rademaekers, K., Demurtas, A., Hoogland, O., Torres Vega, P. C., Gérard, F., Cerny, O., Yearwood, J., Guevara Opinska, L., Lee, L. Y., Cheikh, N., Altmann, M., Kutz, C., Fischer, C., Krenn, P., Bossmann, T., Vautrin, A., Beaussant, O., Andrey, C., Vita, A. d., . . . Siskos, P. (2021). *Technical support for RES policy development and implementation: delivering on an increased ambition through energy system integration: Final Report*. <https://doi.org/10.2833/86135>
- Rehfeldt, M., Fleiter, T. & Toro, F. (2018). A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. *Energy Efficiency*, 11(5), 1057–1082. <https://doi.org/10.1007/s12053-017-9571-y>
- RWTH Aachen (2025). *Battery Charts: Monatliche Auswertung der Batteriespeicher aus dem Marktstammdatenregister (MaStR)*. <https://battery-charts.de/de/battery-charts-de/> [28.11.2025]
- Schade, W., Haug, I., Emmerich, J., Berthold, D., Oehme, R., Streif, M., Khanna, A., Emmerich, C., Krail, M., Anstett, P., Walther, C. & Waßmuth, V. (2023). *Gestaltung des MKS-Referenzszenarios für die Periode 2022 bis 2050 (REF-2050): Arbeitspapier im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV)*. <https://m-five.de/publikationsartikel/gestaltung-des-mks-referenzszenarios-fuer-die-periode-2022-bis-2050-ref-2050> [17.04.2024]
- SMA und Partner, Intraplan Consult & VIA Consulting & Development (Hrsg.) (2022). *Abschlussbericht zum Zielfahrplan Deutschlandtakt: Grundlagen, Konzeptionierung und wirtschaftliche Bewertung. Version 3-00. Im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr*. https://downloads.ctfassets.net/scbs508bajse/70b2P0qjFPmrt6FSXSxy/f2f48d117f4399a3b165cac6ebf4f179/2022-09-01_Abschlussbericht_Deutschlandtakt_3-00.pdf [04.03.2025]
- Statista (2024). *Zusammensetzung des Benzinpreises (Super E10) in Deutschland pro Liter: Stand: Dezember 2024*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/29999/umfrage/zusammensetzung-des-benzinpreises-aus-steuern-und-kosten/> [10.02.2025]
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2019). *Wohnen in Deutschland: Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018*. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.html> [09.08.2023]
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2020). *Entwicklung der Privathaushalte bis 2040: Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2020*. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Publikationen/Downloads-Haushalte/entwicklung-privathaushalte-5124001209004.pdf> [10.02.2025]
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2025a). *Erhebung über Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe: Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung: Deutschland*,

Jahre, Wirtschaftszweige, Energieträger [Code: 43351-0004]. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/43351-0004> [26.02.2026]

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2025b). *Erhebung über Erzeugung und Verwendung von Wärme: Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz, -bezug, -bestand der Heizwerke: Deutschland, Jahre, Energieträger* [Code: 43411-0001]. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43411/details> [26.02.2026]

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2025c). *Monatserhebung über Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung: Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Jahre, Energieträger* [Code: 43311-0001]. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/43311-0001> [26.02.2026]

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2026a). *Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland*. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html> [25.02.2026]

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2026b). *Produktionsindex, Produzierendes Gewerbe*. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Produktion/kpi111.html> [26.02.2026]

Terna (Hrsg.) (2025). *Annual Report 2024*. https://download.terna.it/terna/Terna_2024_Annual_Report_8dd871205a435e0.pdf [25.02.2026]

Thomson, A. M., Calvin, K. V., Smith, S. J., Page Kyle, G., Volke, A., Patel, P., Delgado-Arias, S., Bond-Lamberty, B., Wise, M. A., Clarke, L. E. & Edmonds, J. A. (2011). RCP4.5: A pathway for stabilization of radiative forcing by 2100. *Climatic Change*(109), 77–94. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0151-4>

t-online (2024). *Steigende Preise für Verbrenner: Unterschied zum E-Auto wird kleiner: Neue CO2-Grenzwerte ab 2025*. https://www.t-online.de/mobilitaet/aktuelles/id_100540058/verbrenner-preise-steigen-unterschied-zum-e-auto-wird-kleiner.html [26.02.2025]

U.S. Geological Survey (USGS) (2025). *Aluminum Statistics and Information*. <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/aluminum-statistics-and-information> [24.02.2026]

Umweltbundesamt & Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (Hrsg.) (2025). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: Stand: September 2025*. www.uba.de/m100073de [26.02.2026]

Verband der Chemischen Industrie (VCI) (2026). *Chemiewirtschaft in Zahlen online*. <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp> [24.02.2026]

Verband deutsches Reisemanagement (Hrsg.) (2021). *VDR-Geschäftsreiseanalyse 2021: 19. Ausgabe*. <https://www.vdr-service.de/fileadmin/services-leistungen/fachmedien/geschaeftsreiseanalyse/VDR-Geschaeftsreiseanalyse-2021.pdf> [10.02.2025]

Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) (2026). *Zementindustrie in Deutschland*. <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/zahlen-und-daten/zementindustrie-in-deutschland> [24.02.2026]

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (Hrsg.) (2024). *Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032: Stand: 20. März 2024*. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024_03_20_NEP-2022_Gas_FINAL_DE.pdf [15.04.2024]

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.) (2024). *Engagement für Stahl: Jahresbericht 2023*. https://www.wvstahl.de/wp-content/uploads/2024_Jahresbericht_final.pdf [24.02.2026]