

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treib- hausgas-Projektionen 2025



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 37K 24 42 01 0

FB001780

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025

von

Hannah Förster, Julia Repenning (beide Projektleitung),
Kerstin Borkowski, Sibylle Braungardt, Veit Bürger,
Vanessa Cook, Lukas Emele, Wolf Kristian Görz, Markus
Haller, Hauke Hermann, Wolfram Jörß, Peter Kasten,
Matthias Koch, Sylvie Ludig, Lorenz Moosmann,
Margarethe Scheffler, Malte Bei der Wieden, Kirsten
Wiegmann

Öko-Institut, Berlin, Freiburg, Darmstadt

Matthias Rehfeldt, Tobias Fleiter, Luna Lütz, Tim Mandel,
Heike Brugger, Markus Fritz, Clemens Rohde, Songmin
Yu, Michael Krail

Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Jana Deurer, Jan Steinbach

IREES GmbH, Karlsruhe

Christoph Walther, Marcel Streif, Wolfgang Schade
M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation, Economics

Bernhard Osterburg, Roland Fuß, Joachim Rock, Sebas-
tian Rüter, Sascha Adam, Karsten Dunger, Andreas Gen-
sior, Alexander Gocht, Arndt Piayda, Jörg Rieger, Claus
Rösemann, Davit Stepanyan, 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:

März 2025

Redaktion:

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

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

DOI:

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

Dessau-Roßlau, März 2025

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

Kurzbeschreibung: Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025

Die Projektionen 2025 beschreiben die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) sowie in einem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Der modellierte Zeitraum umfasst die Jahre 2024 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 2025 werden Modelle eingesetzt, die für die Parametrisierung ihrer Modellläufe auf Rahmendaten zurückgreifen (siehe Kemmler et al. 2025b) und Instrumenteninformationen nutzen (siehe Förster et al. 2024, Tabelle 1). 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 2025 greenhouse gas projections

The 2025 projections show the projected development of greenhouse gas emissions in Germany in a 'with existing measures' scenario (MMS) and a 'with additional measures' scenario (MWMS). The modelling is carried out for the period of 2024 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 2025 projections, models are used that draw on framework data for determining the parameters of their model runs (see Kemmler et al. 2025b) and on instrument information (see Förster et al. 2024, Table 1). 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.....	8
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung.....	14
Summary	15
1 Einleitung.....	16
2 Energiewirtschaft	17
2.1 Erneuerbare Energien	17
2.2 Kohleausstieg	19
2.3 Neubau von Gaskraftwerken (Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke)	20
2.4 Netzreservekraftwerke.....	21
2.5 Elektrolyseure.....	22
2.6 Energetische Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen	22
2.7 Thermische Abfallbehandlungsanlagen im MMS.....	23
2.8 Einsatz von CCS in der Energiewirtschaft im MWMS.....	25
2.9 Wärmenetze.....	26
2.10 Batteriespeicher	27
2.11 Europäisches Ausland.....	29
3 Industrie	30
3.1 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht.....	30
3.2 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen.....	31
3.3 Methodische Erläuterungen zur Kurzfristkomponente der Produktionsmengenentwicklung.	32
3.4 Weitere Annahmen (CBAM, Infrastrukturen, Biomasse)	37
4 Gebäude	39
4.1 Anzahl privater Haushalte	39
4.2 Entwicklung der Wohnfläche und der Nutzfläche in Nichtwohngebäuden.....	39
4.3 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht.....	40
4.4 Implementierung der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)	40
4.4.1 Energieeffizienz.....	40
4.4.2 Anforderung zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien	40
4.5 Annahmen zu Wasserstoff und biogenen gasförmigen Brennstoffen.....	42
4.6 Berücksichtigung von Förderprogrammen.....	42
4.7 Witterungsbereinigung der Energiebilanz	42

4.8	Berücksichtigung der Klimaerwärmung	43
5	Verkehr	45
5.1	Annahmen zur Modellierung der Verkehrsnachfrage.....	45
5.1.1	Nachwirkungen der COVID19-Pandemie.....	45
5.1.2	Zentrale Festlegungen in den Rahmendaten der Projektionen 2025.....	46
5.1.3	Verkehrsinfrastruktur in den Projektionen-2025 generell	46
5.1.3.1	Straßeninfrastruktur	46
5.1.3.2	Schieneninfrastruktur	47
5.1.3.3	Investitionsbedarf im Schienenverkehr.....	48
5.1.3.4	Weitere Verkehrsinfrastrukturen	50
5.2	Annahmen zu Förderprogrammen im Schienenverkehr.....	51
5.2.1	Generelles Vorgehen	51
5.2.2	Förderprogramme für den Schienenpersonenverkehr	51
5.2.3	Förderprogramme für den Schienengüterverkehr	53
5.3	Annahmen zur Neuzulassungsmodellierung.....	53
5.3.1	CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge.....	53
5.3.2	CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge	56
5.4	Berücksichtigung alternativer Energieträger in der Modellierung.....	57
5.4.1	Erneuerbare Kraftstoffe und die THG-Quote.....	57
5.4.2	Ladepreise für elektrische Fahrzeuge	60
5.4.2.1	Annahmen für Pkw-Ladepreise	60
5.4.2.2	Annahmen für Lkw-Ladepreise.....	61
6	Landwirtschaft.....	62
6.1	Energiebedingte Emissionen	63
6.1.1	Stationärer Wärmeverbrauch.....	63
6.1.2	Mobile Nutzung	64
7	Abfallwirtschaft	65
7.1	Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien	65
7.2	Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung.....	65
8	LULUCF	67
	Quellenverzeichnis	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Annahme zur installierten elektrischen Leistung der Kohlekraftwerke	20
Abbildung 2:	Annahmen zu Produktionsmengen ausgewählter Produkte (MMS und MWMS).....	31
Abbildung 3:	Einordnung von Energiebedarf und Wertschöpfung energieintensiver Industrie (2021)	33
Abbildung 4:	Unterstellte Entwicklung der Heizgradtage (Mittelwert) sowie das 15. und 85. Perzentil der Modellwerte	44
Abbildung 5:	Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen CO ₂ -Emissionswerte bei Neufahrzeugen (Pkw) aufgrund der CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw	55
Abbildung 6:	Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen spezifischen CO ₂ -Emissionsminderungen bei neuen schweren Nutzfahrzeugen aufgrund der CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger im MMS, 2023-2050	18
Tabelle 2:	Annahme zum Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS in MW _{el}	21
Tabelle 3:	Annahmen zur netzbedingten Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und entsprechende Stromerzeugung von Netzreservekraftwerken und positivem Redispatch im MMS und MWMS	22
Tabelle 4:	Annahmen zur installierten elektrischen Elektrolyseurleistung für die H ₂ -Produktion in GW im MMS und MWMS.....	22
Tabelle 5:	Annahmen zum Brennstoffeinsatz und zu den CO ₂ -Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen.....	23
Tabelle 6:	Annahmen zum fossil bedingten Brennstoffeinsatz und zu den CO ₂ -Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MMS	24
Tabelle 7:	Annahmen zum fossil bedingten Brennstoffeinsatz und zu den CO ₂ -Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MWMS (inkl. CCS).....	25
Tabelle 8:	Annahmen zum Ausbau der installierten thermischen Leistung erneuerbarer Fernwärmeerzeugung und unvermeidbarer Abwärme im MMS und im MWMS durch die BEW und das WPG.....	26
Tabelle 9:	Annahmen zur installierten Leistung und Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS und MWMS (jeweils zur Jahresmitte)	28
Tabelle 10:	Annahmen zur für Stromspeicherung verfügbaren Leistung und zur Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS und MWMS (jeweils zur Jahresmitte).....	28
Tabelle 11:	Produktionsmengenindizes 2022-2024 (2015=100%).....	34
Tabelle 12:	Produktionswertentwicklung im MMS.....	36
Tabelle 13:	Vergleich der Anzahl privater Haushalte verschiedener Quellen	39
Tabelle 14:	Entwicklung der spezifischen Wohnfläche bis zum Jahr 2050	40
Tabelle 15:	Finanzbedarf für Erhaltungs-, Neu- und Ausbau-Investitionen im Schienenverkehr (in Mrd. Euro ₂₀₂₃)	49
Tabelle 16:	Historische Daten für durchschnittliche CO ₂ -Emissionen der Pkw-Neuzulassungen in der EU in g CO ₂ /km	54

Tabelle 17:	Annahme für Preise im THG-Quoten-Handel in EUR ₂₀₂₃ /t CO ₂ -
	Äq.....60

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
BWI	Bundeswaldinventur
BWS	Bruttowertschöpfung
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CH₄	Methan
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	CO ₂ -Äquivalente
DAK	Digitale Automatisierte Kupplung
DRI	Direktreduktion von Eisenerz (engl.: direct reduced iron)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EP-Ratio	Energie-Leistungs-Verhältnis
ERK	Expertenrat für Klimafragen
ETCS	European Train Control System
EU	Europäische Union
EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EWV	Einzelwagenverkehr
FAO	Food and Agriculture Organization
FW	Fernwärme

Abkürzung	Erläuterung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H2	Wasserstoff (engl. Hydrogen)
HLK	Hochleistungskorridor
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
KSpG	Kohlenstoffdioxidspeichergesetz
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KV	Kombinierter Verkehr
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MiD	Mobilität in Deutschland
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MoP	Mobilitätspanel
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
N₂O	Lachgas (Distickstoffmonoxid)
NDC	Nationally Determined Contributions
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle
NEP	Netzentwicklungsplan
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
OMS	Ohne-Maßnahmen-Szenario
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr

Abkürzung	Erläuterung
OPEX	Betriebskosten (Operational expenditure)
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)
SPFV	Schienenpersonenfernverkehr
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
TAB	Thermische Abfallbehandlungsanlage
TCO	Gesamtbetriebskosten (engl.: Total Cost of Ownership)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
VB	Vordringlicher Bedarf
VB-E	Vordringlicher Bedarf zur Engpassbeseitigung
VCI	Verband der Chemischen Industrie
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke e.V.
WLTP	Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure
WPG	Wärmeplanungsgesetz
ZEV	Zero emission vehicle

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 umfassen ein „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS) und ein „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (MWMS). 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 Wasserkraftwerken), zu Netzreservekraftwerken, zum Einsatz von Elektrolyseuren, zur Nutzung von Kuppelgasen und zur thermischen Abfallbehandlung. Im MWMS wird zusätzlich der Einsatz von CCS berücksichtigt.
- ▶ **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. In beiden Szenarien MMS und MWMS wird der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) eingeführt. 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 a 'with existing measures scenario' (MMS) and a 'with additional measures scenario' (MWMS). 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 electrolyzers, the use of by-product gases and thermal waste treatment. The use of CCS is also taken into account in the MWMS.
- ▶ **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 EU Carbon Border Adjustment Mechanism Regulation (CBAM) is introduced in both the MMS and MWMS scenarios. 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

Dem Rahmendatenbericht sowie dem Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen (Kemmler et al. 2025b und Förster et al. 2024) sind die Annahmen zu den Entwicklungen vieler zentraler Parameter zu entnehmen. Im Folgenden sind zentrale Annahmen aufgeführt, die darüber hinaus gehen und Einfluss auf die Modellierung haben.

2 Energiewirtschaft

2.1 Erneuerbare Energien

Tabelle 1 zeigt die projizierte Entwicklung der installierten Leistung im MMS. Dargestellt sind die Leistungen zum Jahresende. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren basiert im Grundsatz auf dem im EEG 2023 festgelegten Ausbaupfad. Ergänzend dazu wurden historische Zubauwerte und Ausschreibungen analysiert, um eine solide Datengrundlage am aktuellen Rand zu schaffen. Besonders für Wind 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. In den Szenarien wird daher bis 2030 nur von einem Zubau auf 104 GW ausgegangen im Gegensatz zu den angestrebten 115 GW. Nach 2030 wird unterstellt, dass der versäumte Zubau sukzessive nachgeholt wird und so schließlich auch die installierte Leistung der Windenergie an Land langfristig bei den bis 2040 angestrebten 160 GW anlangt.

Für Windkraftanlagen auf See wird entsprechend aktueller Projektionen angenommen (Deutsche Windguard 2024), dass bis Ende 2030 Anlagen mit einer Leistung von 27 GW in Betrieb genommen werden (Ziel laut WindSeeG 30 GW). Dabei wird in den Jahren 2030 und 2031 ein hoher Zubau von jeweils ca. 9 GW erwartet.

Im Vergleich zu den Projektionen 2024 wurde die installierte Leistung der Biomasse-Kraftwerke aktualisiert. Dabei wurde berücksichtigt, dass die in den letzten Jahren durchgeführten Ausschreibungen für Biomethananlagen deutlich unterzeichnet waren (BNetzA 2024d). Für die Fortschreibung der installierten Leistung von Biomasseanlagen wurde unterstellt, dass im Jahr 2030 das in § 4 EEG definierte Ziel einer Leistung von 8,4 GW in Summe erreicht wird. Danach nimmt die installierte Leistung der Biomasseanlagen weiter ab, weil zunehmend Anlagen das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen und dies nur teilweise durch einen Zubau ausgeglichen wird. Nach 2030 nimmt die installierte Leistung der Biomasseanlagen wieder zu, weil die Erzeugung in Industrie-KWK-Anlagen zunimmt. Entsprechende Modellierungsergebnisse werden vom Industriesektor übernommen. Die Stromerzeugung der Biomasseanlagen setzt sich aus den Brennstoffen Biogas, Biomethan, feste Biomasse und Pflanzenöl zusammen. Die für Biogas- und Biomethananlagen zur Verfügung stehende Brennstoffmenge ergibt sich durch die verfügbaren Flächen und die Modellierung im Landwirtschaftssektor (vergleiche Kapitel 5.2.1, letzter Aufzählungspunkt). Aus dieser Brennstoffmenge wird die Strommenge abgeleitet.¹

Zudem wird unterstellt, dass im Bereich der Photovoltaik die im EEG 2023 definierten Ziele für das Jahr 2030 erreicht werden. Tabelle 1 fasst die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien zusammen. Zum Ende des Jahres 2030 sind Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt knapp 215 GW, Windkraftanlagen an Land mit insgesamt 104 GW und Windkraftanlagen auf See mit insgesamt 27 GW installiert. Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung der PV-Anlagen 400 GW, der Windkraftanlagen an Land 160 GW und der Windkraftanlagen auf

¹ In vergangenen Projektionen wurden die Biogaskraftwerke als flexible Kraftwerke modelliert und mögliche Restriktionen wurden nicht berücksichtigt. Solche Restriktionen ergeben sich z. B. durch begrenzte lokale Möglichkeiten für die Biogasspeicherung und Must-run-Notwendigkeiten z. B. durch die KWK-Wärmebereitstellung. Weil es sich bei den Biogasanlagen um Kleinanlagen handelt, liegen auch praktisch keine Ist-Einspeisekurven vor. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde die Stromerzeugung dem Modell als Grundlasterzeugung vorgegeben. Wenn bessere Einspeisedaten verfügbar werden sollten, kann in zukünftigen Projektionen die Modellierung wieder angepasst werden.

See 70 GW. Dieser ambitionierte Ausbaupfad führt zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung.

Der Zubau der Batterien wird der Modellierung exogen vorgegeben. Die installierte Leistung der **Batterien** steigt im MMS an (für eine Beschreibung des Vorgehens bei der Parametrisierung siehe Abschnitt 2.10 und Tabelle 10).

Tabelle 1: Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger im MMS, 2023-2050

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{el}						
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,2	14,6	5,7	4,7	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	18,3	9,3	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	31,5	32,1	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Öl	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Sonstige	5,2	5,2	4,1	3,1	2,6	2,2	2,2
<i>Gichtgas</i>	2,0	2,0	1,3	0,5	0,3	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	0,5	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Sonstige Gase</i>	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
<i>Abfall</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Summe Kernbrennstoffe, Kohlen, Gas (Methan, Kuppelgase), Öl, Abfall	80	63,9	52	44	38,8	38,4	38,4
Windenergie an Land	61,0	69,9	104,0	145,4	160,0	160,0	160,0
Windenergie auf See	8,5	11,0	26,8	40,0	56,4	69,7	70,0
Photovoltaik	82,8	115,0	214,5	308,6	397,4	400,0	400,0
Biomasse	9,5	8,2	5,3	3,6	3,7	4,0	4,5
<i>Biogas und Deponie-/Klärgas</i>	7,7	6,4	4,2	3,2	3,2	3,2	3,2
<i>Feste Biomasse</i>	1,6	1,6	1,1	0,3	0,5	0,8	1,2
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7
Geothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe Erneuerbare	167,4	209,8	356,3	503,3	623,2	639,5	640,3
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher (Turbinenleistung)	9,8	10,1	10,6	11,1	11,1	11,1	11,1
Batteriespeicher	5,5	13,4	38,6	64,1	87,5	92,9	102,7

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Summe gesamt	262,7	297,2	457,5	622,5	760,6	781,9	792,5

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut; Daten für 2023: BNetzA (2022), BMWK (2022b)

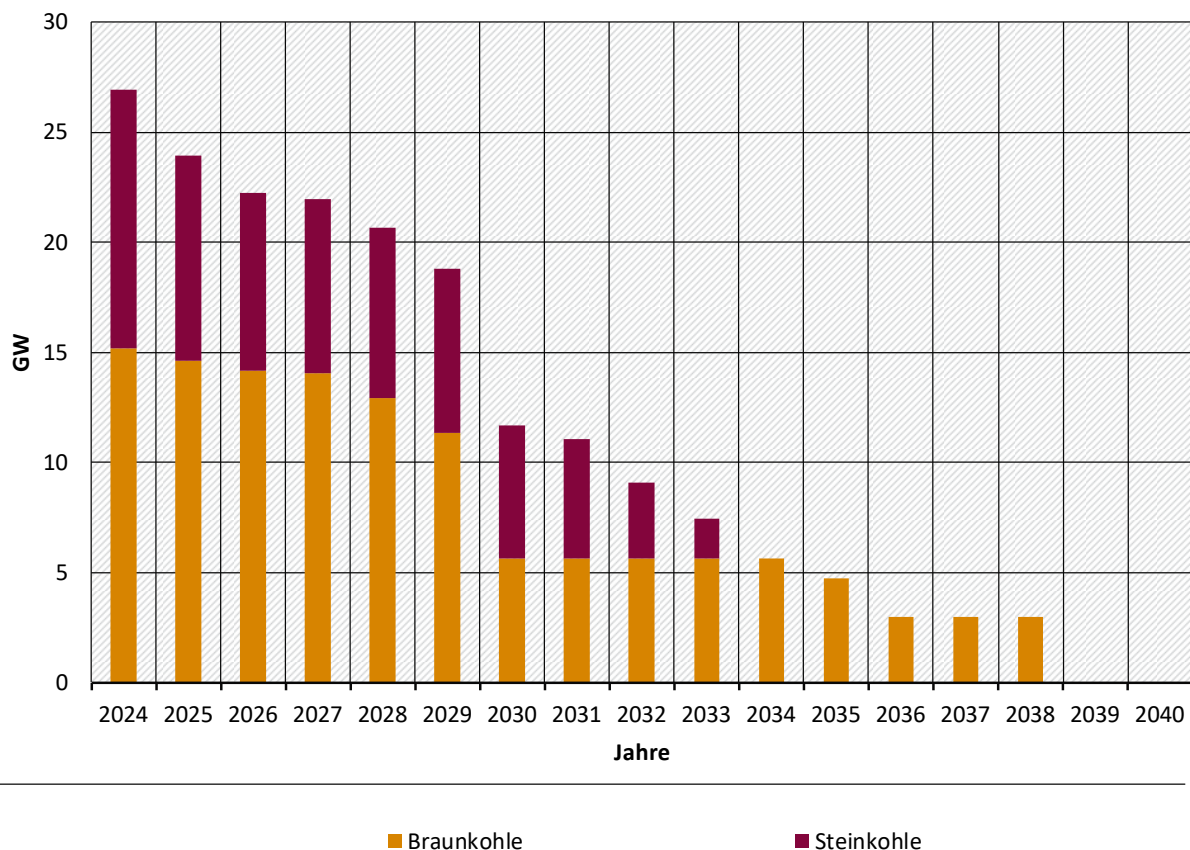
2.2 Kohleausstieg

Wie im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen (Förster et al. 2024) beschrieben, wird die Stilllegungsreihenfolge nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)² berücksichtigt.³ Für die Steinkohlekraftwerke wurde die installierte Leistung basierend auf der aktuellen Kraftwerksliste "Zu- und Rückbau" der Bundesnetzagentur für erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2024 bis 2026 aktualisiert (BNetzA 2024a).⁴ Dies umfasst auch die Ergebnisse aus der 5., 6. und 7. Ausschreibungsrunde. Die sich ergebende Entwicklung der installierten Leistung ist in Abbildung 1 dargestellt. Anders als in den Projektionen 2024 wurde auf ein iteratives Modellierungsverfahren mit marktgetriebenen Stilllegungen verzichtet, um im Sinne einer konservativen Abschätzung die möglichen Emissionsminderungen nicht zu überschätzen.

² 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

³ 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.

⁴ 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: Darstellung Öko-Institut basierend auf KVBG

Die Modellierung im MMS hat ergeben, dass im Jahr 2030 nur noch eine geringe Stromerzeugung von weniger als 10 TWh aus Kohlekraftwerken erfolgt. Davon entfällt über die Hälfte auf den Einsatz von Reservekraftwerken (vergleiche Abschnitt 2.4). Insofern wäre das absolute Emissionsminderungspotenzial durch eine beschleunigte (marktgetriebene oder ordnungsrechtliche) Stilllegung der Kohlekraftwerke bis 2030 im MWMS sehr beschränkt, wenn nicht zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, die den Reserveeinsatz reduzieren (wie z. B. die Einführung von lokalen Preisen am Großhandelsmarkt). Daher wurde auf eine entsprechende Anpassung der Modellierung im MWMS verzichtet. Das letzte Kohlekraftwerk geht folglich im MMS und im MWMS zum Ende des Jahres 2038 vom Netz.

2.3 Neubau von Gaskraftwerken (Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke)

Der **Neubau von Gaskraftwerken** ist im MMS und im MWMS exogen vorgegeben.

Im MMS umfasst der Zubau insbesondere Anlagen, die im Rahmen des Instruments Förderung von KWK-Anlagen errichtet werden. Der in den Jahren 2024 bis 2026 erwartete Zubau beträgt 1,7 GW, wie die folgende Tabelle 2 zeigt. Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke beträgt dann im Jahr 2030 insgesamt 34 GW. Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke bleibt im Zeitverlauf bis 2050 etwa konstant, da es im MMS kein Instrument gibt, das für einen Ausstieg aus der Erdgasverstromung sorgt, und davon ausgegangen wird, dass bei Erdgaskraftwerken und bei BHKW entsprechende Reinvestitionen stattfinden, um die installierten Leistungen zu erhalten. Auch die Fernwärmenachfrage wird daher teilweise weiterhin mit Erdgas-KWK-Anlagen gedeckt.

Tabelle 2: Annahme zum Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS in MW_{el}

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Einzelanlagen	250	120	1300	0	0	0	0

Quelle: BNetzA (2024a), ergänzt um weitere bekannte Projekte im Bau (Altbach und Heilbronn)

Im MWMS wird die Kraftwerksstrategie berücksichtigt. Der entsprechende Zubau wird ebenfalls exogen vorgegeben:

- ▶ 500 MW Wasserstoffkraftwerke, die von Beginn an mit Wasserstoff betrieben werden (sog. Wasserstoffsprinterkraftwerke) ab 2031
- ▶ Auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke mit einer Leistung von in Summe 7 GW (davon 2 GW Bestandsanlagen), die ab dem achten Jahr der Inbetriebnahme vollständig mit Wasserstoff betrieben werden
- ▶ 500 MW Langfriststromspeicher
- ▶ 5 GW Kraftwerke zur Versorgungssicherheit (neue Erdgaskraftwerke) als Teil eines vorgezogenen Kapazitätsmechanismus
- ▶ Es wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die Anlagen am Ende des Jahres 2030 in Betrieb gehen und die Umstellung der auf Wasserstoff umrüstbaren Kraftwerke Ende 2037 vollzogen wird.

Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke steigt im MWMS durch die zusätzliche Kraftwerksleistung ab Ende 2030 an. Ab Ende 2037 geht die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke dann zurück, weil Anlagen auf den Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden, sodass ab 2040 noch eine Gesamtleistung von 36,5 GW an Erdgaskraftwerken vorhanden ist.

2.4 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 (50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2023). Hier beträgt die Summe des negativen Redispatches von Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik 28,5 TWh im Jahr 2030. Ausgehend vom aktuellen Rand (12 TWh im Jahr 2023) 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 Netzinfrastuktur 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 3 dargestellten positiven und negativen Redispatches korrigiert.

Tabelle 3: Annahmen zur netzbedingten Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und entsprechende Stromerzeugung von Netzreservekraftwerken und positivem Redispatch im MMS und MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
Photovoltaik	-0,9	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
Windenergie an Land	-8,6	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9
Windenergie auf See	-5,4	-10,5	-10,5	-10,5	-10,5	-10,5
Reduktion der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien	-14,9	-28,5	-28,5	-28,5	-28,5	-28,5
Steinkohle	7,9	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Erdgas und Wasserstoff	7,0	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
Netzreservekraftwerke und positiver Redispatch	+14,9	+28,5	+28,5	+28,5	+28,5	+28,5

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut, basierend auf 50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (2023)

2.5 Elektrolyseure

Die elektrische Leistung inländischer **Elektrolyseure** wird exogen vorgegeben und basiert auf der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK 2023) bzw. einer entsprechenden Fortschreibung bis 2050. Im Vergleich zu den Projektionen 2024 wurde der Zubau bis 2025 überprüft und abgesenkt (EWI 2024). Es wird davon ausgegangen, dass die aktuell aufgetretenen Verzögerungen des Ausbaus auch noch im Jahr 2030 zu einer Zielverfehlung führen werden. In früheren Planungen der Kraftwerksstrategie, die der Parametrisierung in den Projektionen 2024 zu Grunde lag, spielten Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke, die als Gesamtsystem mit Elektrolyse und Speicherung angelegt waren, noch eine größere Rolle. Durch die Neuausrichtung der Kraftwerksstrategie in Richtung auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke wurde der Ausbaupfad im MMS und im MWMS angeglichen. Die resultierenden installierten Leistungen sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Annahmen zur installierten elektrischen Elektrolyseurleistung für die H₂-Produktion in GW im MMS und MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{el}					
MMS und MWMS	0,4	7,6	15,0	20,0	25,0	30,0

Quelle: Eigene Annahme, Öko-Institut

2.6 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 Hochofen-

route 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-Prozess 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 2023 bis 2045 deutlich ab.

Tabelle 5 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.

Tabelle 5: Annahmen zum Brennstoffeinsatz und zu den CO₂-Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen

	2023	2025	2030	2035	2040	2045
	PJ/a					
Brennstoffeinsatz	125	127	73	40	13	9
	Mio. t/a					
CO₂-Emissionen	21,2	21,6	11,5	5,7	0,9	0,6
	TWh/a					
Nettostromerzeugung	9	9	5	3	1	0,4
Nettowärmeerzeugung	8	7	5	3	2	0,8

Quelle: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen für das Jahr 2023: Umweltbundesamt (ZSE) (Umweltbundesamt 2024; 2024; 2024; 2024; 2025); Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung für das Jahr 2023: Destatis (2025a); Destatis (2025b); Fortschreibung bis 2045 gemäß Index aus der Modellierung des Industriesektors sowie getroffener Annahmen

2.7 Thermische Abfallbehandlungsanlagen im MMS

Thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB) setzen sich aus Müllverbrennungsanlagen (MVA) sowie EBS-Kraftwerken und Heizwerken zusammen. In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind rund 100 Anlagen mit dem Energieträger „nicht biogene Abfälle“ sowie einer elektrischen Nettoleistung von 2,1 GW aufgeführt (BNetzA 2024c). Ergänzend dazu weist der AGFW-Hauptbericht eine thermische Leistung für KWK-Anlagen mit dem Energieträger „Abfall“ in Höhe von 5,7 GW aus (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. Dies könnte dazu führen, dass als Alternative zur thermischen Abfallbehandlung die mechanisch-biologische Abfallbehandlung sowie die getrennte Erfassung von Kunststoffen und Bioabfällen zunehmen und folglich weniger Abfall verbrannt werden muss. Entsprechend

wird für die Modellierung unterstellt, dass im Zeitraum 2023 bis 2030 die Abfallmenge zur thermischen Verwertung in Deutschland um 5 % abnimmt. Nach 2030 werden die Annahmen für Siedlungsabfälle konstant fortgeschrieben.

Im Jahr 2023 wurden 180 PJ an fossilen Abfällen thermisch behandelt⁵. Die damit einhergehenden CO₂-Emissionen beliefen sich im Jahr 2023 auf rund 15 Millionen Tonnen. Aus der thermischen Behandlung von Siedlungs- und Industrieabfällen sowie Klärschlämmen wurden im Jahr 2023 zudem rund 10 TWh Strom (netto) und 21 TWh Wärme (netto) erzeugt (Destatis 2025a; 2025b). Im Gegensatz zu den CO₂-Emissionen beinhalten die Strom- und Wärmeerzeugung auch die biogenen Anteile der Abfallstoffe.

Während die Stromerzeugung und die CO₂-Emissionen proportional zum Rückgang der Abfallmenge zur thermischen Verwertung bis 2030 um 5 % abnehmen, wird für die Wärmeauskoppelung ein gegenläufiger Trend unterstellt. Durch die zusätzliche Anbindung von thermischen Abfallbehandlungsanlagen an Wärmenetze wird angenommen, dass die Wärmeauskopplung bis 2030 um 5 % zunimmt.

Nach dem Jahr 2030 werden die Strom- und Wärmeerzeugung sowie die CO₂-Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung konstant fortgeschrieben. Für das Erreichen von Treibhausgasneutralität müssten die Restemissionen mittels CCS abgeschieden und geologisch eingelagert werden. Dafür fehlen jedoch bislang entsprechende Politikinstrumente (vgl. Abschnitt 2.8).

Tabelle 6 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 6: Annahmen zum fossil bedingten Brennstoffeinsatz und zu den CO₂-Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MMS

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ/a						
Fossil bedingter Brennstoffeinsatz	180	175	164	164	164	164	164
	Mio. t/a						
CO₂-Emissionen	15,5	15,1	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
	TWh/a						
Nettostromerzeugung	9,8	9,6	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Nettowärmeerzeugung	21,2	21,5	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3

Anmerkungen: Bei Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen ist nur der fossile Anteil dargestellt. Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung schließen den biogenen Anteil mit ein.

Quelle: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen für Jahr 2023: Umweltbundesamt (2024; 2024; 2024; 2024; 2025); Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung für Jahr 2023: Destatis (2025a); Destatis (2025b)

⁵ Diese Abfälle beinhalten neben fossil bedingten Siedlungs- und Industrieabfällen weitere Abfallarten, wie z. B. Sonderabfälle, Alt-kunststoffe, Altöle oder Teppich- und Textilabfälle.

2.8 Einsatz von CCS in der Energiewirtschaft im MWMS

CCS wird in der Energiewirtschaft im MMS nicht berücksichtigt. Hintergrund ist, dass die im Rahmen der Carbon-Management-Strategie (Bundesregierung 2024) vorgesehene Änderung des Kohlenstoffdioxidspeichergesetzes (KSpG)⁶ noch nicht vom Bundestag beschlossen wurde. Für das MWMS soll aber CCS in der Energiewirtschaft berücksichtigt werden. Die Carbon-Management-Strategie legt einen Fokus auf unvermeidbare CO₂-Emissionen. Im Bereich der Stromerzeugung umfasst dies z. B. die Emissionen aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen. In der Vergangenheit fehlten aber die ökonomischen Anreize für CCS mit biogenen Emissionen und in thermischen Abfallbehandlungsanlagen, weil diese lange nicht vom EU-EHS-1 erfasst wurden. Im Rahmen einer Expertenschätzung wird angenommen, dass der Anteil der CO₂-Emissionen der Abfallverbrennung, die durch CCS abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden, von 10 % in 2035 auf 80 % in 2050 im MWMS ansteigen. Die Abscheidung umfasst sowohl biogene als auch fossile CO₂-Emissionen.

Die fossilen CO₂-Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung gehen durch CCS von 14,2 Millionen Tonnen im Szenario-Jahr 2030 auf 12,8 Millionen Tonnen im Szenario-Jahr 2035 zurück und verringern sich bis zum Szenario-Jahr 2050 weiter auf schließlich 2,8 Millionen Tonnen. Da die CO₂-Abscheidung auch mit einem Strom- und Wärmeverbrauch einhergeht, nehmen die Nettostromerzeugung und die Nettowärmeerzeugung ebenfalls ab. Dabei wird unterstellt, dass für Anlagen mit CCS der elektrische Wirkungsgrad um 50 % abnimmt und die thermische Wärmeauskopplung um 25 % zurückgeht (Tabelle 7). Zusätzlich werden auch noch biogene CO₂-Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung abgeschieden. Diese Abscheidung ist in der Tabelle 7 nicht enthalten.

Tabelle 7: Annahmen zum fossil bedingten Brennstoffeinsatz und zu den CO₂-Emissionen sowie der Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung im MWMS (inkl. CCS)

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ/a						
Fossil bedingter Brennstoffeinsatz	180	175	164	164	164	164	164
	Mio. t/a						
CO₂-Emissionen	15,5	15,1	14,2	12,8	9,5	6,2	2,8
	TWh/a						
Nettostromerzeugung	9,8	9,6	9,3	8,8	7,7	6,7	5,6
Nettowärmeerzeugung	21,2	21,5	22,3	21,7	20,4	19,1	17,8

Anmerkungen: Bei Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen ist nur der fossile Anteil dargestellt. Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung schließen den biogenen Anteil mit ein.

Quelle: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen für Jahr 2023: Umweltbundesamt (2024; 2024; 2024; 2024; 2025); Nettostromerzeugung und Nettowärmeerzeugung für Jahr 2023: Destatis (2025a); Destatis (2025b)

⁶ Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das zuletzt durch Artikel 22 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist

2.9 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. Das MMS und das MWMS sind im Bereich der Wärmenetze einheitlich parametrisiert.

Laut Darstellungen des BMWK liegen die geplanten Barmittel der aktuellen BEW für die Jahre 2022 bis 2028 bei rund sechs Milliarden Euro. Bei einer Laufzeit des Programms von sechs Jahren entspricht dies einem jährlichen Fördervolumen von durchschnittlich einer Milliarde Euro. Im Rahmen der 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. Differenzierte Zahlen zur Verteilung der Fördermittel auf die Fördergegenstände der BEW lagen zum Zeitpunkt der Erstellung der Wirkungsabschätzung noch nicht vor. Hierfür mussten also eigene Annahmen getroffen werden.

Für die Zeit nach 2028 wird eine Fortschreibung des Programms mit einer mittleren jährlichen Fördermittelausstattung wie in der bisherigen Programmlaufzeit angenommen – dies entspricht einem jährlichen Fördervolumen von durchschnittlich einer Milliarde Euro, die sowohl für die Investitionskostenzuschüsse in erneuerbare FW-Erzeugung, Wärmenetze und -speicher als auch die Betriebsbeihilfen aufgewendet werden.

Das als verfügbar angenommene jährliche Fördervolumen wird auf die Fördergegenstände der BEW verteilt. Da keine differenzierten Förderdaten zur BEW vorliegen, müssen Annahmen für eine sinnvolle Verteilung getroffen werden. Am naheliegendsten ist der Rückgriff auf ein möglichst aktuelles existierendes energiewirtschaftliches Szenario mit guter Anpassung am aktuellen Rand. Zum Zeitpunkt der Durchführung der Berechnungen ist dies das Szenario Klimaneutrales Deutschland, das im Oktober 2024 veröffentlicht wurde (Agora Energiewende 2024). Die spezifischen Investitionen und technischen Daten werden aus dem Technikkatalog zum Leitfa-den Kommunale Wärmeplanung des BMWK (Ortner et al. 2024) übernommen. Die Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung, die sich aus dem geförderten Zubau ergibt, zeigt Tabelle 8.

Tabelle 8: Annahmen zum Ausbau der installierten thermischen Leistung erneuerbarer Fernwärmeerzeugung und unvermeidbarer Abwärme im MMS und im MWMS durch die BEW und das WPG

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{th}					
Solarthermie	0,1	0,6	0,8	1,0	1,1	1,2
Tiefe Geothermie	0,5	1,2	1,4	1,6	1,8	1,9
Großwärmepumpen	0,9	3,9	5,6	7,3	8,6	9,1
Biomassekessel	1,7	2,0	2,2	2,5	2,7	2,7
Unvermeidbare Abwärme	0,2	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Summe	3,5	8,5	10,9	13,4	15,3	16,1

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

Mit den getroffenen Annahmen fließen im Zeitraum 2025 bis 2045 etwa 25 % des Fördervolumens in Investitionskostenzuschüsse für Wärmenetze, Wärmespeicher und sonstige Optimierungen. Weitere rund 25 % fließen in Investitionskostenzuschüsse für Fernwärmeerzeugungsanlagen und 50 % in Betriebskostenbeihilfen für Großwärmepumpen und Solarthermieanlagen.

Darüber hinaus wird unterstellt, dass außerhalb der BEW-Förderkulisse auch Elektrodenkessel marktgetrieben zugebaut werden. Der unterstellte Zubau wird aus dem Projektionsbericht 2024 übernommen (Harthan et al. 2024, S. 139). 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. 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 7 hinausgeht.

2.10 Batteriespeicher

Sowohl im MMS als auch im MWMS wird der Ausbau der **Batteriespeicher** exogen vorgegeben (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10). Dabei wird zwischen PV-Heimspeichern und Großbatterien unterschieden. Grundsätzlich wird unterstellt, dass der Ausbau der Batteriespeicher mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien korreliert.

In den beiden Stützjahren 2023 und 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 35 % (RWTH Aachen 2024; Figgenger et al. 2023). Dieser Korrelationsfaktor wird auch für die weitere Entwicklung der PV-Heimspeicher unterstellt, so dass sich für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von PV-Heimspeichern 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 aktuellen Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) (50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2024, S. 103).

Darüber hinaus wird ein Verhältnis von Speicherkapazität zu Batterieleistung (EP-Ratio) in Höhe von 1,7 unterstellt. Dieser Wert entspricht dem Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2024. Um abzubilden, dass der Betrieb insbesondere von PV-Heimspeichern nicht in erster Linie am Strommarkt ausgerichtet wird, wurde zudem unterstellt, dass sich der Speicherfüllstand der PV-Heimspeicher zwischen 20 % und 80 % der installierten Speicherkapazität bewegt. Dadurch 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 werden⁷.

Der Ausbau von **Großbatterien** unterliegt derzeit einer hohen Zubaudynamik. Für das Jahr 2025 werden alle Großbatterien aus dem Marktstammdatenregister, die derzeit in Betrieb sind oder bis Mitte 2025 in Betrieb genommen werden sollen, in der Modellierung berücksichtigt⁸ (Tabelle 9). Für den Zeitraum 2025 bis 2045 wird ein Zubau in Anlehnung an die Entwicklung von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land unterstellt. Mit einem Korrelationsfaktor von 10 %, welcher das Verhältnis der jährlich zugebauten Leistung (brutto) von Großbatteriespeichern zur jährlich zugebauten Leistung (brutto) von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land abbildet, werden die im Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045

⁷ Hierzu wird die Variable für die Beladeleistung mit einem entsprechenden Begrenzungsprofil versehen („upper bound“). Darüber hinaus wird für einen Teil der PV-Heimspeicher auch ein unteres Begrenzungsprofil vorgegeben, welches die ungesteuerte Batteriebeladung vor der Mittagsspitze beinhaltet.

⁸ Ende Februar 2025 beträgt die installierte Leistung von Großspeicher 1,8 GW.

(Version 2025) berücksichtigten Projektmeldungen für Großbatteriespeicher erreicht (50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2024). Darüber hinaus wird die Annahme getroffen, dass die Speicherkapazität der 1,5-fachen Batterieleistung entspricht. Ferner wird unterstellt, dass 25 % der Leistung der Großbatterien über Aggregatoren in das Vorhalten von Regelleistung eingebunden sind und damit dieser Anteil nicht als Stromspeicher fungiert.

Basierend auf diesen Überlegungen ergeben sich die in Tabelle 9 dargestellten Parameter für Batteriespeicher. Aufgrund fehlender politischer Instrumente wird kein Unterschied zwischen den beiden Szenarien MMS und MWMS angenommen.

Tabelle 9: Annahmen zur installierten Leistung und Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS und MWMS (jeweils zur Jahresmitte)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GWel						
Leistung	14	42	70	95	101	112
PV-Heim-speicher	12	30	47	64	69	76
Großbatte-rien	2	12	23	31	32	36
GWhel						
Speicherka-pazität	22	67	113	154	163	181
PV-Heim-speicher	19	49	79	108	115	127
Großbatte-rien	3	18	34	46	48	54

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut; basierend auf der Auswertung des Marktstammdatenregisters (RWTH Aachen 2024) sowie dem Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) (50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2024)

Tabelle 10: Annahmen zur für Stromspeicherung verfügbaren Leistung und zur Speicherkapazität der Batteriespeicher im MMS und MWMS (jeweils zur Jahresmitte)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GWel						
Leistung	14	39	64	87	93	103
PV-Heim-speicher	12	30	47	64	69	76
Großbatte-rien	2	9	17	23	24	27
GWhel						
Speicherka-pazität	14	42	72	99	105	116

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV-Heim-speicher	11	29	47	65	69	76
Großbatterie-rien	3	13	25	34	36	40

Quelle: Eigene Annahmen, Öko-Institut; basierend auf der Auswertung des Marktstammdatenregisters (RWTH Aachen 2024) sowie dem Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) (50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2024)

2.11 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 Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOG; ENTSO-E 2022). Das verwendete Szenario „National Trends“ steht im Einklang mit der nationalen Energie- und Klimapolitik in den jeweiligen Ländern. Die Datensätze werden für den TYNDP von den nationalen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt und beinhalten politische und strommarktbezogene Entwicklungen (ENTSOG; ENTSO-E 2022, S. 7). Etwaige fehlende Daten wurden durch Interpolation oder Fortschreibungen der Trends ergänzt.

3 Industrie

In der für die MMS-Berechnung verwendeten Modellierung werden neben den Rahmendaten (Kemmler et al. 2025b) und den im Bericht zu den Instrumenten (Förster et al. 2024) dargelegten Definitionen der Instrumente weitere Annahmen getroffen. Diese Annahmen beeinflussen,

- wie im Industriemodell Investitionsentscheidungen abgebildet werden (3.1),
- welche Nachfrage nach energieintensiven Grundstoffen und Produkten besteht (3.2, 3.3), und
- wie die Verfügbarkeit von Infrastruktur, Biomasse und Annahmen zum CBAM die Energieträgernutzung, Produktionsmengen und Treibhausgasemissionen beeinflussen (3.4).

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.

3.1 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-EHS⁹ 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 angenommen¹⁰. Dadurch wird unterstellt, dass Investierende den sich ab dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bis 15 Jahre danach einstellenden mittleren CO₂-Preis für ihre Entscheidung anlegen. Konkret bedeutet das, dass eine Investitionsentscheidung im Jahr 2025 (EU-EHS-Preis: 70 EUR/t_{CO2}) mit dem Mittelwert bis 2040 (EU-EHS-Preis: 169 EUR/t_{CO2}) bewertet wird – dieser beträgt 119,5 EUR/t_{CO2}¹¹.

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 vorherzusagen, unsicher ist, sind es auch die daraus entstehenden Modellwirkungen. Insofern können die angegebenen Minderungen über- oder unterbewertet sein. Um die Wirkungen zu realisieren,

⁹ Ebenso auf den BEHG – dessen Bedeutung ist für die Industrie aber geringer.

¹⁰ Es ist höchst unsicher, welche Entscheider*innen tatsächlich welche Preisvoraussicht anwenden – und inwieweit sie damit erfolgreich sind. Es werden die Annahmen des MMS 2024 weiterverwendet. Die so 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 15 Jahre (deutlich unterhalb der Lebensdauer vieler Investitionen) unvollkommen.

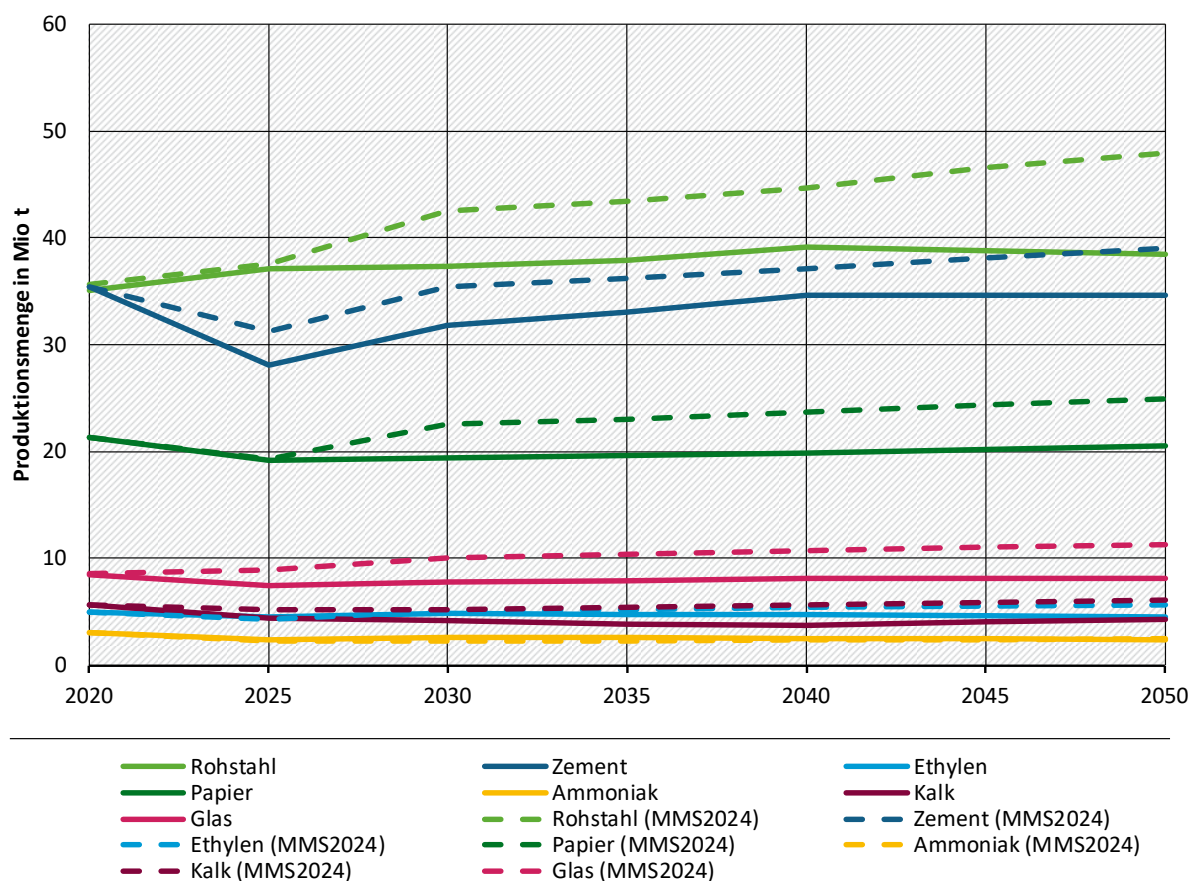
¹¹ Bei – wie im MMS vorliegend – weitgehend linearem Anstieg des CO₂-Preises entspricht dieser Preis dem im MMS verwendeten in der Mitte des untersuchten Zeitraums (hier: 2033). Werden Sprünge oder Knicke im Verlauf der Preisänderung unterstellt, kann dies anders sein. Unabhängig von der konkreten Ausprägung ist dieser Ansatz als Näherung zu verstehen.

kann erhöhte Planungssicherheit und Transparenz bezüglich zukünftiger Preisentwicklungen sinnvoll sein.

3.2 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen

Entsprechend der Methodik der Modellierung mit FORECAST (siehe UBA 2025b) 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 (MMS und MWMS)



Quelle: Fraunhofer ISI und FFE (Projektion ab 2024), diverse Quellen je Produkt (Produktionsmengen bis 2022), Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor in 2023)

Annahme für die langfristige Entwicklung in MMS und MWMS ist, dass ab 2025¹² die Dynamik der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Tabelle 12) – ausgedrückt durch den Produktionswert – die physische Produktionsmenge bestimmt. Das Gerüst der historischen Produktionsmengen (bis 2022, teilweise 2023) setzt sich aus einer Vielzahl an Quellen – oft einzeln je Produkt – zusammen. Quellen wichtiger Produkte sind WV Stahl (WV Stahl 2023), USGS für Nicht-Eisen-Metalle (USGS 2024), FAO (FAO 2023) und der Verband der Papierindustrie für Papier (Die Papierindustrie 2024), VCI für Chemie (VCI 2024) und VDZ für Zement (VDZ 2024a).

¹² Vor 2025 wird ein Mix aus Statistiken (Verbandsangaben zur physischen Produktion, Produktionsindex Destatis) verwendet, um Detailgrad, Verlässlichkeit und Aktualität der Angaben miteinander abzuwägen.

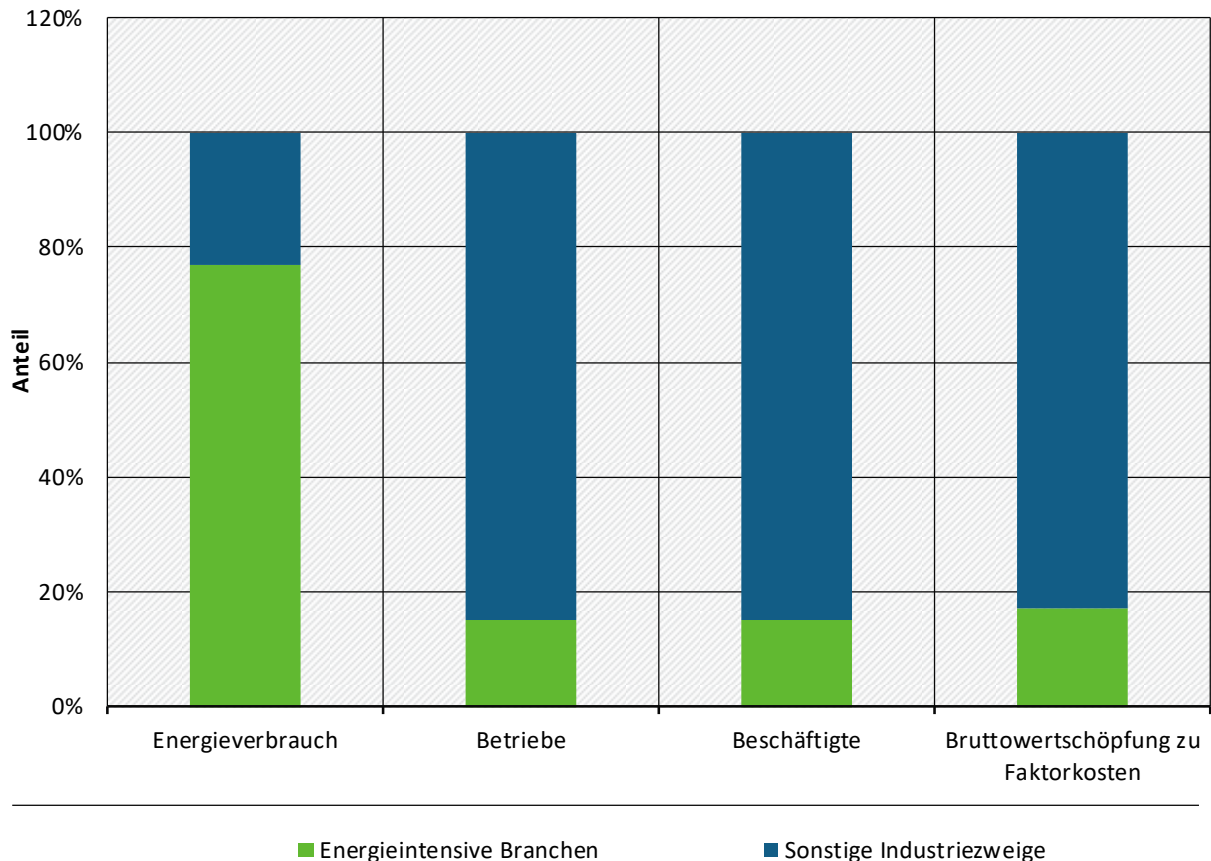
Wie im Projektionsbericht 2024 ist die Methodik der Produktionsmengenentwicklung um eine Kurzfristkomponente ergänzt, die im Folgenden in die Modellmethodik eingeordnet und dargestellt wird.

3.3 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 kommen¹³. Als Neuerung gegenüber dem Projektionsbericht 2024 wird nun 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).

¹³ 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 (2024)

Im Zuge der Szenariodefinition der Szenarien der Projektionen 2025 wird als allgemeine Annahme zur wirtschaftlichen Entwicklung ein Pfad des Bruttoinlandsprodukts, der Bruttowertschöpfung und des Produktionswerts (Kemmler et al. 2025b) 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 2022 sind Produktionsmengen aller Produkte vorhanden, einige Werte reichen bis 2023. Für 2024 sind zum Zeitpunkt der Modellierung noch keine Produktionsmengen verfügbar.

Diese Lücke wird durch die Produktionsmengenindizes des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2024) geschlossen. Dieser Datensatz stellt mengenbezogene Aktivität auf Branchenebene in monatlicher Auflösung als Index basierend auf 2015 bereit. August 2024 ist der letzte verwendete Wert. Das Modell verwendet einen extrapolierten jährlichen Datenpunkt (je Branche), der für die restlichen Monate in 2024 von einem mit August 2024 identischen Wert ausgeht (Tabelle 11).

Tabelle 11: Produktionsmengenindizes 2022-2024 (2015=100%)

	2022	2023	2024
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	99 %	84 %	82 %
Ernährung und Tabak	99 %	98 %	98 %
Papiergewerbe	93 %	82 %	83 %
Grundstoffchemie	87 %	74 %	81 %
Sonstige chemische Industrie	94 %	87 %	86 %
Gummi- und Kunststoffwaren	94 %	91 %	87 %
Glas und Keramik	101 %	84 %	81 %
Verarbeitung von Steinen und Erden	94 %	82 %	75 %
Metallerzeugung	97 %	92 %	89 %
NE-Metalle, -gießereien	98 %	94 %	89 %
Metallbearbeitung	98 %	96 %	85 %
Maschinenbau	102 %	102 %	93 %
Fahrzeugbau	101 %	103 %	97 %
Sonstige Wirtschaftszweige	99 %	94 %	90 %

Quelle: Destatis (2024b)

Ab 2025 wird die im Rahmendatenbericht (Kemmler et al. 2025b) 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 12). Bis 2030 erreichen drei Branchen (Ernährung und Tabak, sonstige chemische Industrie und Maschinenbau) mindestens wieder das Produktionsniveau von 2015 (=100 %). Vier weitere (Grundstoffchemie, Gummi- und Kunststoffwaren, Fahrzeugbau und sonstige Wirtschaftszweige) erreichen mindestens 90 % von 2015. Die weiteren Branchen erreichen 66 % (Gewinnung von Steinen und Erden), 70 % (Metallerzeugung), 77 % (Verarbeitung von Steinen und Erden) und bis 89 % (Metallbearbeitung). Insgesamt wachsen weiterverarbeitende Branchen stärker als Grundstoffindustrien. In 2028 wird im Mittel ein Produktionswertindex von 88 % erreicht.

Im Vergleich zum MMS 2024 folgt die angenommene Entwicklung der Produktionswerte im aktuellen MMS 2025 (und daraus abgeleitet der Produktionsmengen) einem deutlich flacheren Pfad. Es wird insbesondere nicht von einer schnellen Erholung der Produktionsmengen bis 2028 ausgegangen (vgl. Harthan et al. 2024, Abschnitt 5.3). Der Basiswert des Produktionswertindex liegt (nach Produktionswert über die Branchen gewichtet gemittelt) nach Destatis (2024) 2015

bei 100 %. In 2021 liegt er bei 103 %, 2024 bei 91 %. Im MMS der Projektionen 2025 wird von einer schwachen Erholung der Produktion ausgegangen – bis 2030 erreicht der Index 94 %, bis 2045 101 %. Gegenüber dem MMS der Projektionen 2024 ist das in 2030 ein um etwa 10 Prozentpunkte geringerer Wert – nach 2030 bleibt diese Differenz für den Rest des Modellierungszeitraumes erhalten.

Tabelle 12: Produktionswertentwicklung im MMS

Branchen	Historische Daten			Destatis-Produktions- mengenindex			Weiterführung entlang Rahmendaten-Dynamik						
	2015	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2028	2030	2035	2040	2045	2050
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	100 %	96 %	100 %	99 %	84 %	82 %	74 %	69 %	66 %	63 %	61 %	60 %	60 %
Ernährung und Tabak	100 %	108 %	104 %	99 %	98 %	98 %	102 %	105 %	106 %	108 %	110 %	112 %	113 %
Papiergewerbe	100 %	93 %	99 %	93 %	82 %	83 %	82 %	83 %	84 %	84 %	84 %	85 %	85 %
Grundstoffchemie	100 %	97 %	101 %	87 %	74 %	81 %	87 %	91 %	94 %	93 %	92 %	90 %	87 %
Sonstige chemische Industrie	100 %	116 %	129 %	94 %	87 %	86 %	88 %	96 %	100 %	110 %	122 %	135 %	147 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	100 %	99 %	107 %	94 %	91 %	87 %	87 %	92 %	95 %	100 %	105 %	110 %	114 %
Glas u. Keramik	100 %	104 %	106 %	101 %	84 %	81 %	80 %	83 %	83 %	84 %	85 %	86 %	86 %
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	100 %	107 %	107 %	94 %	82 %	75 %	72 %	76 %	77 %	78 %	81 %	85 %	90 %
Metallerzeugung	100 %	88 %	95 %	97 %	92 %	89 %	84 %	73 %	70 %	67 %	66 %	64 %	62 %
NE-Metalle, -gießereien	100 %	88 %	95 %	98 %	94 %	89 %	87 %	88 %	88 %	88 %	88 %	87 %	86 %
Metallbearbeitung	100 %	95 %	104 %	98 %	96 %	85 %	84 %	88 %	89 %	92 %	96 %	100 %	103 %
Maschinenbau	100 %	99 %	101 %	102 %	102 %	93 %	95 %	102 %	104 %	110 %	115 %	122 %	127 %
Fahrzeugbau	100 %	90 %	103 %	101 %	103 %	97 %	94 %	91 %	90 %	91 %	92 %	93 %	92 %
Sonstige Wirtschaftszweige	100 %	103 %	104 %	99 %	94 %	90 %	90 %	95 %	96 %	101 %	105 %	110 %	114 %

Quelle: Eigene Berechnungen, Fraunhofer ISI, Prognos; mit Daten aus Destatis (2024)

Die aus den Produktionswerten abgeleiteten Produktionsmengen je Produkt sind in Kemmler et al. (2025a) 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 Produktionsmenge¹⁴ auswirken kann.

3.4 Weitere Annahmen (CBAM, Infrastrukturen, Biomasse)

Die Verfügbarkeit von Infrastrukturen ist kein Element der Berichte zu den Instrumenten bzw. Rahmendaten der Projektionen 2025. Obschon sie in Ansätzen (Carbon-Management-Strategie, Netzentwicklungsplan Strom¹⁵, Wasserstoffkernnetz) beschrieben sind, haben sie nicht den benötigten Detail- und Verbindlichkeitsgrad erreicht, mit dem sie entlang der Instrumentendefinition als Instrument aufgenommen werden konnten. CBAM wird als Instrument nur flankierend (siehe Förster et al. 2024) abgebildet. Für die Projektionen 2025 werden daher folgende Annahmen getroffen:

- ▶ Das Europäische CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) wird in den Projektionen des Industriesektors nicht modelliert. Als flankierendes Instrument erfolgt keine Quantifizierung der Wirkung, stattdessen beeinflusst es qualitativ die getroffenen Annahmen zur Entwicklung von BIP, Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen der energieintensiven Industrie. Die Wirkung des CBAM wird als Voraussetzung für die Erwartung in eine langfristig in Europa und Deutschland relevante vorhandene energieintensive Industrie angesehen und stützt damit die unterstellte Produktionsmengenentwicklung. Wasserstoff ist grundsätzlich in jedem Modellierungsjahr verfügbar. Bis 2030/2032 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. Dann ist Wasserstoff für energieintensive Grundstoffe (Chemie, Stahl) allgemein verfügbar. Für Branchen, die eher dezentrale Standorte aufweisen, gibt es weitere Hemmnisse, Wasserstoff kann aber auch dort in den Wettbewerb um Marktanteile treten.
- ▶ Der Stromnetzausbau ermöglicht auf Übertragungsnetzebene jede im Rahmen der Szenarien 2025 erwartbare Elektrifizierung von Industrieanlagen – er ist in der Modellierung kein begrenzender Faktor. Auf Verteilnetzebene werden Herausforderungen des Netzanschlusses durch einen Integrationsfaktor der Elektrifizierungstechnologien berücksichtigt, der die CAPEX der Anlagen erhöht.
- ▶ Der Planungsstand der CO₂-Infrastruktur stellt noch ein Hemmnis dar und begrenzt im MWMS die Diffusion von CO₂-Abscheidetechnologien bis 2030 auf einzelne Standorte, die über Zug und Schiff angebunden werden. Als Orientierung wird dabei eine Veröffentlichung des VDZ zum Infrastrukturbedarf genutzt (VDZ 2024b). Im MMS ist aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage für die Speicherung kein CCS vorgesehen. CCU findet im durch die verfügbare technische Senke (Nutzung von CO₂ in der wasserstoffbasierten Chemieindustrie) eng begrenzten Umfang statt.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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 (BNetzA 2024b). 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.

- Die Nutzung von Biomasse wird mangels Instrument in MMS und MWMS nicht begrenzt. Allerdings sorgt die Verwendung der Preisreihe für Pellets (also eines hochwertigen biogenen Energieträgers) für eine modell-endogene Begrenzung der wirtschaftlichen Attraktivität.

4 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 (UBA 2025b).

4.1 Anzahl privater Haushalte

Die Anzahl privater Haushalte ist maßgeblich von der zugrundeliegenden Bevölkerungsentwicklung abhängig. Für die Projektionen 2025 wird, wie in Kemmler et al. (2025b) dargestellt, die Variante 2 (G2-L2-W2) der 15. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung verwendet (Destatis 2022), diese wurde angepasst auf die Zensusergebnisse vom Mai 2022 (Destatis 25.06.2024) und die Entwicklung am aktuellen statistischen Rand. Im Ergebnis führt dies dazu, dass die Bevölkerungszahl im Jahr 2022 in den Projektionen 2025 um 1,7 Mio. Personen niedriger liegt als in den Projektionen 2024. Auch der Peak im Jahr 2030 fällt um 1,2 Mio. geringer aus. Dies wirkt sich unmittelbar auf die Anzahl der Privathaushalte und somit auf die Szenarienergebnisse aus. Die Zahl der Privathaushalte wird im Anschluss auf Basis von Annahmen zur Entwicklung der Haushaltsgröße (Anzahl der Personen pro Haushalt) und den im Szenario verwendeten Rahmendaten zur Bevölkerungsentwicklung (Kemmler et al. 2025b) berechnet. Die 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 bis 2040 steigenden und danach nur leicht 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 13). Die Anzahl der Haushalte ist insbesondere als Eingangsgröße für die Berechnung der Anzahl der Elektrogeräte relevant.

Tabelle 13: Vergleich der Anzahl privater Haushalte verschiedener Quellen

	Quelle	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung (Mio.)	Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025	82,7	83,7	84,1	84,0	83,7	83,2	82,7
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		42,1	42,9	43,3	43,6	43,3	43,1

Quelle: Destatis (2020), Kemmler et al. (2025b), eigene Berechnung Fraunhofer ISI

4.2 Entwicklung der Wohnfläche und der Nutzfläche in Nichtwohngebäuden

zeigt ergänzend zu Tabelle 13 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 (Destatis 2019). Die Entwicklung der Wohnfläche bis 2050 wird ausgehend von 2020 fortgeschrieben.

ben. Dafür wird die relative Entwicklung der spezifischen Wohnfläche aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Nesselhauf et al. 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 14: 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. (2025b); eigene Berechnungen auf Grundlage von Nesselhauf et al. (2024)

4.3 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht

In den Projektionen 2025 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.

4.4 Implementierung der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)

4.4.1 Energieeffizienz

Die im Gebäudeenergiegesetz (GEG) festgelegten Mindesteffizienzstandards sowie die darüber hinausgehenden geförderten Effizienzstandards werden im Modell durch spezifische U-Werte¹⁶ 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.

4.4.2 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 zum einen Neubauten und Gebäudebestand und zum anderen Wasserstoffnetzausbaubereiche unterschieden sowie die verschiedenen Anforderungen an Heizungsanlagen (§ 71 GEG) berücksichtigt.

¹⁶ 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).

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 bzw. 2028. Im Sinne einer konservativen Abschätzung, wird das Jahr 2028 angenommen, da bis zu diesem Jahr in allen Kommunen die Wärmeplanung abgeschlossen sein muss. Bis zum Vorliegen des Wärmeplans ist der Einbau von Gas- und Ölkesseln erlaubt. Die Vereinfachung führt also dazu, dass die Installation von Gas- und Ölkesseln im Modell länger erlaubt ist, als durch das Wärmeplanungsgesetz teilweise vorgegeben ist. Es wird damit angenommen, dass flächendeckend erst ab 2028 die Wärmepläne vorliegen bzw. Entscheidungsgrundlage sind. Kessel, die jedoch im Zeitraum 2024 bis 2028 eingebaut werden, müssen ab 2029 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 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.

Diese Unterscheidung wurde bereits in den Projektionen 2024 implementiert, jedoch wurde für diese Energieträger die spätere Preissteigerung bereits im Jahr 2024 in den Energiepreisen berücksichtigt. Es wurde damit angenommen, dass Entscheidungen im Bewusstsein der späteren Quoten-Regelung getroffen wurden. Die Installationszahlen aus dem Jahr 2024 belegen jedoch, dass im letzten Jahr trotz 65 %-Pflicht eine große Anzahl an Öl- und Gaskesseln eingebaut wurden (BDH 27.01.2025). Es zeigt sich also, dass die Entscheidungen nicht im Bewusstsein getroffen wurden, dass in der Zukunft bestimmte Quoten eingehalten werden müssen. Deshalb wird die Preissteigerung für die Energieträger mit Quoten-Regelung in den Projektionen 2025 nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus ist der Gebäudebestand im Modell grundsätzlich in Gebäude innerhalb des Wasserstoffnetzausbaubereiches und außerhalb dessen unterteilt. Die Wasserstoffnetzausbaubereiche können in der Wärmeplanung von Kommunen ausgewiesen werden. Bis spätestens 2045 müssen die darin liegenden Gebäude mit Wasserstoff versorgt werden, bis dahin können jedoch weiterhin Gaskessel installiert und auch mit fossilem Erdgas betrieben werden. Das bedeutet, für diese Gebäude gelten die zeitlich gestaffelten Quoten nicht – es darf bis 2044 fossiles Erdgas genutzt werden. Zur Einteilung des Gebäudebestands werden die Berechnungen von Braungardt et al. (2023) herangezogen. Demnach ergibt sich ein Anteil von etwa 10 % der Gebäude, die derzeit mit Gas betrieben und aufgrund der Nähe zum geplanten Wasserstoffbackbone grundsätzlich in zukünftigen Wasserstoffausbaubereichen liegen könnten.

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 2028 folgende Optionen zur Verfügung:

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

4.5 Annahmen zu Wasserstoff und biogenen gasförmigen Brennstoffen

Den Annahmen zur Implementierung der 65 %-Pflicht folgend werden Annahmen zur Verfügbarkeit von Wasserstoff und Biomethan getroffen. Weiterhin wird an dieser Stelle der Umgang mit fester Biomasse beschrieben.

In den Wasserstoffausbaubereichen muss Wasserstoff nach den Anforderungen des GEG spätestens ab 2045 zum Einsatz kommen. Da ein plötzlicher Umstieg in 2045 unrealistisch erscheint, wird in den Projektionen angenommen, dass der Umbau schrittweise ab 2041 erfolgt.

In den zwischen 2024 und 2028 außerhalb von Wasserstoffausbaubereichen eingebauten Gas- und Ölkesseln ist ab 2029 die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien vorgeschrieben. Die Quote steigt von 15 % ab 2029 auf 40 % 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. In den Sensitivitäten wird betrachtet, welche Wirkungen sich ergeben, wenn die Quoten nicht eingehalten werden (können).

4.6 Berücksichtigung von Förderprogrammen

Für die Förderprogramme in Energieeffizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle und für Wärmeerzeugung wird im Modell nach folgenden 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 Förster et al. 2024; UBA 2025a).

4.7 Witterungsbereinigung der Energiebilanz

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

Die Energiebilanz berücksichtigt jedoch die temperaturabhängigen Schwankungen des Energieverbrauchs in Gebäuden und ermöglicht dadurch nur bedingt Aussagen zu Energieeinsparungen in den vergangenen Jahren.

Die Bereinigung erfolgt auf Basis der **Gradtageszahlen** von acht deutschen Städten – Münster, Berlin, Düsseldorf, Frankfurt am Main, Hannover, Leipzig, München und Stuttgart. Diese Werte werden aus dem **Gradtagezahl-Tool des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU)** für das Basisjahr entnommen (IWU 2022). Anschließend wird der Mittelwert dieser Gradtageszahlen mit dem 20-jährigen Mittelwert verglichen und daraus ein Klimafaktor berechnet.

Mithilfe dieses Klimafaktors werden die Energieverbräuche für Raumwärme angepasst. Dadurch wird sichergestellt, dass witterungsbedingte Schwankungen in der Energiebilanz berücksichtigt werden und ein realistischeres Bild des tatsächlichen Heizbedarfs entsteht.

4.8 Berücksichtigung der Klimaerwärmung

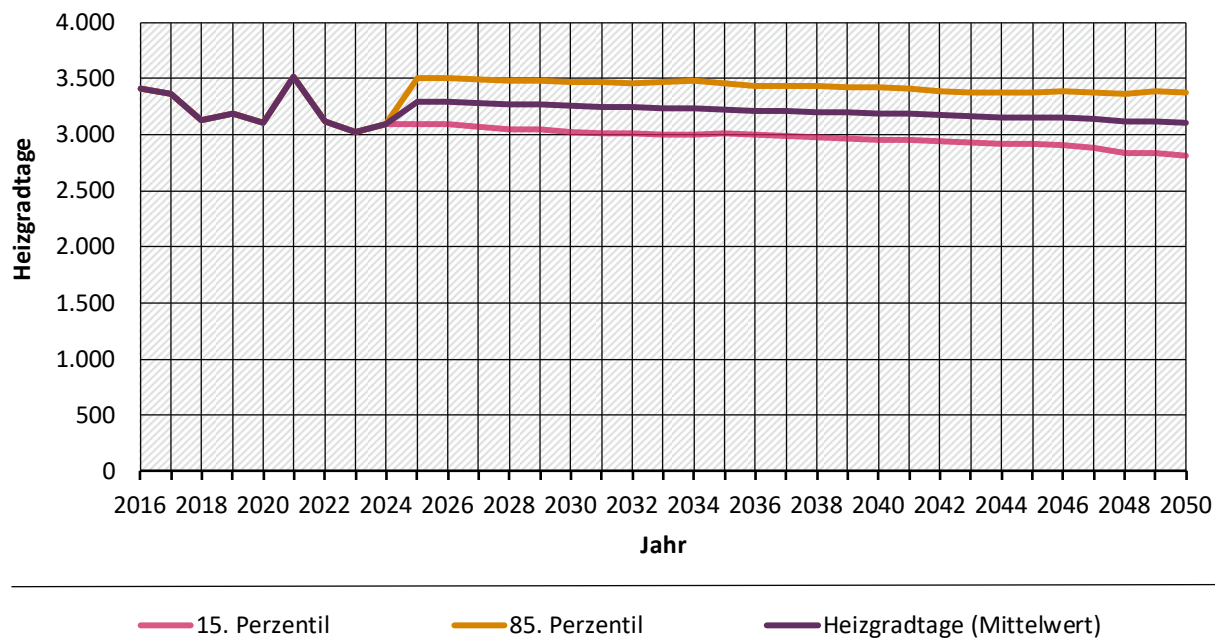
Bei der Projektion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird des Weiteren der Klimawandel in Form von steigenden Temperaturen berücksichtigt. Die wärmeren Temperaturen verringern den Wärmebedarf zum Heizen im Winter und erhöhen den Kühlbedarf im Sommer. Bei der Modellierung des Energieverbrauchs des Gebäudesektors werden diese Effekte mittels jährlicher Klimakorrekturfaktoren abgebildet. Witterungs- oder 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 Unterkapitel 4.7). Bei der Berechnung des zukünftigen Energieverbrauchs für Raumwärme haben die Witterungsbereinigungsfaktoren 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 (DWD 2018). Die Daten des DWD enthalten Werte für verschiedene Klimaszenarien. Verwendet wurden die Daten des RCP-Szenarios 4,5 (mittleres Szenario).¹⁷ 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).

Das Vorgehen zur Berechnung der Klimakorrekturfaktoren für die Kühlung erfolgte analog dazu auf Basis von Kühlgradtagen. Im Gegensatz zur Raumwärme ergeben sich für die Kühlung jedoch Klimakorrekturfaktoren > 1 (Verbrauch steigt an).

¹⁷ 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 (Mittelwert) sowie das 15. und 85. Perzentil der Modellwerte



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

5 Verkehr

5.1 Annahmen zur Modellierung der Verkehrsnachfrage

Für die Projektionen 2025 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 wird als Teil der Modellbeschreibung der Projektionen 2025 (UBA 2025b) dargestellt. Im Folgenden werden zusätzliche Rahmenbedingungen für die Modellierung des Verkehrssektors erläutert, die über die für die Projektionen 2025 festgelegten Rahmenbedingungen hinausgehen (Kemmler et al. 2025b).

5.1.1 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. War zuvor das digitale Arbeiten von zuhause im Homeoffice oder das Abhalten von digitalen Meetings am Computer noch eher Ausnahmeerscheinungen, 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 aus arbeiten können, noch zumindest teilweise im Homeoffice. Auch die Anzahl der Dienstreisen ist nach einer Umfrage des VDR (2021) während der Pandemie um 83 % gegenüber dem Jahr 2019 zurückgegangen. Repräsentativbefragungen wie beispielsweise von Borderstep Institut (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 und Kuhnimhof 2018) oder das Mobilitätspanel (MoP) (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). Eine genauere Entwicklung der Pandemiewirkungen auf die Nutzung von Home Office lässt sich jedoch erst nach Veröffentlichung der neuen MiD (in 2025 geplant) quantifizieren.
- 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 VDR. Eine repräsentative Abschätzung der langfristigen Nachwirkungen der Pandemie auf die Dienstreiseaktivität lässt sich ebenfalls erst nach der Veröffentlichung der neuen MiD-Ergebnisse leisten.

5.1.2 Zentrale Festlegungen in den Rahmendaten der Projektionen 2025

In den Rahmendaten für die Projektionen 2025 (Kemmler et al. 2025b) werden unter anderem drei wesentliche Entwicklungen mit enormer Relevanz für den Verkehrssektor abgeleitet:

- ▶ Eine mit etwa 84 Mio. Einwohner konstante Bevölkerung im Zeitraum 2025 bis 2040 (danach leichte Abnahme der Bevölkerung)
- ▶ Eine mittlere reale jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandprodukts (BIP) von knapp unter 1 % p. a.
- ▶ Ein Anwachsen des CO₂-Zertifikatspreises pro t/CO₂ im Verkehrssektor von real (Preisstand 2023) 51 Euro im Jahr 2025 über 188 Euro im Jahr 2040 bis 238 Euro 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 Verkehrsprognose übernommen. Mit diesen Rahmendaten können im Schienenpersonenverkehr und im Schienengüterverkehr entsprechende Wachstumsraten der Verkehrs- bzw. Transportleistung im Projektionszeitraum erwartet werden. Im Schienengüterverkehr wirkt der Güterstruktureffekt, also die Abnahme der zu transportierenden Massengüter, in die gegenteilige Richtung.

5.1.3 Verkehrsinfrastruktur in den Projektionen-2025 generell

Die Verkehrsinfrastruktur in Umfang und Qualität gehört nicht zu den übergeordneten Rahmenbedingungen für das MMS und das MWMS. Ausbau- und Erhaltungszustand von Straßen und Schienen sind aber wichtige Rahmenseetzungen für die Modellierung der Verkehrsnachfrage und beeinflussen Fahrzeiten 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 (Förster et al. 2024) darstellen. Darauf ist für die Modellierung der Projektionen 2025 verzichtet worden. Möglicherweise, und ggf. auch durch Fragen des Expertenrats für Klimafragen (ERK) angetrieben, werden zukünftig auch die Investitionen in die Verkehrsinfrastruktur quantifiziert werden müssen.

Für die Projektionen-2025 gilt somit, dass MMS und MWMS mit derselben Verkehrsinfrastruktur betrieben werden. Es wird eine Sensitivitätsrechnung für ein alternatives Infrastrukturszenario mit schlechterer Qualität als der angenommenen durchgeführt. Diese muss in der Lage sein, die Nachfrageentwicklung auf Basis der Rahmenbedingungen aufzufangen (Konsistenz der Szenarien). Auch deswegen ist es wichtig, eine klare und quantifizierte Vorstellung der Infrastrukturinvestitionen zu haben und diese mit einer expliziten Vorstellung zu Ausbau und Zustand der Verkehrsinfrastruktur zu verknüpfen.

5.1.3.1 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) durch zwei Vorgehensweisen Rechnung getragen:

- ▶ Unter den Maßnahmen des Vordringlichen Bedarfs (VB) wurden noch einmal 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 (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 Digitales und Verkehr (BMDV) 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 Umwegrouten existieren. Insgesamt wird für die Modellierung in ASTRA-M davon ausgegangen, dass die verfügbare Straßeninfrastruktur einem moderaten Wirtschaftswachstum Stand halten kann.

5.1.3.2 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 und dem Versuch des Börsengangs sind zahlreiche Strecken stillgelegt sowie Überhol- und Anschlussgleise abgebaut worden. Darüber hinaus ist in den letzten Jahrzehnten keine systematische Erhaltungsplanung betrieben worden, 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 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 der Szenarien MMS und MWMS wird angenommen, dass der Deutschlandtakt gemäß dem 3. Gutachterbericht zum Zielfahrplan Deutschlandtakt (SMA; Intraplan; VIA Con 2022) bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden kann, auch wenn erhebliche Investitionen in die Erhaltung der bestehenden Schieneninfrastruktur zu leisten sind. Diese Investitionen betreffen im Detail:

Erhaltung

- ▶ Sanierung der Hochleistungskorridore (HLK): Diese „Generalsanierung“ von 41 Hochleistungskorridoren ist 2024 angelaufen. Die Generalsanierung soll gemäß Planung 2030 abgeschlossen sein, wird in dieser Zeit aber im Güterverkehr zu nicht elektrifizierten Umwegrou-ten und Rückverlagerungen auf die Straße führen. Die Generalsanierung wird in ihren Aus-wirkungen in den beiden Szenarien, MMS und MWMS, modelliert.
- ▶ Erneuerung und Erhaltung der Brücken als Ganzes („Brückenkörper“) im gesamten Netz. Diese Arbeiten können aufgrund des halbjährigen Zeitraums je Korridorsanierung bautech-nisch selbst dort nicht geleistet werden und sind daher separat zu betrachten. Dies bedeutet erneute Beeinträchtigungen des Betriebs auf den bereits grundsanierten HLK in den Folge-jahren.
- ▶ 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 (BMDV 2024a).
- ▶ Weitere ca. 90 Maßnahmen zur vollständigen Umsetzung des Deutschlandtaktes (insbeson-dere 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 (EWV) 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 Eisenbahnverkehrs-unternehmen (EVU).

5.1.3.3 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) welche Sensitivitäten ggf. zu berechnen sind. Diese Abschätzung wurde auf Basis von Studien wie dem 3. Gutachterentwurf zum Deutschland-takt (SMA; Intraplan; VIA Con 2022), dem Finanzplan für den BVWP 2030 (BMVI 2016), einer aktuellen Studie zu ETCS (McKinsey; Orth-Kluth; Emch+Berger; SMA 2024 (unveröffentlicht)) sowie mit Hilfe von Expertengesprächen erarbeitet. : Alle im Folgenden angegebenen Werte ha-ben den Preisstand 2023 und sind als Anschaffungs- und Herstellungskosten netto bilanziert.

- ▶ Generalsanierung der Hochleistungskorridore (HLK), ca. 4.000 Streckenkilometer:
Für den ersten HLK, die Riedbahn von Frankfurt nach Mannheim, wurden ca. 1,3 Mrd. Euro bei einer Streckenlänge von ca. 74 km verbaut. Bei einer linearen Fortschreibung dieses Ver-hältnisses auf alle HLK ergeben sich ca. 69 Mrd. Euro als Gesamtinvestition.
- ▶ Standarderhaltungsarbeiten auf den HLK ab dem Jahr 2040 mit in Summe ca. 18 Mrd. Euro

- Standarderhaltungsinvestitionen im übrigen Hochleistungsnetz der Bahn, ca. 5.000 Streckenkilometer: ca. 74 Mrd. Euro.
- Grundhafte Instandsetzung oder Erneuerung von Brücken, die auch im Programm der HLK nicht enthalten sind: ca. 4 Mrd. Euro pro Jahr, in Summe ca. 1020 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. 74 Mrd. Euro.
- Für Neu- und Ausbaumaßnahmen gemäß Bedarfsplan 2030 und weiterer Projekte für den Deutschlandtakt: ca. 94 Mrd. Euro.

Rollout ETCS 2: gemäß McKinsey-Studie (McKinsey; Orth-Kluth; Emch+Berger; SMA 2024 (unveröffentlicht)) 69 Mrd. Euro. Daraufhin hat die DB AG eine Verschiebung des Rollouts auf das Jahr 2035 bekanntgegeben.

Es ergibt sich somit, unabhängig der Verfügbarkeit von Baumaterialien und Fachpersonal, sehr überschlägig ein Finanzbedarf für die Umsetzung aller notwendigen Investitionen von ca. 500 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 15: Finanzbedarf für Erhaltungs-, Neu- und Ausbau-Investitionen im Schienenverkehr (in Mrd. Euro₂₀₂₃)

	Erhaltung	Neu- und Ausbau	ETCS	Summe
2025	15,79	3,63	0,00	19,42
2026	17,53	3,63	2,00	23,16
2027	23,12	3,63	3,00	29,75
2028	24,07	3,63	4,00	31,69
2029	22,46	3,63	7,00	33,09
2030	23,93	3,63	10,00	37,55
Summe bis 2030	126,90	21,77	26,00	174,66
2031	9,63	3,63	10,00	23,25
2032	9,63	3,63	10,00	23,25
2033	9,63	3,63	10,00	23,25
2034	9,63	3,63	8,00	21,25
2035	9,63	3,63	5,00	18,25
2036	9,63	3,63	0,00	13,25
2037	9,63	3,63	0,00	13,25
2038	9,63	3,63	0,00	13,25
2039	9,63	3,63	0,00	13,25
2040	9,63	3,63	0,00	13,25

	Erhaltung	Neu- und Ausbau	ETCS	Summe
Summe bis 2040	223,16	58,04	69,00	350,20
2041	11,39	3,63	0,00	15,01
2042	11,39	3,63	0,00	15,01
2043	11,39	3,63	0,00	15,01
2044	11,39	3,63	0,00	15,01
2045	11,39	3,63	0,00	15,01
2046	11,39	3,63	0,00	15,01
2047	11,39	3,63	0,00	15,01
2048	11,39	3,63	0,00	15,01
2049	11,39	3,63	0,00	15,01
2050	11,39	3,63	0,00	15,01
Summe bis 2050	337,03	94,32	69,00	500,35
Erhaltung bis 2050:	67,4 %	Neubau bis 2050:	32,6 %	

Quelle: Eigene Abschätzung M-Five, basierend auf BMVI (2016), SMA; Intraplan; VIA Con (2022), McKinsey; Orth-Kluth; Emch+Berger; SMA (2024 (unveröffentlicht))

Der mittlere Investitionsbedarf beläuft sich auf ca. 20. Mrd. Euro pro Jahr. Gerade in den Jahren 2027 bis 2030 (Ende Sanierung HLK und Beginn des Rollouts von ETCS 2) ergeben sich aber jährliche reale Mittelbedarfe von 30 Mrd. Euro bis 38 Mrd. Euro. Das bedeutet, dass der Neu- und Ausbau erst gegenüber der Erhaltung zurückgestellt werden muss, dann aber bis 2050 in einem weitgehend sanierten Netz die Vorhaben des Deutschlandtaktes umgesetzt werden können. Da es im Rückblick auf die letzten Jahre auch möglich erscheint, dass jährlich nicht 20 Mrd. zur Verfügung stehen werden, und gleichzeitig der Erhalt aufgrund des sehr schlechten Zustands des Schienennetzes Vorrang vor dem Neu-/Ausbau haben muss, können an diesem Punkt Sensitivitätsbetrachtungen ansetzen. Bei den Projektionen 2026 wäre die Einrichtung eines Infrastrukturfonds Schiene ein zu betrachtendes Instrument.

5.1.3.4 Weitere Verkehrsinfrastrukturen

Binnenschifffahrt

Für die Binnenschifffahrt werden aufgrund des Güterstruktureffekts keine relevanten Wachstumspotenziale gesehen. Die notwendigen Erhaltungsarbeiten an den Schleusen und Fahrrinnen werden im Projektionszeitraum durchgeführt. Weitergehende Schwankungen der Wassertiefe als in den zurückliegenden Jahren werden nicht 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 von keinen erheblichen Kapazitätssteigerungen der See- und Binnenhäfen ausgegangen, zumal auch die Finanzierungs-

zuständigkeit des Bundes insbesondere bei den Seehäfen nicht geklärt ist. Cuxhaven ist besonders in der Diskussion, weil der gesamte Materialtransport für die Erweiterung der Offshore-Windanlagen über diesen Hafen laufen müsste, die Kapazitäten dafür aber nicht ausreichen.

Flughäfen

Für Luftfahrt existieren Ausbaupläne (z. B. Terminal 3 in Frankfurt-Flughafen mit zusätzlicher Kapazität in doppelter Größe des Stuttgarter Flughafens), die zusätzliche Kapazitäten schaffen. Es wird davon ausgegangen, dass die Aufkommensprognosen im Luftverkehr und die dann verfügbaren Flughafenkapazitäten in einem wirtschaftlich plausiblen Zusammenhang stehen.

5.2 Annahmen zu Förderprogrammen im Schienenverkehr

5.2.1 Generelles Vorgehen

Die Förderprogramme für den Schienenverkehr (für Infrastruktur wie Betrieb) gehören nicht zu den übergeordneten Rahmenbedingungen für das MMS und auch nicht für das MWMS. Für die Projektionen 2025 gilt jedoch, dass MMS und MWMS mit wenigen Ausnahmen mit denselben Förderregimen für den Schienenverkehr simuliert werden. 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 Förderprogramme, differenziert nach Personenverkehr und Güterverkehr, dargestellt, die in den beiden Szenarien MMS und MWMS gemeinsam berücksichtigt werden. Szenarienspezifische Förderprogramme sind im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen 2025 (Förster et al. 2024) dargestellt.

5.2.2 Förderprogramme für den Schienenpersonenverkehr

Trassenpreisförderung

Die anteilige Finanzierung der Trassenpreise im Schienenpersonenfernverkehr (SPFV) durch den Bund ist Bestandteil der beiden Szenarien im Verkehr und soll einen Anreiz schaffen, Verkehre von der Straße beziehungsweise vom Flugzeug auf die Schiene zu verlagern. Die Fördermaßnahme umfasst dabei 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. Es 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 Ausbauvorhaben, 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. Förster et al. 2024, Tabelle 95). 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 sind im Bericht zu den Instrumenten der Treibhausgas-Projektionen (vgl. Förster et al. 2024, Tabelle 95, Tabelle 96) beschrieben.

5.2.3 Förderprogramme für den Schienengüterverkehr

Die folgenden Förderprogramme werden in der Modellierung des MMS und des MWMS als Teil der Kostenmodellierung für den Schienengüterverkehr in ASTRA-M berücksichtigt. Sie gehen damit in die generalisierten Kosten der Schiene ein und beeinflussen so insbesondere die Modalwahlentscheidungen im Güterverkehr.

Trassenpreisförderung

Die Förderung mit der „Richtlinie zur Förderung des Schienengüterverkehrs über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte“ umfasst Betriebsleistungen im Zeitraum 28. Juni 2024 bis 30. November 2028. Dabei werden den im SGV tätigen Unternehmen über die DB InfraGO AG Haushaltsmittel des Bundes zur Verfügung gestellt. Die Höhe der Fördermittel basiert auf dem Trassenbestellprozess und der Trassenentgeltabrechnung der DB InfraGO AG. Die Eigenkapitalerhöhung der DB AG im Jahr 2024 bedingt eine ansteigende Zinslast für den Konzern, die über eine entsprechende Erhöhung der Trassenpreise erwirtschaftet werden könnte. Für den Güterverkehr sind nach Angaben der DB InfraGO ca. 15 % Aufschlag erforderlich (DB InfraGO 2024).

Förderung des Kombinierten Verkehrs (KV)

Im Rahmen des Förderprogramms „Richtlinie zur Förderung von Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs“ (gültig bis 31. Dezember 2026) werden Investitionen in den Neu- und Ausbau von KV-Umschlaganlagen sowie Investitionen in den Ersatz bestehender Umschlaganlagen oder Umschlaganlagenteile (Kräne, Gleise) finanziell mit bis zu 80 % der zuwendungsfähigen Kosten gefördert.

Gleisanschlussförderung

Die aktuelle Förderquote für den Bau und die Modernisierung von Gleisanschlüssen und Industriegleisen im Rahmen der „Richtlinie zur Förderung des Neu- und Ausbaus, der Reaktivierung und des Ersatzes von Gleisanschlüssen sowie weiteren Anlagen des Schienengüterverkehrs“ (gültig bis 31. Dezember 2025) beträgt bis zu 50 % der als förderfähig anerkannten Ausgaben sowie bis zu 80 % bei multifunktionalen Anlagen („Railports“).

Anlagenpreisförderung

Es können im Rahmen der „Richtlinie über eine anteilige Finanzierung der Entgelte in Serviceeinrichtungen des Schienengüterverkehrs mit dem Schwerpunkt Einzelwagenverkehr“ (gültig bis 30. November 2025) (BMVI 2020) Zuschüsse zur Zugbildung im Einzelwagenverkehr beantragt werden.

5.3 Annahmen zur Neuzulassungsmodellierung

Die Neuzulassungsmodellierung im Straßenverkehr nutzt eine Logit-Modell-Logik, für die eine Gesamtnutzungskostenrechnung (TCO-Rechnung¹⁸) die Grundlage der Antriebswahl bildet. Die Beschreibung der Methodik des Logit-Modells findet sich in (UBA 2025b). Im Folgenden wird jedoch auf einige relevante Annahmen bzw. Parametrisierungen von Instrumenten für die Modellierung eingegangen.

5.3.1 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

¹⁸ TCO: Total-Cost-of-Ownership

CO₂-Emissionswerte nach WLTP¹⁹ 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 Preise²⁰ emissionsarmer Fahrzeuge in Abhängigkeit von ihren Emissionen einen reduzierten 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 (AFP 2024; ecomento 2025), 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 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 2020 verändert. Für das Jahr 2025 ist der nächste Emissionsminderungsschritt (Zielvorgabe für EU-Durchschnitt: 93,6 g CO₂/km)²¹ vorgesehen. Weitere folgen 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 (2020–2023) reduziert wurden. Für den Zeitraum 2020–2023 gilt noch 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. Neuzulassungsdaten für batterieelektrische Pkw weisen darauf hin, dass im Jahr 2024 mit leicht geringeren Neuzulassungsanteilen an emissionsfreien Pkw zu rechnen ist (ACEA 21.01.2025) und damit die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der neuen Pkw tendenziell leicht höher als im Jahr 2023 liegen werden.

Tabelle 16: 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
CO ₂ -Emissionen (NEFZ*) ^{a)}	119,5	118,1	118,5	120,8	122,3	107,5			
CO ₂ -Emissionen (NEFZ*) ^{b)}	120	118	118	120	122	109			
CO ₂ -Emissionen (WLTP*) ^{a)}						130,3	114,1	108,1	
CO ₂ -Emissionen (WLTP*) ^{b), c)}							116	110	110

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

Quelle: a) EEA (2024b) b) Monteforte et al. (2024) c) Tietge et al. (2024)

Für die Ableitung der Mindestemissionsentwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeuge in den Zwischenjahren bis zur folgenden Zielwertstufe im Jahr 2030 wird eine leicht positivere Entwicklung angenommen, als es die historischen Daten

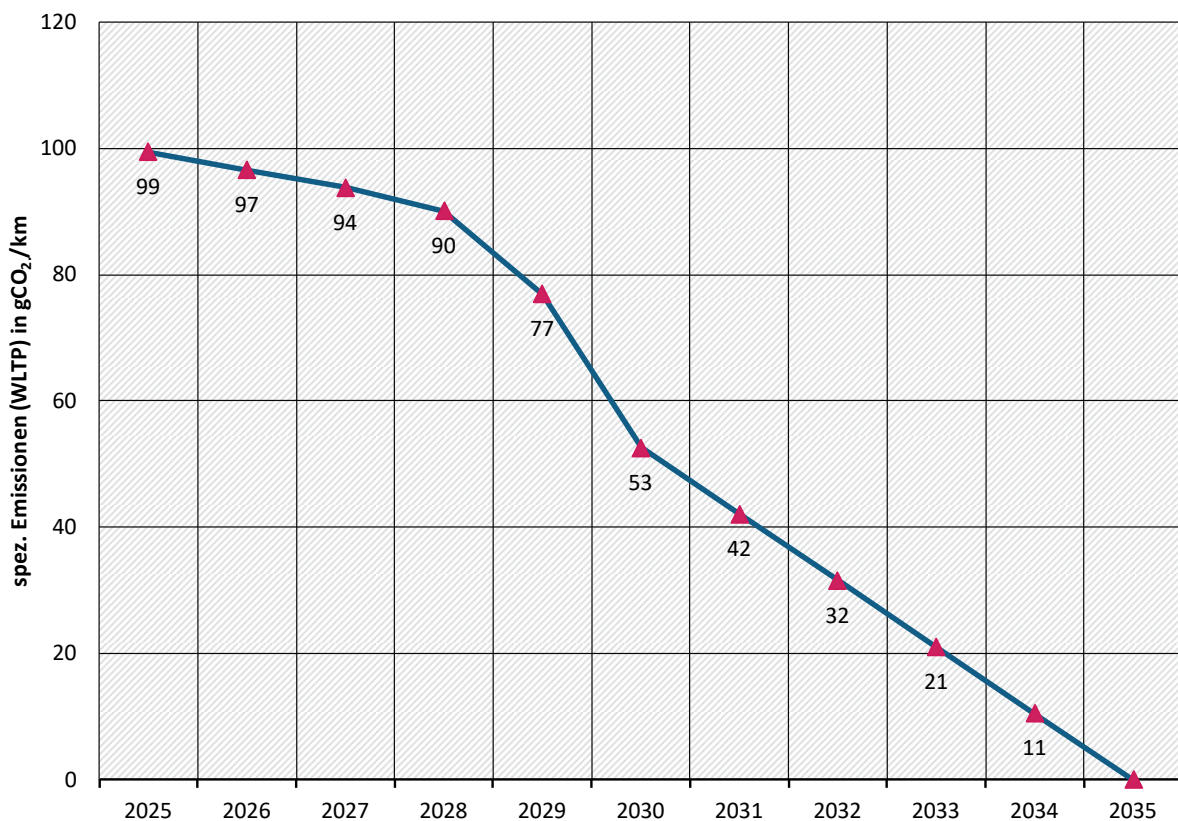
¹⁹ Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure

²⁰ Die Fahrzeugpreise ergeben sich aus Kostenkurven, die aus Krause et al. (2024) abgeleitet sind.

²¹ Dies entspricht einer Reduzierung der Emissionsminderung von 15 % gegenüber dem Jahr 2021.

zeigen. Der in Abbildung 5 aufgezeigte Verlauf der angenommenen Wirkung der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw (Mindestentwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte) nimmt an, dass in den Zwischenjahren bis zum Jahr 2030 6 % (2026), 12 % (2027), 20 % (2028) bzw. 48 % (2029) des Zielwertanstiegs im Jahr 2030 mindestens erreicht werden. Diese positivere Entwicklung gegenüber den historischen Daten wird darüber begründet, dass der „Zielwertsprung“ 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. In den Projektionen 2024 wurde eine lineare Mindestentwicklung der CO₂-Emissionen neuer Pkw und leichter Nutzfahrzeuge für den Zeitraum 2025–2030 angenommen, da zum Zeitpunkt der Modellierung der Projektionen 2024 eine positive Marktaussicht herrschte und die Fahrzeughersteller kontinuierlich steigende Produktionskapazitäten für batterieelektrische Fahrzeuge in ihren Planungen aufwiesen. Diese Planungen wurden aufgrund der zurückhaltenden Marktentwicklung für batterieelektrische Fahrzeuge im Laufe des Jahres 2024 zurückgefahren, so dass in den Projektionen 2025 eine angepasste Parametrisierung des Instruments gewählt wurde.

Abbildung 5: Verlauf der mindestens einzuhaltenden durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte bei Neufahrzeugen (Pkw) 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 2023 6 % über dem europäischen Durchschnitt lagen (EEA 2024a). 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 Käufer-schichten von den Fahrzeugherstellern erschlossen werden müssen.

5.3.2 CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge

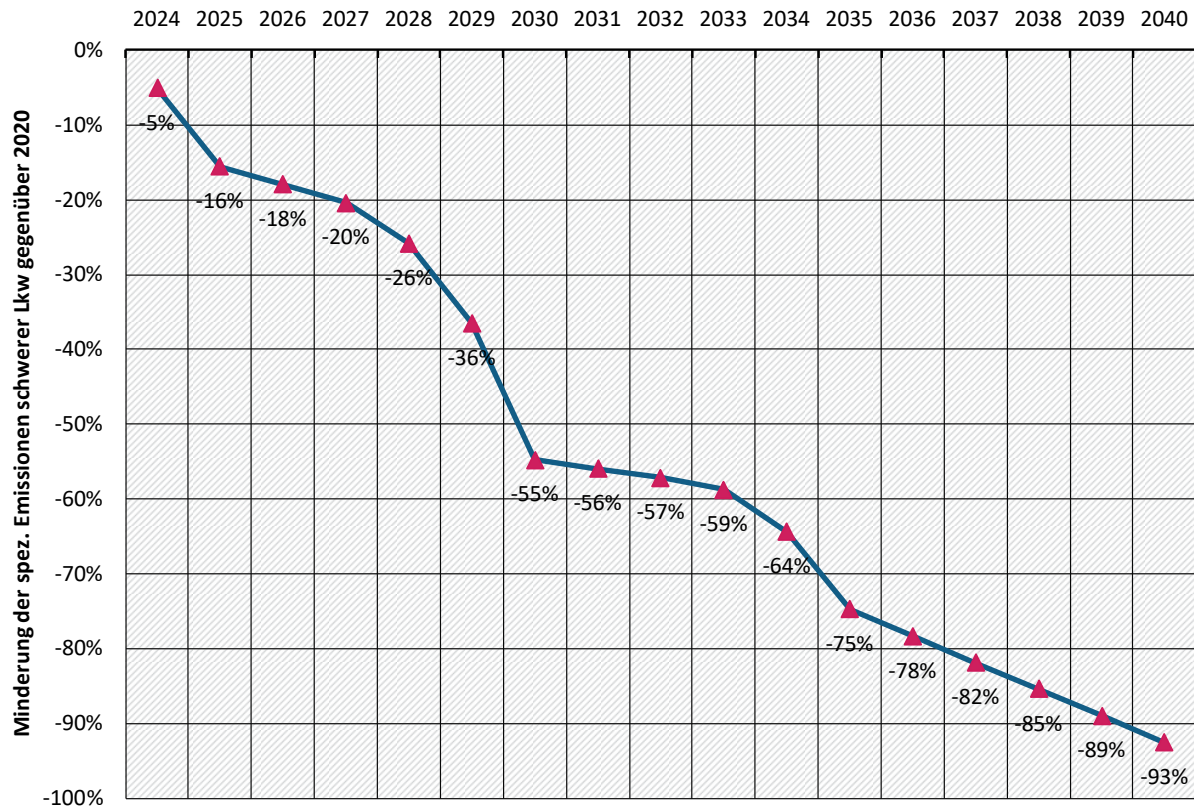
Die Modellierung für die Einhaltung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge folgt dem gleichen Modellierungsansatz wie bei den Pkw und leichten Nutzfahrzeugen. Bei Nichteinhaltung der für die CO₂-Flottenzielwerte mindestens zu erreichenden durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neufahrzeuge reagiert die Modellierung mit einer Anpassung der Kaufpreise bei emissionsfreien (Reduktion) und emittierenden Fahrzeugen (Anstieg), bis die hinterlegte Mindestemissionsminderung eingehalten wird.

Für die Ableitung der Emissionsentwicklung zwischen Zielwertsprüngen wird für die Zeiträume 2025–2030 und 2030–2035 das gleiche Verhalten wie bei den CO₂-Flottenzielwerten für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge angenommen (6 %, 12 %, 20 %, 48 % des Zielwertsprungs in den Zwischenjahren), da das erste Zieljahr der Regulierung das Jahr 2025 ist und daher bisher keine breite, empirische Datenbasis darüber vorliegt, wie die verpflichteten Hersteller die CO₂-Flottenzielwerte einhalten werden. Ein ähnliches Vorgehen der Hersteller für die Zieleinhaltung und eine ähnliche Emissionsentwicklung wie bei den Pkw ist jedoch erwartbar. Für den Zeitraum 2035–2040 wird wie bei den Pkw und den leichten Nutzfahrzeugen für die Erschließung fast aller Käufergruppen eine lineare Mindestentwicklung bis zum Zielwert im Jahr 2040 angenommen.

Aufgrund der ambitionierten Ausgestaltung der Lkw-Maut in Deutschland mit einer CO₂-Preis-Komponente in Höhe von 200 EUR/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 Cleanroom-Gesprächen des BMDV lässt sich ablesen, dass die Lkw-Hersteller für das Jahr 2030 einen um 20 Prozentpunkten höheren Absatz an emissionsfreien Lkw in Deutschland erwarten als im europäischen Durchschnitt²² (NOW 2024b). 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 2,5 Prozentpunkten gegenüber dem europäischen Durchschnitt angenommen.

²² 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 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 des Jahres 2020 dargestellt.

5.4 Berücksichtigung alternativer Energieträger in der Modellierung

5.4.1 Erneuerbare Kraftstoffe und die THG-Quote

In der Modellierung der THG-Quote²³ werden die im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und den für die THG-Quote relevanten Bundesimmissionschutzverordnungen (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 Erneuerbaren Energie-Richtlinie (RED²⁴) in Bezug auf

²³ Die THG-Quote bezieht den Straßenverkehr sowie die Kraftstoffe im Schienenverkehr mit ein.

²⁴ Renewable Energy Directive – (EU) 2023/2413

die THG-Emissionsminderung bzw. erneuerbaren Energie-Anteil sowie der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe und Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO²⁵) eingehalten werden. Dafür findet eine Verknüpfung zu den EU-Regulierungen ReFuel EU-Aviation²⁶ und FuelEU Maritime²⁷ statt, da diese auf die Kraftstoffzusammensetzung im Flugverkehr und der Seeschifffahrt wirken und damit einen Einfluss auf die Zielerfüllung der Vorgaben der RED haben.

Für die Ableitung der beigemischten erneuerbaren Kraftstoffe gelten daher die folgenden Prämissen:

- ▶ Für das Jahr 2023 weisen die vorläufigen Monitoring-Daten für die THG-Quote im Jahr 2023 (Generalzolldirektion 2024) einen für die zukünftigen Jahre in der THG-Quote nutzbaren Emissionsminderungsüberschuss von 8,1 Mt CO₂-Äq. auf. Diese stehen für die Zielerfüllung in den Folgejahren mit Ausnahme der Jahre 2025 und 2026²⁸ zur Verfügung. Die Emissionsminderungsüberschüsse werden in den Jahren 2027 und 2028 für die Einhaltung der THG-Quote eingesetzt, so dass für die Einhaltung der THG-Quote in diesen beiden Jahren weniger erneuerbare Kraftstoffe vertankt werden als in der THG-Quote zur Einhaltung der Ziele eingesetzt werden. Die bestehenden Überschüsse für die Unterquote fortschrittlicher Biokraftstoffe sind ebenfalls berücksichtigt, sind aber für die Zieleinhaltung nicht relevant, da die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe durch die THG-Emissionsminderungsvorgaben auch ohne Anrechnung der Übererfüllung eingehalten wird.
- ▶ Für das Jahr 2024 wird eine Abschätzung der erneuerbaren Kraftstoffmengen auf Basis unterjähriger Daten aus der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2025) vorgenommen.
- ▶ 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..
- ▶ Die Erfüllung der THG-Quote geht davon aus, dass – soweit möglich – günstige Erfüllungsoptionen zum Einsatz kommen. Dies sind die THG-Emissionsminderung aus der Stromnutzung, Biokraftstoffe aus Futter- und Nahrungsmitteln sowie Biokraftstoffe aus Altspeiseölen (Biokraftstoffe – Anhang IX Teil B). Die genannten Biokraftstoffe kommen dabei nur bis zu ihren Anrechnungsgrenzen zum Einsatz.
- ▶ Es wird davon ausgegangen, dass Fahrzeuge, die mit Wasserstoff betrieben werden, aufgrund der 3-fachen Anrechnungen der Energiemenge in der THG-Quote und dadurch entstehenden Kostenvorteilen vollständig mit grünem Wasserstoff (RFNBO) angetrieben werden. Der Anteil an RFNBO-Wasserstoff für die Wasserstoffversorgung des Verkehrs beträgt daher 100 %.
- ▶ Auf Basis der heute bereits im relevanten Maßstab angerechneten Mengen von fortschrittlichen Biokraftstoffen wird davon ausgegangen, dass die Zielerfüllung zudem stark über diese Biokraftstoffe stattfinden wird. Die begrenzte Verfügbarkeit und die hohen Kosten von E-Fuels (RFNBO-Flüssigkraftstoffen) führen dazu (z. B. Buffi et al. 2024), dass diese nur in sehr geringem Umfang zur Zielerreichung beitragen.

²⁵ Renewable Fuels of Non-Biological Origin

²⁶ (EU) 2023/2405

²⁷ (EU) 2023/1805

²⁸ Die THG-Quote lässt für die Jahre 2025 und 2026 keine Zielerfüllung mit Überschüssen aus den Vorjahren zu.

Da für den Zeitraum nach 2030 unklar ist, wie die THG-Quote fortgeschrieben wird und ohne Fortschreibung der THG-Quote mit angepassten Anforderungen ein sehr schnelles Absinken der erneuerbaren Mengen erfolgen würde, wird für den Zeitraum nach 2030 in der Modellierung Folgendes angenommen:

- Der Anteil der verschiedenen Biokraftstoffe sowie der E-Fuels verbleibt in Bezug auf den Referenzwert der THG-Quote konstant auf dem Wert des Jahres 2030. Da der Referenzwert der THG-Quote mit steigenden Anteilen batterieelektrischer Mobilität über die Zeit wegen der Effizienzvorteile der Elektromobilität immer kleiner wird, sinkt die absolute Menge an Biokraftstoffen kontinuierlich leicht ab.
- Wie bis zum Jahr 2030 wird auch im Folgezeitraum davon ausgegangen, dass der im Straßen- und Schienenverkehr nachgefragte Wasserstoff vollständig RFNBO-Wasserstoff ist.

Die Berechnung der THG-Emissionsminderung in der Logik der THG-Quote findet anders als in der Inventarlogik der Emissionsberichterstattung und des Klimaschutzgesetzes auf Basis einer Well-to-Wheel-Betrachtung statt. Die für die einzelnen Erfüllungsoptionen hinterlegten Emissionswerte sind die folgenden:

- Die Emissionswerte für Biokraftstoffe aus Futter- und Nahrungsmitteln (16 g CO₂-Äq./MJ), für Biokraftstoffe aus Abfällen²⁹ (10 g CO₂-Äq./MJ), fortschrittliches Biogas (-26 g CO₂-Äq./MJ) sind aus dem Reporting Deutschland im Rahmen der Fuel Quality Directive abgeleitet (EEA 2024c).
- Die Entwicklung der THG-Emissionen des Stromsystems entspricht der in den Projektionen 2024 (MMS) bestimmten Entwicklung des Stromsystems.
- Für RFNBO wird pauschal ein Emissionswert von 10 g CO₂ -Äq./MJ angenommen (z. B. Biemann et al. 2024; Buffi et al. 2024).
- 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. Der Anstieg der Preise innerhalb der THG-Quote (Tabelle 17) und das damit im Vergleich zu heute relativ hohe Preisniveau³⁰ gehen auf die Annahme zurück, dass die benötigten Kraftstoffmengen zur Einhaltung der THG-Quote ansteigen und zusätzlich auch Maßnahmen zur Betrugsprävention bei der Zertifizierung fortschrittlicher Biokraftstoffe eine Wirkung entfalten.

²⁹ Im Reporting für die Fuel Quality Directive ist die Kategorie „waste“ angegeben, die nicht zwischen Biokraftstoffen nach Anhang IX Teil A und Anhang IX Teil B unterscheidet.

³⁰ Im Jahr 2022 lagen die Preise im THG-Quoten-Handel jedoch auch schon erheblich höher (>400 EUR/t CO₂-Äq.).

Tabelle 17: Annahme für Preise im THG-Quoten-Handel in EUR₂₀₂₃/t CO₂-Äq.

	2024	2025	2026 - 2030	2031	2032	2033	2034	ab 2035
Erfüllungsoptionen mit Anrechnungsgrenze / Strom	100	150	200	200	200	200	200	200
Übrige	100	200	300	280	260	240	220	200

Auf Basis dieser Preise für den THG-Quotenhandel ergeben sich für die Modellierung die folgenden Effekte:

- ▶ Batterieelektrische Fahrzeuge erhalten entsprechend der angenommenen jährlichen Lademenge für das nicht-öffentliche Laden (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 der in Tabelle 17 angenommenen Preise im THG-Quoten-Handel 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 Kraftstoffhersteller 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 Kreidelmeyer und Kemmler (2025) übernommen bzw. abgeleitet 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 Kraftstoffe 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. 1 % der Kosten zur Einhaltung der THG-Quote angenommen.

5.4.2 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.

5.4.2.1 Annahmen für Pkw-Ladepreise

Die Ladepreise für Pkw setzen sich in der Modellierung aus zwei Komponenten zusammen:

- ▶ Für das nicht-öffentliche Laden (v. a. Heimpladung) wird für die Modellierung angenommen, dass der Haushaltsstrompreis zu entrichten ist (Kreidelmeyer und Kemmler 2025).
- ▶ Für die Ableitung der Preise für das öffentliche Laden wird für historische Daten ein Vergleich zwischen Haushaltsstrompreisen³¹ und den Ladetarifen verschiedener Anbieter an Ladestrom³² für eine elektrische Fahrleistung von 1.000 km je Monat vorgenommen und ein relativer Preisaufschlag zum Haushaltsstrompreis abgeleitet. Zu den Zeitpunkten Herbst/Winter 2022, Frühling 2023, Herbst 2023 und Herbst 2024 lag der Preisaufschlag gegenüber dem Haushaltsstrompreis bei 53 %, 32 %, 18 % bzw. 18 %. Auf Basis dieser Daten wurde für das Jahr 2024 vergleichsweise konservativ ein Aufschlag zum Haushaltsstrompreis von 27 % angenommen, der sich bis zum Jahr 2030 auf 17 % verringert und in Folge konstant bleibt.

Für die Bestimmung der Ladekosten von Pkw wird im Modell eine Mischung der Ladepreise für das nicht-öffentliche Laden und das öffentliche Laden vorgenommen. Mit steigender Verbreitung batterieelektrischer Fahrzeuge nimmt der Anteil des öffentlichen Ladens durch einen steigenden Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen in Haushalten ohne Lademöglichkeit im privaten Bereich zu. Dafür werden die folgenden Annahmen getroffen: Während im Jahr 2024 noch 76 % der Lademenge an nicht-öffentlichen Ladepunkten stattfindet (NOW 2024a), sinkt dieser Anteil durch eine stärkere Verbreitung der Elektromobilität auf Haushalte mit weniger Möglichkeit des privaten Ladens bis zum Jahr 2030 auf 70 % und bleibt in Folge konstant.

5.4.2.2 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 findet 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 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 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 Preisaufschlag bei 75 % zu Depotladen; beim Megawatt-Charging mit einer Ladeleistung von bis zu 1 MW liegt der angenommene Preisaufschlag bei 100 %.

³¹ Jeweils der aktuellen BDEW-Strompreisanalyse entnommen.

³² Ladetarif M und Tesla (für Tesla-Nutzende)

6 Landwirtschaft

Grundlage für die Annahmen zu Entwicklungen des Agrarsektors bis 2034 bildet die Thünen-Baseline 2024-2034 (Haß et al. 2024). 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 MWMS um über 0,4 Mio. ha bis 2050.

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 2023.

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, 2023-2035“ (EC 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 Maßnahmen des MMS und des MWMS auf dem Niveau der N-Mineraldüngermenge im Mittel der Jahre 2020 bis 2022.

Für die Projektionen 2025 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) 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 100 %.

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

Der Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen wird im MMS auf Basis des Jahres 2021 als Anteil am gesamten Wirtschaftsdünger statisch fortgeschrieben.

Der Einsatz von Energiepflanzen in Biogasanlagen geht zurück, wie in der Thünen-Baseline 2024-2034 beschrieben. Für das Jahr 2030 wird von einer Minderung der eingesetzten Energiepflanzen ggü. 2023 um ca. 60 % 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.

6.1 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.

6.1.1 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 kommt es auf Grund der Besonderheiten des Landwirtschaftssektors (Wohnlage zum Teil außerhalb der Siedlungen, alte große Gebäude, geringerer Anschluss an Gas- und Wärmenetze) zur Nutzung eines Korrekturfaktors.
 - Die Anteile für die Nutzung fester Biomasse und Solarthermie am Endenergieverbrauch werden analog zu den Anteilen im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) übernommen.
 - Die Anteile für die Nutzung von Wasserstoff, Wärmepumpen und Fernwärme am Endenergieverbrauch werden aus dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) übernommen und aufgrund der spezifischen Besonderheiten des Landwirtschaftssektors mit einem Korrekturfaktor von 50 % angepasst.

6.1.2 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 Eckel et al. 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 Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) könnte zukünftig ein Anteil von bis zu 30 % (Eckel et al. 2023) am gesamten Energieeinsatz aus der mobilen Nutzung elektrifiziert werden. Im Modell folgt die Entwicklung der Elektrifizierung den Anteilen aus dem Verkehrssektor, wird aber durch die Besonderheiten des Landwirtschaftssektors mit einem Korrekturfaktor von 20 % belegt.

7 Abfallwirtschaft

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

7.1 Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien

Durch die Förderung für kommunale Klimaschutz-Modellprojekte im Rahmen der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) (BMWK 2022a) ist zukünftig die Förderung der Deponiebelüftung von größeren Deponien mit Einsparpotenzialen von jeweils ca. 19.600 t CO₂-Äq. pro Jahr möglich. Zusätzlich wird durch die Kommunalrichtlinie die optimierte Sammlung der Gase auf Deponien gefördert, wodurch eine Verbesserung der bestehenden Gaserfassung um mindestens 25 % erreicht werden soll.

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 Förderung der optimierten Gaserfassung wird im Zeitraum bis 2030 mit sieben Projekten jährlich gerechnet (Minderungspotenzial pro Jahr ca. 0,002 Mio. t CO₂-Äq./Projekt), danach bis 2040 mit jährlich weiteren 3 bis 4 Projekten.

7.2 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)³³. 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. Darüber hinausgehende Mengen an Bioabfällen bleiben ebenfalls konstant.
- ▶ Reduktion der Lebensmittelabfälle bis 2030 von 108 kg/Person/Jahr um 16,2 kg/Person/Jahr. Das entspricht einer Reduktion um 15 % gegenüber dem Jahr 2022³⁴. Auch wenn Teile der Lebensmittelabfälle auch zukünftig über den Restmüll entsorgt werden, wird für die Quantifizierung angenommen, dass die Reduktion der Lebensmittelabfälle Auswirkungen auf die Höhe des separat gesammelten Bioabfalls hat. Damit sinkt das Bioabfallaufkommen, das in biologischen Abfallbehandlungsanlagen behandelt wird.
- ▶ Schrittweise Steigerung der Vergärungsanteile von aktuell 39 % am gesamten Bioabfallaufkommen auf 50 % bis zum Jahr 2040 auf Grund der gesteigerten Nachfrage nach Bioenergie aus Abfall- und Reststoffen.

³³ 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.

³⁴ Die durchschnittlichen Lebensmittelabfälle liegen für das Jahr 2020 bei 75 kg/Person/Jahr in den Haushalten, hinzu kommen ca. 33 kg/Person/Jahr aus der Außer-Haus-Verpflegung und dem Einzelhandel (Eurostat 2024). Eine Reduktion um 50 % bis zum Jahr 2030 würde insgesamt zu einer Reduktion um 54 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.

- Anpassung der Emissionsfaktoren für die erweiterten Anlagenkapazitäten für die Abfallvergärung in Folge technischer Verbesserungen (z. B. durch geringere CH_4 -Leckageraten). Auf Basis von Cuhls et al. (2015) wird der Mittelwert für Vergärungsanlagen und Vergärungsanlagen mit Nachrotte angesetzt: 1.760 g CH_4 /t Bioabfall im Jahr 2030 (heute 2.800 g CH_4 /t Bioabfall, lineare Reduktion bis zum Zielwert), für N_2O bleibt der Wert bei 40 g N_2O /t Bioabfall.

8 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. MMS und MWMS sind dann die Maßnahmenszenarien, die alle jeweils abzubildenden Maßnahmen enthalten.

Für die Projektion der zukünftigen Landnutzung wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeiten für Bruttolandnutzungsänderungen, die aus den letzten fünf Jahren (2018 bis 2023) der Zeitreihen der Emissionsberichterstattung abgeleitet wurden, in Zukunft konstant sind. In der Brutto-Betrachtung der Landnutzungsveränderungen werden alle Änderungen betrachtet und nicht auf regionaler Ebene saldiert. Real werden diese 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. 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) und
3. Veränderungen wie zwischen der BWI 2012 und der BWI 2022 als "mittlere" Variante

angenommen. OMS, MMS und MWMS 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 Bewirtschaftungsungleichheiten 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.

BMDV - Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.) (2024b): Die Nationale Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/hafenstrategie-24.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

BMUV - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (Hg.) (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. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_28.08.2023_b2.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020): Richtlinie über eine anteilige Finanzierung der Entgelte in Serviceeinrichtungen des Schienengüterverkehrs mit dem Schwerpunkt Einzelwagenverkehr. Online verfügbar unter https://www.eba.bund.de/DE/Themen/Finanzierung/APF/apf_node.html, zuletzt geprüft am 04.03.2025.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.) (2016): Bundesverkehrswegeplan 2030. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/bundesverkehrswegeplan-2030-gesamtplan.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a): Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten im kommunalen Umfeld "Kommunalrichtlinie" (KRL) - im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI). Online verfügbar unter https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/mediathek/dokumente/20221101_NKI_Kommunalrichtlinie.pdf, zuletzt geprüft am 02.07.2024.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland - unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2022). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt geprüft am 15.06.2023.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie - NWS 2023. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf>, zuletzt geprüft am 27.07.2023.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2022): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - (Stand: 25. November 2022). Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2024a): Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand: 15. April 2024). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/ZuUndRueckbau.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 28.11.2024.

BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2024b): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2024c): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 21. November 2024. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 02.12.2024.

BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2024d): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomethananlagen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Biomethan.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 09.01.2025.

Borderstep Institut - Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit (Hg.) (2022): Facts and Figures: Videokonferenzen. Online verfügbar unter <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/08/FF-Video-konferenzen-1.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Braungardt, S.; Bürger, V.; Steinbach, J.; Popovski, E. (2023): Abschätzung der Minderungswirkung der 65%-Anforderung im GEG-Entwurf. Öko-Institut und IREES (Hg.). Freiburg, Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Quantifizierung_GEG.pdf, zuletzt geprüft am 30.04.2024.

Brown, A.; Waldheim, L.; Landälv, I.; Saddler, J.; Ebadian, M.; McMillan, J. D.; Bonomi, A.; Klein, B. (2020): Advanced Biofuels - Potential for Cost Reduction - Task 41: 2020:01. IEA Bioenergy (Hg.). Online verfügbar unter <https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2020/02/Advanced-Biofuels-Potential-for-Cost-Reduction-Final-Draft.pdf>, zuletzt geprüft am 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, European Commission. Luxembourg: Publications Office.

Bundesregierung (2024): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-der-bundesregierung-fuer-eine-carbon-management-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 28.11.2024.

Cuhls, C.; Mähl, B.; Clemens, J. (2015): Ermittlung der Emissionssituation bei der Verwertung von Bioabfällen (Texte, 39/2015). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_39_2015_ermittlung_der_emissionssituation_bei_der_verwertung_von_bioabfaellen.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

DB InfraGO (2024): Trassenpreise 2026 - Vorab-Information zum am 23.08.2024 startenden Stellungnahmeverfahren. Online verfügbar unter <https://www.dbinfra.go.com/web/aktuelles/kundinneninformationen/kundinneninformationen/2024-KW34-Trassenpreise-2026-13018238>, zuletzt geprüft am 04.03.2025.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022): 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Annahmen und Ergebnisse. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2024): Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe - Deutschland, Monate, Original- und bereinigte Daten, Wirtschaftszweige (2-4-Steller Hierarchie) (Code 42153-0003). Stand 20.10.2024. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/42153/table/42153-0003/search/s/NDIxNTM=>, zuletzt geprüft am 11.12.2024.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2025a): Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Jahre, Energieträger - Code: 43311-0001. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/43311-0001>, zuletzt geprüft am 29.01.2025.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2025b): Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Kraft-Wärme-Koppelung: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Energieträger - Code: 43351-0004. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/43351-0004>, zuletzt geprüft am 29.01.2025.

Destatis - Statistisches Bundesamt (25.06.2024): Zensus 2022: 82,7 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner. Online verfügbar unter https://www.zensus2022.de/DE/Aktuelles/PM_Zensus_2022_Bevoelkerungszahl_Ergebnisveroeffentlichung.ht%20ml, zuletzt geprüft am 05.03.2025.

Destatis - Statistisches Bundesamt (Hg.) (2019): Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (Hg.) (2020): Entwicklung der Privathaushalte bis 2040 - Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2020. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Publikationen/Downloads-Haushalte/entwicklung-privathaushalte-5124001209004.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Deutsche Windguard (2024): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Erstes Halbjahr 2024. Online verfügbar unter https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2024/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr%202024.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2024.

Die Papierindustrie (2024): Papier 2024 - Leistungsbericht. Online verfügbar unter <https://www.papierindustrie.de/papierindustrie/statistik/papier-2024-herunterladen>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

DWD - Deutscher Wetterdienst (2018): DWD-Referenz-Ensembles v2018. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/klimaprojektionen/fuer_deutschland/fuer_dtld_rcp-datensatz_node.html, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

EC - European Commission (Hg.) (2023): EU agricultural outlook for markets 2023-2035. DG Agriculture and Rural Development. Brussels. Online verfügbar unter https://agriculture.ec.europa.eu/document/download/a353812c-733e-4ee9-aed6-43f8f44ca7f4_en?filename=agricultural-outlook-2023-report_en_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2024. DOI: 10.2762/722428.

Eckel, H.; Remmele, E.; Frerichs, L.; Hipp, Johannes, Müller-Langer; Franziska, Schröder, Jens (2023): Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen. KTBL. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hg.). Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Antriebsenergien/12643_Antriebssysteme.pdf, zuletzt geprüft am 23.01.2025.

ecomento (2025): Autohandel erwartet „Rabattschlacht“ bei Elektroautos. Online verfügbar unter <https://ecomento.de/2025/01/28/autohandel-erwartet-rabattschlacht-bei-elektroautos/>, zuletzt aktualisiert am 28.01.2025, zuletzt geprüft am 26.02.2025.

EEA - European Environment Agency (2024a): CO2 emissions from new passenger cars. Online verfügbar unter https://co2cars.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22track_to-tal_hits%22%3Atrue%2C%22query%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%3A2023%7D%7D%5D%7D%7D%2C%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22scStatus%22%3A%22Final%22%7D%7D%5D%7D%7D%5D%7D%7D%7D%7D%5D%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

EEA - European Environment Agency (2024b): CO2 emissions performance of new passenger cars in Europe. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/co2-performance-of-new-passenger>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

EEA - European Environment Agency (2024c): DE FQD 7a reporting 2022. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/fqd/art7a/envza5dww/231218_Art_7aFQD_template_Member_States_v3.4_ausgefAlt_Berichtsjahr_2022.xlsx/manage document, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

ENTSO-E (Hg.) (2022): TYNDP 2022 Scenario Report - Version April 2022. Brussels. Online verfügbar unter <https://2022.entsoe.eu/download/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Eurostat (2024): Food waste and food waste prevention by NACE Rev. 2 activity - tonnes of fresh mass - env_wasfw. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_wasfw_custom_13543585/default/table, zuletzt geprüft am 30.10.2024.

EWI (2024): Datengrundlage für die E.ON H2Bilanz 2024 1. Halbjahr. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/EWI_Datengrundlage_H2-Bilanz_2024_01.xlsx, zuletzt geprüft am 28.11.2024.

FAO - Food and Agriculture Organization of the United Nations (2023): Forestry Production and Trade. Online verfügbar unter <https://www.fao.org/faostat/en/#data/FO>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

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) (Texte, 115/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/bioreest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Figgner, J.; Hecht, C.; Bors, J.; Spreuer, K. G.; Kairies, K.-P.; Stenzel, P.; Sauer, D. U. (2023): The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/369479477_The_development_of_battery_storage_systems_in_Germany_A_market_review_status_2023. DOI: 10.48550/arXiv.2203.06762.

Förster, H.; Repenning, J.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Görz, W. K.; Harthan, R.; Hermann, H.; Jörß, W.; Kasten, P.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitch, R.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Blömer, R.; Brugger, H.; Eckstein, J.; Fleiter, T.; Fritz, M.; Krail, M.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Lütz, L.; Rohde, C.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Osterburg, B.; Rieger, J.; Rock, J.; Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Thamling, N.; Schade, W.; Haug, I.; Streif, M.; Walther, C. (2024): Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut; Prognos; M-Five. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7632.

Generalzolldirektion (2024): Vorläufige Statistische Angaben über die Erfüllung der Treibhausgasquote - Quotenjahr 2023. Online verfügbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Downloads/DE/Links-fuer-Inhaltseiten/Fachthemen/Verbrauchssteuern/quotenerfuellung_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Göckeler, K.; Steinbach, I.; Görz, W.; 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. Öko-Institut. Öko-Institut (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Szenarien-Elektrifizierung-Strassengueterverkehr.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2023.

Goebel, J.; Satilmis, S.; Seikat, L. (2024): Homeoffice auch nach Ende der Pandemiemaßnahmen weit verbreitet (DIW Wochenbericht, 43). Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hg.). Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.923309.de/24-43-1.pdf, zuletzt geprüft am 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.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, Malte; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Fritz, M.; Yu, S.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Osterburg, B.; Fuß, R.; Rock, J.; Rüter, S.; Adam, S.; Dunger, K.; Gensior, A.; Rösemann, C.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

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, 117). Johann Heinrich von Thünen-Institut (Hg.). Braunschweig. DOI: 10.3220/REP1728479310000.

IWU - Institut für Wohnen und Umwelt (2022): IWU-Tool Gradtagzahlen. Online verfügbar unter <https://www.iwu.de/publikationen/fachinformationen/energiebilanzen/gradtagzahltool/>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Limbers, J.; Lübbers, S.; Muralter, F. (2025a): Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025 - Datentabelle. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen-2025-rahmendaten_mit_metadata-20250212.xlsx, zuletzt geprüft am 26.02.2025.

Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Limbers, J.; Lübbers, S.; Muralter, F. (2025b): Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter : <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/rahmendaten-fuer-die-treibhausgas-projektionen-2025>. DOI: 10.60810/openumwelt-7765.

KIT - Karlsruher Institut für Technologie (2022): Deutsches Mobilitätspanel - Eine Längsschnittstudie zum Mobilitätsverhalten der Bevölkerung. Online verfügbar unter <https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/index.php>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

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). European Commission Joint Research Centre (Hg.). Luxembourg. DOI: 10.2760/534058.

Kreidelmeyer, S.; Kemmler, A. (2025): Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025 - Methodik und Daten. Prognos. Umweltbundesamt (Hg.). DOI: 10.60810/openumwelt-7811.

McKinsey; Orth-Kluth; Emch+Berger; SMA (2024 (unveröffentlicht)): DSD-Machbarkeitsstudie.

Monteforte, M.; Mock, P.; Bernard, M. R.; Tietge, U.; Mulholland, E. (2024): European Vehicle Market Statistics - Pocketbook 2023/24. The International Council on Clean Transportation (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://theicct.org/publication/european-vehicle-market-statistics-2023-24/>, zuletzt geprüft am 07.08.2024.

Nesselhauf, L.; Fischer, C.; Müller, S.; Godron, P.; Huneke, F.; Koch, M.; Wauer, N.; Weiß, U.; Metz, J.; Münnich, P.; Brizay, A.; Chemnitz, C.; Klümper, W.; Elmer, C.-F.; Vieweg, M.; Wietschel, J. (2024): Klimaneutrales Deutschland - Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Agora Think Tanks. Prognos (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>, zuletzt geprüft am 11.11.2024.

Nobis, C.; Kuhnimhof, T. (2018): Mobilität in Deutschland 2017 - MiD Ergebnisbericht - Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. infas; DLR; IVT Research; infas 360. Institut für angewandte Sozialwissenschaft (Hg.). Bonn. Online verfügbar unter <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/publikationen2017.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

NOW (Hg.) (2024a): Einfach zu Hause laden - Studie zum Ladeverhalten von Privatpersonen mit Elektrofahrzeug und eigener Wallbox. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/10/Studie_Einfach_zu_Hause_laden.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2025.

NOW (Hg.) (2024b): Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr - Auswertung der Cleanroom-Gespräche mit Nutzfahrzeugherstellern 2024. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/11/Marktentwicklung-klimafreundlicher-Technologien-im-schweren-Strassengueterverkehr-2024.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Ortner, S.; Paar, A.; Johannsen, L.; Wachter, P.; Hering, D.; Pehnt, M.; Acker, Y.; Köhler, B.; Bürger, V.; Braungardt, S.; Keimeyer, F.; Ott, B.; Radgen, P.; Kluge, C.; Bartsch, A.; Langreder, N.; Billerbeck, A. (2024): Leitfaden Wärmeplanung - Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche. Unter Mitarbeit von Morgenstern-Kennedy, B. und Koch, A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (Hg.). Online verfügbar

unter https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/wohnen/leitfaden-waermeplanung-lang.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 12.02.2025.

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.; Capros, P.; Kannavou, M.; Siskos, P. (2021): Technical support for RES policy development and implementation: delivering on an increased ambition through energy system integration - Final Report. Trinomics. European Commission (Hg.). DOI: 10.2833/86135.

Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Toro, F. (2018): A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. In: *Energy Efficiency* 11 (5), S. 1057–1082. DOI: 10.1007/s12053-017-9571-y.

RWTH Aachen (2024): Battery Charts. Online verfügbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

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). Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), TU Hamburg; PTV Planung Transport Verkehr; PTV Transport Consult. M-Five (Hg.). Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://m-five.de/publikationsartikel/gestaltung-des-mks-referenzszenarios-fuer-die-periode-2022-bis-2050-ref-2050>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

SMA - SMA und Partner; Intraplan - Intraplan Consult; VIA Con - VIA Consulting & Development (Hg.) (2022): Abschlussbericht zum Zielfahrplan Deutschlandtakt - Grundlagen, Konzeptionierung und wirtschaftliche Bewertung. Version 3-00. Im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr. TTS Trimode Transport Solutions. Online verfügbar unter https://downloads.ctfassets.net/scbs508ba-jse/70B2P0qjFPmrt6FSXSsy/f2f48d117f4399a3b165cac6ebf4f179/2022-09-01_Abschlussbericht_Deutschlandtakt_3-00.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2025.

Statista (2024): Zusammensetzung des Benzinpreises (Super E10) in Deutschland pro Liter - Stand: Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/29999/umfrage/zusammensetzung-des-benzinpreises-aus-steuern-und-kosten/>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

Tietge, U.; Dornoff, J.; Mock, P. (2024): CO2 emissions from new passenger cars in Europe: Car manufacturers' performance in 2023 - Research Brief. International Council for Clean Transportation (Hg.). Online verfügbar unter https://theicct.org/wp-content/uploads/2024/09/ID-218-%E2%80%93-EU-OEMs-2023-Research-Brief-A4-70146-v4_cor.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2024.

UBA - Umweltbundesamt (2025a): Instrumentenausgestaltung für die Treibhausgas-Projektionen 2025 - Datentabelle. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-fuer-die-klimaschutz-energiepolitik/integrierte-energie-treibhausgasprojektionen>, zuletzt geprüft am 07.03.2025.

UBA - Umweltbundesamt (2025b): THG-Projektionen 2025 für Deutschland. Modell- und Datendokumentation. Online verfügbar unter <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.open-code.de/>, zuletzt geprüft am 07.03.2025.

Umweltbundesamt (2024; 2024; 2024; 2024; 2025): Datenausspielung aus der UBA-Datenbank "Zentrales System Emissionen". per E-Mail mit Öko-Institut, 15.10.2024; 29.10.2024; 01.01.2024; 11.11.2024; 21.01.2025. Excel-Dateien.

USGS - U.S. Geological Survey (2024): Commodity Statistics and Information. Online verfügbar unter <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/commodity-statistics-and-information>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

VCI - Verband der Chemischen Industrie (2024): Chemiewirtschaft in Zahlen online. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

VDR - Verband deutsches Reisemanagement e.V. (Hg.) (2021): VDR-Geschäftsreiseanalyse 2021 - 19. Ausgabe. Online verfügbar unter <https://www.vdr-service.de/fileadmin/services-leistungen/fachmedien/geschaeftsreise-analyse/VDR-Geschaeftsreiseanalyse-2021.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (2024a): Zahlen und Daten. Online verfügbar unter <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/zahlen-und-daten/uebersicht>, zuletzt geprüft am 09.12.2024.

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (Hg.) (2024b): Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland - Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

WV Stahl - Wirtschaftsvereinigung Stahl (2023): Daten und Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland. Online verfügbar unter https://issuu.com/stahlonline/docs/wv-stahl_fakten-2023_web_675f7c6814999b?fr=sY2E0NzY4ODg5Njg, zuletzt geprüft am 09.12.2024.