

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 37K2 44 201 0

FB001820

Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)

von

Hannah Förster, Julia Repenning (beide Projektleitung),
Kerstin Borkowski, Sibylle Braungardt, Veit Bürger,
Vanessa Cook, Lukas Emele, Wolf Kristian Görz, Markus
Haller, Klaus Hennenberg, Wolfram Jörß, Peter Kasten,
Matthias Koch, Sylvie Ludig, Roman Mendelevitch, Lorenz
Moosmann, Christian Nissen, Margarethe Scheffler, Inia
Steinbach, Malte Bei der Wieden, Kirsten Wiegmann
Öko-Institut, Berlin, Freiburg, Darmstadt

Matthias Rehfeldt, Heike Brugger, Tobias Fleiter, Tim
Mandel, Clemens Rohde, Markus Fritz, Michael Krail,
Clemens Brauer, Jonas Horlemann, Songmin Yu
Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Jana Deurer, Jan Steinbach
IREES GmbH, Karlsruhe

Wolfgang Schade, Marcel Streif, Ines Haug, Julian
Emmerich
M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation, Economics,
Karlsruhe

Nils Thamling, Mohammad Alkasabreh, Elias Althoff,
Fabian Muralter, Sebastian Lübbers, Purnima Kulkarni,
Sven Kreidelmeyer, Andreas Kemmler, Jan Limbers
Prognos, Berlin, Basel

Andreas Fill, Philipp Hensch, Andrej Guminski
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

Bernhard Osterburg, Roland Fuß, Jörg Rieger, Joachim
Rock, Sebastian Rüter, Sascha Adam, Karsten Dunger,
Andreas Gensior, Alexander Gocht, Arndt Piayda, 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:

Mai 2025

Redaktion:

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

DOI:

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

Dessau-Roßlau, Juni 2025

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

Kurzbeschreibung: Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 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 2025 bis 2050. Der Bericht folgt den Vorgaben der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz.

Für die gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) ergibt sich in beiden Szenarien bis 2030 eine projizierte Minderung um 63 % gegenüber 1990, und bis 2050 wird eine Minderung von 85 % (MMS) bzw. 87 % (MWMS) projiziert.

Es gibt mehrere Haupttreiber der projizierten Emissionsentwicklung. Die erneuerbaren Energien werden stark ausgebaut. So erhöht sich der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030 im MMS auf 78 % und im MWMS auf 77%. Energieeffizienz- und Energieeinsparmaßnahmen führen zu deutlich niedrigeren End- und Primärenergieverbräuchen. Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, um die nicht mit Energieverbräuchen zusammenhängenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Um Abweichungen der Ergebnisse durch veränderte Annahmen besser abschätzen zu können, wurden insgesamt 14 Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In diesen wurden u. a. ein verzögerter Infrastrukturausbau in einzelnen Sektoren analysiert sowie Parameter zu den industriellen Produktionsmengen sowie Fördergelder verändert.

Darüber hinaus wurden zwei methodische Sensitivitäten für den Gebäude- und Verkehrssektor gerechnet und mit den Ergebnissen der Hauptmodellierung verglichen, um die Entwicklung in den Projektionen 2025 zu plausibilisieren.

Abstract: 2025 Projections

The 2025 projections describe the projected development of greenhouse gas (GHG) emissions in Germany in a 'with existing measures' scenario (MMS) and a 'with additional measures' scenario (MWMS). The period modelled covers 2025 to 2050. The report follows the requirements of Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action.

For total GHG emissions (excluding land use, land use change and forestry), the scenarios result in a projected reduction of 63 % by 2030 (both scenarios) and of 85 % (MMS) and 87 % (MWMS) by 2050 compared to 1990.

There are several main drivers of the projected emissions development. Renewable energies are strongly expanded. The renewable share of gross electricity consumption increases to 78 % by 2030 in the MMS scenario and to 77 % by 2030 in the MWMS scenario. Energy efficiency and energy saving measures lead to a substantially lower final and primary energy consumption. In addition, there are measures to reduce greenhouse gas emissions not related to energy consumption.

A total of 14 sensitivity analyses were carried out in order to better estimate deviations in the results due to changes in assumptions. These included an analysis of the delayed infrastructure expansion in individual sectors and changes to the parameters for industrial production volumes and subsidies.

In addition, two methodological sensitivities were calculated for the buildings and transport sectors and compared with the results of the main modelling to check the plausibility of the development in the 2025 projections.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis.....	12
Tabellenverzeichnis	19
Abkürzungsverzeichnis	26
Zusammenfassung.....	32
Summary	38
1 Einleitung.....	44
2 Methodischer Ansatz.....	48
2.1 Prozess der Projektionserstellung 2025.....	48
2.2 Definition und Abgrenzung der Sektoren	49
2.3 Methodischer Ansatz für die Treibhausgas-Projektionen	52
2.4 Abgrenzung der Szenarien	56
2.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	56
2.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	57
2.4.3 Überblick über Instrumente in den Szenarien.....	58
2.5 Methodische Ansätze und Hinweise zur Vergleichbarkeit der Einzelinstrumentenbewertung	64
3 Gesamtergebnisse	65
3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren	66
3.2 Treibhausgasemissionen in EU-EHS, ESR und nEHS.....	69
3.3 Kohlenstoffströme	74
3.4 Primärenergieverbrauch	77
3.4.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	77
3.4.2 Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf	80
3.5 Endenergieverbrauch.....	87
3.6 Nachfrage nach strombasierten Energieträgern (E-Fuels).....	89
3.7 Strom und netzgebundene Wärme	90
3.7.1 Bruttostromverbrauch	90
3.7.2 Weitere Annahmen für die Strommarktmodellierung	96
3.7.3 Nettostromerzeugung im MMS.....	98
3.7.4 Nettostromerzeugung im MWMS	102
3.7.5 Erzeugung netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung von Wärme	107
3.7.6 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	108

3.7.7	Emissionen von Kraftwerken	109
4	Energiewirtschaft	115
4.1	Zentrale Ergebnisse.....	115
4.2	Instrumentenwirkung	123
4.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	124
4.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	127
4.3	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	128
4.3.1	Änderungen bei Instrumentenausgestaltung.....	128
4.3.2	Änderung bei Rahmendaten oder weiteren Datengrundlagen	128
4.3.3	Methodische und sonstige Verbesserungen	128
4.3.4	Auswirkung auf Ergebnisse	128
5	Industrie	131
5.1	Zentrale Ergebnisse.....	131
5.1.1	Zusammenfassung: CO ₂ -Emissionen und Energiebedarf.....	131
5.1.2	Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten	140
5.1.3	Annahmen zur Differenzkostenberechnung.....	153
5.2	Instrumentenwirkung	157
5.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	157
5.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	168
5.2.3	Instrumentenwirkung	168
5.3	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	174
5.3.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten und weiteren Annahmen	174
5.3.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	174
5.3.3	Auswirkung auf Ergebnisse	175
6	Gebäude	177
6.1	Zentrale Ergebnisse.....	177
6.2	Instrumentenwirkung	185
6.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	186
6.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	192
6.3	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	194
6.3.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	194
6.3.2	Auswirkungen auf die Ergebnisse	196

7	Verkehr	199
7.1	Methodik.....	199
7.2	Zentrale Ergebnisse.....	199
7.3	Instrumentenwirkung	209
7.3.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	211
7.3.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	215
7.4	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	217
7.4.1	Unterschiede der genutzten Datengrundlagen und grundsätzlichen Modellierungsannahmen.....	217
7.4.2	Unterschiede in der Instrumentierung und der Modellierung.....	219
7.4.3	Unterschiede in den Modellierungsergebnissen	220
8	Landwirtschaft.....	228
8.1	Zentrale Ergebnisse.....	228
8.1.1	Projizierte Entwicklungen der Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung	231
8.1.2	Entwicklung der energiebedingten Emissionen.....	233
8.2	Instrumentenwirkung	235
8.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	235
8.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	238
8.3	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	239
8.3.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	240
8.3.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	240
8.3.3	Auswirkung auf Ergebnisse	240
9	Abfallwirtschaft	241
9.1	Zentrale Ergebnisse.....	241
9.2	Instrumentenwirkung	243
9.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	243
9.3	Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024	245
9.3.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	245
9.3.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	247
9.3.3	Auswirkung auf Ergebnisse	247
10	LULUCF	248
10.1	Zentrale Ergebnisse.....	248

10.2	Projizierte Instrumentenwirkung.....	251
10.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	252
10.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	255
11	Sensitivitätsanalysen	257
11.1	Verzögerter Infrastrukturausbau	258
11.1.1	Annahmen.....	258
11.1.2	Ergebnisse	262
11.2	Fördergelder (Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Verkehr).....	269
11.2.1	Annahmen.....	269
11.2.2	Ergebnisse	272
11.3	Industrieproduktion höher (Industrie, Verkehr, Energiewirtschaft).....	274
11.3.1	Annahmen.....	275
11.3.2	Ergebnisse	277
11.4	Industriestrompreis (Industrie).....	280
11.4.1	Annahmen.....	280
11.4.2	Ergebnisse	281
11.5	Wärmepumpenstrompreis	282
11.5.1	Annahmen.....	282
11.5.2	Ergebnisse	282
11.6	LULUCF	283
11.6.1	Annahmen.....	283
11.6.2	Ergebnisse	284
11.7	Korridorrechnung Industrie	284
11.7.1	Annahmen.....	284
11.7.2	Ergebnisse	286
12	Methodische Sensitivität – Gebäude	291
12.1	Vorgehen.....	291
12.2	Methodischer Vergleich.....	294
12.3	Ergebnisse	294
12.3.1	Treibhausgasemissionen.....	294
12.3.2	Endenergieverbrauch.....	295
12.3.3	Beheizungsstruktur	297
12.3.4	Gebäudeeffizienz	299
12.4	Zusammenfassendes Fazit des Vergleichs	301

13	Methodische Sensitivität – Verkehr	303
13.1	Vorgehen.....	303
13.2	Methodischer Vergleich.....	304
13.3	Ergebnisse	306
13.3.1	Personenverkehr und Flotten	307
13.3.2	Güterverkehr und Flotten	311
13.3.3	Endenergieverbrauch und THG-Emissionen in der methodischen Sensitivität	318
14	Quellenverzeichnis	324
A	Anhang	332
A.1	Zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS.....	332

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF)	32
Figure 2:	Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2021 and 2045 (without LULUCF)	38
Abbildung 3:	Abgrenzungsschema der Szenarien in den Projektionen 2025	56
Abbildung 4:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF)	66
Abbildung 5:	Projizierte kumulierte Abweichung der Emissionen der KSG-Sektoren von den rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen im MMS und MWMS, 2025-2030.....	68
Abbildung 6:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021- 2030	70
Abbildung 7:	Veränderung der ESR-Gesamtlücke 2021-2030 in den Projektionen 2025 gegenüber den Projektionen 2024	73
Abbildung 8:	Status quo der Kohlenstoffströme (2023).....	75
Abbildung 9:	Kohlenstoffströme im MMS (2045).....	76
Abbildung 10:	Kohlenstoffströme im MWMS (2045)	77
Abbildung 11:	Historischer und projizierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2023-2050.....	79
Abbildung 12:	Unterschied des projizierten Primärenergieverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030	80
Abbildung 13:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS (Projektionsdaten 2024 und 2025).....	85
Abbildung 14:	Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2023-2050.....	88
Abbildung 15:	Unterschied des projizierten Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im MWMS gegenüber dem MMS, Jahr 2030 ..	89
Abbildung 16:	Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen im MMS und MWMS, Jahr 2030	90
Abbildung 17:	Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030	95
Abbildung 18:	Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MMS 2025 gegenüber dem MMS 2024, 2030	96
Abbildung 19:	Projizierte Nettostromerzeugung im MMS, 2025-2050.....	101
Abbildung 20:	Projizierte Nettostromerzeugung im MWMS, 2025-2050	105
Abbildung 21:	Projizierte Nachfrage nach netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung im MMS und MWMS, 2023-2050	107
Abbildung 22:	Projizierte Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW) in MMS und MWMS, 2023-2050.....	108

Abbildung 23:	Historische und projizierte CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2023-2050	110
Abbildung 24:	Historische und projizierte CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MWMS, 2023-2050.....	112
Abbildung 25:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS und MWMS.....	115
Abbildung 26:	Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS	119
Abbildung 27:	Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MWMS	120
Abbildung 28:	Überblick Delta-Analyse in der Energiewirtschaft.....	129
Abbildung 29:	Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025	130
Abbildung 30:	Entwicklung der historischen und projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS und MWMS.....	132
Abbildung 31:	Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition)	138
Abbildung 32:	Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)	139
Abbildung 33:	Wasserstoffnutzung (stofflich und energetisch) in der Industrie	140
Abbildung 34:	Rohstahlerzeugung nach Verfahren bis 2050 im MMS und MWMS.....	142
Abbildung 35:	Differenzkosten für Direktreduktion von Eisen.....	143
Abbildung 36:	CO ₂ -Abscheidung in MMS und MWMS	145
Abbildung 37:	Differenzkosten für CCU- und CCS-Anwendungen (Abscheidung, Transport, Speicherung bei CCS)	146
Abbildung 38:	Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte....	148
Abbildung 39:	Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte (alternativ)	149
Abbildung 40:	Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS	151
Abbildung 41:	Differenzkosten für Prozesswärmeerzeugung	152
Abbildung 42:	Nominales Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren..	158
Abbildung 43:	Effektives Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren..	159
Abbildung 44:	Qualitative Einschätzung der Veränderungen Projektionen 2024 und 2025.....	175
Abbildung 45:	Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025	176

Abbildung 46:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS und MWMS	177
Abbildung 47:	Endenergieverbrauch (TWh) und direkte Treibhausgasemissionen (Mio. t CO ₂ -Äq.) des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS und MWMS.....	180
Abbildung 48:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS.....	182
Abbildung 49:	Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS im Zeitraum 2023 bis 2045	183
Abbildung 50:	Erreichte Sanierungstiefe im MMS in den Jahren 2020 bis 2045	184
Abbildung 51:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS und MWMS.....	185
Abbildung 52:	Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MMS im Jahr 2030 im Vergleich zu den Sektoremissionen 2023 (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)	191
Abbildung 53:	Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MWMS im Jahr 2030 im Vergleich zum MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser).....	194
Abbildung 54:	Änderungen in den Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu 2024 und qualitative Auswirkung auf die Zielerreichung 2030	196
Abbildung 55:	Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025	197
Abbildung 56:	Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu den Projektionsdaten 2024.....	198
Abbildung 57:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS und MWMS.....	200
Abbildung 58:	Projizierte Antriebsanteile der Pkw-Neuzulassungen in MMS und MWMS.....	203
Abbildung 59:	Projizierter Bestand (zum Jahresende) an Pkw differenziert nach Antriebsart in MMS und MWMS	204
Abbildung 60:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zul. Gesamtgewicht inkl. Last- und Sattelzüge in MMS und MWMS.....	205
Abbildung 61:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen 3,5 bis 12 t zul. Gesamtgewicht in MMS und MWMS	206
Abbildung 62:	Projizierte Personenverkehrsleistung in MMS und MWMS...	207

Abbildung 63:	Projizierte Güterverkehrsleistung in MMS und MWMS.....	208
Abbildung 64:	Projizierte Endenergienachfrage in MMS und MWMS	209
Abbildung 65:	Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung 2030 im MMS im Vergleich zur Referenzmodellierung des Jahres 2030	215
Abbildung 66:	Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung 2030 im MWMS im Vergleich zum MMS des Jahres 2030.....	217
Abbildung 67:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025	220
Abbildung 68:	Projizierte Personenverkehrsnachfrage des MMS der Projektionen 2024 und 2025 im Vergleich	222
Abbildung 69:	Projizierte Güterverkehrsnachfrage des MMS der Projektionen 2024 und 2025 im Vergleich.....	223
Abbildung 70:	Projizierte Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025	224
Abbildung 71:	Projizierte Entwicklung des Pkw-Bestands im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025	225
Abbildung 72:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (>12 t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025	226
Abbildung 73:	Projizierter Endenergiebedarf im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025	227
Abbildung 74:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS und MWMS.....	229
Abbildung 75:	Historische und projizierte Entwicklung der Tierbestände im MMS	232
Abbildung 76:	Historische und projizierte Entwicklung der Stickstoffausbringung im MMS	233
Abbildung 77:	Historische und projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS	234
Abbildung 78:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft	241
Abbildung 79:	Vergleich der THG-Emissionen der CRF-Kategorie für das Jahr 2019 aus den Inventarsubmissions der Jahre 2022-2025	246
Abbildung 80:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025	247

Abbildung 81:	Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS), mit Maßnahmen (MMS) und mit weiteren Maßnahmen (MWMS)	249
Abbildung 82:	Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS	250
Abbildung 83:	Vergleich der projizierten Personenverkehrsnachfrage zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“	264
Abbildung 84:	Vergleich der projizierten Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (Lkw >12t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“	265
Abbildung 85:	Vergleich der projizierten Endenergienachfrage im Verkehr zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“	266
Abbildung 86:	Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“	267
Abbildung 87:	Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau – alternative Entwicklung der Biokraftstoffmengen nach 2030“	268
Abbildung 88:	Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Fördergelder“	274
Abbildung 89:	Vergleich des Transportaufkommens aus nationaler Güterproduktion zwischen Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“	277
Abbildung 90:	Vergleich der projizierten Güterverkehrsnachfrage im Verkehr zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“	279
Abbildung 91:	Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“	280
Abbildung 92:	Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors abhängig von den einzelnen RCP4.5-Ensemblemitgliedern...	284
Abbildung 93:	Treibhausgasemissionen Industriesektor im MMS und Korridorrechnung	287
Abbildung 94:	Elektrifizierungsgrad Industriesektor im MMS und Korridorrechnung	289
Abbildung 95:	Endenergiebedarf Industriesektor im MMS und Korridorrechnung	290

Abbildung 96:	Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich	294
Abbildung 97:	Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, unterschieden nach den Sektoren Private Haushalte (PHH) und GHD.....	295
Abbildung 98:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, in TWh.....	297
Abbildung 99:	Beheizungsstruktur: Anzahl Gebäude nach Heizsystem – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, in Millionen Gebäude	298
Abbildung 100:	Methodische Sensitivität für Verkehr mit ASTRA-M	304
Abbildung 101:	Vergleich der Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	308
Abbildung 102:	Vergleich der Antriebsverteilung des Pkw-Bestands zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	309
Abbildung 103:	Vergleich der Personenverkehrsleistung nach Verkehrsmittel zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	310
Abbildung 104:	Vergleich der Neuzulassungen leichter Nutzfahrzeuge (bis 3,5 t zGG) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	311
Abbildung 105:	Vergleich des Bestands leichter Nutzfahrzeuge (bis 3,5 t zGG) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	312
Abbildung 106:	Vergleich der Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zGG (N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	313
Abbildung 107:	Vergleich der Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >3,5 t zGG (N2 & N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität.....	314
Abbildung 108:	Vergleich der Antriebsverteilung des Lkw-Bestands mit >12 t zGG (N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	315
Abbildung 109:	Vergleich der Antriebsverteilung des Lkw-Bestands mit >3,5 t zGG (N2 & N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	316
Abbildung 110:	Vergleich der Güterverkehrsnachfrage nach Verkehrsart zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	317
Abbildung 111:	Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträger in der methodischen Sensitivität	319
Abbildung 112:	Endenergieverbrauch nach Verkehrsmittel in der methodischen Sensitivität	320

Abbildung 113:	Vergleich Endenergieverbrauch im Verkehr zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	321
Abbildung 114:	THG-Emission nach Verkehrsmittel in der methodischen Sensitivität	322
Abbildung 115:	Vergleich THG-Emissionen im Verkehr zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität	323

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2023-2050.....	35
Tabelle 2:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im Vergleich der Szenarien, 2023-2050	35
Tabelle 3:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im Vergleich der Szenarien, 2023-2050	37
Table 4:	Development of overall greenhouse gas emissions in the scenarios compared, 2023-2050	41
Table 5:	Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission volumes in the scenarios compared, 2023-2050	41
Table 6:	Development of greenhouse gas emissions in the LULUCF, international aviation and maritime transport sectors in the scenarios compared, 2023-2050	43
Tabelle 7:	Zuordnung von CRF-Kategorien zu KSG-Sektoren und zur Inventarstruktur laut UNFCCC und Governance-Verordnung..	51
Tabelle 8:	Eingesetzte Modelle	55
Tabelle 9:	Überblick über die in MMS und MWMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen	58
Tabelle 10:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS	67
Tabelle 11:	Projektion der kumulierten Treibhausgasemissionen 2025-2050	68
Tabelle 12:	Historische und projizierte EU-EHS- und ESR-Emissionen im MMS, 2005-2050	71
Tabelle 13:	Historische und projizierte EU-EHS- und ESR-Emissionen im MWMS, 2005-2050	72
Tabelle 14:	Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Typen und Sektoren in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS	81
Tabelle 15:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen nach Herkunft und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS	83
Tabelle 16:	Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energiebilanzsektoren im MMS und MWMS, 2023-2050	87
Tabelle 17:	Historischer und projizierter Bruttostromverbrauch im MMS, 2008-2050	91
Tabelle 18:	Historischer und projizierter Bruttostromverbrauch im MWMS, 2008-2050	93

Tabelle 19:	Annahmen zur installierten Leistung von Flexibilitätsoptionen im MMS und im MWMS	97
Tabelle 20:	Projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS ..	98
Tabelle 21:	Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im MMS.....	98
Tabelle 22:	Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MMS	99
Tabelle 23:	Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MMS.....	100
Tabelle 24:	Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung	101
Tabelle 25:	Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MMS	102
Tabelle 26:	Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke im MWMS, 2023-2050	103
Tabelle 27:	Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im MWMS	103
Tabelle 28:	Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MWMS.....	104
Tabelle 29:	Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MWMS	105
Tabelle 30:	Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MWMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung	106
Tabelle 31:	Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MWMS.....	106
Tabelle 32:	Projizierter Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	109
Tabelle 33:	Aufteilung der historischen und projizierten CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS in Mio. t CO ₂ -Äq., 2023 bis 2050	110
Tabelle 34:	Aufteilung der historischen und projizierten CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MWMS in Mio. t CO ₂ -Äq., 2023 bis 2050	112
Tabelle 35:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien.....	114
Tabelle 36:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS	116

Tabelle 37:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS.....	117
Tabelle 38:	Entwicklung der Emissionen von Anlagen der übrigen Energiewirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	121
Tabelle 39:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050	122
Tabelle 40:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MWMS, 1990-2050.....	122
Tabelle 41:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	123
Tabelle 42:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	124
Tabelle 43:	Direkte, projizierte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für Instrumente im MMS.....	126
Tabelle 44:	Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS.....	127
Tabelle 45:	Direkte, projizierte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr im MWMS	127
Tabelle 46:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS	135
Tabelle 47:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS.....	136
Tabelle 48:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	137
Tabelle 49:	Annahmen zu CAPEX der durch Förderprogramme adressierten Technologien	154
Tabelle 50:	Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung	155
Tabelle 51:	Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“	160
Tabelle 52:	Projizierte Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor für MMS und MWMS (jeweils ggü. kontrafaktischer Entwicklung).....	169
Tabelle 53:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (jeweils ggü. kontrafaktischer Entwicklung).....	170
Tabelle 54:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)	172

Tabelle 55:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)173
Tabelle 56:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS.....178
Tabelle 57:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS178
Tabelle 58:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien179
Tabelle 59:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der kontrafaktischen Entwicklung ohne das jeweilige Instrument.....187
Tabelle 60:	Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme).....189
Tabelle 61:	Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS.....192
Tabelle 62:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland im MWMS gegenüber dem MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser).....193
Tabelle 63:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS.....200
Tabelle 64:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS201
Tabelle 65:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien202
Tabelle 66:	Bündelung der Instrumente im MMS für die Einzelinstrumentenbewertung.....210
Tabelle 67:	Übersicht über Ausgestaltung der Instrumente in Referenzmodellierung für die Instrumentenbewertung.....211
Tabelle 68:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS) im Vergleich zur Referenzmodellierung; Mio. t CO ₂ -Äq.214
Tabelle 69:	Direkte Netto-Minderungen an projizierten Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MWMS) im Vergleich zum MMS.....216

Tabelle 70:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS	230
Tabelle 71:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS.....	230
Tabelle 72:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien.....	231
Tabelle 73:	Historische und projizierte Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS und MWMS	235
Tabelle 74:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	235
Tabelle 75:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS	237
Tabelle 76:	Umsetzung und Annahmen für die Bewertung der Instrumente im Landwirtschaftssektor im MWMS	238
Tabelle 77:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MWMS.....	239
Tabelle 78:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS.....	242
Tabelle 79:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige zwischen 1990 und 2050	243
Tabelle 80:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS gegenüber der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung (OMS).....	243
Tabelle 81:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS	244
Tabelle 82:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS.....	250
Tabelle 83:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS	250

Tabelle 84:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	251
Tabelle 85:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	252
Tabelle 86:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS	253
Tabelle 87:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MWMS gegenüber der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	255
Tabelle 88:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im LULUCF-Sektor im MWMS (Zusatzwirkung zum MMS*)...	255
Tabelle 89:	Übersicht der Sensitivitäten	257
Tabelle 90:	Verfügbarkeit Biomethan MMS und Sensitivität.....	258
Tabelle 91:	Verfügbarkeit Wasserstoff MMS und Sensitivität.....	259
Tabelle 92:	Anteile der Fernwärmenetze in MMS und Sensitivität	259
Tabelle 93:	Annahmen zum Wasserstoffpreis im MMS und in der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“ der Industrie [Euro/GJ].....	260
Tabelle 94:	Übersicht über Annahmen in der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturaufbau“ im Verkehrssektor	261
Tabelle 95:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „verzögerter Infrastrukturausbau“	262
Tabelle 96:	Installierte Leistung an alternativen Wärmeerzeugungstechnologien in der Energiewirtschaft in MMS und Sensitivität	269
Tabelle 97:	Fördergelder in Mrd. Euro für Sanierungen und Heizungstausch in MMS und Sensitivität	270
Tabelle 98:	Fördermittelbudget klimaneutrale Prozesse in MMS und Sensitivität „Fördergelder“ der Industrie	271
Tabelle 99:	Ausgestaltung der Sensitivität Fördergelder und des MMS für den Verkehrssektor im Vergleich	272
Tabelle 100:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Fördergelder höher“ und „Fördergelder niedriger“ (MMS).....	272
Tabelle 101:	Bruttostromnachfrage und netzgebundene Wärmenachfrage in MMS und Sensitivität	275
Tabelle 102:	Produktionswertindex in MMS und Sensitivität (2015 = 100 %)	276
Tabelle 103:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Industrieproduktion höher“ (MMS) ..	277

Tabelle 104:	Strompreis in MMS und Sensitivitäten „Industriestrompreis“	281
Tabelle 105:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Industriestrompreis (MMS).....	282
Tabelle 106:	Wärmepumpenstrompreis MMS und Sensitivität	282
Tabelle 107:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Wärmepumpenstrompreis (MMS)....	283
Tabelle 108:	Variationen der Korridorrechnung	285
Tabelle 109:	Vergleich weiterer zentraler Modell-Parameter im Gebäudesektor	300
Tabelle 110:	Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO ₂ -Äq.	332
Tabelle 111:	Treibhausgasemissionen im MWMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO ₂ -Äq.	333

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
ANK	Aktionsprogramm „Natürlicher Klimaschutz“
AR	Assessment Report
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
BEG	Bundesförderung effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGBI	Bundesgesetzblatt
BIK	Bundesförderung Industrie und Klimaschutz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMM	Betriebliches Mobilitätsmanagement
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BWI	Bundeswaldinventur
CAGR	Compound Annual Growth Rate (Wachstumsrate)
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Grenzausgleichsmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CH ₄	Methan
CI	Kohlenstoffinventur
CMS	Carbon Management-Strategie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid

Abkürzung	Erläuterung
CO ₂ -Äq.	CO ₂ -Äquivalent
CO2KostAufG	Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten
COP	Co-Efficient of performance (Jahresarbeitszahl)
CRF	Common Reporting Format
CRT	Common Reporting Table
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DIHK	Deutsche Industrie- und Handelskammer
DRI	Direct reduced iron (Direktreduktion von Eisenerz)
EBN	Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EED	EU-Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEN	Initiative Energieeffizienznetzwerke
EEV	Endenergieverbrauch
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
EffSTRA	Energieeffizienzstrategie
ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme (Umweltmanagementsystem)
EMS	Energiemanagementsystem
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EnSimiMaV	Mittelfristenergieversorgungsicherungsmaßnahmenverordnung
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive (Europäische Gebäuderichtlinie)
ESR	Effort Sharing Regulation (EU-Klimaschutzverordnung)
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowance (Emissionszertifikate)
EU-EHS	EU-Emissionshandelssystem
EU ETS	EU Emissions Trading System
EW	Einwohner*in
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FKW	Perfluorierter Kohlenwasserstoff

Abkürzung	Erläuterung
FONA	Forschung für Nachhaltigkeit
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gt	Gigatonne
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
H₂	Wasserstoff
HFKW	Teilfluorierter Kohlenwasserstoff
HM	Hauptmodellierung
HSEG	Hohe-See-Einbringungsgesetz
HT	Hochtemperatur
HWP	Harvested Wood Products
ICEV	Internal combustion engine vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
IEEKN	Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke
IF	Innovationsfonds
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen)
IPCEI	Important Projects of Common European Interest (strategische Förderprojekte der EU zu bestimmten Themen)
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
JEGM	Jahresemissionsgesamtmenge
JEM	Jahresemissionsmenge(n)
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KEP	Kurier-, Expres-, Paketdienste
KFN	Förderung Klimafreundlicher Neubau
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Klein- und mittelständische Unternehmen
KNN	Klimafreundlicher Neubau im Niedrigpreissegment
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSP	Klimaschutzprogramm

Abkürzung	Erläuterung
KSV	Klimaschutzvertrag
KTFG	Klima- und Transformationsfondsgesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LEEN	Lernendes Energieeffizienz-Netzwerk
LF	Landwirtschaftliche Fläche
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MAC	Mobile Air Conditioning (Systems)
MEPS	Minimum energy performance standards (Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Gebäuden)
MFH	Mehrfamilienhaus
MIE	Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MS	Methodische Sensitivität
MtO	Methanol-to-Olefins
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NF ₃	Stickstofftrifluorid
NIR	National Inventory Report (Nationaler Inventarbericht)
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NRVP	Nationaler Radverkehrsplan
NWG	Nichtwohngebäude
ODS	Ozone-depleting substances (Ozonabbauende Stoffe)

Abkürzung	Erläuterung
OEM	Original Equipment Manufacturer (Automobilindustrie: Fahrzeughersteller)
OMS	Ohne-Maßnahmen-Szenario
OPEX	Operating Expenditure (Betriebskosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
p. a.	per annum (pro Jahr)
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle (Plug-in-Hybrid-Fahrzeug)
PHH	Privater Haushalt
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PtL	Power-to-Liquid
PUE	Power Usage Effectiveness (Stromverbrauchseffektivität)
PV	Photovoltaik
REA	Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RFNBO	Renewable fuel of non-biologic origin (Erneuerbarer Kraftstoff nicht-biologischen Ursprungs)
RW	Raumwärme
SAF	Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltiger Luftfahrttreibstoff)
SF₆	Schwefelhexafluorid
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
TA	Technische Anleitung
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtbetriebskosten)
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde
TTP LB	Technologietransfer-Programm Leichtbau
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
WG	Wohngebäude
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WW	Warmwasser

Abkürzung	Erläuterung
ZdH	Zentralverband des Deutschen Handwerks
ZEV	Zero emission vehicle (Nullemissionsfahrzeug)
zGG	Zulässiges Gesamtgewicht
ZHK	Zentralheizkessel
ZSE	Zentrales System Emissionen

Diese Veröffentlichung ist eine jährlich wiederkehrende Veröffentlichung. An viele Stellen kann daher auf Text aus den vorangegangenen Publikationen aufgebaut werden.

Wesentliche textliche Formulierungen basieren daher auf Harthan et al. (2024a).

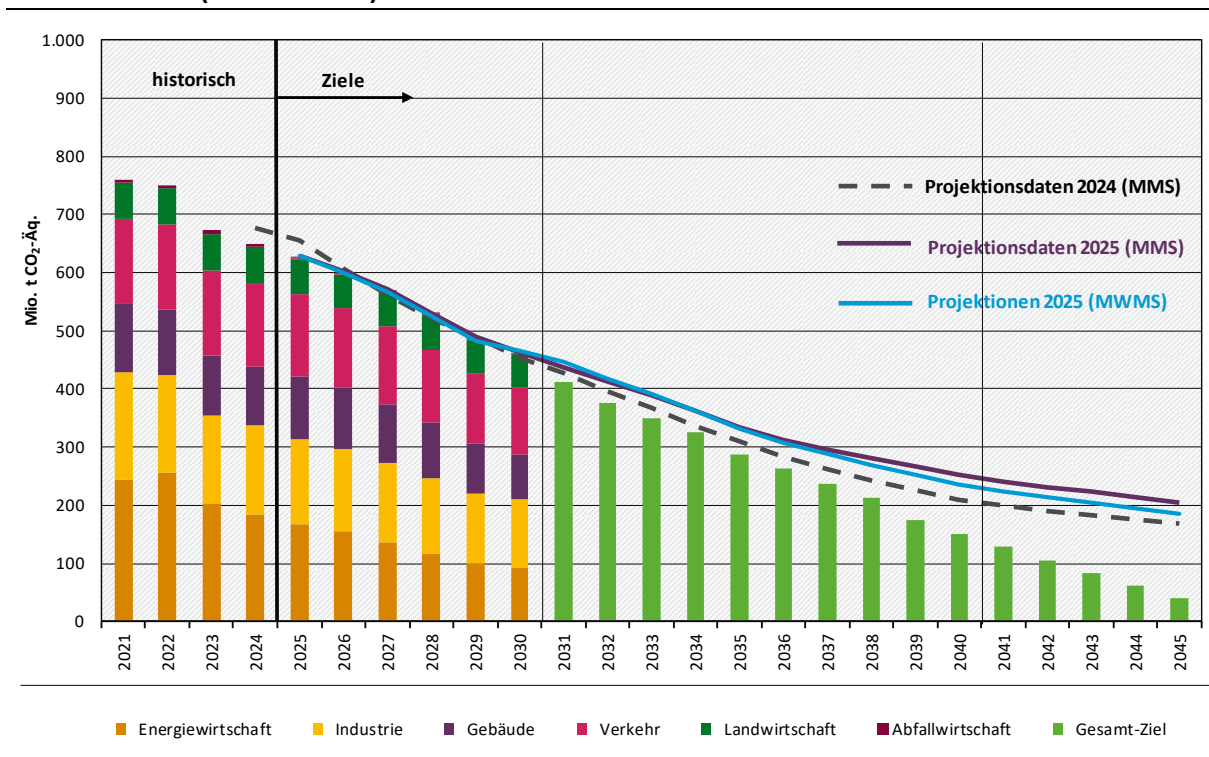
Ergebniszusammenhänge, Text, Daten, Tabellen und Abbildungen wurden entsprechend den Ergebnissen der Projektionen 2025 aktualisiert.

Zusammenfassung

Hinweis

Es wird darauf hingewiesen, dass Projektionen nicht als Prognose kommender Jahre missverstanden werden dürfen. Für Projektionen werden Modelle eingesetzt, die eine langjährige, plausible Emissionsentwicklung unter den Bedingungen und Annahmen zum Start des Modellierungszeitpunktes projizieren. Auftretende Sondereffekte und unvorhergesehene, kurzfristige Ereignisse, wie z. B. Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf Instrumentenausgestaltungen, sind methodisch nicht oder nur begrenzt integrierbar. Vor diesem Hintergrund sollte eine Betrachtung zeitnaher Projektionsjahre nicht losgelöst vom Erstellungszeitpunkt erfolgen.

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF) ¹



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut; Inventardaten und Jahresemissionsmengen: UBA (2025b)

Deutschland hat sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) einen gesetzlichen Rahmen für seine Klimaschutzziele gegeben. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 % gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 reduziert werden. Dieses Ziel wurde in Jahresemissionsmengen für jeden Sektor heruntergebrochen und in Jahresemissionsgesamtmengen übersetzt. Bis zum Jahr 2040 sollen die Treibhausgasemissionen dieser Sektoren um 88 % reduziert werden und bis zum Jahr 2045 soll unter Berücksichtigung der natürlichen und technischen Senken Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden.

Im Projektionsbericht 2025 werden zwei Szenarien beschrieben: Das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) modelliert und analysiert die Wirkung bereits implementierter und beschlossener

¹ Detaillierte Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA 2025a).

Klimaschutzinstrumente. Das zweite Szenario ist das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), in dem zusätzlich von der Bundesregierung geplante Klimaschutzinstrumente berücksichtigt werden.

Die Projektion erfolgt entlang der im KSG definierten Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF). Im MWMS werden zusätzlich technische Senken nach § 3b KSG separat berücksichtigt. Die für Deutschland relevanten Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs werden modelliert und nachrichtlich ausgewiesen.

Bis zum Jahr 2030 wird durch die bestehenden Maßnahmen eine Emissionsreduktion von 63 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 projiziert. Im MWMS gibt es bis 2030 keine nennenswerten Emissionsunterschiede. Bis zum Jahr 2045 projiziert das MMS eine Emissionsreduktion von knapp 84 %, das MWMS mit gut 85 % eine etwas höhere Emissionsreduktion (Minderung ohne LULUCF). Im Jahr 2045 werden im MMS (ebenfalls ohne LULUCF) noch 204 Mio. t CO₂-Äq. emittiert. Der LULUCF-Sektor verursacht zusätzlich weitere 37 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS reduzieren sich die Gesamtemissionen 2045 auf knapp 163 Mio. t CO₂-Äq., der LULUCF-Sektor emittiert weitere 32 Mio. t CO₂-Äq. Das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 wird also in beiden Szenarien deutlich verfehlt.

Szenarien, die in das Jahr 2050 reichen, sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Annahmen und verwendeter Methodik können auch andere THG-Verläufe plausibel abgeschätzt werden. Andere Studien, die im Auftrag der Bundesregierung durch einzelne Ressorts erstellt wurden, können zu abweichenden Ergebnissen kommen. Für die einzelnen Sektoren wird gemäß der vorliegenden Forschungsarbeit die folgende Entwicklung projiziert:

In der Energiewirtschaft geschieht der Großteil der Emissionsreduktionen bereits bis zum Jahr 2030. Dies liegt vor allem am vorgezogenen Kohleausstieg und dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Daher ist die Energiewirtschaft ab etwa 2028 nicht mehr die größte Emissionsquelle. Nach 2030 verlangsamt sich die Emissionsreduktion deutlich. Im MMS haben die erneuerbaren Energien 2030 einen Anteil von 76 % am Bruttostromverbrauch. Die Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie im MWMS führt zu zusätzlichen Gaskraftwerken. Daraus resultiert eine höhere fossile Stromerzeugung. Der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 liegt in diesem Szenario mit 74 % etwas niedriger als im MMS.

In der Industrie sinken die Emissionen zwischen 1990 und 2030 im MMS um 58 % und im MWMS um 59 %. Die wirkmächtigsten Instrumente sind der EU-Emissionshandel, Klimaschutzverträge, die MAC-Richtlinie sowie die CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme². In beiden Szenarien liegen die projizierten jährlichen Emissionen unter den im KSG festgelegten Jahresemissionsmengen für alle Jahre von 2024 bis 2030. Um 2028 wird die Industrie zur größten Emissionsquelle und verbleibt dies bis zum Ende des Projektionszeitraums 2050.

Im Gebäudesektor verbleibt in beiden Szenarien im Jahr 2030 eine Lücke von 110 Mio. t CO₂-Äq. gegenüber dem KSG-Pfad. Bedeutende Instrumente in diesem Sektor sind das Gebäudeenergiegesetz einschließlich der Nutzungspflicht von 65 % erneuerbaren Energien bei neu installierten Heizungen und die Bundesförderung effizienter Gebäude. Die zusätzlichen MWMS-Instrumente im Gebäudesektor können die Emissionslücke nur geringfügig auf 107 Mio. t CO₂-Äq. verringern.

² Die nicht im EU-EHS enthaltenen Aktivitäten der verarbeitenden Industrie sind im BEHG erfasst.

Im Verkehr werden die Jahresemissionsmengen des KSG bis 2030 jährlich überschritten und es baut sich im MMS eine Überschreitung in Höhe von 169 Mio. t CO₂-Äq. auf, die sich durch die vorgeschlagenen Maßnahmen im MWMS auf 155 Mio. t CO₂-Äq. verringert. Der Pkw-Bestand weist sowohl im MMS als auch im MWMS im Jahr 2030 8,7 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) auf und bleibt daher hinter der Zielgröße von 15 Mio. BEV im Jahr 2030 im Pkw-Bestand zurück.

Im KSG-Sektor Landwirtschaft werden die KSG-Pfade in beiden Szenarien übererfüllt. Zum einen führen zurückgehende Tierbestände und geringere Stickstoff-Ausbringungsmengen zu sinkenden Emissionen. Zum anderen führten methodische Verbesserungen in der Berechnung im Treibhausgasinventar dazu, dass sowohl für historische Jahre als auch in der Projektion die Emissionen der Landwirtschaft niedriger liegen.³ Da die Emissionen in diesem Sektor deutlich langsamer sinken als in anderen Sektoren, wird die Landwirtschaft langfristig zur zweitgrößten Emissionsquelle.

Die Emissionen im KSG-Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges reduzieren sich bis 2030 deutlich. Gründe dafür sind die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und zur optimierten Gaserfassung sowie die Reduktion der Lebensmittelabfälle. Die rechnerisch angepasste Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von 5,8 Mio. t CO₂-Äq. wird um rund 1,5 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Betrachtet man den gesamten Zeitraum 2025 bis 2030, ergibt sich eine deutliche Unterschreitung.

Für den LULUCF-Sektor legt das KSG Zielwerte für Emissionssenkungen für die Jahre 2030, 2040 und 2045 fest.⁴ Diese werden aufgrund der verringerten Waldsenke und der weiterhin hohen Emissionen aus organischen Böden in beiden Szenarien deutlich verfehlt. Hinzu kommen höhere berichtete Emissionen aufgrund methodischer Änderungen. Der LULUCF-Sektor bleibt auch längerfristig eine Emissionsquelle. Die Differenz zum Ziel im MMS liegt bei 61 Mio. t CO₂-Äq. (2030) und erhöht sich auf 72 Mio. t CO₂-Äq. (2040) und 75 Mio. t CO₂-Äq. (2045).

Die auf das Europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS) entfallenden Emissionen reduzieren sich in beiden Szenarien stärker als die unter die Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation (ESR)) fallenden Emissionen. Innerhalb der ESR-Emissionen werden CO₂-Brennstoffemissionen im Nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) stärker reduziert als sonstige Emissionen. Die ESR-Ziele für Deutschland werden im MMS um 224 Mio. t CO₂-Äq. und im MWMS um 207 Mio. t CO₂-Äq. und somit in beiden Szenarien deutlich verfehlt.

Um mögliche Abweichungen vom Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) besser abschätzen zu können, wurden insgesamt 14 Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr, da diese maßgeblich zu den Treibhausgasemissionen beitragen. Die untersuchten Sensitivitäten lassen sich in sektorübergreifende Trends und Einzelsensitivitäten⁵ unterteilen. Je nach Annahme zeigen sich teils höhere, teils auch niedrigere Emissionen im Vergleich zum MMS – etwa durch verzögerten Infrastrukturausbau, veränderte Förderkulissen, Preisentwicklungen oder geänderte industrielle Produktionsniveaus.

³ Für das Jahr 2017 liegen die Emissionen des Agrarsektors in der Submission 2025 um 4,6 % bzw. 3,3 Mio. t CO₂-Äq. unter jenen der Submission 2019, der letzten verfügbaren Submission zum Zeitpunkt der Beschlussfassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Nach den Daten der Vorjahresvorlage 2025 sind die Emissionen des Agrarsektors zwischen 2017 und 2024 um 7,2 Mio. t CO₂-Äq. gesunken. Diese faktischen Emissionsminderungen erklären etwa 70 % der Emissionsminderungen bis 2024 (Vorlage 2025) im Vergleich zu 2017 (Vorlage 2019), während methodische Änderungen etwa 30 % erklären.

⁴ Festgelegte Emissionssenkungen in Höhe von 25 Mio. t CO₂-Äq. für das Jahr 2030, 35 Mio. t CO₂-Äq. für das Jahr 2040 und 40 Mio. t CO₂-Äq. für das Jahr 2045, jeweils berechnet als Mittelwert des jeweiligen Zieljahres und der drei vorhergehenden Kalenderjahre.

⁵ Hier werde gezielt einzelne Parameter variiert, um deren isolierte Wirkung auf die Emissionsentwicklung zu untersuchen.

Unabhängig davon wurde eine separate Reihe von Sensitivitätsrechnungen für den LULUCF-Sektor durchgeführt. Diese untersuchen insbesondere unterschiedliche Entwicklungen im Wald sowie klimatisch bedingte Unsicherheiten bei organischen Böden.

Zusätzlich wurde für den Industriesektor eine Korridorrechnung erstellt, die zeigt, wie sich günstige bzw. ungünstige Kombinationen zentraler Einflussfaktoren auf Emissionen, Energiebedarf und Elektrifizierungsgrad auswirken können.

Tabelle 1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2023-2050

Sektor	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamt (ohne LULUCF)								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	672,7	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	672,7	629,0	466,7	331,8	235,2	184,2	164,1
Durch UBA anhand der Emissionsdaten 2024 vom 15.3.2025 rechnerisch ermittelte Vorschläge für die Anpassung der Jahresemissionsgesamtmengen nach § 4 Abs. 2 KSG⁶	Mio. t CO ₂ -Äq.	720,0	661,8	456,8	288,2	150,4		
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-46,3 %</i>	<i>-49,8 %</i>	<i>-63,0 %</i>	<i>-73,3 %</i>	<i>-79,8 %</i>	<i>-83,7 %</i>	<i>-84,8 %</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-46,3 %</i>	<i>-49,8 %</i>	<i>-62,8 %</i>	<i>-73,5 %</i>	<i>-81,2 %</i>	<i>-85,3 %</i>	<i>-86,9 %</i>
Kumulierte Emissionen MMS ab 2025	Mio. t CO ₂ -Äq.		628,8	3.286,5	5.223,2	6.633,1	7.748,3	8.721,7
Kumulierte Emissionen MWMS ab 2025	Mio. t CO ₂ -Äq.		629,0	3.270,4	5.221,4	6.575,0	7.597,9	8.454,5
Kumulierte Minderung MWMS ggü. MMS ab 2025	Mio. t CO ₂ -Äq.		-0,2	+16,0	+1,8	+58,1	+150,4	+267,2

Quelle: UBA (2025b), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist (siehe Box 1).

Tabelle 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im Vergleich der Szenarien, 2023-2050

Sektor	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewirtschaft								

⁶ Für die Jahre 2035 und 2040 sind bislang keine Jahresemissionsgesamtmengen rechtlich festgelegt. Ausgewiesene Werte wurden aus den derzeitigen THG-Emissionen des Basisjahrs 1990 und dem prozentualen Minderungspfad in Anlage 3 KSG rechnerisch ermittelt.

Sektor	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	203,3	168,3	93,3	74,3	58,1	50,4	48,9
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	203,3	168,9	102,0	81,7	58,6	49,9	45,7
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-57,3</i>	<i>-64,6</i>	<i>-80,4</i>	<i>-84,4</i>	<i>-87,8</i>	<i>-89,4</i>	<i>-89,7</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-57,3</i>	<i>-64,5</i>	<i>-78,5</i>	<i>-82,8</i>	<i>-87,7</i>	<i>-89,5</i>	<i>-90,4</i>
Industrie								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	152,9	144,6	116,1	91,5	79,6	72,9	72,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	152,9	144,3	114,3	86,8	69,2	62,6	61,1
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-44,9</i>	<i>-47,9</i>	<i>-58,2</i>	<i>-67,1</i>	<i>-71,3</i>	<i>-73,7</i>	<i>-73,9</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-44,9</i>	<i>-48,0</i>	<i>-58,8</i>	<i>-68,7</i>	<i>-75,1</i>	<i>-77,5</i>	<i>-78,0</i>
Gebäude								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	102,9	109,4	76,9	43,7	26,2	9,0	4,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	102,9	109,3	75,9	41,8	24,4	8,3	4,2
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-51,0</i>	<i>-47,9</i>	<i>-63,4</i>	<i>-79,2</i>	<i>-87,5</i>	<i>-95,7</i>	<i>-98,0</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-51,0</i>	<i>-47,9</i>	<i>-63,9</i>	<i>-80,1</i>	<i>-88,4</i>	<i>-96,0</i>	<i>-98,0</i>
Verkehr								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	145,1	141,0	115,0	65,6	30,7	14,7	8,2
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	145,1	141,0	112,6	64,0	29,7	14,3	8,1
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-11,1</i>	<i>-13,6</i>	<i>-29,5</i>	<i>-59,8</i>	<i>-81,2</i>	<i>-91,0</i>	<i>-94,9</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-11,1</i>	<i>-13,6</i>	<i>-31,0</i>	<i>-60,8</i>	<i>-81,8</i>	<i>-91,2</i>	<i>-95,1</i>
Landwirtschaft								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	63,0	60,5	57,7	55,2	54,4	53,5	52,7
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	63,0	60,5	57,5	54,8	53,8	52,8	51,8
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-25,9</i>	<i>-28,8</i>	<i>-32,1</i>	<i>-35,1</i>	<i>-36,0</i>	<i>-37,0</i>	<i>-38,0</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-25,9</i>	<i>-28,9</i>	<i>-32,3</i>	<i>-35,5</i>	<i>-36,7</i>	<i>-37,9</i>	<i>-39,0</i>
Abfallwirtschaft & Sonstige								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-86,8</i>	<i>-87,8</i>	<i>-89,5</i>	<i>-90,6</i>	<i>-91,3</i>	<i>-91,6</i>	<i>-91,9</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-86,8</i>	<i>-87,8</i>	<i>-89,5</i>	<i>-90,6</i>	<i>-91,3</i>	<i>-91,6</i>	<i>-91,9</i>
Technische Senken nach § 3b KSG								

Sektor	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	0,0	0,0	0,0	-1,3	-4,2	-7,1	-10,1

Quelle: UBA (2025b), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist (siehe Box 1).

Tabelle 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im Vergleich der Szenarien, 2023-2050

Sektor	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	69,7	39,5	32,3	36,0	35,8	36,7	41,0
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	69,7	39,4	31,9	33,8	32,4	31,5	33,9
Internationaler Luft- und Seeverkehr								
MMS = MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	32,1	31,0	30,7	27,0	24,4	23,7	21,3
<i>Änderung ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>+67,7</i>	<i>+61,9</i>	<i>+60,2</i>	<i>+40,9</i>	<i>+27,5</i>	<i>+23,6</i>	<i>+11,4</i>

Quelle: UBA (2025b), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

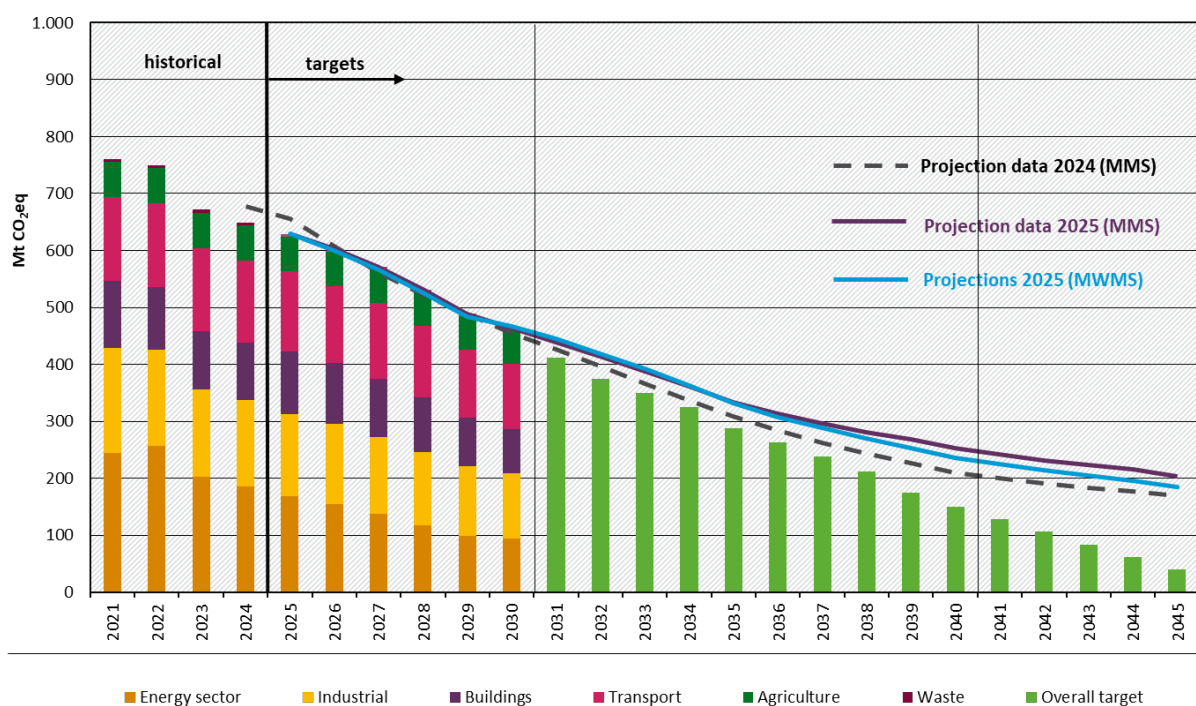
Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist (siehe Box 1).

Summary

Disclaimer

It should be noted that projections are not to be understood as forecasts of future years. For projections, models are used that project a long-term, plausible emission development under the conditions and assumptions at the start of the modelling process. One-off effects and unforeseen, short-term events, such as the effects of Germany's Coalition Agreement on the design of climate measures, cannot be integrated in the methodology or can only be integrated to a limited extent. Against this background, the point in time at which the modelling was carried out should be taken into account when interpreting near-term projections.

Figure 2: Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2021 and 2045 (without LULUCF) ⁷



Source: Modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thuenen-Institut; inventory data and annual emission volumes: UBA (2025b)

With the Federal Climate Change Act (KSG), Germany has established a legal framework for its climate targets. By 2030, greenhouse gas emissions need to be reduced by at least 65 % compared to 1990. This target has been broken down into annual emission volumes for each sector and translated into total annual emission volumes. Greenhouse gas emissions from these sectors need to be reduced by 88 % by 2040 and net greenhouse gas neutrality is to be achieved by 2045, taking into account natural and technical sinks.

The 2025 Projection Report focuses on two scenarios. The 'with existing measures' scenario (referred to by its German acronym MMS) projects the effects of climate policies and measures that are already in place. The second scenario is the 'with additional measures' scenario

⁷ Detailed data can be found in the data table for the greenhouse gas projections for 2025, which is published separately (UBA 2025a).

(referred to by its German acronym MWMS), which takes into account additional climate policy instruments planned by the German government.

In both scenarios, the projected emissions are shown for the sectors defined in Germany's Federal Climate Change Act: the energy sector, the industrial sector, buildings, transport, agriculture, waste management and other, and land use, land use change and forestry (LULUCF). In the MWMS, technical sinks are taken into account separately in accordance with Section 3b of the Climate Change Act. The emissions from international aviation and maritime transport that are relevant for Germany are modelled and shown for information purposes.

It is projected that the existing measures reduce emissions by 64 % by 2030 compared to the 1990 reference year. In the MWMS, there are no significant differences in the emissions up to 2030. By 2045, the MMS projects an emissions reduction of approx. 84 %, while the MWMS projects a slightly higher emissions reduction of approx. 85 % (without LULUCF). In 2045, 204 million tonnes (Mt) of CO₂eq are still emitted in the MMS (without LULUCF). The LULUCF sector brings about an additional 37 Mt CO₂eq. In the MWMS, the total emissions decrease to approx. 163 Mt CO₂eq in 2045, while the LULUCF sector emits a further 32 Mt CO₂eq. The target of net greenhouse gas neutrality by 2045 is therefore missed by a large margin in both scenarios.

Scenarios extending into the year 2050 involve considerable uncertainties. Depending on the assumptions and methodology used, other plausible GHG developments can also be estimated. Other studies carried out by ministerial departments on behalf of the German government may arrive at different results. In this study, the following developments are projected for the individual sectors:

In the energy sector, the majority of emission reductions are projected to occur by 2030, primarily due to the early phase-out of coal and the strong expansion of renewable energies. As a result, the energy sector will no longer be the largest emission source in Germany from around 2028. After 2030, emission reductions are projected to slow down substantially. In the MMS, renewable energies have a 76 % share of gross electricity consumption in 2030. In the MWMS, the power plant strategy is taken into account, which leads to additional gas-fired power plants. As a result, the fossil fuel-based share of electricity generation is higher. The renewable share of gross electricity consumption in 2030 is slightly lower in the MWMS than in the MMS, at 74 %.

In the industrial sector, emissions are projected to decrease by 58 % in the MMS and 59 % in the MWMS between 1990 and 2030. The most effective policies and measures in this sector are the European Union's Emissions Trading System (EU ETS), carbon contracts for difference, the MAC Directive and carbon pricing for the transport and heating sectors⁸. In both scenarios, the projected annual emissions are below the annual emission volumes specified in the Climate Change Act for all years from 2024 to 2030. Around 2028, the industrial sector becomes the largest emission source in Germany and remains so until the end of the projection period (2050).

In the buildings sector, the gap to achieving the Climate Change Act target is 110 Mt CO₂eq in 2030 in both scenarios. Germany's Federal Building Energy Act contains major instruments for this sector, including the obligation to use 65 % renewable energy in newly installed heating systems, and national subsidies for energy-efficient buildings. The additional measures in the buildings sector in the MWMS scenario can only slightly reduce the emissions gap, which amounts to 107 Mt CO₂eq.

In the transport sector, it is projected that the annual emission volumes specified in the Climate Change Act are exceeded every year up to 2030 and that a gap of 169 Mt CO₂eq to meeting the

⁸ The activities of manufacturing industry not covered by the EU ETS are included in the German Fuel Emissions Trading Act (BEHG).

target opens up in the MMS. In the MWMS, the additional measures mean that this gap decreases to 155 Mt CO₂eq. In both the MMS and the MWMS, the passenger car fleet is projected to amount to 8.7 million battery electric vehicles (BEV) in 2030 and therefore falls short of the target of 15 million BEVs in the passenger car fleet by 2030.

In the agricultural sector, the Climate Change Act targets are projected to be overachieved in both scenarios. On the one hand, declining livestock numbers and lower nitrogen application rates lead to falling emissions. On the other hand, methodological improvements in the calculation of the greenhouse gas inventory lead to lower agricultural emissions for historical years and in the projection.⁹ As emissions in this sector are falling much more slowly than in other sectors, agriculture will become the second largest emission source in Germany in the long term.

In the waste management and other sector, the emissions are projected to decline substantially by 2030. The reasons for this are the measures for landfill aeration, optimised gas collection and the reduction of food waste. It is projected that the sector target for 2030 of 5.8 Mt CO₂eq will be underachieved by 1.5 Mt CO₂eq. When the entire period from 2025 to 2030 is considered, the target is substantially underachieved.

The Climate Change Act sets emission reduction targets for the LULUCF sector for the years 2030, 2040 and 2045.¹⁰ It is projected that these are missed by a large margin in both scenarios due to the reduced forest sink and the high emissions from organic soils. In addition, there are higher reported emissions due to changes in the methodology. The LULUCF sector also remains an emission source in Germany in the long term. In the MMS, the gap to achieving the target amounts to 61 Mt CO₂eq (2030) and increases to 72 Mt CO₂eq (2040) and 75 Mt CO₂eq (2045).

In both scenarios, the emissions covered by the EU ETS are reduced to a greater extent than those covered by the Effort Sharing Regulation (ESR). Within the ESR emissions, the emissions of carbon-based fuels in the National Emissions Trading System (nETS) are projected to be reduced to a greater extent than other emissions. The ESR targets for Germany are projected to be missed by 224 Mt CO₂eq in the MMS and by 207 Mt CO₂eq in the MWMS. Therefore, they are missed by a large margin in both scenarios.

A total of 14 sensitivity analyses were carried out in order to better estimate possible deviations from the 'with existing measures' scenario (MMS). The focus was on the energy, buildings, industrial and transport sectors as these contribute substantially to greenhouse gas emissions. The analysed sensitivities can be divided into cross-sector trends and individual sensitivities¹¹. Depending on the assumption made, some show higher and some lower emissions compared to the MMS – as a result of, for example, delayed infrastructure expansion, changes in support programmes, price developments or changes in industrial production levels.

Independently of this, separate sensitivity analyses were carried out for the LULUCF sector. These focused on different forest developments and climate-related uncertainties in relation to organic soils.

⁹ For 2017, the emissions of the agricultural sector in the 2025 submission are 4.6 % or 3.3 Mt CO₂eq below those of the 2019 submission, the last available submission at the time that the Climate Change Act was passed. According to the data from the previous year's submission, the emissions of the agricultural sector fell by 7.2 Mt CO₂eq between 2017 and 2024. These actual emission reductions explain about 70 % of the emission reductions by 2024 (2025 submission) compared to 2017 (2019 submission), while methodological changes explain about 30 %.

¹⁰ The sink targets amount to 25 Mt CO₂eq for 2030, 35 Mt CO₂eq for 2040 and 40 Mt CO₂eq for 2045, each calculated as the average of the respective target year and the three preceding calendar years.

¹¹ Individual parameters are specifically varied in order to analyse their isolated effects on the emission development.

In addition, calculations were made for the industrial sector which show how favourable or unfavourable combinations of key factors can affect emissions, energy demand and the degree of electrification.

Table 4: Development of overall greenhouse gas emissions in the scenarios compared, 2023-2050

Sector	Unit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total (without LULUCF)								
MMS	Mt CO ₂ eq	672.7	628.8	463.4	334.2	252.6	204.0	189.8
MWMS	Mt CO ₂ eq	672.7	629.0	466.7	331.8	235.2	184.2	164.1
Proposals for adjustment of total annual emission volumes in accordance with Section 4(2) Climate Change Act calculated by UBA based on 2024 emission data of 15 March 2025¹²	Mt CO ₂ eq	720.0	661.8	456.8	288.2	150.4		
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	-46.3%	-49.8%	-63.0%	-73.3%	-79.8%	-83.7%	-84.8%
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	-46.3%	-49.8%	-62.8%	-73.5%	-81.2%	-85.3%	-86.9%
Cumulative emissions in MMS from 2025	Mt CO ₂ eq		628.8	3,286.5	5,223.2	6,633.1	7,748.3	8,721.7
Cumulative emissions in MWMS from 2025	Mt CO ₂ eq		629.0	3,270.4	5,221.4	6,575.0	7,597.9	8,454.5
Cumulative reduction in MWMS compared to MMS from 2025	Mt CO ₂ eq		-0.2	+16.0	+1.8	+58.1	+150.4	+267.2

Source: UBA (2025c), modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data (core indicators) can be found in an Excel file, which is published separately (see Box 1).

Table 5: Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission volumes in the scenarios compared, 2023-2050

Sector	Unit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energy sector								
MMS	Mt CO ₂ eq	203.3	168.3	93.3	74.3	58.1	50.4	48.9

¹² Annual reduction volumes have not yet been legally defined for the years 2035 and 2040. The values shown were calculated based on the current GHG emissions of the 1990 reference year and the annual reduction targets expressed as percentages in Annex 3 of the Climate Change Act.

Sector	Unit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	Mt CO ₂ eq	203.3	168.9	102.0	81.7	58.6	49.9	45.7
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-57.3</i>	<i>-64.6</i>	<i>-80.4</i>	<i>-84.4</i>	<i>-87.8</i>	<i>-89.4</i>	<i>-89.7</i>
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-57.3</i>	<i>-64.5</i>	<i>-78.5</i>	<i>-82.8</i>	<i>-87.7</i>	<i>-89.5</i>	<i>-90.4</i>
Industrial sector								
MMS	Mt CO ₂ eq	152.9	144.6	116.1	91.5	79.6	72.9	72.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	152.9	144.3	114.3	86.8	69.2	62.6	61.1
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-44.9</i>	<i>-47.9</i>	<i>-58.2</i>	<i>-67.1</i>	<i>-71.3</i>	<i>-73.7</i>	<i>-73.9</i>
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-44.9</i>	<i>-48.0</i>	<i>-58.8</i>	<i>-68.7</i>	<i>-75.1</i>	<i>-77.5</i>	<i>-78.0</i>
Buildings								
MMS	Mt CO ₂ eq	102.9	109.4	76.9	43.7	26.2	9.0	4.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	102.9	109.3	75.9	41.8	24.4	8.3	4.2
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-51.0</i>	<i>-47.9</i>	<i>-63.4</i>	<i>-79.2</i>	<i>-87.5</i>	<i>-95.7</i>	<i>-98.0</i>
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-51.0</i>	<i>-47.9</i>	<i>-63.9</i>	<i>-80.1</i>	<i>-88.4</i>	<i>-96.0</i>	<i>-98.0</i>
Transport								
MMS	Mt CO ₂ eq	145.1	141.0	115.0	65.6	30.7	14.7	8.2
MWMS	Mt CO ₂ eq	145.1	141.0	112.6	64.0	29.7	14.3	8.1
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-11.1</i>	<i>-13.6</i>	<i>-29.5</i>	<i>-59.8</i>	<i>-81.2</i>	<i>-91.0</i>	<i>-94.9</i>
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-11.1</i>	<i>-13.6</i>	<i>-31.0</i>	<i>-60.8</i>	<i>-81.8</i>	<i>-91.2</i>	<i>-95.1</i>
Agriculture								
MMS	Mt CO ₂ eq	63.0	60.5	57.7	55.2	54.4	53.5	52.7
MWMS	Mt CO ₂ eq	63.0	60.5	57.5	54.8	53.8	52.8	51.8
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-25.9</i>	<i>-28.8</i>	<i>-32.1</i>	<i>-35.1</i>	<i>-36.0</i>	<i>-37.0</i>	<i>-38.0</i>
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-25.9</i>	<i>-28.9</i>	<i>-32.3</i>	<i>-35.5</i>	<i>-36.7</i>	<i>-37.9</i>	<i>-39.0</i>
Waste management & other								
MMS	Mt CO ₂ eq	5.5	5.1	4.3	3.9	3.6	3.5	3.4
MWMS	Mt CO ₂ eq	5.5	5.1	4.3	3.9	3.6	3.5	3.4

Sector	Unit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	-86.8	-87.8	-89.5	-90.6	-91.3	-91.6	-91.9
<i>Reduction in MWMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	-86.8	-87.8	-89.5	-90.6	-91.3	-91.6	-91.9
Technical sinks according to § 3b Climate Change Act								
MWMS	Mt CO ₂ eq	0.0	0.0	0.0	-1.3	-4.2	-7.1	-10.1

Source: UBA (2025c), modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data (core indicators) can be found in a separately published Excel file (see Box 1).

Table 6: Development of greenhouse gas emissions in the LULUCF, international aviation and maritime transport sectors in the scenarios compared, 2023-2050

Sector	Unit	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF								
MMS	Mt CO ₂ eq	69.7	39.5	32.3	36.0	35.8	36.7	41.0
MWMS	Mt CO ₂ eq	69.7	39.4	31.9	33.8	32.4	31.5	33.9
International air and maritime transport								
MMS = MWMS	Mt CO ₂ eq	32.1	31.0	30.7	27.0	24.4	23.7	21.3
<i>Change compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	+67.7	+61.9	+60.2	+40.9	+27.5	+23.6	+11.4

Source: UBA (2025c), modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data (core indicators) can be found in an Excel file which is published separately (see Box 1).

1 Einleitung

Folgende Dokumente begleiten die Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland. Alle Datenprodukte sind offen lizenziert veröffentlicht. Die Lizenz ist den Metadaten des jeweiligen Produktes zu entnehmen.

Box 1: Begleitdokumente

Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (ehemals Kernindikatoren)

Die Datentabelle dient als Nachschlagewerk für eine Reihe wichtiger Ergebnisdaten. Sie kann als Exceldatei heruntergeladen werden oder über den UBA Data Cube online gefiltert, visualisiert und heruntergeladen werden.

- ▶ Als Exceldatei: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/rahmendaten-fuer-die-treibhausgas-projektionen-2025>
- ▶ Im UBA Data Cube: https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df%5Bds%5D=dc-release&df%5Bid%5D=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_25&df%5Bag%5D=UBA&df%5Bvs%5D=1.0&av=true&dq=.....&pd=2025%2C&to%5BTIME_PERIOD%5D=false&pg=0&vw=ov
- ▶ Metadaten: <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Datensatz/datentabelle/>

Rahmendaten

Die zentralen Rahmendaten sind verfügbar

- ▶ als Veröffentlichung (Kemmler et al. 2025), und
- ▶ über den UBA Data Cube: https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df%5Bds%5D=dc-release&df%5Bid%5D=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_BASIC&df%5Bag%5D=UBA&df%5Bvs%5D=1.0&av=true&dq=....&pd=2025%2C&to%5BTIME_PERIOD%5D=false&pg=0
- ▶ Metadaten siehe Data Cube.

Endverbrauchspreise der Energieträger

- ▶ Veröffentlichung: Kreidelmeyer und Kemmler (2025)
- ▶ Datentabelle in Excelformat: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/endverbrauchspreise-der-energetraeger-fuer-die>
- ▶ Metadaten der Datentabelle: <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Datensatz/endverbrauchspreistabelle/>

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025

- ▶ Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025 sind als Veröffentlichung verfügbar: Förster et al. (2025a)

Instrumentenausgestaltung

- ▶ Veröffentlichung: Förster et al. (2024)

- Die Annahmen, die der Modellierung dazu zu Grunde liegen, sind außerdem als Exceldatei veröffentlicht: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/instrumentenausgestaltung-fuer-die-treibhausgas>

- Metadaten der Daten: <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Datensatz/parametrisierungstabelle/>

Instrumentenwirkung

- <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/thg-minderungswirkung-der-instrumente>

Daten- und Modelldokumentation

Die interaktive Daten- und Modelldokumentation ist verfügbar

- unter: <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/>
- Metadaten der Dokumentation: <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/meta/>

Hinweis 1

Es wird darauf hingewiesen, dass Projektionen nicht als Prognose kommender Jahre missverstanden werden dürfen. Für Projektionen werden Modelle eingesetzt, die eine langjährige, plausible Emissionsentwicklung unter den Bedingungen und Annahmen zum Start des Modellierungszeitpunktes projizieren. Auftretende Sondereffekte und unvorhergesehene, kurzfristige Ereignisse sind methodisch nicht oder nur begrenzt integrierbar, wurden teilweise aber durch Annahmen reflektiert. Vor diesem Hintergrund sollte eine Betrachtung zeitnaher Projektionsjahre nicht losgelöst vom Erstellungszeitpunkt erfolgen.

Hinweis 2

Die Treibhausgas-Projektionen 2025 beinhalten die Modellierung von zwei Szenarien. Das Mit-Maßnahmen Szenario (MMS) stellt dabei die Projektionsdaten 2025 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)¹³ dar.

Das Mit-Weiteren-Maßnahmen Szenario ist ein weiteres Szenario, das unter anderem in der EU Berichterstattung nach Artikel 18 Governance Regulation¹⁴ eine Rolle spielt.

Die Abgrenzung der beiden Szenarien voneinander ist in Abschnitt 2.42.4 beschrieben.

Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) ist für die in Anlage 1 KSG definierten Sektoren insgesamt eine Treibhausgasreduzierung von mindestens 65 % im Jahr 2030 und von mindestens 88 % im Jahr 2040 vorgesehen¹⁵. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland unter Anrechnung natürlicher und

¹³ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 235) geändert worden ist.

¹⁴ 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 Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates. ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1-77

¹⁵ Dementsprechend wird im Bericht auf den Vergleich mit diesen Zielen abgestellt.

technischer Senken netto-treibhausgasneutral sein und nach dem Jahr 2050 soll eine negative Treibhausgasbilanz erreicht werden.

Die Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland stellen dar, wie sich die deutschen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 entwickeln könnten. Es werden zwei Szenarien projiziert. Das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) beinhaltet alle Klimaschutzinstrumente und -maßnahmen, die bis zum Stichtag 31. Oktober 2024 bereits beschlossen und soweit implementiert sind, dass alle Daten und sonstigen Informationen, die für die Parametrisierung der Modelle erforderlich sind, vorliegen. Dieses Szenario entspricht dem Hauptszenario des Projektionsberichts 2025. Bis zum Stichtag lediglich geplante, jedoch noch nicht implementierte Maßnahmen werden zusätzlich im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) berücksichtigt.¹⁶

Die Projektionsergebnisse werden in Relation zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung, vor allem für das Jahr 2030, sowie den Vorgaben der Europäischen Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation (ESR)) gesetzt. Auch die Treibhausgasminderung der Einzelinstrumente wird abgeschätzt.

Der vorliegende Bericht basiert auf Modellrechnungen eines deutschen Forschungskonsortiums aus Öko-Institut, dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), dem Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES), M-Five Mobility, Futures, Innovation, Economics, der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), sowie Prognos. Diese erarbeiten diesen Bericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Die modellgestützten Analysen in den Bereichen Landwirtschaft¹⁷ und Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) wurden durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut durchgeführt. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt gemäß dem Zuschnitt der Sektoren des KSG: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges, sowie LULUCF. Die Ergebnisse der sektoralen Modelle werden hierbei mit Hilfe eines übergeordneten Modells integriert.

Rahmendaten, zu berücksichtigende Instrumente und wesentliche Annahmen für deren Parametrisierung wurden den jeweiligen Fachressorts im Herbst 2024 zur Prüfung und Kommentierung vorgelegt. Die auf dieser Basis finalisierten Berichte für Rahmendaten und Instrumente wurden auf der Website des Umweltbundesamtes veröffentlicht (Förster et al. 2024; Kemmler et al. 2025).

Szenarien, die bis in das Jahr 2050 projiziert werden, sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Annahmen und verwendeter Methodik können andere Verläufe über die Reduktionswirkung von einzelnen Maßnahmen abgeschätzt werden. Andere Studien, die im Auftrag der Bundesregierung durch einzelne Ressorts erstellt wurden, können im Einzelnen zu abweichenden Ergebnissen kommen.

Das Kapitel 2 enthält eine Übersicht zum methodischen Ansatz der Szenarienentwicklung. Kapitel 3 stellt die Gesamtergebnisse. Die Kapitel 4 bis 10 enthalten die Analysen zu den sektoralen Projektionen, Kapitel 11 die Sensitivitätsanalysen und die Kapitel 12 und 13 die methodischen Sensitivitäten für die Sektoren Gebäude und Verkehr. Der Anhang enthält zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS.

¹⁶ Mit der Modellierung wurde unmittelbar nach dem Stichtag 31. Oktober 2024 begonnen. Eine Berücksichtigung von Klimaschutzinstrumenten, die nach dem Stichtag beschlossen bzw. geplant werden, ist ab diesem Zeitpunkt nicht mehr möglich. Durch einen verzögerten Modellierungsstart des Verkehrssektors konnte jedoch die Nicht-Anrechnung der Übererfüllung der THG-Quote von 2025 und 2026 im MMS noch berücksichtigt werden,

¹⁷ Mit Ausnahme energiebedingter Emissionen der Landwirtschaft.

Bundeshaushalt und Finanzplanungszeitraum werden durch die Treibhausgas-Projektionen 2025 nicht präjudiziert. Etwaige auf den Bericht gestützte neue Maßnahmen oder Prozesse stehen unter Haushaltsvorbehalt. Eventuelle Mehrbedarfe an Sach- und Personalmitteln sind finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan gegenzufinanzieren. Den von der Verfassung vorgegebenen Zuständigkeiten zwischen Bund und Ländern ist Rechnung zu tragen.

2 Methodischer Ansatz

2.1 Prozess der Projektionserstellung 2025

Der Prozess zur Erstellung des Projektionsberichts umfasst mehrere Schritte, die aufeinander aufbauen. Diese sind in Harthan et al. (2024a) Abschnitt 2.1 ausführlich beschrieben.

Zusammengefasst ist der generelle Ablauf für die Projektionserstellung wie folgt:

- ▶ Bereitstellung aktueller Daten zu Brennstoffeinsätzen und Emissionen des vorläufigen Treibhausgasinventares (diesmal: vorläufiges Treibhausgasinventar 2025) durch das UBA. Nach Aufbereitung Nutzung dieser Daten zur Modellierung.
- ▶ Entwurf zentraler Rahmendaten und Beschreibung zu berücksichtigender Politikinstrumente. Diese werden mit UBA abgestimmt, den beteiligten Fachressorts diskutiert und dann veröffentlicht: Förster et al. (2024); Kemmler et al. (2025)
- ▶ Ableitung der Endverbrauchspreise der Energieträger für die Modellierung und Veröffentlichung als Bericht: Kreidelmeyer und Kemmler (2025)
- ▶ Modellierung der jeweiligen Sektoren, teilweise parallel, an anderen Stellen sequenziell.
- ▶ Nach Abschluss der Modellierung: Integration der Ergebnisse sowie Ausspielung zahlreicher Parameter in verschiedenen Formaten zur Nutzung in unterschiedlichen Berichtspflichten zum 14.03.2025
- ▶ Nach Vorliegen der Ergebnisse für die jeweiligen sektoralen Teilbereiche erfolgt die Berichterstellung. Dieser Bericht wird vom UBA inhaltlich geprüft sowie von den Fachressorts kommentiert. Fachlich relevante Kommentare werden von den Forschungsnehmenden in den Bericht eingearbeitet. Am Ende des Prozesses wird eine finale Berichtsversion erstellt und vom UBA veröffentlicht.

Die Projektionserstellung 2025 umfasste gegenüber dem oben beschriebenen Vorgehen einige Änderungen und Ergänzungen:

- ▶ Zentrale, sektorbezogene Annahmen wurden separat dokumentiert und veröffentlicht, um die am 14.03.2025 veröffentlichten Projektionsdaten (Wehnemann et al. 2025) mit Hintergrundinformationen anzureichern: Förster et al. (2025a)
- ▶ Verschiedene Datenprodukte wurden erstellt und informieren die Projektionen 2025 begleitend, Liste siehe Box 1
- ▶ Es erfolgte eine interaktive Daten- und Modelldokumentation zum transparenten Verständnis der eingesetzten Daten- und Modelle: Förster et al. (2025b)
- ▶ Die Modellierung im Sektor Verkehr wurde durch eine Kopplung der Modelle TEMPS und ASTRA-M verfeinert.
- ▶ Zentrale ökonomische und demografische Rahmendaten wurden mit Hilfe des Modells VIEW modelliert.
- ▶ Im Sektor Energiewirtschaft wurden die Flexibilitätsoptionen, die dem Modell zur Verfügung stehen, realistischer parametrisiert und die Netzreserve berücksichtigt.

- ▶ Im Sektor Gebäude wurden regionalisierte Informationen zum Wärmenetzausbau berücksichtigt.
- ▶ In den Sektoren Gebäude und Verkehr fand eine methodische Sensitivitätsrechnung der Projektionsdaten (MMS) statt. Diese informiert zur Robustheit der Modellierungsergebnisse bei Einsatz zweier unterschiedlicher Modelle. Die Ergebnisse sind in den Abschnitten 12 und 13 dokumentiert.

2.2 Definition und Abgrenzung der Sektoren

Die Definition der einzelnen Sektoren dieses Berichts erfolgt gemäß dem nationalen Sektorzuschnitt des KSG (in Klammern die jeweiligen Quellgruppen der *Common Reporting Tables*):

- ▶ **Energiewirtschaft:** Der Sektor Energiewirtschaft umfasst öffentliche Kraftwerke und Heizwerke (1.A.1.a), Raffineriefeuerungen und -kraftwerke (1.A.1.b) sowie Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors einschließlich deren Kraftwerke (1.A.1.c). Darüber hinaus umfasst die Energiewirtschaft im KSG den Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) sowie diffuse Emissionen aus der Energienutzung (1.B). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen im Handlungsfeld Energiewirtschaft ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Industrie:** Neben industriellen Prozessfeuerungen und Wärmeerzeugungsanlagen sowie Industriekraftwerken (1.A.2) sind im Sektor Industrie auch die Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung (2) enthalten. Da der Sektor Industrie genauer als Verarbeitendes Gewerbe und Bauwirtschaft definiert ist, sind auch die Emissionen des bauwirtschaftlichen Sonderverkehrs (1.A.2.g.vii) enthalten. Weiter enthalten sind Emissionen, die beim Transport und der Speicherung von CO₂ entstehen (1.C). Nicht enthalten hingegen sind Raffinerien (1.A.1.b), Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors (1.A.1.c). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Gebäude:** Der Sektor Gebäude umfasst neben der Gebäudewärme auch den Brennstoffeinsatz für die Warmwasserbereitung sowie weiteren Brennstoffeinsatz in Haushalten (1.A.4.b) und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) (1.A.4.a). Energieverbräuche landwirtschaftlicher Gebäude (z. B. Gewächshäuser) (1.A.4.c) sind nicht im Sektor Gebäude enthalten, sondern im Sektor Landwirtschaft. Federführende Ressorts für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen sind das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Verkehr:** Dieser Sektor umfasst den inländischen Straßen- (1.A.3.b), Schienen- (1.A.3.c) und Luftverkehr (1.A.3.a) sowie die Binnen- und Küstenschifffahrt (1.A.3.d). Der internationale Luftverkehr (1.D.1.a) und die Hochseeschifffahrt (1.D.1.b) werden ebenfalls behandelt, allerdings werden deren Treibhausgasemissionen nicht auf die inländischen Emissionen angerechnet, sondern lediglich nachrichtlich ausgewiesen. Sonderverkehre sind teilweise in anderen Sektoren enthalten, so sind der bauwirtschaftliche Verkehr im Industriesektor (1.A.2.g.vii), der landwirtschaftliche Verkehr (1.A.4.b.ii) und die Fischereischifffahrt (1.A.4.b.iii) im Sektor Landwirtschaft und der Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) in der Energiewirtschaft enthalten. Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV).

- ▶ **Landwirtschaft:** Neben den biologisch-chemischen Emissionen von Tieren und landwirtschaftlichen Böden (3) umfasst dieser Sektor auch die energetischen Emissionen der Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4.c). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL).
- ▶ **Abfallwirtschaft und Sonstiges:** Dieser Sektor umfasst die Emissionen, die aus der Behandlung und Lagerung von Abfall (Deponien und andere) sowie von Abwasser entstehen (5). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV).
- ▶ **Landnutzung und Forstwirtschaft:** Dieser Sektor umfasst die Emissionen von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (englisch: Land use, land-use change and forestry) (4).¹⁸ Federführende Ressorts für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen sind das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) sowie das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV).
- ▶ **Technische Senken nach § 3b KSG:** Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse führt zu einer rechnerischen Emissionssenke. Zwischen Umweltbundesamt als Auftraggeber und dem Forschungskonsortium als Auftragnehmer wurde vereinbart, diese technischen Emissionssenken nicht im jeweiligen KSG-Sektor, sondern separat zu bilanzieren.

Die Emissionen aus der Stromerzeugung werden teilweise in der Energiewirtschaft und teilweise in der Industrie bilanziert (Eigenstromerzeugung in Kraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes). Eine Substitution von fossilen Brennstoffen durch Strom (z. B. durch Wärmepumpen bei den Gebäuden oder Elektrofahrzeuge im Verkehr) führt daher dazu, dass die direkten Emissionen im jeweiligen Sektor sinken, aber dafür die Emissionen der Kraftwerke und damit vor allem die Emissionen in der Energiewirtschaft steigen, sofern diese zusätzliche Stromnachfrage nicht durch eine erhöhte erneuerbare Stromerzeugung kompensiert wird. Entsprechendes gilt für eine Substitution fossiler Brennstoffe durch Fernwärme.

Tabelle 7 zeigt, welche Quellgruppen des Treibhausgasinventars (CRF-Kategorien) welchen KSG-Sektoren zugeordnet werden. Darüber hinaus stellt die Tabelle die Zuordnung zur Inventarstruktur gemäß UNFCCC und Governance-Verordnung dar.

Weitere Informationen zur Zuordnung von Treibhausgasemissionen zu Inventarkategorien können Emele et al. (2019) entnommen werden.

¹⁸ Gegenüber den anderen KSG-Sektoren weist dieser Sektor zwei Besonderheiten auf: Zum einen gibt es kein Emissionsminderungsziel wie in den anderen Sektoren, jedoch ein quantifiziertes Senkenziel. Zum anderen wird er bei der Berechnung der Gesamtemissionen nicht miteinbezogen. Daher werden die Emissionen dieses Sektors nur nachrichtlich ausgewiesen. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass sich die Entnahme von Biomasse zur energetischen Nutzung in der Kohlenstoffbilanz im Bereich Landnutzung und Forstwirtschaft widerspiegelt. Die Treibhausgasemissionen der energetischen Biomassenutzung werden in dem Sektor berichtet, in dem die Nutzung stattfindet (wobei CO₂-Emissionen aufgrund des nachwachsenden Rohstoffs lediglich nachrichtlich ausgewiesen werden).

Tabelle 7: Zuordnung von CRF-Kategorien zu KSG-Sektoren und zur Inventarstruktur laut UNFCCC und Governance-Verordnung

CRF-Kategorie	KSG-Sektor	UNFCCC / Governance-VO	Kommentar
1.A.1.a Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	Energiewirtschaft	Energiewirtschaft	Öffentliche Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke
1.A.1.b Mineralölraffinerien	Energiewirtschaft	Energiewirtschaft	Raffineriekraftwerke und -feuerungen
1.A.1.c Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	Energiewirtschaft	Energiewirtschaft	U. a. Kokereien, Brikettfabriken, Antriebe im Kohlenbergbau, sonstige Kraftwerke der Energiewirtschaft
1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe	Industrie	Industrie	Industriekessel, Prozessfeuerungen sowie Industriekraftwerke, die nicht in 1.A.1.b oder 1.A.1.c enthalten sind
1.A.3.a Ziviler Luftverkehr	Verkehr	Verkehr	
1.A.3.b Straßenverkehr	Verkehr	Verkehr	
1.A.3.c Schienenverkehr	Verkehr	Verkehr	
1.A.3.d Schifffahrt	Verkehr	Verkehr	Binnen- und Küstenschifffahrt
1.A.3.e Übriger Verkehr	Energiewirtschaft	Verkehr	Erdgaspipelineverdichter
1.A.4.a Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Gebäude	GHD	
1.A.4.b Haushalte	Gebäude	Private Haushalte	
1.A.4.c Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Fischerei	Landwirtschaft	GHD	Energiebedingte Emissionen
1.A.5 Andere Bereiche	Gebäude	GHD	Militär (stationär und mobil)
1.B Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	Energiewirtschaft	Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	
1.C CO ₂ -Abscheidung von Abgasen und nachfolgende Speicherung (CCS)	Industrie		
1.D.1 Internationaler Luftverkehr und Hochseeschifffahrt	Keiner	Keiner	
2 Industrieprozesse	Industrie	Industrieprozesse und Produktverwendung	Einschließlich Produktverwendung
3 Landwirtschaft	Landwirtschaft	Landwirtschaft	Biologisch-chemische Emissionen

CRF-Kategorie	KSG-Sektor	UNFCCC / Governance-VO	Kommentar
4 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	Landnutzung und Forstwirtschaft	LULUCF	
5 Abfall und Abwasser	Abfallwirtschaft und Sonstiges	Abfallwirtschaft	Abfallverbrennung ist in Energiewirtschaft und Industrie enthalten

Quelle: Harthan et al. (2023) und Harthan et al. (2024a), modifiziert

2.3 Methodischer Ansatz für die Treibhausgas-Projektionen

Die Erstellung der Projektionen für die (deutschen) Treibhausgasemissionen bis 2050 erfolgt auf der Basis von mit den Ressorts abgestimmten Annahmen zu:

- ▶ Bevölkerungsentwicklung,
- ▶ Wirtschaftsentwicklung,
- ▶ Energie- und CO₂-Preissentwicklungen, sowie
- ▶ technischen und sektorspezifischen Faktoren (wie z. B. Wirkungsgraden).

Grundsätzlich erfolgt die Modellierung instrumentengetrieben. Dabei werden klimapolitische Instrumente parametrisiert, beispielsweise Gesetze, Regulierungen, ökonomische Instrumente (z. B. CO₂-Bepreisung) oder vorgesehene Haushaltsmittel. Die klimapolitischen Instrumente zielen auf ein breites Spektrum an Klimaschutzmaßnahmen und damit verbundenen Treibhausgasminderungen. Die Ermittlung der aus den Klimaschutzinstrumenten resultierenden Effekte, wie z. B. die Entwicklung des Absatzes von Elektrofahrzeugen, von Wärmepumpen oder die Stromerzeugung nach Brennstoffen, erfolgt modellendogen.

Neben quantifizierbaren Instrumenten gibt es flankierende Instrumente, deren Wirkung in den genutzten Modellen nicht quantifiziert werden kann. Flankierende Instrumente unterstützen die Umsetzung quantifizierbarer Instrumente. So können beispielsweise informatorische Instrumente Hemmnisse für andere Instrumente in einzelnen Sektoren reduzieren. Die Instrumentenwirkung wird dabei dem quantifizierbaren Instrument zugeordnet.

Die Analyse und Bewertung der verschiedenen Instrumente, die Ermittlung der entsprechenden sektoralen Treibhausgasemissionen sowie der notwendigen Hintergrundinformationen und -indikatoren für diesen Bericht folgen für die verschiedenen Sektoren unterschiedlichen methodischen Ansätzen bzw. basieren auf unterschiedlichen Modellinstrumentarien, die für die verschiedenen Bereiche auf Basis der verfügbaren Daten und Informationen eine adäquate Analyse erlauben.

Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen basieren die Analysen auf einem komplexen System verschiedener Modelle (Abbildung 3):

- ▶ Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird mit dem PowerFlex-Modell des Öko-Instituts analysiert. Die Wärmeerzeugung von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in diesem Modell ebenfalls modelliert.

- ▶ Die Integration des Mengengerüsts für den Endenergieverbrauch (EEV), die Ermittlung des Primärenergieverbrauchs (PEV) sowie des Energieeinsatzes in den anderen Umwandlungssektoren wird mit dem Integrationsmodell ENUSEM des Öko-Instituts durchgeführt.
- ▶ Die Analysen für den Strom- und Brennstoffbedarf der Sektoren Industrie sowie GHD erfolgen unter Zuhilfenahme der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI, die auf einzelnen Sektormodellen beruht.
- ▶ Für den Gebäudesektor (im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude) wird das Modell Invert/EE-Lab von IREES eingesetzt. Das Modell Invert/EE-Lab berücksichtigt in diesem Zuge von WINfra ermittelte theoretische Potenziale für eine Fernwärmeversorgung in Deutschland. Die Abschätzung der Wirkung einzelner Politikinstrumente erfolgt durch das Öko-Institut mit dem Wirkmodell Politikinstrumente (WIR-POL). Für die Modellierung der elektrischen Geräte werden FORECAST-Appliances und FORECAST-Tertiary eingesetzt.
 - Darüber hinaus erfolgt eine methodische Sensitivitätsanalyse des Gebäudesektors für das MMS. Die methodische Sensitivitätsanalyse erfolgt mit den Modellen ProGRESS und GHD-Nachfragemodell von Prognos.
- ▶ Analysen für den verbleibenden Brennstoff- und Strombedarf im Sektor Gebäude werden unter der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI durchgeführt.
- ▶ Für den Verkehrsbereich erfolgt die Modellierung mit Hilfe der Modellkopplung von TEMPS des Öko-Instituts und ASTRA-M betrieben durch M-Five und Fraunhofer ISI.
 - Im Verkehr findet außerdem eine methodische Sensitivitätsanalyse für das MMS mit dem Modell ASTRA-M statt.
- ▶ Die Emissionsermittlung für die Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen erfolgt mit dem Emissionsmodell des Öko-Instituts, das die in ENUSEM aggregierten Energiebedarfsprojektionen für die verschiedenen Endverbrauchs- und Umwandlungssektoren in der Systematik der Nationalen Treibhausgasemissionen emissionsseitig bewertet.

Für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors erfolgt eine quellgruppenspezifische Modellierung auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung sowie der für das Nationale Treibhausgasinventar genutzten Methoden.

Für die Emissionen aus Industrieprozessen werden die folgenden Ansätze verfolgt:

- ▶ Prozessbedingte Emissionen der mineralischen Industrie und der chemischen Industrie (mit Ausnahme der petrochemischen Industrie) werden mit Hilfe des Modells FORECAST modelliert.
- ▶ Für die restlichen prozessbedingten Emissionen mit Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung im Emissionsmodell ENUSEM des Öko-Instituts mit den für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.
- ▶ Für die verbleibenden prozessbedingten Emissionen ohne Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf der Basis von Produktionsschätzungen im Emissionsmodell ENUSEM des Öko-Instituts in Anlehnung an die für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.

- Für die HFKW-, FKW-, SF₆- und NF₃-Emissionen werden vorliegende Projektionen aktualisiert und im Modell ProFI angepasst.

Die Projektionen der Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft in Bezug auf landwirtschaftliche Böden, Nutztierhaltung und Sonstiges werden vom Thünen-Institut berechnet. Die Energieverbräuche der Landwirtschaft werden vom Öko-Institut mit dem Modell LaWiEnMod ermittelt. Die Emissionen des LULUCF-Sektors werden vom Thünen-Institut berechnet.

Für die Treibhausgasemissionen aus der Abfallwirtschaft wird das für die Erstellung nationaler Treibhausgasinventare verwendete IPCC Waste Model durch das Öko-Institut in einer erweiterten Version für die Projektionen verwendet.

Die Berechnungen der Szenarien in diesem Bericht sind in großem Maß vom Nationalen Treibhausgasinventar abhängig: Zum einen stellen die Emissions- und Aktivitätsdaten des Inventars die Ausgangswerte (Basisjahrwerte) der Modellierung dar. Zum anderen werden eine Vielzahl von Parametern (z. B. Emissionsfaktoren) aus den Inventardaten abgeleitet. Das aktuelle zum Zeitpunkt der Berechnung verfügbar gemachte Treibhausgasinventar ist das vorläufige Treibhausgasinventar des Berichtsjahres 2025, es wurde unter Anwendung der 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC 2006) unter Verwendung der Inventar-Berichterstattungsrichtlinien der Klimarahmenkonvention (UNFCCC 2013) erstellt. Es wurden die Daten für die Jahre 1990 bis 2023 verwendet. Die primäre Datenquelle zur Erstellung dieses Berichts ist eine zum vorläufigen Treibhausgasinventar des Jahres 2025 konsistente Datenauspielung aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) im UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025). Das Treibhausgasinventar ist nicht vollständig kompatibel mit den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland (u. a. teilweise andere Sektordefinitionen und Brennstoffaggregationen). Daher kommt es teilweise zu Differenzen gegenüber der Energiebilanz. Im Treibhausgasinventar sind nur Aktivitätsdaten zu brennstoffförmigen Energieträgern enthalten. Als primäre Datenquellen für nicht-brennstoffförmige Energieträger dienen die Energiebilanzen sowie Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat).

Die für die Projektionen 2025 verwendeten Treibhausgaspotenziale entsprechen denen des 5. Sachstandsberichts (Assessment Report) des IPCC (AR5) (IPCC 2014).

Der Modellierungsprozess ist komplex. Daher erfolgt eine interaktive Darstellung des Modellierungsprozesses online unter <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modellierungsprozess/#3-gesamtheit-dokumentierter-datenflusse> (Förster et al. 2025b). Die dort verfügbaren Grafiken zum Modellierungsprozess zeigen:

- Datenflüsse zentraler Datensätze
- Datenflüsse zwischen den Modellen
- Gesamtheit dokumentierter Datenflüsse

Die Elemente dieser Grafiken sind klickbar und informieren in standardisierter Form über eingesetzte Daten sowie eingesetzte Modelle.

Insgesamt werden folgende Modelle für die Projektionen der Treibhausgase eingesetzt:

Tabelle 8: Eingesetzte Modelle

Sektor	Modellname	Betreibende Institution	Link zur Modelldokumentation
Energiewirtschaft	PowerFlex	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/powerflex/
Industrie	FORECAST-Industry	Fraunhofer ISI	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_industry/
	ProFi	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/profi/
Gebäude	Invert/EE-Lab	IREES	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/invert_ee_lab/
	FORECAST-Residential	Fraunhofer ISI	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_residential/
	FORECAST-Tertiary	Fraunhofer ISI	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_tertiary/
	WINfra	Prognos	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/winfra
Verkehr	TEMPS	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/temps/
	ASTRA-M	M-Five, Fraunhofer ISI	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/astra/
Landwirtschaft	CAPRI	Thünen-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/capri/
	Py-GAS-EM	Thünen-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/pygasem/
	LaWiEnMod	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/lawienmod/
Abfallwirtschaft	IPCC Waste Model	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/ipcc_waste_model/
Landnutzung und Forstwirtschaft	LULUCFmod	Thünen-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/lulucfmod/
	Matrix	Thünen-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/matrix/
	WoodCarbonMonitor	Thünen-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/wood_carbon_monitor/
	ENUSEM	Öko-Institut	https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/Modell/enusem/

Quelle: Eigene Darstellung

2.4 Abgrenzung der Szenarien

Die Projektionen 2025 enthalten zwei modellierte Szenarien: das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), dieses stellt die Projektionsdaten 2025 dar, sowie das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).

Das MMS entspricht dem Umsetzungsstand, während das MWMS den Planungsstand darstellt und dessen Umsetzung damit unsicherer ist.

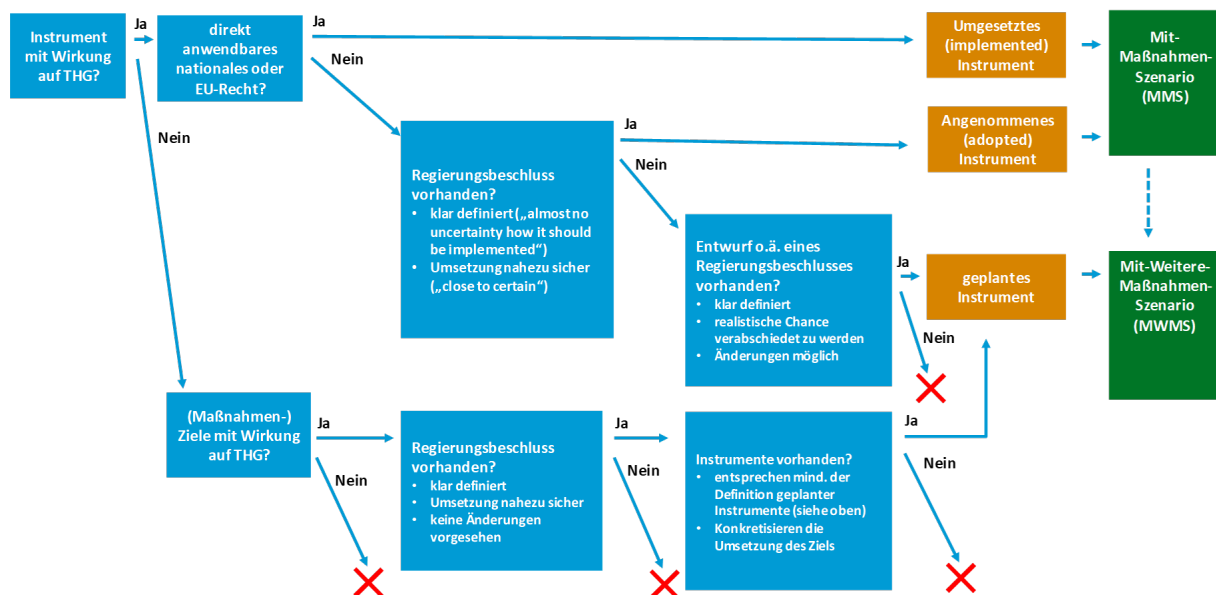
Nach Festlegung durch das UBA sowie Diskussion mit dem Modellierungskonsortium wurden das MMS und MWMS für die Projektionen 2025 wie in den kommenden Abschnitten abgegrenzt.

Zentrale Voraussetzung für alle Instrumente ist dabei, dass sie eine wesentliche Änderung der deutschen Treibhausgasemissionen zur Folge haben.

Änderungen der Zuordnung der Instrumente zu den beiden Szenarien, die während der auf den Entwurf des Instrumentenpapiers folgenden Gespräche mit den Ressorts erfolgten, wurden im finalen Instrumentenpapier (Förster et al. 2025a) berücksichtigt.

Abbildung 3 stellt die Abgrenzung der Szenarien dar. Darunter werden die beiden Szenarien textlich beschrieben.

Abbildung 3: Abgrenzungsschema der Szenarien in den Projektionen 2025



Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt (UBA)

2.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Die Projektionsdaten 2025 entsprechen den Ergebnissen des projizierten Mit-Maßnahmen-Szenarios (MMS).

Das Mit-Maßnahmen Szenario ist wie folgt definiert:

„Die Instrumente und Maßnahmen des MMS sind umgesetzt oder angenommen.“ Dies wird im Detail wie folgt definiert:

Es handelt sich entweder um:

- ▶ umgesetzte Maßnahmen und Instrumente, d. h. direkt anwendbares nationales oder EU-Recht oder
- ▶ angenommene Maßnahmen und Instrumente, d. h. Instrumente und Maßnahmen, die mit einer offiziellen Regierungsentscheidung legislativ unterlegt sind. Instrumente und Maßnahmen gelten als angenommen, wenn diese Entscheidungen bzw. Instrumente und Maßnahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025 klar definiert sind und eine Umsetzung (nahezu) sicher ist. Sofern Informationen zur Umsetzung nicht vorliegen, werden die Instrumente und Maßnahmen im MWMS betrachtet.

Darüber hinaus gilt:

- ▶ Grundsätzlich ist anzunehmen, dass bei Instrumenten und Maßnahmen im MMS keine Änderungen mehr durch den Legislativprozess erfolgen.
- ▶ Freiwillige Vereinbarungen privater Akteure (z. B. Selbstverpflichtungen, freiwillige Vereinbarungen mit der öffentlichen Hand) können im Rahmen des MMS berücksichtigt werden.
- ▶ (Detaillierte) (Maßnahmen-)Ziele ohne Hinterlegung mit Instrumenten werden nicht im MMS betrachtet, sondern im MWMS, sofern sie den Anforderungen des MWMS entsprechen (siehe Abbildung 3).

Vor diesem Hintergrund sollten die Instrumente und Maßnahmen des MMS (mindestens) die folgenden Instrumente beinhalten:

- ▶ Instrumente und Maßnahmen aus den Treibhausgas-Projektionen für Deutschland 2024, unter der Voraussetzung, dass die obenstehende Definition zutrifft;
- ▶ Instrumente und Maßnahmen, die nach den Treibhausgas-Projektionen für Deutschland 2024 bis zum 31. Oktober 2024 angenommen oder bereits umgesetzt wurden (Förster et al. 2024).

2.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Die Projektionen 2025 umfassen neben den Projektionsdaten (siehe Abschnitt 2.4.1) auch das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Dieses ist wie folgt definiert:

„Das MWMS umfasst neben den Instrumenten und Maßnahmen des MMS zusätzlich geplante Instrumente und Maßnahmen.“ Diese sind im Detail wie folgt definiert:

Es handelt sich entweder um:

- ▶ Instrumente, die bis zum 31. Oktober 2024 weitestgehend finalisiert wurden, aber noch nicht angenommen oder umgesetzt wurden, oder um
- ▶ angenommene und umgesetzte Ziele, die bereits mit als geplant geltenden Instrumenten und Maßnahmen hinterlegt wurden.

Generell gilt für geplante Instrumente und Maßnahmen:

- ▶ Es besteht eine realistische Chance, dass die Instrumente und Maßnahmen verabschiedet werden.
- ▶ Die Instrumente und Maßnahmen müssen hinreichend klar definiert sein.

► Änderungen im Legislativprozess sind denkbar.

Verabschiedete Ziele, für die eine realistische Chance besteht, dass entsprechende Instrumente verabschiedet werden, können ebenfalls im MWMS berücksichtigt werden (Förster et al. 2024).

2.4.3 Überblick über Instrumente in den Szenarien

Tabelle 9 gibt einen Überblick über die in den beiden Szenarien berücksichtigten Instrumente. Eine detaillierte Beschreibung sowie die jeweilige Parametrisierung kann dem Instrumentenpapier entnommen werden (Förster et al. 2024).

Tabelle 9: Überblick über die in MMS und MWMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen

Instrumentenname	MMS	MWMS
Sektorübergreifende Instrumente		
EU-Emissionshandelssystem*	X	X
H2Global (1. Importrunde)	X	X
Energie- und Strombesteuerung*	X	X
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)*	X	X
Klima- und Transformationsfondsgesetz (KTFG)*	X	X
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)*	X	X
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie*	X	X
Energielabel – EU-Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung*	X	X
NEC-Richtlinie über nationale Emissionsminderungsverpflichtungen für bestimmte Luftschadstoffe	X	X
Kommunale Wärmeplanung (WPG)	X	X
Energieeffizienzgesetz (§ 6) – Einsparverpflichtung öffentlicher Stellen	X	X
Klimaneutrale Bundesverwaltung bis 2030*	X	X
Nationale Wasserstoffstrategie*	X	X
Freiwillige Produktkennzeichnungen für energierelevante Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)	X	X
Förderung von Energieberatungen für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme (EBN)	X	X
Stärkung der Forschung für mehr Energieeffizienz	X	X
Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energieeffizienzdienstleistungen	X	X
Finanzpolitik / Sustainable Finance	X	X
Forschung und Innovation	X	X
Klimaschutz und Gesellschaft	X	X
EU Industrial Carbon Management Strategy		X

Instrumentenname	MMS	MWMS
H2Global (Weitere Importrunden)		X
Ambitionierte Ausgestaltung von Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie*		X
Umweltfreundliche und kreislaforientierte Produkte – EU Ökodesign-Richtlinie*		X
Fernwärmegipfel		X
Nationale Carbon Management-Strategie (CMS)		X
Stromsektor / Energiewirtschaft		
Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend den realen Ausbauzahlen und den Ausschreibungen im EEG	X	X
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	X	X
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen – Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG)	X	X
Zubau der Elektrolyseurleistung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie	X	X
Kohleausstieg 2038 mit beschleunigtem Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier	X	
Reallabore	X	X
Begleitmaßnahmen Energiewende	X	X
EU-Kooperation	X	X
Wasserstoffkraftwerke und Kraftwerksstrategie		X
Industrie & Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)		
EU-Emissionshandel	X	X
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	X	X
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	X	X
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	X	X
Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme	X	X
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	X	X
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (IEEKN)	X	X
Verpflichtung zur Durchführung von Energieaudits für Nicht-KMU/Energieintensive Unternehmen	X	X
Energieeffizienzgesetz – (Abschnitt 3 - § 9) - Verpflichtung zur Erstellung von Umsetzungsplänen von Endenergieeinsparmaßnahmen	X	X
KfW-Effizienzprogramm Produktionsanlagen/-prozesse	X	X
Energieeffizienzgesetz – (§ 8) - Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Energieeffizienzgesetz – (Abschnitt 4 - §§ 11-15) – Energieeffizienz in Rechenzentren	X	X
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 1: Dekarbonisierung der Industrie	X	X
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 2: Anwendung und Umsetzung von CCU und CCS	X	X
EU-EHS-Innovationsfonds	X	X
Klimaschutzverträge	X	X
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	X	X
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft, EEW (Zuschuss und Kredit / Förderwettbewerb)	X	X
Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB)	X	X
Systematisches Klimamanagement in Unternehmen auf Grundlage von EMAS	X	X
Öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte	X	X
KfW-Umweltprogramm, BMUV-Umweltinnovationsprogramm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben	X	X
Stärkung der Forschung für energieeffiziente und ressourcenschonende Industrieprozesse	X	X
Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie	X	X
Verabschiedung Verpackungsgesetz und Novellierung Gewerbeabfallverordnung	X	X
Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie	X	X
Aufbau und Betrieb von kommunalen Energieeffizienznetzwerken	X	X
Förderung von „Energieeffizienzmanagern“ zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten	X	X
Initiativen zur Förderung der Ressourceneffizienz	X	X
Flankierende Maßnahmen aus der EffSTRA	X	X
Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke	X	X
Effizienzanalyse-Tools für Energieaudits	X	X
Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen	X	X
FONA - Forschung Für Nachhaltigkeit - Strategie des BMBF	X	X
CBAM	X	X
Interessenbekundungsverfahren zur geplanten Förderung von Leuchtturmprojekten zum Hochlauf der industriellen Produktionskapazitäten im Bereich Photovoltaik	X	X
Eckpunkte Carbon Management-Strategie	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Wasserstoffkernnetz / Nationale Wasserstoffstrategie	X	X
Stromnetzausbau	X	X
Förderprogramm Industrielle Bioökonomie	X	X
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte		X
Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie		X
Stärkung der Marktüberwachung im Bereich Ökodesign und Energielabel		X
Ausbau IPCEI-Batteriezellenfertigung		X
Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)		
EU-F-Gase-Verordnung	X	X
FKW-Emissionen im EU-EHS	X	X
EU-MAC-Richtlinie 2006/40/EG	X	X
Chemikalien-Klimaschutzverordnung	X	X
Selbstverpflichtung SF ₆	X	X
Gebäude		
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	X	X
Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG)	X	X
Förderprogramm Klimafreundlicher Neubau (KFN und KNN)	X	X
Wohneigentum für Familien	X	X
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	X	X
Jung kauft Alt	X	X
Gebäudeenergiegesetz (GEG)	X	X
Heizungsoptimierung (EnSimiMaV)	X	X
Vorbildfunktion Bundesgebäude	X	X
Sanierung kommunaler Einrichtungen (Sport, Jugend, Kultur)	X	X
Aufbauprogramm und Qualifikationsoffensive Wärmepumpe	X	X
Modernisierungsumlage	X	X
Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude	X	X
Umlagebegrenzung des BEHG	X	X
Verbrauchsinformation und digitale Innovation	X	X
Weiterentwicklung der energetischen Standards (GEG)		X
Mindestenergieeffizienzstandards für Nichtwohngebäude (MEPS)		X
Umsetzung Art. 6 EED: Sanierung öffentlicher Gebäude		X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Bundesförderung für Serielle Sanierung		X
Überarbeitung Energieausweis		X
Elektrische Geräte und sonstige Anwendungen		
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	X	X
Energielabel – EU-Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung	X	X
Beratung einkommensschwacher Haushalte (Stromsparcheck)	X	X
Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter) zur Stromverbrauchsmessung	X	X
Ambitionierte Ausgestaltung von Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie		X
Rahmenverordnung zum Ökodesign für nachhaltige Produkte		X
Verkehr		
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	X	X
Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw bis 2030	X	X
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	X	X
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	X	X
Deutschlandticket für den Nahverkehr bis 2025	X	
Ausbau der Radinfrastruktur	X	X
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässige Gesamtmasse	X	X
Bundesfinanzhilfen Landstrom in See- und Binnenhäfen	X	X
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	X	X
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	X	X
THG-Quote/Erneuerbare-Energie-Richtlinie	X	X
Beimischquote für PtL und SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	X	
Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr	X	X
Modernisierung des Straßenverkehrsrechts	X	X
Lade- und Tankinfrastruktur ausbauen für den Straßenverkehr	X	X
Beschleunigung von Planung und Umsetzung neuer Infrastrukturprojekte	X	X
Förderung Betriebliches Mobilitätsmanagement (BMM)	X	X
Novellierung Energieverbrauchskennzeichnung beim Pkw („Klima-Label“)	X	X
Verkehr automatisieren, vernetzen, verflüssigen und innovative Mobilitätsformen ermöglichen	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Maßnahmenpaket zur Standardisierung und Harmonisierung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr	X	X
Verstärkte Unterstützung emissionsfreier gewerblicher Pkw		X
Fortsetzung des Deutschlandtickets für den Nahverkehr ab 2026		X
Fortsetzung des Ausbaus der Radinfrastruktur		X
Beimischquote für SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“) / Wegfall der nationalen PtL-Beimischquote im Flugverkehr		X
Landwirtschaft		
Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft	X	X
Ausbau des Ökolandbaus	X	X
Energieeffizienz in der Landwirtschaft	X	X
Streichung der Steuerbegünstigung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft (Agrardiesel)	X	X
Senkung der Stickstoffüberschüsse und Verbesserung der Stickstoffeffizienz	X	X
Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Tierhaltung	X	X
Forschungsinitiative zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030	X	X
Abfallwirtschaft		
Deponieverordnung	X	X
Kreislaufwirtschaftsgesetz	X	X
Förderung der Deponiebelüftung	X	X
Förderung von Technologien zur optimierten Erfassung von Deponiegasen in Siedlungsabfällen	X	X
Förderung von Klimafreundlicher Abwasserbehandlung	X	X
Reduktion von Lebensmittelabfällen	X	X
LULUCF		
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	X	X
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland	X	X
Erhalt von Dauergrünland	X	X
Schutz von Moorböden einschließlich Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	X	X
Klimawildnis	X	X
Erhaltung und nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder und Holzverwendung	X	X
Honorierung der Ökosystemleistung des Waldes	X	X
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Waldklimafonds	X	X
Holzbauinitiative		X

Anmerkung: * Sektorübergreifende, jedoch auf sektoraler Ebene quantifizierte Instrumente

Quelle: Förster et al. (2024)

2.5 Methodische Ansätze und Hinweise zur Vergleichbarkeit der Einzelinstrumentenbewertung

Die Einzelinstrumentenbewertung wird in den Projektionen 2025 sektorspezifisch durchgeführt. Interaktionen zwischen den Sektoren sind dabei nicht berücksichtigt. Zudem ist die Methodik und das Vorgehen in der Einzelinstrumentenbewertung sektorspezifisch gewählt, da die für die Erstellung der THG-Emissionen eingesetzten Modelle unterschiedlich sind und in den Sektoren auch unterschiedliche Instrumente zur THG-Emissionsminderung bewertet werden. Daraus ergibt sich, dass unterschiedliche Methoden für die Einzelinstrumente zielführend sind und in der Einzelbewertung genutzt werden. Für die Einordnung der Einzelinstrumentenbewertung sind daher die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- ▶ Die Effektivität der Einzelinstrumentenbewertung, d. h. die THG-Emissionsminderungswirkung, kann nicht zwischen den verschiedenen Sektoren verglichen werden. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass die Methodik der Einzelinstrumentenbewertung und die Referenz für die Modellierung sektorübergreifend nicht gleich ist.
- ▶ Daraus ergibt sich auch, dass das Summieren der Instrumentenwirkungen über alle Sektoren für eine Gesamtwirkung des Szenarios nicht möglich ist.
- ▶ Die Einzelinstrumentenbewertung bezieht sich, so wie der gesamte Bericht, auf THG-Emissionen. Weitere Bewertungsaspekte wie beispielsweise die ökonomische Effizienz und soziale Verteilungswirkungen sind nicht Teil der Bewertung, der in den Projektionen 2025 abgebildeten Instrumente.

Unabhängig von der Tatsache, dass zwischen den Sektoren unterschiedliche Bewertungsansätze gewählt sind, ist festzuhalten, dass die Einzelinstrumentenbewertungen immer mit hohen Unsicherheiten verbunden sind, da viele Instrumente erst im Zusammenspiel mit anderen Instrumenten ihre Wirkung entfalten. Unabhängig vom gewählten Bewertungsansatz führen diese Interaktionen zu der genannten Unsicherheit bei der Bewertung der Effektivität einzelner Instrumente.

3 Gesamtergebnisse

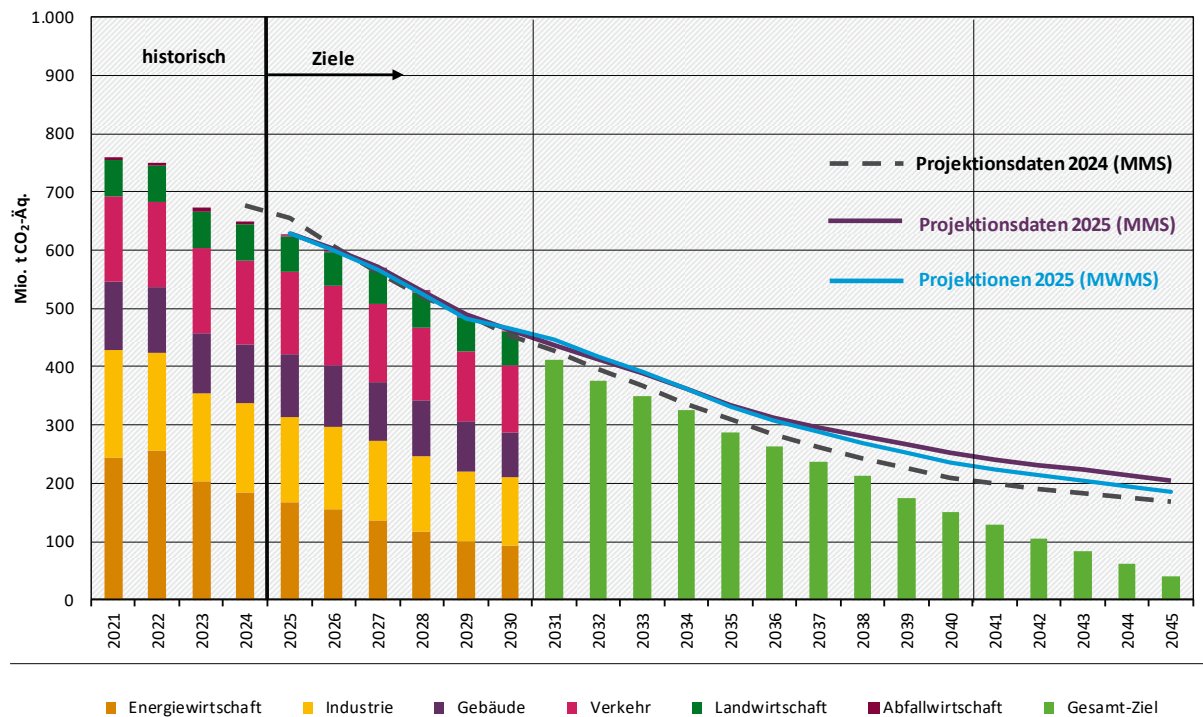
Für diesen Projektionsbericht wurden Treibhausgasemissionen im MMS (= Projektionsdaten) und im MWMS für alle Jahre von 2025 bis 2050 berechnet. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die projizierten Gesamtemissionen in diesen beiden Szenarien und vergleicht sie mit historischen Emissionen sowie mit den Zielen des KSG¹⁹. Die projizierten Emissionen bis 2030 sind vergleichbar mit den Resultaten der Projektionen 2024. Nach 2030 liegen die Resultate für das MMS und MWMS jedoch über den Projektionsdaten (MMS) 2024.

Im MMS 2025 werden für das Jahr 2030 Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) von rund 463 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Dies entspricht einer Emissionsreduktion von knapp 63 % gegenüber dem Referenzjahr 1990. Damit wird das Ziel nach § 3 Abs. 1 KSG, die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2030 um 65 % zu senken, um zwei Prozentpunkte verfehlt. Im MWMS sind die projizierten Emissionen im Jahr 2030 aufgrund höherer Emissionen in der Energiewirtschaft mit rund 467 Mio. t CO₂-Äq. sogar geringfügig höher als im MMS; die Emissionsreduktion beläuft sich auf nur 62,8 %. Bis zum Jahr 2045 projiziert das MMS eine Emissionsreduktion von knapp 84 % und das MWMS gut 85 %. In den Jahren 2020 bis 2024 lagen die historischen Emissionen durchgehend unter den Jahresemissionsgesamtmengen (JEGM) des KSG 2024. Im Zeitraum von 2025 bis 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen sowohl im MMS (dargestellt durch eine fliederfarbene Linie) als auch im MWMS (dargestellt durch eine blaue Linie) in Summe über den nach KSG 2024 angepassten JEGM. Im MMS wird die Jahresemissionsgesamtmenge von 2021 bis 2030 um rund 65 Mio. t CO₂-Äq. übererfüllt²⁰. Im MWMS ist die Übererfüllung etwas höher.

Für die Jahre nach 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen in beiden Szenarien über jenen Emissionen, die sich aus den jährlichen Minderungszielen gemäß Anlage 2 des KSG ergeben. Für die Jahre nach 2030 wurden bisher keine sektorspezifischen Ziele im KSG festgelegt. Es muss jedoch bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden, wobei die Aufnahme von CO₂ aus der Atmosphäre, insbesondere durch den LULUCF-Sektor und technische Senken, mitberücksichtigt wird. Da die verbleibenden projizierten Emissionen im MMS und MWMS ab 2045 zwischen 190 und 200 Mio. t CO₂-Äq. jährlich betragen, wird ohne weitere Maßnahmen die Annahme in der Gesetzeskommentierung zum KSG 2021, die Restemissionen auf 3 % ggü. 1990 (ca. 37 Mio. t CO₂-Äq.) zu begrenzen, deutlich verfehlt. Auch die angestrebten Restemissionen im Koalitionsvertrag 2021 von 5 % würden zur Erreichung der Netto-Treibhausgasneutralität nicht ausreichen.

¹⁹ Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist.

²⁰ Siehe „Treibhausgas-Projektionen 2025 – Ergebnisse kompakt“ (Wehnmann et al. 2025).

Abbildung 4: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF)

Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen; Inventardaten und Jahresemissionsmengen: UBA (2025b)

3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren

Der projizierte Verlauf der Treibhausgasemissionen entwickelt sich in den Sektoren unterschiedlich, wie in Tabelle 10 zu sehen ist. In den Sektoren Verkehr und Gebäude werden die am 14. März 2025 rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen (JEM) für 2030 sowohl im MMS als auch im MWMS überschritten. In den restlichen Sektoren werden die JEM 2030 in beiden Szenarien eingehalten. Die Summe der projizierten Emissionen aller KSG-Sektoren überschreitet im Jahr 2030 sowohl im MMS als auch im MWMS die Summe der rechnerisch angepassten JEM.

Der LULUCF-Sektor, für den keine JEM festgelegt wurden, stellt über den gesamten Projektionszeitraum eine Netto-Quelle von Treibhausgasen dar. Damit verfehlt er die gesetzlich festgelegten Zwischenziele einer Netto-Senke in den Jahren 2030, 2040 und 2045 deutlich.

Im internationalen Luft- und Seeverkehr, für den ebenfalls keine JEM festgelegt wurden, ändern sich die Emissionen über den gesamten Projektionszeitraum kaum.

Tabelle 10: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS

Sektor	Szenario	2023	2025	2030	Rechnerisch angepasste JEM 2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Energiewirtschaft	MMS	203,3	168,3	93,3	108,0	74,3	58,1	50,4	48,9
	MWMS	203,3	168,9	102,0		81,7	58,6	49,9	45,7
Industrie	MMS	152,9	144,6	116,1	124,5	91,5	79,6	72,9	72,3
	MWMS	152,9	144,3	114,3		86,8	69,2	62,6	61,1
Gebäude	MMS	102,9	109,4	76,9	65,0	43,7	26,2	9,0	4,3
	MWMS	102,9	109,3	75,9		41,8	24,4	8,3	4,2
Verkehr	MMS	145,1	141,0	115,0	79,0	65,6	30,7	14,7	8,2
	MWMS	145,1	141,0	112,6		64,0	29,7	14,3	8,1
Landwirtschaft	MMS	63,0	60,5	57,7	58,8	55,2	54,4	53,5	52,7
	MWMS	63,0	60,5	57,5		54,8	53,8	52,8	51,8
Abfallwirtschaft und Sonstiges	MMS	5,5	5,1	4,3	5,8	3,9	3,6	3,5	3,4
	MWMS	5,5	5,1	4,3		3,9	3,6	3,5	3,4
Gesamt	MMS	672,7	628,8	463,4	456,8	334,2	252,6	204,0	189,8
	MWMS	672,7	629,0	466,7		331,8	235,2	184,2	164,1
Nachrichtlich:									
LULUCF	MMS	69,7	39,5	32,3	Nicht festgelegt	36,0	35,8	36,7	41,0
	MWMS	69,7	39,4	31,9		33,8	32,4	31,5	33,9
Internationaler Luft- und Seeverkehr	MMS = MWMS	32,1	31,0	30,7	Nicht festgelegt	32,1	31,0	30,7	32,1

Anmerkung: Prozentuale Änderungen der Emissionen gegenüber 1990 sind in Tabelle 1 dargestellt.

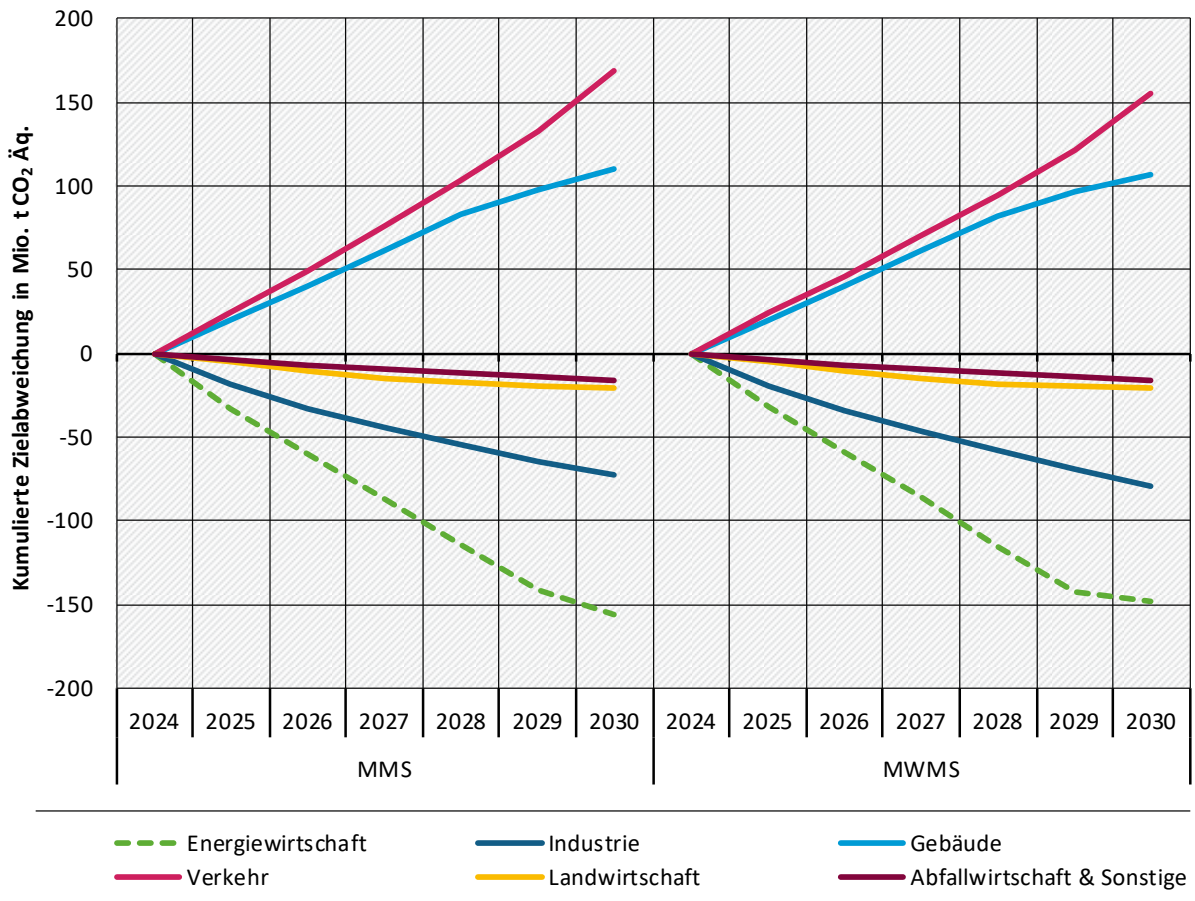
Dargestellt sind die am 14. März 2025 vom UBA erstellten rechnerischen Vorschläge zur Anpassung der n JEM. Die rechtskräftige Festlegung erfolgt durch eine Verordnung der Bundesregierung.

Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

Wie in Tabelle 10 ersichtlich ist, liegen die projizierten Gesamtemissionen aller KSG-Sektoren 2030 im MMS und im MWMS über der rechnerisch angepassten JEGM von 456,8 Mio. t CO₂-Äq. Werden die kumulierten Emissionen der Jahre 2025 bis 2030 betrachtet, so liegen auch sie in beiden Szenarien über der Summe der angepassten, verbleibenden JEGM. Dabei bestehen jedoch große Unterschiede zwischen den Sektoren: In den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft sind die projizierten Emissionen von 2025 bis 2030 insgesamt geringer als die verbleibenden, rechnerisch angepassten JEM; in den Sektoren

Verkehr und Gebäude ergibt sich jedoch eine kumulierte Zielverfehlung, die insbesondere im Verkehr im Zeitverlauf stark zunimmt (Abbildung 5).

Abbildung 5: Projizierte kumulierte Abweichung der Emissionen der KSG-Sektoren von den rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen im MMS und MWMS, 2025-2030



Quelle: UBA (2025b), Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut

Anmerkung: Für den Sektor Energiewirtschaft wurden keine JEM festgelegt. Hier wird eine lineare Interpolation der Ziele zwischen 2022 und 2030 verwendet.

Die Entwicklung der projizierten Emissionen in den einzelnen Sektoren wird in den Kapiteln 4 bis 10 im Einzelnen diskutiert.

In Tabelle 11 ist die Entwicklung der projizierten kumulierten Gesamtemissionen ab 2025 dargestellt. So ergeben sich bis 2030 im MMS kumuliert knapp 3,3 Gt CO₂-Äq., und bis 2050 rund 8,7 Gt CO₂-Äq. Im MWMS sind die projizierten kumulierten Emissionen bis 2030 um rund 16 Mio. t CO₂-Äq. geringer und bis 2050 um rund 267 Mio. t CO₂-Äq. geringer als im MMS. Bis 2050 werden im MWMS also kumuliert 3,1 % Emissionen gegenüber dem MMS eingespart.

Tabelle 11: Projektion der kumulierten Treibhausgasemissionen 2025-2050

Sektor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Kumulierte Emissionen MMS ab 2025	628,8	3.286,5	5.223,2	6.633,1	7.748,3	8.721,7
Kumulierte Emissionen MWMS ab 2025	629,0	3.270,4	5.221,4	6.575,0	7.597,9	8.454,5

Sektor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kumulierte Minderung MWMS ggü. MMS ab 2025	-0,2	+16,0	+1,8	+58,1	+150,4	+267,2

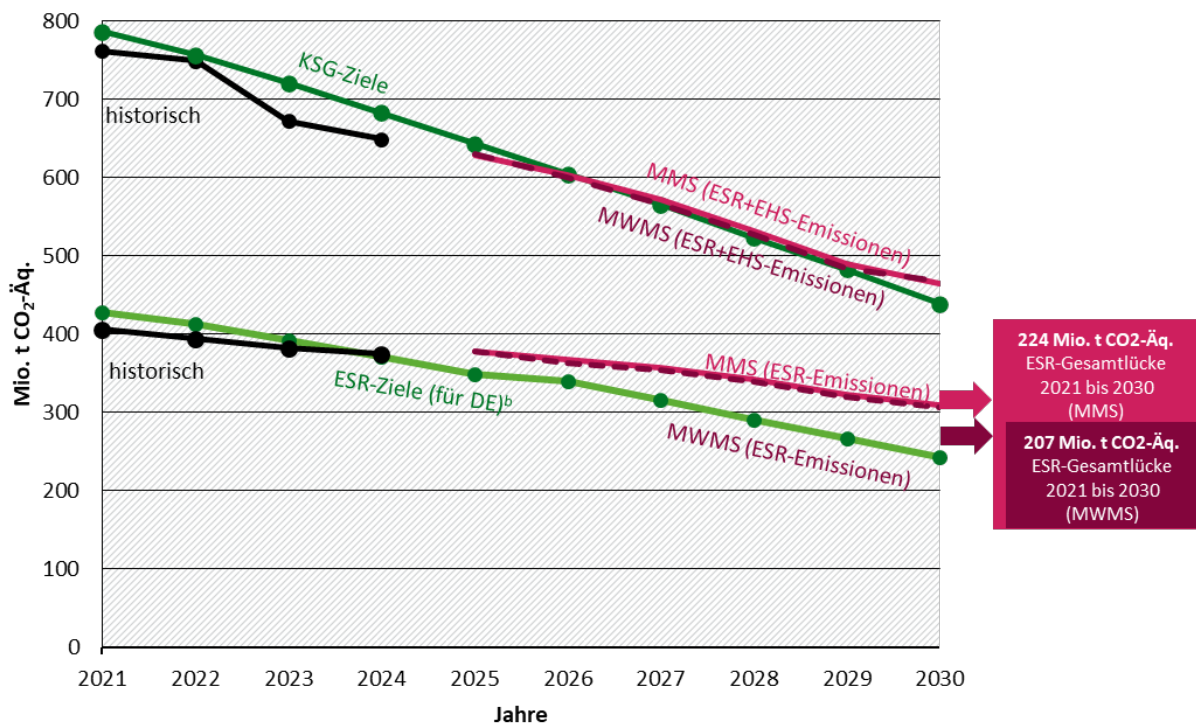
Quelle: Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

3.2 Treibhausgasemissionen in EU-EHS, ESR und nEHS

Die europäische Klimaschutzarchitektur unterscheidet zwischen Europäischem Emissionshandelssystem (EU-EHS) einerseits und der EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) andererseits. Unter das EU-EHS-1 fallen Großfeuerungsanlagen und die emissionsintensivsten industriellen Prozesse und somit wesentliche Teile der KSG-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Darüber hinaus umfasst das EU-EHS den kommerziellen Flugverkehr (und somit einen Teil des KSG-Sektors Verkehr) sowie einen kleinen Teil des Gebäudesektors (Graichen et al. 2021). Seit dem Jahr 2024 wird schrittweise auch der innereuropäische und von europäischen Häfen ausgehende bzw. einkommende Seeverkehr einbezogen.²¹ Alle nicht dem EU-EHS unterliegenden Emissionen mit Ausnahme des LULUCF-Sektors unterliegen der ESR.

Innerhalb der ESR hat Deutschland mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) etabliert, welches die CO₂-Brennstoffemissionen außerhalb des EU-EHS bepreist. Für die Ausweitung des EU-EHS auf Gebäude und Verkehr („EHS-2“) wurde angenommen, dass der EHS-2 bei der nationalen Implementierung deckungsgleich zum nEHS ausgestaltet wird. Im Folgenden beziehen sich alle Angaben zum EU-EHS auf den EHS-1 (v. a. Energiewirtschaft und Industrie).

²¹ Aufgrund des Fehlens empirischer Daten ist der EHS-Anteil des Seeverkehrs im Rahmen dieser Modellierung noch nicht berechenbar.

Abbildung 6: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021- 2030

Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut; historische Daten: UBA (2024a), EEA (2023).

Anmerkung: ^a KSG-Ziele interpoliert, angepasst am 14. März 2025. ^b Die ESR-Ziele wurden aufgrund historischer Daten bis 2023 abgeschätzt.

In den Jahren 2021 bis 2023 lagen die historischen Emissionen unter dem ESR-Zielpfad. In den Emissionsdaten für das Jahr 2024 liegen die ESR-Emissionen knapp über dem Zielwert. Für die Folgejahre wird in beiden Szenarien eine zunehmende Lücke zwischen ESR-Emissionen und ESR-Zielpfad projiziert. Für diesen Verlauf ist eine unterschiedliche Entwicklung zwischen den EU-EHS- und ESR-Sektoren verantwortlich: Im Zeitraum 2024 bis 2030 wird in den beiden Sektoren Energiewirtschaft und Industrie zusammen eine größere absolute Emissionsminderung erzielt als in den vier Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft zusammen, welche hauptsächlich unter die ESR fallen. Diese beiden Sektoren unterliegen größtenteils dem EU-EHS und ihre kombinierte Emissionsminderung ist im MMS um den Faktor 1,8 größer als die kombinierte Emissionsminderung der Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall. Im MWMS ist die Emissionsminderung in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie noch 1,6-mal so hoch wie in den restlichen Sektoren. Das bedeutet, dass in beiden Szenarien die ESR-Emissionen deutlich langsamer reduziert werden als die Gesamtemissionen (Abbildung 6).

Während die projizierten Gesamtemissionen zwischen 2025 und 2030 in beiden Szenarien in etwa dem KSG-Pfad folgen, wächst die Lücke zwischen ESR-Zielpfad und den projizierten Emissionen an. Insgesamt ergibt sich so für die modellierten Jahre 2025-2030 eine ESR-Verfehlung von 272 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 255 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS.²² Da in den Jahren 2021 bis 2024 die historischen Emissionen in Summe unter dem ESR-Zielpfad blieben, ergibt sich für den ESR-relevanten Gesamtzeitraum von 2021 bis 2030 eine Lücke von 224 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 207 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Diese Lücken sind wesentlich größer als die

²² Die Nutzung von in der ESR möglichen Flexibilitäten wurde nicht berücksichtigt.

kumulierten Zielabweichungen in den KSG-Sektoren. Dies liegt daran, dass die projizierten relativen Emissionsminderungen in EU-EHS und ESR deutlich differieren. Die beiden hauptsächlich dem EU-EHS unterliegenden Sektoren Energiewirtschaft und Industrie übererfüllen ihre Jahresemissionsmengen für den Zeitraum 2025 bis 2030 deutlich. Von den vier hauptsächlich oder vollständig der ESR unterliegenden Sektoren hingegen verfehlen die beiden emissionsintensiven Sektoren Verkehr und Gebäude die die kumulierten Jahresemissionsmengen unverkennbar.

In Tabelle 12 und Tabelle 13 wird die langfristige Entwicklung der projizierten Emissionen im EU-EHS den ESR-Emissionen gegenübergestellt. Im Anhang zeigen Tabelle 110 und Tabelle 111 detailliert für jeden KSG-Sektor die Emissionen in EU-EHS, ESR und nEHS auf.

Während die Emissionen im EU-EHS im MMS bis 2030 um 70 % gegenüber dem für EU-EHS und ESR relevanten Bezugsjahr 2005 reduziert werden, ist die Reduktion der ESR-Emissionen bis 2030 deutlich geringer (Minderung um gut 36 %). Im MWMS zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 den zusätzlichen Reduktionen der ESR-Emissionen höhere Emissionen im EU-EHS gegenüberstehen. Die zusätzlichen EU-EHS-Emissionen entstehen durch die zusätzlichen Gaskraftwerke im MWMS. Bei den ESR-Emissionen beträgt der Unterschied zwischen MMS und MWMS im Jahr 2030 weniger als ein Prozentpunkt, bei den EU-EHS-Emissionen in etwa einen Prozentpunkt. Sowohl kurzfristig bis 2030 als auch langfristig bis 2050 werden im EU-EHS größere Emissionsreduktionen gegenüber dem europäischen Referenzjahr 2005 erreicht, allerdings wurde historisch im Basisjahr 2023 im EU-EHS bereits eine doppelt so hohe Emissionsreduktion erreicht wie in der ESR.

Innerhalb der ESR-Emissionen entwickeln sich die vom nEHS erfassten CO₂-Brennstoffemissionen einerseits und die sonstigen von der ESR erfassten Emissionen andererseits sehr unterschiedlich. Während die projizierten CO₂-Brennstoffemissionen zwischen dem Basisjahr 2023 und 2030 in beiden Szenarien bereits um 20 % sinken, reduzieren sich die sonstigen ESR-Emissionen im gleichen Zeitraum nur um 17 %. Auf lange Sicht ist dieser Effekt deutlich ausgeprägter: Die CO₂-Brennstoffemissionen im Geltungsbereich des nEHS sind im Basisjahr 2023 noch fast viermal so hoch wie die sonstigen ESR-Emissionen. Die projizierten CO₂-Brennstoffemissionen sinken jedoch langfristig deutlich unter das Niveau der sonstigen ESR-Emissionen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass die sonstigen ESR-Emissionen in beiden Szenarien ab 2040 kaum noch sinken, wohingegen bei den CO₂-Brennstoffemissionen weiterhin relevante Emissionsminderungen geschehen.

Tabelle 12: Historische und projizierte EU-EHS- und ESR-Emissionen im MMS, 2005-2050

	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissionen stationärer EU-EHS ^a	514,0	289,4	250,0	154,0	115,1	92,8	80,9	78,9
Emissionen ESR ^b	484,7	381,3	377,8	308,4	218,3	159,1	122,4	110,3
davon nEHS ^c	351,1	297,4	299,2	238,0	153,2	96,2	60,5	49,2
sonstige Emissionen ESR	133,6	84,9	78,6	70,4	65,0	62,9	61,9	61,1
Summe ESR und stationärer EU-EHS^d	998,7	671,6	627,8	462,4	333,3	251,9	203,2	189,2
Stationärer EU-EHS ggü. 2005	0,0 %	-43,7 %	-51,4 %	-70,0 %	-77,6 %	-81,9 %	-84,3 %	-84,7 %

	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESR ggü. 2005	0,0 %	-21,1 %	-22,1 %	-36,4 %	-55,0 %	-67,2 %	-74,8 %	-77,2 %
Nachrichtlich:								
Flugverkehr im EU-EHS ^e	8,4	7,7	7,3	7,2	6,3	5,6	5,5	4,9
davon inländisch	2,3	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6

Anmerkung: ^a Vom EU-EHS erfasste Emissionen in der seit 2013 gültigen Abgrenzung. ^b Für das Jahr 2005 sind die per Durchführungsbeschluss (EU) 2020/2126 festgesetzten ESR-Emissionen angegeben. Für das Jahr 2023 sind durch vom UBA ermittelte ESR-Emissionswerte angegeben. ^c Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung. ^d Diese Summe ist kleiner als die nationalen Gesamtemissionen, da CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs weder vom stationären EU-EHS noch von der ESR erfasst sind. ^e Inländischer Flugverkehr zuzüglich anteilig der von Deutschland abgehende internationale Flugverkehr.

Quelle: Durchführungsbeschluss (EU) 2020/216²³, UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), EEA (2024), Modellierung Öko-Institut

Tabelle 13: Historische und projizierte EU-EHS- und ESR-Emissionen im MWMS, 2005-2050

	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissionen stationärer EU-EHS ^a	514,0	289,4	250,3	159,2	118,3	87,7	77,1	74,5
Emissionen ESR ^b	484,7	382,2	377,6	306,5	213,9	150,9	113,5	99,0
davon nEHS ^c	351,1	297,4	299,1	235,8	148,9	88,5	52,1	38,4
sonstige Emissionen ESR	133,6	84,9	78,5	70,6	65,1	62,5	61,4	60,5
Summe ESR und stationärer EU-EHS^d	998,7	671,6	627,9	465,7	332,2	238,6	190,6	173,5
Stationärer EU-EHS ggü. 2005	0,0 %	-43,7 %	-51,3 %	-69,0 %	-77,0 %	-82,9 %	-85,0 %	-85,5 %
ESR ggü. 2005	0,0 %	-21,1 %	-22,1 %	-36,8 %	-55,9 %	-68,9 %	-76,6 %	-79,6 %
Nachrichtlich:								
Flugverkehr im EU-EHS ^e	8,4	7,7	7,3	7,1	6,3	5,6	5,5	4,9
davon inländisch	2,3	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6

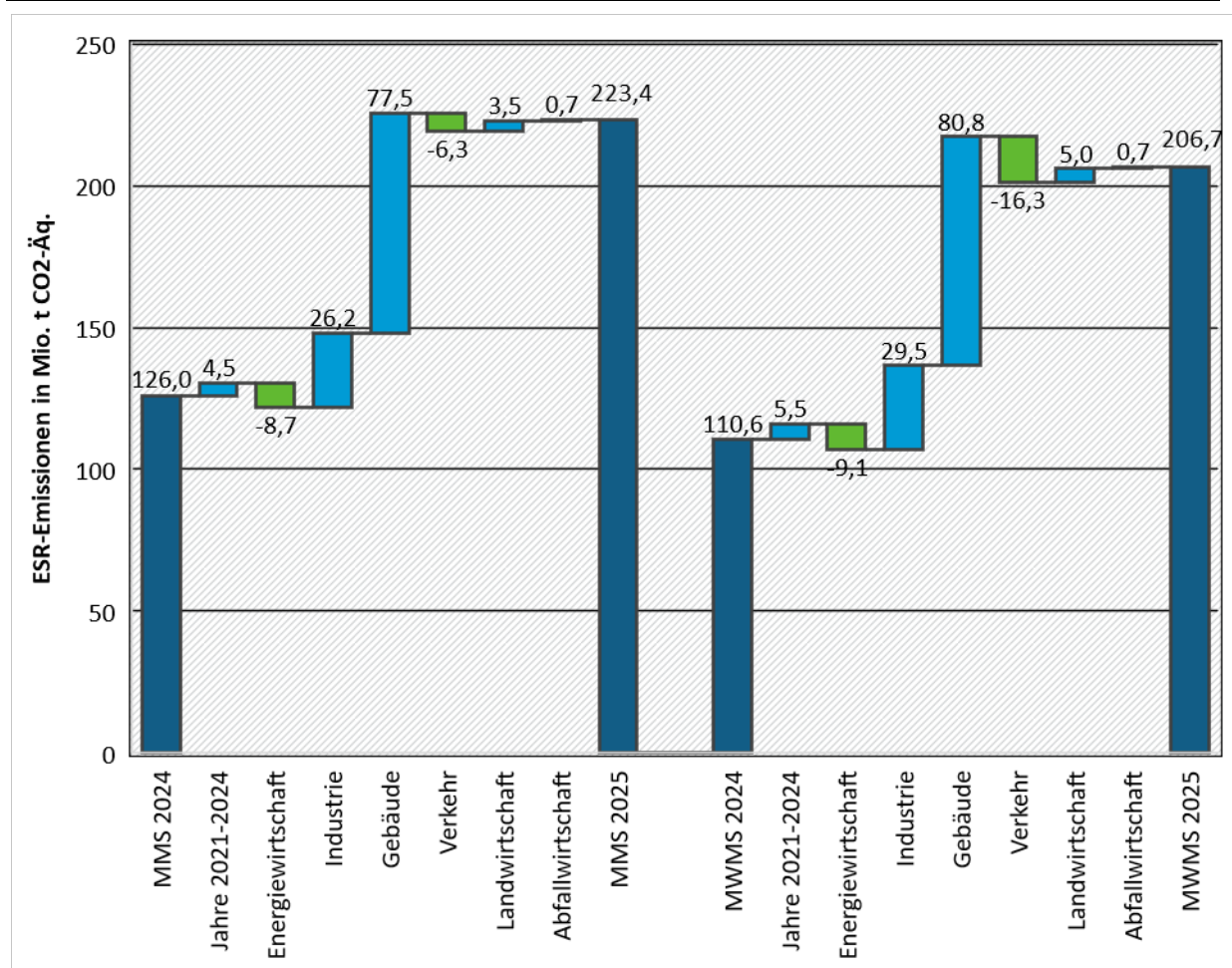
Anmerkung: ^a Vom EU-EHS erfasste Emissionen in der seit 2013 gültigen Abgrenzung. ^b Für das Jahr 2005 sind die per Durchführungsbeschluss (EU) 2020/2126 festgesetzten ESR-Emissionen angegeben. Für das Jahr 2023 sind durch vom UBA ermittelte ESR-Emissionswerte angegeben. ^c Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung. ^d Diese Summe ist kleiner als die nationalen Gesamtemissionen, da CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs weder vom stationären EU-EHS noch von der ESR erfasst sind. ^e Inländischer Flugverkehr zuzüglich anteilig der von Deutschland abgehende internationale Flugverkehr.

Quelle: Durchführungsbeschluss (EU) 2020/216, UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), EEA (2024), Modellierung Öko-Institut

²³ Durchführungsbeschluss (EU) 2020/2126 der Kommission vom 16. Dezember 2020 zur Festlegung der jährlichen Emissionszuweisungen an die Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2021 bis 2030 gemäß der Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates (Text von Bedeutung für den EWR). (2020). Official Journal, L 426, 58-64. ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/2126/oj

Gegenüber den Projektionen 2024 hat sich die Emissionslücke in der ESR deutlich vergrößert. Abbildung 7 stellt die einzelnen Beiträge zur Veränderung der ESR-Lücke in beiden Szenarien dar. Die Veränderungen sind dabei in beiden Szenarien strukturell gleich. Den mit Abstand größten Beitrag zur ESR-Lückenvergrößerung hat dabei der Gebäudesektor. Die Mehremissionen im KSG-Sektor übersetzen sich nahezu 1:1 in höhere ESR-Emissionen. Kapitel 6.3 bietet eine detaillierte Erklärung der höheren Gebäudeemissionen. Im Industriesektor überlagern sich mehrere Effekte, die zu höheren ESR-Emissionen führen: Zum einen werden in den Projektionen 2025 weniger Biomasse und Wasserstoff eingesetzt als in den Projektionen 2024. Zum anderen führt eine neue Kalibrierung der EHS-/nEHS-Berechnung aufgrund aktualisierter und zusätzlicher Datenquellen zu höheren nEHS- und somit ESR-Emissionen der Industrie. Im Vergleich zu Gebäuden und Industrie haben sich die ESR-Emissionen in den übrigen Sektoren deutlich weniger verändert: In der Energiewirtschaft und im Verkehr liegen die projizierten ESR-Emissionen jetzt niedriger als in den Projektionen 2024, in der Landwirtschaft und in der Abfallwirtschaft hingegen leicht höher. Zu erwähnen ist ebenso, dass sich auch aus den historischen Daten durch Rückrechnungen im Treibhausgasinventar für die Jahre 2021 bis 2023 sowie Abweichung der für 2024 projizierten Emissionen von den realen ESR-Emissionen ein kleiner Beitrag ergibt, welcher die ESR-Lücke vergrößert.

Abbildung 7: Veränderung der ESR-Gesamtlücke 2021-2030 in den Projektionen 2025 gegenüber den Projektionen 2024



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut; Harthan et al. (2024b)

3.3 Kohlenstoffströme

Diese Bilanzierung der Kohlenstoffströme fokussiert auf Kohlenstoff (C), der in Form von Energieträgern und anderen Rohstoffen in Deutschland genutzt wird und über Kohlendioxid (CO₂) sowie Methan (CH₄) potenziell zu Emissionen führt. Dies geschieht vorwiegend über Verbrennungsprozesse. Abgebildet ist auch Kohlenstoff, der im LULUCF-Sektor Teil der Biomassebereitstellung ist oder direkt emittiert wird bzw. ggf. zu einer natürlichen Senke führt. Kohlenstoff in Methan aus der Landwirtschaft sowie aus Abfall ist ebenso enthalten. Sonstige Quellen und Emissionen (bspw. Kohlenstoff-haltige Kältemittel) werden nicht berücksichtigt. Der nicht-energetische Verbrauch ist in der Bilanz enthalten und wird zur Gänze der Industrie und Produkten zugeordnet. Die Kohlenstoffbilanz bildet also auf der einen Seite Ströme von Kohlenstoff aus unterschiedlichen Quellen in die einzelnen Sektoren ab. Auf der anderen Seite zeigt sie, wie sich die Ströme von Kohlenstoff bzw. CO₂ und CH₄ aus den Sektoren in die Atmosphäre, in die CO₂-Speicherung, in Produkte und ggf. (netto) in natürliche Senken aufteilen. In diesem Abschnitt werden die Kohlenstoffströme im Status quo (2023) mit jenen im Jahr 2045 für MMS und MWMS verglichen.

Im Status quo werden um die 234 Mio. t an Kohlenstoff in dieser Kohlenstoffbilanz abgebildet (Abbildung 8). Die Aufkommenseite ist aktuell geprägt von fossilen Quellen, also Energieträgern wie Kohlen, Erdgas und Mineralölen. Die größte Menge (inkl. stofflicher Nutzung) kommt aktuell aus Mineralölen, gefolgt von Kohlen und Erdgas. Diese machen über drei Viertel des abgebildeten Kohlenstoffs aus. Die größte Menge an fossilem Kohlenstoff geht mit fast 54 Mio. t in den Sektor Energiewirtschaft, gefolgt von der Industrie mit fast 49 Mio. t. In den nationalen Verkehr fließen gut 39 Mio. t. Auch in den Gebäudesektor gehen mit knapp 28 Mio. t erhebliche fossile Mengen. Der internationale Verkehr macht 9 Mio. t aus, etwas über 2 Mio. t sind der Landwirtschaft zuzurechnen.

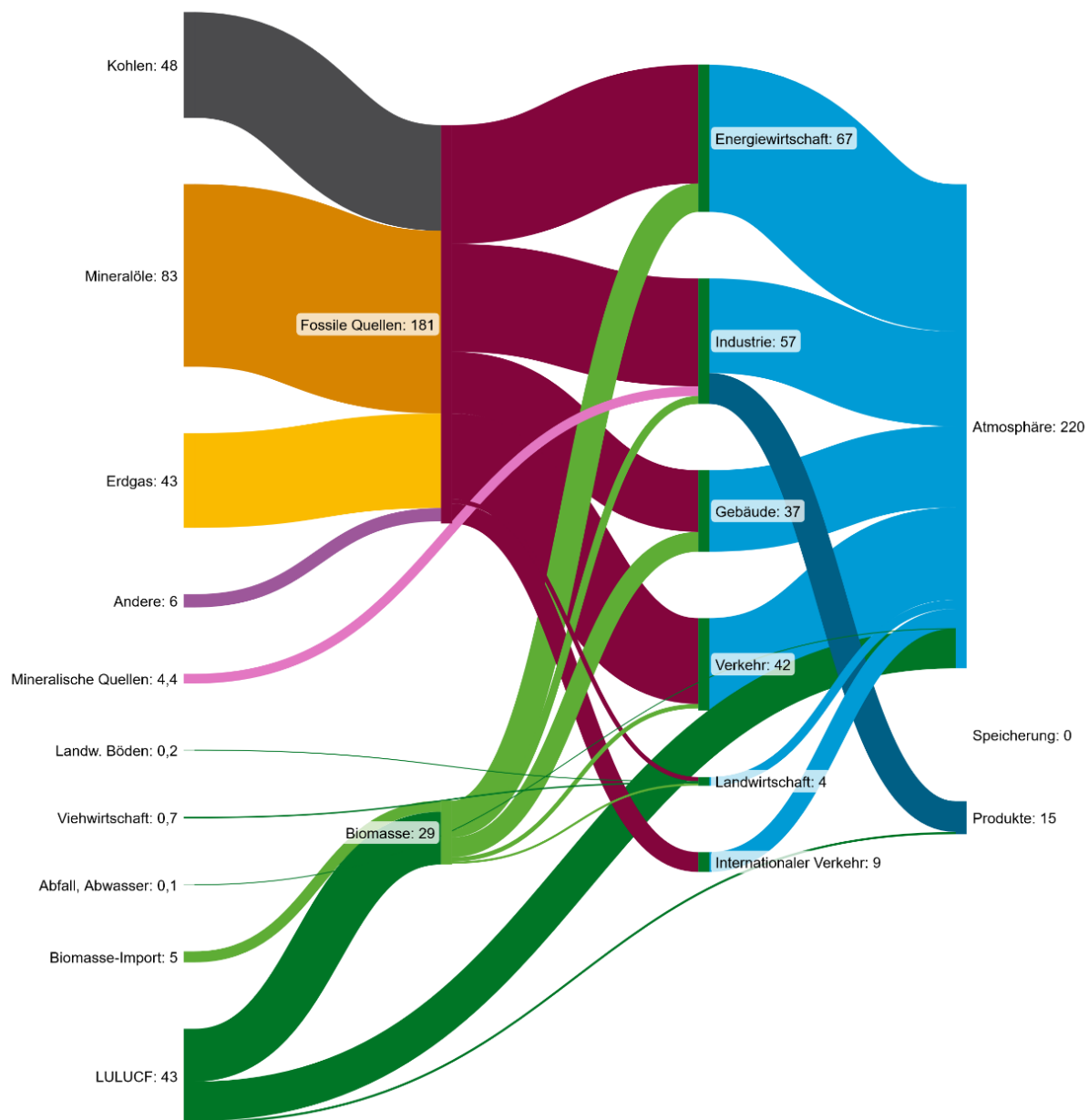
Zusätzlich zu fossilen Quellen kommen Kohlenstoffströme vor allem auch über Biomassen aus der Landnutzung auf. Neben direkten Emissionen im LULUCF-Sektor geht der biogene Kohlenstoff über Biomassen vorwiegend in die Sektoren Energiewirtschaft (13 Mio. t) und Gebäude (9 Mio. t). Im Industriesektor werden rund 4 Mio. t biogener Kohlenstoff eingesetzt, im Verkehr etwas mehr als 2 Mio. t und in der Landwirtschaft annähernd 1 Mio. t. Biomasse-Importe liegen (netto) bei etwas über 5 Mio. t.²⁴ Es kommt (netto) im LULUCF-Sektor zu keiner natürlichen Senke, sondern zu rund 18 Mio. t an Kohlenstoff, der als Emissionen in die Atmosphäre ausgestoßen wird.

Dazu kommt Kohlenstoff, der über Mineralien (u. a. Kalkstein) als Grundstoffe für die (Baustoff-) Industrie, bspw. zur Herstellung von Zement, Kalk, Keramik und Glas, im System auftritt. Aktuell sind dies etwas über 4 Mio. t Kohlenstoff. Daneben enthalten auch Methanemissionen aus der Landwirtschaft (Böden, Viehwirtschaft) geringe Mengen an Kohlenstoff. Stoffströme aus Kohlenstoff-haltigen synthetischen Energieträgern gibt es aktuell nicht.

Zur Herstellung von Produkten werden rund 14 Mio. t Kohlenstoff in Form von fossilen Energieträgern eingesetzt. Knapp die Hälfte davon wird über Naphtha in Steamcrackern zu HVC (High Value Chemicals: Ethylen, Propylen, Benzol etc.) aufbereitet. Diese werden u. a. zu Kunststoffen weiterverarbeitet. Daneben werden Holzprodukte berücksichtigt, die etwas über 1 Mio. t Kohlenstoff enthalten.

Der Großteil des im System befindlichen und abgebildeten Kohlenstoffs entweicht im Status quo als Emissionen in die Atmosphäre (rund 93 %). Der Rest wird in Produkten gebunden.

²⁴ Da die Modellierung keine Zahlen für den Biomasse-Import im Status quo ausweist, wurden die Daten für das Jahr 2030 übernommen.

Abbildung 8: Status quo der Kohlenstoffströme (2023)

Zahlen in Mio. t Kohlenstoff für das Jahr 2023

(gerundet auf ganze Zahlen, bei kleinen Werten teils mit einer Nachkommastelle)

Hinweis: Da die Modellierung keine Zahlen für den Biomasse-Import im Status quo ausweist, wurden die Netto-Bilanz-Daten für das Jahr 2030 übernommen.

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/Öko-Institut auf Basis der Modellierung

2045 befinden sich im MMS noch rund 95 Mio. t an Kohlenstoff im abgebildeten System (Abbildung 9). Die Nutzung von fossilem Kohlenstoff nimmt im Vergleich zum Status quo stark um über drei Viertel ab. Die Nachfrage nach kohlenstoffbasierten Brennstoffen ist u. a. aufgrund von Elektrifizierung kleiner. Die größte Menge an Kohlenstoff kommt mit mehr als 30 Mio. t über Mineralöle in die Bilanz, mehr als die Hälfte davon zur stofflichen Nutzung. Daneben fließen rund 18 Mio. t an Kohlenstoff über Erdgas in die Nachfragesektoren, fast vollständig zur energetischen Nutzung. Die Relevanz von Kohle geht sehr deutlich zurück. Die größte Menge an fossilem Kohlenstoff geht mit über 31 Mio. t in die Industrie, in etwa zur Hälfte in Produkte.

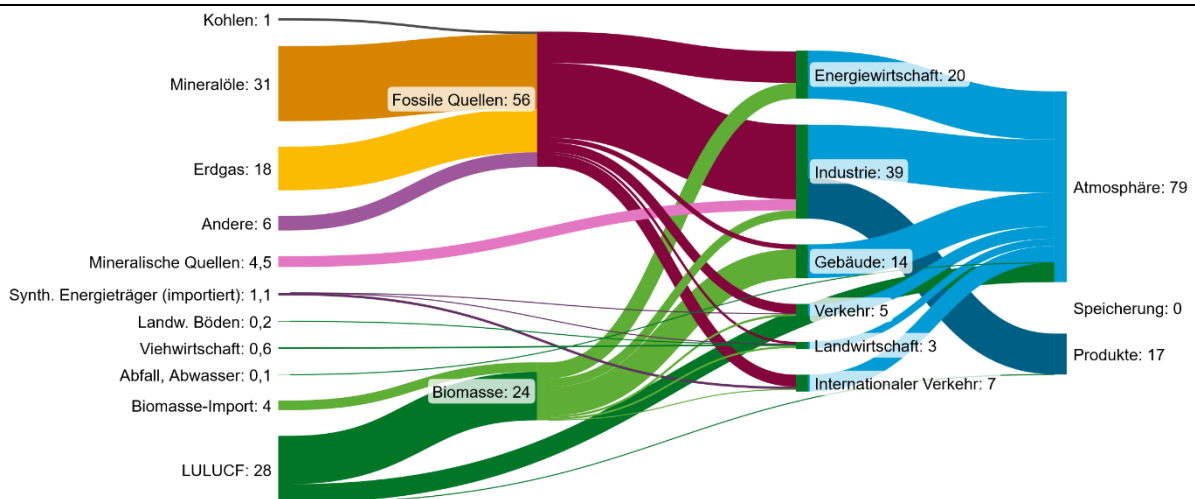
Damit ist der Kohlenstoffstrom in den Industriesektor größer als jener in die Energiewirtschaft, in der der eingesetzte Kohlenstoff bspw. um über drei Viertel zurückgeht. Beim internationalen Verkehr bleibt der Rückgang auf rund 5 Mio. t moderat. Die sonstigen Sektoren weisen im Jahr 2045 1 bis 4 Mio. t Kohlenstoff auf.

Daneben nimmt auch der Kohlenstoffstrom des Biomasseangebots ab. Am deutlichsten sinkt die Nachfrage in der Energiewirtschaft auf rund 7 Mio. t. Eine Ausnahme stellt der Gebäudesektor dar, in dem der Einsatz biogenen Kohlenstoffs leicht zunimmt.

Die Menge an Kohlenstoff aus mineralischen Quellen bleibt aufgrund der entsprechenden Produktionsmengen der Industrie relativ konstant. Auch die Kohlenstoffströme von Methan aus landwirtschaftlichen Flächen und Viehwirtschaft nehmen nur leicht ab. Geringe Mengen an Kohlenstoff gehen über (importierte) synthetische Energieträger vor allem in den internationalen Verkehr.

Der Kohlenstoffstrom in Produkte nimmt leicht zu, wobei Holzprodukte nur noch eine sehr kleine Senke darstellen. Es kommt sonst (netto) zu keiner natürlichen Senke aus der Landnutzung und es wird im MMS kein CO₂ gespeichert (kein Einsatz von CCS). Dadurch wird mit über 80 Prozent weiterhin der Großteil des erfassten Kohlenstoffs in die Atmosphäre emittiert. Gegenüber dem Status quo nimmt der emittierte Kohlenstoff um rund zwei Drittel ab.

Abbildung 9: Kohlenstoffströme im MMS (2045)



Zahlen in Mio. t Kohlenstoff für das Jahr 2045 im MMS

(gerundet auf ganze Zahlen, bei kleinen Werten teils mit einer Nachkommastelle)

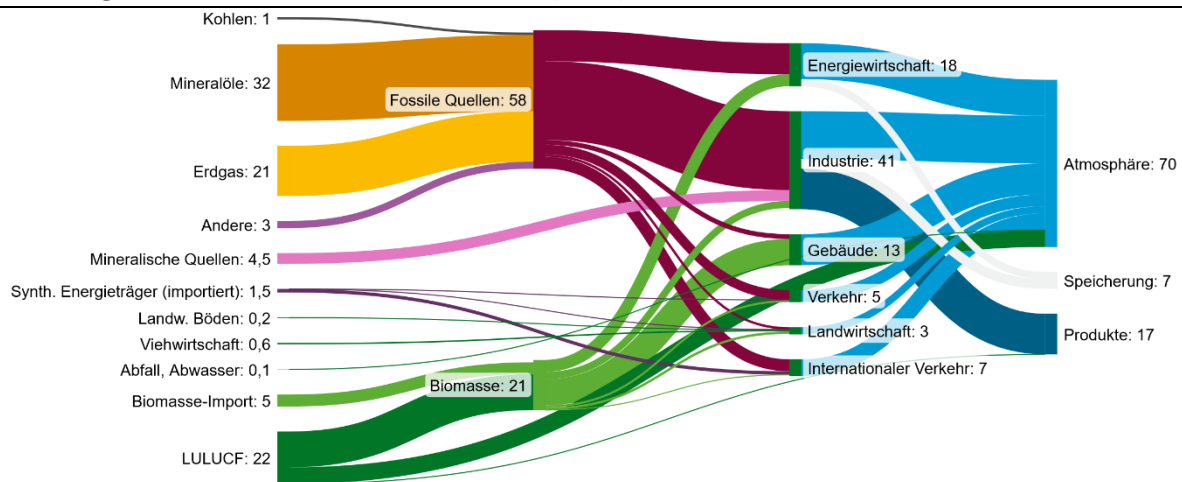
Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/Öko-Institut auf Basis der Modellierung

Im MWMS befinden sich im Jahr 2045 mit knapp 92 Mio. t etwas geringere Mengen an Kohlenstoff im System (Abbildung 10). Verglichen mit dem MMS werden etwas mehr Mineralöle und Erdgas eingesetzt, aber geringere Mengen an Kohlen und anderen fossilen Energieträgern. Der forcierte Ausbau von Kraftwerkskapazitäten im Zuge der Kraftwerksstrategie führt im MWMS bspw. zu einer deutlich höheren Stromerzeugung aus Erdgas und somit mehr Erdgasverbrauch (siehe hierzu auch Kapitel 3.7.7 und 4.2.2). Der Industriesektor setzt 2045 deutlich am meisten fossilen Kohlenstoff ein, sogar etwas mehr als im MMS. In den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude zeigt sich eine ähnlich signifikante Reduktion wie im MMS. Auch die anderen Sektoren entwickeln sich ähnlich.

Biogener Kohlenstoff nimmt aufkommensseitig noch stärker ab als im MMS. Vor allem in der Energiewirtschaft geht der Einsatz auf rund 5 Mio. t stark zurück. In den sonstigen Sektoren nimmt die Nutzung bis 2045 leicht ab, nur im Gebäudesektor zeigt sich eine leichte Zunahme.

Der C-Emissionsstrom in die Atmosphäre nimmt mit knapp 70 Prozent ggü. dem Status quo deutlich und damit noch etwas stärker als im MMS ab. Vor allem die CO₂-Speicherung nach Abscheidung führt zur Vermeidung von weiteren Emissionen. Im MWMS werden mit CCS knappe 7 Mio. t an Kohlenstoff abgeschieden und gespeichert.

Abbildung 10: Kohlenstoffströme im MWMS (2045)



Zahlen in Mio. t Kohlenstoff für das Jahr 2045 im MWMS

(gerundet auf ganze Zahlen, bei kleinen Werten teils mit einer Nachkommastelle)

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/Öko-Institut auf Basis der Modellierung

3.4 Primärenergieverbrauch

3.4.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Die hier dargestellte Bilanz des Primärenergieverbrauchs (PEV) sowie die in Abschnitt 3.5 dargestellte Bilanz des Endenergieverbrauchs (EEV) folgen insgesamt dem Schema der Energiebilanzen. Primäre Datengrundlagen für die historischen Daten sind

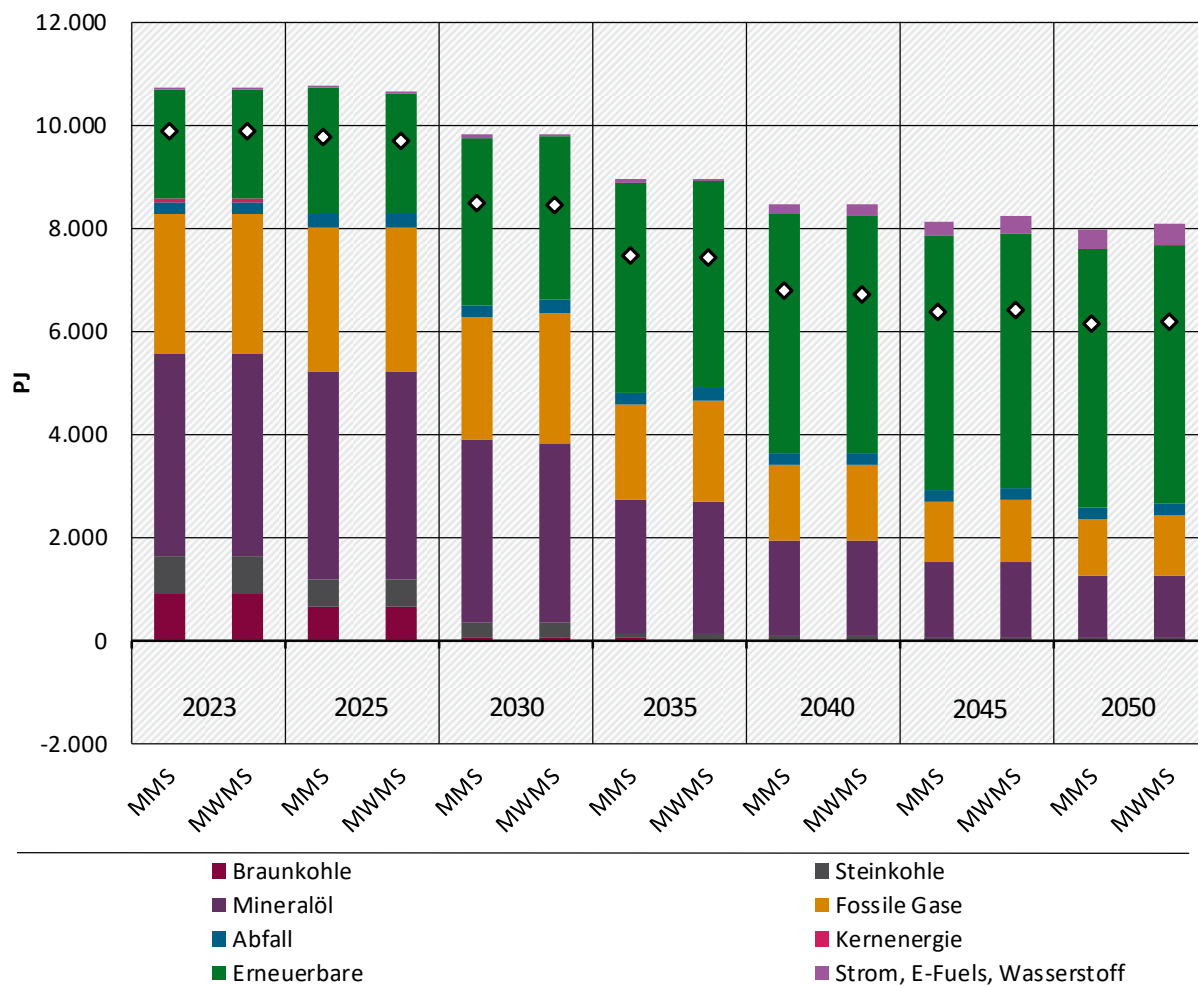
- ▶ das Zentrale System Emissionen (ZSE) beim UBA für alle Brennstoffe,
- ▶ die Erneuerbaren Energien in Zahlen der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) für erneuerbare Energien jenseits der biogenen Brennstoffe,
- ▶ die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für alle übrigen Energieträger.

Da diese Datenquellen Unterschiede aufweisen²⁵, kommt es durch die Kombination der Datenquellen zu Abweichungen gegenüber den von der AGEB veröffentlichten Daten. Um die Konsistenz zwischen historischen und Projektionsdaten zu wahren, sind auch für die historischen Jahre die Primär- und Endenergieverbräuche aus dem Modell aufgeführt, die von den AGEB-Daten abweichen können.

²⁵ So ist z. B. der absolute Beitrag biogener Energieträger in den ZSE-Daten für manche Jahre deutlich höher als in der Energiebilanz.

Abbildung 11 zeigt die projizierte Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten Jahren von 2023 bis 2050, jeweils für das MMS und das MWMS. Der projizierte Einsatz von Kernenergie endet 2023, jener von Braunkohle ist ab 2030 sehr gering (rund 59 PJ im MMS). Mineralöle, fossile Gase und Erneuerbare sind im Jahr 2030 die größten Quellen von Primärenergie. Erneuerbare Energieträger umfassen Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft sowie Geothermie und Umweltwärme. Der projizierte Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch erhöht sich bis 2050 auf rund 62 % in beiden Szenarien. Strom und strombasierte Brennstoffe (E-Fuels) wie Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffe sind keine Primär-, sondern Sekundärenergieträger. In die Primärenergiebilanz geht jedoch der Handelssaldo dieser Energieträger ein. Die in Abbildung 11 dargestellte Summe aus dem Stromhandelssaldo und dem Verbrauch an E-Fuels liegt in den Jahren 2023 und 2025 nahe null. Der Anteil an E-Fuels und Wasserstoff am Primärenergieverbrauch steigt in beiden Szenarien auf rund 8 % im Jahr 2050. Grundsätzlich macht es (wie auch bei Strom selbst) für den PEV einen Unterschied, ob strombasierte Energieträger im Inland erzeugt oder aus dem Ausland importiert werden.²⁶

²⁶ „Im Inland erzeugte erneuerbare strombasierte Energieträger steigern den PEV grundsätzlich auf Grund von Verlusten in der Umwandlungskette. Die genaue Höhe der Verbrauchsänderung durch die Substitution von fossilen Primärenergieträgern ist von mehreren Faktoren abhängig (bspw. verwendete Prozesstechnik, Art und Entfernung des Transports). Bei Importen wird der PEV aufgrund des gesetzten Bilanzraums wenig beeinflusst, da der im Ausland anfallende zusätzliche Primärenergieverbrauch (Vorketten der Energiebereitstellung, Umwandlungsverluste der Prozesstechnik, Transport) in Deutschland bilanziell nicht erfasst wird. In der Energiestatistik wird nur der Energiegehalt der importierten Energieträger erfasst. Rein bilanziell sinkt der PEV demnach, wenn vorrangig grüne strombasierte Energieträger importiert und weniger im Inland hergestellt werden.“ (Weyland und Herda 2023).

Abbildung 11: Historischer und projizierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2023-2050

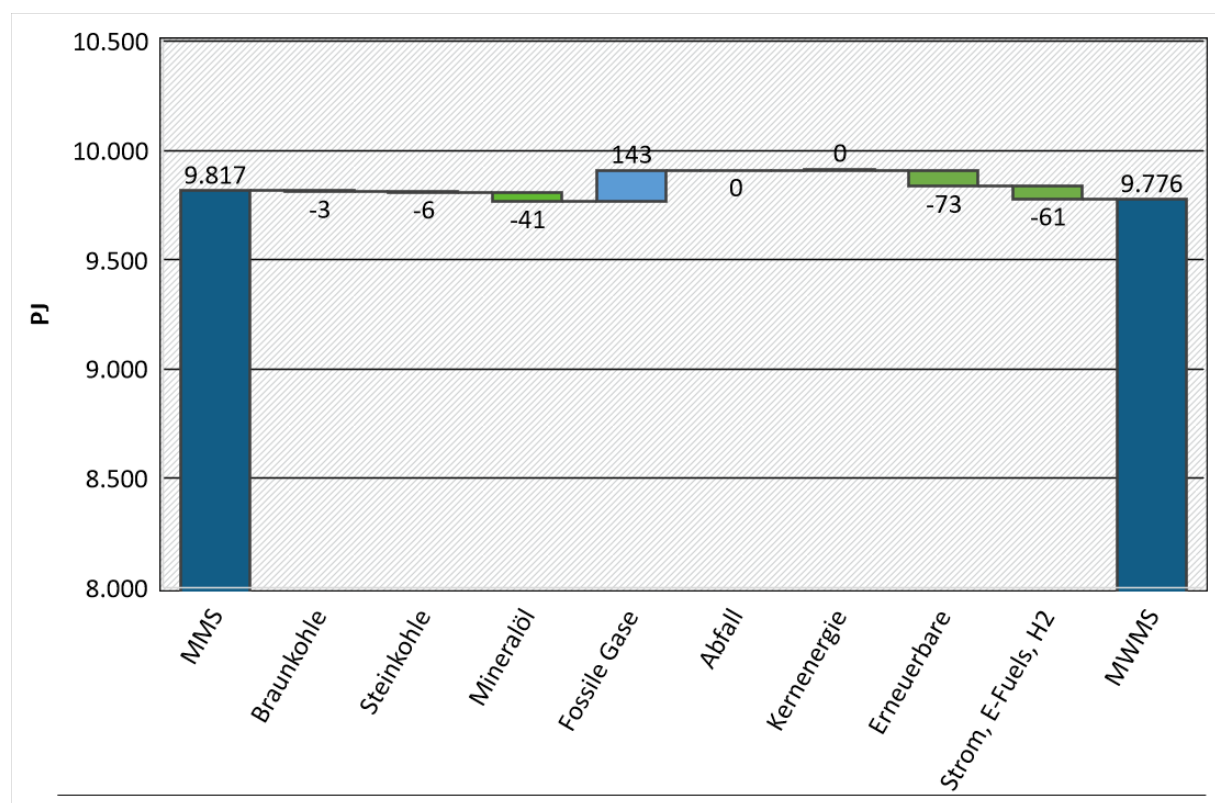
Anmerkung: Zusätzlich zum Primärenergieverbrauch in nationaler Abgrenzung ist der Primärenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie dargestellt. In der nationalen Methode wird Umweltwärme berücksichtigt, in der Methode laut Energieeffizienz-Richtlinie hingegen nicht. Ein weiterer Unterschied ergibt sich durch die unterschiedliche Berechnung des Primärenergieverbrauchs von Hochöfen und Gichtgas.

Analog zur Energiebilanz werden Stromexporte als negative Werte berücksichtigt. In Jahren mit Netto-Export von Strom und E-Fuels ist der Beitrag der Kategorie „Strom & E-Fuels“ in der Abbildung negativ.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), AGEb (2024a), AGEb (2024b), UBA (2024c), Modellierung Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Öko-Institut und Thünen Institut

Der in Abbildung 11 dargestellte projizierte Primärenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 in beiden Szenarien rund 8.500 PJ. Er liegt damit rund 13 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode bestimmt wurde.

Die Unterschiede im projizierten Primärenergieverbrauch zwischen MMS und MWMS sind im Jahr 2030 gering, wie Abbildung 12 zeigt. Im MWMS wird der Einsatz der meisten Energieträger weiter reduziert, es werden jedoch mehr fossile Gase eingesetzt, insbesondere für die Stromerzeugung.

Abbildung 12: Unterschied des projizierten Primärenergieverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030

Quelle: Eigene Darstellung und Modellierung, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five Öko-Institut und Thünen-Institut

3.4.2 Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf

Die Produktion von Biomassebrennstoffen ist mit Effekten auf der Landfläche verbunden. So verringert die Entnahme von Waldenergieholz den Kohlenstoffspeicher auf der Waldfläche (vgl. Kapitel 10), und der landwirtschaftliche Anbau von Bioenergiesubstraten steht u. a. im Zusammenhang mit Emissionen aus der Düngung (vgl. Kapitel 8). Mit der energetischen Nutzung von Biomassebrennstoffen wird der gebundene Kohlenstoff als CO₂-Verbrennungsemissionen freigesetzt. Nach den geltenden Verbuchungsregeln werden für Holz die biogene CO₂-Emission und ihre Einbindung in dem Inventar des Landes berücksichtigt, aus dem das Holz stammt. Dies betrifft die Kohlenstoffpools im Wald und in den Holzprodukten, die in der Quellgruppe LULUCF berichtet werden. Die mit importiertem Energieholz verbundenen Emissionen werden daher nicht im deutschen Inventar geführt. Dennoch können die mit dem Gesamtverbrauch von Biomassebrennstoffen verbundenen Emissionen zusammen mit ihrer Herkunft identifiziert werden.

Laut den in Kapitel 4 bis 8 dargestellten Projektionen wird Biomasse in allen energieverbrauchenden Sektoren als fester (z. B. Scheitholz), gasförmiger (z. B. Biogas) oder flüssiger Biomassebrennstoff (z. B. Biodiesel) eingesetzt (Tabelle 14). Ein deutlicher Anteil von über 58 (MWMS 2045) bis 66 % (MMS 2030) entfällt dabei auf feste Biomassebrennstoffe. So werden im MMS in den Jahren 2030 670 PJ und 2045 539 PJ an festen Biomassebrennstoffen verbraucht. Hohe Verbräuche entfallen auf den Sektor Gebäude, gefolgt von den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Im MWMS liegt der Verbrauch fester Biomassebrennstoffe in diesen Sektoren etwa 5 % niedriger als im MMS (Tabelle 14).

Gasförmige Biomassebrennstoffe werden im MMS im Jahr 2030 mit 207 PJ eingesetzt. Dabei liegt ein starker Fokus auf der Energiewirtschaft und den Gebäuden. Bis zum Jahr 2045 steigt in

Summe der Verbrauch gasförmiger Biomassebrennstoffe. So verdreifacht sich im MMS der Verbrauch von gasförmigen Biomassebrennstoffen im Gebäudesektor, in der Energiewirtschaft geht er aber um etwa 25 % zurück. Im MWMS ist eine vergleichbare Entwicklung zu sehen (Tabelle 14).

Flüssige Biomassebrennstoffe werden zu großen Anteilen im Verkehrssektor eingesetzt. In Summe nimmt ihr Verbrauch im MMS von 137 PJ im Jahr 2030 auf 105 PJ im Jahr 2045 ab. Im MWMS wird eine vergleichbare Entwicklung projiziert (Tabelle 14).

Tabelle 14: Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Typen und Sektoren in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS

Biomassebrennstofftyp	Sektor	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
		PJ			
Feste Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	142	104	142	104
	Industrie	118	123	117	122
	Gebäude	405	309	379	283
	Landwirtschaft	5	4	5	4
	Zwischensumme	670	539	644	513
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	137	101	137	101
	Gebäude	55	155	53	152
	Verkehr	2	0	2	0
	Landwirtschaft	14	12	14	12
	Zwischensumme	207	269	206	265
Flüssige Biomassebrennstoffe	Gebäude	6	24	6	24
	Verkehr	124	66	123	63
	Landwirtschaft	8	14	8	14
	Zwischensumme	137	105	137	101
Gesamt		1.015	912	986	880

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Modellierung in den genannten Sektoren, Öko-Institut. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet.

Die Herkunft der Biomassebrennstoffe wird in den verwendenden Sektoren nicht modelliert. Für einen Vergleich mit der inländischen Produktion an Biomassebrennstoffen wird auf Ergebnisse der Modellierungen in den Sektoren Landwirtschaft und LULUCF zurückgegriffen. So wird das Aufkommen an Waldenergie- und Industrierestholz aus inländischer Waldbewirtschaftung als Ergebnis der Modellierung für Wald und Holzprodukte projiziert²⁷ (vgl.

²⁷ Der Anteil der stofflichen und energetischen Nutzung von Rohholz wird hierfür konstant fortgeschrieben. Für die Abschätzung des Heizwertes der Waldenergieholz-Sortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) wird von einem Wassergehalt von 15 % ausgegangen.

Kapitel 10). Berücksichtigt sind energetisch genutzte Holzmengen an Derbholz sowie Wald- und Industrierestholz der ersten Verarbeitungsstufe (u. a. Sägenebenprodukte). Die verfügbare Energieholzmenge aus weiteren Industrierestholzsortimenten und Altholz wird auf Basis des inländischen Verbrauchs von Holzhalbwaren im Zuge der Berechnung des Holzproduktspeichers modelliert (vgl. Kapitel 10). Im Sektor Landwirtschaft wird der Anbau von Substraten für Biogas/Biomethan²⁸ und Biokraftstoffen sowie die Vergärung von Tierexkrementen zu Biogas modelliert (vgl. Kapitel 8). Die Herkunft von weiteren Biobrennstoffen aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen wird aktuell nicht modellgestützt abgebildet. Als Abschätzung wird deren Verbrauch aus den Daten der Rohstoffdatenbank des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ; Stichjahr 2020)²⁹ ermittelt und konstant fortgeschrieben. Die Reststoffgruppen Tierexkimente, Waldrestholz, Industrierestholz und Altholz werden dabei ausgeklammert, da sie bereits in der Modellierung der Landwirtschaft und des Forst- und Holzsektors berücksichtigt sind (s. o.).

In Tabelle 15 und Abbildung 13 ist der projizierte Verbrauch je Biomassetyp dargestellt. Dazu wird die projizierte Menge an inländischer Biomasse für unterschiedliche Herkünfte aus den oben genannten Quellen zusammengestellt und dem projizierten Verbrauch (Tabelle 14) gegenübergestellt.

Ist die Differenz aus projiziertem Verbrauch an Biomassebrennstoffen und dem inländischen Aufkommen an Biomassebrennstoffen größer Null, so ist die Nachfrage nicht gedeckt. Diese Lücke wird als „potenzieller Importbedarf“ ausgewiesen. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass keine Rückkopplung zwischen dem inländischen Aufkommen an Biomassebrennstoffen und deren inländischem Verbrauch stattfindet. Marktwirtschaftliche Effekte, insbesondere Preisveränderungen in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Biomassebrennstoffe, können das modellierte Ergebnis verändern. Für feste und flüssige Biomassebrennstoffe werden durch die Anbindung an globale Märkte und entsprechende Importoptionen diese Effekte aber als gering eingeschätzt.

In Summe liegt das inländische Biomasseaufkommen zwischen 668 PJ bzw. 667 PJ (MMS bzw. MWMS im Jahr 2045) und 724 PJ (MMS und MWMS im Jahr 2030). Die Berechnung der potenziellen Importbedarfe ergibt Werte zwischen 213 PJ (MWMS im Jahr 2045) und 290 PJ (MMS im Jahr 2030; Tabelle 15). Gegenüber den Projektionen 2024 in Harthan et al. (2024a) ist in den Projektionen 2025 das inländische Biomasseaufkommen etwas zurückgegangen (Abbildung 13). Zudem wird in den Projektionen 2025 ein deutlicher Rückgang der Biomassenachfrage gegenüber den Projektionen 2024 erwartet. Dies liegt vor allem an veränderten Annahmen zur konjunkturellen Entwicklung und zur Preisstruktur der Energieträger sowie an Verbesserungen der Modelle (z. B. räumlich differenzierte Holzenergienachfrage im Gebäudesektor). So sind die ausgewiesenen potenziellen Importbedarfe in den Projektionen 2025 deutlich niedriger als in den Projektionen 2024 (Abbildung 13).

Für das Jahr 2030 werden beispielsweise im MMS 223 PJ an inländischem Waldenergieholz, 259 PJ an Energieholz aus inländischem Industrierestholz und Altholz projiziert und 29 PJ an sonstigen inländischen festen Biomassebrennstoffen aus Abfall- und Reststoffen abgeschätzt (Summe: 511 PJ; Tabelle 15). Gegenüber dem projizierten Verbrauch an festen Biomassebrennstoffen von 670 PJ (Tabelle 14) ergibt sich ein potenzieller Importbedarf von

²⁸ Die Modellierung der Mengen an Biogas/Biomethan erfolgt auf Ebene der Endenergie. Zur Ableitung der Primärenergie wird im Jahr 2030 ein mittlerer Wirkungsgrad bei der Verwendung von Biogas/Biomethan von 60 % und im Jahr 2045 von 70 % angenommen (vgl. historische Wirkungsgrade in Daniel-Gromke et al. 2017).

²⁹ Rohstoffdaten Ressourcendatenbank des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ): <https://datalab.dbfz.de/resdb/potentials?lang=de> (Datendownload am 04.04.2025).

159 PJ an fester Biomasse (Tabelle 15). Im Jahr 2045 nimmt im MMS der potenzielle Importbedarf auf nur noch 25 PJ ab, da der Verbrauch an fester Biomasse in den Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft abnimmt und im Sektor Industrie nur leicht ansteigt. Im MWMS verringert sich der potenzielle Importbedarf gegenüber dem MMS und liegt im Jahr 2045 bei 0 PJ. Dies resultiert vor allem aus der projizierten Abnahme der Verbräuche im Gebäudesektor (Tabelle 14).

Der projizierte inländische Verbrauch an gasförmigen Biomassebrennstoffen von 2030 bis 2045 nimmt im MMS und im MWMS um etwa 60 PJ zu (Tabelle 14). Gleichzeitig verringert sich das Biogasaufkommen von 2030 bis 2045 um 26 PJ (MMS und MWMS, Tabelle 15). So steigt in diesem Zeitraum der potenzielle Importbedarf gasförmiger Biomassebrennstoffe im MMS von 63 PJ auf 150 PJ und im MWMS von 62 PJ auf 147 PJ an (Tabelle 15).

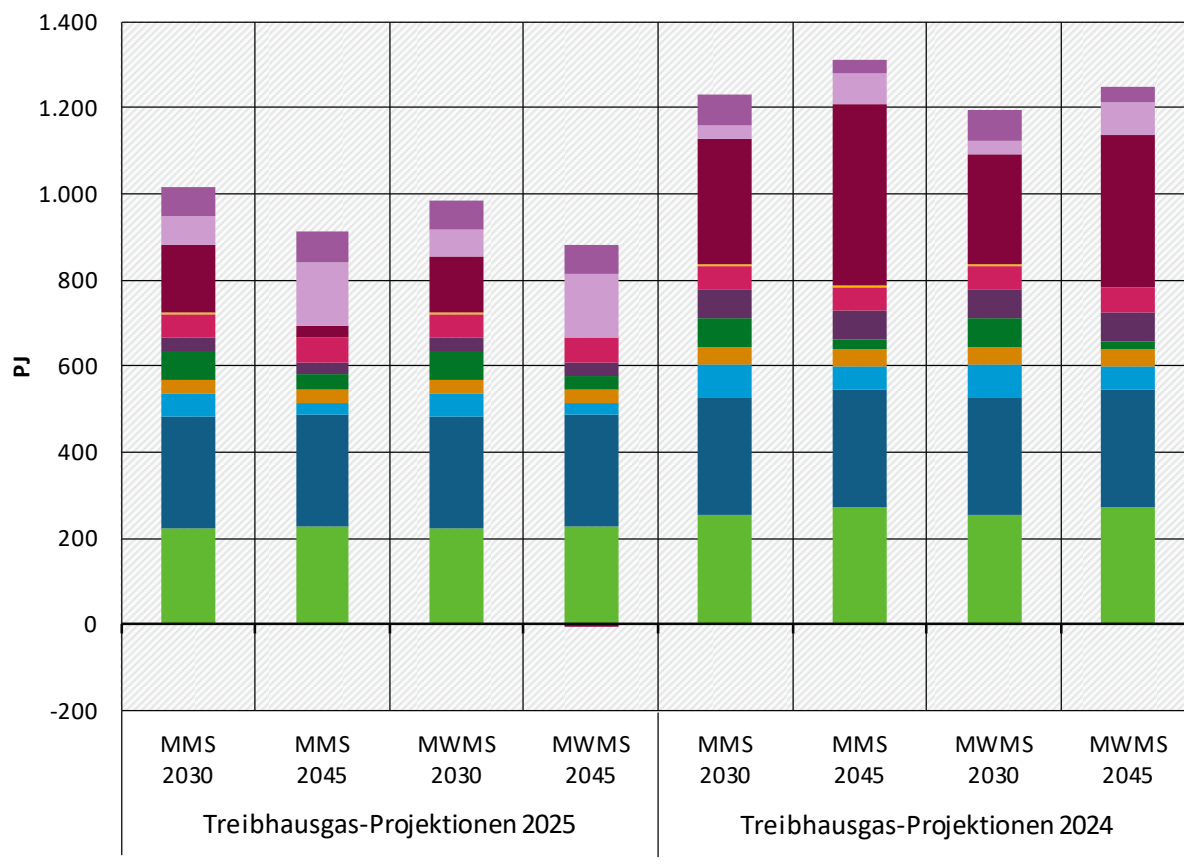
Als Rohstoffe für inländische flüssige Biomassebrennstoffe werden vor allem Anbaubiomasse und mit geringeren Mengen Rest- und Abfallstoffe erwartet (Tabelle 15). Dabei wird in der Modellierung angenommen, dass die Nachfrage nach flüssigen Biomassebrennstoffen aus Anbaubiomasse vollständig aus inländischem Anbau gedeckt wird. So tritt ein potenzieller Importbedarf für flüssige Biomassebrennstoffe aus Rest- und Abfallstoffen auf. Dieser liegt zwischen 67 und 69 PJ (MMS und MWMS, Tabelle 15).

Tabelle 15: Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen nach Herkunft und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS

Biomassetyp	Herkunft	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
		PJ			
Feste Biomassebrennstoffe	Projiziertes Energieholzaufkommen aus inländischem Holzeinschlag inkl. Waldenergieholzsortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) und Industriestholz der ersten Verarbeitungsstufe	223	230	223	230
	Projiziertes Energieholz aus weiterem Industriestholz und Altholz	259	256	259	256
	Abschätzung der sonstigen festen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2020)	29	29	29	29
	Potenzieller Importbedarf* fester Biomassebrennstoffe	159	25	132	-2
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biogasaufkommen aus Anbaubiomasse	55	29	55	29
	Projiziertes Biogasaufkommen aus Tierexkrementen	32	32	32	32
	Abschätzung der gasförmigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2015)	57	57	57	57

Biomassetyp	Herkunft	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
	Potenzieller Importbedarf* gasförmiger Biomassebrennstoffe	63	150	62	147
Flüssige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biokraftstoffaufkommen aus Anbaubiomasse (entspricht der Nachfrage)	67	33	67	32
	Abschätzung der flüssigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2015)	2	2	2	2
	Potenzieller Importbedarf* flüssiger Biomassebrennstoffe	68	69	67	67
Gesamt		1.015	912	986	880
davon inländisch		724	668	724	667
davon potenzieller Import		290	244	262	213

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Modellierung in den Sektoren Landwirtschaft und LULUCF, Thünen-Institut und Öko-Institut. Ausnahme: Daten zu Rest- und Abfallstoffen (ohne Tierexkremente, Wald- und Industrierestholz sowie Altholz) stammen aus der Ressourcendatenbank des DBFZ²⁹. *Der potenzielle Importbedarf an Biomassebrennstoffen ergibt sich aus dem projizierten Verbrauch an Biomassebrennstoffen abzüglich der Summe des projizierten Aufkommens an Biomassebrennstoffen aus der Land- und Forstwirtschaft und der inländischen stofflichen Holznutzung sowie der Abschätzung der Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet.

Abbildung 13: Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS (Projektionsdaten 2024 und 2025)

- Potenzieller Importbedarf flüssiger Biomassebrennstoffe (fortschrittlichen Biokraftstoffen)
- Potenzieller Importbedarf gasförmiger Biomassebrennstoffe
- Potenzieller Importbedarf fester Biomassebrennstoffe
- Abschätzung der flüssiger Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen
- Abschätzung der gasförmigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen
- Abschätzung der sonstigen festen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen
- Projiziertes Biokraftstoffaufkommen aus Anbaubiomasse (entspricht der Nachfrage)
- Projiziertes Biogasaufkommen aus Tierexkrementen
- Projiziertes Biogasaufkommen aus Anbaubiomasse
- Projiziertes Energieholz aus weiterem Industrierestholz und Altholz
- Projiziertes Energieholzaufkommen aus inländischem Holzeinschlag*

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisse in Tabelle 15 und Harthan et al. (2024a), Thünen-Institut und Öko-Institut. Anmerkung: Der potenzielle Importbedarf an Biomassebrennstoffen ergibt sich aus dem projizierten Verbrauch an Biomassebrennstoffen abzüglich der Summe des projizierten Aufkommens an Biomassebrennstoffen aus der Land- und Forstwirtschaft und der inländischen stofflichen Holznutzung sowie der Abschätzung der Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet. * inklusive Waldenergieholzsortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) und Industrierestholz der ersten Verarbeitungsstufe.

Die Analyse zum projizierten rechnerischen Verbrauch lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- Der Vergleich der Biomasseergebnisse aus den Projektionen 2024 und 2025 zeigt, dass insbesondere die Höhe der Nachfrage nach Biomassebrennstoffen stark von der konjunkturellen Entwicklung abhängt. Zudem führen veränderte Preisstrukturen und

Annahmen bei der Implementierung der 65 %-Regel aus dem Gebäudeenergiegesetz in den Projektionen 2025 zu einem deutlicheren Anstieg der Nachfrage nach gasförmigen Biomassebrennstoffen als in den Projektionen 2024. Die Biomasseergebnisse dieser beiden Projektionen können als Korridor möglicher Entwicklungen interpretiert werden.

- ▶ In den Projektionen 2025 ist der projizierte Verbrauch an Biomassebrennstoffen im MMS höher als die gemäß Projektionen verfügbaren Mengen an inländischen Biomassebrennstoffen, woraus sich ein potenzieller Importbedarf ergibt. Durch die weiteren Maßnahmen im MWMS sinkt dieser leicht. Importe können mit Risiken für die Umwelt, das Klima und soziale Aspekte in den Herkunftsländern verbunden sein, die positiven Effekten in Deutschland gegenüberstehen. Hierzu bedarf es einer weitergehenden Analyse.
- ▶ Der potenzielle Importbedarf für feste Biomassebrennstoffe ist in den Projektionen 2025 im Jahr 2030 mit Werten von 132 PJ im MWMS und 159 PJ im MMS hoch, geht aber bis zum Jahr 2045 deutlich zurück. Ursächlich für diese Situation ist der langfristige Rückgang der Nachfrage nach festen Biomassebrennstoffen in den Sektoren Energiewirtschaft und Gebäude. Die Projektionen 2024 zeigen noch ein komplett gegenteiliges Bild mit einem sehr hohen und zudem steigenden potenziellen Importbedarf für feste Biomassebrennstoffe. Im Jahr 2020 lag der Netto-Import an Holzenergieprodukten bei 0,38 Mio. t (Analysen zur deutschen Außenhandelsstatistik in Hennenberg et al. (2022)). Dies entspricht weniger als 10 PJ.
- ▶ Wird Energieholz, das im Ausland eingeschlagen wird, nach Deutschland importiert, so werden die CO₂-Emissionen auf der Waldfläche in dem Treibhausgasinventar des Herkunftslands und nicht in Deutschland bilanziert. Aufgrund dieser unter UNFCCC geltenden Konvention, Treibhausgasemissionen in den Inventaren der Staaten nach dem Quellprinzip zu verbuchen, können Instrumente bzw. Maßnahmen, die Anreize zur Minderung von Treibhausgasemissionen setzen sollen, dazu führen, dass sich zwar das deutsche Treibhausgasinventar verbessert, Treibhausgasemissionen aber ins Herkunftsland externalisiert werden (Leakage).
- ▶ Gerade der als fester Biomassebrennstoff genutzte Rohstoff Holz hat in vielen Fällen das Potenzial, auch stofflich genutzt zu werden, um so im Holz gebundenen Kohlenstoff weiter zu speichern. Vor allem aufgrund dieser Kohlenstoffspeicherung sind stoffliche Holzverwendungspfade aus Klimaschutzsicht besser als die Verbrennung von Holz in Holzenergiepfaden.
- ▶ Eine Umsetzung von Maßnahmen, die die stoffliche Nutzung von Holz forcieren können (Holzbauinitiative, EU-Zertifizierungsrahmen für Kohlenstoffbindungen, Kaskadenprinzip in der RED III), ist noch nicht im MWMS berücksichtigt. So wird in der dargestellten Analyse das heutige Verhältnis von stofflicher und energetischer Nutzung von Waldholz und von Rest- und Abfallstoffen als konstant fortgeschrieben. Bei einer möglichen Veränderung hin zu mehr stofflicher Nutzung kann das inländische Aufkommen an festen Biomassebrennstoffen entsprechend abnehmen und sich die Lücke zwischen Nachfrage und nachhaltigem Potenzial vergrößern. Als Konsequenz erhöht sich auch der potenzielle Importbedarf fester Biomassebrennstoffe.
- ▶ Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, Maßnahmen und Anreizsysteme³⁰ derart anzupassen, dass generell der Bioenergieverbrauch in Deutschland nicht ansteigt, sondern

³⁰ Ein sehr starkes Anreizsystem zur Holzenergienutzung stellt die Treibhausgasbilanzmethode der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) der EU dar, bei der die CO₂-Verbrennungsemissionen von Energieholz *per se* mit Null bewertet werden.

nach Möglichkeit sinkt. Dabei sollten Aspekte wie die regionalen Verfügbarkeiten der Rohstoffe, die Größe und Effizienz von Anlagen und mögliche Alternativen an erneuerbaren Energien einfließen.

3.5 Endenergieverbrauch

Sowohl im MMS als auch im MWMS wurde der Endenergieverbrauch (EEV) für die einzelnen Sektoren modelliert. Tabelle 16 zeigt diesen projizierten EEV aufgeteilt auf die vier relevanten Sektoren der Energiebilanz – Industrie; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); Haushalte sowie Verkehr.

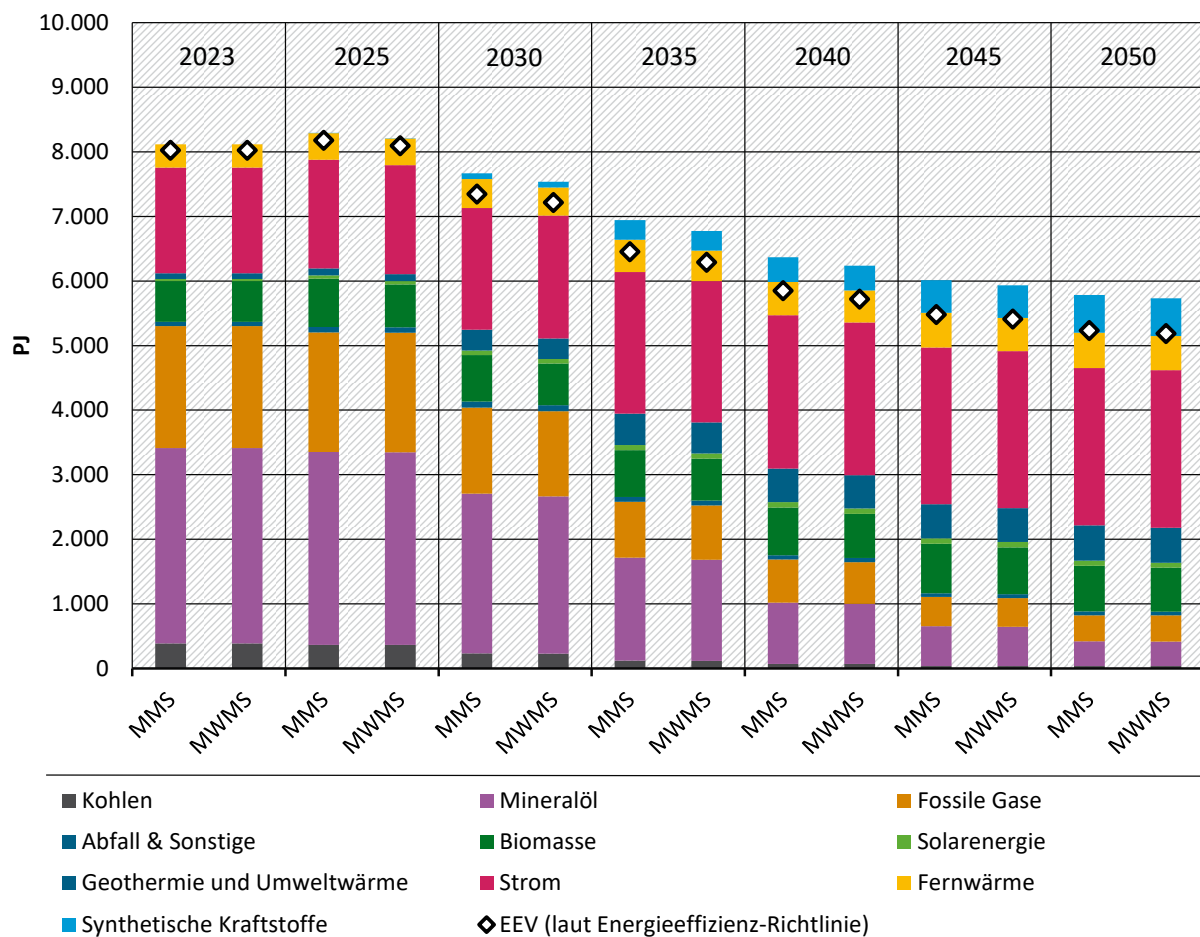
Tabelle 16: Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energiebilanzsektoren im MMS und MWMS, 2023-2050

Sektor	Szenario	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		PJ						
Industrie	MMS	2.207	2.189	2.099	2.039	2.030	2.012	1.997
	MWMS	2.207	2.188	2.100	2.048	2.049	2.029	2.013
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	MMS	1.128	1.164	1.066	972	865	768	695
	MWMS	1.128	1.079	957	826	730	678	635
Haushalte	MMS	2.272	2.411	2.204	2.025	1.865	1.754	1.670
	MWMS	2.272	2.411	2.208	2.016	1.861	1.760	1.673
Verkehr	MMS	2.516	2.528	2.298	1.905	1.610	1.478	1.419
	MWMS	2.516	2.528	2.269	1.885	1.597	1.468	1.409
Endenergieverbrauch gesamt	MMS	8.123	8.291	7.667	6.941	6.369	6.013	5.781
	MWMS	8.123	8.206	7.535	6.775	6.236	5.934	5.731
Änderung ggü. 2023	MMS		+2,1 %	-5,6 %	-14,6 %	-21,6 %	-26,0 %	-28,8 %
	MWMS		+1,0 %	-7,2 %	-16,6 %	-23,2 %	-26,9 %	-29,4 %

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), AGEb (2024a), AGEb (2024b), UBA (2024c), Modellierung Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Öko-Institut

Im Jahr 2030 liegt der projizierte EEV im MMS rund 6 % unter dem Wert von 2023; im MWMS ist der projizierte Endenergieverbrauch 2030 um rund 7 % geringer als 2023. Bis zum Jahr 2050 beträgt die projizierte Reduktion des Endenergieverbrauchs rund 29 % in beiden Szenarien. Deutlichere Änderungen sind jedoch beim Einsatz der Endenergieträger ersichtlich, wie in Abbildung 14 dargestellt. Während z. B. im Jahr 2023 noch rund zwei Drittel der Endenergieträger fossil sind, reduziert sich deren projizierter Anteil im MMS und MWMS auf rund 54 % im Jahr 2030 und rund 15 % im Jahr 2050.

Abbildung 14: Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2023-2050

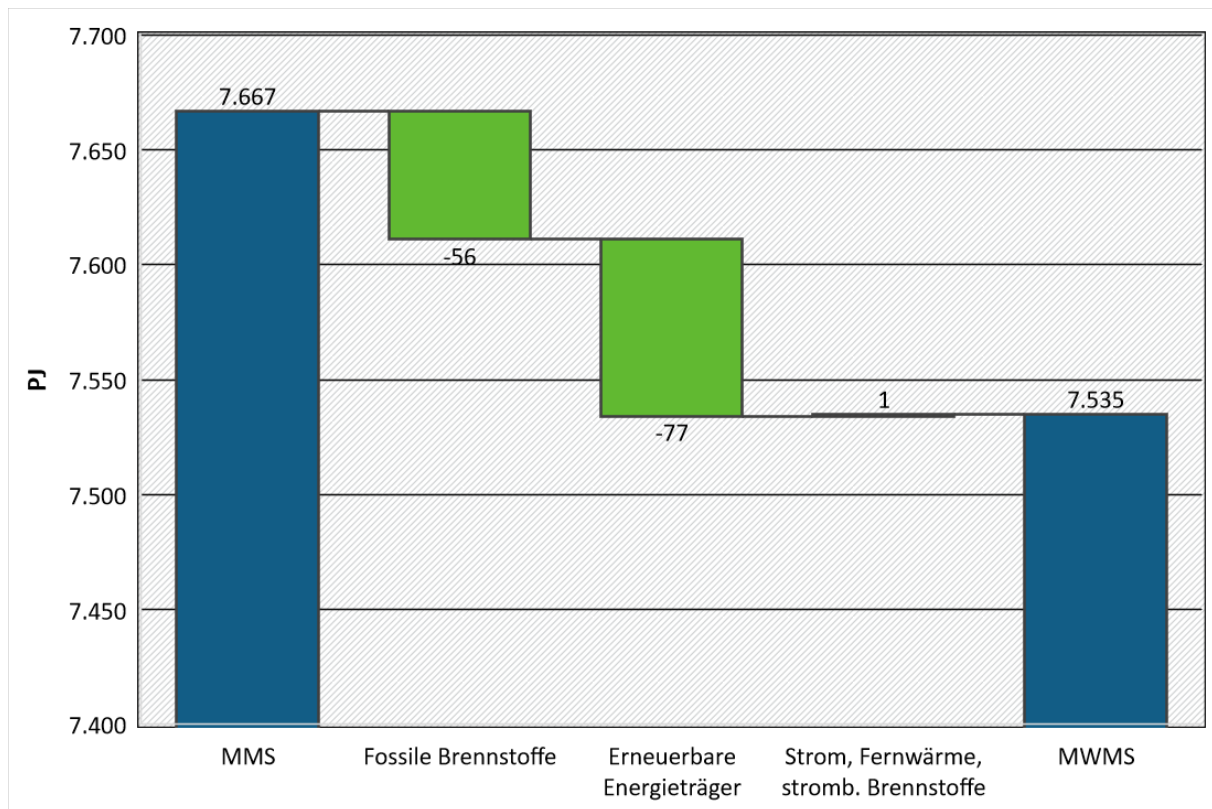


Anmerkung: Zusätzlich zum Endenergieverbrauch in nationaler Abgrenzung ist der Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie dargestellt. In der nationalen Methode wird Umweltwärme berücksichtigt, in der Methode laut Energieeffizienz-Richtlinie hingegen nicht.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), AGEb (2024a), AGEb (2024b), UBA (2024c), Modellierung Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Öko-Institut

Der in Abbildung 14 dargestellte Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 ca. 7.300 PJ im MMS und 7.200 PJ im MWMS. Er liegt damit rund 4 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode bestimmt wurde.

Im Vergleich zum MMS werden im MWMS im Jahr 2030 um 57 PJ weniger fossile Brennstoffe und 77 PJ weniger erneuerbare Energieträger nachgefragt (Abbildung 15). Die Nachfrage nach anderen Energieträgern ist in beiden Szenarien annähernd gleich.

Abbildung 15: Unterschied des projizierten Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im MWMS gegenüber dem MMS, Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung und Modellierung, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Öko-Institut

3.6 Nachfrage nach strombasierten Energieträgern (E-Fuels)

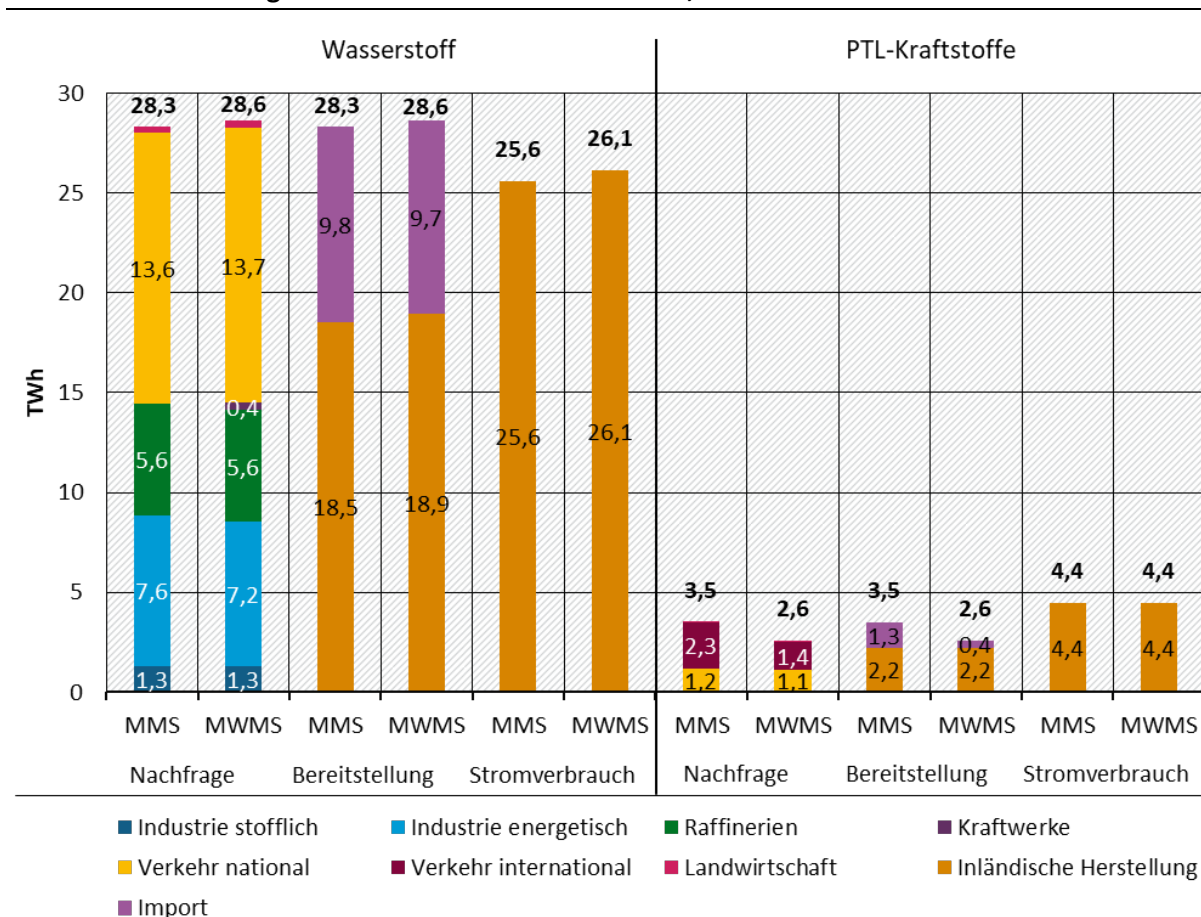
Die projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Elektrolyse-Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Flüssigkraftstoffen im Jahr 2030 ist in Abbildung 16 dargestellt. Die größte Wasserstoff-Nachfrage besteht im Verkehr, gefolgt von der Industrie, und den Raffinerien (die ein Teil der Energiewirtschaft sind). Dazu kommt eine geringe Wasserstoffnachfrage aus der Landwirtschaft. Der größte Unterschied zwischen MMS und MWMS ist die zusätzlich hinzukommende Nachfrage durch mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke, die größtenteils durch eine niedrigere Nachfrage in der Industrie kompensiert werden. In beiden Szenarien wird die Nachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2030 nicht komplett durch inländische Erzeugung befriedigt, etwa ein Drittel der Nachfrage wird durch Importe gedeckt. Der Stromverbrauch für die inländische Herstellung des Wasserstoffs ist ebenfalls in der Abbildung dargestellt; in beiden Szenarien beträgt dieser etwa 26 TWh im Jahr 2030.

Synthetische PtL-Kraftstoffe werden größtenteils vom internationalen Verkehr (hauptsächlich Flugverkehr) nachgefragt, ein kleiner Anteil entfällt auch auf den inländischen Verkehr. Der Unterschied zwischen MMS und MWMS ist im Wesentlichen eine geringere Nachfrage durch den internationalen Verkehr. Die im Jahr 2030 nachgefragten PtL-Kraftstoffe werden zum überwiegenden Teil inländisch hergestellt. Es wurde unterstellt, dass durch entsprechende Instrumente im Verkehrssektor Demonstrationsprojekte für die PtL-Herstellung errichtet werden. In beiden Szenarien werden im Jahr 2030 rund 2,2 TWh synthetischer flüssiger Kraftstoffe in Deutschland hergestellt, wofür rund 4,4 TWh Strom benötigt werden.³¹ Über diese

³¹ Eine Aussage zur Herkunft oder Art der Herstellung der importierten PtL-Kraftstoffe ist basierend auf den Modellierungsannahmen oder -ergebnissen nicht möglich.

Demonstrationsprojekte hinaus wurde nach 2030 kein weiterer Zubau berücksichtigt. Daher bleibt der entsprechende Stromverbrauch, der in Tabelle 17 dargestellt ist, nach 2030 konstant.

Abbildung 16: Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen im MMS und MWMS, Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung und Modellierung, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Öko-Institut

3.7 Strom und netzgebundene Wärme

Die Stromerzeugung (sowohl der öffentlichen Versorgung als auch der Industriekraftwerke), die KWK-Wärmeerzeugung und weitere wärmenetzgebundene (Fern-)Wärmeerzeugung werden in diesem Kapitel zusammengefasst dargestellt. Im Folgenden sind die zentralen Annahmen und Ergebnisse aufgeführt. Die Emissionen der Kraftwerke teilen sich auf die Energiewirtschaft (Kapitel 4) und die Industrie (Kapitel 4.3) auf.

3.7.1 Bruttostromverbrauch

In Tabelle 17 ist die projizierte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs dargestellt, der im MMS von knapp 521 TWh im Basisjahr 2023 auf knapp 653 TWh im Jahr 2030 und auf 977 TWh im Jahr 2050 ansteigt. Der Bruttostromverbrauch setzt sich zusammen aus dem Endenergieverbrauch von Strom einerseits und dem Stromverbrauch der Energiewirtschaft andererseits.

Der projizierte Endenergieverbrauch von Strom zeigt in den verschiedenen Sektoren eine unterschiedliche Entwicklung: In der Industrie führt die Elektrifizierung einer Vielzahl von Prozessen dazu, dass der Stromverbrauch deutlich ansteigt, wobei ein Maximum im Jahr 2040 zu verzeichnen ist. Da es zu deutlichen Einsparungen bei Geräten und Prozessen kommt, sinkt

der Stromverbrauch des GHD-Sektors kontinuierlich bis 2050, trotz zusätzlicher Wärmepumpen. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte steigt bis 2035 an, um dann bis 2050 wieder abzusinken. Hier ist der wesentliche Treiber für den zusätzlichen Stromverbrauch die Umstellung von brennstoffbasierten Feuerungen auf den Einsatz von Wärmepumpen.

Im Verkehr dominiert bisher der Stromverbrauch des Schienenverkehrs. Dieser Stromverbrauch steigt nur geringfügig an, dazu kommt aber der Stromverbrauch des Straßenverkehrs, der 2030 bereits mehr als das Dreifache des Schienenverkehrs verbraucht und 2050 sogar mehr als die Haushalte verbrauchen wird. Aufgrund der höheren Effizienz der Elektrofahrzeuge gegenüber konventionellen Fahrzeugen ist der projizierte Endenergieverbrauch im Verkehr trotz des steigenden Stromverbrauchs insgesamt stark rückläufig (siehe Tabelle 16). Auch sektorübergreifend sinkt der Endenergieverbrauch (siehe Abbildung 14), da die Elektrifizierung in der Regel mit deutlichen Effizienzgewinnen einhergeht.

In Summe steigt der projizierte Endenergieverbrauch von Strom deutlich an und liegt dann 2030 um gut 69 TWh und 2050 um knapp 222 TWh höher als im Basisjahr 2023. Der Anteil neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge macht 2030 bereits 23 % und 2050 gut 45 % des Stromendenergieverbrauchs aus.

Zum Endenergieverbrauch von Strom kommt noch der Stromverbrauch der Energiewirtschaft selbst hinzu. Die größte Veränderung liegt hier beim zusätzlichen Stromverbrauch durch die Herstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten für die Sektoren Industrie und Verkehr sowie in geringerem Maße der Raffinerien. Die Stromnachfrage für die Herstellung von Wasserstoff und Derivaten steigt bis zum Jahr 2050 auf 120 TWh. Diese Obergrenze ergibt sich aus der verfügbaren Elektrolyseurleistung (30 GW im Jahr 2050, siehe Tabelle 19) und der Annahme, dass die durchschnittliche Auslastung der Elektrolyseure bei 4000 vbh liegt³². Darüber hinausgehende Nachfrage nach Wasserstoff und Derivaten wird durch Importe gedeckt. Beim Speicherstrom wird der projizierte Anstieg hauptsächlich durch Batterien verursacht.³³ Die strombasierte Fernwärmeerzeugung über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen ist bis 2050 stark ansteigend. Der insgesamt ansteigende Stromverbrauch hat auch höhere Netzverluste zur Folge. Die Kraftwerkseigenverbräuche verändern sich nur wenig. Deutlich sinkend ist der Stromverbrauch von Raffinerien und sonstigen Anlagen der Energiewirtschaft aufgrund rückläufiger Nachfrage nach fossilen Brennstoffen wie Mineralölprodukten und Koks. In Summe vervielfacht sich der projizierte Stromverbrauch der Energiewirtschaft. Der größte Verbrauchsanstieg erfolgt dabei zwischen 2025 und 2035, danach verlangsamt sich die Entwicklung.

Tabelle 17: Historischer und projizierter Bruttostromverbrauch im MMS, 2008-2050

Sektor	2008	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh							
Industrie	232,6	188,0	207,6	228,7	244,1	250,1	249,4	243,2
davon neue Verbraucher (Elektrifizierung der Prozesswärme u.a.)	0,0	7,2	27,0	48,9	68,5	74,1	74,1	70,2
GHD	145,2	120,6	103,1	97,4	98,5	94,8	91,8	90,5

³² Der angenommene durchschnittliche Wirkungsgrad der Elektrolyseure steigt von 70 % in 2023 auf 75 % in 2050.

³³ Diese umfassen sowohl Großspeicher als auch Heimspeicher. In der Modellierung wird der Eigenverbrauch von PV-Strom als Bruttostromerzeugung gewertet.

Sektor	2008	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
davon Wärmepumpen	0,0	3,6	1,9	5,3	8,2	9,0	8,7	8,2
Haushalte	139,5	130,4	135,7	142,1	148,7	144,7	141,9	142,8
davon Wärmepumpen	0,0	8,2	7,7	23,5	36,6	37,8	38,6	40,9
Schienenverkehr	11,1	11,6	11,8	12,6	12,7	12,6	12,5	12,3
Straßenverkehr	0,0	3,7	9,1	43,1	104,9	157,1	178,9	187,3
Stromverbrauch Endenergie	528,4	454,4	467,3	523,8	609,0	659,4	674,5	676,2
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-14,0 %	-11,6 %	-0,9 %	15,2 %	24,8 %	27,6 %	28,0 %
Summe Endenergie klassische Verbraucher	528,4	431,6	421,6	403,0	390,7	381,3	374,1	369,6
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-18,3 %	-20,2 %	-23,7 %	-26,1 %	-27,8 %	-29,2 %	-30,1 %
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	22,7	45,7	120,8	218,2	278,1	300,4	306,6
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	0,0 %	5,0 %	9,8 %	23,1 %	35,8 %	42,2 %	44,5 %	45,3 %
Raffinerien	6,4	5,4	5,5	4,9	3,6	2,7	2,1	1,8
PtL-Herstellung	0,0	0,0	0,0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
H ₂ -Herstellung	0,0	0,1	0,9	25,6	55,6	75,7	95,7	115,7
Übrige Energiewirtschaft	7,7	4,3	3,4	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2
Leitungsverluste	30,1	25,8	25,1	29,4	35,4	39,1	40,9	42,0
Pump- & Batteriespeicher	7,9	9,1	17,1	36,2	50,4	59,6	59,4	62,5
Kraftwerkseigenverbrauch	40,1	23,6	20,9	17,5	18,9	20,6	21,5	22,2
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,0	2,4	10,2	25,2	40,5	48,5	52,1
Stromverbrauch Energiewirtschaft	92,3	68,3	75,3	129,0	194,1	242,9	272,8	300,9
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-26,0 %	-18,4 %	39,7 %	110,3 %	163,1 %	195,6 %	226,0 %
Statistische Differenz*	0,0	1,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bruttostromverbrauch	620,8	520,8	542,5	652,7	803,0	902,1	947,2	977,0
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-16,1 %	-12,6 %	5,1 %	29,4 %	45,3 %	52,6 %	57,4 %

Quelle: AGEb (2024a) und Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, M-Five und IREES

Anmerkung: *Aufgrund der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen ergeben sich kleine statistische Differenzen innerhalb der Energiebilanz. Historische statistische Differenzen können sich auch in den Projektionen fortsetzen.

Im MWMS (Tabelle 18) steigt der projizierte Bruttostromverbrauch etwas stärker an als im MMS. Bis 2030 steigt der Bruttostromverbrauch auf 657 TWh, also um gut 4 TWh mehr als im MMS. Im Jahr 2050 beträgt der Bruttostromverbrauch 998 TWh, dies sind knapp 21 TWh mehr als im MMS.

Der Stromverbrauch von Industrie und Haushalten liegt im MWMS jeweils etwas höher als im MMS. Im Gegensatz dazu ist der Stromverbrauch von GHD im MWMS niedriger als im MMS. Der Stromverbrauch des Schienenverkehrs liegt im MWMS kontinuierlich etwas höher, der Stromverbrauch des Straßenverkehrs hingegen ist im MWMS in den meisten Jahren etwas geringer als im MMS. In Summe liegt der Verbrauch von Strom als Endenergie im MWMS im Jahr 2030 um 4 TWh höher als im MMS, was durch zusätzliche Verbraucher in der Industrie erklärt werden kann. Bis 2050 reduziert sich der Unterschied zwischen den beiden Szenarien auf 1 TWh.

In der Energiewirtschaft sind die Unterschiede beim Stromverbrauch zwischen den beiden Szenarien größer als die Unterschiede beim Strom-Endenergieverbrauch. Die größte Änderung gegenüber dem Basisjahr ist der zusätzliche Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff, wofür 2050 gut 26 TWh mehr Strom gebraucht werden. Im MWMS wird weniger Strom für die Fernwärmebereitstellung über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen genutzt als im MMS, im Jahr 2050 sind es 4 TWh weniger. In Summe weist die Energiewirtschaft im MWMS einen deutlich höheren Verbrauch als im MMS auf.

Tabelle 18: Historischer und projizierter Bruttostromverbrauch im MWMS, 2008-2050

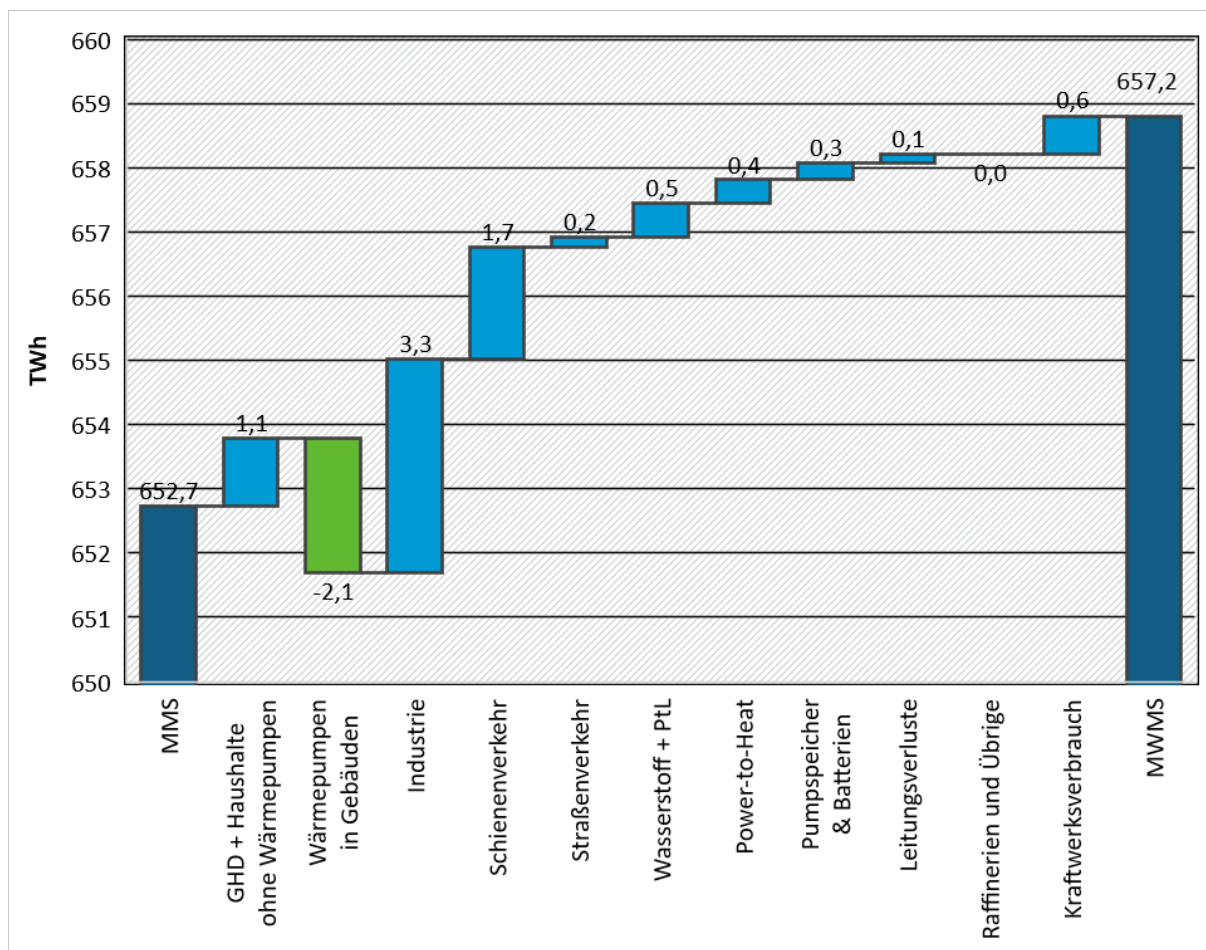
Sektor	2008	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh							
Industrie	232,6	188,0	208,7	232,0	248,4	255,4	254,0	247,7
davon neue Verbraucher (Elektrifizierung der Prozesswärme u.a.)	0,0	7,2	28,1	52,2	72,7	79,3	78,7	74,7
GHD	145,2	120,6	103,2	94,9	90,9	86,0	84,4	84,6
davon Wärmepumpen	0,0	3,6	1,9	3,1	3,8	4,5	6,3	7,5
Haushalte	139,5	130,4	135,5	143,5	149,1	145,8	146,5	146,9
davon Wärmepumpen	0,0	8,2	7,7	23,6	36,4	38,0	38,8	40,8
Schienenverkehr	11,1	11,6	11,8	14,4	14,3	14,0	13,9	13,7
Straßenverkehr	0,0	3,7	9,1	43,3	104,8	156,3	176,9	184,5
Stromverbrauch Endenergie	528,4	454,4	468,4	528,0	607,4	657,5	675,7	677,3
Änderung ggü. 2008	0,0%	-14,0%	-11,4%	-0,1%	14,9%	24,4%	27,9%	28,2%
Summe Endenergie klassische Verbraucher	528,4	431,6	421,6	405,8	389,7	379,3	375,0	369,8
Änderung ggü. 2008	0,0%	-18,3%	-20,2%	-23,2%	-26,3%	-28,2%	-29,0%	-30,0%
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	22,7	46,8	122,2	217,7	278,1	300,7	307,5
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	0,0%	5,0%	10,0%	23,1%	35,8%	42,3%	44,5%	45,4%
Raffinerien	6,4	5,4	5,5	4,9	3,6	2,6	2,1	1,7
PtL-Herstellung	0,0	0,0	0,0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

Sektor	2008	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
H ₂ -Herstellung	0,0	0,1	0,9	26,1	56,9	91,5	119,4	142,0
Übrige Energiewirtschaft	7,7	4,3	3,4	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2
Leitungsverluste	30,1	25,8	25,2	29,6	35,2	38,9	40,8	42,0
Pump- & Batteriespeicher	7,9	9,1	17,0	36,5	50,6	59,7	60,9	62,2
Kraftwerkseigenverbrauch	40,1	23,6	20,9	18,1	19,6	20,8	21,7	22,2
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,0	2,4	10,6	25,8	37,6	44,2	47,7
Stromverbrauch Energiewirtschaft	92,3	68,3	75,3	130,9	196,6	255,8	293,9	322,4
<i>Änderung ggü. 2008</i>	<i>0,0%</i>	<i>-26,0%</i>	<i>-18,4%</i>	<i>41,8%</i>	<i>112,9%</i>	<i>177,1%</i>	<i>218,4%</i>	<i>249,2%</i>
Statistische Differenz*	0,0	1,8	0,1	1,7	1,9	2,1	2,0	2,1
Bruttostromverbrauch	620,8	520,8	543,6	657,2	802,1	911,2	967,5	997,6
<i>Änderung ggü. 2008</i>	<i>0,0%</i>	<i>-16,1%</i>	<i>-12,4%</i>	<i>5,9%</i>	<i>29,2%</i>	<i>46,8%</i>	<i>55,9%</i>	<i>60,7%</i>

Quelle: AGEB (2024a) und Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, M-Five und IREES

Anmerkung: *Aufgrund der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen ergeben sich kleine statistische Differenzen innerhalb der Energiebilanz. Historische statistische Differenzen können sich auch in den Projektionen fortsetzen.

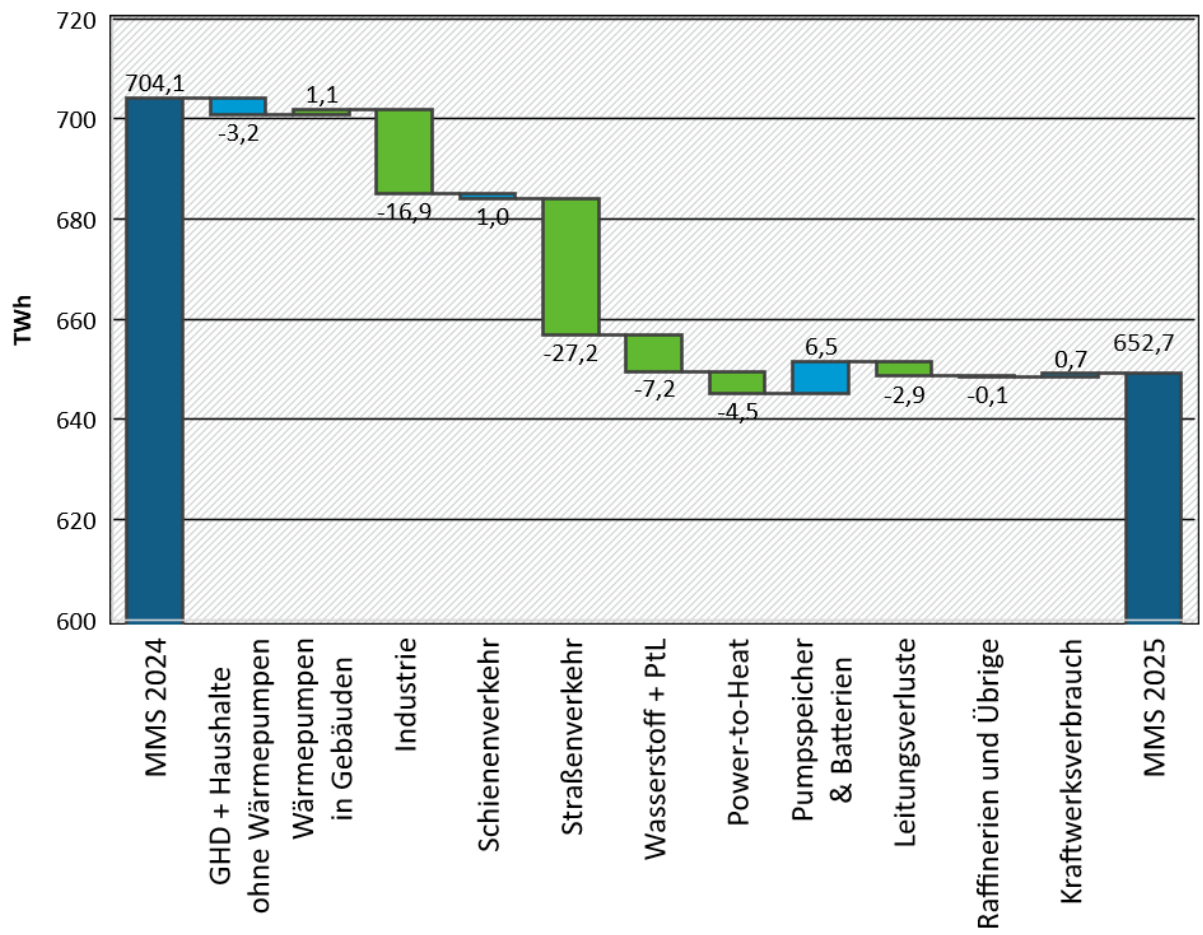
Abbildung 17 stellt die einzelnen Beiträge des im MWMS gegenüber dem MMS höheren Stromverbrauchs für 2030 dar. Der deutlichste Anstieg kommt durch die erhöhte Nachfrage der Industrie sowie des Schienenverkehrs zustande. Bei Gebäuden zeigt sich ein diverses Bild: Aufgrund von größeren Energieeinsparungen benötigen die Wärmepumpen im MWMS weniger Strom als im MMS. Andererseits ist der Stromverbrauch in Haushalten und GHD jenseits der Wärmepumpen im MWMS höher als im MMS.

Abbildung 17: Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030

Anmerkungen: Die Hochachse ist abgeschnitten dargestellt, damit die Effekte besser erkennbar sind.

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Der Bruttostromverbrauch im Projektionsbericht 2025 ist deutlich anders als im Projektionsbericht 2024. Die folgende Abbildung 18 stellt die Unterschiede zwischen MMS 2024 und MMS 2025 dar. Der größte Unterschied ist ein deutlich niedrigerer Stromverbrauch im Verkehr (v. a. im Straßenverkehr), gefolgt von der Industrie. Im Gebäudesektor kompensieren sich unterschiedliche Entwicklungen bei Wärmepumpen und sonstigen Stromverbrauchern teilweise. In der Energiewirtschaft stehen geringere Verbräuche zur Bereitstellung von Wasserstoff und Power-to-Liquid sowie Power-to-Heat höheren Stromverbräuchen zur Zwischenspeicherung in Pumpspeichern und Batterien gegenüber. Die im MMS 2025 insgesamt niedrigeren Stromverbräuche führen auch zu niedrigeren Leitungsverlusten. Die übrigen Unterschiede zwischen MMS 2024 und MMS 2025 sind nur gering.

Abbildung 18: Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MMS 2025 gegenüber dem MMS 2024, 2030

Anmerkungen: Die Hochachse ist abgeschnitten dargestellt, damit die Effekte besser erkennbar sind.

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

3.7.2 Weitere Annahmen für die Strommarktmodellierung

Die Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen je Energieträger sind in dem Begleitdokument „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025“ festgehalten (Förster et al. 2025a, S. 18, Tabelle 1). Die Annahmen zum Kohleausstieg basieren auf der Stilllegungsreihenfolge nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), der aktuellen Kraftwerksliste „Zu- und Rückbau“ der Bundesnetzagentur und den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden 5, 6 und 7. Die letzten Steinkohlekraftwerke gehen 2033 und die letzten Braunkohlekraftwerke 2038 außer Betrieb (Förster et al. 2025a, S. 19–20, Kapitel 2.2). Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke berücksichtigt den Zubau der aktuellen Kraftwerksliste „Zu- und Rückbau“ der Bundesnetzagentur und beträgt im Jahr 2030 rund 34 GW. Diese Leistung bleibt dann im Zeitverlauf bis 2050 konstant. Im MMS gibt es kein Instrument, das für einen Ausstieg aus der Erdgasverstromung sorgt. Es wird davon ausgegangen, dass entsprechende Re-Investitionen stattfinden, um die installierten Leistungen zu erhalten. Auch die Fernwärmenachfrage wird daher teilweise weiterhin mit Erdgas-KWK-Anlagen gedeckt. Ab dem Jahr 2030 wird im MWMS zusätzlich noch ein Zubau von Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken bzw. die Umrüstung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff unterstellt. Die zusätzliche Erzeugungsleistung für Erdgas bzw. Wasserstoff beläuft sich auf 10 GW (Förster et al. 2025a, S. 20–21, Kapitel 2.3). Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien

basiert im Grundsatz auf dem im EEG 2023 festgelegten Ausbaupfad. Eine detaillierte Beschreibung des EE-Ausbaus findet sich in Kapitel 2.1 des Begleitdokuments.

Bezüglich der Entwicklung der Vollbenutzungsstunden in den Angebotsprofilen der erneuerbaren Energien wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Für Windenergie an Land wurde der in den letzten 10 Jahren beobachtete Anstieg der Vollbenutzungsstunden fortgeschrieben.
- Für die Photovoltaik wurde ein Rückgang der Vollbenutzungsstunden berücksichtigt.³⁴
- Für Windenergie auf See basieren die Vollbenutzungsstunden auf Vollmer et al. (2023).

In der Strommarktmodellierung werden unter anderem folgende Flexibilitätsoptionen berücksichtigt:

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

Alle Flexibilitätsoptionen werden mit dem Ziel eingesetzt, die Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren. Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher und Lastmanagement in der Industrie fungieren dabei als Stromspeicher: in Stunden mit niedrigen Grenzkosten wird Strom eingespeichert (bzw. im Fall von Lastmanagement die Last erhöht), um ihn in Stunden mit hohen Grenzkosten wieder auszuspeichern (bzw. im Fall von Lastmanagement die Last zu reduzieren). Darüber hinaus ist auch der Einsatzzeitpunkt für das Beladen von Elektrofahrzeugen sowie der Betrieb von Elektrolyseuren und elektrischen Wärmeerzeugern in Wärmenetzen in gewissen Grenzen flexibel. Die Annahmen zur installierten Leistung von Flexibilitätsoptionen im MMS und im MWMS zeigt Tabelle 19.

Tabelle 19: Annahmen zur installierten Leistung von Flexibilitätsoptionen im MMS und im MWMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{el}						
Pumpspeicher	9,9	10,1	10,6	11,1	11,1	11,1	11,1
Batterien	5,5	13,4	38,6	64,1	87,5	92,9	102,7
Lastmanagement	1,4	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0
Elektrolyseure	0,2	0,2	7,5	15,0	20,0	25,0	30,0

³⁴ In den letzten 10 Jahren gab es einen Trend hin zu sinkenden Vollbenutzungsstunden bei der Photovoltaik. Während im Jahr 2015 noch 968 Vollbenutzungsstunden erreicht wurden, konnten in den letzten Jahren nur 818 (2023) bzw. 824 (2024) Vollbenutzungsstunden erreicht werden (Quelle: Burger (2025), S. 44). In älteren Projektionen war ein Trend hin zu Strommengen-ertragsoptimierter PV-Freifläche unterstellt worden (also ein Anstieg auf 1000 vbh). In den Projektionen 2025 wurde ausgehend von den aktuell erreichten Volllaststunden (Mittelwert der letzten 10 Jahre) ein Absinken auf 800 Vbh im Jahr 2050 unterstellt. Hintergrund dafür sind folgende Effekte: Eine stärkere Ost-West-Ausrichtung, eine mögliche Überbauung der Anlagen bezogen auf das Verhältnis von Modulleistung zu Wechselrichterleistung und im Bereich der Gebäude-PV ein stärkeres Erschließen von Gebäuden mit nicht optimaler Ausrichtung.

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrische Wärmeerzeuger	0,7	1,8	4,7	7,1	9,7	11,9	13,9

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Anmerkung: Den Elektrolyseuren wird im MMS eine jährliche Auslastung von 4000 Stunden vorgegeben. Im MWMS ist die Auslastung der Elektrolyseure, aufgrund der zusätzliche Nachfrage der H₂-Kraftwerke, etwas höher.

Tabelle 20 zeigt die projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS. Die Positionen „BEV-Pkw (flexibel)“ und „BEV-Pkw (unflexibel)“ beinhalten ausschließlich batterieelektrische Personenkraftwagen (BEV-Pkw).³⁵ Die Position „Sonstige Straßenfahrzeuge (unflexibel)“ enthält alle Elektrofahrzeuge jenseits der BEV-Pkw, also alle anderen Straßenfahrzeuge wie Busse, Motorräder, Lkw, PHEV-Pkw. Beim flexiblen Laden wird das Profil der Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Fahrleistungs- und Standortprofilen modellendogen bestimmt. Beim unflexiblen Laden werden die Nachfrageprofile endogen vorgegeben.

Tabelle 20: Projizierte Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im MMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
BEV-Pkw (flexibel)	0,3	0,8	7,4	26,3	43,1	51,2	54,8
BEV-Pkw (unflexibel)	0,3	0,8	7,4	26,3	43,1	51,2	54,8
Sonstige Straßenfahrzeuge (unflexibel)	3,1	7,5	28,2	52,4	71,0	76,6	77,6

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

3.7.3 Nettostromerzeugung im MMS

Die einzelnen Positionen der **Nettostromerzeugung** im MMS sind für fossile Brennstoffe und Kernenergie in Tabelle 21 und für erneuerbare Energien in Tabelle 22 dargestellt. Tabelle 23 weist darüber hinaus die Nettostromerzeugung aus Speichern und den Stromhandelssaldo aus. Alle Positionen zusammen zeigt Abbildung 19.

Die Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie geht im Zeitraum von 2023 bis 2050 von 218 TWh auf 73 TWh zurück. Die Kohleverstromung ist bis 2035 stark rückläufig und endet 2038. Ab 2025 stellt Erdgas den dominierenden fossilen Energieträger dar. Durch den Neubau von Erdgaskraftwerken und die steigende Auslastung aufgrund der durch die steigenden CO₂-Preise veränderten Merit-Order entsteht im Zeitraum 2030 ein Peak mit rund 93 TWh Stromerzeugung aus Erdgas. Bis zum Jahr 2050 verbleibt Erdgas mit rund 70 TWh im Stromsystem (Tabelle 21).

Tabelle 21: Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im MMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Kernenergie	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

³⁵ Es wird angenommen, dass die Hälfte der batterieelektrisch betriebenen Pkw-Flotte systemdienlich flexibel beladen werden kann.

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	83,5	59,7	1,8	1,1	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	35,1	17,6	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas und Grubengas	72,1	83,8	92,7	87,6	72,6	65,7	66,7
Öl	4,3	4,4	3,6	2,6	1,9	1,5	1,2
Sonstige	15,9	16,2	11,8	7,9	6,4	4,9	4,8
<i>Gichtgas</i>	6,9	7,2	4,3	1,7	0,9	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	2,2	2,3	1,4	0,5	0,3	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
<i>Sonstige Gase</i>	1,3	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0
<i>Abfall (fossil)</i>	4,9	4,9	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Summe	217,6	181,6	118,4	99,2	80,9	72,0	72,7

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Zeilen Erdgas und Steinkohle enthalten die zusätzliche Produktion der Netzreservekraftwerke.

Die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt von 2023 bis 2050 um mehr als das Dreifache zu. Die größten Einzelpositionen sind Windenergie an Land (198 TWh im Jahr 2030 und 338 TWh in 2045), gefolgt von Photovoltaik (182 TWh in 2030 und 328 TWh in 2045) und Windenergie auf See (67 TWh in 2030 und 159 TWh in 2045). Die Nettostromerzeugung aus Biomasse nimmt von 2023 bis 2050 ab. Diese Entwicklung ist auf den Rückgang des Energiepflanzeneinsatzes in Biogasanlagen zurückzuführen (vgl. Thünen-Baseline in Förster et al. 2025a, S. 63). Die Nettostromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasser bleibt mit rund 20 TWh konstant. Der Energieträger Geothermie ist für die Stromerzeugung nur eine Nischenanwendung (Tabelle 22).

Tabelle 22: Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Windenergie an Land	114,4	131,1	197,6	280,5	314,2	338,4	360,5
Windenergie auf See	23,5	32,2	66,5	94,9	123,8	159,2	170,8
Photovoltaik	62,3	98,2	182,5	262,0	326,9	327,8	317,8
Biomasse	46,2	41,5	28,9	20,1	21,0	22,9	25,6
<i>gasförmig^a</i>	32,3	26,9	17,7	13,5	13,5	13,4	13,4
<i>fest^b</i>	13,8	14,4	11,2	6,6	7,6	9,4	12,2
<i>flüssig^c</i>	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,7	20,4	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Geothermie	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Summe	266,3	323,7	496,3	678,4	806,9	869,4	895,9

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen:

^a Biogas, Biomethan, Klärgas und Deponiegas

^b Feste Biomasse und biogener Anteil des Abfalls

^c Pflanzenöle

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Zeilen Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik sind bereits um die netzbedingte Abregelung durch negativen Redispatch reduziert.

Insgesamt verdoppelt sich die Nettostromerzeugung von rund 484 TWh im Jahr 2023 auf rund 967 TWh im Jahr 2050. In den Jahren 2023 und 2025 ist Deutschland ein Netto-Stromimporteur, ab 2030 wird es zu einem Netto-Stromexporteur. Die marktbedingte Abregelung³⁶ steigt bis 2045 deutlich an (Tabelle 23). Die netzbedingte Abregelung und der damit einhergehende positive Redispatch werden ex-post in die Ergebnisse der Strommarktmodellierung integriert (Förster et al. 2025a, S. 21–22, Kapitel 2.4).

Tabelle 23: Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Fossile Brennstoffe und Kernenergie	217,6	181,6	118,4	99,2	80,9	72,0	72,7
Erneuerbare Energien	266,3	323,7	496,3	678,4	806,9	869,4	895,9
Summe	483,8	505,3	614,7	777,6	887,8	941,4	968,6
Stromhandelssaldo*	+8,9	+1,5	-11,2	-38,1	-59,5	-69,0	-69,9
Nachrichtlich: marktbedingte Abregelung		0,1	10,7	38,8	78,6	79,1	57,9
Nachrichtlich: netzbedingte Abregelung	12,7	14,4	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

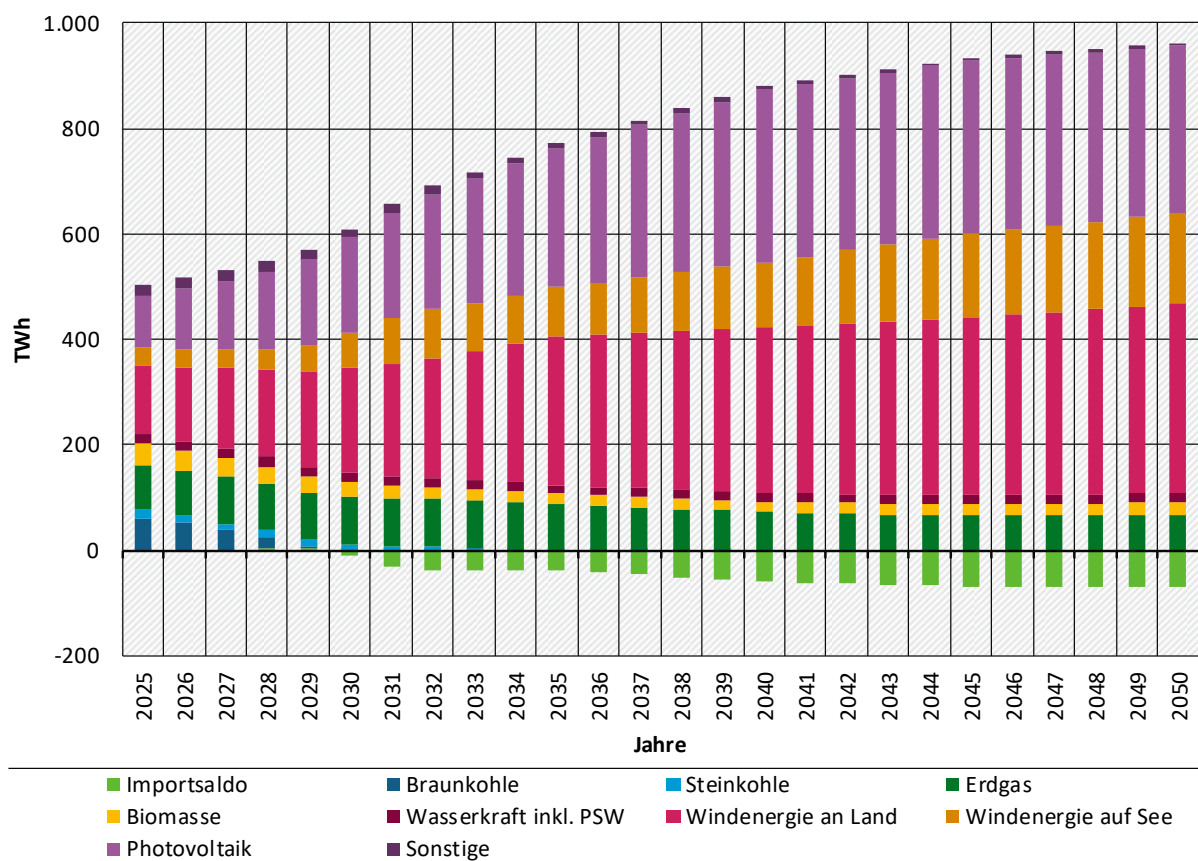
Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen:

* Ein positives Vorzeichen zeigt Netto-Importe, ein negatives Vorzeichen Netto-Exporte an.

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

³⁶ Im Strommarktmodell kommt es bei Strompreisen von null Euro zu einer strommarktbedingten Abregelung. Es wird davon ausgegangen, dass Wind-Offshore-Anlagen zuerst abgeregelt werden. Hintergrund sind die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen. In den letzten Jahren wurden viele Wind-Offshore-Projekte ohne Marktprämie bezuschlagt. Es wurde unterstellt, dass diese Anlagen zuerst abgeregelt werden, weil sie im Unterschied zu Windenergie an Land und der Photovoltaik keine Marktprämienzahlungen verlieren können und daher davon ausgegangen werden kann, dass Stromerzeugung aus Wind-Offshore mit etwas höheren variablen Kosten am Spotmarkt angeboten wird. In der nächsten Modellierungsrunde soll dieser Ansatz überprüft werden und ggf. die strommarktbedingte Abregelung etwas breiter auf die einzelnen Technologien verteilt werden.

Abbildung 19: Projizierte Nettostromerzeugung im MMS, 2025-2050

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung zeigt Tabelle 24.

Tabelle 24: Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Stunden						
Windenergie an Land	1874	1875	1900	1929	1964	2115	2253
Windenergie auf See	2778	2932	2485	2373	2195	2284	2440
Photovoltaik	753	854	851	849	823	820	795

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Mit dem Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung und der zunehmenden Elektrifizierung nimmt auch der Einsatz von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen deutlich zu. Die größten Einzelpositionen sind dabei der strommarktgeführte Einsatz von Elektrolyseuren und elektrischen Wärmeerzeugern sowie die gesteuerte Beladung von Elektrofahrzeugen. Dem gegenüber stellt industrielles Lastmanagement bezogen auf die installierte Leistung nur eine nachrangige Flexibilitätsoption dar (Tabelle 25).

Im Bereich der Speicher dominieren zunächst die Pumpspeicherkraftwerke. Sie werden jedoch im Zeitverlauf ab 2035 von den Batteriespeichern in Folge des starken Zubaus überholt.

Aufgrund der geringeren Speicherkapazität von Batterien und der eigenverbrauchsorientierten Fahrweise von PV-Heimspeichern (Förster et al. 2025a, S. 27, Kapitel 2.10) liegen deren Volllaststunden nur in einem Bereich von 300 bis 350, wohingegen Pumpspeicher deutlich stärker eingesetzt werden und 1000 bis 2000 Volllaststunden erreichen.

Tabelle 25: Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Stromnachfrage							
Lastmanagement Industrie	1,0	1,3	2,8	3,9	3,4	3,5	3,5
Elektrolyseure	0,1	0,9	30,0	60,1	80,1	100,1	120,2
Elektrische Wärmeerzeuger	1,0	2,4	10,2	25,2	40,5	48,5	52,1
Elektromobilität	0,3	0,8	7,4	26,3	43,1	51,2	54,8
Ausspeicherung							
Pumpspeicher	6,4	11,1	18,9	22,0	22,2	20,7	21,0
Batterien	1,4	3,7	12,9	22,6	30,7	32,3	34,7

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

3.7.4 Nettostromerzeugung im MWMS

Zusätzlich zum MMS werden im MWMS die folgenden Instrumente bzw. Maßnahmen in Bezug zu einer Kraftwerksstrategie berücksichtigt (vgl. Förster et al. 2025a, S. 21, Kapitel 2.3):

- ▶ 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
- ▶ 5 GW Kraftwerke zur Versorgungssicherheit (neue Erdgaskraftwerke) als Teil eines vorgezogenen Kapazitätsmechanismus

Darüber hinaus wird im MWMS auch ein marktgetriebener Einsatz von CCS in der thermischen Abfallbehandlung unterstellt. Da die CO₂-Abscheidung mit einem Strom- und Wärmeverbrauch einhergeht, gehen die Nettostromerzeugung und die Nettowärmeerzeugung zurück (Förster et al. 2025a, S. 25, Kapitel 2.8).

Die Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke im MWMS sind in Tabelle 26 aufgeführt.

Tabelle 26: Annahmen zu installierten elektrischen Nettonennleistungen für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke im MWMS, 2023-2050

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{el}						
Erdgas	31,5	32,1	38,5	43,5	36,5	36,5	36,5
Wasserstoff			0,3	0,5	7,5	7,5	7,5

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die einzelnen Positionen der **Nettostromerzeugung** im MWMS sind für fossile Brennstoffe und Kernenergie in Tabelle 27 und für erneuerbare Energien in Tabelle 28 dargestellt. Tabelle 29 weist darüber hinaus die Nettostromerzeugung aus Speichern und den Stromhandelssaldo aus. Alle Positionen zusammen zeigt Abbildung 20.

Die Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie geht im Zeitraum von 2023 bis 2050 von 218 TWh auf 79 TWh zurück. Die Kohleverstromung ist bis 2035 stark rückläufig und endet 2038. Ab 2025 stellt Erdgas den dominierenden fossilen Energieträger dar. Durch den Neubau von Erdgaskraftwerken und die steigende Auslastung aufgrund der durch die steigenden CO₂-Preise veränderten Merit-Order entsteht im Zeitraum 2030 bis 2035 ein Peak mit rund 120 TWh Stromerzeugung aus Erdgas. Bis zum Jahr 2050 verbleibt Erdgas mit rund 75 TWh im Stromsystem (Tabelle 27).

Tabelle 27: Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im MWMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Kernenergie	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	83,5	59,9	1,6	0,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	35,1	17,7	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas und Grubengas	72,1	83,9	112,4	110,6	81,6	75,4	74,7
Öl	4,3	4,4	3,6	2,5	1,8	1,4	1,1
Sonstige	15,9	16,2	11,8	7,7	5,6	3,6	3,0
<i>Gichtgas</i>	6,9	7,2	4,3	1,7	0,9	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	2,2	2,3	1,4	0,5	0,3	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
<i>Sonstige Gase</i>	1,3	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0
<i>Abfall (fossil)</i>	4,9	4,9	4,7	4,4	3,9	3,3	2,8
Summe	217,6	182,0	137,5	121,6	89,0	80,3	78,8

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Zeilen Erdgas und Steinkohle enthalten die zusätzliche Produktion der Netzreservekraftwerke.

Die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt von 2023 bis 2050 um rund das Dreieinhalbfache zu. Die größten Einzelpositionen sind Windenergie an Land (198 TWh in 2030 und 340 TWh in 2045), gefolgt von Photovoltaik (183 TWh in 2030 und 323 TWh in 2045) und Windenergie auf See (67 TWh in 2030 und 162 TWh in 2045). Die Nettostromerzeugung aus Biomasse nimmt von 2023 bis 2050 wie im MMS ab. Die Nettostromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasser bleibt mit rund 20 TWh konstant. Der Energieträger Geothermie ist für die Stromerzeugung nur eine Nischenanwendung. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff (nur im MWMS enthalten) erreicht im Jahr 2050 rund 10 TWh (Tabelle 28). Die Volllaststunden von Wasserstoffkraftwerken steigen von 800 im Jahr 2030 auf 1350 im Jahr 2050 an.

Tabelle 28: Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MWMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Windenergie an Land	114,4	131,1	197,7	280,3	313,9	339,7	360,5
Windenergie auf See	23,5	32,2	66,8	95,0	124,0	162,3	174,2
Photovoltaik	62,3	98,2	182,5	262,0	326,9	327,8	317,8
Biomasse	46,2	41,5	28,9	19,9	20,3	21,6	23,7
<i>gasförmig^a</i>	32,3	26,9	17,7	13,5	13,5	13,4	13,4
<i>fest^b</i>	13,8	14,4	11,2	6,4	6,8	8,1	10,3
<i>flüssig^c</i>	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,7	20,4	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9
Geothermie	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Wasserstoff	0,0	0,0	0,2	0,5	6,2	9,3	10,3
Summe	266,3	323,7	496,9	678,5	812,4	881,9	907,7

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen:

^a Biogas, Biomethan, Klärgas und Deponiegas

^b Feste Biomasse und biogener Anteil des Abfalls

^c Pflanzenöle

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Zeilen Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik sind bereits um die netzbedingte Abregelung durch negativen Redispatch reduziert.

Insgesamt verdoppelt sich die Nettostromerzeugung in etwa von rund 484 TWh im Jahr 2023 auf rund 987 TWh im Jahr 2050. In den Jahren 2023 und 2025 ist Deutschland ein Netto-Strom-importeur, ab 2030 wird es zu einem Netto-Stromexporteur. Die marktbedingte Abregelung steigt bis 2045 deutlich an (Tabelle 29). Die netzbedingte Abregelung und der damit einhergehende positive Redispatch werden ex-post in die Ergebnisse der Strommarktmodellierung integriert (Förster et al. 2025a, S. 21–22, Kapitel 2.4).

Tabelle 29: Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MWMS

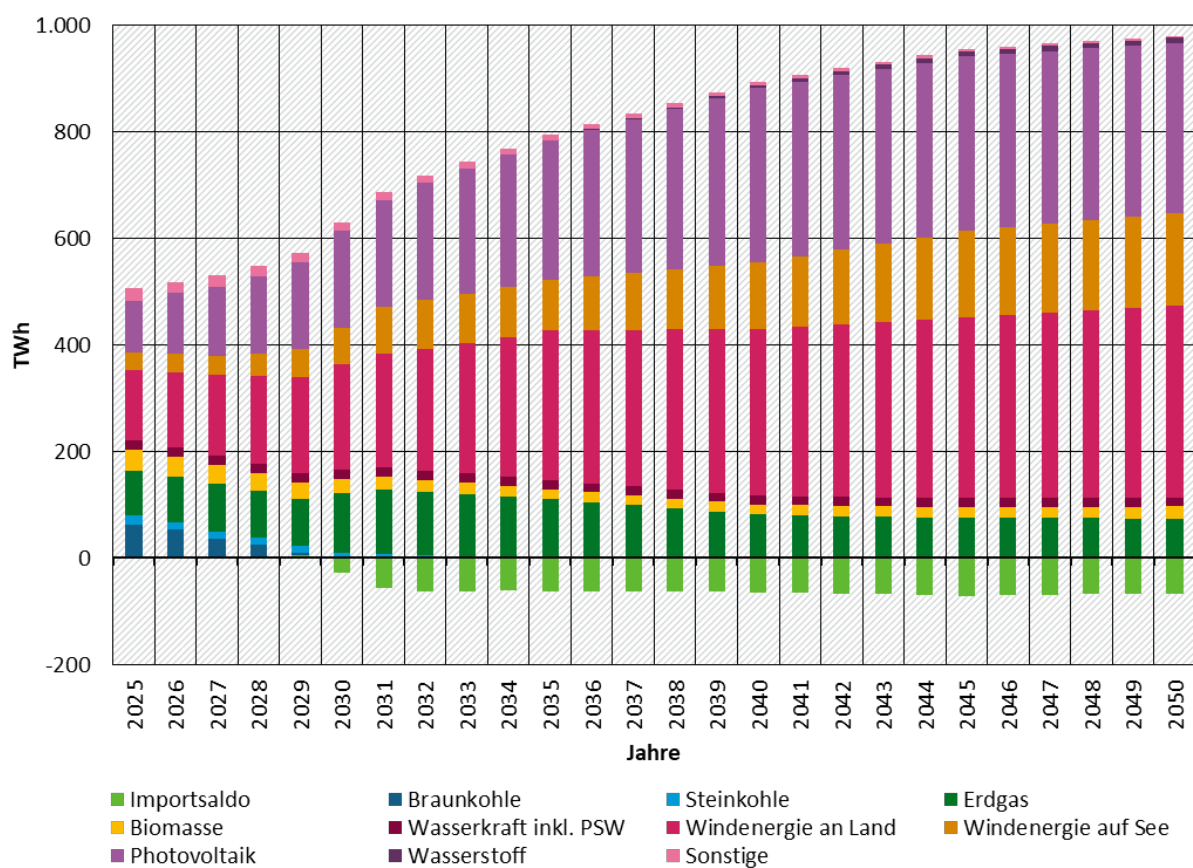
Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Fossile Brennstoffe und Kernenergie	217,6	182,0	137,5	121,6	89,0	80,3	78,8
Erneuerbare Energien	266,3	323,7	496,9	678,5	812,4	881,9	907,7
Summe	483,8	505,7	634,4	800,1	901,3	962,2	986,5
Stromhandelssaldo*	8,9	2,3	-27,3	-62,3	-64,0	-70,6	-66,6
Nachrichtlich: Marktbedingte Abregelung		0,1	10,3	38,9	78,6	74,7	54,5
Nachrichtlich: Netzbedingte Abregelung	12,7	14,4	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Anmerkungen:

* Ein positives Vorzeichen zeigt Netto-Importe, ein negatives Vorzeichen Netto-Exporte an.

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

Abbildung 20: Projizierte Nettostromerzeugung im MWMS, 2025-2050

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MWMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung zeigt Tabelle 30.

Tabelle 30: Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MWMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Stunden						
Windenergie an Land	1874	1875	1901	1927	1962	2123	2253
Windenergie auf See	2778	2933	2494	2376	2199	2329	2488
Photovoltaik	753	854	851	849	823	820	795

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

Mit dem Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung und der zunehmenden Elektrifizierung nimmt auch der Einsatz von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen deutlich zu. Die größten Einzelpositionen sind dabei der strommarktgeführte Einsatz von Elektrolyseuren und elektrischen Wärmeerzeugern sowie die gesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen. Dem gegenüber stellt industrielles Lastmanagement nur eine nachrangige Flexibilitätsoption dar (Tabelle 31).

Im Bereich der Speicher dominieren zunächst die Pumpspeicherkraftwerke. Sie werden jedoch im Zeitverlauf ab 2035 von den Batteriespeichern in Folge des starken Zubaus überholt. Aufgrund der geringeren Speicherkapazität von Batterien und der eigenverbrauchsorientierten Fahrweise von PV-Heimspeichern (Förster et al. 2025a, S. 27, Kapitel 2.10) liegen deren Volllaststunden nur in einem Bereich von 300 bis 350, wohingegen Pumpspeicher deutlich stärker eingesetzt werden und 1000 bis 2000 Volllaststunden erreichen.

Tabelle 31: Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MWMS

Technologie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Stromnachfrage							
Lastmanagement Industrie	1,0	1,3	2,8	3,9	4,1	4,3	4,7
Elektrolyseure	0,1	0,9	30,6	61,3	96,0	123,8	146,4
Elektrische Wärmeerzeuger	1,0	2,4	10,6	25,8	37,6	44,2	47,7
Elektromobilität	0,3	0,8	7,4	26,0	42,4	49,9	53,2
Ausspeicherung							
Pumpspeicher	6,4	11,1	19,1	22,2	22,4	21,9	21,6
Batterien	1,4	3,7	12,9	22,5	30,7	32,3	33,9

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung (Öko-Institut)

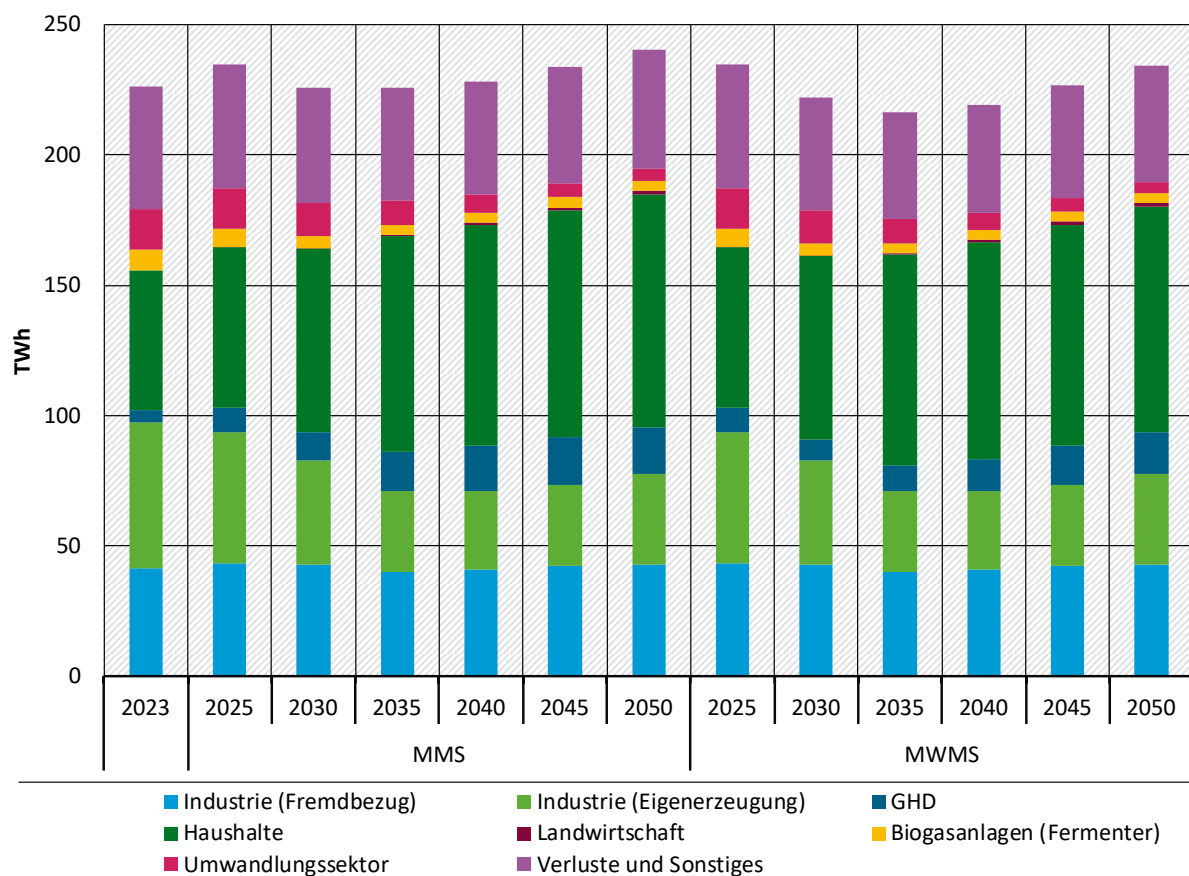
Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

3.7.5 Erzeugung netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung von Wärme

Die zu deckende Wärmenachfrage im MMS und MWMS beinhaltet sowohl den netzgebundenen Bezug als auch die KWK-Eigenerzeugung von Wärme in allen Nachfragesektoren (Industrie, GHD, Haushalte und Landwirtschaft), die KWK-Wärmeerzeugung von Biogas-BHKW für den Eigenverbrauch der Fermenter, die KWK-Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor (z. B. Herstellung von Braunkohlebriketts) und Netzverluste (Abbildung 21).

In beiden Szenarien ist die Nachfrage nach netzgebundener Wärme bis 2040 rückläufig und steigt danach wieder leicht an. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist dabei gering. Die Fernwärmenachfrage des Gebäudesektors steigt kontinuierlich an und liegt im Jahr 2050 um 83 % (MMS) bzw. 75 % (MWMS) höher als im Basisjahr. Der industrielle Bedarf nach netzgebundener Wärme (Eigenerzeugung und Fremdbezug) sinkt hingegen kontinuierlich ab und liegt 2050 in beiden Szenarien um 21 % niedriger als im Basisjahr.

Abbildung 21: Projizierte Nachfrage nach netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung im MMS und MWMS, 2023-2050



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

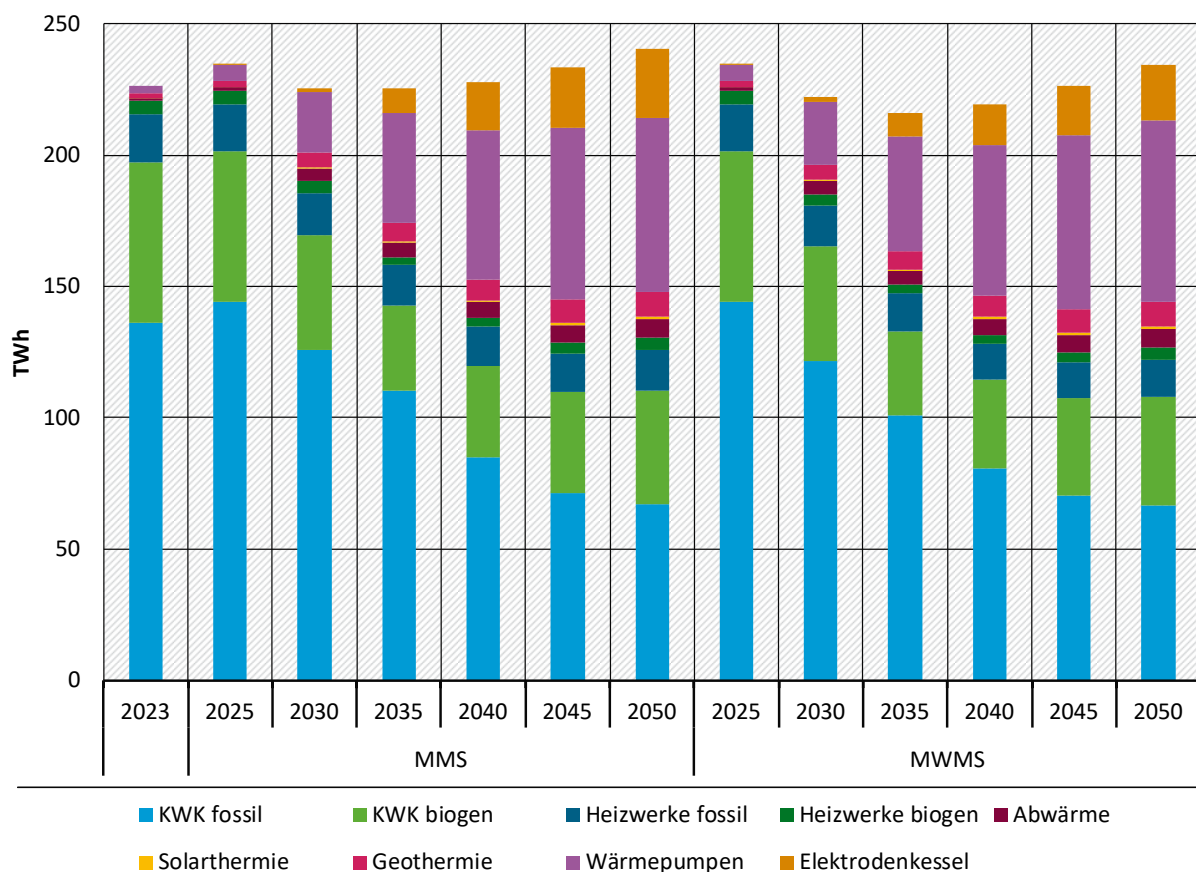
Die Wärmenachfrage³⁷ wurde im Jahr 2023 hauptsächlich durch Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gedeckt, wobei fossile KWK gegenüber biogener KWK dominiert. Daneben gab es noch einen kleinen Anteil ungekoppelter Wärmeerzeugung, vor allem in fossil befeuerten Heizwerken, biogen befeuerten Heizwerken sowie Geothermieranlagen (Abbildung 22). Die Wärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und

³⁷ Umfasst hier auch BHKW und Industrie-KWK, deckt also sowohl Fernwärme als auch industrielle Wärmenetze ab.

Raffineriegasen ist in der Position „KWK fossil“ enthalten (Förster et al. 2025a, S. 22–23). Im Gegensatz dazu teilt sich die Wärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung auf die Positionen „KWK fossil“, „KWK biogen“, „Heizwerke fossil“ und „Heizwerke biogen“ auf (Förster et al. 2025a, S. 23–25). Die installierte Leistung von Technologien, die über die BEW gefördert werden, sowie von Elektrodenkesseln ist dokumentiert (Förster et al. 2025a, S. 26–27).

Da über die projizierten Jahre die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen stark rückläufig ist, wird die Wärme durch erneuerbare Wärmequellen (Umweltwärme mittels Wärmepumpen³⁸, Solarthermie und tiefer Geothermie) sowie zunehmend durch direkte Strom-Wärme-Umwandlung („Power-to-Heat“) in Elektrodenkesseln ersetzt. Sowohl im MMS als auch im MWMS spielen dabei die Wärmepumpen die größte Rolle gefolgt von Geothermie.

Abbildung 22: Projizierte Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW) in MMS und MWMS, 2023-2050



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Der EE-Anteil liegt im Jahr 2025 bei rund 31 % und steigt im MMS bis 2030 auf rund 37 % und bis 2040 auf rund 56 % an. Die EE-Zielvorgabe aus dem WPG in Höhe von 30 % ab dem Jahr 2030 wird erreicht. Für die Jahre 2040 bis 2050 wird die EE-Zielvorgabe in Höhe von 80 % verfehlt.

3.7.6 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

In den vorangegangenen Abschnitten wurden der projizierte Bruttostromverbrauch (Tabelle 17 und Tabelle 18) sowie die projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Tabelle

³⁸ Umweltwärme erfasst hier beispielsweise Luft, Wasser und oberflächennahe Geothermie.

22 und Tabelle 28) detailliert aufgeschlüsselt dargestellt. In Tabelle 32 ist der projizierte Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch aufgeführt.

Tabelle 32: Projizierter Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

MMS	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	542,5	652,7	803,0	902,1	947,2	977,0
EE-Bruttostromerzeugung [TWh]	332,2	507,4	692,5	823,5	887,2	914,5
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch	61 %	78 %	86 %	91 %	94 %	94 %
MWMS	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	543,6	657,2	802,1	911,2	967,5	997,6
EE-Bruttostromerzeugung [TWh]	332,2	507,8	692,1	822,6	890,3	915,8
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch	61 %	77 %	86 %	90 %	92 %	92 %

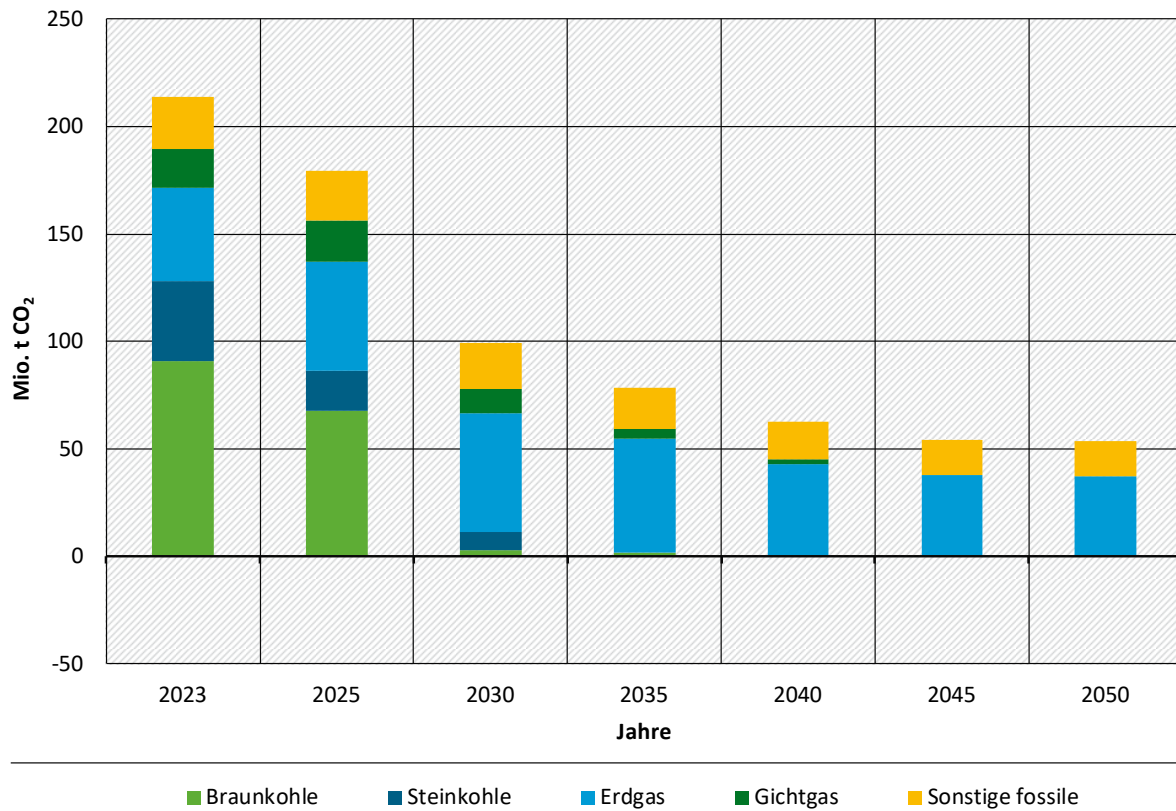
Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Der projizierte erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch steigt über den betrachteten Zeitraum deutlich an: von rund 61 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2025 auf 94 % im MMS bzw. 92 % im MWMS. Ein Grund für den geringeren erneuerbaren Anteil im MWMS gegenüber dem MMS ist der höhere Bruttostromverbrauch bei gleichbleibendem Ausbau der Erneuerbaren. Es ist zu bemerken, dass auch in den Jahren 2040, 2045 und 2050 noch fossile Stromerzeugung stattfindet. Dabei handelt es sich größtenteils um Erdgaskraftwerke. Ein kleinerer Anteil geht auf die thermische Abfallbehandlung von fossilen Abfällen zurück (vergleiche Tabelle 21 und Tabelle 27).

3.7.7 Emissionen von Kraftwerken

Bereits im MMS sinken die projizierten CO₂-Emissionen der Kraftwerke (Abbildung 23 und Tabelle 33) bedingt durch den Rückgang der Kohleverstromung sehr stark, wobei die mit Abstand größte Emissionsminderung zwischen 2023 und 2030 bei den Braun- und Steinkohlekraftwerken der Energiewirtschaft erfolgt.³⁹ In diesem Zeitraum sinken die Emissionen um mehr als 100 Mio. t CO₂. Zwischen 2030 und 2050 gehen die CO₂-Emissionen der Kraftwerke weiter zurück, jedoch mit deutlich reduzierter Geschwindigkeit. Dieser projizierte Emissionsrückgang ist auf zwei wesentliche Gründe zurückzuführen: Nach dem Kohleausstieg verdrängen zusätzliche erneuerbare Energien vor allem Erdgas. Zudem führt die Umstellung der Stahlherstellung in der Industrie von der Hochofen- zur Direktreduktionsroute dazu, dass deutlich weniger Gichtgas entsteht und in Industriekraftwerken verstromt wird. Zwischen 2045 und 2050 bleiben die CO₂-Emissionen der Kraftwerke relativ konstant und werden jeweils zum größten Teil durch Erdgas und darüber hinaus durch sonstige fossile Brennstoffe (Abfall, Mineralöl, Sondergase) verursacht.

³⁹ Das Modell PowerFlex bildet Brennstoffaufwendungen für das Anfahren von Kraftwerken und deren Teillastbetrieb nur in dem Umfang ab, wie diese auch im Basisjahr aufgetreten sind. Bei zukünftig sinkender Auslastung der Kohlekraftwerke könnten durch Anfahrvorgänge oder den Teillastbetrieb zusätzliche Emissionen auftreten. Andererseits können die höheren Kosten für das Anfahren der Kohlekraftwerke und den Teillastbetrieb auch dazu führen, dass diese Kraftwerke früher stillgelegt werden. Die beiden Effekte sind gegenläufig und gleichen sich vermutlich wenigstens teilweise aus.

Abbildung 23: Historische und projizierte CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2023-2050

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 33: Aufteilung der historischen und projizierten CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS in Mio. t CO₂-Äq., 2023 bis 2050

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftwerke der Energiewirtschaft	166,7	134,1	67,0	54,4	42,3	36,9	36,0
Braunkohle	89,3	66,1	2,0	0,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	33,7	16,2	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	26,0	33,6	41,6	38,1	27,9	23,0	22,5
Gichtgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	17,7	18,2	17,1	15,4	14,4	13,9	13,6
Industriekraftwerke	46,9	45,4	32,1	24,1	20,5	17,5	17,7
Braunkohle	1,6	1,4	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	3,2	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	17,4	17,0	13,7	14,9	14,9	14,6	14,9
Gichtgas	18,2	19,1	11,4	4,5	2,3	0,0	0,0
Sonstige fossile	6,4	5,2	4,2	3,9	3,4	2,9	2,7

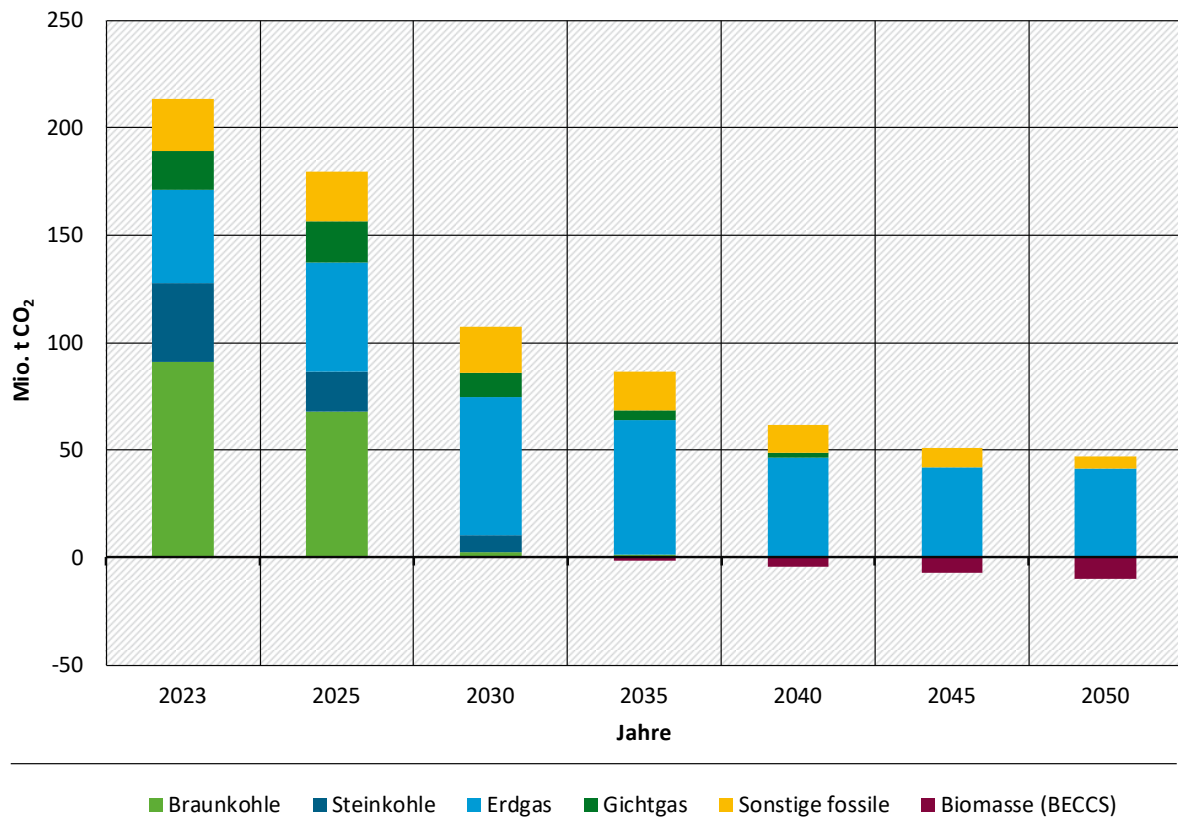
	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Summe Energiewirtschaft + Industrie	213,6	179,5	99,1	78,5	62,8	54,4	53,7
Braunkohle	91,0	67,5	2,9	1,6	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,8	18,8	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	43,4	50,6	55,3	53,1	42,8	37,5	37,4
Gichtgas	18,2	19,1	11,4	4,5	2,3	0,0	0,0
Sonstige fossile	24,1	23,4	21,3	19,3	17,8	16,8	16,3
<i>Rauchgasentschwefelung (REA)</i>	<i>1,2</i>	<i>1,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Kraftwerke der Energiewirtschaft und Industrie inkl. REA	214,8	180,6	99,2	78,5	62,8	54,4	53,7
<i>Nachrichtlich: Technische Senken nach § 3b KSG durch BECCS</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO₂</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>

Anmerkung: ^a Entsprechend der Regeln des Treibhausgasinventars gehen Biomasseemissionen nicht in die Gesamtsumme ein, daher sind diese hier als Null dargestellt.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 33 zeigt außerdem, wie sich die CO₂-Emissionen der Kraftwerke im MMS auf die beiden Sektoren Energiewirtschaft und Industrie aufteilen. Der Anteil der Industriekraftwerke an den Gesamtemissionen der Kraftwerke betrug im Jahr 2023 rund 22 %, und er steigt bis 2031 auf etwa 34 % an. Anschließend bleibt der Anteil der Industriekraftwerke an den CO₂-Emissionen der Kraftwerke relativ konstant. Die Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft werden in Kapitel 4 (Sektor Energiewirtschaft) berichtet und die Emissionen der Industriekraftwerke in Kapitel 5 (Sektor Industrie).

Die CO₂-Emissionen der Kraftwerke im MWMS sind grafisch in Abbildung 24 dargestellt, die Aufteilung der Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie zeigt Tabelle 34.

Abbildung 24: Historische und projizierte CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MWMS, 2023-2050

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 34: Aufteilung der historischen und projizierten CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MWMS in Mio. t CO₂-Äq., 2023 bis 2050

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftwerke der Energiewirtschaft	166,7	134,5	75,3	61,5	42,9	36,2	32,7
Braunkohle	89,3	66,4	1,7	0,7	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	33,7	16,2	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	26,0	33,6	50,4	46,6	32,3	28,8	28,4
Gichtgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	17,7	18,2	17,1	14,3	10,5	7,4	4,3
Industriekraftwerke	46,9	45,4	32,1	24,8	19,0	15,1	14,2
Braunkohle	1,6	1,4	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	3,2	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	17,4	17,0	13,7	16,1	14,2	13,4	13,2
Gichtgas	18,2	19,1	11,4	4,5	2,3	0,0	0,0

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sonstige fossile	6,4	5,2	4,2	3,6	2,6	1,6	0,9
Summe Energiewirtschaft + Industrie	213,6	179,8	107,3	86,4	61,9	51,3	46,9
Braunkohle	91,0	67,8	2,7	1,2	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,8	18,9	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	43,4	50,6	64,1	62,8	46,5	42,3	41,6
Gichtgas	18,2	19,1	11,4	4,5	2,3	0,0	0,0
Sonstige fossile	24,1	23,4	21,3	17,8	13,1	9,0	5,3
<i>Rauchgasentschwefelung (REA)</i>	<i>1,2</i>	<i>1,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Kraftwerke der Energiewirtschaft und Industrie inkl. REA	214,8	181,0	107,4	86,4	61,9	51,3	46,9
<i>Nachrichtlich: Technische Senken nach § 3b KSG durch BECCS</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>-1,3</i>	<i>-4,2</i>	<i>-7,1</i>	<i>-10,1</i>
<i>Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO₂</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>-0,0</i>	<i>-0,8</i>	<i>-2,9</i>	<i>-5,2</i>	<i>-7,5</i>

Anmerkung: ^a Entsprechend der Regeln des Treibhausgasinventars gehen Biomasseemissionen nicht in die Gesamtsumme ein, daher sind diese hier als Null dargestellt. Abscheidung von biogenem CO₂ führt daher zu negativen Emissionen. Diese werden allerdings keinem KSG-Sektor zugeordnet, sondern separat nach § 3b KSG verbucht.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Die projizierte Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke im MWMS (Abbildung 24 und Tabelle 34) zeigt deutliche Unterschiede zum MMS: Zwischen 2030 und 2035 sind die Emissionen aus der Erdgasverstromung deutlich höher. Ab 2035 führt der Einsatz von CCS bei Müllheizkraftwerken im MWMS zu deutlich niedrigeren Brutto-Emissionen⁴⁰ aus der Müllverstromung.⁴¹ Der Vergleich der Szenarien in Tabelle 35 zeigt, dass die prozentuale Minderung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke gegenüber 1990 in den Jahren 2030 und 2035 im MMS leicht höher ist als im MWMS. Die projizierten Treibhausgasemissionen liegen im Jahr 2030 im MMS um 77,7 % niedriger als im Vergleichsjahr 1990, im MWMS jedoch ist die Emissionsminderung leicht niedriger mit 75,8 %. Im Jahr 2050 erreichen die Kraftwerke im MMS und im MWMS eine Emissionsminderung von über 85 % gegenüber 1990. Im MWMS ist die Emissionsminderung dabei um knapp zwei Prozentpunkte höher.

⁴⁰ Zu unterscheiden ist zwischen „erzeugten Treibhausgasen“, „Bruttoemissionen“ und „Nettoemissionen“. „Erzeugte Treibhausgase“ beschreibt die Menge der in einem Prozess (z. B. bei einer Verbrennung) entstehenden Treibhausgase. „Bruttoemissionen“ bezeichnet die Menge an Treibhausgasen, die in die Atmosphäre freigesetzt wird. Ohne den Einsatz von CO₂-Abscheidung sind die Bruttoemissionen gleich den erzeugten Treibhausgasen. Als „Nettoemissionen“ werden diejenigen Emissionen bezeichnet, die nach Gegenrechnung von Senken (z. B. durch BECCS) noch verbleiben.

⁴¹ Durch den Einsatz von CCS wird auch biogenes CO₂ aus der Verbrennung von biogenen Abfällen abgeschieden (BECCS). Dies führt zu einer rechnerischen CO₂-Senke. Diese wird aber nicht in den KSG-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie bilanziert, sondern nach § 3b KSG separat.

Tabelle 35: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2023	459,7	386,0	219,2						
MMS				184,7	102,5	81,4	65,3	56,6	56,0
MWMS				185,1	111,1	89,7	64,6	53,8	49,4
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2023		-16,0	-52,3						
MMS				-59,8	-77,7	-82,3	-85,8	-87,7	-87,8
MWMS				-59,7	-75,8	-80,5	-86,0	-88,3	-89,3
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2023			-43,2						
MMS				-52,1	-73,4	-78,9	-83,1	-85,3	-85,5
MWMS				-52,1	-71,2	-76,8	-83,3	-86,1	-87,2

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Anmerkung: Nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, Brennstoffeinsatz in den öffentlichen Kraftwerken, Raffineriekraftwerken, übrigen Kraftwerken der Energiewirtschaft sowie Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes; einschließlich Rauchgasentschwefelung.

4 Energiewirtschaft

Der Sektor Energiewirtschaft umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz alle Emissionen direkter Treibhausgase, die bei der Bereitstellung von Energieträgern zur Nutzung in anderen Sektoren entstehen. Dies umfasst die öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung (CRF-Quellgruppe 1.A.1.a), Raffinerien (CRF 1.A.1.b), Herstellung von festen Brennstoffen wie z. B. Koks und weitere Anlagen (CRF 1.A.1.c) und Verdichterstationen im Erdgastransportnetz (CRF 1.A.3.e). Die Energiewirtschaft umfasst auch flüchtige („diffuse“) Emissionen, die bei der Nutzung von Brennstoffen entstehen (CRF 1.B).

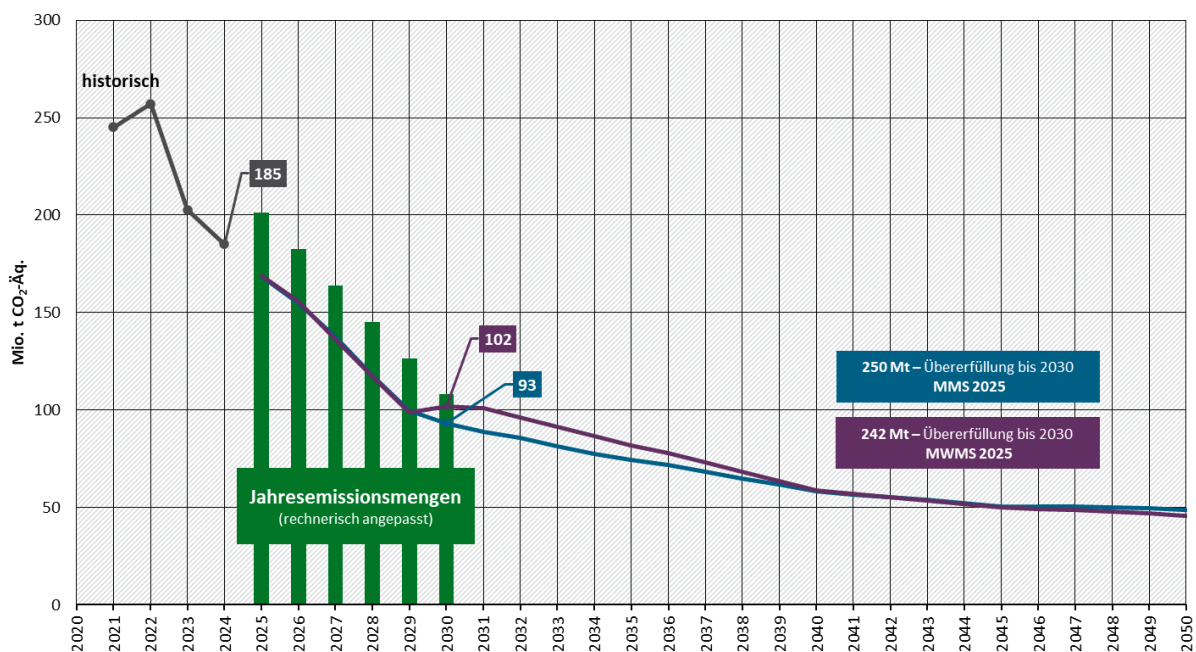
Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse (einschließlich biogenem Abfall) führt im MWMS zu einer rechnerischen Emissionssenke. Diese wird nicht im jeweiligen KSG-Sektor, sondern separat als „Technische Senken nach § 3b KSG“ bilanziert.

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA 2025a).

4.1 Zentrale Ergebnisse

Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sinken sowohl im MMS als auch im MWMS sehr stark ab (Abbildung 25), wobei sich die beiden Szenarien bis 2027 kaum unterscheiden. Im Jahr 2030 verbleiben Emissionen in Höhe von 93 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 102 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Die im KSG vorgeschriebene Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 in Höhe von 108,0 Mio. t CO₂-Äq.⁴² wird somit deutlich übererfüllt.

Abbildung 25: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS und MWMS



Anmerkung: Für die Jahre ab 2023 wurden die vom UBA nach § 4 Abs. 3 angepassten JEM dargestellt. Für die Jahre ohne festgelegte JEM wurden Zwischenziele interpoliert.

Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut

⁴² Angepasst entsprechend dem Mechanismus des § 4 Abs. 3 KSG

Für den Zeitraum 2024 bis 2030 ergibt sich eine Übererfüllung des angestrebten Pfades⁴³ von 119 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 96 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Zwischen 2030 und 2050 sinken die Emissionen der Energiewirtschaft deutlich langsamer und erreichen 49 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 46 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS im Jahr 2050.

Die Emissionen der Energiewirtschaft werden von den Kraftwerken und Heizwerken der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung dominiert (Tabelle 36). Diese sinken von allen Emissionsquellen absolut gesehen zwischen 2023 und 2050 am stärksten. Der Emissionsrückgang ist maßgeblich auf den Wechsel von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien zurückzuführen. Eine detailliertere Beschreibung der Ergebnisse der Strom- und Wärmeerzeugung findet sich in Abschnitt 3.7. Im MWMS führen die durch das Instrument der Kraftwerksstrategie zusätzlich installierten Erdgaskraftwerke mittelfristig zu höheren Emissionen in Deutschland, langfristig sinken die Emissionen im MWMS jedoch unter das Emissionsniveau des MMS, weil im MWMS ab 2035 die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) an Müllheizkraftwerken berücksichtigt wird. Im Jahr 2050 werden so knapp 10% der verbleibenden fossilen CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft abgeschieden und dauerhaft gespeichert. Rest- und Abfallstoffe haben sowohl fossile als auch biogene Anteile, daher führt die Abscheidung des CO₂ aus biogenem Müll zu einer technischen Emissionssenke, die im Jahr 2050 ein Niveau von 8 Mio. t CO₂ erreicht. Diese Emissionsminderung wird aber nicht im KSG-Sektor Energiewirtschaft, sondern separat als „Technische Senke nach § 3b KSG“ bilanziert.

Die Mineralölraffinerien (einschließlich Raffineriekraftwerke) waren 2023 die zweitgrößte Emissionsquelle innerhalb der Energiewirtschaft. Vor allem aufgrund rückläufiger Nachfragen nach Mineralölprodukten sinken in den Raffinerien die Emissionen bis 2050 um mehr als 70 %. Die Umstellung des von Raffinerien benötigten Wasserstoffs von Dampfreformierung auf Elektrolyse trägt im Vergleich dazu nur zu einem kleinen Teil zur Emissionsreduktion bei.

Die Emissionen aus der Herstellung von festen Brennstoffen (wie z. B. Koks) und sonstigen Energieerzeugern in der Energiewirtschaft sind stark rückläufig, und 2050 sind in beiden Szenarien nur noch minimale Emissionen zu verzeichnen. Nur einen kleinen Beitrag zu den Emissionen haben Verdichterstationen im Gasnetz. Die diffusen Emissionen aus Brennstoffen sinken im Vergleich zu den übrigen Teilen der Energiewirtschaft deutlich langsamer, so dass ihr relativer Anteil im Zeitverlauf zunimmt. Dies liegt daran, dass zwar der Erdgasverbrauch deutlich zurückgeht, die Emissionen aber nicht wesentlich vom Erdgasverbrauch, sondern hauptsächlich vom Umfang der vorgehaltenen Erdgasinfrastruktur abhängen (es gibt keine Maßnahme, die einen entsprechenden Rückbau der Erdgasinfrastruktur berücksichtigt, die den Großteil der diffusen Emissionen verursacht).⁴⁴

Tabelle 36: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	170,2	136,6	68,5	57,2	46,0	41,1	40,9
Mineralölraffinerien	20,4	20,2	17,0	12,4	9,2	7,4	6,0

⁴³ § 4 Abs. 1 des KSG erfordert Folgendes: „Im Sektor Energiewirtschaft sinken die Treibhausgasemissionen zwischen den angegebenen Jahresemissionsmengen möglichst stetig.“ Dies lässt sich als linearer Pfad zwischen 2022 und 2030 interpretieren.

⁴⁴ Im Gegenteil: Der nach wie vor aktuelle Gasnetzentwicklungsplan 2022 sieht einen Ausbau des Erdgasnetzes vor.

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	8,5	7,5	4,4	2,1	0,9	0,3	0,3
Erdgasverdichterstationen	0,9	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,4
Diffuse Emissionen	3,6	3,0	2,4	1,8	1,5	1,3	1,2
Gesamt	203,7	168,3	93,3	74,3	58,1	50,4	48,9
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz			108,0				
Nachrichtlich: anteilig technische Senke nach § 3b KSG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 37: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	170,2	137,0	77,1	64,6	46,6	40,5	37,7
Mineralölraffinerien	20,4	20,2	17,0	12,4	9,1	7,3	6,0
Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	8,5	7,7	4,6	2,2	0,9	0,3	0,3
Erdgasverdichterstationen	0,9	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,4
Diffuse Emissionen	3,6	3,0	2,5	1,9	1,5	1,3	1,3
Gesamte Bruttoemissionen	203,7	168,9	102,1	81,8	58,7	49,9	45,7
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz			108,0				
Nachrichtlich: anteilig technische Senke nach § 3b KSG in der Energiewirtschaft	0,0	0,0	0,0	-1,0	-3,4	-5,8	-8,3

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO ₂	0,0	0,0	-0,4	-3,1	-7,7	-11,1	-14,6

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

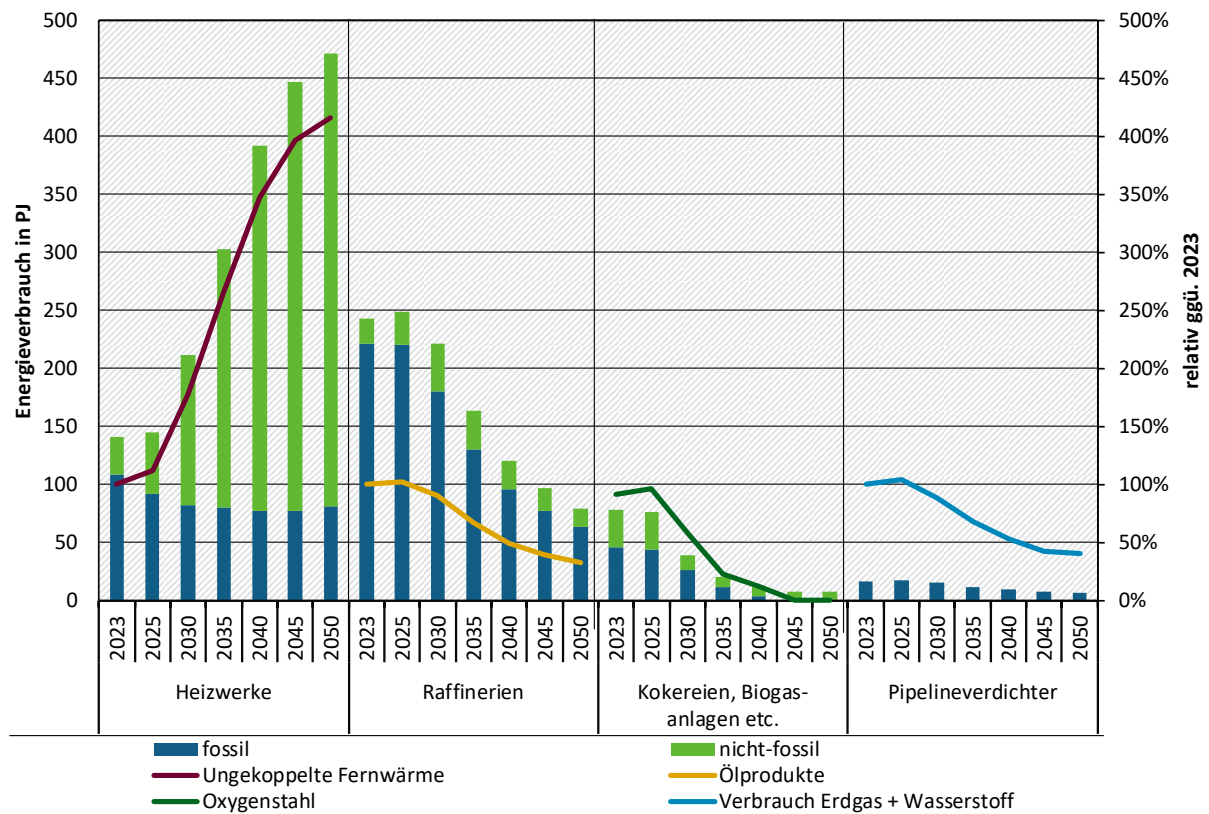
Neben den Kraftwerken gibt es in der Energiewirtschaft weitere Anlagen („übrige Energiewirtschaft“):

- ▶ Öffentliche Heizwerke erzeugen den Teil der Fernwärme, der nicht in Kraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt wird.
- ▶ In Raffinerien wird Rohöl zu Mineralölprodukten wie beispielsweise Heizöl, Benzin und Dieselmotorkraftstoff weiterverarbeitet, wozu neben Raffineriekraftwerken weitere Wärmeerzeuger benötigt werden.
- ▶ Übrige Umwandlungsanlagen der Energiewirtschaft: dies umfasst unter anderem Kokereien zur Herstellung des insbesondere in der Stahlproduktion benötigten Koks sowie den Anteil des Energieeinsatzes von Biogasanlagen, der zur Fermenterbeheizung gebraucht wird.
- ▶ Verdichterstationen erzeugen den benötigten Druck, um Gas über das Gasnetz zu transportieren.⁴⁵

Abbildung 26 stellt für das MMS die zeitliche Entwicklung der Energieverbräuche (Umwandlungseinsatz bei Heizwerken, Eigenverbrauch bei den übrigen Anlagen) dieser Anlagen⁴⁶ zusammen mit jeweils wichtigen Treibergrößen dar.

⁴⁵ Die Verdichter in Verdichterstationen werden in der Regel entweder per Gasturbine oder Elektromotor angetrieben. Direkte Emissionen erzeugen nur die Gasturbinen, nicht die Elektromotoren. Nach Kenntnis der Autoren*Autorinnen werden Stromverbräuche von Verdichterstationen nicht separat statistisch erfasst.

⁴⁶ Jeweils ohne die bei den Anlagen befindlichen Kraftwerke.

Abbildung 26: Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), AGEb (2024a), AGEb (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Der in Abschnitt 3.7 beschriebene starke Rückgang der Wärmeerzeugung aus KWK-Kraftwerken geht mit einer Vervielfachung der nicht in KWK erzeugten („ungekoppelten“) Fernwärme bis zum Jahr 2050 einher. Der deutliche Ausbau der erneuerbaren Fernwärme durch Solarthermie, Wärmepumpen und Geothermie sowie die Direktumwandlung von Strom in Fernwärme („Power-to-Heat“) führt dazu, dass der fossile und somit emissionsintensive Umwandlungseinsatz der konventionellen Heizwerke in allen Szenarijahren niedriger liegt als im Basisjahr 2023.

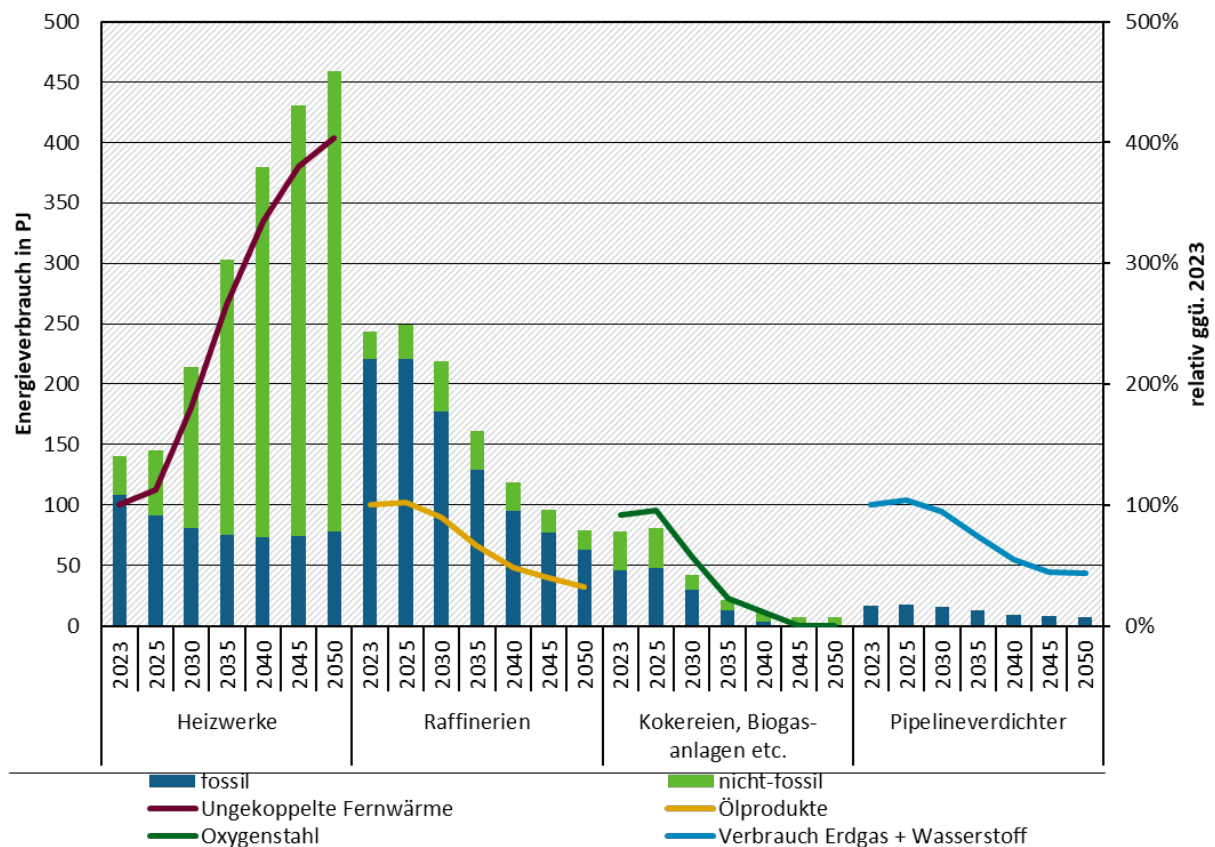
Die Raffinerien hatten im Basisjahr 2023 den größten Energieverbrauch von allen Anlagen der übrigen Energiewirtschaft. Der Eigenverbrauch der Raffinerien sinkt im Zeitverlauf deutlich, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass die Maßnahmen in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie die Verbräuche von Mineralölprodukten reduzieren. Bis 2030 sinkt die Nachfrage nach Ölprodukten um 10 % und bis 2050 um 67 %, jeweils gegenüber dem Basisjahr 2021. Bisher wird in Raffinerien der dort benötigte Wasserstoff vor allem per Dampfreformierung aus fossilen Energieträgern gewonnen. Im MMS wird die Wasserstoffherstellung teilweise auf Elektrolyse umgestellt. Dadurch sinkt der Anteil fossiler Energieträger am Energieverbrauch der Raffinerien.

Die Umstellung der Stahlherstellung von der Hochofenroute auf alternative Herstellungsprozesse in der Industrie führt dazu, dass die Koksproduktion stark zurückgeht und ab 2045 überhaupt nicht mehr stattfindet. Ebenso führt das langsame Auslaufen von Biogasanlagen dazu, dass auch der entsprechende, bei den übrigen Umwandlungsanlagen bilanzierte, Anteil stark rückläufig ist.

Der Erdgasverbrauch ist im MMS bis 2050 rückläufig, was dazu führt, dass der Energieverbrauch der Verdichterstationen ebenfalls zurückgeht.⁴⁷

Im MWMS zeigt sich insgesamt ein ähnliches Bild (Abbildung 27).

Abbildung 27: Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MWMS



Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), AGEb (2024a), AGEb (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Wie in Abschnitt 3.7 detailliert erläutert, steigt die Nachfrage nach netzgebundener Wärme und damit die Aktivität der öffentlichen Heizwerke weniger stark an als im MMS, allerdings sind die Unterschiede gering. In beiden Szenarien wird der steigende Bedarf nach ungekoppelter Fernwärme größtenteils durch erneuerbare Energieträger und Strom gedeckt. Ebenso ist in beiden Szenarien der Einsatz von fossilen Energieträgern in öffentlichen Heizwerken rückläufig, im MWMS stärker als im MMS.

Die Nachfrage nach Ölprodukten in allen energieverbrauchenden Sektoren sinkt insgesamt gegenüber dem Basisjahr bis 2030 um 11 % und bis 2050 um 68 % und liegt somit nur geringfügig niedriger als im MMS. Im MWMS liegt der Verbrauch von Erdgas und Wasserstoff in Summe etwas niedriger als im MMS, dementsprechend sinkt auch der Verbrauch der Verdichterstationen.

Die beschriebenen Effekte wirken sich entsprechend auf die Emissionen der Anlagen der übrigen Energiewirtschaft aus. Von 1990 bis 2023 sanken diese Emissionen um 34 % und damit deutlich weniger als die deutschen Emissionen insgesamt. In beiden Szenarien ist ein deutlich

⁴⁷ Das zukünftige Wasserstoffnetz wurde in der Modellierung der Verdichterstationen nicht berücksichtigt. Mit Wasserstoffturbinen angetriebene Verdichter im Wasserstoffnetz erzeugen nur marginale Treibhausgasemissionen, da die Oxidation von Wasserstoff kein CO₂ freisetzt.

schnellerer Emissionsrückgang als in der Vergangenheit zu beobachten. Bis 2030 sinken die Emissionen um ein Viertel. Zwischen 2030 und 2050 zeigt sich wiederum ein Emissionsrückgang um mehr als die Hälfte, wobei der Emissionsrückgang im MWMS nur geringfügig schneller ist als im MMS. Als insgesamt wichtigster Treiber für den Emissionsrückgang der Anlagen der übrigen Energiewirtschaft sind die rückläufigen Nachfragen nach fossilen Brenn- und Kraftstoffen durch die anderen Sektoren zu nennen.

Tabelle 38: Entwicklung der Emissionen von Anlagen der übrigen Energiewirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2023	42,3	39,3	27,8						
MMS				26,4	20,9	15,5	12,3	10,5	9,8
MWMS				26,7	20,9	15,3	12,0	10,3	9,6
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2023		-7,0	-34,2						
MMS				-37,5	-50,6	-63,3	-70,9	-75,2	-76,9
MWMS				-36,9	-50,6	-63,8	-71,7	-75,7	-77,2
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2023			-29,3						
MMS				-32,8	-46,8	-60,5	-68,8	-73,4	-75,1
MWMS				-32,2	-46,9	-61,1	-69,5	-73,9	-75,5

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Neben den Emissionen aus Kraftwerken und den übrigen Anlagen der Energiewirtschaft entstehen in der Energiewirtschaft sogenannte „flüchtige“ bzw. „diffuse“ Emissionen aus Brennstoffen. Diese haben vor allem historisch einen nicht unerheblichen Anteil an den Emissionen. Von 1990 bis 2023 sanken die diffusen Emissionen bereits um knapp 92 %. Es gibt keine direkt auf die diffusen Emissionen abzielenden Maßnahmen, daher sind zukünftige Änderungen vor allem auf Verbrauchsänderungen bei fossilen Brenn- und Kraftstoffen zurückzuführen.

Der stärkste historische Emissionsrückgang ist beim Kohlebergbau zu verzeichnen. Einerseits war der Steinkohlenbergbau in der Vergangenheit stark rückläufig, andererseits wurden die Erfassung und energetische Verwertung des anfallenden Grubengases verbessert. Daher verbleiben in der Projektion hier lediglich noch marginale Restemissionen.

Auch bei der Koksproduktion erfolgte die größte Emissionsreduktion in der Vergangenheit. Aber bedingt durch den bereits beschriebenen Rückgang von Koksverbrauch und -produktion sinken entsprechend in der Projektion die diffusen Emissionen der Koksproduktion weiter und entstehen ab 2045 überhaupt nicht mehr („not occurring“, NO). In ähnlicher Weise sinken auch die Emissionen aus Ölförderung, -verarbeitung und -transport mit sinkenden Verbräuchen von Mineralölprodukten.

Die mit dem Erdgasverbrauch zusammenhängenden Emissionen sinken zwischen 2023 und 2050 um 50 %. Da es weder im MMS noch im MWMS Maßnahmen gibt, das Erdgasnetz mit den rückläufigen Erdgasverbräuchen zurückzubauen, bleibt auch 2050 die Erdgasnutzung die größte Quelle diffuser Emissionen. Marginal waren und bleiben die Emissionen aus Abfackelung und Entlüftung.

Insgesamt sinken im MMS die diffusen Emissionen zwischen 2023 und 2050 um knapp zwei Drittel und liegen dann um knapp 97 % niedriger als 1990.

Tabelle 39: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050

	1990	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	28,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,4	0,3	0,1	0,1	NO	NO
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	10,9	2,1	2,1	1,8	1,5	1,2	1,1	1,1
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Diffuse Emissionen gesamt	42,6	3,6	3,0	2,4	1,8	1,5	1,3	1,2
<i>ggü. 2005</i>	<i>133,2%</i>	<i>-80,4%</i>	<i>-83,8%</i>	<i>-86,7%</i>	<i>-89,9%</i>	<i>-91,9%</i>	<i>-93,1%</i>	<i>-93,2%</i>
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0%</i>	<i>-91,6%</i>	<i>-93,0%</i>	<i>-94,3%</i>	<i>-95,7%</i>	<i>-96,5%</i>	<i>-97,1%</i>	<i>-97,1%</i>

Anmerkung: Emissionen, die in der Tabelle als 0,0 Mio. t CO₂-Äq. dargestellt sind, existieren, sind aber kleiner als 0,05 Mio. t CO₂-Äq. Überhaupt nicht auftretende Emissionen sind als NO („not occurring“) markiert.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Da es auch im MWMS keine direkt auf die diffusen Emissionen wirkenden Maßnahmen gibt, unterscheiden sich die projizierten Emissionen nur geringfügig. Der einzig nennenswerte Unterschied zwischen MWMS und MMS sind die etwas höheren Emissionen aus dem Erdgastransport.

Tabelle 40: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MWMS, 1990-2050

	1990	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	28,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,4	0,3	0,1	0,1	NO	NO
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	1990	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	10,9	2,1	2,1	1,9	1,5	1,2	1,1	1,1
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Diffuse Emissionen gesamt	42,6	3,6	3,0	2,5	1,9	1,5	1,3	1,3
<i>ggü. 2005</i>	<i>133,2%</i>	<i>-80,4%</i>	<i>-83,8%</i>	<i>-86,3%</i>	<i>-89,4%</i>	<i>-91,8%</i>	<i>-92,9%</i>	<i>-93,0%</i>
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0%</i>	<i>-91,6%</i>	<i>-93,0%</i>	<i>-94,1%</i>	<i>-95,5%</i>	<i>-96,5%</i>	<i>-97,0%</i>	<i>-97,0%</i>

Anmerkung: Emissionen, die in der Tabelle als 0,0 Mio. t CO₂-Äq. dargestellt sind, existieren, sind aber kleiner als 0,05 Mio. t CO₂-Äq. Überhaupt nicht auftretende Emissionen sind als NO („not occurring“) markiert.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 41: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Entwicklung 1990-2023	42,6	18,3	3,6						
MMS				3,0	2,4	1,8	1,5	1,3	1,2
MWMS				3,0	2,5	1,9	1,5	1,3	1,3
Veränderung ab 1990 in %									
Entwicklung 1990-2023		-57,1	-91,6						
MMS				-93,0	-94,3	-95,7	-96,5	-97,1	-97,1
MWMS				-93,0	-94,1	-95,5	-96,5	-97,0	-97,0
Veränderung ab 2005 in %									
Entwicklung 2005-2023			-80,4						
MMS				-83,8	-86,7	-89,9	-91,9	-93,1	-93,2
MWMS				-83,8	-86,3	-89,4	-91,8	-92,9	-93,0

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

4.2 Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024).

Die Bewertung der einzelnen Instrumente wurde mit dem Strommarktmodell PowerFlex durchgeführt.

Für das MMS werden die einzelnen Maßnahmen jeweils gegenüber einem Modelllauf ohne diese Maßnahme bewertet. Hierzu wird jede Maßnahme einzeln ausgeschaltet, indem die relevanten Eingangsdaten in das Modell für ihren Wirkungszeitraum variiert werden. Die resultierenden CO₂-Emissionen eines Modelllaufs bei ausgeschalteter Maßnahme werden jeweils mit den CO₂-

Emissionen des MMS verglichen, um die Minderungswirkung der Maßnahme zu quantifizieren. Ein vollumfängliches OMS (Ohne-Maßnahmen-Szenario) wird im Rahmen des Projektionsberichts 2025 für den Stromsektor nicht berechnet, weil nur schwer abzuschätzen ist, wie sich die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland ohne den Einfluss von bereits langjährig wirkenden Instrumenten wie dem EEG oder dem EU-EHS insgesamt entwickelt hätte.

Bei der Interpretation der so berechneten Instrumentenwirkung im Energiesektor sind die Grenzen des gewählten Modellansatzes von entscheidender Bedeutung. Insbesondere der Bau neuer Erzeugungskapazitäten wird als exogene Annahme in das Modell eingespeist. Für die Instrumentenwirkung wird der Zubau an erneuerbarer Stromerzeugung ab 2023 vollständig dem EEG zugeschrieben, der Zubau an erneuerbarer Wärme vollständig der Kombination aus BEW und Wärmeplanung (inkl. KWK-G). Eine durch preisliche Anreize induzierte Wirkung von Instrumenten wie dem EU-Emissionshandelssystem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien kann hingegen nicht modellendogen abgebildet werden.

4.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Die Instrumente, die in der Instrumentenbewertung des MMS untersucht werden, sowie deren konkrete Parametrisierung im Modell sind in Tabelle 42 aufgeführt.

Tabelle 42: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
EU-Emissionshandelssystem	Vergleich des MMS mit einer kontrafaktischen Entwicklung, bei der der CO ₂ -Preis im EU-EHS bei 0 Euro/t CO ₂ liegt.
Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend den realen Ausbautzahlen und den Ausschreibungen im EEG	Das MMS wird verglichen mit einer kontrafaktischen Entwicklung, in der der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen sowie Windanlagen auf See und an Land auf dem Stand zum Ende des Jahres 2023 verharret und über den gesamten Betrachtungshorizont lediglich Erhaltungsinvestitionen stattfinden, so dass die jeweilige installierte Leistung konstant bleibt. ⁴⁸ Da die Erzeugung aus Biomasse bereits im MMS rückläufig ist, wurde dies für die Instrumentenbewertung unverändert gelassen. Durch den Rückgang des Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien reduziert sich auch der Redispatchbedarf. Der entsprechende Kraftwerkseinsatz (Netzreserve) wurde daher auf dem Niveau von 2023 fixiert. Auch der Batterie-Speicherausbau wurde entsprechend reduziert und verbleibt im Lauf mit der Maßnahmenbewertung auf dem Niveau des Jahres 2023.

⁴⁸ Ende 2023 beträgt die installierte Leistung für PV: 82,8 GW, Windenergie an Land: 61,0 GW, Windenergie auf See: 8,5 GW.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen - Fördervolumen nach BEW und Wärmeplanungsgesetz (incl. KWKG-G)	Für die Parametrisierung der kontrafaktischen Entwicklung wird angenommen, dass die installierte Leistung zur Erzeugung erneuerbarer Fernwärme auf dem Niveau gehalten wird, wie es im Referenzjahr 2023 war. Die Quantifizierung der Wirkung der Förderung von erneuerbarer Wärme und Abwärme in Wärmenetzen im Rahmen der BEW und des Wärmeplanungsgesetzes ist schwierig abzugrenzen von der Wirkung der Förderung im Rahmen des KWKG. Daher wurden die drei Instrumente gemeinsam bewertet. Eine Maßnahmenbewertung für den „fossilen Anteil“ des KWKG erfolgte nicht. Das KWKG fördert bisher insbesondere fossile Erdgaskraftwerke. Ähnlich zur Quantifizierung der Kraftwerksstrategie im MWMS hätte eine Quantifizierung des Zubaus fossiler Kraftwerke voraussichtlich zu einem Emissionsanstieg im nationalen Bilanzraum geführt.
Kohleausstieg 2038 mit beschleunigtem Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier	Zur Quantifizierung des Kohleausstiegs wird das MMS verglichen mit einem kontrafaktischen Szenario, in dem keine Stilllegung der Kohlekraftwerke stattfindet und die Kraftwerke lediglich nach einer Betriebsdauer von 65 Jahren vom Netz gehen. ⁴⁹
Zubau der Elektrolyseurleistung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie	Um die Wirkung dieses Instruments zu bewerten, wird das MMS mit einem kontrafaktischen Szenario verglichen, in dem kein Ausbau der Elektrolyseurleistung stattfindet. Somit kann die Nachfrage nach Wasserstoff und PtL der Endverbrauchssektoren nicht teilweise inländisch gedeckt werden und wird stattdessen vollständig über Wasserstoffimporte gedeckt.

Quelle: Annahmen Öko-Institut

In Tabelle 43 sind die Emissionsminderungen der einzeln bewerteten Instrumente pro Jahr aufgeführt. Der Europäische Emissionshandel führt besonders in den Jahren 2025, 2030 sowie 2035 zu großen Einsparungen von Emissionen. Dafür sind besonders zwei Aspekte relevant: Erstens führt ein fehlender CO₂-Preis in den Jahren bis zum Kohleausstieg 2038 zu besonders großen Emissionssteigerungen, da der fehlende EU-EHS-Preis nicht zu einer Verschiebung in der Merit-Order führt und sich die Auslastung der Erdgaskraftwerke zugunsten von Kohlekraftwerken reduziert. Eine Abnahme des emissionsmindernden Effekts des EU-EHS bereits im Jahr 2035 kann hingegen dem Ausbau der Erneuerbaren zugeschrieben werden. Da im MMS sowie im kontrafaktischen Szenario bis zu 90 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt, kann auch die Abwesenheit eines CO₂-Preises nur noch zu geringen

⁴⁹ Kraftwerke, die bereits vor dem Jahr 2023 stillgelegt wurden, wurden im kontrafaktischen Szenario nicht berücksichtigt. Die insgesamt installierte Leistung von Kohlekraftwerken beträgt im kontrafaktischen Szenario:
Braunkohle: 2025: 18,1 GW; 2030: 18,0 GW; 2035: 17,7 GW; 2040: 14,9 GW; 2045: 12,5 GW; 2050: 10,6 GW.
Steinkohle: 2025: 16,7 GW; 2030: 16,5 GW; 2035: 15,3 GW; 2040: 15,2 GW; 2045: 13,8 GW; 2050: 11,6 GW. Im Sinne einer Vereinfachung der Maßnahmenbewertung wurde anders als in den Projektionen 2024 auf eine detaillierte Betrachtung des Ersatzes der Wärmeversorgung der Kohlekraftwerke verzichtet.

Emissionseffekten führen, insbesondere wenn die Kohlekraftwerke bereits ordnungsrechtlich stillgelegt sind.

Langfristig wird die größte Minderungswirkung durch das EEG erreicht. Dieses Ergebnis ist allerdings auch methodisch bedingt, da der Neubau von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung im verwendeten Modellansatz exogenen Annahmen folgt und eine durch preisliche Anreize induzierte Wirkung von Instrumenten wie dem EU-Emissionshandelssystem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien hingegen nicht modellendogen abgebildet werden kann. Die Emissionsminderung im Jahr 2030 beträgt 16,9 Mio. t CO₂ und nimmt in den Folgejahren bis 2050 stetig zu. Ein zunächst sinkender Trend von 2025 bis 2030 lässt sich dadurch erklären, dass die spezifischen Emissionen des Strommixes sinken, weil sich durch den Anstieg des CO₂-Preises im EU-EHS Erdgaskraftwerke in der Merit-Order vor Kohlekraftwerke schieben und die wegfallende erneuerbare Stromerzeugung auch durch Stromimporte gedeckt wird. Durch den Anstieg der Stromnachfrage nach 2030 bei begrenzten Kuppelstellenkapazitäten muss die Erzeugungslücke zunehmend von Erdgaskraftwerken in Deutschland geschlossen werden. Dies führt zu einem Anstieg der Emissionsminderungen durch das EEG auf 151 Mio. t CO₂ im Jahr 2050.

Die Förderung erneuerbarer Energien in Wärmenetzen führt bereits bis 2030 zu einer Emissionseinsparung von rund 13,7 Mio. t CO₂. In den Jahren 2040 bis 2050 führt der verstärkte Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugung und die Nutzung unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen zu jährlichen Emissionsminderungen von rund 37,1 bzw. 45,3 Mio. t CO₂. Die Emissionsminderungen entstehen hauptsächlich dadurch, dass der Einsatz von Erdgas zur (KWK-)Wärmeerzeugung vermieden werden kann. Auch hier gilt, dass diese Ergebnisse aufgrund der nicht endogen modellierten, sondern exogen festgelegten Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten auch methodisch bedingt sind.

Der Kohleausstieg führt insbesondere in der kurzen Frist zu Emissionsminderungen, z. B. von rund 10,1 Mio. t CO₂ im Jahr 2025. Ab 2027 führen die Rahmendaten der Brennstoff- und CO₂-Preise dazu, dass sich die Merit-Order deutlich verändert und die Auslastung der Kohlekraftwerke im MMS marktgetrieben stark sinkt. Daher geht die Emissionsminderungswirkung im Zeitverlauf stark zurück.

Der Effekt des Ausbaus der Elektrolyseure im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf die Emissionen ist in jedem Jahr negativ. Das heißt, diese Maßnahme führt zunächst im Rahmen der genutzten Methode zu einer Steigerung der nationalen Emissionen⁵⁰. Hintergrund ist, dass die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyseure im Modell teilweise durch fossile Kraftwerke gedeckt wird.

Tabelle 43: Direkte, projizierte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für Instrumente im MMS

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
EU-EHS	59,0	58,6	38,1	22,1	22,5	21,3
EEG	20,2	16,9	61,8	105,6	139,0	151,3
Wärmenetze	0,8	13,7	25,7	37,1	43,9	45,3

⁵⁰ Annahmen zum Betrieb der Elektrolyseure siehe Abschnitt 3.7.2 (Weitere Annahmen zur Strommarktmodellierung).

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kohleausstieg	10,1	6,0	5,9	4,8	4,8	4,9
Elektrolyseure	-0,3	-1,7	-1,0	-0,4	-0,1	-0,2

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

4.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Die Kraftwerksstrategie ist das einzige Instrument, das im MWMS zusätzlich berücksichtigt wurde. Die Quantifizierung der Maßnahmenwirkung im MWMS erfolgte, indem die Kraftwerksstrategie ausgeschaltet und dessen relevante Parameter auf das Niveau des MMS gesetzt wurden (Tabelle 44).

Tabelle 44: Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Wasserstoffkraftwerke und Kraftwerksstrategie	Zur Bewertung der Wirkung des Baus von Wasserstoffkraftwerken und der Kraftwerksstrategie wird das MWMS mit einem Szenario verglichen, in dem es keinerlei Neubau von Wasserstoffkraftwerken gibt, sowie keinen Neubau von H ₂ -ready-Erdgaskraftwerken. Zudem sind in diesem Vergleichsszenario die Elektrolyseure so parametrisiert wie im MMS, und es gibt keine zusätzlichen Elektrolyseurleistungen, die an den Bau von Wasserstoffkraftwerken gekoppelt sind.

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Das Ergebnis der Berechnung der Netto-Minderungen der Treibhausgasemissionen pro Jahr der beschriebenen Maßnahme im MWMS ist in Tabelle 45 zu sehen.

Die Umsetzung der Kraftwerksstrategie führt in den Stützjahren ab 2030 zu Netto-Mehremissionen, die in den Jahren nach 2035 stark absinken. Die negative Emissionsminderungswirkung liegt im Wesentlichen daran, dass durch die Kraftwerksstrategie dem Modell zusätzliche (effiziente) Erdgaskraftwerke zur Verfügung stehen, welche auch weniger effiziente Erdgaskraftwerke im Ausland verdrängen. Dies führt im nationalen Bilanzraum zu Mehremissionen, europaweit aber zu einer Emissionsminderung. Mit der schrittweisen Umrüstung der Kraftwerke auf Wasserstoff gehen auch diese Mehremissionen im nationalen Bilanzraum zurück.

Tabelle 45: Direkte, projizierte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr im MWMS

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Wasserstoffkraftwerke und Kraftwerksstrategie	0	-9,0	-11,8	-5,3	-5,1	-3,8

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Darüber hinaus wird im MWMS für die unvermeidbaren CO₂-Emissionen der thermischen Abfallbehandlung auch die Möglichkeit für CCS berücksichtigt. Zentrales Instrument ist dabei zum einen eine Bepreisung durch den CO₂-Emissionshandel. Andererseits ist es auch notwendig, dass CCS rechtlich ermöglicht wird. Dafür ist eine Änderung des Kohlenstoffdioxidspeichergesetzes und des HSEG notwendig, wie es die Eckpunkte der Carbon-

Management-Strategie der Bundesregierung vorsehen (Förster et al. 2025a, S. 25). Daher wird CCS noch nicht im MMS berücksichtigt. In den Eckpunkten der Carbon Management-Strategie ist CCS insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen vorgesehen. In der Energiewirtschaft umfasst dies in erster Linie Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung. Insofern ist CCS, in Kombination mit Abfalltrennung und Recycling sowie Abfallvermeidung, ein elementarer Baustein für eine klimaneutrale Abfallwirtschaft (Bundesregierung 2024, S. 4).

4.3 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

4.3.1 Änderungen bei Instrumentenausgestaltung

Bei der Ausgestaltung der Instrumente ergaben sich im Vergleich von Projektionen 2024 und Projektionen 2025 nur geringe Veränderungen.

4.3.2 Änderung bei Rahmendaten oder weiteren Datengrundlagen

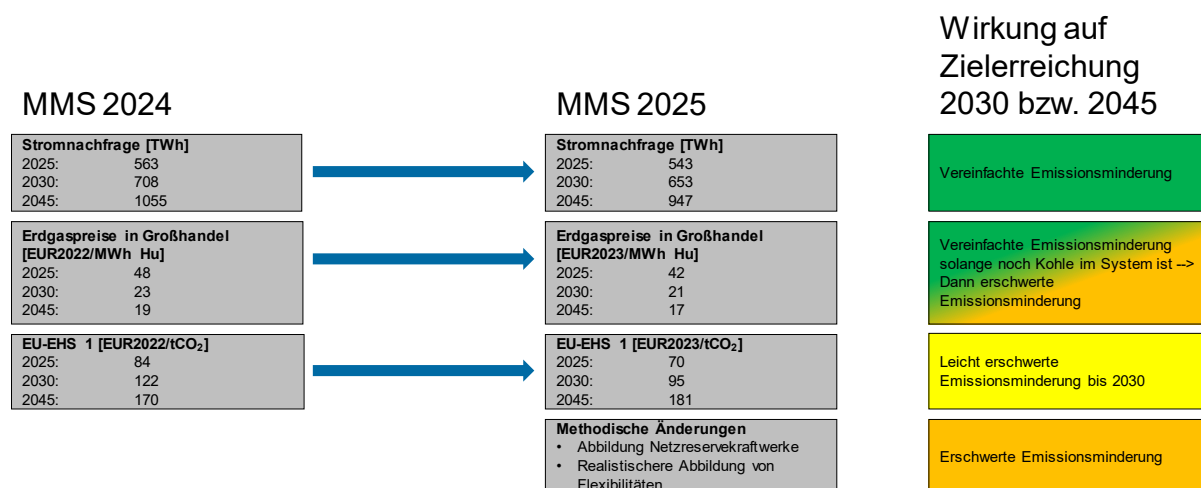
Die Aktualisierung der Rahmendaten (Erdgaspreis, CO₂-Preis) und der Stromnachfrage führen zu Änderungen, die unterschiedliche Richtungen haben. Eine niedrigere Stromnachfrage führt dazu, dass die Emissionen bis 2030 in den Projektionen 2025 schneller zurückgehen als in den Projektionen 2024, während der etwas niedrigere CO₂-Preis eine entgegengesetzte Wirkung hat.

4.3.3 Methodische und sonstige Verbesserungen

Methodische Änderungen führen insbesondere langfristig dazu, dass die Emissionen in den Projektionen 2025 weniger stark absinken als im Vorjahr. Ein Effekt, der hier einen Emissionsanstieg verursacht, ist die Berücksichtigung der Emissionen aus den Netzreservekraftwerken (+11 Mio. t CO₂ ab 2035). Auch wurden die Flexibilitätsoptionen, die dem Modell zur Verfügung stehen, realistischer parametrisiert. So wurde z. B. ein Teil der Nachfrage der Elektroautos nicht mehr als voll flexibel eingeordnet (siehe Tabelle 20). Dadurch sind die strommarktbedingten Abregelungen deutlich gestiegen. Dies erhöht ceteris paribus die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken.

4.3.4 Auswirkung auf Ergebnisse

Die Änderungen gegenüber den Projektionen 2024 und ihre Auswirkungen auf die Ergebnisse sind zusammenfassend in Abbildung 28 dargestellt. Abbildung 29 zeigt die zeitliche Entwicklung der Emissionen im Sektor Energiewirtschaft in den Projektionen 2023, 2024 und 2025.

Abbildung 28: Überblick Delta-Analyse in der Energiewirtschaft

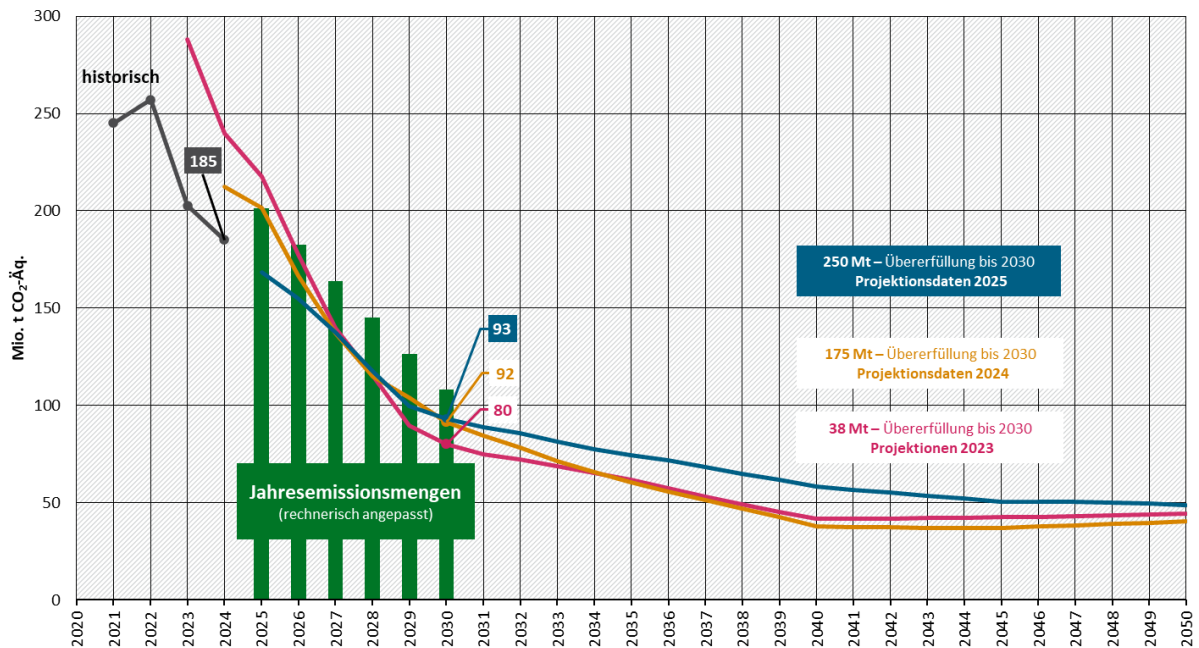
Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Die niedrigere Stromnachfrage⁵¹ führt in den Projektionen 2025 gegenüber den Projektionen 2024 in der kurzen Frist (bis 2026) zu niedrigeren Emissionen in der Stromerzeugung. Auch die Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung⁵² sind in den ersten Szenarijahren in den Projektionen 2025 niedriger als in den Projektionen 2024. Die Wirkung der niedrigeren Stromnachfrage wird teilweise dadurch kompensiert, dass Änderungen bei CO₂-Preisen und Energieträgerpreisen den Brennstoffwechsel von Erdgas zu Kohle erschweren. Im Jahr 2030 ergeben sich keine relevanten Unterschiede bezogen auf die Emissionen, weil sich die verschiedenen Effekte ausgleichen. Nach 2030 sind die Emissionen in der Energiewirtschaft in den Projektionen 2025 höher als in den Projektionen 2024. Dies liegt insbesondere an einer langsameren Emissionsminderung bei den Erdgaskraftwerken.

⁵¹ Der kumulierte Bruttostromverbrauch in den Jahren 2025-2030 im MMS beträgt 3540 TWh in den Projektionen 2025 und 3730 TWh in den Projektionen 2024.

⁵² Summe der Emissionen der Wärmescheibe der öffentlichen Kraftwerke und der öffentlichen Heizwerke.

Abbildung 29: Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025



Anmerkung: Für die Jahre ab 2023 wurden die vom UBA nach § 4 Abs. 3 angepassten JEM dargestellt. Für die Jahre ohne festgelegte JEM wurden Zwischenziele interpoliert. Aufgrund teilweise unterschiedlicher Rahmendaten und Parametrisierung der Instrumente sind die Projektionen 2024 und 2025 nicht vollständig konsistent.

Quelle: Wehmann et al. (2025), Modellrechnungen Öko-Institut

5 Industrie

Der Sektor Industrie umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die energetischen Emissionen „industrieller Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen“⁵³, von Industriekraftwerken und der Bauwirtschaft (CRF-Quellgruppe 1.A.2) sowie prozessbedingten Emissionen (CRF 2).

Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen umfassen dabei einen sehr heterogenen Anlagenbestand über die Branchen hinweg. Darunter fallen z. B. verschiedenste Öfen in den Branchen Glas, Zement, Metalle, Chemie sowie die Erzeugung von Prozessdampf vorwiegend in den Branchen Papier, Nahrungsmittel und Chemie. Industriekraftwerke sind häufig KWK-Anlagen, die zum Teil in der Energiewirtschaft bilanziert sind⁵⁴.

Die prozessbedingten Emissionen (CRF 2) umfassen Emissionen von Industrieprozessen wie der Stahl- und Zementherstellung, und Emissionen aus der Produktverwendung (z. B. von fluorierten Treibhausgasen).

Weiter enthalten sind Emissionen, die beim Transport und der Speicherung von CO₂ entstehen (1.C). Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse (einschließlich biogenem Abfall) führt zu einer rechnerischen Emissionssenkung. Diese wird nicht im jeweiligen KSG-Sektor, sondern separat als „Technische Senken nach § 3b KSG“ bilanziert.

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA 2025a).

5.1 Zentrale Ergebnisse

5.1.1 Zusammenfassung: CO₂-Emissionen und Energiebedarf

Im Sektor Industrie reduzieren sich die Treibhausgasemissionen von rund 153 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2023 auf projizierte rund 116 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 im MMS bzw. 114 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS (Abbildung 30). Die rechnerisch angepasste Jahresemissionsmenge (JEM) des Bundes-Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 beträgt für die Industrie 124,5 Mio. t CO₂-Äq.⁵⁵. Mit dieser erwarteten deutlichen Unterschreitung der angepassten JEM in 2030 von etwa 10 Mio. t CO₂-Äq. im MMS ist auch bei Berücksichtigung der modellbedingten Unsicherheiten⁵⁶ ein Abstand zu den zulässigen JEM zu beobachten. Bis 2030 sinken die Treibhausgasemissionen um 37 Mio. t CO₂-Äq. gegenüber 2023.

Diese hohen Einsparungen sind auf einen umfassenden Instrumentenmix zurückzuführen. Mit dem EU-EHS und dem BEHG sind sämtliche Treibhausgasemissionen des Industriesektors mit einem Preissignal versehen. In 2030 bewirkt dies eine Treibhausgasemissionsminderung von 21 Mio. t CO₂-Äq. Über Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), Klimaschutzverträge (KSV), EU-EHS Innovationsfonds (IF) und IPCEI) werden Förderbudgets für Investitionen in (nahezu) klimaneutrale Produktionsverfahren bereitgestellt. In 2030 bewirken diese

⁵³ Prozessfeuerungen sind zum Beispiel Wärme- oder Wärmebehandlungsöfen, Schmelzöfen, Emaillier-, Röhren-, Erwärmungs-, Labor- und Veraschungsöfen (siehe Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz 2011).

⁵⁴ Die Methodik der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen verortet den Brennstoffeinsatz von Industriekraftwerken zur Erzeugung von Strom im Umwandlungssektor, den zur Wärmeerzeugung im Industriesektor.

⁵⁵ Gegenüber dem Gesetzestext anhand vergangener Übererfüllung angepasst.

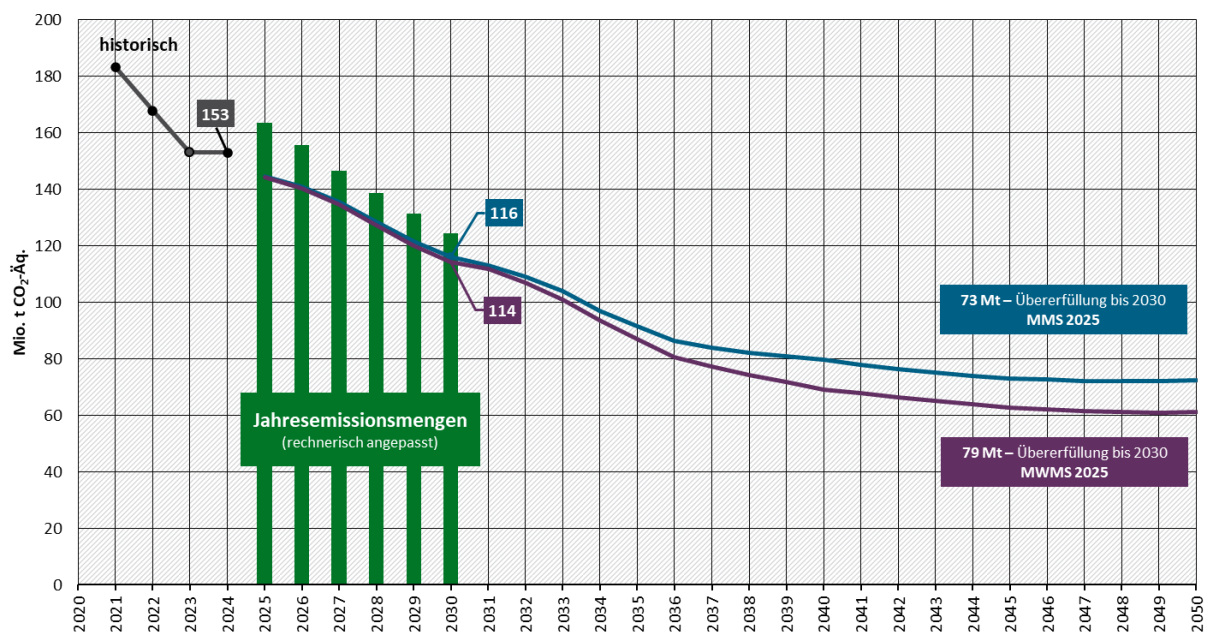
⁵⁶ Die angewendete Szenariotechnik erlaubt keine direkte Quantifizierung der Modellierungsunsicherheit (siehe hierzu Sensitivitätsrechnungen als Annäherung von Teilaspekten). Die Modellierenden gehen aber davon aus, dass in 2030 jedenfalls Abweichungen von 2-3 Mio. t CO₂-Äq. im Bereich der modellbedingten Unsicherheiten liegen. Hinzu kommen allerdings Unsicherheiten bezüglich der zugrundeliegenden Annahmen und insbesondere der zukünftigen Ausgestaltung der bestehenden Instrumente, die als deutlich größer einzuschätzen sind.

Förderprogramme zusammen eine Minderung von 9,6 Mio. t CO₂-Äq., und mit einer Vielzahl von Programmen zur Förderung von Energieeffizienz werden spezifische diesbezügliche Hemmnisse adressiert (in 2030 7,6 Mio. t CO₂-Äq.). Ergänzend wirken (hier nicht untersuchte) Infrastrukturvorhaben wie das Wasserstoffkernnetz und der geplante Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Dem Szenario liegt zudem die Annahme zugrunde, das Stromverteilnetz werde in ähnlichem Umfang gestärkt⁵⁷. Der bewertete Instrumentenmix scheint daher grundsätzlich geeignet, die sektoralen Jahresemissionsmengen in 2030 zu erreichen, sofern die Instrumente den Annahmen entsprechend wirken. Voraussetzung für die projizierte Entwicklung sind:

- Transformation der Metallerzeugung: Bis 2030 müssen etwa 9 Mio. Tonnen Stahlproduktion auf Direktreduktion, davon 20 % mit Wasserstoff betrieben, umgestellt sein.
- Einstieg in die Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung – zunächst mit flexibel betriebenen hybriden Elektrodenkesseln, Industrieöfen und Wärmepumpen.
- Ein nur langsamer Anstieg der Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe.

Im MMS unterschreiten die projizierten jährlichen Emissionen die rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen (JEM) in allen Jahren bis 2030. Die kumulierte Unterschreitung der JEM bis 2030 beträgt 73 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 79 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS.

Abbildung 30: Entwicklung der historischen und projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS und MWMS



Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Gleichzeitig muss einschränkend bedacht werden, dass die Modellierung im MMS von einer funktionierenden Umsetzung effektiver Instrumente ausgeht und es sich grundsätzlich um „Wenn-dann-Aussagen“ handelt. Zweifel an der Umsetzung der Instrumente (oder anderen Annahmen) lassen deutlich abweichende Einschätzungen zu. Da es sich bei einigen wichtigen Instrumenten wie den Klimaschutzverträgen noch um neue Instrumente handelt, gibt es für sie wenige empirische Daten, die eine Bewertung stützen könnten. Die Auktionen starteten im Jahr

⁵⁷ Hierzu liegen allerdings keine quantifizierten Instrumente vor.

2024; nur wenige Erfahrungen der ersten Runde konnten in die Modellierung des MMS 2025 einfließen. Zudem ist die Ausgestaltung möglicher Folgerunden zum Zeitpunkt der Modellierung unklar – zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts auch die grundsätzliche Fortführung. Da außerdem in vielen Branchen Investitionen in neue – bisher in Deutschland nicht im industriellen Maßstab betriebene – Anlagen nötig sind, sind MMS sowie MWMS mit erheblichen modellunabhängigen Unsicherheiten behaftet. Wirken wichtige Instrumente nicht so effektiv wie angenommen, können in beiden Szenarien sowohl das Emissionsbudget als auch die Jahresemissionsmengen für 2030 noch deutlich verfehlt werden. Weiterhin haben die Annahmen zur zukünftigen Industrieproduktion große Auswirkungen auf die Zielerreichung und können z. B. durch Abwanderung bestehender oder Ansiedelung neuer energieintensiver Branchen anders verlaufen (siehe dazu auch die Sensitivität der Produktionsmengen in Abschnitt 11.3 sowie die Korridorrechnung in Abschnitt 11.7). Die Modellierung unterstellt einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz (flankierendes Instrument CBAM).

Nach etwa 2035 lässt die Wirkung der bestehenden Instrumente nach. Netto-Treibhausgasneutralität 2045 ist mit dem aktuellen Instrumentenmix und unter den sonstigen angenommenen Gegebenheiten nicht zu erwarten. Dies liegt an auslaufenden Budgets der bewerteten Förderprogramme sowie verbleibenden Emissionsquellen mit hohen Vermeidungskosten – vor allem vollständige Elektrifizierung der Prozesswärme und Umstellung der Chemie auf erneuerbaren Wasserstoff. In relevantem Umfang verbleiben schwer vermeidbare Restemissionen, vorrangig aus der Verarbeitung von Steinen und Erden (Zement und Kalk) – die Vermeidungsoption der CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) steht aufgrund fehlender Instrumente zum Modellierungszeitpunkt im MMS nicht, und die Vermeidungsoption der CO₂-Abscheidung und Nutzung (Carbon Capture and Utilisation, CCU) nur eng begrenzt zur Verfügung. Im Jahr 2045 verbleiben noch 73 bzw. 63 Mio. t CO₂-Äq. in MMS und MWMS. Auch bis 2050 wird in beiden Szenarien nur wenig zusätzliche Minderung erwartet. Entsprechend genügt der Instrumentenmix nicht, um die Industrie langfristig auf treibhausgasneutrale Produktion umzustellen. Folgende Gründe können für diese langfristig unzureichende Emissionsminderung genannt werden:

- a) Zusammen mit den für die Modellierung angenommenen Preispfaden für Erdgas, Strom und strombasiertem Wasserstoff ist der CO₂-Preispfad mit etwa 95 Euro/EUA im Jahr 2030 und 181 Euro/EUA im Jahr 2045 nicht hoch genug, um Kostendifferenzen auszugleichen. Viele klimaneutrale Verfahren sind vor allem gegenüber Erdgas ohne zusätzliche Förderung nicht oder erst spät wirtschaftlich. Das angenommene Auslaufen von Förderbudgets⁵⁸ im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 führt entsprechend dazu, dass die Geschwindigkeit der Umstellung auf klimafreundliche Verfahren in diesem Zeitraum abnimmt, und es ist ein wichtiger Grund für die Lücke, die sich im Jahr 2045 auftut. Dies trifft vor allem auf die vollständige Elektrifizierung (in Abgrenzung von einer Teilelektrifizierung) von Prozesswärmeanwendungen zu. Hier verbleibt in MMS und MWMS mit der Erdgasnutzung in der allgemeinen Prozesswärmebereitstellung eine zu wenig adressierte Quelle von Treibhausgasemissionen. Eine den Unterbau dieser Modellierung darstellende Diskussion der Rolle des CO₂-Preises und der Wirtschaftlichkeit für die Industrietransformation ist in Fleiter und Rehfeldt (2022) und Fleiter et al. (2024) verfügbar, Untersuchungen zur Rolle der Elektrifizierung von Prozesswärme in Fraunhofer ISI (2024).

⁵⁸ Über einige Jahre hinausreichende Annahmen zu Förderbudgets sind besonders unsicher. Hier wurde eine Fortschreibung über die von den konsultierten Ressorts hinaus angegebenen Förderbudgets in Höhe von 10 % der Gesamtsumme (2020-2045) angenommen. Dies betrifft die EU-EHS-Innovationsfonds (die aufgrund langfristig absehbarer Einnahmen aus dem EU-EHS finanziert werden können) sowie die BIK und EEW, die nach 2030 von ihrem bis dorthin gehaltenen Budgetniveau bis 2035 linear auslaufen.

- b) Verbunden damit ist die Gefahr von Re-Investitionen in fossile Anlagen. Besonders im Zeitraum bis 2030 sind diese häufig ohne zusätzliche Instrumente noch wirtschaftlich und können durch ihre lange Lebensdauer noch im Zieljahr 2045 in Betrieb sein. Eine konsequent transformative Nutzung von Re-Investitionsfenstern der nächsten 10 Jahre ist daher besonders wichtig. Gelingt dies nicht, gewinnt im Zulauf auf das Zieljahr 2045 der Austausch alter Bestandsanlagen an Bedeutung. Aufgrund hoher Lebensdauern industrieller Anlagen (teilweise bis zu 40 Jahre) muss dieser dann ggfs. unter Inkaufnahme von Wohlstandsverlusten vorgezogen stattfinden.
- c) Die Abscheidung und Speicherung (CCS) von prozessbedingten und sonst nicht/schwer vermeidbaren Treibhausgasemissionen wird durch die modellierten Instrumente nicht angestoßen. Es wird entsprechend der Instrumentendefinition des MMS (siehe Förster et al. 2024) angenommen, dass der für CO₂-Transport und Speicherung notwendige regulatorische Rahmen (Kohlenstoffspeicher- und Transportgesetz, KSpTG) nicht oder mit Verzögerung umgesetzt wird (vgl. 2.4)⁵⁹. Mit aktuellem Instrumentenmix verbleiben im MMS 2025 in 2045 etwa 29 Mio. t CO₂-Äq. prozessbedingte Treibhausgasemissionen. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sowie bezüglich der Erwartungshaltung relevanter Akteure ist davon auszugehen, dass CCS jedenfalls für Quellen schwer vermeidbarer (prozessbedingter) Treibhausgasemissionen umgesetzt wird. Entsprechend ist im Instrumentenmix mit Modul 2 des BIK ein Förderprogramm für CCS- und CCU-Anwendungen aufgenommen. Dieses wirkt im MMS 2025 nur auf CCU. Im MWMS werden die formalen Zugangsbeschränkungen abgeschwächt – in 2030 wird hier eine über CCU und CCS abgeschiedene Treibhausgasmenge in Höhe von 1,3 Mio. t CO₂-Äq., in 2045 von 8,5 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Besonders in der chemischen Industrie sind die Vermeidungskosten (Umstellung der rohstofflich genutzten fossilen Energieträger wie Erdgas und Naphtha) hoch (siehe dazu Abbildung 38). Für die Herstellung von Ethylen und anderen Olefinen werden sehr große Energiemengen rohstofflich genutzt – eine Umstellung auf grünen Wasserstoff erhöht deren Kosten enorm, und der CO₂-Preis des Emissionshandels wirkt zunächst nur auf die während der Herstellung anfallenden Emissionen, nicht aber auf die im Produkt gebundenen. Im MMS wird daher nur ein kleiner Teil der Produktionskapazität auf CO₂-neutrale oder kreislaufwirtschaftliche Verfahren umgestellt. Eine Ergänzung des Instrumentenmixes, z. B. um Leitmärkte mit breiter Wirkung, könnte dies adressieren.
- d) Der Wandel zu einer Circular Economy inkl. Suffizienzstrategien ist in allen Sektoren wenig berücksichtigt. Diese könnten stark auf den Bedarf an Grundstoffen (Stahl, Beton, Kunststoff) wirken und dadurch insbesondere langfristig die Zielerreichung vereinfachen und den Bedarf an hochwertigen Energieträgern (Strom, Wasserstoff) verringern. Sowohl MMS als auch MWMS sind Szenarien, in denen die Gesamtwirtschaft und (in Ableitung) die verarbeitende Industrie langfristig (wenn auch nur leicht) wachsen. Es wird angenommen, dass damit eine Steigerung der Produktionsmengen einhergeht. Die Aufteilung des Wachstums auf rein monetären Zuwachs (z. B. durch höherwertigere Produkte) und tatsächlich physisch höhere Produktionsmengen wird allerdings vereinfacht angenommen – die Methodik im Allgemeinen und die Berücksichtigung von potenziellen Instrumenten zur Reduzierung der Ressourcennutzung sollten verbessert werden.

Die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im MMS in den einzelnen Quellgruppen des Industriesektors zeichnet die Gesamtentwicklung des Sektors nach (Tabelle 46). Die größte Emissionsquelle (Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen) weist zwar eine

⁵⁹ Dies stellt eine gegenüber dem MMS 2024 konservativere Annahme dar.

deutliche projizierte Reduktion auf, jedoch verbleiben auch noch im Jahr 2050 erhebliche Restemissionen im MMS. Die projizierten Emissionen der Industriekraftwerke nehmen hingegen über den gesamten Zeitraum kontinuierlich ab; wesentliche Faktoren sind hier unter anderem ein rückläufiger Bedarf an KWK-Wärme und die Umstellung auf CO₂-arme Brennstoffe sowie die voranschreitende Elektrifizierung der Prozesswärme.

Im Bereich der projizierten Prozessemissionen können insbesondere jene Treibhausgasemissionen in der Metallindustrie bereits bis 2030 stark reduziert werden, die durch den umfassenden Austausch der mit Kohle bzw. Koks befeuerten Hochöfen mit Eisenerz-Direktreduktion (DRI-Verfahren) mit ersetzt werden. Dieser schnelle Umbau wird durch die Förderprogramme in Kombination mit höheren CO₂-Preisen ermöglicht und ist Voraussetzung für die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf das Niveau der zulässigen Jahresemissionsmengen im Jahr 2030. In der mineralischen Industrie wird keine bedeutende Reduktion der prozessbedingten Emissionen projiziert.

Die Emissionen fluorierter Treibhausgase (F-Gase) sind größtenteils in den Quellgruppen „Anwendung als ODS (Ozone Depleting Substance)-Ersatzstoff“ und „Sonstige Produktherstellung und -verwendung“ enthalten. Diese nehmen bis 2030 stark ab, da bereits die inzwischen durch Verordnung 2024/573 abgelöste EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 das Inverkehrbringen von teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFKW) und Geräten und Anlagen, die F-Gase mit hohem Treibhauspotenzial enthalten, begrenzt. Die restlichen Quellgruppen im Industriesektor zeigen nur geringe Emissionsreduktionen bis 2050, absolut gesehen sind diese Emissionen jedoch weniger bedeutend als jene der zuerst genannten Quellgruppen.

Tabelle 46: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	56,5	52,7	45,2	35,5	30,2	28,6	28,3
Industriekraftwerke	47,3	45,9	32,5	24,5	20,9	17,9	18,1
Bauwirtschaftlicher Verkehr	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7
CO ₂ -Transport und -Speicherung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prozesse: Mineralische Industrie	16,0	15,9	17,1	16,8	16,9	16,7	16,5
Prozesse: Chemische Industrie	4,8	4,3	4,2	3,9	3,7	3,6	3,5
Prozesse: Metallproduktion	15,1	14,9	10,3	5,7	3,4	1,9	1,9
Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln	1,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Prozesse: Elektronik-Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produktverwendung als ODS-Ersatzstoff	7,3	5,9	2,8	1,4	0,7	0,5	0,4

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sonstige Produktherstellung und -verwendung	1,9	1,9	1,1	0,8	0,9	0,9	0,9
Prozesse: Andere Bereiche	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gesamt	152,9	144,6	116,1	91,5	79,6	72,9	72,3
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		163,5	124,5				
Nachrichtlich: anteilig technische Senken nach § 3b KSG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO ₂	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im MWMS ist in Tabelle 47 dargestellt. Im Vergleich zum MMS kommt es insbesondere in der mineralischen Industrie zu einer stärkeren projizierten Reduktion der Emissionen, bedingt durch die Nutzung von CCS für Quellen schwer vermeidbarer Treibhausgasemissionen. Bei den Industriekraftwerken (v. a. durch den Einsatz von CCS an Müllheizkraftwerken) sowie den Wärmeerzeugern und Prozessfeuerungen (durch etwas stärkere Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung, siehe 5.2.2) kommt es ebenfalls zu relevanten zusätzlichen Reduktionen im MWMS.

Tabelle 47: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	56,5	52,4	44,2	33,9	28,0	26,7	26,6
Industriekraftwerke	47,3	45,9	32,5	25,3	19,4	15,5	14,6
Bauwirtschaftlicher Verkehr	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7
CO ₂ -Transport und -Speicherung	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Prozesse: Mineralische Industrie	16,0	15,9	16,2	13,0	10,2	10,6	10,4
Prozesse: Chemische Industrie	4,8	4,3	4,2	3,9	3,7	3,6	3,5
Prozesse: Metallproduktion	15,1	14,9	10,3	5,7	3,4	1,9	1,9
Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln	1,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Prozesse: Elektronik-Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produktverwendung als ODS-Ersatzstoff	7,3	5,9	2,8	1,4	0,7	0,5	0,4

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sonstige Produktherstellung und -verwendung	1,9	1,9	1,1	0,8	0,9	0,9	0,9
Prozesse: Andere Bereiche	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gesamt	152,9	144,3	114,3	86,8	69,2	62,6	61,1
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		163,5	124,5				
Nachrichtlich: anteilig technische Senken nach § 3b KSG	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,8	-1,3	-1,8
Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO ₂	0,0	0,0	-1,3	-5,1	-8,3	-6,8	-6,2

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Ein direkter Vergleich von MMS und MWMS ist in Tabelle 48 dargestellt. Im Jahr 2030 sind die projizierten Treibhausgasemissionen im MWMS um knapp 2 Mio. t CO₂-Äq. geringer als im MMS. Die projizierten Emissionen des Industriesektors liegen 2030 im MMS um rund 58 % unter dem Wert von 1990; im MWMS sind sie um knapp 59 % geringer als 1990. Im Jahr 2050 beträgt die projizierte Reduktion gegenüber 1990 knapp 74 % im MMS und 78 % im MWMS.

Tabelle 48: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

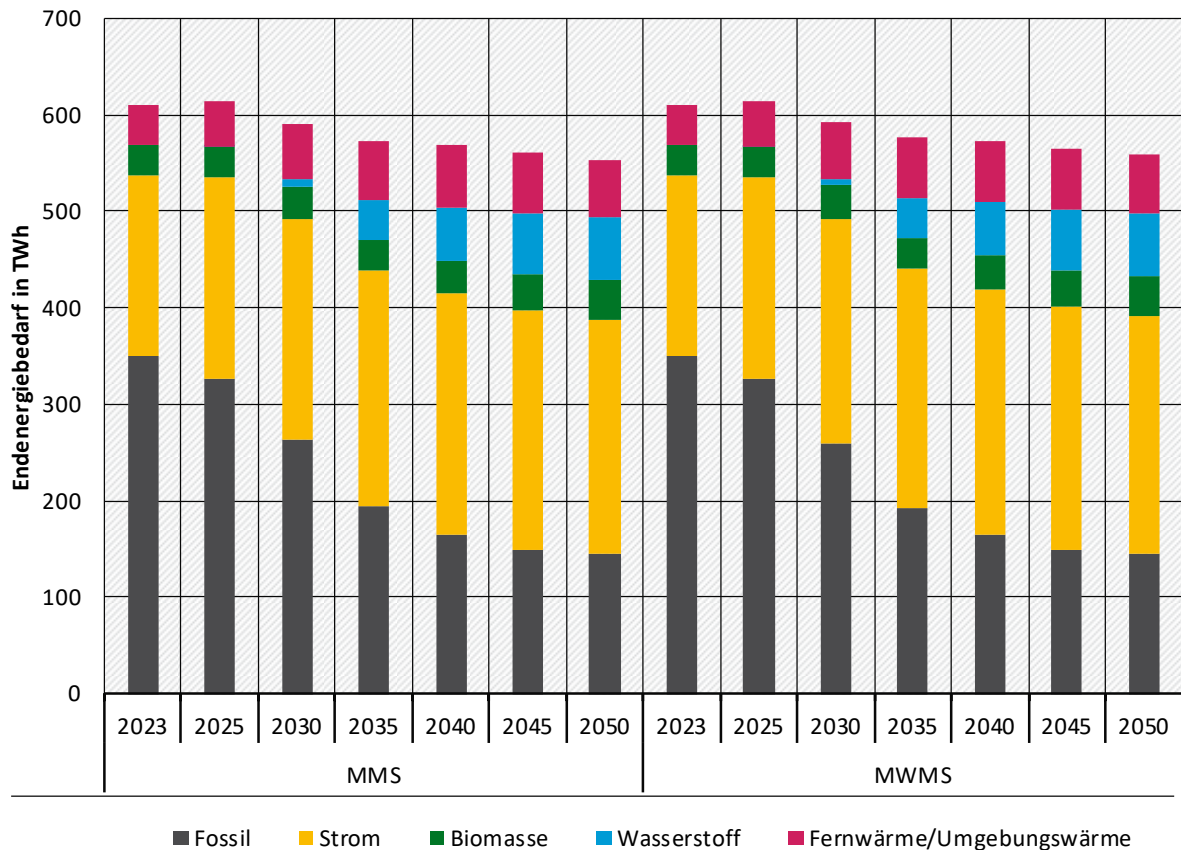
	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Entwicklung 1990-2023	277,7	186,4	152,9						
MMS				144,6	116,1	91,5	79,6	72,9	72,3
MWMS				144,3	114,3	86,8	69,2	62,6	61,1
Veränderung ab 1990 in %									
Entwicklung 1990-2023		-32,9	-44,9						
MMS				-47,9	-58,2	-67,1	-71,3	-73,7	-73,9
MWMS				-48,0	-58,9	-68,7	-75,1	-77,5	-78,0
Veränderung ab 2005 in %									
Entwicklung 2005-2023			-17,9						
MMS				-22,4	-37,7	-50,9	-57,3	-60,9	-61,2
MWMS				-22,6	-38,7	-53,4	-62,9	-66,5	-67,3

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Für die Endenergiebedarfe der verarbeitenden Industrie nach AGEb-Abgrenzung bewirken die modellierten Instrumente im MMS eine voranschreitende Elektrifizierung (2023: 188 TWh, 2030: 229 TWh, 2045: 249 TWh), eine Reduktion der fossilen Energieträgernutzung (2023: 350 TWh, 2030: 263 TWh, 2045: 148 TWh), und einen Einstieg in die Nutzung von grünem

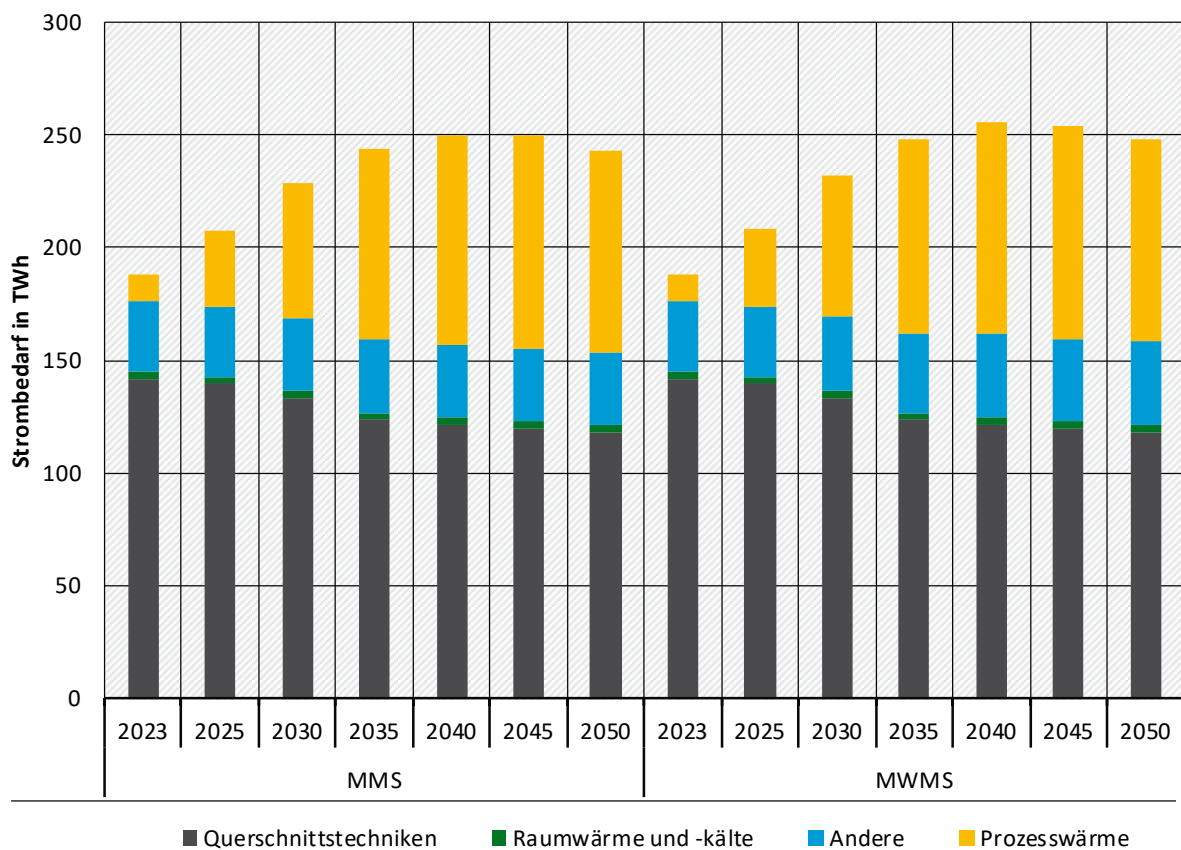
Wasserstoff (2030: 8 TWh, 2045: 63 TWh) (Abbildung 31). Im MWMS wird leicht stärker elektrifiziert (2023: 188 TWh, 2030: 232 TWh, 2045: 254 TWh). Die Reduktion der fossilen Energieträgernutzung (2023: 350 TWh, 2030: 260 TWh, 2045: 148 TWh) ist etwas stärker, die Nutzung von grünem Wasserstoff fast identisch (2030: 7 TWh, 2045: 63 TWh) (Abbildung 31).

Abbildung 31: Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

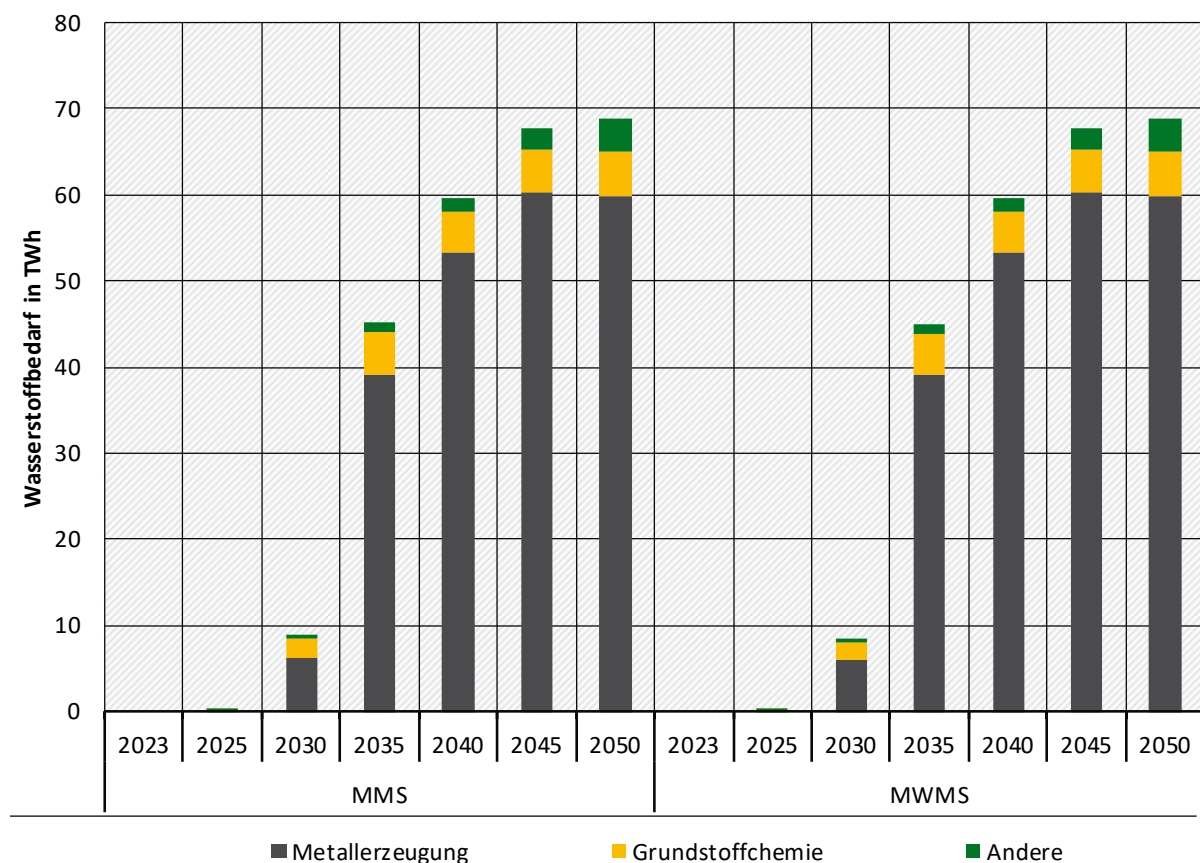
Der Zuwachs des Strombedarfs im MMS ist vor allem auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen (2023: 12 TWh, 2030: 60 TWh, 2045: 94 TWh), während klassische Stromanwendungen der Querschnittstechnologien effizienzbedingt weniger Strom verbrauchen (2023: 126 TWh, 2030: 119 TWh, 2045: 108 TWh) (Abbildung 32). Im MWMS ist die Elektrifizierung der Prozesswärme leicht verstärkt.

Abbildung 32: Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Wasserstoff wird energetisch und stofflich⁶⁰ in der Metallerzeugung genutzt (Direktreduktion von Eisen), erste Projekte nehmen ab 2026 den Betrieb auf (Abbildung 33). Ob diese dann direkt mit Wasserstoff betrieben werden können, ist sehr unsicher und standortbezogen. Die Modellierung geht von einer durch die Förderbedingungen angereizten Umstellung auf die Nutzung grünen Wasserstoffs aus (2030: 6 TWh, 2045: 60 TWh) – im Übergang kann aber neben dezidiert Erdgas nutzenden Anlagen auch von einer sehr heterogenen Mischung aus Erdgas, blauem und grünem Wasserstoff ausgegangen werden. Ein längerer oder gar dauerhafter Betrieb mit Erdgas hätte eine deutlich geringere Minderungswirkung zur Folge – und stellte insofern ein Risiko der Zielerreichung dar. Im MMS wird Wasserstoff in geringem Umfang auch rohstofflich genutzt (Ammoniaksynthese und wasserstoffbasiertes Methanol, 2030: 1 TWh, 2045: 4 TWh). Bis 2045 wird damit aber nur ein kleiner Teil des stofflichen Bedarfs abgedeckt (gesamter stofflicher Bedarf von Energieträgern beträgt 2023: 198 TWh, 2030: 246 TWh, 2045: 236 TWh). In anderen Anwendungen der Prozesswärme wird Wasserstoff nur vereinzelt genutzt (2045: <1 TWh). Im MWMS sind die Änderungen gegenüber MMS vernachlässigbar gering.

⁶⁰ Er wird hier analog zur Nutzung von Kohle und Koks in der fossilen Route energetisch bilanziert.

Abbildung 33: Wasserstoffnutzung (stofflich und energetisch) in der Industrie

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.1.2 Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten

Für die Instrumentenbewertung (siehe Förster et al. 2024) entsteht in der Modellierung eine wichtige abgeleitete Größe: die Diffusion CO₂-armer Produktionsverfahren in die energieintensive Grundstoffproduktion. Diese wird als physische Produktionsmenge angegeben und ist eine Folge der zur Schließung der Differenzkosten eingesetzten Budgets aus den Förderprogrammen. Wichtige Voraussetzungen der Umsetzung sind neben großräumigen Fragestellungen (siehe Förster et al. 2025a) wie Stromnetzausbau, Aufbau von Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur Themen wie Fachkräfteverfügbarkeit und weitere in dieser Modellierung nicht erfasste Bedingungen an den individuellen Standorten (Netzanschluss, verfügbarer Bauplatz, Logistik des Umbaus bis hin zur Verfügbarkeit von Spezialmaschinen). Sinngemäß treffen diese potenziellen Limitierungen auf alle Technologien zu und sie sollten ein Fokus der begleitenden Forschung der nächsten Jahre sein.

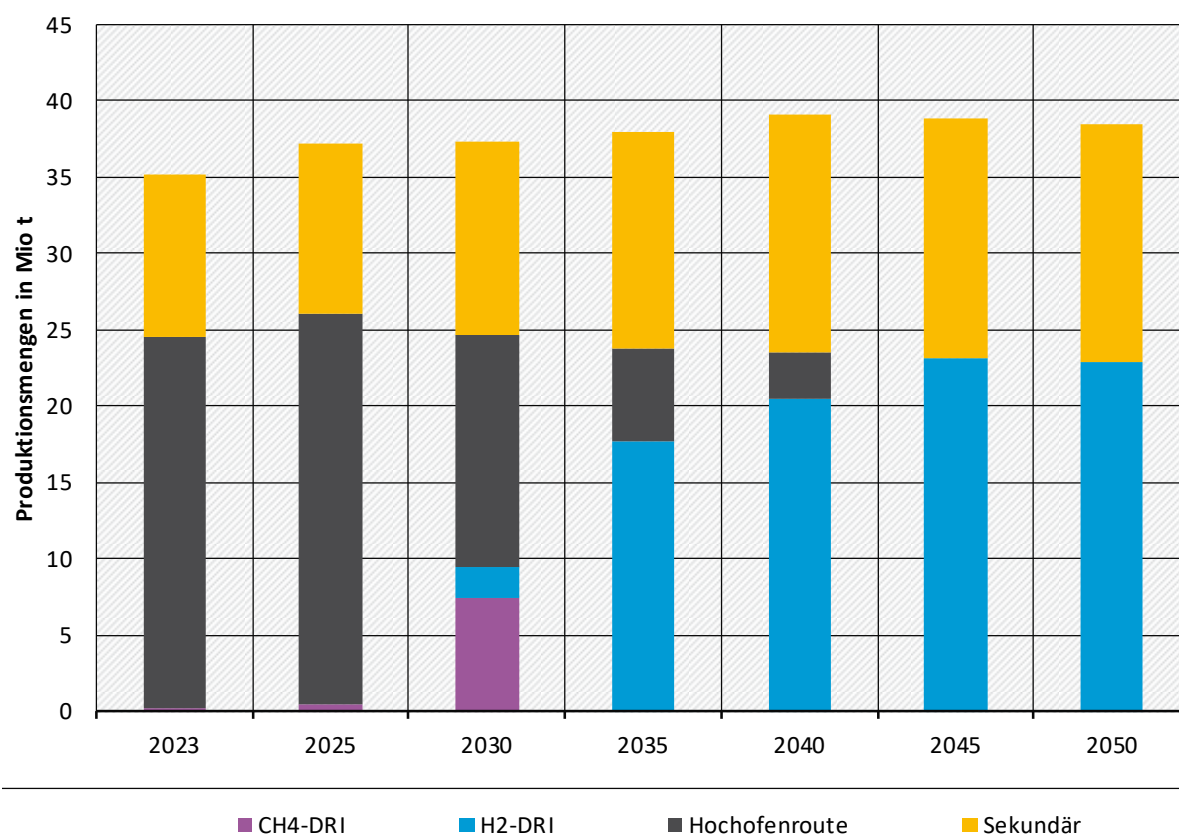
Die Differenzkosten werden in einem vereinfachten Verfahren berechnet, das neben den Investitionen vor allem die energiebedingten Mehrkosten CO₂-armer Verfahren und die bestehende CO₂-Bepreisung betrachtet. Andere Kostenbestandteile wie Personal, Material und weitere Betriebskosten werden ausgeblendet. Daraus ergeben sich direkte Abhängigkeiten von den angenommenen Energieträger- und CO₂-Preisen und für jedes Modellierungsjahr Differenzkosten. Budgets der Förderprogramme müssen in der Modellierung diese Differenz ausgleichen, um die Diffusion der Verfahren zu ermöglichen – es wird also explizit nicht davon ausgegangen, dass CO₂-arme Produktion ohne Weiteres Mehrerlöse am Markt erzielt. Die energiebedingten Differenzkosten werden auf die spezifische Treibhausgasminderung bezogen.

Daraus ergeben sich CO₂-bezogene Differenzkosten, die den Förderbedarf anzeigen. Darin enthalten sind bereits die im jeweiligen Jahr anliegenden CO₂-Preise des EU-EHS.

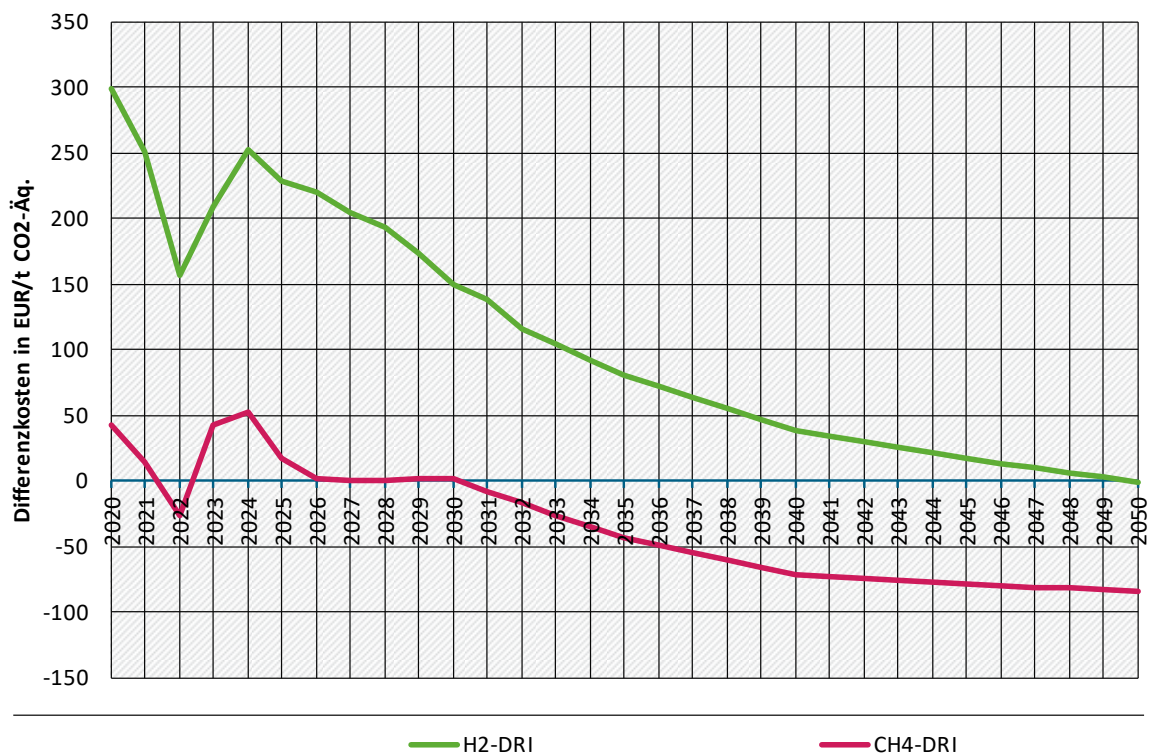
Sofern nicht abweichend dargestellt, gelten alle Aussagen für MMS und MWMS.

Im **Subsektor „Metallerzeugung“ (Eisen- und Stahlherstellung)** sind zwei Strategien zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen zentral (Abbildung 34): Die Ausweitung der Sekundärroute und damit der Kreislaufwirtschaft sowie die Substitution der weiterhin benötigten primären Erzeugung durch neue, wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren. Diese verdrängen die im bisherigen Verfahren der Hochofenroute notwendige Koks-kohle. Im MMS sinkt bis 2030 die konventionelle Primärproduktion gegenüber 2018 um 47 % auf 15,3 Mt. Die Direktreduktion mit Erdgas wird als Übergang zur weitgehend klimaneutralen Direktreduktion mit grünem Wasserstoff genutzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Anlagen für den Betrieb mit beiden Reduktionsmitteln/Energieträgern ausgelegt werden und im Übergang auch mit Mischungen operieren können. Dadurch wäre ein schneller Wechsel – im MMS zwischen 2030 und 2035 – technisch möglich. Herausforderungen und Unsicherheiten bestehen in der Verfügbarkeit wirtschaftlich attraktiven Wasserstoffs. Im Jahr 2045 wird keine Kohle mehr in der Stahlherstellung eingesetzt und sämtliche Hochofen sind durch Direktreduktionsanlagen oder Sekundärproduktion ersetzt. Diese Entwicklung beschreibt eine ambitionierte Umsetzung sowohl der bereits angekündigten als auch einer weiteren, mittelfristig durch die Bereitstellung der Fördermittel und langfristig fördermittelunabhängig durch wirtschaftliche Attraktivität angereizten (zum Teil auch) vorgezogenen Umstellung von Hochofenkapazitäten. Die kurzfristige Wirkung ist damit zentral vom Erfolg der begonnenen Projekte abhängig – und nicht grundsätzlich vom verfügbaren Förderbudget, sondern von der Umsetzung (s. o.) limitiert.

Abbildung 34: Rohstahlerzeugung nach Verfahren bis 2050 im MMS und MWMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 35: Differenzkosten für Direktreduktion von Eisen

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Differenzkosten wasserstoffbasierter Stahlerzeugung werden – ähnlich wie die der wasserstoffbasierten Chemie – durch die Energieträgerpreisdifferenz von Wasserstoff und dem konventionellen Energieträger (hier: Koks- und Erdgas) bestimmt. Mit deren angenommenen Verläufen (Kemmler et al. 2025) und der CO₂-Bepreisung erreicht das Verfahren erst 2050 negative Differenzkosten (Abbildung 35). Darin sind relevante Investitionsanteile enthalten – ohne diese werden negative Differenzkosten etwa 2040 erreicht. Dies ist auch der Zeitraum, in dem im MMS und MWMS Förderbudgets in Anspruch genommen werden, um die in bereits angekündigten und geförderten Projekten (aber auch darüber hinaus) angestrebten Mengen darzustellen. Nach 2035 erfolgt der Zubau marktgetrieben und die konventionelle Produktion in der Hochofenroute wird ohne neue Förderung ersetzt. Die erdgasbasierte Direktreduktion ist aufgrund der geringeren Energieträgerkosten durchgängig auch unter Berücksichtigung des angelegten CO₂-Preises günstiger – allerdings nicht mit dem Zielbild angekündigter Unternehmensstrategien und den Bedingungen einiger Förderprogramme kompatibel⁶¹. Daher wird davon ausgegangen, dass die mit Erdgas betriebene Direktreduktion nur einen Übergang darstellt (vergleiche Abbildung 34). Dabei wird von Anlagenkonfigurationen ausgegangen, die zwischen Erdgas und Wasserstoff mit geringem Aufwand wechseln können.

Im **Subsektor „Verarbeitung von Steinen und Erden“**, der maßgeblich durch die Zement- und Kalkherstellung⁶² bestimmt wird, wird der Treibhausgasausstoß durch den Einsatz von CO₂-

⁶¹ Vorkettenemissionen der Erdgasnutzung (insbesondere Methanemissionen) fließen nicht in die Bewertung ein. Falls ein Rahmen hierfür geschaffen würde, wären die Vermeidungskosten der erdgasbasierten Direktreduktion (abhängig von der angenommenen Methan-Leckage) deutlich höher und würden bis etwa 2045 positiv bleiben.

⁶² Eine angenommene Reduktion der Produktionsmenge von Kalk z. B. durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung trägt ebenfalls zur Treibhausgasminimierung bei.

Abscheidung verringert (Abbildung 36)⁶³. Im MMS betrifft dies geringe Mengen (gut 0,1 Mio. t CO₂-Äq. ab 2033 in Form von CCU), im MWMS nimmt die Abscheidung über 2030 (1,3 Mio. t CO₂-Äq.) bis 2045 (8,5 Mio. t CO₂-Äq., maßgeblich CCS) stark zu. Dabei werden vorrangig prozessbedingte Treibhausgasemissionen adressiert – energiebedingte Treibhausgasemissionen werden aber mit abgedeckt (auch 2045 sind in MMS und MWMS noch etwa 55 % der Treibhausgasemissionen des Subsektors energiebedingt). Dieser Entwicklungspfad der Abscheidung an Zement- und Kalkwerken berücksichtigt den Transportmodus der abgedeckten Treibhausgasemissionen nicht explizit – je nach Fortschritt des Ausbaus eines Leitungsnetzes können gerade in frühen Jahren große Anteile über nicht-leitungsgebundene Wege transportiert werden. Der Aufbaupfad der Abscheidung selbst (ohne Transport und Speicherung) startet nur im MWMS und nach 2030 in großem Umfang. Hierzu existieren auch ambitioniertere Pläne, konkret zwei Projekte mit einer geplanten Abscheidemenge von 4 Mio. t CO₂-Äq. in 2030 (VDZ 2024). Insgesamt werden im MWMS Risiken der Umsetzung von CCU/S vor allem in der Infrastruktur und Regulierung⁶⁴ gesehen – die Technologie an sich scheint marktfähig und im Vergleich zu anderen Vermeidungsoptionen dieser Treibhausgasemissionen wirtschaftlich attraktiv (vergleiche Abbildung 37).

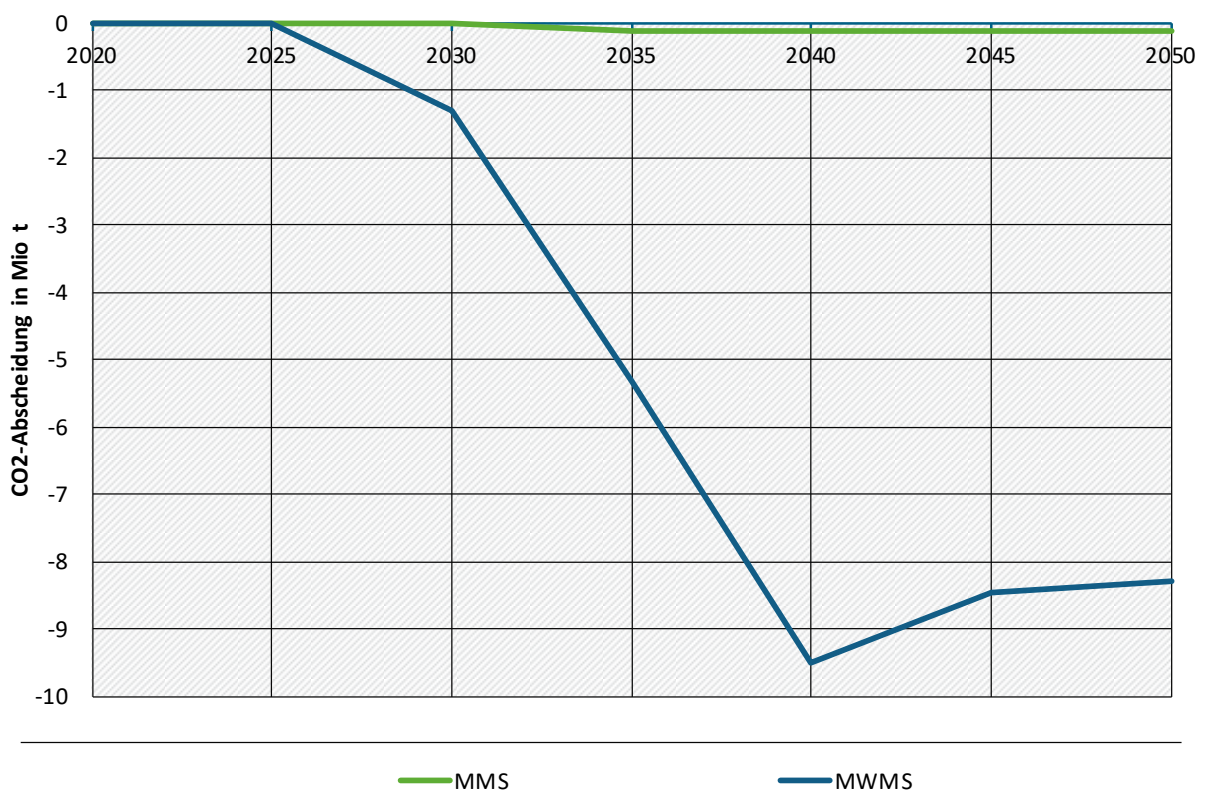
Im MMS wird aufgrund dieser Herausforderungen (z. B. Export abgedeckter CO₂-Mengen zu Lagerstätten) trotz der Verfügbarkeit entsprechender Förderbudgets (BIK Modul 2) nicht von einer Umsetzung von CCS ausgegangen. Bezüglich der Sicherheit und Dauerhaftigkeit der Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen sowie den zu erwartenden Kosten bestehen aufgrund vergleichsweise geringer Erfahrungswerte Unsicherheiten – auch wenn die Technik an sich als Schlüsseltechnologie zur Erreichung globaler Klimaziele eingeschätzt wird. Diese weisen darauf hin, dass die Nutzung der Technologie auf sonst nicht oder schwer vermeidbare Treibhausgasemissionen beschränkt sein und jedenfalls keine tatsächlich mögliche Vermeidung ihrer Entstehung ersetzen sollte (vgl. Ganzer et al. 2025; Purr und Spindler 2023; Malz et al. 2025). Dies ist im MWMS, orientiert an den Eckpunkten der Carbon Management-Strategie (BMWK 2024) so berücksichtigt⁶⁵. In sehr geringem Umfang werden CCU-Projekte (die nicht auf eine dauerhafte Speicherung angewiesen sind) im MMS umgesetzt.

⁶³ Der entstehende Strombedarf für die Abscheidung wird im Umwandlungssektor als Bedarf berücksichtigt und die entstehenden Treibhausgasemissionen dort als Aggregat mit denen aus der sonstigen Stromnachfrage berechnet.

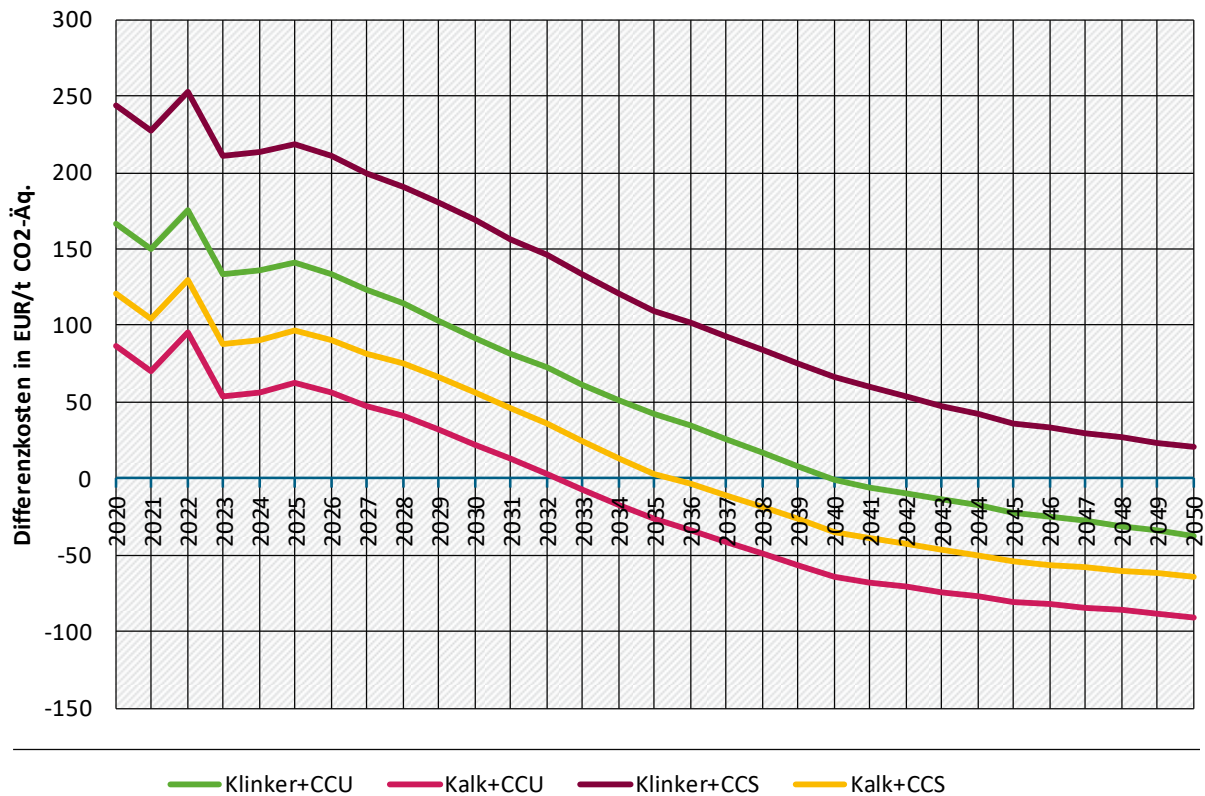
⁶⁴ Zum Zeitpunkt der Szenariodefinition ist die Finanzierung eines CO₂-Netzes noch ungeklärt. Es wird im MWMS davon ausgegangen, dass sie privatwirtschaftlich getragen wird (unterstützt von Modul 2 des BIK). Daher werden zur Ermittlung der Differenzkosten diese Kostenkomponenten einbezogen.

⁶⁵ Dort ist bis 2045 50 % der Zementklinker- und 55 % der Kalkproduktionskapazität mit Abscheidung ausgerüstet.

Abbildung 36: CO₂-Abscheidung in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 37: Differenzkosten für CCU- und CCS-Anwendungen (Abscheidung, Transport, Speicherung bei CCS)

CCS enthält Abscheidungs-, Transport- und Speicherkosten. CCU enthält Abscheidungs- und Transportkosten. Die zusätzlichen Kosten zur Senkenbereitstellung in wasserstoffbasierten Produkten werden dort, weitere Kosten nicht berücksichtigt.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die Anwendung von CCS auf die Herstellung von Zementklinker im Drehrohrföfen und Kalk in Schächtföfen (Abbildung 37) entstehen ebenfalls relevante Differenzkosten. Dort werden energiebedingte Mehrkosten bereits früh (deutlich vor 2030) durch ansteigende CO₂-Preise ausgeglichen⁶⁶. Hinzu kommen allerdings relevante Investitionen in Abscheidung, Speicherung und Transport, wodurch der Zeitpunkt negativer Vermeidungskosten um/nach 2035⁶⁷ erreicht wird – abhängig von Annahmen dieser Kostenkomponenten kann die Technologie frühzeitiger wirtschaftlich attraktiv werden. Die Nutzung von CO₂ (CCU) wirkt hier durch den Wegfall von Speicherkosten attraktiver, allerdings ist sie mit der Bereitstellung einer Produktsenke verknüpft. Mit der Abschätzung bezüglich wasserstoffbasierter Chemie (eine mögliche Produktsenke) ist aber deutlich, dass deren Verfügbarkeit streng begrenzt sein kann. Ebenso werden weitere mögliche Kosten für Bereitstellung und Verarbeitung des CO₂ am Produktionsstandort (Anpassung von Anlagen, Zwischenspeicher, Verteilung) nicht betrachtet. Im MMS (in dem kein CCS, nur CCU stattfindet) begrenzt daher auch die Verfügbarkeit von Senken die Anwendung von CCU auf wenige 100 kt. Für CCS begrenzender Faktor ist im MMS (im MWMS bei gleichen Kostenannahmen entspannt) vor allem die erwartete Umsetzung rechtlicher Rahmenbedingungen und die Errichtung der benötigten Infrastruktur.

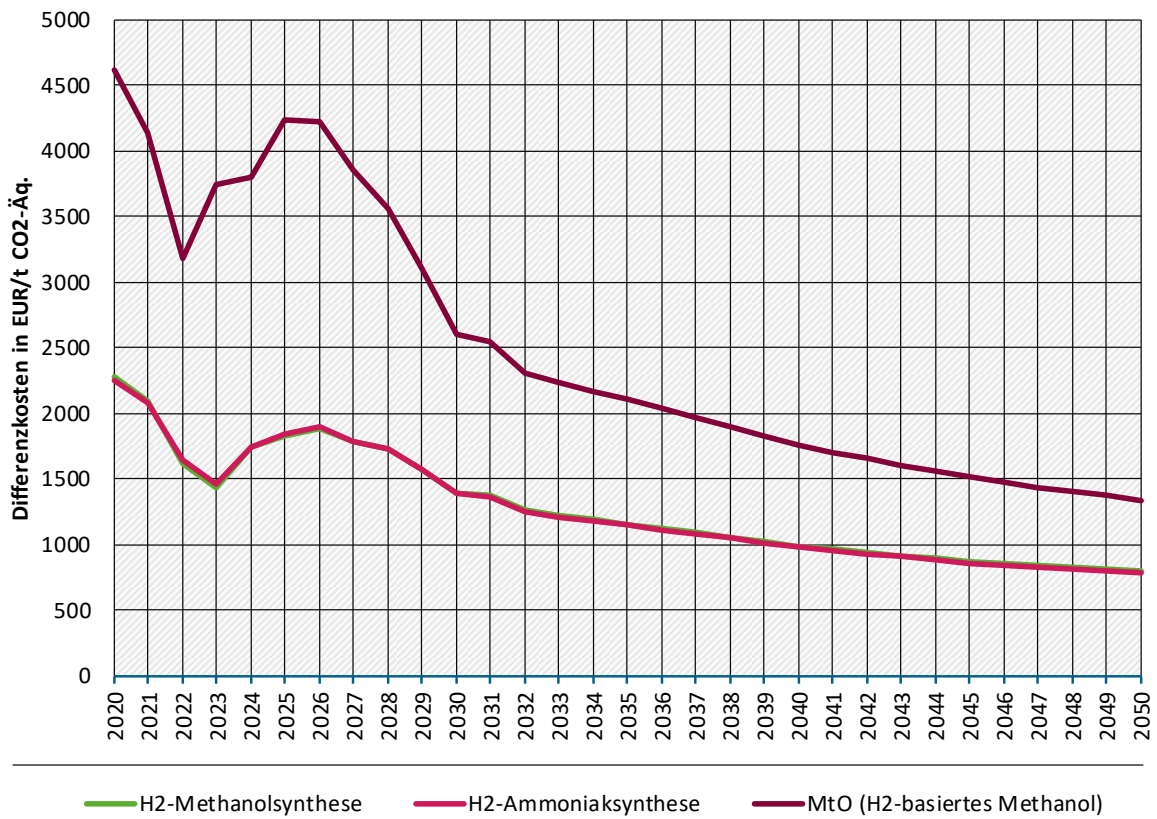
⁶⁶ Hier nicht betrachtete Standortbedingungen können die angegebenen Größenordnungen beeinflussen.

⁶⁷ In 2035 werden Transportkosten in Höhe von 60 Euro/tCO₂ und Speicherkosten in Höhe von 35 Euro/tCO₂ angenommen (Kemmler et al. 2025).

Im **Subsektor „Grundstoffchemie“** ist die wasserstoffbasierte Herstellung von Olefinen und Aromaten ein wichtiges Verfahren, um die Nutzung von fossilen Rohstoffen zu reduzieren. In den Projektionen 2024 (Harthan et al. 2024a) wurde nicht von einem Einstieg in die wasserstoffbasierte Methanol-zu-Olefin-Route ausgegangen. Grund dafür waren die hohen Differenzkosten im Vergleich mit der fossilen Route. Der maßgebliche Kostenfaktor der wasserstoffbasierten Verfahren ist die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff – dies ist unabhängig vom konkreten Verfahren. Die Einschätzung bleibt daher im MMS 2025 bestehen. Dies hat vier hier berücksichtigte Gründe: Die Vermeidungskosten sind weiterhin sehr hoch – insbesondere höher als Optionen in anderen Bereichen wie Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung (siehe Abbildung 41) und CCS. Hinzu kommt, dass eine für stärkere Diffusion der Technologie notwendige Förderung das verfügbare Budget sehr schnell aufbrauchen und dem in vielen Förderprogrammen stark betonten Ziel der Fördereffizienz (Förster et al. 2024) widersprechen würde. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff jedenfalls bis 2030 und vermutlich darüber hinaus limitiert. Und schließlich werden für die hier vorliegende Quantifizierung die am Ende des Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen (Müllverbrennung von Kunststoffen, in denen CO₂ und Wasserstoff gespeichert sind) nicht berücksichtigt. Würde dies anders behandelt – und ihre Vermeidung z. B. im EU-EHS direkt für die Produzentin preislich angereizt, erschienen die wasserstoffbasierten Verfahren zwar bezüglich ihrer Vermeidungskosten attraktiver – sie wären aber noch immer deutlich teurer als andere Vermeidungsoptionen.

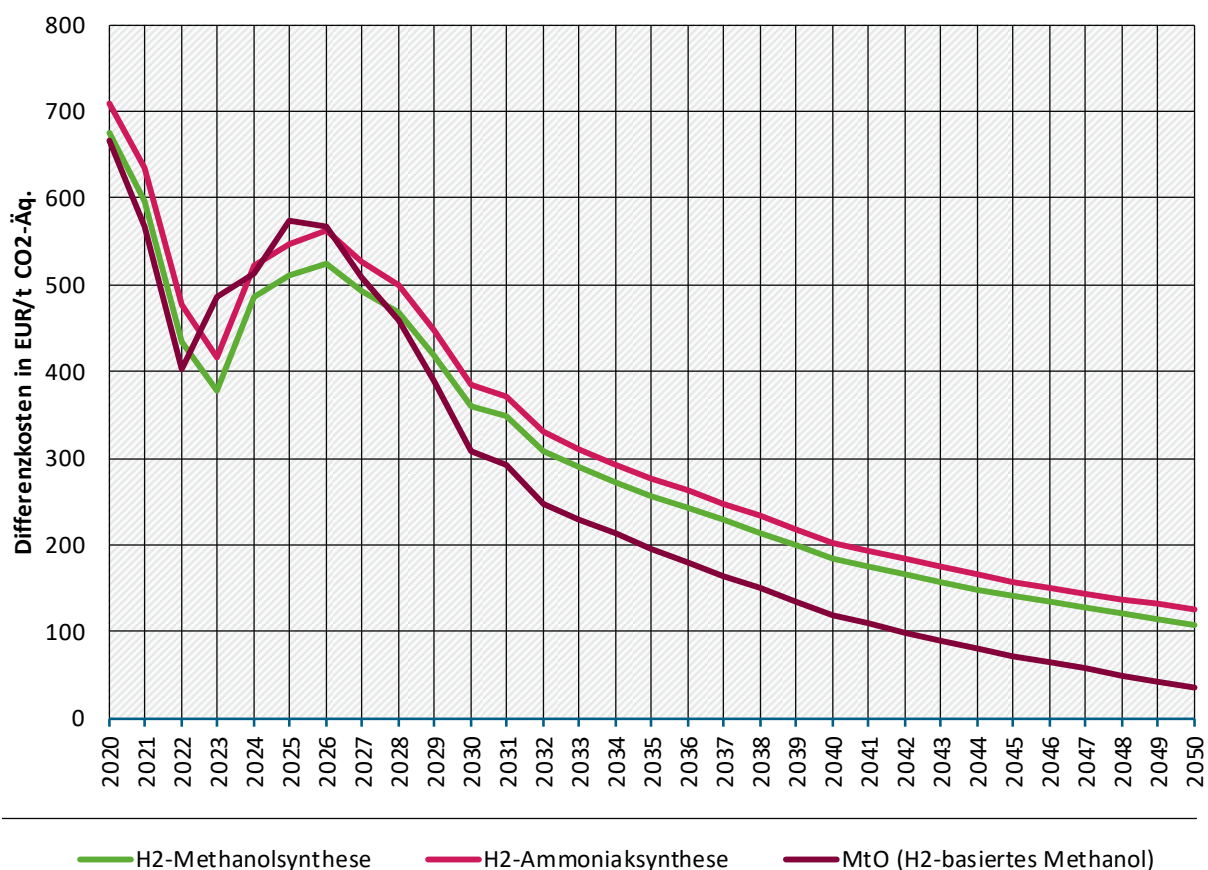
Die verfügbaren Förderbudgets werden daher wie im MMS 2024 nicht dieser Anwendung zugeordnet und können so nur in geringem Umfang Pilot- oder Demonstrationsanlagen darstellen. Diese Einschätzung kann sich durch Erkenntnisse z. B. der zweiten und eventuell folgenden Auktionsrunden der Klimaschutzverträge ändern. In Kontinuität mit dem Projektionsbericht 2024 ist die grundsätzliche Einschätzung, mit dem vorliegenden Instrumentenmix sei bei gegebenen Umfeldbedingungen kein hinreichender Einstieg in die wasserstoffbasierte Chemie möglich, stabil. Eine Kombination aus höheren Preisen für fossilen Rohstoff⁶⁸, geringeren Wasserstoffpreisen und einer Berücksichtigung von End-of-life-Treibhausgasemissionen in der Produktion könnte wasserstoffbasierte chemische Rohstoffe relevant werden lassen.

⁶⁸ Dieser könnte sich organisch durch eine mit der Transformation im Verkehrssektor verbundene Aktivitätsverlagerung von Raffinerien ergeben.

Abbildung 38: Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte

In die hier gezeigten Differenzkosten fließen energiebedingte Betriebskosten, CO₂-Bepreisung auf die direkten Treibhausgasemissionen und Investitionen ein. Die bei der Verbrennung von Kunststoffen entstehenden Treibhausgasemissionen werden nicht berücksichtigt. Diese Perspektive entspricht am ehesten dem aktuellen und für das MMS angelegten Kalkül.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 39: Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte (alternativ)

In die hier gezeigten Differenzkosten fließen energiebedingte Betriebskosten, CO₂-Bepreisung auf die direkten Treibhausgasemissionen und jene der Produktentsorgung (Müllverbrennung) und Investitionen ein. Diese Perspektive entspricht einer möglichen Betrachtung unter Einbeziehung einer erweiterten Wertschöpfungskette zur Bewertung der Treibhausgasvermeidung.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die wasserstoffbasierte Chemie sind Differenzkosten im MMS zunächst enorm hoch (zwischen 500 und 4.000 Euro/t CO₂-Äq.) und sinken im gesamten Modellierungszeitraum nicht unter null (Abbildung 38). Die besonders hohen Werte ergeben sich dabei vor allem aus dem stofflichen Wasserstoffbedarf in Verbindung mit dessen hohem Preis. Für die wasserstoffbasierte MtO (Methanol-to-Olefines)-Route werden etwa 115 GJ Wasserstoff je Tonne Produkt benötigt⁶⁹. Durch zunächst sehr hohe Wasserstoffpreise von etwa 65 EUR₂₀₂₀/GJ entstehen gegenüber der konventionellen Route (Naphtha-basiert, etwa 11 EUR₂₀₂₀/GJ, bei ähnlichem Gesamtenergiebedarf) energiebedingte Mehrkosten von etwa 3.700 EUR₂₀₂₀/t CO₂-Äq. Die CO₂-Bepreisung kann diese Differenz nicht ausgleichen, obschon je Tonne Produkt 2-2,5 t CO₂-Äq. eingespart werden⁷⁰. Ähnliche, wenn auch weniger stark ausgeprägte Zusammenhänge gelten für die wasserstoffbasierte Herstellung von Ammoniak und Methanol. In diesen drei Fällen – die einen großen Teil der rohstofflichen Energieträgernutzung der

⁶⁹ Dieser Wert beinhaltet die bilanzielle Erzeugung von in der konventionellen Route gekoppelten Produkten – auf energetischer Basis stellt die MtO-Route so die gleichen Produktmengen her.

⁷⁰ Diese Angabe bezieht sich ausschließlich auf die im unmittelbar beeinflussbaren Bereich des Produzenten befindlichen Treibhausgasemissionen, vor allem den energiebedingten Einsatz fossiler Energieträger im Produktionsprozess. Er variiert mit dem für die Energieversorgung eingesetzten Energieträger. Minderungen von Treibhausgasemissionen bei der Entsorgung sind in dieser Angabe nicht enthalten – mit deren Einbeziehung wäre in etwa eine Halbierung der Differenzkosten möglich. Allerdings würde dies das betrachtete System deutlich erweitern.

Grundstoffchemie ausmachen – ist mit dem untersuchten Politikmix ein Ausstieg aus der Nutzung fossiler Rohstoffe wünschenswert, dann doch mit dem Ziel der THG-minderungsbezogenen Fördereffizienz nicht im notwendigen Umfang vereinbar. Die angenommene Umstellung von Methanol und Ammoniak auf wasserstoffbasierte Verfahren liegt jeweils unter einer halben Million Tonnen und damit bis zum Ende des Modellierungszeitraums im (zum Teil fortgeschrittenen) Stadium der Demonstration.

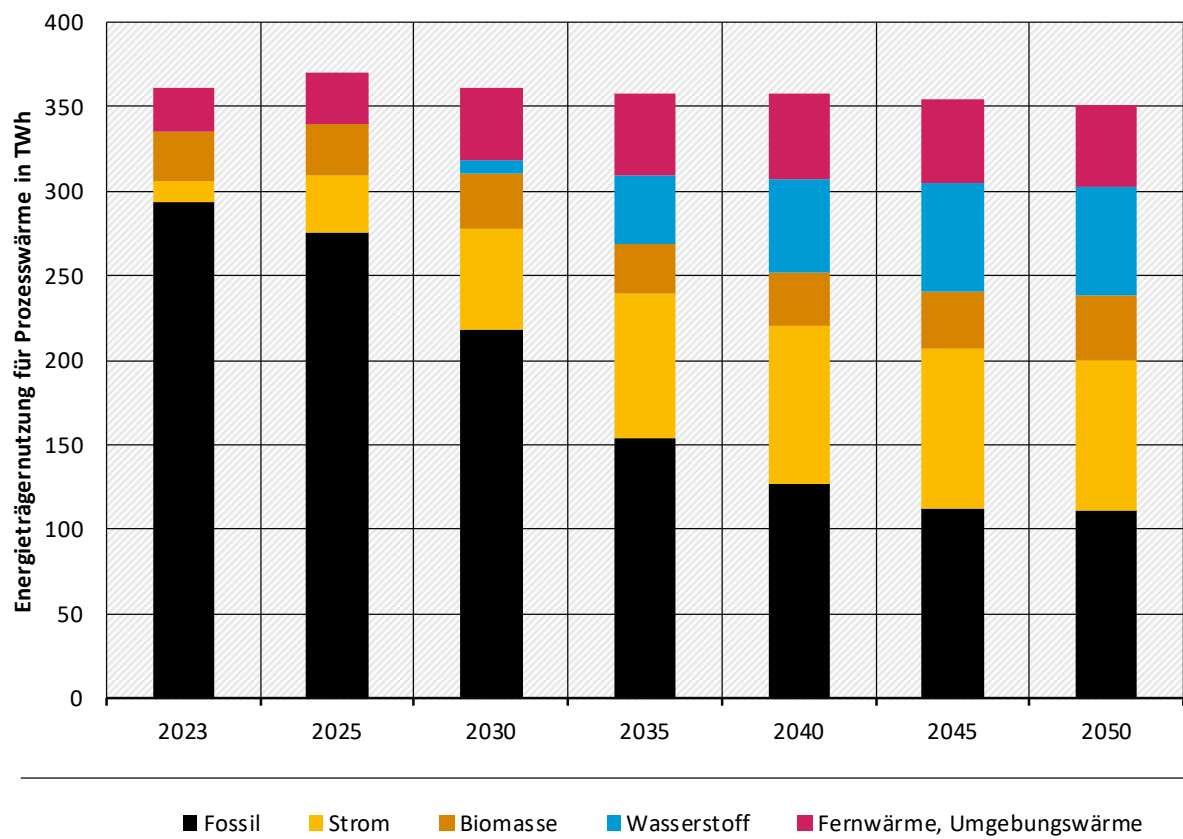
Die **industriell genutzte Prozesswärme** wird im MMS 2025 bis 2030 und darüber hinaus stark elektrifiziert (Abbildung 40). Bis 2030 steigt der Anteil der direkten Stromnutzung von 3 % (12 TWh) auf 17 % (60 TWh). Zusätzlich werden in Hochtemperaturwärmepumpen etwa 15 TWh Umgebungs- bzw. Abwärme genutzt. Diese Entwicklung wird maßgeblich durch steigende CO₂-Preise in Kombination mit zugewiesenen Budgets der Förderprogramme zur Abdeckung der Differenzkosten zu fossiler Prozesswärmeerzeugung getrieben. Von den zwischen 2020 und 2040 etwa 67 Mrd. Euro zur Verfügung stehenden Mitteln werden etwa 21 % (14 Mrd. Euro) für die direkte Elektrifizierung aufgewendet. Dabei werden Anwendungen bevorzugt, die über Hochtemperaturwärmepumpen und hybride elektrische Beheizung (der elektrische Betrieb erfolgt mit geringen Volllaststunden) vergleichsweise geringe Differenzkosten aufweisen. In Form von Teilelektrifizierung und Hybridisierung ist ein kostengünstiger Einstieg möglich – ein Großteil der Kosten entsteht über die Förderung von Vollelektrifizierung vor allem von Industrieöfen (vergleiche Differenzkosten in Abbildung 41). Mit den angenommenen Energieträgerpreisen – darunter insbesondere Strompreisen (Strom ist im Mittel über die industriellen Anwendergruppen in 2030 etwa dreimal so teuer wie Erdgas) – weist eine vollständige Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung also auch langfristig noch hohe Vermeidungskosten auf. Dadurch verlangsamt sich im MMS der Trend zur Elektrifizierung nach 2035, und die Nutzung fossiler Energien in der Prozesswärmeerzeugung verbleibt bis nach 2045 relevant. Ebenso steigt – aufgrund des Signals der CO₂-Bepreisung – die Biomassenutzung mäßig an (gegenüber 2023 +12 % bis 2030, +25 % bis 2045). Aktuell sind keine Instrumente vorhanden, einen solchen Anstieg zu stoppen, falls Biomasse durch Preissignale an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnt – der Anstieg der Nutzung verläuft aber mit den verwendeten Preisannahmen deutlich weniger steil als im MMS 2024. Das Risiko erhöhter sektoraler Treibhausgasemissionen⁷¹, sollte der Biomasseeinsatz effektiv beschränkt werden, besteht daher zwar weiter, ist aber deutlich verringert. In erster Näherung lässt sich abschätzen, dass eine Beschränkung auf das aktuelle (2023) Niveau der Biomassenutzung – weit überwiegend Reststoffnutzung aus industriellen Prozessen – mit etwa 0,64 Mio. t CO₂-Äq. zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 einhergehen würde⁷².

Im Zuge der Korridorrechnung (Kapitel 11.7) wird die Biomassenutzung für den ungünstigen Fall auf das bestehende Niveau von 2023 begrenzt.

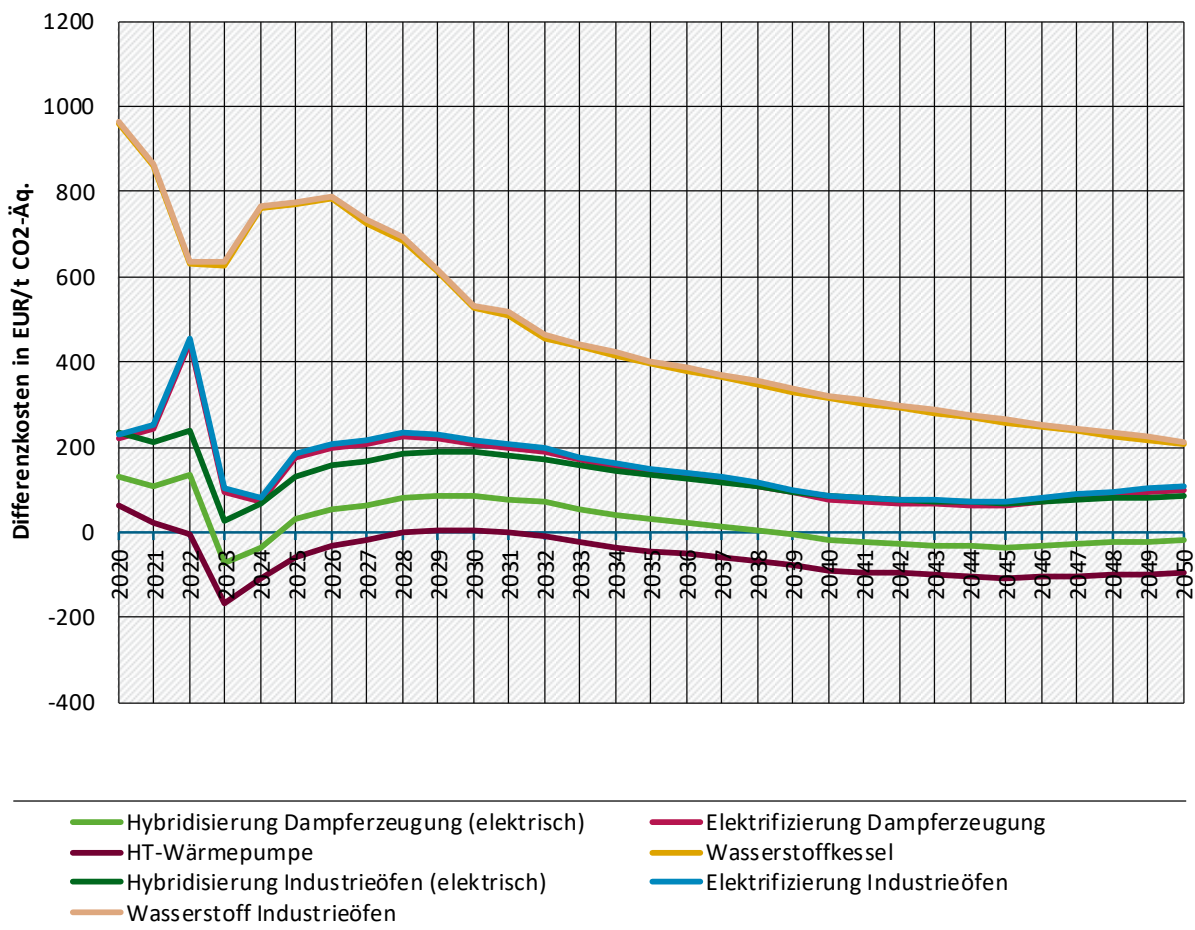
⁷¹ Die Gesamtbilanz des Biomasseeinsatzes (z. B. Wirkung im Sektor LULUCF) kann in dieser sektoralen Darstellung nicht bewertet werden.

⁷² Grobe Näherung: Der Zuwachs an Biomasse gegenüber 2021 von 3,2 TWh wird 2030 mit Erdgas ersetzt (Emissionsfaktor von 0,2 Mio. t CO₂-Äq./TWh). CO₂-Emissionen aus Biomasse werden in dieser Vergleichsrechnung als nicht klimawirksam (Memo-Item in Nationalen Inventarberichten) gerechnet. Die Rückwirkung auf die Angebotsseite der Biomasse wird außerhalb des Sektors berücksichtigt.

Abbildung 40: Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 41: Differenzkosten für Prozesswärmeerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Differenzkosten der CO₂-armen Prozesswärmeerzeugungsanlagen (Abbildung 41) sind maßgeblich durch die Preise und eingesetzten Mengen der Energieträger bestimmt (Fleiter et al. 2023). Dadurch können Wärmepumpen (mit einer konservativ angenommenen Jahresarbeitszahl (COP) von 2) sowie eine Teilelektrifizierung bzw. Hybridisierung (unter der Ausnutzung von Phasen geringer Strompreise) wirtschaftlich attraktiv sein, sofern Risiken und Aufwand der anfänglichen Investition gefördert werden.

Im industriellen Kontext werden oft hohe Temperaturen und Durchsätze bei hoher Zuverlässigkeit benötigt. Dies stellt hohe Anforderungen an Wärmepumpen – hier Hochtemperaturwärmepumpen um und über 100°C Senkentemperatur. Gleichzeitig sind Abwärmeströme oder sonstige Wärmequellen, die die für die Leistungszahl (coefficient of performance, COP) maßgebliche Temperaturdifferenz senken könnten, von lokalen Gegebenheiten abhängig. Diese können im Rahmen der Modellierung nicht zuverlässig erfasst werden, so dass eine konservative Annahme getroffen wurde. Darüber hinaus können für das Erreichen hoher Temperaturen (über etwa 120°C) ergänzende Anlagenteile notwendig werden – wie Elektrodenkessel oder mechanische Dampfverdichtung. In der Umsetzung können auch Industriewärmepumpen deutlich höhere Leistungszahlen erreichen.

Eine Teilelektrifizierung von Dampferzeugung und Industrieöfen ist bezüglich der operativen Energiekosten (OPEX) deutlich attraktiver, da von der Nutzung von Niedrigstrompreisphasen ausgegangen werden kann – also einem flexiblen Betrieb. Hier wurde angenommen, dass für 1000 Volllaststunden innerhalb eines Jahres ein Preis von 60 % des über das gesamte Jahr

gemittelten Strompreises realisiert werden kann⁷³. Damit liegen die OPEX-Differenzkosten dauerhaft im negativen Bereich. Allerdings schlagen durch die geringe Nutzung die Investitionen (Kapitalkosten, CAPEX) in der Teilelektrifizierung stärker zu Buche und werden auf geringere Treibhausgasminderungen verteilt – so dass die gesamten auf die Minderung bezogenen Differenzkosten einer Vollelektrifizierung ähnlich sind. Moderat steigende Volllaststunden (oder härtere Preisgrenzen zur Nutzung der elektrifizierten Anlage) im flexiblen Betrieb verschieben dies zunächst zugunsten der Teilelektrifizierung – langfristig gleichen sich die Konzepte aber an. Strategisch scheint der Einstieg über eine Teilelektrifizierung⁷⁴ attraktiv: Investitionen sind bereits getätigt, so dass das System nicht später erneut angepasst werden muss (und sie sind im Vergleich zu Betriebskosten gering). Die entstehende regelbare Kapazität kann zur Stabilisierung des Stromnetzes genutzt werden. Und der tatsächliche Elektrifizierungsgrad im Betrieb kann mittel- und langfristig aufwandsarm erhöht bzw. an die Strommarktsituation angepasst werden.

Eine vollständige Elektrifizierung – die mit dem mittleren jährlichen Strompreis angesetzt wird – ist zunächst im Betrieb teurer, vermeidet allerdings redundante Anlagenteile und erzeugt stärkere Treibhausgasminderungen. Wasserstoffbasierte Anlagen weisen durchgängig deutlich höhere Differenzkosten auf.

5.1.3 Annahmen zur Differenzkostenberechnung

Den im vorherigen Abschnitt dargestellten Differenzkosten liegen Annahmen über Investitionen (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) konventioneller und CO₂-armer Verfahren zugrunde. Diese Annahmen wurden zum Teil im Vergleich zum letzten Bericht angepasst, indem mit einem Integrationsfaktor zusätzlicher Investitionsbedarf im Umfeld neuer Prozesswärmeanlagen berücksichtigt wird (Tabelle 49). Dieser Faktor mit 2 bis 2,5 ist geschätzt und basiert auf persönlichen Informationen aus direkter Kommunikation der Modellierenden mit Unternehmen über geplante oder geprüfte Projekte. Qualitativ lassen sich diese zusätzlichen Kosten durch zu ergänzende oder zu verändernde Logistik am Standort, Flächenmanagement, potenziell Produktionsunterbrechungen und die Integration in umgebende Infrastruktur sowie Planungs- und Umsetzungsaufwand erklären. Es besteht die nicht zu vernachlässigende Wahrscheinlichkeit, die Zusatzkosten mit der gewählten quantitativen Ausgestaltung zu überschätzen – verfügbare Daten betrachten aber meist nur direkt die Anlage betreffende Kosten (z. B. Fleiter et al. 2023).

Die Quellenlage wurde für einige Technologien aktualisiert. Für CO₂-Abscheidung werden Kosten für Transport und Speicherung (siehe Kemmler et al. 2025) nun als zusätzliche Betriebskosten verbucht (vorher Teil der CAPEX über die gesamte Betriebszeit) und nur noch die Differenz einer mit CCU/S ausgestatteten Anlage im Vergleich zur konventionellen Anlage als CAPEX verwendet. Wasserstoffbetriebene Dampferzeugung und Industrieöfen wurden neu aufgenommen.

⁷³ Im Zeitraum November 2023 bis November 2024 wurde dieses Preisniveau in etwa 1500 Stunden unterschritten (BNetzA 2025). Diese Daten beziehen sich allerdings auf Großhandelspreise, ohne Berücksichtigung industriespezifischer Bedingungen.

⁷⁴ Wenn möglich unter Installation der vollständigen benötigten Erzeugungskapazität, also einer vollhybriden Option.

Tabelle 49: Annahmen zu CAPEX der durch Förderprogramme adressierten Technologien

Referenzprozess	CO ₂ -armer Prozess	Spez. Investition [Euro/t Kap.] oder [Euro/kW]	Quellen
Methanol erdgasbasiert	Methanol wasserstoffbasiert	470	[1]
Ammoniak erdgasbasiert	Ammoniak wasserstoffbasiert	27	[1]
Glasschmelze Gasbrenner	Vollelektrisch	200	[2]
Hochofen	Wasserstoffbasierte Direktreduktion	1000	[3]
Zementherstellung	CCS/CCU*	150	[4]
Kalkherstellung	CCS/CCU*	150	[4]
Ethylen, fossil	Ethylen, MtO	300	[1]
Erdgasbasierte Dampferzeugung	(Hybrid-) elektrische Dampferzeugung	170	[2]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Hochtemperatur-Wärmepumpe	1000	[5]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Vollelektrische Dampferzeugung	150	[2]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Wasserstoffkessel	85	[2]
Erdgasbeheizte Industrieöfen	(Hybrid-) elektrische Industrieöfen	400	[2]**
Erdgasbeheizte Industrieöfen	Vollelektrische Industrieöfen	300	[2]**
Erdgasbeheizte Industrieöfen	Wasserstoffbetriebene Industrieöfen	200	[2]

*CCU und CCS werden mit gleichen CAPEX angesetzt. Für CCU würden Speicherkosten entfallen, dies ist in den OPEX abgebildet.

** [5] mit Integrationsfaktor angepasst (2,5 für Hochtemperatur-Wärmepumpen, 2 für andere).

Quellen:

1: Perez-Fortes und Tzimas (2016), Geres et al. (2019), Perez-Fortes et al. (2016)

2: Fleiter et al. (2023)

3: Vogl et al. (2018), Eichhammer et al. (2018)

4: Bundeskartellamt (2017), Eichhammer et al. (2018), Kuramochi et al. (2012), SINTEF Energy Research (2018)

Zusätzlich zur CAPEX-Förderung wird eine OPEX-Förderung modelliert. Diese basiert auf Differenzkosten der konventionellen und CO₂-armen Produktionsverfahren – darin berücksichtigt sind ausschließlich energiebedingte Kosten. Unterschiede von weiteren Betriebskosten sowie Materialbedarfe sind nicht enthalten, da diese in einigen Fällen gar keine Rolle spielen (z. B. Prozesswärmeerzeugung, CCS/CCU) und sonst regelmäßig gegenüber den energiebedingten zurücktreten⁷⁵. Für die wasserstoffbasierte Chemie wird der Rohstoff – mithin der Hauptteil der Differenzkosten – als Teil der "energiebedingten" Kosten gesehen (Tabelle 50).

⁷⁵ Vergleiche beispielsweise Agora Energiewende; Future Camp; Wuppertal Institut (2021) für eine Aufschlüsselung der OPEX für Rohstahl. Dort werden die Mehrkosten für Material (Eisenerz und Zuschlagsstoffe) zwischen der Hochofenroute und der Direktreduktion mit Wasserstoff mit 28 Euro/t_{Rohstahl} angegeben – die energiebedingten Mehrkosten mit etwa 240 Euro/t_{Rohstahl}. Allgemeine Betriebskosten werden dort als identisch angenommen.

Tabelle 50: Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung

Produkt	Referenzprozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess	Innovativer Prozess						
		Energieträger		Energiebedarf [GJ/t oder GJ/kW (Prozesswärme/Dampf)]				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/[t CO ₂ /kW]		Energieträger		Energiebedarf				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/[tCO ₂ /kW]
		Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt			Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt	
Methanol	Erdgasbasierte Methanolsynthese	Erdgas	Erdgas	10,0	0,5	22,7	33,2	1,3	H ₂ -Methanolsynthese	-	Wasserstoff	0,0	5,4	22,5	27,9	0
Ammoniak	Erdgasbasierte Ammoniaksynthese	Erdgas	Erdgas	11,3	0,5	23,5	35,3	1,3	H ₂ -Ammoniaksynthese	-	Wasserstoff	0,0	6,2	25,2	31,4	0,0
Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefineproduktion	Erdgas	Naphtha	35,9	0,0	139,2	175,1	2,0	MtO (H ₂ -basiertes Methanol)	-	Wasserstoff	0,0	15,3	156,4	171,6	0,2
Klinker	Klinker brennen, Drehrohrföfen	Klinker-Mix	-	3,5	0,1	0,0	3,6	0,8	Klinker + CCS	Klinker-Mix	-	3,5	1,6	0,0	5,1	0,1
Brantkalk	Kalk brennen, Schachtofen	Erdgas	-	3,7	0,1	0,0	3,8	1,2	Kalk + CCS	Erdgas	-	3,7	2,3	0,0	6,0	0,1
Flachglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Erdgas	-	10,9	0,9	0,0	11,9	0,6	Vollelektrische Schmelzwanne (Flachglas)	-	-	0,0	10,0	0,0	10,0	0,1
Behälterglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Erdgas	-	5,8	1,4	0,0	7,2	0,3	Vollelektrische Schmelzwanne (Behälterglas)	-	-	0,0	3,3	0,0	3,3	0,1
Rohstahl	Hochofen	Kohle	-	17,1	0,9	0,0	17,9	1,7	H ₂ -DRI	Wasserstoff	-	8,0	2,3	0,0	10,3	0,1
Rohstahl	Hochofen	Kohle	-	17,1	0,9	0,0	17,9	1,7	CH ₄ -DRI	Erdgas	-	8,0	2,3	0,0	10,3	0,5
Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Erdgas	-	4,0			4,0	0,2	Hybridisierung Dampferzeugung (elektrisch)	Strom Teillast	-	3,8			3,8	0,0

Produkt	Referenzprozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess	Innovativer Prozess						
		Energieträger		Energiebedarf [GJ/t oder GJ/kW (Prozesswärme/Dampf)]				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/[t CO ₂ /kW]		Energieträger		Energiebedarf				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/[t CO ₂ /kW]
		Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt			Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt	
Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Erdgas	-	32,0			32,0	1,8	Elektrifizierung Dampferzeugung	Strom	-	30,3			30,3	0,0
Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Erdgas	-	32,0			32,0	1,8	HT-Wärmepumpe	Strom	-	14,4			14,4	0,0
Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Erdgas	-	32,0			32,0	1,8	Wasserstoffkessel	Wasserstoff	-	32,0			32,0	0,0
Industrieöfen	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Erdgas	-	4,0			4,0	0,2	Hybridisierung Industrieöfen (elektrisch)	Strom Teillast	-	3,8			3,8	0,0
Industrieöfen	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Erdgas	-	32,0			32,0	1,8	Elektrifizierung Industrieöfen	Strom	-	30,3			30,3	0,0
Industrieöfen	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Erdgas	-	32,0			32,0	1,8	Wasserstoff Industrieöfen	Wasserstoff	-	32,0			32,0	0,0

Quelle: Zusammenstellung Fraunhofer ISI

5.2 Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024).

Für die Instrumentenbewertung wird auf zwei unterschiedliche Bilanzräume zurückgegriffen. Die integrierte Modellierung wird mit einem Sektormodell berechnet (FORECAST, siehe Förster et al. 2025b). Dessen Ergebnisse fließen in die Gesamtbewertung ein. Dabei werden Ergebnisse vom Bilanzraum der Energiebilanz (AGEB) auf die für die Einordnung und Berichterstattung der Treibhausgasemissionen maßgeblichen Energieeinsätze des ZSE (Zentrales System Emissionen) umgerechnet – hauptsächlich im Zusammenhang mit Industriekraftwerken, geringfügig auch für prozessbedingte Emissionen. Im Zuge der Umrechnung entstehen Differenzen. Die Instrumentenbewertung wird auf der höheren Detailebene des AGEB-Bilanzraumes durchgeführt und anschließend auf jenen des ZSE skaliert. Dadurch sind die Instrumentenwirkungen der Treibhausgasemissionen mit denen der Energiebedarfe nicht direkt vergleichbar. Die Beziehung der Instrumente untereinander und die jeweiligen Gesamtwirkungen bleiben allerdings erhalten.

Dieses Vorgehen ermöglicht es, sowohl für Endenergie als auch Treibhausgasemissionen mit den jeweiligen Systemen kompatible Ergebnisse zu erzeugen – und darüber hinaus detailliertere Angaben zur Entwicklung des Endenergiebedarfs zu machen (z. B. Abbildung 31).

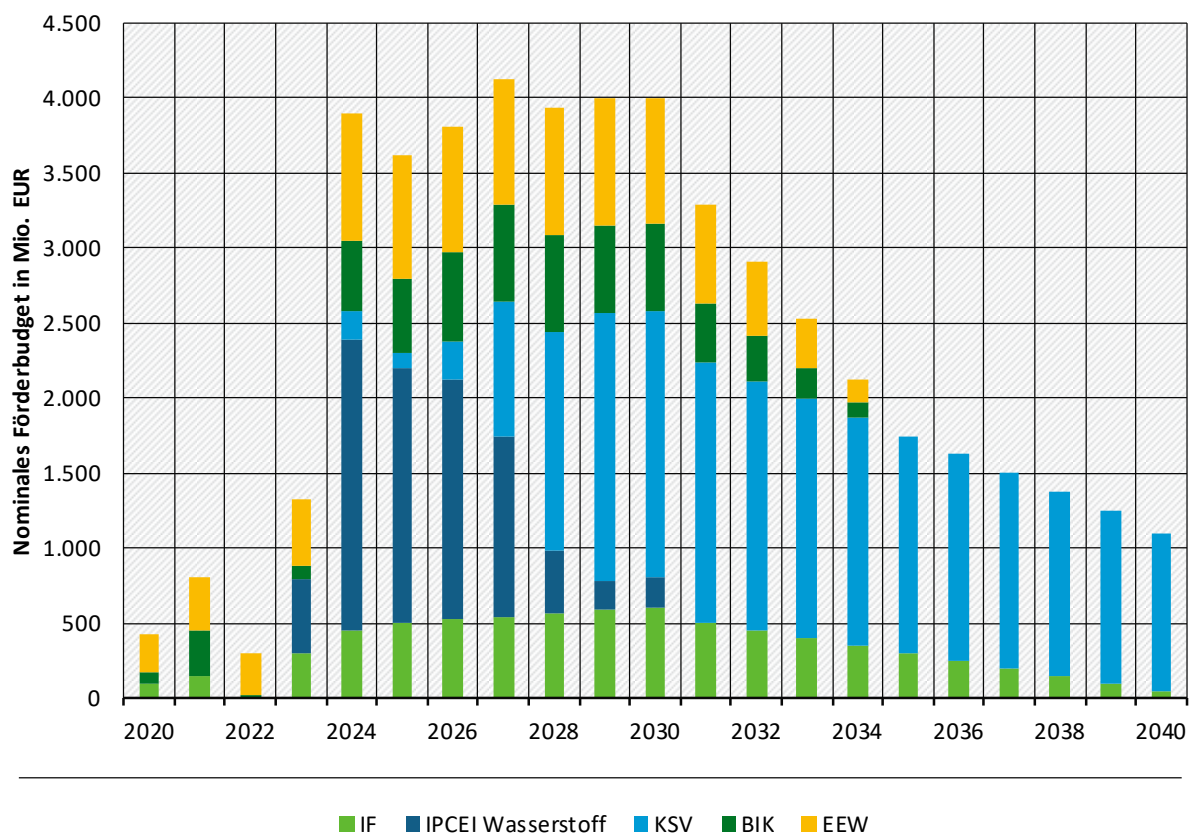
5.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

5.2.1.1 Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)

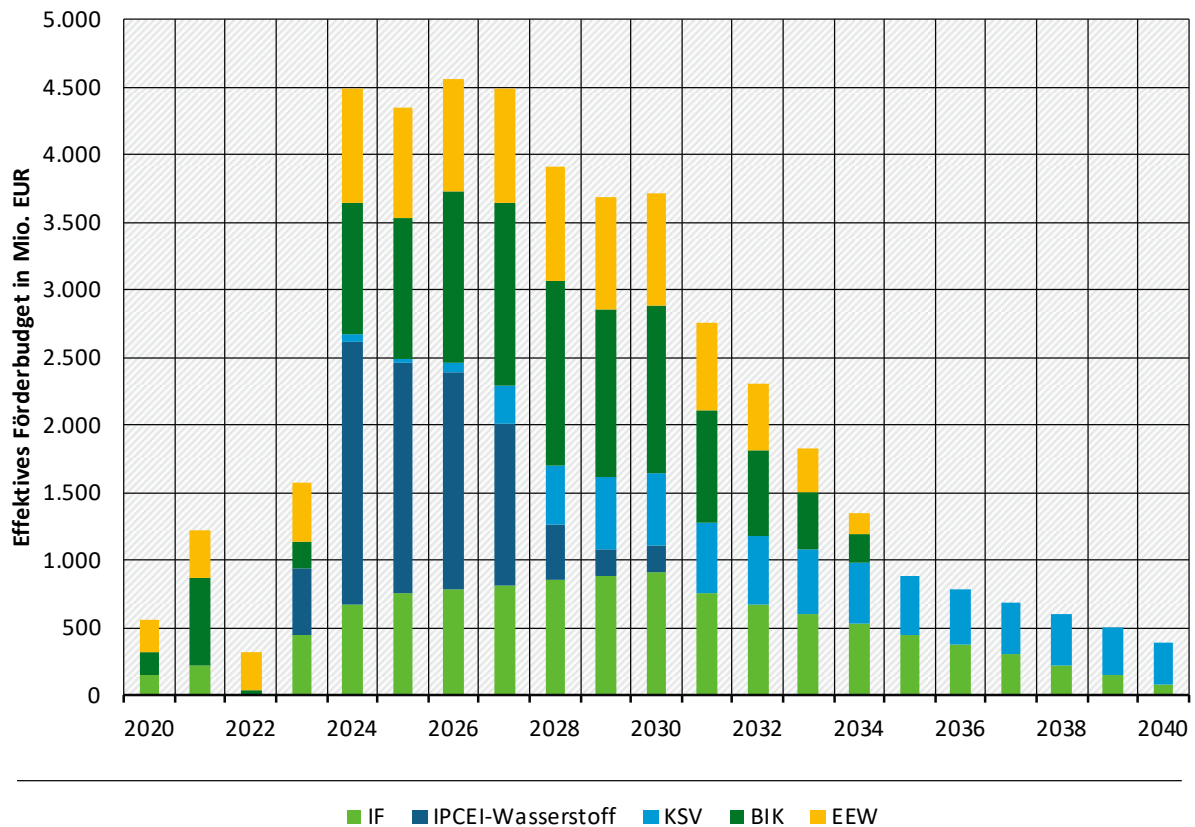
Die in diesem Bündel zusammengefassten Instrumente (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), Teile der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW), Klimaschutzverträge (KSV), EU-EHS-Innovationsfonds (IF) sowie IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion (IPCEI)) unterstützen die Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (z. B. wasserstoffbasierte Stahlerzeugung, Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung). Die dafür bereitgestellten Budgets schließen vorrangig Kostendifferenzen zwischen emissionsarmer und konventioneller Produktion. Dies geschieht durch Investitions- und Betriebsförderung. Bis 2030 ist dabei eine Gesamtsumme von gut 30 Mrd. Euro angenommen, bis 2040 knapp 50 Mrd. Euro. Mit etwa 47 % der Gesamtsumme stellen dabei die KSV die relative Mehrheit, gefolgt von IPCEI (18 %), IF (16 %) und dem BIK (13 %) sowie EEW (7 %) (Abbildung 42). Dieses nominal zur Verfügung stehende Budget wird anhand der Förderbedingungen modifiziert. Dazu gehört die teilweise Ausschüttung der KSV (30 %, Rest wird als Absicherung gegen Preisschwankungen zurückgehalten), die Co-Finanzierung der Länder im BIK (20 %) sowie die nur anteilige Förderung der förderfähigen Differenzkosten im BIK (40 %) und IF (60 %), für welche aufgrund für bestimmte Anwendungen unattraktiven Förderbedingungen nur eine teilweise Ausschöpfung (70 % BIK, 80 % IF) angenommen wurde. Dadurch werden die Budgetanteile verschoben auf 27 % (BIK), 24 % (IF), 20 % (EEW), 18 % (IPCEI) und 14 % (KSV) (Abbildung 43). Diese Anpassung erzeugt zuvorderst eine Verschiebung zwischen den Instrumenten⁷⁶, die effektive Gesamtsumme ist mit 90 % der nominellen Gesamtsumme sehr ähnlich.

⁷⁶ Diese Verschiebung hat keine Auswirkung auf die angenommene Allokation der Budgets zu Technologien und Branchen.

Abbildung 42: Nominales Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 43: Effektives Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

In der Modellierung der Instrumentenwirkung wird das Gesamtbudget – unterschieden nach CAPEX- und OPEX-Bedarf – auf spezifische Technologien bzw. Herstellverfahren aufgeteilt. Maßgebliche Kriterien für die angenommene Verwendung sind bereits bestehende Förderzusagen und die – entsprechend der Instrumentenbeschreibung – erwartete Fördereffizienz (welche Vermeidung wird pro eingesetztem Euro erreicht). Nach diesem Kriterium werden vorrangig marktnahe Anwendungen mit geringeren Differenzkosten gefördert. Beispiele sind die wasserstoffbasierte Direktreduktion, die Direktelektrifizierung von Dampferzeugung und Industrieöfen und teil-elektrische Glasschmelze. Die Nicht-Berücksichtigung von Technologiebereichen mit hohen Vermeidungskosten der Methode des letzten Jahres wird damit weitergeführt. Dies betrifft vorrangig die stoffliche Wasserstoffnutzung in der Chemie, in deren Einstieg wenig Fördermittel fließen. Diese Setzung im Zuge der Modellierung erlaubt keine Aussage über die Dringlichkeit oder Bedeutung der Transformation dieses Sektors. Die für die Instrumente definierte Fördereffizienz als wichtigstes Vergabekriterium legt aber nahe, dass die stoffliche Wasserstoffnutzung in der Grundstoffchemie anderer Anreize bedarf⁷⁷.

Förderprogramme wirken zunächst als CAPEX-Impuls: Eine Produktionsanlage wird errichtet. OPEX-Bedarf ergibt sich aus der installierten Leistung (z. B. die physische Menge wasserstoffbasierter Stahlerzeugung in Tonnen) und den in jedem Jahr unterschiedlichen Differenzkosten zur konventionellen Produktion. Dabei gilt grundsätzlich: Keine Investition ohne Geschäftsmodell – eine Investition zieht also stets einen Ausgleich eventuell vorhandener

⁷⁷ Im Zuge der Förderung CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung fließen auch Mittel in die Chemieindustrie.

Differenzkosten durch Programmmittel nach sich. Umgekehrt gilt auch: Negative Vermeidungskosten ermöglichen eine von den Förderprogrammen unabhängige Diffusion der Produktionsverfahren. Investitionen in den Aufbau (CAPEX) von Produktionskapazität und Kosten für den Differenzkostenausgleich (OPEX) werden in der Modellierung getrennt berechnet, aber für die Wirkung der Programme zusammengefasst⁷⁸. Die Differenzkosten wiederum hängen von technischen Parametern der Verfahren und den im Szenario angenommenen Energieträger- und CO₂-Preisentwicklungen (siehe Kemmler et al. 2025) ab. In Summe wird in der Modellierung 100 % des Gesamtbudgets verwendet, dabei kommt es in einigen Jahren zur Überschreitung der jährlich hinterlegten Menge, in anderen (vor allem bis 2030) zur Unterschreitung. In den Jahren 2020-2040 werden im Mittel 55 % der eingesetzten Förderbudgets für OPEX und 45 % für CAPEX verwendet.

Die Aufteilung der Instrumentenwirkung auf einzelne Instrumente in diesem Bündel ist unsicher und wird entsprechend vereinfacht anhand der nominalen Budgetanteile festgelegt. Somit entfallen entsprechend auf den IF 16 %, auf IPCEI Wasserstoff 18 %, auf die KSV 47 %, das EEW 7% und auf das BIK 13 % der in Tabelle 51 angegebenen Gesamtwirkung⁷⁹. Daraus ergeben sich die Treibhausgasemissionsminderungen der Instrumente. Die kumulierte Wirkung (2024-2045) der Klimaschutzverträge beträgt im MMS 196 Mio. t CO₂-Äq., die der IPCEI 74 Mio. t CO₂-Äq., die des EU-Innovationsfonds 68 Mio. t CO₂-Äq. und die des BIK 53 Mio. t CO₂-Äq. – zusammen 391 Mio. t CO₂-Äq., und damit den Projektionen 2024 vergleichbar (377 Mio. t CO₂-Äq.).

Die Instrumentenwirkung wird als Differenz zu einem kontrafaktischen Szenario berechnet, in dem keine Förderprogrammbudgets zur Verfügung stehen – andere Instrumente (darunter insbesondere das EU-EHS) aber weiterhin wirken. Aus dieser Methode entsteht ein kontrafaktisches Szenario, in dem neue Produktionsverfahren durchaus in den Markt eintreten können – sofern sie negative Differenzkosten aufweisen. Dies trifft z. B. auf die Nutzung von CCS für prozessbedingte Treibhausgasemissionen und die erdgasbasierte Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlherstellung zu.

Diese Methode ermöglicht den Vergleich der Instrumentenwirkung jeweils gegenüber den anderen Instrumenten. Eine Aufsummierung der Wirkungen aller so entstehenden kontrafaktischen Szenarien allerdings ergibt kein sinnvolles "Ohne Maßnahmen-Szenario," da in diesem die starke Interaktion der Instrumente unterschätzt würde. Ein solches "Ohne Maßnahmen-Szenario" ist methodisch sehr herausfordernd, scheint aber im Sinne einer klareren Kommunikation der Instrumentenwirkung in folgenden Projektionsberichten sinnvoll.

Tabelle 51: Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Klimaschutzverträge	0,5	4,8	13,2	14,7	11,1	5,7

⁷⁸ Dieser Modellierungsansatz soll sowohl CAPEX- als auch OPEX-Förderungen abbilden, unterstellt aber nicht in Bezug auf individuelle Projekte eine Förderung beider Aspekte. Den Förderbedingungen kommt die Vorstellung näher, dass einige Projekte (mit geringen OPEX-Herausforderungen) vor allem CAPEX-gefördert werden – und umgekehrt andere Projekte mit hohen OPEX-Differenzkosten vor allem durch eine diesbezügliche Förderung ermöglicht werden.

⁷⁹ Eine Aufteilung der Wirkung entlang der angenommenen effektiven Förderbudgets wäre ebenso möglich mit entsprechend verschobenen Instrumentenanteilen. Die auf dem nominalen Budget basierende Aufteilung wurde gewählt, um die Unsicherheit der Effektivitätsberechnung daraus zu entfernen.

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	4,8	4,6	3,9	3,4	2,2	1,0
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,2	1,8	5,0	5,6	4,2	2,2
EU-EHS-Innovationsfonds	0,2	1,7	4,6	5,1	3,8	2,0
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0,1	1,3	3,6	4,0	3,0	1,5
Summe	5,8	14,2	30,2	32,8	24,3	12,5

* Inkl. Haushaltsmittel für das ehemalige Programm „Förderprogramm CO₂-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien“

5.2.1.2 EU-Emissionshandel

Es existieren umfangreiche methodische Überlappungen der Bewertung dieses Instrumentes mit den Förderprogrammen. Wie damit umgegangen wird, ist bei jenen beschrieben.

Der EU-Emissionshandel gibt Treibhausgasemissionen einen Preis und verteuert so die Nutzung fossiler Energieträger und anderer Emissionsquellen. Dieses Instrument wirkt auf die überwiegende Mehrheit der Treibhausgasemissionen in der Industrie – davon nicht erfasste Mengen werden durch das Instrument "CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme" adressiert. Der für die Modellierung angenommene Preispfad ist in den Rahmendaten zum Projektionsbericht 2025 (Kemmler et al. 2025) dargestellt. Die freie Zuteilung von Emissionszertifikaten und deren zeitlicher Verlauf wird in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Insofern wird der angelegte Preis auch als Repräsentation von Opportunitätskosten⁸⁰ gesehen.

Die Modellierung reagiert auf die durch den EU-Emissionshandel gesendeten Preissignale, indem die derart verteuerten Energieträger gegenüber weniger emissionsintensiven Alternativen weniger attraktiv werden und seltener Verwendung finden. Dies wirkt sich z. B. bei der Auswahl der Technologie im Zuge einer Ersatzinvestition aus. Zusätzlich zu dieser Wirkung reduziert der EU-Emissionshandel die für die Bewertung der "Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)" angelegten Differenzkosten. Dieser Zusammenhang wird in der Instrumentenbewertung des EU-Emissionshandels nicht berücksichtigt, da daraus sonst Doppelzählungen entstünden. Ohne EU-Emissionshandel müsste aber für die gleiche Minderungswirkung der Förderprogramme ein relevant höheres Budget bereitgestellt werden – etwa 320 % der im MMS angelegten Summe. Diese Abschätzung entsteht aus den deutlich steigenden Differenzkosten der berücksichtigten Technologien, wenn das EU-EHS keinen Teil der Lücke zwischen fossilen und CO₂-armen Verfahren schliesse. Im Jahr 2030 stiegen die Differenzkosten in diesem Fall beispielsweise für die wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisen (siehe Abbildung 35) von 88 Euro/t auf 160 Euro/t.

⁸⁰ Also dem Gedanken, dass nicht genutzte freie Zuteilungen den gleichen Wert haben wie zuzukaufende Zertifikate.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 52 als Differenz zu einem Zustand ohne Emissionshandel (Zertifikatspreis = 0), aber bei gleicher Wirkung der Förderprogramme, berechnet.

5.2.1.3 CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)

Die CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme gibt Treibhausgasemissionen einen Preis und verteuert so die Nutzung fossiler Energieträger. Dieses Instrument wirkt auf einen kleinen Teil der Treibhausgasemissionen in der Industrie – lediglich jene Menge, die durch das Instrument „CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme“ erfasst sind. Der für die Modellierung angenommene Preispfad ist in den Rahmendaten zum Projektionsbericht 2025 (Kemmler et al. 2025) dargestellt.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 52 als Differenz zu einem virtuellen Szenario ohne CO₂-Bepreisung (Preis = 0) berechnet.

5.2.1.4 Instrumente mit Wirkung auf Treibhausgasemissionen aus Produktverwendung und sonstige prozessbedingte Emissionen

EU-Richtlinie 2006/40/EG (MAC-Richtlinie)

Die MAC-Richtlinie von 2006 begrenzt das Treibhausgaspotenzial (GWP) von Kältemitteln für Klimaanlage in Kraftfahrzeugen und führte zu einem starken Rückgang im Einsatz und damit der Emissionen insbesondere des fluorierten Kältemittels R-134a, einem teilhalogeniertem Fluorkohlenwasserstoff (HFKW) mit einem GWP von 1300 gemäß dem fünften IPCC-Sachstandsbericht (AR5). Die Modellierung berücksichtigt die Interaktion der MAC-Richtlinie mit dem HFKW-Phase-Down gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573 in Bezug auf die auf den Markt gebrachten und emittierten HFKW-Mengen. Die Treibhausgaserminderungswirkung der MAC-Richtlinie wird basierend auf Gschrey und Schwarz (2011) mit etwa 4-6 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr abgeschätzt und ist zusätzlich zur Wirkung des erst einige Jahre später in Kraft gesetzten HFKW-Phase-Down zu verstehen.

HFKW-Phase-Down gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573 und 517/2014

Mit der Novelle der EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 von 2014 wurde eine schrittweise Beschränkung der Mengen von HFKW eingeführt, die EU-weit in Verkehr gebracht werden dürfen, unterfüttert mit spezifischen Verboten von HFKW oberhalb spezifischer GWP-Schwellen in Neuanlagen bestimmter Anwendungen. Mit der Novelle von 2024 zur Verordnung 2024/573 wurde der Phase-Down verschärft, verlängert und bis 2050 in einen Phase-Out überführt. Der HFKW-Phase-Down/-Phase-Out führt jenseits der Verbote zu einer Verknappung der für Neuanlagen und Nachfüllungen verfügbaren HFKW-Mengen, zu höheren HFKW-Preisen und steigender Attraktivität von Alternativstoffen ohne oder mit niedrigerem GWP und im Endeffekt mit Zeitverzögerung zu geringeren HFKW-Emissionen aus dem Betrieb und der Entsorgung von HFKW-haltigen Geräten und Produkten.

Für die Modellierung im MMS werden aus Modellierungsarbeiten im Kontext der Revision der EU-F-Gas-Verordnung (Gschrey et al. 2022) die EU-weiten Emissionstrends im *Proportionate Action Scenario (Option 2)* der Folgenabschätzung zur Revision der F-Gas-Verordnung (EC 2022) auf Deutschland übertragen.

SF₆-Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573, 517/2014 und 842/2006

Mit der EU-F-Gas-Verordnung von 2006 wurden EU-weit eine Reihe von Anwendungsverbieten für Schwefelhexafluorid (SF₆) eingeführt, welches mit einem GWP (AR5) von 23500 zu den stärksten bekannten Treibhausgasen zählt. Die wichtigsten Verbote betreffen den Einsatz von SF₆ in neuen Schallschutzfenstern sowie als Schutzgas beim Metallguss. Diese Verbote galten

weiter unter der revidierten F-Gas-Verordnung von 2014. Mit der Revision zur F-Gas-Verordnung 2024/573 wurden auch zeitlich gestufte Verbote zur Verwendung von SF₆ in neuen elektrischen Schaltanlagen eingeführt.

Die Treibhausgasminderungswirkung der SF₆-Verbote von 2006 tritt aufgrund der langen Lebensdauer der meisten SF₆-haltigen Geräte und Produkte überwiegend erst mit jahrzehntelanger Verzögerung auf, und es wird wie beim HFKW-Phase-Down/-Phase-Out auf die EU-weiten Emissionstrends im *Proportionate Action Scenario (Option 2)* der Folgenabschätzung zur Revision der F-Gas-Verordnung (EC 2022) zurückgegriffen.

SF₆-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft

In der Selbstverpflichtung der SF₆-Produzenten und der Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1 kV (VDN; VIK; ZVEI; Solvay 2005) sind eine Reihe von Emissionsbegrenzungsmaßnahmen für SF₆ festgelegt. Für die Modellierung im MMS wurden die seit 2005 erreichten Fortschritte bei der Reduktion der spezifischen Emissionen bei der Befüllung, Wartung und Entsorgung von SF₆-haltigen Schaltanlagen berücksichtigt.

5.2.1.5 Energieeffizienz-Instrumente

Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme

Die „Energieberatung im Mittelstand“ wurde mit der „Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen“ und der Contracting-Orientierungsberatung zum Januar 2021 im Förderprogramm „Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme“ (EBN) zusammengelegt. Die Förderung umfasst weiterhin u. a. die Beratung zur DIN 16247 sowie zur DIN 18599 bei einer maximalen Zuschusshöhe von 80 %. Zusätzlich wird im Modul 3 eine Contracting-Orientierungsberatung gefördert. Die Quantifizierung der Wirkung dieser Maßnahme erfolgt auf Basis der jährlichen Fördermittel der Vorgängerprogramme und der jährlichen Fördermittel, die auch für die Zukunft fortgeschrieben werden. Dabei wird auch auf Kennwerte zur Einsparwirkung aus der externen Evaluierung der vorherigen Programme zurückgegriffen.

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)

Die Mittelstandsinitiative ist ein Gemeinschaftsprojekt von BMWK, BMUV, DIHK und ZdH. Die erste Förderperiode lief zum 31.12.2015 aus. Die zweite Phase der Mittelstandsinitiative wurde am 1. Januar 2016 gestartet und lief bis zum 31.12.2018. Sieben Umweltzentren des Handwerks, die in ihren Kammerbezirken regionale Entwicklungswerkstätten betreuen, wurden einbezogen. Bundesweit wurden darüber hinaus rund 10.000 Betriebskontakte zur Sensibilisierung für das Thema Energieeffizienz hergestellt und 375 Betriebe direkt besucht. Zum 1. Januar 2019 wurde eine weitere Periode der Mittelstandsinitiative gestartet, mit der die begonnenen Projekte weitergeführt und neue Maßnahmen, wie die Digitalisierung des elektronischen Energiebuchs, die Erarbeitung eines Betriebsentwicklungsfahrplans für KMU, das Thema Mobilität und die gezielte Integration des Themas Energieeffizienz in die handwerkliche Fort- und Weiterbildung konzipiert wurden. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt auf Basis jeweils mit den Umweltzentren und dem ZdH abgestimmter Maßnahmenpläne, die Bestandteil der Bewilligungen sind.

Die Wirkungsabschätzung basiert auf der in der Evaluation der Maßnahme im Rahmen der Evaluierung des Energieeffizienzfonds (Hirzel et al. 2019) ermittelten Fördereffizienz und der für die Maßnahme eingestellten Haushaltsmittel in Höhe von rund 800 Tsd. Euro (Wert für die Jahre 2019-2030).

Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie

Die Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie und den jeweiligen EU-Durchführungsverordnungen werden im jeweiligen Sektor berücksichtigt. Einige der beschlossenen Durchführungsmaßnahmen adressieren speziell den Strom- und Energiebedarf von Produkten, die in den Sektoren Industrie und GHD verwendet werden. Darunter fallen z. B. die Maßnahmen zu Elektromotoren, Ventilatoren, Wasserpumpen oder gewerblichen Kühlgeräten.

Im Rahmen der laufenden Revision der Ökodesign-Richtlinie wird eine deutliche Erweiterung des Geltungsbereiches geplant, die auch Zwischenprodukte umfasst. Diese Revision kann zukünftig zu einer Entwicklung von Märkten für treibhausgasarme Produkte führen, die analog zur Entwicklung grüner Leitmärkte zu bewerten wäre.

Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kredit / Förderwettbewerb)

Das Programm stellt eine Neuorganisation einer Reihe früherer Fördermaßnahmen dar. Die Programme Förderung von hocheffizienten Querschnittstechnologien, die Abwärmerichtlinie, die Förderung energieeffizienter und klimaschonender Produktionsprozesse, die Förderung von Energiemanagementsystemen sowie die Förderung von erneuerbarer Prozesswärme im Marktanreizprogramm sind spätestens zum Dezember 2018 ausgelaufen und wurden mit angepassten Förderbedingungen und Fördersätzen zum Januar 2019 als gemeinsames Förderpaket neu gestartet. Dabei wurden die Programme in Form von vier Modulen gebündelt und in ihrem Antragsverfahren vereinheitlicht. Ziel der Umstrukturierung ist es, ein ganzheitliches Energieeffizienz-Förderangebot für die Wirtschaft anzubieten, Hemmnisse bei der Antragstellung abzubauen und Überschneidungen verschiedener Maßnahmen zu eliminieren. Zum 1. Mai 2023 wurden die Förderrichtlinien erneut novelliert und insbesondere die Förderung treibhausgasarmer Prozesswärme erweitert, u. a. durch ein neues Modul 6 „Elektrifizierung von Kleinst- und Kleinen Unternehmen“.

- a) Modul 1: Querschnittstechnologien
- b) Modul 2: Prozesswärme aus erneuerbaren Energien
- c) Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software
- d) Modul 4: Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen
- e) Modul 5: Transformationspläne
- f) Modul 6: Elektrifizierung von kleinen Unternehmen
- g) Modul Förderwettbewerb

Im Rahmen des Moduls "Förderwettbewerb" wird in einem wettbewerblichen Verfahren die akteurs-, sektor- und technologieoffene Umsetzung von Energieeffizienzprojekten in Unternehmen gefördert. Gefördert werden investive Maßnahmen zur energetischen Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen, die zur Erhöhung der Energieeffizienz beziehungsweise zur Senkung des fossilen Energieverbrauchs in Unternehmen beitragen. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Prozesswärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Darüber hinaus sind Kosten für die Erstellung eines Einsparkonzepts sowie die Umsetzungsbegleitung der geförderten Investitionsmaßnahme durch externe Sachverständige förderfähig.

Die Quantifizierung dieser Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation des laufenden Programmes und den vorgesehenen Fördermitteln. Für die einzelnen Module sind jeweils die aktuell vorliegenden Budgets hinterlegt. Ab 2024 wird ein jährliches

Budget in Höhe von 1 Mrd. Euro angenommen. Für die Zeit nach 2030 wird mit einer abnehmenden Fördereffizienz gerechnet, da davon ausgegangen wird, dass der Großteil der sehr kosteneffizienten Maßnahmen (low-hanging fruit) vor 2030 umgesetzt wird. Materialeffizienz kann einen wichtigen Beitrag leisten, um Energieeinsparungen zu erreichen. Es wird geprüft, inwieweit auch Technologien und Maßnahmen zur Steigerung der Materialeffizienz in den Modulen 1, 3 und 4 verstärkt gefördert werden können, sofern sie nachweisbar die Erreichung der entsprechenden Förderziele unterstützen. Diese Aktivitäten dienen auch der Umsetzung der Maßnahme 23 des Deutschen Ressourceneffizienzprogramms III (Material- und energieeffiziente Produktionsverfahren fördern).

Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke (IEEKN)

In Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerken (IEEKN) schließen sich Unternehmen zusammen, die sich gemeinsame Energieeffizienz- und CO₂-Minderungsziele setzen und voneinander lernen wollen. Dies ist die Fortsetzung der Initiative Energieeffizienznetzwerke (EEN). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) haben am 14. September 2020 gemeinsam mit 21 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft die Fortsetzung und Weiterentwicklung der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke vereinbart (IEEKN 2020). Die zu einer Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke weiterentwickelte Initiative startete im Januar 2021. Nach einer erfolgreichen Pilotphase des EEN-Konzepts (u. a. das LEEN (Lernende Energieeffizienz-Netzwerke)-Projekt) hatte die Bundesregierung 2014 beschlossen, EEN als eine Hauptsäule des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) umzusetzen.

Die Netzwerke sollen Mindestanforderungen erfüllen. Dazu gehören die Durchführung eines Energieaudits auf Unternehmensebene, das Setzen eines Einsparziels auf Netzwerk-Ebene auf Basis individueller Unternehmensziele sowie das Heben der identifizierten Einsparpotenziale gemäß Netzwerkziel. Die Netzwerke werden dabei durch einen qualifizierten Energieberater unterstützt. Die umgesetzten Maßnahmen werden im Rahmen eines jährlichen Monitorings erfasst. Die Quantifizierung dieser Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus dem Monitoring der Netzwerke sowie Anzahl und Größe der Netzwerke. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 jährlich 45 neue Netzwerke gegründet werden.

Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 11 EED)

Betrachtet wird hier die aus Artikel 11, Absatz 2, der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU; EED) resultierende Verpflichtung für Unternehmen mit einem durchschnittlichen jährlichen Energieverbrauch von mehr als 10 TJ Energieaudits durchzuführen. Die Energieaudits in den betroffenen Unternehmen sollen durch qualifizierte und/oder akkreditierte Experten durchgeführt werden. Die Richtlinie verlangt, dass das erste Energieaudit bis spätestens 11. Oktober 2026 durchgeführt wird. Zur Umsetzung dieser Vorgaben (aus der früheren EED) ist das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) mit Wirkung zum 22.4.2015 entsprechend geändert worden. Danach sind große Unternehmen (Nicht-KMU, d. h. Unternehmen, die nicht unter die KMU-Definition der Europäischen Kommission fallen (< 250 Mitarbeiter bzw. Umsatz < 50 Mio. Euro oder Jahresbilanzsumme < 43 Mio. Euro) verpflichtet, bis zum 5. Dezember 2015 ein Energieaudit nach DIN EN 16247-1 durchgeführt zu haben und danach mindestens alle vier Jahre ein weiteres Audit. Unternehmen, die über ein nach DIN EN ISO 50001 zertifiziertes Energiemanagementsystem oder ein EMAS-Umweltmanagementsystem verfügen, sind von der Pflicht zur Durchführung von Energieaudits freigestellt.

Im Rahmen der Novellierung im Jahr 2019 wurde eine Bagatellschwelle von 500 MWh Gesamtenergieverbrauch eingeführt. Unterhalb dieser Schwelle kann ein vereinfachtes

Energieaudit durch eine Erklärung zu Energieverbrauch und Energiekosten an das BAFA durchgeführt werden. Weiterhin wurde eine Online-Energieauditerklärung eingeführt. Diese umfasst Angaben zum Unternehmen, zum Energieauditor, zum Energieverbrauch, zu den vorgeschlagenen Energieeffizienz-Maßnahmen und den Kosten eines Energieaudits.

Für die Wirkungsabschätzung der Maßnahme wird auf die Evaluierung der Auditpflicht nach dem Energiedienstleistungs-Gesetz (EDL-G) (Mai et al. 2017) zurückgegriffen. Im Rahmen dieser Evaluierung wurde eine Stichprobe der nach EDL-G verpflichteten Unternehmen befragt. Dabei wurden sowohl die im Rahmen der Audits und EMS ermittelten Potenziale als auch die umgesetzten Maßnahmen abgefragt. Die hier abgeschätzte Maßnahmenwirkung adressiert dabei ausschließlich die bisher nicht umgesetzten Maßnahmen, die im Rahmen der Audits oder EMS identifiziert wurden.

KfW-Energieeffizienzprogramm

Mit dem KfW-Energieeffizienzprogramm vergibt die KfW zinsvergünstigte Darlehen an gewerbliche Unternehmen für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Das Programm fördert energieeffiziente Produktionsanlagen/-prozesse inkl. Querschnittstechnologien mit dem relativ höchsten Energieeinsparpotenzial. Mit der Fortentwicklung des Programms wurde sowohl ein neuer Einstiegsstandard (10 % Einsparung) als auch ein neuer Premiumstandard (30 % Einsparung) eingeführt. Damit wird die Förderintensität an der Höhe der Energieeinsparung ausgerichtet, unabhängig von der Unternehmensgröße. Projekte mit Premiumstandard erhalten besonders günstige Konditionen. Die verbesserten Förderbedingungen sind seit Juli 2015 wirksam. Das mittlere Zusagevolumen in den Jahren 2021-2023 betrug 833 Mio. Euro. Seit 2021 sind die Gebäudemaßnahmen Teil der BEG. Die Finanzierung des Programms erfolgt aus Eigenmitteln der KfW. Die Quantifizierung des Programms orientiert sich an der Anzahl der Förderfälle und der vergebenen Fördermittel der letzten Jahre. Diese werden für die kommenden Jahre fortgeschrieben (833 Mio. Euro ab 2024).

Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen

Die Kommunalrichtlinie fördert eine große Bandbreite an Klimaschutzmaßnahmen im kommunalen Umfeld, die aufgrund ihrer Vielfalt und im Fall der strategischen Förderschwerpunkte eher indirekten Wirkung nicht quantifiziert werden (z. B. Klimaschutzkonzepte und Klimaschutzmanager*innen). Eine Ausnahme sind die investiven Maßnahmen: Hier stellt die Kommunalrichtlinie Kommunen und Akteuren im kommunalen Umfeld finanzielle Zuschüsse für investive Klimaschutzmaßnahmen zur Verfügung. Diese liegen u. a. in den Bereichen Beleuchtung, Raumbelüftung oder Rechenzentren. Diese Förderschwerpunkte werden aktuell mit Regelförderquoten von 30 bis 60 % (erhöhte Förderquoten gelten u. a. für finanzschwache Kommunen, Sportstätten und Antragsteller aus Braunkohlerevieren) der Investition als Zuschuss gefördert. Die Quantifizierung der Kommunalrichtlinie konzentriert sich entsprechend auf den Teil der investiven Maßnahmen. Die Quantifizierung dieser Maßnahmen erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation im Rahmen der NKI-Evaluierung und den vorgesehenen Fördermitteln. Für die hier betrachteten investiven Maßnahmen wird angenommen, dass die durchschnittlich ausgezahlten Fördermittel in Höhe von rund 37 Mio. Euro pro Jahr auch für die Folgejahre fortgeschrieben werden können.

Energieeffizienzgesetz (§ 8, § 9 und § 11)

Das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) ist ein zentrales Gesetz in Deutschland zur Förderung von Energieeinsparung und Klimaschutz. Es trat am 18. November 2023 in Kraft. Das Gesetz verpflichtet Bund, Länder und Unternehmen zu mehr Energieeffizienz. Der Staat legt zudem

Effizienzziele fest und verbessert die Datenlage zur Energienutzung. Ziel ist es, den Energieverbrauch in Deutschland deutlich zu senken und die Klimaziele zu erreichen.

Im Vorgriff auf die Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen durch Art. 11 Abs. 1 EED-Recast hat die Bundesregierung im Rahmen des § 8 des Energieeffizienzgesetzes eine Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen für Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 7,5 GWh in Deutschland umgesetzt. Für die Abschätzung wird auf die Ergebnisse der Evaluation der Energieauditpflicht für Nicht-KMU sowie Energieverbrauchsdaten der Unternehmen nach Größenklassen von Destatis zurückgegriffen, aus der die verbesserte Potenzialausschöpfung abgeleitet werden kann. Daneben kann auf aktuelle Studien des BAFA zur Wirkung von EMS zurückgegriffen werden.

Zusätzlich sind im Rahmen des EnEfG Unternehmen über einem Energieverbrauchsschwellwert von 2,77 TWh nach § 9 verpflichtet, Umsetzungspläne für wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen vorzulegen. Für die Abschätzung wird auf die Ergebnisse der Evaluation der Energieauditpflicht für Nicht-KMU sowie Energieverbrauchsdaten der Unternehmen nach Größenklassen von Destatis zurückgegriffen, aus der die verbesserte Potenzialausschöpfung abgeleitet werden kann. Daneben kann auf aktuelle Studien des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zur Wirkung von EMS zurückgegriffen werden.

Nach § 11 des EnEfG müssen Rechenzentren ab dem 1. Juli 2026 energieeffizient betrieben werden. Vor dem 1. Juli 2026 in Betrieb genommene Rechenzentren müssen bis 2027 eine Energieverbrauchseffektivität (PUE) von $\leq 1,5$ und bis 2030 von $\leq 1,3$ erreichen. Ab dem 1. Juli 2026 in Betrieb genommene Rechenzentren müssen eine PUE von $\leq 1,2$ und einen bestimmten Anteil wiederverwendeter Energie aufweisen, der jährlich steigt. Ausnahmen gelten, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Ab 2024 müssen Rechenzentren 50 % und ab 2027 100 % ihres Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien decken. Bis zum 1. Juli 2025 ist ein Energie- oder Umweltmanagementsystem einzurichten, welches kontinuierliche Messungen und Effizienzmaßnahmen umfasst. Größere Rechenzentren und solche im öffentlichen Dienst müssen ab 2026 validiert oder zertifiziert werden. Informationspflichten bestehen jährlich bis zum 31. März, die Bundesregierung richtet ein entsprechendes Energieeffizienzregister ein. Ab 2024 müssen Betreiber den Energieverbrauch ihrer Kunden ausweisen.

Für die Abschätzung wird auf die Ergebnisse der Befragung zum Energieverbrauch im GHD-Sektor des Fraunhofer ISI sowie weitere Studien zum Energieverbrauch von Rechenzentren zurückgegriffen. Daneben wurde auf die Berichte der Bundesregierung an die Europäische Kommission zur Energieeffizienz und Nachhaltigkeit von Rechenzentren im Rahmen der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie zurückgegriffen. Zusätzlich wurden Branchenabschätzungen für den Zubau von Rechenzentrumskapazitäten verwendet, um den Anteil der wiederverwendeten Abwärme zu bestimmen.

5.2.1.6 Flankierende Instrumente

Folgende flankierende Instrumente sind Teil des Instrumentenmixes zur Dekarbonisierung von Industrie und GHD, wirken aber oft indirekter oder mittelbarer auf Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen oder sind in ihrer direkten Minderungswirkung eher gering und werden daher nicht separat quantifiziert.

- ▶ Systematisches Klimamanagement in Unternehmen auf Grundlage von EMAS
- ▶ Öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte

- ▶ KfW-Umweltprogramm, BMUV-Umweltinnovationsprogramm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben
- ▶ Stärkung der Forschung für energieeffiziente und ressourcenschonende Industrieprozesse
- ▶ Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie
- ▶ Verabschiedung Verpackungsgesetz und Novellierung Gewerbeabfallverordnung
- ▶ Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie
- ▶ Aufbau und Betrieb von kommunalen Energieeffizienznetzwerken
- ▶ Förderung von „Energieeffizienzmanagern“ zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten
- ▶ Initiativen zur Förderung der Ressourceneffizienz
- ▶ Flankierende Maßnahmen aus der EffSTRA
- ▶ Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke
- ▶ Effizienzanalyse-Tools für Energieaudits
- ▶ Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen
- ▶ FONA - Forschung Für Nachhaltigkeit - Strategie des BMBF
- ▶ CBAM
- ▶ Förderprogramm industrielle Bioökonomie

5.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

5.2.2.1 Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe

Im Vergleich zu den Projektionen 2024 wurde die Instrumentenparametrisierung der Grünen Leitmärkte angepasst, um den zu erwartenden Umsetzungsstand als reines Labeling (insbesondere keine Quoten) darzustellen. Damit wird die zuvor erwartete Umsetzung, durch die Förderprogramme zur Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (siehe 5.2.1.1) entlastet wurden, deutlich abgeschwächt.

5.2.2.2 Flankierende Instrumente

- ▶ Stärkung der Marktüberwachung im Bereich Ökodesign und Energielabel
- ▶ Ausbau IPCEI-Batteriezellenfertigung
- ▶ Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie

5.2.3 Instrumentenwirkung

Aufbauend auf den Beschreibungen der einzelnen Instrumente und deren Bündelung für die Modellierung und Bewertung erfolgt hier die Beschreibung ihrer Wirkungen (Tabelle 52 bis Tabelle 55). Darin wird ausgehend von der Gesamtwirkung wie dargestellt in Abbildung 30 und Tabelle 46 die anteilige Wirkung der Instrumente bewertet. Dabei werden einige Instrumente mit ähnlichen Wirkmechanismen zusammengefasst. Die Methodik der Modellierung, Bewertung und Zusammenfassung ist in den jeweiligen Instrumentenbeschreibungen hinterlegt.

In den Darstellungen ist für das MMS die Nutzung von CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) integriert. Dabei handelt es sich nicht um ein bewertetes Instrument, stellt aber einen relevanten Unterschied zwischen MMS und MWMS dar.

5.2.3.1 Treibhausgasemissionen

Die Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen der Industrie sowie die verbleibenden Mengen in MMS und MWMS sind in Tabelle 52 dargestellt. Sie ist folgendermaßen zu lesen (Ablesebeispiel):

2030 belaufen sich die Treibhausgasemissionen im MMS auf 116,1 Mio. t CO₂-Äq. (Zeile "MMS"). Zu dieser Gesamtsumme trägt der EU-Emissionshandel eine Minderungswirkung gegenüber dem jeweiligen kontrafaktischen Szenario ohne die Maßnahme von 17,6 Mio. t CO₂-Äq., die CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme 2,1 Mio. t CO₂-Äq., die MAC-Richtlinie (Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen) 5,5 Mio. t CO₂-Äq., der HFKW-Phase-out gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573 6,0 Mio. t CO₂-Äq., SF₆-Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573 3,9 Mio. t CO₂-Äq., SF₆-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft 1,2 Mio. t CO₂-Äq., der EU-Innovationsfonds 1,9 Mio. t CO₂-Äq., das Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie 3,7 Mio. t CO₂-Äq., die IPCEI Wasserstoff 3 Mio. t CO₂-Äq., die Klimaschutzverträge 3,2 Mio. t CO₂-Äq., das Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB) 2,0 Mio. t CO₂-Äq. und eine Mehrzahl von Energieeffizienzinstrumenten 17 Mio. t CO₂-Äq. bei.

Die Instrumentenwirkung auf Treibhausgasemissionen setzt sich aus verringertem Brennstoffbedarf (durch Effizienzinstrumente), Brennstoffwechsel zu weniger emissionsintensiven Energieträgern (durch CO₂-Bepreisung und Förderprogramme), die Adressierung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen (durch CCS) und die Verringerung der Nutzung von F-Gasen zusammen. Insbesondere die durch die Instrumente ermöglichte Elektrifizierung (direkt und indirekt) der Energienutzung ermöglicht starke Minderungen.

Die Treibhausgasemissionen des MWMS belaufen sich im Jahr 2030 auf 117,4 Mio. t CO₂-Äq. Zur Differenz zum MMS tragen die Leitmärkte für klimafreundliche Produkte 0,8 Mio. t CO₂-Äq. und die Digitalen Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie 3,6 Mio. t CO₂-Äq. bei.

Tabelle 52: Projizierte Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor für MMS und MWMS (jeweils ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
EU-Emissionshandel	7,3	21,0	39,3	49,3	55,5	55,8
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,4	1,5	2,6	6,0	10,0	13,4
Energieeffizienz-Instrumente	8,1	7,6	5,6	4,5	2,9	1,5
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	4,8	4,6	3,9	3,4	2,2	1,0
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	1,2	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	0,6	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0

Instrument	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EnEffG § 9	0,2	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	0,8	0,6	0,3	0,3	0,2	0,1
EnEffG EMS	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
EnEffG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mindeststandards I	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	1,0	9,6	26,3	29,4	22,1	11,4
EU-EHS-Innovationsfonds	0,2	1,7	4,6	5,1	3,8	2,0
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0,1	1,3	3,6	4,0	3,0	1,5
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,2	1,8	5,0	5,6	4,2	2,2
Klimaschutzverträge	0,5	4,8	13,2	14,7	11,1	5,7
Instrumente mit Wirkung auf Treibhausgasemissionen aus Produktverwendung und sonstige prozessbedingte	13	16,6	18,7	19,8	20,7	21,3
MAC-Richtlinie (Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen)	4,1	5,5	5,9	5,8	5,7	5,7
HFKW-Phase-out gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573	4,7	6,0	7,4	8,5	9,2	9,7
SF6-Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573	3,1	3,9	4,1	4,1	4,2	4,2
SF6-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,7
Treibhausgasemissionen des Sektors im MMS	144,6	116,1	91,5	79,6	72,9	72,3
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	0,3	1	1,6	2,2	1,9	1,7
[kein Instrument] CCS	0	0,8	3,1	8,2	8,4	9,5
Treibhausgasemissionen des Sektors im MWMS	144,3	114,3	86,8	69,2	62,6	61,1

*Positive Werte: Treibhausgasemissionen sinken durch das Instrument (es wird also die Minderungswirkung angegeben)

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI, Öko-Institut

5.2.3.2 Strombedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 53 dargestellt. Die Instrumente, die vorwiegend auf eine Beschleunigung des Effizienzfortschrittes abzielen, erzeugen sämtlich Stromeinsparungen. Andere Instrumente, wie EU-EHS, das BEHG oder die Technologieförderprogramme, resultieren in einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs durch angestoßene Investitionen in die Elektrifizierung der Prozesswärme. Diese Elektrifizierung überkompensiert ab 2025 die Effizienzeinsparungen, weshalb der gesamte Stromverbrauch der Industrie bis 2050 kontinuierlich ansteigt.

Tabelle 53: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (jeweils ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Stromeinsparungen* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	-9,7	-24,0	-35,9	-39,8	-41,0	-39,0

Stromeinsparungen* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	-0,4	-1,2	-2,4	-4,4	-6,8	-8,4
Energieeffizienz-Instrumente	13,7	12,9	10,3	8,2	6,4	4,7
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	4,3	3,6	2,9	2,2	1,6	0,9
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	1,4	1,4	0,5	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	0,8	0,8	0,5	0,1	0,0	0,0
EnEffG § 9	0,2	0,7	1,0	1,0	0,5	0,0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	1,7	1,5	1,0	1,1	1,2	1,2
EnEffG EMS	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
EnEffG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mindeststandards I	4,9	4,3	3,8	3,2	2,7	2,2
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	-3,2	-12,6	-21,0	-20,1	-17,0	-12,5
EU-EHS-Innovationsfonds	-0,5	-2,2	-3,6	-3,5	-2,9	-2,2
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	-0,4	-1,7	-2,8	-2,7	-2,3	-1,7
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	-0,6	-2,4	-4,0	-3,8	-3,2	-2,4
Klimaschutzverträge	-1,6	-6,3	-10,5	-10,1	-8,6	-6,3
Strombedarf des Sektors im MMS	207,6	228,7	244,1	250,1	249,4	243,2
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	-2,2	-13,5	-14,0	-23,7	-20,9	-16,6
[kein Instrument] CCS	-	-0,70	-2,88	-5,11	-4,56	-4,48
Strombedarf des Sektors im MWMS	209,8	242,8	261,0	278,9	274,8	264,2

*Positive Werte: Strombedarf sinkt durch das Instrument (es wird also die Minderungswirkung angegeben)

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.2.3.3 Brennstoffbedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 54 dargestellt. Brennstoffe sind hier als gesamter Endenergieverbrauch abzüglich Strom definiert⁸¹. Insgesamt sinkt der Brennstoffbedarf bis 2050 deutlich. Dies ist sowohl auf Effizienzsteigerungen als auch auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen, welche Erdgas, Kohle und Heizöl ersetzt.

⁸¹ Die Summe der beiden Energieträgergruppen ergibt damit den Endenergiebedarf. Diese Definition nimmt Unschärfen bei Energieträgern in Kauf, die nicht tatsächlich Brennstoffe sind, aber deren Funktion übernehmen (z. B. gelieferte Wärme). Diese werden vereinfachend den Brennstoffen zugeordnet.

Tabelle 54: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Brennstoffeinsparungen [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	10,5	30,7	46,3	52,8	55,8	54,2
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,5	1,5	2,7	5,4	8,7	11,1
Energieeffizienz-Instrumente	22,7	25,4	19,0	14,6	9,6	4,8
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	13,5	14,8	11,2	8,8	5,7	2,7
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	0,7
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	3,4	3,3	1,2	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	1,7	1,7	0,9	0,2	0,0	0,0
EnEffG § 9	0,5	1,7	2,4	2,4	1,1	0,0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	2,3	2,0	1,4	1,5	1,4	1,0
EnEffG EMS	0,1	0,4	0,6	0,6	0,5	0,4
EnEffG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mindeststandards I	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	3,1	17,3	28,3	25,6	19,6	12,8
EU-EHS-Innovationsfonds	0,5	3,0	4,9	4,4	3,4	2,2
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0,4	2,3	3,8	3,5	2,6	1,7
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,6	3,3	5,3	4,9	3,7	2,4
Klimaschutzverträge	1,6	8,7	14,2	12,9	9,8	6,4
Brennstoffbedarf des Sektors im MMS	613,6	591,4	573,8	568,6	561,2	554,3
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	-0,1	-1,3	-1,7	-2,6	-2,3	-1,8
[kein Instrument] CCS	0,0	-0,7	-2,9	-5,1	-4,6	-4,5
Brennstoffbedarf des Sektors im MWMS	613,7	593,4	578,4	576,3	568,1	560,6

* Positive Werte: Brennstoffbedarf sinkt durch das Instrument (es wird also die Minderungswirkung angegeben)

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.2.3.4 Endenergiebedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 55 dargestellt.

Tabelle 55: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Endenergiebedarf* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	0,8	6,7	10,4	13,0	14,8	15,2
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,1	0,3	0,3	1,0	2,0	2,7
Energieeffizienz-Instrumente	36,5	38,3	29,3	22,7	16,0	9,5
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	17,8	18,3	14,1	11,0	7,3	3,5
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,9	1,2	1,2	1,2	1,1	0,9
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	4,8	4,8	1,8	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	2,5	2,5	1,4	0,2	0,0	0,0
EnEffG § 9	0,7	2,4	3,4	3,4	1,6	0,0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	4,0	3,5	2,4	2,6	2,5	2,2
EnEffG EMS	0,2	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6
EnEffG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mindeststandards I	5,2	4,6	4,0	3,4	2,7	2,2
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	0,0	4,7	7,3	5,5	2,5	0,4
EU-EHS-Innovationsfonds	0,0	0,8	1,3	1,0	0,4	0,1
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0,0	0,6	1,0	0,8	0,3	0,1
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,0	0,9	1,4	1,1	0,5	0,1
Klimaschutzverträge	0,0	2,4	3,7	2,8	1,3	0,2
Endenergiebedarf des Sektors im MMS	613,6	591,4	573,8	568,6	561,2	554,3
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	-2,0	-12,2	-11,9	-21,8	-19,5	-15,6
[kein Instrument] CCS	0,0	-0,7	-2,9	-5,1	-4,6	-4,5
Endenergiebedarf des Sektors im MWMS	613,7	593,4	578,4	576,3	568,1	560,6

*Positive Werte: Endenergiebedarf sinkt durch das Instrument (es wird also die Minderungswirkung angegeben)

Das Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB), Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie und das Förderprogramm Industrielle Bioökonomie wurden aufgrund fehlender Informationen im KSSP nicht in Hinsicht auf ihre Wirkung auf den Endenergiebedarf bewertet.

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.3 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

5.3.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten und weiteren Annahmen

Im Folgenden wird die Wirkung zentraler Einflussgrößen auf die Emissionsminderung im MMS 2025 gegenüber dem MMS 2024 diskutiert. Dazu zählen die hinterlegte Produktionsmenge, Förderbudgets der Instrumente, CO₂-Zertifikatepreise im Emissionshandel sowie die Energiepreise.

Im Vergleich zu den Projektionen 2024 wurden Annahmen zur Produktionsmengenentwicklung energieintensiver Grundstoffe angepasst. Diese haben große Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen. Für die Zielerreichung 2030 – sowohl bezüglich Jahresemissionsmengen als auch Einhaltung des Emissionsbudgets – stellt die wirtschaftliche Entwicklung eine zentrale Einflussgröße dar, nachdem einige, insbesondere energie- und emissionsintensive, Branchen einen Aktivitätsrückgang in den Jahren 2022 und 2023 gezeigt haben. Im MMS 2025 wurde angenommen, dass Effekte schwächerer wirtschaftlicher Entwicklung in den vorliegenden Projektionen bis 2030 noch nicht abgeklungen sind und die Wertschöpfung der verarbeitenden Industrie unter dem Niveau von 2015 liegt. Die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 sind daher zum Teil durch den beobachteten und anhaltenden Rückgang der Produktionsmengen bestimmt. Sie könnten bei stärkerer Erholung höher liegen (siehe Abschnitt 11.3). Die kumulierte Treibhausgasemissionsmenge bis 2030 ist stark durch diese Annahmen beeinflusst, und der Beitrag zur Emissionsminderung durch den Industriesektor wäre in einer beschleunigten Erholung potenziell gefährdet.

Im aktuellen MMS 2025 wird von einem zunächst (Schnittpunkt mit Annahmen MMS 2024 im Modellierungsjahr 2035) etwa 20 % niedrigeren CO₂-Preis im EU-EHS ausgegangen: Dieser liegt nun 2030 bei 95 Euro₂₀₂₁/EUA (Projektionen 2024: 122 Euro₂₀₂₁/EUA) aber mit 181 Euro₂₀₂₃/EUA im Jahr 2050 höher (Projektionen 2024: 170 Euro₂₀₁₉/EUA). Die von diesen Preissignalen betroffenen Branchen werden mit einer begrenzten Preisvoraussicht modelliert (im MMS 2025: 15 Jahre). Für die Bewertung einer Investition eines Modellierungsjahres wird als maßgeblicher CO₂-Preis der Mittelwert aus dem Preis des Modellierungsjahres und jenem 15 Jahre in der Zukunft verwendet. Durch diese methodische Entscheidung wird der Einfluss des veränderten Preisverlaufs verringert. Sie unterstellt dabei ein gewisses Maß an Verlässlichkeit des Instruments.

Die Annahmen der Preisentwicklung von Strom und Wasserstoff gegenüber Erdgas zeigen ein gemischtes Bild. Für den Wechsel von Erdgas auf Strom scheinen die ökonomischen Hürden geringer als im MMS 2024, für den Einsatz von Wasserstoff höher – ausgedrückt durch das Preisverhältnis der beiden Energieträger. Dies ist nur einer von mehreren möglichen Indikatoren, aufgrund der hohen Anteile energiebedingter OPEX an den Gesamtkosten von Prozesswärmanlagen aber ein besonders relevanter.

Verringerte Förderbudgets erschweren Emissionsminderungen. Zwischen 2020 und 2030 werden im MMS 2025 33 Mrd. Euro effektiv zur Verfügung stehendes Budget modelliert, im MMS 2024 waren es noch 25 Mrd. Euro. Im Rest des Modellierungszeitraums sind es im MMS 2025 noch 12 Mrd. Euro, im MMS 2024 waren es 22 Mrd. Euro.

5.3.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

Gegenüber dem MMS 2024 wurde das Basisjahr der Modellierung auf 2023 vorgezogen. Diese Aktualisierung erzeugt eine Differenz zum MMS 2024 (in 2023 etwa 20 TWh weniger

Endenergiebedarf), die sich durch den gesamten Modellierungszeitraum zieht und Treibhausgasemissionen durch geringeren Endenergiebedarf reduziert.

5.3.3 Auswirkung auf Ergebnisse

In Summe ist anhand dieser qualitativen Bewertung von einer durch die Annahmen erleichterten Emissionsminderung im MMS 2025 gegenüber dem MMS 2024 auszugehen (Abbildung 44).

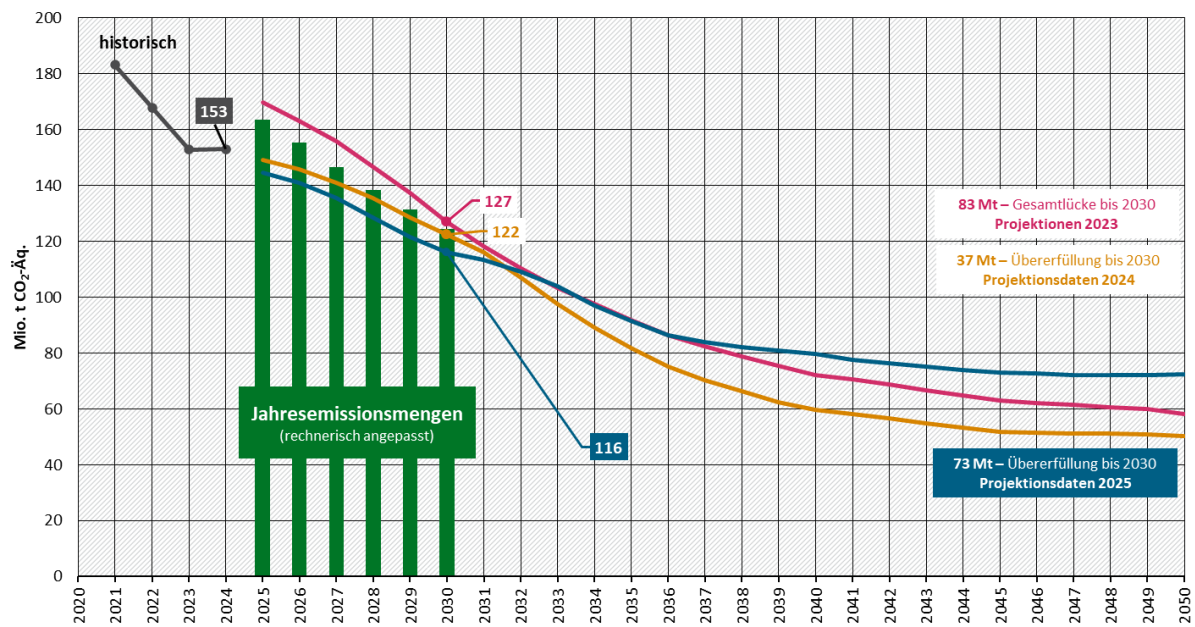
Abbildung 44: Qualitative Einschätzung der Veränderungen Projektionen 2024 und 2025

	MMS 2024		MMS 2025	Wirkung auf Emissionsminderung
Produktionswertniveau	2015: 100% 2030: 100% 2045: 110%	➔	2015: 100% 2030: 94% 2045: 101%	Stark vereinfachte Emissionsminderung
Effektive Förderbudgets	2020-2030: 35 Mrd. € 2031-2045: 22 Mrd. €	➔	2020-2030: 33 Mrd. € 2031-2045: 12 Mrd. €	Erschwerte Emissionsminderung
EU-EHS	2030: 122 €/tCO ₂ 2045: 170 €/tCO ₂	➔	2030: 95 €/tCO ₂ 2045: 181 €/tCO ₂	Leicht erschwerte Emissionsminderung
Preisverhältnis Strom/Erdgas	2020-2030: 2,9 2031-2045: 3,1	➔	2020-2030: 2,3 2031-2045: 2,6	Vereinfachte Emissionsminderung
Preisverhältnis Wasserstoff/Erdgas	2020-2030: 4,0 2031-2045: 3,3	➔	2020-2030: 4,3 2031-2045: 3,9	Leicht erschwerte Emissionsminderung

Quelle: Fraunhofer ISI

Langfristig verbleiben im MMS 2025 trotz geringerer Aktivität der Industrie aufgrund geringerer Förderbudgets und der Nicht-Berücksichtigung von CCS sowie Effekten der Energiewirtschaft deutlich höhere Treibhausgasemissionen als im MMS 2024 (Abbildung 45). Die Entwicklung nach 2035 ist jedoch mit im Zeitverlauf steigender Unsicherheit behaftet – und kann durch Anpassungen des Politikmixes noch umfassender beeinflusst werden.

Abbildung 45: Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025



Quelle: Wehnmann et al. (2025), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

6 Gebäude

Der Sektor Gebäude umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die Emissionen aus Verbrennung im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (CRF-Kategorie 1.A.4.a) und in privaten Haushalten (CRF 1.A.4.b). Emissionen, die durch den Bezug von Strom und Fernwärme entstehen, werden nicht im Sektor Gebäude bilanziert, sondern in der Energiewirtschaft.

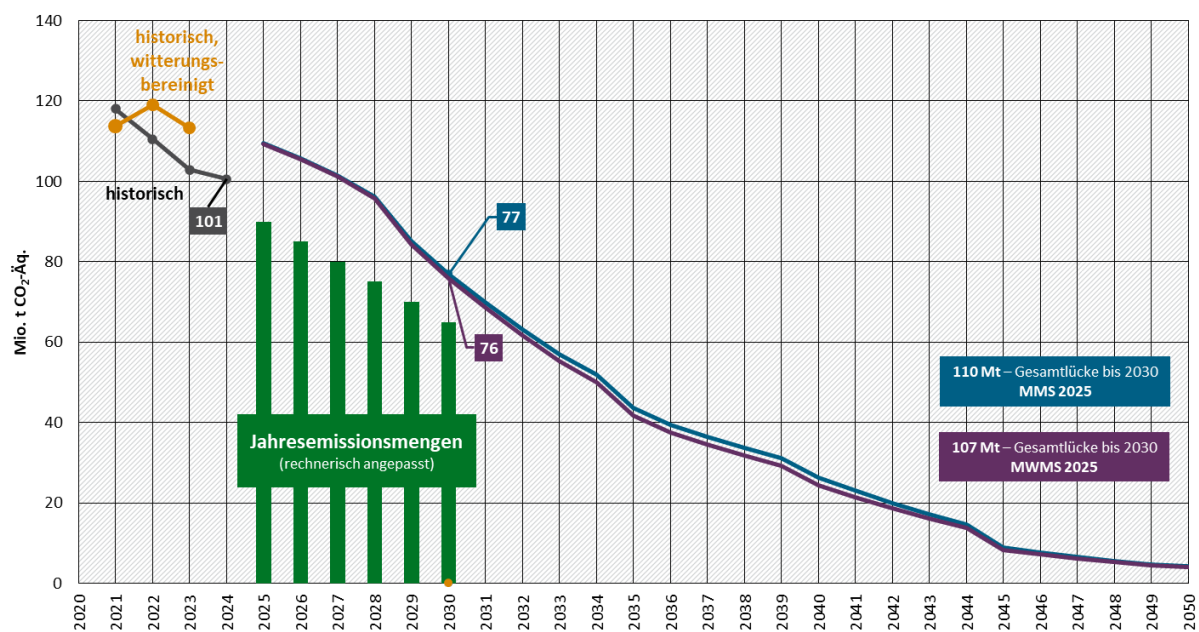
Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA 2025a).

6.1 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 46 zeigt die projizierten Entwicklungen der direkten Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen im MMS und MWMS im Vergleich mit den Jahresemissionsmengen des KSG. Im MMS sinken die jährlichen Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 77 Mio. t CO₂-Äq. Der Sektor Gebäude verfehlt damit die kumulierten Jahresemissionsmengen zwischen 2021 und 2030 um 110 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS mit zusätzlich geplanten Instrumenten und Maßnahmen sinken die Treibhausgasemissionen auf 76 Mio. CO₂-Äq. Im MWMS beträgt die kumulierte Lücke 107 Mio. t CO₂-Äq., womit es ebenso die Jahresemissionsmenge im Jahr 2030 verfehlt.

Die Abbildung zeigt zudem die historischen witterungsbereinigten Treibhausgasemissionen. In den Projektionen wurden die Energieverbräuche erstmals witterungsbereinigt, weshalb das MMS und MWMS ab 2025 über den historischen Werten der Emissionsberichtserstattung liegen, da die letzten Jahre wärmer waren als das langjährige Mittel und die Energiestatistik nicht witterungsbereinigt ist. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Kapitel 6.3.1.

Abbildung 46: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS und MWMS



Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Wesentliche Treiber der Entwicklungen im MMS sind das Gebäudeenergiegesetz (GEG) mit Anforderungen an die Nutzung von erneuerbaren Energien beim Einbau neuer Heizungssysteme in Kombination mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) sowie die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Im MWMS werden darüberhinausgehend die Einführung von Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude, Sanierungsanforderungen an öffentliche

Gebäude (Art. 6 EED) und die Verschärfung der Anforderungen an die energetische Qualität von Neubauten im GEG berücksichtigt.

Ergänzend sind in Tabelle 56 die projizierten Treibhausgasemissionen im MMS von 2023 bis 2050 nach Quellgruppen dargestellt. In den Jahren 2025 und 2030 sind zudem die Jahresemissionsmengen des KSG sowie die sich ergebende Abweichung abgebildet. Tabelle 57 zeigt diese Ergebnisse für das MWMS.

Gemäß KSG-Sektoreinteilung werden hierbei jeweils die direkten Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen innerhalb des Gebäudesektors bilanziert. Emissionen aus Stromerzeugung – etwa für Wärmepumpen oder elektrische Haushaltsgeräte – sowie Fernwärme werden im Sektor Energiewirtschaft (Kapitel 4) bzw. Industrie (Kapitel 5) bilanziert. Im Gegenzug werden Einsparungen durch die Installation von Photovoltaik auf Gebäuden ebenfalls im Energiesektor bilanziert.

Tabelle 56: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Sonstige	23,9	27,6	20,5	11,8	6,8	2,5	1,7
Haushalte	79,0	81,9	56,4	31,9	19,5	6,5	2,6
Gesamt	102,9	109,4	76,9	43,7	26,3	9,0	4,3
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		90,0	65,0				

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Tabelle 57: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Sonstige	23,9	27,5	19,5	9,9	5,0	1,8	1,5
Haushalte	79,0	81,9	56,4	31,9	19,5	6,5	2,7
Gesamt	102,9	109,3	75,9	41,9	24,5	8,4	4,2
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		90,0	65,0				

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Tabelle 58 zeigt darüber hinaus die absolute und relative Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen bis 2050 ausgehend vom Basisjahr 1990.

Tabelle 58: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

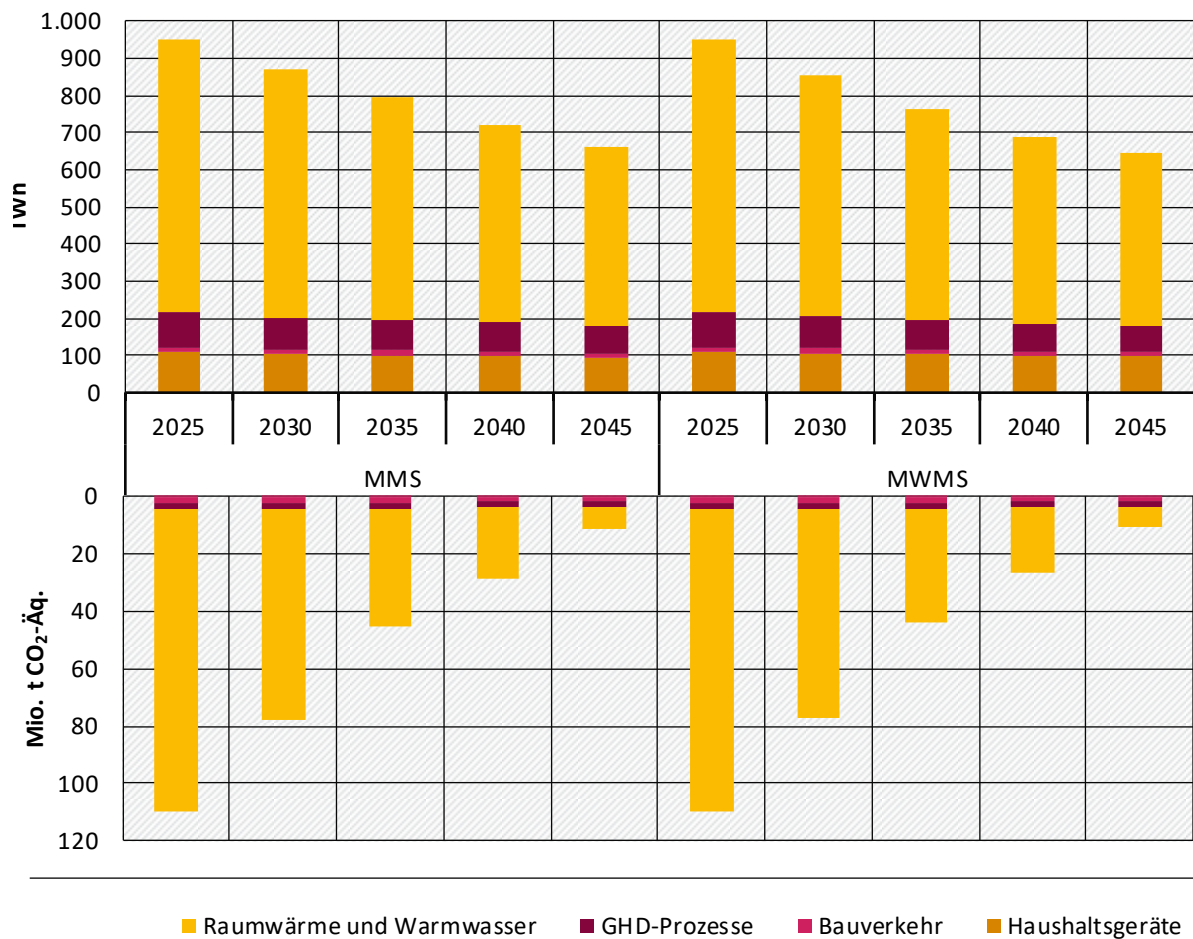
	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2023	210,0	157,3	102,9						
Witterungsbereinigt 2023			113,2						
MMS				111,5	109,4	76,9	43,7	26,3	9,0
MWMS				111,4	109,3	75,9	41,9	24,5	8,4
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2023		-25,1	-51,0						
MMS				-46,9	-47,9	-63,4	-79,2	-87,5	-95,7
MWMS				-47,0	-47,9	-63,9	-80,1	-88,3	-96,0
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2023			-34,6						
MMS				-29,2	-30,4	-51,1	-72,2	-83,3	-94,3
MWMS				-29,2	-30,5	-51,8	-73,4	-84,4	-94,7

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Die wesentlichen Energieanwendungen im Gebäudesektor sind Raumwärme und Warmwasser. Darüber hinaus werden im Gebäudesektor Geräte und Prozesse für Private Haushalte und GHD genutzt. Abbildung 47 zeigt zunächst den Gesamtenergieverbrauch nach diesen Anwendungsgruppen. Der Endenergieverbrauch verringert sich von 950 TWh im Jahr 2025 auf 663 TWh (-30 %) im Jahr 2045 im MMS beziehungsweise 644 TWh (-32 %) im MWMS. Im Jahr 2025 entfallen 77 % des Endenergieverbrauchs auf Raumwärme und Warmwasser und die restlichen 23 % auf Geräte und Prozesse sowie die Bauwirtschaft.

Abbildung 47 stellt dem Endenergieverbrauch nach Anwendungsgruppen auch die entsprechenden direkten Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor gegenüber. Hier entfallen im Jahr 2025 96 % der Treibhausgasemissionen auf Geräte und Warmwasser. Ausschlaggebend hierfür ist das dem KSG zugrunde liegende Quellenprinzip. So werden Emissionen aus der Stromerzeugung sowie aus Fernwärme, die insbesondere in der Anwendungsgruppe Geräte und Prozesse anfallen, nicht im Gebäudesektor, sondern in der Energiewirtschaft bilanziert. Außerdem wird die Anwendungsgruppe Bauwirtschaft in der Emissionsbilanz nach KSG im Gegensatz zur Energiebilanz nicht dem Gebäudesektor, sondern der Industrie zugeordnet. Im Folgenden werden die Anwendungsgruppen Raumwärme und Warmwasser sowie Geräte und Prozesse näher betrachtet.

Abbildung 47: Endenergieverbrauch (TWh) und direkte Treibhausgasemissionen (Mio. t CO₂-Äq.) des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS und MWMS



Quelle: Berechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Abbildung 48 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS von 2025 bis 2045. Der projizierte, jährliche Endenergieverbrauch sinkt im MMS im Zeitraum 2023 bis 2030 um 11 % auf rund 665 TWh und bis 2045 um 35 % auf rund 480 TWh. Das MWMS verzeichnet einen höheren projizierten Rückgang von 12 % auf 652 TWh bis 2030 und von 38 % auf 462 TWh bis 2045.

Der projizierte Einsatz fossiler Energieträger sinkt in beiden Szenarien bis 2030: Das MMS verzeichnet zwischen 2023 und 2030 einen Rückgang von Heizöl, von 145 TWh auf 101 TWh. Im MWMS kann durch die verpflichtenden Effizienzanforderungen für Nichtwohngebäude der Einsatz von Heizöl auf 100 TWh reduziert werden. Der projizierte Einsatz von Erdgas sinkt im MMS zwischen 2023 und 2030 von 355 auf 227 TWh. Im MWMS kann der Einsatz unwesentlich mehr auf 224 TWh im Jahr 2030 reduziert werden. Bis 2045 spielen Heizöl und Erdgas zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in beiden Szenarien nur eine untergeordnete Rolle.

Der projizierte Einsatz grüner Gase steigt im MMS dagegen von rund 3 TWh im Jahr 2023 auf 17 TWh im Jahr 2030 und 66 TWh im Jahr 2045. Im MWMS steigt der projizierte Einsatz bis 2045 auf 64 TWh. Flüssige Biomasse spielt in beiden Szenarien mit rund 2 TWh im Jahr 2030 und 6 TWh im Jahr 2045 nur eine untergeordnete Rolle.

Der starke Anstieg bei grünen Gasen ist maßgeblich auf das Gebäudeenergiegesetz, mit der Anforderung, 65 % erneuerbare Energien zu nutzen, zurückzuführen. Alle Kessel, die im Zeitraum 2024 bis Mitte 2026 (Gemeinden >100.000 EW) bzw. Mitte 2028 (Übrige) installiert werden, müssen ab 2029 anteilig⁸² erneuerbare Energien nutzen. In der Projektion wird angenommen, dass in Gaskesseln entsprechend der definierten Mindestanteile im GEG anteilig Biomethan verwendet wird, in Heizölkesseln werden anteilig Bio-Heizöl bzw. hydrierte Pflanzenöle⁸³ eingesetzt. Es wird eine ausreichende Verfügbarkeit biogener oder synthetischer Brennstoffe unterstellt. Würden hingegen in den zwischen 2024 bis 2026 bzw. 2028 installierten Gas- und Ölkesseln auch nach 2029 weiterhin ausschließlich fossile Brennstoffe eingesetzt, würden sich die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor um etwa 3 Mt/a im Jahr 2030 erhöhen.

Unter grünen Gasen ist in Abbildung 48 außerdem der Energieverbrauch von Gebäuden in deklarierten Wasserstoff-Ausbaugebieten subsumiert. Auf der Grundlage von Wärmeplänen können diese Ausbaugebiete ausgewiesen werden und in diesen bis spätestens 2045 noch Erdgas eingesetzt werden⁸⁴. In den Projektionen wird angenommen, dass der Anteil von Wasserstoff oder Derivaten in diesen Gebieten erst ab 2041 sukzessive zunimmt. Zu beachten ist, dass der Prozess und die Wahrscheinlichkeit der Ausweisung von Wasserstoff-Ausbaugebieten noch unklar sind. Die Annahmen und die Verfügbarkeit von Wasserstoff ab 2041 sind deshalb stark unsicher.

Weitere Optionen zur Erfüllung der 65 %-Regel, die auch gleichermaßen in der BEG gefördert werden, sind elektrische Wärmepumpen, direktelektrische Heizungen, Kessel mit Einsatz fester Biomasse und der Anschluss an ein Wärmenetz. Der Beitrag von elektrischen Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung setzt sich aus den Energieträgern Umweltwärme und Wärmepumpen-Strom zusammen. Der Stromverbrauch in Wärmepumpen erhöht sich im MMS von rund 12 TWh auf rund 28 TWh in 2030 und 44 TWh in 2045. Der Anteil von Umweltwärme steigt von rund 28 TWh auf rund 72 TWh in 2030 und 124 TWh in 2045. Im MWMS sind die Mengen wegen gesteigerter Effizienz um etwa 2 TWh geringer.

Der durch Wärmenetze gedeckte Endenergieverbrauch erhöht sich im MMS von rund 68 TWh in 2023 auf rund 81 TWh in 2030 und 105 TWh in 2045. Im MWMS reduziert sich der projizierte jährliche Bedarf aufgrund der zusätzlichen Instrumente auf 79 TWh in 2030 und 100 TWh in 2045.

Der projizierte Einsatz von fester Biomasse (Pellets, Hackschnitzel und Scheitholz) reduziert sich im MMS im Zeitraum 2023 bis 2030 von 98 TWh auf rund 93 TWh. Bis 2045 reduziert sich der Einsatz nochmals bis auf 71 TWh. Im MWMS beträgt der Verbrauch rund 90 TWh in 2030 und 67 TWh in 2045.

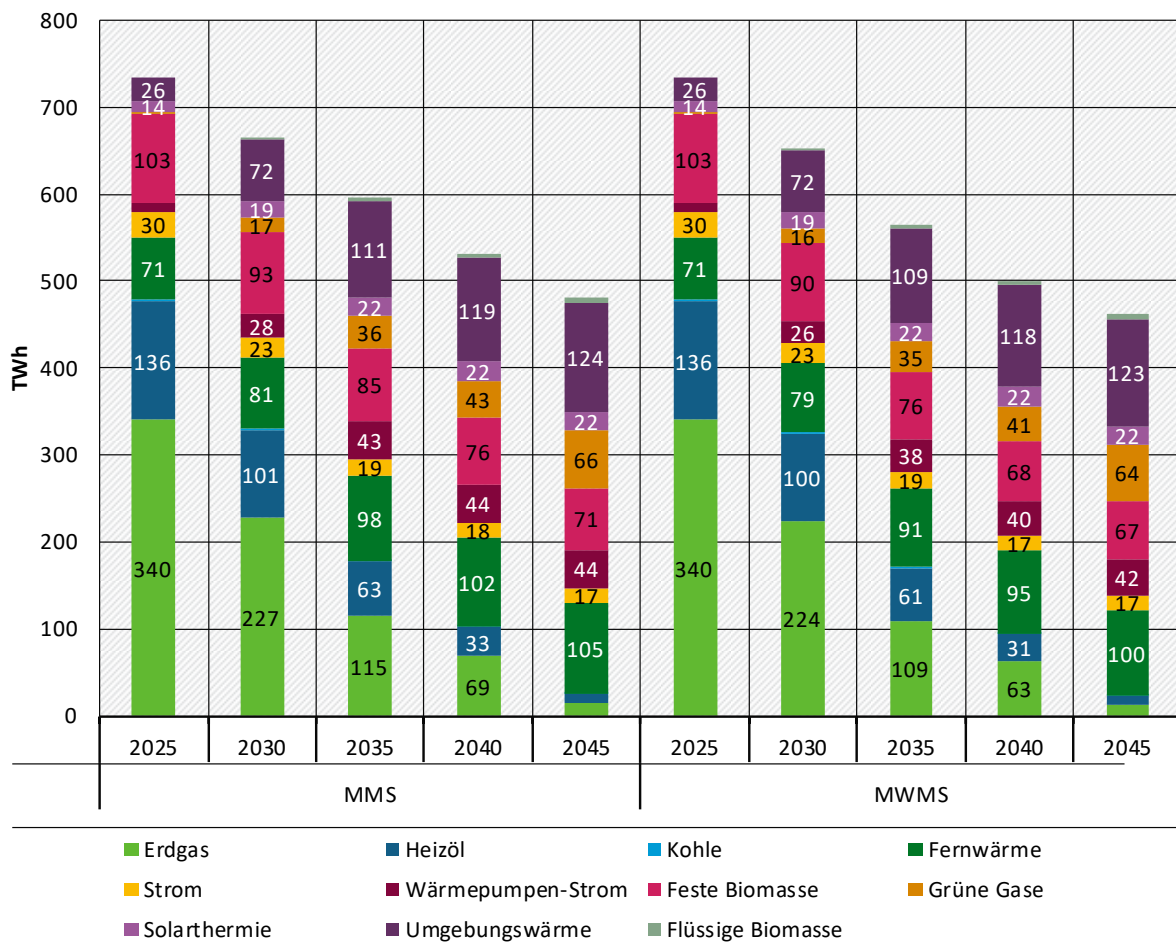
Der Anteil von erneuerbarer Wärme im Gebäudesektor, ohne Strom und Wärmenetze,⁸⁵ belief sich auf 21 % im Jahr 2023. Das MMS projiziert diesen Wert bis 2030 auf 38 % und bis 2045 auf rund 86 %. Im MWMS beträgt der projizierte Anteil im Jahr 2030 ebenfalls rund 38 %, im Jahr 2045 rund 87 %.

⁸² Der Anteil von 15 % ab 2029 steigt auf 30 % ab 2035 und 60 % ab 2040 (§ 71 Abs. 9 GEG).

⁸³ Hydrierte Pflanzenöle sind ein Produkt aus Pflanzenöl, welches unter Zugabe von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt wird. Für weitere Informationen siehe <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/hydrierte-pflanzenoele-hvo>.

⁸⁴ Für die Wirkungsabschätzung des GEG wird festgelegt, wie viele Gebäude ab spätestens 2028 in einem H₂-Ausbaugebiet liegen und damit Zugang zu Wasserstoff haben. Den Annahmen von Braungardt et al. (2023) folgend, ergibt sich ein Anteil von etwa 10 % der Gebäude, die mit Gas betrieben werden und potenziell in H₂-Ausbaugebieten liegen.

⁸⁵ Der Anteil EE-Wärme wird folgendermaßen definiert: Biomethan, Solarthermie, Umweltwärme, feste und flüssige Biomasse.

Abbildung 48: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS

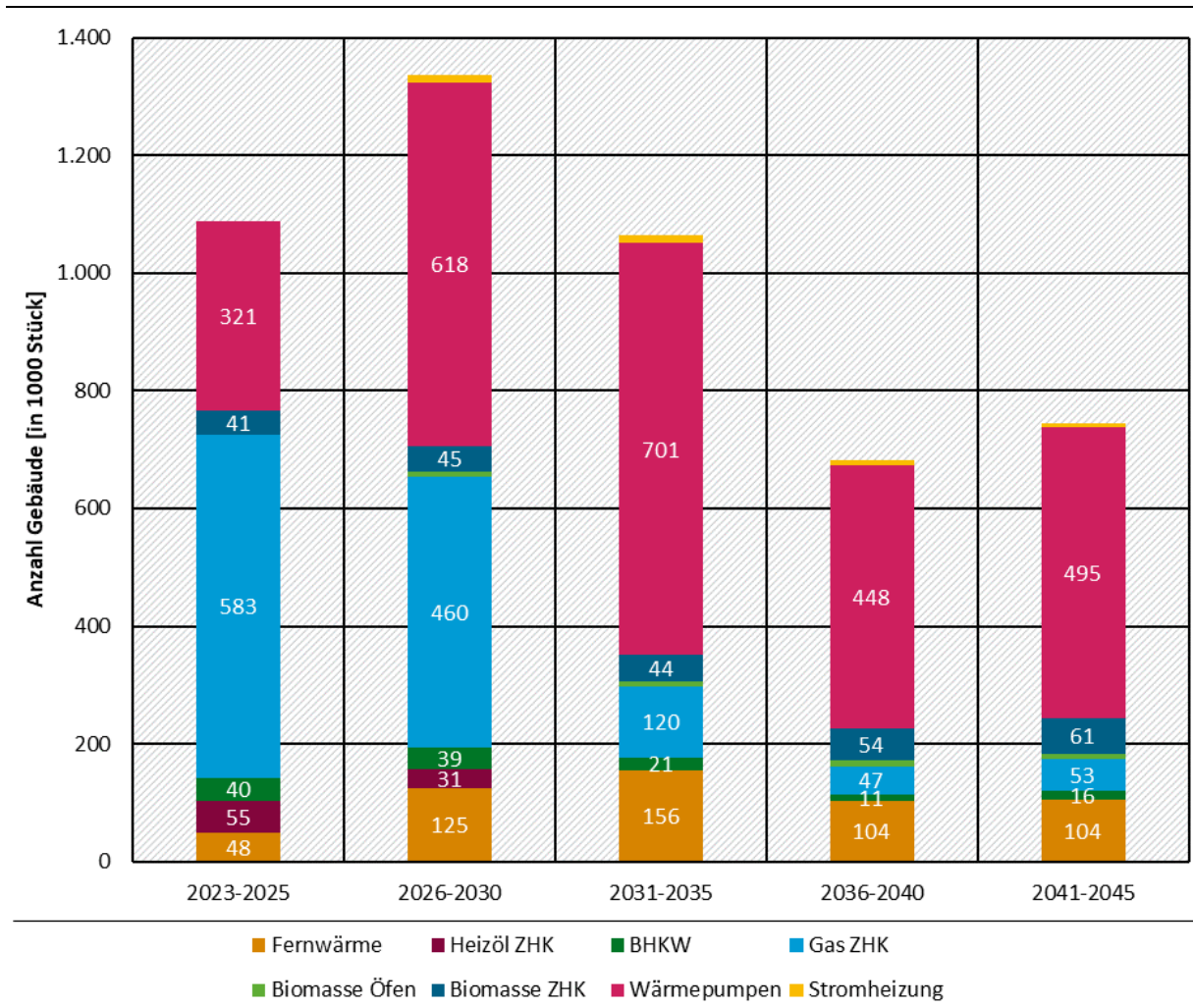
Quelle: Berechnungen IREES

Hinweise: Der Energieträger Strom beinhaltet auch Hilfsenergie, in fester Biomasse sind neben Zentralheizkesseln auch Kaminöfen enthalten.

Ergänzend zum Endenergieverbrauch zeigt Abbildung 49 die Entwicklung der neu installierten Wärmeversorgungssysteme in Wohn- und Nichtwohngebäuden von 2023 bis zum Jahr 2045. Die Abbildung zeigt jeweils die Anzahl an Gebäuden pro Technik und die mittleren jährlichen Installationszahlen über einen Zeitraum von fünf Jahren. Da ein Gebäude durch mehrere Wärmeerzeuger versorgt werden kann (z. B. Kaskadierung von Wärmepumpe) weicht die Abbildung von den berichteten Verkaufszahlen ab. Aufgrund natürlicher Austausch- und Sanierungszyklen, die aus unterschiedlichen Baualtersklassen resultieren, steigt die Anzahl jährlich neu installierter Wärmeversorgungssysteme bis 2030 an und sinkt anschließend wieder.

Die im MWMS berücksichtigten Instrumente haben in der Modellierung keine zusätzlichen Auswirkungen auf die installierten Wärmeversorgungssysteme.

In beiden Szenarien sind Gas-Zentralheizkessel (ZHK) bis 2025 die vorherrschende Technik. Pro Jahr werden in etwa 583.000 Gebäuden Gasheizungen und in rund 55.000 Gebäuden Heizölheizungen installiert. Darüber hinaus werden pro Jahr in rund 321.000 Gebäuden neue Wärmepumpen installiert und etwa 48.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Dazu kommen pro Jahr etwa 41.000 Gebäude mit einem neuen Biomasse-Kessel.

Abbildung 49: Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS im Zeitraum 2023 bis 2045

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, IREES

Ab 2026 reduziert sich durch die 65 %-Regel im GEG die Anzahl an Gebäuden mit neu installierten Gas- und Ölkesseln deutlich. Dafür steigt in beiden Szenarien die Anzahl an Gebäuden, in denen eine Wärmepumpe eingebaut wird oder die an ein Wärmenetz angeschlossen werden. Es werden im Jahr 2030 rund 600.000 Wärmepumpen installiert und 125.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Die jährliche Installation von Biomasse-ZHK erhöht sich bis 2030 auf 45.000. Nach Mitte 2028 ist die Installation von Gas-ZHK nur noch in ausgewiesenen Wasserstoff-Ausbauregionen möglich.

Im MMS beträgt die energetische Sanierungsrate bei Wohngebäuden im Zeitraum 2023 bis 2030 rund 1,4 % und zwischen 2031 und 2040 durchschnittlich 1,7 %. Bei Nichtwohngebäuden werden bis 2030 durchschnittlich 0,7 % und zwischen 2031 und 2040 im Schnitt 1,5 % erreicht. Die Sanierungsrate entspricht dabei einem Vollsanierungsäquivalent. Das bedeutet, dass Einzelmaßnahmen oder Teilsanierung anteilig auf die Sanierungsrate angerechnet werden und reine Renovierungen nicht Teil der Sanierungsrate sind.

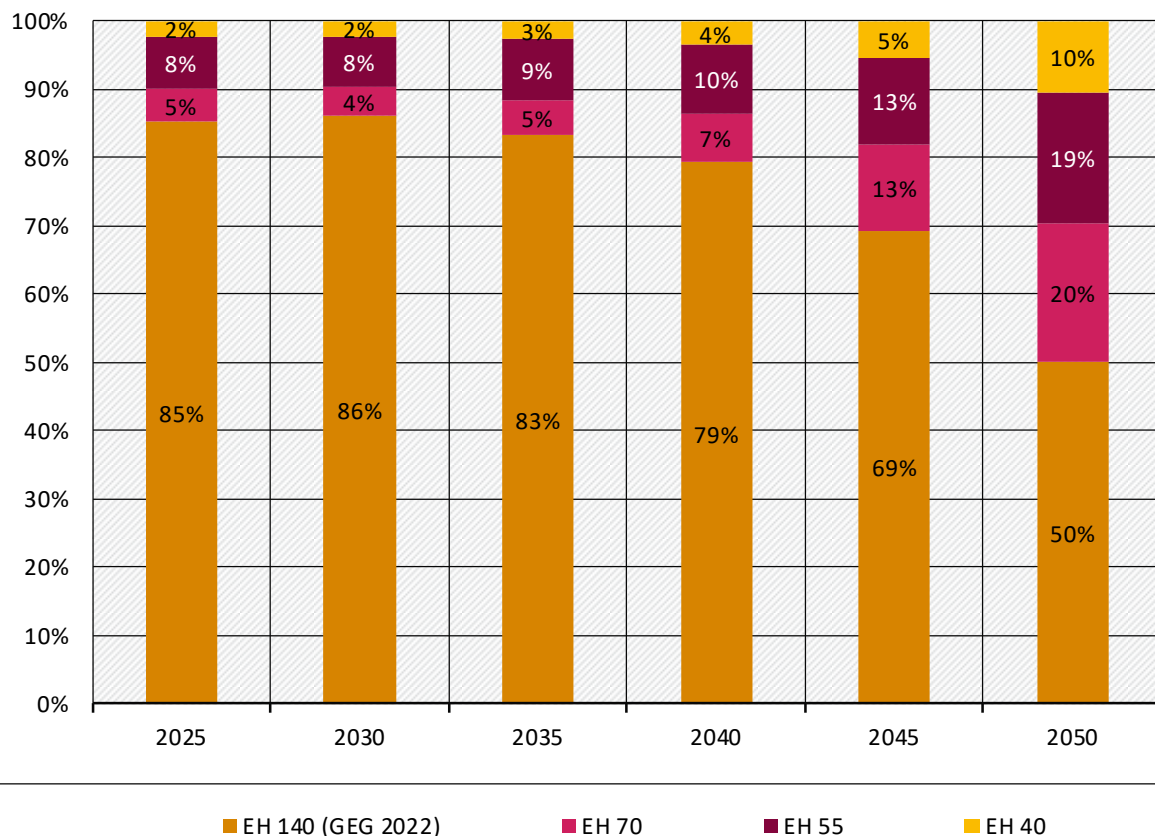
Im MWMS wird bei Nichtwohngebäuden im Zeitraum 2023 bis 2030 durch die zusätzlichen Instrumente eine energetische Sanierungsrate von durchschnittlich 0,9 % pro Jahr erreicht. Bis 2040 sind es 1,5 %. In den Jahren bis 2040 ist die Sanierungsrate somit etwas höher als im MMS, was insbesondere an den Mindesteffizienzstandards liegt, die bereits ab dem Jahr 2027 wirken.

Abbildung 50 zeigt darüber hinaus das Ambitionsniveau von Sanierungsaktivitäten im MMS von 2020 bis 2045. Aufgrund der geringen Differenzen im MWMS wird nur das MMS abgebildet.

Über den gesamten modellierten Zeitraum dominieren Standardsanierungen nach den Anforderungen des GEG.⁸⁶ In den Jahren bis 2035 haben diese einen Anteil von über 80 %, ab 2040 reduziert sich der Anteil von 80 auf 70 %.

Der Anteil von Sanierungen auf die Effizienzhaus-Stufe 70 ist daneben mit rund 5 % bis 2040 deutlich niedriger. Erst ab 2040 wird die EH-70-Stufe wirtschaftlicher bzw. attraktiver für die Agenten im Modell und der Anteil steigt auf 13 % in 2045. Wirtschaftlicher sind dagegen Sanierungen auf die Effizienzhaus-Stufe 55 mit 8 % in 2025 und 13 % in 2045. Damit hat diese Stufe neben den Standardsanierungen den größten Anteil. Einen kleinen Anteil haben Sanierungen auf Effizienzhaus-Stufe 40. Mit 2 % in 2025 und 5 % in 2045 sind diese Sanierungen nur in wenigen Fällen wirtschaftlich bzw. attraktiv für die Agenten im Modell.

Abbildung 50: Erreichte Sanierungstiefe im MMS in den Jahren 2020 bis 2045



*Anmerkung: Sanierungspakete mit Ambitionsniveau in Anlehnung an den jeweiligen Standard mit Bezug auf die Gebäudehülle

Quelle: Eigene Darstellung IREES

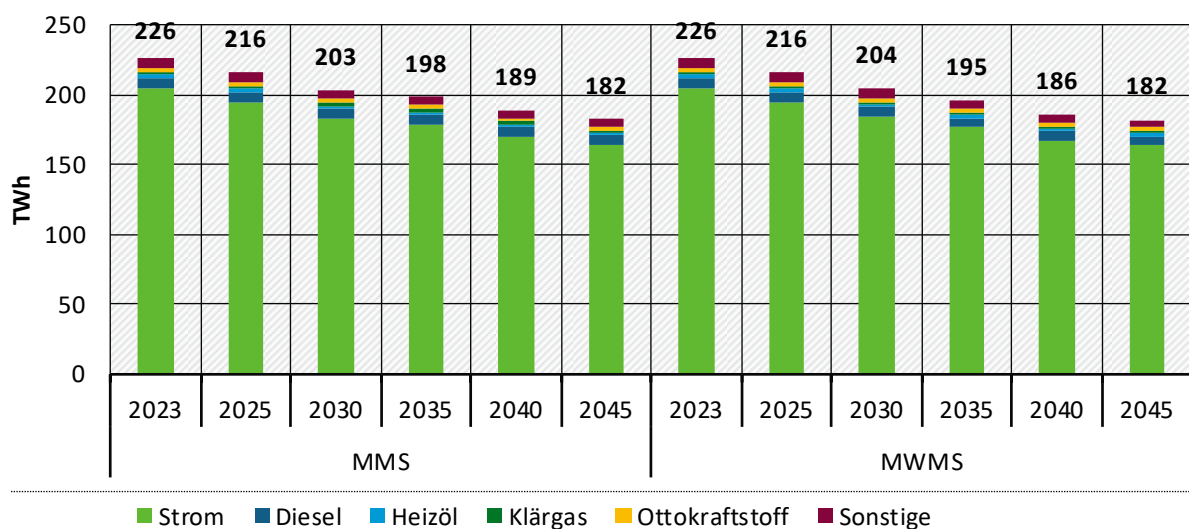
Neben dem Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser wurde auch die Entwicklung der übrigen Verbräuche in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen quantifiziert. Dazu zählen in Wohngebäuden beispielsweise Elektrogroßgeräte (Kühlschränke, Waschmaschinen etc.), Unterhaltungselektronik (Fernseher, Tablets etc.), Beleuchtung,

⁸⁶ Nach § 48 i. V. m § 50 GEG dürfen nach einer größeren Sanierung baulicher Wärmeschutz und Primärenergiebedarf maximal 40 % über einem Vergleichswert bzw. dem Referenzgebäude liegen („Effizienzhaus 140“).

Klimageräte und Kochgeräte (z. B. Herde). In Nichtwohngebäuden werden zusätzlich verschiedene Prozesswärme- und Kälteanwendungen (z. B. Backöfen in Bäckereien) berücksichtigt. Wie oben erläutert, werden Emissionen, die durch den Bezug von Strom und Fernwärme entstehen, nicht im Sektor Gebäude bilanziert, sondern in der Energiewirtschaft. So zeigt Abbildung 47 oben, dass im Jahr 2023 nur 2 % der direkten Emissionen im Gebäudesektor auf Geräte und Prozesse entfallen, zu denen beispielsweise Anwendungen wie brennstoffbetriebene Prozesswärme und Motoren gehören.

Wie Abbildung 51 zeigt, sinkt der projizierte Endenergieverbrauch von Haushalts- und Dienstleistungsgeräten und -prozessen von 226 TWh im Jahr 2023 auf 182 TWh im MMS und 181 TWh im MWMS im Jahr 2045. Ausschlaggebend für diese Reduktionen sind die Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Produkten im Rahmen des Ökodesigns. Im MWMS wird der Minderungseffekt teilweise durch strengere Anforderungen an die Reparierbarkeit konterkariert. Diese führen dazu, dass relativ ineffiziente Geräte länger im Bestand verbleiben und erst verzögert gegenüber dem MMS durch effizientere Varianten ersetzt werden. Insgesamt ist Strom über den Betrachtungshorizont der dominierende Energieträger. Erdgas wird für Prozesswärmeanwendungen in Gewerbebetrieben des GHD-Sektors und in geringem Umfang für Gasherde in Haushalten eingesetzt. Der geringe Anteil der Brennstoffe am Endenergieverbrauch für Geräte und Prozesse führt zu geringen direkten Emissionen innerhalb des Gebäudesektors.

Abbildung 51: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS und MWMS



Sonstige = Andere Mineralölprodukte, Biogas, Biomasse, Braunkohle, Diesel (Bio), Erdgas, Fern- und Nahwärme, Flüssige Biomasse, Kerosin, Ottokraftstoff (Bio), Solarthermie, Steinkohle, Umweltwärme und Geothermie

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Fraunhofer ISI

6.2 Instrumentenwirkung

Im Folgenden erfolgt die Bewertung einer Auswahl zentraler Politikinstrumente mit hohen Emissionsminderungen für den Gebäudebereich.

Die Bewertung der Einzelinstrumente erfolgt für die meisten Instrumente bottom-up. Hierfür kommt das „Wirkmodell Politikinstrumente“ (WIRPOL) zum Einsatz. Grundlage der quantitativen Wirkungsabschätzung ist eine Parametrisierung der untersuchten Instrumente, insbesondere im Hinblick auf die wirkmächtigen Ausgestaltungscharakteristika (z. B. zur

Verfügung stehendes Förderbudget eines Förderprogramms, Förderkonditionen, Auslösetatbestände ordnungsrechtlicher Regelungen). Das Wirkmodell arbeitet mit einer Reihe verschiedener Wirkmechanismen, v. a. Wirtschaftlichkeitsvergleiche, Preiselastizitäten, Nutzenfunktionen, investorenspezifische Entscheidungskalküle, programmspezifische Fördereffizienzen usw. Ausnahme ist das BEHG (CO₂-Bepreisung fossiler Brennstoffe), für das die Wirkung über Invert/EE-Lab modellgestützt abgeschätzt wird.

Die Bilanzierung der Emissionen erfolgt anhand der KSG-Sektorlogik. Ein mit Strom oder Fernwärme beheiztes Gebäude verursacht im KSG-Gebäudesektor keine Emissionen. Diese werden im KSG-Sektor Energiewirtschaft bilanziert. Gleiches gilt, wenn die Instrumente zu Mehr- oder Minderverbräuchen an Strom oder Fernwärme führen.

Minderungswirkungen für Einzelinstrumente werden nur bis 2040 ausgewiesen, da die Wirkung von Einzelinstrumenten stark abhängig ist von der schwer abschätzbaren Entwicklung des Umfeldes (z. B. Technik- und Kostenentwicklungen, individuelle Einstellung von Gebäudeeigentümern*Gebäudeeigentümerinnen zu Sanierungen, Marktlage). Außerdem kann ein Politik-Mix der Gegenwart keine Herausforderungen adressieren, deren Eintreten noch so stark mit Unsicherheiten behaftet ist. Entsprechend unsicher ist die zukünftige Wechselwirkung der in den Szenarien „starr“ ausgestalteten Einzelinstrumente. Beispiel: 65 %-Anforderung führt zum stärkeren Phase-Out von Gas-Kesseln → Durchsatz durch Gasverteilnetze nimmt ab → Netzentgelte steigen → Einbau von Gas-Kesseln wird unwirtschaftlicher → Förderbedarf für klimafreundliche Alternativen sinkt.

6.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Im MMS sind die wirkmächtigsten Instrumente:

- ▶ Gebäudeenergiegesetz (GEG) inklusive der Anforderungen zur Nutzung von 65 % erneuerbarer Energien beim Einbau neuer Wärmeversorger
- ▶ Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
- ▶ Energieeffizienzgesetz (EnEfG)
- ▶ Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)
- ▶ Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung
- ▶ Förderung Klimafreundlicher Neubau (KFN)
- ▶ Förderung „Jung kauft Alt“
- ▶ Mittelfristenergieversorgungssicherungsmaßnahmenverordnung (EnSimiMaV)
- ▶ Vorbildfunktion Bundesgebäude
- ▶ Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft
- ▶ Energieauditpflicht für Nicht-KMU
- ▶ KfW-Energieeffizienzprogramm
- ▶ Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke

Die Instrumentenbewertung umfasst die Ausgestaltung der Instrumente gemäß Instrumentenpapier (Förster et al. 2024). Das Instrument „Wohneigentum für Familien“ wird im

Instrumentenpapier parametrisiert, im MMS in seiner Wirkung allerdings unter dem Dach der Neubauförderung abgeschätzt.

Für eine Reihe weiterer flankierender Instrumente wird aus unterschiedlichen Gründen auf eine Wirkungsabschätzung verzichtet. Dies gilt beispielsweise für die Modernisierungsumlage und das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz (CO₂KostAufG). Für beide Ansätze fehlt die empirische Grundlage für den möglichen Sanierungsanreiz auf Seiten der Vermieter, der daraus resultiert, dass sie die Investitionskosten für eine energetische Sanierung anteilig auf die Mieter umlegen können (Modernisierungsumlage) oder bei schlecht gedämmten Gebäuden einen hohen Anteil der CO₂-Kosten selbst tragen müssen (CO₂KostAufG). Andere Instrumente sind als flankierende Ansätze Voraussetzung für die Wirksamkeit der quantitativ abgeschätzten Instrumente. Dies gilt beispielsweise für das Ausbauprogramm und die Qualifizierungsoffensive Wärmepumpe. So wird der projizierte Hochlauf der Wärmepumpe nur gelingen, wenn ausreichend qualifizierte Fachkräfte zur Verfügung stehen. Daher ist es dringend erforderlich, das Wissen über die Installation, den Betrieb und die Wartung von Wärmepumpen zu vermitteln und zu vertiefen. Dies ist eine Grundvoraussetzung, um die projizierten Neuinstallationszahlen von Wärmepumpen zu erreichen und damit die Wirksamkeit insbesondere des BEHG und des GEG sicherzustellen.

Die Beschreibung, welche Annahmen zur Ausgestaltung den Einzelinstrumenten zu Grunde liegen, findet sich im Instrumentenpapier (Förster et al. 2024). Die Abschätzung der Wirkung eines Einzelinstruments des MMS erfolgt im Gebäudesektor gegenüber einer Entwicklung ohne das jeweilige Instrument.

Die Wirkung der Einzelinstrumente wird ab dem Jahr 2024 abgeschätzt, so dass die kumulierten jährlichen Einsparungen den Zeitraum zwischen 2024 und dem jeweiligen Betrachtungsjahr erfassen. Die kumulierten Einsparungen im Jahr 2030 erfassen damit den Zeitraum 01.01.2024 bis 31.12.2030. Auch wenn ein Instrument schon vor 2023 existiert (z. B. das GEG oder die finanzielle Sanierungsförderung), wird seine Wirkung erst ab dem Jahr 2024 quantifiziert.

Tabelle 59 gibt einen Überblick, mit welchen Aktivitätsraten, spezifischen Effizienzen und sonstigen Annahmen die Wirkung der Einzelinstrumente gegenüber dem Vergleichsszenario abgeschätzt wird.

Tabelle 59: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der kontrafaktischen Entwicklung ohne das jeweilige Instrument

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Gebäudeenergiegesetz (GEG) inkl. 65 %-Anforderung	<p>Neubaustandard: Vergleich der MMS-Mindestanforderungen (EH-55) gegenüber einem antizipierten Neubaustandard ohne GEG-Mindestanforderungen (Annahme, dass dieser bei EH-70 liegen würde).</p> <p>Mindesteffizienz Bestand: Die Berechnung der Einsparwirkung der bedingten Sanierungsanforderungen an der Gebäudehülle im MMS erfolgt gegenüber einer Referenz, bei der die Sanierungsrate konstant gehalten wird und die Gebäude dabei auf die Mindestanforderungen des GEG für eine vollständige Sanierung saniert werden. Es wird ferner angenommen, dass in rund der Hälfte aller Sanierungsfälle auch ohne GEG eine GEG-konforme energetische Modernisierung stattfinden würde.</p> <p>65 %-Anforderung: Realisierung der 65 %-Anforderung mit gemeindegrößenabhängigen Fristen (Mitte 2026 für Gemeinden >100.000 EW/Mitte 2028 für Übrige); vor der jeweiligen Umsetzungsfrist investiert ein Teil der Hauseigentümer*innen weiter in</p>

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
	<p>Gas- und Ölkessel, die dann der Beimischungsquote gemäß § 71 (9) unterliegen. Grundlage der Abschätzung ist ein angenommener Absatz an Heizanlagen von 1 Mio. Anlagen pro Jahr. Für den Erfüllungsmix (also die Frage, mit welchen Technikoptionen die Gebäudeeigentümer*innen die 65 %-Anforderung materiell erfüllen) wird differenziert zwischen Neubau und Gebäudebestand, Gebäudetypen (EZFH, MFH, Nichtwohngebäude) und verschiedenen Erfüllungsoptionen; Übergangsfristen gelten im Falle des Anschlusses an ein Wärme- oder Wasserstoffnetz.</p> <p>Die Abschätzung der Wirkung der 65 %-Anforderung erfolgt im Vergleich zu einer Referenz, bei der Öl- und Gaskessel durch die gleiche Heizungstechnik (also ebenfalls Öl- und Gaskessel) ersetzt werden; die Effizienzgewinne, die daraus resultieren, dass die unterstellte neue Heizanlage (z. B. Brennwert) i. d. R. effizienter ist als die alte, werden dabei schon von der Referenz erfasst. Die Referenz erfasst auch eine Annahme zum Einbau erneuerbarer Wärmeerzeuger, die auch ohne 65 %-Anforderung realisiert würden.</p>
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	<p>Im Vergleichsszenario werden weder der Einbau von Anlagen zur EE-Wärmeerzeugung noch Sanierungsmaßnahmen bei bestehenden Gebäuden finanziell gefördert. Bei Sanierungen sowie der Installation von Anlagen zur EE-Wärmeerzeugung wird angenommen, dass die im Rahmen des MMS durch die Bundesförderung induzierten Investitionen im Vergleichsszenario ausbleiben bzw. dem Referenzmix beim Heizungstausch (siehe Beschreibung zu 65%-Anforderung) entsprechen.</p>
Energieeffizienzgesetz (EnEg) (Anteil Gebäude)	<p>In der Referenzentwicklung werden die durch das EnEg indirekt ausgelösten energetischen Sanierungen an Gebäuden öffentlicher Einrichtungen des Bundes, der Länder und der Kommunen nicht realisiert.</p>
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	<p>Abschätzung der isolierten Wirkung des Instruments gegenüber einem Vergleichsszenario ohne Bepreisung der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Vergleich zweier Modellläufe mit Invert/EE-Lab, bei denen bei einem Lauf der CO₂-Preis „eingeschaltet“, beim anderen „ausgeschaltet“ wird).</p>
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	<p>Im Vergleichsszenario werden weder Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle noch der Umstieg auf EE-Wärmeerzeuger steuerlich gefördert. Vielmehr wird angenommen, dass die durch die steuerliche Förderung induzierten Sanierungsmaßnahmen ausbleiben.</p>
Förderung Klimafreundlicher Neubau	<p>Im Vergleichsszenario bleibt die Förderung klimafreundlichen Neubaus aus. Neubauten erfolgen auf den seitens des GEG geforderten Mindeststandard.</p>
EnSimiMaV	<p>Im Vergleichsszenario bestehen keine Verpflichtungen zur Optimierung von Heizungsanlagen oder zur Durchführung eines hydraulischen Abgleichs. Die EnSimiMaV wird im MMS entsprechend ihrer Geltungsdauer bis 30.09.2024 berücksichtigt.</p>
Vorbildfunktion Bundesgebäude	<p>Für bestehende Bundesgebäude wird im Vergleichsszenario eine jährliche Sanierungsrate von 1,0 % (im Sinne einer äquivalenten Vollsanierungsrate) unterstellt. Sanierungen erfolgen im Vergleichsszenario auf ein Durchschnittsniveau von EH-100.</p>

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	Siehe Beschreibung im Kapitel Industrie
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	Siehe Beschreibung im Kapitel Industrie
KfW-Energieeffizienzprogramm	Siehe Beschreibung im Kapitel Industrie
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	Siehe Beschreibung im Kapitel Industrie

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Die quantitative Abschätzung der Instrumentenwirkungen orientiert sich am Methodikleitfaden Schlomann et al. (2020), der im Jahr 2020 für die Evaluation von Energieeffizienzmaßnahmen entwickelt wurde. Dieser Leitfaden wurde in Schlomann et al. (2022) auf die Anforderungen des Projektionsberichts zugeschnitten und kann für Instrumente unterschiedlicher Interventionslogiken angewendet werden: ordnungsrechtliche, ökonomische, informatorische und prozedurale.

Die Abschätzung der Wirkung der Einzelinstrumente erfolgt in mehreren Schritten: Der erste Schritt besteht in einer Abschätzung der individuellen Bruttoeinsparungen der verschiedenen Instrumente (z. B. über die Verknüpfung eines Aktivitätsvolumens wie die Anzahl an Förderfällen oder Fördervolumina, Anzahl an Auslösetatbeständen mit einem aktivitätsspezifischen Einsparwert wie z. B. der spezifischen Einsparung pro Förderfall oder einer fallspezifischen Konversionsrate. Soweit Mitnahme-, Übertragungs- oder Spill-Over-Effekte in der Bruttoeinsparung noch nicht in der Referenz ohne Instrument erfasst werden, werden diese Effekte in einem zweiten Schritt durch eine Effektbereinigung herausgerechnet. Im dritten Schritt werden die Überschneidungseffekte zwischen verschiedenen Instrumenten berücksichtigt.

In Tabelle 60 sind die Netto-Emissionsminderungen der Instrumentenbewertung pro Jahr aufgeführt. Die Wirkungen erfassen die Bereiche Raumwärme und Warmwasser sowie GHD-Prozesse.

Tabelle 60: Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme)

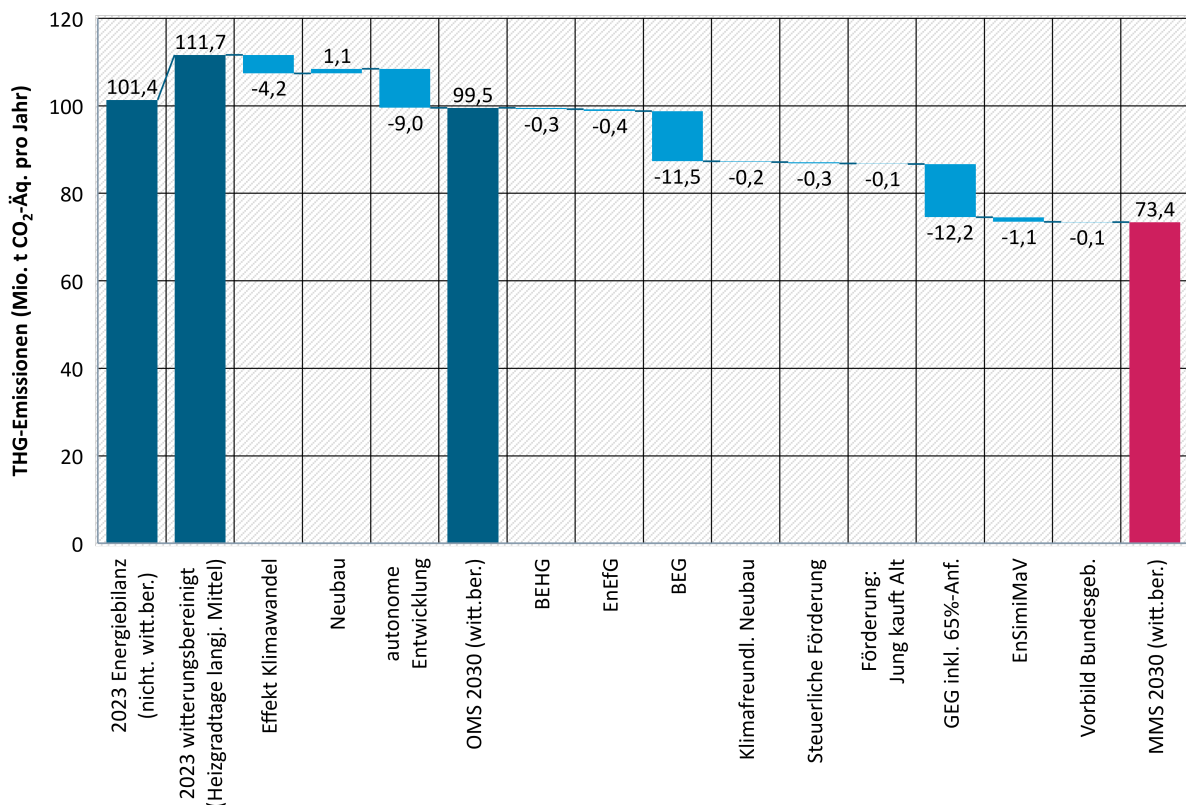
Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Brennstoffemissionshandels-gesetz (BEHG)	2024	0,2	0,3	0,2	0,2	k. A.	k. A.
Energieeffizienzgesetz (EnEfG)	2024	0,1	0,4	0,7	0,9	k. A.	k. A.
Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG)	2024	2,1	11,5	21,6	32,5	k. A.	k. A.
Förderung Klimafreundlicher Neubau	2024	0,1	0,1	0,3	0,4	k. A.	k. A.

Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungs- abschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	2024	0,1	0,3	0,3	0,3	k. A.	k. A.
Förderung: Jung kauft Alt	2024	0	0,1	0,1	0,1	k. A.	k. A.
Gebäudeenergie-Gesetz (GEG), inkl. 65 %-Anforderung	2024	2,0	12,2	24,1	36,4	k. A.	k. A.
EnSimiMaV	2024	1,1	1,1	0	0	k. A.	k. A.
Vorbildfunktion Bundesgebäude	2024	0	0,1	0,2	0,2	k. A.	k. A.
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	2024	0,5	0,5	0,3	0,3	k. A.	k. A.
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	2024	0,1	0,1	0,1	0,0	k. A.	k. A.
KfW-Energieeffizienzprogramm	2024	0,1	0,1	0,0	0,0	k. A.	k. A.
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	2024	0,1	0,1	0,0	0,0	k. A.	k. A.

Anmerkung: *Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmezeugung in Gebäuden ohne Wirkung auf den Umwandlungssektor (Fernwärme und Strom)

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 52 zeigt für das Jahr 2030 die projizierte Minderungswirkung der Instrumente im MMS sowie anderer emissionsrelevanter Effekte gegenüber dem Inventarwert für 2023. Bilanzraum ist dabei die Raumwärme- und Warmwasserversorgung, also nicht der komplette Gebäudesektor nach KSG-Zuschnitt.

Abbildung 52: Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MMS im Jahr 2030 im Vergleich zu den Sektoremissionen 2023 (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Öko-Institut

Die größte projizierte Minderung erfolgt durch die Instrumente des MMS: Den größten Minderungseffekt erzielt das GEG (dort insbesondere die 65 %-Anforderung), gefolgt von der BEG. Die CO₂-Bepreisung durch das BEHG wirkt im Bündel der MMS-Instrumente vor allem als Türöffner/Enabler, also als eine Art Verstärkungsfaktor, der v. a. die Wettbewerbsfähigkeit klimaneutraler Heizungsvarianten gegenüber Gas- und Ölkesseln verbessert. Die Höhe des unterstellten CO₂-Preises reicht jedoch allein nicht aus, isoliert signifikante Einsparungen zu induzieren.

Neben der Wirkung der Instrumente gibt es weitere Effekte, die zu Emissionsminderung in 2030 führen. In ihrer Summe können sie als kontrafaktisches „Ohne-Maßnahmen-Szenario“ (OMS) verstanden werden. Es handelt sich dabei um folgende:

- **Effekt Klimawandel:** Steigen die Außentemperaturen, muss weniger geheizt werden, was den Einsatz fossiler Brennstoffe und damit die Emissionen in Gebäudesektor verringert. Die Reduktion der Heizgradtage bis 2045 wird mit dem sich zeitlich verändernden Anteil an fossiler Wärmeerzeugung verrechnet und ergibt den in Abbildung 52 ausgewiesenen „Effekt Klimawandel“. Zur Methodik von Klimaeffekt und Witterungsbereinigung siehe Kapitel 4.7 im Bericht zu den zentralen sektorbezogenen Annahmen (Förster et al. 2025a).
- **Neubau:** Aufgrund von Neubauaktivität nimmt bis 2030 sowohl die Wohn- als auch die gewerbliche Nutzfläche zu. Dies geht mit Mehremissionen einher. Diese berechnen sich aus dem Nettoflächenzuwachs, Annahmen zum energetischen Standard (GEG-Anforderungen) sowie dem Technik- und Energieträgermix für die Wärmeversorgung. Neubaufäche und

Energieträgermix orientieren sich dabei an den Werten und Entwicklungen der letzten Jahre.

- ▶ Autonome Entwicklung: Aus Gründen wie Werterhalt, Wohnkomfort, Umnutzung, Ästhetik oder auch Energiekosteneinsparungen würden Hauseigentümer*innen auch ohne Politikinstrumente Sanierungen durchführen, die zu Energie- und Emissionseinsparungen führen. Dies gilt sowohl für Sanierungen an der Gebäudehüllfläche als auch Maßnahmen an den Heizungsanlagen. Bei den Heizungsanlagen umfasst dies sowohl den Umstieg auf erneuerbare Wärmeenergien (bei Verzicht auf eine Förderung) als auch die Einsparungen, die aus den Effizienzgewinnen resultieren, die beim Austausch eines alten Gas- oder Ölkessels zugunsten eines neuen effizienten Gas- oder Ölkessels entstehen.

6.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Der Politikmix im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario umfasst weitere Instrumente, die zwar noch nicht in Kraft sind, deren Einführung allerdings zum Zeitpunkt der Diskussionen im Herbst 2024 politisch angekündigt wurden (siehe Abschnitt 2.4.2):

- ▶ Weiterentwicklung der energetischen Standards im GEG (Neubau)
- ▶ Mindestenergieeffizienzstandards für Bestandsgebäude (MEPS) für Nichtwohngebäude
- ▶ Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EU-Energieeffizienzrichtlinie)

Eine detaillierte Beschreibung dieser Instrumente findet sich in Förster et al. (2024). Die Wirkung flankierender Instrumente wird nicht abgeschätzt. Dies betrifft folgende Instrumente:

- ▶ Bundesförderung Serielle Sanierung (Wiederaufnahme der Ende 2023 ausgelaufenen Förderrichtlinie)
- ▶ Überarbeitung Energieausweis

Die Förderung der seriellen Sanierung ist vorrangig darauf ausgelegt, die Entwicklung neuartiger Verfahren und Komponenten zur seriellen Sanierung zu unterstützen. Damit soll langfristig die Marktentwicklung der seriellen Sanierung in Deutschland unterstützt werden. Das Instrument wird allerdings erst dann eine spürbare Einsparwirkung entfalten, wenn sich die damit verbundenen Verfahren und Komponenten auf dem Markt etabliert haben und entsprechend nachgefragt werden.

Die Quantifizierung der projizierten Instrumentenwirkung des MWMS erfolgt gegenüber dem MMS. Im Hinblick auf das Zusammenwirken der Instrumente gelten die oben dargestellten Effekte.

Tabelle 61 listet die drei Kerninstrumente des MWMS auf, für die eine Minderung abgeschätzt werden kann:

Tabelle 61: Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Gebäudeenergiegesetz (GEG): Weiterentwicklung der energetischen Standards (Neubau)	Umsetzung der in der EPBD vorgegebenen Einführung des Nullemissionsgebäudes. Für die Modellierung wird als Nullemissionsgebäude-Standard der EH40-Standard angenommen ab 2028 für neue öffentliche Gebäude und 2030 für alle anderen Neubauten.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Mindestenergieeffizienzstandards (MEPS) für Nichtwohngebäude (Art. 9 EPBD)	<p>Unterteilung des Bestandes mit Basis 2020 nach Primärenergieverbrauch zur Definition von maximalen Schwellenwerten, denen alle Gebäude zeitpunktbezogen entsprechen müssen: 2030: 16 % und 2033: 26 %.</p> <p>Ein Teil der betroffenen Gebäude erfüllt diese Anforderung durch Sanierungen, die bereits im MMS durchgeführt werden. Einem weiteren Teil wird unterstellt, dass nach angenommenem Beschluss der MEPS in 2025 Bauteile, die ihren Re-Investitionszyklus erreicht haben, direkt ambitionierter saniert werden, um die Anforderungen zu erfüllen. Der Großteil der betroffenen Gebäudeeigentümer*innen führt in den Jahren vor den Erfüllungszeitpunkten Sanierungen von einzelnen Bauteilen durch oder wechselt zugunsten einer erneuerbaren Wärmeversorgung, um den primärenergetischen Anforderungen zu entsprechen.</p>
Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EED)	<p>Sanierung öffentlicher Gebäude nach Vorgabe des Art 6 (Exemplary role of public bodies' buildings) der novellierten EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED 2023/179). Zielgrößen sind dabei eine Sanierungsrate von jährlich 3 % sowie die Anforderung, die betroffenen öffentlichen Gebäude mindestens auf den Standard „nearly zero-energy buildings“ oder „zero-emission buildings“ zu sanieren. Die Anforderung erfasst alle Gebäude öffentlicher Einrichtungen (Bund, Länder, Kommunen) mit einer beheizten Nettogrundfläche größer 250 m².</p> <p>Die Abschätzung erfolgt unter folgenden Annahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zielwert "Least nearly zero-energy" entspricht EH-55 (in Anlehnung an das Zielniveau im Effizienzerlass für Bundesgebäude) • Inkrafttreten 2025⁸⁷ • Abschätzung gegenüber einer Referenz mit geringerer Sanierungsrate auf geringeres Effizienzniveau (EH-100)

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Das Ergebnis der projizierten Netto-Minderungen der Treibhausgasemissionen pro Jahr der drei Instrumente im MWMS gegenüber dem MMS ist in Tabelle 62 zu sehen.

Tabelle 62: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland im MWMS gegenüber dem MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)

Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gebäudeenergiegesetz (GEG): Weiterentwicklung der energetischen Neubaustandards	2026	0	0	0,1	0,2	k. A.	k. A.
Mindestenergieeffizienzstandards (MEPS) für Nichtwohngebäude	2027	0	0,4	0,8	0,5	k. A.	k. A.

⁸⁷ Gemäß COMMISSION RECOMMENDATION (EU) 2024/1716 setting out guidelines for the interpretation of Articles 5, 6 and 7 of Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council as regards energy consumption in the public sector, renovation of public buildings and public procurement. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reco/2024/1716/oj/eng> (08.04.2025)

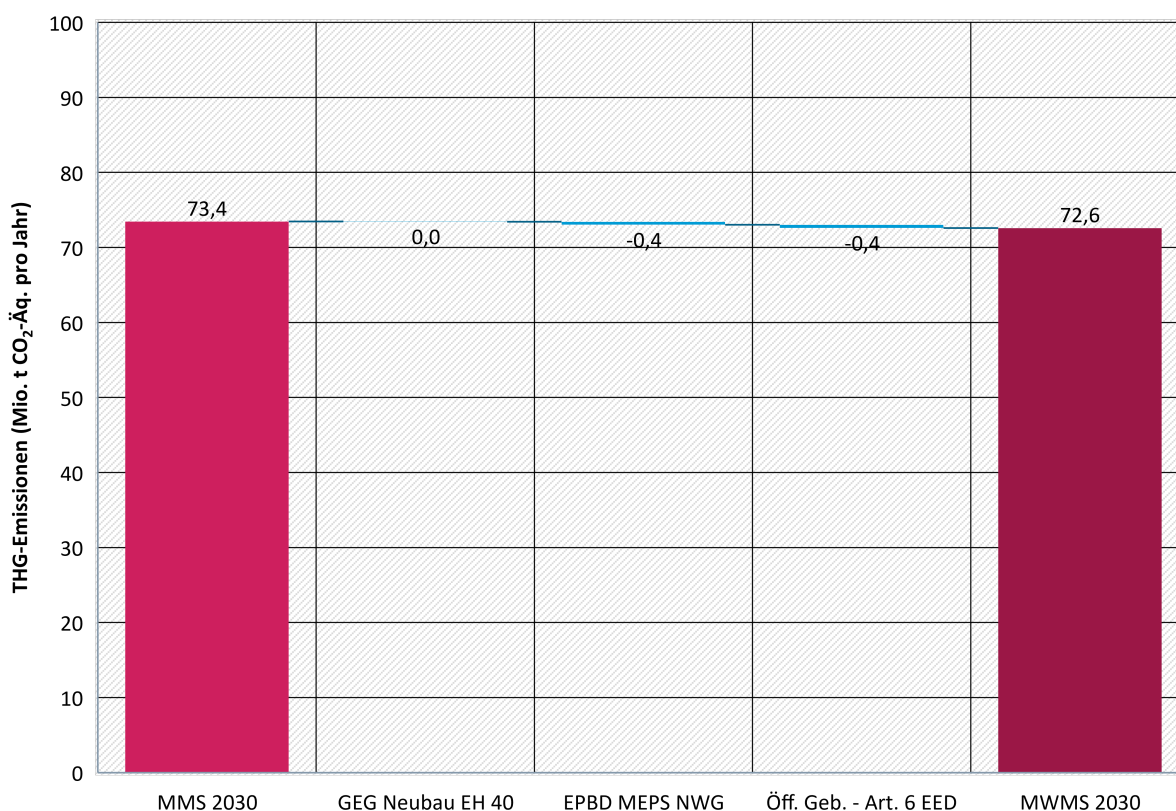
Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EED)	2025	0	0,4	0,8	1,2	k. A.	k. A.

Anmerkung: * Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden ohne Wirkung auf den Umwandlungssektor (Fernwärme und Strom) und ohne GHD-Prozesse

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 53 zeigt für das Jahr 2030 die projizierte (Brutto-)Minderungswirkung der Instrumente im MWMS gegenüber dem MMS. Bilanzraum ist dabei die Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Gebäuden des KSG-Sektors.

Abbildung 53: Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MWMS im Jahr 2030 im Vergleich zum MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Öko-Institut

6.3 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

6.3.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Im Vergleich zu den Projektionen 2024 wurden eine Reihe von methodischen Verbesserungen vorgenommen sowie die Datengrundlage und die Parametrisierung der Instrumente mittels neuer empirischer Erkenntnisse aktualisiert, was sich neben den konkreten politischen Instrumenten auf die Ergebnisse auswirkt.

In diesem Zusammenhang ist die Witterungsbereinigung der statistischen Energieverbräuche zu nennen. In den Projektionen werden die realen Brennstoffverbräuche des

Treibhausgasemissionsinventars des ZSE berücksichtigt. Zudem wird für die Aufteilung nach Energieanwendungen die Anwendungsbilanz der AGEB verwendet, da mit den Daten des ZSE allein keine Unterscheidung zwischen den Emissionen der thermischen Konditionierung von Gebäuden und der übrigen, dem Gebäudesektor zugerechneten Emissionen (Haushaltsgeräte, Prozessenergie in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie mobile Zwecke im Militärbereich) möglich ist. Die Energiebilanz berücksichtigt jedoch die temperaturabhängigen Schwankungen des Energieverbrauchs in Gebäuden und ermöglicht dadurch nur bedingt Aussagen zu Energieeinsparungen in den vergangenen Jahren. Die realen Brennstoffverbräuche werden deshalb auf Basis der Gradtageszahlen von acht deutschen Städten auf das langjährige Mittel bereinigt. 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.

Das Vorgehen ist ausführlich in Kapitel 4.7 im Bericht zu den zentralen sektorbezogenen Annahmen beschrieben (Förster et al. 2025a). In den ersten Jahren der Modellierung führt die Witterungsbereinigung zu höheren Emissionen im Vergleich zum Projektionsbericht 2024. Langfristig verschwindet der Unterschied jedoch, da die Annahmen zu den zukünftigen Heizgradtagen infolge des Klimawandels sich ähneln.

Zudem wurde die Datengrundlage umfassend auf der Basis der Ergebnisse des Zensus 2022 aktualisiert. Diese Anpassungen haben Einfluss auf den Gebäudebestand und damit verbunden auch auf die installierten Wärmeversorgungssysteme. Weiterhin erfolgte die Aktualisierung der Modellannahmen zum Baualter auf Basis des Zensus 2022. Dies führt dazu, dass das modellierte Alter der Heizungssysteme höher ist und im Vergleich zu den Annahmen in den Projektionsdaten 2024 mehr Heizungen vor 2030 getauscht werden. Weiterhin wurde der Gebäudebestand regionalisiert, damit die Wärmenetzregionen räumlich abgebildet werden können. Insgesamt wurden fünf verschiedene Regionen in Invert/EE-Lab integriert:

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

Die Verfügbarkeit und Möglichkeit zur Installation von Biomasse nutzenden Systemen ist ebenfalls an diese Regionen gekoppelt. Die Nutzung von Biomasse ist durch Immissionsschutz, Platzbedarf und lokale Verfügbarkeit von der Bebauungsdichte abhängig und somit ausschließlich in den Regionen D und E möglich. Somit wird die Nutzung in eher städtisch geprägten Regionen in der Modellierung ausgeschlossen.

Darüber hinaus wurde mittels aktueller empirischer Erkenntnisse die Modellierung der 65%-Regel des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) verbessert. Anhand der Absatzzahlen aus 2024 wurde abgeleitet, dass Gebäudeeigentümer*innen künftig steigende Preise durch die Erfüllung von Quoten für erneuerbare Brennstoffe, wie noch in den Projektionsdaten 2024 modelliert, nicht in

die Entscheidungen zum Heizungstausch einbeziehen. Zusätzlich werden reduzierte Förderbudgets in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für die kommenden Jahre berücksichtigt (im Vergleich zur vorherigen Projektion und zu den sehr finanzstarken Jahren 2021-2023, in denen auch noch der Neubau gefördert wurde). In der Modellierung führt dies zu weniger getauschten Heizungen, weniger Dämmmaßnahmen und folglich höheren Emissionen. Abbildung 54 zeigt die wesentlichen Änderungen in den Projektionsdaten 2024 im Vergleich zu 2025. Zudem ist eine qualitative Einschätzung auf die Zielerreichung im MMS dargestellt. Die Abbildung fasst somit die zuvor beschriebenen Änderungen zusammen.

Abbildung 54: Änderungen in den Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu 2024 und qualitative Auswirkung auf die Zielerreichung 2030

MMS 2024	MMS 2025	Wirkung auf Zielerreichung
Implementierung der 65 % Regel (GEG) Preis-Voraussicht bzgl. EE-Quoten bei fossilen Heizungen	Implementierung der 65 % Regel (GEG) Keine Preis-Voraussicht bzgl. EE-Quoten bei fossilen Heizungen	Weniger Emissionsminderung
Bundesförderung für effiziente Gebäude Förderbudget 2024/2025 9 bzw. 10 Mrd. € pro Jahr Ab 2026: 10 Mrd. € pro Jahr	Bundesförderung für effiziente Gebäude Weniger Förderbudget in 2024/2025 7,5 Mrd. € pro Jahr Ab 2026: 10 Mrd. € pro Jahr	Weniger Emissionsminderung
Steuerliche Förderung Keine Daten: Annahme im Verhältnis zur BEG	Steuerliche Förderung Erstmals Daten, geringes Volumen als gedacht	Weniger Emissionsminderung
Datengrundlage Gebäude / Rahmendaten Zensus 2011, Mikrozensus 2018, IWU Gebäudetypologie Gebäudebestand für das Jahr 2018 implementiert Modellierung ab 2018 und Kalibrierung anhand der Energiebilanz bis 2022	Datengrundlage Gebäude / Rahmendaten Zensus 2022, IWU Gebäudetypologie Gebäudebestand für das Jahr 2022 implementiert und Energiestatistik bis 2023 Aktualisierung Investitionskosten und Energiepreise	Neutral
Energiestatistik - Energieverbrauch Gebäudewärme: Anwendungsbilanz Raumwärme und Warmwasser Ausgangsjahr 2022	Energiestatistik - Energieverbrauch Gebäudewärme: Aktuelle Datengrundlage mit nachträglicher Anpassung der Anwendungsbilanz für das Jahr 2022 – mehr fossile Brennstoffe in für Wärme	Weniger Emissionsminderung
Methodik Fernwärmepotentialausbau Gesamtpotenzial räumlich unabhängig über Kostenpotenzialkurven	Methodik Fernwärmepotentialausbau Räumliche Analyse auf Grundlage Zensus 2022 Rasterdaten – Aufteilung des Gebäudebestandes in Wärmenetzzentralgebiete	Leicht weniger Emissionsminderung
Methodik Witterungsbereinigung Durch den Klimawandel reduzieren sich die Heizgradtage, Annahme ab Startjahr	Methodik Witterungsbereinigung Neue Daten zum Effekt des Klimawandels vom Deutschen Wetterdienst, Verwendung der Heizgradtage des langjährigen Mittels (kälter als 2023)	Leicht weniger Emissionsminderung

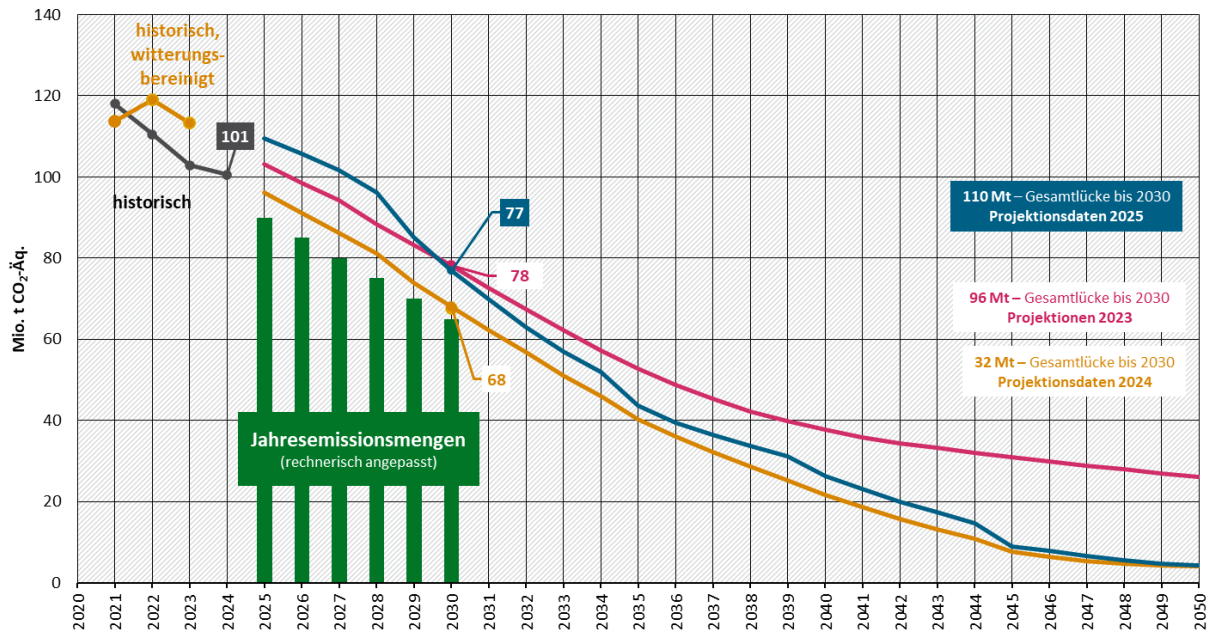
Quelle: IREES, Öko-Institut

6.3.2 Auswirkungen auf die Ergebnisse

Abbildung 55 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2023, 2024 und 2025. Zudem sind die historischen Treibhausgasemissionen bis 2024 dargestellt. Es ist zu beachten, dass den vorherigen Projektionen jeweils andere Basisjahre und somit auch statistische Brennstoffverbräuche zugrunde lagen.

Im vorherigen Abschnitt wurden die Anpassungen im Vergleich zu den Projektionen 2024 ausführlich beschrieben. Die Anpassungen führen im MMS 2025 zu einer deutlichen Erhöhung der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030. Nach 2030 ist eine Angleichung der beiden Szenarien zu erkennen.

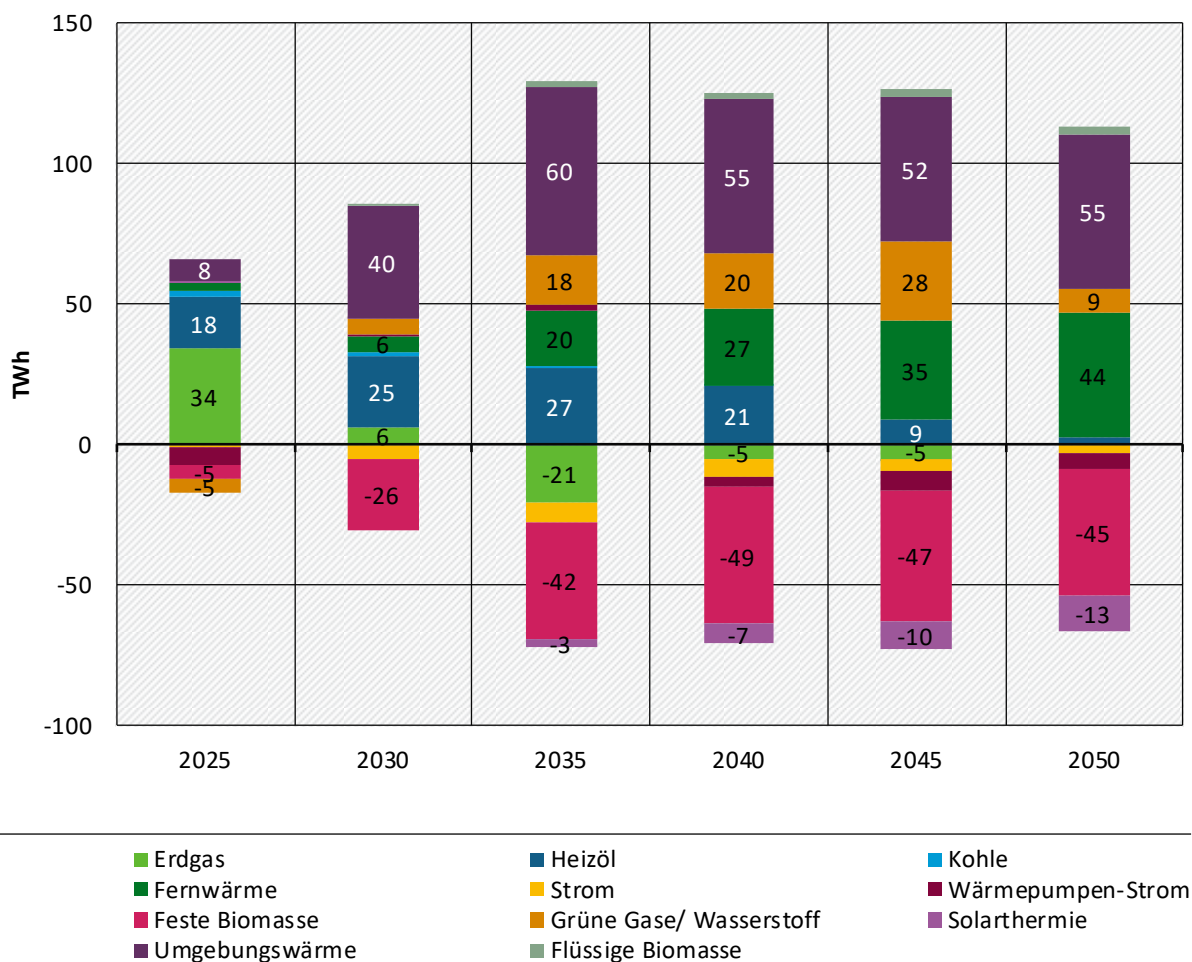
Im MMS 2023 werden im Jahr 2030 rund 78 Mio. t CO₂-Äq. erreicht. Die zugrunde liegenden Annahmen und auch berücksichtigten Instrumente unterscheiden sich jedoch deutlich vom MMS aus dem Jahr 2025, die Ergebnisse sind damit nur sehr begrenzt vergleichbar.

Abbildung 55: Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025

Quelle: UBA (2024a), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Abbildung 56 zeigt darüber hinaus die Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in den Projektionsdaten 2025 zu 2024. Es ist auffällig, dass im MMS 2025 im Jahr 2025 deutlich mehr Erdgas benötigt wird, was u. a. an der Witterungsbereinigung des Energieverbrauchs und den angepassten Annahmen hinsichtlich der 65 %-Regel liegt. Dadurch, dass nun bis 2028 mehr Gaskessel installiert werden, erhöht sich der Bedarf an Erdgas im Jahr 2025. Durch die zusätzlichen Gaskessel erhöht sich ab 2029 dann gleichermaßen der Bedarf an grünen Gasen im Vergleich zum MMS 2024. Auffällig ist auch der starke Zuwachs an Umgebungswärme, was auf eine modellseitige Verbesserung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen zurückzuführen ist. Der stark reduzierte Verbrauch von Biomasse und der erhöhte Verbrauch von Fernwärme ist auf die Regionalisierung des Gebäudebestands zurückzuführen.

Abbildung 56: Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu den Projektionsdaten 2024



Quelle: Modellrechnungen IREES

7 Verkehr

Der Sektor Verkehr umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die Emissionen des inländischen Flugverkehrs (CRF-Quellgruppe 1.A.3.a), des Straßenverkehrs (CRF 1.A.3.b), des Schienenverkehrs (CRF 1.A.3.c) und der Binnenschifffahrt (CRF 1.A.3.c). Emissionen des internationalen Luftverkehrs (CRF 1.D.1.a) sowie der Hochseeschifffahrt (CRF 1.D.1.b) sind nicht enthalten. Sie werden nur nachrichtlich ausgewiesen.

Weitere Daten (Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (siehe Box 1).

7.1 Methodik

Gegenüber den Projektionen 2024 wurde das Vorgehen für die Modellierung der THG-Projektion des Verkehrssektors angepasst. Während in den Projektionen 2024 zwar mit der Verkehrsnachfrage des MKS-Referenzszenarios 2050 (MKS-REF 2050) (Schade et al. 2023) auf eine Modellierung durch das Modell ASTRA-M aufgesetzt und diese über Elastizitäten für die Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwahl im Modell TEMPS angepasst wurde, wurde nun die Verkehrsnachfragemodellierung von ASTRA-M direkt in die Erstellung der Projektionen 2025 integriert. Die Methodik für die Erstellung der Projektion des Verkehrssektors kombiniert dabei die Modelle TEMPS und ASTRA-M, die jeweils unterschiedliche Aspekte der Modellierung des Verkehrssektors durchführen, dabei aber dieselben Rahmendaten für die Modellierung nutzen.

Das Modell ASTRA-M leitet die Verkehrsnachfrage für die Projektionen 2025 unter Berücksichtigung der abgestimmten Rahmendaten her. Dabei sind alle Instrumente, die direkt auf die Verkehrsnachfrage wirken (z. B. Deutschlandticket und Radverkehrsförderung), direkt in ASTRA-M implementiert. Die Neuzulassungsmodellierung der Fahrzeuge und die Modellierung der Fahrzeugflottenentwicklung finden ebenso wie die Abbildung der Instrumente, die direkt auf die Neuzulassungsstruktur und die Flottenentwicklung wirken, wie bereits in den Projektionen 2024 mit dem Modell TEMPS statt. Das Modell TEMPS übernimmt wie in den Projektionen 2024 zudem die Modellierung der Endenergienachfrage und der im Verkehrssektor eingesetzten Kraftstoffe.

Um die Effekte der Flottenentwicklung, der Kraftstoffnachfrage sowie der Politikausgestaltung in der Modellierung der Verkehrsnachfrage zu berücksichtigen, wurden die Modelle ASTRA-M und TEMPS über eine Schnittstelle miteinander gekoppelt. ASTRA-M übernimmt dabei die Dynamik der durch die Modellierung mit TEMPS bestimmten Kostenänderung der Fahrzeugnutzung. TEMPS nutzt dagegen die mit ASTRA-M bestimmte Verkehrsnachfrage und übernimmt die Dynamik der Verkehrsnachfrageentwicklung und setzt auf das bestehende und aktualisierte Ist-Daten-Gerüst in TEMPS auf. Weitere Informationen zu den jeweiligen Modellen und der Modellkopplung sind in der Modelldokumentation ausführlich dargelegt (Förster et al. 2025b).

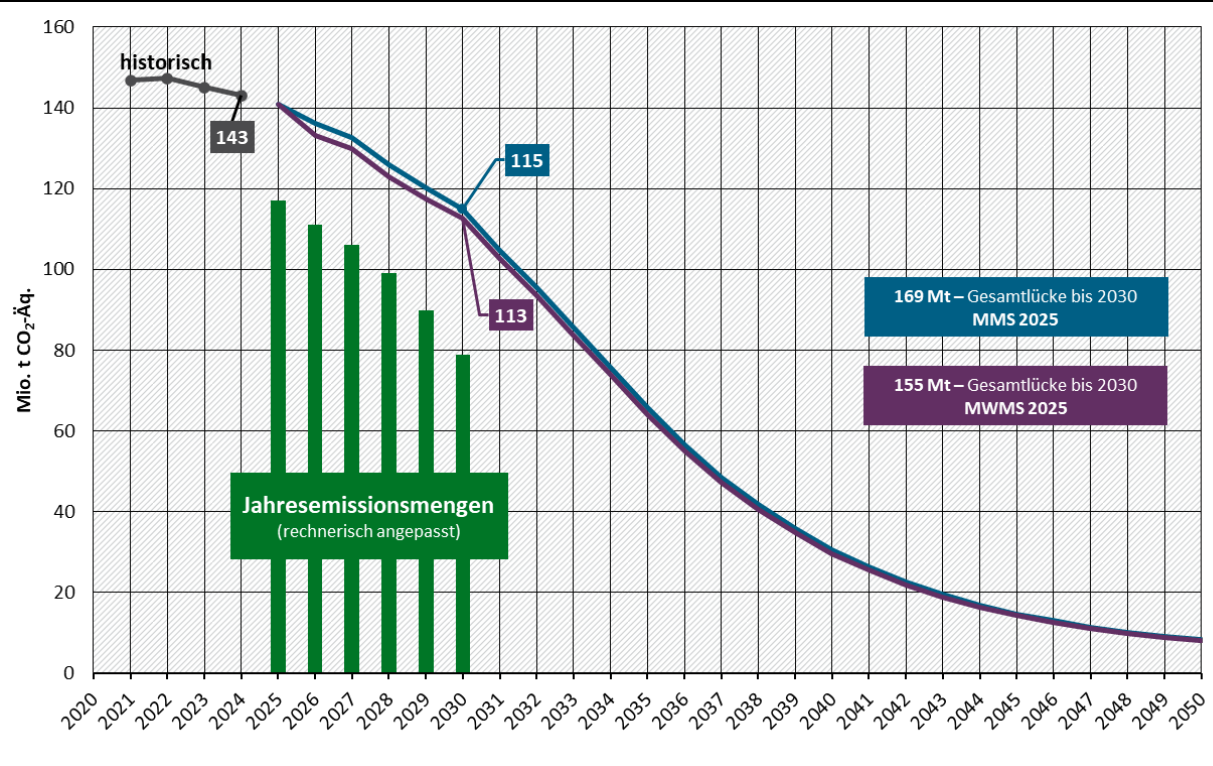
7.2 Zentrale Ergebnisse

Der projizierte Treibhausgasemissionsverlauf des MMS und MWMS der Projektionen 2025 unterscheidet sich vergleichsweise gering vom Verlauf der Projektionen 2024. Eine Übersicht über veränderte Effekte durch Instrumente, veränderte Rahmenbedingungen sowie die methodischen Neuerungen, die den Emissionsverlauf beeinflussen, ist in der Delta-Analyse (Kapitel 7.4) gegeben.

In Abbildung 57 ist der projizierte Verlauf der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors von MMS und MWMS im Zeitverlauf dargestellt. Ausgehend von 143 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2024

gehen die Emissionen im Zeitverlauf in beiden Szenarien kontinuierlich zurück und erreichen im Jahr 2030 115 (MMS) und 113 (MWMS) Mio. t CO₂-Äq. Anschließend wird die Reduktion der Emissionen im Gradienten steiler, ab dem Jahr 2035 wird die projizierte Reduktion der THG- Emissionen jedoch langsam wieder flacher, um im Jahr 2050 dann etwa 8 Mio. t CO₂-Äq. zu erreichen.

Abbildung 57: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS und MWMS



Quelle: UBA (2025b), eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Modellierung von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die projizierte Gesamtlücke bezogen auf die Jahresemissionsmengen nach Bundes-Klimaschutzgesetz beträgt bis 2030 im MMS 169 und im MWMS 155 Mio. t CO₂-Äq. In den Projektionen 2024 lag die Gesamtlücke noch bei 180 (MMS) bzw. 176 (MWMS) Mio. t CO₂-Äq. Daraus lässt sich ableiten, dass die bereits beschlossenen Politikinstrumente zu einer deutlichen Emissionsminderung führen werden, die aber von einem zu hohen Emissionsniveau ausgeht und mit erheblicher zeitlicher Verzögerung stattfindet.

In Tabelle 63 ist die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen des MMS in Fünfjahresschritten bis zum Jahr 2050 dargestellt. Der Straßenverkehr macht weiterhin den mit Abstand größten Anteil der Emissionen aus. Durch die fortschreitende Elektrifizierung und zum Teil auch durch das Ansteigen der Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe sinken die projizierten Emissionen hier jedoch anteilig am stärksten. In der nachfolgenden Tabelle 64 sind die entsprechenden Werte für das MWMS dargestellt.

Tabelle 63: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ziviler Luftverkehr	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Straßenverkehr	141,9	137,9	112,2	63,1	28,3	12,5	6,3
Schienenverkehr	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5
Schiffsverkehr	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
Gesamt	145,1	141,0	115,0	65,6	30,7	14,7	8,2
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		117,0	79,0				
Nachrichtlich:							
Internationaler Flugverkehr	28,6	27,3	26,9	23,5	21,1	20,6	18,5
Internationaler Schiffsverkehr	3,5	3,7	3,7	3,5	3,3	3,0	2,9
Gesamt inklusive nachrichtlich	177,2	172,0	145,7	92,6	55,1	38,3	29,6

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Öko-Institut auf Basis der Modellierung von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Tabelle 64: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Ziviler Luftverkehr	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Straßenverkehr	141,9	137,9	109,7	61,2	27,2	12,0	6,0
Schienenverkehr	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6
Schiffsverkehr	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
Gesamt	145,1	141,0	112,6	64,0	29,7	14,3	8,1
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		117,0	79,0				
Nachrichtlich:							
Internationaler Flugverkehr	28,6	27,3	26,7	23,5	21,1	20,6	18,5
Internationaler Schiffsverkehr	3,5	3,7	3,7	3,5	3,3	3,0	2,9
Gesamt inklusive nachrichtlich	177,2	172,0	143,1	90,9	54,1	38,0	29,4

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

In Tabelle 65 sind die Emissionen des MMS und MWMS im Vergleich dargestellt. Zusätzlich wird die prozentuale Änderung zu den Bezugsjahren 1990 und 2005 ausgewiesen. Bis 2050 sinken die projizierten Emissionen in beiden Szenarien um rund 95 % gegenüber 1990. Im MMS der Projektionen 2024 wurde eine Emissionsreduktion von 96 % projiziert.

Tabelle 65: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

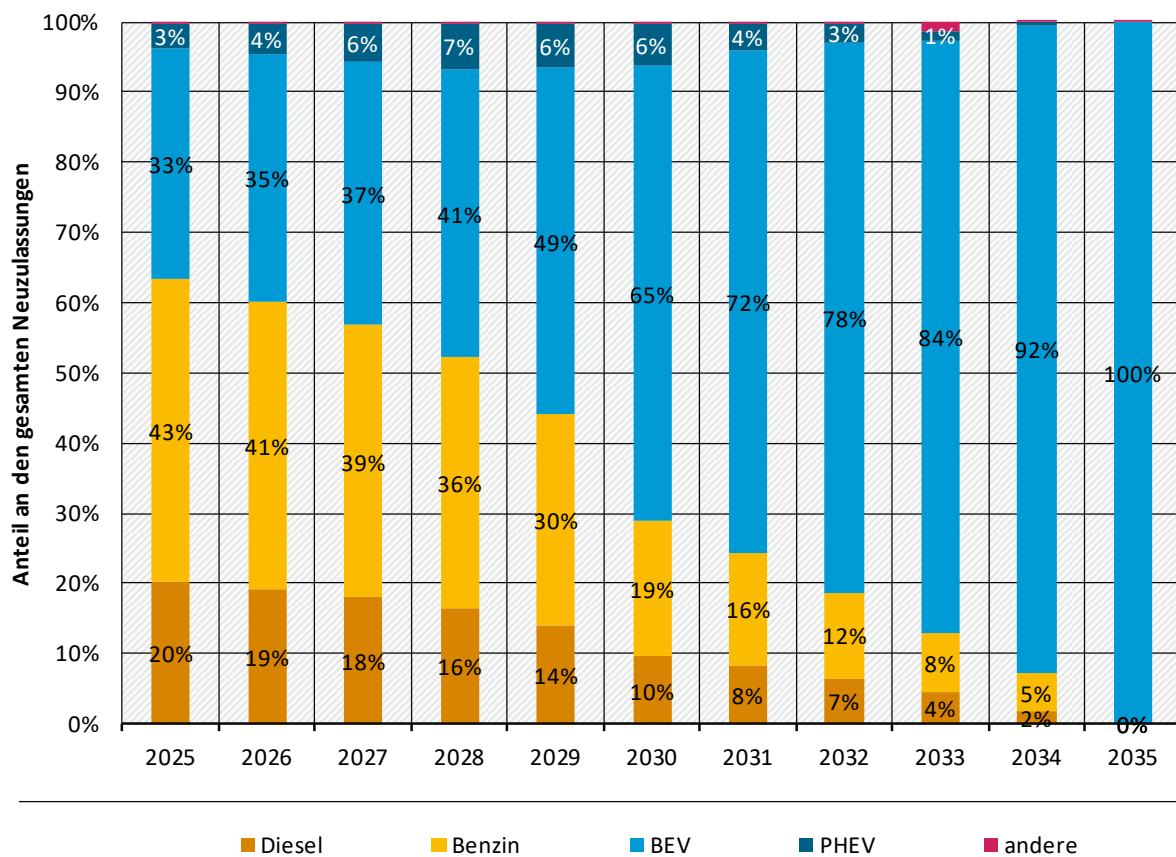
	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Entwicklung 1990-2023	163,2	155,6	145,1						
MMS				141,0	115,0	65,6	30,7	14,7	8,2
MWMS				141,0	112,6	64,0	29,7	14,3	8,1
Veränderung ab 1990 in %									
Entwicklung 1990-2023		-4,7	-11,1						
MMS				-13,6	-29,5	-59,8	-81,2	-91,0	-94,9
MWMS				-13,6	-31,0	-60,8	-81,8	-91,2	-95,1
Veränderung ab 2005 in %									
Entwicklung 2005-2023			-6,7						
MMS				-9,4	-26,0	-57,8	-80,3	-90,6	-94,7
MWMS				-9,4	-27,6	-58,9	-80,9	-90,8	-94,8

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Abbildung 58 zeigt die Antriebszusammensetzung der neu zugelassenen Pkw in MMS und MWMS im Zeitverlauf der Projektionen 2025. Da ab dem Jahr 2035 quasi nur noch batterieelektrische Fahrzeuge zugelassen werden, sind die Folgejahre in Abbildung 58 nicht dargestellt. Die Entwicklung ist maßgeblich beeinflusst durch die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, deren Parametrisierung gegenüber den letzten Projektionen 2024 konservativer ausgestaltet ist (siehe Förster et al. 2024 und Abschnitt 7.4). Zwischen den Jahren 2025 und 2030 steigt der Anteil der Nullemissions-Pkw entsprechend der Parametrisierung der CO₂-Flottenzielwerte zunächst nur geringfügig an; der Hochlauf der batterieelektrischen Pkw beschleunigt sich jedoch gegen Ende der 2020er Jahre, so dass ab dem Jahr 2029 mehr als 50 % der Neuzulassungen aus Batteriefahrzeugen bestehen. Ab dem Jahr 2030 steigt der Anteil der batterieelektrischen Pkw bei den Neuzulassungen annähernd linear an und erreicht im Jahr 2035 durch die CO₂-Flottengesetzgebung eine vollständige Marktdurchdringung. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) setzen sich auch in den Projektionen 2025 im Pkw-Bereich nicht durch.

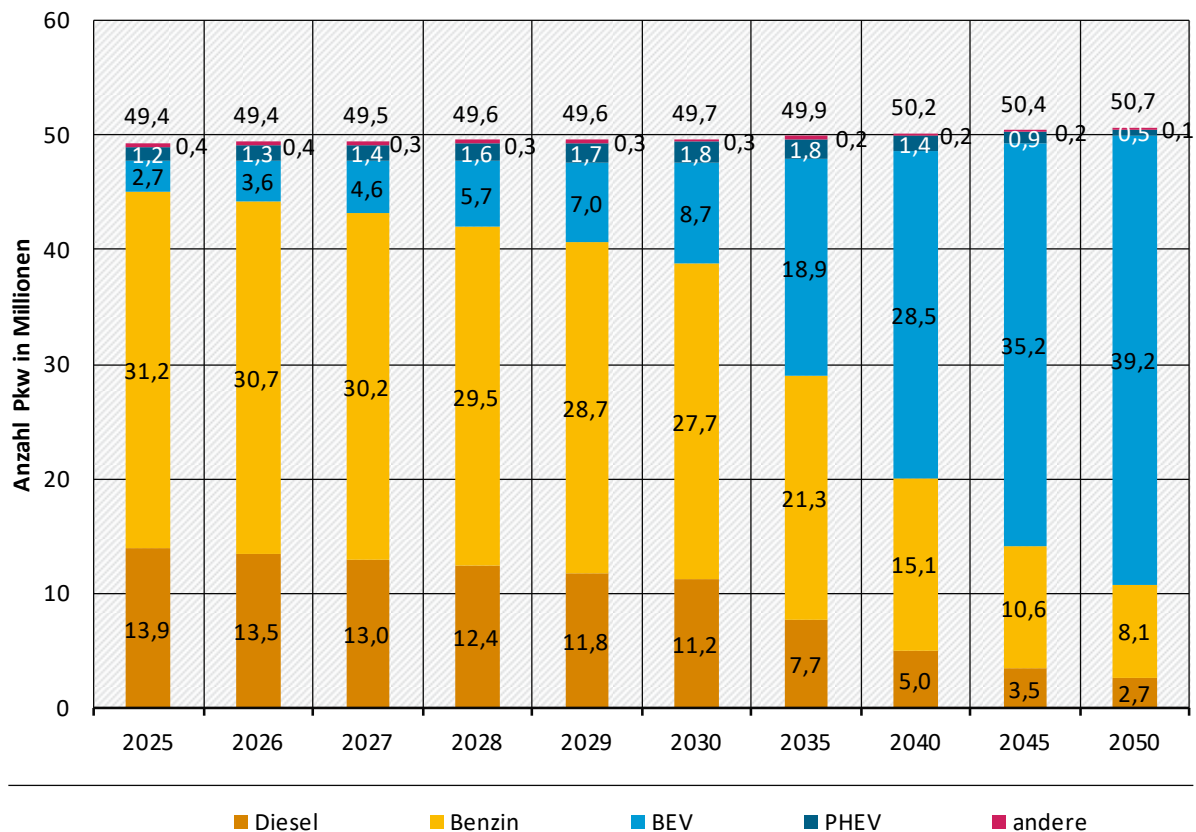
Aus dem in Abbildung 58 dargestellten Hochlauf der Neuzulassungen der rein batterieelektrischen Pkw ergibt sich ein Bestand an rein batterieelektrischen Fahrzeugen in Höhe von 8,7 Mio. im Jahr 2030, dargestellt in Abbildung 59. Hinzu kommen im Jahr 2030 1,8 Mio. PHEV. Langfristig erhöht sich die Bestandsdurchdringung deutlich. Im Jahr 2050 besitzen noch knapp 11 Mio. Fahrzeuge des Gesamtbestands von rund 51 Mio. Fahrzeugen einen verbrennungsmotorischen Antrieb.

Abbildung 58: Projizierte Antriebsanteile der Pkw-Neuzulassungen in MMS und MWMS



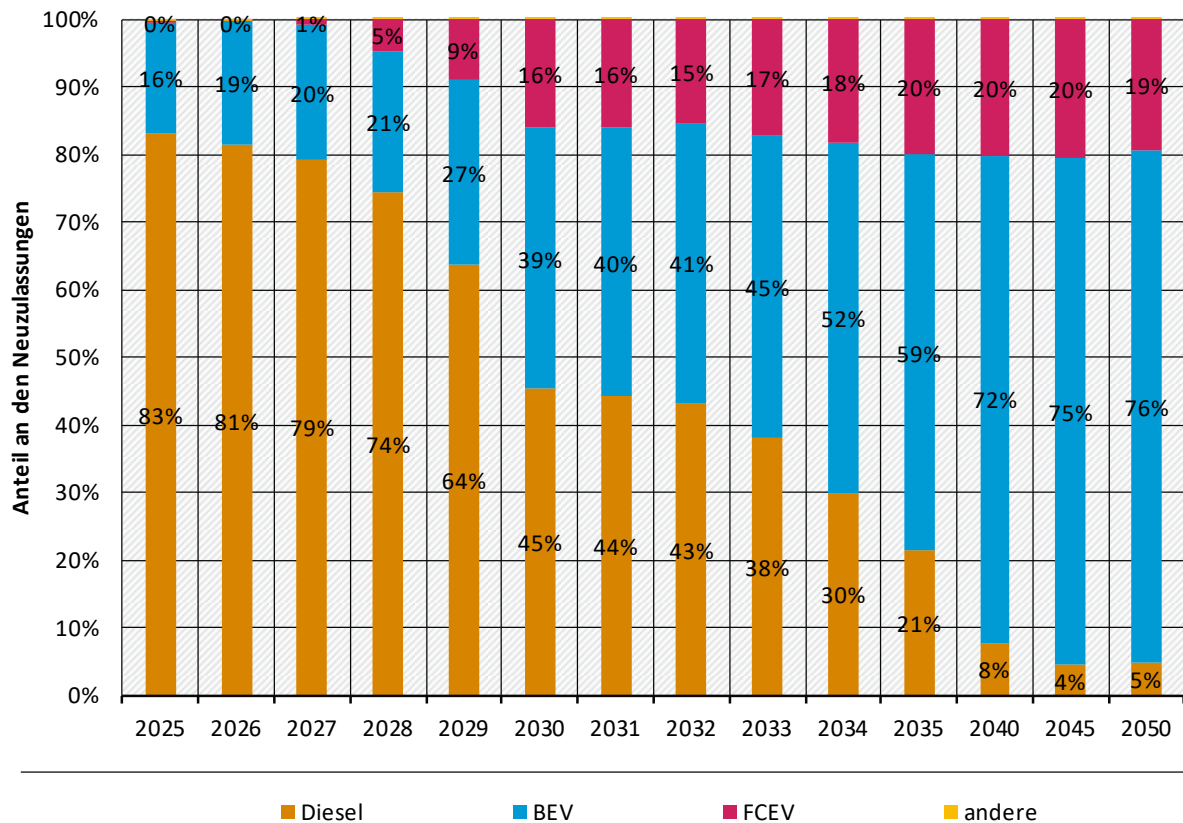
Anmerkung: Ab dem Jahr 2035 bleiben die Anteile auf einem konstanten Niveau, weshalb die Folgejahre nicht dargestellt werden

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Abbildung 59: Projizierter Bestand (zum Jahresende) an Pkw differenziert nach Antriebsart in MMS und MWMS

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

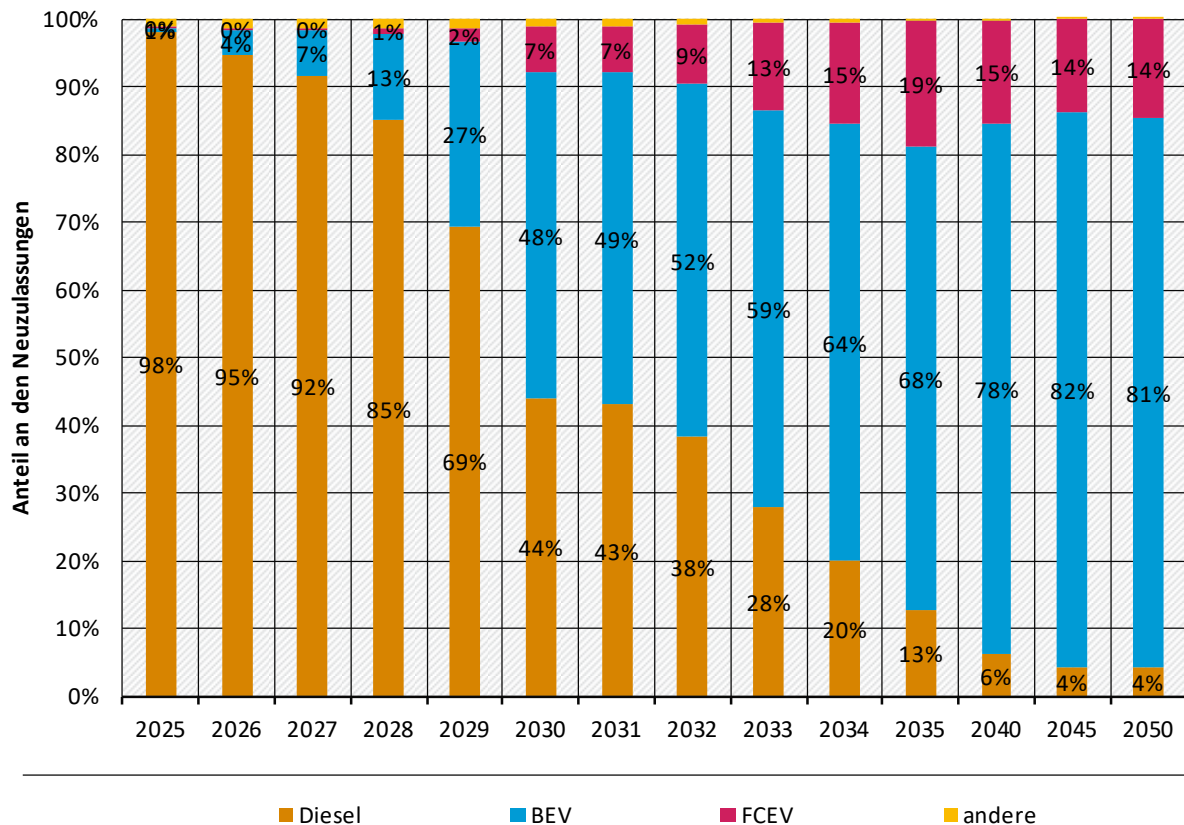
Die Entwicklung der Neuzulassungen von Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 12 Tonnen inklusive Last- und Sattelzüge sind in Abbildung 60 dargestellt. Auch hier zeigt sich eine stetige Elektrifizierung, welche durch gleich mehrere Instrumente getrieben wird. Starken Einfluss haben die verschärften und zeitlich fortgeschriebenen CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge, die CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut sowie die CO₂-Bepreisung des Verkehrs. Im Jahr 2030 stellen Nullemissionsfahrzeuge 55 % der Neuzulassungen dar. Gesetzlich vorgeschrieben ist laut den CO₂-Flottenzielwerten eine Reduktion der Emissionen der neuzugelassenen Lkw um 45 % gegenüber 2020 über ganz Europa. Da in Deutschland weitere Instrumente mit im europäischen Vergleich sehr hoher Anreizwirkung vorhanden sind, insbesondere die maximal ausgestaltete CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut, ist von einer Übererfüllung der EU-weiten Vorgaben in Deutschland auszugehen (NOW 2024). Aus diesem Grund ist in der Parametrisierung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge eine Übererfüllung in Deutschland angenommen, so dass diese Übererfüllung auch in der Neuzulassungsprojektion der Lkw deutlich wird. Brennstoffzellenfahrzeuge kommen unter anderem auf Grund der Übererfüllung der CO₂-Flottenzielwerte im Jahr 2030 auf einen Neuzulassungsanteil von 16 %. Langfristig verbleibt der Marktanteil von Brennstoffzellen-Lkw dann auf einem Niveau von rund 20 %, während der Anteil batterieelektrischer Lkw kontinuierlich weiter zunimmt bis auf 76 % im Jahr 2050. Im Gegensatz zu Pkw verbleibt im Jahr 2050 ein kleiner Nischenmarkt für Verbrenner-Lkw.

Abbildung 60: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zul. Gesamtgewicht inkl. Last- und Sattelzüge in MMS und MWMS

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

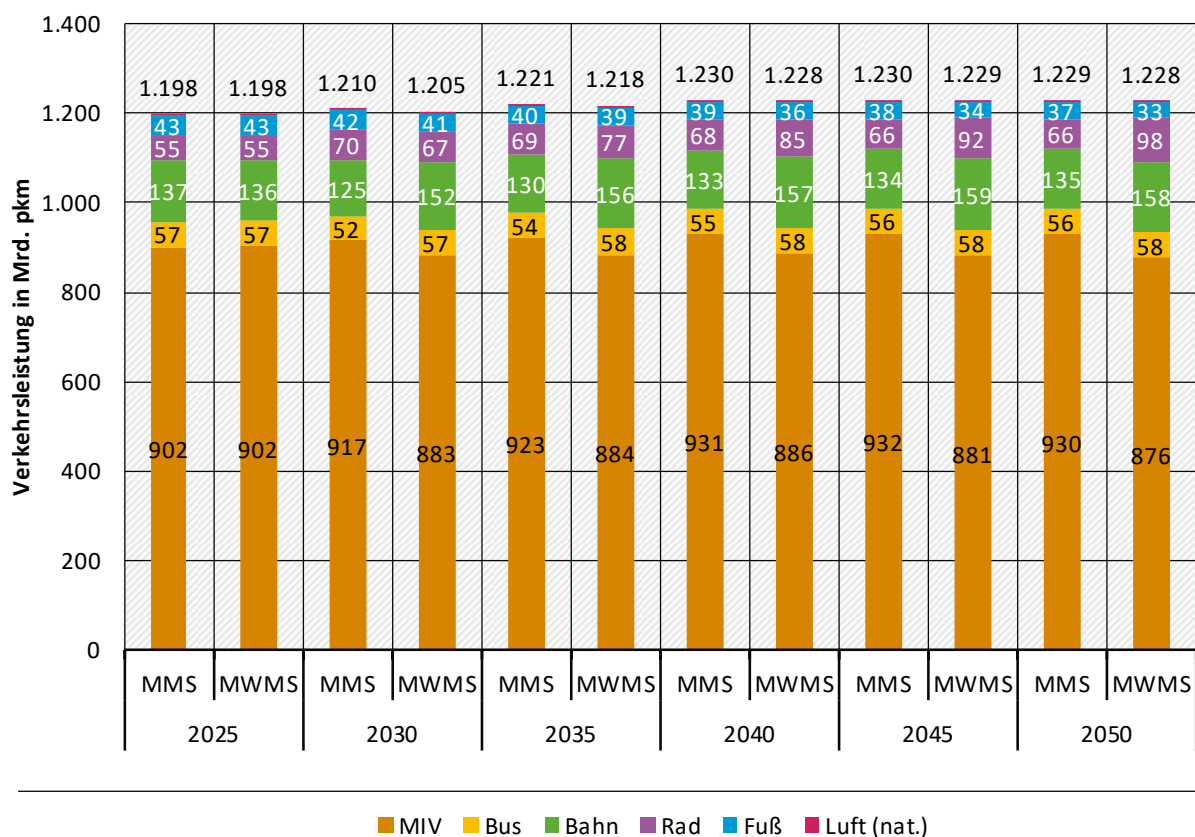
Die Entwicklung der Lkw 3,5 bis 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht zeigt langfristig ein ähnliches Bild (siehe Abbildung 61) wie bei den schwereren Lkw (Abbildung 60). Kurzfristig beginnt die Marktentwicklung jedoch leicht verzögert, da die CO₂-Flottenzielwerte für diese Fahrzeugklasse erstmalig ein Ziel im Jahr 2030 definieren. Zudem wirkt bei geringerer Jahresfahrleistung der ökonomische Vorteil in den Kilometerkosten schwächer. Dem steht aber auch eine durchschnittlich geringere Reichweitenanforderung der Fahrzeuge bzw. Einsatzprofile gegenüber, was eine Elektrifizierung vereinfacht. 2030 wird ein Anteil von 56 % und 2050 ein Anteil von 96 % an Nullemissionsfahrzeugen projiziert.

Abbildung 61: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen 3,5 bis 12 t zul. Gesamtgewicht in MMS und MWMS



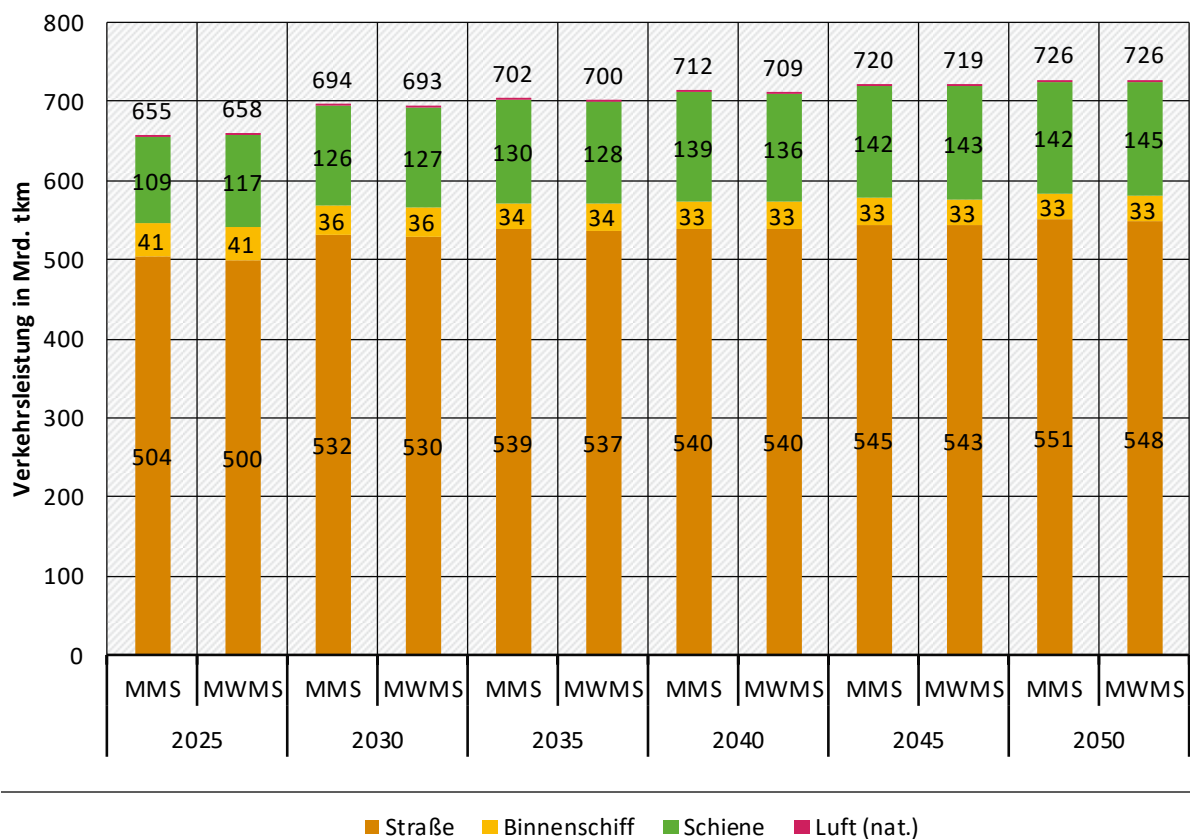
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Personenverkehrsnachfrage geht, wie in Kapitel 7.1 beschrieben, auf die Projektionen mit dem Modell ASTRA-M zurück. Insgesamt ergibt sich in beiden Szenarien eine Personenverkehrsleistung in Höhe von rund 1200 Mrd. pkm, die durch die steigende Bevölkerung bis 2040 leicht auf rund 1230 Mrd. pkm ansteigt (siehe Abbildung 62). Zwischen den Szenarien gibt es jedoch im Zeitverlauf Unterschiede im Modal-Split. Die Fortführung des Deutschlandtickets nach 2025 sowie die Fortschreibung der Radverkehrsförderung nach dem Jahr 2028 wirken sich im MWMS langfristig auf höhere Modal-Split-Anteile des öffentlichen Nahverkehrs und des Radverkehrs aus. Im Gegenzug zeigt sich die stärkere Verkehrsverlagerung im MWMS in einer niedrigeren MIV-Verkehrsleistung. Im MMS sieht man einen Anstieg des MIV von rund 900 (2025) auf 930 Mrd. pkm im Jahr 2050, während im MWMS die Verkehrsleistung langfristig zurückgeht auf etwa 880 Mrd. pkm.

Abbildung 62: Projizierte Personenverkehrsleistung in MMS und MWMS

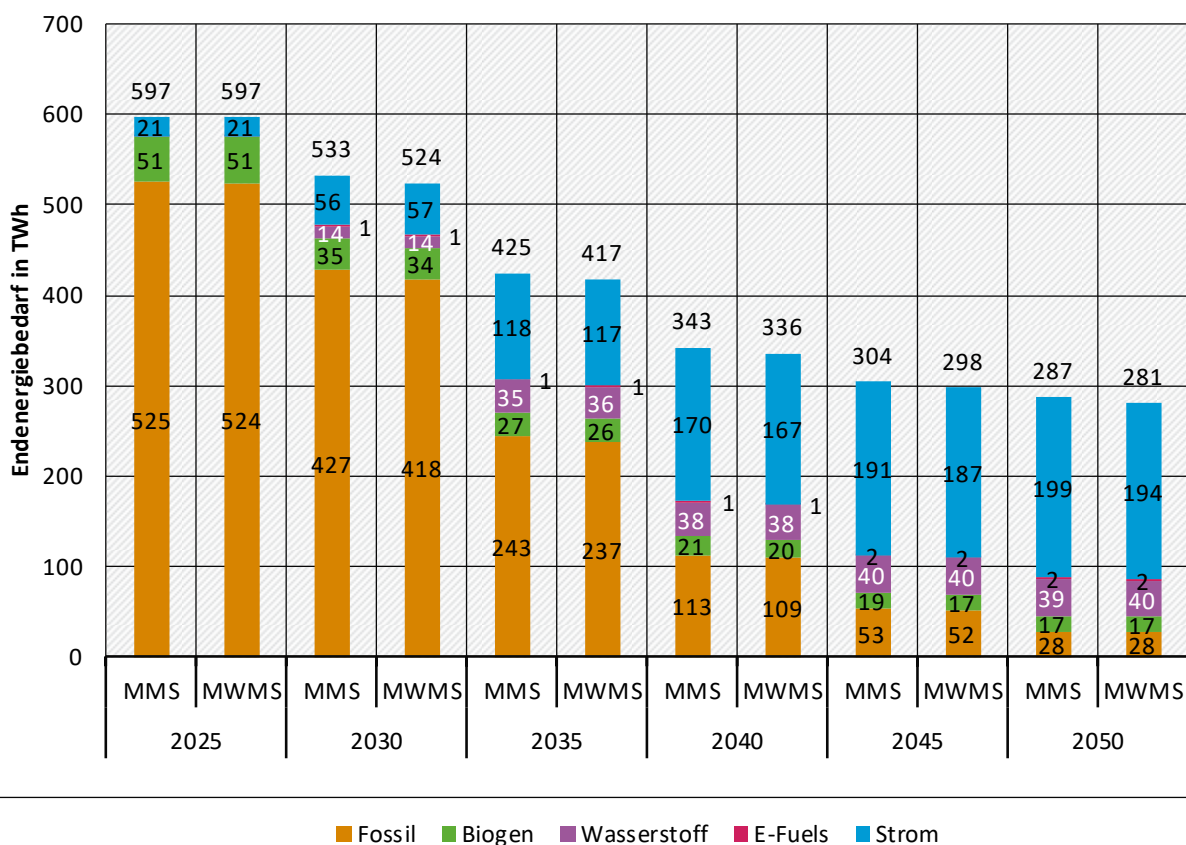
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI, Datenstand der Modellierung: 12/2024

In Abbildung 63 ist die Entwicklung der Güterverkehrsleistung dargestellt. Ausgehend von rund 660 Mrd. tkm im Jahr 2025 steigt die Verkehrsleistung in beiden Szenarien durch die steigende Wirtschaftsleistung und dem damit verbundenen steigenden Aufkommen an Transporten bis 2050 auf 726 Mrd. tkm an. MMS und MWMS unterscheiden sich im Güterverkehr deutlich weniger voneinander als im Personenverkehr. Dies liegt daran, dass sich die Instrumentierung für den Güterverkehr nicht unterscheidet und sich nur Sekundäreffekte mit dem Schienenpersonenverkehr ergeben. Langfristig steigt der Schienengüterverkehr auf 142 (MMS) bzw. 145 (MWMS) Mrd. tkm.

Abbildung 63: Projizierte Güterverkehrsleistung in MMS und MWMS

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI, Datenstand der Modellierung: 12/2024

Aus den gezeigten Entwicklungen ergibt sich ein starker Rückgang des projizierten Endenergiebedarfs im Verkehr (Abbildung 64). Treiber ist die stetig zunehmende Elektrifizierung im Straßenverkehr, welche in MMS und MWMS vergleichbar stark ausgeprägt ist. Hierdurch erhöht sich nicht nur der Anteil des Stroms am Gesamtenergiebedarf. Durch die höhere Effizienz sinkt auch der Energiebedarf insgesamt. Ausgehend von knapp 600 TWh Endenergiebedarf geht dieser bis 2050 auf 287 TWh (MMS) bzw. 281 TWh (MWMS) und damit um über die Hälfte zurück. Dabei steigt der projizierte Anteil des Stroms von rund 4 % auf rund 70 % an bzw. auf knapp 200 TWh. Der Bedarf an fossilen Kraftstoffen geht in beiden Szenarien auf 28 TWh zurück. Wasserstoff wird hauptsächlich im Straßengüterverkehr genutzt. Mit der zunehmenden Marktdurchdringung von Brennstoffzellen-Lkw steigt der projizierte Wasserstoffbedarf auf etwa 40 TWh im Jahr 2040 an und bleibt danach in etwa konstant. Der projizierte Einsatz von Biokraftstoffen, welche aufgrund der Zielwerte der THG-Quote in Verkehr kommen, ist hingegen gegenüber heute rückläufig und sinkt von 51 TWh (2025) auf 17 TWh (2050). RFNBO-E-Fuels spielen als vergleichsweise teure Kraftstoffoption eine untergeordnete Rolle in der Projektion des Verkehrssektors und steigen bis 2050 auf etwa 2 TWh.

Abbildung 64: Projizierte Endenergienachfrage in MMS und MWMS

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

7.3 Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung findet für die in Förster et al. (2024) aufgeführten Politikinstrumente statt und bezieht sich auf die dort aufgeführte Parametrisierung der Instrumente. Dafür kommen – wie in den Projektionen des MMS und des MWMS – die beiden Modelle TEMPS (Schwerpunkt Flottenmodellierung und Kraftstoffmodellierung) und ASTRA-M (Modellierung der Verkehrsnachfrage) zum Einsatz. Flankierende Instrumente sind dabei nicht berücksichtigt, da diese zwar die in den Szenarien modellierte Entwicklung unterstützen, ihnen aber keine eigenständige Wirkung zugeordnet wird.

Die Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung findet gegenüber einer Projektion der THG-Emissionen des Verkehrssektors statt, in der die aufgeführten Politikinstrumente entweder nicht existieren (das jeweilige Instrument gab es zuvor nicht) oder in ihrer vorherigen Ausgestaltung (das Instrument wurde hinsichtlich der Klimaschutzwirkung novelliert) berücksichtigt sind (siehe Tabelle 67). Das Vorgehen für die Bestimmung der THG-Emissionsminderung der einzelnen Instrumente ist wie folgt:

- Die Gesamtminderungswirkung aller Instrumente wird im ersten Schritt aus der Emissionsdifferenz der betrachteten Projektion (z. B. MMS) gegenüber den Emissionen einer Referenzmodellierung des Verkehrssektors bestimmt, in der die im Instrumentenpapier aufgeführten Instrumente nicht bzw. in ihrer vorherigen Ausgestaltung berücksichtigt sind⁸⁸.

⁸⁸ Die Referenz entspricht nicht dem MMS 2024 und ist auch kein Szenario ohne Maßnahmen. Ein Szenario ohne Maßnahmen könnte theoretisch für die Abbildung der Maßnahmenwirkung genutzt werden, wäre aber mit vielen theoretischen Annahmen für die

Auf diese Weise werden die Interaktionen der Wirkung der Einzelinstrumente bzw. des Wegfallens der Einzelinstrumente für die Gesamtminderungswirkung aller Instrumente berücksichtigt.

- Für die Aufteilung der im ersten Schritt bestimmten THG-Emissionsminderung aller Instrumente auf die einzelnen Instrumente findet ein zweigeteiltes Vorgehen statt. Da die Instrumente starke Wechselwirkungen besitzen, ist ein Nacheinander-Abschalten des jeweiligen Einzelinstrumentes ausgehend von der Projektion („Minus-Eins-Logik“) bzw. ein Nacheinander-Hinzuschalten des jeweiligen Einzelinstrumentes ausgehend von der Projektion ohne Instrumente („Plus-Eins-Logik“) nicht zielführend und führt zu unplausiblen Ergebnissen. Stattdessen werden wie in den Projektionen 2024 zunächst Instrumentenbündel gebildet, in denen Instrumente zusammengefasst werden, die einen vergleichbaren Wirkmechanismus besitzen (siehe Tabelle 66). Ausgehend von der Projektion (z. B. MMS) werden alle Instrumente eines Bündels mit einer „Minus-Eins-Logik“ nicht in der Projektion berücksichtigt, um die THG-Emissionsminderung eines Gesamtbündels an Instrumenten zu bestimmen. Auf diese Weise kann jeweils die Emissionsminderungswirkung für jedes der vier Instrumentenbündel und somit die Verteilung der Gesamtemissionsminderung (siehe erster Schritt) auf die vier Instrumentenbündel bestimmt werden.
- Für die abschließende Bestimmung der THG-Emissionsminderung der Instrumente innerhalb eines Instrumentenbündels werden ausgehend von der Projektion, in der das jeweilige Bündel über die „Minus-Eins-Logik“ nicht berücksichtigt ist, jeweils die einzelnen Instrumente in einer „Plus-Eins-Logik“ den Projektionen hinzugefügt. Aus der Minderungswirkung der einzeln aktivierten Instrumente innerhalb eines Instrumentenbündels wird die Verteilung der für das Gesamtbündel projizierten Minderungswirkung bestimmt.

Tabelle 66: Bündelung der Instrumente im MMS für die Einzelinstrumentenbewertung

Bündelname	Wirkungsmechanismus	Enthaltene Instrumente
Technik	Hauptsächlicher Einfluss auf die Anschaffungsentscheidung	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw bis 2030 CO₂-Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge
Wegekosten	Hauptsächlicher Einfluss auf die Wegekosten und auf Verkehrsverlagerung	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse
Kraftstoffe	Hauptsächlicher Einfluss auf Kraftstoffmengen und -preise	<ul style="list-style-type: none"> THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie Bundesfinanzhilfen Landstrom in See- und Binnenhäfen Beimischquote für PtL und SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)

Entwicklung von Parametern, ohne die entsprechende Maßnahmenwirkung und daher mit großen Unsicherheiten verbunden. Das gewählte Vorgehen stellt für die meisten Instrumente die Wirkung der Überarbeitung bzw. Neueinführung der Instrumente in den letzten rund 4 Jahren dar.

Bündelname	Wirkungsmechanismus	Enthaltene Instrumente
Nachfrage	Direkte Wirkung auf die Verkehrsnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau der Radinfrastruktur Attraktivität des ÖPNV erhöhen Deutschlandticket bis einschl. 2026 Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

7.3.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Für das Verständnis der im Folgenden dargestellten Instrumentenwirkung ist eine Übersicht darüber, gegenüber welcher Ausgestaltung das jeweilige Instrument bewertet ist, relevant. Für das MMS findet sich diese Übersicht in Tabelle 67.

Tabelle 67: Übersicht über Ausgestaltung der Instrumente in Referenzmodellierung für die Instrumentenbewertung

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	Keine CO ₂ -Bepreisung im Verkehr
Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw bis 2030	Keine privilegierte Berücksichtigung bestimmter Antriebe in der Dienstwagenbesteuerung; d.h. alle Antriebstypen unterliegen derselben Besteuerung.
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	Keine temporäre Anhebung der Pauschale ab dem 21. Kilometer; absetzbare Pauschale von 30 ct/km über den gesamten modellierten Zeitraum
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	Keine Erhöhung der Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz (GVFG)-Mittel ab 2025
Deutschlandticket für den Nahverkehr	Kein Deutschlandticket
Ausbau der Radinfrastruktur	Bereitstellung der Fördermittel für den Radverkehrsausba nur bis 2022
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse	Keine CO ₂ -Komponente in der Lkw-Maut; ab 2026 keine Reduktion für ZEV für die Infrastrukturkomponente der Lkw-Maut Lkw-Maut nur für Lkw mit > 7,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse
Bundesfinanzhilfen Landstrom in See- und Binnenhäfen	Keine Bundesfinanzhilfen für Landstromversorgung in See- und Binnenhäfen
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	Ausgestaltung der CO ₂ -Emissionsstandards vor Novellierung mit (EU) 2023/851 im Rahmen des EU Green Deals: Minderungszielwerte für neue Fahrzeuge ab 2030: -37,5 % (Pkw); -31 % (leichte Nutzfahrzeuge)
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	Ausgestaltung der CO ₂ -Emissionsstandards vor Novellierung mit (EU) 2024/1610 im Rahmen des EU Green Deals: Minderungszielwerte für neue Fahrzeuge ab 2030: -30 %

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
	Geringerer Gültigkeitsbereich der Regulierung (Busse und Lkw < 16 t zGG unterliegen nicht den CO ₂ -Emissionsstandards)
THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Zielwert der THG-Quote verbleibt ab 2020 bei 6 %
Beimischquote für PtL und SAF ⁸⁹ im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	Keine Beimischquote im Flugverkehr
Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr	Keine Berücksichtigung der Effekte durch Level 4-Automatisierung

Quelle: Eigene Darstellung; Öko-Institut, Fraunhofer ISI, M-Five

Einige wenige Instrumente sind zentral für das kontinuierliche Absinken der THG-Emissionen in der Projektion des Verkehrssektors:

- Die **CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge** sowie **für schwere Nutzfahrzeuge** sind über die Verpflichtung der Fahrzeughersteller die beiden zentralen Anreizinstrumente, Nullemissionsfahrzeuge auf den Markt und damit in den Fahrzeugbestand zu bringen. Sie sind damit die entscheidenden Instrumente für den Bestandsaufbau an Nullemissionsfahrzeugen. Die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sind bis zum Jahr 2030 (Tabelle 68 und Abbildung 65) jedoch mit relativ geringen Minderungswirkungen verbunden (2030: 1,59 Mio. t CO₂-Äq.). Dies hängt damit zusammen, dass in der Referenzmodellierung die zuvor gültige Ausgestaltung der Regulierung als Vergleich herangezogen wird und somit bis zum Jahr 2030 „nur“ die Ambitionssteigerung der Minderungsanforderung für das Jahr 2030 von 37,5 % (Pkw) bzw. 31,5 % (leichte Nutzfahrzeuge) auf 55 % (Pkw) bzw. 50 % (leichte Nutzfahrzeuge) wirksam wird. Die Regulierung der schweren Nutzfahrzeuge weist für das Jahr 2030 leicht höhere THG-Minderungswerte auf (2030: 2,32 Mt CO₂-Äq.), da dort neben der Ambitionssteigerung für die Emissionsminderung der Neufahrzeuge im Jahr 2030 von 30 % auf 45 % auch eine Ausweitung des Gültigkeitsbereichs der Regulierung auf alle Lkw über 3,5 t zul. Gesamtgewicht wirksam wird. Langfristig zeigt sich mit den kontinuierlich steigenden Ambitionsanforderungen der beiden Regulierungen die Wirkmächtigkeit der CO₂-Flottenzielwerte auf den Hochlauf der Nullemissionsfahrzeuge und die damit verbundene Emissionsminderung. Die Wirkung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge geht vor allem im Jahr 2050 stark zurück, weil die Kostenbevorteilung der Nullemissions-Lkw über die Lkw-Maut durch die reduzierte Infrastrukturabgabe in der Lkw-Maut über die Zeit steigt und immer stärkere Wirkung entfaltet. Bei den Lkw besteht also ebenfalls ein stark ökonomischer Anreiz für die Nutzenden, Nullemissions-Lkw einzusetzen.
- Die **CO₂-differenzierte Lkw-Maut** und die **CO₂-Bepreisung des Verkehrs** stellen für die Nutzenden der Fahrzeuge einen ökonomischen Anreiz dar, energieeffiziente bzw. Nullemissionsfahrzeuge sowie emissionsarme Verkehrsmittel zu nutzen. Ihre Wirkung ist in der Projektion des Verkehrssektors 2025 jedoch geringer als in der Projektion des Verkehrssektors 2024. Dies hängt damit zusammen, dass mit der Novellierung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge im Vergleich zu der Projektion 2024 ein weiteres sehr wirksames Instrument für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs vorhanden ist, das einen wesentlichen Anteil der mit der Elektrifizierung verbundenen THG-Emissionsminderung in Anspruch nimmt. Dementsprechend geht die

⁸⁹ Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltige Flugkraftstoffe)

THG-Emissionsminderungswirkung der beiden ökonomischen Instrumente zurück. Auch wenn die CO₂-Bepreisung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr wirksam wird, ist die Wirksamkeit der CO₂-differenzierten Lkw-Maut hinsichtlich der THG-Emissionsminderung höher (siehe Tabelle 68).

Dies hängt vor allem mit der Höhe des Kostenvorteils und den Kostenstrukturen im Straßengüter- und dem Straßenpersonenverkehr zusammen. Bei der Lkw-Maut wirkt sich für Nullemissionsfahrzeuge nicht nur die Bepreisung von 200 Euro/t CO₂ (nominal), sondern auch die reduzierte Infrastrukturabgabe (bis 2030: Reduzierung um 75 %, ab 2030: Reduzierung um 50 %) stark kostenmindernd aus. Durch die gesetzliche Vorgabe, dass mit der Infrastrukturabgabe eine Wegekostendeckung einzuhalten ist, steigt der Kostenvorteil der Nullemissionsfahrzeuge über die Zeit mit steigenden Anteilen an Nullemissionsfahrzeugen und damit einer steigenden Infrastrukturkomponente der Lkw-Maut kontinuierlich an. Zudem ist wegen der hohen Fahrleistungen der Lkw im Vergleich zu den Pkw der Betriebskostenanteil der Fahrzeugnutzung in den Gesamtkosten höher und damit der Effekt der niedrigeren Nutzungskosten ausgeprägter. Dementsprechend steigt die THG-Emissionsminderungswirkung der heutigen Ausgestaltung der Lkw-Maut über die Zeit kontinuierlich an. Insgesamt entsteht durch die Lkw-Maut früher und auch im größeren Umfang eine Kostenentlastung der Nullemissions-Lkw als durch die CO₂-Bepreisung des Verkehrs, sodass die Lkw-Maut insgesamt einen größeren THG-Minderungsbeitrag aufweist als die CO₂-Bepreisung.

Bei der CO₂-Bepreisung ist die höchste Wirksamkeit Mitte der 2030er Jahre zu erkennen. Die leicht reduzierte Wirksamkeit der CO₂-Bepreisung im späteren Modellierungszeitraum ist darauf zurückzuführen, dass zwar die spezifische CO₂-Bepreisung ansteigt, aber immer weniger Fahrzeuge CO₂ emittieren und damit die Wirkmächtigkeit des Instruments gegen Ende des Modellierungszeitraums leicht abnimmt.

- Das dritte Element mit großer THG-Emissionsminderungswirkung ist die **Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie** in die **THG-Quote**, die zur Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe beiträgt. Tabelle 68 weist für die THG-Quote bereits für das Jahr 2030 eine relativ hohe projizierte THG-Emissionsminderung im Vergleich zur Referenzmodellierung auf. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass vor der letzten Überarbeitung der THG-Quote nur ein ab dem Jahr 2020 gleichbleibender Zielwert der THG-Quote (6 %) Bestand hatte und damit in der Referenzmodellierung eine im Vergleich zum MMS geringe Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe erreicht wird. Dementsprechend stark wirksam ist bis zum Jahr 2030 die aufgrund der konstant steigenden THG-Quote im MMS (25 % im Jahr 2030) im Vergleich zur Referenzmodellierung stärkere Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe. Für die Modellierung des MMS wird zudem angenommen, dass die Biokraftstoffe nach dem Jahr 2030 einen gleichbleibenden Anteil in Bezug auf den Referenzwert der THG-Quote besitzen (Förster et al. 2025a). Dies führt dazu, dass der Biokraftstoffanteil aufgrund der Rechenlogik der THG-Quote im landgebundenen Verkehr nach 2030 über die Zeit leicht ansteigt und sich dementsprechend auch die THG-Emissionsminderungswirkung des Instruments steigert.

Tabelle 68: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS) im Vergleich zur Referenzmodellierung; Mio. t CO₂-Äq.

Instrument	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	2025	0,25	2,44	4,42	3,77	3,44	3,74
Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw bis 2030	2025	0,02	0,60	0,56	0,27	0,11	0,05
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	2025	-1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	2025	0,45	0,85	0,75	0,47	0,24	0,12
Deutschlandticket für den Nahverkehr	2025	3,27	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Ausbau der Radinfrastruktur	2025	0,52	1,28	0,85	0,42	0,21	0,12
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse	2025	0,07	1,66	3,79	4,05	5,11	7,67
Bundesfinanzhilfen Landstrom in See- und Binnenhäfen	2025	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	2025	0,00	1,59	11,57	17,23	18,22	18,04
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	2025	0,00	2,32	8,63	16,30	15,80	8,46
THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	2025	3,30	6,76	8,49	8,95	12,27	17,31
Beimischquote für PtL und SAF90 im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	2025	0,02	0,04	0,14	0,24	0,24	0,35
Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr	2025	-0,04	-0,86	-0,55	-0,14	-0,04	-0,02

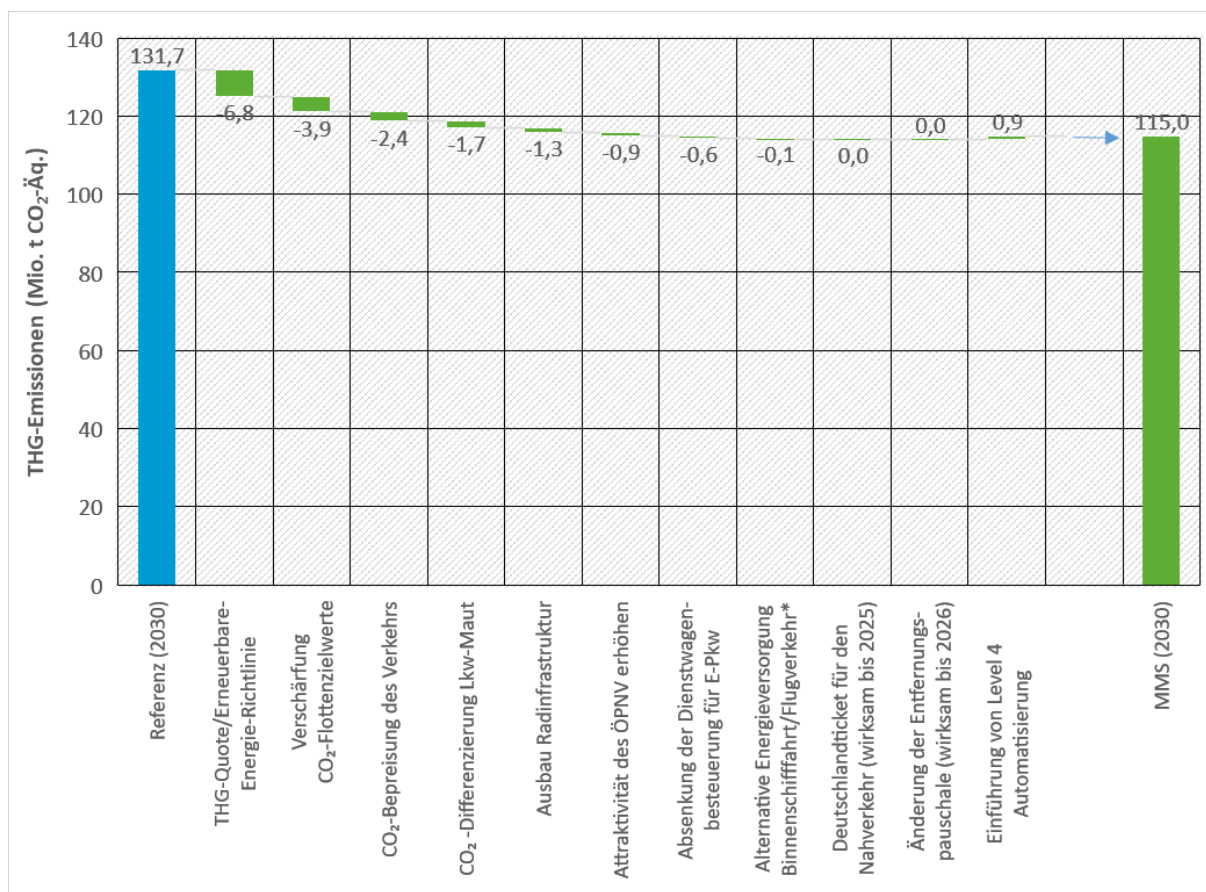
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die übrigen Instrumente sind mit tendenziell geringeren projizierten THG-Emissionsminderungen verbunden. Das Deutschlandticket erzielt im Jahr 2025 durch die Verlagerung auf den ÖPNV eine relativ starke Minderungswirkung, ist aber nur in diesem Jahr

⁹⁰ Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltige Flugkraftstoffe)

als wirksames Instrument im MMS hinterlegt. Entgegengesetzt und damit emissionssteigernd wirkt die zeitlich befristete Erhöhung der Pendlerpauschale. Sowohl die zusätzliche Förderung des ÖPNV als auch der Ausbau der Radinfrastruktur führen zu nicht vernachlässigbaren THG-Emissionsminderungen im Jahr 2030 (siehe auch Abbildung 65). Mit den immer weiter steigenden Anteilen an Nullemissionsfahrzeugen im Bestand geht jedoch die Wirkung der Verkehrsverlagerung auf den Umweltverbund mit der Zeit immer weiter zurück. Die Beimischquote für nachhaltige Flugtreibstoffe ist dagegen über die Zeit ein immer wirksames Instrument zur THG-Emissionsminderung im Flugverkehr; für das nationale Emissionsinventar ist die Wirkung dagegen aufgrund des niedrigen Anteils an den nationalen THG-Emissionen sehr gering.

Abbildung 65: Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasreduzierung 2030 im MMS im Vergleich zur Referenzmodellierung des Jahres 2030



* Beimischquote für PtL und SAF⁹¹ im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)/Bundesfinanzhilfen für Landstrom in See- und Binnenhäfen

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

7.3.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Das MWMS unterscheidet sich vom MMS in vier Instrumenten (siehe Förster et al. 2024), für die die Ausgestaltung des MMS die Referenzmodellierung bildet. Die Ausgestaltung der Referenzmodellierung ist also aus dem MMS bekannt, so dass keine weitere Auflistung über die Ausgestaltung der Referenzmodellierung aufgeführt ist. Die Gesamtwirkung der Instrumente des MWMS wurde als erster Schritt über den Vergleich des MWMS mit dem MMS ermittelt, die

⁹¹ Sustainable Aviation Fuels

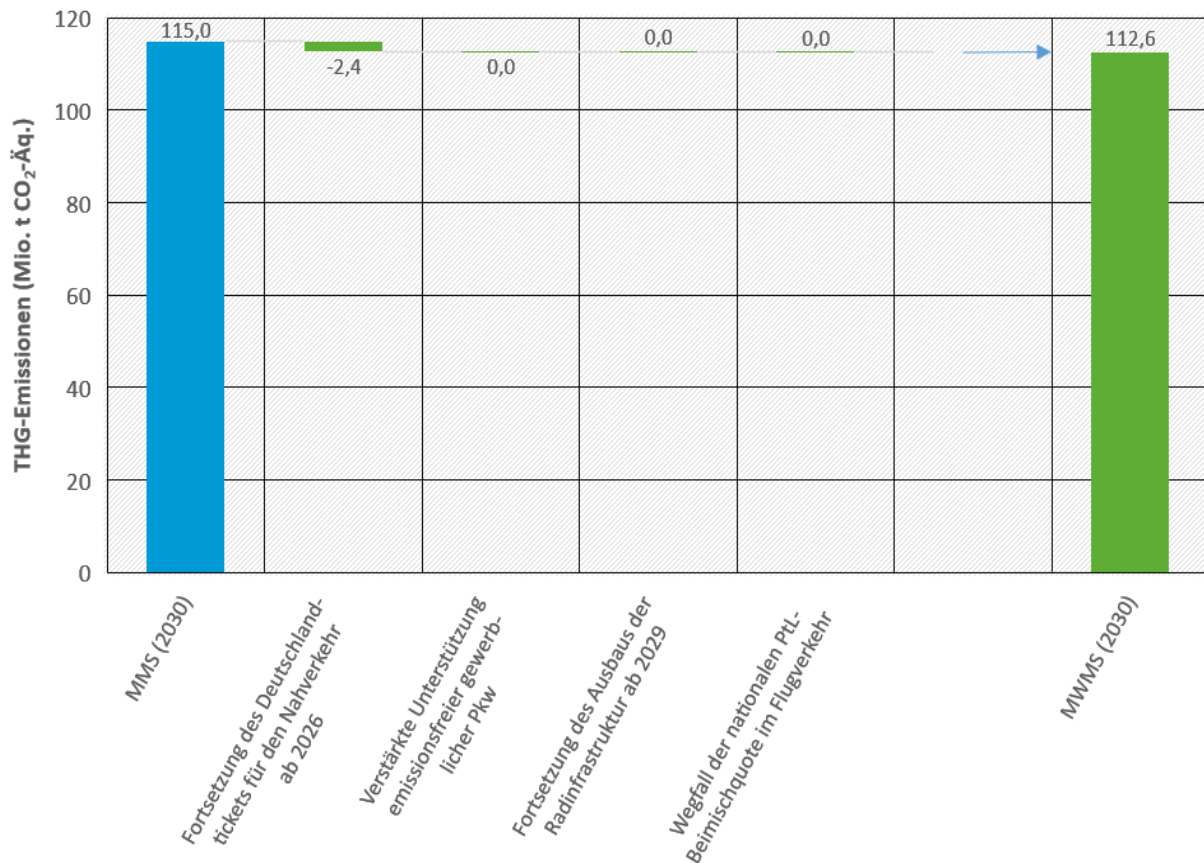
Verteilung der Minderungswirkung des Gesamtszenarios gegenüber dem MMS wurde wegen der wesentlich geringeren Wechselwirkungen ohne eine Bündelung der Instrumente durchgeführt. Vielmehr wurde ausgehend vom MWMS über das Ausschalten jeweils eines Instruments („Minus-Eins-Logik“) die Verteilung der Gesamtminderungswirkung des MWMS gegenüber dem MMS auf die einzelnen Instrumente bestimmt.

Tabelle 69: Direkte Netto-Minderungen an projizierten Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MWMS) im Vergleich zum MMS

Instrument	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Verstärkte Unterstützung emissionsfreier gewerblicher Pkw	2025	0,00	0,04	0,04	0,02	0,01	0,00
Fortsetzung des Deutschlandtickets für den Nahverkehr ab 2026	2025	0,00	2,37	1,28	0,57	0,16	0,05
Fortsetzung des Ausbaus der Radinfrastruktur ab 2029	2025	0,00	0,00	0,35	0,40	0,20	0,14
Wegfall der nationalen PtL-Beimischquote im Flugverkehr	2025	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Fortführung des Deutschlandtickets über das Jahr 2025 hinaus führt im Wesentlichen zur THG-Minderung des MWMS im Vergleich zum MMS. Die Wirkung der Verlagerungseffekte von der Straße auf die Schiene bzw. den ÖPNV auf die THG-Emissionen nimmt jedoch über die Zeit durch die sinkende THG-Intensität des Straßenverkehrs immer weiter ab. Während die Wirkung des Deutschlandtickets im Jahr 2025 noch bei über 3 Mio. t CO₂-Äq. liegt (siehe MMS), sinkt die Minderungswirkung im MWMS auf 2,4 Mio. t CO₂-Äq. (2030) bzw. 1,3 Mio. t CO₂-Äq. (2035) ab. Die Fortsetzung der Finanzierung des Ausbaus der Radverkehrsinfrastruktur über Bundesmittel bis zum Ende des modellierten Zeitraums führt erst nach dem Jahr 2030 zu kleineren Emissionsminderungsbeiträgen, da bereits im MMS eine Förderung des Radinfrastrukturausbaus bis zum Jahr 2028 (bzw. mit ähnlichen Fördermitteln) hinterlegt ist. Daher wirken im MWMS die zusätzlich geförderten Radinfrastrukturmaßnahmen erst im Jahr 2031. Auch dort ist ein Absinken der Minderungswirkung durch die zunehmende Elektrifizierung des Straßenverkehrs zu beobachten. Die übrigen Instrumente führen zu annähernd keiner Veränderung der THG-Emissionen im MWMS.

Abbildung 66: Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung 2030 im MWMS im Vergleich zum MMS des Jahres 2030

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

7.4 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

Unterschiede zwischen den Projektionen verschiedener Jahre können auf verschiedene Aspekte wie Unterschiede in der Instrumentierung, Anpassungen bei den Datengrundlagen und eine veränderte Methodik in der Projektion zurückgehen. Im Folgenden wird zunächst auf die Anpassungen der Projektionen 2024/25 gegenüber den Projektionen 2024 eingegangen, bevor die Ergebnisse der beiden Projektionen miteinander verglichen werden.

7.4.1 Unterschiede der genutzten Datengrundlagen und grundsätzlichen Modellierungsannahmen

Die Rahmendaten sind für die Modellierung der THG-Emissionen im Verkehrssektor exogen vorgegeben und geben einen grundsätzlichen Rahmen vor, welche gesellschaftliche und wirtschaftliche Struktur der Modellierung zu Grunde liegt (siehe Förster et al. 2025a). Da die Rahmendaten jährlich aktualisiert werden, gibt es für jede neue Projektion Unterschiede zur vorherigen Projektion. Die wichtigsten Unterschiede bei den Rahmendaten zwischen den Projektionen 2024 und 2025 sind die Folgenden:

- Die in den Rahmendaten für die Projektionen 2025 hinterlegte Bevölkerungsprognose ist niedriger als in den Projektionen 2024. Sie liegt beispielsweise im Jahr 2030 um 1,4 % niedriger als in den Projektionen 2024; für das Jahr 2050 wird von einer 1,7% niedrigeren Bevölkerung ausgegangen.

- ▶ Die wirtschaftliche Entwicklung (BIP) ist im Zeitraum bis zum Jahr 2030 leicht stärker; langfristig ist das angenommene Wirtschaftswachstum jedoch geringer als in den Projektionen 2024. Wichtiger für die Entwicklung im Verkehrssektor ist jedoch, dass eine unterschiedliche Wirtschaftsstruktur hinterlegt ist. Insgesamt liegen die Produktionswerte der Wirtschaft niedriger als in den Projektionen 2024.
- ▶ Die Annahmen der Rohölpreise sind in den Projektionen 2025 um über 20 % höher als in den Projektionen 2024. Die Strompreise sind dagegen in einer ähnlichen Größenordnung wie in den Projektionen 2024.

Die aufgeführten Unterschiede zwischen den Rahmendaten der Projektionen 2024 und der Projektionen 2025 unterstützen niedrigere Verkehrsleistungen und die stärkere Elektrifizierung des Fahrzeugbestands im Vergleich zu den Projektionen 2024. Besonders entscheidend für die THG-Emissionsentwicklung sind die Unterschiede bei der Bevölkerungsprognose und den Produktionswerten. Beide Faktoren unterstützen niedrigere projizierte Emissionen als in den Projektionen 2024.

Weitere Datenanpassungen gehen auf sonstige Aktualisierungen weiterer Datengrundlagen zurück:

- ▶ Aus dem „Zentralen System Emissionen“ (ZSE) des Umweltbundesamts werden die Emissionsfaktoren für die einzelnen im Verkehrssektor eingesetzten Kraftstoffe für jeden Projektionsbericht neu bestimmt. Der für die Emissionsberechnung des Verkehrssektors zu Grunde gelegte Emissionsfaktor von Benzin liegt in den Projektionen 2025 um 3,4 % niedriger als in den Projektionen 2024.
- ▶ Zudem werden verschiedene Inputgrößen für das Ausgangsjahr der Projektionen (z. B. Fahrzeugbestand, Energiemengengerüst, Verkehrsleistungszahlen) jährlich aktualisiert, um auf eine möglichst genaue Absprungbasis für die Projektionen des Verkehrssektors aufzusetzen.
- ▶ Eine Aktualisierung der antriebsspezifischen Bestandszugehörigkeitskurven fand auf Basis aktueller Bestandsdaten des KBA (KBA o.J.) statt. Diese Daten zeigen eine längere Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge als in den Projektionen 2024.
- ▶ Die Modellierung der Projektionen 2024 setzte auf der Verkehrsnachfragemodellierung des Szenarios MKS-REF2050 auf (Schade et al. 2023). In diesem Szenario ist als Rahmenannahme für den Schienenverkehr angenommen, dass der Deutschlandtakt bereits im Jahr 2040 vollständig implementiert ist. Aufgrund der Verzögerungen bei Sanierung, Modernisierung und Umbau der Schieneninfrastruktur wurde für die Modellierung der Projektionen 2025 die Annahme gewählt, dass der Deutschlandtakt erst im Jahr 2050 erreicht wird.

Die Anpassung des Emissionsfaktors von fossilem Benzin reduziert die Emissionen der Nutzung von Pkw, die Benzin als Kraftstoff nutzen, erheblich⁹². Dementsprechend hat diese Änderung im Vergleich zu den Projektionen 2024 eine deutlich emissionsmindernde Wirkung. Die Aktualisierung der Bestandszugehörigkeitskurven und die Annahme der vollständigen Implementierung des Deutschlandtakts erst im Jahr 2050 sind Faktoren, die die Emissionsminderung tendenziell dämpfen im Vergleich zu den Projektionen 2024.

⁹² Zu den Hintergründen der Emissionsfaktoranpassung siehe UBA (2024b), insbesondere Kapitel 16.7.3.

7.4.2 Unterschiede in der Instrumentierung und der Modellierung

In der Instrumentierung bestehen nur wenige relevante Änderungen im Vergleich zu den Projektionen 2024:

- ▶ Die Parametrisierung der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ist für den Zeitraum 2026 bis 2029 konservativer gewählt als für die Modellierung der Projektionen 2024. In den Projektionen 2024 wurde auf Basis der Ankündigungen der Automobilhersteller für einen kontinuierlichen Aufbau von Produktionskapazitäten für batterieelektrische Fahrzeuge von einer linearen Mindestentwicklung für das Absinken der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neuzulassungen zwischen den Flottenzielwerten der Jahre 2025 und 2030 ausgegangen. Wegen einer veränderten Marktsituation und im Vergleich zum Vorjahr zurückhaltenderen Ankündigungen für den Aufbau von Produktionskapazitäten für batterieelektrische Fahrzeuge ist die Mindestentwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen in den Zwischenjahren zwischen 2025 und 2030 wie in den Projektionen 2023 und zuvor konservativer gewählt (siehe Förster et al. 2025a). Für die Jahre 2026 und 2027 wird nur eine geringe Übererfüllung der Zielwerte unterstellt und erst in den Jahren 2028 und vor allem 2029 ist eine deutliche Übererfüllung der Zielwerte angenommen.
- ▶ Die Überarbeitung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge befand sich während der Erstellung der Projektionen 2024 auf EU-Ebene im Trilog-Verfahren und wurde im ersten Halbjahr 2025 beschlossen. Dementsprechend sind die überarbeiteten CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge im Gegensatz zu den Projektionen 2024 Teil der Modellierung der Projektionen 2025.
- ▶ Aufgrund der nicht gesicherten Finanzierung des Deutschlandtickets ist im Gegensatz zu den Projektionen 2024 das Angebot des Deutschlandtickets in den Projektionen 2025 nur für das Jahr 2025 implementiert.
- ▶ Die Ausgestaltung der THG-Quote hat sich im Detail geändert. Für die Anrechnungen der RFNBO liegt der Anrechnungsfaktor bei drei, während in den Projektionen 2024 nur ein Anrechnungsfaktor von zwei vorlag. Zudem dürfen die Verpflichteten der THG-Quote die bereits erreichten Übererfüllungen der THG-Quote nicht in den Jahren 2025 und 2026 zur Anrechnung bringen. In den Projektionen 2024 gab es diese Einschränkung nicht.

Die konservativere Parametrisierung der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, das Auslaufen des Deutschlandtickets ab dem Jahr 2026 sowie die 3-fache Anrechnung der Emissionsminderung von RFNBO in der THG-Quote wirken sich deutlich emissionssteigernd aus. Die überarbeiteten CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge reduzieren tendenziell die THG-Emissionen des Verkehrssektors in der Modellierung; Der Ausschluss, Übererfüllungen der THG-Quote in den Jahren 2025 und 2026 in der THG-Quote anrechnen zu lassen, führt in diesen beiden Jahren zu niedrigeren THG-Emissionen.

Durch die direkte Integration der Verkehrsnachfragemodellierung von ASTRA-M in die Erstellung der Projektionen treten auch modellseitig Änderungen zwischen den Projektionen des Jahres 2024 und 2025 auf:

- ▶ Während in den Projektionen 2024 in TEMPS Kosten-, Preis- und Angebotsänderungen über Elastizitäten eine Wirkung auf die Verkehrsnachfrage und den Modal-Split entfaltet haben, sind diese Aspekte in ASTRA-M über Logit-Funktionen (z. B. bei der Verkehrsmittelwahl) abgebildet. Durch die unterschiedlichen Modellierungsansätze entstehen unterschiedliche Wirkungsabschätzungen in der Verkehrsnachfragemodellierung. Dadurch unterscheidet sich

beispielsweise die Methodik zur Abbildung der Förderung des Infrastrukturaufbaus beim ÖPNV und dem Radverkehr zwischen den Projektionen 2024 und 2025.

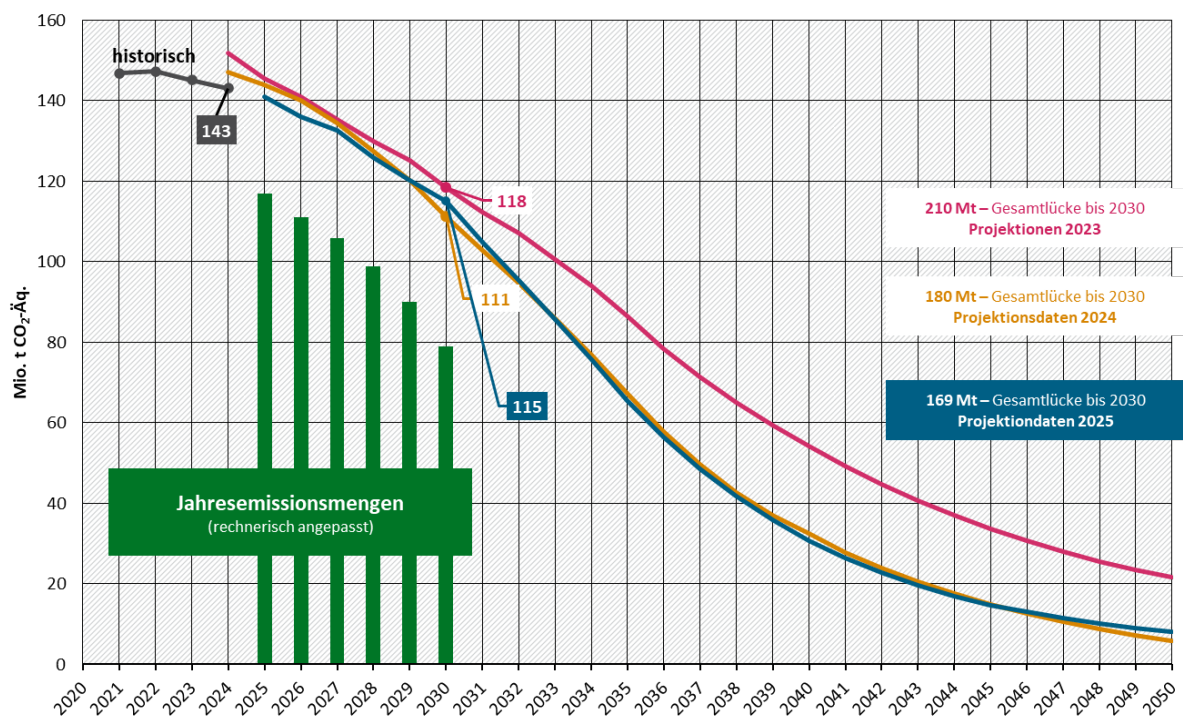
- Im Schienenverkehr sind durch die Integration von ASTRA-M in die Modellierung der Projektionen u. a. Interaktionen zwischen Schienenpersonen- und Schienengüterverkehr aufgrund von Kapazitätsengpässen sowie die derzeitig gestartete Sanierung der Hochleistungskorridore mit in die Modellierung integriert. Dies führt unter anderem dazu, dass Steigerungen der Fahrleistungen im Schienenpersonenverkehr eine Kapazitätseinschränkung im Schienengüterverkehr hervorrufen können.

Inwieweit die methodische Anpassung zu Mehr- oder Minderemissionen in der Modellierung des Verkehrssektors führt, ist unklar. Tendenziell kann jedoch von einer leicht mindernden THG-Emissionswirkung durch die Integration von ASTRA-M in den Modellverbund ausgegangen werden.

7.4.3 Unterschiede in den Modellierungsergebnissen

Die Projektionen 2024 und 2025 unterscheiden sich hinsichtlich ihrer projizierten THG-Emissionsfreisetzung tendenziell geringfügig (siehe Abbildung 67). Dies ist auch verständlich, da sich die Instrumentierung des Verkehrssektors zwischen den beiden Projektionen nur geringfügig unterscheidet. Dabei gleichen sich die datengetriebenen sowie modell- und instrumentenseitigen, emissionsmindernden bzw. emissionssteigernden Änderungen (siehe Abschnitt 7.4.1 und 7.4.2) im Vergleich zu den Projektionen 2024 im Wesentlichen aus. Für den Zeitraum 2025-2030 besteht ein Unterschied in den THG-Emissionen von insgesamt 6,3 Mio. t CO₂-Äq (niedrigere Emissionen in den Projektionen 2025).

Abbildung 67: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025



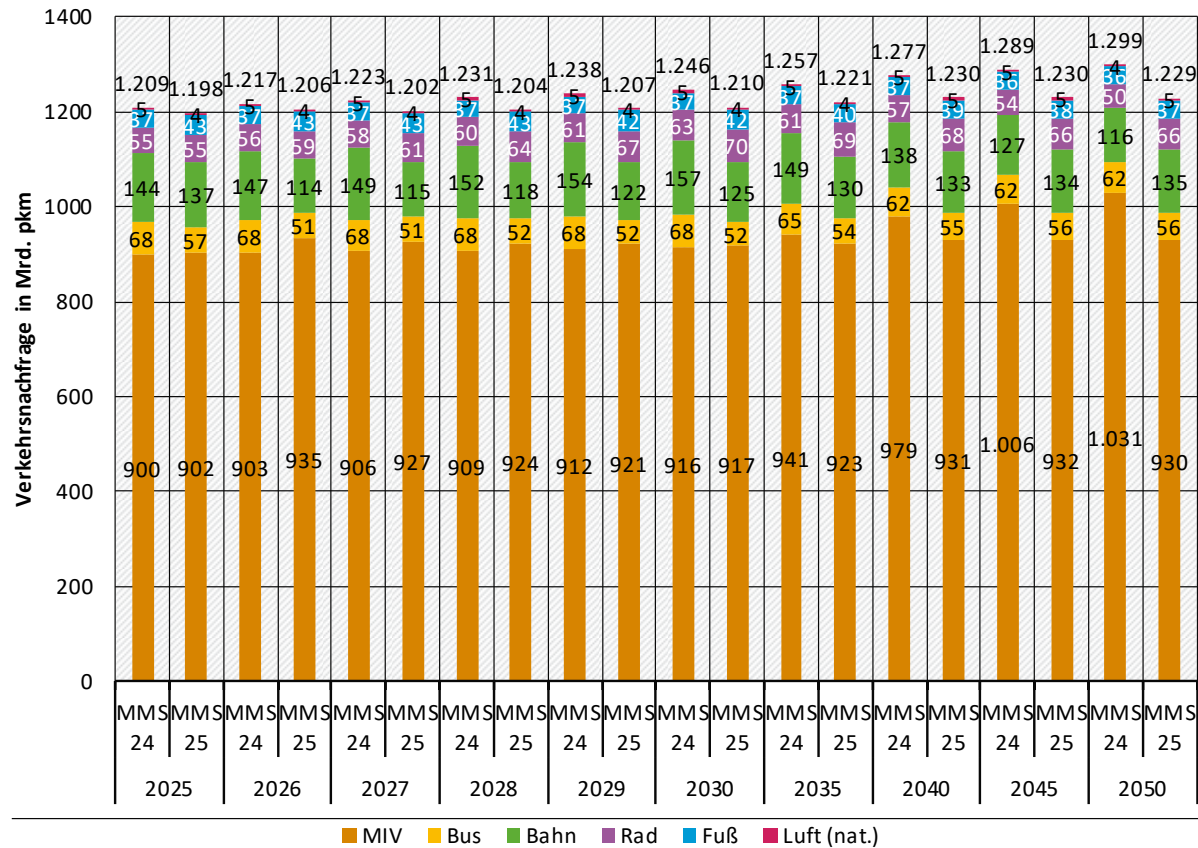
Quelle: UBA (2024a), eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die leicht unterschiedliche Form der Emissionsentwicklung in den Jahren 2025 und 2026 geht dagegen im Wesentlichen auf die THG-Quote zurück, da in diesen beiden Jahren die bereits bestehenden Übererfüllungen der THG-Quote nicht in Anrechnung gebracht werden können. Dementsprechend muss kurzfristig in diesen Jahren eine höhere Menge an erneuerbaren Kraftstoffen in Verkehr gebracht werden, um die Quotenziele der THG-Quote einzuhalten (Abbildung 67), als für den Fall, dass die Übererfüllung in Anrechnung gebracht werden kann. In den Jahren 2027 und 2028 kann die bestehende Übererfüllung der THG-Quote wieder eingesetzt werden, und somit verringert sich in diesen beiden Jahren der Druck, erneuerbare Kraftstoffe in den Verkehr zu bringen. Im Jahr 2030 ergeben sich die leicht höheren projizierten THG-Emissionen ebenfalls aus der THG-Quote. Vor allem die höhere Menge an RFNBO-Wasserstoff, der im Vergleich zu den Projektionen 2024 im Verkehrssektor im Jahr 2030 zum Einsatz kommt und zudem anders als in den Projektionen 2024 mit dem Faktor drei (Projektionen 2024 mit dem Faktor zwei) in die THG-Quote eingeht, führt zu einem geringeren Bedarf an Biokraftstoffen in diesem Jahr.

Nach dem Jahr 2030 ist die projizierte Emissionsentwicklung sehr vergleichbar. Dies hängt damit zusammen, dass keine wesentlichen Unterschiede der zentralen Instrumentierung zwischen den beiden Projektionen bestehen.

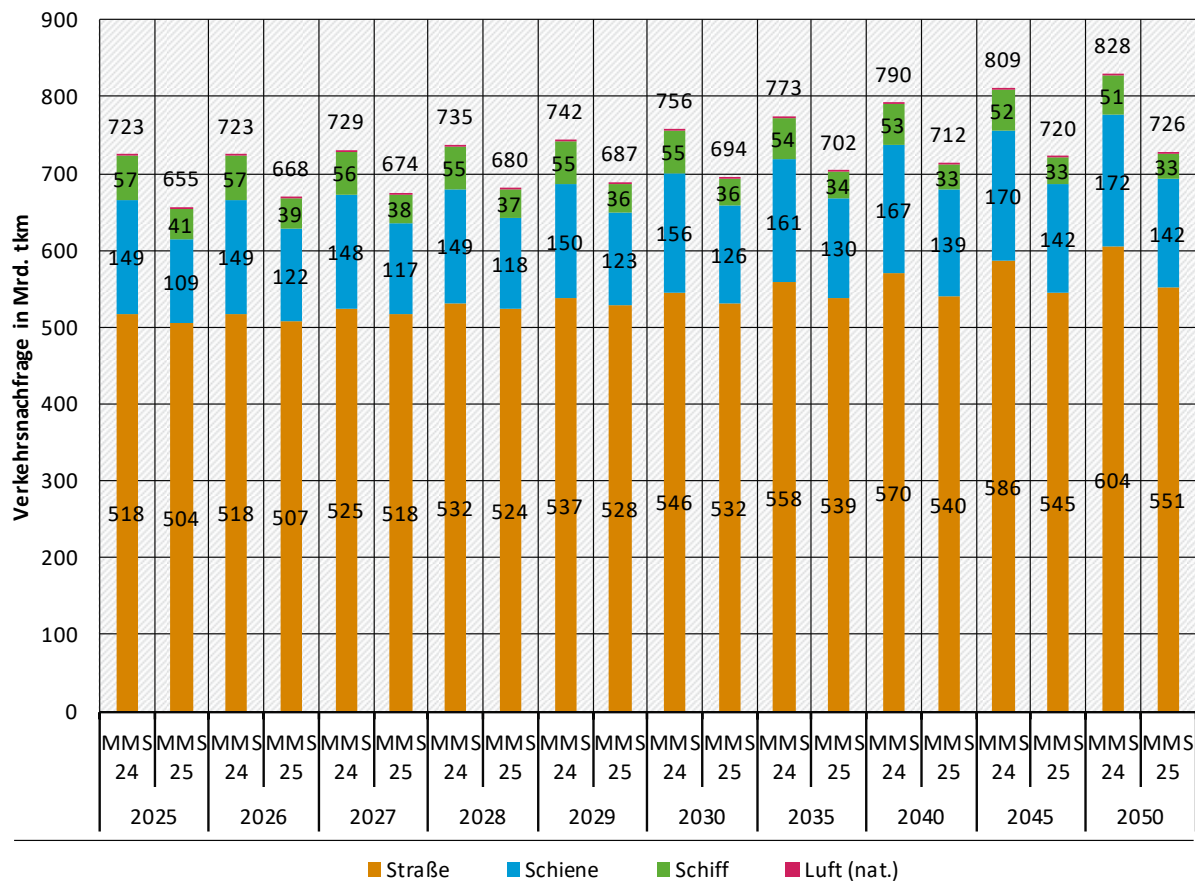
Die Unterschiede in der Personen- und Güterverkehrsnachfrage im Vergleich zu den Projektionen 2024 gehen im Wesentlichen auf die veränderten Rahmendaten der Bevölkerungsprognose (treibender Parameter für den Personenverkehr) und die Produktionswerte (treibender Parameter für den Güterverkehr) zurück. Beide Rahmenparameter liegen niedriger als in den Projektionen 2024 und verringern damit die Gesamtverkehrsnachfrage im Vergleich zu den Projektionen 2024. Kurzfristig ist im Schienenpersonenverkehr nach dem Jahr 2025 (Auslaufen des Deutschlandtickets nach 2025) durch die explizite Abbildung der Sanierung der Hochleistungskorridore anders als in den Projektionen 2024 eine Reduzierung des Schienenpersonenverkehrs erkennbar (Abbildung 68). Langfristig steigert sich die Attraktivität des Schienenpersonenverkehrs durch die abgeschlossene Korridorsanierung und die Implementierung des Deutschlandtakts und erreicht ähnliche und langfristig teilweise höhere Verkehrsnachfragewerte als in den Projektionen 2024. Für die übrigen Verkehrsmittel ist mit Ausnahme des Radverkehrs eine ähnliche Trendentwicklung wie in den Projektionen 2024 zu erkennen, wobei die Datenaktualisierung für den aktuellen Rand eine leicht andere absolute Verkehrsleistung erzeugt. Im Radverkehr zeigt sich durch die angepasste Modellierung der Radverkehrsförderung eine etwas größere Wirkung, so dass dort eine leicht stärkere Nachfrageentwicklung zu erkennen ist.

Abbildung 68: Projizierte Personenverkehrsnachfrage des MMS der Projektionen 2024 und 2025 im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

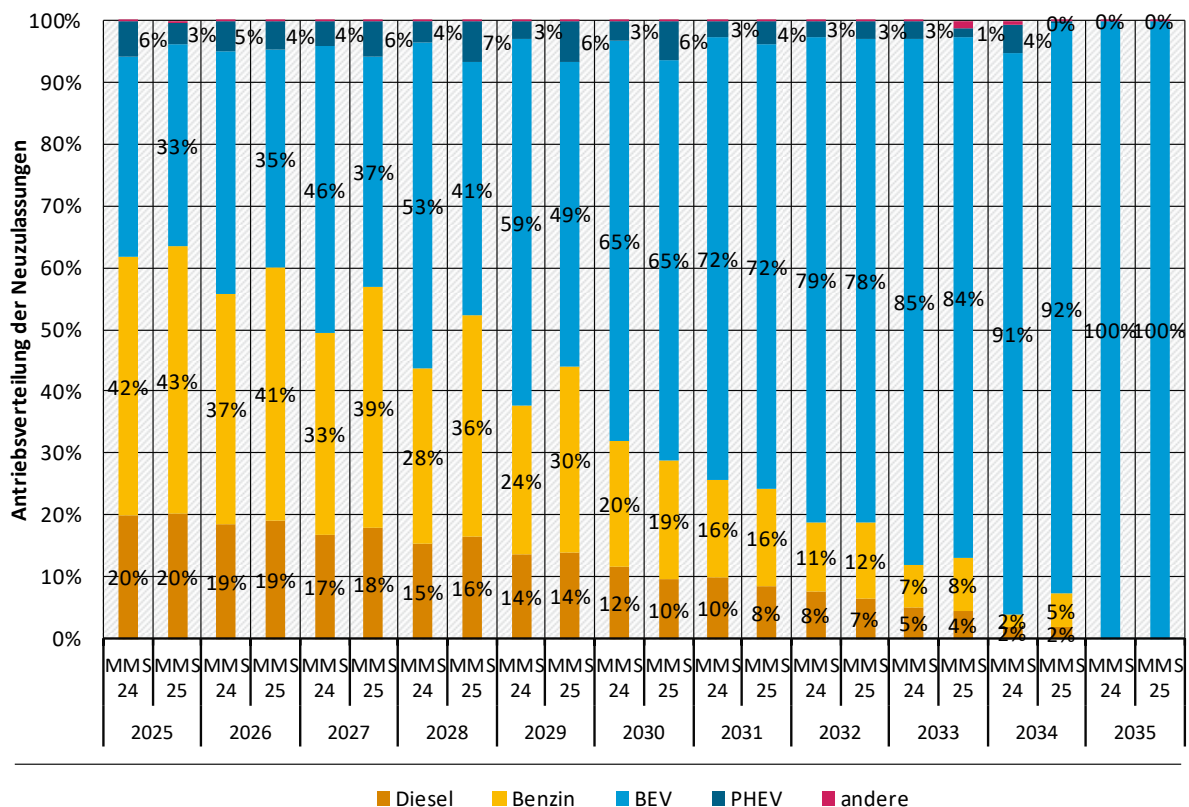
Die Wirkung der veränderten Rahmendaten ist für den Güterverkehr stärker zu beobachten als im Personenverkehr (Abbildung 69). Auch in der Verkehrsnachfrage im Schienengüterverkehr ist die Sanierung der Hochleistungskorridore deutlich sichtbar. Im Güterverkehr kommt zudem hinzu, dass die verfügbaren Schienenkapazitäten tendenziell eher für den Personenverkehr zur Verfügung stehen und sich die beschränkte Kapazität im Schienengüterverkehr noch stärker zeigt. Langfristig zeigt sich in der Trendentwicklung jedoch eine ähnliche Entwicklung über alle Verkehrsträger, wobei diese v. a. wegen der unterschiedlichen Annahmen zu den Produktionswerten in den Projektionen 2025 auf einem niedrigeren Niveau stattfindet. Für den Schienenverkehr und noch mehr für die Binnenschifffahrt kommt verstärkend hinzu, dass die Veränderung der Produktionswerte überproportional stark bei Massengütern (z.B. Rückgang des Transports von Kohle und Erdölprodukten) stattfindet und dadurch die Nutzung dieser beiden Verkehrsmittel relativ gesehen stärker zurückgeht.

Abbildung 69: Projizierte Güterverkehrsnachfrage des MMS der Projektionen 2024 und 2025 im Vergleich

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

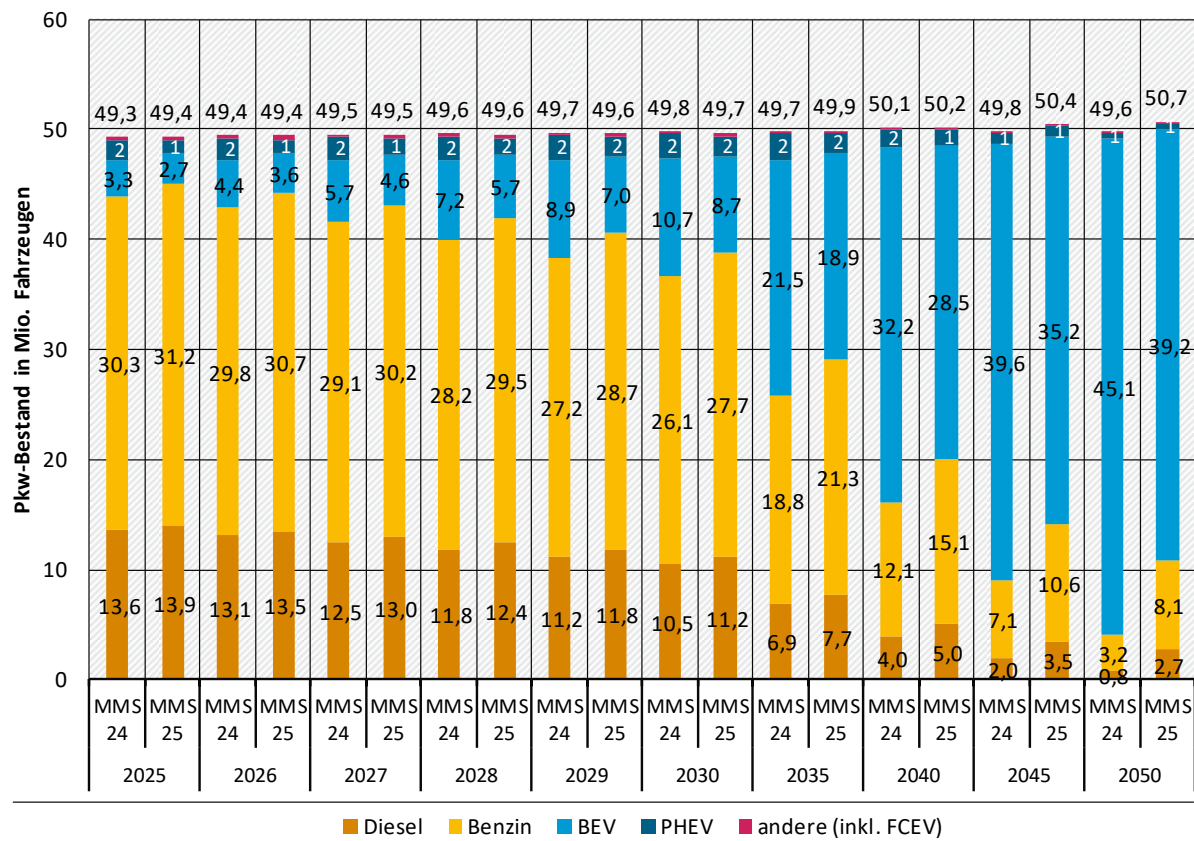
Die unterschiedliche Parametrisierung der Pkw-Neuzulassungen führt für den Zeitraum 2026-2029 zu einem langsameren Hochlauf der Neuzulassungen von batterieelektrischen Pkw im Vergleich zu den Projektionen 2024 (Abbildung 70). Ab dem Jahr 2030 ist die Entwicklung der Struktur der Pkw-Neuzulassungen jedoch sehr vergleichbar mit den Projektionen 2024. Leicht höher ist zudem der Neuzulassungsanteil der PHEV, was vor allem auf die Aktualisierung (Kalibrierung auf den aktuellen Rand) der für die Neuzulassungsmodellierung eingesetzten Logit-Faktoren zurückzuführen ist.

Abbildung 70: Projizierte Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

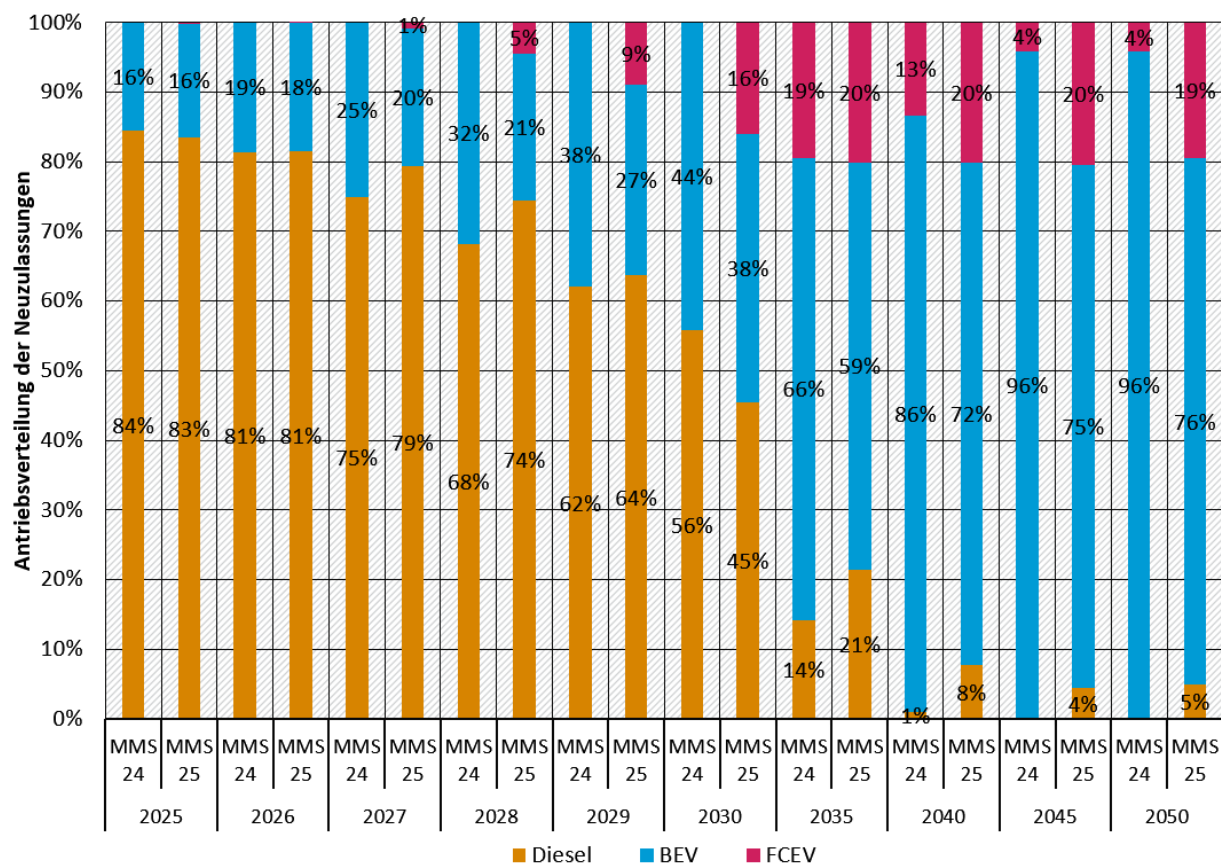
Die Entwicklung bei den Pkw-Neuzulassungen zeigt sich auch in den Bestandszahlen für batterieelektrische Pkw (Abbildung 71). Ausgehend von einem niedrigeren Bestandsniveau (Aktualisierung des aktuellen Rands) verlangsamt sich im Vergleich zu den Projektionen 2024 der Anstieg der batterieelektrischen Fahrzeuge. Vor allem langfristig entsteht durch die Aktualisierung der Bestandszugehörigkeitskurven und die damit verbundene längere Bestandszugehörigkeit von Fahrzeugen zudem eine im Vergleich zu den Projektionen 2024 langsamere Bestandsumwälzung, was zusätzlich den Bestandsaufbau der batterieelektrischen Pkw-Flotten verlangsamt. Kurzfristig hat die lange Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge jedoch auch den Effekt, dass in den Bestand gekommene, neue batterieelektrische Fahrzeuge zu großen Teilen im Bestand verbleiben und damit tendenziell hohe Bestandszahlen für batterieelektrische Fahrzeuge auftreten.

Abbildung 71: Projizierte Entwicklung des Pkw-Bestands im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

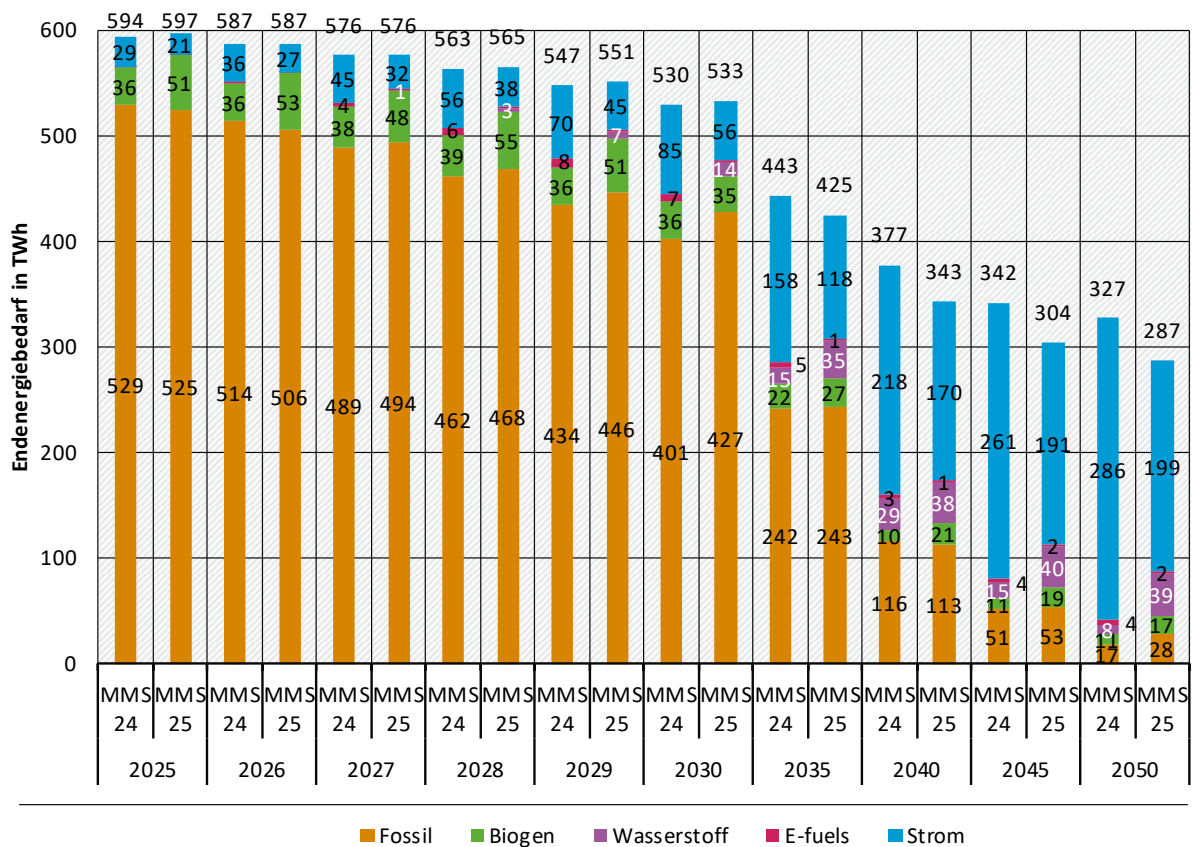
Bei den Lkw-Neuzulassungen führen im Wesentlichen drei Effekte zu leicht unterschiedlichen Neuzulassungsstrukturen zwischen den Projektionen 2024 und 2025 (siehe Abbildung 72 Abbildung für Lkw >12 t zulässigem Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge). Einerseits führt die Kalibrierung der Logit-Faktoren der Neuzulassungsmodellierung an aktuellen Zulassungsdaten zu einer konservativeren Entwicklung des Hochlaufs der Nullemissions-Lkw im Zeitraum bis zum Jahr 2030. Für das Jahr 2030 werden die überarbeiteten Lkw-Flottenzielwerte wirksam, für die von einer Übererfüllung in Deutschland ausgegangen wird. Dementsprechend liegt der Anteil der Nullemissions-Lkw im Jahr 2030 höher als in den Projektionen 2024, in denen die Überarbeitung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge noch nicht beschlossen und somit nicht wirksam war. Zudem verbessert sich die Marktposition der Brennstoffzellen-Lkw durch die 3-fache Anrechnung des RFNBO-Wasserstoffs in der THG-Quote im Vergleich zu den Projektionen 2024, so dass diese im Gegensatz zu den Projektionen 2025 leicht früher (getrieben durch die CO₂-Flottenzielwerte) und langfristig (getrieben durch die THG-Quote) eine Marktposition erhalten.

Abbildung 72: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (>12 t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Unterschiede in Verkehrsleistung, Fahrzeugbestand und einer leicht veränderten THG-Quote führen ebenfalls zu leichten Veränderungen der Endenergienachfrage des Verkehrssektors (Abbildung 73). Die im Vergleich zu den Projektionen 2024 geringere Stromnachfrage im Verkehrssektor führt im Zeitraum bis 2030 aufgrund der Zielvorgaben der THG-Quote tendenziell zu einer höheren Nachfrage an Biokraftstoffen als in den Projektionen 2024. Zudem ist der stärkere Hochlauf der Brennstoffzellen-Lkw erkennbar, der zu einem im Vergleich höheren Wasserstoffbedarf als in den Projektionen 2024 führt. Es ist allerdings auch zu erkennen, dass der fossile Kraftstoffbedarf im Zeitraum 2025-2030 in den Projektionen 2025 mit 10,3 TWh (37 PJ) leicht höher liegt als in den Projektionen 2024. Die niedrigeren projizierten THG-Emissionen der Projektionen 2025 für diesen Zeitraum ergeben sich also durch den niedrigeren Emissionsfaktor von Benzin in den Projektionen 2025. Langfristig stellt sich ein geringerer Strombedarf ein als in den Projektionen 2024. Dieser Effekt ist eine Kombination der geringeren Verkehrsleistung, der langsameren Bestandsdurchdringung der batterieelektrischen Pkw sowie der stärkeren Marktpositionierung der Brennstoffzellen-Lkw.

Abbildung 73: Projizierter Endenergiebedarf im MMS im Vergleich zwischen den Projektionen 2024 und 2025

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

8 Landwirtschaft

Der Sektor Landwirtschaft umfasst im KSG einerseits die biologisch-chemischen Emissionen aus der Tierhaltung, aus landwirtschaftlich genutzten Böden und Düngemitteln (Quellgruppe CRF 3). Andererseits werden auch energetische Emissionen aus der Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei berücksichtigt (Quellgruppe CRF 1.A.4.c).

In der Quellgruppe CRF 3 Landwirtschaft dominieren Methan- und Lachgasemissionen aus der Tierhaltung (Verdauung, Wirtschaftsdüngermanagement) und aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Der Sektor ist daher in besonderer Weise durch die Umstellung der Treibhausgaspotenziale zur Umrechnung in CO₂-Äquivalente auf die Werte des 5. IPCC-Sachstandsberichts betroffen. Dabei wurde das Treibhausgaspotenzial für den Zeithorizont von 100 Jahren für Methan von 25 auf 28 um 10 % heraufgesetzt, wohingegen der Wert für Lachgas von 298 auf 265 um 11 % abgesenkt wurde. Die berichteten Emissionen des Sektors fallen durch diese Umstellung höher aus, z. B. im Jahr 2020 um 1,3 Mio. t CO₂-Äq. Weiterhin führten methodische Änderungen zu einer deutlichen rechnerischen Absenkung der Emissionen seit Festlegung der Jahresemissionsmengen im KSG. Die direkten Lachgasemissionen werden im Berichterstattungs-Modell seit der Inventar-Submission 2022 mit einer verbesserten Methode berechnet, die auf Grundlage von Messdaten aus Deutschland entwickelt wurde (Mathivanan et al. 2021). Dadurch fällt der berechnete Emissionswert der Quellgruppe Landwirtschaft niedriger aus. Im Jahr 2020 lagen die Emissionen mit der neuen Methode um ca. 5 Mio. t CO₂-Äq. niedriger als mit der alten Berechnungsmethode. Hinzu kommt eine verbesserte Berechnung der Lachgasemissionen aus Nitrat-Auswaschungen, die ebenfalls zu verringerten berichteten Emissionen führt. Neben der Umstellung der GWP-Werte haben andere Methodenänderungen zu einer Erhöhung der berichteten Emissionen beigetragen. Verbesserte Datengrundlagen für den Verbrauch von Dieselkraftstoff in der Landwirtschaft resultieren seit den Emissionsdaten 2024 in höheren berichteten Emissionen aus stationärer und mobiler Feuerung im Sektor Landwirtschaft, im Jahr 2020 um etwa 1,7 Mio. t CO₂-Äq. Dabei handelt es sich um eine geänderte Zuordnung von Emissionen aus Dieselkraftstoff, die zuvor in anderen Sektoren berichtet wurden. In der Submission 2025 wurden weitere methodische Änderungen⁹³ vorgenommen, unter anderem die Verwendung von Emissionsfaktoren aus dem IPCC 2019-Refinement, die vor allem die Lachgasemissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement (Ställe und Lager) und aus der Stickstoffdeposition betreffen. Die für das Jahr 2020 berichteten Emissionen des Sektors Landwirtschaft lagen in der Submission 2025 aufgrund der Änderungen um 2,2 Mio. t CO₂-Äq. über denen der Submission 2024.

Weitere Daten sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (UBA 2025a).

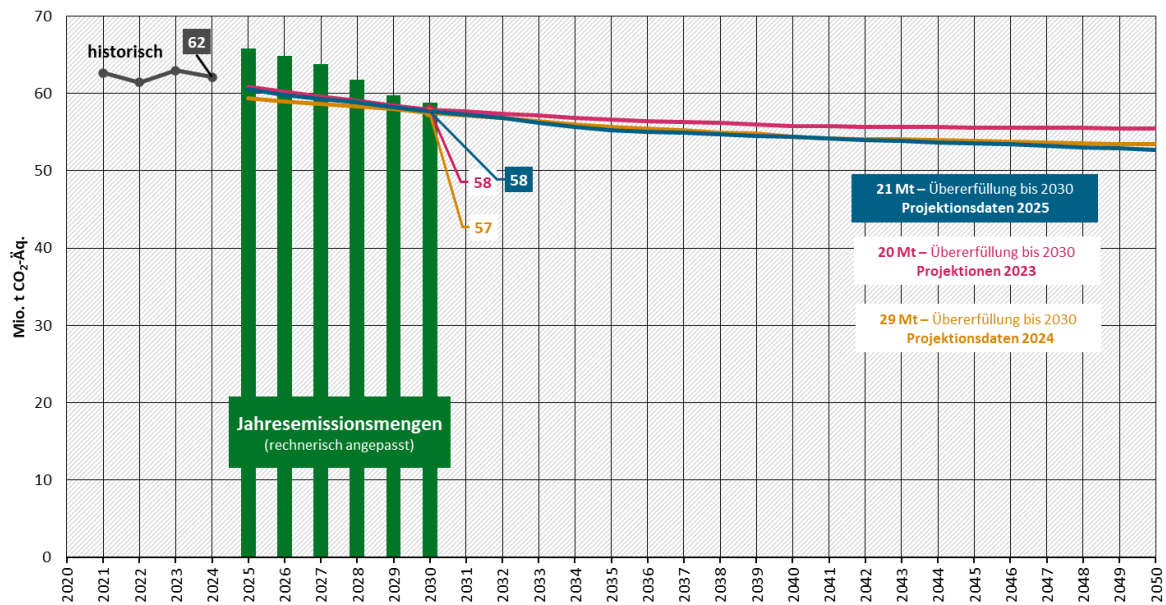
8.1 Zentrale Ergebnisse

Die projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft sinken im MMS bis 2030 auf 57,7 Mio. t CO₂-Äq., bis 2040 auf 54,4 Mio. t CO₂-Äq. und bis 2050 auf 52,7 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS fallen die projizierten Emissionen des Sektors Landwirtschaft unter der Annahme, dass weitere Maßnahmen umgesetzt werden, um bis zu 0,9 Mio. t CO₂-Äq. niedriger aus. Sie werden laut Projektion im Jahr 2030 auf 57,5 Mio. t CO₂-Äq. sinken, im Jahr 2040 auf 53,8 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2050 auf 51,8 Mio. t CO₂-Äq.

⁹³ Eine vollständige Übersicht findet sich unter: <https://git-dmz.thuenen.de/vos/emissionsagriculture2025/-/wikis/1-General-aspects/1.3-Quality-management#changes-since-previous-submission>

In Abbildung 74 werden die historische und projizierte Entwicklung der Emissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS und MWMS anhand der Jahresemissionsmengen gemäß KSG dargestellt. Zusätzlich werden im Jahr 2025 berichtete Ex-post-Emissionsdaten abgebildet. Während in den Projektionsdaten 2024 von einer Übererfüllung bis 2030 in Höhe von insgesamt 29 Mio. t CO₂-Äq. ausgegangen wurde, ergibt sich im MMS der Projektionsdaten 2025 eine Übererfüllung in Höhe von insgesamt 21 Mio. t CO₂-Äq. bis 2030.

Abbildung 74: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS und MWMS



Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Für die Übererfüllung sind folgende Ursachen zu nennen:

1. Aufgrund methodischer Änderungen seit Inkrafttreten des KSG fallen die Emissionen der Quellgruppe Landwirtschaft rechnerisch niedriger aus. Bei dieser Verringerung der ausgewiesenen Emissionen handelt es sich um den Effekt verbesserter Berechnungsmethoden und Datengrundlagen, und nicht um tatsächliche Emissionsminderungen. Diese rechnerischen Veränderungen sind die Ursache dafür, dass die rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen übererfüllt werden. Im KSG werden absolute maximale Jahresemissionsmengen definiert (s. Jahresemissionsmengen in Tabelle 70), und eine Anpassung dieser Werte im Falle methodischer Änderungen ist nicht festgelegt. Während die Zeitreihe der Emissionen mit der neuen Methode rekalkuliert wird, bleiben die Jahresemissionsmengen, die sich an den alten Emissionsdaten zum Zeitpunkt des Beschlusses zum KSG orientieren, bestehen. Durch die Methodenänderung ergibt sich eine rein rechnerische Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen für den Landwirtschaftssektor, die sich gemäß KSG über die Jahre im MMS auf insgesamt 21 Mio. t CO₂-Äq. summiert. Eine Saldierung der rechnerischen „Übererfüllung“ der rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen im Landwirtschaftssektor mit anderen Sektoren führt dazu, dass methodische Änderungen im Landwirtschaftssektor reale Treibhausgasemissionen in anderen Sektoren „ausgleichen“. Die Wirksamkeit der Jahresemissionsmengen des KSG könnte besser sichergestellt werden, wenn die zulässigen Jahresemissionsmengen auf Grundlage prozentualer Ziele definiert und die zulässigen Emissionen bei Methodenänderungen neu berechnet werden würden (vgl. Biewald et al. 2022).

2. Die Tierbestände und die Stickstoff-Ausbringungsmengen und damit die Emissionen sind bereits in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen, auch schon vor 2020, was zur Zielerreichung beiträgt. Dabei spielen Trendentwicklungen, aber auch Maßnahmenwirkungen wie beispielsweise Änderungen im Düngerecht eine Rolle. Von 2020 bis 2024 (Vorjahresschätzung) sind die Emissionen des Sektors Landwirtschaft um 4,8 Mio. t CO₂-Äq. zurückgegangen, im Zeitraum von 2017 bis 2024 lag der Rückgang bei 7,7 Mio. t CO₂-Äq. Durch die bereits eingetretenen und bis 2030 erwarteten Emissionsrückgänge werden die Reduktionsziele des Sektors Landwirtschaft zwischen 2020 und 2030 erreicht.

Tabelle 70: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Stationäre und mobile Feuerung	8,2	7,7	6,9	6,2	5,5	4,8	4,0
Fermentation bei der Verdauung	26,2	25,2	24,7	23,9	23,9	23,8	23,8
Wirtschaftsdünger-Lagerung ("Düngerwirtschaft")	9,3	9,2	9,0	8,7	8,7	8,7	8,7
Landwirtschaftliche Böden	15,2	14,7	14,1	13,6	13,6	13,5	13,5
Kalkung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Harnstoffanwendung	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Andere kohlenstoffhaltige Dünger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Andere (Emissionen aus Biogas- Gärresten)	1,6	1,3	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
Gesamt	63,0	60,5	57,7	55,2	54,4	53,5	52,7
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		65,8	58,8				

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Tabelle 71: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Stationäre und mobile Feuerung	8,2	7,7	6,9	6,2	5,5	4,8	4,0
Fermentation bei der Verdauung	26,2	25,2	24,6	23,8	23,8	23,7	23,7
Wirtschaftsdünger-Lagerung ("Düngerwirtschaft")	9,3	9,2	9,0	8,7	8,7	8,7	8,7
Landwirtschaftliche Böden	15,2	14,7	13,9	13,3	13,1	12,9	12,8
Kalkung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Harnstoffanwendung	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Andere kohlenstoffhaltige Dünger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Andere (Emissionen aus Biogas-Gärresten)	1,6	1,3	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
Gesamt	63,0	60,4	57,5	54,8	53,8	52,8	51,8
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		65,8	58,8				

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Tabelle 72: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Entwicklung 1990-2023	83,1	65,9	61,2						
MMS				60,5	57,7	55,2	54,4	53,5	52,7
MWMS				60,4	57,5	54,8	53,8	52,8	51,8
Veränderung ab 1990 in %									
Entwicklung 1990-2023		-20,6	-26,3						
MMS				-27,2	-30,5	-33,6	-34,5	-36,2	-37,2
MWMS				-27,2	-30,8	-34,0	-35,2	-36,8	-37,6
Veränderung ab 2005 in %									
Entwicklung 2005-2023			-7,1						
MMS				-8,3	-12,5	-16,3	-17,5	-19,6	-20,0
MWMS				-8,3	-12,8	-16,9	-18,4	-19,9	-21,4

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

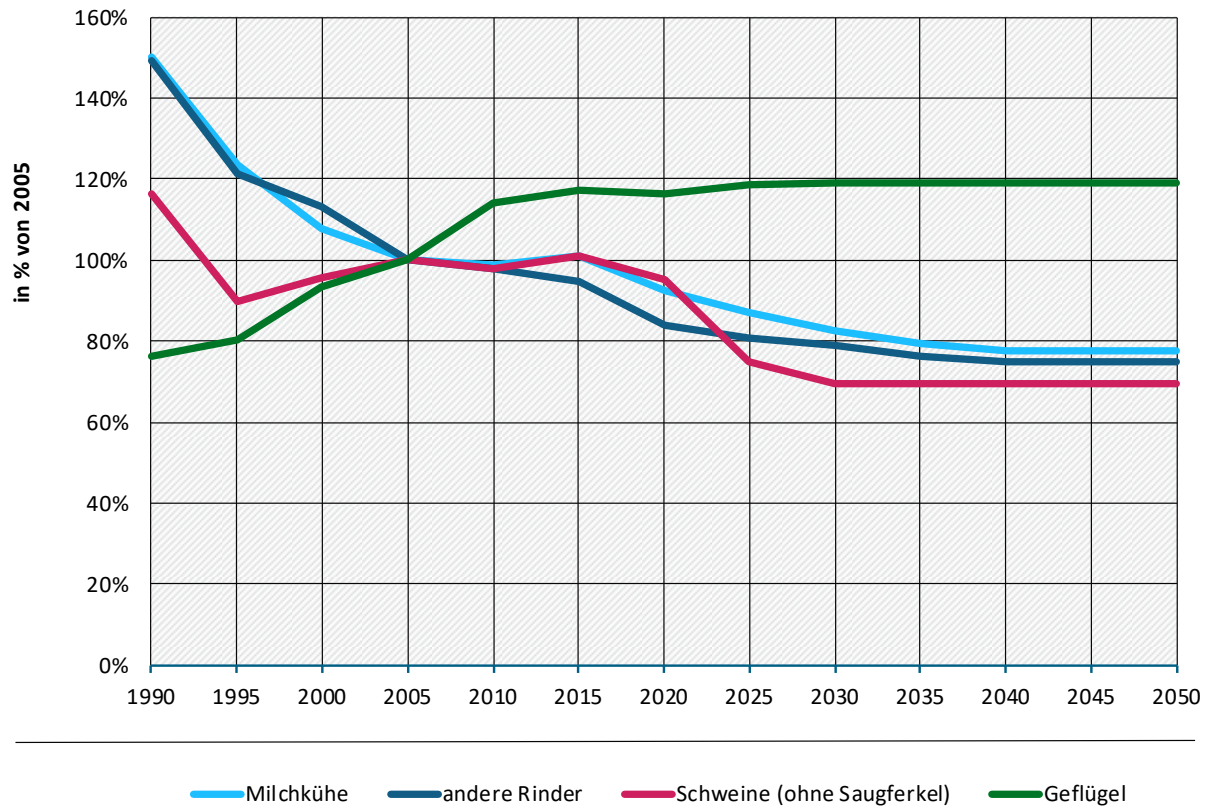
Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (UBA 2025a).

8.1.1 Projizierte Entwicklungen der Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung

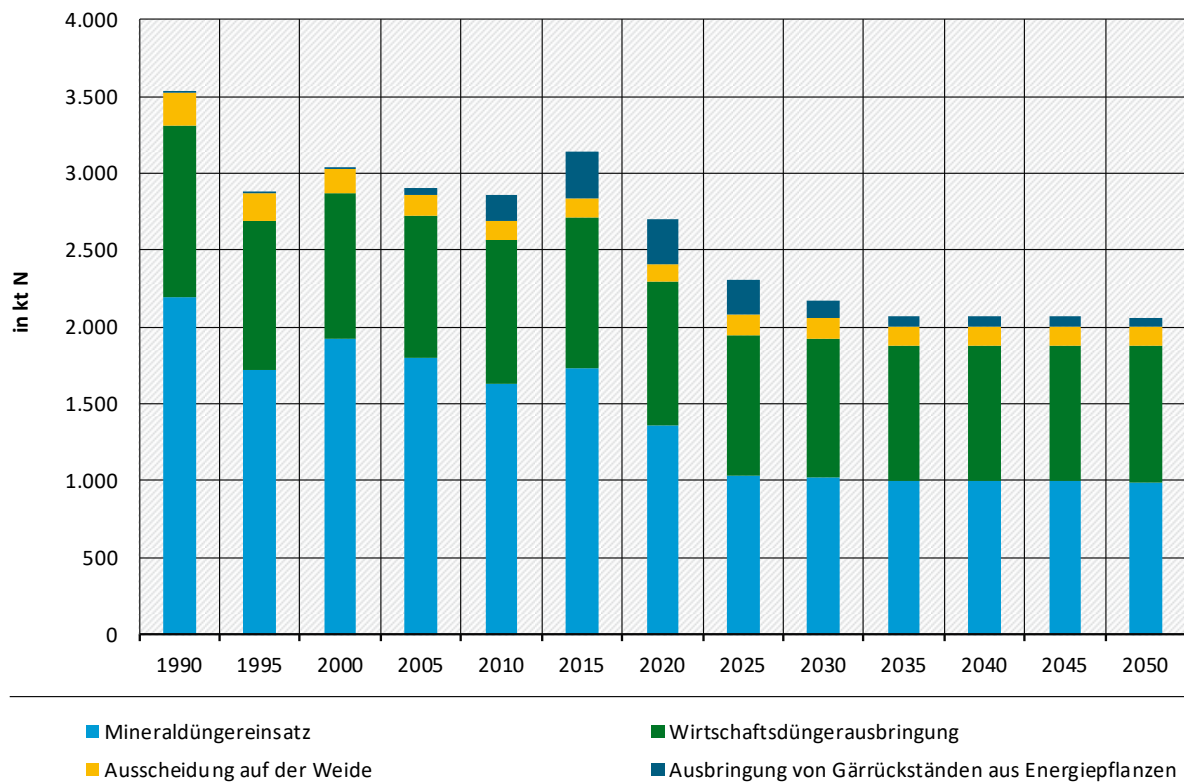
Wichtige Treiber der projizierten Entwicklung sind die zurückgehenden Rinder- und Schweinebestände (Abbildung 75) und zurückgehenden Stickstoff-Ausbringungsmengen (Abbildung 76). Diese Rückgänge haben sich bereits ex-post in den Jahren seit 2015 in den statistischen Daten gezeigt. Diese Trends werden, aus Gründen der Vorsicht mit geringerer Ausprägung, fortgeschrieben. Die Ausbringungsmenge an Stickstoff-Mineraldünger, die aktuell sehr niedrig ist, bleibt nach den Annahmen bis 2030 aufgrund von Auswirkungen des CO₂-Grenzausgleichs auf die Düngerpreise auf niedrigem Niveau. Ein weiterer Treiber ist der erwartete, starke Rückgang des Energiepflanzeneinsatzes in der Biogasproduktion, wodurch sich die Stickstoff-Ausbringungsmengen und die Methanemissionen aus der Biogasproduktion und der Gärrestlagerung verringern.

Die in der Statistik beobachtete rückläufige Entwicklung der Tierbestände ist auf einen beschleunigten Strukturwandel und geringere Investitionen in neue Haltungsanlagen zurückzuführen, was wiederum mit ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und ansteigenden umwelt- und tierschutzrechtlichen Anforderungen zusammenhängt. Der Rückgang der Stickstoff-Ausbringungsmengen ist u. a. auf die erhöhten Anforderungen im Düngerecht, auf die Ausweitung des Ökolandbaus und Wirkungen des Angriffskriegs auf die Ukraine auf die Preise für Düngemittel und Agrarprodukte zurückzuführen (siehe Osterburg 2024).

Abbildung 75: Historische und projizierte Entwicklung der Tierbestände im MMS



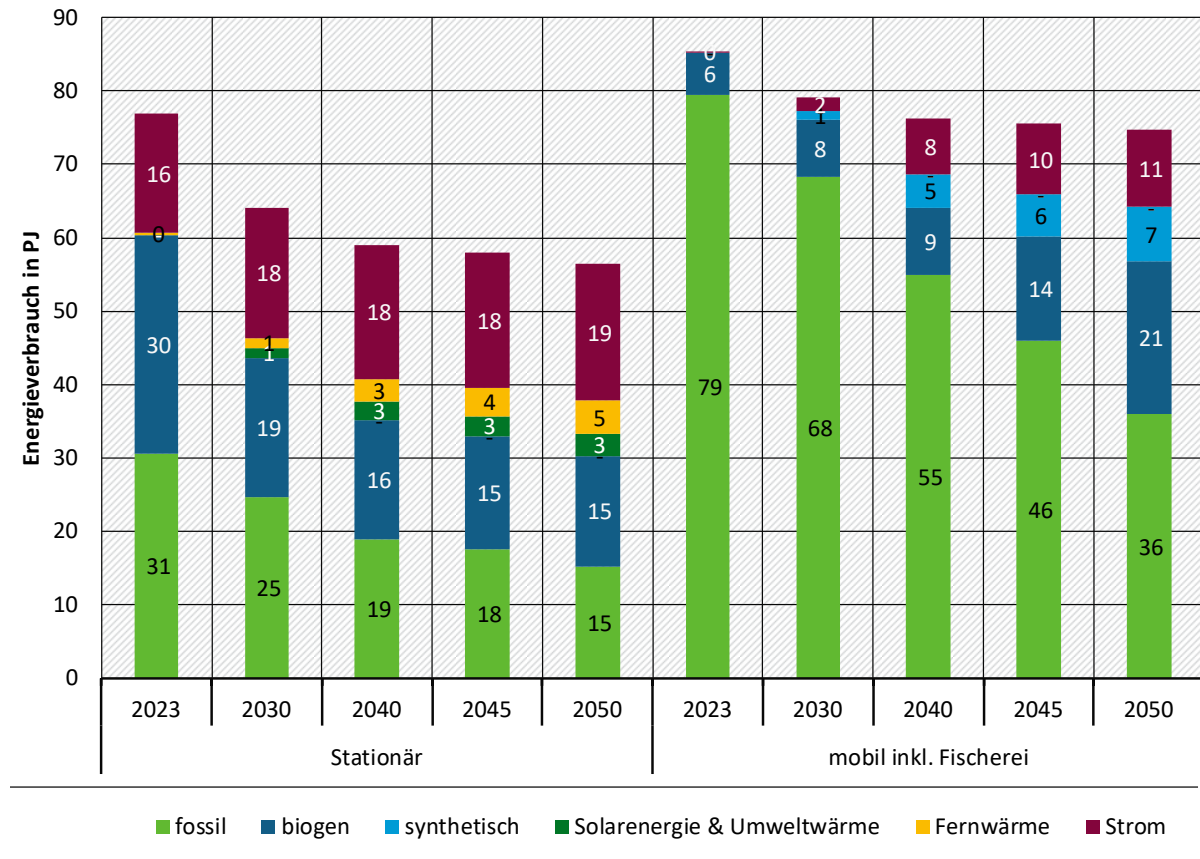
Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

Abbildung 76: Historische und projizierte Entwicklung der Stickstoffausbringung im MMS

Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

8.1.2 Entwicklung der energiebedingten Emissionen

Der projizierte Endenergieverbrauch im Landwirtschaftssektor im Bereich der Wärmenutzung, des Kraftstoffeinsatzes und des Stromverbrauchs sinkt von 162 PJ im Jahr 2023 auf projizierte 144 PJ in 2030. Davon entfallen auf den Stromverbrauch 16 PJ in 2023 und 20 PJ in 2030. Der projizierte Stromverbrauch steigt durch die zunehmende Elektrifizierung durch den Einsatz von Wärmepumpen und die Elektrifizierung der leichteren Landmaschinen. Der projizierte Energieverbrauch sinkt vor allem im Bereich der stationären Anwendungen (Stallheizung, Gewächshäuser, Getreidetrocknung etc.). Neben einer Änderung der Aktivitätsdaten wie z. B. rückläufigen Tierbeständen und damit einer Verringerung des Strom- und Wärmebedarfs wird auch die Energieeffizienz durch Sanierungen der landwirtschaftlichen Wohn- und Nutzgebäude, effiziente Stallheizungen und Trocknungsanlagen und die Förderung der Energieeffizienz von Gewächshäusern geringfügig gesteigert. Ein Großteil des projizierten Rückgangs des Energieverbrauchs ist allerdings auf die reduzierte Biogasnutzung zurückzuführen. Diese nimmt durch das Auslaufen der EEG-Anlagen aus der Förderung bis 2030 stark ab. Im Bereich des mobilen Kraftstoffeinsatzes sinkt der projizierte Energieverbrauch nur leicht und wird durch eine Verringerung der Nachfrage in Folge einer Ausweitung der Brachflächen und leichten Änderungen weiterer Aktivitätsdaten getrieben. Einsparungen durch die Ausweitung der Energieeffizienz spielen nur eine geringe Rolle und werden überwiegend durch die Förderung von Reifendruckanlagen initiiert. Auch nach 2030 kommt es laut Projektion zu einer weiteren Reduktion der Energienachfrage (Abbildung 77). Neben dem Rückgang der Tierbestände und der Änderung weiterer Aktivitätsdaten lässt sich dies auf die projizierte Steigerung der Energieeffizienz zurückführen. Die Energieeinsparung erfolgt vor allem im Bereich der fossilen Energieträger. Gleichzeitig sinkt aber auch die projizierte Biogasnutzung, bedingt durch die rückläufige Biogaserzeugung in den landwirtschaftlichen Betrieben.

Abbildung 77: Historische und projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS

Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut

Durch die projizierte Entwicklung der Aktivitätsdaten, die Steigerung der Energieeffizienz und den Einsatz der erneuerbaren Energien sinken die projizierten Emissionen der CRF-Kategorie 1.A.4.c von 8,3 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2023 auf 7,0 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 und bis zum Jahr 2045 auf 4,9 Mio. t CO₂-Äq. Neben dem Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz und CO₂-Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau tragen auch weitere Instrumente aus dem Gebäudesektor (z. B. Bundesförderung für effiziente Gebäude, Gebäude-Energiegesetz) oder z. B. die THG-Quote aus dem Verkehrssektor zur Minderung der Emissionen bei.

Die projizierte Emissionsreduktion erfolgt im Bereich der stationären Quellen, durch die Ausweitung der Energieeffizienz und den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern bzw. einen Wechsel zu Strom, aber auch durch rückläufige Tierbestände. Im Bereich des mobilen Kraftstoffeinsatzes erfolgt die projizierte Emissionsreduktion durch Effizienzmaßnahmen im Bereich der Landmaschinen (z. B. Reifendruckregelanlagen etc.) und eine Zunahme alternativer Kraftstoffe sowie durch leichte Änderungen der Aktivitätsdaten (Brachflächen etc.). Mittel- bis langfristig wird die projizierte Emissionsreduktion vor allem über den Einsatz von alternativen Kraftstoffen (Biokraftstoffe, Biomethan, PtL) bzw. einen Wechsel zu strombasierten Antrieben überwiegend im hofnahen Bereich erreicht.

Tabelle 73: Historische und projizierte Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS und MWMS

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stationäre Quellen	6,0	2,4	2,4	2,0	1,7	1,4	1,3	1,2	1,1
Mobile Quellen	5,6	5,5	6,3	5,9	5,6	5,2	4,8	4,5	4,3
Fischerei	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Gesamt	12,1	8,0	8,6	7,8	7,0	6,4	5,6	4,9	4,1

Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut

Anmerkung: Für die Zuordnung nach Klimaschutzgesetz werden die energiebedingten Emissionen aus der Wärmenutzung und dem Kraftstoffeinsatz hier berichtet.

8.2 Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024). Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im Landwirtschaftssektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung dargestellt, zunächst für das MMS (Tabelle 74 und Tabelle 75) und anschließend im MWMS (Tabelle 76 und Tabelle 77). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024) entnommen werden.

Die Berechnungen der Emissionen werden auf Basis der Modellierung der Aktivitätsdaten im Agrarsektormodell CAPRI mit dem Berichterstattungsmodell py-GAS-EM durchgeführt. Die Wirkung der einzelnen Maßnahmen wird durch schrittweise Einbeziehung der Maßnahmen in die Berechnungen quantifiziert. Dadurch können die ausgewiesenen Wirkungen trotz verschiedener Wechselwirkungen, z. B. im Bereich der landwirtschaftlichen N-Düngung, additiv dargestellt werden. Die Höhe der Wirkung einzelner Maßnahmen hängt aufgrund solcher Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen in den meisten Fällen von der Reihenfolge ab, in der diese in die Berechnungen einbezogen werden. Die Wirkungsangaben geben daher Größenordnungen im Kontext des insgesamt betrachteten Maßnahmenbündels wieder. Das gesamte MMS bzw. MWMS bildet die Wirkung einschließlich der Wechselwirkungen ab, soweit diese modellierbar sind.

8.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Tabelle 74: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Düngeverordnung	Umsetzung der Düngeverordnung (2020) und flankierender Förderprogramme (insbes. des Investitionsprogramms Landwirtschaft im Rahmen des Investitions- und Zukunftsprogramms des BMEL, welches über die Landwirtschaftliche Rentenbank bis Ende 2024 umgesetzt wurde, u. a. für emissionsarme Gülleausbringung). Berechnet wird die Wirkung einer Reduzierung des N-Mineraldüngereinsatzes um 14 kg N/ha LF im Jahr 2030 als Wirkung der aktuellen Düngeverordnung.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Minderung der Ammoniakemissionen	Maßnahmen mit Wirkung auf Ammoniakemissionen werden entsprechend des Szenarios „mit Maßnahmen“ (WM – with measures) des Nationalen Luftreinhalteprogrammes 2023 ⁹⁴ berechnet (emissionsarme Ställe, Wirtschaftsdüngerlagerung und -ausbringung aufgrund Umsetzung der Düngeverordnung und der TA Luft). Auch der Rückgang des Energiepflanzeneinsatzes in Biogasanlagen und der Tierbestände trägt zur Reduzierung der Ammoniakemissionen bei. Von 2020 bis 2030 gehen die Ammoniakemissionen unter diesen Annahmen um ca. 130 kt p. a. zurück.
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Einführung eines CO ₂ -Grenzausgleichs	Die Einführung eines CO ₂ -Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism) ab 2026 führt in Verbindung mit der Wirkung steigender EU-EHS-Preise zu erhöhten Düngerpreisen in der EU, da auch die Stickstoff-Düngemittelindustrie von diesen Instrumenten betroffen ist. Steigende Stickstoff-Preise am EU-Binnenmarkt führen zu einer Verminderung der N-Düngung ab 2030 um ca. 11 kg N/ha LF.
Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen	Im MMS wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Vergärung von Wirtschaftsdüngern am Gesamtaufkommen stabil bleibt. Aufgrund fehlender wirksamer Maßnahmen zur Ausweitung der Güllevergärung wird keine zusätzliche Wirkung quantifiziert.
Ausbau des Ökolandbaus	Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus von derzeit knapp 12 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche auf 15 % im Jahr 2030, entsprechend der im GAP-Strategieplan ab 2023 eingeplanten Fördermittel (statt Fortschreibung von 12 % Flächenanteil). Nach 2030 wird der Anteil statisch fortgeschrieben. Die Umstellung auf ökologischen Landbau wirkt sich vor allem über die Verringerung des Stickstoff-Mineraldüngereinsatzes aus.
Wiedervernässung von Moorböden - ELER- und Ländermaßnahmen	Aufgrund der Wiedervernässung von Moorböden gehen die Lachgasemissionen aus entwässerten Moorböden zurück (im Sektor Landwirtschaft werden nur die Lachgasemissionen aus entwässerten Moorböden berichtet, die CO ₂ -Emissionen dagegen im Sektor LULUCF; vgl. die entsprechende Maßnahme im Kapitel zu LULUCF).
Förderung der Energieeffizienz in Landwirtschaft und Gartenbau	Fortschreibung des Fördermitteleinsatzes des „Bundesprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau“. Für das Jahr 2024 stehen 24,55 Mio. Euro und für das Jahr 2025 stehen 23,5 Mio. Euro zur Verfügung. Ab dem Jahr 2026 wird eine Förderung in Höhe von 17,6 Mio. Euro jährlich fortgeschrieben. Berücksichtigt werden nur die Emissionseinsparungen aus dem stationären Wärmeverbrauch und dem mobilen Kraftstoffeinsatz.

⁹⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/nlrp2023>

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Weitere Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien	Die Ausweitung der Energieeffizienz und der Ausbau von erneuerbaren Energien werden über verschiedene Instrumente angereizt und gefördert (z. B. EEG, Bundesförderung effiziente Gebäude, GEG, EHS 2-Preis). Auf Grund von Modellrestriktionen und Datenverfügbarkeit kann die Instrumentenwirkung verschiedener Einzelinstrumente im Bereich des landwirtschaftlichen Energieverbrauchs (Wärme- und Kraftstoffverbrauch) nicht explizit modelliert werden. Die Instrumentenwirkung dieser Instrumente wird daher nur aggregiert dargestellt und im Modell als Restgröße ermittelt (Restgröße nach Entwicklung Aktivitätsdaten, Wirkung Bundesprogramm Energieeffizienz, Entwicklung Biogas etc.).
Aufhebung der Steuerbegünstigung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft (Agrardiesel)	Die vorliegenden Daten zum Kraftstoffeinsatz in der Land- und Forstwirtschaft zeigen keine eindeutigen Reaktionen auf kurzfristige Preisschwankungen auf den Kraftstoffmärkten. Es bleibt aber unklar, inwieweit langfristige Preissignale durch die Aufhebung der Agrardieselbegünstigung oder die CO ₂ -Bepreisung auch im Bereich der landwirtschaftlichen Nutzfahrzeuge Anpassungen auslösen werden (etwa mit Blick auf technische Parameter der Fahrzeugflotte, Einsatz alternativer Kraftstoffe oder Fahrverhalten). Auf Grund der Unsicherheiten erfolgt daher keine quantitative Abschätzung der Maßnahmenwirkung.
Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Tierhaltung	Die Wirkungen dieser Maßnahme werden nicht quantifiziert. Die gasdichte Lagerung von Wirtschaftsdünger in Verbindung mit einer Nutzung in der Biogasproduktion wird über die Maßnahme "Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen" abgebildet.
Forschungsinitiative zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030	Die Wirkungen dieser flankierenden Maßnahme werden nicht quantifiziert.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Tabelle 75: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.					
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Düngeverordnung	2017	1,08	1,05	1,01	1,01	1,01	1,00
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Minderung der Ammoniakemissionen	2017	0,25	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Einführung eines CO ₂ -Grenzausgleichs	2023	0,00	0,62	0,67	0,67	0,67	0,67
Ausbau des Ökolandbaus	2021	0,01	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wiedervernässung von Moorböden ¹⁾	2023	0,01	0,04	0,07	0,09	0,11	0,14
Förderung der Energieeffizienz in Landwirtschaft und Gartenbau	2021	0,18	0,34	0,50	0,66	0,82	0,98
Weitere Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien	2023	0,2	0,6	1,0	1,5	2,1	2,7

¹⁾ Anmerkung: Der weit überwiegende Teil der Wirkung dieser Maßnahme wird gemäß Richtlinien im Sektor LULUCF berichtet.

Quelle: Berechnungen des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Eine Abschätzung der Wirkungen der Senkung der Stickstoffüberschüsse ist nicht eindeutig möglich, da sich die N-Düngung in den letzten Jahren durch verschiedene Einflüsse stark verringert hat, was die Ableitung eines Szenarios „ohne Maßnahmen“ erschwert. Bei dieser Entwicklung spielen Dürrejahre, insbesondere im Jahr 2018, Rückgänge der Tierbestände, der Ausbau des Ökolandbaus sowie erhöhte Anforderungen im Düngerecht eine Rolle, seit 2022 auch die starken Preissteigerungen für Stickstoff-Mineraldünger aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine (siehe Osterburg 2024). Bereits vor dem Beginn des hier betrachteten Zeitraums ist es deshalb zu deutlichen Verminderungen der Lachgasemissionen aus der landwirtschaftlichen N-Düngung gekommen. Im Jahr 2024 (Vorjahresschätzung) lagen die Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden um 3,7 Mio. t CO₂-Äq. unter denen des Jahres 2016. Die angenommenen, weiteren Emissionsminderungen ab 2025 fallen demgegenüber geringer aus. Infolge der Verringerung der landwirtschaftlichen Ammoniakemissionen durch Umsetzung der Düngeverordnung (emissionsarme Ausbringung flüssiger Wirtschaftsdünger, Einsatz von Ureaseinhibitoren in Harnstoffdüngern) verringern sich die indirekten Lachgasemissionen aus der N-Deposition. Die Ausweitung des Ökolandbaus trägt durch den Verzicht auf mineralische N-Düngung zusätzlich zur Emissionsminderung bei. Die Lachgasemissionen aus entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorböden werden im Sektor Landwirtschaft berichtet. Durch Wiedervernässungsmaßnahmen, einer Maßnahme im LULUCF-Sektor, kommt es hier zu einer leichten Verringerung von Lachgasemissionen. Deutliche Reduzierungen der Emissionen werden im Bereich der direkten energiebedingten Emissionen erwartet.

8.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Tabelle 76: Umsetzung und Annahmen für die Bewertung der Instrumente im Landwirtschaftssektor im MWMS

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Ausbau des Ökolandbaus	Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus von ca. 12 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche im Jahr 2020 auf 18 % im Jahr 2030, unter der Annahme, dass die Förderung nach Ablauf der aktuellen Förderperiode der Gemeinsamen Agrarpolitik (2023 bis 2027) weiter ausgebaut wird, um die Ziele des KSP 2030 und der Nachhaltigkeitsstrategie umzusetzen. Nach 2030 wird der Anteil statisch fortgeschrieben.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Umsetzung des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz (ANK): Wiedervernässung von Moorböden, „Palu-Förderrichtlinie“	Wiedervernässung von Moorböden im Rahmen der Umsetzung des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz. Dadurch gehen die Lachgasemissionen aus der N-Düngung und aus entwässerten Moorböden zurück (vgl. entsprechende Maßnahmen im Kapitel zu LULUCF).

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Tabelle 77: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MWMS

Einzelmaßnahme1)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Ausbau des Ökolandbaus	2025	0,01	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15
Umsetzung des ANK: Wiedervernässung von Moorböden, „Palu-Förderrichtlinie“ ²⁾	2025	0,00	0,01	0,15	0,29	0,40	0,50

1) Anmerkung: Die ausgewiesene Minderungswirkung im MWMS ist zusätzlich zur bereits im MMS ausgewiesenen Maßnahmenwirkung, ist also additiv zum MMS zu verstehen.

²⁾ Der überwiegende Teil der Wirkung dieser Maßnahme wird gemäß Richtlinien im Sektor LULUCF berichtet.

Quelle: Berechnungen des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Im MWMS führt die Umsetzung weiterer Maßnahmen zu einer zusätzlichen Senkung der Lachgasemissionen. Dazu tragen der weitere Ausbau des Ökolandbaus und die umfassendere Wiedervernässung von Moorböden bei. Die in der Bio-Strategie 2030 des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft vom November 2023 (BMEL 2024) geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Ökolandbaus auf 30 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche wurden noch nicht berücksichtigt. Durch die künftige Konkretisierung und Umsetzung der Maßnahmen kann der Ausbau des Ökolandbaus erhöht werden, beispielsweise durch eine Erhöhung des Anteils von Bio-Lebensmitteln in der Gemeinschaftsverpflegung. Eine weitere Maßnahme mit hohem Minderungspotenzial ist die Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft, verbunden mit der gasdichten Lagerung der Gärreste. Die aktuellen Erfahrungen mit der Förderung von Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern zeigen, dass der angestrebte Ausbau der in Biogasanlagen eingesetzten Gülle aus Rinder- und Schweinehaltung unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht erreicht werden kann. Hinzu kommt, dass die Förderung zum Jahr 2024 eingestellt wurde. Daher wird in den Projektionen 2025 keine Ausweitung der Gülle- und Gärrestnutzung in Biogasanlagen angenommen.

8.3 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

Es wird auf die Publikation „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025“ verwiesen (Förster et al. 2025a).

8.3.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Im Bereich der energiebedingten Emissionen gab es leichte Veränderungen der Rahmendaten (Entwicklung der Tierbestände und Brachflächen etc.) als auch Änderungen der historischen Datenreihen in Bezug auf die Höhe des Energieverbrauchs. Diese Änderungen führen in der Summe zu einer geringfügigen Steigerung der projizierten Emissionen ggü. dem MMS 2024. Auf Grund einer Verringerung der Fördermitteleinsätze für das Bundesprogramm Energieeffizienz und CO₂-Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau ist auch die Instrumentenwirkung zur Einsparung der THG-Emissionen geringer.

8.3.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

Im Bereich des Kraftstoffeinsatzes erfolgte eine methodische Anpassung im Vergleich zum MMS 2024, die Auswirkungen auf die Entwicklung der energiebedingten Emissionen hat. Es wurde der flüssige Kraftstoffmix des Verkehrssektors 1:1 übernommen. Dieser enthält vor allem langfristig einen höheren Anteil an biogenen Kraftstoffen und PtL als im MMS 2024 angenommen wurde. Die führt zu einer Emissionsreduktion gegenüber dem MMS 2024.

8.3.3 Auswirkung auf Ergebnisse

Die Auswirkungen der Änderungen bei Rahmendaten, Instrumenten und methodischen Änderungen für die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft sind gering. Da sowohl emissionssteigernde als auch emissionsenkende Änderungen wirken, heben sich die Anpassungen in der Summe fast auf. Für das Jahr 2030 liegen die projizierten energiebedingten Emissionen des Landwirtschaftssektors (CRF 1.A.4.c) bei 7,0 Mio. t CO₂-Äq. Im MMS 2024 lagen sie bei 6,8 Mio. t CO₂-Äq. Durch die Rückrechnungen der historischen Daten lagen auch unterschiedliche Ausgangswerte vor.

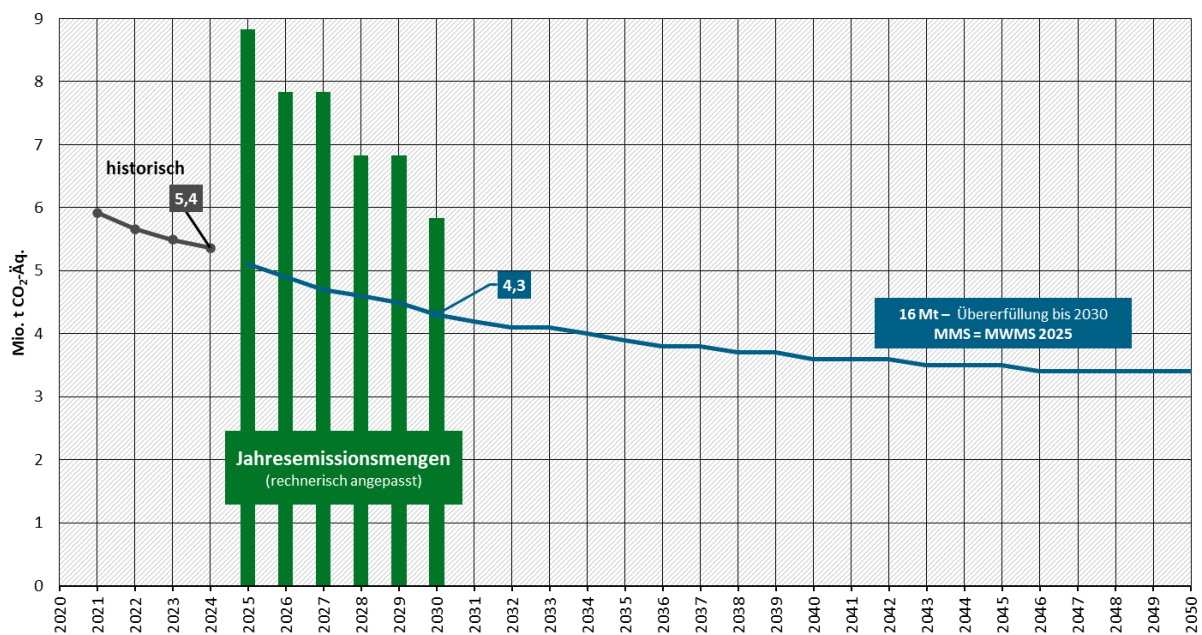
9 Abfallwirtschaft

Der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz ausschließlich die direkten Treibhausgasemissionen aus der Quellgruppe CRF 5 (Abfall und Abwasser) sowie CRF 6 (Sonstige)⁹⁵. Emissionen aus der Stromerzeugung durch Müllverbrennung werden der Energiewirtschaft bzw. der Industrie zugerechnet und dort bilanziert. Maßnahmen mit Bezug auf Recycling von nicht-organischen Stoffen werden im Sektor Industrie bilanziert. Für den Sektor Abfallwirtschaft wurde nur ein Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) berechnet, da zum Zeitpunkt der Festlegung der zu berücksichtigenden Instrumente keine geplanten aber noch nicht implementierten Maßnahmen für den Abfallsektor vorlagen (siehe auch Förster et al. 2024 für weitere Informationen).

Weitere Daten (Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (siehe Box 1).

9.1 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 78: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft



Quelle: UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut

Abbildung 78 zeigt die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2025 (dunkelblau). Die projizierten Treibhausgasemissionen des Sektors Abfallwirtschaft sinken im MMS bis 2030 auf 4,3 Mio. t CO₂-Äq. und bis zum Jahr 2050 auf 3,3 Mio. t CO₂-Äq. (Tabelle 78). Die Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von 5,8 Mio. t CO₂-Äq. wird damit um 1,5 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Betrachtet man den gesamten Zeitraum 2023 bis 2030, ergibt sich damit eine deutliche Zielübererfüllung.

Die Emissionen des Abfallsektors lassen sich in Methanemissionen (CH₄) sowie Lachgasemissionen (N₂O) aufteilen, welche im Folgenden kurz einzeln besprochen werden.

⁹⁵ Aktuell werden in Deutschland keine Emissionen in der CRF-Kategorie 6 berichtet.

Während die projizierten CH₄-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung, der Abwasserbehandlung und der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung gegenüber 2023 annähernd konstant bleiben, sinken die projizierten CH₄-Emissionen aus auf Deponien abgelagerten Abfällen drastisch. Neben dem Ablagerungsverbot für organische Abfälle seit 2005 wirken hier die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und zur optimierten Gaserfassung. Die projizierten CH₄-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung werden durch die Bevölkerungsentwicklung, die Ausweitung der separaten Bioabfallsammlung, die Reduktion der Lebensmittelabfälle und den Wechsel von der Kompostierung zur Abfallvergärung in unterschiedliche Richtungen beeinflusst und schwanken daher nur geringfügig über die Zeit.

Im Bereich der N₂O-Emissionen wurde wesentliches Minderungspotenzial vor allem im Bereich der Abwasserbehandlung bereits seit 1990 erschlossen. Die Emissionen im Bereich Abwasserbehandlung sind darüber hinaus eng an die Entwicklung der Bevölkerung gekoppelt und schwanken entsprechend dieser Entwicklung. Gleichzeitig sinken die projizierten N₂O-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung trotz der Getrenntsammlung biologischer Abfälle. Dies ist vor allem bedingt durch den Wechsel von Kompostierung zur Abfallvergärung und die Verbesserung der Anlagen für zusätzliche Vergärungskapazitäten. Insgesamt sinken daher die projizierten N₂O-Emissionen leicht bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2023.

Tabelle 78: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS und MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Abfalldeponierung	2,2	1,9	1,1	0,7	0,4	0,3	0,2
Bioabfallbehandlung	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Abwasserbehandlung	2,1	2,1	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1
Andere Bereiche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		8,8	5,8				

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), UBA (2025b), Modellrechnungen Öko-Institut

Im MMS unterschreiten die projizierten Emissionen des Abfallsektors im Jahr 2030 die Jahresemissionsmenge gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz. Durch eine Ausweitung der Maßnahmen zur Deponiebelüftung, der optimierten Gaserfassung und der Reduktion der Lebensmittelabfälle reduzieren sich die projizierten Emissionen bis 2030 deutlich, die Jahresemissionsmenge von 5,8 Mio. t CO₂-Äq. wird im Jahr 2030 um rund 1 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten (vgl. Tabelle 78). Bezüglich der mehrjährigen Gesamtrechnung ergibt sich in den Projektionen aus der kumulierten Differenz zwischen MMS und den Jahresemissionsmengen laut KSG eine projizierte Übererfüllung von 16 Mio. t CO₂-Äq. (siehe auch Abbildung 78).

Bis zum Jahr 2050 sinken die projizierten Emissionen des Abfallsektors auf 3,4 Mio. t CO₂-Äq. Gegenüber 1990 beträgt die projizierte Minderung 92 %, gegenüber 2005 83 % (Tabelle 79). Im Abfallsektor wurden damit wesentliche Anstrengungen zur Reduktion der Emissionen schon frühzeitig eingeleitet und umgesetzt. Vor allem mit dem Ablagerungsverbot organischer Abfälle seit dem Jahr 2005 gehen auch heute noch Emissionsminderungen einher. Mit der Ausweitung

der Deponiebelüftung und der optimierten Gaserfassung wird weiteres technisches Minderungspotenzial schon im MMS realisiert, und auch die Reduktion von Lebensmittelabfällen trägt zu Emissionsminderungen im Abfallsektor bei.

Tabelle 79: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige zwischen 1990 und 2050

	1990	2005	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2023	41,6	19,8	5,5						
MMS = MWMS				5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2023		-52,3	-86,8						
MMS = MWMS				-87,8	-89,5	-90,6	-91,3	-91,6	-91,9
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2023			-72,3						
MMS = MWMS				-74,5	-78,1	-80,3	-81,7	-82,5	-83,0

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

9.2 Instrumentenwirkung

9.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024).

Die Bewertung der projizierten Minderungswirkungen der Einzelmaßnahmen erfolgt im MMS gegenüber einem sektorspezifischen Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS). Es wird vorausgesetzt, dass die Deponieverordnung sowie das Kreislaufwirtschaftsgesetz auch im OMS wirksam sind, da diese bereits seit mehreren Jahren in Kraft sind und ihre Wirkung auch bereits in der Vergangenheit entfaltet haben. Das OMS bezieht daher die projizierte Entwicklung der Emissionen aus der Ablagerung von Abfällen auf Deponien inklusive der Deponieverordnung ein, aber nicht die Emissionsminderungen aus der Deponiebelüftung und der optimierten Gaserfassung. Darüber hinaus werden im OMS die projizierten Auswirkungen des erhöhten Bioabfallaufkommens in Folge des Kreislaufwirtschaftsgesetzes berücksichtigt, aber nicht die projizierte Reduktion der Lebensmittelabfälle. Die projizierten Minderungsabschätzungen erfolgen daher sowohl für die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und optimierten Gaserfassung als auch für die Reduktion der Lebensmittelabfälle.

Tabelle 80: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS gegenüber der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung (OMS)

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Deponieverordnung	Keine Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung, da Annahme, dass Deponieverordnung auch im OMS wirksam ist.
Kreislaufwirtschaftsgesetz	Keine Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung, da Annahme, dass Kreislaufwirtschaftsgesetz auch im OMS wirksam ist.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gaserfassung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung für die Deponiebelüftung basierend auf der Ermittlung der CH ₄ -Emissionen im Abfallmodell ohne Deponiebelüftung. Daten für die Minderung durch die optimierte Gaserfassung basierend auf Erfahrungswerten aus Projekten und Statistik.
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung auf Basis von Projektdaten aus der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative.
Vermeidung von Lebensmittelabfällen	Reduktion der Lebensmittelabfälle von aktuell jährlich 110 kg/Person (Destatis 2022) um 16,5 kg/Person bis zum Jahr 2030. Bewertung der Instrumentenwirkung im Vergleich zu einem OMS ohne Reduktion der Lebensmittelabfälle.

Quelle: Annahmen Öko-Institut. Für Details zu den Annahmen in Bezug auf die Instrumente siehe Förster et al. (2024).

Durch das Förderprogramm zur Deponiebelüftung wird gegenüber dem OMS im Jahr 2030 eine Minderung von ca. 0,2 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2040 eine Minderung von ca. 0,4 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Dazu kommen im Jahr 2030 eine Minderung von ca. 0,1 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2024 eine Minderung von ca. 0,02 Mio. t CO₂-Äq. aus der optimierten Erfassung von Deponiegas⁹⁶. Im Bereich der Lebensmittelabfallvermeidung liegt das Einsparpotenzial im Abfallsektor bei der angenommenen Ausgestaltung bei knapp 0,1 Mio. t CO₂-Äq. Diese Treibhausgase lassen sich reduzieren, wenn weniger Abfall anfällt, der behandelt werden muss. Insgesamt kann die Vermeidung von Lebensmittelabfällen zu einer weit höheren Reduktion der Emissionen führen, wenn dadurch weniger Lebensmittel produziert, transportiert und gelagert werden müssen.

Der projizierte Minderungsbeitrag durch die Förderung klimafreundlicher Abwasserbehandlung beträgt über den kompletten Betrachtungszeitraum jeweils unter 0,05 Mio. t CO₂-Äq. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die Mehrzahl der unter der entsprechenden Richtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative geförderten Projekte vornehmlich auf den Energiebedarf der Abwasserbehandlung abzielen, welcher im Bereich GHD und damit außerhalb des Abfallsektors bilanziert wird. Nur wenige der geförderten Projekte wirken auf die direkt entstehenden Emissionen in der Abwasserbehandlung.

Tabelle 81: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS

Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.					
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gaserfassung	2024	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3

⁹⁶ Deponiegas entsteht durch die Abbauprozesse von organischen Materialien in der Deponie. Im Laufe der Zeit reduziert sich diese Menge durch den Abbau und damit auch die Entstehung von Deponiegas. Da die Erfassung dieses Gases nur möglich ist, so lange dieses in ausreichender Dichte entsteht, sinkt entsprechend auch das Minderungspotenzial durch eine Optimierung dieser Deponiegaserfassung.

Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Förderprogramm zur optimierten Deponiegaserfassung	2024	0,0	0,1	0,0	0,0	-	-
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	2024	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
Vermeidung von Lebensmittelabfällen	2024	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

*Anmerkung: Emissionsminderungen, die in der Tabelle als 0,0 Mio. t CO₂-Äq. dargestellt sind, existieren, sind aber kleiner als 0,05 Mio. t CO₂-Äq. Werte, die exakt gleich 0 sind, sind mit „-“ dargestellt.

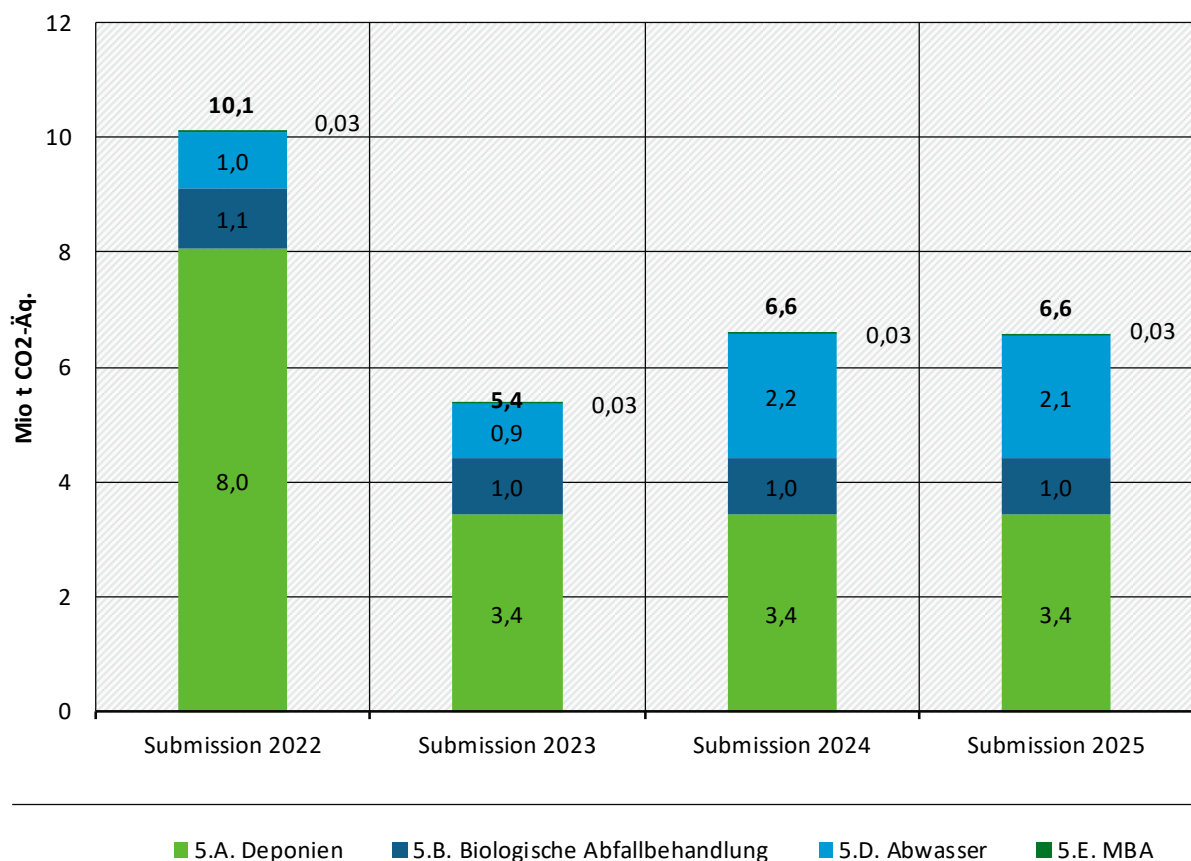
9.3 Delta-Analyse des Mit-Maßnahmen-Szenarios: Treibhausgas-Projektionen 2025 vs. Treibhausgas-Projektionen 2024

9.3.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Insgesamt gab es für die Modellierung des Abfallsektors in den Projektionen 2025 keine wesentlichen Änderungen gegenüber den Projektionen 2024. Die Entwicklung der Bevölkerung hat einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der Emissionen in den Bereichen Abfall- und Abwasserbehandlung, daher ergeben sich bei einer Anpassung der entsprechenden Projektionen auch leichte Änderungen in den Ergebnissen für die Emissionen im Abfallsektor. Für weitere Informationen zur Projektion der Entwicklung der Bevölkerung sei auf Kemmler et al. (2025) verwiesen.

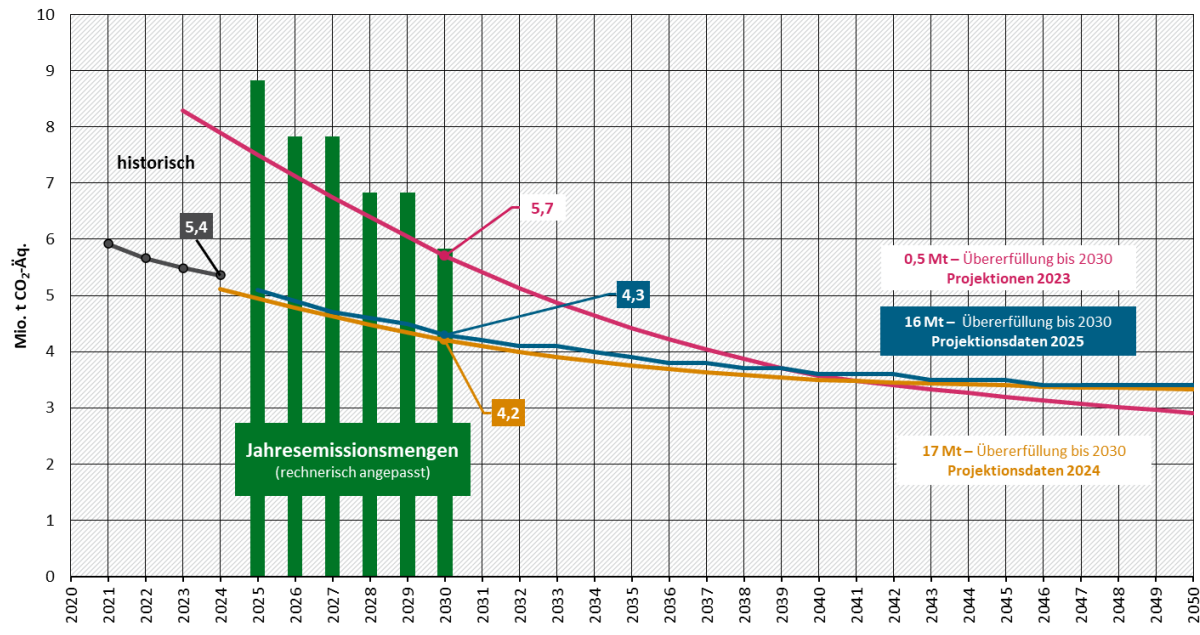
Darüber hinaus spielen durch die lang ablaufenden organischen Abbauprozesse die Zahlen für die historische Entwicklung der Emissionen im Abfallsektor eine wichtige Rolle für die Berechnung der Projektionen. Dies betrifft einerseits den Startwert der Projektionsberechnung, aber die Abschätzung des beispielsweise in Deponien noch enthaltenen Methanbildungspotenzials hat ebenfalls einen Einfluss auf die berechneten Projektionszahlen.

Hierbei gab es im Verlauf der Jahre 2022 bis 2024 verschiedene Anpassungen in der Berechnung der Emissionen in Deponien und bei der Abwasserbehandlung für die Erstellung der Treibhausgasinventare. Abbildung 79 zeigt die Emissionen des Abfallsektors des Jahres 2019, wie sie im deutschen THG-Inventar aufgeführt werden.

Abbildung 79: Vergleich der THG-Emissionen der CRF-Kategorie für das Jahr 2019 aus den Inventarsubmissions der Jahre 2022-2025

Quelle: UBA (2022), UBA (2023b), UBA (2023a), UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025)

Zwischen den Submissions der Jahre 2022 und 2023 erfolgte eine Anpassung der Berechnung der Methanemissionen in Deponien, welche dazu führte, dass der Wert für die Unterkategorie 5.A deutlich kleiner wurde. Für eine detaillierte Beschreibung der Hintergründe zu den Anpassungen in der Berechnung von Methanemissionen in Deponien sei auf Abschnitt 7.2.1.5 in UBA (2023b) verwiesen. Ebenso wurde die Berechnung der Emissionsfaktoren für Methan und Lachgas angepasst, was zu einer Neubewertung der Emissionen in der Unterkategorie 5.D. Abwasser führte. Details zu den Anpassungen im Bereich der Emissionsfaktoren für die Abwasserbehandlung (CRF 5.D.1.) in der Submission 2024 werden im Nationalen Inventardokument 2024 (UBA 2024b) beschrieben. Während diese Anpassungen in den vergangenen Jahren zu größeren Unterschieden auch in der Erstellung der Projektionen führten, zeigt Abbildung 79 auch, dass zwischen den Inventaren der Jahre 2024 und 2025 nur geringfügige Unterschiede bestehen. Die historischen Zahlen führen somit zu leichten Unterschieden in den Startwerten für die Berechnung der Projektion.

Abbildung 80: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2023, 2024 und 2025

Quelle: Wehmann et al. (2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Abbildung 80 zeigt die projizierten Entwicklungen der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2025 (dunkelblau) im Vergleich zum MMS der Projektionen 2023 (pink) und 2024 (gelb). Die Berechnungen für das MMS der Projektionen 2025 basieren, wie auch in allen anderen Sektoren, auf vorläufigen Daten entsprechend der Inventarsubmission des Jahres 2025, während die Projektionen der Jahre 2024 und 2023 jeweils auf den Inventaren der Jahre 2024 beziehungsweise 2022 basieren. Durch die Neuberechnungen sanken die Gesamtemissionen in der Submission 2024 gegenüber der Submission 2022 um ein gutes Drittel. Damit liegen die Ausgangswerte für das MMS in den Projektionen 2024 und 2025 unter denen der Berechnungen für den Projektionsbericht 2023. Daraus und aus den veränderten Emissionsfaktoren folgt eine Entwicklung der Emissionen im MMS der Projektionen 2024 und 2025, welche anfangs deutlich unter den Werten des Projektionsberichts 2023 liegen, dann jedoch abflachen und sich etwa auf dem Niveau des Jahres 2040 stabilisieren.

9.3.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

Es gab für die Projektionen 2025 keine methodischen Verbesserungen oder Veränderungen in der Modellierung gegenüber der Erstellung der Projektionen 2024.

9.3.3 Auswirkung auf Ergebnisse

Die Auswirkung der beschriebenen Änderungen in den Rahmen- und Inventardaten kann in Abbildung 78 nachvollzogen werden. Die blaue Linie beschreibt den Verlauf der Projektionsdaten 2025, während die gelbe Linie die Projektionsdaten 2024 abbildet. Beide Linien folgen dem gleichen Verlauf, weichen jedoch leicht voneinander ab. Während es nicht möglich ist, den exakten Anteil der unter 9.3.1 beschriebenen Änderungen zu quantifizieren, führt die Kombination der beschriebenen Unterschiede in den Inputdaten zu den leichten Abweichungen der Ergebnisse voneinander.

10 LULUCF

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und Harthan et al. (2024a). Es wurde entsprechend den Ergebnissen der Projektionen 2025 aktualisiert.

Der Sektor LULUCF entspricht der Quellgruppe CRF 4 LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry, auf Deutsch: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) und umfasst Kohlenstoffsenken und Treibhausgasemissionen aus Landnutzung und Landnutzungsänderungen sowie aus der Forstwirtschaft einschließlich Holzprodukten. In diesem Sektor können sowohl Quellen (positive Zahlen) als auch Senken (negative Zahlen) von Treibhausgasen auftreten. Die bedeutendsten Quellen von Treibhausgasen sind drainierte organische Böden (Moorböden), Mineralböden unter Ackernutzung, anthropogene stehende Gewässer (insbesondere Fischteiche) und die Verwendung von Torfprodukten in Blumenerden und Gartenbausubstraten. Die historisch bedeutendste Senke ist der Wald. Die mit der in anderen Sektoren verwendeten, inländisch erzeugten Biomasse verbundenen Emissionen (siehe Abschnitt 3.4.2) werden zum größten Teil im Sektor LULUCF verbucht, nicht in den Biomasse verwendenden Sektoren, was die Bewertung der kombinierten Effekte von Maßnahmen, die LULUCF betreffen, erschwert. Zum Zeitpunkt der Finalisierung des Instrumentenpapiers lagen noch nicht zu allen Punkten des „Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz“ (ANK) komplette und hinreichend konkretisierte und operationalisierte (Förder-)Richtlinien vor, so dass es nur in Teilen berücksichtigt werden konnte.

Weitere Daten sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (UBA 2025a).

10.1 Zentrale Ergebnisse

Die Nettobilanz des Sektors LULUCF beträgt im MMS im Jahr 2030 32,3 Mio. t CO₂-Äq., 2040 liegt sie bei 35,8 Mio. t CO₂-Äq. und 2045 bei 36,7 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS beträgt die Nettobilanz im Jahr 2030 31,9 Mio. t CO₂-Äq., 2040 liegt sie bei 32,4 Mio. t CO₂-Äq. und 2045 bei 31,5 Mio. t CO₂-Äq. (s. Tabelle 82 und Tabelle 83). In Tabelle 84 werden die Entwicklungen im LULUCF-Sektor insgesamt dargestellt. Für den Sektor werden nur absolute Änderungen der Nettoemissionen angegeben, prozentuale Minderungen von Emissionen werden für den LULUCF-Sektor nicht dargestellt. Da der Sektor sowohl eine Netto-Quelle (Angabe positiver Emissionen) als auch eine Netto-Senke (Angabe negativer Emissionen) für Treibhausgase sein kann, sind prozentuale Veränderungen nicht aussagekräftig.

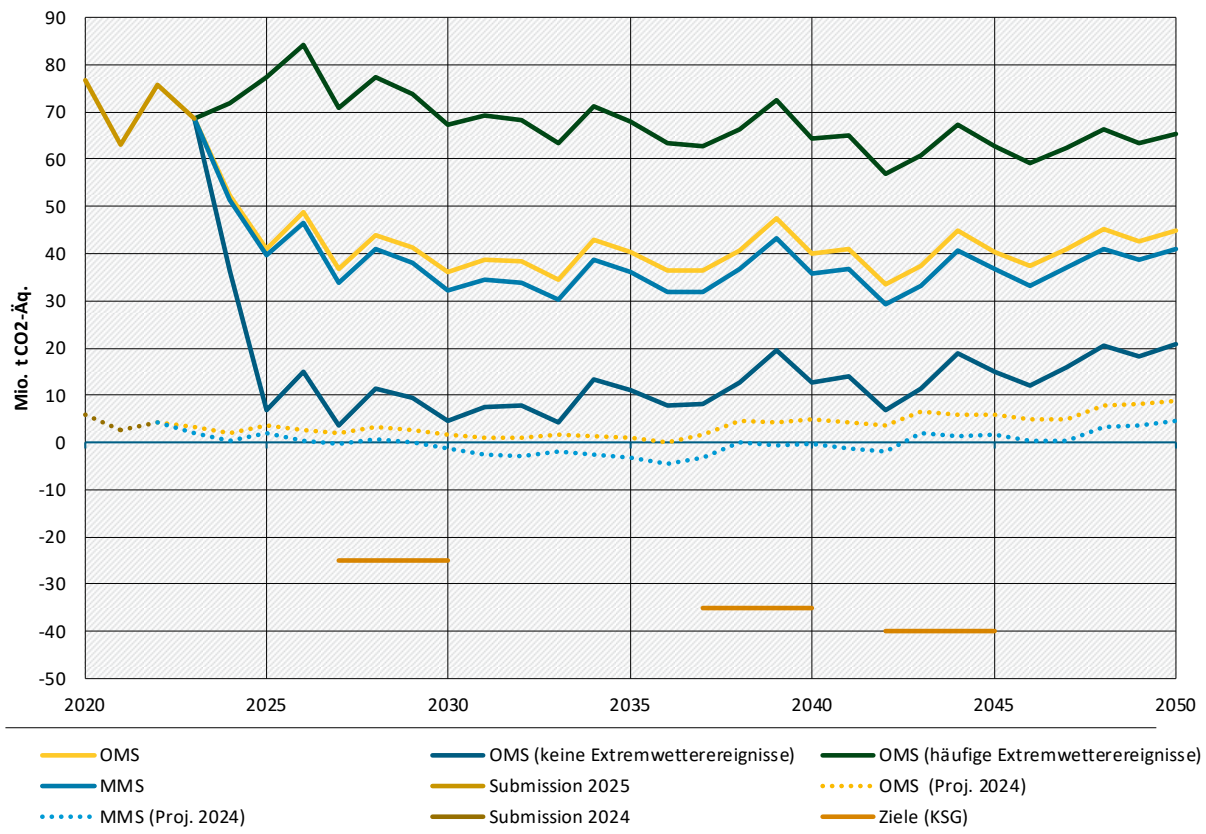
Die Entwicklung der projizierten Treibhausgasbilanz wird durch die Emissionen aus drainierten Böden, der Waldbiomasse und der Holzentnahme dominiert. Einen weiteren erheblichen Einfluss auf die projizierte Entwicklung haben die Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen, vor allem der Rückgang des Torfabbaus auf Null bis zum Jahr 2040 und die Wiedervernässung von Mooren.

Die LULUCF-Projektionen bauen auf einem Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) auf, welches aus historischen Trends der Landnutzung und der Waldentwicklung und dem Waldzustand sowie dem RCP4.5-Klimaszenario (DWD 2018) abgeleitet wurde. Da die Entwicklung des Waldes stark von Extremwetterereignissen abhängt, deren Auftreten und Ausmaß nicht vorhersagbar ist, wurden zwei zusätzliche Szenarien gerechnet, die günstige, aber eher unwahrscheinliche Bedingungen für den Wald (keine Extremwetterereignisse) und maximal ungünstige Bedingungen für den Wald (häufige Extremwetterereignisse) abbilden (siehe Kapitel 11.6).

Die im KSG für den LULUCF-Sektor festgelegten Zielwerte für 2030 von -25 Mio. t CO₂-Äq. (Mittelwert der jährlichen Emissionsbilanzen des jeweiligen Zieljahres und der drei vorhergehenden Kalenderjahre), für 2040 von -35 Mio. t CO₂-Äq. und für 2045

von -40 Mio. t CO₂-Äq. werden in allen Szenarien weit verfehlt (Abbildung 81). Selbst im sehr optimistischen OMS ohne Extremwetterereignisse ist der LULUCF-Sektor in keinem Jahr eine Netto-Senke von Treibhausgasen. Der erhebliche Unterschied zu den Projektionen 2024 ist eine Folge neuer Daten (vor allem der Vierten Bundeswaldinventur) und der methodischen Verbesserungen der Emissionsberichterstattung zwischen Submission 2024 und Submission 2025. So wurden die dramatischen Auswirkungen der Dürre ab 2018 und damit verbundener Kalamitäten auf den Wald endgültig quantifiziert.

Abbildung 81: Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS), mit Maßnahmen (MMS) und mit weiteren Maßnahmen (MWMS)

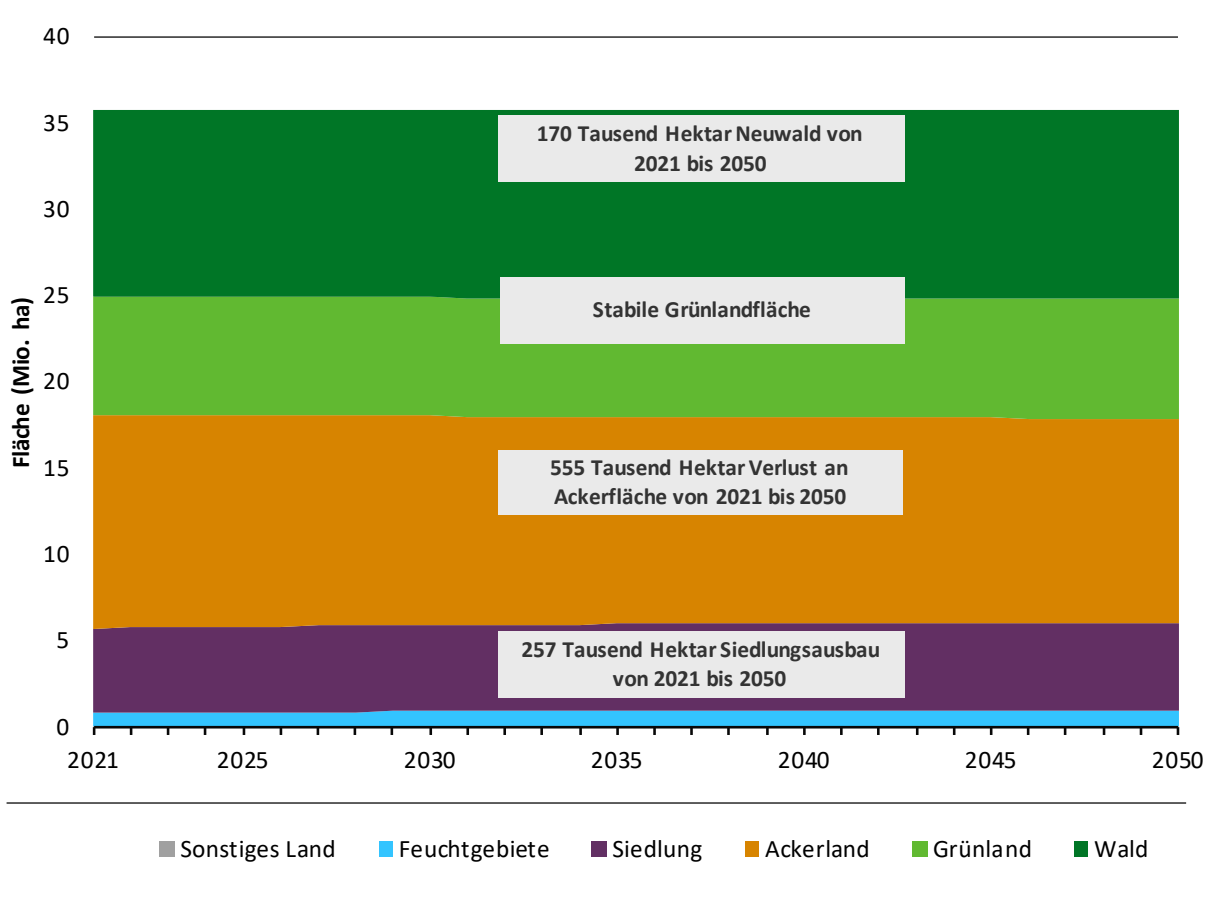


Anmerkung: Negative Zahlen entsprechen einer Senke für Treibhausgase.

Quelle: Wehmann et al. (2025), Modellrechnungen: Thünen Institut ,

In Abbildung 82 wird die Entwicklung der Flächennutzungskategorien im MMS gezeigt. Entsprechend des langjährigen Trends nimmt die Waldfläche bis 2050 in Deutschland weiter zu. Die Neuwaldbildung findet sowohl durch natürliche Waldentstehung (Sukzession), als auch durch Aufforstung statt. Geförderte Aufforstung spielt für diese Entwicklung jedoch keine wesentliche Rolle. Vor dem Hintergrund der Grünlanderhaltungsregeln in der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU und der Schutzregeln der Bundesländer bleibt die Grünlandfläche konstant. Die Ackerfläche nimmt aufgrund der weiteren Zunahme der Siedlungs- und Verkehrsfläche und des Ausbaus erneuerbarer Energien, insbesondere der Freiflächen-Photovoltaik, bis 2050 deutlich ab.

Abbildung 82: Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS



Quelle: Modellierung Thünen-Institut

Tabelle 82: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							
Wald	20,9	-12,9	-19,1	-14,2	-12,8	-12,1	-12,2
Ackerland	20,1	20,1	20,1	19,5	18,8	19,4	20,1
Grünland	23,7	25,4	24,3	23,4	22,8	21,8	24,4
Feuchtgebiete	8,8	8,6	7,6	7,4	6,9	7,3	7,9
Siedlungen	-0,2	-0,9	-0,1	0,2	0,3	0,5	0,9
Holzprodukte	-4,6	-0,7	-0,5	-0,3	-0,1	-0,2	0,0
Gesamt	68,7	39,5	32,3	36,0	35,8	36,7	41,0

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Thünen-Institut

Tabelle 83: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2023 und 2050 im MWMS

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.							

Kategorie	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wald	20,9	-12,9	-19,1	-14,2	-12,8	-12,2	-12,3
Ackerland	20,1	20,1	20,1	19,0	17,8	17,9	18,1
Grünland	23,7	25,4	24,0	21,5	20,2	18,1	19,4
Feuchtgebiete	8,8	8,6	7,6	7,4	6,8	7,2	7,8
Siedlungen	-0,2	-1,0	-0,1	0,4	0,4	0,7	0,9
Holzprodukte	-4,6	-0,7	-0,5	-0,3	-0,1	-0,2	0,0
Gesamt	68,7	39,4	31,9	33,8	32,4	31,5	33,9

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Thünen-Institut

Tabelle 84: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.													
Entwicklung 1990-2022	36,0	-6,6	4,7	21,3	5,3	5,7	76,7	68,7						
MMS									39,5	32,3	36,0	35,8	36,7	41,0
MWMS									39,4	31,9	33,8	32,4	31,5	33,9
	Mittelwerte über 4 Jahre und Ziele des KSG in Mio. t CO ₂ -Äq.													
Vierjahres-mittel										2027 bis 2030		2037 bis 2040	2042 bis 2045	
MMS										36,3		36,9	34,9	
MWMS										36,1		33,8	30,2	
Zielwerte KSG										-25,0		-35,0	-40,0	

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellrechnungen Thünen-Institut

10.2 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Förster et al. 2024).

Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im LULUCF-Sektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung dargestellt, zunächst für das MMS (Tabelle 85 und Tabelle 86) und anschließend für das MWMS (Tabelle 87 und Tabelle 88). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können Förster et al. (2024) entnommen werden.

Die Berechnungen wurden mit den Berichterstattungsmodellen LULUCFmod für die Landnutzung, MATRIX-Modell für Waldbiomasse und WoodCarbonMonitor für Holzprodukte durchgeführt. Die Wirkung von Landnutzungsänderungen und Wiedervernässung wurden im Modell LULUCFmod durch schrittweise Einbeziehung der Maßnahmen in die Berechnungen

quantifiziert. Die ausgewiesenen Wirkungen sind trotz verschiedener (eher geringer) Wechselwirkungen weitgehend additiv.

10.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Tabelle 85: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	Reduzierung der Neuinanspruchnahme auf 40 ha/Tag bis 2030, bis 2050 Rückgang auf null (lineare Abnahme). Der Ausbau von Freiflächen-PV wird hier nicht berücksichtigt, sondern separat betrachtet. Die Übergangswahrscheinlichkeiten für Landnutzungsänderungen zu Siedlung wurden so reduziert, dass die Nettoänderung der Siedlungsfläche den oben angegebenen Werten entspricht. Referenz ohne Maßnahme ist die Fortschreibung der Landnutzungs-Trends zwischen 2017 und 2022 mit einer Zunahme der Siedlungs- und Verkehrsfläche um ca. 67 ha pro Tag.
Flächenversiegelung und Ausgleichsflächen durch Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV	Flächenversiegelung durch Ausbau der Windkraft (inkl. Zuwegung) und neue Ausgleichsflächen für den Ausbau von Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik (Anlage von Feldgehölzen auf bisherigen Ackerflächen und Umwandlung Acker in Grünland), mit ca. 30.000 ha im Jahr 2030 und 90.500 ha im Jahr 2050. Referenz: ohne Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV.
Wiedervernässung von Moorböden – ELER- und Ländermaßnahmen	Umsetzung von Agrarumweltmaßnahmen zur moorschonenden Stauhaltung sowie Moorschutzprojekten der Länder entsprechend der im GAP-Strategieplan ab 2023 dokumentierten geplanten Maßnahmen. Die Maßnahmenbudgets werden über den aktuellen Planungszeitraum hinaus fortgeschrieben. Im Jahr 2030 werden auf ca. 54.000 ha Maßnahmen zur Wiedervernässung durchgeführt, vor allem auf Landwirtschaftsflächen, und im Jahr 2050 auf ca. 141.000 ha. Abbildung von vollständigen und teilweisen Wiedervernässungen durch Anpassung von Wasserstand und Emissionen der entsprechenden Flächen. Referenz: ohne diese Maßnahme.
Wiedervernässung von Moorböden - ANK-Förderrichtlinie 1000 Moore	Die Förderrichtlinie zielt auf die Wiedervernässung nicht genutzter, auch kleinerer Flächen auf Moorböden ab. Es wird angenommen, dass bis 2030 eine Wiedervernässung auf 8.889 ha erreicht wird und bis 2035 auf 20.000 Hektar. Danach wird diese Fläche konstant fortgeschrieben. Referenz: ohne diese Maßnahme.
Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	Die Umsetzung der Torfminderungsstrategie des BMEL (BMEL 2022) und auslaufende Abbaugenehmigungen führen bis 2040 zur Beendigung des Torfabbaus in Deutschland. Ehemalige Torfabbauflächen werden vollständig wiedervernässt. Emissionen aus Torfverwendung werden bis 2040 linear auf 0 reduziert, Fläche der Torfabbauflächen wird entsprechend reduziert mit Annahme einer vollständigen Wiedervernässung. Referenz: Fortschreibung der derzeitigen Torfnutzung.
Erhaltung und nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder und Holzverwendung, hier: Einschlagsstopp in alten Buchenwäldern	In der Periode 2023-2027 werden 400 ha Wald in Bundesbesitz mit der Hauptbaumart Buche ab einem Alter von 120 Jahren nicht mehr genutzt. Die Auswirkungen dieser Maßnahme sind so gering, dass sie nicht separat ausgewiesen wird.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland	Die Wirkungen werden nicht quantifiziert, da Änderungen der Bodenkohlenstoffvorräte in mineralischen Ackerböden aufgrund pflanzenbaulicher Maßnahmen mit den Daten und Methoden der Submission 2025 nicht abgebildet werden können. Die benötigten Datengrundlagen und Methoden werden derzeit aufgebaut.
Erhalt von Dauergrünland	Die Grünlanderhaltung ist eine Anforderung der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU, auch Ländermaßnahmen tragen zur Erhaltung bei. Die Maßnahme wird im MMS implizit abgebildet, es wird aber keine Maßnahmenwirkung quantifiziert, aufgrund der Schwierigkeit, ein belastbares „Ohne-Maßnahmen-Szenario“ für eine Maßnahme, die bereits so lange in Kraft ist, zu definieren.
Klimaangepasstes Waldmanagement - Honorierung der Ökosystemleistung des Waldes	Fünf Prozent der Fläche, für die eine Förderung beantragt wurde, werden der natürlichen Waldentwicklung überlassen, d. h. hier dürfen keine Nutzungen mehr stattfinden. Dies entspricht einer Fläche von 80.000 ha, auf der für 20 Jahre keine Holznutzung mehr stattfindet. Die Auswirkungen auf den Holz(producte)speicher (Harvested Wood Products, HWP) werden ebenfalls ermittelt und sind in die Maßnahmenwirkung eingerechnet.
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	Diese Maßnahme hat flankierenden Charakter, ihre Wirkungen werden nicht quantifiziert.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts

Tabelle 86: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.					
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	2021	-0,2	0,0	0,1	0,4	0,6	0,8
Flächenversiegelung und Ausgleichsflächen durch Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV	2023	-0,4	-1,1	-0,8	-0,1	0,0	0,1
Wiedervernässung von Moorböden - ELER- und Ländermaßnahmen	2023	-0,2	-0,8	-1,1	-1,5	-1,9	-2,1
Wiedervernässung von Moorböden - ANK-Förderrichtlinie 1000 Moore	2024	0,0	-0,2	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4
Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	2020	-0,4	-1,1	-1,6	-2,0	-2,0	-2,1

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsab- schätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Klimaangepasstes Wald- management	2023	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,1	-0,1

Ein kleiner Teil der Gesamtwirkung, nämlich die Veränderung der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden, wird im Sektor Landwirtschaft berichtet (siehe Kapitel zur Landwirtschaft). Negative Werte stellen in dieser Tabelle Kohlenstoff-Netto-Einbindungen dar, also THG-Minderungswirkungen, positive Werte sind Emissionen.

Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

Die Begrenzung der Flächenneuinanspruchnahme für Siedlungen und Verkehr im MMS reduziert die CO₂-Freisetzung nur kurzfristig. Langfristig erhöht die Maßnahme die CO₂-Emissionen, weil weniger mehrjährige Biomasse in neuen Siedlungsflächen etabliert wird und Emissionen aus Mineralböden unter Ackernutzung weiter auftreten, die durch Umwandlung zur Siedlung langfristig vermieden würden. Die separat betrachtete Flächenversiegelung durch den Ausbau der Windenergie fällt aufgrund geringer Flächenumfänge kaum ins Gewicht. Bedeutender ist die Zunahme der CO₂-Einbindung durch neue Feldgehölz- und Grünlandflächen als Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik. Die Wirkung nimmt dem Ausbau erneuerbarer Energien folgend bis 2035 zu und bis 2050 wieder ab. Die Wiedervernässung von Moorböden und die Beendigung des Torfabbaus sind die Maßnahmen des MMS mit den größten Minderungspotenzialen. Im Jahr 2020 wurden über 50 Mio. t CO₂-Äq. aus entwässerten Moorböden emittiert.

Die Maßnahme Humuserhalt und -aufbau im Ackerland kann auf Basis der Methoden der Submission 2025 nicht abgebildet werden. Notwendige Daten werden durch die derzeit laufende Wiederholung der Bodenzustandserhebung Landwirtschaft erhoben.

Die meisten Maßnahmen zur „Erhaltung und nachhaltigen Bewirtschaftung der Wälder und Holzverwendung“ dienen der Aufrechterhaltung einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung und der Sicherung der Existenz eines vitalen Waldes per se und können nicht in Bezug auf Klimaschutzleistungen evaluiert werden. Die Maßnahme „Einschlagstopp in alten Buchenwäldern“ ist von der Klimaschutzwirkung begrenzt, da einerseits wenig Fläche zur Verfügung steht und die Leistung je Flächeneinheit über die Zeit auch zurückgehen wird, da mit zunehmendem Alter die jährliche Neuaufnahme von Kohlenstoff zurückgeht, gleichzeitig jedoch das Risiko des Absterbens einzelner Bäume und ganzer Bestände zunehmen wird. Dies ist in der Modellierung nur bedingt abbildbar. Die Aussetzung der Nutzung im Rahmen des „klimaangepassten Waldmanagements“ bewirkt eine zeitweilige Erhöhung der Senke in lebender Biomasse und eine Reduktion des für HWP zur Verfügung stehenden Holzes, was jedoch mit dem Ende der Maßnahme (nach 20 Jahren) wieder zurückgeht. Diese Entwicklung wird zusätzlich durch Alterungsprozesse im Wald verstärkt und ist nicht nur auf die Maßnahmendauer zurückzuführen. Im MMS kommt es daher nach 2035 wieder zu einer deutlichen Abnahme der Netto-LULUCF-Senke (Abbildung 81).

Die Maßnahme „Erstaufforstung“ aus dem KSP2030 wird im MMS keine zusätzliche Wirkung entfalten, da der rechtliche Rahmen nicht angepasst wurde. Aktuell bedeutet die Umwandlung von landwirtschaftlichen Flächen in Wald einen hohen Wertverlust, der durch die Förderung nicht kompensiert wird. Sie ist daher für Grundbesitzer*innen unattraktiv und mit einer nennenswerten Umsetzung in die Praxis kann entsprechend nicht gerechnet werden.

10.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Tabelle 87: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MWMS gegenüber der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	Reduzierung der Neuinanspruchnahme auf 29,9 ha/Tag bis 2030, bis 2050 Rückgang auf null (lineare Abnahme). Der Ausbau von Freiflächen-PV wird hier nicht berücksichtigt, sondern separat betrachtet. Übergangswahrscheinlichkeiten für Landnutzungsänderungen zu Siedlung werden so reduziert, dass die Nettoänderung der Siedlungsfläche den Zielwerten entspricht. Referenz ist wie für alle weiteren hier dargestellten Maßnahmen das MMS.
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland: Heckenpflanzungen/ Agroforst	Die Anpflanzung von Gehölzen, zum Beispiel von Hecken, Knicks und Alleen, trägt zum Humusaufbau und Aufbau oberirdischer Biomasse bei. Die Anlage von Hecken/Agroforst kann im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe Agrarstruktur und Küstenschutz gefördert werden. Auf Grundlage des geplanten Budgets wird angenommen, dass bis zum Jahr 2030 5.831 ha neue Gehölze auf mineralischen Ackerböden angelegt werden, und bis zum Jahr 2040 11.980 ha.
Schutz von Moorböden, - ANK-Förderrichtlinie „Palu“	ANK-Förderung von Projekten zum Moorbodenschutz, mit einem angenommenen Budget von ca. 140 Mio. Euro pro Jahr ab dem Jahr 2025, das bis 2035 auf ca. 390 Mio. Euro ansteigt und dann fortgeschrieben wird. Im Jahr 2030 werden ca. 6.100 ha Moorböden wiedervernässt, bis 2050 ca. 275.000 ha, davon 40 % in Vernässungsstufe 1 (01. November bis 30. April: Wasserstand oberflächennah bis ≤ 5 cm; 01. Mai bis 31. Oktober: Wasserstand bis ≤ 10 cm) und ca. 60 % in Stufe 2 (01. November bis 30. April: Wasserstand oberflächennah bis ≤ 10 cm; 01. Mai bis 31. Oktober: Wasserstand bis ≤ 30 cm). Abbildung von vollständigen und teilweisen Wiedervernässungen durch Anpassung von Wasserstand und Emissionen der entsprechenden Flächen.
Holzbauinitiative	Die Wirkungen der Holzbauinitiative werden nicht quantifiziert, da noch Informationen zur konkreten Umsetzung fehlen.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts

Tabelle 88: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im LULUCF-Sektor im MWMS (Zusatzwirkung zum MMS*)

Einzelmaßnahme*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.					
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	2025	-0,1	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland: Heckenpflanzungen/Agroforst	2025	0,0	-0,2	-0,4	0,0	0,1	0,0

Einzelmaßnahme*	Wirkbeginn für die Wirkungsab- schätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK): Paludi-Richtlinie	2025	0,0	-0,2	-2,0	-3,7	-5,4	-7,3

*Anmerkung: Die ausgewiesene Minderungswirkung im MWMS ist zusätzlich zur bereits im MMS ausgewiesenen Maßnahmenwirkung, ist also additiv zum MMS zu verstehen. Negative Werte stellen in dieser Tabelle Kohlenstoff-Netto-Einbindungen dar, also THG-Minderungswirkungen, positive Werte sind Emissionen.

Ein kleiner Teil der Gesamtwirkung, nämlich die Veränderung der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden, wird im Sektor Landwirtschaft berichtet (siehe Kapitel zur Landwirtschaft).

Quelle: Modellierung Thünen-Institut

Im MWMS wird eine umfangreichere Wiedervernässung von Moorböden mit Förderung aus dem Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK) abgebildet. Diese erfolgt schrittweise, da die relevanten Flächen weit überwiegend in privater Hand liegen. Die Flächen müssen deshalb entweder erst von der öffentlichen Hand erworben werden, oder der Wertverlust aufgrund dauerhafter Bewirtschaftungsnachteile der Vernässung muss zu Beginn der Maßnahme finanziell ausgeglichen werden. Wiedervernässungsmaßnahmen können zudem nicht kurzfristig umgesetzt werden, weil sie einer umfangreichen hydrologischen Planung bedürfen und verschiedene Genehmigungsverfahren durchlaufen müssen. Das führt dazu, dass sich die Wirkungen trotz umfangreicher Förderung erst langsam, dafür aber langfristig stabil entfalten. Das Ziel der Nationalen Moorschutzstrategie, bis zum Jahr 2030 Emissionen in Höhe von 5 Mio. t CO₂-Äq. durch Moorbodenschutz zu reduzieren, wird deshalb unter Berücksichtigung der im MMS ausgewiesenen Maßnahmen (jedoch ohne die Wirkungen der Torfminderung) erst 2040 erreicht. Die geplanten Maßnahmen des ANK zur Ausweitung von Feldgehölzen werden im MWMS quantifiziert.

Die ausgewiesene Erhöhung der Emissionen durch den Rückgang des Siedlungsausbaus ist darauf zurückzuführen, dass die Wirkung zusätzlich zum MMS ausgewiesen wird. Im MWMS ist der Rückgang des Siedlungsausbaus nach 2030 geringer als im MMS, weil bereits bis 2030 ein stärkerer Rückgang erfolgt.

Für das MWMS ist keine Änderung der Aufforstungsförderung zu erwarten, eine Förderrichtlinie liegt nicht vor. Da statt der reinen Aufwandserstattung der Maßnahme kein Wertausgleich gefördert wird, der die Verluste durch die Umwandlung von landwirtschaftlichen Nutzflächen im Wald ausgleicht, werden keine zusätzlichen Aufforstungsflächen akquiriert werden können.

11 Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen der Projektionsberechnungen wurden 14 verschiedene Sensitivitäten analysiert. Die Auswahl basiert auf der Einschätzung der Modellierenden, welche Faktoren einen besonders großen Einfluss auf die Entwicklung der THG-Emissionen im Vergleich zum MMS haben. Aufgrund dieser Einschätzungen wurden entsprechende Sensitivitäten definiert, um die Auswirkungen der bestehenden Unsicherheiten auf die Emissionsentwicklung abzubilden. Sensitivitäten wurden für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr definiert, da diese einen wesentlichen Beitrag zu den Gesamtemissionen leisten und daher im Fokus der Analysen standen. Unabhängig davon wurden noch eine Reihe von Sensitivitätsrechnungen im LULUCF-Sektor durchgeführt.

Die Sensitivitäten können in zwei Kategorien eingeteilt werden:

- Trendsensitivitäten, die sich auf mehrere Sektoren auswirken und übergeordnete Entwicklungen abbilden.
- Einzelsensitivitäten, bei denen gezielt ein einzelner Parameter variiert wird, um dessen isolierte Wirkung auf die Emissionsentwicklung zu untersuchen.

Hinweis: Die Sensitivitätsberechnungen erfolgen ausschließlich auf Sektorebene und werden nicht integriert. Eine direkte Summierung oder Aggregation der sektoralen Teilergebnisse ist daher nicht möglich.

Die ausgewählten Sensitivitäten sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 89: Übersicht der Sensitivitäten

Sensitivität	Sektoren	Beschreibung	Anzahl Sensitivitäten
Verzögerter Infrastrukturausbau	Gebäude, Industrie, Verkehr	Verzögerung von Geschwindigkeit und Umfang des Ausbaus der für die THG-Emissionsminderung relevanten kritischen Infrastruktur	3
Fördergelder niedriger	Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie	Umfang und Kontinuität der staatlichen Förderprogramme geringer als im MMS	3
Fördergelder höher	Verkehr	Umfang und Kontinuität der staatlichen Förderprogramme höher als im MMS	1
Industrieproduktion höher	Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr	Abbildung einer höheren Entwicklung der Produktionsmengen ggü. dem MMS mit Auswirkungen auf den Güterverkehr und die Stromnachfrage	3
Industriestrompreis höher / niedriger	Industrie	Jeweils eine Sensitivität, die eine Erhöhung bzw. Senkung des Industriestrompreises im Vergleich zum MMS abbildet	2

Sensitivität	Sektoren	Beschreibung	Anzahl Sensitivitäten
Wärmepumpenstrompreis höher / niedriger	Gebäude	Jeweils eine Sensitivität, die eine Erhöhung bzw. Senkung des Wärmepumpenstrompreises im Vergleich zum MMS abbildet	2

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

11.1 Verzögerter Infrastrukturausbau

Diese Sensitivität untersucht die Auswirkungen eines langsameren Infrastrukturausbaus auf die THG-Emissionen. Sie betrifft folgende Bereiche:

- Wärmepläne und Gebäudeenergiegesetz (Gebäude)
- Wasserstoffinfrastruktur (Industrie, Verkehr)
- Netzausbau (Gebäude)
- Ladeinfrastruktur (Verkehr)
- Schieneninfrastruktur (Verkehr)

11.1.1 Annahmen

Es wurden folgende sektorspezifische Annahmen getroffen, um einen verzögerten Infrastrukturausbau darzustellen:

11.1.1.1 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor wird eine begrenzte bzw. verspätete Verfügbarkeit von Biomethan und Wasserstoff sowie ein verlangsamter Ausbau der Fernwärmenetze berücksichtigt. Diese Energieträger haben aufgrund der 65 %-Regel eine besondere Bedeutung (neben Wärmepumpen), sind jedoch stark von Entscheidungen in die notwendige Infrastruktur abhängig.

Zur Verdeutlichung der Rolle von Biomethan wird angenommen, dass die Kapazitäten für Biomethan in Deutschland nur begrenzt ausgebaut werden. Dies bedeutet, dass der Anteil von Biomethan im Gasnetz bis 2050 bei 15 % verbleibt. Im MMS ist gemäß § 71 GEG Abs. 9 eine schrittweise Erhöhung des Anteils erneuerbarer Brennstoffe vorgesehen, wenn zwischen 2024 und 2026 bzw. 2028 fossile Kessel verbaut werden.

Tabelle 90: Verfügbarkeit Biomethan MMS und Sensitivität

	2029	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	15 %	15 %	30 %	60 %	100 %	100 %
<i>Sensitivität</i>	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

Im MMS wird angenommen, dass die Bereitstellung von Wasserstoff von 2040 bis 2045 erfolgt und genügend Wasserstoff verfügbar ist. In der Sensitivität wird angenommen, dass die Bereitstellung erst bis 2050 erfolgt und lediglich 20 % der Gaskessel auf Wasserstoff umgerüstet werden können.

Tabelle 91: Verfügbarkeit Wasserstoff MMS und Sensitivität

	2029	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	100 %
<i>Sensitivität</i>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	20 %

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

Hinsichtlich des verzögerten Ausbaus der Wärmenetze werden die Annahmen zum Ausbau in den verschiedenen Wärmenetz-Regionen im Vergleich zum MMS verändert: Die Verfügbarkeit von Fernwärmeanschlüssen wird bis 2045 nur schrittweise erhöht, wodurch Gebäude länger auf fossile Heizsysteme angewiesen bleiben.

Im MMS werden drei verschiedene Wärmenetz-Regionen berücksichtigt. Region A umfasst die Gebäude mit bestehendem Anschluss an ein Wärmenetz. In dieser Region steht das Wärmenetz bereits zur Verfügung, es erfolgt keine Anpassung in der Sensitivität. Region B umfasst die Gebäude, die bereits in einem Wärmenetzgebiet liegen, aber noch nicht angeschlossen sind. In der Sensitivität wird angenommen, dass sich der Anschluss dieser Gebäude im Vergleich zum MMS verlangsamt. Region C umfasst die Gebäude, die ausreichend Wärmedichte aufweisen, jedoch noch in keinem Wärmenetzgebiet liegen. Im Vergleich zum MMS wird die Ausbaugeschwindigkeit in dieser Region halbiert.

Tabelle 92: Anteile der Fernwärmenetze in MMS und Sensitivität

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MMS Fernwärme Region B	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
<i>Sensitivität Fernwärme Region B</i>		40 %	60 %	80 %	100 %	100 %
MMS Fernwärme Region C	0 %	35 %	50 %	60 %	80 %	80 %
<i>Sensitivität Fernwärme Region C</i>		17,5 %	25 %	30 %	40 %	40 %

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

11.1.1.2 Industriesektor

Innerhalb des Industriesektors kommt den Subsektoren Metallerzeugung und Grundstoffchemie aufgrund der Höhe und der Zusammensetzung ihres Energiebedarfs eine besondere Bedeutung zu. Während in der Metallerzeugung – konkret der Roheisenherstellung – der größte Teil der industriell verwendeten Kohle (und kohlebasierten Energieträgern) eingesetzt wird, trifft dies für die Grundstoffchemie in Bezug auf ölbasierte Energieträger zu. Hinzu kommt relevante Erdgasnutzung zur Bereitstellung allgemeiner Prozesswärme. Eine Neuordnung dieser Energieträgerstruktur ist im MMS eine Grundvoraussetzung für die Erreichung einer

maßgeblichen Verringerung der Treibhausgasemissionen der Subsektoren und des Industriesektors im Ganzen. Zentrale Bedeutung hat die Verfügbarkeit von Wasserstoff – in der Metallerzeugung als Reduktionsmittel, in der Grundstoffchemie als Rohstoff. Allerdings ist diese Verfügbarkeit aufgrund der lokal hoch konzentrierten potenziellen Nachfrage stark von einem funktionierenden – und derzeit nicht vorhandenen – Wasserstofftransportnetz abhängig. Alternative Versorgungswege (Bahn, Schiff, Lkw) erscheinen jedenfalls jenseits frühen Hochlaufs und vergleichsweise kleineren Mengen nicht plausibel. Das MMS nimmt eine am geplanten Hochlauf des Wasserstoff-Kernnetzes (BNetzA 2024) orientierte Verfügbarkeitssteigerung von Wasserstoff an. Dies wird über die Preisannahme abstrahiert als schrittweiser Übergang von der Versorgung mit kleinen Mengen zum Anschluss an erste Leitungselemente bis hin zur Fertigstellung der aktuell geplanten Struktur codiert.

In dieser Sensitivität wird dieser Übergang, mithin der Hochlauf des Wasserstoff-Kernnetzes, verzögert angenommen (Tabelle 93). Der Rückgang des Wasserstoffpreises vom als prohibitiv angesehenen (MMS: bis 2025: 63 Euro/GJ) auf ein jedenfalls für erste, geförderte Projekte kurzfristig erträgliches Niveau (MMS 2030: 45 Euro/GJ⁹⁷) beginnt in der Sensitivität um 5 Jahre verzögert und läuft von dort aus parallel zum MMS (bleibt also stets über dem Preisniveau des MMS).

Diese Verzögerung bewirkt eine längerfristige Nutzung von Erdgas in den neu errichteten Direktreduktionsanlagen, sowie einen verzögerten Ausstieg aus der Nutzung bestehender Hochöfen. Gegenüber dem MMS sinken die Treibhausgasemissionen dieser Quellen daher langsamer. Auf die Wasserstoffnutzung in der Chemieindustrie hat diese Sensitivität kaum Einfluss, da diese bereits im MMS sehr niedrig ist.

- Parameter: Späterer Hochlauf von H₂ im Stahlsektor
- Annahmen: Verzögerte Umstellung auf H₂-DRI aufgrund verspäteter Wasserstoffinfrastruktur führt zu längerer/verstärkter Nutzung von Erdgas und Kohle in der Stahlproduktion.

Tabelle 93: Annahmen zum Wasserstoffpreis im MMS und in der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“ der Industrie [Euro/GJ]

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	63,3	44,8	39,5	36,3	34,2	32,2
<i>Sensitivität</i>	63,3	63,3	44,8	39,5	36,3	34,2

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.1.1.3 Verkehrssektor

In dieser Sensitivität ist wie im Industriesektor der verspätete Aufbau des Wasserstoffkernnetzes und damit verbunden eine reduzierte Verfügbarkeit und höhere Einkaufspreise von grünem Wasserstoff (RFNBO) angenommen. Weitere Infrastrukturrestriktionen sind für die Ladeinfrastruktur für Lkw sowie für die vollständige

⁹⁷ Langfristig sinkt der Wasserstoffpreis im MMS auf unter 40 Euro/GJ. Wasserstoff ist damit noch immer nicht günstig – die wasserstoffbasierte Direktreduktion erreicht aber um 2040 negative Differenzkosten (vergleiche Abbildung 35). In der Sensitivität verschiebt sich dieser Zeitpunkt um 2 Jahre – maßgeblich ist aber die höhere Differenz um 2035. Dort sind die Differenzkosten in der Sensitivität gegenüber dem MMS um etwa 60 % erhöht.

Einführung und der dafür notwendigen baulichen Maßnahmen eines Taktfahrplans im Schienenverkehr angenommen.

- ▶ Die Annahme des zeitlich verzögerten Aufbaus einer grünen Wasserstoffversorgungs- und der notwendigen Transport- und Verteilinfrastruktur ist über ein zeitlich verzögertes Absinken der Einkaufspreise für RFNBO-Wasserstoff (Verzögerung um 5 Jahre; siehe auch Industriesektor) sowie ein hartes Cap für dessen Verfügbarkeit bis zum Jahr 2032 abgebildet.
- ▶ Die Ladeinfrastrukturrestriktionen sind in der Modellierung der Sensitivität ebenfalls über eine Preiserhöhung abgebildet. Die Ladepreise an öffentlichen Ladepunkten sind in der Modellierung bis zum Jahr 2032 erhöht. Hinzu kommt, dass in der Modellierung die Auswahlmöglichkeit für batterieelektrische Lkw bei der Neuzulassung für Nutzungsprofile mit langen Nutzungsprofilen bis zum Jahr 2032 eingeschränkt ist. Für die Verkehrsnachfragemodellierung mit ASTRA-M wird zusätzlich noch angenommen, dass sich die Transportgeschwindigkeit von batterieelektrischen Lkw um 0,2 % p. a. verlangsamt.
- ▶ Die Einschränkungen bei der Wasserstoffverfügbarkeit und für die Nutzung der batterieelektrischen Lkw führen dazu, dass im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge die für Deutschland angenommene Übererfüllung der europäischen Flottenzielwerte unwahrscheinlich und auch modellseitig nicht erfüllbar ist. Aus diesem Grund wurde für die Sensitivitätsrechnung angenommen, dass für die Neuzulassungen der Lkw in Deutschland mindestens die in der Verordnung genannten Minderungsanforderungen für die gesamte EU zu erreichen sind. Indirekt wird damit also abgebildet, dass im Vergleich zum MMS in anderen EU-Mitgliedsstaaten mehr emissionsfreie Lkw zugelassen werden müssen.
- ▶ Eine Verschiebung der Umsetzung des Deutschlandtaktes auf das Jahr 2070 führt in der Modellierung zu der Annahme, dass sich die Reisegeschwindigkeit im Schienenverkehr verlangsamt. Im Personenverkehr sind es bis zu 6 % längere Reisezeiten. Im Schienengüterverkehr beläuft sich die Verschlechterung auf bis zu 9 %.

Tabelle 94: Übersicht über Annahmen in der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturaufbau“ im Verkehrssektor

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wasserstoffpreis in Euro/GJ – „Verzögerter Infrastrukturausbau“	92,4	92,4	76,2	64,9	58,7	54,9
Wasserstoffpreis in Euro/GJ – „MMS“	92,4	76,2	64,9	58,7	54,9	52,9
Begrenzung für Wasserstoffnutzung im Verkehr in TWh – nur in „Verzögerter Infrastruktur-ausbau“	1	3	-	-	-	-
Einschränkung von Nutzungsprofilen mit langen Tagesfahrleistungen für batterieelektrische Lkw bei der Neuzulassungsmodellierung in % (ggü. MMS)	-	-15	-	-	-	-

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Relativer Preisanstieg der Preise bei öffentlichen Ladepunkten für Lkw in % (ggü. MMS)	-	15	-	-	-	-
Durchschnittliche Emissionsminderungsanforderung (Mindestanforderung) bei neu zugelassenen Lkw ggü. Referenzwert der Regulierung in % – „Verzögerter Infrastrukturausbau“	16	45	65	90	90	90
Durchschnittliche Emissionsminderungsanforderung (Mindestanforderung) bei neuzugelassenen Lkw ggü. Referenzwert der Regulierung in % – „MMS“	16	55	75	92,5	92,5	92,5
Verschlechterung der Reisezeiten auf der Schiene nach Verschiebung der Fertigstellung des Integrierten Taktfahrplans (Deutschlandtakt) von 2050 auf 2070 im Schienenpersonenverkehr in % (ggü. MMS)	0,2	1,4	2,5	3,7	4,8	6
Verschlechterung der Reisezeiten auf der Schiene nach Verschiebung der Fertigstellung des Integrierten Taktfahrplans (D-Takt) von 2050 auf 2070 im Schienengüterverkehr in % (ggü. MMS)	0	2	7	9	9	9

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

11.1.2 Ergebnisse

Tabelle 95 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung „verzögerter Infrastrukturausbau“ in den jeweiligen Sektoren, dargestellt als Differenz zu den Gesamtemissionen. Da für die Sensitivitätsrechnungen ein vereinfachter methodischer Ansatz gewählt wurde, erfolgte keine erneute Gesamtabstimmung der sektoralen Ergebnisse. Daher können die Werte der einzelnen Teilergebnisse nicht addiert werden.

Tabelle 95: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „verzögerter Infrastrukturausbau“

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gesamtemissionen MMS (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.253,0	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sensitivität S2: verzögerter Infrastrukturausbau (Differenz zum MMS)							
<i>Sektor: Gebäude</i>		0	0	4,5	5,8	11,5	5,3
<i>Sektor: Industrie</i>		0	3,3	10,1	7,3	6,2	6,0
<i>Sektor: Verkehr</i>		0,3	-2,3	-1,9	-2,9	-2,5	-2,5

Hinweis: Die Sensitivitäten wurden sektoral berechnet; eine direkte Aggregation der Ergebnisse ist nicht möglich.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five

11.1.2.1 Gebäudesektor

Aufgrund der im Vergleich zum MMS geringen Verfügbarkeit von Fernwärme verbleiben in der Sensitivität bis 2030 mehr fossile Energieträger. Gleichzeitig erhöht sich der Endenergieverbrauch grüner Gase als Erfüllungsoption für die 65 %-Regel. Aufgrund der geringeren Verfügbarkeit steigt auch die Sanierungsaktivität, welche in einem geringeren Endenergieverbrauch resultiert. Im Jahr 2030 unterscheiden sich die beiden Szenarien bezüglich der THG-Emissionen kaum, da die erhöhte Sanierungsaktivität die erhöhten fossilen Energien ausgleicht. Zudem greift die Anforderung zur Nutzung von 15 % erneuerbaren Energien.

Nach 2030 liegen die THG-Emissionen jedoch deutlich höher als im MMS. Der verzögerte Ausbau der Wärmenetze sowie die begrenzte Verfügbarkeit von Biomethan und Bioheizöl erhöhen die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.

11.1.2.2 Industriesektor

Der in der Sensitivität angenommene verzögerte Hochlauf wasserstoffbasierter Direktreduktion im Subsektor Metallerzeugung verlangsamt den Ausstieg aus der kohlebasierten Hochofenroute und erzeugt vor allem in der Mitte der 2030er Jahre eine große Differenz zum MMS – in jener Phase der Modellierung also, in der im MMS bereits ein steiler Anstieg der Technologiediffusion stattfindet, in der Sensitivität jedoch nicht (Tabelle 95). Von den gut 10 Mio. t CO₂-Äq. Differenz in 2035 sind etwa 55 % auf die weitere Nutzung von Kohle und kohlebasierten Energieträgern zurückzuführen. Weitere 34 % entstehen durch die verstärkte Nutzung von Erdgas als Überbrückung in jenen Direktreduktionsanlagen, die dennoch in Betrieb genommen werden. Der Rest verteilt sich auf weitere fossile Energieträger, die durch die geringere Attraktivität von Wasserstoff in der allgemeinen Prozesswärme stärker als im MMS eingesetzt werden.

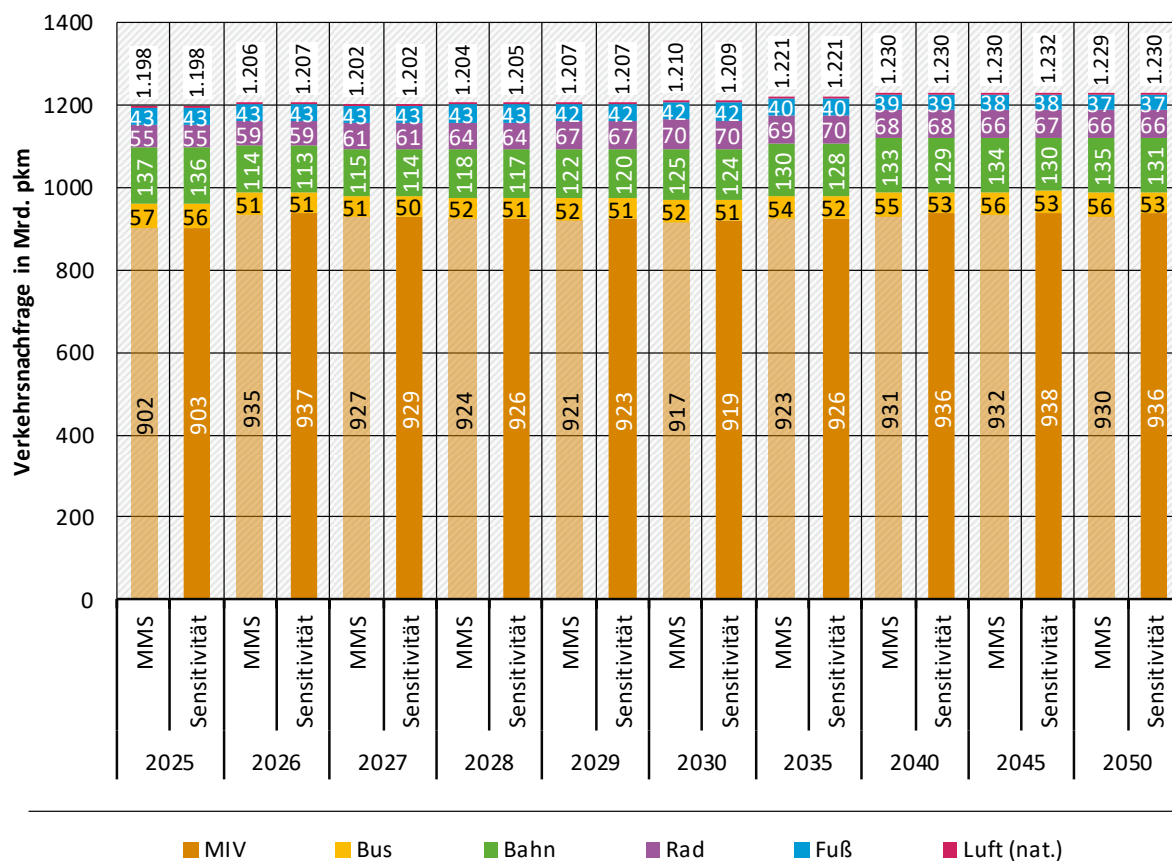
Mit dem Abflachen des Preiserückgangs von Wasserstoff nach 2035 sinkt auch die Wirkung dieser Sensitivität.

11.1.2.3 Verkehrssektor

Die in der Modellierung in der Sensitivität angenommenen Infrastrukturverzögerungen führen in direkter Wirkweise zu relevanten Veränderungen in der Personenverkehrsnachfrage und bei den Neuzulassungen für Lkw. Bei der Verkehrsnachfrage verringert sich die über den Schienenverkehr abgewinkelte Verkehrsleistung und es findet eine Verlagerung zum Straßenverkehr statt. Dies ist die Folge der veränderten Reisezeiten des Schienenverkehrs in der Verkehrsmodellierung, die sich aus der Verzögerung der Einführung eines Taktfahrplans auf das Jahr 2070 ergibt. Dieser Effekt setzt sich über den gesamten Zeitraum fort und steigert sich

kontinuierlich (siehe Abbildung 83), ist in seiner Wirkung aber tendenziell gering (Steigerung der MIV-Verkehrsleistung gegenüber MMS: 2030: 0,2 %; 2040: 0,5 %; 2050: 0,7 %).

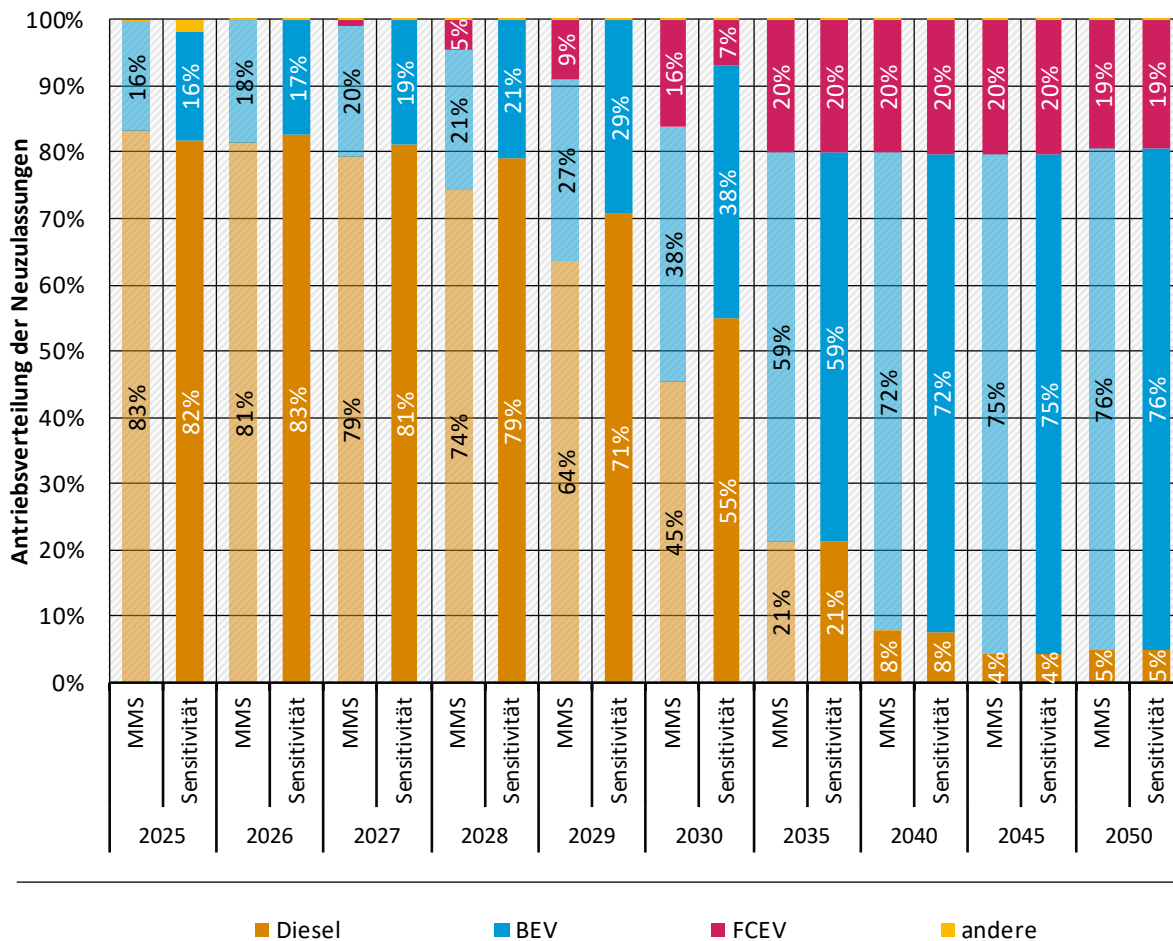
Abbildung 83: Vergleich der projizierten Personenverkehrsnachfrage zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Durch die Einschränkungen für die Nutzung von batterieelektrischen und Brennstoffzellen-Lkw verringert sich der Anteil der neuzugelassenen Nullemissions-Lkw deutlich. Dies geht vor allem auf einen reduzierten Anteil an Brennstoffzellen-Lkw zurück, weil für diese Lkw die eingeführte Begrenzung der Verfügbarkeit von RFNBO-Wasserstoff stärker wirkt als die im Modell eingefügten Nutzungseinschränkungen und höheren Preise für die batterieelektrischen Lkw (siehe Abbildung 84). Beide Effekte haben die Wirkung, dass sich ein höherer Kraftstoffverbrauch und damit tendenziell höhere THG-Emissionen im Verkehrssektor einstellen.

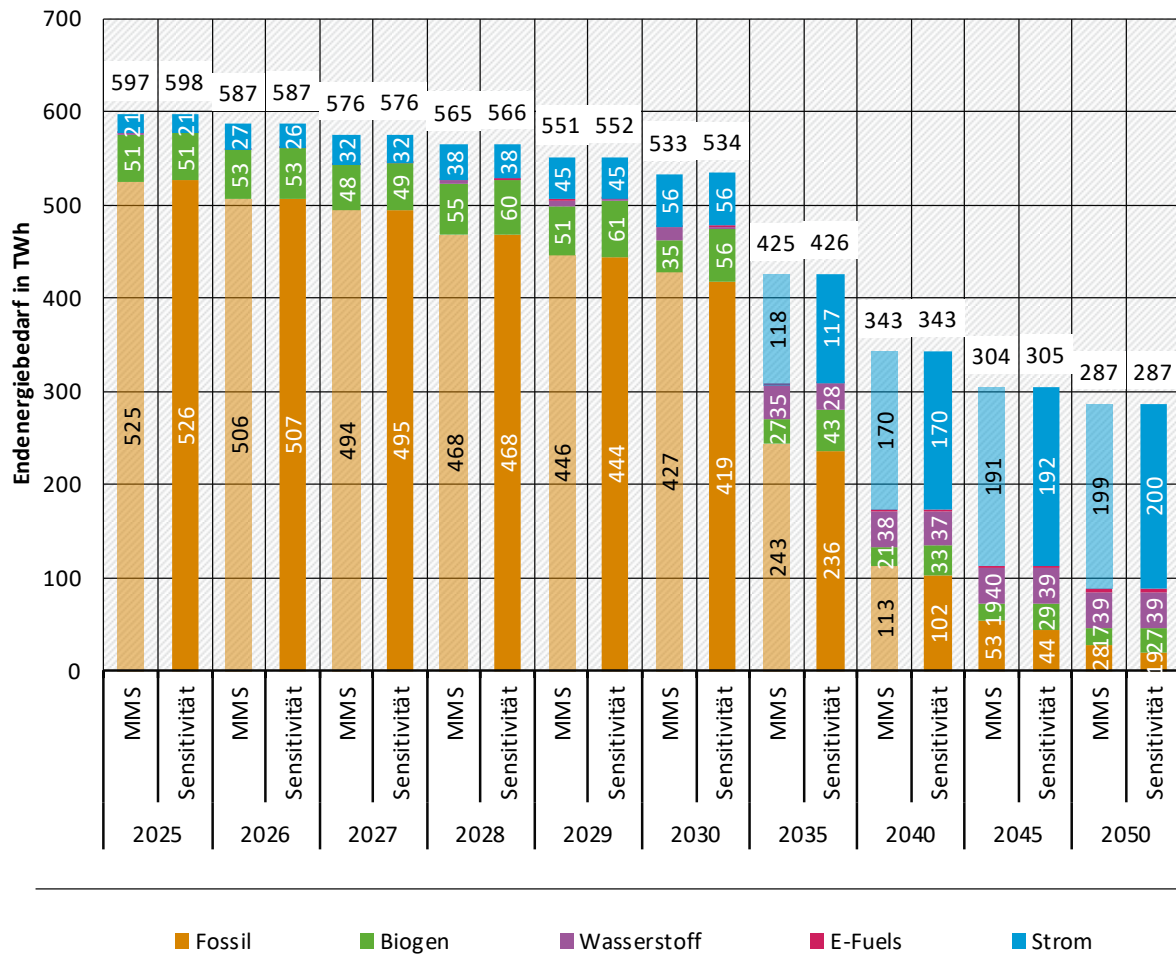
Abbildung 84: Vergleich der projizierten Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (Lkw >12t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

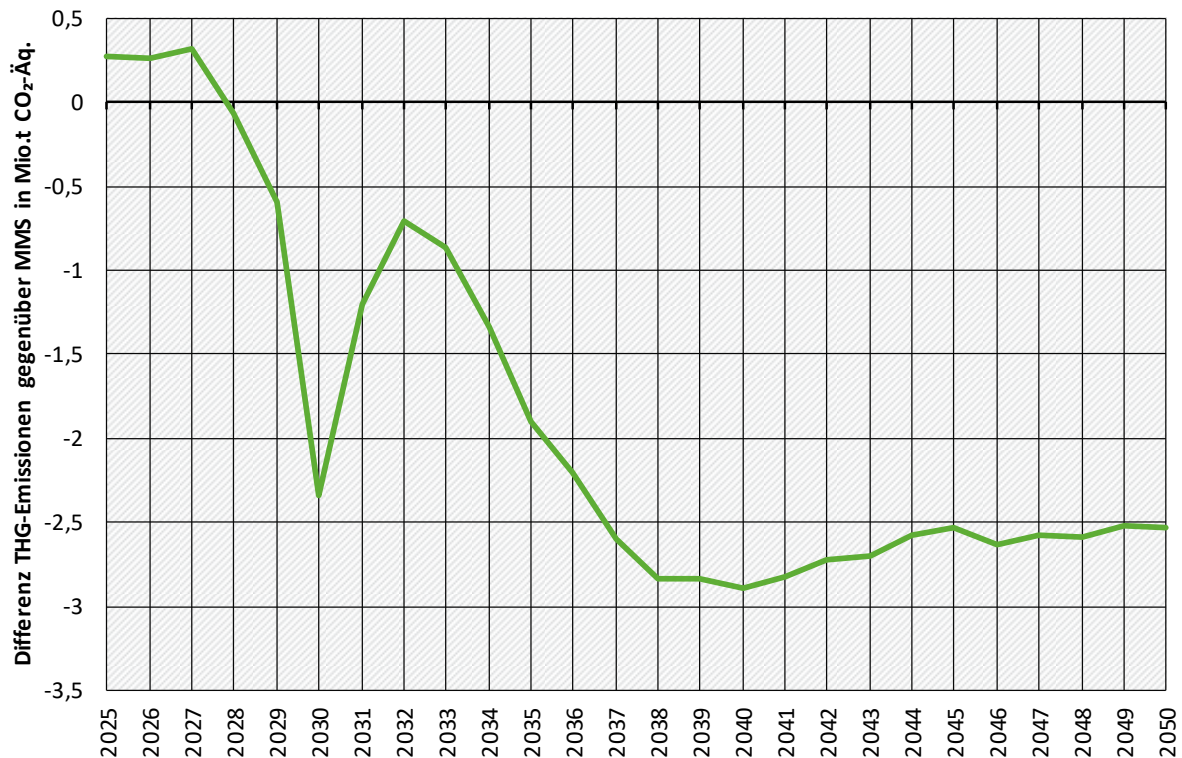
Höhere THG-Emissionen sind in Abbildung 86 für den Zeitraum bis zum Jahr 2027 auch zu erkennen. Danach stellen sich in der Sensitivität jedoch niedrigere THG-Emissionen ein. Dies ist die Folge der THG-Quote. Dadurch, dass geringere Mengen an RFNBO-Wasserstoff zur Einhaltung der THG-Quote beitragen, steigt der Bedarf an Biokraftstoffen, um die Minderungsanforderungen der THG-Quote zu erreichen. Da als RFNBO definierter Wasserstoff mit einer Mehrfachanrechnung von 3 in die THG-Quote eingeht, Biokraftstoffe je nach Art und Anteil des Kraftstoffs jedoch ohne Mehrfachanrechnung bzw. mit dem Faktor 2 zur Zielerfüllung der THG-Quote beitragen, wird eine im Vergleich zum MMS größere Menge und höherer Anteil an Kraftstoffen nachgefragt (Abbildung 85), die in der THG-Inventarrechnung keine Emissionen aufweisen.

Abbildung 85: Vergleich der projizierten Endenergienachfrage im Verkehr zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Abbildung 86: Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“



Anmerkung: positiv Werte bedeuten Mehremissionen gegenüber dem MMS

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Der Peak für das Jahr 2030 im Verlauf der THG-Emissionsunterschiede ist damit zu erklären, dass im MMS eine geringere Menge an Biokraftstoffen zur Zieleinhaltung der THG-Quote benötigt wird als in den vorigen Jahren. In der Sensitivität ist im Jahr 2030 kein starker Sprung vom Vorjahr in das Jahr 2030 zu erkennen, so dass sich in der Differenzbetrachtung zwischen dieser Sensitivität und dem MMS für das Jahr 2030 der dargestellte Peak ausbildet.

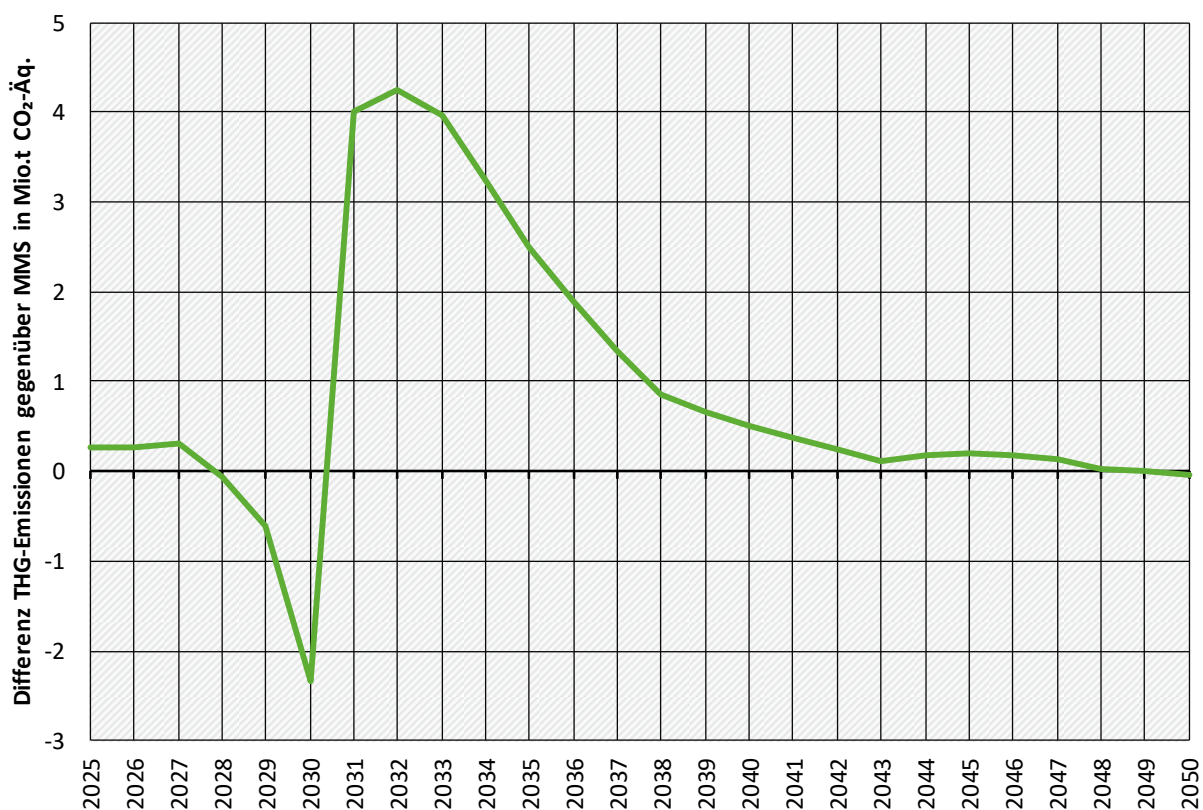
Nach dem Jahr 2030 steigt die Differenz zwischen der Sensitivität und dem MMS zunächst kontinuierlich und verbleibt ab 2040 auf einem relativ stabilen Niveau. Diese Unterschiede ergeben sich aus der Annahme für die Abbildung der THG-Quote nach dem Jahr 2030. In der Parametrisierung der THG-Quote wurde für den Zeitraum nach 2030 angenommen (Förster et al. 2025a), dass bei den Biokraftstoffen der energetische Anteil bezogen auf den Referenzwert der THG-Quote ab dem Jahr 2030 konstant bleibt. Da der energetische Anteil der Biokraftstoffe im Jahr 2030 in der Sensitivität höher ist als im MMS, sind in der Sensitivität langfristig die Biokraftstoffanteile und -mengen höher als im MMS. Dadurch steigt der Emissionsunterschied zwischen der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau“ und den Projektionen 2025 von dem Jahr 2031 bis ca. zum Jahr 2040 kontinuierlich an. Aufgrund der starken Elektrifizierung in beiden Szenarien sinkt die Differenz zwischen der Sensitivität und dem MMS wieder leicht ab.

Insgesamt ist jedoch zu beobachten, dass die Unterschiede zwischen der Sensitivität und dem MMS bis zum Jahr 2030 tendenziell gering sind. Für den Zeitraum bis 2030 verringern sich die THG-Emissionen kumuliert um 2,2 Mio. t CO₂-Äq. Das Zusammenspiel aus THG-Quote und den übrigen relevanten Instrumenten wie den CO₂-Flottenzielwerten führt auch in dieser Sensitivität dazu, dass sich ein relativ robuster Emissionsverlauf einstellt. Die Unterschiede für den

Zeitraum nach 2030 hängen jedoch auch relevant von der Parametrisierung der THG-Quote⁹⁸ nach dem Jahr 2030 ab.

Eine Alternativrechnung der Sensitivität, in der für die Biokraftstoffe für den Zeitraum nach 2030 die energetischen Anteile des MMS (bezogen auf den Referenzwert der THG-Quote) für den Zeitraum nach 2030 angenommen wurde⁹⁹, weist nach dem Jahr 2030 zunächst THG-Mehremissionen von jährlich rund 4 Mio. t CO₂-Äq. auf. Dies erklärt sich durch die niedrigere Beimischung der Biokraftstoffe nach dem Jahr 2030. Die erhöhten Emissionen repräsentieren tendenziell die direkte Wirkung der Infrastruktureinschränkungen für Nullemissions-Lkw und im Schienenverkehr, ohne eine relevante Anpassung gegenüber dem MMS der Beimischungsanteile von Biokraftstoffen für den Zeitraum nach 2030¹⁰⁰. Diese Differenz geht aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrs jedoch bis 2050 quasi auf null zurück.

Abbildung 87: Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Verzögerter Infrastrukturausbau – alternative Entwicklung der Biokraftstoffmengen nach 2030“



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

⁹⁸ Eine Novellierung der THG-Quote ist durch die notwendige Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bis zu den Projektionen 2026 zu erwarten.

⁹⁹ Im MMS ist der Biokraftstoffanteil im Jahr 2030 geringer und dadurch sind in dieser Berechnung weniger Biokraftstoffe abgebildet.

¹⁰⁰ Bis zum Jahr 2030 ist weiterhin die heutige Ausgestaltung der THG-Quote in der Modellierung berücksichtigt.

11.2 Fördergelder (Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Verkehr)

11.2.1 Annahmen

11.2.1.1 Energiewirtschaft

In der Energiewirtschaft wurde die Sensitivität zur Absenkung der Fördergelder wie folgt umgesetzt:

- Annahmen: Die Förderung im Rahmen der BEW (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze) läuft 2028 aus. Es erfolgt kein weiterer Zubau ab 2030 (MMS: BEW läuft im MMS nach 2028 weiter bis 2050 mit jeweils 1 Mrd. Euro/a Fördervolumen).
- Umsetzung der Parameteranpassung: Die Höhe der thermischen Leistung von Großwärmepumpen, Elektrodenkesseln und Biomassekessel wurde auf dem Niveau des Jahres 2030 eingefroren.

Tabelle 96: Installierte Leistung an alternativen Wärmeerzeugungstechnologien in der Energiewirtschaft in MMS und Sensitivität

Alternative Wärmeerzeugungstechnologien	Szenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		MWth					
Großwärmepumpe	MMS	900	3900	5600	7300	8600	9100
	<i>Sensitivität</i>	900	3900	3900	3900	3900	3900
Elektrodenkessel	MMS	1400	3100	4800	6600	8300	10000
	<i>Sensitivität</i>	1400	3100	3100	3100	3100	3100
Biomassekessel	MMS	1689	1940	2160	2440	2660	2700
	<i>Sensitivität</i>	1689	1940	1940	1940	1940	1940

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

11.2.1.2 Gebäudesektor

Das Budget der Bundesförderung für effiziente Gebäude ist eine zentrale Säule im Instrumentarium des Gebäudesektors. In den Projektionen wird unterstellt, dass die Förderung über den gesamten modellierten Zeitraum zur Verfügung steht. Diese Annahme ist mit Unsicherheit behaftet, weshalb an dieser Stelle betrachtet wird, welche Wirkung ein geringeres Förderbudget bis 2050 hat. Konkret wird angenommen, dass das Budget für die energetische Sanierung von Gebäuden und Heizungstausch ab 2026 im Vergleich zum MMS halbiert wird. Bis 2050 verbleibt das Budget dann auf diesem Niveau.

Tabelle 97: Fördergelder in Mrd. Euro für Sanierungen und Heizungstausch in MMS und Sensitivität

	2025	2030 - 2050
	Mrd. Euro	
MMS - Sanierung	3,2	2,8
<i>Sensitivität - Sanierung</i>	3,2	1,4
MMS - Heizungstausch	2,1	7,5
<i>Sensitivität – Heizungstausch</i>	2,1	3,8

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

11.2.1.3 Industriesektor

Für die überwiegende Mehrheit der im MMS berücksichtigten Maßnahmen und Technologien zur Verringerung industrieller Treibhausgasemissionen bestehen zum Szenariostart und hinein in die 2030er Jahre erhebliche Mehrkosten gegenüber der fossilen Bestandstechnologie. Die Modellierung geht davon aus, dass Investitionen in Anlagen mit jedenfalls geringfügig höheren Produktionskosten nicht getätigt werden und mithin dort keine CO₂-armen Produkte erzeugt werden, die ihre fossile Konkurrenz ersetzen könnten. Das EU-EHS verringert diese Lücke, der Effekt reicht aber nicht, um plausibel eine frühe autonome (förderungsunabhängige) Diffusion der relevanten Vermeidungstechnologien anzunehmen.

Entlang der für das MMS definierten Instrumente (siehe Förster et al. 2024) decken Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren diese Lücke – entsprechend ihrer Möglichkeiten, die durch die Förderbedingungen und ihre Budgetausstattung definiert sind. Dabei setzen Förderbedingungen die Kriterien der Verteilung der Fördermittel fest, die Budgets den Umfang. Das für die Modellierung der Sensitivität berücksichtigte Budget setzt sich aus den im Instrumentenpapier hinterlegten Summen und deren Modifikation durch Förderbedingungen zusammen. Diese Modifikation besteht aus vier Elementen: Für die Klimaschutzverträge werden 30 % des im Instrumentenpapier angegebenen Budgets verwendet – der Rest dient als Absicherung. Die beiden Module des BIK werden im Mittel zu 20 % durch Länder kofinanziert (ihr Budget wird entsprechend erhöht). Zusätzlich bieten diese beiden Instrumente (und der EU-EHS-Innovationsfonds) lediglich eine anteilige Förderung (BIK 40 %, Innovationsfonds 60 %). Für diese Instrumente wird aufgrund der daher weniger attraktiven Förderbedingungen eine Ausschöpfung unter 100 % angenommen (BIK 70 %, Innovationsfonds 80 %). Das effektive Budget (Summe aller Instrumente 2020-2040) liegt damit bei etwa 90 % des im Instrumentenpapiers angegebenen Budgets.

Die Förderung kann zwei Formen annehmen. Als CAPEX-Förderung werden Investitionen in neue Anlagen gefördert. Dies geht einher mit der Deckung von energiebedingten Betriebsmehrkosten (OPEX) gegenüber dem fossilen Verfahren¹⁰¹.

In der Sensitivität „Fördergelder“ werden Förderbedingungen nicht verändert, die Verteilung bleibt daher gleich. Die Förderbudgets allerdings werden um 30 % gekürzt (Tabelle 98). Um dies

¹⁰¹ Die Modellierung betrachtet keine Einzelprojekte, daher ist mit dieser Methode nicht impliziert, dass individuelle Vorhaben sowohl CAPEX- als auch OPEX-Förderung erhalten. Die CAPEX-Förderung wirkt modellintern als Impuls, der den OPEX-Förderbedarf erzeugt und so erfassbar macht.

auszugleichen, werden die Förderungen anteilig ebenso gekürzt – die Mittelausschöpfung liegt im MMS und in der Sensitivität bei knapp unter 100 %.

- Parameter: Fördergelder für klimaneutrale Prozesse
- Annahmen: Verringerung des effektiv zur Verfügung stehenden Fördermittelbudgets von 2021 bis 2030 von etwa 32 Mrd. Euro auf etwa 23 Mrd. Euro (-30 %); Verringerung des effektiv zur Verfügung stehenden Fördermittelbudgets von 2031 bis 2040 von etwa 12 Mrd. Euro auf etwa 8 Mrd. Euro (-30 %).

Tabelle 98: Fördermittelbudget klimaneutrale Prozesse in MMS und Sensitivität „Fördergelder“ der Industrie

	2021-2030	2031-2040
	Mrd. Euro	
MMS	32,3	12,1
Sensitivität	22,6	8,5

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.2.1.4 Verkehrssektor

Im Bereich der Sensitivität zu Fördergeldern wurden für den Verkehrssektor zwei Parameter ausgewählt. Zum einen eine Erhöhung der Fördergelder für den Ausbau der Radverkehrsinfrastruktur und zum anderen die Erhöhung der Bundeszuschüsse zum Ausbau des ÖPNV. Die Erhöhung der Fördergelder wurde ausgewählt, da die bestehenden Zuschüsse des Bundes entweder gesetzlich festgelegt sind (d. h. die ÖPNV-Förderung) und für diese tendenziell eine Erhöhung diskutiert wird bzw. eine Fortschreibung der Zuschüsse von Mitteln angenommen wurde, die in der bisherigen Haushaltsplanung ab dem Jahr 2029 nicht mehr eingeplant sind (Förderung Radverkehrsinfrastruktur).

Die von 2024 bis 2030 im Haushaltsplan hinterlegten Bundeszuschüsse für die Förderung der Radverkehrsinfrastruktur in Deutschland summieren sich im MMS auf etwas mehr als 2 Mrd. Euro. Zusammen mit den Fördermitteln der Länder und der Kommunen werden damit jährlich durchschnittlich 11 Euro pro Person in den Ausbau der Radverkehrsinfrastruktur investiert. Im Nationalen Radverkehrsplan (NRVP 3.0) wurden als Zielwert jedoch 30 Euro pro Person und Jahr formuliert. Um die Wirkung dieser Zielsetzung auf die Verlagerung hin zum Radverkehr mit den Wirkungen der Förderung im MMS zu vergleichen, wurde diese Sensitivität im Bereich der Fördergelder festgelegt.

Die zweite Anpassung gegenüber dem MMS betrifft die Förderung des ÖPNV. Im MMS wurde die Verlagerungswirkung der Erhöhung der GVFG-Mittel von 1 Mrd. auf 2 Mrd. Euro jährlich ab 2025 mit einer Dynamisierung von 1,8 % jährlich plus 5,25 Mrd. Euro an zusätzlichen Regionalisierungsmitteln bis 2031 gerechnet. Eine Steigerung der Attraktivität des ÖPNV und damit der Verlagerungswirkungen vom MIV hin zum ÖPNV bedarf jedoch zusätzlicher Mittel, weswegen als Sensitivität die Erhöhung der jährlichen GVFG-Mittel um zusätzlich 1 Mrd. Euro bis 2050 gerechnet wurde.

Tabelle 99: Ausgestaltung der Sensitivität Fördergelder und des MMS für den Verkehrssektor im Vergleich

	2024- 2030	2031-2040	2041-2050
	Mio. Euro		
Fördermittel für Ausbau der Radinfrastruktur - MMS	2.073	0	0
Fördermittel für Ausbau der Radinfrastruktur – Sensitivität „höhere Fördergelder“	5.654	0	0
Fördermittel zur Erhöhung der Attraktivität des ÖPNV - MMS	16.625	28.621	33.439
Fördermittel zur Erhöhung der Attraktivität des ÖPNV - Sensitivität „höhere Fördergelder“	22.626	38.622	43.439

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.2.2 Ergebnisse

Tabelle 100 enthält die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen „Fördergelder höher“ und „Fördergelder niedriger“ für die jeweiligen Sektoren, jeweils dargestellt als Differenz zu den Gesamtemissionen. Wie bereits bei der vorhergehenden Sensitivitätsrechnung wurde auch hier ein vereinfachter methodischer Ansatz gewählt, wodurch keine erneute Integration der Ergebnisse vorgenommen wurde. Die Werte der einzelnen Teilergebnisse können daher nicht addiert werden.

Tabelle 100: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Fördergelder höher“ und „Fördergelder niedriger“ (MMS)

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.253,0	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8
Sensitivität S3: Niedrigere Fördergelder (Differenz)							
Sektor: Energiewirtschaft		0,0	0,0	6,3	14,6	20,3	21,8
Sektor: Gebäude		0,0	1,0	1,0	1,1	-	-
Sektor: Industrie		0,2	2,7	6,7	3,8	0,3	0,3
Sensitivität S4: Höhere Fördergelder (Differenz)							
Sektor: Verkehr		-1,1	-3,8	-3,9	-2,2	-1,0	-0,6

Hinweis: Die Sensitivitäten wurden sektoral berechnet; eine direkte Aggregation der Ergebnisse ist nicht möglich.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

11.2.2.1 Energiewirtschaft

Unter Berücksichtigung von Bauzeiten entfaltet das Auslaufen der Förderung zu Ende 2028, nach 2030 seine Wirkung. Es erfolgt kein weiterer Ausbau an alternativen Wärmeerzeugungstechnologien und Biomassekesseln nach 2030. Dadurch steigen die Emissionen im Jahr 2035 um rund 6 Mio. t CO₂-Äq, im Jahr 2040 rund 15 Mio. t CO₂-Äq und im Jahr 2045 rund 20 Mio. t CO₂-Äq. Die fehlende EE-Wärme wird dabei durch fossile Erzeugung, insbesondere durch erdgasgefeuerte KWK-Anlagen und Heizwerke bereitgestellt.

11.2.2.2 Gebäude

Die Reduktion der Budgets in der BEG für energetische Sanierungen und Heizungstausche führt zu einer Erhöhung der THG-Emissionen im Gebäudesektor im Vergleich zum MMS. Das reduzierte Budget führt zu Mehremissionen in Höhe von rund 1 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030. Bis 2030 werden aufgrund des Alters bereits ein Großteil der Heizungsanlagen getauscht. Das geringere Förderbudget führt zu einem dazu, dass Heizungsanlagen später getauscht werden. Zum anderen werden weniger Wärmepumpen und mehr Gaskessel installiert, die später mit grünen Gasen betrieben werden müssen. Gleichzeitig werden weniger energetische Sanierungen bzw. Einzelmaßnahmen durchgeführt.

11.2.2.3 Industrie

Die in der Sensitivität angenommenen verringerten Fördermittelbudgets verlangsamen den Hochlauf verschiedener CO₂-armer Technologien – von Direktreduktion über Wärmepumpen bis zur Elektrifizierung von Industrieöfen (Tabelle 100). Sie erzeugen vor allem in der Mitte der 2030er Jahre eine große Differenz zum MMS – in jener Phase der Modellierung also, in der ein Großteil der Fördermittel wirken. Dies betrifft stark die Metallerzeugung. Von den knapp 7 Mio. t CO₂-Äq Differenz sind etwa 83 % auf die weitere Nutzung von Kohle und kohlebasierten Energieträgern zurückzuführen. Der Rest verteilt sich auf weitere fossile Energieträger, die durch fehlende Verfahrensumstellung auch in anderen Anwendungen weiter genutzt werden.

Mit verringerten Differenzkosten und beginnender autonomer Diffusion von CO₂-armen Technologien schwächt sich die Wirkung der Sensitivität im weiteren Modellierungsverlauf ab – es kommt zu Nachholeffekten und die Sensitivität erreicht 2045 einen im Ergebnis mit dem MMS identischen Gleichgewichtszustand. So kommt es auch in der Sensitivität nach 2035 zu einer durch absehbar negativ werdende Differenzkosten zur fördermittelunabhängigen Nutzung von wasserstoffbasierter Direktreduktion, die bis 2045 die Hochofenroute ersetzt¹⁰². Auf dem Weg dahin wurde aber etwa 20 % (2025-2045) mehr Stahl in der Hochofenroute produziert.

11.2.2.4 Verkehr

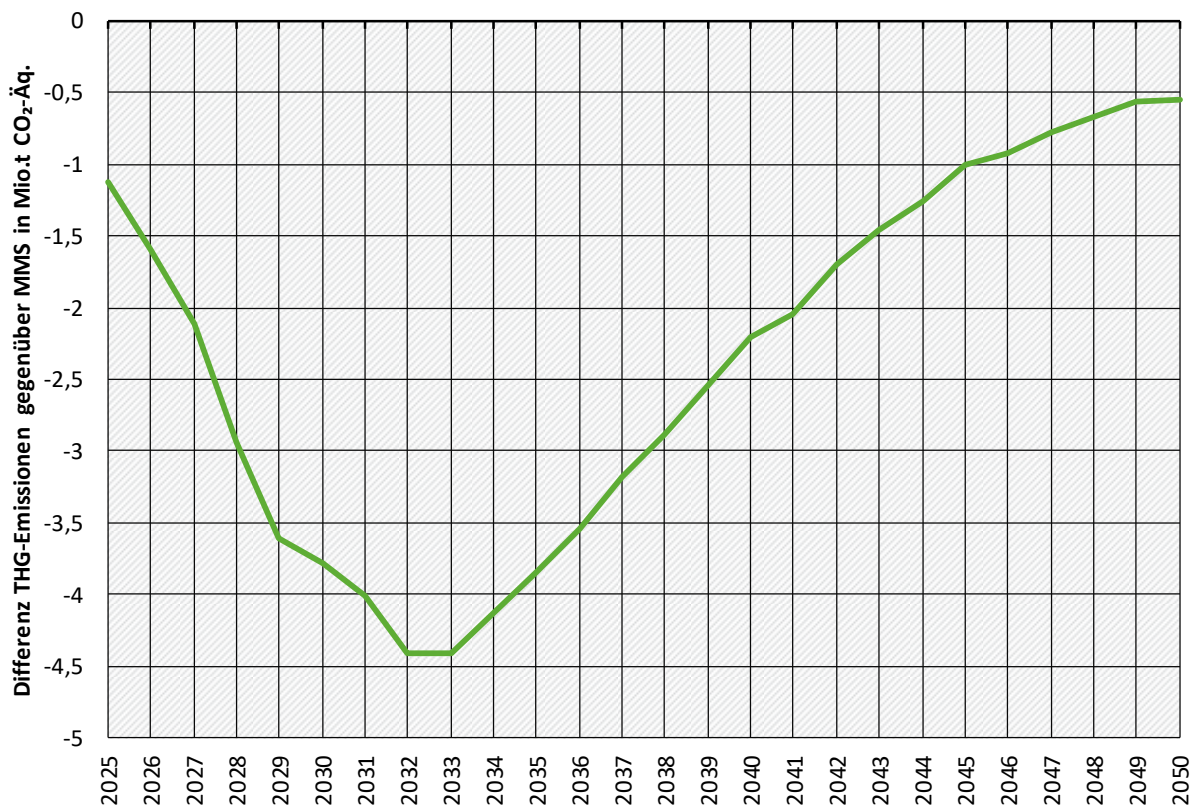
Die Sensitivitätsrechnung „Fördergelder“ im Sektor Verkehr zeigt unterschiedlich große Wirkungen auf die Verkehrsnachfrage. Die Verdreifachung der Fördergelder für den Ausbau der Radverkehrsinfrastruktur gegenüber dem MMS zeigt dabei eine sehr starke Wirkung auf die Verlagerung hin zum nicht-motorisierten Verkehr. Unter der Annahme der gleichen Wirkungsintensitäten der Radverkehrsförderung wie im MMS (siehe Instrumentenpapier, Förster et al. 2024) steigt der Radverkehr bis zum Jahr 2030 bereits um 69 % gegenüber dem MMS an und steigert sich in Folge kontinuierlich. Diese Verlagerung geht größtenteils zu Lasten der Verkehrsleistung des Pkw, aber auch auf Kosten der Verkehrsleistung des ÖPNV. Damit überlagert die zusätzliche Radverkehrsförderung in der Wirkung auf den Modal Split die Steigerung der Mittel des GVFG für den Ausbau des ÖPNV. Dies liegt vorrangig daran, dass auf

¹⁰² Die Frage, ob eine derart verzögerte Umstellung der Hochofenroute ein Verbleiben der Stahlproduktion in Deutschland eher oder weniger wahrscheinlich macht, wurde im Zusammenhang mit dieser Sensitivität nicht untersucht.

den kurzen Distanzen der ÖPNV und der Pkw vorrangig mit dem nicht-motorisierten Verkehr konkurrieren. Daher zeigt sich auf der Schiene auch die geringste negative Wirkung dieser Sensitivität.

Die THG-Emissionsreduktion der Sensitivität, die sich vor allem durch die vermiedenen Emissionen des Pkw-Verkehrs ergeben, liegt im Jahr 2030 bei 3,8 Mio. t CO₂-Äq (Abbildung). Kumuliert sind dies 15,6 Mio. t CO₂-Äq, die im Zeitraum bis 2030 eingespart werden. Langfristig geht aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrssektors die Emissionsminderung gegenüber dem MMS stark zurück.

Abbildung 88: Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Fördergelder“



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

11.3 Industrieproduktion höher (Industrie, Verkehr, Energiewirtschaft)

Die Sensitivität „Industrieproduktion höher“ untersucht die Auswirkungen eines Anstiegs der industriellen Produktionsmengen auf die THG-Emissionen. Diese führen zu einem steigenden Energieverbrauch und einer erhöhten Transportnachfrage (insbesondere nach Massen- und Stückgütern).

Diese Sensitivität nähert sich den Annahmen zu Produktionsmengen der letztjährigen Projektionen 2024 und betrachtet eine Steigerung der Produktionsmengen im Vergleich zum MMS der Projektionen 2025 (siehe Tabelle 102). Im Vergleich zum MMS 2024 ist die Produktionsmenge der Sensitivität um 2030 fast identisch, hiernach steigt sie aber auch dort nicht so stark wie noch im MMS 2024 angenommen. Der Grundgedanke der Sensitivität ist damit eine schnellere Erholung – keine langfristig komplett andere Entwicklung – als im MMS 2025. Die andere Produktionsmenge hat direkte Auswirkungen auf die Industrie, indirekte auf die für

die Produktion zuliefernde Energiewirtschaft, da eine höhere Produktion mehr Strom benötigt, sowie auf den Verkehrssektor, da mehr Güter insbesondere in Form von Vorleistungen zur Produktion anderer Sektoren transportiert werden müssen. Zur Begrenzung des Aufwands enthält die Sensitivität keine Neuberechnung der volkswirtschaftlichen Rahmendaten. Das führt zu verringerter Effektstärke.

Deshalb wird diese Sensitivität in drei Sektoren modelliert. Zunächst werden die Effekte der Produktionsänderung in der Industrie und im Verkehr modelliert und dann die Energienachfrage dieser beiden Sektoren an die Energiewirtschaft übergeben, um die indirekten Effekte der sektoralen Wirkungen der Sensitivität im Energiesektor abzubilden. Dieses verkettete Vorgehen ist exklusiv für die Sensitivität der Produktionsmengen.

11.3.1 Annahmen

Die Annahmen zur Veränderung der sektoralen Produktionswerte werden zwischen dem Industrie- und dem Verkehrssektor abgestimmt. Im Energiesektor werden keine spezifischen Annahmen getroffen. Dieser übernimmt die Ergebnisse der Sensitivität aus der Industrie- und Verkehrsmodellierung und berechnet damit die Effekte der Produktionsänderung im Energiesektor.

11.3.1.1 Energiewirtschaft

Die erhöhten Produktionsraten in der Industrie und die dadurch steigende Transportnachfrage führen zu einer erhöhten Nachfrage nach Strom und netzgebundener Wärme. Die Änderungen sind in Tabelle 101 dargestellt. Insgesamt steigt die Bruttostromnachfrage um 11,9 TWh im Jahr 2030 und 12,7 TWh im Jahr 2050. Dies entspricht einem relativen Anstieg um 1,8 % im Jahr 2030 und 1,3 % im Jahr 2050. Die netzgebundene Wärmenachfrage steigt in beiden betrachteten Jahren um ca. 3 TWh. Dies entspricht einem relativen Anstieg von ca. 1,3 %.

Darüber hinaus führt die erhöhte Stahlproduktion zu einem leichten Anstieg der Verstromung von Gichtgas und Kokereigas, und der erhöhte Mineralölverbrauch im Verkehrssektor führt zu einem leichten Anstieg der Verstromung von Raffineriegas.

Alle übrigen Annahmen und Rahmendaten, insbesondere die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten und die Nachfragen aus den übrigen Sektoren, bleiben in der Sensitivität unverändert.

Tabelle 101: Bruttostromnachfrage und netzgebundene Wärmenachfrage in MMS und Sensitivität

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh/a					
Bruttostromnachfrage (MMS)	542	653	803	902	947	977
<i>Bruttostromnachfrage (Sensitivität)</i>	546	665	816	916	962	990
Netzgebundene Wärmenachfrage (MMS)	234	224	224	227	232	239
<i>Netzgebundene Wärmenachfrage (Sensitivität)</i>	234	227	227	229	235	242

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut. Berechnungen: Fraunhofer ISI, Öko-Institut

11.3.1.2 Industriesektor

Im MMS der Projektionen 2025 werden Annahmen zu zukünftigen Produktionsmengen in der Industrie getroffen. Die Modellierung arbeitet mit physischen Mengen von etwa 60 Prozessen – abstrahiert kann dies als Index des Produktionswertes dargestellt werden. Der Basiswert dieses Index ist nach Destatis (2024) 2015 100 % (Tabelle 102). In 2021 liegt er bei 103 %¹⁰³ (Angabe basiert auf Produktionsmengenstatistiken), 2024 bei 91 % (Angabe basiert auf Produktionswertindex). Im MMS der Projektionen 2025 wird von einer schwachen Erholung der Produktion ausgegangen – bis 2030 erreicht der Index 94 %, bis 2045 101 %.

In der Sensitivität erfolgt zwischen 2025 und 2030 eine stärkere Erholung – der Index erreicht 2030 105 %, 2045 112 %.

- Parameter: Höhere Produktionsmengen
- Annahmen: Industrieproduktionswert wächst zwischen 2025 und 2028 stärker als im MMS (erreicht 2030 105 % des Basiswertes von 2015; MMS 2025: 94 %). Danach Entwicklung weitgehend parallel zum MMS.

Tabelle 102: Produktionswertindex in MMS und Sensitivität (2015 = 100 %)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	91	94	96	98	101	103
<i>Sensitivität</i>	94	105	107	110	112	114
<i>Relative Änderung (%-Punkte)</i>	+3 %	+11 %	+11 %	+12 %	+11 %	+11 %

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI; Destatis (2024)

11.3.1.3 Verkehrssektor

Die Sensitivität setzt auf der Ebene der Produktionswerte ausgewählter Industriesektoren an. ASTRA-M unterscheidet 57 Wirtschaftssektoren, davon 28 Industriesektoren, von denen für die Sensitivitätsrechnung 14 Sektoren angepasst wurden. Die Vorgaben zur Anpassung der sektoralen Produktionswerte sind mit dem Industriesektor (siehe Kapitel 11.3.1.2) abgestimmt und konsistent. Im Einzelnen wurde die Entwicklung der Produktionswerte folgender Sektoren (nach Klassifikation WZ2003 (Destatis 2003) angepasst):

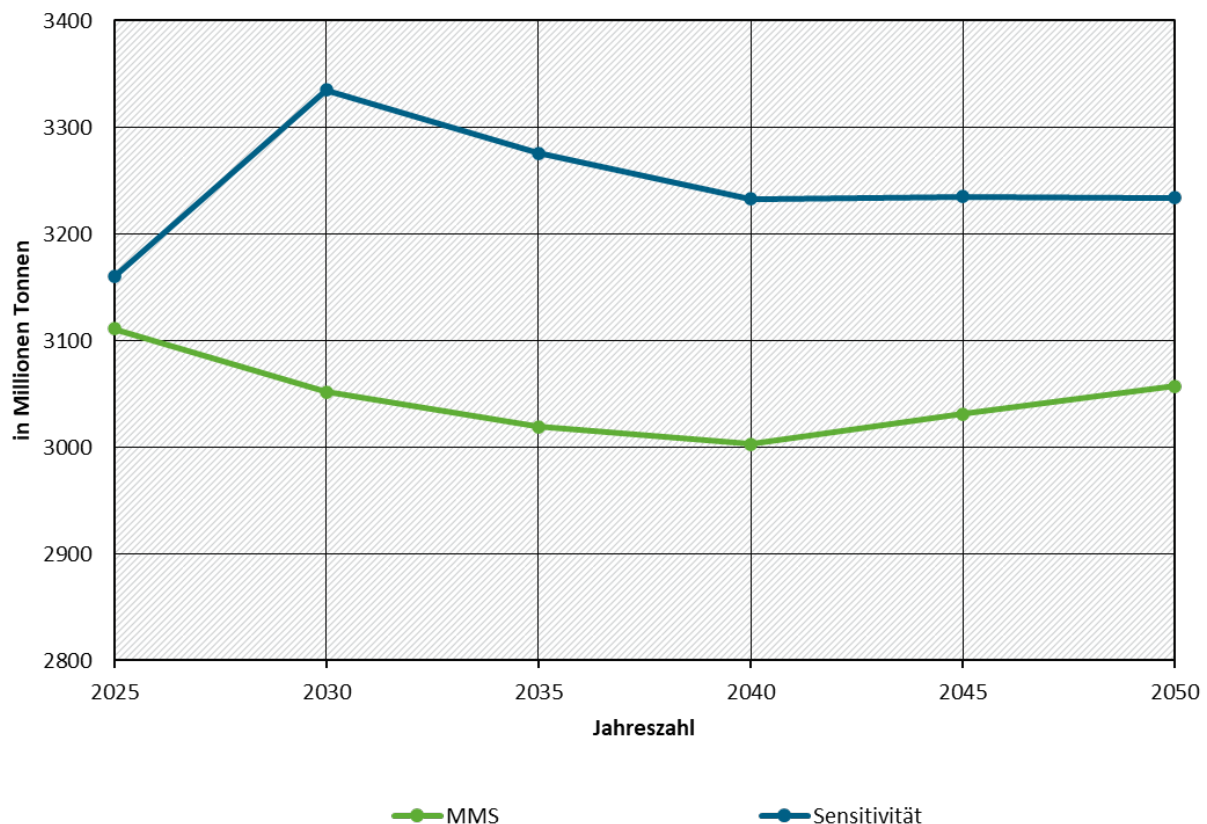
- Starker Zuwachs an Produktion in den Sektoren Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (Metalle und Mineralien), mit bis zu +20 %
- Starker Zuwachs an Produktion in den Sektoren Verarbeitendes Gewerbe (z. B. Chemische Erzeugnisse, Kunststoffwaren, Glas und Keramik, Metallerzeugung, Metallprodukte, Maschinenbau), mit bis zu +28 %
- Starker Zuwachs an Produktion in den Sektoren Herstellung von Waren (insbesondere Kraftwagen und sonstige Fahrzeuge), mit bis zu +20 %

In Folge der steigenden Produktionswerte erhöhen sich die produzierten Mengen in Tonnen und damit das Aufkommen für den Verkehr ebenfalls gemessen in Tonnen. Das zusätzliche

¹⁰³ Diese und folgende Angaben sind produktionswertgewichtete Mittel der Subsektoren.

Aufkommen verteilt sich auf die beiden in der Verkehrsmodellierung unterschiedenen Gutarten *Massengut* und *Stückgut*. Abbildung 89 zeigt die Entwicklung des Transportaufkommens national produzierter Güter (d. h. ohne Aufkommen durch Ex- und Importe sowie Transitverkehr) für das MMS und in der Sensitivität. Der Zuwachs an Aufkommen ist am stärksten im Zeitraum 2030 bis 2035 und nimmt danach im Zeitverlauf wieder ab.

Abbildung 89: Vergleich des Transportaufkommens aus nationaler Güterproduktion zwischen Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“



Quelle: Eigene Berechnung, M-Five, ASTRA-M

11.3.2 Ergebnisse

Tabelle 103 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung „Industrieproduktion höher“ in den jeweils betroffenen Sektoren, dargestellt als Differenz zu den Gesamtemissionen. Auch in diesem Fall wurde ein vereinfachter methodischer Ansatz verwendet, sodass keine erneute Integration der Ergebnisse erfolgt ist. Aus diesem Grund können die Teilergebnisse nicht summiert werden.

Tabelle 103: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Industrieproduktion höher“ (MMS)

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.253,0	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8

Sensitivität S1: Industrieproduktion höher (Differenz)

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Sektor: Energiewirtschaft</i>		1,7	3,0	3,0	2,1	1,7	1,9
<i>Sektor: Industrie</i>		3,6	10,3	9,6	8,6	7,3	6,9
<i>Sektor: Verkehr</i>		0,5	2,6	1,4	0,5	0,2	0,1

Hinweis: Die Sensitivitäten wurden sektoral berechnet; eine direkte Aggregation der Ergebnisse ist nicht möglich.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, M-Five

Energiewirtschaft

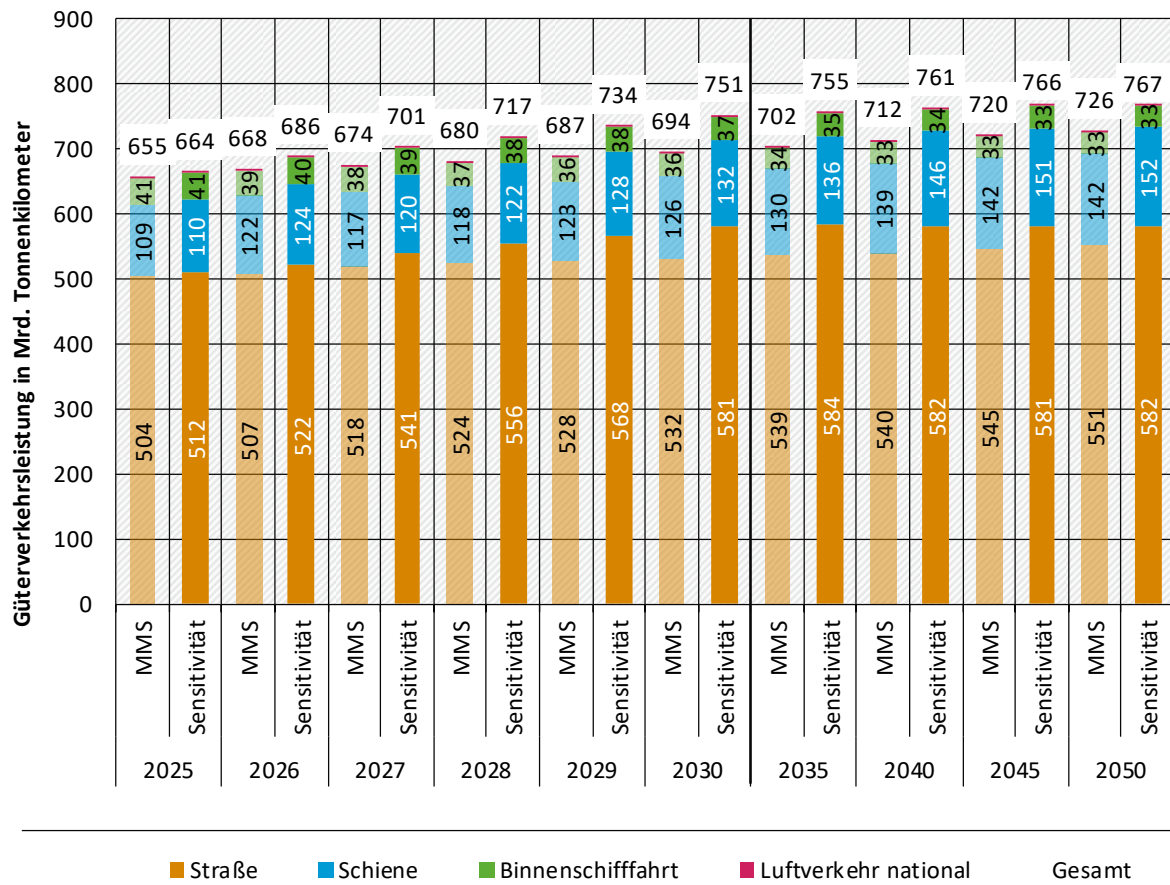
Insgesamt ist hervorzuheben, dass die erhöhten Produktionsraten in den Sektoren Industrie und Verkehr nur zu einem sehr begrenzten Anstieg der Stromnachfrage führen. Dementsprechend sind die zusätzlichen Emissionen im Energiesektor, die in Tabelle 103 dargestellt sind, ebenfalls begrenzt. Der Anstieg der Strom- und Wärmenachfrage wird in der Energiewirtschaft durch einen Anstieg der Erzeugung aus fossilen Energieträgern sowie einer Erhöhung der Stromimporte aus dem Ausland kompensiert. Dies führt zu jährlichen Mehremissionen von 3,0 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030. Langfristig sinkt der Effekt bis auf 1,9 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2050, in dem Maße, in dem die Stromerzeugung zunehmend niedrigere spezifische Emissionen aufweist.

Industrie

Die Annahme höherer Produktionsmengen wirkt überwiegend proportional auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Tabelle 103) – bezogen auf die im MMS verbleibenden Treibhausgasemissionen im Industriesektor bewirkt die Sensitivität eine Steigerung um 9 % in 2030 und danach um etwa 11 %. Diese intuitiv naheliegende Beobachtung – die Steigerung entspricht der Steigerung der Produktionsmengen – ist im Ansatz durch die Annahme erklärbar, dass bei sonst gleichbleibenden Bedingungen (ökonomische Rahmenbedingungen, Förderinstrumente) die zusätzliche Produktion allein aus fossilen Verfahren stammen kann. Die absolute Menge in von Politikinstrumenten betroffenen CO₂-armen Verfahren produzierter Produkte bliebe in der Sensitivität weitgehend gleich (in Abgrenzung zu einem Anteil dieser Verfahren an der Gesamtproduktion – dieser sänke in der Sensitivität). Dieser Zusammenhang gilt dann nur eingeschränkt, wenn aufgrund wirtschaftlicher Rahmenbedingungen eine autonome Diffusion der CO₂-armen Technologie – ohne Förderbedarf – plausibel erscheint. Das betrifft beispielsweise die Direktreduktion in der Metallerzeugung nach 2040. Unter diesen Annahmen ist aber die Vereinfachung zu einem direkten Zusammenhang „x % Veränderung der Produktionsmengen gegenüber MMS bedeutet x % Anstieg der Treibhausgasemissionen“ als Näherung gerechtfertigt.

Verkehr

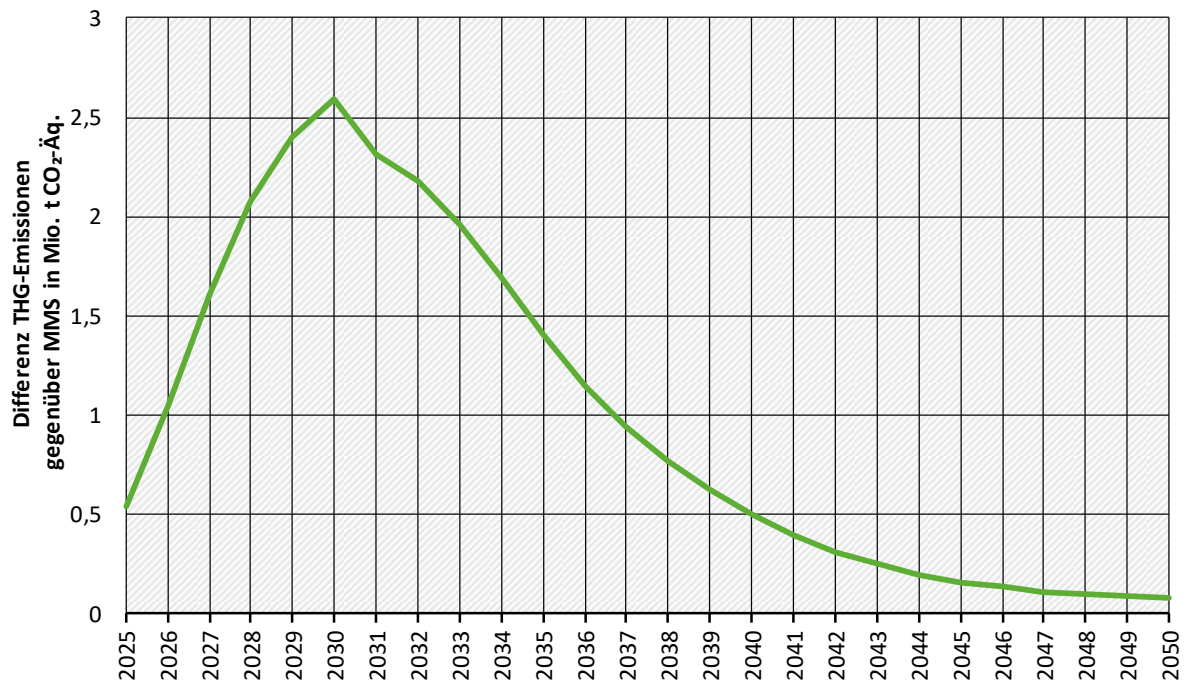
Das erhöhte Transportaufkommen dieser Sensitivität überträgt sich direkt in eine höhere Verkehrsleistung im Güterverkehr (Abbildung 90). Im Jahr 2030 bzw. 2035 liegt die Verkehrsleistung der Sensitivität über alle Verkehrsträger bei 8,2 % bzw. 7,6 %. In der Folgezeit verringert sich die relative Differenz zwischen der Sensitivität und dem MMS wieder (2050: 5,7 %).

Abbildung 90: Vergleich der projizierten Güterverkehrsnachfrage im Verkehr zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die höhere Verkehrsleistung erhöht die THG-Emissionen des Verkehrs über den gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050 (Abbildung 91). Mit der fortschreitenden Elektrifizierung des Fahrzeugbestands sinkt die Differenz zwischen dieser Sensitivität und dem MMS wieder bis auf quasi null ab. Im Jahr 2030 liegen die Mehremissionen der Sensitivität bei 2,6 Mio. t CO₂-Äq.; kumuliert sind die Mehremissionen rund 10,3 Mio. t CO₂-Äq. für den Zeitraum 2025-2030.

Abbildung 91: Projizierter THG-Emissionsunterschied (Verkehrssektor) zwischen den Projektionen 2025 und der Sensitivität „Industrieproduktion höher“



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut, auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

11.4 Industriestrompreis (Industrie)

11.4.1 Annahmen

Die Sensitivität "Industriestrompreis höher/niedriger" untersucht die Auswirkungen variierender Strompreise auf die Industrie und die THG-Emissionen. Da der zukünftige Strompreis stark von politischen Maßnahmen und Marktentwicklungen abhängt, wird mit dieser Sensitivität ein möglicher Preiskorridor aufgespannt.

Im Rahmen der Sensitivitäten wurde festgelegt, eine Preisveränderung von $\pm 20\%$ zu betrachten, da diese innerhalb des Bereichs politisch diskutierter Entlastungen liegt (Tabelle 104). Eine Reduktion des Strompreises um 20% spiegelt unter anderem die Senkung der Stromsteuer auf das EU-Mindestniveau ($0,05 \text{ ct/kWh}$) wider. Zusätzliche Maßnahmen zur Reduktion der Netzentgelte wurden als schwierig quantifizierbar eingestuft. Die Sensitivität einer Strompreissteigerung um $+20\%$ bildet eine potenzielle Abweichung nach oben ab. Die Auswahl der Sensitivitäten erfolgte im Rahmen der möglichen Szenarien des Auftrags, wobei auf Detailanalysen aufgrund der zeitlichen Restriktionen verzichtet wurde.

Die Industriestrompreise werden anhand verschiedener Verbrauchsgruppen in sechs Bändern ($<20 \text{ MWh}$ bis $>150.000 \text{ MWh}$) analysiert. Sie unterscheiden sich je nach Verbrauchsmenge. Unternehmen mit hohem Stromverbrauch zahlen im Vergleich zu Kleinverbrauchern bereits heute stark reduzierte Preise – der Ansatz der pauschalen Senkung um 20% überschätzt daher die Wirkung eher, sofern sie als notwendig mit einer Stromsteuersenkung gekoppelt verstanden

wird¹⁰⁴. Im Rahmen dieser Sensitivität dient sie aber vor allem als Anhaltspunkt für den Analyserahmen.

- ▶ Parameter: -20 % Strompreis für Industrie
 - Annahmen: Abbildung einer abstrakten Senkung durch politische Maßnahmen
- ▶ Parameter: +20 % Strompreis für Industrie
 - Annahmen: Abbildung abstrakt steigender Strompreis

Tabelle 104: Strompreis in MMS und Sensitivitäten „Industriestrompreis“

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Euro/MWh					
MMS	113	102	95	86	88	99
<i>Strompreis -20 %</i>	90	81	76	69	70	79
<i>Strompreis +20 %</i>	135	122	114	103	105	119

Quelle: Annahmen Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

11.4.2 Ergebnisse

In der Modellierung erzeugt die Veränderung des Strompreises zwei grundlegende Effekte. Zunächst werden strombasierte Technologien zur Erzeugung von Prozesswärme gegenüber ihrer fossilen Konkurrenz wirtschaftlich attraktiver und nehmen entsprechend der modellendogenen Investitionslogik größere Marktanteile ein – die Prozesswärmeerzeugung wird schneller elektrifiziert. Zusätzlich sinkt der Förderbedarf zur Schließung von energiebedingten Differenzkosten. Das so freiwerdende Budget wird anteilig für alle im MMS mit Fördermitteln bedachten Anwendungen erhöht¹⁰⁵. In der Sensitivität des steigenden Strompreises gilt dies entsprechend umgekehrt.

Die Effekte sind beinahe symmetrisch, ein sinkender Strompreis wirkt leicht stärker emissionsmindernd als ein steigender emissionssteigernd. Die Wirkung baut sich infolge des jeweils anders angereizten Anlagenaustauschs bis 2030/2035 auf, um sich nach Wegfall der Fördermittel 2035 wieder dem MMS anzunähern. Dies deutet darauf hin, dass die Entlastung der Förderbudgets einen relevanten Anteil (in erster Näherung 50 %) an der Wirkung der Sensitivität hat. Es ist anzunehmen, dass die Wirkung der Sensitivität nicht linear extrapoliert werden kann.

¹⁰⁴ Das heißt in der Realität ist von einer nach Bändern gestaffelten Senkung auszugehen – die in hohen Bändern geringer als in niedrigen Bändern ausfallen könnte.

¹⁰⁵ Vorgehen wie in 11.2.1.3 – die Verteilung der Fördergelder bleibt gleich, der Umfang wird verändert.

Tabelle 105: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Industriestrompreis (MMS)“

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.253,0	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8
Sensitivität S5/S6: Industriestrompreis (Differenz)							
-20 % Strompreis für Industrie (Industriesektor)		-1,4	-2,5	-2,3	-2,0	-1,9	-1,6
+20 % Strompreis für Industrie (Industriesektor)		1,0	2,0	1,8	1,5	1,1	0,9

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.5 Wärmepumpenstrompreis

11.5.1 Annahmen

Der Wärmepumpenstrompreis ist neben der ordnungsrechtlichen Anforderung zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien ein maßgeblicher Treiber für die Investition in Wärmepumpen (BDH; BWP 2023).

In den Sensitivitäten wird deshalb betrachtet, welchen Effekt ein um 20 % reduzierter und ein 20 % höherer Strompreis für Wärmepumpen auf die THG-Emissionen hat. Dahinter stecken die Annahmen, dass eine Reduzierung der Kosten für den Betrieb von Wärmepumpen zu einer höheren Attraktivität gegenüber fossilen Heizsystemen und erhöhte Betriebskosten zu einer langsameren Marktdurchdringung und einer stärkeren Nutzung von Hybridheizungen mit Wärmepumpen führen könnten.

Tabelle 106: Wärmepumpenstrompreis MMS und Sensitivität

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	ct ₂₀₂₃ /kWh					
MMS	25,9	27,3	26,1	25,1	25,2	26,3
Sensitivität niedriger Strompreis	20,7	21,4	21,5	22,1	22	21,8
Sensitivität höherer Strompreis	31	32,1	32,7	33,1	33	32,7

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

11.5.2 Ergebnisse

Der niedrigere Strompreis für Wärmepumpen führt dazu, dass über den modellierten Zeitraum mehr Wärmepumpen als im MMS installiert werden. Im Jahr 2030 ist der Endenergieverbrauch für Wärmepumpenstrom dadurch 2 TWh höher als im MMS. Insbesondere im Zeitraum 2024 bis

2028 werden durch den reduzierten Strompreis weniger Gaskessel installiert, was zu einer Reduktion der THG-Emissionen führt. Über den gesamten Zeitraum können rund 9 Mio. t CO₂-Äq. im Vergleich zum MMS reduziert werden.

Ein um 20 % erhöhter Strompreis führt über den modellierten Zeitraum nicht zu höheren THG-Emissionen im Vergleich zum MMS. Die Installationen von Wärmepumpen reduzieren sich zwar etwas im Vergleich zum MMS, jedoch besteht durch die 65 %-Anforderung ein ausreichender Transformationsdruck. Zudem steigt der Endenergieverbrauch von Biomasse. Die Investitionen in Wärmepumpen werden also trotz der höheren Betriebskosten getätigt, gleichzeitig steigt die Sanierungsaktivität zum Ausgleich der höheren Betriebskosten. Erst bei einer Erhöhung der Wärmepumpen-Strompreise um 50 % ist ein deutlicher Effekt auf die THG-Emissionen von kumuliert 13 Mio. t CO₂-Äq. zu beobachten.

Tabelle 107: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Wärmepumpenstrompreis (MMS)“

	1990	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.253,0	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0	189,8
Sensitivität S7/S8: Strompreis für Wärmepumpen (Differenz)							
-20 % Strompreis für Wärmepumpen (Gebäudesektor)		0	-0,8	-0,5	-0,2	-0,1	0
+20 % Strompreis für Wärmepumpen (Gebäudesektor)		0	0	0	0	0	0

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

11.6 LULUCF

11.6.1 Annahmen

Bei den Projektionen der Entwicklung im Wald wurden drei Szenarien aus den Daten der letzten drei Erhebungen (Bundeswaldinventuren (BWI) 2012 und 2022, Kohlenstoffinventur (CI) 2017) abgeleitet und im Matrix-Modell berechnet. Hierzu wurden die Veränderungen zwischen der BWI 2012 und der CI 2017 bestimmt und als „optimistische“ Variante genommen, da in diesem Zeitraum keine nennenswerten Störungen im Wald auftraten und die klimatischen Wuchsbedingungen recht optimal waren. Die Veränderungen zwischen der CI 2017 und der BWI 2022 umfassen die Dürrejahre 2018–2020 mit ihren deutlichen Auswirkungen auf den Wald („pessimistische“ Variante). Die Veränderungen über die gesamte Periode 2012–2022 wurden als „mittleres“ Szenario im MMS und MWMS genutzt. Die in jedem Sensitivitäts-Szenario anfallenden Holzmengen wurden in WoodCarbonMonitor analog zum MMS erfasst und die Wirkungen im HWP berechnet.

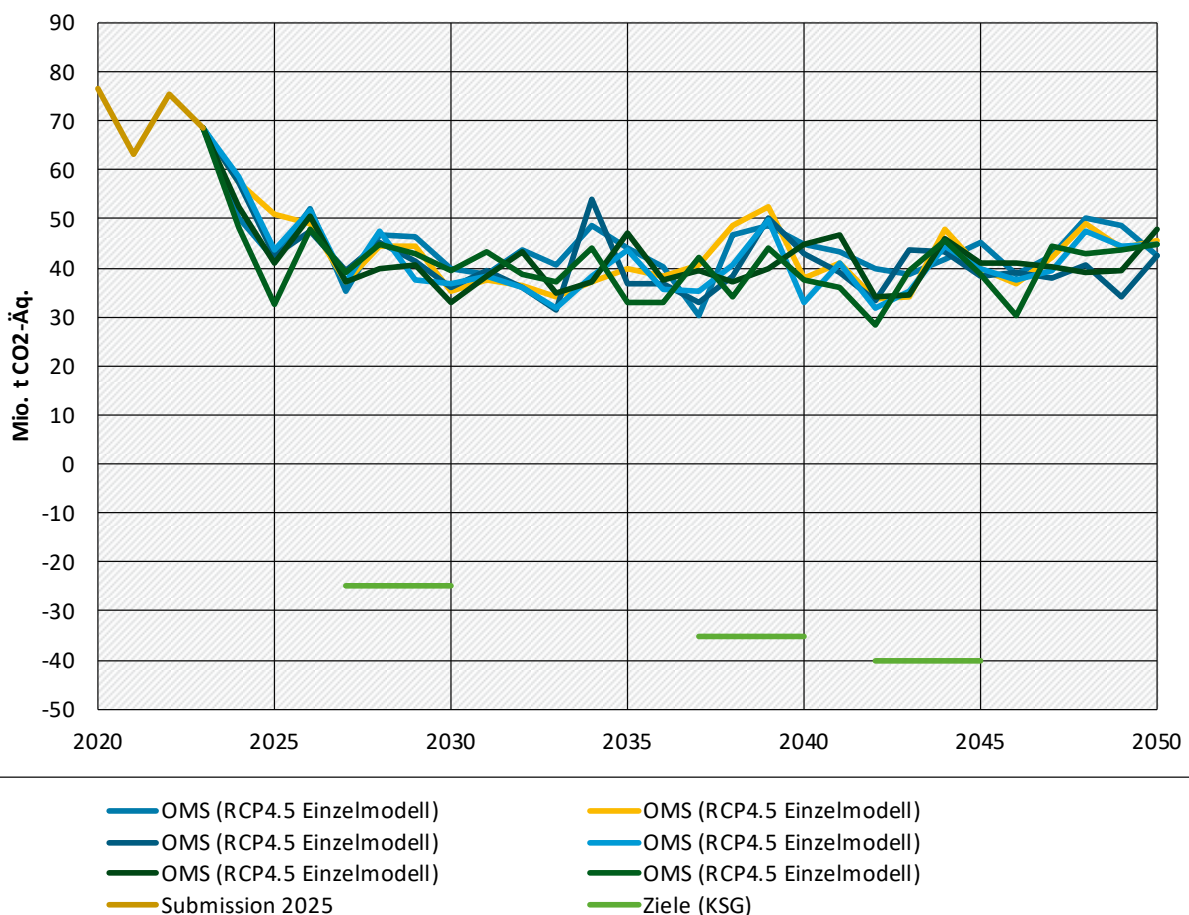
Die Emissionen aus organischen Böden sind abhängig von der klimatischen Wasserbilanz (vom Wetter). Regionale klimatische Wasserbilanzen wurden vom Deutschen Wetterdienst aus Ergebnissen des RCP4.5 Klimamodell-Ensembles abgeleitet. Die Unsicherheit wurde bewertet, indem das LULUCF-OMS auf Basis von Ergebnissen der 6 einzelnen Ensemblemitglieder berechnet wurde.

11.6.2 Ergebnisse

Die beiden Sensitivitäts-Szenarien liegen deutlich über bzw. unter dem „mittleren“ OMS. Im „optimistischen“ Szenario erholen sich die Wälder und erlangen fast die Bilanz der Periode 2013–2017 wieder. Damit ist der Sektor jedoch immer noch knapp eine Quelle. Beim „pessimistischen“ Szenario laufen die Netto-Emissionen auf dem Niveau 2018–2022 mit bis zu 80 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr weiter und nehmen nur langfristig auf etwa 60 Mio. t CO₂-Äq. ab.

Die Szenarien zum Einfluss der Wetterunsicherheit auf die Emissionen aus organischen Böden ergeben eine Unsicherheitsspanne von etwa +/- 5 Mio. t CO₂-Äq.

Abbildung 92: Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors abhängig von den einzelnen RCP4.5-Ensemblemitgliedern



Modellierung: Thünen-Institut, Wetterdaten: Deutscher Wetterdienst

11.7 Korridorrechnung Industrie

11.7.1 Annahmen

Das MMS 2025 beinhaltet als alleinstehendes Szenario vielfältige Quellen von Unsicherheiten, die die Bewertung der Zielerreichung erschweren. Um den Bedarf an stark vereinfachenden Annäherungsversuchen an die möglichen Effekte der Unsicherheiten zu reduzieren, wird dem MMS 2025 im Industriesektor eine Korridorrechnung beiseitegestellt. Darin werden zentrale Modellparameter als Ergänzung zum MMS 2025 in günstige und ungünstige Ausprägungen bezüglich der Treibhausgasminderungen verändert. Mit diesen neuen Eingabedatensätzen (Tabelle 108) wird die Rechnung des Industriesektors wiederholt und die wichtigsten

Ergebnisse (Endenergiebedarf, Treibhausgasemissionen, Elektrifizierungsgrad) ausgegeben. So entsteht ein das MMS 2025 einhüllender Korridor, der die im Rahmen der variierten Annahmen höchsten und niedrigsten Treibhausgasemissionen darstellt und damit einen Anhaltspunkt für die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung liefert. Die Ergebnisse dieses Korridors durchlaufen nicht die gesamte Modellkette, sind also ausschließlich für den Industriesektor verwendbar und nicht mit den integrierten Gesamtergebnissen kompatibel. Insbesondere die Effekte der Energienachfrage auf den Angebotssektor (z. B. veränderter Strombedarf) sind nicht abgebildet.

Tabelle 108: Variationen der Korridorrechnung

#	Parameter	Qualitative Ausprägung MMS	Qualitative Ausprägung Günstiger Fall	Qualitative Ausprägung Ungünstiger Fall
1	Produktionsmengenentwicklung	Schwaches Wachstum (Indexwert 93 %) bis 2028	Weitere Abweichung nach unten (Indexwert 81 %) bis 2028 – symmetrisch zum „ungünstigen Fall“	Wachstum Indexwert 105 % bis 2028, dann parallel zu MMS – symmetrisch zum „günstigen Fall“
2	EHS-Preise	In 2030: 95 Euro/t _{CO2}	Höherer CO ₂ -Preis im EU-EHS (gegenüber dem MMS 30 % höher ansteigend)	Niedrigerer CO ₂ -Preis im EU-EHS (gegenüber dem MMS 30 % geringer absinkend/langsamer steigend)
3	Industriestrompreis	In 2030: 129 Euro/MWh	Wie Sensitivität (niedrigerer Strompreis, 20 % geringer) MMS 2025	Wie Sensitivität (höherer Strompreis, 20 % höher) 2025
4	Budget Förderprogramme	Effektives Budget 2021-2030: ~33G€ Effektives Budget 2021-2040: ~45G€	Effektives Budget 2021-2030: ~43G€ Effektives Budget 2021-2040: ~59G€	Effektives Budget 2021-2030: ~23G€ Effektives Budget 2021-2040: ~32G€
5	Preisvoraussicht	15 Jahre	20 Jahre	10 Jahre
6	CAPEX-Differenz CO ₂ -arme Produkte	Differenzkosten mit Integrationsfaktor	Wie MMS 2024	Wie MMS 2025
7	Biomassenutzung	Unbegrenzt, Biomassepreise orientiert an Pelletpreis (Steigerung der Nutzung insbesondere nach 2030)	Unbegrenzt, Biomassepreise gekoppelt an Erdgaspreis (geringere Steigerung)	Biomassenutzung ist weitgehend auf industrieinterne Reststoffe (= Niveau 2023) begrenzt

Quelle: Eigene Annahmen, Fraunhofer ISI

Der günstige Pfad der Korridorrechnung umfasst eine schwächere Entwicklung der Produktionsmengen bis 2028 als im MMS 2025. Der Biomassepreis wird an die Entwicklung von Erdgas gekoppelt und steigt dadurch langsamer als im MMS 2025. Ein um 30 % erhöhtes Budget der Förderinstrumente, eine auf 20 Jahre erweiterte Preisvoraussicht, geringere CAPEX (der für das MMS angenommene Integrationsfaktor wird in der Sensitivität nicht berücksichtigt) sowie

höhere EU-EHS- und niedrigere Industriestrompreise vereinfachen die Treibhausgasvermeidung (Tabelle 108).

Der ungünstige Fall umfasst CAPEX-Differenzkosten wie das MMS 2025. Es wird eine schnellere Erholung der Produktionsmengen unterstellt. Diese entspricht spiegelbildlich der im günstigen Fall reduzierten Menge gegenüber dem MMS 2025 – und gleichzeitig in etwa jenen des MMS 2024 in 2030. Ein um 30 % reduziertes Budget der Förderprogramme, strikt begrenzte Biomassenutzung, höhere EU-EHS-Preise und höhere Industriestrompreise erschweren die Treibhausgasvermeidung. Die Reihenfolge der Parameter in Tabelle 108 bildet gleichzeitig eine qualitative Einschätzung der Effektstärke bei vergleichbarer Variation¹⁰⁶ (Tabelle 108).

Die Bewertung der den jeweiligen Variationen zuzurechnenden Anteile an den veränderten Emissionsentwicklungen der Korridorrechnung ist nicht unmittelbar möglich. Insofern kann eine Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit des MMS (gegenüber den beiden zusätzlich berechneten Fällen) nur qualitativ erfolgen. Als Leitfrage zur Bewertung wird empfohlen, ob die von den bewertenden Personen als wahrscheinlich angesehenen Ausprägungen der Parameter näher am MMS, dem günstigen Fall oder dem ungünstigen Fall liegen – und entsprechend der Wirksamkeitseinschätzung zu gewichten.

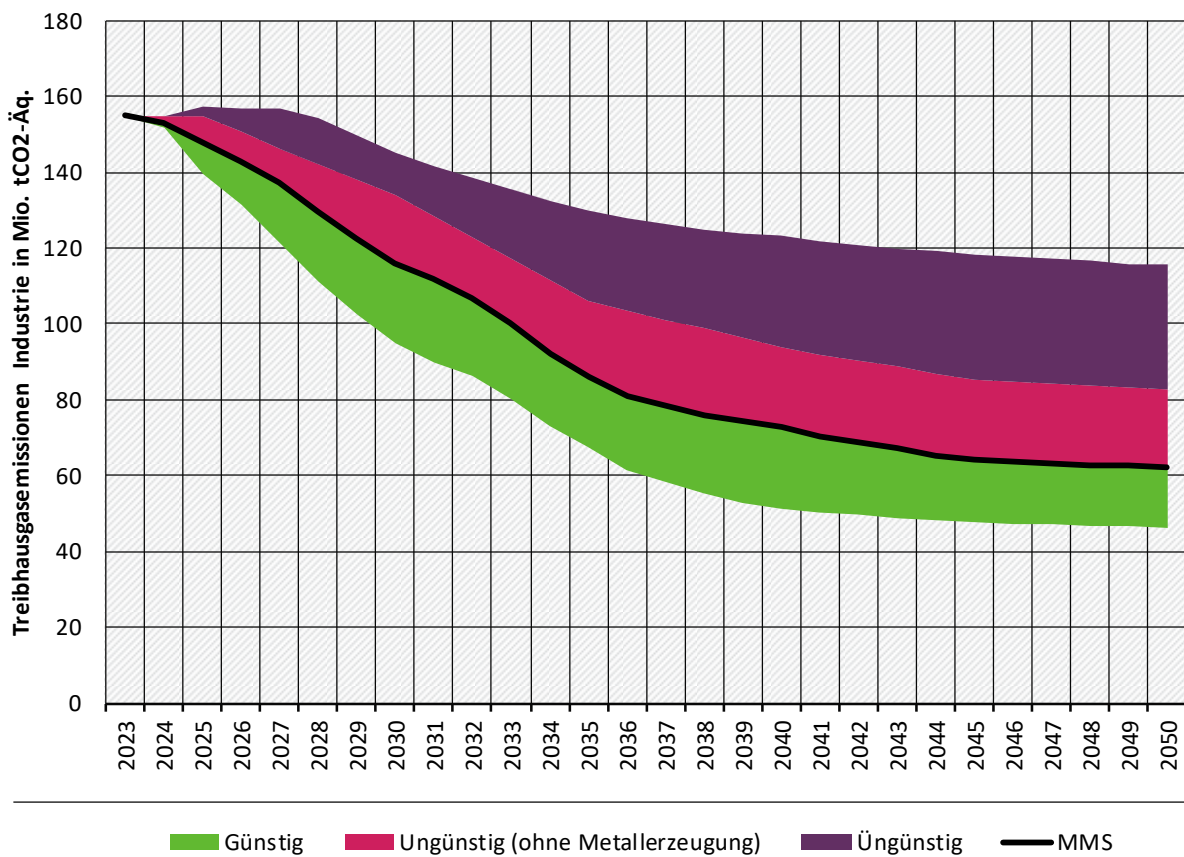
11.7.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Korridorrechnung sind nicht durch die gesamte Modellkette hinweg integriert und daher nicht direkt mit dem MMS kompatibel. Einige Kalibrierungsschritte wurden vereinfacht umgesetzt, um die Darstellung an die Systematik des Treibhausgasinventars anzunähern, allerdings entsprechen sie nicht den Ergebnissen der Gesamtintegration¹⁰⁷. Sie sollten daher lediglich als Einschätzung der relativen Schwankungsbreite genutzt werden.

Die Auswertung der Ergebnisse Korridorrechnung erfolgt vereinfacht für drei Indikatoren (Treibhausgasemissionen, Elektrifizierungsgrad, Endenergiebedarf). Dabei wird die Entwicklung des MMS jeweils dem günstigen und ungünstigen Pfad (vgl. Tabelle 108) gegenübergestellt.

¹⁰⁶ Konkret wird also eine Variation der Produktionsmenge um x % als stärker wirksam in Hinblick auf die Zielerreichung eingeschätzt als eine gleiche Veränderung der EU-EHS-Preise.

¹⁰⁷ In 2030 stimmen die Ergebnisse der nicht-kalibrierten Korridorrechnung des MMS mit den integrierten Ergebnissen überein (116,1 Mio. t CO₂-Äq.). In 2045 und dazwischen sind aber Abweichungen bis zu 8 Mio. t CO₂-Äq. vorhanden.

Abbildung 93: Treibhausgasemissionen Industriesektor im MMS und Korridorrechnung

Quelle: Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

Für die **Treibhausgasemissionen** sind drei Beobachtungen auffällig:

- Die Treibhausgasemissionen im MMS sind sehr viel näher am günstigen als am ungünstigen Fall.
- Im ungünstigen Fall werden die zulässigen JEM deutlich und dauerhaft überschritten.
- Auch im günstigen Fall schwächt sich die Minderungswirkung der Instrumente im MMS 2025 nach 2035 deutlich ab.

Zu a):

Im MMS werden bereits viele wichtige Vermeidungstechnologien wirtschaftlich attraktiv, so dass für diese von einer autonomen Diffusion in den Markt unabhängig von Förderungen ausgegangen wird. Eine weitere Verbesserung dieser Marktposition wirkt weniger stark. Auch die Anhebung der Fördermittel im günstigen Fall sorgt hier für eine nur leicht frühere Umsetzung - diese verläuft sich im weiteren Modellierungsverlauf aber. Das größte Minderungspotenzial ist mit der Umstellung der Stahlbranche allerdings auch im MMS bis 2035 weitgehend und bis 2045 vollständig erreicht. Eine - auch in Kombination von EHS-Preis, Fördermitteln und Strompreissenkung auftretende - günstigere Situation verändert dies nicht mehr strukturell. Die günstigen Vermeidungsoptionen sind somit bereits im MMS umgesetzt. Dies reduziert die mögliche Korridorbreite nach unten.

Produktionsmengen im ungünstigen und günstigen Fall wurden symmetrisch gegenüber dem MMS um (nach Menge gerechnet) 13 % nach oben/unten verändert. Auf den Produktionswert bezogen ist das etwa eine Veränderung um 10 % bis 11 %. Es ist anzumerken, dass sich die

Änderungen der Korridorrechnung ausschließlich auf die dargestellten beschränken. Es existieren denkbare weitere Änderungen an sekundären Parametern der Modellierung - als Reaktion auf veränderte Preisannahmen oder ähnliches. Dazu gehört eine Variation der Austauschrate von Prozesswärmeanlagen und die Einschätzung der Informationslage Investierender/Markttransparenz. Es scheint plausibel, dass solche Reaktionen bereits allein durch eine objektiv feststellbare veränderte Wirtschaftlichkeit von CO₂-armen gegenüber fossilen Anlagen (insbesondere im Bestand) ergeben kann. Dies konnte nicht modelliert werden, würde den Korridorbereich des günstigen Falls aber erweitern.

Zu b):

Im ungünstigen Fall entsteht eine Kombination aus Parametern, die eine von Fördermitteln unabhängige Diffusion wichtiger Vermeidungsoptionen verhindern. Die durch den geringeren EHS-Preis und höhere Strompreise steigenden Differenzkosten können zudem durch die reduzierte Förderung nur noch im geringen Umfang kompensiert werden (das verbleibende Budget wäre um über 200 % genutzt). Zudem beinhaltet der ungünstige Fall einen Anstieg der Produktionsmengen – der dann aber nur über fossile Produktion gedeckt werden kann. Es ist also vor allem die Kombination der einander verstärkenden ungünstigen Annahmen, die eine starke Verringerung der Treibhausgasvermeidung bewirkt.

Maßgeblich ist hier die Stahlindustrie: Knapp die Hälfte der Differenz der Treibhausgasemissionen in 2030 (ungünstiger Fall gegenüber MMS) lässt sich auf den Subsektor "Metallerzeugung" zurückführen. Noch 2045 werden 20 Mt in der Hochofenroute erzeugt, die CO₂-armen Verfahren erreichen nur minimale Marktanteile, die vorrangig über bereits erfolgte Förderungen geprägt sind. Zur besseren Einordnung ist dem ungünstigen Fall hier daher noch eine Zwischenstufe beiseitegestellt, die die Treibhausgasemissionen für einen (rein virtuellen) zusätzlichen Fall zeigt. In diesem wird die Wirkung des ungünstigen Falls auf die Metallerzeugung ignoriert – jene der anderen Branchen bleibt gegenüber dem ungünstigen Fall unverändert. Dieser Fall („ungünstig (ohne Metallerzeugung)“) ist „virtuell“, weil er nicht oder nur mit großen Anstrengungen konsistent denkbar ist: Die Annahmen des ungünstigen Falls lassen sich kaum auf bestimmte Branchen beschränken. Als Analyseunterstützung kann er dennoch hilfreich sein und stellt vor allem eine bessere Vergleichbarkeit der Korridorbreiten her¹⁰⁸.

Näherungsweise lässt sich aus einer Differenzbetrachtung abschätzen, dass sich die Korridorbreite in 2030 (+29 bis -21 Mio. t CO₂-Äq.) aus +11/-6 Mio. t CO₂-Äq. Einfluss der Metallerzeugung, +8/-7 Mio. t CO₂-Äq. veränderter fossilen Nutzung in anderen Subsektoren, +6/-6 Mio. t CO₂-Äq. veränderte prozessbedingte Treibhausgasemissionen (stark an Aktivität gekoppelt) und +1/-1 Mio. t CO₂-Äq. veränderter Nutzung von Biomasse zusammensetzt.

Zu c):

Es existieren auch im günstigen Fall Emissionsquellen mit deutlich höheren Differenzkosten (Vollelektrifizierung, wasserstoffbasierte Chemie), die unter diesen Bedingungen nicht deutlich erfolgreicher sind. Zudem sind die Parameteranpassungen des günstigen Falls nur quantitativer Natur - die strukturelle Eigenschaft des MMS, für Förderprogramme nur bis 2030/2035 Budget vorzuhalten, ist unverändert. Zusätzlich bildet der auch in der Sensitivität nicht adressierte Sockel der prozessbedingten Treibhausgasemissionen eine Grenze nach unten.

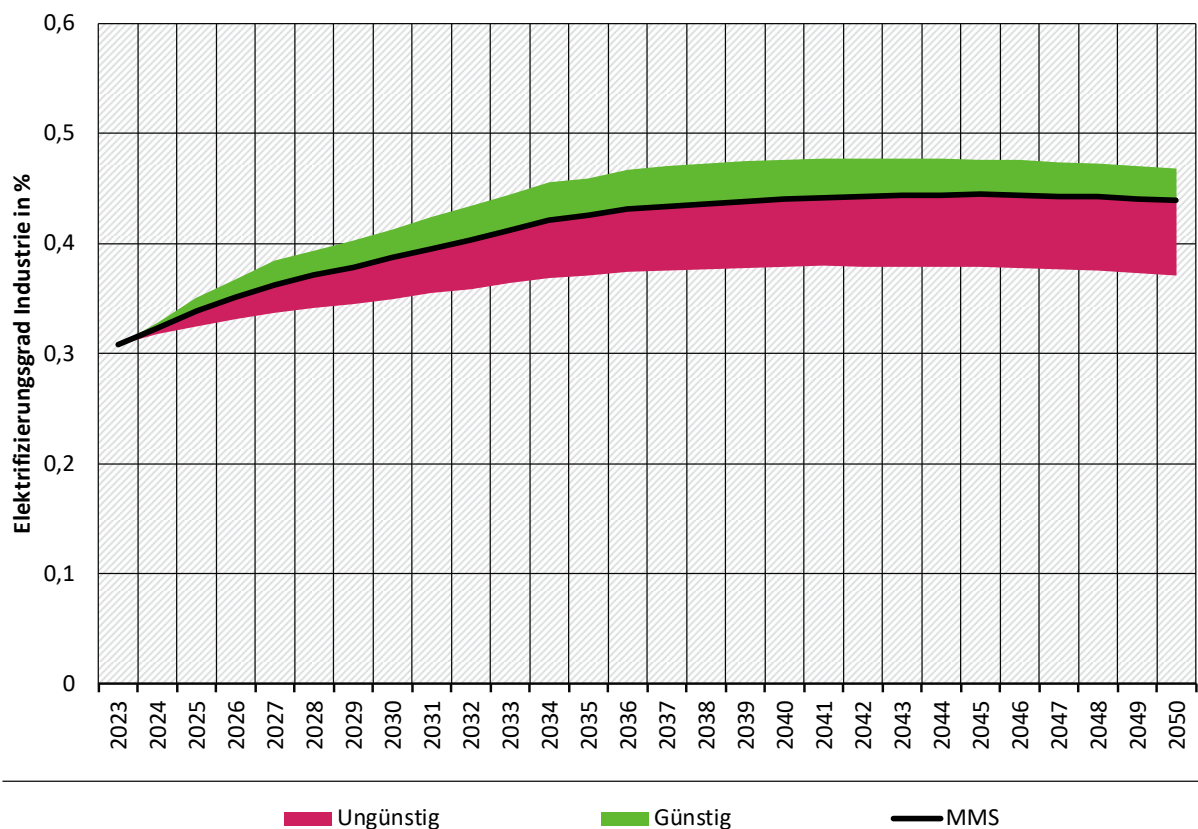
Insgesamt lässt sich die Korridorrechnung so interpretieren: Es wäre anhand des visuellen Eindrucks naheliegend, das MMS als optimistisch, günstig oder ähnlich zu verstehen. Dieses Bild

¹⁰⁸ Sowohl im günstigen Fall als auch im ungünstigen Fall ohne Metallerzeugung ist die Veränderung der Eisen- und Stahlindustrie gegenüber dem MMS gering. Das ist im ungünstigen Fall nicht so.

geht aber von der Annahme aus, dass die Anpassungen des betrachteten Korridors vollkommen symmetrische Wirkungen hätten (haben sie nicht). Die unmittelbare Erwartung, das MMS müsse in der Mitte des Korridors liegen, greift daher zu kurz¹⁰⁹. Daher sollte diese Interpretation nicht unmittelbar gesetzt und etwa ein "wahrscheinlicher Verlauf" als einfacher Mittelwert der Korridor Grenzen angenommen werden. Insbesondere das beschriebene "Umkippen" des Subsektors Metallerzeugung im ungünstigen Fall legt nahe, dass die Wirkung im untersuchten Bereich stark asymmetrisch ist. Die ergänzende Auswertung zu einem virtuellen ungünstigen Fall ohne die durch den Sektor "Metallerzeugung" entstehende Differenz rückt dieses Bild etwas zurecht - obschon ein solcher Fall keine relevante reale Eintrittswahrscheinlichkeit hat. Er ist daher eher als Analyseunterstützung bedeutsam - mit der klaren Botschaft, dass die Transformation der Metallerzeugung (entsprechend AGEB-Abgrenzung) zentral für die Einhaltung der JEM ist.

Die plausibelste Interpretation der Korridorrechnung scheint den Modellierenden zu sein, dass sie die Folgen eines Scheiterns des untersuchten Politikmixes (oder auch anderer denkbarer, wirkungsähnlicher Politikmixe) aufzeigt. Eine Kombination aus der Schwächung des EU-EHS, wachsender Wirtschaft und schrumpfender Transformationsbudgets der Förderprogramme ist in der Lage, Deutschland weit vom notwendigen Pfad zur Klimaneutralität zu entfernen. Dies ist aber maßgeblich von politischen Entscheidungen und anderen Einflüssen abhängig, die nicht modelliert wurden.

Abbildung 94: Elektrifizierungsgrad Industriesektor im MMS und Korridorrechnung



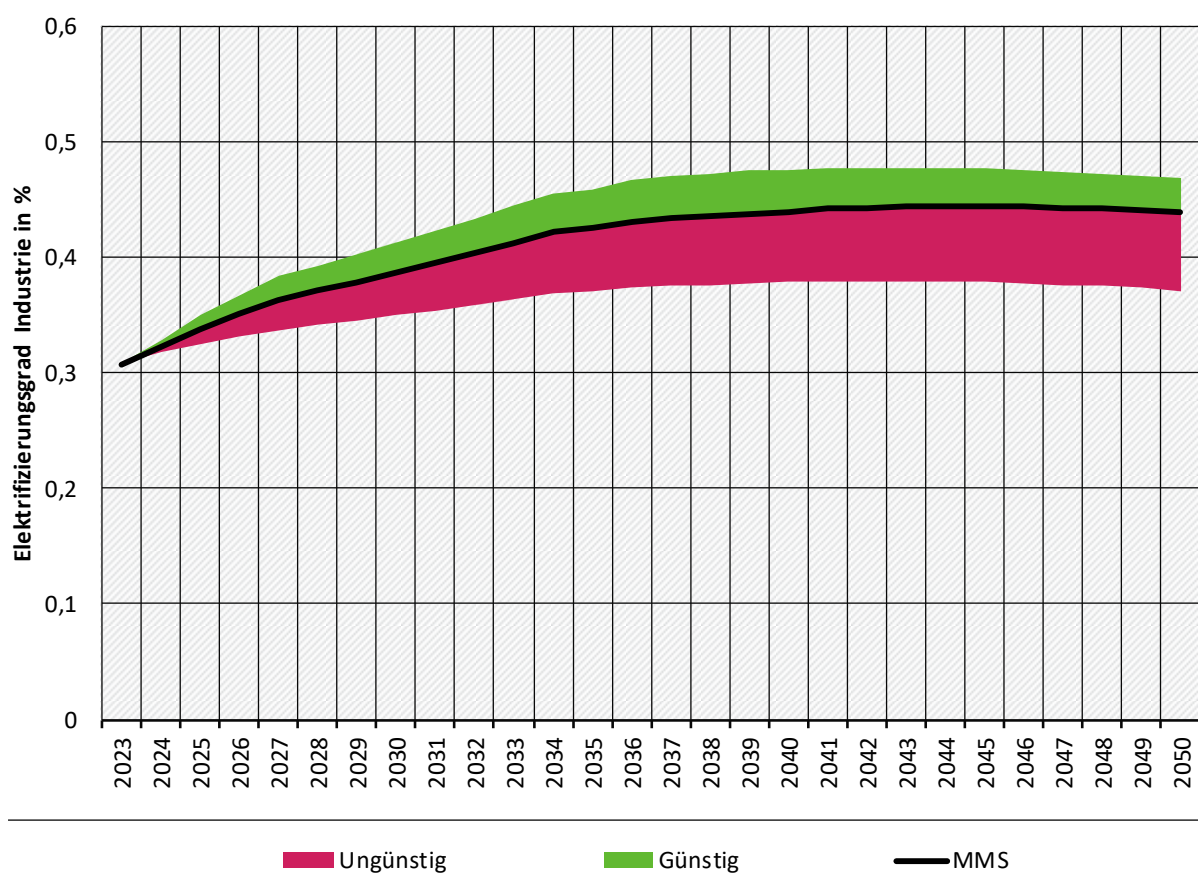
Quelle: Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

¹⁰⁹ Allerdings wurde auch von Modellierendenseite das Ausmaß der kombinierten Wirkungen des ungünstigen Falls nicht erwartet.

Der Elektrifizierungsgrad der Industrie – also der Anteil der Stromnutzung an der Endenergie – steigt auch im ungünstigen Fall bis 2035 noch leicht auf 37 % an (Abbildung 94). Der Anstieg ist damit gegenüber dem MMS (2035: 43 %) stark gebremst. Im günstigen Fall erreicht der Elektrifizierungsgrad 2035 46 %. Das MMS liegt auch hier näher am günstigen Korridorrand, allerdings weniger stark ausgeprägt als bei den Treibhausgasemissionen. Da die Berechnung des MMS 2023 startet und bereits für 2025 von relevanten Instrumentenwirkungen ausgeht, liegt der Elektrifizierungsgrad 2025 deutlich über dem historisch beobachteten (vergleiche 2023). Diese starke Steigerung scheint aufgrund verzögerter Instrumentenumsetzung (Stand Mai 2025) unwahrscheinlicher.

Der Verlauf der Endenergienutzung in der Korridorrechnung wird in den ersten Modellierungsjahren (bis etwa 2030) stark von unterschiedlichen Produktionsmengenannahmen dominiert (Abbildung 95). Die größte Korridorbreite entsteht 2030 mit immerhin 84 TWh (14 % des Bedarfes im MMS in 2030). Bis zum Ende des Modellierungszeitraumes halbiert sich die Breite auf 41 TWh (7 % des Bedarfs im MMS in 2050).

Abbildung 95: Endenergiebedarf Industriesektor im MMS und Korridorrechnung



Quelle: Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

12 Methodische Sensitivität – Gebäude

12.1 Vorgehen

Ziel des Vergleichs der Hauptmodellierung (HM) mit der Methodischen Sensitivität (MS) für den Gebäudesektor ist eine Plausibilisierung der Entwicklung in den Projektionen 2025. Dabei liefert die Hauptmodellierung die Ergebnisse für den Projektionsbericht, während die methodische Sensitivität eine mögliche alternative Entwicklung darstellt. Die methodische Sensitivität erfolgt unabhängig von der Hauptmodellierung, basiert jedoch auf identischen Annahmen bezüglich des Ausgangsbestands, der Rahmendaten und der Instrumentierung. Dies beinhaltet die identische Entwicklung der Bevölkerung, der Wirtschaftsentwicklung (Erwerbstätige, Bruttowertschöpfung der Branchen), der Energiepreise und auch der Klimaerwärmung, wie dies durch die Rahmendaten und Endverbrauchspreise festgelegt wurde. Beide Modellierungen gehen zudem vom gleichen Stand der Regulierung aus, der Abschneidezeitpunkt ist unverändert.

Der Modellvergleich erstreckt sich auf die Gemeinsamkeiten und die Unterschiede zwischen der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität. Der Vergleich bezieht sich auf die zentralen Indikatoren des Gebäudesektors. Um Unterschiede zwischen den Modellergebnissen erklären zu können, umfasst der Vergleich außerdem Bestandsstrukturen und teilweise auch die Funktionsweise der Modelle. Konkret werden folgende Parameter bzw. Indikatoren verglichen:

- ▶ Treibhausgasemissionen im Zeitverlauf (in Mio. t CO₂-Äq.), insgesamt und nach den Sektoren Private Haushalte und GHD
- ▶ Endenergieverbrauch (in TWh)
 - nach Energieträgern
 - nach Raumwärme und Warmwasser sowie übrige Anwendungen
- ▶ Mengenentwicklung – Entwicklung der Gebäudeflächen nach Wohnen und Nichtwohngebäuden (NWG)
- ▶ Wärmeerzeuger – Beheizungsstruktur im Gebäudebestand (prozentual und nach Zahl der Gebäude)
- ▶ Grün-Gas-Quote – Anteil grüner Gase (Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan) am Gasverbrauch insgesamt
- ▶ Gebäudeeffizienz:
 - Sanierungsrate (als Anteil der jährlich energetisch sanierten Fläche in Bezug auf die Gesamtgebäudefläche)
 - spezifischer Energieverbrauch für Raumwärme (in kWh/m²)

Mit denen für die methodische Sensitivität eingesetzten Modellen wird wie bei der Hauptmodellierung der gesamte Sektor Gebäude in der Abgrenzung des KSG abgebildet, inkl. der gewerblichen Prozesse und der Stromanwendungen (u. a. Beleuchtung, Elektrogeräte von Haushalten und des Gewerbes). Entsprechend schließen die beim Vergleich der Modellierungen berücksichtigten Ergebnisse zu den Treibhausgasemissionen und zum Energieverbrauch alle Anwendungen des Gebäudesektors ein (inkl. der gewerblichen Prozesse und Stromanwendungen). Der Vergleich der Strukturen fokussiert jedoch auf die für die Treibhausgasemissionen relevantesten Anwendungen Raumwärme und Warmwasser.

Die Hauptmodellierung und die methodische Sensitivität berücksichtigen die identischen Instrumente, d. h. die Instrumente des MMS bis zum Jahr 2050. Für die Erklärung von Unterschieden zwischen den Modellierungen wird, wo notwendig, auf die Umsetzung der Instrumente in der Modellierung Bezug genommen. Es werden jedoch nicht die Einzelwirkungen der Instrumente ausgewertet und verglichen.

Die **Hauptmodellierung** im Gebäudesektor erfolgt mit den Modellen Invert/ee-lab (IREES)¹¹⁰ und Forecast Tertiary (FhG ISI)¹¹¹. Die Modellierung erfolgt in beiden Modellen separat, die Ergebnisse werden anschließend in der Integration zusammengeführt. Dabei werden anhand des Energieverbrauchs nach Energieträgern und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren die Treibhausgasemissionen berechnet.

Invert/EE-Lab stellt methodisch ein dem Bottom-up-Ansatz folgendes, technoökonomisches Simulationsmodell dar, mit dem der Energiebedarf und dessen Deckung für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) sowie Klimatisierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden ermittelt und die Auswirkungen verschiedener Förderinstrumente in Jahresschritten abgebildet werden können. Grundlage ist eine detaillierte Darstellung des Gebäudebestands nach Gebäudetypen, Baualtersklassen und Sanierungszuständen mit relevanten bauphysikalischen und ökonomischen Parametern einschließlich der Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung. Darauf aufbauend wird der Heiz- und Kühlenergiebedarf unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Klimadaten ermittelt. Die Investitionsentscheidung in Technologien und Effizienzmaßnahmen wird unter Berücksichtigung von investorenspezifischen Entscheidungskalkülen und Hemmnissen sowie Energieträgerpotentialen in einer agentenbasierten Modellierung (INVERT-Agents) ermittelt.

FORECAST-Residential und FORECAST-Tertiary sind Bottom-up-Simulationsmodelle, die den Endenergiebedarf für alle Anwendungsgruppen außer Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren Haushalte und GHD ermitteln und verschiedene Politikinstrumente in Jahresschritten abbilden. Die konkreten Anwendungsgruppen sind Beleuchtung, Haushaltsgroßgeräte einschließlich Kochherde, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Prozesswärme und Raumkälte. Grundlage beider Teilmodelle ist eine detaillierte Modellierung des Gerätebestandes nach Technologie- und Energieeffizienzklassen unter Berücksichtigung spezifischer Betriebs- und Kostenparameter. Darauf aufbauend werden der Strombedarf und die Investitionsentscheidung unter Berücksichtigung von Kaufentscheidungslogiken (Total Cost of Ownership, Logit-Modell) ermittelt. Durch Vorgaben wie Mindestenergieeffizienzstandards oder finanzielle Anreize können verschiedene Szenarien analysiert werden, in denen die Marktdiffusion effizienter Technologien und deren Auswirkungen auf Energieverbrauch, Kosten und Treibhausgasemissionen abgebildet werden.

Die **methodische Sensitivität** erfolgt mit dem Modell ProgRESS für den Sektor Private Haushalte¹¹² und mit dem GHD-Nachfragemodell der Prognos¹¹³ für den GHD-Sektor. Die Ergebnisse der beiden Modelle werden anschließend in das Synthesemodul der Prognos eingeleitet und zum Gebäudesektor zusammengefasst. Dabei werden anhand des Energieverbrauchs nach Energieträgern und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren die

¹¹⁰ https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/invert_ee_lab/

¹¹¹ https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_tertiary/

¹¹² <https://www.prognos.com/de/progress> und ergänzend für die Anwendung in der Schweiz (identischer Modellkern) <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rph24vZG93bm9vYVYvMTE5ODU=.html>

¹¹³ <https://www.prognos.com/de/nachfrage-ghd>

Treibhausgasemissionen berechnet. Die verwendeten Emissionsfaktoren sind identisch zur Hauptmodellierung.

Mit dem Prognos-Residential-Sector-Model (ProgRESS) können der Endenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen des Sektors Private Haushalte für Energieszenarien auf nationaler Ebene quantifiziert werden. Es handelt sich um ein Bottom-Up-Simulations-Modell, welches eine Vielzahl an Technologien und partiell auch ökonomische Entscheidungen abbilden kann, beispielsweise bei der Abschätzung der Instrumentenwirkung. Zentrale Modellergebnisse sind Angaben zum jährlichen Energieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern.

Im Modell ProgRESS werden der Bestand an Wohnungen und die Wohnflächen rekursiv anhand des Bestands des Vorjahres sowie der Rahmendaten und Szenariovorgaben fortgeschrieben. Dabei werden vier Hauptschritte unterschieden: Abgang an Wohnungen (und Wohnflächen), Zubau an Wohnungen (und Wohnflächen), Ersatz und Wechsel von Wärmeerzeugern sowie Effizienzmaßnahmen (energetische Sanierungen).

Zentrale Leitgröße für den Bestand an Wohnungen ist die Zahl der Haushalte – für jeden Haushalt wird statistisch eine bewohnte Wohnung benötigt. Dabei werden im Modell die Wohnungen und Wohnflächen segmentiert nach Gebäudetypen, Baualtersklassen, Heizungssystem, Warmwassersystem und Sanierungszustand.

Die Absatzstruktur der Wärmeerzeuger wird mit dem vorgelagerten Wärmemarkt-Tool berechnet. Dabei handelt es sich um ein Discrete-Choice-Modell, das anhand der Investitionskosten für die Wärmeerzeuger, der Energiepreise und Energieausgaben für verschiedene Segmente (Neubau/Bestand, EFH/MFH, Selbstnutzer/Vermieter) die Absatzstrukturen berechnet. Dabei werden Politikinstrumente wie Förderungen oder Mindestvorgaben für EE-Anteile mitberücksichtigt. Die mit dem Wärmemarkt-Tool abgeschätzten Absatzstrukturen werden auf verfügbare Statistiken geeicht (Beheizungsstruktur Neubauten, Verkaufszahlen Wärmeerzeuger). Ergänzend zu den Hauptwärmeerzeugern können die Gebäude mit zusätzlichen Anlagen ausgestattet sein. Berücksichtigt werden solarthermische Anlagen, Kaminöfen oder Lüftungsanlagen (mit Wärmerückgewinnung).

Durch Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden wird der Raumwärmeverbrauch im Gebäudebestand im Zeitverlauf reduziert. Unterschieden wird die Häufigkeit von energetischen Sanierungen (Aktivität) und die Sanierungstiefe (wie stark wird der Verbrauch durch die Sanierungsmaßnahme abgesenkt). Die Aktivität wird durch Ordnungsrecht und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen beeinflusst. Letztere hängt von den Kosten für die Sanierungen ab, aber auch von den eingesparten Energiekosten und den Förderbedingungen (jeweils abhängig von Gebäudetyp und Nutzertyp Vermieter/Selbstnutzer).

Beim GHD-Nachfragemodell handelt es sich ebenfalls um ein Bottom-Up-Simulations-Modell. Zentrale Leitvariable für die Fortschreibung im GHD-Modell sind die Bruttowertschöpfung und die Erwerbstätigen nach Branchen. Die Gebäudeflächen werden in Kohorten nach Baualter und Branchen fortgeschrieben. Die Veränderung der Beheizungsstruktur basiert wie bei ProgRESS auf dem Wärmemarkt-Tool (Discrete-Choice-Ansatz). Im GHD-Nachfragemodell wird der Energieverbrauch zusätzlich nach Branchen unterschieden.

Beide Modelle sind auf die Energiebilanz und weitere Statistiken und Erhebungen geeicht, beispielsweise auf die Emissionsdaten des UBA, die Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung, den Zensus 2022, die Neubaustatistik (Menge, Heizsystem), Statistiken zur Zahl der Erwerbstätigen nach Branchen und Angaben des IWU zur Sanierungsaktivität.

12.2 Methodischer Vergleich

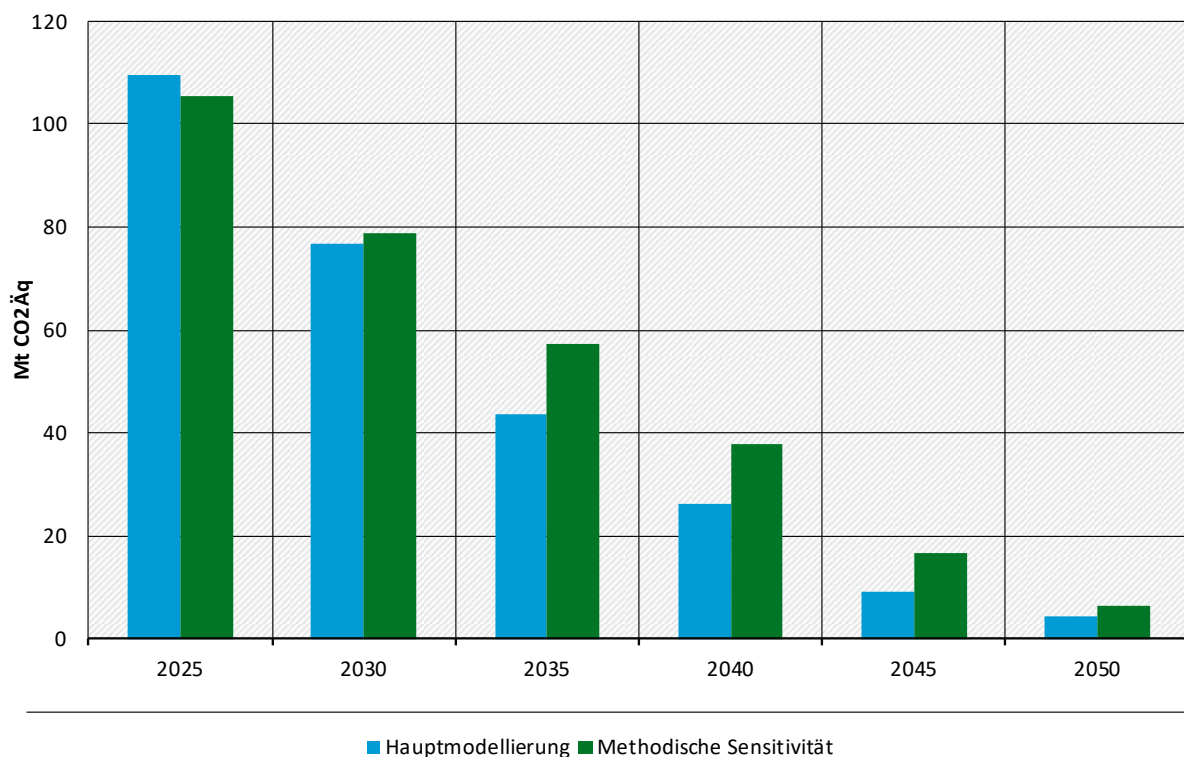
12.3 Ergebnisse

12.3.1 Treibhausgasemissionen

Im Folgenden werden die Ergebnisse zu den Treibhausgasemissionen und zum Endenergieverbrauch beschrieben und verglichen. Anschließend werden die Hauptursachen für die teilweise unterschiedlichen Entwicklungen in der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität aufgezeigt. Dazu werden die zentralen Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch und die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen betrachtet und diskutiert.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor ist in Abbildung 96 vergleichend für die Hauptmodellierung und die methodische Sensitivität dargestellt. Im Zeitraum 2025 bis 2030 liegen die beiden Modellergebnisse nah beieinander. Im Jahr 2025 startet die Hauptmodellierung 4 Mio. t CO₂-Äq. höher, im Jahr 2030 liegen die Emissionen der beiden Pfade bei 77 Mio. t CO₂-Äq. (Hauptmodellierung) und 79 Mio. t CO₂-Äq. (methodische Sensitivität). Somit zeigt sich ein etwas steilerer Verlauf (schnellere Reduktion) in der Hauptmodellierung. Aufgrund des etwas tieferen Startwerts im Jahr 2025 sind die über den Zeitraum 2025 bis 2030 kumulierten Treibhausgasemissionen in der methodischen Sensitivität leicht geringer (-4 %).

Abbildung 96: Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich

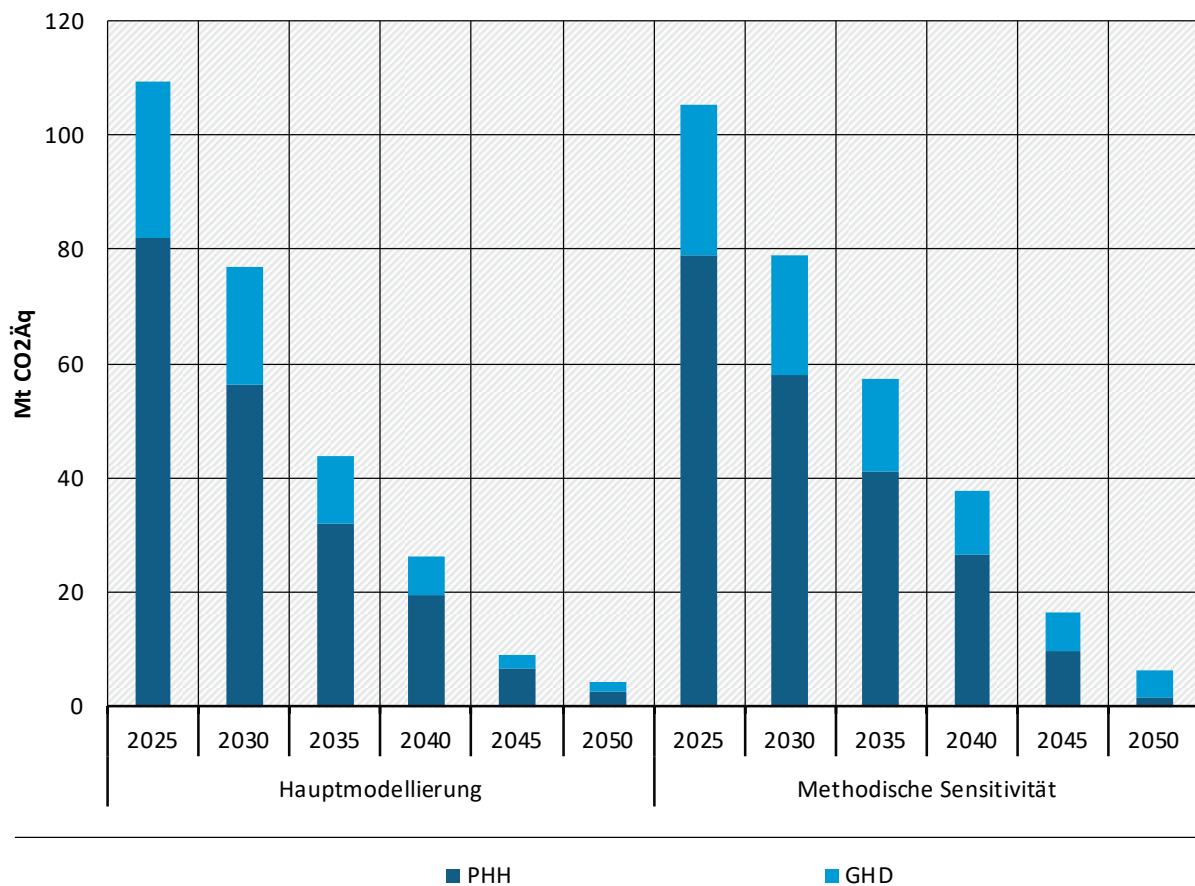


Quelle: Eigene Berechnung, IREES und Prognos

Nach 2030 fällt der Rückgang in der Hauptmodellierung vorübergehend noch stärker aus und bis 2040 sind die Treibhausgasemissionen in der Hauptmodellierung deutlich geringer. Nach 2040 bis 2050 nähern sich die Treibhausgasemissionen wieder stark an. Im Jahr 2050 liegen sie in der Hauptmodellierung bei 4 Mt CO₂-Äq., in der methodischen Sensitivität bei 6 Mt CO₂-Äq.

Die Aufteilung der Treibhausgasemissionen auf die Sektoren Private Haushalte (Wohngebäude) und GHD (Nichtwohngebäude und gewerbliche Prozesse) ist bei beiden Modellierungen sehr ähnlich (Abbildung 97). Der Anteil des Sektors Private Haushalte an den Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors beträgt bei beiden Modellierungen im Zeitraum 2025 bis 2040/2045 jeweils rund 70-75 %. Ab etwa 2040/2045 ist der Rückgang im GHD-Sektor jeweils langsamer als im Sektor Private Haushalte, insbesondere bei der methodischen Sensitivität.

Abbildung 97: Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, unterschieden nach den Sektoren Private Haushalte (PHH) und GHD



PHH: Sektor Private Haushalte; GHD: Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Quelle: Eigene Berechnung IREES und Prognos

12.3.2 Endenergieverbrauch

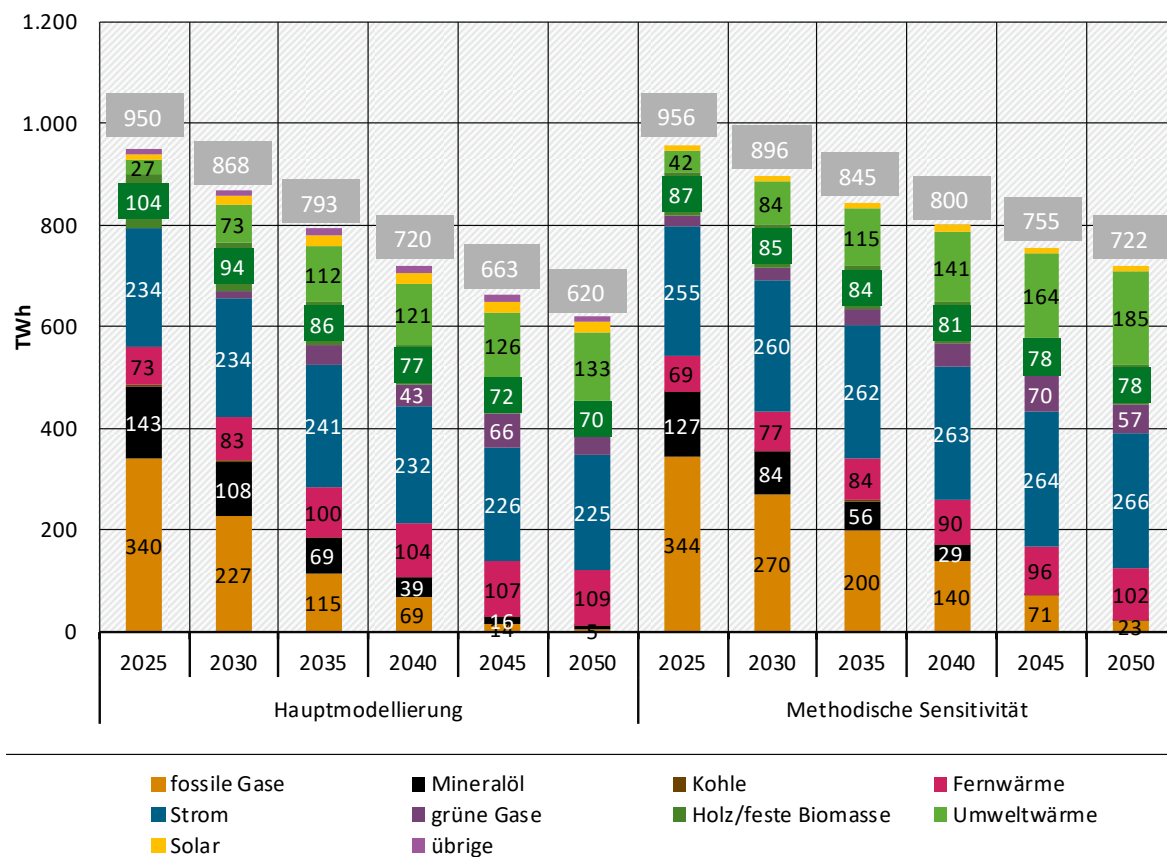
Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Zeitraum 2025 bis 2050 der beiden Modellierungen ist in Abbildung 98 dargestellt. Der Gesamtverbrauch liegt im Jahr 2025 fast identisch bei 950 TWh respektive 956 TWh. Bei der Struktur zeigen sich geringe Unterschiede. So ist der Heizölverbrauch in der Hauptmodellierung etwas höher, dadurch erklären sich die leicht höheren Treibhausgasemissionen im Jahr 2025. Der Erdgasverbrauch unterscheidet sich im Jahr 2025 nicht wesentlich. Allerdings nimmt der Erdgasverbrauch nach 2025 in der Hauptmodellierung schneller ab, im Jahr 2035 liegt er in der Hauptmodellierung 85 TWh tiefer als in der methodischen Sensitivität. Dies erklärt, weshalb die Treibhausgasemissionen in der Hauptmodellierung insbesondere nach 2030 stärker abnehmen. Die Abnahme des

Erdgasverbrauchs hängt eng zusammen mit der Entwicklung der Struktur der eingesetzten Wärmeerzeuger (Abbildung 98). Bis zum Jahr 2050 nähern sich die Verbrauchsmengen an Erdgas und die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen der beiden Modellierungen wieder stark an.

Der Verbrauch fester Biomasse (Holz) ist bei beiden Modellierungen leicht rückläufig und liegt 2050 bei noch 70 TWh respektive 78 TWh. Hingegen steigt der Einsatz von Fernwärme in beiden Modellierungen an. Bei der Hauptmodellierung etwas schneller – u. a. aufgrund des schnelleren Rückgangs beim Erdgas, da das substituierte Erdgas teilweise durch Fernwärme ersetzt wird. Im Jahr 2050 werden in beiden Modellierungen rund 100-110 TWh Fernwärme genutzt.

Ein größerer Unterschied zeigt sich bei der Abnahme des Endenergieverbrauchs insgesamt. Im Zeitraum 2025 bis 2050 nimmt der Endenergieverbrauch in der Hauptmodellierung um 35 % ab, in der methodischen Sensitivität sinkt der Verbrauch um 25 %. Der Rückgang ist bei beiden Modellierungen auf die Reduktion des Energieverbrauchs für Raumwärme und Wasser zurückzuführen. Dieser verringert sich in der Hauptmodellierung um 40 %, in der methodischen Sensitivität um 27 % (jeweils im Zeitraum 2025-2050; Tabelle 109). Der Verbrauch der übrigen Anwendungen, darunter Beleuchtung, Elektrogeräte, gewerbliche Prozesse, nimmt in beiden Modellierungen vergleichsweise wenig ab: Hauptmodellierung -17 %; methodische Sensitivität -15 %.

Der Stromverbrauch verändert sich in beiden Modellierungen im Zeitraum 2025 bis 2050 nur wenig. In der Hauptmodellierung nimmt der Verbrauch leicht ab (-9 TWh), in der methodischen Sensitivität steigt er leicht an (+11 TWh). Der Anstieg in der methodischen Sensitivität hängt eng mit der schwächeren Abnahme des Gesamtverbrauchs zusammen – aufgrund der geringeren Effizienzsteigerung fällt auch der Stromverbrauch höher aus. Der Anteil von Strom am Gesamtverbrauch des Sektors ist in beiden Modellierungen beinahe identisch: Hauptmodellierung 36 %, methodische Sensitivität 37 %.

Abbildung 98: Endenergieverbrauch nach Energieträgern – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, in TWh

Quelle: Eigene Berechnung, IREES und Prognos

12.3.3 Beheizungsstruktur

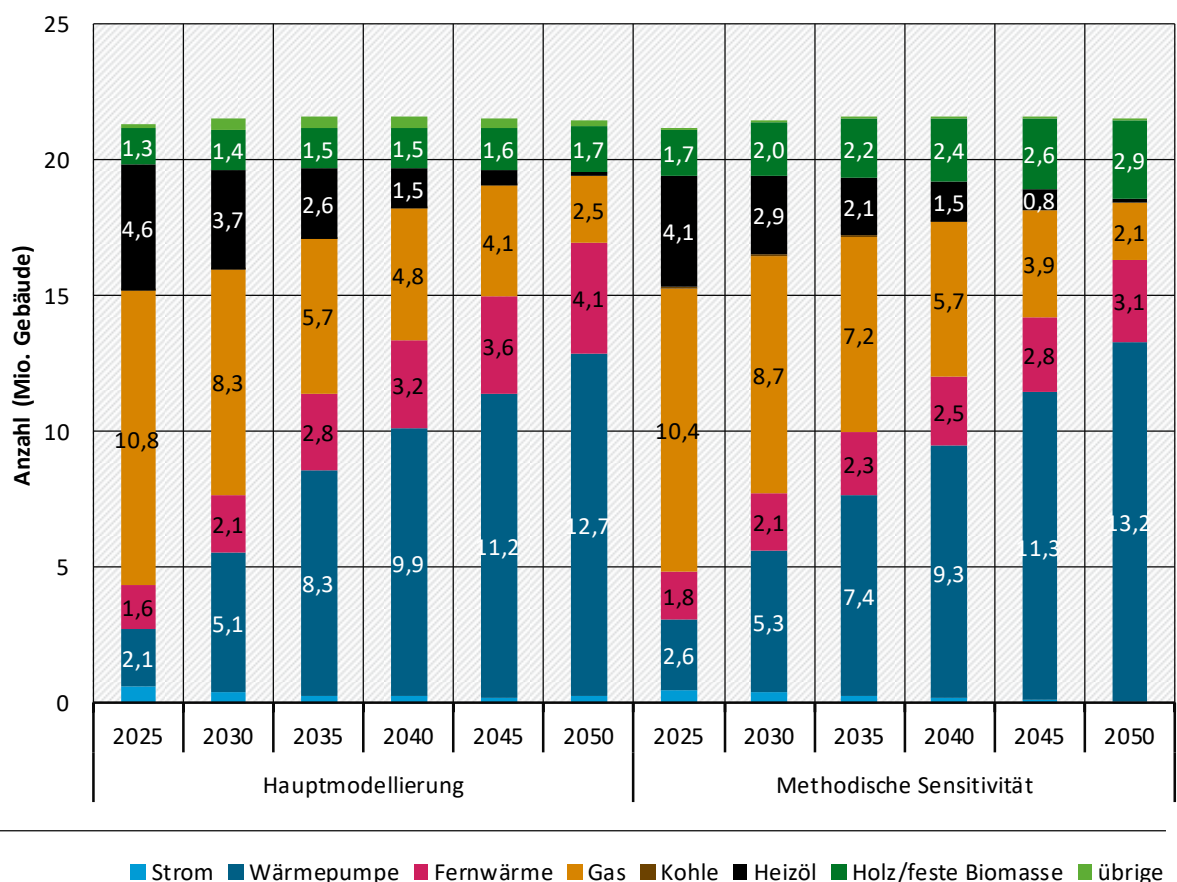
Aktuell entfallen rund 75 % – 80 % des Energieverbrauchs im Gebäudesektor auf die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser. Da der Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser, wie erwähnt, stärker abnimmt als der Energieverbrauch der übrigen Anwendungen, sinkt der Verbrauchsanteil im Zeitverlauf, verbleibt jedoch bis 2050 bei über 70 %. Aufgrund des hohen Verbrauchsanteils der Raumwärme und des Warmwassers bestimmt die Struktur der Wärmeerzeugung in hohem Ausmaß die Energieträgerstruktur des Gebäudesektors.

Die Beheizungsstruktur in den beiden Modellierungen ist in Abbildung 99 dargestellt, als Anzahl Gebäude nach Heizsystem. Die Anzahl der Gebäude insgesamt ist in beiden Modellierungen nahezu identisch und liegt bei knapp über 21 Millionen Gebäuden. In beiden Modellierungen verändert sich diese Anzahl bis 2050 nicht wesentlich. Auch die Strukturen unterscheiden sich nicht stark. Im Jahr 2025 ist der Anteil der Heizölheizungen in der Hauptmodellierung leicht höher, wodurch sich der höhere Heizölverbrauch erklärt. Die Differenz im Jahr 2025 ist auf einen leicht unterschiedlichen Ausgangswert im Jahr 2023 sowie eine etwas abweichende Dynamik beim Ersatz von Heizölheizungen im Zeitraum 2023 bis 2025 zurückzuführen.

Der schnellere Rückgang des Erdgasverbrauchs in der Hauptmodellierung schlägt sich hier in einem schnelleren Rückgang der Gasheizungen nieder. Begründet wird dieser mit der Altersstruktur der Gasheizungen. In der Hauptmodellierung werden in der Projektion ab etwa 2028 bis etwa 2035 viele alte Gasheizungen ersetzt. Aufgrund der GEG-Anforderungen werden

nach 2028 (wenn die kommunalen Wärmepläne eingeführt sind) beim Ersatz nur wenige neue Gasheizungen eingebaut und der Bestand an Gasheizungen nimmt in wenigen Jahren stark ab. In der methodischen Sensitivität ist eine gleichmäßigere Altersstruktur der Gasheizungen angenommen und der Abgang verläuft langsamer. Jedoch gilt auch bei der methodischen Sensitivität, dass beim anstehenden Ersatz einer Gasheizung nach 2028 nur noch sehr wenige neue Gasheizungen eingebaut werden und so der Bestand an Gasheizungen stark abnimmt. Bis zum Jahr 2050 gleichen sich die Entwicklungen der beiden Modellierungen wieder an und die Anzahl an mit Gas beheizten Gebäuden beläuft sich dann noch auf 2,1-2,5 Millionen. Die verbleibenden Gaskessel werden dann überwiegend mit grünen Gasen (Biomethan oder Wasserstoff) befeuert. Die Beimischung von Biomethan ins bestehende Erdgasnetz oder der Wechsel auf Wasserstoff aus umgerüsteten oder neuen Netzen führen dazu, dass der Anteil der grünen Gase am insgesamt genutzten Gas ansteigt. Dies führt zu einer zusätzlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen. In der Hauptmodellierung steigt die Grün-Gas-Quote – der Anteil grüner Gase am Gasverbrauch insgesamt - bis 2050 auf 88 % (2030: 7 %), in der methodischen Sensitivität auf 85 % (2030: 7 %; Tabelle 109). Die Heizölheizungen werden in beiden Modellierungen bis 2050 nahezu vollständig verdrängt.

Abbildung 99: Beheizungsstruktur: Anzahl Gebäude nach Heizsystem – Hauptmodellierung und methodische Sensitivität im Vergleich, in Millionen Gebäude



Quelle: Eigene Berechnung, IREES und Prognos

Die Anzahl der mit elektrischen Wärmepumpen beheizten Gebäude ist in beiden Szenarien nahezu identisch. Bis zum Jahr 2030 steigt die Anzahl auf 5,1–5,3 Millionen, im Jahr 2050 liegt die Anzahl jeweils bei rund 13 Millionen. Konventionelle Stromdirektheizungen spielen in

beiden Modellierungen nur eine geringe Rolle und der Bestand weist eine abnehmende Tendenz auf.

Gewisse Unterschiede zwischen den Modellierungen zeigen sich bei den mit Holz und Fernwärme beheizten Gebäuden. In der Hauptmodellierung gibt es im Jahr 2050 mehr Gebäude, die mit Fernwärme beheizt werden. Insgesamt unterscheiden sich die Modellierungen im Jahr 2050 in Bezug auf die genutzte Fernwärmemenge (Energieverbrauch) allerdings nur wenig. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs in der Hauptmodellierung wird die Fernwärmemenge auf eine höhere Anzahl an Gebäude verteilt. Demgegenüber steigt in der methodischen Sensitivität die Anzahl der mit Holz (Pellet, Scheitholz, Hackschnitzel) beheizten Gebäude etwas stärker an als in der Hauptmodellierung. Der Anstieg ist u. a. auf den vergleichsweise tiefen Energiepreis für Holz zurückzuführen, welcher in beiden Modellierungen die wirtschaftliche Attraktivität der Holzheizungen steigert. In der Hauptmodellierung wurde jedoch ergänzend angenommen, dass in Fernwärmeausbaugebieten keine Holzheizungen zugebaut werden. Diese Setzung dämpft den Zubau an Holzheizungen und entsprechend fällt dieser in der Hauptmodellierung geringer aus als in der methodischen Sensitivität. Trotz des stärkeren Zubaus an Holzheizungen ist der Holzverbrauch (in TWh) in der methodischen Sensitivität insgesamt nicht wesentlich höher als in der Hauptmodellierung, da in der methodischen Sensitivität von einem rückläufigen Holzverbrauch in Kaminöfen ausgegangen wird, welche als Ergänzungsheizungen genutzt werden. Gleichzeitig steigt in der methodischen Sensitivität der Holzverbrauch in den Hauptheizungssystemen (Pellet, Scheitholz, Hackschnitzel) trotz der steigenden Anzahl an Anlagen nicht wesentlich an. Sowohl bei den Hauptheizungen als auch bei den Ergänzungsheizungen (Kaminöfen) verringern das wärmer werdende Klima, effizientere Gebäude und effizientere Heizungen bzw. Öfen den durchschnittlichen Energieverbrauch je Anlage.

12.3.4 Gebäudeeffizienz

Die Höhe des Energieverbrauchs für Raumwärme ist stark abhängig vom baulichen Wärmeschutz und der beheizten Gebäudefläche. Letztere ist eng gekoppelt an die Bevölkerung und die Anzahl an Erwerbstätigen. In der nachfolgenden Tabelle 109 sind die Wohnflächen (als Gebäudenutzfläche) und die Flächen in Nichtwohngebäuden (NWG) der beiden Modellierungen dargestellt.¹¹⁴ Die Fläche in Wohngebäuden steigt in beiden Modellierungen leicht an, in der Hauptmodellierung um 2 % bis 2050, in der methodischen Sensitivität fällt der Anstieg mit 4 % geringfügig größer aus. Die Fläche der NWG ist in der Hauptmodellierung leicht rückläufig, bis 2050 um rund 5 %. In der methodischen Sensitivität verändert sich die Fläche insgesamt nicht wesentlich. Ursache für die unterschiedliche Flächenentwicklung ist die unterschiedliche Logik für Zu- und Rückbau, bzw. die Flächenvorgabe. In der Hauptmodellierung ist die Anzahl der Nichtwohngebäude zunächst an die Wohnfläche gekoppelt. Verschiedene endogenen Effekte innerhalb der Modellierung (verfügbare Techniken, Energiekosten usw.) können jedoch in einzelnen Gebäudetypen zu mehr Rückbau und somit zu einer geringeren Fläche führen. In der methodischen Sensitivität erfolgt die Fortschreibung der Flächen der NWG anhand der Zahl an Erwerbstätigen je Branche. Dabei zeigt sich entsprechend der vorgegebenen Branchenstruktur (Rahmendaten) eine Verschiebung innerhalb der GHD-Branchen, welche den Rückgang der Erwerbstätigen insgesamt weitgehend kompensiert. Das leicht schwächere Wachstum der Wohnfläche und der leicht stärkere Rückgang der Flächen in NWG in der Hauptmodellierung erklärt teilweise den stärker abnehmenden Energieverbrauch für Raumwärme.

¹¹⁴ Die Flächenentwicklung der NWG ist als Index dargestellt, da in der methodischen Sensitivität eine von der Hauptmodellierung abweichende Quelle verwendet wird, aufgrund dessen die absolute Höhe schlecht vergleichbar ist. Die Hauptmodellierung stützt sich auf Werte des IWU, die methodische Sensitivität basiert auf Hochrechnungen basierend auf Erhebungen von IREES/ISI/GfK/IfE.

Eine weitere Ursache für den stärker abnehmenden Verbrauch für Raumwärme ist die Sanierungsaktivität, welche hier durch den Indikator Sanierungsrate abgebildet wird. Dabei ist die Sanierungsrate definiert als die jährlich sanierte Gebäudefläche im Verhältnis zur gesamten beheizten Gebäudefläche, wobei Teilsanierungen zu Vollsanierungen aggregiert werden. In der Hauptmodellierung erhöht sich die Sanierungsrate bis zum Jahr 2040 auf 1,7 % im Bereich Wohngebäude und 1,5 % bei den NWG. Nach 2040 sinkt die Sanierungsrate bei den Wohngebäuden deutlich ab, während sie bei den NWG auf dem Niveau von 1,5–1,6 % verbleibt. In der Hauptmodellierung ist die Sanierungsrate insbesondere vom Alter der Gebäude abhängig. Die zugrunde liegende Gebäudetypologie des IWU klassifiziert insgesamt drei Baualtersklassen - vor 1978, 1978 – 2010 und ab 2010. Die Nichtwohngebäude sind somit im Schnitt jünger als die Wohngebäude und kommen deshalb erst später in die Sanierung. Zudem ist die Nichtwohngebäude-Fläche durch die zugrundeliegende Gebäudetypologie in der Hauptmodellierung höher als in der methodischen Sensitivität.

Bei der methodischen Sensitivität verändert sich die Sanierungsrate sowohl bei den Wohngebäuden als auch bei den NWG im Zeitraum 2025 bis 2050 nicht wesentlich und liegt im Bereich von 1,0–1,2 %. Auch in der methodischen Sensitivität ist die Sanierungsrate vom Alter der Gebäude abhängig. Die steigenden Energiepreise erhöhen grundsätzlich wie in der Hauptmodellierung die Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen. In der methodischen Sensitivität wird außerdem angenommen, dass gleichzeitig mit den Energiepreisen auch die realen Baupreise weiter ansteigen, wodurch sich höhere Kosten für energetische Sanierungen ergeben. Zudem nehmen im Zeitverlauf die real verfügbaren Fördermittel und die durch energetische Sanierungen im Mittel erzielten Energieeinsparungen ab (damit resultieren im Zeitverlauf kleiner werdende Reduktionen der Energiekosten). Aufgrund dieser Faktoren ergibt sich in der methodischen Sensitivität insgesamt keine Steigerung der Sanierungsaktivität, trotz der steigenden Energiepreise.

Aufgrund der höheren Sanierungsaktivität in der Hauptmodellierung nimmt der Verbrauch für Raumwärme in der Hauptmodellierung stärker ab als in der methodischen Sensitivität. Dies zeigt sich auch im spezifischen Verbrauch für Raumwärme (in kWh/m²; Tabelle 109). In Bezug auf den Ausgangswert im Jahr 2025 weisen die beiden Modellierungen eine hohe Übereinstimmung auf. In der Hauptmodellierung verringert sich der mittlere spezifische Verbrauch für Raumwärme im Zeitraum 2025 bis 2050 um rund 10 Prozentpunkte mehr als in der methodischen Sensitivität. Der stärkere Rückgang ist wesentlich auf die höhere Sanierungsrate zurückzuführen. Beim ausgewiesenen spezifischen Verbrauchswert ist zu berücksichtigen, dass die genutzte Umweltwärme und Solarthermie hier nicht enthalten sind. Dies im Gegensatz zum ebenfalls in der Tabelle 109 ausgewiesenen Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser, welcher die genutzte Solarthermie und Umweltwärme beinhaltet.

Tabelle 109: Vergleich weiterer zentraler Modell-Parameter im Gebäudesektor

Variable	Modell	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wohnfläche	HM	Mio. m ²	4.346	4.389	4.415	4.430	4.427	4.419
Wohnfläche	MS	Mio. m ²	4.473	4.568	4.613	4.650	4.662	4.652
Fläche GHD	HM	Index	100	100	99	98	96	95

Variable	Modell	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fläche GHD	MS	Index	100	99	99	99	101	101
Sanierungsrate WG	HM	%	1 %	1,4 %	1,8 %	1,7 %	1,2 %	0,6 %
Sanierungsrate WG	MS	%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
Sanierungsrate NWG	HM	%	0,5 %	0,7%	1,1 %	1,5%	1,7 %	1,6%
Sanierungsrate NWG	MS	%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Energieverbrauch RW und WW	HM	TWh	734	665	595	531	480	441
Energieverbrauch RW und WW	MS	TWh	731	681	638	601	562	530
Energieverbrauch übrige Anwend.	HM	TWh	216	203	198	189	182	179
Energieverbrauch übrige Anwend.	MS	TWh	226	215	207	199	192	191
spez. Verbrauch RW (PHH)*	HM	kWh/ m ² WF	103	81	60	47	39	32
spez. Verbrauch RW (PHH)*	MS	kWh/ m ² WF	106	89	77	67	57	49
Kaminholz	HM	TWh	38	38	38	38	38	38
Kaminholz	MS	TWh	42	40	37	34	30	30
Grün-Gas-Quote	HM	%		7%	24%	38%	82%	88%
Grün-Gas-Quote	MS	%	5 %	7 %	12 %	22 %	50 %	85 %

HM: Hauptmodellierung; MS: Methodische Sensitivität. * Energieverbrauchswerte ohne Solarthermie und Umweltwärme

Quelle: Eigene Berechnung, IREES und Prognos

12.4 Zusammenfassendes Fazit des Vergleichs

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Hauptmodellierung und die methodische Sensitivität viele Übereinstimmungen aufweisen, insbesondere beim zentralen Ergebnis, den Treibhausgasemissionen in den Jahren 2030 und 2050. Übereinstimmungen zeigen sich außerdem bei den Energieverbrauchswerten im Jahr 2025 (insgesamt und spezifischer Verbrauch Raumwärme), bei der Entwicklung der Zahl an Gebäuden und bei den Beheizungsstrukturen für die Jahre bis 2030.

Nach 2030 zeigen sich vorübergehend Differenzen bei der Beheizungsstruktur. Diese ergeben sich im Wesentlichen aufgrund der unterschiedlich angenommenen Altersstruktur der Wärmeerzeuger. In der Hauptmodellierung werden bereits bis 2035 viele Gaskessel

ausgetauscht (Annahme viele alte Gaskessel). In der methodischen Sensitivität erfolgt der Ersatz gleichmäßiger und dadurch im Vergleich zur Hauptmodellierung zeitlich etwas verzögert. Bis 2045/2050 nähern sich die Modellierungen in Bezug auf den Bestand an Gaskesseln wieder stark an.

Ein signifikanter Unterschied zwischen den Modellierungen zeigt sich beim Energieverbrauch für Raumwärme. Teilweise ist dies auf die leicht unterschiedliche Flächenentwicklung zurückzuführen. Hauptursache dürfte jedoch die unterschiedliche Einschätzung bezüglich der Sanierungsaktivität sein. Die Sanierungsaktivität, ausgedrückt durch die Sanierungsrate, ist in der Hauptmodellierung höher. Ursache für die höhere Rate ist die unterschiedliche Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen, angetrieben durch die agentenspezifische Einschätzung von Energiepreisen sowie Gebäudealter bzw. Sanierungszyklus.

13 Methodische Sensitivität – Verkehr

Ziel des Vergleichs der Hauptmodellierung (HM) mit der Methodischen Sensitivität (MS) für den Verkehrssektor ist eine Plausibilisierung der Entwicklungen in den Projektionen 2025. Dabei liefert die Hauptmodellierung die Ergebnisse für diesen Projektionsbericht. Die methodische Sensitivität stellt eine mögliche alternative Entwicklung dar. Rahmenbedingungen und berücksichtigte Instrumente sind als Teil der Projektionen 2025 für alle Modellierungen vereinheitlicht worden.

13.1 Vorgehen

Die **Hauptmodellierung** im Verkehrssektor erfolgt mit den Modellen TEMPS¹¹⁵, welches Neuzulassungen, Fahrzeugflotten und Energieverbräuche quantifiziert, und ASTRA-M¹¹⁶, welches die Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr abschätzt. TEMPS liefert dabei als zentrale Eingangsgröße für die Verkehrsnachfragemodellierung die spezifischen Verkehrskosten (in Euro pro Kilometer) an ASTRA-M. Diese ergeben sich in TEMPS basierend auf den Fahrzeugflotten, den Energiepreisen und weiteren Parametern. TEMPS wiederum übernimmt die Verkehrsnachfrage aus ASTRA-M für die in TEMPS benötigte Abbildung der Verkehrsleistung. Die Modelle setzen dabei jeweils auf ihrem modell-endogenen Wert im Basisjahr 2023 auf und übernehmen ab 2024 die Dynamik der Veränderungen des jeweils zuliefernden Modells.

Die Rahmenbedingungen sind in beiden Modellen gleich und wurden aus der Definition der Rahmenbedingungen (Kemmler et al. 2025) übernommen. Außerdem wurden zentrale Annahmen der Modelle für den Verkehrssektor in einem separaten Bericht dokumentiert (Förster et al. 2025a). Die Wirkung der fahrzeug- und kraftstoffbezogenen Instrumente werden dabei in TEMPS abgebildet (z. B. CO₂-Flottenzielwerte, Dienstwagensteuer, THG-Quote) und die Instrumente mit Wirkung auf das Verkehrssystem in ASTRA-M (z. B. Deutschlandticket, Radverkehrsförderung). Durch die Übergabe von Schnittstellenvariablen zwischen den Modellen wird auch indirekt die Instrumentierung an das jeweils empfangende Modell aufgenommen. Die Ausgestaltung der Instrumente ist ebenfalls in einem separaten Bericht dokumentiert (Förster et al. 2024).

Die **methodische Sensitivität** erfolgt vollständig mit dem integrierten Modell ASTRA-M. Dies setzt auf denselben Rahmenbedingungen, wesentlichen Annahmen und Instrumentierungen auf wie die Hauptmodellierung. Flotten mit Neuzulassungen und Bestandsstruktur werden nun in ASTRA-M quantifiziert, genauso wie Energieverbräuche und THG-Emissionen (siehe Abbildung 100). Damit umfasst die methodische Sensitivität in ASTRA-M die gleichen Aspekte wie die Hauptmodellierung in Kombination mit TEMPS. Wie TEMPS bildet das Modell ASTRA-M den Verkehrssektor somit in der Abgrenzung des KSG ab. Dabei umfasst ASTRA-M die folgenden Indikatoren:

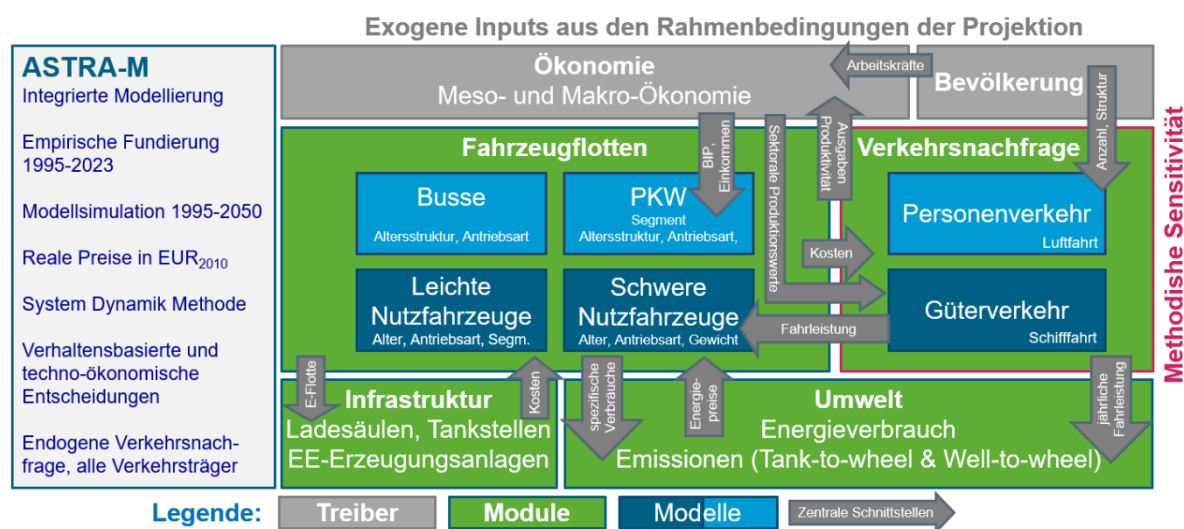
- ▶ Verkehrsnachfrage im Personenverkehr mit Aufkommen, Ziel- und Modalwahl. Daraus werden die Verkehrsleistung in Personenkilometern und der Modal-Split ermittelt.
- ▶ Neuzulassungen und Bestand nach Antriebsart und Segmenten für Pkw und Busse. Die Modellierung in Jahreskohorten zeigt auch die Marktdurchdringungen der E-Mobilität.

¹¹⁵ <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/temps/>

¹¹⁶ <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/astra/>

- ▶ Verkehrsnachfrage im Güterverkehr mit Aufkommen aus Produktion, Außenhandel und Transitverkehr sowie der Ziel- und Modalwahl. Daraus werden die Verkehrsleistung in Tonnenkilometern und der ModalSplit ermittelt.
- ▶ Neuzulassungen und Bestand nach Antriebsart und Segmenten für leichte und schwere Nutzfahrzeuge (LNF, SNF). Die Modellierung über Jahreskohorten zeigt auch die Marktdurchdringung der E-Mobilität und das Auslaufen der Diesel-Lkw.
- ▶ Verkehrsnachfrage im nationalen und internationalen Luft- und Schiffsverkehr. In der Abgrenzung des KSG ist jeweils nur der nationale Verkehr einzubeziehen.
- ▶ Endenergieverbräuche (EEV) im Personen- und Güterverkehr und für die einzelnen Verkehrsmittel.
- ▶ THG-Emissionen im Personen- und Güterverkehr unter Berücksichtigung der spezifischen Anrechnung nach KSG (d. h. Strom und Biokraftstoff mit Null-THG-Emission).

Abbildung 100: Methodische Sensitivität für Verkehr mit ASTRA-M



Quelle: Eigene Darstellung, M-Five.

13.2 Methodischer Vergleich

Der Kern des Vergleichs zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität erstreckt sich auf die folgenden zentralen Indikatoren:

- ▶ Umweltindikatoren: Endenergieverbrauch (EEV) und THG-Emission (jeweils Gesamtverkehr und Struktur nach Emittenten).
- ▶ Flottenindikatoren: Neuzulassungen und Bestandsstruktur nach Antriebsart.
- ▶ Verkehrsnachfrage: Verkehrsleistung und Modalwahl im Personen- und Güterverkehr.
- ▶ Parameter oder Modellstrukturen, die im Vergleich der vorgenannten Indikatoren als relevant identifiziert wurden, um Unterschiede zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität zu erklären.

Die Verkehrsnachfrage wird in Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität durch ASTRA-M modelliert. Trotzdem unterscheiden sich die Ergebnisse. Dies zeigt, dass sich bereits durch Weiterverarbeitung bzw. die Art der Abbildung von Rahmenbedingungen, Instrumenten sowie

Wirklogiken in den Modellen Unterschiede in den Ergebnissen ergeben können. In diesem Fall unterscheiden sich die in ASTRA-M genutzten Kilometerkosten, weil:

- ▶ Entwicklungspfade für Fahrzeugpreise und -effizienzen sich zwischen ASTRA-M und TEMPS unterscheiden. Dies kann auch auftreten, obwohl dieselben Quellen in beiden Modellen genutzt wurden (z. B. das CO₂-Monitoring der Europäischen Umweltagentur), weil eine andere Aggregation im Modell abgebildet ist (z. B. drei Pkw-Segmente in TEMPS bzw. sieben Pkw-Segmente in ASTRA-M) und unterschiedliche Methoden für die Abbildung von Instrumenten eingesetzt werden (z. B. CO₂-Flottenzielwerte¹¹⁷).
- ▶ im Modell wirksame Energiepreise sich unterscheiden. Dies tritt auf, wenn die in den Rahmenbedingungen festgelegten Energiepreise (z. B. je Liter Diesel) durch detaillierte sektorspezifische Verfeinerungen neu berechnet und dadurch die für Entscheidungen wirksamen Energiepreise modifiziert werden. Dies ist beispielsweise durch die Modellierung der THG-Quote in TEMPS mit deren Preiseffekten der Fall, während ASTRA-M die wirksamen Energiepreise aus den Einzelkomponenten (z. B. Rohölpreis, Umlagen, CO₂-Preis, Energiesteuer, Mehrwertsteuer) zusammensetzt (Kreidelmeyer und Kemmler 2025), aber keine Preisdifferenz zwischen fossilen und biogenen Energiemengen im Kraftstoff sowie weiterer Effekte der THG-Quote im Kraftstoffpreis berücksichtigt.

Damit liegt beim Vergleich der Ergebnisse der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität das Augenmerk auf:

- ▶ der Parametrisierung der Modelle (also z. B. Fahrprofile bzw. Jahresfahrleistungen, Bestandszugehörigkeitskurven).
- ▶ der Modellstruktur: Hier zeigt sich eine Vergleichbarkeit der Differenzierung nach Antriebsarten bei Straßenfahrzeugen, während die abgebildeten Größenklassen der Fahrzeuge sich strukturell unterscheiden.
- ▶ den Modellmechanismen: Beide Modellierungen setzen techno-ökonomische, teils verhaltensbasierte Ansätze zur Modellierung der Entwicklung der Fahrzeugflotten ein. Dies sind Total-Cost-of-Ownership (TCO)- und Discrete-Choice-Ansätze. Beim TCO-Ansatz werden die Vollkosten von Besitz und Nutzung eines Fahrzeugs bestimmt und die jeweils günstigste Option gewählt (also z. B. das batterieelektrische Fahrzeug). In der Discrete-Choice-Modellierung ist der Preis nicht das einzige Kriterium. Über kalibrierte Logit-Faktoren werden weitere nicht-ökonomische Präferenzen (z. B. Einstellungen zu Technologien) in der Kauf- oder Nutzungsentscheidung berücksichtigt.
- ▶ der Übersetzung von Rahmenbedingungen und Instrumenten in Modellparameter, und möglichen Spezifika bei der Übersetzung in die Modelle.
- ▶ ggf. auch unterschiedliche Startwerte der Modellierung in 2023.

Bis 2030 sind die Entwicklungen der Umweltindikatoren in der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität vergleichbar. Danach treten deutliche Unterschiede auf. Als wichtige Quellen für diese Unterschiede konnten identifiziert werden:

¹¹⁷ TEMPS: Nachbildung des Pricings der Automobilhersteller zur Zieleinhaltung in TEMPS, falls die Bottom-up-Modellierung nicht zur Zieleinhaltung führt; ASTRA-M: Kombination aus Abbildung des Modellhochlaufs wie dieser in Fachartikeln (z. B. Automobilwoche) von den einzelnen OEM angekündigt wird, Fahrzeugpreisentwicklung aufgrund Komponentenpreisentwicklung (z. B. Batterie, Brennstoffzelle) und einer Heuristik zur Abbildung der Reaktion der Autoindustrie auf verschiedene Zielniveaus der CO₂-Standards (Schade et al. (2023)) in ASTRA-M.

- ▶ Die explizite Modellierung der THG-Quote einschließlich der Preiswirkungen in der Hauptmodellierung, während in der methodischen Sensitivität die Quoten exogen durch die Übernahme der Kraftstoffmengen aus der Hauptmodellierung vorgegeben sind und keine Preiswirkung im Kraftstoff entfalten.
- ▶ Eine altersdifferenzierte Jahresfahrleistung (absinkend mit zunehmendem Fahrzeugalter), welche nach 2030 bei alternden Verbrenner-Flotten in der Hauptmodellierung mit TEMPS (Allekotte et al. 2020) zu beschleunigtem Absinken des fossilen Kraftstoffverbrauchs führt. In der methodischen Sensitivität mit ASTRA-M ist im Gegensatz eine Gleichverteilung der Jahresfahrleistung auf alle Altersklassen einer Antriebsart im privaten PKW-Bestand¹¹⁸ modelliert.
- ▶ Die Konstanz der Mautsätze für Verbrenner-Lkw in der Lkw-Maut auf heutigem Niveau (d. h. keine Wegekostendeckung der Lkw-Maut) in der methodischen Sensitivität, während in der Hauptmodellierung die Konstanz der Wegekostendeckung entsprechend der Parametrisierung im Instrumentenpapier (Förster et al. 2024) unterstellt und damit ein deutlicher Anstieg der Mautkosten pro Kilometer bei Verbrenner-Lkw angenommen wird.
- ▶ Die Unterschiede in der Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge, d. h. der Anteil der Fahrzeuge, die nach x Jahren noch im Bestand sind. Während in der Hauptmodellierung die Bestandszugehörigkeit über aktuelle Daten des KBA-Fahrzeugregisters und der sich daraus ableitbaren Altersstruktur (KBA o.J.) abgebildet ist, ist in der methodischen Sensitivität die Verschrottung und der explizit modellierte Export junger gebrauchter Pkw¹¹⁹ (Scheu 2012) auf Basis einer Kalibrierung von Verschrottungsraten der letzten 10 Jahre der KBA-Bestands-Statistik parametrisiert (Schade et al. 2023).
- ▶ Die Aufteilung der Märkte in rationale Entscheider und nicht-monetäre Entscheider, durch die Aufteilung in TCO- und Discrete-Choice-Entscheidung. In der methodischen Sensitivität erfolgen diese Entscheidungen auf zwei disjunkten, parallelen Märkten. In der Hauptmodellierung ist die TCO-Entscheidung der Discrete-Choice-Entscheidung vorgeschaltet (sequenzielle Modellierung).

13.3 Ergebnisse

Soweit erforderlich, sind die Ergebnisse beider Modellierungen auf eine Ebene aggregiert, auf der keine Strukturunterschiede mehr existieren und auf der die beiden Modelle vergleichbar sind. Der Vergleich wird für drei Bereiche dargestellt: Personenverkehr und Flotten, Güterverkehr und Flotten sowie Umweltindikatoren. Dabei wird ein Vergleich zur Hauptmodellierung gezogen. Bei größeren Differenzen werden die Ursachen der Differenzen analysiert und erläutert.

Hinsichtlich der THG-Emissionen sind die Unterschiede im Zeitraum bis 2030 gering (siehe Abbildung 115). Im Jahr 2025 liegen die THG-Emissionen der methodischen Sensitivität rund 5 Mt CO₂-Äq. unter denen der Hauptmodellierung. In den Folgejahren bis zum Jahr 2030 sind die Unterschiede in der Projektion der THG-Emissionen deutlich geringer (jeweils 1 bis 3 Mt CO₂-Äq. Unterschied). Langfristig unterscheidet sich die Entwicklung der THG-Emissionsminderung in beiden Modellierungen jedoch: In der Hauptmodellierung sinken vor allem nach dem Jahr 2030 die THG-Emissionen schneller als in der methodischen Sensitivität. Der entscheidende

¹¹⁸ Für die Modellierung der Neuzulassungen werden unterschiedliche Fahrprofile mit verschiedenen Jahresfahrleistungen modelliert. Die Konstanz der Jahresfahrleistung bezieht sich auf die Alterskohorten der privaten PKW.

¹¹⁹ Ein bis vier Jahre alte Pkw

Unterschied in der Modellierung sind die Annahmen zur Fahrleistung der Straßenfahrzeuge und der Dauer ihres Verbleibs in der Flotte. In der Hauptmodellierung nimmt die Fahrleistung eines Fahrzeugs mit dem Fahrzeugalter ab und BEV weisen aufgrund der geringeren Kosten höhere Jahresfahrleistungen auf als andere Antriebsarten; in der methodischen Sensitivität ist über die Altersklassen im privaten Pkw-Bestand eine Gleichverteilung der Jahresfahrleistungen einer Antriebsart angenommen. Bei der fortschreitenden Elektrifizierung des Fahrzeugbestands liegen in der Hauptmodellierung dadurch die Jahresfahrleistungen der Nullemissionsfahrzeuge aufgrund des jüngeren Fahrzeugalters deutlich über der Fahrleistung der verbliebenen verbrennungsmotorischen Fahrzeuge. In der methodischen Sensitivität liegen nur die Jahresfahrleistungen der gewerblichen Pkw höher. Dagegen werden die Fahrleistungen der privaten PKW nicht nach Alter differenziert. Dadurch liegt die Fahrleistung älterer Pkw höher als in der Hauptmodellierung. Dies betrifft nach 2030 insbesondere die alternden Verbrennerbestände.

Ein weiterer Unterschied mit geringerer Bedeutung für die THG-Emissionsunterschiede liegt im Modal-Split im Güterverkehr. Durch eine unterschiedliche Parametrisierung der Lkw-Maut und dadurch, dass der Kosteneffekt der THG-Quote nur in der Hauptmodellierung in die Modellierung integriert ist, unterscheiden sich die Kosten für die Nutzung von Lkw in beiden Szenarien. In der Hauptmodellierung sind die Mautkosten durch die Annahme der Wegekostendeckung über den Modellierungszeitraum ab 2028 deutlich höher. In der methodischen Sensitivität liegt der Lkw-Modalanteil durch die im Vergleich niedrigeren Kosten für die Lkw-Nutzung höher und verstärkt so den Effekt des unterschiedlichen Ansatzes bei der Fahrleistung auf die THG-Emissionen.

Die übrigen Ergebnisindikatoren unterscheiden sich zwar im Detail, sind aber in ihrer Trendentwicklung sehr vergleichbar zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität.

13.3.1 Personenverkehr und Flotten

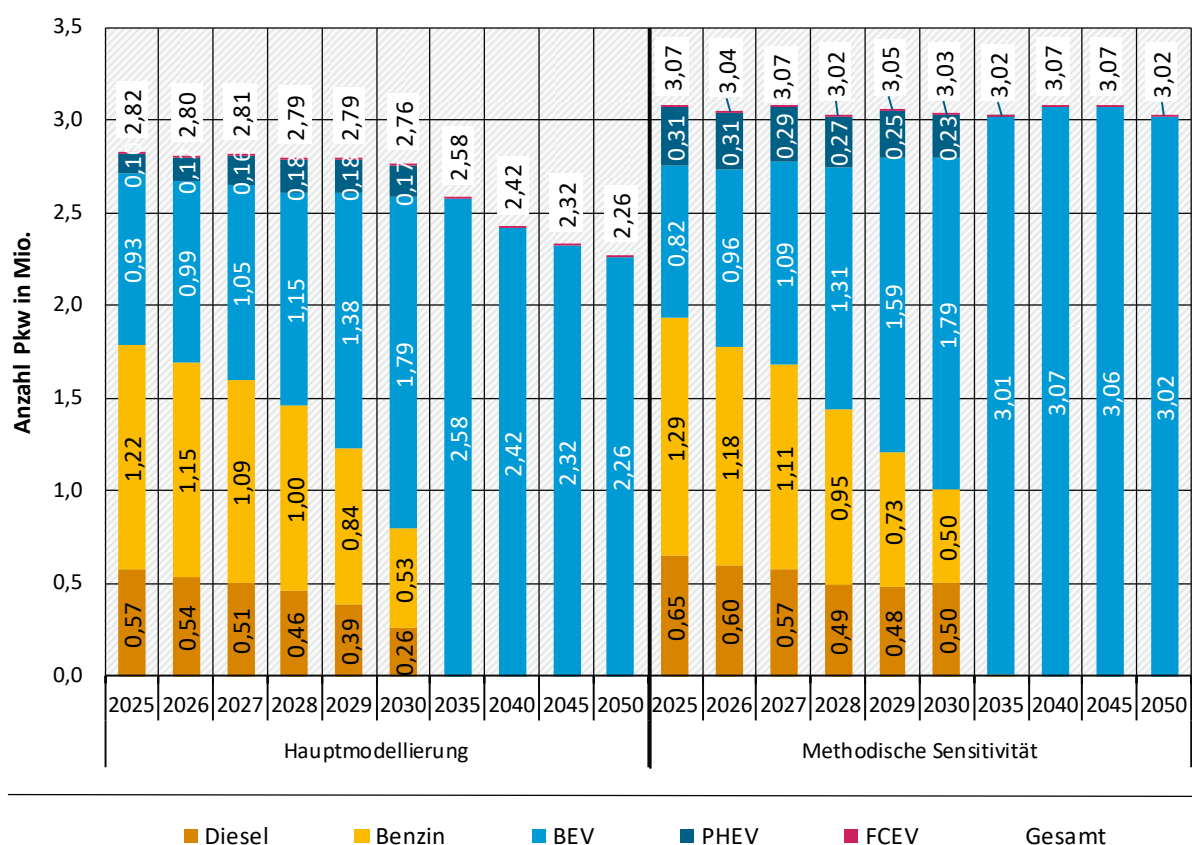
13.3.1.1 Flotte der Pkw

Sowohl in der Hauptmodellierung als auch in der methodischen Sensitivität wird der Pkw-Bestand mittels Kohortenmodellen simuliert, in die für jedes Jahr die Pkw-Neuzulassungen eingehen und die Pkw-Verschrottungen sowie Exporte gebrauchter Pkw abgehen. Auch wenn die Modelle methodisch vergleichbar und anhand historischer Zeitreihen der Statistiken des Kraftfahrtbundesamtes parametrisiert sowie an den aktuellen Rand angepasst sind, unterscheiden sich Hauptmodellierung und methodische Sensitivität. Das ist beispielsweise der Fall in Sachen Preisentwicklung, Entwicklung der Anteile von Fahrzeugsegmenten, Bestandszugehörigkeitskurven und durchschnittlichen jährlichen Fahrleistungen.

Aus Unterschieden bei der Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge und der Einflussfaktoren zur Modellierung der Neuzulassungen ergeben sich Unterschiede bei den Neuzulassungen (Abbildung 101). In der methodischen Sensitivität ergeben sich im Vergleich zur Hauptmodellierung, in der die Bestandszugehörigkeit aus aktuellen Daten des KBA abgeleitet wurde (KBA o.J.), eine kürzere Bestandszugehörigkeit angenommen, weswegen die Neuzulassungen bis 2030 im Schnitt zwischen 200 und 250 Tausend Pkw höher liegen als in der Hauptmodellierung. In absoluten Zahlen unterscheiden sich dabei die jährlichen Neuzulassungen von BEV und PHEV zumindest bis 2030 nur marginal. Ab 2035 liegen die absoluten Neuzulassungen von BEV in der methodischen Sensitivität höher, was sich aber aufgrund der kürzeren Bestandszugehörigkeit der Pkw im Bestand nicht bemerkbar macht. Moderate Unterschiede zeigen sich auch bei der Entwicklung der Neuzulassungen von Diesel-

bzw. Benziner-Pkw. Besonders bei Diesel-Pkw geht der Anteil der Neuzulassungen bis 2030 in der Hauptmodellierung stärker zurück als in der methodischen Sensitivität, was sich auch in der Entwicklung des Pkw-Bestands zeigt.

Abbildung 101: Vergleich der Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität

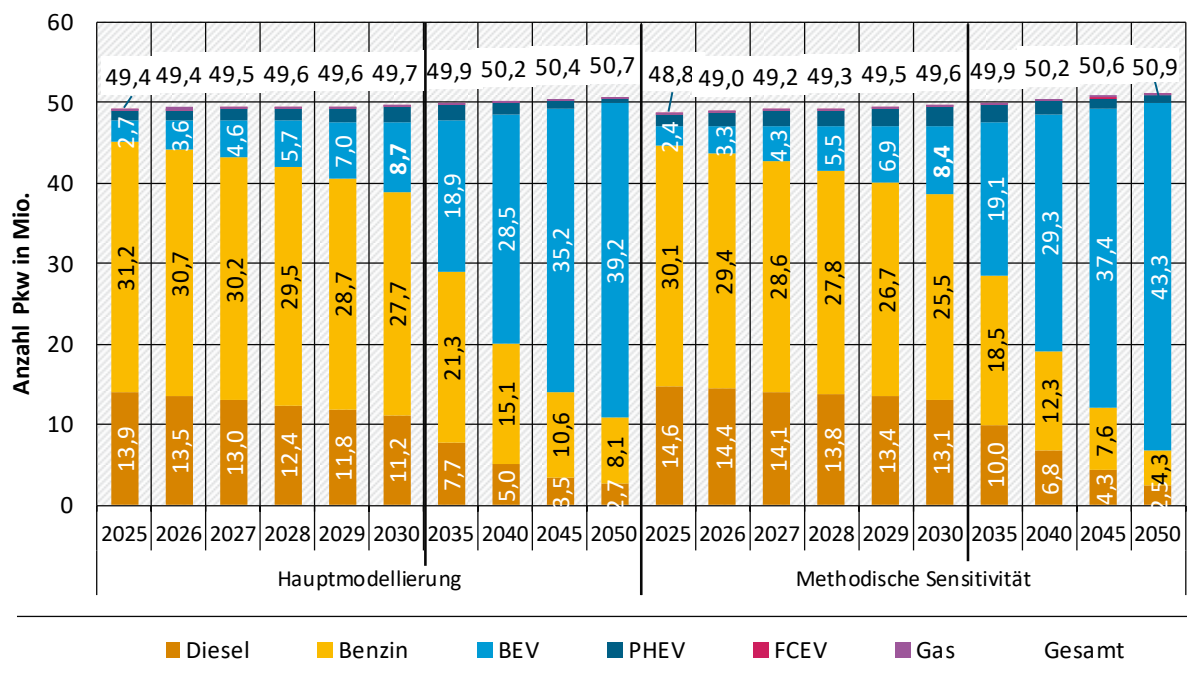


Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI; ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Trotz der Unterschiede bei den Pkw-Neuzulassungen sind die Projektionen zur Entwicklung des Pkw-Bestands in der Gesamthöhe nahezu identisch (Abbildung 102). Sowohl in der Hauptmodellierung als auch in der methodischen Sensitivität wächst der Pkw-Bestand marginal bis 2050. Er erreicht 2030 ein Niveau von 49,6 bzw. 49,7 Mio. Pkw, bis 2050 werden sich die Bestände zwischen 50,7 Mio. und 50,9 Mio. Pkw einpendeln.

Auch bei der Entwicklung des Bestands an Elektrofahrzeugen bis 2030 zeigt sich in der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität ein ähnliches Bild. Der Bestand an BEV erreicht in der Hauptmodellierung bis 2030 8,7 Mio. Pkw. In der methodischen Sensitivität liegt der Bestand an BEV bis 2030 mit 8,4 Mio. Pkw moderat niedriger. Bei den Beständen an PHEV liegt die methodische Sensitivität bis 2030 mit 2,4 Mio. Pkw leicht höher als in der Hauptmodellierung mit 1,8 Mio. Pkw. Bedingt durch die kürzere Bestandszugehörigkeit der Pkw sinken die Anteile von Diesel- und Benziner-Pkw in der methodischen Sensitivität etwas schneller nach 2035. Der höhere Anteil an Neuzulassungen von Diesel-Pkw in der methodischen Sensitivität zeigt sich auch im Bestand. Während der Bestand von Benziner-Pkw in der Hauptmodellierung nach 2030 höher ist als in der methodischen Sensitivität, verhält es sich bei Diesel-Pkw genau umgekehrt.

Abbildung 102: Vergleich der Antriebsverteilung des Pkw-Bestands zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



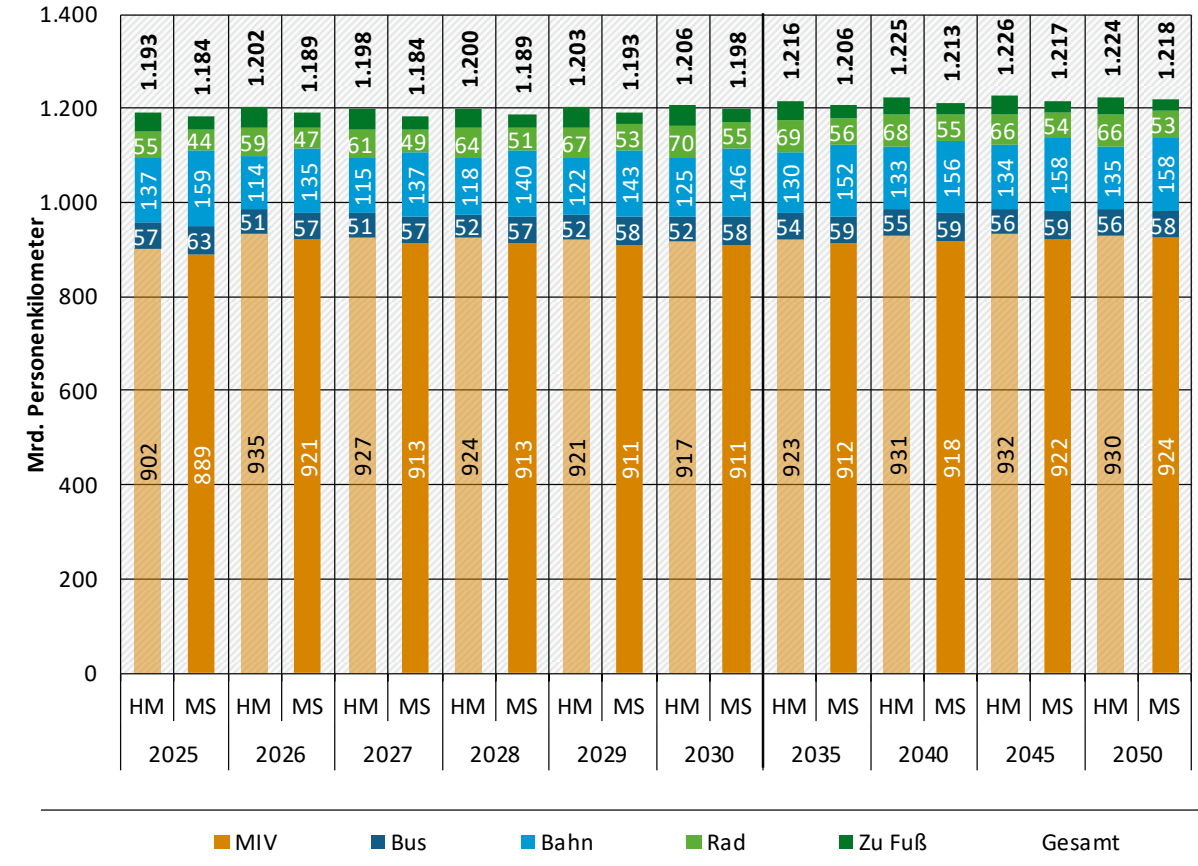
Anmerkung: ASTRA-M und TEMPS weisen den Bestand jeweils zu Ende des Jahres aus.

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

13.3.1.2 Nachfrage im Personenverkehr

Im Bereich der Personenverkehrsnachfrage zeigen sich zwischen der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität nur geringfügige Unterschiede. Im MMS ergeben sich in der Hauptmodellierung bis 2030 1.206 Mrd. pkm, während die Personenverkehrsleistung in der methodischen Sensitivität mit 1.198 Mrd. pkm marginal niedriger ist. Dieser leichte Niveauunterschied bleibt bis 2050 zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität des MMS erhalten. Verglichen mit der Verflechtungsprognose 2040 liegen die Ergebnisse sowohl in der Hauptmodellierung als auch in der methodischen Sensitivität im Jahr 2040 um 59 bzw. 51 Mrd. pkm niedriger. Dieser Unterschied ist jedoch im Wesentlichen durch unterschiedliche Annahmen zu Rahmenbedingungen, Energiepreisentwicklungen sowie berücksichtigten Instrumentenwirkungen beeinflusst. Unterschiede zeigen sich auch beim Modal Split zwischen Verflechtungsprognose 2040 und den beiden Modellierungen im Rahmen dieses Projektionsberichts. In der Verflechtungsprognose 2040 liegen die Verkehrsleistungen der Schiene leicht höher als in der methodischen Sensitivität, während sich beim Pkw-Verkehr ein umgekehrtes Bild zeigt. Dies kann jedoch auch durch die Unterschiede bei der Berücksichtigung der Sanierung der Hochleistungskorridore auf der Schiene sowie durch die in der Verflechtungsprognose 2040 sich unter den Prämissen befindliche Straßennutzungsgebühr für Pkw bedingt sein.

Abbildung 103: Vergleich der Personenverkehrsleistung nach Verkehrsmittel zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



HM = Hauptmodellierung ; MS = Methodische Sensitivität
Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Während die Implementierung und modellhafte Umsetzung der Instrumente des MMS in beiden Modellierungen vergleichbar ist, unterscheiden sich jedoch die in die Verkehrsverteilung und die Verkehrsmittelwahl eingehenden Endnutzerpreise pro pkm leicht. In der Hauptmodellierung werden die Preise in TEMPS auf Basis der sich ändernden antriebstechnischen Zusammensetzungen der Fahrzeugflotten erzeugt und über eine Schnittstelle in die Verkehrsnachfragemodellierung mit ASTRA-M übertragen. In der methodischen Sensitivität werden die Preise pro pkm innerhalb des ASTRA-M-Modells bottom-up gerechnet. Leichte Unterschiede bei den Anteilen der Antriebsarten bei Pkw sowie unterschiedliche Preispfade für die Entwicklung der Fahrzeugpreise führen daher zu marginal abweichenden Preisen pro pkm. Insbesondere bei Pkw sind die Verkehrsnachfrageentwicklungen zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität jedoch kaum verschieden, was auf nur marginale Unterschiede in den Preisentwicklungen hindeutet.

Leichte Unterschiede in der Verkehrsleistung zeigen sich im öffentlichen und nicht-motorisierten Personenverkehr. Diese sind jedoch größtenteils bedingt durch die unterschiedlichen Ausgangswerte der beiden Modellierung des Jahres 2023 für die Personenverkehrsleistungen in der Hauptmodellierung von ASTRA-M auf TEMPS. Die unterschiedlichen Ausgangswerte sind im Bereich des öffentlichen Verkehrs auf unterschiedliche Datengrundlagen zurückzuführen und sind im nicht-motorisierten Verkehr durch statistische Ungenauigkeiten begründet. Es lassen sich historische Zahlen zur nicht-motorisierten Verkehrsleistung nur anhand von Zählstellendaten und Befragungen wie aus

Mobilität in Deutschland ableiten, woraus unterschiedliche Startwerte resultieren können. Weitere marginale Unterschiede ergeben sich wie beim Pkw durch leicht abweichende Preisentwicklungen, die in den Modal Split eingehen. In der Hauptmodellierung liegen die Verkehrsleistungen der nicht-motorisierten Verkehrsmittel moderat höher, während in der methodischen Sensitivität die Verkehrsleistung auf der Schiene höher liegt.

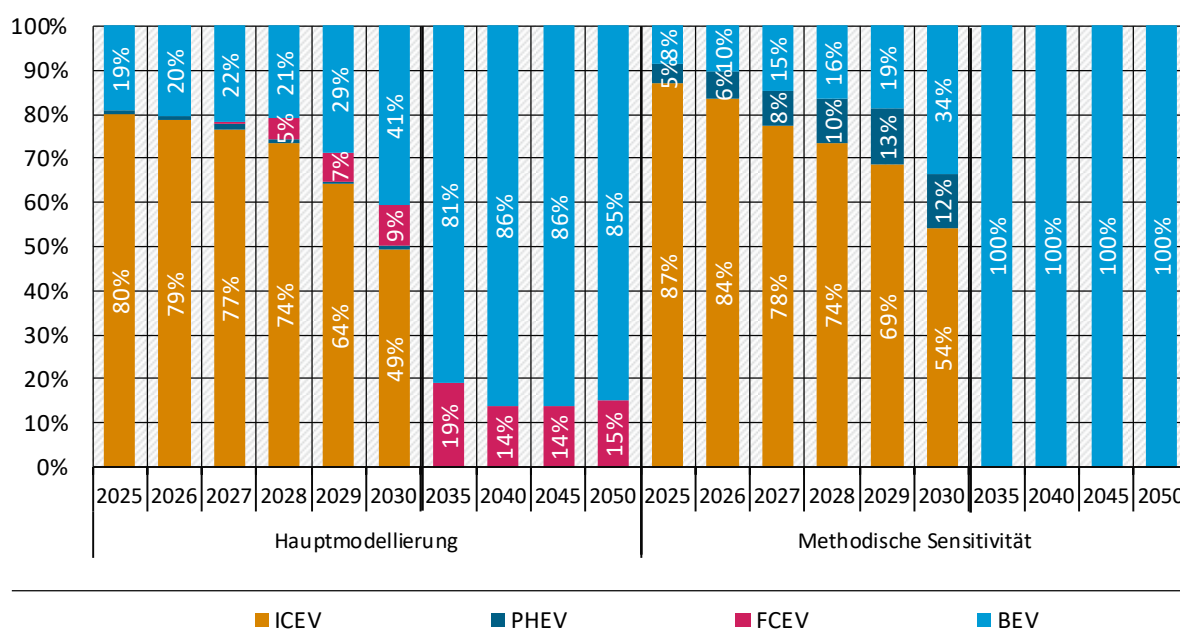
13.3.2 Güterverkehr und Flotten

13.3.2.1 Flotte der leichten Nutzfahrzeuge

Die Anzahl an leichten Nutzfahrzeugen (bis einschließlich 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht (zGG), Fahrzeugkategorie N1) ergibt sich im ASTRA-M-Modell aus der modellierten Güterverkehrsnachfrage, sowie der durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung je Fahrzeug. Dabei werden die leichten Nutzfahrzeuge in der Modellierung nach Segment (KEP, Flotten, sonstige gewerblich und privat), Antriebstechnologie, Emissionsstandards und Fahrzeugalter differenziert.

Generell folgen beide Modellierungen einem vergleichbaren Trend und einer ähnlichen Emissionsentwicklung. In beiden Modellierungen zeigt sich ein Anstieg der Neuzulassungen und des Bestands, begründet durch die steigende Nachfrage im Güterverkehr. In der methodischen Sensitivität liegt die Elektrifizierung der Neuzulassungen zu Beginn jedoch leicht unterhalb der Hauptmodellierung (siehe Abbildung 104). Im Verlauf bis 2035 gleichen sich die Entwicklungen dann an. In der methodischen Sensitivität werden bis 2035 auch geringe Mengen an PHEV neu zugelassen, wasserstoffbetriebene Fahrzeuge sind mangels Fahrzeug-Verfügbarkeiten und Kostennachteilen in der methodischen Sensitivität nicht als Antriebsoption enthalten.

Abbildung 104: Vergleich der Neuzulassungen leichter Nutzfahrzeuge (bis 3,5 t zGG) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität

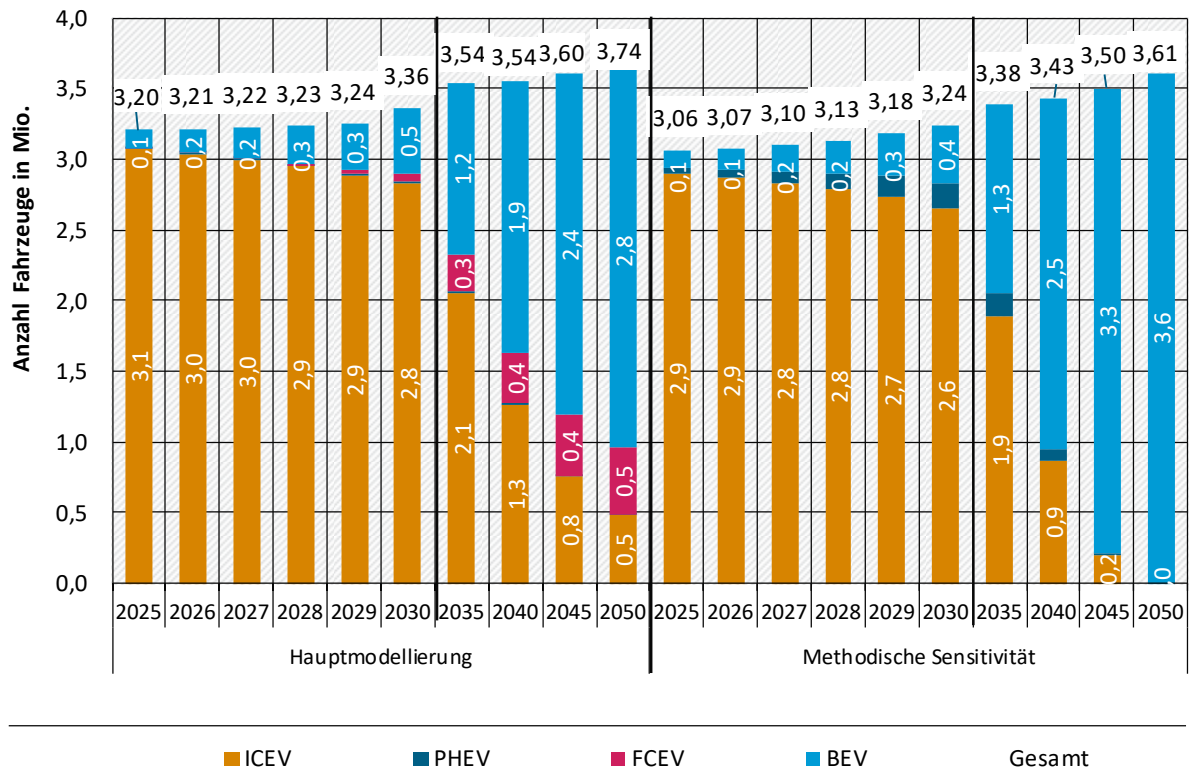


Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI; ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Die Entwicklung des Bestandes an leichten Nutzfahrzeugen ist in beiden Ansätzen vergleichbar. Bis 2030 gilt dies auch für den Hochlauf der batterieelektrischen leichten Nutzfahrzeuge. Nach 2030 gehen in der methodischen Sensitivität die Verbrenner schneller aus der Flotte und der

BEV-Anteil liegt höher. Wie bei den Pkw lässt sich dies auf einen kürzeren Verbleib der Verbrenner-Fahrzeuge im Bestand zurückführen. (siehe Abbildung 105)

Abbildung 105: Vergleich des Bestands leichter Nutzfahrzeuge (bis 3,5 t zGG) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



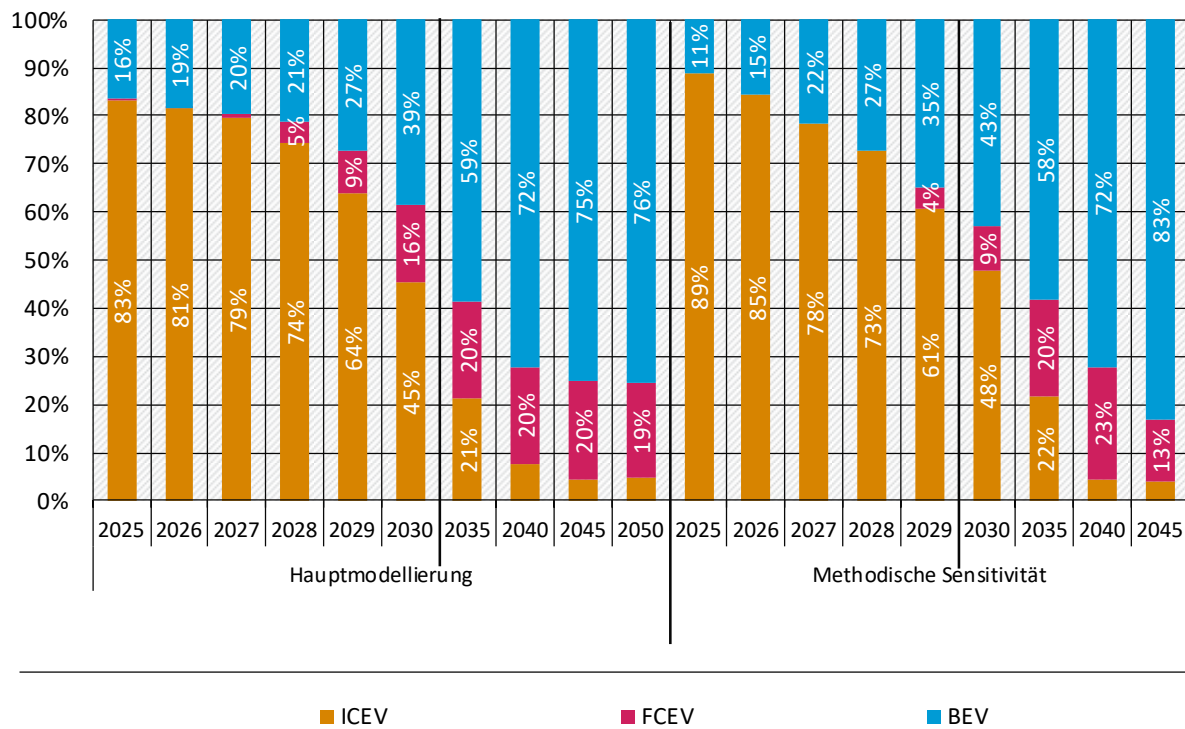
Anmerkung: ASTRA-M und TEMPS weisen den Bestand jeweils zu Ende des Jahres aus.

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

13.3.2.2 Flotte der schweren Nutzfahrzeuge

Abbildung 106 zeigt die zeitliche Entwicklung der Lkw-Neuzulassungen nach Antriebsart mit einem zulässigen Gesamtgewicht (zGG) von >12 Tonnen (inkl. Last- und Sattelzügen, Fahrzeugkategorie N3) in der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität im Vergleich. Im Zeitraum bis 2027 bleiben die Anteile an Nullemissionsfahrzeugen in beiden Modellierungen noch unter 25 %, verzeichnen nachfolgend jedoch einen starken Anstieg. Der Anstieg wird auch durch die angenommene Modellverfügbarkeit von Wasserstoff-Lkw-Modellen (FCEV) ab dem Jahr 2027 (Hauptmodellierung) bzw. 2029 (methodische Sensitivität) befördert. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil an Nullemissionsfahrzeugen 55 % in der Hauptmodellierung gegenüber 52 % in der methodischen Sensitivität. Durch die Vorgaben der CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge setzen sich in beiden Modellierungen batterieelektrische Lkw (BEV) gegenüber fossil betriebenen Lkw (ICEV) durch, auch Wasserstoff-Lkw nehmen einen relevanten Anteil ein.

Abbildung 106: Vergleich der Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zGG (N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität

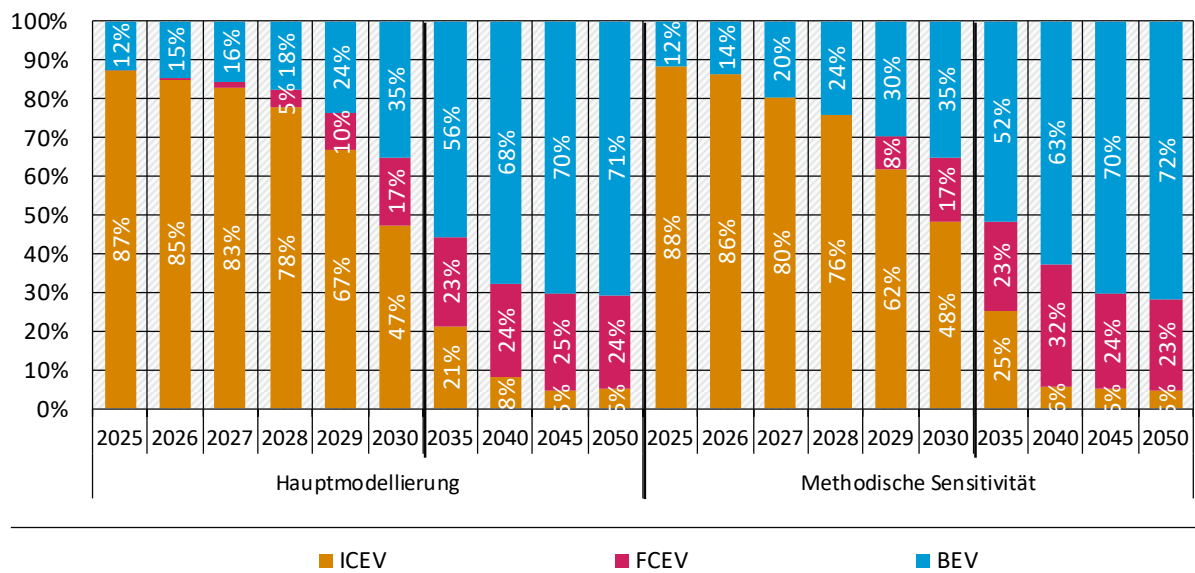


Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Die projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen für alle schweren Nutzfahrzeuge >3,5 t (inkl. Last- und Sattelzüge, Fahrzeugkategorien N2, N3) gegenüber der Hauptmodellierung im Szenario MMS ist in Abbildung 107 dargestellt. Gegenüber der vorherigen Abbildung wird hier in beiden Modellierungen ein stärkerer Einsatz von Wasserstoff-Fahrzeugen abgebildet. Das liegt begründet in den Kostenvorteilen von FCEV- ggü. BEV-Lkw insbesondere in der Klasse von 7,5-12 t zGG, die kürzere Fahrtdistanzen und daher einen geringeren Gesamtkostenanteil der Nutzungskosten aufweisen.

Für die Elektrifizierung sind, neben der Einführung der CO₂-differenzierten Lkw-Maut mit Erweiterung für Fahrzeuge >3,5 t tzzgM, die CO₂-Standards für schwere Nutzfahrzeuge der größte Treiber in der methodischen Sensitivität. Unter Berücksichtigung von Effizienzverbesserungen für Verbrenner-Lkw ergibt sich damit für die schweren Nutzfahrzeuge (>3,5 t zGG) gemittelt für alle Fahrzeuggruppen eine Übererfüllung der CO₂-Zielwerte mit 18 % in 2025 (Ziel 15 %), 57 % in 2030 (Ziel 45 %), 79 % in 2035 (Ziel 65 %) sowie 96 % in 2040 (Ziel 90 %) Emissionsreduktion gegenüber der Neuzulassungen aus dem Jahr 2019.

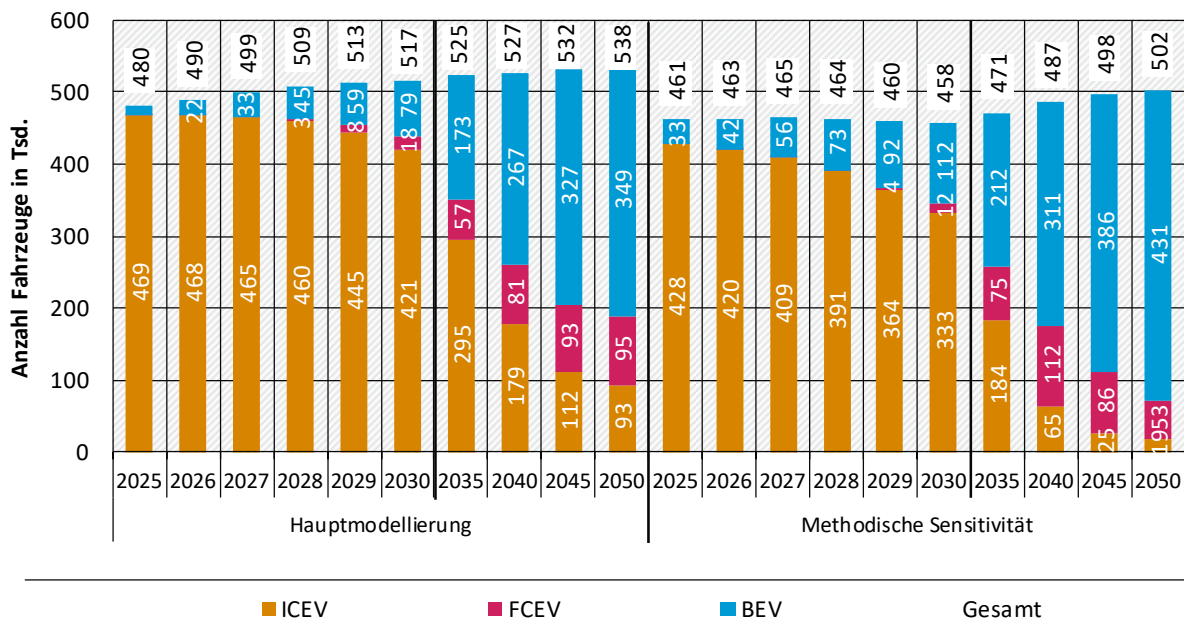
Abbildung 107: Vergleich der Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >3,5 t zGG (N2 & N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Im Lkw-Bestand der schweren Nutzfahrzeuge zeigt Abbildung 108 den Vergleich von Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität anhand der absoluten Antriebsverteilung mit >12 t zGG (inkl. Last- und Sattelzüge). Im Zeitraum bis 2030 erreichen Nullemissionsfahrzeuge dabei einen Anteil am Bestand von 18 % in der Hauptmodellierung bzw. 27 % in der methodischen Sensitivität. Dieser erhöht sich bis 2035 auf 44 % (Hauptmodellierung) bzw. 61 % (methodische Sensitivität). In der langfristigen Projektion verdrängen diese Fahrzeuge schließlich große Teile der verbrennungsmotorisch betriebenen Flotte (ICEV), wobei in der Hauptmodellierung ab 2045 mit knapp einem Fünftel noch ein höherer Anteil gegenüber der methodischen Sensitivität mit rund 5 % verbleibt. Die Unterschiede ergeben sich wesentlich aus den unterschiedlichen Annahmen der beiden Modelle zur Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge.

Abbildung 108: Vergleich der Antriebsverteilung des Lkw-Bestands mit >12 t zGG (N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität

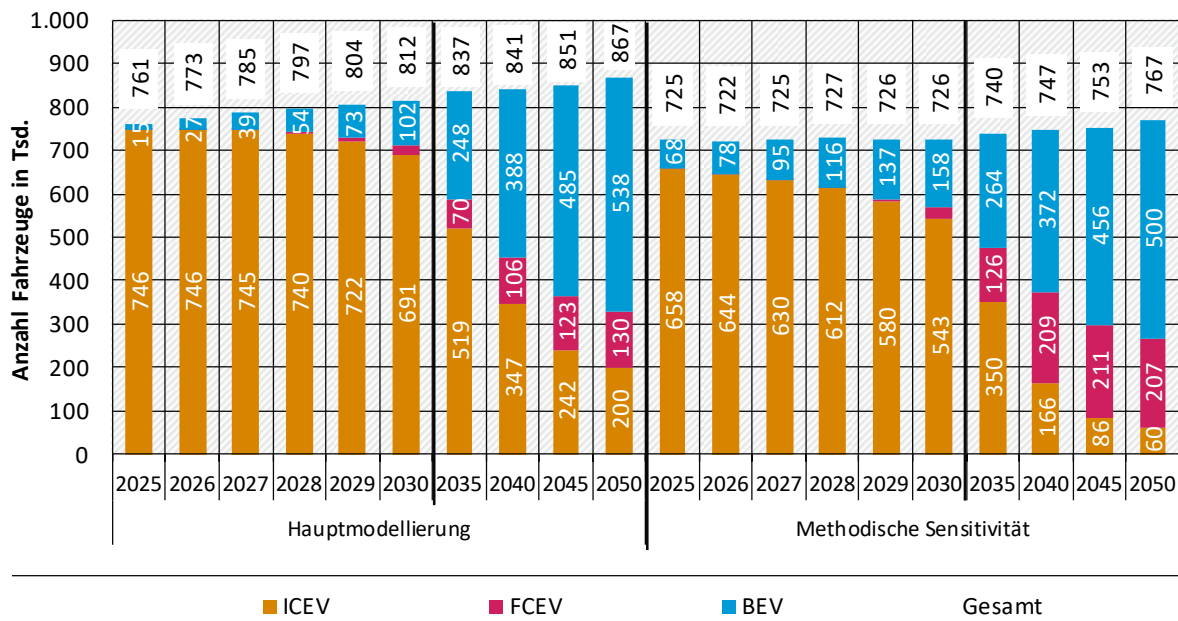


Anmerkung: ASTRA-M weist als Bestands-Fluss-Modell den Bestand zum 1.1. des Folgejahres aus.

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 109 zeigt die absolute Antriebsverteilung im Lkw-Bestand für alle schweren Nutzfahrzeuge über 3,5 t zGG inkl. der Last- und Sattelzüge, für die sich aufgrund der unterschiedlich langen Bestandszugehörigkeit der Fahrzeuge eine unterschiedlich schnelle Diffusion der Nullemissionsfahrzeuge einstellt. Im Vergleich zur Hauptmodellierung ergibt sich ein Anteil von 25 % Nullemissions-Fahrzeugen im Jahr 2030 (Hauptmodellierung: 15 %), 53 % im Jahr 2035 (Hauptmodellierung: 38 %) bis hin zu 92 % im Jahr 2050 (Hauptmodellierung: 77 %). Unter Berücksichtigung der erhöhten Kaufanteile in der Fahrzeug-Gruppe <12 t zGG erreichen Wasserstoff-Lkw langfristig Anteile von über einem Viertel an der Gesamtflotte schwerer Nutzfahrzeuge und liegen nach 2040 etwa 10 Prozentpunkte über der Hauptmodellierung der Lkw-Flotte.

Abbildung 109: Vergleich der Antriebsverteilung des Lkw-Bestands mit >3,5 t zGG (N2 & N3) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



Anmerkung: ASTRA-M weist als Bestands-Fluss-Modell den Bestand zum 1.1. des Folgejahres aus.

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

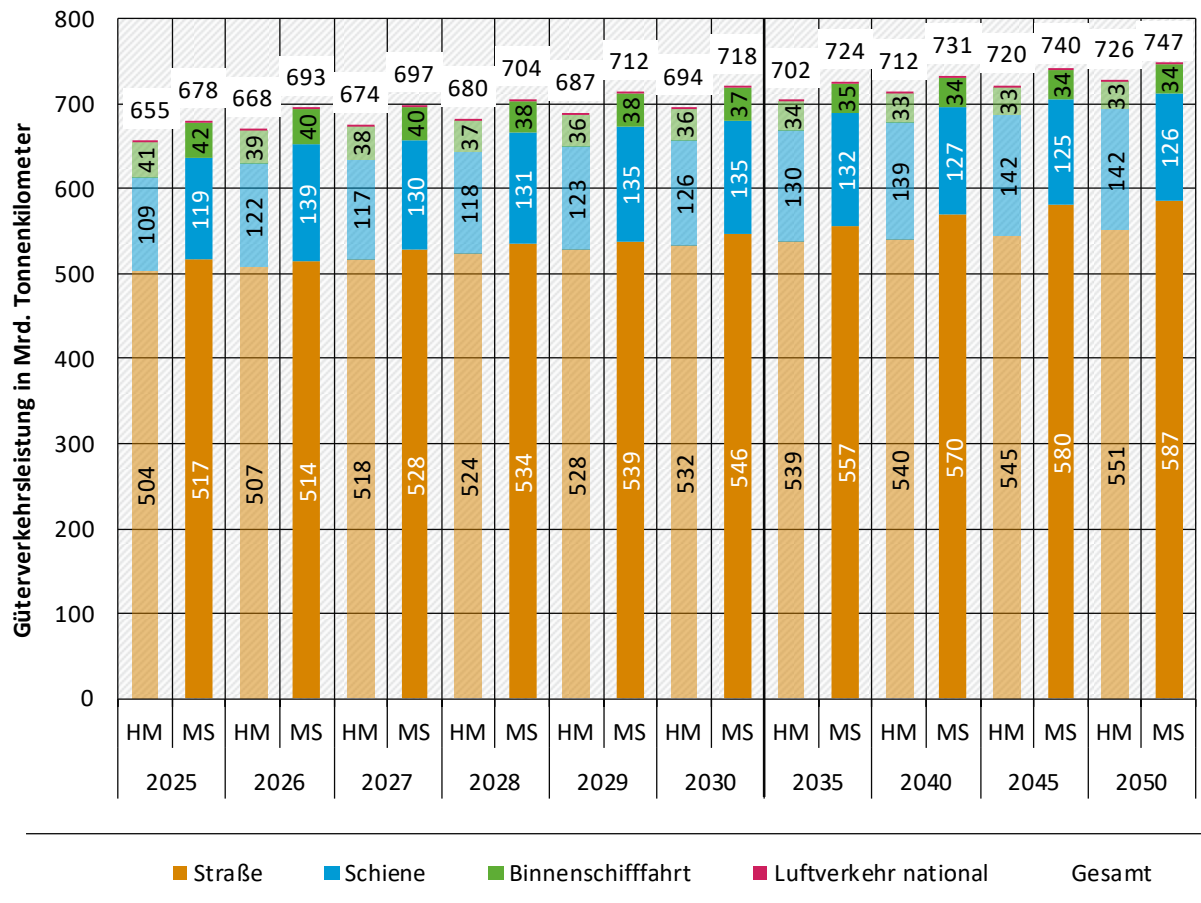
Der Anteil des Lkw-Bestands mit >12 t zGG (N3) an allen schweren Nutzfahrzeugen (>3,5 t zGG) liegt in beiden Modellierungen in einem vergleichbaren Bereich von knapp zwei Dritteln Anteil am Gesamtbestand schwerer Nutzfahrzeuge. Im Zeitraum bis 2030 ist der Anteil in beiden Modellierungen annähernd identisch. Bedingt durch die angenommene Preisentwicklung der Lkw und eine veränderte Verkehrsmittelwahl in der Güterverkehrsnachfrage der methodischen Sensitivität (siehe nachfolgender Abschnitt) ergibt sich über das Jahr 2030 hinaus eine geringfügig gegenläufige Verschiebung hin zu schweren Nutzfahrzeugen <12 t (N2) in der Hauptmodellierung und hin zu schweren Nutzfahrzeugen >12 t (N3) in der methodischen Sensitivität.

D. h. die Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr wird in der methodischen Sensitivität von weniger Nutzfahrzeugen erbracht, die jedoch eine höhere Beladungskapazität je Fahrzeug haben. Die Unterschiede beider Modellierungen in der Verteilung der Anteile von N2 und N3-Lkw beträgt im Jahr 2045 bzw. 2050 ca. 3,5 Prozentpunkte.

13.3.2.3 Nachfrage im Güterverkehr

Die Gesamtnachfrage im Güterverkehr gemessen als Verkehrsleistung in Tonnen-Kilometern (tkm) liegt in der methodischen Sensitivität höher als in der Hauptmodellierung, obwohl das Aufkommen in beiden Modellierungen nahezu identisch ist (siehe Abbildung 110). Dies lässt sich auf eine veränderte Zielwahl und somit längere Transportwege zurückführen. Die durchschnittlichen Kilometerkosten sind in der methodischen Sensitivität geringer als in der Hauptmodellierung. Die Trendentwicklung über die Zeit ist jedoch zwischen beiden Modellierungen sehr ähnlich.

Abbildung 110: Vergleich der Güterverkehrsnachfrage nach Verkehrsart zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



HM = Hauptmodellierung ; MS = Methodische Sensitivität
Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

Im Straßenverkehr zeigt die methodische Sensitivität langfristig einen stärkeren Zuwachs. Dies ist auf die unterschiedlichen Lkw-Kosten und die Elektrifizierung des Güterverkehrs zurückzuführen, die in der methodischen Sensitivität ab 2035 stärker ansteigt und die Mautkosten sinken lässt. Zudem ist in der Hauptmodellierung zusätzlich der Preiseffekt der THG-Quote und der erneuerbaren Kraftstoffnutzung integriert, die die Kosten der Lkw-Nutzung erhöhen. Dadurch ist in der methodischen Sensitivität der Straßenverkehr wettbewerbsfähiger im Vergleich zur Hauptmodellierung, und es entfällt ein höheres Aufkommen auf die Straße, so dass dort insgesamt mehr Kilometer zurückgelegt werden.

Ein entscheidender Unterschied für die Lkw-Kosten ist die in der Modellierung angenommene Parametrisierung der Lkw-Maut. In ASTRA-M werden die Kostensätze der Lkw-Maut auf dem heutigen Niveau konstant gehalten (bzw. wie im Instrumentenpapier beschrieben in den Jahren 2026 und 2031 für Null-Emissions-Lkw angepasst), d. h. die Wegekostendeckung der Lkw-Maut über die Zeit ist in der methodischen Sensitivität nicht gegeben. In TEMPS (Hauptmodellierung) wird die Wegekostendeckung konstant gehalten. Damit dies gelingt, steigen entsprechend der Parametrisierung im Instrumentenpapier (Förster et al. 2024) bei sinkender Anzahl an Verbrenner-Lkw die Mautkostensätze für die Infrastruktur über die Zeit substanziell an.

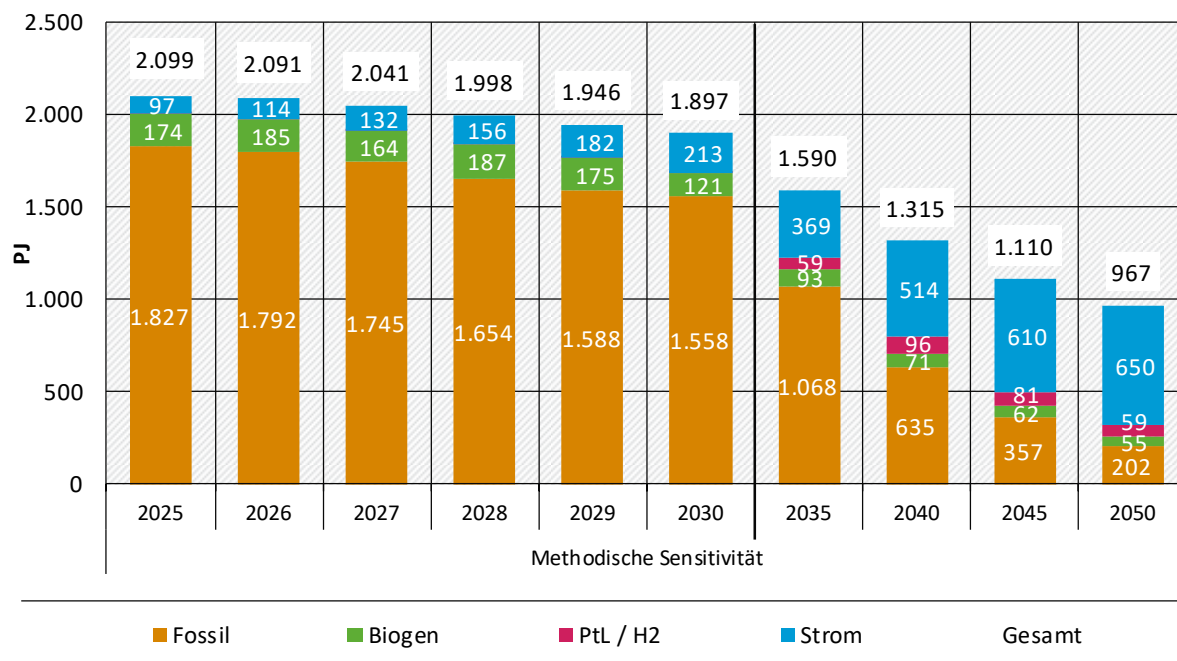
Beim Schienengüterverkehr liegt die methodische Sensitivität kurzfristig über der Hauptmodellierung, langfristig jedoch darunter. In der Nachfrage ist deutlich zu erkennen, dass in der methodischen Sensitivität die höchste Nachfrage um das Jahr 2030 geschaffen wird

(methodische Sensitivität: 135 Mrd. t gegenüber Hauptmodellierung: 126 Mrd. t), wohingegen die Hauptmodellierung bis 2050 steigt und dort den Maximalwert erreicht (Hauptmodellierung: 142 Mrd. t gegenüber methodischer Sensitivität: 126 Mrd. t). Dies ist vor allem auf die Konkurrenz mit der Straße zurückzuführen, welche wie zuvor beschrieben vor allem aufgrund der unterschiedlichen Mautimplementierung fallende Kilometerkosten aufweist. Eine weitere Ursache ist das Wechselspiel zwischen Personen- und Güterverkehr auf der Schiene in den ersten drei Jahren. Hier liegt der Aufsetzpunkt auf der Schiene im Jahr 2024 in der methodischen Sensitivität im Güterverkehr höher, da sich die Wirkung der Mauteinführung in 2024 in den beiden Modellierungen unterschiedlich in den Lkw-Kosten widerspiegelt. Gleichzeitig wirken sich die steigenden Energiekosten auf der Schiene in der Hauptmodellierung stärker aus und dämpfen den Schienengüterverkehr. In der Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität wird angenommen, dass das Deutschlandticket Ende 2025 ausläuft. Dadurch werden wegen sinkender Nachfrage im Schienenpersonenverkehr ab 2026 wieder mehr Kapazitäten für den Schienengüterverkehr frei.

In der Binnen- und Küstenschifffahrt folgt die methodische Sensitivität dem Trend der Gesamtnachfrage im Güterverkehr und liegt etwa eine Milliarde Tonnenkilometer höher als die Hauptmodellierung. Im Luftverkehr national wurden dieselben Transportaufkommen und -kosten wie in der Hauptmodellierung unterstellt. Das Luftverkehrsaufkommen ist daher gleich in Hauptmodellierung und der methodischen Sensitivität.

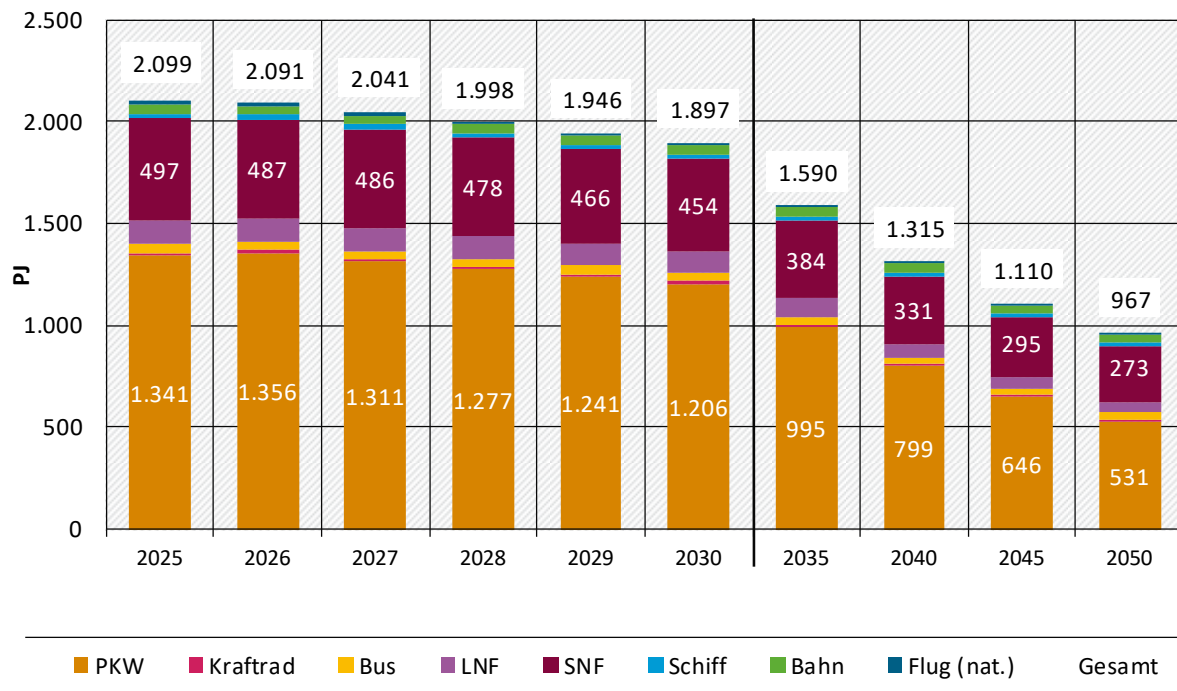
13.3.3 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen in der methodischen Sensitivität

Der Endenergieverbrauch (EEV) im Verkehr sinkt in der methodischen Sensitivität über den gesamten Zeitraum von 2025 bis 2050 und liegt damit um 54 % niedriger als in 2025 ausgehend von 2.099 PJ (siehe Abbildung 111). Das Gros der Verringerung des EEV erfolgt nach 2030. Die Abnahme resultiert aus einer Überlagerung von abnehmenden und zunehmenden Trends bei den verschiedenen Energieträgern. Abnehmend ist der Einsatz von fossilen und biogenen Kraftstoffen. Dagegen werden Strom und Wasserstoff in zunehmendem Umfang im Verkehr eingesetzt. Bis 2030 verdoppelt sich die direkte Stromnachfrage (+118 %), bis 2050 versechsfacht sie sich (+567 %) gegenüber 2025. Der durchschnittliche jährliche Rückgang (CAGR) der fossilen Kraftstoffe beträgt -3,1 % bis 2030, und steigt für die folgenden 5-Jahresperioden auf -7,3 % bzw. -9,9 %. Die beschriebenen Entwicklungen sind (1) auf die Elektrifizierung der Straßenfahrzeuge (steigende Strombedarfe), und (2) auf die Ausgestaltung der THG-Quote zurückzuführen (wegen hoher Strombedarfe sinkende Mengen an Biokraftstoffen).

Abbildung 111: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträger in der methodischen Sensitivität

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M. Eigene Darstellung und Berechnung.

Die Verteilung des EEV auf die verschiedenen Verkehrsmittel ist in Abbildung 112 dargestellt. Bis 2050 geht der EEV bei Pkw am stärksten zurück (-60 %), gefolgt von LNF (-54 %) und SNF (-45 %). Dies spiegelt die steigenden Anteile der elektrischen Antriebe und die unterschiedlichen Effizienzpotenziale in den Flotten wider. Bei SNF werden aufgrund der Wettbewerbssituation in der Logistik bereits heute die Effizienzpotenziale stärker ausgeschöpft als bei Pkw und LNF.

Abbildung 112: Endenergieverbrauch nach Verkehrsmittel in der methodischen Sensitivität

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M. Eigene Darstellung und Berechnung.

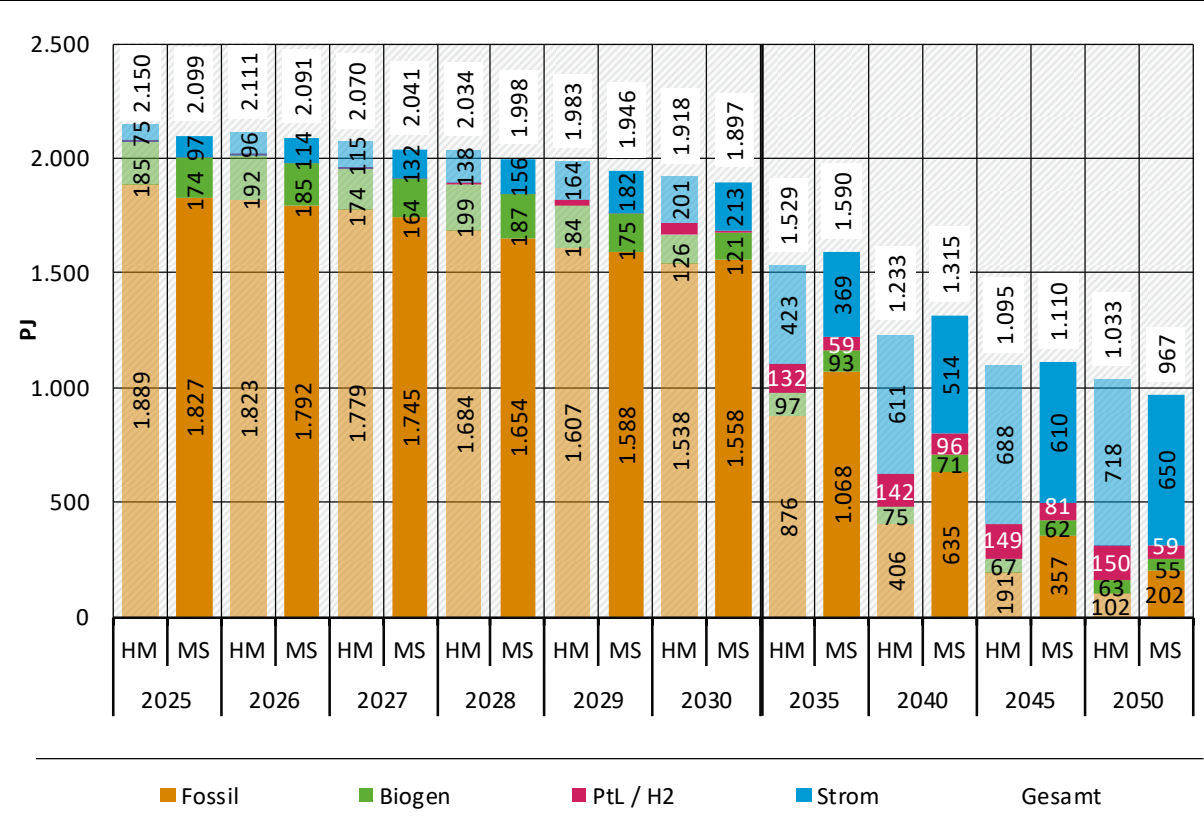
Der Vergleich des Endenergieverbrauchs (EEV) zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität zeigt einen ähnlichen Verlauf für beide Ansätze (siehe Abbildung 113). Bis 2030 nimmt der EEV in der Hauptmodellierung um -11 % ab, in der methodischen Sensitivität um -10 %. Bis 2050 ergeben sich Reduktionen von -52 % bzw. -54 % in Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität. Bis 2030 liegen die Unterschiede beim gesamten EEV und dem Verbrauch fossiler Kraftstoffe in jedem Jahr bei 1 bis 3 %. Allerdings laufen die Entwicklungen des EEV bei fossilen Kraftstoffen und Strom anschließend auseinander. In 2035 und 2040 liegt der fossile Kraftstoffverbrauch in der methodischen Sensitivität fast 200 PJ höher als in der Hauptmodellierung. Für den Stromverbrauch ist das Verhältnis umgekehrt: die Hauptmodellierung weist eine um 60 bis 100 PJ höhere Nachfrage im Verkehr aus.

Die wesentliche Ursache dieser Unterschiede liegt in der Differenzierung der durchschnittlichen Jahresfahrleistungen in den beiden Modellierungsansätzen. Während beide Ansätze bei den Pkw die Fahrleistung nach Antriebsart differenzieren, nutzt die Hauptmodellierung zusätzliche, aus empirischen Daten abgeleitete, altersdifferenzierte Jahresfahrleistungen (eigene Ableitung aus Allekotte et al. 2020), d. h. mit zunehmendem Alter eines Fahrzeugs sinkt die Fahrleistung des jeweiligen Fahrzeugs, bei Pkw z. B. um über 30 % für 10-19 Jahre alte Pkw gegenüber Neuwagen, und um 50 % bei 20+ Jahre alten Pkw. Nach 2030 altern die Verbrennerflotten und gehören zusätzlich zu der bestehenden Differenzierung der Fahrleistung bei den Antrieben zunehmend zu den Jahrgängen mit reduzierter Jahresfahrleistung. Gleichzeitig sind durch den Hochlauf der E-Mobilität batterieelektrische Pkw besonders stark vertreten in den Jahrgängen mit überdurchschnittlicher Jahresfahrleistung.

In der methodischen Sensitivität findet diese Differenzierung der Jahresfahrleistung nach Alterskohorten keine Anwendung. Zudem ist in der methodischen Sensitivität bei den Lkw keine Differenzierung der Jahresfahrleistung nach Antrieben vorgenommen. In der Hauptmodellierung orientiert sich diese Verteilung der Jahresfahrleistung wie bei den Pkw ausgehend von der Neuzulassungsmodellierung tendenziell an den Betriebskosten der

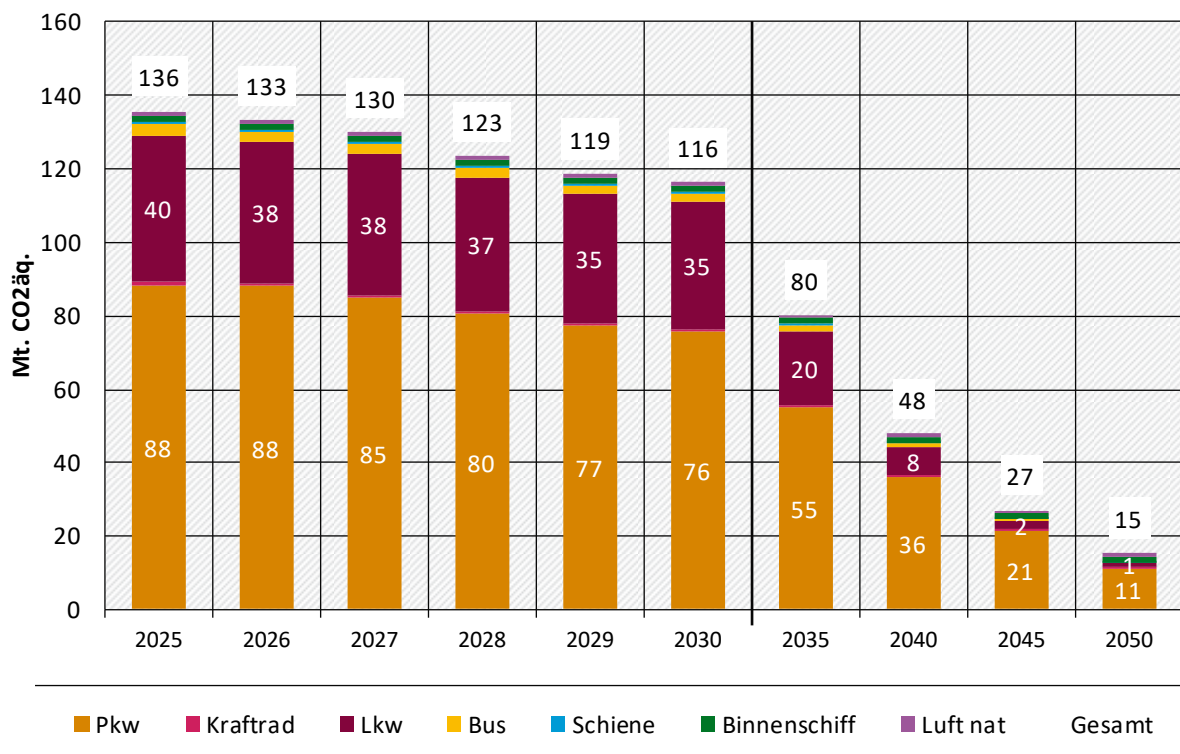
Fahrzeuge, so dass die günstigeren batterieelektrischen Lkw eine größere Fahrleistung aufweisen als solche mit verbrennungsmotorischen Antrieben. Diese stärkere Differenzierung der Jahresfahrleistung führt in der Hauptmodellierung trotz der längeren Bestandszugehörigkeit der alten Verbrenner in den Jahren 2031 bis 2040 zu einer deutlich höheren Gesamtfahrleistung der BEV bzw. einer niedrigeren der Verbrenner. Diese zeigt sich im Unterschied des EEV bei Fossil und Strom.

Abbildung 113: Vergleich Endenergieverbrauch im Verkehr zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität



HM = Hauptmodellierung ; MS = Methodische Sensitivität
Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI; ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

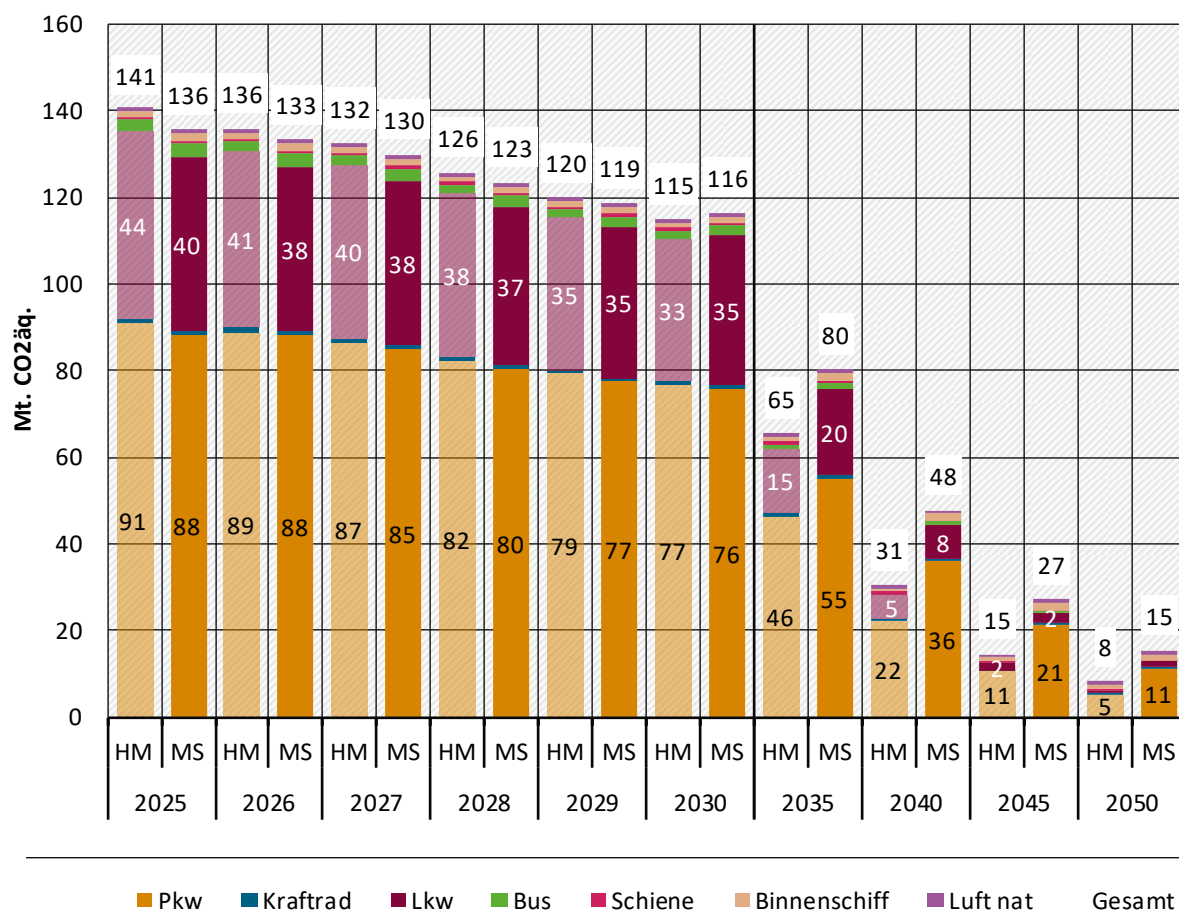
Der sinkende EEV führt erwartungsgemäß auch zu kontinuierlich sinkenden THG-Emissionen im Verkehr in der methodischen Sensitivität (siehe Abbildung 114). Diese fallen in den ersten 5 Jahren bis 2030 um jährlich -3 % (CAGR), in der nächsten 5-Jahresperiode um jährlich -7,2 %, und von 2035 bis 2040 um jährlich -9,8 %. Dies führt bis 2030 zu einem Rückgang der THG-Emissionen im Verkehr von -14 % gegenüber 2025, und bis 2050 zu -89 %. Bei PKW verdoppelt sich der jährliche Rückgang der THG-Emissionen von -3 % p. a. (2025-2030) auf -6,2 % p. a. (2030 bis 2035) zwischen den ersten beiden 5-Jahresperioden. Die höchsten jährlichen Reduktionen sind bei Lkw und Bussen in den Perioden 2035 bis 2040 und bis 2045 zu beobachten, wo bis zu -20 % THG-Reduktion p. a. erreicht werden. Hier wirken sich die hohen Raten der Elektrifizierung angetrieben durch die CO₂-Standards für schwere Nutzfahrzeuge (Ziel -90 % CO₂ in 2040 gegenüber Referenz in 2019) bei gleichzeitig noch niedrigerer Durchdringung mit E-Fahrzeugen als bei Pkw aus (wenn bereits mehr E-Fahrzeuge in der Flotte sind, ersetzen neue E-Fahrzeuge teils auch ältere E-Fahrzeuge und nicht nur Verbrenner). Der starke Rückgang der fossilen Kraftstoffnachfrage zwischen 2030 und 2035 findet sich auch in der Abnahme der THG-Emission um 36 Mt CO₂-Äq. über diesen Zeitraum wieder.

Abbildung 114: THG-Emission nach Verkehrsmittel in der methodischen Sensitivität

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI; ASTRA-M. Eigene Darstellung und Berechnung.

Der Vergleich der THG-Emissionen zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität im Verkehrssektor ist in Abbildung 115 dargestellt. Bis 2030 ist ein sehr ähnlicher Verlauf festzustellen. Bereits der Aufsetzpunkt in 2024 liegt in der methodischen Sensitivität leicht niedriger als in der Hauptmodellierung. In den Folgejahren bis 2030 liegt die jährliche Abnahme in der Hauptmodellierung immer leicht über der methodischen Sensitivität, so dass sich bis 2030 die THG-Emissionen für beide Ansätze auf 115 (Hauptmodellierung) bzw. 116 Mt CO₂-Äq. (methodische Sensitivität) annähern. Dabei überlagern sich in beiden Modellierungen die THG-Minderungen durch schwankende Biokraftstoffmengen mit den kontinuierlich zunehmenden Beständen an elektrischen Straßenfahrzeugen. Die Entwicklungen der THG-Emissionen spiegeln die bereits beschriebene Entwicklung der fossilen Kraftstoffmengen aus Abbildung 111 wider.

Nach 2030 wird auch bei den THG-Emissionen der Effekt des höheren fossilen EEV durch altersdifferenzierte Jahresfahrleistungen in der Hauptmodellierung und die geringen Effizienzfortschritte der Verbrenner ab 2025 in der methodischen Sensitivität sichtbar. Im Jahr 2035 liegt die Hauptmodellierung mit 65 Mio. t CO₂-Äq. rund 15 Mio. t CO₂-Äq. niedriger als die methodische Sensitivität. Bis 2050 verkleinert sich aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung des Bestands die absolute Differenz der THG-Emissionen zwischen den beiden Modellierungen, es bleibt aber ein deutlicher Unterschied bestehen. Der fossile Kraftstoffverbrauch ist in 2050 in der methodischen Sensitivität noch doppelt so hoch wie in der Hauptmodellierung, während die Zahl der Verbrennerfahrzeuge in der Hauptmodellierung höher liegt. Dies liegt daran, dass die Jahresfahrleistung der verbliebenen, größtenteils über 20 Jahre alten Verbrenner in der Hauptmodellierung geringer ist als in der methodischen Sensitivität.

Abbildung 115: Vergleich THG-Emissionen im Verkehr zwischen Hauptmodellierung und methodischer Sensitivität

HM = Hauptmodellierung ; MS = Methodische Sensitivität

Quelle: M-Five, Fraunhofer ISI: ASTRA-M; Öko-Institut: TEMPS. Eigene Darstellung und Berechnung.

14 Quellenverzeichnis

AGEB - AG Energiebilanzen (2024a): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 2008-2020. Stand 2008 für die Jahre 1990-2002, Stand 2012 für die Jahre 2003-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, Stand 2018 für das Jahr 2016, Stand 2019 für das Jahr 2017, Stand 2021 für die Jahre 2018 und 2019, Stand 2022 für das Jahr 2020, Stand 2023 für das Jahr 2021, Stand 2024 für das Jahr 2022. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 04.04.2025.

AGEB - AG Energiebilanzen (2024b): Satellitenbilanz Erneuerbare Energien, Jahre 2000-2020. Stand 2008 für die Jahre 2000-2002, Stand 2010 für die Jahre 2003-2008, Stand 2012 für die Jahre 2009-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, Stand 2018 für das Jahr 2016, Stand 2019 für das Jahre 2017, Stand 2020 für das Jahr 2018, Stand 2021 für das Jahr 2019, Stand 2022 für das Jahr 2020, Stand 2023 für das Jahr 2021, Stand 2024 für das Jahr 2022. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 04.04.2025.

Agora Energiewende; Future Camp; Wuppertal Institut (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Rechner für die Abschätzung der Transformationskosten einer klimafreundlichen Primärstahlproduktion - Modellversion 2.1 Berlin, 06.08.2021. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-stahl-datenanhang>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Allekotte, M.; Biemann, K.; Heidt, C.; Colson, M.; Knörr, W.; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2020): Aktualisierung der Modelle TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020 (Berichtsperiode 1990-2018) - Berichtsteil „TREMOD“ (Texte, 116/2020). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-6659.

BDH - Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie; BWP - Bundesverband Wärmepumpe (Hg.) (2023): BDH/BWP-Positionspapier: Ein wettbewerbsfähiger Strompreis für den Wärmepumpenhochlauf. Online verfügbar unter https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/2023_BWP_BDH_Positionspapier_Strompreis.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2025.

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hg.) (2022): Torffrei gärtnern, Klima schützen - Die Torfminderungsstrategie des BMEL. Online verfügbar unter <https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/torfminderungsstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hg.) (2024): Bio-Strategie 2030 - Nationale Strategie für 30 Prozent ökologische Land- und Lebensmittelwirtschaft bis 2030. Online verfügbar unter <https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/bio-strategie-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2024): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2024): Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>, zuletzt geprüft am 08.04.2025.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2025): SMARD - Marktdaten. Online verfügbar unter <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, zuletzt geprüft am 08.04.2025.

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.

Bundeskartellamt (Hg.) (2017): Sektoruntersuchung Zement und Transportbeton - Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Zement%20und%20Transportbeton.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

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.

Burger, B. (2025): Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2024. Fraunhofer ISE (Hg.). Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2025/Stromerzeugung_2024.pdf, zuletzt geprüft am 24.04.2025.

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K.; Beil, M.; Beyrich, W. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland (DBFZ-Report, 30). Deutsches Biomasseforschungszentrum (Hg.). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022): Lebensmittelabfälle in Deutschland im Berichtsjahr 2020. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Tabellen/lebensmittelabfaelle.html>, zuletzt geprüft am 12.01.2023.

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 (Hg.) (2003): Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen - Ausgabe 2003. Wiesbaden. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2003-erlaeuterung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 09.05.2025.

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.) (2022): Impact Assessment Report Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on fluorinated greenhouse gases, amending Directive (EU) 2019/1937 and repealing Regulation (EU) No 517/2014 - Commission Staff Working Document. SWD(2022) 96 final. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/publication-detail/-/publication/3cea506a-b65f-11ec-b6f4-01aa75ed71a1>, zuletzt geprüft am 14.05.2025.

EEA - European Environment Agency (2023): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, zuletzt aktualisiert am 28.05.2023, zuletzt geprüft am 08.06.2023.

EEA - European Environment Agency (2024): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/emissions-trading-viewer-1-dashboards>, zuletzt aktualisiert am 09.11.2024, zuletzt geprüft am 09.04.2025.

Eichhammer, W.; Herbst, A.; Pfaff, M.; Fleiter, T.; Pfluger, B. (2018): Impact on the environment and the economy of technological innovations for the Innovation Fund (IF) - In the fields of: energy-intensive industries, renewables, carbon capture and storage / use (CCS/CCU), energy storage. Fraunhofer ISI; Ecofys; GreenStream; adelphi. European Commission (Hg.). Brussels. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/669226c7-b6ff-11e8-99ee-01aa75ed71a1/language-en>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Emele, L.; Harthan, R. O.; Moosmann, L. (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland – Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans (Climate Change, 33/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-2854.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Aydemir, A.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C.; Hauch, J.; Hof, J.; Sankowski, L.; Langhorst, M. (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung - Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen (Texte, 161/2023). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik der RWTH Aachen University. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-5850.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Neusel, L.; Hirzel, S.; Neuwirth, M.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C. (2024): CO₂-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff - Technologien, Hemmnisse und Handlungsbedarf (Policy Brief, 01-2024). Fraunhofer ISI (Hg.). Karlsruhe. DOI: 10.24406/publica-3484.

Förster, H.; Repenning, J.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Haller, M.; Hermann, H.; Jörß, W.; Kasten, P.; Koch, M.; Ludig, S.; Moosmann, L.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Lütz, L.; Mandel, T.; Brugger, H.; Fritz, M.; Rohde, C.; Yu, S.; Krail, M.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Walther, C.; Streif, M.; Schade, W.; Osterburg, B.; Fuß, R.; Rock, J.; Rüter, S.; Adam, S.; Hunger, K.; Gensior, A.; Gocht, A.; Piayda, A.; Rieger, J.; Rösemann, C.; Stepanyan, D.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2025a): Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Umweltbundesamt (Hg.). DOI: 10.60810/openumwelt-7812.

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.; Gocht, A.; Stepanyan, D. (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.

Förster, H.; Winger, C.; Emele, L.; Flachsbarth, F.; Görz, W. K.; Haller, M.; Jörß, W.; Koch, M.; Ludig, S.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Krail, M.; Lütz, L.; Mandel, T.; Yan, W.; Emmerich, J.; Schade, W.; Streif, M.; Walther, C.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Alkasabreh, M.; Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Limbers, J.; Lübbbers, S.; Muralter, F.; Fuß, R.; Gocht, A.; Rieger, J.; Rock, J.; Stephayan, D.; Stümer, W.; Vos, C.; Wunderlich, S.; Albrecht, L. (2025b): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland. Daten- und Modelldokumentation. Online verfügbar unter <https://projektionen2025-ea08d1.usercontent.opencode.de/>, zuletzt geprüft am 23.04.2025.

Fraunhofer ISI (Hg.) (2024): Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme - Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Industrie. Online verfügbar unter https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IN_340_Electrification_Industrial_Heat_DE_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2025.

Ganzer, L.; Jaeger, P.; Hagemann, B.; Lüddeke, C. (2025): Wissenschaftliche Studie zum nationalen und internationalen technischen Stand der Speicherung und des Pipeline-Transports von CO₂ (DGMK-Forschungsbericht, 887). DGMK (Hg.). Hamburg. Online verfügbar unter https://dgmk.de/en/app/uploads/2025/03/DGMK_887_veroeffentlicht.pdf/, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, S.; Ausfelder, F.; Bazzanella, A. M.; Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Future Camp und DecHEMA (Hg.). Online verfügbar unter <https://dechema.de/chemie2050-path-123211,124930.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Graichen, V.; Jörß, W.; Emele, L.; Nissen, C. (2021): Datenkonzepte im EU-Emissionshandel (Climate Change, 75/2021). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-2798.

Gschrey, B.; Behringer, D.; Kleinschmidt, J.; Jörß, W.; Liste, V.; Ludig, S.; Wissner, N.; Birchby, D.; Dubey, J.; Hekman, J. (2022): Support contract for an Evaluation and Impact Assessment for amending Regulation (EU) No 517/2014 on fluorinated greenhouse gases - Impact assessment final report. Öko-Recherche; Öko-Institut; Ricardo. European Commission Directorate-General for Climate Action (Hg.). Publications Office of the European Union. DOI: 10.2834/934036.

Gschrey, B.; Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ für Deutschland bis zum Jahr 2050 (Climate Change, 21/2011). Öko-Recherche. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4226.pdf>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, 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.; Steinbach, I.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Fuß, R.; Rock, J.; Osterburg, B.; Rüter, S.; Adam, S.; Dunger, K.; Rösemann, C.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland (2. Auflage) (Climate Change, 39/2023). Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-2658.

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. (2024a): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7510.

Harthan, R. O.; Förster, H.; Bürger, V.; Braungardt, S.; Görz, W. K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Osterburg, B.; Rock, J. (2024b): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Instrumente. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7275.

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Köhler, B.; Reise, J.; Köppen, S.; Bischoff, M.; Fehrenbach, H.; Pehnt, M.; Werle, M.; Mantau, U. (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie - Teilbericht zu den Projekten BioSINK und BioWISE (Climate Change, 12/2022). Öko-Institut; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Informationssysteme für Rohstoffe. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-2628.

Hirzel, S.; Antoni, O.; Heinrich, S.; Jessing, D.; Paar, A.; Pehnt, M.; Schlomann, B.; Voswinkel, F. (2019): Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds - Projekt Nr. 63/15 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abschlussbericht - Langfassung. Unter Mitarbeit von

Koziel, S.; Kreidelmeyer, S.; Piegsa, A.; Rohde, C.; Spillmann, T. et al. Fraunhofer ISI; Stiftung Umweltenergierecht; Prognos und Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Hg.). Karlsruhe / Heidelberg / Basel / Würzburg. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-und-weiterentwicklung-des-energieeffizienzfonds.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

IEEKN - Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (2020): Bundesregierung und Wirtschaftsverbände bauen Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke aus. Online verfügbar unter <https://www.effizienznetzwerke.org/esgehtweiter/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (Hg.) (2014): Climate Change 2014: Synthesis Report - Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2016.

IPCC (Hg.) (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). IGES, Japan. Online verfügbar unter <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2021.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt (o.J.): Zentrales Fahrzeugregister (ZFZR). Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Themen/ZentraleRegister/ZFZR/zfzr_node.html, zuletzt aktualisiert am laufend, zuletzt geprüft am 08.04.2025.

Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Limbers, J.; Lübbers, S.; Muralter, F. (2025): Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7765.

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

Kuramochi, T.; Ramírez, A.; Turkenburg, W.; Faaij, A. (2012): Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 38 (1), S. 87–112. DOI: 10.1016/j.pecs.2011.05.001.

Mai, M.; Gruber, E.; Ashley-Belbin, N.; Schulz, A.; Barckhausen, A.; Will, G.; Thie, J.-E. (2017): Analyse der Entwicklung des Marktes und Zielerreichungskontrolle für gesetzlich verpflichtende Energieaudits - Schlussbericht an das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). IREES und adelphi consult (Hg.). Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://adelphi.de/de/publikationen/analyse-der-entwicklung-des-marktes-und-zielerreichungskontrolle-fuer-gesetzlich>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Malz, N.; Oei, P.-Y.; Herpich, P. (2025): Assessing the prospects, costs, and risks of carbon capture and storage implementation in Germany. In: *Carbon Capture Science & Technology* 15, S. 100418. DOI: 10.1016/j.ccst.2025.100418.

Mathivanan, G. P.; Eysholdt, M.; Zinnbauer, M.; Rösemann, C.; Fuß, R. (2021): New N₂O emission factors for crop residues and fertiliser inputs to agricultural soils in Germany. In: *Agric Ecosyst Environ* (322). DOI: 10.1016/j.agee.2021.107640.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (2011): Durchführung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) - Niedersachsen, Fassung vom 03.08.2011. Online verfügbar unter <https://www.umwelt-online.de/regelwerk/cgi-bin/suchausgabe.cgi?pfad=/luft/laender/nds/1bvdv.htm&such=RdErl>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

NOW (Hg.) (2024): 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.

Osterburg, B. (2024): Nährstoffströme in der Landwirtschaft: Woher kommen wir? – Status quo und Ausblick auf die Zukunft. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hg.): Nährstoffkreisläufe schließen – effiziente Ressourcennutzung in der Landwirtschaft. KTBL-Tagung. Weimar, 19.-20.03.2024, S. 25–33. Online verfügbar unter https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2024/KTBL-Tage-2024/KTBL-Tage_2024.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

Perez-Fortes, M.; Schöneberger, J. C.; Boulamanti, A.; Tzimas, E. (2016): Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment. In: *Applied Energy* 161, S. 718–732. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.07.067.

Perez-Fortes, M.; Tzimas, E. (2016): Techno-economic and environmental evaluation of CO₂ utilisation for fuel production (JRC Science for Policy Report). European Commission (Hg.). Online verfügbar unter <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC99380>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Purr, K.; Spindler, J. (2023): Carbon Capture and Storage - Diskussionsbeitrag zur Integration in die nationalen Klimaschutzstrategien (Position). Umweltbundesamt (Hg.). DOI: 10.60810/openumwelt-3631.

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.

Scheu, P. (2012): Marktpotenziale neuer Antriebstechnologien - eine systembasierte Analyse des deutschen Pkw-Marktes. Unveröffentlichte Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe, 2012.

Schlomann, B.; Brunzema, I.; Kemmler, A.; Bürger, V.; Mendelevitch, R. (2022): Methodikpapier zur ex-ante Abschätzung der Energie- und THG-Minderungswirkung von energie- und Klimaschutzpolitischen Maßnahmen. Fraunhofer ISI; Prognos und Öko-Institut (Hg.). Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Kurzpapier_Ex-ante-Ma%C3%9Fnahmenbewertung_220712_ver%C3%B6ffentlichte-Version.pdf, zuletzt geprüft am 22.02.2024.

Schlomann, B.; Voswinkel, F.; Hirzel, S.; Paar, A.; Jessing, D.; Heinrich, S.; Antoni, O.; Kahles, M. (2020): Methodikleitfaden für Evaluationen von Energieeffizienzmaßnahmen des BMWi (Projekt Nr. 63/15 – Aufstockung). Fraunhofer ISI; Prognos; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht. Fraunhofer ISI (Hg.). Karlsruhe. DOI: 10.24406/publica-fhg-300879.

SINTEF Energy Research (2018): CEMCAP project. Online verfügbar unter <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

UBA - Umweltbundesamt (2022): Datenauspielung aus der UBA-Datenbank "Zentrales System Emissionen" (ZSE). E-Mail mit Öko-Institut, 02.02.2022.

UBA - Umweltbundesamt (2023a): Datenauspielung aus der UBA-Datenbank "Zentrales System Emissionen" (ZSE). E-Mail mit Öko-Institut, 06.10.2023.

UBA - Umweltbundesamt (2024; 2024; 2024; 2024; 2025): Datenauspielung 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.

UBA - Umweltbundesamt (2025a): Datentabelle für die Treibhausgas-Projektionen 2025 (ehemals Kernindikatoren) - Excelfassung der zentralen Ergebnisdaten. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datentabelle-zu-den-treibhausgas-projektionen-2025>, zuletzt geprüft am 14.05.2025.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023b): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2023. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envy8fz9q/DE_EU-NIR_2023_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024a): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland - in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024b): Nationales Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2022 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2024 (Climate Change). Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/envzfm0va/DE_NID_2024_clean_13.03.2024_de.pdf, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland - Stand: Februar 2024. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>, zuletzt geprüft am 15.08.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2025b): Entwicklung und Zielerreichung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11867/dokumente/datentabelle_zu_den_treibhausgas-emissionen_2024.xlsx, zuletzt geprüft am 31.03.2025.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (Hg.) (2013): Report of the Conference of the Parties on its nineteenth session, held in Warsaw from 11 to 23 November 2013. Addendum: Decisions adopted by the Conference of the Parties - Decision 24/CP.19 Revision of the UNFCCC reporting guidelines on annual inventories for Parties included in Annex I to the Convention. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/resource/docs/2013/cop19/eng/10a03.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2025.

VDN; VIK; ZVEI; Solvay (2005): Selbstverpflichtung der SF6-Produzenten, Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1kV zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung in der Bundesrepublik Deutschland zu SF6 als Isolier- und Löschgas. Online verfügbar unter https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/sv_sf6_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2023.

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (Hg.) (2024): 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.

Vogl, V.; Ahman, M.; Nilsson, L. J. (2018): Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. In: *Journal of Cleaner Production* 203, S. 736–745. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279.

Vollmer, L.; Dörenkämper, M.; Borowski, J. (2023): Ad-Hoc Analyse: Modellierung der Langzeitstatistiken und des Einflusses eines kontinuierlichen Ausbaus auf die Windenergieerträge in der deutschen AWZ der Nordsee. Fraunhofer IWES (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downlo

ads/Ad-HocAnalyse_FEP_Langzeitstatistik_kontinuierlicherAusbau.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 03.04.2025.

Wehnemann, K.; Koßmann, M.; Purr, K.; Pagel, M.; Steinbrenner, J.; Voß-Stemping, J. (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 – Ergebnisse kompakt. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7821.

Weyland, M.; Herda, I. (2023): Factsheet Energieeffizienz-Ziele - Eine vergleichende Einordnung von Energieeffizienz-Zielen des nationalen und europäischen Rechtsrahmens sowie aus Klimaschutzszenarien. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-3198.

A Anhang

A.1 Zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS

Die folgenden beiden Tabellen zeigen für die KSG-Sektoren die Treibhausgasemissionen unterteilt in EU-EHS-Emissionen und ESR-Emissionen. Für die ESR-Emissionen wiederum wird zusätzlich dargestellt, welche Emissionen unter den nEHS fallen bzw. zukünftig den EU-EHS-2 fallen werden und welche außerhalb von nEHS/EU-EHS-2 sind. Zusätzlich sind die Senken nach § 3b KSG dargestellt, die weder im EU-EHS noch in der ESR berücksichtigt werden.

Tabelle 110: Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO₂-Äq.

	2023	2025	2030	2035	2045	2050
Energiewirtschaft	203,3	168,3	93,3	74,3	58,1	50,4
davon EU-EHS-1	175,5	140,0	65,0	46,1	33,2	27,1
davon ESR	27,8	28,2	28,3	28,2	24,9	23,3
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	20,3	21,6	23,0	23,8	21,3	20,1
davon sonstige ESR	7,5	6,6	5,4	4,4	3,6	3,2
Industrie	152,9	144,6	116,1	91,5	79,6	72,9
davon EU-EHS-1	113,4	109,4	88,6	68,7	59,5	53,7
davon ESR	39,5	35,2	27,6	22,8	20,2	19,2
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	27,3	25,6	21,9	18,7	16,8	16,0
davon sonstige ESR	12,2	9,7	5,7	4,0	3,4	3,3
Gebäude	102,9	109,4	76,9	43,7	26,2	9,0
davon EU-EHS-1	0,5	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0
davon ESR	102,4	108,8	76,4	43,5	26,1	8,9
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	101,2	107,5	75,0	41,9	24,5	7,3
davon sonstige ESR	1,3	1,3	1,4	1,6	1,6	1,7
Verkehr	145,1	141,0	115,0	65,6	30,7	14,7
davon EHS-1 ^a	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7
davon ESR	144,0	140,0	114,0	64,8	29,9	13,9
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	140,7	137,1	111,5	62,8	28,4	12,6
davon sonstige ESR	3,3	2,9	2,6	1,9	1,5	1,3
Landwirtschaft	63,0	60,5	57,7	55,2	54,4	53,5
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	63,0	60,5	57,7	55,2	54,4	53,5
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	7,9	7,4	6,7	6,0	5,3	4,5

	2023	2025	2030	2035	2045	2050
davon sonstige ESR	55,1	53,0	51,0	49,1	49,1	49,0
Abfallwirtschaft & Sonstige	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon sonstige ESR	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
Summe	672,7	628,8	463,4	334,2	252,6	204,0
davon stationärer EU-EHS-1	289,4	250,0	154,0	115,1	92,8	80,9
davon nationaler Flugverkehr im EHS-1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7
davon ESR	382,2	377,8	308,4	218,3	159,1	122,4
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	297,4	299,2	238,0	153,2	96,2	60,5
davon sonstige ESR	84,9	78,6	70,4	65,0	62,9	61,9
davon technische Senken nach § 3b KSG	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom EU-EHS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt. ^b Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Tabelle 111: Treibhausgasemissionen im MWMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO₂-Äq.

	2023	2025	2030	2035	2045	2050
Energiewirtschaft	203,3	168,9	102,0	81,7	58,6	49,9
davon EU-EHS-1	175,5	140,6	71,8	53,6	37,1	32,1
davon ESR	27,8	28,2	30,2	28,2	21,5	17,8
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	20,3	21,6	24,4	23,2	17,6	14,3
davon sonstige ESR	7,5	6,6	5,9	4,9	3,9	3,5
Industrie	152,9	144,3	114,3	86,8	69,2	62,6
davon EU-EHS-1	113,4	109,1	87,0	64,5	50,4	45,0
davon ESR	39,5	35,1	27,3	22,3	18,8	17,6
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	27,3	25,5	21,6	18,3	15,4	14,3
davon sonstige ESR	12,2	9,7	5,7	4,0	3,4	3,2
Gebäude	102,9	109,3	75,9	41,8	24,4	8,3
davon EU-EHS-1	0,5	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0
davon ESR	102,4	108,7	75,5	41,6	24,3	8,3
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	101,2	107,5	74,1	40,1	22,8	6,7

	2023	2025	2030	2035	2045	2050
davon sonstige ESR	1,3	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6
Verkehr	145,1	141,0	112,6	64,0	29,7	14,3
davon EU-EHS-1 ^a	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7
davon ESR	144,0	140,0	111,6	63,1	28,9	13,6
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	140,7	137,1	109,1	61,2	27,4	12,2
davon sonstige ESR	3,3	2,9	2,6	1,9	1,5	1,3
Landwirtschaft	63,0	60,5	57,5	54,8	53,8	52,8
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	63,0	60,5	57,5	54,8	53,8	52,8
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	7,9	7,4	6,7	6,0	5,3	4,5
davon sonstige ESR	55,1	53,0	50,8	48,8	48,5	48,2
Abfallwirtschaft & Sonstige	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon sonstige ESR	5,5	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5
Summe	672,7	629,0	466,7	331,8	235,2	184,2
davon stationärer EU-EHS-1	289,4	250,3	159,2	118,3	87,7	77,1
davon nationaler Flugverkehr im EHS-1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7
davon ESR	382,2	377,6	306,5	213,9	150,9	113,5
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	297,4	299,1	235,8	148,9	88,5	52,1
davon sonstige ESR	84,9	78,5	70,6	65,1	62,5	61,4
davon technische Senken nach § 3b KSG	NO	NO	NO	-1,3	-4,2	-7,1

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom EU-EHS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt. ^b Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung.

Quelle: UBA (2024; 2024; 2024; 2024; 2025), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES