

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland (Projektionsbericht 2026)



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Ressortforschung des Bundesministeriums für Umwelt,
Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 37K2 44 201 0

Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland (Projektionsbericht 2026)

von

Hannah Förster, Julia Repenning (beide Projektleitung), Dennis Appenfeller,
Kerstin Borkowski, Sibylle Braungardt, Veit Bürger, Lukas Emele, Wolf Kristian
Görz, Markus Haller, Klaus Hennenberg, Hauke Hermann, Wolfram Jörß, Peter
Kasten, Matthias Koch, Sylvie Ludig, Lorenz Moosmann, Christian Nissen,
Margarethe Scheffler, Dennis Seibert, Inia Steinbach
Öko-Institut e.V., Freiburg

Malte Bei der Wieden, Vanessa Cook
Öko-Institut Consult GmbH, Berlin

Matthias Rehfeldt, Luna Lütz, Tobias Fleiter, Tim Mandel, Markus Fritz, Michael
Krail, Clemens Brauer, Jonas Horlemann, Niklas Reinfandt
Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Jana Deurer Oppen, Johannes Haller, Jan Steinbach
IREES GmbH, Karlsruhe

Wolfgang Schade, Julian Emmerich, Christoph Walther
M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation, Economics, Karlsruhe

Andreas Kemmler, Mohammad Alkasabreh, Elias Althoff, Luca Jähner, Sven
Kreidelmeyer, Jan Limbers, Sebastian Lübbers, Fabian Muralter, Nils Thamling,
Aurel Wünsch
Prognos, Berlin, Basel

Aïcha Platzdasch, Andreas Fill, Andrej Guminski, Philipp Hench
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München

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

Thünen-Institut, Braunschweig, Hamburg, Eberswalde

Constanze Werner, Thünen Institut

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.
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg

Abschlussdatum:

Mai 2026 // Juni 2026: Korrekturen in Tabelle 56

Redaktion:

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

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8567>

Dessau-Roßlau, Juni 2026

© Alle Rechte vorbehalten

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

Kurzbeschreibung: Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland (Projektionsbericht 2026)

Die Projektionen 2026 beschreiben die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS). Der modellierte Zeitraum umfasst die Jahre 2026 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 bis 2030 eine projizierte Minderung um 62,6 % gegenüber 1990, bis 2045 wird eine Minderung von 83 % projiziert.

Es gibt mehrere Haupttreiber der projizierten Emissionsentwicklung. Die erneuerbaren Energien werden stark ausgebaut. So erhöht sich der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf knapp 80 %. 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 eine Reihe von Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In diesen wurden u. a. der Parameter zu den industriellen Produktionsmengen sowie die Ausgestaltung regulatorischer Vorgaben im Verkehr verändert.

Abstract: 2026 Greenhouse Gas Projections for Germany (2026 Projection Report)

The 2026 projections describe the projected development of greenhouse gas (GHG) emissions in Germany in a 'with existing measures' scenario (MMS). The period modelled covers 2026 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 62.6% by 2030 and of 83% by 2045 compared to 1990.

There are several main drivers of the projected GHG emissions development. Renewable energies are strongly expanded. The renewable share of gross electricity consumption increases to approx. 80% by 2030. 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.

To better understand deviations in the results due to changes in assumptions, a number of sensitivity analyses were carried out. These included, among other things, altering the parameters relating to industrial production volumes, as well as adjusting the emission standards and the availability of advanced biofuels in the transport sector.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis	15
Abkürzungsverzeichnis	20
Zusammenfassung.....	25
Summary	29
1 Einleitung.....	34
2 Methodischer Ansatz.....	37
2.1 Prozess der Projektionserstellung 2026.....	37
2.2 Definition und Abgrenzung der Sektoren	38
2.3 Methodischer Ansatz für die Treibhausgas-Projektionen	40
2.4 Mit-Maßnahmen-Szenario 2026.....	46
2.4.1 Überblick über Instrumente.....	47
2.5 Methode zur Ermittlung der THG-Minderungswirkung der Politikinstrumente im Mit-Maßnahmen-Szenario.....	51
3 Gesamtergebnisse	57
3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren	58
3.2 Treibhausgasemissionen in EU-EHS, ESR und nEHS.....	60
3.3 Kohlenstoffströme	63
3.4 Primärenergieverbrauch	66
3.4.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	66
3.4.2 Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf	68
3.5 Endenergieverbrauch.....	74
3.6 Nachfrage nach und Bereitstellung von strombasierten Energieträgern (E-Fuels)	75
3.7 Strom und netzgebundene Wärme	78
3.7.1 Bruttostromverbrauch	79
3.7.2 Nettostromerzeugung.....	82
3.7.3 Erzeugung netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung von Wärme	87
3.7.4 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	88
3.7.5 Emissionen von Kraftwerken	89
4 Energiewirtschaft	92
4.1 Methodik.....	92
4.2 Zentrale Ergebnisse.....	92
4.3 Projizierte Instrumentenwirkung.....	97

4.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	99
4.4.1	Änderungen bei der Instrumentenausgestaltung.....	99
4.4.2	Änderung bei Rahmendaten oder weiteren Datengrundlagen	100
4.4.3	Methodische und sonstige Verbesserungen	100
4.4.4	Auswirkungen auf die Ergebnisse	101
5	Industrie	103
5.1	Methodik.....	103
5.2	Zentrale Ergebnisse.....	103
5.2.1	Zusammenfassung: CO ₂ -Emissionen und Energiebedarf.....	103
5.2.2	Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten	111
5.2.3	Annahmen zur Differenzkostenberechnung.....	123
5.3	Instrumentenwirkung	129
5.3.1	Berücksichtigte Instrumente.....	129
5.3.1.1	Ökonomische Instrumente	129
5.3.1.2	Ordnungsrecht.....	136
5.3.1.3	Flankierende Instrumente	140
5.3.2	Projizierte Instrumentenwirkung.....	141
5.3.2.1	Treibhausgasemissionen.....	141
5.3.2.2	Strombedarf.....	143
5.3.2.3	Brennstoffbedarf	144
5.3.2.4	Endenergiebedarf	146
5.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	147
5.4.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten und weiteren Annahmen	147
5.4.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	148
5.4.3	Auswirkung auf Ergebnisse	148
6	Gebäude	150
6.1	Methodik.....	150
6.2	Zentrale Ergebnisse.....	150
6.3	Projizierte Instrumentenwirkung.....	158
6.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	164
6.4.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen	164
6.4.2	Auswirkungen auf die Ergebnisse	166
7	Verkehr	169
7.1	Methodik.....	169

7.2	Zentrale Ergebnisse.....	169
7.3	Projizierte Instrumentenwirkung.....	177
7.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	183
7.4.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	184
7.4.2	Auswirkung auf Ergebnisse.....	186
8	Landwirtschaft.....	195
8.1	Zentrale Ergebnisse.....	196
8.1.1	Projizierte Entwicklungen der Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung	198
8.1.2	Entwicklung der energiebedingten Emissionen.....	200
8.2	Projizierte Instrumentenwirkung.....	202
8.3	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	206
8.3.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	206
8.3.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	207
8.3.3	Auswirkung auf Ergebnisse.....	207
9	Abfallwirtschaft	209
9.1	Methodik.....	209
9.2	Zentrale Ergebnisse.....	209
9.3	Projizierte Instrumentenwirkung.....	211
9.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	213
9.4.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	213
9.4.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	214
9.4.3	Auswirkung auf Ergebnisse.....	215
10	LULUCF	216
10.1	Methodik.....	216
10.2	Zentrale Ergebnisse.....	216
10.3	Projizierte Instrumentenwirkung.....	219
10.4	Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025.....	224
10.4.1	Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen.....	224
10.4.2	Methodische und sonstige Verbesserungen	224
10.4.3	Auswirkung auf Ergebnisse.....	225
11	Sensitivitätsanalysen	226
11.1	Sektorübergreifende Sensitivitäten	227
11.1.1	Sensitivität S1 - verzögerter Preisanstieg im EHS1	227
11.1.2	Sensitivität S2 - niedrigerer Wasserstoffpreis	229

11.1.3	Sensitivität S3 - höherer Gaspreis	229
11.2	Energiewirtschaft	230
11.2.1	Sensitivität S4 - Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve	230
11.2.2	Sensitivität S5 - Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien.....	231
11.3	Gebäude.....	232
11.3.1	Sensitivität S6 - niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten.....	232
11.4	Industrie	233
11.4.1	Sensitivität S7 - höhere Produktionsmengen	233
11.4.2	Sensitivität S8 - höherer Strompreis in der Industrie	234
11.5	Verkehr.....	235
11.5.1	Sensitivität S9 - Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe	235
11.5.2	Sensitivität S10 – Abschwächung der CO ₂ -Flottenziele für Pkw und LNF.....	235
11.6	LULUCF	236
11.7	Korridorrechnungen in der Industrie	239
11.7.1	Annahmen zur Korridorrechnung in der Industrie	239
11.7.2	Ergebnisse der Korridorrechnungen in der Industrie	244
12	Quellenverzeichnis	249
A	Anhang	259
A.1	Zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS.....	259
A.2	Methode zur Erstellung der Produktionsniveau-Annahmen ausgesuchter energieintensiver Grundstoffe.....	261

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF)	25
Figure 2:	Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2021 and 2045 (without LULUCF)	30
Abbildung 3:	Skizzierung des Modellierungsprozesses	37
Abbildung 4:	Abgrenzungsschema des MMS in den Projektionen 2026	46
Abbildung 5:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2021 und 2045 (ohne LULUCF)	57
Abbildung 6:	Projizierte kumulierte Abweichung der Emissionen der KSG-Sektoren von den rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen, 2026-2030	59
Abbildung 7:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021- 2030	60
Abbildung 8:	Veränderung der ESR-Emissionen 2021 bis 2030 im MMS der Projektionen 2026 gegenüber dem MMS der Projektionen 2025	63
Abbildung 9:	Kohlenstoffströme im Basisjahr 2024	65
Abbildung 10:	Kohlenstoffströme im MMS (2045)	66
Abbildung 11:	Historischer und projizierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2026-2050	67
Abbildung 12:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS (Projektionsdaten 2025 und 2026)	72
Abbildung 13:	Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2026-2050	75
Abbildung 14:	Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen sowie dadurch entstehender Stromverbrauch	76
Abbildung 15:	Veränderung der Nachfrage nach Wasserstoff und PtL-Kraftstoffen im MMS 2026 im Vergleich zum MMS 2025	77
Abbildung 16:	Projizierter Bruttostromverbrauch	79
Abbildung 17:	Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MMS 2026 gegenüber dem MMS 2025 in den Jahren 2026 bis 2050	82
Abbildung 18:	Projizierte Nettostromerzeugung im MMS, 2026-2050	85
Abbildung 19:	Projizierte Nachfrage nach netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung, 2026-2050	87
Abbildung 20:	Projizierte Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW), 2026-2050	88
Abbildung 21:	Projizierte CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2026-2050	90

Abbildung 22:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS	93
Abbildung 23:	Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS	95
Abbildung 24:	Überblick Delta-Analyse in der Energiewirtschaft.....	101
Abbildung 25:	Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft: Vergleich der Projektionsdaten im MMS 2026 und MMS 2025.....	102
Abbildung 26:	Entwicklung der historischen und projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS	105
Abbildung 27:	Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition)	109
Abbildung 28:	Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)	110
Abbildung 29:	Wasserstoffnutzung (energetisch) in der Industrie.....	111
Abbildung 30:	Rohstahlerzeugung nach Verfahren bis 2050 im MMS	112
Abbildung 31:	Differenzkosten ¹ für Direktreduktion von Eisen gegenüber der Hochofenroute	113
Abbildung 32:	CO ₂ -Abscheidung im MMS gegenüber den Emissionen des Sektors Verarbeitung von Steinen und Erden	115
Abbildung 33:	Differenzkosten ¹ CCS-Anwendungen (Abscheidung, Transport, Speicherung) gegenüber Anwendung ohne CCS.....	116
Abbildung 34:	Differenzkosten ¹ für wasserstoffbasierte Chemieprodukte gegenüber den fossilen Routen.....	118
Abbildung 35:	Differenzkosten ¹ für wasserstoffbasierte Chemieprodukte gegenüber en fossilen Routen (alternativ).....	119
Abbildung 36:	Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS	121
Abbildung 37:	Differenzkosten ¹ für Prozesswärmeerzeugung gegenüber fossiler Referenz	122
Abbildung 38:	Nominales Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren..	132
Abbildung 39:	Effektives Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren..	134
Abbildung 40:	Qualitative Einschätzung der Veränderungen Projektionen 2025 und 2026.....	148
Abbildung 41:	Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025	149
Abbildung 42:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS	151
Abbildung 43:	Endenergieverbrauch (TWh) und direkte Treibhausgasemissionen (Mio. t CO ₂ -Äq.) des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS	152
Abbildung 44:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS	153

Abbildung 45:	Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS im Zeitraum 2025 bis 2045	155
Abbildung 46:	Jährlich erreichte Sanierungstiefe im MMS in den Jahren 2025 bis 2045	156
Abbildung 47:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS.....	157
Abbildung 48:	Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung im Vergleich zur Referenzmodellierung (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser).....	163
Abbildung 49:	Änderungen in den Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu 2024 und qualitative Auswirkung auf die Zielerreichung 2030	165
Abbildung 50:	Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026	167
Abbildung 51:	Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern der Projektionsdaten 2026 im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025	168
Abbildung 52:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr	170
Abbildung 53:	Projizierte Antriebsanteile der Pkw-Neuzulassungen	172
Abbildung 54:	Projizierter Bestand (zum Jahresende) an Pkw differenziert nach Antriebsart	172
Abbildung 55:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zul. Gesamtgewicht inkl. Last- und Sattelzüge	173
Abbildung 56:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen 3,5 bis 12 t zul. Gesamtgewicht	174
Abbildung 57:	Projizierte Personenverkehrsleistung	175
Abbildung 58:	Projizierte Güterverkehrsleistung	176
Abbildung 59:	Projizierte Endenergienachfrage der nationalen Verkehre....	177
Abbildung 60:	Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung im Vergleich zum OMS	183
Abbildung 61:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026.....	187
Abbildung 62:	Projizierte Personenverkehrsnachfrage der Projektionen 2025 und 2026 im Vergleich.....	188
Abbildung 63:	Projizierte Güterverkehrsnachfrage der Projektionen 2025 und 2026 im Vergleich.....	189
Abbildung 64:	Projizierte Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026	190

Abbildung 65:	Projizierte Entwicklung des Pkw-Bestands im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026	191
Abbildung 66:	Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (>12 t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026	192
Abbildung 67:	Projizierter Endenergiebedarf im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026	193
Abbildung 68:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS	196
Abbildung 69:	Historische und projizierte Entwicklung der Tierbestände im MMS	199
Abbildung 70:	Historische und projizierte Entwicklung der Stickstoffausbringung im MMS	200
Abbildung 71:	Historische und projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2024 und 2050 im MMS	201
Abbildung 72:	Direkte jährliche Netto-Treibhausgasminderungen ausgewählter Instrumente und deren Gesamtsumme im deutschen Agrarsektor (MMS)	205
Abbildung 73:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026	208
Abbildung 74:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft	209
Abbildung 75:	Projizierte Emissionen der Teilbereiche im Sektor Abfallwirtschaft	210
Abbildung 76:	Vergleich der THG-Emissionen der CRT-Kategorien für das Jahr 2019 aus den Inventarsubmissions der Jahre 2022-2026	214
Abbildung 77:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026	215
Abbildung 78:	Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS) und mit Maßnahmen (MMS)	217
Abbildung 79:	Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS	218
Abbildung 80:	Jährliche Netto-Treibhausgasminderungen ausgewählter Instrumente und deren Gesamtsumme im deutschen LULUCF-Sektor (MMS)	223
Abbildung 81:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026	225
Abbildung 82:	Einfluss des Auftretens von Extremwetterereignissen auf die Waldentwicklung und dadurch auf die Nettobilanz des LULUCF-Sektors	237

Abbildung 83:	Wetterbedingte Unsicherheit der Emissionen aus organischen Böden.....	238
Abbildung 84:	Wetterbedingte Unsicherheit der Emissionen aus mineralischen Ackerböden.....	239
Abbildung 85:	Entwicklung der Produktionsmengen in Korridorrechnung...	242
Abbildung 86:	Entwicklung CO ₂ -Preise im EU EHS und BEHG/EHS2 Korridorrechnung	243
Abbildung 87:	Umsetzungsraten von Energieeffizienzmaßnahmen	244
Abbildung 88:	Endenergiebedarf der Korridorrechnungen.....	246
Abbildung 89:	Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen	247
Abbildung 90:	Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnungen.....	248
Abbildung 91:	Produktionsmengen von Rohstahl, Zementklinker, Papier und Ethylen im Projektionsbericht 2025	262
Abbildung 92:	Produktionsmengen von Rohstahl, Zementklinker, Papier und Ethylen im Projektionsbericht 2026	263
Abbildung 93:	Produktionsmengen von Rohstahl, Primärstahl und Sekundärstahl im Projektionsbericht 2026	265
Abbildung 94:	Produktionsmengen von Zementklinker im Projektionsbericht 2026.....	266
Abbildung 95:	Produktionsmengen von Papier und den untergeordneten Papiersorten im Projektionsbericht 2026	268
Abbildung 96:	Produktionsmengen von Ethylen im Projektionsbericht 2026	269

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im MMS, 2024-2050.....	27
Tabelle 2:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im MMS, 2024-2050.....	27
Tabelle 3:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im MMS, 2024-2050.....	28
Table 4:	Development of total greenhouse gas emissions in MMS, 2024-2050.....	32
Table 5:	Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission budgets in MMS, 2024-2050.....	32
Table 6:	Development of greenhouse gas emissions in LULUCF, international aviation and maritime transport sectors, 2024-2050.....	33
Tabelle 7:	Zuordnung von CRT-Kategorien zu KSG-Sektoren und zur Inventarstruktur laut UNFCCC und Governance-Verordnung..	39
Tabelle 8:	Für die Projektionen 2026 eingesetzte Modelle	44
Tabelle 9:	Überblick über die im MMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen	47
Tabelle 10:	Sektorspezifische Ausgestaltung der Instrumente im OMS für die Instrumentenbewertung in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr.....	53
Tabelle 11:	Historische und projizierte Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2024 und 2050....	58
Tabelle 12:	Projektion der kumulierten Treibhausgasemissionen 2026-2050.....	59
Tabelle 13:	Historische und projizierte EU-EHS- und ESR-Emissionen im MMS, 2005-2050	62
Tabelle 14:	Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Typen und Sektoren im MMS.....	68
Tabelle 15:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen nach Herkunft und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS	71
Tabelle 16:	Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energiebilanzsektoren im MMS, 2024-2050	74
Tabelle 17:	Projizierte Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Wasserstoffelektrolyseuren	78
Tabelle 18:	Historischer und projizierter Bruttostromverbrauch im MMS, 2008-2050.....	80
Tabelle 19:	Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen im MMS	83

Tabelle 20:	Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MMS	83
Tabelle 21:	Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MMS.....	84
Tabelle 22:	Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung	85
Tabelle 23:	Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MMS	86
Tabelle 24:	Projizierter Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	89
Tabelle 25:	Aufteilung der historischen und projizierten CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS, 2024 bis 2050	90
Tabelle 26:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS	94
Tabelle 27:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050	96
Tabelle 28:	Annahmen für die Instrumentenbewertung in der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	97
Tabelle 29:	Direkte, projizierte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für Instrumente im MMS.....	98
Tabelle 30:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS	107
Tabelle 31:	Annahmen zu CAPEX der durch Förderprogramme adressierten Technologien	123
Tabelle 32:	Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung	126
Tabelle 33:	Annahmen zum Budget der Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Mio. Euro ₂₀₂₄)*	133
Tabelle 34:	Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“	135
Tabelle 35:	Projizierte Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor im MMS	141
Tabelle 36:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor im MMS.....	143
Tabelle 37:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS	144
Tabelle 38:	Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor im MMS.....	146

Tabelle 39:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS.....	151
Tabelle 40:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der kontrafaktischen Entwicklung ohne das jeweilige Instrument.....	159
Tabelle 41:	Jährlich kumulierte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme)	161
Tabelle 42:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS.....	170
Tabelle 43:	Bündelung der Instrumente im MMS für die Einzelinstrumentenbewertung.....	178
Tabelle 44:	Übersicht über Ausgestaltung der Instrumente im OMS für die Instrumentenbewertung	179
Tabelle 45:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS) im Vergleich zum OMS; Wirkbeginn der Abschätzung: 2026.....	182
Tabelle 46:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS	197
Tabelle 47:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im MMS	197
Tabelle 48:	Historische und projizierte Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS	202
Tabelle 49:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	202
Tabelle 50:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS	204
Tabelle 51:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS	211
Tabelle 52:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS gegenüber der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung (OMS).....	212

Tabelle 53:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS	213
Tabelle 54:	Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS	218
Tabelle 55:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS.....	219
Tabelle 56:	Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im MMS	219
Tabelle 57:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	220
Tabelle 58:	Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS	222
Tabelle 59:	Übersicht der Sensitivitäten	226
Tabelle 60:	CO ₂ -Preise im EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 1) im MMS und in der Sensitivität S1	227
Tabelle 61:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „verzögerter Preisanstieg im EHS 1“ (MMS)	228
Tabelle 62:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „niedrigerer Wasserstoffpreis (MMS)	229
Tabelle 63:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höherer Gaspreis“ (MMS)	230
Tabelle 64:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve“ (MMS).....	230
Tabelle 65:	Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien in der Sensitivität S5 „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“ nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung	231
Tabelle 66:	Projizierte Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im MMS 2026 und in der Sensitivität S5 „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“ nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung	232
Tabelle 67:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“	232
Tabelle 68:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten“ (MMS)	233

Tabelle 69:	Produktionswertindex in MMS und Sensitivität (2020 = 100 %)	233
Tabelle 70:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höhere Produktionsmengen“ (MMS)	234
Tabelle 71:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höherer Strompreis in der Industrie“ (MMS)	234
Tabelle 72:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe“ (MMS)	235
Tabelle 73:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Abschwächung der CO ₂ -Flottenziele für Pkw und LNF“ (MMS)	236
Tabelle 74:	Parameter der Korridorrechnung	240
Tabelle 75:	Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in	259
Tabelle 76:	Sortenspezifische Produktionsmengenentwicklung von Papier ab 2026	267

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
ANK	Aktionsprogramm „Natürlicher Klimaschutz“
AR	Assessment Report
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAW	Bundesförderung Aufbauprogramm Wärmepumpe
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BEG	Bundesförderung effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIK	Bundesförderung Industrie und Klimaschutz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMLEH	Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat
BMUKN	Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Grenzausgleichsmechanismus)
CCfD	Carbon Contracts for Difference (Klimaschutzverträge)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	CO ₂ -Äquivalent
CO2KostAufG	Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten
COP	Co-Efficient of performance (Jahresarbeitszahl)

Abkürzung	Erläuterung
CRT	Common Reporting Table
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DDI	Dekarbonisierung in der Industrie
DRI	Direct reduced iron (Direktreduktion von Eisenerz)
EBN	Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEN	Initiative Energieeffizienznetzwerke
EEV	Endenergieverbrauch
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme (Umweltmanagementsystem)
EMS	Energiemanagementsystem
EnEFG	Energieeffizienzgesetz
ESR	Effort Sharing Regulation (EU-Klimaschutzverordnung)
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowance (Emissionszertifikate)
EU-EHS	EU-Emissionshandelssystem
EU ETS	EU Emissions Trading System
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase (HFKW, FKW, NF ₃ und SF ₆)
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse gas
Gt	Gigatonne
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)

Abkürzung	Erläuterung
H ₂	Wasserstoff
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe
HVC	High Value Chemicals
ICEV	Internal combustion engine vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
IEEKN	Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke
IF	Innovationsfonds
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen)
IPCEI	Important Projects of Common European Interest (strategische Förderprojekte der EU zu bestimmten Themen)
IuZ	Investitions- und Zukunftsprogramm
JEGM	Jahresemissionsgesamtmenge
JEM	Jahresemissionsmenge(n)
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KFN	Förderung Klimafreundlicher Neubau
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Klein- und mittelständische Unternehmen
KNN	Klimafreundlicher Neubau im Niedrigpreissegment
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSP	Klimaschutzprogramm
KspG	Kohlendioxid-Speichergesetz
KSpTG	Kohlendioxid-Speicher- und -Transport-Gesetz
KSV	Klimaschutzvertrag
KTFG	Klima- und Transformationsfondsgesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWM	Klimaangepasstes Waldmanagement
LEEN	Lernendes Energieeffizienz-Netzwerk
LF	Landwirtschaftliche Fläche
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug

Abkürzung	Erläuterung
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MIE	Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MtA	Methanol-to-Aromatics
MtO	Methanol-to-Olefins
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NEP	Netzentwicklungsplan
NF₃	Stickstofftrifluorid
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
ODS	Ozone-depleting substances (Ozonabbauende Stoffe)
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)
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)
SAF	Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltiger Luftfahrttreibstoff)
SF₆	Schwefelhexafluorid
SPK	Strompreiskompensation
SSU	S-Bahn, Straßenbahn und U-Bahn

Abkürzung	Erläuterung
SuV	Siedlungs- und Verkehrsflächen
TA	Technische Anleitung
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke e.V.
WEF	Wohneigentum für Familien
WLTP	Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (weltweit einheitliches Leichtfahrzeuge-Testverfahren)
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WV Stahl	Wirtschaftsvereinigung Stahl
ZEV	Zero emission vehicle (Nullemissionsfahrzeug)
ZHK	Zentralheizkessel
ZSE	Zentrales System Emissionen

Zusammenfassung

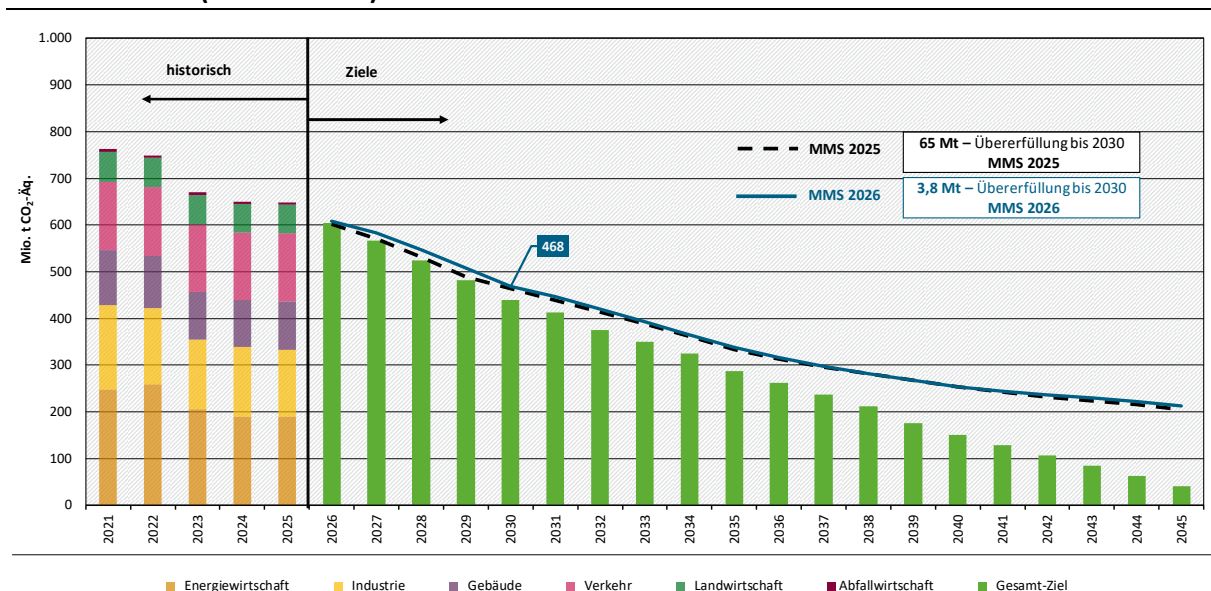
Deutschland hat sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) einen gesetzlichen Rahmen für seine Klimaschutzziele gegeben. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 % gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 reduziert werden. Dieses Ziel wurde in Jahresemissionsmengen für jeden Sektor heruntergebrochen 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.

Das im Projektionsbericht 2026 beschriebene Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) modelliert und analysiert die Wirkung bereits implementierter und beschlossener Klimaschutzinstrumente.

Die Projektion erfolgt entlang der im KSG definierten Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF). 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 62,6 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 projiziert. Das im KSG geforderte Minderungsziel bis 2040 von 88 % gegenüber 1990 wird mit der projizierten 80 % Minderung um acht Prozentpunkte verfehlt. Bis zum Jahr 2045 projiziert das MMS eine Emissionsreduktion von 83 % (Minderung ohne LULUCF). Im Jahr 2045 werden im MMS (ebenfalls ohne LULUCF) noch 213 Mio. t CO₂-Äq. emittiert. Der LULUCF-Sektor verursacht zusätzlich weitere 27 Mio. t CO₂-Äq. Das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 wird also deutlich verfehlt.

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 (2026)

¹ Detaillierte Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist, siehe Box 1.

Szenarien, die in das Jahr 2050 reichen, sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Annahmen und verwendeter Methodik können auch andere THG-Verläufe als 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 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 79,5 % am Bruttostromverbrauch.

In der Industrie ist das wirkmächtigste Instrument der EU-Emissionshandel, gefolgt von projektbasierten Förderprogrammen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen bezüglich Produktverwendung und sonstigen prozessbedingten Treibhausgasemissionen. Die projizierten jährlichen Emissionen liegen unter den im KSG festgelegten Jahresemissionsmengen für alle Jahre von 2026 bis 2030. Um 2028 wird die Industrie zur größten Emissionsquelle und verbleibt dies bis zum Ende des Projektionszeitraums 2050.

Im Gebäudesektor verbleibt im Jahr 2030 eine Lücke von 110 Mio.t CO₂-Äq. gegenüber dem KSG-Pfad. Bedeutende Instrumente in diesem Sektor sind das Gebäudeenergiegesetz (GEG) einschließlich der Nutzungspflicht von 65 % erneuerbaren Energien bei neu installierten Heizungen und die Bundesförderung effizienter Gebäude (BEG).

Im Verkehr werden die Jahresemissionsmengen des KSG bis 2030 jährlich überschritten und es baut sich im MMS eine Überschreitung in Höhe von 187 Mio. t CO₂-Äq. auf. Der projizierte Pkw-Bestand weist im Jahr 2030 sieben Mio. batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) aus und bleibt daher weit hinter der Zielgröße von 15 Mio. BEV im Jahr 2030 im Pkw-Bestand zurück.

Im KSG-Sektor Landwirtschaft werden die KSG-Pfade übererfüllt. Geringere Stickstoff-Ausbringungsmengen und verbesserte Stickstoffeffizienz führen 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. Da die Emissionen in diesem Sektor deutlich langsamer sinken als in anderen Sektoren, wird die Landwirtschaft langfristig zur zweitgrößten Emissionsquelle.

Der KSG-Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges trägt zwar einen kleinen Teil zu den Gesamtemissionen bei, weist aber bis 2030 eine bedeutende relative Emissionsminderung auf. Gründe dafür sind die Maßnahmen zur Deponiebelüftung, optimierten Gaserfassung, die klimafreundliche Abwasserbehandlung sowie die Reduktion der Lebensmittelabfälle. Der KSG-Minderungspfad wird insgesamt um 17 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten.

Für den LULUCF-Sektor legt das KSG Zielwerte für Emissionssenkungen für die Jahre 2030, 2040 und 2045 fest.² Diese werden aufgrund der verringerten Waldsenke und der weiterhin hohen Emissionen aus organischen Böden im MMS deutlich verfehlt. Der LULUCF-Sektor bleibt auch längerfristig eine Emissionsquelle. 2030 liegen die projizierten Emissionen im MMS bei rund 25 Mio. t CO₂-Äq. und erhöhen sich bis 2045 auf 27 Mio. t CO₂-Äq. Im Startjahr der Projektionen lagen sie bei 38 Mio. t CO₂-Äq. Die Differenz zum jeweils für vier Jahresmittel festgelegten Ziel im MMS (Untererfüllung) liegt bei 50 Mio. t CO₂-Äq. (2027-2030) und erhöht sich auf 64 Mio.t CO₂-Äq. (2037-2040) und 67 Mio. t CO₂-Äq. (2042-2045).

² 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.

Die auf das Europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS) entfallenden projizierten Emissionen reduzieren sich stärker als die unter die Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation (ESR)) fallenden projizierten Emissionen. Innerhalb der ESR-Emissionen werden CO₂-Brennstoffemissionen im Nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) stärker reduziert als sonstige Emissionen. Die ESR-Ziele für Deutschland werden im Zeitraum 2021 bis 2030 um 255 Mio. t CO₂-Äq. deutlich verfehlt.

Um mögliche Abweichungen vom Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) besser abschätzen zu können, wurden eine Reihe von Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr. Die untersuchten Sensitivitäten umfassen sowohl sektorübergreifende Preisparameter (CO₂-Preise im EU-EHS 1, Wasserstoffpreise, Erdgaspreise) als auch sektorspezifische Einzelparameter wie Wärmepumpen-Investitionskosten, industrielle Produktionsmengen oder die Ausgestaltung regulatorischer Vorgaben im Verkehr. Je nach Annahme zeigen sich teils erhebliche Mehremissionen, etwa bei höheren Produktionsmengen oder einem stärkeren Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve, teils auch moderate Minderungen, etwa bei niedrigeren Wasserstoff- oder Wärmepumpenkosten.

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 (Kapitel 11.6).

Zusätzlich wurde für den Industriesektor eine Korridorrechnung erstellt, die zeigt, wie sich günstige bzw. ungünstige Kombinationen zentraler Einflussfaktoren auf Emissionen, Energiebedarf und Elektrifizierungsgrad des Sektors auswirken können (11.7).

Tabelle 1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im MMS, 2024-2050

Sektor	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamt (ohne LULUCF)							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	649,8	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Durch das UBA anhand der Emissionsdaten 2025 vom 15.03.2026 angepasste JEGM bis 2030; JEGM aus dem Klimaschutzprogramm 2026 nach 2030	Mio. t CO ₂ -Äq.		459,2	294,0	150,0		
Minderung MMS ggü. 1990	Prozent	-48,1	-62,6	-73,0	-79,8	-83,0	-84,3
Kumulierte Emissionen ab 2026	Mio. t CO ₂ -Äq.		2.714,2	4.676,4	6.094,1	7.239,1	8.253,0

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

Quelle: Umweltbundesamt (2026a), Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit [BMUKN] (2026); Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

Tabelle 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im MMS, 2024-2050

Sektor	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewirtschaft							

Sektor	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	189,7	94,2	73,0	58,6	49,6	49,1
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-60,2</i>	<i>-80,2</i>	<i>-84,6</i>	<i>-87,7</i>	<i>-89,6</i>	<i>-89,7</i>
Industrie							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	149,8	116,5	83,0	67,9	69,8	67,8
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-46,1</i>	<i>-58,0</i>	<i>-70,1</i>	<i>-75,5</i>	<i>-74,8</i>	<i>-75,6</i>
Gebäude							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	100,0	80,1	44,1	23,1	11,2	7,6
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-52,4</i>	<i>-61,9</i>	<i>-79,0</i>	<i>-89,0</i>	<i>-94,7</i>	<i>-96,4</i>
Verkehr							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	144,2	115,2	78,4	44,2	23,6	14,6
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-11,7</i>	<i>-29,5</i>	<i>-52,0</i>	<i>-72,9</i>	<i>-85,6</i>	<i>-91,1</i>
Landwirtschaft							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	60,8	58,2	55,6	55,6	54,9	54,4
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-29,1</i>	<i>-32,2</i>	<i>-35,2</i>	<i>-35,2</i>	<i>-36,0</i>	<i>-36,6</i>
Abfallwirtschaft & Sonstige							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-87,3</i>	<i>-90,0</i>	<i>-90,9</i>	<i>-91,4</i>	<i>-91,8</i>	<i>-92,1</i>

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist (siehe Box 1).
Quelle: UBA (2026a), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

Tabelle 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im MMS, 2024-2050

Sektor	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	57,8	25,0	20,9	29,4	26,7	31,4
Internationaler Luft- und Seeverkehr							
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	30,9	30,0	26,9	24,0	22,4	20,0
<i>Änderung ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>+61,2</i>	<i>+56,5</i>	<i>+40,5</i>	<i>+25,2</i>	<i>+17,2</i>	<i>+4,2</i>

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht ist (siehe Box 1).
Quelle: UBA (2026a), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

Summary

Disclaimer

It should be noted that projections are not to be misinterpreted as forecasts of future years. Projections are based on models that project a plausible long-term emission development under the conditions and assumptions that represented the best available information at the start of the modelling (in November 2025). One-off effects and unforeseen events, such as crises affecting energy prices, cannot be incorporated in the methodology or can only be incorporated to a limited extent. Against this background, a projection must never be considered in isolation from the point in time at which the modelling was carried out.

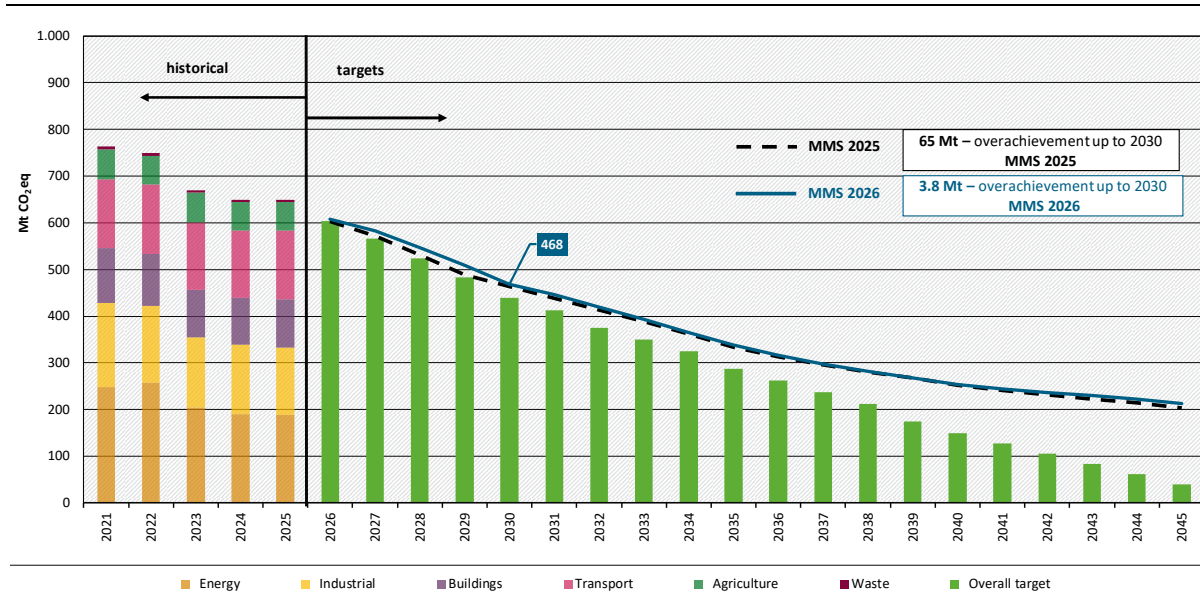
Germany has established a legal framework for its climate targets with the Federal Climate Change Act (KSG). By 2030, greenhouse gas emissions (GHG emissions) need to be reduced by at least 65% compared to the reference year of 1990. This target has been divided into annual emission budgets for each sector and translated into total annual emission budgets. 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 'with existing measures' scenario, referred to by its German acronym MMS and defined in the 2026 Projection Report, models and analyses the impact of climate policy instruments that have already been implemented and adopted.

The projections are based on the following sectors defined in the Federal Climate Change Act: energy, industry, buildings, transport, agriculture, waste management and other, and land use, land-use change and forestry (LULUCF). The GHG emissions from international aviation and maritime transport that are relevant for Germany are modelled and shown for information purposes.

By 2030, existing measures are projected to achieve a 62.6% reduction in GHG emissions compared to 1990. The Federal Climate Change Act requires a reduction in emissions of 88% by 2040 compared to 1990; this target is missed by eight percentage points, with a reduction of 80% projected. By 2045, the MMS projects an 83% reduction in GHG emissions (excluding LULUCF). The MMS (again excluding LULUCF) projects GHG emissions of 213 Mt CO₂eq in 2045. The LULUCF sector brings about a further 27 Mt CO₂eq. The target of net greenhouse gas neutrality by 2045 is therefore missed by a large margin.

Figure 2: Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2021 and 2045 (without LULUCF)³



Source: Modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thuenen-Institut; inventory data and annual emission volumes: UBA (2026)

Scenarios projected to the year 2050 are fundamentally subject to 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 GHG emission reductions are projected to occur by 2030. This is due, above all, to the strong expansion of renewable energies. As a result, the energy sector is no longer 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 projected 79.5% share of gross electricity consumption in 2030.

In the industry sector, the instrument with the strongest impact is the European Union's Emissions Trading System (EU ETS), followed by project-based funding programmes and regulatory instruments concerning product use and other process-related greenhouse gas emissions. The projected annual emissions are below the annual emission budgets defined by the Climate Change Act for all years from 2026 to 2030. Around 2028, the industry sector becomes the largest emission source in Germany and remains so until the end of the projection period (2050).

In the buildings sector, the cumulated gap to achieving the Climate Change Act target is 110 Mt CO₂eq in 2030. Germany's Federal Buildings Energy Act (GEG) contains major instruments for this sector, including the obligation to use 65% renewable energy in newly installed heating systems, and Federal funding for energy-efficient buildings (BEG).

In the transport sector, it is projected that the annual emission budgets defined by the Climate Change Act are exceeded every year up to 2030 and that a cumulated gap of 187 Mt CO₂eq to meeting the target remains in the MMS. The passenger car fleet is projected to amount to 7

³ Detailed data can be found in the data table for the 2026 greenhouse gas projections, which is published separately (see Box 1).

million battery electric vehicles (BEV) in 2030. This falls far short of the target of 15 million BEVs in the passenger car fleet by 2030.

In the agricultural sector as defined by the Climate Change Act, the target is projected to be overachieved. On the one hand, lower nitrogen application rates and improved nitrogen efficiency lead to falling emissions. On the other hand, methodological improvements in the calculation of the greenhouse gas inventory show lower agricultural emissions for historical years and thus in the projection. As GHG emissions in this sector are falling much more slowly than in other sectors, agriculture becomes the second largest GHG emission source in Germany in the long term.

Although the waste management and other sector, as defined by the Climate Change Act, contributes only a small proportion of total GHG emissions, the projections show a significant reduction in GHG emissions by 2030 compared to 1990. The reasons for this are the measures for landfill aeration, optimised gas capture, climate-friendly wastewater treatment, and the reduction of food waste. It is projected that the GHG emission reduction path defined in the Climate Change Act is overachieved by 17 Mt CO₂eq overall.

The Climate Change Act sets GHG emission reduction targets for the LULUCF sector for the years 2030, 2040 and 2045.⁴ These are projected to be missed by a large margin due to the decreased forest sink and continued high GHG emissions from organic soils. The LULUCF sector also remains an emission source in the long term. The projected GHG emissions in the MMS amount to approx. 25 Mt CO₂eq in 2030 and rise to 27 Mt CO₂eq by 2045. In the first year of the projections, they stood at 38 Mt CO₂eq. In the MMS, the gap to achieving the target for each four-year average (underachievement of target) amounts to 50 Mt CO₂eq (2027-2030) and increases to 64 Mt CO₂eq (2037-2040) and 67 Mt CO₂eq (2042-2045).

The GHG emissions covered by the EU ETS are projected to decrease more strongly 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 a large margin: in the period 2021 to 2030, by a cumulated 255 Mt CO₂eq.

A number of sensitivity analyses were carried out in order to better understand possible deviations from the 'with existing measures' scenario (MMS). The focus was on the energy, buildings, industry and transport sectors. The analysed sensitivities comprise cross-sector price parameters (CO₂ prices in EU ETS 1, hydrogen prices, natural gas prices) and individual sector-specific parameters such as heat pump investment costs, industrial production volumes, fleet-wide emission standards and the availability of advanced biofuels in the transport sector. Depending on the assumption made, the projected results show substantial additional GHG emissions in some cases. This is the case when, for example, higher production volumes or a greater utilisation of hard coal-fired power stations in the grid reserve are assumed. In other cases, the results show moderate reductions, such as when lower hydrogen or heat pump costs are assumed.

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 (Chapter 11.6).

In addition, calculations were made for the industry sector which show how favourable or unfavourable combinations of key factors can affect GHG emissions, energy demand and the degree of electrification in the sector (Chapter 11.7).

⁴ 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.

Table 4: Development of total greenhouse gas emissions in MMS, 2024-2050

Sector	Unit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Total (without LULUCF)							
MMS	Mt CO ₂ eq	649.8	468.4	337.8	253.1	212.5	196.7
Up to 2030: total annual emission budgets adjusted by Federal Environment Agency using 2025 emissions data from 15 March 2026; after 2030: total annual emission budgets from Climate Action Programme 2026	Mt CO ₂ eq		459.2	294.0	150.0		
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-48.1%</i>	<i>-62.6%</i>	<i>-73.0%</i>	<i>-79.8%</i>	<i>-83.0%</i>	<i>-84.3%</i>
Cumulative emissions from 2026	Mt CO ₂ eq		2,714.2	4,676.4	6,094.1	7,239.1	8,253.0

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

Sources: UBA (2026a), BMUKN (2026)

Modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five and Thuenen-Institut

Table 5: Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission budgets in MMS, 2024-2050

Sector	Unit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Energy							
MMS	Mt CO ₂ eq	189.7	94.2	73.0	58.6	49.6	49.1
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-60.2</i>	<i>-80.2</i>	<i>-84.6</i>	<i>-87.7</i>	<i>-89.6</i>	<i>-89.7</i>
Industry							
MMS	Mt CO ₂ eq	149.8	116.5	83.0	67.9	69.8	67.8
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-46.1</i>	<i>-58.0</i>	<i>-70.1</i>	<i>-75.5</i>	<i>-74.8</i>	<i>-75.6</i>
Buildings							
MMS	Mt CO ₂ eq	100.0	80.1	44.1	23.1	11.2	7.6
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-52.4</i>	<i>-61.9</i>	<i>-79.0</i>	<i>-89.0</i>	<i>-94.7</i>	<i>-96.4</i>
Transport							
MMS	Mt CO ₂ eq	144.2	115.2	78.4	44.2	23.6	14.6
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-11.7</i>	<i>-29.5</i>	<i>-52.0</i>	<i>-72.9</i>	<i>-85.6</i>	<i>-91.1</i>

Sector	Unit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Agriculture							
MMS	Mt CO ₂ eq	60.8	58.2	55.6	55.6	54.9	54.4
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-29.1</i>	<i>-32.2</i>	<i>-35.2</i>	<i>-35.2</i>	<i>-36.0</i>	<i>-36.6</i>
Waste management & other							
MMS	Mt CO ₂ eq	5.3	4.1	3.8	3.6	3.4	3.3
<i>Reduction in MMS compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>-87.3</i>	<i>-90.0</i>	<i>-90.9</i>	<i>-91.4</i>	<i>-91.8</i>	<i>-92.1</i>

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

Source: UBA (2026a), modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five and Thuenen-Institut

Table 6: Development of greenhouse gas emissions in LULUCF, international aviation and maritime transport sectors, 2024-2050

Sector	Unit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF							
MMS	Mt CO ₂ eq	57.8	25.0	20.9	29.4	26.7	31.4
International air and maritime transport							
MMS	Mt CO ₂ eq	30.9	30.0	26.9	24.0	22.4	20.0
<i>Change compared to 1990</i>	<i>percent</i>	<i>+61.2</i>	<i>+56.5</i>	<i>+40.5</i>	<i>+25.2</i>	<i>+17.2</i>	<i>+4.2</i>

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

Source: UBA (2026a), modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five and Thuenen-Institut

1 Einleitung

Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) (KSG, 2024) 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 vorgesehen⁵. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland unter Anrechnung natürlicher und technischer Senken netto-treibhausgasneutral sein und nach dem Jahr 2050 soll eine negative Treibhausgasbilanz erreicht werden.

Die Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland stellen dar, wie sich die deutschen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 entwickeln könnten. Es wird das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) projiziert. Dieses beinhaltet alle Klimaschutzinstrumente und -maßnahmen, die bis zum Stichtag 6. November 2025⁶ angenommen, beispielsweise durch Beschluss von Gesetzen oder Förderrichtlinien, oder bereits umgesetzt wurden (Moosmann et al., 2026), so dass alle Daten und sonstigen Informationen, die für die Parametrisierung der Modelle erforderlich sind, vorliegen.

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 Treibhausgasreduzierung der Einzelinstrumente wird abgeschätzt.

Der vorliegende Bericht basiert auf Modellrechnungen eines deutschen Forschungskonsortiums, bestehend aus folgenden Forschungseinrichtungen: Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH (IREES), M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation, Economics, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), sowie Prognos AG. Diese erarbeiten diesen Bericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Die modellgestützten Analysen in den Bereichen Landwirtschaft⁷ 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 2025 zur Prüfung und Kommentierung vorgelegt. Die auf dieser Basis finalisierten Berichte für Rahmendaten und Instrumente wurden auf der Website des Umweltbundesamtes veröffentlicht (Kemmler et al., 2026; Moosmann et al., 2026).

Szenarien, die bis in das Jahr 2050 projiziert werden, sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Annahmen und verwendeter Methode 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. Kapitel 3 stellt die Gesamtergebnisse vor. Die Kapitel 4 bis 10 enthalten die Analysen zu den sektoralen Projektionen, Kapitel 11 die Sensitivitätsanalysen. Der Anhang enthält zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS.

⁵ Dementsprechend wird im Bericht auf den Vergleich mit diesen Zielen abgestellt.

⁶ Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2026 sind im Projektionsbericht nicht abgebildet.

⁷ Mit Ausnahme energiebedingter Emissionen der Landwirtschaft.

Bundeshaushalt und Finanzplanungszeitraum werden durch die Treibhausgas-Projektionen 2026 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.

Alle Datenprodukte sind offen lizenziert veröffentlicht. Die Lizenz ist den Metadaten des jeweiligen Produktes zu entnehmen. Folgende Dokumente begleiten die Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland:

Box 1: Begleitdokumente

Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland

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

- ▶ als Datenprodukt über den UBA Data Cube:
https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df%5Bds%5D=dc-release&df%5Bid%5D=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_26&df%5Bag%5D=UBA
- ▶ als Datenfaktenblatt: https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Datensatz/data_datentabelle/

Rahmendaten & Endverbrauchspreise der Energieträger

Die zentralen Rahmendaten und Endverbrauchspreise der Energieträger der Treibhausgas-Projektionen sind verfügbar

- ▶ als Veröffentlichung in Kemmler et al. (2026)
- ▶ als Datenprodukt über den UBA Data Cube:
https://datacube.uba.de/vis?fs%5B0%5D=Kollektionen%2C1%7CTreibhausgas-Projektionen%20f%C3%BCr%20Deutschland%23PROJECTION%23%7CRahmendaten%23PROJECTION_BASIC%23&pg=0&fc=Kollektionen&bp=true&snb=2&df%5Bds%5D=ds-dc-release&df%5Bid%5D=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_BASIC_26&df%5Bag%5D=UBA&df%5Bvs%5D=1.0&dq=.A...&pd=%2C2050&to%5BTIME_PERIOD%5D=false
- ▶ als Datenfaktenblätter inklusive Visualisierung der Nutzung der Daten in Modellen:
<https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Datensatz/>

Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026

- ▶ Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026 sind als Veröffentlichung verfügbar in Förster et al. (2026a)

Instrumentenausgestaltung

- ▶ Veröffentlichung: Moosmann et al. (2026)
- ▶ Die Annahmen, die der Modellierung dazu zu Grunde liegen, sind außerdem als Exceldatei veröffentlicht: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/instrumentenausgestaltung-fuer-die-treibhausgas-1>

- Datenfaktenblatt zur Instrumentenausgestaltung: https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Datensatz/data_parametrisierungstabelle/

Instrumentenwirkung

<https://www.umweltbundesamt.de/dokument/thg-minderungswirkung-der-instrumente-fuer-0>

Daten- und Modelldokumentation

Die interaktive Daten- und Modelldokumentation ist verfügbar

- unter: <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/>
- Metadaten der Dokumentation: <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.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. Durch die Modellierung von Sensitivitäten wird der Einfluss einzelner Eingangswerte auf die Modellergebnisse ermittelt, sie ermöglichen eine Einordnung der Modellergebnisse in eher robuste und eher sensitive Ergebnisse.

Hinweis 2

Die Treibhausgas-Projektionen 2026 beinhalten die Modellierung des Mit-Maßnahmen-Szenarios (MMS) und stellen dabei die Projektionsdaten 2026 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) dar.

Die Abgrenzung des Szenarios ist in Abschnitt 2.4 beschrieben.

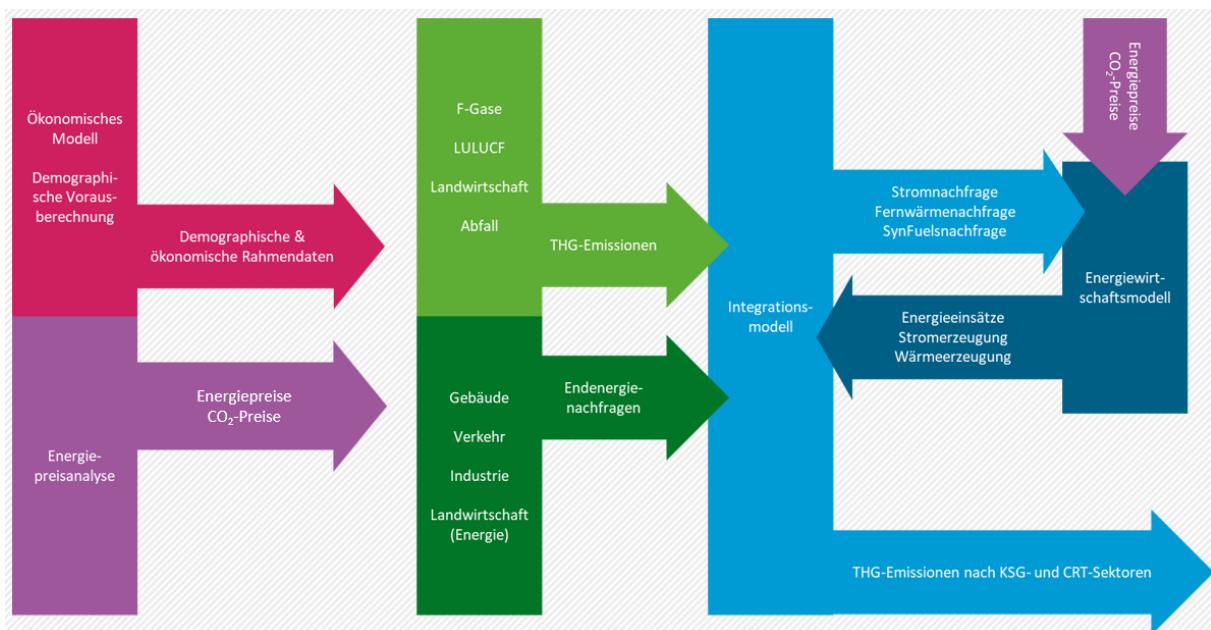
2 Methodischer Ansatz

2.1 Prozess der Projektionserstellung 2026

Der Prozess zur Erstellung des Projektionsberichts umfasst mehrere Schritte, die aufeinander aufbauen. Zusammengefasst ist der generelle Ablauf für die Projektionserstellung wie folgt:

- Bereitstellung aktueller Daten zu Brennstoffeinsätzen und Emissionen des vorläufigen Treibhausgasinventars (für die Projektionen 2026: vorläufiges Treibhausgasinventar des Berichtsjahres 2026) durch das Umweltbundesamt (UBA). Nach Aufbereitung werden diese Daten zur Modellierung genutzt.
- Entwurf zentraler Rahmendaten und Endverbrauchspreise (Kemmler et al., 2026), sowie Beschreibung zu berücksichtigender Politikinstrumente (Moosmann et al., 2026). Rahmendaten und Politikinstrumente werden mit dem UBA abgestimmt, den beteiligten Fachressorts diskutiert und dann veröffentlicht.
- Dokumentation zentraler, sektorbezogener Annahmen (Förster et al., 2026a), sowie interaktive Daten- und Modelldokumentation zum transparenten Verständnis der eingesetzten Daten und Modelle (Förster et al., 2026b). Diese reichen die am 14.03.2026 veröffentlichten Projektionsdaten (UBA 2026) mit Hintergrundinformationen an.
- Modellierung der jeweiligen Sektoren, teilweise parallel, an anderen Stellen sequenziell, wie in Abbildung 3 skizziert.

Abbildung 3: Skizzierung des Modellierungsprozesses



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, interaktive Darstellung siehe Förster et al. (2026b)

- Nach Abschluss der Modellierung: Integration der Ergebnisse sowie Ausspielung zahlreicher Parameter in verschiedenen Formaten zur Nutzung in unterschiedlichen Berichtspflichten zum 14.03.2026
- Nach Vorliegen der Ergebnisse für die jeweiligen sektoralen Teilbereiche erfolgt die Erstellung dieses Berichtes. Er wird vom UBA inhaltlich geprüft. Fachlich relevante

Kommentare werden von den Forschungsnehmenden in den Bericht eingearbeitet. Am Ende des Prozesses wird eine finale Berichtsversion erstellt und vom UBA veröffentlicht.

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 Energie (BMWE).
- ▶ **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 Energie (BMWE).
- ▶ **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 Wirtschaft und Energie (BMWE) und das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB).
- ▶ **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 Verkehr (BMV).
- ▶ **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 Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH).

- **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, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN).
- **Landnutzung und Forstwirtschaft:** Dieser Sektor umfasst die Emissionen von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (englisch: Land use, land-use change and forestry, LULUCF) (4).⁸ Federführende Ressorts für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen sind das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) sowie das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN).

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 (CRT-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.

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

CRT-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

⁸ 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).

CRT-Kategorie	KSG-Sektor	UNFCCC / Governance-VO	Kommentar
			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
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. (2024), 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-Preisentwicklungen, sowie
- technischen und sektorspezifischen Faktoren (wie z. B. Wirkungsgraden).

Die Modellierung erfolgt instrumentengetrieben. Dabei werden Informationen zu klimapolitischen Instrumenten genutzt, um Parameter für die Modellierung abzuleiten. Diese Parametrisierung betrifft 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 Modellierung der sektoralen Treibhausgasemissionen sowie der Berücksichtigung notwendiger Hintergrundinformationen und -indikatoren für diesen Bericht folgen für die verschiedenen Sektoren unterschiedlichen 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 4):

- 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 dem Prognos-Modell 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.
- 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.

- ▶ 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 von Fraunhofer ISI 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 des Öko-Instituts 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 Modell Waste-Mod des Öko-Instituts verwendet. Die Berechnung des Teilbereichs Deponien erfolgt unter Einbeziehung des für die Erstellung nationaler Treibhausgasinventare verwendeten IPCC-Waste-Modells.

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 2026, es wurde unter Anwendung der 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2006) unter Verwendung der Inventar-Berichterstattungsrichtlinien der Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change [UNFCCC], 2013) erstellt. Es wurden die Daten für die Jahre 1990 bis 2024 verwendet. Primäre Datenquellen zur Erstellung dieses Berichts sind zum vorläufigen Treibhausgasinventar des

Jahres 2026 größtenteils konsistente Datenauspielung aus den Datenbanken ENERDAT und Zentrales System Emissionen (ZSE) im Umweltbundesamt (Umweltbundesamt, Persönliche Mitteilung, Oktober 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 2026 verwendeten Treibhausgaspotenziale entsprechen denen des 5. Sachstandsberichts (Assessment Report) des IPCC (AR5) (IPCC, 2014).

Der Modellierungsprozess ist komplex. Daher erfolgt seine Darstellung interaktiv online unter <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/> (Förster et al., 2026b). 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: Für die Projektionen 2026 eingesetzte Modelle

Sektor	Modellname	Betreibende Institution	Link zur Modelldokumentation
Energiewirtschaft	PowerFlex	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/powerflex/
	ENUSEM	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/enusem/
Industrie	FORECAST-Industry	Fraunhofer ISI	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_industry/
	ProFi	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/profi/
	ENUSEM	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/enusem/
Gebäude	Invert/EE-Lab	IREES	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/invert_ee_lab/
	FORECAST-Residential	Fraunhofer ISI	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_residential/
	FORECAST-Tertiary	Fraunhofer ISI	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_tertiary/
	WINfra	Prognos	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/winfra/
Verkehr	TEMPS	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/temps/
	ASTRA-M		

Sektor	Modellname	Betreibende Institution	Link zur Modelldokumentation
		M-Five, Fraunhofer ISI	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/astra/
Landwirtschaft	CAPRI	Thünen-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/capri/
	Py-GAS-EM	Thünen-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/pygasem/
	LaWiEnMod	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/lawienmod/
Abfallwirtschaft	Waste-Mod	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/ipcc_waste_model/
Landnutzung und Forstwirtschaft	LULUCFmod	Thünen-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/lulucfmod/
	Matrix	Thünen-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/matrix/
	WoodCarbonMonitor	Thünen-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/wood_carbon_monitor/
	ENUSEM	Öko-Institut	https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/enusem/

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

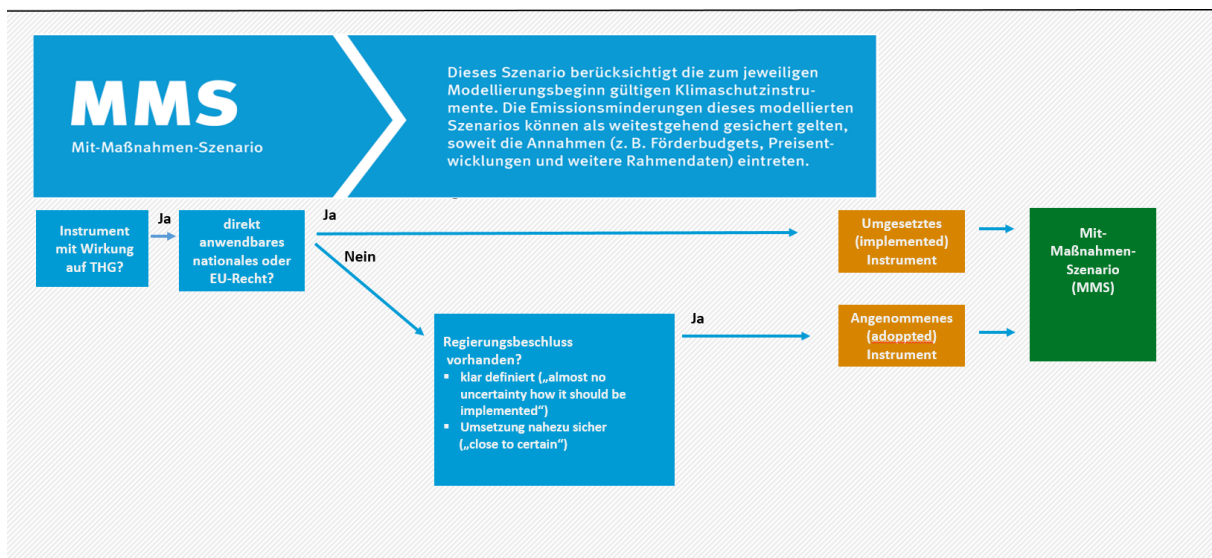
2.4 Mit-Maßnahmen-Szenario 2026

Die Projektionen 2026 enthalten das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).

Das MMS entspricht dem Umsetzungsstand der Politikinstrumente in Deutschland, die eine Treibhausgasemissionen zur Folge haben. Zentrale Voraussetzung für alle in der Modellierung berücksichtigten Instrumente ist daher, dass sie eine wesentliche Änderung der deutschen Treibhausgasemissionen zur Folge haben.

Nach Festlegung durch das UBA sowie Diskussion mit dem Modellierungskonsortium wurde das MMS für die Projektionen 2026 wie in Abbildung 4 dargestellt abgegrenzt.

Abbildung 4: Abgrenzungsschema des MMS in den Projektionen 2026



Quelle: Eigene Darstellung von Umweltbundesamt (UBA)

Die Projektionsdaten 2026 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.“

Es handelt sich also 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 2026 klar definiert sind und eine Umsetzung (nahezu) sicher ist. Sofern Informationen zur Umsetzung nicht vorliegen, werden die betroffenen Instrumente nicht im MMS berücksichtigt.

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.

Daher beinhaltet das MMS (mindestens) die folgenden Instrumente:

- ▶ Instrumente und Maßnahmen aus den Treibhausgas-Projektionen für Deutschland 2025, unter der Voraussetzung, dass die obenstehende Definition zutrifft;
- ▶ Instrumente und Maßnahmen, die nach den Treibhausgas-Projektionen für Deutschland 2025 bis zum Stichtag 6. November 2025 angenommen oder bereits umgesetzt wurden (Moosmann et al., 2026).

2.4.1 Überblick über Instrumente

Tabelle 9 nennt die im MMS berücksichtigten Instrumente. Eine detaillierte Beschreibung kann dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026) entnommen werden.

Tabelle 9: Überblick über die im MMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen

Instrument	Tabelle in Moosmann et al. (2026)
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 1, EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS)	Tabelle 1
Energie- und Strombesteuerung	Tabelle 2
Klima- und Transformationsfondsgesetz (KTFG)	Tabelle 3
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)	Tabelle 4
Energieeffizienzgesetz	Tabelle 5
Klimaneutrale Bundesverwaltung bis 2030	Tabelle 6
Nationale Wasserstoffstrategie und Importstrategie	Tabelle 7
Freiwillige Produktkennzeichnungen für energierelevante Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)	Tabelle 8
Energieforschungsprogramm	Tabelle 9
Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energieeffizienzdienstleistungen	Tabelle 10
Nachhaltige Finanzierung	Tabelle 11
Instrumente im Bereich Forschung und Innovation	Tabelle 12
Instrumente im Bereich Klimaschutz und Gesellschaft	Tabelle 13
Novellierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG)	Tabelle 14
Netzentwicklungsplan (NEP) Strom	Tabelle 15
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 1, EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) für den Sektor Energiewirtschaft	Tabelle 16

Instrument	Tabelle in Moosmann et al. (2026)
Ausbau der erneuerbaren Energien	Tabelle 17
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Tabelle 18
Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG)	Tabelle 19
Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis des KVBG	Tabelle 20
Reallabore der Energiewende	Tabelle 21
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 1, EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) für die Industrie	Tabelle 22
Übernahme der Gasspeicherumlage in den Klima- und Transformationsfonds	Tabelle 23
Bezuschussung Netzentgelte	Tabelle 24
Verstetigung der Absenkung der Stromsteuer	Tabelle 25
H2Global	Tabelle 26
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	Tabelle 27
Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme	Tabelle 28
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	Tabelle 29
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (IEEKN)	Tabelle 30
KfW-Effizienzprogramm Produktionsanlagen/-prozesse	Tabelle 31
Industriestrompreis	Tabelle 32
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), Modul 1: Dekarbonisierung der Industrie	Tabelle 33
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), Modul 2: Anwendung und Umsetzung von CCU und CCS	Tabelle 34
EU-EHS-Innovationsfonds	Tabelle 35
CO2-Differenzverträge (Klimaschutzverträge) für die Industrie	Tabelle 36
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	Tabelle 37
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – EEW (Zuschuss und Kredit / Förderwettbewerb)	Tabelle 38
Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe	Tabelle 39
Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie	Tabelle 40
Verpflichtung zur Durchführung von Energieaudits für Nicht-KMU/Energieintensive Unternehmen (§ 8 EDL-G)	Tabelle 41
Verpflichtung zur Erstellung von Umsetzungsplänen von Endenergieeinsparmaßnahmen (§ 9 Energieeffizienzgesetz)	Tabelle 42

Instrument	Tabelle in Moosmann et al. (2026)
Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen (§ 8 Energieeffizienzgesetz)	Tabelle 43
Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen sowie Abwärmenutzungspflicht für Rechenzentren (§ 11 & § 12 Energieeffizienzgesetz)	Tabelle 44
EU-F-Gase-Verordnung	Tabelle 45
FKW-Emissionen im EU-EHS	Tabelle 46
EU-MAC-Richtlinie 2006/40/EG	Tabelle 47
Chemikalien--Klimaschutzverordnung	Tabelle 48
Selbstverpflichtung SF6	Tabelle 49
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) im Gebäudesektor	Tabelle 50
Bundesförderung für Effiziente Gebäude (BEG) für Bestandsgebäude	Tabelle 51
Förderprogramm Klimafreundlicher Neubau (KFN)	Tabelle 52
Wohneigentum für Familien (WEF)	Tabelle 53
Förderprogramm Klimafreundlicher Neubau im Niedrigpreissegment (KNN)	Tabelle 54
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	Tabelle 55
Förderprogramm „Jung kauft Alt“	Tabelle 56
Bundesprogramm „Sanierung kommunaler Einrichtungen in den Bereichen Sport, Jugend und Kultur“	Tabelle 57
Gebäudeenergiegesetz (GEG)	Tabelle 58
§ 6 Energieeffizienzgesetz zur Einsparverpflichtung öffentlicher Stellen	Tabelle 59
Vorbildfunktion Bundesgebäude für Energieeffizienz	Tabelle 60
Verfügbarkeit von Fernwärmenetzen	Tabelle 61
Qualifikationsoffensive Bundesförderung Aufbauprogramm Wärmepumpe (BAW)	Tabelle 62
Modernisierungsumlage	Tabelle 63
Heizkostenverordnung	Tabelle 64
Bundesförderung für Energieberatung	Tabelle 65
Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO ₂ -Bepreisung nach BEHG auf Mietende	Tabelle 66
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) im Subsektor „Private Haushalte – Elektrische Geräte und sonstige Anwendungen“	Tabelle 67
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	Tabelle 68
Energielabel – EU-Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung	Tabelle 69
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) im Sektor Verkehr	Tabelle 70

Instrument	Tabelle in Moosmann et al. (2026)
Kfz-Steuerbefreiung emissionsfreier Fahrzeuge	Tabelle 71
Unterstützung emissionsfreier und -armer gewerblicher Kraftfahrzeuge	Tabelle 72
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	Tabelle 73
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	Tabelle 74
Deutschlandticket für den Nahverkehr	Tabelle 75
Ausbau von Radwegen und Fahrradparkmöglichkeiten sowie Verbesserung der Rahmenbedingungen	Tabelle 76
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse	Tabelle 77
Förderung Schienengüterverkehr: Teil-Instrument Förderung Trassenpreise	Tabelle 78
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	Tabelle 79
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	Tabelle 80
THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Tabelle 81
Beimischquote für SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	Tabelle 82
Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr: Regulierung, Förderung, technische Entwicklung	Tabelle 83
Modernisierung des Straßenverkehrsrechts	Tabelle 84
Lade- und Tankinfrastruktur ausbauen für den Straßenverkehr	Tabelle 85
Beschleunigung von Planung und Umsetzung neuer Infrastrukturprojekte	Tabelle 86
Novellierung Energieverbrauchskennzeichnung beim Pkw („Klima-Label“)	Tabelle 87
Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen	Tabelle 88
Ausbau des Ökolandbaus	Tabelle 89
Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau	Tabelle 90
Wiedereinführung der Steuerbegünstigung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft (Agrardiesel)	Tabelle 91
Senkung der Stickstoffüberschüsse einschließlich Minderung der Ammoniakemissionen und gezielte Verminderung der Lachgasemissionen, Verbesserung der Stickstoffeffizienz	Tabelle 92
Weitere Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien im Landwirtschaftssektor	Tabelle 93
Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Tierhaltung	Tabelle 94
Forschungsinitiative zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030	Tabelle 95
Förderung der Deponiebelüftung	Tabelle 96

Instrument	Tabelle in Moosmann et al. (2026)
Förderung von Technologien zur optimierten Erfassung von Deponiegasen in Siedlungsabfällen	Tabelle 97
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	Tabelle 98
Deponieverordnung	Tabelle 99
Kreislaufwirtschaftsgesetz	Tabelle 100
Reduktion von Lebensmittelabfällen	Tabelle 101
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke bis 2030 auf unter 30 Hektar pro Tag	Tabelle 102
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland	Tabelle 103
Erhalt von Dauergrünland	Tabelle 104
Schutz von Moorböden einschließlich Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	Tabelle 105
Klimawildnis	Tabelle 106
Erhaltung und nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder	Tabelle 107
Honorierung der Ökosystemleistung des Waldes	Tabelle 108
ANK – „klimaangepasstes Waldmanagement PLUS“	Tabelle 109
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	Tabelle 110
Waldklimafonds	Tabelle 111

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, basierend auf Moosmann et al. (2026)

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

Die Instrumentenbewertung wird für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr in einem zweistufigen Verfahren durchgeführt:

- ▶ In einem ersten Schritt wird ein sektorspezifisches „Ohne-Maßnahmen-Szenario“ (OMS) berechnet, welches ausgehend vom MMS alle sektorspezifischen Instrumente auf einen sektorspezifischen Referenzwert setzt. Mit Hilfe des Referenzwertes kann beispielsweise eine Maßnahme auf den Stand im Basisjahr eingefroren werden oder eine Maßnahme wird komplett ausgeschaltet, indem der Referenzwert auf Null gesetzt wird. Die sektorspezifische THG-Minderungswirkung ergibt sich dann, für alle Instrumente zusammen, als Differenz zwischen OMS mit höheren Emissionen und MMS mit niedrigeren Emissionen.
- ▶ In einem zweiten Schritt wird die sektorspezifische THG-Minderungswirkung auf die einzelnen Instrumente aufgeteilt. Die dafür verwendete Methode ist in den Sektoren teilweise unterschiedlich und wird in den jeweiligen Sektorkapiteln beschrieben.

Die sektorspezifische Ausgestaltung der Instrumente im OMS, wie sie in der Instrumentenbewertung für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr verwendet wird, zeigt Tabelle 10.

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

Im Sektor Abfallwirtschaft findet eine instrumentenspezifische Bewertung in den Teilsektoren statt. Da die Emissionen in den einzelnen Teilsektoren voneinander unabhängig sind, kann jeweils ein eigenständiges OMS definiert werden. Anhand dieser Teilsektor-OMS kann für jedes Instrument die Minderungswirkung bestimmt werden (vgl. Abschnitt 9.3).

Tabelle 10: Sektorspezifische Ausgestaltung der Instrumente im OMS für die Instrumentenbewertung in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instru- menten- papier	Ausgestaltung der Instrumente im sektorspezifischen OMS	Begründung
Industrie	Förderprogramme (projektbasierte und energieträgerbasierte Subventionen)	23-39	Keine Wirkung. Auch vor 2026 getätigte Zahlungen führen nicht zu Emissionsminderungen.	Kein weiteres Budget zur Förderung, fehlendes Geschäftsmodell im Umfeld OMS. Im Zweifel werden Förderungen eher zurückgegeben – Anlagen mit verminderten Emissionen jedenfalls nicht betrieben.
	Verpflichtungen zu Mindeststandards, Energieaudits und Energiemanagementsyste- men	40-44	Einfrieren des Zustands ohne Instrumente, die im Instrumentenpapier genannt werden, z. B. Novelle KSpTG	
	EU-EHS 1 EU-EHS 2	22	Wegfall des EHS: 0 EUR/t ab 2025.	
Energiewirtschaft	EEG	17	Leistung der erneuerbaren Energien bleibt auf Niveau von 2024 konstant.	Keine weitere Förderung. Annahme: Ungeförderter Zubau kompensiert Rückbau.
	Erneuerbare Wärme		Leistung zur Erzeugung erneuerbarer Fernwärme bleibt auf Niveau von 2024 konstant.	Keine weitere Förderung. Annahme: Ungeförderter Zubau kompensiert Rückbau.
	Kohleausstieg	20	Leistung von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken bleibt auf Niveau von 2024 konstant	Keine ordnungsrechtlichen Maßnahmen zur beschleunigten Stilllegung. Anlagen bleiben in Betrieb.
	EU-EHS 1	16	EHS-Preis bleibt auf Niveau von 2024 konstant	Beibehalten des Status quo.

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instru- menten- papier	Ausgestaltung der Instrumente im sektorspezifischen OMS	Begründung
Verkehr	CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	79	Die kontrafaktische Ausgestaltung der CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bezieht sich auf die ursprüngliche Fassung der Regulierung (EU) 2019/631 (Regulation (EU) 2019/631, 2019). Für das Jahr 2025 ist für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge eine Steigerung des Ambitionsniveaus auf eine 15 %ige Minderung der durchschnittlichen Emissionen vorgegeben gegenüber dem Jahr 2021. Ab dem Jahr 2030 existiert die Vorgabe, die durchschnittlichen Emissionen der neuen Fahrzeuge um 37,5 % (Pkw) bzw. 31 % (leichte Nutzfahrzeuge) zu reduzieren.	Die Regulierung wurde erstmalig 2009 beschlossen und danach kontinuierlich weiterentwickelt. Der gesamte Fahrzeugmarkt (z. B. Preise, Antriebsentwicklung) geht auf diese Regulierung zurück. Die Modellierung ohne CO ₂ -Emissionsstandards wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.
	CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	80	Die kontrafaktische Ausgestaltung der CO ₂ -Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge bezieht sich auf die ursprüngliche Fassung der Regulierung (EU) 2019/1242 (Regulation (EU) 2019/1242, 2019). Für die Jahre 2025 und 2030 sind für neu zugelassene Lkw, die unter die Regulierung fallen, eine 15 %ige bzw. eine 30 %ige Minderung der durchschnittlichen Emissionen vorgegeben gegenüber dem Referenzjahr (Juli 2020 – Juni 2021). Der Gültigkeitsbereich umfasst weniger Lkw-Typen als in der im MMS berücksichtigten Ausgestaltung der Regulierung.	Die Regulierung wurde erstmalig 2019 beschlossen und danach weiterentwickelt. Der gesamte Fahrzeugmarkt (z. B. Preise, Antriebsentwicklung) geht auf diese Regulierung zurück. Die Modellierung ohne CO ₂ -Emissionsstandards wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.
	THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	81	Die kontrafaktische Ausgestaltung der THG-Quote entspricht dem Stand des BImSchG vor der Änderung zu September 2021 (BImSchG, 2021/31.08.2021). Dieser Stand geht auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie vor den Änderungen der Erneuerbare Energien-Richtlinie II (EU) 2018/2001 (EU 2018/2001, 2018) zurück. In der THG-Quote wurde ab dem Jahr 2020 eine THG-Minderung durch die Inverkehrbringer der Kraftstoffe um 6 % gefordert. Die Anrechnung für die THG-Minderung aus der Nutzung von	Die Richtlinie wurde erstmalig 2009 beschlossen und führt seitdem zur Nutzung von Biokraftstoffen. Der Kraftstoffmarkt für erneuerbare Kraftstoffe geht auf diese Richtlinie zurück. Die Modellierung ohne THG-Quote wäre daher nur mit Annahmen möglich, für die keine Plausibilisierungen möglich wären.

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

Sektor	Instrument	Tabelle(n) im Instru- menten- papier	Ausgestaltung der Instrumente im sektorspezifischen OMS	Begründung
			bewilligten Dauer der Förderung zu Ende 2023 beendet. Die Förderung von 2020 bis 2023 bleibt wie gehabt.	eindeutiger Datenpunkt und eine Unterscheidung vorher / nachher gegeben und umsetzbar.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Öko-Institut, Fraunhofer ISI

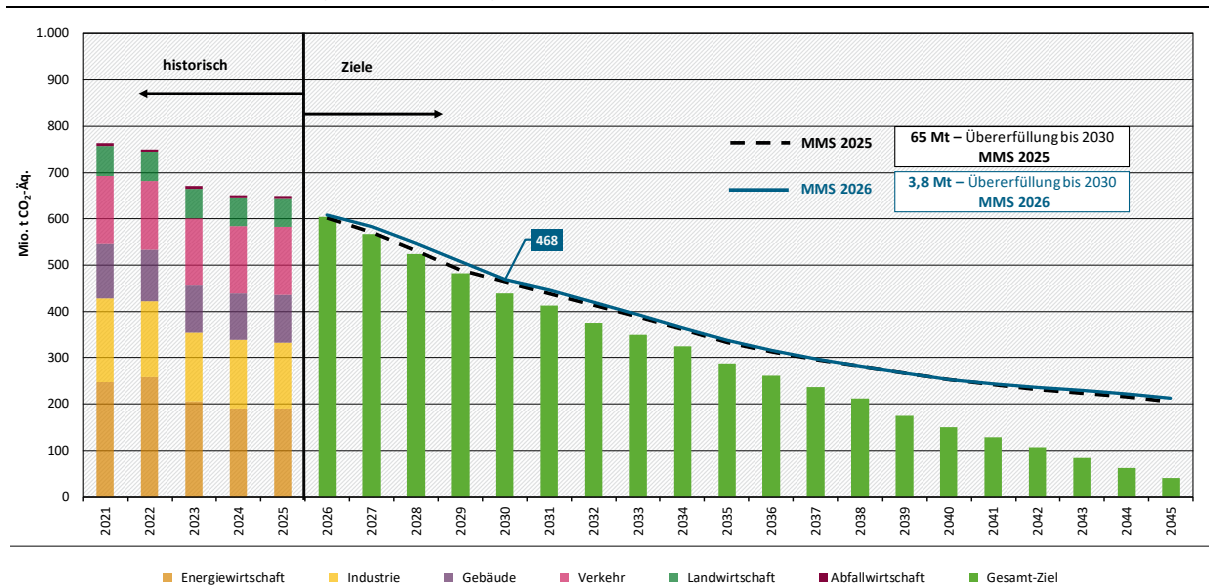
3 Gesamtergebnisse

Für diesen Projektionsbericht wurden Treibhausgasemissionen im MMS für alle Jahre von 2026 bis 2050 projiziert. Abbildung 5 gibt einen Überblick über die projizierten Gesamtemissionen („Projektionsdaten 2026“) und vergleicht sie mit den historischen Emissionen von 2021 bis 2025, den Gesamtemissionen aus dem Projektionsbericht des Vorjahres („Projektionsdaten 2025“) sowie mit den Zielen des KSG⁹.

Die projizierten Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) im Jahr 2030 betragen rund 468 Mio. t CO₂-Äq. Dies entspricht einer Emissionsreduktion von 62,6 % gegenüber dem Referenzjahr 1990. Damit wird das Ziel nach § 3 Abs. 1 KSG, die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2030 um 65 % zu senken, um 2,4 Prozentpunkte verfehlt. Bis zum Jahr 2045 wird eine Emissionsreduktion von rund 83 % projiziert.

Im Zeitraum von 2026 bis 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen über den Jahresemissionsgesamtmengen (JEGM) des KSG, und sie sind auch höher als die im Vorjahr projizierten Emissionen. Über den gesamten Zeitraum 2021 bis 2030 betrachtet, können die sektorübergreifenden Jahresemissionsgesamtmengen nur noch knapp mit 3,8 Mio. t CO₂-Äq. eingehalten werden (siehe UBA, 2026).

Abbildung 5: 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 (2026)

Für die Jahre nach 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen durchgehend über jenen Emissionen, die sich aus den jährlichen Minderungszielen gemäß Anlage 2 des KSG ergeben. Für diesen Zeitraum 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 projizierten Emissionen ab 2045 weiterhin rund 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 zu begrenzen, deutlich verfehlt. So betragen die

⁹ Detaillierte Daten (Kernindikatoren) werden in einer separaten Excel-Datei veröffentlicht.

projizierten Emissionen im Jahr 2045 mit 204 Mt CO₂-Äq. noch 16,3 % der Gesamtemissionen von 1990 (ohne LULUCF).

3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren

Die projizierten Treibhausgasemissionen entwickeln sich in den Sektoren unterschiedlich, wie in Tabelle 11 zu sehen ist. In den Sektoren Verkehr und Gebäude werden die rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen (JEM) für 2030 deutlich überschritten; in den restlichen Sektoren werden sie eingehalten. Die Summe der projizierten Emissionen aller KSG-Sektoren überschreitet im Jahr 2030 mit rund 468 Mio. t CO₂-Äq. die rechnerisch angepasste Summe der JEM von rund 459 Mio. t CO₂-Äq.

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, bleiben die Emissionen bis 2030 in etwa konstant und nehmen nach 2030 kontinuierlich ab.

Tabelle 11: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2024 und 2050

Sektor	2024	2026	2030	Rechnerisch angepasste JEM 2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.								
Energiewirtschaft	189,1	157,5	94,2	108,0	73,0	58,6	49,6	49,1
Industrie	150,5	140,3	116,5	129,0	83,0	67,9	69,8	67,8
Gebäude	100,0	106,0	80,1	62,4	44,1	23,1	11,2	7,6
Verkehr	144,2	137,8	115,2	72,9	78,4	44,2	23,6	14,6
Landwirtschaft	61,0	61,4	58,2	60,1	55,6	55,6	54,9	54,4
Abfallwirtschaft und Sonstiges	5,3	4,7	4,1	6,6	3,8	3,6	3,4	3,3
Gesamt	650,1	607,6	468,4	459,2	337,8	253,1	212,5	196,7
Nachrichtlich:								
LULUCF	57,8	33,1	25,0	Nicht festgelegt	20,9	29,4	26,7	31,4
Internationaler Luft- und Seeverkehr	30,9	30,5	30,0	Nicht festgelegt	26,9	24,0	22,4	20,0

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

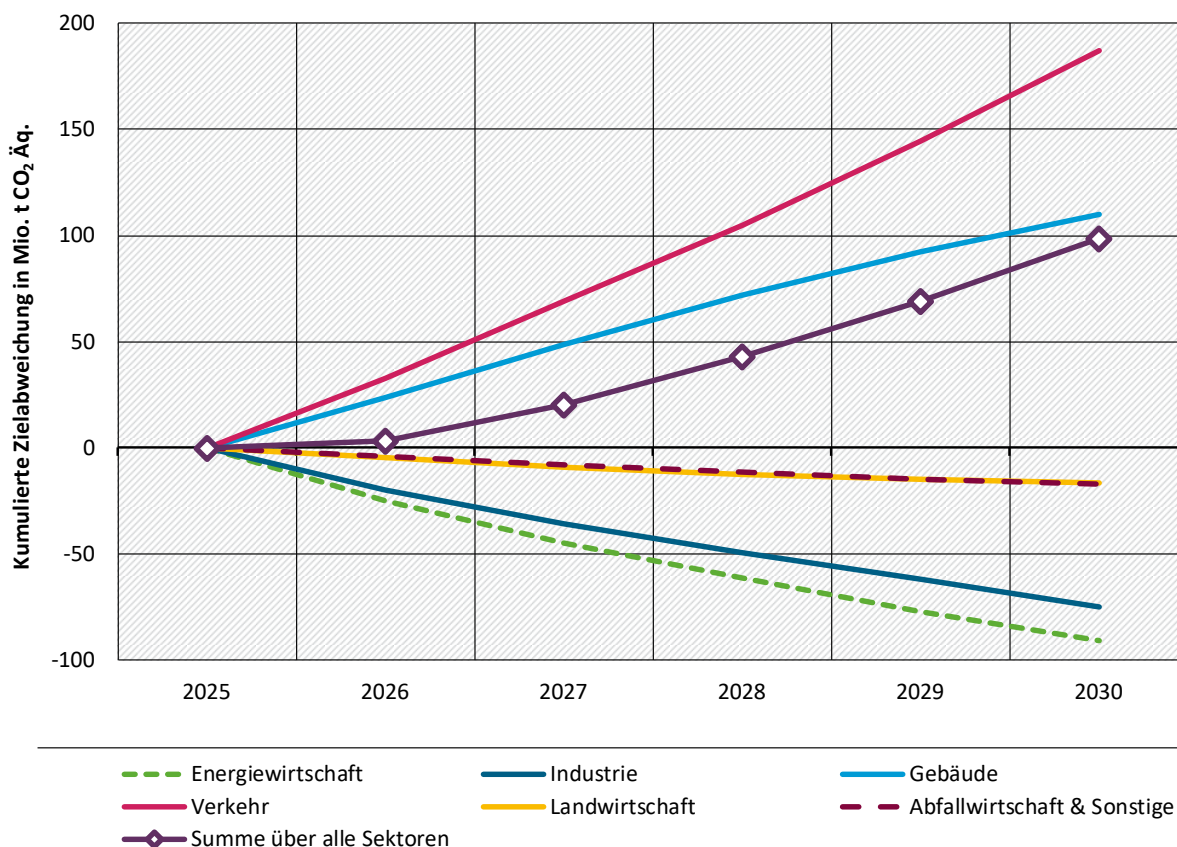
Dargestellt sind die im März 2026 vom UBA erstellten rechnerischen Vorschläge zur Anpassung der JEM. Die rechtskräftige Festlegung erfolgt durch eine Verordnung der Bundesregierung.

Quelle: UBA (2026a), Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

Abbildung 6 zeigt die kumulierte Abweichung der Emissionen von den JEM für die einzelnen Sektoren von 2026 bis 2030. Im Verkehrssektor erreicht die kumulierte Abweichung rund 187 Mio. t CO₂-Äq. über diesen Zeitraum. Auch im Gebäudesektor nimmt die Abweichung in

diesem Zeitraum kontinuierlich zu und erreicht 110 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030. In den restlichen Sektoren werden die JEM in allen Jahren unterschritten. Aufgrund der hohen Überschreitungen in den Sektoren Verkehr und Gebäude ergibt die Summe über alle Sektoren eine Überschreitung: Die kumulierte Zielabweichung über die Jahre 2026 bis 2030 beträgt über alle Sektoren hinweg 98 Mio. t CO₂-Äq.

Abbildung 6: Projizierte kumulierte Abweichung der Emissionen der KSG-Sektoren von den rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen, 2026-2030



Quelle: UBA (2026a), Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut

Anmerkung: Für den Sektor Energiewirtschaft wurden keine jährlichen JEM festgelegt. Hier wird eine lineare Interpolation der Ziele zwischen 2025 und 2030 verwendet.

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

In Tabelle 12 ist die Entwicklung der projizierten kumulierten Gesamtemissionen ab 2026 dargestellt. So ergeben sich bis 2030 kumuliert rund 2,7 Gt CO₂-Äq. und bis 2050 rund 8,2 Gt CO₂-Äq.

Tabelle 12: Projektion der kumulierten Treibhausgasemissionen 2026-2050

	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Kumulierte Emissionen ab 2026	607,6	2.714,2	4.676,4	6.094,1	7.239,1	8.253,0

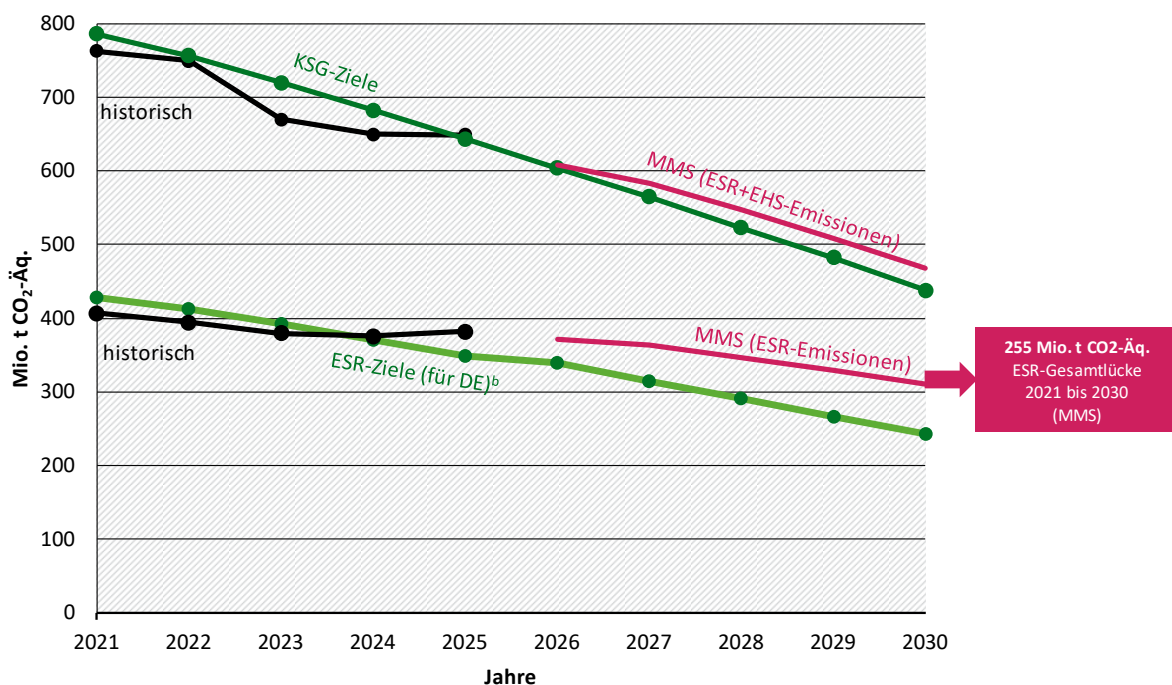
Quelle: Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Thünen-Institut

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 innereuropäischen 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.¹⁰ 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 das EHS-2 bei der nationalen Implementierung deckungsgleich zum nEHS ausgestaltet wird. Im Folgenden beziehen sich alle Angaben zum EU-EHS auf das EHS-1 (v. a. Energiewirtschaft und Industrie). Alle Angaben zum nEHS schließen das EHS-2 mit ein.

Abbildung 7: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021- 2030



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut; historische Daten: UBA (2026a), UBA (2026)

Anmerkung: ^b Siehe Anhang A in UBA (2026) für den ESR-Zielpfad.

In den Jahren 2021 bis 2023 lagen die historischen Emissionen unter dem ESR-Zielpfad, in den Jahren 2024 und 2025 hingegen über dem Zielwert. Für die Folgejahre bis 2030 wird eine

¹⁰ Aufgrund des Fehlens empirischer Daten ist der EHS-Anteil des Seeverkehrs im Rahmen dieser Modellierung noch nicht berechenbar.

zunehmende Lücke zwischen ESR-Emissionen und ESR-Zielpfad projiziert. Für diesen Verlauf ist eine unterschiedliche Entwicklung zwischen den EU-EHS- und ESR-Sektoren verantwortlich: Bis 2030 wird in den beiden Sektoren Energiewirtschaft und Industrie zusammen mit 129 Mio. t CO₂-Äq. eine mehr als doppelt so hohe absolute Emissionsminderung gegenüber dem Basisjahr erzielt als in den vier Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft zusammen, welche hauptsächlich unter die ESR fallen und eine kombinierte Emissionsminderung von 53 Mio. t CO₂-Äq. aufweisen. Das bedeutet, dass die ESR-Emissionen deutlich langsamer reduziert werden als die Gesamtemissionen (Abbildung 7).

In der Projektion verlaufen zwischen 2026 und 2030 sowohl die Gesamtemissionen oberhalb der nach § 4 Abs. 2 KSG angepassten JEGM als auch die ESR-Emissionen über dem ESR-Zielpfad. Allerdings wächst bei den ESR-Emissionen die Lücke deutlich schneller an als die KSG-Emissionen. Insgesamt ergibt sich so für die modellierten Jahre 2026 bis 2030 eine ESR-Verfehlung von 270 Mio. t CO₂-Äq.¹¹ Da in den Jahren 2021 bis 2025 die historischen Emissionen in Summe um 16 Mio. t CO₂-Äq. unter dem ESR-Zielpfad blieben, ergibt sich für den ESR-relevanten Gesamtzeitraum von 2021 bis 2030 eine Lücke von 255 Mio. t CO₂-Äq. Diese Lücken sind wesentlich größer als die 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 2026 bis 2030 deutlich. Von den vier hauptsächlich oder vollständig der ESR unterliegenden Sektoren hingegen verfehlen die beiden emissionsintensiven Sektoren Verkehr und Gebäude die kumulierten Jahresemissionsmengen unverkennbar.

In Tabelle 13 wird die langfristige Entwicklung der projizierten Emissionen im EU-EHS den ESR-Emissionen gegenübergestellt. Im Anhang zeigt Tabelle 75 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 knapp 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 %). Gegenüber dem Basisjahr der Modellierung 2024 reduzieren sich die Emissionen im EU-EHS um 162 Mio. t CO₂-Äq., in der ESR nur um 66 Mio. t CO₂-Äq., obwohl die ESR-Emissionen im Basisjahr 38 % höher sind als im EU-EHS. Nicht nur kurzfristig bis 2030 sondern auch langfristig bis 2050 werden im EU-EHS größere Emissionsreduktionen gegenüber dem europäischen Referenzjahr 2005 erreicht, allerdings wurde historisch im Basisjahr 2024 im EU-EHS bereits eine mehr als doppelt so hohe Emissionsreduktion erreicht wie in der ESR. Langfristig verlangsamt sich die Emissionsreduktion sowohl im EU-EHS als auch in der ESR deutlich.

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 2024 und 2030 bereits um 19 % sinken, reduzieren sich die sonstigen ESR-Emissionen im gleichen Zeitraum nur um 12 %. Auf lange Sicht ist dieser Effekt deutlich ausgeprägter: Die CO₂-Brennstoffemissionen im Geltungsbereich des nEHS sind im Basisjahr 2024 noch 3,6-mal 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 ab 2035 kaum noch sinken und nach 2045 sogar wieder steigen, wohingegen bei den CO₂-

¹¹ Die Nutzung von in der ESR möglichen Flexibilitäten wurde nicht berücksichtigt. Ziel der Modellierung ist es an dieser Stelle, den Bedarf für Transfers aus anderen EU-Mitgliedsländern oder anderweitige Flexibilitäten aufzuzeigen.

Brennstoffemissionen unter dem nEHS kontinuierliche Emissionsminderungen projiziert werden.

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

	2005	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Emissionen stationärer EU-EHS ^a	514,0	272,7	156,5	110,6	84,4	78,6	76,0
Emissionen ESR ^b	484,7	376,4	310,9	226,4	168,0	133,2	120,1
davon nEHS/EHS-2 ^c	350,3	294,2	239,0	160,4	103,2	69,3	54,5
sonstige Emissionen ESR	134,4	82,1	71,9	66,1	64,8	63,9	65,6
Summe ESR und stationärer EU-EHS^d	998,7	649,1	467,4	337,0	252,4	211,9	196,1
Stationärer EU-EHS ggü. 2005	0,0 %	-46,9 %	-69,5 %	-78,5 %	-83,6 %	-84,7 %	-85,2 %
ESR ggü. 2005	0,0 %	-22,3 %	-35,9 %	-53,3 %	-65,3 %	-72,5 %	-75,2 %
Nachrichtlich:							
Flugverkehr im EU-EHS ^e	8,2	8,8	8,3	7,3	6,6	6,5	5,9
davon inländisch	2,0	1,0	0,9	0,8	0,7	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. ^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) 2020/2126., Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), European Environment Agency (2025c), Modellierung Öko-Institut

Gegenüber den Projektionen 2025 hat sich die Emissionslücke in der ESR für den Gesamtzeitraum 2021 bis 2030 um 31 Mio. t CO₂-Äq. oder 14 % vergrößert. Abbildung 8 stellt die einzelnen Beiträge zur Veränderung der ESR-Lücke dar, unterteilt zum einen in den historischen Zeitraum 2021 bis 2025 und zum anderen den projizierten Zeitraum 2026 bis 2030. Die größten Änderungen zeigen sich bei den ESR-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Hier führte eine bessere Datenverfügbarkeit (u.a. erstmalig Daten zur Abfallverbrennung im nEHS) zu Verschiebungen von EHS- und ESR-Emissionen zwischen diesen beiden Sektoren.¹² Als Summe beider Sektoren verbleiben für den Projektionszeitraum 2026 bis 2030 etwas höhere ESR-Emissionen als in den Projektionen 2025.

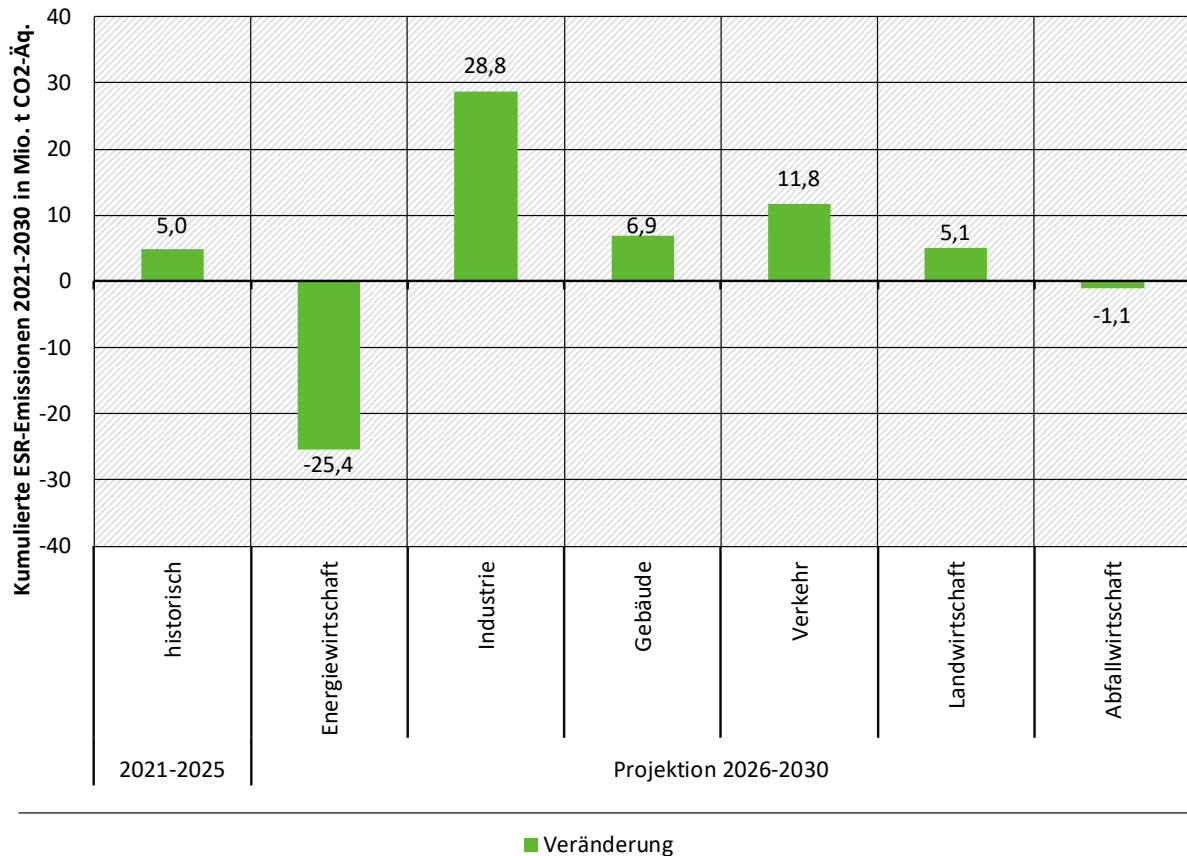
In den KSG-Sektoren Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft übersetzen sich die Mehremissionen im jeweiligen Sektor nahezu 1:1 in höhere ESR-Emissionen. Die gegenüber den Projektionen 2025 höheren ESR-Emissionen des Verkehrssektors im Zeitraum 2026 bis 2030 sind etwa so hoch, wie die zusätzlichen ESR-Emissionen im Gebäudesektor und Landwirtschaft zusammen.

¹² Es ist anzumerken, dass es keine Publikation gibt, die die eingesetzten Brennstoffmengen in einer zu den Definitionen der KSG-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie konsistenten Weise jeweils getrennt nach EHS- und nEHS/ESR-Anteilen ausweist. Die Verteilung der EHS- und ESR-Emissionen zwischen Energiewirtschaft und Industrie im Modell ENUSEM erfolgt daher zu wesentlichen Teilen auf reinen Annahmen.

Einzig der KSG-Sektor Abfallwirtschaft, dessen Emissionen vollständig der ESR unterliegen, hat in den Projektionen 2026 etwas niedrigere Emissionen als in den Projektionen 2025 und mindert folglich die ESR-Emissionslücke etwas.

Zu erwähnen ist ebenso, dass sich auch aus den historischen Daten durch Rückrechnungen im Treibhausgasinventar für die Jahre 2021 bis 2024 sowie Abweichung der für 2025 projizierten Emissionen von den realen ESR-Emissionen ein kleiner Beitrag ergibt, welcher in Summe die ESR-Lücke vergrößert.

Abbildung 8: Veränderung der ESR-Emissionen 2021 bis 2030 im MMS der Projektionen 2026 gegenüber dem MMS der Projektionen 2025



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, M-Five, Thünen-Institut; Förster et al. (2025a)

3.3 Kohlenstoffströme

Die Bilanzierung der Kohlenstoffströme betrachtet den Kohlenstoff (C), der in Deutschland in Form von Energieträgern und weiteren Rohstoffen genutzt wird und der über Kohlendioxid (CO₂) sowie Methan (CH₄) potenziell zu Emissionen führt. Hauptsächlich verantwortlich hierfür sind Verbrennungsprozesse. In der Bilanzierung abgebildet wird zudem der Kohlenstoff im LULUCF-Sektor – sowohl jener, der im Zuge der Biomassebereitstellung gebunden wird, als auch Kohlenstoff, der direkt emittiert wird oder ggf. zu einer natürlichen Senke beiträgt. Ebenfalls berücksichtigt sind fossiler wie mineralischer Kohlenstoff in der Düngung sowie Methanemissionen aus der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft. Andere kohlenstoffhaltige Quellen wie bestimmte Kältemittel werden nicht in die Bilanzierung einbezogen. Der nicht-energetische Verbrauch ist vollständig enthalten und wird der Industrie sowie den daraus entstehenden Produkten zugeordnet. Die Kohlenstoffbilanz zeigt somit einerseits die Zuflüsse

von Kohlenstoff aus unterschiedlichen Quellen in die Sektoren. Andererseits stellt sie die Abflüsse dar – in Form von CO₂ und CH₄ – in Richtung Atmosphäre, CO₂-Speicherung, Produkte oder (netto) natürliche Senken. In diesem Abschnitt werden die Kohlenstoffströme des Basisjahrs 2024 und jene des MMS im Jahr 2045 dargestellt.

Im Basisjahr werden insgesamt um die 220 Mio. t Kohlenstoff in dieser Kohlenstoffbilanz abgebildet (Abbildung 9). Die Aufkommensseite 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 größten Mengen an fossilem Kohlenstoff gehen mit jeweils knapp 51 Mio. t in die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft, gefolgt vom nationalen Verkehr mit knapp 39 Mio. t. Auch in den Gebäudesektor fließen mit knapp 27 Mio. t Kohlenstoff erhebliche fossile Mengen. Der internationale Verkehr macht 8 Mio. t Kohlenstoff aus, knapp 3 Mio. t Kohlenstoff sind der Landwirtschaft zuzurechnen.

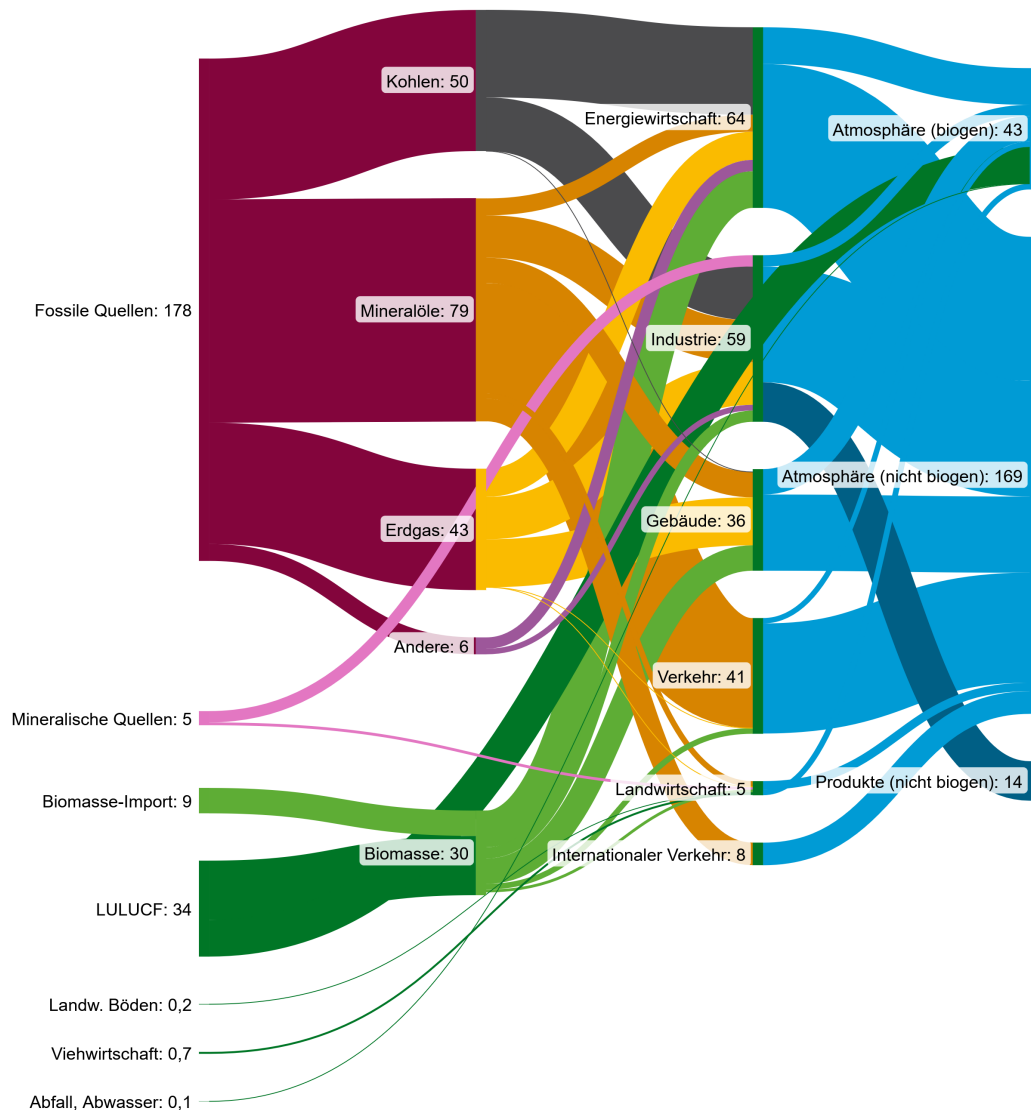
Zusätzlich zu fossilen Quellen kommen Kohlenstoffströme vor allem über Biomassen aus der Landnutzung (LULUCF) auf. Neben direkten Emissionen im LULUCF-Sektor geht der biogene Kohlenstoff über Biomassen vorwiegend in die Sektoren Energiewirtschaft (13 Mio. t) und Gebäude (9 Mio. t). Im Industriesektor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

Dazu kommt Kohlenstoff, der über Mineralien (u. a. Kalkstein) als Dünger oder als Grundstoffe für die (Baustoff-)Industrie im System auftritt (letzteres bspw. zur Herstellung von Zement, Kalk, Keramik und Glas). Aktuell sind dies knapp 5 Mio. t Kohlenstoff. Daneben enthalten auch Methanemissionen aus Böden, Viehwirtschaft und Abfall/Abwasser geringe Mengen an Kohlenstoff. Stoffströme aus Kohlenstoff-haltigen synthetischen Energieträgern gibt es aktuell nicht.

Zur Herstellung von Produkten (nicht biogen) 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. Es gibt (netto) keinen Zufluss zum Holzproduktespeicher.

Der Großteil des im System befindlichen und abgebildeten Kohlenstoffs entweicht im Basisjahr 2024 als Emissionen in die Atmosphäre (> 90 %), 20 % davon aus biogenen Quellen, der Rest wird in Produkten gebunden.

¹³ Da die Modellierung keine Zahlen für den Biomasse-Import im Jahr 2024 ausweist, wurden als Näherung die Daten für das Jahr 2030 übernommen.

Abbildung 9: Kohlenstoffströme im Basisjahr 2024

Zahlen in Mio. t Kohlenstoff für das Jahr Basisjahr 2024

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

Hinweis: Da die Modellierung keine Zahlen für den Biomasse-Import im Jahr 2024 ausweist, wurden als Näherung die Netto-Bilanz-Daten der Modellierung für das Jahr 2030 übernommen.

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

2045 befinden sich im MMS noch rund 100 Mio. t an Kohlenstoff im abgebildeten System (Abbildung 10). Die Nutzung von fossilem Kohlenstoff nimmt im Vergleich zum Status quo um mehr als zwei Drittel ab. Die Nachfrage nach kohlenstoffbasierten Brennstoffen ist u. a. aufgrund von Elektrifizierung kleiner. Die größte Menge an Kohlenstoff fließt mit ca. 29 Mio. t über Mineralöle in die Nachfragesektoren, knapp die Hälfte davon zur stofflichen Nutzung. Daneben kommen knapp 20 Mio. t Kohlenstoff über Erdgas in die Bilanz, fast vollständig zur energetischen Nutzung. Die Relevanz von Kohle geht sehr deutlich zurück.

Der größte Anteil des fossilen Kohlenstoffs entfällt mit knapp 29 Mio. t auf die Industrie, davon knapp die Hälfte auf die Herstellung von Produkten. Damit ist der Kohlenstoffstrom in den Industriesektor im Jahr 2045 deutlich größer als jener in die Energiewirtschaft, in der der eingesetzte fossile Kohlenstoff um ca. drei Viertel zurückgeht. Im Verkehrssektor befinden sich

noch 6 Mio. t fossiler Kohlenstoff, was einer Reduktion um über 80 % ggü. dem Status quo entspricht. Beim internationalen Verkehr ist der Rückgang auf rund 7 Mio. t Kohlenstoff vergleichsweise moderat. Gebäude und Landwirtschaft weisen im Jahr 2045 jeweils 2 bis 3 Mio. t an fossilem Kohlenstoff auf.

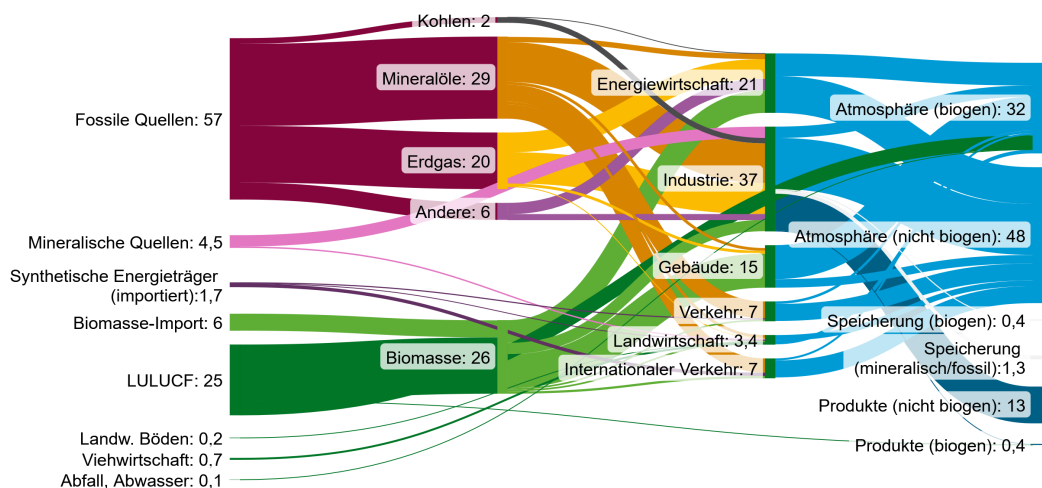
Daneben nimmt auch der Kohlenstoffstrom des Biomasseangebots leicht ab (sowohl über Import als auch aus LULUCF). In der Energiewirtschaft sinkt die Nachfrage sehr deutlich auf rund 8 Mio. t. Eine Ausnahme stellt der Gebäudesektor dar, in dem der Einsatz an biogenem Kohlenstoff leicht ansteigt.

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

Der Kohlenstoffstrom in Produkte nimmt leicht ab, wobei Holzprodukte (Produkte biogen) eine sehr kleine Senke darstellen. Es kommt sonst (netto) zu keiner natürlichen Senke aus der Landnutzung. Knappe 2 Mio. t an Kohlenstoff werden in der Industrie mittels CCS (Speicherung mineralisch/fossil und biogen) abgeschieden und gespeichert.

Mit über 80 % wird weiterhin der Großteil des erfassten Kohlenstoffs in die Atmosphäre emittiert, 40 % davon stammen aus biogenen Quellen. Gegenüber dem Basisjahr 2024 nimmt der emittierte Kohlenstoff um über 60 % ab.

Abbildung 10: 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

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:

- die Datenbanken ENERDAT und Zentrales System Emissionen (ZSE) beim UBA für alle Brennstoffe,

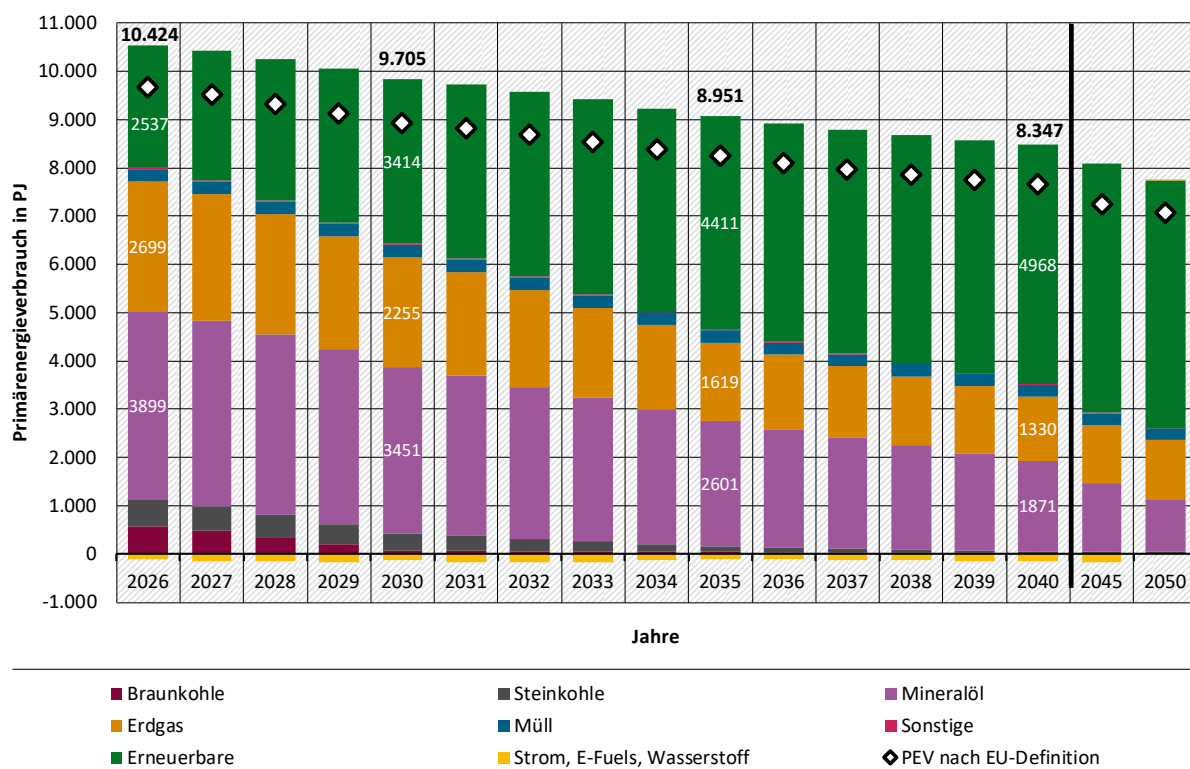
- b) die Erneuerbaren Energien in Zahlen der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) für erneuerbare Energien jenseits der biogenen Brennstoffe,
- c) die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für alle übrigen Energieträger.

Abbildung 11 zeigt die projizierte Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten Jahren von 2026 bis 2050. Der projizierte Einsatz von Braunkohle geht bis 2030 auf 76 PJ zurück. In diesem Jahr stellen Mineralöle die größte Quelle von Primärenergie dar, gefolgt von Erneuerbaren und Erdgas. Erneuerbare Energieträger umfassen Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft sowie Geothermie und Umweltwärme. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch erhöht sich bis 2050 auf rund 66 %.

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 Import von Wasserstoff und E-Fuels ist von 2026 bis 2045 negativ, da Deutschland in diesen Jahren netto mehr elektrische Energie exportiert als es Wasserstoff und E-Fuels importiert.

Der in Abbildung 11 dargestellte projizierte Primärenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 rund 8.900 PJ. Er liegt damit rund 12 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode (siehe Abbildung 11, Anmerkung) bestimmt wurde.

Abbildung 11: Historischer und projizierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2026-2050



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, E-Fuels bzw. Wasserstoff ist der Beitrag der Kategorie „Strom, E-Fuels, Wasserstoff“ in der Abbildung negativ.

Quelle: 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 und führt zu Emissionen im LULUCF-Sektor (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.

Im MMS 2026 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 59 % (2030) und 62 % (2045) entfällt dabei auf feste Biomassebrennstoffe. So werden im MMS in den Jahren 2030 640 PJ und 2045 555 PJ an festen Biomassebrennstoffen verbraucht. Hohe Verbräuche entfallen auf den Sektor Gebäude durch z. B. Einzelraumfeuerungen und zentrale (Pellet-)Kessel, gefolgt von den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft (Tabelle 14).

Gasförmige Biomassebrennstoffe werden im MMS im Jahr 2030 mit 246 PJ eingesetzt. Dabei liegt ein starker Fokus auf der Energiewirtschaft gefolgt von den Gebäuden. Bis zum Jahr 2045 steigt in Summe der Verbrauch gasförmiger Biomassebrennstoffe leicht an. Dabei steigt der Verbrauch von gasförmigen Biomassebrennstoffen im Gebäudesektor stark an, in der Energiewirtschaft geht er aber deutlich zurück (Tabelle 14).

Flüssige Biomassebrennstoffe werden zu großen Anteilen im Verkehrssektor eingesetzt. In Summe nimmt ihr Verbrauch im MMS von 220 PJ im Jahr 2030 auf 65 PJ im Jahr 2045 ab (Tabelle 14).

Tabelle 14: Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Typen und Sektoren im MMS

Biomassebrennstofftyp	Sektor	2026	2030	2035	2040	2045
PJ						
Feste Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	177	123	82	67	64
	Industrie	121	117	118	116	113
	Gebäude	378	396	413	395	375
	Landwirtschaft	4	4	4	4	4
	Zwischensumme	680	640	617	581	555
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	258	180	144	144	144

Biomassebrennstofftyp	Sektor	2026	2030	2035	2040	2045
	Gebäude	8	38	81	108	110
	Verkehr	13	11	9	4	2
	Landwirtschaft	23	16	14	13	13
	Zwischensumme	302	246	248	270	270
Flüssige Biomassebrennstoffe	Gebäude	0	3	6	11	15
	Verkehr	133	208	139	80	43
	Landwirtschaft	5	9	8	8	7
	Zwischensumme	138	220	154	99	65
Gesamt		1.120	1.106	1.019	950	890

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 projiziert¹⁴ (vgl. 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/Biomethan¹⁵ und Biokraftstoffen sowie die Vergärung von Tierexkrementen zu Biogas modelliert (vgl. Kapitel 8). Das Aufkommen an Biogas aus Bioabfällen und an Klär- und Deponiegas wird im Sektor Abfallwirtschaft modelliert. 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)¹⁶ ermittelt und konstant fortgeschrieben. Die Reststoffgruppen Tierexkremente, Waldrestholz, Industrierestholz, Altholz, Siedlungsabfälle, Klärschlamm (Biogas) und Reststoffe aus der Nahrungs-, Futtermittel- und Biotechnikindustrie werden dabei ausgeklammert, da sie bereits in der Modellierung der Landwirtschaft, des Forst- und Holzsektors und der Abfallwirtschaft berücksichtigt sind (s. o.).

In Tabelle 15 und Abbildung 12 ist der projizierte Verbrauch je Biomasetyp dargestellt. Dazu wird die projizierte Menge an inländischer Biomasse für unterschiedliche Herkünfte aus den

¹⁴ 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.

¹⁵ 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)).

¹⁶ Rohstoffdaten Ressourcendatenbank des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ): <https://datalab.dbfz.de/resdb/potentials?lang=de> (Datendownload am 04.04.2025).

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, könnten 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 im MMS bei 689 PJ im Jahr 2030 und 606 PJ im Jahr 2045. Die Berechnung der potenziellen Importbedarfe ergibt Werte von 417 PJ im Jahr 2030 und 285 PJ im Jahr 2045 (Tabelle 15). Gegenüber den Projektionen 2025 in Förster et al. (2025a) ist in den Projektionen 2026 das inländische Biomasseaufkommen etwas zurückgegangen (Abbildung 12). Zudem wird in den Projektionen 2026 für das MMS im Jahr 2030 eine Zunahme der Biomassenachfrage gegenüber den Projektionen 2025 erwartet, im Jahr 2045 hingegen eine Abnahme. In Summe sind die ausgewiesenen potenziellen Importbedarfe in den Projektionen 2026 höher als in den Projektionen 2025 (Abbildung 12).

Für das Jahr 2030 werden beispielsweise im MMS 223 PJ an inländischem Waldenergieholz, 244 PJ an Energieholz aus inländischem Industrierestholz und Altholz projiziert und 29 PJ an sonstigen inländischen festen Biomassebrennstoffen aus Abfall- und Reststoffen abgeschätzt (Summe: 496 PJ; Tabelle 15). Gegenüber dem projizierten Verbrauch an festen Biomassebrennstoffen von 640 PJ (Tabelle 14) ergibt sich ein potenzieller Importbedarf von 144 PJ an fester Biomasse (Tabelle 15). Im Jahr 2045 nimmt im MMS der potenzielle Importbedarf auf 69 PJ ab, da der Verbrauch an fester Biomasse im Sektor Energiewirtschaft stark und in den Sektoren Gebäude und Industrie leicht abnimmt (Tabelle 14).

Der projizierte inländische Verbrauch an gasförmigen Biomassebrennstoffen von 2030 bis 2045 nimmt im MMS um etwa 24 PJ zu (Tabelle 14). Gleichzeitig verringert sich das Biogasaufkommen von 2030 bis 2045 um 46 PJ (Tabelle 15). So steigt in diesem Zeitraum der potenzielle Importbedarf gasförmiger Biomassebrennstoffe im MMS von 90 PJ auf 160 PJ an (Tabelle 15).

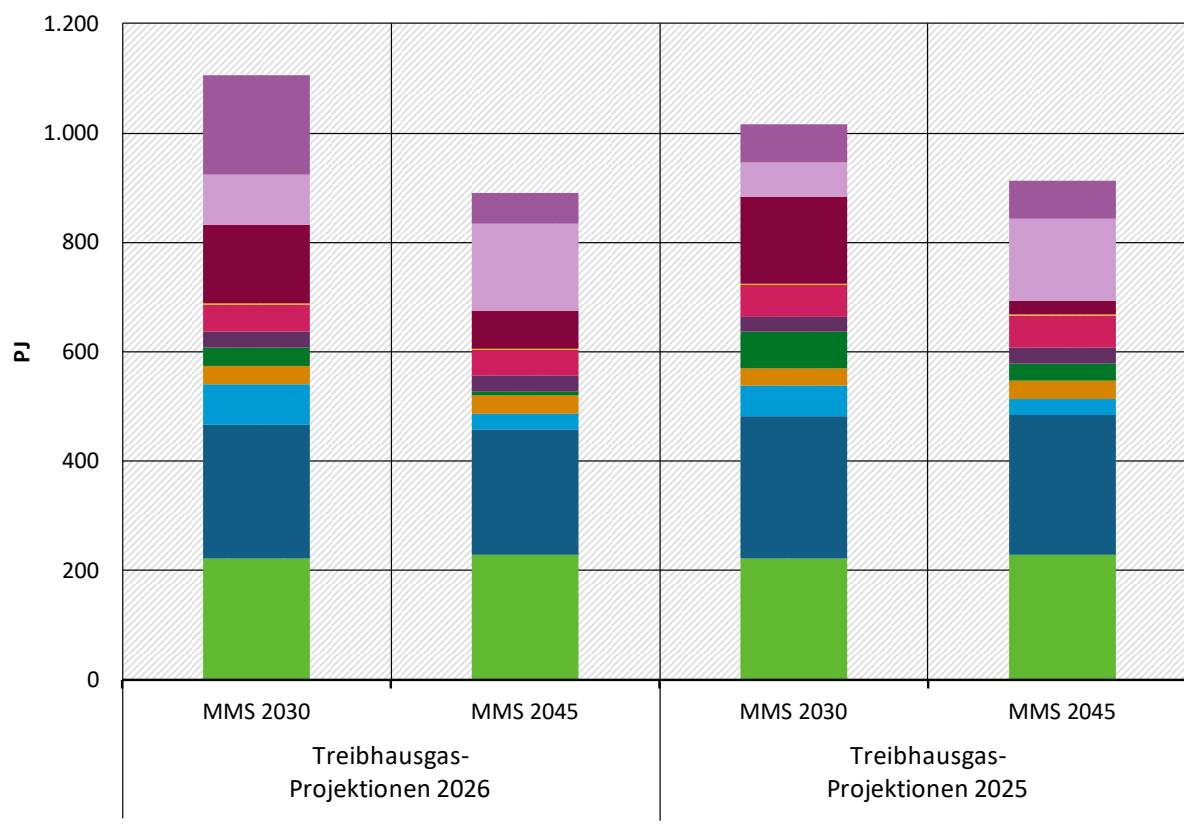
Als Rohstoffe für inländische flüssige Biomassebrennstoffe werden vor allem Anbaubiomasse und mit geringeren Mengen Rest- und Abfallstoffe erwartet (Tabelle 15). Dabei wird in der Modellierung angenommen, dass die Nachfrage nach flüssigen Biomassebrennstoffen aus Anbaubiomasse vollständig aus inländischem Anbau gedeckt wird. Es tritt ein potenzieller Importbedarf für flüssige Biomassebrennstoffe aus Rest- und Abfallstoffen auf. Dieser liegt im MMS bei 183 PJ im Jahr 2030 und bei 56 PJ im Jahr 2045 (Tabelle 15).

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

Biomassetyp	Herkunft	2030	2045
		PJ	
Feste Biomassebrennstoffe	Projiziertes Energieholzaufkommen aus inländischem Holzeinschlag inkl. Waldenergieholzsortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) und Industrierestholz der ersten Verarbeitungsstufe	223	230
	Projiziertes Energieholz aus weiterem Industrierestholz und Altholz	244	228
	Abschätzung der sonstigen festen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2020)	29	29
	Potenzieller Importbedarf* fester Biomassebrennstoffe	144	69
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biogasaufkommen aus Anbaubiomasse	75	30
	Projiziertes Biogasaufkommen aus Tierexkrementen	32	32
	Abschätzung der gasförmigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (Sektor Abfallwirtschaft sowie DBFZ-Daten, Stand 2020)	49	48
	Potenzieller Importbedarf* gasförmiger Biomassebrennstoffe	90	160
Flüssige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biokraftstoffaufkommen aus Anbaubiomasse (entspricht der Nachfrage)	35	7
	Abschätzung der flüssigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2020)	2	2
	Potenzieller Importbedarf* flüssiger Biomassebrennstoffe	183	56
Gesamt		1.106	890
davon inländisch		689	606
davon potenzieller Import		417	285

*Der potenzielle Importbedarf an Biomassebrennstoffen ergibt sich aus dem projizierten Verbrauch an Biomassebrennstoffen abzüglich der Summe des projizierten Aufkommens an Biomassebrennstoffen aus der Land-, Forst- und Abfallwirtschaft und der inländischen stofflichen Holznutzung sowie der Abschätzung der Biomassebrennstoffe aus weiteren biogenen Rest- und Abfallrohstoffen. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet.

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 Tierexkreme, Wald- und Industrierestholz, Altholz, Siedlungsabfälle, Klärschlamm (Biogas) und Reststoffe aus der Nahrungs-, Futtermittel- und Biotechnikindustrie) stammen aus der Ressourcendatenbank des DBFZ¹⁶.

Abbildung 12: Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS (Projektionsdaten 2025 und 2026)

- 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*

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-, Forst- und Abfallwirtschaft 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.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisse in Tabelle 15 und Förster et al. (2025a), Thünen-Institut und Öko-Institut.

Die Analyse zum projizierten rechnerischen Verbrauch lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- In den Projektionen 2026 ist der projizierte Verbrauch an Biomassebrennstoffen im MMS höher als die gemäß Projektionen verfügbaren Mengen an inländischen Biomassebrennstoffen, woraus sich ein potenzieller Importbedarf ergibt. 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 im MMS für feste und flüssige Biomassebrennstoffe ist in den Projektionen 2026 im Jahr 2030 mit Werten von 144 PJ (fest) und 183 PJ (gasförmig) hoch, geht aber bis zum Jahr 2045 deutlich zurück (fest: 96 PJ; flüssig: 56 PJ). Ursächlich für diese Situation ist der langfristige Rückgang der Nachfrage nach festen Biomassebrennstoffen in den Sektoren Energiewirtschaft und Gebäude und nach flüssigen Biomassebrennstoffen im Verkehr. Der potenzielle Importbedarf für gasförmige Biomassebrennstoffe steigt aber von 2030 bis 2045 deutlich von 90 auf 160 PJ an, da projiziert wird, dass Biogas aus Anbaubiomasse deutlich abnimmt und die Biogasnachfrage insbesondere im Gebäudesektor steigt. Im Vergleich zeigen die Projektionen 2025 grundsätzlich ein ähnliches Muster, aber mit einem generell geringeren projizierten Importbedarf, höheren Werten für feste Biomassebrennstoffe und niedrigeren Werten für gasförmige Biomassebrennstoffe im Jahr 2030.
- ▶ 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 (Umsetzung des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung vom 25.03.2026 (BMUKN, 2026), Holzbauinitiative, EU-Zertifizierungsrahmen für Kohlenstoffbindungen, Kaskadenprinzip in der RED III), ist noch nicht im MMS 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 Anreizsysteme¹⁷ derart anzupassen, dass generell der Bioenergieverbrauch in Deutschland nicht ansteigt, sondern 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.

¹⁷ 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.

3.5 Endenergieverbrauch

Tabelle 16 zeigt den projizierten Endenergieverbrauch (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, 2024-2050

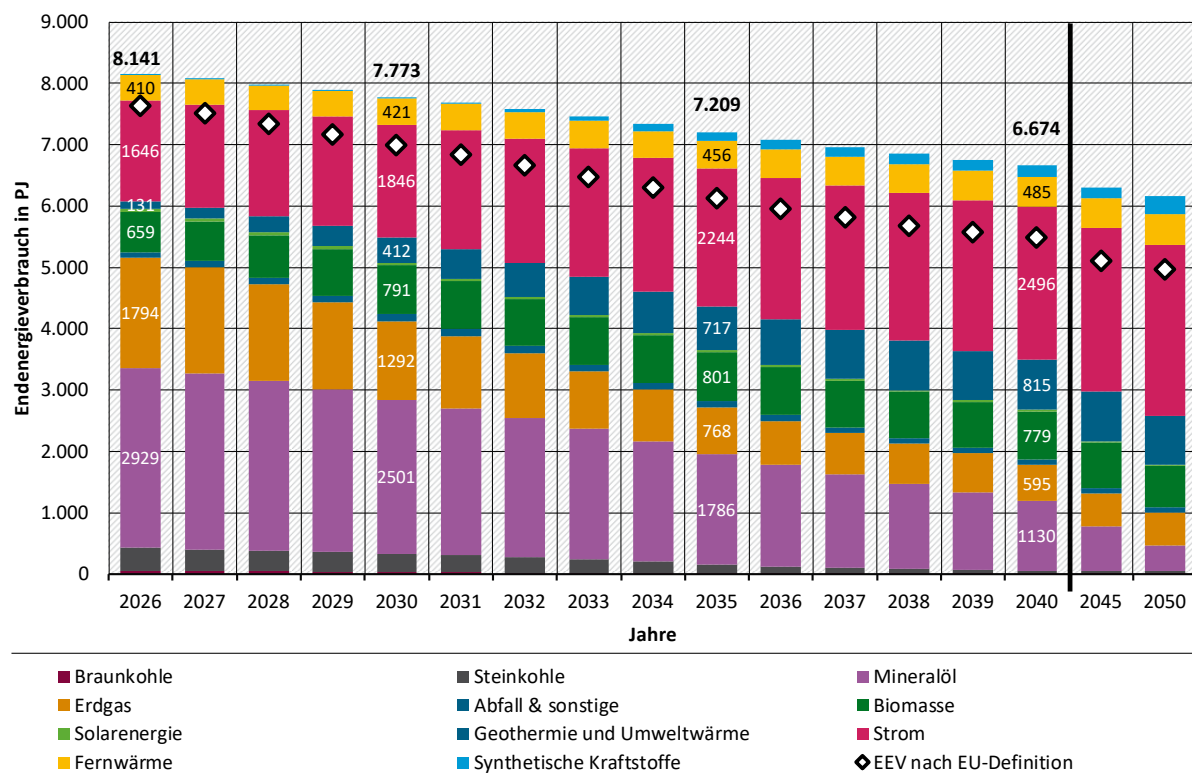
Sektor	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ						
Industrie	2.252	2.133	2.021	1.939	1.902	1.903	1.915
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.180	1.182	1.185	1.171	1.119	1.033	1.020
Haushalte	2.251	2.387	2.286	2.156	2.010	1.899	1.832
Verkehr	2.485	2.438	2.281	1.943	1.644	1.470	1.389
Endenergieverbrauch gesamt	8.168	8.141	7.773	7.209	6.674	6.305	6.156
Änderung ggü. 2024		-0,3 %	-4,8 %	-11,7 %	-18,3 %	-22,8 %	-24,6 %

Anmerkung: Um die Konsistenz zwischen historischen und Projektionsdaten zu wahren, ist für das Jahr 2024 der Endenergieverbrauch aus dem Modell dargestellt. Dieser liegt um 0,9 % höher als der von der AGEB veröffentlichte Wert. Die Differenz kann durch Unterschiede zwischen den ZSE- und AGEB-Daten erklärt werden.

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), AG Energiebilanzen (2025a), UBA und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (2025), Modellierung Fraunhofer ISI, IREES, M-Five und Öko-Institut

Im Jahr 2030 liegt der projizierte EEV 4,8 % unter dem Wert von 2024. Bis zum Jahr 2050 beträgt die projizierte Reduktion des Endenergieverbrauchs 24,6 %. Deutlichere Änderungen sind jedoch beim Einsatz der Endenergieträger ersichtlich, wie in Abbildung 13 dargestellt. Während z. B. im Jahr 2026 noch rund zwei Drittel der Endenergieträger fossil sind, reduziert sich deren Anteil auf rund 55 % im Jahr 2030 und rund 18 % im Jahr 2050.

Der in Abbildung 13 dargestellte Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 ca. 7.000 PJ. Er liegt damit rund 10 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode bestimmt wurde.

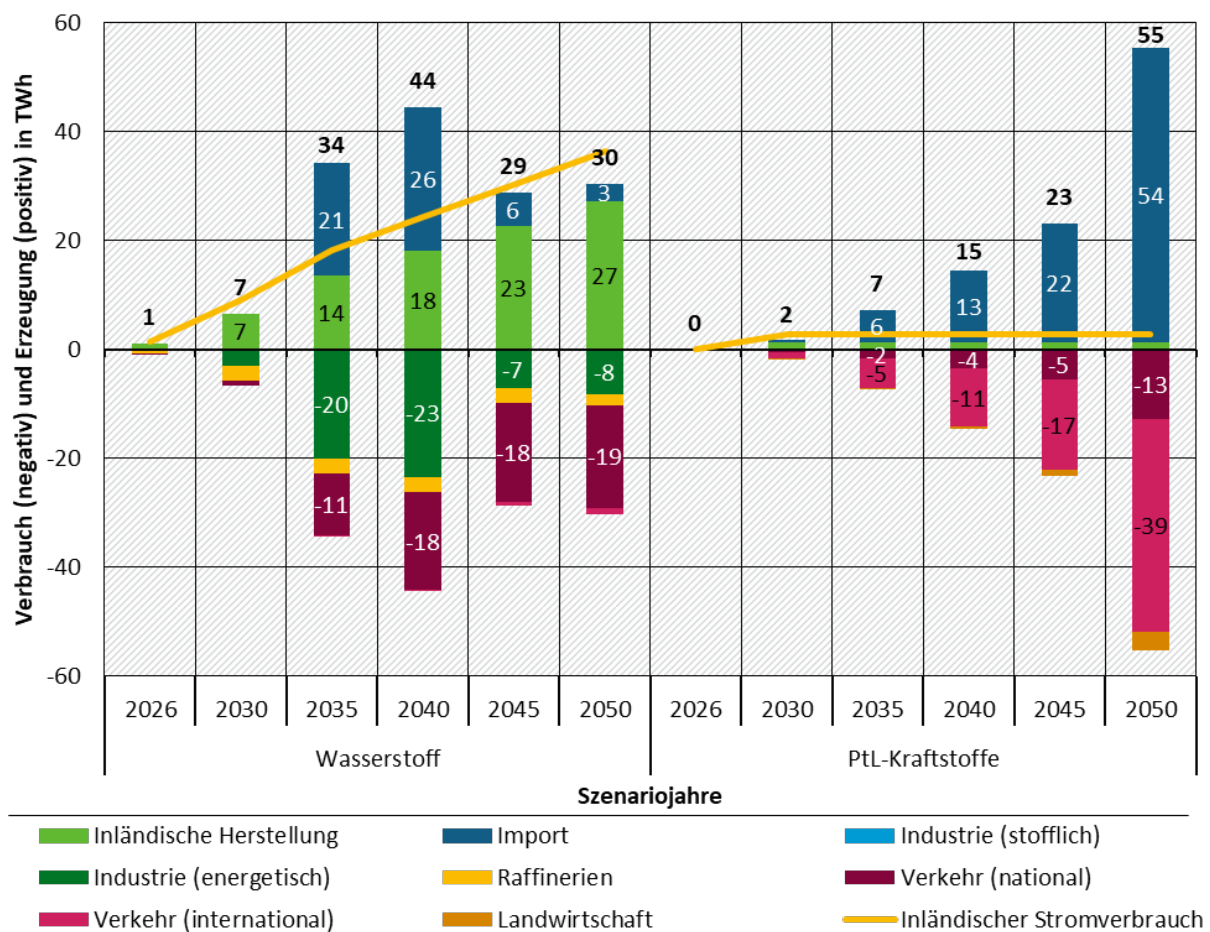
Abbildung 13: Historischer und projizierter Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2026-2050

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

3.6 Nachfrage nach und Bereitstellung von strombasierten Energieträgern (E-Fuels)

Die projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Elektrolyse-Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Flüssigkraftstoffen im Zeitverlauf ist in Abbildung 14 dargestellt.

Abbildung 14: Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen sowie dadurch entstehender Stromverbrauch

Anmerkung: Werte kleiner als 3 TWh nicht beschriftet.

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

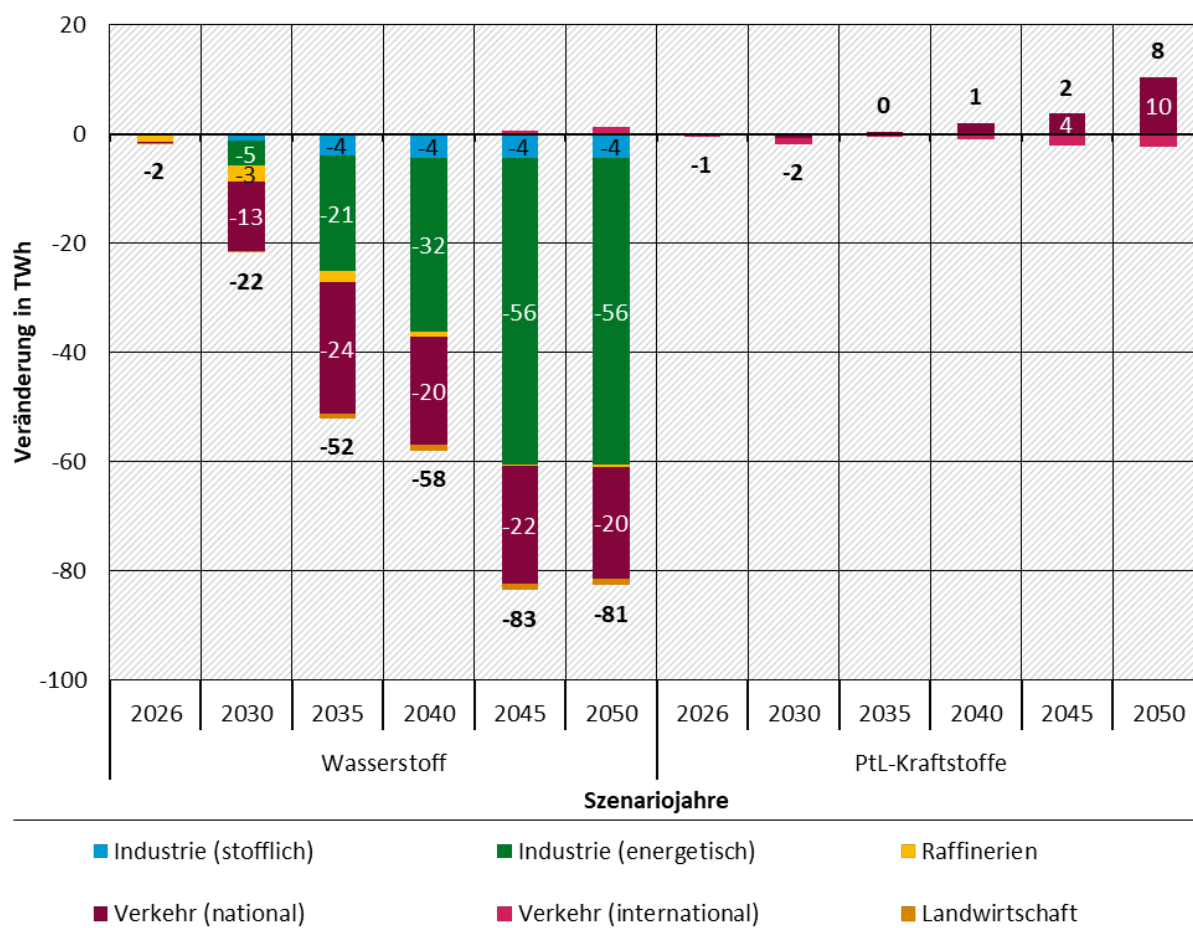
Die größte Wasserstoff-Nachfrage besteht bis 2040 in der Industrie, gefolgt vom Verkehr. Dazu kommt eine geringe Wasserstoffnachfrage aus Raffinerien (die ein Teil der Energiewirtschaft sind). Im Jahr 2040 wird ein Maximum der Wasserstoffnachfrage von insgesamt gut 44 TWh erreicht, davon allein 23 TWh aus der Industrie. Innerhalb der Industrie dominiert die Nachfrage aus der Metallherzeugung für die Direktreduktion zu Eisen. Nach 2040 geht die Wasserstoffnachfrage der Industrie deutlich zurück, da es nach Ende des durch Förderinstrumente ermöglichten Wasserstoffeinsatzes für die Direktreduktion bei der Metallherstellung zu Energieträgerwechseln zu Erdgas kommt, das zwar eine geringere Emissionsminderungswirkung hat, aber deutlich wirtschaftlicher ist (siehe detaillierter auch in Kapitel 5.2.1 und insbesondere Abbildung 29). In der Folge sinkt die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff um etwa ein Drittel auf 29 TWh im Jahr 2045 und der Verkehrssektor wird mit 19 TWh zum größten Wasserstoffnachfrager, da hier der Verbrauch weiter leicht ansteigt.¹⁸

Im Vergleich zur Projektion des MMS 2025 sind die Wasserstoffnachfragen im MMS 2026 deutlich niedriger, wie nachfolgende Abbildung 15 zeigt. Der größte Unterschied ergibt sich in der Industrie, im Jahr 2030 liegt hier die Wasserstoffnachfrage im MMS 2026 um 65 % niedriger als im MMS 2025, im Jahr 2045 sogar um 89 %. Neben der bereits erwähnten Rückumstellung

¹⁸ Wie alle Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen, so ist auch die Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors mit Unsicherheiten behaftet.

der Direktreduktion auf Erdgas ist hier als zweiter Grund zu nennen, dass eine stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Chemieindustrie im MMS 2026 anders als im MMS 2025 aufgrund gesunkener Förderbudgets nicht stattfindet. Auch im Verkehr ist die Wasserstoffnachfrage im MMS 2026 deutlich niedriger als im MMS 2025, begründet insbesondere in geringeren THG-Quotenpreisen und in einer späteren Markteinführung von Wasserstoff-Lkw.¹⁹ Die etwas geringere Wasserstoffnachfrage der Raffinerien ergibt sich durch eine Harmonisierung der Modellierungsannahmen an dieser Stelle zwischen Verkehr als kraftstoffnutzenden und Energiewirtschaft als kraftstoffbereitstellenden Sektor.

Abbildung 15: Veränderung der Nachfrage nach Wasserstoff und PtL-Kraftstoffen im MMS 2026 im Vergleich zum MMS 2025



Anmerkung: Werte kleiner als 3 TWh nicht beschriftet.

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

Die installierte elektrische Leistung der Elektrolyseure wurde aus den Wasserstoffnachfragen und weiteren Annahmen abgeleitet. Die Spannweite der unterstellten Wirkungsgrade liegt zwischen 70 % und 75 %. Für alle Szenariojahre werden 4.000 Volllaststunden unterstellt. Bis zum Jahr 2030 gehen wir von einer rein inländischen Versorgung mit Wasserstoff aus, da sich die für Importe erforderliche Wasserstoffinfrastruktur noch im Ausbau befindet. Die installierte Elektrolyseleistung steigt bis 2030 auf 2,9 GW an und liegt folglich um 4,6 GW unter den Annahmen der Projektionsdaten 2025. Das Ziel der nationalen Wasserstoffstrategie von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 wird somit deutlich um 7,1 GW verfehlt.

¹⁹ Entsprechendes gilt für die Einführung wasserstoffbetriebener landwirtschaftlicher Fahrzeuge.

Ausgehend von dieser im Jahr 2030 wird der relative Anstieg des Zubaus der Elektrolyseleistung nach 2030 aus den Projektionen 2025 übernommen. Dort verdoppelt sich die Elektrolyseurleistung zwischen 2030 und 2035 und vervierfacht sich bis 2050 (Förster et al., 2025b, S. 22), führt jedoch aufgrund der deutlich geringeren Leistung der Basis 2030 auch 2045 zu einer deutlich reduzierten Leistung von 8,2 GW im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 von 25,0 GW. Die projizierte Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Wasserstoffelektrolyseuren zeigt Tabelle 17.

Somit ergeben sich nach 2030 Wasserstoffimporte. Ab Mitte der 2030er Jahre bis 2040 wird der Wasserstoffbedarf zu mehr als der Hälfte durch Importe gedeckt. Durch kontinuierlichen Elektrolyseurzubau und der zurückgehenden Wasserstoffnachfrage in der Industrie wird zum Ende des modellierten Zeitraums die Wasserstoffnachfrage wieder größtenteils inländisch gedeckt. Der Stromverbrauch für die inländische Herstellung des Wasserstoffs ist ebenfalls in Abbildung 14 dargestellt und steigt entsprechend des Elektrolyseurzubaus in etwa linear an. In Folge der im MMS 2026 deutlich niedrigeren Wasserstoffnachfrage und -erzeugung liegt der Stromverbrauch der Elektrolyseure im Jahr 2030 um 17 TWh und im Jahr 2045 um 65 TWh niedriger als im MMS 2025 (siehe auch Abbildung 17).

Tabelle 17: Projizierte Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Wasserstoffelektrolyseuren

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	GW _{el}						
Elektrolyseure	< 0,1	0,4	2,9	5,2	6,7	8,2	9,7

Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut

Synthetische PtL-Kraftstoffe werden größtenteils vom internationalen Verkehr (hauptsächlich Flugverkehr) nachgefragt, ein kleiner Anteil entfällt auf den inländischen Verkehr. Zusätzlich haben landwirtschaftliche Fahrzeuge eine weitere kleine PtL-Nachfrage. Insbesondere die PtL-Nachfrage des internationalen Flug- und Seeverkehrs wächst sehr stark und übertrifft in der Projektion des MMS 2026 langfristig sogar die Nachfrage nach Wasserstoff. Im Vergleich zum MMS 2025 ist die PtL-Nachfrage des nationalen Verkehrs im MMS 2026 insbesondere langfristig um bis zu 10 TWh höher, die Nachfrage des internationalen Luft- und Seeverkehrs hingegen leicht niedriger.

Ähnlich wie bei Wasserstoff werden die bis 2030 nachgefragten PtL-Kraftstoffe zum überwiegenden Teil inländisch hergestellt. Im weiteren Zeitverlauf dominieren aber die Importe, da kein weiterer inländischer Zubau von Anlagen unterstellt wurde. Ab 2030 werden konstant 1,3 TWh synthetischer flüssiger Kraftstoffe in Deutschland hergestellt, wofür rund 2,7 TWh Strom benötigt werden.²⁰

Power-to-Methane und Power-to-Solids werden im MMS nicht eingesetzt.

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

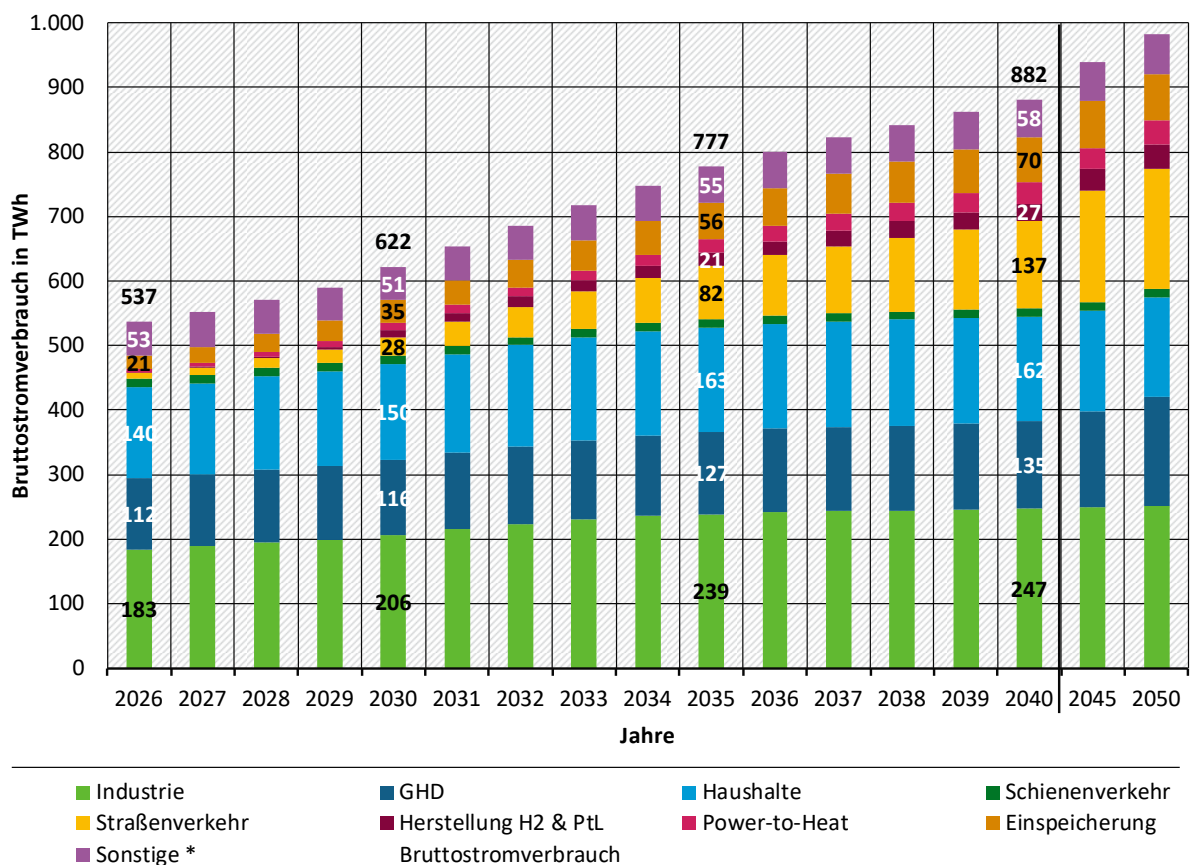
²⁰ Eine Aussage zur Herkunft oder Art der Herstellung der importierten PtL-Kraftstoffe ist basierend auf den Modellierungsannahmen oder -ergebnissen nicht möglich.

diesem Kapitel zusammengefasst dargestellt. Die Emissionen der Kraftwerke teilen sich auf die Energiewirtschaft (Kapitel 4) und die Industrie (Kapitel 5) auf.

3.7.1 Bruttostromverbrauch

In Abbildung 16 und Tabelle 18 ist die projizierte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs dargestellt, der im MMS von gut 527 TWh im Basisjahr 2024 über 622 TWh im Jahr 2030 und 882 TWh im Jahr 2040 auf 983 TWh im Jahr 2050 ansteigt. Der Bruttostromverbrauch setzt sich zusammen aus dem Endenergieverbrauch von Strom einerseits und dem Stromverbrauch der Energiewirtschaft andererseits.

Abbildung 16: Projizierter Bruttostromverbrauch



Anmerkung: Werte kleiner als 20 TWh nicht beschriftet.

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

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 bis 2050 um 35 % gegenüber dem Basisjahr 2024 ansteigt. Fast ebenso stark steigt der Stromverbrauch in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, wobei hier insbesondere der steigende Stromverbrauch von Rechenzentren und IT-Infrastruktur zu nennen ist. Beim Stromverbrauch der privaten Haushalte überlagern sich zwei Effekte, die dazu führen, dass der Stromverbrauch der Haushalte bis 2037 kontinuierlich ansteigt, um dann bis 2050 wieder leicht abzusinken: Zum einen sinkt der Stromverbrauch von Haushaltsgeräten durch Mindestanforderungen an Energieeffizienz kontinuierlich und liegt in der Projektion 2050 um 19 % niedriger als im Basisjahr. Zum anderen verdoppelt sich der Stromverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser durch die Umstellung

von brennstoffbasierten Feuerungen auf den Einsatz von Wärmepumpen bis 2040. Nach 2040 ist der Stromverbrauch von Wärmepumpen leicht rückläufig, obwohl weiterhin Wärmepumpen installiert werden (siehe Kapitel 6.1).

Der Stromverbrauch im Verkehrssektor wurde in der Vergangenheit und wird in der Projektion bis 2027 vom Schienenverkehr dominiert. Bis 2050 steigt dieser nur noch geringfügig an. Der Stromverbrauch des Straßenverkehrs steigt deutlich an und liegt 2030 bereits bei mehr als dem Doppelten des Schienenverkehrs. Ab Mitte der 2040er Jahre liegt der Stromverbrauch des Straßenverkehrs sogar über dem der Haushalte. 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 13), 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 knapp 51 TWh und 2050 um gut 311 TWh höher als im Basisjahr 2024. Der Anteil neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge macht 2030 bereits knapp 17 % und 2050 knapp 38 % des Stromendenergieverbrauchs aus.

Zum Endenergieverbrauch von Strom kommt noch der Stromverbrauch der Energiewirtschaft selbst hinzu. Die größte Veränderung gegenüber dem Basisjahr liegt beim Stromverbrauch zur Einspeicherung. Der projizierte Anstieg auf 72 TWh im Jahr 2050 wird hauptsächlich durch Batterien verursacht.²¹

Die strombasierte Fernwärmeerzeugung über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen ist bis 2050 stark ansteigend, ebenso wie der Stromverbrauch zur Herstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten. Der Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff und Derivaten steigt bis zum Jahr 2050 auf 39 TWh, der Stromverbrauch für Fernwärmeerzeugung liegt mit knapp 36 TWh nur knapp dahinter.

Der insgesamt ansteigende Stromverbrauch hat auch höhere Netzverluste zur Folge. Die Kraftwerkseigenverbräuche sinken bis 2030 und verändern sich anschließend 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 bis 2040, danach verlangsamt sich die Entwicklung.

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

Sektor	2008	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Industrie	232,6	185,9	206,0	238,7	246,7	248,9	251,7
davon neue Verbraucher (Elektrifizierung der Prozesswärme u.a.)	n.V.	7,3	24,1	39,5	44,0	40,7	41,7
GHD	146,1	126,4	115,9	126,7	135,3	148,7	168,7
davon Wärmepumpen	n.V.	1,3	7,4	12,5	13,3	12,5	11,7

²¹ Diese umfassen sowohl Großspeicher als auch Heimspeicher. In der Modellierung wird der Eigenverbrauch von PV-Strom als Bruttostromerzeugung gewertet.

Sektor	2008	2024	2030	2035	2040	2045	2050
davon Rechenzentren	n.V.	20,1	28,3	37,7	50,3	66,9	89,2
Haushalte	139,5	133,0	149,8	163,0	161,9	157,1	154,7
davon Wärmepumpen	n.V.	6,2	25,5	47,0	54,0	53,9	53,5
Schienenverkehr	11,1	11,0	13,3	12,9	12,9	13,0	13,0
Straßenverkehr	0,0	5,9	27,9	81,9	136,6	172,8	185,4
Stromverbrauch Endenergie	529,3	462,3	512,8	623,2	693,4	740,5	773,4
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-12,7 %	-3,1 %	17,7 %	31,0 %	39,9 %	46,1 %
Summe Endenergie klassische Verbraucher	529,3	441,5	428,0	442,2	445,5	460,6	481,1
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-16,6 %	-19,1 %	-16,5 %	-15,8 %	-13,0 %	-9,1 %
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	20,7	84,8	181,0	247,9	279,9	292,3
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	0,0 %	4,5 %	16,5 %	29,0 %	35,8 %	37,8 %	37,8 %
Raffinerien	6,4	5,4	4,9	3,7	2,7	2,0	1,5
PtL-Herstellung	0,0	0,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
H ₂ -Herstellung	0,0	0,2	9,1	18,2	24,3	30,3	36,4
Übrige Energiewirtschaft	7,7	4,0	2,5	1,3	0,3	0,3	0,2
Leitungsverluste	30,1	26,1	28,0	34,2	38,1	40,8	42,9
Pump- & Batteriespeicher	7,9	8,3	35,3	56,1	70,2	71,9	71,9
Kraftwerkseigenverbrauch	40,0	21,8	15,6	16,0	16,9	17,5	17,9
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,2	11,1	21,7	32,9	33,1	35,8
Stromverbrauch Energiewirtschaft	92,1	66,0	109,3	153,8	188,1	198,6	209,2
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-28,4 %	18,6 %	66,9 %	104,2 %	115,5 %	127,1 %
Statistische Differenz*	0,7	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bruttostromverbrauch	620,8	527,4	622,1	777,0	881,5	939,1	982,7
Änderung ggü. 2008	0,0 %	-15,0 %	0,2 %	25,2 %	42,0 %	51,3 %	58,3 %

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

Quelle: AGEb (2025a) und Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, M-Five und IREES

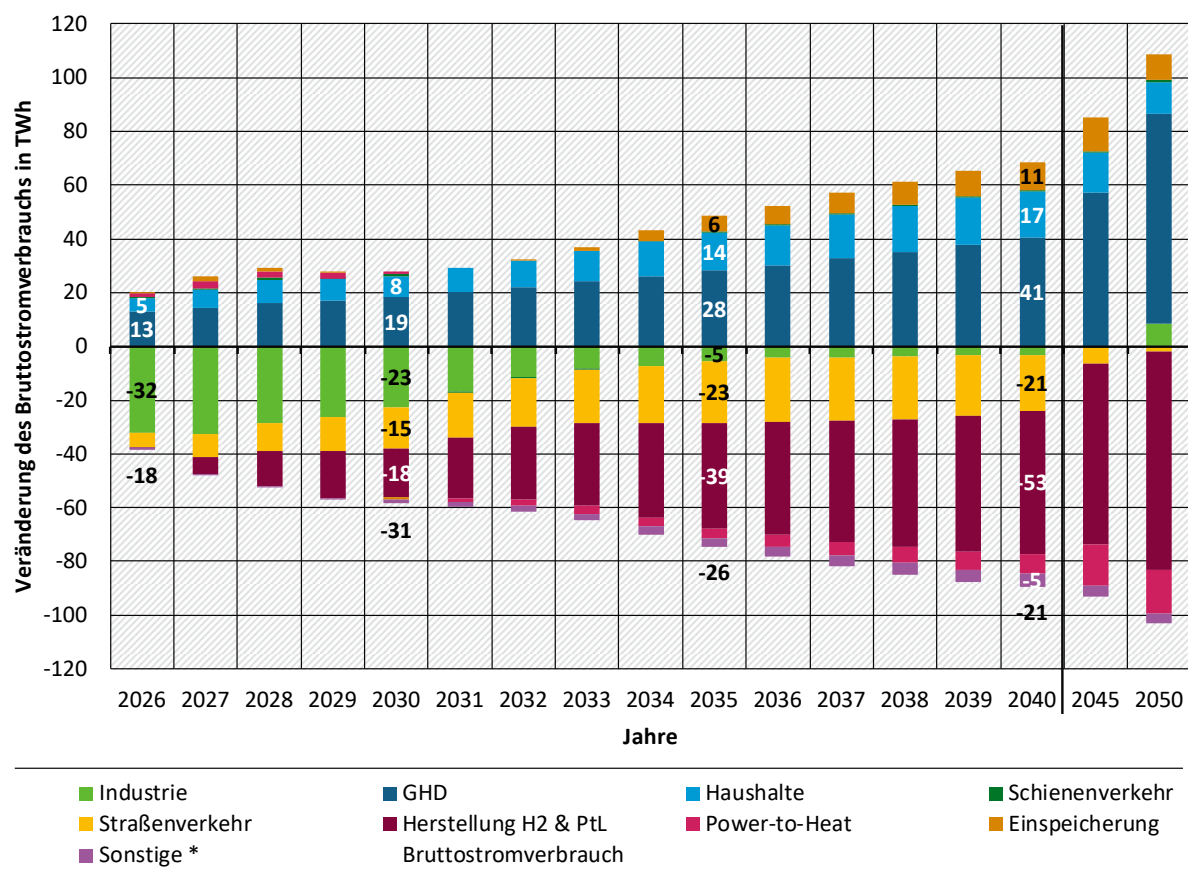
Der Bruttostromverbrauch des MMS im Projektionsbericht 2026 ist deutlich anders als im Projektionsbericht 2025. Die folgende Abbildung 17 stellt die Unterschiede zwischen MMS 2025 und MMS 2026 dar. Es gibt dabei sowohl Komponenten mit niedrigerem als auch mit höherem Stromverbrauch. Der Stromverbrauch im GHD-Sektor liegt durch die verbesserte Abbildung der Rechenzentren in der Modellierung im MMS 2026 durchgehend höher als im MMS 2025.

Ebenfalls haben die Haushalte durch die Wärmepumpen einen höheren Stromverbrauch, da der langsamere Fernwärmenetzausbau teilweise durch einen höheren Wärmepumpenzubau kompensiert wird. Außerdem gibt es mehr Batteriespeicher, daher wird auch mehr Strom zwischengespeichert, was ebenfalls die Bruttostromerzeugung erhöht.

Zu Beginn des Projektionszeitraums zeigt sich ein deutlich niedrigerer Stromverbrauch der Industrie im MMS 2026 im Vergleich zum MMS 2025. Dieser Unterschied verschwindet aber im Zeitverlauf bis 2050 zunehmend. Eine deutlich niedrigere Wasserstoffnachfrage und ein langsamerer Zubau von Elektrolyseuren führt dazu, dass der Stromverbrauch zur Herstellung von Wasserstoff im MMS 2026 niedriger liegt als im MMS 2025. Ebenso erfolgt die Elektrifizierung des Straßenverkehrs langsamer.

Über alle Komponenten hinweg überwiegen die geringeren Stromverbräuche bis 2045, sodass die Bruttostromverbräuche im MMS 2026 insgesamt niedriger sind als im MMS 2025.

Abbildung 17: Unterschiede des projizierten Bruttostromverbrauchs im MMS 2026 gegenüber dem MMS 2025 in den Jahren 2026 bis 2050



Anmerkung: Werte kleiner als 20 TWh nicht beschriftet.

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

3.7.2 Nettostromerzeugung

Die einzelnen Positionen der **Nettostromerzeugung** im MMS sind für fossile Brennstoffe in Tabelle 19 und für erneuerbare Energien in Tabelle 20 dargestellt. Tabelle 21 weist darüber hinaus die Nettostromerzeugung aus Speichern und den Stromhandelssaldo aus. Alle Positionen zusammen zeigt Abbildung 18.

Die Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen geht im Zeitraum von 2024 bis 2050 von 202 TWh auf 87 TWh zurück. Die Kohleverstromung ist bis 2035 stark rückläufig und endet 2038. Erdgas stellt insgesamt den dominierenden fossilen Energieträger dar. Bis 2030 steigt die Nettostromerzeugung aus Erdgas auf knapp 100 TWh an. Neben dem Neubau von Erdgaskraftwerken geht dies auch auf eine zunehmende Auslastung von Erdgaskraftwerken aufgrund der durch die steigenden CO₂-Preise veränderten Merit-Order zurück. Langfristig verbleibt Erdgas mit rund 75 TWh bis 80 TWh im Stromsystem (Tabelle 19).

Tabelle 19: Projizierte Nettostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen im MMS

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Braunkohle	73,2	51,3	3,4	1,7	-	-	-
Steinkohle	29,6	20,8	10,0	-	-	-	-
Erdgas	80,0	87,4	98,0	86,3	76,1	74,2	81,5
Öl	3,9	3,8	3,4	2,6	1,9	1,4	1,1
Sonstige	15,4	14,5	11,4	8,3	5,7	4,8	4,7
<i>Grubengas</i>	0,4	0,4	0,0	0,0	-	-	-
<i>Gichtgas</i>	5,2	4,8	3,1	1,4	-	-	-
<i>Kokereigas</i>	1,5	1,3	0,9	0,4	-	-	-
<i>Raffineriegas</i>	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
<i>Sonstige Gase</i>	3,3	3,0	2,4	1,6	0,9	-	-
<i>Abfall (fossil)</i>	4,5	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Summe	202,1	177,9	126,1	98,8	83,6	80,4	87,2

Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Zeilen Erdgas und Steinkohle enthalten die zusätzliche Stromerzeugung der Netzreservekraftwerke für positiven Redispatch.

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

Die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt von 2024 bis 2050 um mehr als das Dreifache zu. Die größten Einzelpositionen sind Windenergie an Land (203 TWh im Jahr 2030 und 318 TWh in 2045), gefolgt von Photovoltaik (172 TWh in 2030 und 260 TWh in 2045) und Windenergie auf See (60 TWh in 2030 und 223 TWh in 2045). Die Nettostromerzeugung aus Biomasse halbiert sich von 46 TWh in 2024 auf 23 TWh in 2050. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf den Rückgang des Energiepflanzenesatzes in Biogasanlagen zurückzuführen (vgl. Thünen-Baseline in Förster et al., 2025b, 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 20).

Tabelle 20: Projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im MMS

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Windenergie an Land	110,6	140,1	202,5	283,4	318,6	318,3	334,3
Windenergie auf See	25,7	34,1	60,0	113,3	171,1	223,0	225,8
Photovoltaik	73,9	114,6	171,6	226,7	259,8	260,2	260,5
Biomasse	46,1	41,3	30,5	24,9	24,1	23,9	22,9
<i>gasförmig^a</i>	32,2	28,1	20,1	16,4	16,4	16,4	16,4
<i>fest^b</i>	13,8	13,1	10,4	8,5	7,7	7,6	6,5
<i>flüssig^c</i>	0,1	0,1	-	-	-	-	-
Lauf- und Speicherwasser	23,4	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Geothermie	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Summe	279,8	351,3	485,9	669,7	795,0	846,8	865,0

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.

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

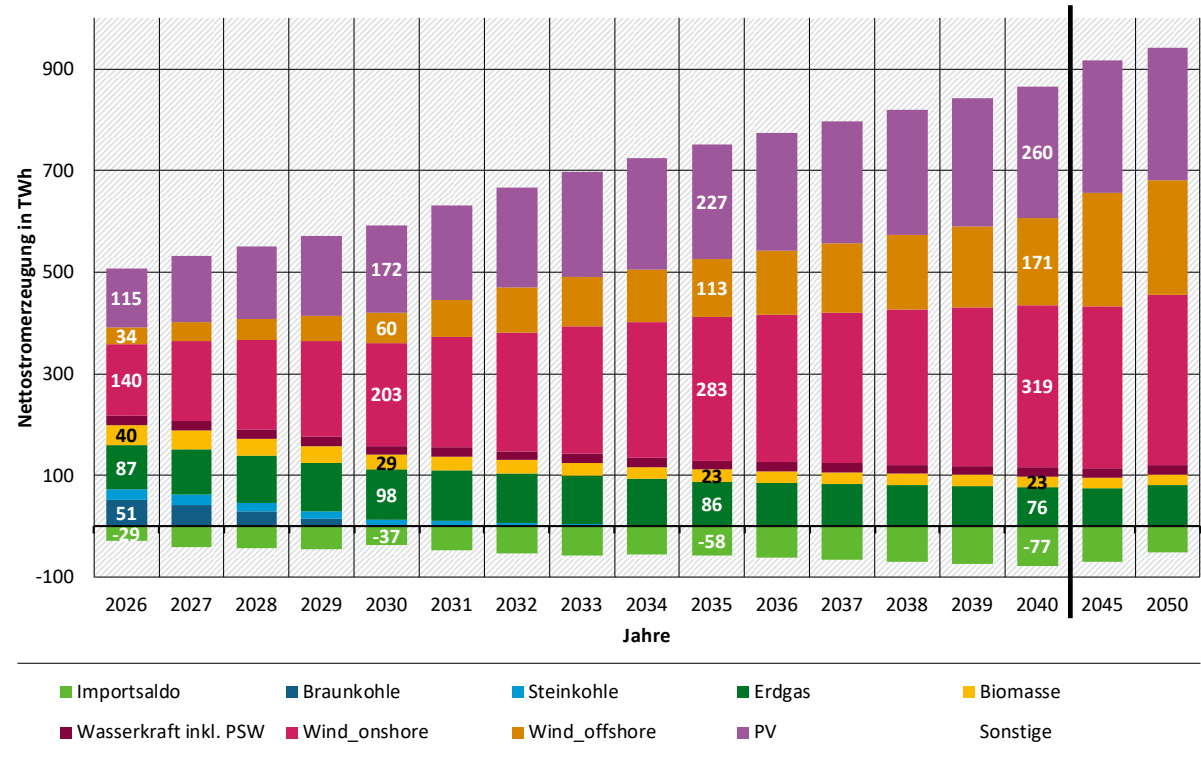
Insgesamt verdoppelt sich die Nettostromerzeugung von rund 482 TWh im Jahr 2024 auf rund 952 TWh im Jahr 2050. Im Jahr 2024 ist Deutschland ein Netto-Stromimporteur, ab 2026 wird Deutschland zu einem Netto-Stromexporteur. Die marktbedingte Abregelung steigt bis 2045 deutlich an (Tabelle 21). Die netzbedingte Abregelung und der damit einhergehende positive Redispatch werden ex-post in die Ergebnisse der Strommarktmodellierung integriert (Förster et al., 2025b, S. 21–22, Kapitel 2.4).

Tabelle 21: Projizierte Nettostromerzeugung, Stromhandelssaldo und Abregelung im MMS

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Fossile Brennstoffe	202,1	177,9	126,1	98,8	83,6	80,4	87,2
Erneuerbare Energien	279,8	351,3	485,9	669,7	795,0	846,8	865,0
Summe	481,9	529,2	612,0	768,5	878,6	927,2	952,2
Stromhandelssaldo*	+21,8	-29,4	-36,8	-57,5	-77,1	-70,3	-52,1
Nachrichtlich: marktbedingte Abregelung	0,0	1,8	14,5	47,5	92,2	102,9	86,3
Nachrichtlich: netzbedingte Abregelung	12,3	16,5	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Anmerkungen: * Ein positives Vorzeichen zeigt Netto-Importe, ein negatives Vorzeichen Netto-Exporte an. Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.
Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

Abbildung 18: Projizierte Nettostromerzeugung im MMS, 2026-2050



Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die Annahmen zur installierten elektrischen Nettonennleistung von Wind und Photovoltaik sind in dem Begleitdokument „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026“ festgehalten (Förster et al., 2026a, S. 34). Bezüglich der Entwicklung der **Vollbenutzungsstunden** vor markt- und netzbedingter Abregelung wurden die Annahmen aus dem Projektionsbericht 2025 übernommen. Die resultierenden Vollbenutzungsstunden nach markt- und netzbedingter Abregelung zeigt Tabelle 22. Die in den Projektionen 2026 weiterentwickelte Methodik zur Allokation der marktbedingten EE-Abregelung auf die einzelnen erneuerbaren Energieträger wirkt sich auch auf die resultierenden Vollbenutzungsstunden aus (vgl. Abschnitt 4.4.3). Während die Vollbenutzungsstunden für Windenergie im Zeitverlauf relativ stabil bei rund 2.000 Stunden (Windenergie an Land) bzw. rund 3.200 Stunden (Windenergie auf See) liegen, gehen die Vollbenutzungsstunden für Photovoltaik deutlich zurück. Dies ist auch ein Hinweis darauf, dass noch zusätzliche Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Batteriespeicher, nötig sind, um die PV-Einspeisespitzen stärker in den Strommarkt zu integrieren. Ergänzend zum MMS 2026 wurde zudem eine Sensitivität mit niedrigeren Vollbenutzungsstunden für fluktuierende erneuerbare Energien untersucht (vgl. Abschnitt 11.2.2).

Tabelle 22: Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien im MMS nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Stunden							

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Windenergie an Land	1.777	1.956	1.993	1.998	1.991	1.989	2.090
Windenergie auf See	2.904	3.200	3.369	3.102	3.187	3.226	3.226
Photovoltaik	794	903	832	748	668	650	651

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

Mit dem Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung und der zunehmenden Elektrifizierung nimmt auch der Einsatz von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern deutlich zu. Die größten Einzelpositionen bei nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen 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 23). Aufgrund der geringeren installierten Leistung von Elektrolyseuren in den Projektionen 2026 im Vergleich zu den Projektionen 2025 (vgl. Kapitel 3.6) fällt auch die Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität durch diese Technologie geringer aus.

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 deutlich größeren Speicherkapazität gegenüber der Ein- und Ausspeicherleistung von Pumpspeichern (etwa Faktor 6 bis 8) im Vergleich zu Batterien (Faktor 1,5 bis 2) werden Pumpspeicher deutlich stärker eingesetzt und erreichen 1000 bis 1800 Volllaststunden. Bei Batterien liegen die Volllaststunden in einem Bereich von 300 bis 350 für PV-Heimspeicher und rund 600 Volllaststunden für Großbatterien.

Tabelle 23: Projizierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen im MMS

Technologie	2024	2026	2030	2035	2040	2045	2050
TWh							
Stromnachfrage	4,8	10,5	33,5	69,3	99,5	113,1	125,7
Lastmanagement Industrie	1,0	1,5	2,5	3,7	3,2	3,1	3,3
Elektrolyseure	0,2	1,5	11,8	20,9	26,9	33,0	39,1
Elektrische Wärmeerzeuger in Wärmenetzen	1,7	4,7	11,1	21,7	32,9	33,1	35,8
Elektromobilität	1,9	2,8	8,1	23,0	36,5	43,8	47,5
Ausspeicherung	11,7	17,9	31,2	50,0	63,1	64,7	64,7
Pumpspeicher	8,9	11,8	15,3	19,5	19,0	17,2	16,7
Batterien	2,8	6,1	15,9	30,6	44,1	47,5	48,0

Anmerkungen: Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

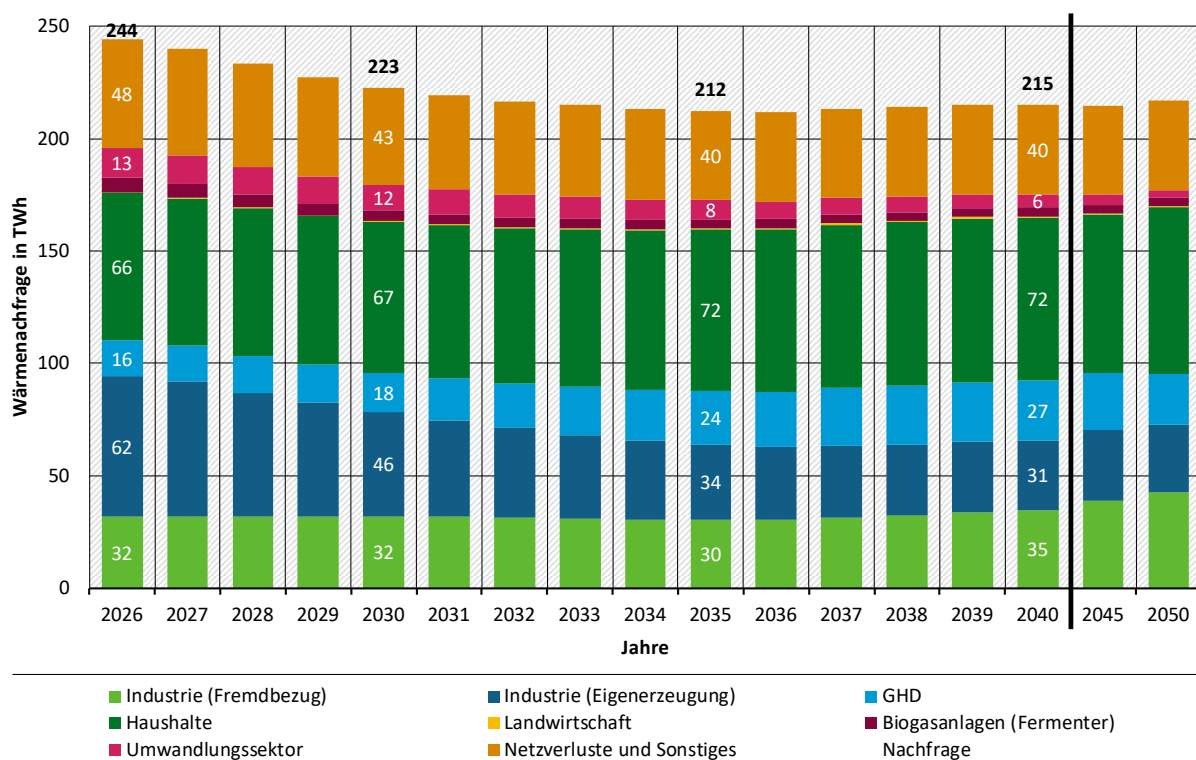
Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

3.7.3 Erzeugung netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung von Wärme

Die im MMS zu deckende Wärmenachfrage 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 19).

In MMS ist die Nachfrage nach netzgebundener Wärme bis 2035 rückläufig und steigt danach wieder leicht an. Die Fernwärmenachfrage des Gebäudesektors steigt kontinuierlich an und liegt im Jahr 2050 um 32 % höher als im Basisjahr, wobei die Wärmenachfrage aus GHD stärker ansteigt als bei privaten Haushalten. Der industrielle Bedarf nach netzgebundener Wärme (Eigenerzeugung und Fremdbezug) sinkt hingegen bis 2035 um 35 % ab. Anschließend steigt der industrielle Bedarf wieder an, liegt aber auch 2050 noch um 26 % niedriger als im Basisjahr.

Abbildung 19: Projizierte Nachfrage nach netzgebundener Wärme und KWK-Eigenerzeugung, 2026-2050



Anmerkung: Werte kleiner als 5 TWh nicht beschriftet.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

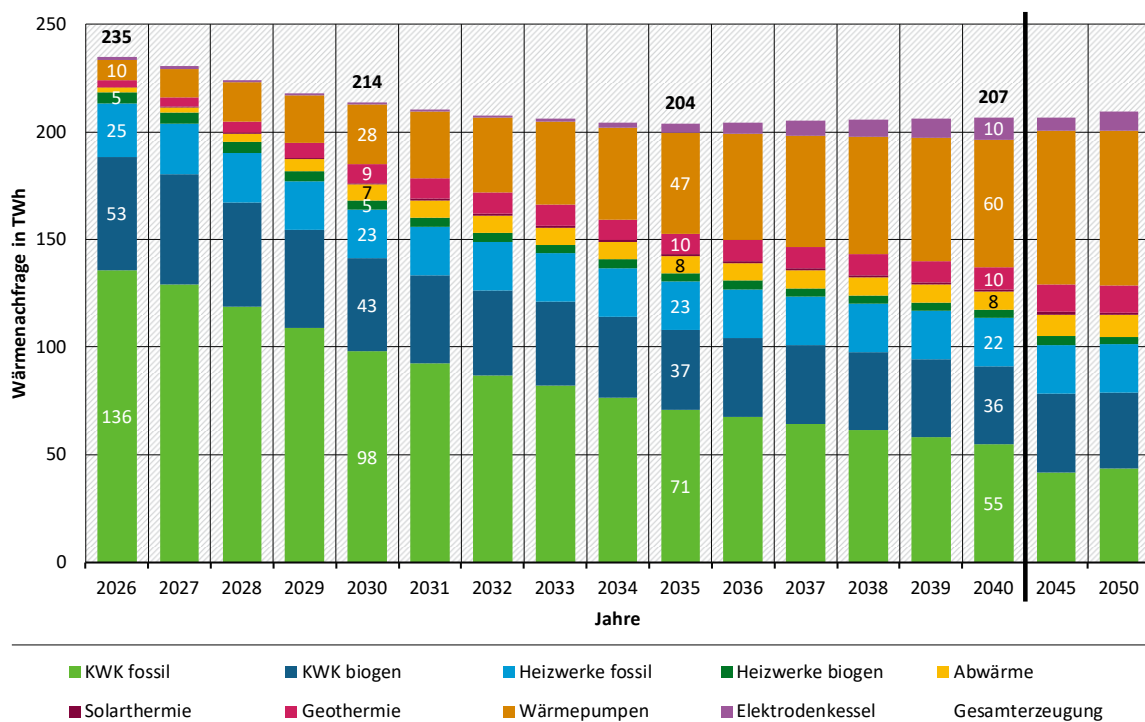
Die Wärmenachfrage²² wurde im Jahr 2024 hauptsächlich durch Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gedeckt, wobei fossile KWK gegenüber biogener KWK dominiert. Daneben gab es noch einen kleinen Anteil ungekoppelter Wärmeerzeugung, vor allem in fossil befeuerten Heizwerken, biogen befeuerten Heizwerken sowie Geothermieranlagen (Abbildung 20). Die Wärmeerzeugung aus der energetischen Nutzung von Kuppelgasen, Sondergasen und Raffineriegasen ist in der Position „KWK fossil“ enthalten (Förster et al., 2026a, S. 38–39). 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

²² Umfasst hier auch BHKW und Industrie-KWK, deckt also sowohl Fernwärme als auch industrielle Wärmenetze ab.

et al., 2026a, S. 39–40). Die installierte Leistung von Technologien, die über die BEW gefördert werden, sowie von Elektrodenkesseln sind in der Veröffentlichung „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026“ dokumentiert (Förster et al., 2026a, S. 41-43).

Die Wärmeerzeugung aus fossilen KWK-Anlagen ist stark rückläufig, da einerseits Kohle-KWK-Anlagen außer Betrieb genommen werden und andererseits die Wärme zunehmend durch erneuerbare Wärmequellen (Umweltwärme mittels Wärmepumpen²³, Solarthermie und tiefer Geothermie) sowie durch direkte Strom-Wärme-Umwandlung („Power-to-Heat“) in Elektrodenkesseln ersetzt wird. Wärmepumpen spielen dabei die größte Rolle gefolgt von Geothermie.

Abbildung 20: Projizierte Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW), 2026-2050



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Der EE-Anteil liegt im Jahr 2026 bei rund 32 % und steigt bis 2030 auf rund 44 % und bis 2040 auf rund 63 % an.

3.7.4 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

In den vorangegangenen Abschnitten wurden der projizierte Bruttostromverbrauch (Tabelle 18 und Abbildung 16) sowie die projizierte Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Tabelle 20 und Tabelle 21) detailliert aufgeschlüsselt dargestellt. In Tabelle 24 ist der projizierte Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch aufgeführt.

²³ Umweltwärme erfasst hier beispielsweise Luft, Wasser und oberflächennahe Geothermie.

Tabelle 24: Projizierter Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	537,2	622,1	777,0	881,5	939,1	982,7
EE-Bruttostromerzeugung [TWh]	358,5	494,4	680,5	807,5	860,1	878,4
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch	67 %	79 %	88 %	92 %	92 %	89 %

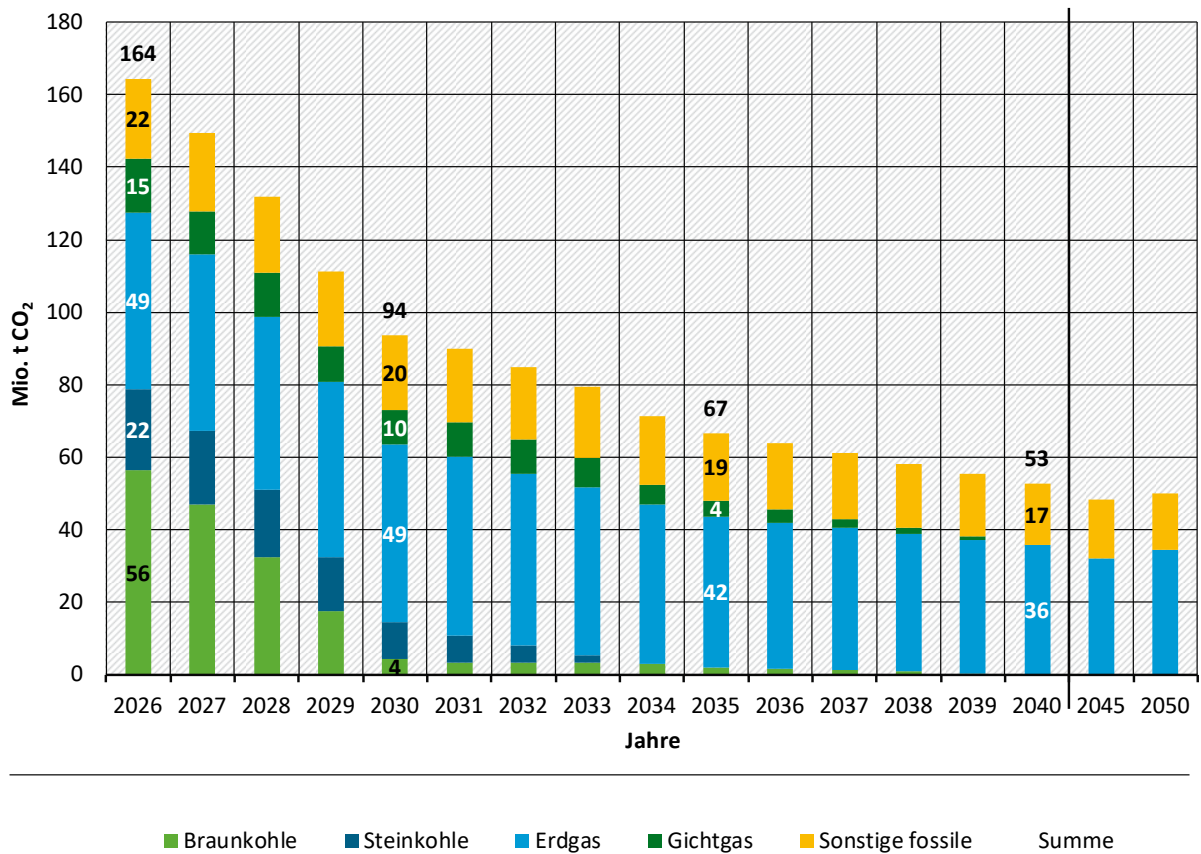
Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Der projizierte erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch steigt über den betrachteten Zeitraum deutlich an: von rund 67 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2026 auf 79 % im Jahr 2030 und 92 % in den Jahren 2040 und 2045. Es ist zu bemerken, dass auch in den Jahren 2040, 2045 und 2050 noch fossile Stromerzeugung stattfindet. Dabei handelt es sich größtenteils um Erdgaskraftwerke²⁴. Ein kleinerer Anteil geht auf die thermische Abfallbehandlung von fossilen Abfällen zurück (vergleiche Tabelle 19 und Tabelle 24).

3.7.5 Emissionen von Kraftwerken

Im MMS sinken die projizierten CO₂-Emissionen der Kraftwerke (Abbildung 21 und Tabelle 25) bedingt durch den Rückgang der Kohleverstromung sehr stark, wobei die mit Abstand größte Emissionsminderung bis 2030 bei den Braun- und Steinkohlekraftwerken der Energiewirtschaft erfolgt. Zwischen dem Basisjahr 2024 und dem Jahr 2030 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.

²⁴ Im Kraftwerkspark des MMS 2026 sind keine Wasserstoffkraftwerke enthalten.

Abbildung 21: Projizierte CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2026-2050

Anmerkung: Werte kleiner als 4 Mio. t CO₂ nicht beschriftet.

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 25: Aufteilung der historischen und projizierten CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS, 2024 bis 2050

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Kraftwerke der Energiewirtschaft	150,6	64,5	50,3	41,0	34,4	35,2
Braunkohle	81,5	3,5	1,6	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	23,9	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	28,6	36,1	33,5	26,8	20,8	22,1
Gichtgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	16,6	15,9	15,2	14,2	13,6	13,1
Industriekraftwerke	44,1	29,0	16,3	11,7	14,0	14,7
Braunkohle	1,5	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	2,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	18,4	13,0	8,1	8,8	11,4	12,2

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Gichtgas	16,4	9,6	4,3	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	5,8	4,5	3,5	2,9	2,6	2,5
Summe Energiewirtschaft + Industrie	194,7	93,5	66,6	52,8	48,4	49,9
Braunkohle	83,0	4,2	2,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	26,0	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	47,0	49,2	41,6	35,6	32,2	34,3
Gichtgas	16,4	9,6	4,3	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	22,4	20,5	18,7	17,1	16,2	15,6
<i>Rauchgasentschwefelung (REA)</i>	<i>0,4</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Kraftwerke der Energiewirtschaft und Industrie inkl. REA	195,1	93,6	66,6	52,8	48,4	49,9

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 25 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 2024 rund 23 %, und er steigt bis 2030 auf etwa 31 % an. Hintergrund ist die Reduktion der Kohleverstromung. Diese Emissionsminderungen entfallen ganz überwiegend auf die Energiewirtschaft, so dass der Anteil der Industriekraftwerke ansteigt. Nach 2030 sinkt der Anteil der Industriekraftwerke wieder bis 2040, wesentlicher Grund ist der Ausstieg aus der Hochofenstahlproduktion mit dem damit verbundenen Rückgang der Gichtgasverstromung. Die Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft werden in Kapitel 4 (Sektor Energiewirtschaft) berichtet und die Emissionen der Industriekraftwerke in Kapitel 5 (Sektor Industrie).

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 (CRT-Quellgruppe 1.A.1.a), Raffinerien (CRT 1.A.1b), Herstellung von festen Brennstoffen wie z. B. Koks und weitere Anlagen (CRT 1.A.1.c) und Verdichterstationen im Erdgastransportnetz (CRT 1.A.3.e). Die Energiewirtschaft umfasst auch flüchtige („diffuse“) Emissionen, die bei der Nutzung von Brennstoffen entstehen (CRT 1.B).

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

4.1 Methodik

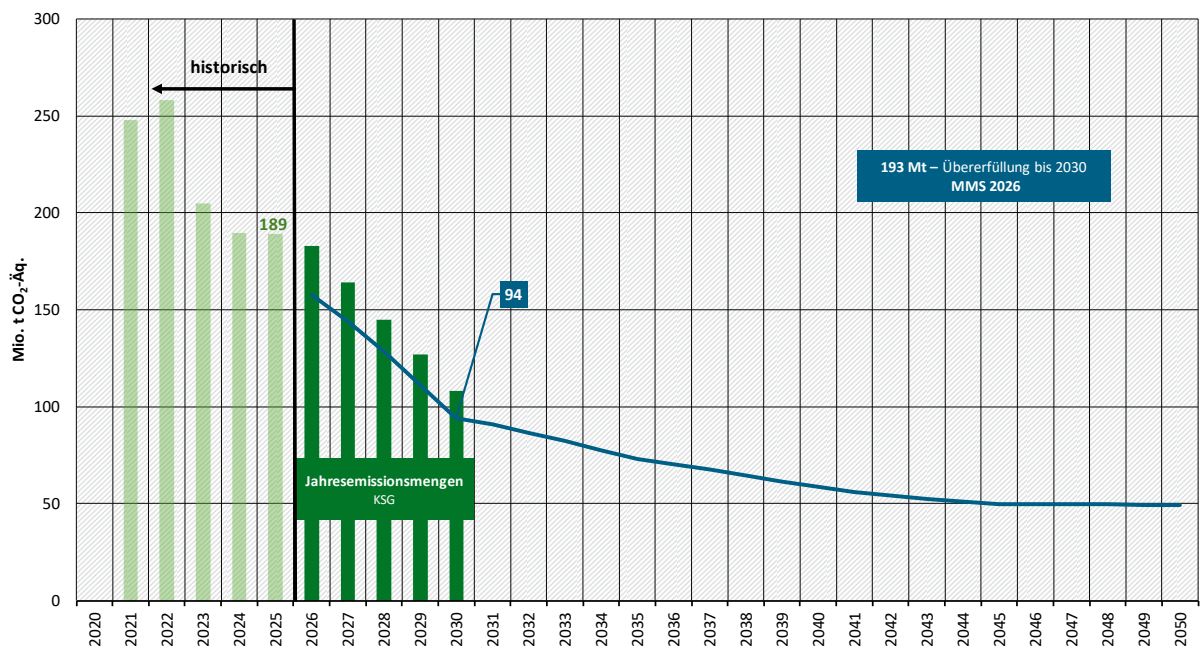
Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der Treibhausgas-Projektion des Sektors Energiewirtschaft nicht verändert. Der Modellierungsprozess der Energiewirtschaft ist in der Daten- und Modelldokumentation sowie im entsprechenden Modellfaktenblatt²⁵ für das Strommarktmodell PowerFlex dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss.

4.2 Zentrale Ergebnisse

Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sinken im MMS sehr stark abAbbildung 22. Im Jahr 2030 verbleiben Emissionen in Höhe von 94 Mio. t CO₂-Äq. Die im KSG vorgeschriebene Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 in Höhe von 108,0 Mio. t CO₂-Äq.²⁶ wird somit deutlich übererfüllt.

²⁵ <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/powerflex/>

²⁶ Angepasst entsprechend dem Mechanismus des § 4 Abs. 3 KSG

Abbildung 22: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft im MMS

Anmerkung: Für das Jahr 2030 wird der vom UBA nach § 4 Abs. 3 angepasste JEM dargestellt. Für die Jahre ohne festgelegte JEM wurden Zwischenziele interpoliert.

Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

Für den Zeitraum 2026 bis 2030 ergibt sich eine Übereerfüllung des angestrebten Pfades²⁷ von 193 Mio. t CO₂-Äq. Zwischen 2030 und 2050 sinken die Emissionen der Energiewirtschaft deutlich langsamer und erreichen 59 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2040 und 49 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2050.

Die Emissionen der Energiewirtschaft werden von den Kraftwerken und Heizwerken der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung dominiert (Tabelle 26). Diese sinken von allen Emissionsquellen absolut gesehen zwischen 2024 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. Details zur Nachfrage und Bereitstellung von Biomasse sind in Kapitel 3.4.2 und zur Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und PtL-Kraftstoffen in Kapitel 3.6 beschrieben.

Die Mineralölraffinerien (einschließlich Raffineriekraftwerke) waren 2024 die zweitgrößte Emissionsquelle innerhalb der Energiewirtschaft. Vor allem aufgrund rückläufiger Nachfragen nach Mineralölprodukten sinken in den Raffinerien die Emissionen bis 2050 um fast 75 %. 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 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

²⁷ § 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.

Emissionen aber nicht wesentlich vom Erdgasverbrauch, sondern hauptsächlich vom Umfang der vorgehaltenen Erdgasinfrastruktur abhängen (es gibt keine Maßnahme, die direkt einen entsprechenden Rückbau oder Stilllegung der Erdgasinfrastruktur adressiert).²⁸

Tabelle 26: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	155,3	67,9	54,9	46,6	40,3	41,7
Mineralölraffinerien	21,2	18,0	13,5	9,6	7,1	5,3
Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	8,4	4,9	2,2	0,6	0,5	0,4
Erdgasverdichterstationen	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3
Diffuse Emissionen	3,6	2,9	2,0	1,5	1,4	1,3
Gesamt	189,1	94,2	73,0	58,6	49,6	49,1
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		108,0				

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

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

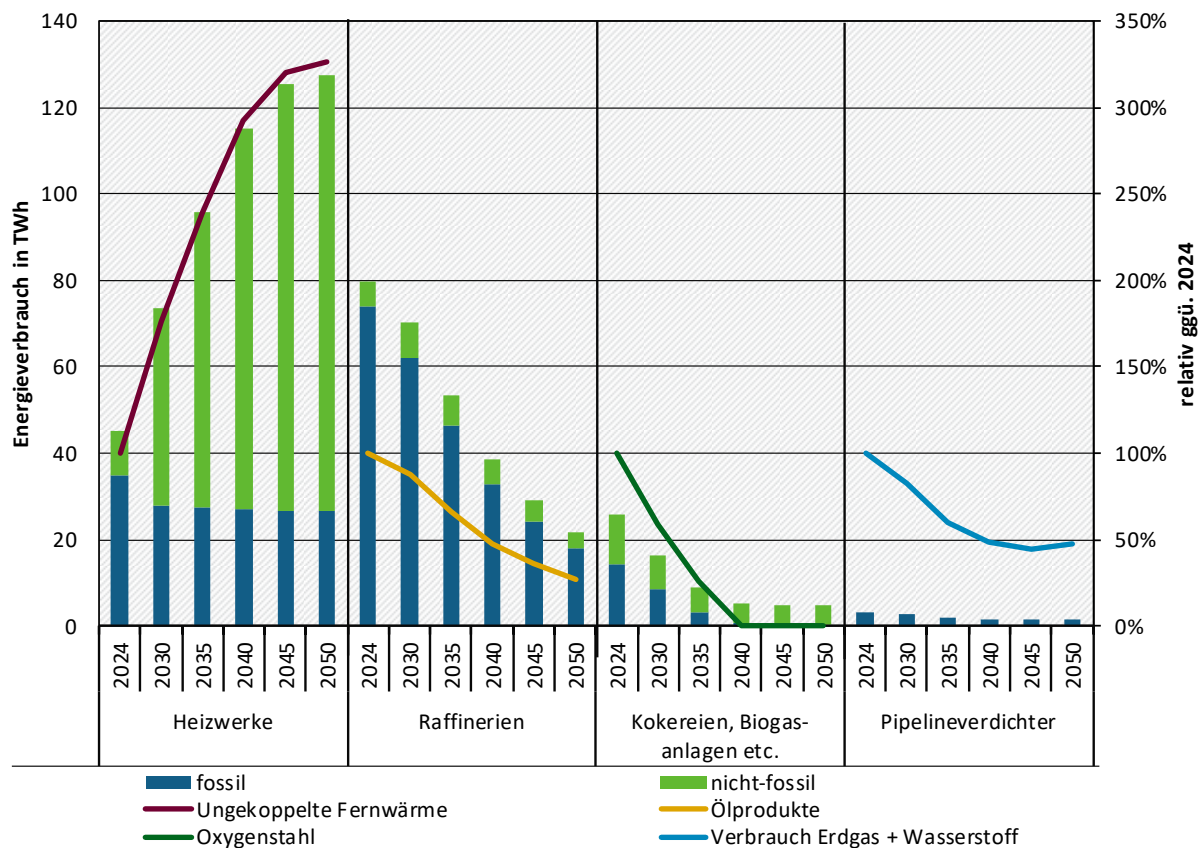
- ▶ Öffentliche Heizwerke erzeugen den Teil der Fernwärme, der nicht in Heizkraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt wird.
- ▶ In Raffinerien wird Rohöl zu Mineralölprodukten wie beispielsweise Heizöl, Benzin und Dieselkraftstoff weiterverarbeitet, wozu neben Raffineriekraftwerken weitere Wärmeerzeuger benötigt werden.
- ▶ Übrige Umwandlungsanlagen der Energiewirtschaft: dies umfasst unter anderem Kokereien zur Herstellung des insbesondere in der Stahlproduktion benötigten Kokeses sowie den Anteil des Energieeinsatzes von Biogasanlagen, der zur Beheizung der Fermenter gebraucht wird.
- ▶ Verdichterstationen erzeugen den benötigten Druck, um Gas über das Gasnetz zu transportieren.²⁹

²⁸ Im Gegenteil: Der nach wie vor aktuelle Gasnetzentwicklungsplan 2022 sieht einen Ausbau des Erdgasnetzes vor.

²⁹ 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.

Abbildung 23 stellt für das MMS die zeitliche Entwicklung der Energieverbräuche (Umwandlungseinsatz bei Heizwerken, Eigenverbrauch bei den übrigen Anlagen) dieser Anlagen³⁰ zusammen mit jeweils wichtigen Treibergrößen dar.

Abbildung 23: Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS



Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), AGEb (2025a), AGEb (2025b), 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 Szenarienjahren niedriger liegt als im Basisjahr 2024.

Die Raffinerien hatten im Basisjahr 2024 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 13 % und bis 2050 um 73 %, jeweils gegenüber dem Basisjahr 2024. Die 2050 verbleibende Mineralölnachfrage stammt größtenteils aus nicht-energetischem Verbrauch. Bisher wird in Raffinerien der dort benötigte Wasserstoff vor allem per Dampfreformierung aus fossilen Energieträgern gewonnen. Im MMS wird die

³⁰ Jeweils ohne die bei den Anlagen befindlichen Kraftwerke.

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 2040 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.³¹

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 2024 sanken die diffusen Emissionen bereits um gut 91 %. 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 (Stein-)Kohlebergbau zu verzeichnen. Einerseits war der Steinkohlebergbau 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 2040 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 2024 und 2050 um 50 %. Da es im MMS keine explizite Maßnahme gibt, das Erdgasnetz mit den rückläufigen Erdgasverbräuchen zurückzubauen oder stillzulegen, 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 2024 und 2050 um knapp zwei Drittel und liegen dann um knapp 97 % niedriger als 1990.

Tabelle 27: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050

	1990	2024	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
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,4	0,2	NO	NO	NO
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,8	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1

³¹ 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.

	1990	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Gasförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	10,9	2,1	1,8	1,3	1,1	1,1	1,1
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Diffuse Emissionen gesamt	42,6	3,6	2,9	2,0	1,5	1,4	1,3
<i>ggü. 2005</i>	<i>133,2 %</i>	<i>-80,1 %</i>	<i>-84,3 %</i>	<i>-88,9 %</i>	<i>-91,6 %</i>	<i>-92,5 %</i>	<i>-92,8 %</i>
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0 %</i>	<i>-91,5 %</i>	<i>-93,3 %</i>	<i>-95,2 %</i>	<i>-96,4 %</i>	<i>-96,8 %</i>	<i>-96,9 %</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: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

4.3 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026) und dem in Kapitel 2.5 beschriebenen zweistufigen Verfahren. Im Vergleich zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 wurden für die Instrumentenbewertung im MMS 2026 die Annahmen für den kontrafaktischen Fall im sektorspezifischen „Ohne-Maßnahmen-Szenario“ (OMS) vereinheitlicht. Im Rahmen dieser Vereinheitlichung wurde im Sektor Energiewirtschaft bei allen Instrumenten die bis Ende des Jahres 2024 eingetretene Entwicklung konstant bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben (Tabelle 28).

Tabelle 28: Annahmen für die Instrumentenbewertung in der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Instrument	Kontrafaktische Entwicklung
EU-Emissionshandelssystem	Der CO ₂ -Preis im EU-EHS liegt konstant bei 67 Euro/t CO ₂ .
Ausbau der erneuerbaren Energien	Die installierte elektrische Leistung für Windenergie auf See, Windenergie an Land und Photovoltaik bleibt bis 2050 konstant auf dem Wert von 2024 (Jahresende). Da die Stromerzeugung aus Biomasse bereits im MMS 2026 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 2024 fixiert.
Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG)	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 2024 der Fall war.

Instrument	Kontrafaktische Entwicklung
Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)	Die Kohlekraftwerke, die im Jahr 2024 in Betrieb sind, werden bis 2050 weiterbetrieben. Es wurde angenommen, dass auch der Anteil der Kohlekraftwerke an der Erbringung des Redispatchbedarfs höher ist (Anteil von 65 %).

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Im ersten Schritt der Instrumentenbewertung wird die Gesamtwirkung aller Instrumente im Rahmen eines „Ohne-Maßnahmen-Szenarios“ (OMS) bestimmt, welches die kontrafaktische Entwicklung für die betrachteten Instrumente „EU-Emissionshandelssystem“, „Ausbau der erneuerbaren Energien“, „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) und „Wärmeplanungsgesetz“ (WPG) und „Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)“ beinhaltet.

Die Aufteilung der Gesamtwirkung auf die einzelnen Instrumente erfolgt im zweiten Schritt der Instrumentenbewertung. Hierzu wird für jedes einzelne Instrument ein eigenes Szenario berechnet, in welchem nur die instrumentenspezifische Entwicklung auf dem Niveau von 2024 konstant bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben ist und alle anderen Parameter dem MMS 2026 entsprechen. Die Summe der Einzelwirkungen der betrachteten Instrumente ist dabei kleiner als die Gesamtwirkung aller Instrumente im OMS, da sich die Instrumente in ihrer Wirkung gegenseitig verstärken.

Für die instrumentenspezifische Quantifizierung der THG-Minderung wird abschließend der relative Anteil der Einzelbetrachtung an der Summe aller Einzelbetrachtungen mit der Emissionssteigerung im OMS multipliziert (vgl. Abschnitt). Die Ergebnisse sind in Tabelle 29 dargestellt.

Die Instrumentenbewertung wurde mit dem Strommarktmodell PowerFlex durchgeführt und schließt die Wirkung auf Industriekraftwerke mit ein. Die Wirkung des EU-EHS auf die Raffinerien und die sonstige Energiewirtschaft wurde nicht quantifiziert, da für diese Teilsektoren vereinfachte Modelle eingesetzt werden, auf die Preissignale modellbedingt keine Wirkung haben. Spezifische Maßnahmen, die direkt auf die Raffinerien und die sonstige Energiewirtschaft zielen, sind zudem im MMS nicht enthalten.

Tabelle 29: Direkte, projizierte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für Instrumente im MMS

Instrument	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
EU-EHS	5,6	9,3	6,4	3,4	2,8	3,0
Ausbau der erneuerbaren Energien	21,6	32,2	88,3	144,5	192,4	221,6
Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG)	1,6	16,8	23,0	24,7	24,4	21,7
Kohleausstieg	2,6	9,7	12,2	11,6	10,1	10,4
Summe (OMS)	31,5	68,0	130,0	184,2	229,7	256,7

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

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 2024 vollständig dem EEG zugeschrieben, der Zubau an erneuerbarer Wärme vollständig der Kombination aus BEW und Wärmeplanung. Eine durch preisliche Anreize induzierte Wirkung von Instrumenten, wie dem EU-Emissionshandelssystem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, kann hingegen nicht modellendogen abgebildet werden.

Im Ergebnis führt dies dazu, dass auf das Instrument „Ausbau der erneuerbaren Energien“ die höchste Emissionsminderung zurückzuführen ist. Die Emissionsminderung beträgt im Jahr 2030 rund 32 Mio. t CO₂-Äq. und nimmt in den Folgejahren stetig zu. Im Jahr 2050 ist das EEG für rund 85 % der Emissionsminderung verantwortlich (rund 220 Mio. t CO₂-Äq.). Die Emissionsminderungen entstehen vor allem dadurch, dass erneuerbare Energien den Einsatz von fossilen Kraftwerken substituieren.

Auf das Instrument „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG)“ geht die zweithöchste Emissionsminderung zurück. Die Förderung erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen führt bereits bis 2030 zu einer Emissionseinsparung von rund 17 Mio. t CO₂-Äq. und steigt dann bis 2040 auf rund 25 Mio. t CO₂-Äq. an. Die Emissionsminderungen entstehen hauptsächlich dadurch, dass erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme den Einsatz von Erdgas in der KWK-Wärmeerzeugung anteilig substituieren.

Der Kohleausstieg ist mittel- und langfristig für Emissionsminderungen von jährlich rund 10 Mio. t CO₂-Äq. verantwortlich. Da die Rahmendaten der Brennstoff- und CO₂-Preise dazu führen, dass sich die Merit-Order verändert, geht die marktbedingte Auslastung der Kohlekraftwerke bis 2030 deutlich zurück. Die danach verbleibende Emissionsminderung ist darauf zurückzuführen, dass im Lauf ohne Kohleausstieg unterstellt wurde, dass auch ein höherer Einsatz von Kohlekraftwerken in der Netzreserve auftritt (vgl. Sensitivität S4 „Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve“ in Abschnitt 11.2.1). Die Quantifizierung des Kohleausstiegs erfolgte mit dem abgestimmten niedrigen Erdgaspreis. Bei höheren Erdgaspreisen ergibt sich tendenziell eine höhere Emissionsminderung.

Der fehlende Anstieg des CO₂-Preises im Emissionshandel führt kurz- und mittelfristig zu einer Emissionsminderung von rund 5 Mio. t CO₂-Äq. in 2026 sowie rund 10 Mio. t CO₂-Äq. in 2030. Danach nimmt die emissionsmindernde Wirkung des EU-EHS ab. Dies ist vor allem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem zurückzuführen. Auch der Kohleausstieg schwächt langfristig die emissionsmindernde Wirkung des EU-EHS ab, wenn Kohlekraftwerke bereits ordnungsrechtlich stillgelegt sind.

4.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

4.4.1 Änderungen bei der Instrumentenausgestaltung

Bei der Ausgestaltung der Instrumente ergaben sich im Vergleich der Projektionen 2026 und Projektionen 2025 im Wesentlichen zwei Veränderungen:

- Für Windenergie auf See wurde aufgrund von Verzögerungen beim Netzanschluss bis 2030 ein geringerer Ausbau unterstellt, so dass das im WindSeeG formulierte Ziel von 30 GW nicht erreicht wird (Förster et al., 2026a, S. 34).

- Durch das erhöhte Förderbudget in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) hat sich auch der mit erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme betriebene Anlagenpark vergrößert (Förster et al., 2026a, S. 42–44).

Im Vergleich zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 wurde zudem die Instrumentenausgestaltung für die **Instrumentenbewertung** im MMS 2026 vereinheitlicht. Die bis Ende des Jahres 2024 eingetretene Entwicklung wurde im OMS für alle Instrumente konstant bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben (vgl. Kapitel 4.3 und Abschnitt 4.4.3). Diese Änderung wirkt sich vor allem beim Instrument des EU-Emissionshandelssystems aus. Für dieses Instrument wurde in den Projektionen 2025 für die projizierte Instrumentenwirkung der CO₂-Preis im EU-EHS auf 0 Euro/t CO₂ gesetzt (Förster et al., 2025a, S. 124).

4.4.2 Änderung bei Rahmendaten oder weiteren Datengrundlagen

In den Projektionen 2026 wurde zudem das Vorgehen zur Bestimmung der elektrischen Leistung von inländischen Wasserstoffelektrolyseuren geändert (Förster et al., 2026a, S. 38). Die Entwicklung orientiert sich nun bis 2030 an der Wasserstoffnachfrage in den Sektoren und folgt danach den relativen Zubauraten aus den Projektionsdaten 2025 (vgl. Kapitel 3.6).

Darüber hinaus wurde die Datenbasis für die in der Strommarktmodellierung berücksichtigten europäischen Länder mit Auswirkung auf Stromimporte und -exporte aktualisiert (Förster et al., 2026a, S. 46–48).

4.4.3 Methodische und sonstige Verbesserungen

In den Projektionen 2025 basierte die **marktbedingte Abregelung** ausschließlich auf generischen Grenzkosten³² innerhalb der Gruppe der fluktuierenden erneuerbaren Energien. In den Projektionen 2026 orientiert sich die energieträgerspezifische Ausweisung der marktbedingten Abregelung von Wind- und PV-Strom nun an dem energieträgerspezifischen EE-Angebot in der jeweiligen Stunde. In der Summe ändert sich die abgeregelte EE-Strommenge dadurch nicht. Die methodische Verbesserung hat jedoch Auswirkungen auf die energieträgerspezifische Aufteilung der marktbedingten EE-Abregelung. Im Ergebnis sind die Volllaststunden für Wind offshore etwas höher und für Photovoltaik etwas niedriger als in den Projektionen 2025 (vgl. Abschnitt 3.7.2).

Darüber hinaus wurde auch die Methodik der **Instrumentenbewertung** angepasst. In den Projektionen 2025 wurden die einzelnen Maßnahmen jeweils gegenüber einem Modelllauf ohne diese Maßnahme bewertet. Hierzu wurde jede Maßnahme einzeln ausgeschaltet. Die resultierenden CO₂-Emissionen eines Modelllaufs bei ausgeschalteter Maßnahme wurden jeweils mit den CO₂-Emissionen des MMS 2025 verglichen, um die Minderungswirkung der Maßnahme zu quantifizieren.

In den Projektionen 2026 wurde die Instrumentenbewertung zu einem zweistufigen Verfahren weiterentwickelt, um auch Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2.5). Hierzu wird zusätzlich, neben den instrumentenspezifischen Szenarien, auch die Gesamtwirkung aller Instrumente in einem sektorspezifischen „Ohne-Maßnahmen-Szenario“ (OMS) bestimmt. Im OMS 2026 sind alle bewerteten Instrumente gleichzeitig ausgeschaltet. Für die Instrumentenbewertung werden dann zunächst die relativen Anteile der Einzelwirkungen an der Summe aller Einzelwirkungen bestimmt und mit der Gesamtwirkung aller Instrumente im OMS multipliziert.

³² Die generischen Grenzkosten sind sehr gering und dienen ausschließlich dazu, die Lösung des Optimierungsproblems zu beschleunigen.

Die Modellierungsannahmen bezüglich der Wasserstoffnutzung in Raffinerien wurden zwischen Verkehr als kraftstoffnutzendem und Energiewirtschaft als kraftstoffbereitstellendem Sektor harmonisiert.

4.4.4 Auswirkungen auf die Ergebnisse

Die Absenkung des CO₂-Preises im Zeitraum 2027 bis 2033 sowie eine geringere Stromerzeugung durch Windenergie auf See führen zu einer reduzierten Emissionsminderung. Im Gegensatz dazu wird die Emissionsminderung durch eine geringere Bruttostromnachfrage und eine geringere Bruttowärmenachfrage für netzgebundene Wärme und Wärme aus KWK-Anlagen vereinfacht. Das erhöhte Förderbudget in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) vereinfacht ebenfalls die Emissionsminderung im MMS 2026 im Vergleich zum MMS 2025 (Abbildung 24).

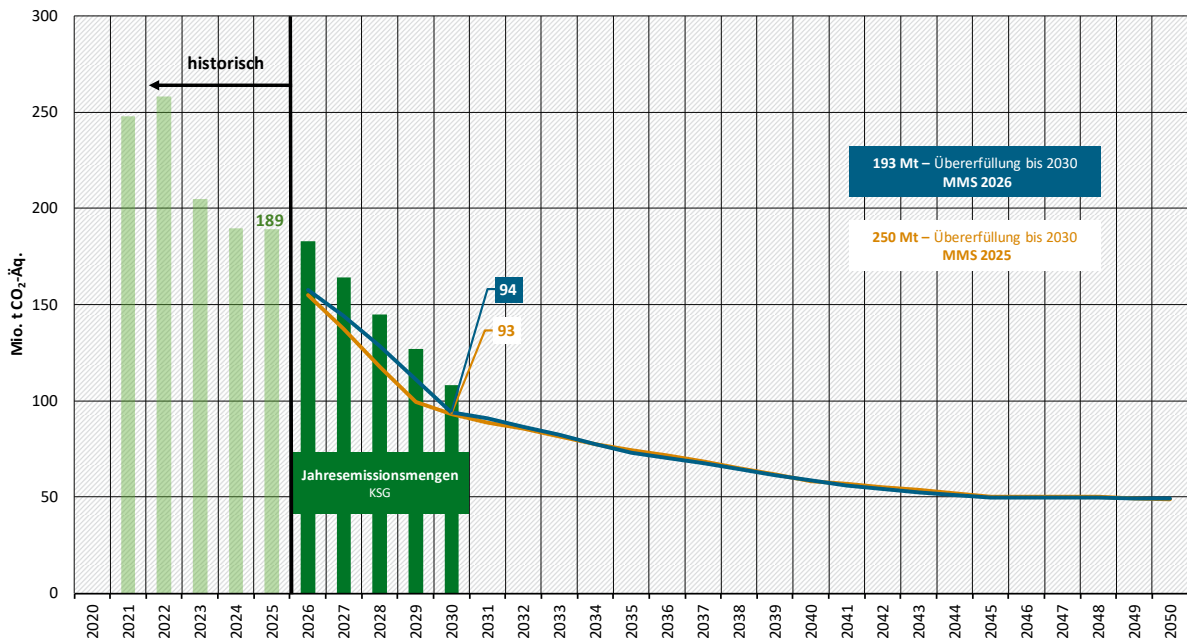
Abbildung 24: Überblick Delta-Analyse in der Energiewirtschaft

MMS 2025	MMS 2026	Emissionsminderung MMS 2026 im Vergleich zu MMS 2025
Bruttostromnachfrage 2024: 533 TWh 2030: 653 TWh 2045: 947 TWh	Bruttostromnachfrage 2024: 527 TWh (-1%) 2030: 622 TWh (-5%) 2045: 939 TWh (-1%)	Leicht vereinfacht - Geringere Stromnachfrage führt zunächst zu einer geringeren Stromerzeugung. - Davon ist auch die fossile Stromerzeugung betroffen. - Es bestehen Wechselwirkungen im europäischen Stromverbund (Nettoexporte) sowie mit Speicherung und EE-Abregelung.
Wind auf See 2030: 27 GW 2035: 40 GW 2045: 70 GW	Wind auf See 2030: 20 GW (-26%) 2035: 38 GW (-5%) 2045: 70 GW	Leicht erschwert Verzögerungen beim Netzanschluss führen zu einer geringeren Stromerzeugung bei Wind auf See in 2030
EU-EHS 1 2030: 95 EUR/t _{CO2-Äq} 2045: 181 EUR/t _{CO2-Äq}	EU-EHS 1 2030: 84 EUR/t _{CO2-Äq} 2045: 187 EUR/t _{CO2-Äq}	Erschwert - Mittelwert des EU-EHS 1 Preises liegt im Zeitraum 2027 – 2033 im MMS 2025 bei 98 EUR/t_{CO2-Äq} und bei 93 EUR/t_{CO2-Äq} im MMS 2026. - Im Zeitraum 2027 bis 2033 erschwerte Emissionsminderung, da fossile Stromerzeugung günstiger wird.
Bruttowärmenachfrage 2024: 231 TWh 2030: 226 TWh 2045: 233 TWh	Bruttowärmenachfrage 2024: 231 TWh 2030: 211 TWh (-7%) 2045: 204 TWh (-12%)	Leicht vereinfacht - Geringere Wärmenachfrage führt zu einer geringeren Wärmeerzeugung. - Davon ist auch die fossile Wärmeerzeugung betroffen.
BEW Förderbudget 2022 – 2031: 6 Mrd. EUR nach 2031: 1 Mrd. EUR/a	BEW Förderbudget 2022 – 2031: 12,6 Mrd. EUR (+110%) nach 2031: 1 Mrd. EUR/a	Leicht vereinfacht - Bis 2031 kommt es zu einem verstärkten Zubau an erneuerbaren Technologien zur Fernwärmeerzeugung (v.a. Großwärmepumpen) - Diese Technologien stehen in Konkurrenz zur fossilen Wärmeerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Das Minderungsziel für den Sektor Energiewirtschaft im Jahr 2030 in Höhe von 108 Mio. t CO₂-Äq. wird sowohl im MMS 2026 (94 Mio. t CO₂-Äq.) als auch im MMS 2025 (93 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht. Bis 2030 kommt es im MMS 2026 allerdings zu kumulierten Mehremissionen, die in erster Linie auf die höhere Kohleverstromung aufgrund des niedrigeren CO₂-Preises zurückzuführen sind (Abbildung 25). Nach 2030 liegen die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft im MMS 2026 sehr nahe an denen des MMS 2025.

Abbildung 25: Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft: Vergleich der Projektionsdaten im MMS 2026 und MMS 2025



Anmerkung: Die historischen Emissionsdaten basieren auf den Emissionsdaten 2025. Für die Jahresemissionsmengen wurden zwischen den im KSG nach Anlage 2a genannten JEM zwischen 2022 und 2030 interpoliert und die historische Rekalkulation zwischen 2021 und 2024 angerechnet.

Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026, S. 16), Modellrechnungen Öko-Institut

5 Industrie

Der Sektor Industrie umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die energetischen Emissionen „industrieller Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen“³³, von Industriekraftwerken und der Bauwirtschaft (CRT-Quellgruppe 1.A.2) sowie prozessbedingte Emissionen (CRT 2).

Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen umfassen einen heterogenen Anlagenbestand in allen Branchen. Darunter fallen Öfen in den Branchen Glas, Zement, Metalle, Chemie sowie die Erzeugung von Prozessdampf vorwiegend in den Branchen Papier, Nahrungsmittel und Chemie. Industriekraftwerke können KWK-Anlagen sein, die zum Teil in der Energiewirtschaft bilanziert sind³⁴.

Die prozessbedingten Emissionen (CRT 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 (CRT 1.C).

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

5.1 Methodik

Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der Treibhausgas-Projektion des Sektors Industrie nicht verändert. Der Modellierungsprozess der Industrie ist im jeweiligen Modellfaktenblatt³⁵ dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Annahmen zum Produktionsniveau energieintensiver Grundstoffe ist der Projektionsbericht um eine Darstellung der hierzu verwendeten Methode für die Produkte Primärstahl, Sekundärstahl, Zementklinker, Papier und Ethylen ergänzt (siehe A.2).

5.2 Zentrale Ergebnisse

5.2.1 Zusammenfassung: CO₂-Emissionen und Energiebedarf

Im Sektor Industrie reduzieren sich die Treibhausgasemissionen von 144,1 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2025 auf projizierte 116,5 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 (Abbildung 26). Die rechnerisch angepasste Jahresemissionsmenge (JEM) des Bundes-Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 beträgt für die Industrie 129 Mio. t CO₂-Äq.³⁶ Mit dieser erwarteten deutlichen Unterschreitung der angepassten JEM in 2030 von knapp 13 Mio. t CO₂-Äq. im MMS ist auch bei Berücksichtigung der modellbedingten Unsicherheiten³⁷ ein Abstand zu den zulässigen JEM zu beobachten. Bis

³³ Prozessfeuerungen sind zum Beispiel Wärme- oder Wärmebehandlungsöfen, Schmelzöfen, Emailier-, Röhren-, Erwärmungs-, Labor- und Veraschungsöfen (siehe Durchführung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) - Niedersachsen (2011)).

³⁴ Die für die Modellierung des MMS übernommene Abgrenzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen verortet den Brennstoffeinsatz von Industriekraftwerken zur Erzeugung von Strom im Umwandlungssektor, den zur Wärmeerzeugung im Industriesektor.

³⁵ https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/forecast_industry/

³⁶ Gegenüber dem Gesetzestext anhand vergangener Übererfüllung angepasst. Siehe UBA (2026).

³⁷ 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

2030 sinken die projizierten Treibhausgasemissionen um 23,8 Mio. t CO₂-Äq. gegenüber 2026. Bis 2045 sinken die projizierten Treibhausgasemissionen auf 69,8 Mio. t CO₂-Äq.

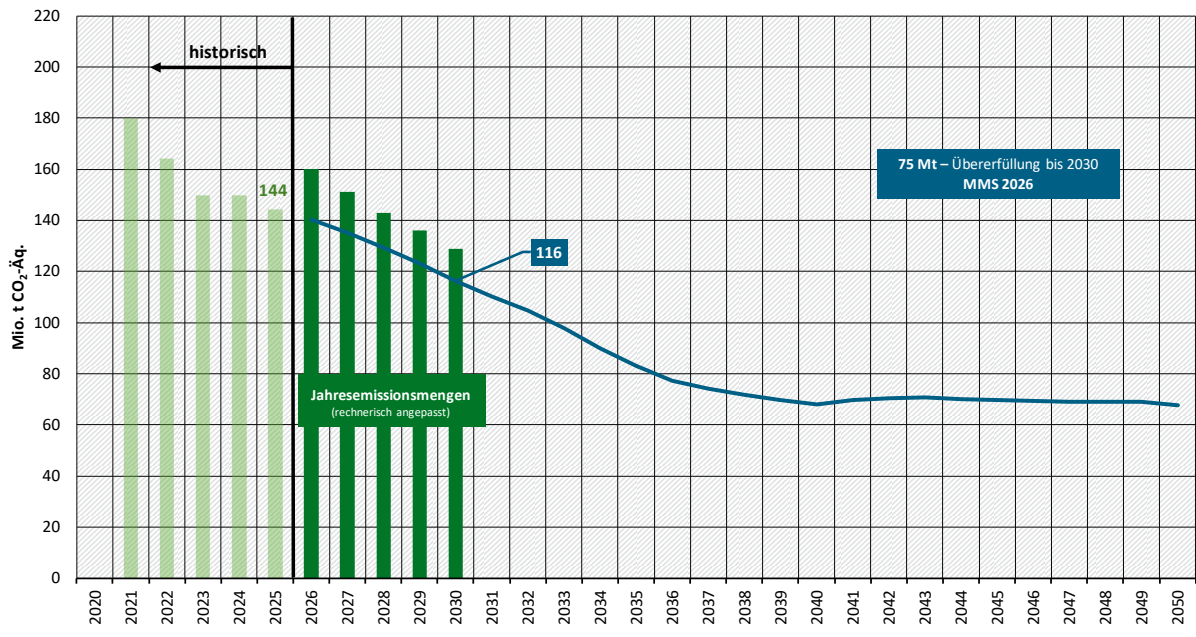
Diese Reduktionen sind auf einen umfassenden Instrumentenmix und ein geringes Aktivitätsniveau zurückzuführen. Dabei wirken die einzelnen Instrumente wie folgt. Mit dem EU-EHS und dem BEHG sind sämtliche Treibhausgasemissionen des Industriesektors mit einem Preissignal versehen. In 2030 bewirkt dies eine projizierte Treibhausgasemissionsminderung von 17,4 Mio. t CO₂-Äq. Verschiedene Instrumente zur Adressierung von F-Gasen erreichen eine projizierte Minderung von 16,4 Mio. t CO₂-Äq. (darunter die EU-F-Gas Verordnung mit 9,9 Mio. t CO₂-Äq.). Über Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), CO₂-Differenzverträge (CCfD, vormals Klimaschutzverträge, KSV), EU-EHS Innovationsfonds (IF), H2Global und IPCEI) werden Förderbudgets für Investitionen in (nahezu) klimaneutrale Produktionsverfahren bereitgestellt. In 2030 bewirken diese Förderprogramme zusammen eine projizierte Minderung von 6,3 Mio. t CO₂-Äq. Mit einer Vielzahl von Programmen zur Förderung von Energieeffizienz werden spezifische diesbezügliche Hemmnisse adressiert, mit einer projizierten Wirkung in 2030 von 2,9 Mio. t CO₂-Äq. Darüber tragen weitere modellierte Instrumente wie die Reduktion der Stromsteuer, Industriestrompreis und der Netzentgeltzuschuss zu einer projizierten Reduktion von 0,9 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 bei. Als neues Instrument mit treibhausgasemissionssteigernder Wirkung wurde die Reduktion der Gasspeicherumlage³⁸ aufgenommen. Die für das MMS neue Maßnahme der CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung (CCS) – dargestellt durch die Instrumente KSPG-Novelle (KSPtG, Kohlendioxid-Speicherung- und -Transportgesetz) und BIK Modul 2 – bewirken eine projizierte Treibhausgaseminderung von 1,6 Mio. t CO₂-Äq. in 2030. Flankierend 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 gestärkt³⁹. 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: In 2030 sind entsprechend veröffentlichter Ankündigungen 8,5 Mio. Tonnen Stahlproduktion auf Direktreduktion, davon 42 % mit Wasserstoff betrieben, umgestellt.
- ▶ Einstieg in die Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung – zunächst mit flexibel betriebenen hybriden Elektrodenkesseln, Industrieöfen und Wärmepumpen. Der Anteil elektrisch erzeugter Prozesswärme steigt von etwa 3 % in 2025 auf 12 % in 2030.
- ▶ Ein nur langsamer Anstieg der Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe – im MMS wird eine Zunahme von 3 % gegenüber 2025 angenommen. Sie bleibt damit etwa 17 % unter dem Wert von 2018.

Unsicherheiten bezüglich der zugrundeliegenden Annahmen und insbesondere der zukünftigen Ausgestaltung der bestehenden Instrumente. Diese beiden Einflüsse haben vermutlich einen deutlich größeren Einfluss auf die Ergebnisse. Hierzu liegen allerdings keine quantifizierten Erkenntnisse vor.

³⁸ Die Reduktion der Gasspeicherumlage bewirkt eine Emissionssteigerung, allerdings in vernachlässigbarem und insbesondere von Unsicherheiten deutlich überlagertem Umfang.

³⁹ Hierzu liegen allerdings keine quantifizierten Instrumente vor.

Abbildung 26: Entwicklung der historischen und projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS

Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), 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 CO₂-Differenzverträgen noch um neue Instrumente handelt, gibt es für sie wenige empirische Daten, die eine Bewertung stützen. Die Auktionen starteten im Jahr 2024; nur wenige Erfahrungen der ersten Runde konnten in die Modellierung des MMS 2026 einfließen. Die laufende zweite Runde konnte durch ihr frühes Stadium nur eingeschränkt in die Modellierung mit aufgenommen werden. Da außerdem in vielen Branchen Investitionen in neue – bisher in Deutschland nicht im industriellen Maßstab betriebene – Anlagen nötig sind, ist das MMS mit erheblichen modellunabhängigen Unsicherheiten behaftet. Wirken wichtige Instrumente nicht so effektiv wie angenommen, können sowohl das Emissionsbudget als auch die JEM für 2030 noch deutlich verfehlt werden. Weiterhin haben die Annahmen zur zukünftigen Industrieproduktion große Auswirkungen auf die Zielerreichung und können durch Abwanderung bestehender oder Ansiedlung neuer energieintensiver Branchen anders verlaufen (siehe dazu auch die Sensitivität der Produktionsmengen in Abschnitt 11.4.1 sowie die Korridorrechnung in Abschnitt 11.7). Die Modellierung unterstellt einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz (flankierendes Instrument CBAM).

Ab 2030 lässt die Wirkung der bestehenden Instrumente nach. Netto-Treibhausgasneutralität 2045 ist mit dem aktuellen Instrumentenmix und unter den angenommenen Rahmendaten nicht zu erwarten. Dies liegt an teils auslaufenden Budgets der bewerteten Förderprogramme sowie verbleibenden Emissionsquellen mit hohen Vermeidungskosten und entsprechend nicht umgesetzten Vermeidungsoptionen. Darunter sind die vollständige⁴⁰ Dekarbonisierung der Prozesswärme und Umstellung von in der Chemieindustrie verwendeter Rohstoffe auf erneuerbaren Wasserstoff oder andere nicht-fossile Optionen. Im Jahr 2045 verbleiben noch 69,9 Mio. t CO₂-Äq. Entsprechend reicht der Instrumentenmix nicht, um die Industrie langfristig

⁴⁰ In Abgrenzung zur Teil-Elektrifizierung, bei der nur ausgewählte Betriebsstunden elektrisch bedient werden.

auf treibhausgasneutrale Produktion umzustellen. Folgende Gründe können aus Modellsicht für diese langfristig unzureichende Emissionsminderung genannt werden:

- a) *Der Instrumentenmix kann die Wirtschaftlichkeitslücke der klimaneutralen Produktion gegenüber Erdgas langfristig nicht schließen.* Zusammen mit den für die Modellierung angenommenen Preispfaden für Erdgas, Strom und strombasierten Wasserstoff ist der CO₂-Preispfad mit etwa 84 Euro/EUA im Jahr 2030 und 187 Euro/EUA im Jahr 2045 nicht hoch genug, um Kostendifferenzen zwischen fossilen und treibhausgasneutralen Produktionsverfahren unmittelbar auszugleichen. Letztere sind vor allem gegenüber Erdgas ohne zusätzliche Förderung nicht oder erst spät wirtschaftlich. Das angenommene Auslaufen etwaiger Förderbudgets⁴¹ im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 führt dazu, dass die Geschwindigkeit der Umstellung auf treibhausgasneutrale Verfahren in diesem Zeitraum abnimmt. Hier verbleibt im MMS 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. (2024a) verfügbar, Untersuchungen zur Rolle der Elektrifizierung von Prozesswärme in Fraunhofer ISI (2024).
- b) *Lock-Ins durch Re-Investition 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, also vor dem Ende der regulären Lebensdauer.
- c) *Im Instrumentenmix fehlen starke Instrumente zur Stärkung der Circular Economy.* Die Potenziale zur Senkung von Treibhausgasemissionen, die die Kreislaufwirtschaft inklusive Suffizienzstrategien bieten könnten, ist im Instrumentenmix für die Industrie wenig berücksichtigt. Diese könnten stark auf den Bedarf an Grundstoffen (Stahl, Beton, Kunststoff) wirken und dadurch insbesondere langfristig die Zielerreichung vereinfachen. Ergänzend könnten sie den Bedarf an hochwertigen Energieträgern (Strom, Wasserstoff) verringern. Das MMS ist weiterhin ein Szenario, in dem die Gesamtwirtschaft und (in Ableitung) die verarbeitende Industrie langfristig 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 30). Die Kategorie Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen ist die größte Emissionsquelle und weist zwar eine deutliche projizierte Reduktion auf, jedoch verbleiben auch noch im Jahr 2050

⁴¹ 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.

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 Anlagen zur 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. Allerdings nimmt die Reduktion hier durch den Rückgang des Wasserstoffeinsatzes nach Ende des von den Unternehmen zugesicherten Zeitraums zur Nutzung dessen wieder ab und wird durch den mit geringeren Treibhausgasvermeidungskosten verbundenen Erdgaseinsatz ersetzt. Dadurch nehmen die Emissionen des Stahlsektors wieder zu. Langfristig stellt sich eine Reduktion gegenüber der BF-BOF-Route von ca. 40 % ein. In der mineralischen Industrie wird CO₂-Abscheidung (CCS) durch das Instrument KSpTG ermöglicht und durch das Instrument BIK (Modul 2) subventioniert. Dadurch wird an Zement- und Kalkanlagen ein Hochlauf von CO₂-Abscheidungen abgebildet, der bis 2050 50 % der Produktionsmengen einschließt. Wirtschaftlich ist die Vermeidung über CCS durch Transport und Speicherkosten - die allein bis 2035 über dem Preis im EU-EHS liegen – allerdings bis 2045 nicht.

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 seit 2015 die inzwischen durch Verordnung 2024/573 abgelöste EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 das Inverkehrbringen von teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFKW) sowie von damit befüllten Geräten 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 30: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

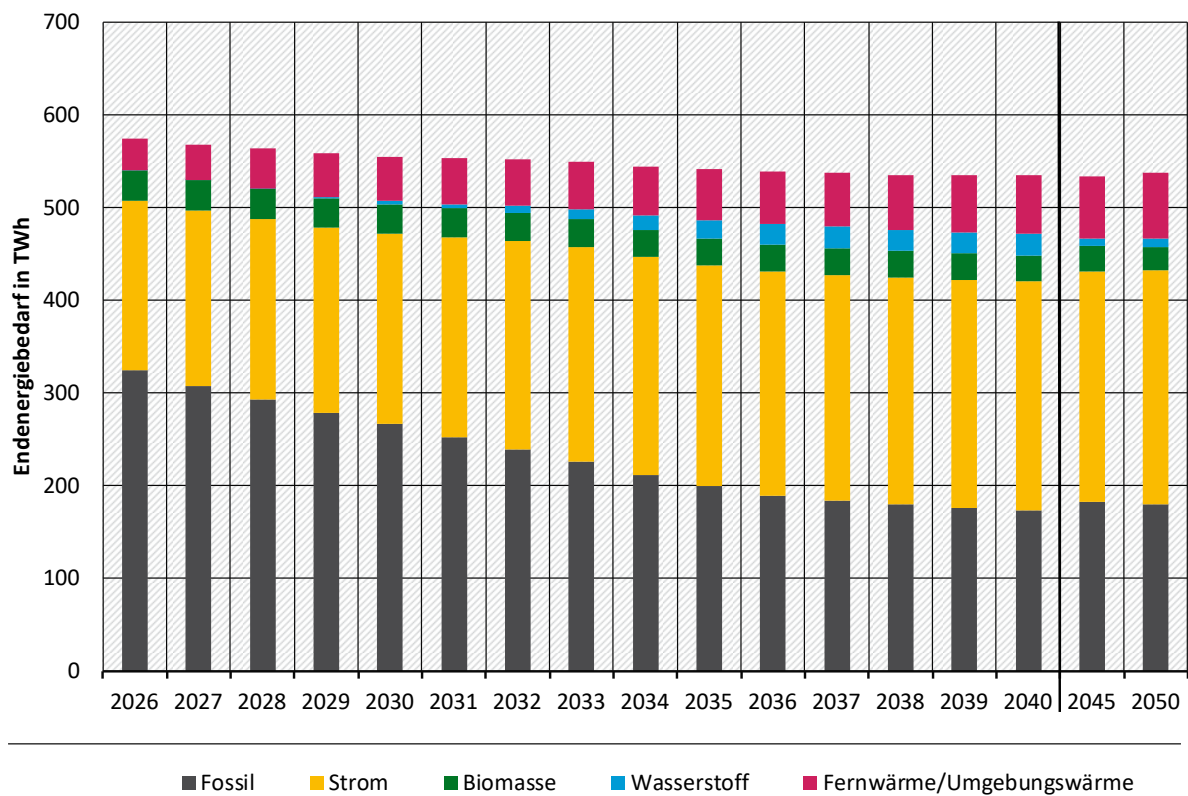
Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	55,5	47,4	36,5	32,9	34,4	34,0
Industriekraftwerke	44,6	29,4	16,7	12,1	14,4	15,1
Bauwirtschaftlicher Verkehr	2,5	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1
CO ₂ -Transport und -Speicherung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prozesse: Mineralische Industrie	15,1	14,5	13,1	11,9	10,7	8,7
Prozesse: Chemische Industrie	5,0	4,1	4,0	4,0	4,1	4,1
Prozesse: Metallproduktion	17,1	12,9	6,6	1,6	1,3	1,2

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0
Prozesse: Elektronik-Industrie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Produktverwendung als ODS-Ersatzstoff	6,9	2,7	1,4	0,7	0,5	0,4
Sonstige Produktherstellung und -verwendung	1,6	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7
Prozesse: Andere Bereiche	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gesamt	150,5	116,5	83,0	67,9	69,8	67,8
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		129,0				
<i>Nachrichtlich: durch CCS abgeschiedenes fossiles CO₂ (prozess- und energiebedingt)</i>	<i>0,0</i>	<i>-0,7</i>	<i>-2,5</i>	<i>-4,7</i>	<i>-6,2</i>	<i>-7,7</i>

Anmerkung: Die Daten in der 2024-Spalte dokumentieren den Datenstand, der für die Modellierung genutzt wurde. Dieser kann sich geringfügig von den im Jahr 2026 veröffentlichten Daten unterscheiden.

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

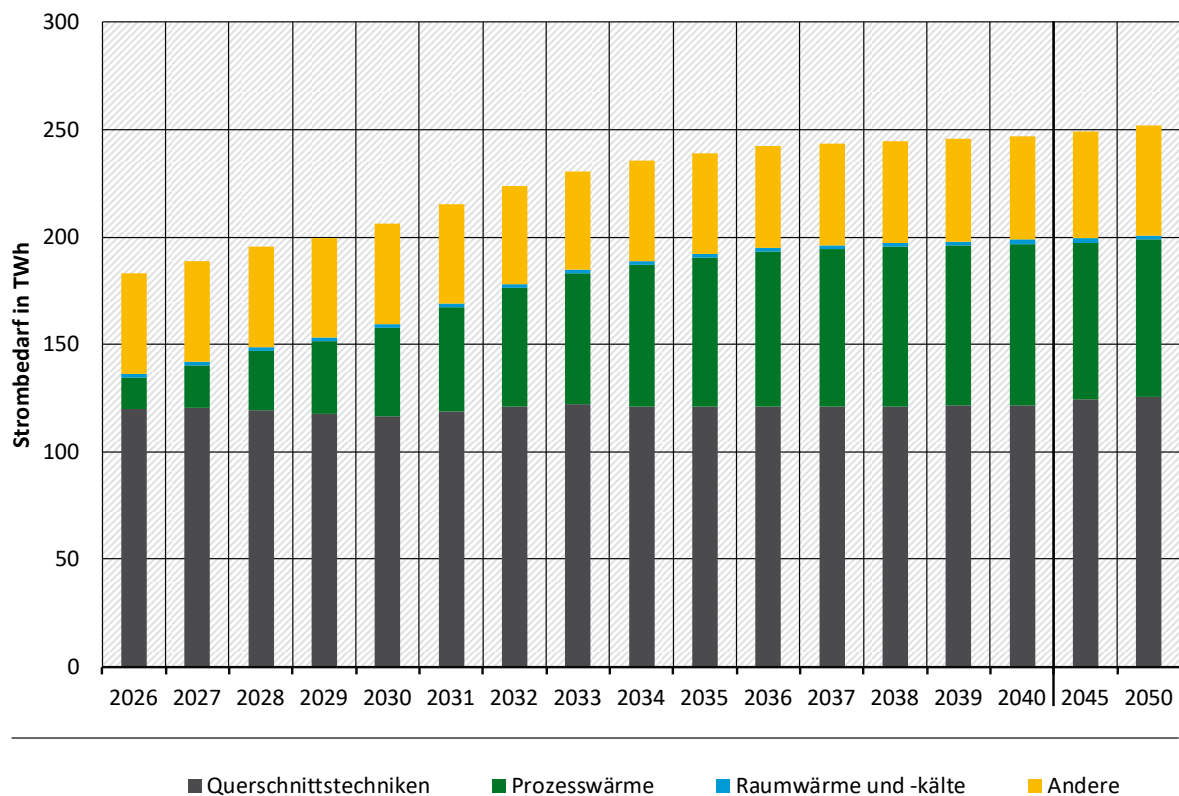
Für die Endenergiebedarfe der verarbeitenden Industrie (AGEB-Abgrenzung) zeigen die modellierten Instrumente im MMS eine fortschreitende Elektrifizierung (2024: 186 TWh, 2030: 206 TWh, 2045: 249 TWh) bei gleichzeitig deutlichem Rückgang des fossilen Energieeinsatzes (2024: 352 TWh, 2030: 266 TWh, 2045: 183 TWh). Zudem setzt ab 2030 eine Nutzung von grünem Wasserstoff ein, die bis 2037 ansteigt (23 TWh) und bis 2045 wieder auf 7 TWh zurückgeht (Abbildung 27).

Abbildung 27: Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition)

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Der Zuwachs des Strombedarfs im MMS ist vor allem auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen (2026: 15 TWh, 2030: 42 TWh, 2045: 73 TWh)⁴², während klassische Stromanwendungen der Querschnittstechnologien effizienzbedingt weniger Strom verbrauchen, deren Bedarf nach 2030 aber durch neue Verfahren in der Chemie und Batteriezellenproduktion wieder ansteigt (2026: 120 TWh, 2030: 116 TWh, 2045: 125 TWh) (Abbildung 28).

⁴² Angaben sind Endenergie inklusive Umgebungswärmeanteil von Wärmepumpen.

Abbildung 28: Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)

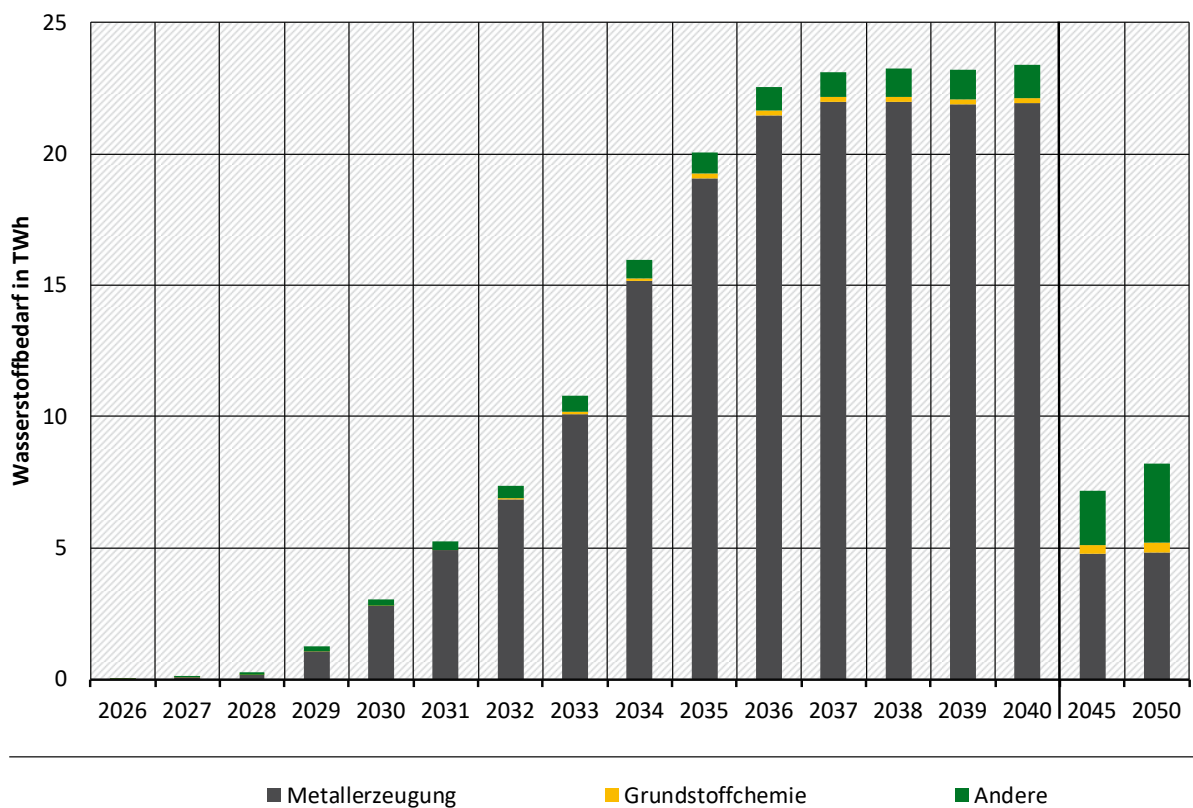
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Wasserstoff wird energetisch und stofflich⁴³ in der Metallerzeugung genutzt (Direktreduktion zu Eisen), erste Projekte nehmen ab 2028 den Betrieb auf (Abbildung 29). Ob diese direkt mit Wasserstoff betrieben werden, ist unsicher und standortbezogen. Die Modellierung geht von einer durch die Förderbedingungen angereizten Umstellung auf die Nutzung grünen Wasserstoffs aus – im Übergang kann aber neben dezidiert Erdgas nutzenden Anlagen auch von einer sehr heterogenen Mischung aus Erdgas, blauem und grünem Wasserstoff ausgegangen werden. Der Betrieb mit Erdgas hat eine deutlich geringere Minderungswirkung zur Folge – ist aber aus wirtschaftlicher Sicht unter den im MMS angenommenen Bedingungen⁴⁴ deutlich wirtschaftlicher und wird nach Ende des durch Förderinstrumente ermöglichten Wasserstoffeinsatzes als bevorzugte Produktionsroute (hier 2040) angenommen. Das stellt einen gewichtigen Bewertungsunterschied im Vergleich zum MMS 2025 dar. In diesem wurde noch bei vergleichbarer wirtschaftlicher Situation eine langfristige Weiternutzung von Wasserstoff als Reduktionsmittel angenommen. Für das MMS 2026 wurde die wirtschaftliche Grundlage stärker gewichtet – da die Entwicklung von DRI-Projekten zunehmend Abstand von Wasserstoffbetrieb genommen hat (Ruhkamp, 2025)⁴⁵. Eine stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Chemieindustrie findet im MMS nicht statt, da diese Technologieoptionen sehr hohe Vermeidungskosten aufweisen und somit der Anforderung von hohen Fördereffizienzen bei den im Vergleich zum MMS 2025 gesunkenen Instrumentenbudgets entgegenstehen.

⁴³ Er wird hier analog zur Nutzung von Kohle und Koks in der fossilen Route energetisch bilanziert.

⁴⁴ Dazu zählt insbesondere die gegenüber den erwarteten Schäden noch gering bepreiste Emission von Treibhausgasen (250 bis 765 EUR₂₀₂₀ in 2050) (Bünger und Matthey (2020)).

⁴⁵ Siehe dazu auch Differenzkosten der Direktreduktionsverfahren in Abbildung 31.

Abbildung 29: Wasserstoffnutzung (energetisch) in der Industrie

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.2.2 Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten

Für die Instrumentenbewertung (siehe Moosmann et al., 2026) entsteht in der Modellierung eine wichtige abgeleitete Größe: die *Diffusion CO₂-armer Produktionsverfahren* in die energieintensive Grundstoffproduktion. Diese wird im folgenden als physische Produktionsmenge angegeben und ergibt sich direkt aus den Differenzkosten von klimafreundlichem Verfahren gegenüber der fossilen Referenztechnik.

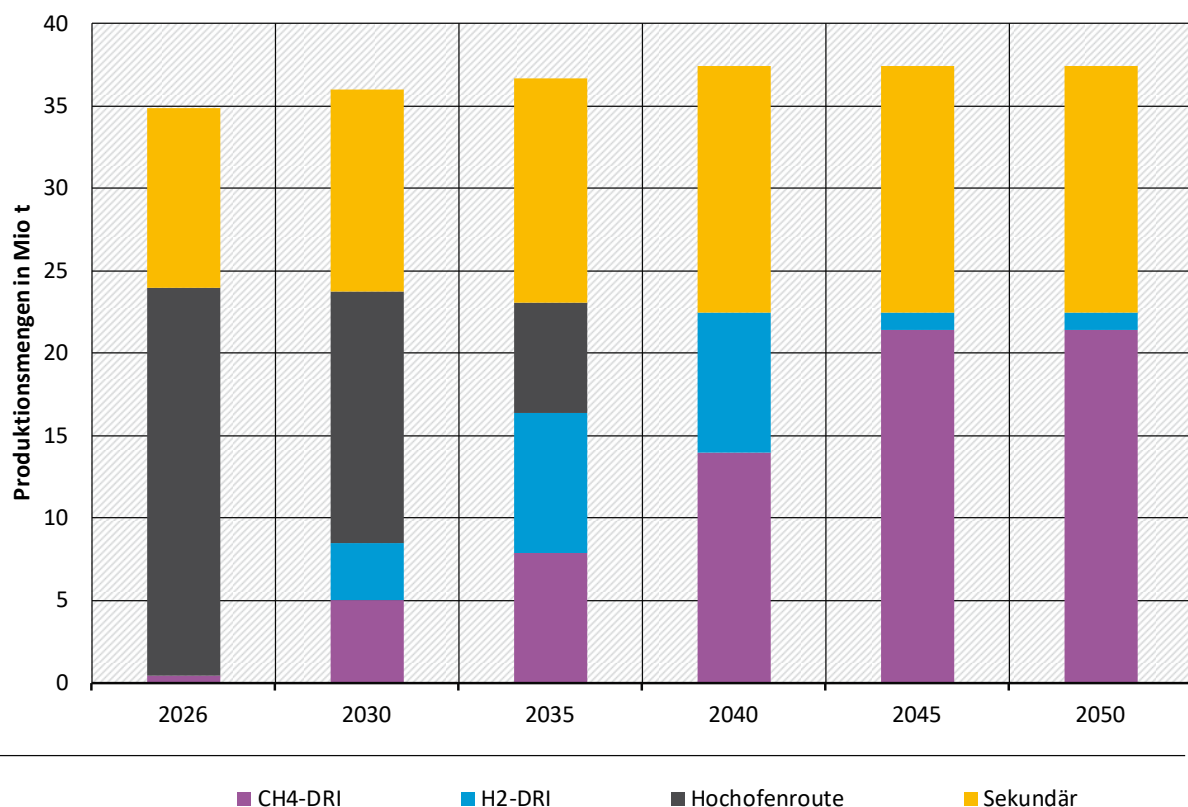
Die *Differenzkosten* berücksichtigen neben den Investitionen vor allem die energiebedingten Mehrkosten CO₂-armer Verfahren und die bestehende CO₂-Bepreisung. Andere Kostenbestandteile wie Personal, Material und weitere Betriebskosten werden ausgeblendet. Daraus ergeben sich direkte Abhängigkeiten von 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 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.

Wichtige Voraussetzungen der Umsetzung sind neben großräumigen Fragestellungen (siehe Förster et al., 2025b) 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

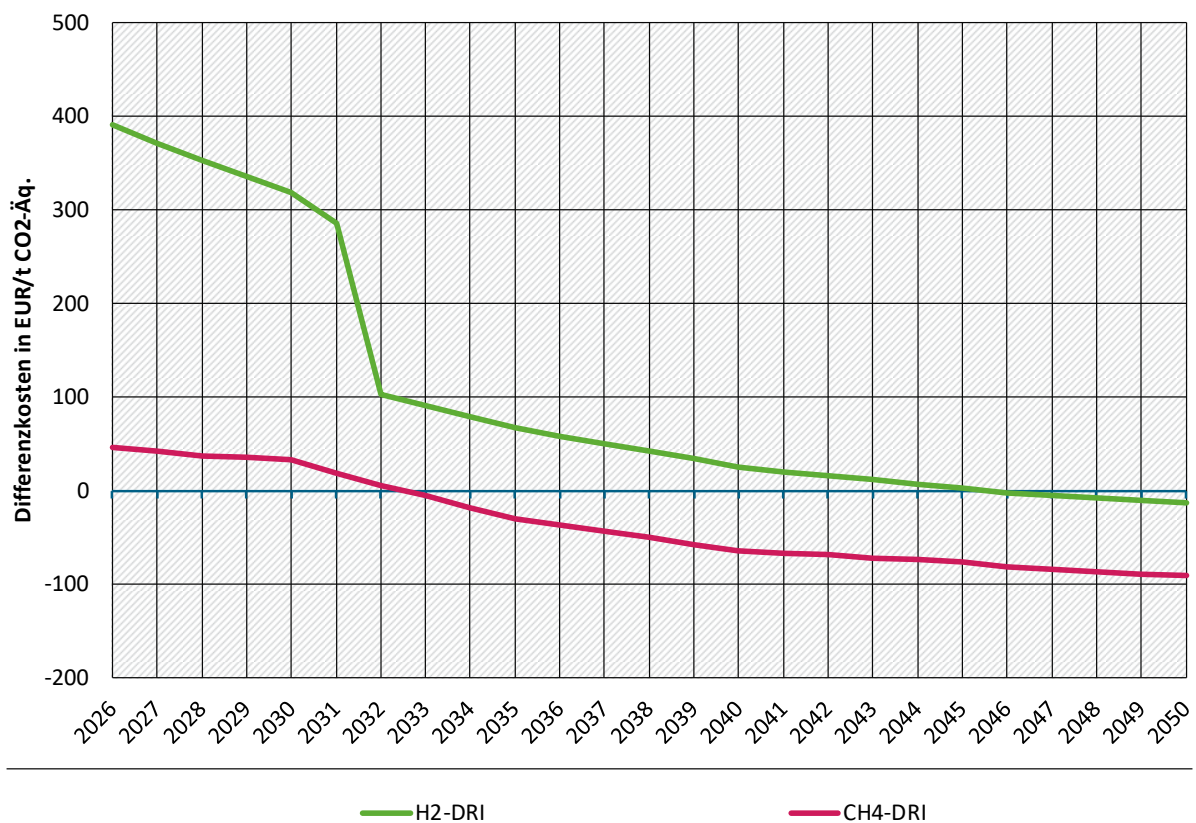
potenziellen Limitierungen auf alle Technologien zu und sie sollten ein Fokus der begleitenden Forschung der nächsten Jahre sein.

Im **Subsektor „Metallerzeugung“ (Eisen- und Stahlherstellung)** sind zwei Strategien zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen zentral (Abbildung 30): Die Ausweitung der Sekundärroute und damit der Kreislaufwirtschaft sowie die Substitution der weiterhin benötigten primären Erzeugung durch Direktreduktionsverfahren. Diese verdrängen die im bisherigen Verfahren der Hochofenroute notwendige emissionsintensivere Koks-kohle. Im MMS sinkt bis 2030 die konventionelle Primärproduktion gegenüber 2018 um 47 % auf 15,2 Mt. Es wird davon ausgegangen, dass Direktreduktionsanlagen für den Betrieb mit beiden Reduktionsmitteln/Energieträgern ausgelegt werden und im Übergang auch mit Mischungen operieren können. Dadurch ist ein schneller Umstieg technisch möglich. Herausforderungen und Unsicherheiten bestehen in der Verfügbarkeit wirtschaftlich attraktiven Wasserstoffs. Ab 2040 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. Die langfristige Umstellung auf wasserstoffbasierte Direktreduktion allerdings gelingt wirtschaftlich begründet unter den Rahmenbedingungen des MMS nicht.

Abbildung 30: Rohstahlerzeugung nach Verfahren bis 2050 im MMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 31: Differenzkosten¹ für Direktreduktion von Eisen gegenüber der Hochofenroute

¹: Differenzkosten sind gegenüber dem jeweiligen fossilen Produktionsverfahren angegeben und zeigen die Wirtschaftlichkeitslücke CO₂-armer Verfahren, umgerechnet auf die CO₂-Vermeidung, an. „0“ bedeutet, dass unter den gegebenen Bedingungen des MMS (insbesondere dem angenommenen CO₂-Preis) gegenüber der fossilen Route in Summe keine zusätzlichen Kosten entstehen.

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 2046 negative Differenzkosten (Abbildung 31). Bis 2040 werden im MMS daher Förderbudgets in Anspruch genommen, um die in bereits angekündigten und geförderten Projekten (aber auch darüber hinaus) angestrebten Mengen darzustellen. Nach 2035 erfolgt der Zubau von Direktreduktionskapazitäten 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 günstiger⁴⁶.

Im **Subsektor „Verarbeitung von Steinen und Erden“**, der maßgeblich durch die Zement- und Kalkherstellung⁴⁷ bestimmt wird, wird der Treibhausgasausstoß durch den Einsatz von

⁴⁶ 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 2036 oder gar bis 2045 positiv bleiben.

⁴⁷ Eine angenommene Reduktion der Produktionsmenge von Kalk z. B. durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung trägt ebenfalls zur Treibhausgasminderung bei.

CO₂-Abscheidung verringert (Abbildung 32)⁴⁸. Im MMS nimmt die Abscheidung über 2030 (0,7 Mio. t CO₂-Äq.) bis 2045 (6,2 Mio. t CO₂-Äq., maßgeblich CCS) stark zu. Dabei werden ausschließlich Standorte mit prozessbedingten Treibhausgasemissionen adressiert – energiebedingte Treibhausgasemissionen werden aber mit abgedeckt. 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. Die damit verbundenen Kosten sind in den Rahmendaten (Kemmler et al., 2026) enthalten.

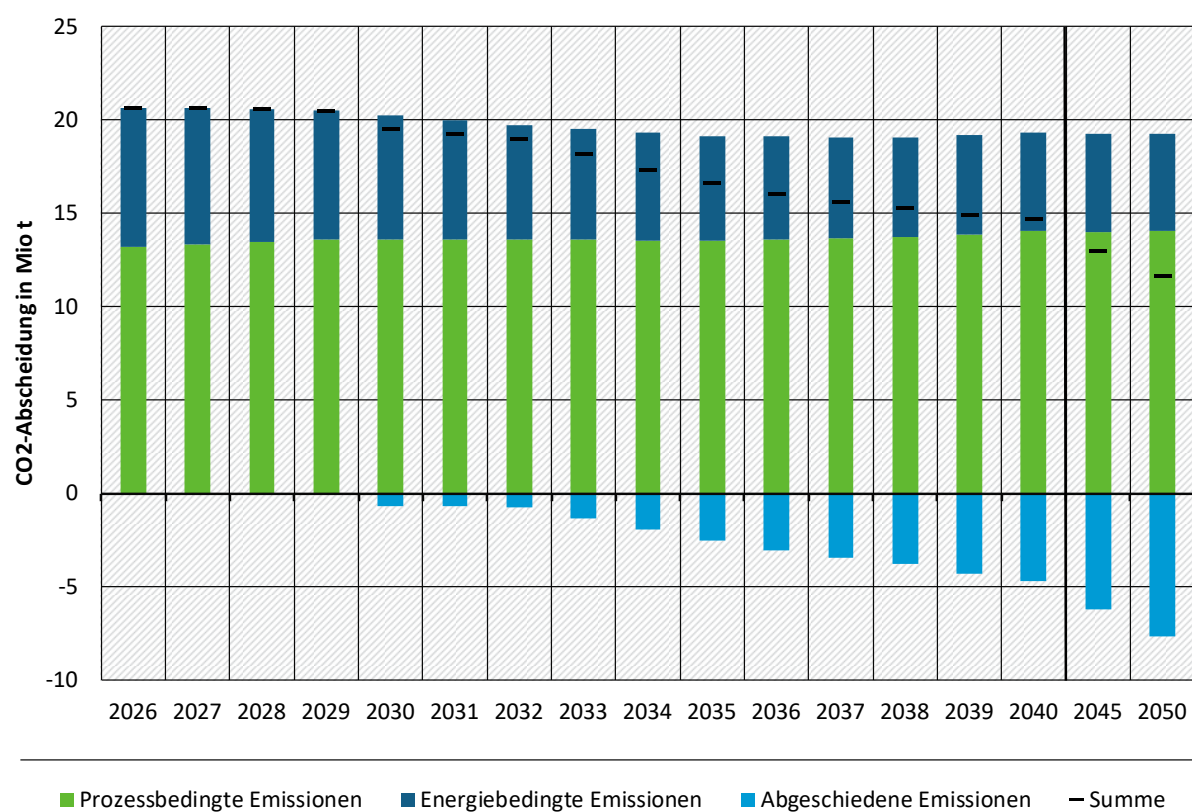
Die Abscheidetechnologie für Zement- und Kalkwerke wird im Szenario als technisch und wirtschaftlich verfügbar angenommen. Sie stellt für diese Branchen die in dieser Modellierung maßgeblich verfügbare Vermeidungsoption dar, um umfangreiche Minderungen prozessbedingter Treibhausgasemissionen zu erzielen (Bashmakov et al., 2022; Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie [BVK], 2024; Verein Deutscher Zementwerke [VDZ], 2024a). Potenziell zur Verfügung stehende andere Maßnahmen, insbesondere entlang der Wertschöpfungskette und von Suffizienz- und Kreislaufwirtschaftsstrategien (alternative Baustoffe, Anpassung von Flächenbedarfen etc.) sind in Ermangelung dieser stützender Instrumente nicht im Szenario vorhanden (Moosmann et al., 2026). Weitere Elemente aus Konsistenz- und Effizienzstrategien (Materialeffizienz, Klinkeranteil im Zement, neue Bindemittel) erreichen – ebenfalls ohne Instrumente – jedenfalls geringe Bedeutung⁴⁹. Neben dem Einsatz von CCS sind damit vor allem die durch Preissignale angereizte Verbesserung der Energieeffizienz und der Brennstoffwechsel zu weniger emissionsintensiven Energieträgern relevante Minderungsmaßnahmen im Bereich der Verarbeitung von Steinen und Erden. Unter den in der Modellierung hinterlegten Rahmenbedingungen – dem EU-EHS-Preispfad und dem mittleren Preispfad für CO₂-Transport und -Speicherung aus den Rahmendaten (Kemmler et al., 2026 Abbildung 32) – liegen die Vollkosten der Abscheidungskette bis 2045 oberhalb des EHS-Zertifikatspreises; einzelwirtschaftlich betrachtet bleibt das Emittieren bis zum Ende des Modellzeitraums die günstigere Option. Gleichzeitig existiert für diese Branchen jedoch keine vergleichbar wirksame Vermeidungsstrategie zu niedrigeren Kosten. CCS ist damit aus Sicht der Klimazielerreichung notwendig, ohne flankierende Instrumente einzelwirtschaftlich aber nicht tragfähig (siehe auch Mendelevitch et al., 2025). Der Hochlauf von CCS wurde hier ab 2030 mit Fördermitteln umgesetzt. Diese Bewertung unterliegt erheblichen Unsicherheiten. Diese betreffen die gesamte Prozesskette von Abscheidung über Transport und Speicherung. Aus diesem Grund ist bei geringeren Kosten auch eine höhere Durchdringung der Sektoren erwartbar, bei umgekehrten Verhältnissen aber auch eine niedrigere. Darüber hinaus befindet sich die gesamte CCS-Wertschöpfungskette – Abscheidung am Standort, Sammelinfrastruktur, Transport sowie geologische Speicherung – in Deutschland noch in der frühen Planung; insbesondere zur Transportinfrastruktur sowie zur Speicherung bestehen offene Fragen (Mendelevitch et al., 2025; Pfeiffer et al., 2024). Die Gesamtunsicherheit für die Bewertung des Hochlaufpfads ist entsprechend hoch.

Des Weiteren gibt es zur Transportsicherheit, Speichersicherheit und Akzeptanz in der Bevölkerung weitere Fragestellungen, die nicht Teil dieser Modellierung sind, die aber für einen reibungsarmen Hochlauf gelöst werden müssen (siehe dazu Purr & Spindler, 2023).

⁴⁸ 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.

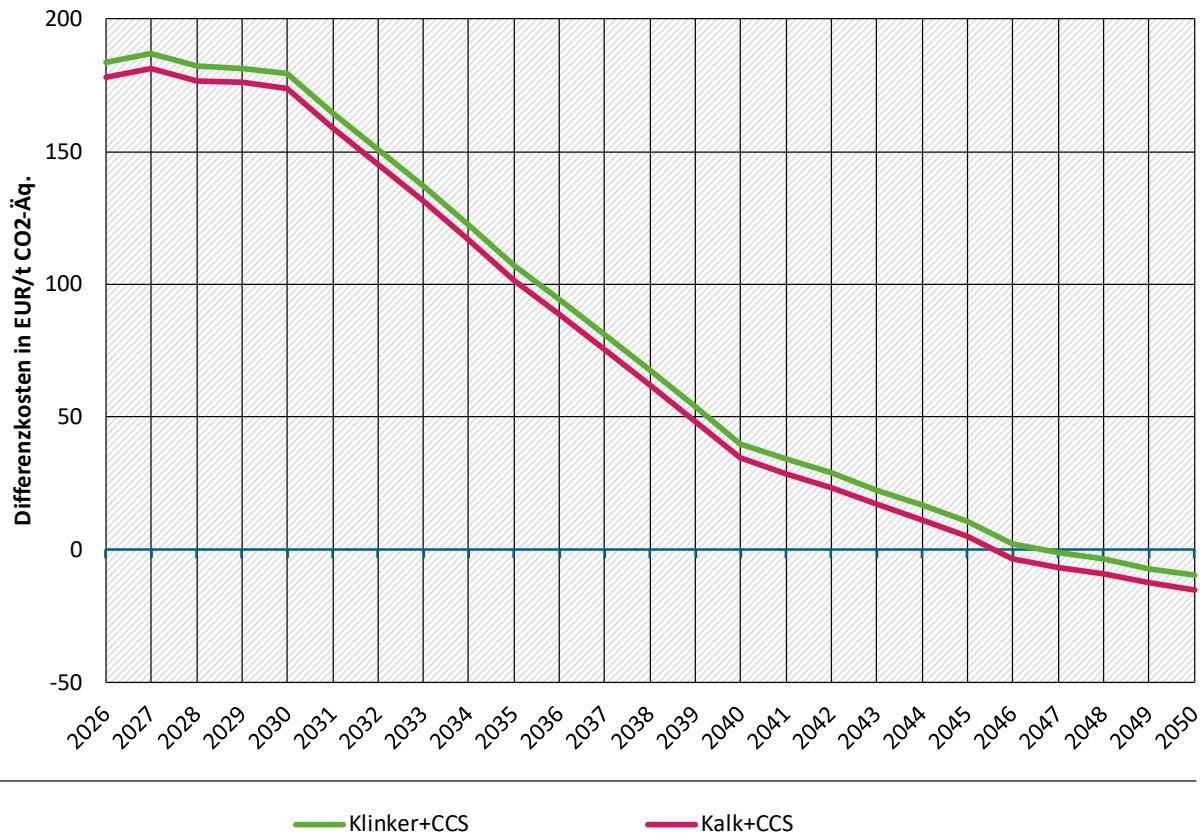
⁴⁹ Der Klinkeranteil sinkt im MMS von knapp 70 % auf gut 60 %, es wird ein Anteil neuer Bindemittel von etwa 3 % an der Zementproduktion in 2045 angenommen – hier besteht hohe Unsicherheit.

Abbildung 32: CO₂-Abscheidung im MMS gegenüber den Emissionen des Sektors Verarbeitung von Steinen und Erden



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 33: Differenzkosten¹ CCS-Anwendungen (Abscheidung, Transport, Speicherung) gegenüber Anwendung ohne CCS



¹: Differenzkosten sind gegenüber dem jeweiligen fossilen Produktionsverfahren angegeben und zeigen die Wirtschaftlichkeitslücke CO₂-armer Verfahren, umgerechnet auf die CO₂-Vermeidung, an. „0“ bedeutet, dass unter den gegebenen Bedingungen des MMS (insbesondere dem angenommenen CO₂-Preis) gegenüber der fossilen Route in Summe keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die Anwendung von CCS auf die Herstellung von Zementklinker im Drehrohrföfen und Kalk in Schachtföfen entstehen ebenfalls relevante Differenzkosten (Abbildung 33). Dort werden energiebedingte Mehrkosten bei der Abscheidung bereits früh (deutlich vor 2030) durch ansteigende CO₂-Preise ausgeglichen⁵⁰. Hinzu kommen allerdings relevante Investitionen in Abscheidung, Speicherung und Transport, wodurch der Zeitpunkt negativer Vermeidungskosten für CCS um 2045⁵¹ erreicht wird. 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 unter den gesetzten Rahmenbedingungen nur in kleinen Nischen existieren wird, und jedenfalls unter diesen Bedingungen wirtschaftlich unattraktiv scheint. Ebenso werden weitere mögliche Kosten für Bereitstellung und Verarbeitung des CO₂ am Produktionsstandort (Anpassung von Anlagen, Zwischenspeicher, Verteilung) nicht betrachtet.

⁵⁰ Hier nicht betrachtete Standortbedingungen können die angegebenen Größenordnungen beeinflussen.

⁵¹ In 2035 werden Transportkosten in Höhe von 60 Euro/tCO₂ und Speicherkosten in Höhe von 35 Euro/tCO₂ angenommen Kemmler et al. (2025).

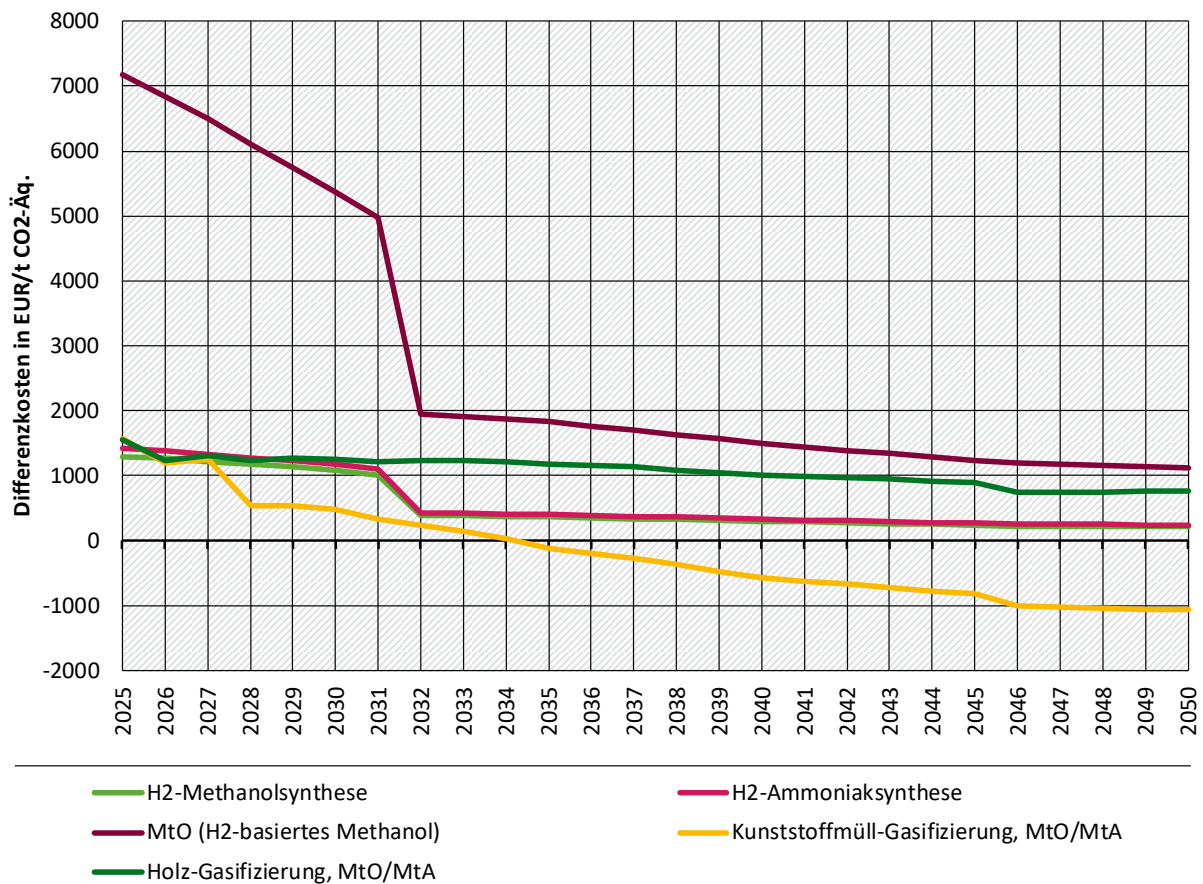
Im **Subsektor „Grundstoffchemie“** ist die wasserstoffbasierte Herstellung von Olefinen und Aromaten ein wichtiges Verfahren, um die Nutzung von fossilen Rohstoffen zu reduzieren. In den Projektionen 2025 (Förster et al., 2025a) wurde nicht von einem Einstieg in die wasserstoffbasierte Methanol-zu-Olefin-Route 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 2026 bestehen. Dies hat vier hier berücksichtigte Gründe: Die Vermeidungskosten sind weiterhin sehr hoch (Abbildung 34) – insbesondere höher als Optionen in anderen Bereichen wie Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung (siehe Abbildung 37) 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 (Abbildung 35).

Die verfügbaren Förderbudgets werden daher nicht dieser Anwendung zugeordnet. Diese Einschätzung kann sich durch Erkenntnisse z. B. der zweiten und eventuell folgenden Auktionsrunden der CO₂-Differenzverträge ändern. In Kontinuität mit dem Projektionsbericht 2025 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 Rohstoff⁵², geringeren Wasserstoffpreisen und einer Berücksichtigung von End-of-life-Treibhausgasemissionen in der Produktion könnte wasserstoffbasierte chemische Rohstoffe relevant werden lassen.

Alternativ werden im MMS mit einer biogenen und einer Plastikrecyclingroute andere Rohstoffquellen in der chemischen Industrie berücksichtigt. Diese Verfahren werden über Gasifizierung von Biomasse oder Kunststoffabfälle mit einem Synthesegas versorgt, das zu Olefinen und Aromaten weiterverarbeitet wird. Die Weiterverarbeitung entspricht dabei jener Route, die auch in der Wasserstoffchemie verwendet würde (MtO-Route). Diese Pfade weisen aufgrund der günstigeren Rohstoffe geringere Vermeidungskosten auf – auch hier besteht aber hohe Unsicherheit in Bezug auf Skalierbarkeit, Rohstoffverfügbarkeit und tatsächlich entstehende Kosten⁵³. Das MMS beinhaltet ab 2033 Produktionskapazitäten von 260 kt und 110 kt in der Kunststoffabfall- und biogenen Route.

⁵² Dieser könnte sich organisch durch eine mit der Transformation im Verkehrssektor verbundene Aktivitätsverlagerung von Raffinerien ergeben.

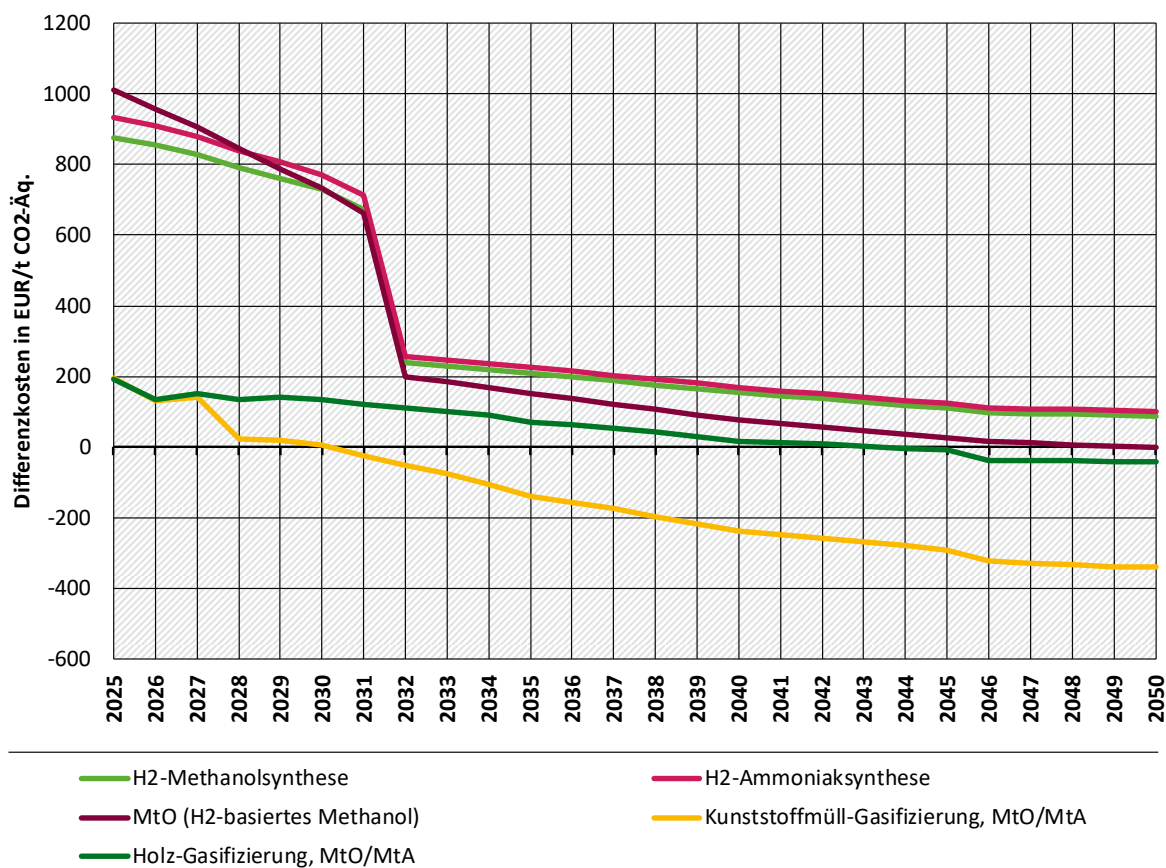
⁵³ So wird für die auf Kunststoffabfällen basierende Route angenommen, dass die Entsorgung von Kunststoffen fossilen Ursprungs durch die Einbeziehung von Müllverbrennungsanlagen in den EU-EHS verstärkt als Ent- denn als Versorgungsproblem wahrgenommen wird, und die Preise für den Rohstoff Kunststoffabfall negativ werden. Ist dies nicht der Fall, wären für die im MMS 2026 sehr attraktiv scheinende Kunststoff-Gasifizierungsrouten Vermeidungskosten in der Größenordnung der biogenen Route anzunehmen. Die Förderprogramme würden mit zusätzlichen 4 Mrd. Euro belastet.

Abbildung 34: Differenzkosten¹ für wasserstoffbasierte Chemieprodukte gegenüber den fossilen Routen

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.

¹: Differenzkosten sind gegenüber dem jeweiligen fossilen Produktionsverfahren angegeben und zeigen die Wirtschaftlichkeitslücke CO₂-armer Verfahren, umgerechnet auf die CO₂-Vermeidung, an. „0“ bedeutet, dass unter den gegebenen Bedingungen des MMS (insbesondere dem angenommenen CO₂-Preis) gegenüber der fossilen Route in Summe keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 35: Differenzkosten¹ für wasserstoffbasierte Chemieprodukte gegenüber en fossilen Routen (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.

¹: Differenzkosten sind gegenüber dem jeweiligen fossilen Produktionsverfahren angegeben und zeigen die Wirtschaftlichkeitslücke CO₂-armer Verfahren, umgerechnet auf die CO₂-Vermeidung, an. „0“ bedeutet, dass unter den gegebenen Bedingungen des MMS (insbesondere dem angenommenen CO₂-Preis) gegenüber der fossilen Route in Summe keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die wasserstoffbasierte Chemie sind Differenzkosten zunächst enorm hoch (zwischen 1.000 und 7.000 Euro/t CO₂-Äq.), sie sinken im gesamten Modellierungszeitraum nicht unter null (Abbildung 34). 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 156 GJ Wasserstoff je Tonne Produkt benötigt⁵⁴. Durch zunächst sehr hohe Wasserstoffpreise von etwa 34 EUR₂₀₂₄/GJ (in 2032) entstehen gegenüber der konventionellen Route (Naphtha-basiert, etwa 11 EUR₂₀₂₄/GJ, bei ähnlichem Gesamtenergiebedarf) energiebedingte Mehrkosten von etwa 3.300 EUR₂₀₂₄/t CO₂-Äq. (2032). Die CO₂-Bepreisung kann diese Differenz nicht ausgleichen, obschon je Tonne Produkt 2-2,5 t CO₂-Äq. eingespart werden⁵⁵. Ähnliche, wenn auch weniger stark ausgeprägte

⁵⁴ 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.

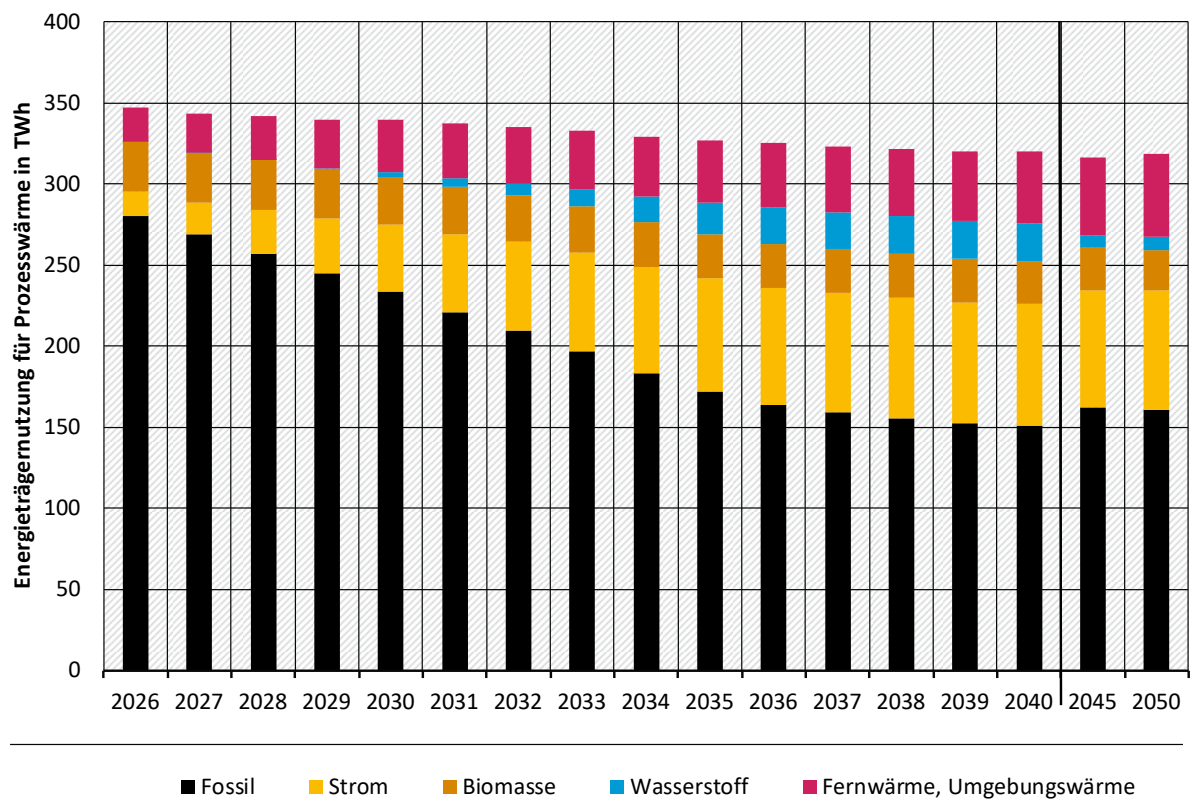
⁵⁵ Diese Angabe bezieht sich ausschließlich auf die im unmittelbar beeinflussbaren Bereich des Produzenten befindlichen Treibhausgasemissionen, vor allem den energiebedingten Einsatz fossiler Energieträger im Produktionsprozess. Er variiert mit dem

Zusammenhänge gelten für die wasserstoffbasierte Herstellung von Ammoniak und Methanol. In diesen drei Fällen – die einen großen Teil der rohstofflichen Energieträgernutzung der 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. Gegenüber dem MMS 2025 wurde auch auf eine Umstellung der Methanol- und Ammoniakproduktion verzichtet – zugunsten der biogenen und auf Kunststoffabfall basierenden Routen für Olefine und Aromaten.

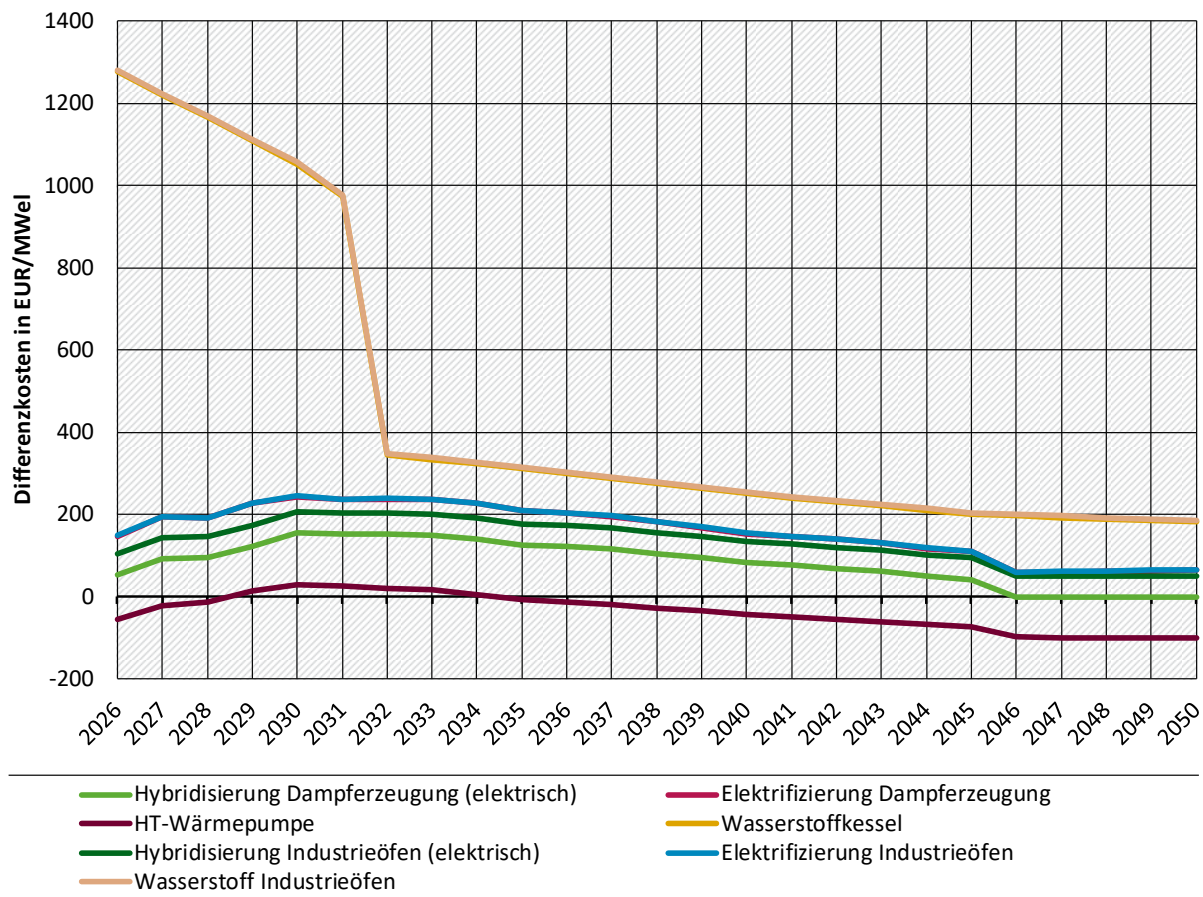
Die **industriell genutzte Prozesswärme** wird im MMS 2026 bis 2035 zunehmend elektrifiziert (Abbildung 36). Bis 2035 steigt der Anteil der direkten Stromnutzung von 3 % (12 TWh) auf 21 % (69 TWh). Zusätzlich werden in Hochtemperaturwärmepumpen 17 TWh Umgebungs- bzw. Abwärme genutzt. Diese Entwicklung wird maßgeblich durch steigende CO₂-Preise in Kombination mit zugewiesenen Budgets der Förderprogramme zur Abdeckung der Differenzkosten zu fossiler Prozesswärmeerzeugung getrieben. Von den zwischen 2025 und 2040 etwa 31 Mrd. Euro zur effektiven Verwendung eingesetzten Mitteln werden etwa 52 % (16 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 (vergleiche Differenzkosten in Abbildung 37). Mit den angenommenen Energieträgerpreisen – darunter insbesondere Strompreisen (Strom im Volllastbezug 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 stagniert der Trend zur Elektrifizierung nach 2035, und die Nutzung fossiler Energien in der Prozesswärmeerzeugung verbleibt bis nach 2045 relevant.

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.

Abbildung 36: Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 37: Differenzkosten¹ für Prozesswärmeerzeugung gegenüber fossiler Referenz

¹: Differenzkosten sind gegenüber dem jeweiligen fossilen Produktionsverfahren angegeben und zeigen die Wirtschaftlichkeitslücke CO₂-armer Verfahren, umgerechnet auf die CO₂-Vermeidung, an. „0“ bedeutet, dass unter den gegebenen Bedingungen des MMS (insbesondere dem angenommenen CO₂-Preis) gegenüber der fossilen Route in Summe keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Differenzkosten der CO₂-armen Prozesswärmeerzeugungsanlagen (Abbildung 37) sind maßgeblich durch die Preise und eingesetzten Mengen der Energieträger bestimmt (Fleiter et al., 2023). Dadurch können Wärmepumpen sowie eine Teilelektrifizierung bzw. Hybridisierung (unter der Ausnutzung von Phasen geringer Strompreise) wirtschaftlich attraktiv sein, sofern Risiken gemindert und der Aufwand der anfänglichen Investition gefördert werden.

Im industriellen Kontext werden oft hohe Temperaturen und Durchsätze bei hoher Zuverlässigkeit benötigt. Die so entstehenden Anforderungen an Wärmepumpen – hier Hochtemperaturwärmepumpen um und über 100°C Senktemperatur – erzeugen hohe Investitionen. Gleichzeitig sind Abwärmeströme oder sonstige Wärmequellen, die die für die Leistungszahl (COP) maßgebliche Temperaturdifferenz senken könnten, von lokalen Gegebenheiten abhängig. Diese können im Rahmen der Modellierung nicht zuverlässig erfasst werden, so dass mit einem COP von 2 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 im Teillastbetrieb für 2000 Volllaststunden ein Preisniveau von etwa 80 % des jährlichen Mittelwerts des Strompreises erreicht wird. Dies beinhaltet 60 % für die Preiskomponente Beschaffung und Vertrieb, während andere Preiskomponenten nicht reduziert werden. Regulative Änderungen, die etwa Netzentgelte im Teillastbetrieb reduzieren, könnten diesen wirtschaftlich noch attraktiver machen.⁵⁶ Damit liegen die OPEX-Differenzkosten dauerhaft, meist deutlich, unter 60 EUR₂₀₂₄/kWh. Allerdings erhöht die geringe Nutzungszeit der Anlagen die Bedeutung von Investitionen (Kapitalkosten, CAPEX) in der Teilelektrifizierung. Zudem werden diese auf geringere Treibhausgasminderungen verteilt – so dass die gesamten auf die Minderung bezogenen Differenzkosten näher an eine Vollelektrifizierung heranrücken. Strategisch scheint der Einstieg über eine Teilelektrifizierung⁵⁷ 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. Sie werden im MMS nicht gefördert und erlangen nur vernachlässigbare Marktanteile (2045 etwa 2 % der Prozesswärmebereitstellung).

5.2.3 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 werden zum Teil mit einem Integrationsfaktor zusätzlicher Investitionsbedarf im Umfeld neuer Prozesswärmeanlagen berücksichtigt (Tabelle 31). 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, potenzielle Produktionsunterbrechungen und die Integration in umgebende Infrastruktur sowie Planungs- und Umsetzungsaufwand erklären. Es besteht weiterhin 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).

Tabelle 31: 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]

⁵⁶ Im Zeitraum November 2023 bis November 2024 wurde dieses Preisniveau in etwa 1500 Stunden unterschritten Bundesnetzagentur (2025). Diese Daten beziehen sich allerdings auf Großhandelspreise, ohne Berücksichtigung industriespezifischer Bedingungen.

⁵⁷ Wenn möglich unter Installation der vollständigen benötigten Erzeugungskapazität, also einer vollhybriden Option.

Referenzprozess	CO ₂ -armer Prozess	Spez. Investition [Euro/t Kap.] oder [Euro/kW]	Quellen
Ammoniak erdgasbasiert	Ammoniak wasserstoffbasiert	27	[1]
Naphthabasierte Olefineproduktion	MtO (H ₂ -basiertes Methanol)	3930	[5]
Naphthabasierte Olefineproduktion	Kunststoffmüll-Gasifizierung, MtO/MtA (elektrifiziert)	7676	[5]
Naphthabasierte Olefineproduktion	Holz-Gasifizierung, MtO/MtA (elektrifiziert)	9359	[5]
Glasschmelze Gasbrenner	Vollelektrisch	200	[2]
Hochofen	Wasserstoffbasierte Direktreduktion	1000	[3]
Hochofen	Erdgasbasierte Direktreduktion	1000	[3]
Zementherstellung	CCS/CCU*	180	[4]
Kalkherstellung	CCS/CCU*	180	[4]
Erdgasbasierte Dampferzeugung	(Hybrid-) elektrische Dampferzeugung	170	[2]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Hochtemperatur-Wärmepumpe	1000	[2]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Vollelektrische Dampferzeugung	275	[2]**
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Wasserstoffkessel	130	[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.

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

Quellen:

1: Perez-Fortes und Tzimas (2016), Geres et al. (2019), Perez-Fortes et al. (2016), Allgoewer et al. (2024)

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); angepasst durch Annahmen Forschungskonsortium

5: Afzal et al. (2023), Rajaei et al. (2024)

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 zurücktreten⁵⁸. Für die wasserstoffbasierte Chemie wird der Rohstoff – mithin der Hauptteil der Differenzkosten – als Teil der "energiebedingten" Kosten gesehen (Tabelle 32).

⁵⁸ Vergleiche beispielsweise Agora Energiewende (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 32: Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung

Sub-sektor	Produkt	Referenzprozess	Innovativer Prozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess						
				Energieträger		Energiebedarf [GJ/t oder GJ/kW]				Emissionen [tCO ₂ /tProdukt]	Energieträger		Energiebedarf [GJ/t oder GJ/kW]				Emissionen [tCO ₂ /tProdukt] / [tCO ₂ /kW]
				Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt		Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt	
Grundstoffchemie	Methanol	Erdgasbasierte Methanolsynthese	H ₂ -Methanolsynthese	Erdgas	Erdgas	10,00	0,49	22,70	33,19	1,27	-	Wasserstoff blau	-	5,40	22,50	27,90	-
Grundstoffchemie	Ammoniak	Erdgasbasierte Ammoniaksynthese	H ₂ -Ammoniaksynthese	Erdgas	Erdgas	11,27	0,48	23,50	35,25	1,32	-	Wasserstoff blau	-	6,20	25,20	31,40	-
Grundstoffchemie	Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefinproduktion	MtO (H ₂ -basiertes Methanol)	Erdgas	Naphtha	35,90	-	139,21	175,11	2,01	-	Wasserstoff blau	-	15,25	156,38	171,63	0,20
Grundstoffchemie	Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefinproduktion	Kunststoffmüll-Gasifizierung, MtO/MtA (elektrifiziert)	Erdgas	Naphtha	35,90	-	139,21	175,11	2,01	-	Kunststoff-Abfall	-	110,52	203,13	313,65	-
Grundstoffchemie	Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefinproduktion	Holz-Gasifizierung, MtO/MtA (elektrifiziert)	Erdgas	Naphtha	35,90	-	139,21	175,11	2,01	-	Biomasse	-	108,90	98,30	207,20	-
Grundstoffchemie	Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefinproduktion	Elektrifizierter Dampfspaltofen	Erdgas	Naphtha	35,90	-	139,21	175,11	2,01	-	Naphtha	-	25,13	139,21	164,34	-

Sub-sektor	Produkt	Referenz-prozess	Innovativer Prozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess						
NM-Mineralien	Klinker	Klinker brennen, Drehrohrofen	Klinker+CCU	Klinker-Mix	-	3,50	0,14	-	3,64	0,80	Klinker-Mix	-	3,50	1,58	-	5,08	0,08
NM-Mineralien	Branntkalk	Kalk brennen, Schachtofen	Kalk+CCU	Erdgas	-	3,70	0,14	-	3,84	1,20	Erdgas	-	3,70	2,30	-	6,00	0,12
NM-Mineralien	Klinker	Klinker brennen, Drehrohrofen	Klinker+CCS	Klinker-Mix	-	3,50	0,14	-	3,64	0,80	Klinker-Mix	-	3,50	1,58	-	5,08	0,08
NM-Mineralien	Branntkalk	Kalk brennen, Schachtofen	Kalk+CCS	Erdgas	-	3,70	0,14	-	3,84	1,20	Erdgas	-	3,70	2,30	-	6,00	0,12
Glas und Keramik	Flachglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Vollelektrische Schmelzwanne (Flachglas)	Erdgas	-	10,92	0,94	-	11,86	0,61	-	-	-	10,00	-	10,00	0,10
Glas und Keramik	Behälterglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Vollelektrische Schmelzwanne (Behälterglas)	Erdgas	-	5,78	1,41	-	7,19	0,32	-	-	-	3,30	-	3,30	0,10
Eisen und Stahl	Rohstahl	Hochofen	H2-DRI	Kohle	-	17,08	0,85	-	17,93	1,71	Wasserstoff blau	-	8,00	2,28	-	10,28	0,10
Eisen und Stahl	Rohstahl	Hochofen	CH4-DRI	Kohle	-	17,08	0,85	-	17,93	1,71	Erdgas	-	8,00	2,28	-	10,28	0,49
Eisen und Stahl	Rohstahl	Hochofen	CH4-DRI+CCS	Kohle	-	17,08	0,85	-	17,93	1,71	Erdgas	-	8,00	3,70	-	11,70	0,05
Verschiedene	Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Hybridisierung Dampferzeugung (elektrisch)	Erdgas	-	8,00	-	-	8,00	0,45	Strom Teillast	-	7,58	-	-	7,58	-
Verschiedene	Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Elektrifizierung Dampferzeugung	Erdgas	-	32,00	-	-	32,00	1,79	Strom	-	30,32	-	-	30,32	-

Sub-sektor	Produkt	Referenz-prozess	Innovativer Prozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess						
Verschiedene	Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	HT-Wärmepumpe	Erdgas	-	32,00	-	-	32,00	1,79	Strom	-	14,40	-	-	14,40	-
Verschiedene	Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	Wasserstoffkessel	Erdgas	-	32,00	-	-	32,00	1,79	Wasserstoff blau	-	32,00	-	-	32,00	-
Verschiedene	Prozesswärme	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Hybridisierung Industrieöfen (elektrisch)	Erdgas	-	8,00	-	-	8,00	0,45	Strom Teillast	-	7,58	-	-	7,58	-
Verschiedene	Prozesswärme	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Elektrifizierung Industrieöfen	Erdgas	-	32,00	-	-	32,00	1,79	Strom	-	30,32	-	-	30,32	-
Verschiedene	Prozesswärme	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Wasserstoff Industrieöfen	Erdgas	-	32,00	-	-	32,00	1,79	Wasserstoff blau	-	32,00	-	-	32,00	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Fraunhofer ISI

5.3 Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026). Ergänzend zur Instrumentenbeschreibung dort werden hier weiterführende Informationen zur Implementierung des Instruments im Modell dargestellt.

Für die Instrumentenbewertung wird auf unterschiedliche Bilanzräume zurückgegriffen. Die integrierte Modellierung wird mit einem Sektormodell berechnet (FORECAST, siehe Förster et al., 2026b). 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 27).

Die Methode der Instrumentenbewertung basiert auf einer Differenzberechnung. Darin werden Instrumente im Vergleich zu der Entwicklung im MMS der jeweiligen Kategorie (Treibhausgasemissionen, Strombedarf, Brennstoffbedarf) bewertet, indem sie einzeln oder als Gruppe abgeschaltet werden und die Modellrechnung für diesen Fall wiederholt wird. Diese Rechnungen definieren die Einzelwirkung der Instrumente (oder Gruppen). Ergänzend wird eine Rechnung mit vollständig abgeschalteten Instrumenten durchgeführt – das OMS (ohne Maßnahmen Szenario). Die Wirkung der einzeln abgeschalteten Instrumente wird auf dieses OMS skaliert, um Überlagerungseffekte zu vermindern. Die im Folgenden angegebenen Instrumentenwirkungen sind das Ergebnis dieser Skalierung⁵⁹.

Die Instrumente im Industriesektor werden generell relativ zu einem Fall bewertet, in dem sie ab dem ersten Modellierungsjahr abgeschaltet wären (historisch aber bis zu diesem Zeitpunkt vorhanden waren). Abweichend davon werden Instrumente zur Reduktion der Emissionen fluorierter Treibhausgase (EU-F-Gase-Verordnung, EU-MAC Richtlinie etc.) im Vergleich zu einem Szenario bewertet, in dem auch historisch keinerlei auf F-Gase gerichtete Instrumente angenommen werden.

5.3.1 Berücksichtigte Instrumente

5.3.1.1 Ökonomische Instrumente

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

⁵⁹ Dies ist eine bedeutende methodische Änderung im Vergleich zum Vorgehen des letzten Berichts. Sie beeinflusst die individuelle Wirkungszuweisung der Instrumente deutlich.

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 2026 (Kemmler et al., 2026) dargestellt. Die freie Zuteilung von Emissionszertifikaten und deren zeitlicher Verlauf wird in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Die Modellierung geht also von Opportunitätskosten⁶⁰ aus.

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 270 % 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.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 35 als Differenz zu einem Zustand ohne Emissionshandel (Zertifikatspreis = 0), aber bei gleicher Wirkung der Förderprogramme, dargestellt.

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, die nicht durch den EU-EHS erfasst sind. Der für die Modellierung angenommene Preispfad ist in den Rahmendaten zum Projektionsbericht 2026 (Kemmler et al., 2026) dargestellt.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 35 als Differenz zu einem Ohne-Maßnahmen-Szenario ohne CO₂-Bepreisung (Preis = 0) berechnet.

Übernahme Gasspeicherumlage in den Klima- und Transformationsfonds

Die Übernahme der Gasspeicherumlage reduziert den Erdgaspreis für die Industrie in 2026 um etwa 5 % (3,1 EUR₂₀₂₄/kWh). Das Instrument ist auf 2026 beschränkt.

Bezuschussung Netzentgelte

Die Zuschussung der Netzentgelte aus dem Bundeshaushalt reduziert die mittleren Strompreise (über die Endanwender der Mittel- und Hochspannungsebene sowie privilegierten Abnehmern) 2026-2029 um 9 EUR₂₀₂₄/MWh.

Verstetigung der Absenkung der Stromsteuer

Die Verstetigung der Absenkung der Stromsteuer für die Industrie auf das europäische Mindestmaß (0,05 ct/kWh) verringert die Strompreise für die Verbrauchsbänder 3-5 (mittlere bis hohe Verbräuche)⁶¹ im Modellierungszeitraum 2026-2050 um im Mittel 8,8 EUR₂₀₂₄/MWh,

⁶⁰ Also dem Gedanken, dass nicht genutzte freie Zuteilungen den gleichen Wert haben wie zuzukaufende Zertifikate.

⁶¹ Für die höheren Verbrauchsbänder 6 und 7 hat das Instrument geringe bis keine Bedeutung.

mit einer stärkeren Wirkung zu Beginn des modellierten Zeitraums (11,1 EUR₂₀₂₄/MWh in 2026).

Industriestrompreis

Die Modellierung des Industriestrompreises orientiert sich an Eckpunkten der geplanten Ausgestaltung, wie sie im November 2025 vorlagen. Darin enthalten sind vier maßgebliche Regelungen:

- ▶ Geltungsbereich 2026-2028
- ▶ Maximal 50 % Reduktion des Großhandelsstrompreises
- ▶ Mindestpreis 0,05 EUR₂₀₂₄/kWh
- ▶ Nutzung von Industriestrompreis und Strompreiskompensation (SPK) für gleiche Verbrauchsmengen ist ausgeschlossen

Daraus – und aus den Preisannahmen des MMS – entsteht eine mittlere Strompreisreduktion von etwa 12 % (12 EUR₂₀₂₄/MWh). Für hohe Verbrauchsbänder erscheint die Nutzung der SPK attraktiver als der Industriestrompreis.

Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)

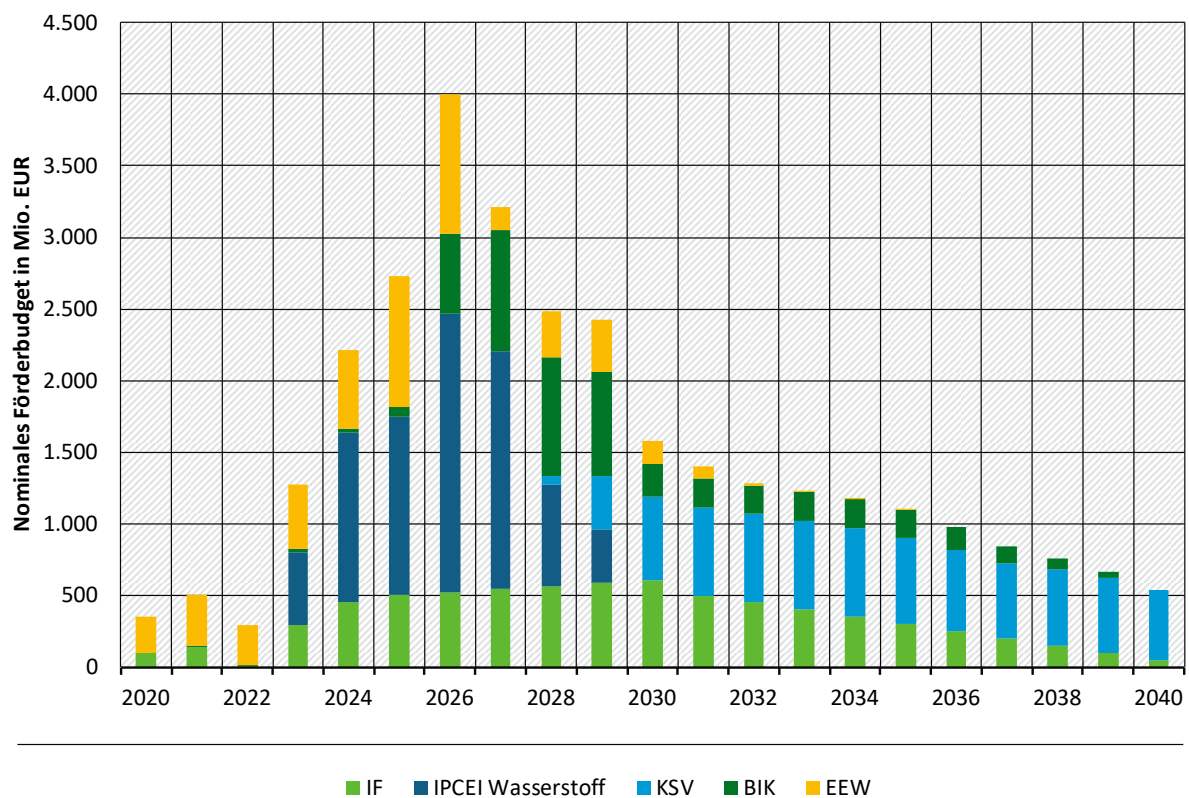
Die in diesem Bündel zusammengefassten Instrumente (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), Teile der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW), CO₂-Differenzverträge (CCfD), EU-EHS-Innovationsfonds (IF) sowie IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion (IPCEI)) unterstützen die Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (z. B. Direktreduktion, Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung). Die dafür bereitgestellten Budgets schließen Kostendifferenzen zwischen emissionsarmer und konventioneller Produktion. Dies geschieht durch Investitions- und Betriebsförderung. 2020 bis 2030 ist dabei eine Gesamtsumme von gut 26 Mrd. Euro angenommen, bis 2040 gut 36 Mrd. Euro. Das Gesamtbudget besteht aus IPCEI-Projekten (24 % des Budgets), EU-EHS-Innovationsfonds (IF, 23 %), CO₂-Differenzverträgen (CCfD, 22 %), Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW, 16 %) und der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK, 16 %) (Abbildung 38, Tabelle 33). Dieses nominal zur Verfügung stehende Budget wird anhand der Förderbedingungen modifiziert. Dazu gehört die teilweise Ausschüttung der CCfD (50 %; 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 der unattraktiver scheinenden Förderbedingungen nur eine teilweise Ausschöpfung (70 % BIK, 80 % IF) angenommen wurde. Dadurch werden die Budgetanteile verschoben auf 29 % (IF), 27 % (BIK), 21 % (IPCEI), 13 % (EEW) und 9 % (CCfD) (Abbildung 39). Diese Anpassung erzeugt zuvorderst eine Verschiebung zwischen den Instrumenten, die effektive Gesamtsumme ist durch Teilförderung und Länderanteile 17 % höher als die nominellen Förderbudgets⁶².

Es existieren gewichtige methodische Einschränkungen, die insbesondere die Verwendung der errechneten Instrumentenwirkung für den Vergleich der Instrumente untereinander

⁶² Für das BIK Modul 2 und IF wurden über die von den für die Instrumente verantwortlichen Ressorts angegebenen Mittel hinaus Fortschreibungen angenommen. Für IPCEI, EEW und BIK Modul 1 wurden aufgrund anscheinend bis bzw. kurz nach 2030 auslaufender Budgets keine Fortschreibungen angenommen. Für CCfDs wurden keine weiteren Ausschreibungsrunden berücksichtigt.

erschweren. Kern dieser Einschränkung ist die Kumulation der Programmbudgets in einen Budgetposten, der als Aggregat zur Deckung von CAPEX- und OPEX-basierten Differenzkosten (siehe Abschnitt 5.2.2) herangezogen wird. Die Fokussierung einzelner Instrumente auf CAPEX-, OPEX- oder Forschung und Entwicklungsförderung geht dadurch verloren – es wird vor allem die Gesamtwirkung der Förderprogramme errechnet. Die dargestellte Wirkung der einzelnen Programme innerhalb dieser Gesamtwirkung ergibt sich aus den Anteilen der effektiven Budgets und unterstellt daher eine nicht ausdifferenzierte, einheitliche Fördereffizienz der Instrumente. Instrumente mit mutmaßlich höherer Fördereffizienz (z. B. durch direkter an den Erfolg gekoppelte Mittelauszahlung) werden so schlechter bewertet. Eine Bewertung der Erfolgserwartung der Einzelinstrumente ist nicht Zweck dieser Berechnung und auf dieser Grundlage nicht möglich. Qualitativ ist zu erwähnen, dass OPEX-basierte Förderung eine hohe Bedeutung für die Wirkung des Gesamtpakets hat, da OPEX-basierte Differenzkosten in der Mehrzahl der Anwendungen die maßgebliche wirtschaftliche Hürde darstellen. Eine detailliertere Berechnung und insbesondere Unterscheidung der Einzelinstrumentenwirkung erfordert zusätzliche Informationen zur Instrumentenausgestaltung und erwarteter Verwendung – Informationen, zu denen regelmäßig hohe Unsicherheit herrscht.

Abbildung 38: Nominales Förderbudget der Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 33: Annahmen zum Budget der Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Mio. Euro₂₀₂₄)*

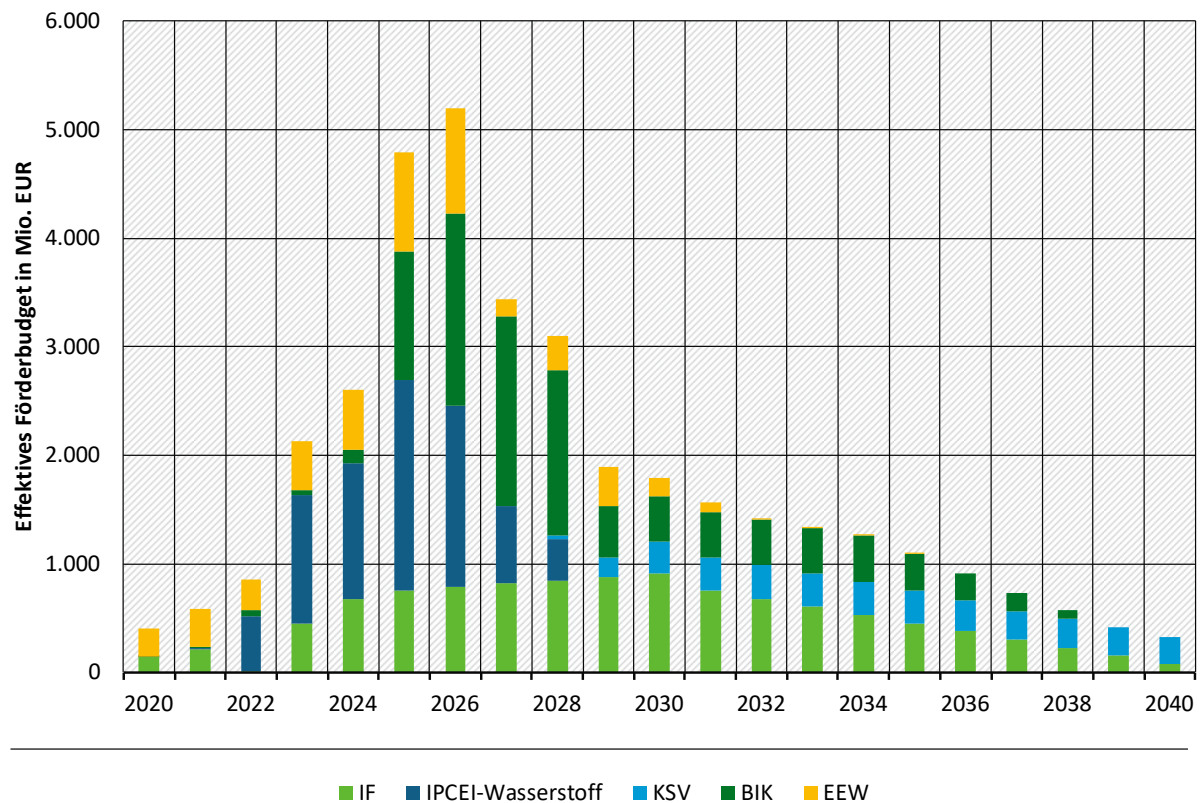
Programm	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
EU-EHS-Innovationsfonds**	96	144	8	296	450	505	525	545	565	585	605	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion		1	2	310	921	718	1259	1140	408	260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEU-FRA-Projekte IPCEI Wasserstoff				195	267	528	680	523	300	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Klimaschutzverträge									58	369	588	618	619	624	620	599	567	521	529	523	488
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 1: Dekarbonisierung der Industrie***		1	6	25	22	36	411	644	633	526	25	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 2: Anwendung und Umsetzung von CCU und CCS***						25	150	200	200	200	200	200	200	200	200	200	160	120	80	40	0
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft	252	357	281	449	555	918	973	159	321	361	160	84	12	8	6	5	0	0	0	0	0

* Basierend auf Angaben der verantwortlichen Ressorts.

** Tatsächliches Budget abhängig von eintretenden Zertifikatpreisen, hier mit mittlerem Preis von gut 100 EUR/Zertifikat bis 2030 gerechnet.

*** Berücksichtigt Budget des Vorgängerprogramms DDI bis 2023. Nach 2030 angenommene Fortschreibung

Abbildung 39: 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. Nach diesem Kriterium werden vorrangig marktnahe Anwendungen mit geringeren Differenzkosten gefördert. Beispiele sind Direktreduktion, Teilelektrifizierung 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, Wasserstoffeinsatz in der Prozesswärme und Vollelektrifizierung von Hochtemperaturanwendungen. Diese Setzung im Zuge der Modellierung erlaubt keine Aussage über die Dringlichkeit oder Bedeutung der Transformation dieses Sektors.

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 der in jedem Jahr unterschiedlichen Differenz zu den Kosten konventioneller Produktion. Dabei gilt grundsätzlich: Keine Investition ohne Geschäftsmodell – eine Investition zieht also stets einen Ausgleich eventuell vorhandener 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 zusammengefasst⁶³. Die Differenzkosten wiederum hängen von technischen Parametern der Verfahren und den im Szenario angenommenen Energieträger- und CO₂-Preisentwicklungen (siehe Kemmler et al., 2026) ab. In Summe wird in der Modellierung 108 % des Gesamtbudgets⁶⁴ 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 56 % der eingesetzten Förderbudgets für CAPEX und 44 % für OPEX verwendet.

Die Aufteilung der Instrumentenwirkung auf einzelne Instrumente in diesem Bündel ist unsicher und wird entsprechend vereinfacht anhand der effektiven Budgetanteile festgelegt. Somit entfallen entsprechend auf den IF 29 %, auf IPCEI Wasserstoff 21 %, auf die CCfD 9 %, das EEW 13% und auf das BIK 27 % der in Tabelle 34 angegebenen Gesamtwirkung⁶⁵. Daraus ergeben sich die Treibhausgasemissionsminderungen der Instrumente als Anteil der Gesamtwirkung der berücksichtigten Budgets. Die kumulierte Wirkung (2024-2045) der CO₂-Differenzverträge beträgt im MMS 19,5 Mio. t CO₂-Äq., die der IPCEI 44,3 Mio. t CO₂-Äq., die des EU-Innovationsfonds 61,6 Mio. t CO₂-Äq., des EEW 28,4 Mio. t CO₂-Äq. und die des BIK 57,3 Mio. t CO₂-Äq. – zusammen 211,1 Mio. t CO₂-Äq.. Die Wirkung ist damit deutlich geringer als noch im MMS 2025 (391 Mio. t CO₂-Äq.). Dies ergibt sich aus einer kombinierten Wirkung aus geringeren Budgets, veränderten Energieträgerpreisannahmen und der Skalierung der Wirkung auf ein Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS), durch die Überlappungen der Instrumente reduziert werden.

Die Instrumentenwirkung wird als Differenz zum OMS berechnet, in dem keine Förderprogrammbudgets und keine anderen Instrumente existieren – d. h. der EU-EHS fällt im Betrachtungszeitraum auf 0 EUR/t. Im OMS können neue Produktionsverfahren nur bei negativen Vermeidungskosten (CAPEX und OPEX) in den Markt eintreten. Dies trifft nur in geringem Umfang auf die untersuchten Technologien zu.

Tabelle 34: Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“

Instrument	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.				
Klimaschutzverträge	0,5	1,6	1,7	0,7	0,6
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	1,4	4,7	5,0	2,2	1,8
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	1,1	3,6	3,8	1,7	1,4
EU-EHS-Innovationsfonds	1,5	5,0	5,3	2,3	2,0
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz*	0,7	2,3	2,5	1,1	0,9

⁶³ 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.

⁶⁴ Die im Industriestrompreis angelegte Verpflichtung, mindestens 50 % der Einsparungen durch das Instrument für energiesystemdienliche Investitionen zu verwenden, wird hier als zusätzliches Budget angenommen – zum Beispiel als Investition in Netzanschlüsse und nachfrageseitig flexiblen Betrieb von teilelektrifizierten Anlagen.

⁶⁵ Eine Aufteilung der Wirkung entlang der angenommenen nominellen Förderbudgets wäre ebenso möglich (so im MMS 2025 umgesetzt) mit entsprechend verschobenen Instrumentenanteilen.

Instrument	2030	2035	2040	2045	2050
Summe	5,3	17,2	18,2	8,0	6,8

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

5.3.1.2 Ordnungsrecht

Kohlendioxidspeicherung- und Transportgesetz (KSpTG)

Durch die Aufnahme des KSpTG ist CCUS auch im MMS ermöglicht und ein Hochlauf von Abscheidung an Anlagen der Zement- und Kalkherstellung modelliert. Annahmen zu Transport- und Speicherkosten sind in den Rahmendaten dargestellt (Kemmler et al., 2026).

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 et al., 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.

Verpflichtung zur Durchführung von Energieaudits für Nicht-KMU/Energieintensive Unternehmen (§ 8 EDL-G, 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 Umsetzung ist im Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) geregelt. 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. Dies hat starke Wechselwirkungen mit der Pflicht zur Einführung von Energiemanagementsystemen nach dem EnEfG.

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 und hat entsprechende Wechselwirkungen mit dem EnEfG, welche in der Abschätzung berücksichtigt wurden.

Energieeffizienzgesetz (§ 8, § 9, § 11, § 12)

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 EnEg 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.

Aktuell befindet sich das Gesetz in einem Novellierungsprozess, wodurch die Wirkung gemindert werden kann. Die Wirkungsabschätzung basiert auf dem Gesetz, welches am 18. November 2023 in Kraft getreten ist.

Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme

Die Förderung „Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme“ (EBN) umfasst 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 Mittelwerte der durchgeführten Beratungen und der jährlichen Fördermittel. Dabei wird auch auf Kennwerte zur Einsparwirkung aus der externen Evaluierung der vorherigen Programme zurückgegriffen.

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)

In der vierten Förderperiode der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (2023–2025) liegt der Fokus auf drei zentralen Themen: der Steigerung der Energieeffizienz, der Integration von Klimaschutzmaßnahmen in betriebliche Prozesse und der Stärkung der Unterstützung durch regionale Beratungsnetzwerke. Ziel ist es, mittelständische Unternehmen durch individuelle Beratungen, Informationsangebote und Qualifizierungen weiterhin aktiv bei der Umsetzung der Energiewende zu unterstützen. 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 ermittelten Fördereffizienz und der für die Maßnahme eingestellten Haushaltsmittel in Höhe von rund 2,8 Mio. Euro (Wert für die Jahre 2023–2025). Das Instrument läuft Ende 2025 aus und wird über seine Restwirkung bewertet.

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

Zum 1. Mai 2023 wurde die Förderrichtlinie zuletzt novelliert und insbesondere die Förderung treibhausgasarmer Prozesswärme erweitert, u. a. durch ein neues Modul 6 „Elektrifizierung von Kleinst- und Kleinen Unternehmen“. Insgesamt gibt es die folgenden Module:

- 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

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 insgesamt 1 Mrd. Euro angenommen, welches bis 2030 stark reduziert wird und ab 2035 vollständig ausläuft. 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.

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 Energie (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 (Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke [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.

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 bis zum Jahr 2040 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 50 Mio. Euro pro Jahr auch für die Folgejahre fortgeschrieben werden können.

5.3.1.3 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.

- ▶ Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie
- ▶ Aufbau und Betrieb von kommunalen Energieeffizienznetzwerken
- ▶ Förderung von „Energieeffizienzmanagern“ zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten
- ▶ Flankierende Maßnahmen aus der Energieeffizienzstrategie
- ▶ Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke
- ▶ Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen
- ▶ CO₂-Grenzausgleichssystem (CBAM)
- ▶ Wasserstoffkernnetz
- ▶ Chemikalien-Klimaschutzverordnung

5.3.2 Projizierte Instrumentenwirkung

Aufbauend auf den Beschreibungen der einzelnen Instrumente und deren Bündelung für die Modellierung und Bewertung erfolgt hier die Beschreibung ihrer Wirkungen (Tabelle 35 bis Tabelle 38). Darin wird ausgehend von der Gesamtwirkung wie dargestellt in Abbildung 26 und Tabelle 30 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 (Abschnitt 5.3.1) hinterlegt.

5.3.2.1 Treibhausgasemissionen

Die Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen der Industrie sowie die verbleibenden Mengen im MMS sind in Tabelle 35 dargestellt. Sie ist folgendermaßen zu lesen (Ablesebeispiel):

2030 verbleiben im MMS Treibhausgasemissionen in Höhe von 116,5 Mio. t CO₂-Äq. (Zeile "Treibhausgasemissionen des Sektors im MMS", ganz unten). Die Treibhausgasemissionen des OMS in 2030 betragen 160,3 Mio. t CO₂-Äq. – ohne Berücksichtigung der Wirkung von Instrumenten in der Produktverwendung und sonstige prozessbedingte 143,7 Mio. t CO₂-Äq. Die Gesamtsumme der Minderungswirkung der Instrumente ist daher 16,6 Mio. t CO₂-Äq. Zu dieser Gesamtsumme trägt der EU-Emissionshandel eine Minderungswirkung von 15 Mio. t CO₂-Äq. bei, die Summe aller Energieeffizienzinstrumente 2,8 Mio. t CO₂-Äq.

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.

Tabelle 35: Projizierte Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor im MMS

THG-Minderungswirkung	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Treibhausgasemissionen des Sektors im OMS	159,4	160,3	157	155,8	156,5	158,4
Instrumente mit Wirkung auf Treibhausgasemissionen aus Produktverwendung und sonstige prozessbedingte	13,8	16,6	18,5	19,7	20,3	20,8
MAC-Richtline (Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen)	4,4	5,5	5,9	5,8	5,7	5,5
HFKW-Phase-out gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573	5,2	6,1	7,4	8,6	9,2	9,7
SF6-Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 2024/573	3,2	3,8	4	4	4	4,1
SF6-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft	1	1	1,2	1,3	1,4	1,5
Treibhausgasemissionen des Sektors im OMS ohne Produktverwendung und sonstige prozessbedingte	145,6	143,7	138,5	136,1	136,2	137,6

THG-Minderungswirkung	2026	2030	2035	2040	2045	2050
CO₂-Bepreisungsinstrumente	3,2	17,4	33,1	46,6	55,2	58,6
EU-Emissionshandel	2,5	15	30,3	41,1	45,5	46,3
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,7	2,4	2,9	5,6	9,7	12,3
Energieeffizienz-Instrumente	1,1	2,8	1,3	0,3	0	0
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0	0	0	0	0	0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	0,5	0,9	0,2	0	0	0
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0	0	0	0	0	0
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0	0	0	0	0	0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	0,3	1	0,3	0	0	0
Energieaudit Nicht-KMU	0	0	0	0	0	0
EnEfG § 9	0,2	0,5	0,4	0	0	0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	0,1	0,3	0,3	0,2	0	0
EnEfG EMS	0	0,1	0,1	0,1	0	0
EnEfG Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	0,1	5,5	17,2	18,3	8	6,8
EU-EHS-Innovationsfonds	0	1,5	5	5,3	2,3	2
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0	1,4	4,7	5	2,2	1,8
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0	1,1	3,6	3,8	1,7	1,4
CO ₂ -Differenzverträge	0	0,5	1,6	1,7	0,7	0,6
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	0	0,7	2,3	2,5	1,1	0,9
Weitere Instrumente	0,4	1,8	2,9	4,6	6,8	8,1
KSpTG	0	0,9	2,4	4,1	6	7,2
Gasspeicherumlage	0	0	0	0	0	0
Reduktion Stromsteuer	0,2	0,4	0,4	0,4	0,6	0,8
Industriestrompreis	0,1	0,1	0	0	0	0

THG-Minderungswirkung	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Netzentgeltzuschuss	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Treibhausgasemissionen des Sektors für Instrumentenbewertung	140,8	116,2	84	66,3	66,2	64,1
Kalibrierungsdifferenz durch Modellintegration**	0,9	0,3	-0,9	1,7	3,7	3,8
Treibhausgasemissionen des Sektors im MMS	141,7	116,5	83,1	68	69,9	67,9

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

**Bedingt durch Aufteilung der Industriekraftwerke auf die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI, Öko-Institut

5.3.2.2 Strombedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf der Industrie ist in Tabelle 36 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 Investitionen in die Elektrifizierung von Prozesswärme. Diese Elektrifizierung überkompensiert ab 2026 die Effizienzeinsparungen, weshalb der gesamte Stromverbrauch der Industrie bis 2050 kontinuierlich ansteigt.

Tabelle 36: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor im MMS

Stromeinsparungen* [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Strombedarf des Sektors im OMS	183,6	196,2	192,6	190,0	188,6	187,8
CO₂-Bepreisungsinstrumente	-0,4	-6,8	-26,5	-33,9	-39,2	-43,7
EU-Emissionshandel	-0,3	-5,9	-24,8	-29,8	-31,9	-33,0
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	-0,1	-0,9	-1,7	-4,1	-7,3	-10,7
Energieeffizienz-Instrumente	1,3	3,3	2,5	1,2	0,7	0,0
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	0,5	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	0,4	1,2	0,5	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EnEfG § 9	0,2	0,6	0,8	0,6	0,4	0,0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	0,2	0,5	0,7	0,5	0,2	0,0
EnEfG EMS	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0

Stromeinsparungen* [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
EnEfG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	0,0	-4,5	-17,2	-17,8	-14,3	-11,2
EU-EHS-Innovationsfonds	0,0	-1,5	-5,8	-6,0	-4,8	-3,8
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	0,0	-1,4	-5,4	-5,6	-4,5	-3,5
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,0	-1,1	-4,2	-4,3	-3,5	-2,7
Klimaschutzverträge	0,0	-0,5	-1,8	-1,9	-1,5	-1,2
Weitere Instrumente	-0,3	-1,8	-4,9	-6,2	-7,5	-9,0
H2 Global	0,0	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0
KSpTG	0,0	-0,3	-1,1	-2,1	-2,8	-3,5
Gasspeicherumlage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reduktion Stromsteuer	-0,1	-1,6	-2,2	-2,7	-3,7	-4,3
Industriestrompreis	-0,1	-0,6	-0,6	-0,5	-0,4	-0,5
Netzentgeltzuschuss	-0,1	0,9	-0,9	-0,8	-0,6	-0,7
Strombedarf des Sektors im MMS	183,0	206,0	238,7	246,7	248,9	251,7

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

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.3.2.3 Brennstoffbedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf der Industrie im MMS ist in Tabelle 37 dargestellt. Brennstoffe sind hier als gesamter Endenergieverbrauch abzüglich Strom definiert⁶⁶. 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.

Tabelle 37: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS

Brennstoffeinsparungen [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Brennstoffbedarf des Sektors im OMS	402,6	392,4	373,5	365,11	363,7	336
CO₂-Bepreisungsinstrumente	3,8	20,5	38,6	50,1	58,5	61,2
EU-Emissionshandel	3,2	18,8	36,7	45,9	50,5	49,5

⁶⁶ 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.

Brennstoffeinsparungen [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,6	1,7	1,9	4,2	8	11,7
Energieeffizienz-Instrumente	3,1	7,8	5	2	0,9	0
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0	0	0	0	0	0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	1,5	2,7	0,8	0	0	0
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0	0	0	0	0	0
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0	0	0	0	0	0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	0,9	2,8	1,1	0	0	0
Energieaudit Nicht-KMU	0	0,1	0,1	0	0	0
EnEfG § 9	0,4	1,3	1,7	1,1	0,6	0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	0,2	0,6	0,9	0,6	0,2	0
EnEfG EMS	0,1	0,3	0,4	0,3	0,1	0
EnEfG Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	1,9	9,6	23,2	21,7	14,9	11,1
EU-EHS-Innovationsfonds	0,2	3,6	7,8	7,3	5	3,7
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	1,4	2,3	7,3	6,8	4,7	3,5
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,2	2,6	5,6	5,3	3,6	2,7
CO ₂ -Differenzverträge	0,1	1,1	2,5	2,3	1,6	1,2
Weitere Instrumente	1,7	5,2	3,5	3,4	4,2	4,9
H2Global	0	0,4	0,1	0,1	0	0
KSpTG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasspeicherumlage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reduktion Stromsteuer	0,7	2,3	1,9	2,1	3,2	3,8
Industriestrompreis	0,6	1	0,6	0,5	0,4	0,5
Netzentgeltzuschuss	0,4	1,5	0,9	0,7	0,6	0,6
Brennstoffbedarf des Sektors im MMS	392,1	349,3	303,2	287,91	285,2	258,8

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

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.3.2.4 Endenergiebedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf der Industrie ist in Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 38: Projizierte Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor im MMS

Endenergiebedarf* [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Endenergiebedarf des Sektors im OMS	586,2	588,6	566,1	555,1	552,3	523,8
CO₂-Bepreisungsinstrumente	3,4	13,7	12,1	16,2	19,3	17,5
EU-Emissionshandel	2,9	12,9	11,9	16,1	18,6	16,5
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	0,5	0,8	0,2	0,1	0,7	1,0
Energieeffizienz-Instrumente	4,4	11,1	7,5	3,2	1,6	0,0
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	2,0	3,6	1,1	0,0	0,0	0,0
Energieberatung Nichtwohngebäude Anlagen und Systeme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	1,3	4,0	1,6	0,0	0,0	0,0
Energieaudit Nicht-KMU	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
EnEfG § 9	0,6	1,9	2,5	1,7	1,0	0,0
KfW Produktionsanlagen und Prozesse	0,4	1,1	1,6	1,1	0,4	0,0
EnEfG EMS	0,1	0,4	0,6	0,4	0,2	0,0
EnEfG Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)	1,9	5,1	6,0	3,9	0,6	-0,1
EU-EHS-Innovationsfonds	0,2	2,1	2,0	1,3	0,2	-0,1
Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	1,4	0,9	1,9	1,2	0,2	0,0
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	0,2	1,5	1,4	1,0	0,1	0,0
CO ₂ -Differenzverträge	0,1	0,6	0,7	0,4	0,1	0,0
Weitere Instrumente	1,4	3,4	-1,4	-2,8	-3,3	-4,1
H2Global	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0

Endenergiebedarf* [TWh]	2026	2030	2035	2040	2045	2050
KSpTG	0,0	-0,3	-1,1	-2,1	-2,8	-3,5
Gasspeicherumlage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reduktion Stromsteuer	0,6	0,7	-0,3	-0,6	-0,5	-0,5
Industriestrompreis	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Netzentgeltzuschuss	0,3	2,4	0,0	-0,1	0,0	-0,1
Endenergiebedarf des Sektors im MMS	575,1	555,3	541,9	534,6	534,1	510,5

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

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

5.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

5.4.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten und weiteren Annahmen

Im Folgenden wird die Wirkung zentraler Einflussgrößen auf die Emissionsminderung im MMS 2026 gegenüber dem MMS 2025 diskutiert. Dazu zählen die hinterlegte Produktionsmenge, Förderbudgets der Instrumente, CO₂-Zertifikatepreise im Emissionshandel sowie die Energiepreise.

Im Vergleich zu den Projektionen 2025 wurden Annahmen zur Produktionsmengenentwicklung energieintensiver Grundstoffe angepasst. Die über alle betrachteten energieintensiven Grundstoffe zusammengefasste Produktionsmenge in 2030 liegt etwa 6 % unter der im MMS 2025. Die projizierten Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 sind zum Teil durch den beobachteten und anhaltenden Rückgang der Produktionsmengen bestimmt. Sie könnten bei stärkerer Erholung höher liegen (siehe Abschnitt 11.7). 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 (vergleiche Sensitivität der Produktionsmengen in Abschnitt 11.4.1).

Im aktuellen MMS 2026 liegt der CO₂-Preis im EU-EHS auf mit dem MMS 2025 vergleichbarem Niveau. Bis 2027 wird ein geringfügig höherer Preis angenommen, zwischen 2027 und 2033 liegt er etwas niedriger (zwischen 2 und 11 EUR/tCO₂). Langfristig ist der EU-EHS Preis im MMS 2026 etwa 5 EUR/tCO₂ höher als im MMS 2025.

Die von diesen Preissignalen betroffenen Branchen werden mit einer begrenzten Preisvoraussicht modelliert (im MMS 2025: 15 Jahre, MMS 2026: 8 Jahre⁶⁷). Für die Bewertung einer Investition eines Modellierungsjahres wird als maßgeblicher CO₂-Preis der Mittelwert dieses Zeitraumes verwendet. Durch diese methodische Entscheidung wird der Einfluss des veränderten Preisverlaufs weiter verringert. Sie unterstellt ein hohes Maß an Verlässlichkeit und Planbarkeit des Preissignals.

Die Annahmen der Preisentwicklung von Strom und Wasserstoff gegenüber Erdgas zeigen ein gemischtes Bild. Wird das Verhältnis der Energieträgerpreise herangezogen, zeigen sich für den Wechsel von Erdgas auf Strom vergleichbare ökonomischen Hürden im Zeitraum bis 2030 zum

⁶⁷ Aufgrund zum Zeitpunkt der Szenariodefinition öffentlich durchgeführter Diskussionen um die Flexibilisierung des EU-EHS wird von einem geringeren Vertrauen in die Vorhersagbarkeit des Preissignals ausgegangen.

MMS 2025, danach verschlechtern sich diese. Für den Einsatz von Wasserstoff ergeben sich im gesamten Zeitraum leicht günstigere Bedingungen. 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 2026 26 Mrd. Euro effektiv zur Verfügung stehendes Budget modelliert, im MMS 2025 waren es noch 33 Mrd. Euro. Im Rest des Modellierungszeitraums sind es im MMS 2025 noch 10 Mrd. Euro, im MMS 2026 waren es 12 Mrd. Euro.

5.4.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

Gegenüber dem MMS 2025 wurde das Basisjahr der Modellierung auf 2024 vorgezogen. Diese Aktualisierung erzeugt eine Differenz zum MMS 2025 (in 2024 etwa 9 TWh weniger Endenergiebedarf), die sich durch den gesamten Modellierungszeitraum zieht und Treibhausgasemissionen durch geringeren Endenergiebedarf reduziert. Diese Differenz wird im Modellverlauf zusätzlich durch veränderte Aktivitätsannahmen (siehe oben) überlagert.

5.4.3 Auswirkung auf Ergebnisse

In Summe ist anhand dieser qualitativen Bewertung von einer durch die Annahmen erleichterten Emissionsminderung im MMS 2026 gegenüber dem MMS 2025 auszugehen (Abbildung 40).

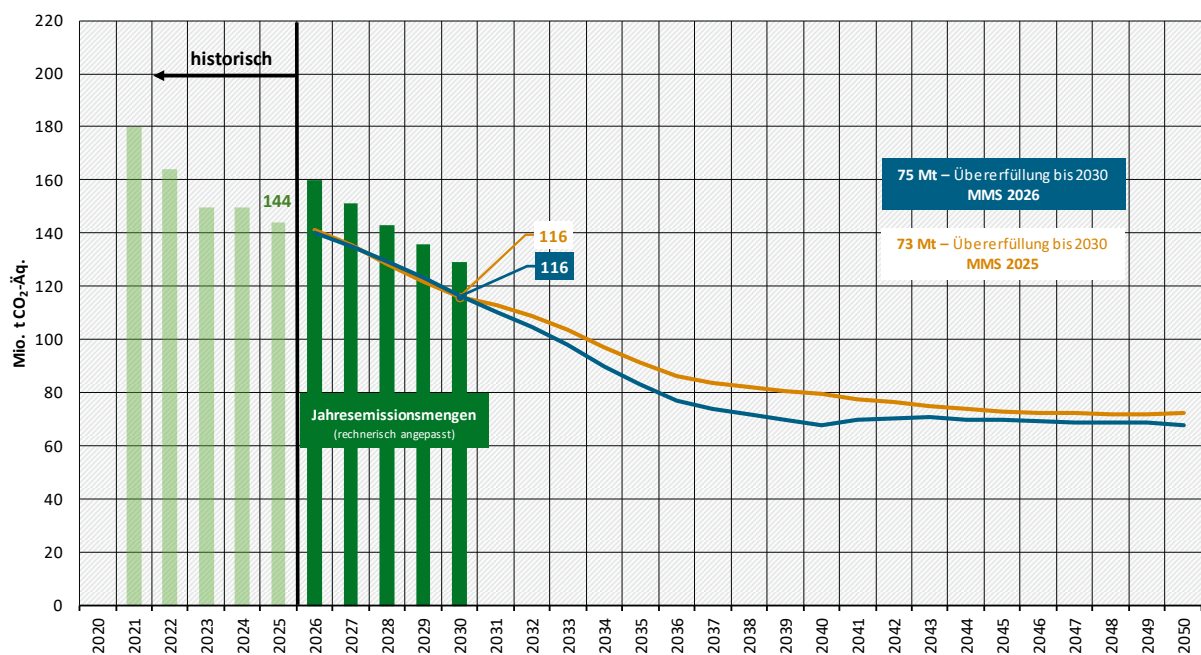
Abbildung 40: Qualitative Einschätzung der Veränderungen Projektionen 2025 und 2026

	MMS 2025			MMS 2026		Wirkung auf Emissionsminderung
Produktionswertniveau	2024: 100%		→	2024: 99%		Vereinfachte Emissionsminderung
	2030: 101%			2030: 95%		
	2045: 99%			2045: 93%		
Effektive Förderbudgets	2020-2030: 33 Mrd. €		→	2020-2030: 26 Mrd. €		Leicht erschwerte Emissionsminderung
	2031-2045: 12 Mrd. €			2031-2045: 10 Mrd. €		
EU-EHS	2030: 95 €/tCO ₂		→	2030: 84 €/tCO ₂		Kein Einfluss
	2045: 181 €/tCO ₂			2045: 187 €/tCO ₂		
Preisverhältnis Strom/Erdgas	2020-2030: 2,4		→	2020-2030: 2,4		Erschwerte Emissionsminderung
	2031-2045: 2,6			2031-2045: 3,0		
Preisverhältnis Wasserstoff/Erdgas	2020-2030: 4,1		→	2020-2030: 3,6		Leicht vereinfachte Emissionsminderung
	2031-2045: 3,7			2031-2045: 3,3		

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Langfristig verbleiben im MMS 2026 aufgrund geringerer Förderbudgets, dem langfristigen Einsatz von Erdgas zur Primärstahlproduktion und der fehlenden Transformation der Chemieindustrie höhere Treibhausgasemissionen als im MMS 2025 (Abbildung 41). Die Entwicklung nach 2035 ist jedoch mit im Zeitverlauf steigender Unsicherheit behaftet – und kann durch Anpassungen des Politikmixes noch umfassender beeinflusst werden.

Abbildung 41: Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), 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 (CRT-Kategorie 1.A.4.a) und in privaten Haushalten (CRT 1.A.4.b). Emissionen, die durch den Bezug von Strom und Fernwärme entstehen, werden nicht im Sektor Gebäude bilanziert, sondern in der Energiewirtschaft. Emissionen für die Herstellung von Gebäuden und Baustoffen in der Bauwirtschaft werden in der Industrie bilanziert.

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

6.1 Methodik

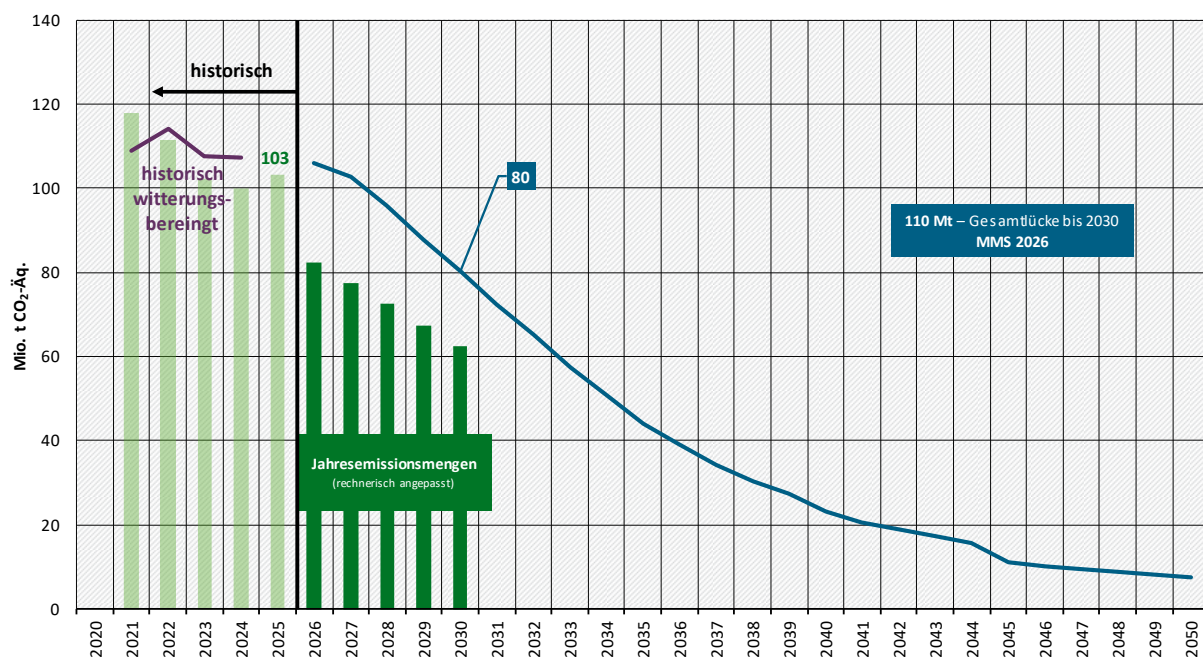
Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der Treibhausgas-Projektion des Sektors Gebäude nicht verändert. Der Modellierungsprozess der Gebäude ist im jeweiligen Modellfaktenblatt⁶⁸ dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss.

6.2 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 42 zeigt die projizierten Entwicklungen der direkten Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen im MMS im Vergleich mit den Jahresemissionsmengen des KSG. Im MMS sinken die jährlichen Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 80 Mio. t CO₂-Äq. Der Sektor Gebäude verfehlt damit die kumulierten Jahresemissionsmengen zwischen 2021 und 2030 um 110 Mio. t CO₂-Äq.

Die Abbildung zeigt ergänzend die historischen witterungsbereinigten Treibhausgasemissionen. In den Projektionen werden die Energieverbräuche witterungsbereinigt, weshalb die projizierten Emissionen im MMS über den historischen Werten der Emissionsberichtserstattung liegen, da die letzten Jahre wärmer waren als das langjährige Mittel (10 Jahre) und die Energiestatistik nicht witterungsbereinigt ist (siehe auch Kapitel 6.4.1 und Förster et al., 2026a).

⁶⁸ https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/invert_ee_lab/

Abbildung 42: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS

Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), 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 (BEE).

Ergänzend sind in Tabelle 39 die projizierten Treibhausgasemissionen im MMS von 2024 bis 2050 nach Quellgruppen dargestellt sowie im Jahr 2030 die Jahresemissionsmengen des KSG.

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 39: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

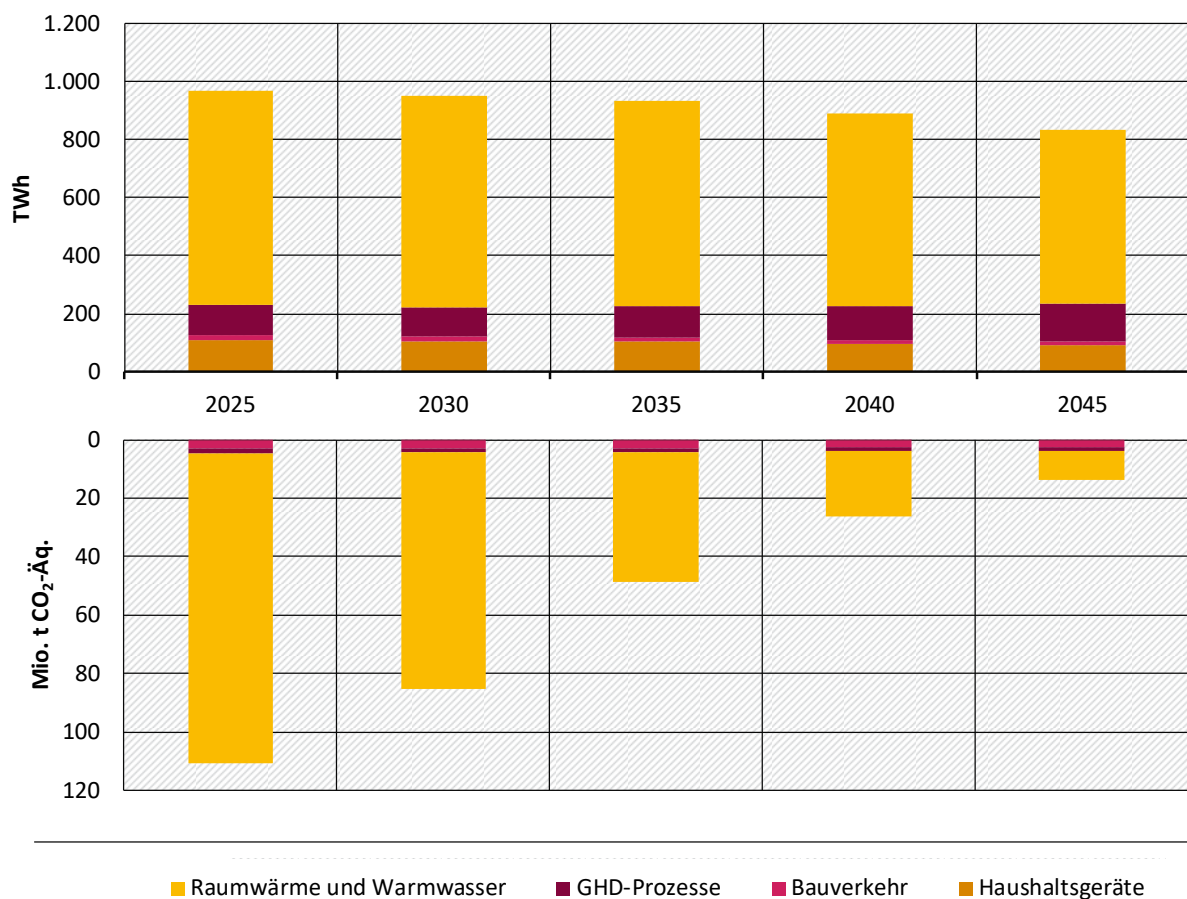
Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Sonstige	22,1	20,3	11,5	6,2	1,8	1,4
Haushalte	77,9	59,8	32,5	17,0	9,4	6,2
Gesamt	100,0	80,1	44,1	23,1	11,2	7,6
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		62,4				

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Die wesentlichen Energieanwendungen im Gebäudesektor sind Raumwärme und Warmwasser. Darüber hinaus werden im Gebäudesektor Geräte und Prozesse für Private Haushalte (z. B. Kühlschränke) und GHD (z. B. Beleuchtung) genutzt, die aber nicht zu Emissionen im Sektor Gebäude beitragen. Abbildung 43 zeigt zunächst den Gesamtenergieverbrauch nach diesen Anwendungsgruppen. Der Endenergieverbrauch verringert sich im MMS von 968 TWh im Jahr 2025 auf 834 TWh (-14 %) im Jahr 2045. Im Jahr 2025 entfallen 76 % des Endenergieverbrauchs auf Raumwärme und Warmwasser und die restlichen 24 % auf Geräte und Prozesse sowie Bauverkehr.

Abbildung 43 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.

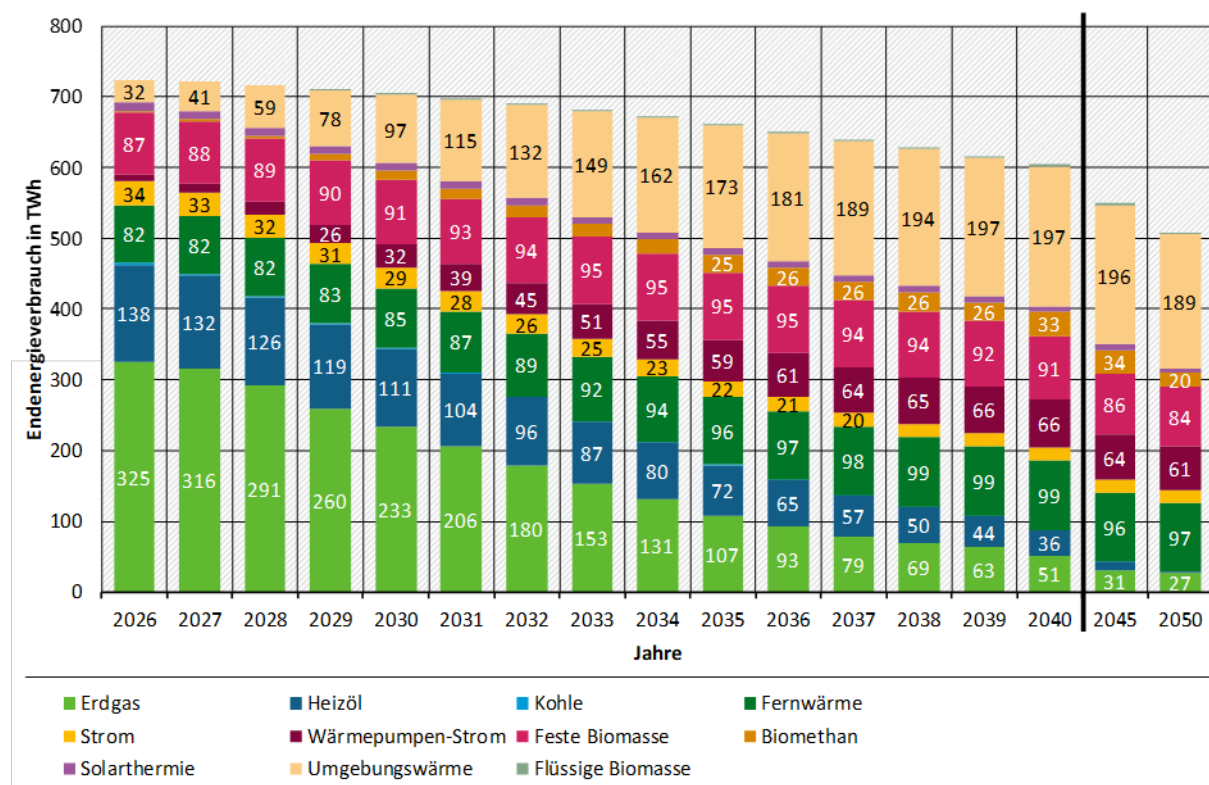
Abbildung 43: Endenergieverbrauch (TWh) und direkte Treibhausgasemissionen (Mio. t CO₂-Äq.) des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS



Quelle: Berechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Abbildung 44 zeigt die projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS von 2026 bis 2045. Der projizierte, jährliche Endenergieverbrauch sinkt ausgehend vom Basisjahr (2024) bis 2030 um 5 % auf rund 703 TWh und bis 2045 um 26 % auf rund 549 TWh.

Abbildung 44: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS



Hinweise: Witterungsbereinigte Verbräuche; der Energieträger Strom beinhaltet auch Hilfsenergie, in fester Biomasse sind neben Zentralheizkesseln auch Kaminöfen enthalten; Werte kleiner als 20 TWh nicht beschriftet

Quelle: Berechnungen IREES

Der projizierte Einsatz fossiler Energieträger nimmt durch Energieträgerwechsel im betrachteten Zeitraum deutlich ab: Das MMS verzeichnet zwischen 2024 und 2030 einen Rückgang von Heizöl um 23 %, von 144 TWh auf 111 TWh. Der projizierte Einsatz von Erdgas sinkt zwischen 2024 und 2030 um 31 %, von 337 TWh auf 233 TWh. Langfristig spielen Heizöl und Erdgas zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser nur eine untergeordnete Rolle.

Die fossilen Energieträger werden im MMS durch erneuerbare Energien und insbesondere elektrische Wärmepumpen ersetzt. Der Beitrag von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung setzt sich aus den Energieträgern Umgebungswärme und Wärmepumpen-Strom zusammen. Der Stromverbrauch in Wärmepumpen erhöht sich im MMS von rund 7 TWh im Jahr 2024 auf rund 32 TWh in 2030 und 66 TWh in 2040. Der Anteil von Umgebungswärme steigt von rund 24 TWh auf rund 96 TWh in 2030 und 197 TWh in 2040. Der Anteil von Strom sinkt dagegen von 37 TWh in 2024 auf 29 TWh in 2030 und 18 TWh in 2040. Der Einsatz von Fernwärme steigt bis 2040 leicht an, bleibt aber auf einem ähnlichen Niveau. Der durch Wärmenetze gedeckte Endenergieverbrauch erhöht sich im MMS von rund 82 TWh in 2024 auf rund 85 TWh in 2030 und 99 TWh in 2040. Bis 2045 sinkt der Energieverbrauch von Wärmepumpen-Strom und Wärmenetzen durch Effizienzgewinne wieder auf 64 TWh bzw. 96 TWh. Der projizierte Einsatz von fester Biomasse (Pellets, Hackschnitzel und Scheitholz) reduziert sich im Zeitraum 2024 bis 2030 von 95 TWh auf rund 91 TWh. Bis 2045 reduziert sich der Einsatz nochmals bis auf 86

TWh. Vor dem Hintergrund steigender Effizienz bedeutet ein eher konstanter Endenergieverbrauch für Fernwärme und feste Biomasse eine Zunahme der installierten Anlagen. Der projizierte Einsatz von Biomethan steigt im MMS von rund 3 TWh im Jahr 2024 auf rund 12 TWh im Jahr 2030 und rund 34 TWh im Jahr 2045. Solarthermie und flüssige Biomasse spielen im MMS nur eine untergeordnete Rolle.

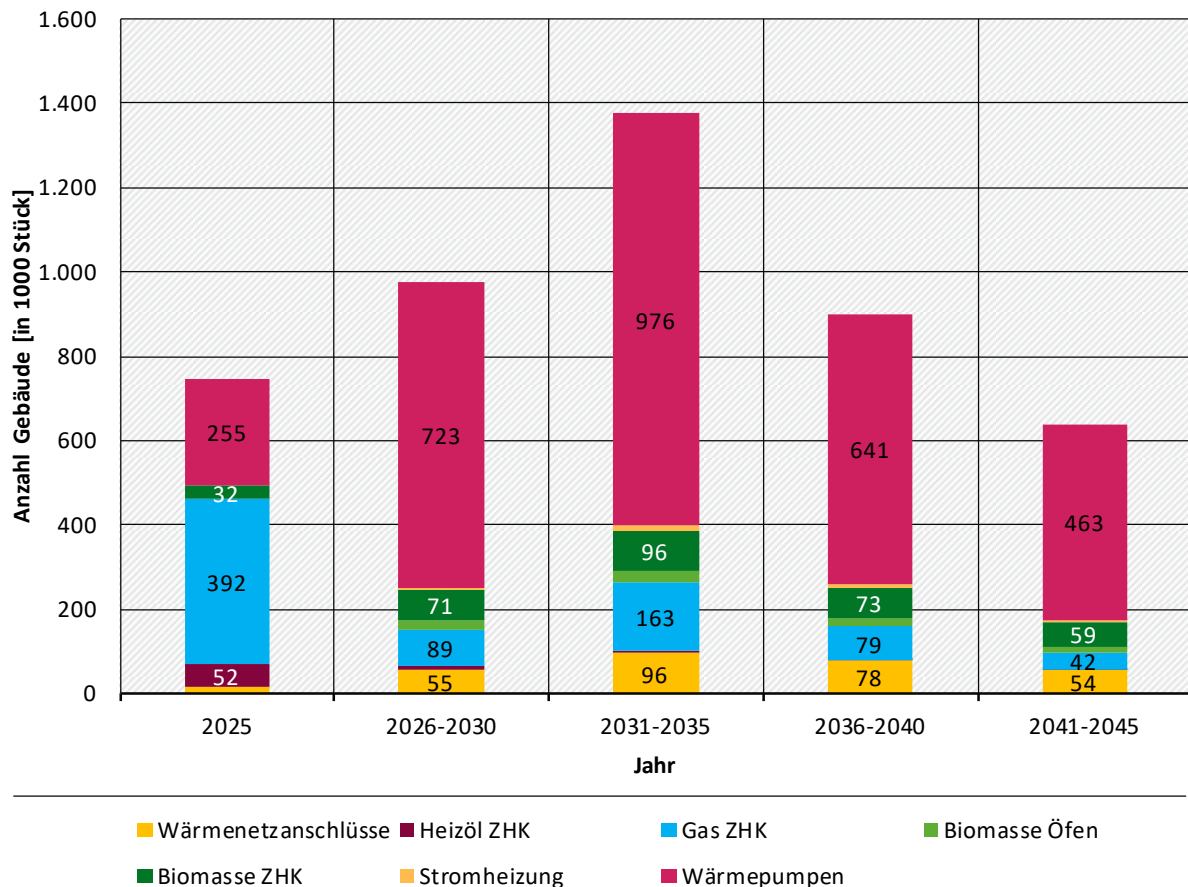
Der Anteil von erneuerbarer Wärme für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor, ohne Strom und Fernwärme,⁶⁹ belief sich auf 22 % im Jahr 2024. Das MMS projiziert diesen Wert bis 2030 auf 38 % und bis 2045 auf rund 88 %.

Alle monovalenten Gas- und Heizölkessel, die im Zeitraum 2024 bis Mitte 2026 (Gemeinden >100.000 Einwohner*innen) bzw. Mitte 2028 (übrige) installiert werden, müssen nach § 71 Abs. 9 GEG (Stand November 2025) ab 2029 15 % erneuerbare Brennstoffe nutzen. Dieser Anteil steigt mit einer Zwischenstufe in 2035 von 30 % auf 60 % im Jahr 2040 an. 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 Pflanzenöle⁷⁰ eingesetzt. Im MMS 2026 wird eine ausreichende Verfügbarkeit biogener oder synthetischer Brennstoffe unterstellt. Sollte sich diese Verfügbarkeit jedoch nicht im erwarteten Maße einstellen und würden in den zwischen 2024 und 2026 bzw. 2028 installierten Gas- und Ölkesseln auch nach 2029 weiterhin ausschließlich fossile Brennstoffe eingesetzt, würden sich die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor um 1,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 erhöhen und im Jahr 2040 um rund 4 Mio. t CO₂.

Ergänzend zum Endenergieverbrauch zeigt Abbildung 45 die Entwicklung der neu installierten Wärmeversorgungssysteme in Wohn- und Nichtwohngebäuden von 2025 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 Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern), 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 in der Modellierung bis 2035 an und sinkt anschließend wieder.

⁶⁹ Der Anteil EE-Wärme wird folgendermaßen definiert: Umweltwärme, feste und flüssige Biomasse, Solarthermie und Biomethan.

⁷⁰ Hydrierte Pflanzenöle sind ein Produkt aus Pflanzenöl, welches unter Zugabe von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt wird. Für weitere Informationen siehe Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2025).

Abbildung 45: Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS im Zeitraum 2025 bis 2045

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, IREES

Im MMS sind Gas-Zentralheizkessel (ZHK) im Jahr 2025 noch die vorherrschende Technik. Es wurden in etwa 392.000 Gebäuden Gasheizungen und in rund 52.000 Gebäuden Heizölheizungen installiert. Darüber hinaus wurden in 2025 in rund 255.000 Gebäuden neue Wärmepumpen installiert und rund 17.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Dazu kamen in 2025 etwa 32.000 Gebäude mit einem neuen Biomasse-Kessel.

Ab 2026 reduziert sich durch die 65 %-EE-Regel im GEG die Zahl neu installierter Gas- und Ölkessel deutlich. Die Installation ausschließlich fossil betriebener Anlagen ist nur noch bis 2028 möglich; gleichzeitig führt eine zunehmende Nachfrage von Biomethan und Bio-Öl zu steigenden Energiekosten, was den Einbau von Kesseln unattraktiv macht, die hauptsächlich mit diesen alternativen Brennstoffen betrieben werden.

Ab 2026 steigt parallel die Zahl der Gebäude, in denen Wärmepumpen installiert oder die an Wärmenetze angeschlossen werden. Im Zeitraum 2026 bis 2030 werden im Durchschnitt jährlich in mehr als 720.000 Gebäuden Wärmepumpen installiert und rund 55.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Auch die Installation von Biomassekesseln nimmt zu und erreicht etwa 71.000 Anlagen pro Jahr.

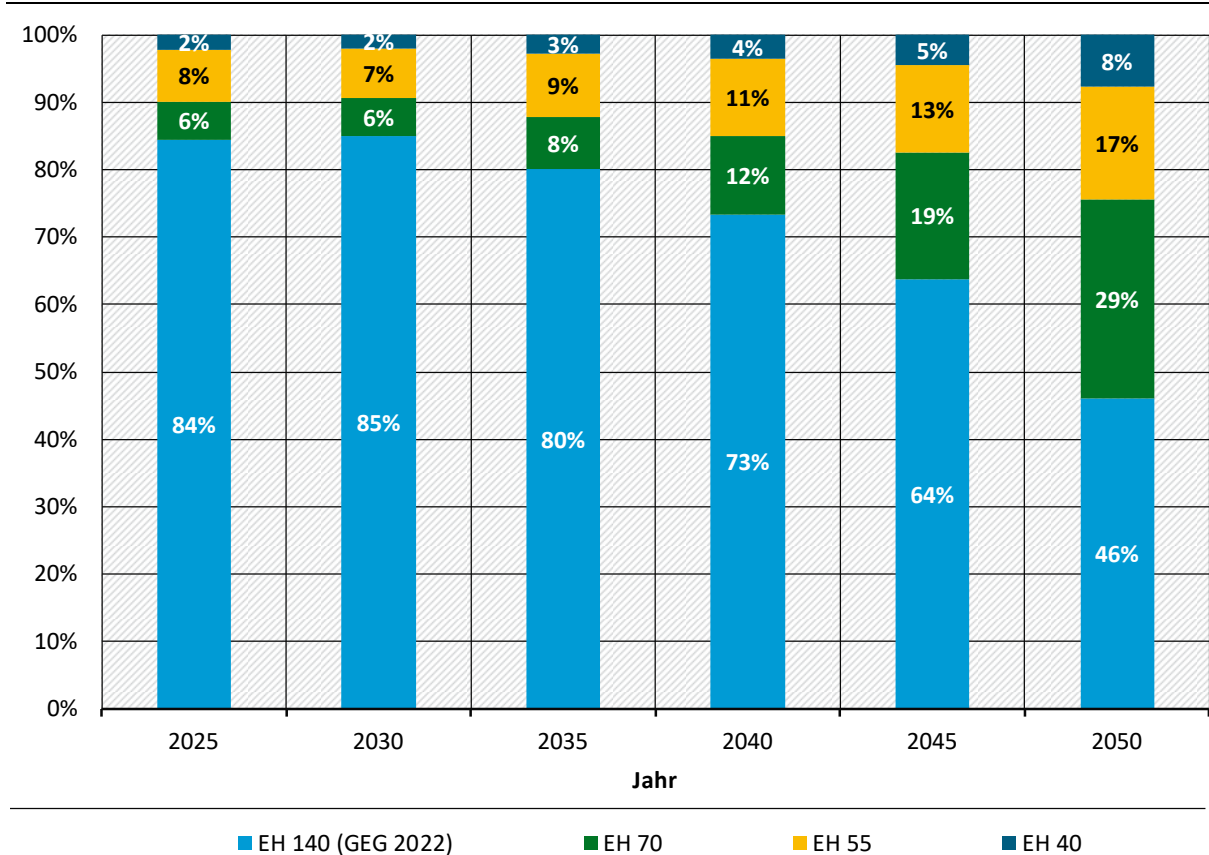
Neben dem Austausch der Heizungssysteme ist der Fortschritt der energetischen Sanierung für die Entwicklung des Gebäudesektors hin zur Klimaneutralität entscheidend. Im MMS beträgt die energetische Sanierungsrate bei Wohngebäuden im Zeitraum 2025 bis 2030 rund 1,2 % pro Jahr und steigt zwischen 2031 und 2035 auf durchschnittlich 1,6 % pro Jahr. Zwischen 2036 und

2040 erhöht sie sich auf etwa 1,8 % pro Jahr, bevor sie anschließend wieder leicht zurückgeht. Bei Nichtwohngebäuden liegt die Sanierungsrate bis 2030 im Durchschnitt bei 0,9 % pro Jahr und steigt zwischen 2031 und 2035 auf rund 1,4 % pro Jahr. Zwischen 2036 und 2040 erhöht sie sich auf etwa 2,0 % und erreicht bis 2045 rund 2,2 % pro Jahr. Aufgrund natürlicher Sanierungszyklen, die in der Modellierung aus der Verteilung von Baualtersklassen resultieren, steigt die Sanierungsrate über den modellierten Zeitraum an.

Die Sanierungsrate entspricht dabei einem Vollsanierungsäquivalent. Das bedeutet, dass Einzelmaßnahmen oder Teilsanierung anteilig auf die Sanierungsrate angerechnet werden und reine Renovierungen ohne Effizienz-Verbesserung nicht Teil der Sanierungsrate sind.

Abbildung 46 zeigt darüber hinaus das Ambitionsniveau von Sanierungsaktivitäten im MMS von 2025 bis 2045. Über den gesamten modellierten Zeitraum dominieren Standardsanierungen nach den Anforderungen des GEG.⁷¹

Abbildung 46: Jährlich erreichte Sanierungstiefe im MMS in den Jahren 2025 bis 2045



Anmerkung: Sanierungspakete mit Ambitionsniveau in Anlehnung an den jeweiligen Standard mit Bezug auf die Gebäudehülle

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, IREES

Ihr Anteil bleibt bis 2035 auf vergleichbarem Niveau zwischen 80 % und 85 % und geht weiter zurück auf 73 % im Jahr 2040, 64 % im Jahr 2045 und 46 % im Jahr 2050. Parallel dazu nimmt der Anteil von Sanierungen auf eine Effizienzhaus-Stufe im Szenario-Verlauf deutlich zu. Zu Beginn liegt ihr Anteil bei 16 %, wobei insbesondere die Effizienzhaus-Stufe 55 die häufigste Option darstellt. Bis 2050 steigen die Anteile in allen Effizienzhaus-Stufen, insbesondere in der

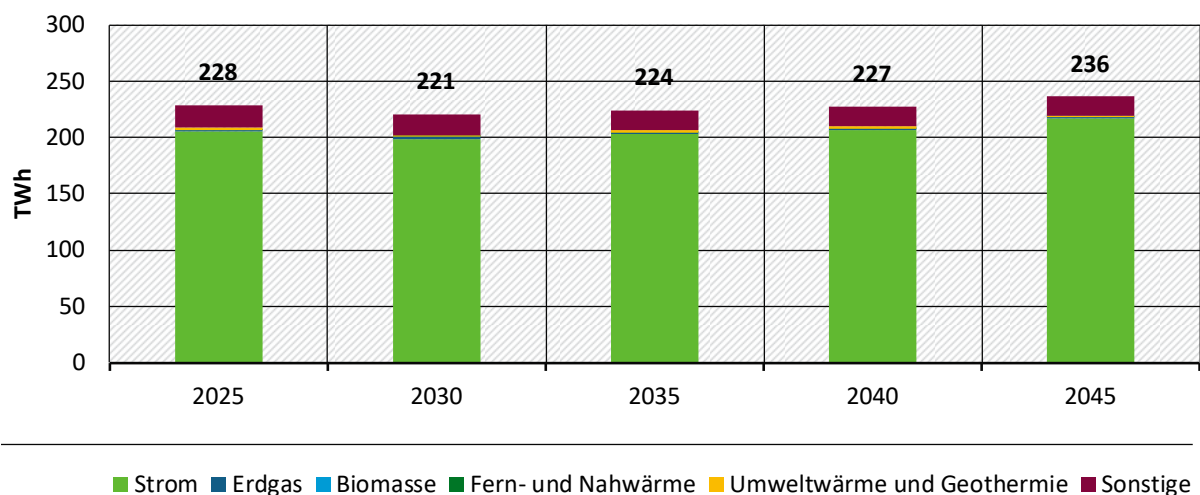
⁷¹ Nach § 48 i. V. m § 50 GEG dürfen nach einer größeren Sanierung baulicher Wärmeschutz und Primärenergiebedarf maximal 40 % über einem Vergleichswert bzw. dem Referenzgebäude liegen („Effizienzhaus 140“).

Effizienzhaus-Stufe 70. Ab 2040 wird dieser Standard durch steigende Energiepreise im Modell wirtschaftlich attraktiver, sodass sein Anteil bis 2045 auf 19 % steigt. Die Effizienzhaus-Stufe 55 entwickelt sich ebenfalls stabil und steigt von 8 % im Jahr 2025 auf 13 % im Jahr 2045. Sie stellt damit neben den Standardsanierungen („EH 140“) die häufigste Sanierungsoption im MMS dar. Die Effizienzhaus-Stufe 40 bleibt mit 2 % im Jahr 2025 und 5 % im Jahr 2045 eine untergeordnete Option, da sie im Modell nur in wenigen Fällen wirtschaftlich bzw. attraktiv ist.

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, Klimageräte und Kochgeräte (z. B. Herde). In Nichtwohngebäuden werden zusätzlich verschiedene Prozesswärme- und Kälteanwendungen (z. B. Backöfen in Bäckereien) sowie Rechenzentren 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 43 oben, dass im Jahr 2025 nur 4 % der direkten Emissionen im Gebäudesektor auf Geräte und Prozesse entfallen, zu denen beispielsweise Anwendungen wie brennstoffbetriebene Prozesswärme und Motoren gehören.

Wie in Abbildung 47 dargestellt, steigt der projizierte Endenergieverbrauch von Haushalts- und Dienstleistungsgeräten und -prozessen im MMS von 228 TWh im Jahr 2025 auf 236 TWh im Jahr 2045. Ausschlaggebend für diese Steigerung ist die zunehmende Bedeutung des Rechenzentrumsmarkts als Teil des GHD-Sektors. Aufgrund der steigenden IT-Arbeitslast durch Anwendungen mit wachsendem Bedarf (z. B. KI, Big Data) erhöht sich der Strombedarf für Rechenzentren im MMS von 21 TWh im Jahr 2025 auf 67 TWh im Jahr 2045, was einer Verdreifachung entspricht. Demgegenüber stehen im Haushalts- und GHD-Sektor kontinuierliche Verbesserungen der Energieeffizienz. Diese werden durch Mindestanforderungen im Rahmen des EU-Ökodesigns und Energielabellings vorangetrieben und bremsen damit den Anstieg des Stromverbrauchs im Allgemeinen. Insgesamt ist Strom im Bereich der Geräte und Prozesse mit Anteilen von 90 % (2025) bis 92 % (2045) der dominierende Energieträger.

Abbildung 47: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS



Sonstige = Andere Mineralölprodukte, Biogas, Braunkohle, Diesel, Diesel (Bio), Flüssige Biomasse, Heizöl, Kerosin, Klärgas, LPG, Ottokraftstoff, Ottokraftstoff (Bio), Solarthermie, Steinkohle

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, Fraunhofer ISI

6.3 Projizierte Instrumentenwirkung

Im Folgenden werden die zentralen Politikinstrumente mit hohen Emissionsminderungen im Gebäudereich bewertet. 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 (z. B. Wirtschaftlichkeitsvergleiche, Preiselastizitäten, Fördereffizienzen). Ausnahme ist die Wirkung der CO₂-Bepreisung fossiler Brennstoffe (BEHG), 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 damit 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.

Im MMS 2025 sind die wirkmächtigsten Instrumente im Gebäudesektor:

- ▶ Gebäudeenergiegesetz (GEG)⁷²
 - Anforderungen zur Nutzung von mindestens 65 % erneuerbarer Energien beim Einbau neuer Wärmeversorger
 - Anforderungen an Mindesteffizienz bei Neubau und Sanierungen im Bestand
- ▶ Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
- ▶ Energieeffizienzgesetz (EnEfG)
- ▶ Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)
- ▶ Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung
- ▶ Förderung Klimafreundlicher Neubau (KFN, KNN)
- ▶ Förderung „Jung kauft Alt“
- ▶ Vorbildfunktion Bundesgebäude
- ▶ Bundesprogramm „Sanierung kommunaler Einrichtungen in den Bereichen Sport, Jugend und Kultur“
- ▶ Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft
- ▶ Energieauditpflicht für Nicht-KMU

⁷² Das GEG wird in seiner derzeit gültigen Fassung bewertet (Stand März 2026). Vorschläge zur Änderung in Form eines neuen Gebäudemodernisierungsgesetzes sind nicht Teil der Projektionen 2026.

- KfW-Energieeffizienzprogramm
- Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke

Die Instrumentenbewertung umfasst die Ausgestaltung der Instrumente gemäß Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026). 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 Vermietenden, der daraus resultiert, dass sie im Falle der Modernisierungsumlage die Investitionskosten für eine energetische Sanierung anteilig auf die Mieter umlegen können oder im Falle des CO₂KostAufG bei schlecht gedämmten Gebäuden einen hohen Anteil der CO₂-Kosten selbst tragen müssen. Andere Instrumente sind als flankierende Ansätze Voraussetzung für die Wirksamkeit der quantitativ abgeschätzten Instrumente. Dies gilt beispielsweise für die Qualifikationsoffensive Bundesförderung Aufbauprogramm Wärmepumpe (BAW). Der projizierte Markthochlauf der Wärmepumpe setzt voraus, dass ausreichend qualifizierte Fachkräfte zur Verfügung stehen. Daher ist es dringend erforderlich, Kenntnisse zur Installation, zum Betrieb und zur Wartung von Wärmepumpen zu vermitteln und zu vertiefen. Dies bildet eine zentrale Voraussetzung, um die prognostizierten Neuinstallationszahlen zu erreichen und damit die Wirksamkeit insbesondere der BEG und des GEG sicherzustellen.

Die Abschätzung der Wirkung eines Einzelinstrumentes des MMS erfolgt im Gebäudesektor gegenüber einer Entwicklung ohne das jeweilige Instrument. Die Wirkung der Einzelinstrumente wird ab dem Jahr 2025 abgeschätzt, so dass die kumulierten jährlichen Einsparungen den Zeitraum zwischen 2025 und dem jeweiligen Betrachtungsjahr erfassen. Die kumulierten Einsparungen im Jahr 2030 erfassen damit den Zeitraum 01.01.2025 bis 31.12.2030. Auch wenn ein Instrument schon vor 2025 existiert (z. B. GEG oder BEG), wird seine Wirkung erst ab dem Jahr 2025 quantifiziert.

Tabelle 40 gibt einen Überblick, mit welchen Aktivitätsraten, spezifischen Effizienzen und sonstigen Annahmen die Wirkung der Einzelinstrumente gegenüber dem Vergleichsszenario abgeschätzt wird.

Tabelle 40: 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	65 %-Anforderung: Beim Einbau einer neuen Heizungsanlage müssen in dieser mindestens 65 % erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Dabei gelten Fristen (Mitte 2026 für Gemeinden >100.000 EW und Mitte 2028 für Übrige). In der Abschätzung wird angenommen, dass vor der jeweiligen Umsetzungsfrist ein Teil der Hauseigentümer*innen weiter in Gas- und Ölkessel investiert. Für diese Fälle gelten Beimischungsquoten erneuerbarer Brennstoffe gemäß § 71 (9). Grundlage der Abschätzung ist ein angenommenes Marktvolumen für Heizanlagen von rund 950 Tsd. 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,

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
	Gebäudetypen (EZFH, MFH, Nichtwohngebäude) und verschiedenen Erfüllungsoptionen. Die Abschätzung der Wirkung der 65 %-Anforderung erfolgt im Vergleich zu einer Referenz, bei der Öl- und Gaskessel durch moderne Geräte desselben Energieträgers 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. Neubaustandard: Neubauten müssen in Bezug auf Primärenergie dem Standard Effizienzhaus 55 entsprechen. Die daraus resultierende Einsparwirkung wird gegenüber einer Referenz abgeschätzt, in der auch ohne GEG der Standard Effizienzhaus 70 im Neubau dominieren würde. Mindesteffizienz Bestand: Die Einsparwirkung der bedingten Sanierungsanforderungen des GEG an der Gebäudehülle („EH 140“) wird gegenüber einer Referenz abgeschätzt, bei der in der Hälfte aller Renovierungsfälle keine GEG-konforme energetische Modernisierung vorgenommen würde.
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	Im Vergleichsszenario werden weder der Einbau von erneuerbaren Wärmeerzeugern noch Sanierungsmaßnahmen bei bestehenden Gebäuden finanziell gefördert. Die Wirkung der BEG wird abgeschätzt gegenüber einer Referenz, in der die geförderten Investitionen in Effizienzmaßnahmen und erneuerbare Wärmeerzeuger ausbleiben. In Bezug auf den Heizungstausch gelten dieselben Annahmen wie bei der Referenz zur Abschätzung der 65 %-Anforderung.
Energieeffizienzgesetz (EnEg) (Anteil Gebäude)	In der Referenzentwicklung werden die durch das EnEg ausgelösten energetischen Sanierungen an Gebäuden öffentlicher Einrichtungen des Bundes und der Länder nicht realisiert.
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Abschätzung der isolierten Wirkung des Instruments gegenüber einem Vergleichsszenario ohne Bepreisung der CO ₂ -Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Vergleich zweier Modellläufe mit Invert/EE-Lab, bei denen bei einem Lauf der CO ₂ -Preis „eingeschaltet“, beim anderen „ausgeschaltet“ wird).
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	Im Vergleichsszenario werden weder Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle noch der Umstieg auf erneuerbare Wärmeerzeuger steuerlich gefördert. Vielmehr wird angenommen, dass die durch die steuerliche Förderung induzierten Sanierungsmaßnahmen ausbleiben.
Förderung Klimafreundlicher Neubau (KFN, KNN)	Im Vergleichsszenario bleibt die Förderung klimafreundlichen Neubaus aus. Es wird angenommen, dass Neubauten auf Niveau eines Effizienzhaus 70 erfolgen.
Förderung „Jung kauft Alt“	Die Abschätzung erfolgt gegenüber einer Referenz ohne das Förderprogramm, d.h. ohne die dadurch angereizten Sanierungen.
Vorbildfunktion Bundesgebäude	Für bestehende Bundesgebäude wird im Vergleichsszenario eine jährliche Sanierungsrate von 1,0 % (im Sinne einer äquivalenten Vollsanierrate) unterstellt. Sanierungen erfolgen im Vergleichsszenario auf ein Durchschnittsniveau des Standards Effizienzgebäude 100.

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Bundesprogramm „Sanierung kommunaler Einrichtungen in den Bereichen Sport, Jugend und Kultur“	Die Abschätzung erfolgt gegenüber einer Referenz ohne das Förderprogramm, d. h. ohne die dadurch angereizten Sanierungen.
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

Zu Daten zu Förderprogrammen und steuerlicher Förderung vgl. Moosmann et al. (2026)

Die quantitative Abschätzung der Instrumentenwirkungen orientiert sich am Methodikleitfaden von 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 41 sind die Netto-Emissionsminderungen der Instrumentenbewertung pro Jahr aufgeführt. Die Wirkungen erfassen die Bereiche Raumwärme und Warmwasser sowie GHD-Prozesse.

Tabelle 41: Jährlich kumulierte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme)

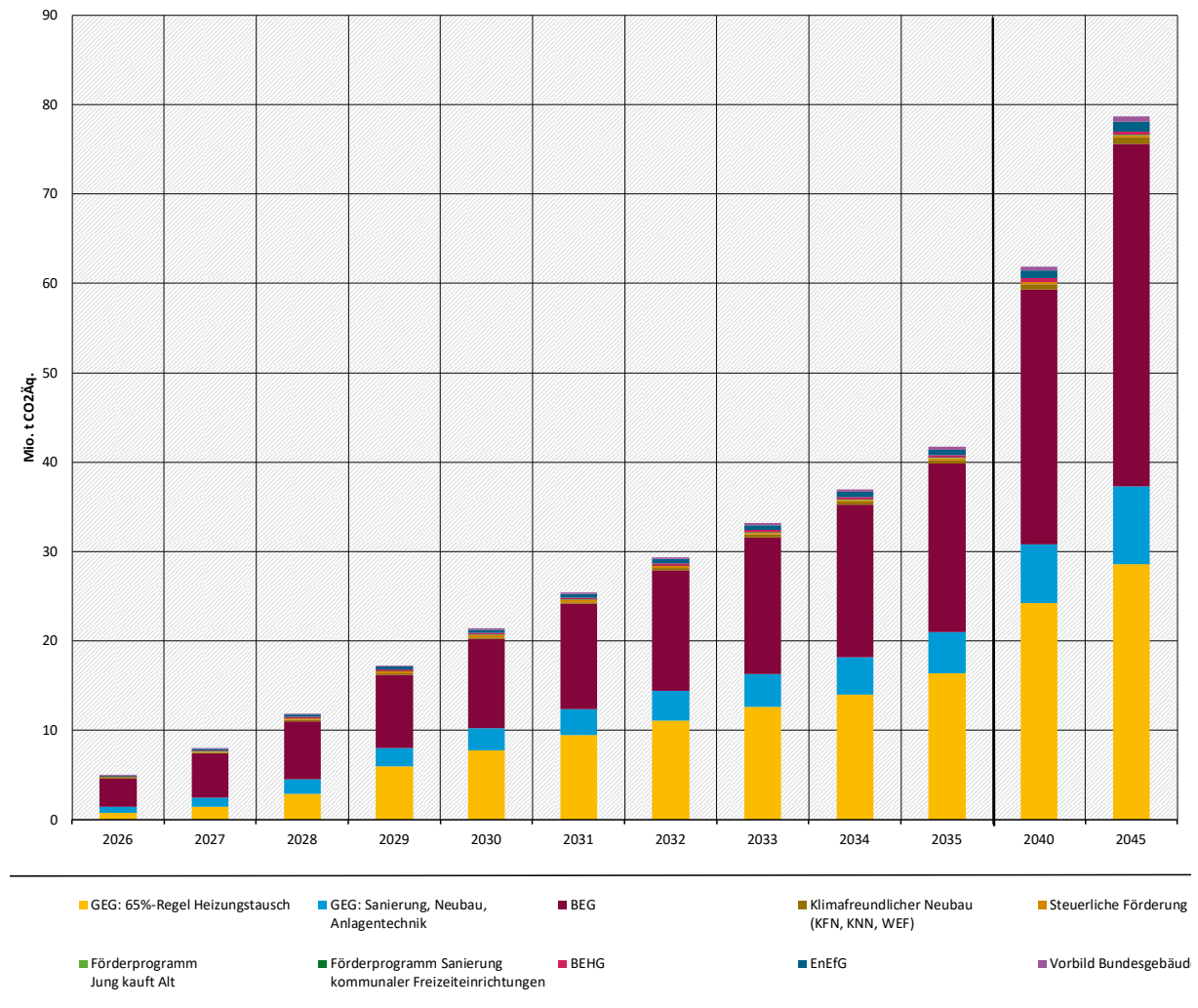
Instrument	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045
Mt CO ₂ pro Jahr					
GEG: 65%-Regel Heizungstausch	2025	7,8	16,4	24,2	28,6
GEG: Sanierung, Neubau, Anlagentechnik	2025	2,5	4,5	6,6	8,7

Instrument	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	2025	10,0	18,9	28,5	38,3
Energieeffizienzgesetz (EnEg) (Anteil Gebäude)	2025	0,4	0,6	0,9	1,1
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	2025	0,2	0,3	0,4	0,4
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	2025	0,2	0,2	0,2	0,2
Förderung Klimafreundlicher Neubau (KFN, KNN)	2025	0,2	0,4	0,6	0,7
Förderung „Jung kauft Alt“	2025	0,05	0,05	0,05	0,05
Vorbildfunktion Bundesgebäude	2025	0,1	0,3	0,4	0,6
Bundesprogramm „Sanierung kommunaler Einrichtungen in den Bereichen Sport, Jugend und Kultur“	2025	0,01	0,01	0,01	0,01
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	2024	0,2	0,1	0,0	0,0
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	2024	0,0	0,0	0,0	0,0
KfW-Energieeffizienzprogramm	2024	0,0	0,1	0,0	0,0
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	2024	0,1	0,0	0,0	0,0

Anmerkung: Nur Emissionen durch fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden ohne Wirkung auf und Emissionen durch Fernwärme und Strom (Energiewirtschaft)

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 48 zeigt die aufwachsende Instrumentenwirkung über die Jahre. Bilanzraum ist dabei die Raumwärme- und Warmwasserversorgung, also nicht der komplette Gebäudesektor nach KSG-Zuschnitt. In 2030 erzielt das GEG (dort insbesondere die 65 %-Anforderung) den größten Minderungseffekt, 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.

Abbildung 48: Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung im Vergleich zur Referenzmodellierung (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, Öko-Institut

Neben der Wirkung der Instrumente gibt es weitere Effekte, die zu Emissionsminderungen 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 im Gebäudesektor verringert. Die Reduktion der Heizgradtage bis 2045 wird mit dem sich zeitlich verändernden Anteil an fossiler Wärmeerzeugung verrechnet. Von 2025 bis 2030 wird der Effekt des Klimawandels mit einer Emissionsminderung von 0,7 Mt CO₂ abgeschätzt.
- **Neubau:** Aufgrund von Neubauaktivität nimmt bis 2030 sowohl die Wohn- als auch die gewerbliche Nutzfläche zu. Unter der Annahme eines Energieträger-Mixes inklusive fossiler Wärmeerzeugung ohne GEG, gehen damit Mehremissionen einher. Diese berechnen sich aus dem Nettoflächenzuwachs, Annahmen zum energetischen Standard sowie dem Technik- und Energieträgermix für die Wärmeversorgung. Neubaufäche und Energieträgermix orientieren sich dabei an den Werten und Entwicklungen der letzten Jahre. Von 2025 bis 2030 wird der Effekt durch Neubau mit einer Emissionszunahme von 0,7 Mt CO₂ abgeschätzt.

- **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 Geräts entstehen. Zusätzlich werden Emissionseinsparungen durch gering-investive Maßnahmen wie Heizungsoptimierung oder hydraulischer Abgleich sowie eine fortschreitende Digitalisierung abgeschätzt. Insgesamt werden von 2025 bis 2030 Einsparungen durch autonome Effekte von 8,4 Mt CO₂ abgeschätzt.

6.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

Die Ergebnisse der Projektionen 2026 im Gebäudesektor unterscheiden sich von den Projektionen 2025. Die Emissionen steigen in der aktuellen Projektion leicht an gegenüber der Projektion des Vorjahres. Die Hauptursache ist, dass in der Realität in den Jahren 2024 und 2025 weniger erneuerbare Wärmeerzeuger installiert wurden als im MMS 2025 projiziert. Im MMS 2026 wird diese geringere Dynamik des Heizungsmarktes zudem am aktuellen Rand fortgeschrieben. Die weiteren Unterschiede werden im Folgenden beschrieben.

6.4.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

In den Projektionen 2026 wurden erneut methodische Verbesserungen vorgenommen sowie die Parametrisierung der Instrumente mittels neuer Erkenntnisse aktualisiert. Abbildung 49 zeigt die wesentlichen Änderungen im Vergleich zu 2025. Zudem ist eine qualitative Einschätzung auf die Zielerreichung im MMS dargestellt. Die vorgenommenen Änderungen werden im Folgenden beschrieben.

Abbildung 49: Änderungen in den Projektionsdaten 2026 im Vergleich zu 2025 und qualitative Auswirkung auf die Zielerreichung 2030

MMS 2025	MMS 2026	Emissionsminderung MMS 2026 im Vergleich zu MMS 2025	
Implementierung der 65 % Regel (GEG) Annahme von Wasserstoff-Netzausbaubereichen und Verfügbarkeit 65 % Regel wirkt ab 2028	Implementierung der 65 % Regel (GEG) 65 % Regel wirkt im Mittel ab 2027 Keine Verfügbarkeit von Wasserstoff im Gebäudesektor ab 2041 → KWPs	Leicht erschwert • Mehr Gasverbrauch ab 2041	Leicht vereinfacht Weniger Gaskessel bis 2027, dadurch weniger Gaskessel mit Grüngasquote ab 2029
Unsicherheit am Heizungsmarkt Absatz von circa 2 Mio. Heizungen in 2024 und 2025 in der Modellierung	Unsicherheit am Heizungsmarkt Realer Absatz von circa 1,4 Mio. Heizungen in 2024 und 2025	Erschwert • In der Realität wurden in 2024 und 2025 weniger alte, fossile Heizungen getauscht als im MMS 2025 angenommen. Am aktuellen Rand erfolgt eine Trendanpassung im MMS 2026.	
Energiestatistik Datengrundlage mit nachträglicher Anpassung der Anwendungsbilanz für das Jahr 2022 – mehr fossile Brennstoffe in Wärme	Energiestatistik Datengrundlage mit nachträglicher Anpassung der Anwendungsbilanz für das Jahr 2023 – mehr Fernwärme in Raumwärme und Warmwasser	Kein Einfluss • Fossile Brennstoffe unverändert	
Methodik Fernwärmepotentialausbau Räumliche Analyse auf Grundlage Zensus 2022 Rasterdaten – Aufteilung des Gebäudebestandes in Wärmenetzpotenzialgebiete	Methodik Fernwärmepotentialausbau Reduktion der Netzausbaugeschwindigkeit	Leicht erschwert • Geringere Verfügbarkeit von Heizungsalternativen	
Methodik Witterungsbereinigung Neue Daten zum Effekt des Klimawandels vom Deutschen Wetterdienst, Witterungsbereinigung mit einem 20-jährigen Mittel (kälter als 2023)	Methodik Witterungsbereinigung Witterungsbereinigung mit dem 10-jährigen Mittel; Rückgang der Heizgradtage aufgrund des Klimawandels wird entsprechend angepasst	Kein Einfluss: • Im Basisjahr ist der Einfluss signifikant. Auf die Heizgradtage danach hat die Wahl des Wettermittels aber keinen Einfluss. Die langfristige Klimaentwicklung bleibt unverändert.	

Quelle: Eigene Darstellung, IREES, Öko-Institut

Die 65 %-Regel wird im Modell im Mittel ab dem Jahr 2027 wirksam angesetzt. Hintergrund ist, dass zahlreiche Kommunen ihre Wärmeplanung bereits begonnen oder abgeschlossen haben. Laut einer Erhebung des BBSR (2025) (Stand April 2025) (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung [BBSR], 2025) arbeiteten bereits 42 % der Kommunen aktiv an einem Wärmeplan, während 2 % diesen bereits fertiggestellt hatten. Zudem haben insbesondere kleinere Kommunen ihre Wärmeplanung teilweise vor den gesetzlichen Fristen abgeschlossen. Da davon auszugehen ist, dass dieser Anteil im weiteren Jahresverlauf gestiegen ist, wird im Modell ein durchschnittlicher Umsetzungszeitpunkt im Jahr 2027 angenommen.

Im Unterschied zum MMS 2025 wird im MMS 2026 kein Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor berücksichtigt. Wasserstoff-Ausbaubereiche bleiben jedoch im Modell hinterlegt, da weiterhin mit einer relevanten Anzahl von Gebäuden gerechnet wird, die gasbasierte Heizsysteme installieren. Die zugrunde liegenden Annahmen zur Verteilung dieser Gebäude entsprechen denen des MMS 2025.

Zur Abbildung der Unsicherheiten am Heizungsmarkt werden zudem die deutlich geringeren Installationszahlen in den Jahren 2024 und 2025 berücksichtigt.

Darüber hinaus wurden nachträgliche Anpassungen in der Energiestatistik ebenfalls in das Modell integriert. Dies betrifft insbesondere den Energieträger Fernwärme: rückwirkende Anpassungen führen zu Abweichungen im Vergleich zum MMS2025.

Die Ausbaugeschwindigkeiten von Wärmenetzen wurden auf Basis aktueller Erkenntnisse aus der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) aktualisiert. Dazu wurden die

Diffusionsgeschwindigkeiten im in den Projektionen 2025 regionalisierten Gebäudebestand angepasst, um realistische Ausbaupfade unter Berücksichtigung der tatsächlichen Förderzahlen abzubilden. Grundlage sind Ergebnisse der BEW-Evaluation sowie daraus abgeleitete Netzausbaugeschwindigkeiten und Hausanschlussentwicklungen, die einen gegenüber den Projektionen 2025 langsameren Wärmenetzausbau zeigen.

Die Methodik zur Witterungsbereinigung sowie zur Berücksichtigung des langfristigen Klimawandels wurde im MMS 2026 weiter verbessert. Das gesamte Vorgehen ist in Kapitel 4.7 im Bericht zu den zentralen sektorbezogenen Annahmen beschrieben (Förster et al., 2026a).

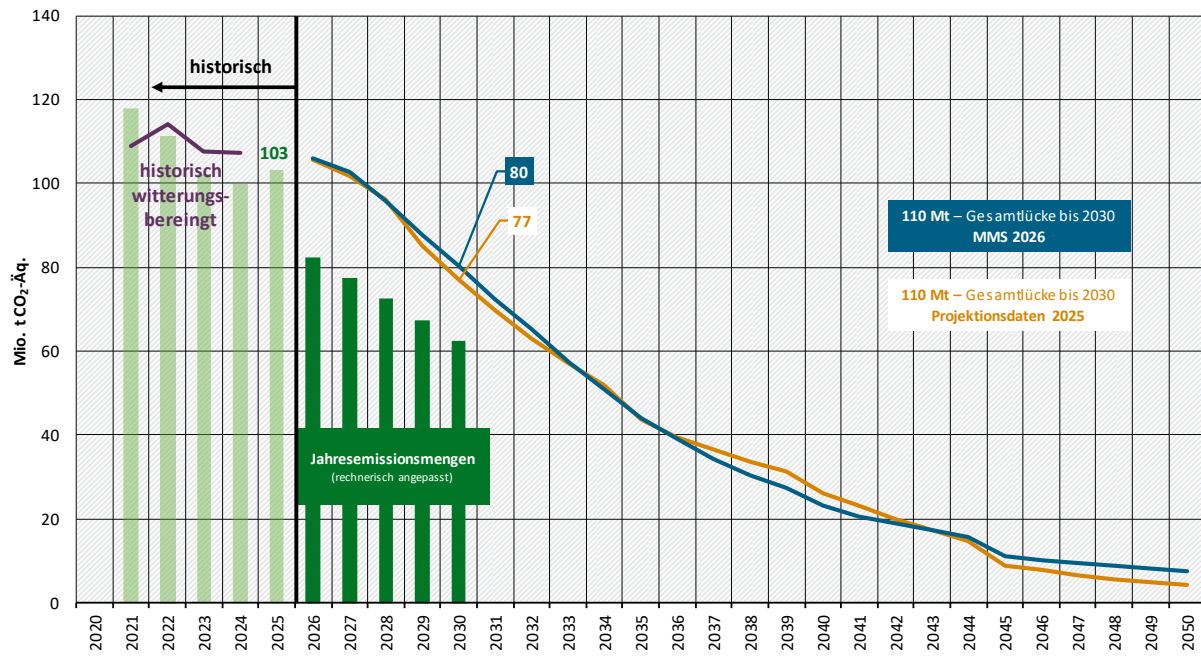
Wie bereits im MMS 2025 werden die statistischen Energieverbräuche für Raumwärme mithilfe eines Klimafaktors bereinigt. Im MMS 2026 wird dieser jedoch als Quotient aus den Heizgradtagen des Jahres 2024 und dem 10-jährigen Mittel (2015–2024) gebildet, während in den Projektionen des Vorjahres ein 20-jähriges Mittel verwendet wurde. Aufgrund des fortschreitenden Klimawandels und der im Durchschnitt wärmeren letzten Dekade wird damit eine realitätsnähere Referenzperiode gewählt.

Ergänzend zur Witterungsbereinigung der Energieverbräuche wird auch im MMS 2026 der mittel- bis langfristige Klimawandel berücksichtigt. Grundlage hierfür ist das RCP-Szenario 4.5, in dem infolge der Klimaerwärmung sinkende Heizgradtage und steigende Kühlgradtage im Zeitverlauf abgebildet werden. Im Vergleich zum MMS 2025 ergibt sich aufgrund der Witterungsbereinigung im Ausgangsjahr sowie der Berücksichtigung des Klimawandels ein insgesamt flacherer Verlauf der Heizgradtage bis 2050. Das Zusammenspiel beider Effekte führt dazu, dass sich keine wesentlichen Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 ergeben. Auf die Emissionen im Basisjahr hingegen hat die Art der Witterungsbereinigung einen Effekt. Sie sinken durch die Wahl eines wärmeren 10-jährigen Wettermittels leicht.

6.4.2 Auswirkungen auf die Ergebnisse

Abbildung 50 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2025 und 2026 im Vergleich. Die Projektionen ähneln sich stark, da die betrachteten Instrumente sich nur geringfügig verändert haben. Durch die beschriebenen Effekte sind die Emissionen im Jahr 2030 mit 80 Mio. t CO₂-Äq. im MMS 2026 leicht höher als im MMS 2025. Die kumulierte Gesamtücke der jährlichen Zielverfehlungen von 2021 bis 2030 ist hingegen mit 110 Mio. t CO₂-Äq. dieselbe. Es ist zu beachten, dass sich die Projektionen anhand ihrer Basisjahre und somit auch der statistischen Brennstoffverbräuche unterscheiden.

Der zeitliche Verlauf zeigt, dass die Emissionen des MMS 2025 bis etwa 2033 unter denen des MMS 2026 liegen. Im Anschluss ist eine Annäherung der beiden Szenarien zu beobachten, bevor sich die Emissionen ab etwa 2036 umkehren und im MMS 2026 unter denen des MMS 2025 liegen. Diese Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass bis 2033 eine geringere Aktivität bei Heizungstauschen und Sanierungsmaßnahmen resultiert. Dies spiegelt die im MMS 2026 berücksichtigte aktuelle Abwartehaltung von Eigentümer*innen wider, die im Vergleich zum MMS 2025 zu einer verzögerten Umsetzung von Maßnahmen führt. In der Folge werden Heizungstausche und energetische Sanierungen zunächst langsamer realisiert, wodurch die Emissionen kurzfristig höher ausfallen. Ab etwa 2036 kommt es jedoch zu einem Aufholeffekt, bei dem verstärkt Sanierungen umgesetzt werden. Dadurch werden im MMS 2026 in der Folge mehr Sanierungen mit einem höheren Effizienzstandard umgesetzt als im MMS 2025, was langfristig zu niedrigeren Emissionen führt (siehe Abbildung 46).

Abbildung 50: Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026

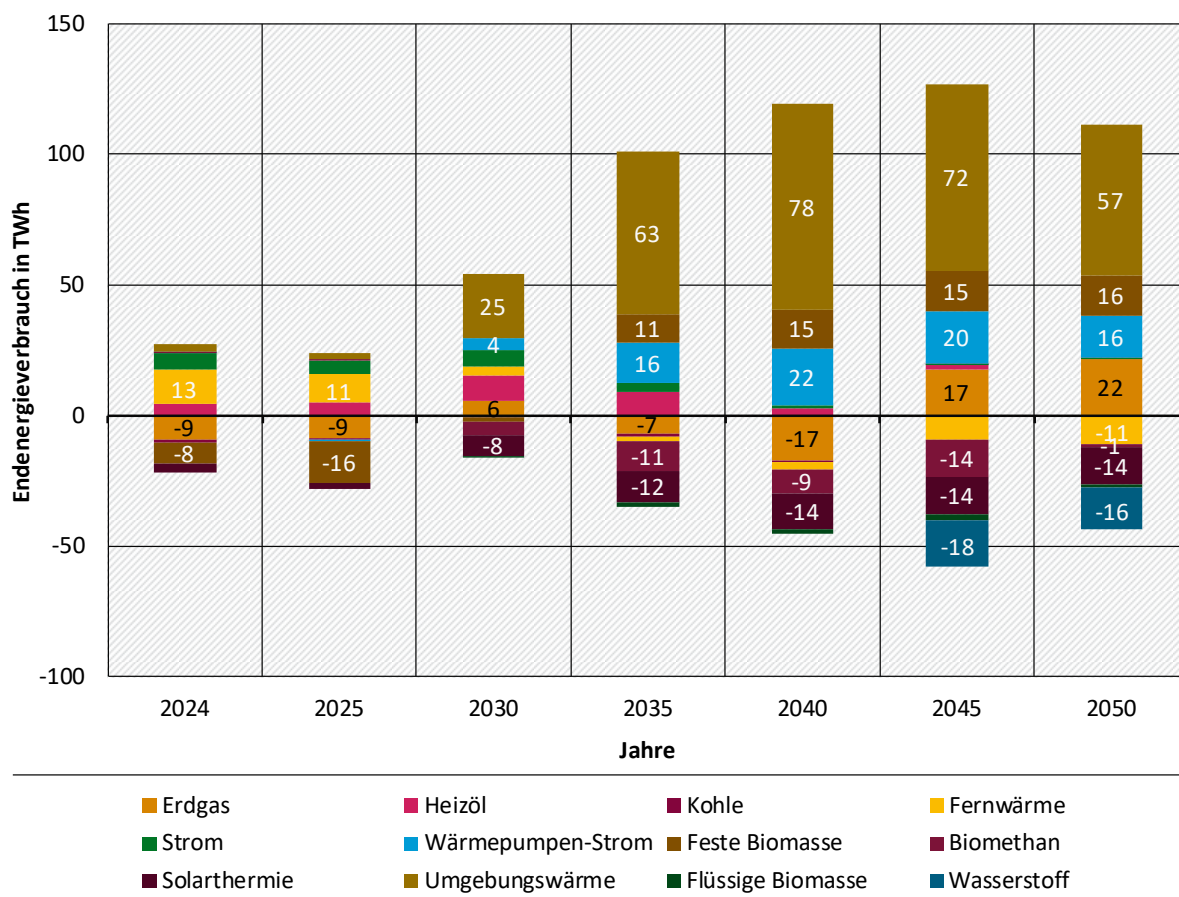
Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Abbildung 51 zeigt ergänzend die Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in den Projektionsdaten 2026 zu 2025. Die Abweichungen ergeben sich sowohl aus methodischen Anpassungen als auch der Berücksichtigung der Aktivitäten am aktuellen Rand.

Zum einen führen nachträgliche Anpassungen der Energiestatistik zu einem höheren ausgewiesenen Endenergieverbrauch im Basisjahr im Bereich der Fernwärme. Zusätzlich wirkt sich eine geringere Aktivität am Heizungsmarkt in den Jahren 2024 und 2025 aus, insbesondere durch weniger Kesseltausche, was im MMS 2026 bis 2030 zu einem höheren Anteil fossiler Energieträger führt. Ab 2030 kommt es im Vergleich zum MMS 2025 zu einem stärkeren Zubau von Wärmepumpen, da infolge niedrigerer Netzausbaugeschwindigkeiten im Bereich der Wärmenetze verstärkt dezentrale Lösungen gewählt werden.

Weiterhin führt die Anpassung in der Modellierung dazu, dass die 65 %-Regel bereits ab 2027 wirkt und nicht wie im MMS 2025 ab 2028, und zu einer Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger sowie grüner Gase ab 2029 führt, da bis dahin weniger Gaskessel installiert werden. Außerdem wird – anders als im MMS 2025 – ab 2041 keine Verfügbarkeit von Wasserstoff unterstellt.

Abbildung 51: Differenz des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern der Projektionsdaten 2026 im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025



Quelle: Modellrechnungen IREES

Lesebeispiel: Im Jahr 2030 weist das MMS 2026 25 TWh mehr Umgebungswärme aus als im MMS 2025.

7 Verkehr

Der Sektor Verkehr umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die Emissionen des inländischen Flugverkehrs (CRT-Quellgruppe 1.A.3.a), des Straßenverkehrs (CRT 1.A.3.b), des Schienenverkehrs (CRT 1.A.3.c) und der Binnenschifffahrt (CRT 1.A.3.d). Emissionen des internationalen Luftverkehrs (CRT 1.D.1.a) sowie der Hochseeschifffahrt (CRT 1.D.1.b) sind nicht enthalten. Sie werden nur nachrichtlich ausgewiesen.

Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

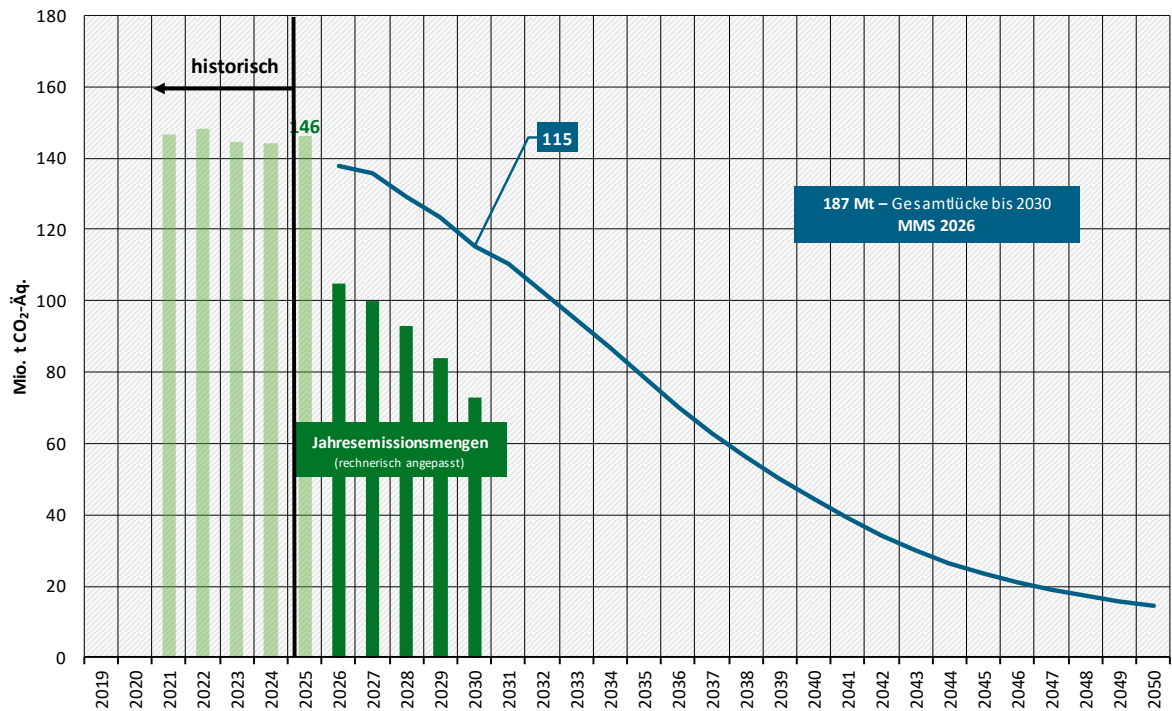
7.1 Methodik

Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der THG-Projektion des Verkehrssektors nicht verändert. Der Modellierungsprozess des Verkehrs ist im jeweiligen Modellfaktenblatt⁷³ dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss.

7.2 Zentrale Ergebnisse

Der projizierte Treibhausgasemissionsverlauf des Verkehrssektors der Projektionen 2026 ist in Abbildung 52 dargestellt. Ausgehend von 146 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2025 gehen die Emissionen im Zeitverlauf kontinuierlich zurück und erreichen im Jahr 2030 115 Mio. t CO₂-Äq. Die Zielverfehlung der Jahresemissionsmengen nach Bundes-Klimaschutzgesetz liegt im Jahr 2026 bereits bei 33 Mio. t CO₂-Äq. und steigt bis zum Jahr 2030 auf 42 Mio. t CO₂-Äq. an. Anschließend erfolgt eine weitere Reduktion der Emissionen, welche ab Mitte der 2030er Jahre jedoch beginnt, langsam abzuflachen und im Jahr 2050 dann etwa 15 Mio. t CO₂-Äq. erreicht.

⁷³ <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/temps/>
<https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/astra/>

Abbildung 52: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr

Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), 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 rund 187 Mio. t CO₂-Äq. In den Projektionen 2025 lag die Gesamtlücke bei 169 Mio. t CO₂-Äq. Die Erfüllungslücke ist damit gegenüber den Projektionen 2025 angestiegen. Für diese Entwicklung ist eine Vielzahl an Faktoren verantwortlich, die im Kapitel 7.4 ausführlich analysiert werden. Der Einfluss der Politikinstrumente auf den Emissionsverlauf wird in Kapitel 7.3 genauer erläutert.

In Tabelle 42 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 weiterhin anteilig am stärksten.

Tabelle 42: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

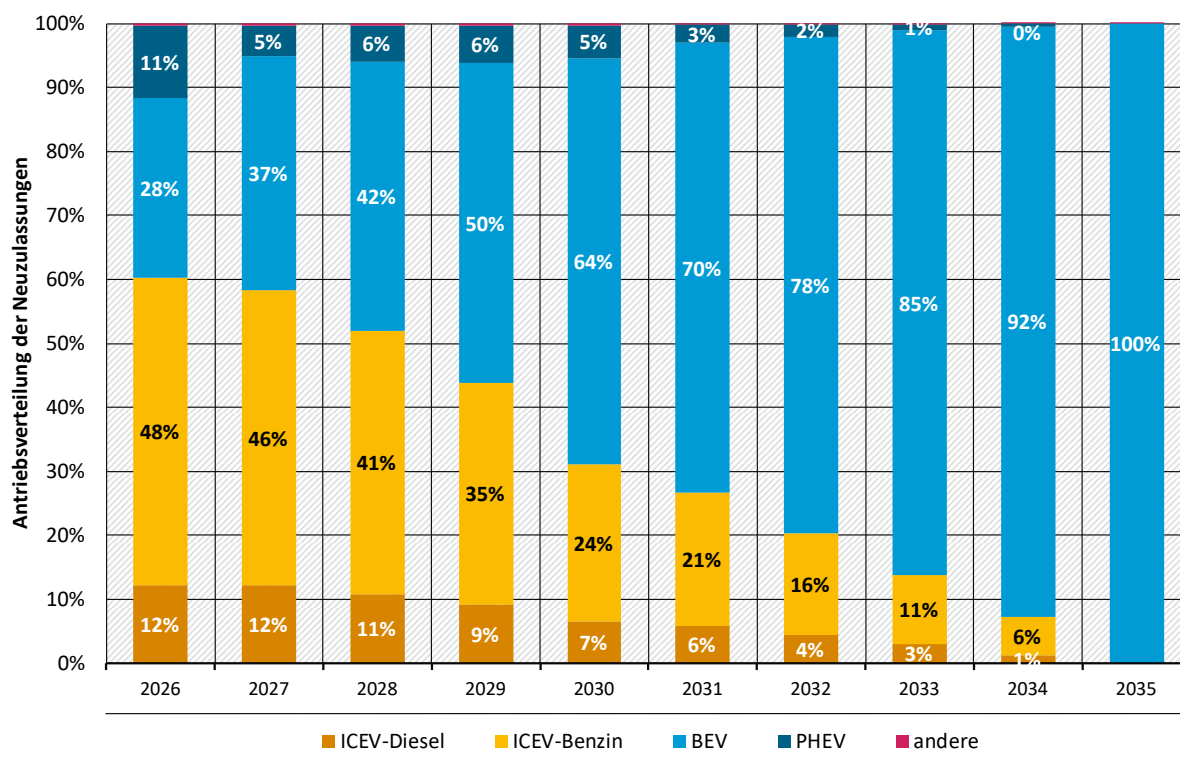
Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Ziviler Luftverkehr	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
Straßenverkehr	140,9	112,5	75,8	41,9	21,3	12,4
Schienenverkehr	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Schiffsverkehr	1,4	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Gesamt	144,2	115,2	78,4	44,2	23,6	14,6

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		72,9				
Nachrichtlich:						
Internationaler Flugverkehr	27,4	25,8	22,8	20,4	20,2	18,4
Internationaler Schiffsverkehr	3,4	4,2	4,1	3,6	2,2	1,6
Gesamt inklusive nachrichtlich	175,0	145,2	105,2	68,2	46,0	34,5

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Öko-Institut auf Basis der Modellierung von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

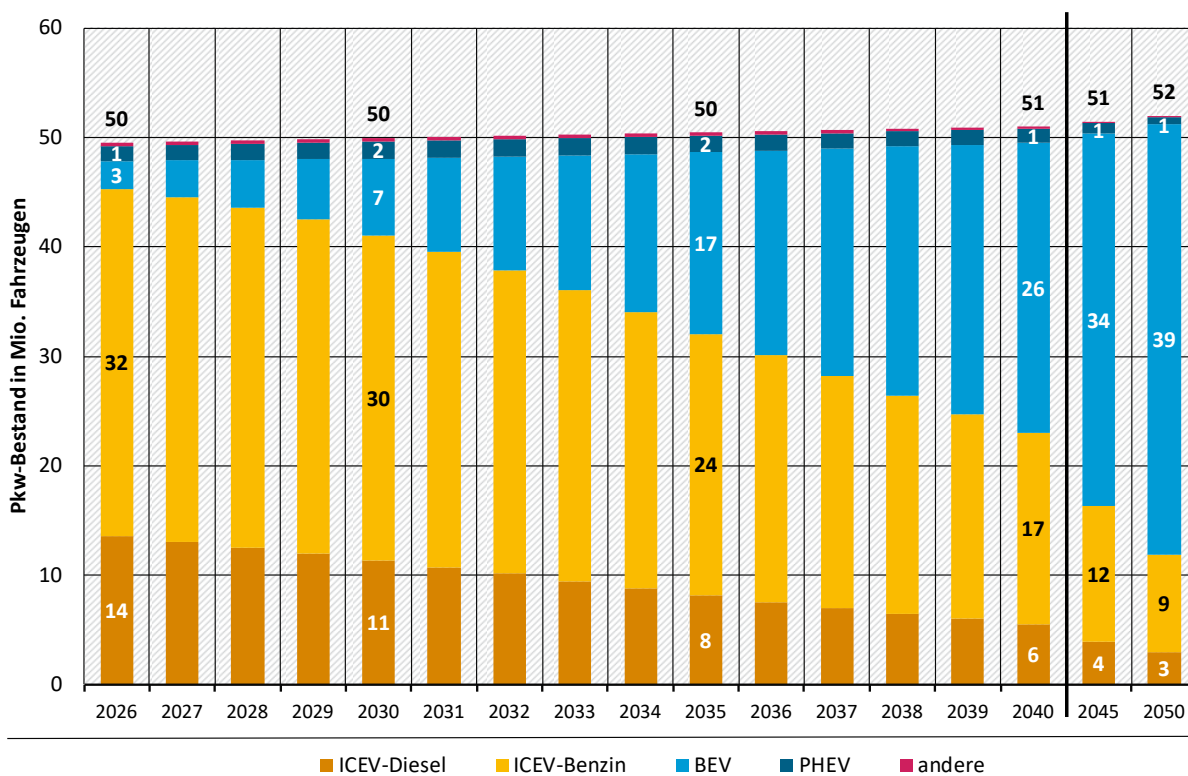
Abbildung 53 zeigt die Antriebszusammensetzung der neu zugelassenen Pkw im MMS im Zeitverlauf der Projektionen 2026. Da ab dem Jahr 2035 nur noch batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) zugelassen werden, sind die Folgejahre nicht dargestellt. Die Entwicklung ist maßgeblich beeinflusst durch die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, deren Parametrisierung sich von den Projektionen 2025 nur darin unterscheidet, dass das Averaging in den Jahren 2025–2027 berücksichtigt ist (siehe Moosmann et al., 2026, Tabelle 79). Im Jahr 2027 steigt der Anteil der BEV insbesondere zulasten der Plug-in-Hybrid-Pkw (PHEV) an. Dies geht unter anderem auf die Anpassung des Utility Factors der PHEV in den Berechnungen der WLTP-Emissionen zurück⁷⁴. Zwischen den Jahren 2027 und 2030 steigt der Anteil der BEV entsprechend der in der Modellierung hinterlegten Ausgestaltung der CO₂-Flottenzielwerte in jedem Jahr stärker. Ab dem Jahr 2030 steigt der BEV-Anteil annähernd linear bis auf 100 % im Jahr 2035. Aus dem in Abbildung 53 dargestellten Hochlauf der Neuzulassungen der BEV ergibt sich ein Bestand an BEV von rund 7 Mio. im Jahr 2030, dargestellt in Abbildung 54. Hinzu kommen im Jahr 2030 rund 2 Mio. PHEV. Der Bestand von BEV steigt auf rund 17 Mio. im Jahr 2035, auf rund 26 Mio. im Jahr 2040 und auf rund 34 Mio. im Jahr 2045. Die Zahl von Benzin- und Diesel-Pkw liegt im Jahr 2040 bei rund 23 Mio. und im Jahr 2045 bei rund 16 Mio.

⁷⁴ Der Utility Factor gibt bei PHEV an, wie bei der Berechnung der WLTP-Emissionen die Emissionen der verschiedenen Betriebsmodi der Batterie berücksichtigt werden.

Abbildung 53: Projizierte Antriebsanteile der Pkw-Neuzulassungen

Anmerkung: Ab dem Jahr 2035 bleiben die Anteile auf einem konstanten Niveau, weshalb die Folgejahre nicht dargestellt werden

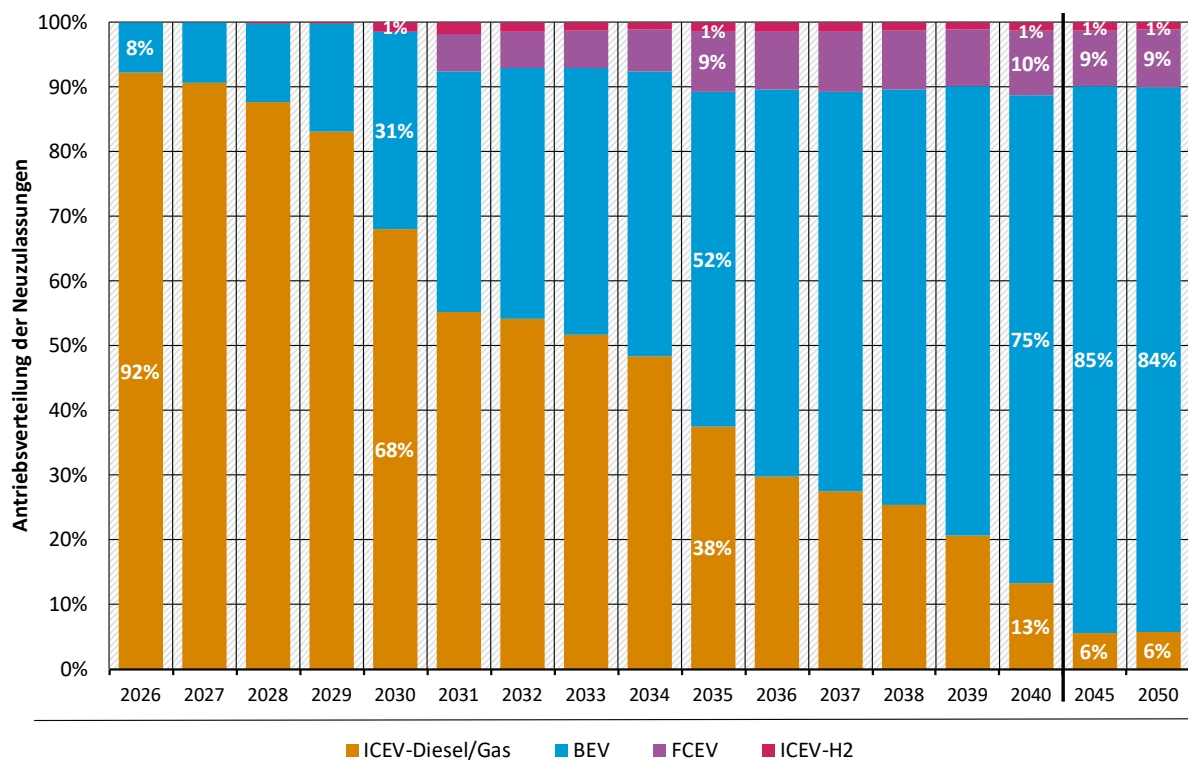
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Abbildung 54: Projizierter Bestand (zum Jahresende) an Pkw differenziert nach Antriebsart

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 ist in Abbildung 55 dargestellt. Auch hier zeigt sich eine stetige Elektrifizierung, welche insbesondere durch zwei Instrumente getrieben wird: Die CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge und die Begünstigungen von emissionsfreien Lkw im Rahmen der Lkw-Maut. Die spezifischen Emissionen der regulierten Lkw sinken mit den Jahren stetig ab, da die Erfüllung der CO₂-Flottenzielwerte in der Modellierung (entsprechend der Parametrisierung in Moosmann et al., 2026, Tabelle 80) sichergestellt wird. Die Mautbegünstigung der emissionsfreien Lkw stellt zudem auch für alle Fahrzeuge mit relevanter Fahrleistung auf Mautstrecken einen relevanten Anreiz in den Gesamtnutzungskosten dar. Im Jahr 2030 stellen batterieelektrische Lkw 31 % der projizierten Neuzulassungen dar. Da in Deutschland die CO₂-Komponente der Lkw-Maut die nach der Eurovignetten-Richtlinie maximal mögliche Höhe besitzt und somit sich im europäischen Vergleich eine hohe Anreizwirkung einstellt, ist von einer Übererfüllung der EU-weiten Vorgaben in Deutschland auszugehen (Moosmann et al., 2026). In den aktualisierten Ist-Daten zeigt sich, dass die spezifischen Emissionen der neu zugelassenen verbrennungsmotorischen Lkw zuletzt deutlich gesunken sind. Diese Entwicklung wird auch in den projizierten spezifischen Emissionen berücksichtigt und trägt zusätzlich zur Zielerfüllung der Grenzwerte bei. Aus diesen Gründen ist in den Projektionen 2026 der oben genannte Anteil der Nullemissionsfahrzeuge im Jahr 2030 zur Erfüllung der CO₂-Flottenzielwerte ausreichend. Im Jahr 2035 erreicht der Anteil der batterieelektrischen Lkw 52 % und in 2040 75 %. Der Markthochlauf der Brennstoffzellenfahrzeuge beginnt in den Projektionen ab dem Jahr 2031 in relevanten Stückzahlen. Der langfristige projizierte Anteil liegt mit den für die Projektionen 2026 getroffenen Annahmen bei rund 10 %, hinzu kommt etwa 1 % an Wasserstofffahrzeugen mit verbrennungsmotorischem Antrieb.

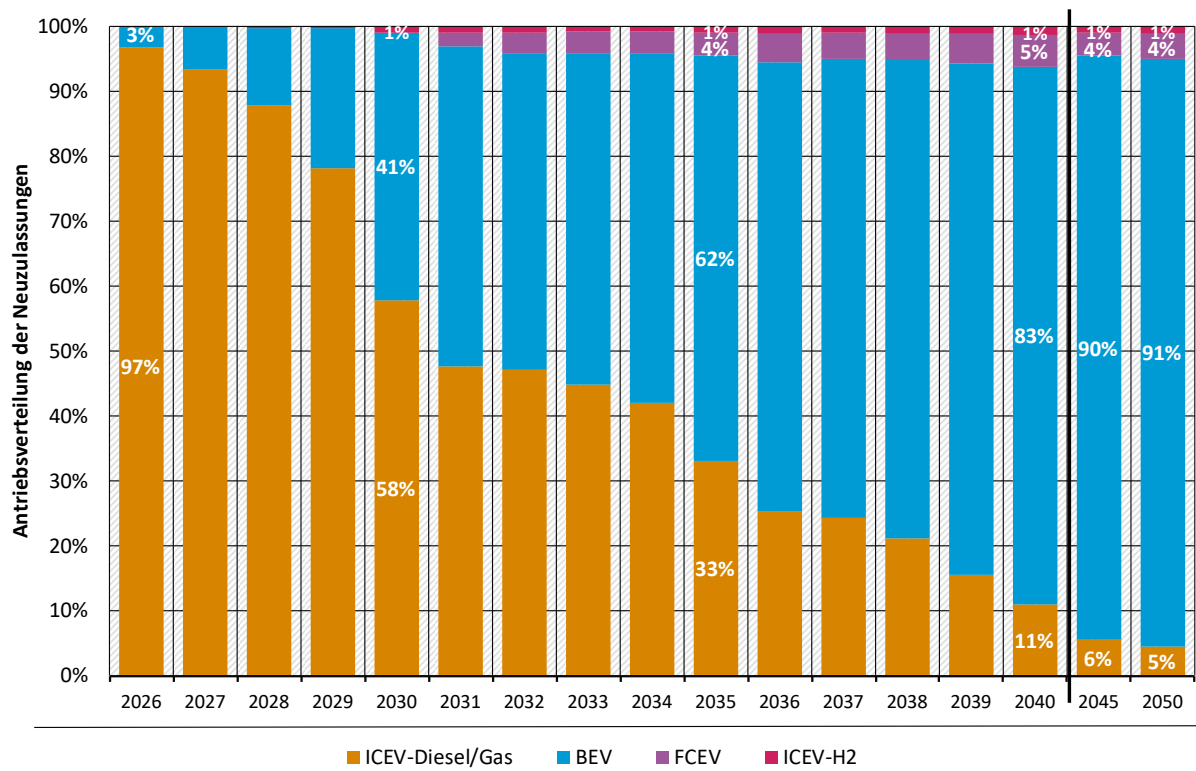
Abbildung 55: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12 t zul. Gesamtgewicht inkl. Last- und Sattelzüge



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Elektrifizierung der Lkw mit 3,5 bis 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht (siehe Abbildung 56) liegt kurzfristig unter und ab dem Jahr 2029 über der Entwicklung der schwereren Lkw (Abbildung 55). Die kurzfristige Verzögerung erklärt sich dadurch, dass die CO₂-Flottenzielwerte für diese Fahrzeugklasse erst im Jahr 2030 das erste Ziel definieren und nicht bereits 2025 wie bei den schweren Lkw. Eine durchschnittlich geringere Reichweitenanforderung an die Fahrzeuge vereinfacht jedoch technisch die Elektrifizierung dieser Fahrzeuge, erschwert wegen den geringeren Fahrleistungsanteilen auf mautpflichtigen Straßen aber die Wirtschaftlichkeit kleiner emissionsfreier Lkw. Im Jahr 2030 wird ein Anteil von 41 % und 2040 ein Anteil von 83 % an batterieelektrischen Fahrzeugen projiziert. Wasserstoffbasierte Fahrzeuge erreichen langfristig zusammen rund 6 % der Neuzulassungen.

Abbildung 56: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen 3,5 bis 12 t zul. Gesamtgewicht

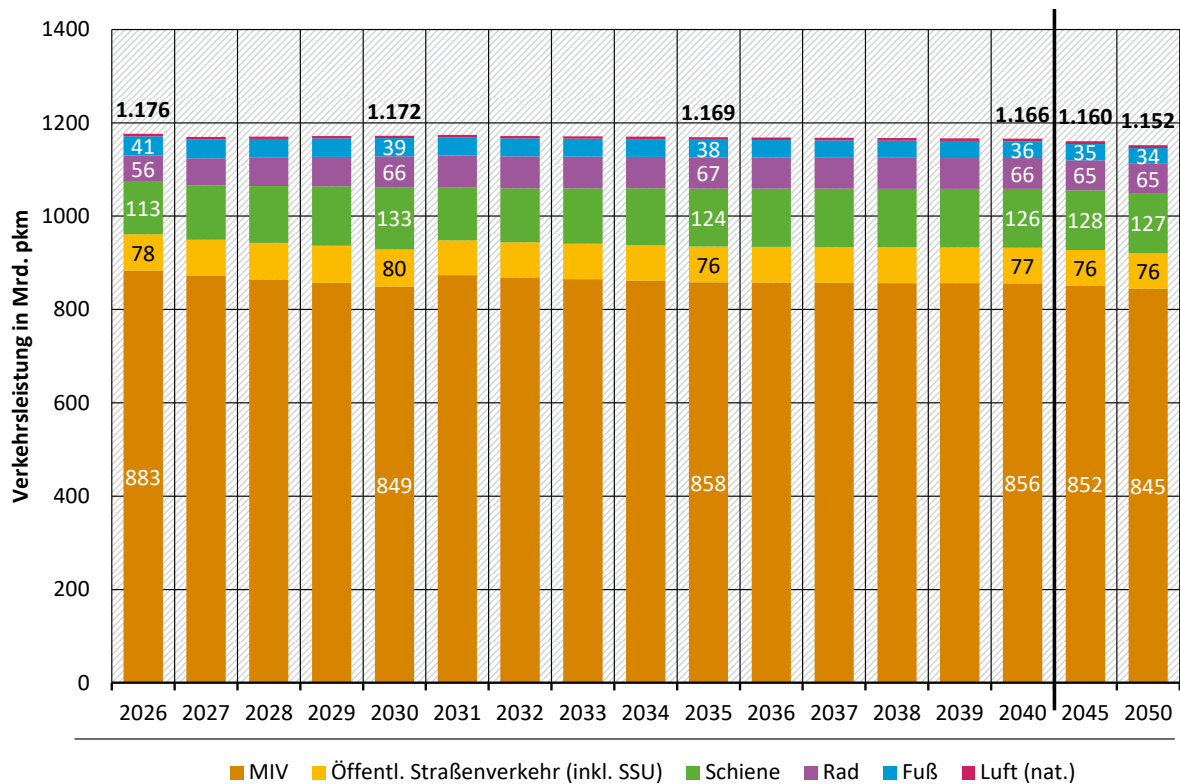


Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Personenverkehrsnachfrage wird für die Projektionen 2026 mit dem Modell ASTRA-M modelliert. Insgesamt geht die Personenverkehrsleistung ausgehend von einem Niveau in Höhe von 1.176 Mrd. pkm im Jahr 2026 leicht auf 1.172 Mrd. pkm bis 2030 und weiter bis 2050 auf 1.152 Mrd. pkm (siehe Abbildung 57) zurück. Der Rückgang ist dabei hauptsächlich auf die sinkende Bevölkerung aus den Rahmendaten zurückzuführen. Die Änderungen bei der Personenverkehrsleistung im MMS treten vor allem bis zum Jahr 2030 auf. Danach zeigt sich wenig Dynamik. Durch die Fortführung des Deutschlandtickets, den Ausbau der Fahrradinfrastruktur sowie die erhöhte Attraktivität des ÖPNV zeigen sich die größten Zuwächse beim Radverkehr und der Schiene. Die Verkehrsleistung bei der Schiene steigt bis 2030 auf 133 Mrd. pkm, beim Öffentlichen Straßenverkehr inkl. SSU (S-Bahn, Straßenbahn und U-Bahn) auf 80 Mrd. pkm und beim Radverkehr auf 66 Mrd. pkm. Der Modal-Anteil des MIV sinkt dabei leicht auf nur noch 72,4 %. Der Modal-Anteil des MIV kann sich jedoch nach 2030 auf einem Niveau von 73 % stabilisieren, bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung des MIV und den damit einhergehenden sinkenden durchschnittlichen Betriebskosten. Gleichzeitig

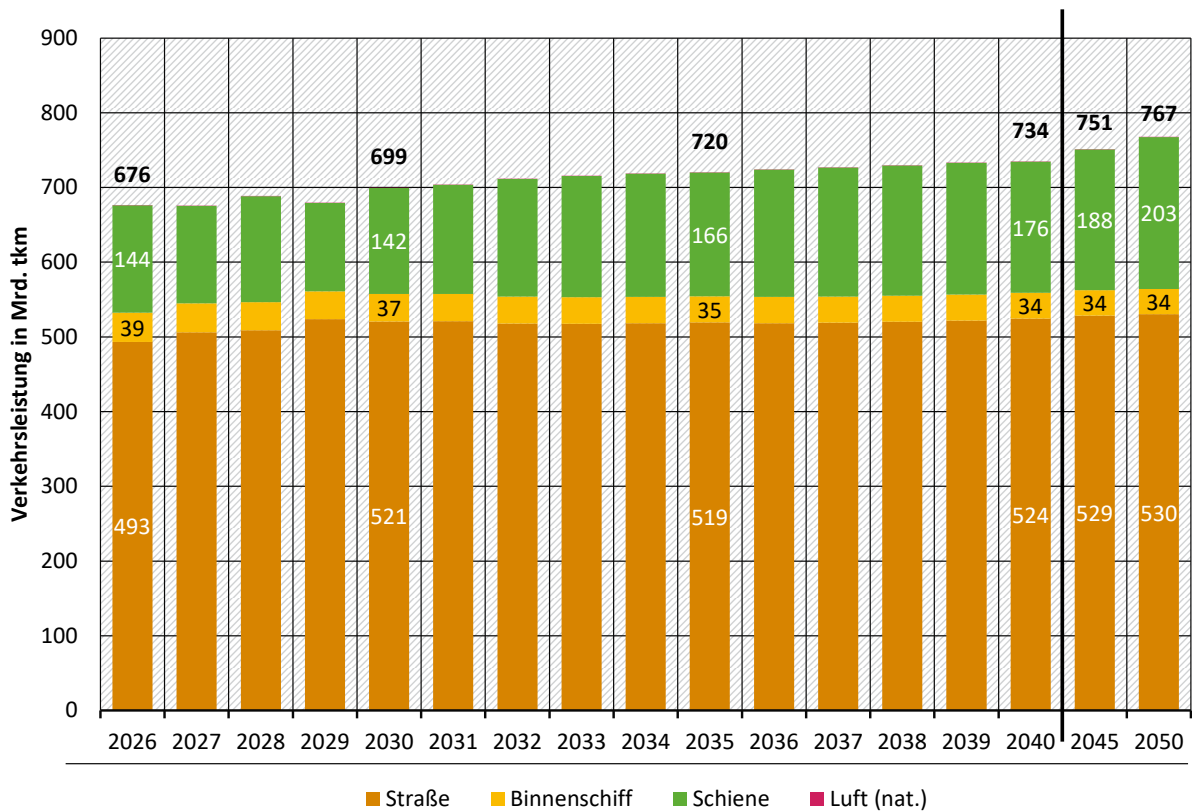
nehmen die Wegelängen ab, weil im Vergleich zu den THG-Projektionen 2025 weniger Elektrofahrzeuge im Bestand sind und damit die durchschnittlichen Pkw-Kosten je Kilometer langfristig über denen der Projektionen 2025 liegen. Da im MMS mit Ende 2030 das Auslaufen des Deutschland-Tickets angenommen wird, reagieren der Öffentliche Straßenverkehr und vor allem die Schiene ab 2031 mit einem Rückgang der Verkehrsleistung gegenüber 2030.

Abbildung 57: Projizierte Personenverkehrsleistung



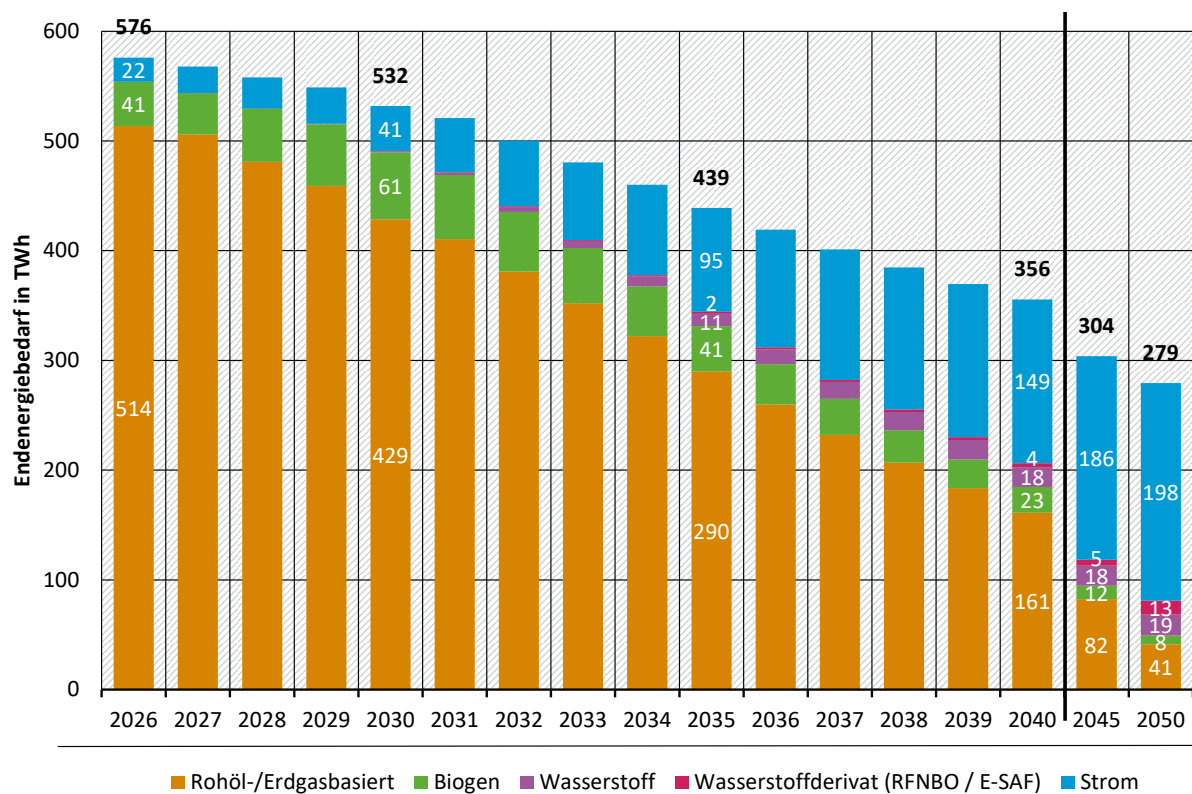
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI, Datenstand der Modellierung: 11/2025

Abbildung 58 zeigt die Entwicklung der Güterverkehrsleistung bis 2050. Treiber des Güterverkehrs ist die wirtschaftliche Entwicklung. Dabei weisen die einzelnen Sektoren unterschiedliche Wertschöpfungsentwicklungen und Transporteigenschaften auf. Diese werden für die Modellierung der Güterverkehrsleistungen berücksichtigt. Bis 2030 steigt die Verkehrsleistung im Güterverkehr in Deutschland von 676 Mrd. tkm um gut 3 % auf 699 Mrd. tkm. In dieser Phase erfolgt ein Großteil der Sanierung der Hochleistungskorridore auf der Schiene, welche diesen Verkehrsträger hemmt, so dass die Straße vom Wachstum der Nachfrage profitiert. Bis 2035 erhöht sich die Güterverkehrsleistung um weitere 3 % auf 720 Mrd. tkm. Nach erfolgter Sanierung und Verbesserung der Schieneninfrastruktur entwickelt sich der Zuwachs in dieser Phase zugunsten der Schiene, während die Lkw-Verkehrsleistung stagniert. Auch das weitere Wachstum des Güterverkehrs bis 2040 und 2050 entfällt auf die Schiene, während der Lkw stagniert und die Binnenschifffahrt leicht rückläufig ist. Dieser Rückgang ist insbesondere bedingt durch erschwerte Bedingungen an den Binnenwasserstraßen durch häufigere Hoch- und Niedrigwasser, welche die Transportkosten erhöhen, sowie durch einen Rückgang der Binnenschiffs-affinen Transportgüter (wie z. B. Kohle, Erze, Erdölprodukte). Die Schiene wiederum profitiert nach 2030 von einer zusätzlichen von ihr bedienten Nachfragekategorie: den Transporten von abgeschiedenem CO₂ von den Abscheide-Quellen zu den Verladeterminals in Norddeutschland.

Abbildung 58: Projizierte Güterverkehrsleistung

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI, Datenstand der Modellierung: 11/2025

Aus den gezeigten Entwicklungen ergibt sich ein starker Rückgang des projizierten Endenergiebedarfs im Verkehr (Abbildung 59). Treiber ist die stetig zunehmende Elektrifizierung im Straßenverkehr. Hierdurch erhöht sich nicht nur der Anteil des Stroms am Gesamtenergiebedarf. Durch die höhere Effizienz sinkt auch der Energiebedarf insgesamt. Ausgehend von 576 TWh Endenergiebedarf geht dieser bis 2045 auf 304 TWh und damit um mehr als die Hälfte zurück. Dabei steigt der projizierte Anteil des Stroms von rund 4 % auf rund 71 % an bzw. auf knapp unter 190 TWh. Der Bedarf an fossilen Kraftstoffen geht bis zum Jahr 2045 auf 82 TWh zurück und fällt danach weiter stark ab. Wasserstoff wird hauptsächlich im Straßengüterverkehr genutzt. Mit der zunehmenden Marktdurchdringung von Wasserstoff-Lkw steigt der projizierte Wasserstoffbedarf auf etwa 18 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 entsprechend den getroffenen Annahmen zur Fortschreibung der THG-Quote nach dem Jahr 2030 von 41 TWh (2026) auf 8 TWh (2050).). Wasserstoffderivate spielen als vergleichsweise teure Kraftstoffoptionen vor allem kurz- und mittelfristig eine untergeordnete Rolle in der Projektion des Verkehrssektors. Als Co-Produkt der Herstellung von synthetischen Flugtreibstoffen steigt die Verfügbarkeit von strombasiertem Benzin entsprechend dem regulatorisch geprägten Hochlauf im Luftverkehr ab dem Jahr 2030 kontinuierlich an. Im Jahr 2040 sind 4 TWh Wasserstoffderivate. Ihre Nutzung steigt bis 2050 auf etwa 13 TWh.

Abbildung 59: Projizierte Endenergienachfrage der nationalen Verkehre

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

7.3 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung findet für die in Moosmann et al. (2026) aufgeführten Politikinstrumente statt und bezieht sich auf die dort aufgeführte Parametrisierung der Instrumente. Dafür kommen die beiden Modelle TEMPS (Schwerpunkt Flottenmodellierung und Kraftstoffmodellierung) und ASTRA-M (Modellierung der Verkehrsnachfrage) zum Einsatz (siehe Abschnitt 7.1). Flankierende Instrumente sind in der Instrumentenwirkung nicht explizit 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 44). 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 sind⁷⁵. Auf diese Weise werden die Interaktionen der Wirkung der Einzelinstrumente bzw. des

⁷⁵ Die Referenz entspricht nicht dem MMS der Projektionen 2025 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 Entwicklung von Parametern, ohne die entsprechende Maßnahmenwirkung und daher mit großen Unsicherheiten verbunden.

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 2025 zunächst Instrumentenbündel gebildet, in denen Instrumente zusammengefasst werden, die einen vergleichbaren Wirkmechanismus besitzen (siehe Tabelle 43). Ausgehend von der Projektion des MMS werden alle Instrumente eines Bündels gemeinsam mit einer „Minus-Eins-Logik“ nicht in der Modellierung 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 Modellierung, in der das jeweilige Bündel über die „Minus-Eins-Logik“ nicht berücksichtigt ist, jeweils die einzelnen Instrumente in einer „Plus-Eins-Logik“ der Modellierung hinzugefügt. Aus der Minderungswirkung der einzeln aktivierten Instrumente innerhalb eines Instrumentenbündels wird die Verteilung der für das Gesamtbündel projizierten Minderungswirkung (siehe vorheriger Schritt für Minderungswirkung des Gesamtbündels) bestimmt.

Tabelle 43: Bündelung der Instrumente im MMS für die Einzelinstrumentenbewertung

Bündelname	Wirkungsmechanismus	Enthaltene Instrumente
Technik	Hauptsächlicher Einfluss auf die Anschaffungsentscheidung	• CO₂-Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge • CO₂-Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge • Unterstützung emissionsfreier und -armer gewerblicher Kraftfahrzeuge • Kfz-Steuerbefreiung emissionsfreier Fahrzeuge
Wegekosten mit Differenzierung nach Emissionen	Hauptsächlicher Einfluss auf die Wegekosten und auf Verkehrsverlagerung	• EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS) • 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	• THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie • Beimischquote für SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)
Nachfrage	Direkte Wirkung auf die Verkehrsnachfrage	• Ausbau der Radinfrastruktur • Attraktivität des ÖPNV erhöhen • Deutschlandticket für den Nahverkehr

Bündelname	Wirkungsmechanismus	Enthaltene Instrumente
		• Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde • Verlängerung der Förderkulisse des Schienengüterverkehrs • Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Für das Verständnis der im Folgenden dargestellten Instrumentenwirkung ist eine Übersicht darüber, gegenüber welcher Ausgestaltung das jeweilige Instrument bewertet ist, relevant (siehe Tabelle 44).

Tabelle 44: Übersicht über Ausgestaltung der Instrumente im OMS für die Instrumentenbewertung

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS)	Keine CO ₂ -Bepreisung im Verkehr
Unterstützung emissionsfreier und -armer gewerblicher Kraftfahrzeuge	Keine privilegierte Berücksichtigung bestimmter Antriebe in der Dienstwagenbesteuerung und bei den Abschreibungen gewerblicher Kraftfahrzeuge; d.h. alle Antriebstypen unterliegen derselben Besteuerung
Kfz-Steuerbefreiung emissionsfreier Fahrzeuge	Keine Kfz-Steuerbefreiung für emissionsfreie Fahrzeuge
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	Keine temporäre Anhebung der Pauschale ab dem 1. 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	Keine Fortführung des Deutschlandtickets nach 2025
Ausbau der Radinfrastruktur	Bereitstellung der Fördermittel für den Radverkehrsinfrastrukturausbau (Bundesförderung) nur bis 2023
Förderung Schienengüterverkehr	Trassenpreisförderung nur bis 2024, Entfall weiterer Förderungen (z.B. Förderung des kombinierten Verkehrs)
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 Annahme des indirekten Effekts, dass die CO ₂ -Zielwerte für schwere Nutzfahrzeuge in Deutschland ggü. der EU nicht übererfüllt werden.
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 ggü. 2021 ab 2030: -37,5 % (Pkw); -31 % (leichte Nutzfahrzeuge)

Instrument	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
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 % Geringerer Gültigkeitsbereich der Regulierung (Busse und Lkw < 16 t zGG unterliegen nicht den CO ₂ -Emissionsstandards)
THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Stand des BImSchG vor der Umsetzung der RED II in die THG-Quote im Jahr 2021: u.a. Zielwert der THG-Quote verbleibt ab 2020 bei 6 %; keine Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe; keine Anrechnung der Emissionsminderung aus der Stromnutzung im Straßenverkehr
Beimischquote für SAF ⁷⁶ 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 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 vollelektrischen Fahrzeugen. Die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sind bis zum Jahr 2030 (Tabelle 45 und Abbildung 60) in dieser Instrumentenbewertung jedoch mit relativ geringen Minderungswirkungen verbunden (2030: 0,57 Mio. t CO₂-Äq.). Dies hängt damit zusammen, dass in der Referenzmodellierung die zuvor gültige Ausgestaltung der Regulierung als Vergleich herangezogen wird und somit in der Instrumentenbewertung 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: 0,85 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 den wesentlichen Anteil der 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 vollelektrischen Fahrzeuge und die damit verbundene Emissionsminderung. Die CO₂-Flottenzielwerte sind damit die beiden Instrumente, die die höchste THG-Emissionsminderungsleistung im Verkehr erbringen.
- 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 hat eine starke Interaktion mit den CO₂-Flottenzielwerten für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie für schwere Nutzfahrzeuge, von denen eine noch stärkere Anreizwirkung für die Elektrifizierung des Bestands ausgeht als von den beiden hier diskutierten preislichen

⁷⁶ Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltige Flugkraftstoffe)

Anreizinstrumenten. 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 45).

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 vollständige Befreiung bzw. Reduzierung der Infrastrukturabgabe 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 auf die Neuzulassungen 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 in größerem 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. Gleiches gilt für die Lkw-Maut.

- 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 45 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-Quote⁷⁷ 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 energetischen Anteil in den Kraftstoffen behalten (Moosmann et al., 2026). Mit der zunehmenden Transformation hin zu batterieelektrischen und wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sinkt nach dem Jahr 2030 die Emissionsminderungswirkung der THG-Quote, da die absolute Menge an eingesetzten erneuerbaren Kraftstoffen über die Zeit absinkt. Die leichten Mehremissionen im Jahr 2026 gehen darauf zurück, dass im kontrafaktischen OMS angenommen wird, dass keine Anrechnung der Emissionsminderung aus Strom stattfindet. Zusammen mit den nicht vorhandenen Multiplikatoren für fortschrittliche Biokraftstoffe im OMS führt das dazu, dass im OMS im Jahr 2026 leicht mehr Biokraftstoffe eingesetzt werden als in den Projektionen 2026.

⁷⁷ Version vor der Änderung am 01. Oktober 2021

Tabelle 45: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS) im Vergleich zum OMS; Wirkbeginn der Abschätzung: 2026

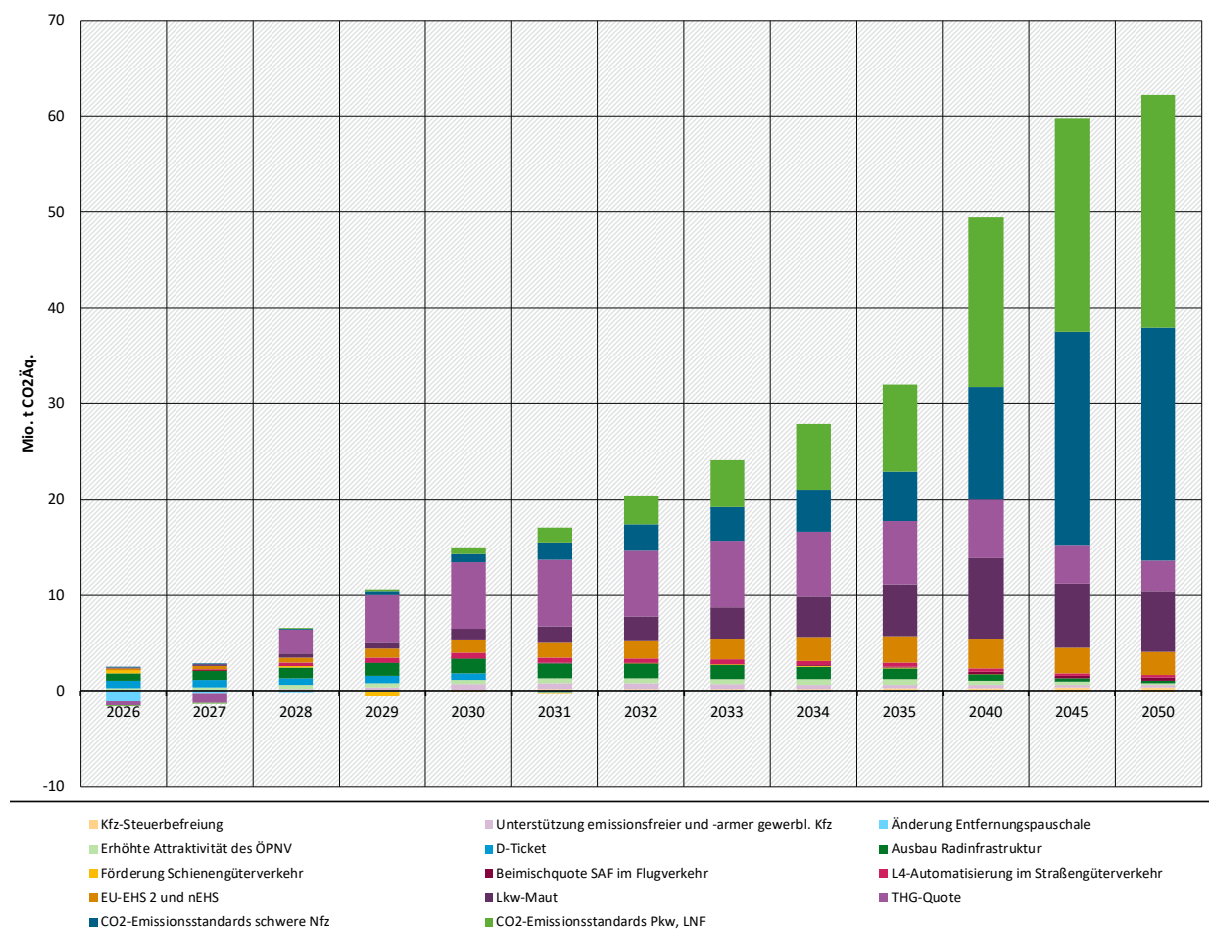
Instrument	2026	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 2) und nationaler Emissionshandel (nEHS)	0,17	1,27	2,67	3,07	2,67	2,50
Kfz-Steuerbefreiung emissionsfreier Fahrzeuge	0,00	0,12	0,24	0,29	0,33	0,37
Unterstützung emissionsfreier und -armer gewerblicher Kraftfahrzeuge	0,00	0,56	0,38	0,33	0,29	0,26
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	0,26	0,48	0,57	0,45	0,29	0,17
Deutschlandticket für den Nahverkehr	0,79	0,68	0,00	0,00	0,00	0,00
Ausbau der Radinfrastruktur	0,77	1,56	1,19	0,66	0,35	0,20
Förderung Schienengüterverkehr	0,35	-0,12	0,03	0,01	0,00	-0,01
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässiger Gesamtmasse	0,06	1,12	5,43	8,49	6,69	6,24
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	-0,02	0,57	9,06	17,73	22,34	24,31
CO ₂ -Emissionsstandards für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge	0,01	0,85	5,16	11,78	22,22	24,27
THG-Quote/Erneuerbare-Energien-Richtlinie	-0,44	7,06	6,71	6,09	4,03	3,27
Beimischquote SAF im Flugverkehr („ReFuelEU Aviation“)	0,02	0,05	0,16	0,25	0,28	0,36
Einführung von Level 4 Automatisierung im Straßengüterverkehr	0,00	0,61	0,40	0,35	0,31	0,28
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	-1,09	0,00	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 übrigen Instrumente bewirken tendenziell geringere THG-Emissionsminderungen in den modellbasierten Projektionen. Die Fortsetzung der Förderung der Radverkehrsinfrastruktur bis 2030 bewirkt in Kombination mit etwas höheren Kosten für den MIV eine Verlagerung auf den Radverkehr und eine THG-Emissionsminderung von bis zu 1,56 Mio. t CO₂-Äq. Das Deutschlandticket erzielt im Jahr 2026 durch die Verlagerung auf den ÖPNV eine spürbare Minderungswirkung, ist aber durch die Kostensteigerung des Tickets gegenüber 2025 und einer Anpassung der Verhaltensfunktion an den aktuellen Rand geringer als in den letztjährigen THG-Projektionen. Die verkehrlichen Wirkungen des Deutschland-Tickets werden modellhaft über die Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen Monatstickets der größten Verkehrsverbünde berechnet. Die Erhöhung der monatlichen Preise verringert damit auch die Einsparung, weswegen der Verlagerungseffekt geringer ausfällt. Zusätzlich fällt ins Gewicht, dass durch die Anpassungen an die aktuellen Statistiken für den ÖPNV gegenüber den THG-Projektionen 2025 die Reaktion auf die Preisanpassung etwas stärker ausfällt und damit eine

geringere THG-Minderungswirkung entsteht. Entgegengesetzt und damit emissionssteigernd wirkt die zeitlich befristet angenommene Erhöhung der Pendlerpauschale. Eine zusätzliche THG-Emissionsminderung in Höhe von bis zu 0,57 Mio. t CO₂-Äq. wird durch das Instrument der Förderung der Attraktivität des ÖPNV bewirkt. 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 Flugkraftstoffe 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 60: Beiträge der Instrumente zur projizierten Treibhausgasminderung im Vergleich zum OMS



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut, auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

7.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

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 Unterschiede der Datengrundlage und der Instrumentierung der Projektionen 2026 gegenüber den Projektionen 2025 eingegangen, bevor die Ergebnisse der beiden Projektionen miteinander verglichen werden.

7.4.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Eine wesentliche Grundlage der Modellierungen sind die Rahmendaten, welche als Teil der Erstellung der Projektionen sektorübergreifend ermittelt werden. Sie geben die gesellschaftlichen und wirtschaftliche Strukturen vor, innerhalb derer der Verkehrssektor modelliert wird. Die Rahmendaten der Projektionen 2026 (Kemmler et al., 2026)) unterscheiden sich in folgenden Punkten von den Rahmendaten der Projektionen 2025 (Kemmler et al., 2025).

- ▶ **Die Bevölkerungsentwicklungsprognose liegt jetzt niedriger, wodurch Emissionsminderung begünstigt wird.** Während in den Projektionen 2025 die Bevölkerung bis 2032 zugenommen hat, bevor ein Rückgang eingesetzt hat, bleibt die Bevölkerung in den Projektionen 2026 zunächst stabil und beginnt bereits ab 2028 zu sinken. Bis 2050 ergibt sich so eine um 2,7 % geringere Gesamtbevölkerung gegenüber den Projektionen 2025.
- ▶ **Die wirtschaftliche Entwicklung (BIP) weicht kurzfristig leicht ab, ist ab 2028 jedoch vergleichbar, weshalb der Einfluss auf den Emissionspfad vernachlässigbar ist.** In den Projektionen 2026 wird eine leicht verzögerte konjunkturelle Erholung angenommen, weshalb im Jahr 2026 das Wachstum leicht unter den Projektionen 2025 liegt und im Jahr 2027 leicht darüber. Langfristig beträgt die angenommene jährliche Wachstumsrate knapp 1 %.
- ▶ **Die Energiepreise für fossile Kraftstoffe liegen unter und für Strom über dem Niveau der Projektion 2025, wodurch Emissionsminderung erschwert wird.** Grund hierfür ist ein leicht geringerer Ölpreis bis zum Jahr 2040 sowie eine aktualisierte Parametrisierung der THG-Quote mit niedrigeren Preisen für die Zielerfüllungsoptionen. Die effektiven Ladestrompreise liegen über den Projektionen 2025, da die Annahmen zu Preisaufschlägen an öffentlichen Ladepunkten aktualisiert wurden. Beides schlägt sich in einer reduzierten Elektrifizierung nieder.

Jedes Jahr werden aktuelle Statistikdaten in die Modelle eingepflegt, um möglichst präzise den aktuellen Rand der Modellierung abzubilden. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung der Modelle werden auch andere zugrunde liegende Daten aktualisiert und optimiert. Wesentliche Änderungen in den Projektionen 2026 sind folgende:

- ▶ Jährliche Aktualisierung von Fahrzeugbestand, Energiemengengerüst, Verkehrsleistungszahlen, Kraftstoffquoten, Neuzulassungsdaten, um auf eine möglichst genaue Absprunghöhe für die Projektionen des Verkehrssektors aufzusetzen. Zudem führen aktuelle Daten zu angepassten Kalibrierungen verschiedener Modellparameter sowie zu angepassten Parametrisierungen einiger Instrumente.
- ▶ Neue Bestandsdaten des Zentralen Fahrzeugregisters des KBA (Kraftfahrt-Bundesamt [KBA], o.J.) ermöglichen die Aktualisierung der antriebspezifischen Bestandszugehörigkeitskurven. Die neuen Daten zeigen wieder eine längere Bestandszugehörigkeit von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen sowie eine kürzere von batterieelektrischen als in den Projektionen 2025. Hierdurch verlangsamt sich die Bestandsdurchdringung von Nullemissionsfahrzeugen und die Emissionsminderung wird erschwert.
- ▶ Für den Schienenverkehr wird angenommen, dass der Deutschlandtakt erst im Jahr 2050 vollständig implementiert ist. Im Gegensatz zu den Projektionen 2025 wurde bei den aktuellen Projektionen 2026 der bis 2035 verzögerte Zeitplan der Sanierung der Hochleistungskorridore übernommen.

In der Instrumentierung bestehen nur wenige relevante Änderungen im Vergleich zu den Projektionen 2025. Anpassungen ergeben sich zum Teil auch durch Anpassungen der Parametrisierung, die sich durch Aktualisierungen der Datengrundlage ergeben:

- ▶ Die CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wurden im Juni 2025 leicht angepasst und es wurde ein Averaging für die Jahre 2025–2027 eingeführt. Durch das Averaging für die Jahre 2025–2027 können die Hersteller Zielverfehlungen ausgleichen und müssen die Flottenzielwerte im Zeitraum 2025–2027 im Durchschnitt einhalten und nicht wie zuvor in jedem Jahr. In der Parametrisierung wird auf Basis unterjähriger Daten für das Jahr 2025 davon ausgegangen, dass die Zielwerte im Jahr 2025 um 6,9 g CO₂/km (Pkw) bzw. um 14 g CO₂/km (leichte Nutzfahrzeuge) verfehlt werden (Monteforte & Diaz de Aguilar, 2025). Diese Zielverfehlung wird im Jahr 2027 ausgeglichen. In den Projektionen 2025 hingegen werden die Zielwerte jedes Jahr eingehalten und die angenommene Mindestemissionsentwicklung, welche sich aus den CO₂-Flottenzielwerten ableitet, liegt in den Jahren 2026 und 2027 unter dem aus der Regulierung vorgegebenen Zielwert für den Zeitraum 2025–2029. Für die übrigen Modellierungsjahre 2028–2029 und 2030–2035 wurde in den Projektionen 2026 verglichen zu den Projektionen 2025 keine weitere Anpassung der Modellierungsparameter vorgenommen. In den Projektionen wird zudem berücksichtigt, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neuzulassungen in Deutschland auf einem anderen Niveau liegen als der europäische Durchschnitt. Die relative Abweichung wird aus den zuletzt verfügbaren Daten des EU-Monitorings der Flottenzielwerte abgeleitet (EEA, 2025a, 2025b) und lag mit 9,6 % (Pkw) bzw. 10,5 % (leichte Nutzfahrzeuge) über den Werten, die in den Projektionen 2025 angenommen wurden. Entsprechend ist die für die CO₂-Flottenzielwerte angenommene Mindestentwicklung der CO₂-Emissionen der neu zugelassenen Fahrzeuge höher als in den Projektionen 2025.
- ▶ Die CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge sind in ihrer Ausgestaltung gleich geblieben im Vergleich zu den Projektionen 2025. Aufbauend auf der aktuellen Datenlage (Mulholland et al., 2025) sind die Flottenzielwerte jedoch anders parametrisiert. Die Monitoring-Daten der Regulierung zeigen einerseits, dass die Zieleinhaltung der CO₂-Flottenzielwerte stärker als in den Projektionen 2025 angenommen über eine Effizienzsteigerung der verbrennungsmotorischen Lkw stattfindet. Zudem haben bzw. werden die Hersteller so genannte „early credits“ einsetzen können für die Zieleinhaltung der Regulierung. Es ist angenommen, dass die erwartete Zielübererfüllung für das Jahr 2025 dazu führt, dass Emissionsgutschriften in den Jahren 2030 und 2031 die Minderungsanforderung leicht reduzieren. Eine weitere methodische Anpassung ist die bessere Abbildung der Regulierungsperiode dieses Instruments. Da die Regulierungsperiode eines Jahres immer von Juli des Jahres bis Juni des Folgejahres läuft, ist die Minderungsanforderung im Vergleich zu den Projektionen 2025 um ein halbes Jahr zeitlich nach hinten verschoben.
- ▶ Aufgrund der seit 2025 langfristig bis 2030 gesicherten Finanzierung des Deutschlandtickets ist im Gegensatz zu den Projektionen 2025 das Angebot des Deutschlandtickets in den Projektionen 2026 bis zum Jahr 2030 implementiert, jedoch mit einer Preissteigerung versehen. Durch die Preissteigerung und die Anpassung der Funktionsparameter im Logit zur Anpassung der Verkehrsmittelwahl an den aktuellen Rand wirkt das Deutschland-Ticket ab 2026 weniger stark.
- ▶ Für den Schienengüterverkehr wurde die Förderkulisse bestehend aus Absenkung der Trassenpreise durch Zuschüsse, Förderung des kombinierten Verkehrs und Förderung des Einzelwagenverkehrs explizit modelliert mit Effekten bis 2029. In den Projektionen 2025

waren diese Instrumente in die zentralen Annahmen für den Schienenverkehr integriert und nicht separat ausgewiesen. Ebenfalls wiesen sie kürzere Laufzeiten auf.

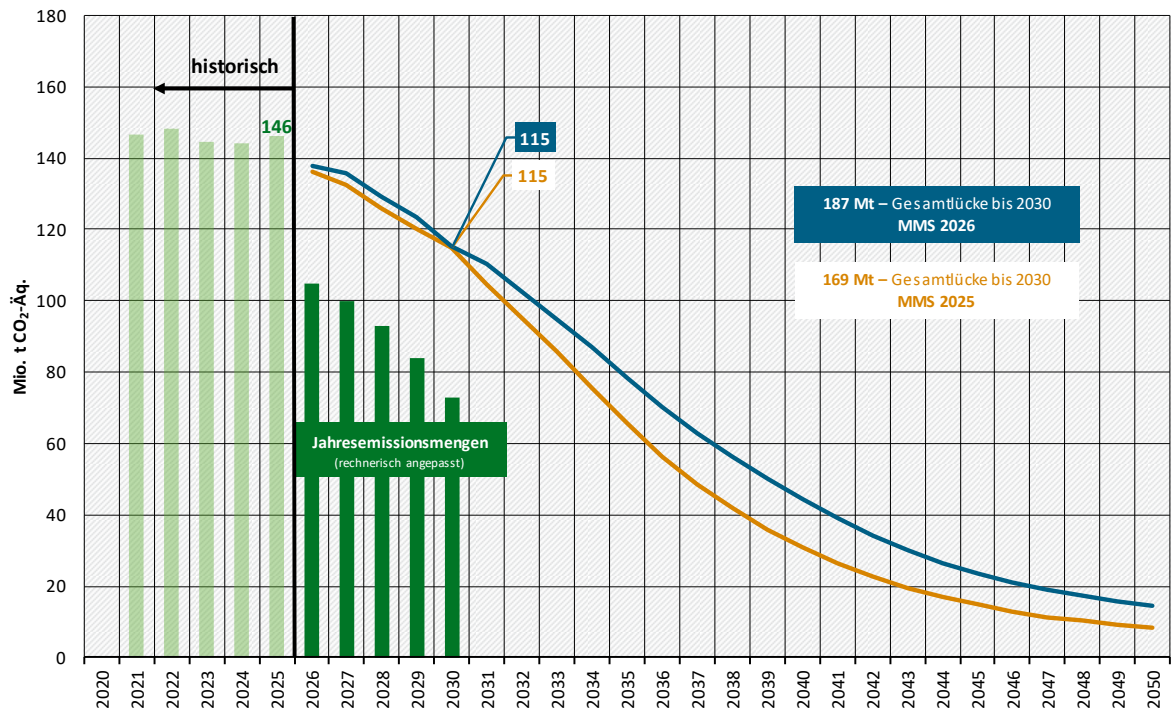
- Die Ausgestaltung der THG-Quote hat sich im Vergleich zu den Projektionen 2025 nicht verändert, da die Umsetzung der im Jahr 2023 angepassten RED erst im April 2026 stattgefunden hat. Die aktualisierte Datenlage zeigt jedoch vor allem bei Dieselmotoren eine starke Verschiebung zu fortschrittlichen Biokraftstoffen (Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil A der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie), welche im Kontext der THG-Quote einen höheren Zielerfüllungsbeitrag leisten als andere Biokraftstoffe, im Vergleich zu den Projektionen 2025. Zudem sind niedrigere Preise als in den Projektionen 2025 für die Zieleinhaltung hinterlegt.

In Bezug auf die Anpassung der berücksichtigten Instrumente wirken auf die THG-Emissionen am stärksten die Anpassungen der CO₂-Flottenzielwerte und der THG-Quote. Die Anpassungen in der Parametrisierung dieser drei Instrumente führen tendenziell zu höheren THG-Emissionen im Verkehr.

7.4.2 Auswirkung auf Ergebnisse

Alle oben genannten Anpassungen von Rahmendaten, Datengrundlage und Instrumentierung resultieren in einem veränderten projizierten Emissionsverlauf der Projektionen 2026 gegenüber den Projektionen 2025. Die Emissionen der Projektionen 2026 liegen in allen modellierten Jahren - außer im Jahr 2030 - über den Emissionen der Projektionen 2025. Strukturell sind die beiden Emissionsverläufe der Projektionen 2026 und Projektionen 2025 jedoch ähnlich. Der projizierte Emissionsverlauf beider Szenarien sowie die Jahresemissionsmengen nach Klimaschutzgesetz sind in Abbildung 61 dargestellt. Die höheren projizierten Emissionen bis zum Jahr 2030 führen dazu, dass die Gesamtlücke gegenüber den Jahresemissionsmengen des Klimaschutzgesetzes von 169 Mio. t CO₂-Äq. auf 187 Mt CO₂-Äq. ansteigt. In den folgenden Jahren zeigen die Projektionen 2026 deutlich höhere Emissionen - der Abstand zu den Projektionen 2025 steigt bis zum Jahr 2038 auf 14,3 Mio. t CO₂-Äq. (+34 %) an und geht anschließend bis zum Jahr 2050 auf 6,4 Mio. t CO₂-Äq. (+78 %) zurück.

Abbildung 61: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellierung Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

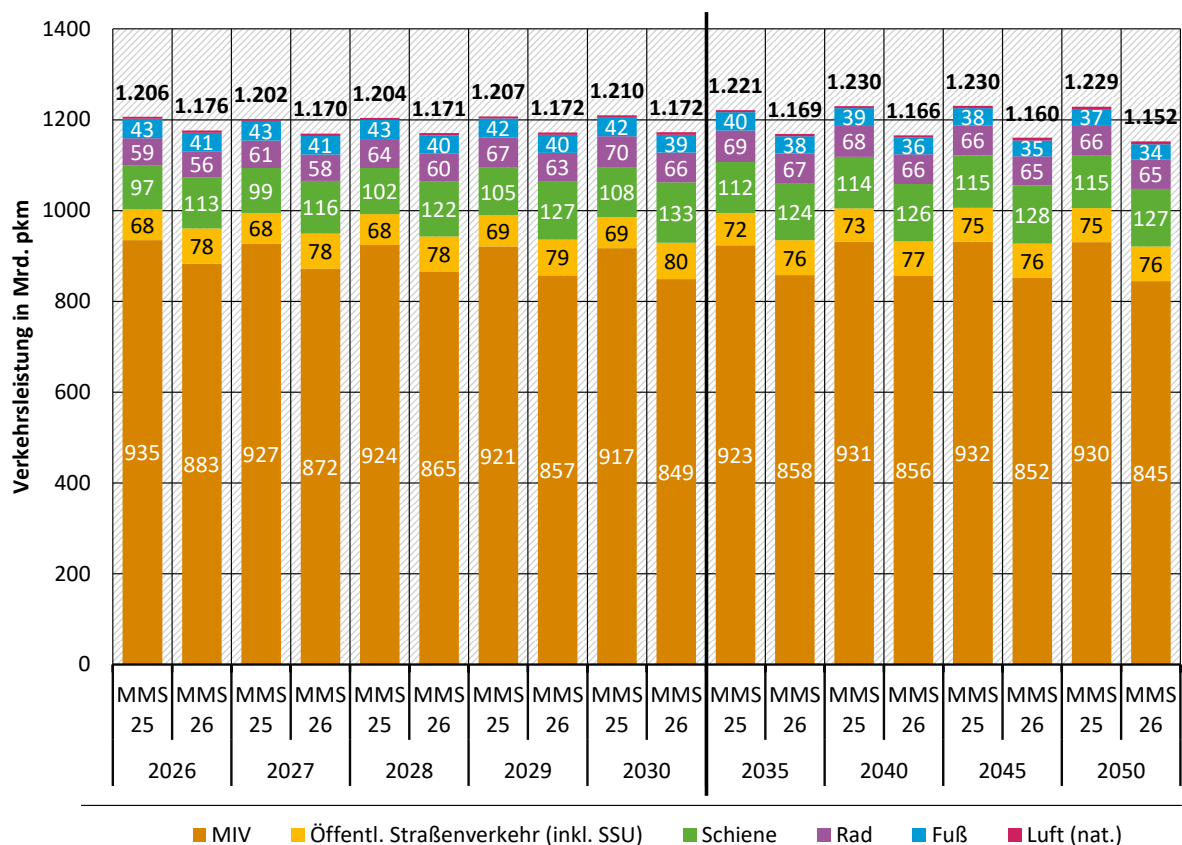
Im projizierten Emissionsverlauf zeigt sich, dass die Anpassungen in den Projektionen 2026, welche eine Emissionsminderung erschweren, die Effekte der Anpassungen überwiegen, welche eine Emissionsminderung begünstigen. Den stärksten Effekt haben hier veränderte Parametrisierungen der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie für schwere Nutzfahrzeuge (z. B. aktualisierter Fahrzeugbestand am Übergang von historischen Daten zur Projektion, Anpassung der Bestandszugehörigkeit batterieelektrischer Pkw, stärkere Effizienzsteigerung bei verbrennungsmotorischen Lkw, Berücksichtigung von „early credits“), die einen geringeren Bestandshochlauf emissionsfreier Fahrzeuge mit sich bringen. Langfristig, d. h. nach dem Jahr 2030, wirkt zudem die angepasste Parametrisierung der THG-Quote in Richtung eines höheren projizierten Emissionspfads. Dieser Effekt kommt dadurch zustande, dass anders als in den Projektionen 2025, in denen für den Zeitraum nach 2030 für die Biokraftstoffe angenommen wurde, dass der Anteil der Biokraftstoffe in Bezug auf den Referenzwert der THG-Quote konstant bleibt, die Annahme getroffen wurde, dass der energetische Anteil der Biokraftstoffe im Kraftstoffmix nach 2030 gleich bleibt. In die entgegengesetzte Richtung wirken vor allem die Annahme einer geringeren Bevölkerungszahl (siehe nächster Absatz) sowie vor dem Jahr 2030 auch die THG-Quote, die in einigen Jahren die geringere Elektrifizierung des Bestands über höhere erneuerbare Kraftstoffmengen ausgleicht.

Die Unterschiede in der Personen- und Güterverkehrsnachfrage im Vergleich zu den Projektionen 2025 gehen im Wesentlichen auf die veränderten Rahmendaten der Bevölkerungsprognose (treibender Parameter für den Personenverkehr) und die sektoralen Produktionswerte (treibender Parameter für den Güterverkehr) zurück.

Insbesondere die Bevölkerung liegt niedriger als in den Projektionen 2025 und verringert damit die Gesamtverkehrsnachfrage im Personenverkehr im Vergleich zu den Projektionen 2025 (Abbildung 62). Aktuelle Daten zur Personenverkehrsnachfrage für das Jahr 2025 weisen bereits eine niedrigere Personenverkehrsnachfrage auf als in den Projektionen 2025. Im Gegensatz zu

den Projektionen 2025 zeigt sich durch die Fortführung des Deutschlandtickets bis 2030 erst ab 2031 eine Reduzierung der Verkehrsnachfrage des Schienenpersonenverkehrs, welcher zusätzlich durch die explizite Abbildung der Sanierung der Hochleistungskorridore beeinflusst wird. Nach Abschluss der Sanierung der Hochleistungskorridore und mit der zunehmenden Implementierung des Deutschlandtakts nimmt die Attraktivität des Schienenpersonenverkehrs wieder zu und es werden bis 2050 höhere Verkehrsnachfragewerte als in den Projektionen 2025 erreicht. Durch die Fortsetzung des Deutschlandtickets bis 2030 und durch Schienenersatzverkehre während der Korridorsanierungen nimmt die Nachfrage beim öffentlichen Straßenverkehr bis 2035 zu. Im Radverkehr zeigt sich durch die Modellierung der Radverkehrsförderung eine vergleichbare Wirkung wie bei den Projektionen 2025. Der Radverkehr nimmt vor allem wegen der Förderung der Radinfrastruktur bis 2030, aber auch wegen der zunehmenden Durchdringung des Marktes mit Pedelecs, zu und verharnt danach auf hohem Niveau.

Abbildung 62: Projizierte Personenverkehrsnachfrage der Projektionen 2025 und 2026 im Vergleich

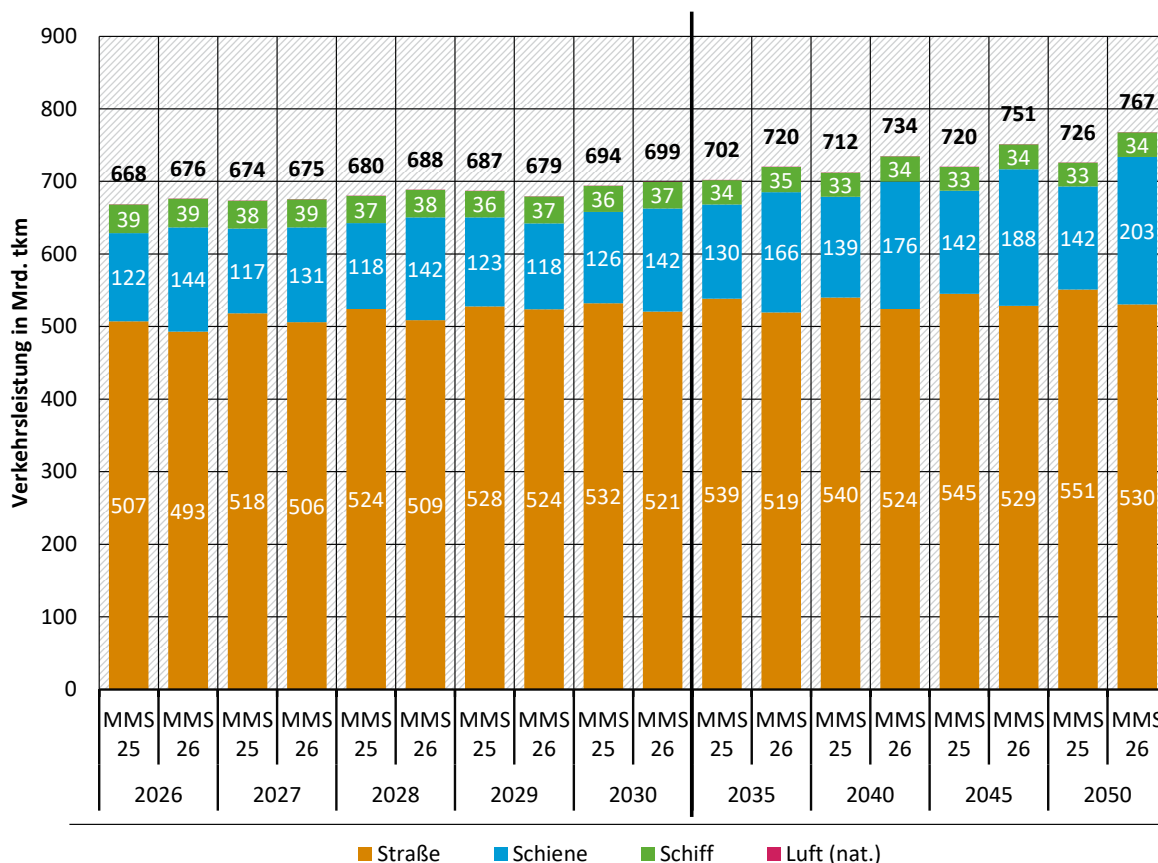


Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Bis 2030 liegt die Entwicklung des Güterverkehrs in den Projektionen 2026 auf ähnlichem Niveau wie in den Projektionen 2025 (Abbildung 63). Dabei wurde auch die Verteilung am Übergang von historischen Daten zur Projektion nachjustiert und kalibriert. Nach 2030 liegt die Güterverkehrsleistung zunehmend deutlich über den Projektionen 2025. Zum einen sind zusätzliche Transporte von abgeschiedenem CO₂ auf der Schiene berücksichtigt worden, die bisher nicht modelliert wurden. Zum anderen liegen die Kilometer-Kosten des Verkehrs mit schweren Lkw aufgrund der verzögerten Elektrifizierung dieser Lkw mittel- und langfristig etwa 5 % höher. Dieser relative Kostenvorteil der Schiene führt zu einer stärkeren Verlagerung auf

diese⁷⁸. Dabei steigen die Transportweiten der einzelnen Transporte, da aufgrund des weitmaschigeren Schienennetzes Transporte auf der Schiene längere Wege zurücklegen, als wenn derselbe Transport auf der Straße erfolgt wäre. Deshalb erhöht eine stärkere Verlagerung auf die Schiene die Gesamtverkehrsleistung.

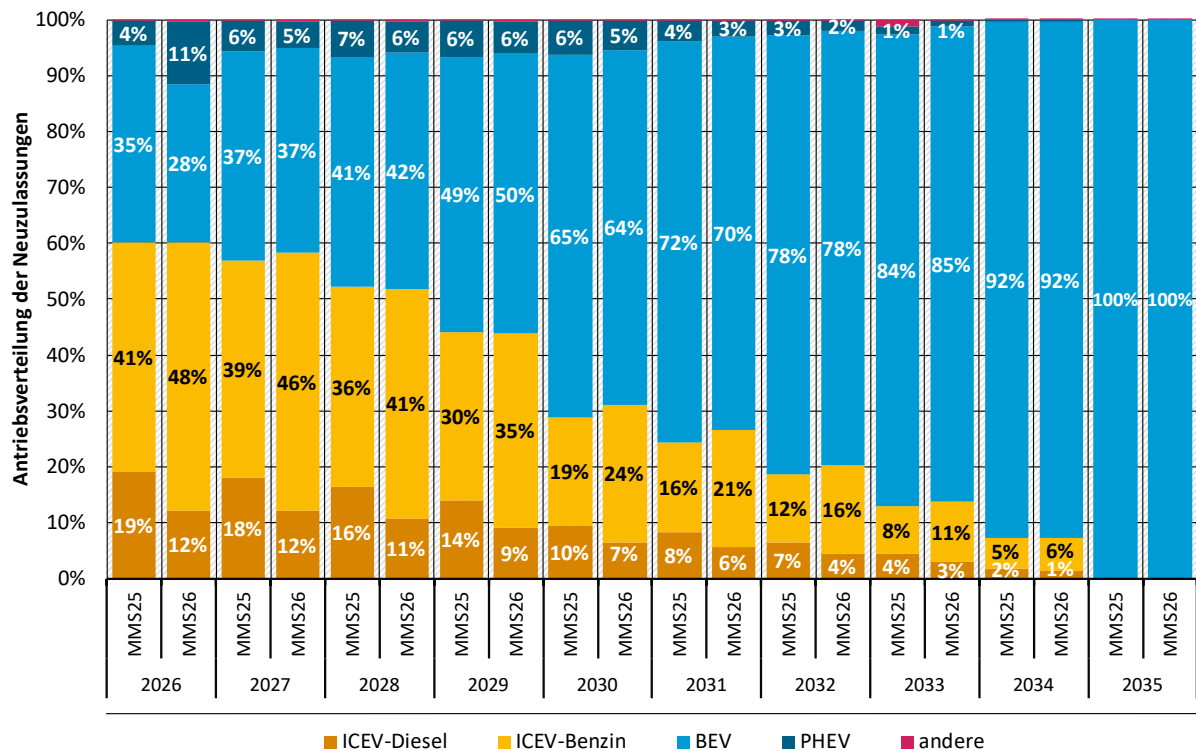
Abbildung 63: Projizierte Güterverkehrsnachfrage der Projektionen 2025 und 2026 im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

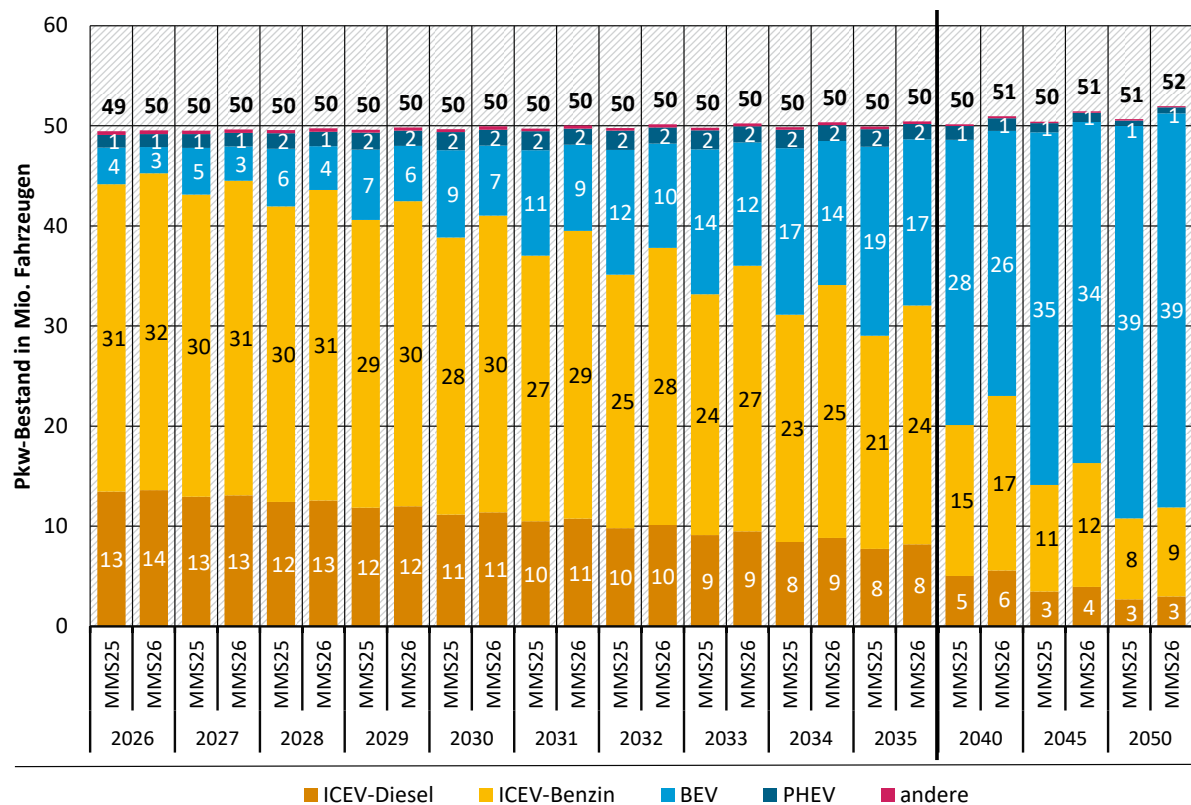
Bei den projizierten Pkw-Neuzulassungen zeigt sich im Vergleich zu den Projektionen 2025 ein grundsätzlich ähnlicher Hochlauf der Elektrifizierung (Abbildung 64). Die Aktualisierung auf historische Daten des Jahres 2024 führt in den Projektionen 2026 für das Jahr 2026 zu höheren Anteilen von PHEV und von Benzin-Pkw. Die Anteile von BEV und von Diesel-Pkw sind entsprechend geringer. Dieses Nachführen nimmt Einfluss auf die Modell-Kalibrierung (Logit-Faktoren) und wirkt somit über den gesamten Modellierungszeitraum. Die Verteilung zwischen BEV und PHEV liegt ab dem Jahr 2027 wieder sehr ähnlich zu den Projektionen 2025, was auf die Anpassung des Utility Factors von PHEV ab dem Jahr 2027 zurückzuführen ist. Der höhere Anteil der Benzin-Pkw in den Projektionen 2026 zeigt sich über den gesamten Modellierungszeitraum, was vor dem Hintergrund des niedrigeren Emissionsfaktors von Benzin gegenüber Diesel Einfluss auf die Treibhausgasemissionen nimmt. Zudem ist erkennbar, dass der Anteil der verbrennungsmotorischen Pkw leicht höher liegt als in den Projektionen 2025. Dies ist u. a. auch darauf zurückzuführen, dass für die Projektionen 2026 eine höhere Abweichung der Durchschnittsemissionen in Deutschland gegenüber der EU angenommen wird.

⁷⁸ Die Verlagerung auf die Schiene ist durch das Vorgehen bei der Kopplung der beiden eingesetzten Modelle TEMPS und ASTRA-M (Übernahme der relativen Änderungen der Verkehrsnachfrage bei leicht unterschiedlicher Ausgangsbasis der Modellierung) leicht zu hoch. Der Effekt auf die THG-Emissionen ist aufgrund des geringen Anteils des Schienenverkehrs an den Gesamtemissionen des Verkehrs sehr gering.

Abbildung 64: Projizierte Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Trotz der grundsätzlich ähnlichen Entwicklung bei den Pkw-Neuzulassungen zeigt sich beim Pkw-Bestand eine langsamere Elektrifizierung gegenüber den Projektionen 2025 (Abbildung 65). Diese ist insbesondere auf zwei Ursachen zurückzuführen: Zum einen bewirkt die Aktualisierung tatsächlicher historischer Daten einen geringeren Ausgangsbestand an BEV. Ursächlich hierfür ist die im Vergleich zu gleichaltrigen ICEV höhere Anzahl von BEV, die im jeweiligen Jahr der Projektion dann bereits nicht mehr im deutschen Bestand sind. Diese Ursache wird in der Modellierung in den Projektionen 2026 im Gegensatz zu den Projektionen 2025 berücksichtigt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass sich die Überlebensraten von BEV im deutschen Bestand bis 2035 schrittweise an jene von Benzin-Pkw anpassen. Die Berücksichtigung der geringeren Überlebensraten von BEV bis zum Jahr 2035 trägt über den gesamten Modellierungszeitraum maßgeblich zur langsameren Elektrifizierung bei.

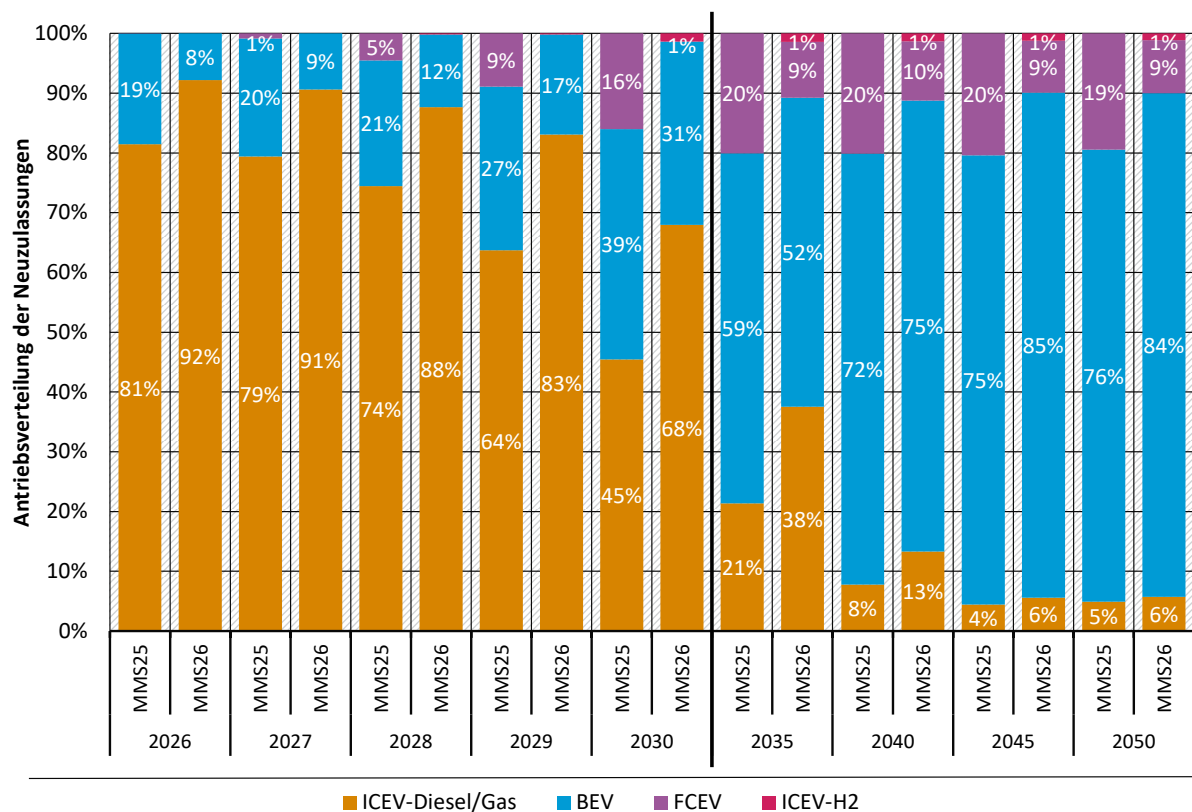
Abbildung 65: Projizierte Entwicklung des Pkw-Bestands im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Bei den Neuzulassungen von Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 12 Tonnen inklusive Last- und Sattelzüge zeigt sich eine im Vergleich zu den Projektionen 2025 langsamere Elektrifizierung. Diese ist maßgeblich auf zwei Ursachen zurückzuführen: Zum einen zeigen aktuelle Monitoringdaten, dass der spezifische Normverbrauch von verbrennungsmotorischen Lkw stärker als in den Projektionen 2025 angenommen gesunken ist. Der stärkere Beitrag von verbrennungsmotorischen Lkw bei der Emissionsminderung impliziert eine geringe Zahl von emissionsfreien Lkw, die zur Erreichung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge für zukünftige Ziele benötigt werden. Der höhere Anteil von verbrennungsmotorischen Lkw für die zuletzt verfügbaren historischen Daten beeinflusst die Modellkalibrierung und somit den gesamten Modellierungszeitraum. Die zweite Ursache ist die im Vergleich zu den Projektionen 2025 veränderte Parametrisierung der CO₂-Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge. Zum einen werden im Unterschied zu den Projektionen 2025 nun „early credits“ als Bestandteil der CO₂-Flottenzielwerte berücksichtigt, die die Hersteller per Annahme in den Jahren 2030 und 2031 einlösen (siehe Moosmann et al., 2026, Tabelle 80). Zum anderen wird durch eine verbesserte Parametrisierung in den Projektionen 2026 anders als in den vorigen Projektionen die bei den schweren Nutzfahrzeugen um ein Halbjahr verschobene Regulierungsperiode berücksichtigt (jeweils 1. Juli bis 30. Juni des Folgejahres). Beide Anpassungen in der Parametrisierung senken die vorgegebene Mindest-Emissionsminderung im Modell, welche im Vergleich zu den Projektionen 2025 zur langsameren Elektrifizierung beiträgt. Trotz der starken Anreizwirkung der Lkw-Maut für die Nutzung emissionsfreier Lkw ergibt sich in der Projektion eine geringe Elektrifizierung als in den Projektionen 2025. Neben der langsameren Elektrifizierung zeigen die Projektionen 2026 einen geringeren Anteil von Wasserstoff-Lkw, begründet insbesondere in geringeren THG-Quotenpreisen (Projektionen 2025:

250-300 EUR/t CO₂-Äq.; Projektionen 2026: 90-180 EUR/t CO₂-Äq.) und in einer späteren Markteinführung der Technologie. Neben Brennstoffzellen-Lkw (FCEV) werden in den Projektionen 2026 auch Lkw mit Wasserstoff-Verbrenner (ICEV-H₂) ausgewiesen.

Abbildung 66: Projizierte Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen (>12 t zul. Gesamtgewicht und Last- und Sattelzüge) im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026



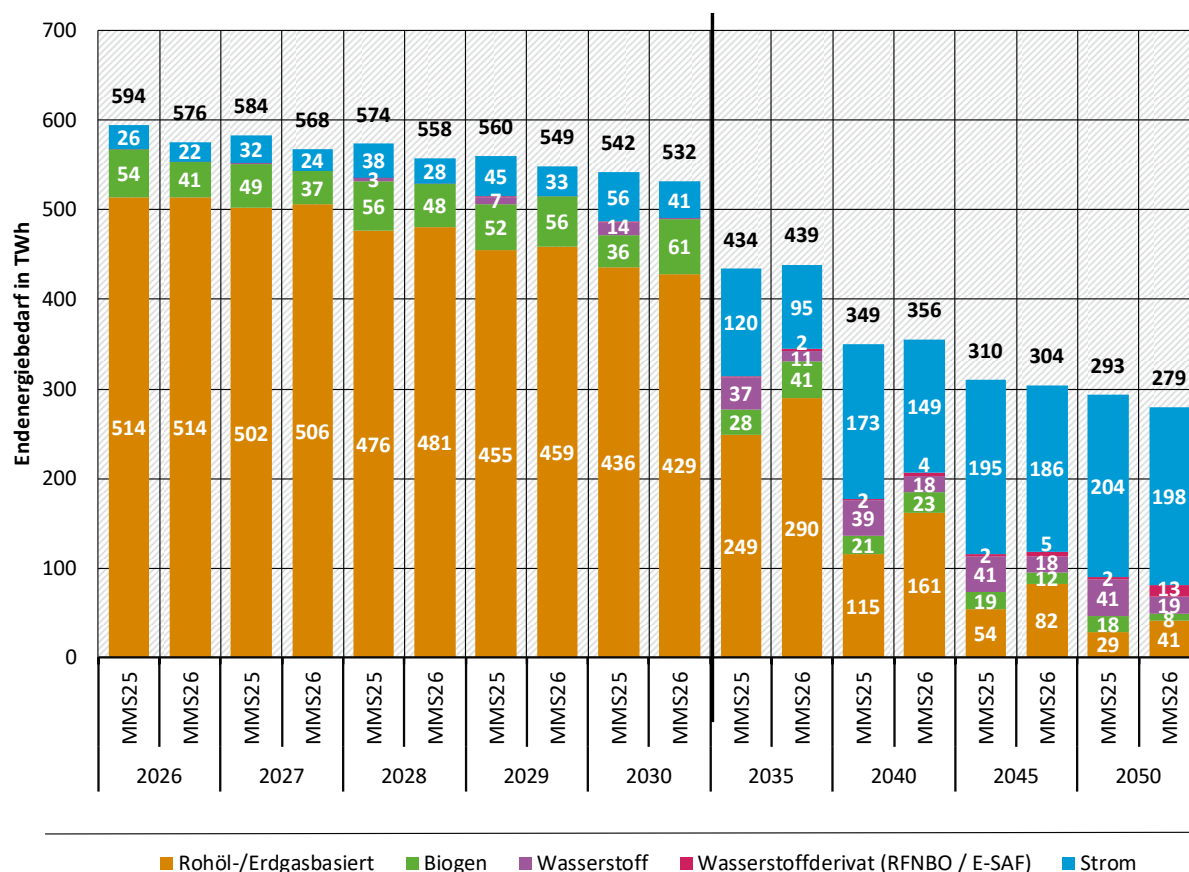
Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Die Unterschiede in Verkehrsleistung, Fahrzeugbestand, aber auch die Anpassungen an die Zielerfüllung am aktuellen Rand führen zu einer veränderten Wirkung der THG-Quote und zu einer veränderten Gesamtenergienachfrage des Verkehrs. Die Gesamtenergienachfrage ist trotz der geringeren Elektrifizierung des Bestands und der damit verbundenen schlechteren Energieeffizienz des Bestands bis zum Jahr 2030 leicht niedriger als in den Projektionen 2025 (Abbildung 67). Die langsamere Elektrifizierung des Bestands führt direkt auch zu einer geringeren Nachfrage nach Strom im Verkehrssektor. Die damit verbundene stärkere Nachfrage nach Kraftstoffen wird dagegen nicht vollständig durch eine höhere Menge an Biokraftstoffen ausgeglichen, so dass die Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen bis zum Jahr 2030 immer über der Nachfrage in den Projektionen 2025 liegt.

Nach dem Jahr 2030 zeigt sich im Zeitraum bis nach dem Jahr 2040 vor allem der Effekt der langsameren Elektrifizierung des Bestands. Die Gesamtenergienachfrage liegt in diesem Zeitraum höher als in den Projektionen 2025. Die Stromnachfrage ist dagegen deutlich niedriger und wird ausgeglichen durch eine deutlich höhere Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen. Verstärkt wird dieser Effekt durch die geringere Nachfrage nach Wasserstoff infolge der niedrigeren Bestandsdurchdringung von Wasserstoff-Lkw. Auch eine höhere Nachfrage nach Biokraftstoffen kann die höhere THG-Emissionsfreisetzung durch die höhere Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen nicht ausgleichen.

Im Zeitraum nach 2040 nähert sich die Gesamtenergienachfrage der Projektionen 2026 der Energienachfrage der Projektionen 2025 wieder an. Die Stromnachfrage ist sehr ähnlich zwischen den beiden Projektionen, da sich auch die Fahrzeugbestandszahlen in Bezug auf batterieelektrische Fahrzeuge wieder annähern. Dies geht auf die langfristige Wirkung der CO₂-Flottenzielwerte zurück. Die deutlich niedrigere Markt- und Bestandsdurchdringung mit Wasserstoff-Lkw führt allerdings dazu, dass auch dadurch mehr Flüssigkraftstoffe statt des Wasserstoffes eingesetzt werden.

Abbildung 67: Projizierter Endenergiebedarf im Vergleich zwischen den Projektionen 2025 und 2026



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Projektionen von Öko-Institut, M-Five, Fraunhofer ISI

Auffällig sind zudem die Unterschiede in der Höhe der Biokraftstoffnachfrage bis zum Jahr 2030. In dieser Phase werden zwei Effekte wirksam, die den Unterschied der Projektionen 2026 zu den Projektionen 2025 erklären. Zu Beginn der Projektion wird aufgrund aktueller Daten für die in der THG-Quote genutzten Erfüllungsoptionen von einer deutlich höheren Zielerfüllung der THG-Quote mit fortschrittlichen Biokraftstoffen ausgegangen. Da diese zum größten Teil doppelt in der THG-Quote angerechnet werden und sie gegenüber Biokraftstoffen aus Futter- und Nahrungsmitteln ohnehin niedrigere Lebenszyklusemissionen aufweisen, werden weniger Biokraftstoffe zur Zieleinhaltung der THG-Quote benötigt. Dieser Effekt überwiegt bis zum Jahr 2028, so dass die Menge an Biokraftstoffen im Verkehr im Vergleich zu den Projektionen 2025 niedriger ist.

Die langsamere Elektrifizierung des Fahrzeugbestands (inklusive der Annahme, dass der Emissionsfaktor der Stromerzeugung höher ist als in den Projektionen 2025) und die niedrigere Nachfrage nach Wasserstoff sorgen jedoch dafür, dass andere Erfüllungsoptionen die

Zieleinhaltung der THG-Quote sicherstellen müssen. Dementsprechend entsteht eine starke Nachfrage für den Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe. Dieser Effekt sorgt in den Jahren 2029 und 2030 dafür, dass die absolute Menge an Biokraftstoffen höher ist als in den Projektionen 2025.

8 Landwirtschaft

Der Sektor Landwirtschaft umfasst im KSG einerseits die biologisch-chemischen Emissionen aus der Tierhaltung, aus landwirtschaftlich genutzten Böden und Düngemitteln (Quellgruppe CRT 3). Andererseits werden auch energetische Emissionen aus der Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei berücksichtigt (Quellgruppe CRT 1.A.4.c).

In der Quellgruppe CRT 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 1,4 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 1,4 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 Änderungen⁷⁹ 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. Eine weitere methodische Anpassung bei den Lachgasemissionen in Submission 2026 ist die erstmalige Berücksichtigung des Wettereinflusses. Für die Berechnung der Projektionsdaten wird der Median aus den RCP4.5 Klimamodellen verwendet (IPCC, 2013; Meinshausen et al., 2011). In der Sensitivitätsanalyse von sechs Klimamodellen (RCP4.5) lässt sich eine Schwankung der Lachgasemissionen in Höhe von +/- 2 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr erkennen.

Die für das Jahr 2020 berichteten Emissionen des Sektors Landwirtschaft lagen in der Submission 2026 aufgrund der Änderungen seit Submission 2025 um 1,4 Mio. t CO₂-Äq. unter denen der Submission 2025. Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

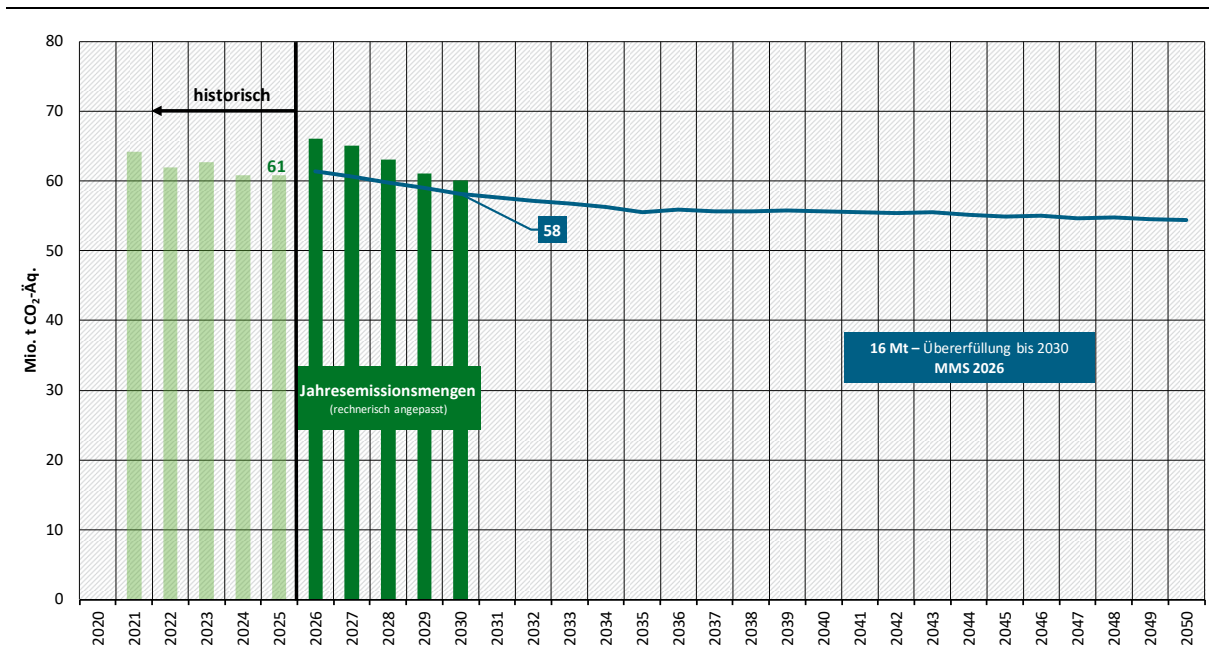
⁷⁹ Eine vollständige Übersicht findet sich unter: <https://git-dmz.thuenen.de/vos/emissionsagriculture2026/-/wikis/1-General-aspects/1.3-Quality-management#changes-since-previous-submission>

8.1 Zentrale Ergebnisse

Die projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft sinken im MMS bis 2030 auf 58,2 Mio. t CO₂-Äq., bis 2040 auf 55,6 Mio. t CO₂-Äq. und bis 2050 auf 54,4 Mio. t CO₂-Äq.

In Abbildung 68 werden die historische und projizierte Entwicklung der Emissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS anhand der Jahresemissionsmengen gemäß KSG dargestellt. Von 2021-2025 wurden die Emissionsdaten 2025 und ab 2026 die rechnerisch angepassten Jahresemissionsmengen nach Anlage 2a in Verbindung mit § 4 Absatz 2 KSG verwendet. Insgesamt ergibt sich im MMS der Projektionsdaten 2026 eine Übererfüllung in Höhe von insgesamt 16 Mio. t CO₂-Äq. bis 2030.

Abbildung 68: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), 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 46), 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 16 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 2025 (Vorjahresschätzung) sind die Emissionen des Sektors Landwirtschaft um 4,1 Mio. t CO₂-Äq. zurückgegangen, im Zeitraum von 2017 bis 2025 lag der Rückgang bei 8,5 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 46: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Stationäre und mobile Feuerung	7,7	7,0	6,7	6,3	6,0	5,5
Fermentation bei der Verdauung	25,8	24,9	24,4	24,4	24,4	24,4
Wirtschaftsdünger-Lagerung ("Düngerwirtschaft")	9,1	8,9	8,4	8,5	8,4	8,4
Landwirtschaftliche Böden	14,5	14,3	13,4	13,7	13,4	13,4
Kalkung	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Harnstoffanwendung	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Andere kohlenstoffhaltige Dünger	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Andere (Emissionen aus Biogas- Gärresten)	1,5	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3
Gesamt	61,0	58,2	55,6	55,6	54,9	54,4
Jahresemissionsmengen laut Bundes- Klimaschutzgesetz		60,1				

Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt auf Basis historischer Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen-Institut und Öko-Institut

Tabelle 47: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im MMS

	1990	2005	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Entwicklung 1990-2024	85,8	68,2	61,0					
MMS				58,2	55,6	55,6	54,9	54,4

	1990	2005	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Veränderung ab 1990 in %							
Entwicklung 1990-2024		-20,4	-28,9					
MMS				-32,2	-35,2	-35,2	-36,0	-36,6
	Veränderung ab 2005 in %							
Entwicklung 2005-2024			-10,6					
MMS				-14,7	-18,6	-18,5	-19,5	-20,3

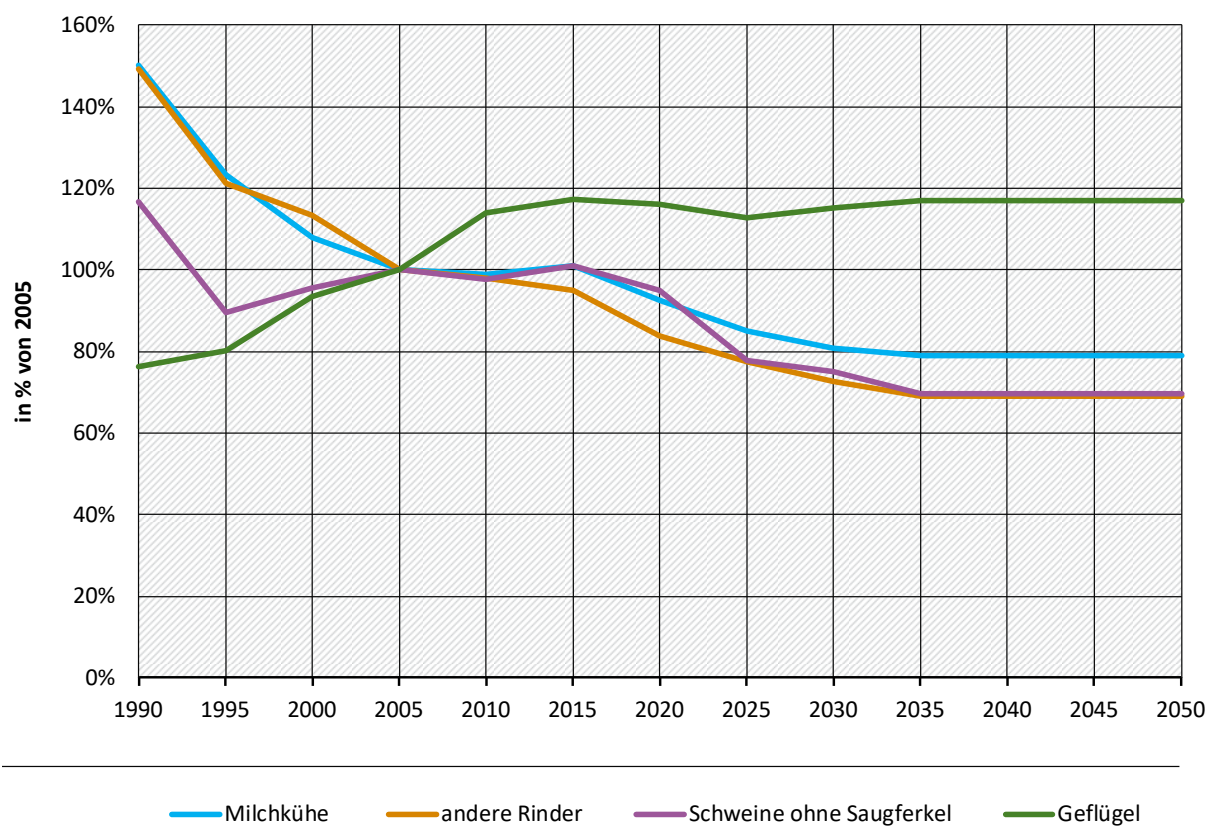
Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt auf Basis historischer Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen-Institut und Öko-Institut

8.1.1 Projizierte Entwicklungen der Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung

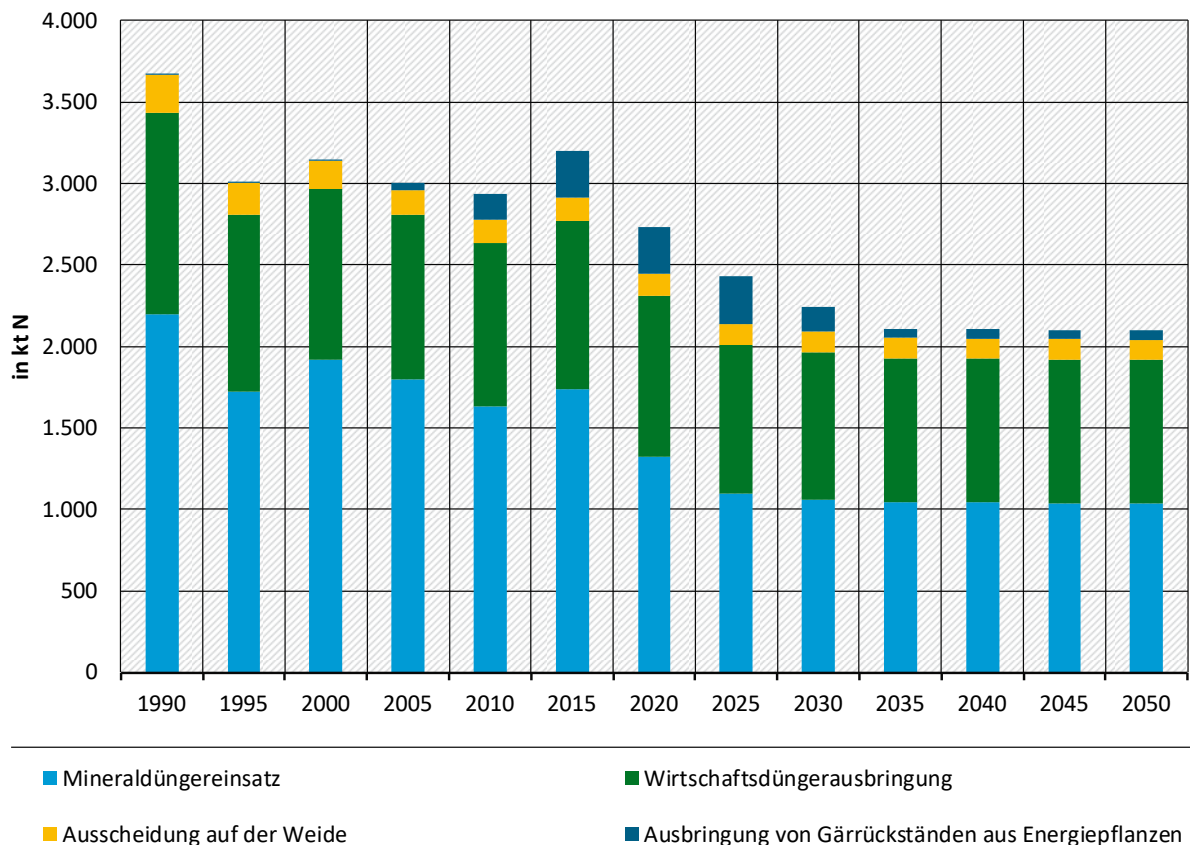
Wichtige Treiber der projizierten Entwicklung sind die zurückgehenden Rinder- und Schweinebestände (Abbildung 69) und die zurückgehenden Stickstoff-Ausbringungsmengen (Abbildung 70). Diese Rückgänge haben sich bereits ex-post in den Jahren seit 2015 in den statistischen Daten gezeigt. Diese Trends werden, 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 69: Historische und projizierte Entwicklung der Tierbestände im MMS



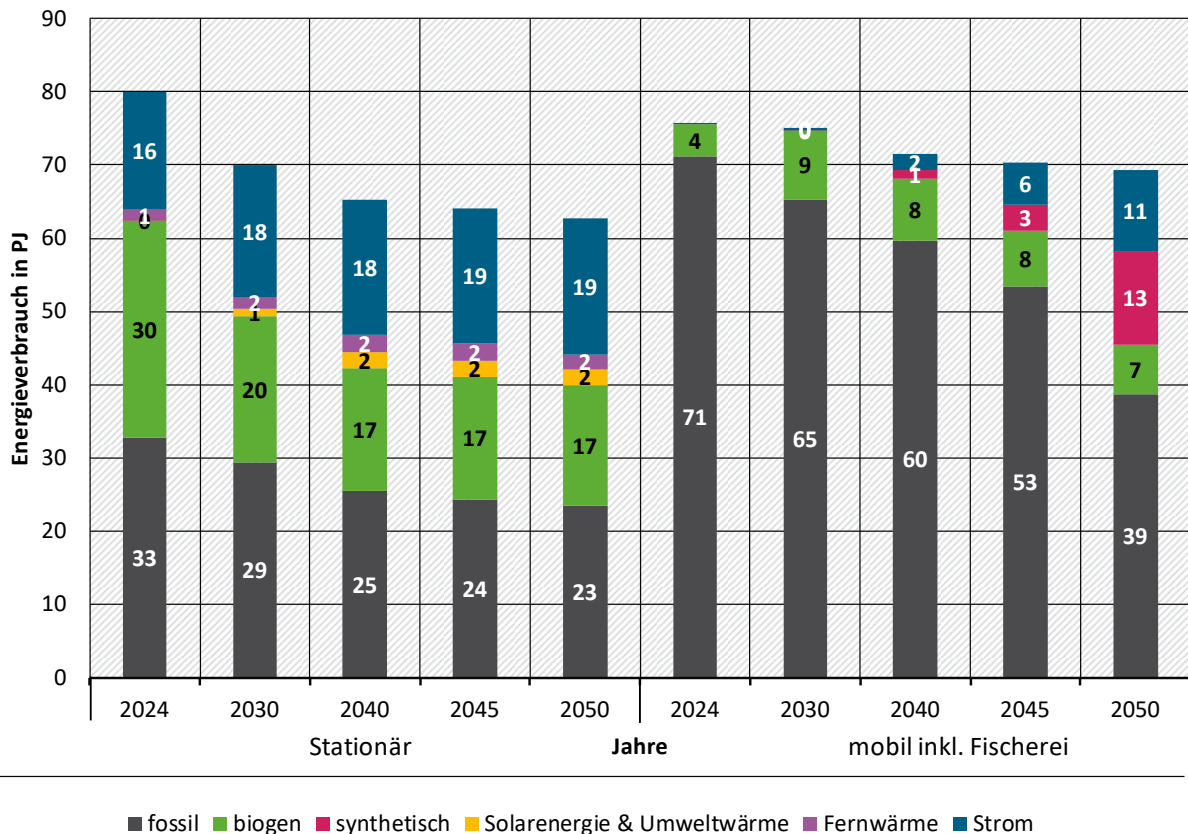
Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

Abbildung 70: 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 156 PJ im Jahr 2024 auf projizierte 145 PJ in 2030. Davon entfallen auf den Stromverbrauch 16 PJ in 2023 und 18 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 die Energieeffizienz durch Sanierungen der landwirtschaftlichen Wohn- und Nutzgebäude, effiziente Stallheizungen und Trocknungsanlagen und die Förderung der Energieeffizienz von Gewächshäusern gesteigert. Ein Teil 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 ab. Im Bereich des mobilen Kraftstoffeinsatzes sinkt der projizierte Energieverbrauch nur leicht und wird durch leichte Änderungen der Aktivitätsdaten und Einsparungen durch die Ausweitung der Energieeffizienz durch die Förderung von Reifendruckanlagen initiiert. Auch nach 2030 kommt es laut Projektion zu einer weiteren Reduktion der Energienachfrage (Abbildung 71). 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 71: Historische und projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2024 und 2050 im MMS

Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt auf Basis historischer Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen Öko-Institut

Durch die projizierte Entwicklung der Aktivitätsdaten, die Steigerung der Energieeffizienz und den Einsatz der erneuerbaren Energien sinken die projizierten Emissionen der CRT-Kategorie 1.A.4.c von 7,7 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2024 auf 7,0 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 und bis zum Jahr 2045 auf 6,0 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. 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. 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 48: Historische und projizierte Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS

	1990	2005	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ e							
Stationäre Quellen	6,0	2,4	2,3	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
Mobile Quellen	5,9	5,5	5,4	4,9	4,8	4,6	4,3	3,9
Fischerei	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Gesamt	12,0	7,9	7,7	7,0	6,7	6,4	6,0	5,5

Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt auf Basis historischer Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen Öko-Institut

Anmerkung: Für die Zuordnung nach Klimaschutzgesetz werden die energiebedingten Emissionen aus der Wärmenutzung und dem Kraftstoffeinsatz hier berichtet.

8.2 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026). Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im Landwirtschaftssektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung für das MMS dargestellt (Tabelle 49, Tabelle 50, Abbildung 72). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026) 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 schrittweises Einbeziehen 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 bildet die Wirkung einschließlich der Wechselwirkungen ab, soweit diese modellierbar sind.

Tabelle 49: 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. das mittlerweile abgeschlossene Investitions- und Zukunftsprogramm (IuZ), 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 15 kg N/ha LF im Jahr 2030 als Wirkung der aktuellen Düngeverordnung. Während 2024/25 noch nicht absehbar war, ob die Stoffstrombilanz novelliert und damit wirksamer wird, steht nun fest, dass sie außer Kraft gesetzt wird.

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 ⁸⁰ berechnet (emissionsarme Ställe, Wirtschaftsdüngerlagerung und -ausbringung aufgrund der 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. 119 kt p. a. zurück.
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Einführung eines CO ₂ -Grenzausgleichs	Der auf EU-Ebene beschlossene CO ₂ -Grenzausgleich (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) soll die Abwanderung energieintensiver, stark vom EU-EHS 1 betroffener Industrien verhindern. Er ermöglicht es zudem, klimapolitisch bedingte Mehrkosten auf die Nachfrage zu überwälzen. Vor diesem Hintergrund berücksichtigt das MMS bei chemisch-synthetischen Stickstoffdüngern eine Preiserhöhung, die den CO ₂ -Kosten der EHS-Zertifikate entspricht, sowie die daraus resultierenden Effekte auf den Stickstoffdüngerabsatz.
Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen	Die Annahmen für das MMS unter Berücksichtigung des Biomassepakets 2023/2024 konnten nicht final abgestimmt werden. Aufgrund der Unsicherheiten im Biogassektor und fehlender aktueller Daten ist eine "sichere" Abschätzung nicht möglich. Es wird angenommen, dass die Menge an vergorenem Wirtschaftsdünger stabil bleibt. Dabei handelt es sich um eine vorsichtige Annahme.
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. Der Anteil erreicht vor dem Hintergrund des derzeit zur Verfügung stehenden Budgets bei unveränderter Prämienhöhe im Jahr 2030 15 % der landwirtschaftlichen Flächen. 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).
Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau	Fortschreibung des Fördermitteleinsatzes des „Bundesprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau“. Für das Jahr 2025 stehen 23,5 Mio. Euro zur Verfügung. Ab dem Jahr 2026 wird eine Förderung in Höhe von 26,0 Mio. Euro jährlich fortgeschrieben. Berücksichtigt werden nur die Emissionseinsparungen aus dem stationären Wärmeverbrauch und dem mobilen Kraftstoffeinsatz.

⁸⁰ <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.).
Wiedereinführung der Steuerbegünstigung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft (Agrardiesel)	Im Projektionsbericht 2025 wurde die Streichung als Instrument benannt, aber bei der Quantifizierung aus methodischen Gründen nicht berücksichtigt. Durch die Wiedereinführung der Steuerbefreiung für Agrardiesel entstehen damit keine neuen Effekte, die ggü. dem Projektionsbericht 2025 berücksichtigt werden müssten. 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 durch die Wiedereinführung der Agrardieselbegünstigung Steigerungen des Kraftstoffeinsatzes erwartbar sind.
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 50: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS

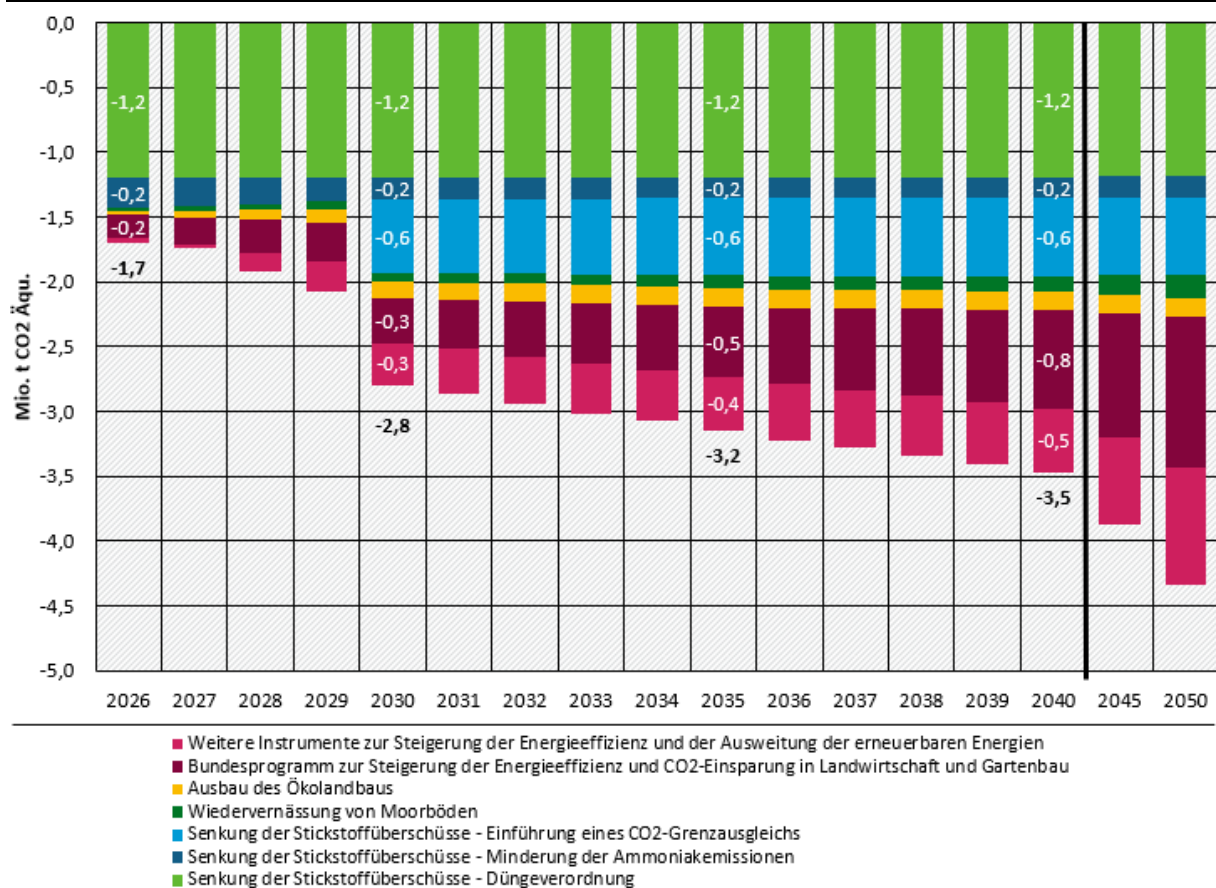
Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.				
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Düngeverordnung	2017	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Minderung der Ammoniakemissionen	2017	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
Senkung der Stickstoffüberschüsse - Einführung eines CO ₂ -Grenzausgleichs	2023	0,57	0,60	0,60	0,60	0,59
Ausbau des Ökolandbaus	2021	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Wiedervernässung von Moorböden ¹⁾	2023	0,07	0,10	0,12	0,15	0,18

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045	2050
Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau	2021	0,34	0,55	0,75	0,96	1,17
Weitere Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien im Landwirtschaftssektor	2023	0,33	0,41	0,50	0,67	0,91

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

Abbildung 72: Direkte jährliche Netto-Treibhausgasminderungen ausgewählter Instrumente und deren Gesamtsumme im deutschen Agrarsektor (MMS)



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 2025 (Vorjahresschätzung) lagen die Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden um ca. 3,9 Mio. t CO₂-Äq. unter denen des Jahres 2016. Die angenommenen, weiteren Emissionsminderungen ab 2025 fallen demgegenüber geringer aus.

Wie im Projektionsbericht des Vorjahres (Förster et al., 2025a) erweisen sich die Senkung der Stickstoffüberschüsse sowie die Steigerung der Stickstoffeffizienz als die wirksamsten Maßnahmen im Agrarsektor (Minderung von ca. 1,9 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr). Maßgeblich hierfür sind die Umsetzung der Düngeverordnung sowie die Auswirkungen des europäischen Grenzausgleichssystems (CBAM), das durch höhere Mineraldüngerpreise den Einsatz von Mineraldünger reduziert. 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 (Kapitel 10.3), kommt es hier zu einer leichten Verringerung von Lachgasemissionen. Der Rückgang der Tierbestände bei Rindern und Schweinen (Abbildung 69) wirkt sich voraussichtlich auch in Zukunft emissionsmindernd aus, kann jedoch nicht auf eine spezifische Maßnahme zurückgeführt werden. Hier wirken unterschiedliche Entwicklungen, u. a. höhere Umwelt- und Tierwohlstandards, rückläufiger Fleischkonsum, die erwarten lassen, dass Investitionen insbesondere in die Schweinehaltung weiter zurückgehen werden (Haß et al., 2024). Die Instrumente zur Senkung der Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Energieverbrauch mindern bis 2030 die Emissionen um 0,7 Mio. t CO₂-Äq, wobei etwa die Hälfte auf das Bundesprogramm für Energieeffizienz in der Landwirtschaft zurückgeführt werden kann.

8.3 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

Es wird auf die Publikation „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026“ verwiesen (Förster et al., 2026a).

Änderungen an der Inventarmethodik der Quellgruppe 3 Landwirtschaft sind detailliert im Thünen-GitLab aufgelistet⁸¹. Die Auswirkungen der Änderungen sind aber in Summe eher gering⁸². Die neue Wetterabhängigkeit der N₂O-Emissionen aus dem LULUCF-Sektor, der N-Deposition und der Weidehaltung fällt am stärksten ins Gewicht.

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 Reduktion der projizierten Emissionen ggü. dem MMS 2025. Auf Grund einer Erhöhung der Fördermitteleinsätze für das Bundesprogramm Energieeffizienz und CO₂-Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau fällt die Instrumentenwirkung zur Einsparung der THG-Emissionen höher aus. Dieser Effekt ist bis 2030 allerdings nicht ersichtlich, da durch

⁸¹ <https://git-dmz.thuenen.de/vos/emissionsagriculture2026/-/wikis/1%20General%20aspects/1.3%20Quality%20management#changes-since-previous-submission>

⁸² <https://git-dmz.thuenen.de/vos/emissionsagriculture2026/-/wikis/Results%202026> (ganz unten)

einen Fördermittelstopp im Jahr 2024 nur wenige Projekte gefördert werden konnten. Im Bereich der weiteren Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien gab es geänderte Inputparameter durch die Übernahme von Entwicklungen (z. B. THG-Quote) aus den anderen Sektoren. Dadurch wurde die THG-Minderungswirkung reduziert.

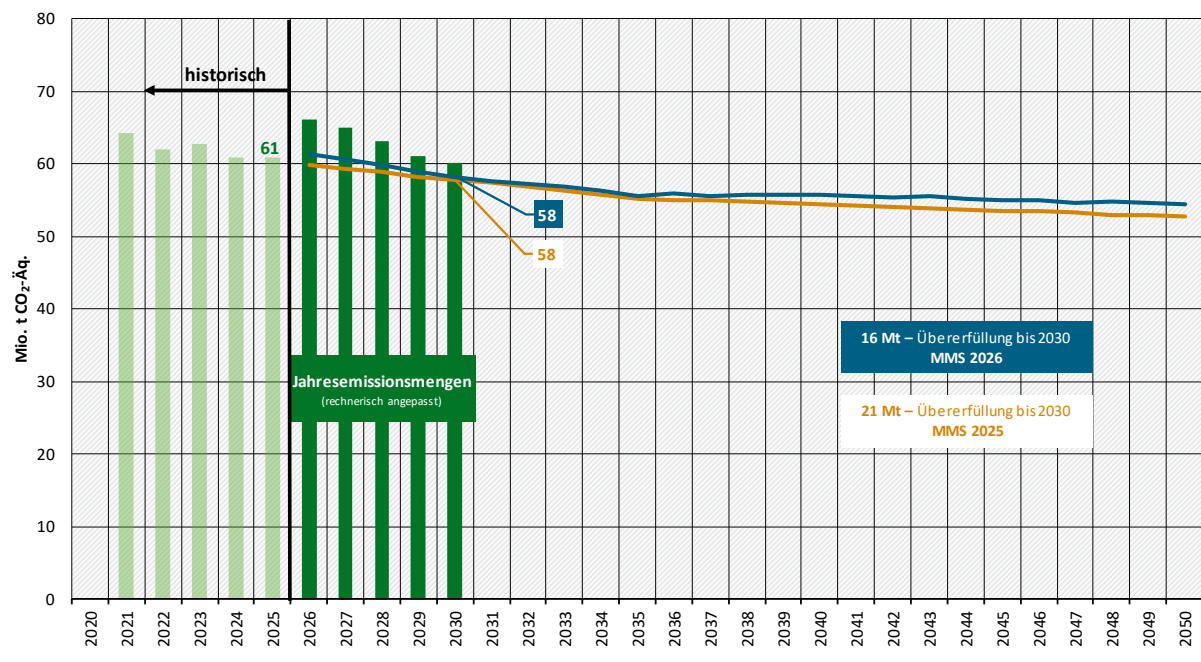
8.3.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

Im Projektionsbericht 2025 wurden hohe THG-Minderungen durch die Wirkung der „Weiteren Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Ausweitung der erneuerbaren Energien im Landwirtschaftssektor“ ausgewiesen. Grundlage war die Übertragung angepasster Anteile zur Entwicklung von erneuerbaren Energien aus dem GHD-Sektor und dem Verkehrssektor (siehe Förster et al., 2025b), was mit erheblichen Unsicherheiten verbunden war. Im Projektionsbericht 2026 wurde die Methode angepasst: Soweit verfügbar, wurden prozentuale Entwicklungen aus anderen Sektoren übernommen und damit der aktuelle Verbrauch fortgeschrieben (Förster et al., 2026a). Dies führte zu einer Verringerung der THG-Minderungswirkung der anderen Instrumente ggü. dem Projektionsbericht 2025.

8.3.3 Auswirkung auf Ergebnisse

Die Auswirkungen der beschriebenen Änderungen in den Rahmendaten, Instrumenten und methodischen Änderungen können in Abbildung 73Abbildung 77 nachvollzogen werden und sind insbesondere für die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft relevant. Die Unterschiede durch die Änderung der Inputdaten aus den anderen Sektoren, aber vor allem die methodischen Änderungen haben Einfluss auf die Emissionsentwicklung vor allem nach 2030. Für das Jahr 2030 liegen die projizierten energiebedingten Emissionen des Landwirtschaftssektors (CRT 1.A.4.c) bei 7,0 Mio. t CO₂-Äq. und damit in der gleichen Höhe wie im MMS 2025. Für das Jahr 2040 liegen die Emissionen 0,8 Mio. t CO₂-Äq. über dem MMS 2025 und bis zum Jahr 2045 sind die Emissionen 1,1 Mio. t CO₂-Äq. höher als im MMS 2025.

Abbildung 73: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellierung: Thünen-Institut und Öko-Institut

9 Abfallwirtschaft

Der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz ausschließlich die direkten Treibhausgasemissionen aus der Quellgruppe CRT 5 (Abfall und Abwasser) sowie CRT 6 (Sonstige)⁸³. 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.

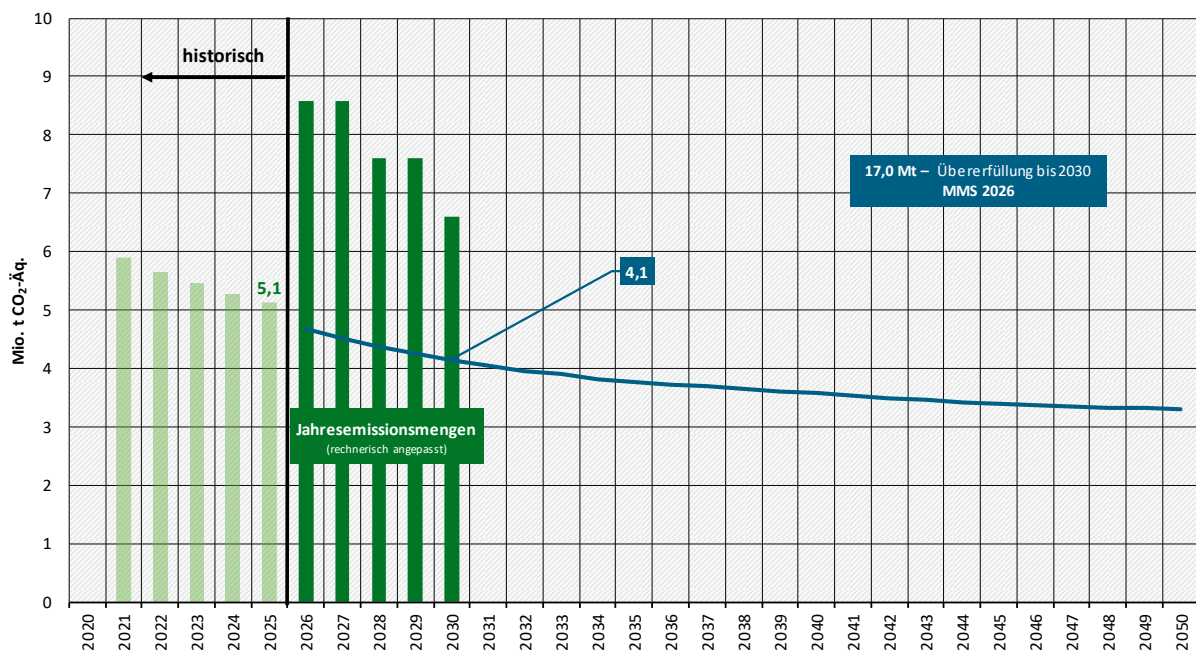
Weitere Daten können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

9.1 Methodik

Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der Treibhausgas-Projektion des Sektors Abfall nicht verändert. Der Modellierungsprozess des Abfall-Sektors ist im jeweiligen Modellfaktenblatt⁸⁴ dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss.

9.2 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 74: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

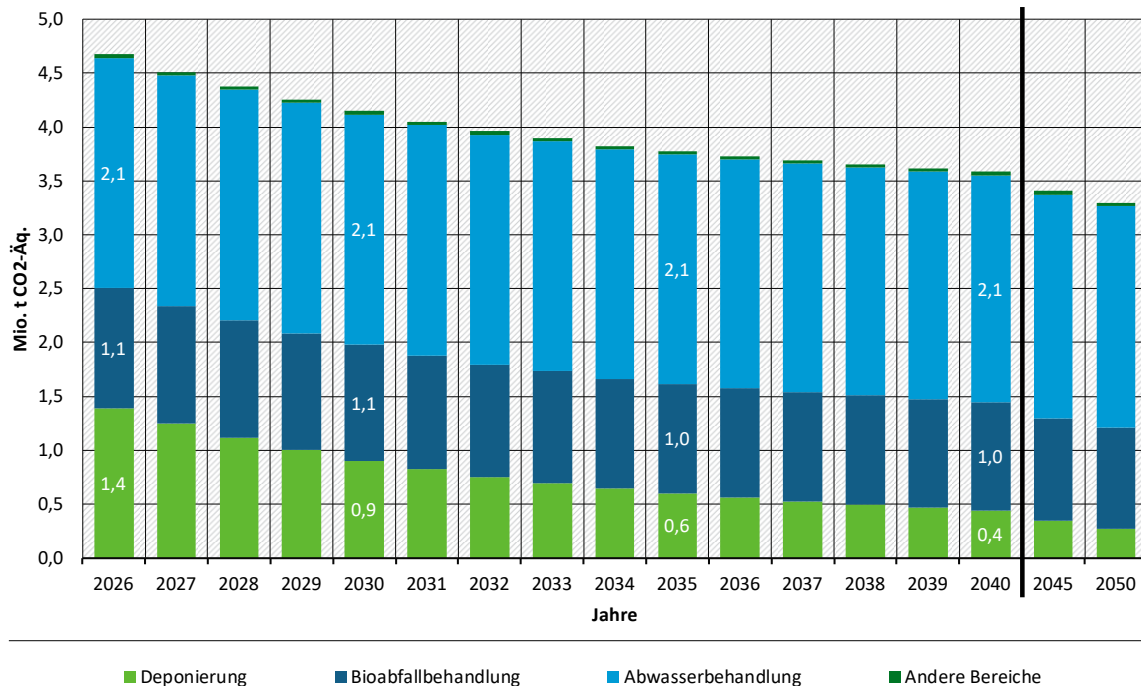
Abbildung 74 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2026 (dunkelblau). Die projizierten Treibhausgasemissionen des Sektors Abfallwirtschaft sinken im MMS bis zum Jahr 2030 auf 4,1 Mio. t CO₂-Äq. und bis zum Jahr 2050 auf 3,3 Mio. t CO₂-Äq. (Tabelle 51). Die Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von

⁸³ Aktuell werden in Deutschland keine Emissionen in der CRT-Kategorie 6 berichtet.

⁸⁴ https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/ipcc_waste_model/

6,6 Mio. t CO₂-Äq. wird damit um 2,5 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Betrachtet man den gesamten Zeitraum 2024 bis 2030, ergibt sich damit eine deutliche Zielübererfüllung.

Abbildung 75: Projizierte Emissionen der Teilbereiche im Sektor Abfallwirtschaft



Emissionen aus dem Teilbereich „Andere Bereiche“ liegen konstant bei 0,03 Mio. t CO₂-Äq. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden sie in der Grafik nicht angezeigt.

Quelle: Modellierung Öko-Institut

Abbildung 75 zeigt die Entwicklung der Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft für die einzelnen Teilbereiche des Sektors. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

Die projizierten Emissionen aus auf Deponien abgelagerten Abfällen sinken drastisch. Neben dem Ablagerungsverbot für organische Abfälle seit 2005 wirken hier die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und zur optimierten Gaserfassung, welche die CH₄-Emissionen im Bereich Deponierung von 2 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2024 auf 0,3 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2050 sinken lassen.

Im Teilsektor Bioabfallbehandlung entstehen neben CH₄-Emissionen auch N₂O-Emissionen. 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. 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. In Kombination sinken so die Emissionen dieses Teilsektors leicht von 1,1 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2024 auf 0,9 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2050.

Die Emissionen im Bereich Abwasserbehandlung sind eng an die Entwicklung der Bevölkerung gekoppelt und schwanken entsprechend dieser Entwicklung. In diesem Teilsektor gibt es aktuell lediglich ein Instrument zur Reduktion, welches eine begrenzte Wirkung hat (siehe auch Abschnitt 9.3). Wie in Abbildung 75 ersichtlich, nimmt der relative Anteil des Teilsektors

Abwasserbehandlung an den projizierten Gesamtemissionen des Sektors Abfallwirtschaft über die Zeit zu und macht im Jahr 2040 über 60 % der Emissionen des Sektors aus.

Tabelle 51: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

Kategorie*	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Deponierung	2,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,3
Bioabfallbehandlung	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Abwasserbehandlung	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Andere Bereiche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	5,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		6,6				

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

*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.

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 6,6 Mio. t CO₂-Äq. wird im Jahr 2030 um 1,5 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten (vgl. Tabelle 51). Bezüglich der mehrjährigen Gesamtrechnung ergibt sich in den Projektionen aus der kumulierten Differenz zwischen MMS und den Jahresemissionsmengen laut KSG eine projizierte Übererfüllung von 17 Mio. t CO₂-Äq. (siehe auch Abbildung 74).

Bis zum Jahr 2050 sinken die projizierten Emissionen des Abfallsektors auf 3,3 Mio. t CO₂-Äq., gegenüber 1990 beträgt die projizierte Minderung 92 %. 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 sowie die Förderung klimafreundlicher Abwasserbehandlung tragen zu Emissionsminderungen im Abfallsektor bei.

9.3 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026).

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. Außerdem wird die Minderungswirkung der Förderung klimafreundlicher Abwasserbehandlung bewertet.

Tabelle 52: 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.
Optimierte Deponiegaserfassung	Daten für die Minderung durch die optimierte Gaserfassung basierend auf Erfahrungswerten aus Projekten und Statistik.
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung für die Deponiebelüftung basierend auf der Ermittlung der CH ₄ -Emissionen im Abfallmodell ohne Deponiebelüftung unter Einbeziehung von Projektdaten aus der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative.
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung auf Basis von Projektdaten aus der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative.
Vermeidung von Lebensmittelabfällen	Reduktion der Lebensmittelabfälle von jährlich 108 kg/Person im Jahr 2022 (Eurostat, 2025) um 16,2 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 Moosmann et al. (2026).

Durch das Förderprogramm zur Deponiebelüftung wird gegenüber dem OMS im Jahr 2030 eine Minderung von ca. 0,3 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2040 eine Minderung von ca. 0,2 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Dazu kommen im Jahr 2030 eine Minderung von ca. 0,1 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2040 eine Minderung von ca. 0,02 Mio. t CO₂-Äq. aus der optimierten Erfassung von Deponiegas⁸⁵. 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 auch 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 daran, 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

⁸⁵ 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. Je weniger Deponiegas entsteht, desto geringer ist auch das Minderungspotenzial durch eine Optimierung der Deponiegaserfassung.

bilanziert wird. Nur wenige der geförderten Projekte wirken auf die direkt entstehenden Emissionen in der Abwasserbehandlung.

Tabelle 53: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS

Instrument*	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung	2025	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Optimierte Deponiegaserfassung	2025	0,1	0,0	0,0	-	-
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	2025	0,0	0,0	0,0	-	-
Vermeidung von Lebensmittelabfällen	2025	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

*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.

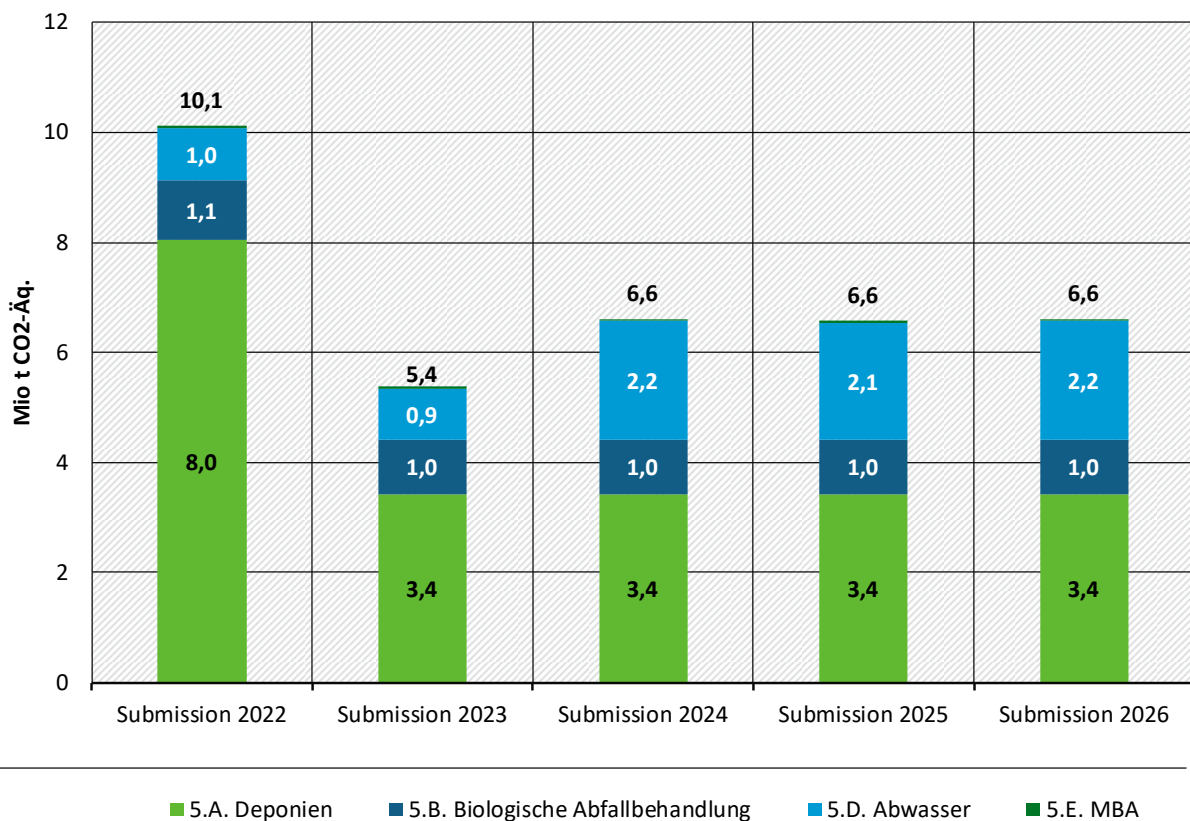
9.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

9.4.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Insgesamt gab es für die Modellierung des Abfallsektors in den Projektionen 2026 keine wesentlichen Änderungen gegenüber den Projektionen 2025. 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. (2026) 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 76 zeigt die Emissionen des Abfallsektors des Jahres 2019, wie sie im deutschen THG-Inventar aufgeführt werden.

Abbildung 76: Vergleich der THG-Emissionen der CRT-Kategorien für das Jahr 2019 aus den Inventarsubmissions der Jahre 2022-2026

Die Emissionen im Teilbereich 5.E MBA liegen in allen Submissions bei 0,03 Mio. t CO₂-Äq. Der Zahlenwert wird aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Abbildung nicht dargestellt.

Quelle: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, 2. Februar 2022), UBA (2023), Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, 6. Oktober 2023), Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, 15. Oktober 2024; 29. Oktober 2024; 1. Januar 2024; 11. November 2024; 21. Januar 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 (2023) 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 (CRT 5.D.1.) in der Submission 2024 werden im Nationalen Inventardokument 2024 (UBA, 2024) beschrieben. Während diese Anpassungen in den vergangenen Jahren zu größeren Unterschieden auch in der Erstellung der Projektionen führten, zeigt Abbildung 76 auch, dass zwischen den Inventaren der Jahre 2024, 2025 und 2026 nur geringfügige Unterschiede bestehen. Die historischen Zahlen führen somit zu leichten Unterschieden in den Startwerten für die Berechnung der Projektion.

9.4.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

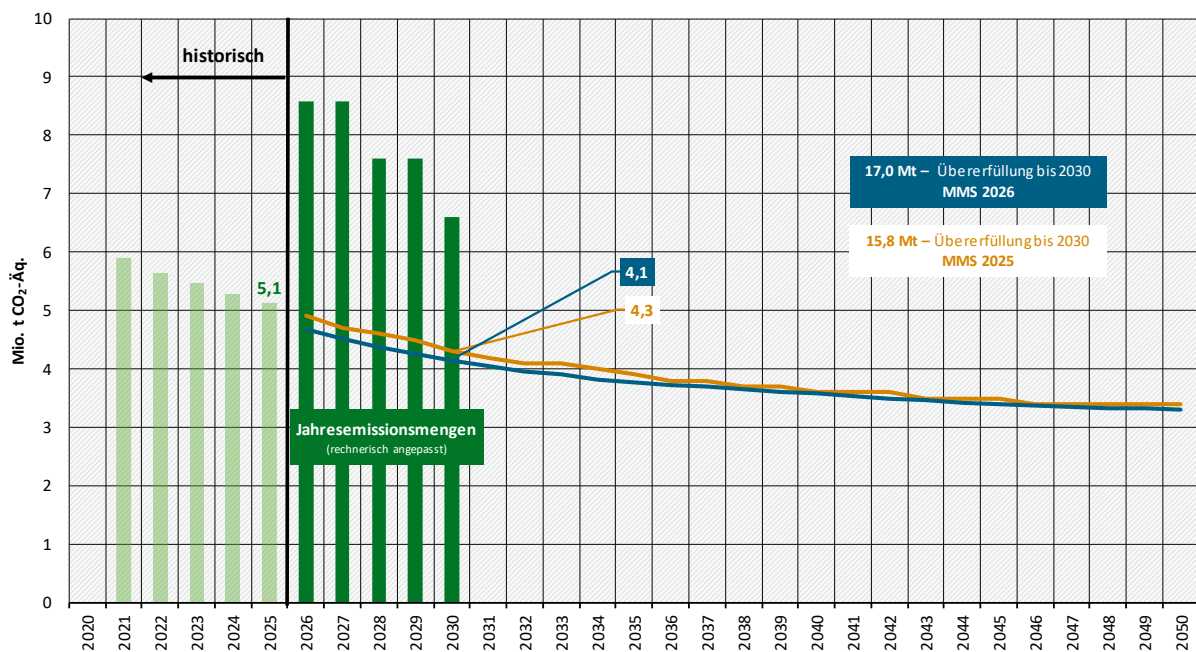
Für die Projektionen 2026 wurde die Modellierung der Auswirkungen der Deponiebelüftung auf die Emissionsentwicklung des Teilsektors 5.A. Deponierung weiterentwickelt. Diese basiert nun stärker auf den vom Projektträger zur Verfügung gestellten Daten zur Förderung im Rahmen der

Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative. Die historischen Werte der geförderten Projekte wirken im Modell im Zeitverlauf bis zum jeweiligen Projektende fort. Darüber hinaus werden aus den Projektdaten Durchschnittswerte für die Fortschreibung der Instrumentenwirkung in die Zukunft abgeleitet. Für weitere Details siehe auch Förster et al. (2026b).

9.4.3 Auswirkung auf Ergebnisse

Die Auswirkung der beschriebenen Änderungen in den Rahmen- und Inventardaten sowie der methodischen Anpassungen kann in Abbildung 77 nachvollzogen werden. Die blaue Linie beschreibt den Verlauf der Projektion 2026, während die gelbe Linie die Projektion 2025 abbildet. Beide Linien folgen dem gleichen Verlauf, weichen jedoch leicht voneinander ab. Während es nicht möglich ist, den exakten Anteil der unter 9.4 und 9.4.2 beschriebenen Änderungen zu quantifizieren, führt die Kombination der beschriebenen Unterschiede in den Inputdaten zu den leichten Abweichungen der Ergebnisse voneinander.

Abbildung 77: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026



Quelle: Öko-Institut, basierend auf UBA (2026), Modellrechnungen Öko-Institut

10 LULUCF

Der Sektor LULUCF entspricht der Quellgruppe CRT 4 LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry, auf Deutsch: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) und umfasst Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffeinbindung 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 erfasst, nicht in den Biomasse verwendenden Sektoren (dort werden sie ggf. als Memo-Item berichtet), was die Bewertung der kombinierten Effekte von Maßnahmen, die LULUCF betreffen, erschwert. Zum Zeitpunkt der Finalisierung des Instrumentenpapiers (Moosmann et al., 2026) 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 können der Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2026 entnommen werden, die separat veröffentlicht ist (UBA, 2026c).

10.1 Methodik

Gegenüber den Projektionen 2025 wurde das grundsätzliche Vorgehen für die Modellierung der Treibhausgas-Projektion des Sektors LULUCF nicht verändert. Der Modellierungsprozess des LULUCF-Sektors ist im jeweiligen Modellfaktenblatt⁸⁶ dargestellt (Förster et al., 2026b). Dort finden sich auch Abbildungen zu den Datenflüssen und die entsprechenden Datenfaktenblätter zu jedem dokumentierten Datenfluss.

10.2 Zentrale Ergebnisse

Die Nettobilanz des Sektors LULUCF beträgt im MMS im Jahr 2030 25,0 Mio. t CO₂-Äq., 2040 liegt sie bei 29,4 Mio. t CO₂-Äq. und 2045 bei 26,7 Mio. t CO₂-Äq. (s. Tabelle 55). In Tabelle 56 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 und der Waldbiomasse 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.

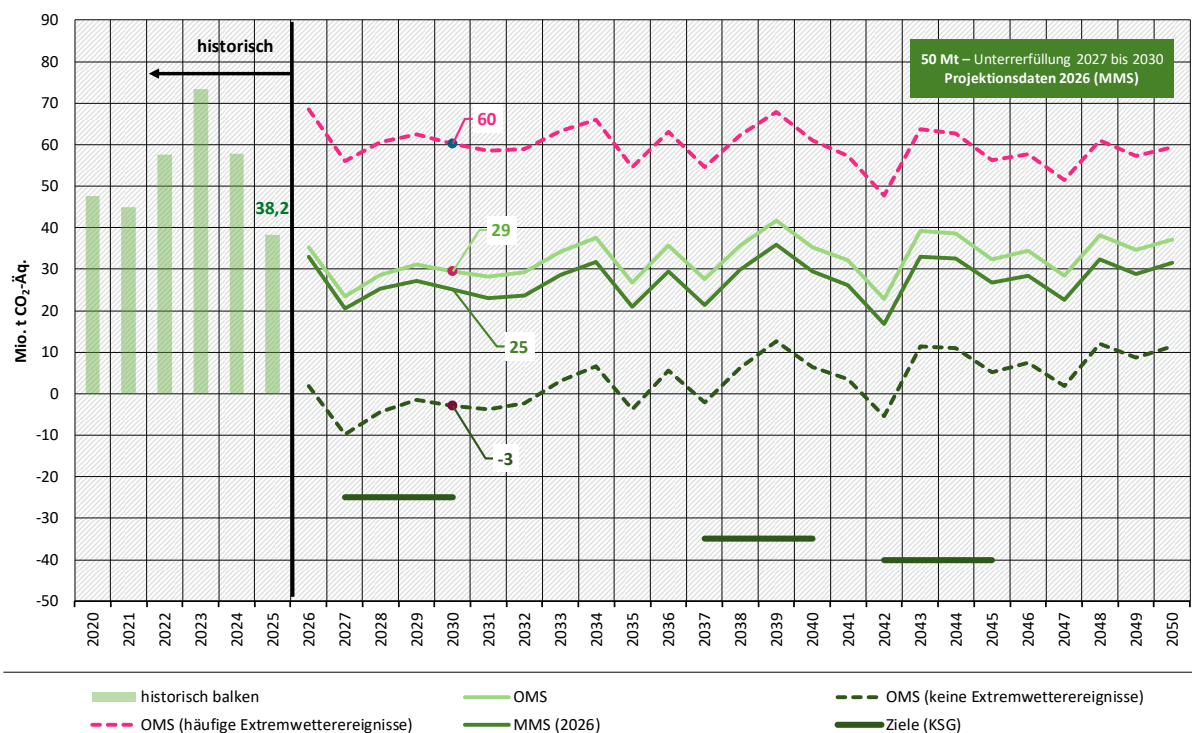
Die LULUCF-Projektionen bauen auf einem Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) auf, welches aus historischen Trends der Landnutzung und der Waldentwicklung und dem Waldzustand sowie für Nettoemissionen aus Böden dem RCP4.5-Klimaszenario (Deutscher Wetterdienst [DWD], 2018) abgeleitet wurde. Da die Entwicklung des Waldes stark von Extremwetterereignissen

⁸⁶ <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/Modell/lulucfmod/>

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).

Nur im sehr optimistischen MMS ohne Extremwetterereignisse ist der LULUCF-Sektor in den meisten Jahren eine geringe Netto-Senke von Treibhausgasen. 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 78).

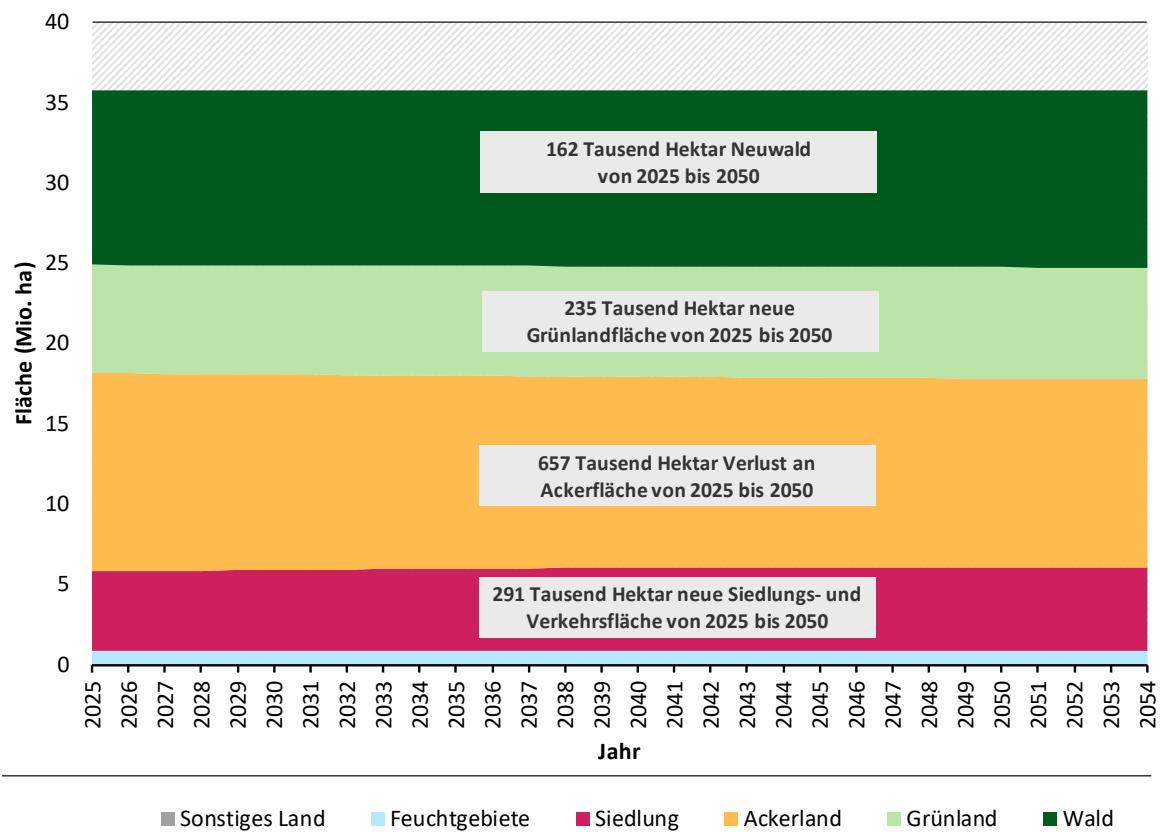
Abbildung 78: Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS) und mit Maßnahmen (MMS)



Anmerkung: Negative Zahlen entsprechen einer Senke für Treibhausgase. Die Unterschiede zwischen Jahren werden u. a. durch modellierte Klimadaten und zeitlich versetzte Folgen von unterschiedlichen Landnutzungsänderungen bedingt und sind keine Prognosen.

Quelle: Historische Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen Institut

In Abbildung 79 und in Tabelle 54 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, der Schutzregeln der Bundesländer, dem Trend zur Umwandlung in Grünland auf marginalen Standorten und der Wirkung von Ausgleichsmaßnahmen nimmt die Grünlandfläche etwas zu. 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 79: Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS

Quelle: Projektionen: Thünen Institut

Tabelle 54: Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. Hektar						
Wald	10,88	10,93	10,96	10,98	11,01	11,04
Ackerland	12,39	12,18	12,01	11,88	11,80	11,73
Grünland	6,71	6,79	6,84	6,87	6,91	6,94
Siedlung	4,94	5,05	5,14	5,21	5,23	5,23
Feuchtgebiete	0,83	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Anderes Land	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Quelle: Projektionen: Thünen Institut

Tabelle 55: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2024 und 2050 im MMS

Kategorie	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wald	2,1	-26,1	-20,3	-17,6	-16,7	-16,6
Ackerland	17,5	16,6	6,9	14,9	11,9	13,7
Grünland	24,2	24,0	24,2	23,3	22,9	25,2
Feuchtgebiete	9,0	7,8	7,2	6,2	6,3	6,6
Siedlungen	4,6	3,3	3,1	2,7	2,5	2,5
Holzprodukte	0,4	-0,6	-0,3	-0,1	-0,2	-0,1
Gesamt	57,8	25,0	20,9	29,4	26,7	31,4

Quelle: Historische Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen Institut

Tabelle 56: Historische und projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im MMS

	1990	2005	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2024	36,5	11,3	57,8					
MMS				25,0	20,9	29,4	26,7	31,4
Mittelwerte über 4 Jahre und Ziele des KSG in Mio. t CO ₂ -Äq.								
Vierjahresmittel				2027 bis 2030		2037 bis 2040	2042 bis 2045	
MMS				24,6		29,1	27,3	
Zielwerte KSG				-25,0		-35,0	-40,0	

Quelle: Historische Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen Institut

10.3 Projizierte Instrumentenwirkung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Moosmann et al., 2026).

Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im LULUCF-Sektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung im MMS dargestellt (s. Tabelle 57 und Tabelle 58 sowie Abbildung 80). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können dem Instrumentenpapier 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. Aufgrund der modellierten Abhängigkeit von Emissionen vom Wetterverlauf einzelner Jahre schwanken die Wirkungen verschiedener Maßnahmen zwischen den Jahren (s. Kapitel 11.6).

Tabelle 57: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Klimaangepasstes Waldmanagement	Auf 5% der geförderten Fläche (insgesamt 80.000 ha überwiegend ältere Wälder) wird über den Förderzeitraum ein Bewirtschaftungsmoratorium angenommen. Die auf diesen Flächen im regulären Betrieb erwarteten Nutzungen verbleiben im Wald.
Natürliche Waldentwicklung	Auf 5% der geförderten Fläche (12.500 ha „durchschnittlicher“ Wald) wird über den Förderzeitraum ein Bewirtschaftungsmoratorium angenommen. Die auf diesen Flächen im regulären Betrieb erwarteten Nutzungen verbleiben im Wald.
Stilllegung alter Laubwälder	Auf 5% der geförderten Fläche (12.500 ha überwiegend älterer Laubwald über 120 Jahre) wird über den Förderzeitraum ein Bewirtschaftungsmoratorium angenommen. Die auf diesen Flächen im regulären Betrieb erwarteten Nutzungen verbleiben im Wald.
Klimawildnis	Es lagen keine Informationen über bereits erfolgte Flächenkäufe vor, deshalb wurde hier eine Kohlenstoffeinbindung analog einer Erstaufforstung angenommen. In Anbetracht der zur Verfügung stehenden Mittel wurde insgesamt eine Umsetzungszeit von 5 Jahren und ein Umfang von 9.500 ha angenommen.
Reduzierung der Neuinanspruchnahme SuV	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 von 2019 bis 2024.
Ausbau PV und Windkraft inkl. Ausgleichsflächen	Flächenversiegelung durch Ausbau der Windkraft (inkl. Zuwegung) und neue Ausgleichsflächen für den Ausbau von Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik durch Anlage von Feldgehölzen auf bisherigen Ackerflächen (2030: ca. 28.600 ha; 2050: ca. 38.600 ha) und Umwandlung Acker in Grünland (2030: ca. 10.200 ha; 2050: knapp 30.000 ha). Referenz: ohne Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV.
Ausstieg Torfabbau	Die Umsetzung der Torfminderungsstrategie des BMLEH (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft [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.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Moorwiedervernässung: Investive Maßnahmen / ELER	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. 53.300 ha Maßnahmen zur Wiedervernässung durchgeführt, vor allem auf Landwirtschaftsflächen, und im Jahr 2050 auf ca. 135.100 ha. Die Abbildung von vollständigen und teilweisen Wiedervernässungen erfolgt durch Anpassung von Wasserstand und Emissionen der entsprechenden Flächen. Referenz: ohne diese Maßnahme.
Moorwiedervernässung: Pilotvorhaben	In Pilotvorhaben des BMUKN und und Modell- und Demonstrationsvorhaben des BMLEH zum Moorbodenschutz werden insgesamt 6.350 ha wiedervernässt. Davon haben 3.700 ha den Zielzustand zu Feucht-/Nassgrünland, die anderen Flächen werden vollständig vernässt. Referenz: ohne diese Maßnahme.
Moorwiedervernässung ANK 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.
Anlage von Feldgehölzen	Die Anlage von Hecken/Agroforst wird im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe Agrarstruktur und Küstenschutz gefördert. 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.
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.
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	Diese Maßnahme hat flankierenden Charakter, ihre Wirkungen werden nicht quantifiziert.

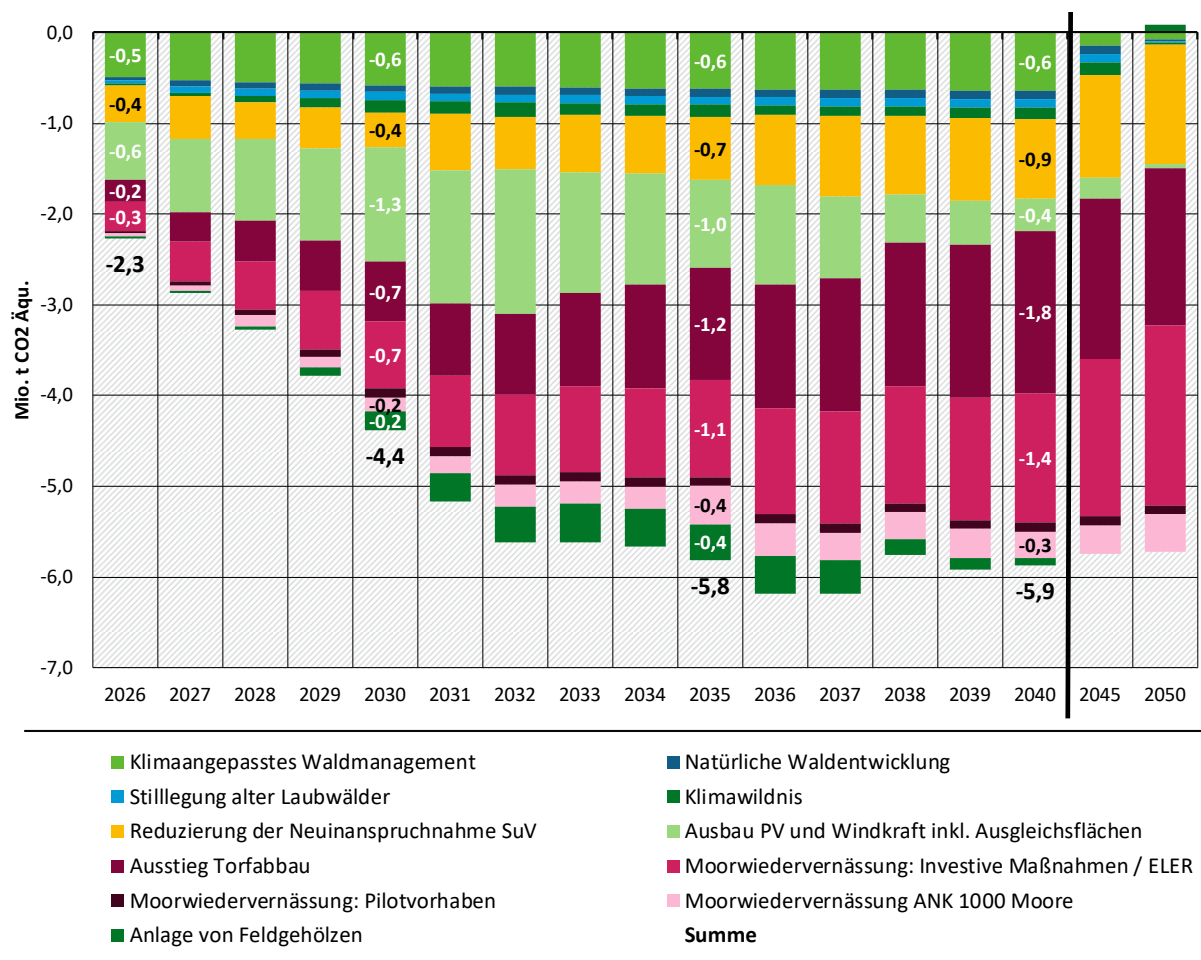
Quelle: Eigene Zusammenstellung, Thünen-Institut

Tabelle 58: Projizierte, direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS

Einzelmaßnahme	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.				
Klimaangepasstes Waldmanagement	2025	0,58	0,62	0,64	0,14	0,08
Natürliche Waldentwicklung	2026	0,08	0,09	0,09	0,09	0,02
Stilllegung alter Laubwälder	2026	0,09	0,09	0,09	0,10	0,01
Klimawildnis	2026	0,14	0,13	0,12	0,14	0,02
Reduzierung der Neuinanspruchnahme SuV	2021	0,38	0,70	0,88	1,12	1,31
Ausbau PV und Windkraft inkl. Ausgleichsflächen	2023	1,26	0,97	0,35	0,24	0,05
Ausstieg Torfabbau	2022	0,67	1,24	1,80	1,76	1,73
Moorwiedervernässung: Investive Maßnahmen / ELER	2023	0,73	1,07	1,42	1,74	1,99
Moorwiedervernässung: Pilotvorhaben	2024	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09
Moorwiedervernässung ANK 1000 Moore	2025	0,16	0,42	0,29	0,32	0,41
Anlage von Feldgehölzen	2026	0,20	0,39	0,07	-0,01	-0,09
Summe der Wirkungen		4,38	5,81	5,87	5,73	5,63

Ein kleiner Teil der Gesamtwirkung, nämlich die Veränderung der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden, wird im Sektor Landwirtschaft berichtet (siehe Kapitel 8). Negative Werte stellen Emissionen dar, d. h. es gibt keine Minderungswirkung, sondern Emissionen.

Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

Abbildung 80: Jährliche Netto-Treibhausgasminderungen ausgewählter Instrumente und deren Gesamtsumme im deutschen LULUCF-Sektor (MMS)

Quelle: Berechnungen des Thünen-Instituts

Die Maßnahmen führen zu einer Erhöhung der Senkenwirkungen im LULUCF-Sektor. Die Erhöhung der Senkenwirkungen werden in Tabelle 58 als positive Werte ausgewiesen.

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 und wird hier nicht separat ausgewiesen. Die Aussetzung der Nutzung im Rahmen des „klimaangepassten Waldmanagements (KWM)“ 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. Die Wirkung der Maßnahmen „natürliche Waldentwicklung“ und „Stilllegung alter Laubwälder“ ist äquivalent, betrifft lediglich andere Flächen als das KWM. Im MMS kommt es daher nach 2035 wieder zu einer erkennbaren Abnahme der Netto-LULUCF-Senke (Abbildung 78).

Die Maßnahme „Erstaufforstung“ aus dem KSP2030, die in früheren Projektionen berücksichtigt wurde, wird in diesem MMS nicht berücksichtigt, da keine Förderrichtlinie oder andere (rechtliche) Maßnahmen bestehen, die die grundsätzlichen Hemmnisse beseitigten. Aktuell bedeutet die Umwandlung von landwirtschaftlichen Flächen in Wald einen hohen Wertverlust, der durch die bestehende Förderung nicht kompensiert wird. Sie ist daher für Grundbesitzer*innen unattraktiv und mit einer nennenswerten Umsetzung in die Praxis kann entsprechend nicht gerechnet werden.

Umwandlung von Acker- und Grünlandflächen zu Siedlung führt zu einem Verlust von Bodenkohlenstoff und Biomasse, der nur teilweise durch den Zuwachs neuer Biomasse in der Siedlung ausgeglichen wird. Die Begrenzung der Flächenneuanspruchnahme für Siedlungen und Verkehr im MMS verringert diese Emissionen. Die Bewertung dieser Maßnahme hat sich im Vergleich zum Projektionsbericht 2025 (wo die zuwachsende Biomasse in der Siedlung Verluste überkompensiert hat) geändert, weil die Modellierung der Siedlungsbiomasse als Ergebnis des EU-LULUCF-Reviews 2025 geändert wurde (vgl. Abschnitt 10.4.2).

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 Zeitraum 2020-2025 wurden im Mittel über 50 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr 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. Als neue Maßnahme im MMS abgebildet wird die Förderung der Anlage von Gehölzen und Agroforst. Die Neuanlage führt nur für eine begrenzte Zeit zu einem Senkenaufbau, danach kommt es durch Pflegeschnitte und Nutzung der Gehölze zu temporären C-Freisetzen. Entsprechend nimmt die Senkenwirkung wieder ab.

10.4 Treibhausgas-Projektionen 2026 vs. Treibhausgas-Projektionen 2025

Es wird auf die Publikation „Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026“ verwiesen (Förster et al., 2026a).

10.4.1 Änderung bei Rahmendaten, Instrumenten oder weiteren Datengrundlagen

Insgesamt gab es keine wesentlichen Änderungen bei den Datengrundlagen.

10.4.2 Methodische und sonstige Verbesserungen

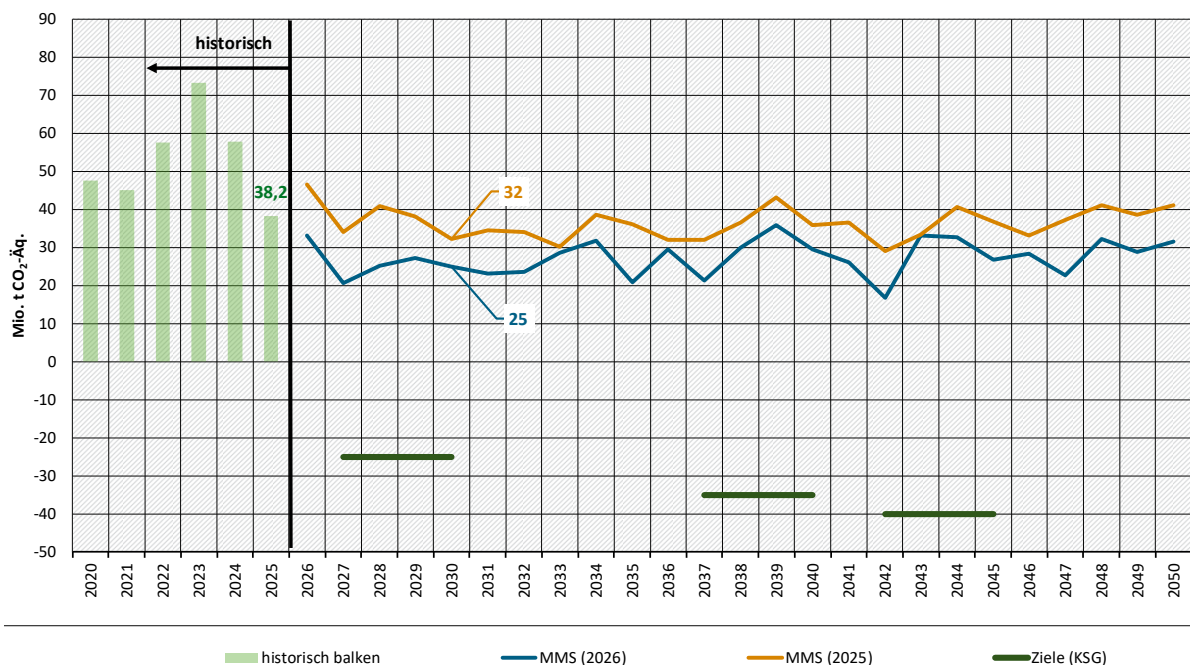
Methodische Verbesserungen betreffen primär das Inventarmodell. Diese resultieren überwiegend aus den Reviews im Auftrag des UN-Klimasekretariats und der EU-Kommission im Jahr 2025. Sie sind im Nationalen Inventardokument (UBA, 2026b) detailliert beschrieben (Kap. 6.1.3.4.2, S. 632 ff). Insbesondere wurden bei der Modellierung der Kohlenstoffvorräte in Waldböden zusätzliche Kohlenstoffeinträge infolge der Waldschäden nun berücksichtigt. Die vermehrten Einträge von abgestorbenen Blättern, Nadeln und Ernteresten nach Zwangsnutzungen führten zu einem Anstieg der Kohlenstoffvorräte in der Streuauflage und im Boden. Kohlenstoffvorräte in mineralischen Ackerböden werden jetzt zeitlich dynamisch und regional aufgelöst mit dem Prozessmodell RothC berechnet und die Methodik für

Kohlenstoffvorratsänderungen in Boden und Biomasse bei Landnutzungsänderungen von und zur Siedlung wurde überarbeitet.

10.4.3 Auswirkung auf Ergebnisse

Die methodischen Verbesserungen führten gegenüber dem Projektionsbericht 2025 zu projizierten Emissionen, die in der Größenordnung von 10 Mio. t CO₂-Äq. niedriger sind. Insbesondere auf die Bewertung der Maßnahme „Reduzierung der Neuinanspruchnahme SuV“ hatten die Änderungen erhebliche Auswirkungen: Im Gegensatz zum Projektionsbericht 2025 führt die Maßnahme im Modell nun zu einer Einsparung von Emissionen.

Abbildung 81: Historische und projizierte Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF im MMS: Vergleich der Resultate der Projektionen 2025 und 2026



Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt auf Basis historischer Daten Umweltbundesamt THG-Inventar; Projektionen: Thünen-Institut und Öko-Institut

11 Sensitivitätsanalysen

Die Projektionsergebnisse hängen von einer Vielzahl an Eingangsparametern und Annahmen ab, etwa zu Energieträgerpreisen, CO₂-Preisen, Produktionsmengen, Investitionskosten oder regulatorischen Vorgaben. Wie sich diese Größen tatsächlich entwickeln, ist im Projektionszeitraum nicht sicher vorhersehbar. Entsprechend wirken sich Abweichungen von den getroffenen Annahmen auf die projizierten Emissionspfade aus.

Um die Robustheit der Projektionsergebnisse einzuordnen, werden ergänzend zum MMS Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Dabei wird jeweils ein einzelner Parameter oder ein zusammenhängendes Parameterset gegenüber dem MMS variiert, während die übrigen Annahmen unverändert bleiben. Die resultierenden Emissionsunterschiede gegenüber dem MMS zeigen, wie stark einzelne Annahmen auf die Emissionsentwicklung wirken, und geben eine Bandbreite möglicher Entwicklungen an.

Sensitivitätsrechnungen sind keine Szenarien. Sie bilden keinen in sich konsistenten Entwicklungspfad ab, sondern betrachten die Wirkung einzelner Einflussgrößen isoliert. Der Umfang der Sensitivitätsrechnungen wurde im Rahmen des vertraglich vereinbarten Modellierungsumfangs mit dem Auftraggeber festgelegt. Eine Übersicht der betrachteten Sensitivitäten sind in Tabelle 59 zu sehen.

Hinweis: Die Sensitivitätsberechnungen erfolgen ausschließlich auf Sektorebene und werden nicht integriert. Eine direkte Summierung oder Aggregation der sektoralen Teilergebnisse ist daher nicht möglich.

Tabelle 59: Übersicht der Sensitivitäten

ID	Sensitivität	Sektoren	Beschreibung	Anzahl Sensitivitäten
S1	verzögerter Preisanstieg im EHS1	Energiewirtschaft, Industrie	Jeweils eine Sensitivität, die einen langsameren Anstieg der CO ₂ -Preise im EU-Emissionshandelssystem (EHS 1) im Vergleich zum MMS abbildet	2
S2	niedrigerer Wasserstoffpreis	Industrie, Verkehr	Jeweils eine Sensitivität, die einen niedrigeren Wasserstoffpreis im Vergleich zum MMS abbildet	2
S3	höherer Gaspreis	Gebäude, Industrie	Jeweils eine Sensitivität, die einen höheren Erdgaspreis im Vergleich zum MMS abbildet	2
S4	Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve	Energiewirtschaft	Abbildung eines stärkeren Einsatzes von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve im Vergleich zum MMS	1
S5	Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien	Energiewirtschaft	Abbildung niedrigerer Volllaststunden bei Wind- und Solaranlagen im Vergleich zum MMS	1
S6	niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten	Gebäude	Abbildung niedrigerer Investitionskosten für Wärmepumpen	2

ID	Sensitivität	Sektoren	Beschreibung	Anzahl Sensitivitäten
S7	höhere Produktionsmengen	Industrie	Abbildung einer höheren Entwicklung der Produktionsmengen ggü. dem MMS	1
S8	höherer Strompreis in der Industrie	Industrie	Abbildung eines höheren Industriestrompreises im Vergleich zum MMS	1
S9	Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe	Verkehr	Abbildung einer geringeren Verfügbarkeit fortschrittlicher Biokraftstoffe im Vergleich zum MMS	1
S10	Abschwächung der CO ₂ -Flottenziele für Pkw und LNF	Verkehr	Abbildung einer Abschwächung der CO ₂ -Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge im Vergleich zum MMS	1

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

11.1 Sektorübergreifende Sensitivitäten

Die sektorübergreifenden Sensitivitäten S1 bis S3 variieren jeweils einen zentralen Preisparameter und werden in mehreren Sektoren parallel gerechnet. Die Rechnungen erfolgen dabei sektorspezifisch, d. h. die ausgewiesenen Emissionswirkungen bilden jeweils die isolierte Reaktion des einzelnen Sektors ab. Wechselwirkungen zwischen den Sektoren, etwa durch veränderte Strompreise oder Nachfrageeffekte, werden nicht abgebildet. Die Ergebnisse der einzelnen Sektoren sind daher nicht kumulierbar. Ziel der sektorübergreifenden Sensitivitäten ist es, die Auswirkungen veränderter Preisentwicklungen auf die Technologie- und Einsatzentscheidungen in den betroffenen Sektoren zu quantifizieren und daraus Rückschlüsse auf die Robustheit der Projektionsergebnisse zu ziehen. Die detaillierten Annahmen zu den einzelnen Sensitivitäten sind in den Zentralen sektorbezogenen Annahmen (Förster et al., 2026a) dokumentiert.

11.1.1 Sensitivität S1 - verzögerter Preisanstieg im EHS1

In der Sensitivität S1 wird ein verzögerter Anstieg der CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem (EU EHS 1) untersucht. Im Vergleich zu den Projektionsdaten 2026, die von einem Anstieg des EHS-1-Preises von 67 EUR/EUA in 2024 auf 84 EUR/EUA in 2030 ausgehen, wird in dieser Sensitivität angenommen, dass der Preisanstieg langsamer erfolgt und das Preisniveau erst mit einer Verzögerung von drei Jahren erreicht wird (Tabelle 60). Die Sensitivität wird für die Sektoren Energiewirtschaft (S1a) und Industrie (S1b) betrachtet. Sektorübergreifende Wechselwirkungen, etwa durch veränderte Strompreise, werden nicht abgebildet.

Tabelle 60: CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS 1) im MMS und in der Sensitivität S1

	2024	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	EUR/EUA									
MMS	67,3	76,9	76,8	79,5	81,9	84,3	144,4	174,2	186,7	199,1

	2024	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Sensitivität S1	67,3	67,3	67,3	72,8	76,9	76,8	108,3	156,3	179,2	191,7

Quelle: Daten zum MMS: Kemmler et al. (2026); Sensitivität S1: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Im Sektor Energiewirtschaft verändert sich in der Sensitivität S1a die grenzkostenbasierte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Die emissionsintensiveren Kohlekraftwerke werden in der Sensitivität S1a im Vergleich zu den treibhausgasärmeren Erdgaskraftwerken günstiger. Kohlekraftwerke werden deshalb in der Sensitivität S1a häufiger und Erdgaskraftwerke seltener eingesetzt, wodurch die Treibhausgasemissionen insgesamt ansteigen (Tabelle 61). Der stärkere Einsatz von Kohlekraftwerken in Deutschland in den Jahren 2026 bis 2035 führt zudem auch zu einem Anstieg der Nettoexporte.

Diese Wechselwirkungen treten insbesondere in den Jahren 2026 bis 2029 auf. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass Kohle- und Erdgaskraftwerke im MMS 2026 in der Merit-Order nah beieinander liegen, so dass eine Senkung des CO₂-Preises zu einem Wechsel in Einsatzreihenfolge und damit zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen führt. Ab dem Jahr 2030 weisen Erdgaskraftwerke größtenteils niedrigere Grenzkosten als Kohlekraftwerke auf. Dies ist überwiegend auch in der Sensitivität S1 der Fall, so dass sich die CO₂-Emissionen durch die Absenkung des CO₂-Preises nur noch in einem geringeren Umfang erhöhen. Außerdem ist mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung (entsprechend KVBG) der treibhausgassteigernde Effekt in der Sensitivität 1a begrenzt.

Ein verzögerter Anstieg des EU-EHS 1 hat in der Industrie gegenüber der Energiewirtschaft einen geringeren Effekt. Der maximal beobachtete Unterschied liegt in den Jahren 2030 und 2035 mit einer Zunahme von 0,9 Mio. t CO₂-Äq. Diese vergleichsweise geringe Differenz liegt vor allem an der Betrachtung des EHS-1-Preises bei Investitionsentscheidungen im Modell. Hierbei wird wie in Kapitel 5.2.3 beschrieben eine Preisvoraussicht von 15 Jahren betrachtet - was den unmittelbaren Effekt des verzögerten Anstiegs abschwächt. Folge eines geringeren EHS-1-Preises ist primär eine leicht verlangsamte (und teurere) Umstellung auf CO₂-arme Produktionsprozesse. Dieser Effekt ist durch die nur leichte Verschiebung des Preisanstiegs aber nicht stark ausgeprägt.

Tabelle 61: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „verzögerter Preisanstieg im EHS 1“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
S1: verzögerter Preisanstieg im EHS 1									
S1a: Energiewirtschaft	+5,4	+11,1	+5,8	+6,1	+1,6	+1,2	+0,3	+0,11	+0,2
S1b: Industrie	+0,2	+0,3	+0,5	+0,7	+0,9	+0,9	+0,4	+0,4	+0,4

Anmerkung: Die Auswertung der Sensitivität S1a findet auf Ebene der Strom- und Wärmeerzeugung statt. Damit sind Emissionen aus Industriekraftwerken, aber keine Emissionen aus sonstiger Energiewirtschaft und Raffinerien berücksichtigt.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut; Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI

11.1.2 Sensitivität S2 - niedrigerer Wasserstoffpreis

Die Sensitivität S2 untersucht die Auswirkungen eines niedrigeren Wasserstoffpreises auf die Sektoren Industrie (S2a) und Verkehr (S2b). Dabei wird der Preis sowohl für blauen als auch für grünen Wasserstoff auf 60 % des MMS-Preises abgesenkt.

In der Industrie kann nur ein deutlich reduzierter Wasserstoffpreis langfristig für einen wirtschaftlich plausiblen Anwendungsfall für Wasserstoff in der Stahlindustrie sorgen (vergleiche Darstellung der Bewertung von Direktreduktion in Abschnitt 5.2.1). Dies äußert sich in im Vergleich zum MMS 2026 deutlich reduzierten Treibhausgasemissionen nach 2035 (Tabelle 62). Durch dadurch abweichende Vermeidungskosten werden in geringem Umfang mehr Fördermittel Wasserstofftechnologien zugeordnet – damit aber auch auf einen späteren Zeitpunkt verlagert. Dadurch entstehen zwischen 2030 und 2037 leicht höhere Treibhausgasemissionen in der Sensitivität.

Im Verkehrssektor führen die niedrigeren Betriebskosten für Wasserstoff-Lkw vor allem zu einer Verlagerung von batterieelektrischen Lkw zu Wasserstoff-Lkw. Diesel-Lkw werden durch niedrigere Wasserstoffpreise in sehr viel geringerem Maßstab aus dem Markt gedrängt. Dadurch ist der Emissionsminderungseffekt gering. Langfristig, d. h. nach dem Jahr 2040, verringert sich der Effekt auch wieder, da Wasserstoff-Lkw bereits mit dem Preispfad des MMS zum Einsatz kommen und bei einer weiteren Preisminderung quasi nur noch batterieelektrische Fahrzeuge aus dem Bestand gedrängt werden. Die schwankenden Effekte bis zum Jahr 2030 werden durch die THG-Quote verursacht. Zunächst überwiegt der Effekt der leicht geringeren Fahrleistung mit Diesel-Lkw, in den Jahren 2029 und 2030 führt die verstärkte Wasserstoffnutzung und die Dreifachanrechnung des RFNBO-Wasserstoffs dazu, dass die realen Mengen an Biokraftstoffen zur Erreichung der THG-Quote im Vergleich zum MMS geringer sind. Dadurch stellen sich für diese Jahre Mehremissionen ein.

Tabelle 62: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „niedrigerer Wasserstoffpreis (MMS)“

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
S2: niedrigerer Wasserstoffpreis									
S2a: Industrie	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	+0,0	+1,8	-5,6	-18,3	-18,6
S2b: Verkehr	-0,0	-0,1	-0,1	+0,3	+0,6	-1,0	-1,8	-0,5	-0,5

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut; Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI

11.1.3 Sensitivität S3 - höherer Gaspreis

Gegenstand der Sensitivität S3 ist ein Anstieg des Erdgaspreises auf 115 % des MMS-Preises. Betrachtet werden die Sektoren Gebäude (S3a) und Industrie (S3b).

Ein um 15 % höherer Erdgaspreis in der Industrie sorgt für eine stärkere Reduktion der Treibhausgasemissionen. Diese Sensitivität wirkt sich auf das Preisverhältnis von Erdgas zu Strom und Erdgas zu Wasserstoff aus und sorgt für leicht bessere Verhältnisse (siehe Kapitel 5.4). Die in der Sensitivität angenommene Preisänderung für Erdgas verschiebt die

Wirtschaftlichkeitsbewertung nicht grundlegend. Sie erhöht lediglich graduell den Marktanteil CO₂-armer Prozesswärmeerzeugung (wie Wärmepumpen und Elektrodenkesseln).

Tabelle 63: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höherer Gaspreis“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
S3: höherer Gaspreis									
S3a: Industrie	0,0	-0,1	-0,3	-0,4	-0,5	-1,0	-1,2	-1,4	-1,3
S3b: Gebäude	0,2	-0,2	-0,3	-0,5	-0,3	-0,5	-0,3	-0,3	-0,1

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut; Berechnungen: Fraunhofer ISI, IREES

Im Gebäudesektor verschlechtert sich die Attraktivität gasbasierter Heizsysteme gegenüber alternativen Wärmeversorgungssystemen, insbesondere Wärmepumpen. Aufgrund der bereits wirksamen 65%-Regel führen steigende Gaspreise jedoch nicht zu einer deutlich stärkeren Umstellung auf alternative Technologien. Entsprechend fällt die zusätzliche Minderung der Treibhausgasemissionen mit 0,3 Mio. t CO₂-Äq. vergleichsweise gering aus.

11.2 Energiewirtschaft

11.2.1 Sensitivität S4 - Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve

In der Sensitivität S4 wird für den Sektor Energiewirtschaft ein stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve im Vergleich zu den Projektionsdaten 2026 untersucht. Dabei wird angenommen, dass der positive Redispatch dauerhaft zu 65 % von Steinkohlekraftwerken bereitgestellt wird, und nicht wie im MMS 2026 mit dem Kohleausstieg ausläuft. Zudem steigt in der Sensitivität S4 der Redispatchbedarf zwischen 2030 und 2040 von 25 TWh/a auf 37,5 TWh/a an, während der Redispatchbedarf im MMS 2026 ab 2030 bei 25 TWh/a verbleibt.

Beide Effekte führen dazu, dass die Mehremissionen in der Sensitivität S4 im Zeitverlauf ansteigen (Tabelle 64). Dabei kommt es insbesondere ab dem Jahr 2035 zu einem deutlichen Anstieg der Treibhausgasemissionen. Während im MMS 2026 ab dem Jahr 2034 der positive Redispatch ausschließlich von Erdgaskraftwerken bereitgestellt wird, liegt in der Sensitivität S4 der Anteil der Steinkohlekraftwerke am positiven Redispatch bei durchgehend 65 %. Dieser Effekt wird zudem durch den in der Sensitivität S4 unterstellten Anstieg des Redispatchbedarfs zwischen 2030 und 2040 verstärkt.

Tabelle 64: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ -Äq.									
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Davon Energiewirtschaft	157,5	144,4	128,5	110,9	94,2	73,0	58,6	49,6	49,1
S4: Stärkerer Einsatz von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve	+1,0	+1,5	+2,2	+2,8	+3,6	+12,4	+14,1	+14,1	+14,1

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Anmerkung: Die Auswertung der Sensitivität S4 findet auf Ebene der Strom- und Wärmeerzeugung statt. Damit sind Emissionen aus Industriekraftwerken, aber keine Emissionen aus sonstiger Energiewirtschaft und Raffinerien berücksichtigt.

11.2.2 Sensitivität S5 - Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien

Gegenstand der Sensitivität S5 ist eine geringere Auslastung von Wind- und Solaranlagen im Vergleich zu den Projektionsdaten 2026. Dabei wird auf die Mittelfristprognosen 2024 (EWI, 2024) und 2025 (Reichmuth et al., 2025) zurückgegriffen. Aus den Trend-Szenarien werden dafür die jeweils niedrigsten Werte je Energieträger ausgewählt. Wir interpretieren die Mittelfristprognosen dabei so, dass die ausgewiesenen Volllaststunden die markt- und netzbedingte Abregelung bereits beinhalten.

Für Windenergie an Land und Windenergie auf See werden die Volllaststunden aus dem Trend-Szenario der Mittelfristprognose 2025 bis 2029 verwendet (EWI, 2024). Die Volllaststunden aus dem Jahr 2029 werden dabei auch für das Jahr 2030 unterstellt. Für Photovoltaik werden die Volllaststunden aus dem Trend-Szenario der Mittelfristprognose 2026 bis 2030 (Reichmuth et al., 2025) übernommen. Die Sensitivität wird nur für den Zeitraum 2026 bis 2030 berechnet, weil für spätere Jahre keine Angaben zu Volllaststunden in den Mittelfristprognosen enthalten sind.

Tabelle 65: Projizierte Vollbenutzungsstunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien in der Sensitivität S5 „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“ nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung

Technologie	2026	2027	2028	2029	2030
	Stunden				
Windenergie an Land	1.682	1.673	1.678	1.676	1.678
Windenergie auf See	2.872	2.780	2.696	2.618	2.619
Photovoltaik	889	885	875	866	859

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

Im Ergebnis der Strommarktmodellierung ergeben sich die in Tabelle 65 ausgewiesenen Volllaststunden. Diese sind für Windenergie an Land im Zeitraum 2026 bis 2030 um rund 15 % niedriger als im MMS. Bei Windenergie auf See liegt die Reduzierung der Volllaststunden bei durchschnittlich 17 % und schwankt zwischen 10 % im Jahr 2024 und 24 % im Jahr 2029. Für Photovoltaik verbleiben die Volllaststunden auf einem vergleichbaren Niveau (vgl. Tabelle 65). In Summe führt dies dazu, dass in der Sensitivität S5 die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik um etwa 9 % niedriger als im MMS 2026 ausfällt (Tabelle 67).

Tabelle 66: Projizierte Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im MMS 2026 und in der Sensitivität S5 „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“ nach netzbedingter und marktbedingter Abregelung

Szenario	2026	2027	2028	2029	2030
	TWh				
MMS 2026	289	325	359	396	434
Sensitivität S5	264	296	328	359	394
Delta: Sensitivität S5 minus MMS 2026	-25	-28	-31	-37	-40

Quelle: Ergebnis der Strommarktmodellierung, Öko-Institut

Die fehlende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird, neben höheren Stromimporten und geringeren Stromexporten, auch durch Kohle- und Erdgaskraftwerke in Deutschland kompensiert, wodurch die Treibhausgasemissionen in der Sensitivität S5 um jährlich 5,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Szenario-Jahr 2030) bis 9,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Szenario-Jahr 2026) ansteigen. Die kumulierten Mehremissionen belaufen sich für den Zeitraum 2026 bis 2030 auf 38,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Tabelle 67).

Tabelle 67: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien“

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Davon Energiewirtschaft	157,5	144,4	128,5	110,9	94,2	73,0	58,6	49,6	49,1
S5: Niedrigere Volllaststunden der erneuerbaren Energien	+9,4	+8,7	+6,4	+8,1	+5,5	-	-	-	-

Anmerkung: Die Auswertung der Sensitivität S5 findet auf Ebene der Strom- und Wärmeerzeugung statt. Damit sind Emissionen aus Industriekraftwerken, aber keine Emissionen aus sonstiger Energiewirtschaft und Raffinerien berücksichtigt.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

11.3 Gebäude

11.3.1 Sensitivität S6 - niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten

Die Sensitivität S6 untersucht den Einfluss niedrigerer Investitionskosten für Wärmepumpen im Sektor Gebäude. In S6a werden die Investitionskosten um 20 % und in S6b um 50 % gegenüber den Projektionsdaten 2026 abgesenkt.

Eine Reduktion der Investitionskosten von Wärmepumpen um 20 % bzw. 50 % erhöht die Attraktivität dieser Technologie gegenüber anderen, meist brennstoffbasierten Wärmeversorgungssystemen. Die dadurch zusätzlich installierten Wärmepumpen führen zu einer leichten Minderung der THG-Emissionen. Diese Wirkung nimmt bis etwa 2035 zu, verliert jedoch langfristig wieder an Bedeutung. Erwartungsgemäß fällt die Minderungswirkung bei einer Kostenreduktion um 50 % deutlich stärker aus als bei einer Reduktion um 20 %.

Insgesamt zeigt sich jedoch, dass ordnungsrechtliche Maßnahmen eine deutlich höhere Wirksamkeit entfalten als eine alleinige Reduktion der Investitionskosten.

Tabelle 68: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Davon Gebäudesektor	106,0	102,6	95,9	87,7	80,1	44,1	23,1	11,2	7,6
S6: niedrigere Wärmepumpen-Investitionskosten									
S6a: -20 %	-0,1	-0,1	-0,2	-0,5	-0,2	-0,7	-0,0	+0,1	-0,0
S6b: -50 %	-0,3	-0,5	-0,5	-0,9	-0,6	-1,2	-0,6	-0,3	-0,1

Quelle: Eigene Darstellung, IREES

11.4 Industrie

11.4.1 Sensitivität S7 - höhere Produktionsmengen

In der Sensitivität S7 wird eine höhere Entwicklung der Produktionsmengen im Sektor Industrie im Vergleich zu den Projektionsdaten 2026 untersucht. Die Annahmen orientieren sich dabei an den Produktionsmengen des MMS 2024.

Tabelle 69: Produktionswertindex in MMS und Sensitivität (2020 = 100 %)

Produktionsmengen (2020=100%)	2026	2030	2035	2040	2045	2050
MMS 2026	88 %	87 %	85 %	85 %	85 %	86 %
Sensitivität MMS 2026	100 %	105 %	105 %	106 %	109 %	113 %
Relative Änderung (%-Punkte)	+12 %	+18 %	+20 %	+21 %	+24 %	+27 %

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Annahme höherer Produktionsmengen wirkt überwiegend proportional auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen. Bezogen auf die im MMS verbleibenden Treibhausgasemissionen im Industriesektor bewirkt die Sensitivität eine Steigerung um 26,7 Mio. t CO₂-Äq. in 2030 (+24 %) und 38,7 Mio. t CO₂-Äq. in 2045 (+60 %). Diese intuitiv naheliegende Beobachtung – die Steigerung entspricht zunächst der anteiligen Steigerung der Produktionsmengen und wirkt sich bei stärker dekarbonisierten Systemen überproportional aus – 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. Für den Zeitraum jedenfalls bis 2030 scheint aber die Vereinfachung zu einem direkten Zusammenhang „x % Veränderung der Produktionsmengen gegenüber MMS bedeutet etwa x % Anstieg der Treibhausgasemissionen“ als Näherung gerechtfertigt.

Tabelle 70: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höhere Produktionsmengen“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Davon Industriesektor	140,3	135,2	129,2	123,3	116,5	83,0	67,9	69,8	67,8
S7: höhere Produktionsmengen	+18,7	+25,4	+27,8	+27,3	+26,7	+31,9	+40,0	+38,7	+40,8

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.4.2 Sensitivität S8 - höherer Strompreis in der Industrie

Die Sensitivität S8 untersucht die Auswirkungen eines höheren Industriestrompreises im Sektor Industrie. Der Strompreis wird auf 115 % des MMS-Preises angehoben.

Die als Instrumente im MMS 2026 mit aufgenommenen Reduktionen des Strompreises durch die Reduktion der Stromsteuer, des Netzentgeltzuschusses und des Industriestrompreises bleiben in dieser Sensitivität erhalten. Insbesondere wird die Annahme des höheren Strompreises auf keine Instrumente oder konkrete Veränderung einzelner Kostenkomponenten zurückgeführt oder damit begründet.

In der Modellierung erzeugt die Veränderung des Strompreises zwei grundlegende Effekte. Zunächst werden strombasierte Technologien zur Erzeugung von Prozesswärme gegenüber ihrer fossilen Konkurrenz wirtschaftlich unattraktiver und nehmen entsprechend der modellendogenen Investitionslogik kleinere Marktanteile ein – die Prozesswärmeerzeugung wird langsamer elektrifiziert. Zusätzlich steigt der Förderbedarf zur Schließung von energiebedingten Differenzkosten. Dadurch verteilt sich das Förderbudget auf weniger Anlagen und ein größerer Teil der Prozesswärmeerzeugung bleibt fossil. Dies äußert sich in langfristig höheren Treibhausgasemissionen (2030: + 0,7 Mio. t CO₂-Äq.; 2045: +2 Mio. t CO₂-Äq., Tabelle 71). Rückwirkungen auf die Aktivität der Industrie wurden nicht modelliert.

Tabelle 71: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „höherer Strompreis in der Industrie“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Davon Industriesektor	140,3	135,2	129,2	123,3	116,5	83,0	67,9	69,8	67,8
S8: höherer Strompreis in der Industrie	+0,1	+0,3	+0,4	+0,6	+0,7	+1,5	+1,8	+2,0	+2,0

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.5 Verkehr

11.5.1 Sensitivität S9 - Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe

In der Sensitivität S9 wird für den Sektor Verkehr eine eingeschränkte Verfügbarkeit fortschrittlicher Biokraftstoffe unterstellt, etwa infolge begrenzter Importmöglichkeiten und restriktiverer Zertifizierungsanforderungen mit konsequenter Überprüfung oder des Wegfalls bestimmter Anrechnungsoptionen. Konkret wird die verfügbare Menge fortschrittlicher flüssiger Biokraftstoffe auf 75 % des Stands von 2024 (54,2 PJ) begrenzt. Zudem wird angenommen, dass sich durch die geringere Verfügbarkeit an fortschrittlichen Biokraftstoffen höhere Preise für die THG-Quotenerfüllung einstellen und dadurch auch ein höherer Anteil der Stromnutzung im Straßenverkehr (90 %) in der THG-Quote zur Anrechnung kommt.

Die begrenzte Verfügbarkeit an flüssigen, fortschrittlichen Biokraftstoffen führt dazu, dass für die Zieleinhaltung der THG-Quote andere Erfüllungsoptionen genutzt werden müssen (siehe Annahme der stärkeren Anrechnung der Stromnutzung im Straßenverkehr). Fortschrittliche Biokraftstoffe werden daher durch Biokraftstoffe aus Altspeiseölen (Anhang IX Teil B der RED) und aus Futter- und Nahrungsmitteln ersetzt. Da diese – anders als die fortschrittlichen Biokraftstoffe – nicht zweifach angerechnet werden, steigt in den Jahren 2026 und 2027 der biogene Anteil im Kraftstoffmix. Da die Anrechnung dieser beiden Biokraftstoffarten in der THG-Quote jedoch begrenzt ist, wird die THG-Quote ab dem Jahr 2028 nicht mehr eingehalten und die fossile Kraftstoffversorgung steigt an gegenüber dem MMS. Da zum Zeitpunkt der Erstellung der Projektionen 2026 keine Fortschreibung der THG-Quote existiert, wird die Sensitivität nicht nach dem Jahr 2030 weiter untersucht.

Tabelle 72: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Davon Verkehrssektor	137,8	135,8	129,1	123,3	115,2	78,4	44,2	23,6	14,6
S9: Begrenzung verfügbarer fortschrittlicher Biokraftstoffe	-1,8	-1,1	+0,7	+2,9	+4,7	-	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

11.5.2 Sensitivität S10 – Abschwächung der CO₂-Flottenziele für Pkw und LNF

Die Sensitivität S10 im Sektor Verkehr greift den Vorschlag der EU-Kommission zur Änderung der CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge als ein Bestandteil des im Dezember 2025 vorgestellten „Automotive Package“ auf. Diese Änderung umfasst zum einen die

zusätzliche Flexibilität zur Erreichung der vollständigen Emissionsminderung bei Neufahrzeugen ab 2035. Hierbei wird angenommen, dass die Hersteller die maximal mögliche Flexibilität von 10 % über die Verwendung von in der EU produziertem kohlenstoffarmem Stahl (maximal 7 %) sowie von erneuerbaren Kraftstoffen (maximal 3 %) nutzen. Die Emissionsminderung von Neufahrzeugen ab dem Jahr 2035 liegt in der Sensitivität S10 somit bei 90 % (gegenüber 100 % im MMS). Die Änderung umfasst darüber hinaus die Reduktion des Ambitionsniveaus bei der Emissionsminderung neuer leichter Nutzfahrzeuge für den Zeitraum 2030 bis 2034 auf 40 % (gegenüber 50 % im MMS). Darüber hinaus umfasst die Änderung die Einführung von Super-Credits für kleine elektrische Pkw „Made in the EU“ (M1E) sowie ein Averaging für den Zeitraum 2030 bis 2032 (analog zur heute gültigen Regelung für den Zeitraum 2025 bis 2027).

Jede der beschriebenen Änderungen bewirkt eine weniger ambitionierte Minderung der Emissionsminderung von Neufahrzeugen. Entsprechend niedriger ist der für die Sensitivität S10 projizierte Anteil von BEV bei den Neuzulassungen im Vergleich zum MMS. Gegenüber dem MMS liegt insbesondere der Anteil von Benzin-Pkw höher, während der Effekt auf Diesel-Pkw und PHEV kleiner ausfällt. Während die Super-Credits ab 2027 nur geringe Effekte auf den Anteil von BEV bewirken, zeigen die übrigen Änderungen ab dem Jahr 2030 einen deutlichen Effekt. Im Vergleich zum MMS liegt die Differenz des Neuzulassungsanteils von BEV bis zu 13 Prozentpunkte niedriger. Ab dem Jahr 2035 liegt die Differenz bei -9 Prozentpunkten. Der Anteil von Nullemissionsfahrzeugen an den Neuzulassungen liegt entsprechend bei 91 % (anstatt 100 % im MMS). Dem geringeren Anteil von BEV bei den Neuzulassungen entsprechend steigt deren Anteil im Bestand im Vergleich zum MMS langsamer, insbesondere ab dem Jahr 2030. Diese langsamere Elektrifizierung des Bestands steigert den Endenergiebedarf an rohdöl-/erdgasbasierten Kraftstoffen und resultiert damit in höheren Treibhausgasemissionen. Die Mehremissionen gegenüber dem MMS steigen in der ersten Hälfte der 2030er Jahre stark an und stabilisieren sich langfristig bei rund 4 Mio. t CO₂-Äq. Tabelle 73 stellt die jährlichen Mehremissionen in der Sensitivität S10 dar. Potenzielle Emissionseffekte auf andere Sektoren wie beispielsweise den Industriesektor (veränderte Stahlproduktion, veränderte Kraftstoffproduktionsbedarfe in Raffinerien) sind in dieser Sensitivität nicht mit berücksichtigt.

Tabelle 73: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung „Abschwächung der CO₂-Flottenziele für Pkw und LNF“ (MMS)

	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	607,6	583,0	546,9	508,4	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
Davon Verkehrssektor	137,8	135,8	129,1	123,3	115,2	78,4	44,2	23,6	14,6
S10: Abschwächung der CO ₂ -Flottenziele für Pkw und LNF	0,0	+0,0	+0,0	+0,1	+0,3	+3,2	+3,9	+4,2	+4,2

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

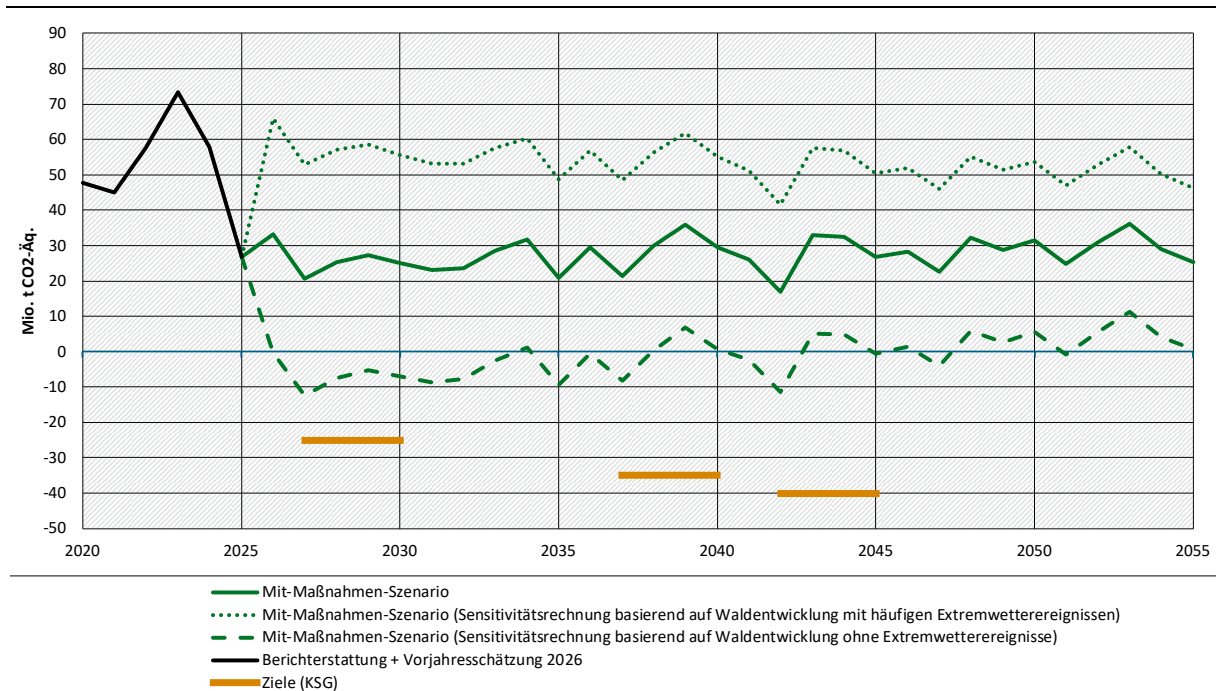
11.6 LULUCF

Im LULUCF-Sektor ist die Hauptunsicherheitsquelle das zukünftige Wetter und insbesondere auch das Auftreten von Extremwetterereignissen, die direkte und indirekte Auswirkungen auf

z. B. die Kohlenstoffvorräte in Wäldern haben können. Die Sensitivitätsbetrachtungen fokussieren daher auf diesen Aspekt. Dazu wurde jeweils

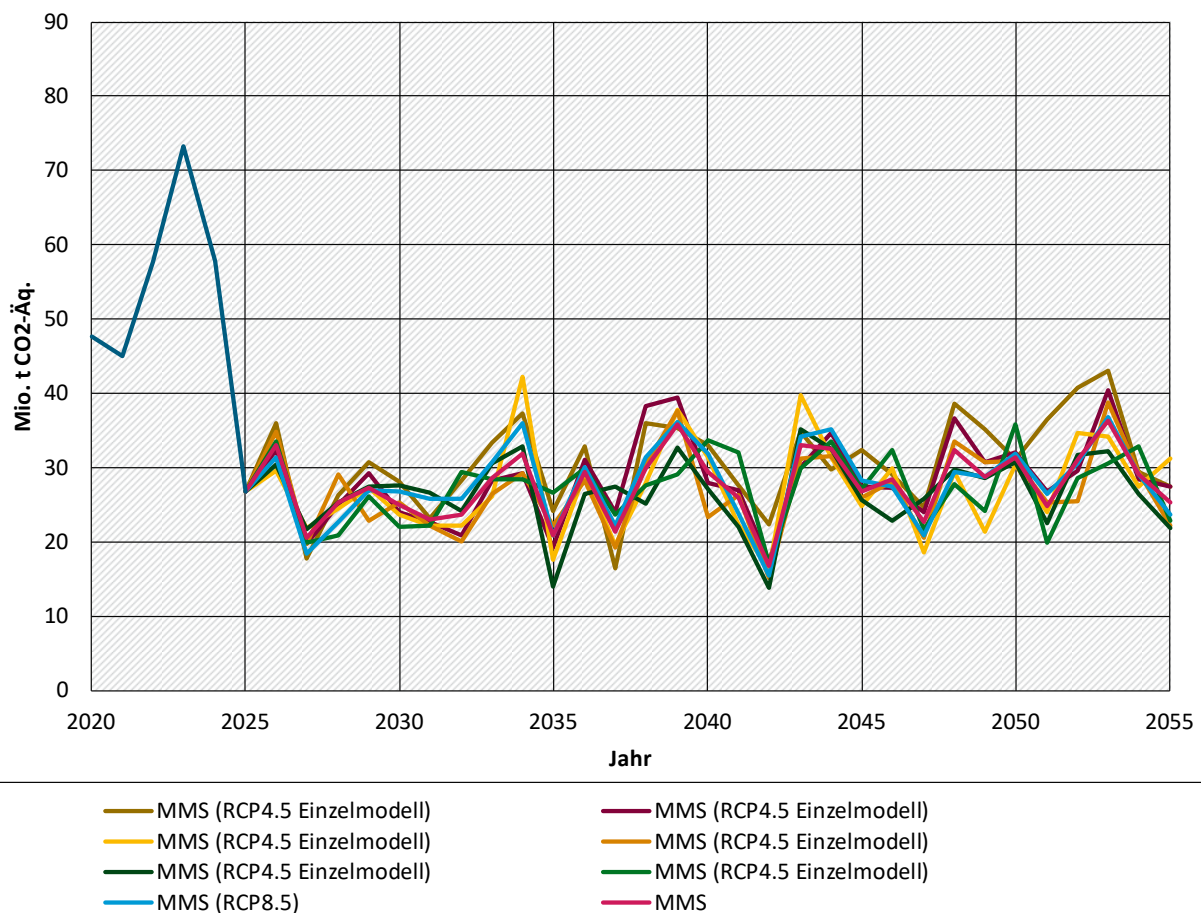
- ▶ das MMS mit einer zukünftigen Waldentwicklung unter Bedingungen, wie sie im Zeitraum zwischen den Inventuren 2012 und 2017 (wenige extremwetterbedingte Kalamitäten) bzw. 2017 und 2022 (Dürre und ausgeprägte Kalamitäten) herrschten, modelliert,
- ▶ die Emissionen der organischen Böden im MMS auf Basis der einzelnen Klimamodelle in den RCP 4.5 und RCP 8.5-Ensembles berechnet,
- ▶ die Emissionen der mineralischen Böden unter Ackernutzung im MMS auf Basis der einzelnen Klimamodelle in den RCP 4.5 und RCP 8.5-Ensembles berechnet.

Abbildung 82: Einfluss des Auftretens von Extremwetterereignissen auf die Waldentwicklung und dadurch auf die Nettobilanz des LULUCF-Sektors



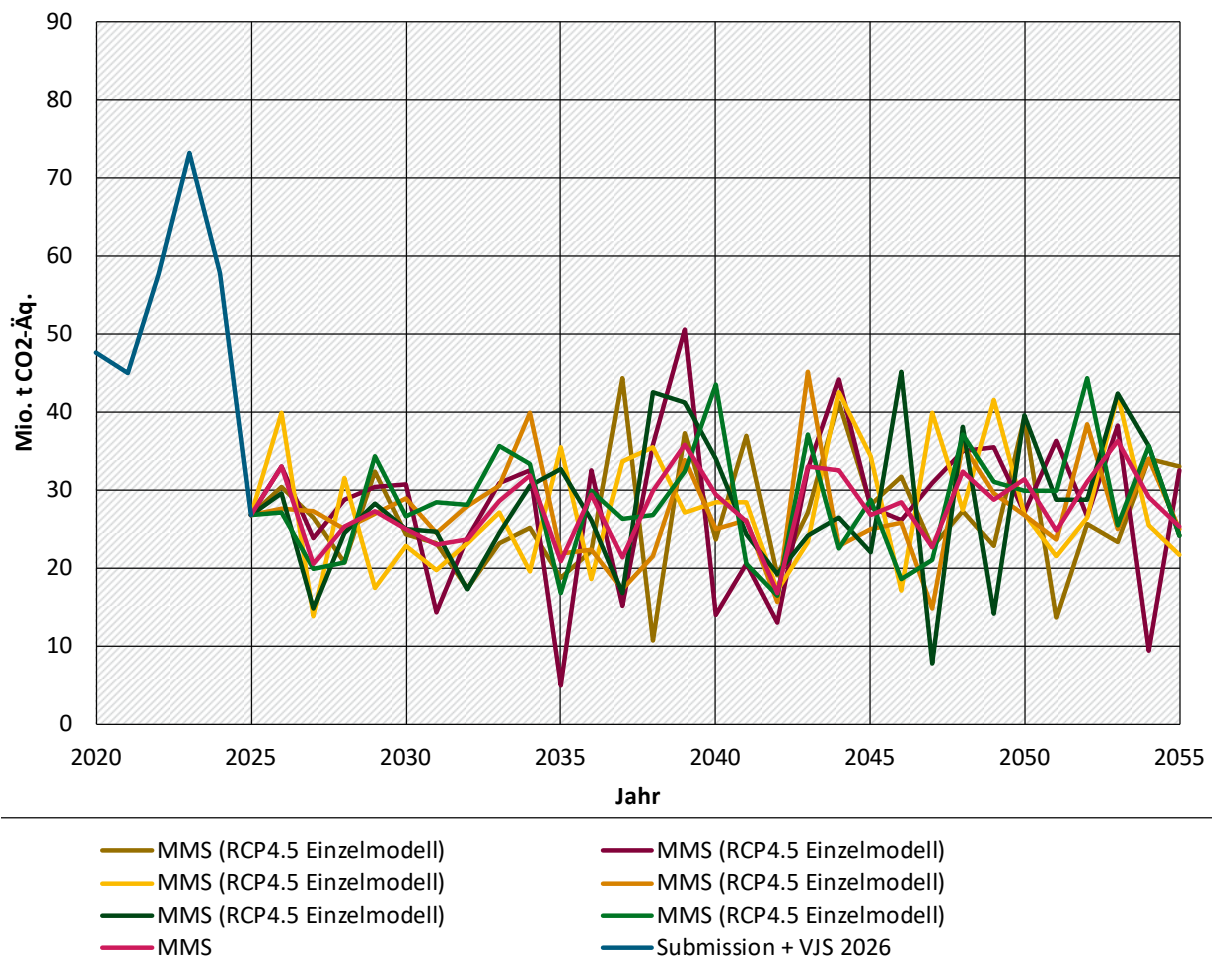
Quelle: Eigene Darstellung, Thünen-Institut

Die wetterbedingte Unsicherheitsspanne der Emissionen des Waldes (Abbildung 82) hat im Jahr 2030 eine Breite von mehr als 60 Mio. t CO₂-Äq. Selbst im nicht zu erwartenden Fall, dass das zukünftige Kalamitätsniveau ausgesprochen niedrig ist, kann die Waldsenke die Emissionen der anderen Landnutzungskategorien gerade einmal ausgleichen; eine Nettosenke wäre auch dann nicht sicher gegeben. Bei Auftreten von größeren Extremwetterereignissen (Stürme oder Dürren mit starken Borkenkäferkalamitäten) ist zu erwarten, dass die Sektorbilanz in den folgenden Jahren die Linie auf Basis häufiger Extremwetterereignisse erreicht und sich danach ggfs. wieder in Richtung des Szenarios ohne Extremwetterereignisse bewegt. Beide Sensitivitätsszenarien werden also mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht dauerhaft eingehalten, sondern begrenzen wetterbedingte Ausschläge der Sektornettobilanz durch Störungen bzw. Phasen günstiger Entwicklungen im Wald.

Abbildung 83: Wetterbedingte Unsicherheit der Emissionen aus organischen Böden

Bei der Berechnung der Emissionen aus organischen Böden wurden jeweils Wetterdaten abgeleitet aus den einzelnen Ensemblemitgliedern der RCP4.5- und RCP8.5-Klimaszenarien verwendet. Das MMS ist der Median der Szenarien auf Basis von RCP4.5. Für RCP8.5 ist nur der Median dargestellt, die Streuung der Einzelszenarien ist in derselben Größenordnung. Quelle: Eigene Darstellung, Thünen-Institut

Die aus den Klimamodellen abgeleitete Unsicherheit der Emissionsberechnung für organische Böden (Abbildung 83) hat eine Spannweite von bis zu 17 Mio. t CO₂-Äq. Der Unterschied zwischen den beiden RCP-Szenarien ist dagegen unbedeutend, da sie sich im betrachteten Zeitraum hinsichtlich der klimatischen Wasserbilanzen nur wenig unterscheiden.

Abbildung 84: Wetterbedingte Unsicherheit der Emissionen aus mineralischen Ackerböden


Bei der Berechnung der Emissionen aus diesen Böden wurden jeweils Wetterdaten abgeleitet aus den einzelnen Ensemblemitgliedern der RCP4.5Klimaszenarios verwendet. Das MMS ist der Median der Szenarien auf Basis von RCP4.5.
Quelle: Eigene Darstellung, Thünen-Institut

Die aus den Klimamodellen abgeleitete Unsicherheit der Emissionsberechnung für mineralische Ackerböden (Abbildung 84) hat eine Spannweite von bis zu 32 Mio. t CO₂-Äq. Dies ist insbesondere auf den Einfluss der Bodenfeuchte auf die Abbauraten von labilem Kohlenstoff aus Ernteresiduen zurückzuführen.

Es wurden keine Sensitivitätsrechnungen für Maßnahmenwirkungen durchgeführt, da diese im Vergleich zu den wetterbedingten Unsicherheiten nur einen sehr geringen Einfluss auf die Nettobilanz des Sektors im MMS haben.

11.7 Korridorrechnungen in der Industrie

Zusätzlich zu den oben skizzierten Sensitivitäten wurde für die Industrie eine Korridorrechnung erstellt. Deren Annahmen und Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt⁸⁷.

11.7.1 Annahmen zur Korridorrechnung in der Industrie

Das MMS 2026 beinhaltet als alleinstehendes Szenario vielfältige Quellen von Unsicherheiten, die die Bewertung der Zielerreichung erschweren. Um den Bedarf an stark vereinfachenden

⁸⁷ Und bereits als Teil der zentralen Annahmen veröffentlicht (Förster et al., 2026a).

Annäherungsversuchen an die möglichen Effekte der Unsicherheiten zu reduzieren, werden dem MMS 2026 im Industriesektor „Korridorrechnungen“ beiseitegestellt. Darin werden zentrale Modellparameter als Ergänzung zum MMS 2026 in günstige und ungünstige Ausprägungen bezüglich der Treibhausgasemissionen verändert. Mit diesen neuen Eingabedatensätzen (Tabelle 74) wird die Rechnung des Industriesektors wiederholt und die wichtigsten Ergebnisse (Endenergiebedarf, Treibhausgasemissionen) ausgegeben. So entstehen das MMS 2026 einhüllende Korridore, die die im Rahmen der variierten Annahmen höchsten und niedrigsten Treibhausgasemissionen darstellen und damit einen Anhaltspunkt für die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung liefern. Die Ergebnisse dieser Korridore durchlaufen nicht die gesamte Modellkette, sind also ausschließlich für den Industriesektor verwendbar und nicht mit den integrierten Gesamtergebnissen kompatibel. Insbesondere die Effekte der Energienachfrage auf den Angebotssektor (z. B. veränderter Strombedarf) sind nicht abgebildet⁸⁸. Da die durchgeführte Variation der Produktionsmengen einen sehr breiten Korridor aufspannt, werden zwei Versionen ergänzt. Eine, die die Aktivität des MMS 2026 (statt jener des MMS 2024 und deren Spiegelbild, Zeile 1 in Tabelle 74) sowohl für die günstige und ungünstige Situation zugrunde legt. Und eine, die zwar das grundlegende Aktivitätsniveau des MMS 2026 beinhaltet, aber die durch die günstigeren oder ungünstigeren Annahmen des Korridors veränderten Umsetzungen treibhausgasarmer Produktionsverfahren integriert.

Tabelle 74: Parameter der Korridorrechnung

#	Parameter	Qualitative Ausprägung MMS 2026	Qualitative Ausprägung Günstiger Fall	Qualitative Ausprägung Ungünstiger Fall
1	Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe	Siehe Abschnitt A.2	Deutlich geringere Produktionsmenge, 2030 etwa 20 % weniger	Verlauf von MMS 2024 (deutlich höhere Produktionsmenge, 2030 etwa 20 % mehr)
2	CO ₂ -Preise im EU EHS und BEHG/EHS2	Siehe Rahmendatenbericht	Anstieg um 3 Jahre vorgezogen.	Anstieg um 3 Jahre verzögert (siehe Sensitivitäten)
3	Strompreise Industrie	Siehe Rahmendatenbericht	15 % geringer	15 % höher
4	Erdgaspreis Industrie	Siehe Rahmendatenbericht	15 % höher	15 % geringer
5	Wasserstoffpreis	Siehe Rahmendatenbericht	15 % geringer	15 % höher
6	Budget Förderprogramme	Effektives Budget 2021-2030: ~26G Euro Effektives Budget 2021-2040: ~36G Euro	Effektives Budget 2021-2030: ~30G Euro Effektives Budget 2021-2040: ~41G Euro	Effektives Budget 2021-2030: ~22G Euro Effektives Budget 2021-2040: ~31G Euro
7	Preisvoraussicht	8 Jahre	15 Jahre	0 Jahre

⁸⁸ Die dargestellten Ergebnisse beinhalten aber eine Abschätzung der Treibhausgasemissionen der Industriekraftwerke, die erfahrungsgemäß gegenüber den endgültigen Ergebnissen eine gute Schätzung darstellen.

#	Parameter	Qualitative Ausprägung MMS 2026	Qualitative Ausprägung Günstiger Fall	Qualitative Ausprägung Ungünstiger Fall
8	CCS-Einsatz	Beginn 2030 (5 % der Produktionsmenge mit CCS ausgerüstet); 40 % in 2045. Stets begrenzt auf Treibhausgasemissionen aus Zement- und Kalkherstellung.	Diffusion erhöht um 100 %	Diffusion halbiert
9	Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen	Siehe Abbildung	Höher (siehe Abbildung)	Geringer (siehe Abbildung)

Quelle: Eigene Annahmen, Fraunhofer ISI

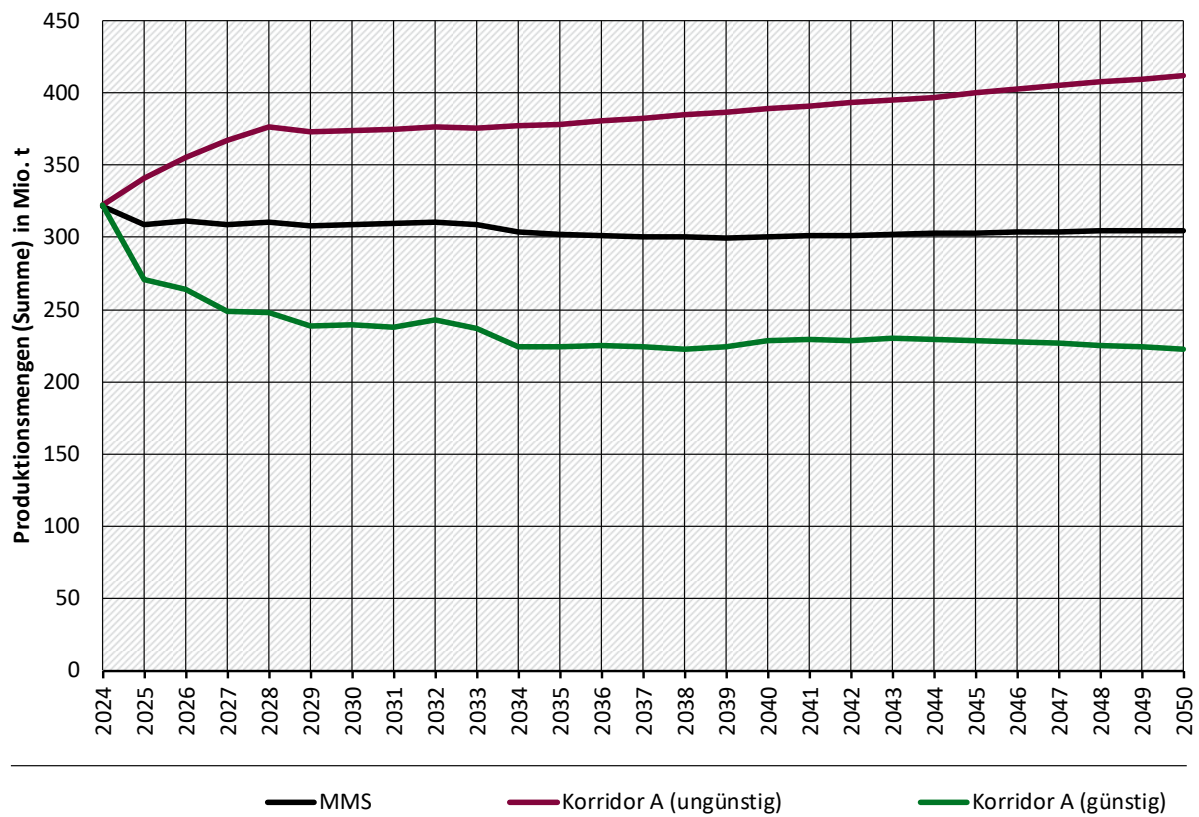
Es folgt eine ausführliche Darstellung der in den Korridoren veränderten Parameter.

Produktionsmenge: Im MMS folgt die Produktionsmengenentwicklung einer flachen Erholungskurve aus dem tiefsten Punkt in 2025, die erst 2047 den Basiswert (2021: 100 %) wieder erreicht. Die Subsektoren differenzieren sich dabei aus: Ernährung und Tabak, Maschinenbau, Fahrzeugbau und sonstige Chemie erreichen bis 2030 98-100 %. Die Grundstoffindustrie (Papier, Grundstoffchemie, Glas und Keramik, Metallerzeugung und NE-Metalle/Gießereien) verbleiben bis zum Ende des Modellierungszeitraums (2050) unter 90 %. Dies ist eine deutlich konservativere Annahme als noch im MMS 2024, in dem das zu diesem Zeitpunkt statistisch verwendete Basisniveau (2015) bereits 2030 wieder erreicht wurde⁸⁹. Diese ambitioniertere Entwicklung aus dem MMS 2024 wird als Aktivitätsannahme energieintensiver Grundstoffe⁹⁰ für die ungünstige Seite des Korridors verwendet. Es werden Unterschiede der Entwicklung unmittelbar nach dem Basisjahr 2024 berücksichtigt (also kein synthetischer Übergang erzeugt), dadurch weitet sich der Korridor ausgehend vom Start der Modellierung schnell auf (Abbildung 85)⁹¹. Im ungünstigen Fall mit Aktivitätsunterschieden wird zudem die Diffusion von CO₂-armen Produktionsverfahren in der Stahlindustrie entsprechend der dann ungünstigeren relativen Produktionskosten reduziert.

⁸⁹ Auf das Basisjahr 2021 übertragen sind das 104 %.

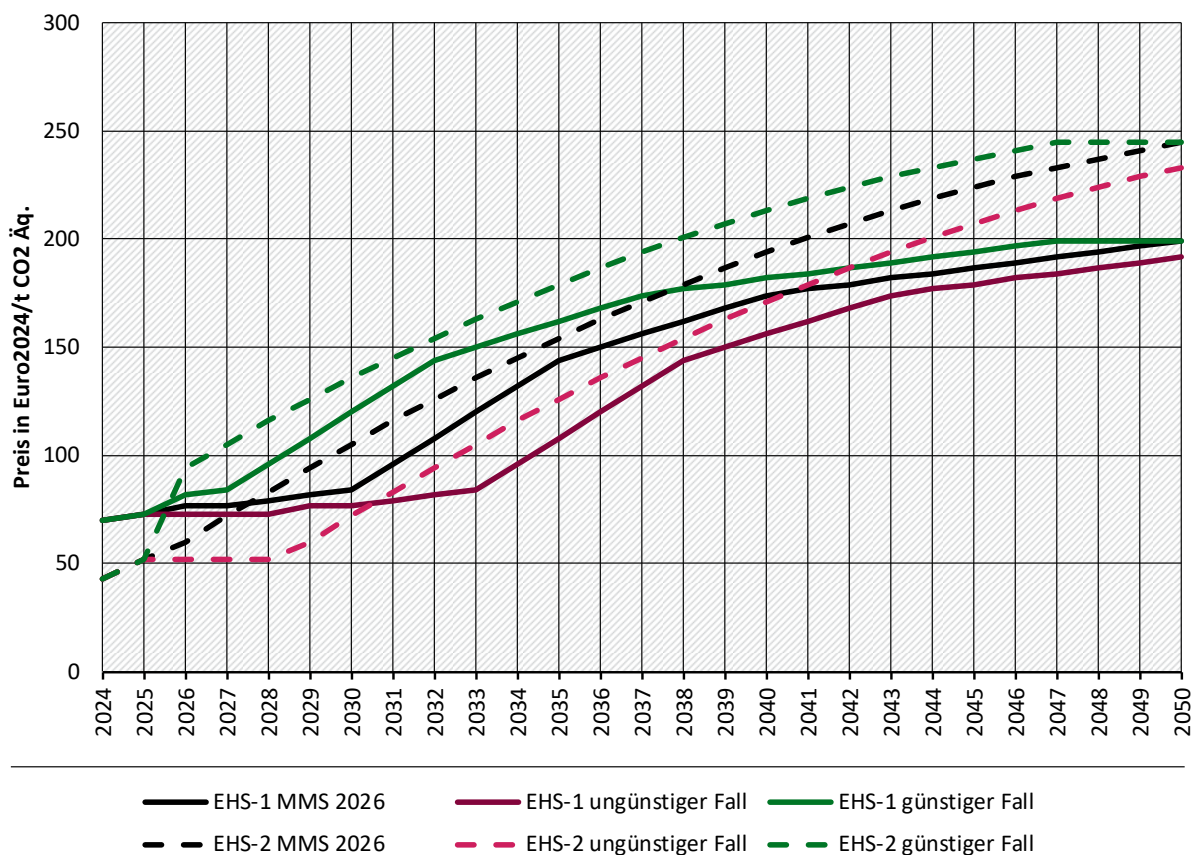
⁹⁰ Die Aktivität von nicht-energieintensiven Branchen (die im Modell nicht über ihre physischen Produktionsmengen abgebildet sind) wird in den Korridorrechnungen nicht variiert.

⁹¹ Der entstehende Korridor ist sehr breit. Er kann aus Sicht der Modellierenden in hinreichender Näherung linear interpretiert werden: Eine Halbierung der Breite der Aktivitätsunterschiede führt zu einer Halbierung der Einflüsse auf die Ergebnisse (Energiebedarf, Treibhausgasemissionen). So könnten für wahrscheinlicher gehaltene Produktionsmengenentwicklungen interpretiert werden.

Abbildung 85: Entwicklung der Produktionsmengen in Korridorrechnung

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

CO₂-Preise im EU EHS und BEHG/EHS2: Für die Variation der EHS-Preise der Industrie wird der vorliegende MMS-Pfad um 3 Jahre vorgezogen (günstiger Fall) oder verzögert (ungünstiger Fall) (Abbildung 86).

Abbildung 86: Entwicklung CO₂-Preise im EU EHS und BEHG/EHS2 Korridorrechnung

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Strompreis Industrie: Der Strompreis für Vollast (8.000 Stunden pro Jahr) wird für den günstigen Fall um 15 % gesenkt, für den ungünstigen Fall um 15 % erhöht. Der für besondere Technologien genutzte Teillaststrompreis (flexible/hybride Elektrifizierung von Dampferzeugung und Industrieöfen, Annahme von 2.000 Stunden im Jahr) wird nicht angepasst.

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

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

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

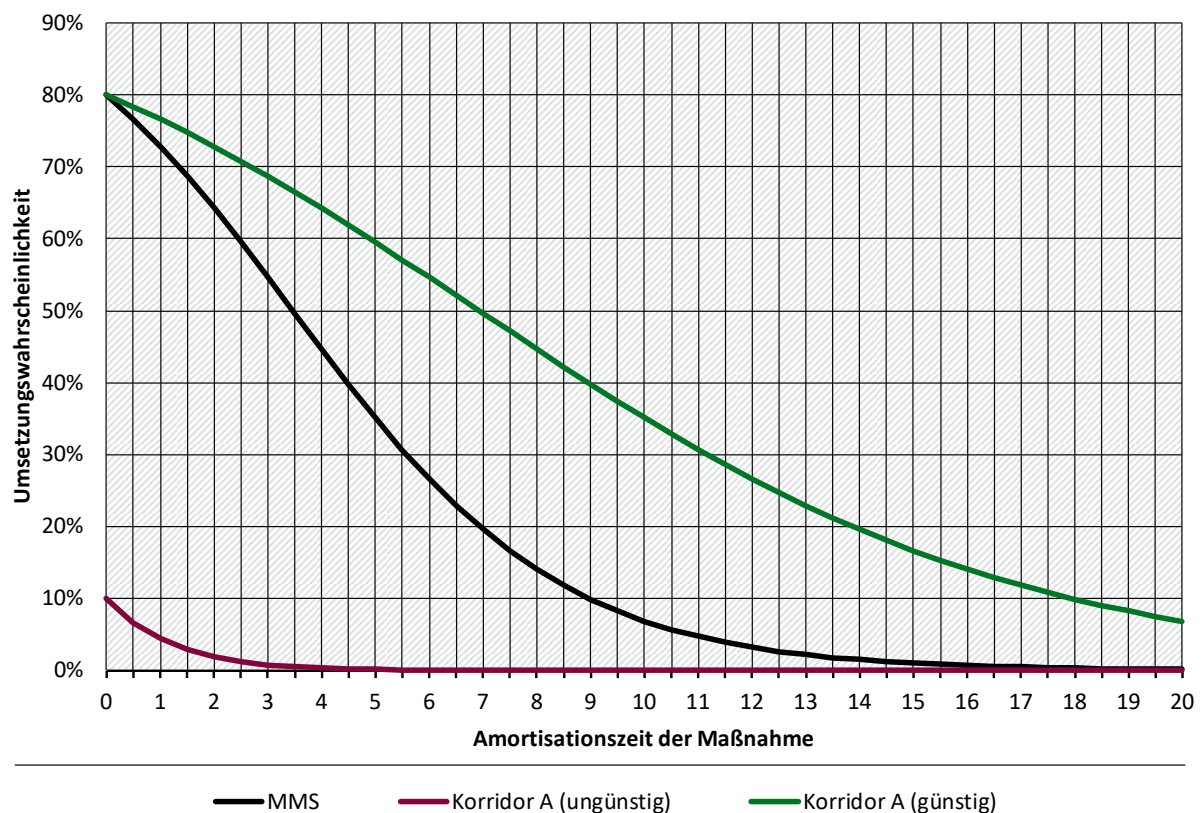
Preisvoraussicht: Im MMS erkennen Akteure die zukünftigen EHS (1 und 2) -Preise 8 Jahre im Voraus und bilden daraus ein Signal für ihre Investitionsentscheidungen. Im günstigen Fall wird dieser Zeitraum auf 15 Jahre erweitert, im ungünstigen auf 0 gesenkt (die Akteure arbeiten für ihre Entscheidungen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

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

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

Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen: Im MMS werden Anforderungen an die Amortisationszeit von Energieeffizienzmaßnahmen formuliert. Diese werden im ungünstigen Fall verschärft, im günstigen Fall entspannt (Abbildung 87). Im MMS werden Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Amortisationszeit von 7 Jahren zu 20 % umgesetzt. Im ungünstigen Fall werden selbst Maßnahmen mit Amortisationszeiten kleiner als ein Jahr nur zu 10 % umgesetzt – mithin findet so gut wie kein Effizienzfortschritt statt. Im günstigen Fall werden auch deutlich höhere Amortisationszeiten akzeptiert, bei 7 Jahren werden Maßnahmen zu 50 % umgesetzt.

Abbildung 87: Umsetzungsraten von Energieeffizienzmaßnahmen



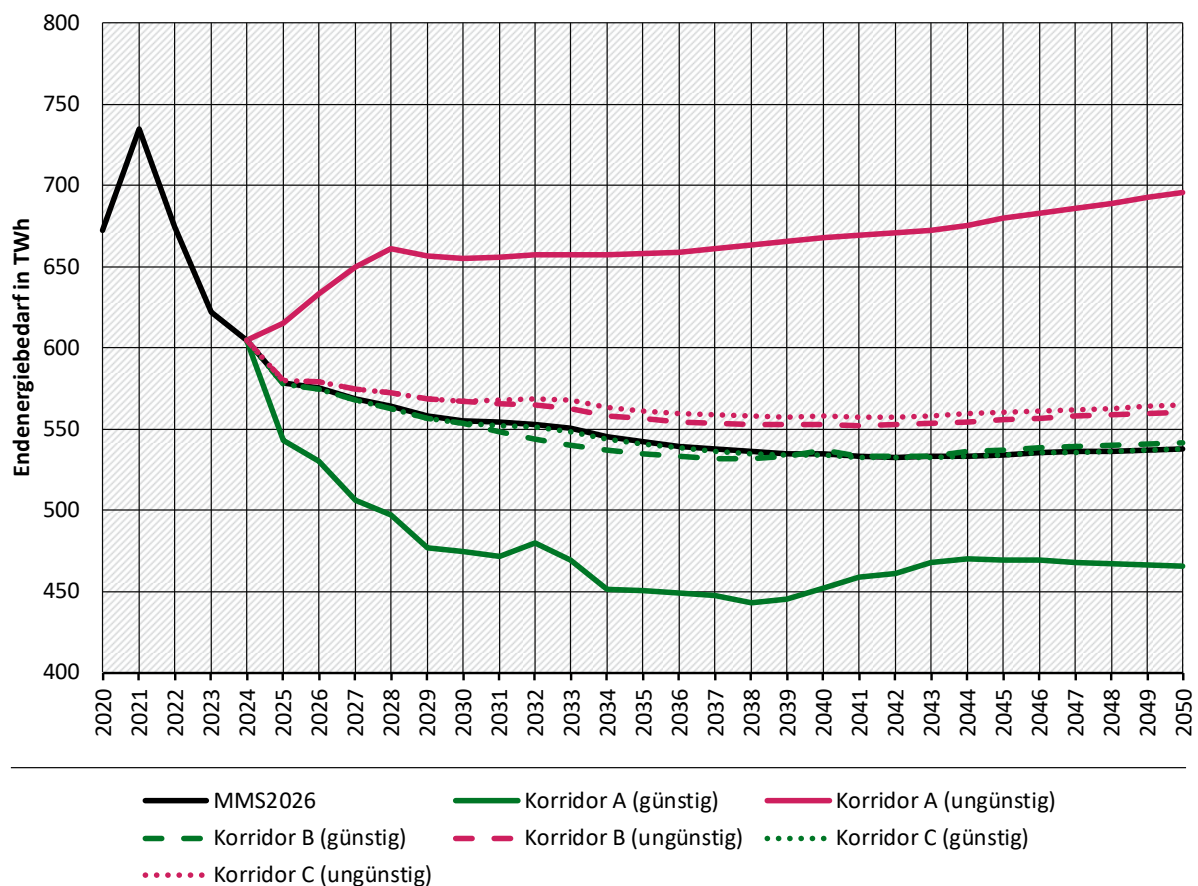
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

11.7.2 Ergebnisse der Korridorrechnungen in der Industrie

Die Ergebnisse der Korridorrechnungen werden entlang der Dimensionen Endenergiebedarf, Treibhausgasemissionen und Elektrifizierungsgrad ausgewertet. Dabei wird das MMS eingehüllt von einem breiten Korridor, der alle oben (Abschnitt 11.7.1) beschriebenen Anpassungen für den günstigen und ungünstigen Fall enthält. Ergänzend wird ein schmaler Korridor dargestellt, der die Änderungen der Produktionsmengen nicht enthält. Darin nutzen beide Fälle (günstig und ungünstig) die Produktionsmengen des MMS 2026. Im dritten Fall (der zwischen den beiden zuvor genannten liegt) wird die generelle Produktionsmengenentwicklung des MMS 2026 zugrunde gelegt, die Umsetzung treibhausgasarmer Produktionsverfahren aber anhand der im günstigen/ungünstigen Fall anpasst. Daraus entstehen drei Korridore:

- ▶ **Breiter Korridor (A):** Voller Umfang der in Tabelle 74 dargestellten Parameterveränderungen. Unsicherheiten der wirtschaftlichen Entwicklung (und daraus abgeleitet Produktionsmengen) dominieren die Entwicklung. Andere Einflüsse sind enthalten, aber wirken deutlich geringer.
- ▶ **Mittlerer Korridor (B):** Parameterveränderungen in Tabelle 74 ohne Veränderung der Produktionsmenge, aber mit Verschiebung zwischen fossilen und treibhausgasarmen Produktionsverfahren. Deckt direkte und indirekte Energieträgerpreis- und Instrumentenwirkung ab.
- ▶ **Schmaler Korridor (C):** Parameterveränderungen in Tabelle 74 **ohne** Veränderung der Produktionsmenge – günstige und ungünstige Entwicklungen diesbezüglich identisch (Verlauf des MMS 2026). Deckt nur direkte Energieträgerpreis- und Instrumentenwirkung, darin vor allem Brennstoffwechsel, ab.

Endenergiebedarf: Der Endenergiebedarf in den Korridorrechnungen ist in erster Linie und mit großem Abstand von Produktionsmengen beeinflusst (in 2030 -15 % in A (günstig), +18 % in A (ungünstig)) (Abbildung 88). Veränderungen der Technologiezusammensetzung und Energieeffizienz haben demgegenüber im A-Korridor kaum sichtbaren Einfluss. In den Korridoren B und C sind diese Einflüsse sichtbarer. Die entspannten Anforderungen an die Amortisationszeit von Energieeffizienzmaßnahmen senken den Endenergiebedarf bis 2030 weniger als 1 % – das ist allerdings nicht mit der Wirkung von Energieeffizienzinstrumenten zu verwechseln. Näher an dieser (aber auch nicht identisch) liegt die Differenz zum ungünstigen Fall, in dem der Endenergiebedarf bis 2030 um etwa 2 % gegenüber dem MMS steigt. Die durch Instrumente veränderte Technologiezusammensetzung äußert sich vor allem in verschobener – aber in Summe weitgehend unveränderter – Energieträgernutzung. So ist die Elektrifizierung der Prozesswärme gegenüber MMS (2030: 41,6 TWh) im günstigen Fall beschleunigt (+5,3 TWh), im ungünstigen Fall verlangsamt (-3,2 TWh). Diese Entwicklung wird durch gegenläufige Wirkungen auf den Strombedarf sonstiger Querschnittstechnologien (mechanische Energie, Beleuchtung, IKT) etwas kompensiert, so dass der gesamte Strombedarf im MMS (2030: 206 TWh) im günstigen (+4,2 TWh) und ungünstigen (+2 TWh) höher liegt. Ausschließlich der günstige A-Korridor weist langfristig einen geringeren Endenergiebedarf auf als das MMS. Einen geringeren Strombedarf als das MMS (252 TWh in 2045) weisen langfristig nur der günstige Korridor A (236 TWh in 2045) und der ungünstige Korridor C (243 TWh in 2045) auf.

Abbildung 88: Endenergiebedarf der Korridorrechnungen

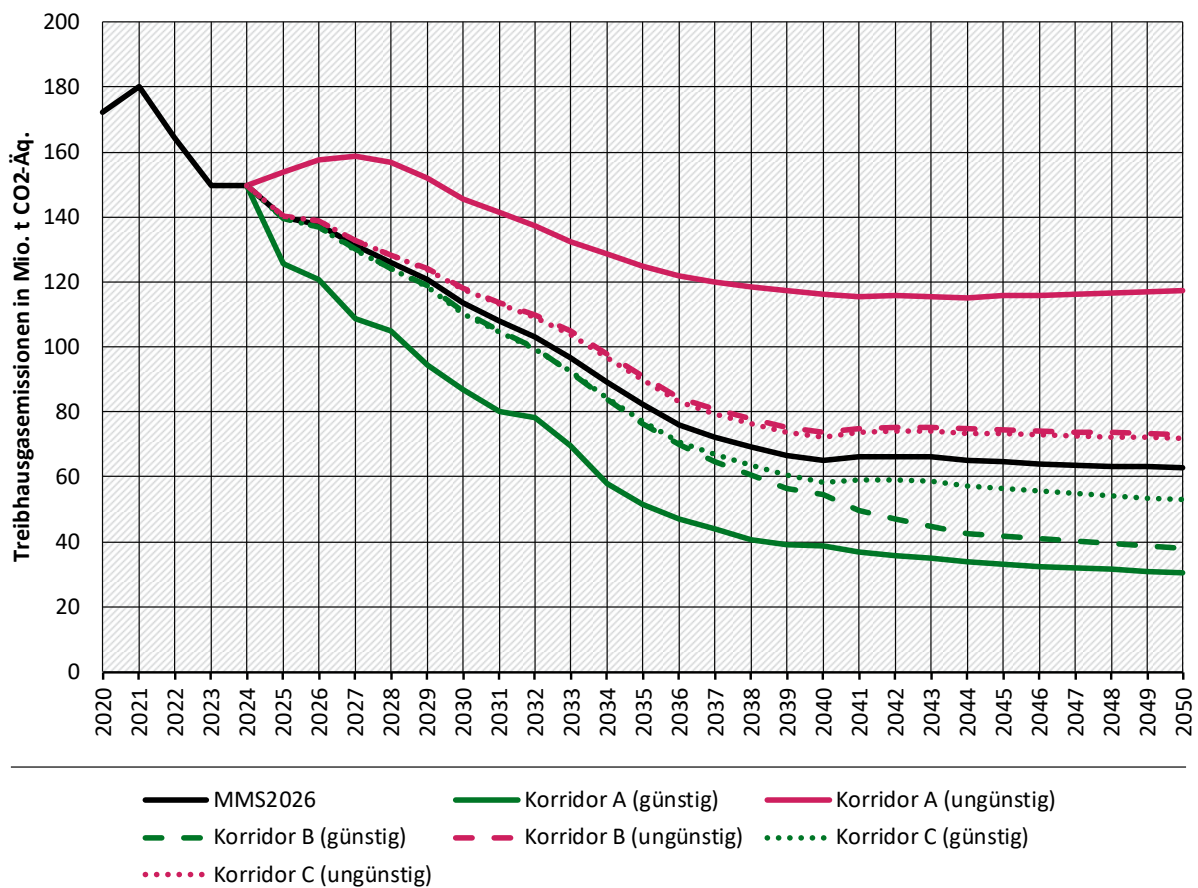
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Treibhausgasemissionen: Die Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen variieren stärker als der Endenergiebedarf auch mit Änderungen abseits von Aktivitätsentwicklungen (Abbildung 89). Doch auch hier dominieren jene stark. In 2030 erzeugen sie im A-Korridor eine Korridorbreite von -23 % und +28 % (87-146 Mio. t. CO₂-Äq.). Inklusive indirekten Einflüssen (B-Korridor) und ohne Aktivitätsänderungen (C-Korridor) schrumpft der Effekt auf -3 % und +4 %. Dieser gegenüber dem Endenergiebedarf stärkere Effekt ist darauf zurückzuführen, dass die untersuchten Variationen auf die Energieträgerzusammensetzung wirken und etwa den Wechsel von Erdgas zu Strom anreizen oder behindern. Geringe Unterschiede zwischen B- und C-Korridor in 2030 entstehen durch die erst verzögert einsetzenden indirekten Wirkungen (z.B. Verschiebung von erdgasbasierter zu wasserstoffbasierter Direktreduktion). Erst langfristig differenzieren sich diese beiden Korridortypen stärker aus.

Im mittleren Korridor B (mit Verschiebungen von Produktionsverfahren) entsteht 2030 ein Raum um das MMS (114 Mio. t CO₂-Äq.) zwischen 111 Mio. t CO₂-Äq. und 118 Mio. t CO₂-Äq.⁹². Im schmalen Korridor C (ohne Aktivitätsänderungen) entsteht 2030 ein Raum um das MMS zwischen 110 Mio. t CO₂-Äq. und 118 Mio. t CO₂-Äq..

⁹² Aufgrund der fehlenden Integration in das Gesamtmodell weisen die Korridorrechnungen für 2030 vom offiziellen MMS-Ergebnis abweichende Werte auf. Dies betrifft aus Darstellungsgründen in diesem Kapitel Werte der Korridore und des MMS selbst. Die Angaben können parallel auf die offiziellen MMS-Werte verschoben werden.

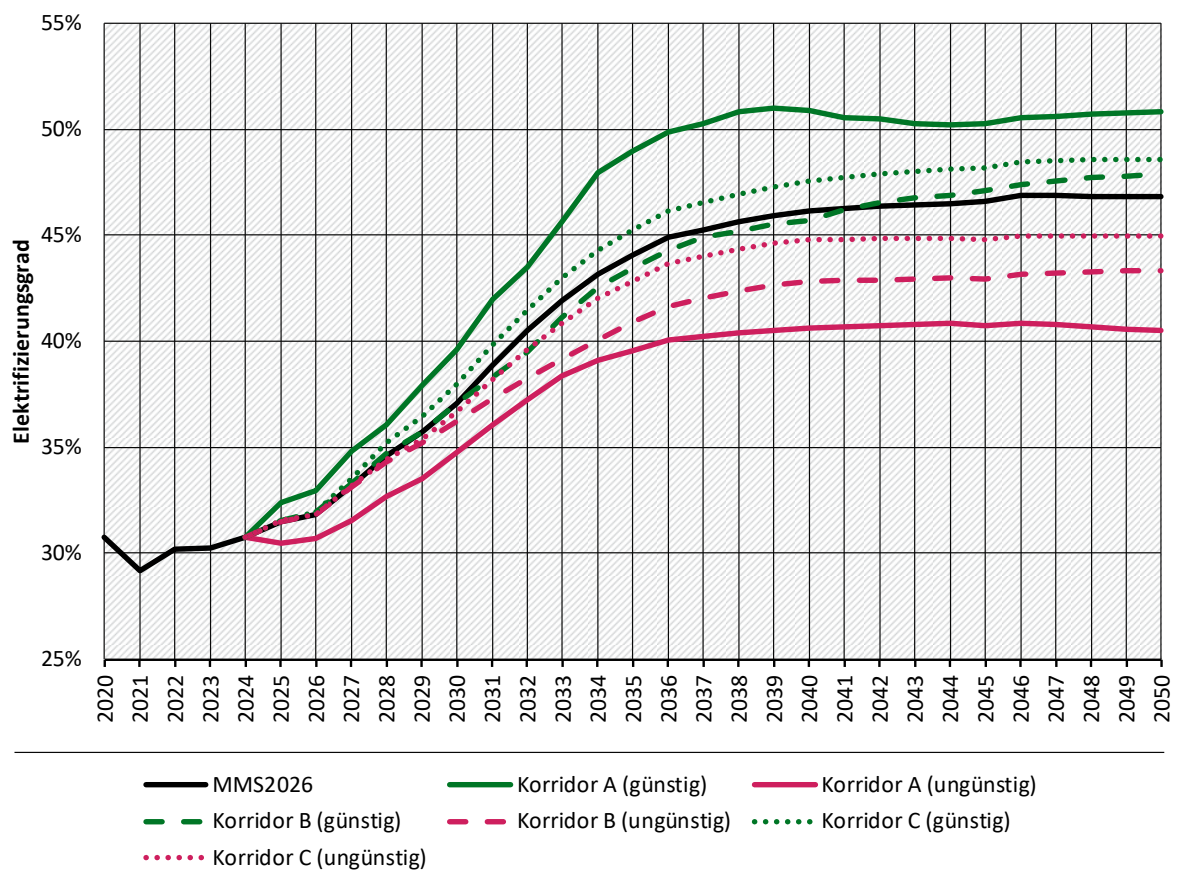
Abbildung 89: Treibhausgasemissionen der Korridorrechnungen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Elektrifizierungsgrad: Der Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnung (Abbildung 90) ist relativ zu den anderen Korridoren am geringsten von der Aktivität beeinflusst – allerdings noch immer nennenswert (in 2030 +2,5 -2,3 %-Punkte). Im schmalen Korridor C beträgt der Unterschied zum MMS noch +0,9 und -0,4 %-Punkte, im mittleren Korridor B -0,0 und -0,9 %-Punkte. Der Elektrifizierungsgrad kann im günstigen Fall (Korridor C) unter MMS liegen, da sich widerstrebende Einflüsse (Elektrifizierung Prozesswärme und Effizienzfortschritt) überlagern.

Abbildung 90: Elektrifizierungsgrad der Korridorrechnungen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

12 Quellenverzeichnis

- Afzal, S., Singh, A., Nicholson, S. R., Uekert, T., DesVeaux, J. S., Tan, E. C., Dutta, A., Carpenter, A. C., M. Baldwin, R. & Beckham, G. T. (2023). Techno-economic analysis and life cycle assessment of mixed plastic waste gasification for production of methanol and hydrogen. *Green Chemistry*, 25(13), 5068–5085. <https://doi.org/10.1039/D3GC00679D>
- AG Energiebilanzen (AGEB) (2025a). *Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 1990-2024. Stand 2008 für die Jahre 1990-2002, Stand 2025 für die Jahre 2003-2024*. https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-ab-1990/?_jahresbereich-bilanz=2021-2030 (20.04.2026).
- AG Energiebilanzen (AGEB) (2025b). *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 Jahr 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, Stand 2025 für das Jahr 2023*. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (15.05.2026).
- Agora Energiewende (Hrsg.) (2021). *Transformationskostenrechner Klimaschutzverträge (KSV) - Stahlbranche: Version: 1.1*. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-stahl-datenanhang> (09.08.2023).
- Allgoewer, L., Becattini, V., Patt, A., Grandjean, P., Wiegner, J. F., Gazzani, M. & Moretti, C. (2024). Cost-Effective Locations for Producing Fuels and Chemicals from Carbon Dioxide and Low-Carbon Hydrogen in the Future. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(31), 13660–13676. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.4c01287>
- Bashmakov, I. A., Nilsson, L. J., Acquaye, A., Bataille, C., Cullen, J., La Rue Can, S. de, Fishedick, M., Geng, Y. & Tanaka, K. (2022). Chapter 11: Industry. In Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change: Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-11/>. (19.05.2026)
- Birkner's PaperWorld (2024). *Carl Lenz paper mill will cease operations in mid-2025*. <https://www.paper-world.com/en/newsdetail/carl-lenz-paper-mill-will-cess-operations> (19.05.2026).
- Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2025). *Kommunale Wärmeplanung in Deutschland: Ein Überblick*. <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/fachbeitraege/wohnen-immobilien/wohnungswirtschaft/kommunale-waermeplanung/waermeplanung.html> (06.05.2026).
- Bundeskartellamt (Hrsg.) (2017). *Sektoruntersuchung Zement und Transportbeton: Abschlussbericht gemäß § 32e GWB*. <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Zement%20und%20Transportbeton.pdf> (09.08.2023).
- 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 (2024). <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf>.
- Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hrsg.) (2022). *Torffrei gärtnern, Klima schützen - Die Torfminderungsstrategie des BMEL*. <https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/torfminderungsstrategie.pdf> (01.12.2025).
- Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Hrsg.) (2026). *Klimaschutzprogramm 2026: Kabinettsbeschluss vom 25. März 2026*.

https://www.bundesumweltministerium.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzprogramm_2026_bf.pdf (06.05.2026).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025). *SMARD - Marktdaten*.

<https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> (08.04.2025).

Bundesregierung (2026, 19. März). *Investitionsoffensive für das ganze Land: Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sondervermoegen-2356240> (19.05.2026).

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie (Hrsg.) (2024). *Klimaneutraler Kalk - unsere Roadmap 2045: Reduktionspfade und Voraussetzungen für eine nachhaltige Kalkindustrie*.

https://www.kalk.de/fileadmin/user_upload/Kalkindustrie_Roadmap_Booklet.pdf (15.05.2026).

Bünger, B. & Matthey, A. (2020). *Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten (Deutschland. Umweltbundesamt, ed.)*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-2317>

ChemAnalyst (2026). *Ethylene Market Analysis: Plant Capacity, Production, Operating Efficiency, Demand & Supply, End-User Industries, Sales Channel, Regional Demand, Foreign Trade, Company Share, 2015-2036*.

<https://www.chemanalyst.com/industry-report/ethylene-market-638> (19.05.2026).

Chemietechnik (2025). *Update: Chemiekonzern Dow schließt Anlagen in Schkopau und Böhlen*.

<https://www.chemietechnik.de/branche-markt/update-chemiekonzern-dow-schliesst-anlagen-in-schkopau-und-boehlen/1910920> (19.05.2026).

Dambeck, H., Ess, F., Falkenberg, H., Kemmler, A., Kirchner, A., Kreidelmeyer, S., Lübbers, S., Piégsa, A., Scheffer, S., Spillmann, T., Thamling, N., Wünsch, A., Wünsch, M., Ziegenhagen, I., Zimmer, W., Blanck, R., Böttcher, H., Götz, W. K., Henneberg, K., . . . Lechtenböhmer, S. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf (30.05.2022).

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 Nr. 30). DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf (24.05.2024).

Danne, C., Gronig, M. & Pagenhardt, L. (2025). *Trendwende in der Bauwirtschaft in Sicht – politischer Handlungsdruck nimmt dennoch zu* (DIW Wochenbericht). https://doi.org/10.18723/diw_wb:2025-1-1.

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2018). *DWD-Referenz-Ensembles v2018*.

https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/klimaprojektionen/fuer_deutschland/fuer_dtld_rcp-datensatz_node.html (10.02.2025).

Dworak, S., Fellner, J., Beermann, M., Häuselmann, M., Schenk, J., Michelic, S., Cejka, J., Sakic, A., Mayer, J. & Steininger, K. (2023). *Stahlrecycling – Potenziale und Herausforderungen für innovatives und nachhaltiges Recycling. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, 75, 97–107. <https://doi.org/10.1007/s00506-022-00903-3>

Eichhammer, W., Herbst, A., Pfaff, M., Fleiter, T. & Pfluger, B. (2018). *Impacts 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*. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/669226c7-b6ff-11e8-99ee-01aa75ed71a1/language-en> (09.08.2023).

Emele, L., Harthan, R. & Moosmann, L. (2019). *Projektionsbericht 2019 für Deutschland – Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans*. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-2854>

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

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

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. http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/2126/oj.

Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), L 328 Official Journal of the European Union 82 (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.

European Commission (Hrsg.) (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. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-04/f-gases_impact_assessment_en.pdf (08.06.2023).

European Commission, Joint Research Centre (Hrsg.) (2025). *Analysis of the EU Steel supply chain: Current trends and circularity opportunities* (Raw Material Information System Brief JRC 142660). https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC142660/JRC142660_01.pdf (19.05.2026).

European Environment Agency (EEA) (2025a). *CO₂ emissions from new passenger cars*. https://co2cars.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22track_total_hits%22%3Atrue%2C%22query%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22constant_score%22%3A%7B%22filter%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22year%22%3A2024%7D%7D%5D%7D%7D%2C%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22scStatus%22%3A%22Provisional%22%7D%7D%5D%7D%7D%5D%7D%7D%7D%2C%22filter%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22MS%22%3A%22DE%22%7D%7D%5D%7D%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D (24.01.2026).

European Environment Agency (EEA) (2025b). *CO₂ emissions from vans*. https://co2vans.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22track_total_hits%22%3Atrue%2C%22query%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22constant_score%22%3A%7B%22filter%22%3A%7B%22bool%22%3A%7B%22must%22%3A%5B%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22year%22%3A2024%7D%7D%5D%7D%7D%2C%7B%22bool%22%3A%7B%22should%22%3A%5B%7B%22term%22%3A%7B%22scStatus%22%3A%22Provisional%22%7D%7D%5D%7D%7D%5D%7D%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D (08.05.2026).

European Environment Agency (EEA) (2025c). *EU Emissions Trading System (ETS) data viewer*. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/emissions-trading-viewer-1-dashboards?activeTab=265e2bee-7de3-46e8-b6ee-76005f3f434f> (30.08.2025).

European Environment Agency (EEA) (15.01.2026). *GHG Inventory EU: 1990-2024. Germany*. <https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/colawue4q/envawufkg/> (15.05.2026).

Eurostat (2025). *Food waste and food waste prevention by NACE Rev. 2 activity - tonnes of fresh mass: env_wasfw*. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_wasfw_custom_13543585/default/table (08.01.2026).

EUWID Papier und Zellstoff (2024). *Wellpappenrohapiere: Raubling Papier schließt zum 31. Dezember 2024*. <https://www.euwid-papier.de/news/unternehmen/wellpappenrohapiere-raubling-papier-schliesst-zum-31-dezember-2024-050724/> (19.05.2026).

EWI (Hrsg.) (2024). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029*. <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/eeg%20finanzierung/mittelfristprognose/2024-09-27%20endbericht%20ewi.pdf> (07.07.2025).

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2025). *Themenportal Biokraftstoffe: HVO*. <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/hydrierte-pflanzenoele-hvo> (06.05.2026).

Fleiter, T., Rehfeldt, M., Bußmann, S., Manz, P., Neuwirth, M. & Lotz, T. (2024c). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Orientierungsszenarien 2045 - Industriesektor (Webinar)*. Fraunhofer ISI. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_Webinar_Industrie_v2_ohneAnhang.pdf. (15.05.2026)

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*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-5850>

Fleiter, T., Rehfeldt, M., Manz, P., Bussmann, S., Neuwirth, M., Herbst, A. & Lotz, M. T. (2024b). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - O45-Szenarien: Modul Industriesektor*. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_Industriebericht_v11.pdf (19.05.2026).

Fleiter, T., Rehfeldt, M., Neusel, L., Hirzel, S., Neuwirth, M., Schwotzer, C., Kaiser, F. & Gondorf, C. (2024a). *CO₂-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff: Technologien, Hemmnisse und Handlungsbedarf* (Policy Brief 01-2024). <https://doi.org/10.24406/publica-3484>

Förster, H., Repenning, J., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Hennenberg, K., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Scheffler, M., Steinbach, I., . . . Vos, C. (2025a). *Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025)*. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7906>

Förster, H., Repenning, J., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Hermann, H., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Moosmann, L., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Wiegmann, K., Rehfeldt, M., . . . Vos, C. (2025b). *Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025*. <https://doi.org/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., . . . Stepanyan, D. (2024). *Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025*. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7632>

Förster, H., Repenning, J., Bürger, V., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M. [Matthias], Ludig, S., Scheffler, M., Seibert, D., Wiegmann, K., Hermann, H., Rehfeldt, M., Fleiter, T., Lütz, L., Mandel, T., Fritz, M., . . . Vos, C. (2026a). *Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8508>

Förster, H., Winger, C., Emele, L., Görz, W. K., Haller, M., Jörß, W., Koch, M., Ludig, S., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Krail, M., Lütz, L., Mandel, T., Emmerich, J., Deurer, J., Alkasabreh, M., Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., . . . Albrecht, L. (2026b). *Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland. Daten- und Modelldokumentation*. <https://thg-projektionen2026-daten-modell-dokumentation-3859e6.usercontent.opencode.de/> (24.02.2026).

Fraunhofer ISI (Hrsg.) (2024). *Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme: Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Industrie*. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IN_340_Electrification_Industrial_Heat_DE_WEB.pdf (08.04.2025).

Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TU Berlin Fachgebiet E&R (2024). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Langfristszenarien 3*. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> (03.09.2025).

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. <https://dechema.de/chemie2050-path-123211,124930.html> (09.08.2023).

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz), BGBl. I S. 3901 (2021 & i.d.F.v. 31.08.2021). <https://www.buzer.de/gesetz/6306/al0-159127.htm> (15.05.2026)

Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote, BGBl. I 69, S. 4458 (2021 & i.d.F.v. 24.09.2021). https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl%20&start=%2F%2F%2A%5B%40attr_id=%27bgbl121s4458.pdf%27%5D#/switch/tocPane (15.05.2026)

Graichen, V., Jörß, W., Emele, L. & Nissen, C. (2021). *Datenkonzepte im EU-Emissionshandel: Handbuch*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/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). *Impact Assessment Final Report: Support contract for an Evaluation and Impact Assessment for amending Regulation (EU) No 517/2014 on fluorinated greenhouse gases*. CLIMA.A2/ETU/2019/0016. https://www.oekorecherche.de/sites/default/files/publikationen/f-gases_external_preparatory_study_en_0.pdf (19.05.2026).

Gschrey, B. & Schwarz, W. (2011). *Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ für Deutschland bis zum Jahr 2050*. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4226.pdf> (09.08.2023).

Harthan, R., 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., . . . Vos, C. (2023). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-2658>

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

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

- Hunscheidt, H. (12.07.2024). *Automobilindustrie: Leitmarkt für die Produktion von grünem Stahl in Europa*. marketSTEEL. <https://www.marketsteel.de/news-details/automobilindustrie-leitmarkt-fuer-die-produktion-von-gruenem-stahl-in-europa.html> (19.05.2026).
- ifo Institut (Hrsg.) (2025a). *ifo Konjunkturperspektiven 06/2025*. https://www.ifo.de/DocDL/KT-ifoKP_2025_06.pdf (19.05.2026).
- ifo Institut (Hrsg.) (2025b). *ifo Konjunkturperspektiven 08/2025*. https://www.ifo.de/DocDL/KT-ifoKP_2025_08.pdf (18.05.2026).
- ifo Institut (2025c). *ifo Konjunkturprognose Sommer 2025: Erholung rückt näher – Wirtschaftspolitische Unsicherheiten weiter hoch*. <https://www.ifo.de/fakten/2025-06-12/ifo-konjunkturprognose-sommer-2025> (19.05.2026).
- Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (Hrsg.) (2020). *Bundesregierung und Wirtschaftsverbände bauen Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke aus*. <https://www.effizienznetzwerke.org/blog/es-geht-weiter/> (19.05.2026).
- Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.) (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> (29.10.2023).
- Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.) (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis.: Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> (09.03.2022).
- Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.) (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*. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf (26.07.2016).
- Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S. & Muralter, F. (2025). *Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7765>
- Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S. & Muralter, F. (2026). *Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8481>
- Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (o.J.). *Zentrales Fahrzeugregister (ZFZR)*. https://www.kba.de/DE/Themen/ZentraleRegister/ZFZR/zfzr_node.html (08.04.2025).
- Kuramochi, T., Ramírez, A., Turkenburg, W. C. & Faaij, A. (2012). Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes. *Progress in Energy and Combustion Science*, 38(1), 87–112. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.05.001>
- Limbers, J. & Böhmer, M. (2022). *Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland: Nicht-technische Fassung der Studie. Im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl*. https://www.wvstahl.de/wp-content/uploads/202203_WVS_TransformationspfadeStahl_Prognos.pdf (19.05.2026).
- 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)*. [https://www.adelphi.de/de/projekt/evaluierung-der-auditpflicht-nach-dem-energiedienstleistungs-gesetz](https://www.adelphi.de/de/projekt/evaluierung-der-auditpflicht-nach-dem-energieendienstleistungs-gesetz) (09.08.2023).
- Market Research Future (2026). *Ethylenmarkt*. <https://www.marketresearchfuture.com/de/reports/ethylene-market-931> (19.05.2026).

- 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. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, Artikel 107640. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1016/j.agee.2021.107640>
- Meinshausen, M., Smith, S. J., Calvin, K., Daniel, J. S., Kainuma, M. L. T., Lamarque, J.-F., Matsumoto, K., Montzka, S. A., Raper, S. C. B., Riahi, K., Thomson, A., Velders, G. J. M. & van Vuuren, D. P. (2011). The RCP greenhouse gas concentrations and their extensions from 1765 to 2300. *Climatic Change*, 109(1-2), 213–241. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0156-z>
- Mendelevitch, R., Heinemann, C., Matthes, F. C., Krieger, S., Somers, J. & Koch, M [Mathias] (2025). *Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität: Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen für CO₂-Transport und -Speicherung*. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_OekoInst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf (15.05.2026).
- Monteforte, M. & Diaz de Aguilar, S. (2025, 29. Oktober). *European Market Monitor: cars and vans (September 2025)*. <https://theicct.org/publication/european-market-monitor-cars-and-vans-september-2025/> (29.10.2025).
- Moosmann, L., Bei der Wieden, M., Hermann, H., Jörß, W., Görz, W. K., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Scheffler, M., Seibert, D., Brauer, C., Fritz, M., Kawerau, N., Krail, M., Lutz, L., Rehfeldt, M., Deurer, J., Osterburg, B., Rock, J., . . . Walther, C. (2026). *Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8318>
- Mulholland, E., Basma, H., Ragon, P.-L. & Rodriguez, F. (2025). *Within reach - the 2025 CO₂ targets for new heavy-duty vehicles in Europe*. <https://theicct.org/publication/co2-targets-for-new-hdvs-in-europe-sept25/> (08.10.2025).
- NDR (2024). *Papierfabrik Meldorf in Tornesch schließt*. <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Papierfabrik-Meldorf-in-Tornesch-schliesst,papierfabrik176.html> (19.05.2026).
- Durchführung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) - Niedersachsen (2011). <https://www.umwelt-online.de/regelwerk/cgi-bin/suchausgabe.cgi?pfad=/luft/laender/nds/1bvdv.htm&such=RdErI> (19.05.2026)
- 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 (Vorsitz), *KTBL-Tagung*, Weimar. https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2024/KTBL-Tage-2024/KTBL-Tage_2024.pdf (19.05.2026)
- Die Papierindustrie (Hrsg.) (2025). *Leistungsbericht Papier 2025*. https://www.papierindustrie.de/fileadmin/0002-PAPIERINDUSTRIE/07_Dateien/XX-LB/PAPIER_2025_Leistungsbericht_digital.pdf (24.02.2026).
- Perez-Fortes, M., Schöneberger, J. C., Boulamanti, A. & Tzimas, E. (2016). Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment. *Applied Energy*, 161, 718–732. <https://doi.org/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). <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC99380> (09.08.2023).
- Pfeiffer, J., Erlach, B., Fishedick, M., Fuss, S., Geden, O., Löschel, A., Pittel, K., Ragwitz, M., Stephanos, C. & Weidlich, A. (2024). *Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR (Impuls)* (Energiesysteme der Zukunft (ESYS)). https://doi.org/10.48669/esys_2024-5
- Purr, K. & Spindler, J. (2023). *Carbon Capture and Storage: Diskussionsbeitrag zur Integration in die nationalen Klimaschutzstrategien* (Position). Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-3631>

- Rajae, F., Guandalini, G., Romano, M. C. & Ritvanen, J. (2024). Techno-economic evaluation of biomass-to-methanol production via circulating fluidized bed gasifier and solid oxide electrolysis cells: A comparative study. *Energy Conversion and Management*, 301, 118009. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.118009>
- Reichmuth, M., Bahmann, B., Ebert, M., Helbig, T., Krause, P., Portillo Morales, G., Scheuermann, A., Schröder, G., Strickling, L. & Wissen, R. (2025). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030: Auftraggeber: TransnetBW GmbH*. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/eeg%20finanzierung/mittelfristprognose/2026-2030/20251015_endbericht%20ie%20leipzig.pdf (19.05.2026).
- Ruhkamp, C. (14.08.2025). Thyssenkrupp verhandelt über angepasste Förderung für grünen Stahl. *Börsen-Zeitung*. <https://www.boersen-zeitung.de/unternehmen-branchen/thyssenkrupp-ringt-um-mehr-milliardensubventionen-fuer-gruenen-stahl> (19.05.2026)
- Schlemme, J., Schimmel, M. & Achtelik, C. (2019). *Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor: Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-stahl.pdf> (19.05.2026).
- 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*. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Kurzpapier_Ex-ante-Ma%C3%9Fnahmenbewertung_220712_ver%C3%B6ffentlichte-Version.pdf (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): Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/methodik-leitfaden-fuer-evaluationen-von-energieeffizienzmassnahmen.pdf?__blob=publicationFile (09.08.2023).
- SINTEF Energy Research (2018). *CEMCAP study*. <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/> (09.08.2023).
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2026). *Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller): Code: 42131-0004*. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/url/eb4507f4> (19.05.2026).
- straits research (2024). *Ethylenmarkt Größe und Ausblick, 2023-2031*. <https://straitsresearch.com/de/report/ethylene-market> (19.05.2026).
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2023). *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2021: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2023*. https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envy8fz9q/DE_EU-NIR_2023_DE.pdf (23.03.2023).
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2024). *Nationales Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2022: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2024*. https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/envzfm0va/DE_NID_2024_clean_13.03.2024_de.pdf (17.04.2024).
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2026a). *Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2025*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11867/dokumente/datentabelle_zu_den_treibhausgas-emissionen_2024.xlsx (20.4.2026).

Umweltbundesamt (Hrsg.) (2026b). *Submission under the United Nations Framework Convention and the Paris Agreement – 2026: National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990-2024*. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/NID2026_Germany.pdf (15.05.2026).

Umweltbundesamt (UBA) (2026c). *Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland - Datentabelle*. [https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df\[ds\]=dc-release&df\[id\]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_26&df\[ag\]=UBA&dq=.A....&pd=,2050&to\[TIME_PERIOD\]=false](https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df[ds]=dc-release&df[id]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_26&df[ag]=UBA&dq=.A....&pd=,2050&to[TIME_PERIOD]=false) (07.05.2026).

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

United Nations Framework Convention on Climate Change (Hrsg.) (2013). *Revision of the UNFCCC reporting guidelines on annual inventories for Parties included in Annex I to the Convention: Decision 24/CP.19*. http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/reporting_requirements/items/2759.php (11.08.2023).

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*. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/sv_sf6_bf.pdf (05.01.2023).

Verband der Chemischen Industrie (Hrsg.) (2023). *Chemistry 4 Climate - Wie die Transformation der Chemie gelingen kann: Abschlussbericht 2023*. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung.pdf> (19.05.2026).

Verband der Chemischen Industrie (Hrsg.) (2024). *Chemiewirtschaft in Zahlen 2024*. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2024.pdf> (19.05.2026).

Verband der Chemischen Industrie (Hrsg.) (2025). *Quartalsbericht 2.2025: Die wirtschaftliche Lage der chemisch-pharmazeutischen Industrie*. <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/qb-22025.pdf> (19.05.2026).

Verein Deutscher Zementwerke (Hrsg.) (2020). *Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien: Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie*. https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf (23.09.2021).

Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) (2023). *Rekord bei Zulassungen für klinkereffiziente Zemente*. <https://www.vdz-online.de/aktuelles/aktiver-klimaschutz-anzahl-bauaufsichtlicher-zulassungen-fuer-die-anwendung-klinkereffizienter-zemente-auf-rekordniveau> (19.05.2026).

Verein Deutscher Zementwerke (Hrsg.) (2024a). *Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland: Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung*. https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur_Deutschland.pdf (16.04.2024).

Verein Deutscher Zementwerke (Hrsg.) (2024b). *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2023*. <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/umweltdaten-der-deutschen-zementindustrie-2023> (19.05.2026).

Vogl, V., Åhman, M. & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, 203, 736–745. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.279>

Wehnemann, K., Koßmann, M., Purr, K., Pagel, M. & Steinbrenner, J. (2026). *Treibhausgas-Projektionen 2026 – Ergebnisse kompakt*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8361>

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.) (2023). *Daten und Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland*.
https://issuu.com/stahlonline/docs/wv-stahl_fakten-2023_web_675f7c6814999b?fr=sY2E0NzY4ODg5Njg
(09.12.2024).

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.) (2025a). *Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2024/2025*.
https://issuu.com/stahlonline/docs/statistisches_jahrbuch_der_stahlindustrie_in_deuts (19.05.2026).

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2025b, 18. Juli). *Zweistelliger Einbruch der Stahlproduktion im ersten Halbjahr: WV Stahl fordert politisches Spitzentreffen!* Pressemitteilung.
<https://www.wvstahl.de/pressemitteilungen/zweistelliger-einbruch-der-stahlproduktion-im-ersten-halbjahr-wv-stahl-fordert-politisches-spitzentreffen/> (19.05.2026).

A Anhang

A.1 Zusätzliche Informationen zu EU-EHS, ESR und nEHS

Die folgende Tabelle 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.

Tabelle 75: Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Energiewirtschaft	189,1	94,2	73,0	58,6	49,6	49,1
davon EU-EHS-1	164,7	72,4	52,1	39,1	32,3	31,5
davon ESR	24,4	21,8	20,8	19,5	17,3	17,6
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	16,9	15,9	16,1	15,6	13,8	14,1
davon sonstige ESR	7,6	5,9	4,7	3,9	3,5	3,5
Industrie	150,5	116,5	83,0	67,9	69,8	67,8
davon EU-EHS-1	107,5	83,7	58,2	45,2	46,3	44,5
davon ESR	43,0	32,8	24,9	22,7	23,6	23,3
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	31,5	26,2	20,2	18,9	20,0	20,0
davon sonstige ESR	11,5	6,6	4,6	3,8	3,6	3,4
Gebäude	100,0	80,1	44,1	23,1	11,2	7,6
davon EU-EHS-1	0,5	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0
davon ESR	99,5	79,6	43,8	23,0	11,2	7,6
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	98,3	78,3	42,3	21,4	9,6	6,3
davon sonstige ESR	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,3
Verkehr	144,2	115,2	78,4	44,2	23,6	14,6
davon EHS-1 ^a	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
davon ESR	143,2	114,3	77,6	43,5	22,9	14,0
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	140,2	111,8	75,2	41,2	20,4	9,9
davon sonstige ESR	3,0	2,5	2,3	2,3	2,5	4,1
Landwirtschaft	61,0	58,2	55,6	55,6	54,9	54,4
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	61,0	58,2	55,6	55,6	54,9	54,4
davon nEHS ^b /EU-EHS-2	7,4	6,7	6,5	6,1	5,5	4,4

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
<i>davon sonstige ESR</i>	53,6	51,4	49,1	49,5	49,4	50,0
Abfallwirtschaft & Sonstige	5,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3
davon EU-EHS-1	NA	NA	NA	NA	NA	NA
davon ESR	5,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3
<i>davon nEHS^b/EU-EHS-2</i>	NA	NA	NA	NA	NA	NA
<i>davon sonstige ESR</i>	5,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3
Summe	650,1	468,4	337,8	253,1	212,5	196,7
davon stationärer EU-EHS-1	272,7	156,5	110,6	84,4	78,6	76,0
davon nationaler Flugverkehr im EHS-1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
davon ESR	376,4	310,9	226,4	168,0	133,2	120,1
<i>davon nEHS^b/EU-EHS-2</i>	294,2	239,0	160,4	103,2	69,3	54,5
<i>davon sonstige ESR</i>	82,1	71,9	66,1	64,8	63,9	65,6

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: Umweltbundesamt (Persönliche Mitteilung, Oktober 2025), EEA (2025c), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES und Thünen.

A.2 Methode zur Erstellung der Produktionsniveau-Annahmen ausgesuchter energieintensiver Grundstoffe

Methodiküberblick

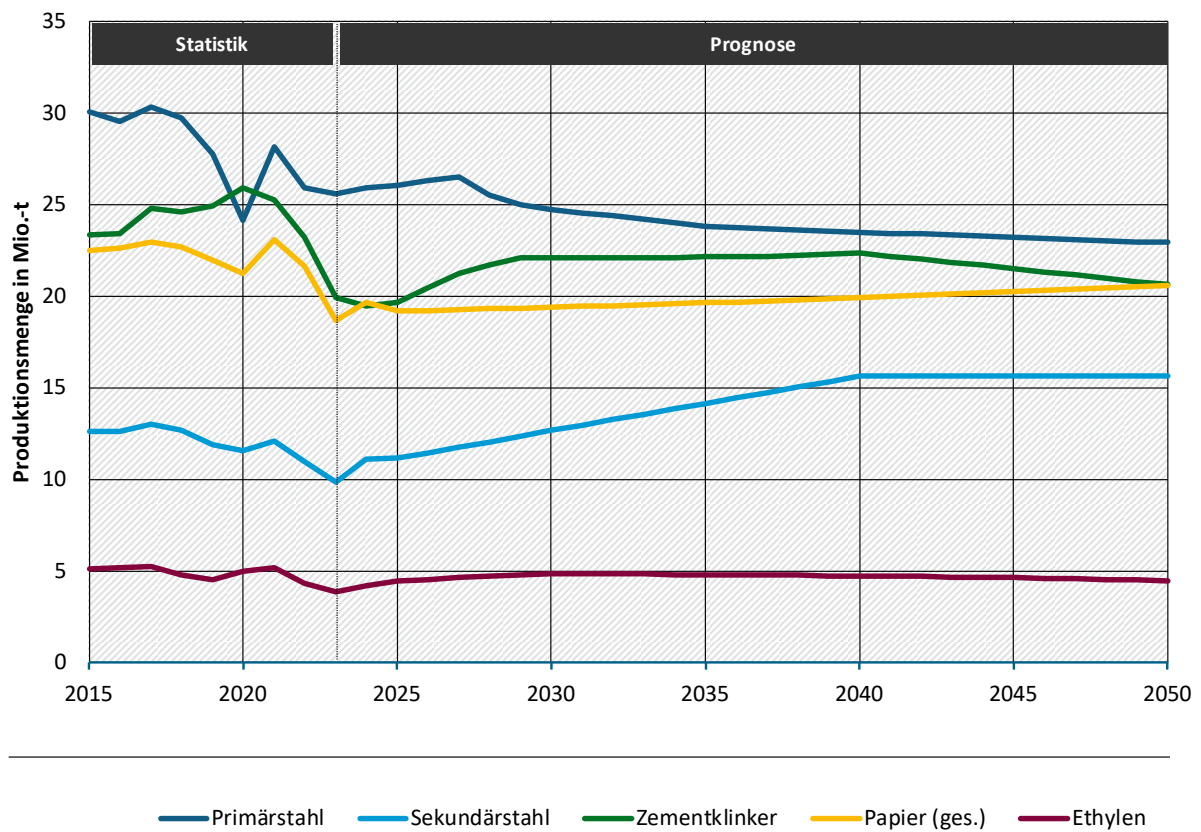
Die Ermittlung der Produktionsmengenentwicklungen für Rohstahl (Primär- und Sekundärstahl), Zementklinker, Papier und Ethylen basiert auf einem systematischen mehrstufigen Vorgehen. Zunächst wurden die historischen Produktionsmengen bis einschließlich 2024 ausgewertet und mit amtlichen Statistiken sowie Branchenberichten (Destatis, WV Stahl, VDZ, Die Papierindustrie, VCI) abgeglichen. Zur Ableitung der zukünftigen Entwicklung wurden Produktionsmengenentwicklungen aus zentralen Klimastudien und Energiesystemstudien aufbereitet, darunter *TransHyDe* (Stakeholderprozess mit Branchenvertretern zur Ableitung der Produktionsmengenentwicklungen in der energieintensiven Industrie), *Langfristszenarien* (Fraunhofer ISI et al., 2024) sowie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Dambek et al., 2021). Um die kurzfristige Produktionsmengenentwicklung abbilden zu können, wurden kurzfristige Konjunktursignale, wie die ifo-Konjunkturperspektiven, Branchenberichte und Unternehmensmeldungen, bis Mitte August 2025 einbezogen. Die langfristige Produktionsmengenentwicklung wird über die Nachfrage relevanter Abnehmerbranchen (insbesondere Bau, Automobil, Maschinenbau, Verpackung) dynamisch abgebildet. Effekte durch bereits gemeldete Standortschließungen und Materialeffizienzsteigerungen werden berücksichtigt. Zusätzlich fließen Bruttowertschöpfungs- (BWS) und Produktionswertpfade ein, die im Rahmen des Projektionsberichts von Prognos erstellt werden, um die gesamtwirtschaftliche Entwicklung kohärent abzubilden.

Die Projektion der Produktionsmengen reicht jeweils bis 2050 und kombiniert statistische Werte und strukturierte Annahmen zu Nachfrage und Materialeffizienz. Ein strukturierter Stakeholder-Workshop (Fachverbände aller betrachteten Industrien) im September 2025 lieferte zusätzliche Einschätzungen, insbesondere zu Transformationspfaden, Standortentwicklungen und Markterwartungen. Im Austausch mit den Stakeholdern zeigte sich, dass die Produktionsmengen als exogener Parameter zunehmend schwierig zu bestimmen sind, da diese in der energieintensiven Industrie stark von politischen Maßnahmen und der Weltwirtschaft abhängen. Politökonomische Rahmenbedingungen – etwa die Wirkung des CBAM, die Förderlogik der CO₂-Differenzverträge, Energie- und Wasserstoffpreise sowie Standortschließungen – beeinflussen die langfristigen Produktionspfade maßgeblich, wie die Szenarien im Projektionsbericht zeigen. Die Produktionsmengenentwicklungen werden um diese politökonomischen Rahmenbedingungen bereinigt, um die Modellinputs nicht zu verzerren und der Bewertung politischer Instrumente nicht durch die Annahmen vorzugreifen..

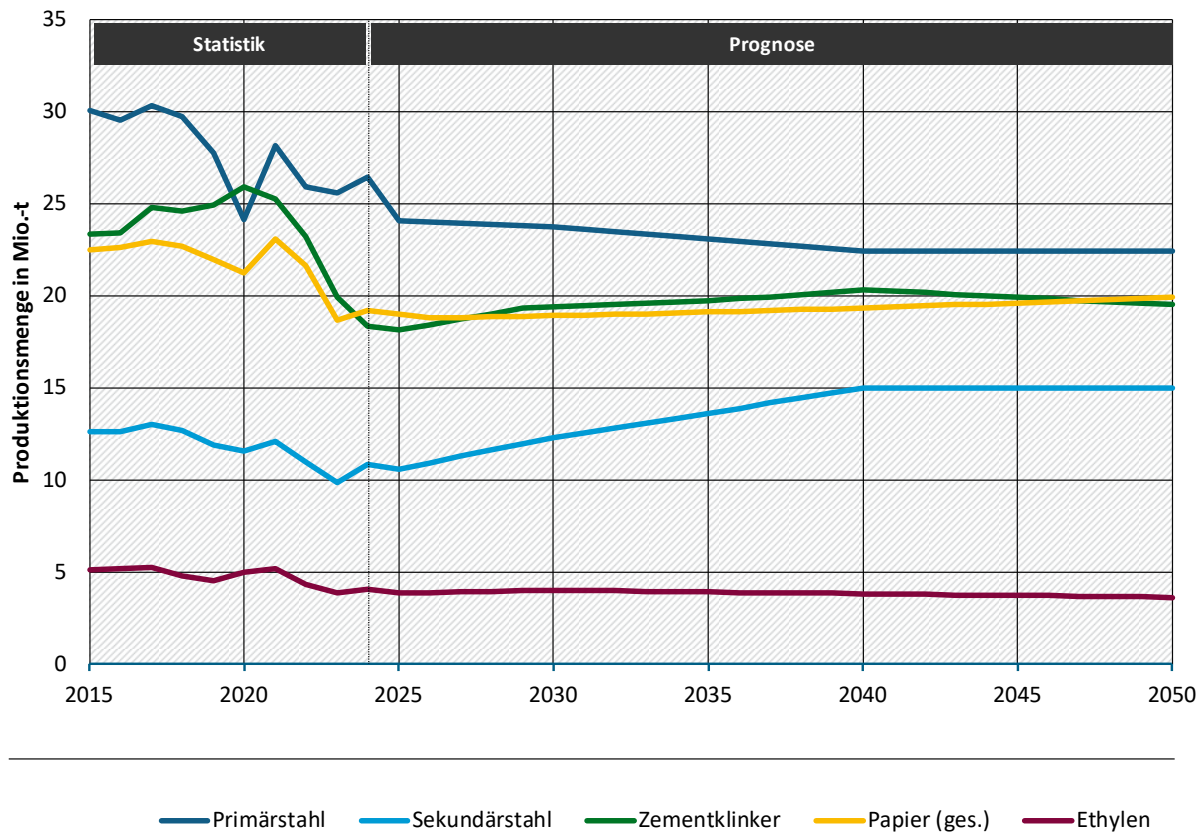
Ergebnisüberblick

Bereits im Projektionsbericht 2025 wurde von einer über 2028 hinaus verzögerten und verlangsamten Erholung auf Vorkrisenniveau ausgegangen sowie von einer gedämpften langfristigen Entwicklung der Produktionsmengen (siehe Abbildung 91). Im neuen Berichtszyklus wird davon ausgegangen, dass der Tiefpunkt der Wirtschaftskrise im Winterhalbjahr 2024/25 erreicht wurde und sich danach eine langsame Erholung der Produktionsmengen einstellt (ifo Institut, 2025c). Langfristig wird weiterhin von einer verstärkt gedämpften langfristigen Entwicklung ausgegangen (Abbildung 92), die im Allgemeinen unter den Annahmen des MMS 2025 liegt.

**Abbildung 91: Produktionsmengen von Rohstahl, Zementklinker, Papier und Ethylen im
Projektionsbericht 2025**



Quelle: Eigene Darstellung, FfE

Abbildung 92: Produktionsmengen von Rohstahl, Zementklinker, Papier und Ethylen im Projektionsbericht 2026

Quelle: Eigene Darstellung, FfE

Rohstahl

Im Vergleich zum Projektionsbericht 2025 werden für die Rohstahlproduktion leicht geringere Produktionsmengen angenommen. Der qualitative Verlauf bleibt grundsätzlich erhalten. Jedoch wird anders als im Vorjahr keine kurzfristige Erholung mehr erwartet.

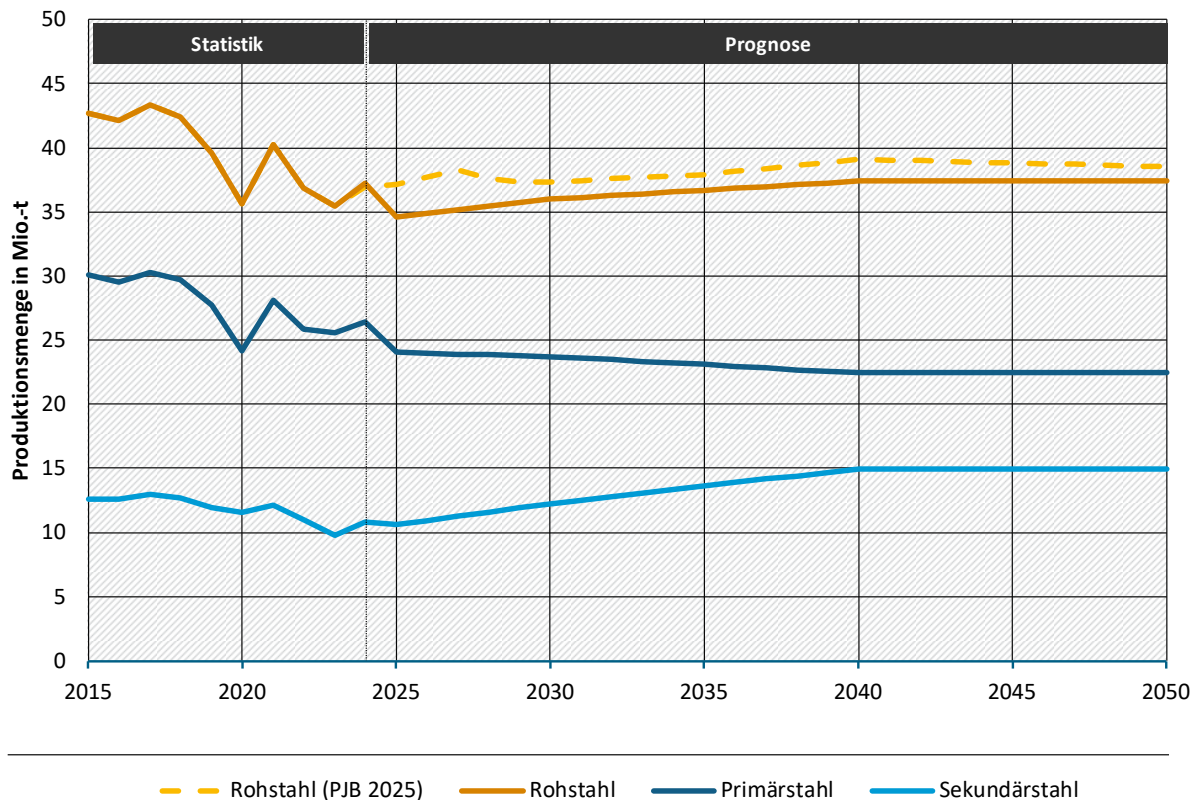
Bis 2024 liegen statistische Werte vor (Wirtschaftsvereinigung Stahl [WV Stahl], 2025a). Die deutsche Rohstahlproduktion brach im ersten Halbjahr 2025 deutlich ein (–11,6 % gegenüber Vorjahr). Besonders stark betroffen war der Primärstahl (–15,1 %), während der Sekundärstahl moderater (–3,6 %) sank. Gründe hierfür waren die schwache Inlandsnachfrage in Bauwirtschaft, Maschinenbau und Automobilindustrie. (WV Stahl, 2025b) Die Produktionspläne und Geschäftserwartungen für das zweite Halbjahr 2025 haben sich gegenüber dem ersten Halbjahr zwar verbessert, sind jedoch noch immer negativ (ifo Institut, 2025b). Für das Gesamtjahr 2025 wird daher angenommen, dass sich der Einbruch leicht abschwächt (Primärstahl: –9 %, Sekundärstahl: –2 %).

Mittelfristig wird eine Erholung der Inlandsnachfrage erwartet, getragen durch eine steigende BWS im Fahrzeugbau (28 % der Stahlnachfrage) und eine steigende Bauaktivität (33 % der Stahlnachfrage) (WV Stahl, 2023). Langfristig stagniert die Nachfrage, begründet durch eine stagnierende Bauaktivität und eine sinkende Stahlnachfrage in der Automobilbranche durch Elektromobilität (Hunscheidt, 2024), sodass trotz steigender BWS die Stahlnachfrage der Automobilbranche konstant bleibt.

Ein Drittel der Lieferungen der deutschen Stahlindustrie sind Exporte in EU-Länder und 10 % der Lieferungen gehen in Drittländer. Es wird angenommen, dass das Export-Import-Verhältnis trotz weltweiter Überkapazitäten konstant bleibt, da der Exportanteil niederwertiger Stähle in Drittländer bei < 1 Mio. t liegt. (WV Stahl, 2023) Potenziell ist dieser Teil vom Schutz durch den CBAM abhängig (Limbers & Böhmer, 2022).

Die Produktionsmengen von Primär- und Sekundärstahl werden wie folgt hergeleitet: der Sekundärstahlanteil steigt von 31 % (2026) linear auf 40 % im Jahr 2040. Der zentrale Grund hierfür ist der geringere spezifische Energiebedarf der Sekundärstahlproduktion gegenüber der Primärstahlproduktion (Schlemme et al., 2019). Dieser niedrigere Energiebedarf pro Tonne Stahl motiviert Unternehmen, die Sekundärroute zu nutzen – auch um Energiekosten zu senken. Die Annahme ist zudem gestützt durch eine gegebene Schrottverfügbarkeit, die aktuell zu hohen Schrottexporten in Drittländer führt (European Commission, Joint Research Centre [JRC], 2025), in Kombination mit einer verbesserten Sortiertechnik und somit steigender Schrottqualität (Dworak et al., 2023). Die Sekundärstahlnachfrage wird davon getrieben, dass die Automobilbranche kurz- bis mittelfristig vermehrt CO₂-armen, hochwertigen Stahl nachfragt (WV Stahl, 2023). Durch den Anstieg des Sekundärstahls ist die Primärstahlnachfrage dementsprechend leicht rückläufig.

Die für den Projektionsbericht ermittelten Rohstahl-, Primärstahl- und Sekundärstahlproduktionsmengen sind in Abbildung 93 dargestellt. Die durchgängigen Linien repräsentieren statistische Werte, während die gestrichelten Linien für die prognostizierten Produktionsmengen stehen. Die gepunktete Linie zeigt die Produktionsmengenentwicklung aus dem letzten Projektionsbericht und dient so als Vergleich. Primär- und Sekundärstahl sind Verfahrensrouten zur Herstellung von Rohstahl. Die Rohstahlproduktion entspricht daher der Summe der Produktionsmengen von Primär- und Sekundärstahl.

Abbildung 93: Produktionsmengen von Rohstahl, Primärstahl und Sekundärstahl im Projektionsbericht 2026

Quelle: Eigene Darstellung, FfE

Zementklinker

Anders als im Projektionsbericht 2025 fällt die kurz- und mittelfristige Erholung der Zementklinkerproduktion geringer aus. Langfristig wird jedoch - wie im Vorjahr - eine jährliche Produktionsmenge von ca. 20 Mio. t erwartet.

Bis 2024 liegen statistische Werte vor (Statistisches Bundesamt [Destatis], 2026; VDZ, 2024b). Die Zementklinkerproduktion folgt eng der Zementherstellung und damit auch der Bauaktivität. Für 2025 wird ein leichter Rückgang von - 0,8 % erwartet, der aus schwachen Auftragseingängen 2024 resultiert. Ab 2026 wird jedoch mit einer Erholung gerechnet. Baustudien gehen von + 2,0 % aus (Danne et al., 2025). Mittelfristig gibt es verschiedene Treiber, die für eine Erholung und leicht positive Entwicklung sprechen. Dazu gehören perspektivisch sinkende Bauzinsen, der Abbau des Investitionsstaus durch das Sondervermögen Infrastruktur (2025–2037) (Bundesregierung, 2026), Nachfrageimpulse im Tiefbau und moderat im Wohnungsbau (VDZ, 2020) und die langfristige Modernisierung kommunaler Infrastruktur.

Die Produktion steigt dadurch bis etwa 2040 moderat an. Langfristig wird jedoch eine Stagnation der Zementnachfrage ab etwa 2040 angenommen. Diese ist bedingt durch den zunehmenden Einsatz alternativer Baustoffe (Holz und neue Bindemittel), ressourceneffizientere Bauweisen und demografisch bedingte geringere Neubauaktivität.

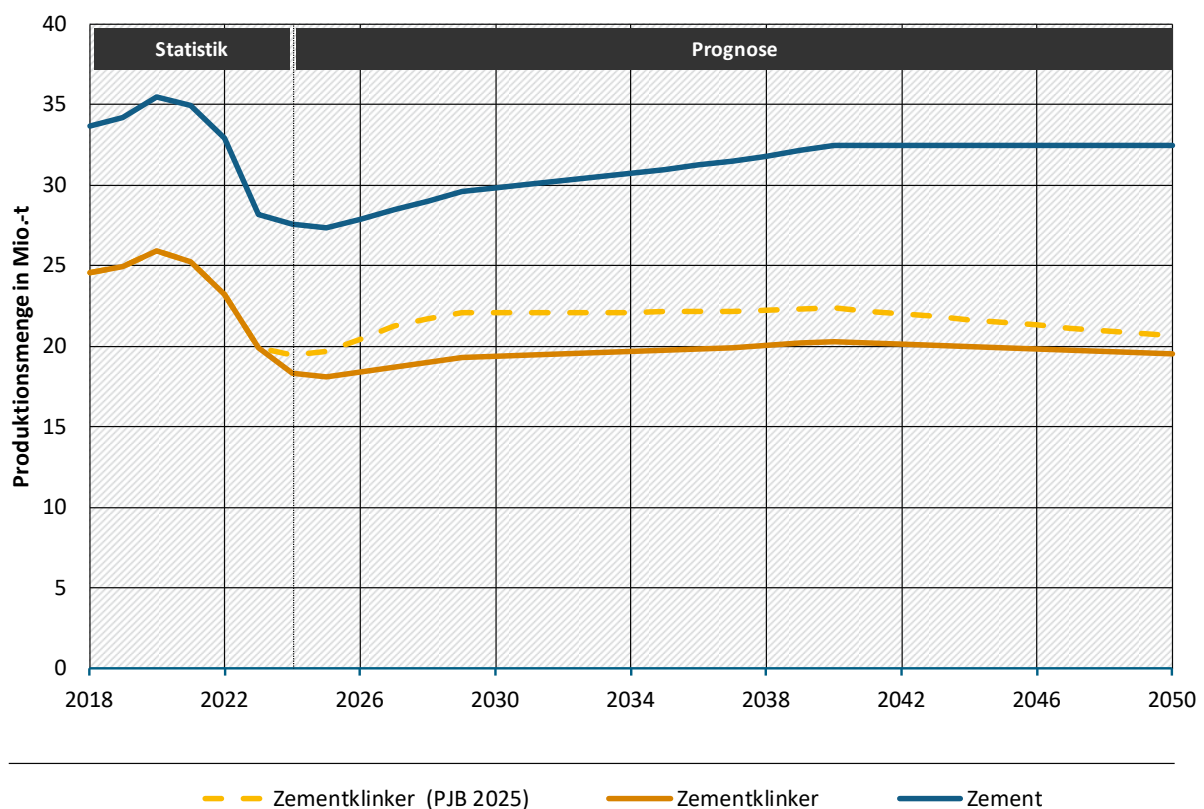
Zudem wird ein Wandel hin zu klinkereffizienteren Zementen erwartet. Dies führt dazu, dass eine Tonne Zement zukünftig im Durchschnitt weniger Zementklinker enthält als heute. Das Verhältnis von Zementklinker zu Zement wird über den Klinkerfaktor angegeben. Dieser lag

2024 bei 66,5 % (VDZ, 2024b). In verschiedenen Langfrist- und Zielszenarien sinkt dieser bis 2045 auf 53 bis 65 % ab (Bundesregierung, 2026; Fleiter et al., 2024c; Fleiter et al., 2024b). Aus Sicht der Zementhersteller wirken verbesserte Ressourceneffizienz und die steigende Zulassung von klinkereffizienten Zementen als Motivation, den Klinkerfaktor zu senken (VDZ, 2020, 2023).

Bis 2040 orientiert sich die Produktionsmengenentwicklung an der im Szenario erwarteten Bauaktivität. Diese wird durch die Produktionswertentwicklung der Wirtschaftszweige WZ 08-41, -42 und -43 beschrieben. Über die Entwicklung des Klinkerfaktors kann daraus die Produktionsmengenentwicklung von Zementklinker abgeleitet werden. Beim Klinkerfaktor wird eine lineare Abnahme von 66,5 % in 2024 auf 65 % im Jahr 2030 und schließlich auf 60 % im Jahr 2045 angenommen. Die Produktionsmenge des Zementklinkers steigt damit zwischen 2025 und 2040 von ca. 18 Mio. t auf 20 Mio. t an. Durch die Stagnation der Zementnachfrage ab etwa 2040 sinkt aufgrund des weiterhin rückläufigen Klinkerfaktors die Produktionsmenge von Zementklinker auf knapp unter 20 Mio. t im Jahr 2050.

Die für den Projektionsbericht ermittelte Produktionsmengenentwicklung von Zementklinker ist in Abbildung 94 dargestellt. Zur Einordnung ist auch die Entwicklung von Zement als Endprodukt darin enthalten. Der zunehmende Abstand spiegelt die Reduktion des Klinkerfaktors wider. Die durchgängigen Linien repräsentieren statistische Werte, während die gestrichelten Linien für die prognostizierten Produktionsmengen stehen. Die gepunktete Linie zeigt die Produktionsmengenentwicklung von Zementklinker aus dem letzten Projektionsbericht.

Abbildung 94: Produktionsmengen von Zementklinker im Projektionsbericht 2026



Quelle: Eigene Darstellung, FfE

Papier

Im Vergleich zum Projektionsbericht 2025 ergeben sich für die gesamte Papierproduktion zusammengenommen leicht geringere Produktionsmengen. Hinsichtlich des qualitativen Verlaufs ergibt sich keine Änderung.

Bis 2024 liegen statistische Werte vor (Die Papierindustrie, 2025). Die Produktionspläne der Branche haben sich 2025 deutlich verschlechtert (ifo Institut, 2025a). Dies führte dazu, dass mehrere Werke Ende 2024 und 2025 schließen mussten – unter anderem UPM Hürth, Hagen und Ettringen (Birkner's PaperWorld, 2024; EUWID Papier und Zellstoff, 2024; NDR, 2024). Hinsichtlich der Produktionsmengen haben die Schließungen direkt jedoch nur einen begrenzten Effekt. Die industrielle Auslastung 2024 bei 84,3 % ermöglichte es, die Produktionsmengen auf andere Standorte zu verlagern (Fleiter et al., 2024c). Für 2025 wird daher ein Rückgang der Gesamtproduktion modelliert, bevor sich die Branche ab 2026 stabilisiert. Auf Ebene der einzelnen Papiersorten werden langfristig teils gegensätzliche Entwicklungen erwartet. Bei den Verpackungspapieren setzt sich die Erholung fort und geht anschließend in ein kontinuierliches Wachstum über. Hinsichtlich der Produktionsmenge steigt der Anteil der Verpackungspapiere an der gesamten Papierproduktion damit weiter an. Diese Papiersorte wird dadurch in Zukunft maßgeblich für die gesamte Papierindustrie.

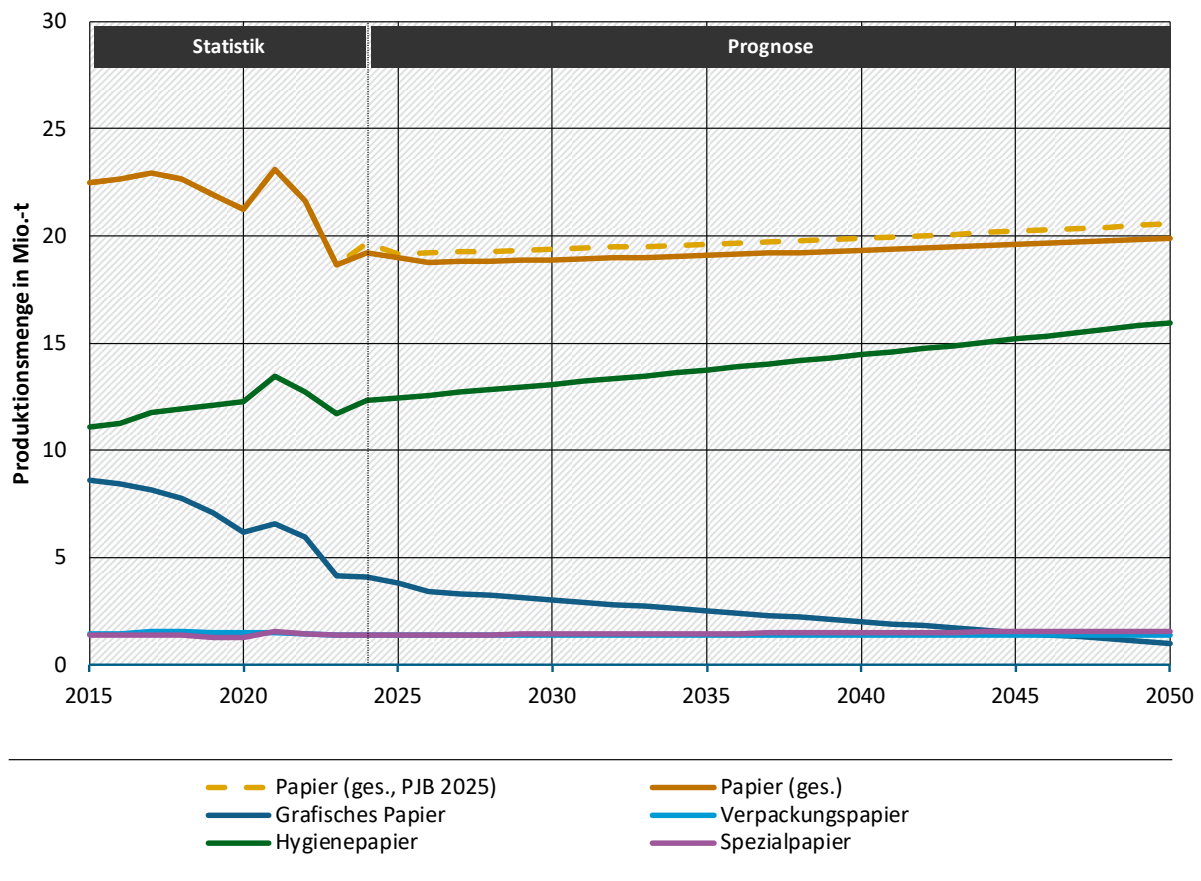
Dem gegenüber steht ein starker Rückgang bei den grafischen Papieren, der sich langfristig zwar abschwächt, aber dennoch fortsetzt. Bezogen auf die gesamte Produktionsmenge von Papier wird das Wachstum der Verpackungspapiere dadurch „aufgefressen“. Bei den Hygiene- und Spezialpapieren wird nicht mit nennenswerten Veränderungen gerechnet. Insgesamt verbleibt die Papierproduktion damit auf einem moderaten Wachstumspfad, jedoch mit deutlicher Strukturverschiebung. Die für den Projektionsbericht ermittelte Produktionsmengenentwicklung von Papier ergibt sich aus den Entwicklungen der einzelnen Papiersorten (Verpackungs-, Hygiene-, Spezial- und Grafische Papiere) (Tabelle 76).

Tabelle 76: Sortenspezifische Produktionsmengenentwicklung von Papier ab 2026

Sorte	Entwicklung
Hygienepapiere	stabil, getrieben durch konstante bzw. leicht alternde Bevölkerung
Verpackungspapiere	+1,0 %/a Wachstum (E-Commerce, Substitution von Plastik, Nachfragekorrelation mit BIP)
Spezialpapiere	+0,5 %/a (2025: –1,4 % konjunkturbedingt)
Grafische Papiere	starker Rückgang auf 1 Mio. t bis 2050 , getrieben durch Digitalisierung
Gesamt	Anstieg der Verpackungspapier-Produktionsmengen dominiert die Gesamtentwicklung

Quelle: Eigene Zusammenstellung, FfE

In Abbildung 95 ist die Produktionsmengenentwicklung von Papier insgesamt und auf Ebene der einzelnen Papiersorten zu sehen. Die durchgängige Linie repräsentiert die statistischen Werte der gesamten Papierproduktion. Die gestrichelten und Strich-Punkt-Linien stehen für die einzelnen Papiersorten und die prognostizierte Produktionsmenge für alle Papiersorten zusammen. Die gepunktete Linie zeigt die Produktionsmengenentwicklung aus dem letzten Projektionsbericht und dient so als Vergleich.

Abbildung 95: Produktionsmengen von Papier und den untergeordneten Papiersorten im Projektionsbericht 2026

Quelle: Eigene Darstellung, FfE

Ethylen

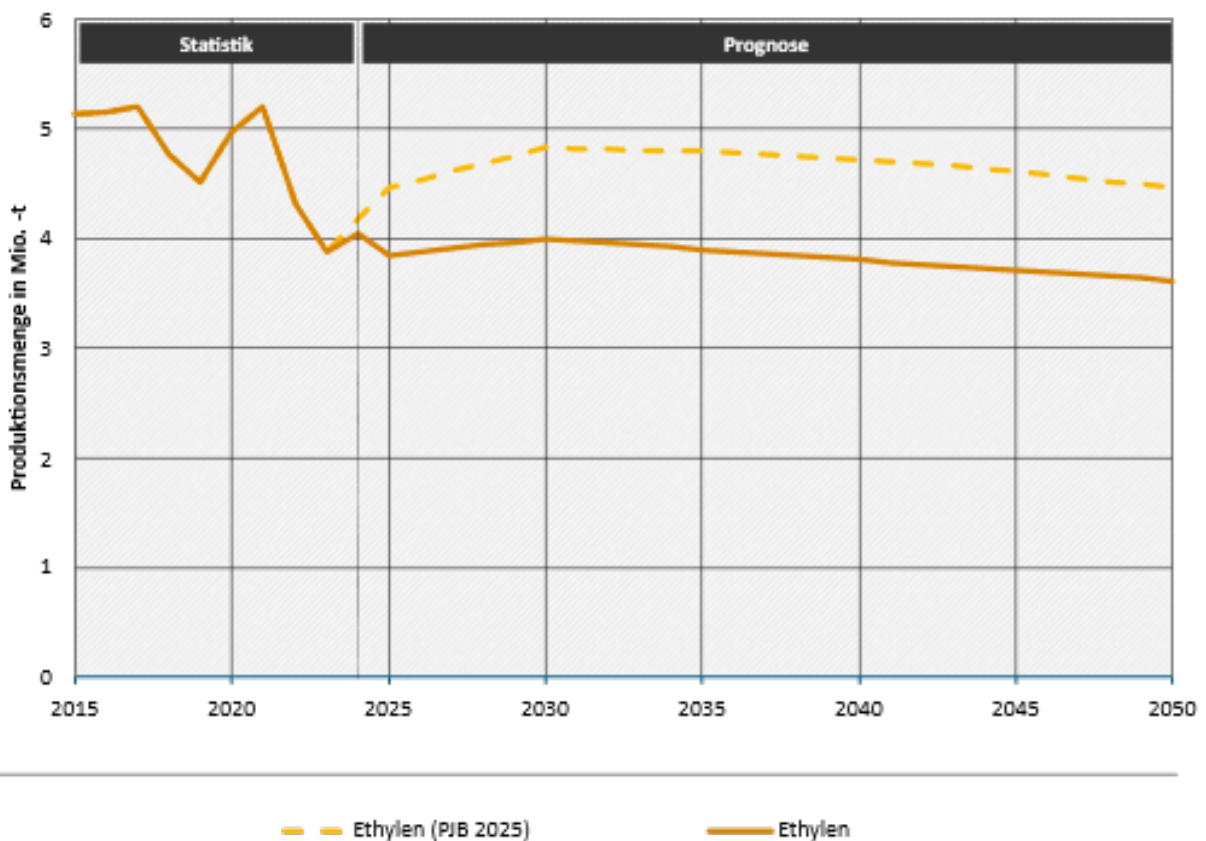
Im Vergleich zum Projektionsbericht 2025 wird für die Ethylenproduktion keine Erholung auf das Niveau vor 2022 und der Corona-Pandemie mehr angenommen. Zudem wird ab 2030 insgesamt mit einer leicht rückläufigen Produktionsmengenentwicklung gerechnet. Bis 2024 liegen statistische Werte vor (Verband der Chemischen Industrie [VCI], 2024). 2024 lag die Produktion bei etwa 4,17 Mio. Tonnen Ethylen. Nach einem Einbruch der chemischen Produktion im zweiten Quartal 2025 (-5 %) (VCI, 2025) stabilisieren sich die Produktionspläne laut ifo-Konjunkturindikatoren wieder (ifo Institut, 2025a). Für 2026 wird daher eine stabile Produktionsmenge angenommen. Weltweit wird eine steigende Nachfrage für Ethylen prognostiziert. Aus dieser folgt ein Anstieg der globalen Produktionsmengen von 2 bis 6 % pro Jahr (ChemAnalyst, 2026; Market Research Future, 2026; straits research, 2024). Treiber dafür sind Wachstum bei Verpackungen, zunehmender Einsatz in Automobil-, Bau- und Medizinprodukten, sowie kontinuierlich steigende Konsumgütermärkte.

Für Deutschland ergibt sich daraus zunächst eine gedämpfte Erholung der Produktionsmengen, da sich globale Nachfrageimpulse und schwächere Standortbedingungen überlagern. Langfristig sinkt die Ethylenproduktion jedoch leicht. Die Gründe hierfür sind zunehmendes mechanisches Kunststoffrecycling (VCI, 2023), verbesserte Materialeffizienz bei Kunststoffen, Energiepreisniveau und Investitionshemmnisse am Standort Deutschland und Schließung bedeutender Anlagen (z. B. DOW Steamcracker Böhlen 2026–27, Chemietechnik, 2025). Da die deutschen Anlagen durchschnittlich zu ~70 % ausgelastet sind, können Schließungen einzelner Standorte durch Verlagerung teilweise kompensiert werden. Dennoch dominiert über den

Gesamtzeitraum ein moderater Rückgang der Ethylenproduktion. Durch die Stabilisierung der Produktionsmenge und die globalen Nachfrageimpulse wird ab 2026 eine lineare Erholung der Produktionsmenge auf 4 Mio. Tonnen im Jahr 2030 angenommen. Allgemein ist nach aktuellem Stand jedoch ein negatives Wachstum in der deutschen Basischemie zu erwarten. Die Studie „Chemistry for Climate“ geht von einem durchschnittlichen Rückgang der Produktionsmengen von etwa 0,5 % pro Jahr bis 2045 aus – insbesondere bei energieintensiven Grundchemikalien wie Ammoniak (VCI, 2023). Dies ist eine Reaktion auf gestiegene Energiepreise und verschlechterte Standortbedingungen in Deutschland. Der Rückgang um 0,5 % jährlich wird ab 2030 auf die Produktionsmenge von Ethylen angewendet.

In Abbildung 96 ist die Produktionsmengenentwicklung von Ethylen grafisch dargestellt. Die durchgängige Linie repräsentiert statistische Werte, während die gestrichelte Linie für die prognostizierte Produktionsmenge steht. Die gepunktete Linie zeigt die Produktionsmengenentwicklung aus dem letzten Projektionsbericht.

Abbildung 96: Produktionsmengen von Ethylen im Projektionsbericht 2026



Quelle: Eigene Darstellung, FfE