

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)



VORWORT VOM UMWELTBUNDESAMT:

Dieser Bericht erfolgt im Rahmen des Forschungsvorhabens „THG-Projektionen: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der Europäischen Governance-Verordnung und des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Projektionsbericht 2023 ("Politikszenerarien XI")“ (FKZ 3722415110) zur Erstellung der Treibhausgas-Projektionen. Das Umweltbundesamt beauftragte im Jahr 2022 ein Konsortium, bestehend aus dem Öko-Institut, dem Fraunhofer ISI und der IREES GmbH, in Zusammenarbeit mit dem Johann Heinrich von Thünen Institut die Projektionsdaten für Deutschland für die Jahre 2023 und auch 2024 zu erstellen.

Die Arbeiten zu diesem Bericht begannen im März 2024 und wurden im Mai 2024 abgeschlossen. Sie verliefen parallel zum parlamentarischen Verfahren zur Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Damit entstand die Herausforderung, neben der bestehenden Gesetzeslage eine absehbare, aber nicht finale gesetzliche Änderung einzubeziehen. Es oblag daher der Autorenschaft, dem parlamentarischen Verfahren nicht vorzugreifen. Die Modellierung im Forschungsvorhaben bezieht sich auf die Jahre ab 2024.

Die Novellierung des Klimaschutzgesetzes sieht die Einhaltung der Klimaschutzziele anhand einer mehrjährigen sektorübergreifenden Gesamtrechnung über den Zeitraum 2021 bis 2030 vor unter Anwendung der in Anlage 2a Novelle des Klimaschutzgesetzes neu eingeführten Jahresemissionsgesamtmengen ab 2021. Das Umweltbundesamt hat auf Basis dieser Modellierungen, den Emissionsdaten 2023 und den Inventaren der Jahre 2021 bis 2022 (UBA 2024c) für die Jahre 2021 bis 2030 insgesamt eine Übererfüllung gegenüber der Jahresemissionsgesamtmenge von 47 Mio. t CO₂-Äq. in der gesamten Zeitreihe entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2024 ermittelt und im März 2024 veröffentlicht (siehe Anhang C)¹.

¹ siehe „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“ (UBA 2024d).

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 41 511 0

FB001500

Technischer Anhang der Treibhausgas- Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)

von

Ralph O. Harthan, Hannah Förster (beide Projektleitung),
Kerstin Borkowski, Sibylle Braungardt, Veit Bürger,
Vanessa Cook, Lukas Emele, Wolf Kristian Görz, Klaus
Hennenberg, Luca Lena Jansen, Wolfram Jörß, Peter
Kasten, Charlotte Loreck, Sylvie Ludig, Felix Chr. Matthes,
Roman Mendelevitich, Lorenz Moosmann, Christian
Nissen, Julia Repenning, Margarethe Scheffler, Malte Bei
der Wieden, Kirsten Wiegmann

Öko-Institut, Berlin, Freiburg, Darmstadt

Heike Brugger, Tobias Fleiter, Tim Mandel, Matthias
Rehfeldt, Clemens Rohde, Markus Fritz, Songmin Yu
Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Jana Deurer, Jan Steinbach
IREES GmbH, Karlsruhe

Bernhard Osterburg, Roland Fuß, Joachim Rock, Sebastian
Rüter, Sascha Adam, Karsten Dunger, Andreas Gensior,
Claus Rösemann, Wolfgang Stümer, Bärbel Tiemeyer, Cora
Vos

Thünen-Institut, Braunschweig, Hamburg, Eberswalde

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Borkumstrasse 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Juni 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehmann, Karlotta Schultz (Kirsten op de Hipt – Layout)

Publikationen als pdf:

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

ISSN

Dessau-Roßlau, Juni 2024

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

Kurzbeschreibung: Projektionen 2024

Die Projektionen 2024 beschreiben die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) sowie in einem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Der modellierte Zeitraum umfasst die Jahre 2024 bis 2050. Der Bericht folgt den Vorgaben der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz.

Für die gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) ergibt sich in beiden Szenarien bis 2030 eine projizierte Minderung um 64 %, gegenüber 1990 und bis 2050 wird eine Minderung von 87 % (MMS) bzw. 88 % (MWMS) projiziert.

Es gibt mehrere Haupttreiber der projizierten Emissionsentwicklung. Die erneuerbaren Energien werden stark ausgebaut. So erhöht sich der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030 in beiden Szenarien auf über 72 %. Energieeffizienz- und Energieeinsparmaßnahmen führen zu deutlich niedrigeren End- und Primärenergieverbräuchen. Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, um die nicht mit Energieverbräuchen zusammenhängenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Um Abweichungen der Ergebnisse durch veränderte Annahmen besser abschätzen zu können, wurden insgesamt 16 Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In diesen wurden die Parameter für Wirtschaftswachstum, Bevölkerung, Brennstoff- und EU-EHS-Preise, industrielle Produktionsmengen und Lebensdauern von Heizungsanlagen verändert.

Abstract: 2024 Projections

The 2024 projections describe the projected development of greenhouse gas emissions in Germany in a with existing measures scenario (MMS) and a with additional measures scenario (MWMS). The period modelled covers 2024 to 2050. The report follows the requirements of Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action.

For total GHG emissions (excluding land use, land use change and forestry), the two scenarios result in a projected reduction of 64 % by 2030 and of 87 % (MMS) and 88 % (MWMS) by 2050 compared to 1990.

There are several main drivers of the projected emissions development. Renewable energies are strongly expanded. The renewable share of gross electricity consumption increases to more than 72 % by 2030 in both scenarios. Energy efficiency and energy saving measures lead to a significantly lower final and primary energy consumption. In addition, there are measures to reduce greenhouse gas emissions not related to energy consumption.

To be able to better estimate deviations due to changed assumptions, a total of 16 sensitivity analyses were carried out. In these, the parameters for economic growth, population, fuel and EU ETS prices, industrial production volumes and the lifetimes of heating systems were changed.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis.....	14
Abkürzungsverzeichnis.....	21
Zusammenfassung.....	25
Summary.....	31
Kernindikatoren.....	37
1 Einleitung.....	56
2 Methodischer Ansatz.....	58
2.1 Prozess der Projektionserstellung.....	58
2.2 Definition und Abgrenzung der Sektoren.....	58
2.3 Methodischer Ansatz für die Emissionsprojektionen.....	61
2.4 Abgrenzung der Szenarien.....	64
2.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	64
2.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	65
2.4.3 Überblick über Instrumente in den Szenarien.....	65
2.5 Methodische Diskussion zu § 4 in KSG 2021 und KSG 2024.....	72
3 Gesamtergebnisse.....	75
3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren.....	76
3.2 Treibhausgasemissionen in EU-EHS, ESR und nEHS.....	79
3.3 Sensitivitätsanalysen.....	82
3.3.1 Wirtschaftswachstum (niedrigeres BIP).....	83
3.3.2 Bevölkerungsentwicklung.....	84
3.3.3 Variierte Brennstoffpreise.....	86
3.3.4 Variierte EU-EHS-Preise.....	88
3.3.5 Industrie - Produktionsmengen.....	90
3.3.6 Gebäude.....	90
3.4 Primärenergieverbrauch.....	92
3.4.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern.....	92
3.4.2 Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf.....	94
3.5 Endenergieverbrauch.....	99
3.6 Nachfrage nach strombasierten Brennstoffen (E-Fuels).....	102
3.7 Bruttostromverbrauch.....	103
3.8 Strom und netzgebundene Wärme.....	108

3.8.1	Stromnachfrage und -erzeugung	108
3.8.2	Nachfrage und Erzeugung netzgebundener Wärme	116
3.8.3	Emissionen von Kraftwerken	117
4	Energiewirtschaft	123
4.1	Zentrale Ergebnisse.....	123
4.2	Instrumentenbewertung.....	130
4.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	135
5	Industrie	142
5.1	Zentrale Ergebnisse.....	142
5.2	Instrumentenbewertung.....	151
5.2.1	Beschreibung und Modellierung der Instrumente	152
5.2.1.1	MMS.....	154
5.2.1.2	MWMS	165
5.2.2	Instrumentenwirkung	166
5.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	172
5.3.1	Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht	172
5.3.2	Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen	172
5.3.3	Methodische Ergänzungen zur Produktionsmengenentwicklung.....	173
5.3.4	Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten	181
5.3.5	Annahmen zur Differenzkostenberechnung.....	189
5.4	Sensitivitäten.....	192
5.4.1	Veränderte Brennstoffpreise (siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.3).....	192
5.4.2	Höhere CO ₂ -Preise (EU-EHS, siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.4)	192
5.4.3	Geringere CO ₂ -Preise (EU-EHS, siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.4)	193
5.4.4	Geringere Produktionsmengen (siehe auch Kurzdarstellung in Abschnitt 3.3.5).....	193
5.5	Delta-Analyse	195
5.5.1	Veränderung der Rahmendaten	195
5.5.2	Veränderungen der Produktionsmengen	196
5.5.3	Veränderung der Instrumentenbewertung	197
5.5.4	Veränderungen im Instrumentenmix	198
6	Gebäude	199
6.1	Zentrale Ergebnisse.....	199
6.2	Instrumentenbewertung.....	209
6.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS).....	209

6.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS).....	215
6.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	217
7	Verkehr	220
7.1	Zentrale Ergebnisse.....	220
7.2	Instrumentenbewertung.....	230
7.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	235
8	Landwirtschaft.....	237
8.1	Zentrale Ergebnisse.....	237
8.2	Instrumentenbewertung.....	244
8.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	248
9	Abfallwirtschaft	250
9.1	Zentrale Ergebnisse.....	250
9.2	Instrumentenbewertung.....	252
9.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	254
10	LULUCF	256
10.1	Zentrale Ergebnisse.....	256
10.2	Instrumentenbewertung.....	259
10.3	Sektorspezifische Parameter & Annahmen	264
	Quellenverzeichnis	265
A	Anhang	278
A.1	Datenanhang mit Kernindikatoren	278
A.2	Rahmenannahmen.....	278
A.3	Instrumente	278
A.4	Methodik.....	279
A.4.1	Energiewirtschaft.....	279
A.4.2	Industrie	281
A.4.3	Gebäude.....	285
A.4.4	Verkehr	290
A.4.5	Landwirtschaft	291
A.4.6	Abfallwirtschaft.....	292
A.4.7	LULUCF	293
A.4.8	Ergebnisintegration.....	295
B	Anhang	298
B.1	Zusätzliche Informationen zur ESR	298

C Anhang 303

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2019 und 2050 im MMS und MWMS (ohne LULUCF)	25
Abbildung 2:	Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen	63
Abbildung 3:	Vergleich der Methoden um die Abweichungen nach § 4 KSG zu berechnen	73
Abbildung 4:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2019 und 2050 im MMS und MWMS (ohne LULUCF)	76
Abbildung 5:	Kumulierte Zielerreichung/-verfehlung der KSG-Sektoren im MMS und MWMS, 2024-2030.....	78
Abbildung 6:	Projektion der Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021 bis 2030	79
Abbildung 7:	Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen (MMS).....	83
Abbildung 8:	Verwendete Bevölkerungsentwicklung.....	85
Abbildung 9:	Preispfade Erdgas	86
Abbildung 10:	Preispfade Rohöl.....	87
Abbildung 11:	Preispfade EU-EHS.....	89
Abbildung 12:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2021-2050.....	93
Abbildung 13:	Veränderung des Primärenergieverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030	94
Abbildung 14:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS	98
Abbildung 15:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2021-2050.....	101
Abbildung 16:	Veränderung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im MWMS gegenüber dem MMS, Jahr 2030	102
Abbildung 17:	Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen im MMS und MWMS, Jahr 2030.....	103
Abbildung 18:	Veränderung des Bruttostromverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030	108
Abbildung 19:	Nettostromerzeugung im MMS, 2024-2050	114
Abbildung 20:	Nettostromerzeugung im MWMS, 2024-2050.....	116
Abbildung 21:	Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW) in MMS und MWMS, 2021-2050	117
Abbildung 22:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2021-2050.....	118

Abbildung 23:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MWMS, 2021-2050.....	120
Abbildung 24:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft.....	123
Abbildung 25:	Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS	126
Abbildung 26:	Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MWMS	127
Abbildung 27:	Installierte Leistung der Kohlekraftwerke im MMS.....	136
Abbildung 28:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie.....	143
Abbildung 29:	Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition).....	149
Abbildung 30:	Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)	150
Abbildung 31:	Wasserstoffnutzung (stofflich und energetisch) in der Industrie	151
Abbildung 32:	Annahmen zu Produktionsmengen ausgewählter Produkte (MMS und MWMS).....	173
Abbildung 33:	Einordnung von Energiebedarf und Wertschöpfung energieintensiver Industrie (2021)	174
Abbildung 34:	Bruttoinlandsprodukt (Historie und Annahmen) (MMS und MWMS).....	175
Abbildung 35:	Phasen der Produktionsmengenentwicklung im MMS (Index Gesamtproduktion aller als physische Mengen erfassten Güter im Modell)	178
Abbildung 36:	Produktionsmengenindex energieintensiver Subsektoren (beobachteter Bereich)	179
Abbildung 37:	Produktionsmengenindex energieintensiver Subsektoren (Mengen auf Produktebene, Produktionsmengenindex und Szenarioannahmen).....	180
Abbildung 38:	Produktionsmengen ausgewählter Produkte.....	181
Abbildung 39:	Verfahren der Rohstahlerzeugung bis 2050 im MMS und MWMS.....	182
Abbildung 40:	CO ₂ -Abscheidung in MMS und MWMS	183
Abbildung 41:	Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS	185
Abbildung 42:	Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte....	186
Abbildung 43:	Differenzkosten für CCS-Anwendungen.....	187
Abbildung 44:	Differenzkosten elektrifizierten Glasschmelzens	188
Abbildung 45:	Differenzkosten für Direktreduktion von Eisen.....	189
Abbildung 46:	Verlauf der Treibhausgasemissionen im MMS und Sensitivitäten	194

Abbildung 47:	Verlauf des fossilen Energiebedarfs im MMS und Sensitivitäten	194
Abbildung 48:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude	200
Abbildung 49:	Endenergieverbrauch und direkte Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS und MWMS.....	202
Abbildung 50:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS.....	203
Abbildung 51:	Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS und MWMS im Zeitraum 2022 bis 2045	206
Abbildung 52:	Erreichte Sanierungstiefe im MMS und MWMS in den Jahren 2020 bis 2040	207
Abbildung 53:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS und MWMS.....	209
Abbildung 54:	Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MMS im Jahr 2030 im Vergleich zu den Sektoremissionen 2022 (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)	214
Abbildung 55:	Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MWMS im Jahr 2030 im Vergleich zum MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser).....	217
Abbildung 56:	Entwicklung der Heizgradtage im Zeitraum 2018 bis 2050....	219
Abbildung 57:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr	221
Abbildung 58:	Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen in MMS/MWMS	224
Abbildung 59:	Entwicklung des Pkw-Bestands in MMS/MWMS	225
Abbildung 60:	Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12t inkl. Last- und Sattelzüge in MMS und MWMS	226
Abbildung 61:	Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen < 12t in MMS und MWMS.....	227
Abbildung 62:	Personenverkehrsnachfrage in MMS und MWMS.....	228
Abbildung 63:	Güterverkehrsnachfrage in MMS und MWMS.....	229
Abbildung 64:	Entwicklung des Endenergiebedarfs in MMS und MWMS....	230
Abbildung 65:	Beiträge der Instrumente zur Treibhausgasminderung 2030 in MMS und MWMS	234
Abbildung 66:	Verlauf der EU-CO ₂ -Standards für Pkw im Vergleich.....	236
Abbildung 67:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im Vergleich zu den Zielen/Werten im KSG ..	238
Abbildung 68:	Entwicklung der Tierbestände im MMS	241
Abbildung 69:	Entwicklung der Stickstoffausbringung im MMS.....	242

Abbildung 70:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS	243
Abbildung 71:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft	250
Abbildung 72:	Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS), mit Maßnahmen (MMS) und mit weiteren Maßnahmen (MWMS)	257
Abbildung 73:	Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS	258
Abbildung 74:	Überblick des Modells FORECAST-Industry	283
Abbildung 75:	Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab	286
Abbildung 76:	Modellierung der Gebäudeeigentümer als Investor-Agenten	287
Abbildung 77:	Schematische Darstellung der Modellierung von Politikinstrumente in Invert-Agent	289
Abbildung 78:	Struktur von ENUSEM und Interaktion mit anderen Modellen	296
Abbildung 79:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (2019–2045)	303
Abbildung 80:	Kumulierte sektorale Jahresemissionsgesamtmengen und kumulierte Zielerreichung/Zielverfehlung der KSG-Sektoren und gesamt (2021-2030)	303
Figure 1:	Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2019 and 2050 in MMS and MWMS (without LULUCF)	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2021-2050.....	28
Tabelle 2:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im Vergleich der Szenarien, 2021-2050	28
Tabelle 3:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im Vergleich der Szenarien, 2021-2050	29
Tabelle 4:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	37
Tabelle 5:	Wesentliche Rahmendaten, 2024-2050	39
Tabelle 6:	Entwicklung energiebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	39
Tabelle 7:	Entwicklung von Nachfrage und Produktion neuer Treib- und Brennstoffe im Vergleich der Szenarien, 2024-2050.....	40
Tabelle 8:	Entwicklung energiewirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050.....	42
Tabelle 9:	Entwicklung industriebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	44
Tabelle 10:	Entwicklung gebäudebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	46
Tabelle 11:	Entwicklung verkehrsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	49
Tabelle 12:	Entwicklung landwirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050.....	52
Tabelle 13:	Entwicklung abfallwirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050.....	54
Tabelle 14:	Entwicklung LULUCF-bezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050	55
Tabelle 15:	Zuordnung von CRF-Kategorien zu KSG-Sektoren und zur Inventarstruktur laut UNFCCC und Governance-Verordnung..	61
Tabelle 16:	Überblick über die in MMS und MWMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen	66
Tabelle 17:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS.....	77
Tabelle 18:	Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen ab 2024	78
Tabelle 19:	EU-EHS- und ESR-Emissionen im MMS, 2005-2050	81
Tabelle 20:	EU-EHS- und ESR-Emissionen im MWMS, 2005-2050	82
Tabelle 21:	Angenommene BIP-Wachstumsraten	84

Tabelle 22:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 1 (MMS)	84
Tabelle 23:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 2 (MMS)	85
Tabelle 24:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 3 (MMS)	88
Tabelle 25:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 4 (MMS)	90
Tabelle 26:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 5 (MMS)	90
Tabelle 27:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 6 (MMS)	91
Tabelle 28:	Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS.	95
Tabelle 29:	Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen nach Herkunft und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS	97
Tabelle 30:	Endenergieverbrauch nach Energiebilanzsektoren im MMS und MWMS, 2021-2050.....	100
Tabelle 31:	Bruttostromverbrauch im MMS in TWh, 2008-2050	105
Tabelle 32:	Bruttostromverbrauch im MWMS in TWh, 2008-2050.....	107
Tabelle 33:	Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Energien und Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.....	109
Tabelle 34:	Installierte Nettonennleistung im MMS, 2019-2050.....	110
Tabelle 35:	Installierte Nettonennleistung im MWMS, 2019-2050	111
Tabelle 36:	Nettostromerzeugung im MMS, 2021-2050	113
Tabelle 37:	Nettostromerzeugung im MWMS, 2021-2050.....	115
Tabelle 38:	Aufteilung der CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS in Mio. t CO ₂ -Äq., 2021 bis 2050	118
Tabelle 39:	Aufteilung der CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MWMS in Mio. t CO ₂ -Äq., 2021 bis 2050	120
Tabelle 40:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	121
Tabelle 41:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS	124
Tabelle 42:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS.....	125

Tabelle 43:	Entwicklung der Emissionen von Anlagen der übrigen Energiewirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	128
Tabelle 44:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050	129
Tabelle 45:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MWMS, 1990-2050.....	129
Tabelle 46:	Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	130
Tabelle 47:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	131
Tabelle 48:	Installierte Leistung (Jahresende) erneuerbarer Energien in GW in der kontrafaktischen Entwicklung	132
Tabelle 49:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien in TWh in der kontrafaktischen Entwicklung	133
Tabelle 50:	Direkte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MMS	134
Tabelle 51:	Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS.....	134
Tabelle 52:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MWMS	135
Tabelle 53:	Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS in MW _e	137
Tabelle 54:	Installierte elektrische Leistung der Wasserstoffkraftwerke in GW im MWMS.....	137
Tabelle 55:	Installierte Elektrolyseurleistung für H ₂ - und PtL-Produktion in GW im MMS und MWMS	138
Tabelle 56:	Installierte Leistung der Batteriespeicher in GW im MMS und MWMS.....	138
Tabelle 57:	Nettostromerzeugung aus Abfall	139
Tabelle 58:	Installierte Leistung erneuerbarer und strombasierter Fernwärmeerzeugung in GW im MMS.....	139
Tabelle 59:	Erneuerbare und strombasierte Fernwärmeerzeugung in TWh in MMS	140
Tabelle 60:	Erneuerbare und strombasierte Fernwärmeerzeugung in TWh in MWMS.....	140
Tabelle 61:	Wasserstoff in Raffinerien in TWh, 2021 bis 2050	141
Tabelle 62:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS	146

Tabelle 63:	Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS.....	147
Tabelle 64:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	148
Tabelle 65:	Übersicht der Instrumente in den Sektoren Industrie (IND) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD): Methodik und Annahmen zu Überschneidungs- und Mitnahme- bzw. Übertragungseffekten	152
Tabelle 66:	Budgetverteilung der Förderprogramme im MMS	155
Tabelle 67:	Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“	156
Tabelle 68:	Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung).....	166
Tabelle 69:	Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)	168
Tabelle 70:	Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)	169
Tabelle 71:	Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)	171
Tabelle 72:	Absolute und relative Entwicklung der BWS einzelner Branchen	176
Tabelle 73:	Entwicklung BWS in energieintensiven und nicht-energieintensiven Branchen im MMS	176
Tabelle 74:	Zuordnung Branchen zu Kategorien "energieintensiv" und "nicht-energieintensiv"	176
Tabelle 75:	Annahmen zu CAPEX der durch Förderprogramme adressierten Technologien	190
Tabelle 76:	Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung	191
Tabelle 77:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS.....	200
Tabelle 78:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS	201
Tabelle 79:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	201
Tabelle 80:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung ohne das jeweilige Instrument	211

Tabelle 81:	Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme).....	212
Tabelle 82:	Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS.....	215
Tabelle 83:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland im MWMS gegenüber dem MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)	216
Tabelle 84:	Vergleich der Anzahl privater Haushalte verschiedener Quellen	218
Tabelle 85:	Entwicklung der Bevölkerung sowie absolute und relative Entwicklung der spezifischen Wohnfläche	218
Tabelle 86:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS.....	221
Tabelle 87:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS	222
Tabelle 88:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	222
Tabelle 89:	Bündelung der Instrumente im MMS.....	231
Tabelle 91:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS)	232
Tabelle 92:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MWMS).....	233
Tabelle 93:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS	239
Tabelle 94:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS.....	239
Tabelle 95:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien	240
Tabelle 96:	Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS und MWMS	244
Tabelle 97:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung	245
Tabelle 98:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS	246

Tabelle 99:	Umsetzung und Annahmen für die Bewertung der Instrumente im Landwirtschaftssektor im MWMS247
Tabelle 100:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MWMS.....247
Tabelle 101:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS251
Tabelle 102:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige zwischen 1990 und 2050.....252
Tabelle 103:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung253
Tabelle 104:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS253
Tabelle 105:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2025 und 2050 im MMS.....258
Tabelle 106:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2025 und 2050 im MWMS258
Tabelle 107:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien259
Tabelle 108:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung260
Tabelle 109:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS261
Tabelle 110:	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MWMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung262
Tabelle 111:	Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im LULUCF-Sektor im MWMS (Zusatzwirkung zum MMS*)263
Tabelle 112:	Klassifikation der Instrumententypen278
Tabelle 113:	Branchenstruktur von FORECAST-Industry (angelehnt an AGEB)283
Tabelle 114:	ESR-Emissionen im MMS und MWMS, 2021 bis 2030299
Tabelle 115:	Für den ESR-Zielpfad genutzte Daten, in Mio. t CO ₂ -Äq.....299
Tabelle 116:	Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO ₂ -Äq.300
Tabelle 117:	Treibhausgasemissionen im MWMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO ₂ -Äq.301

Table 1:	Development of overall greenhouse gas emissions as compared in the scenarios, 2021-2050	33
Table 2:	Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission volumes as compared in the scenarios, 2021-2050	34
Table 3:	Development of greenhouse gas emissions in the sectors LULUCF, international aviation and maritime transport as compared in the scenarios, 2021-2050	35

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ANK	Aktionsprogramm „Natürlicher Klimaschutz“
BEG	Bundesförderung effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (engl.: Battery Electric Vehicle)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BEG EM	Bundesförderung für effiziente Gebäude Einzelmaßnahmen
BWS	Bruttowertschöpfung
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CCS	Carbon Capture and Storage
CH₄	Methan
CNG	Verdichtetes Erdgas (engl.: Compressed Natural Gas)
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	CO ₂ -Äquivalente
CO2KostAufG	Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten
CRF	Common Reporting Format
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DOC	Degradable Organic Carbon
DRI	Direktreduktion von Eisenerz (engl.: direct reduced iron)
EBN	Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme
E-Bus/ -Pkw/ -Lkw	Elektrobus/ -Pkw/ -Lkw
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EED	EU-Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEN	Initiative Energieeffizienznetzwerke
EEV	Endenergieverbrauch
EffSTRA	Energieeffizienzstrategie
EHS	Emissionshandel
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnSimiMaV	Mittelfristenergieversorgungssicherungsmaßnahmenverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESR	Effort Sharing Regulation (EU-Klimaschutzverordnung)

EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowance
EV	Elektrofahrzeug (engl.: Electric Vehicle)
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (engl.: Fuel Cell Electric Vehicle)
Fkm	Fahrzeugkilometer
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gt	Gigatonne
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential
GuD	Gas und Dampf
H₂	Wasserstoff (engl. Hydrogen)
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe
IEEKN	Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke
IND	Industrie
IPCEI	Important Projects of Common European Interest (strategische Förderprojekte der EU zu bestimmten Themen)
JEM	Jahresemissionsmenge
KFN	Förderung Klimafreundlicher Neubau
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
KMU	Klein- und mittelständische Unternehmen
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSPr 2030	Klimaschutzprogramm 2030
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Autogas (engl.: Liquefied Petroleum Gas)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MAC	Mobile Air Condition (Systems)
MBA	Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlage
MiD	Mobilität in Deutschland
MIE	Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz

MEPS	Mindestanforderungen für die Energieeffizienz
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
N₂O	Lachgas (Distickstoffmonoxid)
NE	Not estimated
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NFz	Nutzfahrzeug
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NPM	Nationale Plattform Zukunft der Mobilität
NTC	Net Transfer Capacity
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
NZL	Neuzulassung
ODS	Ozonabbauende Stoffe (engl.: ozone-depleting substances)
OMS	Ohne-Maßnahmen-Szenario
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖV	Öffentlicher Verkehr
p.a.	Pro Jahr (per annum)
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-in-Hybrid Fahrzeug (engl.: plug-in hybrid electric vehicle)
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
ProFI	Projektionsmodell für F-Gas-Emissions-Inventare
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
SF₆	Schwefelhexafluorid
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SpaEfV	Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung
SPFV	Schienenpersonenfernverkehr
StBA	Statistisches Bundesamt
StromStG	Stromsteuergesetz
TCO	Gesamtbetriebskosten (engl.: Total Cost of Ownership)
THG	Treibhausgas

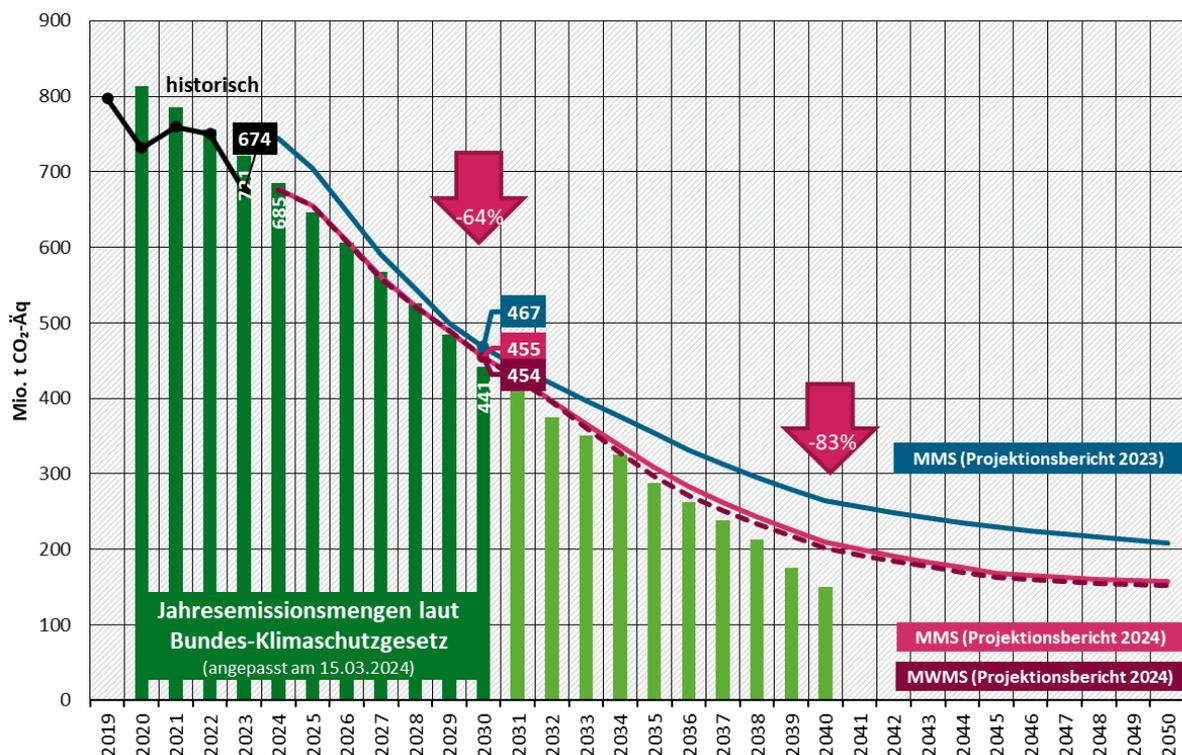
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Conference on Climate Change
UPG	Unternehmen des Produzierenden Gewerbes
WIRPOL	Wirkmodell Politikinstrumente
WLTP	Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure
zGG	Zulässiges Gesamtgewicht
ZLEV	niedrig emittierenden Pkw (engl.: zero and low emitting vehicles)
ZSE	Zentrales System Emissionen

Zusammenfassung

Hinweis

Es wird darauf hingewiesen, dass Projektionen nicht als Prognose kommender Jahre missverstanden werden dürfen. Für Projektionen werden Modelle eingesetzt, die eine langjährige, plausible Emissionsentwicklung unter den Bedingungen und Annahmen zum Start des Modellierungszeitpunktes projizieren. Auftretende Sondereffekte und unvorhergesehene, kurzfristige Ereignisse, wie z. B. die Energiekrise des Jahres 2022 oder Haushaltskürzungen nach Modellierungsbeginn, 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.

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2019 und 2050 im MMS und MWMS (ohne LULUCF)²



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; Inventardaten und Jahresemissionsmengen: UBA (2024b)

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 heruntergebrochen³. Bis zum Jahr 2040 sollen die Treibhausgasemissionen um

² Detaillierte, jährliche Daten sowie Kernindikatoren sind im Anhang A.1 zu finden.

³ Am 26. April 2024 wurde das KSG vom Bundestag novelliert. Die Verabschiedung durch den Bundesrat erfolgte am 17. Mai 2024. Das neue Gesetz sieht eine sektorübergreifende Betrachtung vor. Die Ausfertigung durch den Bundespräsidenten stand zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch aus. Aus diesem Grund basiert dieser Bericht auf der zum Zeitpunkt der Berichterstellung gültigen Versionen des KSG (einschließlich Jahresemissionsmengen). Es werden jedoch entsprechende Hinweise auf die Wirkung des novellierten KSG auf die Projektionsergebnisse gemacht.

88 % reduziert werden und bis zum Jahr 2045 soll Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden.

Im Projektionsbericht 2024 werden zwei Szenarien beschrieben: Das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) modelliert und analysiert die Wirkung bereits implementierter und beschlossener Klimaschutzinstrumente. Das zweite Szenario ist das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), in dem zusätzlich von der Bundesregierung geplante Klimaschutzinstrumente berücksichtigt werden.

Die Projektion erfolgt entlang der im KSG definierten Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF). 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 knapp 64 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 projiziert. Im MWMS gibt es kaum zusätzliche Emissionsminderungen, aber Verschiebungen zwischen den Sektoren. Bis zum Jahr 2050 projiziert das MMS eine Emissionsreduktion von gut 87 %, das MWMS mit 88 % eine etwas höhere Emissionsreduktion. Im Jahr 2045 stehen im MMS Gesamtemissionen in Höhe von 169 Mio. t CO₂-Äq. einer Emissionssenke des LULUCF-Sektors in Höhe von 2 Mio. t CO₂-Äq. gegenüber. Im MWMS reduzieren sich die Gesamtemissionen 2045 auf knapp 163 Mio. t CO₂-Äq. und die LULUCF-Senke liegt ebenfalls bei 2 Mio. t CO₂-Äq. Das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 wird also in beiden Szenarien deutlich verfehlt.

Szenarien, die in das Jahr 2050 reichen, sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Annahmen und verwendeter Methodik können andere Verläufe über die Reduktionswirkung von einzelnen Maßnahmen 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 eine heterogene Entwicklung projiziert:

In der Energiewirtschaft geschieht der Großteil der Emissionsreduktionen bereits bis zum Jahr 2030. Dies liegt vor allem am vorgezogenen Kohleausstieg und dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Daher ist die Energiewirtschaft ab etwa 2027 nicht mehr die größte Emissionsquelle. Nach 2030 verlangsamt sich die Emissionsreduktion deutlich. Im MMS haben die erneuerbaren Energien 2030 einen Anteil von 74 % am Bruttostromverbrauch. Im MWMS führen die zusätzlichen Maßnahmen in den Nachfragesektoren zu einem deutlich höheren Stromverbrauch, daher liegt der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in diesem Szenario mit 72 % etwas niedriger.

In der Industrie sinken die Emissionen zwischen 1990 und 2030 im MMS um 56 % und im MWMS um 58 %. Die wirkmächtigsten Instrumente sind die Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren, der EU-Emissionshandel und das Maßnahmenbündel zur Steigerung der Energieeffizienz. In beiden Szenarien liegen die projizierten jährlichen Emissionen unter den im KSG festgelegten Jahresemissionsmengen für alle Jahre von 2024 bis 2030. Um 2027 wird die Industrie zur größten Emissionsquelle und verbleibt dies bis etwa 2040.

Im Gebäudesektor wird die Lücke zum KSG-Pfad in beiden Szenarien u.a. durch politische Instrumentierung gegenüber dem letzten Projektionsbericht 2023 deutlich reduziert. Durch die Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetzes bzw. der Nutzungspflicht von 65 % erneuerbaren Energien bei neu installierten Heizungen wird bereits im MMS die Jahresemissionsmenge im Jahr

2030 nahezu erreicht. Im MWMS werden durch Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude und ambitionierte Effizienzanforderungen im Neubau und der Sanierung die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 um weitere 2 Mio. t CO₂-Äq. reduziert.

Im Verkehr werden die Ziele des KSG bis 2030 jährlich verfehlt und es baut sich im MMS eine Zielverfehlung in Höhe von 180 Mio. t CO₂-Äq. auf, die sich durch die vorgeschlagenen Maßnahmen im MWMS auf 176 Mio. t CO₂-Äq. verringert. Der Pkw-Bestand weist sowohl im MMS als auch im MWMS im Jahr 2030 10,7 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) auf und bleibt daher hinter der Zielgröße von 15 Mio. BEV im Jahr 2030 im Pkw-Bestand zurück.

Im KSG-Sektor Landwirtschaft werden die Ziele des KSG in beiden Szenarien übererfüllt. Zum einen führen zurückgehende Tierbestände und geringere Stickstoff-Ausbringungsmengen zu sinkenden Emissionen. Zum anderen führten methodische Verbesserungen in der Berechnung im Treibhausgasinventar dazu, dass sowohl für historische Jahre als auch in der Projektion die Emissionen der Landwirtschaft deutlich niedriger liegen.⁴ Langfristig (nach 2040) wird die Landwirtschaft zur größten Emissionsquelle.

Die Emissionen im KSG-Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges reduzieren sich bis 2030 deutlich. Gründe dafür sind eine Ausweitung der Maßnahmen zur Deponiebelüftung, der optimierten Gaserfassung sowie der Reduktion der Lebensmittelabfälle. Die Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von 5,3 Mio. t CO₂-Äq. wird um rund 1 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Betrachtet man den gesamten Zeitraum 2024 bis 2030, ergibt sich eine deutliche Zielübererfüllung⁵.

Für den LULUCF-Sektor legt das KSG Zielwerte für Emissionssenkungen für die Jahre 2030, 2040 und 2045 fest.⁶ Diese werden aufgrund der verringerten Waldsenke und der weiterhin hohen Emissionen aus organischen Böden in beiden Szenarien nicht erreicht.

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

Um Abweichungen der Ergebnisse durch veränderte Annahmen besser abschätzen zu können, wurden insgesamt 16 Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Untersucht wurde ein niedrigeres Wirtschaftswachstum, das zu 0,1 Prozentpunkten mehr Emissionsreduktion im Jahr 2030 und 0,3 Prozentpunkten im Jahr 2050 führt. Sensitivitäten mit höherem oder niedrigerem Bevölkerungsstand führen langfristig zu etwa 5 bis 6 Mio. t CO₂-Äq. höheren bzw. niedrigeren Emissionen. Außerdem wurden mehrere Sensitivitäten zu Brennstoff- und CO₂-Preisen gerechnet, die teils zu höheren, teils zu niedrigeren Emissionen führen. Zudem zeigt eine Sensitivität im Industriesektor, dass eine niedrigere industrielle Produktion zu bis zu 13 Mio. t CO₂-Äq. niedrigeren Emissionen führt. Zuletzt zeigen mehrere Sensitivitäten, dass veränderte Annahmen zu Lebensdauern von Heizungssystemen kurzfristig (bis 2025) zu bis zu 2 Mio. t CO₂-Äq. Mehr- oder Minderemissionen führen können.

⁴ Für das Jahr 2020 liegen die Emissionen der Landwirtschaft um etwa 3,6 % niedriger als in der Submission 2021 im März 2021 berichtet.

⁵ Methodische Verbesserungen in der Berechnung des Treibhausgasinventars führen dazu, dass für historische Jahre die Emissionen des Abfallsektors in der Submission von 2024 niedriger liegen als in früheren Submissions. Dies beeinflusst auch die Ergebnisse der Projektionen, so dass sich eine deutlichere Zielübererfüllung als bislang ergibt.

⁶ 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 2040, jeweils berechnet als Mittelwert des jeweiligen Zieljahres und der drei vorhergehenden Kalenderjahre.

Tabelle 1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2021-2050

Sektor	Einheit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamt (ohne LULUCF)								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	761,3	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8	157,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	761,3	655,1	453,8	296,3	202,1	162,9	152,5
Nationales Klimaschutzziel nach Klimaschutzgesetz (KSG)	Mio. t CO ₂ -Äq.	785,5	646,2	441,0	287,8	150,2		
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-39,2</i>	<i>-47,6</i>	<i>-63,7</i>	<i>-75,3</i>	<i>-83,2</i>	<i>-86,5</i>	<i>-87,4</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-39,2</i>	<i>-47,6</i>	<i>-63,7</i>	<i>-76,3</i>	<i>-83,8</i>	<i>-87,0</i>	<i>-87,8</i>
Kumulierte Emissionen MMS ab 2024	Mio. t CO ₂ -Äq.		1.332,6	3.967,8	5.805,0	7.029,7	7.948,5	8.753,0
Kumulierte Emissionen MWMS ab 2024	Mio. t CO ₂ -Äq.		1.331,8	3.962,6	5.767,1	6.942,7	7.829,6	8.608,1
Kumulierte Minderung MWMS ggü. MMS ab 2024	Mio. t CO ₂ -Äq.		0,8	5,2	37,8	86,9	118,9	144,9

Quelle: UBA (2023a), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

Tabelle 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Sektoren mit Jahresemissionsmengen im Vergleich der Szenarien, 2021-2050

Sektor	Einheit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewirtschaft								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	245,6	201,6	91,5	60,3	38,0	37,1	40,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	245,6	202,5	98,8	56,8	36,9	36,8	40,4
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-48,3</i>	<i>-57,5</i>	<i>-80,7</i>	<i>-87,3</i>	<i>-92,0</i>	<i>-92,2</i>	<i>-91,5</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-48,3</i>	<i>-57,3</i>	<i>-79,2</i>	<i>-88,0</i>	<i>-92,2</i>	<i>-92,2</i>	<i>-91,5</i>
Industrie								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	181,9	149,2	122,4	81,9	59,6	51,8	50,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	181,9	148,9	117,4	78,2	57,7	49,0	47,5
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-34,7</i>	<i>-46,5</i>	<i>-56,1</i>	<i>-70,6</i>	<i>-78,6</i>	<i>-81,4</i>	<i>-81,9</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-34,7</i>	<i>-46,6</i>	<i>-57,9</i>	<i>-71,9</i>	<i>-79,3</i>	<i>-82,4</i>	<i>-83,0</i>

Sektor	Einheit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gebäude								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	119,5	96,2	67,9	40,2	21,6	7,7	4,0
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	119,5	95,9	66,2	36,7	19,2	6,5	3,6
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-43,1</i>	<i>-54,2</i>	<i>-67,6</i>	<i>-80,9</i>	<i>-89,7</i>	<i>-96,3</i>	<i>-98,1</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-43,1</i>	<i>-54,3</i>	<i>-68,5</i>	<i>-82,5</i>	<i>-90,9</i>	<i>-96,9</i>	<i>-98,3</i>
Verkehr								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	146,1	144,0	111,1	67,3	32,6	14,9	5,9
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	146,1	143,4	110,4	66,2	31,8	14,6	5,7
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-10,5</i>	<i>-11,8</i>	<i>-31,9</i>	<i>-58,7</i>	<i>-80,0</i>	<i>-90,8</i>	<i>-96,4</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-10,5</i>	<i>-12,1</i>	<i>-32,3</i>	<i>-59,4</i>	<i>-80,5</i>	<i>-91,1</i>	<i>-96,5</i>
Landwirtschaft								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	62,4	59,4	57,5	55,6	54,4	53,9	53,5
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	62,4	59,4	56,8	54,7	53,2	52,5	51,9
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-25,0</i>	<i>-28,7</i>	<i>-30,9</i>	<i>-33,1</i>	<i>-34,7</i>	<i>-35,2</i>	<i>-35,8</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-25,0</i>	<i>-28,7</i>	<i>-31,8</i>	<i>-34,3</i>	<i>-36,1</i>	<i>-36,9</i>	<i>-37,7</i>
Abfallwirtschaft & Sonstige								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-86,0</i>	<i>-88,1</i>	<i>-89,9</i>	<i>-91,0</i>	<i>-91,6</i>	<i>-91,8</i>	<i>-92,0</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>-86,0</i>	<i>-88,1</i>	<i>-89,9</i>	<i>-91,0</i>	<i>-91,6</i>	<i>-91,8</i>	<i>-92,0</i>

Quelle: UBA (2023a), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

Tabelle 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren LULUCF, internationaler Luft- und Seeverkehr im Vergleich der Szenarien, 2021-2050

Sektor	Einheit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	2,6	2,0	-1,3	-3,2	-0,2	1,6	4,5
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	2,6	1,9	-2,2	-5,2	-3,1	-2,3	0,1
Internationaler Luft- und Seeverkehr								
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	22,1	36,6	41,9	40,1	40,0	39,8	35,7

Sektor	Einheit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	22,1	36,6	41,9	40,1	40,0	39,8	35,7
<i>Minderung MMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>15,4</i>	<i>90,9</i>	<i>118,8</i>	<i>109,7</i>	<i>109,0</i>	<i>108,0</i>	<i>86,7</i>
<i>Minderung MWMS ggü. 1990</i>	<i>Prozent</i>	<i>15,4</i>	<i>90,9</i>	<i>118,8</i>	<i>109,7</i>	<i>109,0</i>	<i>108,0</i>	<i>86,7</i>

Quelle: UBA (2023a), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

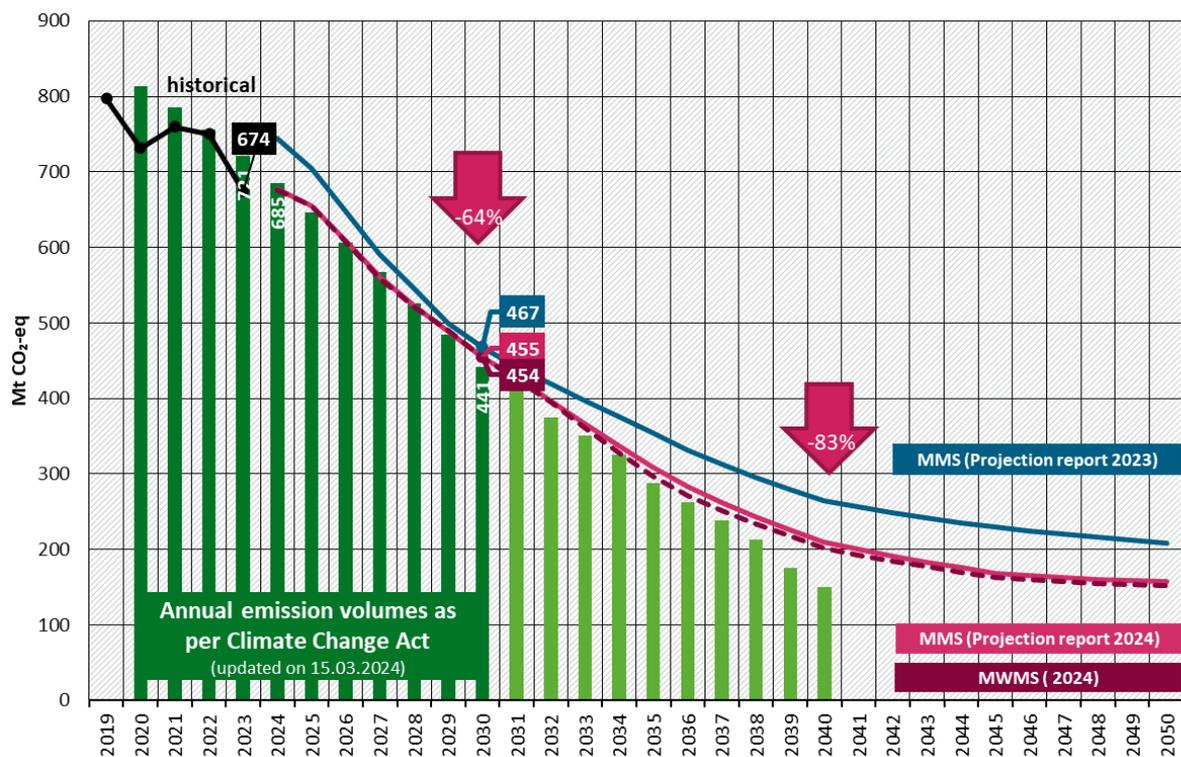
Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

Summary

Disclaimer

It should be noted that projections are not to be understood as a forecast of future years. For the projections, models are used that project a long-term, plausible emission development under the conditions and assumptions at the start of the modelling process. Special occurrences and unforeseen, short-term events, such as the 2022 energy crisis or cuts to Germany's national budget after modelling had begun, cannot be integrated methodologically or can be integrated only to a limited extent, but were partly reflected in the assumptions. Against this background, near-term projection years should not be interpreted without considering when the modelling was carried out.

Figure 1: Development of greenhouse gas emissions in Germany between 2019 and 2050 in MMS and MWMS (without LULUCF)⁷



Source: Modelling: Oeko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; inventory data: UBA (2024b)

With the Federal Climate Change Act (KSG), Germany has put in place a legal framework for its climate protection goals. By 2030, greenhouse gas emissions need to be reduced by at least 65 % compared to the reference year of 1990. This goal has been broken down into sector targets.⁸ By 2040, greenhouse gas emissions need to be reduced by 88 %. Germany intends to reach net greenhouse gas neutrality by 2045.

The 2024 Projection Report focuses on two scenarios. The with existing measures scenario (referred to by its German acronym MMS) projects the effects of policies and measures already in

⁷ Detailed annual data and core indicators can be found in Annex A.1.

⁸ The German Federal Parliament amended the Climate Change Act on 26 April 2024. The new version of the Act provides for a cross-sectoral approach. At the time of writing, the new Act has not been authorized by the Federal President. For this reason, this report is based on the version of the Act (including sector targets) valid at the time of writing. However, reference is made to the effect of the amended Act on the projection results.

place. The with additional measures scenario (referred to by its German acronym MWMS) also considers additional measures currently planned by the German government.

In both scenarios, the projected emissions are shown for the sectors defined in the Climate Change Act: energy, industry, buildings, transport, agriculture, waste management and other and land use, land use change and forestry (LULUCF). Emissions from international aviation and maritime transport are modelled and reported as memo items.

By 2030, the existing measures are projected to reduce emissions by approx. 64 % compared to the reference year 1990. By 2030, the existing measures are projected to reduce emissions by approx. 64 % compared to the reference year 1990. There are hardly any additional emission reductions in the MWMS, but there are shifts between the sectors. The MMS projects emission reductions of approx. 87 % and the MWMS slightly higher emission reductions of 88 % by 2050. In 2045 in the MMS, the total emissions of 169 Mt CO₂eq are counterpointed by a decrease of 2 Mt CO₂eq in the LULUCF sector. In 2045 in the MWMS, the total emissions decrease to approx. 163 Mt CO₂eq and the LULUCF sink amounts to 2 Mt CO₂eq. The target of net greenhouse gas neutrality by 2045 is therefore clearly missed in both scenarios.

Scenarios that extend into the year 2050 include considerable uncertainties. Depending on the assumptions and the methodology used, different trajectories can be projected for the reduction effect of individual policies and measures. Other studies prepared on behalf of the German government by ministerial departments may thus come to different results.

The modelling projects heterogeneous developments for the individual sectors:

In the energy sector, the majority of emission reductions are projected to take place by 2030, mainly due to the early coal phase-out and the strong expansion of renewable energies. As a result, the energy industry will no longer be the largest source of emissions from around 2027. After 2030, emission reductions are projected to slow down substantially. In the MMS, renewable energies have a 74 % share of gross electricity consumption in 2030. In the MWMS, the additional measures in the demand sectors lead to a substantially higher electricity consumption. As a result, the renewable share of gross electricity consumption in 2030 in the MWMS is, at 72 %, lower than in the MMS.

In the industry sector, emissions are projected to decrease by 56 % in the MMS and by 58 % in the MWMS between 2023 and 2030. The most effective policies and measures in this sector are the programs to promote the introduction of climate-friendly manufacturing processes, the EU Emissions Trading System (EU ETS) and a package of measures to increase energy efficiency. In both scenarios, the projected annual emissions are lower than the annual emission levels set in the Federal Climate Change Act for all years from 2024 to 2030. By around 2027, industry will be the largest source of emissions and will remain so until around 2040.

In the buildings sector, the gap to achieving the target path laid down in the Federal Climate Change Act is substantially reduced in both scenarios by means of policy instruments compared to the 2023 Projection Report. The adoption of the Building Energy Act and the obligation to use 65% renewable energy in newly installed heating systems means that the sector target is almost achieved in 2030 in the MMS. In the MWMS, minimum efficiency standards for non-residential buildings and ambitious efficiency requirements for new buildings and refurbishments will reduce greenhouse gas emissions by a further 2 Mt CO₂eq in 2030.

In the transport sector, the targets in the Federal Climate Change Act are projected to be missed for every year up to 2030 and a gap of 180 Mt CO₂eq to meeting the target will open up in the MMS. This is projected to decrease to 176 Mt CO₂eq when the additional measures of the MWMS are considered. In the MMS, the passenger car fleet is projected to amount to 10.7 million battery

electric vehicles (BEVs) in 2030 and therefore falls short of the target of 15 million BEVs in the passenger car fleet in 2030.

In the agriculture sector, the Federal Climate Change Act targets are projected to be overachieved in both scenarios. On the one hand, declining livestock numbers and lower nitrogen application rates lead to falling emissions. On the other hand, methodological improvements in the calculation in the greenhouse gas inventory have led to agricultural emissions being significantly lower for historical years and thus also in the projection.⁹ In the long term (after 2040), agriculture will become the largest source of emissions.

Emissions in the sector of waste management and other are projected to decline substantially by 2030. The reasons for this are an expansion of measures for landfill aeration, optimised gas collection and the reduction of food waste. However, the sector target for 2030 of 5.3 Mt CO₂eq is projected to be underachieved by almost 1 Mt CO₂eq. When the entire period from 2023 to 2030 is considered, however, the target is substantially overachieved.¹⁰

For the LULUCF sector, the Federal Climate Change Act sets emission reduction targets for the years 2030, 2040 and 2045.¹¹ These are projected to be missed in both scenarios due to the decreased forest sink and the continuing high emissions from organic soils.

In both scenarios, emissions attributable to the EU ETS are projected to decline more strongly than those covered by the Effort Sharing Regulation (ESR). Within the ESR emissions, the CO₂ fuel emissions in the National Emissions Trading System (nEHS) are projected to be reduced more than other emissions. The ESR targets for Germany are projected to be clearly missed.

A total of sixteen sensitivity analyses were carried out. This helps to better estimate potential deviations in the results due to changed assumptions. Lower economic growth was analysed, which increases the emissions reduction by 0.1 percentage points in 2030 and by 0.3 percentage points in 2050. Sensitivities with higher or lower population levels lead to higher or lower emissions of approx. 5 to 6 Mt CO₂eq in the long term. In addition, several sensitivities to fuel and CO₂ prices were calculated, some of which lead to higher and some to lower emissions. In addition, a sensitivity in the industrial sector shows that lower industrial production leads to lower emissions of up to 13 Mt CO₂eq. Finally, several sensitivities show that changed assumptions regarding the lifespan of heating systems can lead to higher or lower emissions of up to 2 Mt CO₂eq in the short term (up to 2025).

Table 1: Development of overall greenhouse gas emissions as compared in the scenarios, 2021-2050

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total (without LULUCF)								
MMS	Mt CO ₂ eq	761.3	655.2	454.7	309.1	209.7	168.8	157.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	761.3	655.1	453.8	296.3	202.1	162.9	152.5

⁹ For the reference year 2019, emissions from agriculture are approximately 5 % lower than before.

¹⁰ Methodological improvements in the calculation of the greenhouse gas inventory mean that emissions from the waste sector for historical years are lower in the 2024 submission than in previous submissions. This also influences the results of the projections, resulting in a clearer over-fulfilment of the target than before.

¹¹ These targets are 25 Mt CO₂eq for 2030, 35 Mt CO₂eq for 2040 and 40 Mt CO₂eq for 2040, each calculated as the average value of the respective target year and the three preceding calendar years.

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
National mitigation target of Federal Climate Change Act (KSG)	Mt CO ₂ eq	785.5	646.2	441.0	287.8	150.2		
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-39.2</i>	<i>-47.6</i>	<i>-63.7</i>	<i>-75.3</i>	<i>-83.2</i>	<i>-86.5</i>	<i>-87.4</i>
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-39.2</i>	<i>-47.6</i>	<i>-63.7</i>	<i>-76.3</i>	<i>-83.8</i>	<i>-87.0</i>	<i>-87.8</i>
Cumulative emissions MMS from 2023	Mt CO ₂ eq		1,332.6	3,967.8	5,805.0	7,029.7	7,948.5	8,753.0
Cumulative emissions MWMS from 2023	Mt CO ₂ eq		1,331.8	3,962.6	5,767.1	6,942.7	7,829.6	8,608.1
Cumulative mitigation MWMS compared to MMS from 2023	Mt CO ₂ eq		0.8	5.2	37.8	86.9	118.9	144.9

Source: UBA (2023a), Modelling Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data is to be found in an Excel file which is published separately (Annex A.1).

Table 2: Development of greenhouse gas emissions in sectors with annual emission volumes as compared in the scenarios, 2021-2050

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energy								
MMS	Mt CO ₂ eq	245.6	201.6	91.5	60.3	38.0	37.1	40.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	245.6	202.5	98.8	56.8	36.9	36.8	40.4
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-48.3</i>	<i>-57.5</i>	<i>-80.7</i>	<i>-87.3</i>	<i>-92.0</i>	<i>-92.2</i>	<i>-91.5</i>
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-48.3</i>	<i>-57.3</i>	<i>-79.2</i>	<i>-88.0</i>	<i>-92.2</i>	<i>-92.2</i>	<i>-91.5</i>
Industry								
MMS	Mt CO ₂ eq	181.9	149.2	122.4	81.9	59.6	51.8	50.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	181.9	148.9	117.4	78.2	57.7	49.0	47.5
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-34.7</i>	<i>-46.5</i>	<i>-56.1</i>	<i>-70.6</i>	<i>-78.6</i>	<i>-81.4</i>	<i>-81.9</i>
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-34.7</i>	<i>-46.6</i>	<i>-57.9</i>	<i>-71.9</i>	<i>-79.3</i>	<i>-82.4</i>	<i>-83.0</i>
Buildings								
MMS	Mt CO ₂ eq	119.5	96.2	67.9	40.2	21.6	7.7	4.0
MWMS	Mt CO ₂ eq	119.5	95.9	66.2	36.7	19.2	6.5	3.6
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>-43.1</i>	<i>-54.2</i>	<i>-67.6</i>	<i>-80.9</i>	<i>-89.7</i>	<i>-96.3</i>	<i>-98.1</i>

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-43.1	-54.3	-68.5	-82.5	-90.9	-96.9	-98.3
Transport								
MMS	Mt CO ₂ eq	146.1	144.0	111.1	67.3	32.6	14.9	5.9
MWMS	Mt CO ₂ eq	146.1	143.4	110.4	66.2	31.8	14.6	5.7
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-10.5	-11.8	-31.9	-58.7	-80.0	-90.8	-96.4
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-10.5	-12.1	-32.3	-59.4	-80.5	-91.1	-96.5
Agriculture								
MMS	Mt CO ₂ eq	62.4	59.4	57.5	55.6	54.4	53.9	53.5
MWMS	Mt CO ₂ eq	62.4	59.4	56.8	54.7	53.2	52.5	51.9
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-25.0	-28.7	-30.9	-33.1	-34.7	-35.2	-35.8
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-25.0	-28.7	-31.8	-34.3	-36.1	-36.9	-37.7
Waste management and other								
MMS	Mt CO ₂ eq	5.8	4.9	4.2	3.8	3.5	3.4	3.3
MWMS	Mt CO ₂ eq	5.8	4.9	4.2	3.8	3.5	3.4	3.3
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-86.0	-88.1	-89.9	-91.0	-91.6	-91.8	-92.0
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	-86.0	-88.1	-89.9	-91.0	-91.6	-91.8	-92.0

Source: UBA (2023a), Modelling Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data is to be found in an Excel file which is published separately (Annex A.1).

Table 3: Development of greenhouse gas emissions in the sectors LULUCF, international aviation and maritime transport as compared in the scenarios, 2021-2050

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LULUCF								
MMS	Mt CO ₂ eq	2.6	2.0	-1.3	-3.2	-0.2	1.6	4.5
MWMS	Mt CO ₂ eq	2.6	1.9	-2.2	-5.2	-3.1	-2.3	0.1
International aviation and maritime transport								
MMS	Mt CO ₂ eq	22.1	36.6	41.9	40.1	40.0	39.8	35.7
MWMS	Mt CO ₂ eq	22.1	36.6	41.9	40.1	40.0	39.8	35.7

Sector	Unit	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Mitigation MMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>15.4</i>	<i>90.9</i>	<i>118.8</i>	<i>109.7</i>	<i>109.0</i>	<i>108.0</i>	<i>86.7</i>
<i>Mitigation MWMS compared to 1990</i>	<i>Percent</i>	<i>15.4</i>	<i>90.9</i>	<i>118.8</i>	<i>109.7</i>	<i>109.0</i>	<i>108.0</i>	<i>86.7</i>

Source: UBA (2023a), Modelling Oeko-Institut, Fraunhofer ISI and IREES

Note: Further data is to be found in an Excel file which is published separately (Annex A.1).

Kernindikatoren

Tabelle 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Sektor	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumulierte Lücke (2024 bis 2030)
Gesamt									
Minderungsziel Bundes-Klimaschutzgesetz 2021	% Minderung			65%	77%	88%			
MMS gesamt (ohne LULUCF)	Mio. t CO ₂ -Äq.	677	655	455	309	210	169	157	
MMS gesamt (ohne LULUCF)	% Minderung	-46%	-48%	-64%	-75%	-83%	-87%	-87%	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-7	9	14					10
MWMS gesamt (ohne LULUCF)	Mio. t CO ₂ -Äq.	677	655	454	296	202	163	152	
MWMS gesamt (ohne LULUCF)	% Minderung	-46%	-48%	-64%	-76%	-84%	-87%	-88%	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-8	9	13					5
Energiewirtschaft									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	220	201	108					
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	212	202	92	60	38	37	40	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-7	0	-16					-119
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-55%	-58%	-81%	-87%	-92%	-92%	-92%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	213	203	99	57	37	37	40	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-7	1	-9					-96
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-55%	-57%	-79%	-88%	-92%	-92%	-91%	
Industrie									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	169	161	122					
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	151	149	122	82	60	52	50	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-17	-11	1					-37
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-46%	-46%	-56%	-71%	-79%	-81%	-82%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	151	149	117	78	58	49	47	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-17	-12	-4					-52
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-46%	-47%	-58%	-72%	-79%	-82%	-83%	

Sektor	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumulierte Lücke (2024 bis 2030)
Gebäude									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	96	91	66					
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	101	96	68	40	22	8	4	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	6	5	2					32
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-52%	-54%	-68%	-81%	-90%	-96%	-98%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	101	96	66	37	19	7	4	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	5	5	0					26
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-52%	-54%	-68%	-83%	-91%	-97%	-98%	
Verkehr									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	125	120	82					
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	147	144	111	67	33	15	6	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	22	24	29					180
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-10%	-12%	-32%	-59%	-80%	-91%	-96%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	147	143	110	66	32	15	6	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	22	24	28					176
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-10%	-12%	-32%	-59%	-81%	-91%	-96%	
Landwirtschaft									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	67	65	58					
MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	60	59	57	56	54	54	53	
Abweichung MMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-7	-6	-1					-29
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-28%	-29%	-31%	-33%	-35%	-35%	-36%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	60	59	57	55	53	53	52	
Abweichung MWMS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-8	-6	-2					-31
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-28%	-29%	-32%	-34%	-36%	-37%	-38%	
Abfallwirtschaft & Sonstiges									
KSG-Jahresemissionsmenge	Mio. t CO ₂ -Äq.	8	8	5					
MMS = MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	5	5	4	4	3	3	3	
Abweichung M(W)MS/KSG	Mio. t CO ₂ -Äq.	-3	-3	-1					-17

Sektor	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumulierte Lücke (2024 bis 2030)
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-88%	-88%	-90%	-91%	-92%	-92%	-92%	

nachrichtlich:

LULUCF

MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	0	2	-1	-3	0	2	5	
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-98%	-94%	-104%	-110%	-101%	-95%	-86%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	0	2	2	5	3	2	0	
Minderung ggü. 1990	% Minderung	-99%	-94%	-107%	-116%	-110%	-107%	-100%	

Internationaler Luft- und Seeverkehr

MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	35	37	42	40	40	40	36	
Minderung ggü. 1990	% Minderung	84%	91%	119%	110%	109%	108%	87%	
MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	35	37	42	40	40	40	36	
Minderung ggü. 1990	% Minderung	84%	91%	119%	110%	109%	108%	87%	

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut

Tabelle 5: Wesentliche Rahmendaten, 2024-2050

Parameter	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung	Mio.	84,7	84,9	85,3	85,2	85,0	84,6	84,1
Bruttoinlandsprodukt								
Absolut	Mrd. € ₂₀₂₂	3.916,7	3.977,2	4.107,5	4.301,9	4.590,6	4.887,2	5.203,0
Prozent ggü. Vorjahr	Prozent	1,3	1,5	0,7	1,1	1,4	1,3	1,3
CO₂-Zertifikatspreis	€ ₂₀₂₂ /EUA	81,9	84,2	122,1	140,2	160,5	169,6	180,9
BEHG-Preis	€ ₂₀₂₂ /t CO ₂	36,4	44,9	101,3	146,5	182,0	209,4	229,9

Quelle: Mendelevitch et al. (2024)

Tabelle 6: Entwicklung energiebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Primärenergieverbrauch								
MMS	PJ	11.005	10.916	10.148	9.410	8.925	8.799	8.843
MWMS	PJ	11.001	10.915	10.152	9.309	8.826	8.717	8.768

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MMS	TWh	3.057	3.032	2.819	2.614	2.479	2.444	2.456
MWMS	TWh	3.056	3.032	2.820	2.586	2.452	2.421	2.436
Endenergieverbrauch								
MMS	PJ	8.316	8.294	7.883	7.247	6.767	6.463	6.366
MWMS	PJ	8.312	8.288	7.815	7.107	6.627	6.336	6.238
MMS	TWh	2.310	2.304	2.190	2.013	1.880	1.795	1.768
MWMS	TWh	2.309	2.302	2.171	1.974	1.841	1.760	1.733

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut

Tabelle 7: Entwicklung von Nachfrage und Produktion neuer Treib- und Brennstoffe im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrische Leistung Elektrolyseure (Wasserstoff und PtL)								
MMS	GW	1,4	2,8	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0
MWMS	GW	1,4	2,8	11,3	17,4	22,4	27,4	32,4
Nachfrage nach Elektrolysewasserstoff								
MMS	PJ	3	6	85	326	431	441	415
MWMS	PJ	3	6	99	370	458	463	429
MMS	TWh	0,9	1,8	23,7	90,6	119,6	122,4	115,3
MWMS	TWh	0,9	1,8	27,5	102,8	127,2	128,6	119,1
Inländische Wasserstoffproduktion								
MMS	PJ	3	6	85	150	204	258	312
MWMS	PJ	3	6	99	221	258	307	353
MMS	TWh	0,9	1,8	23,7	41,7	56,7	71,7	86,7
MWMS	TWh	0,9	1,7	27,5	61,3	71,8	85,4	98,1
Wasserstoffimport								
MMS	PJ	0	0	0	176	227	183	103
MWMS	PJ	0	0	0	149	200	155	76
MMS	TWh	0,0	0,0	0,0	48,9	62,9	50,7	28,6

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	TWh	0,0	0,0	-0,1	41,5	55,4	43,2	21,0
Inländischer Stromverbrauch der Elektrolyseure								
MMS	PJ	5	9	118	200	273	345	417
MWMS	PJ	5	9	137	294	345	410	471
MMS	TWh	1,3	2,5	32,8	55,7	75,7	95,8	115,9
MWMS	TWh	1,3	2,5	38,0	81,8	95,7	113,9	130,7
Nachfrage strombasierte synthetische Flüssigkraftstoffe								
MMS	PJ	0	2	36	76	146	190	312
MWMS	PJ	0	2	36	76	146	190	312
MMS	TWh	0,0	0,6	10,0	21,1	40,6	52,8	86,7
MWMS	TWh	0,0	0,6	9,9	21,0	40,5	52,7	86,6
Inländische Produktion strombasierte synthetische Flüssigkraftstoffe								
MMS	PJ	0	2	8	8	8	8	8
MWMS	PJ	0	2	8	8	8	8	8
MMS	TWh	0,0	0,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
MWMS	TWh	0,0	0,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Import strombasierte synthetische Flüssigkraftstoffe								
MMS	PJ	0	0	28	68	138	182	304
MWMS	PJ	0	0	28	68	138	182	304
MMS	TWh	0,0	0,0	7,7	18,9	38,4	50,6	84,5
MWMS	TWh	0,0	0,0	7,7	18,8	38,3	50,5	84,4
Inländischer Stromverbrauch PtL-Herstellung								
MMS	PJ	0	4	16	16	16	16	16
MWMS	PJ	0	4	16	16	16	16	16
MMS	TWh	0,0	1,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
MWMS	TWh	0,0	1,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

Tabelle 8: Entwicklung energiewirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch								
MMS	TWh	543,1	558,1	704,1	856,4	979,2	1050,9	1090,5
MWMS	TWh	545,0	562,9	725,9	891,8	1000,4	1066,5	1098,1
Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch								
MMS	%	54,5%	57,8%	74,2%	89,6%	96,0%	95,7%	94,5%
MWMS	%	54,3%	57,3%	72,0%	86,6%	94,6%	94,8%	94,0%
Installierte Leistung EE								
MMS	GW	183,5	206,8	357,3	506,3	632,1	641,4	641,6
MWMS	GW	183,5	206,8	357,3	506,3	632,1	641,4	641,6
Stromerzeugung aus EE								
MMS	TWh	288,5	314,9	511,3	751,9	921,8	985,6	1010,0
MWMS	TWh	288,5	314,9	511,5	757,2	927,3	990,7	1011,5
Installierte Leistung Wind an Land								
MMS	GW	62,3	66,6	94,5	135,4	160,0	160,0	160,0
MWMS	GW	62,3	66,6	94,5	135,4	160,0	160,0	160,0
Installierte Leistung Wind auf See								
MMS	GW	9,4	11,3	31,3	47,7	59,7	70,0	70,0
MWMS	GW	9,4	11,3	31,3	47,7	59,7	70,0	70,0
Installierte Leistung PV								
MMS	GW	96,7	113,6	215,0	309,0	400,0	400,0	400,0
MWMS	GW	96,7	113,6	215,0	309,0	400,0	400,0	400,0
Installierte Leistung Kohlekraft								
MMS	GW	27,1	24,1	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MWMS	GW	27,1	24,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung aus Kohlekraft								
MMS	TWh	114,8	101,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MWMS	TWh	115,2	102,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Installierte Leistung Erdgas								
MMS	GW	32,3	33,2	34,1	32,3	30,6	30,0	29,9
MWMS	GW	32,3	33,2	37,6	30,8	29,1	28,5	28,4
Stromerzeugung aus Erdgas								
MMS	TWh	86,1	94,6	108,1	72,3	44,6	41,4	50,9
MWMS	TWh	86,5	95,3	131,7	70,7	43,2	40,3	50,0
Emissionsfaktor der Stromerzeugung								
MMS	kg CO ₂ e /MWh	362,1	327,7	102,7	49,4	27,2	24,7	28,0
MWMS	kg CO ₂ e /MWh	362,7	329,7	112,0	48,0	27,9	24,2	27,9
Emissionsfaktor Fernwärme								
MMS	kg CO ₂ e /MWh	202,3	194,5	151,0	106,1	70,9	72,0	75,5
MWMS	kg CO ₂ e /MWh	201,0	191,4	137,0	85,2	63,7	69,5	73,6
Gesamter Wärmeverbrauch in Wärmenetzen								
MMS	TWh	231,2	232,9	232,1	220,1	210,3	208,6	206,9
MWMS	TWh	230,5	231,5	220,1	201,1	190,6	187,8	186,2
Fossile Kraftwärmekopplung Leistung								
MMS	GW	51,5	49,7	36,1	29,3	27,5	26,9	26,9
MWMS	GW	51,5	49,7	29,6	27,8	26,0	25,4	25,4
Fossile Kraftwärmekopplung Energiemenge								
MMS	TWh	142,5	141,9	116,3	78,2	38,0	19,2	17,7
MWMS	TWh	153,1	151,3	112,6	69,5	40,7	26,6	26,1
Technologiemix von klimaneutraler Wärmeversorgung								
... Solarthermie								
MMS	TWh	1,1	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0
MWMS	TWh	1,1	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0
... Geothermie								
MMS	TWh	2,7	3,0	7,5	12,0	16,5	21,0	25,5

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	TWh	2,7	3,0	7,5	12,0	16,5	21,0	25,5
... Wärmepumpen (klein + groß)								
MMS	TWh	0,8	1,8	17,5	38,5	49,7	57,5	47,2
MWMS	TWh	0,8	1,8	17,4	34,5	44,7	49,5	43,9
... Power-to-heat								
MMS	TWh	0,8	0,2	9,0	15,4	27,8	28,0	19,3
MWMS	TWh	0,8	0,1	9,3	13,7	19,4	17,1	6,8
... Heizwerke								
MMS	TWh	7,3	7,3	7,0	6,7	6,4	5,9	5,7
MWMS	TWh	7,2	7,2	6,9	6,6	6,5	6,4	6,3
... KWK grüner Wasserstoff								
MMS	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MWMS	TWh	0,0	0,0	1,8	5,8	3,2	1,8	0,5

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 9: Entwicklung industriebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anteil elektrifizierte Prozesswärmeerzeugung (inkl. Umgebungswärme)								
MMS	%	5%	7%	14%	21%	25%	25%	24%
MWMS	%	5%	8%	17%	23%	27%	27%	26%
Preisspread zwischen (Strom+Subvention) und (Erdgas+CO₂); höchster Strompreis minus niedrigstem Erdgaspreis								
MMS	€/MWh	141	127	108	101	88	90	89
MWMS	€/MWh	141	127	108	101	88	90	89
Preisspread zwischen (Strom+Subvention) und (Erdgas+CO₂); niedrigster Strompreis minus höchstem Erdgaspreis								
MMS	€/MWh	46	33	8	-30	28	29	29
MWMS	€/MWh	46	-25	-25	-30	28	29	29
Differenzkosten CO₂-armer Produktionsverfahren - (H₂-DRI zu BF/BOF), CO₂-Preis bereits inbegriffen								
MMS	€/t _{Produkt}	279	253	88	17	-56	-82	-108

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	€/t _{Produkt}	279	253	88	17	-56	-82	-108

Differenzkosten CO₂-armer Produktionsverfahren - (Glasschmelze Flachglas vollelektrisch zu Erdgas), CO₂-Preis bereits inbegriffen

MMS	€/t _{Produkt}	105	95	98	87	64	66	66
MWMS	€/t _{Produkt}	105	95	98	87	64	66	66

Differenzkosten CO₂-armer Produktionsverfahren - (Glasschmelze Behälterglas vollelektrisch zu Erdgas), CO₂-Preis bereits inbegriffen

MMS	€/t _{Produkt}	-55	-49	-28	-31	-37	-36	-36
MWMS	€/t _{Produkt}	-55	-49	-28	-31	-37	-36	-36

Produktionsmengen (elektrische Glasschmelze)

MMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	2,9	5,0	6,0	6,9	7,1
MWMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	2,9	5,0	6,0	6,9	7,1

Produktionsmengen (H₂-DRI)

MMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	6,8	23,5	25,7	27,9	28,9
MWMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	6,8	23,5	25,7	27,9	28,9

Produktionsmengen (kalksteinreduzierte Bindemittel)

MMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MWMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Produktionsmengen (H₂-basiertes Ammoniak)

MMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,6	1,7	1,8	1,8	1,8
MWMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,6	1,7	1,8	1,8	1,8

Produktionsmengen (H₂-basiertes Ethylen)

MMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MWMS	Mt _{Produkt}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Wasserstoffbedarf für Stahl

MMS	TWh	-	-	13	56	69	75	78
MWMS	TWh	-	-	13	56	69	75	78

Wasserstoffbedarf für Industrie gesamt (ohne chemischen Rohstoff)

MMS	TWh	-	-	13	56	69	76	79
MWMS	TWh	-	-	13	56	69	76	79

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wasserstoffbedarf als chemischer Rohstoff								
MMS	TWh	-	-	5	13	14	14	14
MWMS	TWh	-	-	5	13	14	14	14
Elektrifizierungsgrad (Anteil Strom an Endenergiebedarf)								
MMS	%	33%	34%	37%	40%	43%	43%	43%
MWMS	%	33%	34%	39%	42%	44%	45%	44%
Nutzung Erdgas, Kohlen, Öle								
MMS	TWh	319	315	266	189	156	141	133
MWMS	TWh	319	314	260	184	153	138	131
Anteil fossile Energieträger an Endenergiebedarf								
MMS	TWh	51%	49%	40%	30%	24%	22%	20%
MWMS	TWh	51%	49%	39%	29%	24%	21%	20%

Quelle: Annahmen und Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 10: Entwicklung gebäudebezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Entwicklung des Endenergieverbrauchs								
MMS	TWh	700	685	610	538	476	427	394
MWMS	TWh	700	685	595	506	446	397	365
Entwicklung der Heizgradtage								
MMS und MWMS	absolut	3259	3252	3220	3188	3155	3123	3090
Änderung Endenergieverbrauch Gebäudesektor im Vergleich zu 2022 durch								
... Gebäudesanierung								
MMS	TWh	-31	-42	-101	-164	-222	-269	-306
MWMS	TWh	-31	-42	-113	-189	-248	-296	-333
... Austausch des Wärmeversorgungssystems								
MMS	TWh	-28	-33	-55	-80	-97	-104	-102
MWMS	TWh	-28	-33	-59	-85	-101	-107	-104
... steigende Außentemperatur								
MMS	TWh	-8	-11	-24	-32	-38	-44	-49
MWMS	TWh	-8	-11	-23	-31	-37	-41	-43

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Durchschnittlicher Anteil klimaneutraler Wärmeversorgung an Neuinstallationen (Technologiemix des Marktabsatzes von Heizungsanlagen)								
MMS	%	46%	47%	69%	94%	96%	96%	97%
MWMS	%	46%	47%	70%	94%	95%	97%	96%
Absatz Wärmepumpen nach Installation in Bestand [Anzahl Gebäude]								
MMS	absolut	141.965	160.486	336.950	568.519	482.006	428.007	465.736
MWMS	absolut	141.965	160.486	347.076	589.781	474.906	406.349	464.124
Absatz Wärmepumpen nach Installation in Neubau [Anzahl Gebäude]								
MMS	absolut	80.476	89.087	93.653	167.581	162.216	186.733	253.901
MWMS	absolut	80.476	89.087	99.078	171.926	167.147	200.119	256.027
Wärmepumpen im Bestand [Anzahl Gebäude]								
MMS	absolut	1.974.999	2.308.883	4.275.042	7.570.351	10.204.562	12.236.889	13.813.991
MWMS	absolut	1.974.999	2.308.883	4.435.578	7.846.101	10.451.500	12.370.084	13.858.878
Anschlüsse an Wärmenetze [Anzahl Gebäude]								
MMS	absolut	70.442	74.703	130.992	126.992	101.569	92.072	75.533
MWMS	absolut	70.442	74.703	127.184	131.139	106.405	86.941	71.040
EEV Raumwärme pro qm Wohnfläche (witterungsbereinigt)								
MMS	kWh/qm	120	116	98	78	63	54	47
MWMS	kWh/qm	120	116	98	77	63	53	46
EEV Warmwasser pro qm Wohnfläche (witterungsbereinigt)								
MMS	kWh/qm	28	27	23	18	15	13	11
MWMS	kWh/qm	28	27	23	18	15	13	11
Anteil „Anteil EE-Wärme“								
MMS	%	20%	21%	29%	40%	49%	56%	61%
MWMS	%	20%	21%	30%	41%	49%	56%	61%
Nutzung erneuerbarer Energien								
... Biomasse								
MMS	TWh	106	108	120	127	125	118	114
MWMS	TWh	106	108	116	118	114	106	101
...Wärmepumpen								
MMS	TWh	29	34	59	92	112	123	128
MWMS	TWh	30	35	61	95	113	122	124
Nutzung fossiler Heizarten								
...Erdgas, Heizöl und Kohle								
MMS	TWh	449	425	297	172	87	21	5
MWMS	TWh	448	423	289	156	75	16	3

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionen in die energetische Sanierung der Gebäudehülle								
MMS	Mio. €	14.477	15.766	16.638	14.490	9.961	7.278	4.363
MWMS	Mio. €	14.477	15.766	28.398	29.402	23.846	16.265	9.903
Gesamtinvestitionen (mit Instandsetzung und Neubau)								
MMS	Mio. €	36.710	39.517	40.805	39.747	32.588	30.940	29.047
MWMS	Mio. €	36.710	39.517	51.130	55.140	48.496	44.841	37.506
Elektrische Haushaltsgeräte								
Spezifischer Stromverbrauch elektrischer Geräte im Bestand								
...Beleuchtung								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	6	5	4	3	3	3	3
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	6	5	4	3	3	3	3
...Fernseher								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	85	87	97	102	77	51	50
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	85	87	97	102	77	52	50
...Kühlschränke								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	263	259	238	218	217	218	218
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	263	259	238	218	217	218	218
...Waschmaschinen								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	142	139	128	118	118	118	118
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	142	139	128	118	117	117	117
Spezifischer Stromverbrauch neuer elektrischer Geräte								
...Beleuchtung								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	5	4	3	3	3	3	3
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	5	4	3	3	3	3	3
...Fernseher								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	102	103	106	113	57	58	58
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	102	103	106	113	57	58	58
...Kühlschränke								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	220	222	221	222	224	225	226
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	220	222	221	222	224	225	226

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
...Waschmaschinen								
MMS	kWh/Gerät/Jahr	122	123	121	122	123	124	125
MWMS	kWh/Gerät/Jahr	122	123	121	122	123	124	125

Quelle: Annahmen und Berechnungen IREES

Tabelle 11: Entwicklung verkehrsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl E-Pkw Bestand								
MMS	Mio.	2,4	3,3	10,7	21,6	32,2	39,7	45,1
MWMS	Mio.	2,4	3,3	10,7	21,6	32,2	39,7	45,1
Anzahl E-Pkw NZL								
MMS	Mio.	0,7	1,0	2,0	2,8	2,6	2,6	2,8
MWMS	Mio.	0,7	1,0	2,0	2,8	2,6	2,6	2,8
Anzahl konventionelle Pkw Bestand								
MMS	Mio.	46,7	46,0	39,0	28,2	17,9	10,1	4,6
MWMS	Mio.	46,7	46,0	39,0	28,2	17,9	10,1	4,6
Anzahl konventionelle Pkw NZL								
MMS	Mio.	2,4	2,1	1,1				
MWMS	Mio.	2,4	2,1	1,1				
Anzahl E-Lkw Bestand								
MMS	Mio.	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,9
MWMS	Mio.	0,0	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
Anzahl E-Lkw NZL								
MMS	Tsd.	5,9	16,9	47,3	80,3	93,1	95,5	98,6
MWMS	Tsd.	5,8	16,4	46,6	79,3	91,5	93,7	96,7
Anzahl konventionelle Lkw Bestand								
MMS	Mio.	0,8	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1
MWMS	Mio.	0,8	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1
Anzahl konventionelle Lkw NZL								
MMS	Tsd.	81,6	70,2	47,1	12,8	0,7	0,0	

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	Tsd.	80,7	68,6	46,4	12,7	0,7	0,0	
Personenverkehrsleistung								
Verkehrsleistung Pkw (Pkm)								
MMS	Mrd. Pkm	876,9	900,0	915,7	940,9	979,4	1006	1031
MWMS	Mrd. Pkm	876,9	900,0	915,5	940,1	978,3	1005	1030
Verkehrsleistung Pkw (Fkm)								
MMS	Mrd. Fkm	594,5	610,6	621,2	638,5	664,9	683,2	700,2
MWMS	Mrd. Fkm	594,5	610,6	621,1	638,0	664,1	682,5	699,6
Verkehrsleistung ÖV								
MMS	Mrd. Pkm	84,5	89,9	89,8	85,6	81,4	80,0	78,6
MWMS	Mrd. Pkm	84,5	89,9	89,9	86,0	81,8	80,1	78,6
Verkehrsleistung Bahn								
MMS	Mrd. Pkm	115,4	122,9	135,1	128,4	118,0	108,5	99,7
MWMS	Mrd. Pkm	115,4	122,9	135,3	129,1	119,2	109,7	100,9
Verkehrsleistung Rad								
MMS	Mrd. Pkm	51,3	54,9	63,0	60,7	57,0	53,5	50,2
MWMS	Mrd. Pkm	51,3	54,9	62,9	60,7	56,9	53,5	50,1
Verkehrsleistung Fuß								
MMS	Mrd. Pkm	36,8	36,9	37,2	37,0	36,6	36,1	35,8
MWMS	Mrd. Pkm	36,8	36,9	37,2	37,0	36,5	36,1	35,7
Güterverkehrsleistung								
Elektrische Fahrleistung Lkw								
MMS	Mrd. Fkm	0,7	3,5	21,6	54,0	85,5	109,1	125,8
MWMS	Mrd. Fkm	0,7	4,2	30,4	73,1	112,7	136,1	152,4
Güterverkehrsleistung Straße (Fkm)								
MMS	Mrd. Fkm	118,3	115,7	119,7	126,4	135,2	145,3	155,6
MWMS	Mrd. Fkm	118,3	115,1	118,6	125,6	135,1	145,5	156,1
Güterverkehrsleistung Straße (tkm)								
MMS	Mrd. tkm	514,8	522,5	532,9	557,5	596,7	641,3	689,5

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	Mrd. tkm	514,8	517,9	525,2	550,6	595,0	642,3	692,2
Güterverkehrsleistung Schiene								
MMS	Mrd. tkm	132,9	145,5	164,7	169,9	179,7	192,3	202,7
MWMS	Mrd. tkm	132,9	149,8	171,8	176,4	181,3	191,3	200,2
Güterverkehrsleistung Schiff								
MMS	Mrd. tkm	50,9	53,9	54,9	54,0	57,2	61,3	64,8
MWMS	Mrd. tkm	50,9	55,0	56,7	55,6	57,6	61,0	64,2
Güterverkehrsleistung Luft								
MMS	Mrd. tkm	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
MWMS	Mrd. tkm	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bestandszugehörigkeit E-Pkw								
MMS	durchschnittl. Jahr	18,0	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
MWMS	durchschnittl. Jahr	18,0	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Bestandszugehörigkeit konventionelle Pkw								
MMS	durchschnittl. Jahr	16,4	16,4	16,3				
MWMS	durchschnittl. Jahr	16,4	16,4	16,3				
Kraftstoffmix fossil								
MMS	PJ	1946	1903	1445	872	418	184	63
MWMS	PJ	1942	1896	1436	857	407	180	61
MMS	TWh	541	529	401	242	116	51	17
MWMS	TWh	540	527	399	238	113	50	17
Kraftstoffmix biogen konventionell / aus Altspeiseölen und Tierfetten								
MMS	PJ	117	115	92	56	27	28	29
MWMS	PJ	117	115	92	55	26	27	28
MMS	TWh	32	32	26	16	7	8	8
MWMS	TWh	32	32	25	15	7	7	8

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftstoffmix biogen fortschrittlich (nach Anhang IX Teil B der RED)								
MMS	PJ	7	13	38	24	11	11	11
MWMS	PJ	7	13	38	23	11	10	10
MMS	TWh	2	4	11	7	3	3	3
MWMS	TWh	2	4	10	6	3	3	3
Kraftstoffmix PtL/H₂								
MMS	PJ	0	3	26	73	119	67	44
MWMS	PJ	0	2	26	73	117	66	43
MMS	TWh	0	1	7	20	33	19	12
MWMS	TWh	0	1	7	20	32	18	12
Strom								
MMS	PJ	85	105	306	569	784	941	1031
MWMS	PJ	85	105	307	572	785	937	1025
MMS	TWh	24	29	85	158	218	261	286
MWMS	TWh	24	29	85	159	218	260	285

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 12: Entwicklung landwirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Milchkühe							
MMS	(in 1000)	3.701	3.689	3.488	3.368	3.287	3.287
MWMS	(in 1000)	3.701	3.689	3.488	3.368	3.287	3.287
Andere Rinder							
MMS	(in 1000)	7.109	7.094	6.948	6.716	6.587	6.581
MWMS	(in 1000)	7.109	7.094	6.899	6.606	6.426	6.371
Schweine (ohne Saugferkel)							
MMS	(in 1000)	17.251	16.981	15.779	15.779	15.779	15.779
MWMS	(in 1000)	17.251	16.981	15.779	15.779	15.779	15.779
Geflügel							
MMS	(in 1000)	177.005	176.479	177.673	177.673	177.673	177.673

Indikator	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
MWMS	(in 1000)	177.005	176.479	177.673	177.673	177.673	177.673
Pferde							
MMS	(in 1000)	459	456	451	451	451	451
MWMS	(in 1000)	459	456	451	451	451	451
Schafe							
MMS	(in 1000)	1.854	1.870	1.978	1.978	1.978	1.978
MWMS	(in 1000)	1.854	1.870	1.978	1.978	1.978	1.978
Ziegen							
MMS	(in 1000)	159	151	151	151	151	151
MWMS	(in 1000)	159	151	151	151	151	151
Mineraldüngereinsatz							
MMS	(in kt N)	1.131	1.226	1.347	1.276	1.255	1.242
MWMS	(in kt N)	1.131	1.226	1.240	1.173	1.152	1.139
Wirtschaftsdüngerausbringung							
MMS	(in kt N)	885	883	860	850	844	843
MWMS	(in kt N)	885	883	858	845	838	836
Ausscheidung auf der Weide							
MMS	(in kt N)	121	121	122	119	118	118
MWMS	(in kt N)	121	121	120	117	114	113
Ausbringung von Gärrückständen aus Energiepflanzen							
MMS	(in kt N)	237	193	117	86	86	86
MWMS	(in kt N)	237	193	117	86	86	86
Ernterückstände							
MMS	(in kt N)	567	567	603	604	600	597
MWMS	(in kt N)	567	567	610	610	607	604
THG-Emissionen Energieverbrauch stationäre Quellen (1.A.4.c.I)							
MMS	kt CO ₂ -Äq.	2.026	1.918	1.601	1.446	1.262	1.062
MWMS	kt CO ₂ -Äq.	2.026	1.918	1.601	1.446	1.262	1.062

Indikator	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
THG-Emissionen Energieverbrauch aus mobilen Quellen (1.A.4.c.II)							
MMS	kt CO ₂ -Äq.	5.515	5.462	5.229	4.997	4.540	4.380
MWMS	kt CO ₂ -Äq.	5.515	5.462	5.229	4.997	4.540	4.380
Endenergieverbrauch 1.A.4.c							
MMS	PJ	135,1	132,9	121,6	116,6	112,6	109,6
MWMS	PJ	135,1	132,9	121,6	116,6	112,6	109,6
Anteil fossile Energien an Endenergieverbrauch							
MMS	%	75%	75%	75%	74%	69%	66%
MWMS	%	75%	75%	75%	74%	69%	66%

Quelle: Annahmen und Berechnungen Thünen-Institut

Tabelle 13: Entwicklung abfallwirtschaftsbezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl Deponien, die Förderung erhalten haben								
MMS = MWMS	absolut	7	7	4	4	4	0	0
Minderungspotenzial								
MMS = MWMS	t CO ₂ -Äq. jährlich	68.428	95.025	280.494	423.967	450.962	331.834	250.232
Gaserfassung								
MMS = MWMS	% der gesamten Methanemissionen aus Deponierung	2%	3%	9%	12%	14%	11%	4%
Ausweitung von Bioabfällen pro Person (getrennte Sammlung)								
MMS = MWMS	kg/Kopf/Jahr	71	72	76	76	76	76	76
Anteil Einmal-Kompostierung vs. Biogasanlage (hier Einmal-Komp.)								
MMS = MWMS	% von Gesamt	60%	60%	56%	53%	50%	50%	50%
Anteil Einmal-Kompostierung vs. Biogasanlage (hier Biogasanl.)								
MMS = MWMS	% von Gesamt	40%	40%	44%	47%	50%	50%	50%

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 14: Entwicklung LULUCF-bezogener Indikatoren im Vergleich der Szenarien, 2024-2050

Indikator	Einheit	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wald								
MMS	Mio. ha	10,99	11,00	11,03	11,07	11,10	11,12	11,15
MWMS	Mio. ha	10,99	11,00	11,06	11,10	11,13	11,16	11,19
Ackerland								
MMS	Mio. ha	12,80	12,74	12,54	12,33	12,20	12,11	12,03
MWMS	Mio. ha	12,80	12,74	12,51	12,30	12,17	12,08	12,01
Grünland								
MMS	Mio. ha	7,14	7,13	7,13	7,13	7,12	7,08	7,05
MWMS	Mio. ha	7,14	7,13	7,13	7,13	7,11	7,08	7,06
Siedlung								
MMS	Mio. ha	4,05	4,10	4,27	4,44	4,56	4,65	4,72
MWMS	Mio. ha	4,05	4,10	4,27	4,44	4,56	4,64	4,69
Feuchtgebiete								
MMS	Mio. ha	0,78	0,78	0,78	0,78	0,79	0,80	0,80
MWMS	Mio. ha	0,78	0,78	0,78	0,78	0,79	0,80	0,80
Sonstiges Land								
MMS	Mio. ha	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03
MWMS	Mio. ha	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Quelle: Annahmen und Berechnungen Thünen-Institut

Die Daten (Kernindikatoren) sind ebenfalls in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

1 Einleitung

Hinweis

Es wird darauf hingewiesen, dass Projektionen nicht als Prognose kommender Jahre missverstanden werden dürfen. Für Projektionen werden Modelle eingesetzt, die eine langjährige, plausible Emissionsentwicklung unter den Bedingungen und Annahmen zum Start des Modellierungszeitpunktes projizieren. Auftretende Sondereffekte und unvorhergesehene, kurzfristige Ereignisse, wie z. B. die Energiekrise im Jahr 2022 oder Haushaltskürzungen nach Modellierungsbeginn, 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.

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde aktualisiert.

Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) aus dem Jahr 2021 sind maximal zulässige Jahresemissionsmengen¹² der einzelnen Sektoren bis zum Jahr 2030 festgelegt. Im KSG ist eine Treibhausgas-minderung von mindestens 65 % im Jahr 2030 und von mindestens 88 % im Jahr 2040 vorgesehen¹³. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland netto-treibhausgasneutral sein und nach dem Jahr 2050 soll eine negative Treibhausgasbilanz erreicht werden.

Der vorliegende Projektionsbericht 2024 stellt dar, wie sich die deutschen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 entwickeln könnten. Es werden zwei Szenarien projiziert. Das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) beinhaltet alle Klimaschutzinstrumente und -maßnahmen, die bis zum Stichtag 31. Juli 2023 bereits beschlossen und soweit implementiert sind, dass alle Daten und sonstigen Informationen, die für die Parametrisierung der Modelle erforderlich sind, vorliegen. Bis zum Stichtag lediglich geplante, jedoch noch nicht implementierte Maßnahmen werden zusätzlich im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) berücksichtigt. Ergänzungen und Korrekturen des Entwurfs des Instrumentenpapiers vom 17. August 2023, die in den folgenden Gesprächen mit den Ressorts eingebracht wurden, wurden auch nach dem oben genannten Stichtag berücksichtigt. Eine genaue Unterscheidung zwischen den beiden Szenarien ist in Abschnitt 2.4 beschrieben.

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 Treibhausgas-minderung der Einzelinstrumente wird abgeschätzt.

Der vorliegende Bericht basiert auf Modellrechnungen eines deutschen Forschungskonsortiums aus Öko-Institut, dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und dem Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES). Diese erarbeiten diesen Bericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Die modellgestützte Analyse in den Bereichen Landwirtschaft¹⁴ und Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) wurden durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut durchgeführt. Die Darstellung der Ergebnisse

¹² Am 26. April 2024 wurde das KSG vom Bundestag novelliert. Die Verabschiedung durch den Bundesrat erfolgt am 17. Mai 2024. Das neue Gesetz sieht eine sektorübergreifende Betrachtung vor. Die Ausfertigung durch den Bundespräsidenten stand zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch aus. Aus diesem Grund basiert dieser Bericht auf der zum Zeitpunkt der Berichtserstellung gültigen Versionen des KSG (einschließlich Jahresemissionsmengen). Es werden jedoch entsprechende Hinweise auf die Wirkung des novellierten KSG auf die Projektionsergebnisse gemacht.

¹³ Dementsprechend wird im Bericht auf den Vergleich mit diesen Zielen abgestellt.

¹⁴ Mit Ausnahme energiebedingter Emissionen der Landwirtschaft.

erfolgt gemäß dem Zuschnitt der Sektoren des KSG: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, LULUCF sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges. Die Ergebnisse der sektoralen Modelle werden hierbei mit Hilfe eines übergeordneten Modells integriert.

Rahmendaten, zu berücksichtigende Instrumente und wesentliche Annahmen für deren Parametrisierung wurden mit den jeweiligen Fachressorts im Herbst 2023 abgestimmt. Die abgestimmten Papiere für Rahmendaten und Instrumente wurden im Dezember 2023 auf der Website des Umweltbundesamtes veröffentlicht (Harthan et al. 2024; Mendelevitch et al. 2024).

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

Das Kapitel 2 enthält eine Übersicht zum methodischen Ansatz der Szenarienentwicklung. Kapitel 2.5 stellt die Gesamtergebnisse einschließlich der Sensitivitätsanalysen dar. Die Kapitel 4 bis 10 enthalten die Analysen zu den sektoralen Projektionen. Der Anhang A enthält einen Datenanhang mit Kernindikatoren, die verwendeten Rahmenannahmen und untersuchten Instrumente sowie eine Beschreibung der Sektormodelle. Anhang B enthält weitere Ergebnisse zur ESR.

Bundshaushalt und Finanzplanungszeitraum werden durch den Klimaschutz-Projektionsbericht 2024 nicht präjudiziert. Etwaige auf den Bericht gestützte neue Maßnahmen oder Prozesse stehen unter Haushaltsvorbehalt. Eventuelle Mehrbedarfe an Sach- und Personalmitteln sind finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan gegenzufinanzieren. Den von der Verfassung vorgegebenen Zuständigkeiten zwischen Bund und Ländern ist Rechnung zu tragen.

2 Methodischer Ansatz

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde aktualisiert.

2.1 Prozess der Projektionserstellung

Der Prozess zur Erstellung des Projektionsberichts umfasst mehrere Schritte, die aufeinander aufbauen.

Zunächst werden vom Umweltbundesamt (UBA) die zum Beginn der Arbeiten aktuellen Daten zu Brennstoffeinsätzen und Emissionen des Treibhausgasinventars zur Verfügung gestellt. Für die Projektionen 2024 war dies das vorläufige Treibhausgasinventar des Jahres 2024. Nach entsprechender Aufbereitung werden die historischen Daten von den Sektorbearbeitenden zusammen mit den dazu passenden Energiebilanzdaten zur Kalibrierung ihrer Modelle genutzt.

Parallel dazu bzw. im Anschluss daran wird von den Forschungsnehmenden ein Entwurf möglicher Rahmendaten (vor allem Bevölkerungsentwicklung, Bruttoinlandsprodukt sowie Energie- und CO₂-Preise) sowie der in den Szenarien zu berücksichtigenden Politikinstrumente einschließlich deren Parametrisierung erstellt. Diese werden (z. T. in mehreren Abstimmungsrunden) mit dem UBA sowie den beteiligten Fachressorts abgestimmt.

Für die Modellierung werden die Brennstoff- und CO₂-Preise weiter aufbereitet. So werden beispielsweise die Brennstoffpreise frei Kraftwerk oder die Strompreise für die Endverbrauchssektoren abgeleitet. Darüber hinaus werden die Preise auf eine gemeinsame Preisbasis umgerechnet. Für diesen Bericht ist das Basisjahr für die Preise 2022.

Auf Basis der abgestimmten Rahmendaten und Politikinstrumente erfolgt die Modellierung. Einige Modellierungen können parallel erfolgen, andere sequenziell. So kann beispielsweise die Modellierung des Landwirtschaftssektors (überwiegend) unabhängig von den anderen Sektoren erfolgen. Die Modellierung der Stromerzeugung (die wiederum für die Ergebnisse der Energiewirtschaft und der Industrie relevant ist) kann erst nach Abschluss der Modellierung der Endverbrauchssektoren (z. B. Gebäude, Verkehr oder Teile der Industrie) erfolgen. Weitere Emissionsquellen (z. B. flüchtige Emissionen) können erst gegen Ende des Prozesses ermittelt werden.

Nach Abschluss der Modellierungen werden die Ergebnisse integriert und in verschiedenen Ergebnisformaten ausgespielt (z. B. nach KSG- oder ESR-Struktur).

Nach Vorliegen der Ergebnisse für die jeweiligen Teilbereiche erfolgt die Berichterstellung. Dieser Bericht wird vom UBA inhaltlich geprüft sowie von den Fachressorts kommentiert. Fachlich relevante Kommentare werden von den Forschungsnehmenden in den Bericht eingearbeitet. Am Ende des Prozesses wird eine finale Berichtsversion erstellt und vom UBA veröffentlicht.

Dieser Prozess kann insgesamt acht bis zwölf Monate dauern. Der tatsächliche Zeitraum hängt vom Aufwand der verschiedenen Abstimmungsrunden sowie dem Zeitbedarf für die Modellierung ab. Dies bedeutet auch, dass sich die Rahmendaten sowie die Instrumente nach Abschluss der Berichterstellung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen weiterentwickelt haben können. Nachträgliche Änderungen können aufgrund der beschriebenen Komplexität der Modellierung jedoch (in der Regel) nicht berücksichtigt werden, da eine durchgehende Konsistenz der Modellierung ein wichtiges Kriterium der Projektionen ist.

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 im *Common Reporting Format*):

- ▶ **Energiewirtschaft:** Der Sektor Energiewirtschaft umfasst öffentliche Kraftwerke und Heizwerke (1.A.1.a), Raffinerief Feuerungen und -kraftwerke (1.A.1.b) sowie Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors einschließlich deren Kraftwerke (1.A.1.c). Darüber hinaus umfasst die Energiewirtschaft im KSG den Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) sowie diffuse Emissionen aus der Energienutzung (1.B). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen im Handlungsfeld Energiewirtschaft ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Industrie:** Neben industriellen Prozessfeuerungen und Wärmeerzeugungsanlagen sowie Industriekraftwerken (1.A.2) sind im Sektor Industrie auch die Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung (2) enthalten. Da der Sektor Industrie genauer als Verarbeitendes Gewerbe und Bauwirtschaft definiert ist, sind auch die Emissionen des bauwirtschaftlichen Sonderverkehrs (1.A.2.g.vii) enthalten. Nicht enthalten hingegen sind Raffinerien (1.A.1.b), Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors (1.A.1.c). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Gebäude:** Der Sektor Gebäude umfasst neben der Gebäudewärme auch den Brennstoffeinsatz für die Warmwasserbereitung¹⁵ sowie weiteren Brennstoffeinsatz in Haushalten (1.A.4.b) und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (1.A.4.a). Energieverbräuche landwirtschaftlicher Gebäude (z. B. Gewächshäuser) (1.A.4.c) sind nicht im Sektor Gebäude enthalten, sondern im Sektor Landwirtschaft. Federführende Ressorts für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen sind das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- ▶ **Verkehr:** Dieser Sektor umfasst den inländischen Straßen- (1.A.3.b), Schienen- (1.A.3.c) und Luftverkehr (1.A.3.a) sowie die Binnen- und Küstenschifffahrt (1.A.3.d). Der internationale Luftverkehr (1.D.1.a) und die Hochseeschifffahrt (1.D.1.b) werden ebenfalls behandelt, allerdings werden deren Treibhausgasemissionen nicht auf die inländischen Emissionen angerechnet, sondern lediglich nachrichtlich ausgewiesen. Sonderverkehre sind teilweise in anderen Sektoren enthalten, so sind der bauwirtschaftliche Verkehr im Industriesektor (1.A.2.g.vii), der landwirtschaftliche Verkehr (1.A.4.b.ii) und die Fischereischifffahrt (1.A.4.b.iii) im Sektor Landwirtschaft und der Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) in der Energiewirtschaft enthalten. Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV).
- ▶ **Landwirtschaft:** Neben den biologisch-chemischen Emissionen von Tieren und landwirtschaftlichen Böden (3) umfasst dieser Sektor auch die energetischen Emissionen der Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4.c). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL).
- ▶ **Abfallwirtschaft und Sonstiges:** Dieser Sektor umfasst die Emissionen, die aus der Behandlung und Lagerung von Abfall (Deponien und andere) sowie von Abwasser entstehen (5). Federführendes Ressort für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV).

¹⁵ Emissionen in Bezug auf den Stromverbrauch für Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung werden im Bereich der Stromerzeugung bilanziert (siehe Abschnitt 3.8).

- **Landnutzung und Forstwirtschaft:** Dieser Sektor umfasst die Emissionen von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (englisch: Land use, land-use change and forestry) (4).¹⁶ Federführende Ressorts für die Erarbeitung von Maßnahmenvorschlägen sind das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) sowie das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV).

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

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

¹⁶ 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 die Entnahme von Biomasse zur energetischen Nutzung sich in der Kohlenstoffbilanz im Bereich Landnutzung und Forstwirtschaft widerspiegelt. Die Treibhausgasemissionen der energetischen Biomassenutzung werden in dem Sektor berichtet, in dem die Nutzung stattfindet (wobei CO₂-Emissionen aufgrund des nachwachsenden Rohstoffs lediglich nachrichtlich ausgewiesen werden).

Tabelle 15: Zuordnung von CRF-Kategorien zu KSG-Sektoren und zur Inventarstruktur laut UNFCCC und Governance-Verordnung

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

2.3 Methodischer Ansatz für die Emissionsprojektionen

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).

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

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

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

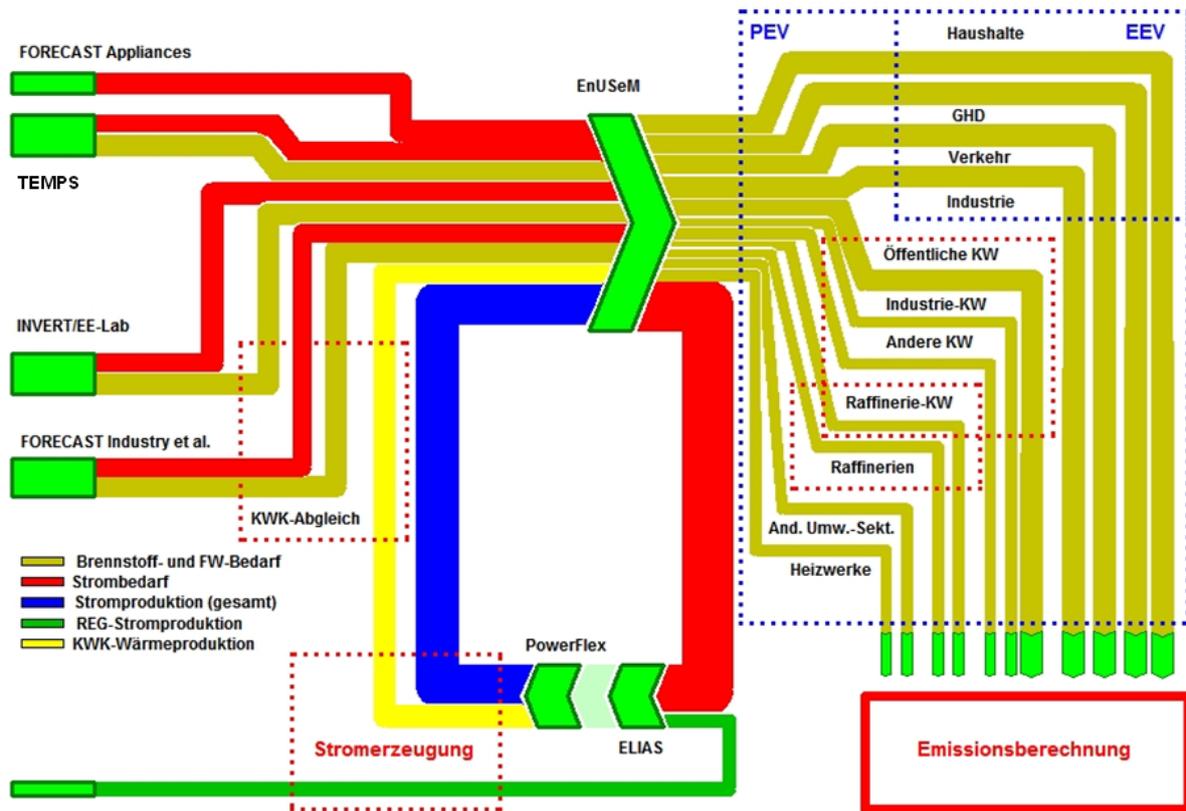
Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen basieren die Analysen auf einem komplexen System verschiedener Modelle (Abbildung 2):

- a) Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird mit dem PowerFlex-Modell¹⁷ des Öko-Instituts analysiert. Die Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen wird in diesem Modell ebenfalls modelliert.
- b) 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.
- c) Für den Verkehrsbereich erfolgt die Modellierung mit dem Modell TEMPS des Öko-Instituts.
- d) Für den Gebäudesektor (im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude) wird das Modell INVERT/EE-Lab von IREES eingesetzt. Die Abschätzung der Wirkung einzelner Politikinstrumente erfolgt durch das Öko-Institut mit dem Wirkmodell Politikinstrumente (WIRPOL).
- e) Analysen für den verbleibenden Brennstoff- und Strombedarf im Sektor Gebäude werden unter der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI durchgeführt.
- f) Die Analysen für den Strom- und Brennstoffbedarf der Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung erfolgen unter Zuhilfenahme der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI, die auf einzelnen Sektormodellen beruht.
- g) Die Emissionsermittlung für die Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen erfolgt mit dem Emissionsmodell des Öko-Instituts, das die in ENUSEM aggregierten Energie-

¹⁷ Die Kraftwerksstilllegung wird auf Basis des Stilllegungsmoduls des Modells ELIAS durchgeführt.

bedarfsprojektionen für die verschiedenen Endverbrauchs- und Umwandlungssektoren in der Systematik der Nationalen Treibhausgasemissionen emissionsseitig bewertet.

Abbildung 2: Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen



Quelle: Harthan et al. (2023)

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

Für die Emissionen aus Industrieprozessen werden die folgenden Ansätze verfolgt:

- Prozessbedingte Emissionen der mineralischen Industrie und der chemischen Industrie (mit Ausnahme der petrochemischen Industrie) werden mit Hilfe des Modells FORECAST modelliert.
- Für die restlichen prozessbedingten Emissionen mit Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung im Emissionsmodell ENUSEM des Öko-Instituts mit den für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.
- Für die verbleibenden prozessbedingten Emissionen ohne Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf der Basis von Produktionsschätzungen im Emissionsmodell ENUSEM des Öko-Instituts in Anlehnung an die für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.
- Für die HFKW-, FKW-, SF₆- und NF₃-Emissionen werden vorliegende Projektionen aktualisiert und im Modell ProFI angepasst.

Die Projektionen der Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft in Bezug auf landwirtschaftliche Böden, Nutztierhaltung und Sonstiges werden vom Thünen-Institut berechnet. Die

Energieverbräuche der Landwirtschaft werden vom Öko-Institut mit dem Modell LaWiEnMod ermittelt. Die Emissionen des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) werden vom Thünen-Institut berechnet.

Für die Treibhausgasemissionen aus der Abfallwirtschaft wird das für die Erstellung nationaler Treibhausgasinventare verwendete IPCC Waste Model des Öko-Instituts Waste_Mod-Modell für die Projektionen verwendet.

Die Berechnungen der Szenarien in diesem Bericht sind in großem Maß vom nationalen Treibhausgasinventar abhängig. Das aktuelle zum Zeitpunkt der Berechnung verfügbar gemachte Treibhausgasinventar ist das vorläufige Treibhausgasinventar des Berichtsjahres 2024, es wurde unter Anwendung der 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC 2006) unter Verwendung der Inventar-Berichterstattungsrichtlinien der Klimarahmenkonvention (UNFCCC 2013) erstellt. Es wurden die Daten für die Jahre 1990 bis 2022 verwendet. Die primäre Datenquelle zur Erstellung dieses Berichts ist eine zum Treibhausgasinventar des Jahres 2024 konsistente Datenauspielung aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) im UBA (UBA 2023a). 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 Datenquelle für nichtbrennstoffförmige Energieträger dienen die Energiebilanzen.

Die für die Projektionen 2024 verwendeten Treibhausgaspotenziale entsprechen denen des 5. Sachstandsberichts (Assessment Report) des IPCC (AR5) (IPCC 2014).

2.4 Abgrenzung der Szenarien

Es werden zwei Szenarien modelliert: das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) sowie das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Das MMS entspricht dem Umsetzungsstand, während das MWMS den Planungsstand darstellt und dessen Umsetzung damit unsicherer ist.

Nach Festlegung durch das UBA sowie Diskussion mit dem Modellierungskonsortium wurden das MMS und MWMS für die Projektionen 2024 wie in den kommenden Abschnitten abgegrenzt.

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

Änderungen der Zuordnung der Instrumente zu den beiden Szenarien, die während der auf den Entwurf des Instrumentenpapiers folgenden Gespräche mit den Ressorts erfolgten, wurden im finalen Instrumentenpapier (Harthan et al. 2024) berücksichtigt.

2.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Die Instrumente des MMS sind umgesetzt oder im politischen Prozess angenommen. Dies wird im Detail wie folgt definiert:

- ▶ Grundsätzlich ist anzunehmen, dass bei Instrumenten im MMS keinerlei Änderungen mehr im Legislativ-Prozess erfolgen.
- ▶ Umgesetzte Instrumente, d. h. direkt anwendbares nationales oder EU-Recht.
- ▶ Angenommene Maßnahmen und Instrumente, d. h. Instrumente, die mit einer offiziellen Regierungsentscheidung legislativ unterlegt sind. Diese Entscheidungen bzw. Politiken und

Maßnahmen müssen klar definiert und eine Umsetzung muss (fast) sicher sein. Sofern Informationen zur Umsetzung nicht vorliegen, werden die Instrumente im MWMS betrachtet.

- ▶ (Detaillierte) (Maßnahmen-)Ziele ohne Hinterlegung mit Instrumenten werden nicht im MMS betrachtet, sondern im MWMS, sofern sie den entsprechenden Anforderungen entsprechen.
- ▶ Freiwillige Vereinbarungen mit privaten Akteuren können im MMS berücksichtigt werden.

Vor diesem Hintergrund sollte das MMS (mindestens) die folgenden Instrumente beinhalten:

- ▶ Instrumente aus dem Projektionsbericht 2023, unter der Voraussetzung, dass die obenstehende Definition zutrifft
- ▶ Instrumente, die nach dem Projektionsbericht 2023 bis zum 31. Juli 2023 angenommen oder bereits umgesetzt wurden¹⁸

2.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Die Instrumente des MWMS sind wie folgt definiert:

- ▶ Geplante Instrumente, die eine realistische Chance haben, verabschiedet zu werden; dazu gehören auch verabschiedete Ziele, für die eine realistische Chance besteht, dass entsprechende Instrumente verabschiedet werden.
- ▶ Instrumente, die bis zum 31. Juli 2023 soweit finalisiert wurden, dass sie als geplant gelten, aber noch nicht angenommen oder umgesetzt wurden.
- ▶ Die Instrumente müssen hinreichend klar definiert sein.
- ▶ Allgemein ist anzunehmen, dass noch Änderungen bei MWMS-Instrumenten im Legislativ-Prozess erfolgen können.

Vor diesem Hintergrund sollte das MWMS (mindestens) die folgenden Instrumente beinhalten:

- ▶ Instrumente und Maßnahmen des Entwurfs eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung (Stand 21.6.2023), die der obenstehenden Definition entsprechen
- ▶ Fit for 55: Instrumente auf EU-Ebene bzw. deren Umsetzung in nationales Recht, die ausreichend beschrieben sind, sich bereits im Trilog befinden und die eine realistische Chance zur Verabschiedung haben.

2.4.3 Überblick über Instrumente in den Szenarien

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die in den Szenarien berücksichtigten Instrumente. Eine detaillierte Beschreibung sowie die jeweilige Parametrisierung kann dem Instrumentenpapier entnommen werden (Anhang A.3).

¹⁸ Im Gebäudesektor gibt es folgende Ausnahmen von Instrumenten, die trotz Datum nach Abschneidedatum im MMS noch rechnerisch abgebildet werden konnten: a) Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG EM) gemäß der am 21.12.2023 verabschiedeten Richtlinie mit Geschwindigkeits-Bonus für Heizungstausche (BMWK 2023a), b) Wärmeplanungsgesetz vom 20.12.2023

Tabelle 16: Überblick über die in MMS und MWMS berücksichtigten Instrumente und Maßnahmen

Instrumentenname	MMS	MWMS
Sektorübergreifende Instrumente		
EU-Emissionshandelssystem*	X	X
EEG-Umlagesenkung*	X	X
Energie- und Strombesteuerung*	X	X
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)*	X	X
Klima- und Transformationsfondsgesetz (KTFG)*	X	X
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)*	X	X
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie*	X	X
Energielabel – EU-Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung*	X	X
NEC-Richtlinie über nationale Emissionsminderungsverpflichtungen für bestimmte Luftschadstoffe	X	X
Kommunale Wärmeplanung	X	X
Klimaneutrale Bundesverwaltung bis 2030*	X	X
Nationale Wasserstoffstrategie*	X	X
Freiwillige Produktkennzeichnungen für energierelevante Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)	X	X
Förderung von Energieberatungen für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme (EBN)	X	X
Stärkung der Forschung für mehr Energieeffizienz	X	X
Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energieeffizienzdienstleistungen	X	X
Finanzpolitik / Sustainable Finance	X	X
Forschung und Innovation	X	X
Klimaschutz und Gesellschaft	X	X
Energetische Stadtanierung	X	X
Energieeffizienzgesetz	X	X
Ambitionierte Ausgestaltung von Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie*		X
Umweltfreundliche und kreislaforientierte Produkte – EU Ökodesign-Richtlinie*		X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Stromsektor / Energiewirtschaft		
Kohleausstieg 2038 mit beschleunigtem Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier	X	
Kohleausstieg 2030		X
Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend den realen Ausbautzahlen und den Ausschreibungen im EEG	X	X
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	X	X
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen - Fördervolumen nach BEW & ggf. Wärmeplanungsgesetz	X	X
Zubau der Elektrolyseurleistung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie	X	X
Wasserstoff Global		X
Wasserstoffkraftwerke und Kraftwerksstrategie		X
Reallabore (nicht quantifizierbar)	X	X
Begleitmaßnahmen Energiewende (nicht quantifizierbar)	X	X
EU-Kooperation (nicht quantifizierbar)	X	X
Verkehr		
Kaufprämie E-Pkw – (Umweltbonus)	X	X
Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw bis 2030	X	X
Stärkere Gewichtung der CO ₂ -Komponente der Kraftfahrzeugsteuer ab 2021	X	X
Senkung der Stromkosten – Abschaffung EEG-Umlage	X	X
Änderung der Entfernungspauschale für Fernpendelnde	X	X
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	X	X
Einführung des Deutschlandtickets für den Nahverkehr	X	X
Ausbau der Radinfrastruktur	X	X
Zuschuss für schwere Nutzfahrzeuge mit klimaschonenden Antrieben	X	X
CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut / Erweiterung der Lkw-Maut auf Lkw mit mehr als 3,5 t technisch zulässige Gesamtmasse	X	X
Ausbau der Förderung effizienter Trailer	X	X
Bundesfinanzhilfen Landstrom in See- und Binnenhäfen	X	X
CO ₂ -Emissionsstandards für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
CO ₂ -Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge	X	X
THG-Quote/RED-Überarbeitung (inklusive Förderprogramm für fortschrittliche Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe)	X	X
Beimischquote für PtL im Flugverkehr und ReFuelEU Aviation	X	X
Tank- und Ladeinfrastruktur ausbauen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	X	X
Tank- und Ladeinfrastruktur ausbauen für Nutzfahrzeuge	X	X
Hybridelektrisches Fliegen / Klimaneutrales Fliegen	X	X
Verkehr automatisieren, vernetzen, verflüssigen und innovative Mobilitätsformen ermöglichen	X	X
Digitalstrategie Deutschland	X	X
Förderung Binnenschifffahrt (verschiedene Programme)	X	X
Klimaneutrales Schiff / Maritimes Forschungsprogramm	X	X
Beschleunigung von Planung und Umsetzung neuer Infrastrukturen	X	X
Erweiterung der kommunalen Handlungsspielräume / Gebühren für Bewohnerparkausweise / Unterstützung bei Erstellung von nachhaltigen urbanen Mobilitätsplänen	X	X
Förderung Betriebliches Mobilitätsmanagement (BMM)	X	X
Stärkung des Schienenverkehrs		X
Emissionsfreie Busse und öffentliche Fuhrparks		X
Verlängerung des Zuschusses für schwere Nutzfahrzeuge mit klimaschonenden Antrieben		X
CO ₂ -neutrale Fahrzeuge ab 2026 bei Car-Sharing		X
Förderung Sonderfahrzeuge		X
Stärkung Innovationscluster		X
Förderung kommunale und gewerbliche Flotten		X
Reform Energieverbrauchskennzeichnung beim PKW („Klima-Label“)		X
Modernisierung des Straßenverkehrsrechts		X
Verstärkte Nutzung des Potenzials synthetischer Kraftstoffe / Besteuerung nach Klimawirkung		X
Maßnahmenset zur Standardisierung und Harmonisierung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr		X
Maßnahmenset zur Technologieförderung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr		X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Gebäude		
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) (Novelle Dezember 2023)	X	X
Förderprogramm Klimafreundlicher Neubau	X	X
Wohneigentum für Familien	X	X
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	X	X
Gebäudeenergiegesetz (GEG)	X	X
Bundesförderung Serielle Sanierung	X	X
Vorbildfunktion Bundesgebäude	X	X
Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen	X	X
Energieausweis	X	
Überarbeitung Energieausweis		X
Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude	X	X
Fortentwicklung des Innovationsprogramms Zukunft Bau	X	X
Modernisierungumlage	X	X
Qualitätssiegel Nachhaltige Gebäude	X	X
Verbrauchsinformation und digitale Innovation	X	X
Weiterentwicklung der energetischen Standards (GEG) (EH70/EH40)		X
Mindestenergieeffizienzstandards für Bestandsgebäude für Nichtwohngebäude (MEPS)		X
Förderprogramm für Bestandsimmobilien – Jung kauft Alt		X
Umlagebegrenzung des BEHG	X	X
Umsetzung Art. 6 EED: Sanierung öffentlicher Gebäude		X
Teilwarmmieten-Modell als Alternative zur Modernisierungumlage		X
Aufbauprogramm und Qualifikationsoffensive Wärmepumpe	X	X
Heizungsoptimierung (EnSimiMaV)	X	X
Sanierung kommunaler Einrichtungen (Sport, Jugend, Kultur)	X	X
Elektrische Geräte und sonstige Anwendungen		
Mindesteffizienzstandards - EU Ökodesign-Richtlinie	X	X
Energielabel – EU-Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Beratung einkommenschwacher Haushalte (Stromsparcheck)	X	X
Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter) zur Stromverbrauchsmessung	X	X
Ambitionierte Ausgestaltung von Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie		X
Umweltfreundliche und kreislaforientierte Produkte – EU Ökodesign-Richtlinie		X
Industrie & Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)		
<i>EU-Emissionshandel (EU-EHS)</i>	X	X
<i>CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)</i>	X	X
<i>EEG-Umlagesenkung</i>	X	X
Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG)	X	X
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kredit / Förderwettbewerb)	X	X
Kälte-Klima-Richtlinie	X	X
NKI: Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	X	X
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	X	X
Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme	X	X
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	X	X
Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke (IE-EKN)	X	X
Pilotprogramm Einsparzähler	X	X
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	X	X
KfW-Effizienzprogramm – Produktionsanlagen/-prozesse	X	X
Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft	X	X
Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie	X	X
EU-EHS-Innovationsfonds	X	X
Klimaschutzverträge	X	X
IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion	X	X
Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB)	X	X
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte		X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie		X
Investitionsprämie für Klimaschutz		X
Verpflichtung zur Einführung von Energiemanagementsystemen	X	X
Zusätzlich flankierende Instrumente	X	X
Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)		
EU-F-Gas-Verordnung 517/2014	X	X
FKW-Emissionen im EU-EHS	X	X
EU-MAC-Richtlinie 2006/40/EG	X	X
Chemikalien-Klimaschutzverordnung	X	X
Kälte-Klima-Richtlinie	X	X
Selbstverpflichtung SF ₆	X	X
Verschärfter HFKW-Phase-Down per Revision der EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 (gemündet in Verordnung (EU) 2024/573)		X
Inverkehrbringungsverbote für SF ₆ in elektrischen Schaltanlagen		X
Landwirtschaft		
Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft	X	X
Ausbau des Ökolandbaus	X	X
Energieeffizienz in der Landwirtschaft	X	X
Senkung der Stickstoffüberschüsse und Verbesserung der Stickstoffeffizienz	X	X
Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Tierhaltung	X	X
Forschungsinitiative zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030	X	X
LULUCF		
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke bis 2030 auf unter 30 Hektar pro Tag	X	X
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland	X	X
Erhalt von Dauergrünland	X	X
Schutz von Moorböden einschließlich Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	X	X
Erhaltung und nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder	X	X
Honorierung der Ökosystemleistung des Waldes	X	X

Instrumentenname	MMS	MWMS
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	X	X
Waldklimafonds	X	X
Holzbauinitiative		X
Abfallwirtschaft		
Deponieverordnung	X	X
Kreislaufwirtschaftsgesetz	X	X
Förderung der Deponiebelüftung	X	X
Förderung von Technologien zur optimierten Erfassung von Deponiegasen in Siedlungsabfällen	X	X
Förderung von Klimafreundlicher Abwasserbehandlung	X	X
Reduktion von Lebensmittelabfällen	X	X

Anmerkung: * Sektorübergreifende, jedoch auf sektoraler Ebene quantifizierte Instrumente

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut

2.5 Methodische Diskussion zu § 4 in KSG 2021 und KSG 2024

Die in diesem Bericht ausgewiesenen Angaben zur Abweichung von KSG-Zielen basieren auf dem bei Durchführung der Modellierungsarbeiten und Erstellung des Berichts in Kraft befindlichen KSG 2021. Es wurden die am 15. März 2024 vom Umweltbundesamt veröffentlichten und entsprechend des in § 4 Abs. 3 KSG 2021 festgelegten Mechanismus‘ angepassten sektoralen Jahresemissionsmengen für die Jahre 2024 angewandt (UBA 2024a).¹⁹ Für den Sektor Energiewirtschaft wurden im KSG 2021 nur für die Jahre 2022 und 2030 (nicht aber die Zwischenjahre 2023 bis 2029) Jahresemissionsmengen festgelegt und entsprechend vom Umweltbundesamt für die Energiewirtschaft nur angepasste Jahresemissionsmengen für die Jahre 2022 und 2030 veröffentlicht. Daher wurden für die Energiewirtschaft indikative Jahresemissionsmengen für die Jahre 2023 bis 2029 linear interpoliert, um die Regelung in § 4 Abs. 1 Satz 4 KSG 2021 abzubilden, nach der die Emissionen der Energiewirtschaft möglichst stetig sinken sollen. Im KSG 2021 gibt es keine explizit einzuhaltende Jahresemissionsgesamtmenge. Eine Addition der sektoralen Abweichungen ist dennoch möglich, um ein Gesamtbild zu erreichen. Nach dieser Methodik ergibt sich über alle Sektoren in Summe eine Verfehlung der Jahresemissionen um 10,2 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und um 5,1 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Diese Methodik entspricht der Methodik des Projektionsberichts 2023 und wurde im Jahr 2023 detailliert zwischen Umweltbundesamt und Öko-Institut abgestimmt.

Nach der zwar von Bundestag (26. April 2024) und Bundesrat (17. Mai 2024) beschlossenen, aber noch nicht in Kraft befindlichen²⁰ KSG-Novelle 2024, erfolgt „eine sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung“ (§ 4 Abs. 1 Satz 1 KSG 2024) unter Anwendung der in Anlage 2a KSG 2024 neu eingeführten Jahresemissionsgesamtmenen ab 2021. Die Berechnung in UBA (2024d) übersetzt die Jahresemissionsgesamtmenen der Anlage 2a KSG 2024 in ein Gesamt-

¹⁹ Die für die Berechnung zu nutzenden angepassten Jahresemissionsmengen stellte das Umweltbundesamt dem Öko-Institut bereits vorab zur Verfügung.

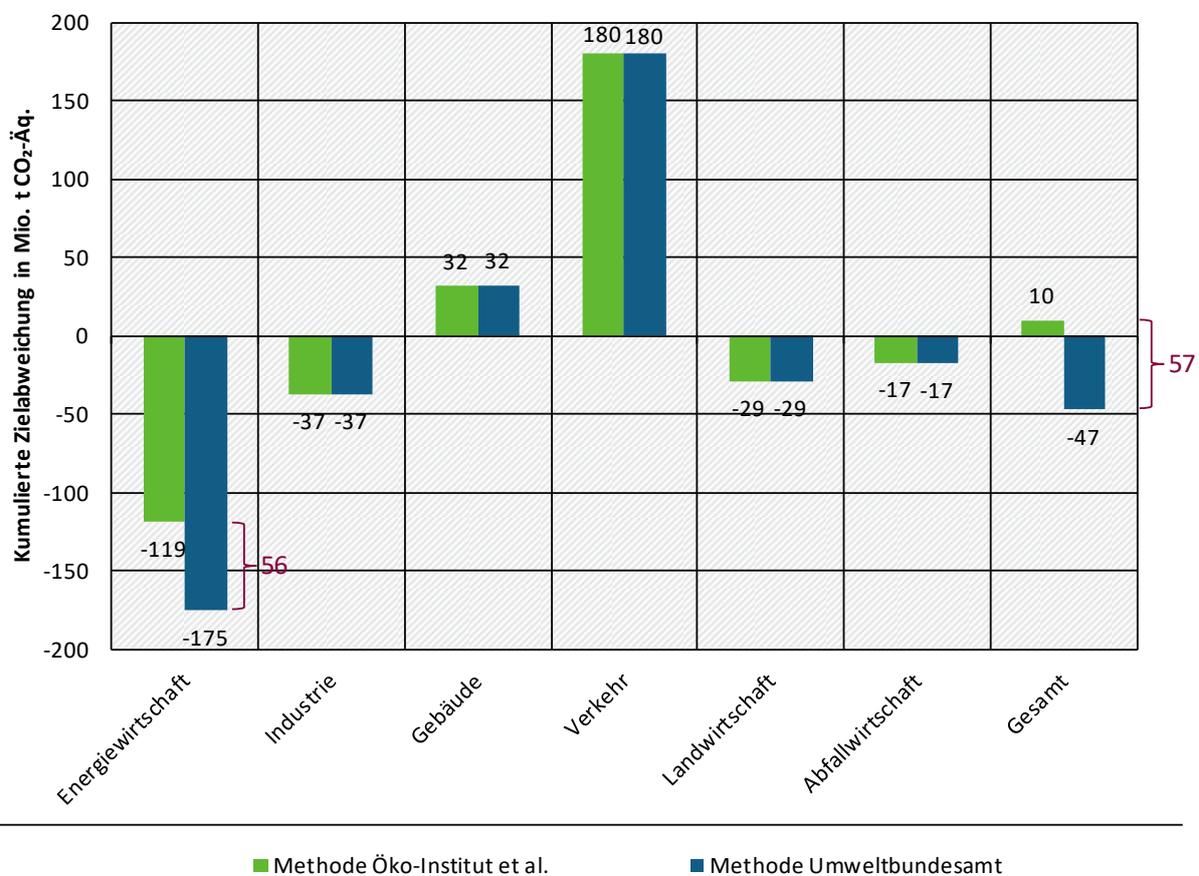
²⁰ Die rechtliche Prüfung und Ausfertigung durch den Bundespräsidenten stehen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch aus.

budget in Höhe von 6.199 Mio. t CO₂-Äq. für den Zeitraum 2021 bis 2030 für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges. Dem stehen in diesem Zeitraum Emissionen in Höhe von 6.152,1 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 6.146,9 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS gegenüber. Nach dieser Methode ergibt sich eine Übererfüllung in Höhe von 46,9 Mio. t CO₂-Äq. im MMS (siehe Anhang C)²¹ und 52,1 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS.

Es gibt einen wesentlichen Unterschied zwischen den beiden Methoden: Der wesentliche Unterschied ist die Berücksichtigung der Emissionen der Energiewirtschaft in den Jahren 2021 und 2023 in Höhe von 245,1 bzw. 205,4 Mio. t CO₂-Äq. Diese Werte sind 23,37 bzw. 33,0 Mio. t CO₂-Äq. niedriger als die interpolierten Jahresemissionsmengen in Höhe 268,5 bzw. 238,4 Mio. t CO₂-Äq. für diese Jahre, in Summe also 56,37 Mio. t CO₂-Äq. Diese Unterschreitung wurde durch das Umweltbundesamt in den am 15. März 2024 veröffentlichten angepassten Jahresemissionsmengen nicht auf die Folgejahre angerechnet.²² Weitere methodische Unterschiede liegen jeweils in der Größenordnung von 1 Mio. t CO₂-Äq.

Die folgende Abbildung stellt die Ergebnisse der beiden Methoden gegenüber und veranschaulicht, dass die Behandlung der Energiewirtschaft der wesentliche Grund für die unterschiedlichen Ergebnisse ist.

Abbildung 3: Vergleich der Methoden um die Abweichungen nach § 4 KSG zu berechnen



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; UBA (2024d)

²¹ siehe „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“ (UBA 2024d).

²² Anzumerken ist, dass die in Tabelle 6 des ERK-Prüfberichts für die Emissionen des Jahres 2023 (ERK 2024) aufgeführten und ausweislich der dortigen Quellenangabe ebenfalls vom UBA bereitgestellten angepassten JEM für die Energiewirtschaft sich von den veröffentlichten JEM unterscheiden.

Anmerkungen: Vorzeichen harmonisiert, sodass positive Werte Emissionen über den Zielwerten und negative Werte Emissionen unter den Zielwerten angeben.

3 Gesamtergebnisse

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

Für diesen Projektionsbericht wurden Treibhausgasemissionen im MMS und im MWMS für alle Jahre von 2024 bis 2050 berechnet. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die Gesamtemissionen in diesen beiden Szenarien und vergleicht sie mit historischen Emissionen sowie mit den Zielen des KSG²³.

Im MMS werden für das Jahr 2030 Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) von rund 455 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Dies entspricht einer Emissionsreduktion von knapp 64 % gegenüber dem Referenzjahr 1990. Damit wird das Ziel nach § 3 Abs. 1 KSG, die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2030 um 65 % zu senken, um gut einen Prozentpunkt verfehlt. Im MWMS sind die projizierten Emissionen im Jahr 2030 mit rund 454 Mio. t CO₂-Äq. nur geringfügig niedriger als im MMS; die Emissionsreduktion beläuft sich wie im MMS auf rund 64 %. Bis zum Jahr 2050 projiziert das MMS eine Emissionsreduktion von gut 87 % und das MWMS knapp 88 %. In den Jahren 2020 bis 2023 lagen die historischen Emissionen durchgehend unter den nach KSG 2021 angepassten Jahresemissionsmengen (JEM)²⁴. Im Zeitraum von 2024 bis 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen sowohl im MMS (dargestellt durch eine hellrote Linie) als auch im MWMS (dargestellt durch dunkelrote Balken) in Summe über den nach KSG 2021 angepassten Jahresemissionsmengen²⁵. Im MMS wird die Jahresemissionsgesamtmenge (entsprechend KSG 2024) von 2021 bis 2030 um rund 47 Mio. t CO₂-Äq. übererfüllt (siehe Anhang C)²⁶. Im MWMS ist die Übererfüllung etwas höher.

Für die Jahre nach 2030 liegen die projizierten Gesamtemissionen in beiden Szenarien über jenen Emissionen, die sich aus den jährlichen Minderungszielen gemäß Anlage 3 des KSG ergeben. Für die Jahre nach 2040 wurden keine Ziele im KSG festgelegt. Es muss jedoch bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden, wobei die Aufnahme von CO₂ aus der Atmosphäre, insbesondere im LULUCF-Sektor, mitberücksichtigt wird. Da die verbleibenden projizierten Emissionen im MMS und MWMS ab 2045 zwischen 153 und 169 Mio. t CO₂-Äq. jährlich betragen, wird ohne weitere Maßnahmen die Annahme in der Gesetzeskommentierung zum KSG 2021, die Restemissionen auf 3 % ggü. 1990 (ca. 39 Mio. t CO₂-Äq.) zu begrenzen, deutlich verfehlt. Auch die angestrebten Restemissionen im Koalitionsvertrag 2021 von 5 % würden deutlich nicht ausreichen, um Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen.

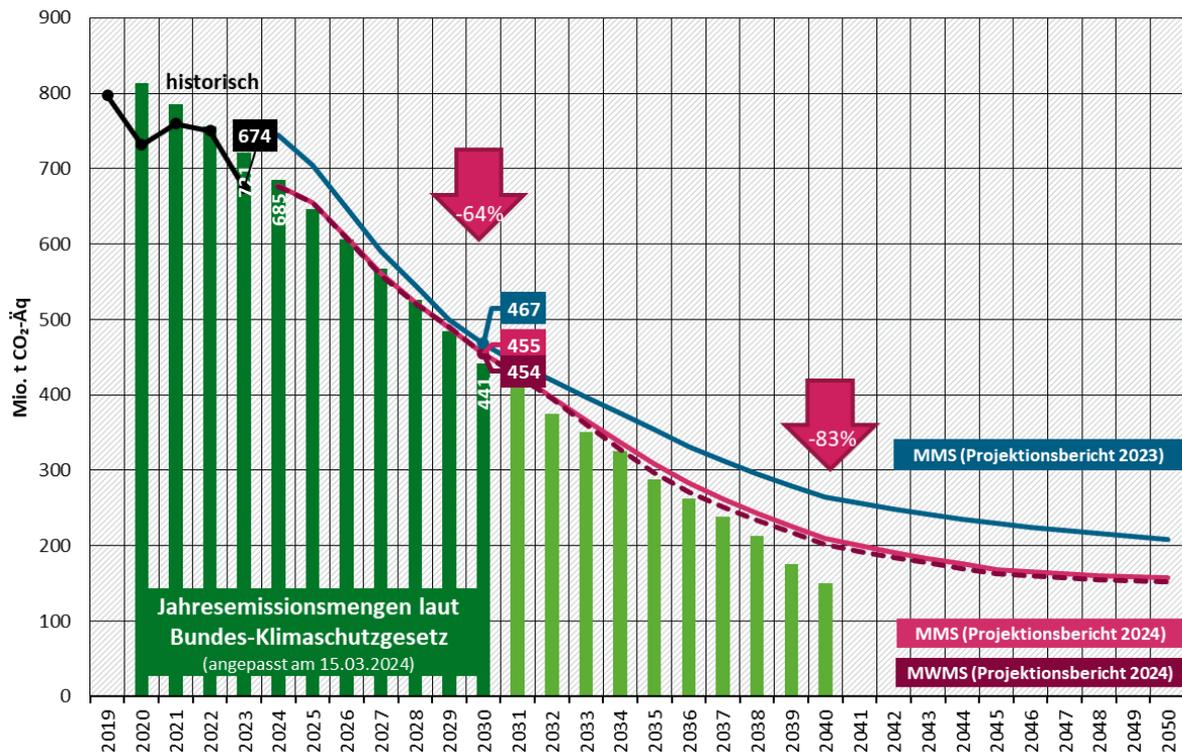
²³ Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

²⁴ Zur Relevanz der Jahre 2021 und 2023 siehe Abschnitt 2.5.

²⁵ Die JEM wurden durch Addition der im KSG festgelegten sektoralen JEM bestimmt. Da im KSG für die Energiewirtschaft nur JEM für 2022 und 2030 angegeben sind, wurden die Werte für 2023 bis 2029 durch Interpolation bestimmt, um die Regelung des § 4 Absatz 1 abzubilden, nach der im Sektor Energiewirtschaft „die Treibhausgasemissionen zwischen den angegebenen Jahresemissionsmengen möglichst stetig“ sinken sollen.

²⁶ siehe „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“ (UBA 2024d).

Abbildung 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 2019 und 2050 im MMS und MWMS (ohne LULUCF)



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut; Inventardaten und Jahresemissionsmengen: UBA (2024b)

3.1 Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren

Der projizierte Verlauf der Treibhausgasemissionen entwickelt sich in den Sektoren unterschiedlich, wie in Tabelle 17 zu sehen ist. In den Sektoren Verkehr und Gebäude werden die am 15. März 2024 angepassten Jahresemissionsmengen (JEM) für 2030 sowohl im MMS als auch im MWMS überschritten, in der Industrie nur im MMS. In den restlichen Sektoren werden die JEM 2030 in beiden Szenarien eingehalten.

Die projizierten Gesamtemissionen als Summe aller Sektoren liegen sowohl im MMS als auch im MWMS über den am 15. März 2024 angepassten JEM 2030.

Der LULUCF-Sektor, für den keine JEM festgelegt wurden, fluktuiert im Verlauf des projizierten Zeitraums um die Nullemissionen herum. Im MWMS stellt der LULUCF-Sektor je nach Jahr eine etwas kleinere Quelle bzw. etwas größere Senke als im MMS dar, verfehlt aber dennoch die Zwischenziele in den Jahren 2030, 2040 und 2045 deutlich.

Im internationalen Luft- und Seeverkehr, für die ebenfalls keine Jahresemissionsmenge festgelegt wurden, ist in beiden Szenarien zwischen dem Basisjahr 2021 und 2030 ein deutliches Wachstum der Emissionen zu verzeichnen²⁷, danach sinken die Emissionen leicht.

²⁷ Teilweise ist dies auf Erholungseffekte nach der COVID-19-Pandemie zurückzuführen.

Tabelle 17: Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren in ausgewählten Jahren zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS

Sektor	Szenario	2021	2025	2030	JEM 2030	2035	2040	2045	2050
		Mio. t CO ₂ -Äq.							
Energiewirtschaft	MMS	245,6	201,6	91,5	108,0	60,3	38,0	37,1	40,3
	MWMS	245,6	202,5	98,8		56,8	36,9	36,8	40,4
Industrie	MMS	181,9	149,2	122,4	121,6	81,9	59,6	51,8	50,3
	MWMS	181,9	148,9	117,4		78,2	57,7	49,0	47,5
Gebäude	MMS	119,5	96,2	67,9	65,9	40,2	21,6	7,7	4,0
	MWMS	119,5	95,9	66,2		36,7	19,2	6,5	3,6
Verkehr	MMS	146,1	144,0	111,1	81,9	67,3	32,6	14,9	5,9
	MWMS	146,1	143,4	110,4		66,2	31,8	14,6	5,7
Landwirtschaft	MMS	62,4	59,4	57,5	58,4	55,6	54,4	53,9	53,5
	MWMS	62,4	59,4	56,8		54,7	53,2	52,5	51,9
Abfallwirtschaft und Sonstiges	MMS	5,8	4,9	4,2	5,3	3,8	3,5	3,4	3,3
	MWMS	5,8	4,9	4,2		3,8	3,5	3,4	3,3
Gesamt	MMS	761,3	655,2	454,7	441,0	309,1	209,7	168,8	157,3
	MWMS	761,3	655,1	453,8		296,3	202,1	162,9	152,5
Nachrichtlich:									
LULUCF	MMS	2,6	2,0	-1,3	Nicht festgelegt	-3,2	-0,2	1,6	4,5
	MWMS	2,6	1,9	-2,2		-5,2	-3,1	-2,3	0,1
Internationaler Luft- und Seeverkehr	MMS	22,1	36,6	41,9	Nicht festgelegt	40,1	40,0	39,8	35,7
	MWMS	22,1	36,6	41,9		40,1	40,0	39,8	35,7

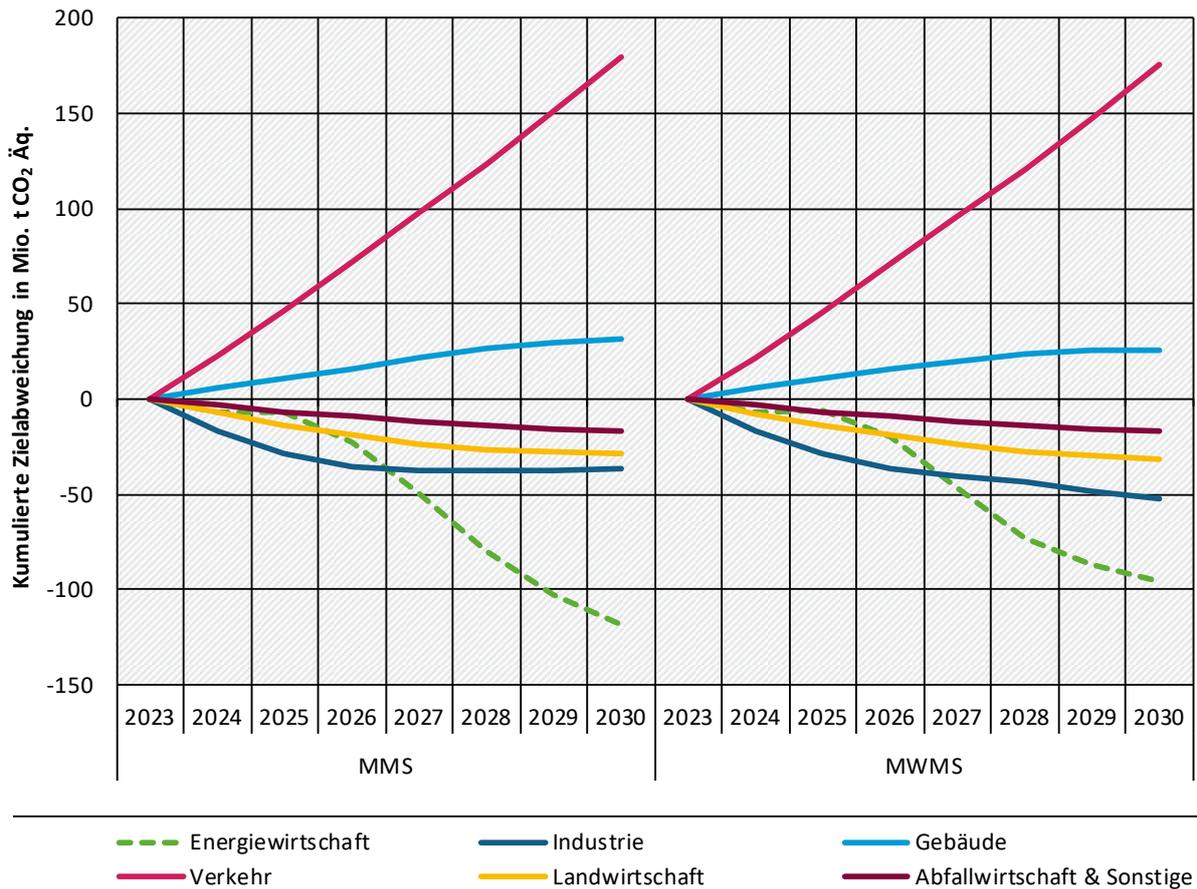
Anmerkung: Prozentuale Änderungen der Emissionen gegenüber 1990 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Dargestellt sind die am 15. März 2024 vom UBA angepassten JEM.

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024a), Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES und Thünen-Institut

Wie in Tabelle 17 ersichtlich ist, liegen die projizierten Gesamtemissionen 2030 im MMS und im MWMS über der JEM von 441,0 Mio. t CO₂-Äq. Werden die kumulierten Emissionen der Jahre 2024 bis 2030 betrachtet, so liegen sie in beiden Szenarien über der Summe der angepassten, verbleibenden JEM. Dabei bestehen jedoch große Unterschiede zwischen den Sektoren: In den Sektoren Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft sind die projizierten Emissionen von 2024 bis 2030 insgesamt geringer als die verbleibenden, angepassten JEM; in den Sektoren Verkehr und Gebäude ergibt sich jedoch eine kumulierte Zielverfehlung, die insbesondere im Verkehr im Zeitverlauf stark zunimmt (Abbildung 5). Im Sektor Industrie werden die Ziele im MMS bis 2027 übererfüllt, anschließend leicht verfehlt, daher steigt die dunkelblaue MMS-Linie in Abbildung 5 ab 2028 wieder leicht an.

Abbildung 5: Kumulierte Zielerreichung/-verfehlung der KSG-Sektoren im MMS und MWMS, 2024-2030



Quelle: Modellierung: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut

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

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

In Tabelle 18 ist die Entwicklung der projizierten kumulierten Gesamtemissionen ab 2024 dargestellt. So ergeben sich bis 2030 im MMS kumuliert knapp 4,0 Gt CO₂-Äq., und bis 2050 rund 8,8 Gt CO₂-Äq. Im MWMS sind die projizierten kumulierten Emissionen bis 2030 um rund 5 Mio. t CO₂-Äq. geringer als im MMS und bis 2050 um knapp 145 Mio. t CO₂-Äq. geringer als im MMS. Bis 2050 werden im MWMS also kumuliert 1,7 % Emissionen gegenüber dem MMS eingespart.

Tabelle 18: Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen ab 2024

Sektor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Kumulierte Emissionen MMS ab 2024	1.332,6	3.967,8	5.805,0	7.029,7	7.948,5	8.753,0
Kumulierte Emissionen MWMS ab 2024	1.331,8	3.962,6	5.767,1	6.942,7	7.829,6	8.608,1
Kumulierte Minderung MWMS ggü. MMS ab 2024	0,8	5,2	37,8	86,9	118,9	144,9

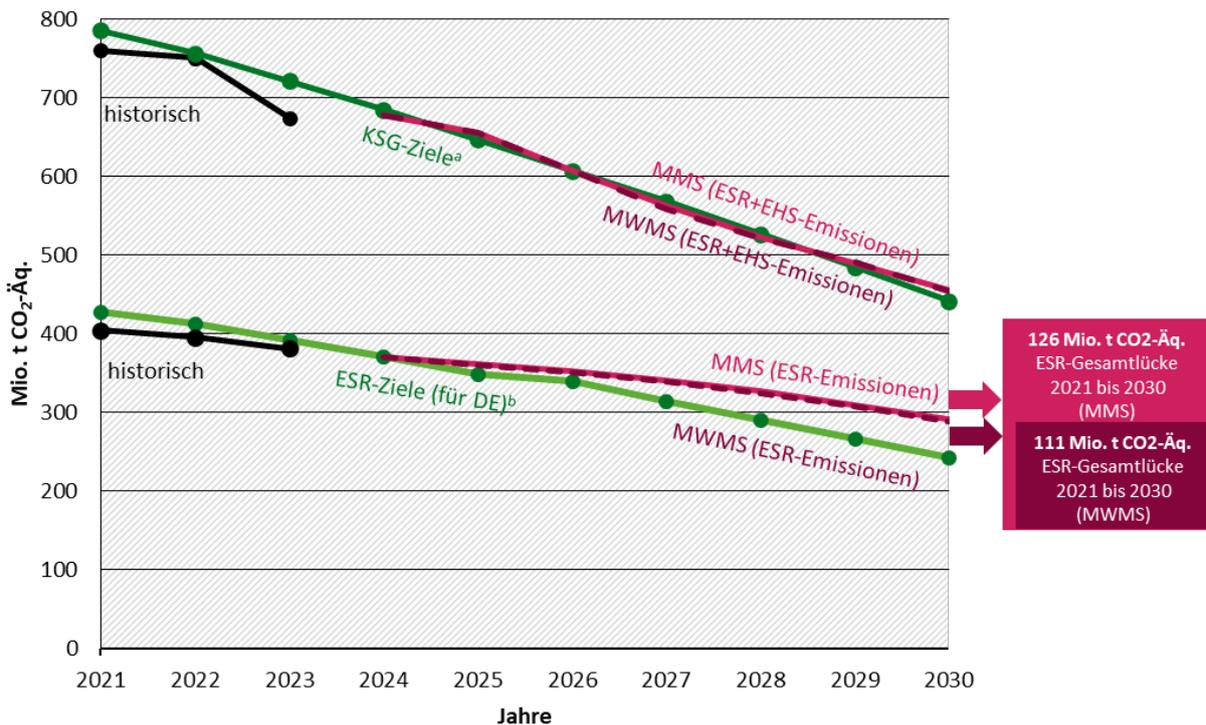
Quelle: Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

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 fallen Großfeuerungsanlagen und die emissionsintensivsten industriellen Prozesse und somit wesentliche Teile der KSG-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Darüber hinaus umfasst das EU-EHS den kommerziellen Flugverkehr (und somit einen Teil des KSG-Sektors Verkehr) sowie einen kleinen Teil des Gebäudesektors (Graichen et al. 2021). Ab dem Jahr 2024 wird schrittweise auch der innereuropäische und von europäischen Häfen ausgehende bzw. einkommende Seeverkehr einbezogen.²⁸ 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, das die wesentlichen CO₂-Brennstoffemissionen außerhalb des EU-EHS bepreist. Die Ausweitung des EU-EHS auf Gebäude und Verkehr („EHS-2“) wurde in den vorliegenden Ergebnissen noch nicht berücksichtigt, alle Angaben zum EU-EHS beziehen sich also auf den EHS-1 (v. a. Energiewirtschaft und Industrie).

Abbildung 6: Projektion der Treibhausgasemissionen im ESR und gesamt, 2021 bis 2030



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

Anmerkung: ^a KSG-Ziele interpoliert, angepasst am 15. März 2024. ^b Die ESR-Ziele wurden aufgrund historischer Daten bis 2023 sowie Projektionsdaten abgeschätzt, siehe Anhang B.1.

In den Jahren 2021 bis 2023 lagen die Emissionen unter dem ESR-Zielpfad. Für das Jahr 2024 wird projiziert, dass die ESR-Emissionen sehr nahe am Zielwert liegen. Für die Folgejahre wird in beiden Szenarien eine zunehmende Lücke zwischen ESR-Emissionen und ESR-Zielpfad projiziert. Für diese Entwicklung ist eine unterschiedliche Entwicklung zwischen den EU-ETS- und

²⁸ Aufgrund des Fehlens empirischer Daten ist der EHS-Anteil des Seeverkehrs im Rahmen dieser Modellierung noch nicht berechenbar.

ESR-Sektoren verantwortlich: Im Zeitraum 2024 bis 2030 werden in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie die größten absoluten Emissionsminderungen erzielt. Diese beiden Sektoren unterliegen größtenteils dem EU-EHS und ihre Emissionsminderung ist im MMS doppelt so hoch wie die Emissionsminderung der hauptsächlich unter die ESR fallenden Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall. Im MWMS ist die Emissionsminderung in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie noch rund drei Mal so hoch wie in den restlichen Sektoren. Daher werden in beiden Szenarien die ESR-Emissionen deutlich langsamer reduziert als die Gesamtemissionen (Abbildung 6).

Während die Gesamtemissionen zwischen 2024 und 2030 in beiden Szenarien nahezu auf dem KSG-Pfad liegen, wächst die Lücke zwischen ESR-Zielpfad und den projizierten Emissionen an. Insgesamt ergibt sich so für die modellierten Jahre eine ESR-Verfehlung von 179 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 163 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Da in den Jahren 2021 bis 2030 die historischen Emissionen unter dem ESR-Zielpfad²⁹ blieben, ergibt sich für den ESR-relevanten Gesamtzeitraum von 2021 bis 2030 eine Lücke von 126 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 111 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. 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 deutlich für den Zeitraum 2024 bis 2030. Hingegen von den vier hauptsächlich oder vollständig der ESR unterliegenden Sektoren verfehlen die beiden emissionsintensiven Sektoren Verkehr und Gebäude die KSG-Ziele. Im Jahr 2024 wird die ESR noch (nahezu) eingehalten, ab 2025 wächst die Lücke im ESR kontinuierlich an.

In Tabelle 19 und Tabelle 20 wird die langfristige Entwicklung der ESR-Emissionen den Emissionen im EU-EHS gegenübergestellt. In Tabelle 114 im Anhang sind die ESR-Emissionen für alle Jahre 2021 bis 2030 dargestellt. Ebenfalls im Anhang zeigen Tabelle 116 und Tabelle 117 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 gut 68 % gegenüber dem für EU-EHS und ESR relevanten Bezugsjahr 2005 reduziert werden, ist die Reduktion der ESR-Emissionen bis 2030 (Minderung um knapp 40 %) deutlich geringer. Im MWMS zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 den zusätzlichen Emissionsreduktionen bei ESR-Emissionen höhere Emissionen im EU-EHS gegenüberstehen. Emissionen werden also vom ESR in den EU-EHS verschoben. Bei den ESR-Emissionen wird im MWMS durch die zusätzlichen Maßnahmen im Jahr 2030 ein knapper zusätzlicher Prozentpunkt Emissionsminderung erzielt. Bei den EU-EHS-Emissionen beträgt der Unterschied zwischen MMS und MWMS im Jahr 2030 ebenso weniger als einen Prozentpunkt.

Sowohl kurzfristig bis 2030 als auch langfristig bis 2050 werden im EU-EHS größere Emissionsreduktionen gegenüber dem europäischen Referenzjahr 2005 erreicht, allerdings wurde historisch im Basisjahr 2021 im EU-EHS bereits eine doppelt so hohe Emissionsreduktion erreicht wie in der ESR.

Innerhalb der ESR-Emissionen entwickeln sich die vom nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) erfassten CO₂-Brennstoffemissionen einerseits und die sonstigen von der ESR erfassten Emissionen andererseits sehr unterschiedlich. Während die CO₂-Brennstoffemissionen zwischen dem Basisjahr 2021 und 2030 im MMS bereits um 31 % und im MWMS um 33 % sinken, reduzieren sich die sonstigen ESR-Emissionen im gleichen Zeitraum nur um 14 % (MMS) bzw. 16 % (MWMS). Auf lange Sicht ist dieser Effekt deutlich ausgeprägter: Während im Basisjahr 2021 die

²⁹ Die ESR-Ziele wurden aufgrund historischer Daten bis 2022 sowie Projektionsdaten für 2023 abgeschätzt, siehe Anhang B.1.

CO₂-Brennstoffemissionen im Geltungsbereich des nEHS noch fast viermal so hoch wie die sonstigen Emissionen waren, sinken die CO₂-Brennstoffemissionen sogar deutlich unter das Niveau der sonstigen ESR-Emissionen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass die sonstigen ESR-Emissionen in beiden Szenarien ab 2040 kaum noch sinken, wohingegen bei den Brennstoffemissionen weiterhin relevante Emissionsminderungen geschehen.

Tabelle 19: EU-EHS- und ESR-Emissionen im MMS, 2005-2050

	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissionen stationärer EU-EHS ^a	514,0	355,1	293,0	162,2	100,6	63,2	56,3	57,0
Emissionen ESR ^b	484,7	405,5	361,2	291,5	207,8	145,9	112,1	100,1
<i>davon nEHS^c</i>	<i>354,1</i>	<i>319,9</i>	<i>282,4</i>	<i>218,2</i>	<i>139,1</i>	<i>80,3</i>	<i>47,0</i>	<i>35,1</i>
<i>sonstige Emissionen ESR</i>	<i>130,6</i>	<i>85,6</i>	<i>78,8</i>	<i>73,3</i>	<i>68,7</i>	<i>65,6</i>	<i>65,1</i>	<i>64,9</i>
Summe ESR und stationärer EU-EHS^d	998,7	760,6	654,2	453,7	308,4	209,1	168,4	157,1
Stationärer EU-EHS ggü. 2005	0,0%	-30,9%	-43,0%	-68,4%	-80,4%	-87,7%	-89,0%	-88,9%
ESR ggü. 2005	0,0%	-16,3%	-25,5%	-39,9%	-57,1%	-69,9%	-76,9%	-79,4%
Nachrichtlich:								
Flugverkehr im EU-EHS ^e	8,4	4,7	8,1	9,0	7,8	6,6	6,1	3,2
<i>davon inländisch</i>	<i>2,3</i>	<i>0,7</i>	<i>1,0</i>	<i>0,9</i>	<i>0,7</i>	<i>0,6</i>	<i>0,5</i>	<i>0,2</i>

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: Europäische Kommission (2020), UBA (2023a), EEA (2024), Modellierung Öko-Institut

Tabelle 20: EU-EHS- und ESR-Emissionen im MWMS, 2005-2050

	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissionen stationärer EU-EHS ^a	655,9	355,1	293,9	165,4	96,8	62,6	55,2	56,4
Emissionen ESR	593,1	405,5	360,1	287,5	198,7	139,0	107,2	95,8
davon nEHS ^c	409,5	319,9	281,5	215,2	132,4	75,9	44,9	34,0
sonstige Emissionen ESR	183,5	85,6	78,5	72,3	66,3	63,1	62,3	61,9
Summe ESR und stationärer EU-EHS^d	1.249,0	760,6	654,0	452,9	295,5	201,6	162,4	152,3
Stationärer EU-EHS ggü. 2005	27,6%	-30,9%	-42,8%	-67,8%	-81,2%	-87,8%	-89,3%	-89,0%
ESR ggü. 2005	22,4%	-16,3%	-25,7%	-40,7%	-59,0%	-71,3%	-77,9%	-80,2%
Nachrichtlich:								
Flugverkehr im EU-EHS ^e	5,5	5,9	10,2	11,5	10,0	8,5	7,8	4,1
davon inländisch	2,3	0,7	1,0	1,0	0,8	0,6	0,5	0,2

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: Europäische Kommission (2020), UBA (2023a), EEA (2024), Modellierung Öko-Institut

3.3 Sensitivitätsanalysen

Die Projektionsergebnisse sind maßgeblich von definierten Grundannahmen abhängig, die die wirtschaftliche Entwicklung, Bevölkerungsentwicklung sowie die Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte bis zum Jahr 2050 betreffen (Mendelevitch et al. 2024). Diese Parameter sind variabel und unterliegen diversen externen Einflüssen. Um die Auswirkungen von Änderungen in diesen Annahmen auf die Projektionsergebnisse zu analysieren, wurden sechs Sensitivitätsszenarien definiert. Basierend auf diesen Szenarien wurden 16 alternative Entwicklungspfade modelliert und ihre potenziellen Effekte auf die Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) quantifiziert.

Die Projektionen zum Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum umfassen Analysen, die den Einfluss verschiedener Wachstumsraten—sowohl reduzierte als auch erhöhte—auf die Treibhausgasemissionen evaluieren.

Des Weiteren wurde der Einfluss schwankender Brennstoffpreise und EU-Emissionshandelspreise (EU-EHS) untersucht. Diese Analyse betrachtete die Auswirkungen geänderter Preissetzungen auf verschiedene Wirtschaftssektoren.

Zusätzliche spezifische Sensitivitäten für die Sektoren Industrie und Gebäude wurden ebenfalls berechnet, um ein detailliertes Verständnis der sektorspezifischen Reaktionen auf die veränderten Rahmenbedingungen zu gewinnen.

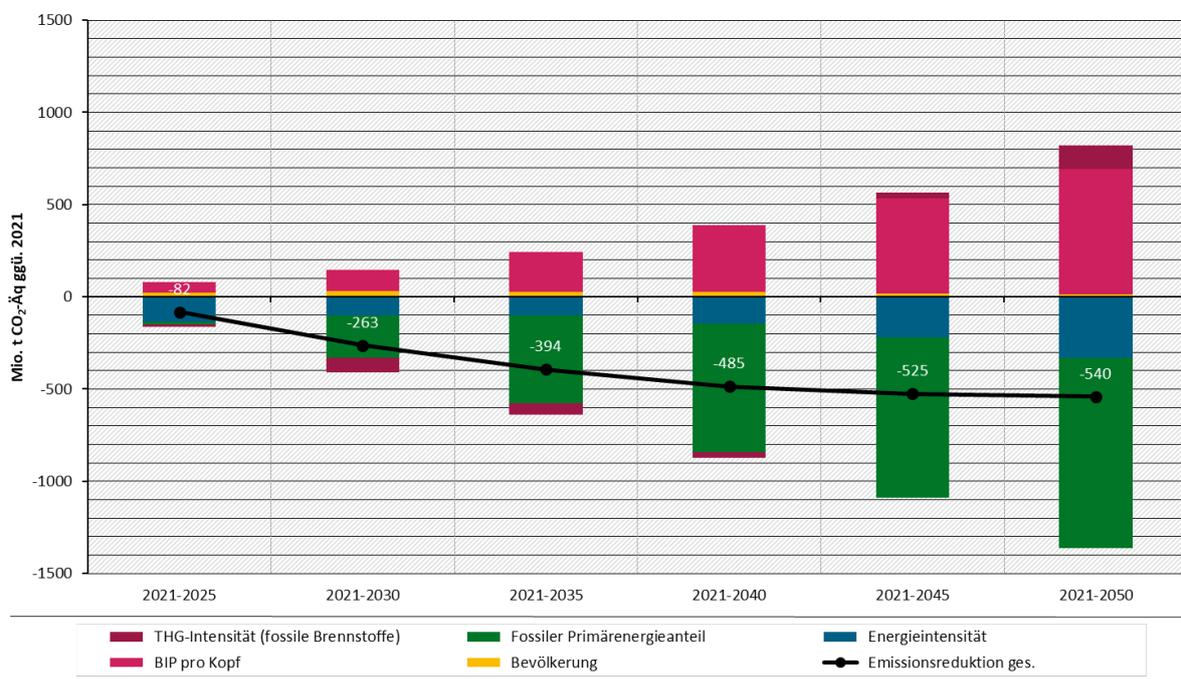
3.3.1 Wirtschaftswachstum (niedrigeres BIP)

Um die Beiträge verschiedener Faktoren zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen zu analysieren, wurde eine Komponentenanalyse durchgeführt. Die Komponentenanalyse zerlegt die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen, wie sie in den Szenarienergebnissen dargestellt wird, in die Beiträge verschiedener Einflussfaktoren. Dazu zählen die Bevölkerungszahl, das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf, die Energieintensität der Wirtschaft (Energie pro Euro Bruttoinlandsprodukt), der Anteil erneuerbarer Energien sowie die Treibhausgasintensität der fossilen Energieträger, welche durch die Veränderung des Energieträgermixes bestimmt wird (vgl. Kaya und Yokoburi 1997). Anschließend können einzelne Faktoren, in diesem Fall Bevölkerungszahl und BIP pro Kopf, variiert werden, um die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Treibhausgasemissionen abzuschätzen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7 dargestellt. Im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) wird eine Reduktion der Emissionen um 263 Mio. t CO₂-Äq bis 2030 und um 540 Mio. t CO₂-Äq bis 2050, jeweils im Vergleich zu 2021, erwartet.

Wirtschaftswachstum wird als Haupttreiber identifiziert, der die Verringerung der Treibhausgasemissionen verlangsamt. Zwischen 2021 und 2050 wirkt sich das Wirtschaftswachstum mit einem Beitrag von +682 Mio. t CO₂-Äq. auf die Gesamtemissionsentwicklung aus. In geringerem Ausmaß tragen auch der verbleibende Anteil fossiler Energieträger (+128 Mio. t CO₂-Äq.) und ein moderates Bevölkerungswachstum (+12 Mio. t CO₂-Äq. bis 2050 im Vergleich zu 2021) zur Emissionsentwicklung bei.

Energieeffizienzsteigerungen und ein reduzierter Anteil fossiler Primärenergien tragen wesentlich zur Minderung bei, mit Reduktionen von -332 Mio. t CO₂-Äq. bzw. -1.030 Mio. t CO₂-Äq. bis 2050 im Vergleich zu 2021. Der verbleibende Anteil fossiler Energieträger weist ebenfalls eine geringere Treibhausgasintensität auf und trägt mit -35 Mio. t CO₂-Äq. zur Emissionsentwicklung bis 2050 bei. Die Bevölkerungsentwicklung wird bis 2050 als relativ stabil angenommen und hat daher nur einen marginalen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen.

Abbildung 7: Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen (MMS)



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Mithilfe der Komponentenanalyse wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die eine abweichende Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) vom vorgegebenen Entwicklungspfad untersucht. Die Sensitivität beruht bis zum Jahr 2026 auf den Wachstumsraten der Bundesbank, veröffentlicht im Dezember 2023 (Deutsche Bundesbank 15.12.2023). Danach werden die Wachstumsraten der Referenz-BIP-Entwicklung fortgeschrieben. Tabelle 21 vergleicht die angenommenen Wachstumsraten des BIP bis zum Jahr 2030. Die jährlichen Wachstumsraten der Sensitivität S1 liegen bis zum Jahr 2025 niedriger als die der Referenzentwicklung. Ab dem Jahr 2027 sind die Wachstumsraten in der Referenz sowie der Sensitivität bis 2050 identisch.

Tabelle 21: Angenommene BIP-Wachstumsraten

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Referenz BIP-Entwicklung	1,3 %	1,5 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,7 %	0,7 %
S1: niedrigere BIP-Entwicklung	0,3 %	1,1 %	1,6 %	0,6 %	0,6 %	0,7 %	0,7 %

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, basierend auf Deutsche Bundesbank (15.12.2023)

Eine niedrigere BIP-Entwicklung resultiert im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) in reduzierten Treibhausgasemissionen. Wie in Tabelle 22 dargestellt, würde dies zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um -1,4 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 und um -0,4 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2050 im Vergleich zum MMS führen. Dieses geringere Wirtschaftswachstum führt zu einer Reduzierung der Treibhausgase um zusätzliche 0,1 % im Jahr 2030 und um 0,03 % im Jahr 2050, jeweils verglichen mit den Werten von 1990.

Tabelle 22: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 1 (MMS)

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8
Sensitivität S1: Wirtschaftswachstum (Differenz)								
S1: niedrigere BIP-Entwicklung		-4,8	-7,2	-1,4	-0,9	-0,6	-0,5	-0,4

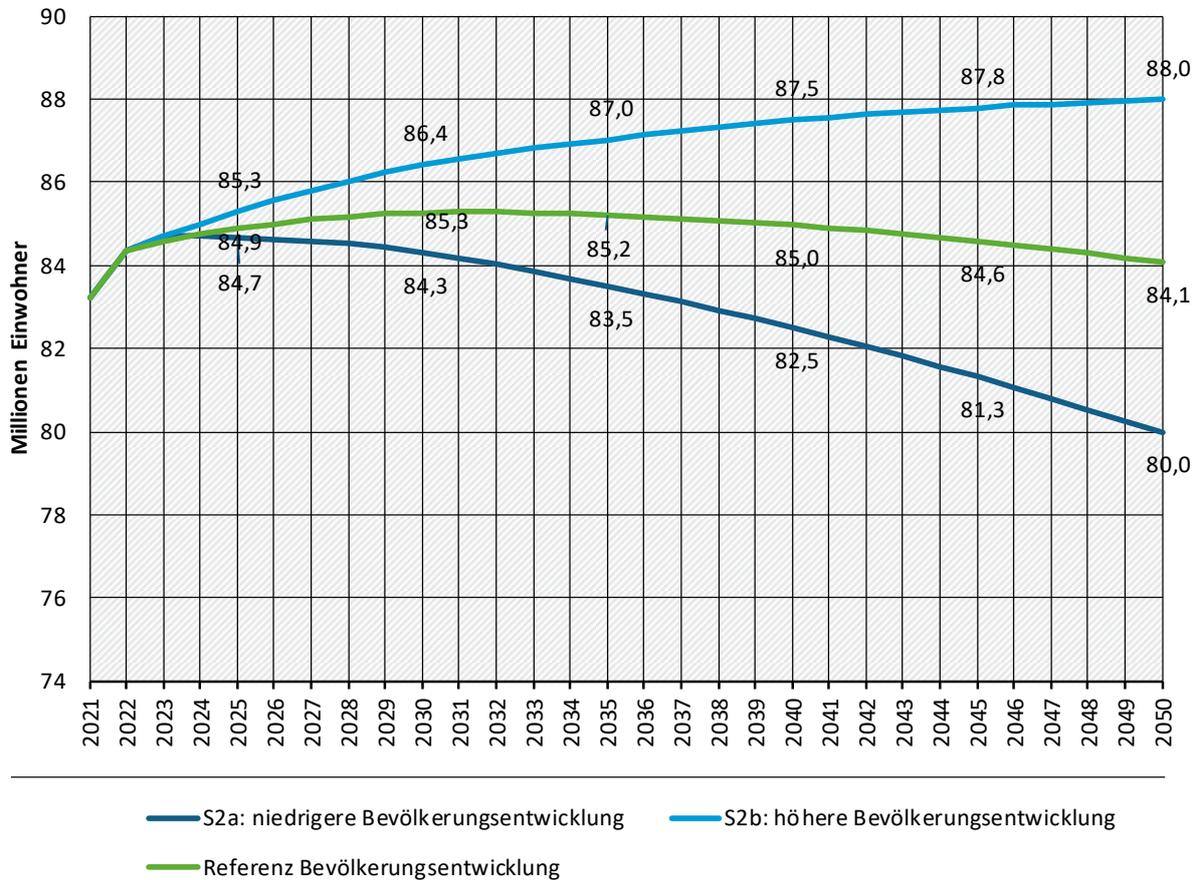
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

3.3.2 Bevölkerungsentwicklung

Der Einfluss der Bevölkerungsentwicklung auf die Treibhausgasemissionen ist ebenfalls bedeutend. Eine wachsende Bevölkerung steigert den Energiebedarf, da mehr Menschen Energie für Wohnen, Transport, Industrie und andere Aktivitäten benötigen. Für den aktuellen Projektionsbericht wurden daher zwei Sensitivitätsanalysen bezüglich der Bevölkerungszahlen, beruhend auf der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes Variante G2L2W1 (niedrige Zuwanderung) und G2L2W3 (hohe Zuwanderung) (Destatis 2023a), durchgeführt.

Abbildung 8 zeigt die angenommene Bevölkerungsentwicklung in der Referenz sowie der Sensitivität S2a (niedrigere Bevölkerungsentwicklung) und der Sensitivität S2b (höhere Bevölkerungsentwicklung).

Abbildung 8: Verwendete Bevölkerungsentwicklung



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut; Destatis (2023a)

Mithilfe der Komponentenanalyse (siehe Abschnitt 3.3.1) wurden Abweichungen zur Referenz ermittelt. Die Ergebnisse in Tabelle 23 zeigen: eine niedrigere Bevölkerungszunahme ist mit reduzierten Emissionen verbunden (-4,5 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 bzw. -5,9 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2050). Im Gegensatz dazu führt eine höhere Bevölkerungszunahme zu einem Anstieg der Emissionen, jeweils um +5,4 Mio. t CO₂-Äq. bzw. +5,7 Mio. t CO₂-Äq. in den Jahren 2030 und 2050.

Tabelle 23: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 2 (MMS)

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8

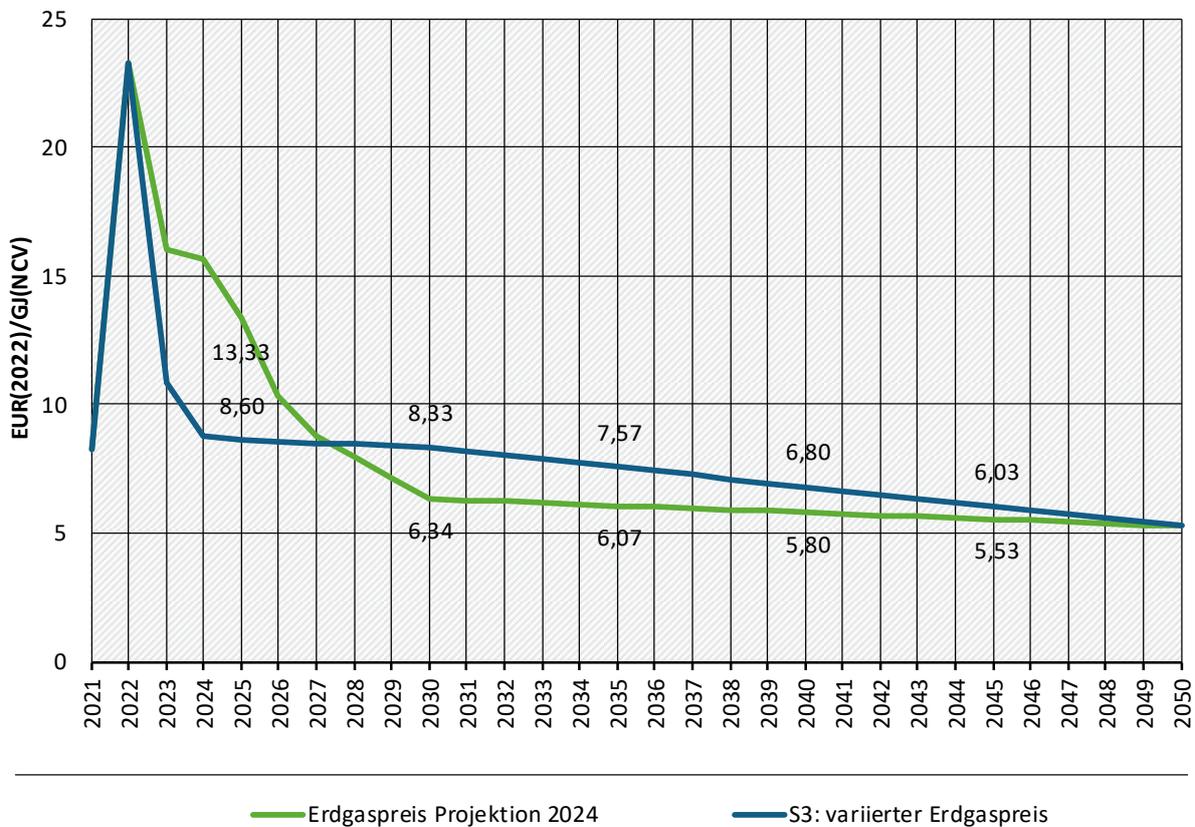
	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sensitivität S2: Bevölkerungsentwicklung (Differenz)								
<i>S2a: niedrigere Bevölkerungsentwicklung</i>		-0,3	-1,4	-4,5	-5,3	-5,1	-5,3	-5,9
<i>S2b: höhere Bevölkerungsentwicklung</i>		1,9	2,8	5,4	5,7	5,2	5,2	5,7

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

3.3.3 Variierte Brennstoffpreise

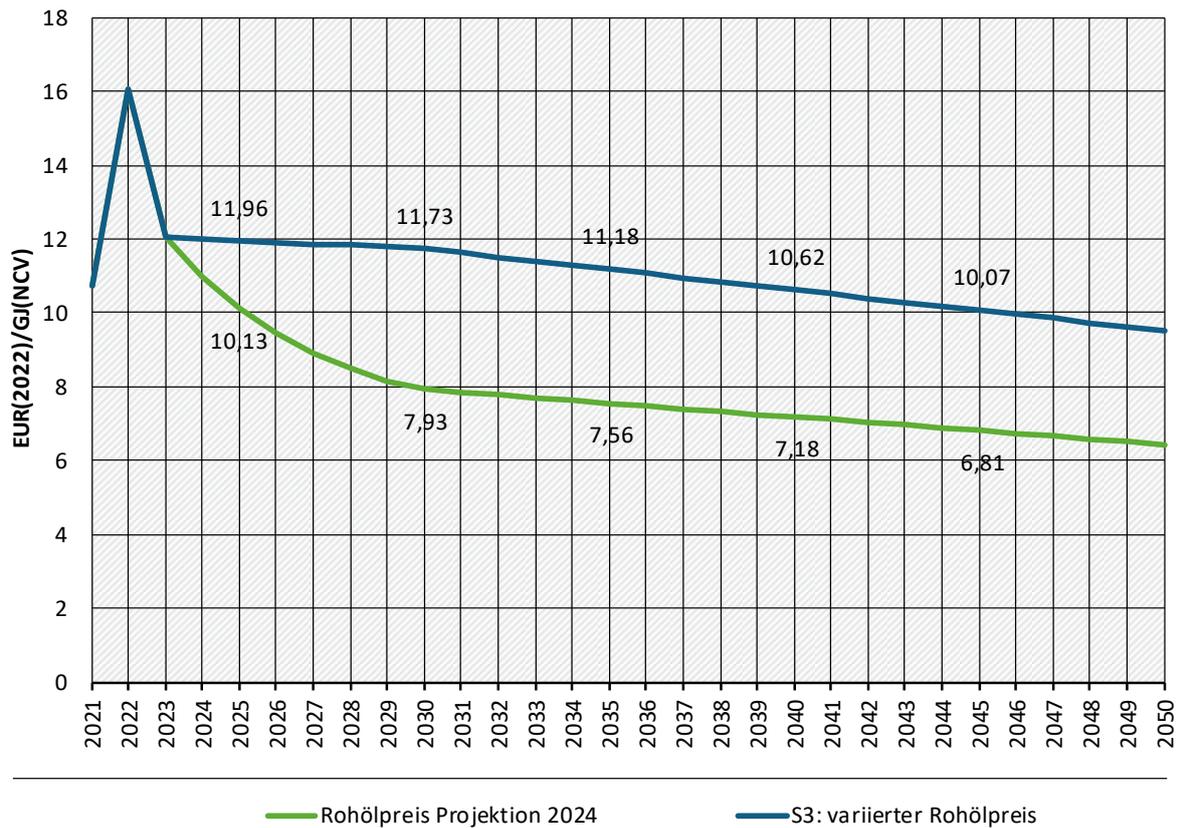
Für die dritte Sensitivitätsanalyse wurden die Brennstoffpreise variiert, da sie signifikant die Treibhausgasemissionen beeinflussen. Aufgrund der Notwendigkeit, Energiepreise frühzeitig für Projektionen festzulegen, können spätere Marktänderungen oft nicht mehr eingearbeitet werden. Dies zeigt sich beispielsweise beim Erdgaspreis, der stärker gefallen ist als zum Zeitpunkt der Preisfestsetzung erwartet (Abbildung 9). In der Sensitivität wird angenommen, dass der Erdgaspreis bis 2027 niedriger als im MMS sein wird und danach höher ausfällt. Der angenommene Preis für Rohöl in der Sensitivitätsrechnung übersteigt den im MMS angesetzten Preis (vergl. Abbildung 10).

Abbildung 9: Preispfade Erdgas



Quelle: IEA (2023), Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 10: Preispfade Rohöl



Quelle: IEA (2023), Berechnungen Öko-Institut

Die Sensitivitätsanalysen wurden für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr durchgeführt. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass keine Gesamtintegration der Sektorergebnisse stattfand; vielmehr handelt es sich um isolierte Resultate aus den einzelnen Sektorenmodellen, wie es bei den Sensitivitätsanalysen üblich ist. Daher sind die Ergebnisse aus den verschiedenen Sektoren nicht addierbar und müssen einzeln betrachtet werden.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 24 dargestellt. Die markantesten Abweichungen vom Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) treten in der Energiewirtschaft in den Jahren 2024 und 2025 auf, was hauptsächlich auf die zuvor diskutierten Änderungen des Erdgaspreises zurückzuführen ist. Bei den niedrigeren Erdgaspreisen der Sensitivität in den Jahren bis 2027 werden die Grenzkosten von Erdgaskraftwerken vermehrt kompetitiv gegenüber denen der Kohlekraftwerke und es findet eine teilweise Verschiebung der Stromerzeugung von Kohle zu Erdgas statt. Ein umgekehrter Effekt entsteht, wenn sich die beiden Preispfade kreuzen und der Erdgaspreis der Sensitivität über dem des MMS liegt. Daher sieht man in den Jahren 2030 und 2035 einen leichten Anstieg der Emissionen, weil etwas mehr Kohleverstromung stattfindet als im MMS. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums verschwinden diese Differenzen, da zum Ende des Jahres 2038 das letzte Kohlekraftwerk im Rahmen des ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs vom Netz geht und die zuvor beschriebenen Merit-Order-Verschiebungen nicht mehr stattfinden.

Industrie: In dieser Sensitivität sind die Preise der meisten Brennstoffe für die Industrie höher als im MMS. Der Preisaufschlag ist vergleichsweise gering bei Erdgas, stärker bei Heizöl und in der Verwendung von ähnlichen Energieträgern (vor allem fest und flüssig). Dadurch wird bereits 2030 deutlich weniger Heizöl (15 TWh statt 24 TWh) eingesetzt und insgesamt verschiebt

sich (trotz einer höheren Erdgasnutzung von knapp 2 TWh) der Energieträgermix stärker zu CO₂-armen Energieträgern. Im Jahr 2030 reduzieren sich die Treibhausgasemissionen um 2,5 Mio. t CO₂-Äq. (kumuliert 2023-2030 17 Mio. t CO₂-Äq. weniger, Tabelle 24). Im Jahr 2045 ist der Effekt leicht umgekehrt – es entstehen um 0,4 Mio. t CO₂-Äq. höhere Treibhausgasemissionen, weil zusätzlich Biomasse teurer angenommen wurde und so in der Sensitivität im Jahr 2045 um etwa 6 TWh geringer eingesetzt wird. Kumuliert (2023-2045) sinken die Treibhausgasemissionen in der Sensitivität gegenüber dem MMS bis 2045 in der Industrie um 26 Mio. t CO₂-Äq.

Gebäude: Die höheren Brennstoffpreise führen in dieser Sensitivität zu Preisaufschlägen bei allen Energieträgern, jedoch insbesondere bei Erdgas und Heizöl. Dadurch werden bereits bis 2030 weniger Erdgas und Heizöl eingesetzt, zugunsten Fernwärme und Wärmepumpen-Strom. Die Treibhausgasemissionen sinken kumuliert (2023 bis 2030) um rund 4 Mio. t CO₂-Äq.

Verkehr: Im Verkehrssektor wirken veränderte Brennstoffpreise über zwei wesentliche Effekte. Durch die erhöhten Preise für fossile Kraftstoffe steigen die Kilometerkosten, was zu einem Rückgang der Fahrleistung verbrennungsmotorischer Fahrzeuge führt. Gleichzeitig erhöht sich die Vollkostenrechnung der Nutzer*innen bei der Fahrzeuganschaffung, wodurch mehr Fahrzeuge mit alternativen Antrieben in den Markt gelangen. Im Jahr 2030 werden 3,8 Mio. t CO₂-Äq. weniger emittiert (kumuliert bis 2030 18,4 Mio. t CO₂-Äq.). Der Effekt nimmt mit zunehmender Elektrifizierung des Fahrzeugbestandes (durch die Gesamtheit aller Instrumente) ab etwa 2035 wieder ab und beträgt bis 2050 kumuliert 58,3 Mio. t CO₂-Äq.

Tabelle 24: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 3 (MMS)

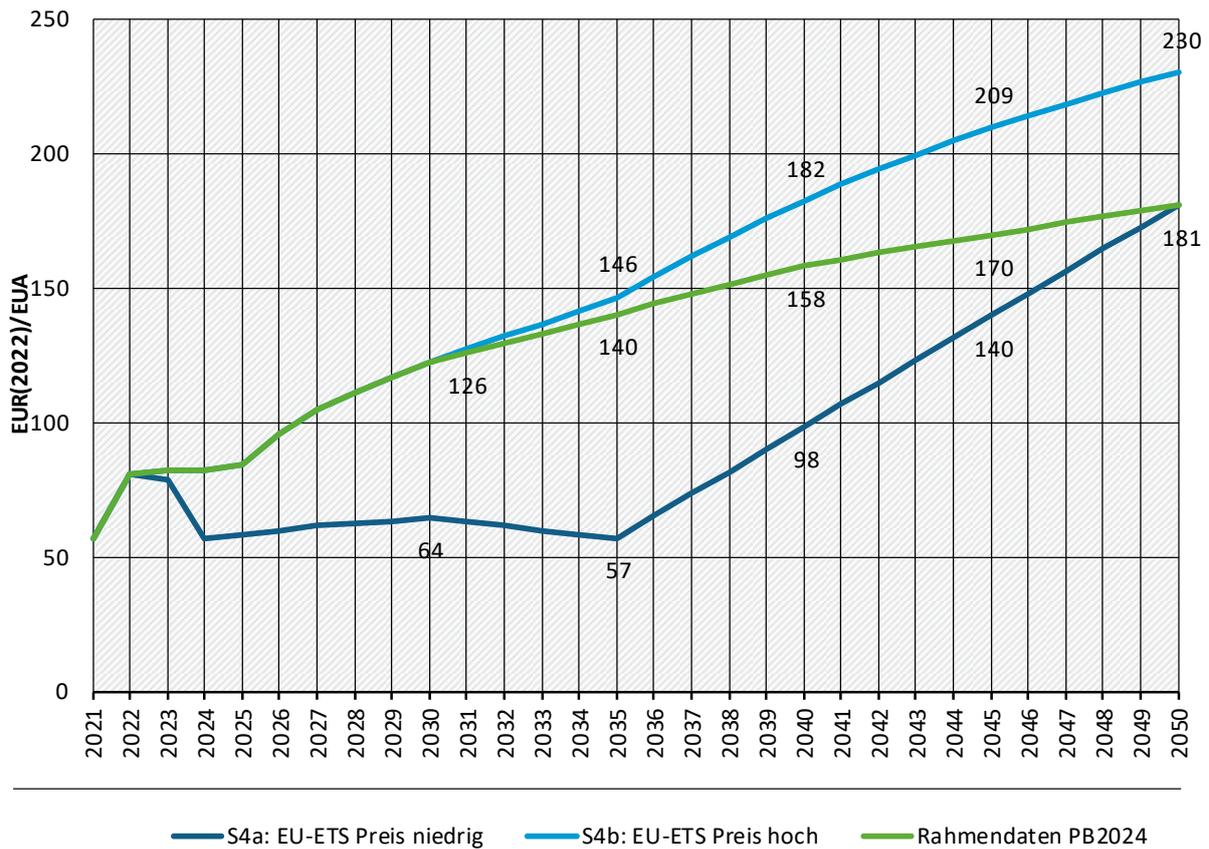
	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8
Sensitivität S3: variierte Brennstoffpreise (Differenz)								
<i>S3a: Energiewirtschaft</i>		-39,5	-36,8	1,8	0,8	0,0	0,0	0,0
<i>S3b: Industrie</i>		-0,6	-2,1	-2,5	-1,5	0,0	0,4	0,6
<i>S3c: Gebäude (Geräte und Prozesse)</i>		0,00	0,01	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,01
<i>S3d: Gebäude (Raumwärme)</i>		-0,3	-0,3	-0,6	-0,8	-0,6	-0,3	-0,1
<i>S3e: Verkehr</i>		-0,9	-1,6	-3,8	-4,3	-1,2	-0,5	-0,4

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

3.3.4 Variierte EU-EHS-Preise

Das EU-EHS ist eines der wesentlichen Instrumente Europas zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Der projizierte Einfluss des angenommenen CO₂-Preises auf die Emissionsminderungen ist erheblich. Es wurden zwei verschiedene Sensitivitätsszenarien berücksichtigt: Sensitivität S4a mit der Annahme niedrigerer CO₂-Preisentwicklung, während Sensitivität S4b von steigenden CO₂-Preisen ab dem Jahr 2030 ausgeht, verglichen mit den Rahmendaten des MMS. Die angenommenen CO₂-Preisverläufe sind in Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Preispfade EU-EHS



Quelle: Mendelevitch et al. (2024), Expertenprognose Q3/2023, Abstimmungen mit UBA und BMWK, Berechnungen Öko-Institut

Die Sensitivitätsanalyse S4a wurde für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie separat durchgeführt. Aufgrund des vereinfachten Ansatzes bei Sensitivitätsanalysen sind die Ergebnisse dieser Sektoren unabhängig und nicht addierbar. Wie erwartet, resultieren niedrigere CO₂-Preise in geringeren Emissionsreduktionen. Wie Tabelle 25 zeigt, verursacht der niedrigere CO₂-Preis in der Energiewirtschaft einen Anstieg der Emissionen um 23,0 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030. Der Einfluss in diesem Sektor verringert sich jedoch in späteren Jahren oder verschwindet ganz, unter anderem bedingt durch den Kohleausstieg bis 2038 und das geringere Potenzial für die Verdrängung von Erdgas. In der Industrie führt der niedrigere CO₂-Preis zu einer verstärkten Nutzung fossiler Brennstoffe, was höhere Emissionen nach sich zieht.

Sensitivität S4b, die sich ab dem Jahr 2030 vom Entwicklungspfad der CO₂-Preise (höher) im MMS unterscheidet, wurde nur für den Industriesektor gerechnet. Obwohl die Preisunterschiede erst ab 2030 auftreten, resultieren veränderte Investitionsentscheidungen durch die Erwartung dieser Änderungen auch in den Vorjahren in reduzierten Emissionen (siehe Tabelle 25). Details dazu sind in den Abschnitten 5.4.2 und 5.4.3 dargestellt.

Tabelle 25: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 4 (MMS)

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8
Sensitivität 4a: veränderter EU-EHS Preis (niedrig) (Differenz)								
<i>S4a: Energiewirtschaft</i>		7,3	10,6	23,0	8,1	-0,1	0,1	0,0
<i>S4a: Industrie</i>		1,2	2,6	6,5	17,7	21,8	12,4	6,6
Sensitivität 4b: veränderter EU-EHS Preis (hoch) (Differenz)								
<i>S4b: Industrie</i>		-0,1	-1,7	-3,9	-3,5	-1,8	-1,9	-2,0

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

3.3.5 Industrie - Produktionsmengen

Die industrielle Produktion ist ein wesentlicher Treiber für Treibhausgasemissionen. In der Referenzentwicklung wird erwartet, dass die Produktionsmengen bis 2028 das Niveau von 2018 wieder erreichen. Die Sensitivitätsanalyse S5 betrachtet jedoch die Effekte, wenn die Produktionsmengen bis zum Jahr 2028 nur 90 % des Niveaus von 2018 erreichen. Diese geringere Produktionsleistung resultiert in niedrigeren Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario (MMS). Die Emissionen sind im Jahr 2025 um 6,2 Mio. t CO₂-Äq. und bis 2030 um 13,2 Mio. t CO₂-Äq. reduziert (Tabelle 26). Eine detailliertere Beschreibung der Ergebnisse befindet sich im Abschnitt 5.4.4.

Tabelle 26: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 5 (MMS)

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8
Sensitivität S5: Industrie (Differenz)								
<i>S5: veränderte Produktionsmengen</i>		-2,6	-6,2	-13,2	-10,0	-7,2	-5,4	-5,3

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut, Berechnungen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES

3.3.6 Gebäude

Für den Gebäudesektor wurden weitere Sensitivitäten betrachtet, die in Zusammenhang mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) stehen und Auswirkungen auf die Umsetzung der 65 %-Regel zur Nutzung von erneuerbaren Ener-

gien haben. Tabelle 27 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen. Es wurden insgesamt vier Sensitivitäten berechnet, die sowohl eine verzögerte Umsetzung (Attentismus) beim Heizungstausch als auch stärkere Begeisterung für die Wärme-wende betrachten.

Die Sensitivitäten S6a und S6b zeigen die Veränderung der Gesamtemissionen bei einem verzögerten Austausch der Heizungssysteme auf. Dafür wird die Lebensdauer fossiler Kessel um 10 bzw. 20 % erhöht bzw. reduziert. Bei einer im MMS unterstellten durchschnittlichen Lebensdauer von 25 Jahren resultiert bei einer Reduktion von 5 % eine Lebensdauer von 23,8 Jahren und bei einer Reduktion von 10 % eine Lebensdauer von 22,5 Jahren. Bei Erhöhung der Lebensdauer um 10 % ergibt sich eine Lebensdauer von 27,5 Jahren, bei einer Erhöhung von 20 % eine Lebensdauer von 30 Jahren. Die im Modell implementierte Logik bei Austausch von Wärmeversorgungssystemen ist in Anhang A.4.3 beschrieben.

Damit wird betrachtet, welche Veränderungen sich ergeben, wenn Heizungssysteme bis 2028 vorrangig repariert und nicht getauscht werden. Es wird damit angenommen, dass Gebäudeeigentümer*innen den Geschwindigkeitsbonus für Heizungssysteme in der BEG bis 2028 nicht nutzen und stattdessen die Wärmeplanung bis 2028 abwarten. Bis 2030 erhöhen sich die Treibhausgasemissionen damit um 0,8 bzw. 1,1 Mio. t CO₂-Äq.

Die Sensitivitäten S6c und S6d untersuchen dagegen die Veränderungen der Gesamtemissionen bei einem vorgezogenen Tausch der Heizsysteme um 5 bzw. 10 % (Begeisterung für Wärme-wende). Damit wird betrachtet, welche Veränderungen sich ergeben, wenn sich die Anzahl getauschter Heizungssysteme im Zeitraum 2024 bis 2028 deutlich erhöht. Es wird angenommen, dass Gebäudeeigentümer*innen den Geschwindigkeitsbonus für den Austausch von Heizungssystemen in der BEG bis 2028 nutzen. Bis 2030 reduzieren sich die Treibhausgasemissionen damit um 0,8 bzw. 1,3 Mio. t CO₂-Äq.

Tabelle 27: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnung 6 (MMS)

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)	1.251,3	734,0	734,0	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8
Sensitivität S6: Gebäude (Differenz)								
<i>S6a: Attentismus beim Heizungsaustausch (verzögerter Heizungstausch, 10 % verlängerte Lebensdauer)</i>		0,8	1,1	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0
<i>S6b: Attentismus beim Heizungsaustausch (verzögerter Heizungstausch, 20 % verlängerte Lebensdauer)</i>		1,0	1,7	1,1	1,0	0,0	0,0	0,0
<i>S6c: Begeisterung für Wärme-wende (vorgezogener Heizungstausch, 5 % Reduktion Lebensdauer)</i>		-0,6	-0,8	-0,8	-0,6	0,0	0,0	0,0

	1990	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>S6d: Begeisterung für Wärmewende (vorgezogener Heizungstausch, 10 % Reduktion Lebensdauer)</i>		-1,1	-1,7	-1,3	-1,1	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen IREES

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

- a) das Zentrale System Emissionen (ZSE) beim UBA für alle Brennstoffe,
- b) die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für alle übrigen Energieträger.

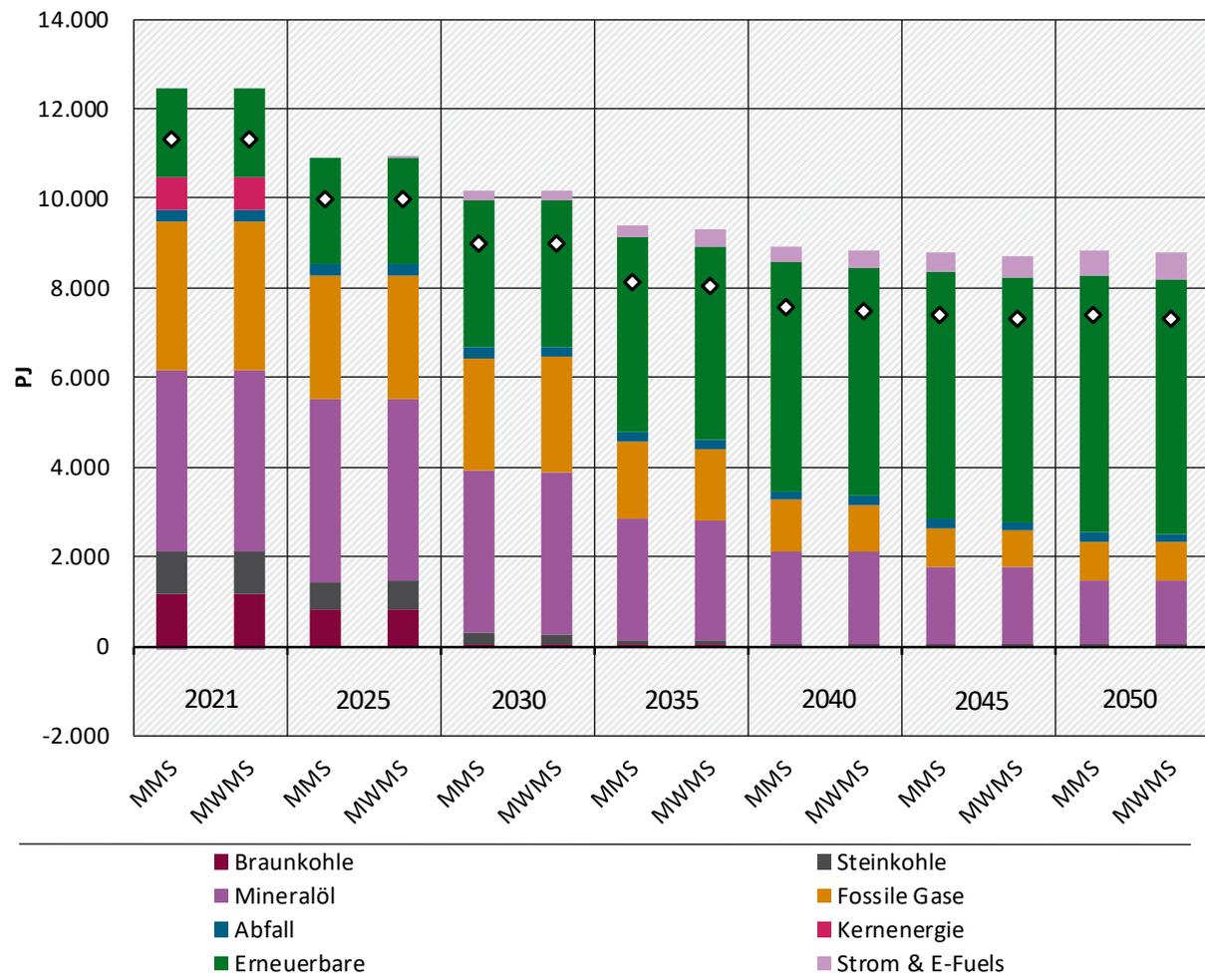
Da diese beiden Datenquellen Unterschiede aufweisen³⁰, kommt es durch die Kombination der Datenquellen zu Abweichungen gegenüber den von der AGEB veröffentlichten Daten. Um die Konsistenz zwischen historischen und Projektionsdaten zu wahren, sind auch für die historischen Jahre die Primär- und Endenergieverbräuche aus dem Modell aufgeführt, die von den AGEB-Daten abweichen können.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten Jahren von 2021 bis 2050, jeweils für das MMS und das MWMS. Der projizierte Einsatz von Kernenergie endet 2023, jener von Braunkohle ist ab 2030 sehr gering (rund 30 PJ im MMS). Mineralöle, fossile Gase und Erneuerbare sind im Jahr 2030 die größten Quellen von Primärenergie. Der projizierte Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch erhöht sich bis 2050 auf rund 65 % in beiden Szenarien. Da Strom und strombasierte Brennstoffe (E-Fuels) wie Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffe Sekundärenergieträger sind, geht für diese nur der Handelssaldo in den Primärenergieverbrauch ein. Die in Abbildung 12 dargestellte Summe aus dem Stromhandelssaldo und dem Verbrauch an E-Fuels liegt in den Jahren 2021 und 2025 nahe bei null. Der Anteil an E-Fuels am Primärenergieverbrauch steigt in beiden Szenarien auf rund 8 % im Jahr 2050. Grundsätzlich macht es (wie auch bei Strom selbst) für den PEV einen Unterschied, ob strombasierte Energieträger im Inland erzeugt oder aus dem Ausland importiert werden.³¹

³⁰ So ist z. B. der absolute Beitrag biogener Energieträger in den ZSE-Daten für manche Jahre deutlich höher als in der Energiebilanz.

³¹ „Im Inland erzeugte erneuerbare strombasierte Energieträger steigern den PEV grundsätzlich auf Grund von Verlusten in der Umwandlungskette. Die genaue Höhe der Verbrauchsänderung durch die Substitution von fossilen Primärenergieträgern ist von mehreren Faktoren abhängig (bspw. verwendete Prozesstechnik, Art und Entfernung des Transports). Bei Importen wird der PEV aufgrund des gesetzten Bilanzraums wenig beeinflusst, da der im Ausland anfallende zusätzliche Primärenergieverbrauch (Vorketten der Energiebereitstellung, Umwandlungsverluste der Prozesstechnik, Transport) in Deutschland bilanziell nicht erfasst wird. In der Energiestatistik wird nur der Energiegehalt der importierten Energieträger erfasst. Rein bilanziell sinkt der PEV demnach, wenn vorrangig grüne strombasierte Energieträger importiert und weniger im Inland hergestellt werden.“ (Weyland und Herda 2023).

Abbildung 12: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2021-2050



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

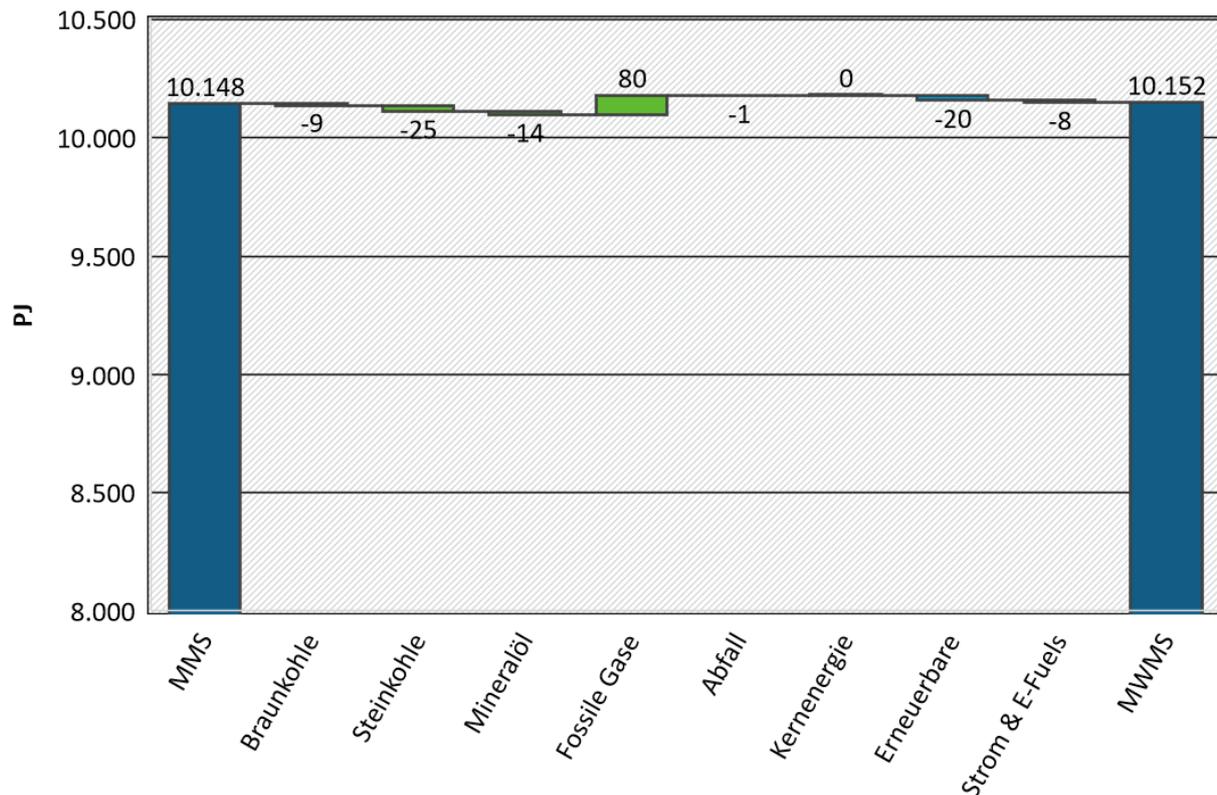
Analog zur Energiebilanz werden Stromexporte als negative Werte berücksichtigt. In Jahren mit Netto-Export von Strom und E-Fuels ist der Beitrag der Kategorie „Strom & E-Fuels“ in der Abbildung negativ.

Quelle: Brennstoffe: UBA (2023a); übrige Energieträger: AGEB (2023a), AGEB (2023b), Modellierung Fraunhofer ISI, IREES und Öko-Institut

Der in Abbildung 12 dargestellte Primärenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 in beiden Szenarien annähernd 9.000 PJ. Er liegt damit rund 11 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode bestimmt wurde.

Die Unterschiede im projizierten Primärenergieverbrauch zwischen MMS und MWMS sind im Jahr 2030 gering, wie Abbildung 13 zeigt. Im MWMS wird der Einsatz der meisten Energieträger weiter reduziert, es werden jedoch mehr fossile Gase eingesetzt, insbesondere für die Stromerzeugung. Dies kann durch den insgesamt höheren Stromverbrauch im MWMS gegenüber dem MMS erklärt werden.

Abbildung 13: Veränderung des Primärenergieverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030



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

3.4.2 Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf

Die Produktion von Biomassebrennstoffen ist mit Effekten auf der Landfläche verbunden. So verringert die Entnahme von Waldenergieholz den Kohlenstoffspeicher auf der Waldfläche (vgl. Kapitel 10) und der landwirtschaftliche Anbau von Bioenergiesubstraten steht im Zusammenhang mit Emissionen aus der Düngegabe (vgl. Kapitel 8). Stammt das als Biomassebrennstoffe verwendete Holz aus heimischen Wäldern und wird somit im Inland produziert, so werden die Effekte auf die Kohlenstoffpools im Wald für lebende Bäume, Totholz, Streu und Boden gemäß den internationalen Vorgaben im nationalen Treibhausgasinventar Deutschlands bilanziert. Ebenfalls diesem Quellprinzip folgend werden Importe von Biomassebrennstoffen aus Holz und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in den Bilanzen der Herkunftsländer verbucht. Die mit importiertem Energieholz verbundenen Emissionen werden daher nicht im deutschen Inventar geführt. Dennoch können die mit dem Gesamtverbrauch von Biomassebrennstoffen verbundenen Emissionen zusammen mit ihrer Herkunft identifiziert werden.

Laut den in Kapitel 4 bis 8 dargestellten Projektionen wird Biomasse in allen energieverbrauchenden Sektoren als fester (z. B. Scheitholz), gasförmiger (z. B. Biogas) oder flüssiger Biomassebrennstoff (z. B. Biodiesel) eingesetzt (Tabelle 28). Ein deutlicher Anteil von über 70 % entfällt dabei auf feste Biomassebrennstoffe. So werden im MMS in den Jahren 2030 886 PJ und 2045 1.039 PJ an festen Biomassebrennstoffen verbraucht. Hohe Verbräuche entfallen auf den Sektor Gebäude, gefolgt von den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Im MWMS liegt der Verbrauch fester Biomassebrennstoffe in diesen Sektoren etwas niedriger als im MMS (Tabelle 28).

Gasförmige Biomassebrennstoffe werden im MMS im Jahr 2030 mit 207 PJ eingesetzt. Dabei liegt ein starker Fokus auf der Energiewirtschaft. Bis zum Jahr 2045 sinkt in diesem Sektor der Verbrauch gasförmiger Biomassebrennstoffe. Im Gebäudesektor steigt im MMS der Verbrauch

von gasförmigen Biomassebrennstoffen aber an, so dass in Summe der Verbrauch an gasförmigen Brennstoffen leicht zunimmt. Im MWMS ist eine vergleichbare Entwicklung zu sehen (Tabelle 28).

Flüssige Biomassebrennstoffe werden zu großen Anteilen im Verkehrssektor eingesetzt. In Summe nimmt ihr Verbrauch im MMS von 140 PJ im Jahr 2030 auf 57 PJ im Jahr 2045 ab. Im MWMS wird eine vergleichbare Entwicklung projiziert (Tabelle 28).

Tabelle 28: Projizierter Verbrauch von Biomassebrennstoffen nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS

Biomassetyp	Sektor	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
		PJ			
Feste Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	178	267	178	268
	Industrie	184	253	174	244
	Gebäude	517	511	489	448
	Landwirtschaft	7	8	7	8
	Zwischensumme	886	1.039	847	968
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Energiewirtschaft	155	121	155	124
	Gebäude	38	85	40	88
	Verkehr	1	0	1	0
	Landwirtschaft	13	12	13	12
	Zwischensumme	207	217	209	223
Flüssige Biomassebrennstoffe	Gebäude	3,35	12,46	3,37	12,28
	Verkehr	130	38	129	37
	Landwirtschaft	6	6	6	6
	Zwischensumme	140	57	139	56
Gesamt		1.232	1.313	1.195	1.247

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 im Sektor Landwirtschaft und LULUCF zurückgegriffen. So wird das Aufkommen an Waldenergie- und Industrierestholz aus inländischer Waldbewirtschaftung als Ergebnis der Modellierung für Wald und Holzprodukte projiziert³² (vgl. Kapitel 10). Berücksichtigt sind energetisch genutzte Holzmengen an Derbholz sowie Wald- und Industrierestholz der

³² 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.

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/Biomethan³³ und Biokraftstoffen und die Vergärung von Tierexkrementen zu Biogas modelliert (vgl. Kapitel 8). Die Herkunft von weiteren Biobrennstoffen aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen wird aktuell nicht modellgestützt abgebildet. Als Abschätzung wird deren Verbrauch aus den Daten der Rohstoffdatenbank des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ; Stichjahr 2015)³⁴ ermittelt und konstant fortgeschrieben. Die Reststoffgruppen Tierexkrememente, Waldrestholz, Industrierestholz und Altholz werden dabei ausgeklammert, da sie bereits in der Modellierung der Landwirtschaft und des Forst- und Holzsektors berücksichtigt sind (s. o.).

In Tabelle 29 und Abbildung 14 ist der projizierte Verbrauch je Biomassetyp dargestellt. Dazu wird die projizierte Menge an inländischer Biomasse für unterschiedliche Herkünfte aus den oben genannten Quellen zusammengestellt und dem projizierten Verbrauch (Tabelle 28) 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 inländischen Verbrauch stattfindet. Marktwirtschaftliche Effekte, insbesondere Preisveränderungen in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Biomassebrennstoffe, können das modellierte Ergebnis verändern. Für feste und flüssige Biomassebrennstoffe werden durch die Anbindung an globale Märkte und entsprechenden Importoptionen diese Effekte aber als gering eingeschätzt.

Für das Jahr 2030 werden beispielsweise im MMS 253 PJ an inländischem Waldenergieholz, 273 PJ an Energieholz aus inländischem Industrierestholz und Altholz projiziert und 67 PJ an sonstigen inländischen festen Biomassebrennstoffen aus Abfall- und Reststoffen abgeschätzt (Summe: 593 PJ; Tabelle 29). Gegenüber dem projizierten Verbrauch an festen Biomassebrennstoffen von 886 PJ (Tabelle 28) ergibt sich ein potenzieller Importbedarf von 292 PJ an fester Biomasse (Tabelle 29). Im Jahr 2045 steigt im MMS der potenzielle Importbedarf deutlich an, da der Verbrauch an fester Biomasse im Gebäudesektor im MMS hoch bleibt und zudem in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ansteigt. Im MWMS verringert sich der potenzielle Importbedarf gegenüber dem MMS um 38 PJ auf 254 PJ im Jahr 2030 bzw. um 71 PJ auf 354 PJ im Jahr 2045. Dies resultiert vor allem aus der projizierten Abnahme der Verbräuche im Gebäudesektor (Tabelle 28).

Der projizierte inländische Verbrauch an gasförmigen Biomassebrennstoffen von 2030 bis 2045 nimmt im MMS um 11 PJ und im MWMS um 14 PJ zu (Tabelle 28). Gleichzeitig verringert sich das Biogasaufkommen von 2030 bis 2045 um 26 PJ (MMS und MWMS, Tabelle 29). So steigt in diesem Zeitraum der potenzielle Importbedarf gasförmiger Biomassebrennstoffe im MMS von 32 PJ auf 69 PJ und im MWMS von 34 PJ auf 75 PJ an (Tabelle 29).

³³ 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).

³⁴ Rohstoffdaten Datenbank des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ): <https://webapp.dbfz.de/resources/?lang=de> (Datendownload am 22.02.2022).

Als Rohstoff für inländische flüssige Biomassebrennstoffe werden vor allem Anbaubiomasse und mit geringeren Mengen Rest- und Abfallstoffe erwartet (Tabelle 29). Dabei wird in der Modellierung angenommen, dass die Nachfrage nach flüssigen Biomassebrennstoffen aus Anbaubiomasse vollständig aus inländischem Anbau gedeckt wird. So tritt ein potenzieller Importbedarf für flüssige Biomassebrennstoffe aus Rest- und Abfallstoffen auf. Dieser sinkt aber von 71 PJ im Jahr 2030 auf 34 PJ im Jahr 2045 (MMS und MWMS, Tabelle 29).

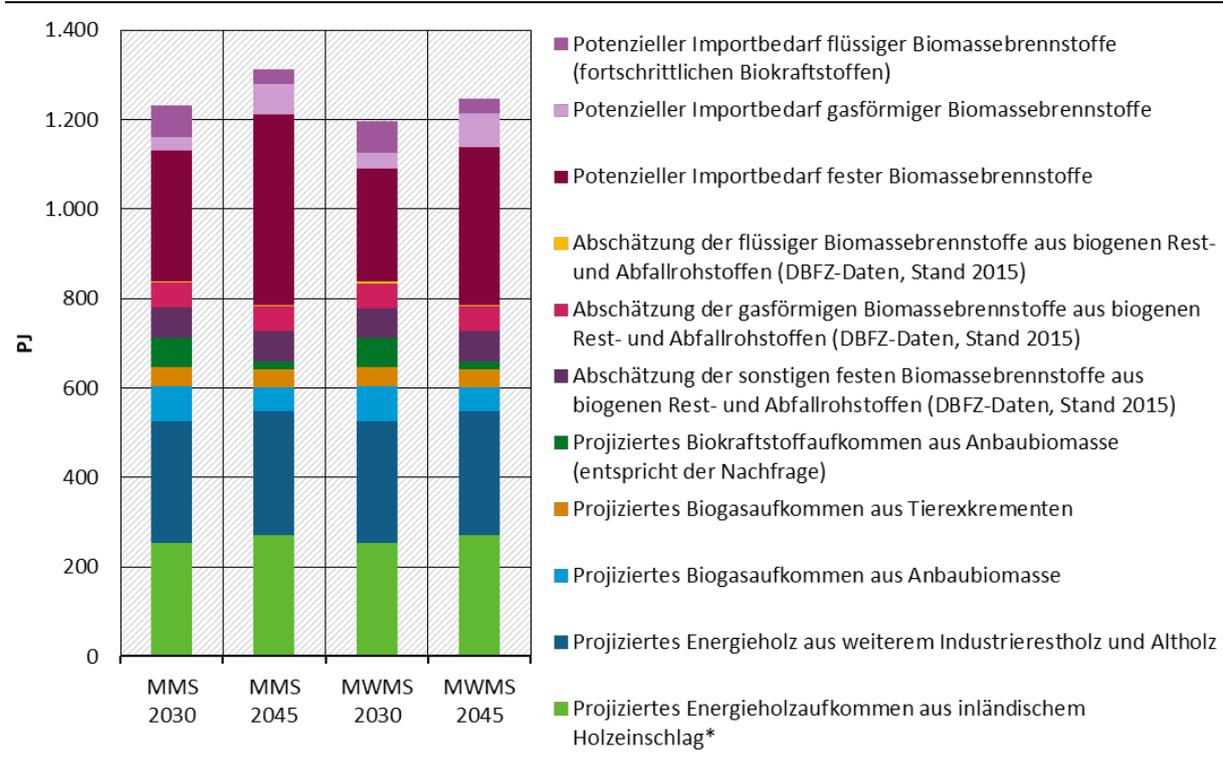
Tabelle 29: Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen nach Herkunft und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS

Biomassetyp	Herkunft	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
		PJ			
Feste Biomassebrennstoffe	Projiziertes Energieholzaufkommen aus inländischem Holzeinschlag inkl. Waldenergieholzsortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) und Industrierestholz der ersten Verarbeitungsstufe	253	271	253	271
	Projiziertes Energieholz aus weiterem Industrierestholz und Altholz	273	276	273	276
	Abschätzung der sonstigen festen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2015)	67	67	67	67
	Potenzieller Importbedarf* fester Biomassebrennstoffe	292	424	254	354
Gasförmige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biogasaufkommen aus Anbaubiomasse*	77	54	77	54
	Projiziertes Biogasaufkommen aus Tierexkrementen*	42	39	42	39
	Abschätzung der gasförmigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2015)	55	55	55	55
	Potenzieller Importbedarf* gasförmiger Biomassebrennstoffe	32	69	34	75
Flüssige Biomassebrennstoffe	Projiziertes Biokraftstoffaufkommen aus Anbaubiomasse (entspricht der Nachfrage)	66	20	65	19
	Abschätzung der flüssigen Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen (DBFZ-Daten, Stand 2015)	3	3	3	3
	Potenzieller Importbedarf* flüssiger Biomassebrennstoffe	71	34	70	34

Biomassetyp	Herkunft	MMS 2030	MMS 2045	MWMS 2030	MWMS 2045
Gesamt		1.232	1.313	1.195	1.247
<i>davon inländisch</i>		838	786	837	785
<i>davon potenzieller Import</i>		394	527	358	462

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 Tierexkremate, Wald- und Industrierestholz sowie Altholz) stammen aus der Rohstoffdatenbank des DBFZ. *Der potenzielle Importbedarf an Biomassebrennstoffen ergibt sich aus dem projizierten Verbrauch an Biomassebrennstoffen abzüglich der Summe des projizierten Aufkommens an Biomassebrennstoffen aus der Land- und Forstwirtschaft und der inländischen stofflichen Holznutzung sowie der Abschätzung der Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet.

Abbildung 14: Projizierter Verbrauch an Biomassebrennstoffen und potenzieller Importbedarf in den Jahren 2030 und 2045 im MMS und MWMS



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisse in Tabelle 29, Thünen-Institut und Öko-Institut. Anmerkung: Der potenzielle Importbedarf an Biomassebrennstoffen ergibt sich aus dem projizierten Verbrauch an Biomassebrennstoffen abzüglich der Summe des projizierten Aufkommens an Biomassebrennstoffen aus der Land- und Forstwirtschaft und der inländischen stofflichen Holznutzung sowie der Abschätzung der Biomassebrennstoffe aus biogenen Rest- und Abfallrohstoffen. Angaben zur festen Biomasse wurden einheitlich auf einen Wassergehalt von 15 % umgerechnet. * inklusive Waldenergieholzsortimente (Scheitholz, Waldhackschnitzel) und Industrierestholz der ersten Verarbeitungsstufe.

Die Analyse zum projizierten rechnerischen Verbrauch lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- Der projizierte Verbrauch an Biomassebrennstoffen im MMS ist höher als die gemäß Projektion verfügbaren Mengen an inländischen Biomassebrennstoffen. Durch die weiteren Maßnahmen im MWMS sinkt dieser leicht. Importe können mit Risiken für die Umwelt, das Klima

und soziale Aspekte in den Herkunftsländern verbunden sein, die positiven Effekten in Deutschland gegenüberstehen. Hierzu bedarf es einer weitergehenden Analyse.

- ▶ Aus dieser Analyse ergibt sich ein potenzieller Importbedarf, der insbesondere für feste Biomassebrennstoffe sehr hoch ist, von 254 PJ im MWMS im Jahr 2030 bis 424 PJ im MMS im Jahr 2045. Im Jahr 2020 lag der Netto-Import an Holzenergieprodukten bei 0,38 Mio. t (Analysen zur deutschen Außenhandelsstatistik in Hennenberg et al. (2022)). Dies entspricht weniger als 10 PJ.
- ▶ Wird Energieholz, das im Ausland eingeschlagen wird, nach Deutschland importiert, so werden die CO₂-Emissionen auf der Waldfläche in dem Treibhausgasinventar des Herkunftslands und nicht in Deutschland bilanziert. Aufgrund dieser unter UNFCCC geltenden Konvention, Treibhausgasemissionen in den Inventaren der Staaten nach dem Quellprinzip zu verbuchen, können Instrumente bzw. Maßnahmen, die Anreize zur Minderung von Treibhausgasemissionen setzen sollen, dazu führen, dass sich zwar das deutsche Treibhausgasinventar verbessert, Treibhausgasemissionen aber ins Herkunftsland externalisiert werden (Leakage).
- ▶ Ursächlich für diese Situation sind weiterhin hohe Verbräuche an festen Biomassebrennstoffen in Form von Scheitholz, Pellets und Hackschnitzel im Gebäudesektor und deutliche Anstiege der Verbräuche im Sektor Energiewirtschaft um ca. 50 % und im Sektor Industrie um ca. 40 %.
- ▶ 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 Holzenergiepfade.
- ▶ Eine Umsetzung von Maßnahmen, die die stoffliche Nutzung von Holz forcieren können (Holzbauinitiative, EU-Zertifizierungsrahmen für Kohlenstoffbindungen, Kaskadenprinzip in der RED III), ist noch nicht im MWMS berücksichtigt. So wird in der dargestellten Analyse das heutige Verhältnis von stofflicher und energetischer Nutzung von Waldholz und von Rest- und Abfallstoffen als konstant fortgeschrieben. Bei einer möglichen Veränderung hin zu mehr stofflicher Nutzung kann das inländische Aufkommen an festen Biomassebrennstoffen entsprechend abnehmen und sich die Lücke zwischen Nachfrage und nachhaltigem Potenzial weiter vergrößern. Als Konsequenz erhöht sich auch der potenzielle Importbedarf fester Biomassebrennstoffe weiter.
- ▶ Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, Maßnahmen und Anreizsysteme³⁵ derart anzupassen, dass generell der Bioenergieverbrauch in Deutschland sinkt, insbesondere aber für feste Biomassebrennstoffe in den Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft. Dabei sollten Aspekte wie die regionalen Verfügbarkeiten der Rohstoffe, die Größe und Effizienz von Anlagen und mögliche Alternativen an erneuerbaren Energien einfließen.

3.5 Endenergieverbrauch

Sowohl im MMS als auch im MWMS wurde der Endenergieverbrauch (EEV) für die einzelnen Sektoren modelliert. Tabelle 30 zeigt diesen projizierten EEV aufgeteilt auf die vier relevanten

³⁵ 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.

Sektoren der Energiebilanz – Industrie; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); Haushalte sowie Verkehr.

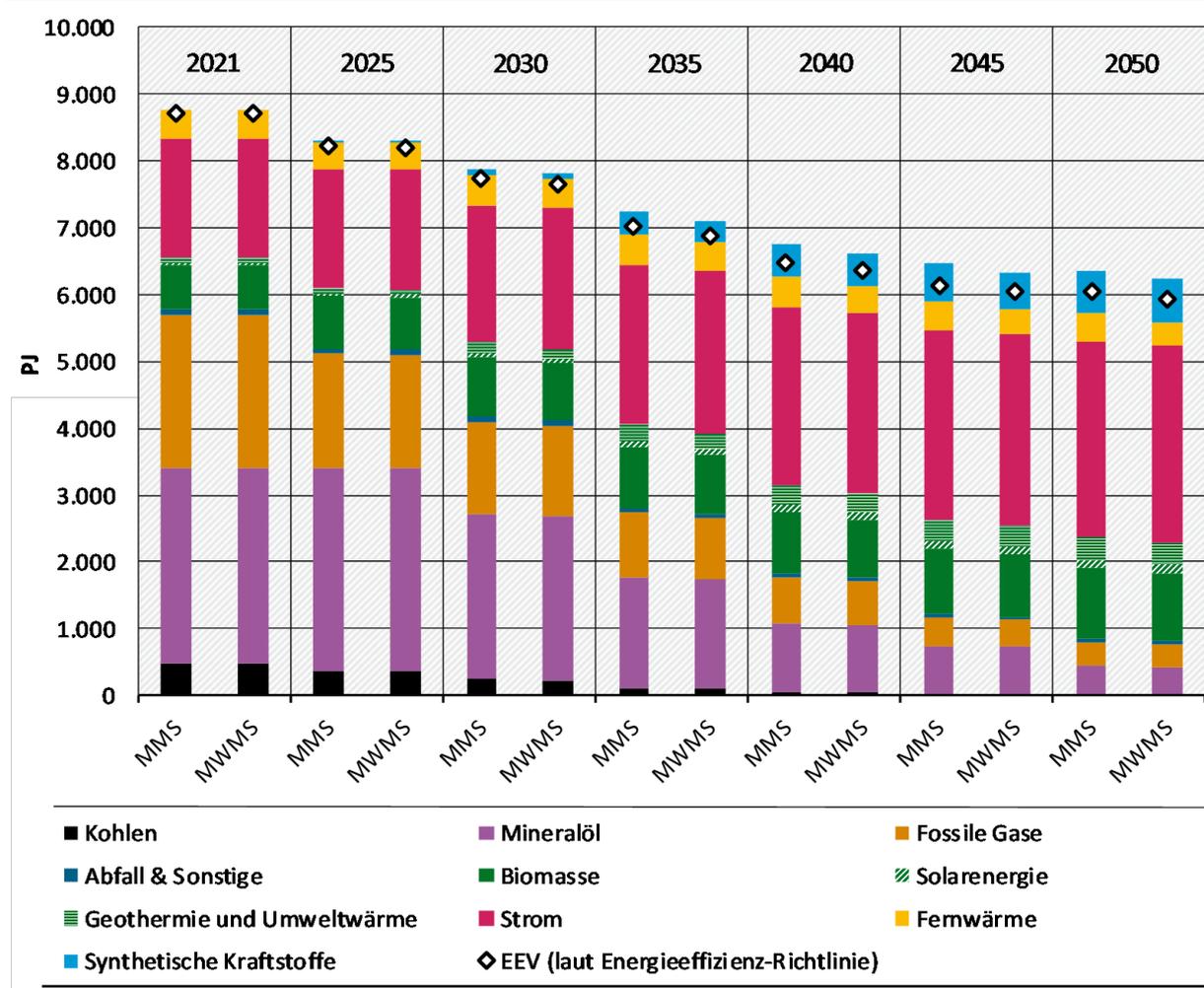
Tabelle 30: Endenergieverbrauch nach Energiebilanzsektoren im MMS und MWMS, 2021-2050

Sektor	Szenario	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		PJ						
Industrie	MMS	2.592	2.329	2.385	2.325	2.312	2.303	2.373
	MWMS	2.592	2.329	2.384	2.326	2.313	2.307	2.375
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	MMS	1.257	1.111	979	884	789	713	666
	MWMS	1.257	1.112	933	785	706	639	601
Haushalte	MMS	2.579	2.272	2.082	1.896	1.740	1.613	1.532
	MWMS	2.579	2.272	2.071	1.867	1.695	1.567	1.477
Verkehr	MMS	2.347	2.582	2.437	2.142	1.926	1.834	1.795
	MWMS	2.347	2.575	2.427	2.129	1.913	1.823	1.785
Endenergieverbrauch gesamt	MMS	8.775	8.294	7.883	7.247	6.767	6.463	6.366
	MWMS	8.775	8.288	7.815	7.107	6.627	6.336	6.238
<i>Änderung ggü. 2021</i>	MMS		-5,5 %	-10,2 %	-17,4 %	-22,9 %	-26,3 %	-27,5 %
	MWMS		-5,6 %	-11,0 %	-19,0 %	-24,5 %	-27,8 %	-28,9 %

Quelle: Brennstoffe: UBA (2023a); übrige Energieträger: AGEb (2023a), AGEb (2023b) Modellierung Fraunhofer ISI, IREES und Öko-Institut

Im Jahr 2030 liegt der projizierte EEV im MMS rund 10 % unter dem Wert von 2021; im MWMS ist der projizierte Endenergieverbrauch 2030 um rund 11 % geringer als 2021. Bis zum Jahr 2050 beträgt die projizierte Reduktion des Endenergieverbrauchs rund 28 % im MMS und 29 % im MWMS. Deutlichere Änderungen sind jedoch beim Einsatz der Endenergieträger ersichtlich, wie in Abbildung 15 dargestellt. Während z.B. im Jahr 2021 noch rund zwei Drittel der Endenergieträger fossil sind, reduziert sich deren projizierter Anteil im MMS und MWMS auf rund 53 % im Jahr 2030 und rund 13 % im Jahr 2050.

Abbildung 15: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im MMS und MWMS, 2021-2050



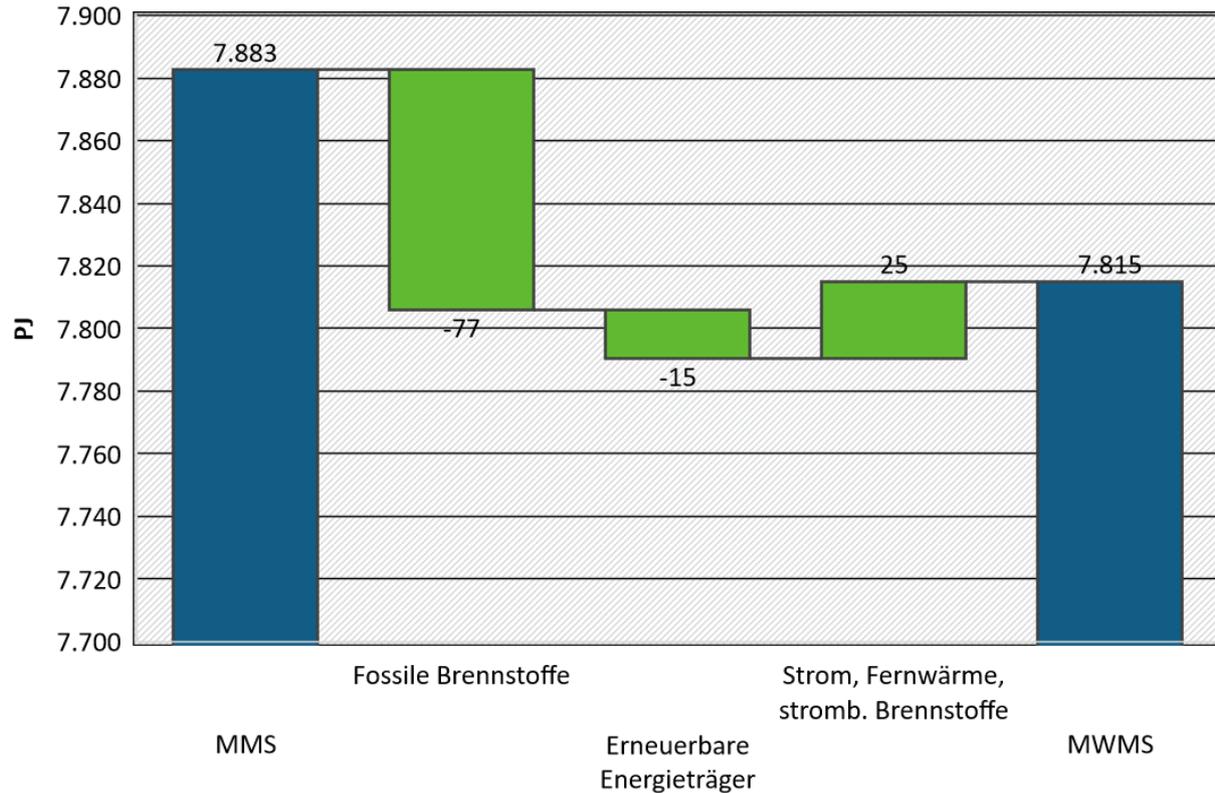
Anmerkung: Zusätzlich zum Endenergieverbrauch in nationaler Abgrenzung ist der Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie dargestellt. In der nationalen Methode wird Umweltwärme berücksichtigt, in der Methode laut Energieeffizienz-Richtlinie hingegen nicht.

Quelle: Brennstoffe: UBA (2023a); übrige Energieträger: AGEB (2023a), AGEB (2023b); Modellierung Fraunhofer ISI, IREES und Öko-Institut

Der in Abbildung 15 dargestellte Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie beträgt im Jahr 2030 in beiden Szenarien ca. 7.700 PJ. Er liegt damit rund 2 % unter dem Verbrauch, der anhand der nationalen Methode bestimmt wurde.

Die Unterschiede zwischen MMS und MWMS im projizierten Endenergieverbrauch sind im Jahr 2030 relativ gering (Abbildung 16).

Abbildung 16: Veränderung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im MWMS gegenüber dem MMS, Jahr 2030



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

3.6 Nachfrage nach strombasierten Brennstoffen (E-Fuels)

Die projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Elektrolyse-Wasserstoff und von synthetischen Flüssigkraftstoffen im Jahr 2030 ist in Abbildung 17 dargestellt. Die größte Wasserstoff-Nachfrage besteht in der Industrie (vor allem Stahl- und Chemieindustrie)³⁶, gefolgt von den Raffinerien (die ein Teil der Energiewirtschaft sind)³⁷. Dazu kommt eine geringere Wasserstoffnachfrage aus dem Straßenverkehr. Einziger relevanter Unterschied zwischen MMS und MWMS ist die zusätzlich hinzukommende Nachfrage durch mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke. In beiden Szenarien kann die Nachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2030 komplett durch inländische Erzeugung gedeckt werden. Der Stromverbrauch für die Herstellung des Wasserstoffs ist ebenfalls in der Abbildung dargestellt; im MMS beträgt dieser knapp 33 TWh und im MWMS 38 TWh im Jahr 2030.

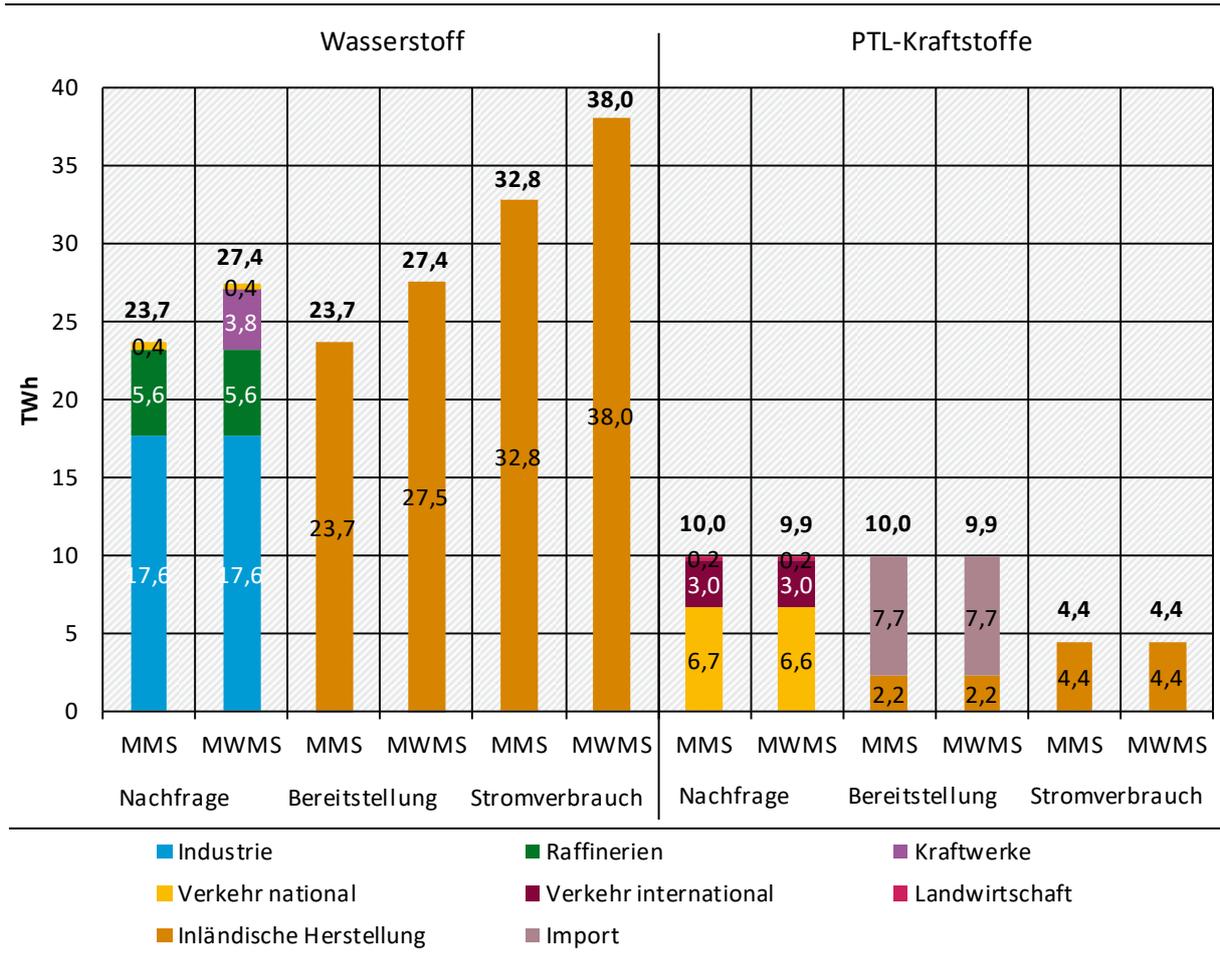
Synthetische PtL-Kraftstoffe werden hauptsächlich vom nationalen Verkehr nachgefragt, ein geringerer Anteil auch von den internationalen Verkehren, hauptsächlich vom Flugverkehr. Der Unterschied zwischen MMS und MWMS ist dabei gering. Dazu kommt eine geringe Nachfrage nach PtL-Kraftstoffen von landwirtschaftlichen Fahrzeugen. Die PtL-Kraftstoffe müssen zum überwiegenden Teil (78 %) importiert werden. In beiden Szenarien werden im Jahr 2030 rund 2,2 TWh synthetischer flüssiger Kraftstoffe in Deutschland hergestellt, wofür rund 4,4 TWh Strom benötigt werden.³⁸

³⁶ Siehe Abschnitt 5.1.

³⁷ Siehe Abschnitt 4.3.

³⁸ Eine Aussage zur Herkunft oder Art der Herstellung der PtL-Kraftstoffe ist basierend auf den Modellierungsannahmen oder -ergebnissen nicht möglich.

Abbildung 17: Projizierte Nachfrage und Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Flüssigkraftstoffen im MMS und MWMS, Jahr 2030



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

Nicht dargestellt in Abbildung 17 ist eine sehr kleine Nachfrage der Hochseeschifffahrt nach synthetischem Methan, die durch Import gedeckt wird.

3.7 Bruttostromverbrauch

In Tabelle 31 ist die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs dargestellt, der im MMS von knapp 569 TWh im Basisjahr 2021 auf gut 704 TWh im Jahr 2030 und auf 1091 TWh im Jahr 2050 ansteigt. Der Bruttostromverbrauch setzt sich zusammen aus dem Endenergieverbrauch von Strom einerseits und dem Stromverbrauch der Energiewirtschaft andererseits.

Der Endenergieverbrauch von Strom zeigt in den verschiedenen Sektoren eine unterschiedliche Entwicklung. In der Industrie führt die Elektrifizierung einer Vielzahl von Prozessen dazu, dass der Stromverbrauch deutlich ansteigt, wobei der größte Anstieg bis 2040 zu verzeichnen ist. Da es zu deutlichen Einsparungen bei Geräten und Prozessen kommt, sinkt der Stromverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) kontinuierlich bis 2050, trotz zusätzlicher Wärmepumpen. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte steigt bis 2040 an, um dann bis 2050 wieder abzusinken.

Der wesentliche Treiber für den zusätzlichen Stromverbrauch sind hier die Wärmepumpen. Im Verkehr dominiert bisher der Stromverbrauch des Schienenverkehrs. Dieser Stromverbrauch bleibt in etwa konstant, dazu kommt aber der Stromverbrauch des Straßenverkehrs, der 2030

bereits mehr als das Fünffache des Schienenverkehrs verbraucht und 2050 sogar mehr als Haushalte und GHD zusammen und fast so viel wie die Industrie verbrauchen wird. Aufgrund der höheren Effizienz der Elektrofahrzeuge gegenüber konventionellen Fahrzeugen ist der projizierte Endenergieverbrauch im Verkehr trotz des steigenden Stromverbrauchs insgesamt stark rückläufig (siehe Tabelle 30). Auch sektorübergreifend sinkt der Endenergieverbrauch (siehe Abbildung 15), da die Elektrifizierung in der Regel mit deutlichen Effizienzgewinnen einhergeht.

In Summe steigt der Endenergieverbrauch von Strom deutlich an und liegt dann 2030 um gut 74 TWh und 2050 um gut 319 TWh höher als im Basisjahr 2021. Der Anteil neuer Verbraucher macht 2030 bereits ein Viertel und 2050 gut die Hälfte des Stromendenergieverbrauchs aus.

Zum Endenergieverbrauch von Strom kommt noch der Stromverbrauch der Energiewirtschaft selbst hinzu. Die größte Veränderung liegt hier beim hinzukommenden Stromverbrauch durch die Herstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten für die Sektoren Industrie und Verkehr sowie in geringerem Maße der Raffinerien. Beim Speicherstrom wird der Anstieg hauptsächlich durch Batterien verursacht.³⁹ Die Fernwärmeerzeugung mittels Strom über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen ist bis 2040 stark ansteigend. Der insgesamt ansteigende Stromverbrauch hat auch höhere Netzverluste zur Folge. Die Kraftwerkseigenverbräuche steigen im MMS nach 2030 deutlich an, allerdings weniger schnell als die Stromerzeugung selbst.⁴⁰ 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 Stromverbrauch der Energiewirtschaft, wobei der größte Anstieg zwischen 2025 und 2040 erfolgt.

³⁹ Diese umfassen sowohl Großspeicher als auch Heimspeicher. In der Modellierung wird der Eigenverbrauch von PV-Strom als Bruttostromerzeugung gewertet.

⁴⁰ In Dampfkraftwerken (wie z. B. Kern- und Kohlekraftwerken) liegt der Eigenverbrauch verursacht durch den Stromverbrauch der Speisewasserpumpen deutlich höher als bei anderen Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 31: Bruttostromverbrauch im MMS in TWh, 2008-2050

Sektor	2008	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	232,6	214,4	220,0	245,6	260,0	277,2	282,7	287,6
<i>davon neue Verbraucher (Elektrifizierung der Prozess- wärme u.a.)</i>	0,0	0,0	23,2	47,4	69,2	80,7	84,3	86,0
GHD	136,0	131,2	109,3	99,9	97,5	92,6	89,4	88,3
<i>davon Wärmepumpen</i>	0,0	0,0	3,7	3,0	2,4	2,2	2,4	2,6
Haushalte	139,5	138,5	133,9	141,6	151,7	155,5	154,6	153,7
<i>davon Wärmepumpen</i>	0,0	4,7	12,3	24,8	39,5	46,7	49,4	49,9
Schienenverkehr	16,5	11,5	13,4	13,6	12,8	12,0	11,2	10,4
Straßenverkehr	0,0	1,4	14,8	70,4	144,3	205,4	250,1	276,1
Stromverbrauch Endenergie	524,6	496,9	491,5	571,1	666,3	742,7	788,0	816,1
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-5,3%	-6,3%	8,9%	27,0%	41,6%	50,2%	55,6%
Summe Endenergie klassische Verbraucher	524,6	490,8	437,4	425,6	411,0	407,8	401,8	401,4
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-6,4%	-16,6%	-18,9%	-21,7%	-22,3%	-23,4%	-23,5%
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	6,1	54,0	145,5	255,4	334,9	386,2	414,7
<i>Anteil am Stromverbrauch Endenergie</i>	0,0%	1,2%	11,0%	25,5%	38,3%	45,1%	49,0%	50,8%
Raffinerien	6,4	5,8	6,1	5,1	3,5	2,2	1,7	1,2
PtL-Herstellung	0,0	0,0	1,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
H ₂ -Herstellung	0,0	0,0	2,5	32,8	55,7	75,7	95,8	115,9
Übrige Energiewirtschaft	7,7	4,6	3,0	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1
Leitungsverluste	30,1	26,6	26,5	32,4	38,5	43,5	46,9	49,4
Pump- & Batteriespeicher	7,9	7,2	9,7	29,8	45,5	51,0	51,0	51,1
Kraftwerkseigenverbrauch	38,3	29,9	21,7	16,8	19,4	21,5	22,5	23,4
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,0	0,8	14,7	27,2	42,0	44,4	32,8
Stromverbrauch Energiewirtschaft	90,5	74,0	71,5	136,6	194,6	240,6	266,9	278,4
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-18,2%	-20,9%	50,9%	115,0%	165,8%	195,0%	207,7%
Statistische Differenz*	-5,7	2,4	4,9	3,7	4,5	4,1	4,0	4,0
Bruttostromverbrauch	620,8	568,5	558,1	704,1	856,4	979,2	1.050,9	1.090,5
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-8,4%	-10,1%	13,4%	38,0%	57,7%	69,3%	75,7%

Quelle: AGEb (2023a) und Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

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

Im MWMS (Tabelle 32) steigt der Bruttostromverbrauch etwas stärker an als im MMS. Bis 2030 steigt der Bruttostromverbrauch auf 726 TWh, also um rund 22 TWh mehr als im MMS. Im Jahr 2050 beträgt der Bruttostromverbrauch 1098 TWh, dies sind 8 TWh mehr als im MMS.

Der Stromverbrauch der Industrie liegt im MWMS etwas höher als im MMS. Der Unterschied bei GHD und Haushalten ist zwischen den beiden Szenarien nur gering. Der Stromverbrauch des Schienenverkehrs liegt im MWMS kontinuierlich etwas höher, der Stromverbrauch des Straßenverkehrs ist im MWMS etwas geringer als im MMS. In Summe liegt der Verbrauch von Strom als Endenergie im MWMS im Jahr 2050 um 6 TWh höher als im MMS, was durch zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen erklärt werden kann.

In der Energiewirtschaft sind die wesentlichen Änderungen der zusätzliche Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff sowie höhere Leitungsverluste und ein höherer Verbrauch der Pump- und Batteriespeicher. Ab 2035 wird im MWMS weniger Strom für die Fernwärmebereitstellung über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen nachgefragt als im MMS. In Summe weist die Energiewirtschaft in beiden Szenarien einen ähnlich hohen Verbrauch auf.

Tabelle 32: Bruttostromverbrauch im MWMS in TWh, 2008-2050

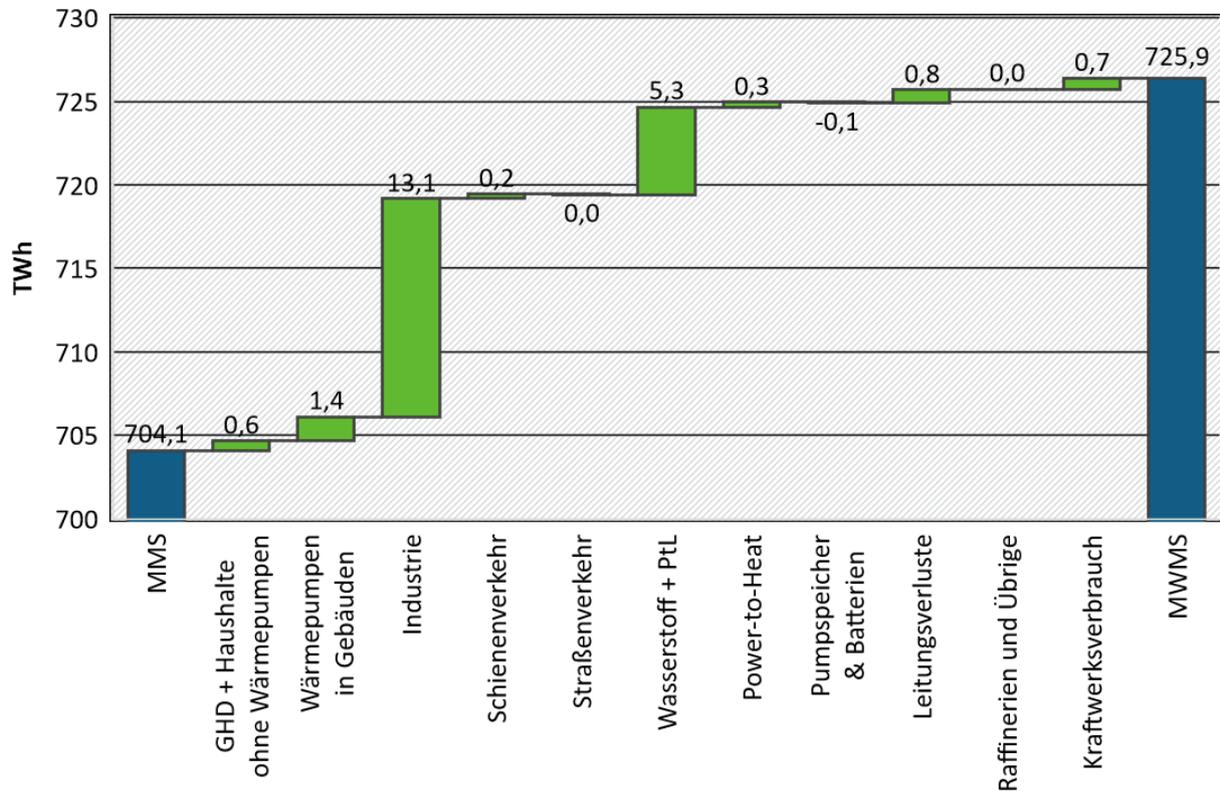
Sektor	2008	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	232,6	214,4	222,8	258,7	271,6	287,5	291,8	295,5
<i>davon neue Verbraucher (Elektrifizierung der Prozess- wärme u.a.)</i>	0,0	0,0	23,2	47,0	68,5	80,1	83,7	85,6
GHD	136,0	131,2	109,5	100,1	94,8	88,9	85,0	83,6
<i>davon Wärmepumpen</i>	0,0	0,0	3,8	3,1	2,5	2,3	2,5	2,7
Haushalte	139,5	138,5	134,4	143,4	155,5	159,0	160,0	158,0
<i>davon Wärmepumpen</i>	0,0	4,7	13,0	26,0	42,7	49,7	52,0	51,3
Schienenverkehr	16,5	11,5	13,6	13,9	13,3	12,7	11,8	11,0
Straßenverkehr	0,0	2,1	14,8	70,3	144,8	204,8	248,5	273,9
Stromverbrauch Endenergie	524,6	497,6	495,3	586,5	680,0	752,9	797,1	822,1
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0 %	-5,1%	-5,6%	11,8%	29,6%	43,5%	52,0%	56,7%
Summe Endenergie klassische Verbraucher	524,6	490,8	440,4	440,0	421,5	416,0	410,4	408,7
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-6,4%	-16,0%	-16,1%	-19,6%	-20,7%	-21,8%	-22,1%
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	6,8	54,8	146,4	258,5	336,9	386,7	413,4
<i>Anteil am Stromverbrauch Endenergie</i>	0,0%	1,4%	11,1%	25,0%	38,0%	44,8%	48,5%	50,3%
Raffinerien	6,4	5,8	6,1	5,1	3,5	2,2	1,7	1,2
PtL-Herstellung	0,0	0,0	1,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
H ₂ -Herstellung	0,0	0,0	2,5	38,0	81,8	95,7	113,9	130,7
Übrige Energiewirtschaft	7,7	4,6	2,9	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1
Leitungsverluste	30,1	26,6	26,7	33,2	39,8	44,6	47,9	50,3
Pump- & Batteriespeicher	7,9	7,2	9,7	29,7	42,4	50,5	51,5	50,4
Kraftwerkseigenverbrauch	38,3	29,9	21,9	17,5	19,5	21,7	22,6	23,5
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,0	0,8	15,0	24,2	32,2	31,2	19,3
Stromverbrauch Energiewirtschaft	90,5	74,0	71,7	143,6	216,0	251,5	273,4	280,0
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-18,2%	-20,8%	58,6%	138,7%	178,0%	202,1%	209,4%
Statistische Differenz*	-5,7	3,1	4,1	4,1	4,2	4,0	4,0	4,0
Bruttostromverbrauch	620,8	568,5	562,9	725,9	891,8	1.000,4	1.066,5	1.098,1
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-8,4%	-9,3%	16,9%	43,7%	61,2%	71,8%	76,9%

Quelle: AGEb (2023a) und Modellrechnungen Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

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

Abbildung 18 stellt für 2030 die einzelnen Beiträge des im MWMS gegenüber dem MMS höheren Stromverbrauchs dar. Der deutlichste Anstieg kommt durch die die erhöhte Nachfrage der Industrie zustande, gefolgt von der Herstellung von mehr Wasserstoff und seinen Derivaten.

Abbildung 18: Veränderung des Bruttostromverbrauchs im MWMS gegenüber dem MMS, 2030



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

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

3.8 Strom und netzgebundene Wärme

3.8.1 Stromnachfrage und -erzeugung

Die Stromerzeugung (sowohl der öffentlichen Versorgung als auch der Industriekraftwerke), die KWK-Wärmeerzeugung und weitere wärmenetzgebundene (Fern-)Wärmeerzeugung werden in diesem Kapitel zusammengefasst dargestellt. Im Folgenden sind die zentralen Annahmen und Ergebnisse aufgeführt. Weitere Parameter und Annahmen für die Strommarktmodellierung sind in Abschnitt 4.3 dokumentiert. Die Emissionen der Kraftwerke teilen sich auf die Energiewirtschaft (Kapitel 4) und die Industrie (Kapitel 5) auf.

Im vorangegangenen Abschnitt wurde der Bruttostromverbrauch bereits detailliert aufgeschlüsselt dargestellt. In Tabelle 33 ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch aufgeführt.

Tabelle 33: Bruttostromverbrauch, Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Energien und Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

MMS	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	558,1	704,1	856,4	979,2	1050,9	1090,5
Erzeugung EE [TWh]	322,7	522,3	767,3	940,5	1005,5	1030,5
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch	58%	74%	90%	96%	96%	95%
MWMS	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	562,9	725,9	891,8	1000,4	1066,5	1098,1
Erzeugung EE [TWh]	322,7	522,6	772,7	946,0	1010,6	1032,0
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch	57%	72%	87%	95%	95%	94%

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Sowohl im MMS als auch im MWMS steigt der Bruttostromverbrauch sukzessive an, wobei er im MWMS stets höher ist. Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien steigt über den betrachteten Zeitraum stark an: von rund 58 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2025 auf 95 % im MMS. Der Anteil von Erneuerbaren im MWMS liegt aufgrund der höheren Nachfrage stets 1 bis 3 Prozentpunkte unter dem des MMS. In beiden Szenarien ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2040 und 2045 am größten und liegt im MMS bei 96 % und im MWMS bei 95 %. Im Jahr 2050 sinkt der Anteil, was daran liegt, dass nach 2040 die installierte Leistung erneuerbarer Energien in etwa konstant bleibt, während der Verbrauch steigt. Es ist zu bemerken, dass auch in den Jahren 2040, 2045 und 2050 noch fossile Stromerzeugung stattfindet. Dabei handelt es sich zum einen um Emissionen aus der Verstromung fossilen Abfalls. Zudem werden weiterhin rund 40 bis 50 TWh Strom in Erdgaskraftwerken erzeugt (vergleiche Tabelle 36 und Tabelle 37).

Tabelle 34 zeigt die projizierte Entwicklung der installierten Leistung im MMS. Dargestellt sind die Leistungen zum Jahresende. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren basiert auf den konkreten Ausschreibungen im EEG 2023 bis 2028 bzw. 2029. Basierend auf den erklärten Ausbauzielen werden die Ausschreibungen in den folgenden Jahren bis 2040 fortgeschrieben, danach bleibt die Leistung der erneuerbaren Energien etwa konstant. Es wird angenommen, dass Ausschreibungen für PV nach einem Jahr und Wind an Land nach zwei Jahren umgesetzt werden. Für die angenommenen Realisierungszeiträume und die Abschätzung des Anteils an Zubau, der außerhalb der Ausschreibungen stattfindet, wurden historische Informationen (über den Zubau) genutzt. In den Szenarien MMS und MWMS wird davon ausgegangen, dass alle Ausschreibungen laut EEG auch umgesetzt werden, falls dies nicht im ursprünglichen Ausschreibejahr geschieht, wird lediglich von einer Verschiebung ausgegangen. Zudem werden die historischen Zubauwerte, Ausschreibungen und Zuschlagswerte analysiert, um eine solide Datengrundlage am aktuellen Rand zu schaffen. Besonders für Wind an Land zeigte sich, dass die Zubauwerte und Gebote hinter den Zielwerten, wie sie in § 28 des EEG formuliert werden, zurückbleiben. Im Jahr 2023 sollten laut EEG 12.840 MW ausgeschrieben werden, es wurden laut Bundesnetzagentur aber lediglich 9.410 MW ausgeschrieben (BNetzA 2024) und 6.050 MW bezuschlagt. Auf diesen Daten basieren die Annahmen des verzögerten Ausbaus von Wind an Land und der Zielverfehlung bis 2030, hier wird lediglich von 94,5 GW ausgegangen im Gegensatz zu den angestrebten 115 GW. Es wird jedoch unterstellt, dass versäumte Ausschreibungen sukzessive nachgeholt werden und bis 2030 die Ausschreibungsmenge die im EEG festgelegten 10 GW erreicht, und so

schließlich auch die installierte Leistung der Windenergie an Land langfristig bei den bis 2040 angestrebten 160 GW anlangt.

Da die konkreten Ausschreibungen für die **Erneuerbaren** lediglich bis 2028 bzw. 2029 festgeschrieben sind, wird unterstellt, dass die ambitionierten Ziele auch in der Zukunft durch Ausschreibungen untermauert werden. Zudem wird unterstellt, dass sich im Bereich der PV der Trend der Installationsrate von PV-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibungen fortsetzt. Die so getroffenen Annahmen stellen bereits einen optimistischen Verlauf des Zubaus dar. Wie Tabelle 34 zeigt, dominieren die erneuerbaren Energien die installierte Leistung bereits in den vergangenen Jahren. Im Jahr 2030 machen Erneuerbare rund 78 % der gesamten installierten Leistung aus, dieser Anteil steigt bis 2050 auf rund 82 %. Zum Ende des Jahres 2030 sind Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt knapp 215 GW, Windkraftanlagen an Land mit insgesamt 95 GW und Windkraftanlagen auf See mit insgesamt 31 GW installiert. Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung der PV-Anlagen 400 GW, der Windkraftanlagen an Land 160 GW und der Windkraftanlagen auf See 70 GW. Dieser ambitionierte Ausbaupfad führt zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung.

Die installierte Leistung der **Kohlekraftwerke** im MMS ist das Ergebnis der Kombination des Kohleausstiegs nach KVBG und marktgetriebener Stilllegungen. So geht im MMS bereits zum Ende des Jahres 2033 das letzte Kohlekraftwerk vom Netz (vergleiche Abschnitt 4.3).

Die installierte Leistung der **Erdgaskraftwerke** bleibt im Zeitverlauf bis 2050 etwa konstant, da es im MMS kein Instrument gibt, das für einen Ausstieg aus der Erdgasverstromung sorgt und davon ausgegangen wird, dass bei größeren Erdgaskraftwerken entsprechende Reinvestitionen stattfinden, um die installierten Leistungen zu erhalten. Auch die Fernwärmennachfrage wird daher teilweise weiterhin mit Erdgas-KWK-Anlagen gedeckt. Ihre installierte Leistung beträgt im Jahr 2030 insgesamt 34 GW und 2050 noch 30 GW.

Der Zubau der Batterien wird der Modellierung exogen vorgegeben. Die installierte Leistung der **Batterien** steigt im MMS bis 2030 auf 27 GW und bis 2050 auf 54 GW (für eine Beschreibung des Vorgehens bei der Parametrisierung siehe Abschnitt 4.3 und Tabelle 56).

Tabelle 34: Installierte Nettonennleistung im MMS, 2019-2050

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW						
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,7	14,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,1	9,4	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas (Erdgas, Grubengas)	29,7	33,2	34,1	32,3	30,6	30,0	29,9
Öl	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Sonstige	4,2	4,2	3,0	2,4	1,9	1,8	1,8
<i>Gichtgas</i>	1,7	1,7	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
<i>Sonstige Gase</i>	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Abfall</i>	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Summe Kernbrennstoffe, Kohlen, Gas (Methan, Kuppelgase), Öl, Abfall	83,6	64,2	44,9	37,4	35,1	34,5	34,5
Windenergie an Land	56,0	66,6	94,5	135,4	160,0	160,0	160,0
Windenergie auf See	7,8	11,3	31,3	47,7	59,7	70,0	70,0
Photovoltaik	60,1	113,6	215,0	309,0	400,0	400,0	400,0
Biomasse	9,4	9,7	10,9	8,5	6,6	5,7	5,8
<i>Biogas und Deponie-/Klärgas</i>	7,6	7,9	9,8	7,6	5,6	4,0	3,3
<i>Feste Biomasse</i>	1,6	1,6	1,1	0,9	1,1	1,7	2,5
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7
Geothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe Erneuerbare	138,7	206,8	357,3	506,3	632,1	641,4	641,6
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher (Turbinenleistung)	9,8	10,1	10,6	11,1	11,1	11,1	11,1
Batteriespeicher	2,2	11,3	26,6	42,5	52,2	53,4	53,8
Summe gesamt	234,3	292,4	439,3	597,4	730,5	740,4	741,0

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut; Daten für 2019: BNetzA (2022a), BMWK (2022)

Tabelle 35 zeigt die projizierte Entwicklung der installierten Leistung im MWMS. Die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist analog zum MMS. Im Wesentlichen unterscheidet sich das MWMS durch den Bau von Wasserstoffkraftwerken. Diese werden gemäß der im Instrumentenpapier festgelegten Parametrisierung bis 2035 auf 23,8 GW ausgebaut. Da es sich nicht ausschließlich um Neubau-Anlagen handelt, sondern auch um sogenannte H₂-ready-Erdgaskraftwerke, sieht man auch in der installierten Leistung an Erdgaskraftwerken einen Unterschied zum MMS. Im Jahr 2030 gibt es mehr installierte Leistung von Erdgas, diese und weitere bereits existierende Erdgaskraftwerke werden dann auf Wasserstoff umgerüstet und somit liegt in den darauffolgenden Jahren die Leistung von Erdgas im MWMS unter der im MMS.

Tabelle 35: Installierte Nettonennleistung im MWMS, 2019-2050

Technologie	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW						
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,7	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,1	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas (Erdgas, Grubengas)	29,7	33,2	37,6	30,8	29,1	28,5	28,4
Öl	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7

Technologie	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sonstige	4,2	4,0	3,1	2,3	2,0	1,8	1,8
<i>Gichtgas</i>	1,7	1,6	0,9	0,3	0,1	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
<i>Sonstige Gase</i>	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>Abfall</i>	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Summe Kernbrennstoffe, Kohlen, Gas (Methan, Kuppelgase), Öl, Abfall	83,6	64,0	43,5	35,8	33,8	33,0	33,0
Windenergie an Land	56,0	66,6	94,5	135,4	160,0	160,0	160,0
Windenergie auf See	7,8	11,3	31,3	47,7	59,7	70,0	70,0
Photovoltaik	60,1	113,6	215,0	309,0	400,0	400,0	400,0
Biomasse	9,4	9,7	10,9	8,5	6,6	5,7	5,8
<i>Biogas und Deponie-/Klärgas</i>	7,6	7,9	9,8	7,6	5,6	4,0	3,3
<i>Feste Biomasse</i>	1,6	1,6	1,1	0,9	1,1	1,7	2,5
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7
Geothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe Erneuerbare	138,7	206,8	357,3	506,3	632,1	641,4	641,6
Wasserstoff	0,0	0,0	6,4	23,8	23,8	23,8	23,8
Pumpspeicher (Turbinenleistung)	9,8	10,1	10,6	11,1	11,1	11,1	11,1
Batteriespeicher	2,2	11,3	26,6	42,5	52,2	53,4	53,8
Summe gesamt	226,7	292,2	444,3	619,6	753,0	762,7	763,3

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut; Daten für 2019: BNetzA (2022a), BMWK (2022)

Zusätzlich zum MMS werden im MWMS die folgenden Instrumente bzw. Maßnahmen berücksichtigt:

- ▶ Der Kohleausstieg findet gemäß eines ambitionierteren Stilllegungspfades bereits vollständig bis Ende 2029 statt. In der Modellierung ergeben sich jedoch nur geringe Unterschiede zum MMS, da insbesondere die hohen CO₂-Preise in Kombination mit dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren bereits im MMS die Kohlestromerzeugung im Jahr 2028 auf rund 25 TWh reduziert haben.
- ▶ Der Bau von Wasserstoffkraftwerken ist in der im Jahr 2023 angekündigten Kraftwerksstrategie vorgesehen. Neben den im EEG verankerten Kraftwerksausschreibungen sind darin auch zusätzliche Wasserstoff und H₂-ready-Kraftwerke auszuschreiben. Die genauere Parametrisierung wird in Tabelle 54 aufgeführt.

Die **Nettostromerzeugung** im MMS ist in Tabelle 36 bzw. in Abbildung 19 dargestellt. Entsprechend der dargestellten Entwicklung der installierten Leistung nimmt die Nettostromerzeugung

aus Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See stark zu. Insgesamt beträgt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 511 TWh und verdoppelt sich fast auf 1010 TWh im Jahr 2050. Es ist zu beobachten, dass 2030 rund 108 TWh und auch nach 2040 noch jährlich 41-51 TWh Strom aus Erdgas generiert wird. Die Kohleverstromung ist allerdings stark rückläufig und wird ab 2028 durch eine Kombination von steigendem CO₂-Preis und moderat sinkenden Erdgaspreisen aus dem Markt gedrängt und trägt ab 2034 gar nicht mehr zur Stromerzeugung bei. Mit Ausnahme von 2025 wird bis 2031 netto Strom importiert, danach wird Deutschland wieder zu einem Netto-Stromexporteur.

Tabelle 36: Nettostromerzeugung im MMS, 2021-2050

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Kernenergie	63,6	0	0	0	0	0	0,0
Braunkohle	117,1	74,3	0,5	0	0	0	0,0
Steinkohle	66,3	27,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas und Grubengas	80,5	94,6	108,1	72,3	44,6	41,4	50,9
Öl	3,4	3,6	2,9	2,1	1,5	1,2	1,1
Sonstige	16,7	15,6	11,3	7,5	5,6	5,2	5,2
<i>Gichtgas</i>	6,6	6,2	3,7	1,2	0,0	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	2,1	2,0	1,2	0,4	0,0	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
<i>Sonstige Gase</i>	1,4	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0
<i>Fossiler Anteil des Abfalls</i>	6,0	5,7	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Summe fossile Brennstoffe & Kernenergie	347,6	215,5	124,3	81,9	51,6	47,8	57,2
Windenergie an Land	87,7	120,9	180,6	266,8	325,7	335,4	345,9
Windenergie auf See	24,0	34,7	83,9	141,4	161,0	199,2	208,4
Photovoltaik	48,4	98,3	197,8	297,8	388,1	400,0	400,0
Biomasse	45,7	40,6	28,5	25,2	26,2	30,1	34,7
<i>Biogas und Deponie-/Klärgas</i>	31,7	26,6	17,9	15,6	15,6	15,6	15,5
<i>Feste Biomasse, biogener Anteil des Abfalls</i>	13,8	13,7	10,6	9,6	10,6	14,5	19,2
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,5	20,2	20,3	20,4	20,4	20,5	20,6

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Geothermie	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Summe Erneuerbare Energien	225,4	314,9	511,3	751,9	921,8	985,6	1010,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	3,3	4,2	14,4	20,0	21,1	21,1	21,2
Batterien	0,9	4,5	11,9	20,2	24,0	24,1	24,1
Nettostromerzeugung inkl. Erzeugung aus Wasserstoff und Speichern	577,2	538,9	661,8	874,0	1018,5	1078,7	1112,5
Stromhandelssaldo*	-38,9	-2,5	25,5	-37,0	-60,8	-50,2	-45,4

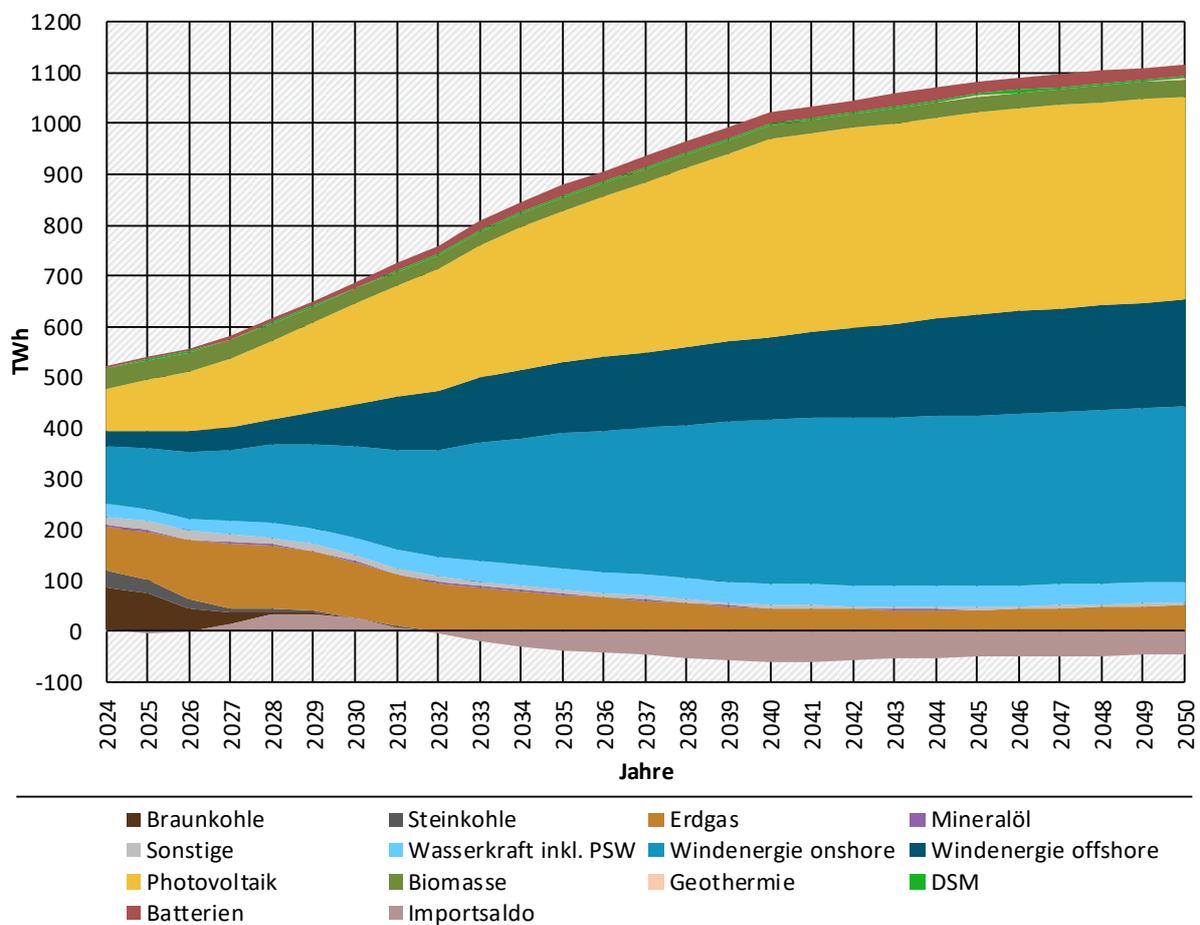
Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut; Daten für 2021: AGEB (2022), BMWK (2022)

Anmerkungen:

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

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

Abbildung 19: Nettostromerzeugung im MMS, 2024-2050



Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die Struktur der Stromerzeugung im MWMS (s. Tabelle 37 bzw. Abbildung 20) ist vergleichbar zu der des MMS. Wesentliche Unterschiede ergeben sich aus der erhöhten Stromnachfrage im MWMS (vergleiche Tabelle 31 und Tabelle 32), diese wird im Wesentlichen von einer erhöhten Stromproduktion aus Erdgas gedeckt sowie durch weniger Netto-Exporte kompensiert. Es ist zu bemerken, dass Wasserstoffkraftwerke nur wenig zur Stromerzeugung beitragen. Durch ihre hohen Grenzkosten laufen die Wasserstoffkraftwerke nur mit geringen Volllaststunden.

Tabelle 37: Nettostromerzeugung im MWMS, 2021-2050

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Kernenergie	63,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	117,1	75,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	66,3	27,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas und Grubengas	80,5	95,3	131,7	70,7	43,2	40,3	50,0
Öl	3,4	3,6	2,9	2,1	1,5	1,2	1,2
Sonstige	16,7	15,6	11,3	7,6	6,2	5,2	5,2
<i>Gichtgas</i>	6,6	6,2	3,7	1,2	0,5	0,0	0,0
<i>Kokereigas</i>	2,1	2,0	1,2	0,4	0,2	0,0	0,0
<i>Raffineriegas</i>	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
<i>Sonstige Gase</i>	1,4	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0
<i>Fossiler Anteil des Abfalls</i>	6,0	5,7	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Summe fossile Brennstoffe & Kernenergie	347,6	217,4	146,0	80,4	50,9	46,6	56,4
Windenergie an Land	87,7	120,9	180,6	267,9	327,2	336,7	345,6
Windenergie auf See	24,0	34,7	84,1	145,5	164,7	202,9	210,2
Photovoltaik	48,4	98,3	197,8	297,8	388,4	400,0	400,0
Biomasse	45,7	40,6	28,5	25,2	26,2	30,1	34,7
<i>Biogas und Deponie-/Klärgas</i>	31,7	26,6	17,9	15,6	15,6	15,6	15,5
<i>Feste Biomasse, biogener Anteil des Abfalls</i>	13,8	13,7	10,6	9,6	10,6	14,5	19,2
<i>Pflanzenöl</i>	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,5	20,2	20,3	20,4	20,4	20,5	20,6
Geothermie	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Summe Erneuerbare Energien	225,4	314,9	511,5	757,2	927,3	990,7	1011,5
Wasserstoff	0,0	0,0	1,6	5,1	3,3	2,8	1,9

Technologie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pumpspeicher	3,3	4,2	14,2	18,5	20,8	21,3	20,9
Batterien	0,9	4,4	11,9	19,0	24,0	24,3	23,7
Nettostromerzeugung inkl. Erzeugung aus Wasserstoff und Speichern	577,2	540,9	685,2	880,1	1026,2	1085,7	1114,4
Stromhandelssaldo*	-38,9	0,2	23,3	-7,9	-47,5	-41,9	-39,9

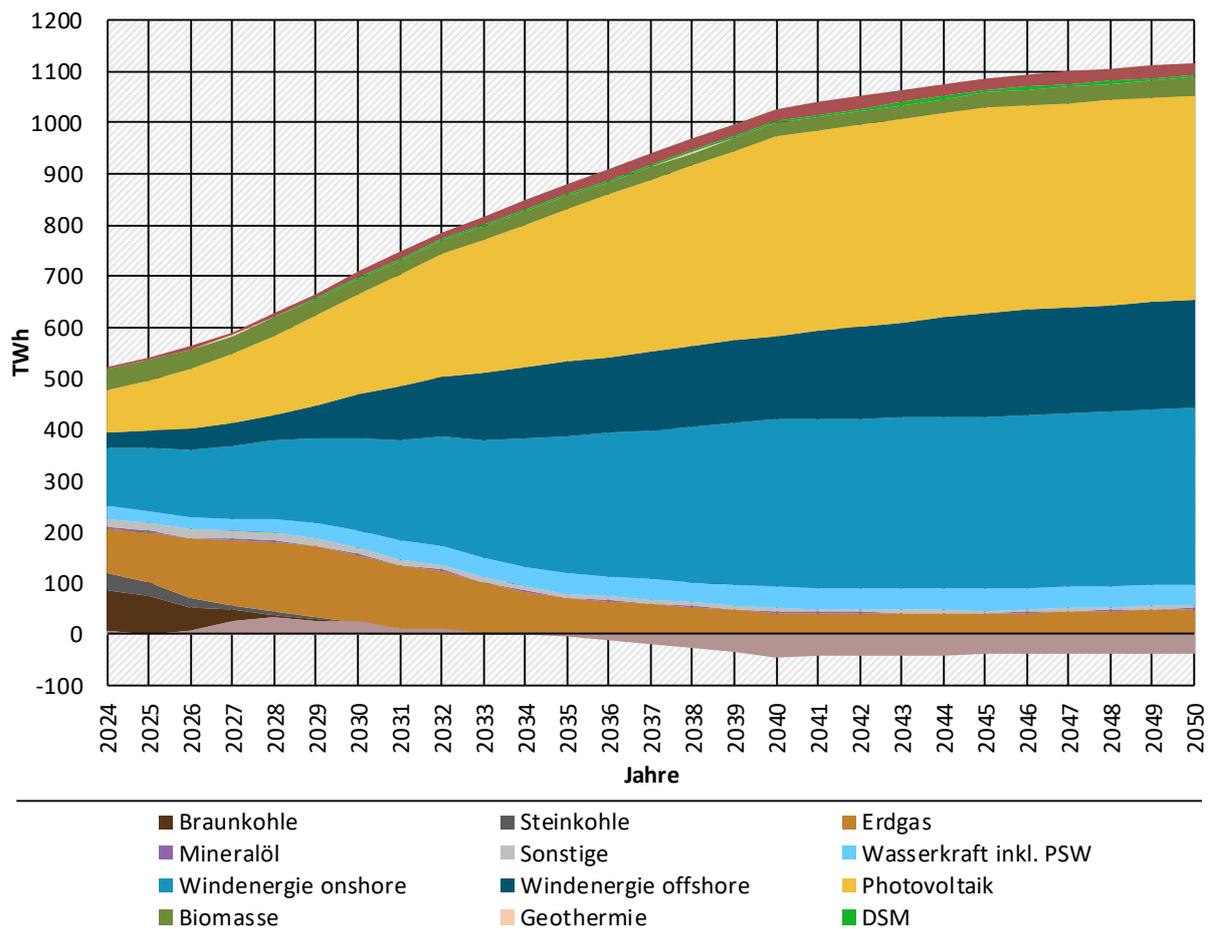
Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut; Daten für 2021: AGEB (2022), BMWK (2022)

Anmerkungen:

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

Werte auf eine Dezimalstelle gerundet.

Abbildung 20: Nettostromerzeugung im MWMS, 2024-2050



Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

3.8.2 Nachfrage und Erzeugung netzgebundener Wärme

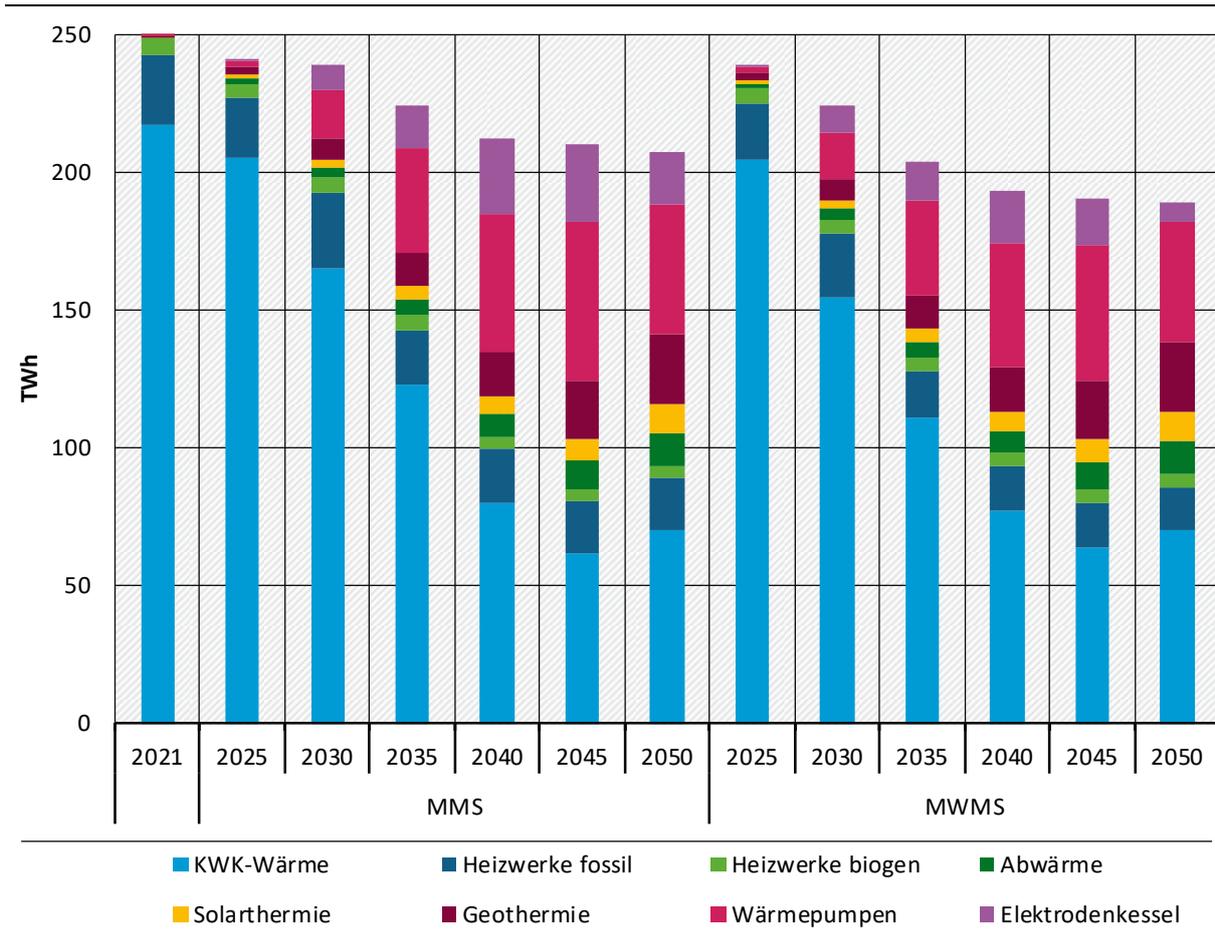
Neben der Stromnachfrage ist auch eine **Wärmenachfrage** zu decken, die in Abbildung 21 für das MMS und das MWMS dargestellt ist. Die netzgebundene Wärme⁴¹ wurde im Jahr 2021 hauptsächlich in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt, wobei fossile KWK gegenüber biogener KWK dominiert. Daneben gab es noch einen kleinen Anteil ungekoppelter Wärmeerzeugung, vor allem in fossil befeuerten Heizwerken, biogen befeuerten Heizwerken sowie Geothermieanlagen. In

⁴¹ Umfasst hier auch BHKW und Industrie-KWK, deckt also sowohl Fernwärme als auch industrielle Wärmenetze ab.

beiden Szenarien ist die Nachfrage nach netzgebundener Wärme bis 2045 rückläufig, wobei der Rückgang im MMS stärker ist als im MWMS. Dabei erreicht die Fernwärmenachfrage des Gebäudesektors im Jahr 2034 (MMS) bzw. 2032 (MWMS) ein Maximum und sinkt als Wirkung von Einsparmaßnahmen wieder ab. Der industrielle Bedarf nach netzgebundener Wärme sinkt in beiden Szenarien kontinuierlich.

Da über die projizierten Jahre die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen stark rückläufig ist, wird die Wärme durch erneuerbare Wärmequellen (Umweltwärme mittels Wärmepumpen⁴², Solarthermie und tiefer Geothermie) sowie durch zunehmend direkte Strom-Wärme-Umwandlung („Power-to-Heat“) in Elektrodenkesseln ersetzt. Sowohl im MMS als auch im MWMS spielen dabei die Wärmepumpen die größte Rolle gefolgt von Geothermie, die Wärmeerzeugung in Elektrodenkesseln ist im MMS höher als im MWMS, da die Nachfrage höher ist.

Abbildung 21: Bereitstellung netzgebundener Wärme (einschließlich Industrie-KWK und BHKW) in MMS und MWMS, 2021-2050



Quelle: Modellierung Öko-Institut

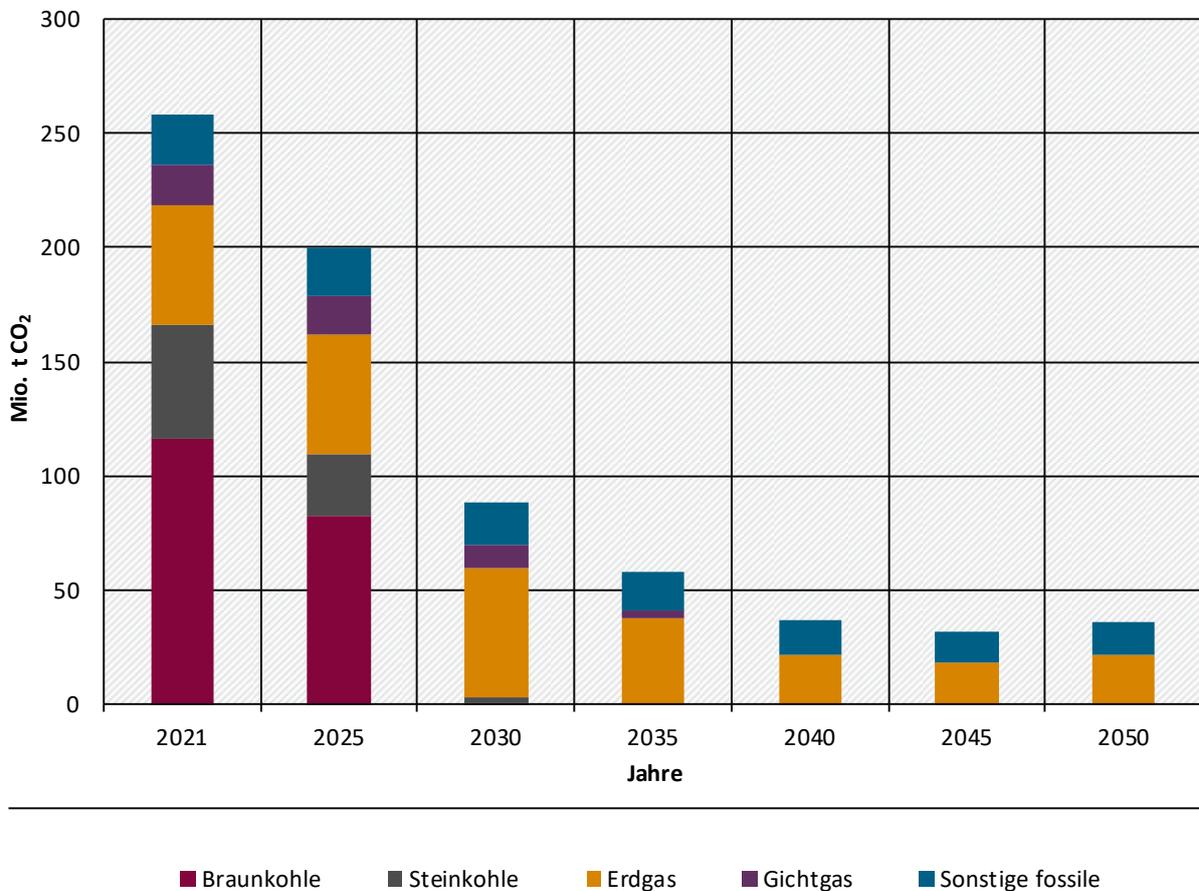
3.8.3 Emissionen von Kraftwerken

Bereits im MMS sinken die CO₂-Emissionen der Kraftwerke (Abbildung 22 und Tabelle 38) bedingt durch den – marktgetriebenen – Kohleausstieg sehr stark, wobei die mit Abstand größte Emissionsminderung zwischen 2025 und 2030 bei den Braun- und Steinkohlekraftwerken der Energiewirtschaft geschieht. Zwischen 2030 und 2040 erfolgt mehr als eine Halbierung der CO₂-

⁴² Umweltwärme erfasst hier beispielsweise Luft, Wasser und oberflächennahe Geothermie.

Emissionen der Kraftwerke. Dieser 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 2040 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.

Abbildung 22: CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MMS, 2021-2050



Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 38: Aufteilung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MMS in Mio. t CO₂-Äq., 2021 bis 2050

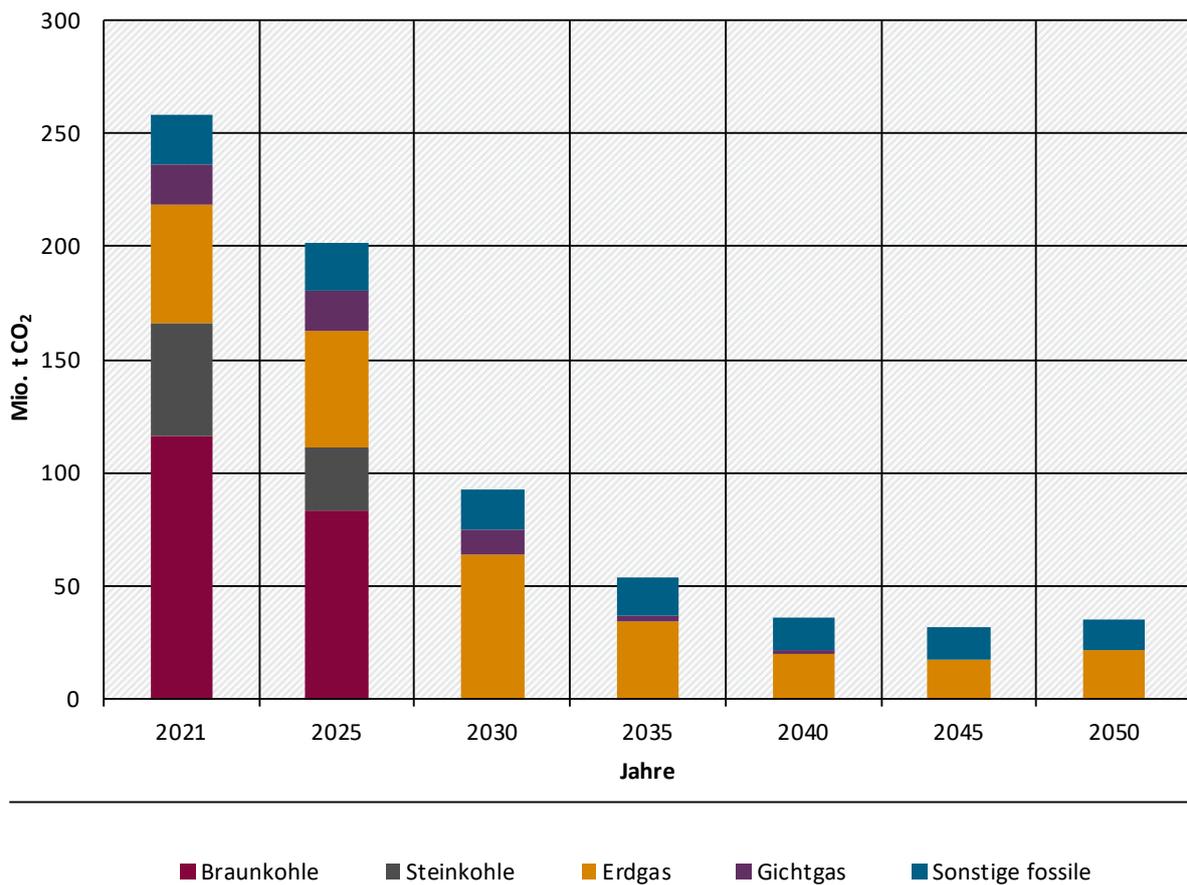
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftwerke der Energiewirtschaft	204,2	161,3	58,8	39,1	24,0	25,2	29,0
Braunkohle	113,9	81,5	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	45,1	24,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,9	40,6	45,1	27,5	13,2	14,6	18,5
Sonstige fossile	14,4	14,4	14,7	12,6	11,6	10,8	10,6

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industriekraftwerke	54,1	38,6	29,2	18,7	12,6	6,9	6,6
Braunkohle	1,9	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	4,9	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	21,5	11,2	11,4	10,6	8,5	3,2	3,2
Gichtgas	18,0	16,9	10,2	3,3	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	7,9	6,6	5,8	4,8	4,1	3,7	3,4
Summe Energiewirtschaft + Industrie	258,4	199,9	88,0	57,8	36,6	32,1	35,7
Braunkohle	115,8	82,6	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	50,0	27,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	52,4	51,8	56,6	38,1	21,7	17,8	21,8
Gichtgas	18,0	16,9	10,2	3,3	0,0	0,0	0,0
Sonstige fossile	22,3	21,3	18,3	16,4	14,9	14,3	13,9
<i>Rauchgasentschwefelung (REA)</i>	<i>0,7</i>	<i>0,5</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	259,1	200,4	88,0	57,8	36,6	32,1	35,7

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 38 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 2021 21 % und steigt bis 2040 auf etwa 34 % an. Bis 2050 geht der Anteil der CO₂-Emissionen der Industriekraftwerke wieder auf 18 % zurück. Die Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft werden in Kapitel 4 (Sektor Energiewirtschaft) berichtet und die Emissionen der Industriekraftwerke in Kapitel 5 (Sektor Industrie). Die Aufteilung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke im MWMS ist in Tabelle 39 dargestellt.

Abbildung 23: CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Energieträgern im MWMS, 2021-2050



Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 39: Aufteilung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf Energiewirtschaft und Industrie im MWMS in Mio. t CO₂-Äq., 2021 bis 2050

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftwerke der Energiewirtschaft	204,2	162,8	67,1	37,1	23,9	25,8	30,1
Braunkohle	113,9	82,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	45,1	24,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,9	40,8	54,3	25,4	13,0	15,2	19,5
Sonstige fossile	14,4	14,7	12,8	11,7	10,9	10,6	10,5
Industriekraftwerke	54,1	38,6	25,7	16,5	12,3	5,7	5,4
Braunkohle	1,9	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	4,9	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	21,5	11,3	9,9	8,6	6,8	2,1	2,1
Gichtgas	18,0	16,9	10,2	3,3	1,4	0,0	0,0
Sonstige fossile	7,9	6,6	5,6	4,6	4,0	3,6	3,3

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Summe Energiewirtschaft + Industrie	258,4	201,4	92,7	53,6	36,2	31,5	35,5
Braunkohle	115,8	83,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	50,0	27,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	52,4	52,0	64,3	34,0	19,8	17,3	21,6
Gichtgas	18,0	16,9	10,2	3,3	1,4	0,0	0,0
Sonstige fossile	22,3	21,3	18,3	16,4	14,9	14,2	13,9
<i>Rauchgasentschwefelung (REA)</i>	<i>0,7</i>	<i>0,5</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	259,1	201,8	92,7	53,6	36,2	31,5	35,5

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke im MWMS (Abbildung 23 und Tabelle 39) ist strukturell sehr ähnlich zum MMS. Der Vergleich der Szenarien in Tabelle 40 zeigt, dass die prozentuale Minderung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke gegenüber 1990 in den Jahren 2025 und 2030 im MMS leicht höher ist als im MWMS. Die Treibhausgasemissionen liegen im Jahr 2030 im MMS um 80,7 % niedriger als im Vergleichsjahr 1990, im MWMS ist die Emissionsminderung sogar leicht niedriger mit 79,2 %. Im Jahr 2050 erreichen die Kraftwerke im MMS eine Emissionsminderung von rund 91,5 % gegenüber 1990, die gleiche Minderung ist im MWMS zu verzeichnen.

Tabelle 40: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	474,8	401,1	245,6						
MMS				201,6	91,5	60,3	38,0	37,1	40,3
MWMS				202,5	98,8	56,8	36,9	36,8	40,4
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-15,5	-48,3						
MMS				-57,5	-80,7	-87,3	-92,0	-92,2	-91,5
MWMS				-57,3	-79,2	-88,0	-92,2	-92,2	-91,5
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-38,8						
MMS				-49,7	-77,2	-85,0	-90,5	-90,7	-90,0
MWMS				-49,5	-75,4	-85,8	-90,8	-90,8	-89,9

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

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

4 Energiewirtschaft

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

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

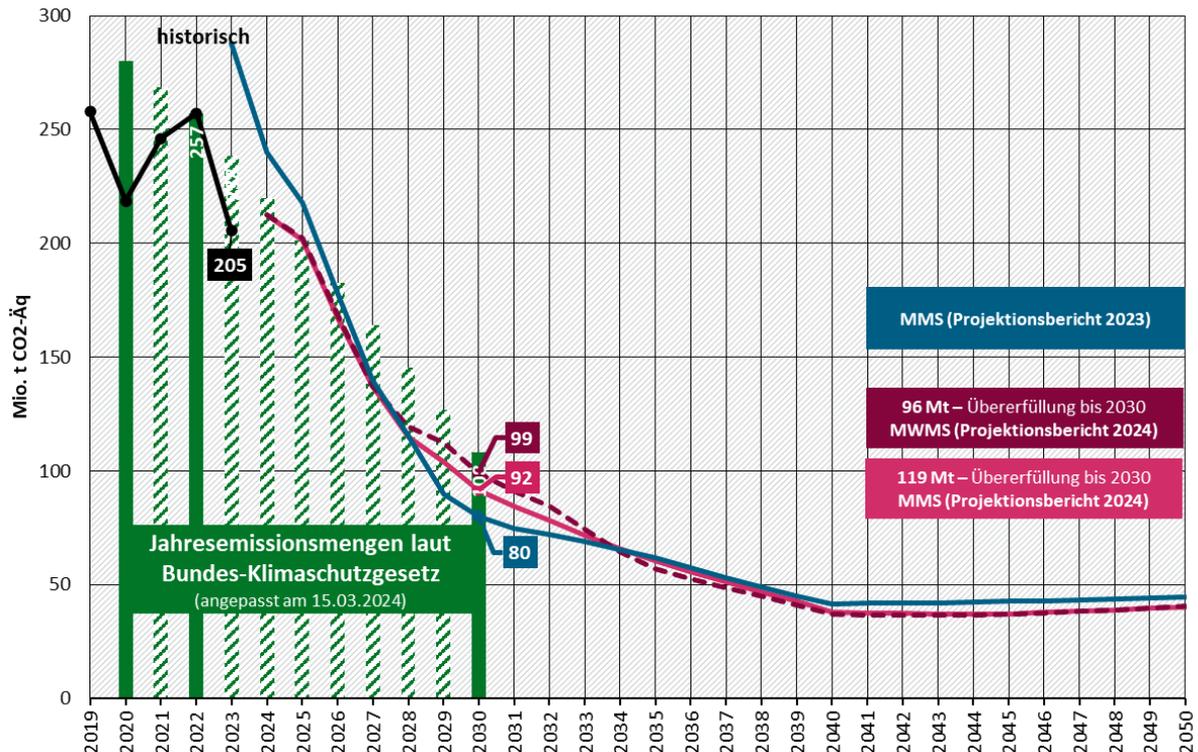
Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

Einzelne Textteile wurden Repenning et al. (2021) entnommen und aktualisiert.

4.1 Zentrale Ergebnisse

Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sinken sowohl im MMS als auch im MWMS sehr stark ab (Abbildung 24), wobei sich die beiden Szenarien in diesem Zeitraum kaum unterscheiden. Im Jahr 2030 verbleiben Emissionen in Höhe von 92 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 99 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Die im KSG festgelegte Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 in Höhe von 108,1 Mio. t CO₂-Äq.⁴³ wird somit deutlich übererfüllt.

Abbildung 24: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft



Anmerkung: Für die Jahre ab 2023 wurden die vom UBA nach § 4 Abs. 3 angepassten JEM dargestellt. Für die Jahre ohne festgelegte JEM (schraffiert) wurden Zwischenziele interpoliert. Aufgrund teilweise unterschiedlicher Rahmendaten und

⁴³ Angepasst entsprechend dem Mechanismus des § 4 Abs. 3 KSG

Parametrisierung der Instrumente sind die Projektionsberichte nicht vollständig konsistent
 Quelle: UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Für den Zeitraum 2024 bis 2030 ergibt sich eine Übererfüllung des angestrebten Pfades⁴⁴ von 119 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 96 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. Zwischen 2030 und 2040 sinken die Emissionen der Energiewirtschaft deutlich langsamer, und nach 2040 steigen diese sogar wieder leicht an.

Die Emissionen der Energiewirtschaft werden von den Kraftwerken und Heizwerken der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung dominiert (Tabelle 41 und Tabelle 42). Diese sinken von allen Emissionsquellen absolut gesehen zwischen 2019 und 2040 am stärksten, sind aber zwischen 2040 und 2050 für einen kleinen Emissionsanstieg verantwortlich, da in diesem Zeitraum der Stromverbrauch stärker als die erneuerbare Stromerzeugung wächst. Eine detailliertere Beschreibung der Strom- und Wärmeerzeugung findet sich in Abschnitt 3.8, für die Methodik bezüglich der übrigen Energiewirtschaft vergleiche Anhang A.4.1.

Die Mineralölraffinerien (einschließlich Raffineriekraftwerke) waren 2021 die zweitgrößte Emissionsquelle innerhalb der Energiewirtschaft. Vor allem aufgrund rückläufiger Nachfragen nach Mineralölprodukten sinken in den Raffinerien die Emissionen bis 2050 um mehr als 80 %. 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 ist stark rückläufig, und 2050 sind in beiden Szenarien nur noch minimale Emissionen zu verzeichnen. Nur einen kleinen Beitrag zu den Emissionen haben Verdichterstationen im Gasnetz. Die diffusen Emissionen aus Brennstoffen sinken im Vergleich zu den übrigen Teilen der Energiewirtschaft deutlich langsamer, so dass ihr relativer Anteil im Szenarienvorlauf zunimmt. Dies liegt daran, dass zwar der Erdgasverbrauch deutlich zurückgeht, die Emissionen aber nicht wesentlich vom Erdgasverbrauch, sondern hauptsächlich vom Umfang der vorgehaltenen Erdgasinfrastruktur abhängen (es gibt keine Maßnahme, die einen entsprechenden Rückbau der Erdgasinfrastruktur berücksichtigt, die den Großteil der diffusen Emissionen verursacht).

Tabelle 41: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	210,7	166,1	65,5	44,6	29,6	31,3	35,6
Mineralölraffinerien	20,4	21,8	16,8	10,7	5,4	3,7	2,7
Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	9,7	9,0	5,3	2,2	1,0	0,5	0,4
Erdgasverdichterstationen	0,8	1,0	1,0	0,7	0,4	0,3	0,3
Diffuse Emissionen	4,0	3,6	3,0	2,2	1,6	1,3	1,3

⁴⁴ § 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.

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamt	245,6	201,6	91,5	60,3	38,0	37,1	40,3
Jahreemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz			108,0				

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 42: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	210,7	167,2	73,2	41,6	28,8	31,2	35,9
Mineralölraffinerien	20,4	21,8	16,7	10,4	5,2	3,7	2,6
Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger	9,7	9,0	4,9	2,2	1,0	0,5	0,4
Erdgasverdichterstationen	0,8	1,0	1,0	0,6	0,4	0,3	0,3
Diffuse Emissionen	4,0	3,5	2,9	2,0	1,4	1,2	1,2
Gesamt	245,6	202,5	98,8	56,8	36,9	36,8	40,4
Jahreemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz			108,0				

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

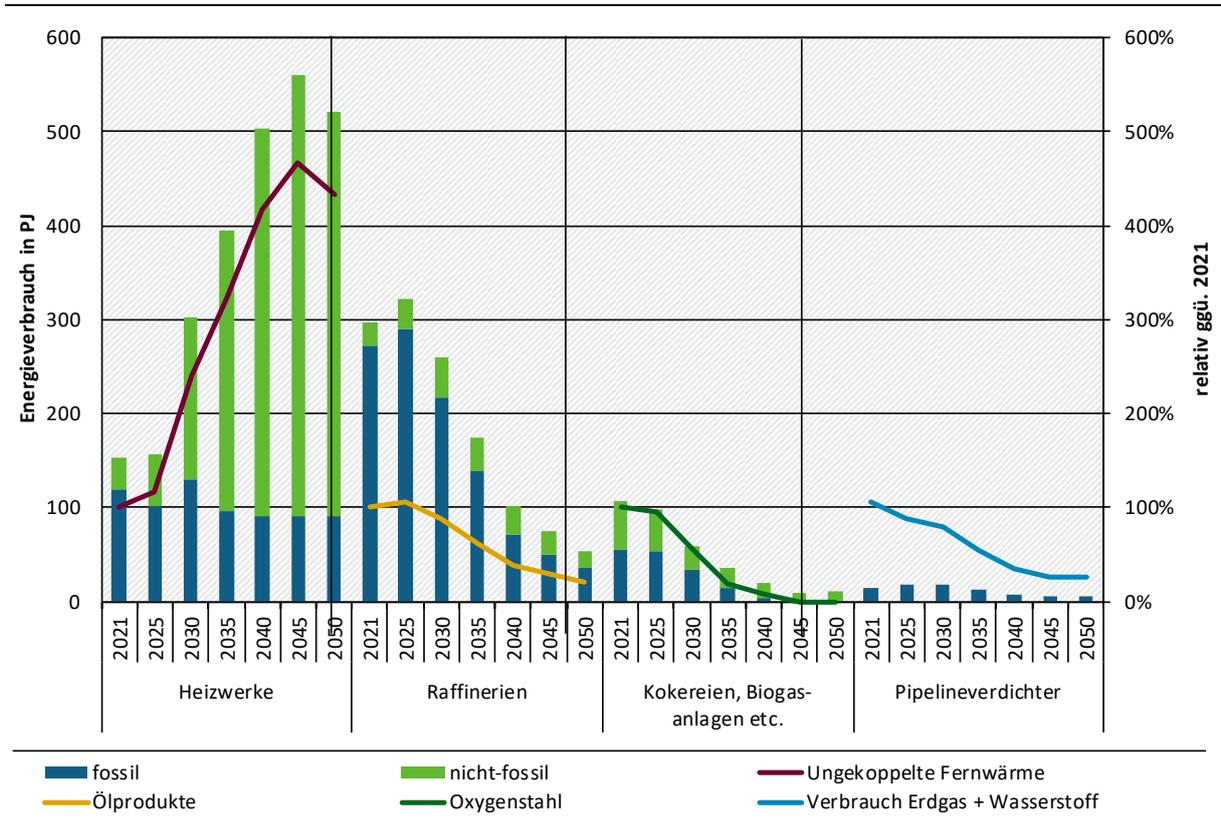
Neben den Kraftwerken gibt es in der Energiewirtschaft weitere Anlagen („übrige Energiewirtschaft“):

- ▶ Öffentliche Heizwerke erzeugen den Teil der Fernwärme, der nicht in Kraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt wird.
- ▶ In Raffinerien wird Rohöl zu Mineralölproduktion 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 Koks sowie den Anteil des Energieeinsatzes von Biogasanlagen, der zur Fermenterbeheizung gebraucht wird.
- ▶ Verdichterstationen erzeugen den benötigten Druck, um Gas über das Gasnetz zu transportieren.⁴⁵

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

Abbildung 25 stellt für das MMS die zeitliche Entwicklung der Energieverbräuche dieser Anlagen⁴⁶ zusammen mit jeweils wichtigen Treibergrößen dar.

Abbildung 25: Entwicklung des Energieverbrauchs in Anlagen der übrigen Energiewirtschaft im MMS



Quelle: UBA (2023a), AGEb (2023a), AGEb (2023b) und Modellierung: Öko-Institut

Der in Abschnitt 3.8 beschriebene starke Rückgang der Wärmeerzeugung aus KWK-Kraftwerken geht mit einer Vervielfachung der nicht in KWK erzeugten („ungekoppelten“) Fernwärme bis zum Jahr 2045 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 Energieverbrauch der konventionellen Heizwerke in allen Szenarijahren niedriger liegt als im Basisjahr 2021.

Die Raffinerien hatten von allen Anlagen im Basisjahr 2021 den größten Energieverbrauch von allen Anlagen der übrigen Energiewirtschaft. Der Energieverbrauch 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 12 % und bis 2050 um 79 %, jeweils gegenüber dem Basisjahr 2021. Bisher wird in Raffinerien der dort benötigte Wasserstoff vor allem per Dampfreformierung aus fossilen Energieträgern gewonnen. Im MMS wird die Wasserstoffherstellung teilweise auf Elektrolyse umgestellt. Dadurch sinkt der Anteil fossiler Energieträger am Energieverbrauch der Raffinerien.

Die Umstellung der Stahlherstellung von der Hochofenroute auf alternative Herstellungsprozesse in der Industrie führt dazu, dass die Koksproduktion stark zurückgeht und ab 2045 überhaupt nicht mehr stattfindet. Ebenso führt das langsame Auslaufen von Biogasanlagen dazu,

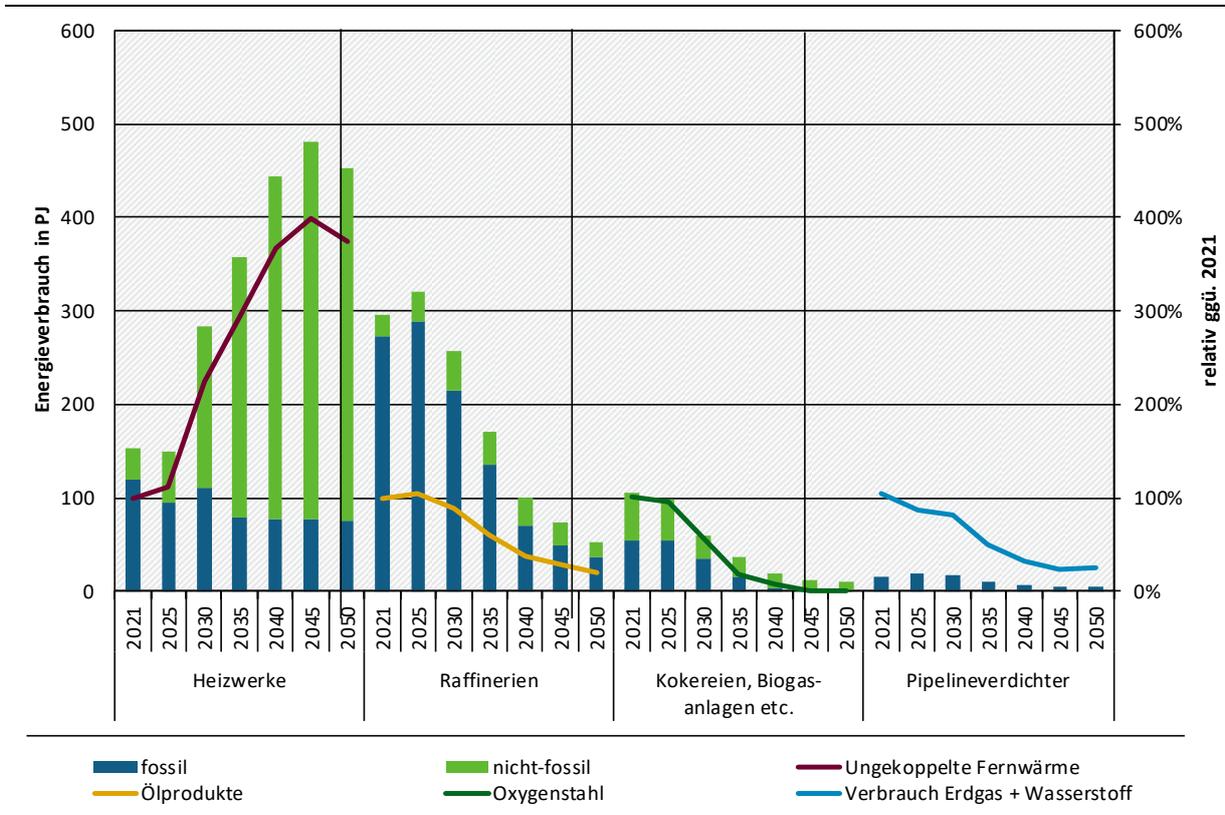
⁴⁶ Jeweils ohne die bei den Anlagen befindlichen Kraftwerke.

dass auch der entsprechende bei den übrigen Umwandlungsanlagen bilanzierte Anteil stark rückläufig ist.

Der Erdgasverbrauch ist im MMS bis 2045 rückläufig, was dazu führt, dass der Energieverbrauch der Verdichterstationen ebenfalls zurückgeht. Nach 2040 steigt der Verbrauch von Erdgas wieder leicht an, was dazu führt, dass der Einsatz der Verdichterstationen wieder leicht ansteigt.⁴⁷

Im MWMS zeigt sich insgesamt ein ähnliches Bild (Abbildung 26), im Detail ergeben sich aber wichtige Unterschiede.

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



Quelle: UBA (2023a), AGEB (2023a), AGEB (2023b) und Modellierung: Öko-Institut

Wie in Abschnitt 3.8 detailliert erläutert, steigt der Bedarf nach ungekoppelter Fernwärme und damit die Aktivität der öffentlichen Heizwerke weniger stark an als im MMS: Die Nachfrage im Jahr 2045 ist im MWMS ähnlich hoch wie bereits im Jahr 2040 des MMS und das Maximum im Jahr 2040 liegt im MWMS niedriger als im MMS. In beiden Szenarien wird der steigende Bedarf nach ungekoppelter Fernwärme größtenteils durch erneuerbare Energieträger und Strom gedeckt. Ebenso ist in beiden Szenarien der Einsatz von fossilen Energieträgern in öffentlichen Heizwerken rückläufig, im MWMS stärker als im MMS.

Die Nachfrage nach Ölprodukten sinkt insgesamt gegenüber dem Basisjahr bis 2030 um 12 % und bis 2050 um 79 % und somit nahezu gleich wie im MMS. Im MWMS liegt der Verbrauch von Erdgas und Wasserstoff in Summe etwas niedriger als im MMS, dem entsprechend sinkt auch der Verbrauch der Verdichterstationen.

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

Die beschriebenen Effekte wirken sich entsprechend auf die Emissionen der Anlagen der übrigen Energiewirtschaft aus. Von 1990 bis 2021 sanken diese Emissionen um 23 % und damit deutlich geringer als die deutschen Emissionen insgesamt. In beiden Szenarien ist ein deutlich schnellerer Emissionsrückgang als in der Vergangenheit zu beobachten. Bis 2030 sinken die Emissionen im MMS um ein Sechstel und im MWMS um ein Fünftel. Zwischen 2030 und 2050 zeigt sich wiederum ein Emissionsrückgang um mehr als zwei Drittel, wobei der Emissionsrückgang im MWMS schneller ist als im MMS. Als insgesamt wichtigster Treiber für den Emissionsrückgang der Anlagen der übrigen Energiewirtschaft sind die rückläufigen Nachfragen nach fossilen Brenn- und Kraftstoffen durch die anderen Sektoren zu nennen.

Tabelle 43: Entwicklung der Emissionen von Anlagen der übrigen Energiewirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	42,3	38,1	32,6						
MMS				32,6	27,1	17,2	11,1	9,1	8,3
MWMS				32,1	25,9	16,0	10,2	8,3	7,5
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-9,9	-23,0						
MMS				-23,0	-35,8	-59,4	-73,8	-78,4	-80,4
MWMS				-24,0	-38,7	-62,2	-76,0	-80,4	-82,4
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-14,6						
MMS				-14,6	-28,8	-55,0	-71,0	-76,0	-78,2
MWMS				-15,7	-32,0	-58,1	-73,3	-78,2	-80,4

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Neben den Emissionen aus Kraftwerken und den übrigen Anlagen der Energiewirtschaft entstehen in der Energiewirtschaft sogenannte „flüchtige“ bzw. „diffuse“ Emissionen aus Brennstoffen. Diese haben vor allem historisch einen nicht unerheblichen Anteil an den Emissionen. Von 1990 bis 2021 sanken die diffusen Emissionen bereits um knapp 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 Kohlebergbau zu verzeichnen. Einerseits war der Steinkohlenbergbau in der Vergangenheit stark rückläufig, andererseits wurden die Erfassung und energetische Verwertung des anfallenden Grubengases verbessert. Daher verbleiben in der Projektion hier lediglich noch marginale Restemissionen.

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

Die mit dem Erdgasverbrauch zusammenhängenden Emissionen sinken zwischen 2021 und 2050 um 57 %.⁴⁸ Da es weder im MMS noch im MWMS Maßnahmen gibt, das Erdgasnetz mit den rückläufigen Erdgasverbräuchen zurückzubauen, verbleibt 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 2021 und 2050 um zwei Drittel und liegen dann um knapp 97 % niedriger als 1990.

Tabelle 44: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MMS, 1990-2050

	1990	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	28,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,4	0,3	0,1	0,0	NO	NO
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,7	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Gasförderung-, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	10,9	2,5	2,3	2,1	1,6	1,2	1,0	1,1
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Diffuse Emissionen gesamt	42,6	4,0	3,6	3,0	2,2	1,6	1,3	1,3
<i>ggü. 2005</i>	133,2%	-78,1%	-80,3%	-83,4%	-88,1%	-91,4%	-92,7%	-93,0%
<i>ggü. 1990</i>	0,0%	-90,6%	-91,6%	-92,9%	-94,9%	-96,3%	-96,9%	-97,0%

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

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

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

Tabelle 45: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen im MWMS, 1990-2050

	1990	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.							
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	28,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,4	0,3	0,1	0,0	NO	NO

⁴⁸ Durch eine Inventarrückrechnung sind die diffusen Emissionen aus der Erdgasnutzung deutlich niedriger als im Projektionsbericht 2023.

	1990	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,7	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Gasförderung-, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	10,9	2,5	2,2	2,0	1,4	1,0	0,9	0,9
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Diffuse Emissionen gesamt	42,6	4,0	3,5	2,9	2,0	1,4	1,2	1,2
<i>ggü. 2005</i>	<i>133,2%</i>	<i>-78,1%</i>	<i>-81,1%</i>	<i>-83,9%</i>	<i>-89,1%</i>	<i>-92,2%</i>	<i>-93,4%</i>	<i>-93,6%</i>
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0%</i>	<i>-90,6%</i>	<i>-91,9%</i>	<i>-93,1%</i>	<i>-95,3%</i>	<i>-96,7%</i>	<i>-97,2%</i>	<i>-97,3%</i>

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

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 46: Entwicklung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	42,6	18,3	4,0						
MMS				3,6	3,0	2,2	1,6	1,3	1,3
MWMS				3,5	2,9	2,0	1,4	1,2	1,2
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-57,9	-81,5						
MMS				-91,6	-92,9	-94,9	-96,3	-96,9	-97,0
MWMS				-91,9	-93,1	-95,3	-96,7	-97,2	-97,3
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-78,1						
MMS				-80,3	-83,4	-88,1	-91,4	-92,7	-93,0
MWMS				-81,1	-83,9	-89,1	-92,2	-93,4	-93,6

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

4.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Harthan et al. 2024) (Anhang A.3).

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

Für das MMS werden die einzelnen Maßnahmen jeweils gegenüber einem Modelllauf ohne diese Maßnahme bewertet. Hierzu wird jede Maßnahme einzeln ausgeschaltet, indem die relevanten Eingangsdaten in das Modell für ihren Wirkungszeitraum variiert werden. Die resultierenden CO₂-Emissionen eines Modelllaufs bei ausgeschalteter Maßnahme werden jeweils mit den CO₂-Emissionen des MMS verglichen, um die Minderungswirkung der Maßnahme zu quantifizieren. Ein vollumfängliches OMS (Ohne-Maßnahmen-Szenario) wird im Rahmen des Projektionsberichts 2024 für den Stromsektor nicht berechnet, weil nur schwer abzuschätzen ist, wie sich die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland ohne den Einfluss von bereits langjährig wirkenden Instrumenten wie dem EEG oder dem EU-EHS entwickelt hätte.

Die Instrumente, die in der Instrumentenbewertung des MMS untersucht werden, sowie die konkrete Parametrisierung im Modell für das MMS sind in Tabelle 47 aufgeführt.

Tabelle 47: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
EU-Emissionshandelssystem	Vergleich des MMS mit einer kontrafaktischen Entwicklung, bei der der CO ₂ -Preis in Deutschland und Europa bei 0 EUR/t CO ₂ liegt.
Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend den realen Ausbautzahlen und den Ausschreibungen im EEG	Das MMS wird verglichen mit einer kontrafaktischen Entwicklung, in dem ein weniger ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt wird. Grundlage bietet dafür das EEG 2021 und der darin festgeschriebene Ausbaupfad der Erneuerbaren. Es wurde das EEG in seiner Form vor der letzten Novelisierung herangezogen, da es sich schwerlich rekonstruieren lässt, wie sich das Stromsystem ohne die Einführung des EEG im Jahr 2000 entwickelt hätte. Der Ausbaupfad ist in Tabelle 48 dargestellt. Der EE-Anteil beträgt dann 52 % im Jahr 2030 und 60 % im Jahr 2040, die entsprechende Stromerzeugung ist in Tabelle 49 aufgeführt. Außerdem wird der Ausbau der Batteriespeicher, die in der Modellierung an den Ausbau der Erneuerbaren gekoppelt sind, entsprechend reduziert.
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen - Fördervolumen nach BEW und Wärmeplanungsgesetz & Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Die Quantifizierung der Wirkung der Förderung von erneuerbarer Wärme und Abwärme in Wärmenetzen im Rahmen des BEW und des Wärmeplanungsgesetzes ist schwierig abzugrenzen von der Wirkung der KWK-Förderung im Rahmen des KWKG. Daher findet hier nur eine Quantifizierung statt, die die alternative (ungekoppelte) Wärmeerzeugung betrifft (Solarthermie, Geothermie, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel und Abwärme).

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Kohleausstieg 2038 mit beschleunigtem Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier	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 2021 war. Zur Quantifizierung des Kohleausstiegs wird das MMS verglichen mit einem kontrafaktischen Szenario, in dem keine Stilllegung der Kohlekraftwerke stattfindet und die Kraftwerke lediglich nach einer Betriebsdauer von 65 Jahren vom Netz gehen. ⁴⁹ Zudem wird berücksichtigt, dass daher auch kein Ersatz der stillgelegten Kohle-KWK-Kraftwerke durch Erdgas-KWK-Kraftwerke nötig ist, wie er in Tabelle 53 aufgeführt wird.
Zubau der Elektrolyseurleistung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie	Um die Wirkung dieses Instruments zu bewerten, wird das MMS mit einem kontrafaktischen Szenario verglichen, in dem kein Ausbau der Elektrolyseurleistung stattfindet. Somit kann kein Teil der Nachfrage nach Wasserstoff und PtL der Endverbrauchssektoren inländisch gedeckt werden und wird somit in der Modellierung nicht inkludiert und stattdessen vollständig über Wasserstoffimporte gedeckt.

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Tabelle 48: Installierte Leistung (Jahresende) erneuerbarer Energien in GW in der kontrafaktischen Entwicklung

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW					
PV	79,3	101,4	115,4	124,2	139,0	144,0
Windenergie an Land	64,1	71,4	92,9	108,3	124,2	139,5
Windenergie auf See	10,2	21,6	32,1	41,4	52,6	54,9
Geothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lauf- und Speicherwasser	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7
Biomasse (feste/flüssige/gasförmige)	9,2	10,4	8,0	6,2	5,3	5,4

Quelle: Eigene Annahmen Öko-Institut basierend auf EEG 2021

⁴⁹ Die insgesamt installierte Leistung von Kohlekraftwerken beträgt im kontrafaktischen Szenario: Braunkohle: 2025: 18,7 GW; 2030: 18,6 GW; 2035: 17,4 GW; 2040: 14,5 GW; 2045: 12,1 GW; 2050: 10,3 GW. Steinkohle: 2025: 24,4 GW; 2030: 23,9 GW; 2035: 22,2 GW; 2040: 21,7 GW; 2045: 19,3 GW; 2050: 17,0 GW.

Tabelle 49: Stromerzeugung erneuerbarer Energien in TWh in der kontrafaktischen Entwicklung

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
PV	70,5	93,0	112,3	121,3	138,8	143,0
Windenergie an Land	118,2	137,9	184,6	226,7	266,7	310,4
Windenergie auf See	33,0	64,1	105,7	134,3	174,9	190,7
Geothermie	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Lauf- und Speicherwasser	20,2	20,3	20,4	20,4	20,5	20,6
Biomasse (feste/flüssige/gasförmige)	34,8	22,7	19,5	20,5	24,4	29,1

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

In Tabelle 50 sind die Emissionsminderungen der einzeln bewerteten Instrumente pro Jahr aufgeführt. Der Europäische Emissionshandel führt besonders in den Jahren 2025, 2030 sowie 2035 zu großen Einsparungen von Emissionen. Dafür sind besonders zwei Aspekte relevant, erstens führt ein fehlender CO₂-Preis in den Jahren bis zum Kohleausstieg 2038 zu besonders großen Emissionssteigerungen, wenn der EU-EHS-Preis nicht zu einer Verschiebung in der Merit-Order führt und Erdgaskraftwerke zunehmend kompetitive Grenzkosten gegenüber Kohlekraftwerken bekommen. Zum anderen kann der Ausbau der erneuerbaren Energien in diesen Jahren nicht mit dem Anstieg der Stromnachfrage mithalten, und somit spielt fossile Stromerzeugung weiter eine bedeutende Rolle. Eine Abnahme des emissionsmindernden Effekts des EU-EHS bereits in 2035 kann man hingegen dem Ausbau der Erneuerbaren zuschreiben, wenn im MMS sowie im kontrafaktischen Szenario bis zu 90 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stattfindet, so kann auch die Abwesenheit eines CO₂-Preises nur noch zu geringen Emissionseffekten führen. In den Jahren 2040 und 2045 sieht man, dass es in einem kontrafaktischen Szenario ohne EU-EHS zu geringeren Emissionen gegenüber dem MMS kommen würde, dies ist damit zu erklären, dass in Tabelle 50 lediglich die Änderungen der Emissionen in Deutschland aufgeführt sind, es aber europäische Effekte sind, die hier zum Tragen kommen. Kohlekraftwerke im Ausland verdrängen Erdgaskraftwerke in Deutschland aus der Merit-Order, was zu einer Minderung der deutschen Emissionen, insgesamt aber zu einer Steigerung der europäischen Emissionen führt. Die größte Minderungswirkung wird durch das EEG erreicht. Die Emissionsminderung im Jahr 2030 beträgt 15,2 Mio. t CO₂ und nimmt bis 2045 stetig zu, in diesem Jahr liegt sie bei 54 Mio. t CO₂. Danach ist ein Rückgang der Minderungswirkung zu verzeichnen. Zwischen den Jahren 2045 und 2050 reduzieren sich die Emissionen im MMS nur noch wenig, weil die erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum nicht weiter ausgebaut werden und somit auch kein Verdrängen der restlichen Emissionen stattfinden kann, die im Wesentlichen aus der Verstromung von Erdgas stammen.

Die Förderung erneuerbarer Energien in Wärmenetzen führt zunächst zu moderaten Einsparungen von Emissionen und erreicht 2030 rund 9,4 Mio. t CO₂. In den Jahren 2040 bis 2050 führt der Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugung und die Nutzung unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen zu jährlichen Emissionsminderungen von rund 34 bis 38,5 Mio. t CO₂. Die Emissions-

minderungen entstehen hauptsächlich dadurch, dass der Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung vermieden werden kann. Da die Wärmenachfrage sinkt, sinkt auch der Erdgaseinsatz in KWK-Anlagen, wodurch die Minderungen geringer werden.

Der Kohleausstieg führt insbesondere bis 2025 zu Emissionsminderungen. Ab 2025 führen die Rahmendaten der Brennstoff- und CO₂-Preise dazu, dass sich die Merit-Order deutlich verändert und die Auslastung der Kohlekraftwerke stark sinkt. Daher geht die Emissionsminderungswirkung im Zeitverlauf stark zurück.

Der Effekt des Ausbaus der Elektrolyseure im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf die Emissionen ist in jedem Jahr negativ. Das heißt, diese Maßnahme führt zunächst zu einer Steigerung der nationalen Emissionen. Solange die Stromerzeugung nicht zu 100 % aus erneuerbaren Quellen stattfindet, haben Elektrolyseure, die den Stromverbrauch steigern, einen negativen Effekt auf Emissionen, die bei der Stromerzeugung anfallen. Nicht betrachtet werden in dieser Analyse jedoch die Effekte, die in anderen Sektoren durch den Einsatz von Wasserstoff entstehen sowie eventuell vermiedene Emissionen, dadurch dass national erzeugter Wasserstoff nicht bei der Erzeugung an anderen Orten sowie beim Transport nach Deutschland Emissionen verursacht.

Tabelle 50: Direkte Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MMS

Direkte Emissionsminderung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
EU-EHS	19,4	54,5	18,8	-1,6	-0,4	5,0
EEG	10,0	15,2	28,1	40,5	54,0	53,3
Wärmenetze	1,1	9,4	21,3	34,4	38,5	33,9
Kohleausstieg	23,4	9,1	7,3	5,2	4,2	2,2
Elektrolyseure	-1,8	-2,2	-2,9	-0,1	-0,1	-0,5

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

Die Quantifizierung der zusätzlichen Instrumente, die im MWMS wirken, erfolgt indem jeweils das betrachtete Instrument ausgeschaltet und dessen relevanter Parameter auf das Niveau des MMS gesetzt werden. In Tabelle 51 werden die zwei zu quantifizierenden Instrumente mit der jeweiligen Umsetzung aufgeführt.

Tabelle 51: Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Kohleausstieg 2030	Das MWMS mit einem vollständigen Kohleausstieg bis 2030 wird verglichen mit einem Szenario, in dem der Kohleausstieg so parametrisiert ist, wie im MMS. Der Kohleausstiegspfad des MMS ist im Detail in Abschnitt 4.3 beschrieben und in Abbildung 27 dargestellt.

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

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Das Ergebnis der Berechnung der Netto-Minderungen der Treibhausgasemissionen pro Jahr der zwei Instrumente im MWMS ist in Tabelle 52 zu sehen.

Da bereits im MMS Kohlekraftwerke marktgetrieben stillgelegt werden, ergibt sich eine Wirkung des ordnungsrechtlichen **Kohleausstiegs 2030** nur im Stützjahr 2030 und 2035, und sie ist mit 1,2 bzw. 0,5 Mio. t CO₂-Äq. vergleichsweise klein.

Der Bau von Wasserstoffkraftwerken nach der Kraftwerksstrategie führt in den Stützjahren 2035 und 2050 zu geringen Netto-Emissionsminderungen. In den übrigen Stützjahren führt diese Maßnahme zu Netto-Emissionssteigerungen. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass mit dem Bau von Wasserstoffkraftwerken ebenso mehr Elektrolyseurleistungen hinzukommen, die wiederum neben den Wasserstoffkraftwerken auch die Nachfrage der Endverbrauchssektoren nach Wasserstoff bedienen. Daher fragen diese zusätzlichen Elektrolyseure mehr Strom nach. Da der Strommix zu keinem Zeitpunkt dekarbonisiert ist, führt eine erhöhte Stromnachfrage zu höheren Emissionen. Der emissionsenkende Effekt, den die Stromproduktion in Wasserstoffkraftwerken hat, die fossile Erzeuger verdrängt, kann den beschriebenen emissionssteigernden Effekt nur in den Jahren 2030 und 2050 auffangen. Aufgrund der hohen Grenzkosten der Wasserstoffkraftwerke, die nicht mit denen der Erdgaskraftwerke konkurrieren können, wird nur wenig Strom aus Wasserstoff hergestellt (siehe dazu auch Abschnitt 3.8).

Tabelle 52: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MWMS

Direkte Emissionsminderung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.					
Kohleausstieg 2030	0,0	1,2	0,5	0,0	0,0	0,0
Wasserstoffkraftwerke	0,0	-8,5	0,5	-0,7	-0,2	0,1

Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut

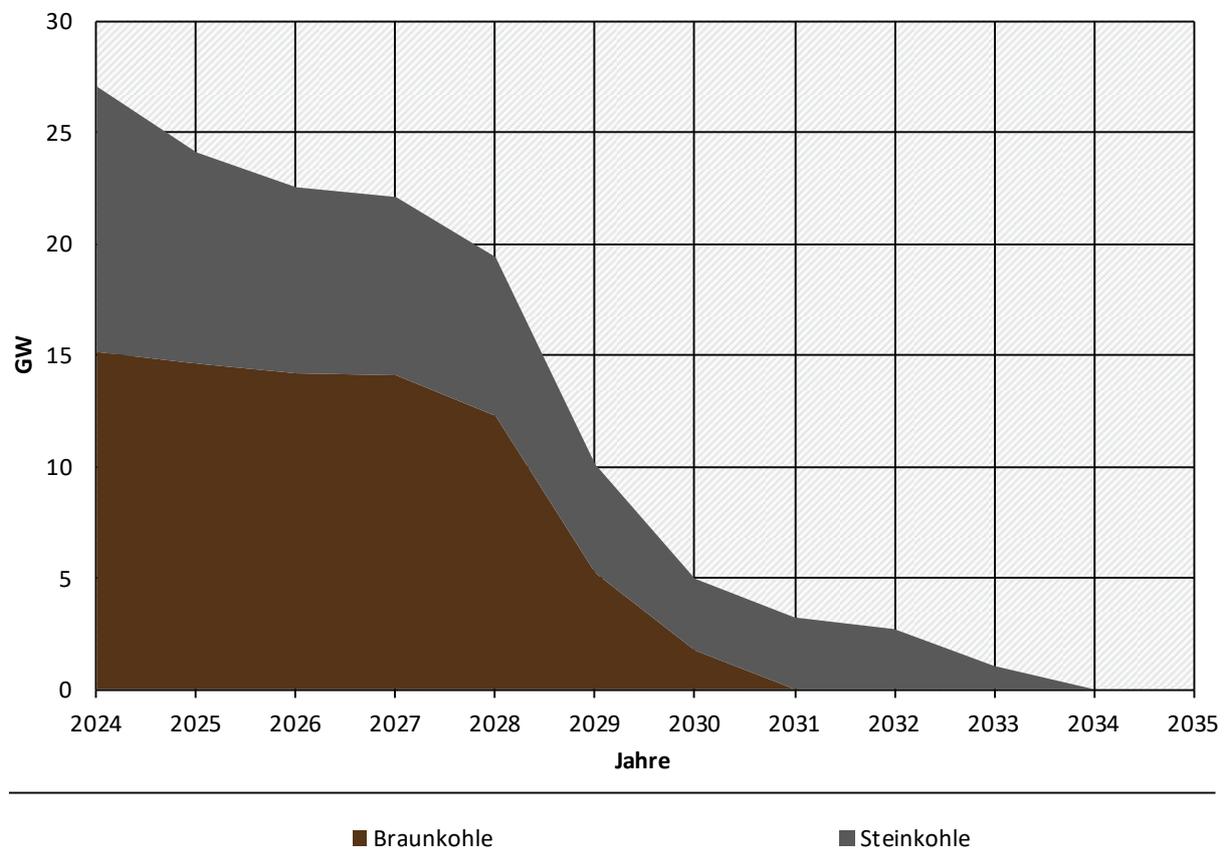
4.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Dem Rahmendaten- sowie dem Instrumentenpapier (Anhänge A.2 und A.3) sind die Annahmen zu den Entwicklungen vieler zentraler Parameter zu entnehmen. Im Folgenden sind Annahmen aufgeführt, die darüber hinaus gehen und Einfluss auf die Entwicklung des Stromsystems haben.

Die Auslastung der **Kohlekraftwerke** geht im MMS bereits ab 2026 stark zurück, was auch den Ergebnissen der Stromerzeugung (Tabelle 36) zu entnehmen ist. Daher sinken auch die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke. In einem iterativen Modellierungsverfahren wurden marktgetriebene Stilllegungen abgebildet: Mit einem einer ersten Marktmodellierung nachgeschalteten Stilllegungskalkül wurde die Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke überprüft. Kraftwerke, deren Deckungsbeitrag in zwei aufeinanderfolgenden Jahren nicht mindestens 30 % der

Fixkosten⁵⁰ decken konnte, wurden stillgelegt, und eine zweite Marktmodellierung mit verändertem Kraftwerkspark vorgenommen, um die finalen Ergebnisse zu berechnen. Die so ermittelte installierte Leistung der Kohlekraftwerke ist in Abbildung 27 zu sehen. Im Ergebnis geht im MMS bereits zum Ende des Jahres 2033 das letzte Kohlekraftwerk vom Netz.

Abbildung 27: Installierte Leistung der Kohlekraftwerke im MMS



Quelle: Modellrechnungen Öko-Institut: Ergebnisse des Stilllegungskalküls

Der **Neubau von Erdgas-Kraftwerken** ist im MMS und im MWMS exogen vorgegeben. Zum einen sind dies Kraftwerke, die bereits heute fertiggestellt sind, sich im Bau oder in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden.

Zum anderen werden Erdgas-KWK-Kraftwerke zugebaut, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie aufgrund von Politikmaßnahmen im Projektionshorizont errichtet werden. Dieser Zubau erfolgt sowohl im Rahmen des Kohleersatzes im Zuge der Maßnahme KVVG als auch im Rahmen der Maßnahme der Förderung von KWK-Anlagen.

Für den Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Erdgas-KWK-Anlagen im MMS wird die in den 2020er-Jahren jährlich wegfallende Fernwärmeerzeugung aus Kohle ermittelt und zunächst das Potenzial abgeschätzt, welcher Anteil aus erneuerbaren Wärmequellen und Nachfragereduktion ersetzt werden kann. Für den übrigen Anteil werden neue Erdgas-KWK-Anlagen errichtet. Dieser Zubau unterteilt sich wiederum in Ersatzprojekte an bestehenden Standorten größerer Kohle-KWK-Anlagen und einen generischen Zubau (Tabelle 53). Nach 2029 findet grundsätzlich kein Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Erdgas-KWK-Anlagen mehr statt.

⁵⁰ Gesamte Fixkosten des Kraftwerks (ohne Kapitalkosten) und bei Braunkohlekraftwerken zusätzlich die Fixkosten der Braunkohle-tagebaue.

Tabelle 53: Bruttozubau von Erdgas-KWK-Kraftwerken im MMS in MW_{el}

Zubau	Größenklasse	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bruttozubau von Erdgas-KWK auf Grund von Kohleausstieg								
anlagen-scharf	1-10 MW	0	0	0	0	0	0	0
	10-50 MW	0	50	0	0	0	0	0
	50 MW und mehr	52	260	0	0	0	0	0
generisch	1-10 MW	0	0	27	0	0	0	0
	10-50 MW	0	77	53	0	0	0	0
	50 MW und mehr	0	600	725	0	0	0	0
Bruttozubau Erdgas-KWK im Rahmen der KWK-Anlagen Förderung								
gene-risch	unter 1 MW	150	150	150	0	0	0	0
	1-10 MW	200	200	200	200	100	0	0
Summe über beide Maßnahmen								
	Gesamt	402	1337	1156	200	100	0	0

Quelle: eigene Annahmen Öko-Institut; KWKG 2022 (2022), KVBG 2020 (2020)

Die installierte Leistung der **Wasserstoffkraftwerke**, die es nur im MWMS gibt, wird ebenfalls exogen vorgegeben. Berücksichtigt werden die Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2023 für Hybrid- und Sprinter-Wasserstoffkraftwerke, die mit einer Realisierungsdauer von 4 Jahren umgesetzt werden. Zusätzliche Kapazitäten in Form von sogenannten H₂-ready-Erdgaskraftwerken, bei denen es sich sowohl um Neubauten als auch Umrüstungen handelt, sind in der vorläufigen Kraftwerksstrategie angekündigt. Zum Zeitpunkt der Abstimmung des Instrumentenpapiers und der Parametrisierung wurden Kapazitäten von 23,8 GW diskutiert. Die daraus resultierende installierte Leistung der Wasserstoffkraftwerke in ausgewählten Jahren ist in Tabelle 54 aufgeführt. In der letzten Ankündigung der Bundesregierung vom Februar 2024 werden lediglich 10 GW sogenannter H₂-ready-Erdgaskraftwerke erwähnt und auch die zuvor gehandelte Umstellpflicht auf den Betrieb mit Wasserstoff wird nicht mehr explizit erwähnt (Bundesregierung 2024).

Tabelle 54: Installierte elektrische Leistung der Wasserstoffkraftwerke in GW im MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW					
Hybrid	0	2,3	4,4	4,4	4,4	4,4
Sprinter	0	2,1	4,4	4,4	4,4	4,4
H2-ready-Kraftwerke	0	6,2	15	15	15	15
Summe	0,0	10,6	23,8	23,8	23,8	23,8

Quelle: Eigene Annahmen Öko-Institut; EEG 2023

Die elektrische Leistung inländischer **Elektrolyseure** wird exogen vorgegeben und basiert auf der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK 2023b) bzw. einer entsprechenden Fortschreibung bis 2050. Im MWMS werden zusätzlich zu der Elektrolyseurleistung gemäß der Wasserstoffstrategie Leistungen in Verbindung mit dem Zubau von Hybrid-Wasserstoffkraftwerken angenommen. Die resultierenden installierten Leistungen sind in Tabelle 55 zusammengefasst. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Elektrolyseure im Strommarktmodell sowohl den Bedarf an synthetischen flüssigen Kraftstoffen (PtL) und Wasserstoff anderer Sektoren als auch im MWMS den Bedarf an Wasserstoff zur direkten Nutzung in Wasserstoffkraftwerken decken müssen, wobei Wasserstoffimporte ebenso zulässig sind.

Tabelle 55: Installierte Elektrolyseurleistung für H₂- und PtL-Produktion in GW im MMS und MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW					
MMS	2,8	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0
MWMS	2,8	11,3	17,4	22,4	27,4	32,4

Quelle: eigene Annahme Öko-Institut

Sowohl im MMS als auch im MWMS wird der Ausbau der **Batteriespeicher** an den Ausbau erneuerbarer Energien gekoppelt (siehe Tabelle 34 und Tabelle 35). Es wird unterschieden zwischen mit PV-Anlagen gekoppelten Heimspeichern und Großbatterien, deren Zubau an die Entwicklung von PV-Freiflächenanlagen und Wind an Land gekoppelt wurde. Für das Verhältnis von Speichergröße zu Leistung (EP-ratio) wird 1,8 h für PV-Heimspeicher und 1,1 h für Großbatterien angenommen. Für die Parametrisierung wurden Daten des Marktstammdatenregisters ausgewertet, konkret wurde der Zubau, die Dimensionierung der installierten Batteriespeicher sowie deren Entwicklung im Vergleich zum Zubau von PV-Dachanlagen bzw. PV-Freiflächenanlagen und Wind an Land betrachtet. Die so ermittelten Entwicklungen wurden fortgeschrieben und resultieren in den in Tabelle 56 zusammengefassten Annahmen. Aufgrund fehlender politischer Instrumente wird kein Unterschied zwischen den beiden Szenarien MMS und MWMS angenommen.

Tabelle 56: Installierte Leistung der Batteriespeicher in GW im MMS und MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV-Heimspeicher	9,1	20,6	31,9	37,2	37,2	37,2
Großbatterien	2,2	6,0	10,6	15,0	16,2	16,6

Quelle: eigene Annahmen Öko-Institut; BNetzA (2022b)

Die Stromerzeugung aus **Abfall** wird durch die Abfallmenge bestimmt, die im Projektionszeitraum zur Entsorgung in Müllverbrennungsanlagen und Heizkraftwerken anfällt. Die Annahmen sind für MMS und MWMS identisch.

Für den Industrieabfall wird angenommen, dass die anfallende Gesamtmenge und damit die zur Verfügung stehende Menge an Brennstoff sich von 2020 bis 2030 aufgrund von verstärktem Recycling um 10 % reduziert und nach 2030 konstant bleibt. Gleichzeitig steigt im selben Zeitraum der biogene Anteil des verbleibenden Industrieabfalls wegen des zunehmenden Einsatzes nachwachsender Rohstoffe von 20 % auf 30 %.

Im Bereich der Siedlungsabfälle führt stärkeres Recycling im Jahr 2030 zu einem Rückgang der Brennstoffmenge von insgesamt etwas über 12 % gegenüber 2019. Dieser Rückgang betrifft sowohl den fossilen Anteil der Siedlungsabfälle als auch den biogenen. Aufgrund der Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes zur getrennten Erfassung und Verwertung von Bioabfällen werden diese zunehmend weniger in Kraftwerken verbrannt. Nach 2030 werden die Annahmen für Siedlungsabfälle konstant fortgeschrieben. Auch die Menge des Klärschlammes, der zum biogenen Abfall zählt, wird als konstant auf dem Wert von 2021 angenommen. Mit den gegebenen Annahmen zum elektrischen Nutzungsgrad der Müllverbrennungsanlagen ergibt sich die in Tabelle 57 zusammengefasste Nettostromerzeugung aus Abfall für ausgewählte Jahre.

Tabelle 57: Nettostromerzeugung aus Abfall

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
Industrieabfall	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
<i>davon biogen</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Siedlungsabfälle	9,2	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
<i>davon biogen</i>	4,5	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Klärschlamm	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Die Umstellung der Wärmenetze auf zunehmende Anteile erneuerbarer Energien und unvermeidbare Abwärme im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) sowie nach dem Wärmeplanungsgesetz wurde für das MMS parametrisiert wie in Tabelle 58 dargestellt (Ortner et al. 2021). Dargestellt sind die installierten Leistungen für Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen und Elektrodenkessel, die zur Fernwärmeerzeugung beitragen.

Tabelle 58: Installierte Leistung erneuerbarer und strombasierter Fernwärmeerzeugung in GW im MMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	GW					
Solarthermie	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0
Geothermie	0,5	1,3	2,0	2,8	3,5	4,3
(Groß-)Wärmepumpen	0,3	2,1	4,7	7,3	9,9	12,5
Elektrodenkessel	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0

Quelle: Ortner et al. (2021)

Für Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen und Elektrodenkessel ist in Tabelle 59 die entsprechende Wärmeerzeugung aufgeführt, die sich als Modellierungsergebnis ergibt. Für die Abwärme wird die Wärmeerzeugung (und keine Leistung) als exogene Annahme vorgegeben.

Tabelle 59: Erneuerbare und strombasierte Fernwärmeerzeugung in TWh in MMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
Solarthermie	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0
Geothermie	3,0	7,5	12,0	16,5	21,0	25,5
(Groß-)Wärmepumpen	1,8	17,5	38,5	49,7	57,5	47,2
Elektrodenkessel	0,2	9,0	15,4	27,8	28,0	19,3
Abwärme	1,7	3,7	5,8	7,9	9,9	12,0

Quelle: Ortner et al. (2021); eigene Berechnungen Öko-Institut

Für das MWMS wurden die gleichen installierten Leistungen als exogene Annahmen in der Modellierung verwendet wie in Tabelle 58 für das MMS beschrieben. Die entsprechende Wärmeerzeugung für das MWMS, die Ergebnis der Modellierung ist, ist in Tabelle 60 gezeigt. Analog zum MMS ist auch hier für die Abwärme die Wärmeerzeugung als exogene Annahme vorgegeben.

Tabelle 60: Erneuerbare und strombasierte Fernwärmeerzeugung in TWh in MWMS

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh					
Solarthermie	1,4	3,1	4,8	6,6	8,3	10,0
Geothermie	3,0	7,5	12,0	16,5	21,0	25,5
(Groß-)Wärmepumpen	1,8	17,4	34,5	44,7	49,5	43,9
Elektrodenkessel	0,1	9,3	13,7	19,4	17,1	6,8
Abwärme	1,7	3,7	5,8	7,9	9,9	12,0

Quelle: Dambeck et al. (2021); eigene Berechnungen Öko-Institut

Für das **europäische Ausland** beruht die Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Erzeugungskapazitäten von thermischen Kraftwerken, erneuerbaren Energien und Speichern der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern auf dem Szenario National Trends des TYNDP 2022 (ENTSOG; ENTSO-E 2022). Dieses Szenario reflektiert die Logik des Projektionsberichts insoweit, dass es ein moderates Szenario ist, in dem keine Maßnahmen vorgesehen sind, die deutlich über die bekannten hinausgehen. Etwaige fehlende Daten wurden durch Interpolation oder Fortschreibungen der Trends ergänzt. Eine Kalibrierung der Daten findet sowohl für das Jahr 2021 statt als auch soweit verfügbar für folgende Jahre, um aktuelle Entwicklungen besonders für die kurzfristigen Projektionen mitzuberechnen.

Für die **Raffinerien** gibt es eine wesentliche Annahme, die in beiden Szenarien gleich ist: Gemäß der Wasserstoffstrategie sind 2 GW an Elektrolyseuren bis zum Jahr 2030 für die Raffinerien vorgesehen. Diese Annahme steht mit weiteren, in Tabelle 61 dargestellten Parametern in Verbindung. Mittels der Elektrolyseure wird konventionell per Dampfreformierung hergestellter Wasserstoff durch Elektrolysewasserstoff entsprechend folgender Tabelle ersetzt:

Tabelle 61: Wasserstoff in Raffinerien in TWh, 2021 bis 2050

Szenario	Größe	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		TWh						
MMS	Wasserstoffbedarf	15,9	16,7	14,0	9,7	6,2	4,6	3,3
	Konventioneller Wasserstoff	15,9	15,3	8,4	4,1	0,6	0,0	0,0
	Elektrolysewasserstoff	0,0	1,4	5,6	5,6	5,6	4,6	3,3
MWMS	Wasserstoffbedarf	15,9	16,7	14,0	9,6	6,1	4,6	3,3
	Konventioneller Wasserstoff	15,9	15,3	8,4	4,0	0,5	0,0	0,0
	Elektrolysewasserstoff	0,0	1,4	5,6	5,6	5,6	4,6	3,3

Quellen: Modellierung Öko-Institut

5 Industrie

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

Der Sektor Industrie umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die energetischen Emissionen „industrieller Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen“⁵¹, von Industriekraftwerken und der Bauwirtschaft (CRF-Quellgruppe 1.A.2). Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen umfassen dabei einen sehr heterogenen Anlagenbestand über die Branchen hinweg. Darunter fallen z. B. verschiedenste Öfen in den Branchen Glas, Zement, Metalle, Chemie sowie die Erzeugung von Prozessdampf vorwiegend in den Branchen Papier, Nahrungsmittel und Chemie. Industriekraftwerke sind häufig KWK-Anlagen, die zum Teil in der Energiewirtschaft bilanziert sind⁵².

Dazu kommen die prozessbedingten Emissionen (CRF 2). Diese Emissionen umfassen einerseits Emissionen von Industrieprozessen wie der Stahl- und Zementherstellung, und andererseits Emissionen aus der Produktverwendung (z. B. von fluorierten Treibhausgasen).

Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

5.1 Zentrale Ergebnisse

Im Sektor Industrie reduzieren sich die Treibhausgasemissionen von rund 182 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2021 auf projizierte rund 122 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 im MMS bzw. 117,4 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS (Abbildung 28). Die Jahresemissionsmenge des Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 beträgt für die Industrie 121,6 Mio. t CO₂-Äq.⁵³. Es wird im MMS knapp verfehlt und im MWMS erreicht bzw. bei Berücksichtigung der Unsicherheiten⁵⁴ in beiden Szenarien potenziell erreicht. Trotz einer leichten Zielverfehlung von etwa 0,4 Mio. t CO₂-Äq. im MMS zeigt sich eine deutliche Reduktion der Emissionen gegenüber dem Jahr 2021 um etwa 60 Mio. t CO₂-Äq. Diese hohen Einsparungen sind auf einen umfassenden Instrumentenmix zurückzuführen, welcher mit dem EU-EHS und dem BEHG sämtliche Emissionen des Industriesektors mit einem Preissignal versehen hat, über Instrumente wie das Dekarbonisierungsprogramm oder die Klimaschutzverträge hohe Budgetsummen für Investitionen in (nahezu) klimaneutrale Produktionsverfahren bereitstellt und einer Vielzahl von Programmen zur Förderung von Energieeffizienz spezifische diesbezügliche Hemmnisse überwindet. Der Instrumentenmix scheint daher grundsätzlich geeignet, die sektoralen Jahresemissionsmengen in 2030 zu erreichen, sofern die Instrumente den Annahmen entsprechend wirken.

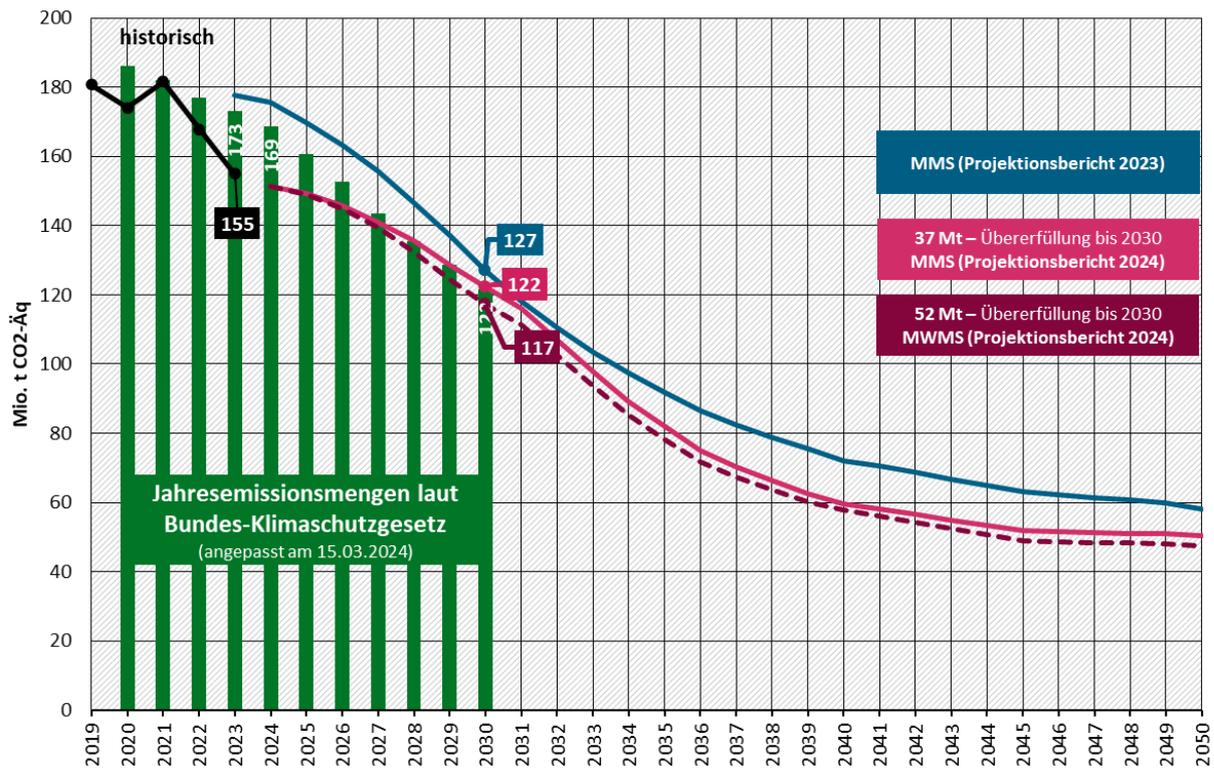
Im MMS unterschreiten die projizierten jährlichen Emissionen die im KSG festgelegten Jahresemissionsmengen (JEM) bis 2029 – hernach überschreiten sie diese. Die kumulierte Unterschreitung der JEM bis 2030 beträgt 37 Mio. t CO₂-Äq. im MMS und 52 Mio. t CO₂-Äq. im MWMS. In Abbildung 28 ist zum Vergleich auch die Entwicklung der Emissionen gemäß Projektionsbericht 2023 dargestellt. In diesem betrug die Gesamtlücke 64 Mio. t CO₂-Äq.

⁵¹ Prozessfeuerungen sind zum Beispiel Wärme- oder Wärmebehandlungsöfen, Schmelzöfen, Emailier-, Röhren-, Erwärmungs-, Labor- und Veraschungsöfen (siehe Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz 2011).

⁵² Die Methodik der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen verortet den Brennstoffeinsatz von Industriekraftwerken zur Erzeugung von Strom im Umwandlungssektor, den zur Wärmeerzeugung im Industriesektor.

⁵³ Gegenüber dem Gesetzestext anhand vergangener Übererfüllung angepasst.

⁵⁴ Die angewendete Szenariotechnik erlaubt keine direkte Quantifizierung der Modellierungsunsicherheit (siehe hierzu Sensitivitätsrechnungen als Annäherung von Teilaspekten). Die Modellierenden gehen aber davon aus, dass in 2030 jedenfalls Abweichungen von 2-3 Mio. t CO₂-Äq. im Bereich der modellbedingten Unsicherheiten liegen. Hinzu kommen allerdings Unsicherheiten bezüglich der zugrundeliegenden Annahmen, die als deutlich größer einzuschätzen sind.

Abbildung 28: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie


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

Nach etwa 2035 lässt die Wirkung der bestehenden Instrumente allerdings nach und darüber hinaus gehende Klimaziele werden klar verfehlt – Netto-Treibhausgasneutralität 2045 ist mit dem aktuellen Instrumentenmix und unter den sonstigen angenommenen Gegebenheiten nicht zu erwarten. Dies liegt an auslaufenden Budgets der bewerteten Förderprogramme sowie verbleibenden Emissionsquellen mit vergleichsweise hohen Vermeidungskosten – vor allem vollständige Elektrifizierung der Prozesswärme und Umstellung der Chemie auf erneuerbaren Wasserstoff, in geringerem Umfang an unvermeidbaren Restemissionen. Im Vergleich zum Projektionsbericht 2023 wurden insbesondere Annahmen zur Produktionsmengenentwicklung ausführlicher untersucht (siehe Abschnitt 5.3.3). Diese haben große Auswirkungen auf die Emissionen. Für die Zielerreichung 2030 – sowohl bezüglich Jahresemissionsmengen als auch Einhaltung des Emissionsbudgets – stellt die wirtschaftliche Entwicklung eine zentrale Einflussgröße dar, nachdem einige, insbesondere energie- und emissionsintensive, Branchen einen Einbruch in den Jahren 2022 und 2023 gezeigt haben. Hier wurde angenommen, dass Effekte schwächerer wirtschaftlicher Entwicklung in den vorliegenden Projektionen bis zum Jahr 2028 vollständig abgeklungen sind und die Wertschöpfung der verarbeitenden Industrie danach an die BIP-Dynamik gekoppelt wächst. Die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 sind daher nicht durch den beobachteten Rückgang der Produktionsmengen bestimmt. Sie könnten bei schwächerer Erholung allerdings auch niedriger – bei stärkerem Wachstum höher – liegen; die Projektionen der Treibhausgasemissionen sind methodisch als "wenn-dann"-Aussage zu verstehen. Die kumulierte Treibhausgasemissionsmenge bis 2030 allerdings ist stark durch diese Annahmen beeinflusst – und die entsprechende Einhaltung des Budgets bis 2030 (bzw. deren Beitrag durch den Industriesektor) wäre durch eine beschleunigte Erholung stark gefährdet.

Gegenüber dem Projektionsbericht 2023 zeigt sich eine leicht stärkere Minderung bis 2030. Die Ursachen werden im Abschnitt 5.5 untersucht – sind aber aufgrund der geringeren Differenz und einer Mehrzahl von Einflüssen weniger eindeutig zuzuordnen als im Vergleich von 2023

und 2021. So wird beim aktuellen MMS 2024 von einem etwa 10 % höheren CO₂-Preis im Emissionshandel ausgegangen: Dieser liegt nun 2030 bei 122 €/EUA (Projektionsbericht 2023: 109 €/EUA) und 181 €/EUA im Jahr 2050 (Projektionsbericht 2023: 161 €/EUA). Hinzu kommt eine geringere – aber in der Bewertung umgeschichtete (siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) – Fördersumme der Programme für die Technologieförderung für CO₂-neutrale Produktion. Hervorzuheben ist die Interaktion von CO₂-Bepreisung und Klimaschutzverträgen.

Gleichzeitig muss einschränkend bedacht werden, dass die Modellierung im MMS von einer funktionierenden Umsetzung und von effektiven Instrumenten ausgeht. Da es sich bei einigen wichtigen Instrumenten wie den Klimaschutzverträgen noch um neue Instrumente handelt, für die es bisher keine empirischen Daten gibt (Auktionen starten 2024), und in vielen Branchen Investitionen in neue – bisher in Deutschland nicht im industriellen Maßstab betriebene – Anlagen nötig sind, sind beide Szenarien, MMS sowie MWMS, mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Wirken wichtige Instrumente nicht so effektiv wie angenommen, können in beiden Szenarien sowohl das Emissionsbudget als auch die Jahresemissionsmengen für 2030 noch deutlich verfehlt werden. Weiterhin haben die Annahmen zur zukünftigen Industrieproduktion große Auswirkungen auf die Zielerreichung und können z. B. durch Abwanderung bestehender oder Ansiedlung neuer energieintensiver Branchen anders verlaufen (siehe dazu auch die Sensitivität einer geringeren Erholung in Abschnitt 5.4.4). Die Modellierung unterstellt einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz. Es besteht anhaltend Bedarf, die verwendete Methodik und Datengrundlage weiter zu aktualisieren.

Während 2030 sowohl Emissionsbudget als auch Jahresemissionsmengen des KSG durch eine rein quantitative Stärkung des Instrumentenmixes erreichbar scheinen, so zeigt sich im Zeitraum nach 2030 ein anderes Bild. Die Reduktion der Emissionen flacht ab 2035 leicht und ab 2040 deutlich ab, sodass im Jahr 2045 noch 52 bzw. 49 Mio. t CO₂-Äq. in MMS und MWMS verbleiben. Auch bis 2050 wird in beiden Szenarien nur wenig zusätzliche Minderung erwartet. Entsprechend genügt der Instrumentenmix nicht, um die Industrie langfristig auf treibhausgasneutrale Produktion umzustellen. Folgende Gründe können für diese langfristige Zielverfehlung genannt werden:

- a) Zusammen mit den für die Modellierung angenommenen Preispfaden für Erdgas, Strom und strombasiertem Wasserstoff ist der CO₂-Preis mit etwa 122 €/EUA im Jahr 2030 und 181 €/EUA im Jahr 2050 nicht hoch genug, um Kostendifferenzen auszugleichen. Viele klimaneutrale Alternativen sind vor allem gegenüber Erdgas ohne zusätzliche Förderung nicht oder erst zu spät wirtschaftlich. Das angenommene Auslaufen von Förderbudgets im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 führt entsprechend dazu, dass die Geschwindigkeit der Umstellung auf klimafreundliche Verfahren in diesem Zeitraum abnimmt, und es ist ein wichtiger Grund für die Lücke, die sich im Jahr 2045 auftut. Dies trifft vor allem auf die vollständige Elektrifizierung (in Abgrenzung von einer Teilelektrifizierung) von Prozesswärmeanwendungen zu. Hier verbleibt in MMS und MWMS mit der Erdgasnutzung in der allgemeinen Prozesswärmebereitstellung eine zu wenig adressierte Quelle von Treibhausgasemissionen. (Eine vertiefende Modellierung und Diskussion der Rolle des CO₂-Preises für die Industrietransformation ist in Fleiter und Reffeldt (2022) verfügbar).
- b) Verbunden damit ist die Gefahr von Re-Investitionen in fossile Anlagen. Besonders im Zeitraum bis 2030 sind diese häufig ohne zusätzliche Förderung 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. vorgezogen stattfinden.

- c) Die Abscheidung und Speicherung (CCS) von prozessbedingten und sonst nicht/schwer vermeidbaren Treibhausgasemissionen wird durch die modellierten Instrumente in relevantem Umfang in den Sektoren Zement und Kalk angestoßen. Es ist bereits angenommen, dass der regulatorische Rahmen zukünftig CO₂-Transport ermöglichen und bei der Abscheidung auf die genannten Sektoren fokussieren wird. Darüber hinaus verbleiben mehrere kleine Quellen prozessbedingter Emissionen, die sich auf jährlich etwa 16 Mio. t CO₂-Äq. summieren. Aufgrund höherer spezifischer Vermeidungskosten und größerer Unsicherheiten beim Anschluss an Transportinfrastruktur verbleiben diese Emissionen in MMS sowie MWMS auch langfristig.
- d) Besonders in der chemischen Industrie sind die Vermeidungskosten (Umstellung der rohstofflich genutzten fossilen Energieträger wie Erdgas und Naphtha) hoch (siehe dazu Abbildung 42). Für die Herstellung von Ethylen und anderen Olefinen werden sehr große Energiemengen rohstofflich genutzt – eine Umstellung auf grünen Wasserstoff erhöht deren Kosten enorm und der CO₂-Preis des Emissionshandels wirkt zunächst nur auf die während der Herstellung anfallenden Emissionen, nicht aber auf die im Produkt gebundenen. Im MMS wird daher nur ein kleiner Teil der Produktionskapazität auf CO₂-neutrale oder kreislaufwirtschaftliche Verfahren umgestellt. Eine Ergänzung des Instrumentenmixes z. B. um Leitmärkte mit breiter Wirkung könnte dies adressieren.
- e) Neben Verbesserungen der Energieeffizienz und der Umstellung auf neue Technologien ist der umfassende Wandel zu einer Circular Economy inkl. Suffizienzstrategien in allen Sektoren wenig berücksichtigt. Diese könnten stark auf den Bedarf an Grundstoffen (Stahl, Beton, Kunststoff) wirken und dadurch insbesondere langfristig die Zielerreichung vereinfachen und den Bedarf an hochwertigen Energieträgern (Strom, Wasserstoff) verringern. Sowohl MMS als auch MWMS sind Szenarien, in denen die Gesamtwirtschaft und (in Ableitung) die verarbeitende Industrie langfristig 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 angenommen⁵⁵ – 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 Entwicklung des Sektors nach (Tabelle 62). Die größte Emissionsquelle, die Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen, weist zwar eine deutliche projizierte Reduktion auf, jedoch verbleiben auch noch im Jahr 2050 erhebliche Restemissionen im MMS. Die projizierten Emissionen der Industriekraftwerke nehmen hingegen über den gesamten Zeitraum kontinuierlich ab; wesentliche Faktoren sind hier unter anderem ein rückläufiger Bedarf an KWK-Wärme und die Umstellung auf CO₂-neutrale Brennstoffe sowie die voranschreitende Elektrifizierung der Prozesswärme.

Bei den projizierten Prozessemissionen können insbesondere jene Emissionen in der Metallindustrie bereits bis 2030 stark reduziert werden, da durch den umfassenden Ausbau der Eisenerz-Direktreduktion (DRI-Verfahren) mit Kohle bzw. Koks befeuerte Hochöfen ersetzt werden. Dieser schnelle Umbau wird durch die Förderprogramme in Kombination mit höheren CO₂-Prei-

⁵⁵ Annahme: Wachstum verteilt sich je zur Hälfte auf qualitatives und quantitatives Wachstum.

sen ermöglicht und ist Voraussetzung für die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf das Niveau der zulässigen Jahresemissionsmengen im Jahr 2030. In der mineralischen Industrie werden bedeutende Reduktionen der prozessbedingten Emissionen erst nach 2030 projiziert, wenn sich die Marktdiffusion von CCS beschleunigt (~1 bis 2 Mio. t abgeschiedenes CO₂ im Jahr 2030 und ~12 Mio. t im Jahr 2040).

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

Tabelle 62: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	67,9	58,4	52,6	36,4	27,1	24,7	23,4
Industriekraftwerke	54,5	38,8	29,4	18,9	12,8	7,0	6,8
Bauwirtschaftlicher Verkehr	2,5	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
Prozesse: Mineralische Industrie	19,9	19,3	16,5	11,6	7,3	8,0	8,0
Prozesse: Chemische Industrie	6,4	6,3	5,3	3,7	3,5	3,6	3,6
Prozesse: Metallproduktion	17,7	14,1	9,8	3,7	1,7	1,3	1,4
Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Prozesse: Elektronik-Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produktverwendung als ODS-Ersatzstoff	7,9	5,8	3,2	2,3	1,7	1,5	1,5
Sonstige Produktherstellung und -verwendung	2,9	1,9	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0
Prozesse: Andere Bereiche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	181,9	149,2	122,4	81,9	59,6	51,8	50,3
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		160,6	121,6				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im MWMS ist in Tabelle 63 dargestellt. Im Vergleich zum MMS kommt es insbesondere bei den Industriekraftwerken zu einer stärkeren projizierten Reduktion der Emissionen, bedingt durch einen stärker sinkenden Bedarf an KWK-

Wärme sowie einen etwas größeren Einsatz von Biomasse. Bei den Wärmeerzeugern und Prozessfeuerungen kommt es ebenfalls zu geringfügigen projizierten Reduktionen im MWMS. Dazu führt die geschätzte Instrumentenwirkung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren über Grüne Leitmärkte.

Über das MMS hinausgehende Emissionsreduktionen werden auch bei der Anwendung von fluorierten Treibhausgasen als ODS-Ersatzstoff und bei der sonstigen Produktherstellung und -verwendung erreicht. Dies ist dadurch bedingt, dass im MWMS die im Frühjahr 2024 erfolgte Revision der EU-F-Gas-Verordnung berücksichtigt wird, die zu weiteren Beschränkungen beim Inverkehrbringen fluorierter Gase und von Produkten, die F-Gase enthalten, führen wird.

Tabelle 63: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	67,9	58,3	51,7	35,8	26,6	24,3	23,0
Industriekraftwerke	54,5	38,8	25,9	16,7	12,4	5,8	5,6
Bauwirtschaftlicher Verkehr	2,5	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
Prozesse: Mineralische Industrie	19,9	19,3	16,5	11,6	7,3	8,0	8,0
Prozesse: Chemische Industrie	6,4	6,3	5,3	3,7	3,5	3,6	3,6
Prozesse: Metallproduktion	17,7	14,1	9,8	3,7	1,7	1,3	1,4
Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Prozesse: Elektronik-Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produktverwendung als ODS-Ersatzstoff	7,9	5,7	2,7	1,3	0,7	0,5	0,4
Sonstige Produktherstellung und -verwendung	2,9	1,9	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8
Prozesse: Andere Bereiche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	181,9	148,9	117,4	78,2	57,7	49,0	47,5
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		160,6	121,6				

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Ein direkter Vergleich von MMS und MWMS ist in Tabelle 64 dargestellt. Im Jahr 2030 sind die projizierten Treibhausgasemissionen im MWMS um 5 Mio. t CO₂-Äq. geringer als im MMS. Die projizierten Emissionen des Industriesektors liegen 2030 im MMS um rund 56 % unter dem Wert von 1990; im MWMS sind sie um rund 58 % geringer als 1990. Im Jahr 2050 beträgt die projizierte Reduktion gegenüber 1990 rund 82 % im MMS und 83 % im MWMS.

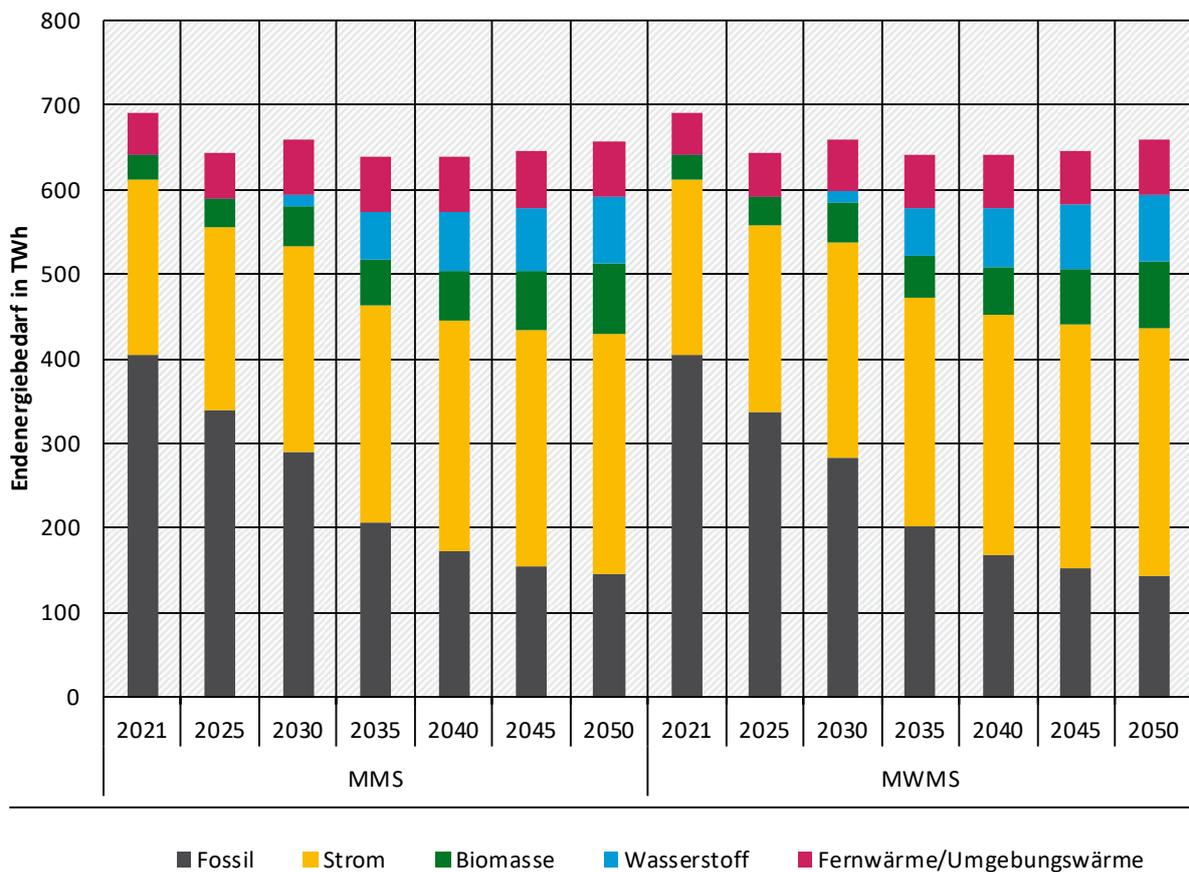
Tabelle 64: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Industrie zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	278,6	189,5	181,9						
MMS				149,2	122,4	81,9	59,6	51,8	50,3
MWMS				148,9	117,4	78,2	57,7	49,0	47,5
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-32,0	-34,7						
MMS				-46,5	-56,1	-70,6	-78,6	-81,4	-81,9
MWMS				-46,6	-57,9	-71,9	-79,3	-82,4	-83,0
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-4,0						
MMS				-21,3	-35,4	-56,8	-68,6	-72,7	-73,4
MWMS				-21,4	-38,1	-58,8	-69,3	-74,1	-74,9

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Für die Endenergiebedarfe der verarbeitenden Industrie nach AGEB-Abgrenzung bewirken die modellierten Instrumente im MMS eine verstärkte Elektrifizierung (2021: 207 TWh, 2030: 242 TWh, 2045: 279 TWh), eine Reduktion der fossilen Energieträgernutzung (2021: 404 TWh, 2030: 290 TWh, 2045: 154 TWh), und einen Einstieg in die Nutzung von grünem Wasserstoff (2030: 13 TWh, 2045: 75 TWh) (Abbildung 29). Im MWMS wird leicht stärker elektrifiziert (2021: 207 TWh, 2030: 255 TWh, 2045: 289 TWh). Die Reduktion der fossilen Energieträgernutzung (2021: 404 TWh, 2030: 283 TWh, 2045: 151 TWh) ist etwas stärker, die Nutzung von grünem Wasserstoff fast identisch (2030: 13 TWh, 2045: 75 TWh) (Abbildung 29).

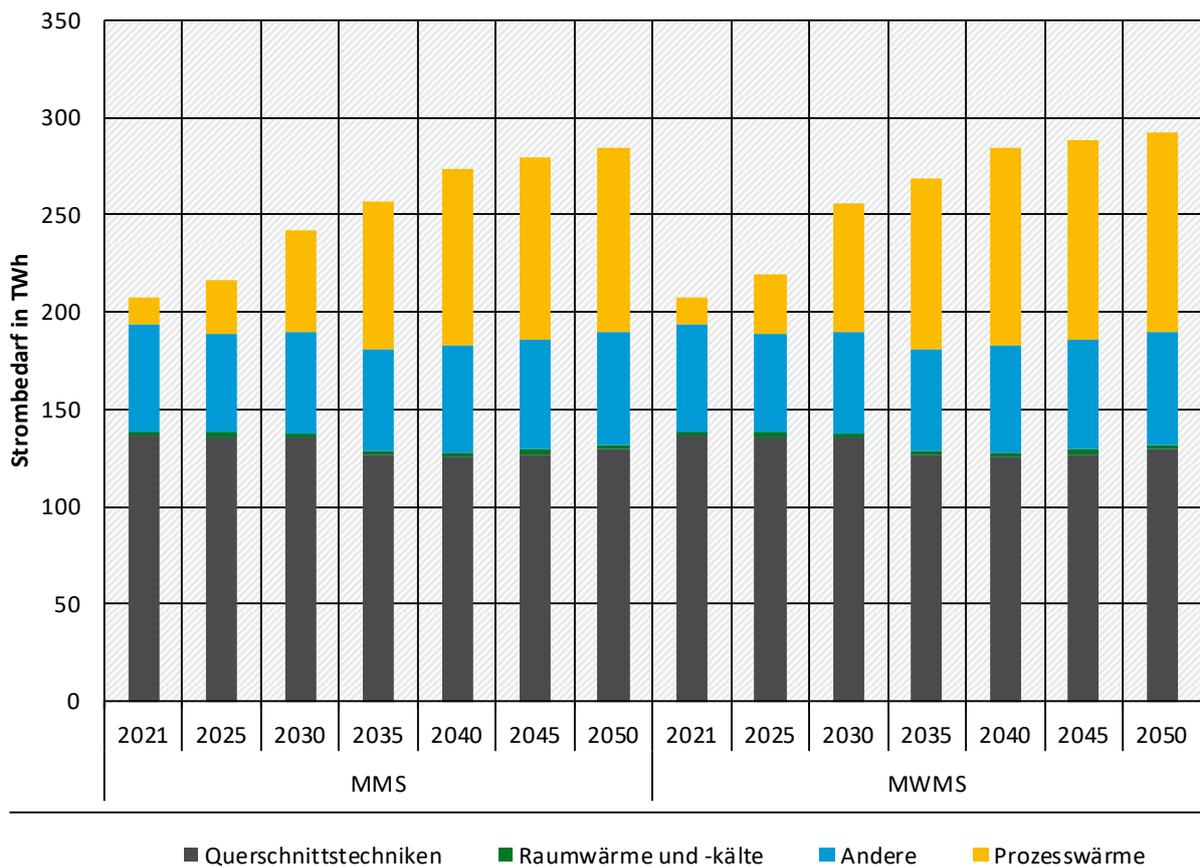
Abbildung 29: Endenergiebedarf Industriesektor (AGEB-Definition)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Der Zuwachs des Strombedarfs im MMS ist vor allem auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen (2021: 14 TWh, 2030: 53 TWh, 2045: 94 TWh), während klassische Stromanwendungen der Querschnittstechnologien effizienzbedingt weniger Strom verbrauchen (2021: 137 TWh, 2030: 136 TWh, 2045: 127 TWh) (Abbildung 30). Im MWMS ist die Elektrifizierung der Prozesswärme leicht verstärkt.

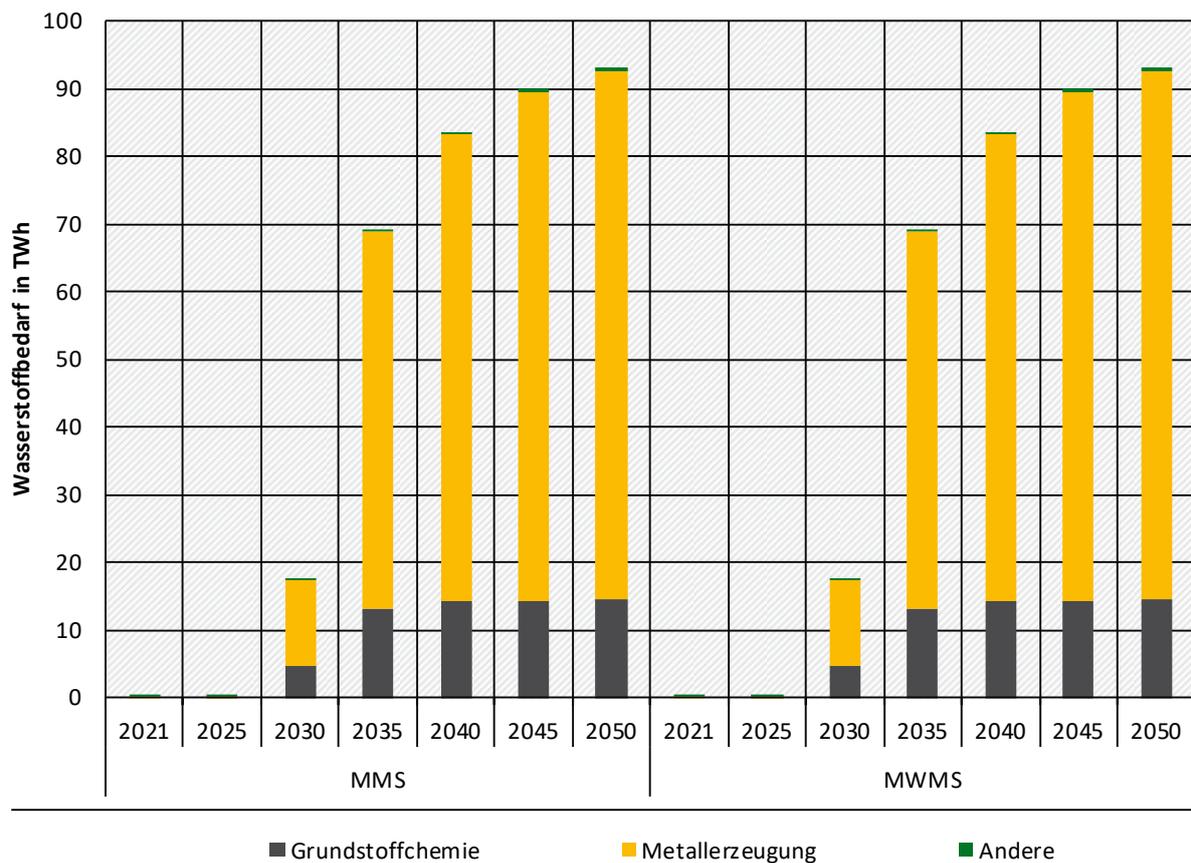
Abbildung 30: Strombedarf nach Anwendungsbereichen (AGEB-Definition)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Wasserstoff wird energetisch in der Metallerzeugung genutzt (Direktreduktion von Eisen), erste Projekte nehmen ab 2026 den Betrieb auf (Abbildung 31). Ob diese dann direkt mit Wasserstoff betrieben werden können, ist sehr unsicher und standortbezogen. Die Modellierung geht von einer durch die Förderbedingungen angezeigten Umstellung auf die Nutzung grünen Wasserstoffs aus (2030: 13 TWh, 2045: 75 TWh) – im Übergang kann aber neben dezidiert Erdgas nutzenden Anlagen auch von einer sehr heterogenen Mischung aus Erdgas, blauem und grünem Wasserstoff ausgegangen werden. Ein längerer oder gar dauerhafter Betrieb mit Erdgas hätte eine deutlich geringere Minderungswirkung zur Folge – und stellte insofern ein Risiko der Zielerreichung dar. Im MMS wird Wasserstoff in geringem Umfang auch rohstofflich genutzt (Ammoniaksynthese, 2030: 5 TWh, 2045: 14 TWh). Bis 2045 wird damit aber nur ein kleiner Teil des stofflichen Bedarfs abgedeckt (gesamter stofflicher Bedarf von Energieträgern: 2021: 257 TWh, 2030: 275 TWh, 2045: 301 TWh). In anderen Anwendungen der Prozesswärme wird Wasserstoff nur vereinzelt genutzt (2045: <1 TWh). Im MWMS sind die Änderungen gegenüber MMS vernachlässigbar gering.

Abbildung 31: Wasserstoffnutzung (stofflich und energetisch) in der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Anhang A.3).

Für die Instrumentenbewertung wird auf zwei unterschiedliche Bilanzräume zurückgegriffen. Die integrierte Modellierung wird mit einem Sektormodell berechnet (FORECAST, siehe Anhang A.4.2). 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 41).

5.2.1 Beschreibung und Modellierung der Instrumente

In diesem Abschnitt werden die im Industriesektor untersuchten Instrumente und Instrumentenbündel kurz beschrieben sowie ihre Modellierung dargestellt, sofern sie für die Bewertung von besonderer Bedeutung ist.

Tabelle 65 gibt an, für welche Instrumente die Einzelbewertung bzw. die Modellbewertung mit dem Modell FORECAST durchgeführt wurde. Weiterhin wird für Instrumente mit Einzelbewertung angegeben, welche Abzüge für Überschneidungen mit anderen Instrumenten und Mitnahmeeffekte und ähnliche Effekte wie Übertragungseffekte berücksichtigt wurden. Für Instrumente, die mit FORECAST bewertet wurden, werden entsprechende Effekte in den Modellrechnungen auch berücksichtigt, diese können jedoch nicht separat ausgewiesen werden, da sie bereits im Rahmen einer integrierten Modellierung erfasst werden. Auch bei einigen einzeln bewerteten Instrumenten wurden diese Effekte bereits implizit berücksichtigt. Mitnahmeeffekte berücksichtigen, dass z. B. Effizienzinvestitionen auch ohne Förderprogramm durchgeführt worden wären. Übertragungseffekte wirken in die umgekehrte Richtung und liegen vor, wenn das geförderte Vorhaben bei anderen Akteuren oder für weitere Aktivitäten Wirkungen entfaltet, die nicht direkt im Zentrum der Förderung stehen⁵⁶. Überschneidungen berücksichtigen die vielen (häufig gewollten) Überschneidungen und Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten. Dies ist z. B. der Fall, wenn Effizienzinvestitionen im Rahmen einer Energieberatung identifiziert wurden und dann in der Umsetzung von einem Förderprogramm profitieren. Diese Überschneidung stellt keine Doppelförderung dar, muss jedoch bei der Instrumentenwirkung korrigiert werden (die Einsparwirkung der Effizienzinvestition wird jedem Instrument anteilig zugerechnet). Die angegebenen Prozentwerte für Überschneidungen und Mitnahmeeffekte reduzieren entsprechend die Brutto-Wirkung⁵⁷ der Instrumente. Die Herleitung der Annahmen zu Mitnahmeeffekten und Überschneidungen wird in den Abschnitten zu den einzelnen Instrumenten diskutiert. Unsicherheiten bei Überschneidungen und Mitnahmeeffekten sind noch sehr hoch, und die empirische Datenlage ist sehr lückenhaft. Es steht jedoch außer Frage, dass die Bedeutung von entsprechenden Überschneidungseffekten bei der Bewertung des gesamten Policy Mixes aufgrund der steigenden Anzahl an Instrumenten immer stärker wird. Ein einfaches Aufsummieren der Einzelwirkung der Instrumente würde das Gesamtpotenzial deutlich überschätzen.

Tabelle 65: Übersicht der Instrumente in den Sektoren Industrie (IND) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD): Methodik und Annahmen zu Überschneidungs- und Mitnahme- bzw. Übertragungseffekten

Szenario	Instrument	Sektor	Methode	Überschneidung	Mitnahme-/Übertragungseffekte
MMS	EU-Emissionshandel	IND	FORECAST	n. v.* (nicht vorhanden)	n. v.*
MMS	Energie- und Stromsteuer	IND, GHD	FORECAST	n. v.*	n. v.*
MMS	CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme	IND	FORECAST	n. v.*	n. v.*
MMS	EEG-Umlagesenkung	IND, GHD	FORECAST	n. v.*	n. v.*

⁵⁶ Zur genauen Definition und möglichen Ermittlung dieser Effekte siehe Schlomann et al. (2020) (Abschnitt 9.3).

⁵⁷ Die Wirkung, die bei einer Bewertung ohne diese Effekte scheinbar entstehen würde.

Szenario	Instrument	Sektor	Methode	Überschneidung	Mitnahme-/Übertragungseffekte
MMS	Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG)	IND	Einzelbewertung	20 %	10 %
MMS	Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)	IND	Einzelbewertung	20 %	10 %
MMS	Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme	IND, GHD	Einzelbewertung	n. v.**	n. v.**
MMS	Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	IND, GHD	Einzelbewertung	n. v.**	n. v.**
MMS	Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie	IND, GHD	FORECAST	n. v.*	n. v.*
MMS	Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft - Gesamtprogramm	IND, GHD	Einzelbewertung	5 %	18 %
MMS	Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kälte-Klima-Richtlinie	GHD	Einzelbewertung	15 %	20 %
MMS	Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke	IND, GHD	Einzelbewertung	49 %	n. v.**
MMS	Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 8 EED)	IND, GHD	Einzelbewertung	30 %	10 %
MMS	KfW-Energieeffizienzprogramm	IND, GHD	Einzelbewertung	5 %	30 %
MMS	Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen	GHD	Einzelbewertung	n. v.**	n. v.**
MMS	Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie* und Klimaschutzverträge	IND	FORECAST	n. v.	n. v.
MMS	EU-EHS-Innovationsfonds	IND	FORECAST	n. v.	n. v.
MMS	IPCEI Wasserstoff	IND	FORECAST	n. v.	n. v.

* Im Rahmen der integrierten Modellierung erfasst.

** Implizit bei Bottom-up-Bewertung berücksichtigt.

Quelle: Annahmen Fraunhofer ISI basierend auf Artikel 8 EED Berichterstattung; Veröffentlichung des Berichts Ende 2024

5.2.1.1 MMS

Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)

Die in diesem Bündel zusammengefassten Instrumente (Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie und Klimaschutzverträge, EU-EHS-Innovationsfonds sowie IPCEI Wasserstoff in der Industrieproduktion) unterstützen die Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (z. B. wasserstoffbasierte Stahlerzeugung und Grundstoffchemie, Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung). Die dafür bereitgestellten Budgets schließen vorrangig Kostendifferenzen zwischen emissionsarmer und konventioneller Produktion. Dies geschieht durch Investitions- und Betriebsförderung. Bis 2030 ist dabei eine Gesamtsumme von knapp 35 Mrd. € angenommen, bis 2040 knapp 56 Mrd. €. Mit etwa 31 % der Gesamtsumme stellen dabei die Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie die relative Mehrheit, gefolgt von Klimaschutzverträgen (27 %), IPCEI (26 %) und 16 % Innovationsfonds (Instrumentenpapier Anhang A.3).

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 Förderzusagen⁵⁸ und die – entsprechend der Instrumentenbeschreibung (siehe Instrumentenpapier im Anhang A.3) – erwartete Fördereffizienz (welche Vermeidung wird pro eingesetztem Euro erreicht). Nach diesem Kriterium werden vorrangig marktnahe Anwendungen mit geringeren Differenzkosten gefördert. Beispiele sind die wasserstoffbasierte Direktreduktion, die Direktelektrofizierung von Dampferzeugung und Industrieöfen, elektrische Glasschmelze und CCU/S prozessbedingter Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zum vorherigen Projektionsbericht werden Technologiebereiche mit hohen Vermeidungskosten weniger stark berücksichtigt. Dies betrifft vorrangig die stoffliche Wasserstoffnutzung in der Chemie, in deren Einstieg nun deutlich weniger Fördermittel fließen. Diese Setzung im Zuge der Modellierung erlaubt keine Aussage über die Dringlichkeit oder Bedeutung der Transformation dieses Sektors. Die für die Instrumente definierte Fördereffizienz als wichtigstes Vergabekriterium legt aber nahe, dass die stoffliche Wasserstoffnutzung in der Grundstoffchemie anderer Anreize bedarf⁵⁹.

Förderprogramme wirken zunächst als CAPEX-Impuls: Eine Produktionsanlage wird errichtet. OPEX-Bedarf ergibt sich aus der installierten Leistung (z. B. die physische Menge wasserstoffbasierter Stahlerzeugung in Tonnen) und den in jedem Jahr unterschiedlichen Differenzkosten zur konventionellen Produktion. Dabei gilt grundsätzlich: Keine Investition ohne Geschäftsmodell – eine Investition zieht also stets einen Ausgleich eventuell vorhandener 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 zusammengefasst. Die Differenzkosten wiederum hängen von technischen Parametern der Verfahren und den im Szenario angenommenen Energieträger- und CO₂-Preisentwicklungen (siehe Mendelevitch et al. 2024) ab. In Summe wird in der Modellierung 99 % des Gesamtbudgets verwendet, dabei kommt es in einigen Jahren zur Überschreitung der jährlich hinterlegten Menge, in anderen zur Unterschreitung. Insgesamt bewirkt die Neuallokation der Programmmittel weg von stofflicher Wasserstoffnutzung in der Chemieindustrie eine Verschiebung der CAPEX-/

⁵⁸ Die IPCEI-Projekte der Stahlindustrie wurden entsprechend des Stichtages nur teilweise berücksichtigt: "SALCOS" und "tkH2Steel" sind berücksichtigt – "PureSteel+" nicht. Allerdings sieht das MMS eine Diffusion der Direktreduktion vor, in der die emissionsmindernde Wirkung des geförderten Projektes Platz findet.

⁵⁹ Im Zuge der Förderung CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung fließen auch Mittel in die Chemieindustrie.

OPEX-Anteile gegenüber dem Projektionsbericht 2023, so dass 2020-2050 34 % der eingesetzten Mittel für OPEX und 66 % für CAPEX verwendet werden (Tabelle 66)⁶⁰.

Tabelle 66: Budgetverteilung der Förderprogramme im MMS

Budget in Mrd. €	Summe 2020-2030	Summe 2031-2040	Summe 2041-2050	Anteil an Gesamt- summe
EU-Innovationsfonds	4,34	4,70	0,00	16 %
Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie*	10,08	7,38	0,00	31 %
IPCEI Wasserstoff	14,44	0,00	0,00	26 %
Klimaschutzverträge	5,69	9,23	0,36	27 %
Summe	34,55	21,31	0,36	100 %

Quelle: Fraunhofer ISI basierend auf Informationen des BMWK

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

Die Aufteilung der Instrumentenwirkung auf einzelne Instrumente in diesem Bündel ist unsicher und wird entsprechend vereinfacht anhand der Budgetanteile festgelegt. Somit entfallen entsprechend auf den EU-Innovationsfonds 16 %, auf IPCEI Wasserstoff 26 %, auf die Klimaschutzverträge 27 % und auf die Förderprogramme Dekarbonisierung 31 % der in Tabelle 67 angegebenen Gesamtwirkung. Daraus ergeben sich die Treibhausgasemissionsminderungen der Instrumente. Die kumulierte Wirkung (2021-2045) der Klimaschutzverträge beträgt im MMS 102 Mio. t CO₂-Äq., die der IPCEI 97 Mio. t CO₂-Äq., die des EU-Innovationsfonds 60 Mio. t CO₂-Äq. und die des Förderprogramms Dekarbonisierung 117 Mio. t CO₂-Äq. – zusammen 377 Mio. t CO₂-Äq.

Die Instrumentenwirkung wird als Differenz zu einem kontrafaktischen Szenario berechnet, in dem keine Förderprogrammbudgets zur Verfügung stehen – andere Instrumente (darunter insbesondere das EU-EHS) aber weiterhin wirken. Aus dieser Methode entsteht ein kontrafaktisches Szenario, in dem neue Produktionsverfahren durchaus in den Markt eintreten können – sofern sie negative Differenzkosten aufweisen. Dies trifft z. B. auf die Nutzung von CCS für prozessbedingte Treibhausgasemissionen und die erdgasbasierte Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlherstellung zu⁶¹.

Diese Methode ermöglicht den Vergleich der Instrumentenwirkung jeweils gegenüber den anderen Instrumenten. Eine Aufsummierung der Wirkungen allerdings ergibt kein sinnvolles "ohne Maßnahmen-Szenario," da in diesem die starke Interaktion der Instrumente unterschätzt würde. Ein solches "ohne Maßnahmen-Szenario" ist methodisch sehr herausfordernd, sollte aber für eine klarere Kommunikation der Instrumentenwirkung in folgenden Projektionsberichten umgesetzt werden (siehe Kasten Methodikvariante).

⁶⁰ Dazu tragen auch neue Annahmen zu Energieträger- und CO₂-Preisen bei.

⁶¹ Da die Abschätzung der Differenzkosten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist – unter anderem etwa nicht alle Kostenkomponenten abbildet – wurde hier eher konservativ angenommen, dass negative Vermeidungskosten zwischen 20 und 40 €/t CO₂ als hinreichender Anreiz zur Verfahrensumstellung hinreichen und eine autonome Diffusion ermöglichen. Dies wird bei den genannten Technologien (und mit den Preisannahmen des MMS) um 2030 erreicht.

Tabelle 67: Minderungswirkungen der Einzelinstrumente im Bündel „Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren“

Treibhausgas-minderung [Mio. t CO ₂ -Äq.]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Innovationsfonds	0,0	1,9	4,0	3,5	4,1	4,1
Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie*	0,0	3,7	7,8	6,7	7,9	7,9
IPCEI Wasserstoff	0,0	3,0	6,5	5,6	6,5	6,5
Klimaschutzverträge	0,0	3,2	6,8	5,9	6,9	6,9
Summe: Instrumente zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren	0,0	11,9	25,1	21,7	25,5	25,4

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

Methodikvariante "Ohne-Maßnahmen-Szenario"

Wichtiger Hinweis: Die folgenden Darstellungen in diesem Kasten sind kein Teil des MMS!

Um den Einfluss der Bewertungsmethodik auf die Ergebnisse abzuschätzen, wurde **ergänzend** zur vorgestellten Berechnung der Instrumentenbewertung eine Annäherung an ein "Ohne-Maßnahmen-Szenario" (OMS) durchgeführt. Dazu wurden die relativen Wirkungen der Instrumente wie oben beschrieben (durch schrittweises "Abschalten") berechnet – ergänzend aber auch eine Modellierung ohne jegliche Instrumente durchgeführt. Diese zusätzliche Rechnung ist nicht dazu geeignet, die Einzelwirkungen der Instrumente zu beschreiben, erzeugt aber im Vergleich mit dem MMS ein Maß der Gesamtwirkung aller Instrumente. Die Einzelwirkungen der Instrumente wurden dann auf die Gesamtwirkung skaliert. Aus methodischer Sicht ist der Hinweis wichtig, dass beide kontrafaktischen Szenarien (jenes, nach der die Instrumente tatsächlich bewertet wurden und diese OMS-Variante) legitimerweise zur Bewertung herangezogen werden können – sie aber insbesondere keine Auswirkungen auf das MMS haben. Lediglich das "was wäre, wenn" des Vergleichs ist in diesem Fall anders.

Das OMS entfernt also alle bewerteten Instrumente: Der CO₂-Preis ist identisch 0 sowohl im EU-EHS als auch im nEHS. Es existieren keine Förderprogramme. Die EEG-Umlage wird nicht gesenkt. Energieeffizienzfortschritte sind deutlich langsamer und weitere, zum Teil flankierende, Programme wirken nicht. Anhand dieser Annahmen wird deutlich, dass auch dieses OMS kein plausibler oder realitätsnaher Vergleichswert ist und die Definition eines aussagekräftigen OMS weitere Ausarbeitung erfordert. Zur Einordnung des potenziellen Lösungsraumes kann dieses OMS aber nützlich sein.

In diesem OMS sinken die Treibhausgasemissionen bis 2030 in der Industrie auf 174 Mio. t CO₂-Äq. (MMS: 123 Mio. t CO₂-Äq., siehe Abbildung 28 und Tabelle 62), bis 2045 steigen sie wieder – entlang der Zunahme von energieintensiver Produktion – auf knapp 182 Mio. t CO₂-Äq. (MMS: 53 Mio. t CO₂-Äq.), mithin also auf den Wert von 2021. Bis 2045 entsteht zwischen OMS und MMS

eine Differenz der Treibhausgasemissionen von 132 Mio. t CO₂-Äq. Die Aufteilung dieser Gesamtwirkung auf die Instrumente bewirkt, dass diesen etwa die doppelte⁶² Wirkung zugeschrieben wird.

Die kumulierte Wirkung (2021-2045) der Klimaschutzverträge beträgt in dieser Variante 206 Mio. t CO₂-Äq., die der IPCEI 195 Mio. t CO₂-Äq., die des EU-Innovationsfonds 122 Mio. t CO₂-Äq., die des Förderprogramms Dekarbonisierung 236 Mio. t CO₂-Äq., die des EU-EHS 780 Mio. t CO₂-Äq. und die weiterer Instrumente 444 Mio. t CO₂-Äq. Davon unbenommen sind die ausgeführten starken Interaktionen insbesondere zwischen EU-EHS und Klimaschutzverträgen, die andere Aufteilungen zwischen diesen beiden Instrumenten ebenso plausibel möglich machen.

EU-Emissionshandel

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

Der EU-Emissionshandel gibt Treibhausgasemissionen einen Preis und verteuert so die Nutzung fossiler Energieträger und anderer Emissionsquellen. Dieses Instrument wirkt auf die überwiegende Mehrheit der Treibhausgasemissionen in der Industrie – davon nicht erfasste Mengen werden durch das Instrument "CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme" adressiert. Der für die Modellierung angenommene Preispfad ist in den Rahmendaten zum Projektionsbericht 2024 (Mendelevitch et al. 2024) dargestellt. Die freie Zuteilung von Emissionszertifikaten und deren zeitlicher Verlauf wird in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Insofern wird der angelegte Preis auch als Repräsentation von Opportunitätskosten⁶³ gesehen.

Die Modellierung reagiert auf die durch den EU-Emissionshandel gesendeten Preissignale, indem die derart verteuerten Energieträger gegenüber weniger emissionsintensiven Alternativen weniger attraktiv werden und seltener Verwendung finden. Dies wirkt sich z. B. bei der Auswahl der Technologie im Zuge einer Ersatzinvestition aus. Zusätzlich zu dieser Wirkung reduziert der EU-Emissionshandel die für die Bewertung der "Programme zur Förderung der Markteinführung klimafreundlicher Herstellungsverfahren (Förderprogramme)" angelegten Differenzkosten. Dieser Zusammenhang wird in der Instrumentenbewertung des EU-Emissionshandels nicht berücksichtigt, da daraus sonst Doppelzählungen entstünden. Ohne EU-Emissionshandel müsste aber für die gleiche Minderungswirkung der Förderprogramme ein relevant höheres Budget bereitgestellt werden – etwa 320 % der in 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 schließt. Im Jahr 2030 stiegen die Differenzkosten in diesem Fall beispielsweise für die wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisen (siehe Abbildung 45) von 88 €/t auf 160 €/t.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 68 als Differenz zu einem Zustand ohne Emissionshandel (Zertifikatspreis = 0) – aber bei gleicher Wirkung der Förderprogramme (siehe Methodikhinweis im Kasten oben) berechnet.

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 der Treibhausgasemissionen in der Industrie – lediglich jene Menge, die durch das Instrument "CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme" erfasst sind. Der für die

⁶² Exakte Faktoren: 1,51-fache Wirkung in 2030; 1,86-fache Wirkung in 2035; 2,36-fache Wirkung in 2040; 2,19-fache Wirkung in 2045; 2,11-fache Wirkung in 2050.

⁶³ Also dem Gedanken, dass nicht genutzte freie Zuteilungen den gleichen Wert haben wie zuzukaufende Zertifikate.

Modellierung angenommene Preispfad ist in den Rahmendaten zum Projektionsbericht 2024 (Mendelevitch et al. 2024) dargestellt.

Die Instrumentenwirkung wird in Tabelle 68 als Differenz zu einem virtuellen Szenario ohne CO₂-Bepreisung (Zertifikatspreis =0) berechnet.

Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB)

Das Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB) adressiert die Substitution emissionsintensiver Ressourcen und Rohstoffe und die Kreislaufführung von Materialien. Auf Basis der Wirkungsabschätzungen für das KSSP der Bundesregierung (Plötz et al. 2022) wird nach einem Hochlauf bis 2031 eine Wirkung von etwa 2 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2031 und im weiteren Verlauf als etwa konstant angenommen (kumuliert 2020-2045: 35 Mio. t CO₂-Äq.).

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 517/2014 bzw. deren aktueller Revision in Verordnung 2024/573 in Bezug auf die auf den Markt gebrachten und emittierten HFKW-Mengen. Die Treibhausgasminderungswirkung 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.

Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG)

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UPG) erhielten bislang im Energie- und im Stromsteuerrecht den sog. Spitzenausgleich (§ 10 StromStG, § 55 EnergieStG). Diese Steuerentlastungen ermöglichten es den UPG, für alle Energie- und Stromverbräuche eines Jahres unter rechnerischer Zugrundelegung der Rentenversicherungsbeiträge bis zu 90 % der nach Abzug der allgemeinen Steuerentlastung dann noch verbleibenden Energie- bzw. Stromsteuer auf Heizstoffe und Strom zurückerstattet zu bekommen. Diese Steuerbegünstigung war bis Ende 2023 gesetzlich verbindlich geregelt und ist zum 1. Januar 2024 ausgelaufen.

Für die Gewährung des Spitzenausgleichs mussten demnach bisher zwei Voraussetzungen erfüllt sein:

- a) Das antragstellende Unternehmen muss nachweisen, dass es spätestens bis Ende eines Antragsjahres ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 oder ein Umweltmanagementsystem nach EMAS eingeführt hat und dieses auch betreibt (KMU können alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz im Sinne der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV) einführen und betreiben, die mit geringeren Anforderungen verbunden sind).
- b) Das Unternehmen muss die Bereitschaft erklären, alle in dem Energiemanagementsystem oder im Umweltmanagementsystem als wirtschaftlich vorteilhaft identifizierten Endenergieeinsparmaßnahmen umzusetzen.

Zum 1.1.2024 ist das Energieeffizienzgesetz in Kraft getreten, das durch die verpflichtende Einführung von Energiemanagementsystemen (§ 8 EnEffG) eine vergleichbare Wirkung entfaltet. Der adressierte Kreis der Unternehmen ist nicht vollständig deckungsgleich, weist jedoch eine hohe Schnittmenge mit der bisherigen Regelung zum Spitzenausgleich auf, so dass mindestens von

einer Fortsetzung der Wirkung ausgegangen werden kann. Das EnEffG regelt dabei detaillierter als die bisherigen Vorschriften die Wirtschaftlichkeitsbewertung von Einsparmaßnahmen gem. DIN EN 17463 (VALERI).

Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme

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

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)

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

Die Wirkungsabschätzung basiert auf der in der Evaluation der Maßnahme im Rahmen der Evaluierung des Energieeffizienzfonds (Hirzel et al. 2019) ermittelten Fördereffizienz und der für die Maßnahme eingestellten Haushaltsmittel in Höhe von rund 800 Tsd. € (Wert für die Jahre 2019-2023). Die Maßnahme ist im Jahr 2024 ausgelaufen.

Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie

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

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

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

Das Programm stellt eine Neuorganisation einer Reihe früherer Fördermaßnahmen dar. Die Programme Förderung von hocheffizienten Querschnittstechnologien, die Abwärmerichtlinie, die Förderung energieeffizienter und klimaschonender Produktionsprozesse, die Förderung von

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

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

Im Rahmen des Moduls "Förderwettbewerb" wird in einem wettbewerblichen Verfahren die akteurs-, sektor- und technologieoffene Umsetzung von Energieeffizienzprojekten in Unternehmen gefördert. Gefördert werden investive Maßnahmen zur energetischen Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen, die zur Erhöhung der Energieeffizienz beziehungsweise zur Senkung des fossilen Energieverbrauchs in Unternehmen beitragen. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Prozesswärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Darüber hinaus sind Kosten für die Erstellung eines Einsparkonzepts sowie die Umsetzungsbegleitung der geförderten Investitionsmaßnahme durch externe Sachverständige förderfähig. Bei diesem Programm handelt es sich um eine Weiterentwicklung des 2016 eingeführten Förderprogramms „Förderung von Stromeinsparungen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen: Stromeffizienzpotentiale nutzen – STEP up!“. Die Quantifizierung dieser Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation des Vorläuferprogramms und den vorgesehenen Fördermitteln.

Materialeffizienz kann einen wichtigen Beitrag leisten, um Energieeinsparungen zu erreichen. Es wird geprüft, inwieweit auch Technologien und Maßnahmen zur Steigerung der Materialeffizienz in den Modulen 1, 3 und 4 verstärkt gefördert werden können, sofern sie nachweisbar die Erreichung der entsprechenden Förderziele unterstützen. Diese Aktivitäten dienen auch der Umsetzung der Maßnahme 23 des Deutschen Ressourceneffizienzprogramms III (Material- und energieeffiziente Produktionsverfahren fördern).

Die Quantifizierung dieser Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation des laufenden Programmes und den vorgesehenen Fördermitteln. Für die einzelnen Module sind jeweils die aktuell vorliegenden Budgets hinterlegt. Ab 2024 wird ein jährliches Budget in Höhe von 1 Mrd. € angenommen. Für die Zeit nach 2030 wird mit einer abnehmenden Fördereffizienz gerechnet, da davon ausgegangen wird, dass der Großteil der sehr kosteneffizienten Maßnahmen (low-hanging fruits) vor 2030 umgesetzt wird.

Kälte-Klima-Richtlinie

Die im Rahmen der Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) geförderte Maßnahme zielt im Kern neben der Reduktion klimaschädlicher F-Gase auf eine Effizienzsteigerung der geförderten Kälte- und Klimaanlage gegenüber dem Marktdurchschnitt. Dabei ist insbesondere die Wirkung der geförderten Abwärmenutzung für die erzielten Energieeinsparungen relevant. Die Quantifizierung dieser Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation im Rahmen der NKI-Evaluierung und den vorgesehenen Fördermitteln. Es wird angenommen, dass die ausbezahlten Fördermittel in Höhe von rund 20 Mio. € pro Jahr gleichbleiben⁶⁴.

Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke (IEEKN)

In Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerken (IEEKN) schließen sich Unternehmen zusammen, die sich gemeinsame Energieeffizienz- und CO₂-Minderungsziele setzen und voneinander lernen wollen. Dies ist die Fortsetzung der Initiative Energieeffizienznetzwerke (EEN). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) haben am 14. September 2020 gemeinsam mit 21 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft die Fortsetzung und Weiterentwicklung der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke vereinbart (IEEKN 2020). Die zu einer Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke weiterentwickelte Initiative startete im Januar 2021. Nach einer erfolgreichen Pilotphase des EEN-Konzepts (u. a. das LEEN (Lernende Energieeffizienz-Netzwerke)-Projekt) hat die Bundesregierung 2014 beschlossen, EEN als eine Hauptsäule des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) umzusetzen. Bis 2020 sollten bis zu 500 neue Netzwerke etabliert werden. Hierzu wurde 2014 eine freiwillige Vereinbarung "Initiative Energieeffizienz-Netzwerke" über die Einführung von EEN zwischen der Bundesregierung (BMWK und BMUV) und mittlerweile 22 Wirtschaftsverbänden und -organisationen unterzeichnet. Insgesamt sollen dadurch 75 PJ Primärenergie eingespart und 5 Mio. t CO₂-Äq. Emissionen vermieden werden. Bis zum Jahr 2025 sollen auf Basis der im September 2020 verlängerten Vereinbarung 300-350 zusätzliche Netzwerke entstehen, die 9-11 TWh Endenergie und weitere 5-6 Mio. t CO₂-Äq. einsparen sollen.

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 jährlich 45 neue Netzwerke gegründet werden.

Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 8 EED)

Betrachtet wird hier die aus Artikel 8, Absatz 4-7, der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU; EED) resultierende Verpflichtung für „Nicht-KMU“, Energieaudits durchzuführen. Die Energieaudits in den betroffenen Unternehmen sollen durch qualifizierte und/oder akkreditierte Experten durchgeführt werden. Die Richtlinie verlangt, dass das erste Energieaudit bis spätestens 5. Dezember 2015 durchgeführt wurde. Zur Umsetzung dieser Vorgaben ist das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) mit Wirkung zum 22.4.2015 entsprechend geändert worden. Danach sind große Unternehmen (Nicht-KMU, d. h. Unternehmen, die nicht unter die KMU-Definition der Europäischen Kommission fallen (< 250 Mitarbeiter bzw. Umsatz < 50 Mio. € oder Jahresbilanzsumme < 43 Mio. €) verpflichtet, bis zum 5. Dezember 2015 ein Energieaudit nach

⁶⁴ Mit Inkrafttreten der novellierten Kälte-Klima-Richtlinie am 1.3.2024 ist angekündigt worden, dass die Richtlinie Ende 2026 ausläuft. Dieser Aspekt konnte nicht in diesem Bericht berücksichtigt werden.

DIN EN 16247-1 durchgeführt zu haben und danach mindestens alle vier Jahre ein weiteres Audit. Unternehmen, die über ein nach DIN EN ISO 50001 zertifiziertes Energiemanagementsystem oder ein EMAS-Umweltmanagementsystem verfügen, sind von der Pflicht zur Durchführung von Energieaudits freigestellt.

Im Rahmen der Novellierung im Jahr 2019 wurde eine Bagatellschwelle von 500 MWh Gesamtenergieverbrauch eingeführt. Unterhalb dieser Schwelle kann ein vereinfachtes Energieaudit durch eine Erklärung zu Energieverbrauch und Energiekosten an das BAFA durchgeführt werden. Weiterhin wurde eine Online-Energieauditerklärung eingeführt. Diese umfasst Angaben zum Unternehmen, zum Energieauditor, zum Energieverbrauch, zu den vorgeschlagenen Energieeffizienz-Maßnahmen und den Kosten eines Energieaudits.

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

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. €. Seit 2021 sind die Gebäudemaßnahmen Teil der BEG. Die Finanzierung des Programms erfolgt aus Eigenmitteln der KfW. Die Quantifizierung des Programms orientiert sich an der Anzahl der Förderfälle und der vergebenen Fördermittel der letzten Jahre. Diese werden für die kommenden Jahre fortgeschrieben (833 Mio. € 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 Maßnahme erfolgt bottom-up, basierend auf Parametern aus der Evaluation im Rahmen der NKI-Evaluierung und den vorgesehenen Förder-

mitteln. Für die hier betrachteten investiven Maßnahmen wird angenommen, dass die durchschnittlich ausgezahlten Fördermittel in Höhe von rund 37 Mio. € pro Jahr auch für die Folgejahre fortgeschrieben werden können.

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

Mit der Novelle der EU-F-Gas-Verordnung 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. Der HFKW-Phase-Down 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. Die Europäische Kommission hat im April 2022 einen Revisionsvorschlag (Europäische Kommission 2022) zur F-Gas-Verordnung 517/2014 vorgelegt, der u. a. eine Verlängerung und Verschärfung des HFKW-Phase-Down sowie weitere Verbote vorsieht. Im Oktober 2023 wurde im Verhandlungsprozess zwischen Europäischem Rat, Parlament und Kommission eine provisorische Übereinkunft (European Parliament, Committee on the Environment, Public Health and Food Safety 2023) gefunden, dessen Bestätigung durch Parlament und Rat aber zum Zeitpunkt der Modellierung (Winter 2023) noch nicht vorlag. Die laut Übereinkunft vom Oktober 2023 abzusehende Verschärfung des Phase-down wird deshalb nicht im MMS, sondern im MWMS berücksichtigt.

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 *Baseline-Szenario* der Folgenabschätzung zur Revision der F-Gas-Verordnung (EC 2022) auf Deutschland übertragen. Während der Phase-down-Fahrplan in der aktuell gültigen EU-Verordnung 517/2014 nur bis 2030 definiert ist, wurde für die Modellierung dabei in Konsistenz zum *Baseline-Szenario* der EU-Kommission ein konstantes Weitergelten der für 2030 vorgesehenen Höchstmengen angenommen.

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

Mit der EU-F-Gas-Verordnung von 2006 wurden EU-weit eine Reihe von Anwendungsverböten 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. Der Revisionsvorschlag von 2022 der Europäischen Kommission zur F-Gas-Verordnung 517/2014 enthält auch Verbote zur Verwendung von SF₆ in neuen elektrischen Schaltanlagen. Eine voraussichtliche Annahme der Verbotsvorschläge laut der provisorischen Übereinkunft von Oktober 2023 (European Parliament, Committee on the Environment, Public Health and Food Safety 2023) wird wie die vorgeschlagene Verschärfung des HFKW-Phase-Down nicht im MMS, sondern im MWMS berücksichtigt.

Die Treibhausgasminderungswirkung der SF₆-Verbote tritt aufgrund der langen Lebensdauer der meisten SF₆-haltigen Geräte und Produkte überwiegend erst mit jahrzehntelanger Verzögerung auf und wird basierend auf Gschrey und Schwarz (2011) im Zeitverlauf mit etwa 0,5-4 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr abgeschätzt.

SF₆-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft

In der Selbstverpflichtung der SF₆-Produzenten und der Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1 kV (VDN; VIK; ZVEI; Solvay 2005) sind eine Reihe von Emissionsbegrenzungsmaßnahmen für SF₆ festgelegt. Für die Modellierung im MMS wurden die seit 2005

erreichten Fortschritte bei der Reduktion der spezifischen Emissionen bei der Befüllung, Wartung und Entsorgung von SF₆-haltigen Schaltanlagen berücksichtigt.

EEG-Umlagensenkung

Die Senkung der EEG-Umlage bewirkt einen reduzierten Strompreis für Endabnehmer, der allerdings stark von der bisherigen Abnahmesituation abhängt. Da keine für die Modellierung hinreichenden Informationen in höherem Detailgrad vorliegen, wird die Wirkung differenziert nach energieintensiver und nicht-energieintensiver Industrie modelliert. Diese Unterscheidung baut auf Strompreisbändern nach Eurostat (Eurostat 2023) auf. Die gesenkten Strompreise erhöhen die Attraktivität direktelektrischer Prozesswärmeerzeugung und beschleunigen so den Ausstieg aus fossilen Energieträgern.

Flankierende Instrumente

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

- ▶ Systematisches Klimamanagement in Unternehmen auf Grundlage von EMAS
- ▶ Öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte
- ▶ KfW-Umweltprogramm, BMU-Umweltinnovationsprogramm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben
- ▶ Stärkung der Forschung für energieeffiziente und ressourcenschonende Industrieprozesse
- ▶ Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie
- ▶ Verabschiedung Verpackungsgesetz und Novellierung Gewerbeabfallverordnung
- ▶ Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie
- ▶ Aufbau und Betrieb von kommunalen Energieeffizienznetzwerken
- ▶ Förderung von „Energieeffizienzmanagern“ zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten
- ▶ Initiativen zur Förderung der Ressourceneffizienz
- ▶ Flankierende Maßnahmen aus der EffSTRA
- ▶ Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke
- ▶ Effizienzanalyse-Tools für Energieaudits
- ▶ Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen
- ▶ FONA - Forschung für Nachhaltigkeit - Strategie des BMBF
- ▶ Interessenbekundungsverfahren zur geplanten Förderung von Leuchtturmprojekten zum Hochlauf der industriellen Produktionskapazitäten im Bereich Photovoltaik

5.2.1.2 MWMS

Leitmärkte für klimafreundliche Produkte

Im Vergleich zum Projektionsbericht 2023 wurde die Instrumentenparametrisierung der Grünen Leitmärkte insofern angepasst, dass eine Überlappung mit durch Förderprogrammen gestützten Produkten möglich ist. Zwar existieren in den Klimaschutzverträgen Mechanismen, um diese Überlappung zu vermindern, die konkrete Umsetzung ist aktuell aber unsicher. Daher wird von einer relevanten Überlappung der Instrumentenwirkung ausgegangen und der zusätzliche Effekt der Leitmärkte etwas niedriger bewertet als zuvor (2030: 0,8 Mio. t CO₂-Äq.; 2045: 1,7 Mio. t CO₂-Äq.). Die kumulierte Wirkung 2021-2045 wird auf 31,8 Mio. t CO₂-Äq. geschätzt. Umsetzungserfahrungen und Konkretisierungen der Ausgestaltung können diese Bewertungsannahmen in zukünftigen Projektionen beeinflussen.

Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie

Es wird die Bewertung für die Erstellung des KSSP der Bundesregierung (Plötz et al. 2022) zugrunde gelegt, die für das Programm eine Wirkung von 1,59 Mio. t CO₂/a im Jahr 2030 bei verfügbaren Mitteln von 550 Mio. € ermittelt. Allerdings wird die vorgeschlagene Zeitreihe um ein Jahr verschoben (Wirkungsbeginn 2024 statt 2023) und die Wirkung auf die sich aus der Gesamtmodellierung entstehende industrielle Aktivität skaliert. Damit ergibt sich für 2031 eine Wirkung von 2,7 Mio. t CO₂-Äq. Nach 2031 läuft die Wirkung bis 2035 aus, da die flankierende Wirkung als Ermöglichung anderer Instrumente stärker in den Vordergrund tritt.

Investitionsprämie für Klimaschutz

Dieses Instrument wurde nicht bewertet und fließt nicht in das MWMS ein. Dies weicht von der Darstellung im Instrumentenpapier und damit dem Stichtagsprinzip ab – ist aber aufgrund der tatsächlich nicht erfolgten Umsetzung sachgerecht.

Verschärfung des HFKW-Phase-Down gemäß Vorschlag der EU-Kommission (2022) zur Revision der EU-F-Gas-Verordnung 517/2014

Für das MWMS wird die Verschärfung des HFKW-Phase-down berücksichtigt, wie ihn die Europäische Kommission in ihrem Revisionsvorschlag vom April 2022 (Europäische Kommission 2022) zur F-Gas-Verordnung 517/2014 vorgeschlagen hat. Die Nachfolgeverordnung (Verordnung (EU) 2024/573) ist im März 2024 in Kraft getreten, Details dieser Einigung zwischen Europäischem Rat, Parlament und Kommission konnten für diesen Bericht nicht berücksichtigt werden, weil der Verordnungstext nicht rechtzeitig vorlag.

Für die Modellierung im MWMS werden aus den 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.

Inverkehrbringungsverbote für SF₆ in elektrischen Schaltanlagen

Für das MWMS wird aus dem aktuell (Winter 2023) noch in Verhandlung befindlichen Revisionsvorschlag der Europäischen Kommission vom April 2022 (Europäische Kommission 2022) zur F-Gas-Verordnung 517/2014 außerdem die dort vorgeschlagene schrittweise EU-weite Einführung von Inverkehrbringungsverboten für mit SF₆ gefüllte Schaltanlagen berücksichtigt.

Für die Modellierung im MWMS werden die relevanten Parameter wie Wachstumsraten des Marktes für Schaltanlagen, Lebensdauern der Anlagen, Emissionsraten zum Ende der Lebenszeit sowie Anteile von SF₆ an Neuanlagen aus den Modellierungsarbeiten im Kontext der Revision der EU-F-Gas-Verordnung (Gschrey et al. 2022) übernommen.

5.2.2 Instrumentenwirkung

Aufbauend auf den Beschreibungen der einzelnen Instrumente und deren Bündelung für die Modellierung und Bewertung erfolgt hier die Beschreibung ihrer Wirkungen (Tabelle 68 bis Tabelle 71). Darin wird ausgehend von der Gesamtwirkung wie dargestellt in Abbildung 28 und Tabelle 62 die anteilige Wirkung der Instrumente bewertet. Dabei werden einige Instrumente mit ähnlichen Wirkmechanismen zusammengefasst. Die Methodik der Modellierung, Bewertung und Zusammenfassung ist in den jeweiligen Instrumentenbeschreibungen hinterlegt.

Treibhausgasemissionen

Die Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen der Industrie sowie die verbleibenden Mengen in MMS und MWMS sind in Tabelle 68 dargestellt. Sie ist folgendermaßen zu lesen (Ablesebeispiel):

2030 belaufen sich die Treibhausgasemissionen im MMS auf 122,4 Mio. t CO₂-Äq. (Zeile "MMS"). Zu dieser Gesamtsumme trägt der EU-Emissionshandel eine Minderungswirkung gegenüber einem kontrafaktischen Szenario ohne die jeweilige Maßnahme von 17,6 Mio. t CO₂-Äq., die CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme 2,1 Mio. t CO₂-Äq., die MAC-Richtlinie (Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen) 5,5 Mio. t CO₂-Äq., der HFKW-Phase-down gemäß EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 5,6 Mio. t CO₂-Äq., SF₆-Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 3,9 Mio. t CO₂-Äq., SF₆-Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft 1,2 Mio. t CO₂-Äq., der EU-Innovationsfonds 1,9 Mio. t CO₂-Äq., das Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie 3,7 Mio. t CO₂-Äq., die IPCEI Wasserstoff 3 Mio. t CO₂-Äq., die Klimaschutzverträge 3,2 Mio. t CO₂-Äq., das Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB) 2,0 Mio. t CO₂-Äq. und eine Mehrzahl von Energieeffizienzinstrumenten 17 Mio. t CO₂-Äq. bei.

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

Die Treibhausgasemissionen des MWMS belaufen sich im Jahr 2030 auf 117,4 Mio. t CO₂-Äq. Zur Differenz zum MMS tragen die Leitmärkte für klimafreundliche Produkte 0,8 Mio. t CO₂-Äq., die Digitalen Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie 3,6 Mio. t CO₂-Äq. und weitere F-Gas-bezogene Maßnahmen 0,5 Mio. t CO₂-Äq. bei.

Tabelle 68: Minderungswirkung der Instrumente auf die Treibhausgasemissionen im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Treibhausgas-Minderungen* [Mio. t CO ₂ -Äq.]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	8,9	17,6	19,7	21,8	24,9	27,8
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)	1,4	2,1	2,9	3,8	5,7	7,4
MAC-Richtlinie (Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen)	4,1	5,5	5,9	5,8	5,7	5,5
HFKW-Phase-Down gemäß EU-F-Gas-Verordnung 517/2014	4,8	5,6	6,5	7,6	8,2	8,6

Treibhausgas-Minderungen* [Mio. t CO ₂ -Äq.]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SF ₆ -Verbote gemäß EU-F-Gas-Verordnung 517/2014	3,0	3,9	4,1	4,1	4,1	4,0
SF ₆ -Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
EU-Innovationsfonds	0,0	1,9	4,0	3,5	4,1	4,1
Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie*	0,0	3,7	7,8	6,7	7,9	7,9
IPCEI Wasserstoff	0,0	3,0	6,5	5,6	6,5	6,5
Klimaschutzverträge	0,0	3,2	6,8	5,9	6,9	6,9
EEG-Umlagesenkung	0,7	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7
Technologietransfer-Programm Leichtbau (TTP LB)	0,0	0,9	2,1	2,2	2,3	2,2
Förderprogramm Industrielle Bioökonomie	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG)						
Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kredit / Förderwettbewerb)						
Kälte-Klima-Richtlinie						
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen						
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	19,2	17,5	12,4	7,4	1,8	0,0
Energieberatung Mittelstand						
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz						
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke						
Pilotprogramm Einsparzähler						
Energieauditpflicht für Nicht-KMU						
KfW-Effizienzprogramm – Produktionsanlagen/-prozesse						

Treibhausgas-Minderungen* [Mio. t CO ₂ -Äq.]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft						
Treibhausgasemissionen des Sektors im MMS	149,2	122,4	81,9	59,6	51,8	50,3
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	0,0	0,8	2,7	1,4	1,7	1,5
Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie (Reduktion inkl. Strommaßnahmen)	0,3	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Verschärfter HFKW-Phase-Down gemäß Vorschlag der EU-Kommission (2022) zur Revision der EU-F-Gas-Verordnung 517/2014	0,1	0,5	0,9	1,0	1,0	1,1
Inverkehrbringungsverbote für SF ₆ in elektrischen Schaltanlagen	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Treibhausgasemissionen des Sektors im MWMS	148,9	117,4	78,2	57,7	49,0	47,5

*Positive Werte: Treibhausgasemissionen sinken durch das Instrument (es wird also die Minderungswirkung angegeben)
 Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI, Öko-Institut

Strombedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 69 dargestellt. Die Instrumente, die vorwiegend auf eine Beschleunigung des Effizienzfortschrittes abzielen, erzeugen sämtlich Stromeinsparungen. Andere Instrumente, wie EU-EHS, das BEHG oder die Technologieförderprogramme, resultieren in einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs durch angestoßene Investitionen in die Elektrifizierung der Prozesswärme. Diese Elektrifizierung überkompensiert ab 2029 die Effizienzeinsparungen, weshalb der gesamte Stromverbrauch der Industrie bis 2050 kontinuierlich ansteigt⁶⁵.

Tabelle 69: Wirkung der Instrumente auf den Strombedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Stromeinsparungen* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	-7,3	-15,6	-17,8	-20,1	-22,3	-24,3
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)	-0,4	-0,9	-1,4	-1,6	-2,3	-3,0
EU-Innovationsfonds	0,0	-0,2	-1,0	-1,3	-1,4	-1,5
Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie* und Klimaschutzverträge	0,0	-0,4	-1,9	-2,4	-2,6	-2,8
IPCEI Wasserstoff	0,0	-0,3	-1,6	-2,0	-2,2	-2,3
Klimaschutzverträge	0,0	-0,4	-1,7	-2,1	-2,3	-2,5
EEG-Umlagesenkung	-2,5	-5,9	-6,7	-8,0	-8,4	-8,6

⁶⁵ Der Endenergiebedarf allerdings sinkt in Summe trotz in den Szenarien angenommenem Wirtschafts- und Produktionsmengenwachstum, vergleiche Abbildung 16 und Abbildung 29.

Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuer- gesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuer- gesetzes (StromStG)						
Bundesförderung für Energie- und Ressour- ceneffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kre- dit / Förderwettbewerb)						
Kälte-Klima-Richtlinie						
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommu- nalrichtlinie investive Maßnahmen						
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign- Richtlinie	20,5	21,7	19,0	16,4	13,6	10,9
Energieberatung Mittelstand						
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klima- schutz						
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke						
Pilotprogramm Einsparzähler						
Energieauditpflicht für Nicht-KMU						
KfW-Effizienzprogramm – Produktionsanlagen/ -prozesse						
Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuer- baren Energien in der Wirtschaft						
Strombedarf im MMS	216,8	242,4	256,8	274,0	279,5	284,4
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	-2,8	-13,1	-11,7	-10,3	-9,2	-8,0
Strombedarf im MWMS	219,7	255,5	268,4	284,3	288,7	292,4

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

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

Quelle: Modellierung Fraunhofer ISI

Brennstoffbedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 70 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 70: Wirkung der Instrumente auf den Brennstoffbedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Brennstoffeinsparungen* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	8,3	19,5	23,5	26,8	28,3	29,9
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)	0,3	0,9	1,3	1,4	1,5	1,7
EU-Innovationsfonds	0,0	1,3	1,5	0,5	0,7	0,6
Förderprogramme Dekarbonisierung in der In- dustrie* und Klimaschutzverträge	0,0	2,5	3,0	0,9	1,3	1,2
IPCEI Wasserstoff	0,0	2,1	2,4	0,7	1,1	1,0
Klimaschutzverträge	0,0	2,2	2,6	0,8	1,1	1,1

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]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EEG-Umlagesenkung	1,8	4,3	4,5	5,3	5,3	5,0
Spitzenausgleich im Rahmen des Energie-steuer-gesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuerge-setzes (StromStG)						
Bundesförderung für Energie- und Ressour-ceneffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kre-dit / Förderwettbewerb)						
Kälte-Klima-Richtlinie						
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommu-nalrichtlinie investive Maßnahmen						
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	41,9	57,6	51,7	42,4	33,1	23,7
Energieberatung Mittelstand						
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klima-schutz						
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke						
Pilotprogramm Einsparzähler						
Energieauditpflicht für Nicht-KMU						
KfW-Effizienzprogramm – Produktionsanlagen/-prozesse						
Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuer-baren Energien in der Wirtschaft						
Brennstoffbedarf im MMS	427,3	415,7	382,6	366,0	365,7	372,6
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	2,6	11,9	10,1	8,8	7,8	6,8
Brennstoffbedarf im MWMS	424,7	403,9	372,5	357,1	357,9	365,8

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

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

Quelle: eigene Modellierung Fraunhofer ISI

Endenergiebedarf

Die Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf der Industrie in MMS und MWMS ist in Tabelle 71 dargestellt.

Tabelle 71: Wirkung der Instrumente auf den Endenergiebedarf im Industriesektor für MMS und MWMS (ggü. kontrafaktischer Entwicklung)

Endenergieeinsparungen* [TWh]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-Emissionshandel	1,0	4,0	5,7	6,7	6,1	5,5
CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (BEHG)	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,8	-1,3
EU-Innovationsfonds	0,0	1,1	0,5	-0,8	-0,7	-0,8
Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie* und Klimaschutzverträge	0,0	2,1	1,0	-1,6	-1,3	-1,6
IPCEI Wasserstoff	0,0	1,7	0,8	-1,3	-1,1	-1,3
Klimaschutzverträge	0,0	1,8	0,9	-1,4	-1,1	-1,4
EEG-Umlagesenkung	-0,7	-1,7	-2,2	-2,7	-3,1	-3,6
Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuer-gesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuer-gesetzes (StromStG)						
Bundesförderung für Energie- und Ressour-ceneffizienz in der Wirtschaft (Zuschuss und Kre-dit / Förderwettbewerb)						
Kälte-Klima-Richtlinie						
Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Kommu-nalrichtlinie investive Maßnahmen						
Mindesteffizienzstandards – EU Ökodesign-Richtlinie	62,4	79,3	70,7	58,8	46,7	34,6
Energieberatung Mittelstand						
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klima-schutz						
Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke						
Pilotprogramm Einsparzähler						
Energieauditpflicht für Nicht-KMU						
KfW-Effizienzprogramm – Produktionsanlagen/-prozesse						
Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuer-baren Energien in der Wirtschaft						
Endenergiebedarf im MMS	644,1	658,2	639,3	640,0	645,2	657,0
Digitale Ökosysteme für eine klimafreundliche Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Leitmärkte für klimafreundliche Produkte	-0,3	-1,2	-1,6	-1,5	-1,4	-1,2
Endenergiebedarf im MWMS	644,4	659,4	640,9	641,5	646,6	658,1

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

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

Quelle: eigene Modellierung

5.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Dieser Abschnitt enthält weitere Informationen über die Vorgehensweise der Instrumentenbewertung und Szenariomodellierung. Dazu gehören wichtige Annahmen und Zwischenergebnisse, die die Berechnungen plausibilisieren und nachvollziehbarer machen.

5.3.1 Annahmen zu Preiserwartungen/Preisvoraussicht

Für die Modellierung der auf Preissignalen basierenden Reaktionen von Marktteilnehmern kann der unterstellte Planungshorizont von Bedeutung sein. Dies betrifft vor allem Preisbestandteile, die sich im Modellierungszeitraum stark verändern – hier trifft dies insbesondere auf die Höhe der CO₂-Bepreisung im EU-EHS⁶⁷ zu. Vollständig rational handelnde Marktteilnehmende würden nicht nur auf den aktuell vorliegenden Preis blicken, sondern eine Erwartung über die gesamte Lebensdauer der Entscheidung (z. B. Investition in Produktionsanlagen) formulieren. Die Erwartung eines steigenden CO₂-Preises könnte so Investitionen in CO₂-arme Technologien attraktiver machen. Am Beispiel des BEHG wurde dies für mehrere Sektoren untersucht (Öko-Institut et al. 2022). Für die vorliegende Modellierung wurde neu eine verstärkte Preisvoraussicht im EU-EHS und im BEHG-Bereich angenommen⁶⁸. Dadurch wird unterstellt, dass Investierende den sich im Zeitraum von Investitionsentscheidung bis 15 Jahre danach einstellenden mittleren CO₂-Preis für ihre Entscheidung anlegen. Konkret bedeutet das, dass eine Investitionsentscheidung im Jahr 2025 (EU-EHS-Preis: 84 €/t CO₂) mit dem Mittelwert bis 2040 (EU-EHS-Preis: 158 €/t CO₂) bewertet wird – dieser beträgt 128 €/t CO₂.

Diese Methode wirkt nicht auf Entscheidungen, die von OPEX-Subventionen durch Klimaschutzverträge betroffen sind, da diese gerade die Funktion haben, Unsicherheiten der CO₂-Bepreisungspfade abzufangen. Sie wirken aber auf das breite Feld der Prozesswärmeerzeugung und verstärken dadurch die Wirkung des EU-EHS. Da unter anderem die tatsächliche Fähigkeit von Investierenden, zukünftige Preise korrekt vorherzusagen, unsicher ist, sind es auch die daraus entstehenden Modellwirkungen. Insofern können die angegebenen Minderungen überbewertet sein. Um die Wirkungen zu realisieren, kann erhöhte Planungssicherheit und Transparenz bezüglich zukünftiger Preisentwicklungen sinnvoll sein.

5.3.2 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen

Entsprechend der Methodik der Modellierung mit FORECAST (Anhang A.4.2) bilden die Annahmen zur Entwicklung der physischen Produktionsmengen (also z. B. Mt Rohstahl, Zement und Ethylen) wichtige Grundlagen für die entstehenden Energiebedarfe und Treibhausgasemissionen. Sie bilden die Basis, auf der die modellierten Instrumente ihre Wirkung entfalten (Abbildung 32). Grundlegende Annahme für diese Entwicklung ist, dass bis 2028 der im Jahr 2023 beobachtbare Rückgang der Produktion ausgeglichen ist und die Mengen auf dem Niveau von 2018 entlang der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ansteigen. Das Gerüst der Produktionsmengen setzt sich aus einer Vielzahl an Quellen – oft einzeln je Produkt – zusammen. Quellen wichtiger Produkte sind World Steel Association für Stahl, USGS für Nicht-Eisen-Metalle, FAO für Papier, VCI für Chemie und Odyssee sowie VDZ für Zement. Das in den Rahmendaten (Mendelevitch et al. 2024) dargestellte Wachstum findet überwiegend in weiterverarbeitenden Subsektoren (Ma-

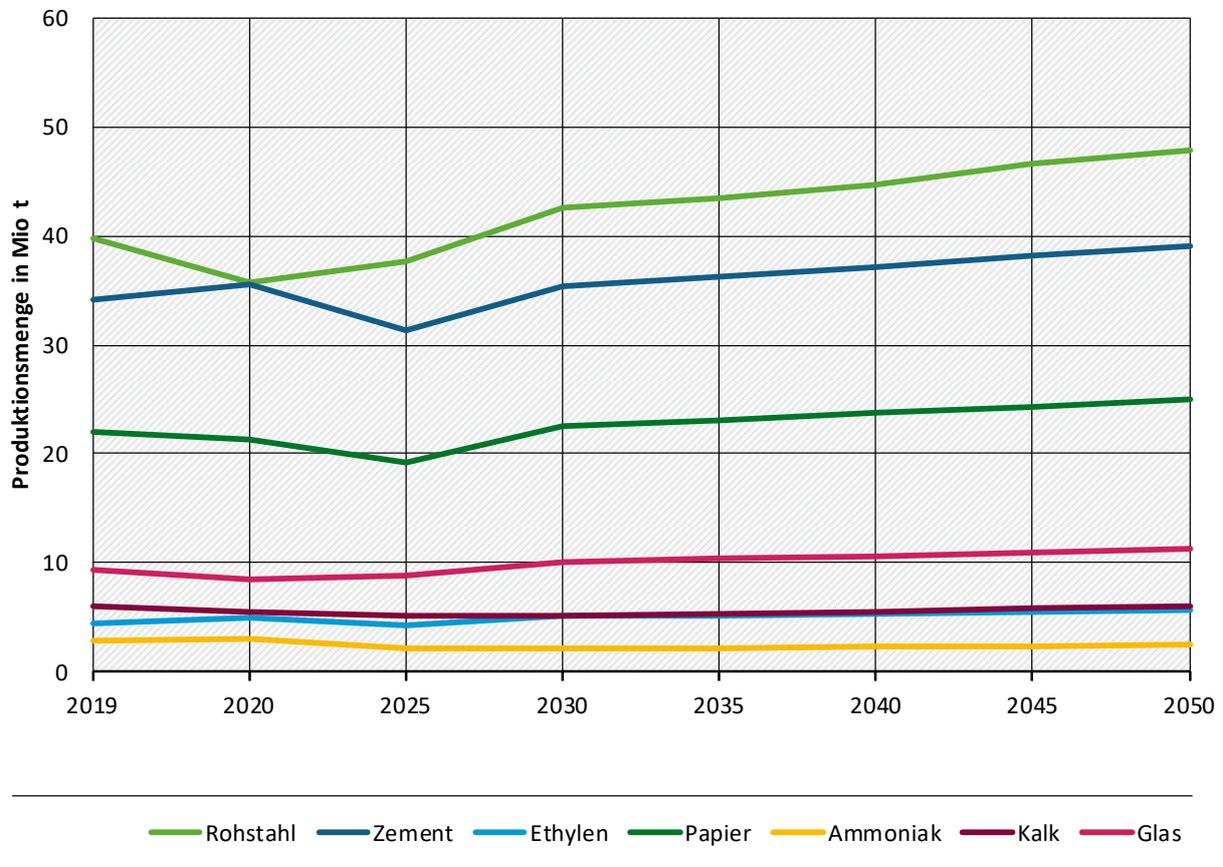
⁶⁷ Ebenso auf den BEHG – dessen Bedeutung ist für die Industrie aber geringer.

⁶⁸ Es ist höchst unsicher, welche Entscheider*innen tatsächlich welche Preisvoraussicht anwenden – und inwieweit sie damit erfolgreich sind. Die methodische Änderung im Vergleich zum MMS 2023 wird damit begründet, dass eine Preisvoraussicht von 0 Jahren (also keine) aufgrund steigender Preise und politischer Pfadsetzungen (z.B. die Absenkung des EU-EHS-Caps) weniger plausibel wirkt. Oder anders: Eine verstärkte Auseinandersetzung von Entscheider*innen mit CO₂-Preisentwicklungen ist wahrscheinlich.

schienenbau, Fahrzeugbau, Metallbearbeitung und sonstige) statt. Die Kalkproduktion sinkt aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung. Die Umstellung der Stahlproduktion hat darauf ebenso einen Einfluss, dieser ist aber aufgrund mangelnder Betriebserfahrung noch unsicher.

Im Vergleich zum Projektionsbericht 2023 wurde die Methodik der Produktionsmengenentwicklung um eine Kurzfristkomponente ergänzt, die im Folgenden in die Modellmethodik eingeordnet und dargestellt wird.

Abbildung 32: Annahmen zu Produktionsmengen ausgewählter Produkte (MMS und MWMS)

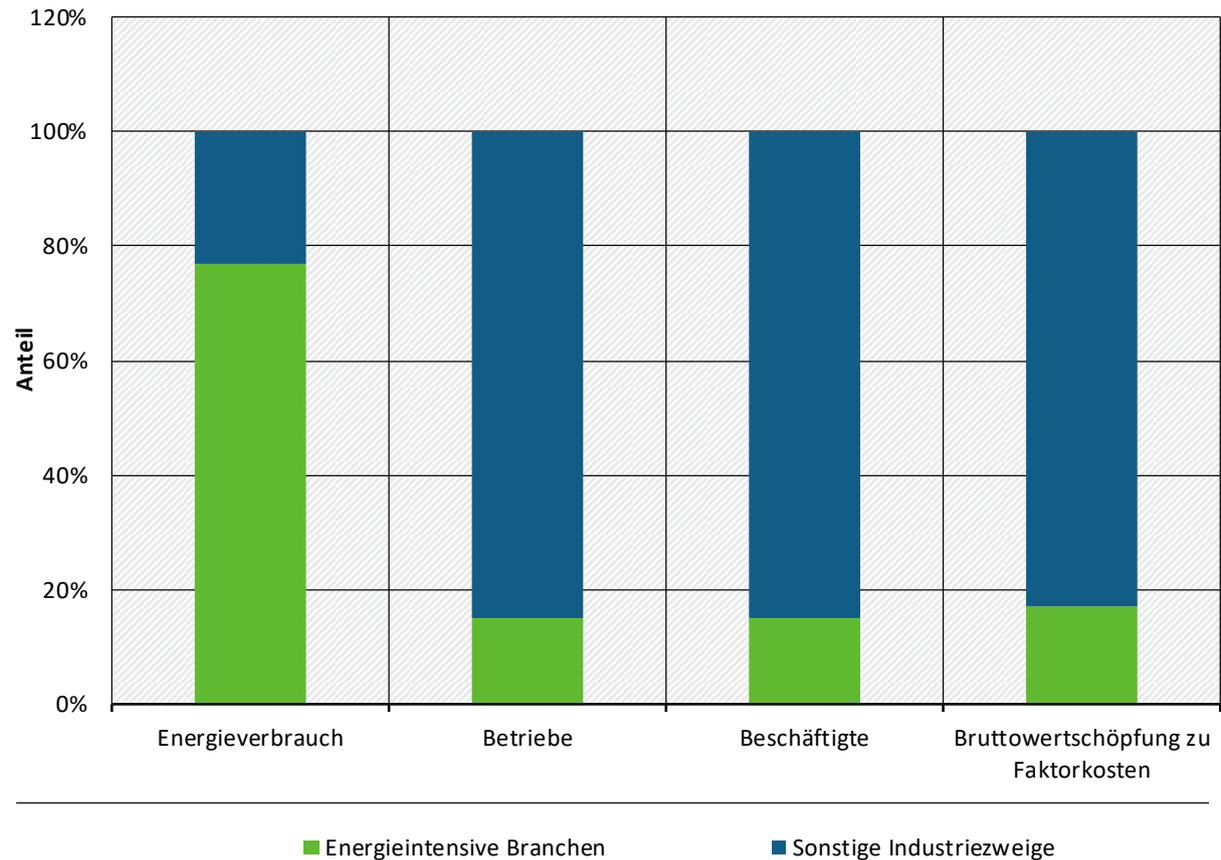


Quelle: Fraunhofer ISI (Projektion ab 2024), diverse Quellen je Produkt (Produktionsmengen bis 2022), Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor in 2023)

5.3.3 Methodische Ergänzungen zur Produktionsmengenentwicklung

Für die Industrie sind die physischen Produktionsmengen energieintensiver Produkte eine zentrale Annahme, da sie Energiebedarf und Treibhausgasemissionen maßgeblich beeinflussen. Gleichzeitig machen sie lediglich einen kleinen Teil der Wertschöpfung des Industriesektors aus (Abbildung 33, Destatis 2024). Daher ist ein direkter Bezug von Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Bruttowertschöpfung (BWS) und Produktionsmengen energieintensiver Produkte nicht zwingend – es könnte zu Verschiebungen zwischen und innerhalb von Wertschöpfungsketten kommen. Die aus der Perspektive des Energiebedarfs weniger relevanten Branchen (z. B. Maschinen- und Fahrzeugbau) werden in der Modellierung nicht über Produktionsmengen dargestellt, sondern als Wertindex (BWS) ihrer Aktivität. Die über ihre physische Produktion abgebildeten Produkte decken etwa 90 % des Wärme- und Kältebedarfs des verarbeitenden Gewerbes ab (Rehfeldt et al. 2018a).

Abbildung 33: Einordnung von Energiebedarf und Wertschöpfung energieintensiver Industrie (2021)



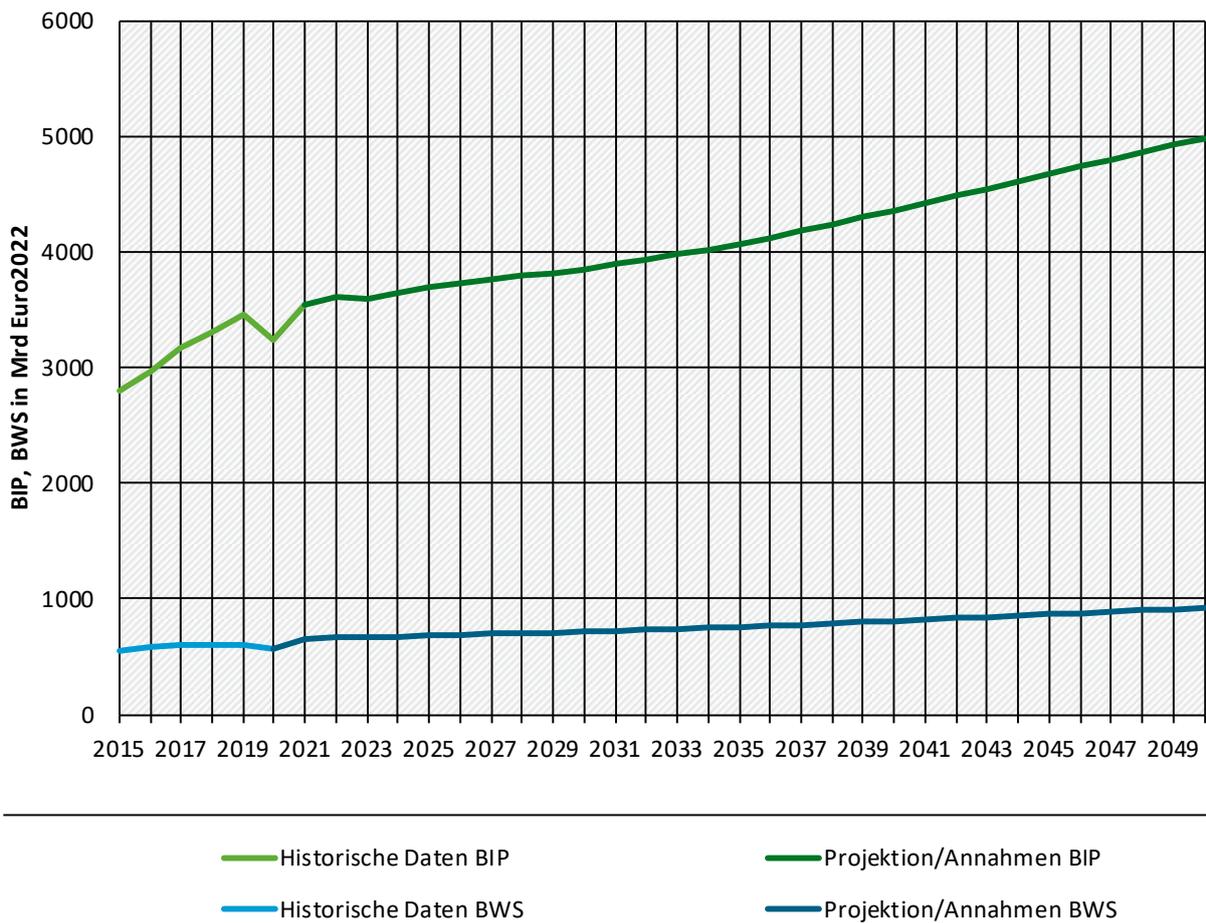
Quelle: Destatis (2024)

Im Zuge der Szenariodefinition des MMS wurde als allgemeine Annahme zur wirtschaftlichen Entwicklung ein Pfad des Bruttoinlandsprodukts (Mendelevitch et al. 2024) abgestimmt. Diese Annahme wird für die Modellierung des Industriesektors übertragen auf die Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes – aus dieser folgen langfristige Entwicklungen der für die Modellierung wichtigen physischen Produktionsmengen energieintensiver Güter. Die hierzu verwendete Methodik wird im Folgenden dargestellt.

Grundlage der Modellierung sind statistische Daten zu BIP (Destatis 2023d) und BWS⁶⁹ bis 2021 sowie deren Fortschreibung ab 2021. Dabei wurden BIP-Wachstumsraten wie für das Szenario abgestimmt verwendet, um das BIP bis 2050 zu entwickeln (Abbildung 34). Die weitere Übersetzung erfolgt mit der Annahme, dass der Anteil der BWS am BIP (im Mittel 2015 bis 2021: 18,6 %) im Modellierungszeitraum konstant bleibt. Aufgrund des geringen Anteils der energieintensiven Grundstoffindustrie ist der für den Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen hoch relevante Produktionsrückgang im Jahr 2022 und die angenommene Erholung bis 2028 in diesen beiden Indikatoren im Grunde nicht sichtbar.

⁶⁹ Destatis Code: 42251-0001

Abbildung 34: Bruttoinlandsprodukt (Historie und Annahmen) (MMS und MWMS)



Quelle: Destatis (bis 2022), Mendelevitch et al. (2024), Annahmen ab 2023 mit Berechnung Fraunhofer ISI

Die Aufteilung der BWS auf die Branchen (Subsektoren) in der verarbeitenden Industrie geht von einer leichten Verschiebung von energieintensiver zu nicht-energieintensiver Industrie – darunter vor allem Maschinen- und Fahrzeugbau – aus⁷⁰. Diese beiden Branchen steigern ihren Anteil an der gesamten BWS des verarbeitenden Gewerbes von 15 % und 18 % (2021) auf 17 % und 23 % im Jahr 2050. Die Anteile anderer Branchen sinken bis 2050 auf zwischen 70 % (Ernährung und Tabak) und 95 % (Sonstiges verarbeitendes Gewerbe) im Vergleich zum Niveau 2021. Daraus ergibt sich absolut gesehen bei einigen Branchen eine Stagnation der BWS, bei anderen leichtes bis mittleres Wachstum (Tabelle 72). Insgesamt konzentriert sich das nach BWS gemessene Wachstum auf weiterverarbeitende Branchen (Tabelle 73 mit Tabelle 74). Diese sind regelmäßig nicht-energie- und nicht-emissionsintensiv und tragen vergleichsweise wenig zu Treibhausgasemissionen bei.

Die nachfolgenden Ausführungen beschreiben, wie die Produktionsmengen als maßgeblicher Indikator für die Entwicklung energieintensiver Branchen im MMS des Projektionsberichts 2024 in die Modellierung einfließen.

⁷⁰ Aufgrund unterschiedlicher Zuordnung (siehe Tabelle 74) der Branchen zu "energieintensiv" und "nicht-energieintensiv" entstehen Abweichungen zu Abbildung 33.

Tabelle 72: Absolute und relative Entwicklung der BWS einzelner Branchen

Branche	BWS in Mrd. Euro ₂₀₂₂			Relatives Wachstum (gegenüber 2021)
	2021	2050	Absolutes Wachstum (gegenüber 2021)	
Gew. v. Steinen und Erden	2,4	1,8	-0,6	-23%
Ernährung und Tabak	63,2	61,8	-1,5	-2%
Papiergewerbe	12,4	13,9	1,5	12%
Grundstoffchemie	29,6	38,8	9,1	31%
Sonstige chemische Industrie	41,0	47,7	6,8	17%
Gummi- u. Kunststoffwaren	31,3	39,8	8,5	27%
Glas u. Keramik	7,8	8,6	0,8	10%
V. v. Steinen u. Erden	10,9	10,9	0,1	0%
Metallerzeugung	6,7	8,8	2,1	32%
NE-Metalle, -gießereien	10,4	14,4	4,0	38%
Metallbearbeitung	51,8	67,0	15,2	29%
Maschinenbau	96,7	161,1	64,5	67%
Fahrzeugbau	116,2	208,8	92,6	80%
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe	126,2	168,7	42,4	34%
Nicht erfasste Differenz	53,3	74,9	21,6	40%

Quelle: Destatis (2021), Fraunhofer ISI (2050)

Tabelle 73: Entwicklung BWS in energieintensiven und nicht-energieintensiven Branchen im MMS

BWS in Mrd. Euro ₂₀₂₂	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energieintensive Branchen	67	78	79	78	78	80	81	84	88	92	95
Nicht-energieintensive Branchen	500	582	593	591	594	607	635	672	723	777	832

Quelle: Destatis (bis 2021), Fraunhofer ISI

Tabelle 74: Zuordnung Branchen zu Kategorien "energieintensiv" und "nicht-energieintensiv"

Energieintensive Branchen	Nicht-energieintensive Branchen
Papiergewerbe	Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau

Energieintensive Branchen	Nicht-energieintensive Branchen
Grundstoffchemie	Ernährung und Tabak
Glas u. Keramik	Sonstige chemische Industrie
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	Gummi- u. Kunststoffwaren
Metallerzeugung	Metallbearbeitung
NE-Metalle, -gießereien	Maschinenbau
	Fahrzeugbau
	Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe
	Nicht erfasste Differenz

Quelle: Fraunhofer ISI

Die Entwicklung der physischen Produktionsmengen energieintensiver Produkte im MMS lässt sich in vier Phasen einteilen (Abbildung 35). Dabei steigt die Unsicherheit der Annahmen in jeder Phase weiter an.

Erstens liegen bis 2022 für die überwiegende Mehrzahl der in der Modellierung als physische Mengen berücksichtigten Produkte (etwa 60) statistisch erfasste Produktionsmengen vor. Diese stammen von Veröffentlichungen von Branchenverbänden (z. B. VDZ, VCI) und Statistikämtern (Destatis, Eurostat). Diese Werte sind als sehr sicher anzusehen.

Zweitens wird für die Abbildung aktuellerer Entwicklungen ab 2023 – für die bei Modellierungsbeginn keine oder nur wenige Werte auf Produktebene vorliegen – der Produktionsmengenindex (Destatis 2023b) auf Subsektorebene (also gesamte Metall- oder Papierherstellung) genutzt. Dieser lag zur Berechnung des MMS (Oktober 2023) bis August 2023 vor. Er zeigte einen Rückgang des Produktionsniveaus im Jahr 2023 (abhängig vom Subsektor, siehe unten) auf etwa 80 % des Basiswertes von 2015 (2018 sehr ähnlich). Der Bezug auf 2015/2018 kennzeichnet ein Vor-Krisenniveau. Die Unsicherheit dieser Phase ist höher, da die Aggregation auf Subsektorebene die Bedeutung besonders energieintensiver Produkte verwischt.

Drittens erfolgt ab 2024 der Übergang zu reinen Szenarioannahmen. Die abgestimmte Entwicklung unterstellt, dass die Produktionsmengen im Jahr 2024 mit denen von 2023 identisch sind und sich ab 2025 bis einschließlich 2028 auf das Niveau von 2018 bzw. 2015 (Sonderfall Ethylen) erholen⁷¹. Diese Phase ist von hoher Unsicherheit geprägt und lässt sich lediglich plausibilisieren. Zur Plausibilisierung werden folgende Annahmen herangezogen: Die im Oktober 2023 vorliegenden Daten zum Auftragsbestand (Destatis 2023c) im Verarbeitenden Gewerbe ließen auf keine bevorstehende Erholung schließen (im Allgemeinen stagnierend/leicht sinkend), so dass eine unmittelbare Erholung im Jahr 2024 nicht angenommen wurde. Allerdings wurden kaum Berichte von endgültigen und großflächigen Standortschließungen gefunden, die auf eine langfristige Reduktion der Produktionskapazität schließen ließen. Lediglich einige Unternehmen (Papier, Primäraluminium, Ammoniak) berichteten von einer Schließung vor 2024 – die damit einhergehenden Produktionsmengenreduktionen wurden in den Annahmen aufgenommen.

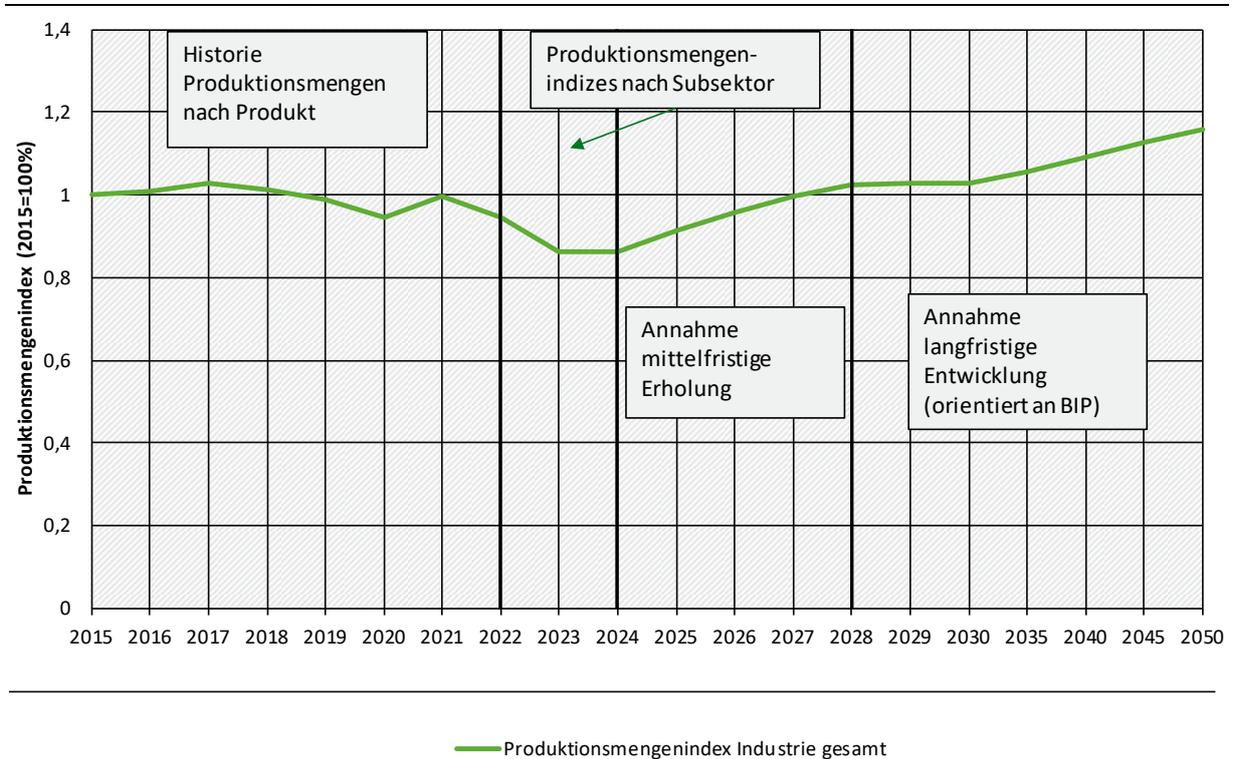
⁷¹ Bei der Umsetzung dieses Konzepts ist ein Fehler enthalten, der für eine leicht nach oben vom definierten Konzept abweichende Produktionsmenge im Sektor "Verarbeitung von Steinen und Erden" sorgt. Diese erhöhte Produktionsmenge hat im Jahr 2030 etwa eine Erhöhung der Treibhausgasemissionen gegenüber dem im Szenario eigentlich geplanten Produktionsniveau um etwa 1 Mio. t CO₂-Äq. zur Folge. Da allerdings eine hohe Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Produktionsmengen besteht, ist die verwendete Menge noch im plausiblen Bereich. Der Fehler beeinflusst daher nicht die Schlussfolgerungen des Berichts.

Diese Phase beinhaltet hohe Unsicherheit und kann mit gleicher Legitimation anders angenommen werden. Daher umfassen die berechneten Sensitivitäten (Abschnitt 5.4) eine Variation der Produktionsmengen, in der eine Erholung ab 2025 lediglich 90 % des Wertes von 2015/2018 erreicht.

Viertens wird die langfristige Entwicklung der Produktionsmengen (nach 2028) an die aus den Annahmen zur Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes abgeleitete Entwicklung der Bruttowertschöpfung gekoppelt. Dies geschieht unter der Annahme, dass sich das unterstellte Wachstum der BWS je zur Hälfte in qualitatives (höherwertigere Produkte) und quantitatives Wachstum (mehr Produkte) übersetzt. Über 21 Jahre hinweg wächst der Gesamtproduktionsmengenindex so auf etwa 116 % des Niveaus von 2015/2018. Zu beachten: Dies sind Basisannahmen vor zusätzlich wirkenden Instrumenten. Instrumente bestimmter Kategorien (vor allem Materialeffizienz, Suffizienz) sowie Änderungen der Produktionsverfahren modifizieren diese Angaben⁷². Im aktuellen Instrumentenmix sind solche Instrumente allerdings schwach ausgeprägt.

Ergänzend zum Gesamtindex (Abbildung 35) sind die verwendeten historischen (Abbildung 37) und projizierten (Abbildung 37) Indizes energieintensiver Subsektoren dargestellt – ergänzend auch beispielhaft einzelne Produkte (Abbildung 38).

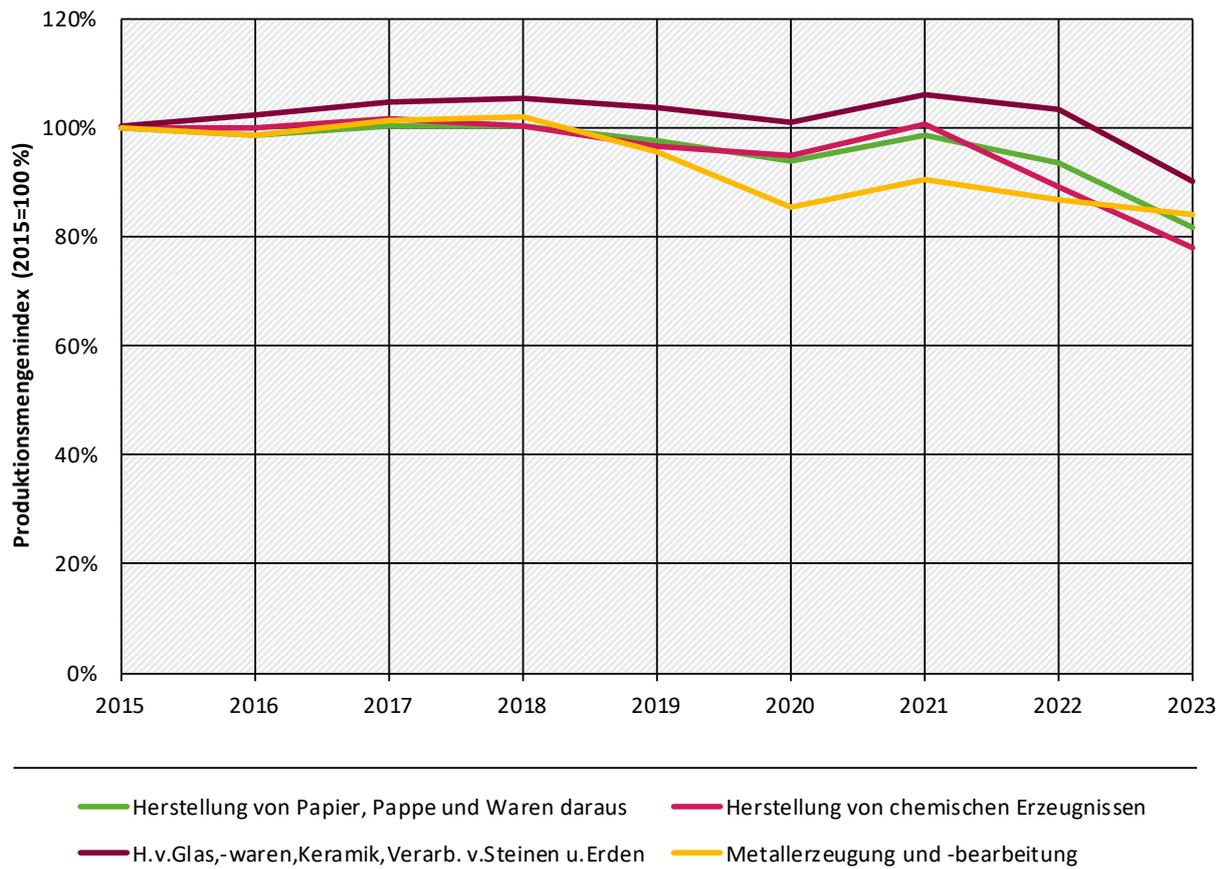
Abbildung 35: Phasen der Produktionsmengenentwicklung im MMS (Index Gesamtproduktion aller als physische Mengen erfassten Güter im Modell)



Quelle: Divers (Produktionsmengen nach Produkt); Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor); Annahmen Fraunhofer ISI (mittel- und langfristige Entwicklung)

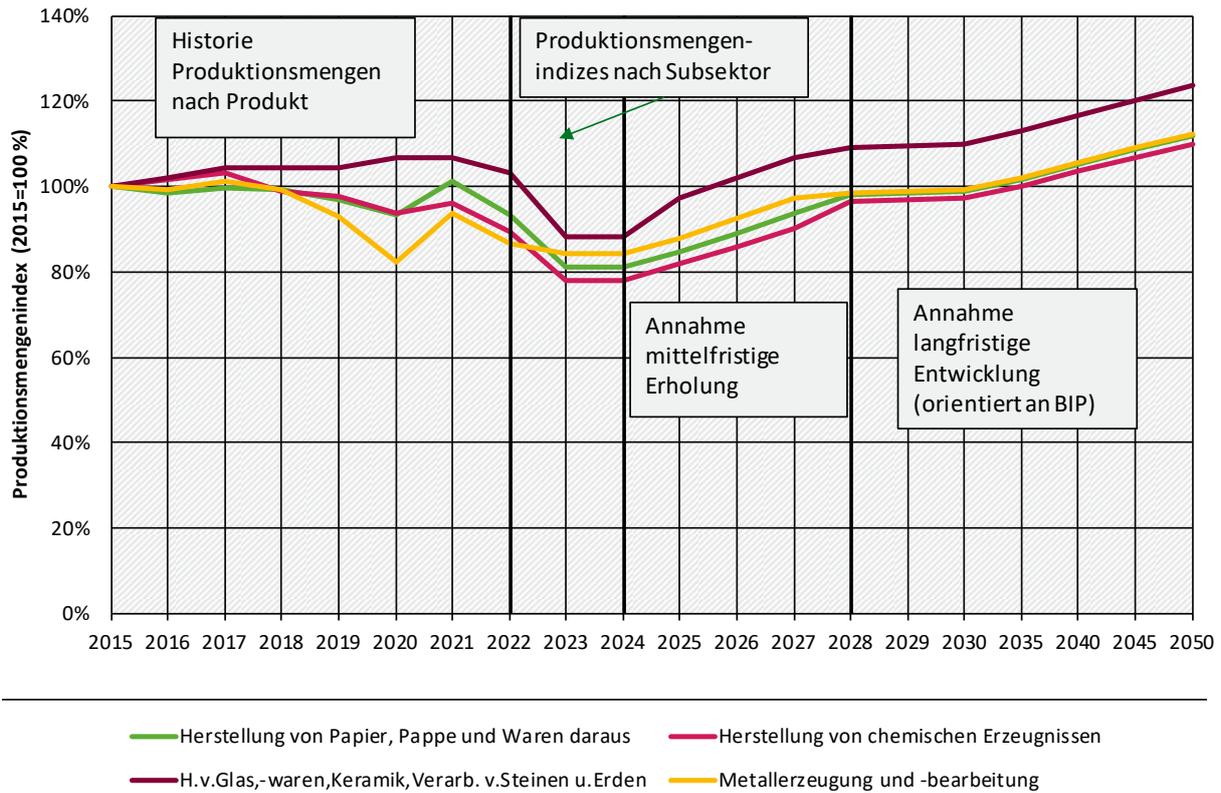
⁷² So werden in den berücksichtigten Produktionsmengen sowohl Koks und Sinter als auch Rohstahl und Walzstahl in der Wertschöpfungskette für Primärstahl berücksichtigt – in der für Sekundärstahl aber ausschließlich der Schmelzvorgang im Lichtbogenofen. Eine Verschiebung der Verfahren reduziert daher durch Verringerung explizit abgebildeter Zwischenprodukte die aggregierte Produktionsmenge – bei gleicher Produktionsmenge des Endproduktes.

Abbildung 36: Produktionsmengenindex energieintensiver Subsektoren (beobachteter Bereich)



Quelle: Eigene Darstellung, Destatis (Daten)

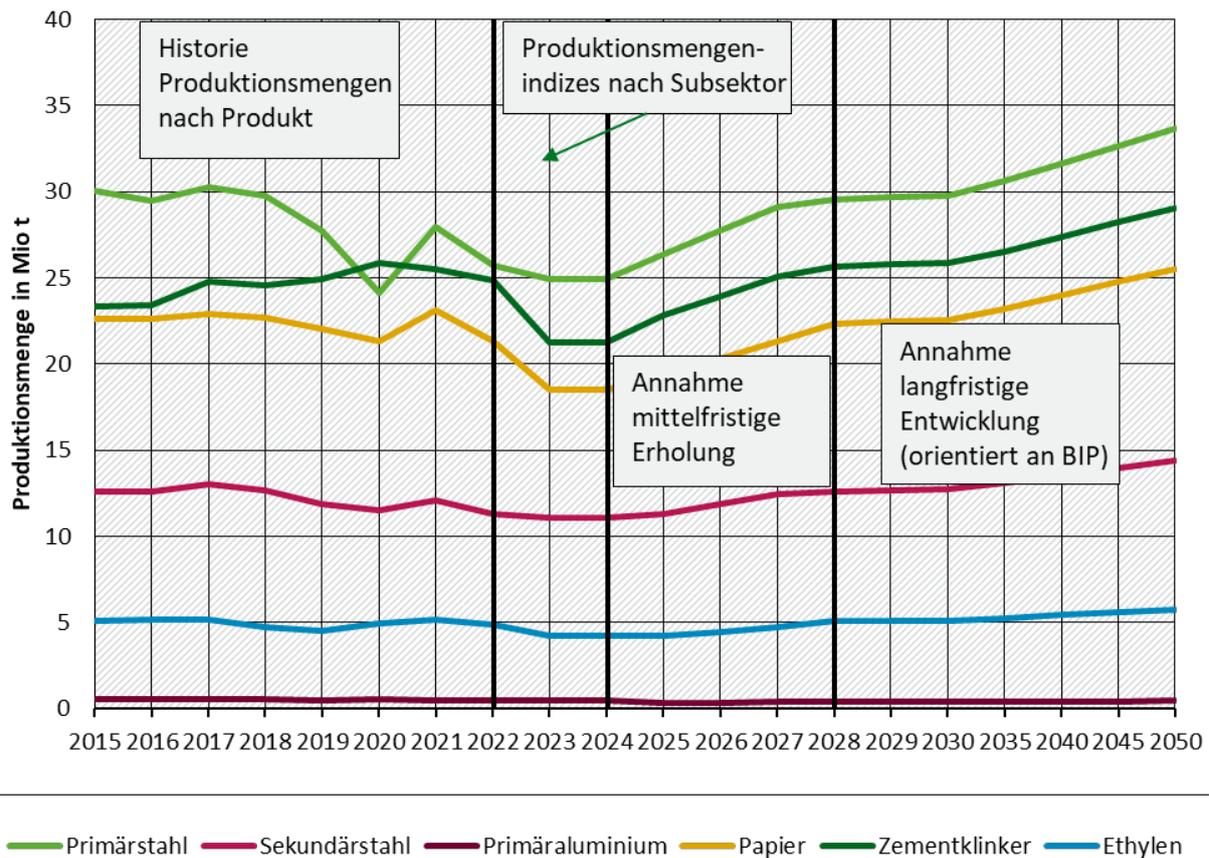
Abbildung 37: Produktionsmengenindex energieintensiver Subsektoren (Mengen auf Produktebene, Produktionsmengenindex und Szenarioannahmen)



Quellen: Divers (Produktionsmengen nach Produkt); Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor); Annahmen Fraunhofer ISI (mittel- und langfristige Entwicklung).

Die oben dargestellten statistisch abgesicherten Entwicklungen und Annahmen für zukünftige Entwicklungen werden auf energieintensive Produkte übertragen und bestimmen ihre absoluten Produktionsmengen. Dabei ist anzumerken, dass diese Angaben das Produktionsniveau eines Produktes – z. B. Primärstahl – angeben. Im weiteren Verlauf der Modellierung werden die jeweiligen Produktionsverfahren (z. B. Hochofenroute) verändert. Dies wird in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** näher dargestellt.

Abbildung 38: Produktionsmengen ausgewählter Produkte



Quellen: Divers (Produktionsmengen nach Produkt); Destatis (Produktionsmengenindex nach Subsektor); Annahmen Fraunhofer ISI (mittel- und langfristige Entwicklung).

5.3.4 Neue Produktionsverfahren: Diffusion und Differenzkosten

Für die Bewertung der Förderprogramme Dekarbonisierung in der Industrie und Klimaschutzverträge, IPCEI und IF entsteht in der Modellierung eine wichtige abgeleitete Größe: die Diffusion CO₂-armer Produktionsverfahren in energieintensiver Grundstoffproduktion. Diese wird als physische Produktionsmenge angegeben und ist eine Folge der zur Schließung der Differenzkosten eingesetzten Budgets. Wichtige Voraussetzungen der Umsetzung sind neben großräumigen Fragestellungen wie Stromnetzausbau, Aufbau von Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur, Fachkräfteverfügbarkeit, 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.

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

Im Subsektor „Metallerzeugung“ (Eisen- und Stahlherstellung) sind im MMS zwei Strategien zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen zentral (Abbildung 39): Die Ausweitung der Sekundärroute und damit der Kreislaufwirtschaft und die Substitution der weiterhin benötigten primären Erzeugung durch neue, wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren. Diese verdrängen die im bisherigen Verfahren der Hochofenroute notwendige Koks-kohle. Im MMS sinkt bis 2030 die konventionelle Primärproduktion gegenüber 2018 um 48 % auf 15,5 Mt. Bis 2045 ist sie vollständig ersetzt. Diese Entwicklung beschreibt eine ambitionierte Umsetzung sowohl der bereits

angekündigten als auch einer weiteren, durch die Bereitstellung der Fördermittel angereizten vorgezogenen Umstellung von Hochofenkapazitäten. Sie ist damit sehr zentral vom Erfolg der begonnenen Projekte abhängig – und nicht grundsätzlich vom verfügbaren Förderbudget, sondern von der Umsetzung (s. o.) limitiert. Es wird davon ausgegangen, dass ausnahmslos alle neu errichteten Direktreduktionsanlagen sowohl für wasserstoffbasierten, erdgasbasierten und Mischbetrieb ausgelegt werden.

Abbildung 39: Verfahren der Rohstahlerzeugung bis 2050 im MMS und MWMS



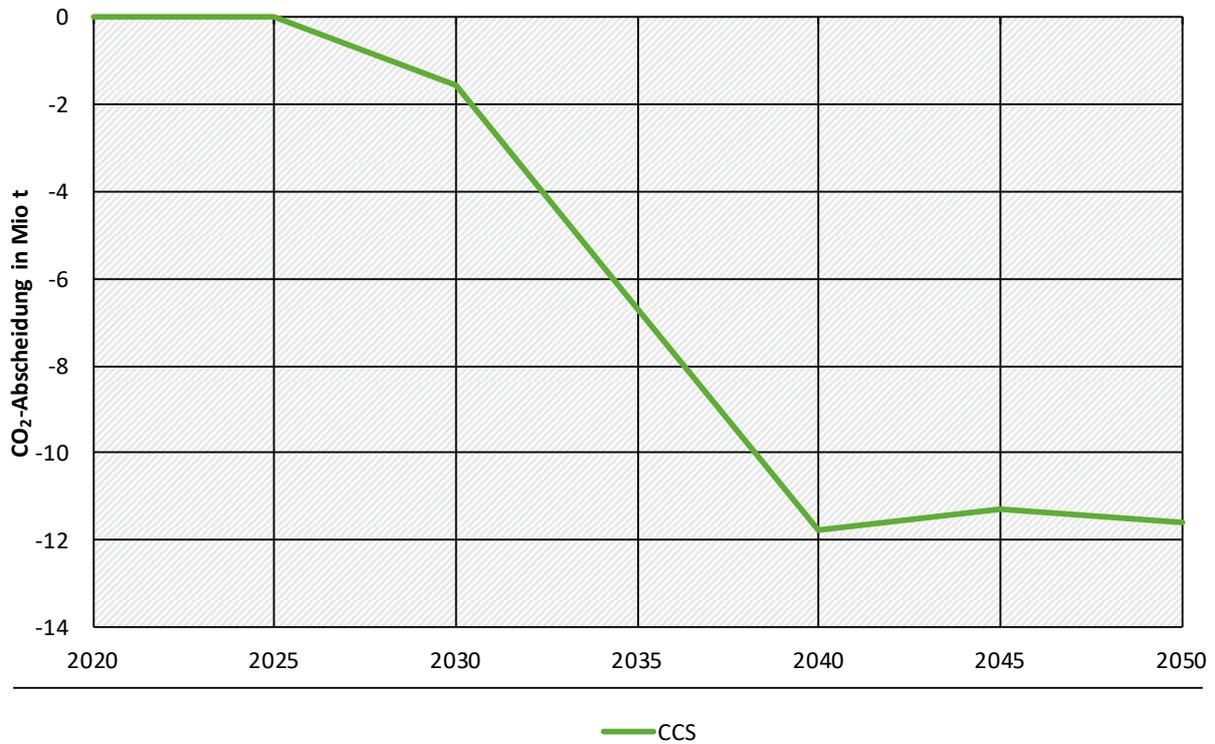
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im Subsektor „Verarbeitung von Steinen und Erden“, der maßgeblich durch die Zement- und Kalkherstellung bestimmt wird, wird der Treibhausgasausstoß (neben der Reduktion der Produktionsmenge von Kalk) durch den Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Einspeicherung verringert (Abbildung 40)⁷³. Bis 2030 betrifft dies relativ geringe Mengen (1,5 Mio. t CO₂-Äq.), bis 2040 nimmt die Abscheidung stark zu und erreicht 11,6 Mio. t CO₂-Äq. Dabei werden vorrangig prozessbedingte Treibhausgasemissionen adressiert – energiebedingte Treibhausgasemissionen werden aber mit abgeschieden (auch 2045 sind noch etwa 20 % der Treibhausgasemissionen des Subsektors energiebedingt). Dieser Entwicklungspfad der Abscheidung an Zement- und Kalkwerken berücksichtigt den Transportmodus der abgeschiedenen Treibhausgasemissionen nicht explizit – je nach Fortschritt des Ausbaus eines Leitungsnetzes können gerade in frühen

⁷³ 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.

Jahren große Anteile über nicht-leitungsgebundene Wege transportiert werden. Im MMS erscheint der Aufbau einer solchen CCU-/CCS-Infrastruktur mangels anderer Instrumente zur weitgehenden Reduktion schwer vermeidbarer prozessbedingter Treibhausgasemissionen aber unausweichlich. Der Aufbaupfad der Abscheidung selbst (ohne Transport und Speicherung) startet im MMS erst nach 2030 mit hohem Zuwachs – bis 2030 wird von nur wenigen Demonstrationsprojekten ausgegangen. Hierzu existieren auch ambitioniertere Pläne, konkret zwei Projekte mit einer geplanten Abscheidemenge von 4 Mio. t CO₂ in 2030 (VDZ 2024). Insgesamt werden im MMS Risiken der Umsetzung von CCU/S vor allem in der Infrastruktur und Regulierung⁷⁴ gesehen – die Technologie an sich scheint marktfähig und wirtschaftlich attraktiv (Abbildung 43).

Abbildung 40: CO₂-Abscheidung in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im Subsektor „Grundstoffchemie“ ist die wasserstoffbasierte Herstellung von Olefinen und Aromaten ein wichtiges Verfahren, um die Nutzung von fossilen Rohstoffen zu reduzieren. Im Projektionsbericht 2023 wurde noch von einem Einstieg in die wasserstoffbasierte Methanol-zu-Olefin-Route (MtO, Bazzanella und Ausfelder 2017) ausgegangen und aufgrund der im konventionellen Verfahren gekoppelten Produktion die Menge an Ethylen als Indikator verwendet. Der maßgebliche Kostenfaktor der wasserstoffbasierten Verfahren ist die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff – dies ist unabhängig vom konkreten Verfahren. Im MMS des Projektionsberichts 2024 spielt die Umstellung der Verfahren allerdings zunächst keine Rolle mehr. Dies hat mehrere Gründe. Die Vermeidungskosten sind aufgrund des hohen Wasserstoffbedarfs vergleichsweise hoch – insbesondere höher als alternative Vermeidungsoptionen wie Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung (siehe Abbildung 41) und CCS. Eine für stärkere Diffusion der Technologie notwendige Förderung würde das verfügbare Budget sehr schnell aufbrauchen und dem in

⁷⁴ Die Eckpunkte der Carbon-Management-Strategie (BMWK 2024) sind noch nicht in diese Bewertung eingeflossen.

vielen Förderprogrammen stark betonten Ziel der Fördereffizienz widersprechen. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff jedenfalls bis 2030 und vermutlich darüber hinaus limitiert. Die verfügbaren Förderbudgets wurden daher abweichend vom Projektionsbericht 2023 nicht zu dieser Anwendung zugeordnet und können so nicht einmal Pilot- oder Demonstrationsanlagen darstellen. Diese Einschätzung kann sich durch Erkenntnisse z. B. der laufenden Auktionsrunden der Klimaschutzverträge ändern. In Kontinuität mit dem Projektionsbericht 2023 ist die grundsätzliche Einschätzung, mit dem vorliegenden Instrumentenmix sei kein hinreichender Einstieg in die wasserstoffbasierte Chemie möglich, stabil.

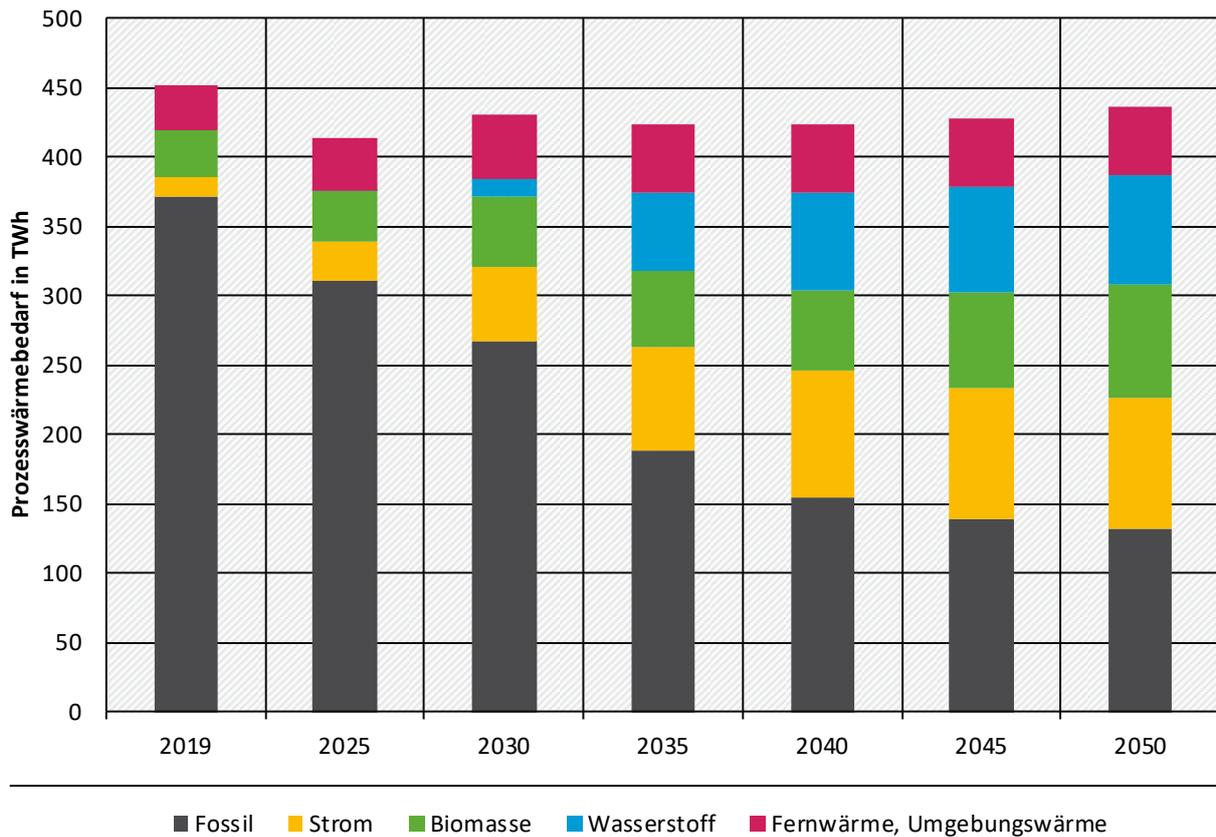
Die industriell genutzte Prozesswärme wird im MMS bis 2030 und darüber hinaus stark elektrifiziert (Abbildung 41). Bis 2030 steigt der Anteil der direkten Stromnutzung von 3 % (12 TWh) auf 12 % (53 TWh). Zusätzlich werden in Hochtemperaturwärmepumpen etwa 9 TWh Umgebungs- bzw. Abwärme genutzt. Diese Entwicklung wird maßgeblich durch steigende CO₂-Preise in Kombination mit zugewiesenen Budgets der Förderprogramme zur Abdeckung der Differenzkosten zu fossiler Prozesswärmeerzeugung getrieben. Von den zwischen 2020 und 2040 etwa 67 Mrd. € zur Verfügung stehenden Mitteln werden gut 12 % (6,5 Mrd. €) 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.

Mit den angenommenen Energieträger-, insbesondere Strompreisen (Strom ist im Mittel über Anwendergruppen 2030 etwa dreimal so teuer wie Erdgas), weist eine vollständige Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung auch langfristig noch hohe Vermeidungskosten auf. Dadurch verlangsamt sich im MMS der Trend zur Elektrifizierung und die Nutzung fossiler Energien in der Prozesswärmeerzeugung verbleibt bis nach 2045 relevant. Ebenso steigt – aufgrund des Signals der CO₂-Bepreisung – die Biomassenutzung deutlich an (gegenüber 2019: +50 % bis 2030, +120 % bis 2045). Aktuell sind keine Instrumente vorhanden, einen solchen Anstieg zu stoppen, falls Biomasse durch Preissignale an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnt. Umgekehrt besteht das Risiko erhöhter sektoraler Treibhausgasemissionen⁷⁵, sollte der Biomasseeinsatz effektiv beschränkt werden. In erster Näherung lässt sich abschätzen, dass eine Beschränkung auf das aktuelle Niveau der Biomassenutzung – weit überwiegend Reststoffnutzung aus industriellen Prozessen – mit etwa 3 Mio. t CO₂-Äq. zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 einhergehen würde⁷⁶.

⁷⁵ Die Gesamtbilanz des Biomasseeinsatzes (z. B. Wirkung im Sektor LULUCF) kann in dieser sektoralen Darstellung nicht bewertet werden.

⁷⁶ Grobe Näherung: Der Zuwachs an Biomasse gegenüber 2021 von 15 TWh wird 2030 mit Erdgas ersetzt (Emissionsfaktor von 0,2 Mio. t CO₂-Äq./TWh). CO₂-Emissionen aus Biomasse werden in dieser Vergleichsrechnung als nicht klimawirksam (Memo-Item in Nationalen Inventarberichten) gerechnet.

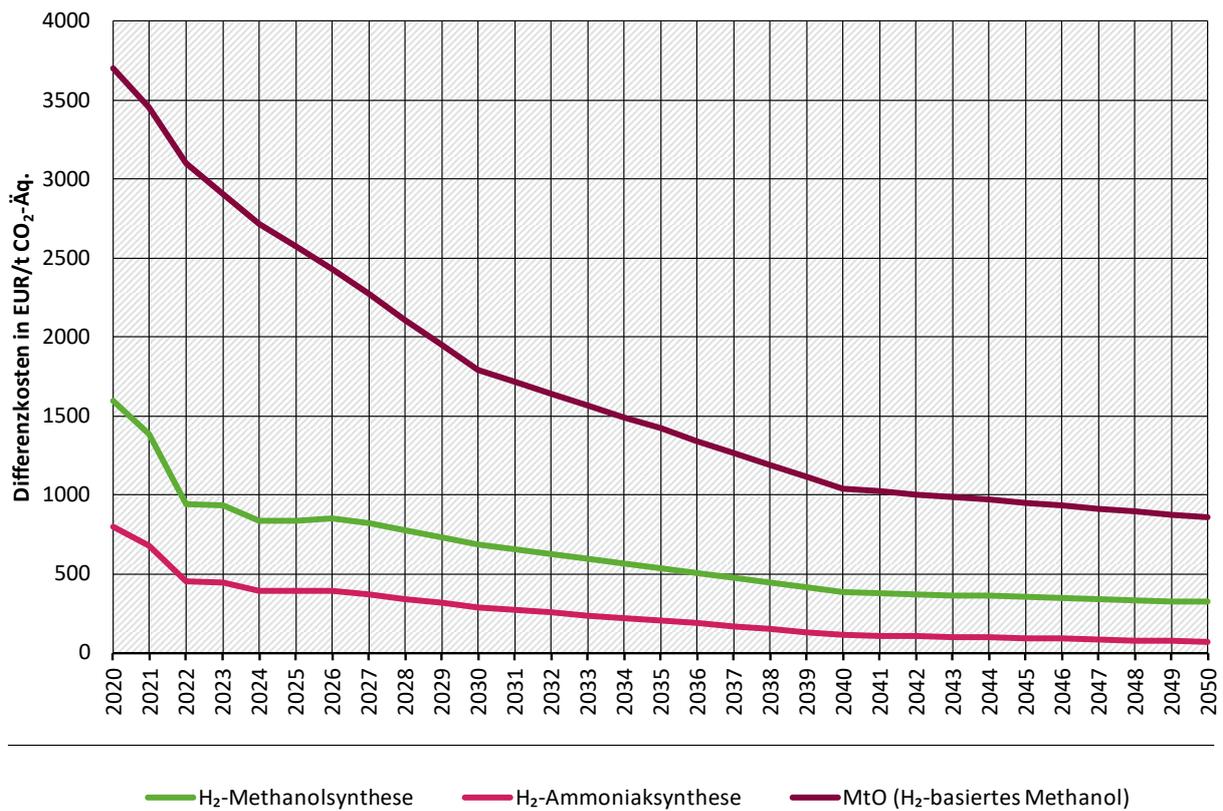
Abbildung 41: Energieträgernutzung in der Prozesswärmeerzeugung im MMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die Bewertung der mit Budgets der Förderprogramme unterstützten Technologien und Verfahren sind die CO₂-bezogenen Differenzkosten (in €/t CO₂-Äq.) eine wichtige Orientierung. Diese werden in einem vereinfachten Verfahren berechnet, das neben den Investitionen vor allem die energiebedingten Mehrkosten CO₂-armer Verfahren und die bestehende CO₂-Bepreisung betrachtet. Andere Kostenbestandteile wie Personal, Material und weitere Betriebskosten werden ausgeblendet. Daraus ergeben sich direkte Abhängigkeiten von den angenommenen Energieträger- und CO₂-Preisen und für jedes Modellierungsjahr Differenzkosten. Budgets der Förderprogramme müssen in der Modellierung diese Differenz ausgleichen, um die Diffusion der Verfahren zu ermöglichen. Diese energiebedingten Differenzkosten werden auf die spezifische Treibhausgasreduzierung bezogen. Daraus ergeben sich CO₂-bezogene Differenzkosten, die den Förderbedarf anzeigen. Darin enthalten sind bereits die im jeweiligen Jahr anliegenden CO₂-Preise im MMS.

Abbildung 42: Differenzkosten für wasserstoffbasierte Chemieprodukte



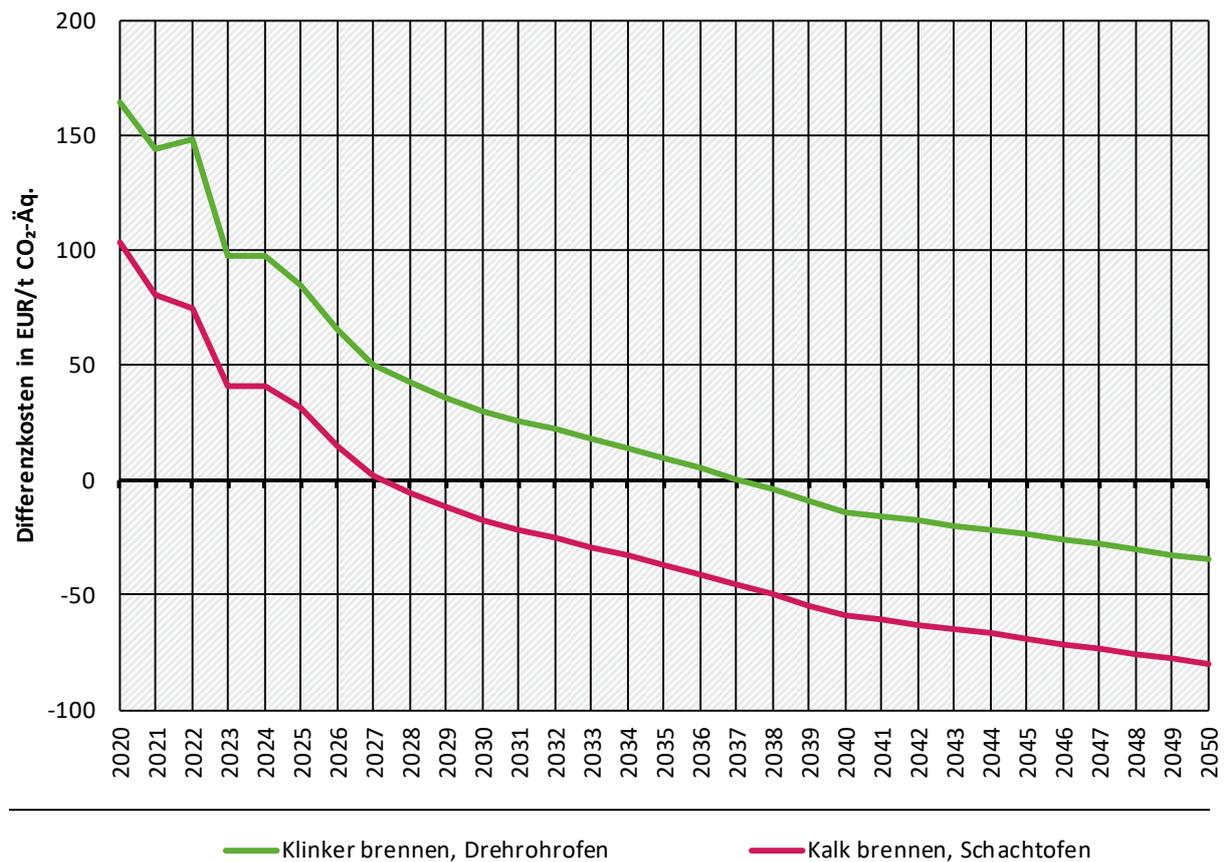
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die wasserstoffbasierte Chemie sind Differenzkosten im MMS zunächst enorm hoch und sinken im gesamten Modellierungszeitraum nicht unter null (Abbildung 42). Die besonders hohen Werte ergeben sich dabei vor allem aus dem Wasserstoffbedarf. Für die wasserstoffbasierte MtO (Methanol-to-Olefines)-Route werden etwa 115 GJ Wasserstoff je Tonne Produkt benötigt⁷⁷. Durch zunächst sehr hohe Wasserstoffpreise von etwa 65 €(2020)/GJ entstehen gegenüber der konventionellen Route (Naphtha-basiert, etwa 11 €(2020)/GJ, bei ähnlichem Gesamtenergiebedarf) energiebedingte Mehrkosten von etwa 3.700 €/t CO₂-Äq. Die CO₂-Bepreisung kann diese Differenz nicht ausgleichen, obschon je Tonne Produkt etwa 1,8 t CO₂-Äq. eingespart werden⁷⁸. Ähnliche, wenn auch weniger stark ausgeprägte Zusammenhänge gelten für die wasserstoffbasierte Herstellung von Ammoniak und Methanol.

⁷⁷ 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.

⁷⁸ Diese Angabe bezieht sich ausschließlich auf die im unmittelbar beeinflussbaren Bereich des Produzenten befindlichen Treibhausgasemissionen. Minderungen von Treibhausgasemissionen bei der Entsorgung sind in dieser Angabe nicht enthalten.

Abbildung 43: Differenzkosten für CCS-Anwendungen

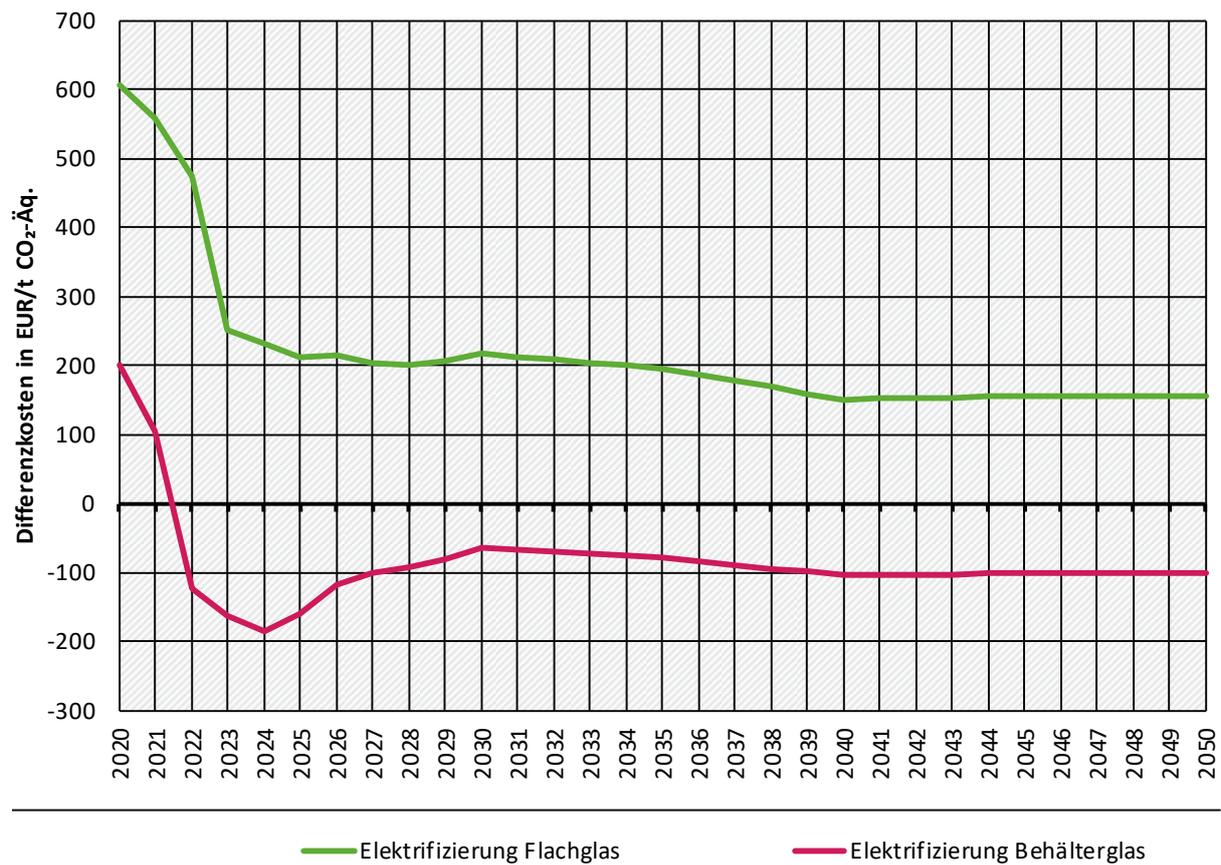


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Andere Zusammenhänge ergeben sich bei der Anwendung von CCS bei der Herstellung von Zementklinker im Drehrohrofen und Kalk in Schachtofen (Abbildung 43). Dort werden energiebedingte Mehrkosten bereits früh (deutlich vor 2030) durch ansteigende CO₂-Preise ausgeglichen⁷⁹. Hinzu kommen allerdings relevante Investitionen in Abscheidung, Speicherung und Transport, wodurch der Zeitpunkt negativer Vermeidungskosten um/nach 2030 erreicht wird – die Anwendung ist absehbar auch ohne Förderungen wirtschaftlich attraktiv. Maßgeblich begrenzender Faktor ist daher vor allem die erwartete Umsetzung rechtlicher Rahmenbedingungen und die Errichtung der benötigten Infrastruktur.

⁷⁹ Hier nicht betrachtete Standortbedingungen können die angegebenen Größenordnungen beeinflussen.

Abbildung 44: Differenzkosten elektrifizierten Glasschmelzens



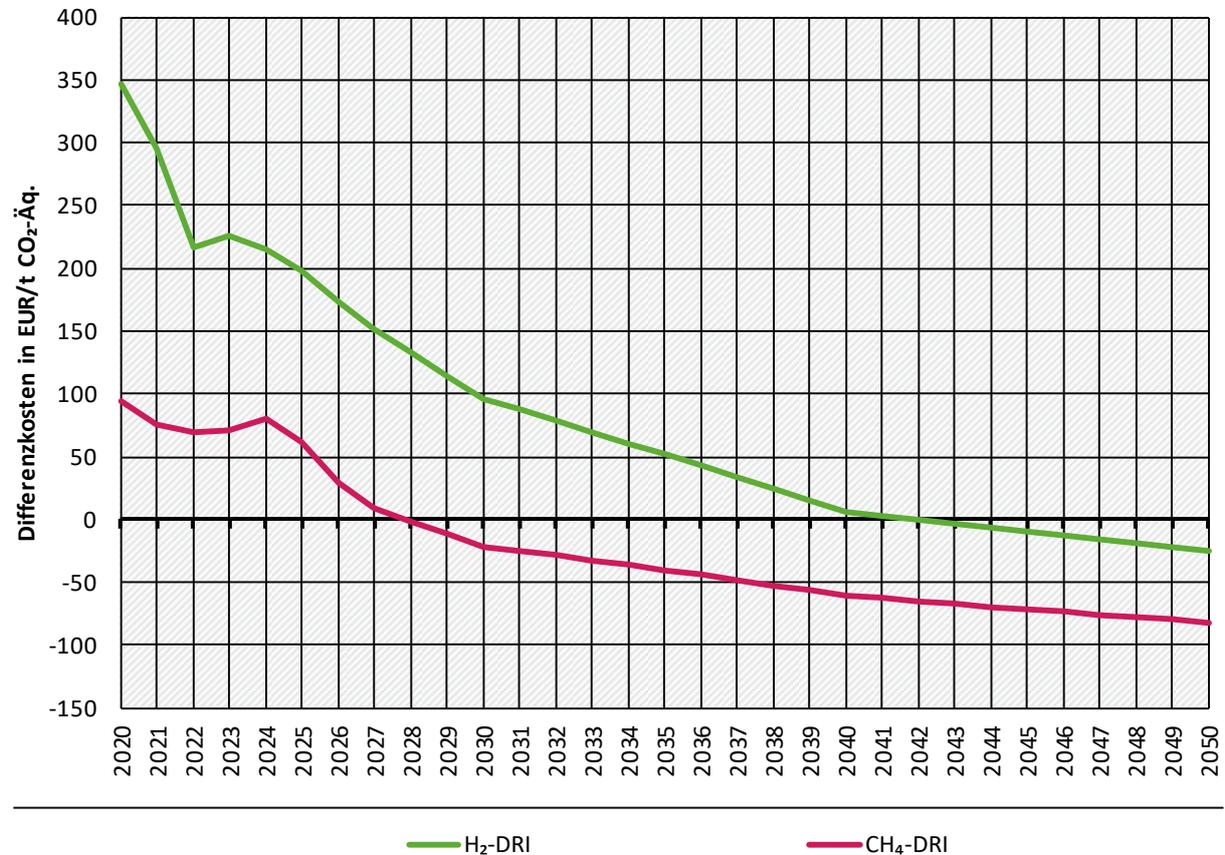
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Differenzkosten der Elektrifizierung der Glasherstellung werden stark von der Entwicklung des Erdgaspreises beeinflusst (Abbildung 44). Dabei wird ausschließlich die Schmelzwanne als zentrales Aggregat der Prozesswärmeerzeugung berücksichtigt und die Weiterverarbeitung in konventionellem und CO₂-armen Verfahren als weitgehend identisch betrachtet. Die elektrifizierte Behälterglasherstellung weist zu Beginn von MMS und MWMS bereits negative Differenzkosten auf, was maßgeblich durch relevante Effizienzvorteile und die Erdgaspreisspitze bedingt ist. Sinkende Erdgaspreise werden dann zum Teil durch steigende CO₂-Preise kompensiert, so dass dieses Verfahren langfristig negative Differenzkosten aufweist. Die elektrifizierte Flachglasherstellung ist durch höhere Strombedarfe, relevante technische Herausforderungen und geringere Effizienzgewinne weniger attraktiv und erreicht unter den angenommenen Rahmenbedingungen ab 2040 Differenzkosten unter 150 €/t CO₂-Äq.

Die Differenzkosten wasserstoffbasierter Stahlerzeugung wird – ähnlich wie die der wasserstoffbasierten Chemie – durch die Energieträgerpreisdifferenz von Wasserstoff und dem konventionellen Energieträger (hier: Koks- und Erdgas) bestimmt. Mit deren angenommenen Verläufen (siehe Mendelevitch et al. 2024) und der CO₂-Bepreisung erreicht das Verfahren etwa 2040 negative Differenzkosten (Abbildung 45). Darin sind relevante Investitionsanteile enthalten – ohne diese werden negative Differenzkosten etwa 2035 erreicht. Dies ist auch der Zeitraum, in dem im MMS und MWMS Förderbudgets in Anspruch genommen werden, um die in bereits angekündigten und geförderten Projekten (aber auch darüber hinaus) angestrebten Mengen darzustellen. Nach 2035 erfolgt der Zubau autonom und die konventionelle Produktion in der Hochofenroute wird ohne neue Förderung ersetzt. Die erdgasbasierte Direktreduktion ist aufgrund der geringeren Energieträgerkosten durchgängig auch unter Berücksichtigung des angelegten

CO₂-Preises günstiger – allerdings nicht mit dem Zielbild angekündigter Unternehmensstrategien und den Bedingungen einiger Förderprogramme kompatibel⁸⁰. Daher wird davon ausgegangen, dass die mit Erdgas betriebene Direktreduktion nur einen Übergang darstellt (vergleiche Abbildung 39). Dabei wird von Anlagenkonfigurationen ausgegangen, die zwischen Erdgas und Wasserstoff mit geringem Aufwand wechseln können.

Abbildung 45: Differenzkosten für Direktreduktion von Eisen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.3.5 Annahmen zur Differenzkostenberechnung

Den im vorherigen Abschnitt dargestellten Differenzkosten liegen Annahmen über Investitionen (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) konventioneller und CO₂-armer Verfahren zugrunde. Diese Annahmen wurden im Vergleich zum letzten Bericht nicht angepasst, allerdings mit aktuellen Projekten in ihrer Größenordnung bestätigt⁸¹ (Tabelle 75).

⁸⁰ Vorkettenemissionen der Erdgasnutzung (insbesondere Methanemissionen) fließen nicht in die Bewertung ein. Falls ein Rahmen hierfür geschaffen würde, wären die Vermeidungskosten der erdgasbasierten Direktreduktion im vermutlich entscheidungsrelevanten Umfang höher.

⁸¹ Berücksichtigung fanden die Projekte "tkH2Steel" (Gesamtkosten von 3 Mrd. € bei 2,3 Mio. t Roheisenkapazität, 1300 €/t_{Kapazität}, Thyssenkrupp 26.07.2023 – eine weitere Annäherung an den CAPEX-Anteil kann ein Auftrag an einen Ausrüstungshersteller bieten (1,8 Mrd. €, demzufolge etwa 800 €/t_{Kapazität}, allerdings ist dort unklar, ob tatsächlich alle Kosten beinhaltet sind)) und "SALCOS" (Gesamtkosten 2 Mrd. € bei 2,3 Mio. t Roheisenkapazität, 870 €/t_{Kapazität}, Salzgitter AG 18.04.2023). Ähnlich auch "PureSteel+" (Gesamtkosten 3,5 Mrd. € bei 2,5 Mio. t Roheisenkapazität, 1400 €/t_{Kapazität}, SHS o.J.). Da die Kostenstruktur dieser Projekte nicht im Einzelnen bekannt ist, können auch Nicht-CAPEX-Anteile darin enthalten sein. Die angesetzten Kosten sollten in den folgenden Jahren anhand von Umsetzungserfahrungen weiter aktualisiert werden.

Tabelle 75: Annahmen zu CAPEX der durch Förderprogramme adressierten Technologien

Referenzprozess	CO ₂ -armer Prozess	Spez. Investition [€/t Kap.] oder [€/kW]	Quellen
Methanol erdgasbasiert	Methanol wasserstoffbasiert	470	[1]
Ammoniak erdgasbasiert	Ammoniak wasserstoffbasiert	27	[1]
Glasschmelze Gasbrenner	Vollelektrisch	571	[2]
Hochofen	Wasserstoffbasierte Direktreduktion	1000	[3]
Zementherstellung	CCS/CCU*	650	[4]
Kalkherstellung	CCS/CCU*	650	[4]
Ethylen, fossil	Ethylen, MtO	300	[1]
Erdgasbasierte Dampferzeugung	(Hybrid-) elektrische Dampferzeugung	85	[5]
Erdgasbeheizte Industrieöfen	(Hybrid-) elektrische Industrieöfen	200	[5]
Erdgasbasierte Dampferzeugung	Hochtemperatur-Wärmepumpe	400	[5]

*CCU und CCS werden mit den gleichen Kosten angesetzt. Diese betreffen aber ausschließlich die Bereitstellung des CO₂ – weitere Kosten der Nutzung werden auf der Senkenseite verortet. Die Anwendung von CCU ist durch diese Senken limitiert. Quellen:

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

2: Eichhammer et al. (2018), Hibscher et al. (2005)

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

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

5: Fleiter et al. (2022)

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 zurücktreten⁸². Für die wasserstoffbasierte Chemie wird der Rohstoff –mithin der Hauptteil der Differenzkosten – als Teil der "energiebedingten" Kosten gesehen (Tabelle 76).

⁸² 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 €/t_{Rohstahl} angegeben – die energiebedingten Mehrkosten mit etwa 240 €/t_{Rohstahl}. Allgemeine Betriebskosten werden dort als identisch angenommen.

Tabelle 76: Annahmen zur OPEX-Differenzkostenberechnung

Produkt	Referenzprozess	Innovativer Prozess	Referenzprozess							Innovativer Prozess						
			Energieträger		Energiebedarf [GJ/t oder GJ/kW (Prozesswärme/Dampf)]				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/ [t CO ₂ /kW]	Energieträger		Energiebedarf				Emissionen [t CO ₂ /t Produkt]/ [tCO ₂ /kW]
			Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt		Brennstoff	Rohstoff	Brennstoff	Strom	Rohstoff	Gesamt	
Methanol	Erdgasbasierte Methanolsynthese	H ₂ -Methanol-synthese	Erdgas	Erdgas	10,0	0,5	22,7	33,2	1,8		Wasserstoff		5,4	22,7	28,1	0,9
Ammoniak	Erdgasbasierte Ammoniaksynthese	H ₂ -Ammoniaksynthese	Erdgas	Erdgas	11,3	0,5	23,5	35,3	1,9		Wasserstoff		6,2	25,2	31,4	0,0
Ethylen-Äquivalent	Naphthabasierte Olefineproduktion	MtO (H ₂ -basiertes Methanol)	Erdgas	Naphtha	35,9		87,7	123,6	2,0		Wasserstoff		11,2	115,4	126,6	0,2
Klinker	Klinker brennen, Drehrohrofen	+CCS	Klinker-Mix		3,5	0,1		3,6	0,8	Klinker-Mix		3,5	2,1		5,6	0,1
Branntkalk	Kalk brennen, Schachtofen	+CCS	Erdgas		3,7	0,1		3,8	1,2	Erdgas		3,7	2,1		5,8	0,1
Flachglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Vollelektrische Schmelzwanne	Erdgas		10,9	0,9		11,9	0,6				10,0		10,0	0,1
Behälterglas	Gasbeheizte Schmelzwanne	Vollelektrische Schmelzwanne	Erdgas		5,8	1,4		7,2	0,3				3,3		3,3	0,1
Rohstahl	Hochofen	H ₂ -DRI	Kohle		17,1	0,9		17,9	1,7	Wasserstoff		8,0	2,3		10,3	0,1
Prozesswärme (Öfen)	Erdgasbeheizte Industrieöfen	Elektrische Industrieöfen (Teillast)	Erdgas		4,0			4,0	0,2	Strom		3,8			3,8	0,0
Dampf	Erdgasbeheizte Dampferzeugung	HT-Wärmepumpe	Erdgas		32,0			32,0	1,8	Strom		14,4			14,4	0,0

Quelle: Zusammenstellung Fraunhofer ISI

5.4 Sensitivitäten

Zur Absicherung der Ergebnisse und als Ansatzpunkt für informierte Diskussionen über mögliche abweichende Zukünfte werden gegenüber dem MMS in definierten Bestandteilen leicht abweichende Variationen gerechnet. Diese Sensitivitäten genannten Rechnungen verändern jeweils einen Parameter oder einen sinnverwandten Satz von Parametern. Für die Modellierung der Industrie sind vier Sensitivitäten relevant: **Erstens**, veränderte Brennstoffpreise. **Zweitens**, höhere CO₂-Preise. **Drittens**, niedrigere CO₂-Preise. **Viertens**, eine geringere Erholung der Produktionsmengen bis 2028. Die Ausgestaltung der Sensitivitäten wird in Abschnitt 3.3 näher erläutert. Dieser Abschnitt erläutert die Auswirkungen auf wichtige Energieträger (Abbildung 47) und die Treibhausgasemissionen (Abbildung 46).

Die hier (insbesondere in Abbildung 46) dargestellten quantitativen Angaben sind nicht das Ergebnis des gleichen Prozesses, durch den das MMS entsteht. Während in jenem die Ergebnisse des Sektormodells der Industrie durch eine Modellkette laufen und insbesondere einer Gesamtintegration (in ZSE und den Umwandlungssektor) unterliegen, sind die hier vorliegenden Angaben ein direktes Ergebnis des Industriemodells und beinhalten insbesondere keine detaillierte Modellierung von Industriekraftwerken⁸³. Daher sind die Angaben nicht direkt vergleichbar mit den offiziellen MMS-Zahlen. Die Angaben zu den gerechneten Variationen und Vergleichen können als Näherung an ein voll integriertes Ergebnis verstanden werden.

5.4.1 Veränderte Brennstoffpreise (siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.3)

In dieser Sensitivität sind die Preise der meisten Brennstoffe höher als im MMS. Der Preisaufschlag ist vergleichsweise gering bei Erdgas, stärker bei Heizöl und ähnlichen Energieträgern. Dadurch wird bereits 2030 deutlich weniger Heizöl (15 TWh statt 24 TWh) eingesetzt und insgesamt verschiebt sich (trotz einer höheren Erdgasnutzung von knapp 2 TWh) der Energieträgermix stärker zu CO₂-armen Energieträgern. 2030 reduziert sich die Menge der Treibhausgasemissionen um 2,5 Mio. t CO₂-Äq. (kumuliert 2024-2030 17 Mio. t CO₂-Äq. weniger). Im Jahr 2045 ist der Effekt leicht umgekehrt – es entstehen um 0,4 Mio. t CO₂-Äq. höhere Emissionen, da auch Biomasse teurer angenommen wurde und so in der Sensitivität im Jahr 2045 um etwa 6 TWh geringer eingesetzt wird. Kumuliert (2024-2045) sinken die Treibhausgasemissionen in der Sensitivität gegenüber dem MMS bis 2045 um 26 Mio. t CO₂-Äq.

5.4.2 Höhere CO₂-Preise (EU-EHS, siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.4)

In der Sensitivität hoher CO₂-Preise steigt der Preis im EU-EHS nach 2030 stärker an als im MMS und erreicht 2045 209 €/t CO₂-Äq. (anstatt 170 €/t CO₂-Äq.). Durch die in die Modellierung integrierte Voraussicht Investierender entlang des CO₂-Preispfades wirken diese Änderungen bereits vor 2030. In 2030 werden dadurch gegenüber dem MMS 13 TWh (-4 %) weniger fossile Energieträger (Erdgas, Kohlen, Öle und nicht erneuerbarer Müll) verwendet, dafür die gleiche Menge mehr Strom. In 2045 werden gegenüber dem MMS noch 7 TWh (-4 %) weniger fossile Energieträger verwendet, die Differenz wird allerdings maßgeblich (5 TWh) durch eine höhere Biomassenutzung ausgeglichen. Die Menge der Treibhausgasemissionen 2030 sinken in der Sensitivität so gegenüber dem MMS um 3,9 Mio. t CO₂-Äq. (kumuliert 2024-2030 20 Mio. t CO₂-Äq. weniger). Im Jahr 2045 ist der Effekt mit 1,9 Mio. t CO₂-Äq. absolut geringer (kumuliert 2024-2045 58 Mio. t CO₂-Äq.).

⁸³ Industriekraftwerke wurden hier mit einer Emissionsentwicklung parallel zur gesamten industriellen Endenergienutzung hinterlegt.

5.4.3 Geringere CO₂-Preise (EU-EHS, siehe auch Gesamtdarstellung in Abschnitt 3.3.4)

In der Sensitivität niedrigerer CO₂-Preise steigt der Preis im EU-EHS bereits ab 2023 schwächer an als im MMS und erreicht 2030 64 €/t CO₂-Äq. (anstatt 122 €/t CO₂-Äq.) und 2045 139 €/t CO₂-Äq. (anstatt 170 €/t CO₂-Äq.). Im Jahr 2030 werden dadurch gegenüber dem MMS 16 TWh (+6 %) mehr fossile Energieträger (Erdgas, Kohlen, Öle und nicht erneuerbarer Müll) verwendet, dafür etwa 9 TWh weniger Biomasse und 6 TWh weniger Wasserstoff (insgesamt 2 TWh mehr Endenergiebedarf). Im Jahr 2045 werden gegenüber dem MMS sogar 37 TWh (+24 %) mehr fossile Energieträger verwendet, die Differenz wird vor allem (-37 TWh) durch eine geringere Wasserstoffnutzung ausgeglichen. Die Menge der Treibhausgasemissionen 2030 steigen in der Sensitivität so gegenüber dem MMS um 6 Mio. t CO₂-Äq. (kumuliert 2024-2030 28 Mio. t CO₂-Äq. mehr). Im Jahr 2045 ist der Effekt auf die Emissionen mit 12,4 Mio. t CO₂-Äq. nochmal stärker (kumuliert 2024-2045 289 Mio. t CO₂-Äq.) – nach einem Maximum von 21,8 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2040.

Im Vergleich zur Sensitivität hoher EU-EHS-Preise (Abschnitt 5.4.2) sind die durch die Sensitivität niedrigerer EU-EHS-Preise entstehenden Differenzen zum MMS deutlich höher. Dies lässt sich zunächst durch den etwas asymmetrischen Verlauf der Sensitivitäten erklären: Im Fall niedrigerer EU-EHS-Preise besteht bereits 2030 eine erhebliche Abweichung zum MMS, im Fall höherer EU-EHS-Preise erst nach 2030. Darüber hinaus - dies kann aber nur als qualitative Erklärung erhalten - existiert ein Grenznutzen weiter steigender EU-EHS-Preise, indem bereits wirtschaftliche CO₂-neutrale Technologien in einzelnen Anwendungen durch höhere CO₂-Bepreisung nicht mehr stärker in den Markt eintreten. Andersherum kann ein geringerer EU-EHS-Preis gerade die benötigte Schwelle unterschreiten. Passiert dies langfristig, kann die notwendige Transformation durch hohe Lebensdauern fossiler Industrieanlagen unaufholbar verzögert sein. In der Modellierung der Sensitivitäten wurden solche Effekte berücksichtigt⁸⁴.

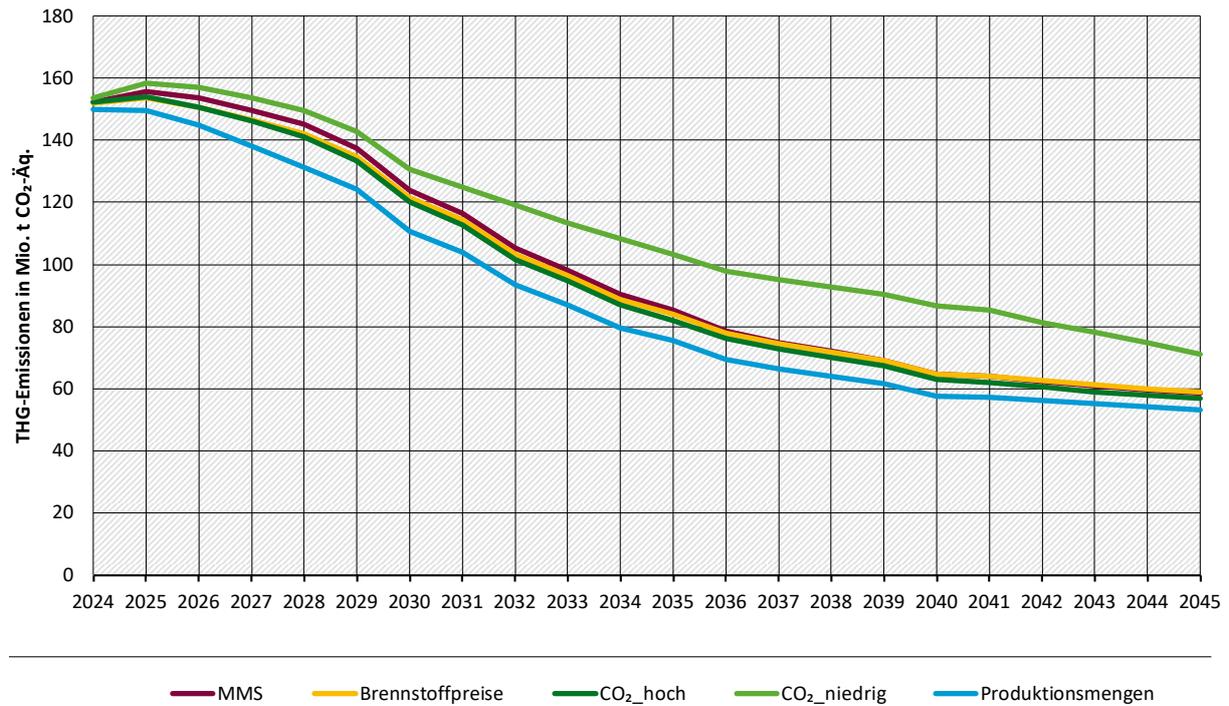
5.4.4 Geringere Produktionsmengen (siehe auch Kurzdarstellung in Abschnitt 3.3.5)

In der Sensitivität geringerer Produktionsmengen erholt sich die industrielle Aktivität nicht wie im MMS bis 2028 auf 100 % des Niveaus von 2018, sondern nur auf 90 %. Im Jahr 2030 werden dadurch gegenüber dem MMS 25 TWh (-9 %) weniger fossile Energieträger (Erdgas, Kohlen, Öle und nicht erneuerbarer Müll) verwendet, außerdem 23 TWh andere Energieträger (insgesamt 48 TWh geringerer Energiebedarf). Da sich die geringere Produktionsmenge in der Fortschreibung beinahe parallel fortsetzt, werden im Jahr 2045 gegenüber dem MMS noch 11 TWh (-7 %) weniger fossile Energieträger verwendet, außerdem 33 TWh andere Energieträger (insgesamt 43 TWh geringerer Endenergiebedarf). Die Menge der Treibhausgasemissionen 2030 sinken in der Sensitivität so gegenüber dem MMS um 13 Mio. t CO₂-Äq. (kumuliert 2024-2030 72 Mio. t CO₂-Äq. weniger). Im Jahr 2045 ist der Effekt auf die Menge der Treibhausgasemissionen mit 5,4 Mio. t CO₂-Äq. geringer (kumuliert 2024-2045 200 Mio. t CO₂-Äq.).

⁸⁴ Konkret kann dies exemplarisch am Beispiel der wasserstoffbasierten Direktreduktion zu Roheisen dargestellt werden. Dieses Verfahren erreicht (siehe Abbildung 45) im MMS gegen 2040 negative Vermeidungskosten - die entsprechenden Anlagen können ohne weitere Instrumentenwirkung in den Markt eintreten. Weiter steigende CO₂-Preise bewirken hernach keine stärkere Diffusion, früher steigende CO₂-Preise können diese aber leicht vorziehen.

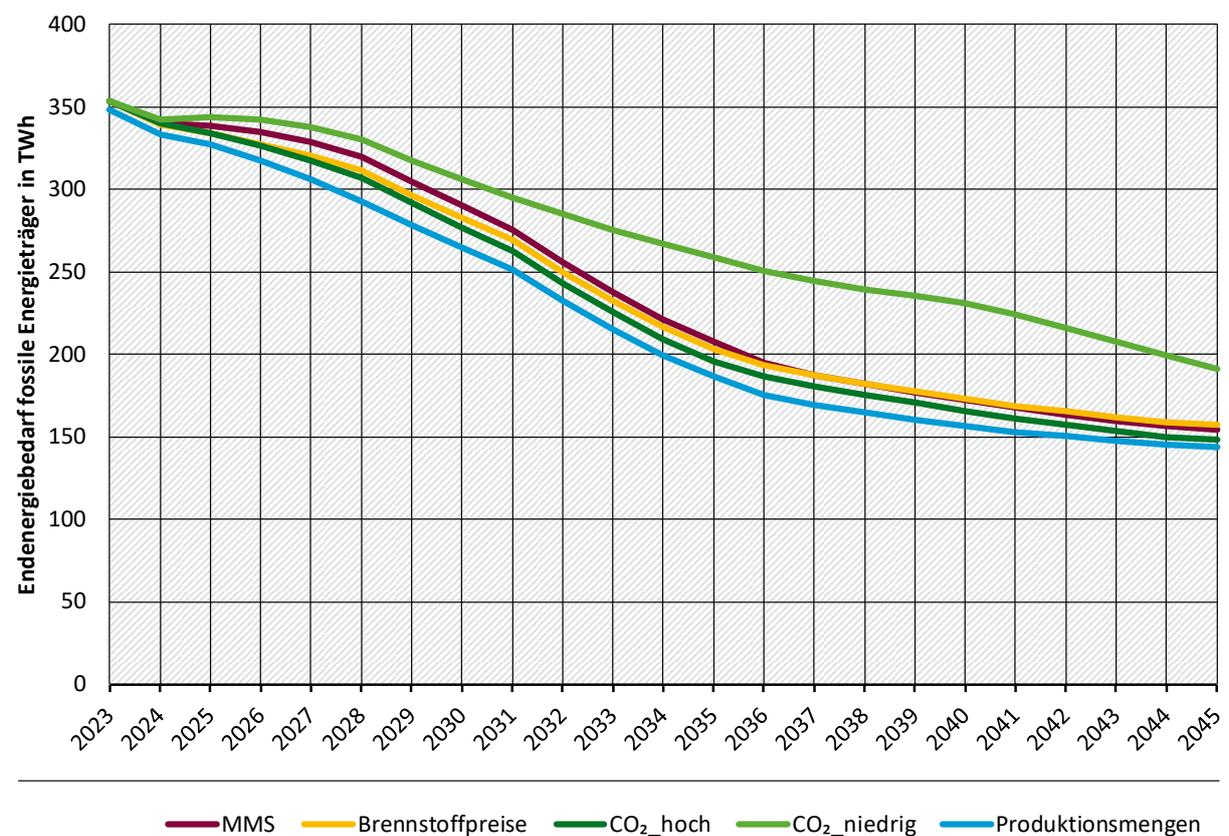
Umgekehrt kann aber ein niedrigerer CO₂-Preis bedeuten, dass negative Vermeidungskosten im Modellierungszeitraum überhaupt nicht entstehen und länger auf die scheinbar günstigere erdgasbasierte Direktreduktion gesetzt wird.

Abbildung 46: Verlauf der Treibhausgasemissionen im MMS und Sensitivitäten



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 47: Verlauf des fossilen Energiebedarfs im MMS und Sensitivitäten



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.5 Delta-Analyse

Ziel dieses Abschnitts ist es, sich einer Erläuterung zu den maßgeblichen Treibern, die die Unterschiede zwischen dem Projektionsbericht 2023 und dem Projektionsbericht 2024 erzeugen, anzunähern. Da die jeweiligen Projektionen einer Vielzahl von Einflussfaktoren unterliegen, ist eine vollständige Zerlegung mit den hierzu zur Verfügung stehenden Ressourcen nicht möglich. Daher werden vier individuelle Vergleichsfälle definiert, die die als maßgeblich identifizierten Einflussfaktoren beschreiben. Somit werden hier das MMS aus dem Projektionsbericht 2023 (MMS 2023) und das MMS aus dem vorliegenden Projektionsbericht 2024 (MMS 2024) verglichen. Ergänzend werden zur Verdeutlichung der Einflussfaktoren Mischungen der beiden Szenarien berechnet; diese werden jeweils in Abgrenzung zu den MMS als "Delta-Fall" bezeichnet. Die vier Vergleiche adressieren: **Erstens**, die Veränderung der Rahmendaten Bruttoinlandsprodukt, Energieträgerpreise, CO₂-Preise. Dies erfolgt quantitativ über eine ergänzende Modellrechnung. **Zweitens** wird eine Veränderung der Produktionsmenge im Startjahr und der kurzen Frist untersucht. Dies erfolgt ebenfalls über eine ergänzende Modellrechnung. **Drittens** werden Auswirkungen der Änderungen von Instrumentenbewertungen qualitativ dargestellt. **Viertens** werden Auswirkungen von Veränderungen im Instrumentenmix qualitativ untersucht.

Die hier dargestellten quantitativen Angaben sind nicht das Ergebnis des gleichen Prozesses, durch den das MMS entsteht. Während in jenem die Ergebnisse des Sektormodells der Industrie durch eine Modellkette laufen und insbesondere einer Gesamtintegration (in ZSE und den Umwandlungssektor) unterliegen, stammen die hier vorliegenden Ergebnisse direkter aus dem Industriemodell (siehe A.4.2) und beinhalten insbesondere keine detaillierte Modellierung von Industriekraftwerken. Daher sind die Angaben nicht direkt vergleichbar mit den offiziellen MMS-Zahlen.

5.5.1 Veränderung der Rahmendaten

Zur Bewertung des Einflusses veränderter Rahmendaten wurde das MMS 2023 ergänzend mit den Produktionsmengenannahmen des MMS 2024 gerechnet. Es werden also alle Bedingungen des MMS 2023 verwendet – mit Ausnahme der Produktionsmengen energieintensiver Produkte. Hier konnten von Instrumenten abhängige und unabhängige Rahmenbedingungen wie der CO₂-Preis im Rahmen dieser Delta-Analyse nicht vollständig getrennt werden. Dabei lassen sich zwei Ergebnisse identifizieren (siehe auch Abschnitt 5.5.2).

Erstens beträgt die kumulierte Treibhausgasemissionsmenge im MMS 2024 zwischen 2021 und 2030 1519 Mio. t CO₂-Äq. Im Delta-Fall des MMS 2023 mit Produktionsmengen des MMS 2024 beträgt sie 1570 Mio. t CO₂-Äq. – und somit 51 Mio. t CO₂-Äq. (3 %) mehr. Dies ist auf eine stärkere Rolle von Heizöl im Energieträgermix im Delta-Fall zurückzuführen. Diese verdrängt zwar Erdgas, ist insgesamt aber emissionsintensiver. 2030 entstehen im Delta-Fall etwa 13 Mio. t CO₂-Äq. durch den Einsatz von schwerem Heizöl, vor allem in der Chemieindustrie – im MMS24 sind es nur 2 Mio. t CO₂-Äq. Die Ursache dieser Energieträgerverschiebung liegt vorrangig in den Annahmen zur Erdgaspreisentwicklung: Im MMS 2023 wurde der Erdgaspreis als in der Spitze und länger höher angenommen, dadurch wurde Heizöl relativ gesehen attraktiver. Zusätzlich ergaben sich im Zuge weiterer Erkenntnisse zu Effekten der Energiekrise auch methodische Änderungen der Modellierung, die die Dauer der Wirkung dieser Erdgaspreisspitze im MMS 2024 kürzer erscheinen lassen. Im Delta-Fall entsteht so ab 2028 eine Untererfüllung der kumulierten Emissionen – bis 2030 um knapp 40 Mio. t CO₂-Äq.

Zweitens betragen die Treibhausgasemissionen 2030 im MMS 2024 124 Mio. t CO₂-Äq.⁸⁵ Im Delta-Fall betragen sie 133 Mio. t CO₂-Äq. Dies hängt maßgeblich mit den im Delta-Fall veränderten Energieträgeranteilen zusammen (siehe Ausführungen zu kumulierten Treibhausgasemissionen).

Zusammenfassend sind hier also gegenläufige Entwicklungen im Vergleich MMS 2023 und MMS 2024 zu beobachten: Eine geringere Rolle von Heizöl durch Energieträgerpreis- und Methodikänderungen im MMS 2024 einerseits und unterschiedliche Annahmen zum Produktionsniveau andererseits (vergleiche Abschnitt 5.5.2). Die veränderte Bewertung⁸⁶ von Heizöl macht die Erreichung der Jahresemissionsmengen und die Einhaltung der kumulierten Jahresemissionsmengen nach KSG im MMS 2024 einfacher.

5.5.2 Veränderungen der Produktionsmengen

Zur Bewertung des Einflusses einer veränderten Ausgangslage wurde das MMS 2024 ergänzend mit den Produktionsmengenannahmen des MMS 2023 gerechnet (der gegenüber Abschnitt 5.5.1 umgekehrte Fall). Dieser Aspekt der Delta-Betrachtung untersucht damit einen Fall, in dem die maßgeblich für die Treibhausgasemissionen des verarbeitenden Gewerbes verantwortliche energieintensive Industrie sich wie im MMS 2023 angenommen entwickeln würde. Darin unterscheidet sich insbesondere der Startpunkt der Produktionsmengenannahmen, die Entwicklung zwischen 2022 und 2028 sowie das Gesamtniveau der Produktionsmengen energieintensiver Güter 2030. Es lassen sich zwei unterschiedliche Ergebnisse identifizieren: kumulierte Treibhausgasemissionsmengen und die Treibhausgasemissionen 2030.

Erstens, die kumulierte Treibhausgasemissionsmenge im MMS 2024 beträgt zwischen 2021 und 2030 1520 Mio. t CO₂-Äq., im Delta-Fall des MMS 2024 mit Produktionsmengen des MMS 2023 beträgt sie 1600 Mio. t CO₂-Äq. – und somit 80 Mio. t CO₂-Äq. (5 %) mehr. Dies ist vor allem auf den unterschiedlichen Startpunkt der Produktionsmengen und den daraufhin im MMS 2024 angenommenen Erholungspfad zurückzuführen, durch den sich bis 2028 in einer vollständigen Erholung auf das Produktionsmengenniveau von 2018 eine Übererfüllung zu den kumulierten Jahresemissionsmengen des KSG von 29 Mio. t CO₂-Äq. (2025 gar 56 Mio. t CO₂-Äq.)⁸⁷ aufbaut. Im Delta-Fall entsteht ab 2024 eine Untererfüllung – bis 2030 um knapp 70 Mio. t CO₂-Äq.

Zweitens beträgt die Menge der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 im MMS 2024 124 Mio. t CO₂-Äq. Im Delta-Fall beträgt sie 119 Mio. t CO₂-Äq. Dies hängt maßgeblich mit den angenommenen Produktionsmengen im Jahr 2030 zusammen. Diese waren im MMS 2023 in einigen wichtigen Produktgruppen (Oxygenstahl, Zement, NE-Metalle) um einige Prozentpunkte (zwischen 3 und 10 %) niedriger.

Zusammenfassend lässt sich aus diesem Vergleich in Bezug auf die Produktionsmengen also schließen, dass die Erreichung der Jahresemissionsmengen im Jahr 2030 im MMS 2024 durch höhere Produktionsmengen in diesem Jahr schwieriger ist als im MMS 2023. Die Erreichung der kumulierten Jahresemissionsmengen des KSG bis 2030 ist allerdings im MMS 2024 durch geringere kumulierte Produktionsmengen zwischen 2021 und 2023 einfacher.

⁸⁵ Mit Verweis auf die Vorbemerkung sei noch einmal erwähnt, dass diese Zahlen nicht direkt mit den MMS-Ergebnissen in der vollständigen Integration zu vergleichen sind, sondern hier jeweils nur als Differenz zwischen der Teilrechnung der Industrie im MMS und dem Delta-Fall Relevanz haben. Die in Tabelle 62 dargestellten Zahlen sind die offiziellen MMS-Zahlen.

⁸⁶ Heizöle sind im MMS 2024 weniger attraktiv.

⁸⁷ Die kumulierten Treibhausgasemissionen liegen also um diese Summe niedriger als das Budget des KSG-Pfads.

5.5.3 Veränderung der Instrumentenbewertung

Zwei bedeutsame Instrumente bzw. Instrumentenbündel wurden im MMS 2024 gegenüber dem MMS 2023 deutlich anders bewertet: Grüne Leitmärkte und Förderprogramme.

Erstens wurden die Grünen Leitmärkte im MMS 2023 als vollständig oder weit überwiegend zusätzlich zu subventionierten Produkten⁸⁸ betrachtet. Damit ging implizit die Annahme einher, dass derart geförderte Produkte im allgemeinen Markt keine Aufpreise realisieren könnten (z. B. durch Bewerbung als "grün", "CO₂-neutral" oder sinnverwandt). Ähnliches gilt für Märkte der öffentlichen Beschaffung: Quoten für nachhaltige Produkte in diesem Bereich sind mit diesem Designansatz nicht durch geförderte Produkte erfüllbar – ein solches Design der Klimaschutzverträge bietet Anreize für die Umstellung über die geförderten Produktmengen hinaus⁸⁹. Im MMS 2024 wird aufgrund bestehender Unsicherheiten der Handhabung⁹⁰ davon ausgegangen, dass die Leitmärkte nur in geringerem Umfang zusätzlich wirken. Die entstehende Differenz der Bewertung ist nicht im MMS enthalten, sondern als jeweilige Differenz von MMS und MWMS ablesbar (im Projektionsbericht 2023: 3,3 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030; im Projektionsbericht 2024: 2 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030). Diese Differenz ist maßgeblich auf die unterschiedliche Bewertung der Leitmärkte (in Kombination mit Förderprogrammen) zurückzuführen.

Zweitens sind bezüglich der Ausgestaltung und damit Bewertung der Förderprogramme im MMS 2024 Erkenntnisse hinzugekommen. Ganz zentral ist die vermutete Zuordnung der verfügbaren Budgets zu Anwendungsgebieten. Die grundsätzlich in Betracht gezogenen förderbaren Technologiebereiche sind zwar die gleichen geblieben⁹¹. Allerdings wurden diese anders verteilt – was auf leicht veränderte Differenzkosten⁹², bestimmt durch Energieträgerpreisannahmen und CO₂-Preispfade, die Betonung der Fördereffizienz als zentrales Vergabekriterium und veränderte Gesamtförderbudgets zurückzuführen ist. Dabei blieb der für Investitionen in neue Anlagen aufgewendete Betrag (Deckung CAPEX) mit knapp 36 Mrd. € (MMS 2023) und knapp 37 Mrd. € (MMS 2024) fast gleich. Die größten Veränderungen von etwa 4 Mrd. € sind in einer gegenüber MMS 2023 erhöhten Investition in Direktreduktionsanlagen und damit verbundene Anwendungen vorhanden, verbunden mit einer Mittelreduktion in der allgemeinen Prozesswärme. Dies kann allerdings auch als Verschiebung mit vergleichbaren Effekten gesehen werden⁹³. Vergleichsweise klein scheint mit etwa 700 Mio. € die Änderung im CAPEX-Bereich der Grundstoffchemie. Diese schlägt sich aber im OPEX-Bereich massiv nieder: Denn die hohen Differenzkosten entstehen in der wasserstoffbasierten Chemie im laufenden Betrieb – bei der Bereitstellung des Wasserstoffs als Rohstoff. Hier muss dieser gegen Naphtha und Erdgas als Grundlage der heutigen Chemie konkurrieren und kann dies ohne starke Subvention nicht (Abbildung 42). Die im MMS 2024 deutlich von knapp 24 Mrd. € auf knapp 10 Mrd. € reduzierten OPEX-Zahlungen sinken durch den Verzicht auf die Subventionierung wasserstoffbasierter Methanolsynthese und der nachgeschalteten Produktion von Olefinen über die MtO (Methanol-to-Olefins) Route, die sehr hohe Vermeidungskosten aufweisen. Im MMS 2024 findet somit die in diesem Sektor notwendige Transformation bis 2045 nicht statt (auch im MMS 2023 geschah dies nur teilweise). Diese Änderung entlastet die Förderbudgets aber auch ungefähr um die Summe,

⁸⁸ Produkte, deren Herstellung durch Klimaschutzverträge, Dekarbonisierungsprogramm oder andere Programme subventioniert wurden.

⁸⁹ Ist in Bezug auf die Erfolgchancen (Realisierbarkeit eines Aufpreises im Markt) aber auch unsicherer.

⁹⁰ Es existieren keine Ausschlüsse geförderter Produkte in der Instrumentenbeschreibung der Leitmärkte. Allerdings wird in den KSV davon ausgegangen, dass etwaig erzielbare Marktprämien in den Gebotspreis einfließen.

⁹¹ Direktreduktion Eisen, elektrifizierte Glasschmelze, CCU/S in Zement- und Kalkherstellung, elektrifizierte Prozesswärmeerzeugung, wasserstoffbasierte Grundstoffchemie

⁹² Also die entstehenden höheren Kosten der Herstellung CO₂-armer Produkte gegenüber ihren fossilen Entsprechungen.

⁹³ Die Modellierung kann dies im Rahmen dieser Delta-Analyse nicht herausarbeiten.

die insgesamt als geringere Verfügbarkeit angenommen wurde. Die Wirkung dieser Änderung ist nur schwer aus der Gesamtwirkung im MMS 2024 herauszulösen.

Insgesamt lässt sich am ehesten robust ausführen, dass die Verteilung der Förderbudgets im MMS 2024 für eine relativ zum MMS 2023 gesehene ähnliche Gesamtwirkung sorgt. Es wird insbesondere vermieden, die Markteinführung CO₂-armer Produktionsverfahren pauschal entlang der geänderten Annahmen zu Förderbeträgen zu reduzieren⁹⁴.

5.5.4 Veränderungen im Instrumentenmix

Veränderte Instrumente haben keinen großen Einfluss auf die Differenzen MMS 2023 und MMS 2024. Eine Ausnahme bilden die Budgets der Förderprogramme. Diese wurden im MMS 2023 zwischen 2020 und 2045 mit 67 Mrd. € angenommen, darunter große Anteile Fortschreibung, die über die im Haushalt hinterlegten Beträge hinausgehen. Im MMS 2024 wurden zwischen 2020 und 2045 mit gut 56 Mrd. € ungefähr 17 % weniger Mittel angenommen (auch hier inklusive Fortschreibung). Dabei fand eine Verschiebung von Klimaschutzverträgen und Dekarbonisierungsprogramm zu IPCEI statt. Die Fortschreibung von Dekarbonisierungsprogramm und Klimaschutzverträgen ist im MMS 2024 mit zusammen etwa 2,7 Mrd. €/Jahr um etwa 15 % geringer als noch im MMS 2023 (3,2 Mrd. €/Jahr). Für die Instrumentenbewertung ist allerdings die Herkunft der Mittel (aus welchem Programm) von untergeordneter Bedeutung⁹⁵ – relevant sind vor allem die Gesamtsummen.

Im Rahmen dieser Delta-Analyse wird daher davon ausgegangen⁹⁶, dass die Anpassung der Förderprogramme bei ansonsten identischer Bewertung eine 17 % geringere Wirkung erzeugen würde. Siehe dazu allerdings Ausführungen in Abschnitt 5.5.3.

⁹⁴ Aufgrund methodischer Änderungen sind die Instrumentenwirkungen des MMS 2023 und MMS 2024 allerdings nicht direkt vergleichbar, so dass hier nur eine qualitative Aussage erfolgen kann.

⁹⁵ In Zukunft wird dies aus Erkenntnissen erfolgter Vergaben (z. B. KSV-Auktionen) näher betrachtet werden müssen.

⁹⁶ Anhand einer groben Berechnung dieses Falls lässt sich diese veränderte Wirkung darstellen – allerdings erfolgte dies nicht mit der vollen Modellmethodik, so dass dieser Wert als Näherung betrachtet werden muss.

6 Gebäude

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend den Ergebnissen der Projektionen 2024 aktualisiert.

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

Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

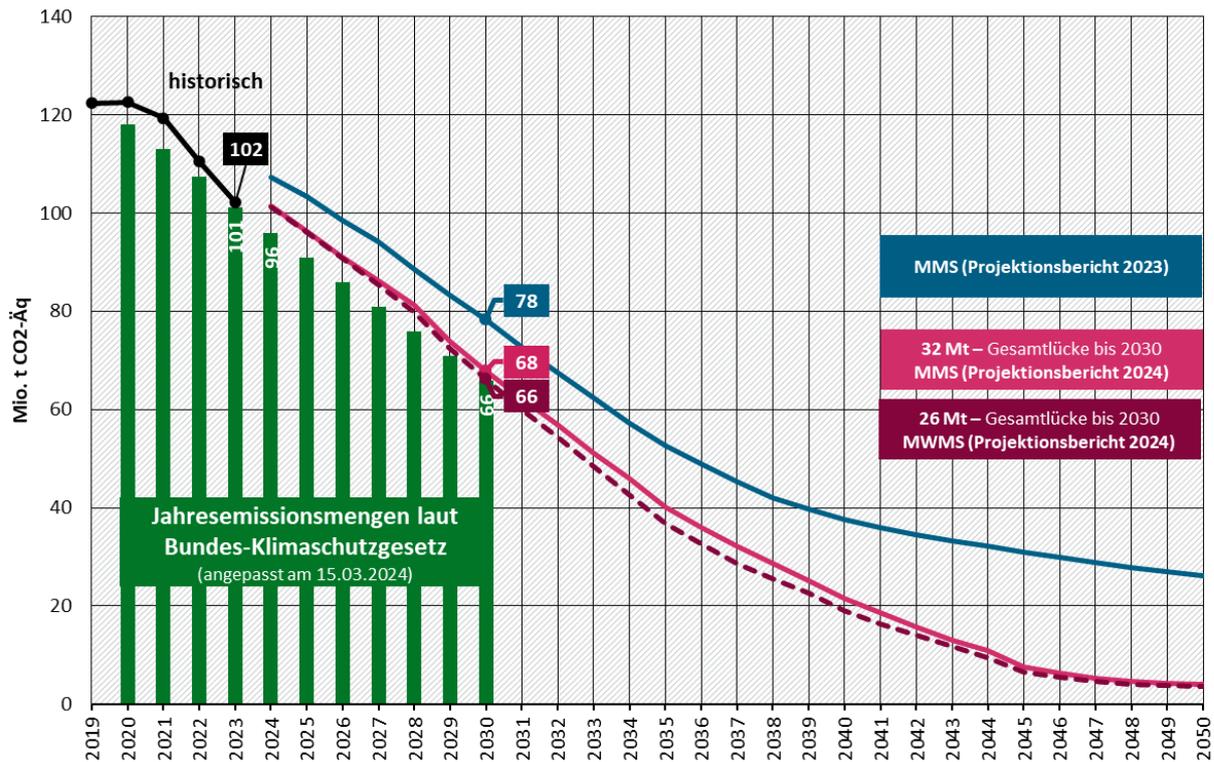
6.1 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 48 zeigt die projizierten Entwicklungen der direkten Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen im MMS und MWMS im Vergleich mit den Jahresemissionsmengen des KSG sowie des MMS im Projektionsbericht 2023. Im MMS sinken die jährlichen Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 68 Mio. t CO₂-Äq., im MWMS auf 66 Mio. CO₂-Äq. Damit wird die Lücke zur KSG-Jahresemissionsmenge bereits im MMS im Vergleich zum Projektionsbericht 2023 deutlich reduziert. Das MWMS mit zusätzlich geplanten Instrumenten und Maßnahmen erreicht die Jahresemissionsmenge im Jahr 2030. Die Gesamtlücke 2023 bis 2030 beträgt 32 Mio. t CO₂-Äq. im MMS. Im MWMS kann sie um rund zwei Drittel auf 26 Mio. t CO₂-Äq. reduziert werden.

Für die grundsätzliche Einordnung der Projektion und der Einfluss der Witterung ist dabei folgender Zusammenhang mit der statischen Ausgangsbasis zu erläutern. Bis zum 2022 werden die Daten des Treibhausgasemissionsinventars des Zentralen Systems Emissionen (ZSE) berücksichtigt. Zudem wird für die Aufteilung nach Energieanwendungen die Anwendungsbilanz der AGEB verwendet, da mit den Daten des ZSE allein keine Unterscheidung zwischen den Emissionen der thermischen Konditionierung von Gebäuden und der übrigen, dem Gebäudesektor zugeordneten Emissionen (Haushaltsgeräte, Prozessenergie in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie mobile Zwecke im Militärbereich) möglich ist. Die Werte basieren auf realen Brennstoffverbräuchen in dem jeweiligen Jahr und sind dementsprechend nicht witterungsbereinigt⁹⁷. Da die Projektionen auf dem jeweils letzten zur Verfügung stehenden statischen Jahr aufbauen – in diesem Fall das Jahr 2022 – sind die Witterungsverhältnisse in diesem Jahr auch maßgeblich für die Projektion, auch wenn in der Projektion über die Jahre ein verändertes Temperaturprofil mit steigenden Temperaturen aufgrund des Klimawandels berücksichtigt wird.

⁹⁷ In der Projektion wird hingegen die Änderungen der durchschnittlichen Temperaturen aufgrund des Klimawandels berücksichtigt. Eine witterungsbereinigte Beurteilung der ex-post Zielerreichung des Vorjahres ist im KSG bisher nicht vorgesehen, würde aber insbesondere für den Gebäudesektor Sinn machen, da ansonsten die Schwankungen aufgrund des jeweiligen Wetterjahres einen signifikanten Einfluss auf die Zielerreichung oder Zielverfehlung haben.

Abbildung 48: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude



Quelle: UBA (2024b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Wesentliche Treiber der Entwicklungen im MMS sind das novellierte Gebäudeenergiegesetz mit Anforderungen an die Nutzung von erneuerbaren Energien beim Einbau neuer Heizungssysteme in Kombination mit dem Wärmeplanungsgesetz sowie die im Dezember 2023 ebenfalls novellierte Bundesförderung für effiziente Gebäude. Im MWMS werden darüberhinausgehend die Einführung von Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude, Sanierungsanforderungen an öffentliche Gebäude (Art. 6 EED) und die Verschärfung der Anforderungen an die energetische Qualität von Sanierungen und Neubauten im GEG berücksichtigt.

Ergänzend sind in Tabelle 77 die projizierten Treibhausgasemissionen im MMS von 2021 bis 2050 nach Quellgruppen dargestellt. In den Jahren 2025 und 2030 sind zudem die Jahresemissionsmengen des KSG sowie die sich ergebende Abweichung abgebildet. Tabelle 78 zeigt diese Ergebnisse für das MWMS. Gemäß KSG-Sektoreinteilung werden hierbei jeweils die direkten Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen innerhalb des Gebäudesektors bilanziert. Emissionen aus Stromerzeugung – etwa für Wärmepumpen oder elektrische Haushaltsgeräte – sowie Fernwärme werden im Sektor Energiewirtschaft (Kapitel 4) bzw. Industrie (Kapitel 5) bilanziert. Im Gegenzug werden Einsparungen durch die Installation von Photovoltaik auf Gebäuden ebenfalls im Energiesektor bilanziert.

Tabelle 77: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Sonstige	26,9	22,6	15,6	9,9	6,1	2,9	1,8

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haushalte	92,6	73,6	52,3	30,3	15,5	4,9	2,2
Gesamt	119,5	96,2	67,9	40,2	21,6	7,8	4,1
Jahremissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		90,9	65,9				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Tabelle 78: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Sonstige	26,9	22,6	14,3	7,5	4,7	1,9	1,4
Haushalte	92,6	73,3	51,9	29,2	14,5	4,6	2,2
Gesamt	119,5	95,9	66,2	36,7	19,2	6,5	3,6
Jahremissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		90,9	65,9				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Tabelle 79 zeigt darüber hinaus noch die absolute und relative Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen bis 2050 ausgehend vom Basisjahr 1990.

Tabelle 79: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Gebäude zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	210,0	157,3	119,5						
MMS				96,2	67,9	40,2	21,6	7,8	4,1
MWMS				95,9	66,2	36,7	19,2	6,5	3,6
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-25,1	-43,1						
MMS				-54,2	-67,6	-80,9	-89,7	-96,3	-98,1
MWMS				-54,3	-68,5	-82,5	-90,9	-96,9	-98,3
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-24,0						
MMS				-38,9	-56,8	-74,4	-86,3	-95,1	-97,4
MWMS				-39,0	-57,9	-76,7	-87,8	-95,9	-97,7

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Die wesentlichen Energieanwendungen im Gebäudesektor sind Raumwärme und Warmwasser. Darüber hinaus werden im Gebäudesektor Geräte und Prozesse für Private Haushalte und GHD genutzt. Abbildung 49 zeigt zunächst den Gesamtenergieverbrauch nach diesen Anwendungsgruppen. Der Endenergieverbrauch verringert sich von 938 TWh im Jahr 2020 auf 610 TWh (-35 %) im Jahr 2045 im MMS beziehungsweise 576 TWh (-39 %) im MWMS. Im Jahr 2022 entfallen 76 % des Endenergieverbrauchs auf Raumwärme und Warmwasser und die restlichen 24 % auf Geräte und Prozesse sowie die Bauwirtschaft.

Abbildung 49 stellt dem Endenergieverbrauch nach Anwendungsgruppen auch die entsprechenden direkten Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor gegenüber. Hier entfallen im Jahr 2022 98 % 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.

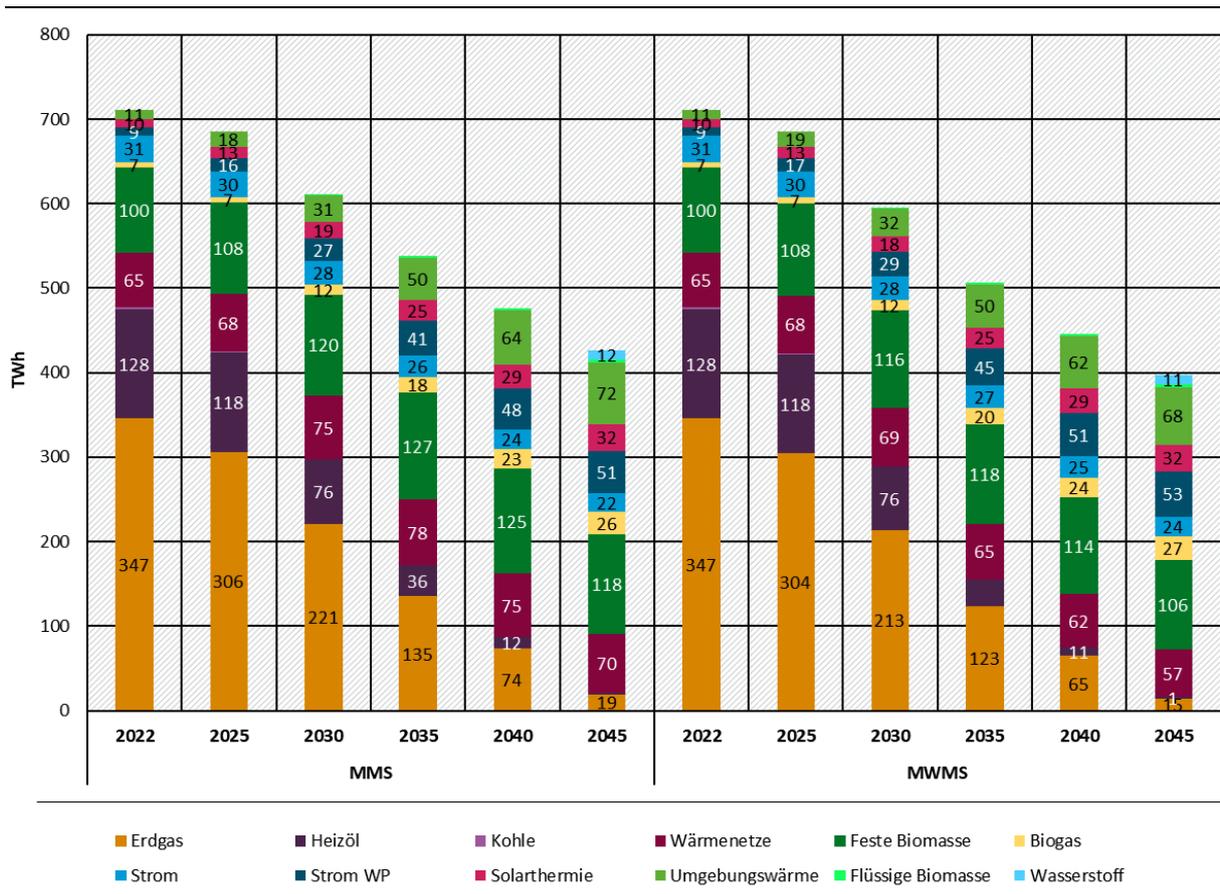
Abbildung 49: Endenergieverbrauch und direkte Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors nach Anwendungsgruppen im MMS und MWMS



Quelle: Berechnungen IREES, Fraunhofer ISI

Abbildung 50 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS von 2022 bis 2045⁹⁸. Wie zuvor beschrieben, liegen den Projektionen bis einschließlich 2022 statistische, nicht witterungsbereinigte Daten zugrunde. Bei einer Witterungsberreinigung des Raumwärmebedarfs auf das langjährige Mittel der letzten 20 Jahre erhöht sich der rechnerische Endenergieverbrauch im Jahr 2022 um etwa 15 %, der rechnerische Brennstoffverbrauch fossiler Energieträger (Erdgas, Heizöl und Kohle) erhöht sich um rund 13 %. Da die Höhe des Endenergieverbrauchs im Basisjahr für die Modellierung entscheidend ist, hat dies auch Auswirkungen auf die projizierte Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen. Dieser Zusammenhang ist relevant für den Vergleich anderer Szenarien für den Gebäudebereich mit anderem Startjahr oder bei denen grundsätzlich mit witterungsberreinigten Werten gerechnet wird. Entscheidend für die Beurteilung von Instrumentenwirkungen und den Vergleich zwischen Szenarien ist somit vielmehr die Entwicklung innerhalb des Zeitraums (Delta zwischen Basisjahr und Zieljahr) als die absoluten Werte.

Abbildung 50: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im MMS und MWMS



Quelle: Berechnungen IREES

Hinweise: Der Energieträger Strom beinhaltet auch Hilfsenergie, in fester Biomasse sind neben Zentralheizkesseln auch Kaminöfen enthalten.

Der projizierte, jährliche Endenergieverbrauch sinkt im MMS im Zeitraum 2022 bis 2030 um 14 % auf rund 610 TWh und bis 2045 um 40 % auf rund 427 TWh. Das MWMS verzeichnet einen

⁹⁸ Da beide Szenarien unabhängig voneinander mit dem Modell Invert/ee-Lab simuliert werden, können sich Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben. Aufgrund der Modelllogik werden nicht exakt die gleichen Entscheidungen in jedem Modelllauf getroffen. Weiterhin führt die Kombination von politischen Instrumenten zu einer anderen Ausgangssituation für die Agenten, was auch zu unterschiedlichen Entscheidungen führen kann.

höheren projizierten Rückgang von 16 % auf 595 TWh bis 2030 und von 44 % auf 397 TWh bis 2045. Der Unterschied zwischen MMS und MWMS mit Bezug auf den Endenergieverbrauch ist insbesondere auf eine höhere Sanierungstiefe im MWMS (siehe Abbildung 52) zurückzuführen. Dafür verantwortlich ist vor allem die Weiterentwicklung der energetischen Standards im GEG und der daraus resultierende höhere Anteil an entsprechenden Effizienzhaus-Sanierungen. Im Bestand wird das Anforderungsniveau für die Sanierung einzelner Bauteile und bei Vollsanierungen am Leitstandard Effizienzhaus EH-70 orientiert.

Der projizierte Einsatz fossiler Energieträger sinkt in beiden Szenarien bis 2030 bereits deutlich: Beide Szenarien verzeichnen zwischen 2022 und 2030 einen starken Rückgang von Heizöl, von 128 TWh auf 76 TWh. Bis 2045 spielt Heizöl zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in beiden Szenarien keine Rolle mehr. Der projizierte Einsatz von Erdgas sinkt im MMS zwischen 2022 und 2030 von 347 auf 221 TWh. Im MWMS kann der Einsatz durch die verschärften Effizienzanforderungen und MEPS für Nichtwohngebäude auf 213 TWh im Jahr 2030 reduziert werden.

Die projizierte Neuinstallation von Kesseln, die fossile Energieträger nutzen, geht nach 2024 stark zurück. Das ist maßgeblich auf die GEG-Novelle zurückzuführen mit der Anforderung, 65 % erneuerbare Energien zu nutzen. Im Zeitraum 2024 bis 2028 installierte Kessel müssen demnach ab 2029 anteilig⁹⁹ erneuerbare Energien nutzen. Es wird angenommen, dass in Gaskesseln entsprechend der definierten Mindestanteile im GEG anteilig Biomethan verwendet wird, in Heizölkesseln werden anteilig Bio-Heizöl bzw. hydrierte Pflanzenöle¹⁰⁰ eingesetzt. Der projizierte Einsatz von Biomethan¹⁰¹ steigt im MMS deshalb ausgehend von rund 7 TWh im Jahr 2022 auf 12 TWh im Jahr 2030 und 26 TWh im Jahr 2045. Im MWMS steigt der projizierte Einsatz bis 2045 auf 27 TWh. Flüssige Biomasse spielt in beiden Szenarien mit rund 2 TWh im Jahr 2030 und 3 TWh im Jahr 2045 nur eine untergeordnete Rolle. Es ist anzumerken, dass die Erfüllung der Mindestanteile an erneuerbaren Brennstoffen in Gas- und Heizölkessel, die nach 2024 installiert werden und ab 2029 von 15 % sukzessive steigen müssen, die ausreichende Verfügbarkeit biogener oder synthetischer Brennstoffe voraussetzt. Werden in den zwischen 2024 bis 2028 installierten Gas- und Heizölkesseln auch nach 2029 weiterhin ausschließlich fossile Brennstoffe eingesetzt, erhöhen sich die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor um etwa 1 Mt/a im Jahr 2030.

Weiterhin kann in auf Grundlage von Wärmeplänen ausgewiesenen Wasserstoff-Ausbaugebieten bis spätestens 2045 noch Erdgas eingesetzt werden¹⁰². Es wird angenommen, dass der Anteil von Wasserstoffnetzen erst ab 2041 ansteigt. Der Energieverbrauch von Wasserstoff zur dezentralen Wärmeerzeugung erhöht sich bis 2045 auf 12 TWh im MMS und 11 TWh im MWMS (siehe auch Erläuterung im Kapitel zur Energiewirtschaft (Kapitel 4)). Zu beachten ist, dass die Deklaration von Wasserstoff-Ausbaugebieten von verschiedenen Akteuren (Stadtwerke, Netzbetreiber usw.) abhängig ist. Die Annahmen sind deshalb unsicher und die Verfügbarkeit von Wasserstoff ab 2041 unsicher.

Weitere Optionen zur Erfüllung der 65 %-Regel, die auch gleichermaßen in der BEG gefördert werden, sind elektrische Wärmepumpen, Kessel mit Einsatz fester Biomasse und der Anschluss an ein Wärmenetz. Der durch Wärmenetze gedeckte Endenergieverbrauch ist im MMS nahezu

⁹⁹ Der Anteil von 15 % ab 2029 steigt auf 40 % ab 2035 und 60 % ab 2040 (§ 71 Abs. 9 GEG).

¹⁰⁰ Hydrierte Pflanzenöle sind ein Produkt aus Pflanzenöl, welches unter Zugabe von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt wird. Für weitere Informationen siehe <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/hydrierte-pflanzenoel-hvo>.

¹⁰¹ In den Diagrammen zum Endenergieverbrauch wird Biomethan unter Biogas subsumiert.

¹⁰² Für die Wirkungsabschätzung des GEG wird festgelegt, wie viele Gebäude ab spätestens 2028 in einem H₂-Ausbaugebiet liegen und damit Zugang zu Wasserstoff haben. Den Annahmen von Braungardt et al. (2023) folgend, ergibt sich ein Anteil von etwa 10 % der Gebäude, die mit Gas betrieben werden und potenziell in H₂-Ausbaugebieten liegen.

konstant projiziert. Im MWMS reduziert sich der projizierte jährliche Bedarf aufgrund der zusätzlichen Instrumente auf 69 TWh im Jahr 2030 und 57 TWh im Jahr 2045. Der projizierte Einsatz von fester Biomasse (Pellets, Hackschnitzel und Scheitholz) erhöht sich im MMS im Zeitraum 2022 bis 2030 von rund 100 TWh auf rund 120 TWh. Bis 2045 reduziert sich der Einsatz leicht bis auf 118 TWh. Im MWMS erhöht sich der projizierte Einsatz bis 2030 auf 116 TWh und reduziert sich bis 2045 auf 106 TWh.

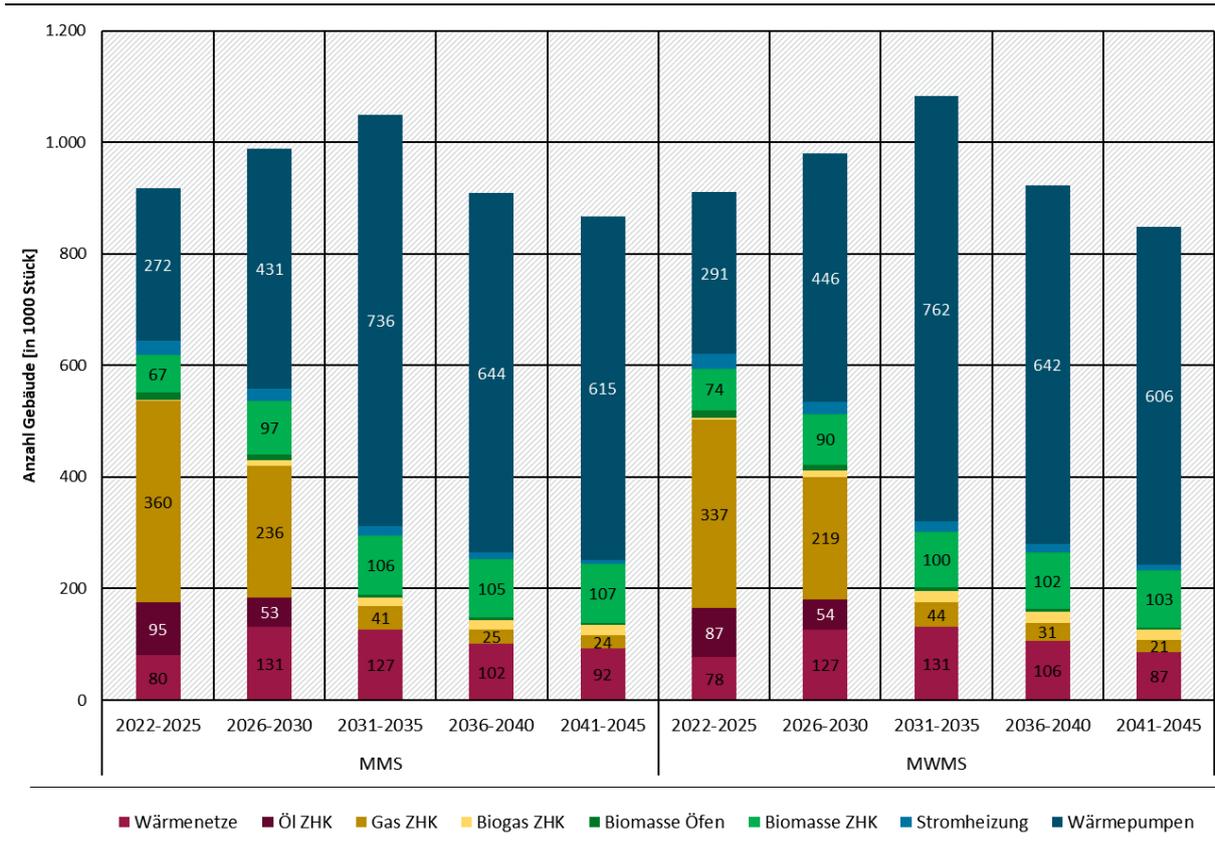
Der Beitrag von elektrischen Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung setzt sich aus den Energieträgern Umweltwärme und Wärmepumpen-Strom zusammen. In beiden Szenarien zeigt die Projektion eine deutliche Steigerung des Anteils von Wärmepumpen an der Wärmeversorgung. Im MMS beträgt der Anteil 10 % im Jahr 2030 und 29 % im Jahr 2045. Im MWMS sind es 10 bzw. 31 %.

Der Anteil von erneuerbarer Wärme im Gebäudesektor, ohne Strom und Wärmenetze,¹⁰³ belief sich auf 21 % im Jahr 2022. Das MMS projiziert diesen Wert bis 2030 auf 38 % und bis 2045 auf rund 89 %. Im MWMS beträgt der projizierte Anteil im Jahr 2030 ebenfalls rund 38 %, im Jahr 2045 rund 90 %.

Ergänzend zum Endenergieverbrauch zeigt Abbildung 51 die Entwicklung der neu installierten Wärmeversorgungssysteme in Wohn- und Nichtwohngebäuden von 2022 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. Die reale Anzahl an installierten Heizungen kann deshalb von der Darstellung abweichen. Aufgrund natürlicher Austausch- und Sanierungszyklen, die aus unterschiedlichen Baualtersklassen resultieren, steigt die Anzahl jährlich neu installierter Wärmeversorgungssysteme bis 2035 in beiden Szenarien an und sinkt anschließend wieder.

¹⁰³ Der Anteil EE-Wärme wird folgendermaßen definiert: Biomethan, Solarthermie, Umweltwärme, feste und flüssige Biomasse.

Abbildung 51: Entwicklung der jährlich neu installierten Wärmeversorgungssysteme im MMS und MWMS im Zeitraum 2022 bis 2045



Quelle: Berechnungen IREES

In beiden Szenarien sind Gas-Zentralheizkessel (ZHK) bis 2025 die vorherrschende Technik. Im MMS werden pro Jahr in etwa 360.000 Gebäuden Gasheizungen und in rund 95.000 Gebäuden ein Heizölheizungen installiert. Darüber hinaus werden pro Jahr in rund 272.000 Gebäuden neue Wärmepumpen installiert und etwa 80.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Dazu kommen pro Jahr etwa 67.000 Gebäude mit einem Biomasse-Kessel. Im MWMS werden bereits bis 2025 mehr Gebäude mit Wärmepumpen versorgt, dafür reduzieren sich die Neuinstalltionen von Gas- und Heizöl-ZHK.

Ab 2026 reduziert sich durch die 65 %-Regel im GEG die Anzahl an Gebäuden mit neu installierten Gas- und Heizöl-ZHK deutlich. Dafür steigt in beiden Szenarien die Anzahl an Gebäuden, in denen eine Wärmepumpe eingebaut wird oder die an ein Wärmenetz angeschlossen werden. Im MMS werden bis 2030 pro Jahr rund 430.000 Wärmepumpen installiert und 130.000 Gebäude an Wärmenetze angeschlossen. Im MWMS sind es pro Jahr rund 446.000 Gebäude mit Wärmepumpen und 127.000 Gebäude, die an ein Wärmenetz angeschlossen werden. Die jährliche Installation von Biomasse-ZHK erhöht sich bis 2030 auf rund 100.000.

Nach Mitte 2028 ist die Installation von Gas-ZHK nur noch in ausgewiesenen Wasserstoff-Ausbauregionen möglich. Der Wegfall dieser Option wird von Wärmepumpen, Biomasse-ZHK und Wärmenetzen kompensiert.

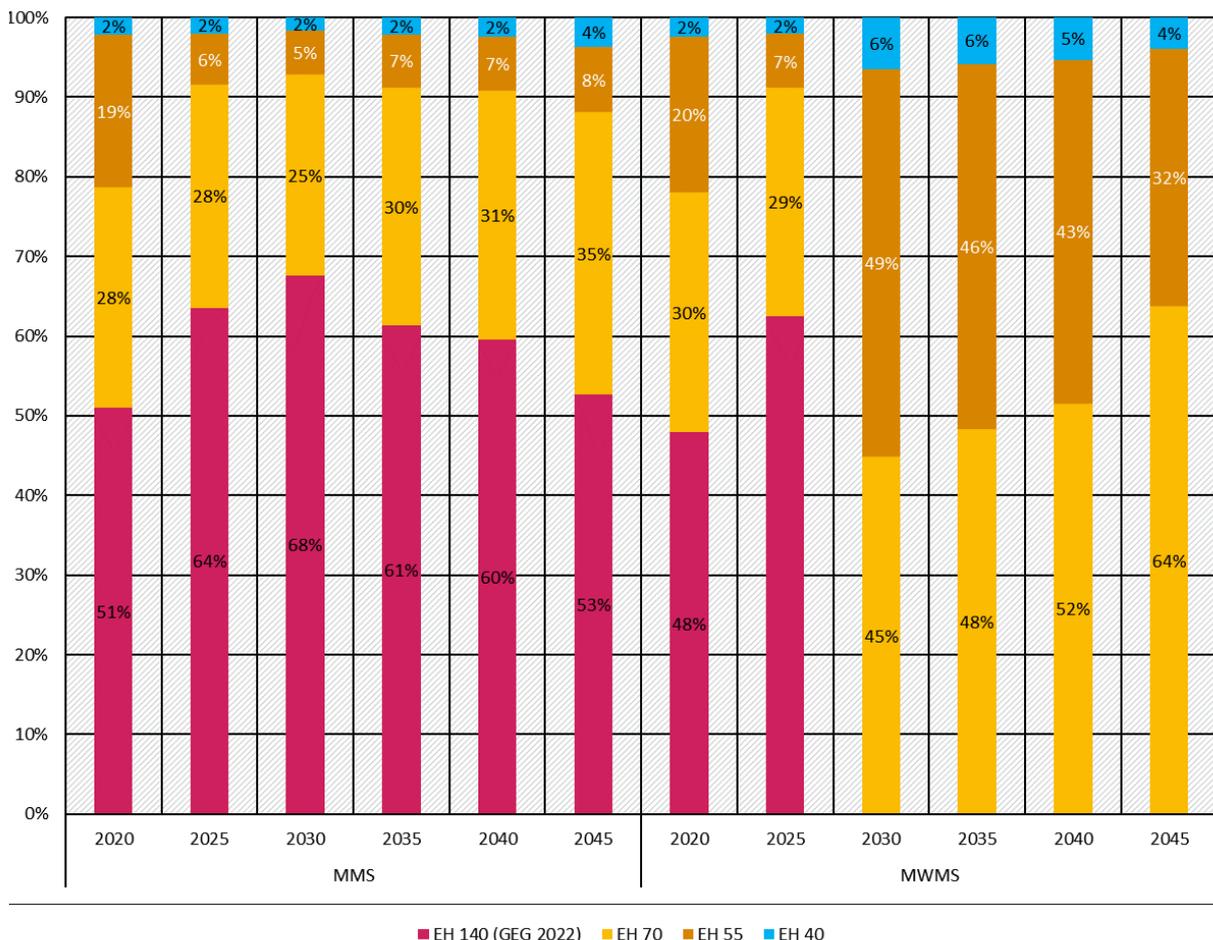
Im MMS beträgt die energetische Sanierungsrate (ohne Instandsetzung) bei Wohngebäuden im Zeitraum 2021 bis 2030 rund 1,9 % und zwischen 2031 und 2045 durchschnittlich 1,6 %. Bei Nichtwohngebäuden werden bis 2030 durchschnittlich 1,2 % und zwischen 2031 und 2045 im Schnitt 1,3% erreicht. Im MWMS wird bei Wohngebäuden im Zeitraum 2021 bis 2030 hingegen

eine energetische Sanierungsrate von durchschnittlich 1,5 % pro Jahr erreicht, bei Nichtwohngebäuden 1,2 % pro Jahr. Bis 2045 sind es 0,9 % bzw. 1,2 %. Dabei ist zu beachten, dass energetische Maßnahmen an der Gebäudehülle im Modell nicht immer einer Vollsanierung entsprechen, sondern auch Einzelmaßnahmen oder Teilsanierungen beinhalten. Ausgehend vom Ausgangszustand der Gebäude wird mit den jeweiligen Maßnahmen der jeweils zur Auswahl stehende Energieeffizienzstandard erreicht. Ein Vergleich zu einer Sanierungsrate auf Basis von Vollsanierungs-Äquivalenten, auf die oftmals zur Beurteilung der Aktivität im Gebäudesektor Bezug genommen wird, ist nur bedingt möglich.

Insgesamt ist die energetische Sanierungsrate im MWMS also niedriger als im MMS. Das liegt daran, dass infolge der im MWMS unterstellten höheren Anforderungen an die thermische Gebäudehülle (Einführung von EH 70 als Leitstandard im GEG) insgesamt im Modell weniger energetische Sanierungen erfolgen. Der Anteil reiner Instandsetzung steigt aufgrund der höheren Investitionskosten. Die durchgeführten Sanierungen haben dafür ein höheres Ambitionsniveau, weshalb die gesamten Energieeinsparungen schlussendlich höher sind.

Abbildung 52 zeigt das Ambitionsniveau von Sanierungsaktivitäten im MMS und MWMS von 2020 bis 2045.

Abbildung 52: Erreichte Sanierungstiefe im MMS und MWMS in den Jahren 2020 bis 2040



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

Quelle: Eigene Darstellung IREES

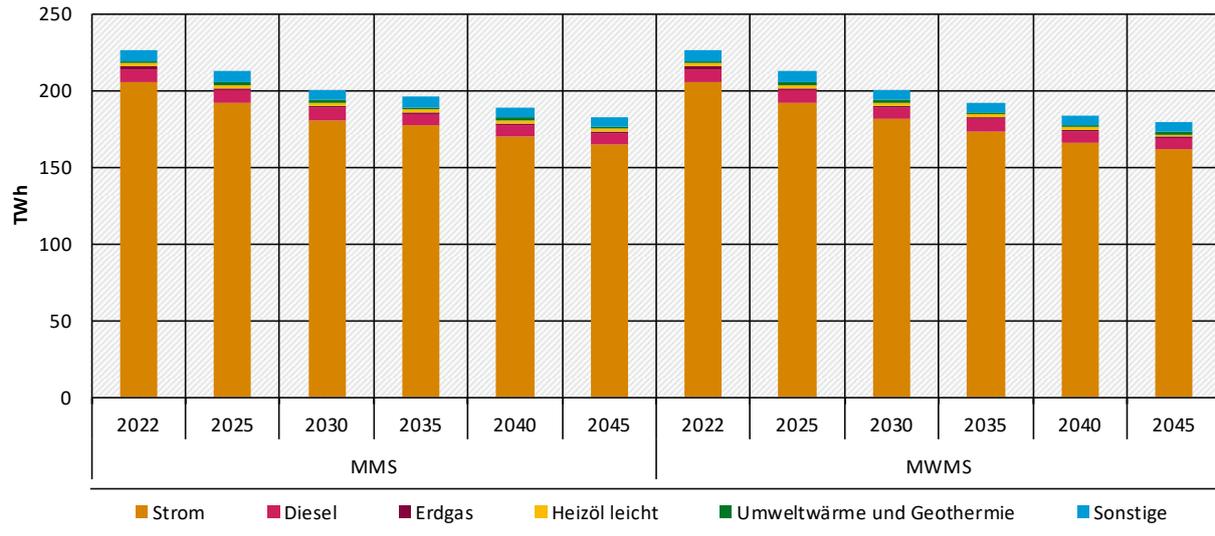
Zu beachten ist, dass ab 2025 im MWMS ein höherer Effizienzstandard für Sanierungen im GEG als zusätzliches Instrument angesetzt wird, der sich im Ambitionsniveau mit Bezug auf eine vollumfängliche Sanierung am Effizienzhaus 70-Standard orientiert. Modelltechnisch werden die höheren Anforderungen über gebäudeindividuelle Maßnahmenpakete abgebildet, mit denen in Abhängigkeit des Ausgangszustandes der Gebäude der jeweilige Standard mit Bezug auf die Gesamteffizienz der Gebäudehülle erreicht werden¹⁰⁴. Die Umstellung führt ab 2025 dazu, dass mehr Sanierungen nach EH 55 und EH 40 durchgeführt werden, da diese Standards gefördert werden. Im MMS resultiert hingegen eine höhere Anzahl an Standardsanierungen nach GEG, während die Zahl der Sanierungen nach EH 70 zurückgeht. Durch Erhöhung des Ambitionsniveaus im GEG und einer höheren Anzahl an Sanierungen nach EH 55 wird im MWMS insgesamt trotz niedriger Sanierungsrate eine höhere Effizienzsteigerung erreicht als im MMS.

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) 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 49 oben, dass somit im Jahr 2022 nur 2 % der direkten Emissionen im Gebäudesektor auf Geräte und Prozesse entfallen, zu denen beispielsweise Anwendungen wie brennstoffbetriebene Prozesswärme und Motoren gehören.

Wie Abbildung 53 zeigt, sinkt der projizierte Endenergieverbrauch von Haushalts- und Dienstleistungsgeräten und -prozessen von 227 TWh im Jahr 2022 auf 183 TWh im MMS und 179 TWh im MWMS im Jahr 2045. Ausschlaggebend für diese Reduktionen sind die Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Produkten im Rahmen des Ökodesigns. Im MWMS wird der Mindeffekt teilweise durch strengere Anforderungen an die Reparierbarkeit konterkariert. Diese führen dazu, dass relativ ineffiziente Geräte länger im Bestand verbleiben und erst verzögert gegenüber dem MMS durch effizientere Varianten ersetzt werden. Insgesamt ist Strom über den Betrachtungshorizont der dominierende Energieträger. Erdgas wird für Prozesswärmeanwendungen in Gewerbebetrieben des GHD-Sektors und in geringem Umfang für Gasherde in Haushalten eingesetzt. Der geringe Anteil der Brennstoffe am Endenergieverbrauch für Geräte und Prozesse führt zu geringen direkten Emissionen innerhalb des Gebäudesektors.

¹⁰⁴ Damit resultieren sowohl höhere Anforderung an Gesamteffizienz als auch in Einzelmaßnahmen (Bauteilbezug) im Vergleich zum MMS.

Abbildung 53: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Geräte und Prozesse im Gebäudesektor nach Energieträger im MMS und MWMS



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Fraunhofer ISI

6.2 Instrumentenbewertung

Im Folgenden erfolgt die Bewertung einer Auswahl zentraler Politikinstrumente mit hohen Emissionsminderungen für den Gebäudebereich. Diese betreffen in erster Linie die Gebäudeanwendungen Raumwärme und Warmwasser, da hier im Vergleich zu weitgehend elektrifizierten Geräten und Prozessen die meisten direkten Treibhausgasemissionen entstehen.

6.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

Im MMS sind die wirkmächtigsten Instrumente:

- ▶ Gebäudeenergiegesetz (GEG) inklusive seiner Novelle 2023 mit Anforderungen zur Nutzung von 65 % erneuerbarer Energien beim Einbau neuer Wärmeversorger („Heizungsgesetz“)
- ▶ Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
- ▶ Energieeffizienzgesetz (EnEfG)
- ▶ Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)
- ▶ Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung
- ▶ Förderung Klimafreundlicher Neubau (KFN)
- ▶ Mittelfristenergieversorgungsmaßnahmenverordnung (EnSimiMaV)
- ▶ Vorbildfunktion Bundesgebäude

Die Instrumentenbewertung umfasst die Ausgestaltung der Instrumente gemäß Instrumentenpapier (Anhang A.3). Ausnahme ist die Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BEG EM), die im MMS von der Ausgestaltung im Instrumentenpapier abweicht. Während im Instrumentenpapier die BEG EM gemäß den „Maßnahmen der Bundesregierung für zusätzliche Investitionen in den Bau von bezahlbarem und klimagerechtem Wohnraum und zur wirtschaftlichen Stabilisierung der Bau- und Immobilienwirtschaft“ („Maßnahmenpaket Baugipfel“) beschrieben ist (BMWSB 2023), berücksichtigt das MMS die BEG EM gemäß der am 29.12.2023

veröffentlichten Förderrichtlinie (BMWK 2023a). Die Instrumente „Wohneigentum für Familien“ und „Sanierung kommunaler Einrichtungen (Sport, Jugend, Kultur)“ werden ebenfalls im Instrumentenpapier parametrisiert, aber im MMS in ihrer Wirkung nicht explizit abgeschätzt.

Für eine Reihe anderer, flankierender Instrumente wird aus verschiedenen Gründen auf eine Wirkungsabschätzung verzichtet. Für einige Instrumente mangelt es für die Wirkungsabschätzung an der empirischen Grundlage. Dies gilt zum Beispiel für

- ▶ die Förderung der seriellen Sanierung,
- ▶ die Umlagebegrenzung des CO₂-Preises des BEHG.

Die Förderrichtlinie für die serielle Sanierung ist vorrangig darauf ausgelegt, die Entwicklung neuartiger Verfahren und Komponenten zur seriellen Sanierung zu unterstützen. Damit soll langfristig die Marktentwicklung der seriellen Sanierung in Deutschland unterstützt werden. Die Maßnahme wird allerdings erst dann eine spürbare Einsparwirkung entfalten, wenn sich die damit verbundenen Verfahren und Komponenten auf dem Markt etabliert haben und entsprechend nachgefragt werden.

Das Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (CO₂KostAufG) regelt die Aufteilung der Kosten aus der CO₂-Bepreisung zwischen Vermieter und Mieter in Abhängigkeit von den spezifischen CO₂-Emissionen eines Gebäudes. Diese hängen davon ab, mit welchem Energieträger Raumwärme und Warmwasser erzeugt werden und wie gut der Wärmeschutz des betroffenen Gebäudes ist. Für eine Wirkungsabschätzung fehlt die empirische Grundlage für den möglichen Sanierungsanreiz auf Seiten der Vermieter, der daraus resultiert, dass sie z. B. bei schlecht gedämmten Gebäuden einen hohen Anteil der CO₂-Kosten selbst tragen müssen.

Die Bewertung der Einzelinstrumente erfolgt für die meisten Instrumente bottom-up. Hierfür kommt das Excel-basierte „Wirkmodell Politikinstrumente“ (WIRPOL) zum Einsatz. Grundlage der quantitativen Wirkungsabschätzung ist eine Parametrisierung des zu untersuchenden Instruments, insbesondere im Hinblick auf die wirkmächtigen Ausgestaltungscharakteristika (z. B. zur Verfügung stehendes Förderbudget eines Förderprogramms, Förderkonditionen, Auslösetatbestände ordnungsrechtlicher Regelungen). Das Wirkmodell arbeitet mit einer Reihe verschiedener Wirkmechanismen, v. a. Wirtschaftlichkeitsvergleiche, Preiselastizitäten, Nutzenfunktionen, investorenspezifische Entscheidungskalküle, programmspezifische Fördereffizienzen usw. Ausnahme ist das BEHG (CO₂-Bepreisung fossiler Brennstoffe), für das die Wirkung über Invert/EE-Lab modellgestützt abgeschätzt wird.

Die Beschreibung, welche Annahmen zur Ausgestaltung der Einzelinstrumente zu Grunde liegen, findet sich in Anhang A.3. 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 2023 abgeschätzt, so dass die kumulierten jährlichen Einsparungen den Zeitraum zwischen 2023 und dem jeweiligen Betrachtungsjahr erfassen. Die kumulierten Einsparungen im Jahr 2030 erfassen damit den Zeitraum 01.01.2023 bis 31.12.2030. Auch wenn ein Instrument schon vor 2023 existiert (z. B. das GEG oder die finanzielle Sanierungsförderung), wird seine Wirkung erst ab dem Jahr 2023 quantifiziert.

Tabelle 80 gibt einen Überblick, mit welchen Aktivitätsraten, spezifischen Effizienzen und sonstigen Annahmen die Wirkung der Einzelinstrumente gegenüber dem Vergleichsszenario abgeschätzt wird.

Tabelle 80: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung ohne das jeweilige Instrument

Instrument	Annahmen zur Referenz-Entwicklung ohne das jeweilige Instrument
Gebäudeenergiegesetz (GEG) inkl. 65 %-Anforderung	<p>Neubau: Abschätzung der Einsparwirkung der aktuell gültigen Mindestanforderungen an neue Gebäude (EH-55) gegenüber dem bis Ende 2022 gültigen Mindeststandard (EH-70).</p> <p>Gebäudebestand: Die Berechnung der Einsparwirkung der bedingten Sanierungsanforderungen an der Gebäudehülle erfolgt unter der Annahme einer konstanten Sanierungsrate sowie unter Zugrundelegung gebäudetypspezifischer Einsparwerte für eine Sanierung auf die Mindestanforderungen des GEG für eine vollständige Sanierung. Es wird ferner angenommen, dass in rund der Hälfte aller Sanierungsfälle auch ohne GEG eine GEG-konforme energetische Modernisierung stattfinden würde.</p> <p>65 %-Anforderung: Realisierung der 65 %-Anforderung entlang des Zeitplans zur Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung (2026/2028); vor der jeweiligen Umsetzungsfrist investiert ein Teil der Hauseigentümer*innen weiter in Gas- und Ölkessel. Grundlage der Abschätzung ist ein angenommener Absatz an Heizanlagen zwischen 2024 und 2030 von ca. 1 Mio. Anlagen pro Jahr. Für den Erfüllungsmix (also die Frage, mit welchen Technikoptionen die Gebäudeeigentümer*innen die 65 %-Anforderung materiell erfüllen), Differenzierung zwischen Neubau und Gebäudebestand, Gebäudetypen (EZFH, MFH, Nichtwohngebäude) und verschiedenen Erfüllungsoptionen; Übergangsfristen gelten im Falle des Anschlusses an ein Wärme- oder Wasserstoffnetz. Die Abschätzung der Wirkung der 65 %-Anforderung erfolgt gegenüber einer Referenz, im Rahmen derer Öl- und Gaskessel zu Gunsten der gleichen Heizungstechnik ausgetauscht werden (d. h. die Effizienzgewinne, die daraus resultieren, dass die unterstellte neue Heizanlage (z. B. Brennwert) i. d. R. effizienter ist als die alte, werden schon von der Referenz erfasst). Die Referenz erfasst auch Erfüllungsfälle, die auch ohne 65 %-Anforderung realisiert würden.</p>
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	<p>Im Vergleichsszenario werden weder der Einbau von Anlagen zur EE-Wärmeerzeugung noch Sanierungsmaßnahmen bei bestehenden Gebäuden finanziell gefördert. Bei Sanierungen sowie der Installation von Anlagen zur EE-Wärmeerzeugung wird angenommen, dass die im Rahmen des MMS durch die Bundesförderung induzierten Investitionen im Vergleichsszenario ausbleiben bzw. dem Referenzmix beim Heizungstausch entsprechen.</p>
Energieeffizienzgesetz (EnEFG) (Anteil Gebäude)	<p>In der Referenzentwicklung werden die durch das EnEFG indirekt ausgelösten energetischen Sanierungen an Gebäuden öffentlicher Einrichtungen des Bundes, der Länder und der Kommunen nicht realisiert.</p>
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	<p>Abschätzung der isolierten Wirkung des Instruments gegenüber einem Vergleichsszenario ohne Bepreisung der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Vergleich zweier Modellläufe mit INVERT/EE-Lab, bei denen bei einem Lauf der CO₂-Preis „eingeschaltet“, beim anderen „ausgeschaltet“ wird).</p>
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	<p>Im Vergleichsszenario werden weder Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle noch der Umstieg auf EE-Wärmeerzeuger steuerlich gefördert. Vielmehr wird angenommen, dass die durch die steuerliche Förderung induzierten Sanierungsmaßnahmen ausbleiben.</p>

Instrument	Annahmen zur Referenz-Entwicklung ohne das jeweilige Instrument
Förderung Klimafreundlicher Neubau	Im Vergleichsszenario bleibt die Förderung klimafreundlichen Neubaus aus. Neubauten erfolgen auf den seitens des GEG geforderten Mindeststandard.
EnSimiMaV	Im Vergleichsszenario bestehen keine Verpflichtungen zur Optimierung von Heizungsanlagen oder zur Durchführung eines hydraulischen Abgleichs. Die EnSimiMaV wird entsprechend ihrer Geltungsdauer bis 30.09.2024 berücksichtigt.
Vorbildfunktion Bundesgebäude	Für bestehende Bundesgebäude wird im Vergleichsszenario eine jährliche Sanierungsrate von 1,2 % (im Sinne einer äquivalenten Vollsanierungsrate) unterstellt. Sanierungen erfolgen im Vergleichsszenario auf ein Durchschnittsniveau von EH-100.

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Die Abschätzung der Wirkung der Einzelinstrumente erfolgt in mehreren Schritten: Der erste Schritt besteht in einer Abschätzung der individuellen Bruttoeinsparungen der verschiedenen Instrumente. 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 (Schloman et al. 2022). Im Zuge dieser Bereinigung wird auch der Tatsache Rechnung getragen, dass die prozentualen Einsparwirkungen verschiedener Maßnahmen an einem Gebäude nicht einfach addiert werden dürfen. Der Effekt tritt z. B. dann besonders deutlich auf, wenn an einem Gebäude gleichzeitig Einzelmaßnahmen auf der Nachfrageseite (Gebäudehülle) sowie Versorgungsseite (Wärmeerzeuger) durchgeführt werden. Die Gesamtwirkung ergibt sich dann nicht aus einfacher Addition der beiden individuellen Maßnahmenwirkungen, sondern die prozentualen Einzelwirkungen sind multiplikativ zu verbinden.

In Tabelle 81 sind die Netto-Emissionsminderungen der Instrumentenbewertung pro Jahr aufgeführt. Die Wirkungen erfassen die Bereiche Raumwärme und Warmwasser sowie GHD-Prozesswärme. Die Bilanzierung der Emissionen erfolgt anhand der KSG-Sektorlogik. Ein mit Strom oder Fernwärme beheiztes Gebäude verursacht im KSG-Gebäudesektor keine Emissionen. Diese werden im KSG-Sektor Energiewirtschaft bilanziert. Gleiches gilt, wenn die Instrumente zu Mehr- oder Minderverbräuchen an Strom oder Fernwärme führen.

Tabelle 81: Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser und GHD-Prozesswärme)

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq. pro Jahr)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gebäudeenergie-Gesetz (GEG)	2023	3,9	13,3	23,0	31,9	k. A.	k. A.
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	2023	6,2	15,2	24,3	33,5	k. A.	k. A.
Energieeffizienzgesetz (EnEfG) (Anteil Gebäude)	2024	0,1	0,3	0,5	0,6	k. A.	k. A.

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq. pro Jahr)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	2023	0,3	0,3	0,5	0,2	k. A.	k. A.
Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung	2023	0,8	2,1	3,4	4,6	k. A.	k. A.
Förderung Klimafreundlicher Neubau	2023	0,1	0,2	0,3	0,5	k. A.	k. A.
Heizungsoptimierung (EnSi-miMaV)	2023	1,1	1,1	0,6	0,1	k. A.	k. A.
Vorbildfunktion Bundesgebäude	2023	0,0	0,0	0,1	0,1	k. A.	k. A.

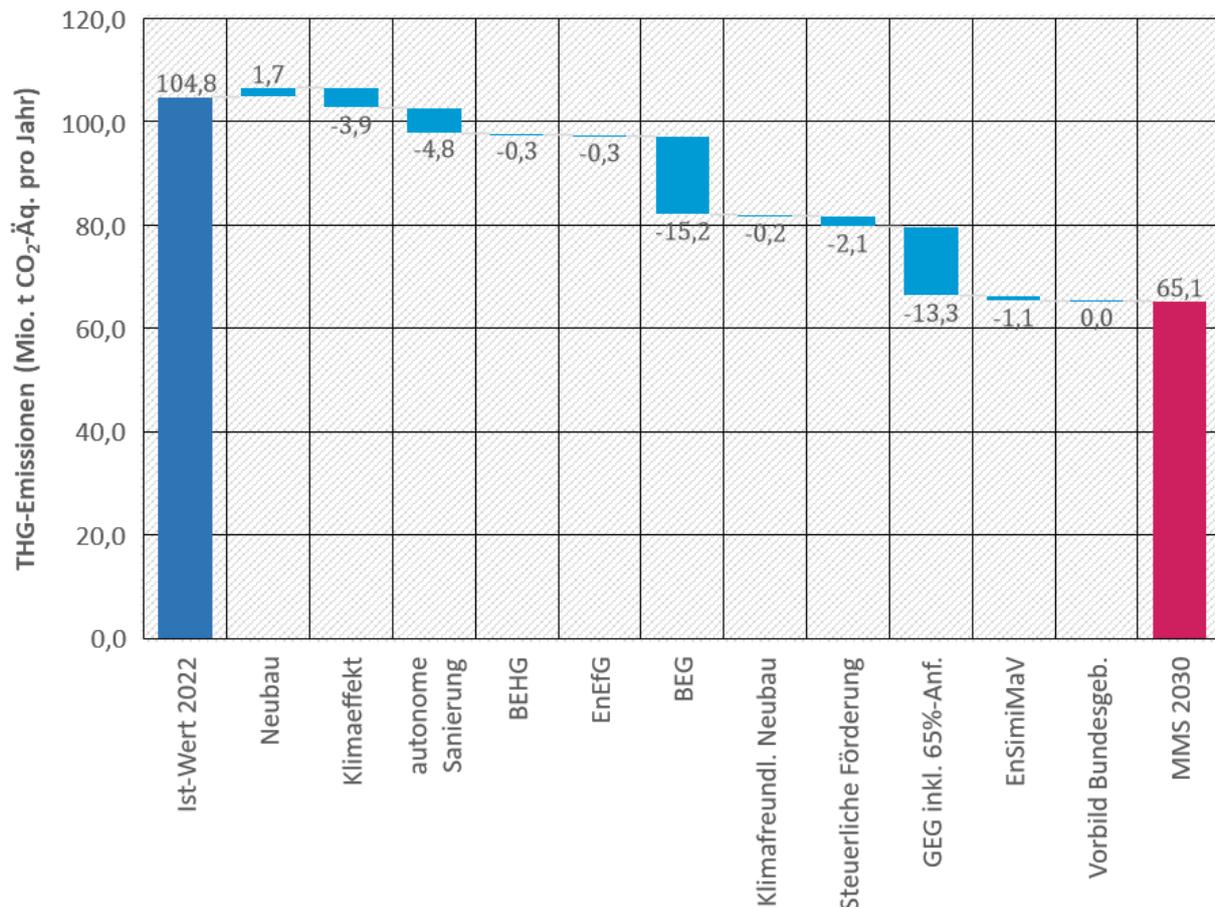
Anmerkung: *Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmezeugung in Gebäuden ohne Wirkung auf den Umwandlungssektor (Fernwärme und Strom)

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Minderungswirkungen für Einzelinstrumente werden nur bis 2040 ausgewiesen. Die Wirkung von Einzelinstrumenten ist stark abhängig von der schwer abschätzbaren Entwicklung des Umfeldes (z. B. Technik- und Kostenentwicklungen, individuelle Einstellung von Gebäudeeigentümern zu Sanierungen, Marktlage). Außerdem kann ein Politik-Mix der Gegenwart keine Herausforderungen adressieren, deren Eintreten noch mit Unsicherheiten behaftet ist. Entsprechend unsicher ist die zukünftige Wechselwirkung der in den Szenarien „starr“ ausgestalteten Einzelinstrumente (Beispiel: 65 %-Anforderung führt zum stärkeren Phase-Out von Gas-Kesseln → Durchsatz durch Gasverteilnetze nimmt ab → Netzentgelte steigen → Einbau von Gas-Kesseln wird unwirtschaftlicher → Förderbedarf für klimafreundliche Alternativen sinkt).

Abbildung 54 zeigt für das Jahr 2030 die projizierte Minderungswirkung der Instrumente im MMS sowie anderer emissionsrelevanter Effekte gegenüber dem Emissionswert für 2022. Bilanzraum ist dabei die Raumwärme- und Warmwasserversorgung, also nicht der komplette Gebäudesektor nach KSG-Zuschnitt.

Abbildung 54: Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MMS im Jahr 2030 im Vergleich zu den Sektoremissionen 2022 (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Öko-Institut

Die größte projizierte Minderung erfolgt durch die Instrumente des MMS: Den größten Minderungseffekt erzielt die BEG, gefolgt vom GEG inkl. 65 %-Anforderung und der steuerlichen Förderung. 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 Ölkesse verbessert. Die Höhe des unterstellten CO₂-Preises reicht jedoch allein nicht aus, isoliert signifikante Einsparungen zu induzieren.

Außerdem gibt es weitere Effekte, die nicht durch Instrumente getrieben werden:

- ▶ Anstieg der Emissionen durch Neubau: Aufgrund von Neubauaktivität nimmt bis 2030 sowohl die Wohn- als auch die gewerbliche Nutzfläche zu. Dies geht mit Mehremissionen einher. Diese berechnen sich aus dem Nettoflächenzuwachs, Annahmen zum energetischen Standard (GEG-Anforderungen) sowie dem Technik- und Energieträgermix für die Wärmeversorgung. Neubaufäche und Energieträgermix orientieren sich dabei an den Werten und Entwicklungen der letzten Jahre.
- ▶ Minderung der Emissionen durch die Klimakrise: Steigen die Außentemperaturen infolge der Klimakrise, muss weniger geheizt werden, was den Einsatz fossiler Brennstoffe und damit die Emissionen im Gebäudesektor verringert. Auf Grundlage der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes reduzieren sich die in Invert/EE-Lab hinterlegten Heizgradtage bis 2045 linear, wie Abbildung 56 in Abschnitt 6.3 zeigt. Die daraus folgende Abnahme des

Endenergieverbrauchs fossiler Brennstoffe wird mit dem sich zeitlich verändernden Anteil an fossiler Wärmeerzeugung verrechnet.

- ▶ Minderungseffekt durch autonome Sanierung: Hauseigentümer*innen würden auch ohne Instrumente 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 zu Gunsten eines effizienten Gas- oder Ölkessels entstehen.

6.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

Der Politikmix im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario umfasst weitere Instrumente, die zwar noch nicht in Kraft sind, deren Einführung allerdings politisch angekündigt wurde (siehe Abschnitt 2.4):

- ▶ Weiterentwicklung der energetischen Standards im GEG
- ▶ Mindestenergieeffizienzstandards für Bestandsgebäude (MEPS) für Nichtwohngebäude
- ▶ Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EU-Energieeffizienzrichtlinie)

Eine detaillierte Beschreibung dieser Instrumente findet sich in Anhang A.3. Die Wirkung flankierender Instrumente wird nicht abgeschätzt:

- ▶ Teilwarmmietenmodell als Reform der Modernisierungsumlage
- ▶ Überarbeitung für die Anforderungen an den Energieausweis.

Die Quantifizierung der projizierten Instrumentenwirkung des MWMS erfolgt gegenüber dem MMS. Im Hinblick auf das Zusammenwirken der Instrumente gelten die oben dargestellten Effekte.

Tabelle 82 listet die drei Kerninstrumente des MWMS auf, für die eine Minderung abgeschätzt werden kann:

Tabelle 82: Umsetzung und Annahmen für die Einzelinstrumentenbewertung im MWMS

Einzelmaßnahme	Annahmen zur Umsetzung
Gebäudeenergiegesetz (GEG): Weiterentwicklung der energetischen Standards	Neubau: Weiterentwicklung des Neubaustandards für Wohn- und Nichtwohngebäude hinsichtlich des zulässigen Jahresprimärenergiebedarfs auf EH-40 ab 2026. Gebäudebestand: Im Rahmen der bedingten Sanierungspflichten Anhebung der Bauteilanforderungen an U-Werte, die für eine Vollsanierung nach dem EH-70 Standard gem. BEG notwendig sind; bei im Vergleich zum MMS gleichbleibender Sanierungsrate erhöht sich damit die Sanierungstiefe; Wirkbeginn 2027.
Mindestenergieeffizienzstandards (MEPS) für Nichtwohngebäude	Die Parametrisierung bildet nicht die erst 2024 erfolgte, finale Einigung zur EU-Gebäuderichtlinie ab, sondern die Position vom Rat der Europäischen Union (2022). Nichtwohngebäude: Unterteilung des Bestandes mit Basis 2020 nach Primärenergieverbrauch zur Definition von maximalen Schwellenwerten, denen alle Gebäude zeitpunktbezogen entsprechen müssen: 2030: 15 % und 2034: 25 %.

Einzelmaßnahme	Annahmen zur Umsetzung
Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EED)	<p>Ein Teil der betroffenen Gebäude erfüllt diese Anforderung durch so-wieso durchgeführte (autonome) Sanierungen. Einem weiteren Teil wird unterstellt, dass nach angenommenem Beschluss der MEPS in 2025 Bauteile, die ihren Reinvestitionszyklus erreicht haben, direkt ambitionierter saniert werden, um die Anforderungen zu erfüllen. Der Großteil der betroffenen Gebäudeeigentümer führt in den Jahren vor den Erfüllungszeitpunkten Sanierungen von einzelnen Bauteilen durch oder wechselt zu einem erneuerbaren Wärmeversorger, um den primärenergetischen Anforderungen zu entsprechen.</p> <p>Wohngebäude: Das definierte Effizienzziel für den Gesamtbestand würde zur Treibhausgas-minderung spürbar beitragen, aber ist kein spezifisches Instrument und wurde daher nicht modelliert.</p> <p>Sanierung öffentlicher Gebäude nach Vorgabe des Art 6 (Exemplary role of public bodies' buildings) der novellierten EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED 2023/179). Zielgrößen sind dabei eine Sanierungsrate von jährlich 3 % sowie die Anforderung, die betroffenen öffentlichen Gebäude mindestens auf den "Standard „nearly zero-energy buildings" oder „zero-emission buildings“ zu sanieren. Die Anforderung erfasst alle Gebäude öffentlicher Einrichtungen (Bund, Länder, Kommunen) mit einer beheizten Nettogrundfläche größer 250 m²</p> <p>Annahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Zielwert "Least nearly zero-energy" entspricht EH-55 (in Anlehnung an das Zielniveau im Effizienzerlass für Bundesgebäude) ▶ Sanierungsrate steigt bis 2030 auf 3 % an, danach ist sie etwas höher, um die niedrigeren Raten vor 2023 auszugleichen ▶ Abschätzung gegenüber einer Referenz mit geringerer Sanierungsrate auf geringeres Effizienz-niveau (EH-100)

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Das Ergebnis der projizierten Netto-Minderungen der Treibhausgasemissionen pro Jahr der drei Instrumente im MWMS gegenüber dem MMS ist in Tabelle 83 zu sehen.

Tabelle 83: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland im MWMS gegenüber dem MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq. pro Jahr)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gebäudeenergiegesetz (GEG): Weiterentwicklung der energetischen Standards	2026/2027	0,0	1,4	3,0	4,7	k. A.	k. A.
Mindestenergieeffizienzstandards (MEPS) für Nichtwohngebäude	2027	0,0	0,3	0,5	0,3	k. A.	k. A.
Sanierung öffentlicher Gebäude (Art. 6 EED)	2026	0,0	0,4	1,1	1,7	k. A.	k. A.

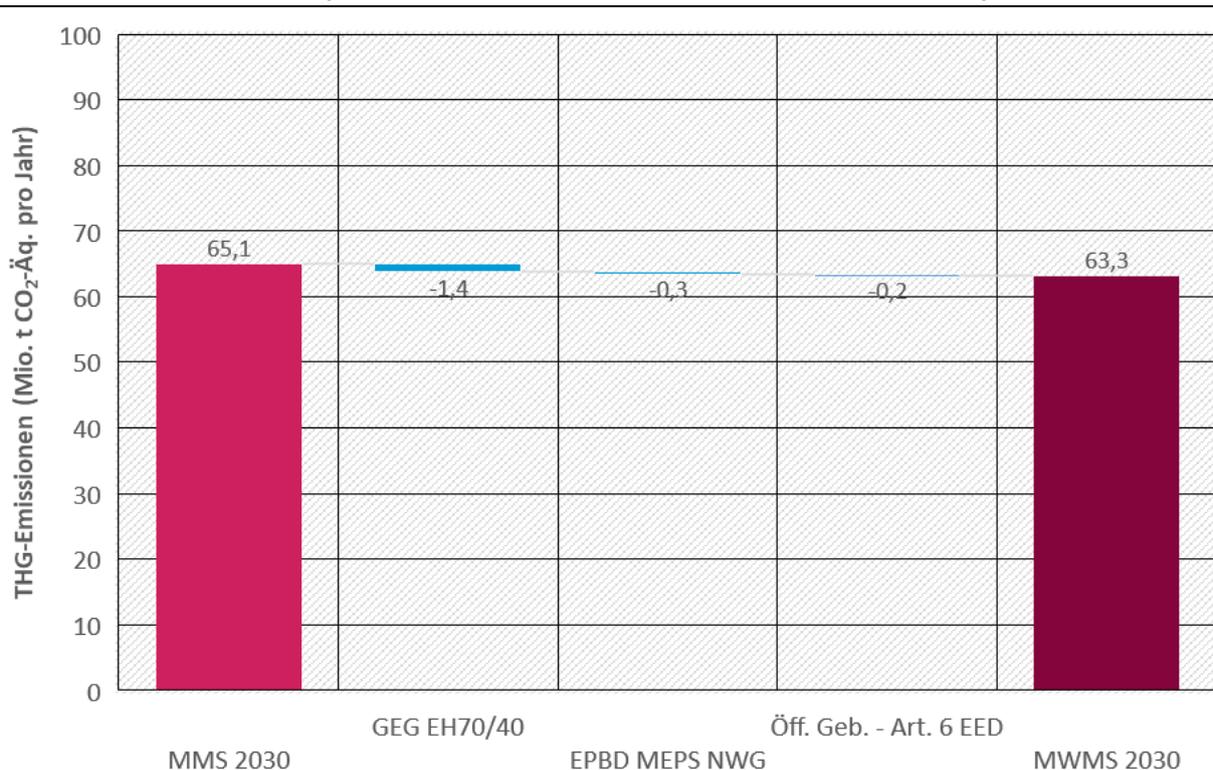
Anmerkung: * Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden ohne Wirkung auf den Umwandlungssektor (Fernwärme und Strom) und ohne GHD-Prozesse

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 55 zeigt für das Jahr 2030 die projizierte (Brutto-)Minderungswirkung der Instrumente im MWMS gegenüber dem MMS. Bilanzraum ist dabei die Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Gebäuden des KSG-Sektors.

Im MWMS ist das wirkmächtigste Instrument die Weiterentwicklung der energetischen Standards im GEG. Das umfasst die Weiterentwicklung der bedingten Sanierungsanforderungen des GEG (Anlage 7) sowie die Einführung des Neubaustandards EH40. MEPS für Nichtwohngebäude führen aufgrund ihres geringen Anteils am Gebäudebestand nur zu geringen Mehreinsparungen. Die Vorgaben zur Sanierung öffentlicher Gebäude in Artikel 6 der EU-Energieeffizienzrichtlinie tragen erst nach 2030 zu Minderungen bei.

Abbildung 55: Netto-Minderungswirkung der Instrumente des MWMS im Jahr 2030 im Vergleich zum MMS (Bilanzraum Gebäude: Raumwärme und Warmwasser)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen Öko-Institut

6.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Im Folgenden werden die zentralen sektorspezifischen exogene Rahmendaten dargestellt. Viele weitere relevante Parameter werden modellendogen berechnet und sind damit Ergebnis der Modellierung, beispielsweise die Sanierungsrate und Heizungstauschrate sowie die gewählten Technologien und Effizienzmaßnahmen bei der Investitionsentscheidung. Es wird auf das Methodikkapitel und die detaillierte Beschreibung der beiden im Gebäudesektor eingesetzten Modell Invert/ee-lab und Forecast verwiesen (vgl. Anhang A.4.3)

Anzahl privater Haushalte

Die Anzahl der privaten Haushalte wird auf Basis von Annahmen zur Entwicklung der Haushaltsgröße (Anzahl der Personen pro Haushalt) aus den im Szenario verwendeten Rahmendaten

zur Bevölkerungsentwicklung (Anhang A.1) berechnet. Nationale Prognosen gehen von einem weiteren kontinuierlichen Rückgang der Anzahl der Personen pro Haushalt aus. In Verbindung mit der Bevölkerungsentwicklung, welche bis 2035 wächst und danach nur leicht abfällt, führt dies zu einem stetigen, leichten Anstieg der Anzahl der Haushalte in Deutschland bis 2040 (Tabelle 84). Die Anzahl der Haushalte ist insbesondere als Eingangsgröße für die Berechnung der Anzahl der elektrischen Geräte relevant. Die angesetzten Maßnahmen wirken sich hingegen nicht auf die Anzahl der Haushalte aus.

Tabelle 84: Vergleich der Anzahl privater Haushalte verschiedener Quellen

	Quelle	2020	2025	2030	2035	2040
Bevölkerung (Mio.)	Anhang A.1	83,2	83,6	83,8	83,8	83,5
Haushaltsgröße	Basierend auf nationalen Prognosen (Destatis 2017)	1,97	1,95	1,93	1,90	1,87
Anzahl Haushalte (Mio.)	Eigene Berechnung	42,2	42,9	43,4	44,1	44,6

Quelle: EC (2020); Destatis (2017)

Entwicklung der Wohnfläche und der Nutzfläche in Nichtwohngebäuden

Tabelle 85 zeigt die Bevölkerungsentwicklung sowie die Veränderung der spezifischen Wohnfläche. Seit 2002 ist die Wohnfläche pro Kopf von 41,4 m² auf 46,7 m² pro Person im Jahr 2018 angestiegen (Destatis 2019). Nach den jetzigen Prognosen wird die Pro-Kopf-Wohnfläche zumindest bis 2030 weiter zunehmen. Bis zum Jahr 2030 entspricht die Entwicklung in Tabelle 85 der Wohnungsmarktprognose des BBSR (Held und Waltersbacher 2015). Ab 2030 wird angenommen, dass zwar die spezifische Wohnfläche steigt, sich allerdings die Entwicklung verlangsamt. Weiterhin wird angenommen, dass die spezifische Wohnfläche bis 2050 ausgehend von 2018 um rund 5 m² auf insgesamt 52 m² pro Kopf steigt. Die Nutzfläche in Nichtwohngebäuden ist an die Wohnfläche gekoppelt und folgt deshalb dem relativen Zuwachs der spezifischen Wohnfläche.

Tabelle 85: Entwicklung der Bevölkerung sowie absolute und relative Entwicklung der spezifischen Wohnfläche

	2018	2020	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung [in Mio.]	83,2	83,2	83,8	83,8	83,5	82,6	81,6
Wohnfläche [in m ² /Einwohner]	46,7	47,4	48,5	50	51	51,5	52

Quelle: Destatis (2019); Held und Waltersbacher (2015); Statista (2024)

Berücksichtigung der Klimaerwärmung

Bei der Berechnung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird der Klimawandel in Form von steigenden Temperaturen berücksichtigt, da dieser bereits bis 2030 Auswirkungen auf den Heizbedarf hat.

Für die Berechnung der Temperaturentwicklung werden die Testreferenzjahre einzelner Städte des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verwendet. Diese umfassen Daten für ein mittleres Jahr, sowie für einen extremen Sommer und Winter. Die Berechnung der Klimamodelle erfolgt auf Ba-

sis von repräsentativen Konzentrationspfaden (RCPs), die wiederum auf Annahmen über die Zunahme der Wärmestrahlung (in Watt) in Folge des Klimawandels und den zugehörigen Emissionspfaden basieren. Die Testreferenzjahre sind eine Kombination aus den Szenarien RCP 4.5 und RCP 8.5.

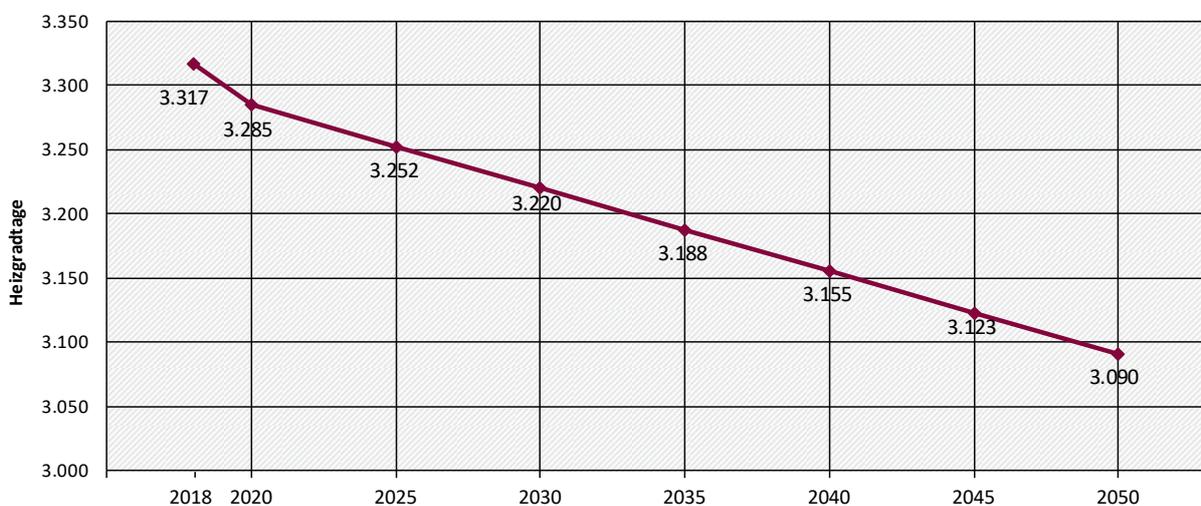
- ▶ Im Konzentrationspfad RCP 4.5 steigen die Treibhausgasemissionen bis 2050 und stabilisieren sich dann auf einem Niveau mit 650 ppm CO₂-Äq. bei einem Temperaturanstieg von 1,8 bis 2 °C bis 2100.
- ▶ Im Pfad RCP 8.5 mit einer Strahlung von 8,5 Watt pro Quadratmeter steigen die Treibhausgasemissionen dagegen kontinuierlich und verursachen bis 2100 eine Konzentration von 1370 ppm CO₂-Äq. in der Atmosphäre und einen Temperaturanstieg von 4 °C.

Nach Aussage des DWD ist das RCP 8.5 Szenario realistischer. Da jedoch zunehmend Maßnahmen umgesetzt werden, um den anthropogenen Einfluss zu reduzieren, stellen die Zukunftsjahre des DWD eine Kombination aus den Konzentrationspfaden RCP 4.5 und RCP 8.5 dar (BBSR 2017a; Spinoni et al. 2018).

Nach aktuellen Berechnungen des Climate Action Tracker (Climate Analytics; NewClimate Institute o.J.) wird durch die von berichtenden Staaten angestrebten Politikmaßnahmen eine Temperaturentwicklung von 2,7 bis 3,1 °C bis 2100 erreicht. Werden darüber hinaus die zugesagten Zielverpflichtungen der Staaten umgesetzt, kann die Temperaturerhöhung auf 2,4 °C bis 2100 begrenzt werden. Zur Berücksichtigung einer aus heutiger Sicht realistischen Temperaturänderung wird daher der Mittelwert der Testreferenzjahre von RCP 8.5 und RCP 4.5 angesetzt.

Zur Berechnung des Einflusses steigender Temperaturen auf den Endenergieverbrauch in Invert/EE-Lab ist die Entwicklung der Heizgradtage entscheidend. Die Entwicklung der Heizgradtage bis 2050 resultiert aus den hinterlegten Konzentrationspfaden und der Temperaturentwicklung. Für die Berechnung wird die Temperaturentwicklung der Testreferenzjahre von 2015 bis 2045 in acht deutschen Städten (Münster, Berlin, Düsseldorf, Frankfurt a.M., Hannover, Leipzig, München und Stuttgart) herangezogen und die Reduktion der Heizgradtage berechnet. Die Differenz aus der Summe der Heizgradtage, die sich für 2015 und 2045 ergibt, wird durch die Anzahl an Jahren dividiert, um die jährliche Reduktion der Heizgradtage zu erhalten. Abbildung 56 zeigt die jährliche Entwicklung der Heizgradtage im Zeitraum 2018 bis 2050.

Abbildung 56: Entwicklung der Heizgradtage im Zeitraum 2018 bis 2050



Quelle: Berechnungen IREES auf Basis von BBSR (2017b)

7 Verkehr

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

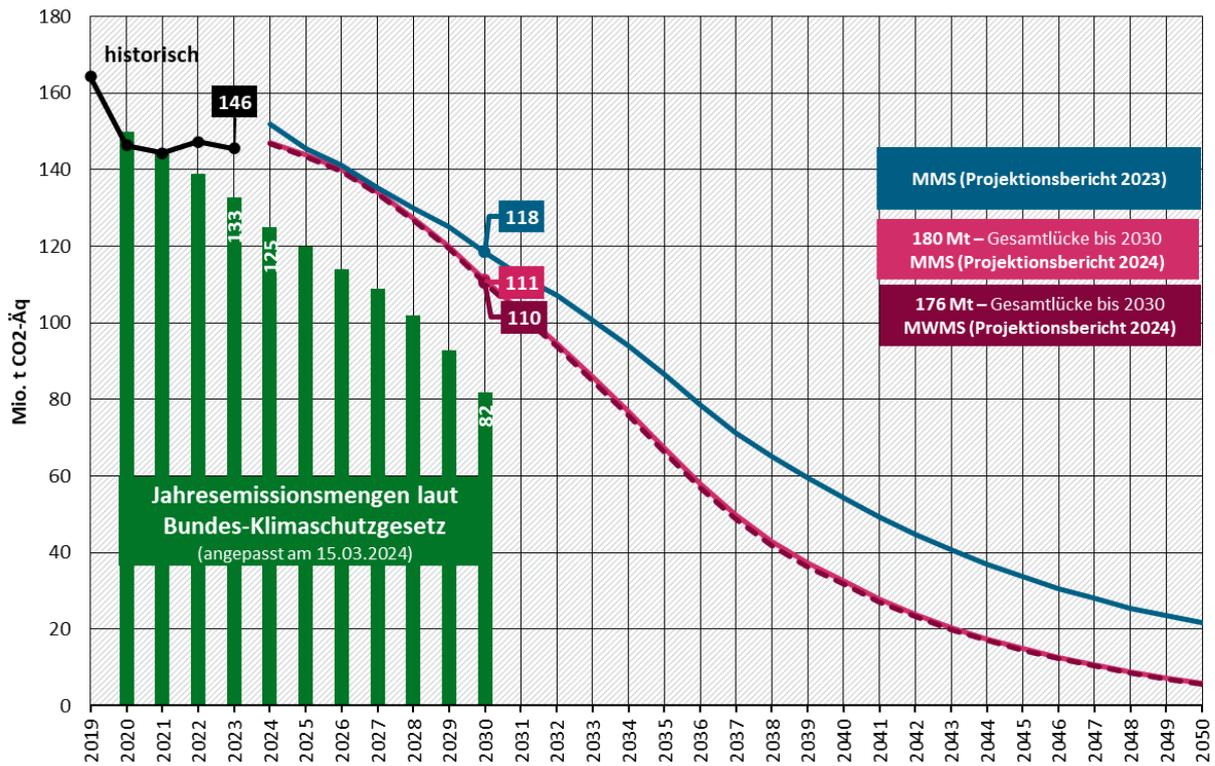
Der Sektor Verkehr umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz die Emissionen des inländischen Flugverkehrs (CRF-Quellgruppe 1.A.3.a), des Straßenverkehrs (CRF 1.A.3.b), des Schienenverkehrs (CRF 1.A.3.c) und der Binnenschifffahrt (CRF 1.A.3.c). Emissionen des internationalen Luftverkehrs (CRF 1.D.1.a) sowie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

Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

7.1 Zentrale Ergebnisse

In Abbildung 57 ist die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im nationalen Verkehrssektor dargestellt. Die Treibhausgasemissionen im MMS als auch im MWMS unterscheiden sich von denen des Projektionsberichts 2023. Bis auf den Zeitraum 2025 bis 2027 liegen sie deutlich unterhalb der Treibhausgasprojektionen des Projektionsberichts 2023. Für den veränderten Emissionsverlauf ist eine Vielzahl an Einflüssen verantwortlich. Für den Zeitraum vor 2025 wirken u. a. eine veränderte Annahme bezüglich der wirtschaftlichen Entwicklung, aktualisierte Energiepreise sowie eine langsamere Erholung der Verkehrsleistung nach den Jahren der Pandemie, die mittlerweile aber ersichtlich ist. Über den Zeitraum ab dem Jahr 2023 wird zudem die Wirkung neu eingeführter Instrumente sichtbar, wie zum Beispiel die neu eingeführte CO₂-Komponente in der Lkw-Maut. Anpassungen hinsichtlich kapazitäts- und transportgeschwindigkeitssteigernder Maßnahmen im Schienenverkehr führen dagegen zu einer geringeren Nutzung des Schienenverkehrs als in den Projektionen 2023. Insgesamt verbleibt weiterhin eine projizierte Lücke zu den Jahresemissionsmengen des KSG. Diese steigt von 22,2 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2024 auf 29,2 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 an. Die kumulierte Lücke zu den Zielen des KSG bis zum Jahr 2030 beträgt im MMS rund 180 Mio. t CO₂-Äq. Das MWMS unterscheidet sich hinsichtlich der Instrumente und der Emissionsmengen nur geringfügig vom MMS. Die kumulierte Lücke bis 2030 beträgt 176 Mio. t CO₂-Äq.

Abbildung 57: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr



Quelle: UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

In Tabelle 86 ist die projizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen des MMS in Fünfjahreschritten bis zum Jahr 2050 dargestellt, aufgeschlüsselt nach Verkehrsart. Da der Großteil der Emissionen auf den Straßenverkehr entfällt, trägt dieser im Zeitverlauf auch den größten Anteil der notwendigen Emissionsreduktion. In der nachfolgenden Tabelle 87 sind die entsprechenden Werte für das MWMS dargestellt.

Tabelle 86: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Ziviler Luftverkehr	0,7	1,1	1,0	0,8	0,8	0,7	0,5
Straßenverkehr	142,9	140,6	108,2	64,7	30,1	12,7	4,0
Schienenverkehr	0,9	0,8	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Schiffsverkehr	1,6	1,6	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
Gesamt	146,1	144,0	111,1	67,3	32,6	14,9	5,9
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		119,9	81,9				
Nachrichtlich:							
Internationaler Flugverkehr	18,3	32,3	37,8	36,7	37,3	38,3	34,9
Internationaler Schiffsverkehr	3,8	4,2	4,1	3,5	2,7	1,5	0,8

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamt inklusive nachrichtlich	168,1	180,5	153,0	107,5	72,6	54,8	41,6

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Tabelle 87: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Ziviler Luftverkehr	0,7	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Straßenverkehr	142,9	140,1	107,6	63,8	29,6	12,6	4,0
Schienenverkehr	0,9	0,8	0,5	0,4	0,2	0,2	0,1
Schiffsverkehr	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
Gesamt	146,1	143,4	110,4	66,2	31,8	14,6	5,7
Jahreemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		119,9	81,9				
Nachrichtlich:							
Internationaler Flugverkehr	18,3	32,3	37,8	36,7	37,3	38,3	34,9
Internationaler Schiffsverkehr	3,8	4,2	4,1	3,5	2,7	1,5	0,8
Gesamt inklusive nachrichtlich	168,1	180,0	152,3	106,4	71,8	54,4	41,5

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

In Tabelle 88 sind die Emissionen des MMS und MWMS im Vergleich dargestellt. Zusätzlich wird die prozentuale Änderung zu den Bezugsjahren 1990 und 2005 ausgewiesen. Bis 2050 sinken die projizierten Emissionen in beiden Szenarien um rund 96 % gegenüber 1990. Im MMS des Projektionsberichts 2023 wurde eine Emissionsreduktion von 86 % projiziert.

Tabelle 88: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	163,1	155,9	146,1						
MMS				144,0	111,1	67,3	32,6	14,9	5,9
MWMS				143,4	110,4	66,2	31,8	14,6	5,7
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-4,5	-10,5						
MMS				-11,8	-31,9	-58,7	-80,0	-90,8	-96,4
MWMS				-12,1	-32,3	-59,4	-80,5	-91,1	-96,5

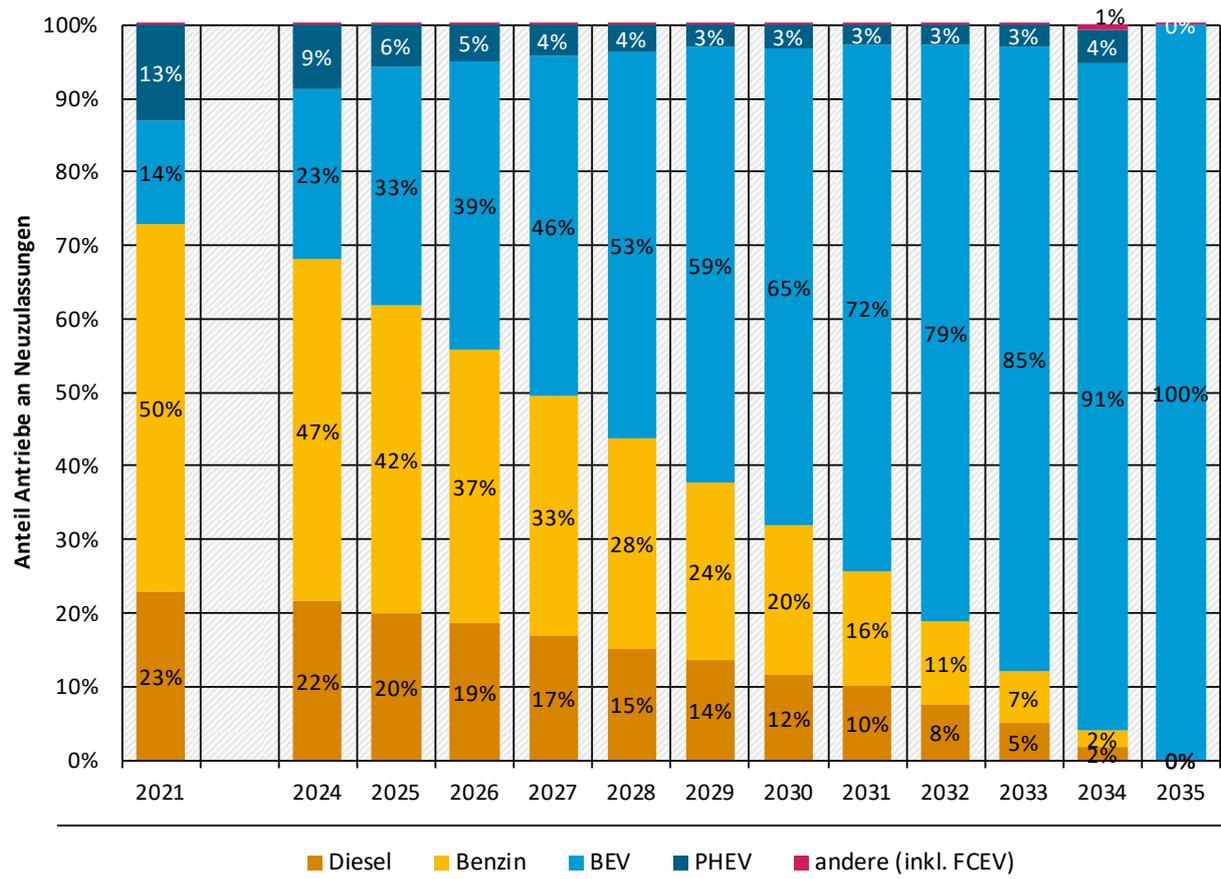
	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-6,3						
MMS				-7,6	-28,7	-56,8	-79,1	-90,4	-96,2
MWMS				-8,0	-29,2	-57,5	-79,6	-90,6	-96,3

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Abbildung 58 zeigt die projizierte Antriebsverteilung der neu zugelassenen Pkw für den Zeitraum bis 2035 für das MMS und MWMS. Diese ist maßgeblich getrieben durch die EU-CO₂-Standards und unterscheidet sich nicht zwischen den beiden Szenarien. Ab dem Jahr 2035 bleiben die projizierten Anteile auf einem konstanten Niveau, weshalb die Folgejahre nicht dargestellt werden. Gegenüber dem Projektionsbericht 2023 ergeben sich jedoch einige Änderungen. Zum einen ändert sich durch eine Rechtsverordnung die Emissionsberechnung der Fahrzeuge (WLTP) mit Plug-In-Hybrid-Antrieb (PHEV) bei der Typenzulassung ab dem Jahr 2025. Der elektrische Fahranteil, der in der Berechnung zugrunde gelegt wird, reduziert sich zukünftig, so dass die Fahrzeuge weniger zur Zielerfüllung der EU-CO₂-Standards der Hersteller beitragen. Dies schlägt sich in einem rückläufigen Anteil der PHEV nieder. Im Jahr 2030 beträgt ihr projizierter Anteil an den Neuzulassungen rund 3 %. Weiterhin wurde die Annahme des Zielerreichungspfades der EU-CO₂-Standards für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge dahingehend angepasst, dass in den Jahren ohne Zwischenziel ab 2025 ein linearer Verlauf für die Abnahme der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neufahrzeuge angenommen wird. Hierdurch steigen die Zulassungsanteile batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) in diesen Jahren gegenüber dem Projektionsbericht 2023 teils deutlich an. Weitere Erläuterungen zu den getroffenen Annahmen finden sich in Abschnitt 7.3. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) weisen in den meisten Fällen deutlich höhere Gesamtnutzungskosten auf (TCO), sodass sie im Bereich der Pkw weiterhin eine zu vernachlässigende Rolle im Antriebsmix einnehmen.

Aus dem veränderten Hochlauf der Neuzulassungen von elektrischen Fahrzeugen folgt ebenfalls ein veränderter Bestand an BEV und PHEV (dargestellt in Abbildung 59). Im Jahr 2030 wird das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von 15 Mio. BEV im Projektionsbericht 2024 mit 10,7 Mio. Fahrzeugen weiterhin nicht erreicht (8,2 Mio. BEV im PB23). Der Pkw-Bestand an PHEV beträgt im MMS im Jahr 2030 2,3 Mio. Fahrzeuge (3,7 Mio. PHEV im PB23).

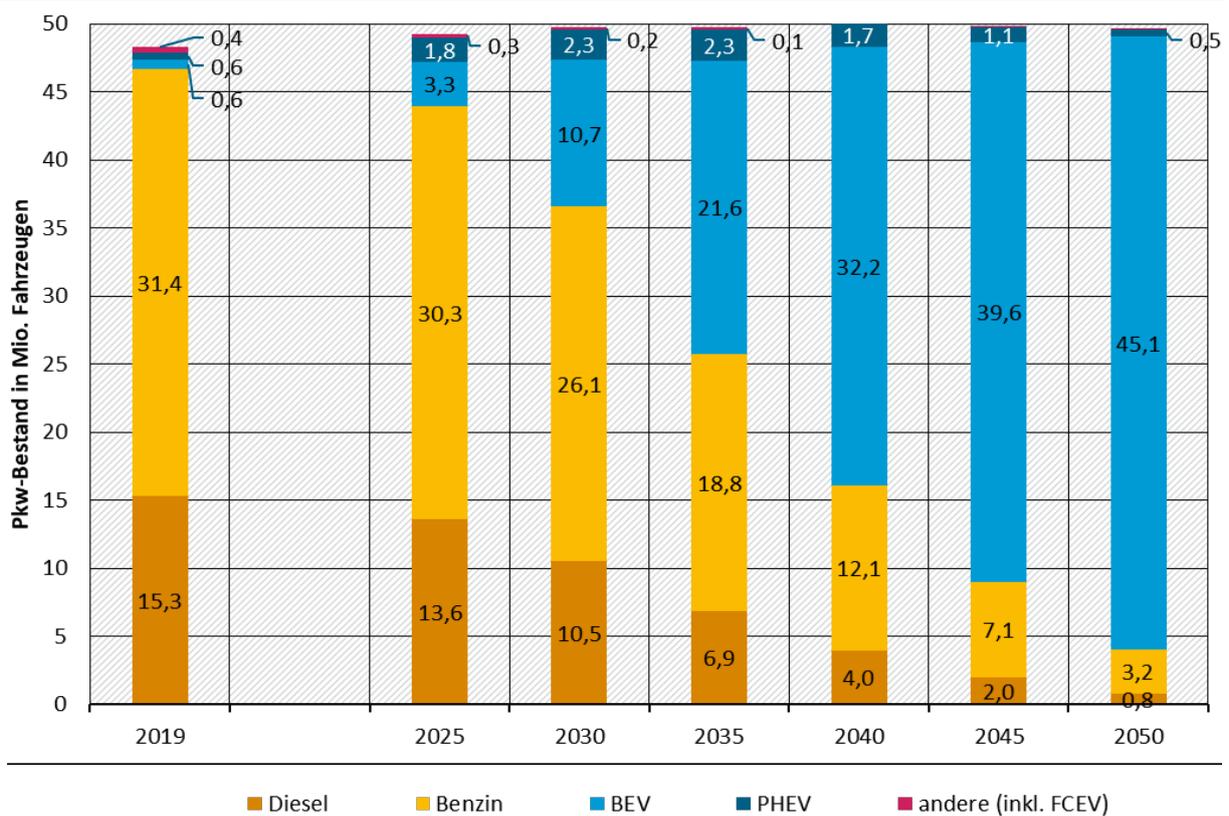
Abbildung 58: Antriebsverteilung der Pkw-Neuzulassungen in MMS/MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

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

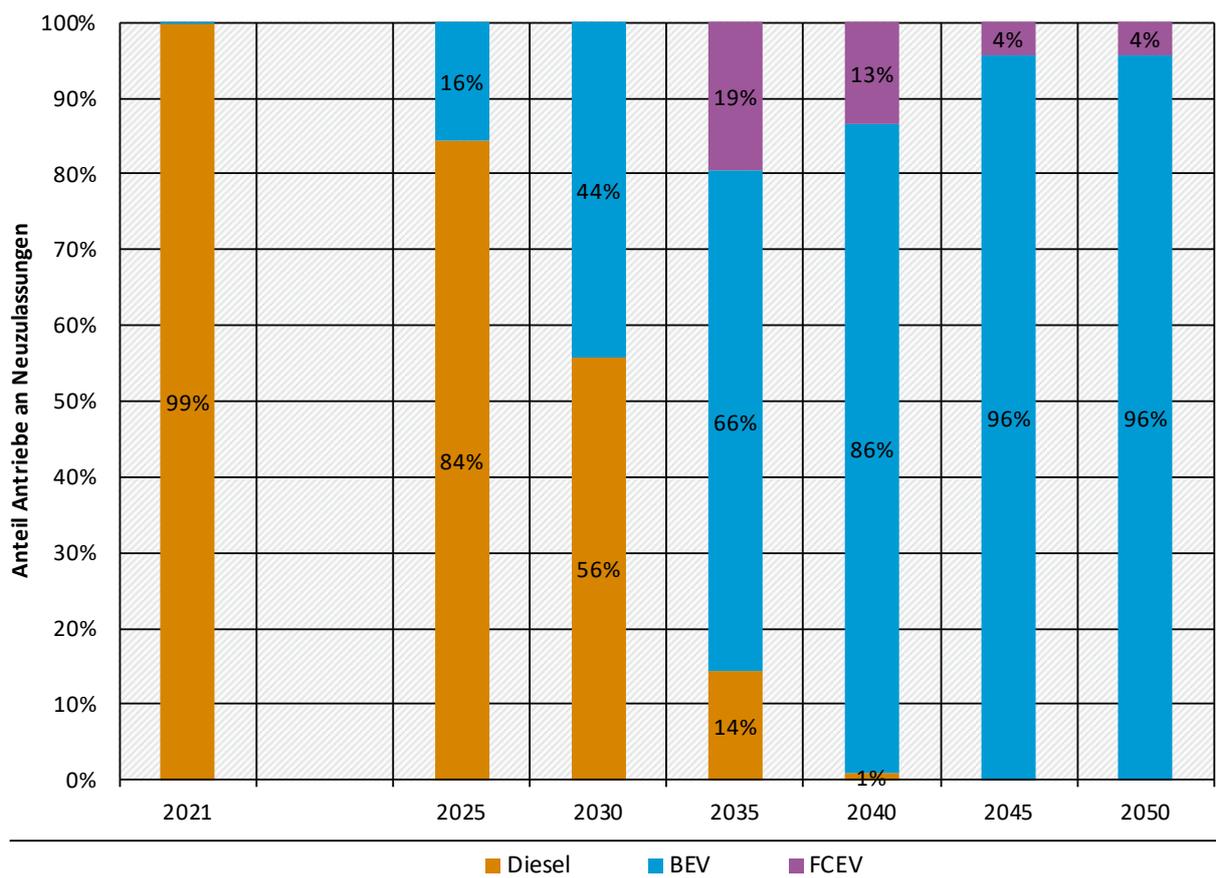
Abbildung 59: Entwicklung des Pkw-Bestands in MMS/MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

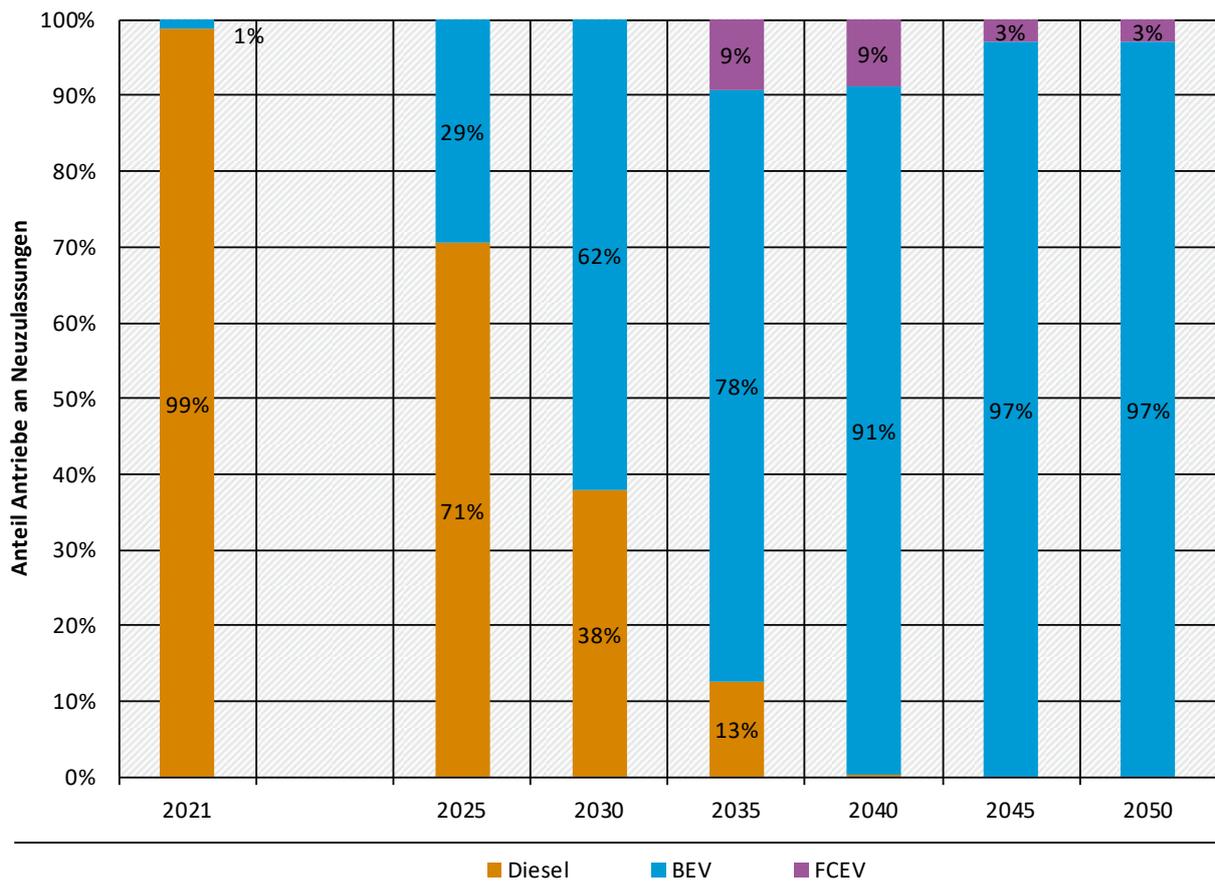
In Abbildung 60 ist die projizierte Zusammensetzung der Antriebe der Lkw-Neuzulassungen für Fahrzeuge mit maximalem Gesamtgewicht über 12 Tonnen dargestellt. Die Antriebsanteile unterscheiden sich nicht zwischen MMS und MWMS. Grundsätzlich ist eine deutlich schnellere Elektrifizierung der Lkw gegenüber dem MMS des Projektionsberichts 2023 zu verzeichnen. Dies liegt vor allem an der Einführung der CO₂-Komponente der Lkw-Maut (200 €/t CO₂), welche fossile Antriebe über die Nutzungszeit deutlich stärker finanziell belastet und so die Antriebswahl beeinflusst. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil an elektrischen Lkw-Neuzulassungen inklusive Last- und Sattelzüge 44 %. Durch die Ausweitung der Maut auf Lkw mit zulässigem Gesamtgewicht ab 3,5 Tonnen zeigt sich der Effekt auch bei den in Abbildung 62 präsentierten Lkw mit zulässigem Gesamtgewicht unter 12 Tonnen. Da leichtere Lkw im Durchschnitt auf kürzeren Strecken eingesetzt werden, wirken Limitierungen durch die Ladeinfrastruktur entsprechend schwächer und der Anteil an BEV übertrifft mit 62 % im Jahr 2030 den der Lkw über 12 Tonnen Gesamtgewicht (Abbildung 61). FCEV werden erst in den Jahren nach 2030 zugelassen. Ihr Anteil an den Neuzulassungen geht in den Jahren bis 2050 wieder zurück, da eine kontinuierlich steigende Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur es BEV ermöglicht, ihren ökonomischen TCO-Vorteil auch auf langen Strecken realisieren zu können. Die elektrische Fahrleistung der Lkw inklusive Last- und Sattelzüge steigt im Projektionsbericht 2024 auf 20 % im Jahr 2030. Im Jahr 2050 werden 100 % erreicht.

Abbildung 60: Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen >12t inkl. Last- und Sattelzüge in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

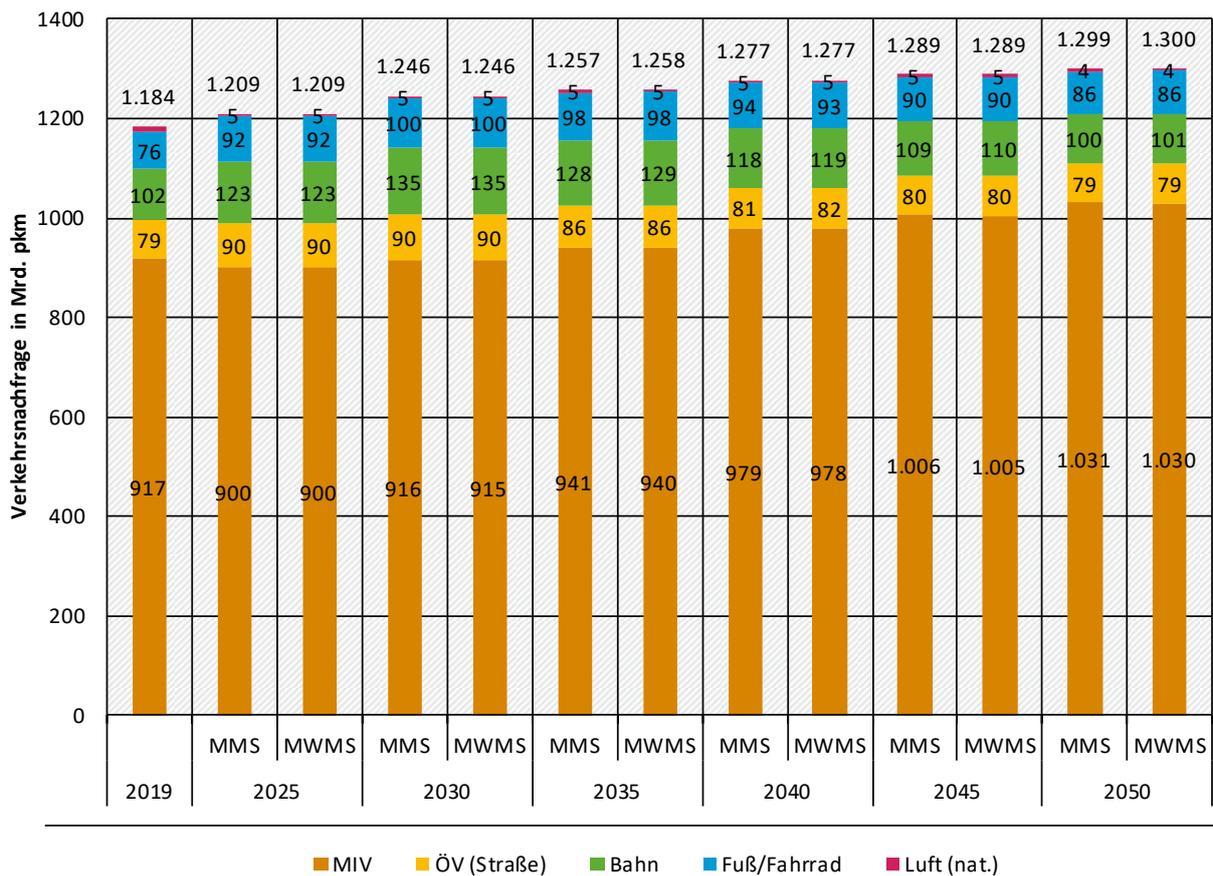
Abbildung 61: Antriebsverteilung der Lkw-Neuzulassungen < 12t in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die Personenverkehrsnachfrage im Zeitablauf (Abbildung 62) unterscheidet sich zwischen MMS und MWMS nur gering. Durch die nur gering veränderte Zusammensetzung der Antriebsstruktur findet zwischen den Szenarien keine relevante, kostengetriebene Verlagerung bei den Verkehrsträgern statt. In beiden Szenarien steigt die projizierte Verkehrsleistung bis 2050 um knapp 10 % an. Durch die steigenden Nutzungskosten für fossile Antriebe nimmt der Anteil des MIV am Modal Split bis 2030 zunächst auf rund 73 % ab. Die zunehmende Elektrifizierung führt anschließend jedoch wieder zu sinkenden Nutzungskosten im MIV und damit zu einer entsprechenden Rückverlagerung der Verkehrsmengen auf den MIV. Bis 2050 steigt der Anteil des MIV auf 79 % an. Gegenüber dem Projektionsbericht 2023 ergeben sich einige Veränderungen der Verkehrsnachfrage, die aus Schade et al. (2023) abgeleitet sind. Die Bevölkerungsprognose und damit die Gesamtverkehrsnachfrage liegt langfristig über dem Niveau des Projektionsberichts 2023. Zudem wurde die Entwicklung des Schienenverkehrs realistischer abgebildet (u. a. verzögerte Einführung des Deutschlandtaktes). Langfristig wird das Verlagerungspotenzial zum Schienenverkehr jedoch durch einen fehlenden Ausgleich der sinkenden Kilometerkosten im MIV (bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung) nicht ausgenutzt.

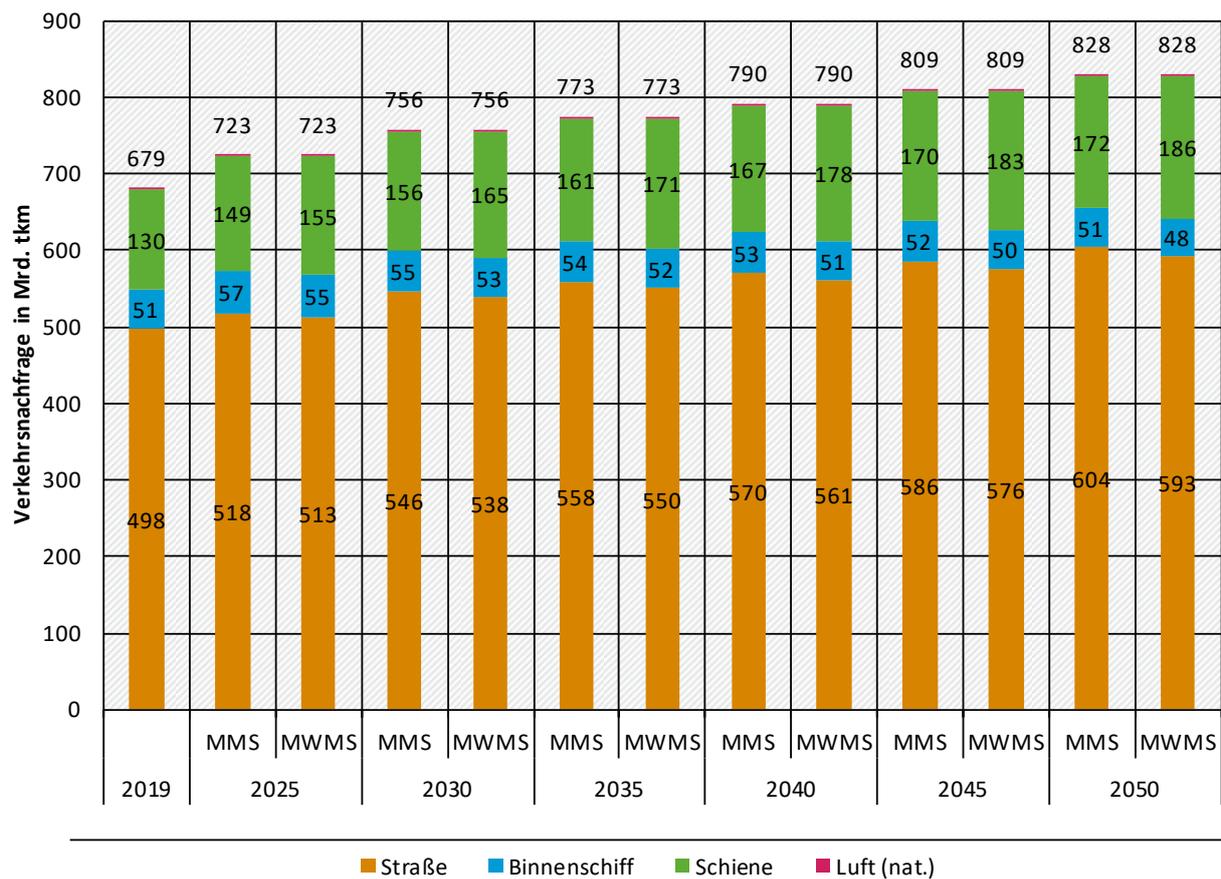
Abbildung 62: Personenverkehrsnachfrage in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die in Abbildung 63 dargestellte projizierte Güterverkehrsleistung steigt bis 2050 um rund 22 % von 679 auf 828 Mrd. tkm. Im MWMS führen zusätzliche Instrumente zur Förderung des Schienengüterverkehrs zu einer Verlagerung von Straßengüterverkehr und Binnenschiff. Der projizierte Anteil der Schiene am Güterverkehr steigt von 19,1 % im Jahr 2019 auf 22,5 % im Jahr 2050. Im Jahr 2030 werden 21,8 % erreicht. Durch den Bezug auf Schade et al. (2023) sind zukünftige Güterstruktureffekte besser als bisher in den Projektionen berücksichtigt.

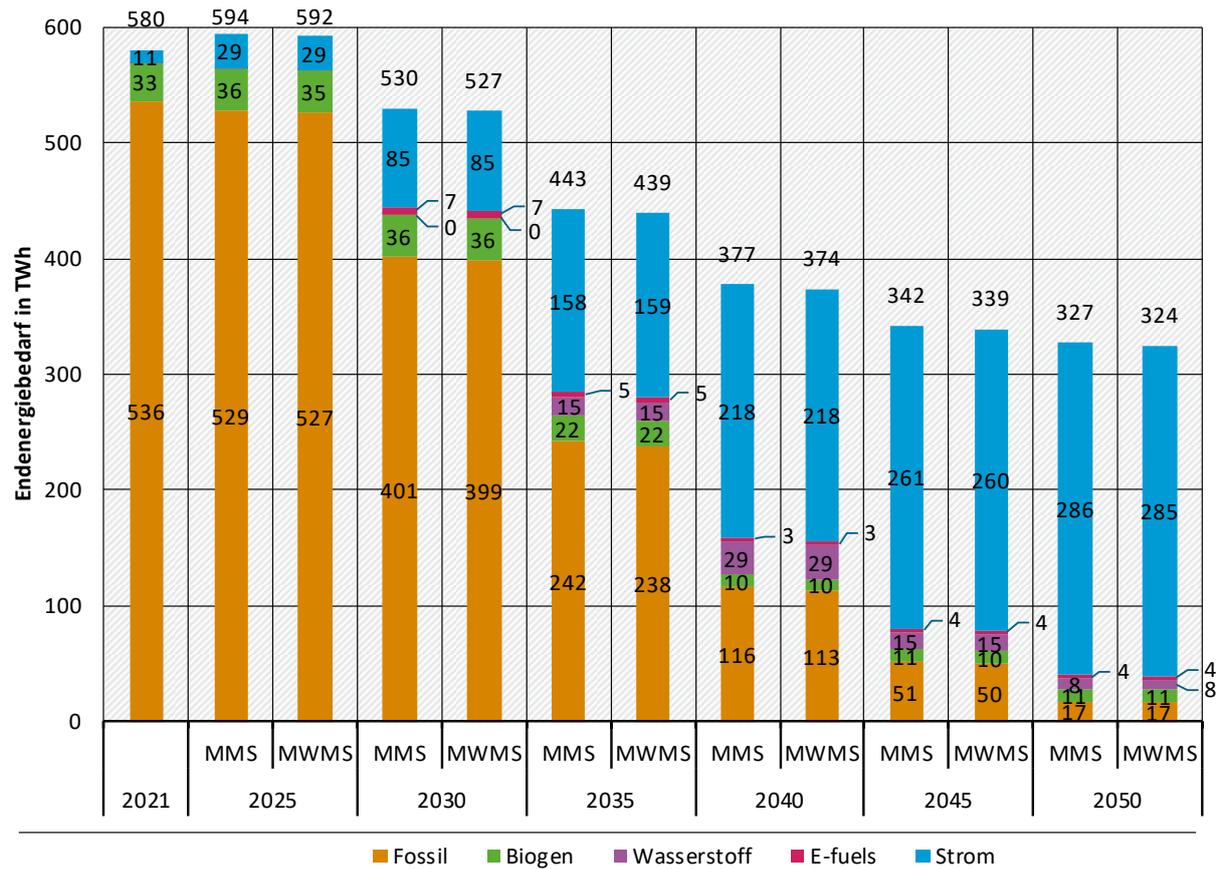
Abbildung 63: Güterverkehrsnachfrage in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Alle zuvor genannten Effekte und Entwicklungen schlagen sich in ihrer Gesamtheit in der projizierten Entwicklung des Endenergiebedarfs des Verkehrs nieder. Die projizierten Energiebedarfe der Szenarien MMS und MWMS unterscheiden sich nur im Detail. Grundsätzlich führt die zunehmende Elektrifizierung durch die damit einhergehende Steigerung der Energieeffizienz zu einem sinkenden Energiebedarf bei gleichzeitig steigendem Strombedarf. Der Endenergiebedarf sinkt in beiden Szenarien bis 2050 um rund 44 % gegenüber 2021. Der projizierte Anteil des Strombedarfs am gesamten Energiebedarf steigt im gleichen Zeitraum von rund 2 % auf rund 88 % bzw. von 11 auf rund 285 TWh an. Der projizierte Strombedarf im Jahr 2030 liegt bei rund 85 TWh. Die Nutzung an biogenen Kraftstoffen bleibt zunächst konstant und ist ab dem Jahr 2030 (36 TWh) aufgrund der zurückgehenden Kraftstoffnachfrage rückläufig. Grüner Wasserstoff wird hauptsächlich ab 2030 bei Lkw im Langstreckenverkehr benötigt und langfristig teilweise wieder durch Strom ersetzt. Der maximale Bedarf liegt im Jahr 2039 bei 30 TWh. Synthetische Kraftstoffe werden laut Projektion in relevanten Mengen ab dem Jahr 2027 nachgefragt und machen langfristig rund 1 % des Gesamtenergiebedarfs im Verkehr aus.

Abbildung 64: Entwicklung des Endenergiebedarfs in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

7.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf den im Instrumentenpapier gelisteten Instrumentenbeschreibungen (Anhang A.3).

Für die Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung wird jeweils ein separater Modellierungslauf mit dem Modell TEMPS durchgeführt. Aufgrund der Vielzahl an Instrumenten mit sich teilweise überlagernder Wirkung werden Instrumente mit ähnlichem Wirkungsmechanismus zunächst in Gruppen gebündelt, um Wechselwirkungen adäquat berücksichtigen zu können (siehe Tabelle 89:). Diese Bündel werden in der „Minus-Eins-Logik“ bewertet. Dies bedeutet, dass ausgehend vom Szenario alle Instrumente der jeweiligen Bündel gleichzeitig deaktiviert werden. Für die Instrumentenbündel wird so abgeleitet, welche projizierte Minderungswirkung sie in ihrer jeweiligen Gesamtheit besitzen. Im nächsten Schritt werden jeweils in den deaktivierten Bündeln die einzelnen Instrumente in einer „Plus-Eins-Logik“ bewertet (also jeweils ausgehend vom deaktivierten Bündel einzeln aktiviert). Aus der Minderungswirkung der einzeln aktivierten Instrumente innerhalb eines Instrumentenbündels wird die Verteilung der für das Gesamtbündel projizierten Minderungswirkung bestimmt. Wenige Instrumente werden aufgrund ihrer isolierten Wirkung keinem Bündel zugeordnet, sondern direkt einzeln in „Minus-Eins-Logik“ bewertet.

Tabelle 89: Bündelung der Instrumente im MMS

Bündelname	Wirkungsmechanismus	Enthaltene Instrumente
Anschaffung	Hauptsächlicher Einfluss auf die Anschaffungentscheidung regulativ oder durch TCO	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Emissionsstandards für LNF • Kaufförderung elektrische LNF • CO₂-Emissionsstandards für Pkw • Stärkere Gewichtung der CO₂-Komponente der Kraftfahrzeugsteuer ab 2021 • Kaufprämie E-Pkw • Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für E-Pkw mit Erstzulassung bis Ende 2030 • CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge • Zuschuss für schwere Nutzfahrzeuge mit klimaschonenden Antrieben
Kilometerkosten	Hauptsächlicher Einfluss auf die Kilometerkosten und auf Verkehrsverlagerung	<ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Stromkosten – Abschaffung EEG-Umlage • CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr (BEHG) • THG-Quote (inklusive Förderprogramm für fortschrittliche Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe) – indirekte Wirkung auf die Kraftstoffkosten • Ausweitung und CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut
Nachfrage	Direkte Wirkung auf die Verkehrsnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau von Radwegen und Fahrradparkmöglichkeiten sowie Verbesserung der Rahmenbedingungen • Erhöhung der Attraktivität im ÖV • Wirkung Deutschlandticket
Nicht gebündelt		<ul style="list-style-type: none"> • Bundesfinanzhilfen zum Ausbau der Landstromversorgung in Häfen • Förderung effizienter Trailer • Beimischquote für PTL im Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut

Im Anhang A.3 ist die Parametrisierung der berücksichtigten Instrumente detailliert beschrieben. Zudem ist es wichtig zu beachten, gegenüber welcher Basisentwicklung die projizierte Treibhausgasemissionsminderung bewertet wird. Die EU-CO₂-Standards für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge werden beispielsweise gegenüber der Novellierung des Jahres 2018 bewertet (Zielwerte im Jahr 2030: -37,5 % für Pkw; -31 % für leichte Nutzfahrzeuge). Für die EU-CO₂-Standards für schwere Nutzfahrzeuge dient der Vergleich, dass keine CO₂-Emissionsstandards existieren. Die Wirkung wird für alle Instrumente ab dem ersten Modellierungsjahr 2024 bewertet. In Tabelle 90 sind die projizierten Treibhausgaseminderungen der Einzelinstrumente des MMS aufgelistet und in Abbildung 65 (zur besseren Darstellung teilweise aggregiert) visuell dargestellt. Die zentralen Erkenntnisse der Einzelinstrumentenbewertung sind nachfolgend gelistet:

Es gibt vier Instrumente bzw. Wirkmechanismen, die maßgeblich zur projizierten Treibhausgasemissionsminderung im Jahr 2030 beitragen. Die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs und die Effizienzsteigerung verbrennungsmotorischer Lkw werden durch die angepasste Lkw-Maut sowie die CO₂-Emissionsstandards angereizt. Die Überarbeitung der Lkw-Maut führt zu steigenden Kilometerkosten im Straßengüterverkehr und damit geringfügig zu einer Verlagerung auf andere Verkehrsträger. Zusammen besitzen beide Instrumente im Jahr 2030 eine projizierte Treibhausgasemissionsminderungswirkung von rund 9,5 Mio. t CO₂-Äq. Die THG-Quote

führt im Vergleich zu ihrer vorherigen Ausgestaltung¹⁰⁵ zu steigenden Anteilen an erneuerbaren Kraftstoffen im Kraftstoffmix und bringt indirekt Preisaufschläge auf flüssige Kraftstoffe mit sich, die vor allem zu einer zusätzlichen Verlagerungswirkung führen.

Die Einführung eines CO₂-Preises (BEHG) führt wesentlich zur Verlagerung auf klimafreundlichere Verkehrsträger. Die projizierte Treibhausgasemissionsminderung der überarbeiteten CO₂-Flottenzielwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ist im Jahr 2030 vergleichsweise gering. Dies ergibt sich daraus, dass die Vergleichsbasis die zuvor gültige Ausgestaltung der CO₂-Flottenstandards ist und somit bis zum Jahr 2030 „nur“ die Ambitionssteigerung der Zielwerte im Jahr 2030 sichtbar wird.

Die projizierte Treibhausgasemissionsminderung der THG-Quote geht wegen der ausbleibenden Ambitionssteigerung nach 2030 zunächst wegen der zurückgehenden Menge an erneuerbaren Kraftstoffen zurück. Zusammen mit dem CO₂-Preis führt die THG-Quote ab circa dem Jahr 2040 dazu, dass die Menge an erneuerbaren Kraftstoffen anders als in den Jahren zuvor konstant bleibt. Entsprechend entsteht dadurch ab dem Jahr 2040 durch die beiden Instrumente eine stärkere Emissionsminderungswirkung als in den Jahren zuvor.

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass die projizierte Minderungswirkung der Instrumente, die vor allem stark auf die Verkehrsnachfrage wirken, mit einer zunehmenden Elektrifizierung im Laufe der Zeit rückläufig ist. Dies liegt an der sinkenden Treibhausgasintensität pro substituiertem Personenkilometer.

Tabelle 90: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MMS)

Direkte Emissionsminderung (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaufprämie E-Pkw	2024	0,03	0,05	0,04	0,02	0,01	0
Absenkung der Dienstwagenbesteuerung E-Pkw	2024	0,12	0,62	0,29	0,08	0,04	0,02
Stärkere Gewichtung der CO ₂ -Komponente der Kraftfahrzeugsteuer	2024	0,04	0,15	0,21	0,10	0,03	0,01
Abschaffung EEG-Umlage	2024	0,06	0,62	0,62	0,23	0,10	0,02
CO ₂ -Bepreisung (BEHG)	2024	1,12	6,82	8,93	12,69	13,02	13,95
Attraktivität des ÖPNV erhöhen	2024	0,01	0	0	0	0	0
Ausbau von Radwegen	2024	0,34	0,55	0,36	0,19	0,08	0,02
Zuschuss für NFZ mit klimaschonenden Antrieben	2024	0,11	0,08	0,02	0,01	0	0
Ausweitung und CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut	2024	0,31	5,68	16,33	24,17	24,43	23,60
Ausbau der Landstromversorgung in Häfen	2024	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

¹⁰⁵ Die Bewertung findet statt gegenüber der Ausgestaltung der THG-Quote vor der letzten Novelle des BImSchG, mit der die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II durchgeführt wurde (Ambitionsniveau der THG-Quote von 6 % ab dem Jahr 2020).

Direkte Emissionsminderung (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Höhere EU-CO ₂ -Emissionsstandards für Pkw und LNF	2025	0,04	2,57	9,99	15,57	18,21	17,88
EU-CO ₂ -Emissionsstandards für SNF	2024	0,19	3,84	13,20	19,04	19,25	18,60
THG-Quote	2024	1,04	8,32	7,47	7,66	10,68	14,15
Deutschlandticket	2024	0,55	0,44	0,28	0,13	0,06	0,01
Beimischquote PtL im Luftverkehr	2024	0,01	0,05	0,11	0,10	0,09	0,08
Effiziente Trailer	2024	0,20	0,37	0,19	0,02	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Das MWMS unterscheidet sich vom MMS hinsichtlich der Instrumentierung durch zwei Instrumente, die eine zusätzliche Minderungswirkung erzielen. Dies sind zum einen die „Stärkung des Schienenverkehrs“ sowie „Emissionsfreie Busse und öffentliche Fuhrparks“. Im Jahr 2030 führen die Instrumente zu einer projizierten zusätzlichen Minderungswirkung von rund 0,7 Mio. t CO₂-Äq. gegenüber dem MMS (siehe Tabelle 91). Die Instrumente „Verlängerung des Zuschusses für schwere Nutzfahrzeuge mit klimaschonenden Antrieben“ sowie „CO₂-neutrale Fahrzeuge ab 2026 bei Car-Sharing“ werden nachrichtlich erwähnt. Hier ist zwar eine CO₂-Minderungswirkung zu erwarten, die Instrumente waren zum Zeitpunkt der Modellierung jedoch nicht mit konkreten Haushaltsmitteln hinterlegt beziehungsweise nicht final ausgestaltet.

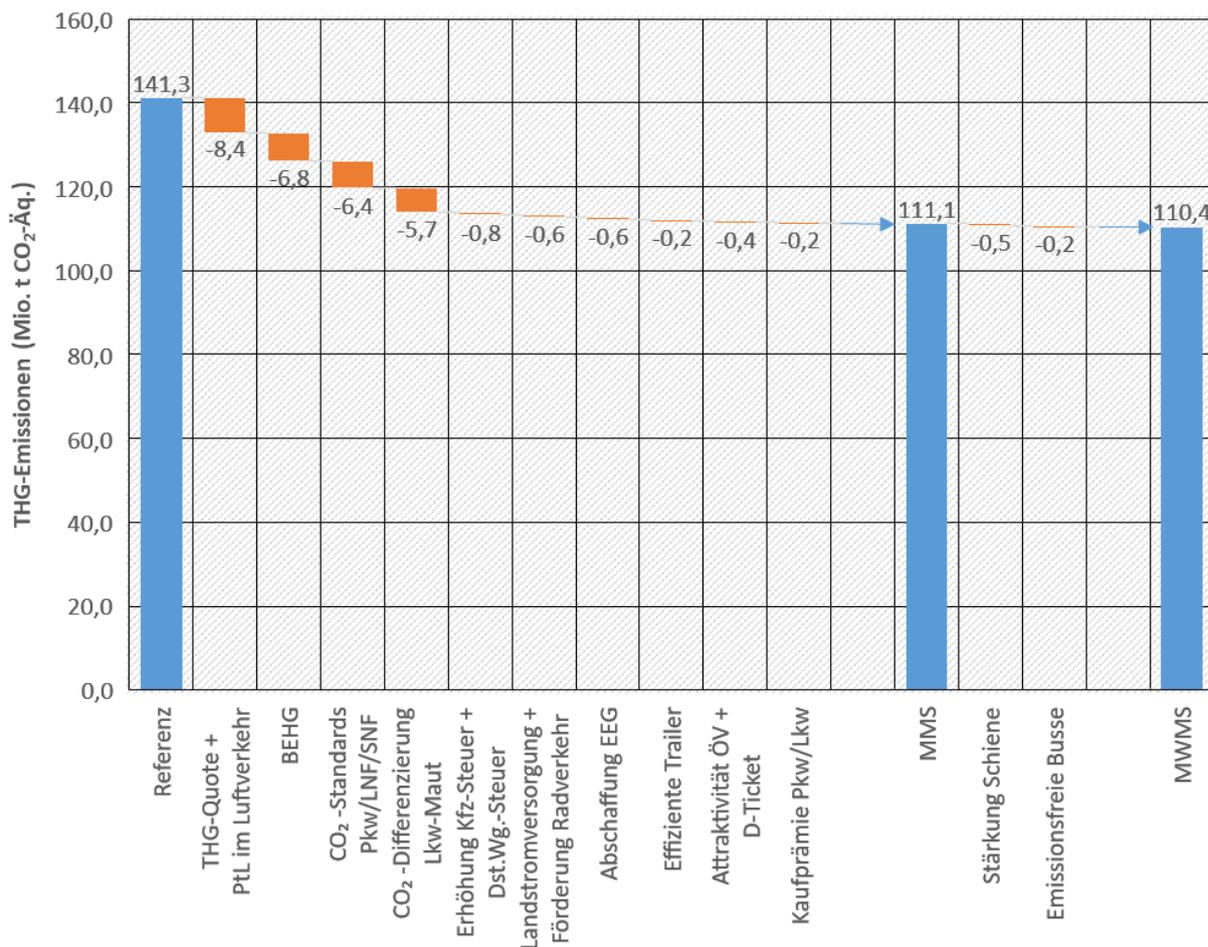
Tabelle 91: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente im Verkehrssektor (MWMS)

Direkte Emissionsminderung (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stärkung Schienenverkehr	2024	0,60	0,55	0,49	0,37	0,21	0,20
Emissionsfreie Busse und öffentliche Fuhrparks	2024	0	0,15	0,61	0,43	0,09	0

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

In Abbildung 65 ist die projizierte Wirkung der Instrumente des MMS und MWMS im Jahr 2030 zusammenfassend in einer Wasserfallgrafik veranschaulicht. Teilweise sind Instrumente aggregiert dargestellt, um die Lesbarkeit zu verbessern.

Abbildung 65: Beiträge der Instrumente zur Treibhausgasminderung 2030 in MMS und MWMS



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die dargestellte, projizierte Minderung der Treibhausgasemissionen erfordert die Absicherung und Unterstützung durch entsprechende flankierende Instrumente. Hier sind insbesondere zu nennen: die Sicherstellung der Energieversorgung von alternativen Antrieben durch entsprechende Infrastruktur sowie die Investitionen in die Infrastruktur des Öffentlichen Verkehrs, um Verlagerung von treibhausgasintensiven Modi zu ermöglichen. Die Wirkung dieser Instrumente ist indirekt und ermöglicht den quantifizierten Instrumenten, ihre Wirkung voll zu entfalten. Im MMS und MWMS sind als flankierende Instrumente die folgenden Instrumente aufgeführt:

- ▶ Ausbau Tank- und Ladeinfrastruktur
- ▶ Investitionen in die Schiene
- ▶ Hybridelektrisches Fliegen / Klimaneutrales Fliegen
- ▶ Verkehr automatisieren, vernetzen, verflüssigen und innovative Mobilitätsformen
- ▶ Digitalstrategie Deutschland
- ▶ Förderung Binnenschifffahrt
- ▶ Nullemissionen Schiff / Maritimes Forschungsprogramm
- ▶ Beschleunigung von Planung und Umsetzung neuer Infrastrukturen

- ▶ Erweiterung der kommunalen Handlungsspielräume / z. B. Gebühren für Bewohnerparkausweise
- ▶ Beschleunigung von Planung und Umsetzung neuer Infrastrukturen
- ▶ Modernisierung des Straßenverkehrsrechts
- ▶ Förderung Betriebliches Mobilitätsmanagement
- ▶ Förderung Sonderfahrzeuge
- ▶ Stärkung Innovationscluster
- ▶ Förderung kommunaler gewerblicher Flotten
- ▶ Reform Energieverbrauchskennzeichnung beim Pkw
- ▶ Verstärkte Nutzung des Potenzials synthetischer Kraftstoffe
- ▶ Maßnahmenpaket zur Standardisierung und Harmonisierung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr
- ▶ Maßnahmenpaket zur Technologieförderung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr

7.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Für die Projektionen 2024 wurden einige methodische Aktualisierungen vorgenommen. Für die Ableitung der Verkehrsnachfrage wird als Grundlage das aktualisierte Referenzszenario 2050 der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)-Referenz (Schade et al. 2023) verwendet. Diese unterscheidet sich von der Vorgängerversion unter anderem durch konservativere Annahmen zum Infrastrukturausbau im Schienenverkehr sowie einen erweiterten Modellierungszeitraum bis zum Jahr 2050. Für die Modellierungen der Projektionen 2024 werden aus der MKS-Referenz die Steigerungsraten der Verkehrsnachfrage übernommen. Hierbei wird modellendogen berücksichtigt, dass sich das zugrunde liegende Verkehrsnachfrage-Szenario hinsichtlich der Instrumentierung und der Rahmendaten leicht von den Projektionen 2024 unterscheidet. Die absolute Höhe der Verkehrsnachfrage wird für historische Jahre aus dem Modell TREMOD (ifeu 2023), Verkehr in Zahlen (BMDV 2022) sowie Destatis (Destatis 2023e) übernommen.

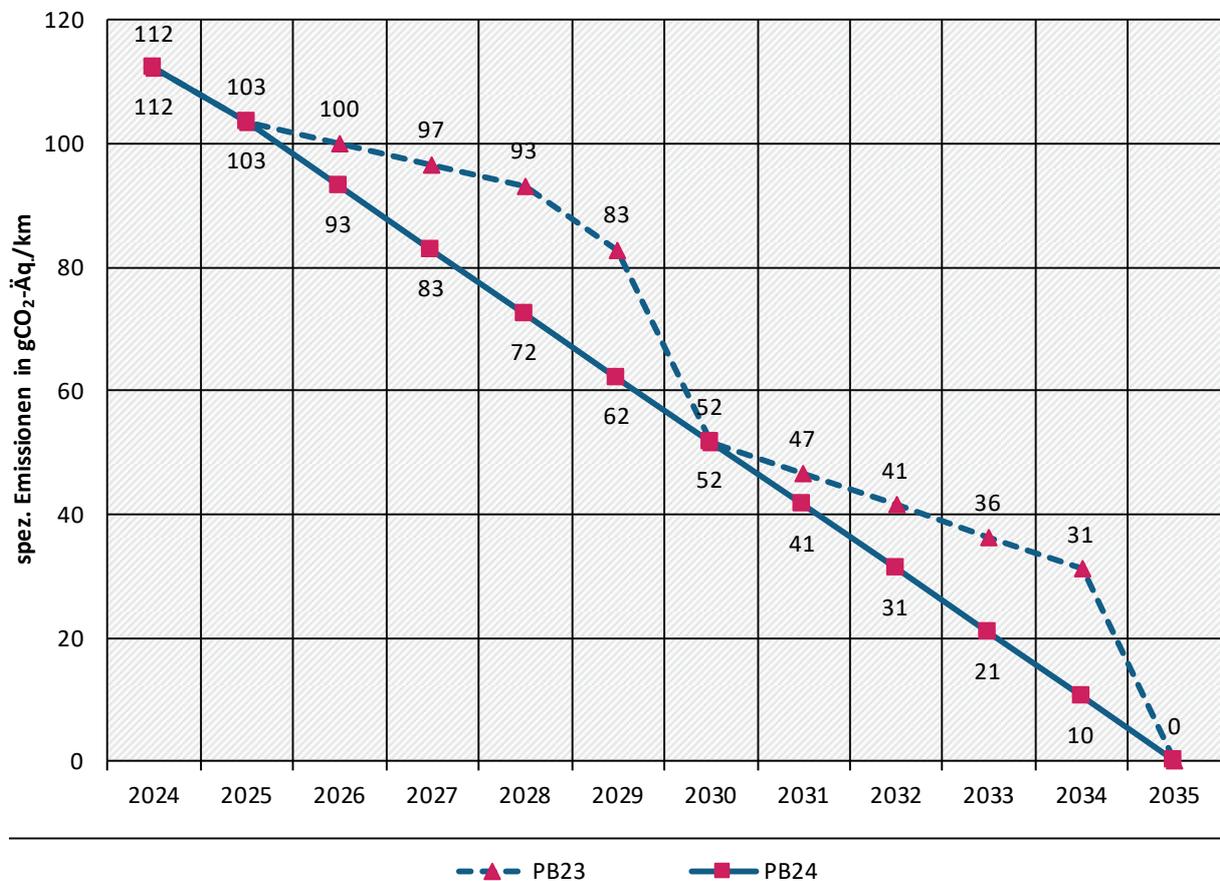
Verkehrsverlagerungen werden modellendogen aus Preiselastizitäten hinsichtlich der Kraftstoffe abgeleitet. Die angenommenen Preiselastizitäten drücken den Effekt des Kraftstoffpreises auf die gefahrenen Kilometer im Straßenverkehr aus und entsprechen einer kurzfristigen Elastizität. Der Effekt der Preispolitik auf langfristige Entscheidungen wird an gesonderter Stelle durch ein Entscheidungsmodell der kostenabhängigen Antriebswahl abgebildet. Die langfristige Wirkung auf die projizierte Treibhausgasemissionsentwicklung ist dementsprechend höher als die reine Wirkung der Elastizität. In Anhang A.4.4 werden die verwendeten Elastizitäten genauer beschrieben.

In den Szenarien wird nicht angenommen, dass steigende Preise in Vorausschau die Kaufentscheidung beeinflussen.

Bei der Abbildung der EU-Emissionsstandards für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wird angenommen, dass Zielwerte der CO₂-Regulierung bis zum Jahr 2035 auf einem linearen CO₂-Minderungspfad erreicht werden. Diese Annahme unterscheidet sich vom vorigen Projektionsbericht, in dem von einem größeren Sprung der Emissionen der neu zugelassenen Fahr-

zeuge vor einem neuen Zieljahr ausgegangen wurde. Die Anpassung der Annahme ergibt sich daraus, dass für die anstehende Transformation der Automobilindustrie fortlaufend Produktionsanlagen auf die Herstellung batterieelektrischer Fahrzeuge umgestellt werden müssen, weshalb anders als bisher mit einem kontinuierlichen Ansteigen der BEV-Neuzulassungsanteile zu rechnen ist. In Abbildung 66 ist der für die Projektionen 2024 angenommene Verlauf der durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte der neuen Pkw dargestellt, im Vergleich mit der Annahme des Projektionsberichts 2023.

Abbildung 66: Verlauf der EU-CO₂-Standards für Pkw im Vergleich



Quelle: eigene Berechnung Öko-Institut

Die Methodik zur Bewertung des Deutschlandtickets wurde gegenüber dem Projektionsbericht 2023 neu konzipiert. Grundlage ist eine Studie der TU München (Loder et al. 2024), in der die Änderungen der täglichen Reisedistanz im MIV und ÖV für Bestandskunden, Neukunden sowie eine Referenzgruppe erhoben wurden. Ebenfalls wurde die Methodik der Radverkehrsförderinstrumente aktualisiert und berücksichtigt nun differenzierte Leistungskennzahlen je nach Art und Anwendungsgebiet der jeweiligen Förderung auf Basis einer Studie des BMDV.

8 Landwirtschaft

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

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

In der Quellgruppe CRF 3 Landwirtschaft dominieren Methan- und Lachgasemissionen aus der Tierhaltung (Verdauung, Wirtschaftsdüngermanagement) und aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Der Sektor ist daher in besonderer Weise durch die Umstellung der Treibhausgaspotenziale zur Umrechnung in CO₂-Äquivalente auf die Werte des 5. IPCC-Sachstandsberichts betroffen (Abschnitt 2.3). 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 wird. 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, beispielsweise aufgrund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse hinsichtlich der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden, zu einer deutlichen rechnerischen Absenkung der Emissionen seit Festlegung der Ziele im Bundes-Klimaschutzgesetz. Diese lag im Jahr 2020 bei einer Größenordnung von über 6 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr. Verbesserte Datengrundlagen für den Verbrauch von Dieselkraftstoff in der Landwirtschaft resultieren seit der Submission 2024 in höheren berichteten Emissionen aus stationärer und mobiler Feuerung im Sektor Landwirtschaft, im Jahr 2020 um etwa 2 Mio. t CO₂-Äq. Dabei handelt es sich um eine geänderte Zuordnung von Emissionen aus Dieselkraftstoff, die zuvor in anderen Sektoren berichtet wurden.

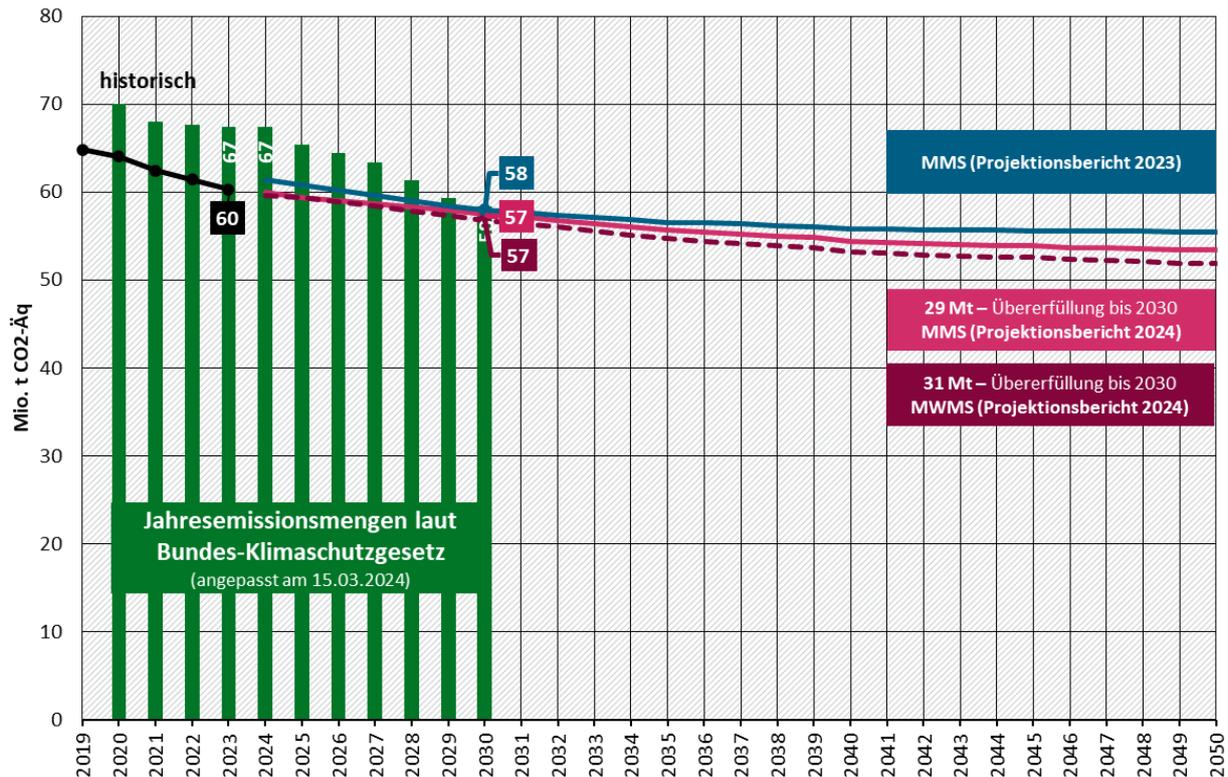
Weitere Daten sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

8.1 Zentrale Ergebnisse

Die Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft sinken im MMS bis 2030 auf 57,5 Mio. t CO₂-Äq., bis 2040 auf 54,4 Mio. t CO₂-Äq. und bis 2050 auf 53,5 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS fallen die Emissionen des Sektors Landwirtschaft unter der Annahme, dass weitere Maßnahmen umgesetzt werden, um bis zu 1,7 Mio. t CO₂-Äq. niedriger aus. Sie werden laut Projektion im Jahr 2030 auf 56,7 Mio. t CO₂-Äq. sinken, im Jahr 2040 auf 53,2 Mio. t CO₂-Äq. und im Jahr 2050 auf 51,8 Mio. t CO₂-Äq.

In Abbildung 67 wird die Entwicklung der Emissionen und die Zielerreichung im Sektor Landwirtschaft im MMS und MWMS anhand der Ziele gemäß KSG dargestellt. Zusätzlich werden im Jahr 2024 berichtete Ex-post-Emissionsdaten abgebildet. Während im Projektionsbericht 2023 von einer Übererfüllung bis 2030 in Höhe von insgesamt 22 Mio. t CO₂-Äq. ausgegangen wurde, ergibt sich im MMS des Projektionsberichts 2024 eine Übererfüllung in Höhe von insgesamt 29 Mio. t CO₂-Äq. bis 2030, und im MWMS von 31 Mio. t CO₂-Äq.

Abbildung 67: Entwicklung der projizierten Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft im Vergleich zu den Zielen/Werten im KSG



Quelle: UBA (2024b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Für die Übererfüllung der KSG-Ziele sind folgende Ursachen zu nennen: (1) 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. Die Umstellung auf neue GWP-Werte und die verbesserten Datengrundlagen für den Verbrauch von Dieselkraftstoff in der Landwirtschaft resultieren dagegen in höheren berichteten Emissionen. Die Übererfüllung des Sektors Landwirtschaft im MMS ergibt sich zu über 90 % aus den rechnerischen Wirkungen der veränderten Berechnungsmethoden. Die Zielerreichung im MMS wird dagegen durch tatsächliche Minderungen der Emissionen erreicht. Die Emissionen sind bereits zwischen 2015 und 2020 deutlich gesunken, was zur Zielerreichung beiträgt.

Im KSG werden absolute Zielwerte definiert (s. Jahresemissionsmengen in Tabelle 92), und eine Anpassung der Zielwerte im Falle methodischer Änderungen ist nicht festgelegt. Während die Zeitreihe der Emissionen mit der neuen Methode rekalkuliert wird, bleiben die Zielwerte, die sich an den alten Emissionsdaten orientieren, bestehen. Durch die Methodenänderung ergibt sich eine deutliche, rein rechnerische Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen für den Landwirtschaftssektor, die sich gemäß KSG über die Jahre im MMS auf insgesamt 29 Mio. t CO₂-Äq. aufsummiert. Eine Saldierung der rechnerischen „Überfüllung“ der Ziele im Landwirtschaftssektor mit anderen Sektoren führt dazu, dass methodische Änderungen im Landwirtschaftssektor reale Treibhausgasemissionen in anderen Sektoren „ausgleichen“. Die Wirksam-

keit der Ziele 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 gehen im Projektionsbericht 2024 bis 2030 ebenso wie im Projektionsbericht 2023 stärker zurück als im Projektionsbericht 2021 angenommen. Bereits von 2020 bis 2023 (Vorjahresschätzung) sind die Emissionen des Sektors Landwirtschaft um 3,7 Mio. t CO₂-Äq. zurückgegangen. Im Projektionsbericht 2021 wurde dagegen keine Veränderung in diesem Zeitraum erwartet. Bei diesen Veränderungen handelt es sich um eine tatsächliche Verringerung, berechnet mit der aktuellen Methode der Submission 2024.

Tabelle 92: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Stationäre und mobile Feuerung	8,1	7,4	6,8	6,5	5,8	5,5	5,1
Fermentation bei der Verdauung	26,3	25,6	24,9	24,3	23,9	23,9	23,9
Wirtschaftsdünger-Lagerung ("Düngerwirtschaft")	9,3	8,7	8,4	8,2	8,2	8,2	8,2
Landwirtschaftliche Böden	14,5	14,0	14,1	13,5	13,4	13,3	13,2
Kalkung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Harnstoffanwendung	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Andere kohlenstoffhaltige Dünger	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Andere (Emissionen aus Biogas-Gärresten)	1,6	1,1	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5
Gesamt	62,4	59,4	57,5	55,6	54,4	53,9	53,5
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		65,4	58,4				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Tabelle 93: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Stationäre und mobile Feuerung	8,1	7,4	6,8	6,5	5,8	5,5	5,1
Fermentation bei der Verdauung	26,3	25,6	24,8	24,1	23,6	23,5	23,4
Wirtschaftsdünger-Lagerung ("Düngerwirtschaft")	9,3	8,7	8,4	8,2	8,1	8,1	8,1
Landwirtschaftliche Böden	14,5	14,0	13,5	12,9	12,6	12,4	12,3
Kalkung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Harnstoffanwendung	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Andere kohlenstoffhaltige Dünger	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Andere (Emissionen aus Biogas-Gärresten)	1,6	1,1	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5
Gesamt	62,4	59,4	56,8	54,7	53,2	52,5	51,9
Jahremissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		65,4	58,4				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

Tabelle 94: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	83,2	65,9	62,4						
MMS				59,4	57,5	55,6	54,4	53,9	53,5
MWMS				59,4	56,8	54,7	53,2	52,5	51,9
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-20,8	-25,0						
MMS				-28,7	-30,9	-33,1	-34,7	-35,2	-35,8
MWMS				-28,7	-31,8	-34,3	-36,1	-36,9	-37,7
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-5,3						
MMS				-10,0	-12,8	-15,6	-17,5	-18,3	-18,9
MWMS				-10,0	-13,9	-17,1	-19,3	-20,3	-21,3

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Thünen-Institut und Öko-Institut

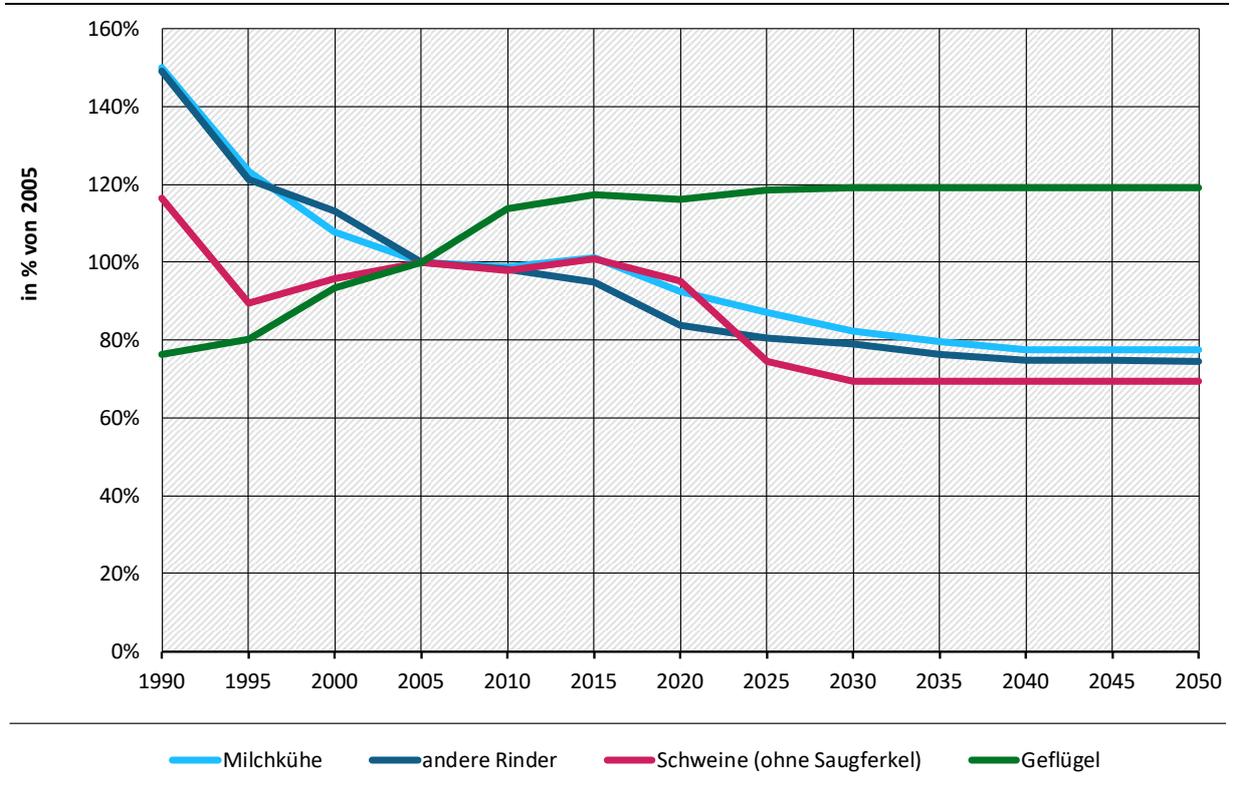
Anmerkung: Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

Entwicklungen der Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung

Wichtige Treiber der projizierten Entwicklung sind die zurückgehenden Rinder- und Schweinebestände (Abbildung 68) und zurückgehenden Stickstoff-Ausbringungsmengen (Abbildung 69). 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. Eine Ausnahme bildet die Ausbringungsmenge an Stickstoff-Mineraldünger, die aktuell sehr niedrig ist und nach den Annahmen bis 2030 wieder leicht ansteigt, u. a. aufgrund der Rückgänge der Wirtschaftsdüngermengen, die pflanzenbaulich durch zusätzliche Mineraldüngermengen ausgeglichen werden müssen. 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 KTBL (2024)).

Abbildung 68: Entwicklung der Tierbestände im MMS



Quelle: UBA (2022), Modellrechnungen Thünen-Institut

Abbildung 69: Entwicklung der Stickstoffausbringung im MMS



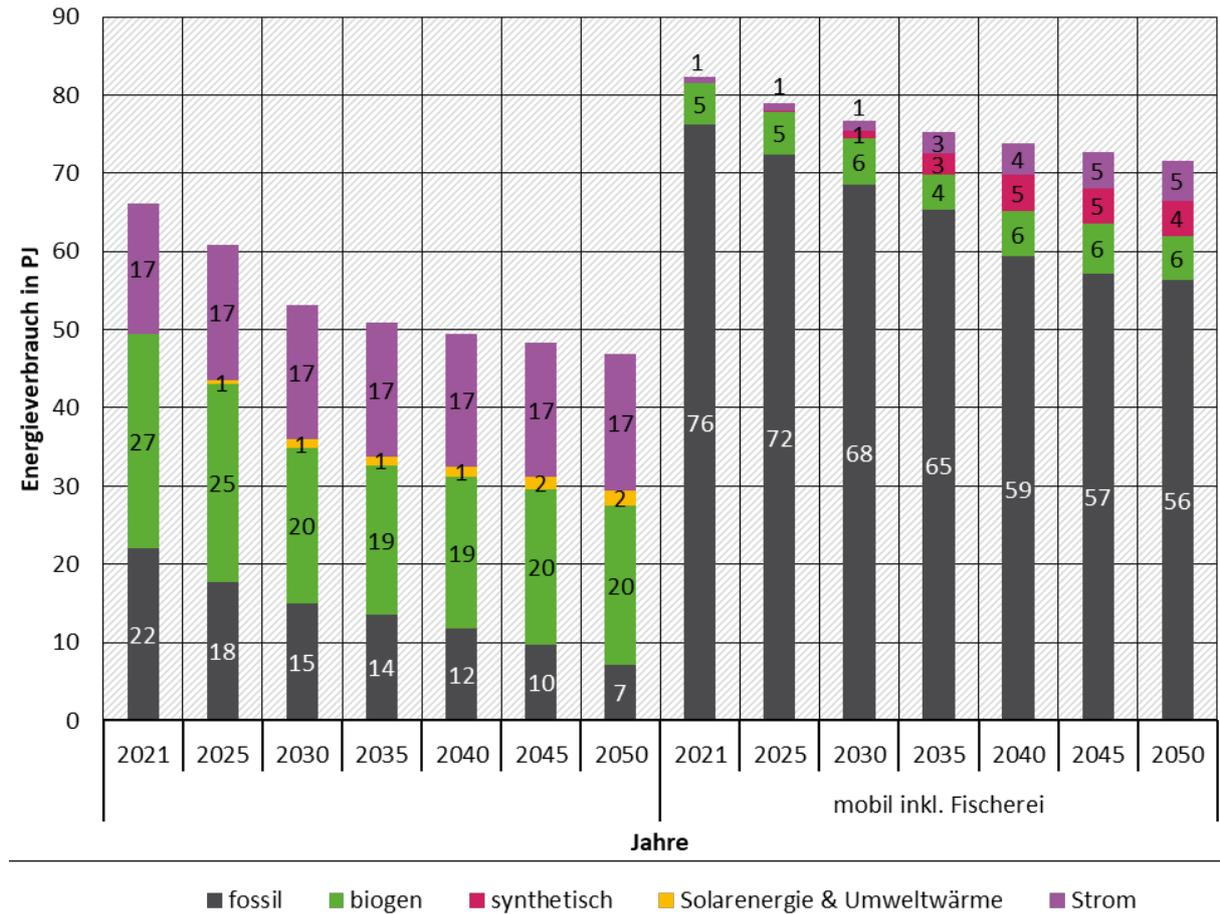
Quelle: UBA (2022), Modellrechnungen Thünen-Institut

Entwicklung der energiebedingten Emissionen

Der Endenergieverbrauch im Landwirtschaftssektor im Bereich der Wärmenutzung und des Kraftstoffeinsatzes sinkt von 160 PJ im Jahr 2021 auf projizierte 140 PJ in 2030. Vor allem bei den stationären Anwendungen (Stallheizung, Gewächshäuser, Getreidetrocknung etc.) geht der Energieverbrauch zurück, während bei mobilen Anwendungen der Energieverbrauch nur leicht sinkt. Auch nach 2030 kommt es laut Projektion zu einer weiteren Reduktion der Energienachfrage (Abbildung 70). Neben dem Rückgang der Tierbestände und der Ausweitung von unproduktiven Flächen¹⁰⁶ lässt sich dies vor allem auf die Steigerung der Energieeffizienz zurückführen. Die Energieeinsparung erfolgt vor allem im Bereich der fossilen Energieträger. Gleichzeitig sinkt aber auch die Biogasnutzung, bedingt durch die rückläufige Biogaserzeugung in den landwirtschaftlichen Betrieben.

¹⁰⁶ Die Quantifizierung beinhaltet alle Maßnahmen, die bis zum 31.7.2023 beschlossen wurden. Aktuelle Entwicklungen (z. B. Änderungen bei der Erfüllung von GLÖZ 8) können in diesem Szenario nicht abgebildet werden.

Abbildung 70: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Landwirtschaft nach Energieträgern zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS



Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

Durch die angenommene Steigerung der Energieeffizienz und den Einsatz von erneuerbaren Energien sinken die Emissionen des landwirtschaftlichen Energieeinsatzes von 8,1 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2021 auf projizierte 6,8 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 und bis zum Jahr 2050 auf projizierte 5,1 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) oder z. B. die THG-Quote aus dem Verkehrssektor zur Minderung der Emissionen bei. Gegenüber dem Projektionsbericht 2023 gab es eine Aktualisierung der Daten der Energiebilanz. Dadurch liegen die Energieeinsätze aber auch die Emissionen im Basisjahr deutlich über den Ausgangsdaten im Projektionsbericht 2023. Im Projektionsbericht 2023 lagen die Emissionen im Jahr 2020 bei 6,3 Mio. t CO₂-Äq., im Projektionsbericht 2024 liegen sie für das Jahr 2020 bei 8,0 Mio. t CO₂-Äq. und damit fast 30 % höher.

Die projizierte Emissionsreduktion erfolgt im Bereich der stationären Quellen, durch die Ausweitung der Energieeffizienz und den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern bzw. einen Wechsel zu Strom, aber auch durch rückläufige Tierbestände. Im Bereich des mobilen Kraftstoffeinsatzes erfolgt die projizierte Emissionsreduktion durch Effizienzmaßnahmen im Bereich der Landmaschinen (z. B. Reifendruckregelanlagen etc.) und eine leichte Zunahme alternativer Kraftstoffe sowie durch die Zunahme unproduktiver Flächen (Brachflächen) etc. Mittel- bis langfristig wird die projizierte Emissionsreduktion vor allem über den Einsatz von alternativen

Kraftstoffen (Biokraftstoffe, Biomethan, PtL) bzw. einen Wechsel zu strombasierten Antrieben vor allem im hofnahen Bereich erreicht.

Tabelle 95: Entwicklung der energetischen Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft nach Quellgruppen zwischen 1990 und 2050 im MMS und MWMS

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stationäre Quellen	6,0	2,4	2,4	1,9	1,6	1,4	1,3	1,1	0,8
Mobile Quellen	5,6	5,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,5	4,4	4,3
Fischerei	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Gesamt	11,6	7,6	8,1	7,4	6,8	6,5	5,8	5,5	5,1

Quelle: UBA (2023a), Modellrechnungen Öko-Institut

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

8.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Anhang A.3).

Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im Landwirtschaftssektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung dargestellt, zunächst für das MMS (Tabelle 96 und Tabelle 97) und im MWMS (Tabelle 98 und Tabelle 99). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können Anhang A.3 entnommen werden.

Die Berechnungen werden mit dem Berichterstattungsmodell py-GAS-EM durchgeführt. Die Wirkung der einzelnen Maßnahmen wird durch schrittweise Einbeziehung der Maßnahmen in die Berechnungen quantifiziert. Dadurch können die ausgewiesenen Wirkungen trotz verschiedener Wechselwirkungen, z. B. im Bereich der landwirtschaftlichen N-Düngung, additiv dargestellt werden. Die Höhe der Wirkung einzelner Maßnahmen hängt aufgrund solcher Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen in den meisten Fällen von der Reihenfolge ab, in der diese in die Berechnungen einbezogen werden. Die Wirkungsangaben geben daher Größenordnungen im Kontext des insgesamt betrachteten Maßnahmenbündels wieder. Das gesamte MMS bzw. MWMS bildet die Wirkung einschließlich der Wechselwirkungen ab, soweit diese modellierbar sind.

Tabelle 96: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Senkung der Stickstoffüberschüsse einschließlich Minderung der Ammoniakemissionen	Umsetzung der Düngeverordnung (2020) und flankierender Förderprogramme (insbes. des Investitionsprogramms Landwirtschaft im Rahmen des Investitions- und Zukunftsprogramms des BMEL, welches über die Landwirtschaftliche Rentenbank umgesetzt wird, u. a. für emissionsarme Gülleausbringung). Berechnet wird die Wirkung einer Reduzierung des N-Mineraldüngereinsatzes um 4 kg N/ha LF im Jahr 2030 als Wirkung der aktuellen Düngeverordnung. Maßnahmen mit Wirkung auf Ammoniakemissionen werden aus den MMS-Projektionen zum Nationalen Luftreinhaltprogramm 2023 ¹⁰⁷ übernommen (emissionsarme Ställe, Wirtschaftsdüngerlagerung und -ausbringung aufgrund Umsetzung der Düngeverordnung und der TA Luft). Hinzu kommt die Wirkung steigender EU-EHS-Preise und der Einführung des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), in die auch die N-Düngemittelindustrie einbezogen wird. Dies führt zu steigenden N-Preisen am EU-Binnenmarkt und in der Folge zu weiteren Verminderungen der N-Düngung ab 2030 um ca. 3 kg N/ha LF und bis zu 9 kg N/ha im Jahr 2050.
Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen	Im MMS wird davon ausgegangen, dass der Umfang der Vergärung von Wirtschaftsdüngern stabil bleibt. Es wird keine zusätzliche Wirkung quantifiziert.
Ausbau des Ökolandbaus	Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus von 10 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche im Jahr 2020 auf 15 % im Jahr 2030, entsprechend der im GAP-Strategieplan ab 2023 eingeplanten Fördermittel (statt Fortschreibung von 10 % Flächenanteil). Nach 2030 wird der Anteil statisch fortgeschrieben. Die Umstellung auf ökologischen Landbau wirkt sich vor allem über die Verringerung des Stickstoff-Mineraldüngereinsatzes aus.
Wiedervernässung von Moorböden	Aufgrund der Wiedervernässung von Moorböden gehen die Lachgasemissionen aus entwässerten Moorböden zurück (im Sektor Landwirtschaft werden nur die Lachgasemissionen aus entwässerten Moorböden berichtet, die CO ₂ -Emissionen dagegen im Sektor LULUCF; vgl. die entsprechende Maßnahme im Kapitel zu LULUCF).
Förderung der Energieeffizienz in Landwirtschaft und Gartenbau	Fortschreibung des Fördermitteleinsatzes des „Bundesprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und CO ₂ -Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau“ in Höhe von 34,8 Mio. Euro jährlich. Berücksichtigt werden nur die Emissionseinsparungen aus dem stationären Wärmeverbrauch und dem mobilen Kraftstoffeinsatz.

¹⁰⁷ Zum Zeitpunkt der Bearbeitung des Projektionsberichts 2023 lag eine noch nicht in der Bundesregierung abgestimmte Entwurfsfassung des Nationalen Luftreinhaltprogramms 2023 vor.

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, Marktanzreizprogramm, BEHG-Preis). Auf Grund von Modellrestriktionen und Datenverfügbarkeit kann die Instrumentenwirkung verschiedener Einzelinstrumente im Bereich des landwirtschaftlichen Energieverbrauchs (Wärme- und Kraftstoffverbrauch) nicht explizit modelliert werden. Diesen Instrumenten werden daher keine weiteren Minderungen zugeschrieben.
Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Tierhaltung	Die Wirkungen dieser Maßnahme werden nicht quantifiziert, da die Umsetzung noch vorbereitet wird. Die gasdichte Lagerung von Wirtschaftsdünger wird im MWMS in Verbindung mit einer Nutzung in der Biogasproduktion 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. Die gestiegenen Anforderungen an die Landwirtschaft und besonders an den LULUCF-Sektor werden nur mithilfe verstärkter Forschungsaktivitäten in diesem Bereich zu erreichen sein. Dies wird nun initiiert.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Tabelle 97: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MMS

Direkte Emissionsminderung (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Senkung der Stickstoffüberschüsse einschließlich Minderung der Ammoniakemissionen	2021	0,5	0,7	0,9	1,0	1,0	1,0
Ausbau des Ökolandbaus	2021	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Wiedervernässung von Moorböden ¹⁾	2023	0,01	0,05	0,08	0,10	0,12	0,15
Förderung der Energieeffizienz in Landwirtschaft und Gartenbau	2022	0,2	0,5	0,9	1,3	1,6	2,0

¹⁾ Anmerkung: Der weit überwiegende Teil der Wirkung dieser Maßnahme wird gemäß Richtlinien im Sektor LULUCF berichtet.

Quelle: Berechnungen des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Eine Abschätzung der Wirkungen der Senkung der Stickstoffüberschüsse ist nicht eindeutig möglich, da sich die N-Düngung in den letzten Jahren durch verschiedene Einflüsse stark verringert hat, was die Ableitung eines Szenarios „ohne Maßnahmen“ erschwert. Bei dieser Entwicklung spielen Dürrejahre, insbesondere im Jahr 2018, Rückgänge der Tierbestände, der Ausbau des Ökolandbaus sowie erhöhte Anforderungen im Düngerecht eine Rolle, seit 2022 auch die starken Preissteigerungen für Stickstoff-Mineraldünger aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine (KTBL 2024). Bereits vor dem Beginn des hier betrachteten Zeitraums ist es zu deutlichen Verminderungen der Lachgasemissionen aus der landwirtschaftlichen N-Düngung

gekommen. Im Jahr 2023 (Vorjahresschätzung) lagen die Emissionen um 3,7 Mio. t CO₂-Äq. unter denen des Jahres 2014. Die angenommenen, weiteren Emissionsminderungen ab 2021 fallen demgegenüber geringer aus. Infolge der Verringerung der landwirtschaftlichen Ammoniakemissionen durch Umsetzung der Düngeverordnung (emissionsarme Ausbringung flüssiger Wirtschaftsdünger, Einsatz von Ureaseinhibitoren in Harnstoffdüngern) verringern sich die indirekten Lachgasemissionen aus der N-Deposition. Die Ausweitung des Ökolandbaus trägt durch den Verzicht auf mineralische N-Düngung zusätzlich zur Emissionsminderung bei. Die Lachgasemissionen aus entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorböden werden im Sektor Landwirtschaft berichtet. Durch Wiedervernässungsmaßnahmen, einer Maßnahme im LULUCF-Sektor, kommt es hier zu einer leichten Verringerung von Lachgasemissionen. Deutliche Reduzierungen der Emissionen werden im Bereich der direkten energiebedingten Emissionen erwartet.

Tabelle 98: Umsetzung und Annahmen für die Bewertung der Instrumente im Landwirtschaftssektor im MWMS

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Senkung der Stickstoffüberschüsse einschließlich Minderung der Ammoniakemissionen	Umsetzung des Nachhaltigkeitsziels 70 kg N/ha bis 2030 durch geplante Umsetzung der Novelle der Stoffstrombilanz. Der N-Mineraldüngereinsatz wird im Vergleich zum MMS weiter verringert (-4 kg N/ha LF im Jahr 2030).
Umsetzung des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz (ANK): Wiedervernässung von Moorböden	Wiedervernässung von Moorböden im Rahmen der Umsetzung des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz. Dadurch gehen die Lachgasemissionen aus der N-Düngung und aus entwässerten Moorböden zurück (vgl. entsprechende Maßnahmen im Kapitel zu LULUCF).
Ausbau des Ökolandbaus	Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus von ca. 10 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche im Jahr 2020 auf 18 % im Jahr 2030, unter der Annahme, dass die Förderung nach Ablauf der aktuellen Förderperiode der Gemeinsamen Agrarpolitik (2023 bis 2027) weiter ausgebaut wird, um die Ziele des KSP 2030 und der Nachhaltigkeitsstrategie umzusetzen. Nach 2030 wird der Anteil statisch fortgeschrieben.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Tabelle 99: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Landwirtschaftssektors im MWMS

Direkte Emissionsminderung ¹⁾ (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Senkung der Stickstoffüberschüsse einschließlich Minderung der Ammoniakemissionen	2025	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Umsetzung des ANK: Wiedervernässung von Moorböden ²⁾	2025	0,0	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5
Ausbau des Ökolandbaus	2025	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

¹⁾ Anmerkung: Die ausgewiesene Minderungswirkung im MWMS ist zusätzlich zur bereits im MMS ausgewiesenen Maßnahmenwirkung, ist also additiv zum MMS zu verstehen.

²⁾ Der überwiegende Teil der Wirkung dieser Maßnahme wird gemäß Richtlinien im Sektor LULUCF berichtet.

Quelle: Berechnungen des Thünen-Instituts und des Öko-Instituts

Im MWMS führt die Umsetzung weiterer Maßnahmen zu einer zusätzlichen Senkung der Lachgasemissionen. Dazu tragen die Umsetzung der Stoffstrombilanz-Verordnung, der weitere Ausbau des Ökolandbaus und die umfassendere Wiedervernässung von Moorböden bei. Die in der Bio-Strategie 2030 des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft vom November 2023 (BMEL 2024) geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Ökolandbaus auf 30 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche wurden noch nicht berücksichtigt. Durch die künftige Konkretisierung und Umsetzung der Maßnahmen kann der Ausbau des Ökolandbaus erhöht werden, beispielsweise durch eine Erhöhung des Anteils von Bio-Lebensmitteln in der Gemeinschaftsverpflegung. Eine weitere Maßnahme mit hohem Minderungspotenzial ist die Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft, verbunden mit der gasdichten Lagerung der Gärreste. Die aktuellen Erfahrungen mit der Förderung von Investitionen in emissionsmindernde Maßnahmen bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern zeigen, dass der angestrebte Ausbau der in Biogasanlagen eingesetzten Gülle aus Rinder- und Schweinehaltung unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht erreicht werden kann. Daher wird im MWMS keine Ausweitung der Güllenutzung in Biogasanlagen angenommen.

8.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Die Annahmen für die Abbildung der Produktionsumfänge und Erträge im Landwirtschaftssektor stimmen mit den Szenarioanalysen des Thünen-Instituts zum Nationalen Luftreinhalteprogramm 2023 (BMUV 2023) überein, die im Rahmen der Umsetzung der NEC-Richtlinie in einem parallelen Prozess zu diesem Projektionsbericht erstellt wurden. Grundlage für die Annahmen zu Entwicklungen bis 2032 bildet die Thünen-Baseline 2022-2032 (Haß et al. 2022). Einige Besonderheiten der Annahmen werden im Folgenden genauer erläutert:

- ▶ Die Flächennutzung wird an die Maßnahmenumsetzung im Bereich LULUCF und an die Wirkungen veränderter Tierzahlen (insbesondere Rinder) angepasst. Aufgrund der Ausweitung der Siedlungs- und Verkehrsfläche, der Waldfläche und der Freiflächen-Photovoltaik kommt es zu einer starken Abnahme der Ackerflächen, im MWMS um knapp 0,5 Mio. ha bis 2050.
- ▶ Ab dem Jahr 2030 werden Erträge im Pflanzenbau statisch fortgeschrieben, aufgrund der Folgen des Klimawandels wird nicht mit weiteren Ertragssteigerungen gerechnet. Die Milchleistung pro Kuh steigt von 8.250 kg p. a. im Jahresmittel 2018-2020 annahmegemäß bis 2040 weiter an auf 9.500 kg und wird dann statisch fortgeschrieben.
- ▶ Abweichend von dieser Baseline-Projektion wird angenommen, dass sich der in den letzten Jahren beobachtete Trend der starken Tierzahlreduktionen bei den Schweinen und etwas weniger stark bei Rindern weiter fortsetzt. Dieser Trend wird durch die Projektionen „EU agricultural outlook for markets, income and environment, 2023-2035“ (EC 2023) der EU-Kommission bestätigt. Der Jungrinderbestand wird proportional zum Rückgang der Milch- und Mutterkühe reduziert. Nach 2030 wird der Schweinebestand statisch fortgeschrieben. Bei Rindern kommt es zu einem weiteren, leichten Bestandsabbau aufgrund steigender Milchleistung pro Kuh und Wiedervernässung von Futterflächen auf Moorböden.
- ▶ Die N-Mineraldüngermenge wird über den Inlandsabsatz von N-Mineraldünger in Tonnen Reinnährstoff erfasst. In den Jahren seit 2015 (Ausnahme: 2020) hat die N-Mineraldüngermenge sehr stark abgenommen. Im MMS wird davon ausgegangen, dass sich der seit 2015 zu beobachtende Trend zu stark sinkenden N-Mineraldüngermengen nicht weiter fortsetzt. Die für das Jahr 2030 projizierte N-Mineraldüngermenge liegt nach diesen Annahmen 5 % unter dem Niveau der N-Mineraldüngermenge im Mittel der Jahre 2018 bis 2020.

- ▶ Der Anteil flüssiger Wirtschaftsdünger, die mit Injektions- und Schlitztechnik ausgebracht werden, wird entsprechend des zunehmenden Trends zwischen 2010 und 2020 fortgeschrieben.
- ▶ Der Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen wird im MMS auf Basis des Jahres 2021 statisch fortgeschrieben.
- ▶ Der Einsatz von Energiepflanzen in Biogasanlagen geht zurück, wie in der Thünen-Baseline 2022-2032 beschrieben. Für das Jahr 2030 wird von einer Minderung der eingesetzten Energiepflanzen ggü. 2020 um ca. 60 % ausgegangen. Diese Annahme führt zu einer starken Verringerung der N-Düngung aus Biogas-Gärresten, was eine Reduktion der Lachgasemissionen bewirkt.

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

9 Abfallwirtschaft

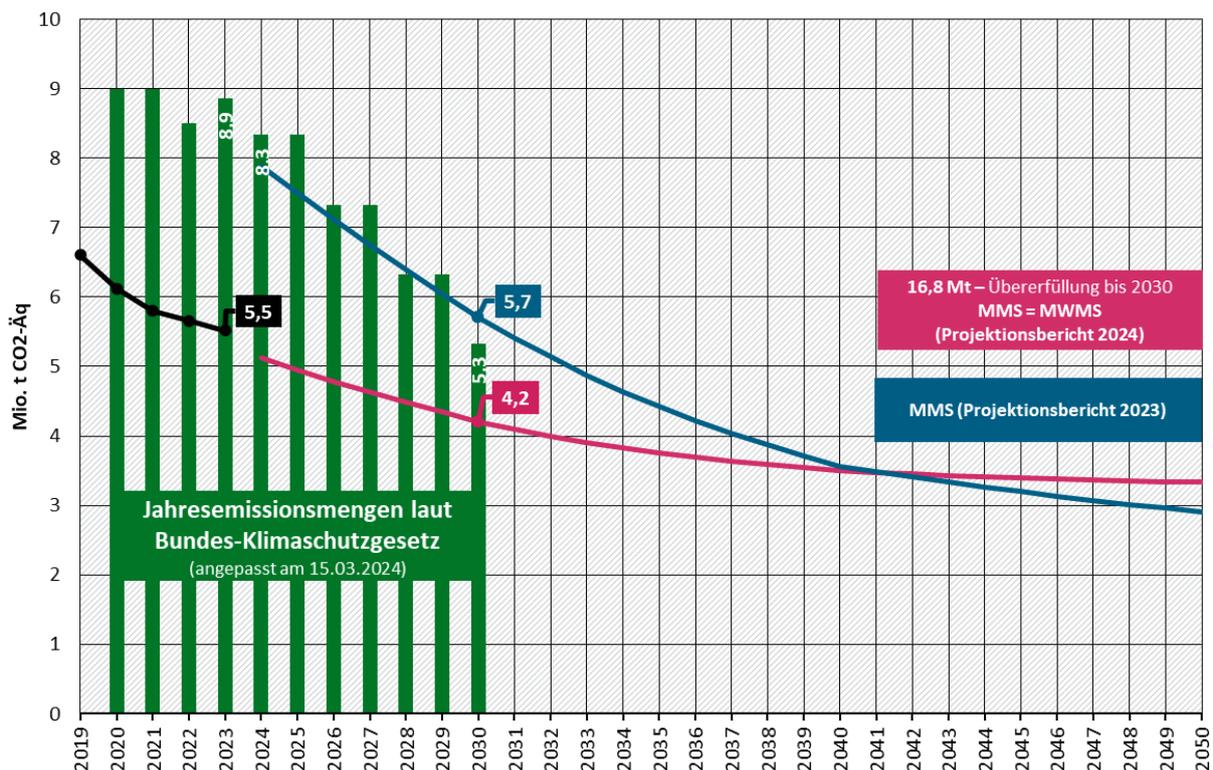
Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

Der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges umfasst im Bundes-Klimaschutzgesetz ausschließlich die direkten Treibhausgasemissionen aus der Quellgruppe CRF 5 (Abfall und Abwasser) sowie CRF 6 (Sonstige)¹⁰⁸. Emissionen aus der Stromerzeugung durch Müllverbrennung werden der Energiewirtschaft bzw. der Industrie zugerechnet und dort bilanziert. Maßnahmen mit Bezug auf Recycling von nicht-organischen Stoffen werden im Sektor Industrie bilanziert. Für den Sektor Abfallwirtschaft wurde nur ein Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) berechnet.

Weitere Daten (Kernindikatoren) sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

9.1 Zentrale Ergebnisse

Abbildung 71: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft



Quelle: UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Abbildung 71 zeigt die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen des MMS der Projektionen 2024 (rosa) im Vergleich zum MMS im Projektionsbericht 2023 (blau). Das MMS für den Projektionsbericht 2023 wurde auf Basis der Inventarsubmission 2022 gerechnet. Die Berechnungen für das MMS der Projektionen 2024 basieren, wie auch in allen anderen Sektoren, auf vorläufigen Daten entsprechend der Inventarsubmission des Jahres 2024. Die Treibhausgasemissionen der Submission 2024 des Treibhausgasinventars (Ausgangsbasis für das MMS) unterscheiden sich deutlich von den Werten der Submissionen des Jahres 2022. Dies liegt darin begründet, dass

¹⁰⁸ Aktuell werden in Deutschland keine Emissionen in der CRF-Kategorie 6 berichtet.

Anpassungen der Berechnung von Methanemissionen aus Deponien erfolgten und die Emissionsfaktoren für Methan und Lachgas im Bereich Abwasser (CRF 5.D.1) angepasst wurden¹⁰⁹. Durch die Neuberechnungen sanken die Gesamtemissionen in der Submission 2024 gegenüber der Submission 2022 um ein gutes Drittel. Damit liegen die Ausgangswerte für das MMS in den Projektionen 2024 unter denen der Berechnungen für den Projektionsbericht 2023. Daraus und aus den veränderten Emissionsfaktoren folgt eine Entwicklung der Emissionen im MMS der Projektionen 2024, welche anfangs deutlich unter den Werten des Projektionsberichts 2023 liegt, dann jedoch abflacht und sich etwa auf dem Niveau des Jahres 2040 stabilisiert.

Die Treibhausgasemissionen des Sektors Abfallwirtschaft sinken im MMS bis 2030 auf 4,2 Mio. t CO₂-Äq. und bis zum Jahr 2050 auf 3,3 Mio. t CO₂-Äq. (Tabelle 100). Die Jahresemissionsmenge für das Jahr 2030 von 5 Mio. t CO₂-Äq. wird damit um knapp 1 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Betrachtet man den gesamten Zeitraum 2023 bis 2030, ergibt sich damit eine deutliche Zielübererfüllung.

Die Emissionen des Abfallsektors lassen sich in Methanemissionen (CH₄) sowie Lachgasemissionen (N₂O) aufteilen, welche im Folgenden kurz einzeln besprochen werden.

Während die CH₄-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung, der Abwasserbehandlung und der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung gegenüber 2021 annähernd konstant bleiben, sinken die projizierten CH₄-Emissionen aus auf Deponien abgelagerten Abfällen drastisch. Neben dem Ablagerungsverbot für organische Abfälle seit 2005 wirken hier die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und zur optimierten Gaserfassung. Die CH₄-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung werden durch die Bevölkerungsentwicklung, die Ausweitung der separaten Bioabfallsammlung, die Reduktion der Lebensmittelabfälle und den Wechsel von der Kompostierung zur Abfallvergärung in unterschiedliche Richtungen beeinflusst und schwanken daher nur geringfügig über die Zeit.

Im Bereich der N₂O-Emissionen wurde wesentliches Minderungspotenzial vor allem im Bereich der Abwasserbehandlung bereits seit 1990 erschlossen. Gleichzeitig stiegen die Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung in Folge des gestiegenen Abfallaufkommens. Gegenüber 2021 sinken die projizierten N₂O-Emissionen ganz leicht. Im Bereich der biologischen Abfallbehandlung sinken die projizierten Emissionen geringfügig, vor allem durch den Wechsel von Kompostierung zur Abfallvergärung und die Verbesserung der Anlagen für zusätzliche Vergärungskapazitäten.

Tabelle 100: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige nach Quellgruppen zwischen 2021 und 2050 im MMS und MWMS

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Abfalldepotierung	2,6	1,8	1,1	0,6	0,4	0,3	0,2
Bioabfallbehandlung	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Abwasserbehandlung	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1
Andere Bereiche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3

¹⁰⁹ Für eine detaillierte Beschreibung der Anpassungen in der Berechnung von Methanemissionen sei auf Abschnitt 7.2.1.5 in UBA (2023c) verwiesen. Die Anpassungen im Bereich der Emissionsfaktoren im Bereich Abwasser (CRF 5.D.1.) in der Submission 2024 werden im Nationalen Inventardokument 2024 (UBA 2024c) beschrieben.

Kategorie	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz		8,3	5,3				

Quelle: UBA (2023a), UBA (2024b), Modellrechnungen Öko-Institut

Im MMS unterschreiten die projizierten Emissionen des Abfallsektors im Jahr 2030 die Jahresemissionsmenge gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz 2021. Durch eine Ausweitung der Maßnahmen zur Deponiebelüftung, der optimierten Gaserfassung und der Reduktion der Lebensmittelabfälle reduzieren sich die Emissionen bis 2030 deutlich, die Jahresemissionsmenge von 5,3 Mio. t CO₂-Äq. wird im Jahr 2030 um rund 1 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten (vgl. Tabelle 100). Bezüglich der mehrjährigen Gesamtrechnung ergibt sich aus der kumulierten Differenz zwischen MMS und den Jahresemissionsmengen laut KSG eine projizierte Übererfüllung von 16,8 Mt CO₂-Äq. (siehe auch Abbildung 71).

Bis zum Jahr 2050 sinken die projizierten Emissionen des Abfallsektors auf 3,3 Mio. t CO₂-Äq. Gegenüber 1990 beträgt die projizierte Minderung 92 %, gegenüber 2005 83,2 % (Tabelle 101). Im Abfallsektor wurden damit wesentliche Anstrengungen zur Reduktion der Emissionen schon frühzeitig eingeleitet und umgesetzt. Vor allem mit dem Ablagerungsverbot organischer Abfälle seit dem Jahr 2005 gehen auch heute noch Emissionsminderungen einher. Mit der Ausweitung der Deponiebelüftung und der optimierten Gaserfassung wird weiteres technisches Minderungspotenzial schon im MMS realisiert, und auch die Reduktion von Lebensmittelabfällen trägt zu Emissionsminderungen im Abfallsektor bei.

Tabelle 101: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstige zwischen 1990 und 2050

	1990	2005	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.								
Entwicklung 1990-2021	41,5	19,8	5,8						
MMS = MWMS				4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990-2021		-52,2	-86,0						
MMS = MWMS				-88,1	-89,9	-91,0	-91,6	-91,8	-92,0
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 2005-2021			-70,7						
MMS = MWMS				-75,1	-78,8	-81,1	-82,4	-82,9	-83,2

Quelle: UBA (2023b), Modellrechnungen Öko-Institut

9.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Anhang A.3).

Die Bewertung der Minderungswirkungen der Einzelmaßnahmen erfolgt im MMS gegenüber einem Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS). Das OMS bezieht die 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 Auswirkungen des erhöhten Bioabfallaufkommens in Folge des

Kreislaufwirtschaftsgesetzes berücksichtigt, aber nicht die Reduktion der Lebensmittelabfälle. Die Minderungsabschätzungen erfolgen daher sowohl für die Maßnahmen zur Deponiebelüftung und optimierten Gaserfassung als auch für die Reduktion der Lebensmittelabfälle.

Tabelle 102: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

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.
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gaserfassung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung für die Deponiebelüftung basierend auf der Ermittlung der CH ₄ -Emissionen im Abfallmodell ohne Deponiebelüftung. Daten für die Minderung durch die optimierte Gaserfassung basierend auf Erfahrungswerten aus Projekten und Statistik.
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	Bewertung der Einzelinstrumentenwirkung auf Basis von Projektdaten aus der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative ¹¹⁰ .
Vermeidung von Lebensmittelabfällen	Reduktion der Lebensmittelabfälle von aktuell jährlich 110 kg/Person (Destatis 2022a) um 16,5 kg/Person bis zum Jahr 2030. Bewertung der Instrumentenwirkung im Vergleich zu einem OMS ohne Reduktion der Lebensmittelabfälle.

Quelle: Annahmen Öko-Institut. Für Details zu den Annahmen siehe auch Abschnitt 9.3.

Durch das Förderprogramm zur Deponiebelüftung und optimierten Gaserfassung 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. 0,5 Mio. t CO₂-Äq. projiziert. Im Bereich der Lebensmittelabfallvermeidung liegt das Einsparpotenzial im Abfallsektor bei der angenommenen Ausgestaltung bei knapp 0,1 Mio. t CO₂-Äq. Diese Treibhausgase lassen sich reduzieren, wenn weniger Abfall anfällt, der behandelt werden muss. Insgesamt kann die Vermeidung von Lebensmittelabfällen zu einer weit höheren Reduktion der Emissionen führen, wenn dadurch weniger Lebensmittel produziert, transportiert und gelagert werden müssen.

Tabelle 103: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen in Deutschland pro Jahr für ausgewählte Instrumente des Abfallsektors im MMS

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gaserfassung	2023	0,1	0,3	0,5	0,5	0,3	0,3

¹¹⁰ Im Instrumentenpapier (Harthan et al. 2024) wurde zu dieser Einzelmaßnahme angegeben, dass sie aufgrund fehlender Datennlage nicht quantifizierbar ist. Da im Nachgang zur Finalisierung dieses Papiers entsprechende Daten zur Verfügung gestellt wurden, konnte die Quantifizierung doch durchgeführt werden und wird hier dargestellt.

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wir- kungsabschät- zung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Förderung von klimafreundlicher Abwasserbehandlung	2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermeidung von Lebensmittelabfäl- len	2023	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

*Anmerkung: Emissionsminderungen, die in der Tabelle als 0,0 Mio. t CO₂-Äq. dargestellt sind, existieren, sind aber kleiner als 0,05 Mio. t CO₂-Äq.

Durch die Neuberechnung der Methanemissionen aus der Deponierung gegenüber der Inventarsubmission 2022 aus dem Projektionsbericht 2023 reduziert sich die erreichbare Minderungswirkung der Maßnahme der Ausweitung der Deponiebelüftung und Gaserfassung. Hauptgründe sind die geringeren Mengen an organischer Substanz, die noch in den Deponien vorhanden ist.

9.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

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

Emissionen aus abgelagerten Abfällen aus Deponien

Durch die Förderung für kommunale Klimaschutz-Modellprojekte ist zukünftig die Förderung der Deponiebelüftung von größeren Deponien mit Einsparpotenzialen von jeweils ca. 19.600 t CO₂-Äq. pro Jahr möglich¹¹¹. Zusätzlich wird durch die Kommunalrichtlinie die optimierte Sammlung der Gase auf Deponien gefördert, wodurch eine Verbesserung der bestehenden Gaserfassung um mindestens 25 % erreicht werden soll.

Der Berechnung dieser Maßnahme liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- a) In der Modellierung wird angenommen, dass bis zum Jahr 2029 pro Jahr sieben Projekte mit jährlichen Einsparpotenzialen von 19.600 t CO₂-Äq. pro Deponie realisiert werden können. Weiterhin werden zwischen den Jahren 2030 und 2040 jährlich 3-4 Projekte realisiert.
- b) Für die Förderung der optimierten Gaserfassung wird im Zeitraum bis 2030 mit sieben Projekten jährlich gerechnet (Minderungspotenzial pro Jahr ca. 0,005 Mio. t CO₂-Äq./Projekt), danach bis 2040 mit jährlich weiteren 3 bis 4 Projekten.

Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung

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

- a) Steigerung der getrennt erfassten Abfallmengen des Bioabfalls bis 2030 auf 6,5 Mio. t Biogut (heute 4,9 Mio. t) und 5,5 Mio. t Grüngut (heute 5,4 Mio. t)¹¹². Darüberhinausgehende Mengen an Bioabfällen bleiben konstant.

¹¹¹ Die in Abschnitt 9.1 beschriebene Neuberechnung der Emissionen im Bereich der Deponien führt dazu, dass die Annahmen zu den erreichbaren Minderungen im Zusammenhang mit der Belüftung von Deponien ebenfalls angepasst werden mussten und von den Werten des Projektionsberichts 2023 (Harthan et al. 2023) abweichen.

¹¹² Basierend auf den Potenzialschätzungen aus der Studie „BioRest. Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem“ (Fehrenbach et al. 2019) für Biogut und Grüngut aus dem BAU-Szenario für das Jahr 2030.

- b) Reduktion der Lebensmittelabfälle bis 2030 von 110 kg/Person/Jahr um 16,5 kg/Person/Jahr. Das entspricht einer Reduktion um 20 % gegenüber heute¹¹³. Auch wenn Teile der Lebensmittelabfälle auch zukünftig über den Restmüll entsorgt werden, wird für die Quantifizierung angenommen, dass die Reduktion der Lebensmittelabfälle Auswirkungen auf die Höhe des separat gesammelten Bioabfalls hat. Damit sinkt das Bioabfallaufkommen, das in biologischen Abfallbehandlungsanlagen behandelt wird.
- c) Schrittweise Steigerung der Vergärungsanteile von aktuell 39 % am gesamten Bioabfallaufkommen auf 50 % bis zum Jahr 2040 auf Grund der gesteigerten Nachfrage nach Bioenergie aus Abfall- und Reststoffen.
- d) Anpassung der Emissionsfaktoren für die erweiterten Anlagenkapazitäten für die Abfallvergärung in Folge technischer Verbesserungen (z. B. durch geringere CH₄-Leckageraten etc.). Auf Basis von Cuhls et al. (2015) wird der Mittelwert für Vergärungsanlagen und Vergärungsanlagen mit Nachrotte angesetzt: 1.760 g CH₄/t Bioabfall (heute 2.800 g CH₄/t Bioabfall), für N₂O 40 g N₂O/t Bioabfall (heute 67 g N₂O/t Bioabfall).

¹¹³ Die durchschnittlichen Lebensmittelabfälle liegen bei 78 kg/Person/Jahr in den Haushalten, hinzu kommen ca. 32 kg/Person/Jahr aus der Außer-Haus-Verpflegung und dem Einzelhandel (Destatis 2022b). Eine Reduktion um 50 % bis zum Jahr 2030 würde insgesamt zu einer Reduktion um 55 kg/Person führen. Allerdings ist unsicher, ob die bestehenden Instrumente (Informationskampagnen, Dokumentation etc.) ausreichen, um eine solche Reduktion herbeizuführen. Daher wird für das Jahr 2030 mit einer 30 %-igen Zielerreichung gerechnet.

10 LULUCF

Dieses Kapitel basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

Der Sektor LULUCF entspricht der Quellgruppe CRF 4 LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry, auf Deutsch: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) und umfasst Kohlenstoffsenken und Treibhausgasemissionen aus Landnutzung und Landnutzungsänderungen sowie aus der Forstwirtschaft einschließlich Holzprodukten. In diesem Sektor können sowohl Quellen (positive Zahlen) als auch Senken (negative Zahlen) von Treibhausgasen auftreten. Die bedeutendsten Quellen von Treibhausgasen sind drainierte organische Böden (Moorböden), anthropogene stehende Gewässer (insbesondere Fischteiche) und die Verwendung von Torfprodukten in Blumenerden und Gartenbausubstraten. Die bedeutendste Senke ist der Wald. Die mit der in anderen Sektoren verwendeten, inländisch erzeugten Biomasse (siehe Abschnitt 3.4.2) verbundenen Emissionen werden zum größten Teil im Sektor LULUCF verbucht, nicht in den Biomasse verwendenden Sektoren, was die Bewertung der kombinierten Effekte von Maßnahmen in diesem Sektor erschwert. Das „Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz“ (ANK) lag zum Zeitpunkt der Finalisierung des Instrumentenpapiers nicht komplett und in vielen Fällen noch nicht in hinreichend konkretisierter und operationalisierter Form vor, so dass es nicht komplett berücksichtigt werden konnte.

Weitere Daten sind in einer Excel-Datei zu finden, die separat veröffentlicht wird (Anhang A.1).

10.1 Zentrale Ergebnisse

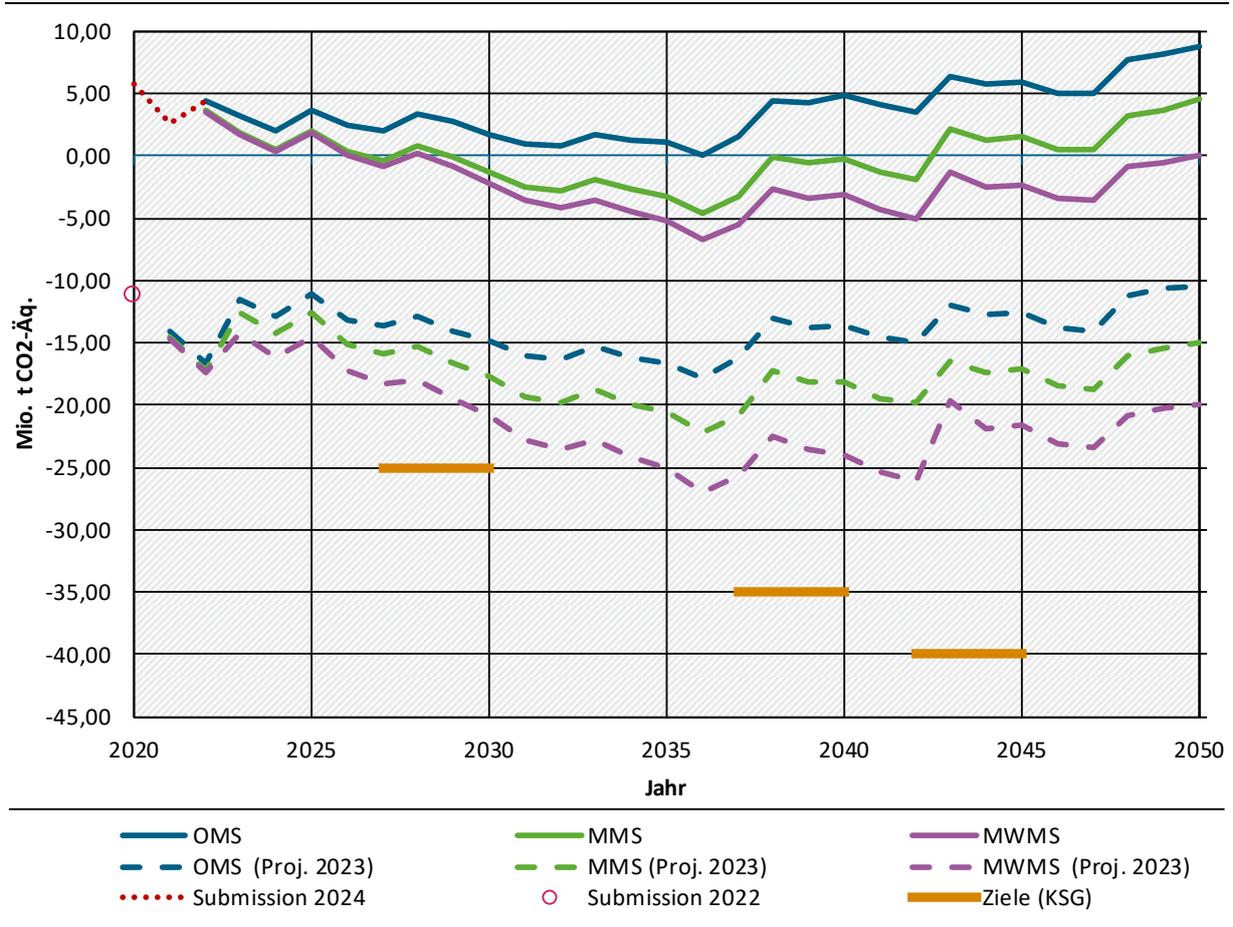
Die Nettobilanz des Sektors LULUCF beträgt im MMS im Jahr 2030 -1,3 Mio. t CO₂-Äq., 2040 liegt sie bei -0,2 Mio. t CO₂-Äq. und 2045 bei 1,6 Mio. t CO₂-Äq. Im MWMS beträgt die Nettobilanz im Jahr 2030 -2,2 Mio. t CO₂-Äq., 2040 liegt sie bei -3,1 Mio. t CO₂-Äq. und 2045 bei -2,3 Mio. t CO₂-Äq. (s. Tabelle 104 und Tabelle 105). In Tabelle 106 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 Treibhausgasbilanz wird durch die Projektion der Waldbiomasse und der Holzentnahme dominiert. Einen weiteren erheblichen Einfluss auf die projizierte Entwicklung haben die Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen, vor allem der Rückgang des Torfabbaus auf Null bis zum Jahr 2040 und die Wiedervernässung von Mooren.

Die 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, trotz der vergleichsweise optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Waldsenke und zum Moorbodenschutz, in beiden Szenarien nicht erreicht (Abbildung 72). Zu den optimistischen Annahmen gehört u. a., dass sich extreme Dürrejahre (2018, 2019, 2021) nicht in dieser Häufung wiederholen und die Wiedervernässung von Mooren vor allem im MWMS deutlich ausgeweitet werden kann. In keinem der Szenarien bleibt der LULUCF-Sektor dauerhaft eine Netto-Senke von Treibhausgasen. Nur im MWMS wird 2029 bis 2049 durchgehend eine Senke erreicht. Der erhebliche Unterschied zu den Projektionen des Projektionsberichts 2023 ist eine Folge der methodischen Verbesserungen der Emissionsberichterstattung zwischen Submission 2022 und

Submission 2024. So werden beispielsweise die Methanemissionen aus Fischteichen und anderen künstlichen Gewässern in Höhe von 4,8 Mio. t CO₂-Äq. jetzt berücksichtigt.

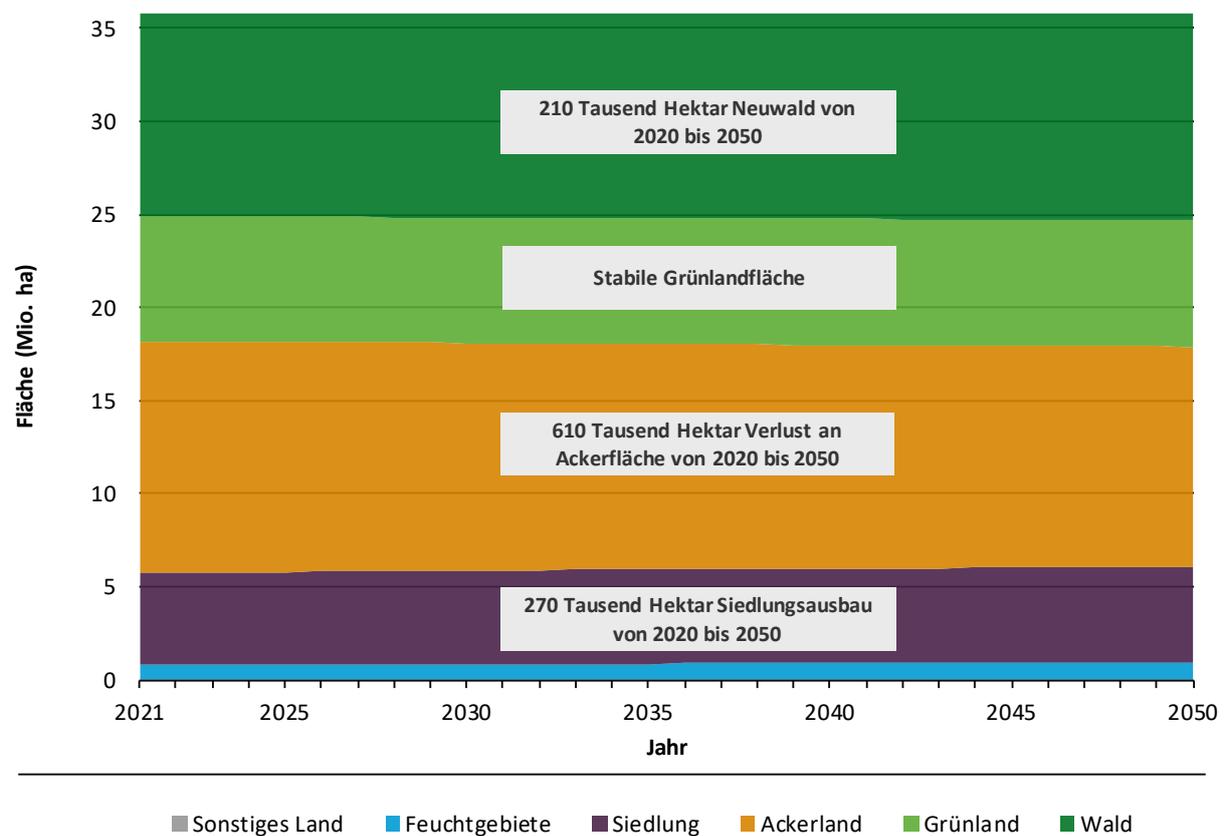
Abbildung 72: Projizierte Entwicklung der Nettobilanz des LULUCF-Sektors ohne Maßnahmen (OMS), mit Maßnahmen (MMS) und mit weiteren Maßnahmen (MWMS)



Anmerkung: Negative Zahlen entsprechen einer Senke für Treibhausgase.
 Quelle: UBA (2024c), UBA (2022), UBA(2023c), Modellierung: Thünen-Institut

In Abbildung 73 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. Die Waldausweitung kann die Zuwachsrückgänge durch Alterung des Waldes und Vorratsverluste durch Rodungen für z. B. Infrastrukturmaßnahmen nicht kompensieren (Details siehe Abschnitt 10.2). Vor dem Hintergrund der Grünlanderhaltungsregeln in der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU und der Schutzregeln der Bundesländer bleibt die Grünlandfläche konstant. Die Ackerfläche nimmt aufgrund der weiteren Zunahme der Siedlungs- und Verkehrsfläche und des Ausbaus erneuerbarer Energien, insbesondere Freiflächen-Photovoltaik, bis 2050 deutlich ab.

Abbildung 73: Projizierte Entwicklung der Flächennutzung im MMS



Quelle: Modellierung Thünen-Institut

Tabelle 104: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2025 und 2050 im MMS

Kategorie	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wald	-39,7	-51,7	-50,1	-48,6	-45,7	-42,9	-40,3
Ackerland	15,6	15,3	15,0	14,5	14,5	14,5	14,5
Grünland	22,1	23,4	21,9	20,2	21,3	20,5	21,0
Feuchtgebiete	9,7	9,1	8,5	8,0	7,6	7,7	7,8
Siedlungen	0,6	0,9	1,2	1,4	1,5	1,6	1,6
Holzprodukte	-4,0	5,0	2,2	1,2	0,7	0,1	-0,1
Gesamt	4,4	2,0	-1,3	-3,2	-0,2	1,6	4,5

Quelle: (UBA 2023b), Modellrechnungen Thünen-Institut

Tabelle 105: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF nach Quellgruppen zwischen 2025 und 2050 im MWMS

Kategorie	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.						
Wald	-39,7	-51,7	-50,3	-48,9	-46,1	-43,2	-40,5

Kategorie	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ackerland	15,6	15,3	14,9	14,3	14,1	14,0	13,9
Grünland	22,1	23,5	21,5	19,1	19,5	18,2	14,2
Feuchtgebiete	9,7	9,1	8,4	7,7	7,1	7,0	7,0
Siedlungen	0,6	0,7	1,0	1,4	1,6	1,6	1,6
Holzprodukte	-4,0	5,0	2,2	1,2	0,7	0,1	-0,1
Gesamt	4,4	1,9	-2,2	-5,2	-3,1	-2,2	0,1

Quelle: (UBA 2023b), Modellrechnungen Thünen-Institut

Tabelle 106: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor LULUCF zwischen 1990 und 2050 im Vergleich der Szenarien

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mio. t CO ₂ -Äq.													
Entwicklung 1990-2022	32,9	-18,7	-3,9	8,9	-1,1	-7,8	5,8	4,4						
MMS									2,0	-1,3	-3,2	-0,2	1,6	4,5
MWMS									1,9	-2,2	-5,2	-3,1	-2,2	0,1
	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												-0,2	-1,0	0,8
MWMS												-0,9	-3,6	-2,8
Zielwerte KSG												-25,0	-35,0	-40,0

Quelle: (UBA 2023b), Modellrechnungen Thünen-Institut

10.2 Instrumentenbewertung

Die Instrumentenbewertung basiert auf dem Instrumentenpapier (Anhang A.3).

Im Folgenden werden Instrumente und Maßnahmen im LULUCF-Sektor vorgestellt und ihr Beitrag zur Emissionsminderung dargestellt, zunächst für das MMS (Tabelle 107 und Tabelle 108) und dann im MWMS (Tabelle 109 und Tabelle 110). Die Instrumente und ihr Bezug zu politischen Programmen und Maßnahmen können Anhang A.3 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.

Tabelle 107: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	Reduzierung der Neuinanspruchnahme auf 40 ha/Tag bis 2030, bis 2050 Rückgang auf null (lineare Abnahme). Der Ausbau von Freiflächen-PV wird hier nicht berücksichtigt, sondern separat betrachtet. Die Übergangswahrscheinlichkeiten für Landnutzungsänderungen zu Siedlung wurden so reduziert, dass die Nettoänderung der Siedlungsfläche den oben angegebenen Werten entspricht. Referenz ohne Maßnahme ist die Fortschreibung der Landnutzungs-Trends zwischen 2017 und 2022 mit einer Zunahme der Siedlungs- und Verkehrsfläche um ca. 67 ha pro Tag.
Flächenversiegelung und Ausgleichsflächen durch Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV	Flächenversiegelung durch Ausbau der Windkraft (inkl. Zuwegung) und neue Ausgleichsflächen für den Ausbau von Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik (Anlage von Feldgehölzen auf bisherigen Ackerflächen und Umwandlung Acker in Grünland), mit ca. 30.000 ha im Jahr 2030 und 90.500 ha im Jahr 2050. Referenz: ohne Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV.
Wiedervernässung von Moorböden	Umsetzung von Agrarumweltmaßnahmen zur moorschonenden Stauhaltung sowie Moorschutzprojekten der Länder entsprechend der im GAP-Strategieplan ab 2023 dokumentierten geplanten Maßnahmen. Die Maßnahmenbudgets werden über den aktuellen Planungszeitraum hinaus fortgeschrieben. Im Jahr 2030 werden auf ca. 54.000 ha Maßnahmen zur Wiedervernässung durchgeführt, vor allem auf Landwirtschaftsflächen, und im Jahr 2050 auf ca. 141.000 ha. Abbildung von vollständigen und teilweisen Wiedervernässungen durch Anpassung von Wasserstand und Emissionen der entsprechenden Flächen. Referenz: ohne diese Maßnahme.
Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	Die Umsetzung der Torfminderungsstrategie des BMEL (BMEL 2022) und auslaufende Abbaugenehmigungen führen bis 2040 zur Beendigung des Torfabbaus in Deutschland. Ehemalige Torfabbauflächen werden vollständig wiedervernässt. Emissionen aus Torfverwendung werden bis 2040 linear auf 0 reduziert, Fläche der Torfabbauflächen wird entsprechend reduziert mit Annahme einer vollständigen Wiedervernässung. Referenz: Fortschreibung der derzeitigen Torfnutzung.
Erhaltung und nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder und Holzverwendung, hier: Einschlagsstopp in alten Buchenwäldern	In der Periode 2023-2027 werden 40.000 ha Wald mit der Hauptbaumart Buche ab einem Alter von 120 Jahren nicht mehr genutzt. Vergleich zweier Szenarienläufe im Waldsimulator mit und ohne Nutzungsverzicht in alten Buchenwäldern und entsprechende Läufe von WoodCarbonMonitor mit und ohne reduzierte Holzbereitstellung für HWP.
Humuserhalt und -aufbau im Ackerland	Die Wirkungen werden nicht quantifiziert, da Änderungen der Bodenkohlenstoffvorräte in mineralischen Ackerböden mit den Daten und Methoden der Submission 2024 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

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
	quantifiziert, aufgrund der Schwierigkeit, ein belastbares „ohne-Maßnahmen-Szenario“ für eine Maßnahme, die bereits so lange in Kraft ist, zu definieren.
Klimaangepasstes Waldmanagement	Fünf Prozent der Fläche, für die eine Förderung beantragt wurde, werden der natürlichen Waldentwicklung überlassen, d. h. hier dürfen keine Nutzungen mehr stattfinden. Dies entspricht einer Fläche von 75.000ha, auf der für 20 Jahre keine Holznutzung mehr stattfindet. Die Auswirkungen auf den HWP-Speicher werden ebenfalls ermittelt und sind in Tabelle 108 eingerechnet.
Forschungsinitiative Klimaschutz in Land- und Forstwirtschaft	Diese Maßnahme hat flankierenden Charakter, ihre Wirkungen werden nicht quantifiziert.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts

Tabelle 108: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für Instrumente im LULUCF-Sektor im MMS

Direkte Emissionsminderung (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsabschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	2021	-0,2	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
Flächenversiegelung und Ausgleichsflächen durch Ausbau von Windkraft und Freiflächen-PV	2021	-0,1	-0,4	-0,7	-0,6	-0,1	0,1
Wiedervernässung von Mooreböden ¹⁾	2023	-0,2	-0,5	-0,8	-1,1	-1,4	-1,6
Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten	2020	-0,5	-1,1	-1,7	-2,4	-2,3	-2,3
Einschlagstopp in alten Buchenwäldern	2023	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Klimaangepasstes Waldmanagement		-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,1	-0,1

1) Ein kleiner Teil der Gesamtwirkung, nämlich die Verringerung der Lachgasemissionen aus organischen Böden, wird im Sektor Landwirtschaft berichtet (siehe Kapitel zur Landwirtschaft).

Quelle: Modellrechnungen Thünen-Institut

Die Begrenzung der Flächenneuinanspruchnahme für Siedlungen und Verkehr im MMS reduziert die CO₂-Freisetzung durch Umwandlung insbesondere von Grünland- und Waldflächen. Die separat betrachtete Flächenversiegelung durch den Ausbau der Windenergie fällt aufgrund geringer Flächenumfänge kaum ins Gewicht. Bedeutender ist die Zunahme der CO₂-Einbindung durch neue Feldgehölz- und Grünlandflächen als Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik. Die Wirkung nimmt dem Ausbau erneuerbarer Energien

folgend bis 2035 zu und bis 2050 wieder ab. Die Wiedervernässung von Moorböden und die Beendigung des Torfabbaus sind die Maßnahmen des MMS mit den größten Minderungspotenzialen. Im Jahr 2020 wurden über 50 Mio. t CO₂-Äq. aus entwässerten Moorböden emittiert.

Die Maßnahme Humuserhalt und -aufbau im Ackerland kann auf Basis der Methoden der Submission 2024 nicht abgebildet werden. Notwendige Daten werden durch die derzeit laufende Wiederholung der Bodenzustandserhebung Landwirtschaft erhoben. Ein Humusaufbau findet vor allem durch den Ausbau des Ökolandbaus auf mineralischen Ackerböden statt. Bei einem Kohlenstoffaufbau von 0,1 bis 0,4 t C pro Hektar und Jahr und einer Ausweitung der ökologisch bewirtschafteten Fläche um 5 % der Landwirtschaftsfläche ergäben sich im Jahr 2030 CO₂-Festlegungen in Ackerböden in Höhe von 0,14 bis 0,57 Mio. t CO₂, die in der dargestellten Sektorbilanz nicht berücksichtigt sind. Die C-Einbindung erfolgt über einen begrenzten Zeitraum von 20 bis 30 Jahren (Gattinger et al. 2012; Kätterer et al. 2013).

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 zurückgehen, gleichzeitig jedoch das Risiko des Absterbens einzelner Bäume und ganzer Bestände zunehmen wird. Dies ist in der Modellierung nur bedingt abbildbar. Die Aussetzung der Nutzung im Rahmen des „klimaangepassten Waldmanagements“ bewirkt eine zeitweilige Erhöhung der Senke in lebender Biomasse und eine Reduktion des für HWP zur Verfügung stehenden Holzes, was jedoch mit dem Ende der Maßnahme (nach 20 Jahren) wieder zurückgeht. Diese Entwicklung wird zusätzlich durch Alterungsprozesse im Wald verstärkt und ist nicht nur auf die Maßnahmendauer zurückzuführen. Im MMS kommt es daher nach 2035 wieder zu einer deutlichen Abnahme der Netto-LULUCF-Senke (Abbildung 72).

Die Maßnahme „Erstaufforstung“ aus dem KSP2030 wird im MMS keine zusätzliche Wirkung entfalten, da der rechtliche Rahmen nicht angepasst wurde. Aktuell bedeutet die Umwandlung von landwirtschaftlichen Flächen in Wald einen hohen Wertverlust, der durch die Förderung nicht kompensiert wird. Sie ist daher für Grundbesitzer*innen unattraktiv und mit einer nennenswerten Umsetzung in die Praxis kann entsprechend nicht gerechnet werden.

Tabelle 109: Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung im LULUCF-Sektor im MWMS ggü. der jeweiligen kontrafaktischen Entwicklung

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	Reduzierung der Neuinanspruchnahme auf 29,9 ha/Tag bis 2030, bis 2050 Rückgang auf null (lineare Abnahme). Der Ausbau von Freiflächen-PV wird hier nicht berücksichtigt, sondern separat betrachtet. Übergangswahrscheinlichkeiten für Landnutzungsänderungen zu Siedlung werden so reduziert, dass die Nettoänderung der Siedlungsfläche den Zielwerten entspricht. Referenz ist wie für alle weiteren hier dargestellten Maßnahmen das MMS.
Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK): Schutz von Moorböden	ANK-Förderung von Projekten zum Moorbodenschutz, mit einem angenommenen Budget von ca. 320 Mio. € pro Jahr ab 2025. Im Jahr 2030 werden ca. 40.300 ha Moorböden wiedervernässt, bis 2050 ca. 380.000 ha. Abbildung von vollständigen und teilweisen Wiedervernässungen durch Anpassung von Wasserstand und Emissionen der entsprechenden Flächen.

Einzelmaßnahme	Umsetzung und Annahmen für die Instrumentenbewertung
Erstaufforstung	Maßnahme zur Erhaltung und nachhaltigen Bewirtschaftung der Wälder. Berechnung der Auswirkungen von Erstaufforstungen auf ca. 33.300 ha im Landnutzungsmodell.
Holzbauinitiative	Die Wirkungen der Holzbauinitiative werden nicht quantifiziert, da noch Informationen zur konkreten Umsetzung fehlen.

Quelle: Zusammenstellung des Thünen-Instituts

Tabelle 110: Direkte Netto-Minderungen an Treibhausgasemissionen pro Jahr für ausgewählte Instrumente im LULUCF-Sektor im MWMS (Zusatzwirkung zum MMS*)

Direkte Emissionsminderung* (Mio. t CO ₂ -Äq.)	Wirkbeginn für die Wirkungsschätzung	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Begrenzung der Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke	2021	-0,1	-0,2	0,0	0,1	0,1	0,1
Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK): Schutz von Moorböden	2021	0,0	-0,5	-1,7	-2,7	-3,6	-4,4
Aufforstung	2026	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,1

*Anmerkung: Die ausgewiesene Minderungswirkung im MWMS ist zusätzlich zur bereits im MMS ausgewiesenen Maßnahmenwirkung, ist also additiv zum MMS zu verstehen.

Quelle: Modellierung Thünen-Institut

Im MWMS wird eine umfangreichere Wiedervernässung von Moorböden mit Förderung aus dem Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK) abgebildet. Diese erfolgt schrittweise, da die relevanten Flächen weit überwiegend in privater Hand liegen. Die Flächen müssen deshalb entweder erst von der öffentlichen Hand erworben werden, oder die dauerhaften Bewirtschaftungsnachteile der Vernässung müssen zu Beginn der Maßnahme finanziell ausgeglichen werden. Wiedervernässungsmaßnahmen können zudem nicht kurzfristig umgesetzt werden, weil sie einer umfangreichen hydrologischen Planung bedürfen und verschiedene Genehmigungsverfahren durchlaufen müssen. Das führt dazu, dass sich die Wirkungen trotz umfangreicher Förderung erst langsam, dafür aber langfristig stabil entfalten. Das Ziel der Nationalen Moorschutzstrategie, bis zum Jahr 2030 Emissionen in Höhe von 5 Mio. t CO₂-Äq. durch Moorbodenschutz zu reduzieren, wird deshalb unter Berücksichtigung der im MMS ausgewiesenen Maßnahmen (jedoch ohne die Wirkungen der Torfminderung) erst 2045 erreicht. Die geplanten Maßnahmen des ANK zur Ausweitung von Feldgehölzen und Grünland werden im MWMS des Projektionsberichts 2024 aufgrund der noch ausstehenden Konkretisierung der Maßnahmen nicht quantifiziert.

Die ausgewiesene Erhöhung der Emissionen durch den Rückgang des Siedlungsausbaus ist darauf zurückzuführen, dass die Wirkung zusätzlich zum MMS ausgewiesen wird. Im MWMS ist der Rückgang des Siedlungsausbaus nach 2030 geringer als im MMS, weil bereits bis 2030 ein stärkerer Rückgang erfolgt.

Für das MWMS wurde eine Änderung der Aufforstungsförderung angenommen, die in der Umsetzung zu geringeren Flächen führt als im Rahmen des ANK geplant. Es wird angenommen, dass statt der reinen Aufwandserstattung der Maßnahme auch ein Wertausgleich gefördert

wird, der die Verluste durch die Umwandlung von landwirtschaftlichen Nutzflächen im Wald ausgleicht. Ohne diesen Ausgleich müsste die Erstaufforstung mit dem bisherigen sehr geringen Flächenansatz berechnet werden und damit wirkungslos bleiben. Der Gesamteffekt ist vergleichsweise gering, da Aufforstungen eine längere Etablierungszeit benötigen, bevor die Kohlenstoffeinbindung auf den Flächen effizient funktioniert. Da die Maßnahme nur bis 2030 finanziert ist und die angelegten Flächen nach 20 Jahren aus der Landnutzungskategorie "Umwandlung zu Wald" in die Kategorie "Wald, der Wald bleibt" übergehen, sinkt die Wirkung der Maßnahme im Jahr 2050 wieder ab.

10.3 Sektorspezifische Parameter & Annahmen

Die Projektion bildet keine zukünftigen Extremwetterereignisse ab. Für die Simulation der Waldentwicklung wird davon ausgegangen, dass sich die Dürresituation der letzten Jahre in dieser Art im Betrachtungszeitraum nicht wiederholen wird und dass sich die verbliebenen Bäume weitestgehend erholen werden. Dies bedeutet – unter Berücksichtigung der Kalamitäten 2018ff – einen insgesamt geringeren Zuwachs (=Brutto-Kohlenstoffaufnahme aus der Atmosphäre) als vorher und eine geringere Holzentnahme als während und direkt nach den Dürre Jahren. Flächennutzungsänderungen zu Gehölzen, von Ackerland zu Grünland und die Wiedervernässung von Moorböden erfolgen unter der Annahme, dass die Umsetzung solcher dauerhafter Veränderungen auf freiwilliger Basis durch Flächenkauf oder durch Ausgleich von Bewirtschaftungs-nachteilen erfolgt. Bei Wiedervernässung wird angenommen, dass die Wirkungen aufgrund von Planungs- und Genehmigungsverfahren und notwendigen wasserbaulichen Investitionen erst fünf Jahre nach Sicherung der Flächen durch Kauf oder Ausgleich eintreten. Es wird angenommen, dass einmal begonnene Projekte umgesetzt werden können und nicht durch juristische Auseinandersetzungen verzögert werden.

Quellenverzeichnis

AGEB - AG Energiebilanzen (Hg.) (2022): Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/09/STRERZ22_Abgabe-12-2022_inkl-Rev-EE.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

AGEB - AG Energiebilanzen (Hg.) (2023a): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 2008-2020. Stand 2008 für die Jahre 1990-2002, Stand 2012 für die Jahre 2003-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, Stand 2018 für das Jahr 2016, Stand 2019 für das Jahr 2017, Stand 2021 für die Jahre 2018 und 2019, Stand 2022 für das Jahr 2020, Stand 2023 für das Jahr 2021. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>, zuletzt geprüft am 12.04.2024.

AGEB - AG Energiebilanzen (Hg.) (2023b): Satellitenbilanz Erneuerbare Energien, Jahre 2000-2020. Stand 2008 für die Jahre 2000-2002, Stand 2010 für die Jahre 2003-2008, Stand 2012 für die Jahre 2009-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, Stand 2018 für das Jahr 2016, Stand 2019 für das Jahre 2017, Stand 2020 für das Jahr 2018, Stand 2021 für das Jahr 2019, Stand 2022 für das Jahr 2020, Stand 2023 für das Jahr 2023. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>, zuletzt geprüft am 12.04.2024.

Agora Energiewende (2021): Transformationskostenrechner Klimaschutzverträge (KSV) - Stahlbranche, Software & Daten. Version: 1.1, FutureCamp Climate; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Agora Energiewende (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-stahl-datenanhang>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Bazzanella, A. M.; Ausfelder, F. (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, Technology study (Technology Study). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (Hg.). Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2019.

BBSR - Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hg.) (2017a): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse, Projektbericht. Deutscher Wetterdienst. Offenbach. Online verfügbar unter https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-projektbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

BBSR - Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hg.) (2017b): Testreferenzjahre. Online verfügbar unter https://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/TRY_node.html, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Biere, D. (2015): Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie. Dissertation, Karlsruher Institute of Technology (KIT). Karlsruhe, 2015. Online verfügbar unter <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000049339>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

BMDV - Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.) (2022): Verkehr in Zahlen 2022/2023. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin. Flensburg. Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

BMDV - Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.) (2023): Verkehr in Zahlen 2023/2024, Korrekturstand 20.03.2024. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin. Flensburg. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hg.) (2022): Torffrei gärtner, Klima schützen - Die Torfminderungsstrategie des BMEL. Online verfügbar unter <https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/torfminderungsstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hg.) (2024): Bio-Strategie 2030, Nationale Strategie für 30 Prozent ökologische Land- und Lebensmittelwirtschaft bis 2030. Online verfügbar unter <https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/bio-strategie-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

BMUV - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (Hg.) (2023): Entwurf - Nationales Luftreinhalteprogramm der Bundesrepublik Deutschland nach Artikel 6 und Artikel 10 der Richtlinie (EU) 2016/2284 über die Reduktion der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe sowie nach §§ 4 und 16 der Verordnung über nationale Verpflichtungen zur Reduktion bestimmter Luftschadstoffe (43. BImSchV). Online verfügbar unter <https://www.bmuv.de/gesetz/nationales-luftreinhalteprogramm>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

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

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023a): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) (Bundesanzeiger, BAnz AT 29.12.2023 B1). Online verfügbar unter <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/TevdpcR9NeEp7m7Rhbj/content/TevdpcR9NeEp7m7Rhbj/BAnz%20AT%2029.12.2023%20B1.pdf?inline>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2023b): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 27.07.2023.

BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2024): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

BMWSB - Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (2023): Maßnahmenpaket der Bundesregierung. Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/topthemen/Webs/BMWSB/DE/Massnahmenpaket-bauen/massnahmenpaket-artikel.html>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

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

BNetzA - Bundesnetzagentur (2024): Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2022b): Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

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

Bundeskartellamt (Hg.) (2017): Sektoruntersuchung Zement und Transportbeton, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Zement%20und%20Transportbeton.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Bundesregierung (2024): Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung, Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke, Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868>, zuletzt geprüft am 23.05.2024.

Climate Analytics; NewClimate Institute (o.J.): Climate Action Tracker (CAT). Climate Analytics und NewClimate Institute (Hg.). Online verfügbar unter <https://climateactiontracker.org>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

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

Dambeck, H.; Ess, F.; Falkenberg, H.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koepf, M.; Kreidelmeyer, S.; Lübbers, S.; Piegsa, A.; Scheffer, S.; Spillmann, T.; Thamling, N.; Wünsch, A. et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität und Agora Verkehrswende (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K.; Beil, M.; Beyrich, W. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland (DBFZ-Report, 30). Deutsches Biomasseforschungszentrum; Deutsche Energie-Agentur GmbH; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Deutsches Biomasseforschungszentrum (Hg.). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

de Jong, G.; Schroten, A.; van Essen, H.; Otten, M.; Bucci, P. (2010): Price sensitivity of European road freight transport – towards a better understanding of existing results, A report for Transport & Environment. significance; CE Delft. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/05/2010_07_price_sensitivity_road_freight_significance_ce.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2017): Entwicklung der Privathaushalte bis 2035, Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter https://www.statistischebibliothek.de/mir/receive/DEHeft_mods_00083604, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022a): Lebensmittelabfälle in Deutschland im Berichtsjahr 2020, Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Tabellen/lebensmittelabfaelle.html>, zuletzt geprüft am 12.01.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2022b): Lebensmittelabfälle in Deutschland im Berichtsjahr 2020. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Tabellen/lebensmittelabfaelle.html>, zuletzt geprüft am 03.08.2022.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2023a): 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Annahmen und Ergebnisse, Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2023b): Indizes der Produktion im Verarbeitenden Gewerbe, Tabellen 42153-0001 - 42153-0003. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=statistic&code=42153&levelindex=0&levelid=1713275792307#abreadcrumb>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2023c): Indizes des Auftragsbestandes im Verarbeitenden Gewerbe, Tabellen 42155-0001 - 42155-0006. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/beta/statistic/42155/details>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2023d): Statistischer Bericht, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/_publikationen-innen-statistischer-bericht.html, zuletzt geprüft am 23.05.2024.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2023e): Verkehr. Luftverkehr, Fachserie 8, Reihe 6. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Personenverkehr/Publikationen/Downloads-Luftverkehr/luftverkehr-2080600231035.xlsx?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 01.11.2023.

Destatis - Statistisches Bundesamt (2024): Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

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

Deutsche Bundesbank (15.12.2023): Pressemitteilung: Deutschland-Prognose der Bundesbank: Sinkende Inflation, aber noch keine Entwarnung, Deutsche Wirtschaft erholt sich mit Verzögerung. Online verfügbar unter <https://www.bundesbank.de/de/presse/presse-notizen/deutschland-prognose-der-bundesbank-sinkende-inflation-aber-noch-keine-entwarnung-920336>, zuletzt geprüft am 26.04.2024.

Diefenbach, N.; Stein, B.; Loga, T.; Rodenfels, M.; Jahn, K. (2018): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2017. Institut Wohnen und Umwelt; Fraunhofer IFAM. KfW (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoring-der-KfW-Programme-EBS-2017.pdf>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

EC - European Commission (2020): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2021, Version after consultation of WG2 under the Climate Change Committee. Brussels.

EC - European Commission (Hg.) (2022): IMPACT ASSESSMENT REPORT Accompanying the document Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on fluorinated greenhouse gases, amending Directive (EU) 2019/1937 and repealing Regulation (EU) No 517/2014, COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. SWD(2022) 96 final. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-04/f-gases_impact_assessment_en.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2023.

EC - European Commission (Hg.) (2023): EU agricultural outlook for markets, 2023-2035. Brüssel. Online verfügbar unter https://agriculture.ec.europa.eu/document/download/a353812c-733e-4ee9-aed6-43f8f44ca7f4_en?filename=agricultural-outlook-2023-report_en_0.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

EEA - European Environment Agency (2023): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. European Environment Agency (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, zuletzt aktualisiert am 28.05.2023, zuletzt geprüft am 08.06.2023.

EEA - European Environment Agency (2024): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. European Environment Agency (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, zuletzt aktualisiert am 11.01.2024, zuletzt geprüft am 29.04.2024.

EEG (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2021), EEG, Fassung vom Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16.07.2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

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. Fraunhofer ISI; Ecofys; GreenStream; adelphi. European Commission (Hg.). Brussels. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/669226c7-b6ff-11e8-99ee-01aa75ed71a1/language-en>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Emele, L.; Harthan, R. O.; Moosmann, L. (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland – Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans, Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“)“ (Climate Change, 33/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2019-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Emele, L.; Moosmann, L. (2022): Modellbeschreibung ENUSEM. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/uploads/oeko/das_institut/institutsbereiche/energie-klimaschutz/OEKO-ENUSEM.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2022.

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

ERK - Expertenrat für Klimafragen (Hg.) (2024): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023, Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter <about:blank>, zuletzt geprüft am 23.05.2024.

Europäische Kommission (2020): 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. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2126>, zuletzt geprüft am 15.03.2021.

Europäische Kommission (2022): Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über fluorierte Treibhausgase, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 517/2014 (COM/2022/150 final). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52022PC0150#>, zuletzt geprüft am 05.01.2023.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2023): VERORDNUNG (EU) 2023/857 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. April 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/842 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0857&qid=1686735747521>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

European Parliament, Committee on the Environment, Public Health and Food Safety (2023): Provisional agreement resulting from interinstitutional negotiations, 18.10.2023, 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. (COM(2022)0150 - C9-0142/2022 - 2022/0099(COD)), European Parliament,

Committee on the Environment, Public Health and Food Safety. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/commissions/envi/inag/2023/10-18/ENVI_AG\(2023\)754894_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/commissions/envi/inag/2023/10-18/ENVI_AG(2023)754894_EN.pdf), zuletzt geprüft am 24.10.2023.

Eurostat (2023): Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). Eurostat (Hg.). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) (Texte, 115/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/bioreest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry - A model-based assessment of saving potentials. In: *Energy* 40 (1), S. 84–99. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.025.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elsland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* 22, S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Schwotzer, C. (2022): Vorstellung der Ergebnisse zur Studie für das Umweltbundesamt "Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen Stands der Technik und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen", Laufendes ReFoPlan-Projekt 3718410030 (Arbeitsstand Juli 2022). Im Auftrag des Umweltbundesamts. Fraunhofer ISI; RWTH Aachen - Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/363062502_Vorstellung_der_Ergebnisse_zur_Studie_fur_das_Umweltbundesamt_Umbau_des_industriellen_Anlagenparks_im_Rahmen_der_Energiewende_Ermittlung_des_aktuellen_SdT_und_des_weiteren_Handlungsbedarfs_zum_Einsatz, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂ Emissionen industrieller Prozesstechniken - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

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. FutureCamp Climate und Dechema (Hg.). Online verfügbar unter <https://dechema.de/chemie2050-path-123211,124930.html>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Graichen, V.; Jörß, W.; Emele, L.; Nissen, C. (2021): Datenkonzepte im EU-Emissionshandel, Handbuch (Climate Change, 75/2021). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/uba-eu-ets-handbuch>, zuletzt geprüft am 06.07.2022.

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. Unter Mitarbeit von Kozakiewicz, J.; Colbourne, D. und Purzner, M. Öko-Recherche; Öko-Institut; Ricardo. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-06/f-gases_external_preparatory_study_en.pdf; https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-04/f-gases_external_preparatory_study_annexes_en.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Gschrey, B.; Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ für Deutschland bis zum Jahr 2050 (Climate Change, 21/2011). Öko-Recherche. Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter

<https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4226.pdf>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C. et al. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland (2. Auflage) (Climate Change, 39/2023). Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 31.01.2024.

Harthan, R. O.; Förster, H.; Bürger, V.; Braungardt, S.; Görz, W. K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Brugger, H. et al. (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Instrumente. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland-0>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.

Haß, M.; Deblitz, C.; Freund, F.; Kreins, P.; Laquai, V.; Offermann, F.; Pelikan, J.; Sturm, V.; Wegmann, J.; Witte, T. d.; Wüstemann, F.; Zinnbauer, M. (2022): Thünen-Baseline 2022 - 2032: Agrarökonomische Projektionen für Deutschland. (Thünen Report, 100). Johann Heinrich von Thünen-Institut (Hg.). Braunschweig. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_100.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Hautzinger, H.; Mayer, K.; Helms, M.; Kern, C.; Wiesenhütter, M.; Haag, G.; Binder, J. (2004): Analyse von Änderungen des Mobilitätsverhaltens - insbesondere der Pkw-Fahrleistung - als Reaktion auf geänderte Kraftstoffpreise, Schlussbericht zum FP 96.0756/2002 des BMVBW. Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/164566/>, zuletzt geprüft am 14.08.2023.

Held, T.; Waltersbacher, M. (2015): Wohnungsmarktprognose 2030 (BBSR-Analysen KOMPAKT, 07/2015). Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hg.). Bonn. Online verfügbar unter <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/analysen-kompakt/2015/AK072015.html>, zuletzt geprüft am 09.02.2024.

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Köhler, B.; Reise, J.; Köppen, S.; Bischoff, M.; Fehrenbach, H.; Pehnt, M.; Werle, M.; Mantau, U. (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie - Teilbericht zu den Projekten BioSINK und BioWISE (Climate Change, 12/2022). Öko-Institut; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Informationssysteme für Rohstoffe. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_12-2022_aktuelle_nutzung_und_foerderung_der_holzenergie.pdf, zuletzt geprüft am 29.03.2022.

Hermann, H.; Loreck, C.; Ritter, D.; Greiner, B.; Keimeyer, F.; Cook, V.; Bartelt, N.; Bittner, M.; Nailis, D.; Klinski, S. (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung, Endbericht (Climate Change, 02/2017). Öko-Institut, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Prof. Dr. Stefan Klinski. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Hibscher, C. W.; Davis, D. H.; Davies, P. R.; Davies, M. P. (2005): TECO: a designer's insight into all-electric melting. In: *Glass Machinery Plants & Accessories* (2), S. 85–91. Online verfügbar unter <https://d1y0n40rzg7wgx.cloudfront.net/uploads/documents/A-Designers-Insight-into-All-Electric-Melting.pdf?mtime=20180928082423&focal=none>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Hirzel, S.; Antoni, O.; Heinrich, S.; Jessing, D.; Paar, A.; Pehnt, M.; Schlomann, B.; Voswinkel, F. (2019): Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds, Projekt Nr. 63/15 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abschlussbericht - Langfassung. Unter Mitarbeit von Koziel, S.; Kreidelmeyer, S.; Piegsa, A.; Rohde, C.; Spillmann, T. et al. Fraunhofer ISI; Stiftung Umweltenergierecht; Prognos und

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Hg.). Karlsruhe / Heidelberg / Basel / Würzburg. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-und-weiterentwicklung-des-energieeffizienzfonds.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

IEA - International Energy Agency (Hg.) (2023): World Energy Outlook 2023. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>, zuletzt geprüft am 25.10.2023.

IEEKN - Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (2020): Bundesregierung und Wirtschaftsverbände bauen Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke aus. Initiative für Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.effizienznetzwerke.org/esgehtweiter/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2023): TREMOD, Transport Emission Model. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.ifeu.de/en/methods-tools/models/tremod/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Illge, L.; Oertel, B.; Kenkmann, T.; Schumacher, K. (2020): Evaluation der Maßnahme "Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen", Zusammenfassung. IZT; Öko-Institut. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/he_evaluation.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (Hg.) (2014): Climate Change 2014: Synthesis Report, Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2016.

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). IGES, Japan. Online verfügbar unter <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2021.

Jaccard, M. (2005): Hybrid energy-economy models and endogenous technological change. In: Loulou, R.; Wauth, J.-P. und Zaccour, G. (Hg.): Energy and Environment. New York: Springer, S. 81–109, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Kaya, Y.; Yokoburi, K. (1997): Environment, energy, and economy: strategies for sustainability. Tokio: United Nations Univ. Press.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hg.) (2024): Nährstoffkreisläufe schließen – effiziente Ressourcennutzung in der Landwirtschaft. KTBL-Tagung, Weimar, 19.-20.03.2024. Online verfügbar unter https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2024/KTBL-Tage-2024/KTBL-Tage_2024.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

Kuramochi, T.; Ramírez, A.; Turkenburg, W.; Faaij, A. (2012): Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 38 (1), S. 87–112. DOI: 10.1016/j.pecs.2011.05.001.

KVBG (2020): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG), KVBG. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/>, zuletzt geprüft am 01.10.2020.

KWKG (2022): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023), KWKG, Fassung vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20.12.2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/index.html, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Loder, A.; Cantner, F.; Dahmen, V.; Bogenberger, K. (2024): Germany's Newest Fare: The Deutschlandticket – First Insights on Funding and Travel Behavior. 103rd Annual Meeting Transportation Research Board. Technische Universität München. Veranstalter: Transportation Research Board (TRB). Washington D.C., 2024. Online verfügbar unter <https://mediatum.ub.tum.de/download/1720096/1720096.pdf>, zuletzt geprüft am 20.09.2023.

Mai, M.; Gruber, E.; Ashley-Belbin, N.; Schulz, A.; Barckhausen, A.; Will, G.; Thie, J.-E. (2017): Analyse der Entwicklung des Marktes und Zielerreichungskontrolle für gesetzlich verpflichtende Energieaudits, Schlussbericht an das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). IREES und adelphi consult (Hg.). Karlsruhe. Online verfügbar unter [https://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), zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Mathivanan, G. P.; Eysholdt, M.; Zinnbauer, M.; Rösemann, C.; Fuß, R. (2021): New N2O emission factors for crop residues and fertiliser inputs to agricultural soils in Germany. In: *Agric Ecosyst Environ* (322). DOI: 10.1016/j.agee.2021.107640.

Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, F. C.; Deurer, J. (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Öko-Institut; IREES. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.

Müller, A. (2015): Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock, Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der technischen Wissenschaften bei der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Wien. Online verfügbar unter http://www.invert.at/Dateien/Dissertation_AndreasM.pdf.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (2011): Durchführung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) - Niedersachsen, Fassung vom 03.08.2011. Online verfügbar unter <https://www.umwelt-online.de/regelwerk/cgi-bin/suchausgabe.cgi?pfad=/luft/laender/nds/1bvdv.htm&such=RdErl>.

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

Ortner, S.; Pehnt, M.; Blömer, S.; Auberger, A.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Popovski, E.; Lösch, O.; Langreder, N.; Thamling, N.; Sahnoun, M.; Rau, D. (2021): Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung, Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 - Anhang VIII. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-08-05_cc_54-2021_effiziente_waerme-kaelteversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2022.

Perez-Fortes, M.; Schöneberger, J. C.; Boulamanti, A.; Tzimas, E. (2016): Methanol synthesis using captured CO2 as raw material: Techno-economic and environmental assessment. In: *Applied Energy* 161, S. 718–732. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.07.067.

Perez-Fortes, M.; Tzimas, E. (2016): Techno-economic and environmental evaluation of CO2 utilisation for fuel production (JRC Science for Policy Report). European Commission (Hg.). Online verfügbar unter <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC99380>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Plötz, P.; Rohde, C.; Beermann, A.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Brugger, H.; Buerck, S.; Bürger, V.; Dünnebeil, F.; Fehrenbach, H.; Fiedler, S.; Harthan, R. et al. (2022): Einzelmaßnahmenbewertung des Klimaschutzsofortprogramms der Bundesregierung 2022, Bericht im Rahmen der wissenschaftlichen Unterstützung Klimapolitik und Maßnahmenprogramm 2018. Fraunhofer ISI; Prognos; IREES; Öko-Institut; ifeu. Karlsruhe,

Freiburg, Berlin, Heidelberg. Online verfügbar unter <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/a9cbdb78-cb86-4388-b810-bf6e78a457f6/download>, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

PricewaterhouseCoopers (PWC) (Hg.) (2019): Evaluation der Energieberatung für Wohngebäude, Für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Frankfurt. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Energie/ebw_evaluierungsbericht_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Rat der Europäischen Union (2022): Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), Allgemeine Ausrichtung (Interinstitutionelles Dossier, 2021/0426(COD)). Brüssel. Online verfügbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13280-2022-INIT/DE/pdf>, zuletzt geprüft am 19.07.2023.

Reaños, M. A. T.; Sommerfeld, K. (2018): Fuel for inequality, Distributional effects of environmental reforms on private transport. In: *Resource and Energy Economics* 51, S. 28–43. DOI: 10.1016/j.reseneeco.2017.10.007.

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

Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Worrell, E. (2018b): Inter-fuel substitution in European industry, A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* (187), S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Repenning, J.; Harthan, R. O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitch, R. et al. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland, Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

Rüter, S. (2017): Der Beitrag der stofflichen Nutzung von Holz zum Klimaschutz – Das Modell WoodCarbonMonitor. Dissertation, Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt, Technische Universität München. München, 2017. Online verfügbar unter https://literatur.thuenen.de/digbib_external/dn058534.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Salzgitter AG (18.04.2023): Pressemitteilung: Salzgitter AG erhält Bescheid für staatliche Förderung des SALCOS®-Programms zur CO₂-armen Stahlproduktion. Online verfügbar unter <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/salzgitter-ag-erhaelt-bescheid-fuer-staatliche-foerderung-des-salcosr-programms-zur-co2-armen-stahlproduktion-20702.html>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

Schade, W.; Haug, I.; Emmerich, J.; Berthold, D.; Oehme, R.; Streif, M.; Khanna, A.; Emmerich, C.; Krail, M.; Anstett, P.; Walther, C.; Waßmuth, V. (2023): Gestaltung des MKS-Referenzszenarios für die Periode 2022 bis 2050 (REF-2050), Arbeitspapier im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV). Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), TU Hamburg; PTV Planung Transport Verkehr; PTV Transport Consult. M-Five (Hg.). Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://m-five.de/publikationsartikel/gestaltung-des-mks-referenzszenarios-fuer-die-periode-2022-bis-2050-ref-2050>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

Schlomann, B.; Brunzema, I.; Kemmler, A.; Bürger, V.; Mendelevitch, R. (2022): Methodikpapier zur ex-ante Abschätzung der Energie- und THG-Minderungswirkung von energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen. Fraunhofer ISI; Prognos; Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Kurzpapier_Ex-ante-Ma%C3%9Fnahmenbewertung_220712_ver%C3%B6ffentlichte-Version.pdf, zuletzt geprüft am 22.02.2024.

Schlomann, B.; Voswinkel, F.; Hirzel, S.; Paar, A.; Jessing, D.; Heinrich, S.; Antoni, O.; Kahles, M. (2020): Methodikleitfaden für Evaluationen von Energieeffizienzmaßnahmen des BMWi (Projekt Nr. 63/15 – Aufstockung), Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer ISI; Prognos; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht. Fraunhofer ISI (Hg.). Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/methodik-leitfaden-fuer-evaluationen-von-energieeffizienzmassnahmen.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

SINTEF Energy Research (2018): CEMCAP study. SINTEF Energy Research (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

Spinoni, J.; Vogt, J. V.; Barbosa, P.; Dosio, A.; McCormick, N.; Bigano, A.; Füssel, H.-M. (2018): Changes of heating and cooling degree-days in Europe from 1981 to 2100. In: *International Journal of Climatology* 38, S. 191–208. DOI: 10.1002/joc.5362.

Statista (2024): Wohnfläche je Einwohner in Wohnungen in Deutschland von 1991 bis 2022, Statista. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36495/umfrage/wohnflaeche-je-einwohner-in-deutschland-von-1989-bis-2004/>, zuletzt geprüft am 23.05.2024.

Steinbach, J. (2016): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich, Dissertation zur Erlangung des akademischen Grads eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften bei der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter https://irees.de/wp-content/uploads/2020/04/urn_nbn_de_0011-n-3855541.pdf, zuletzt geprüft am 25.04.2024.

Thyssenkrupp (26.07.2023): Pressemitteilung: Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Robert Habeck besucht thyssenkrupp: thyssenkrupp Steel erhält Förderung in einer Gesamthöhe von rund zwei Milliarden Euro durch Bund und Land. Kontakt: Mark Stagge. Online verfügbar unter <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/bundesminister-fur-wirtschaft-und-klimaschutz-robert-habeck-besucht-thyssenkrupp--thyssenkrupp-steel-erhalt-forderung-in-einer-gesamthoe-von-rund-zwei-milliarden-euro-durch-bund-und-land-229073>, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

UBA - Umweltbundesamt (2023a): Datenauspielung aus der UBA-Datenbank "Zentrales System Emissionen" (ZSE). E-Mail mit Öko-Institut, 06.10.2023.

UBA - Umweltbundesamt (2024a): Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2023, Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 23.05.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2022): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2022, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2020 (Climate Change, 24/2022). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-05-31_climate-change_24-2022_nir-2022_de.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2022.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2021 (Climate Change, 28/2023). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023c): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2023. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envy8fz9q/DE_EU-NIR_2023_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024b): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland, in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024c): Nationales Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2022, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2024 (Climate Change). Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/envzfm0va/DE_NID_2024_clean_13.03.2024_de.pdf, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024d): Treibhausgas-Projektionen 2024 - Ergebnisse kompakt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt>, zuletzt geprüft am 12.04.2024.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (Hg.) (2000): UNFCCC guidelines on reporting and review, Review of the implementation of commitments and of other provisions of the convention. FCCC/CP/1999/7. Online verfügbar unter <http://unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf>, zuletzt geprüft am 11.08.2023.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (Hg.) (2013): Revision of the UNFCCC reporting guidelines on annual inventories for Parties included in Annex I to the Convention, Decision 24/CP.19. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/reporting_requirements/items/2759.php, zuletzt geprüft am 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, VDN; VIK; ZVEI; Solvay. Online verfügbar unter https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/sv_sf6_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2023.

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

Vogl, V.; Ahman, M.; Nilsson, L. J. (2018): Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. In: *Journal of Cleaner Production* 203, S. 736–745. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279.

Vos, C.; Rösemann, C.; Haenel, H.-D.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B.; Freibauer, A.; Döhler, H.; Steuer, B.; Osterburg, B.; Fuß, R. (2024): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2022, Report on methods and data (RMD) Submission 2024. Thünen-Institut (Hg.). Online verfügbar unter <https://git-dmz.thuenen.de/vos/emissionsagriculture2024/-/wikis/home>, zuletzt geprüft am 25.04.2024.

Wermuth, M.; Neef, C.; Wirth, R.; Hanitz, I.; Löhner, H.; Hautzinger, H.; Stock, W.; Pfeifer, M.; Fuchs, M.; Lenz, B.; Ehrler, V.; Schneider, S.; Heinzmann, H.-J. (2012): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010), Schlussbericht. Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung; Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter <https://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/9/KiD2010-Schlussbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

Weyland, M.; Herda, I. (2023): Factsheet Energieeffizienz-Ziele, Eine vergleichende Einordnung von Energieeffizienz-Zielen des nationalen und europäischen Rechtsrahmens sowie aus Klimaschutzszenarien. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/factsheet-energieeffizienz-ziele>, zuletzt geprüft am 28.06.2023.

Zech, D.; Ullrich, S.; Wülbeck, H.-F.; Stuible, A.; Wapler, J.; Valenbreder, P.; Meyer, R.; Miara, M.; Hartmann, H.; Reisinger, K.; Werner, F.; Orozaliev, J.; Vajen, K. et al. (2019): Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018, Evaluation des Förderjahres 2018. Ausarbeitung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fichtner; Fraunhofer ISE; TFZ; Qoncept Energy; DBI-Gas- und Umwelttechnik; IE Leipzig. Fichtner (Hg.). Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 09.08.2023.

A Anhang

Der Anhang basiert auf Harthan et al. (2023) und wurde entsprechend der Ergebnisse der Projektionen 2024 aktualisiert.

A.1 Datenanhang mit Kernindikatoren

Detaillierte jährliche Daten sowie Kernindikatoren können [hier](#) heruntergeladen werden.

A.2 Rahmenannahmen

Die Rahmendaten können Mendelevitch et al. (2024) ([Rahmendatenpapier](#)) entnommen werden.

A.3 Instrumente

Die Beschreibung und Parametrisierung der in den Szenarien berücksichtigten Instrumente kann dem mit den Ressorts abgestimmten [Instrumentenpapier](#) (Harthan et al. 2024) entnommen werden.

Die Instrumententypen können wie in Tabelle 111 dargestellt klassifiziert werden.

Tabelle 111: Klassifikation der Instrumententypen

Instrumententyp		Erläuterung, Beispiele
Ökonomische Instrumente	E	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen: Umweltabgaben/Steuern, Handelbare Zertifikate, Handelbare Quoten, Tarifpolitik, Marktreform/-öffnung
Fiskalische Instrumente	F	Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben: Zuschüsse, verbilligte Kredite, Steuererleichterungen, Staatliche Investitionen
Verpflichtungserklärungen	V	Freiwillige und verhandelte Selbstverpflichtungen: Vereinbarungen von Wirtschaftsbereichen, Branchen oder Unternehmen
Regulierung	R	Ordnungsrechtliche Vorschriften: Ver- und Gebote, technische Standards, Produktkennzeichnung
Information	I	Allgemeine Information und Beratung: Broschüren, Informationszentralen, Agenturen, Beratungsstellen
Bildung	ET	Regelung und Förderung der Bildung: Aus-, Fort- und Weiterbildung
Forschung und Entwicklung	D	Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration: Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung, Projektförderung
Andere	O	Andere Instrumente: Appelle, indikative Zielvorgaben/Planung, Hemmnisabbau

Quelle: UNFCCC (2000)

A.4 Methodik

A.4.1 Energiewirtschaft

Die Modellierung der projizierten Strom- und Wärmeerzeugung wird mit Hilfe des Strommarktmodells PowerFlex des Öko-Instituts mit Unterstützung des Integrationsmodells ENUSEM¹¹⁴ vorgenommen. Ausgangsjahr der Modellierung ist 2021.

PowerFlex

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Strom- und Fernwärmenachfrage zu decken.¹¹⁵

Der Fokus des Modells liegt auf Deutschland, wofür die Modellierung in großer Detailtiefe vorgenommen wird. PowerFlex berücksichtigt zudem 25 weitere im ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) organisierte Länder, darunter alle Nachbarn Deutschlands. Hier findet die Modellierung auf aggregierter Ebene statt. Dies sind Belgien, Bulgarien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Italien, Irland, Lettland, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, die Schweiz, die Slowakei, Spanien, Tschechien, Ungarn und das Vereinigte Königreich. Zentrale Eingangsdaten des Modells sind Zeitreihen der Strom- und Fernwärmenachfrage und des Dargebots erneuerbarer Energien sowie techno-ökonomische Parameter von Strom- und Wärme-Erzeugungstechnologien und Speichern.

Für Deutschland werden thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW blockscharf und mit individuellem Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen sind in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und durch typspezifische Parameter charakterisiert. Biomassekraftwerke, welche Biogas, Pflanzenöl oder feste Biomasse als Brennstoff verwenden, werden über Technologie-Aggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. In den übrigen europäischen Ländern sind alle Erzeugungs- und Speichertechnologien als technologie- und kohortenspezifische Aggregate abgebildet. Die variablen Kosten der Stromerzeugung werden aus den Kosten für Brennstoffe, Emissionszertifikate sowie dem Wirkungsgrad berechnet. Das Stromdargebot aus den fluktuierenden erneuerbaren Erzeugern Laufwasser, Wind und Photovoltaik sowie der natürliche Zufluss in Speicherwasserkraftwerke wird als Zeitreihe in stündlicher Auflösung vorgegeben. Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Profil der Fernwärmenachfrage und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Die jährliche Stromnachfrage wird exogen vorgegeben und ergibt sich aus den Stromnachfragen der anderen Sektoren. Im Modell unterteilt sich die Stromnachfrage in einen größeren, zeitlich unflexiblen Anteil mit vorgegebenem stündlichem Lastprofil sowie einen zeitlich flexiblen Anteil. Dieser resultiert aus der Stromnachfrage von Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchern wie batterie-elektrischen Fahrzeugen. Bezüglich des internationalen Stromaustauschs stellt jedes Land einen Knoten dar und ist über Kuppelleitungen mit anderen Ländern verbunden, zu denen entsprechende Austauschkapazitäten existieren. Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzengpässe unterstellt. Die Austauschkapazitäten zwischen den Ländern (*Net Transfer Capacities*,

¹¹⁴ Für eine Beschreibung von ENUSEM siehe Anhang A.4.8.

¹¹⁵ Für eine detaillierte Modellbeschreibung, siehe z. B. Hermann et al. (2017).

NTC) in beide Richtungen sind als Obergrenze für die stündlichen Importe und Exporte vorgegeben. Auf Basis dieser exogenen Inputdaten minimiert PowerFlex die Kosten der Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen. Die endogenen Entscheidungsvariablen des Modells umfassen den stündlichen Einsatz aller Erzeugungs- und Speichertechnologien, die Zeitpunkte der flexiblen Nachfrage sowie die stündlichen Importe und Exporte. Hierbei kann das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot auch modellendogen als Überschuss identifiziert und abgeregelt werden. Für die flexible Stromnachfrage stellen zusätzliche Nebenbedingungen sicher, dass die Anforderungen aus den Fahrprofilen oder die Kapazität der Speicher beachtet werden. Insbesondere ist die Ladung von Batteriespeichern an das Dargebot an PV-Strom geknüpft. PowerFlex modelliert jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung mit perfekter Voraussicht. Alle Technologien werden zu ihren Grenzkosten eingesetzt. Dies spiegelt das Ergebnis auf einem friktionsfreien Markt mit perfektem Wettbewerb und vollständiger Information wider. Mathematisch ist das Modell ein lineares Programm. Es ist im General Algebraic Modeling System (GAMS) implementiert und wird mittels des Solvers CPLEX bis zur globalen Optimalität gelöst.

Der Modelloutput umfasst die optimalen Werte aller Entscheidungsvariablen sowie zahlreiche daraus abgeleitete Indikatoren wie etwa Emissionen und die Anteile der verschiedenen Technologien an der Lastdeckung.

Industriekraftwerke, KWK und Fernwärme

Strom und Fernwärme werden sowohl von öffentlichen Kraftwerken als auch von Kraftwerken des Industriesektors erzeugt. Diese Anlagen können sich bei der Strom- und Wärmeerzeugung zumindest teilweise substituieren. Da es für die Modellierung nicht sinnvoll ist, diese voneinander zu trennen, wird der gesamte Bereich der Kraftwerke gemeinsam modelliert. Die Treibhausgasemissionen werden in einem nachgelagerten Schritt auf die einzelnen Inventarquellgruppen¹¹⁶ aufgeteilt (siehe hierzu Abschnitt 3.8 und Anhang A.4.8).

Energiewirtschaft außerhalb von PowerFlex

PowerFlex deckt nicht alle Teile der Energiewirtschaft ab. Diese werden durch das Integrationsmodell ENUSEM¹¹⁷ wie folgt abgedeckt:

- ▶ Konventionelle, also mit fossilen und biogenen Brennstoffen betriebene Heizwerke zur ungekoppelten Erzeugung von Fernwärme.
- ▶ In Raffinerien die Wärmeerzeuger und Prozessfeuerungen jenseits der Raffineriekraftwerke. Dies umfasst unter anderem auch die Dampfreformierungsanlagen zur Erzeugung des in Raffinerien benötigten Wasserstoffs.
- ▶ Übrige Anlagen des Umwandlungssektors (Brikettfabriken, Kokereien, andere Umwandlungs- und Veredelungsanlagen, Fermenterheizungen von Biogasanlagen) mit Ausnahme von Stromerzeugungsanlagen.
- ▶ Verdichterstationen im Erdgastransportnetz.

Diese Teile werden mit der im Wesentlichen gleichen Methode wie in Repenning et al. (2021) berechnet, die aber teilweise im Detail verfeinert wurde:

¹¹⁶ Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, Industriekraftwerke, Raffineriekraftwerke und Kraftwerke des übrigen Umwandlungsbereichs.

¹¹⁷ Für eine Beschreibung von ENUSEM siehe Anhang A.4.8.

Die Entwicklung der Verteilung der Brennstoffeinsätze (außer Erdgas) der Heizwerke orientiert sich an den Entwicklungen der Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in öffentlichen Kraftwerken. In einzelnen Fällen werden Brennstoffeinsätze fortgeschrieben. Für erneuerbare Energieträger und Technologien fließen die Ergebnisse aus der Wärmemodellierung von PowerFlex ein. Der Einsatz von Erdgas in Heizwerken wurde als Residualgröße modelliert, also als Größe, die die verbleibende Wärmenachfrage nach Abzug aller anderen Energieträger abdeckt. Anders als die PowerFlex-Modellierung erfolgt die Modellierung nicht stundenscharf, sondern nur in jährlicher Auflösung. Bei der Integration der Sektorergebnisse bildet sie zusammen mit den in PowerFlex enthaltenen Anlagen den gesamten Umwandlungssektor (Energiewirtschaft) ab. Die Projektionen der anderen Umwandlungssektoren außerhalb der Stromerzeugung sind im Wesentlichen durch die Energieverbräuche der Energiesektoren determiniert: Alle Nachfragegrößen für die übrigen Umwandlungssektoren ergeben sich aus den in den Sektoranalysen ermittelten Energienachfragen. Beispiele hierfür sind: Die Nachfrage nach Mineralölprodukten und flüssigen Biokraftstoffen determiniert die Aktivität der Mineralölraffinerien.

Die Aktivität der Stahlproduktion determiniert die Nachfrage nach Koks und diese wiederum die Aktivität der Kokereien.

Energieverbräuche, die nicht konkret individuellen Treibern zugeordnet werden können, werden als konstant fortgeschrieben. Bei den Erdgasverdichterstationen wird zusätzlich der Ausbau des Erdgastransportnetzes berücksichtigt.

A.4.2 Industrie

Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von Treibhausgasemissionen und Energiebedarf im Sektor Industrie, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) sowie Haushaltsgeräte wird das Energienachfragemodell FORECAST¹¹⁸ eingesetzt. Diese Plattform wird auch zur Berechnung der Energienachfrage in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie private Haushalte verwendet. Die Bewertung von Einzelmaßnahmen erfolgt je nach Datenlage und Instrumentenausgestaltung ebenfalls mit dem Modell FORECAST oder über eine Bottom-up-Einzelbewertung anhand von individuellen Kennwerten.

Methodisch basiert das Modell FORECAST auf einem technologiespezifischen Bottom-up-Ansatz, welcher erlaubt, die zukünftige Entwicklung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen an die technologische Entwicklung in den Sektoren zu knüpfen. Dieser Ansatz ermöglicht zum einen, technologische Trends und ihre Auswirkungen auf die Dynamik des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Zum anderen erlaubt er Rückschlüsse auf die Realitätsnähe der Energieszenarien, indem jedem Szenario eine spezifische technologische Entwicklung zugrunde liegt.

Das Modell FORECAST ist entsprechend der Energiebilanzen auf der Ebene der Endenergie in die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte unterteilt. Wenngleich die generelle Methodik der Modellierung in den jeweiligen Sektormodulen vergleichbar ist (Bottom-up, Simulation), so unterscheidet sich der Aufbau der Sektormodule teils deutlich, abhängig von Datenverfügbarkeit und technologischer Struktur. Die einzelnen Module berücksichtigen somit die strukturellen Charakteristika der Sektoren.

Die Struktur der Sektormodule basiert für alle Sektoren auf einem vergleichbaren Vorgehen, welches in zwei generelle Schritte unterteilt werden kann.

¹¹⁸ Weitere Informationen siehe <http://www.forecast-model.eu/>

Zunächst werden die wesentlichen Bestimmungsfaktoren (Aktivitätsgrößen) festgelegt, deren Entwicklung eine möglichst direkte Korrelation mit dem Energieverbrauch aufweist (Anzahl Haushalte, industrielle Produktion, Anzahl Beschäftigte). Prognosen dieser Aktivitätsgrößen ermöglichen eine Projektion des Energieverbrauchs, die zunächst technologischen Wandel zu gesteigerter Energieeffizienz unberücksichtigt lässt (Frozen-Efficiency).

In einem zweiten Schritt wird die Entwicklung der Technologiestruktur modelliert, welche sich auf die Energieintensität auswirkt. Jedes der drei Modelle berücksichtigt die Charakteristika von Technologiestruktur und Energieverbrauch des jeweiligen Sektors. Während für die Haushalte der Bestand an Geräten über Verschiebungen zwischen den Effizienzklassen explizit modelliert wird, wird der technische Wandel in der Industrie über die Diffusion von neuen und effizienteren Techniken und Produktionsverfahren modelliert. Die Diffusionsgeschwindigkeit hängt direkt mit der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zusammen.

Im Folgenden wird auf das Sektormodul FORECAST-Industry gesondert eingegangen.

FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden.

Eine große Herausforderung bei der Bottom-up-Modellierung der Industrie ist die große Vielfalt an unterschiedlichen Prozessen und Unternehmen, welche technologisch im Modell abgebildet werden müssen. Entsprechend orientiert sich die Struktur des Modells zum einen an der Struktur des Industriesektors, wobei möglichst homogene Bereiche (z. B. Raumwärme) zusammengefasst werden, zum anderen an der Datenverfügbarkeit. Bezüglich der Technologiestruktur können die Technologiefelder/Module *energieintensive Prozesse*, *Elektromotorsysteme* (und Beleuchtung), *Raumwärme*, *Industrieöfen* (Brennstoffwechsel) und *Warmwasser- und Dampferzeugung* und Verteilung unterschieden werden (siehe auch Abbildung 74 zur grundlegenden Struktur des Modells):

Energieintensive Prozesse bilden die Struktur der energieintensiven Subsektoren auf Prozessebene ab – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. In diesem Modul wird die Diffusion von Effizienztechniken basierend auf ihrer Amortisationsdauer simuliert. Annahmen und Methodik sind ausführlich in Fleiter et al. (2013; 2012) zusammengefasst.

Elektromotorsysteme und Beleuchtung finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt. Beiden Technologiegruppen sind Einsparmaßnahmen zur Effizienzverbesserung zugeordnet, in der Regel in der Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen.

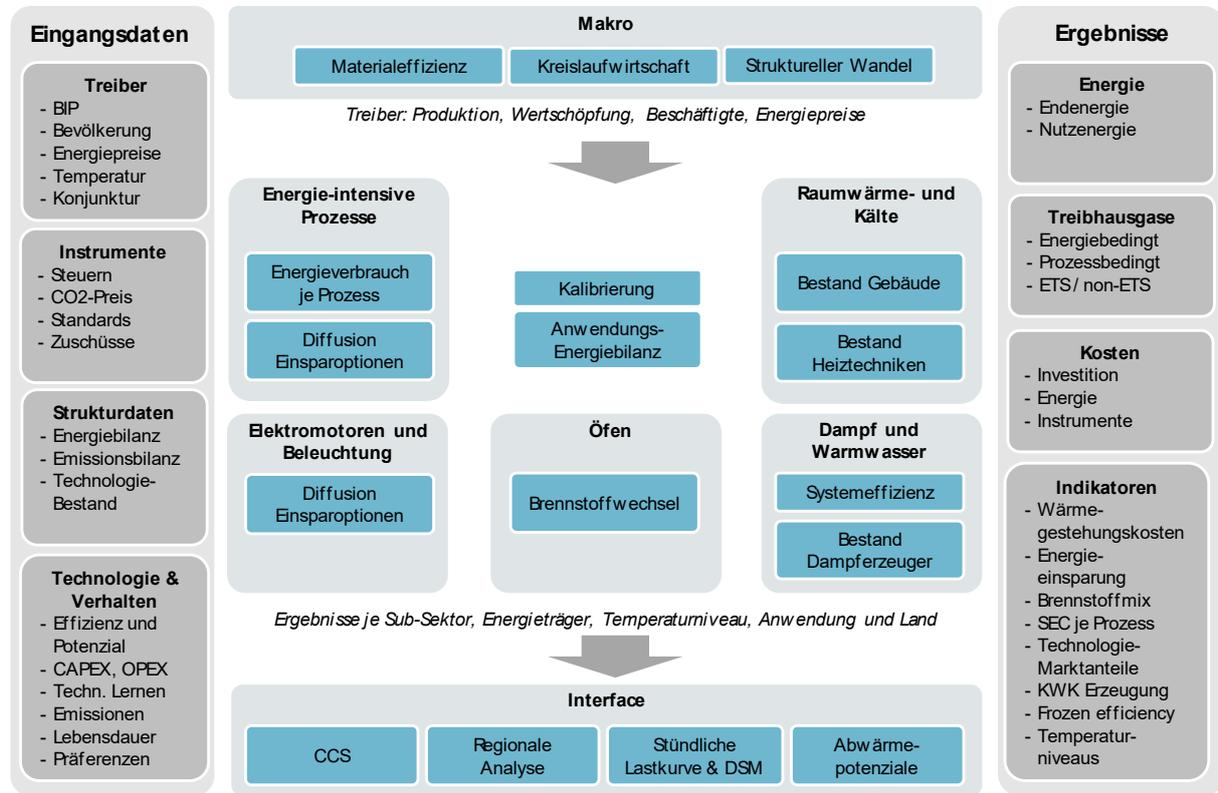
Der *Raumwärmebedarf* wird über Flächenkennwerte je Subsektor berechnet. Dies beruht auf einem Bestandsmodell, in dem die Gebäude- und Anlagenumwälzung anhand der Altersstruktur modelliert wird. Es werden die Bereiche Gebäudehülle und Heizungssystem unterschieden. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Biere (2015).

Der Wärmebedarf in *Industrieöfen* liegt vorwiegend im Temperaturniveau über 500° C vor und beruht auf den Berechnungen des Moduls *Energieintensive Prozesse*. In diesem Modul wird der Brennstoffwechsel je Subsektor simuliert, wobei Parameter wie die Energiepreise, der CO₂-Preis sowie die historischen Trends berücksichtigt werden (Rehfeldt et al. 2018b).

Warmwasser- und Dampferzeugung und -verteilung werden in einer Vielzahl von Prozessen vor allem in der chemischen Industrie, dem Papier- und dem Nahrungsmittelgewerbe benötigt. Aufgrund der Ähnlichkeit der technischen Systeme wird die Dampferzeugung in FORECAST im

Sinne einer Querschnittstechnik modelliert. Dabei wird sowohl ein Effizienzfortschritt bei den häufig schlecht gedämmten Dampfsystemen wie auch eine Bestandsmodellierung der Dampferzeuger berücksichtigt. Der technische Wandel wird anhand von alternativen Wärmeerzeugern abgebildet, deren Einsatz mittels „Discrete choice“-Methode simuliert wird (siehe z. B. Jaccard 2005). Eine umfassende Beschreibung des Moduls findet sich in Biere (2015).

Abbildung 74: Überblick des Modells FORECAST-Industry



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Branchenstruktur des Industriemodells (Tabelle 112) orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen. Nach Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) umfasst sie die beiden Sektoren „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ 2008 Nr. „C“) und Teile des Sektors „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (WZ 2008 „B“), die nicht der Energiegewinnung dienen.

Tabelle 112: Branchenstruktur von FORECAST-Industry (angelehnt an AGEb)

Wirtschaftszweig	Nr. WZ08	Beschreibung WZ08
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger. Bergbau	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau
Ernährung und Tabak	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln
	11	Getränkeherstellung
	12	Tabakverarbeitung
Papiergewerbe	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus

Wirtschaftszweig	Nr. WZ08	Beschreibung WZ08
Grundstoffchemie	20.1	Herstellung von chemischen Grundstoffen, Düngemitteln und Stickstoffverbindungen, Kunststoffen in Primärformen und synthetischem Kautschuk in Primärformen
Sonstige chemische Industrie	20 ohne 20.1	Herstellung von chemischen Erzeugnissen
	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
Gummi- und Kunststoffwaren	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
Glas und Keramik	23.1	Herstellung von Glas und Glaswaren
	23.2	Herstellung von feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren
	23.31	Herstellung von keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten
	23.4	Herstellung von sonstigen Porzellan- und keramischen Erzeugnissen
Verarbeitung von Steinen und Erden	23 ohne 23.1, 23.2, 23.31 und 23.4	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
Metallerzeugung	24.1	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
NE-Metalle, Gießereien (Eisen-, Leicht- und Buntmetallgießereien)	24.4	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen
	24.5	Gießereien
Metallbearbeitung	24.2	Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl
	24.3	Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl
	25	Herstellung von Metallerzeugnissen
Maschinenbau	28 ohne 28.23	Maschinenbau (ohne Herstellung von Büromaschinen (ohne Datenverarbeitungsgeräte und periphere Geräte)
Fahrzeugbau	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
	30	Sonstiger Fahrzeugbau
Sonstige Wirtschaftszweige		Alle übrigen Nummern außer 05.1, 05.2, 06, 09, 19.1 und 19.2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

Für eine weitergehende Modellbeschreibung wird auf Fleiter et al. (2018) verwiesen.

Die Wirkung von politischen Maßnahmen kann entsprechend über eine vergleichende Analyse alternativer Modellläufe berechnet werden, in denen ausgewählte Parameter, wie z. B. die Energiepreise oder Technologiekosten entsprechend der Maßnahmen variiert werden. Wenngleich dieser Ansatz für bestimmte Maßnahmentypen sehr gut geeignet ist (z. B. CO₂-Preise, Steuern, Mindeststandards), so kann er besonders für eher diffuser wirkende Maßnahmen (z. B. Energie-

beratung oder Energiemanagement) nicht genutzt werden. Für diese Maßnahmen wird eine Einzelmaßnahmenbewertung durchgeführt, die sich nach Möglichkeit an vorhandenen Maßnahmenevaluationen orientiert.

In jedem Fall wird das Modell FORECAST genutzt, um Technologie- und Emissionspfade mit allen zusammenwirkenden Instrumenten bis zum Jahr 2050 zu berechnen. Somit wird sichergestellt, dass die resultierende Technologieentwicklung einem konsistenten Rahmen folgt, selbst wenn viele Maßnahmen über Einzelbewertungen quantifiziert werden.

A.4.3 Gebäude

Zur Ermittlung der Wärmebedarfsentwicklung wird das Simulationsmodell Invert/EE-Lab eingesetzt. Methodisch stellt Invert/EE-Lab ein dem Bottom-up-Ansatz folgendes, technoökonomisches Simulationsmodell dar. Mithilfe des Modells können Investitionsentscheidungen in Bezug auf Energieeffizienz und auf die Optionen zur Deckung des Energiebedarfs für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) sowie Klimatisierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden ermittelt und die Auswirkungen verschiedener Förderinstrumente in Jahresschritten abgebildet werden.

Grundlage des Modells ist eine detaillierte Darstellung des Gebäudebestands nach Gebäudetypen, Baualtersklassen und Sanierungszuständen mit relevanten bauphysikalischen und ökonomischen Parametern einschließlich der Systeme zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung. Darauf aufbauend wird der Heiz- und Kühlenergiebedarf unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Klimadaten ermittelt. Die Investitionsentscheidung in Technologien und Effizienzmaßnahmen wird unter Berücksichtigung von investorenspezifischen Entscheidungskalkülen und Hemmnissen sowie Energieträgerpotenzialen in einer agentenbasierten Modellierung (Invert-Agents) ermittelt (Steinbach 2016).

Mit Invert/EE-Lab ist es möglich, die Auswirkung unterschiedlicher Politikinstrumente und Ausgestaltungsvarianten auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich in Szenarien zu analysieren. Das Modell ermöglicht eine detaillierte und integrierte Abbildung auf den folgenden, für die Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen und EE-Wärme-Technologien relevanten Ebenen (Steinbach 2016):

- ▶ „Abbildung und Simulation der Investoren im Gebäudebereich: Es werden heterogene Investoren abgebildet, die unter unterschiedlichen administrativen, ökonomischen und informatischen Voraussetzungen agieren.
- ▶ Abbildung und Simulation des Energiesystems Gebäude und der relevanten Technologien: Der Gebäudebereich wird disaggregiert über eine detaillierte thermische Simulation von Referenzgebäuden unter Berücksichtigung der jeweiligen bauphysikalischen und technologischen Parameter abgebildet.
- ▶ Abbildung der energiepolitischen Maßnahmen und deren Auswirkung auf die individuelle Investitionsentscheidung: Es werden Politikinstrumente in unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten modelliert, welche die Bedingungen der Investitionsentscheidung in Abhängigkeit der agentenspezifischen Wahrnehmung individuell beeinflussen.“

Für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebereich werden so u. a. folgende relevante Zusammenhänge im Modell abgebildet:

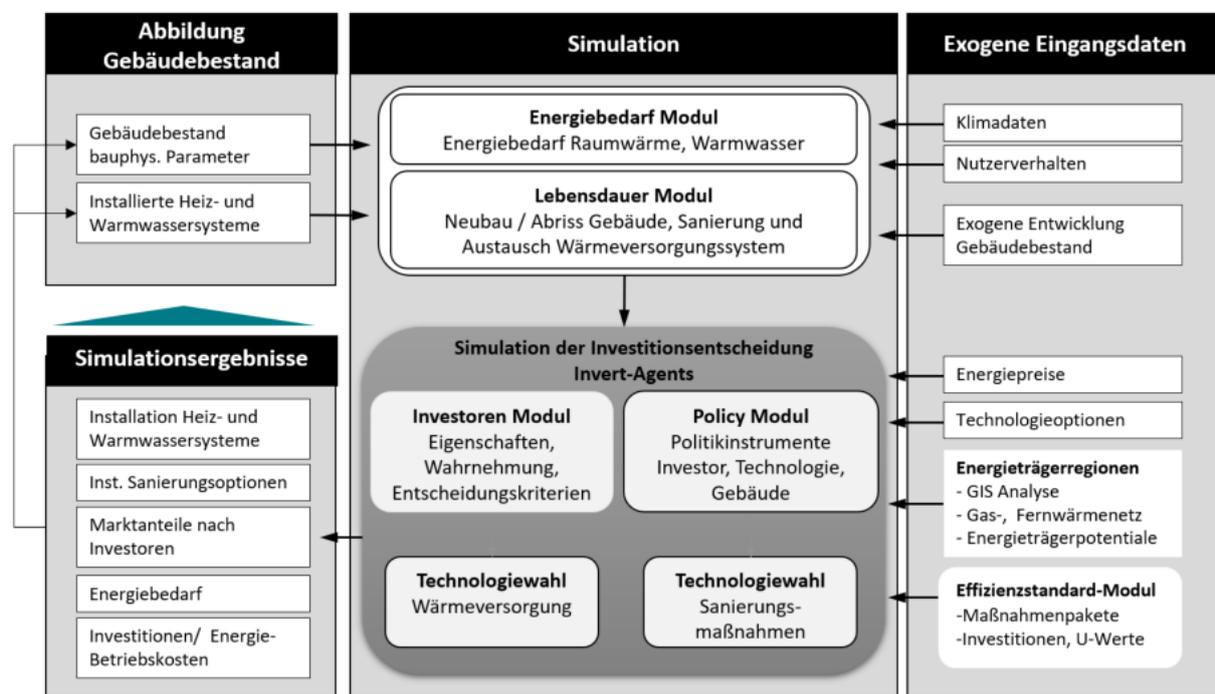
- a) Berücksichtigung von investorenspezifischen Hemmnissen und Kalkülen bei der Investitionsentscheidung in Wärmeversorgungssysteme und Effizienzmaßnahmen (Steinbach 2016)

- b) Das Temperaturniveau des Wärmeverteilungssystems wird in der Simulation berücksichtigt, hier besonders die Interaktion zwischen diesem und den Wirkungsgraden bzw. Arbeitszahlen der Wärmeversorgungssysteme. Dies ist in besonderem Maße für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes von Wärmepumpen in älteren Gebäuden von Bedeutung.
- c) Die Modellierung der Energiebereitstellung aus solarthermischen Anlagen erfolgt auf monatlicher Basis unter Berücksichtigung der entsprechenden solaren Einstrahlung. Zudem wird entsprechend der Geometrie der Referenzgebäude, die den solarthermischen Anlagen zur Verfügung stehende Dachfläche im Modell berücksichtigt.
- d) Politikinstrumente zur Förderung von EE-Wärme und Effizienzmaßnahmen wie Investitionszuschüsse, Nutzungspflichten (GEG) oder haushaltsunabhängige Umlagesysteme werden technik- und gebäudespezifisch (Neubau, Bestand, öffentliche Gebäude) definiert.

Darüber hinaus erfolgt eine Berücksichtigung der Limitierung erneuerbarer Energieträger über definierte Kostenpotenziale inklusive deren Entwicklung über den Simulationszeitraum.

Abbildung 75 zeigt die Struktur des Simulationsmodells. Im Folgenden werden die zentralen Elemente erläutert. Für eine detaillierte methodische Darstellung wird auf Steinbach (2016) und Müller (2015) sowie auf weitere Literatur unter www.invert.at verwiesen.

Abbildung 75: Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab



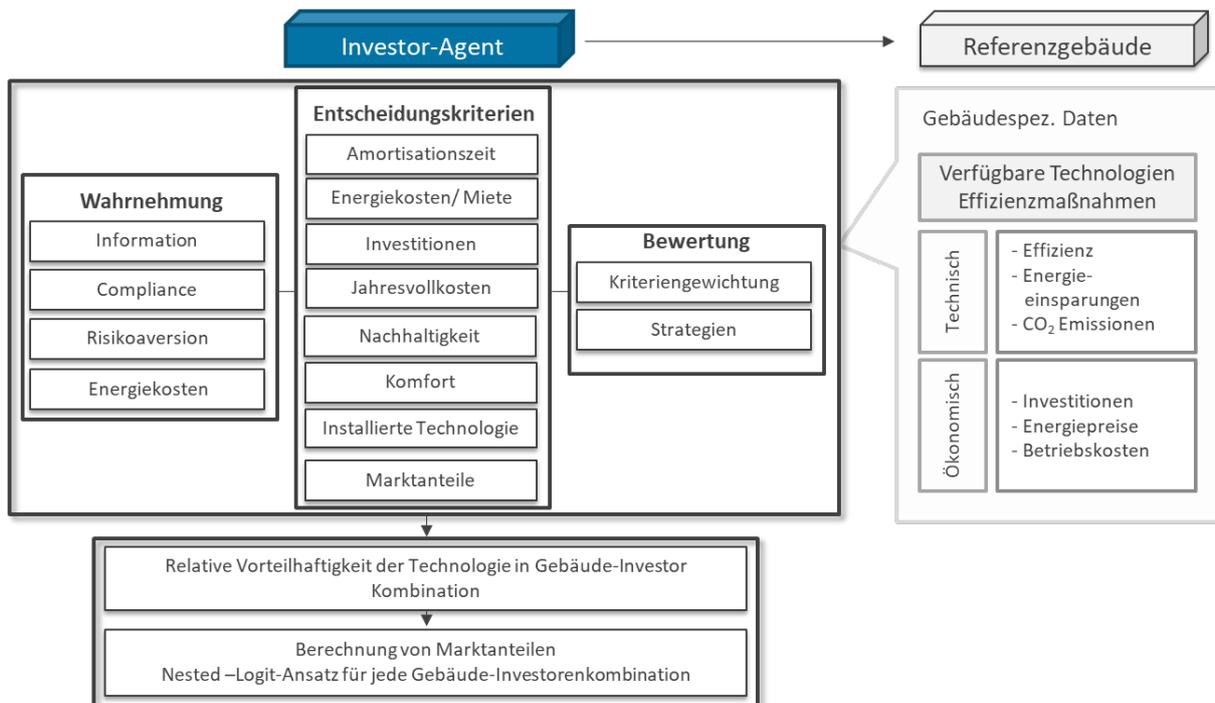
Quelle: Steinbach (2016)

Modellierung von Investoren im Gebäudebereich

Im Modell können einzelne Investorentypen implementiert werden, welche den Referenzgebäude-segmenten anteilig als Besitzer zugeordnet werden (Abbildung 76). Diese Anteile sind zeitabhängig und können somit exogen über den Simulationszeitraum verändert werden. Das Modell erlaubt die Definition beliebig vieler Investorenagenten, welche jeweils Instanzen einer von fünf möglichen Agentenklassen darstellen – Selbstnutzende Eigentümer, Private Vermieter, Eigentümergemeinschaften, Wohnungsbaugesellschaften, gewerbliche Gebäudebesitzer. Als Grundlage

der Investitionsentscheidung werden verschiedene ökonomische und nicht-ökonomische Entscheidungskriterien definiert, die für jede Kombination von Investoren, Referenzgebäudesegmenten und Technologieoptionen individuell ermittelt werden. Die Eigenschaften einer Investoreninstanz werden als Eingangsdaten definiert, womit einerseits die Relevanz unterschiedlicher Entscheidungskriterien über Gewichte bestimmt werden, andererseits auch die Ausprägung der Kriterien beeinflusst werden. Somit wird sowohl die Art der Investitionsentscheidung – Berücksichtigung unterschiedlicher Kriterien– als auch die Wahrnehmung der Technologieoptionen und der damit verbundenen Parameterausprägungen unterschieden. Für jede zur Verfügung stehende Technologieoption werden in jedem Referenzgebäudesegment aus Sicht jeder Investoreninstanz Nutzwerte berechnet, auf deren Basis die Marktanteile mit einem Nested-Logit-Modell ermittelt werden.

Abbildung 76: Modellierung der Gebäudeeigentümer als Investor-Agenten



Quelle: Steinbach (2016)

Modellierung der Austauschdynamik auf Basis der Lebensdauer der Gewerke und Technologien

Der Gebäudebestand wird über Referenzgebäudeklassen abgebildet, die bauphysikalischen Eigenschaften (U-Werte, Geometrien, Bauteilalter) und Nutzungsprofilen hinterlegt sind, ebenso wie die installierten Wärmeversorgungs- und Wärmeverteilsysteme. In jedem Zeitschritt (1 Jahr) wird basierend auf einer Weibullverteilung ermittelt, wie viele Gebäude pro Jahr in jeder Referenzgebäudeklasse ein Heizsystem tauschen und Effizienzmaßnahmen durchführen. Die Verteilungsfunktion hängt dabei an dem Alter der Heizsysteme bzw. an dem Alter der Bauteile bei Effizienzmaßnahmen. Neben der lebensdauerbedingten Austauschdynamik fließen im Falle von Effizienzmaßnahmen auch Energiepreisentwicklungen als Elastizität ein, so dass die Sanierungsaktivität nicht allein durch das Alter der Gebäude bestimmt wird.

Neben dem Tausch von Heizsystemen und Maßnahmen an der Gebäudehülle werden ebenfalls modellendogen der Abriss und Neubau von Gebäude in jeder Periode berechnet. Die Gesamtentwicklung des Gebäudebestandes wird dabei als Flächen- bzw. Gebäudenachfrage exogen vorgegeben. Der Abriss wird in Abhängigkeit der Lebensdauer der Gebäude ebenfalls über ein

Weibullfunktion ermittelt, das Delta zwischen exogen vorgegebener Gebäudeentwicklung des Gebäudebestandes nach Abriss wird entsprechend durch Neubauten modellendogen zugebaut. Durch Sanierung von Gebäude kann die Lebensdauer verlängert werden. Hier kann im Modell grundsätzlich unterschieden werden, ob eine Lebensdauerverlängerung nur durch energetische Maßnahmen oder auch bei einer reinen Instandsetzungsmaßnahme berücksichtigt wird.

Modellierung der Investitionsentscheidung

Im nächsten Schritt wird bei denjenigen Gebäuden mit Heizungstausch oder Maßnahmen an der Gebäudehülle die Investitionsentscheidung simuliert. Bei der Wärmeversorgungswahl stehen alle zur Verfügung stehenden und nicht durch Politikinstrumente eingeschränkte Technologien zur Verfügung, die im Input definiert sind. Bei Maßnahmen an der Gebäudehülle kann grundsätzlich eine reine Instandhaltung gewählt werden oder unterschiedliche energetische Maßnahmenpakete, die je nach Szenario und Förderregime ebenfalls im Input definiert werden. Standardmäßig werden diese Maßnahmenpakete individuell für jedes Referenzgebäude berechnet unter Vorgabe unterschiedlicher zu erreichender Standards (GEG, EH 70, EH 55, Einzelmaßnahme etc.)

Die Investitionsentscheidung wird in Abhängigkeit des zugewiesenen Eigentübertyps (Investorenagenten) ermittelt (siehe oben). Im Modell können einzelne Investorentypen implementiert werden, welche den Referenzgebäudesegmenten anteilig als Besitzer zugeordnet werden. Diese Anteile sind zeitabhängig und können somit exogen über den Simulationszeitraum verändert werden. Das Modell erlaubt die Definition beliebig vieler Investorenagenten, welche jeweils Instanzen einer von fünf möglichen Agentenklassen darstellen (siehe oben).

Als Ergebnis der Simulation resultieren Marktanteile für die Wärmeversorgungssysteme einerseits und für Effizienzmaßnahmenpakete andererseits jeweils innerhalb einer Referenzgebäude-Agentenkombination. Mit den resultierenden Marktanteilen werden die Gebäudeklassen weiteraufgeteilt und die Ergebnisse zurückgeschrieben für den nächsten Zeitschritt.

Abbildung und Modellierung von angebotsseitigen Entwicklungen und Marktbeschränkungen

Im Modell lassen sich darüber hinaus auch Diffusionsbeschränkungen für Technologien abbilden, sodass Marktanteile aufgrund von Technologieverfügbarkeiten und Handwerkerwissen nicht sprunghaft ansteigen können, sondern in Abhängigkeit der Marktanteile im jeweiligen Vorjahr und definierter Marktgeschwindigkeiten gedeckelt werden. Des Weiteren lassen sich Energieträgerverfügbarkeiten über Kostenpotenzialkurven in den Inputdaten abbilden, mit denen eine Veränderung der exogen hinterlegten Energiepreise in Abhängigkeit der Gesamtnachfrage nach einem Energieträger hinterlegt werden kann. Dies ist insbesondere für Biomasse relevant. In den Inputdaten im Modell können Kostenpotenzialkurven jedoch grundsätzlich für alle Energieträger differenziert hinterlegt werden.

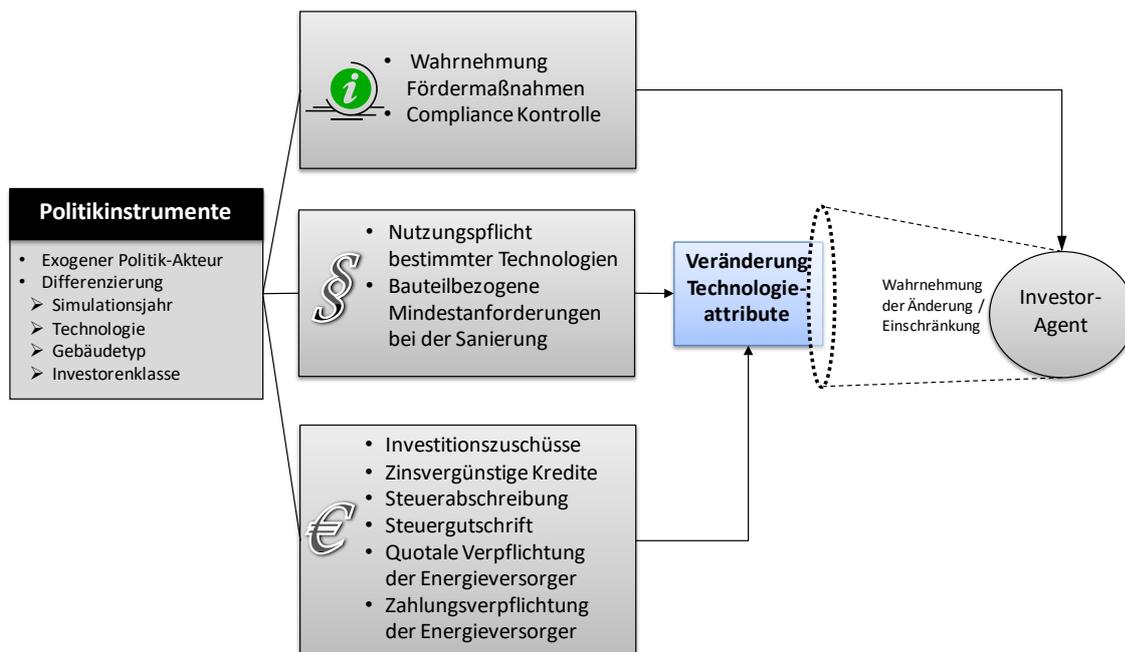
Räumliche Verfügbarkeiten von Energieträgern lassen sich in den Inputdaten zudem über Energieträgerregionen abbilden, denen einen bestimmte Anzahl des Gebäudebestandes zugewiesen werden. Dies ist insbesondere für leitungsgebundene Energieträger (Fernwärme, Gas) relevant.

Modellierung von Politikinstrumenten

Um die Wirkung der Politikinstrumente auf die Investitionsaktivität in Energieeffizienzmaßnahmen und Wärmeversorgungssysteme zu untersuchen, werden diese explizit im Modell abgebildet. Dies geschieht als integrale Modellierung von Politikinstrumenten und Investoren, die eine akteursspezifische Untersuchung der Wirkungen der Instrumente ermöglichen sollen. Die Politikinstrumente und deren Ausgestaltung werden zunächst aus Sicht eines Politik-Akteurs für jedes Simulationsjahr exogen definiert. Dabei werden Förder- und Anforderungsbedingungen

nach den adressierten Technologien und Maßnahmen sowie den Adressaten – Investorenklassen und Gebäudetypen differenziert. Ordnungsrechtliche und finanzielle Fördermaßnahmen verändern die Attribute der Technologiealternativen oder schränken die Wahlmöglichkeiten durch Nutzungspflichten oder Mindestanforderungen ein. In Abhängigkeit der definierten Investor-Agenten werden diese Veränderungen oder Einschränkungen bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt. Ein Investitionszuschuss beispielsweise verändert die relative Vorteilhaftigkeit einer Technologie hinsichtlich des Attributes Investitionen, wobei dies nicht zwangsläufig der wahrgenommenen Attributausprägung eines Investor-Agenten entspricht. Informativische Maßnahmen wiederum wirken indirekt auf die Attribute der Wahlmöglichkeiten, indem die investorenspezifische Wahrnehmung verändert wird (Abbildung 77).

Abbildung 77: Schematische Darstellung der Modellierung von Politikinstrumente in Invert-Agent



Quelle: Steinbach (2016)

Abschätzung der Einzelinstrumentenwirkungen über Instrumentenindikatoren

Die Abschätzung der Einzelinstrumentenwirkungen erfolgt für die meisten Instrumente bottom-up mithilfe des „Wirkmodells Politikinstrumente (WIRPOL)“. Ausnahme ist das BEHG (CO₂-Bepreisung fossiler Brennstoffe), für das die Wirkung über Invert/EE-Lab modellgestützt abgeschätzt wird. Die Bottom-up-Abschätzung der Wirkung einzelner Politikinstrumente greift auf bestehende Evaluationen oder Auswertungen der entsprechenden Instrumente zurück. In der Regel werden dabei die im Rahmen einer Instrumentenevaluation festgestellten spezifischen Einsparungen (z. B. Endenergieeinsparung pro 1 Mio. € abgefragtes Fördervolumen oder pro Förderfall) mit den entsprechenden Aktivitätsgrößen skaliert (z. B. Anstieg des zur Verfügung stehenden Förderbudgets oder der Anzahl an angenommenen Förderfällen). Hierbei handelt es sich z. B. um die Evaluierungsberichte für die KfW-Förderprogramme (Diefenbach et al. 2018), für das Marktanreizprogramm (Zech et al. 2019), die Energieberatung für Wohngebäude (PricewaterhouseCoopers (PWC) 2019) sowie für das Heizungsaltsanlagenlabel (Illge et al. 2020). Sofern die betrachteten Instrumente bisher nicht evaluiert wurden, werden die Instrumentenwirkungen durch eigene Abschätzungen auf Basis geeigneter Indikatoren ermittelt.

A.4.4 Verkehr

Die Modellierung erfolgt mit dem Modell TEMPS des Öko-Instituts. Das Modell wurde bereits in vorherigen Projektionsberichten eingesetzt und ermöglicht eine Projektion der zukünftigen Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors in Abhängigkeit von politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen.

Kernbestandteil der Modellierungen mit TEMPS ist das Neuzulassungsmodell, welches unter gegebenen Rahmenbedingungen – wie CO₂-Zielwerten für Neufahrzeuge, Anschaffungspreisen von Fahrzeugen, Energiepreisen, CO₂-Preis usw. – die Zusammensetzung und Effizienzentwicklung der zukünftigen Neuzulassungen modelliert. Die Berechnung erfolgt basierend auf einem Antriebswahlmodell, welches u. a. wesentlich auf die Nutzerkosten (TCO) zurückgreift. Die verwendeten Nutzerdaten stützen sich unter anderem auf die Erhebungen „Mobilität in Deutschland“ (MiD) (Nobis und Kuhnimhof 2018) für den privaten Kraftfahrzeugverkehr und „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (KiD) (Wermuth et al. 2012) für den gewerblichen Verkehr.

Die Zusammensetzung des Fahrzeugbestands (nach Antrieben und CO₂-Emissionen) wird aus den Neuzulassungen mittels Überlebenskurven, basierend auf TREMOD¹¹⁹ der Fahrzeuge abgeleitet. Die gesamten Treibhausgasemissionen des Bestands ergeben sich aus der zu Grunde gelegten Fahrleistung, dem Fahrzeugbestand, der Energieeffizienz je Antrieb und dem Kraftstoffmix.

Ausgangspunkt für die Annahmen zur Entwicklung der Verkehrsnachfrage ist die Referenzentwicklung REF-2050 der MKS (Schade et al. 2023). Diese enthält Maßnahmen bis Ende August 2022. Es bestehen teilweise Unterschiede zu den Projektionen 2024 hinsichtlich der Instrumentierung und der Rahmendaten (u. a. BIP-Entwicklung, BEHG-Preispfad, EEG-Befreiung, THG-Quote). Der Effekt dieser Unterschiede auf die Verkehrsnachfrage wird durch TEMPS modellendogen berücksichtigt. Für das Basisjahr 2023 wird das Fahrleistungsgerüst aus TREMOD zu Grunde gelegt sowie aktuelle Daten zur Verkehrsnachfrage gemäß Verkehr in Zahlen (BMDV 2023) und Destatis (Destatis 2023e). Die Wirkung zusätzlicher Maßnahmen auf die Verkehrsnachfrage wird über Preiselastizitäten bezüglich Kilometerkosten, sowie direkt aus empirischen Daten hergeleitet.

Die Preiselastizitäten für den Personenverkehr sind in Hautzinger et al. (2004) empirisch hergeleitet. Für den motorisierten Individualverkehr ist darin eine Preiselastizität von -0,3 auf Kraftstoffpreisänderungen sowie eine Kreuzpreiselastizität für den öffentlichen Verkehr von 0,13 angegeben. Auch die Studie Reaños und Sommerfeld (2018) ermittelt für den Individualverkehr eine Elastizität von durchschnittlich -0,3. Langfristige Preisreaktionen wie die Anpassung der Antriebswahl werden in TEMPS über die TCO-Rechnung abgedeckt. Im Güterverkehr sind Elastizitäten aus de Jong et al. (2010) entnommen. Für Änderungen der Transportkosten im Straßengüterverkehr wird dort anhand einer Literaturrecherche ein konsistentes Set an Elastizitäten angegeben und mit -0,6 in Bezug auf die Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr bestimmt. Die Kreuzpreiselastizität für andere Verkehrsträgeroptionen wird dabei auf 0,3 abgeschätzt.

Der Endenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen beziehen sich in diesem Papier auf die Berichterstattung gemäß des Zentralen Systems Emissionen (ZSE). Da die Modellierung des Verkehrssektors in dieser Studie auf das Inlandsprinzip zurückgreift, wird eine Kalibrierung auf die Energiebilanz für das Jahr 2023 vorgenommen.

¹¹⁹ <https://www.ifeu.de/en/methods-tools/models/tremod/>

A.4.5 Landwirtschaft

Emissionen aus der Tierhaltung und der Düngung

Zur Abbildung der Treibhausgasemissionen wird das landwirtschaftliche Emissionsmodell py-GAS-EM eingesetzt. Die aktuelle, für die Submission 2024 verwendete Methodik ist in Vos et al. (2024) dokumentiert. Für die Berechnung der Projektionen werden zunächst Annahmen über die Entwicklung der Produktionsumfänge, des Vorleistungseinsatzes und der Erträge festgelegt. Dabei wird auf die Ergebnisse der Thünen-Baseline aufgebaut, die alle zwei Jahre erstellt wird (vgl. Haß et al. (2022)), darüber hinaus auch auf andere Quellen z. B. der Europäischen Kommission (EC 2023). Annahmen über die Entwicklungen im Landwirtschaftssektor und über die Art und Umfang von Maßnahmen wird anhand veränderter Eingangsparameter an das Modell py-GAS-EM übergeben. Die Maßnahmen werden schrittweise nacheinander im Modell implementiert, so dass sich am Ende die kumulierte Wirkung eines Maßnahmenbündels ergibt. Dadurch können Wechselwirkungen und Überlappungen von Maßnahmen berücksichtigt und Doppelzählungen von Wirkungen vermieden werden. Die ausgewiesene Einzelwirkung von Maßnahmen hängt dabei von der Reihenfolge der Implementierung im Modell und vom Ausmaß der Wechselwirkungen und Überlappungen ab.

Energiebedingte Emissionen

Nach der Sektorabgrenzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes werden die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft, die unter der CRF-Kategorie 1.A.4.c berichtet werden, dem Landwirtschaftssektor zugeordnet. Dies entspricht der internationalen Treibhausgasberichterstattung. In der nationalen Energiebilanz hingegen werden die Energieverbräuche der Landwirtschaft GHD-Sektor zugeordnet. Um beiden Berichtsformaten gerecht werden zu können, werden die Energieverbräuche und die energiebedingten Emissionen aus der Landwirtschaft separat modelliert und jeweils korrekt zugeordnet.

Der Energieverbrauch der Landwirtschaft wird durch ein Excel-basiertes Modell bestimmt, das die Landwirtschaft entsprechend der CRF-Klassifizierung in drei Subsektoren aufteilt¹²⁰:

- ▶ CRF 1.A.4.c.i Stationäre Feuerungsanlagen der Landwirtschaft (z.B. Heizungsanlagen von Gebäuden, Gewächshäusern und Ställen sowie Biogasanlagen),
- ▶ CRF 1.A.4.c.ii Mobile Quellen der Land- und Forstwirtschaft (z.B. Traktoren, Mähdrescher und Harvester, aber auch Motorsägen),
- ▶ CRF 1.A.4.c.iii Fischerei.

Für die Projektion des Verbrauchs fließen spezifische Annahmen zum Energieverbrauch und zum Einsatz der Energieträger innerhalb der Landwirtschaft in das Modell ein. Diese können beispielsweise aus dem Fördermitteleinsatz und weiteren verfügbaren Daten berechnet werden. Die Input-Parameter für den stationären Bereich können differenziert werden in die einzelnen Bereiche Gewächshäuser, Trocknung, Tierhaltung und sonstige stationäre Anwendungen. Für die mobile Nutzung erfolgt eine Differenzierung zwischen Anwendungen in der Innenwirtschaft und in der Außenwirtschaft im Bereich der schweren Landmaschinen. Den einzelnen Energieverbräuchen sind Brennstoffe zugeordnet. Dabei unterscheidet das Modell für jeden der drei Subsektoren zwischen verschiedenen fossilen, biogenen und strombasierten Brennstoffen sowie weiteren Energieträgern (z.B. Strom und Solarthermie). Szenarioentwicklungen können dabei

¹²⁰ Der Energieverbrauch aus der Stromnachfrage wird ebenso mitmodelliert. Die durch den Stromverbrauch verursachten Emissionen werden entsprechend der Logik des Treibhausgasinventars im Sektor Energiewirtschaft (Stromerzeugung) erfasst.

einzelnen für jeden Brennstoff abgebildet werden. Die Entwicklung der einzelnen Brennstoffeinsätze im Modell wird ebenfalls v.a. durch Annahmen von außen gesteuert. Dies bilden die vorab exogen ermittelten Maßnahmenwirkungen teilweise ab. Wenn keine anderen Daten vorliegen, folgt die Entwicklung der Brennstoffeinsätze der Entwicklung der Brennstoffeinsätze im GHG und im Verkehrssektor. Für einzelne Brennstoffeinsätze z.B. wird die Entwicklung angepasst, da z.B. eine großskalige Elektrifizierung im Bereich der schweren Landmaschinen nicht möglich ist. Die CO₂ -, CH₄ - und N₂O -Emissionen werden in Anlehnung an die ENUSEM-Methodik (Siehe Anhang A.4.8) über die aktuellen Emissionsfaktoren der Brennstoffe berechnet.

Vor allem in Bezug auf die stationären Feuerungsanlagen (CRF 1.A.4.c.i) bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der Datengrundlage. Die eingesetzten Energiemengen können daher nur schätzungsweise den einzelnen Anwendungen (Gewächshäuser, Trocknung, Stallheizungen) zugeordnet werden und ein großer Anteil verbleibt im Bereich der sonstigen Wärmenachfrage. Zudem wird der Großteil der Wärmebereitstellung aus den Biogas-Anlagen unter CRF 1.A.4.c.i berichtet, da diese auf den landwirtschaftlichen Betrieben stehen. Ca. 40 % des derzeitigen stationären Energieverbrauchs stammen aus der Wärmebereitstellung von Biogasanlagen. Es bestehen Unsicherheiten, inwieweit diesem Wärmeangebot tatsächlich eine notwendige Nachfrage auf den landwirtschaftlichen Betrieben zuzuordnen ist und wie groß das Einsparpotenzial dieser Nutzungen ist.

A.4.6 Abfallwirtschaft

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Abfallsektor (CRF-Kategorie 5) erfolgt mit dem Waste_Mod-Modell des Öko-Instituts. In dem modularen Abfallmodell werden alle Emissionskategorien der UNFCCC-Berichterstattung abgebildet.

Das erste Modul berechnet die Emissionen aus der Ablagerung von Abfällen auf Deponien basierend auf dem vom IPCC entwickelten und vom Öko-Institut erweiterten Multi-Phasen-Abfallmodell (Emissionen aus abgelagerten Abfällen auf Deponien, Quellgruppe 5.A). Darin wird die aktuelle Situation der Altdeponien auf der Basis der in der Vergangenheit erfolgten Ablagerungen von Abfällen, deren Zusammensetzung und Potenzial zur Bildung von Treibhausgasemissionen ebenso berücksichtigt, wie der Stand der Umsetzung der Abfälle und die bisher schon entstandenen Emissionen. Neben den Altdeponien werden die Emissionen aus der Ablagerung von Rückständen aus mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) auf Deponien im o. g. Modell einbezogen. Zusätzlich können die Minderungswirkungen der Maßnahmen zur Deponiebelüftung berücksichtigt werden. Die Berechnung der Emissionseinsparungen durch die Deponiebelüftung erfolgt nach einer im Auftrag des UBA ermittelten Methodik zur Berechnung der aeroben In-situ-Stabilisierung von Deponien. Die Berechnung erfolgt auf Basis des Abfallmodells, welches die ermittelten Einsparungen durch die Deponiebelüftung prozentual auf die Gesamtergebnisse umlegt. In der Modellierung werden die ausgewiesenen Emissionsreduktionen aus den Daten des PtJ¹²¹ zur Treibhausgasminderung aus der Deponiebelüftung anteilig auf die Entwicklung des Anteils des Degradable Organic Carbons (DOCm) des Abfallmodells umgelegt.

Im zweiten Modul werden die Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung berechnet. Die Daten zu Emissionen aus Bioabfallbehandlungsanlagen und mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen werden in Bezug zum Anlagendurchsatz berechnet. Hierzu werden die während der Bearbeitung vorliegenden aktuellen Daten zur Abfallstatistik des Statistischen Bundes-

¹²¹ Aufstellung des Projektträgers Jülich zu den im Rahmen der BMWK-Initiative „Klimaschutzprojekte im kommunalen Umfeld – Kommunalrichtlinie. Klimaschutz bei Siedlungsabfalldeponien“ bewilligten Deponiebelüftungsprojekten in den Jahren 2013 bis 2023 (Stand 30.06.2022).

amts und aktuelle Studien zur Anlagentechnik ausgewertet. Die Entwicklung des Anlagendurchsatzes erfolgt in Abhängigkeit von umgesetzten oder geplanten Maßnahmen zur getrennten Erfassung und Verwertung von Abfällen im Rahmen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes, wird aber auch beeinflusst von Maßnahmen des Klimaschutzplans zur Reduktion von Lebensmittelabfällen. Für die Emissionen aus den Anlagen der Bioabfallbehandlung (5.B) werden die in Kompostierungs- (5.B.1) und Vergärungsanlagen (5.B.2) eingesetzten Mengen mit den jeweiligen Emissionsfaktoren aus dem aktuellen Treibhausgasinventar für Methan und Lachgas verknüpft.

Die Quellkategorie 5.C Emissionen aus der Abfallverbrennung wird im deutschen Treibhausgasinventar als NO (not occurring) berichtet, da sie energetisch verwertet werden und damit im Energiesektor unter 1.A.1.a berichtet werden.

Im dritten Modul werden für die Unterquellgruppen kommunale und industrielle Abwasserbehandlung (5.D) und andere (5.E) die Rahmendaten pro Person eingesetzt und die Emissionsfaktoren aus dem aktuellen Inventarbericht entsprechend der Annahmen zur Entwicklung der Proteinaufnahme und dem Anschlussgrad an die öffentliche Kanalisation fortgeschrieben. Zusätzlich können Minderungswirkungen von Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen in der Abwasserbehandlung berücksichtigt werden. In der Modellierung werden die ausgewiesenen Emissionsreduktionen aus den Daten des PtJ¹²² zur Treibhausgasminderung aus der Abwasserbehandlung berücksichtigt und auf die Wirkungsjahre der Maßnahme umgelegt.

A.4.7 LULUCF

Die Projektionen wurden mit dem LULUCF-Inventarmodell (LULUCFmod) des Thünen-Instituts in seiner aktuellen Version berechnet. Dieses ist im nationalen Inventardokument 2024 (UBA 2024c) ausführlich beschrieben. Für die Projektionen wurden die Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren der Submission 2024 (UBA 2024c) als Modelleingabedaten verwendet.

Das Inventarmodell bildet Landnutzung, Landnutzungsänderungen, Kohlenstoffspeicher und deren Änderungen sowie Emissionen räumlich explizit auf einem Punktraster von 100 m x 100 m ab, d. h. jeder Punkt repräsentiert 1 ha Fläche. Landnutzungsdaten gehen für das Jahr 1990 und ab 2000 alle 5 Jahre sowie für das letzte Jahr der Zeitreihe ein. Zwischen diesen Jahren werden Landnutzungsänderungen gleichmäßig verteilt. Das Modell rechnet separat für jedes Bundesland. Für die Projektion wurden Landnutzung und Landnutzungsänderungen wie folgt projiziert:

Ableitung von Übergangswahrscheinlichkeiten

Übergangswahrscheinlichkeiten wurden aus der Landnutzung (annuell, d. h. ohne Übergangszeiten) in den Jahren 2017 und 2022 getrennt für Mineralböden und für organische Böden und getrennt für jedes Bundesland abgeleitet. Sie wurden berechnet als

$P_{i,j} = \frac{n_{i,j}}{n_i}$, mit $P_{i,j}$ der gesuchten Wahrscheinlichkeit, $n_{i,j}$ der Anzahl von Punkten mit Landnutzungskategorie i im Jahr 2017 und Landnutzungskategorie j im Jahr 2022, n_i der Anzahl von Punkten mit Landnutzungskategorie i im Jahr 2017. Das Ergebnis ist eine Matrix mit Übergangswahrscheinlichkeiten. Es wurde angenommen, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten ab 2017 zeitlich konstant sind.

¹²² Aufstellung des Projektträgers Jülich zu den im Rahmen der BMWK-Initiative „Klimaschutzprojekte im kommunalen Umfeld – Kommunalrichtlinie. Klimaschutz bei Siedlungsabfalldeponien“ bewilligten Deponielüftungsprojekten in den Jahren 2013 bis 2023 (Stand 30.06.2022).

Projektion der Landnutzung

Mit Hilfe der Übergangswahrscheinlichkeiten wurde mittels Zufallszahlengenerator den Punkten ausgehend von ihrer Landnutzung im Jahr 2020 die Landnutzung im Jahr 2025 zugewiesen. Dieser Schritt wurde dann für die folgenden 5-Jahres-Zeiträume wiederholt, bis das Jahr 2050 erreicht wurde. Die erzeugten zukünftigen Landnutzungen wurden dann als Modellinput verwendet, d. h. Landnutzungsänderungen wurden zufällig und gleichmäßig für die Einzeljahre der Fünfjahreszeiträume auf die Punkte verteilt.

Das gewählte Verfahren stellt die Konsistenz der Landnutzung sicher und macht die Fläche von Landnutzungsänderungen abhängig von der Fläche der Ausgangskategorien. So sinkt beispielsweise die Fläche der Landnutzungsänderungen von Ackerland zu Siedlung im Laufe der Zeit, weil die Fläche des Ackerlands netto abnimmt.

Die Emissionsfaktoren wurden konstant in der Zeit fortgeschrieben, mit Ausnahme der Waldbiomasse und der für mineralische Böden.

Die Emissionsfaktoren für die Waldbiomasse wurden mit dem bereits bei der Erstellung des Forest Reference Levels (FRL) nach EU-VO 2018/841 verwendeten Matrixmodell hergeleitet. Input-Daten sind die Zustände und Veränderungen der Periode 2012-2017 aus der BWI-Datenbank. Grundlage für die Berechnung bilden anders als beim FRL die Daten nach Altersklassen und Hauptbaumarten, da sich damit die Maßnahmen in der Projektion abbilden lassen.

In der Vorbereitung werden die Daten um Datensätze bereinigt, für deren Ausgangskombinationen am Periodenanfang es keine entsprechende Zielkombination am Periodenende gibt. Die Flächen dieser Kombinationen würden im Laufe der Berechnung ins Leere laufen und eine Differenz in der Gesamtfläche ergeben. Mit 11.168 ha liegt der Anteil dieser Datensätze bei 0,1 % der gesamten Waldfläche.

Im ersten Schritt der Berechnung werden Kalamitätsflächen verteilt, was zur Berücksichtigung der Dürrefolgen der Jahre 2018ff notwendig war. Dazu wird der Anteil der ausgefallenen Flächen an der Gesamtfläche ermittelt und der entsprechende Prozentsatz von jeder Fläche der betreffenden Baumarten abgezogen und einer neuen Altersklasse 0 zugeordnet. Anschließend wird eine Verteilungsmatrix anhand der Initialperiode erstellt, die festlegt, welche Baumarten-Altersklassen-Kombination am Periodenanfang zu welchen Anteilen und in welche Baumarten-Altersklassen-Kombination am Periodenende führt. Mittels dieser Verteilungsmatrix durchläuft eine Schleife die Anzahl der gewählten Perioden und modelliert die Flächenentwicklung, Emissionen der Biomasse sowie die Abgänge (z. B. Einschlag) für das gewählte Szenario. Je nach Szenario wird zu unterschiedlichen Zeitpunkten in die Entwicklung eingegriffen.

Für die Abbildung der Kohlenstoffvorräte in mineralischen Böden wird seit dem letzten Inventardokument das Modell YASSO 15 verwendet, das auch für die Projektion genutzt wird. Für eine ausführliche Beschreibung sei auf das Nationale Inventar-Dokument 2024, Punkt 6.4.2.5.3.6, verwiesen (UBA 2024c).

Die entnommene Holzmenge wird an das Modell „WoodCarbonMonitor“ (Rüter 2017) übergeben und dient als Eingangsgröße für die Berechnung des HWP-Speichers gemäß des „Produktionsansatzes“. Dieses Verfahren ist identisch mit dem der Treibhausgasberichterstattung (UBA 2024c), nur die Herkunft der Einschlagszahlen ist unterschiedlich. Entsprechend werden mit den HWP-Zeitreihen ausschließlich potenzielle Effekte der Waldbewirtschaftung abgebildet. Je nach Szenario wird zu unterschiedlichen Zeitpunkten in die Entwicklung eingegriffen.

Zur Quantifizierung von Maßnahmenwirkungen (MMS, MWMS) wurden Szenarien gerechnet, bei denen die einzelnen Maßnahmen nacheinander in aufeinander aufbauende Szenarien integriert wurden. Dies erfolgte durch Modifikation von Emissionsfaktoren und/oder Modifikation der Übergangswahrscheinlichkeiten der Landnutzung.

Es werden ein Szenario ohne Maßnahmen (OMS) sowie separate, aufeinander aufbauende Szenarien für jede Maßnahme im MMS und MWMS berechnet. Die Berechnung des OMS wurde durch die Kalamitäten 2018ff erforderlich. Das MMS und MWMS werden im Hauptteil des Projektionsberichtes erläutert.

OMS für den Wald

Die Kalamitätsflächen werden bei den entsprechenden Altersklassen-Baumarten-Kombinationen (ab 60 Jahren in den Baumarten Buche, Fichte und Kiefer) abgezogen und einer Altersklasse 0 zugeordnet. Als jährliche Emission wird ein Fünftel des Vorrates in kg/ha in der Periode 2018-2022 angerechnet. Da alle anderen Werte auf Jahresbasis angegeben sind, wird der Vorrat durch die Anzahl der Jahre einer Periode geteilt. Die Flächen werden in den folgenden drei Perioden zu je einem Drittel der niedrigsten Altersklasse und einer Hauptbaumart entsprechend der untenstehenden Tabelle zugewiesen. Die Verteilung auf die Zielbaumarten erfolgt dabei zu gleichen Teilen. Für die Nutzung des Holzes der Kalamitätsflächen wird jährlich ein Fünftel des mittleren Vorrates in m³/ha der entsprechenden Hauptbaumart angenommen.

Tabelle 113: Zuordnung der Baumarten im OMS

Ausgangsbaumart	Zielbaumart
Buche	Buche, andere Lb* hoher Lebensdauer, andere Lb niedriger Lebensdauer, Kiefer
Fichte	Fichte, Buche, andere Lb niedriger Lebensdauer
Kiefer	Kiefer, Eiche, andere Lb niedriger Lebensdauer

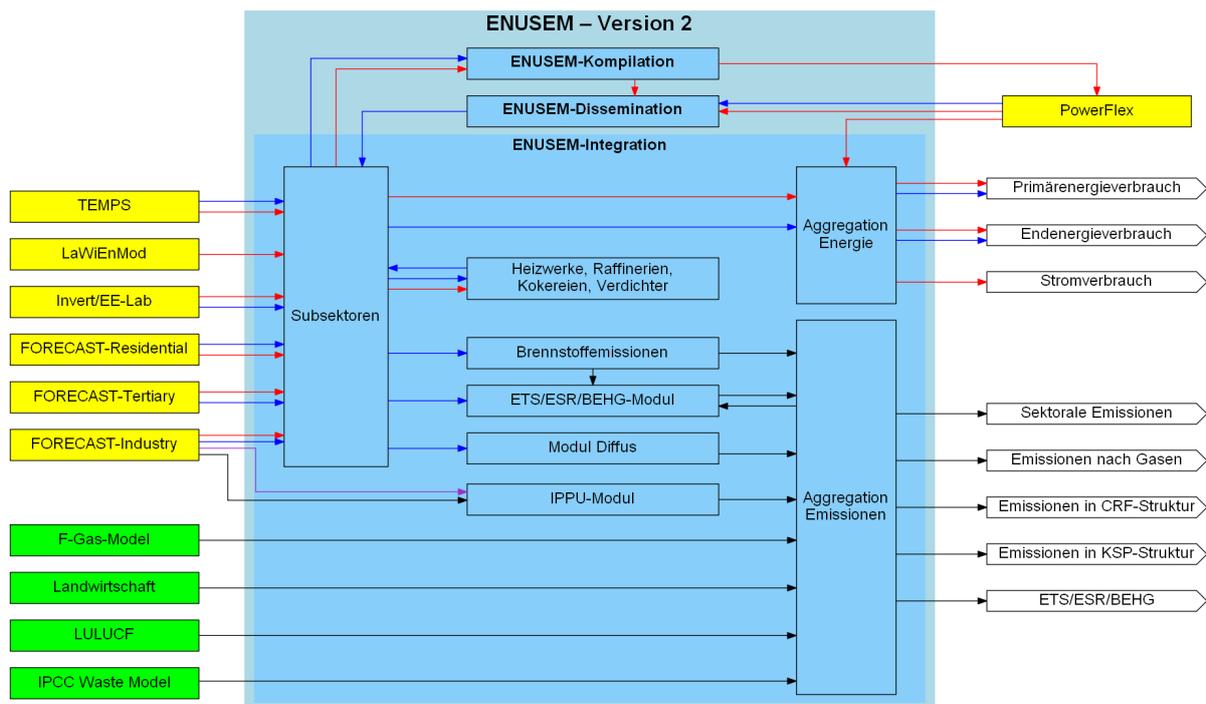
Quelle: Eigene Darstellung Thünen-Institut

* Lb = Laubbäume

A.4.8 Ergebnisintegration

Das Energie-Umwandlungs-Sektor-Modell (ENUSEM) ist ein Modell zur Kopplung spezifischer Sektormodelle. Es verbindet dabei die wesentlichen Energieflüsse der einzelnen Energiemodelle und berechnet die Emissionen, die aus der Energienutzung entstehen. Daneben stellt es auch Schnittstellen zu Emissionsberechnungen außerhalb des Energiesystems wie z. B. der Landwirtschaft bereit. Neben der reinen Sektorintegration schließt es Lücken, die nicht durch die einzelnen Sektormodelle abgebildet sind. Teil des Modells ist ein Berechnungsteil, der die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele analysiert. Dieses Modell ist hierfür besonders geeignet, da es sämtliche relevante Energie- und Emissionsdaten aller Sektoren integriert.

Abbildung 78: Struktur von ENUSEM und Interaktion mit anderen Modellen



Legende: blaue Kästen: Integrationsmodell; gelbe Kästen: Sektormodelle Energie; grüne Kästen: Sonstige Sektormodelle; rote Pfeile: Brennstoffverbräuche; blaue Pfeile: sonstige Energieverbräuche; schwarze Pfeile: Emissionen; lila Pfeile: sonstige Aktivitätsdaten

Quelle: eigene Darstellung, Emele und Moosmann (2022)

In Abbildung 78 sind die sektorspezifischen Modelle sowie die Elemente des Modells ENUSEM dargestellt. Die gelb dargestellten Energiemodelle liefern den Energiebedarf verschiedener Subsektoren, einerseits aufgeteilt nach Energieträgern und andererseits nach Subsektoren. Die Nachfrage nach Strom, netzgebundener Wärme und synthetischen Brennstoffen (z. B. Wasserstoff) wird aggregiert und an das Strommarktmodell PowerFlex weitergegeben. PowerFlex liefert als Resultat energieträgerscharfe Strom- und Wärmeerzeugung und die zugehörigen Brennstoffeinsätze. ENUSEM füllt zusätzlich die Teile des Energiesystems, die nicht bereits durch Sektormodelle abgedeckt sind (Heizwerke, Raffinerieunterfeuerungen, Kokereien, Erdgasverdichterstationen).

Insgesamt bildet ENUSEM das Energiesystem mit 22 Subsektoren ab. Für jeden Energieträger in jedem Subsektor werden die entstehenden Kohlendioxid-, Methan- und Lachgas-Emissionen berechnet. Dabei erfolgt auch eine Zuordnung, ob die Emissionen dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS), dem nationalen Emissionshandel (nEHS) bzw. der Europäischen Klimaschutzverordnung (ESR) unterliegen.

Neben den verbrennungsbedingten Emissionen berechnet ENUSEM auch die flüchtigen Emissionen aus der Brennstoffnutzung. Hier erfolgt eine quellgruppenspezifische Modellierung auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung sowie der für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden. Dabei werden alle Brennstoffe die verbrennungsbedingten Emissionen von Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) berechnet. Da die Treibhauswirkung der Verbrennung biogener Brennstoffe bereits im LULUCF-Sektor bilanziert wird, werden verbrennungsbedingte biogene CO₂-Emissionen nicht in die Gesamtemissionen gezählt, sondern nur nachrichtlich berechnet. Ebenso erfolgt die Bilanzierung der Emissionen aus der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen strombasierten Brennstoffen (wie

z. B. PtL-Kraftstoffe) nach den Regeln der Treibhausgasinventare. Bei der Nutzung von importierten PtL-Kraftstoffen, die mit CO₂ aus der Luft hergestellt wurden, entsteht im Ausland eine CO₂-Senke. Ebenso erfolgt eine Berechnung der Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung in Anlehnung an die Methoden des Nationalen Treibhausgasinventars. Basis bilden hierfür die vom Industriemodell ermittelten Produktionsprojektionen für einzelne Produkte. Für die Eisen- und Stahlherstellung geht darüber hinaus die Entwicklung der hier relevanten Energieträger (z. B. Gichtgas) in die Berechnung ein. Die Emissionen fluorierter Treibhausgase hingegen werden im Modell ProFI außerhalb von ENUSEM berechnet und in das Datengerüst der gesamten prozessbedingten Emissionen integriert.

Die in Abbildung 78 grün dargestellten Modelle liefern anstelle des Energiebedarfs direkt die im entsprechenden Sektor entstehenden Emissionen.

Als finalen Schritt aggregiert ENUSEM die Modellergebnisse und stellt verschiedene Bilanzen in unterschiedlichen Strukturierungen zur Verfügung. Typische Ergebnisse sind:

- ▶ Primärenergieverbrauch nach Energieträgern
- ▶ Endenergieverbrauch nach Energieträgern
- ▶ Endenergieverbrauch nach Energiebilanz-Sektoren
- ▶ Bruttostromverbrauch nach Energiebilanz-Sektoren
- ▶ Treibhausgasemissionen nach Gasen
- ▶ Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Common Reporting Format (Struktur des Nationalen Inventarberichts)
- ▶ Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG)
- ▶ Treibhausgasemissionen unterteilt in EU-EHS und ESR

Die vorstehende Modellbeschreibung ist ein Auszug der vollständigen ENUSEM- Modellbeschreibung, die auf der Website des Öko-Instituts abrufbar ist.¹²³

¹²³ https://www.oeko.de/uploads/oeko/das_institut/institutsbereiche/energie-klimaschutz/OEKO-ENUSEM.pdf

B Anhang

B.1 Zusätzliche Informationen zur ESR

Tabelle 114 beinhaltet Detaildaten zum ESR-Teil von Abbildung 6. Für den Zeitraum 2021 bis 2030 werden die ESR-Emissionen beider Szenarien in jährlicher Auflösung angegeben. Ebenso sind die relativen Änderungen der ESR-Emissionen gegenüber dem in Europäische Kommission (2020) fixierten ESR-Emissionswert für das Jahr 2005 angegeben. Außerdem enthält die Tabelle einen ESR-Zielpfad und die jeweilige Lücke der ESR-Emissionen in den Szenarien. Der ESR-Zielpfad wurde entsprechend der europäischen Festlegung (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2023) berechnet.

Datengrundlage waren für die Jahre 2021 und 2022 einerseits die vom Umweltbundesamt veröffentlichten Emissionsdaten (UBA 2024b) und andererseits die EU-EHS-Daten der Europäischen Umweltagentur mit Datenstand vom 28. Mai 2023 (EEA 2023). Für das Jahr 2023 wurde die Vorjahresschätzung des Umweltbundesamts verwendet (UBA 2024b). Diese Datengrundlage ist in Tabelle 115 dokumentiert.

Die Abschätzungen zu den ESR-Zielen und folglich der Zielerreichung ist mit Unsicherheiten verbunden, da der Zielpfad bis 2030 von den Emissionen der Jahre 2021-2023 abhängt und für 2023 nur die Vorjahresschätzung zur Verfügung steht.

Tabelle 114: ESR-Emissionen im MMS und MWMS, 2021 bis 2030

	Einheit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Kumuliert 2021-2030
ESR-Emissionen im MMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	403,7	394,8	380,6	370,6	361,2	352,4	340,9	326,5	309,0	291,5	3.531,4
Änderung ggü. 2005*	%	-16,7%	-18,5%	-21,5%	-23,5%	-25,5%	-27,3%	-29,7%	-32,6%	-36,2%	-39,9%	
ESR-Emissionen im MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	403,7	394,8	380,6	369,6	360,1	350,8	338,2	323,9	306,8	287,5	3.515,1
Änderung ggü. 2005*	%	-16,7%	-18,5%	-21,5%	-23,7%	-25,7%	-27,6%	-30,2%	-33,2%	-36,7%	-40,7%	
Soll-ESR für DE	Mio. t CO ₂ -Äq.	427,3	413,2	391,9	370,5	349,1	339,0	314,8	290,7	266,5	242,3	3.405,4
Lücke zwischen MMS/Soll-ESR	Mio. t CO ₂ -Äq.	-23,6	-18,4	-11,2	0,1	12,1	13,4	26,1	35,8	42,5	49,2	126,0
Lücke zwischen MWMS/Soll-ESR	Mio. t CO ₂ -Äq.	-23,6	-18,4	-11,2	-0,9	10,9	11,8	23,4	33,3	40,3	45,1	109,7

Anmerkung: *Änderung gegenüber den in Europäische Kommission (2020) fixierten Emissionsmengen für das Jahr 2005

Quelle: UBA (2024b), Modellierung Öko-Institut

Tabelle 115: Für den ESR-Zielpfad genutzte Daten, in Mio. t CO₂-Äq.

	2021	2022	2023
Gesamtemissionen exkl. LULUCF	759,6	750,0	674,0
Abzüglich Emissionen EU-EHS stationär	355,2	354,1	*
Abzüglich Emissionen inländischer Flugverkehr	0,7	1,0	1,1
Berechnete ESR-Emissionen	403,7	394,8	380,6

Anmerkung: *Da die stationären EU-EHS-Emissionen für 2023 noch nicht bekannt waren, wurden die ESR-Emissionen für 2023 anhand der Entwicklung in den Sektoren Verkehr (ohne nationalen Luftverkehr), Gebäude, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und übrige Prozesse und Produktverwendungen (CRF 1A3, 1A.4, 1A.5, 2D-H, 3 und 5) abgeschätzt. Es wurde angenommen, dass die ESR-Emissionen zwischen 2022 und 2023 um denselben Prozentsatz abnahmen wie die Emissionen der genannten Sektoren. Dieses Vorgehen ist analog zum Vorgehen im Bericht „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“ (UBA 2024d).

Quellen: Gesamtemissionen und Flugverkehr: UBA (2024b); Emissionen EU-EHS 2021 und 2022: EEA (2023)

Die folgenden beiden Tabellen zeigen für die KSG-Sektoren die Treibhausgasemissionen unterteilt in EU-EHS-Emissionen und ESR-Emissionen. Für die ESR-Emissionen wiederum wird zusätzlich dargestellt, welche Emissionen unter den nEHS fallen und welche außerhalb sind.

Tabelle 116: Treibhausgasemissionen im MMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO₂-Äq.

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewirtschaft	245,6	201,6	91,5	60,3	38,0	37,1	40,3
EU-EHS	210,0	172,8	64,5	39,6	21,9	20,8	22,7
ESR	35,6	28,8	27,0	20,7	16,2	16,3	17,5
<i>davon nEHS^b</i>	<i>28,5</i>	<i>22,4</i>	<i>22,1</i>	<i>17,0</i>	<i>13,4</i>	<i>13,6</i>	<i>14,6</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>7,1</i>	<i>6,4</i>	<i>5,0</i>	<i>3,7</i>	<i>2,8</i>	<i>2,7</i>	<i>2,9</i>
Industrie	181,9	149,2	122,4	81,9	59,6	51,8	50,3
EU-EHS	144,5	119,7	97,3	60,8	41,2	35,5	34,2
ESR	37,4	29,5	25,0	21,1	18,4	16,3	16,1
<i>davon nEHS^b</i>	<i>24,1</i>	<i>19,0</i>	<i>17,8</i>	<i>14,6</i>	<i>12,2</i>	<i>10,2</i>	<i>9,9</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>13,3</i>	<i>10,5</i>	<i>7,2</i>	<i>6,6</i>	<i>6,2</i>	<i>6,1</i>	<i>6,2</i>
Gebäude	119,5	96,2	67,9	40,2	21,6	7,7	4,0
EU-EHS	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0
ESR	118,9	95,7	67,6	40,0	21,5	7,6	4,0
<i>davon nEHS^b</i>	<i>117,4</i>	<i>94,2</i>	<i>66,0</i>	<i>38,2</i>	<i>19,6</i>	<i>5,7</i>	<i>2,3</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,7</i>	<i>1,9</i>	<i>1,9</i>	<i>1,9</i>	<i>1,7</i>
Verkehr	146,1	144,0	111,1	67,3	32,6	14,9	5,9
EU-EHS ^a	0,7	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,2
ESR	145,3	142,9	110,2	66,6	32,0	14,5	5,7
<i>davon nEHS^b</i>	<i>142,0</i>	<i>139,6</i>	<i>105,7</i>	<i>63,2</i>	<i>29,5</i>	<i>12,2</i>	<i>3,4</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>3,3</i>	<i>3,3</i>	<i>4,4</i>	<i>3,4</i>	<i>2,5</i>	<i>2,3</i>	<i>2,3</i>
Landwirtschaft	62,4	59,4	57,5	55,6	54,4	53,9	53,5
EU-EHS	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
ESR	62,4	59,4	57,5	55,6	54,4	53,9	53,5
<i>davon nEHS^b</i>	<i>7,9</i>	<i>7,1</i>	<i>6,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,6</i>	<i>5,2</i>	<i>4,9</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>54,6</i>	<i>52,2</i>	<i>50,9</i>	<i>49,4</i>	<i>48,8</i>	<i>48,7</i>	<i>48,6</i>
Abfallwirtschaft & Sonstige	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
EU-EHS	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
ESR	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>davon nEHS^b</i>	NA						
<i>davon sonstige ESR</i>	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
Summe	761,3	655,2	454,7	309,1	209,7	168,8	157,3
Stationärer EU-EHS	355,1	293,0	162,2	100,6	63,2	56,3	57,0
Nationaler Flugverkehr im EU-EHS ^a	0,7	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,2
ESR	405,5	361,2	291,5	207,8	145,9	112,1	100,1
<i>davon nEHS^b</i>	<i>319,9</i>	<i>282,4</i>	<i>218,2</i>	<i>139,1</i>	<i>80,3</i>	<i>47,0</i>	<i>35,1</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>85,6</i>	<i>78,8</i>	<i>73,3</i>	<i>68,7</i>	<i>65,6</i>	<i>65,1</i>	<i>64,9</i>

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom EU-EHS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt. ^b Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung.

Quelle: UBA (2024b), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

Tabelle 117: Treibhausgasemissionen im MWMS in EU-EHS, ESR und nEHS nach KSG-Sektoren in Mio. t CO₂-Äq.

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewirtschaft	245,6	202,5	98,8	56,8	36,9	36,8	40,4
EU-EHS	210,0	173,8	71,5	37,9	21,5	20,9	23,3
ESR	35,6	28,7	27,4	18,8	15,4	15,9	17,1
<i>davon nEHS^b</i>	<i>28,5</i>	<i>22,4</i>	<i>22,1</i>	<i>15,4</i>	<i>12,7</i>	<i>13,3</i>	<i>14,2</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>7,1</i>	<i>6,3</i>	<i>5,2</i>	<i>3,4</i>	<i>2,6</i>	<i>2,7</i>	<i>2,9</i>
Industrie	181,9	148,9	117,4	78,2	57,7	49,0	47,5
EU-EHS	144,5	119,6	93,6	58,8	41,0	34,3	33,1
ESR	37,4	29,3	23,8	19,4	16,7	14,8	14,4
<i>davon nEHS^b</i>	<i>24,1</i>	<i>19,0</i>	<i>17,1</i>	<i>13,9</i>	<i>11,6</i>	<i>9,8</i>	<i>9,5</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>13,3</i>	<i>10,3</i>	<i>6,6</i>	<i>5,5</i>	<i>5,1</i>	<i>4,9</i>	<i>5,0</i>
Gebäude	119,5	95,9	66,2	36,7	19,2	6,5	3,6
EU-EHS	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0
ESR	118,9	95,4	65,9	36,5	19,1	6,5	3,6
<i>davon nEHS^b</i>	<i>117,4</i>	<i>93,9</i>	<i>64,3</i>	<i>34,7</i>	<i>17,2</i>	<i>4,7</i>	<i>2,0</i>
<i>davon sonstige ESR</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,6</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,6</i>
Verkehr	146,1	143,4	110,4	66,2	31,8	14,6	5,7
EU-EHS ^a	0,7	1,0	1,0	0,8	0,6	0,5	0,2
ESR	145,3	142,4	109,4	65,5	31,2	14,1	5,5
<i>davon nEHS</i>	<i>142,0</i>	<i>139,1</i>	<i>105,1</i>	<i>62,2</i>	<i>28,8</i>	<i>11,9</i>	<i>3,3</i>

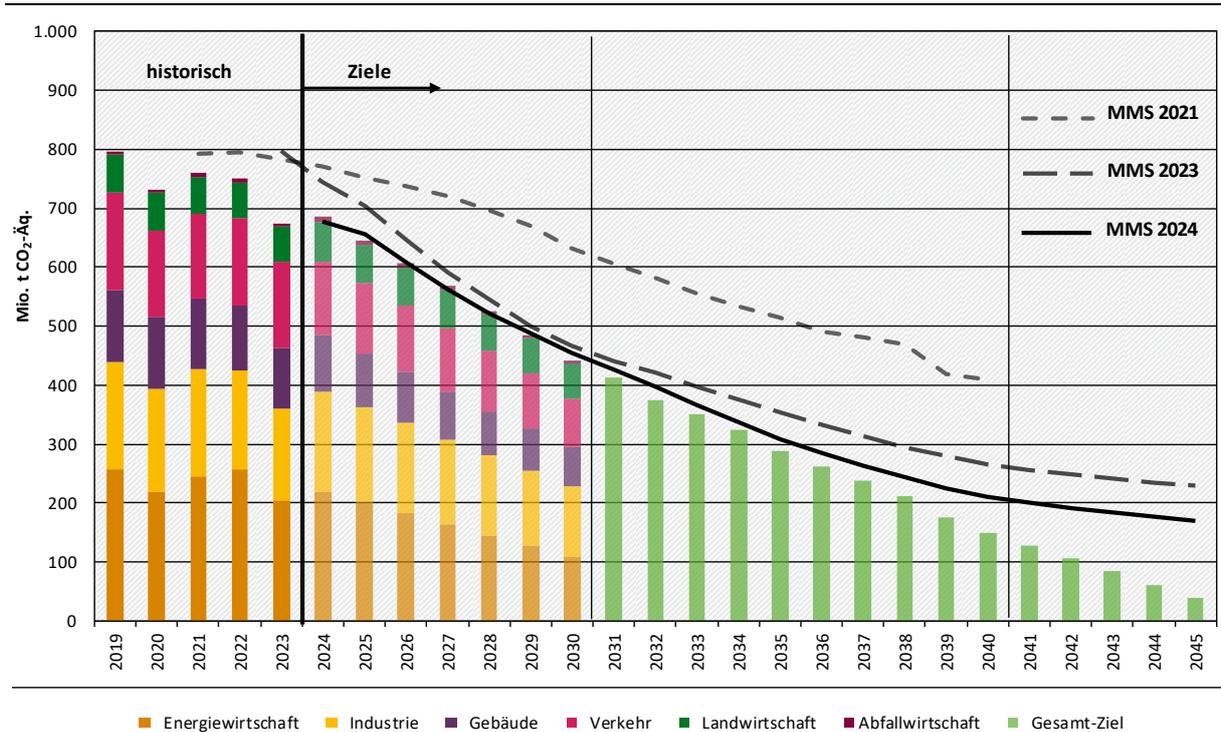
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>davon sonstige ESR</i>	3,3	3,3	4,4	3,3	2,4	2,2	2,2
Landwirtschaft	62,4	59,4	56,8	54,7	53,2	52,5	51,9
EU-EHS	NA						
ESR	62,4	59,4	56,8	54,7	53,2	52,5	51,9
<i>davon nEHS^b</i>	7,9	7,1	6,6	6,2	5,6	5,2	4,9
<i>davon sonstige ESR</i>	54,6	52,2	50,2	48,5	47,6	47,3	47,0
Abfallwirtschaft & Sonstige	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
EU-EHS	NA						
ESR	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
<i>davon nEHS^b</i>	NA						
<i>davon sonstige ESR</i>	5,8	4,9	4,2	3,8	3,5	3,4	3,3
Summe	761,3	655,1	453,8	296,3	202,1	162,9	152,5
Stationärer EU-EHS	355,1	293,9	165,4	96,8	62,6	55,2	56,4
Nationaler Flugverkehr im EU-EHS ^a	0,7	1,0	1,0	0,8	0,6	0,5	0,2
ESR	405,5	360,1	287,5	198,7	139,0	107,2	95,8
<i>davon nEHS^b</i>	319,9	281,5	215,2	132,4	75,9	44,9	34,0
<i>davon sonstige ESR</i>	85,6	78,5	72,3	66,3	63,1	62,3	61,9

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom EU-EHS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt. ^b Vom nEHS erfasste Emissionen in der seit 2024 gültigen Abgrenzung.

Quelle: UBA (2024b), Modellierung Öko-Institut, Fraunhofer ISI und IREES

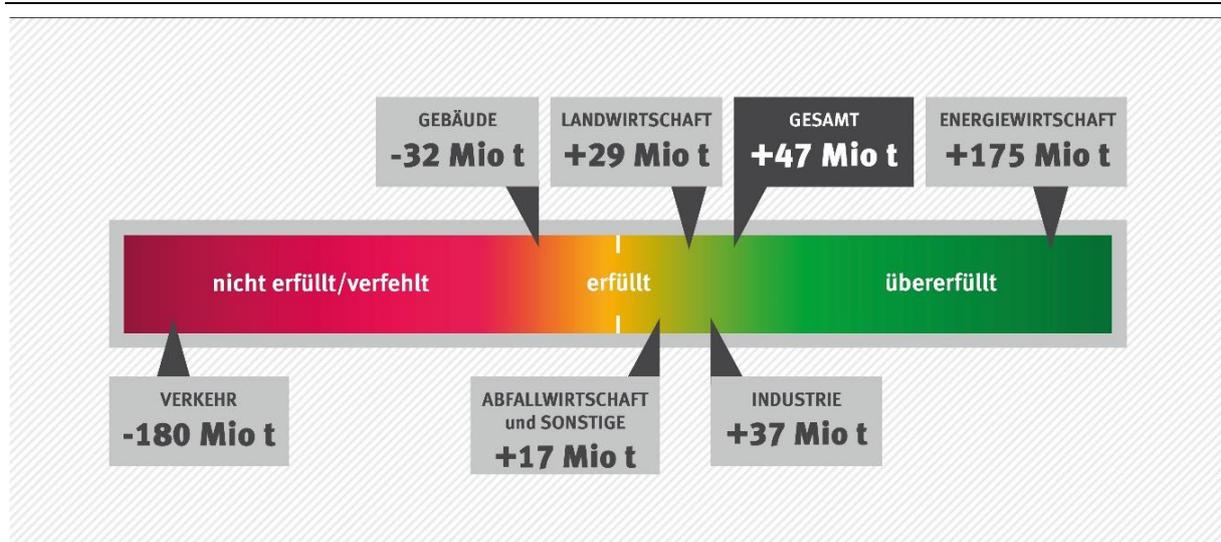
C Anhang

Abbildung 79: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (2019–2045)



Quelle: UBA (2024d)

Abbildung 80: Kumulierte sektorale Jahresemissionsgesamtmengen und kumulierte Zielerreichung/Zielverfehlung der KSG-Sektoren und gesamt (2021-2030)



Quelle: UBA (2024d)