Deutscher Bundestag **Drucksache 21/810**

21. Wahlperiode 01.07.2025

Unterrichtung

durch den Expertenrat für Klimafragen

Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2024 und zu den Projektionsdaten 2025 – Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten sowie der Projektionsdaten

Zugeleitet mit Schreiben des Expertenrates für Klimafragen vom 15. Mai 2025 gemäß § 12 Absatz 1 des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Impressum

Geschäftsstelle Expertenrat für Klimafragen (ERK)
Seydelstr. 15, 10117 Berlin
Tel.: +49 30 8903 5575
info@expertenrat-klima.de
www.expertenrat-klima.de

Erschienen am 15.05.2025 | Version vom 28.05.2025
Die Veröffentlichungen des ERK sind unter www.expertenrat-klima.de kostenlos verfügbar.

Zur sprachlichen Gleichbehandlung: Als Mittel der sprachlichen Darstellung aller sozialen Geschlechter und Geschlechtsidentitäten wird in diesem Gutachten bei allen Bezeichnungen, die auf Personen bezogen sind, eine genderneutrale Bezeichnung oder der Genderstern (z. B. Wissenschaftler*innen) verwendet.

Zitierweise für diese Publikation: Expertenrat für Klimafragen (2025): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2024 und zu den Projektionsdaten 2025. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten sowie der Projektionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter: https://www.expertenrat-klima.de.

© Expertenrat für Klimafragen
Die Vervielfältigung und Verbreitung originären Text- und Bildmaterials des ERK ist, auch auszugsweise, mit Quellenangabe für nicht-kommerzielle Zwecke gestattet. Text- und Bildmaterial aus Quellen Dritter unterliegt den urheberrechtlichen Bedingungen der jeweiligen Quellen.

Expertenrat für Klimafragen

Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Vorsitzender)

Dr. Brigitte Knopf (stellvertretende Vorsitzende)

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge

Prof. Dr. Thomas Heimer

Dr. Barbara Schlomann

Die Ratsmitglieder bedanken sich für die sachkundige und engagierte Unterstützung durch die Mitarbeitenden des wissenschaftlichen Stabs und der Geschäftsstelle.

Wissenschaftlicher Stab

Dr. Charlotte Senkpiel (Projektleitung) · Dr. Franziska Schulz (Projektleitung) · Jessica Berneiser · Iska Brunzema · Hendrik Diers · Dr. Sarah Hackfort · Nicolai Hans · Dr. Alexander Hurley · Theresa Iglauer · Tim Jäger · Markus Kaiser · Dr. Katrin Kohnert · Leon Langerhans · Hannah Nolte · Dr. Niklas Reinfandt · Simon Schnier · Dr. Annette Steingrube · Marie-Louise Zeller

Geschäftsstelle

Dr. Jakob Peter (Generalsekretär) · Cynthia Schmitt · Stefania Smolkina

Im Laufe der Erarbeitung dieses Berichts haben der Expertenrat für Klimafragen und der wissenschaftliche Stab zudem mit vielen Wissenschaftler*innen sowie Mitarbeitenden unterschiedlicher Institutionen zusammengearbeitet:

Mitarbeitende des Umweltbundesamtes, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Yvonne Abraham (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), Dr. Yvonne Beck (Fraunhofer ISI), Dennis Behrouzi (Verein Deutscher Zementwerke), Mathias Beilmann (Fraunhofer ISE), Malte Bei der Wieden (Öko-Institut), Robin Blömer (Fraunhofer ISI), Kerstin Borkowski (Öko-Institut), Clemens Brauer (Fraunhofer ISI), Dr. Sibylle Braungardt (Öko-Institut), Hans Georg Buttermann (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen), Dr. Hannes Böttcher (Öko-Institut), Jana Deurer (IREES), Lukas Emele (Öko-Institut), Julian Emmerich (M-Five), Dr. Tobias Fleiter (Fraunhofer ISI), Dr. Roland Fuß (Thünen-Institut), Dr. Hannah Förster (Öko-Institut), Dr. Oliver Geden (SWP), Dr. Alexander Gocht (Thünen-Institut), Jakob Graichen (Öko-Institut), Wolf Görz (Öko-Institut), Dr. Markus Haller (Öko-Institut), Dr. Christoph Hank (Fraunhofer ISE), Ines Haug (M-Five), Philipp Hench (FfE), Dr. Klaus Hennenberg (Öko-Institut), Hauke Hermann (Öko-Institut), Franka Jäger (Fraunhofer ISE), Peter Kasten (Öko-Institut), Dr. Andreas Kemmler (Prognos), Dr. Matthias Koch (Öko-Institut), Dr. Michael Krail (Fraunhofer ISI), Jan Limbers (Prognos), Luna Lütz (Fraunhofer ISI), Dr. Tim Mandel (Fraunhofer ISI), Bernhard Osterburg (Thünen-Institut), Dr. Arndt Piayda (Thünen-Institut), Dr. Matthias Rehfeldt (Fraunhofer ISI), Julia Repenning (Öko-Institut), Dr. Jörg Rieger (Thünen-Institut), Dr. Joachim Rock (Thünen-Institut), Dr. Sebastian Rüter (Thünen-Institut), Dr. Wolfgang Schade (M-Five), Margarethe Scheffler (Öko-Institut), Dr. Felix Schenuit (SWP), Dr. Jan Steinbach (IREES), Marcel Streif (M-Five), Prof. Dr. Christoph Walther (M-Five) und Kirsten Wiegmann (Öko-Institut).

Der Expertenrat für Klimafragen dankt für die wertvolle Zusammenarbeit.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 15
1 Auftrag und Herangehensweise 28
Abschnitt A, Teil I: Prüfung der Emissionsdaten 32
2 Datengrundlage 32
3 Die Nationale Berichterstattung der Treibhausgasemissionen 33
3.1 Grundlagen der Emissionsberichterstattung 33
3.2 Daten und Methoden zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres 33
3.2.1 Übersicht der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 33
3.2.2 Frühschätzung und Energiebilanzprognosemodell der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 36
3.2.3 Berechnung der Aktivitätsdaten und Treibhausgasemissionen beim Umweltbundesamt 41
3.2.4 Änderungen in Daten und Methoden der einzelnen Sektoren im Vergleich zum Vorjahr 42
4 Prüfung 44
4.1 Analyse der Frühschätzung der Energiebilanz 44
4.1.1 Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz mit der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 44
4.1.2 Lagereffekte von leichtem Heizöl im Gebäudesektor 47
4.2 Aufteilungsraten einzelner Energiebilanzzeilen der Frühschätzung auf Sektoren 50
4.3 Emissionsfaktoren 51
4.3.1 Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau 51
4.3.2 Einfluss des Imports von Flüssigerdgas (LNG) auf den Emissionsfaktor von Erdgas 53
5 Gütebetrachtung 56
5.1 Allgemeine Überlegungen 56
5.2 Korrekturbedarfe 56
5.2.1 Mehrjähriger Vergleich historischer Korrekturbedarfe 57
5.2.2 Nachträglicher Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2023 59
5.3 Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamtes zur Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 60
5.4 Einordnung und Vergleich von Unsicherheiten und Korrekturbedarfen 62

6 Feststellung zu den Emissionsdaten für das Jahr 2024 64
6.1 Feststellungen zur Zielerreichung der Emissionen für das Jahr 2024 64
6.2 Einhaltung der Ziele der Europäischen Lastenteilung in den Jahren 2021 bis 2023 71
Abschnitt A, Teil II: Weiterführende Betrachtungen zu den Emissionsdaten 72
7 Einordnung der Emissionsentwicklung im Jahr 2024 72
7.1 Sektorenübergreifende Betrachtungen 72
7.2 Energiewirtschaft 76
7.3 Industrie 77
7.4 Gebäude 78
7.5 Verkehr 79
7.6 Landwirtschaft 80
7.7 LULUCF 81
7.8 Gesamteinordnung 81
Abschnitt B, Teil I: Prüfung der Projektionsdaten 82
8 Datengrundlage 82
9 Anforderungen und Prüfschema 84
10 Prüfung der Projektionsdaten 2025 (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030 88
10.1 Darstellung und Einordnung der projizierten THG-Emissionen (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030 88
10.1.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 88
10.1.2 Sensitivitätsanalysen und Zweitmodellierung in den Sektoren Gebäude und Verkehr 93
10.1.3 Vergleich zu historischen Daten durch Dekomposition 98
10.2 Einordnung des sektorenübergreifenden Vorgehens und der getroffenen Annahmen 102
10.2.1 Einordnung des methodischen Vorgehens im Modellverbund 102
10.2.2 Sektorenübergreifende Rahmendaten und Ergebnisse 104
10.3 Einordnung des sektorenspezifischen methodischen Vorgehens und der getroffenen Annahmen 115
10.3.1 Industrie 115
10.3.2 Gebäude 122
10.3.3 Verkehr 130
10.3.4 Landwirtschaft 137
10.3.5 Abfallwirtschaft und Sonstiges 144

10.3.6 Energiewirtschaft 145
10.4 Experteneinschätzung und Feststellung zur Zielerreichung 154
10.5 Einordnung der Feststellung unter Berücksichtigung der Vereinbarungen im Koalitionsvertrag 157
Abschnitt B, Teil II: Weiterführende Betrachtungen 162
11 Einhaltung weiterer Klimaschutzziele gemäß Projektionsdaten 2025 162
11.1 Einhaltung der Klimaschutzziele (ohne LULUCF) bis 2040 (§ 3 Abs. 1 und § 4 Abs. 1 KSG) 164
11.2 Ziele unter der Europäischen Lastenteilung und Wechselwirkungen mit dem EU-ETS 2 166
11.3 Beitrag des Sektors LULUCF und Zieleinhaltung (§ 3a Abs. 1 KSG) 168
11.4 Treibhausgasneutralität unter Berücksichtigung der Entwicklung von LULUCF (§ 3 Abs. 2 KSG) 172
12 Perspektive Zielerreichung Treibhausgasneutralität 174
12.1 Treibhausgasquellen (ohne LULUCF) 174
12.2 LULUCF 175
12.3 Technische Senken 177
12.4 Zielarchitektur 179
13 Wichtige Handlungsfelder für das Klimaschutzprogramm und Abgleich mit dem Koalitionsvertrag 185
14 Anhang 192
A.1 Datengrundlage der Emissionsberichtserstattung 192
A.1.1 Daten für die Berechnung der Emissionsdaten durch das Umweltbundesamt 192
A.1.2 Daten für die Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz 195
A.2 Prüfung Emissionsdaten 197
A.2.1 Abbildungen Prüfung 197
A.2.2 Prüftabellen Emissionsdaten 199
A.3 Prüfung der Projektionsdaten ohne LULUCF für den Zeitraum von 2021 bis 2030 206
A.3.1 Mit-Maßnahmen-Szenario 206
A.3.2 Sensitivitäten 207
A.4 Prüftabellen Projektionsdaten 2025 208
A.4.1 Sektorenübergreifende Rahmendaten 208
A.4.2 Industrie 215
A.4.3 Gebäude 222
A.4.4 Verkehr 226

A.4.5 Landwirtschaft 232
A.4.6 Energiewirtschaft 233
A.5 Entwicklung ausgewählter Indikatoren (ex-post und ex-ante) 242
A.5.1 Sektorenübergreifend 242
A.5.2 Energiewirtschaft 244
A.5.3 Industrie 255
A.5.4 Gebäude 262
A.5.5 Verkehr 265
A.5.6 Landwirtschaft 271
15 Literaturverzeichnis 272

Abbildungen

Abbildung Z 1: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2024 mit den sektorenspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes 16
Abbildung Z 2: Abweichungen zu der Summe der Jahresemissionsmengen im Zeitraum 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025 nach Sektoren und in Summe (ohne LULUCF) 20
Abbildung Z 3: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Vergleich zu den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) und den jährlichen Minderungszielen (Anlage 3 KSG) 22
Abbildung 1: Zeitliche Abfolge der Emissions- und Projektionsdatenprüfung entsprechend Bundes-Klimaschutzgesetz 30
Abbildung 2: Nomenklatur der CRT-Kategorien nach Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes 34
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Emissionsdatenerstellung 35
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Energiebilanzprognosemodells der AGEB zur Berechnung der Frühschätzung der Energiebilanz 40
Abbildung 5: Vorgehen des Umweltbundesamts zur Ermittlung der Emissionsdaten des Vorjahres für energiebedingte THG-Emissionen 42
Abbildung 6: Vergleich Frühschätzung der Energiebilanz mit endgültiger Energiebilanz nach Verbrauch und Lagerhaltung von leichtem Heizöl im Jahr 2023 und 2024 für die Subsektoren „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ 49
Abbildung 7: Einordnung des Punktschätzers der Emissionsdaten des Gebäudesektors unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Korrekturen der Energiebilanz 50
Abbildung 8: Emissionsintensitäten im Erdgasnetz 55

Abbildung 9: Schematische Darstellung von der zeitlichen Aufeinanderfolge diverser Veröffentlichungen 57

Abbildung 10: Relative Korrekturbedarfe der Emissionsdaten gegenüber der jeweils vorangegangenen Emissionsschätzung der Berichtsjahre 2010 bis 2023 58

Abbildung 11: Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten (BJ+1) und dem nachfolgenden Treibhausgasinventar (BJ+2) für das Berichtsjahr 2023 59

Abbildung 12: Gegenüberstellung der Unsicherheiten des Umweltbundesamtes mit den relativen Korrekturbedarfen im zweiten Inventarbericht gegenüber der jeweiligen Berechnung der Emissionsdaten für das Vorjahr 63

Abbildung 13: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2024 mit den sektorenspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes 68

Abbildung 14: Übersicht über die Veränderung der THG-Emissionen nach KSG-Sektoren zwischen 2023 und 2024 73

Abbildung 15: Ex-post Dekomposition der sektorenübergreifenden THG-Emissionen zwischen den Jahren 2020 und 2024 74

Abbildung 16: Abgrenzung zwischen Feststellung zur Zieleinhaltung und weiterer Einordnung der Projektionsdaten 2025 85

Abbildung 17: Beitrag der einzelnen Sektoren zur projizierten THG-Minderung zwischen den Jahren 2024 und 2030 gemäß den historischen Daten für das Jahr 2024 (Emissionsdaten) und den Projektionsdaten 2025 für das Jahr 2030 89

Abbildung 18: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen gemäß der Emissionsdaten für das Jahr 2024 und der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zur Summe der Jahresemissionsgesamtmengen der Jahre 2021 bis 2030 90

Abbildung 19: Abweichungen zu der Summe der Jahresemissions(gesamt)mengen im Zeitraum 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025 nach Sektoren und in Summe (ohne LULUCF) 91

Abbildung 20: Unter- und Überschreitungen der Ziele Deutschlands gemäß der Europäischen Lastenteilung 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025 93

Abbildung 21: Abweichungen der Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen und der Zweitmodellierung zu den Projektionsdaten 2025, kumuliert über den Zeitraum 2025 bis 2030 95

Abbildung 22: Dekomposition der sektorenübergreifenden historischen und projizierten THG-Emissionen 99

Abbildung 23: Vergleich des projizierten Wirtschaftswachstums der Projektionsdaten 2025 mit aktuellen Projektionen 107

Abbildung 24: Vergleich des EU-ETS 1-Preispfads in den Projektionsdaten 2025 mit Projektionen aus der Literatur und aktuellen Future-Preisen 109

Abbildung 25: Vergleich der ex-ante und ex-post Großhandelsstrompreise der Projektionsdaten 2025 mit Future-Preisen und einer alternativen Projektion 111

Abbildung 26: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Industrie 116

Abbildung 27: Historische und prognostizierte Entwicklung des Elektrifizierungsgrads einzelner Branchen 119

Abbildung 28: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Gebäude 123

Abbildung 29: Entwicklung des historischen und projizierten Absatzes von Wärmepumpen 126

Abbildung 30: Historische und projizierte Entwicklung des Nettozubaus von Wärmenetzanschlüssen 127

Abbildung 31: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Verkehr 130

Abbildung 32: Historische und projizierte Entwicklung der Neuzulassungen von BEV 133

Abbildung 33: Historische und projizierte Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehr 135

Abbildung 34: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Landwirtschaft 138

Abbildung 35: Düngemittelabsatz (bis 2023/24) und Projektion des Düngemitteeinsatzes (ab 2025) 140

Abbildung 36: Entwicklung des Rinderbestandes in der Vergangenheit und Projektion bis 2050 141

Abbildung 37: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Landwirtschaft und Projektion bis 2050 142

Abbildung 38: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges 144

Abbildung 39: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft 146

Abbildung 40: Vergleich der Entwicklung des Gas-Kohle-Spreads basierend auf den Annahmen der Projektionsdaten 2025 mit der Entwicklung des Gas-Kohle-Spreads basierend auf aktualisierten Future-Preisen für Steinkohle, Erdgas und EU-ETS 1 Zertifikaten 149

Abbildung 41: Ergebnis der Einschätzung des Expertenrats des THG-Emissionspfads der Projektionsdaten 2025 gegenüber einem 50/50-Emissionspfad auf einer Likert-Skala 157

Abbildung 42: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Vergleich zu den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) und den jährlichen Minderungszielen (Anlage 3 KSG) 163

Abbildung 43: Anteil der EU-ETS 2 Emissionen der EU-Mitgliedsländer im Jahr 2019 in Prozent 168

Abbildung 44: Historische und projizierte THG-Emissionen im Sektor LULUCF sowie politische Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetz und der LULUCF-Verordnung 170

Abbildung 45: Entwicklung der THG-Emissionen des Sektors LULUCF im Zeitraum 1990 - 2024 175

Abbildung 46: Zeitreihen der THG-Emissionen des LULUCF-Sektors in aufeinander folgenden nationalen THG-Inventaren von 2015 bis 2025 176

Abbildung A 1: Absolute und relative Abweichungen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 197

Abbildung A 2: Studienvergleich der Vorkettenemissionen von Gasimporten 198

Abbildung A 3: Aufteilung der THG-Emissionen für das Jahr 2023 in den KSG-Sektoren, die unter den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) und die Europäische Lastenteilung (ESR) fallen 206

Abbildung A 4: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Erdgas mit aktuellen Future-Preisen und anderen Projektionen 242

Abbildung A 5: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Steinkohle mit aktuellen Future-Preisen und anderen Projektionen 243

Abbildung A 6: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Rohöl mit aktuellen Future-Preisen 243

Abbildung A 7: Bruttostromverbrauch, Stromerzeugungsmix und Emissionsfaktor der Stromerzeugung im Zeitverlauf 244

Abbildung A 8: Entwicklung des Verhältnisses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zum Bruttostromverbrauch und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 245

Abbildung A 9: Historische und projizierte Entwicklung des Stromhandelssaldos im Zeitverlauf 246

Abbildung A 10: Entwicklung der installierten Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die gesetzliche Zielsetzung und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 247

Abbildung A 11: Entwicklung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken, die politische Zielsetzung und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 248

Abbildung A 12: Entwicklung der bezuschlagten Leistung von Windenergie an Land und das politische Ziel (Ausschreibungen) 249

Abbildung A 13: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind an Land und die gesetzliche Zielsetzung 250

Abbildung A 14: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind auf See und die gesetzliche Zielsetzung 251

Abbildung A 15: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung der Photovoltaik und die gesetzliche Zielsetzung 252

Abbildung A 16: Veränderung der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr 253

Abbildung A 17: Historische Abregelung von erneuerbaren Energieträgern von 2017 bis 2024 254

Abbildung A 18: Produktionsindizes des produzierenden Gewerbes und der energieintensiven Industrie 255

Abbildung A 19: Vergleich der absoluten Veränderung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor in den Jahren 2023 und 2024 und die anteilige Veränderung im Energiemix in Prozentpunkten 257

Abbildung A 20: Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas und Strom bei Abgabe an Industrie und Gewerbe von 2019 bis 2024 258

Abbildung A 21: Übergreifende Korridorrechnung Industrie 258

Abbildung A 22: Produktionsmengen für die energieintensiven Produkte Rohstahl, Zement, Ethylen, Papier, Ammoniak, Kalk und Glas 259

Abbildung A 23: Hochlauf Wasserstoffbedarf in der Industrie 259

Abbildung A 24: Entwicklung der Projektpipeline für Stahlproduktion über Wasserstoff-Direktreduktion 260

Abbildung A 25: Produktionsmengen CO_2-arme/-freie Technologien Ammoniak, Ethylen und Kalksteinreduzierte Bindemittel 260

Abbildung A 26: Produktionsmengen CO_2-arme/-freie Technologien Eisenschwamm und elektrische Glasschmelze 261

Abbildung A 27: Minderungswirkungen einzelner Energieträger im Gebäudesektor 262

Abbildung A 28: Verbraucherpreise fossiler Energieträger 263

Abbildung A 29: Änderungen des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor gegenüber 2022 263

Abbildung A 30: Historische und projizierte Entwicklung des Wärmepumpenbestands in Gebäuden 264

Abbildung A 31: Nutzung fossiler Heizträger (Erdgas, Kohle, Heizöl) 264

Abbildung A 32: Historischer Bestand fossiler Pkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 265

Abbildung A 33: Historischer Bestand batterieelektrischer Pkw (BEV) und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 266

Abbildung A 34: Historischer Bestand batterieelektrischer Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 267

Abbildung A 35: Historische Neuzulassungen batterieelektrischer Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 268

Abbildung A 36: Historische Neuzulassungen fossiler Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 269

Abbildung A 37: Historischer Bestand fossiler Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025 270

Abbildung A 38: Entwicklung des Schweinebestandes in der Vergangenheit und Projektion bis 2050 271

Tabellen

Tabelle Z 1: Zielerreichungen (grün) und Zielverfehlungen (rot) für den Zeitraum von 2021 bis 2045 25

Tabelle Z 2: Klimaschutzpolitischer Handlungsbedarf für die Bundesregierung aus Sicht des Expertenrats 26

Tabelle 1: Änderungen in den Daten und Methoden der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 gegenüber 2023 42

Tabelle 2: Fünf größte absolute Abweichungen mit dazugehörigen relativen Abweichungen und Emissionswerten zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für die Jahre 2022 und 2023. 45

Tabelle 3: Absolute und relative Korrektur zwischen den Emissionsdaten des Vorjahres (BJ+1) und den Emissionsdaten (BJ+2) für das Berichtsjahr 2023 60

Tabelle 4: Unsicherheiten der sektoralen und aggregierten Emissionsschätzungen 2024 nach Angaben des Umweltbundesamtes 61

Tabelle 5: Angepasste Jahresemissions(gesamt)mengen für die Jahre 2021 bis 2030 (in kt CO_2-Äq.) 65

Tabelle 6: Vergleich der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes für das Jahr 2024 mit den angepassten Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes 66

Tabelle 7: THG-Emissionen in der Europäischen Lastenteilung (ESR) für die Jahre 2021 bis 2023, sowie die Zielwerte für Deutschland 71

Tabelle 8: Jährliche Wachstumsraten von Bruttoinlandsprodukt, Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität 108

Tabelle 9: Zusammenfassende Einordnung der sektorenübergreifenden Rahmendaten 114

Tabelle 10: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Industrie 121

Tabelle 11: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Gebäude 129

Tabelle 12: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Verkehr 136

Tabelle 13: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Landwirtschaft 143

Tabelle 14: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Energiewirtschaft 154

Tabelle 15: Zielerreichung im Jahr 2045 und 2050 172

Tabelle 16: Zielarchitektur im Bundes-Klimaschutzgesetz für den Zeitraum 2021-2045 mit offenen Zuständigkeiten der Bundesregierung 180

Tabelle 17: Zielerreichungen (grün) und Zielverfehlungen (rot) für den Zeitraum 2021–2045 186

Tabelle A 1: Zusammenfassung aller wesentlichen vom Umweltbundesamtverwendeten Datensätze für die Berichterstattung der Treibhausgasemissionsdaten in den Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes 192

Tabelle A 2: Definition der Prüfkriterien 199
Tabelle A 3: Zusammenfassung der Prüfung des Vergleichs der Frühschätzung der Energiebilanz mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023 200
Tabelle A 4: Zusammenfassung der Prüfung der Lagereffekte von leichtem Heizöl im Gebäudesektor 202
Tabelle A 5: Zusammenfassung der Prüfung der Aufteilungsraten der EBZ 12 der Frühschätzung der Energiebilanz auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie 203
Tabelle A 6: Zusammenfassung der Prüfung der Emissionsfaktoren 204
Tabelle A 7: Annahmen in den Sensitivitätsanalysen im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario....207
Tabelle A 8: Einschätzung der Annahmen zu zentralen sektorenübergreifenden Rahmendaten 208
Tabelle A 9: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Industrie 215
Tabelle A 10: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Gebäude....222
Tabelle A 11: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Verkehr 226
Tabelle A 12: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Landwirtschaft 232
Tabelle A 13: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Energiewirtschaft....233
Tabelle A 14: Veränderung von Endenergieverbrauch, Brennstoffeinsatz, Erdgaseinsatz und Produktion im Industriesektor im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr....256

Infokästen

Infokasten 1: Vorkettenemissionen von Erdgasimporten 54

Abkürzungen

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ANK	Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BECCS	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz (Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen)
BEV	batterieelektische Pkw (Battery Electric Verhicle)
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BIK	Bundesförderung Industrie und Klimaschutz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BJ	Berichtsjahr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BVE	Berechnung der Vorjahresemissionsdaten
BWS	Bruttowertschöpfung
CBAM	CO_2-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCS	CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CCU	CO_2-Abscheidung und -Nutzung (Carbon Capture and Utilization)
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CRT	Common Reporting Tables der Europäischen Klimaberichtserstattung
DACCS	Direkte CO_2-Abscheidung und -Speicherung aus der Luft (Direct Air Carbon Capture and Storage)
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
EBZ	Energiebilanzzeile
EE	Erneuerbare Energieträger
EED	EU-Energieeffizienzrichtlinie

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEP	Endenergieproduktivität
EEV	Endenergieverbrauch
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPBD	EU-Gebäuderichtlinie (Energy Performance of Buildings Directive)
ERK	Expertenrat für Klimafragen
ESR	Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation)
EU	Europäische Union
EUA	Europäisches Emissionszertifikat (European Union Allowance oder Carbon Credits)
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem/Handelssystem Emissionszertifikate (European Emissions Trading System)
EuGH	Europäischer Gerichtshof
F-Gase	fluorierte Treibhausgase
FKWs	Fluorkohlenwasserstoffe
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GWh	Gigawattstunde
HEV	Hybridfahrzeug (Hybrid Electric Vehicle)
IPCC	Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change)
KFZ	Kraftfahrzeug
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
kt	Kilotonne
KTF	Klima- und Transformationsfonds
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry)
MJ	Megajoule

MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
MWSt.	Mehrwertsteuer
N_2O	Lachgas
NEP	Netzentwicklungsplan
NF_3	Stickstofffluorid
NID	Nationales Inventardokument
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OVG	Oberverwaltungsgericht
PEV	Primärenergieverbrauch
PFC	Perfluorcarbone
PHEV	Plug-in Hybrid (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RZ	Randziffer
SF_6	Schwefelhexafluorid
SNF	schwere Nutzfahrzeuge
SUV	Sport Utility Vehicle
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UN	Vereinte Nationen
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change)
WEO	World Energy Outlook

Zusammenfassung

Mit diesem gemäß Bundes-Klimaschutzbericht (KSG) erstellten Gutachten legt der Expertenrat für Klimafragen seine Prüfung der bis zum 15. März durch das Umweltbundesamt vorzulegenden Emissionsdaten für das Jahr 2024 und Projektionsdaten 2025 vor. Grundlage für das vorliegende Gutachten ist die Fassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 15. Juli 2024.

Abschnitt A, Teil I: Prüfung der Emissionsdaten

Abschnitt A, Teil I des Gutachtens enthält die Prüfung der am 14.03.2025 veröffentlichten Emissionsdaten durch den Expertenrat entsprechend § 12 Abs. 1 KSG.

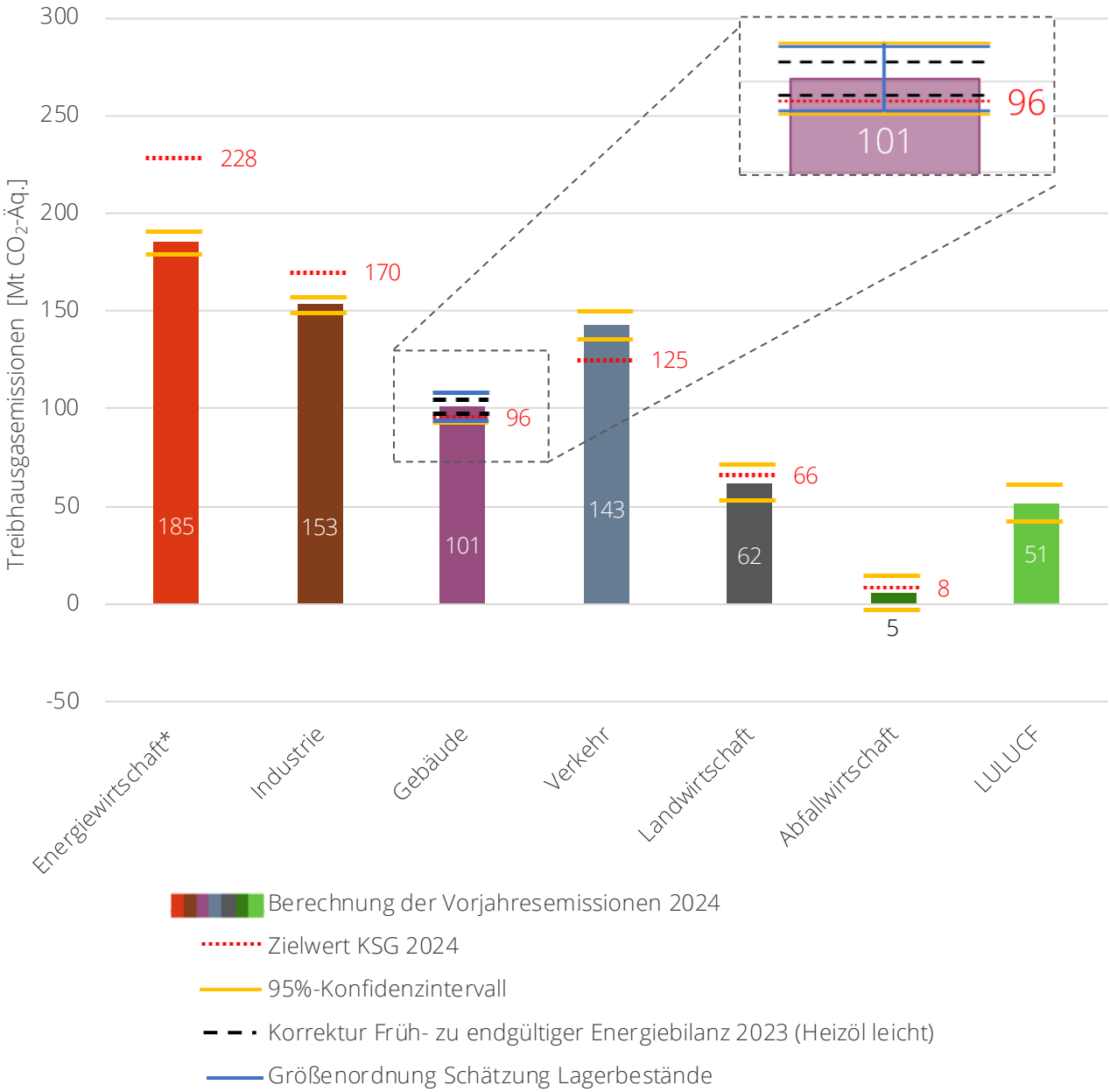
Insgesamt sind die vom Umweltbundesamt berichteten THG-Emissionen im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 23 Mt CO_2-Äq. auf 649 Mt CO_2-Äq. gesunken. Dies entspricht einem Rückgang um 3,4 %. Das Jahr 2024 ordnet sich damit in den Trend der sinkenden THG-Emissionen der vorangegangenen Jahre ein. Gleichzeitig ist der Emissionsrückgang deutlich niedriger ausgefallen als vom Jahr 2022 auf das Jahr 2023 (−77 Mt CO_2-Äq.). Der Rückgang der THG-Emissionen wird durch einen weiterhin starken Rückgang in der Energiewirtschaft (−17,6 Mt CO_2-Äq.) dominiert. Geringere Rückgänge sind in den Sektoren Gebäude (−2,4 Mt CO_2-Äq.), Verkehr (−2,1 Mt CO_2-Äq.), Landwirtschaft (−0,8 Mt CO_2-Äq.) sowie Abfallwirtschaft (−0,1 Mt CO_2-Äq.) zu verzeichnen. Im Vergleich hierzu blieben die THG-Emissionen im Industriesektor nahezu konstant (+0,084 Mt CO_2-Äq.).

Im Vergleich zur Prüfung im Vorjahr gab es einige methodische Änderungen. Die relevantesten Änderungen finden sich beim Vorgehen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) bei der Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz und in einem teilweise veränderten Vorgehen des Umweltbundesamtes (UBA) bei der Berechnung der Aufteilungsraten, also der Aufteilung von Ergebnissen der Energiebilanz auf verschiedene Kategorien innerhalb der Emissionsberichterstattung. Ob diese Änderungen zu einer Verbesserung der Güte führen, kann aktuell noch nicht beurteilt werden.

Im Rückblick waren die Schätzfehler in der Frühschätzung der Energiebilanz im Vergleich zur endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 insbesondere in den Sektoren Industrie und Gebäude weiterhin ausgeprägt. Sollten für 2024 Schätzfehler in der Frühschätzung in ähnlicher Größenordnung vorliegen, so kann dies für das Zutreffen des Prüfergebnisses durchaus relevant sein. Einen besonders großen Unsicherheitsfaktor im Gebäudesektor stellt der Lagereffekt von leichtem Heizöl dar, der im Jahr 2024 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 7,1 Mt CO_2-Äq. ausmachte. Die Größenordnung des möglichen Fehlers ist somit nennenswert mit Blick auf die Frage einer möglichen Zielüberschreitung im Sektor Gebäude.

In Summe hat die Prüfung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 ergeben, dass das Umweltbundesamt bei der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 zu keinem anderen Ergebnis hätte kommen müssen, aber können. Somit wurde das Jahresziel der Emissionen in Summe über die sechs Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges) im Jahr 2024 eingehalten. Auch die Ziele der Europäischen Lastenteilung (ESR) wurden in den Jahren von 2021 bis 2023 laut den berichteten Emissionsdaten eingehalten. Der Expertenrat weist erneut auf die hohe Unsicherheit aufgrund der vorläufigen Datenbasis hin, die sich aus dem frühen Berechnungszeitpunkt ergibt.

Abbildung Z 1: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2024 mit den sektorenspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Jahr 2024 des Umweltbundesamtes und den ausgewiesenen Unsicherheiten und den angepassten Jahresemissionsmengen für das Jahr 2024 des Bundes-Klimaschutzgesetzes. *Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2024 keine Jahresemissionsmenge im Bundes-Klimaschutzgesetz angegeben, diese wurde jedoch implizit aus der Jahresemissionsgesamtmenge berechnet.

Gemäß der Berechnung der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes überschreiten der Gebäudesektor und der Verkehrssektor im Jahr 2024 zum wiederholten Mal die Jahresemissionsmengen. In beiden Sektoren ist die Überschreitung nochmals höher als im Vorjahr. Gemäß der vom Umweltbundesamt angegebenen Konfidenzintervalle kann die Überschreitung im Sektor Verkehr als praktisch sicher gelten und die Überschreitung im Gebäudesektor als wahrscheinlich, obwohl in diesem Sektor sowohl wegen des möglichen

Schätzfehlers aufgrund des frühen Datums der verwendeten Energiebilanz sowie aufgrund des Lagereffekts bei Heizöl eine größere Unsicherheit gegeben ist. Zugleich hat im Gebäudesektor die milde Witterung erneut zu geringeren THG-Emissionen geführt, als sie für ein durchschnittliches Jahr zu erwarten wären. Der Industriesektor, die Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges haben gemäß der Berechnung der Emissionsdaten die angepassten Jahresemissionsmengen unterschritten (siehe Abbildung Z 1). Für den Sektor Energiewirtschaft ist keine Jahresemissionsmenge für das Jahr 2024 im Bundes-Klimaschutzgesetz angegeben. Die implizite Jahresemissionsmenge hat der Sektor Energiewirtschaft unterschritten.

Abschnitt A, Teil II: Weiterführende Betrachtungen zu den Emissionsdaten

Im Kontext der Einordnung der Emissionsdaten des Jahres 2024 hat sich gezeigt, dass ein relevanter Teil der Emissionsreduktion durch strukturelle Entwicklungen erreicht wurde, die auf klimaschutzpolitische Maßnahmen zurückgehen. Dazu gehört vor allem der Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der Rückbau von Kohlekraftwerken in der Energiewirtschaft. Diese strukturellen Entwicklungen können auch langfristig zu Emissionsminderungen führen.

Daneben gab es emissionsmindernde Effekte, die nicht notwendigerweise anhaltend sind. Dazu gehört im Gebäudesektor die milde Witterung und im Sektor Verkehr eine reduzierte Güterverkehrsleistung als Folge der weiterhin schwächelnden Wirtschaft. Im Sektor Industrie wirkte sich die wirtschaftliche Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftsbereichen unterschiedlich aus, so dass die THG-Emissionen dort insgesamt stagnierten.

Abschnitt B, Teil I: Prüfung Projektionsdaten

Darstellung und Einordnung der projizierten THG-Emissionen (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030

Abschnitt B, Teil I des Gutachtens beinhaltet die Prüfung der am 14.03.2025 durch das Umweltbundesamt veröffentlichten Projektionsdaten 2025 durch den Expertenrat entsprechend § 12 Abs. 1 KSG.

Das in Bezug auf eine notwendige Nachsteuerung maßgebliche Ziel des Bundes-Klimaschutzgesetzes besagt, dass das Gesamtbudget als Summe der Jahresemissionsgesamtmengen für alle Sektoren ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) im Zeitraum von 2021 bis 2030 in Höhe von 6 199 Mt CO_2-Äq. in der Projektion nicht überschritten wird (§ 4 Abs. 1 Satz 3 KSG i. V. m. Anlage 2 KSG). Gemäß der Projektionsdaten 2025 würde dieser Wert mit einem Puffer von 81 Mt CO_2-Äq. unterschritten werden (siehe Abbildung Z 2). Die ausgewiesene Unterschreitung der KSG-Vorgabe kann als Saldo von zwei Bestandteilen verstanden werden: Eine tatsächlich bereits erfolgte Unterschreitung der KSG-Zielemissionen in den Jahren 2021 bis 2024 um 113 Mt CO_2-Äq. sowie eine projizierte summarische Überschreitung der KSG-Ziele aus Anlage 2 KSG für die Jahre von 2025 bis 2030 um 32 Mt CO_2-Äq. Dabei weisen die Sektoren Verkehr und Gebäude gemäß den Projektionsdaten 2025 in den Gesamtemissionsmengen der Jahre 2021 bis 2030 eine Zielverfehlung gegenüber den in Anlage 2a KSG hinterlegten Werten auf, die durch Übererfüllungen der anderen Sektoren, insbesondere der Energiewirtschaft und der Industrie, ausgeglichen werden.

Das ebenfalls im Bundes-Klimaschutzgesetz formulierte Ziel einer Minderung der jährlichen THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Jahr 2030 um 65 % gegenüber dem Jahr 1990 (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 KSG), würde einer Reduktion auf 438 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 entsprechen. Dieses Ziel würde gemäß den Projektionsdaten 2025 mit

463 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 nicht erreicht, sondern um 35 Mt CO_2-Äq. bzw. 5,7 % überschritten werden. Die projizierte Minderung entspricht einer Verringerung um 63 % gegenüber dem Jahr 1990.

Die nationalen Verpflichtungen unter der Europäischen Lastenteilung, unter die vor allem die Sektoren Verkehr und Gebäude fallen, würden gemäß den Projektionsdaten 2025 ab dem Jahr 2024 verfehlt werden.

Zu verschiedenen Rahmendaten und Entwicklungen wurden ergänzend Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Höhere Produktionsmengen in der Industrie, ein höherer Industriestrompreis, ein verzögerter Infrastrukturausbau (Wasserstoffkernnetz, Ladeinfrastruktur und Schieneninfrastruktur) sowie niedrigere Fördergelder in der Industrie und im Gebäudesektor würden in den Projektionsdaten zu höheren THG-Emissionen führen. Niedrigere THG-Emissionen würden durch höhere Fördermittel im Verkehrssektor, einen niedrigeren Industriestrompreis sowie einen niedrigeren Wärmepumpenstrompreis erreicht werden. Insgesamt spannen die ermittelten Sensitivitäten unter anderem aufgrund der begrenzten Anzahl an variierten Einflussfaktoren nicht den Raum der möglichen Entwicklungspfade auf. Zusätzlich zu den Sensitivitätsanalysen wurde für die Sektoren Gebäude und Verkehr jeweils eine Zweitmodellierung durchgeführt, die für beide Sektoren geringfügig niedrigere THG-Emissionen für den Zeitraum 2025 bis 2030 projizieren.

Prüfung der Projektionsdaten 2025 (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030

Die Projektion zukünftiger Emissionen ist naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Aus der Zielsetzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes folgert der Expertenrat, dass die von ihm im Sinne von § 12 Abs. 1 Satz 2 KSG zu treffende Feststellung einer „Über- oder Unterschreitung" mindestens anhand eines Emissionspfads zu treffen ist, der ebenso wahrscheinlich über- wie unterschritten wird (im Weiteren als 50/50-Emissionspfad bezeichnet). In den Projektionsdaten 2025 werden keine Angaben zur Wahrscheinlichkeit des dort ausgewiesenen Emissionspfads gemacht. Auf der Grundlage der Ergebnisse seiner Prüfung formuliert der Expertenrat daher eine Einschätzung, ob der von ihm vermutete 50/50-Emissionspfad oberhalb oder unterhalb des Emissionspfads der Projektionsdaten 2025 liegen würde.

Der Expertenrat wendet dafür ein mehrgliedriges Prüfschema an:

i) Beschreibende Darstellung der Projektionsdaten 2025 und Abgleich mit den Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes

ii) Prüfung des methodischen Vorgehens bei der Ermittlung und Begründung der Projektionsdaten 2025 einschließlich der Bewertung der Konsistenz und Transparenz des Vorgehens anhand der Kriterien Modellinteraktion, Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Modellrestriktionen

iii) Einordnung der Projektionsdaten 2025, insbesondere in Bezug auf deren Eintrittswahrscheinlichkeit unter besonderer Berücksichtigung der Aktualität, Plausibilität und Unsicherheit der zugrunde gelegten Annahmen. Die Aktualität, Plausibilität und Unsicherheit der Annahmen werden jeweils entlang der folgenden Kriterien beurteilt: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter; Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter; Instrumentenausgestaltung und -finanzierung; Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen

Die Projektionsdaten 2025 wurden in einem Modellverbund ermittelt, der auf separaten, teils sehr detaillierten Modellen für die einzelnen Sektoren aufbaut. Im Vergleich zum Vorjahr wurde der Modellverbund zur Erstellung der Projektionsdaten 2025 erweitert. Die Modelle und Datenflüsse sind in einer umfassenden Modelldokumentation öffentlich dokumentiert. Der Expertenrat begrüßt, dass die Transparenz dadurch im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöht wurde. Die vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sind komplex und können in einem Modell naturgemäß nur näherungsweise abgebildet werden. Zwar wurden im verwendeten Modellverbund einige wichtige Wechselwirkungen berücksichtigt, es gibt aber

auch relevante Wechselwirkungen und Zusammenhänge, die nicht oder nur eingeschränkt erfasst werden. Eine relevante Limitierung des Modellverbunds ist, dass sowohl der Preispfad für den ersten Europäischen Emissionshandel EU-ETS 1 als auch der Preispfad für den zweiten Europäischen Emissionshandel EU-ETS 2 exogen vorgegeben werden. Dadurch werden zum einen Rückkopplungen, die von den Aktivitäten ausgehen, nicht berücksichtigt. Zum anderen können dynamische Veränderungen der Zertifikatsnachfrage in der gesamten Europäischen Union (EU) im Modell keine Wirkung auf den Preispfad des EU-ETS 1 bzw. EU-ETS 2 entfalten.

Die Ergebnisse der Projektionsdaten über die künftige Emissionsentwicklung hängen von zahlreichen Annahmen zu sektorenübergreifenden und sektorenspezifischen Rahmendaten ab. Diese werden bis Ende November 2024 festgelegt. Aufgrund von aktuellen wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen, die sich in der Zwischenzeit ergeben haben, haben sich teilweise Einschätzungen zu den Rahmendaten und Annahmen geändert. So wurde beispielsweise die Erwartung an das Wirtschaftswachstum für das aktuelle und kommende Jahr nach unten korrigiert.

Die den Projektionsdaten 2025 zugrundeliegenden impliziten Annahmen, wie ein zielorientierter Aus- bzw. Umbau von Infrastruktur (Ladeinfrastruktur, Strom-, Fernwärme- und Gasnetze), das Erreichen der Ausbauziele gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie die ausreichende Verfügbarkeit von für den Aufbau eines neuen, klimaschonenden Kapitalstocks notwendiger Finanzmittel und Ressourcen werden vom Expertenrat als optimistisch eingeordnet.

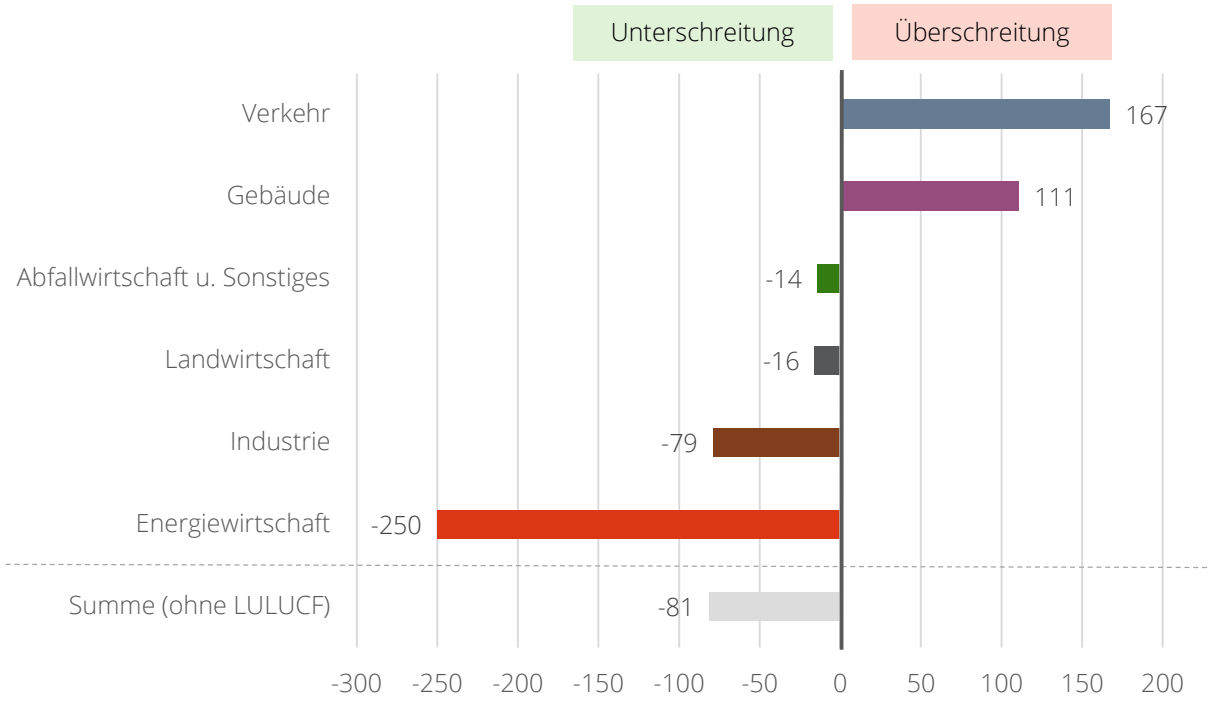
Expertenschätzung und Feststellung zur Zielerreichung im Sinne von § 12 Abs. 2 KSG

Die Einschätzung des Expertenrats zum 50/50-Emissionspfad in den einzelnen Sektoren ist mit Unsicherheiten behaftet. Besonders hoch schätzt der Expertenrat die Unsicherheit in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ein. Ein wesentlicher Grund dafür sind erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Entwicklung relevanter Rahmendaten. Darüber hinaus unterliegen auch zahlreiche weitere Annahmen und Modell-Inputs Unsicherheiten, die allerdings im Rahmen dieses Gutachtens nicht quantifiziert werden können.

Nach detaillierter Analyse aller Sektoren sowie übergreifender Aspekte gelangt der Expertenrat zum Ergebnis, dass der 50/50-Emissionspfad die in den Projektionsdaten 2025 angegebenen Emissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 leicht überschreiten würde. Das Maß der vom Expertenrat vermuteten Überschreitung liegt nach seiner Einschätzung etwa in der Größenordnung des in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Puffers. Die mit dieser Einschätzung verbundene Unsicherheit erlaubt dem Expertenrat keine eindeutige Festlegung, ob der 50/50-Emissionspfad oberhalb oder unterhalb der Zielvorgabe des Bundes-Klimaschutzgesetzes für das THG-Budget für die Jahre 2021 bis 2030 liegt. Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG hat der Expertenrat den Auftrag, „für alle Sektoren aggregiert [festzustellen], inwieweit die Summe der THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 über- oder unterschreitet." **Vor dem Hintergrund der gegebenen Unsicherheit stellt der Expertenrat im Sinne seines Auftrags fest, dass die Summe der THG-Emissionen gemäß der durch den Expertenrat erfolgten Prüfung und Bewertung der Projektionsdaten 2025 die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 weder über- noch unterschreitet.** Das bedeutet, dass der Expertenrat keine Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen für diese Jahre im Sinne von § 8 Abs. 1 KSG feststellt. **Auf Basis dieser Feststellung kommt der Auslösemechanismus gemäß § 8 Abs. 1 Satz 1 KSG nicht zur Anwendung. Die Bundesregierung ist mithin nicht gemäß § 8 Abs. 2 KSG verpflichtet, bis zum Ende des Jahres 2025 zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen zu beschließen.**

Weiterhin stellt der Expertenrat fest, dass das übergeordnete Ziel aus § 3 Abs. 1, nämlich die jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu mindern, auf Basis der erfolgten Prüfung und Bewertung weder vom 50/50-Emissionspfad noch von den Projektionsdaten 2025 eingehalten würde. Gemäß den Projektionsdaten würde eine Minderung um 63 % erreicht.

Abbildung Z 2: Abweichungen zu der Summe der Jahresemissionsmengen im Zeitraum 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025 nach Sektoren und in Summe (ohne LULUCF)



Eigene Darstellung. Basierend auf dem Bundes-Klimaschutzgesetz, auf den historischen Emissionsdaten (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g). Negative Werte beschreiben die Unterschreitung der Summe der Jahresemissions-(gesamt)mengen in den Jahren 2021 bis 2030, positive Werte eine Überschreitung, nach Anlage 2 und Anlage 2a KSG. *Die durch den Expertenrat berechneten sektoralen Über- und Unterschreitungen bis 2030 weichen von den Werten des Umweltbundesamts in UBA (2025p) ab. Das liegt darin begründet, dass das Umweltbundesamt bei der Anwendung des Ausgleichsmechanismus nicht die aktuellen Daten verwendet, sondern nur bis zum ersten Inventarbericht die Daten für die Berechnung mit einbezieht. Insbesondere beim Industriesektor liegen die Werte des Umweltbundesamts 6 Mt CO_2-Äq. niedriger (73 Mt CO_2-Äq.). Bei Landwirtschaft ist die durch den Expertenrat berechnete Unterschreitung bis 2030 um 5 Mt CO_2-Äq. geringer als beim Umweltbundesamt (21 Mt CO_2-Äq.). Die Summe der kumulierten Unter- und Überschreitungen beträgt nach beiden Berechnungen 81 Mt CO_2-Äq.

In Bezug auf die einzelnen Sektoren und deren Entwicklung im Vergleich zu den Jahresemissionsmengen stellt der Expertenrat fest, dass laut den Projektionsdaten die Sektoren Gebäude und Verkehr die Summe der Jahresemissionsmengen nach Anlage 2a in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 überschreiten (siehe Abbildung Z 2). Unter Anwendung eines 50/50-Emissionspfads sieht der Expertenrat in seiner Prüfung und Bewertung beim Gebäudesektor Anzeichen für eine noch deutlichere Überschreitung als in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesen. Die anderen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges) würden die Jahresemissionsmengen nach Anlage

2a in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 unterschreiten, wobei der Expertenrat beim Sektor Energiewirtschaft die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionen für eher unterschätzt und beim Sektor Industrie in der Tendenz ebenfalls für eher unterschätzt hält.

Zudem stellt der Expertenrat fest, dass gemäß den Emissions- und Projektionsdaten 2025 die Summe der Emissionsanteile der Sektoren, die der Europäischen Lastenteilung unterliegen, die für die Jahre 2021 bis 2030 in der Europäischen Lastenteilung für Deutschland festgelegten Zuweisungen in Summe um 224 Mt CO_2-Äq. überschreitet. Unter dem vom Expertenrat unterstellten 50/50-Emissionspfad würde die entsprechende Verfehlung vermutlich noch höher ausfallen.

Einordnung der Feststellung unter Berücksichtigung der Vereinbarungen im Koalitionsvertrag

Der Koalitionsvertrag „Verantwortung für Deutschland" der Koalitionspartner der neuen Bundesregierung kündigt eine Vielzahl von klimaschutzpolitisch relevanten Maßnahmen an. Teilweise würde die Umsetzung dieser Maßnahmen die projizierten Emissionen gegenüber den Projektionsdaten 2025 senken, teilweise erhöhen, wobei die Maßnahmen komplexen Wechselwirkungen unterliegen. Diese Ambivalenz gilt auch für diejenigen dieser Maßnahmen, die sich unmittelbar auf die Nutzung der durch die Grundgesetzänderung erhöhten Verschuldungsspielräume (Sondervermögen) beziehen. In vielen Fällen ist die Wirkung der möglichen Veränderung auf die Emissionsentwicklung aufgrund der noch unklaren Ausgestaltung der jeweiligen Maßnahme offen, so beispielsweise bei der geplanten Änderung des Gebäudeenergiegesetz (GEG). Gleiches gilt für die mit dem Sondervermögen geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der Infrastruktur. In der Summe geht der Expertenrat davon aus, dass von den Ankündigungen im Koalitionsvertrag je nach Ausgestaltung kein signifikanter bis leicht emissionssteigernd wirkender Effekt auf die hier getroffene Feststellung zu den Projektionsdaten 2025 ausgeht. Damit ist die Feststellung verbunden, dass vom Koalitionsvertrag kein nennenswerter positiver Impuls für die Zielerreichung im Jahr 2030 ausgeht.

Abschnitt B, Teil II: Weiterführende Betrachtungen

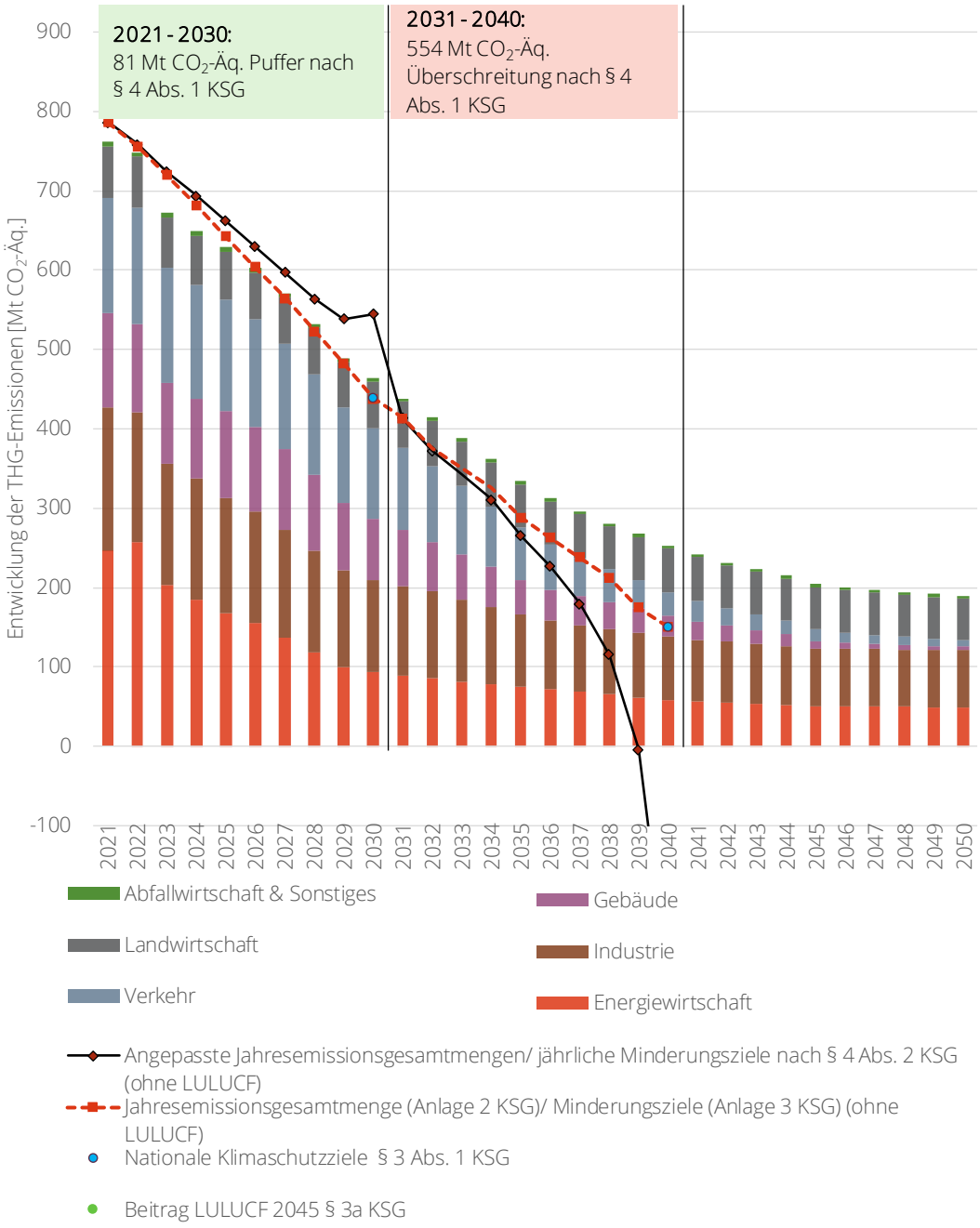
Einhaltung weiterer Klimaschutzziele gemäß Projektionsdaten 2025

Der Pfad des Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) der Projektionsdaten 2025 zeigt eine deutliche Verfehlung der nationalen Klimaziele nach § 3 Abs. 1 KSG im Jahr 2040 sowie der jährlichen Minderungsziele für die Jahre 2031 bis 2040 gemäß Anlage 3 KSG (siehe Abbildung Z 3). In der Periode von 2031 bis zum Jahr 2040 führt die Summe der THG-Emissionen der Projektionsdaten 2025 (ohne LULUCF) von 2 793 Mt CO_2-Äq. zu einer Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen gemäß Anlage 3 KSG um 554 Mt CO_2-Äq. (20 %). Gemäß der Projektionsdaten 2025 emittieren die Sektoren (ohne LULUCF) im Jahr 2040 253 Mt CO_2-Äq. Dies entspricht einer Reduktion der THG-Emissionen im Jahr 2040 um 80 % im Vergleich zum Jahr 1990. Der KSG-Zielwert für das Jahr 2040 von −88 % (150 Mt CO_2-Äq.) im Vergleich zu 1990 wird laut der Projektionsdaten 2025 somit um ca. 8 Prozentpunkte (bzw. ca. 102 Mt CO_2-Äq.) verfehlt.

Da die Prüfung der Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2030 durch den Expertenrat Hinweise auf eine Unterschätzung der Emissionen im Jahr 2030 geliefert hat und sich gezeigt hat, dass ohne den in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgrund von u. a. der Covid-19-Pandemie und schwacher Wirtschaft aufgebauten Puffer eine merkliche Verfehlung im Budget der Jahre 2021 bis 2030 mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten wäre, liegt die Vermutung nahe, dass die Projektionsdaten 2025 auch nach dem Jahre 2030 eher unter- als überschätzt sind. Das Problem der Zielverfehlungen nach dem Jahr 2030 würde sich in diesem Sinne verschärfen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Emissionsobergrenze der beiden Europäischen Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und EU-ETS 2 durch die exogene Annahme der jeweiligen Preise im Rahmen der Modellierung nicht angemessen berücksichtigt ist. Unter deren Berücksichtigung könnten THG-

Emissionen, die unter den EU-ETS 1 fallen im Jahr 2039, und diejenigen des EU-ETS 2 im Jahr 2043 nur noch in Höhe von zuvor ungenutzten Zertifikaten verbleiben. Allerdings ist dabei einzubeziehen, dass die EU-Kommission derzeit prüft, wie sich negative Emissionen in den EU-ETS 1 einbinden lassen könnten, was sich auf die Menge der verbleibenden Restemissionen auswirken würde.

Abbildung Z 3: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Vergleich zu den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) und den jährlichen Minderungszielen (Anlage 3 KSG)



Eigene Darstellung. Basierend auf dem Bundes-Klimaschutzgesetz, auf den historischen Emissionsdaten (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g).

Die Projektionsdaten 2025 projizieren eine Lücke von 224 Mt CO_2-Äq. unter der Europäischen Lastenteilung für den Zeitraum 2021 bis 2030. Ab dem Jahr 2024 werden die jährlichen Ziele gemäß den Projektionsdaten 2025 verfehlt. Deutschland hat mit knapp 24 % den größten Anteil an den EU-ETS 2-Emissionen in der EU. Über 50 % der Emissionen im EU-ETS 2 fallen in Deutschland, Frankreich und Italien an. Damit hat jede weitere emissionsmindernde Klimaschutzpolitik in den ESR-Sektoren in diesen Ländern einen großen Einfluss auf die europaweite Höhe des Preises im EU-ETS 2. Eine Verfehlung der nationalen ESR-Ziele in Deutschland würde somit den europaweiten Preis erhöhen. Die Europäische Kommission bewertet jährlich die nationale Zieleinhaltung unter der Europäischen Lastenteilung. Kommt ein Mitgliedsstaat seinen jährlichen Verpflichtungen nicht nach, muss der Staat innerhalb von drei Monaten einen Maßnahmenplan, Corrective Action Plan, vorlegen (Europäische Kommission 2023e, Artikel 8). Dies könnte für Deutschland das erste Mal im Herbst 2025 der Fall sein.

Für den Sektor LULUCF ergibt sich aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz eine Sonderstellung (§ 2 Abs. 8 KSG). Das KSG sieht für den Sektor kein Budget und keine Jahresemissionsmengen vor, sondern einen Anstieg der Senkenleistung, um im Jahr 2045 unvermeidbare Restemissionen, insbesondere aus den Sektoren Industrie, Landwirtschaft und Energiewirtschaft, auszugleichen und so THG-Neutralität und nachfolgend bis 2050 netto-negative THG-Emissionen zu erreichen. Die Senkenleistung des Sektors soll gemäß § 3a KSG von −25 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030, über −35 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2040, auf −40 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2045 wachsen. Gemäß der Projektionsdaten 2025 würden die THG-Emissionen dagegen von 63 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 32,3 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, wären aber durchgängig positiv. Laut den Projektionsdaten 2025 würden die Zielwerte damit weit verfehlt werden. Auch für die weiteren Zieljahre weisen die Projektionsdaten Zielverfehlungen aus, nämlich 36,9 Mt CO_2-Äq. statt −35 Mt CO_2-Äq. für das Jahr 2040 und 34,9 Mt CO_2-Äq. statt −40 Mt CO_2-Äq. für das Jahr 2045. Der LULUCF Sektor wäre laut den Projektionsdaten 2025 somit bis zum Jahr 2045 durchgängig eine THG-Quelle anstatt, wie vorgesehen, eine Senke. Auch zur Mitte des Jahrhunderts, wenn negative THG-Emissionen erreicht werden sollen, würde der Sektor immer noch eine THG-Quelle darstellen. Somit könnte der Sektor dann auch keinen Beitrag zum Ausgleich der Restemissionen leisten, sondern würde im Gegenteil die Restemissionen noch erhöhen.

Perspektive Zielerreichung THG-Neutralität

Der Weltklimarat IPCC definiert THG-Neutralität als einen Zustand, in dem die Gesamtmenge der THG-Emissionen (Quellen) durch die Gesamtmenge der THG-Entnahmen (Senken) innerhalb eines bestimmten Zeitraums – in der Regel eines Jahres – ausgeglichen ist. Entsprechend umfasst nach Bundes-Klimaschutzgesetz das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 sowie negativer Treibhausgasemissionen nach 2050 alle Sektoren, einschließlich LULUCF (§ 3 Abs. 2 KSG i. V. m. § 2 Nr. 8 und Nr. 9 KSG). Laut den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g) verbleiben in den Sektoren (ohne LULUCF) noch 204,7 Mt CO_2-Äq im Jahr 2045, mit LULUCF 240,7 Mt CO_2-Äq. Auch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) der Projektionsdaten 2025 verbleiben gemäß Projektionsbericht 2025 Restemissionen in Höhe von 184,2 Mt CO_2-Äq. Um das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssten, je nachdem in welcher Höhe die THG-Quellen in Zukunft verbleiben, die Restemissionen durch die natürliche Senkenleistung des Sektors LULUCF und technische Senken kompensiert werden.

Der Beitrag technischer Senken ist in § 3b KSG geregelt. Diese sollen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KSG für die Jahre 2035, 2040 und 2045 unter Berücksichtigung der besonderen Bedeutung des Beitrags des Sektors LULUCF von der Bundesregierung festgelegt werden. Zudem „gibt sich [die Bundesregierung] eine Langfriststrategie zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen, die Grundlage für die Festlegung (...) ist" (§ 3b Satz 5 KSG). Diese Langfriststrategie befindet

sich derzeit in Bearbeitung; der Beteiligungsprozess wurde im März 2025 abgeschlossen. Ziele gemäß § 3b Satz 1 KSG wurden bislang noch nicht festgelegt. Zudem sind wichtige Fragen für die Bilanzierung von Negativemissionen durch technische Senken noch ungeklärt. Technische Senken nutzen negative Emissionstechnologien, also Technologien, die zu einer Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre und dauerhaften Speicherung führen. Der Entwicklungsstatus der einzelnen negativen Emissionstechnologien hängt von der konkreten technologischen Umsetzung ab. Neben dem technologischen Entwicklungsstand sind weitere Herausforderungen für den Markteintritt der Technologien der geltende Rechtsrahmen, die fehlende CO_2-Infrastruktur und die Kosten für die CO_2-Entnahme und dessen dauerhafte Speicherung bzw. Bindung.

Bezüglich einer Weiterentwicklung des klimaschutzpolitischen Rahmens weist der Expertenrat auf ausstehende Zielfestlegungen für den Zeitraum von 2031 bis 2040 sowie für die technischen Senken gemäß § 3b KSG hin. Zudem regt der Expertenrat Klarstellungen mit Blick auf die Begriffe Restemissionen und technische Senken sowie für die schlüssige Einbindung von Negativemissionen in die Ziel-Architektur des KSG an. Aufgrund der Unsicherheit bei der Erreichung von Negativemissionen und den erheblichen, klimabedingten Quell-Risiken im Sektor LULUCF regt der Expertenrat an, nach Möglichkeit nur eine anteilige Anrechnung von Negativemissionen auf die Erreichung des THG-Neutralitätsziels vorzunehmen. Darüber hinaus empfiehlt der Expertenrat die konsequente Anwendung des Budgetprinzips bei der Zielfestlegung. Offen ist in diesem Zusammenhang unter anderem das Budget für die Sektoren ohne LULUCF für die Jahre 2041 bis 2045 und für den Sektor LULUCF für den Zeitraum von 2020 bis 2045, jeweils unter Berücksichtigung und Ausweis des Beitrags von Negativemissionen sowie die Verrechnung von Über- oder Unterschreitungen am Ende eines Referenzzeitraums in den nächsten, also von 2021 bis 2030 auf 2031 bis 2040 und von 2031 bis 2040 auf 2041 bis 2045. Der Expertenrat empfiehlt der Bundesregierung, diese Übergänge im Einklang mit den entsprechenden Regelungen in der EU-Governance-Verordnung zu präzisieren.

Ferner empfiehlt der Expertenrat die erweiterte Nutzung von Auslösemechanismen für unmittelbare Nachsteuerung jenseits der zu Beginn jeder Legislaturperiode ohnehin erforderlichen Klimaschutzprogramme. Dies betrifft die Ergänzung neuer Auslösemechanismen für Zielverfehlungen bei LULUCF und technischen Senken, das Vorziehen der Sperrfrist für die Pflicht zur Nachsteuerung bei Zielverfehlung für die Periode von 2031 bis 2040 beispielsweise von dem Jahr 2030 auf das Jahr 2025, sowie die Einführung eines neuen Auslösemechanismus mit Bezug zum Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 mit Wirksamkeit beispielsweise ab dem Jahr 2030.

Anforderungen an das Klimaschutzprogramm und Abgleich mit dem Koalitionsvertrag

Aus der Prüfung der Projektionsdaten leitet sich ab, dass kein Maßnahmenprogramm bis Ende des Jahres nach § 8 Abs. 2 KSG vorgelegt werden muss. Dennoch ist die Bundesregierung nach § 9 Abs. 1 KSG verpflichtet, spätestens zwölf Monate nach Beginn einer Legislatur, also bis Ende März 2026, ein Klimaschutzprogramm zu beschließen. Gemäß Gesetz müssen im Klimaschutzprogramm die festgestellten Zielverfehlungen bis 2040 (siehe Tabelle Z 1) vollständig adressiert werden. Zusätzlich sollte aus Sicht des Expertenrates auch die Zielverfehlung der Klimaneutralität bis 2045 in den Blick genommen werden, auch wenn letztere nicht ausdrücklicher Bestandteil eines Klimaschutzprogramms sein muss.

Tabelle Z 1: Zielerreichungen (grün) und Zielverfehlungen (rot) für den Zeitraum von 2021 bis 2045

	Jahresscharfe Ziele			Budgetziele		
Zeitpunkt/-raum	2030	2040	2045	2021–2030	2031–2040	2041–2045
Sektoren (ohne LULUCF)			nicht definiert			nicht definiert
Energiewirtschaft		nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert*	nicht definiert	nicht definiert
Industrie		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Gebäude		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Verkehr		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Landwirtschaft		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Abfallwirtschaft und Sonstige		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
ESR	Zielverfehlung ab 2024	nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
LULUCF				nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert
Gesamtemissionen (inkl. LULUCF)	nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert

Eigene Darstellung basierend auf den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g), den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes sowie den Zielen der Europäischen Lastenteilung (ESR). *Für den Sektor Energiewirtschaft definiert das KSG keine jährlichen Jahresemissionsmengen. Für die Aussage in der Tabelle wurden die Jahresemissionsmengen implizit als Differenz zwischen den Jahresemissionsmengen der übrigen Sektoren (Anlage 2a KSG) und den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) berechnet.

Der Expertenrat identifiziert eine Reihe von Handlungsfeldern, die eine besondere Aufmerksamkeit im Klimaschutzprogramm verdienen, unter anderem Maßnahmen im Verkehrs- und Gebäudesektor, die Umsetzung des zweiten Europäischen Emissionshandels EU-ETS 2, sowie eine schlüssige Strategie für die natürlichen Quellen im Sektor LULUCF und eine ambitionierte Langfriststrategie für die Negativemissionen einschließlich technischer Senken. Der Koalitionsvertrag bekennt sich zwar zu den bisherigen klimaschutzpolitischen Zielen, die Herausforderungen in Bezug auf die Verfehlung der ESR-Ziele, die deutliche Verfehlung des 2040-Ziels und der THG-Neutralität werden allerdings weder explizit adressiert noch mit ausreichenden Maßnahmen hinterlegt. Zudem fehlt bei den Maßnahmen häufig eine hinreichende Konkretisierung. Insofern geht vom Koalitionsvertrag auch kein nennenswerter positiver Impuls für die Zielerreichung im Jahr 2030 aus. Damit besteht die Gefahr, dass sowohl die Ziele 2030 nicht erreicht werden als auch das Ziel der Klimaneutralität 2045 außer Reichweite gelangt. Der Expertenrat empfiehlt daher, das anstehende Klimaschutzprogramm neben der Sicherstellung der Zielerreichung für das Jahr 2030 auch explizit auf die hier identifizierten Problembereiche und die langfristige Erreichbarkeit der THG-Neutralität auszurichten.

Tabelle Z 2 fasst den klimapolitischen Handlungsbedarf für die Bundesregierung aus Sicht des Expertenrats zusammen.

Tabelle Z 2: Klimaschutzpolitischer Handlungsbedarf für die Bundesregierung aus Sicht des Expertenrats

Grundlage	Maßnahme	Bericht
Gesetzlich	Erstellung Klimaschutzprogramm (KSP) bis Ende März 2026 gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 KSG.	Kapitel 13
	Unterrichtung des Deutschen Bundestags bis zum 15. Juni 2025 über Verfehlung ESR-Ziele gemäß § 7 Abs. 4 Satz 1 KSG, mit Stellungnahme zu möglichen Auswirkungen.	Kapitel 11.2 und 12.4
	Überführung der Jahresziele aus Anlage 3 KSG in Jahresemissionsmengen gemäß § 4 Abs. 4 KSG (fällig gewesen 2024).	Kapitel 12.4
	Festlegung von Jahreszielen für die Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1-6 KSG für die Jahre 2031 bis 2040 gemäß § 4 Abs. 8 KSG (fällig gewesen 2024).	Kapitel 12.4
	Festlegung von Jahreszielen für technische Senken gemäß § 3b KSG (angekündigt für 2024).	Kapitel 12.4
	Beschluss von Maßnahmen zur Verwirklichung des Ziels einer klimaneutralen Bundesverwaltung bis zum Jahr 2030 gemäß § 15 Abs. 1 KSG (fällig gewesen 2024).	Nicht Gegenstand des Berichts
	Evaluierung des Kohleausstiegs gemäß § 54 KVBG (fällig gewesen 2022).	Nicht Gegenstand des Berichts
Empfehlung Expertenrat	Ergreifung zusätzlicher Klimaschutzmaßnahmen aufgrund der hohen Unsicherheit in Bezug auf die Einhaltung des Budgetziels bis 2030.	Kapitel 10.4
	Zielverfehlung ESR im Klimaschutzprogramm adressieren, mit zusätzlichen Maßnahmen insbesondere für Gebäude und Verkehr.	Kapitel 11.2 und 12.4
	Übergang BEHG auf EU-ETS 2 in nationaler Umsetzung von EU-ETS 2 zur Erreichung Klimaziele nutzen, beispielsweise durch nationalen Mindestpreis.	Kapitel 13
	Soziale und industriepolitische Flankierung im Klimaschutzprogramm ausdrücklich adressieren.	Kapitel 13
	Behandlung der Zielverfehlung der THG-Neutralität 2045 im Klimaschutzprogramm.	Kapitel 11.4 und 12.4
	Entwicklung LULUCF-Strategie und Integration in das Klimaschutzprogramm.	Kapitel 11.3 und 12.4
	Finalisierung Langfriststrategie Negativemissionen und Integration in das Klimaschutzprogramm.	Kapitel 11.4 und 12.4
	Festlegung eines Ziels für die Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1-6 KSG im Rahmen des Klimaschutz-programms, also deutlich vor dem in § 4 Abs. 4 Satz 1 KSG gesetzlich vorgeschriebenen Zeitpunkt 2034.	Kapitel 12.4
	Konsequente Einführung Budget-Ansatz, bis 2045 und einschließlich LULUCF, mit Klärung der Anrechnung von Über- und Unterschreitung zwischen den Perioden 2021 bis 2030, 2031 bis 2040 und 2041 bis 2045.	Kapitel 12.4
	Erweiterung der Auslösetatbestände für vorausschauende Steuerung.	Kapitel 12.4
	Wiedereinführung eines Klimakabinetts zur besseren Integration verschiedener Politikfelder.	Kapitel 13

Grundlage	Maßnahme	Bericht
Anregung Expertenrat	Klarstellung des Begriffs technische Senken in § 3b KSG.	Kapitel 12.4
	Klarstellung des Gesamtziels über alle Quellen und Senken für die Jahre 2030 und 2040.	Kapitel 12.4
	Klarstellung des Begriffs Restemissionen aus der Begründung für die §§ 3a und 3b KSG.	Kapitel 12.4
	Aufteilung der Ziele mindestens für 2045 nach Quellen für jeden Sektor aus Anlage 1 Nr. 1–7 KSG und Senken summarisch für die Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG sowie für LULUCF.	Kapitel 12.4

Eigene Darstellung.

1 Auftrag und Herangehensweise

1 Am 12. Dezember 2019 hat der Deutsche Bundestag das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) beschlossen (siehe KSG 2019). Es ist am 18. Dezember 2019 in Kraft getreten und wurde am 15. Juli 2024 zum zweiten Mal novelliert.

2 Zweck des Bundes-Klimaschutzgesetz ist es, „zum Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten. Die ökologischen, sozialen und ökonomischen Folgen werden berücksichtigt. Grundlage bildet die Verpflichtung nach dem Übereinkommen von Paris aufgrund der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change, im Folgenden UNFCCC), wonach der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen ist, um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten“ (§ 1 KSG).

3 Auf Grundlage des Übereinkommens von Paris und zur Begrenzung der Auswirkungen des weltweiten Klimawandels (§ 1 KSG) definiert das Bundes-Klimaschutzgesetz nationale Klimaschutzziele (§ 3 KSG) und schafft einen gesetzlichen Rahmen, der das Erreichen dieser Ziele sicherstellen soll. Als Zwischenziel sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz für das Jahr 2030 eine THG-Minderung von insgesamt 65 % gegenüber dem Jahr 1990 vor und legt hierfür verbindliche, jährliche Emissionsmengen bis zum Jahr 2030 für die Sektoren fest. Anlage 1 KSG definiert die folgenden Sektoren: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstige sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry, im Folgenden LULUCF). Anlage 2 definiert Jahresemissionsgesamtmengen für die Jahre 2020 bis 2030. In Anlage 2a werden für alle Sektoren außer LULUCF jeweils sektorale Jahresemissionsmengen für die Jahre 2020 bis 2030 ausgewiesen. Anlage 3 KSG legt für die Summe der THG-Emissionen ohne LULUCF jährliche Minderungsziele bis zum Jahr 2040 fest, für das eine Reduktion der THG-Emissionen um 88 % gegenüber dem Jahr 1990 vorgesehen ist.

4 Der Beitrag des Sektors LULUCF soll bis zum Jahr 2030 mindestens −25 Mt CO_2-Äq. betragen, bis zum Jahr 2040 mindestens −35 Mt CO_2-Äq. und bis zum Jahr 2045 mindestens −40 Mt CO_2-Äq. Hierbei wird jeweils der Mittelwert der jährlichen Emissionsbilanzen des jeweiligen Zieljahres und der drei vorhergehenden Kalenderjahre betrachtet (§ 3a KSG). Zudem ist die Bundesregierung ermächtigt, die Ziele für technische Senken unter Berücksichtigung der besonderen Bedeutung des Beitrags des Sektors LULUCF nach § 3a durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, festzulegen (§ 3b KSG). Im Jahr 2045 soll Netto-THG-Neutralität erreicht werden und nach dem Jahr 2050 sollen negative THG-Emissionen erreicht werden (§ 3 KSG).

5 Für die Jahre 2045 und 2050 definiert das Bundes-Klimaschutzgesetz Gesamtziele über alle Sektoren einschließlich LULUCF. So soll im Saldo über alle Quellen und Senken bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität erreicht werden (§ 3 Abs. 2 Satz 1 KSG), also ein „Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ (§ 2 Nr. 9 KSG). Nach dem Jahr 2050 sollen die THG-Emissionen negativ sein (§ 3 Abs. 2 Satz 2 KSG), d. h. dass ab diesem Jahr die Senkenleistung größer als die Quellen ausfallen soll.

6 Das Bundes-Klimaschutzgesetz definiert des Weiteren die Aufgaben des unabhängigen Expertenrates für Klimafragen. Unter anderem prüft der Expertenrat die Emissionsdaten[1] und die Projektionsdaten, die jährlich durch das Umweltbundesamt berichtetet werden (§ 12 Abs. 1 KSG). Die Prüfung der Emissionsdaten erfolgt im vorliegenden Gutachten zum fünften Mal. Die Prüfung der Projektionsdaten wurde zum ersten Mal im letzten Jahr in Form eines Sondergutachtens durchgeführt (ERK 2024a). Für die Prüfung ist ein Mechanismus mit einer genauen zeitlichen Abfolge definiert (siehe Abbildung 1):

i) Bis zum 15. März eines Jahres veröffentlicht das Umweltbundesamt die Emissionsdaten für das zurückliegende Kalenderjahr und übersendet sie an den Expertenrat (§ 5 Abs. 1 KSG). Zusätzlich werden i) das Über- oder Unterschreiten der Jahresemissionsgesamtmenge aggregiert für alle Sektoren nach Anlage 2 KSG sowie das Über- oder Unterschreiten der Jahresemissionsgesamtmenge für jeden Sektor nach Anlage 2a, ii) die aktualisierten Jahresemissionsgesamtmengen sowie iii) Quellen und Senken des Sektors LULUCF dargestellt. Zudem enthält der Datensatz seit dem Berichtsjahr (BJ)[2] 2021 zusätzlich eine Auflistung der Emissionsanteile, die der Europäischen Lastenteilung unterliegen (§ 5 Abs. 2 KSG).

ii) Zeitgleich übersendet das Umweltbundesamt dem Expertenrat Projektionsdaten, die den Vorgaben der Europäischen Governance-Verordnung über die künftige Emissionsentwicklung insgesamt und in den Sektoren nach § 5 Abs. 1 KSG entsprechen. Diese Daten betreffen sämtliche nachfolgenden Jahre bis einschließlich 2030 sowie mindestens die Jahre 2035, 2040 und 2045. Hierzu beauftragt das Umweltbundesamt ein Forschungskonsortium (§ 5a KSG).

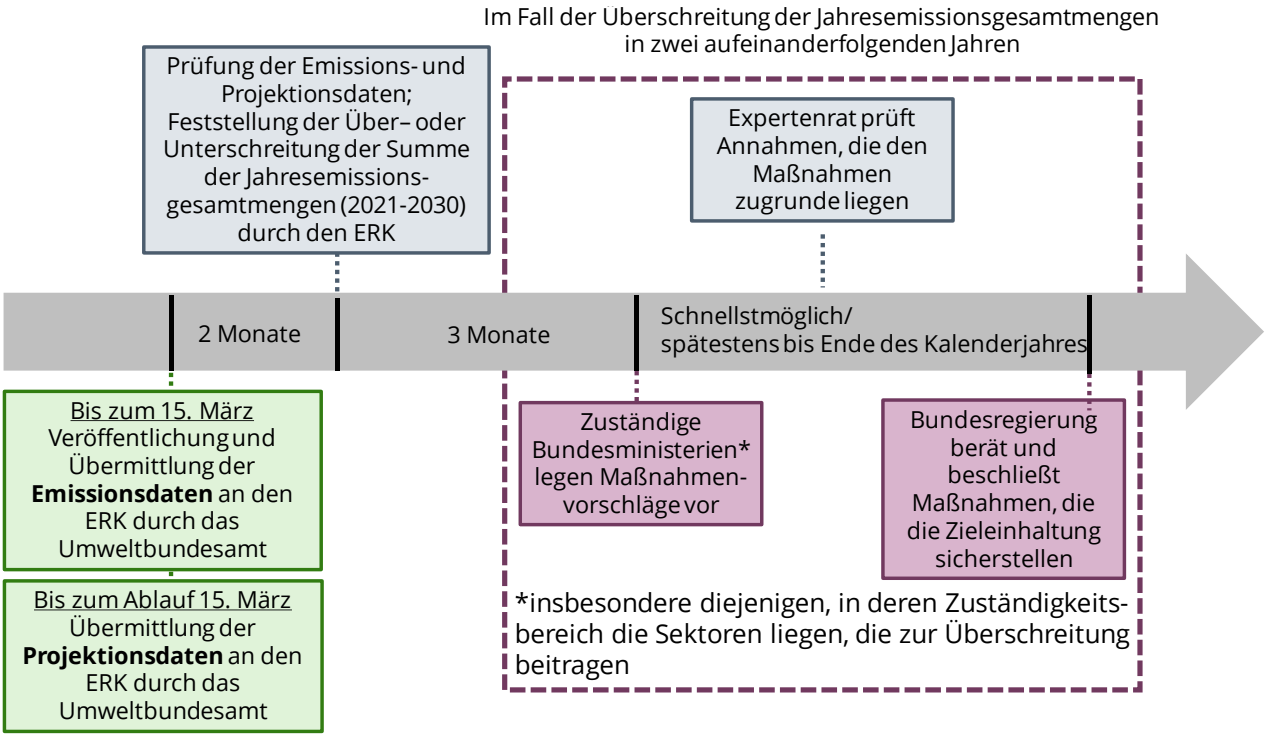
iii) Innerhalb von zwei Monaten nach Übersendung der Emissions- und Projektionsdaten durch das Umweltbundesamt prüft der Expertenrat „… die Emissionsdaten nach § 5 Abs. 1 und 2 sowie die Projektionsdaten nach § 5a und legt der Bundesregierung und dem Deutschen Bundestag […] eine Bewertung der übersandten Daten vor. Dabei stellt er für alle Sektoren aggregiert fest, inwieweit die Summe der THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 über- oder unterschreitet […]. Er stellt dabei unter Berücksichtigung von Anlage 2a sowie von § 5 Abs. 8 auch die Projektionsdaten für die einzelnen Sektoren und deren Entwicklung im Vergleich zu den Jahresemissionsmengen dar. Zudem stellt er fest, inwieweit die Summe der Emissionsanteile der Sektoren, die der Europäischen Lastenteilung unterliegen, gemäß den Emissions- und Projektionsdaten die für die Jahre 2021 bis 2030 in der Europäischen Lastenteilung für Deutschland festgelegten Zuweisungen in Summe über- oder unterschreitet“ (§ 12 Abs. 1 KSG).

iv) Stellt der Expertenrat in zwei aufeinanderfolgenden Jahren eine Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 über alle Sektoren nach Anlage 2 fest, muss die Bundesregierung gemäß § 8 Abs. 1 Satz 1 KSG Maßnahmen beschließen, „die die Einhaltung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen für diese Jahre sicherstellen“. § 8 Abs. 2 KSG regelt die Mitwirkungspflicht der zuständigen Bundesministerien bei der Erarbeitung der entsprechenden Maßnahmen und legt fest, dass die Bundesregierung ihren Beschluss bis zum Ende des Kalenderjahres der zweiten Feststellung treffen muss.

[1] Im vorliegenden Gutachten beziehen sich die Emissionsdaten auf das Jahr 2024.

[2] Berichtsjahr meint das Jahr, aus dem die berichteten Emissionsdaten stammen; in dem vorliegenden Bericht demnach aus dem Jahr 2024.

Abbildung 1: Zeitliche Abfolge der Emissions- und Projektionsdatenprüfung entsprechend Bundes-Klimaschutzgesetz



Eigene Darstellung.

7 Das Umweltbundesamt hat dem Expertenrat fristgerecht die Emissionsdaten für das Jahr 2024 sowie die Projektionsdaten 2025[3] übermittelt, deren Prüfung ebenso Gegenstand dieses Gutachtens ist wie die Feststellung zur Über- oder Unterschreitung der Jahresemissions(gesamt)mengen. Abschnitt A, Teil I des Gutachtens hat die Prüfung und Feststellung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 zum Inhalt, Abschnitt B, Teil I die Prüfung und Feststellung der Projektionsdaten 2025.[4]

8 In Abschnitt A, Teil I Prüfung der Emissionsdaten werden zunächst in Kapitel 2 die zugrundeliegenden Daten dargestellt. Kapitel 3 beschreibt die Grundlagen der Emissionsberichterstattung sowie die Daten und Methoden. In Kapitel 4 werden stichprobenartig einzelne Aspekte der Erstellung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 vertieft geprüft. Kapitel 5 betrachtet die Güte der Emissionsdaten und Kapitel 6 stellt das Über- oder Unterschreiten der Emissionsdaten für das Jahr 2024 gegenüber den Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 und 2a KSG fest. In Abschnitt A, Teil II Weiterführende Betrachtungen zu den Emissionsdaten werden in Kapitel 7 sektorenübergreifend sowie sektoral die wesentlichen strukturellen Entwicklungen, Besonderheiten sowie politischen Entwicklungen mit Einfluss auf das Emissionsgeschehen im Jahr 2024 dargestellt.

[3] In diesem Dokument sind mit „Projektionsdaten 2025“ die dem Expertenrat zugegangenen und im Folgenden beschriebenen Daten samt der begleitenden Dokumentation zum methodischen Vorgehen der Erstellung und einschließlich aller zugegangenen Annahmen zu übergreifenden und sektoralen Rahmendaten gemeint.

[4] Teilweise wurden Textpassagen aus früheren Gutachten des Expertenrats übernommen. Dies betrifft insbesondere die Beschreibung von Methodiken, die gegenüber früheren Berichten unverändert geblieben sind, deren erneute Darstellung jedoch für das Verständnis weiterhin wesentlich ist.

9 Abschnitt B, Teil I Prüfung der Projektionsdaten wird in Kapitel 8 die Datengrundlage der Projektionsdaten dargestellt. In Kapitel 9 werden zunächst die Anforderungen an die Projektionsdaten im Hinblick auf die Zielsetzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes diskutiert und daraus ein mehrstufiges Prüfschema abgeleitet. Danach wird die Prüfung der Projektionsdaten 2025 (ohne den Sektor LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030 durchgeführt und mit einer zusammenfassenden Einschätzung des Expertenrats zur Zielerreichung abgeschlossen (Kapitel 10). Anschließend werden in Kapitel 10.5 wichtige klimaschutzrelevante Elemente des Koalitionsvertrags eingeordnet. Ergänzend werden in Abschnitt B, Teil II die Einhaltung weiterer Klimaschutzziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes nach dem Jahr 2030 sowie der Europäischen Lastenteilung (Effort-Sharing-Regulation (Europäische Kommission 2023e), im Folgenden ESR) gemäß den Projektionsdaten 2025 im Zeitraum nach 2030 dargestellt und eingeordnet (Kapitel 11). Zudem werden die projizierten Emissionsdaten des Sektors LULUCF geprüft (siehe Kapitel 11.3). Kapitel 12 diskutiert unter Berücksichtigung der Restemissionen in den Sektoren (ohne LULUCF), des Beitrags des Sektors LULUCF sowie technischer Senken die Perspektive zur Zielerreichung der THG-Neutralität bis zum Jahr 2045. Anschließend zeigt Kapitel 12.4 die derzeitige Verrechnungslogik zwischen deren Sektoren im Bundes-Klimaschutzgesetz auf und diskutiert diese. In Kapitel 13 werden die Handlungsfelder zur Zielerreichung der THG-Neutralität mit Blick auf die im Koalitionsvertrag adressierten Aspekte aufgegriffen.

Abschnitt A, Teil I: Prüfung der Emissionsdaten

2 Datengrundlage

10 In Abschnitt A, Teil I dieses Gutachtens bewertet der Expertenrat für Klimafragen die Emissionsdaten für das Jahr 2024 (UBA 2025h). Dem Expertenrat wurden am 13. März 2025 die folgenden Unterlagen durch das Umweltbundesamt übermittelt:

- Zeitreihen der Emissionsdaten von 1990 bis 2024, aufgeschlüsselt nach den Sektoren und Sub-Sektoren entsprechend den Quellkategorien des gemeinsamen Berichtsformats nach der Europäischen Klimaberichterstattungsverordnung oder entsprechend einer auf der Grundlage von Artikel 26 Abs. 7 der Europäischen Governance-Verordnung erlassenen Nachfolgeregelung. Zusätzlich enthält diese Tabelle gemäß § 5 Abs. 2 KSG eine Auflistung der Emissionsanteile, die der Europäischen Lastenteilung unterliegen (UBA 2025h).
- Ein begleitender Bericht mit dem Titel „Berechnung der bundesdeutschen THG-Emissionen für das Jahr 2024 gemäß Bundesklimaschutzgesetz" (nicht veröffentlicht) (UBA 2025a).
- Das Nationale Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2023 (UBA 2025b).
- Die Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2024 (AGEB 2025d).
- Weitere sektorenspezifische Informationen, die auf Anfrage zur Verfügung gestellt wurden und zur Prüfung und Plausibilisierung genutzt wurden.

3 Die Nationale Berichterstattung der Treibhausgasemissionen

3.1 Grundlagen der Emissionsberichterstattung

11 Deutschland ist Vertragspartner der UNFCCC und damit verpflichtet, jährliche Inventare zu nationalen THG-Emissionen zu erstellen und zu veröffentlichen. In Deutschland ist das Umweltbundesamt für die Erstellung der Treibhausgasinventare zuständig. Die Treibhausgasinventare werden jeweils im zweiten Jahr nach dem Emissionsjahr am 15. Januar veröffentlicht. So wurde das Treibhausgasinventar für das Jahr 2023 am 15. Januar 2025 veröffentlicht. Die vom Umweltbundesamt beschriebene Methodik zur Berechnung der Nationalen Treibhausgasinventare (UBA 2025b) stellt auch die Grundlage für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres dar. Die Emissionsdaten des Vorjahres werden spätestens am 15. März veröffentlicht und im Rahmen dieses Gutachtens geprüft (siehe Kapitel 4).

12 Die Berichterstattung umfasst die Emissionen der folgenden Treibhausgase: Kohlenstoffdioxid (CO_2), Lachgas (N_2O), Methan (CH_4) sowie die fluorierten Treibhausgase (F-Gase), Perfluorcarbone (PFCs), Fluorkohlenwasserstoffe (FKWs), Schwefelhexafluorid (SF_6) und Stickstofftrifluorid (NF_3). Die THG-Emissionen werden in sogenannten Quellgruppen berichtet, die sich aus den Common Reporting Tables (CRT) ergeben.[5] Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt für jede CRT-Kategorie nach dem Grundprinzip Aktivitätsdaten x Emissionsfaktor = THG-Emissionen. Dabei bezeichnen Aktivitätsdaten einen Wert, der proportional zu den damit verbundenen THG-Emissionen ist, z. B. Kraftstoff-Absatz in Litern zu Brennstoff-Emissionen. Der Emissionsfaktor wiederum ist ein Proportionalitätsfaktor. Er drückt aus, welche Menge Treibhausgas pro emissionserzeugende Größe (Aktivitätsdaten) in die Atmosphäre freigesetzt wird, also z. B. die ausgestoßene Menge an CO_2 pro Liter Kraftstoff. Dabei können in ein und demselben Prozess unterschiedliche THG-Emissionen freigesetzt werden. Somit sind die Emissionsfaktoren für spezifische Prozesse und Treibhausgase unterschiedlich. Zur Vergleichbarkeit werden abschließend die verschiedenen THG-Emissionen zu Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten (CO_2-Äq.) umgerechnet. Die in den Treibhausgasinventaren ausgewiesenen THG-Emissionen sind also grundsätzlich keine gemessenen Größen, sondern Hochrechnungen auf Basis der Aktivitätsdaten und der zugehörigen Emissionsfaktoren.

3.2 Daten und Methoden zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres

3.2.1 Übersicht der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024

13 Das Bundes-Klimaschutzgesetz definiert sieben Sektoren, die THG-Emissionen verursachen. Diese sind über CRT-Kategorien definiert (siehe Abbildung 2). Prinzipiell lässt sich zwischen THG-Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Brennstoffe (verbrennungs- und prozessbedingte THG-Emissionen) und THG-Emissionen aus biologischen Prozessen unterscheiden. Die verbrennungs- und prozessbedingten THG-

[5] Die Umstellung vom Common Reporting Format (CRF) zu Common Reporting Tables (CRT) ergibt sich laut Umweltbundesamt aus der verpflichtenden Umstellung der internationalen Berichterstattung auf den erweiterten Transparenzrahmen des Übereinkommens von Paris. Für die Berechnung der THG-Emissionen des Vorjahres geht es nur um eine semantische Angleichung. Die Definition der KSG-Sektoren und die diesen unterliegenden Quellkategorien bleiben gleich. In den Inventaren gibt es, in Kopplung mit der UN-Software, jedoch diverse technische Anpassungen.

Emissionen fallen vornehmlich in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, im Verkehr und zu geringen Anteilen in der Landwirtschaft an. THG-Emissionen aus biologischen Prozessen entstehen überwiegend in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges sowie LULUCF, zum Beispiel bei der Zersetzung organischen Materials aus Moorböden. Im Sektor LULUCF ist aufgrund der Absorption von CO_2 bei Pflanzenwachstum auch eine Netto-Reduktion von Treibhausgasen möglich.

Abbildung 2: Nomenklatur der CRT-Kategorien nach Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Energiewirtschaft	
1.A.1	Energiewirtschaft
1.A.3.e	Pipelinetransport
1.B	Diffuse Emissionen aus Gewinnung und Verteilung fossiler Brennstoffe

Industrie	
1.A.2	Verarbeitendes Gewerbe/ Industrielle Feuerungen
2.A	Mineralische Industrie
2.B	Chemische Industrie
2.C	Metallindustrie
2.D	Emissionen aus Produktverwendungen
2.E/F	Emissionen fluorierter Treibhausgase
2.G	Emissionen fluorierter Treibhausgase und Lachgas

Gebäude	
1.A.4.a/b i	Stationäre Verbraucher in Haushalten und GHD
1.A.4 a/b ii	Mobile Verbraucher in Haushalten und GHD
1.A.5	Militär

Landwirtschaft	
1.A.4.c	Stationäre und mobile Feuerungsanlagen in der Landwirtschaft
3	Landwirtschaft

Abfallwirtschaft und Sonstiges	
5.A	Abfalldeponierung
5.B	Biologische Abfallbehandlung
5.D	Abwasserbehandlung kommunal und industriell
5.E.1	Mechanisch-biologische Abfallbehandlung

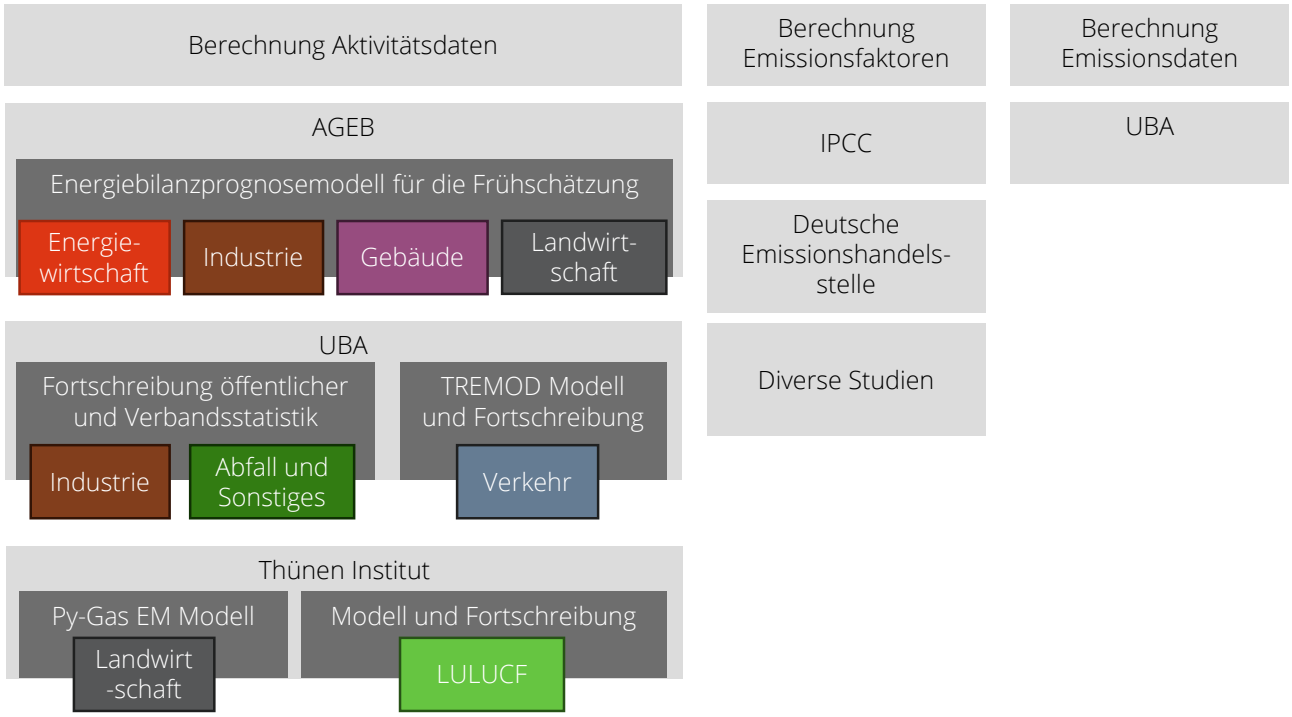
Verkehr	
1.A.3.a	Flugverkehr
1.A.3.b	Straßenverkehr
1.A.3.c	Schienenverkehr
1.A.3.d	Schiffsverkehr

LULUCF	
4.A	Wald
4.B	Ackerland
4.C	Grünland
4.D	Feuchtgebiete
4.E	Siedlungen
4.G	Holzprodukte

Eigene Darstellung (LULUCF = Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistung).

14 Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt wie zuvor beschrieben für jede CRT-Kategorie auf Grundlage von Emissionsfaktoren und Aktivitätsdaten. Das Umweltbundesamt entnimmt die entsprechenden Angaben zu Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren vorauslaufenden Erhebungen und Berechnungen verschiedener Institutionen (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Emissionsdatenerstellung



Eigene Darstellung. Die Abbildung veranschaulicht, welche Institutionen die Daten zur Emissionsdatenerstellung grundlegend bereitstellen.

15 Die Aktivitätsdaten der CRT-Kategorien in den sieben Sektoren werden durch diverse methodische Ansätze bestimmt. Der Großteil der energiebedingten THG-Emissionen wird auf Grundlage der Frühschätzung der Energiebilanz berechnet, die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) erstellt wird. Dazu gehören die Aktivitätsdaten einzelner oder aller CRT-Kategorien der Sektoren Energiewirtschaft (CRT-Kategorie 1.A.1, 1.A.3.e), Industrie (CRT-Kategorie 1.A.2), Gebäude (CRT-Kategorie 1.A.4.a/b i sowie 1.A.5) und Landwirtschaft (CRT-Kategorie 1.A.4.c). Die übrigen CRT-Kategorien werden nicht von der Frühschätzung der Energiebilanz abgedeckt. Die prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie werden mittels Verbandsdaten, Bundesstatistiken, Expertenschätzungen oder Fortschreibung vorjähriger Werte vom Umweltbundesamt ermittelt. In den Sektoren Verkehr (Modell TREMOD) und Abfall und Sonstiges werden vom Umweltbundesamt dieselben Methoden wie bei der nationalen Inventarberichterstattung genutzt. Die Aktivitätsdaten der Sektoren Landwirtschaft und LULUCF werden auf Basis des Modellinstrumentariums des Thünen-Instituts berechnet (Py-Gas-EM, Landnutzungsmatrix für Flächenaufteilung und das Landnutzungsmodell für Flächenveränderung); dieses Vorgehen deckt sich ebenfalls mit der Inventarberichterstattung. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methodik findet sich für jeden Sektor im Technischen Begleitdokument des Prüfberichtes vom letzten Jahr (ERK 2024c, Kapitel A.1.2.3). Veränderungen in der Methodik in Bezug auf das Vorjahr werden hingegen sektorenweise in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die vom Umweltbundesamt verwendeten Daten für die Vorjahresschätzung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 werden in Tabelle A 1 aufgeführt.

16 Die Daten für die Emissionsfaktoren werden für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres grundsätzlich dem Zentralen System Emissionen (ZSE) entnommen und jährlich mit Veröffentlichung des Nationalen Treibhausgasinventars auf der Seite des Umweltbundesamts publiziert. Das bedeutet,

dass die Emissionsfaktoren, welche für die Berechnung der Emissionsdaten verwendet werden, denen des letzten veröffentlichten Inventars entsprechen. Die Veränderungen der spezifischen Emissionsfaktoren sind zwischen den Jahren gering. Deswegen ist die Übernahme der Emissionsfaktoren aus dem aktuellen Inventar prinzipiell nachvollziehbar und unkritisch. Es kann allerdings auch zwischen zwei Jahren zu größeren Änderungen in einzelnen Emissionsfaktoren kommen, wie es dieses Jahr im Sektor Landwirtschaft aufgetreten ist (siehe dazu Kapitel 3.2.4). Dies führt zu nachträglichen Korrekturen der vergangenen Jahre, wie sie in Kapitel 5.2 beschrieben werden.

17 Die Datenquellen für die Emissionsfaktoren sind vielfältig. Beispielsweise wird auf Daten der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) zurückgegriffen. Ebenfalls werden Emissionsfaktoren aus zahlreichen Forschungsberichten entnommen (Deichnik 2019; Rentz et al. 2002; Mathivanan et al. 2021). Die Methodik zur Ermittlung der Emissionsfaktoren ist im Nationalen Inventardokument ausführlich und nachvollziehbar dokumentiert. Wo keine Daten vorliegen, werden vom Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change, im Folgenden IPCC) festgelegte Default-Werte verwendet (beispielsweise für Rohöl, Rohbenzin, Flugbenzin und Schmierstoffe).

3.2.2 Frühschätzung und Energiebilanzprognosemodell der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)

18 Die Frühschätzung der Energiebilanz enthält die energiebedingten Brennstoffeinsätze der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Gebäude, welche beim Umweltbundesamt genutzt werden, um die THG-Emissionen der CRT-Kategorien 1.A.1 (Energiewirtschaft) 1.A.2 (Industrie), sowie 1.A.4 a/b und 1.A.5 (beides Gebäude) zu bestimmen. Diese CRT-Kategorien machen insgesamt ca. 60 % der THG-Emissionen des Jahres 2024 aus.

19 Die Energiebilanz der AGEB ist als Matrix konzipiert, wobei in den Spalten die verschiedenen Energieträger gelistet sind und in den Zeilen die Aufkommensseite (Energiebilanzzeilen EBZ 1 – 8), der Umwandlungssektor (EBZ 9 – 40) sowie die Endverbrauchssektoren (EBZ 45 – 68). Die Aufkommensseite umfasst die inländische Gewinnung, Einfuhr, Ausfuhr und Bestandsveränderungen. Im Umwandlungssektor werden Umwandlungseinsatz und -ausstoß von Kraftwerken, Kokereien, Mineralölverarbeitung usw. erfasst. Im unteren Teil der Energiebilanz wird der Endenergieverbrauch (EEV) der Sektoren Industrie, private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) erfasst.

20 Das Energiebilanzprognosemodell wird genutzt, um die Frühschätzung der Energiebilanz zu erstellen. Es ist als Hybridansatz aufgebaut und besteht im Wesentlichen aus zwei Teilen (siehe Abbildung 4). In dem einen Teil des Modells werden die Teile der Bilanz geschätzt, für die Monatsdaten vorliegen. Dies betrifft zum Beispiel den überwiegenden Teil des Aufkommens (EBZ 1 – 8) sowie die Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung (EBZ 11, 15, 23, 27). Dies geschieht auf Basis statistischer monatlicher Daten und der Fortschreibung einzelner Monate des Vorjahres (Nov/Dez). Statistische Daten, die hier genutzt werden, sind zum Beispiel die amtliche Mineralölstatistik oder die Monatsstatistik zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung.

21 In dem anderen Teil des Modells wird der Endenergieverbrauch der einzelnen Sektoren bestimmt. Für den Endenergieverbrauch in den Sektoren sind keine Monatsdaten verfügbar, sodass hier eine ganzjährige Schätzung erfolgen muss. Dies geschieht je nach Sektor mit verschiedenen Ansätzen. Für die Energiebilanzzeilen „Haushalte" (EBZ 66) und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen" (EBZ 67), die für den Energieverbrauch im Gebäudesektor maßgeblich sind, erfolgt jeweils eine Fortschreibung. Für die Berechnung des Energieverbrauchs in der Energiebilanzzeile „Haushalte" wird der

temperaturabhängige Teil des Vorjahreswertes zunächst an die veränderte Witterung angepasst. Dann erfolgt eine Anpassung über den Zu- und Abgang der Wohnfläche. Für die Berechnung des Brennstoffeinsatzes in der Energiebilanzzeile „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen" wird der Energieverbrauch des Vorjahres aufgespalten. Zum einen in einen Anteil für Raumwärme, welcher mit der veränderten Witterung fortgeschrieben wird. Zum zweiten in den Anteil des Verbrauchs, welcher nicht für Raumwärme, sondern für Prozesswärme bzw. -kälte, Antriebszwecke oder Beleuchtung u. a. erforderlich ist, und mit Hilfe des Aktivitätsindikators Bruttowertschöpfung angepasst wird. Zur Prognose des Endenergieverbrauchs der Industrie kommt ein zweistufiges Modellverfahren zum Einsatz, welches für jede Energiebilanzzeile aller Wirtschaftszweige der Industrie (EBZ 46 bis 59) oder tiefer disaggregierter Produktionsstufen verwendet wird.[6] Beide Modellstufen beruhen im Kern auf ökonometrischen Regressionsmodellen, welche mit dem Verfahren der kleinsten Quadrate geschätzt werden. Auf der ersten Modellstufe wird der gesamte Wärme-/Brennstoffeinsatz aggregiert über alle fossilen und erneuerbaren Brennstoffe sowie Fernwärme für jeden Wirtschaftszweig oder jede Produktionsstufe geschätzt. Als erklärende Variablen gehen je nach Wirtschaftszweig oder Produkt der Bruttoproduktionswert, die Gradtagzahlen, der mit den Verbräuchen des Vorjahres gewichtete, aggregierte Brennstoffpreis des Sektors, der Verbrauch des Vorjahres, Dummy- und Trendvariablen[7] und gegebenenfalls produktionsspezifische Parameter (wie z. B. die Altpapiereinsatzquote usw.) in den Erklärungsansatz ein. Der gesamte Brennstoffeinsatz wird anschließend auf der zweiten Modellstufe genutzt, um den Einsatz der einzelnen Brennstoffe (von der AGEB Fuel Switch genannt) abzuschätzen. Zusätzliche erklärende Variablen auf dieser Stufe sind die relativen Preise der Energieträger (je nach Substitutionsverhältnis), technische Parameter, ggf. Dummy-Variablen und schließlich der Verbrauch des betrachteten Energieträgers im Vorjahr.

22 Die Ergebnisse der Prognose mit den skizzierten Modellen werden im Anschluss einer Plausibilitätsprüfung durch die AGEB unterzogen. Gegebenenfalls werden die Schätzungen angepasst, wenn die berechneten Verbräuche z. B. die Entwicklungen der letzten Jahre oder die aktuellen Ereignisse im Betrachtungsjahr nicht adäquat widerspiegeln. Der Abgleich zwischen Endenergiebedarf und Aufkommensseite erfolgt entweder über eine Restrechnung für ein bestimmtes Bilanzfeld (in diesen Fällen entsteht keine statistische Differenz in der Bilanz) oder durch die bilanzielle Ermittlung einer statistischen Differenz in der EBZ 44. Eine rechnerische Angleichung zwischen Endenergiebedarf und Aufkommensseite findet somit nicht statt. In der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für die Jahre 2020 und 2021, die noch auf einer anderen Berechnungsmethodik ohne Frühschätzung der Energiebilanz basierten, sind die aktuellen Statistiken des Primärenergieverbrauchs hingegen noch

6 Für die Energiebilanzzeilen der Wirtschaftszweige „Papiergewerbe" (EBZ 48), „Verarbeitung von Steinen und Erden" (EBZ 53) sowie „Metallerzeugung" (EBZ 54) wird zwecks einer höheren Prognosegenauigkeit seit diesem Jahr nicht auf Ebene der Energiebilanzzeilen, sondern auf Ebene tiefer disaggregierter Produktionsstufen das zweistufige Modellverfahren angewandt (siehe RZ 23).

7 Mit Hilfe von Trendvariablen wird in den hier genutzten Prognosemodellen u. a. der Einfluss des allgemeinen technischen Fortschritts auf die Entwicklung des Energieverbrauchs erfasst. Dummy-Variablen werden fallweise in den Regressionsgleichungen genutzt, um Ausreißer in den genutzten, teilweise tief disaggregierten Statistikdaten zu eliminieren, die ansonsten die Schätzresultate verzerren würden.

direkt in die Emissionsentwicklung eingeflossen (siehe ERK (2021) und ERK (2022)).[8] Für die Energiebilanzzeilen „Haushalte" und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen" werden in der Energiebilanz bei lagerfähigen Energieträgern Absätze berichtet und nicht Verbräuche, sodass insbesondere für Heizöl leicht die Lagerbestandsänderungen, welche durch die AGEB mit einem anderen Modell berechnet werden, final zu den Verbräuchen addiert bzw. abgezogen werden (siehe Kapitel 4.1.2) für eine Einschätzung zu der Berechnung der Lagerbestände).

23 Am skizzierten Modellrahmen zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz gab es gegenüber dem letzten Jahr an mehreren Stellen Weiterentwicklungen der Methodik, die in Buttermann et al. (2024) dargestellt werden. Diese Weiterentwicklungen werden von der AGEB damit begründet, dass felderscharfe Vergleiche der Frühschätzungen der Energiebilanzen für die Jahre 2020, 2021 und 2022 mit den späteren Datenständen der endgültigen Energiebilanzen für ausgewählte Bilanzbereiche größere Abweichungen aufgezeigt haben. An folgenden Stellen wurden daher Veränderungen vorgenommen:

i) Eine tiefere Disaggregation bei der Schätzung des zweistufigen Modells in den Energiebilanzzeilen der Wirtschaftszweige „Papiergewerbe" (EBZ 48), „Verarbeitung von Steinen und Erden" (EBZ 53) sowie „Metallerzeugung" (EBZ 54).[9] Diese feine Untergliederung in Produktionsstufen soll das Niveau und die Struktur des Energieverbrauchs sachgerechter erfassen als dies in der vorherigen aggregierten Vorgehensweise möglich war. Eine wichtige Begründung hierfür ist, dass produktspezifische Einflussgrößen im Rahmen der Weiterentwicklung adäquat in den Prognosen berücksichtigt werden können.

ii) Die Fortschreibung für den Energieverbrauch im Umwandlungsbereich (EBZ 33 – 39) wurde von einem Indikatoren-Ansatz auf ein Regressionsverfahren umgestellt. Das Schätzverfahren folgt dabei dem in RZ 21 beschrieben zweistufigen Vorgehen der Industrie. Nicht-schätzbare Bilanzfelder werden weiterhin nach dem alten Verfahren prognostiziert (Für weitere Details siehe Kapitel 4 Buttermann et al. 2024).

iii) Die Schätzung zur Vervollständigung des Brennstoffeinsatzes der Fernwärmeerzeugung (EBZ 16) wird durch die Produktionsentwicklung wärmeintensiver Wirtschaftszweige als zusätzliche Erklärungsgröße im Rahmen eines Regressionsansatzes erweitert. Zuvor wurde eine einfache Fortschreibung dieser Daten mit Hilfe der Gradtagzahlen verwendet.

iv) Darüber hinaus wurden neue Datensätze zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit des Energiebilanzprognosemodells von der AGEB untersucht. Dazu gehören insbesondere Datensätze von Trading Hub Europe zur Fortschreibung des gesamten Erdgasverbrauchs, Daten zur

8 Ein empirischer Abgleich hinsichtlich der Güte der beiden Berechnungsmethoden (mit und ohne Frühschätzung der Energiebilanz) wurde vom Umweltbundesamt bei der Methodenumstellung im Berichtsjahr 2022 und auch in den Folgejahren nicht vorgenommen. Somit ist dem Expertenrat eine abschließende Bewertung der Methodenumstellung im Hinblick auf die Güte nicht möglich. Es kann einerseits sein, dass sich die Güte aufgrund eines umfangreicheren Modellierungsrahmens und der damit einhergehenden Angleichung an die Inventarberichterstattung verbessert hat. Andererseits kann es aber auch zu einer Verschlechterung der Güte gekommen sein, da die aktuellen Statistiken des Primärenergieverbrauchs nicht mehr direkt in die Berechnung einfließen.

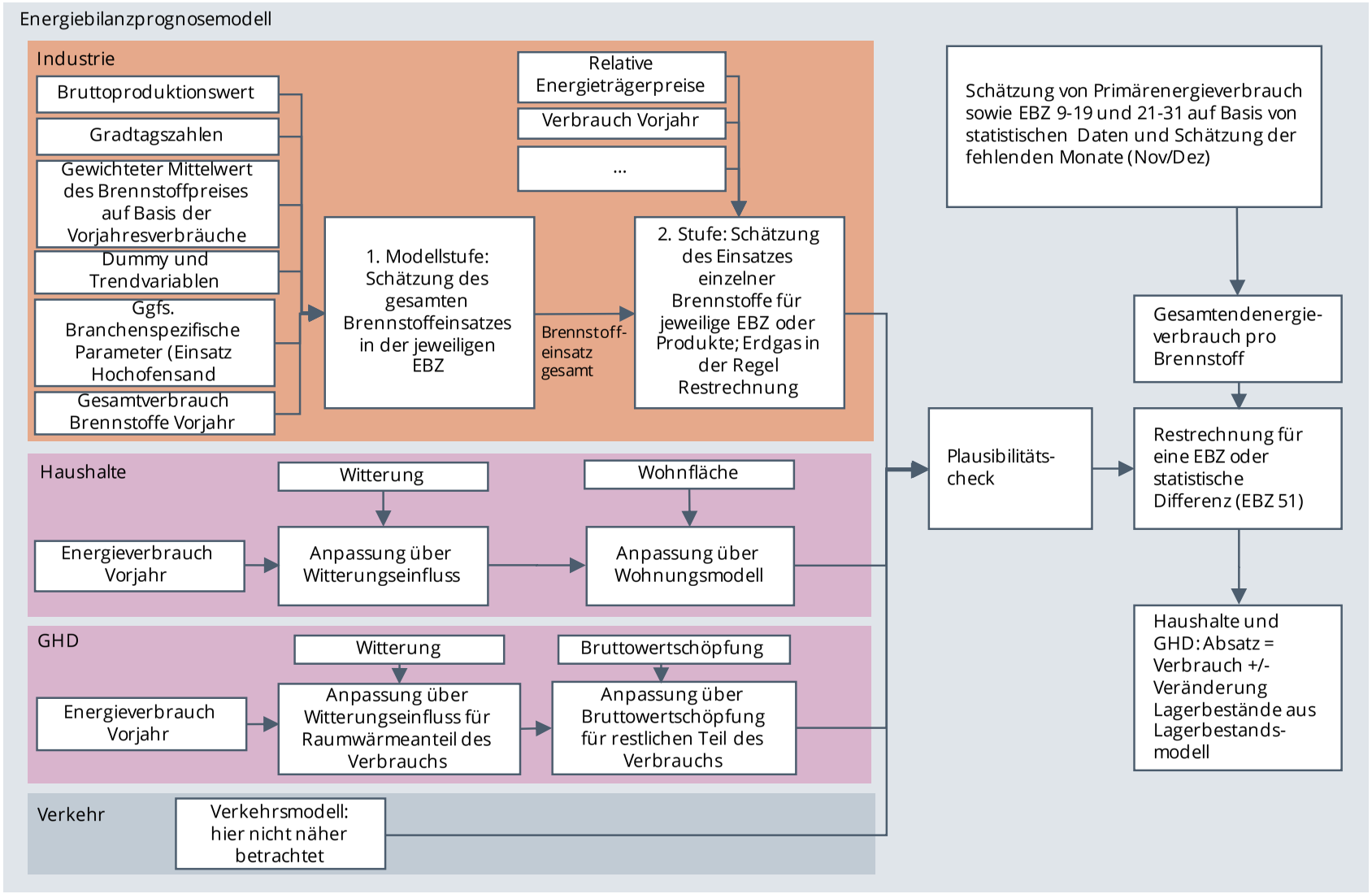
9 „Papiergewerbe" wird dabei in die Produktionsstufen „Herstellung von Holzschliff, Zellstoff, Papier und Pappe" und „Herstellung von Waren aus Papier und Pappe" disaggregiert. „Verarbeitung von Steinen und Erden" wird in die Produktionsstufen „Herstellung von Zement", „Herstellung von Kalk" und „Herstellung sonstiger Erzeugnisse der Steine- und Erdenindustrie" disaggregiert. Und der Wirtschaftszweig „Metallerzeugung" wird in die Produktionsstufen „Frischdampfkesselhaus", „Sintererzeugung", „Roheisenerzeugung (Hochofen)", „Oxygenstahlerzeugung", „Elektrostahlerzeugung", „Walzstahlerzeugung" und „Weiterverarbeitung" untergliedert.

Stromerzeugung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)) und Frühindikatoren des Statistischen Bundesamts. Für eine ausführliche Diskussion der Eignung im Rahmen der Frühschätzung der Energiebilanz wird auf Kapitel 5 Buttermann et al. (2024) verwiesen.

24 Die zugrundeliegenden Daten, die in die Prognose der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschlands eingeflossen sind, sind in Kapitel A.1.2 dargestellt. Im Rahmen der Modellerweiterung sind insbesondere in den Energiebilanzzeilen der Industrie zahlreiche zusätzliche Datenquellen verwendet worden. Die Amtliche Mineralölstatistik lag für das Jahr 2024 zwar bereits bis November vor, jedoch entschied die AGEB die November-Daten nach Rücksprache mit dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nicht zu nutzen, da diese als sehr unsicher eingestuft wurden. Stattdessen nahm die AGEB eine Schätzung für die Monate November und Dezember des Jahres 2024 vor. Die Schätzung erfolgte, indem die Veränderungsrate der bereits vorliegenden kumulierten Berichtsmonate des Jahres 2024 zu den gleichen Monaten des Jahres 2023 ermittelt und als geschätzte Veränderungsrate für das Gesamtjahr verwendet wurde. Sofern sich also für die zu schätzenden Berichtsmonate (November/Dezember) im Vergleich zum Vorjahr ein anderer Absatz als im Rest des Jahres ergibt, so kann dies durch die gewählte Extrapolation nicht erfasst werden.

25 Zusätzlich weist der Expertenrat darauf hin, dass das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die Mineralölstatistik auf seiner Internetseite nicht mehr in dem gleichen Format veröffentlicht, wie es in der Vergangenheit der Fall war. Zum einen stehen keine Excel-Dateien mehr zur Verfügung, sondern lediglich eine PDF, was die Nutzung der Daten erschwert. Zum anderen werden nicht mehr alle Tabellen veröffentlicht, welche in der Vergangenheit öffentlich zugänglich waren. Unter anderem fehlt die Tabelle, in welcher die Absätze der Mineralölprodukte an verschiedene Nutzer*innengruppen dargestellt war. In der Vergangenheit wurden diese Daten vom Expertenrat für die Plausibilisierung der Absätze an die Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude genutzt. Auf Nachfrage wurden dem Expertenrat diese Daten zwar zur Verfügung gestellt. Jedoch hat der Expertenrat in den letzten Jahren bereits wiederholt darauf hingewiesen, dass die Datenlage über die Verwendung bestimmter Energieträger insbesondere auf der Nutzungsseite unzureichend ist, wodurch sich Unsicherheiten in der Emissionsberechnung ergeben. Vor diesem Hintergrund wird diese weitere Einschränkung der Datenverfügbarkeit vom Expertenrat als kritisch angesehen.

Abbildung 4: Schematische Darstellung des Energiebilanzprognosemodells der AGEB zur Berechnung der Frühschätzung der Energiebilanz



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2023c). GHD ist „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen" (EBZ 67).

3.2.3 Berechnung der Aktivitätsdaten und Treibhausgasemissionen beim Umweltbundesamt

26 Methodisch erfolgt die Berechnung der verbrennungsbedingten THG-Emissionen unter Nutzung der Frühschätzung der Energiebilanz gemäß der in der schematischen Abbildung 5 dargelegten Vorgehensweise laut UBA (2024a) wie folgt:

27 In einem ersten Schritt werden die Aufteilungsraten für die Energiebilanzzeilen aus der Frühschätzung der Energiebilanz berechnet, welche die Aktivitätsdaten mehrerer Sektoren enthalten.[10] Dadurch können die Brennstoffeinsätze aus der Frühschätzung der Energiebilanz disaggregiert und den geeigneten spezifischen Emissionsfaktoren zugeordnet werden. Diese disaggregierten Strukturelemente werden auf verschiedene CRT-Kategorien aufgeteilt. Die Aufteilungsraten werden methodengleich zum Vorgehen im Nationalen Inventardokument (NID) auf der Basis der endgültigen Statistiken für das Jahr t−2[11] (in diesem Fall also das Jahr 2023) aktualisiert.

28 In einem zweiten Schritt werden die Aktivitätsdaten berechnet. Das geschätzte Aktivitätsdatum für das Jahr t−1 ergibt sich durch die Multiplikation der Aufteilungsrate aus t−2 mit den Energiebilanzfeldern der Frühschätzung. Implizit wird damit unterstellt, dass sich der Verbrauch eines Brennstoffs in t−1 in gleicher Weise auf die Strukturelemente der Energiebilanz-Disaggregation des Umweltbundesamtes verteilt hat, wie in t−2. Dies stellt naturgemäß eine Annahme dar und ist gerade bei Strukturbrüchen fehleranfällig.

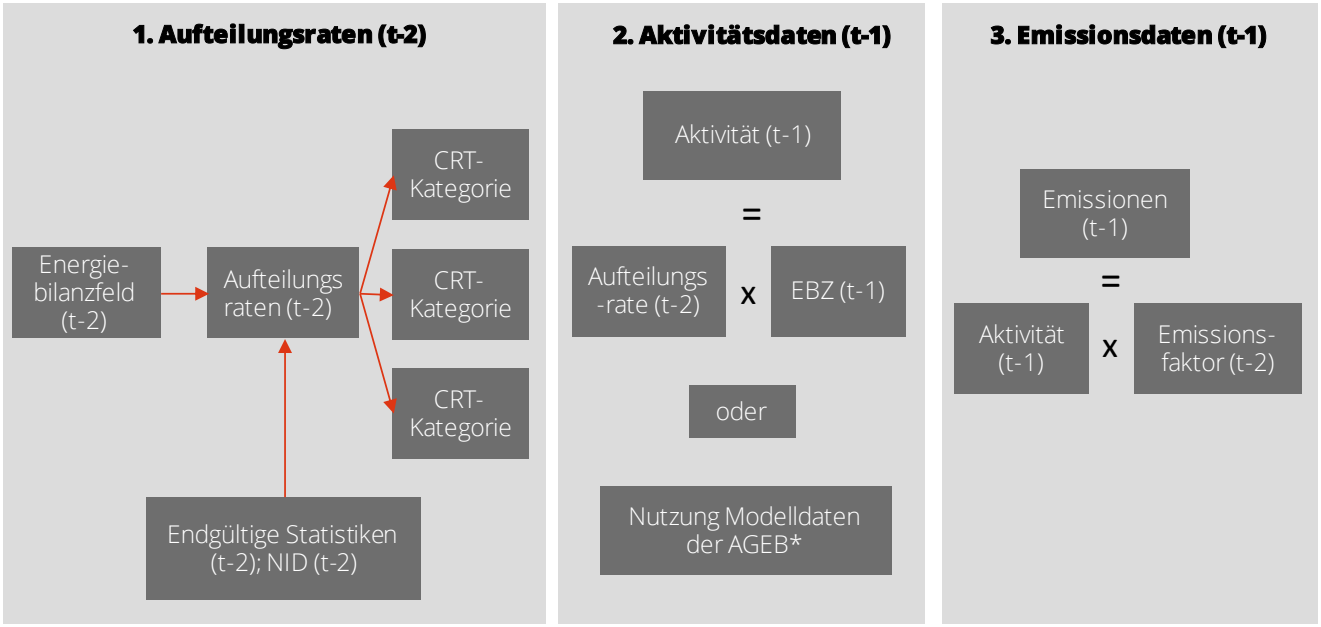
29 Für einige Energiebilanzzeilen werden nicht die Aufteilungsraten aus t−2 übernommen, sondern zusätzliche Modelldaten der AGEB genutzt. Für Energiebilanzzeile „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (EBZ 67), welche auf die Sektoren Gebäude und Landwirtschaft aufgeteilt werden muss, werden Berechnungsergebnisse der AGEB herangezogen, welche Aktivitätsdaten der Landwirtschaft explizit angeben. Für die Energieträger Mineralölprodukte und Erdgas der Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“ (EBZ 12), welche auf die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft aufgeteilt werden muss, werden die Energieträgereinätze für das Jahr 2024 basierend auf Daten der AGEB zu den Energieträgereinsätzen im Jahr 2023 und Daten zur Produktionsentwicklung abgeschätzt. Vertiefende Informationen dazu sind in Kapitel 4.2 dargestellt.

30 In einem dritten Schritt werden die Emissionsdaten berechnet, indem analog zur Inventarberichterstellung die Aktivitätsdaten mit den Emissionsfaktoren des Jahres t−2 multipliziert werden. Endgültige Emissionsfaktoren für das Jahr t−1 liegen zum Zeitpunkt der Erstellung der Emissionsdaten des Vorjahres noch nicht vor, wodurch eine weitere Unsicherheit besteht. Durch Aggregation der Emissionswerte der CRT-Kategorien werden anschließend die THG-Emissionen nach KSG-Sektoren ermittelt.

[10] Hiervon betroffen sind die EBZ 11,12,14,15,16, 40, 41, 60, 66 und 67.

[11] Im Rahmen dieses Gutachtens wird das aktuelle Jahr der Veröffentlichung (2025) als „t“ definiert.

Abbildung 5: Vorgehen des Umweltbundesamts zur Ermittlung der Emissionsdaten des Vorjahres für energiebedingte THG-Emissionen



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2024a). EBZ = Energiebilanzzeile. * Für die Aktivitätsdaten einiger Brennstoffe der EBZ 12 und 67 werden nicht die Aufteilungsraten aus t−2 übernommen, sondern zusätzliche Modelldaten der AGEB genutzt. Für eine ausführliche Beschreibung siehe RZ 29.

3.2.4 Änderungen in Daten und Methoden der einzelnen Sektoren im Vergleich zum Vorjahr

31 Alle Änderungen der Methoden und Daten in den einzelnen Sektoren im Vergleich zum Vorjahr sind in untenstehender Tabelle dargestellt. Die Auflistung wurde vom Umweltbundesamt erstellt und in einem Termin mit dem Expertenrat erörtert. Eine umfassende Beschreibung der Methodik zur letztjährigen Berechnung der THG-Emissionen des Vorjahres wurde in Kapitel A.1.2.3 ERK (2024c) dargelegt.

Tabelle 1: Änderungen in den Daten und Methoden der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 gegenüber 2023

Sektor	Änderungen in Methodik und Daten der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 im Vergleich zu 2023
Übergreifend	• Änderungen an Frühschätzung der Energiebilanz durch die AGEB (siehe RZ 23). • Mineralölstatistik geschätzt für November und Dezember durch die AGEB, da Novemberdaten unsicher (siehe RZ 24).
Energiewirtschaft	• Berechnung der Energieeinsätze Mineralölprodukte/Erdgas für stationäre Feuerungsanlagen im Sektor Energiewirtschaft erfolgt auf Basis einer aktuellen Zusatztabelle der AGEB zur Aufteilung der EBZ 12 (Wechsel von Fortschreibung der Aufteilungsfaktoren zur Berechnung auf Basis der Zusatztabelle).

Sektor	Änderungen in Methodik und Daten der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 im Vergleich zu 2023
Industrie	• Berechnung der Energieeinsätze Mineralölprodukte/Erdgas für stationäre Feuerungsanlagen im Sektor Industrie erfolgt auf Basis einer aktuellen Zusatztabelle der AGEB zur Aufteilung der EBZ 12 (Wechsel von Fortschreibung der Aufteilungsfaktoren zur Berechnung auf Basis der Zusatztabelle). • Statistik zu Bautenfarben, Industrielacken und Druckfarben verwendet. • Produktionsmengen von Blei und Zink wurden in der diesjährigen Berechnung vom Verband bereitgestellt, anstatt die Vorjahreswerte zu verwenden. • Produktionsmenge für Primäraluminium basiert dieses Jahr auf einer Expertenschätzung auf Grundlage von Informationen aus der Branche, anstatt auf Angaben vom Verband.
Gebäude	• Keine Änderungen.
Verkehr	• Keine Änderungen.
Landwirtschaft	Änderungen im Inventar (Submission 2025): • Konsistente Verwendung von biogenen und fossilen Anteilen für die Sektoren Landwirtschaft, GHD und Verkehr auf einheitlicher Datenbasis (UBA 2025a). • Erstmalige Verwendung von Emissionsfaktoren aus dem IPCC-Refinement (2019) statt aus den IPCC-Guidelines (2006), wodurch insgesamt insbesondere höhere Lachgas-Emissionen berechnet werden, sowie Anpassungen bei der Berechnung der Lachgas-Emissionen aus Ernterückständen und Korrektur der Pferdezahlen.
Abfallwirtschaft und Sonstiges	• Keine Änderungen.
LULUCF	• Methodische Änderungen im Inventar (Submission 2025): • Einführung einer neuen Karte für organische Böden. • Implementierung eines neuen hydrologischen Modells zur Bestimmung der Wasserstände in organischen Böden. • Berechnung der Kohlenstoff- und Stickstoffvorratsänderungen bzw. der CO_2- und Lachgas-Emissionen aus. den Verbleibkategorien Ackerland und Grünland infolge Bewirtschaftung mittels des Prozessmodells Roth-C. • Erneute Anpassung der Inputfaktoren und Fitting des Modells YASSO 15; regionalisierte Berechnung der Bodenkohlenstoffvorratsänderungen und der Streu in Wäldern. • Neue Modelle zur Berechnung des Kohlenstoffvorrates der Biomasse von Hecken und Feldgehölzen. • Neue Modelle zur Berechnung des Kohlenstoffvorrates der Biomasse in Terrestrischen Feuchtgebieten und Siedlungsflächen. • Neue regionalisierte Emissionsfaktoren für die Waldbiomasse, abgeleitet aus den Ergebnissen der aktuellen Bundeswaldinventur. • Neue regionalisierte Emissionsfaktoren für Totholz, abgeleitet aus den Ergebnissen der aktuellen Bundeswaldinventur. • Berechnung der THG-Emissionen für die Landnutzungskategorie Schifffahrtsgewässer. • Korrektur des Emissionsfaktors für Entwässerungsgräben und -kanäle (wet5, wet6). • Thematische, räumliche und zeitliche Aktualisierung der Kartengrundlage zur Ermittlung von Aktivitätsdaten zur Ausweisung von Landnutzungen und Landnutzungsänderungen sowie Anpassung der Landnutzungsmatrix im Zeitverlauf. • Neue Aktivitätsdatenbasis für Hecken.

Auflistung der Änderungen in Daten und Methoden gegeben durch UBA (2024a).

4 Prüfung

32 In diesem Jahr hat der Expertenrat für Klimafragen drei verschiedene Prüfungen im Hinblick auf die Berechnung der Emissionsdaten durchgeführt. Der erste Prüfgegenstand umfasst Untersuchungen zur Frühschätzung der Energiebilanz, die von der AGEB erstellt wird. Dabei wird zuerst ein Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023 durchgeführt. Zudem wird der Lagereffekt von leichtem Heizöl im Gebäudesektor untersucht, der eine erhebliche Unsicherheit in der Emissionsdatenberechnung für diesen Sektor darstellt. Der zweite Prüfgegenstand stellt eine Auswertung des Fehlers dar, welcher sich durch die Übernahme der Aufteilungsraten aus den Vorjahren für einzelne Energieträger der EBZ 12 ergibt. In einem dritten Prüfgegenstand werden die Emissionsfaktoren der Methanemissionen aus dem Braunkohlebergbau und von Flüssigerdgas (LNG) diskutiert. Die zu den Prüfgegenständen zugehörigen Prüftabellen finden sich im Anhang in Kapitel A.2.2.[12]

4.1 Analyse der Frühschätzung der Energiebilanz

4.1.1 Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz mit der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023

33 Der Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023 verfolgt zwei Ziele. Erstens ermöglicht der Vergleich weitere Erkenntnisse über die Güte der von der AGEB verwendeten Schätzung. Damit erweitert diese Analyse die Diskussion zu dem letztjährigen Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2022 mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2022 (siehe Kapitel 3.1.1 ERK 2024b). Zweitens wird der Vergleich dazu verwendet, die von der AGEB angegebenen Begründungen zu Weiterentwicklungen der Methodik der Frühschätzung zu plausibilisieren (siehe RZ 23). Die Einschätzung zur Güte kann aus zwei Gründen nicht vollumfänglich auf die jetzige Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2024 übertragen werden. Erstens hat sich die Methodik der AGEB weiterentwickelt und historische Fehler sind somit nicht auf die davon betroffenen Teile der Energiebilanz übertragbar. Dies trifft insbesondere auf die Energiebilanzzeilen der Industrie zu. Zweitens liegen der Gütebetrachtung bisher nur die Jahre 2022 und 2023 zugrunde, was eine begrenzte Datenbasis darstellt.

Analyse der Güte der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023

34 In Tabelle 2 finden sich die fünf größten absoluten Abweichungen und die dazugehörigen relativen Abweichungen sowie eine Umrechnung in Emissionswerte für das Jahr 2023 und als Vergleich für das Jahr 2022. Zudem stellt Abbildung A 1 für die Gütebetrachtung des Jahres 2023 die relativen und

[12] Die Deutsche Umwelthilfe hat in aktuellen Messungen bei einzelnen Anlagen festgestellt, dass aus Leckagen an Biogasanlagen und Klärwerken hohe Mengen an Methan unkontrolliert austreten (DUH 2025b). Dem Expertenrat erscheint es relevant, dass diese Emissionen bei der Emissionsberichterstattung adäquat berücksichtigt werden. Auf Nachfrage hat das Umweltbundesamtdarauf hingewiesen, dass Emissionen aus dem Methanschlupf und aus Kläranlagen im nationalen THG-Inventar enthalten seien. Es hat allerdings keine weiteren Informationen zum Umfang und zum Anteil der Anlagen zur Verfügung gestellt. Damit ist aus Sicht des Expertenrats ungeklärt, wie und in welchem Umfang diese Emissionen berücksichtigt werden. Aus zeitlichen Gründen war dem Expertenrat eine tiefere Prüfung des Vorgehens des Umweltbundesamtes nicht möglich. Dies behält sich der Expertenrat für das nächste Jahr vor.

absoluten Abweichungen für alle unterschiedlichen fossilen Brennstoffe der für die Emissionsberechnung relevanten Energiebilanzzeilen dar.

Tabelle 2: Fünf größte absolute Abweichungen mit dazugehörigen relativen Abweichungen und Emissionswerten zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für die Jahre 2022 und 2023.

Jahr	Energiebilanzzeile/Brennstoff	Zugeordneter Sektor	Absolute Abweichung [TJ]	Relative Abweichung [%]	Emissionswert [Mt CO_2-Äq.]
2023	EBZ 11 – „Wärmekraftwerke der allgemeinen Versorgung"/„Steinkohlen – Kohle"	Energiewirtschaft	16 782	5,4	1,6
	EBZ 54 – „Metallerzeugung"/ „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas"	Industrie	−42 379	−75,3	−2,4
	EBZ 54 – „Metallerzeugung"/ „Gase – Gichtgas Konvertergas"	Industrie	−15 704	−20,9	−4
	EBZ 66 – „Haushalte"/ „Mineralöle – Heizöl leicht"	Gebäude	−15 632	−4	−1,2
	EBZ 67 – „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen"/ „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas"	Gebäude, Landwirtschaft	23 115	6,91	1.3
2022	EBZ 38 – „Mineralölverarbeitung"/ „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas"	Energiewirtschaft	29 345	134,5	1,6
	EBZ 54 – „Metallerzeugung"/ „Steinkohlen – Kohle"	Industrie	58 178	39,2	5,5
	EBZ 54 – „Metallerzeugung"/ „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas"	Industrie	−43 762	−76,4	−2,5
	EBZ 66 – „Haushalte"/ „Mineralöle – Heizöl leicht"	Gebäude	−58 327	−14,6	−4,3
	EBZ 67 – „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen"/ „Mineralöle – Heizöl leicht"	Gebäude, Landwirtschaft	78 762	137,5	5,8

Eigene Darstellung. Bei der Umrechnung in Emissionswerte wird aus Gründen der einfachen Umsetzbarkeit nur CO_2 als Treibhausgas berücksichtigt. UBA (2025a) zeigt diesbezüglich, dass die übrigen Treibhausgase bei den energiebedingten THG-Emissionen ohnehin nur einen geringen Anteil haben. Zudem wird bei „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas" nur der Emissionsfaktor von Erdgas verwendet, da Erdölgas laut Umweltbundesamt nur in kleinen Mengen anfällt. Die absoluten Abweichungen werden durch folgende Gleichung berechnet: Absolute Abweichung = (Frühschätzung der Energiebilanz - endgültige Energiebilanz).

35 Insbesondere fällt auf, dass die fünf größten Werte der absoluten Abweichung für das Jahr 2023 deutlich kleiner sind als für das Jahr 2022 (Tabelle 2). Auch die Summe des quadratischen Fehlers über alle für die Emissionsberechnung relevanten Energiebilanzzeilen und Brennstoffe ist für das Jahr 2022 ca. vier Mal größer als für das Jahr 2023. Die Hauptursache dafür liegt laut AGEB in der Revision der Energiebilanzzeitreihe für die Jahre 2003 bis 2021, die im Sommer 2023 durchgeführt wurde. Entsprechend basierte die Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2022 noch auf der nicht revidierten Energiebilanzzeitreihe (siehe hierzu auch Tabelle 1 ERK (2024b)). Zudem verweist die AGEB auf jahresspezifische Besonderheiten hinsichtlich einzelner Zellen der Energiebilanz, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht detailliert beschrieben werden können.

36 Die beiden großen absoluten Abweichungen für das Jahr 2023, die dem Sektor Industrie zugeordnet werden, treten beide in der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“ auf („Naturgase – Erdgas Erdölgas“ und „Gichtgas Konvertergas“, siehe Tabelle 2). Das zweistufige Modell (siehe RZ 23) schätzt dabei auf der ersten Stufe die gesamte Energiemenge für die Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“. Auf der zweiten Stufe wird die Aufteilung der gesamten Energiemenge auf die einzelnen Brennstoffe modelliert. Die gesamte Energiemenge der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“ wird in der ersten Stufe des Modells um 44 558 TJ[13] zu niedrig geschätzt. Dies beeinflusst auf der zweiten Stufe den Wert des Energieträgers Erdgas, der mittels einer Resterechnung ermittelt wird und in der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 um 42 379 TJ zu niedrig geschätzt wurde.[14] Addiert man die mit den beiden größten Abweichungen verbundenen Emissionswerte von „Naturgase – Erdgas Erdölgas“ und „Gichtgas Konvertergas“ der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“, ergeben sich insgesamt Mehremissionen von 5,2 Mt CO_2-Äq.[15]

37 In den EBZ 66 und 67, welche die Verbräuche des Gebäudesektor plus die Verbräuche der stationären Feuerungsanlagen der Landwirtschaft umfassen, gibt es beim Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 bei drei Energieträgern größere Abweichungen: leichtes Heizöl, Erdgas und Flüssiggas. Die Addition der absoluten Abweichungen der beiden Energiebilanzzeilen und der drei Energieträger ergibt eine Korrektur der THG-Emissionen von 3,7 Mt CO_2-Äq. Werden für die drei Energieträger nicht die absoluten Abweichungen addiert, sondern die vorzeichenbehaftete Änderung, ergeben sich Minderemissionen von 0,5 Mt CO_2-Äq.

38 Für den Sektor Energiewirtschaft ergeben sich Minderemissionen von 1,6 Mt CO_2-Äq. durch die Differenz in der Energiebilanzzeile „Wärmekraftwerke der allgemeinen Versorgung“ für den Energieträger „Steinkohlen – Kohle“.

39 Zusammenfassend hat sich die Güte der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 gegenüber der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2022 verbessert. Dies liegt laut AGEB an der Revision der Energiebilanzzeitreihe für die Jahre 2003 bis 2021, die im Sommer 2023 durchgeführt wurde. Allgemein waren die Schätzfehler in der Frühschätzung der Energiebilanz im Vergleich zur endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 jedoch insbesondere in den Sektoren Industrie und Gebäude weiterhin ausgeprägt (siehe RZ 36 und RZ 37). Diese Schätzfehler können aufgrund einer wiederholten Zielverfehlung vor allem im Gebäudesektor von großer Relevanz sein. Eine Einordnung bezüglich der Schätzfehler der Frühschätzung der Energiebilanz im Gebäudesektor wird neben der Unsicherheit aus der Modellierung des Lagereffekts in Abbildung 7 und in RZ 45 gegeben. Im Hinblick auf die Schätzung der Energiebilanzzeilen, die die Industrie betreffen, hat die AGEB in diesem Jahr einige Weiterentwicklungen der Methodik durchgeführt (siehe RZ 23). Im Folgenden wird eine Einschätzung zu diesen Weiterentwicklungen gegeben.

[13] Differenz aus „Energieträger insgesamt - Summe“ und „Elektrischer Strom und sonstige Energieträger - Strom“.

[14] Der Energieträger Erdgas, der bei der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“ mittels Restrechnung bestimmt wurde, wird nicht nur von Über- oder Unterschätzungen auf der ersten Modellstufe beeinflusst. Auch Über- oder Unterschätzungen bei anderen Energieträgern auf der zweiten Modellstufe fließen in die Restrechnung ein. Zudem verweist die AGEB auf die dynamische und interdependente Natur ihres Prognoserahmens.

[15] Tabelle 3 stellt die Korrekturen der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten (BVE) und dem Inventarbericht für das Berichtsjahr 2023 dar. Die in diesem Abschnitt berechneten Abweichungen fließen jedoch nicht in die Korrektur-Werte von Tabelle 3 ein, da die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2023 aus dem Inventarbericht auf der vorläufigen Energiebilanz beruhen. Die vorläufige Energiebilanz wird zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz ermittelt. Dies gilt in gleicher Weise für die Berechnungen im Gebäudesektor und in der Energiewirtschaft in den RZ 37 und RZ 38.

Einschätzung der Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung

40 Die AGEB gibt als Begründung für die Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung der Energiebilanz an, dass empirische, felderscharfe Vergleiche zwischen den bisherigen Frühschätzungen der Energiebilanzen und der endgültigen Energiebilanzen für die Jahre 2020, 2021 und 2022 für bestimmte Bilanzbereiche größere Prognoseungenauigkeiten aufzeigen (siehe Buttermann et al. 2024). Der Expertenrat kann dies insbesondere für den energieintensiven Wirtschaftszweig der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung" bestätigen (siehe Tabelle 2, RZ 36 und RZ 30 ERK (2024b)) und bewertet eine Weiterentwicklung der Schätzmethodik in diesem Bereich als sinnvoll.

41 Die AGEB beschreibt zudem, dass die Weiterentwicklung der Frühschätzung mittels der disaggregierten Schätzung energieintensiver Industriezweige insbesondere eine bessere Schätzung des Energieträgermix, also auf der zweiten Stufe des Schätzmodells, ermögliche. Die Erforderlichkeit einer Verbesserung der Schätzung des Energieträgermix unterstützt der Expertenrat auf Basis seiner Analyse aus dem letzten Jahr zur Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022 und befürwortet eine diesbezügliche Weiterentwicklung der Methodik (siehe Tabelle 2 und siehe RZ 30 ERK (2024b)). Weiterhin erklärt die AGEB, dass die Wirkung des neuen Vorgehens auf die Prognosegenauigkeit der ersten Stufe, also die Schätzung des gesamten Energieverbrauchs eines Wirtschaftszweigs oder einer Produktstufe, weniger stark ausgeprägt sein. Der diesjährige Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023 weist jedoch auf die Notwendigkeit einer Verbesserung auch auf der ersten Modellstufe hin (siehe RZ 36).

42 Die AGEB hat in ihrem Abschlussbericht zur Weiterentwicklung der Methodik verschiedene Diagnostiken zur Einschätzung des Modellrahmens und der Güte des weiterentwickelten Modells durchgeführt (siehe Kapitel 3 und 6 Buttermann et al. 2024). Dazu gehören eine Plausibilisierung der Regressionskoeffizienten, RAMSEY-Reset-Tests zur Überprüfung von Spezifikationsfehlern der Funktionsform, dynamische ex-post Prognosen und deren Auswertung mittels unterschiedlicher Fehlermaße im Stützbereich der Jahre 2011 bis 2021, Simulationsexperimente und Prognosen außerhalb des Stützbereichs des Modells für das Berichtsjahr 2022. Eine Auswertung, wie sich die Weiterentwicklung der Methodik auf die Güte der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2024 auswirkt, ist dem Expertenrat zu diesem Zeitpunkt nicht möglich, da die endgültige Energiebilanz für das Jahr 2024 erst im folgenden Jahr 2026 veröffentlicht wird.

4.1.2 Lagereffekte von leichtem Heizöl im Gebäudesektor

43 In der Frühschätzung der Energiebilanz werden zunächst die Verbräuche von leichtem Heizöl mit dem Energiebilanzprognosemodell erstellt und dann der Lagereffekt[16] dazugerechnet, da in der Energiebilanz im Gebäudesektor Absätze berichtet werden. Dies ist methodisch in der Erstellung der endgültigen Energiebilanz begründet. Zum Zeitpunkt der Erstellung der endgültigen Energiebilanz liegt ein vollständiges Bild über die Verbräuche in der Industrie vor und der Absatz an den Gebäudesektor stellt eine Restrechnung dar, da die Gesamtabsätze an leichtem Heizöl aus der Mineralölstatistik ebenfalls bekannt sind. Wieviel leichtes Heizöl in einem Jahr aus- oder eingelagert wurde, wird von der AGEB über eine Modellrechnung bestimmt, welche auf Basis von Energiepreisen, Witterung und Tankgrößen die Lagerung bestimmt. Sowohl die AGEB als auch der Expertenrat sind der Auffassung,

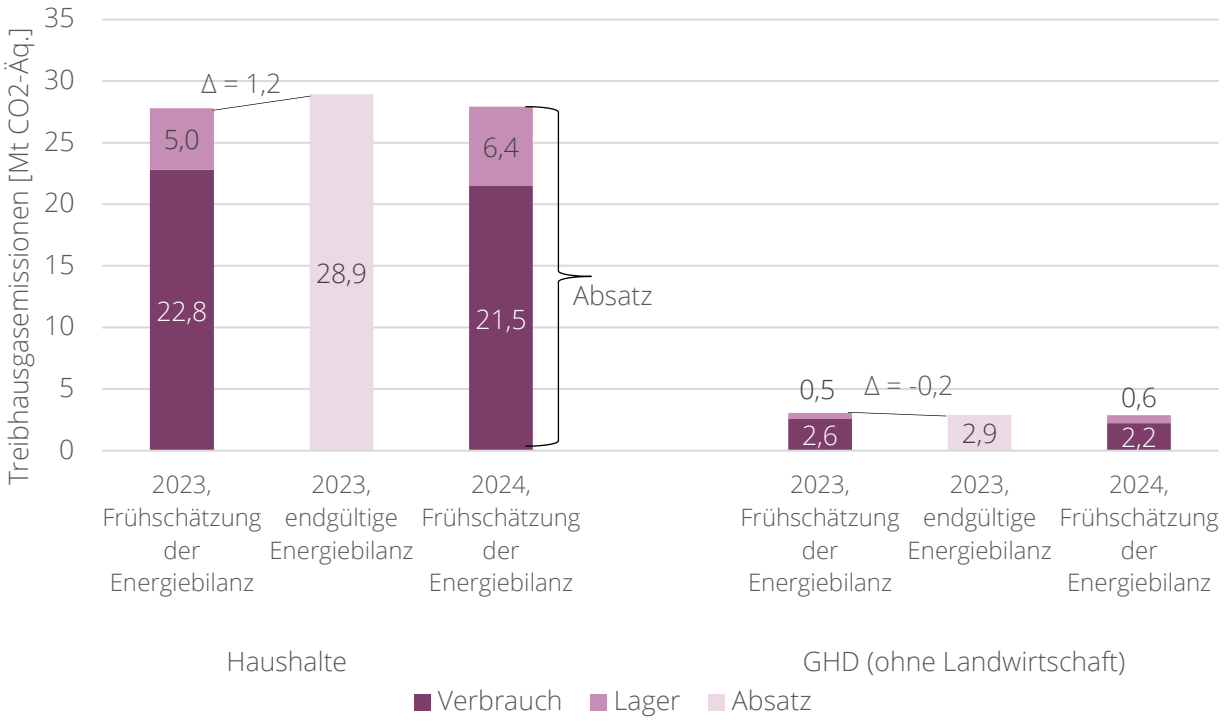
[16] Mit dem Begriff Lagereffekt wird der Bestandsaufbau oder -abbau von lagerfähigen Energieträgern zusammengefasst, zum Beispiel leichtem Heizöl. Hier muss der Absatz nicht unbedingt dem Verbrauch entsprechen, da diese Energieträger bei den Nutzenden eingelagert werden können.

dass dieses Modell auf veralteten Daten beruht und die Berechnungsergebnisse mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Dies gilt vor allem für Jahre, in denen besondere Ereignisse zu Verhaltensänderungen führen. Dies war z. B. im Jahr 2022 der Fall, als der Krieg in der Ukraine die Preise für Mineralölprodukte stark ansteigen ließ, die Haushalte aber aus Angst vor einer Knappheit und weiteren Teuerung trotzdem Heizöl gelagert haben.

44 Aus diesem Grund wird auch für die Emissionsdaten für das Jahr 2024 kurz dargestellt, welcher zusätzliche Unsicherheitsfaktor durch die Modellberechnung des Lagereffektes hinzukommt und wie sich dies auf die Zielerreichung des Gebäudesektors auswirkt. In Abbildung 6 ist dargestellt, wie hoch der geschätzte Absatz an leichtem Heizöl in der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 in den Subsektoren des Gebäudesektors „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ war (linker Balken), und wie hoch der Absatz in der Endenergiebilanz für das Jahr 2023 war (mittlerer Balken). Dem gegenübergestellt ist der geschätzte Absatz aus der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2024. Der Fehler zwischen Frühschätzung der Energiebilanz und endgültiger Energiebilanz für das Jahr 2023 beim Absatz des leichten Heizöls lag bei den Haushalten bei 1,2 Mt CO_2-Äq. und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei 0,2 Mt CO_2-Äq. Der Absatz an Haushalte wurde dabei in der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 überschätzt, an Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurde er unterschätzt. Der geschätzte Lagereffekt in der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2024 liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie im Jahr 2023 und ist positiv, es wird also von einem weiteren Aufbau der Lagerbestände ausgegangen. Für die Haushalte liegen die THG-Emissionen aus Lagerbestandsaufbau für das Jahr 2024 bei 6,4 Mt CO_2-Äq, für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei 0,6 Mt CO_2-Äq. Der Gesamtlagereffekt liegt somit bei 7,1 Mt CO_2-Äq.[17]

[17] Alle Werte sind auf eine Nachkommastelle gerundet. Dadurch kann es zu Abweichungen zwischen den gerundeten ursprünglichen Werten und der gerundeten Summe der ursprünglichen ungerundeten Werte kommen.

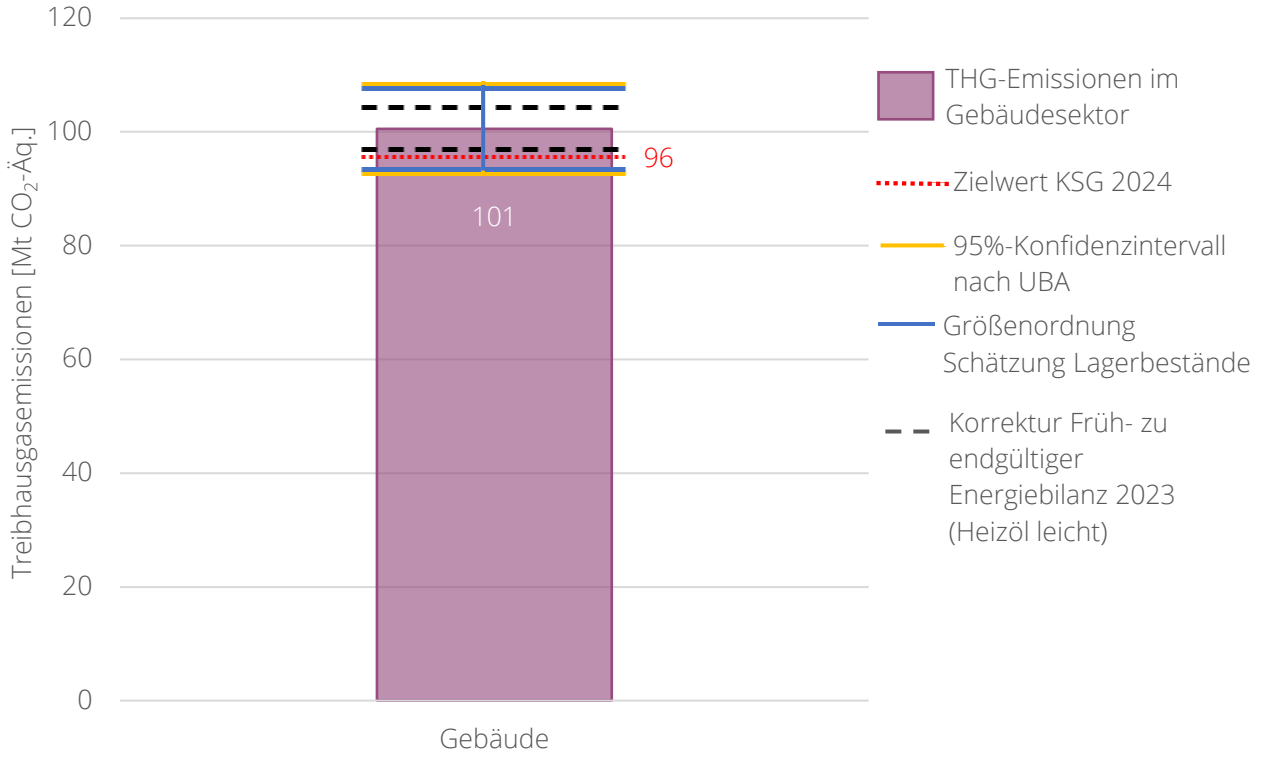
Abbildung 6: Vergleich Frühschätzung der Energiebilanz mit endgültiger Energiebilanz nach Verbrauch und Lagerhaltung von leichtem Heizöl im Jahr 2023 und 2024 für die Subsektoren „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“



Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen. Die Berechnung der Verbräuche von leichtem Heizöl basiert auf AGEB (2025c), AGEB (2025d) und AGEB (2024b), sowie den Angaben zu Lagerbeständen der AGEB (berechnet mit einem Regressionsmodell).

45 Neben der Unsicherheit durch den Lagereffekt ist die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres im Gebäudesektor auch an vielen weiteren Stellen mit Unsicherheiten behaftet, weil die Datenlage zum Zeitpunkt der Erstellung der Berechnung schlecht ist und Energieträgerverbräuche und -absätze des Gebäudesektors in Deutschland nicht systematisch erhoben werden. So zeigen sich generell größere Abweichungen zwischen Frühschätzung und Endenergiebilanz nicht nur bei leichtem Heizöl, sondern auch bei anderen Energieträgern wie Erdgas und Flüssiggas (siehe Kapitel 4.1.1). In Abbildung 7 sind diese Unsicherheiten und die Auswirkung auf die Zielverfehlung dargestellt. Zu beachten ist, dass sich die Unsicherheiten aus dem Lagereffekt und der Frühschätzung der Energiebilanz teilweise addieren können oder auch aufheben. Um die Größenordnung des Effektes zu zeigen, sind sie in der Abbildung getrennt dargestellt.

Abbildung 7: Einordnung des Punktschätzers der Emissionsdaten des Gebäudesektors unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Korrekturen der Energiebilanz



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024, den ausgewiesenen Unsicherheiten des Umweltbundesamtes, den angepassten Jahresemissionsmengen für das Jahr 2024 des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der Größenordnung der Korrektur von leichtem Heizöl zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2024 sowie der Lagerbestandsänderungen von leichtem Heizöl.

4.2 Aufteilungsraten einzelner Energiebilanzzeilen der Frühschätzung auf Sektoren

46 In Kapitel 3.2.3 wird beschrieben, wie die Berechnung der Emissionsdaten anhand von Emissionsfaktoren und Aktivitätsdaten auf Basis der Energiebilanz erfolgt. Sobald eine Energiebilanzzeile die aggregierten Aktivitätsdaten mehrerer CRT-Kategorien enthält, werden größtenteils die Aufteilungsraten aus dem Jahr t−2 übernommen. So lange alle CRT-Kategorien demselben Sektor laut Bundes-Klimaschutzgesetz angehören, stellt dies zunächst für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres kein Problem dar. Einzelne Energiebilanzzeilen enthalten jedoch Aktivitätsdaten aus mehreren Sektoren:

i) Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“ (EBZ 12): Industrie und Energiewirtschaft

ii) Energiebilanzzeile „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (EBZ 67): Gebäude und Landwirtschaft

47 Aus diesem Grund haben AGEB und Umweltbundesamt diese Methode zum Teil angepasst. Für die Energiebilanzzeile „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ werden bereits seit letztem Jahr nicht mehr die Aufteilungsraten des Vorjahres übernommen, sondern Berechnungsergebnisse der AGEB herangezogen, welche Aktivitätsdaten der Landwirtschaft explizit angeben. Seit diesem Jahr erfolgt ein

analoges Vorgehen auch für die Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“, allerdings nur für die Energieträger Mineralölprodukte und Erdgas. Dabei werden die Energieträgereinätze für das Jahr 2024 basierend auf Daten der AGEB zu den Energieträgereinsätzen im Jahr 2023 und Daten zur Produktionsentwicklung abgeschätzt. Ob dieses Vorgehen eine bessere Abschätzung der tatsächlichen Aufteilungsraten liefert als die Übernahme der Aufteilungsraten aus dem Vorjahr, kann erst in einigen Jahren adäquat evaluiert werden, wenn eine ausreichende Datengrundlage für eine Evaluation vorhanden ist.

48 Bei den übrigen Energieträgern in der Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“ wird weiterhin die Aufteilungsrate des Vorjahres übernommen. Bei diesem Vorgehen kann es zu Verschiebungen der THG-Emissionen zwischen den jeweiligen Sektoren kommen, insbesondere wenn sich die Aufteilungsraten zwischen den Jahren stark ändern. Um den Effekt abschätzen zu können, wurde für die Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“ jeweils die Veränderung der Aufteilungsraten gegenüber dem Vorjahr für den Zeitraum von 2003 bis 2024 für alle Energieträger berechnet, bei denen weiterhin die Aufteilungsraten des Vorjahres übernommen werden. Effekte in einer relevanten Größenordnung zeigen sich bei der Energiebilanzzeile „Industriewärmekraftwerke (nur für Strom)“ für den Einsatz der Rohbraunkohlen. Hier kam es in der Vergangenheit zu Veränderungen der Aufteilungsraten zwischen zwei aufeinanderfolgenden Jahren. Diese haben zu einem Fehler in der Zuordnung der THG-Emissionen zwischen den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie von bis zu 1,2 Mt CO_2-Äq. geführt (im Jahr 2010). Im Jahr 2023 lag die Verschiebung bei 0,3 Mt CO_2-Äq. Zudem ist die Autokorrelation erster Ordnung[18] der Zeitreihe der Aufteilungsraten bei der Rohbraunkohle mit einem Wert von 0,5 lediglich moderat. Ob die Übernahme der Aufteilungsrate des Vorjahres für Rohbraunkohle ein geeignetes Vorgehen ist, ist daher fraglich. Die Unsicherheit in den THG-Emissionen der Sektoren Industrie und Energiewirtschaft wird durch das aktuelle Vorgehen erhöht. Der Expertenrat erkennt allerdings an, dass für ein alternatives Vorgehen eine geeignete Datenbasis vorhanden sein müsste.

4.3 Emissionsfaktoren

4.3.1 Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau

49 Im letztjährigen Prüfbericht hat der Expertenrat eine erste Einordung zu dem Emissionsfaktor der Methanemissionen im Braunkohlebergbau vorgenommen (ERK 2024b). Das Umweltbundesamt verwendet für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau einen Emissionsfaktor in Höhe von 0,011 Kilogramm Methan je Tonne Braunkohle, welcher auf einer Studie von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989 basiert (Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH 1989).[19]

[18] Der Autokorrelationskoeffizient erster Ordnung misst, wie stark der aktuelle Wert einer Zeitreihe mit dem unmittelbar vorherigen Wert korreliert. Ein Wert nahe +1 zeigt einen starken positiven Zusammenhang, was bedeutet, dass hohe oder niedrige Werte tendenziell aufeinander folgen. Ein Wert nahe 0 deutet darauf hin, dass keine signifikante Korrelation zwischen den benachbarten Werten besteht, während ein Wert nahe –1 einen starken negativen Zusammenhang anzeigt, bei dem hohe Werte von niedrigen Werten gefolgt werden. Der Autokorrelationskoeffizient erster Ordnung wurde mit Hilfe der Funktion acf() in der Programmiersprache R berechnet.

[19] Die Methanemissionen, die beim Braunkohlebergbau entstehen, werden laut Inventarberichterstattung in der CRT-Kategorie 1.B.1.a.ii ausgewiesen. Laut dem Nationalen Inventardokument 2024 lagen sie im Jahr 2022 bei 0,04 Mt CO_2-Äq. (UBA 2024b). Laut diesjährigem Nationalen Inventardokument 2025 lagen sie im Jahr 2023 bei 0,03 Mt CO_2-Äq. (UBA 2025b).

Der Expertenrat hat vor diesem Hintergrund eine Überprüfung des Emissionsfaktors mit unabhängigen Messungen durch das Umweltbundesamt empfohlen. Der Ausgangspunkt der Diskussion war eine Studie von Ember und der Deutschen Umwelthilfe, in der der vom Umweltbundesamt verwendete Emissionsfaktor der Methanemissionen kritisiert wird (Assan 2024).

50 Assan (2024) merkt drei Kritikpunkte zu dem vom Umweltbundesamt verwendeten Emissionsfaktor der Methanemissionen im Braunkohlebergbau an.[20] Diese Punkte sind

i) dass ein einzelner Emissionsfaktor nicht ausreiche, um die THG-Emissionen aus Tagebau-Kohleminen zu bestimmen, da die Methanemissionen beispielsweise durch Faktoren wie den Standort der Minen oder ihre Tiefe beeinflusst würden. Der aktuelle Emissionsfaktor, der nur auf Proben aus dem Rheinbecken basiere, sei möglicherweise nicht repräsentativ für die gesamte deutsche Kohle.

ii) dass bei Ausgrabung von Kohle in einem Tagebau auch Methan in den umliegenden (nicht abgebauten) Gesteinsschichten freigesetzt würde. Dies würde in Deutschland nicht einbezogen.

iii) dass die im Nationalen Inventardokument 2024 (UBA 2024b) angegebenen Sekundär-Quellen den vom Umweltbundesamt angenommenen Emissionsfaktor nicht zusätzlich unterstützen würden und Informationen zur Messmethodik nicht öffentlich zugänglich seien.

51 Am 5. August 2024 ist die Verordnung über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor (Europäische Kommission 2024e), im Folgenden Methan-Verordnung, in Kraft getreten. Gemäß Artikel 20 Abs. 3 dieser Verordnung sollen zukünftig Bergwerksbetreiber lagerstättenspezifische Methanemissionsfaktoren für Kohlebergwerke verwenden, um die durch die Bergbautätigkeiten verursachten Methanemissionen zu quantifizieren. Diese Emissionsfaktoren sollen vierteljährlich nach geeigneten wissenschaftlichen Standards und unter Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten bestimmt werden. Die Notwendigkeit von lagerstättenspezifischen Methanemissionsfaktoren und der Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten wurden auch von Assan (2024) in der Kritik an dem deutschen Emissionsfaktor hervorgehoben. Das Umweltbundesamt hat Ember darüber hinaus nahegelegt, technische Empfehlungen zur Messmethode dem Europäischen Komitee für Normung (CEN) mitzuteilen, das einen Standard für Methanemissionen im Braunkohlebergbau entwickeln soll.

52 Bis zum 5. August 2025 müssen die Braunkohlebergbau-Betreiber nach Artikel 20 Art. 3 laut der Methan-Verordnung einen revierspezifischen Bericht vorlegen. Dabei müssen auch umgebende Schichten mit einbezogen werden. Das Umweltbundesamt hat den deutschen Braunkohlen-Industrie-Verein e. V. (DEBRIV) zudem darauf hingewiesen, dass Drainage- bzw. Sümpfungswasser bei der Ermittlung neuer Emissionsfaktoren berücksichtigt werden sollte. In Vorbereitung auf die Methan-Verordnung hat der DEBRIV bereits im Jahr 2024 neue Probenahmen und Untersuchungen hinsichtlich des Emissionsfaktors der Methanemissionen im deutschen Braunkohlebergbau durchgeführt. Die Ergebnisse der vorläufigen Untersuchungen weisen laut DEBRIV darauf hin, dass die ermittelten Werte für das Rheinische, Lausitzer und Mitteldeutsche Revier unter dem aktuell verwendeten Emissionsfaktor von 0,011 Kilogramm

[20] Zudem werden in Assan (2024) zwei Analysen durchgeführt. Erstens wird ein alternativer Wert für Deutschlands Methanemissionen im Braunkohlebergbau für das Jahr 2022 berechnet (siehe auch Beschreibung in ERK 2024b). Dazu verwendet Ember Messdaten, die das maximale physikalische Potenzial der Methanaufnahme bzw. -abgabe von Braunkohleproben widerspiegeln. Zweitens ermittelt Ember mit Hilfe von Satellitendaten vermeintlich erhöhte Methan-Konzentrationen über deutschen Kohleminen. Das Umweltbundesamt gibt an, dass die von Ember verwendeten Potenzialmessdaten aus seiner Sicht nicht zur Emissionsberechnung geeignet sein. Hinsichtlich der Analyse der Satellitendaten hat Ember in einer aktualisierten Version des Artikels bestätigt, dass die hohen Methan-Konzentrationen über den Kohleminen Artefakte abbildeten, die durch die Oberflächenbeschaffenheit (Reflektion), nicht aber durch verstärkte Methanausgasung entstünden (siehe Assan 2024).

Methan je Tonne Braunkohle liegen. DEBRIV hat das verwendete Messverfahren dem DIN-Normungsausschuss vorgelegt.

53 Das Umweltbundesamt rechnet sowohl im Nationalen Inventardokument 2025 (UBA 2025b) als auch in der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 (UBA 2025a) mit dem bisherigen Wert von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989, da dies der einzige für Deutschland veröffentlichte Emissionsfaktor ist. Zudem weist das Umweltbundesamt darauf hin, dass dieser Wert trotz der unzureichenden Dokumentation bisher in Reviews durch das UNFCCC und die Europäische Union (EU) akzeptiert wurde. In Zukunft wird das Umweltbundesamt jedoch auf die im Rahmen der Methan-Verordnung ermittelten Werte für die Bestimmung der Methanemissionen im Braunkohlebergbau zurückgreifen.

54 Der Expertenrat bemängelt die weiterhin unzureichende Datenbasis bezüglich geeigneter Emissionsfaktoren für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in den deutschen Revieren. Die daraus resultierende Unschärfe in der Emissionsberichterstattung könnte aus Sicht des Expertenrats unter Umständen erheblich sein, so dass im Einklang mit den europäischen Vorgaben rasch Verbesserungen in der Datengrundlage angestrebt werden sollten. Mit Blick auf die hier zu prüfende Berichterstattung für das Jahr 2024 kann der Expertenrat allerdings die Begründung des Umweltbundesamts zur bisherigen Verwendung des Werts von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989 für die Bestimmung der Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland nachvollziehen. Dies liegt daran, dass dieser Wert einerseits den einzigen veröffentlichten Emissionsfaktor für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland darstellt und andererseits in mehreren Review-Prozessen durch das UNFCCC und die EU zugelassen wurde. Die neue Schätzung von lagerstättenspezifischen Methanemissionsfaktoren im Rahmen der Europäischen Methanverordnung, die vierteljährlich und unter Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten bestimmt werden sollen, schätzt der Expertenrat als wichtig ein, um die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Zukunft differenziert abzubilden.

4.3.2 Einfluss des Imports von Flüssigerdgas (LNG) auf den Emissionsfaktor von Erdgas

55 Seit Ende des Jahres 2022 importiert Deutschland Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas, im Folgenden LNG) über eigene Terminals. Dadurch verändern sich die deutschen Emissionsfaktoren von Erdgas für CO_2, Methan und Lachgas. Allgemein wird Erdgas in der Energiebilanz als Mischprodukt aus unterschiedlichen Quellen dargestellt. Relevant für die Emissionsfaktoren ist der Kohlenstoffgehalt aus den unterschiedlichen Quellen und der Anteil aus diesen unterschiedlichen Quellen am Mischprodukt. Um die sich wandelnden Importstrukturen und die damit einhergehenden sich wandelnden Anteile unterschiedlicher Quellen abzubilden, bestimmt das Umweltbundesamt jahresspezifische gemittelte Emissionsfaktoren.

56 Zudem entstehen durch den Import von LNG über deutsche Terminals zusätzliche territoriale THG-Emissionen. Diese treten einerseits durch diffuse Methan-Emissionen in den Häfen auf, die das Umweltbundesamt mit einem Tier 1 gemäß IPCC Ansatz berechnet. Andererseits entstehen CO_2-Emissionen bei der Regasifizierung von LNG vor der Einspeisung ins Gasnetz. Die für die Berechnung der CO_2-Emissionen benötigten Aktivitätsdaten bei der Regasifizierung werden über die Energiebilanz ermittelt. Zudem wird der CO_2-Emissionsfaktor von Erdgas benutzt (siehe RZ 55). Eine vertiefende Prüfung der Berechnung der zusätzlichen territorialen Emissionen durch den LNG-Import konnte der Expertenrat in diesem Jahr nicht vornehmen.

57 Darüber hinaus weist der Expertenrat darauf hin, dass die Extraktion und der Transport von Erdgas erhebliche weitere Vorkettenemissionen verursachen. Diese werden gemäß IPCC-Guidelines nicht in Deutschland bilanziert, mittelbar aber vom deutschen Verbrauch verursacht. Durch die Verschiebung in der Importstruktur des in Deutschland verwendeten Erdgases seit dem Jahr 2021 haben sich auch die entsprechenden Vorkettenemissionen verändert (siehe vertiefend Infokasten 1).

Infokasten 1: Vorkettenemissionen von Erdgasimporten

Das in Deutschland verbrauchte Erdgas gelangt über verschiedene Importrouten ins Land. THG-Emissionen, die vor dem Verbrennen des Gases entstehen, werden als Vorkettenemissionen bezeichnet. Sie entstehen bei der Förderung, der Aufbereitung und dem Transport. Die Transportart ist entscheidend, da der LNG-Transport emissionsintensiver ist als der Pipeline-Transport. Zur Vergleichbarkeit wird die Intensität der Vorkettenemissionen in CO_2-Äq./MJ genutzt, die alle THG-Emissionen pro MJ umfassen, bevor es verbrannt wird, aufgeschlüsselt nach Exportland. Von den Vorkettenschritten findet lediglich die Regasifizierung in Deutschland statt. Folglich bilanziert man aufgrund des Territorialprinzips nur diesen Schritt in der nationalen Bilanz.

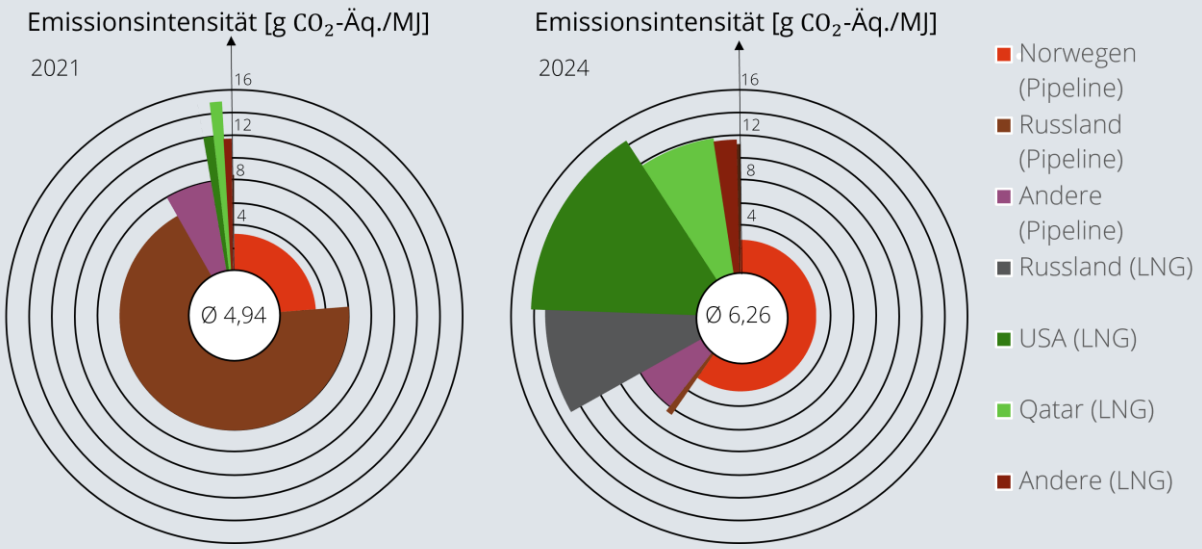
Während der Förderung und Aufbereitung entstehen THG-Emissionen durch den Anlagenbetrieb sowie Methan-Leckagen aus Ventilen und Dichtungen. Zusätzlich kann es vorkommen, dass überschüssiges Gas abgefackelt oder abgelassen wird. Die Umwandlung in LNG, bei der das Gas auf ca. −162 °C gekühlt wird, verursacht CO_2-Emissionen für die Kühlung sowie Methanleckagen aus Kompressoren und Tanks, was zu den größten Emissionsquellen im LNG-Lebenszyklus gehört. Der Transport in Tankschiffen erzeugt THG-Emissionen durch Verdampfung und Schiffsmotoren. Am Zielort wird das LNG durch Regasifizierung wieder in Gas überführt, was THG-Emissionen durch Heizsysteme, Methanschlupf bei der Druckerhöhung und Leckagen an Ventilen verursacht. Eine alternative Transportmöglichkeit ist über Pipelines. Hier entstehen THG-Emissionen vor allem durch Leckagen alter Infrastruktur und Verdichterstationen, die Erdgas verbrennen, um den Druck aufrechtzuerhalten. Die Leckagerate hängt dabei stark vom Alter und der Länge der Pipeline ab (IEA 2024a).

Die durchschnittliche Intensität der Vorkettenemissionen der deutschen Gasimporte zum Zeitpunkt der Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz hat sich im Zeitraum von 2021 bis 2024 um ca. 27 % auf 6,3 g CO_2-Äq./MJ erhöht (siehe Abbildung 8). Dies ist auf den höheren Anteil von LNG-Importen zurückzuführen, deren Emissionsintensität 7,9 bis 15,6 g CO_2-Äq./MJ beträgt, während Pipeline-Importe nur eine Emissionsintensität von 2,1 bis 6,4 g CO_2-Äq./MJ aufweisen[21]. Die Importanteile (Eurostat 2025) von LNG und Pipelinegas aus Norwegen sind zwischen den Jahren 2021 und 2024 angestiegen, während Pipelineimporte aus Russland stark zurückgingen. Die Importanteile können sich vom Verbrauchsmix unterscheiden, weil Deutschland als Transitland im europäischen Gasmarkt hohe Mengen durchleitet.[22]

[21] Für einen Literaturvergleich siehe Abbildung A 2. Andere Studien gehen teilweise von noch höheren LNG-Emissionen aus.

[22] Importe aus Tschechien sind hauptsächlich Reimporte und bleiben unberücksichtigt. Importe aus Polen und Österreich werden als russische Pipelineimporte angenommen. Die LNG-Anteile basieren auf IEEFA (2025). Die Niederlande und Belgien sind ebenfalls Transitländer, weshalb deren Bezugsmix anteilig übernommen wurde. Deshalb findet sich russisches LNG im Importmix wieder, da große Mengen über Belgien importiert werden.

Abbildung 8: Emissionsintensitäten im Erdgasnetz



Eigene Darstellung von Rystad Energy (2025) für Förderung; Khutal et al. (2024) für die Aufbereitung; Zhu et al. (2024) für die Verflüssigung; Wood Mackenzie (2025) für Schiffstransport und Regasifizierung und IEA (2024a) für Pipelineleckageraten.

5 Gütebetrachtung

5.1 Allgemeine Überlegungen

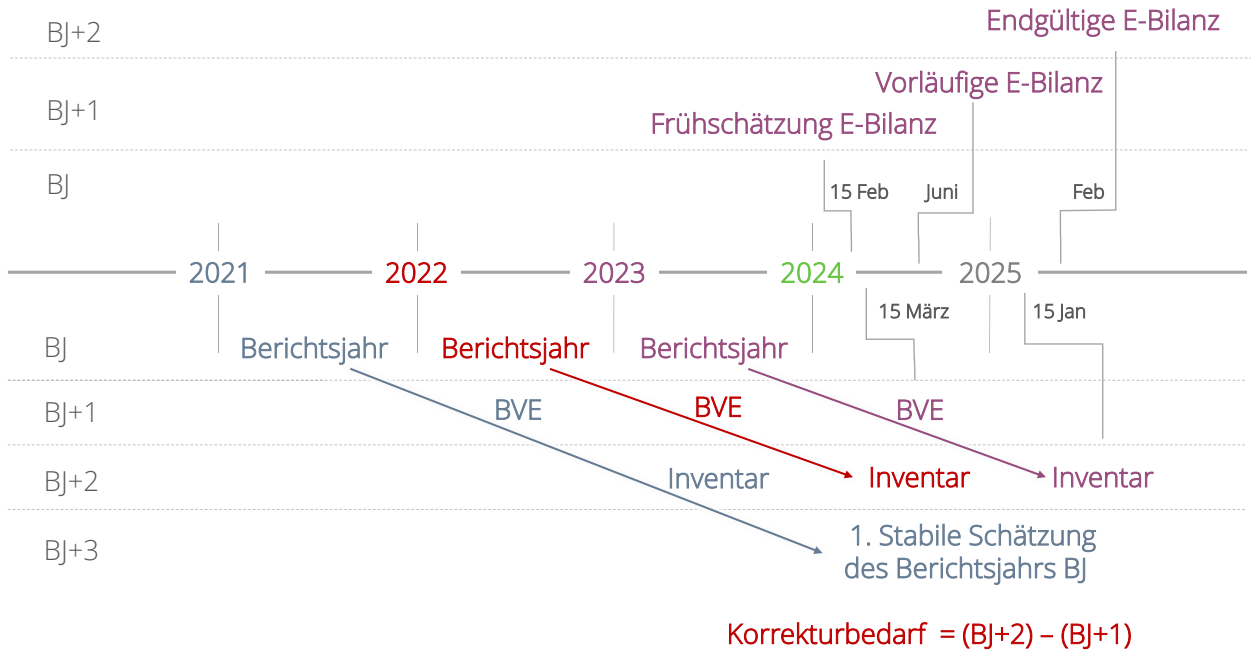
58 Die sektoralen Emissionsdaten sind Schätzungen, die vielfach auf vorläufigen Datenquellen basieren. Die Abweichungen zwischen geschätzten und wahren Werten bilden die Gesamtunsicherheit und setzen sich aus zufälligen Fehlern und systematischen Verzerrungen zusammen. Beruht eine Schätzung auf einer geringen Stichprobengröße, sinkt die Präzision bei Schätzungen durch eine Zunahme von zufälligen Fehlern. Systematische Verzerrungen hingegen können durch Messfehler auftreten oder wenn nicht alle Prozesse berücksichtigt werden, die die Messgrößen beeinflussen oder steuern (IPCC 2006).

59 Aus der Unsicherheitsbetrachtung ergeben sich zwei Fragen an die Güte der berechneten Emissionsdaten: (1) In welchem Umfang muss mit nachträglichen Korrekturen der Emissionsschätzungen gerechnet werden, sofern später detailliertere und präzisere Ausgangsdaten für das Jahr 2024 vorliegen? (2) Wie präzise trifft die Berechnung der Emissionsdaten den wahren, nicht beobachtbaren Emissionswert? Kapitel 5.2 thematisiert die erste Frage. Zunächst werden die bisherigen Korrekturbedarfe der Emissionsdaten über den Zeitraum von 2010 bis 2023 aufgezeigt. Des Weiteren werden die Korrekturen zwischen den Emissionsdaten des Vorjahres und den nachfolgenden Emissionsdaten (Treibhausgasinventar) für das Berichtsjahr 2023 analysiert. Für die Beantwortung der zweiten Frage erfolgt eine Diskussion der Angaben zu sektorenspezifischen und sektorenübergreifenden Unsicherheiten der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes (siehe Kapitel 5.3). Die Plausibilität der Unsicherheiten des Umweltbundesamtes wird in Kapitel 5.4 auf Basis eines Vergleichs mit den bisherigen Korrekturbedarfen bewertet.

5.2 Korrekturbedarfe

60 Je weiter ein Berichtsjahr (BJ) in der Vergangenheit liegt, desto höher ist die Qualität der zugehörigen Emissionsdaten: Sie steigt ausgehend von der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres (BJ+1) über nachfolgende Treibhausgasinventare, die frühestens zwei Jahre später zur Verfügung stehen (BJ+i mit $i \geq 2$). Dies liegt an der steigenden Verfügbarkeit und Qualität von Ausgangsdaten. Eine schematische Darstellung der zeitlichen Abfolge der Veröffentlichungen zeigt Abbildung 9. Daraus ergeben sich jährlich Korrekturen der Emissionsdaten im Rahmen der Inventarberichterstattung. Die Emissionsdaten des Vorjahres berichten ausschließlich die THG-Emissionen des zurückliegenden Berichtsjahres, wohingegen die Nationalen Treibhausgasinventare die Emissionsdaten für den Zeitraum vom Jahr 1990 bis zum jeweiligen Bezugsjahr enthalten. Hierbei werden die Emissionsdaten rückwirkend für alle Jahre an die neuesten Daten und Methoden angepasst. Diese Anpassung wird Rückrechnung genannt. Daher ist zu erwarten, dass sich die Genauigkeit der berichteten THG-Emissionen im Zeitverlauf erhöht und somit die Differenz zwischen aufeinanderfolgenden Emissionsschätzungen für dasselbe Berichtsjahr (Korrekturbedarf) ein Gütekriterium darstellt (ERK 2023b, Kap. A.2.1). Die Genauigkeit der berichteten THG-Emissionen unterteilt sich dabei in zwei Kriterien: Präzision und Richtigkeit. Die Präzision gibt die Streubreite der Schätzung an, wohingegen die Richtigkeit die Schätzung hinsichtlich systematischer Fehler bewertet.

Abbildung 9: Schematische Darstellung von der zeitlichen Aufeinanderfolge diverser Veröffentlichungen



Eigene Darstellung. E-Bilanz = Energiebilanz; BVE = Berechnung der Vorjahresemissionsdaten; BJ = Berichtsjahr. Korrekturbedarfe ergeben sich aus den Differenzen aufeinanderfolgender Veröffentlichungen.

61 Um die Güte der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres zu bewerten, wurde im Rahmen der letzten Prüfberichte des Expertenrats der beobachtete Korrekturbedarf der Treibhausgasinventare über die Zeit ermittelt. Emissionsdaten, die in den nachfolgenden Treibhausgasinventaren im Regelfall nur noch geringfügig korrigiert wurden, werden als stabile Schätzung bezeichnet. Für das aktuelle Gutachten wurde eine Aktualisierung und Ergänzung um das Berichtsjahr 2023 vorgenommen (siehe für das Vorgehen ERK 2024c, Kapitel A.2.1). Die Korrekturen zwischen der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres und nachfolgendem Treibhausgasinventar sowie aufeinanderfolgender Treibhausgasinventare werden dabei sowohl auf sektoraler Ebene als auch aggregiert ab dem Berichtsjahr 2010 analysiert.

5.2.1 Mehrjähriger Vergleich historischer Korrekturbedarfe

62 Wie bereits in vergangenen Prüfberichten (ERK 2021; 2022; 2023a; 2024b) festgestellt, lässt sich aus (unmittelbar) nachfolgenden Korrekturen durch die Inventarberichterstattung keine systematische Über- oder Unterschätzung bei der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres feststellen (siehe Abbildung 10). Somit finden sich keine Anzeichen für systematische Fehler in der Schätzung, sodass die berichteten THG-Emissionen als unverzerrte – richtige – Schätzwerte angesehen werden können.

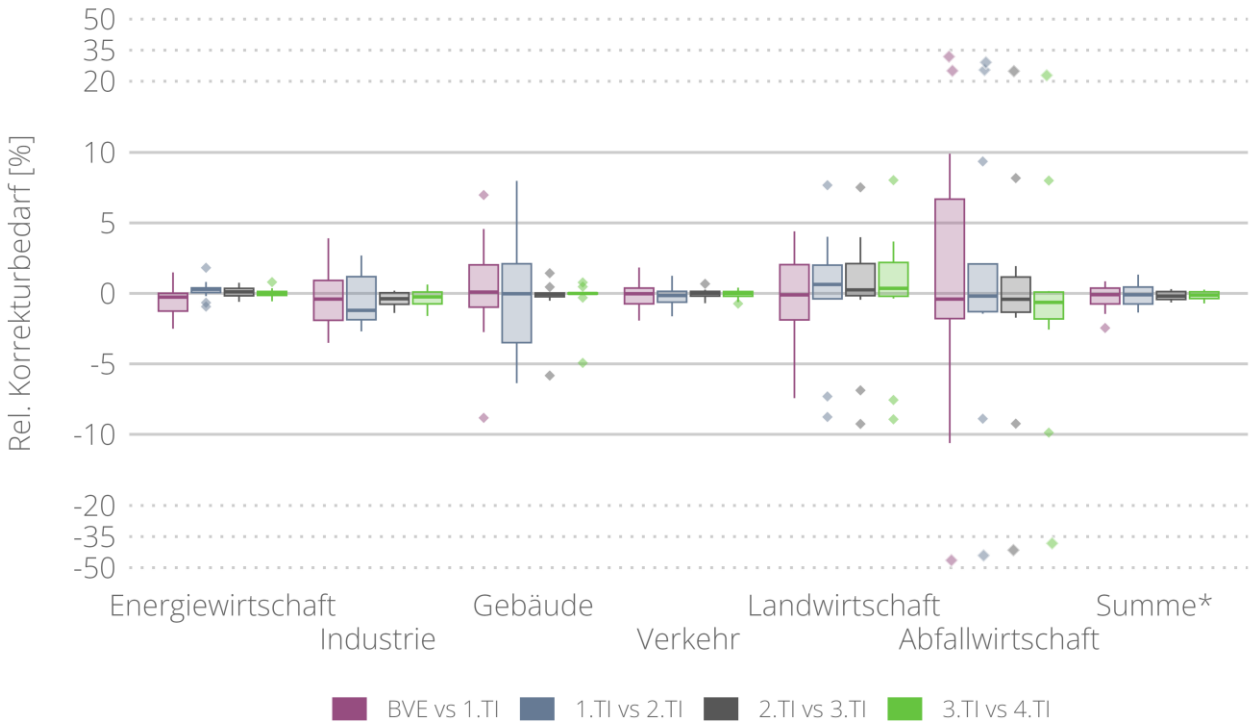
63 Die Korrekturbedarfe nehmen in der Regel ab, je weiter die berichteten Emissionsdaten und das Berichtsjahr auseinander liegen (siehe Abbildung 10). Sowohl die sektoralen als auch die Gesamtemissionen wurden nach dem zweiten nachfolgenden Treibhausgasinventar (BJ+3) im Regelfall nur noch geringfügig korrigiert. Für die Sektoren Energiewirtschaft und Verkehr liegen die Mittel der relativen Korrekturen bei 0,3 %, im Industriesektor bei 0,5 % und im Gebäudesektor bei 0,8 %. In der

Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges bei etwa 2,8 % bzw. 7,7 %. Daher ist festzustellen, dass die Präzision der berichteten THG-Emissionen im Zeitverlauf zunimmt.

64 Die Sektoren Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges waren bislang am stärksten von nachträglichen Korrekturen der Treibhausgasinventare betroffen. Ursache hierfür sind insbesondere Anpassungen bezüglich der Annahmen der Emissionsfaktoren der Nicht-CO_2-Emissionen (Methan-, Lachgas-Emissionen) sowie eine zum Teil mit großer Verzögerung berichtete Datenlage (UBA 2025a). Es kann daher gerade in diesen Sektoren auch nach dem zweiten nachfolgenden Nationalen Treibhausgasinventar (BJ+i mit i ≥ 3) zu substanziellen Korrekturen der Nicht-CO_2-Emissionen und somit auch der CO_2-äquivalenten Emissionen kommen.

65 In Anbetracht der vorläufigen, maßgeblichen Ausgangsdaten sollten alle Emissionsdaten vor der ersten stabilen Schätzung entsprechend bewertet werden. Diese Erkenntnis gilt auch für die Emissionsdaten des Berichtsjahres 2024 (BJ+1 UBA 2025h). Entsprechend ist mindestens bis zum zweiten nachfolgenden Nationalen Treibhausgasinventar (BJ+3) für das Berichtsjahr 2024 mit Korrekturen auf sektoraler Ebene zu rechnen. Dieses wird im Jahr 2027 zur Verfügung stehen.

Abbildung 10: Relative Korrekturbedarfe der Emissionsdaten gegenüber der jeweils vorangegangenen Emissionsschätzung der Berichtsjahre 2010 bis 2023



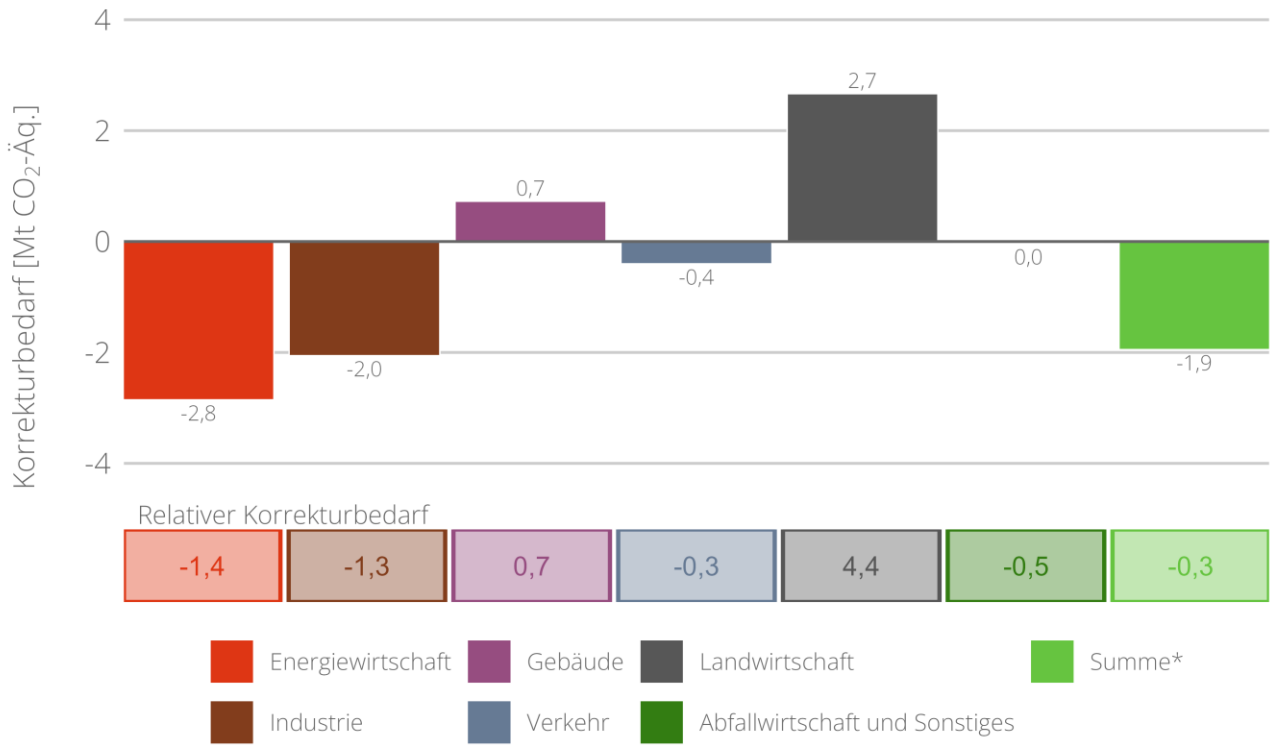
Eigene Darstellung nach eigenen Berechnungen auf Basis der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten (BVE) und der Treibhausgasinventare (TI) des Umweltbundesamtes der Berichtsjahre 2010 bis 2023. Jeder Kasten beschreibt zwischen Unter- und Oberkante das 25. bis 75. Perzentil und die Mittelbande den Median. Die maximale Länge der Antennen entspricht dem Interquartilsabstand multipliziert mit 1,5 und wird bis zum letzten Wert innerhalb dieser Länge gezeichnet. Ausreißer, die weder von der Box noch den Antennen abgedeckt werden, werden als Punkte eingezeichnet.
* ohne THG-Emissionen des Sektors LULUCF.

5.2.2 Nachträglicher Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2023

66 Der nachträgliche Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2023 zwischen Emissionsdaten (BJ+1) und dem Treibhausgasinventar (BJ+2) ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) wurden um 1,9 Mt CO_2-Äq. nach unten korrigiert. In den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr und Abfallwirtschaft und Sonstige wurden die THG-Emissionen nach unten korrigiert (siehe Tabelle 3). Im Gebäudesektor und der Landwirtschaft wurden die THG-Emissionen nach oben korrigiert.

67 Es ergeben sich in den Sektoren absolute und relative Abweichungen (siehe Abbildung 11). Diese variieren je nach Höhe der THG-Emissionen in den Sektoren und zugehörigen Korrekturen. Es ergeben sich sektoral absolute Abweichungen von 0,0 Mt CO_2-Äq. (Abfallwirtschaft) bis zu 2,8 Mt CO_2-Äq. (Energiewirtschaft) bzw. relative Abweichungen zwischen 0,3 % (Verkehr) und 4,4 % (Landwirtschaft). Sektorenübergreifend beträgt die absolute Abweichung −1,9 Mt CO_2-Äq. und die relative Abweichung −0,3 %.

Abbildung 11: Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten (BJ+1) und dem nachfolgenden Treibhausgasinventar (BJ+2) für das Berichtsjahr 2023



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025h) sowie eigenen Berechnungen.
* ohne THG-Emissionen des Sektors LULUCF

68 Die Korrekturen in Abbildung 11 lassen sich ausnahmslos auf methodische Rückrechnungen und endgültige Statistiken zurückführen. So wurden beispielsweise in dem Sektor Landwirtschaft zum ersten Mal die Emissionsfaktoren aus dem IPCC-Refinement (2019) verwendet (UBA 2025a). Die methodische

Änderung und die Korrekturen hatten rückwirkend keinen Einfluss darauf, ob die Ziele in der Landwirtschaft und in anderen Sektoren erreicht wurden.

Tabelle 3: Absolute und relative Korrektur zwischen den Emissionsdaten des Vorjahres (BJ+1) und den Emissionsdaten (BJ+2) für das Berichtsjahr 2023

	KSG-Ziel [Mt CO_2-Äq.]	BVE [Mt CO_2-Äq.]	THG-Inventar [Mt CO_2-Äq.]	Absolute Korrektur [Mt CO_2-Äq.]	Relative Korrektur
Energiewirtschaft	240,9	205,4	202,6	−2,8	−1,4 %
Industrie	173,8	155	152,9	−2,0	−1,3 %
Gebäude	100,9	102,2	102,9	0,7	0,7 %
Verkehr	133	145,5	145,1	−0,4	−0,3 %
Landwirtschaft	66,8	60,3	63	2,7	4,4 %
Abfallwirtschaft und Sonstiges	8,7	5,5	5,5	0,03	−0,5 %
Gesamt-emissionen (ohne LULUCF)	724	674	672	−1,9	−0,3 %

Eigene Darstellung nach eigenen Berechnungen auf Basis der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten (BVE) für das Jahr 2023 und des Nationalen Treibhausgasinventars 2025 des Umweltbundesamtes (UBA 2025h; 2024c). Etwaige Diskrepanzen bei Korrekturen ergeben sich aus Rundungen. Die hier aufgeführten Jahresemissionsmengen entsprechen den Werten aus Tabelle 5.

5.3 Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamtes zur Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024

69 Zur Berechnung der Emissionsdaten weist das Umweltbundesamt sektorenspezifische und sektorenübergreifende Unsicherheitsbereiche der THG-Emissionen aus. Diese beruhen auf Unsicherheitsschätzungen aller Quellgruppen und Senken im Rahmen der Nationalen Inventarberichterstattung (UBA 2025b). Das Vorgehen zur Berechnung der Unsicherheiten, inklusive der Anwendung von Expertenschätzungen, konnte bereits in der Vergangenheit reproduziert und somit nachvollzogen werden – näheres hierzu am Ende dieses Abschnitts. In Tabelle 4 sind die vom Umweltbundesamt angegebenen sektorenspezifischen Unsicherheiten dargestellt, aufgeteilt nach Unsicherheiten bei den Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und auf Ebene der (sektoralen) Gesamtemissionen.

70 Die relativen Unsicherheiten bezogen auf die THG-Emissionen der Sektoren unterscheiden sich deutlich. Bedingt durch die verschiedenen Größenordnungen der sektoralen THG-Emissionen, fallen zusätzlich die absoluten Unsicherheiten unterschiedlich aus. Die relative Bandbreite für die Unsicherheitsangaben ist dort am höchsten, wo der Wissensstand vergleichsweise niedrig ist. Dies kann die Aktivitätsdaten und die Emissionsfaktoren betreffen. Wesentliche Gründe für Unsicherheiten finden sich in der Methodik und der Häufigkeit der Datenerhebung, der Datenbereitstellung, der Verfügbarkeit von Daten oder Modellen und einer eingeschränkten Spezifität bei der Abbildung von Prozessen und/oder Regionen.

71 Daraus ergibt sich die größte Unsicherheit im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges mit 166,9 %. Hauptursache ist die lückenhafte Datenlage, die zu erheblichen Unschärfen bei den Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren führt (UBA 2023b, S. 123). Auch in den Sektoren LULUCF (18 %) und Landwirtschaft (15 %) tragen eine unvollständige Datenlage sowie ein teils begrenzter Kenntnisstand über Prozesse und Emissionsfaktoren zu erhöhten Unsicherheiten bei. Dies spiegelt sich auch in einem entsprechend hohen Korrekturbedarf wider.

72 Vergleichsweise niedrige relative Unsicherheiten weisen die übrigen Sektoren auf: Industrie (2,5 %), Energiewirtschaft (3,2 %), Verkehr (5,0 %) und Gebäude (7,8 %). Dies ist bedingt durch bessere Wissensstände bei den Aktivitätsdaten und auch bei den Emissionsfaktoren. Im Industriesektor erklärt sich dies laut Umweltbundesamt durch die enge Korrelation zwischen verfügbaren Produktionsdaten und dem Brennstoffeinsatz; in der Energiewirtschaft durch die frühzeitige Verfügbarkeit verlässlicher Daten (UBA 2025a). Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass insbesondere im Industriesektor in der Vergangenheit teilweise erhebliche nachträgliche Korrekturen vorgenommen werden mussten (siehe Kapitel 5.4).

73 Die Angaben des Umweltbundesamtes zu den sektorenspezifischen Unsicherheiten konnten mithilfe der IPCC-Richtlinien aus dem Jahr 2006 (IPCC 2006) bereits in ERK (2022) unabhängig nachvollzogen und geprüft werden. Zeitgleich wurde die Anwendung des Experten-Boosters durch das Umweltbundesamt, der die Unsicherheiten in Aktivitätsdaten moduliert, mithilfe des Umweltbundesamtes nachvollzogen. Die Experten-Booster entsprechen denen des Vorjahres.

74 Nach Einschätzungen des Umweltbundesamtes sollen die Unsicherheiten als qualitative Orientierungsgröße und nicht als trennungsscharfes Unsicherheitsband dienen. Dies kann der Expertenrat nach mehrfachem Austausch mit dem Umweltbundesamt wie in den vergangenen Jahren weiterhin nachvollziehen.

Tabelle 4: Unsicherheiten der sektoralen und aggregierten Emissionsschätzungen 2024 nach Angaben des Umweltbundesamtes

	Emissionsschätzung	Unsicherheiten			
Sektor nach KSG	[Mt CO_2-Äq.]	Aktivitätsdaten [%]	Emissionsfaktoren [%]	THG-Emissionen [±Mt CO_2-Äq.]	THG-Emissionen [%]
Energiewirtschaft	185	2,3	2,1	5,8	3,2
Industrie	153	1,7	1,9	3,9	2,5
Gebäude	100,5	4,7	6,3	7,9	7,8
Verkehr	143,1	2,3	4,5	7,2	5,0
Landwirtschaft	62,1	3,2	14,6	9.3	15
Abfallwirtschaft und Sonstiges	5,4	35,9	163	8,9	166,9
LULUCF	51,3	4,5	17,5	9,2	18
Gesamtemissionen (ohne LULUCF)	649			18,1	2,8

Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025a).

5.4 Einordnung und Vergleich von Unsicherheiten und Korrekturbedarfen

75 Die Emissionsdaten, die das Umweltbundesamt ausweist, sind statistisch gesehen eine Annäherung an tatsächliche Werte. Aus diesem Grund gibt das Umweltbundesamt zusätzlich ein 95 %-Konfidenzintervall an (siehe Tabelle 6). Ob dieses Konfidenzintervall zutreffend geschätzt ist, lässt sich empirisch nicht ohne weiteres überprüfen, weswegen der Expertenrat sich diesbezüglich auf die Prüfung des Prozesses der Ermittlung der Konfidenzintervalle beschränkt (siehe Kapitel 5.3).

76 Eine grobe Indikation für die Plausibilität der vom Umweltbundesamt ermittelten Unsicherheitsangaben kann sich aus dem Vergleich mit dem beobachteten historischen Korrekturbedarf der Jahre 2010 bis 2022 ergeben. Dieser berechnet tatsächliche Anpassungen an die Schätzungen im Zeitverlauf (siehe Kapitel 5.2.1) und sollte sich infolge dieser Anpassungen idealerweise dem tatsächlichen Wert immer mehr annähern. Die diesjährige Prüfung konnte das Inventar, welches drei Jahre nach dem Berichtsjahr erscheint (BJ+3), erneut als erste stabile Schätzung[23] bestätigen (siehe Kapitel 5.2.1).

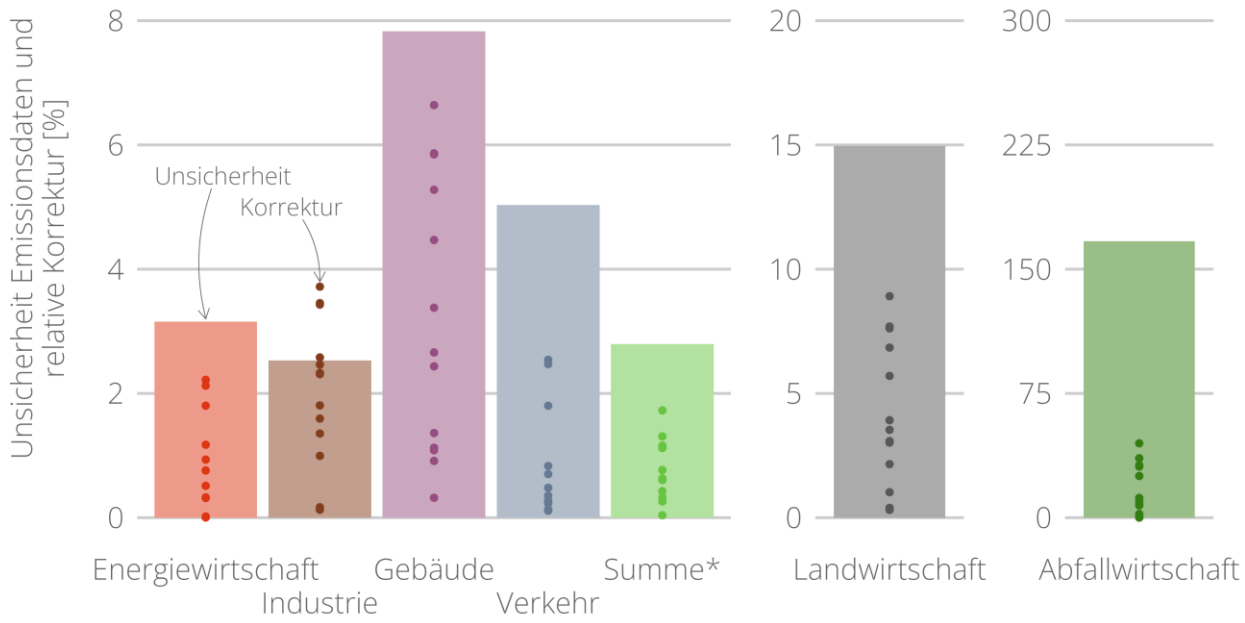
77 Interpretiert man diesen Inventarbericht als Proxy für den tatsächlichen Wert der THG-Emissionen, kann man den historischen Korrekturbedarf von (BJ+1) zu (BJ+3) als die tatsächliche Realisierung des zum Zeitpunkt (BJ+1) zu vermutenden Fehlers betrachten. Wenn die heute ausgewiesene Unsicherheit dann auch die in der Vergangenheit vorliegende Unsicherheit beschreiben würde (Annahme einer konstanten Unsicherheitsstruktur), würde man erwarten, dass bei 13 Datenpunkten zu historischen Korrekturen weniger als ein Datenpunkt außerhalb des 95 %-Konfidenzintervalls liegt. Liegen mehr Datenpunkte außerhalb des Konfidenzintervalls, hieße das, dass die Streuung der Korrekturbedarfe, und somit ihre Varianz, in der Vergangenheit größer war als die Unsicherheit, die das Umweltbundesamt aktuell für die Zukunft unterstellt.

78 Die Gegenüberstellung der historischen Korrekturbedarfe mit den vom Umweltbundesamt angegebenen Unsicherheiten (siehe Abbildung 12) zeigt auf Ebene der Gesamtemissionen (Summe ohne LULUCF) sowie in allen Sektoren außer der Industrie, dass keine der historischen Korrekturen außerhalb des jeweiligen Konfidenzintervalls liegen. Da die Korrekturen in diesen Sektoren alle innerhalb der angegebenen Konfidenzintervalle liegen, gibt es keinen Hinweis darauf, dass diese Konfidenzintervalle zu klein sind. Die Unsicherheiten können daher als ausreichend groß angesehen werden, um die tatsächliche Unsicherheit gut zu beschreiben.

79 Für den Sektor Industrie liegen allerdings vier der historischen Korrekturbedarfe außerhalb des Konfidenzintervalls. Dies ist ein Hinweis darauf, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Verteilung (Fehler von 2,5 %) die Unsicherheit für den Emissionswert dieses Sektors eher unterschätzt. Jedoch ist zu betonen, dass die Unsicherheit für die Emissionsdaten für das Jahr 2024 von 2,4 % auf 2,5 % um 0,1 % nach oben korrigiert wurde. In ERK (2024b) wurde darüber hinaus festgestellt, dass die relative Korrektur für das Jahr 2021 die bis dahin mit Abstand geringste war. Die relative Korrektur für das Jahr 2022 für den Industriesektor setzt diesen Trend fort mit einer noch geringeren Korrektur zwischen der ersten Schätzung (BJ+1) und der ersten stabilen Schätzung in (BJ+3). Dies könnten Hinweise darauf sein, dass die Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamts zwar im Vergleich zu den historischen Korrekturbedarfen in der Tendenz zu niedrig angesetzt sind (siehe auch ERK 2024b,), sie die aktuelle Unsicherheit aber adäquat abbilden könnten.

[23] Die erste stabile Schätzung beschreibt das Inventar, nachdem es zu keinen substanziellen nachträglichen Korrekturen kommt. Dies ist der Fall für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr (siehe Kapitel 5.2.1, insb. Abbildung 10).

Abbildung 12: Gegenüberstellung der Unsicherheiten des Umweltbundesamtes mit den relativen Korrekturbedarfen im zweiten Inventarbericht gegenüber der jeweiligen Berechnung der Emissionsdaten für das Vorjahr



Eigene Darstellung auf Basis der Vorjahresschätzungen und Treibhausgasinventaren des Umweltbundesamtes der Berichtsjahre 2010 bis 2022 sowie ergänzende Informationen des Umweltbundesamtes zu UBA (2025h). *ohne THG-Emissionen des Sektors LULUCF.

80 Darüber hinaus ist eine grundsätzliche Betrachtung der relativen Korrekturen aller Sektoren für das Berichtsjahr 2022 möglich. Dieser Abgleich ist von besonderem Interesse, da es im Jahr 2023 (BJ+1) zu einer methodischen Umstellung bei der Berechnung der Emissionen des Vorjahres kam. So wurde auf eine der IPCC-Berichtserstattung ähnlicheren Berechnung umgestellt (siehe ERK 2023a). Diese Umstellung betraf maßgeblich die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Industrie sowie Teile der Landwirtschaft. In den genannten Sektoren reduzierten sich die nachträglichen Korrekturbedarfe zwischen der Berechnung der Emissionen des Vorjahres und der ersten stabilen Schätzung deutlich. Ob sich dies fortsetzt, werden die nächsten Jahre zeigen. Für die Landwirtschaft lag die Korrektur oberhalb der durchschnittlichen relativen Korrekturen der Vorjahre. Diese ist jedoch auf eine methodische Rückrechnung zurückzuführen (siehe UBA 2025h).

6 Feststellung zu den Emissionsdaten für das Jahr 2024

6.1 Feststellungen zur Zielerreichung der Emissionen für das Jahr 2024

81 Das Umweltbundesamt hat seinen Bericht zur Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2024 fristgerecht vorgelegt. Dabei hat das Umweltbundesamt auch die Jahresemissionsmengen gemäß dem Ausgleichsmechanismus nach § 4Abs. 3 KSG angepasst (Tabelle 8 in UBA (2025a)). Die Anwendung des Ausgleichsmechanismus lässt jedoch Spielraum, wie in ERK (2024b, Kapitel 5.2) dargestellt. Tabelle 5 zeigt in schwarz die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen angepassten Jahresemissionsmengen für die Jahre 2021 bis 2030. In Rot sind die Werte auf Basis der in ERK (2024b, Kapitel 5.2) beschriebenen, alternativen Vorgehensweise dargestellt. Der Vergleich der beiden Vorgehensweisen zeigt, dass es zwar leichte Verschiebungen zwischen den Sektoren gibt, in Summe über die Jahre 2021 bis 2030 beide Vorgehensweisen aber sehr ähnliche Ergebnisse liefern (Differenz: 0,013 Mt CO_2-Äq.).[24] Aufgrund der in ERK (2024b) beschriebenen Vorteile wird im Folgenden jeweils Bezug genommen auf die angepassten Jahresemissions(gesamt)mengen gemäß der vom Expertenrat entwickelten Vorgehensweise. Die Über- oder Unterschreitung der Jahresemissions(gesamt)mengen wird für die im Bundes-Klimaschutzgesetz definierten Sektoren festgestellt und überprüft.

[24] Zu dem gleichen Schluss kommt auch (UBA 2025p, Fußnote 3) und weist darauf hin, dass die gewählte Herangehensweise nicht relevant ist für die Schlussfolgerungen hinsichtlich der Zielerreichung.

Tabelle 5: Angepasste Jahresemissions(gesamt)mengen für die Jahre 2021 bis 2030 (in kt CO_2-Äq.)

Sektor nach KSG	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Differenz zwischen UBA und ERK
Energiewirtschaft*	269 000	259652	240961	228444	216685	198685	179685	160685	142685	123685	1 132
	269 000	259 509	240 864	228 332	216 555	198 555	179 555	160 555	142 555	123 555	
Industrie	182 000	176 861	172 985	168 851	163 492	155 492	146 492	138 492	131 492	124 492	−8 517
	182 000	177 190	173 793	169 774	164 568	156 568	147 568	139 568	132 568	125 568	
Gebäude	113 000	107 442	101 054	95 785	89 994	84 994	79 994	74 994	69 994	64 994	1 702
	113 000	107 301	100 900	95 609	89 788	84 788	79 788	74 788	69 788	64 788	
Verkehr	145 000	138 802	132 741	124 971	116 957	110 957	105 957	98 957	89 957	78 957	−2 499
	145 000	139 045	132 964	125 226	117 254	111 254	106 254	99 254	90 254	79 254	
Landwirtschaft	68 000	67 593	67 362	66 991	65 805	64 805	63 805	61 805	59 805	58 805	6 224
	68 000	67 343	66 773	66 318	65 019	64 019	63 019	61 019	59 019	58 019	
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9 000	8 501	8 856	8 337	8 833	7 833	7 833	6 833	6 833	5 833	1 946
	9 000	8 343	8 679	8 135	8 598	7 598	7 598	6 598	6 598	5 598	
Jahresemissions-gesamtmengen	786 000	758 849**	723 960**	693 380	661 766	622 766	583 766	541 766	500 766	456 766	−13
	786 000	758 730	723 973	693 394	661 784	622 784	583 784	541 784	500 784	456 784	

Eigene Berechnungen auf Basis von UBA (2025h). In schwarz sind die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen angepassten Jahresemissions(gesamt)mengen ausgewiesen. In Rot sind die Werte auf Basis der in ERK (2024b, Kapitel 5.2) beschriebenen, alternativen Vorgehensweise dargestellt. *Die Werte für die Energiewirtschaft wurden implizit über die KSG (2024) Anlage 2 und Anlage 2a berechnet. Dasselbe Vorgehen wurde für die Werte vom Umweltbundesamt angewandt, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. **Weiter wurden die Werte für die Jahre 2022 und 2023 des Umweltbundesamts mit Hilfe des Ausgleichmechanismus berechnet, da das Umweltbundesamt erst ab der KSG-Novelle die Jahresemissionsgesamtmengen anpasst und es sonst zu einer zusätzlichen Differenz durch unterschiedliche Methoden kommen würde und eine Vergleichbarkeit nicht gegeben wäre. § 4 Abs. 2 KSG sieht eine Anpassung der Jahresemissionsgesamtmengen ab dem Jahr 2021 vor, so wie hier durchgeführt.

82 Unter der Annahme, dass i) die vom Umweltbundesamt vorgenommene Punktschätzung den Erwartungswert trifft und ii) die Fehler normalverteilt sind und iii) dass die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Konfidenzintervalle den tatsächlichen Konfidenzintervallen entsprechen, können aus der Schätzung des Umweltbundesamtes die Wahrscheinlichkeiten abgeleitet werden, ob die einzelnen Sektoren tatsächlich ihre Jahresemissionsmenge für das Jahr 2024 über- oder unterschritten haben (siehe Tabelle 6).[25]

Tabelle 6: Vergleich der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes für das Jahr 2024 mit den angepassten Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Sektor	Angepasste Jahres-emissions-menge [Mt CO_2-Äq.]	Berechnung Emissions-daten UBA 2024 [Mt CO_2-Äq.]	Änderung Emissions-daten in 2024 gegenüber 2023 [Mt CO_2-Äq.]	KSG-Zielüber/-unterschreitung: Differenz BVE minus angepasster Jahres-emissionsmenge [Mt CO_2-Äq.]	Unsicherheit der BVE (95 %-Intervall) [Mt CO_2-Äq.]	Wahrscheinlichkeit für das Erreichen der Jahresemissions-menge auf Basis der IPCC-Skala (Siehe Fußnote 25)
Energie-wirtschaft*	228,3	185,0	−17,6	−43,3	179–191	praktisch sicher
Industrie	169,8	153,0	0,1	−16,8	149–157	praktisch sicher
Gebäude	95,6	100,5	−2,4	+4,9	93–108	unwahrscheinlich
Verkehr	125,2	143,1	−2,1	+17,8	136–150	besonders unwahrscheinlich
Landwirtschaft	66,3	62,1	−0,8	−4,2	53–71	wahrscheinlich
Abfallwirtschaft und Sonstiges	8,1	5,4	−0,1	−2,8	(−4)–14	wahrscheinlich
LULUCF	-	51,3	−17,4	-	42–61	–
Gesamt (ohne LULUCF)	693,4	649,1	−23,0	−44,3	631–667	praktisch sicher

Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und eigenen Berechnungen. BVE = Berechnung der Vorjahresemissionsdaten. Mögliche Abweichungen können durch Rundungsdifferenzen entstehen. Daten basierend auf Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Berichtsjahr 2024 und den vom Umweltbundesamt angegebenen Unsicherheiten der Schätzung. *Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2024 keine Jahresemissionsmenge im Bundes-Klimaschutzgesetz angegeben, diese wurde jedoch implizit aus der Jahresemissionsgesamtmenge berechnet.

[25] Folgende Begriffe wurden verwendet, um die bewertete Wahrscheinlichkeit eines Ergebnisses anzugeben, wobei die IPCC-Nomenklatur für die Beschreibung von Unsicherheiten verwendet wurde: *praktisch sicher 99–100 %, sehr wahrscheinlich 90–100 %, wahrscheinlich 66–100 %, etwa ebenso wahrscheinlich wie nicht wahrscheinlich 33–66 %, unwahrscheinlich 0–33 %, sehr unwahrscheinlich 0–10 %, besonders unwahrscheinlich 0–1 % (Mastrandrea et al. 2010).*

83 Gemäß der Berechnung der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes haben der Industriesektor, die Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges die angepasste Jahresemissionsmenge unterschritten. Für die Sektoren Energiewirtschaft[26] und LULUCF sind im Bundes-Klimaschutzgesetz für das Jahr 2024 keine Jahresemissionsmengen angegeben. Die implizite Jahresemissionsmenge hat der Sektor Energiewirtschaft unterschritten.

84 Der Gebäudesektor sowie der Verkehrssektor überschreiten im Jahr 2024 zum wiederholten Mal die Jahresemissionsmenge. In beiden Sektoren ist die Überschreitung nochmals höher als im Vorjahr. Gemäß der vom Umweltbundesamt angegebenen Konfidenzintervalle kann die Überschreitung im Sektor Verkehr als praktisch sicher gelten, die Überschreitung im Gebäudesektor als wahrscheinlich.

85 Der Sektor **Energiewirtschaft** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 185 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 17,6 Mt CO_2-Äq. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 8,7 %. Für das Jahr 2024 berechnet sich die Jahresemissionsmenge für die Energiewirtschaft als Differenz zwischen Jahresemissionsgesamtmenge und den Jahresemissionsmengen der übrigen Sektoren (siehe Tabelle 5). Diese implizite Jahresemissionsmenge von 228,3 Mt CO_2-Äq. wurde um 43,3 Mt CO_2-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung im Sektor Energiewirtschaft ist auf Basis der IPCC-Skala als *praktisch sicher* einzustufen.

86 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 in der Energiewirtschaft haben sich keine wesentliche Änderung gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2023 ergeben.

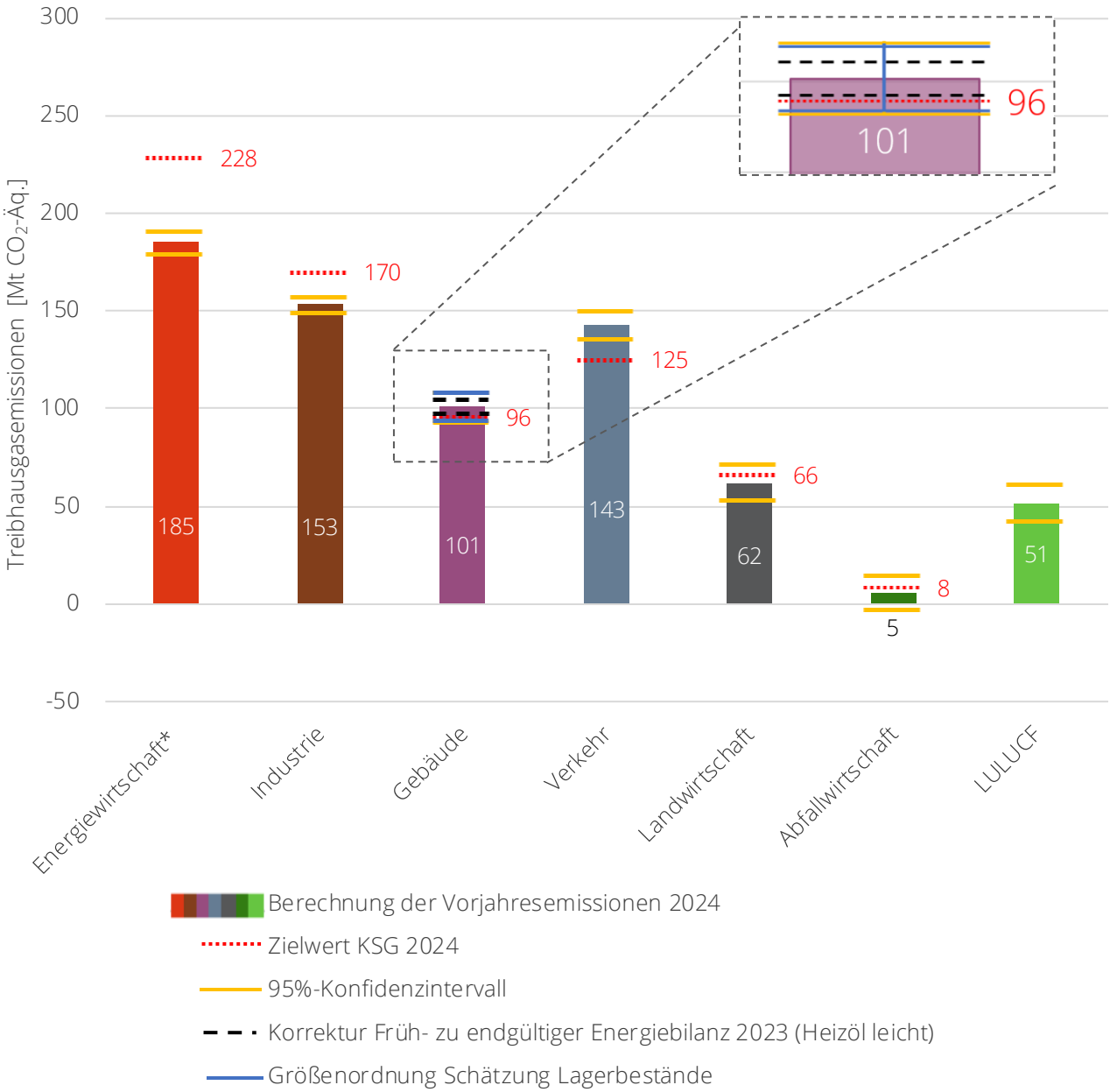
87 Der **Industriesektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 153 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit stiegen die THG-Emissionen um 0,1 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Anstieg von 0,1 %. Die Jahresemissionsmenge von 169,8 Mt CO_2-Äq. wurde dennoch um 16,8 Mt CO_2-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung im Industriesektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *praktisch sicher*[27] einzustufen.

88 Die Datengrundlage ist im Industriesektor sehr heterogen und für die verschiedenen Branchen von unterschiedlicher Qualität. In einzelnen CRT-Kategorien haben sich Änderungen ergeben, deren Auswirkungen auf die Gesamtemissionen aber als gering einzuschätzen sind (siehe dazu Tabelle 1). Es gab jedoch substanzielle Änderungen in der Methodik zur Frühschätzung der Energiebilanz, die die Schätzung ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige verbessern soll (siehe RZ 23). Der Expertenrat bestätigt die Relevanz einer präzisieren Schätzung der betreffenden Wirtschaftszweige, kann jedoch noch keine abschließende Bewertung zur Güte dieser Methodenumstellung geben (siehe RZ 41 und RZ 42). Der Expertenrat kommt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Unsicherheitsangabe der Industrie zwar im Vergleich zu den historischen Korrekturbedarfen in der Tendenz zu niedrig angesetzt scheint (siehe auch ERK 2024b), sie die aktuelle Unsicherheit aber adäquat abbilden könnte.

[26] Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2024 keine Jahresemissionsmenge im Bundes-Klimaschutzgesetz angegeben. Aus Anlage 2a in Kombination mit Anlage 2 ergibt sich aber eine implizite Jahresemissionsmenge, die im Folgenden angenommen wird (siehe auch Tabelle 5).

[27] Die Einstufung der Zielerreichung als *praktisch sicher* würde sich erst bei einer deutlich höheren Unsicherheit (dem Vierfachen) ändern. Aus dieser Unsicherheit würde sich dennoch die Einschätzung ergeben, dass der Industriesektor seine Jahresemissionsmenge mit einer Wahrscheinlichkeit von 98 % – und damit sehr wahrscheinlich – eingehalten hat.

Abbildung 13: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2024 mit den sektorenspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 des Umweltbundesamtes und den ausgewiesenen Unsicherheiten und den angepassten Jahresemissionsmengen für das Jahr 2024 des Bundes-Klimaschutzgesetzes.
*Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2024 keine Jahresemissionsmenge im Bundes-Klimaschutzgesetz angegeben, diese wurde jedoch implizit aus der Jahresemissionsgesamtmenge berechnet.

89 Der **Gebäudesektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 100,5 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 2,4 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 2,3 %. Die Jahresemissionsmenge von 95,6 Mt CO_2-Äq. wurde dennoch um 4,9 Mt CO_2-Äq. überschritten. Der Sektor verfehlt damit zum fünften Mal in Folge die

Jahresemissionsmenge. Die Zielerreichung im Gebäudesektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *unwahrscheinlich*[28] einzustufen.

90 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 hat sich keine Änderung gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2023 ergeben. Wie aus Abbildung 6 und Abbildung 7 hervorgeht und in Kapitel 4 diskutiert wird, zeigten sich im Jahr 2023 deutliche Korrekturen bei leichtem Heizöl und auch Erdgas (sowie kleinere Korrekturen bei Flüssiggas und Steinkohle) zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz. Obgleich der absolute Fehler bei diesen vier Energieträgern mit 3,9 Mt CO_2-Äq. unter dem Korrekturwert für das Jahr 2022 von 9 Mt CO_2-Äq. liegt. Der Lagerbestandsaufbau macht im Jahr 2024 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 7,1 Mt CO_2-Äq. bzw. 23 % der THG-Emissionen durch leichtes Heizöl aus. Die Größenordnung des möglichen Fehlers ist somit nennenswert mit Blick auf die Frage einer möglichen Zielüberschreitung im Sektor Gebäude. Der Gebäudesektor hätte also die Jahresemissionsmenge im Jahr 2024 bei Betrachtung der Verbräuche anstatt der Absätze nicht überschritten. Durch die Abweichungen zwischen Frühschätzung und endgültiger Energiebilanz für das Jahr 2023 kommt der Expertenrat zu der Einschätzung, dass es Vorbehalte bezüglich der Schätzmethode im Gebäudesektor gibt.

91 Der Verkehrssektor emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 143,1 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 2,1 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,4 %. Die Jahresemissionsmenge von 125,2 Mt CO_2-Äq. wurde dennoch um 17,8 Mt CO_2-Äq. überschritten. Der Sektor verfehlt damit zum vierten Mal in Folge die Jahresemissionsmenge. Die Zielerreichung im Verkehrssektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *besonders unwahrscheinlich* einzustufen.

92 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 hat sich keine wesentliche Änderung gegenüber den für das Jahr 2023 ergeben. Hierdurch kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteeinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe insgesamt plausibel sind.

93 Der Landwirtschaftssektor emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 62,1 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 0,8 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,3 %. Die Jahresemissionsmenge von 66,3 Mt CO_2-Äq. wurde damit um 4,2 Mt CO_2-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung im Sektor Landwirtschaft ist auf Basis der IPCC-Skala als *wahrscheinlich* einzustufen.

94 Im Sektor Landwirtschaft liegen teilweise vorläufige Aktivitätsdaten vor, welche in ein Berechnungsmodell zur Bestimmung der THG-Emissionen einfließen. Dadurch können sich noch Änderungen in den Daten Mitte des Jahres ergeben, die aber in der Vergangenheit eher gering ausfielen. An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 hat sich keine

[28] Die in der Prüfung festgestellten methodischen Unschärfen bei der Punktwertschätzung in diesem Sektor können Auswirkungen auf die festgestellte Überschreitung haben (siehe Kapitel 4 und Abbildung 13). Unter der Annahme, dass der Punktschätzwert richtig ist, jedoch die Unsicherheit größer, müsste diese Unsicherheit um Faktor drei höher sein, um zu dem Ergebnis zu kommen, dass der Gebäudesektor die Jahresemissionsmengen ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich eingehalten hat. Unter der Annahme, dass der Punktschätzwert verzerrt (nicht richtig) ist, müssten die Emissionen ca. 3,5 Mt CO_2-Äq. niedriger sein, um zu dem Ergebnis zu kommen, dass der Gebäudesektor die Jahresemissionsmengen ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich eingehalten hat. Die Gütebetrachtung in Kapitel 5 wies jedoch in der Vergangenheit auf keine systematischen Fehler oder zu kleine Konfidenzintervalle hin.

wesentliche Änderung gegenüber den für das Jahr 2023 ergeben. Hervorzuheben ist hierbei die erstmalige Verwendung von Emissionsfaktoren aus dem IPCC-Refinement 2019 statt aus den IPCC-Guidelines 2006. Dadurch fielen die Lachgas-Emissionen rechnerisch höher aus. Insgesamt kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteeinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe plausibel erscheint.

95 Der Sektor **Abfallwirtschaft und Sonstiges** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 5,4 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 0,1 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 2,5 %. Die Jahresemissionsmenge von 8,1 Mt CO_2-Äq. wurde mit 2,8 Mt CO_2-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges ist auf Basis der IPCC-Skala als *wahrscheinlich* einzustufen.

96 Die THG-Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges werden durch biologische Prozesse und dabei vor allem durch historische Deponierung bestimmt. Die THG-Emissionen aus dieser CRT-Kategorie 5.A machen etwa 72 % der Gesamtemissionen des Sektors aus. Der vom Umweltbundesamt berechnete Unsicherheitsbereich der Schätzung im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges ist sowohl im Vergleich zu den anderen Sektoren als auch im Verhältnis zur Emissionsmenge sehr hoch. Diese Unsicherheit ergibt sich für die Aktivitätsdaten aus der Diskrepanz zwischen Zeitpunkt der Berechnung der Emissionsdaten für das Vorjahr und der Verfügbarkeit von endgültigen Statistiken sowie Unsicherheiten bei den Emissionsfaktoren. Bei Letzteren kann es auf Basis von Veränderungen des aktuellen Wissensstandes zu Anpassungen kommen, was zu deutlichen Veränderungen der berichteten THG-Emissionen führen kann. Der Expertenrat kommt wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteeinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe insgesamt plausibel erscheint.

97 Die **Gesamtemissionen** (ohne LULUCF) lagen laut der Angaben des Umweltbundesamts im Jahr 2024 bei 649,1 Mt CO_2-Äq. Damit sanken die THG-Emissionen um 23 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 3,4 %. Die Jahresemissionsgesamtmenge von 693,4 Mt CO_2-Äq. wurde mit 44,3 Mt CO_2-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung für die Gesamtemissionen ist auf Basis der IPCC-Skala als *praktisch sicher* einzustufen

98 Der Sektor **LULUCF** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 51,3 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024. Damit sanken die THG-Emissionen um 17,4 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 25,3 %. Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht keine jährlichen Minderungsziele vor. Im Jahr 2030 soll der Sektor jedoch eine Senkenfunktion von −25 Mt CO_2-Äq. erzielen. Stattdessen stellte der Sektor im Jahr 2024 jedoch eine Emissionsquelle dar.

99 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 im Sektor LULUCF haben sich, wie in Kapitel 3.2.4 dargestellt, deutliche Verbesserungen gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2023 ergeben. Die Emissionsdaten des Sektors sind weiterhin eher unsicher (18 % in UBA (2025a), siehe auch Kapitel 5.3 zur Einordnung). Eine Einschätzung zur Datengüte bzw. Unsicherheit, die vom Umweltbundesamt angegeben wird, hat der Expertenrat noch nicht durchgeführt. Der vergleichsweise hohe Wert für die Bandbreite der Unsicherheiten erscheint aber angesichts der Datenlage plausibel.

6.2 Einhaltung der Ziele der Europäischen Lastenteilung in den Jahren 2021 bis 2023

100 Seit dem Berichtsjahr 2022 werden die THG-Emissionen, die unter den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) fallen, berichtet. Dies geschieht immer mit zwei Jahren Verzug. Im Jahr 2025 liegen daher die Daten für die Jahre bis einschließlich 2023 vor. Neben den nationalen Zielen hat Deutschland auch auf europäischer Ebene nach der Lastenteilung (Effort-Sharing-Regulation (Europäische Kommission 2023e), im Folgenden ESR). Diese umfassen die THG-Emissionen, die nicht dem EU-ETS 1 oder LULUCF zuzuordnen sind. Das betrifft vor allem die THG-Emissionen des Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektors, aber auch Teile des Energiewirtschafts- und Industriesektors (siehe für die Anteile ERK 2022, Abbildung 9).

101 In Tabelle 7 sind die ESR-Zielwerte für Deutschland sowie die nationalen THG-Emissionen, die unter die ESR fallen, dargestellt. Das Ziel wurde für alle drei Jahre erfüllt, der Puffer nahm aber über die Jahre ab.

Tabelle 7: THG-Emissionen in der Europäischen Lastenteilung (ESR) für die Jahre 2021 bis 2023, sowie die Zielwerte für Deutschland

	2021 [Mt CO_2-Äq.]	2022 [Mt CO_2-Äq.]	2023 [Mt CO_2-Äq.]
ESR-Zielwert für Deutschland	427	413	392
Nationale THG-Emissionen unter der ESR (Stand 15.03.2025)	406*	395*	382*
Differenz Ist – Ziel	−21	−18	−10

Eigene Darstellung auf Basis der Emissionsdaten des Umweltbundesamts und UBA (2025p). *Nach den berichteten Zahlen des Umweltbundesamts werden keine THG-Emissionen des Verkehrs-, des Landwirtschafts- und des Abfallsektors dem EU-ETS 1 zugeordnet, somit werden die THG-Emissionen dieser Sektoren der ESR zugerechnet.

Abschnitt A, Teil II: Weiterführende Betrachtungen zu den Emissionsdaten

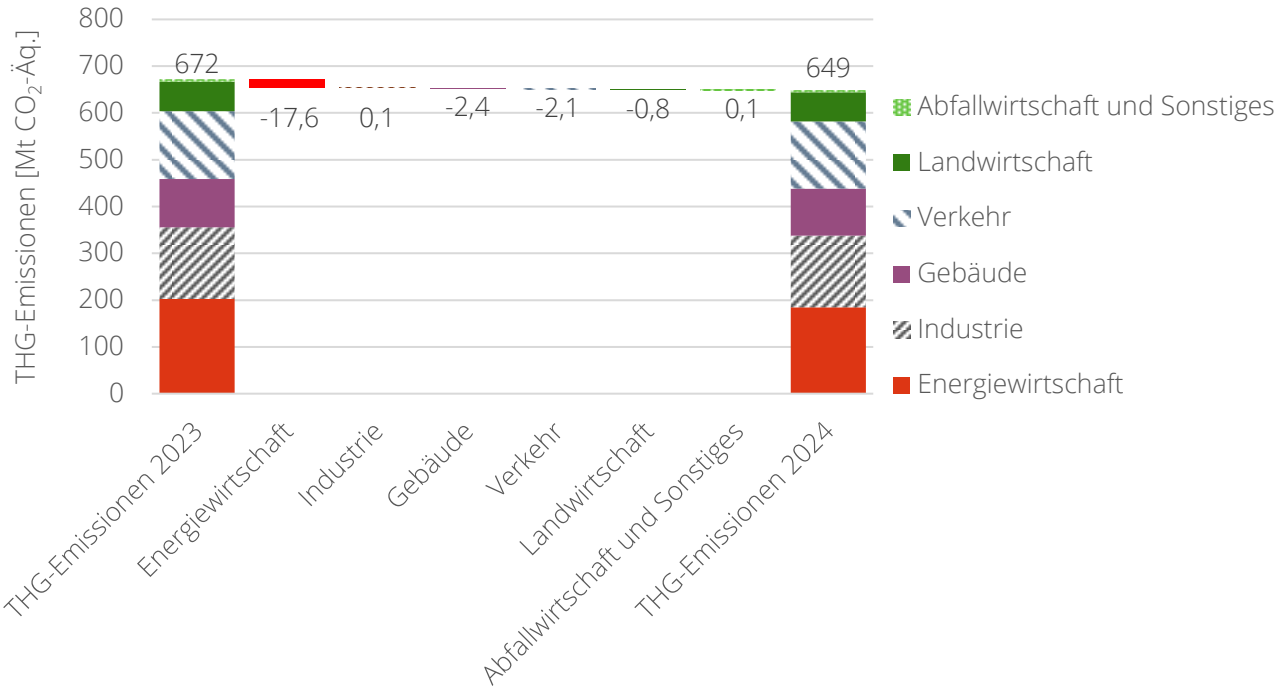
7 Einordnung der Emissionsentwicklung im Jahr 2024

7.1 Sektorenübergreifende Betrachtungen

102 Insgesamt sind die vom Umweltbundesamt berichteten THG-Emissionen im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 23 Mt CO_2-Äq. auf 649 Mt CO_2-Äq. gesunken (UBA 2025a) (siehe Abbildung 14). Dies entspricht einem Rückgang um 3,4 %. Das Jahr 2024 ordnet sich damit in den Trend der sinkenden THG-Emissionen in den letzten Jahren ein. Gleichzeitig ist dieser Emissionsrückgang deutlich niedriger ausgefallen als vom Jahr 2022 auf das Jahr 2023 (−77 Mt CO_2-Äq.). Die Verminderung der THG-Emissionen wird durch einen weiterhin starken Rückgang in der Energiewirtschaft (−17,6 Mt CO_2-Äq.) dominiert. Geringere Rückgänge sind in den Sektoren Gebäude (−2,4 Mt CO_2-Äq.), Verkehr (−2,1 Mt CO_2-Äq.), Landwirtschaft (−0,8 Mt CO_2-Äq.) sowie Abfallwirtschaft (−0,1 Mt CO_2-Äq.) zu verzeichnen. Im Vergleich hierzu blieben die THG-Emissionen im Industriesektor nahezu konstant (+0,08 Mt CO_2-Äq.).

103 Die Energiewirtschaft hatte mit 29 % den größten Anteil an den THG-Emissionen im Jahr 2024. Auf sie folgten die Sektoren Industrie (24 %), Verkehr (22 %) und Gebäude (15 %). Die Landwirtschaft emittierte 10 % der gesamten THG-Emissionen. Der kleinste Beitrag von 1 % entfiel auf den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges. Der Anteil der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen sank gegenüber dem Jahr 2023 um etwa 1,6 Prozentpunkte. Die weiteren Sektoren veränderten ihre Anteile an den Gesamtemissionen um jeweils weniger als einen Prozentpunkt.

Abbildung 14: Übersicht über die Veränderung der THG-Emissionen nach KSG-Sektoren zwischen 2023 und 2024



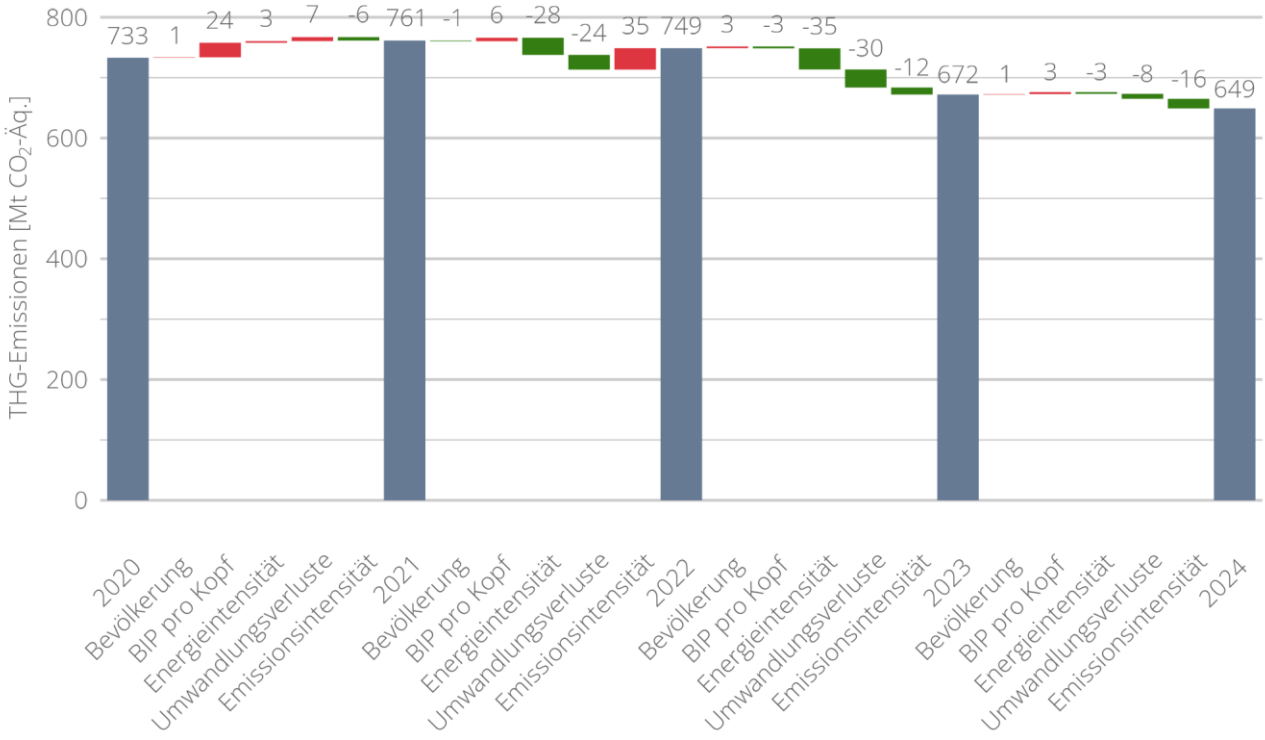
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h).

104 Die Entwicklung der THG-Emissionen kann mittels einer sektorenübergreifenden Dekompositionsanalyse[29] rechnerisch in verschiedene Faktoren zerlegt werden. Dabei wird die gesamte Veränderung der THG-Emissionen den folgenden fünf Faktoren zugeordnet (siehe Abbildung 14):

- Bevölkerungsentwicklung: Anzahl der Einwohner*innen
- BIP pro Kopf: Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf
- Energieintensität: Endenergieverbrauch (EEV) pro BIP
- Umwandlungsverluste: Primärenergieverbrauch (PEV) pro EEV
- Emissionsintensität: THG-Emissionen pro PEV

[29] Eine Beschreibung der Methodik findet sich im Technischen Begleitdokument (ERK 2024c).

Abbildung 15: Ex-post Dekomposition der sektorenübergreifenden THG-Emissionen zwischen den Jahren 2020 und 2024



Eigene Darstellung. Weitere Details zu den verwendeten Daten finden sich im Technischen Begleitdokument (ERK 2024c).

105 Im Jahr 2024 waren bis auf die Bevölkerungsentwicklung und das BIP pro Kopf alle Faktoren rückläufig. Dadurch wird ihnen rechnerisch ein mindernder Effekt auf die THG-Emissionen zugeschrieben. Der größte emissionsmindernde Effekt gegenüber dem Jahr 2023 wird mit 16 Mt CO_2-Äq. der Emissionsintensität zugewiesen. Dieser Rückgang ist insbesondere mit der gesunkenen Kohleverstromung zu begründen, die mit der Einspeisung erneuerbarer Energien und Stromimporten kompensiert wurde (siehe Kapitel 7.2). Der emissionsmindernde Effekt in Höhe von 8 Mt CO_2-Äq., der den Umwandungsverlusten zugewiesen wird, ist durch eine Verschiebung im Energiemix von Energieträgern mit niedrigem Wirkungsgrad zu Energieträgern mit höherem Wirkungsgrad und den stark angestiegenen Stromimporten gegenüber dem Jahr 2023 zu erklären (siehe Kapitel 7.2).[30] Ein leicht emissionsmindernder Effekt wird auch der Energieintensität (3 Mt CO_2-Äq.) zugeschrieben. Diese lässt sich mit einem Anstieg des BIP begründen, der stärker ins Gewicht fällt als der nur leichte Anstieg in der energieintensiven Produktion (siehe Kapitel 7.3).

[30] Der Wirkungsgrad von Braunkohle lag im Jahr 2023 im Durchschnitt bei 39,1 %, der Wirkungsgrad von Steinkohle bei 43,1 % und der Wirkungsgrad von Erdgas bei 57,3 % (UBA 2025k). Die Wirkungsgrade für Strom aus Kernenergie (33 %), Geothermie (10 %) sowie für Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft (erneuerbare Energieträger: 100 %) und Stromimporte (100 %) werden festgesetzt (UBA 2025l). Dadurch sinken bei einem höheren Anteil von erneuerbaren Energieträgern und Stromimporten am Energiemix die Umwandlungsverluste.

106 Der emissionssteigernde Effekt von 3 Mt CO_2-Äq., der dem BIP pro Kopf zugewiesen wird, liegt ebenfalls im Anstieg des BIP begründet. Dieser Anstieg der Wirtschaftsleistung im Jahr 2024 fiel relativ zum Vorjahreswert stärker aus als die relative Veränderung der Bevölkerung. Letzterer führte für sich betrachtet nur zu einem leichten Anstieg der THG-Emissionen um 1 Mt CO_2-Äq.

107 Bei der Interpretation muss berücksichtigt werden, dass es im Jahr 2022 einen neuen Zensus gab (Destatis 2022b) durch den die Bevölkerungszahl ab dem Jahr 2022 nach unten korrigiert wurde. Da es zum jetzigen Zeitpunkt keine rückwirkende Korrektur der gesamten Zeitreihe vor dem Jahr 2022 gab, würde dies eigentlich zu einem Sprung in der Zeitreihe führen. Gleichzeitig gab es allerdings eine verstärkte Zuwanderung in diesem Zeitraum, die die Korrektur rechnerisch ausgeglichen hat. Dadurch sind beide Effekte in der Zeitreihe nicht sichtbar und daher auch in den Ergebnissen der Dekomposition nicht abgebildet.[31] Entsprechend sind die Komponenten Bevölkerung und BIP pro Kopf leicht verzerrt.

108 Nach einem leichten Rückgang des BIP im Jahr 2023 um 0,4 % hat die Wirtschaftsleistung in Deutschland im Jahr 2024 real leicht um rund 0,6 % zugenommen. Zu den Gründen für die anhaltenden wirtschaftlichen Probleme zählen hohe Energiekosten sowie zunehmende Konkurrenz für deutsche Exporte und ein erhöhtes Zinsniveau (Destatis 2025d). Aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen auf Branchenebene führte dies aber nicht wie im Vorjahr zu einer Reduktion der THG-Emissionen in der Industrie (siehe Kapitel 7.3).

109 Bezüglich der Witterung im Jahr 2024 lässt sich feststellen, dass nach dem Jahr 2023 auch im Jahr 2024 eine Rekordhöhe der gemittelten Temperatur seit Beginn der Wetteraufzeichnungen erreicht wurde. Diese lag im letzten Jahr bei 10,9 °C (DWD 2024). Die Gradtagzahl für das Jahr 2024 lag damit mit einem Wert von 2 949 erstmalig unter 3 000 (BDEW 2024). Die Witterungsbedingungen haben unterschiedliche Auswirkungen auf die THG-Emissionen in den einzelnen Sektoren (siehe Kapitel 7.2, 7.4, und 7.6).

110 Im Jahr 2024 traten mehrere Änderungen klimaschutzpolitischer Maßnahmen in Kraft. So wurde beispielsweise der für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie essenzielle EU-ETS 1 reformiert. Infolgedessen werden seit dem Jahr 2024 die im Umlauf befindlichen Emissionszertifikate durch eine sukzessive Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors verringert. Zudem wurde im Jahr 2024 erstmals der Seeverkehr in den Emissionshandel einbezogen und die Verordnung zur Schaffung eines CO_2-Grenzausgleichssystems (Europäische Kommission 2023f), im Folgenden CBAM, zur Berücksichtigung energieintensiver Importe in die EU eingeführt. Ein weiteres zentrales sektorenübergreifendes Instrument ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), für welches Ende des Jahres 2023 die Rückkehr auf den ursprünglich geplanten Preispfad beschlossen wurde (45 Euro im Jahr 2024, 55 Euro im Jahr 2025), nachdem die Preissteigerung im Zuge der Energiekrise als Entlastungsmaßnahme um ein Jahr verschoben wurde (35 Euro im Jahr 2024, 45 Euro im Jahr 2025). Für eine detailliertere Übersicht und eine Einordnung der sektorenübergreifenden klimaschutzpolitischen Maßnahmen und deren Novellierungen im Zeitraum von 2022 bis 2024 wird hier auf Kapitel 3 des Zweijahresgutachtens verwiesen (ERK 2025).

[31] Die verwendete Zeitreihe aus Destatis (2025f) ist die neueste Bevölkerungszeitreihe. Ab dem Jahr 2022 werden die Ergebnisse des Zensus 2022 verwendet und fortgeschrieben. Für die Periode von 2011 bis 2021 wird die Fortschreibung des Zensus 2011 verwendet, da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Rückrechnung der Bevölkerungsfortschreibung vorliegt.

7.2 Energiewirtschaft

111 Der Sektor Energiewirtschaft emittierte 185 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 (UBA 2025a). Damit sanken die THG-Emissionen um 17,6 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 8,7 %. Der Rückgang ist damit deutlich geringer als im Vorjahr. Der Sektor Energiewirtschaft trug rund 77 % zur THG-Minderung in Deutschland im Jahr 2024 bei (siehe Abbildung 14). Haupttreiber des Emissionsrückgangs war der deutliche Rückgang der Kohleverstromung (siehe Abbildung A 7). Dieser Rückgang wurde rechnerisch zu etwa gleichen Teilen durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und durch Stromimporte ausgeglichen, wobei der Stromverbrauch im Jahr 2024 in etwa unverändert gegenüber dem Vorjahr geblieben ist (siehe Agora Energiewende (2025a), Abbildung A 8 und Abbildung A 9).

112 Im Jahr 2024 gab es strukturelle Entwicklungen, die zur Emissionsminderung beitrugen. Zum einen ist der Rückbau des fossilen Kapitalstocks hervorzuheben, insbesondere die Reduktion der installierten Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken (siehe Abbildung A 10). Die installierte Leistung von Gaskraftwerken blieb im Jahr 2024 nahezu unverändert (siehe Abbildung A 11). Zum anderen ist der Ausbau von neuem, nicht-fossilem Kapitalstock zu nennen. Im Jahr 2024 wurde das politische Ziel für den Ausbau der installierten Leistung der Photovoltaik (PV) übertroffen (siehe Abbildung A 15). Der Ausbau der Windenergie an Land und auf See blieb im Jahr 2024 allerdings unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Ziel (siehe Abbildung A 13 und Abbildung A 14). Erwähnenswert ist jedoch die jährliche Zuschlagsmenge von Windenergieleistung an Land, welche im Jahr 2024 die politisch festgelegte Ausschreibungsmenge übertroffen hat (siehe Abbildung A 12). Für weitere Erläuterungen zu diesen Entwicklungen siehe Kapitel 2.2 in ERK (2025).

113 Neben den strukturellen Entwicklungen wies das Jahr 2024 auch Besonderheiten auf, die die Emissionsentwicklung im Sektor Energiewirtschaft beeinflussten. So spielte die Witterung eine wichtige Rolle. Im Jahr 2024 gab es weniger Sonnenstunden als im Jahr 2023, sodass die Witterungsverhältnisse eine dämpfende Wirkung auf die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie hatten. Ohne den Ausbau der Photovoltaik hätte dies im Jahr 2024 zu einer sinkenden Stromerzeugung aus Photovoltaik gegenüber dem Vorjahr geführt (siehe Agora Energiewende (2025a) und Abbildung A 16). Daneben erreichte der solare Eigenverbrauch ein Rekordhoch von 12,4 TWh (Fraunhofer ISE 2025c). Weitere Besonderheiten im Jahr 2024 waren die deutlich niedrigeren EU-ETS 1-Preise und Großhandelsstrompreise gegenüber dem Jahr 2023. Darüber hinaus wurde im Jahr 2024 in Deutschland nach dem Atomausstieg im Jahr 2023 zum ersten Mal über den gesamten Jahresverlauf hinweg kein Strom aus Kernenergie erzeugt.

114 Bezüglich politischer Maßnahmen mit Relevanz für den Sektor Energiewirtschaft wurden unter anderem das Windenergie-auf-See-Gesetz und Windenergieflächenbedarfsgesetz novelliert, um den Ausbau der Windkraft an Land und auf See zu beschleunigen und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen. Des Weiteren wurde das Solarpaket I verabschiedet, um den Ausbau der Photovoltaik weiter zu beschleunigen, wobei die Genehmigung der Europäischen Kommission hierfür noch aussteht. Im Fokus stehen insbesondere die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren und die Erweiterung von Förderprogrammen. Im Jahr 2024 wurde zudem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert, um die Flexibilität und Resilienz des Strommarktes zu erhöhen und die Integration erneuerbarer Energieträger zu fördern. Gleichzeitig wurden Anpassungen im EEG vorgenommen, um die Förderung von solarer Strahlungsenergie und Windenergie weiter zu optimieren und den Ausbau bis zum Jahr 2030 voranzutreiben. Zuletzt wurde die Methan-Verordnung verabschiedet, die auf die Reduktion von Methanemissionen im Energiesektor abzielt, sowie das Solarspitzengesetz, das die Förderung von PV-

Anlagen bei negativen Strompreisen aussetzt. Darüber hinaus hatte die Bundesregierung im Jahr 2024 eine Kraftwerksstrategie beschlossen, die allerdings bis zum vorzeitigen Ende der Legislaturperiode nicht mehr umgesetzt werden konnte.

7.3 Industrie

115 Der Sektor Industrie emittierte 153 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 (UBA 2025a). Damit stiegen die THG-Emissionen um 0,1 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Anstieg von 0,1 %, und somit erstmals seit dem Jahr 2021 wieder einem (geringfügigen) Anstieg im Emissionstrend der Industrie.[32] Die Sektoren Industrie sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges sind somit die einzigen beiden Sektoren, für die im Jahr 2024 kein Rückgang in den THG-Emissionen beobachtet werden konnte (siehe Abbildung 14).

116 Grund für die stagnierenden THG-Emissionen der Industrie im Jahr 2024 sind teils gegenläufige Entwicklungen der jeweiligen Industriebranchen, deren emissionssteigernde und -senkende Effekte sich gegenseitig aufheben (siehe Abbildung A 18 und Tabelle A 14). So wurden Emissionssteigerungen durch die wirtschaftliche Erholung der chemischen Industrie (v. a. Anstieg der Ammoniakproduktion) sowie der Eisen-Stahl-Industrie (v. a. Anstieg der Rohstahlerzeugung) durch Emissionsminderungen in der Mineralischen Industrie (v. a. Rückgang der Produktion von Zementklinker in Folge der nachlassenden Baukonjunktur (BWS des Baugewerbes −3,8 %) ausgeglichen. Insgesamt führte dies zu einem Anstieg von 1,1 % beim Einsatz fossiler Brennstoffe für die industrielle Feuerung im Jahr 2024 (UBA 2025a). Eine Verschiebung des Anteils der verschiedenen Energieträger ist auch für den Endenergieverbrauch der Industrie zu beobachten. Hier nehmen die Anteile im Jahr 2024 gegenüber dem Jahr 2023 für Kohle und Gas leicht zu, während der Anteil von Strom sinkt (siehe Abbildung A 19 sowie Tabelle A 14).

117 Gesunkene bzw. stagnierende, aber weiterhin gegenüber dem Jahr 2019 hohe Energiepreise (siehe Abbildung A 20) sowie eine weiterhin schwierige wirtschaftliche Lage prägten die Industrie im Jahr 2024. Dies wird auch im Rückgang der Investitionen in Maschinen, Geräte und Fahrzeuge deutlich (SVR Wirtschaft 2024). Die Abkopplung des deutschen Industriesektors von der Weltwirtschaft deutet zudem darauf hin, dass die Schwäche der Industrie in Deutschland nicht nur konjunkturell bedingt ist, sondern auch strukturelle Ursachen hat (SVR Wirtschaft 2024).

118 Um die Rahmenbedingungen für Investitionen zu verbessern und entsprechende Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, wurden im Jahr 2024 das Wachstumschancengesetz verabschiedet (BMF 2024) und das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG 2024) novelliert (IHK 2024). Zudem wurde im Jahr 2024 ein Konzept „Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe" veröffentlicht (BMWK 2024d). Im Gegensatz hierzu sind eine endgültige Carbon-Management Strategie sowie eine Biomassestrategie noch ausstehend. Im Jahr 2024 fand das erste Gebotsverfahren im Rahmen der Klimaschutzverträge statt (siehe auch ERK 2025; BMWK 2024b). Größere Einsparungen sind hierbei allerdings erst nach dem Jahr 2024 zu erwarten. Zusätzlich trat die neue Förderrichtlinie Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) als Nachfolge des Programms Dekarbonisierung in der Industrie (DDI) in Kraft. Die BIK besteht aus zwei Modulen (Modul 1 Förderung von Dekarbonisierungsprojekten, Modul 2 Förderung von Carbon Capture and Utilization, CCU und Carbon

[32] Die endgültigen Energiedaten 2023, die bei der Erstellung der Treibhausgasinventare des Jahres 2023 noch keine Anwendung finden konnten zeigen, dass die Energieeinsätze von Steinkohlen, Braunkohlen, Mineralölen und Erdgas für industrielle Feuerungen für das Jahr 2023 überschätzt wurden. In der Folge ist mit den endgültigen Daten von einer höheren prozentualen Zunahme der THG-Emissionen in der Industrie für das Jahr 2024 gegenüber 2023 auszugehen (UBA 2025a).

Capture and Storage, CCS) und soll bis zum Jahr 2030 laufen (BMWK 2024f). Auch die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) als das zentrale Instrument zur Förderung von Energieeffizienz erhielt im Februar des Jahres 2024 eine novellierte Förderrichtlinie (BAFA 2024). Parallel zu diesen Ergänzungen im klimaschutzpolitischen Instrumentenmix der Industrie sind die Energiepreisbremsen mit Ablauf des Kalenderjahres 2023 ausgelaufen. Um wettbewerbsfähige Strompreise zu gewährleisten, wurde im Anschluss das Strompreispaket eingeführt. Hierdurch wird die Stromsteuer für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den Mindestwert reduziert, den die EU zulässt (0,05 Cent pro Kilowattstunde) (Bundesregierung 2024b).

7.4 Gebäude

119 Der Sektor Gebäude emittierte im Jahr 2024 100,5 Mt CO_2-Äq. (UBA 2025a). Damit sanken die THG-Emissionen um 2,4 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einer Reduktion um 2,3 %. Damit fiel der Rückgang geringer aus als in den Vorjahren. Der Sektor Gebäude trug damit mit einem Anteil von 10,4 % zur THG-Minderung in Deutschland im Jahr 2024 bei (siehe Abbildung 14). Zur THG-Minderung im Gebäudesektor trug insbesondere der Rückgang beim Absatz von leichtem Heizöl mit einem Minderungseffekt in Höhe von 1 Mt CO_2-Äq. bei (44 % der Minderung) (siehe Abbildung A 27). Hier sind allerdings Lagereffekte zu berücksichtigen (siehe Kapitel 4.1.2). Der geringere Erdgasabsatz trug mit einem Minderungseffekt in Höhe von 0,4 Mt CO_2-Äq. zu 15 % der Minderung bei. Allerdings wurde dieser Minderungseffekt durch den gestiegenen Flüssiggasabsatz überkompensiert, der zu Mehremissionen in Höhe von 0,5 Mt CO_2-Äq. führte.

120 Verschiedene strukturelle Entwicklungen haben dazu beigetragen, dass der Emissionsrückgang im Jahr 2024 geringer als im Vorjahr ausfiel. Im Vergleich zum Jahr 2023 ist der Absatz aller Heizungssysteme im Jahr 2024 stark eingebrochen, insbesondere bei Biomassekesseln und Wärmepumpen (siehe Abbildung 29). Der Anteil fossiler Heizungen am Absatz sowie auch im Bestand ist nach wie vor sehr hoch und der Anteil im Bestand sinkt nur langsam. Für weitere Erläuterungen zu diesen Entwicklungen siehe Kapitel 2.4 in ERK (2025).

121 Die milde Witterung (DWD 2024) bedingte im Jahr 2024 erneut einen geringeren Heizbedarf und entsprechend geringere THG-Emissionen als für ein mittleres Wetterjahr zu erwarten gewesen wäre, die Differenz beträgt dabei 12,8 Mt CO_2-Äq.[33] Gleichzeitig haben Preiseffekte, die ein wichtiger Treiber für die THG-Emissionsreduktion im Jahr 2023 waren, keine starken verhaltensbedingten Emissionsminderungen mehr zur Folge (ista 2025). Verbraucherpreise für Gas, Öl, Pellets und auch die Anschaffungskosten für Wärmepumpen sind im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken, während

[33] Um eine Abschätzung des Einflusses der Temperatur auf den Heizenergieverbrauch in einem bestimmten Jahr vorzunehmen, kann eine Temperaturbereinigung durchgeführt werden. Diese bereinigt den Emissionswert um den Effekt, der auf die Witterung zurückzuführen ist, indem die in einem spezifischen Jahr vorherrschende Witterung mit einem langjährigen Mittel verglichen wird. Als Kennzahl für die Witterung werden häufig über das Jahr kumulierte Gradtagzahlen genutzt. Gradtagzahlen gemäß VDI 3807/1 sind hierbei definiert als die Temperaturdifferenz zwischen einer mittleren Raumtemperatur von 20 °C und dem Tagesmittelwert der Außentemperatur, sofern diese unter der Heizgrenze von 15 °C liegt und der Tag damit als ein Heiztag zu klassifizieren ist (Mellwig et al. 2022). Je kälter es in einem Jahr ist, desto höher ist die Summe der Gradtagzahlen, da die Differenz zwischen Außentemperatur und Heizgrenztemperatur dementsprechend höher ist. Der Quotient aus den kumulierten Gradtagzahlen des langjährigen Mittels und den kumulierten Gradtagzahlen für das spezifische Jahr wird Klimafaktor genannt. Dieser kann genutzt werden, um die THG-Emissionen einer Temperaturbereinigung zu unterziehen, indem der Teil der THG-Emissionen, der als witterungsabhängig eingestuft wird, mit diesem Klimafaktor multipliziert wird. Durch die Multiplikation der tatsächlichen THG-Emissionen bzw. Verbräuche mit dem Klimafaktor wird implizit eine Elastizität von 1 unterstellt.

die Fernwärmepreise gestiegen sind (ista 2025) (siehe auch Abbildung A 28). Die Unsicherheiten, die infolge der öffentlichen medialen Diskussionen um das Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie um die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und kommunale Wärmeplanung entstanden sind, könnten die Umstellung auf Wärmepumpen verzögert haben (Braungardt et al. 2024; Jost et al. 2024).

122 Die zentralen Maßnahmen im Gebäudesektor waren im Jahr 2024 das GEG sowie die BEG, die beide im Jahr 2023 novelliert wurden und in ihren Neufassungen im Januar 2024 in Kraft getreten sind. Die Änderungen in der BEG waren vor allem die Abschaffung technologiedifferenzierter Fördersätze, neue Konditionen für den Klimageschwindigkeits-Bonus und eine Einkommensstaffelung der Förderung (siehe hierzu u. a. ERK 2025). Infolge der Kürzungen bei dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) wurden die geplanten Förderbudgets für die BEG um 2 Mrd. Euro (10 %) auf 16,7 Mrd. Euro im Jahr 2024 reduziert (ERK 2024b). Im GEG ist insbesondere die perspektivische Minderungswirkung der 65-%-Regelung hervorzuheben, nach der neu eingebaute Heizungen spätestens ab dem Jahr 2028 mit mindestens 65 % erneuerbaren Energieträgern betrieben werden müssen. Gleichzeitig wurde der Fernwärmeausbau durch regulatorische Herausforderungen beeinträchtigt. Hier sind insbesondere die Verzögerungen bei der Novelle der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) zu nennen (siehe hierzu unter anderem Osborne Clarke 2025).

7.5 Verkehr

123 Der Sektor Verkehr emittierte 143,1 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 (UBA 2025a). Damit sanken die THG-Emissionen um 2,4 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,4 %, was in etwa dem Rückgang des Vorjahres entspricht. Der Sektor Verkehr trug damit 9 % zur THG-Minderung in Deutschland im Jahr 2024 bei (siehe Abbildung 14). Während die THG-Emissionen im Bereich der Personenkraftwagen (Pkw) konstant blieben, ist der Großteil der Reduktion auf den Bereich der schweren Nutzfahrzeuge und Busse zurückzuführen.

124 Im Jahr 2024 gab es keine wesentlichen strukturellen Entwicklungen im Verkehrssektor, sodass die Emissionsreduktion gegenüber dem Vorjahr weiterhin moderat bleibt. Im Personenverkehr dominiert weiterhin der Anteil fossiler Pkw sowohl im Bestand (siehe auch Abbildung A 32) als auch bei den Neuzulassungen. Im Vergleich zum Jahr 2023 reduzierten sich die Neuzulassungen der batterieelektrischen Pkw (BEV) um 5 %, der Bestand an BEV wuchs daher nur geringfügig (siehe auch Abbildung A 33). Auch der Bestand an fossilen Pkw blieb konstant. Folglich kam es nur zu geringfügigen Veränderungen des Gesamtbestands. Auch im Güterverkehr verläuft der Aufbau des nicht-fossilen Kapitalstocks schleppend (siehe Abbildung A 34 und Abbildung A 35). Hier ist zu berücksichtigen, dass sich die Marktdiffusion von batterieelektrischen Lastkraftwagen (Lkw) im Anfangsstadium befindet.[34] Auch wenn die absoluten Zahlen gering ausfallen, ist zu betonen, dass die Anteile der batterieelektrischen Pkw und Lkw an den Neuzulassungen im Januar und Februar des Jahres 2025 die höchsten im Vergleich zu den Vorjahresmonaten waren. Für weitere Erläuterungen zu diesen Entwicklungen siehe Kapitel 2.5 in ERK (2025).

125 Die Verkehrsleistung des motorisierten Individualverkehrs stieg im Jahr 2024 weiter an. Die THG-Emissionen konnten jedoch durch die Zunahme an BEV (und einer somit höheren elektrischen

[34] Die Bestandsentwicklung bei batterieelektrischen Lkw und Sattelzugmaschinen ist heterogen. Je höher die Gewichtsklasse, desto niedriger ist der Anteil der batterieelektrischen Lkw (KBA 2024b).

Fahrleistung) nahezu konstant gehalten werden. Der Güterverkehr auf der Straße nahm aufgrund des anhaltend niedrigen Wirtschaftswachstums weiter ab, somit sanken die THG-Emissionen leicht.

126 Das politische Instrumentarium im Verkehrssektor weist im Jahr 2024 einige Besonderheiten auf. So war das Jahr 2024 das erste Jahr ohne einen Umweltbonus für BEV und das erste vollständige Jahr mit Deutschlandticket. Zudem wurden die Flottenzielwerte für schwere Nutzfahrzeuge (SNF) verschärft sowie auf mittelschwere Lkw, vorherig ausgenommene schwere Nutzfahrzeuge sowie Stadt- und Reisebusse ausgeweitet. Ende des Jahres 2023 wurde zudem eine Differenzierung der Lkw-Maut nach CO_2-Emissionsklassen eingeführt. Emissionsfreie Lkw sind dabei von relevanten Mautteilkomponenten ausgenommen. Gleichzeitig wurden jedoch keine Maßnahmen eingeführt, die eine deutliche Emissionsminderung bewirkt haben.

7.6 Landwirtschaft

127 Der Sektor Landwirtschaft emittierte 62,1 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 (UBA 2025a). Damit sanken die THG-Emissionen um 0,8 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,4 %. was in etwa dem Rückgang in den Vorjahren entspricht. Der Sektor Landwirtschaft trug damit 3,7 % zur THG-Minderung in Deutschland bei (siehe Abbildung 14).

128 Im Jahr 2024 gab es strukturelle Entwicklungen, die teils emissionsmindernd, teils emissionssteigernd wirkten. Emissionsmindernd wirkte v. a. der Rückgang des Rinderbestands (siehe Abbildung 36). Er verringerte sowohl die THG-Emissionen aus der Verdauung der Tiere als auch aus dem Wirtschaftsdüngermanagement. Emissionssteigernd wirkte der Anstieg des fossilen Kraftstoffverbrauchs (siehe Abbildung 37). Der Stickstoffdüngerabsatz stieg zwar auch gegenüber dem Vorjahr (siehe Abbildung 35). Diese Entwicklung resultierte jedoch nicht in einem Anstieg der THG-Emissionen, da für die Berechnung der zugehörigen Lachgas-Emissionen ein zweijähriger Mittelwert verwendet wird (UBA 2025a). Für weitere Erläuterungen zu diesen Entwicklungen siehe Kapitel 2.6 in ERK (2025).

129 Neben den strukturellen Entwicklungen wies das Jahr 2024 auch Besonderheiten auf, die die Emissionsentwicklung im Sektor Landwirtschaft beeinflussten. So spielte die Witterung eine wichtige Rolle, denn das Jahr 2024 war das wärmste Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen im Jahr 1881 (DWD 2024). Insbesondere das Frühjahr war außergewöhnlich warm und von sehr hohen Niederschlägen geprägt. Diese Witterungsbedingungen verringerten die Ernteerträge im Jahr 2024 leicht gegenüber dem Vorjahr (BMEL 2024b). Damit sanken auch die THG-Emissionen aus den Ernteresten leicht.

130 Die politischen Maßnahmen im Sektor Landwirtschaft blieben im Jahr 2024 weitgehend unverändert. Anfang des Jahres 2024 wurden die Proteste von Landwirt*innen weitergeführt, die Mitte Dezember des Jahres 2023 begonnen hatten. Diese richteten sich gegen die geplante Abschaffung der Steuerbefreiung für Agrardiesel und von der KFZ-Steuer für landwirtschaftlich genutzte Fahrzeuge. Die Proteste führten dazu, dass die geplante Abschaffung der KFZ-Steuerbefreiung zurückgenommen und die Abschaffung der Steuerbefreiung für Agrardiesel schrittweise bis zum Jahr 2026 beschlossen wurde (EnergieStG 2024). Die Auswirkungen auf eine THG-Entwicklung wurden bisher noch nicht quantifiziert.

7.7 LULUCF

131 Der Sektor LULUCF emittierte 51,3 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 (UBA 2025a). Damit sanken die THG-Emissionen um 17,4 Mt CO_2-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 25 %. Die THG-Emissionen des Sektors LULUCF werden nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz jedoch nicht mit den THG-Emissionen der anderen Sektoren verrechnet. Für weitere Ausführungen dazu siehe auch Kapitel 11.3 und Kapitel 12.2.

132 Bei den strukturellen Entwicklungen im Sektor LULUCF ist hervorzuheben, dass sich der Wald gegenüber den Vorjahren erholen konnte. Dadurch sind die Netto-THG-Emissionen des Waldes gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgegangen (UBA 2025h; 2025a).

133 Neben den strukturellen Besonderheiten, wies das Jahr 2024 auch Besonderheiten auf, die die Emissionsentwicklung im Sektor LULUCF beeinflussten. Die im Jahr 2024 veröffentlichte Bundeswaldinventur weist den Wald nicht mehr als Netto-CO_2-Senke, sondern als Netto-CO_2-Quelle aus (Riedel et al. 2024). Damit fällt die ehemals größte Senke des Sektors LULUCF, die die THG-Emissionen der anderen CRT-Kategorien des Sektors kompensierte, weg. Folglich ist nun der gesamte Sektor LULUCF eine Netto-THG-Quelle (siehe Kapitel 12.2). Eine weitere Besonderheit war die Witterung. Das Jahr 2024 war das wärmste seit Beginn der Wetteraufzeichnungen (DWD 2024). Zusätzlich war insbesondere das Frühjahr von hohen Niederschlägen geprägt. Die resultierenden Wasserstände beeinflussen die THG-Emissionen aus organischen Böden.

134 Im Jahr 2024 wurden auf nationaler Ebene nur geringfügig bedeutende neue Maßnahmen im Sektor LULUCF eingeführt, deren Einfluss auf die THG-Entwicklung nicht oder noch nicht abgebildet werden kann (UBA 2024d). Ein Beispiel ist die Maßnahme Klimawildnis. Des Weiteren wurden zwei Maßnahmen novelliert. So wurde die Maßnahme Schutz von Moorböden einschließlich Reduzierung der Torfverwendung in Kultursubstraten um drei Förderrichtlinien erweitert. Auch die Maßnahme Humuserhalt und -aufbau im Ackerland wurde um eine neue Fördermöglichkeit erweitert.

7.8 Gesamteinordnung

135 Die sektoralen Betrachtungen zeigen, dass im Jahr 2024 ein relevanter Teil der Emissionsreduktion durch strukturelle Entwicklungen erreicht wurde, die auf klimaschutzpolitische Maßnahmen zurückgehen. Dazu gehört vor allem der Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der Rückbau von Kohlekraftwerken in der Energiewirtschaft. Aber auch im Sektor Verkehr wären die THG-Emissionen ohne den Hochlauf der Elektromobilität vermutlich höher ausgefallen – auch wenn hier der Effekt aufgrund des langsamen Fortschritts nur gering ist. Diese strukturellen Entwicklungen können auch langfristig zu Emissionsminderungen führen.

136 Neben den strukturellen Entwicklungen hat im Gebäudesektor vor allem die milde Witterung erneut zu geringeren THG-Emissionen als für ein mittleres Wetterjahr zu erwarten gewesen wäre. Im Sektor Verkehr hat eine reduzierte Güterverkehrsleistung als Folge der weiterhin schwächelnden Wirtschaft geringere THG-Emissionen zur Folge. Die schwächelnde Wirtschaft wirkte sich im Sektor Industrie in den einzelnen Wirtschaftsbereichen unterschiedlich aus, so dass die THG-Emissionen dort insgesamt stagnierten. Diese Entwicklungen sind im Gegensatz zu den strukturellen Entwicklungen nicht notwendigerweise anhaltend.

Abschnitt B, Teil I: Prüfung der Projektionsdaten

8 Datengrundlage

137 Dem Expertenrat für Klimafragen wurden am 14.03.2025 folgende Unterlagen durch das Umweltbundesamt übermittelt:

i) Projektionsdaten gemäß der Governance-Verordnung 2018/1999 (Europäische Kommission 2018), spezifiziert in Durchführungsverordnung 2020/1208 – Anhang XXV (Europäische Kommission 2020). Zusätzlich sind die Daten auf der e-Reporting Plattform der EU Reportnet veröffentlicht:

- Tabelle 1a: Treibhausgas-Projektionen nach Gasen und Kategorien (EU 2025d)
- Tabelle 1b: Projektionen der gemeldeten THG-Emissionen und des gemeldeten THG-Abbaus im LULUCF-Sektor, wie im nationalen Treibhausgasinventar ausgewiesen (nur zu melden, wenn Tabelle 5a nicht lückenlos ausgefüllt ist) (EU 2025d)
- Tabelle 5a: Projektionen für die gemeldeten Emissionen und den gemeldeten Abbau von Treibhausgasen aus dem LULUCF-Sektor nach Gasen und Verbuchungskategorien gemäß der Verordnung (EU) 2018/841 (nur zu melden, wenn Tabelle 1b nicht lückenlos ausgefüllt ist) (EU 2025d)
- Tabelle 5b: Projektionen für die verbuchten Emissionen und den verbuchten Abbau im LULUCF-Sektor gemäß der Verordnung (EU) 2018/841 und im Rahmen der Lastenteilung gemäß der Verordnung (EU) 2018/842 (EU 2025d)
- Tabelle 3: Berichterstattung über die bei den für Projektionen ggf. verwendeten Parameter/ Variablen (EU 2025b)

ii) Ergänzende Materialien, die dem Verständnis und der Transparenz der Erstellung der Projektionsdaten dienen:

- Treibhausgas-Projektionen 2025 – Ergebnisse kompakt (UBA 2025p)
- Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025[35] (UBA 2025g)
- Daten- und Modelldokumentation 2025 (UBA 2025n)
- Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025 (UBA 2025i)
- Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025 (UBA 2025r)
- Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025 (UBA 2024d)
- Instrumentenausgestaltung für die Treibhausgas-Projektionen 2025 (Datentabelle) (UBA 2025j)
- THG-Minderungswirkung der Instrumente der Treibhausgas-Projektion 2025 für Deutschland (Datentabelle) (UBA 2025o)
- Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025[36] (UBA 2025m)

[35] Daten sind zusätzlich im UBA-Data Cube (UBA 2025c) enthalten.

[36] Daten sind zusätzlich im UBA-Data Cube (UBA 2025c) enthalten.

iii) Ergänzende EU-Berichterstattungstabellen gemäß der Durchführungsverordnung 2020/1208 – Anhang XXV (Europäische Kommission 2020), die auf der e-Reporting Plattform der EU Reportnet veröffentlicht sind.

- Tabelle 2: Für die Überwachung und Bewertung der voraussichtlichen Fortschritte der Politiken und Maßnahmen ggf. verwendete Indikatoren (EU 2025a)
- Tabelle 4: Angaben zum Modell (EU 2025c)
- Tabelle 6: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (für jedes berechnete Sensitivitätsszenario zu übermitteln) (EU 2025e)
- Tabelle 7: In der Sensitivitätsanalyse variierte Schlüsselparameter (EU 2025e)

138 Neben den zur Verfügung gestellten Unterlagen fanden mehrere virtuelle Austauschtreffen mit dem Umweltbundesamt, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und dem Forschungskonsortium der Projektionsdaten 2025 sowie dem Thünen-Institut statt. Es folgten schriftliche Frage- und Antwortrunden sowie Datennachlieferungen.

9 Anforderungen und Prüfschema

Anforderungen an Projektionsdaten

139 Das Bundes-Klimaschutzgesetz beschreibt die Projektionsdaten als „… quantitative Abschätzungen zu künftigen anthropogenen THG-Emissionen aus Quellen und zum Abbau solcher Gase durch Senken, bei denen die Auswirkungen von verabschiedeten und in Kraft gesetzten Politiken und Maßnahmen berücksichtigt werden" (§ 2 Nr. 10 KSG). Die Projektionsdaten für die Sektoren ohne LULUCF und für die Jahre 2021 bis 2030 sowie 2031 bis 2040 dienen dabei als auslösendes Kriterium für die Notwendigkeit staatlichen Handelns (§ 8 Abs. 1 Satz 1 KSG, § 8 Abs. 4 Satz 1 KSG sowie § 7 Abs. 4 KSG).[37]

140 Der Expertenrat geht davon aus, dass die Ermittlung der Projektionsdaten unter der Annahme erfolgt, dass sich grundsätzliche politische Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene nicht ändern und die relevante Gesetzeslage somit stabil bleibt. Gleichermaßen sieht er als Annahme gegeben, dass keine Disruptionen, beispielsweise in Form kriegerischer Auseinandersetzungen, auftreten, die die Entwicklung des Emissionsgeschehens maßgeblich beeinflussen würden. Diese Annahmen liegen auch der vorgenommenen Prüfung und Bewertung der Projektionsdaten 2025 zugrunde. Insbesondere wurden die emissionsrelevanten Ankündigungen aus dem Koalitionsvertrag „Verantwortung für Deutschland" von CDU/CSU und SPD sowie die zwischenzeitlich erfolgte Grundgesetzänderung bei der Bewertung nicht berücksichtigt, sondern in einer nachgelagerten Betrachtung separat eingeordnet (siehe Abbildung 16). [38]

141 In seinem Urteil zum Bundes-Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2023 hat das Oberverwaltungsgericht (OVG) Berlin-Brandenburg notwendige Kriterien für die Überprüfung der Projektionsdaten formuliert: „Nach der ständigen Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts liegt es bei planerischen Entscheidungen, die nicht allein auf der Erfassung eines gegenwärtigen Zustands, sondern auch auf einer Einschätzung in der Zukunft liegender Tatsachen beruhen, in der Natur der Sache, dass die Richtigkeit der Prognose nur eingeschränkt überprüfbar ist. Die zukünftige Entwicklung der tatsächlichen Verhältnisse enthält sich naturgemäß einer exakten Tatsachenfeststellung. Die mithin keiner Richtigkeitsgewähr unterliegenden Prognosen sind gerichtlich nur eingeschränkt daraufhin überprüfbar, ob sie methodisch einwandfrei erarbeitet worden sind, nicht auf unrealistischen Annahmen beruhen und ob das Prognoseergebnis einleuchtend begründet worden ist. Maßgeblich ist der bei der Aufstellung des Plans vorhandene tatsächliche und wissenschaftliche Erkenntnisstand" (OVG Berlin-Brandenburg 2023, S. 49f).

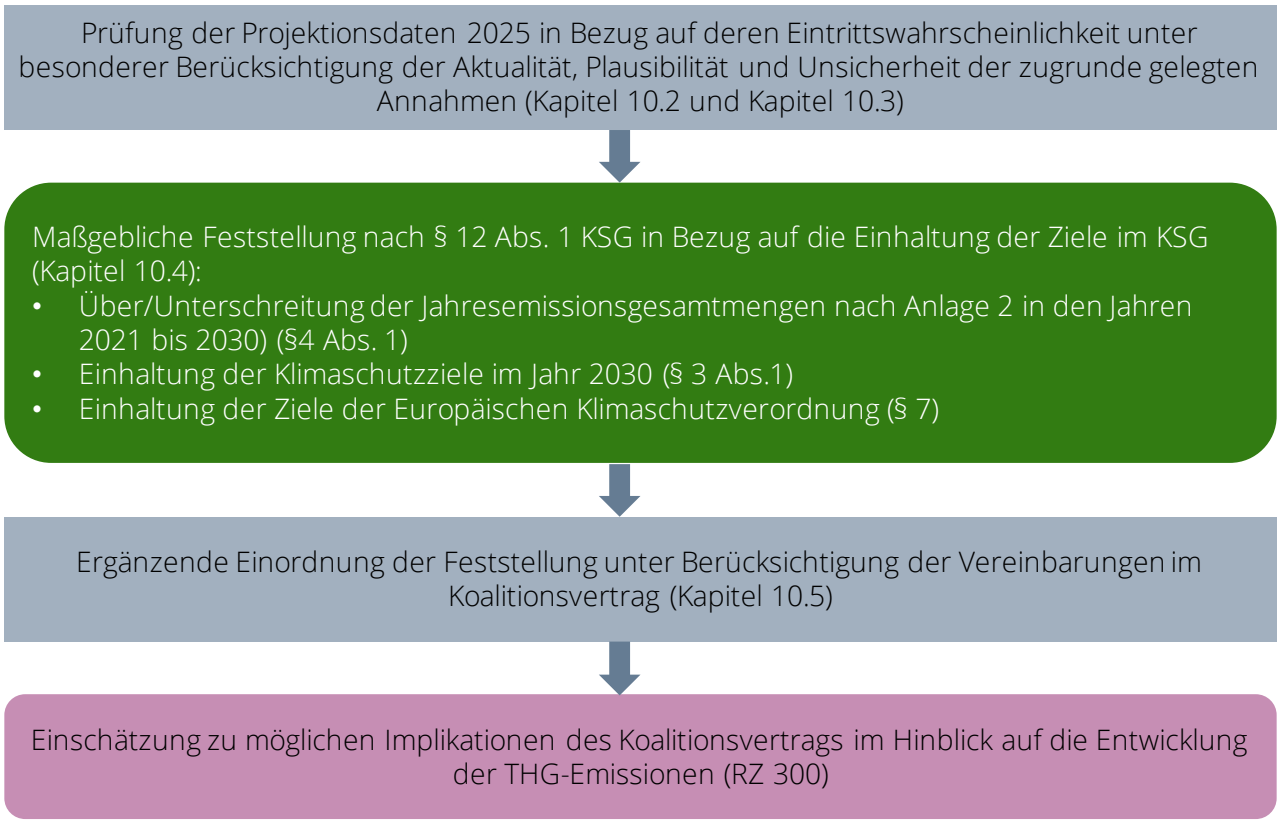
142 Aus der übergreifenden Zielstellung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, „die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten" (§ 1 Satz 1 KSG), ergeben sich nach Ansicht des Expertenrats darüber hinaus zusätzliche inhaltliche Anforderungen an die Projektionsdaten. Insbesondere müssen diese in Verbindung mit dem Auslösemechanismus aus § 8 Abs. 1 Satz 1 KSG geeignet sein, die angestrebte Zielerreichung mit hinreichender Sicherheit zu

[37] Die Projektionsdaten enthalten über die in § 8 KSG angesprochenen Auslösekriterien hinaus weitere Daten, insbesondere zu LULUCF, welchen im Bundes-Klimaschutzgesetz bislang keine auslösende Funktion zugewiesen wird (siehe Kapitel 12.4).

[38] Hintergrund hierfür ist, dass die im Koalitionsvertrag diskutierten Maßnahmen zum jetzigen Stand nicht implementiert und in ihrer Ausgestaltung nicht definiert sind, sodass deren Implementierung zum einen unsicher ist und zum anderen hinsichtlich der Ausgestaltung Spielraum besteht. Auch die Grundgesetzänderung zur Lockerung der Schuldenbremse und zur Errichtung eines Sondervermögens für Infrastruktur, die am 21.3. vom Bundesrat beschlossen wurde, ist noch nicht im Bundeshaushalt abgebildet, sodass auch hier Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung bestehen.

gewährleisten. Dies bedeutet: Da nur dann nachgesteuert werden muss, wenn in zwei aufeinanderfolgenden Jahren die Summe der THG-Emissionen die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 überschreitet, muss mit hinreichender Wahrscheinlichkeit sichergestellt sein, dass diese Überschreitung nicht eintritt und die KSG-Ziele auch tatsächlich erreicht werden.

Abbildung 16: Abgrenzung zwischen Feststellung zur Zieleinhaltung und weiterer Einordnung der Projektionsdaten 2025



Eigene Darstellung.

143 Eine minimale Anforderung könnte daher lauten, dass für den Auslösemechanismus ein projizierter Emissionspfad herangezogen wird, der gemäß dem zum Zeitpunkt der Auslöseentscheidung aktuellen Wissen ebenso wahrscheinlich über- wie unterschritten wird (nachfolgend: 50/50-Emissionspfad). Eine projizierte Zielverfehlung auf Basis eines solchen 50/50-Emissionspfads würde damit eine tatsächlich eintretende Zielverfehlung mindestens mit 50-prozentiger Wahrscheinlichkeit (ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich) identifizieren.[39]

[39] Aus Sicht des Expertenrats stellt ein 50/50-Emissionspfad lediglich eine Minimalanforderung an die projizierten Emissionsmengen dar. Die Wahl eines höheren Anspruchs, also beispielweise die Auslösung, sofern die Zielerreichung nicht als mindestens „wahrscheinlich“ oder sogar "sehr wahrscheinlich" projiziert wird, würde die Wahrscheinlichkeit einer tatsächlichen Zielerreichung deutlich erhöhen. Der Expertenrat hatte den Gesetzgeber um entsprechende Klarstellung gebeten. Bis zu einer solchen Klarstellung wendet der Expertenrat das schwächere 50/50-Kriterium an (siehe ERK 2024a).

144 Neben der Angabe eines projizierten Emissionspfads müssten die Projektionsdaten also auch eine begründete Qualifizierung hinsichtlich der Eintrittswahrscheinlichkeit des ausgewiesenen Pfads enthalten. Ergänzende Angaben zur Breite des Unsicherheitskorridors helfen bei der Einordnung, insbesondere wenn Emissionspfade für mehrere Wahrscheinlichkeitsniveaus ausgewiesen werden. Die Projektionsdaten 2025 enthalten allerdings keine derartige Angabe.

Prüfschema

145 Aus den genannten Anforderungen leitet der Expertenrat ein mehrgliedriges Prüfschema ab:

i) Beschreibende Darstellung der Projektionsdaten 2025 und Abgleich mit den Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes (siehe Kapitel 10.1)

ii) Prüfung des methodischen Vorgehens bei der Ermittlung und Begründung der Projektionsdaten 2025 einschließlich der Bewertung der Konsistenz und Transparenz des Vorgehens anhand der Kriterien:

- Modellinteraktion
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit
- Modellrestriktionen

iii) Einordnung der Projektionsdaten 2025, insbesondere in Bezug auf deren Eintrittswahrscheinlichkeit unter besonderer Berücksichtigung der Aktualität[40], Plausibilität und Unsicherheit der zugrunde gelegten Annahmen.[41] Die Aktualität, Plausibilität und Unsicherheit der Annahmen werden jeweils entlang der folgenden Kriterien beurteilt.

- Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter
- Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter
- Instrumentenausgestaltung und -finanzierung
- Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen

iv) Die Plausibilisierung erfolgt jeweils für den Modellverbund, die sektorenübergreifenden Rahmendaten sowie die Modellierung der einzelnen Sektoren.[42]

146 Auf der Grundlage der Ergebnisse der so strukturierten Prüfung formuliert der Expertenrat für Klimafragen eine Einschätzung, ob der 50/50-Emissionspfad für die einzelnen Sektoren sowie sektorenübergreifend oberhalb oder unterhalb des Emissionspfads der Projektionsdaten 2025 liegen würde. Die Einschätzung erfolgt anhand einer Likert-Skala mit den sieben Kategorien „stark überschätzt", „überschätzt", „eher überschätzt", „weder über- noch unterschätzt", „eher unterschätzt",

40 Das MMS beinhaltet alle Instrumente, die bis zum Stichtag 31.10.2024 beschlossen und implementiert waren. Zusätzlich wurde im Verkehrssektor bei der THG-Quote die Nicht-Anrechnung der Übererfüllung der Jahre 2026 und 2027 für das Instrument übernommen. Die Rahmendaten wurden bis Ende November 2024 festgelegt. Entwicklungen, die danach stattgefunden haben, konnten in den Projektionsdaten 2025 nicht berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Fortschreibung der Instrumente bis 2050 werden durch die Ressorts übermittelte Informationen zum Ende der Laufzeit der Instrumente berücksichtigt, wenn vorhanden. Ansonsten werden Schätzungen der Modellierenden zum Fortschreiben der Instrumente vorgenommen (UBA 2024d). Hinsichtlich der Fortschreibung von Fördervolumina werden teilweise Fortschreibungen von den Ressorts bereitgestellt. Andernfalls wurden die Fördervolumina nach Expertenschätzung fortgeschrieben.

41 Siehe die Gesetzesbegründung zu § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG in Deutscher Bundestag (2023, S.25).

42 Für den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges wurde auf Grund der vergleichsweise geringen THG-Emissionen keine Prüfung durchgeführt. Der Sektor LULUCF wird vertieft in den Kapiteln 11.3 und 12.2 behandelt.

„unterschätzt" und „stark unterschätzt". Zusätzlich ordnet der Expertenrat die Unsicherheit des 50/50-Emissionspfads ein. Basierend auf dem Vergleich dieses 50/50-Emissionspfads mit dem Emissionspfad der Projektionsdaten 2025 sowie den KSG-Zielwerten und unter Berücksichtigung der Unsicherheit stellt der Expertenrat dann für alle Sektoren aggregiert fest, „inwieweit die Summe der THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 über- oder unterschreitet" (§ 12 Abs. 1 Satz 2 KSG).

147 Der Expertenrat hat im Rahmen seines Prüfauftrags angesichts der zeitlichen Fristen und seiner Ressourcenausstattung keine Möglichkeit, eigenständige quantitative Berechnungen durchzuführen. Insofern ist es dem Expertenrat nicht möglich, die von dem „inwiefern" in § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG unter Umständen geforderte quantifizierte Feststellung des Maßes der Über- oder Unterschreitung numerisch vorzunehmen. Daher orientiert sich die Feststellung des Expertenrats gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG, analog zu ERK (2024a), vor allem an der in der Gesetzesbegründung zu diesem Absatz betonten Frage nach dem ob einer Über- oder Unterschreitung[43] und nimmt zu deren Ausmaß nur qualitativ Stellung.

[43] Der Expertenrat stellt auf aktueller und plausibler Datengrundlage dar, ob die Projektionsdaten die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 bis einschließlich zum Jahr 2030 über- oder unterschreiten" Deutscher Bundestag (2023, S. 25, Hervorhebung durch den Expertenrat).

10 Prüfung der Projektionsdaten 2025 (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030

10.1 Darstellung und Einordnung der projizierten THG-Emissionen (ohne LULUCF) für den Zeitraum 2021 bis 2030

148 Im Folgenden wird die projizierte Entwicklung der THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten 2025 für den Zeitraum bis 2030 beschrieben und eingeordnet, zunächst für das zentrale Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), anschließend für die vom Forschungskonsortium berechneten Sensitivitätsanalysen, sowie für die Zweitmodellierung der Sektoren Gebäude und Verkehr.[44]

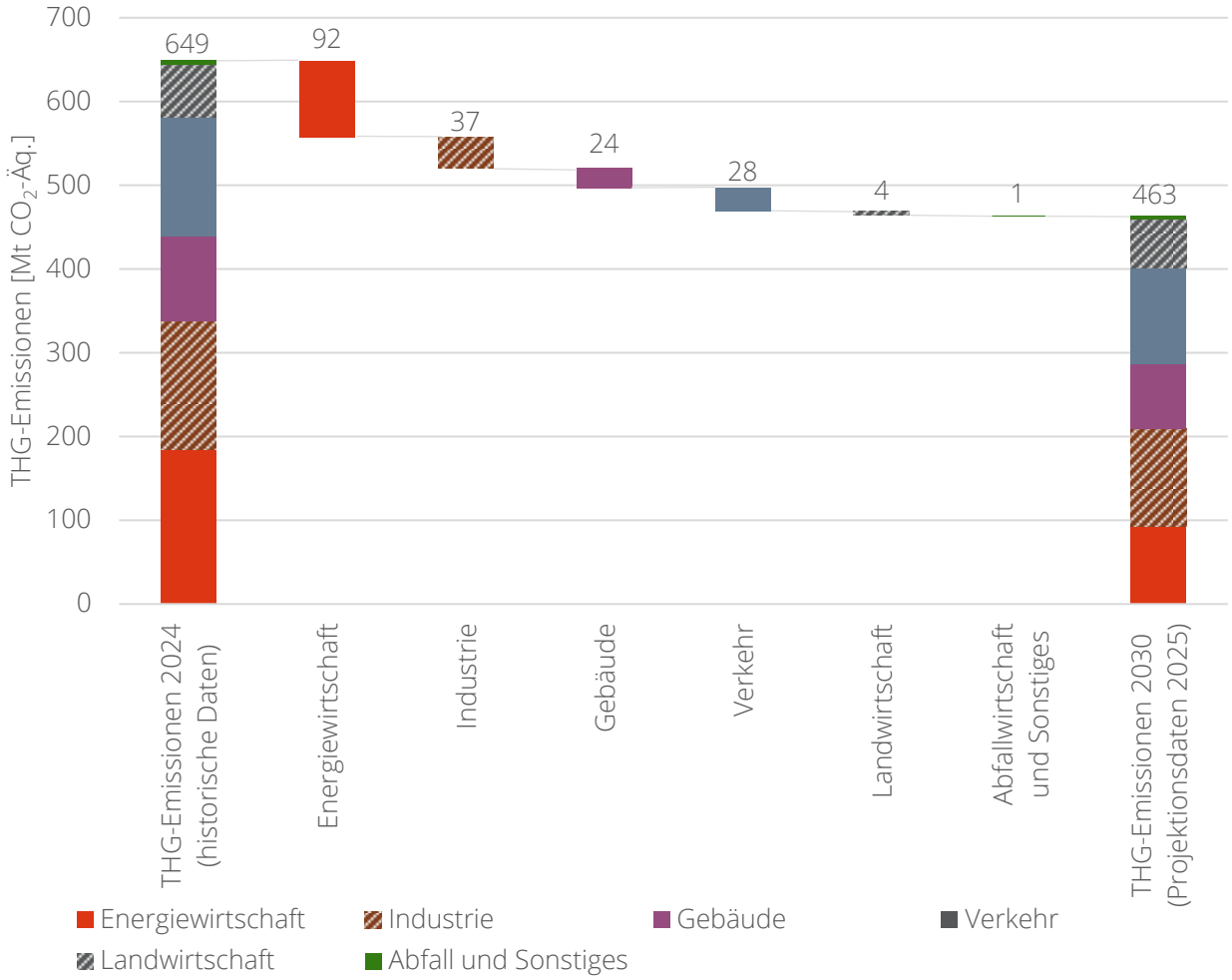
10.1.1 Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

149 Die Projektionsdaten 2025 weisen im Jahr 2030 sektorenübergreifend (ohne LULUCF) THG-Emissionen von 463 Mt CO_2-Äq. aus. Damit würden die THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Vergleich zu den in Abschnitt A dieses Berichts geprüften Emissionen in Höhe von 649 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 um 29 % sinken. Abbildung 17 zeigt den Beitrag der einzelnen Sektoren zur Minderung der THG-Emissionen zwischen den historischen Daten für das Jahr 2024 (Emissionsdaten) und den projizierten Daten für das Jahr 2030 (Projektionsdaten 2025). Die projizierte Gesamtminderung beträgt 186 Mt CO_2-Äq., wovon die Energiewirtschaft mit 92 Mt CO_2-Äq. ungefähr 49 % der Minderungswirkung ausmacht. Die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie tragen mit etwa 24 bis 37 Mt CO_2-Äq. jeweils rund 13 bis 20 % zur projizierten Minderung bei.

150 Das Bundes-Klimaschutzgesetz legt bis 2030 (ohne LULUCF) ein übergeordnetes Ziel von 65 % Minderung gegenüber dem Jahr 1990 fest (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 KSG). Dieses Ziel würde einer Reduktion auf 438 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 entsprechen. Dieses Ziel würde gemäß den Projektionsdaten 2025 mit 463 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 nicht erreicht, sondern um 35 Mt CO_2-Äq. bzw. 5,7 % überschritten werden. Die projizierte Minderung entspricht einer Verringerung um 63 % gegenüber dem Jahr 1990.

[44] Die nachfolgende Prüfung bezieht sich auf die Projektionsdaten 2025 für alle Sektoren außer LULUCF. Der Expertenrat hat die Projektionen für den Sektor LULUCF in verschiedenen Prüfterminen mit dem Konsortium überprüft und keine Auffälligkeiten festgestellt. Allerdings sind die Projektionen aufgrund der Besonderheiten des Sektors LULUCF mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Eine vertiefende Prüfung dieser Unsicherheiten war im Rahmen dieses Berichts nicht möglich. Ausführungen zu den Projektionsdaten und deren Implikationen im Kontext des Bundes-Klimaschutzgesetzes finden sich in den Kapiteln 11.3 und 12.2.

Abbildung 17: Beitrag der einzelnen Sektoren zur projizierten THG-Minderung zwischen den Jahren 2024 und 2030 gemäß den historischen Daten für das Jahr 2024 (Emissionsdaten) und den Projektionsdaten 2025 für das Jahr 2030

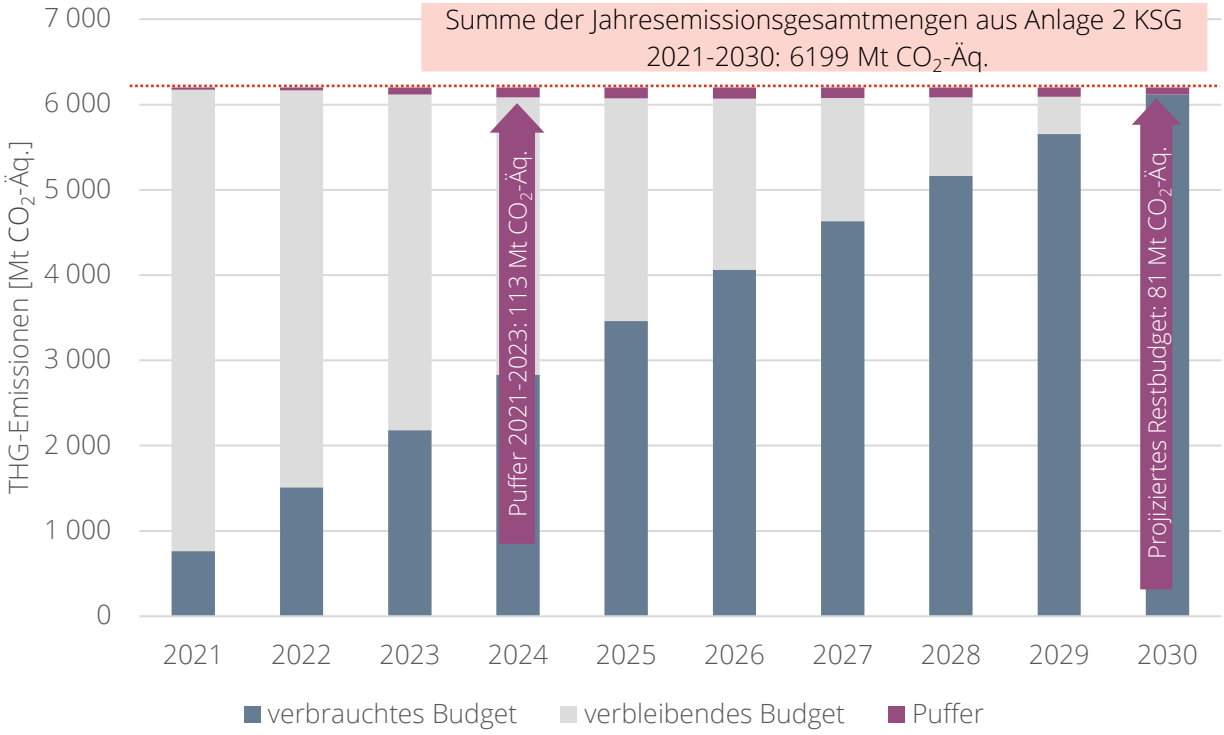


Eigene Darstellung. Basierend auf den Emissionsdaten 2024 (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g) für das Jahr 2030.

151 Zudem werden im Bundes-Klimaschutzgesetz sektorenübergreifende Jahresemissionsgesamtmengen für die Jahre 2020 bis 2030 (Anlage 2 KSG) festgelegt. Die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen in dem Zeitraum von 2021 bis 2030 beträgt 6 199 Mt CO_2-Äq. Die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen würde gemäß den Projektionsdaten 2025 um 81 Mt CO_2-Äq. unterschritten werden (siehe Abbildung 18). Die ausgewiesene Unterschreitung der KSG-Vorgabe kann als Saldo von zwei Bestandteilen verstanden werden: Eine tatsächlich bereits stattgefundene Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen in den Jahren 2021 bis 2024 um 113 Mt CO_2-Äq. sowie eine projizierte Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen aus Anlage 2 KSG für die Jahre 2025 bis 2030 um 32 Mt CO_2-Äq. Der Rückgang der THG-Emissionen und der Aufbau des Puffers in den Jahren 2021 bis 2024 ist vor allem durch verschiedene Krisen und Sondereffekte in den Jahren 2021 bis 2023 entstanden (siehe ERK 2023a; 2024b; Fischer et al. 2024; Prognos und ifeu 2024). Zur Ermittlung der Über- oder Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen werden für die Jahre 2021 bis 2023 die Inventardaten des Umweltbundesamtes (UBA 2025b), für 2024 die

Berechnung der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes (UBA 2025h) und für den Zeitraum 2025 bis 2030 die Projektionsdaten 2025 verwendet (UBA 2025g).

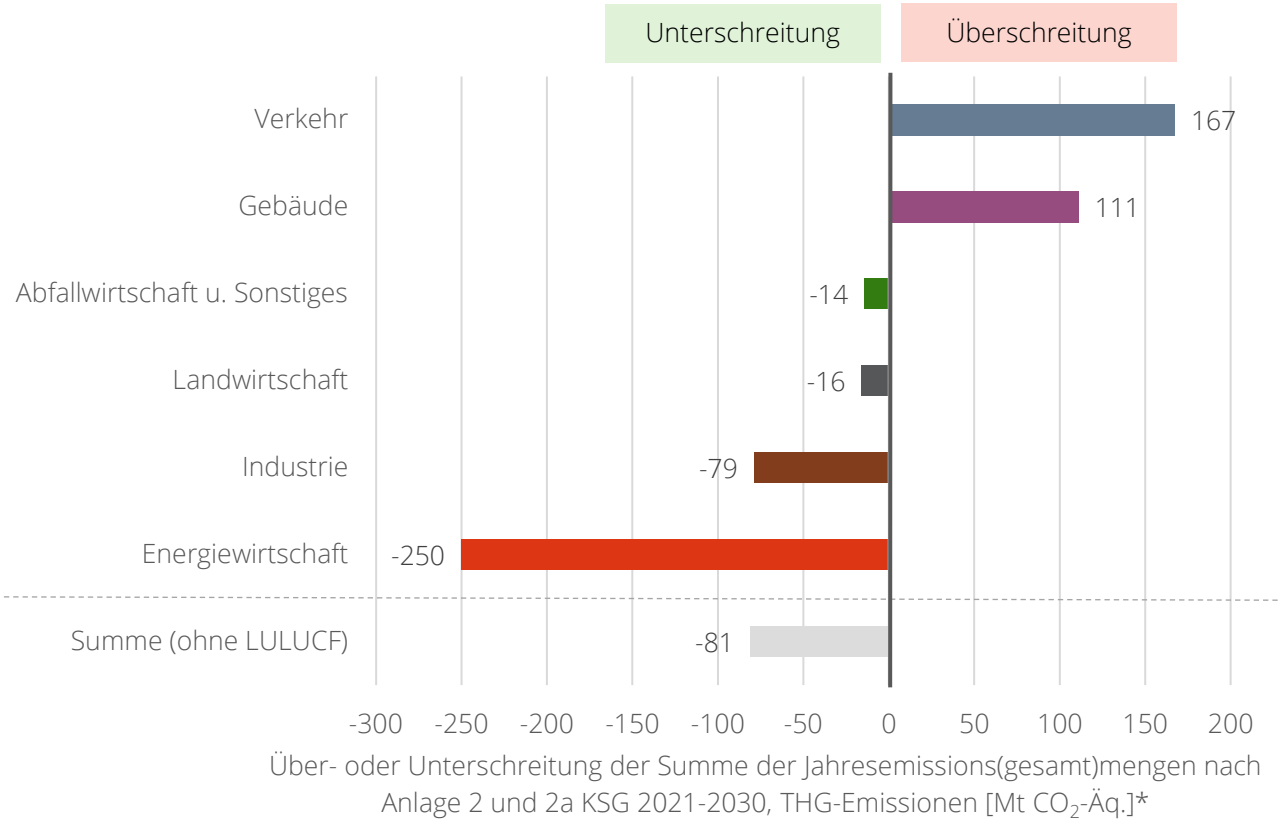
Abbildung 18: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen gemäß der Emissionsdaten für das Jahr 2024 und der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zur Summe der Jahresemissionsgesamtmengen der Jahre 2021 bis 2030



Eigene Darstellung. Basierend auf dem Bundes-Klimaschutzgesetz, auf den historischen Emissionsdaten für das Jahr 2024 (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g).

152 Sektoral gleicht eine deutliche Übererfüllung vor allem der Energiewirtschaft mit 250 Mt CO_2-Äq. und der Industrie mit 79 Mt CO_2-Äq. die Verfehlungen der Sektoren Verkehr und Gebäude rechnerisch aus (siehe Abbildung 19).

Abbildung 19: Abweichungen zu der Summe der Jahresemissions(gesamt)mengen im Zeitraum 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025 nach Sektoren und in Summe (ohne LULUCF)



Eigene Darstellung. Basierend auf dem Bundes-Klimaschutzgesetz, auf den historischen Emissionsdaten für das Jahr 2024 (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g). Negative Werte beschreiben die Unterschreitung der Summe der Jahresemissions(gesamt)mengen in den Jahren 2021 bis 2030, positive Werte eine Überschreitung, nach Anlage 2 und Anlage 2a KSG. *Die durch den Expertenrat berechneten sektoralen Über- und Unterschreitungen bis 2030 weichen von den Werten des Umweltbundesamtes in UBA (2025p) ab. Das liegt darin begründet, dass das Umweltbundesamt bei der Anwendung des Ausgleichsmechanismus nicht die aktuellen Daten verwendet, sondern nur bis zum ersten Inventarbericht die Daten für die Berechnung mit einbezieht.[45] Insbesondere beim Industriesektor liegen die Werte des Umweltbundesamtes 6 Mt CO_2-Äq. niedriger (73 Mt CO_2-Äq.). Bei Landwirtschaft ist die durch den Expertenrat berechnete Unterschreitung bis 2030 um 5 Mt CO_2-Äq. geringer als beim Umweltbundesamt (21 Mt CO_2-Äq.). Die Summe der Unter- und Überschreitungen der Jahresemissionsgesamtmenge beträgt nach beiden Berechnungen 81 Mt CO_2-Äq.

153 Für den Sektor Verkehr weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 143 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 115 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 20 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Im Verkehrssektor käme es mit einer Überschreitung um 167 Mt CO_2-Äq. gemäß den Projektionsdaten 2025 zu der stärksten Verfehlung der Summe der Jahresemissionsmenge aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030.

154 Für den Sektor Gebäude weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 101 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 77 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 24 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Der Gebäudesektor würde

[45] Siehe Ausführungen dazu in Kapitel 5.1, im Prüfbericht 2024, ERK (2024b) und in Fußnote 3 in UBA (2025p).

die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030 um 111 Mt CO_2-Äq. verfehlen.

155 Für den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 5 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 4 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 18 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Der Sektor Abfallwirtschaft würde die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030 um 15 Mt CO_2-Äq. unterschreiten.

156 Für den Sektor Landwirtschaft weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 62 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 58 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 7 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Der Sektor Landwirtschaft würde die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030 um 16 Mt CO_2-Äq. unterschreiten. In der Vergangenheit waren insbesondere Methodenänderungen für die Zielerreichung relevant (siehe ERK 2024a).

157 Für den Sektor Industrie weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 153 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 116 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 24 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Der Sektor Industrie würde die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030 um 79 Mt CO_2-Äq. unterschreiten, wobei 22 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers aus den Krisenjahren 2021 bis 2023 stammen (siehe ERK 2024b).

158 Für den Sektor Energiewirtschaft weisen die Projektionsdaten 2025 einen projizierten Rückgang der THG-Emissionen von 185 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2024 auf 93 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 aus. Damit würde der Sektor die THG-Emissionen um 50 % gegenüber dem Jahr 2024 reduzieren. Der Sektor Energiewirtschaft würde mit einer Unterschreitung der impliziten[46] Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG im Zeitraum 2021 bis 2030 um 250 Mt CO_2-Äq. am stärksten zur Zielerreichung bis 2030 beitragen.

159 Die nationalen Verpflichtungen unter der Europäischen Lastenteilung (Effort-Sharing-Regulation (Europäische Kommission 2023e), im Folgenden ESR) würden gemäß den Projektionsdaten 2025 ab dem Jahr 2024[47] verfehlt werden. Unter die ESR fallen diejenigen THG-Emissionen, die weder unter den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) fallen noch dem LULUCF-Sektor zuzuordnen sind.[48] Die ESR-Ziele für Deutschland[49] und die historischen und projizierten Emissionen, die unter die ESR fallen, sind in Abbildung 20 dargestellt. Ab dem Jahr 2024 (siehe RZ 288) würden die jahresscharfen ESR-Ziele nicht

[46] Die Jahresemissionsmengen für den Sektor Energiewirtschaft wurden implizit als Differenz zwischen den Jahresemissionsmengen der übrigen Sektoren (Anlage 2a KSG) und den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) berechnet.

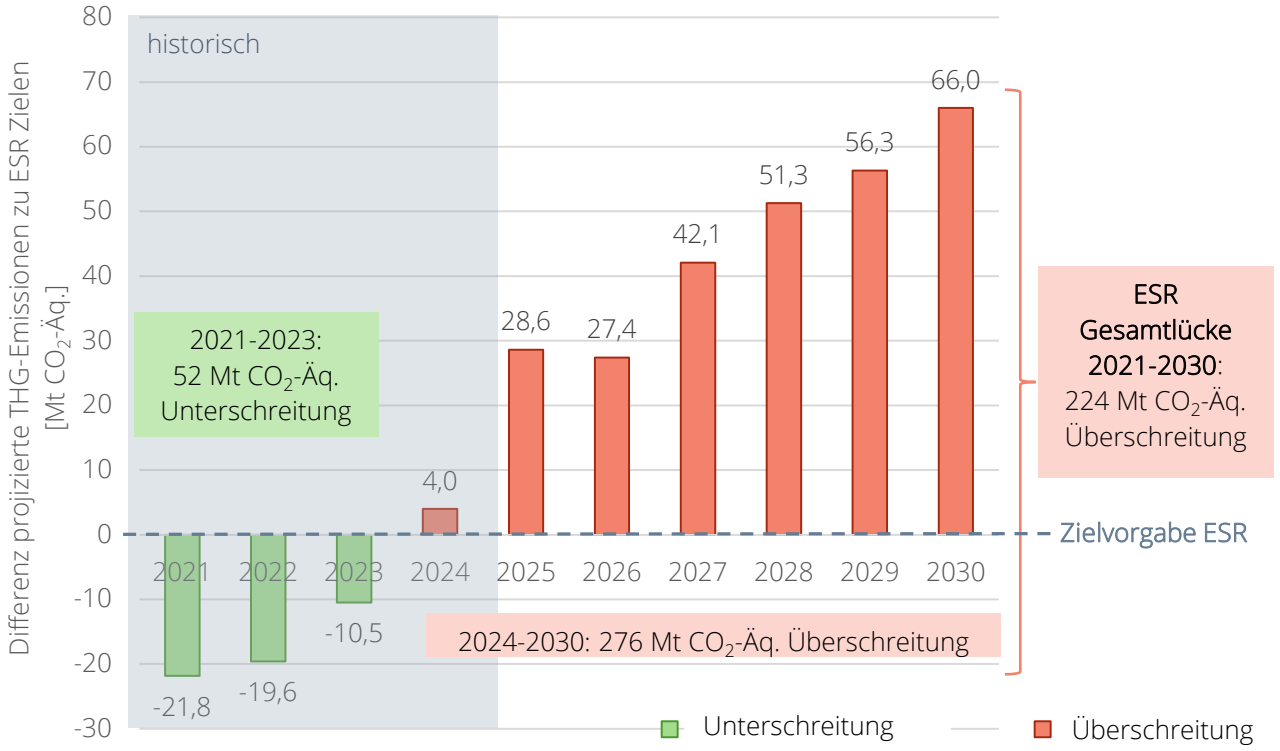
[47] Die Daten der ESR werden in den Emissionsdaten lediglich für das vorherige Jahr berichtet. Daher bezieht sich der Wert der unter die ESR fallenden THG-Emissionen ab dem Jahr 2024 auf die Projektionsdaten 2025 und nicht auf die Emissionsdaten für das Jahr 2024.

[48] Das betrifft die THG-Emissionen der Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges mit geringen Ausnahmen komplett. Auch kleinere Teile des Industrie- und Energiewirtschaftssektors fallen unter die ESR (siehe Abbildung A 3).

[49] Die verbindliche Emissionszuweisung der ESR (auch Annual Emission Allocations, AEA) für Deutschland für das Jahr 2030 beträgt minus 50 % gegenüber den THG-Emissionen vom Jahr 2005 (Europäische Kommission 2023e). Dies entspricht THG-Emissionen von 242 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030. Für die Jahre von 2021 bis 2025 sind die Jahresziele festgelegt (Europäische Kommission 2023a). Für die Jahre von 2026 bis 2029 werden die Jahresziele vom Umweltbundesamt nach Europäische Kommission (2023e, Artikel4) auf Basis der aktuellen historischen Emissionsdaten von den Jahren von 2021 bis 2023 berechnet. Die Abschätzungen des Umweltbundeamts sind daher mit Unsicherheiten behaftet. Die jahresscharfen Ziele von 2026 bis 2029 werden final im Jahr 2025 von der Europäischen Kommission festgelegt (Artikel 4(3) der Richtlinie).

mehr eingehalten. Unter Anwendung des Budgetprinzips würde sich über den Zeitraum von 2021 bis 2030 eine kumulierte Verfehlung in Höhe von 224 Mt CO_2-Äq. ergeben. Das wären 100 Mt CO_2-Äq. mehr als noch ein Jahr zuvor in den Projektionsdaten 2024 projiziert (siehe ERK 2024a). Das ist vor allem auf eine Erhöhung der Überschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen in dem Zeitraum 2021 bis 2030 im Gebäudesektor um 78 Mt CO_2-Äq. sowie eine Verringerung der Unterschreitung im Industriesektor um 40 Mt CO_2-Äq. zurückzuführen. Eine Neukalibrierung der Aufteilung zwischen ESR- und EU-ETS-Anteilen ist ein weiterer Grund für die Veränderung zum Vorjahr. Die ESR-Zieleinhaltung hängt zudem mit dem Nutzen der Flexibilitätsoptionen und dem EU-ETS 2 zusammen, der in diesem Bereich ab 2027 eingeführt werden soll. Dies wird in Kapitel 11.2 eingeordnet und diskutiert.

Abbildung 20: Unter- und Überschreitungen der Ziele Deutschlands gemäß der Europäischen Lastenteilung 2021 bis 2030 gemäß den Projektionsdaten 2025



Eigene Darstellung. Basierend auf (UBA 2025p). Die Daten für die Jahre 2021 bis 2023 basieren auf den historischen Emissionsdaten. Die Daten der Jahre 2024 bis 2030 basieren auf den Projektionsdaten 2025.

10.1.2 Sensitivitätsanalysen und Zweitmodellierung in den Sektoren Gebäude und Verkehr

160 In den Projektionsdaten 2025 werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss von Veränderungen zentraler Rahmendaten und übergreifender Entwicklungen auf die Modellergebnisse zu quantifizieren. In UBA (2025p) und EU (2025e) sind die Ergebnisse von 14 verschiedenen Sensitivitätsanalysen bereitgestellt. Die folgenden Rahmendaten und Entwicklungen werden darin variiert: Industrieproduktion, Infrastrukturausbau, Fördergelder, Industriestrompreis und

Wärmepumpenstrompreis.[50] Zusätzlich zu den Sensitivitätsanalysen wurden für die Sektoren Gebäude und Verkehr Zweitmodellierungen als methodische Sensitivität durchgeführt.[51]

Sensitivitätsanalysen

161 Für die einzelnen Sensitivitätsanalysen werden jeweils Annahmen variiert und darauf basierend ein neuer Emissionspfad für einen einzelnen Sektor modelliert (siehe Tabelle A 1 für eine Beschreibung der Sensitivitätsanalysen). Dabei hängt das Ergebnis der neuen Modellierung von den variierten Entwicklungspfaden in der Sensitivitätsanalyse ab. Je deutlicher die Abweichungen zu den Annahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario sind, desto größer ist der erwartbare Effekt auf die THG-Emissionen. Die Sensitivitätsanalysen werden in einzelnen Sektoren durchgeführt, ohne eine vollständige Abbildung von Wechselwirkungen zwischen den Sektoren. Eine Ausnahme bildet die Sensitivität zur Industrieproduktion, in der die Ergebnisse des Sektors Industrie an die Sektoren Verkehr und Energiewirtschaft weitergegeben werden.

162 Abbildung 21 fasst die Abweichung der Summe der THG-Emissionen der Sensitivitätsanalysen im Zeitraum 2025 bis 2030 im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 zusammen. Für Sektoren, die in dieser Abbildung nicht dargestellt sind, wurden keine Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Im Vergleich hat die Sensitivitätsanalyse mit höherer Industrieproduktion den größten emissionssteigernden Effekt. Die Industrieproduktion steigt darin bis zum Jahr 2030 auf 105 %, anstelle von 94 % in den Projektionsdaten 2025, im Vergleich zum Basisjahr 2015.[52] Bis zum Jahr 2030 würden sich dadurch zusätzliche THG-Emissionen von insgesamt 76 Mt CO_2-Äq. in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und Verkehr ergeben. Diese Größenordnung entspricht annähernd dem in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Puffer von 81 Mt CO_2-Äq. gegenüber der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen im Zeitraum 2021 bis Jahr 2030 (siehe Abbildung 18).

163 Weiter zeigt Abbildung 21 Sensitivitätsanalysen, die einen vergleichsweise niedrigen Einfluss auf die THG-Emissionen haben. So erhöhen sich die THG-Emissionen im Zeitraum 2025 bis 2030 bei niedrigeren Fördergeldern in Summe um 14 Mt CO_2-Äq., bei einem höheren Industriestrompreis um 10,1 Mt CO_2-Äq. und einem verzögerten Infrastrukturausbau um 4,6 Mt CO_2-Äq. Dagegen führen höhere Fördergelder zu niedrigeren kumulierten THG-Emissionen in dem Zeitraum von 15,1 Mt CO_2-Äq., niedrigere Industriestrompreise zu 12,8 Mt CO_2-Äq. und niedrigere Wärmepumpenpreise zu 2,5 Mt CO_2-Äq. Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse findet sich in UBA (2025p), sowie jahresscharfe Angaben der variierten Annahmen in EU (2025e).

164 Für den Industriesektor liegt zusätzlich zu den Einzelsensitivitäten noch eine Korridorrechnung bzw. Gesamtsensitivität vor (siehe Abbildung 21 und Abbildung A 21 im Anhang). Hierbei wurden zwei Szenarien definiert, die den oberen und unteren Rand des Korridors beschreiben.[53] Insgesamt führt die Korridor-Rechnung zu einer Spanne von kumuliert +123/−95 Mt CO_2-Äq. zwischen den Jahren 2025 und

50 In Harthan et al. (2024) sind darüber hinaus Sensitivitätsanalysen zu weiteren Rahmendaten enthalten, wie beispielsweise dem EU-ETS 1-Preis und Brennstoffpreisen, die zur Abschätzung der Größenordnung des Einflusses herangezogen werden können. Diese beziehen sich jedoch auf die Projektionsdaten 2024.

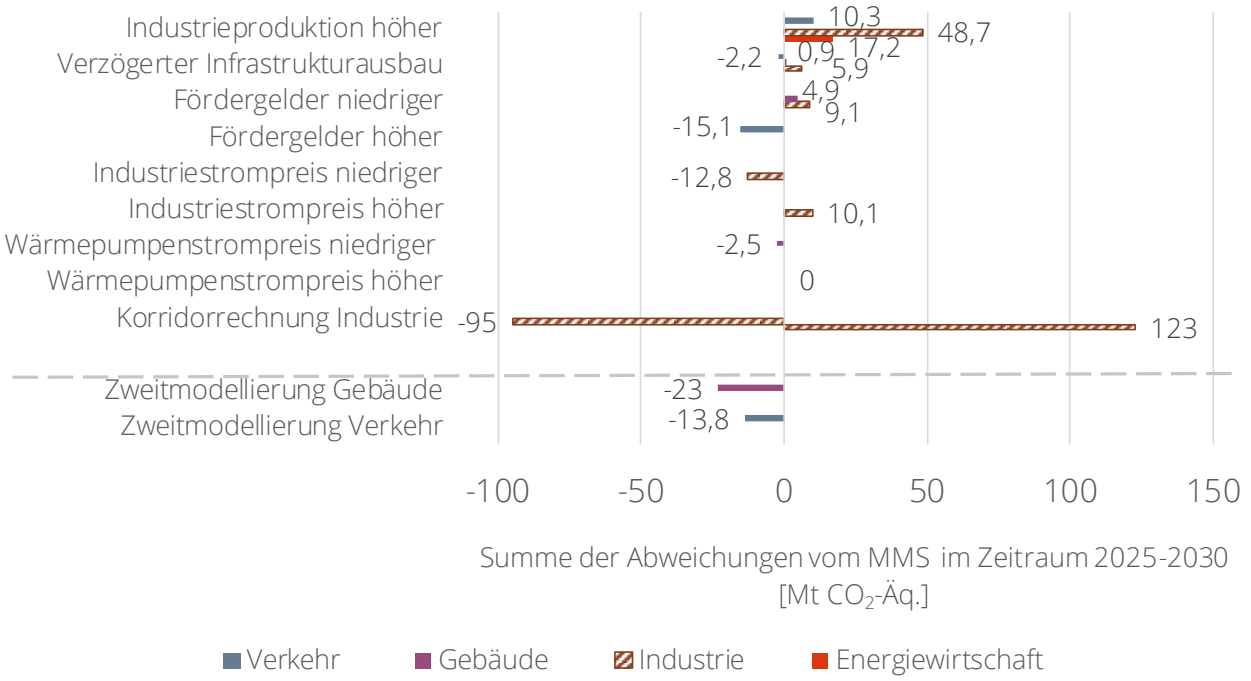
51 Im Gegensatz zu den Sensitivitätsanalysen werden in den Zweitmodellierungen die exogenen Rahmendaten und sonstigen exogenen Annahmen größtenteils nicht verändert.

52 Die Industrieproduktion steigt zunächst um 3,3 Prozentpunkte pro Jahr bis 2029 und bleibt dann nahezu konstant.

53 Die Variationen in den Annahmen dieser technischen Sensitivität sind dabei weitestgehend symmetrisch, beispielsweise 20 % höhere/niedrigere Strompreise. Dabei ist zu betonen, dass die Korridorwände keine Szenarien im Sinne einer konsistenten erwartbaren Welt darstellen. So schließen sich beispielsweise geringe Produktionsmengen (unterer Rand) und hohe EU-ETS 1-Preise (unterer Rand) aus, da bei einer niedrigen Produktionsmenge auch niedrige EU-ETS 1-Preise erwartbar sind.

2030. Der deutlich höhere emissionssteigernde Effekt lässt sich hierbei darauf zurückführen, dass wasserstoffbasierte Direktreduktion im ungünstigen Fall nur noch eingeschränkt finanzierbar ist. Dies macht deutlich, dass eine ungünstige Kombination an abweichenden Entwicklungen großen Einfluss auf die Emissionen des Industriesektors haben kann. Eine Darstellung der Korridor-Rechnung findet sich in Abbildung A 21.

Abbildung 21: Abweichungen der Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen und der Zweitmodellierung zu den Projektionsdaten 2025, kumuliert über den Zeitraum 2025 bis 2030



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025p).

165 In den Projektionsdaten 2025 wurde keine Sensitivität zum EU-ETS 1-Preis gerechnet, während diese im vergangenen Jahr den größten Effekt auf die THG-Emissionen hatte (Harthan et al. 2024). Für eine qualitative Einordnung können die Ergebnisse des letzten Jahres herangezogen werden. Sie verdeutlichen, dass die Annahmen zum EU-ETS 1-Preis eine zentrale Rolle für die projizierte Emissionsentwicklung spielen: bei einem im Mittel um 32 Euro pro Tonne CO_2 geringeren EU-ETS 1-Preis fielen die THG-Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie in der Sensitivitätsanalyse der Projektionsdaten 2024 um insgesamt 248 Mt CO_2-Äq. höher aus (Harthan et al. 2024). In Harthan et al. (2023) wurde hingegen eine Sensitivitätsanalyse zu möglichen BEHG/EU-ETS 2-Preispfaden durchgeführt. Dabei führte ein ca. 50 % höherer Preis im Jahr 2030 zu ca. 9 Mt CO_2-Äq. niedrigeren THG-Emissionen im Jahr 2030. Die Höhe der Emissionsminderung über den gesamten Zeitraum 2025 bis 2030 wurde nicht angegeben.

166 Die Sensitivitätsanalysen verdeutlichen die Abhängigkeit des Emissionspfads des Mit-Maßnahmen-Szenarios von den Annahmen zu zentralen Rahmendaten und ausgewählten Entwicklungen. Sind diese mit hohen Unsicherheiten in der Zukunft behaftet, dann ergibt sich eine entsprechend große

Bandbreite möglicher Emissionsentwicklungen. Die Bandbereiten der Emissionsentwicklung in den Sensitivitätsanalysen zeigen weiter, dass sich bei veränderten Rahmendaten die Feststellung bezüglich der Einhaltung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 KSG ändern kann. Zu diesem Ergebnis kam bereits ERK (2025). Insbesondere zentrale Maßnahmen wie der EU-ETS 1 können große Unsicherheiten im Emissionsverlauf aufweisen und sind daher entscheidend für die Zieleinhaltung.

167 Laut Umweltbundesamt wurde die Auswahl auf Grundlage von Einschätzungen getroffen, welche Trends und Einzelparameter derzeit die größten Unsicherheiten für die Emissionspfade in den Sektoren bergen und wurde Mitte Februar 2025 final festgelegt. Aktuelle politische Entwicklungen nach der Bundestagswahl 2025 konnten entsprechend nicht berücksichtigt werden (UBA 2025p). Andere ebenfalls wichtige Einflussfaktoren auf die THG-Emissionen, welche aus heutiger Sicht hohe Unsicherheiten aufweisen, wurden nicht variiert. Dazu gehören insbesondere der Ausbaupfad der Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern,[54] verzögerter Infrastrukturausbau in der Energiewirtschaft und damit zusammenhängend erhöhte Redispatch-Mengen sowie die Verfügbarkeit von Biomasse, Wasserstoff und anderen synthetischen Energieträgern. Weiter wäre eine Preisvariation bei BEHG und EU-ETS 2 wünschenswert, wie bereits in Harthan et al. (2024) und Harthan et al. (2023) durchgeführt. Insgesamt spannen die ermittelten Sensitivitäten daher nicht den Raum der möglichen Entwicklungspfade auf. Es bestehen weiterhin methodische Limitierungen in den Sensitivitätsanalysen. Auch wenn diese sich teilweise aus dem begrenzten finanziellen und zeitlichen Budget bei der Erstellung der Projektionsdaten ergeben, sind sie dennoch relevant für die Interpretation der Ergebnisse. Diese umfassen folgende Aspekte:

i) Die Sensitivitätsanalysen werden nur für einzelne alternative Entwicklungspfade durchgeführt. Auch werden in den Sensitivitätsanalysen nicht alle Sektoren abgedeckt.

ii) In den Sensitivitätsanalysen wird nicht der Modellverbund modelliert, sondern es werden nur einzelne Sektoren ohne Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Sektoren abgebildet.[55]

iii) Es werden keine Wechselwirkungen zwischen den variierten Entwicklungen und den übrigen Rahmendaten abgebildet, wie beispielsweise höhere Industrieproduktion und EU-ETS 1-Preise. Dies kann dazu führen, dass in den Sensitivitätsanalysen die Daten untereinander nicht konsistent sind.

iv) Sensitivität Industriestrompreis: Produktionsmengen werden nicht angepasst, somit deckt die Sensitivität nur die Elektrifizierung ab, nicht aber mögliche höhere/niedrigere Produktionen.

Zweitmodellierung

168 Während in der Erstmodellierung im **Gebäudesektor** Invert/ee-Lab, WInfra und Forecast-Residential verwendet werden (siehe hierzu im Detail RZ 227), werden in der Zweitmodellierung zwei Bottom-up-Simulationsmodelle, ProgRESS und ein GHD-Nachfragemodell von Prognos genutzt. Mit ProgRESS wurden private Haushalte modelliert, mit dem GHD-Nachfrage-Modell wurden Geräte und Prozesse in

[54] Einen Hinweis auf die Größenordnung des Einflusses des Ausbaus der erneuerbaren Energieträger liefert die Instrumentenbewertung des EEG. Für die Quantifizierung wurden als Vergleich die Leistungen für Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik auf dem Niveau des Jahres 2023 eingefroren. Unter dieser Annahme lägen laut Instrumentenbewertung die THG-Emissionen in Summe über die Jahre von 2025 bis 2030 um 120 Mt CO_2-Äq. höher.

[55] Eine Ausnahme stellt die Sensitivität zur Industrieproduktion dar, in der die Ergebnisse des Sektors Industrie an die Sektoren Verkehr und Energiewirtschaft weitergegeben werden.

Nichtwohngebäuden modelliert. Die verwendeten exogenen Rahmendaten[56] sowie die Ausgestaltung der Instrumente sind dabei nach Aussage des Konsortiums identisch mit der Erstmodellierung. Beide Modellierungen verwenden laut Konsortium identische Sektorenabgrenzungen.[57]

169 Die Emissionsentwicklung unterscheidet sich in den beiden Modellierungen von 2025 bis 2030 nur geringfügig. Die Summe der THG-Emissionen im Zeitraum 2025 bis 2030 im Gebäudesektor fällt in der Zweitmodellierung um 23,0 Mt CO_2-Äq. niedriger aus als in der Erstmodellierung (siehe Abbildung 21). Während 2025 in der Erstmodellierung noch etwas höhere Emissionen projiziert werden (109 Mt CO_2-Äq. in der Erstmodellierung, 105 Mt CO_2-Äq. in der Zweitmodellierung), liegen für das Jahr 2030 die projizierten Werte der Zweitmodellierung leicht höher (77 Mt CO_2-Äq. bzw. 79 Mt CO_2-Äq). Für den Zeitraum von 2025 bis 2030 zeigen beide Modellierungen eine weitgehende Übereinstimmung in der Entwicklung der Gebäudezahl, der Grün-Gas-Quote im Kontext der 65-%-Regel (siehe hierzu den Abschnitt zum GEG in Kapitel 10.3.2) sowie der Beheizungsstruktur. Insgesamt ist in der Erstmodellierung ein stärkerer Rückgang des Endenergieverbrauchs zu sehen als in der Zweitmodellierung. Dieser Unterschied ist laut Konsortium primär auf die Anwendungen Raumwärme (und Warmwasser) zurückzuführen. Der Verbrauch für die Raumwärme nimmt in der Erstmodellierung insbesondere wegen der höheren Sanierungsrate[58] sowie teilweise auch wegen des geringeren Flächenbedarfs ab (siehe hierzu auch Kapitel 10.3.2). Die Beheizungsstruktur entwickelt sich in den beiden Modellierungen unterschiedlich. In der Erstmodellierung gibt es zu Beginn mehr Ölheizungen, was 2025 zu um 4 Mt CO_2-Äq. höheren Emissionen führt. Öl- und Gasheizungen nehmen in beiden Modellierungen stark ab, in der Erstmodellierung wegen eines angenommenen hohen Ersatzbedarfs ab 2030 aufgrund der angenommenen Altersstruktur der Gebäude jedoch stärker. In der Zweitmodellierung erfolgt der Austausch gleichmäßiger. Unterschiede bei der Holznutzung ergeben sich durch die Einschränkung in Fernwärmepotenzialgebieten in der Erstmodellierung. Die Rolle der Wärmepumpen bleibt in beiden Ansätzen vergleichbar. Insgesamt ist jedoch zu beobachten, dass die Abweichungen in den projizierten THG-Emissionen im Gebäudesektor bis 2030 jährlich maximal 4 Mt CO_2-Äq. umfassen und tendenziell abnehmen.

170 Im Unterschied zur Erstmodellierung des Verkehrssektors, in der der Modellverbund zwischen den Modellen Astra-M und TEMPS verwendet wird (siehe Kapitel 10.3.3), wird in der Zweitmodellierung ausschließlich das Modell Astra-M eingesetzt. Die verwendeten exogenen Rahmendaten (BIP, Bevölkerung, Energiepreise) sowie die Implementierung der Instrumente auf Verkehrsnachfrageseite sind dabei nach Aussage des Konsortiums identisch mit der Erstmodellierung. Teilweise weiche die Parametrisierung der Instrumente zwischen den Modellierungen geringfügig voneinander ab. So würden bspw. in ASTRA-M konstante Mautsätze, in TEMPS steigende Mautsätze abgebildet. Auch die Modellierung der Kosteneffekte der THG-Quote auf die Endverbraucherpreise erfolge nur in der Erstmodellierung. Darüber hinaus gibt es, nach Aussage der Gutachter*innen Abweichungen in weiteren Modellparametern, wie z. B. in hinterlegten Fahrzeugeffizienzen, in Beladungsfaktoren sowie

56 U. a. Bevölkerung, Zahl der Haushalte, Erwerbstätige nach Branchen, Energiepreise, Klimaveränderung.

57 D. h. beide betrachten den Gebäudesektor inklusive Elektrogeräte, Beleuchtung und gewerblicher Prozesse.

58 In der Erstmodellierung wurde eine Sanierungsrate von 1,54 % in Wohngebäuden errechnet, in der Zweitmodellierung eine Sanierungsrate von 1,1 %. Die niedrigere Sanierungsrate in der Zweitmodellierung lässt sich durch mehrere Faktoren erklären: Während steigende Energiepreise grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit von Sanierungen verbessern, bleiben die nominalen Fördermittel konstant, wodurch ihre reale Wirkung abnimmt. Gleichzeitig steigen Baupreise stärker als die Inflation, was die Effizienz von Sanierungen verschlechtert, da bereits viele schlecht gedämmte Gebäude saniert wurden. Zudem basiert die Erstmodellierung auf einem agentenbasierten Ansatz, bei dem das Baualter einzelner Gebäudeteile sowie unterschiedliche Reaktionen der Agenten auf Preisentwicklungen einen maßgeblichen Einfluss auf die Sanierungsentscheidungen haben. In der Zweitmodellierung hingegen erfolgt eine aggregiertere, top-down-orientierte Betrachtung.

in Fahrzeugprofilen. Auch seien die antriebsspezifischen Fahrleistungen über die privaten Alterskohorten in ASTRA-M konstant, in TEMPS hingegen variabel. Zudem gebe es für Lkw keine antriebsspezifische Differenzierung der Fahrleistung in ASTRA-M. Fahrzeuge verblieben darüber hinaus in TEMPS im Vergleich zu ASTRA-M länger im Bestand.

171 Die Summe der THG-Emissionen im Zeitraum 2025 bis 2030 im Verkehrssektor fällt in der Zweitmodellierung um 13,8 Mt CO_2-Äq. niedriger aus als in der Erstmodellierung (siehe Abbildung 21). Dies ist nach Aussage des Konsortiums vornehmlich darauf zurückzuführen, dass elektrische Fahrzeuge in ASTRA-M sowohl eine höhere Verkehrsnachfrage als auch höhere Beladungsfaktoren aufweisen als in TEMPS. Dadurch seien sowohl bei E-Lkw als auch BEV die Jahresfahrleistungen (in Personenkilometer und Tonnenkilometer) höher als in TEMPS, die Fahrleistungen von fossilen Lkw und Pkw geringer als in TEMPS. Dies spiegelt sich in geringeren THG-Emissionen in der Zweitmodellierung in den Jahren 2025 bis 2030 wider. Nach 2030 kehrt sich diese Entwicklung um, da nach Aussage des Konsortiums, wie in RZ 170 erläutert, die Fahrleistung in TEMPS abhängig von der Alterskohorte der Fahrzeuge im Bestand sei.[59] Dies wirkt sich jedoch erst auf den Zeitraum ab 2030 aus. Insgesamt ist zu beobachten, dass die Abweichungen in den projizierten THG-Emissionen im Zeitraum 2025 bis 2030 jährlich maximal 4 Mt CO_2-Äq. umfassen und tendenziell abnehmen.

10.1.3 Vergleich zu historischen Daten durch Dekomposition

172 Die Entwicklung der THG-Emissionen kann mittels einer sektorenübergreifenden Dekompositionsanalyse rechnerisch in verschiedene Faktoren zerlegt werden. Dabei wird die gesamte Veränderung der THG-Emissionen den folgenden fünf Faktoren zugeordnet:[60]

- Bevölkerungsentwicklung: Anzahl der Einwohner*innen
- BIP pro Kopf: Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf
- Energieintensität: Endenergieverbrauch (EEV) pro BIP
- Umwandlungsverluste: Primärenergieverbrauch (PEV) pro EEV
- Emissionsintensität des PEV: THG-Emissionen pro PEV

173 Die Dekomposition wird basierend auf historischen Daten für die Jahre von 2012 bis 2024 und basierend auf projizierten Daten für die Jahre von 2025 bis 2030 durchgeführt (siehe Abbildung 22)[61] Dies ermöglicht eine Einordnung der projizierten Faktoren und deren rechnerischer Beiträge zu den

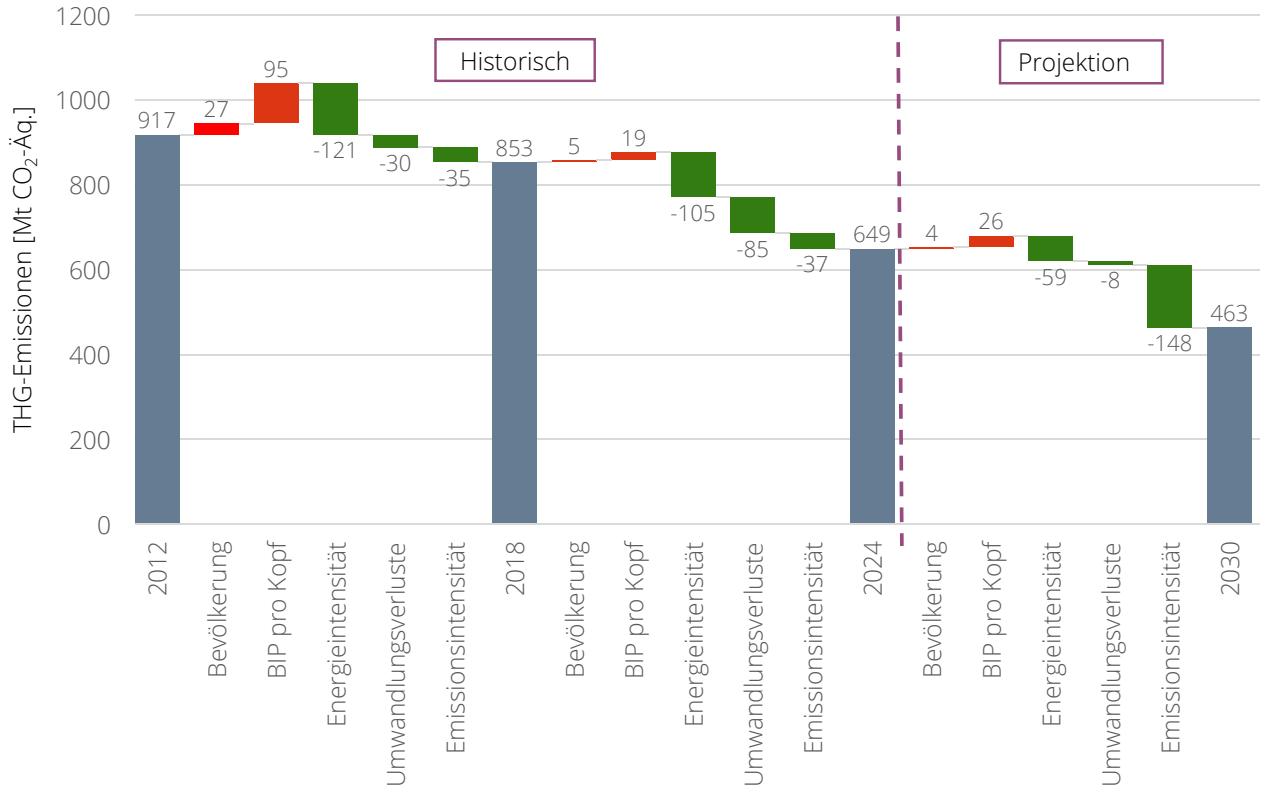
[59] So sinke die Jahresfahrleistung bei älteren Fahrzeugen in der Erstmodellierung, was mit einer durchschnittlich höheren Jahresfahrleistung bei elektrischen Fahrzeugen einhergehe, da diese in den jungen Kohorten stärker besetzt seien. Die Jahresfahrleistungen von Verbrennern fallen somit in der Zweitmodellierung nach 2030 deutlich höher aus als in den Projektionsdaten 2025. Als weitere Erklärungen für die höheren verbleibenden THG-Emissionen in der Zweitmodellierung nach 2030 wurden Unterschiede in Fahrzeugeffizienzen genannt. Schwere Nutzfahrzeuge wiesen in der Zweitmodellierung eine geringere Effizienz als in den Projektionsdaten 2025 auf. Auch führten die steigenden Mautsätze zur Wegekostendeckung in TEMPS dazu, dass der Anteil des Schienengüterverkehrs nach 2030 in den Projektionsdaten 2025 höher ausfallen als in der Zweitmodellierung.

[60] Eine Beschreibung des methodischen Vorgehens findet sich in ERK (2024c).

[61] Dabei wird jeweils die Veränderung zwischen den Stützjahren dargestellt, d. h. die Veränderung der THG-Emissionen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2012, die Veränderung der THG-Emissionen im Jahr 2024 gegenüber dem Jahr 2018 und die Veränderung der projizierten THG-Emissionen im Jahr 2030 gegenüber den THG-Emissionen im Jahr 2024. Die ersten beiden Zeiträume stellen somit die historische Veränderung dar, wohingegen der letzte Zeitraum die projizierte Veränderung gegenüber den letzten berechneten THG-Emissionen darstellt.

projizierten THG-Emissionen im Vergleich zur historischen Entwicklung. Für eine sektorale Betrachtung der historischen Entwicklung mit Hilfe der Dekompositionsanalyse siehe ERK (2025). Die jährliche Veränderung für die Periode von 2020 bis 2024 wird in Kapitel 7.1 näher betrachtet.

Abbildung 22: Dekomposition der sektorenübergreifenden historischen und projizierten THG-Emissionen



Eigene Darstellung. Für die Jahre von 2012 bis 2024 stammen die Daten zur Bevölkerung aus Destatis (2025f) und Destatis (2025c), für das BIP aus Destatis (2025l), für den Endenergie- und Primärenergieverbrauch aus AGEB (2025a) und AGEB (2025d) sowie für die THG-Emissionen aus UBA (2025h). Für die Jahre ab 2025 werden die Projektionsdaten 2025 verwendet (UBA 2025g).

174 Aus Abbildung 22 sind folgende Entwicklungen ablesbar:

Das projizierte Bevölkerungswachstum hat in etwa denselben Beitrag zur Emissionsentwicklung wie in der Periode von 2018 bis 2024, jedoch einen deutlich niedrigeren Beitrag als noch in der Periode von 2012 bis 2018. Diese Unterschiede sind unter anderem auf die hohe Zuwanderung in der Periode von 2012 bis 2018 zurückzuführen. Auch in der Periode von 2018 bis 2024 kam es zu hoher Zuwanderung, jedoch wird diese in den Daten nicht abgebildet, da die Bevölkerung ab dem Jahr 2022 durch den vergangenen Zensus nach unten korrigiert wurde und beide Effekte sich rechnerisch in etwa aufheben (siehe RZ 107). Entsprechend sind die Komponenten Bevölkerung und BIP pro Kopf in der Periode von 2018 bis 2024 leicht verzerrt.

175 Die Veränderung, die dem projizierten BIP pro Kopf zugewiesen wird, ist etwa vergleichbar mit dem Wert der Vorperiode, liegt aber deutlich unter der Veränderung der Periode von 2012 bis 2018. Die Periode von 2018 bis 2024 ist dabei stark von den Auswirkungen der Covid-19-Pandemie und der Energiekrise geprägt (siehe die vertiefende Diskussion in Kapitel 7.1). Auch hier ist bei der Komponente für die Periode von 2018 bis 2024 die Bevölkerungskorrektur durch den Zensus 2022 zu beachten, die die

genaue Höhe des rechnerischen Beitrags verzerrt. Für das BIP selber wird in den Projektionsdaten 2025 ein durchschnittliches Wachstum von 1 % p.a. bis 2030 angenommen, wohingegen in der Vorperiode das mittlere Wachstum mit 0,5 % p.a. deutlich niedriger lag. Für eine Einordnung der Annahmen zum Wirtschaftswachstum in den Projektionsdaten siehe Kapitel 10.2.2.

176 Die durch die Anpassung der Bevölkerungszeitreihe verursachte Verzerrung entfällt bei Summierung der Beiträge beider Faktoren, was rechnerisch den Beitrag des realen BIP-Wachstums wiedergibt. Dabei wird deutlich, dass dem BIP-Wachstum mit 122 Mt CO_2-Äq. in der Periode von 2012 bis 2018 ein deutlich höherer Wert zugewiesen wird als in der Periode von 2018 bis 2024 mit nur noch 24 Mt CO_2-Äq. Hier kann der stark emissionsdämpfende Einfluss der Wirtschaftsschwäche der unmittelbar zurückliegenden Jahre eindrücklich abgelesen werden. Für die vorausliegende Periode von 2024 bis 2030 wiederum ergeben die Projektionsdaten 2025 für den Beitrag des BIP-Wachstums einen Wert von 30 Mt CO_2-Äq., also nur leicht höher als in der abgelaufenen Sechs-Jahres-Periode. Obwohl das im Projektionsbericht 2025 unterstellte BIP-Wachstum also im Vergleich zu aktualisierten Einschätzungen tendenziell überschätzt zu sein scheint (siehe Kapitel 10.2.2), ist es im Vergleich zu früheren Perioden eher ein Faktor mit begrenztem Einfluss auf die Steigerung der THG-Emissionen in Deutschland.

177 Dem Faktor Energieintensität kann in den projizierten Daten ein reduzierender Beitrag von 59 Mt CO_2-Äq zugerechnet werden. Somit ist der rechnerische Beitrag der Energieintensität zur Minderung der THG-Emissionen in der Periode von 2024 bis 2030 niedriger als in den beiden Vorperioden, wo er den größten emissionssenkenden Einfluss hatte. Der niedrigere projizierte Beitrag bedeutet eine geringere Steigerung der Endenergieproduktivität (EEP, Kehrwert) als zuvor. Die gesamtwirtschaftliche EEP wird maßgeblich durch die Industriestruktur beeinflusst (ERK 2025, , RZ 29ff). Die gesunkene EEP kann also darauf hindeuten, dass der Projektionsbericht 2025 einen weniger ausgeprägten Strukturwandel unterstellt als tatsächlich zwischen 2012 und 2024 stattgefunden. Eine grobe Auswertung zeigt, dass der Anteil der energieintensiven Industrie an der Bruttowertschöpfung der Industrie im Zeitraum von 2024 bis 2030 laut Projektionsdaten in etwa halb so stark zurückgeht, wie im Zeitraum 2018 bis 2022; auch für das Jahr 2023 zeigt sich eine hohe Steigerung der EEP (ERK 2025, , Tabelle 2). Der Rückgang der EEP (bzw. des Beitrags der sinkenden Energieintensität) wäre in den Projektionsdaten vermutlich noch höher ausgefallen, wenn dort nicht eine nennenswerte Elektrifizierung auf der Nachfrageseite (Industrie, Gebäude, Verkehr) unterstellt worden wäre. Denn Elektrifizierung führt in der Regel zu einem deutlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs pro bereitgestellter Energiedienstleistung (z.B. hergestellte Produktionsmenge; gefahrene km; beheizte Wohnung). Umgekehrt würde daher eine geringer ausfallende Elektrifizierung den emissionsmindernden Beitrag der Energieintensität reduzieren (siehe RZ 224, RZ 237, RZ 250 und RZ 281).

178 Der emissionsmindernde Beitrag des Faktors Umwandlungsverluste ist von 30 Mt CO_2-Äq. in der Periode von 2012 bis 2018 um mehr als das Doppelte (85 Mt CO_2-Äq.) in der unmittelbar zurückliegenden Periode von 2018 bis 2024 gestiegen. Diese Differenz kann in Teilen mit den Veränderungen der Stromerzeugungsstruktur plausibilisiert werde, nämlich durch den stark verminderten Einsatz thermischer Kraftwerke ohne Wärmenutzung (EEV-PEV-Verhältnis zwischen ca. 0,3 und ca. 0,6) bei gleichzeitigem Aufwuchs der Nutzung erneuerbarer Energieträger und von Stromimporten (EEV-PEV-Verhältnis jeweils per Definition gleich 1).[62] Demgegenüber kann diesem Faktor in den projizierten Daten ein reduzierender Beitrag von nur noch 8 Mt CO_2-Äq zugerechnet werden. Somit ist der rechnerische Beitrag der Periode von 2024 bis 2030 deutlich niedriger als in den

62 Siehe ERK (2025, Kapitel 2.2).

Vorperioden. Hierbei kommt es zu einer wechselseitigen Kompensation gegenläufiger Effekte, die der Expertenrat im Rahmen seiner Prüfung nicht vollständig hat aufklären können: Zwar steigt einerseits der Anteil der Erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung weiter an; im Gegenzug sinkt aber der Stromimportsaldo, und der Rückgang der Kohle fällt, aufgrund der bereits deutlich verminderten Ausgangsbasis (2024 zu 2018), weniger dramatisch aus als in der Vorperiode. Zudem könnte die in den Projektionsdaten 2025 verstärkt unterstellte Elektrifizierung die Umwandlungsverluste unter Umständen erhöhen, da der Wandlungsverlust von Primär- zu Endenergie für Strom im Mix immer noch höher ist als für fossile Endenergieträger (Erdgas, Heizöl, Kraftstoffe für Verkehr). Dieser Effekt dürfte aber in den Projektionsdaten 2025 wenn überhaupt nur sehr eingeschränkt auftauchen, da dort der zusätzliche Strombedarf vor allem aus dem Aufwuchs von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird. Der geringere Wert des Beitrags des Faktors Umwandlungsverluste könnte daher – vorbehaltlich einer vertiefenden Prüfung - darauf hindeuten, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern vor allem zusätzliche Nachfrage nach Elektrizität deckt und darüber hinaus den Stromexport erhöht, so dass daraus insgesamt kein besonderer Effekt mehr auf die Verminderung von Umwandlungsverlusten ausgeht

179 Dem Faktor Emissionsintensität des PEV kann in den projizierten Daten ein reduzierender Beitrag von 148 Mt CO_2-Äq zugerechnet werden. Somit ist der rechnerische Beitrag dieses Faktors zur Minderung der THG-Emissionen in der Periode von 2024 bis 2030 deutlich größer als in den beiden Vorperioden (2012–2018: 35 Mt CO_2-Äq.; 2018–2024: 37 Mt CO_2-Äq.). Diese starke Veränderung konnte der Expertenrat im Rahmen der Prüfung nur ansatzweise plausibilisieren. In der Primärbilanz kommt es auch in der Periode von 2024 bis 2030 zu einer fortgesetzten Minderung des Einsatzes von Stein- und Braunkohle, aber auch von Erdgas, in der Stromerzeugung. Zudem werden emissionsträchtige Energieenergieträger (Mineralölprodukte, Erdgas, Kohle) laut Projektionsdaten 2025 in der Periode von 2024 bis 2030 deutlich stärker durch (emissionsfreie) Elektrizität ersetzt als zuvor. Da der zusätzliche Strombedarf in den Projektionsdaten vor allem durch eine starke Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird, ergeben sich durch diese zusätzliche Nachfrage vermutlich kaum zusätzliche Emissionen. Insgesamt erscheint dem Expertenrat die Richtung der Veränderung des Beitrags der Emissionsintensität also nachvollziehbar; warum sich dabei aber mehr als eine Verdopplung ergibt, kann ohne weitere Analysen nicht nachvollzogen werden.

180 Mögliche Unschärfen in der Bilanzierung von EEV und PEV in den Projektionsdaten 2025 entfallen bei Betrachtung der Summe der Beiträge aus Umwandlungsverlusten und Emissionsintensität (des PEV); diese Summe entspricht dem Beitrag der Emissionsintensität des EEV. Der emissionsmindernde Beitrag der Emissionsintensität des EEV würde von 65 Mt CO_2-Äq. (2012–2018) über 122 Mt CO_2-Äq. (2018–2024) laut den Projektionsdaten 2025 in der Periode von 2024 bis 2030 auf 56 Mt CO_2-Äq. anwachsen. Hinter dieser Veränderung verbergen sich vermutlich vor allem die Annahmen zur verstärkten Elektrifizierung (siehe Kapitel 10.3). Aber auch hier kann der Expertenrat das Ausmaß dieser Veränderung ohne weitere Untersuchungen nicht vertiefend plausibilisieren.

181 Insgesamt fällt auf, dass die Summe der emissionsmindernden Beiträge der Faktoren Energieintensität, Umwandlungsverluste und Emissionsintensität in der Periode von 2024 bis 2030 laut den Projektionsdaten 2025 mit 215 Mt CO_2-Äq. in etwa in derselben Größenordnung liegt wie in den beiden Vorperioden (2012–2018: 186 Mt CO_2-Äq.; 2018–2024: 227 Mt CO_2-Äq.). Allerdings kommt es zu einer Verschiebung vom Faktor Energieintensität zum Faktor Emissionsintensität des EEV, was grundsätzlich plausibel zur Veränderung von einem starken Einfluss industriellen Strukturwandels in den Vorperioden zu einem verstärkten Einfluss von Elektrifizierung in den Projektionsdaten 2025 passt. Die jeweilige Ab- und Zunahme dieser Faktoren scheint sich also in etwa auszugleichen. Aus dieser Überlegung könnte

folgen, dass sich bei vermindertem Ausmaß zusätzlicher Elektrifizierung gegenüber den Annahmen der Projektionsdaten 2025 (ceteris paribus) insgesamt höhere Emissionen als dort modelliert ergeben könnten (siehe Kapitel 10.4). Die zusätzlich beobachtete strukturelle Verschiebung in den Projektionsdaten 2025 zwischen den Beiträgen der Faktoren Umwandlungsverluste und Emissionsintensität (des PEV) gegenüber den Vorperioden konnte für die Zwecke dieses Berichts nur in Ansätzen nachvollzogen werden. Inwieweit sich hier mögliche Inkonsistenzen in den Projektionsdaten 2025 andeuten, konnte der Expertenrat im Rahmen dieser Prüfung nicht abschließend klären.

10.2 Einordnung des sektorenübergreifenden Vorgehens und der getroffenen Annahmen

182 Die Projektionsdaten 2025 und der daraus resultierende THG-Minderungspfad sind ein Modellergebnis, welches sich durch die Annahmen zu bestimmten Rahmendaten, Modelllogiken und impliziten Annahmen ergibt. Für die Realisierung des THG-Minderungspfads gibt es eine Reihe von wesentlichen Umsetzungsvoraussetzungen. Dazu gehören Stabilität der gesellschaftlichen und politischen Entwicklung, eine konsequente Umsetzung und Weiterentwicklung der Klimaschutzpolitik und die konsequente Fortsetzung begonnener Politiken bzw. das Erreichen gesetzter Ziele. Implizite Annahmen, die in der Modellierung als gegeben angenommen werden, sind dabei, dass ein zielorientierter Aus- bzw. Umbau von Infrastruktur (Ladeinfrastruktur, Strom- Fernwärme und Gasnetze) erfolgt, dass die Ausbauziele gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) langfristig erreicht werden und dass die Finanzierung von klimaschutzpolitischen Maßnahmen sichergestellt ist. In Kapitel 10.3 werden diese Annahmen für die einzelnen Sektoren eingeordnet.

183 Zudem werden in der Modellierung der Projektionsdaten 2025 mögliche Knappheiten und Nutzungskonflikte bei Flächen, Biomasse, Wasserstoff und synthetischen Energieträgern sowie sonstiger für den Aufbau eines neuen, klimaschonenden Kapitalstocks notwendiger Ressourcen nicht abgebildet. Ebenso werden Engpässe von Fachkräften und daraus potenziell resultierende Effekte auf die wirtschaftliche Entwicklung in der Modellierung nicht adressiert. Bei diesen Faktoren wird daher implizit von einer ausreichenden Verfügbarkeit ausgegangen. Gleiches gilt für die Verfügbarkeit von Finanzmitteln um Investitionen, beispielsweise in den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur oder zur Elektrifizierung der Industrie, zu tätigen (siehe auch ERK 2025).

10.2.1 Einordnung des methodischen Vorgehens im Modellverbund

184 Die Projektionsdaten 2025 wurden in einem Modellverbund ermittelt, der auf separaten, teils sehr detaillierten Modellen für die einzelnen Sektoren aufbaut. Im Vergleich zum Vorjahr wurde der Modellverbund zur Erstellung der Projektionsdaten 2025 erweitert. Erstmals werden in einem vorgelagerten Schritt die ökonomischen Rahmendaten mit dem Weltwirtschaftsmodell VIEW modelliert. Die modellierten ökonomischen Rahmendaten aus VIEW gehen mit weiteren exogen vorgegebenen Rahmendaten in die Nachfragemodelle ein. Die Nachfragemodelle bilden die Veränderung des Kapitalstocks und dessen Verwendung mit verschiedenartigen Entscheidungsmodellen ab. Aus diesen Analysen ergeben sich die sektoralen Brennstoffbedarfe sowie ein endogener Strombedarf. Dieser Strombedarf wird mit zusätzlichen Annahmen in einem Strommarktmodell mit stündlicher Auflösung verarbeitet. Für die nicht-energiebedingten Sektoren werden jeweils eigenständige Modelle innerhalb des Modellverbunds verwendet. Die Ergebnisse werden im Energie-Umwandlungs-Sektor-Modell ENUSEM zusammengeführt, die THG-Emissionen ermittelt und nach KSG-Sektoren aggregiert. Dabei ist

zunächst zu unterscheiden zwischen den energiebedingten THG-Emissionen in den Verbrauchssektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und – daraus abgeleitet – der Energiewirtschaft[63] und den THG-Emissionen aus Industrieprozessen sowie in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und LULUCF. Ergänzend werden diejenigen THG-Emissionen berechnet, die in den Sektorenmodellen nicht abgebildet sind.[64] Die verwendeten Emissionsfaktoren werden größtenteils als konstant angenommen. Sie orientieren sich an den vom Umweltbundesamt im Rahmen der Inventarberichterstattung verwendeten Daten. Die ökonomische Folgenabschätzung wird nachgelagert mithilfe des gesamtwirtschaftlichen Modells ISI-Macro erstellt. Die Folgenabschätzung ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung. Darüber hinaus wurde erstmals zum Zwecke einer methodischen Sensitivität für die Sektoren Verkehr und Gebäude eine Zweitmodellierung angefertigt. Für die Annahmen zu Fördervolumina wurden teilweise Fortschreibungen der Budgetvolumina der Ressorts genutzt. Falls diese nicht vorlagen, wurden die Fördervolumina nach Expertenschätzung fortgeschrieben.

185 Die Modelle und Datenflüsse sind in einer umfassenden Modelldokumentation (UBA 2025n) öffentlich dokumentiert. Vertiefend hat der Expertenrat gemeinsam mit dem Forschungskonsortium die Einzelmodelle und deren Verbund im Rahmen der durchgeführten Workshops und durch Beantwortung von Fragelisten nachvollzogen. Die daraus hervorgehende Datengrundlage ist in Kapitel 8 beschrieben. Durch die umfassende öffentliche Dokumentation der genutzten Modelle, der genutzten Daten und der Datenflüsse zwischen den Modellen ist die Modellierung der Projektionsdaten 2025 in hohem Maße nachvollziehbar. Trotz dieser umfassenden Dokumentation sind nur zwei der 18 genutzten Modelle *open source* und somit nicht das gesamte Modell nachvollziehbar dokumentiert.

186 Die vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sind sehr komplex und können in einem Modell naturgemäß nur näherungsweise abgebildet werden. Im hier verwendeten Modellverbund werden einige wichtige Wechselwirkungen berücksichtigt (siehe hierzu auch die Ausführungen in den einzelnen Sektoren in Kapitel 10.3). Volkswirtschaftliche Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen Klimaschutzpolitik, Wertschöpfung, Import/Export, Budgets privater Haushalte und Staatsfinanzen werden in der Modellierung jedoch weiterhin nicht betrachtet (siehe ERK 2024a). Zentrale makroökonomische Effekte, wie die Tragfähigkeit großer klimaschutzpolitischer Investitionen oder Rückkopplungen über Haushaltsbudgets und Steuereinnahmen werden so nur unzureichend erfasst. Das Konsortium sieht hier weiterhin eine große Schwäche in der Methodik. Innerhalb der Modellierung konnten die Wechselwirkungen zwischen den genutzten Energieträgermengen und -preisen zwischen den Sektoren nicht vollständig abgebildet werden (siehe Kapitel 10.2.2). Weiterhin fehlt in der Modellierung die Rückkopplung der Projektionsergebnisse mit den zugrunde liegenden Rahmendaten. Diese Rückkopplung wurde aufgrund der Anforderungen in der Ausschreibung und zeitlichen Restriktionen nicht realisiert.

187 Eine relevante Limitierung des Modellverbunds ist, dass die beiden Europäischen Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und EU-ETS 2, inklusive der dort verankerten Emissionsobergrenzen, nicht modellendogen abgebildet sind. Für beide werden exogene Annahmen zur Preisentwicklung getroffen. Der EU-ETS 2 wird im Jahr 2027 starten und hat insbesondere Implikationen für die THG-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude. Im Fall des EU-ETS 1 werden durch diesen Ansatz Rückkopplungen, die von der Aktivität der Sektoren Industrie und

63 In den Verbrauchssektoren werden nur die brennstoffbasierten THG-Emissionen bilanziert. Die strombasierten THG-Emissionen und die Emissionen in der Fernwärmeerzeugung werden in der Energiewirtschaft bilanziert.

64 Bspw. diffuse Emissionen aus Brennstoffen, Teile der Emissionen aus Industrieprozessen und Emissionen aus Elementen des Energiesystems wie Raffinerien und Pipelineverdichter, die nicht durch die Sektorenmodelle abgebildet sind.

Energiewirtschaft in Deutschland und Europa ausgehen, nicht berücksichtigt. Zusätzlich kann in der Realität auch strategisches Verhalten der regulierten Unternehmen im Umgang mit Emissionszertifikaten des EU-ETS 1 Auswirkungen auf den Preis haben. Hierunter fällt z. B. das „Banking" von Emissionszertifikaten, also das Festhalten an Emissionszertifikaten über mehrere Jahre. Insgesamt ist somit nicht gegeben, dass weder der EU-ETS 1 noch der EU-ETS 2-Preis konsistent mit der Menge an handelbaren Zertifikaten und damit der verbleibenden THG-Emissionen ist, die durch die jeweilige Emissionsobergrenze geregelt sind. Die Auswirkung der beschriebenen Modellinkonsistenzen auf das Projektionsergebnis für den Zeitraum von 2021 bis 2030 werden in der nachfolgenden Prüfung (siehe Kapitel 10.2.2) näher diskutiert, für den Zeitraum ab 2030 im Kapitel 11.1.

188 Der Expertenrat soll bei seinen Gutachten und Stellungnahmen auch „zu den ihm vorgelegten von der Bundesregierung getroffenen Feststellungen zu den sozialen Verteilungswirkungen [und] der Wirtschaftlichkeit (…) von Klimaschutzmaßnahmen Stellung nehmen" (§ 12 Abs. 7 KSG). Für diese Aufgabe liefert die aktuelle Modellierung der Projektionsdaten 2025 keine wesentlichen Hinweise, da sie auf die Abschätzung der Emissionsmengen fokussiert ist. Hinweise lassen sich jedoch aus der sozio-ökonomischen Folgenabschätzung zu den Projektionsdaten 2024 (UBA 2024e) entnehmen, die auch im letzten Zweijahresgutachten des Expertenrats (ERK 2025) herangezogen wurde. Eine solche Folgenabschätzung wird laut Umweltbundesamt auch für die Projektionsdaten 2025 erstellt, liegt jedoch derzeit noch nicht vor.

10.2.2 Sektorenübergreifende Rahmendaten und Ergebnisse

189 Die Projektion der künftigen Entwicklung der THG-Emissionen hängen von zahlreichen Annahmen zu sektorenübergreifenden und sektorenspezifischen Rahmendaten ab. Die zentralen sektorenübergreifenden Rahmendaten sowie die Endverbrauchspreise der Energieträger und ihre Herleitung werden in UBA (2025m) und UBA (2025i) beschrieben. Nachfolgend werden die wesentlichen Annahmen, die den sektorenübergreifenden Rahmendaten zugrunde liegen, auf ihre Plausibilität überprüft. Dabei werden auch aktuelle Entwicklungen, die nach der Finalisierung der Rahmendaten Ende November 2024 eintraten, berücksichtigt. Die Ergebnisse der Koalitionsverhandlungen sowie die Auswirkungen des Sondervermögens werden jedoch davon ausgenommen und in einem der Prüfung nachgelagerten Schritt eingeordnet (siehe Kapitel 9).

Einordnung des methodischen Vorgehens

190 Die sektorenübergreifenden Rahmendaten werden exogen vorgegeben, wobei teilweise auf eine vorgelagerte Modellierung mit dem VIEW-Modell (Prognos AG und UBA 2025) zurückgegriffen wird. Das Weltwirtschaftsmodell VIEW ist ein volkswirtschaftliches Input-Output-Modell mit jährlicher Auflösung, das die 72 Produktionsbereiche der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung abbildet. Dem Modell werden einige Größen exogen vorgegeben, darunter die Bevölkerungsentwicklung, Erwerbslosenquote, Energieträgerpreise sowie weitere betrachtete Länder abgesehen von Deutschland. VIEW modelliert gesamtwirtschaftliche und branchenspezifische Dynamiken wie das BIP, Verwendungskomponenten und den Produktionswert nach Wirtschaftsbereichen. Nachgelagert werden in Satellitenmodellen die Bruttowertschöpfung und die Zahl der Erwerbstätigen bestimmt. Aus den Produktionswerten des VIEW-Modells werden die Entwicklungen der Produktionsmengen in der Industrie abgeleitet. Für einzelne energieintensive Produkte wurden zukünftige Szenarien für die Produktionsentwicklung zudem auf Basis von Literatur und Experteninterviews entwickelt und für die weitere Modellierung verwendet. Diese unabhängig vom VIEW-Modell entwickelten Produktionsmengen werden nicht nochmal mit dem VIEW-Modell abgeglichen, was zu einer Inkonsistenz in den Rahmendaten der gesamtwirtschaftlichen

Entwicklung führt. VIEW wurde auf die Herbstprojektion 2024 (BMWK 2024g) kalibriert. Die Rahmendaten, die nicht mit VIEW bestimmt werden, werden meist auf Basis bestehender Literaturprognosen festgelegt. In der langen Frist nach dem Jahr 2030 wird hier häufig der World Energy Outlook (WEO) 2024 der IEA (2024c) angeführt. In der kürzeren Frist bis 2030 werden hingegen Futurepreise oder Prognosen aktueller Literatur verwendet.

191 Die Erstellung der sektorenübergreifenden Rahmendaten sowie die Endverbrauchspreise der Energieträger sind in UBA (2025m) und UBA (2025i) weitestgehend transparent erläutert. Mithilfe der Modelldokumentation (UBA 2025n) sowie den durchgeführten Austauschtreffen mit dem Konsortium ist nachvollziehbar wie die Rahmendaten und Preise im Modellverbund genutzt werden. Das VIEW-Modell (Prognos AG und UBA 2025) ist insbesondere hinsichtlich der verwendeten exogenen Eingangsdaten nur begrenzt dokumentiert. Für das nachgelagerte Satellitenmodell existiert keine ausführliche öffentliche Dokumentation.

192 Einige Rahmendaten weisen Inkonsistenzen in der Modellierung auf. So basieren bspw. die Annahmen zur Entwicklung der EU-ETS 1-Preise und zur Entwicklung der Brennstoffpreise auf verschiedenen Quellen. Die projizierten Brennstoffpreise von Steinkohle, Rohöl und Erdgas orientieren sich über den gesamten Projektionszeitraum an dem WEO-AP-2024-Szenario der IEA (2024c), sowie an den Future-Preisen des jeweiligen Brennstoffs. Die EU-ETS 1-Preise hingegen basieren auf Projektionen der Europäische Kommission (2024b) und liegen erst ab dem Jahr 2035 auf einem vergleichbaren Niveau wie im WEO-AP-2024 Szenario. Das WEO-AP-2024-Szenario setzt voraus, dass alle angekündigten Klimaschutzmaßnahmen implementiert werden, wodurch eine niedrige Nachfrage nach fossilen Brennstoffen vorausgesetzt wird.

193 Auch die Modellierung der Großhandelsstrompreise ist in den UBA-Projektionsdaten nicht konsistent. Um die Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren zu bestimmen, werden Großhandelsstrompreise exogen vorgegeben. Diese sind abgeleitet von den Modellergebnissen der Projektionsdaten 2024 (ex-ante Großhandelsstrompreise). Aus der Modellierung in PowerFlex ergibt sich ein modellendogener Großhandelsstrompreis (ex-post Großhandelsstrompreis), der niedriger liegt als der ex-ante vorgegebene Preis. Eine Iteration zur Ermittlung eines Gleichgewichts zwischen Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren und Stromangebot im Sektor Energiewirtschaft findet nicht statt.

194 Die Modellierung der Rahmendaten weist einige weitere Limitierungen auf. Im VIEW-Modell werden prinzipiell keine klimaschutzpolitischen Instrumente abgebildet, Instrumente wie das CO_2-Grenzausgleichssystem (Europäische Kommission 2023f), im Folgenden CBAM, sind nur indirekt abgebildet. Die Erwerbstätigenzahl ist als Output der vom VIEW-Modell gespeisten Satellitenmodelle zwar Teil der volkwirtschaftlichen Modellierung, es wird bei dieser Größe aber nicht nach Qualifizierung unterschieden. Dadurch werden Engpässe in manchen Berufsfeldern, die für die Transformation relevant sind, nicht abgebildet und die Verfügbarkeit von Arbeitskräften wird tendenziell überschätzt.

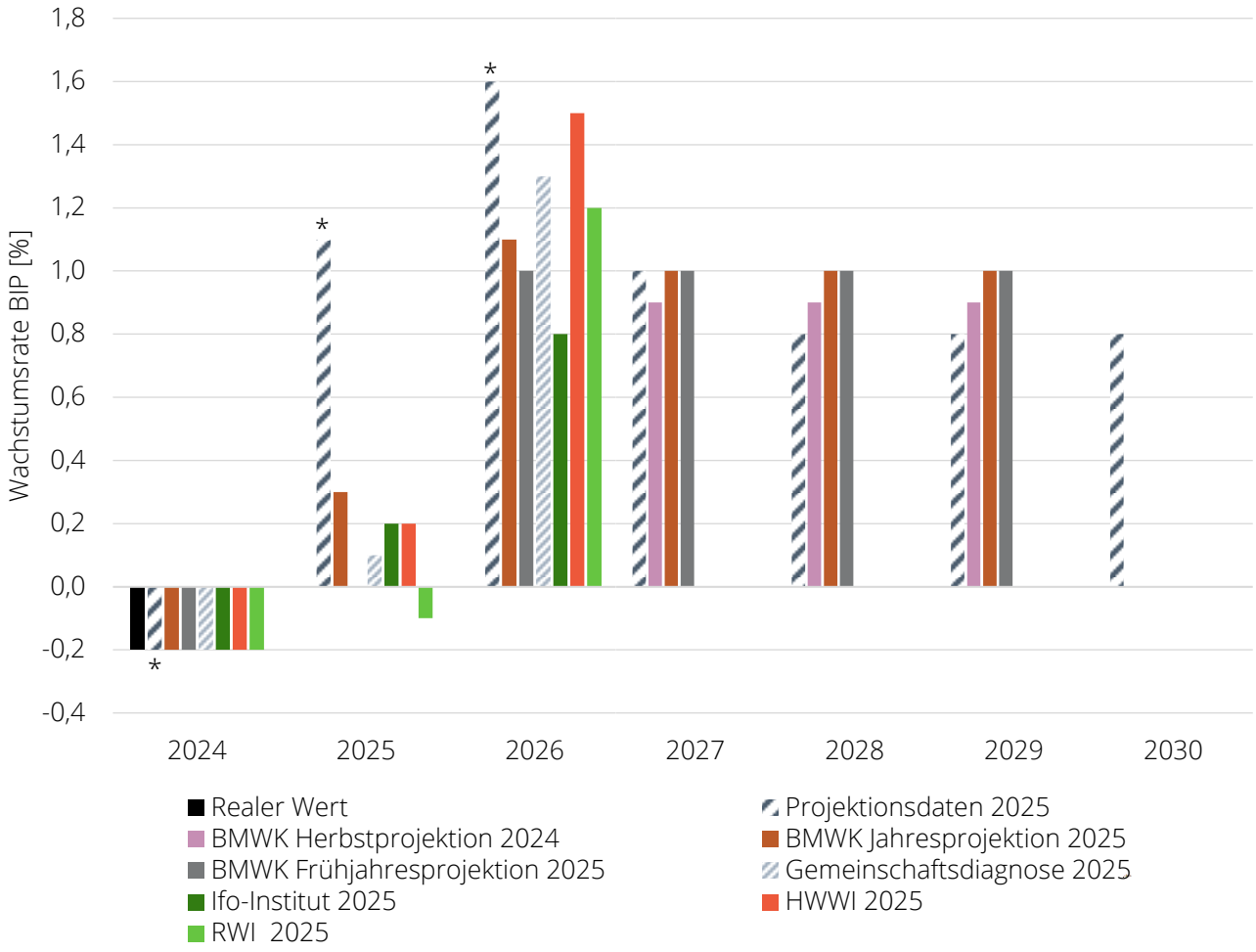
Einordnung der Annahmen

195 Im Folgenden werden die Annahmen zu den einzelnen Rahmendaten unter Berücksichtigungen aktueller Entwicklungen und den oben genannten Einschränkungen plausibilisiert. Dazu gehören: Das Wirtschaftswachstum, die Bevölkerungsentwicklung, der EU-ETS 1-Preis, Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle, Großhandelsstrompreise, der EU-ETS 2-Preis, Strom-Netzentgelte, Endverbraucherstrompreise und Endverbraucherpreise für weitere Energieträger. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist der Tabelle A 8 im Anhang zu entnehmen.

196 Für die Annahmen zum Wirtschaftswachstum wird in den Projektionsdaten 2025 das VIEW-Modell der Prognos AG verwendet. Dabei erfolgt eine Kalibrierung bis zum Jahr 2026, bei der die Wachstumsraten des BIPs an die Herbstprojektion 2024 der Bundesregierung (BMWK 2024g) angenähert werden. Sowohl die Frühjahrsprojektion 2025 vom BMWK (2025a), die Jahresprojektion 2025 vom BMWK (2025d) als auch die Frühjahrsprojektion der Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2025) gehen von einer verzögerten wirtschaftlichen Erholung aus und korrigieren die Projektionen für das Wirtschaftswachstum in der kurzen Frist gegenüber der Herbstprojektion 2024 deutlich nach unten. Zu vergleichbaren Einschätzungen kommen auch andere Projektionen (siehe Abbildung 23). Für die Jahre 2028 und 2029 liegt das hier projizierte Wirtschaftswachstum leicht unter der Herbstprojektion 2024 (BMWK 2024g), der Jahresprojektion 2025 (BMWK 2025b), sowie der aktuellen Frühjahrsprojektion 2025 (BMWK 2025a). Bei der Projektion des Wirtschaftswachstums bestehen Unsicherheiten in der kurzen und der langen Frist.

197 In der kurzen Frist ist beispielsweise die Wirkung der US-Zollpolitik auf das Wirtschaftswachstum Deutschlands unsicher. In der längeren Frist ergeben sich weitere Unsicherheiten, beispielsweise in Bezug auf die im Jahresgutachten des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung beleuchteten Größen des Arbeitsvolumens und der totalen Faktorproduktivität (SVR Wirtschaft 2024). Insgesamt erscheint mit Blick auf die Literatur die in den Projektionsdaten 2025 angenommene Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) über den gesamten Zeitraum bis 2030, insbesondere in den Jahren 2025 und 2026, tendenziell überschätzt. Das BIP wirkt sich im Modell auf die THG-Emissionen in den Sektoren Industrie, Verkehr und – über die Stromnachfrage dieser Sektoren – auf den Sektor Energiewirtschaft aus. Die Sensitivitätsrechnung im Rahmen der Projektionsdaten 2024 zeigt, dass ein um 1 % niedrigeres BIP durchschnittlich etwa 4,8 Mt CO_2-Äq. weniger THG-Emissionen pro Jahr zur Folge hätte (siehe Harthan et al. 2024).

Abbildung 23: Vergleich des projizierten Wirtschaftswachstums der Projektionsdaten 2025 mit aktuellen Projektionen



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025m), BMWK (2025a), BMWK (2024g), BMWK (2025b), Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2025), Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2024), ifo-Institut (2025), HWWI (2025) und RWI (2025). *Entspricht bis einschließlich 2026 der Herbstprojektion 2024.

198 Für eine weitere Plausibilisierung der Entwicklung des BIPs – auch im Zusammenhang mit der Entwicklung des Endenergieverbrauchs – wird analog zum Zweijahresgutachten (ERK 2025) – die hiermit zusammenhängende Entwicklung der Endenergieproduktivität (EEP) betrachtet (siehe Tabelle 8). Hierbei wird ersichtlich, dass die Endenergieproduktivität in den Projektionen zwar schneller wächst als in den politischen Zielen angestrebt, aber nicht schnell genug, um bei dem unterstellten BIP-Wachstum von 1 % die gesetzlichen Ziele zum Endenergieverbrauch einhalten zu können.

Tabelle 8: Jährliche Wachstumsraten von Bruttoinlandsprodukt, Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität

		BIP	EEV	EEP
		Wachstumsrate [% pro Jahr]		
Zeitraum 2010–2019		1,7	−0,3	2,1
Zeitraum 2014–2024		0,9	−0,7	1,7
Zeitraum 2024–2045 (gemäß politischen Zielen)	(i) Wachstum EEP 2,1 % pro Jahr	−0 ,1	−2,2	2,1
	(ii) Wachstum BIP 1 % pro Jahr	1,0	−2,2	3,2
Zeitraum 2024–2045 (Projektionsdaten 2025)	2024–2030	1,0	−1,0	2,0
	2024–2045	1,0	−1,4	2,4

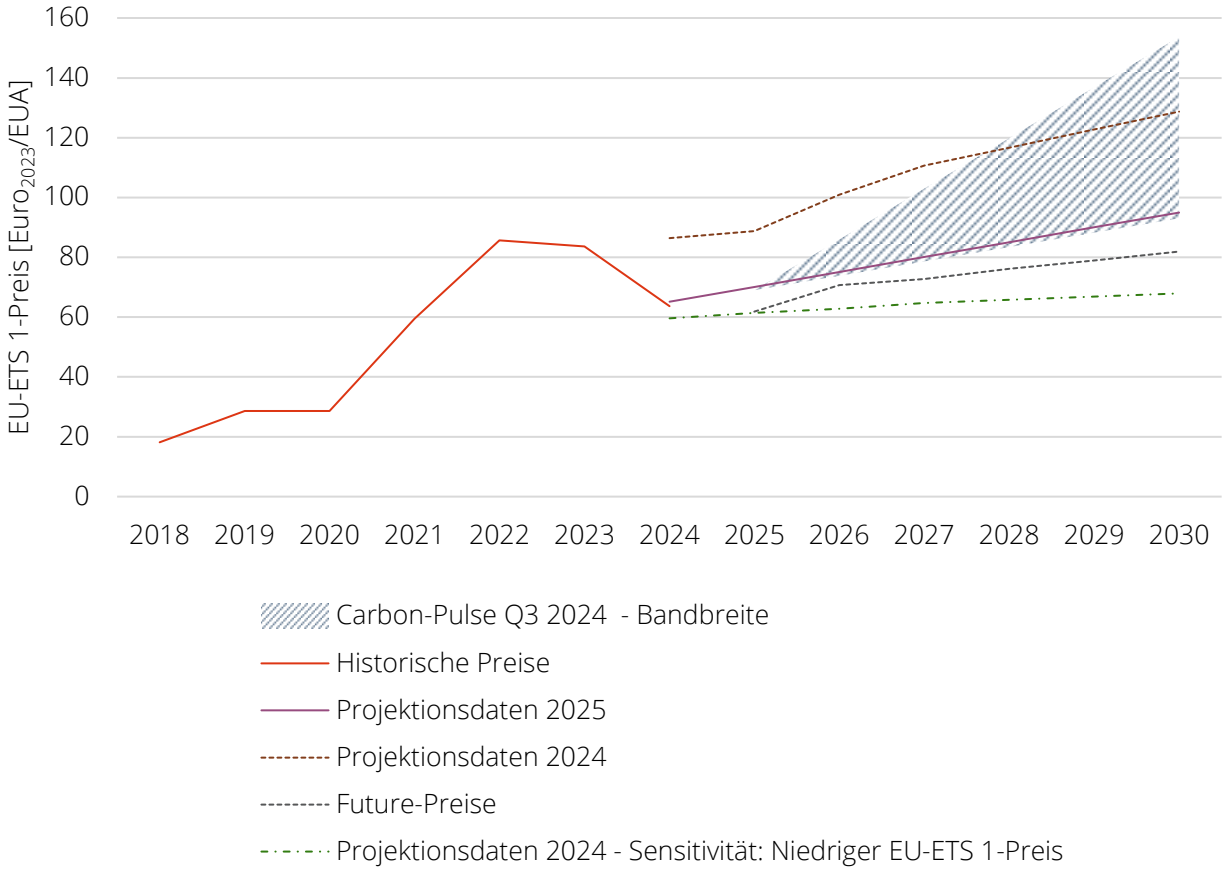
Eigene Darstellung auf Basis von ERK (2025), AGEB (2025a), AGEB (2025d) und Destatis (2025l) sowie UBA (2025m) und UBA (2025g). Für den Zeitraum von 2024 bis 2045 wird zum einen (i) die EEP und der EEV entsprechend den politischen Zielen festgelegt. Daraus wird das BIP als BIP = EEP*EEV berechnet. Zum anderen wird (ii) der EEV weiterhin entsprechend den politischen Zielen festgelegt, aber ein Wachstum des BIP in Höhe von 1 % pro Jahr angenommen. Daraus wird die EEP als EEP = BIP/EEV berechnet.

199 Die Annahmen für den Pfad der **Bevölkerungsentwicklung** beruhen auf der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2022a) sowie einer Niveaukorrektur basierend auf dem Zensus 2022 (Destatis 2022b) und wurde auf den Bevölkerungsstand Ende 2023 skaliert. In der Bevölkerungsvorausberechnung werden drei Szenarien mit unterschiedlich hoher Zuwanderung erstellt. Für die Projektionsdaten 2025 wird von dem Szenario einer moderaten Zuwanderung ausgegangen, welche in einem Wanderungssaldo bis 2070 von rund 290 000 Personen pro Jahr resultiert. Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene Entwicklungspfad befindet sich eher am unteren Ende der in der Literatur angegebenen Bandbreite (siehe Destatis (2025n), Europäische Kommission (2024a) und Vereinte Nationen (2024)). Dies liegt an der hier betrachteten Niveaukorrektur durch den Zensus 2022, die in den anderen aktuellen Prognosen noch nicht berücksichtigt werden konnten. Insgesamt kann die Annahme der Bevölkerungsentwicklung als plausibel eingeschätzt werden, wobei insbesondere die Annahme zur Zuwanderung größeren Unsicherheiten unterliegt. Gemäß Destatis (2022a) würde die Bevölkerungszahl im Szenario eines niedrigen Wanderungssaldos zwischen 2022 und 2070 jährlich um rund 180 000 Personen niedriger und im Szenario eines hohen Wanderungssaldos um rund 400 000 Personen höher ausfallen.

200 Der angenommene **EU-ETS 1-Preis** wird ausgehend vom Preis im Jahr 2024 linear auf den Wert des EU-Referenzpfads With Existing Measures (WEM) der Europäische Kommission (2024b) im Jahr 2030 interpoliert. Für das Jahr 2025 wird von einem Preis von 70,1 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2 ausgegangen, der bis 2030 auf rund 95 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2 steigt. Anfang Mai 2025 lag der reale Durchschnittspreis bei rund 62 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2 und damit deutlich unter dem in den Projektionsdaten 2025 angenommenen Wert für 2025.[65] Darüber hinaus zeigen die aktuell deutlich niedrigeren EU-ETS 1 Futurepreise von 81,9 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2 für das Jahr 2030, dass der hier angenommene Preispfad überschätzt sein könnte. Grundsätzlich herrscht eine hohe Unsicherheit in der Preisentwicklung, welche sich in einer großen Bandbreite aktueller Prognosen widerspiegelt (siehe Abbildung 24, sowie Europäische Kommission (2024b), IEA (2024c)). Der EU-ETS 1-Preis wirkt sich im Rahmen des in den Projektionsdaten 2025 genutzten Modellverbunds insbesondere auf die THG-Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie aus.

65 Stand 02.05.2025, basierend auf Barchart (2025c).

Abbildung 24: Vergleich des EU-ETS 1-Preispfads in den Projektionsdaten 2025 mit Projektionen aus der Literatur und aktuellen Future-Preisen



Eigene Darstellung auf Basis von Carbon Pulse (2024), Fraunhofer ISE (2025a), UBA (2025m), UBA (2024f), ICE (2025) und Harthan et al. (2024). Die Future-Preise haben den Stand 02.05.2025 und basieren auf 100-Tage-Gleitdurchschnittswerten, um kurzfristige Schwankungen zu glätten.

201 Die angenommenen **Großhandelspreise für die Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Steinkohle** orientieren sich in den Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2030 an den Preisentwicklungen für Futures mit Stand November 2024 (bis 2030 für Rohöl, bis 2027 für Erdgas und bis 2026 für Steinkohle) und dem Announced Pledges (AP) Szenario des World Energy Outlooks (WEO) der IEA (2024c).

Bis 2028 liegen aktuelle **Erdgaspreise** und Erdgas-Futures unter den Annahmen der Projektionsdaten 2025 (siehe EEX (2025b), EEX (2025a) sowie Abbildung A 4)[66]. Die aktualisierten Futures für Erdgas liegen von 2025 bis 2028 durchschnittlich rund 3,9 $Euro_{2023}$/MWh unter den Großhandelspreisen der Projektionsdaten 2025. Im Jahr 2030 liegen die Erdgaspreise der Projektionsdaten 2025 allerdings rund 5 $Euro_{2023}$/MWh unter aktuellen Futurepreisen (EEX 2025a) sowie unterhalb des niedrigen Szenarios der Europäische Kommission (2024a) und der Schätzung von EWI (2025b). Die Preisentwicklung für die mittlere Frist bis 2030 ist jedoch sehr unsicher. Während bis 2028 von einer Überschätzung auszugehen

[66] Aktuelle Großhandelspreise und Future-Preise für Erdgas haben den Stand 02.05.2025 und wurden als Durchschnitt der vergangenen 45 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet.

ist, deutet sich danach tendenziell eine Unterschätzung an. Über den gesamten Zeitraum bis 2030 betrachtet, liegt jedoch eher eine Überschätzung der Großhandelspreise von Erdgas vor.

Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene Preissprung beim Großhandelspreis für Steinkohle in den Jahren 2025 und 2026 ist anhand aktualisierter Steinkohle-Futures nicht mehr zu beobachten (siehe Abbildung A 5)[67]. Die Futures liegen bis 2026 im Durchschnitt 4,3 $Euro_{2023}$/MWh unter dem angenommenen Preispfad, was auf eine Überschätzung der Preise in diesem Zeitraum hinweist. Auch der aktuelle Großhandelspreis für Steinkohle von rund 10,7 $Euro_{2023}$/MWh liegt deutlich unter den Annahmen der Projektionsdaten 2025 (Barchart 2025d). Ab 2028 hingegen liegen sowohl die aktualisierten Future-Preise als auch die Projektion der Europäische Kommission (2024a) über dem hier unterstellten Preispfad, was auf eine mögliche Unterschätzung in den Folgejahren hindeutet (Barchart 2025d). Bis 2030 dürfte jedoch der anfänglich überschätzte Preis stärker ins Gewicht fallen als die tendenzielle Unterschätzung in den Jahren von 2028 bis 2030, sodass insgesamt eher von einer Überschätzung der Steinkohlepreise ausgegangen werden kann.

Entscheidend für die Höhe der THG-Emissionen ist nicht nur der Verlauf der einzelnen Preise, sondern auch das Verhältnis zwischen den Preisen in Kombination mit dem EU-ETS 1-Preis (Gas-Kohle-Spread), insbesondere in der Energiewirtschaft. Insgesamt fällt das Ausmaß der Überschätzung der Steinkohlepreise etwas höher aus als das der Erdgaspreise (siehe Kapitel 10.3.6 für eine Einschätzung zum Einfluss des Gas-Kohle-Spreads in der Energiewirtschaft).

Aktuelle Rohölpreise und Futures liegen bis 2030 mit einer Differenz von 3 $Euro_{2023}$/MWh etwas niedriger als die in den Projektionsdaten 2025 angenommenen Preise (siehe Barchart 2025a)[68]. Der angenommene Preispfad könnte daher leicht überschätzt sein.

202 Für Großhandelsstrompreise wurde in den Annahmen der Projektionsdaten 2025 auf die Modellergebnisse der Projektionsdaten 2024 zurückgegriffen. Um die Preiszeitreihe um den Einfluss von Erdgas- und CO_2-Preisen zu korrigieren, wurden Elastizitäten verwendet. Die somit auf Basis der Projektionsdaten 2024 bestimmten Preise (ex-ante Großhandelsstrompreise) werden zur Ermittlung der Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren verwendet. Im Gegensatz hierzu folgen die ex-post Großhandelsstrompreise aus dem Strommarktmodell PowerFlex und werden damit auf Basis des modellierten Kraftwerkseinsatzes bestimmt. Eine Iteration zur Ermittlung eines Gleichgewichts zwischen Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren und Stromangebot im Sektor Energiewirtschaft findet nicht statt. Die ex-ante Großhandelsstrompreise sind durchschnittlich ca. 8 $Euro_{2023}$/MWh höher als die ex-post Großhandelsstrompreise. Aktuelle Future-Preise verlaufen in den nächsten Jahren sogar niedriger als die aus dem Strommarktmodell folgenden ex-post Großhandelsstrompreise und erreichen erst im Jahr 2029 ein vergleichbares Niveau (Barchart 2025b)[69]. Aktuelle Future-Preise verlaufen in den nächsten Jahren sogar niedriger als die aus dem Strommarktmodell folgenden Großhandelsstrompreise und erreichen erst im Jahr 2029 ein vergleichbares Niveau (Barchart 2025b).

203 Auch im Vergleich zur Mittelfristprognose von EWI (2024b) scheinen die ex-ante Großhandelsstrompreise hoch, da sie am oberen Ende der hohen Preissensitivität liegen und im Zeitverlauf bis 2029 in einigen Jahren sogar darüber. Die ex-post Großhandelsstrompreise erreichen

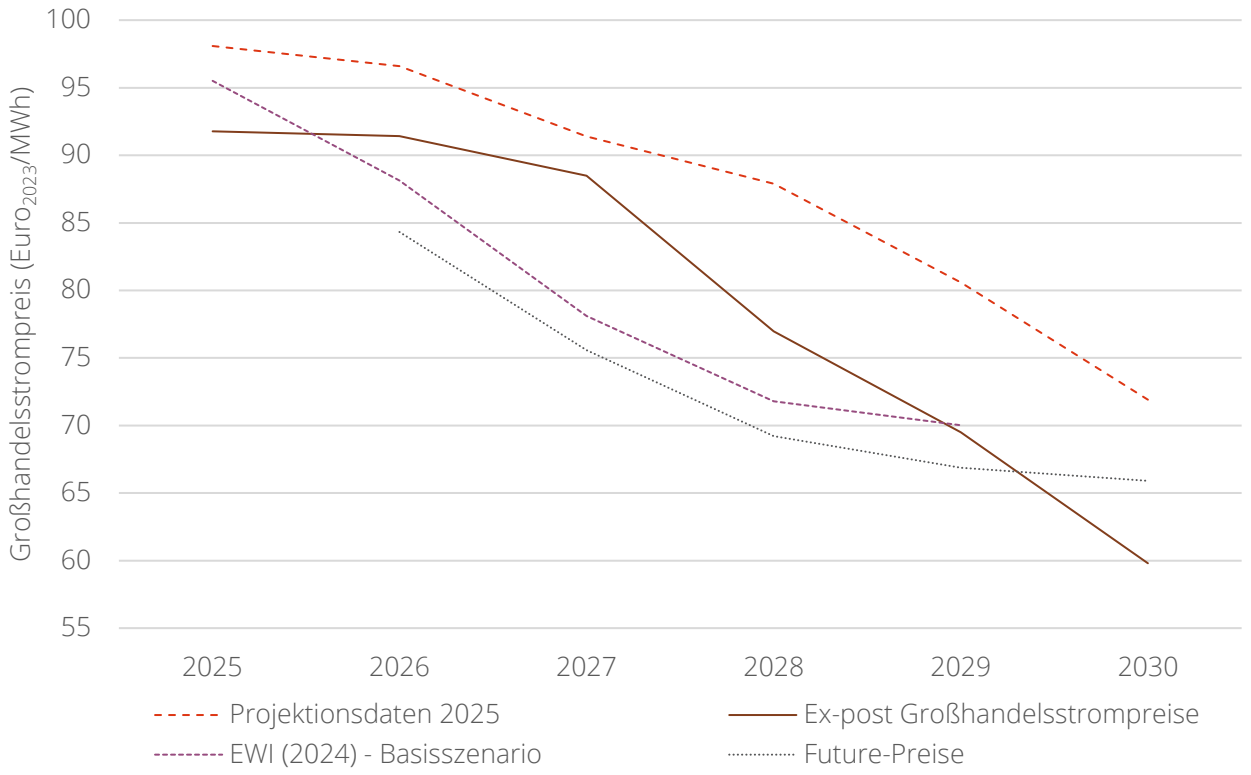
67 Aktuelle Großhandelspreise und Future-Preise für Steinkohle haben den Stand 02.05.2025 und wurden als gleitender Durchschnitt der vergangenen 100 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet.

68 Aktuelle Großhandelspreise und Future-Preise für Rohöl haben den Stand 02.05.2025 und wurden als gleitender Durchschnitt der vergangenen 100 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet.

69 Future-Preise für Strom haben den Stand 02.05.2025 und wurden als gleitender Durchschnitt der vergangenen 100 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet.

hingegen im Jahr 2029 das Niveau des Basisszenarios der Mittelfristprognose und sind lediglich in den Jahren davor zwischen dem Basis- und Hochpreisszenario der Mittelfristprognose (EWI 2024b). Insgesamt scheinen die ex-ante Großhandelsstrompreise, insbesondere im Vergleich zu den ex-post Großhandelsstrompreisen, überschätzt, wobei auch die ex-post Großhandelspreise bereits ein vergleichsweise hohes Niveau aufweisen.

Abbildung 25: Vergleich der ex-ante und ex-post Großhandelsstrompreise der Projektionsdaten 2025 mit Future-Preisen und einer alternativen Projektion



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025d), EWI (2024b) und Barchart (2025b). Die Zeitreihe Ex-ante zeigt den Preisverlauf, der sich auf Basis der Projektionsdaten 2024 ergibt. Die Zeitreihe Ex-post zeigt den Preisverlauf, der sich auf Basis des im Modell PowerFlex bestimmten Kraftwerksparks ergibt.

204 Für EU-ETS 2-Preise werden, bis im Jahr 2027 der nationale Emissionshandel BEHG vom EU-ETS 2 abgelöst wird, im Rahmen der Projektionsdaten 2025 Preise aus dem Haushaltsfinanzierungsgesetz angenommen. Ab 2027 wird ausgehend von einem Preis von 69 $Euro_{2023}$/EUA[70] von einer jährlichen Steigerung der EU-ETS 2-Preise um nominal 15 Euro/EUA ausgegangen und damit bei 102 $Euro_{2023}$/EUA im Jahr 2030. Die Entwicklung des EU-ETS 2-Preises ist grundsätzlich mit großer Unsicherheit behaftet, da das System erst im Jahr 2027 starten wird. Es gibt verschiedene Preisprojektionen zur Preisentwicklung im EU-ETS 2, die sich in den Annahmen und auch in der Methodik unterscheiden: In ihrer Wirkungsabschätzung modellierte die EU-Kommission abhängig von den Maßnahmen der Mitgliedsstaaten einen EU-ETS 2-Preis im Jahr 2030 zwischen 48 und 80 Euro/EUA (Europäische

[70] Europäisches Emissionszertifikat (European Union Allowance oder Carbon Credits, EUA)

Kommission 2021). Der Preis von 48 Euro/EUA basiert dabei auf vielen zusätzlichen Maßnahmen und Emissionsminderungen in den Mitgliedsländern, die bisher noch nicht umgesetzt wurden. Marktanalysten wie Veyt (2024) (ca. 110 Euro/EUA) und Clear Blue Markets (2024) (105 Euro/EUA) schätzen die Preissteigerungen im EU-ETS 2 bis 2030 eher höher ein. Im weiteren Vergleich zur Literatur ergeben sich z. B. aus den Projektionen von EWI (2025a) Preise von rund 150 $Euro_{2023}$/EUA im Jahr 2030. Auch im Fall der Projektionen von Günther et al. (2024) liegen die im Rahmen der Projektionsdaten 2025 ermittelten EU-ETS 2-Preise von 102 $Euro_{2023}$/EUA im Jahr 2030 nahe an dem Szenario, das von ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen in der EU ausgeht. Dieses Szenario impliziert eine vollständige Umsetzung der Renewable Energy Directive und der Energy Efficiency Directive und würde zur im Fit-for-55-Paket vorgesehenen Emissionsreduktion von 55 % im Jahr 2030 führen. Dazu liegt der Preispfad der Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2030 am unteren Ende der von Günther et al. (2024) angegebenen Preisspanne aus der Literatur von 51 – 380 $Euro_{2023}$/EUA. Diese Einschätzung gilt auch im Vergleich zu der von Gerlach-Günsch und Seeliger (2024) angegebenen Preisspanne. Insgesamt scheinen die EU-ETS 2-Preise bis zum Jahr 2030 zwar eher am unteren Ende der Literatur zu liegen, allerdings lässt die große Unsicherheit und die breite Spanne der Projektionen keine eindeutige Schlussfolgerung bezüglich einer Über- oder Unterschätzung zu.

205 Die Annahmen zu Stromnetzentgelten ergeben sich aus den Kosten des bestehenden Netzes gemäß den Angaben der BNetzA und BKartA (2024), der Fortschreibung künftiger Netzkosten auf Grundlage der Netzentwicklungspläne sowie aus den erwarteten Kosten für Systemdienstleistungen. Insgesamt wird bis zu den Jahren 2030/2035 von einem Anstieg der Netzentgelte im Zuge des Netzausbaus ausgegangen. Die hier unterstellte Entwicklung der Netzentgelte für Haushalte entspricht dem Niveau der niedrigen Sensitivität von Probst, F. et al. (2024) und liegt zudem deutlich unter den Schätzungen von McKinsey & Company (2024a). Die in den Projektionsdaten 2025 angenommenen Netzentgelte für Haushalte liegen im Vergleich zum Basisszenario von Probst, F. et al. (2024) im Jahr 2030 um rund 6 $Euro_{2023}$/MWh niedriger, während sie im Jahr 2025 noch von einem ähnlichen Niveau ausgehen. Auch für kleine und große Industriebetriebe fallen die hier angenommenen Netzentgelte im Vergleich zu allen Projektionen bei Probst, F. et al. (2024) deutlich geringer aus. Vor diesem Hintergrund erscheinen die unterstellten Stromnetzentgelte unterschätzt zu sein.

206 Die Endverbrauchsstrompreise sind in den Projektionsdaten 2025 für drei Verbrauchstypen angegeben: Haushalte, kleine Industriebetriebe (20–500 MWh) und große Industriebetriebe (70–150 GWh). Die im Rahmen der Projektionsdaten 2025 angenommenen Endverbraucherpreise inkl. MwSt. unterteilen sich in Kosten für Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelte, Stromsteuer und Konzessionsabgabe sowie sonstige Umlagen. Der Stromsteuersatz für Nicht-Haushalte wird mit 0,5 Euro/MWh angenommen. Dieser sinkt mit der Inflation real ab. Die Konzessionsabgaben werden in den Projektionsdaten 2025 real konstant gehalten, während ab 2035 eine neue Abgabe für die Finanzierung von Wasserstoffkraftwerken eingeführt wird.

Literatur zu zukünftigen Endverbraucherstrompreisen ist zur Einordnung der Annahmen der Projektionsdaten 2025 kaum vorhanden. Eine Studie, die Projektionen für Endverbraucherstrompreise enthält ist der Ariadne-Bericht (Luderer et al. 2025). Hierbei ist jedoch anzumerken, dass es sich bei den betrachteten Projektionen um Zielszenarien handelt, die von einer Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2045 ausgehen. Eine weitere Studie zur Einordnung der UBA-Projektionen für Haushaltsstrompreise sind die Ergebnisse der Strommarktmodellierung von McKinsey & Company (2024a), die Ergebnisse aber lediglich für das Jahr 2035 präsentieren.
Für Haushalte liegen die Projektionsdaten 2025 im Jahr 2030 ungefähr auf einem Niveau mit den höheren Projektionen des Ariadne-Berichts. Der Preispfad aus McKinsey & Company (2024a) liegt eher

oberhalb der UBA-Projektionen. Für Industriebetriebe gibt von den zwei Vergleichsstudien nur der Ariadne-Bericht Projektionen ab. Für kleine und insbesondere für große Industriebetriebe liegen die Projektionen des Ariadne-Berichts deutlich über denen der Projektionsdaten 2025.
Neben den Vergleichsstudien deutet die Einordnung von tendenziell unterschätzten Netzentgelten darauf hin, dass auch die Endverbraucherstrompreise tendenziell unterschätzt scheinen.

Auf der anderen Seite lässt sich anhand der auf Basis der Projektionsdaten 2025 bestimmten und überschätzten ex-ante Großhandelsstrompreise für eine Überschätzung der Endverbraucherpreise argumentieren, da diese einen großen Teil der Endverbraucherstrompreise darstellen. Welcher der beiden Effekte überwiegt, kann anhand der Anteile an den Endverbrauchspreisen für die drei in den Projektionsdaten 2025 unterschiedenen Endverbrauchsgruppen abgeschätzt werden. Für Haushalte sind die Effekte der beiden Faktoren klein und heben sich in ihrer Größenordnung ungefähr gegenseitig auf. Für kleine Industriebetriebe überwiegt der Effekt der unterschätzten Netzentgelte, der zu durchschnittlich 7,5 $Euro_{2023}$/MWh höheren Endverbrauchspreisen im Zeitraum von 2025 bis 2030 führen würde.[71] Die Unterschätzung ist mit Bezug auf die Endverbrauchsstrompreise von 141 $Euro_{2023}$/MWh im Jahr 2030 aber als eher gering anzusehen und steht dem Effekt der Überschätzung durch überschätzte Großhandelsstrompreise von durchschnittlich 4,5 $Euro_{2023}$/MWh gegenüber. Für große Industriebetriebe machen Netzentgelte nur einen geringen Teil der Endverbrauchsstrompreise aus, sodass der Effekt überschätzter Großhandelsstrompreise mit durchschnittlich 8 $Euro_{2023}$/MWh im Zeitraum von 2025 bis 2030 überwiegt.

207 Die **Endverbrauchspreise für die weiteren Energieträger** (erdölbasierte Produkte, Erdgas, Biomasse und Wasserstoff) sind transparent und nachvollziehbar mitsamt ihrer einzelnen Preisbestandteile (Beschaffung und Vertrieb, CO_2-Preisaufschlag, Energiesteuer, MwSt., Netzentgelte sowie Konzessionsabgaben und Gasspeicherumlage) in UBA (2025i) beschrieben. Wichtige Annahmen hierbei umfassen einen Anstieg der Netzentgelte für Erdgas um den Faktor 1,7 bis 2030 infolge der sinkenden Gasnachfrage sowie ein Wasserstoffbezug in Fläche/über das Netz erst ab 2032 (indikative Werte für die lokale Produktion bis zum Jahr 2032).

Da die Endverbraucherpreise für verschiedene Endverbraucher/Sektoren sowie Verbrauchsbänder angegeben werden, findet eine detailliertere Einordnung der entsprechenden Preise in den folgenden sektorenspezifischen Betrachtungen statt. Die Einordnung bezüglich des in den Projektionsdaten 2025 angenommenen EU-ETS 2-Preispfads ist hierbei zu berücksichtigen, speziell für die Brennstoffe Erdgas, Heizöl, Diesel und Benzin in den Sektoren Verkehr und Gebäude, die unter die Regulierung des EU-ETS 2 fallen.

Gesamteinordnung der Rahmendaten

208 Insgesamt ist bei der Einordnung der Rahmendaten zu beachten, dass sie eine besondere Relevanz für die Einordnung der sektorenspezifischen Entwicklungen haben. Dies gilt für die Einschätzung der Entwicklung des BIP bis 2030, welches insbesondere in der kurzen Frist überschätzt scheint. Dies lässt Rückschlüsse auf bspw. die Industrieproduktion zu, die im sektorenspezifischen Teil genauer analysiert wird. Eine Überschätzung lässt sich auch für Großhandelsstrompreise schließen, die als Kostenbestandteil der Endverbraucherpreise relevant für die Einordnungen in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sind. Die Überschätzung der Großhandelspreise für Steinkohle, Erdgas und Rohöl hat Auswirkungen in der Energiewirtschaft (siehe Kapitel 10.3.6), aber auch im Verkehrssektor (siehe

[71] Für die Abschätzung wird die Differenz der in den Projektionsdaten 2025 angenommenen Netzentgelte zu den Netzentgelten aus dem Basisszenario von Probst, F. et al. (2024) verwendet.

Kapitel 10.3.3). Aufgrund der tendenziellen Überschätzung des EU-ETS 1-Preises ergeben sich wichtige Rückschlüsse für die Energiewirtschaft und Industrie. Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene EU-ETS 2-Preis liegt im Jahr 2030 eher im unteren Bereich der Bandbreite verschiedener Preisprognosen, weist allerdings eine hohe Varianz auf.

Tabelle 9: Zusammenfassende Einordnung der sektorenübergreifenden Rahmendaten

Anzeichen für Unterschätzung der Rahmendaten in den Projektionsdaten 2025	Anzeichen für Überschätzung der Rahmendaten in den Projektionsdaten 2025	Rahmendaten weisen hohe Varianz auf
• Netzentgelte für Industrie und Haushalte	• BIP in den Jahren 2025 und 2026 • EU-ETS 1-Preis • Großhandelspreise von Erdgas, Steinkohle und Rohöl • Großhandelsstrompreise, insbesondere ex-ante Großhandelsstrompreise, die als Input in die Sektor-Modelle eingehen	• BIP • EU-ETS 1-Preis • BEHG/EU-ETS 2-Preis

Eigene Darstellung.

10.3 Einordnung des sektorenspezifischen methodischen Vorgehens und der getroffenen Annahmen

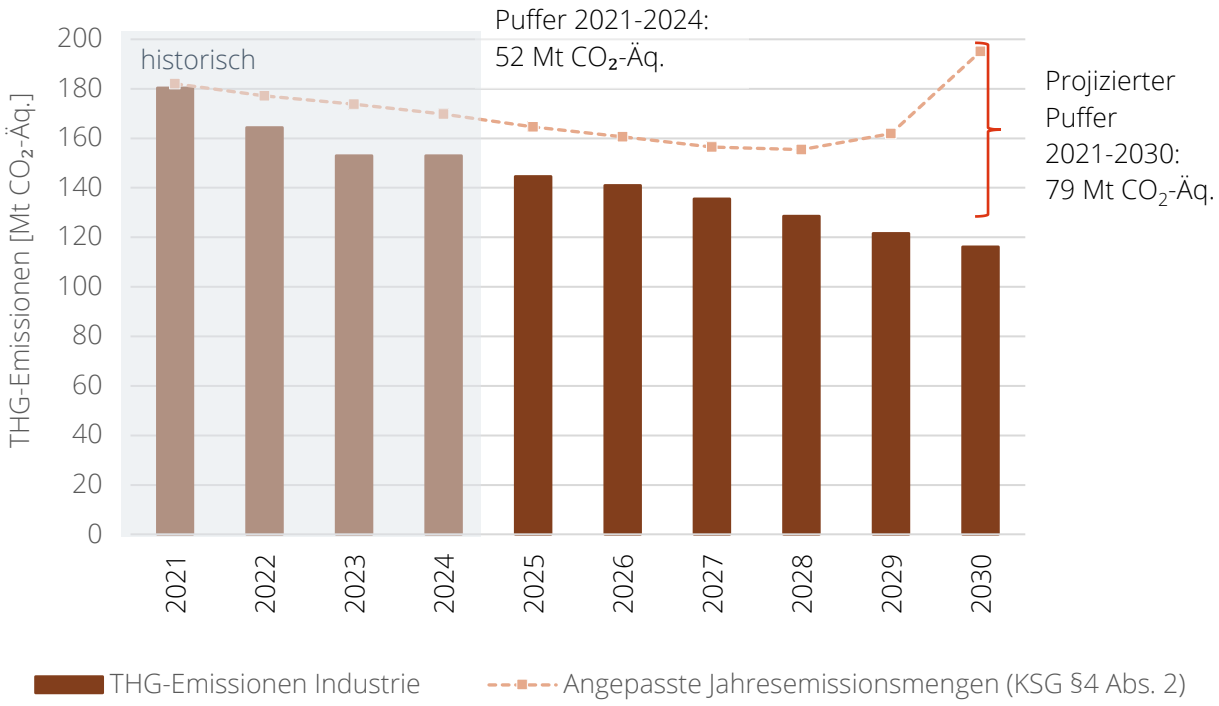
209 In den folgenden Kapiteln werden die jeweils angewandten Methoden sowie die Annahmen für die Projektion der einzelnen KSG-Sektoren mit Ausnahme des LULUCF-Sektors entlang der drei Prüfschritte (siehe Kapitel 9) beschrieben und bewertet. Hierzu wird zunächst die Entwicklung der THG-Emissionen gemäß den historischen THG-Emissionen (2021–2024) sowie der projizierten Entwicklung bis zum Jahr 2030 dargestellt. Anschließend wird die Methode einführend erläutert und durch den Expertenrat eingeordnet. Es folgt eine Einordnung der Annahmen im Hinblick auf Aktualität, Plausibilität und Unsicherheit, auf deren Grundlage eine Gesamteinordnung des Sektors dahingehend erfolgt, ob der 50/50-Emissionspfad vermutlich über oder unter dem in den Projektionsdaten 2025 projizierten Emissionspfad liegt. Die Darstellung folgt dabei dem im Modellverbund genutzten Datenflusses von den (Strom-)Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft zum Sektor Energiewirtschaft (siehe Kapitel 10.2.1).

10.3.1 Industrie

Entwicklung der THG-Emissionen

210 Im Industriesektor würden die THG-Emissionen laut Projektionsdaten 2025 von 180 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 116 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, also um rund 36 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Sektor Industrie die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG von 1 517 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 bei 1 438 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 79 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 26). 52 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers wurden bereits in den Jahren 2021 bis 2024 aufgebaut. Dies entspricht 66 % des projizierten Puffers der Jahre von 2021 bis 2030. Der projizierte Emissionsrückgang in Verbindung mit dem Aufbau des Puffers in den Jahren 2021 bis 2024 und der Anpassung der Jahresemissionsmengen nach § 4 (2) KSG führen dazu, dass die projizierten jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stets unter den angepassten Jahresemissionsmengen liegen.

Abbildung 26: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Industrie



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte). Die Werte des Umweltbundesamtes würden mit 73 Mt CO_2-Äq. um 6 Mt CO_2-Äq. niedriger ausfallen.

Einordnung des methodischen Vorgehens

211 Der Industriesektor wird mittels FORECAST-Industry modelliert (siehe UBA (2025p) und UBA (2025n)). FORECAST-Industry ist ein technologiespezifisches bottom-up Simulationsmodell, welches den Ansatz der Total Cost of Ownership (TCO) und eine Logit-Formulierung des Discrete Choice-Problems für die Technologieauswahl verwendet. Energieverbrauch und THG-Emissionen werden in diesem Ansatz aus exogenen Größen, insbesondere Produktionsmengen und Energie- und CO_2-Preise, sowie einer endogenen ermittelten Technologiewahl (v. a. Energieträgerwahl) abgeleitet.

212 FORECAST-Industry ist die zentrale Schnittstelle für den Industriesektor im Modellverbund. Die eingehenden Rahmendaten aus vorangestellten Modellen sind insbesondere die Produktionsmengen, die größtenteils aus den Modellierungsergebnissen des VIEW-Modells abgeleitet werden. Zudem werden für einzelne energieintensive Produkte zukünftige Szenarien für die Produktionsentwicklung auf Basis von Literatur und Experteninterviews entwickelt und für die Modellierung verwendet. Die in FORECAST-Industry bestimmten Endenergieverbräuche und THG-Emissionen werden an die Modelle ENUSEM und PowerFlex und an die Datentabelle für die Treibhausgas-Projektionen weitergegeben. Es treten Wechselwirkungen mit der Energiewirtschaft und den preisbezogenen Rahmendaten auf. Diese werden nur unvollständig abgebildet, da die Modellergebnisse sich nicht rückwirkend auf die angenommenen Energiepreise und den EU-ETS 1-Preispfad auswirken (siehe RZ 186 und RZ 187). Hingegen wurden die Produktionsmengen erstmalig sowohl zur Modellierung der Industrie als auch des Güterverkehrs verwendet, was die interne Konsistenz zwischen diesen beiden Sektoren gegenüber dem

Vorjahr stärkt (siehe auch Diskussion, Kapitel 3.3.3.1 Industrie ERK 2024a). Auch die Konsistenz zwischen dem Industrie- und dem Gebäudesektor wurde gegenüber der Modellierung in den Projektionsdaten 2024 verbessert, indem die bauwirtschaftlichen Produktionsmengen mittels des VIEW-Modells nun der Investitionsdynamik folgen (siehe auch Diskussion, Kapitel 3.3.3.1 Industrie ERK 2024a). Die Produktionsmengen einzelner energieintensiver Güter, wie z. B. Zementklinker, werden allerdings über individuelle Szenarioanalysen hergeleitet, die nicht nochmal mit der VIEW-Modellierung abgeglichen werden (siehe RZ 190). Dadurch kann es weiterhin, insbesondere in der kurzfristigen Entwicklung, zu Inkonsistenzen zwischen den Annahmen der Bauinvestitionen und den verwendeten Produktionsmengen kommen.

213 Die übermittelten Unterlagen sowie der Austauschtermin mit dem Konsortium führten zu dem Ergebnis, dass das methodische Vorgehen sehr gut nachvollzogen werden konnte. Das Modell ist zudem ausführlich in Harthan et al. (2024) und in Fleiter et al. (2018) beschrieben sowie online dokumentiert (UBA 2025n). Der gesamte Industriesektor wird mit einem hohen technologischen Detailgrad dargestellt.

214 Die Produktionsmengen sowie die Energie- und CO_2-Preise werden dem Modell als exogene Zeitreihen übergeben. Entsprechend können sich diese Faktoren nicht endogen gegenseitig beeinflussen, was zu Restriktionen im Modellrahmen führt. Somit sind keine Wechselwirkungen zwischen den für die Industrie relevanten exogenen Einflussgrößen abgebildet.

Einordnung der Annahmen

215 Die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad erfolgt mittels einer Plausibilisierung wesentlicher Aspekte, die die Projektion beeinflussen. Dazu gehören insbesondere die Annahmen zu modellexogenen und -endogenen Rahmendaten, die angenommene Ausgestaltung der Instrumente und deren Finanzierung sowie einige weitere implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen. Im Folgenden wird die vom Expertenrat getroffene Einordnung dieser Annahmen kurz begründet. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist der Tabelle A 9 im Anhang zu entnehmen.

216 Die wichtigsten modellexogenen Rahmendaten in der Industrie sind die Produktionsmengen verschiedener energieintensiver Produkte, wie zum Beispiel Rohstahl oder Zementklinker, die Energiepreise und der EU-ETS 1-Preispfad.

217 Die **Entwicklungen der Produktionsmengen** wurden aus den im VIEW-Modell ermittelten Produktionswerten abgeleitet. Allgemein ergibt sich eine schwache Erholung der Produktion mit einer heterogenen Entwicklung auf Branchenebene bis zum Jahr 2030. Für die auf dem VIEW-Modell basierenden Produktionsmengen ist analog zur Überschätzung des BIP für die Jahre 2025 und 2026 von einer Überschätzung auszugehen (siehe Kapitel 10.2.2). Für einzelne energieintensive Produkte wurden zukünftige Szenarien für die Produktionsentwicklung zudem auf Basis von Literatur und Experteninterviews entwickelt und für die Modellierung verwendet. Die hierbei unabhängig vom VIEW-Modell erhaltenen Entwicklungspfade, z. B. für Rohstahl, Zementklinker und Ammoniak, wurden nachvollzogen und es konnte keine Über- oder Unterschätzung der angenommenen Produktionsmengen festgestellt werden. Lediglich bei Ammoniak wird vom Expertenrat eine Überschätzung angenommen, da es Anfang des Jahres 2025 zu Produktionsdrosselungen kam, die in dem Szenario für die zukünftige Produktionsmenge von Ammoniak noch nicht berücksichtigt werden konnte (Handelsblatt 2025). Insgesamt werden die Produktionsmengen somit als leicht überschätzt eingeordnet.

218 Analog zur sektorenübergreifenden Einschätzung werden die Preise für fossile Energieträger als eher überschätzt beurteilt (siehe RZ 201). Lediglich bei Erdgas kommt es nach dem Jahr 2028 eher zu einer Unterschätzung der Preise. Eine solche Überschätzung der Energiepreise für fossile Energieträger unterstützt die Einschätzung, dass die im Rahmen der Modellierung ermittelte Transformationsgeschwindigkeit als zu hoch einzuordnen ist. Dies würde zu einer Unterschätzung der THG-Emissionen führen (siehe RZ 221). Zudem könnten niedrigere fossile Energiepreise aktivitätssteigernd wirken, was die Unterschätzung der THG-Emissionen nochmals verstärken würde.

219 Für die Industriestrompreise großer Industriebetriebe wird ebenso eher von einer Überschätzung ausgegangen (siehe RZ 206), was gegenläufige Effekte auf die Emissionsentwicklung hat. Einerseits würde ein niedrigerer Strompreis über längere Zeiträume zu einer höheren Elektrifizierung und damit einhergehend einer Überschätzung der THG-Emissionen führen. Dieser Effekt kann durch ebenfalls überschätze fossile Energieträgerpreise zumindest teilweise ausgeglichen werden. Andererseits kann ein niedrigerer Strompreis in Realität auch bereits kurzfristig steigernd auf die Produktionsmengen wirken, was mit einer Unterschätzung der THG-Emissionen einherginge. Die bereitgestellten Sensitivitäten zum Strompreis der Industrie (+/- 20 %) ergeben kumuliert zwischen 2025 und 2030 10,1 Mt CO_2-Äq höhere bzw. 12,8 Mt CO_2-Äq. geringere THG-Emissionen.[72]

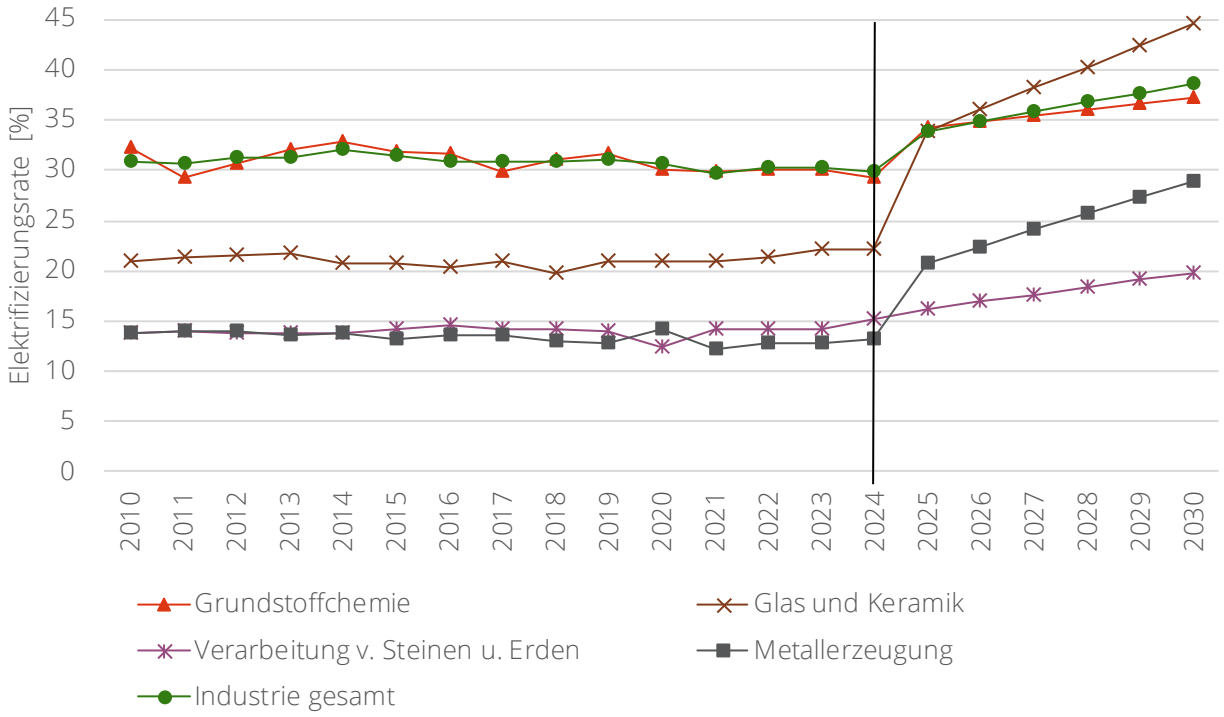
220 Der EU-ETS 1-Preispfad bis 2030, der im Modell vor allem die Prozessumstellungen beeinflusst, wird vom Expertenrat als überschätzt eingeordnet (siehe Kapitel 10.2.2). Dies hätte im Modell u. a. eine Überschätzung der Transformationsgeschwindigkeit (siehe RZ 221) zur Folge und damit einhergehend eine Unterschätzung der THG-Emissionen. Im Rahmen der Projektionsdaten 2025 wurde keine Sensitivitätsrechnung für den Preis des EU-ETS 1 durchgeführt. Eine Sensitivität mit niedrigeren Preisen im EU-ETS 1 wurde jedoch im Rahmen der Projektionsdaten 2024 berechnet (siehe ERK 2024a). Dazu wurde ein Preis von 60,9 $Euro_{2022}$ pro Tonne CO_2 im Mittel über die Jahre von 2024 bis 2030 angenommen, der deutlich unter dem damals im Mit-Maßnahmen-Szenario angenommenen Preis von im Mittel 102,3 $Euro_{2022}$ pro Tonne CO_2 lag. Dieser niedrigere EU-ETS-Preis würde laut Sensitivitätsanalyse der Projektionsdaten 2024 kumuliert über den Zeitraum von 2024 bis 2030 zu ca. 28 Mt CO_2-Äq. höheren THG-Emissionen in der Industrie führen. In den Projektionsdaten 2025 liegt der EU-ETS 1-Preis über die Jahre von 2025 bis 2030 im Mittel bei 82,5 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2.

221 Wichtige modellendogene Parameter im Industriesektor sind die Transformationsgeschwindigkeit hin zu emissionsärmeren Technologien, der Einsatz von Biomasse und die Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Storage, im Folgenden CCS). In diesem Abschnitt wird nur die Transformationsgeschwindigkeit im Hinblick auf den Elektrifizierungsgrad diskutiert, da diese besonders relevant für die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad im Industriesektor ist. Detailliertere Informationen zu weiteren berücksichtigten Aspekten wie dem Einsatz von Biomasse und CCS sowie Wasserstoff sind in Tabelle 10 gegeben. Der Elektrifizierungsgrad wird maßgeblich durch die Annahmen zum EU-ETS 1-Preis und den Energiepreisen, die verwendete Modellierungslogik sowie die Wirkungen der Maßnahmen im Industriesektor beeinflusst. Die modellierte Entwicklung des Elektrifizierungsgrads scheint im Vergleich zu historischen Daten in der Tendenz

[72] Wie in RZ 214 ausgeführt, können höhere bzw. niedrigere Energieträgerpreise im Modellrahmen aufgrund der exogen vorgegebenen Produktionsmengen nur den Elektrifizierungsgrad beeinflussen. Außerhalb des Modellrahmens können potenziell höherer bzw. niedrigere Energieträgerpreise sich allerdings auch auf die Höhe der Produktionsmengen auswirken.

überschätzt zu sein.[73] Dies zeigt sich sowohl branchenübergreifend als auch für ausgewählte Branchen wie die Metallerzeugung und die Grundstoffchemie (siehe Abbildung 27). Im Rahmen des Modells würde ein niedrigerer Elektrifizierungsgrad zu höheren THG-Emissionen führen, da ein größerer Anteil der exogen vorgegebenen Produktionsmenge mit fossilen Anlagen produziert werden müsste. Außerhalb des Modellrahmens könnte es auch zu einer Produktionsdrosselung oder zu einer Verlagerung von Produktion ins Ausland kommen, was dann niedrigere THG-Emissionen zur Folge hätte. Dies wird im Zusammenhang mit der impliziten Annahme zur Investitionsbereitschaft an den Standorten in Deutschland in RZ 223 detaillierter diskutiert. Eine geringere Elektrifizierung bedeutet zudem auch eine geringere Stromnachfrage der Industrie, was sich mindernd auf die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft auswirken würde.

Abbildung 27: Historische und prognostizierte Entwicklung des Elektrifizierungsgrads einzelner Branchen



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025e).

[73] Die Modellierer*innen merken an, dass ihnen aufgrund der hohen, in den Instrumentenannahmen definierten Fördersummen die starke Elektrifizierungsbewegung grundsätzlich denkbar erscheint (Größenordnung: 5–10 % Änderung des Energieträgereinsatzes pro Jahr, wenn vorgezogener Anlagenaustausch, z. B. induziert durch Fördermittel, berücksichtigt wird). Jedoch heben die Modellierer*innen ebenso hervor, dass die Elektrifizierungsraten insbesondere in den ersten Jahren überschätzt sein könnte. Dies liegt einerseits daran, dass im Sektor Metallerzeugung, der den größten absoluten Anstieg der Stromnutzung verzeichnet, die Elektrifizierungsrate überschätzt scheint. Diese sollte erst mit der erwarteten Inbetriebnahme der Direktreduktionsanlagen stärker steigen. Andererseits ist die Umsetzung der Instrumente im Jahr 2025 verzögert, was sich auf die Elektrifizierungsrate dieses Jahres verlangsamend auswirkt. Als Bewertungshilfe geben die Modellierer*innen zudem folgende Quantifizierung: Ein um 1 Prozentpunkt niedrigerer Elektrifizierungsgrad bedeutet um etwa 1,2 Mt CO_2-Äq. erhöhte THG-Emissionen. Diese Quantifizierung unterliegt der Annahme, dass Erdgas statt Strom genutzt wird (etwa 6 TWh).

222 Insgesamt sind die Annahmen zur Instrumentenausgestaltung und -finanzierung als plausibel einzuordnen. Im Vergleich zu den Projektionsdaten im letzten Jahr wurden geringere Förderbudgets hinterlegt (- 2 Mrd. Euro in Summe für die Jahre von 2020 bis 2030 und - 10 Mrd. Euro in Summe für die Jahre von 2031 bis 2045) und es wird von einer geringeren Instrumentenwirkung nach 2030 ausgegangen.[74] Unsicherheiten liegen hierbei vor allem in der tatsächlich verfügbaren zukünftigen Finanzierung der Maßnahmen sowie in der im Modell getroffenen Annahme einer effektiven Mittelverwendung.

223 Eine zentrale Annahme des Modells ist die harte exogene Vorgabe von Produktionsmengen. Damit wird implizit angenommen, dass die energieintensive Industrie im Umfang der exogenen, in das Modell eingehenden Produktionsmengen in Deutschland verbleibt und entsprechende Investitionen in emissionsärmere Technologien getätigt werden. Diese implizite Annahme der Investitionsbereitschaft an den deutschen Standorten wird jedoch als kritisch angesehen. Beispielsweise betonen Verpoort et al. (2024) die Energiekostennachteile in Deutschland und untersuchen Szenarien einer Verlagerung von Produktion von grünem Stahl, Ammoniak und Methanol/Naphtha ins Ausland. Zudem wäre eine Weiterproduktion in alten fossilen Anlagen in Deutschland über die reguläre Laufzeit hinaus denkbar. Die durch diese möglichen Entwicklungen ausbleibenden Investitionen in emissionsfreie Produktionsverfahren könnten einerseits durch die Verlagerung ins Ausland zu niedrigeren THG-Emissionen in Deutschland führen. Andererseits könnte die längere Produktion mit alten fossilen Anlagen die THG-Emissionen im Industriesektor auch erhöhen (siehe auch RZ 221).[75] Ob und welche dieser skizzierten Entwicklungen bis zum Jahr 2030 überwiegt, ist aufgrund der hohen Unsicherheiten infolge der schwierigen (geo)politischen Lage jedoch schwierig abzuschätzen.

Gesamteinordnung der Projektionsdaten 2025 im Sektor Industrie

224 Eine zusammenfassende Übersicht über die Einordnung des Emissionspfades des Sektors Industrie ist in Tabelle 10 dargestellt. Ein Rückgang der THG-Emissionen um 24 % bis zum Jahr 2030 gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2024 ist von Annahmen zu exogenen und endogenen Rahmendaten abhängig. Der projizierte Emissionsrückgang wird in der Modellierung insbesondere durch die exogen vorgegebenen Produktionsmengen, den angenommenen Preisen der Energieträger und des EU-ETS 1 sowie die modellendogen ermittelte Transformationsgeschwindigkeit beeinflusst. Die in den Projektionsdaten getroffenen Annahmen zum EU-ETS 1-Preispfad, den fossilen Energieträgerpreisen und zur Transformationsgeschwindigkeit deuten dabei eher auf eine Unterschätzung der THG-Emissionen hin. Gegenläufig auf die Emissionsentwicklung wirkt dagegen eine mögliche Unterschätzung der an Standorten in Deutschland produzierten Mengen. In Abhängigkeit von der Ausprägung dieser gegenläufigen Auswirkungen werden die Projektionsdaten 2025 vom Expertenrat im Industriesektor im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad als weder über- noch unterschätzt bis eher unterschätzt eingeordnet.

[74] Nur für Klimaschutzverträge und EU-Innovationsfonds sind Mittel bis 2040 hinterlegt, für die EEW (Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft) sowie die BIK (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 1) bis 2034, ansonsten nur bis 2030.

[75] Die Möglichkeit über alte, fossile Anlagen weiter zu produzieren, obwohl die reguläre Laufzeit schon überschritten ist, hängt auch davon ab, inwieweit die die Anlagen bereits am technischen Limit ihres Einsatzes sind. Die Ausdehnung des Anlagenbetriebs ist also zeitlich begrenzt.

Tabelle 10: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Industrie

	Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem Mittelwert (50/50 Pfad) und dessen Varianz
Anzeichen für Unterschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Überschätzung des EU-ETS 1-Preispfads. • Überschätzung der aus dem Modell resultierenden Transformationsgeschwindigkeit (Elektrifizierung). • Mögliche längere Nutzung fossiler Anlagen. • Eher überschätzte Energieträgerpreise und damit ggf. einhergehende höhere Produktionsmengen. • Eher überschätzte fossile Energieträgerpreise und damit ggf. einhergehende überschätzte Transformationsgeschwindigkeit.
Anzeichen für Überschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Überschätzung der Produktionsmengen aufgrund von Überschätzung des BIP für die Jahre 2025 und 2026 und einer Produktionsdrosselung von Ammoniak am Anfang des Jahres 2025. • Mögliche Abwanderung energieintensiver Industrie (z. B. Ammoniak)/Annahme, dass in deutschen Standort investiert wird, kritisch. • Überschätzte Strompreise und damit einhergehende unterschätzte Transformationsgeschwindigkeit.
Feststellung zum 50/50 Pfad	• **Die Projektionsdaten 2025 werden vom Expertenrat im Industriesektor im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad als weder über- noch unterschätzt bis eher unterschätzt eingeordnet. Daher könnten die THG-Emissionen höher als in den Projektionsdaten ausfallen.**
Annahmen, deren Entwicklung sehr unsicher, aber deren Einfluss auf die THG-Emissionen potenziell hoch ist	• Insbesondere die angenommenen Produktionsmengen, Energiepreise und Investitionen sind mit hohen Unsicherheiten verbunden. Dies liegt an allgemeinen Unsicherheiten in Folge der (geo)politischen Lage und daraus resultierenden Auswirkungen auf den deutschen Industriestandort.
Unsicherheit des 50/50-Emissionspfads	• **Die Sensitivitäten hinsichtlich eines höheren Industriestrompreises, eines niedrigeren EU-ETS 1-Preises (aus den Projektionsdaten 2024) und höheren Produktionsmengen führen zu höheren THG-Emissionen in geringer bis mittlerer zweistelliger Höhe an Mt CO_2-Äq. über die Jahre von 2025 bis 2030. Ein niedrigerer Industriestrompreis hingegen führt zu niedrigeren THG-Emissionen in geringer zweistelliger Höhe an Mt CO_2-Äq. Die für die Industrie durchgeführte Korridor-Rechnung weist einer Spanne von kumuliert +123/−95 Mt CO_2-Äq. zwischen den Jahren 2025 und 2030 auf (siehe RZ 164).** • **Unsicherheit aufgrund der Emissionsfaktoren: gemäß der Vorjahresschätzung der Emissionsdaten 1,9 % (95 %-Konfidenzintervall, siehe Tabelle 4).**

Eigene Darstellung.

10.3.2 Gebäude

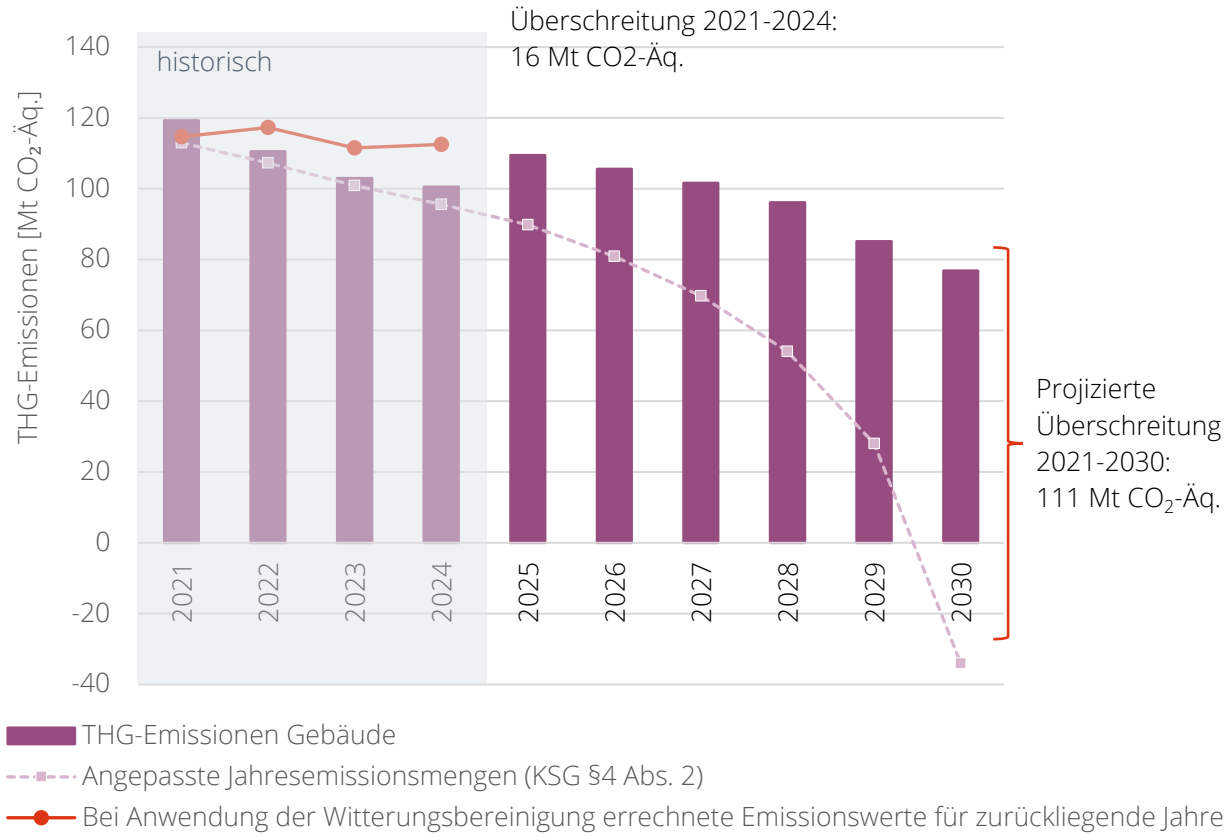
Entwicklung der THG-Emissionen

225 Im Gebäudesektor würden die THG-Emissionen laut Projektionsdaten 2025 von 119 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 77 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, also um rund 36 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Gebäudesektor die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG von 897 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 jedoch bei 1 008 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Überschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 111 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 28).[76] Im Zeitraum von 2020 bis 2024 wurden die Jahresemissionsmengen jedes Jahr überschritten. Die Überschreitung seit einschließlich 2021 lag kumuliert bei rund 16 Mt CO_2-Äq. und entspricht in etwa 15 % der projizierten Gesamtüberschreitung im Gebäudesektor im Zeitraum von 2021 bis 2030. Infolge der bisherigen Überschreitungen der Jahresemissionsmengen und der künftig sinkenden Summe der Jahresemissionsmengen gemäß Anlage 2a KSG würde die Überschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen im Gebäudesektor weiter zunehmen.

226 Die in die Modellierung eingeflossene Witterungsbereinigung führt in dem Zeitraum von 2025 bis 2028 zu einem Anstieg der projizierten Emissionen im Vergleich zum in den Projektionsdaten 2024 projizierten Wert. Bei der in diesem Jahr vorgenommenen Temperaturbereinigung (basierend auf einem sehr warmen Jahr), wurde der Mittelwert der Gradtagszahlen mit dem 20-jährigen Mittelwert verglichen, um einen Klimafaktor zu bestimmen. Mit diesem Klimafaktor werden die Energieverbräuche für Raumwärme witterungsbereinigt, wodurch temperaturbedingte Schwankungen im Endenergieverbrauch ausgeglichen werden. Sehr kalte Jahre können zu erhöhten, warme Jahre zu niedrigeren Emissionen führen. Wendet man die gleiche Methode zur Witterungsbereinigung auf die zurückliegenden Jahre seit 2020 an, wie sie bei der Berechnung der Projektionsdaten 2025 angewendet wurde, so ergibt sich ein höherer Verlauf als die tatsächlichen Emissionen zeigen (siehe Abbildung 28). Im zeitlichen Verlauf wird dieser Effekt vermutlich aufgrund der steigenden Anzahl sanierter Gebäude in beide Richtungen abnehmen.

[76] Die projizierte Lücke ist damit im Vergleich zu den Projektionsdaten 2024 um 78 Mt CO_2-Äq. gewachsen, was insbesondere auf methodische Anpassungen und konservativere Annahmen im Vergleich zu den Projektionsdaten 2024 zurückzuführen ist (beispielsweise fehlende Preisvoraussicht beim Heizungstausch, geringere Förderbudgets bei der BEG sowie die nach unten korrigierte Zahl der Bevölkerung aufgrund der Ergebnisse des Zensus 2022; siehe hierzu Abschnitt Einordnung der Annahmen).

Abbildung 28: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Gebäude



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte).

Einordnung des methodischen Vorgehens

227 Für die Projektion der THG-Emissionen im Gebäudesektor kommen mehrere Modelle zum Einsatz: Das Modell Invert/ee-Lab von IREES (Steinbach 2016) dient der Abbildung des Gebäudesektors insgesamt, während das Modell WInfra von Prognos zur Bestimmung von Wärmepotenzialgebieten genutzt wird. Ergänzend wird für die Bewertung einzelner Maßnahmen ein Excel-basiertes Wirkmodell (Öko-Institut 2023) verwendet. Zur Berücksichtigung weiterer Energieverbräuche von Geräten und Prozessen wird das Modell Forecast-Residential des Fraunhofer ISI eingesetzt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Modelle sowie der eingesetzten Eingangsdaten sind in UBA (2025n) zu finden.[77]

i) Invert/ee-Lab ist ein agentenbasiertes Modell, in dem das Entscheidungsverhalten von Investoren mittels verschiedener Agenten berücksichtigt wird, die jeweils unterschiedlich auf äußere Rahmenbedingungen reagieren. Bei der Modellierung der Projektionsdaten 2025 in Invert/ee-Lab wurde erstmals keine vollständige Preisvorausschau angenommen, die Entscheidung für Sanierung oder einen Heizträgerwechsel wird dementsprechend basierend auf den zum Zeitpunkt der

[77] Die Plausibilisierung der Strom- und Wärmenachfrage erfolgt in diesem Kapitel. Jedoch werden die THG-Emissionen der Strom- und Fernwärmenachfrage sowie der Strombedarf für Geräte und Prozesse im Sektor Energiewirtschaft bilanziert. Die Ergebnisse der Plausibilisierung werden in der Prüfung des Sektors Energiewirtschaft berücksichtigt.

Entscheidungsfindung bestehenden Energiepreisen getroffen. Das Modell bildet den Gebäudebestand in Deutschland mit Zahl und Altersverteilung von Wohngebäuden sowie die Anzahl und Verteilung von Heizsystemen ab. Für die Projektionsdaten 2025 konnten erstmals die Daten des Zensus 2022 verwendet werden, die präzisere Daten zum Gebäudebestand enthalten als die bisher verwendeten älteren Daten. Überdies wurden die statistischen Energieverbräuche um den Einfluss der Witterung bereinigt. Die Klimakorrekturfaktoren wurden basierend auf Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aktualisiert.[78]

ii) Das Modell WInfra, das der Identifikation von Wärmepotenzialgebieten dient, die an Invert/ee-Lab übermittelt wurden, basiert auf einem georeferenzierten, gebäudescharfen Ansatz. Dieser berücksichtigt detaillierte Informationen wie Gebäudestrukturdaten und Baualtersklassen basierend auf dem Zensus 2022, erneuerbaren Wärmepotenzialen und geographischen Verwaltungsgrenzen.

iii) Forecast Residential nutzt einen Bottom-up-Ansatz, um den Energieverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungen, Technologien und Effizienzstandards zu differenzieren. Der Verbrauch wird anhand von Gerätestandards und Einsatzdauern modelliert, wobei auch politische Maßnahmen wie Effizienzvorgaben oder Förderprogramme berücksichtigt werden. Für die Emissionsentwicklung im Gebäudesektor in den Projektionsdaten 2025 sind die Ergebnisse jedoch nicht direkt relevant, da sich das Modell im Wesentlichen auf den Stromverbrauch laut Energiebilanz bezieht. Die daraus resultierenden Emissionen werden nicht dem Gebäudesektor im Sinne des Bundes-Klimaschutzgesetzes zugerechnet, sondern dem Sektor Energiewirtschaft.

228 Die Ergebnisse aus VIEW zum BIP werden nur an Forecast Residential, die Ergebnisse zur Gesamtbevölkerung an Forecast Residential sowie an Invert/ee-Lab übermittelt. Die im Modell WInfra ermittelten Fernwärmenachfragepotenziale für Wohngebäude und GHD werden in Invert/ee-Lab übertragen. Diese modellübergreifende Integration erlaubt eine räumlich differenzierte Analyse und verbessert die Aussagekraft der Modellierung.

229 Die Überprüfung der vorgelegten Unterlagen sowie ein Austausch mit dem verantwortlichen Konsortium führten zu der Einschätzung, dass die Methodik insgesamt gut nachvollzogen werden kann. Zentrale Modellparameter sowie exogene und endogene Annahmen wurden offengelegt und konnten geprüft werden. Besonders positiv hervorzuheben sind die methodischen und datenseitigen Weiterentwicklungen im Vergleich zum Vorjahr.

230 Trotz der genannten Stärken bestehen gewisse Einschränkungen. So erfolgt die Wirkabschätzung politischer Instrumente weiterhin auf Basis einer Einzelmaßnahmenbewertung und nicht durch eine vollständig integrierte Modellierung. Zudem basiert das Entscheidungsverhalten der modellierten Agenten auf historischen Befragungsdaten, wodurch mögliche Veränderungen individueller und gesellschaftlicher Präferenzen im Zeitverlauf nicht erfasst werden können. Dies geht mit Unsicherheiten in der Parametrisierung einher. Eine weitere Limitation liegt in der fehlenden Rückkopplung der Neubau- und Sanierungsaktivitäten zum Industriesektor. Außerdem könnte die Investitionsneigung der Agenten im Modell überschätzt sein, da unterstellt wird, dass notwendige Investitionsmittel für energetische Sanierungen grundsätzlich verfügbar sind. Die Empirie zeigt, dass sich die Veränderung des Heizverhaltens vor allem bei Preisspitzen verändert, nicht so sehr jedoch bei konstant steigenden Preisen (Novirdoust et al. 2022). Laut Annahmen in den Projektionsdaten 2025 wird von einem

[78] Die Entwicklung der Heizgradtage ist an einem Szenario mit >2°C Erwärmung orientiert, was unsicher, aber möglich erscheint (zwischen Klimaszenarien RCP 4.5 und RCP 8.5, Fischer et al. 2024).

kontinuierlichen Anstieg des BEHG/EU-ETS 2-Preises ausgegangen (siehe RZ 204). Da der Übergang vom BEHG zum EU-ETS 2 bisher noch nicht klar geregelt ist, könnte es zu Preissprüngen kommen[79], die auf Grund fehlender Preiselastizitäten[80] im Modell nicht abgebildet werden könnten.

Einordnung der Annahmen

231 Die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad erfolgt mittels einer Plausibilisierung wesentlicher Aspekte, die die Projektion beeinflussen. Dazu gehören insbesondere die Annahmen zu modellexogenen und -endogenen Rahmendaten, die angenommene Ausgestaltung der Instrumente und deren Finanzierung sowie einige weitere implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen. Im Folgenden wird die vom Expertenrat getroffene Einordnung dieser Annahmen kurz begründet. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist Tabelle A 10 zu entnehmen.

232 Die wesentlichen modellexogenen Rahmendaten, die hier betrachtet werden, sind der Klimaeffekt, die Strompreise und die Entwicklung der Wohnfläche. Beim **Klimaeffekt** ergeben sich Unsicherheiten, da Ausreißerjahre, die deutlich wärmer oder kälter sind als im Trend, die Emissionsentwicklung beeinflussen könnten. Da für die Modellierung grundlegend bereits mildere Winter berücksichtigt werden, würde ein besonders kaltes Jahr einen stärkeren Effekt auf die Emissionsentwicklung haben als ein besonders warmes Jahr. In Hinblick auf die Zielerreichung bis 2050 gleichen sich stärkere Temperaturschwankungen aus. Mit Blick auf das Jahr 2030 könnte ein besonders kaltes Jahr jedoch zu etwas höheren Emissionen führen und ist basierend auf den historischen Werten in einem Zeitraum von fünf Jahren zu erwarten. Insgesamt ergibt sich daraus kein Anlass für eine grundlegend andere Bewertung der Emissionsentwicklung, allerdings sollte die Möglichkeit eines oder mehrerer kälterer Jahre bis 2030 als Unsicherheitsfaktor berücksichtigt werden. Der **Strompreis**, der insbesondere für den Wechsel zur Wärmepumpe eine Rolle spielen kann, scheint eher konservativ angenommen zu sein, da die Werte für 2025 eher am oberen Ende der Annahmen in anderen Prognosen sowie der aktuellen Preise liegen (siehe hierzu bspw. SVR Wirtschaft 2024). Der Wärmepumpenstrompreis entspricht rund 75 % des Haushaltsstrompreises. Die Sensitivitäten zum Wärmepumpenstrompreis (siehe Kapitel 10.1.2) zeigen keine Auswirkung auf die Emissionsentwicklung bei einem etwas höheren Wärmepumpenstrompreis, während ein leicht niedrigerer Preis mit −0,8 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 zu etwas geringeren Emissionen führt. Da für den Wärmepumpenausbau jedoch das Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen wie dem GEG relevant ist, ist der Effekt des Strompreises auf die Emissionen bis 2030 für sich genommen begrenzt. Die **Wohnfläche** könnte leicht unterschätzt sein (siehe hierzu bspw. UBA 2021a). In der Zweitmodellierung wurde eine leicht höhere Wohnfläche angenommen, der Effekt auf die Emissionsentwicklung wird jedoch als eher gering ausgewiesen.

233 Wesentliche modellendogene Rahmendaten, die hier betrachtet werden, sind die Sanierungsrate, der Austausch der Heizsysteme, der Fernwärmeausbau und der Einsatz von Biomasse. Der wichtigste Treiber für die Emissionsminderung im Gebäudesektor ist hierbei die **Sanierungsrate**, die mit 1,54 % für Wohngebäude und 0,67 % für Nichtwohngebäude bis 2030 ein optimistisches Modellergebnis darstellt.[81] Abbildung A 29 zeigt die hohe Relevanz der Sanierungen für den Energieverbrauch im Gebäudesektor. Die historische Sanierungsrate lag 2024 bei 0,69 %, 2023 bei 0,7 % und 2022 bei 0,88 %

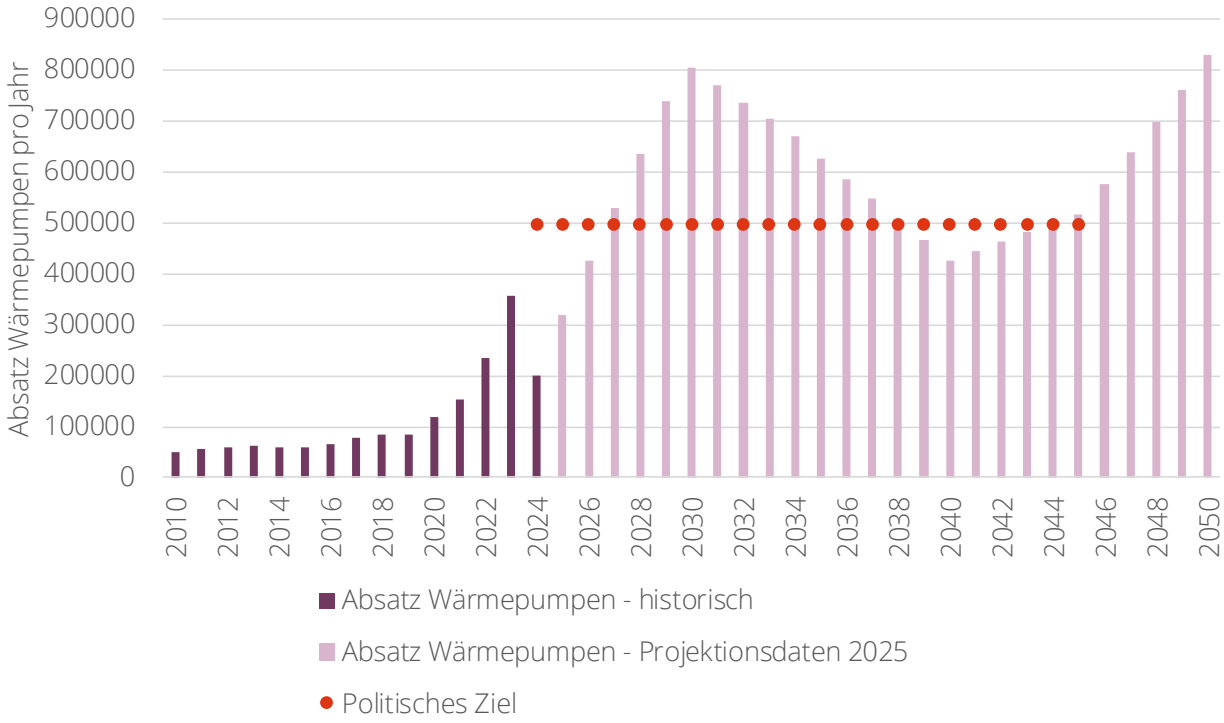
[79] Im Koalitionsvertrag findet sich jedoch ein Bekenntnis zu einer „fließenden" Gestaltung des Übergangs (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 922 ff.) (siehe RZ 367).

[80] Dieser Einfluss der Energiepreise auf das Nutzerverhalten könne nach Aussage der Modellierer*innen im Modell grundsätzlich abgebildet werden. Empirisch zu klären wäre hierbei jedoch welches Energiepreisniveau als Basis geeignet ist.

[81] Die Sanierungsrate lag in den Projektionsdaten 2024 noch bei 1,9 %.

(BuVEG 2024). Auch bei einem starken Anstieg der Sanierungsaktivität, die sich im Modell vor allem aus dem Alter der Gebäude und in der Zukunft steigenden Energiepreisen ergibt, bestehen Unsicherheiten durch Hemmnisse wie Fachkräftemangel, einem Mangel an finanziellen Mitteln, dem Vermieter-Mieter-Dilemma, Informationsdefiziten und hohen Baukosten. Da keine Budgetlimitierungen für private Haushalte und Kommunen in Bezug auf die energetische Sanierung angenommen wurden, könnten entsprechende Limitierungen die Sanierungsaktivität ebenfalls beeinträchtigen. Die Ergebnisse der Zweitmodellierung zeigen eine Sanierungsrate von 1,1 %. Diese könnte zu ca. 1,5 % höheren Emissionen führen als in der Erstmodellierung. Dieser emissionssteigernde Effekt einer geringeren Sanierungsrate in der Zweitmodellierung wird jedoch durch den niedrigeren Ausgangpunkt der Zweitmodellierung im Jahr 2025 teilweise kompensiert. Angesichts der anhaltend eher niedrigeren Sanierungsraten und fehlender struktureller Impulse erscheint das Modellergebnis als optimistisch; eine deutliche Steigerung der Sanierungsaktivität bis 2030 ist derzeit nicht absehbar, weshalb die Emissionsminderung wahrscheinlich überschätzt ist.

Abbildung 29: Entwicklung des historischen und projizierten Absatzes von Wärmepumpen



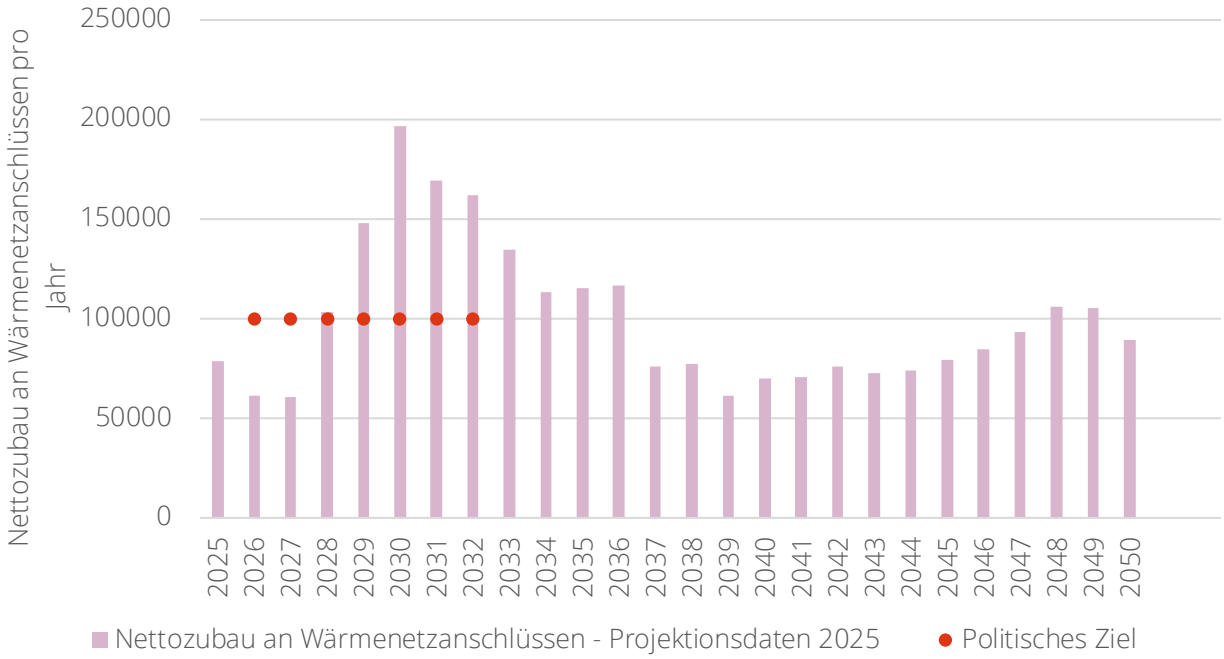
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und BWP (2025a).

234 Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene steigende Absatz an **Wärmepumpen**, insbesondere in den Jahren 2029 und 2030, könnte im Vergleich zu den historischen Werten ebenfalls etwas zu hoch liegen. In den Jahren 2022 und 2023 lag der Absatz sehr hoch, während der Absatz im Jahr 2024 deutlich eingebrochen ist (siehe Abbildung 29 und Abbildung A 30). Aufgrund der politischen Entwicklungen[82] in

[82] Insbesondere der russische Angriffskrieg in der Ukraine und die daraus resultierenden Preisveränderungen und die Diskussionen um das GEG könnten den Absatz von Wärmepumpen beeinflusst haben.

den Jahren 2022 bis 2024 könnten diese Jahre Ausreißer sein, was eine Trendeinschätzung der Entwicklung erschwert. Eine Steigerung des Absatzes scheint plausibel, auch basierend auf dem Absatz von rund 62 000 neuen Geräten im ersten Quartal 2025, was eine Steigerung im Vergleich zum Vorjahresquartal um 35 % bedeutet (BWP 2025b). Ob der Absatz der Projektion entsprechend ansteigt, ist jedoch unklar. Auf die Emissionsentwicklung bis 2030 hätte eine leichte Überschätzung des Wärmpumpenabsatzes jedoch keinen großen Effekt. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch durch die Nutzung fossiler Heizsysteme von 479 TWh im Jahr 2025 auf 330 TWh im Jahr 2030 (siehe Abbildung A 31).

Abbildung 30: Historische und projizierte Entwicklung des Nettozubaus von Wärmenetzanschlüssen



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und Destatis (2022b).

235 Für den Fernwärmeausbau wird angenommen, dass ab 2028 die im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verpflichtend entstandenen Wärmepläne umgesetzt werden und der Zubau an Wärmeanschlüssen dementsprechend stark zunimmt (siehe Abbildung 30). Hier wurden Wärmepotenzialgebiete ermittelt, die bei der Entwicklung berücksichtigt wurden. Es besteht jedoch kurzfristig eine große politische Unsicherheit in Bezug auf das Jahr 2030. Der Ausbau könnte deutlich langsamer beginnen und auch ab 2028 nur schleppend voranschreiten. Zwar ist die Erstellung der Wärmepläne bis 2028 gesetzlich geregelt, dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass der Bau von Wärmenetzen in gleichem Maße erfolgt. Überdies könnte der Anteil der Gebäude in den Nachverdichtungsgebieten, in denen bereits Wärmenetze liegen und die Gebäude lediglich noch angeschlossen werden müssen, überschätzt sein. Grundsätzlich erscheint es allerdings möglich, dass auch aufgrund von Änderungen in den Rahmenbedingungen eine hohe Dynamik beim Ausbau der Wärmenetze entsteht. Anders als in den Projektionsdaten 2024 ist die Verwendung von Biomasse an die Wärmepotenzialgebiete gekoppelt und eingeschränkt durch die Annahme, dass sie in städtischen Gebieten nicht eingesetzt wird. Im Gebäudesektor wird die Biomasseverfügbarkeit grundsätzlich als

unbegrenzt angenommen, der Biomasseeinsatz in anderen Sektoren würde diese Verfügbarkeit einschränken. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Biomasse auch zur Verwendung von Biomethan genutzt werden kann, welches wiederum maßgeblich für die Erfüllung der 65-%-Regel ist (siehe hierzu auch die Plausibilisierung des GEG). Hierbei hat das Konsortium bestätigt, dass gegebenenfalls Biomethan importiert werden müsste, wenn nicht ausreichend Wärmepumpen und Fernwärme genutzt werden.

236 Laut Projektionsdaten 2025 sind die wichtigsten Instrumente bezüglich der Emissionsentwicklung im Gebäudesektor die 65-%-Regel im Gebäudeenergiegesetz (GEG) und die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Das GEG inklusive 65-%-Regel trägt mit einer kumulierten THG-Minderung von 37,6 Mt CO_2-Äq. bis zum Jahr 2030 den größten Anteil zur Emissionsminderungswirkung im Gebäudesektor bei. Das GEG ist daher in seiner aktuellen Form ein besonders wirkmächtiges Instrument, trotz Unsicherheiten hinsichtlich der Verschneidung mit der kommunalen Wärmeplanung sowie der Verfügbarkeit erneuerbarer Brennstoffe. Beispielsweise beträgt der Anteil von Biomethan am Gasnetz nur 1 %, während ab 2029 dem GEG entsprechend bereits ein Anteil von 15 % enthalten sein muss, der danach weiter steigt. Bei einem zu langsamen Ausbau der Kapazitäten muss im Modell entweder Biomethan importiert oder weiterhin Erdgas genutzt werden. Die BEG hat eine kumulierte Minderungswirkung von 41,7 Mt CO_2-Äq. bis zum Jahr 2030 und ist damit geringer als noch in den Projektionsdaten 2024 angenommen. Dies wird vor allem mit geringeren angenommenen Förderbudgets begründet. Ab 2026 wird jedoch wieder ein höheres Förderbudget angenommen, das dann stabil bei 10,3 Mrd. Euro pro Jahr bleibt. Die Mittelabrufquote der BEG lag in der Vergangenheit unter 100 %. In der Modellierung wird jedoch ein vollständiger Mittelabruf angenommen. Daher könnte die Minderungswirkung der BEG eher überschätzt sein. Ansonsten erscheint die Minderungswirkung nachvollziehbar. Die Sensitivität, die mit halbierten Förderbudgets für die BEG gerechnet wurde, zeigt mit kumuliert 4,9 Mt CO_2-Äq. von 2025 bis 2030 nur geringfügig höhere Emissionen (siehe Kapitel 10.1.2). Aufgrund politischer Unsicherheiten bestehen vor allem bezüglich der Finanzierung, die über den KTF geregelt ist, insbesondere nach dem Jahr 2025 größere Unsicherheiten (siehe hierzu auch Kapitel 10.5).

Gesamteinordnung der Projektionsdaten 2025 im Sektor Gebäude

237 Eine zusammenfassende Übersicht über die Einordnung des Emissionspfades des Sektors Gebäude ist in Tabelle 11 dargestellt. Ein Rückgang der THG-Emissionen um 24 % bis zum Jahr 2030 gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2024 erscheint eher unwahrscheinlich. Die größten Treiber für die projizierte THG-Minderung sind die BEG und die 65-%-Regel im GEG. Auch die im historischen Vergleich sehr hohe Sanierungsrate lässt eine Unterschätzung der THG-Emissionen durch die Projektionsdaten erwarten. Der Klimaeffekt scheint in der langen Frist angemessen, in der kurzen Frist bis 2030 sind jedoch stärkere Schwankungen nicht ausgeschlossen, was zu höheren oder niedrigeren THG-Emissionen bis 2030 führen könnte. Insgesamt gelangt der Expertenrat zu dem Ergebnis, dass die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionsmengen für den Sektor Gebäude im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad eher unterschätzt bis unterschätzt sind.

Tabelle 11: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Gebäude

	Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem Mittelwert (50/50 Pfad) und dessen Varianz
Anzeichen für Unterschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Die Sanierungsrate scheint im historischen Vergleich überschätzt zu sein. Gründe für eine Abweichung von historischen Werten konnten nicht nachvollzogen werden. Die Ergebnisse der Zweitmodellierung resultieren in einer geringeren Sanierungsrate von 1,1 %. • Fernwärmezubau in den Jahren von 2028 bis 2030 scheint eher überschätzt. • Schwankungen beim Klimaeffekt können kurzfristig bis 2030 einen (eher geringen) Effekt haben. • Erfüllbarkeit 65-%-Regel, vor allem die Verfügbarkeit von Biomethan.
Anzeichen für Überschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Feststellung zum 50/50-Emissionspfad	• **Es gibt Hinweise darauf, dass die Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem hypothetischen 50/50-Emissionspfad eher unterschätzt bis unterschätzt sind. Daher könnten die THG-Emissionen höher als in den Projektionsdaten ausfallen.**
Annahmen, deren Entwicklung sehr unsicher, aber deren Einfluss auf die THG-Emissionen potenziell hoch ist	• Witterungseffekt • Mittelabrufquote und zukünftige Finanzierung der BEG unsicher: Ein geringerer Abruf der Fördermittel der BEG sowie Unsicherheiten bei der Finanzierung könnten auf eine eher überschätzte Wirkung hinweisen, die Höhe kann basierend auf den vorhandenen Daten nicht eingeordnet werden. Sensitivität mit halbiertem Förderbudget deutet auf ca. 5 Mt CO_2-Äq. kumuliert bis 2030 mehr hin. • Preisentwicklung Erdgas (siehe hierzu Kapitel 10.2.2).
Unsicherheit des 50/50-Emissionspfads	• **Bei der Sanierungsrate, die als überschätzt eingeordnet wird, zeigt die Zweitmodellierung eine geringe Varianz. Darin liegt die Sanierungsrate bei 1,1 % im Vergleich zu der Sanierungsrate von 1,54 % für Wohngebäude und 0,67 % für Nichtwohngebäude in der Erstmodellierung. Dieser Unterschied könnte zu bis zu 1,5 % höheren Emissionen führen.** • **Schwankungen des EU-ETS 2-Preis (siehe hierzu Kapitel 10.2.2 würden potenziell nur geringe Auswirkungen haben (das BEHG hat laut den Projektionsdaten 2025 eine Wirkung von kumuliert −2 Mt CO_2-Äq. bis 2030). Gleichzeitig scheint die Elastizität der Nachfrage (z. B. Heizverhalten bei Preissprüngen) in Invert/ee-Lab nicht ausreichend berücksichtigt zu sein. Empirisch zeigt sich jedoch, dass die kurzfristigen Effekte auf das Heizverhalten eher gering sind (Novirdoust et al. 2022).** • **Unsicherheit aufgrund der Emissionsfaktoren: gemäß der Vorjahresschätzung der Emissionsdaten 6,3 % (95 %-Konfidenzintervall, siehe Tabelle 4).**

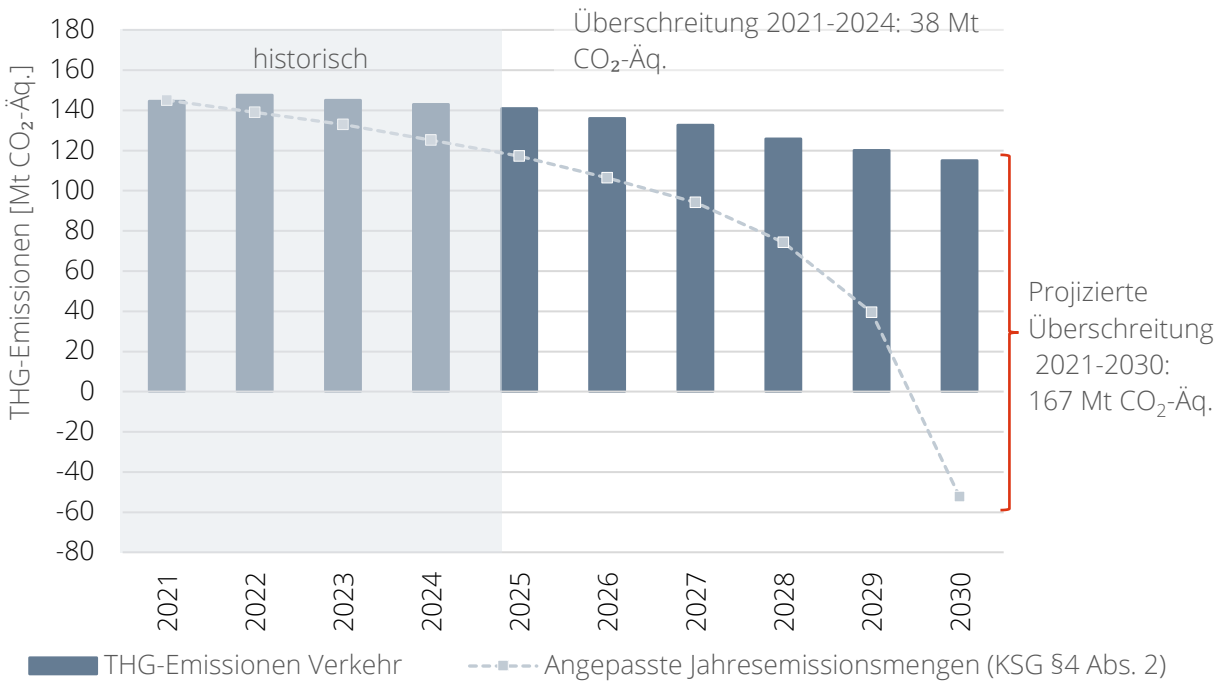
Eigene Darstellung.

10.3.3 Verkehr

Entwicklung der THG-Emissionen

238 Im Verkehrssektor würden die THG-Emissionen laut Projektionsdaten 2025 von 145 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 115 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, also um rund 20 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Sektor Verkehr die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG von 1 184 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 jedoch bei 1 351 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Überschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 167 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 31). Im Zeitraum von 2021 bis 2024 wurden die Jahresemissionsmengen jedes Jahr überschritten. Diese Überschreitung lag kumuliert bei 38 Mt CO_2-Äq. und entspricht in etwa einem Viertel der projizierten Gesamtüberschreitung im Zeitraum von 2021 bis 2030. Infolge der bisherigen Überschreitungen der Jahresemissionsmengen und der künftig sinkenden Summe der Jahresemissionsmengen gemäß Anlage 2a KSG würde die Überschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen im Verkehrssektor weiter zunehmen.

Abbildung 31: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Verkehr



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte).

Einordnung des methodischen Vorgehens

239 Für die Berechnung der zukünftigen THG-Emissionen im Verkehrssektor werden das Modell ASTRA-M von M-Five UBA (2025n) sowie das Modell TEMPS des Öko-Instituts (Harthan et al. 2023) genutzt. Beide Modellierungen basieren auf technischen, politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen. Zentrale Elemente sind die Modellierung der Verkehrsnachfrage mittels ASTRA-M sowie das

Neuzulassungsmodul in TEMPS. Das Modell ASTRA-M bildet das Verkehrssystem unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und demografischer Entwicklungen, technischen, sozialen und prozessbedingten Innovationen sowie der Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr ab. Als Eingangsgrößen dienen zum einen Rahmendaten wie das BIP, Produktionswerte und die Bevölkerungsentwicklung. Zum anderen Endverbraucherpreise, Informationen über die Fahrzeugflotte sowie eine Vielzahl von Verkehrsstatistiken und Prognosen. Die hinterlegten Verhaltensfunktionen basieren auf verschiedenen Datensätzen, wie beispielsweise Mobilität in Deutschland (infas 2019) oder Verkehr in Zahlen (BMDV 2025), wodurch auch nicht monetarisierbare Bestandteile nachgebildet werden. Dabei wird die Verkehrsnachfrage bottom-up in vier Schritten mit dem Modell ASTRA-M modelliert: Verkehrserzeugung (Mobilitätsbedürfnisse in Abhängigkeit von der Bevölkerung und Produktionswerten), Zielwahl (räumliche Verteilung des erzeugten Verkehrs), Verkehrsmittelwahl und Routenwahl. Eine ausführliche Modelldokumentation findet sich unter UBA (2025n). Modellausgangsgrößen sind Verkehrsleistungen nach Verkehrsmitteln, Kilometerkosten sowie Besetzungs-/Beladungsgrad.

240 Die Modellausgangsgrößen aus ASTRA-M werden in einem weiteren Schritt in TEMPS verarbeitet. Das Neuzulassungsmodul in TEMPS berechnet die Anteile der Fahrzeugtypen und Effizienz neuer Fahrzeuge in Abhängigkeit von verschiedenen exogenen Rahmendaten wie CO2-Flottenzielwerten und Energiepreisen sowie der Verkehrsnachfrage aus ASTRA-M. Methodisch basiert das Antriebswahlmodell auf einem Nutzerkostenansatz (Total Cost of Ownership, TCO). Fahrzeugbestände und THG-Emissionen werden durch Überlebenskurven und Fahrleistungsdaten ermittelt. Modellausgangsgröße sind veränderte Kilometerkosten, die zurück an ASTRA-M gespielt werden. Anschließend wird die Verkehrsnachfrage auf Basis der veränderten Kosten angepasst. Die für die Modellierung der THG-Emissionen im Personen- und Güterverkehr verwendeten Modelle TEMPS und ASTRA-M sowie deren Zusammenspiel im Modellverbund ist in UBA (2025n) ausführlich beschrieben.

241 Es bestehen verschiedene Wechselwirkungen mit anderen Modellen. So werden Ergebnisse aus VIEW zum BIP, der Gesamtbevölkerung und den industriellen Produktionswerten in Astra-M und teilweise in TEMPS genutzt. Das BIP und Produktionswerte wirken sich auf die Verkehrsnachfrage im Güterverkehr aus, die Gesamtbevölkerung auf die Verkehrsnachfrage im Personenverkehr. Zudem werden Daten bzgl. der Anzahl und Eigenschaften sowie Stromnachfrageprofile von Elektrofahrzeugen an PowerFlex übermittelt. Darüber hinaus besteht über die Schnittstelle zwischen ENUSEM und TEMPS eine Verbindung zu LaWiEnMod. Über diese wird der Kraftstoffmix an die Landwirtschaft übermittelt, da der Energiebedarf der Landmaschinen über meist flüssige Energieträger gedeckt werden muss. Wechselwirkungen mit der Landwirtschaft oder LULUCF aufgrund des Einsatzes von Biokraftstoffen werden nicht abgebildet. Dies sei nach Aussage des Konsortiums jedoch von untergeordneter Bedeutung, da die Wechselwirkungen mit der Landwirtschaft in Deutschland aufgrund des globalen Marktes und der komplexen Handelsbeziehungen nur gering ausfallen würden.

242 Insgesamt ist die Methode durch die übermittelten Unterlagen in Kombination mit Austauschterminen mit dem Konsortium sehr gut nachvollziehbar. Die Eingangsdaten, Datenflüsse in die Modelle und zwischen den Modellen sowie die Ergebnisdaten sind transparent dargestellt (UBA 2025n).

243 Zusammenfassend konnte der Expertenrat keine wesentlichen Aspekte identifizieren, die Anlass dazu geben, die angewandte Modelllogik zur Bestimmung der zukünftigen Entwicklung der THG-Emissionen des Verkehrssektors infrage zu stellen.

Einordnung der Annahmen

244 Die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad erfolgt mittels einer Plausibilisierung wesentlicher Aspekte, die die Projektion beeinflussen. Dazu gehören

insbesondere die Annahmen zu modellexogenen und -endogenen Rahmendaten, die angenommene Ausgestaltung der Instrumente und deren Finanzierung sowie einige weitere implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen. Im Folgenden wird die vom Expertenrat getroffene Einordnung dieser Annahmen kurz begründet. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist dem Anhang Tabelle A 11 zu entnehmen.

245 Der Verlauf der THG-Emissionen im Verkehr ist maßgeblich von den modellexogenen Rahmendaten abhängig. Während der Personenverkehr u. a. von der Bevölkerungsentwicklung abhängt, wird der Güterverkehr vom BIP beeinflusst. Die Annahmen bezüglich des Bevölkerungswachstums weisen keine klaren Hinweise für eine Über- oder Unterschätzung des Verlaufs auf, jedoch ist eine größere Spannbreite möglicher Entwicklungen denkbar. Beim BIP weisen aktuelle Prognosen auf eine mögliche Überschätzung hin (siehe Kapitel 10.2), auch hier ist die Spannweite möglicher Entwicklungen groß. So können (aktuelle) politische Entwicklungen einen starken und disruptiven Einfluss auf die Industrieproduktion und damit auch das BIP haben (siehe auch Kapitel 10.5). Eine mögliche Überschätzung der Industrieproduktion und somit des BIP würde sich aufgrund einer geringeren Güterverkehrsleistung mindernd auf die Emissionen des 50/50-Emissionspfades auswirken. Weitere modellexogene Annahmen und deren Einordnung finden sich in Tabelle A 11.

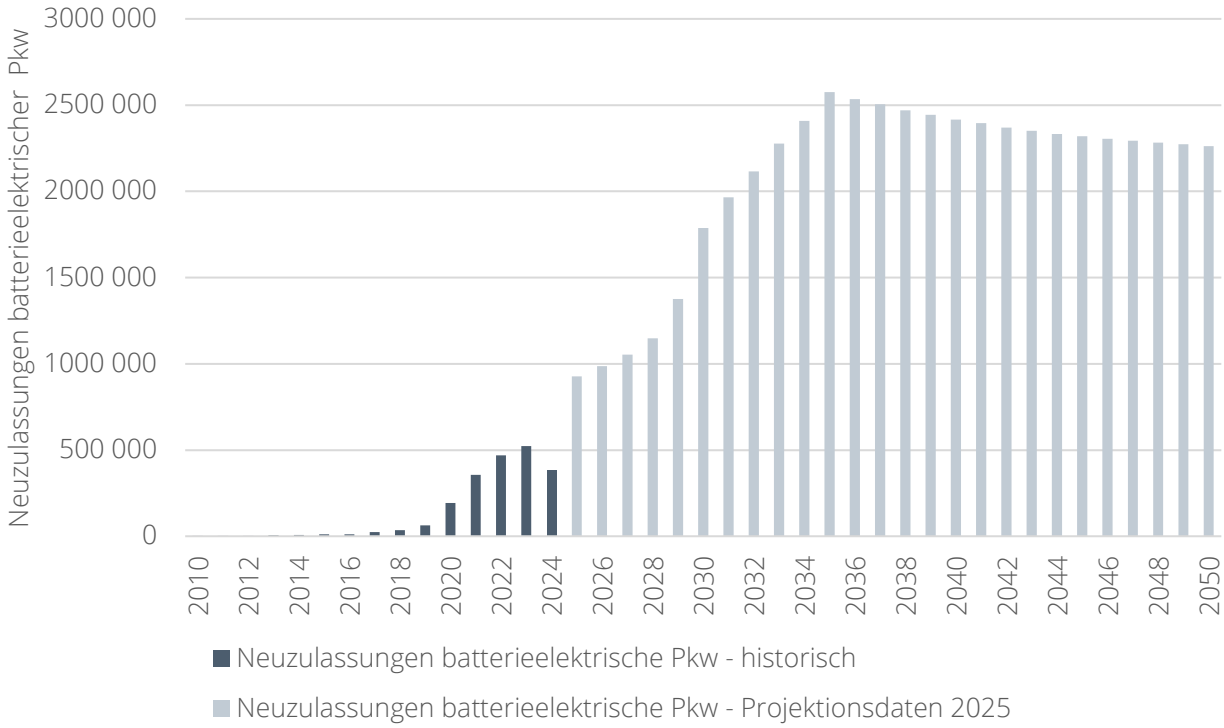
246 Abbildung 32 zeigt die historischen sowie die projizierten Neuzulassungen von BEV. Im Jahr 2024 sind die BEV-Neuzulassungen nach einem kontinuierlichen Anstieg in den Vorjahren zurückgegangen. Gründe hierfür sind unter anderem das Ende des Umweltbonus Ende 2023 sowie verlagerte Verkäufe in das Jahr 2025 zur Einhaltung der Flottenzielwerte[83] (siehe Kapitel 7.5). Die Projektionsdaten 2025 gehen von einem BEV-Anteil an den Pkw-Neuzulassungen in Höhe von 33 % im Jahr 2025 aus, der VDA (2025) von lediglich 23,8 %. Der Anteil BEVs an den Neuzulassungen betrug im ersten Quartal 2025 durchschnittlich 17 % (KBA 2025). In der Tendenz steigen die BEV-Anteile über das Jahr hinweg an (KBA 2025). Dennoch scheinen die BEV-Neuzulassungen in der kurzen Frist deutlich überschätzt, was mit einer Unterschätzung des 50/50-Emissionspfads einhergehen würde. Die Spannweite möglicher Entwicklungen ist kurz- bis mittelfristig jedoch groß, u. a. da aktuelle Debatten über eine mögliche Kaufprämie sowie die Infragestellung des Verbrenner-Aus mögliche Käufe verzögert haben könnten. Weiter werden sich Angebotsoffensiven der Automobilhersteller erst im Laufe des Jahres auf die Neuzulassungen auswirken. Eine verzögerte Elektrifizierung bei Pkw in den Jahren 2025 und 2026 würde zu einem Anstieg der kumulierten THG-Emissionen von 2025 bis 2030 im mittleren einstelligen Bereich (Mt CO_2-Äq.) führen. Hierbei ist insgesamt zu berücksichtigen, dass eine Emissionsreduktion durch BEV lediglich in dem Fall eintritt, wenn dadurch die Fahrleistung aus fossilen Fahrzeugen sinkt, wofür als Näherung die Verminderung des fossilen Fahrzeugbestandes dienen kann. In der Vergangenheit war hingegen zu beobachten, dass neuzugelassene BEVs fossile Pkw teilweise nicht ersetzten, sondern zusätzlich in den Bestand kamen (siehe auch Abbildung A 32).[84] Modellseitig würde eine verzögerte

[83] Die CO_2-Flottenzielwerte der EU legen fest, wie viele Gramm CO_2 Neuwagen durchschnittlich pro Kilometer ausstoßen dürfen. Dabei können BEV mit einem Wert von 0g CO_2 pro Kilometer beim Erreichen der Ziele helfen. Die Zielwerte werden über die Zeit strikter und bei Nichteinhaltung müssen die Hersteller Strafen zahlen.

[84] Für Norwegen wurde ein solcher Effekt festgestellt, siehe Johansen und Munk-Nielsen (2022). Auch bei der Befragung der 3. Förderwelle des Umweltbonus in Deutschland gaben 14,3 % der Befragten an, den BEV zusätzlich und nicht komplementär gekauft zu haben (Fraunhofer ISI und Technopolis 2024).

Elektrifizierung bzw. ein geringerer Rückgang der fossilen Fahrleistung bedeuten, dass mehr Biokraftstoffe zur Erfüllung der THG-Quote eingesetzt würden, siehe auch RZ 247.[85]

Abbildung 32: Historische und projizierte Entwicklung der Neuzulassungen von BEV



Eigene Darstellung basierend auf KBA (2025), UBA (2025h) und UBA (2025g).

247 Ähnlich wie bei den BEV-Neuzulassungen kam es auch bei den Neuzulassungen von E-Lkw im Jahr 2024 zu einem Rückgang (siehe Abbildung A 35). Auch hier werden die Neuzulassungsraten in den Jahren 2025 (16 %) und 2026 (18 %) als optimistisch eingeordnet. So sind die projizierten Neuzulassungen von E-Lkw im Jahr 2025 mehr als dreimal so hoch im Vergleich zum historischen Wert im Jahr 2024. Auch für das Jahr 2030 weisen die Projektionsdaten 2025 einen deutlichen Anstieg der Neuzulassungen von E-Lkw aus. Dies sei laut Konsortium auf strengere CO_2-Flottenzielwerte im Jahr 2030 zurückzuführen. Die Wirkung auf den Emissionspfad bleibt jedoch unklar. So deutet die Sensitivität bzgl. eines verzögerten Infrastrukturausbaus im Straßengüterverkehr modellseitig darauf hin, dass anstatt der Nutzung von

85 Im Verkehrssektor werden Wechselwirkungen mit der Landwirtschaft bzgl. des Anbaus und der energetischen Verwertung von Biomasse nicht berücksichtigt. Diese sind laut dem Konsortium aufgrund des globalen Marktes für Biokraftstoffe auch eher gering. So stammten 2023 bspw. nur 15 % der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe aus inländischer Produktion (BLE 2024). 52 % aller Biokraftstoffe, die zur Anrechnung auf die THG-Quote beantragt wurden, wurden aus europäischen Ausgangserzeugnissen hergestellt, 34 % stammten aus Asien (BLE 2024). Insgesamt ist jedoch zu berücksichtigen, dass mehr Biodiesel aus Deutschland ex- als importiert wurde (UFOP 2025). So lagen die Exporte von Biodiesel aus Deutschland in 2024 mit 3,2 Mio. Tonnen um ca. 1,61 Mio. Tonne über den Importen. Der Anteil kultivierter Biomasse an der Menge Biokraftstoffe zur THG-Quotenanrechnung sank von über 70 % im Jahr 2021 auf 40 % in 2023, der Anteil Abfälle und Reststoffe stieg auf 60 % (BLE 2024). Die Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. schätzt, dass die „deutsche THG-Quotenpolitik, der hiermit verbundene THG-Effizienzwettbewerb und insbesondere die Doppelanrechnung auf Biodiesel aus bestimmten Abfallölen [...] die maßgeblichen Treiber für diesen durch Verdrängung bzw. Verlagerung von Warenströmen gekennzeichneten Wettbewerb“ ist (UFOP 2025).

Strom oder Wasserstoff in diesem Fall verstärkt Biokraftstoffe eingesetzt würden. Die THG-Emissionen würden in diesem Fall laut Modellergebnis sogar verringert werden.[86] Dies ist jedoch wiederum abhängig von der Verfügbarkeit und den Preisen (fortschrittlicher) Biokraftstoffe. Bis 2030 steigt der Anteil von Futter- und Nahrungsmitteln an den eingesetzten Biokraftstoffen im Verkehrssektor auf 53 %, was möglicherweise mit inländischen, aber auch ausländischen Landnutzungsänderungen verbunden sein kann.[87]

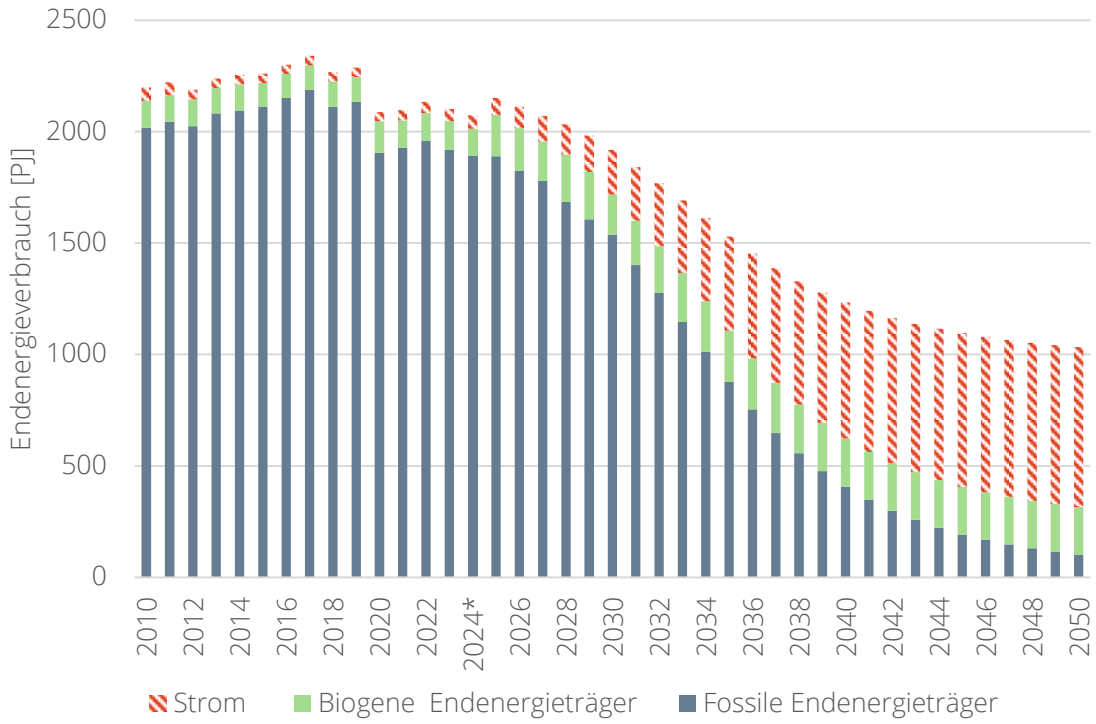
248 Die mögliche verzögerte Elektrifizierung wirkt sich auch auf den projizierten Rückgang des Endenergieverbrauchs aus (siehe Abbildung 33). Durch den höheren Wirkungsgrad von batterieelektrischen Fahrzeugen kommt es zu einer deutlichen Reduktion im Endenergieverbrauch. Eine verzögerte Elektrifizierung würde diese Reduktion dämpfen. Weiter würde der Endenergiebedarf an biogenen Kraftstoffen zur zukünftigen Erfüllung der THG-Quote steigen. Zudem erhöht in geringerem Ausmaß der verstärkte und nicht in vollem Umfang berücksichtigte gesellschaftliche Trend zu größeren und schwereren Pkw den Endenergieverbrauch und wirkt somit emissionssteigernd.[88] Zu erwähnen ist jedoch, dass der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors und auch die THG-Emissionen bis 2030 in der Zweitmodellierung leicht geringer ausfallen als in den Projektionsdaten 2025 (siehe auch Kapitel 10.1.2).

[86] Da dies maßgeblich auf den Ersatz von Wasserstoff durch Biokraftstoffe (und den Anrechnungsmechanismus in der THG-Quote) zurückzuführen ist, ist unsicher, welchen Effekt eine Verringerung von neuzugelassenen E-Lkw in den Jahren von 2025 bis 2026 hätte. Die Anzahl an Neuzulassungen fossiler Lkw (siehe auch Abbildung A 36) könnte dadurch im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 größer ausfallen und somit den fossilen Kapitalstock im Straßengüterverkehr erhöhen (siehe auch Abbildung A 37) statt senken.

[87] Mit der Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Europäische Kommission 2023d) ist die THG-Quote neben der Elektrifizierung durch Biokraftstoffe aus Futter- und Nahrungsmitteln, Altspeiseölen und Tierfetten sowie fortschrittlichen Biokraftstoffen und RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) zu erfüllen. Jedoch war in der Vergangenheit ein nicht nachhaltiger Einsatz von Rohstoffen, wie Palmöl, durch die EU-Bioenergiepolitik zu beobachten. Seit 2023 ist es Mineralölfirmen in Deutschland daher nicht mehr möglich, die Verwendung von Palmöl auf die THG-Quote anrechnen zu lassen (Köllner 2024). Allerdings bestehen Hinweise, dass trotz bereits dokumentierter Betrugsfälle im THG-Zertifikatehandel (Deutscher Bundestag 2024) importierte Altspeiseölen nach wie vor aus Palmöl bestehen (T&E 2025b). Durch Landnutzungsänderungen würden die (konsumbasierten, nicht nach Territorialprinzip ausgewiesenen) THG-Emissionen somit höher ausfallen. Zudem ist beim Einsatz von Biokraftstoffen zu berücksichtigen, dass auch die Produktion sowie der Transport der Biokraftstoffe mit Energieeinsatz bzw. beim Anbau von Biomasse mit THG-Emissionen durch Lachgas verbunden ist (UBA 2012).

[88] Neben höheren direkten Emissionen bei Verbrennern beeinflussen Fahrzeuggewichte auch den in der Energiewirtschaft bilanzierten Stromverbrauch von BEV sowie die EU-Flottenzielwerte. Diese sind abhängig vom Durchschnittsgewicht der herstellerspezifischen Flotten, weshalb Flotten mit höheren durchschnittlichen Fahrzeuggewichten mehr CO_2 (in g/km) emittieren dürfen. Dieser Trend zu größeren und schwereren Fahrzeugen wird auch durch politische Maßnahmen, wie bspw. die in der Vergangenheit gültige Besteuerung von Dienstwagen, verstärkt (KfW 2023).

Abbildung 33: Historische und projizierte Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehr



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). In den historischen Daten ist der nationale Flugverkehr nicht enthalten. Die Größenordnung beläuft sich auf 14 PJ. *Der Wert für 2024 ist auf Basis von AGEB (2025d).

249 Die Instrumentenausgestaltung wird als plausibel eingeordnet. Die Entwicklung der zukünftigen EU-ETS 2-Preise unterliegt jedoch einer hohen Unsicherheit. Die in den Projektionsdaten 2025 verwendeten EU-ETS 2-Preise bis 2030 befinden sich zwar am unteren Rand der in der Literatur geschätzten Entwicklungen, jedoch würden auch leicht höhere Preise, wie in Kapitel 10.2.2 beschrieben, die Benzin- und Dieselpreise nur geringfügig im Vergleich zu sonstigen Preisbestandteilen erhöhen (< 0,2 Euro/l). Falls es ab 2027 zu deutlichen Preissprüngen im Rahmen der EU-ETS 2-Einführung käme, wären damit jedoch auch stärkere Preisanstiege verbunden. Darüber hinaus sind einige der Instrumente mit hoher Emissionsminderung regulatorische Instrumente (THG-Quote, CO_2-Flottenzielwerte), welche weniger von der Finanzierung, sondern eher dem Aufrechterhalten des Ambitionsniveaus und der Vollzugskontrolle abhängen. Bei der THG-Quote ist dies bspw. insbesondere für importierte Biokraftstoffe relevant (siehe auch Fußnote 87). Auch die Erfüllung des EU-Flottenzielwerts für 2025 soll flexibilisiert, d. h. auf einen Erfüllungszeitraum von drei Jahren ausgeweitet werden (Europäische Kommission 2025). Dadurch kommt es voraussichtlich zu einer verzögerten Bereitstellung kostengünstiger BEV in den Jahren 2025 und 2026, was ein weiteres Indiz für einen überschätzten BEV-Anteil in diesen Jahren darstellt (siehe auch RZ 246). Für andere Instrumententypen ist jedoch die Bereitstellung finanzieller Mittel bzw. der Verzicht auf zusätzliche Einnahmen für die Emissionsminderung entscheidend, so bspw. bei der CO_2-Differenzierung der Lkw-Maut und der Finanzierung der Rad- und Schieneninfrastruktur. Die bei der Parametrisierung hinterlegte Finanzierung wird als realistisch beurteilt.

Gesamteinordnung der Projektionsdaten 2025 im Sektor Verkehr

250 Eine zusammenfassende Übersicht über die Einordnung des Emissionspfades des Sektors Verkehrs ist in Tabelle 12 dargestellt. Ein Rückgang der THG-Emissionen um rund 20 % bis zum Jahr 2030 gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2024 scheint nicht unwahrscheinlich. Aufgrund der möglicherweise überschätzten Entwicklung einzelner endogener Parameter, wie z. B. der Neuzulassungen von elektrischen Fahrzeugen wird es für möglich gehalten, dass die THG-Emissionen weniger stark zurückgehen als projiziert. Fiele dagegen die Industrieproduktion und somit die Güterverkehrsleistung geringer aus als in den Projektionsdaten 2025 angenommen, könnten die THG-Emissionen auch stärker zurück gehen. Insgesamt gelangt der Expertenrat zu dem Ergebnis, dass die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionsmengen für den Sektor Verkehr im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad weder über- noch unterschätzt sind. Daher könnten die Emissionen in etwa so wie in den Projektionsdaten 2025 ausfallen.

Tabelle 12: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Verkehr

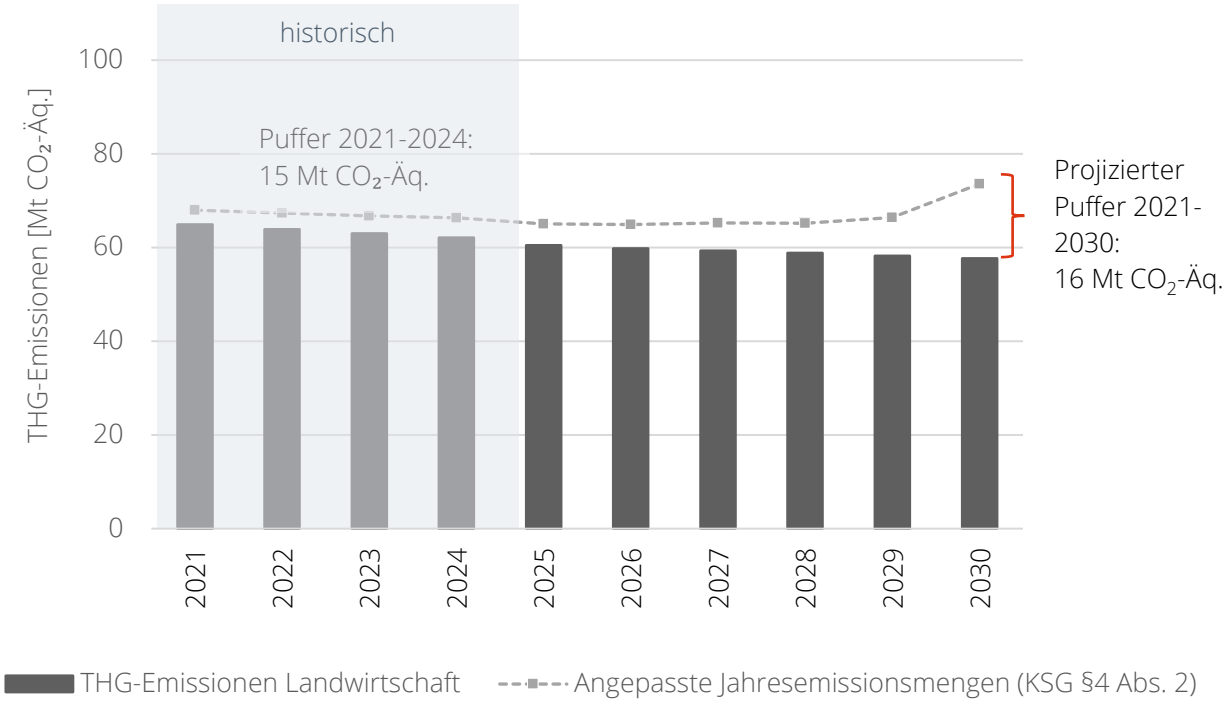
	Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem Median-Emissionspfad
Anzeichen für Unterschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Optimistische Neuzulassungsquote von batterieelektrischen Pkw und Lkw und somit auch vermutlich optimistische Annahmen zum Abgang von fossilen Pkw und Lkw. • Unlimitierte Verfügbarkeit von Biokraftstoffen. • Gesellschaftlicher Trend zu größeren und schwereren Pkw.
Anzeichen für Überschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Industrieproduktion und Auswirkungen auf Güterverkehr.
Feststellung zum 50/50-Emissionspfad	• **Es gibt keinen Hinweis darauf, dass die Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem hypothetischen 50/50-Emissionspfad deutlich über- oder unterschätzt sind. Daher könnten die Emissionen in etwa so wie in den Projektionsdaten 2025 ausfallen.**
Annahmen, deren Entwicklung sehr unsicher, aber deren Einfluss auf die THG-Emissionen potenziell hoch ist	• Entwicklung der Industrieproduktion und Auswirkungen auf Güterverkehr. • Längerfristige Elektrifizierung des Verkehrssektors. • Entwicklung der EU-ETS 2-Preise.
Unsicherheit des 50/50-Emissionspfads	• **Durch die überschätzte Elektrifizierung von Pkw und Lkw sowie potenziell optimistische Annahmen bzgl. des Ersatzes fossil zurückgelegter durch batterieelektrische Verkehrsleistung in den Projektionsdaten 2025 könnten die Emissionen jedoch auch in mindestens mittlerer einstelliger Höhe an Mt CO_2-Äq. höher ausfallen.** • **Unsicherheit aufgrund der Emissionsfaktoren: gemäß der Vorjahresschätzung der Emissionsdaten 4,5 % (95 %-Konfidenzintervall, siehe Tabelle 4).** • **Insbesondere die THG-Quote dämpft die Unsicherheit, da selbst bei verzögerter Elektrifizierung von Pkw und Lkw verstärkt Biokraftstoffe eingesetzt würden.**

Eigene Darstellung.

10.3.4 Landwirtschaft

251 Im Landwirtschaftssektor würden gemäß den Projektionsdaten 2025 die THG-Emissionen von 65 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 58 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken. Das entspräche einem Rückgang um 11 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Sektor Landwirtschaft die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG von 624 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 bei 608 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 16 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 34). Allerdings wurden 15 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers bereits in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgebaut. Dies entspricht 94 % des projizierten Puffers der Jahre von 2021 bis 2030. Der überwiegende Anteil an der THG-Minderung zwischen den Jahren 2017 und 2024, nämlich 70 %, resultiert aus tatsächlichen strukturellen Änderungen wie der Reduktion der Rinderzahlen, Änderungen im Düngemanagement oder dem Konsumverhalten, sowie aus maßnahmengetriebenen THG-Reduktionen. Die restlichen 30 % an der THG-Minderung resultieren aus Methodenänderungen in der Vergangenheit, die teilweise zu rechnerisch niedrigeren THG-Emissionen führten (Thünen-Institut 2025). Auch in diesem Jahr gab es Methodenänderungen, die rechnerisch veränderten Emissionen führten. Hervorzuheben ist die erstmalige Verwendung von Emissionsfaktoren aus dem IPCC Refinement 2019 (IPCC 2019). Dies führte zu rechnerisch höheren Lachgasemissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement. Der projizierte Emissionsrückgang in Verbindung mit dem Aufbau des Puffers in den Jahren von 2021 bis 2024 und der Anpassung der Jahresemissionsmengen nach § 4(2) KSG führen dazu, dass die projizierten jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stets unter den angepassten Jahresemissionsmengen liegen.

Abbildung 34: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Landwirtschaft



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte). Die Werte des Umweltbundesamtes würden mit 21 Mt CO_2-Äq. um 5 Mt CO_2-Äq. höher ausfallen.

Einordnung des methodischen Vorgehens

252 Die Modellierung der THG-Emissionen in der Landwirtschaft erfolgt aufgeteilt nach nicht-energiebedingten und nach energiebedingten THG-Emissionen. Die Modellierung der nicht-energiebedingten THG-Emissionen in der Landwirtschaft erfolgt im landwirtschaftlichen Emissions-Inventar-Modell (Py-GAS-EM; UBA 2025n). Erstmalig wurden einige Aktivitätsdaten wie die Flächennutzung, Tierzahlen und Erträge, die in Py-GAS-EM einfließen, im Modell CAPRI ermittelt (UBA 2025n). Die Wirkung der einzelnen Maßnahmen wird quantifiziert, in dem die Maßnahmen schrittweise in die Berechnung einbezogen werden (Harthan et al. 2024). Dabei werden Interaktionseffekte bei der Einzelmaßnahmenbewertung nicht berücksichtigt. Bei der Betrachtung des gesamten Maßnahmenbündels werden sie jedoch berücksichtigt. Die Annahmen zu Entwicklungen in den Aktivitätsdaten bis zum Jahr 2034 stammen aus der aktuellen Thünen-Baseline (Haß et al. 2024). Ab dem Jahr 2034 werden überwiegend statistische Fortschreibungen durchgeführt. Die Modellierung der energiebedingten THG-Emissionen in der Landwirtschaft erfolgt im landwirtschaftlichen Energiemodell (LaWiEnMod) des Öko-Instituts (UBA 2025n).

253 Zwischen den im Sektor Landwirtschaft verwendeten Modellen bestehen Wechselwirkungen zu anderen Modellen. Das Modell Py-GAS-EM hat eine direkte Wechselwirkung mit dem Modell CAPRI. Von CAPRI empfängt Py-GAS-EM Aktivitätsdaten als Eingangsdaten (siehe RZ 252). Sowohl Py-GAS-EM als auch CARPI übernehmen Ausgabedaten aus dem LULUCF-Modell LULUCFmod. Des Weiteren hat Py-GAS-EM indirekte Wechselwirkungen mit dem Energie-Umwandlungs-Sektor-Modell ENUSEM und dem Modell PowerFlex. In das Modell LaWiEnMod fließen u. a. Daten aus Modellen der Sektoren Gebäude und

Verkehr mit ein. Aus der Modelldokumentation (UBA 2025n) geht hervor, dass Angaben zur Verfügbarkeit von Biomasse aus dem Landwirtschaftssektor zur energetischen und stofflichen Nutzung nicht an Modelle der anderen Sektoren übergeben werden.

254 Die übermittelten Unterlagen sowie der Austauschtermin mit dem Konsortium führten zu dem Ergebnis, dass die Methode der Berechnung der zukünftigen THG-Emissionen im Sektor Landwirtschaft in den Grundzügen nachvollzogen werden konnte. Die Inputdaten und Annahmen in den Modellen Py-Gas-EM, CAPRI und LaWiEnMod sind ausführlich dokumentiert.

255 Einige Aspekte werden in der Modelllogik vereinfacht dargestellt. So kann Im Modell keine Variabilität in der Witterung abgebildet werden. Auch Auswirkungen von Extremwettereignissen können nicht dargestellt werden.

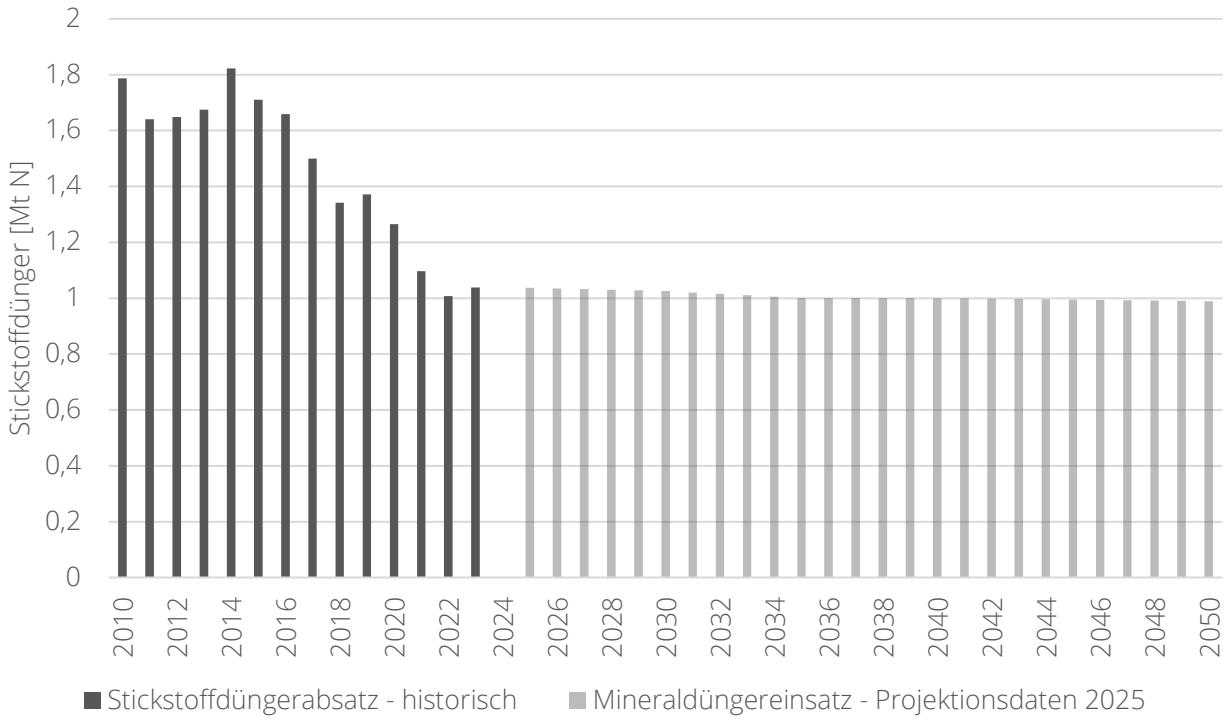
Einordnung der Annahmen

256 Die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad erfolgt mittels einer Plausibilisierung wesentlicher Aspekte[89], die die Projektion beeinflussen. Dazu gehören insbesondere die Annahmen zu modellexogenen und -endogenen Rahmendaten, die angenommene Ausgestaltung der Instrumente und deren Finanzierung sowie einige weitere implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen. Im Folgenden wird die vom Expertenrat getroffene Einordnung dieser Annahmen kurz begründet. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist Tabelle A 12 zu entnehmen.

257 Die zentralen modellexogenen Rahmendaten sind der Einsatz von Stickstoffdünger und der Ökolandbau. Laut Projektionsdaten 2025 würde es zwischen den Jahren 2025 und 2030 einen leichten Rückgang des Stickstoffdüngerabsatzes geben (siehe Abbildung 35). Dieser Projektion liegt zugrunde, dass v. a. durch das verschärfte Düngerecht, aber auch die gestiegenen Preise für Stickstoffdünger, das Düngeverhalten langfristig umgestellt wurde (Thünen-Institut 2025). Für diese Projektion wird zusätzlich die preissteigernde Wirkung des CBAM auf Düngemittel berücksichtigt. Wegen der erfolgten Umstellung im Düngeverhalten schätzt der Expertenrat die Varianz der Projektion als gering ein und sieht keinen Hinweis darauf, die Entwicklung anders einzuschätzen als in den Projektionsdaten 2025 angegeben. Laut Projektionsdaten 2025 würde sich der Flächenanteil des Ökolandbaus an der landwirtschaftlich genutzten Fläche von derzeit 11 % auf 15 % im Jahr 2030 erhöhen. Diese Einschätzung basiert auf der Annahme, dass das dafür zur Verfügung stehende Budget und die Prämienhöhe unverändert bleiben. Der dafür benötigte Flächenzuwachs läge etwas unterhalb des Flächenzuwachses seit dem Jahr 2017. Der Expertenrat schätzt die Varianz eher gering ein und sieht keine Hinweise darauf, die Entwicklung anders einzuschätzen als in den Projektionsdaten 2025 angegeben.

[89] Im Sektor Landwirtschaft stammen die THG-Emissionen größtenteils aus folgenden CRT-Kategorien: tierische Verdauung (3.A) rund 41 %, landwirtschaftliche Böden (CRT-Kategorie 3.D) rund 24 %, Düngerwirtschaft (CRT-Kategorie 3.B) rund 15 %, sowie stationäre und mobile Feuerung (CRT-Kategorie 1.A.4.c) rund 14 %. Die restlichen THG-Emissionen verteilen sich zu kleinen Anteilen auf weitere vier CRT-Kategorien (UBA 2025h).

Abbildung 35: Düngemittelabsatz (bis 2023/24) und Projektion des Düngemitteeinsatzes (ab 2025)

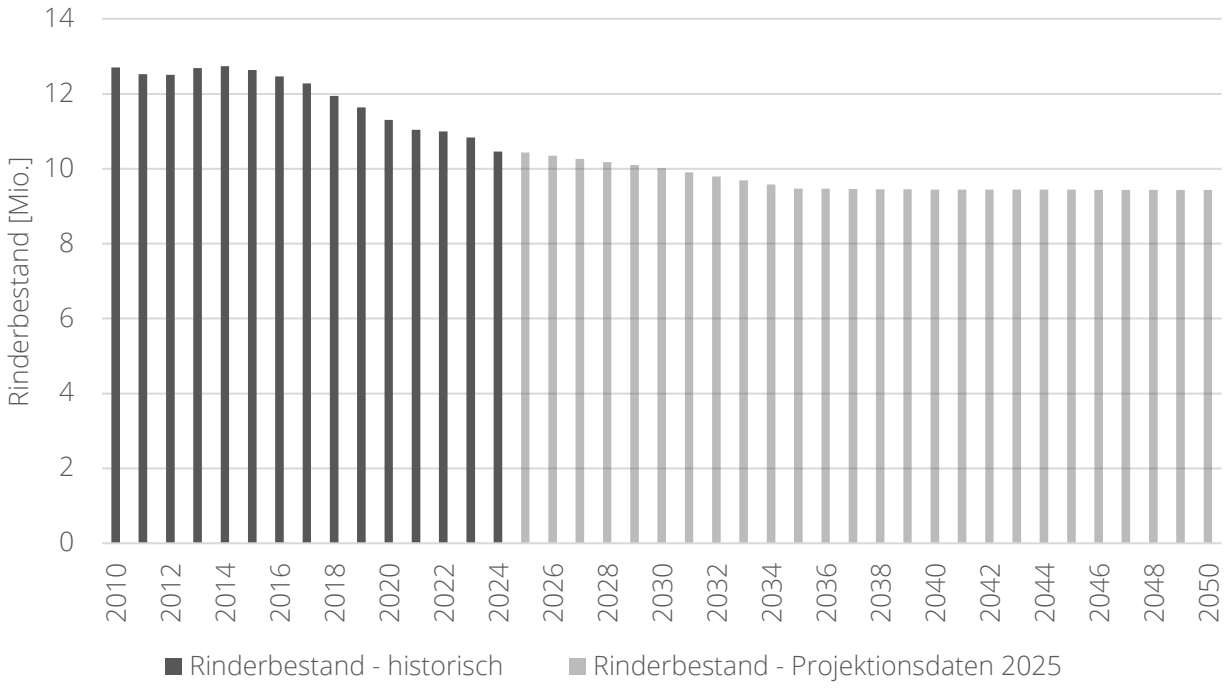


Eigene Abbildung. Historische Daten: Destatis (2024b). Ab 2025: Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g). Bis einschließlich dem Wirtschaftsjahr 2022/23 ist der Absatz an Stickstoffdünger dargestellt, ab 2024 der projizierte Düngemitteleinsatz. Mt N: Megatonnen Stickstoff.

258 Bei den modellendogenen Rahmendaten werden der Rinderbestand (einschließlich Milchkühen), der Endenergieverbrauch und der Schweinebestand betrachtet. Da der Rinderbestand für einen Großteil der THG-Emissionen des Sektors verantwortlich ist, ist dessen Entwicklung besonders relevant. Die Projektionsdaten 2025 nehmen beim Rinderbestand eine konservative Fortschreibung des sinkenden Trends vor. Zwischen den Jahren 2021 und 2030 würde der Bestand an Rindern demnach um 9 % zurückgehen (siehe Abbildung 36). Agora Think Tanks (2024) rechnet bezogen auf Großvieheinheiten[90] bei Rindern und Kühen mit einem vergleichbaren Rückgang um 6,3 % zwischen den Jahren 2021 und 2030. Insgesamt schätzt der Expertenrat die Annahmen in den Projektionsdaten 2025 als plausibel und die Varianz als eher gering ein. Eine klimaschutzpolitische Zielsetzung zur Reduzierung des Rinderbestandes gibt es jedoch nicht.

[90] Das Maß Großvieheinheit dient als Umrechnungsschlüssel mit dem verschiedene Nutztierarten miteinander verglichen werden können. Sie basiert auf dem Lebendgewicht der Tiere und entspricht 500 kg.

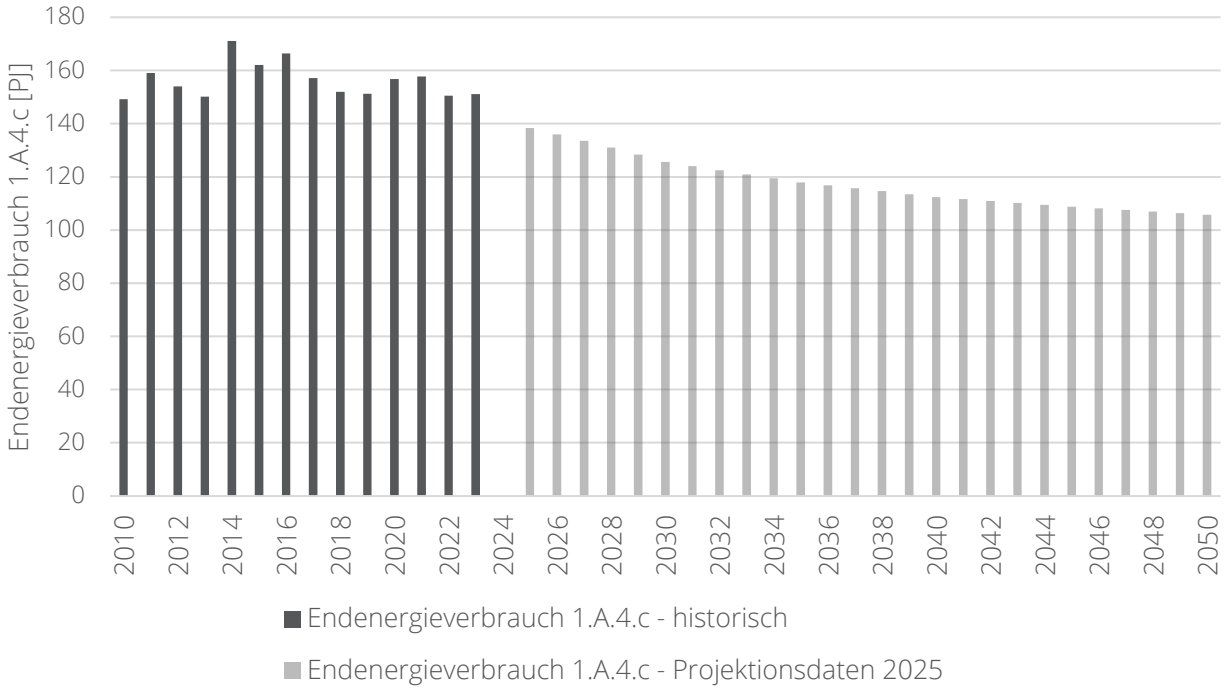
Abbildung 36: Entwicklung des Rinderbestandes in der Vergangenheit und Projektion bis 2050



Eigene Abbildung. Historische Daten: Destatis (2025g); Ab 2025: Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g).

259 Der Endenergieverbrauch in der Landwirtschaft würde laut Projektionsdaten 2025 zwischen den Jahren 2021 und 2030 um 20 % sinken Abbildung 37. Im Gegensatz dazu ist der Endenergieverbrauch im Zeitraum von 2010 bis 2023 nicht gesunken. Den Projektionsdaten 2025 liegen die projizierten Entwicklungen hinsichtlich Kraftstoffmix, Elektrifizierung und Instrumenten in den Sektoren GHD bzw. Verkehr zugrunde, die von einem Anstieg der Elektrifizierung und der Verwendung des Wasserstoffs ausgehen. Für die Landwirtschaft wurden jedoch Korrekturfaktoren für die Anteile für die Nutzung von z. B. Wasserstoff oder Wärmepumpen angesetzt. Nach Einschätzung des Expertenrats ist es nicht unplausibel, dass die zukünftigen Anteile auch geringer ausfallen könnten, da gerade in der mobilen Nutzung teils nur Prototypen vorhanden sind. Die Varianz wird basierend auf der Entwicklung in der Vergangenheit als mittel eingeschätzt.

Abbildung 37: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Landwirtschaft und Projektion bis 2050



Eigene Abbildung. Historische Daten: AGEB (2024a). Ab 2025: Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g).

260 Beim Schweinebestand wird in den Projektionsdaten 2025 ein leichter Rückgang bis zum Jahr 2030 projiziert. Das Thünen-Institut geht davon aus, dass auch bei einer Aufhebung des Importverbots von Schweinefleisch nach China[91], der Schweinebestand in Deutschland nicht wieder ansteigen wird. Das wird damit begründet, dass zum einen China und andere asiatische Länder ihre Produktion selbst stark gesteigert haben und zum anderen damit, dass die Nachfrage in der EU nicht wieder steigen wird. Daher wird der Schweinebestand in den Projektionsdaten ab dem Jahr 2034 statisch fortgeschrieben (siehe Abbildung A 38. Entgegen den Projektionsdaten 2025 könnten nach Einschätzung des Expertenrats die Schweinebestände wieder ansteigen, wenn das Exportverbot nach China wieder aufgehoben wird. Durch diese Unsicherheit wird die Varianz des Emissionspfads als mittel eingeschätzt.

261 Bezüglich der Instrumentenausgestaltung und -finanzierung gibt es im Sektor Landwirtschaft keine nennenswerte Entwicklung.

262 Den Projektionsdaten 2025 liegt die Annahme zugrunde, dass sowohl die politischen Rahmenbedingungen als auch die klimatischen Bedingungen stabil sind. In der Realität haben jedoch die Variabilität in der Witterung und im Klima Auswirkungen auf Düngerbedarf, Ernte und Tierbestände. Änderungen in zukünftigen Ernährungsgewohnheiten, Export- und Importpreise (auch unter Berücksichtigung des CBAM), Subventionierungen und Seuchen können den Emissionspfad sowohl nach oben als auch nach unten beeinflussen.

[91] Das Importverbot von Schweinefleisch nach China war wegen des Ausbruchs der Afrikanischen Schweinepest im Jahr 2020 von China erlassen worden.

Gesamteinordnung der Projektionsdaten 2025 im Sektor Landwirtschaft

263 Eine zusammenfassende Übersicht über die Einordnung des Emissionspfades des Sektors Landwirtschaft ist in Tabelle 13 dargestellt. Ein Rückgang der THG-Emissionen um 7 % bis zum Jahr 2030 gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2024 scheint ebenso wahrscheinlich überschätzt- wie unterschätzt. Wegen der mittleren Unsicherheiten in den Annahmen, wie Variabilität in der Witterung, Änderungen der Emissionsfaktoren oder dem Auftreten von Seuchen (siehe Tabelle 13) könnten die THG-Emissionen geringfügig niedriger oder höher ausfallen als projiziert. Insgesamt gelangt der Expertenrat zu dem Ergebnis, dass die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionsmengen für den Sektor Landwirtschaft im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad daher weder über- noch unterschätzt sind.

Tabelle 13: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Landwirtschaft

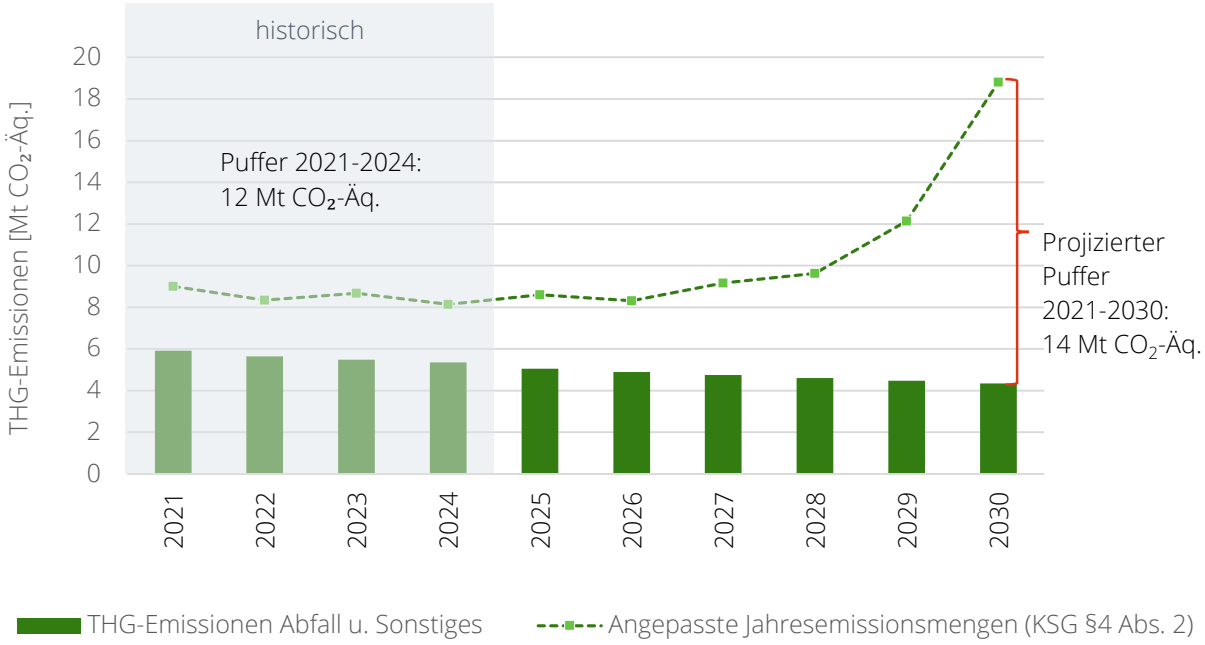
	Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem Mittelwert (50/50 Pfad) und dessen Varianz
Anzeichen für Unterschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Die Energieverbrauch für stationäre und mobile Feuerung könnte etwas höher ausfallen als in den Projektionsdaten 2025 angegeben. • Der Schweinebestand könnte wieder leicht ansteigen.
Anzeichen für Überschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Keine Anzeichen
Überlagernde Effekte mit ausgleichender Wirkung auf Emissionspfad 2025	• Keine Anzeichen
Feststellung zum 50/50-Emissionspfad	• **Es gibt keinen Hinweis darauf, dass die Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem hypothetischen 50/50-Emissionspfad deutlich über- oder unterschätzt sind. Daher könnten die Emissionen in etwa so wie in den Projektionsdaten 2025 ausfallen.**
Annahmen, deren Entwicklung sehr unsicher, aber deren Einfluss auf die THG-Emissionen potenziell hoch ist	• Änderungen in Emissionsfaktoren (siehe Kapitel 5 und RZ 251) • Variabilität in der Witterung und dem Klima • Extremwettereignisse • Auftreten von Seuchen
Unsicherheit des 50/50-Emissionsfads	• **Unsicherheit aufgrund der Emissionsfaktoren: gemäß der Vorjahresschätzung der Emissionsdaten 14,6 % (95 %-Konfidenzintervall, siehe Tabelle 4).** • **Auf Basis der vorhandenen Daten kann darüber hinaus keine quantitative Aussage zur Höhe der Unsicherheiten getroffen werden.**

Eigene Darstellung.

10.3.5 Abfallwirtschaft und Sonstiges

264 Im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges würden die THG-Emissionen laut Projektionsdaten 2025 von 5,9 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 4,4 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, also um 27 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges die Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG von 65 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 bei 51 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 14 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 38). 12 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers wurden bereits in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgebaut. Dies entspricht 86 % des projizierten Puffers der Jahre von 2021 bis 2030. Der projizierte Emissionsrückgang in Verbindung mit dem Aufbau des Puffers in den Jahren von 2021 bis 2024 und der Anpassung der Jahresemissionsmengen nach § 4 Abs. 2 KSG führen dazu, dass die projizierten jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stets unter den angepassten Jahresemissionsmengen liegen.

Abbildung 38: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte).

Der Anteil der Emissionsmenge bezogen auf die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges ist vergleichsweise gering. Gemäß den Emissionsdaten für das Jahr 2024 beträgt der Anteil 0,8 %, gemäß den Projektionsdaten 0,9 % im Jahr 2030 (UBA 2025g). Aufgrund des niedrigen Anteils wurde der Sektor im Rahmen dieses Gutachtens nicht im Detail geprüft.

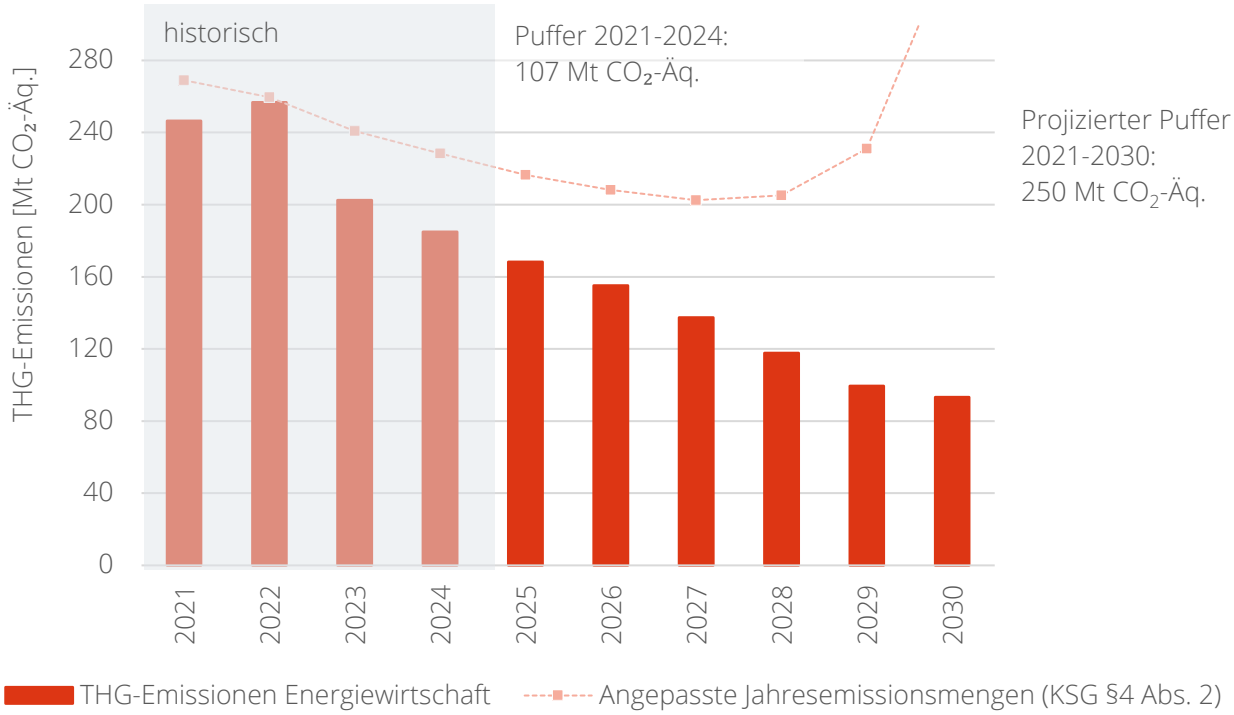
10.3.6 Energiewirtschaft

Entwicklung der THG-Emissionen

265 Im Sektor Energiewirtschaft würden die THG-Emissionen laut Projektionsdaten 2025 von 246 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 93 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken, also um rund 62 %. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 ergibt sich für den Sektor Energiewirtschaft die implizite[92] Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG 1 912 Mt CO_2-Äq. Laut den Projektionsdaten 2025 würde die Summe der THG-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 bei 1 662 Mt CO_2-Äq. liegen. Dies würde mit einer Unterschreitung der Summe der Jahresemissionsmengen aus Anlage 2a KSG um 250 Mt CO_2-Äq. einhergehen (siehe Abbildung 39). 107 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers wurden bereits in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgebaut. Dies entspricht 43 % des projizierten Puffers der Jahre von 2021 bis 2030. Der projizierte Emissionsrückgang in Verbindung mit dem Aufbau des Puffers in den Jahren von 2021 bis 2024 und der Anpassung der Jahresemissionsmengen nach § 4 Abs. 2 KSG führen dazu, dass die projizierten jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stets unter den angepassten Jahresemissionsmengen liegen. 107 Mt CO_2-Äq. dieses Puffers wurden bereits in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgebaut. Dies entspricht 43 % des projizierten Puffers der Jahre von 2021 bis 2030. Der projizierte Emissionsrückgang in Verbindung mit dem Aufbau des Puffers in den Jahren von 2021 bis 2024 und der Anpassung der Jahresemissionsmengen nach § 4 Abs. 2 KSG führen dazu, dass die projizierten jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 stets unter den angepassten Jahresemissionsmengen liegen.

[92] Die Jahresemissionsmengen für den Sektor Energiewirtschaft wurden implizit als Differenz zwischen den Jahresemissionsmengen der übrigen Sektoren (Anlage 2a KSG) und den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) berechnet.

Abbildung 39: Entwicklung der historischen und projizierten THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g). Die Jahresemissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 sind in Tabelle 5 enthalten und basieren auf dem in ERK (2024b) dargestellten Ausgleichsmechanismus (rote Werte).

Einordnung des methodischen Vorgehens

266 Der Sektor Energiewirtschaft wird mit dem Modell PowerFlex des Öko-Instituts modelliert.[93] Das europäische Energiesystemmodell berechnet den Kraftwerkseinsatz (Dispatch-Modell) zur Strom- und Fernwärmeerzeugung in stündlicher Auflösung, nicht jedoch die Investitionsentscheidungen in Kraftwerkstechnologien. Der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen sowie flexiblen Verbrauchsoptionen (z. B. Stromspeichern) wird mithilfe eines linearen Optimierungsmodells berechnet, das die variablen Betriebskosten der Erzeugungsanlagen minimiert. Die vom Kraftwerkseinsatz zu befriedigende Strom- und Fernwärmenachfrage wird dem Modell exogen vorgegeben, sowie der Ausbaupfad von Kraftwerksleistung, Batteriespeichern und Elektrolyseuren. Exogen vorgegeben werden außerdem die stündlichen Erzeugungsprofile Erneuerbarer Energien, die auf dem Wetterjahr 2019 basieren. Es erfolgt keine Netzmodellierung, stattdessen wird in ein engpassfreies Stromnetz angenommen. Als exogene Größen gehen Brennstoff- sowie CO_2-Preise, die installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke und der Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger sowie die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten der europäischen Stromhandelspartner ein. Der grenzüberschreitende Stromhandel basiert auf der statischen Methode der Net Transfer Capacity (NTC) anstelle des Flow-Based Market Coupling (FBMC), bei dem der Stromfluss dynamisch optimiert wird.

267 Die in den Verbrauchssektoren (Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft) berechneten Strom- und Fernwärmenachfrage(-profile), sowie die Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels werden im ENUSEM

93 Für eine detaillierte Modelldokumentation siehe UBA (2025n).

Modell gebündelt und an das PowerFlex Modell übergegeben. Zusätzlich fließen Ergebnisse zu Fahrleistungs- und Standortprofilen von Elektrofahrzeugen aus dem TEMPS Modell in das PowerFlex Modell ein. In der Energiewirtschaft spielt außerdem Biomasse eine Rolle zur Stromerzeugung in Biogas- und Biomethananlagen sowie zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Die Menge der dafür zu Verfügung stehenden Brennstoffe Biogas, Biomethan, fester Biomasse und Pflanzenöl ergibt sich aus der Modellierung im Landwirtschaftssektor und wird ebenfalls in das PowerFlex Modell eingespeist. Die im PowerFlex Modell ermittelten Brennstoffeinsätze sowie technologiespezifische Strom- und Fernwärmeerzeugungsmengen werden anschließend an das ENUSEM Modell übermittelt, in dem auf dieser Basis die THG-Emissionen berechnet werden. Im Modellverbund bestehen Inkonsistenzen. So sind die durch das PowerFlex Modell berechneten Großhandelsstrompreise nicht mit dem Stromverbrauch der Verbrauchssektoren gekoppelt. Für diese Sektoren wird ein deutlich höherer Großhandelsstrompreis angenommen, auf dessen Basis der in den Verbrauchssektoren geltende Endverbrauchspreis für Strom berechnet wird. Die Stromnachfrage bildet sich damit auf Basis höherer Preise als das Stromangebot. Eine weitere fehlende Wechselwirkung betrifft die Verbindung zwischen den Aktivitäten im Sektor Energiewirtschaft, der Industrie und dem EU-ETS 1-Preis. Da der EU-ETS 1-Preispfad exogen vorgegeben ist, werden keine Rückwirkungen aus den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie auf den EU-ETS 1-Preis betrachtet.

Darüber hinaus bestehen Inkonsistenzen bezüglich der Szenarien, die für die exogenen Annahmen im Rahmen der Projektionsdaten 2025 herangezogen wurden. So liegen bspw. der angenommene Ausbau von Großbatterien und die Stromnachfrage auf einem Niveau mit dem Szenario A der Übertragungsnetzbetreiber (2025). Der Ausbau von PV-Heimspeichern wird vom Umweltbundesamt jedoch mit der Gegenüberstellung zum Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber (2025) plausibilisiert.

268 Insgesamt ist die Methode durch die übermittelten Unterlagen in Kombination mit Austauschterminen mit dem Konsortium nachvollziehbar. Die Eingangsdaten, Datenflüsse in die Modelle und zwischen den Modellen sowie die Ergebnisdaten sind transparent dargestellt (UBA 2025n).

269 Die Strom- und Fernwärmeerzeugungskapazitäten und Kapazitäten der Technologien, die für einen flexiblen Betrieb bereitstehen (Batteriespeicher, flexible Kraftwerke, Elektrolyseure, etc.), sowie Brennstoffpreise, EU-ETS 1-Preise und schließlich die Strom- und Fernwärmenachfragemengen(-profile) werden exogen in das Modell gegeben. Dies führt zu Restriktionen im Modellrahmen. Beispielsweise haben hohe oder niedrige EU-ETS 1-Preise oder Energiepreise keine Auswirkung auf die Erzeugungskapazitäten im PowerFlex Modell. Eine weitere Modellrestriktion besteht in der Annahme eines engpassfreien Stromnetzes. Dadurch werden Netzengpasssituationen zunächst nicht berücksichtigt, was bedeutet, dass auch keine Abschaltungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Curtailment) modelliert werden. Die Redispatch-Mengen werden allerdings erstmalig exogen angenommen, und die dadurch entstehenden THG-Emissionen nachträglich berechnet.

Einordnung der Annahmen

270 Die Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad erfolgt mittels einer Plausibilisierung wesentlicher Aspekte, die die Projektion beeinflussen. Dazu gehören insbesondere die Annahmen zu modellexogenen und -endogenen Rahmendaten, die angenommene Ausgestaltung der Instrumente und deren Finanzierung sowie einige weitere implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen. Im Folgenden wird die vom Expertenrat getroffene Einordnung dieser Annahmen kurz begründet. Eine detaillierte Darstellung zu einzelnen Aspekten ist der Tabelle A 13 im Anhang zu entnehmen.

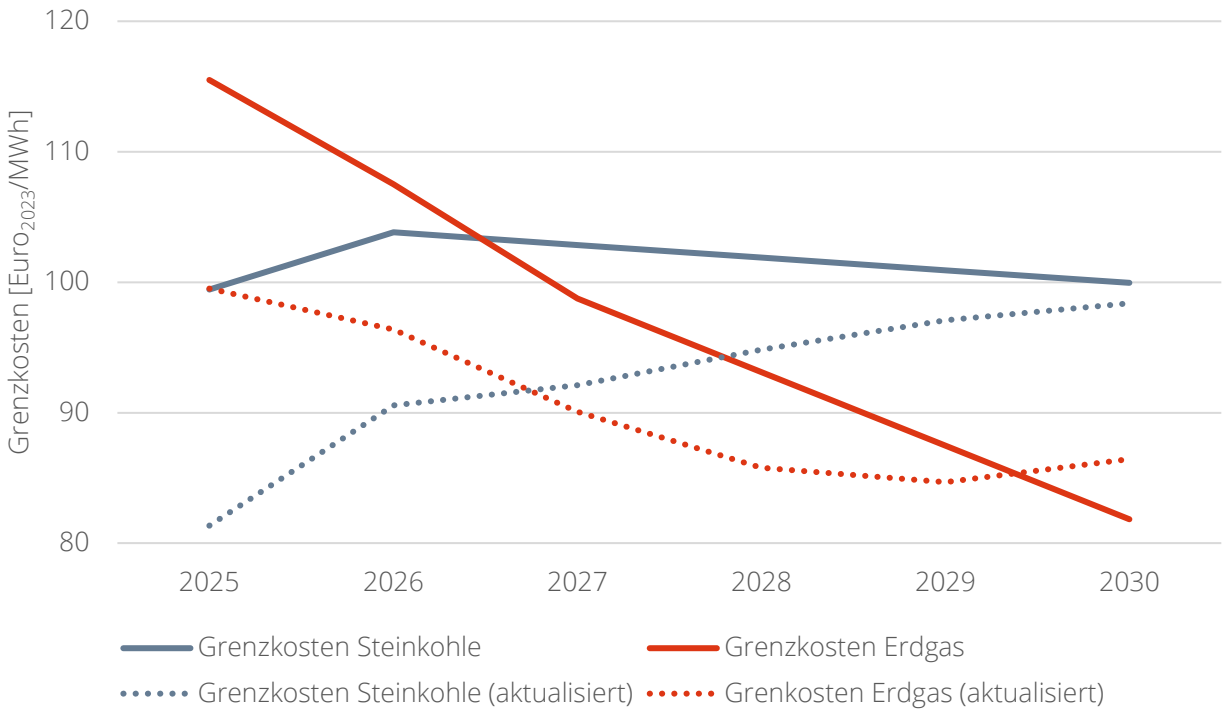
271 Zu den wichtigsten modellexogenen Rahmendaten gehören der EU-ETS 1-Preis, der Gas-Kohle-Spread, die Ausbaupfade der erneuerbaren Energieträger, die Stromnachfrage sowie Annahmen zum Stromhandel mit dem europäischen Ausland.

272 In Kapitel 10.2.2 wird dargestellt, dass der EU-ETS 1-Preis überschätzt sein könnte. Aktuelle Future-Preise für den EU-ETS 1 deuten auf einen Preisverlauf auf einem Niveau zwischen der Sensitivität eines niedrigeren EU-ETS 1-Preis aus den Projektionsdaten 2024 auf der einen, sowie den Projektionsdaten 2025 auf der anderen Seite hin (siehe Barchart (2025c) und UBA (2024f)). Basierend auf diesem niedrigeren EU-ETS 1-Preisniveau im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 ergäben sich für den Sektor Energiewirtschaft Mehremissionen im mittleren zweistelligen Mt-Bereich, die ungefähr 2,5 % der kumulierten Gesamtemissionen des Sektors für den Zeitraum von 2025 bis 2030 ausmachen würden (siehe Abbildung 24 und Tabelle A 13). Bei einem niedrigeren EU-ETS 1-Preis als hier angenommen würde die Stromerzeugung aus emissionsintensiven Erzeugungstechnologien attraktiver werden, da ihre Grenzkosten im Vergleich zu weniger emissionsintensiven Technologien sinken würden. Insgesamt herrscht bei der Einordnung des EU-ETS 1-Preispfads eine hohe Unsicherheit (siehe Kapitel 10.2.2).

273 Eng mit dem EU-ETS 1-Preispfad verknüpft ist der Gas-Kohle-Spread[94], der eine wichtige Rolle für die Höhe der THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft spielt. Der Gas-Kohle-Spread gibt an, wie wettbewerbsfähig Kohlekraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken bei der Stromerzeugung sind. Der Gas-Kohle-Spread könnte in den Projektionsdaten 2025 eher unterschätzt sein. Zum einen dürfte die in Kapitel 10.2.2 festgestellte Überschätzung des EU-ETS 1-Preispfads aufgrund der höheren Emissionsintensität von Steinkohle zu einem überproportionalen Anstieg des Großhandelspreises für Steinkohle gegenüber Erdgas führen. Zum anderen ist die in Kapitel 10.2.2 festgestellte Überschätzung des Großhandelspreises für Steinkohle größer als die für Erdgas. Beide Faktoren würden zu einem größeren Spread und damit zu einem etwas verzögerten Fuel Switch von Kohle zu Gas führen (siehe Abbildung 40). Eine Unterschätzung dieses Spreads würde folglich zu einer Unterschätzung der THG-Emissionen führen. Neben den Auswirkungen auf den Gas-Kohle-Mix hätte dies auch Implikationen für den Stromhandelssaldo und könnte die THG-Emissionen zusätzlich erhöhen (siehe RZ 279). Anzumerken ist hierbei, dass die in den vorliegenden Analysen genutzten Durchschnittswerte der Future-Preise von Steinkohle und Erdgas Schwankungen und damit Unsicherheiten unterliegen.

[94] Der Gas-Kohle-Spread entspricht der Differenz der Grenzkosten für die Stromerzeugung aus Erdgas und Kohle. Dies beinhaltet je Kraftwerkstyp Annahmen bezüglich der Brennstoffpreise, Wirkungsgrade, den Emissionsfaktoren, Kosten für CO_2-Emissionen und sonstigen variablen Kosten.

Abbildung 40: Vergleich der Entwicklung des Gas-Kohle-Spreads basierend auf den Annahmen der Projektionsdaten 2025 mit der Entwicklung des Gas-Kohle-Spreads basierend auf aktualisierten Future-Preisen für Steinkohle, Erdgas und EU-ETS 1 Zertifikaten



Eigene Darstellung basierend auf den Preispfaden der Projektionsdaten 2025 (UBA 2025r) und Annahmen zu elektrischen Wirkungsgraden, Emissionsfaktoren sowie Transport- und sonstigen variablen Kosten von R2b energy consulting GmbH et al. (2019) und BAFA (2021). Die aktualisierten Grenzkosten basieren zudem auf aktuellen Future-Preisen für die Großhandelspreise von Steinkohle (Barchart 2025d) und Erdgas (EEX 2025a), sowie EU-ETS 1-Preisen (Barchart 2025c). Future-Preise für Erdgas haben den Stand 02.05.2025 und wurden als Durchschnitt der vergangenen 45 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet. Future-Preise für Steinkohle haben den Stand 02.05.2025 und wurden als gleitender Durchschnitt der vergangenen 100 Tage seit dem 02.05.2025 berechnet.

274 Die Ausbaupfade der Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger orientieren sich an den im EEG festgelegten Ausbauzielen bis 2030.

Bei Wind an Land und Wind auf See wird allerdings davon ausgegangen, dass die in der Vergangenheit beobachteten Rückstände des Ausbaus bis 2030 nicht aufgeholt werden können. Aufgrund der starken Zunahme an Genehmigungen bei den Kapazitäten für Wind an Land im Jahr 2024 wird allerdings angenommen, dass der zukünftig geplante Zubau erreicht wird (siehe Abbildung A 12). Insgesamt wird im Jahr 2030 eine installierte Leistung für Wind an Land von 104 GW projiziert (siehe Abbildung A 13). In der Literatur gibt es eine hohe Spannweite in den Projektionen der Ausbaupfade und damit eine hohe

Unsicherheit (siehe Übertragungsnetzbetreiber (2025), EWI (2024b)[95] und IEA (2024b)96). Der Ausbaupfad für Wind an Land scheint allerdings eher ambitioniert. Die projizierte installierte Leistung liegt gegenüber den Basisszenarien der Projektionen von EWI (2024b) bis 2029 im Schnitt um 8 GW höher, gegenüber der Projektion der IEA (2024b) um 1,4 GW und gegenüber der Projektion der Fachagentur Wind und Solar (2025) um 1,1 GW für das Jahr 2025. Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene Ausbau im Jahr 2025 scheint auch im Vergleich mit dem bis Ende April 2025 erreichten Zubau laut Fraunhofer ISE (2025a) ambitioniert.

Die Erzeugungskapazität für Wind auf See wird für das Jahr 2030 mit rund 27 GW angenommen (siehe Abbildung A 14). Der Ausbaupfad für Wind auf See liegt innerhalb der in der Literatur angegebenen Bandbreite und wird damit als plausibel bewertet. Der hier angenommene Pfad liegt im Schnitt um 0,5 GW über den Projektionen von EWI (2024b) und um 1,8 GW über denen der IEA (2024b), allerdings um 4,1 GW unter der Projektion des BWE (2025). Der Vergleich mit dem bis Ende April 2025 erreichten Zubau laut (Fraunhofer ISE 2025b) lässt den Ausbaupfad gemäß den Projektionsdaten 2025 für dieses Jahr ambitioniert erscheinen.

Die Erzeugungskapazität der Photovoltaik wird in den Projektionsdaten 2025 im Jahr 2030 mit 215 GW angenommen (siehe Abbildung A 15). Hierbei ist eine leichte Unterschätzung der installierten Leistung gegenüber den Projektionen von EWI (2024b) mit durchschnittlich 1,6 GW und gegenüber der Projektion der IEA (2024b) mit rund 1,9 GW zu beobachten. Somit erscheint der Ausbaupfad bis 2030 leicht unterschätzt. Allerdings ist der geschätzte Ausbau am kurzen Rand für das Jahr 2025 im Vergleich zum erreichten Ausbau bis Ende April 2025 gemäß Fraunhofer ISE (2025a) eher ambitioniert.

Die Ausbaupfade der Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger scheinen insgesamt leicht überschätzt zu sein. Diese leichte Überschätzung würde mit einer Unterschätzung der THG-Emissionen im niedrigen einstelligen Mt-Bereich einhergehen. Zusätzlich könnte auch die fehlende Berücksichtigung des Einspeiseverhaltens von Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen unter Power Purchase Agreements (PPA) zu höheren THG-Emissionen führen als in den Projektionsdaten 2025. Dies ist mit der Erwartung zu begründen, dass durch PPAs vergütete EE-Anlagen nicht in Stunden mit negativen Strompreisen einspeisen würden und diese fehlende Erzeugung zumindest teilweise durch fossile Stromerzeugung ersetzt werden müsste. Dieser Umstand würde zu Mehremissionen im niedrigen einstelligen Mt-Bereich führen (siehe Tabelle A 13).

275 Darüber hinaus besteht Unsicherheit über die Annahme, dass die Kosten des EEG vollständig vom Staat getragen werden. Sollten sich aktuelle Future-Preise für Strom realisieren, würde sich der Finanzierungsbedarf erhöhen (siehe Barchart 2025b). Demnach besteht die Gefahr, dass das EEG-Konto möglicherweise nicht dauerhaft vom Staat ausgeglichen werden kann. In diesem Zusammenhang könnte einerseits eine höhere Belastung der Verbraucher durch steigende Strompreise zu niedrigeren THG-Emissionen führen. Andererseits kann dies zu einem geringeren EEG-finanzierten Ausbau der

[95] Die „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre von 2025 bis 2029“ des EWI ermittelt den Zubau an EE-Kapazitäten ausgehend von dem Stand der installierten Leistung am 01.07.2024. Die Annahmen zum Ausbau basieren hierbei unter anderem auf Analysen historischer Entwicklungen, im EEG festgeschriebenen Ausschreibungsvolumina, Realisierungswahrscheinlichkeiten und Diskussionen mit Marktakteuren und Interessensverbänden.

[96] Der „Renewable Energy Progress Tracker“ (zuletzt aktualisiert am 09.10.2024) enthält neben historischen Ausbauwerten auch Prognosen über den EE-Ausbau bis 2030. Diese basieren im Basisszenario („Main Case“) auf aktuellen politischen Maßnahmen, Gesetzen und Marktbedingungen. Im beschleunigten Szenario („Accelerated Case“) basieren die Prognosen auf der Annahme, dass Änderungen in der Gesetzeslage und im Markt eingeführt werden, die aktuelle Herausforderungen adressieren.

Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern führen, was die THG-Emissionen wiederum erhöhen könnte. Eine eindeutige Richtung für eine Über- oder Unterschätzung des Emissionspfads lässt sich jedoch nicht ableiten; allenfalls erhöht sich dadurch die Unsicherheit des Emissionspfads.

276 Die **Stromnachfrage** ergibt sich aus den Modellierungen in den Verbrauchssektoren. Aufgrund einer fortschreitenden Elektrifizierung der Verbrauchssektoren ist die Stromnachfrage im gesamten Betrachtungszeitraum ansteigend. Die Entwicklung der Bruttostromnachfrage verläuft auf einem niedrigeren Niveau als in den Projektionsdaten 2024 und erreicht im Jahr 2030 rund 650 TWh.[97] Die Einordnung der Stromnachfrage hängt von den Einschätzungen aus den jeweiligen Verbrauchssektoren ab. In der Industrie wird tendenziell von einer leichten, jedoch schwer quantifizierbaren Überschätzung des Strombedarfs ausgegangen (siehe Tabelle A 9). Aus den Einschätzungen im Gebäudesektor scheint die Stromnachfrage plausibel (siehe Tabelle A 10), während die Stromnachfrage im Sektor Verkehr um rund 8–9 TWh überschätzt scheint (siehe Tabelle A 11). Aus der Überschätzung der Nachfrage im Verkehrssektor lassen sich mithilfe des Emissionsfaktors der Stromerzeugung Emissionseinsparungen berechnen, die sich auf ca. 1,7 Mt CO_2-Äq. bis 2030 belaufen.

Einer Einsparung von THG-Emissionen durch eine niedrigere Stromnachfrage steht die Inkonsistenz der Modellierung von Großhandelsstrompreisen in den Projektionsdaten 2025 gegenüber. Die ex-ante Großhandelsstrompreise in den Projektionsdaten 2025 liegen für den Zeitraum von 2025 bis 2030 im Durchschnitt rund 8 $Euro_{2023}$/MWh (ca. 10 %) höher als die ex-post Großhandelsstrompreise. Daher sprächen die zu hoch angesetzten ex-ante Großhandelsstrompreise und entsprechend höheren Endverbraucherpreise für Strom für eine Unterschätzung der Stromnachfrage und eine entsprechende Unterschätzung der THG-Emissionen. Demgegenüber stehen die tendenziell unterschätzten Stromnetzentgelte, die für eine Überschätzung der Stromnachfrage sprächen (siehe Tabelle A 8).

277 Wie in der Modellbeschreibung des PowerFlex Modells beschrieben, werden **Redispatch** und die damit einhergehenden THG-Emissionen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken erstmalig berücksichtigt. Dabei werden die Redispatch-Mengen und die damit verbundenen THG-Emissionen exogen angenommen und nachträglich berechnet. Es wird eine lineare Fortschreibung des Redispatch-Bedarfs auf rund 28,5 TWh im Jahr 2030 basierend auf Szenario B der Langfristanalyse von 50 Hertz Transmission et al. (2023) angenommen. Bis 2030 liegt der projizierte Redispatch-Bedarf ungefähr auf einer Höhe mit den Projektionen von EWI (2024b). Daher kann hier keine eindeutige Über- oder Unterschätzung der THG-Emissionen bis 2030 festgestellt werden.

278 In den Projektionsdaten 2025 wird zwischen zwei Arten von **Batteriespeichern** unterschieden: PV-Heimspeicher und Großbatteriespeicher. Der Ausbau von PV-Heimspeichern wird auf Basis des erwarteten Ausbaus von PV-Dachmodulen fortgeschrieben, sodass sich bis 2030 eine Leistung von 30 GW ergibt, wobei ein Verhältnis aus Speicherkapazität zu Batterieleistung von 1,7 unterstellt wird. PV-Heimspeicher werden in der Modellierung nicht netzdienlich, sondern zur Maximierung des Eigenverbrauchs verwendet und nur mit Strom aus der eigenen PV-Dachanlage geladen.

[97] Der Bruttostromverbrauch umfasst den jährlich von Letztverbrauchern verwendeten Strom sowie Eigenverbrauch von Kraftwerken, Netzverluste sowie Lade- und Wirkungsgradverluste bei Stromspeichern. Im Gegensatz dazu umfasst die Nettostromnachfrage bspw. keine Verluste der Stromspeicher, sondern betrachtet nur den Endverbrauch von Strom. Ein Teil des in den Projektionsdaten verzeichneten Anstiegs der Bruttostromnachfrage ist daher auf den Anstieg von Speicherverlusten von z. B. Batterien zurückzuführen, für deren Ausspeicherung ein Anstieg von 3,7 TWh im Jahr 2025 auf 12,9 TWh im Jahr 2030 angenommen wird.

Großbatteriespeicher werden auf Basis des Ausbaus von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land fortgeschrieben und erreichen dadurch im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 12 GW.[98] Die Speicherkapazität beträgt gemäß den Annahmen das 1,5-fache der Leistung der Großbatterien. Darüber hinaus wird angenommen, dass 25 % der Leistung der Großbatterien für Regelleistung vorgehalten werden.

Die Kopplung des Kapazitätsausbaus von PV-Heimspeichern an den Ausbau der PV-Dachmodule ist nachvollziehbar, da zu erwarten wäre, dass beide Größen in einem ähnlichen Maß über die Zeit ansteigen. Das EEG 2023 definiert ein Ausbauziel von 215 GW installierter PV-Leistung im Jahr 2030 und die Vorgabe, dass der Zubau von PV-Dachmodulen in mindestens demselben Ausmaß stattfinden sollte wie der Zubau von Freiflächen-PV. Hier ergibt sich jedoch eine Diskrepanz zwischen dem Anstieg der installierten Leistung von PV-Heimspeichern in den Projektionsdaten 2025 und den Ausbauzielen von PV-Dachmodulen aus dem EEG 2023. Während letztere zur Erreichung der EEG-Ziele um den Faktor 3,7 ansteigen müssten, wird ein geringerer Speicherausbau mit einem Faktor von 2,5 angenommen. Im Vergleich zu den Zielen des EEG 2023 für PV-Dachmodule scheint der Zubau von PV-Heimspeichern daher unterschätzt (EEG 2023). Vergleicht man jedoch das Wachstum der installierten Speicherkapazität von Heimspeichern der letzten Jahre (Marktstammdatenregister 2025), passen die UBA-Projektionen bis zum Jahr 2030 relativ gut zum ansteigenden Trend des Zubaus der letzten Jahre.

Im Vergleich zur Literatur scheint die Kapazität von Großbatterien eher konservativ geschätzt. Die Projektionsdaten 2025 erreichen im Jahr 2030 eine zur Stromspeicherung verfügbar stehende Leistung von ca. 9 GW. Die Marktsimulationen des Day-Ahead-Markts von Frontier Economics (2023) hingegen erreichen eine Kapazität von 15 GW (exklusive Regelleistung) im Jahr 2030. Im Vergleich zu den Projektionen der Übertragungsnetzbetreiber (2025) scheinen die UBA-Projektionen bis 2030 ungefähr auf einem Niveau mit dem Szenario A zu liegen, das den niedrigsten Ausbau von Großbatterien unterstellt. In der Tendenz liegt der Ausbau der Großbatterien daher innerhalb der Bandbreite der Literatur, allerdings eher am unteren Ende. Ähnlich wie die Annahme des Großbatteriezubaus verläuft auch die angenommene Bruttostromnachfrage bis 2030 auf einem ähnlichen Niveau wie das Szenario A der Übertragungsnetzbetreiber (2025). Für andere Aspekte innerhalb der Energiewirtschaft orientieren sich die Projektionsdaten 2025 allerdings auf das Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber (2025), das ein ambitionierteres Fortschreiten der Elektrifizierung annimmt.

Für die Einordnung der THG-Emissionen lässt sich aufgrund der eher unterschätzten Kapazität von Großbatteriespeichern bis 2030 eher auf eine Überschätzung der THG-Emissionen schließen. Dies ergibt sich aus zwei Gründen. Erstens wäre eine höhere, flexibel einsetzbare Batteriekapazität bis 2030 in der Lage, die flexible Erzeugung aus fossilen Energieträgern teilweise zu substituieren. Zweitens würde eine höhere Kapazität für Regelleistung den Bedarf an anderweitiger, fossiler Regelleistung reduzieren.

279 Eine weitere modellendogene Annahme sind die berechneten grenzüberschreitenden Stromhandelsmengen. Laut den Modellierungsergebnissen ist das Stromhandelssaldo Deutschlands

[98] Die Kopplung des Großbatterieausbaus an den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen stellt eine vereinfachende Annahme im Rahmen der Projektionsdaten 2025 dar. Vielmehr sollte sich der Ausbau der marktdienlichen Kapazität an der Volatilität der Großhandelsstrompreise orientieren, da diese die Gewinnspanne definiert, die von den Batterien erzielt werden kann, wenn Strom günstig ein- und teurer verkauft wird. Der Ausbau der netzdienlichen Kapazität sollte sich in erster Linie an dem Bedarf der Regelleistung in der Zukunft orientieren. Es ist zwar zu erwarten, dass dieser mit dem EE-Ausbau steigt, allerdings wäre der Anteil von EE-Einspeisung eine zu bevorzugende Größe, um den Bedarf an Regelleistung und damit an netzdienlichen Großbatterien zu approximieren.

bis 2030 ausgeglichen (siehe Abbildung A 9). Die Höhe der Handelsmengen hängt stark von den exogenen Annahmen bezüglich der Entwicklungen der Stromnachfrage, Erzeugungskapazitäten und Austauschkapazitäten der europäischen Nachbarländer ab. In den Projektionsdaten 2025 basieren diese Annahmen, wie schon im Vorjahr, auf dem Szenario National Trends des TYNDP-2022 der ENTSO-E und ENTSOG (2022). Gegenüber dem aktualisierten TYNDP-2024 erscheint die ausländische Stromnachfrage, Gaskraftwerks- sowie Übertragungskapazität unterschätzt (siehe ENTSO-E und ENTSOG 2025). Inwiefern sich die Unterschätzung dieser Annahmen auf das Stromaustauschsaldo und somit auf die THG-Emissionen auswirkt kann basierend auf den vorhandenen Informationen nicht abschließend bestimmt werden. Veränderungen im Stromaustauschsaldo können allerdings größere Effekte auf die THG-Emissionen haben (siehe ERK 2024b).

280 Es bestehen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Umsetzungsvoraussetzungen. Implizit wird angenommen, dass ausreichende Finanzmittel zur Verfügung stehen, um notwendige Investitionen, wie den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten sowie der Infrastruktur, zu tätigen. Das Modell geht von einem engpassfreien Stromnetz aus, was die Annahme impliziert, dass der Netzausbau in ausreichendem Maße erfolgt. Laut Bundesrechnungshof (2024) liegt dieser rund 7 Jahre hinter der Planung zurück. THG-Emissionen durch Netzengpassmanagement werden durch die nachträgliche Berechnung des Redispatch-Bedarfs berücksichtigt. Allerdings könnte eine mögliche Überschätzung des Netzausbaus an anderen Stellen zu einer Unterschätzung der THG-Emissionen führen. Dies betrifft insbesondere einen möglichen reduzierten Anschluss von Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger oder die geringere Nutzung von Flexibilitätsoptionen.

Gesamteinordnung der Projektionsdaten 2025 im Sektor Energiewirtschaft

281 Eine zusammenfassende Übersicht über die Einordnung des Emissionspfades des Sektors Energiewirtschaft ist in Tabelle 14 dargestellt. Ein Rückgang der THG-Emissionen um 50 % bis zum Jahr 2030 gegenüber den Emissionsdaten für das Jahr 2024 scheint eher unwahrscheinlich. Dies ergibt sich insbesondere durch den relativ großen, emissionssteigernden Effekt einer Überschätzung des EU-ETS 1-Preis. Basierend auf der Sensitivität der Projektionsdaten 2024 könnten sich hier Mehremissionen im niedrigen bis mittleren zweistelligen Bereich ergeben, die rund 2,5 % der Gesamtemissionen des Sektors in den Jahren 2025 bis 2030 ausmachen. Zu berücksichtigen ist hierbei aber die große Unsicherheit über die Entwicklung des EU-ETS 1-Preispfads. Insgesamt gelangt der Expertenrat zu dem Ergebnis, dass die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionsmengen für den Sektor Energiewirtschaft im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad eher unterschätzt sind.

Tabelle 14: Zusammenfassende Einordnung des Emissionspfades im Sektor Energiewirtschaft

	Einordnung der Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem Mittelwert (50/50 Pfad) und dessen Varianz
Anzeichen für Unterschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Überschätzung des EU-ETS 1-Preispfads. • Tendenziell Überschätzung des Gas-Kohle-Spreads. • Eher ambitionierter Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern (insbesondere für Wind an Land).
Anzeichen für Überschätzung der THG-Emissionen in den Projektionsdaten 2025	• Überschätzung des Anstiegs der Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren (insbesondere Verkehr). • Unterschätzung des Ausbaupfades der Großbatterien.
Feststellung zum 50/50 Pfad	• **Es gibt Hinweise darauf, dass die Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem hypothetischen 50/50-Emissionspfad eher unterschätzt sind. Daher könnten die THG-Emissionen höher ausfallen.**
Annahmen, deren Entwicklung sehr unsicher, aber deren Einfluss auf die THG-Emissionen potenziell hoch ist	• EU-ETS 1-Preispfad. • Ausbaupfade der Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger. • Kosten und Finanzierung des EEG.
Unsicherheit des 50/50-Emissionspfads	• **Die Sensitivität einer höheren Industrieproduktion führt über die erhöhte Stromnachfrage zu kumulierten Mehremissionen von 18 Mt CO_2-Äq. bis 2030.** • **Die Sensitivität niedrigerer Fördergelder hätte erst nach 2030 aufgrund eines verlangsamten Ausbaus emissionsfreier Technologien emissionssteigernde Wirkungen.** • **Aktuelle durchschnittliche EU-ETS 1 Future-Preise sind im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 für die Jahre von 2025 bis 2030 um durchschnittlich rund 9 $Euro_{2023}$/EUA niedriger. Ein niedrigerer EU-ETS 1-Preis dieser Größenordnung könnte eine Erhöhung der Gesamtemissionen der Energiewirtschaft um ca. 2,5 % zur Folge haben.** • **Unsicherheit aufgrund der Emissionsfaktoren: Gemäß der Vorjahresschätzung der Emissionsdaten 2,1 % (95 %-Konfidenzintervall, siehe Tabelle 4).**

Eigene Darstellung.

10.4 Experteneinschätzung und Feststellung zur Zielerreichung

282 Das vorliegende Gutachten des Expertenrats stellt eine unabhängige, wissenschaftliche Überprüfung der Projektionsdaten 2025 dar. Auf der Grundlage der dargestellten Prüfergebnisse hat der Expertenrat eine Einschätzung vorgenommen, ob ein Emissionspfad, der ebenso wahrscheinlich über- wie unterschätzt wird (50/50-Emissionspfad), oberhalb oder unterhalb des projizierten Emissionspfads der Projektionsdaten 2025 liegen würde. Für diese Einschätzung wurden die in diesem Gutachten identifizierten Abweichungen der Projektionsdaten 2025 von einem vermuteten 50/50-Emissionspfad aufgrund des möglichen Einflusses von anzupassenden Rahmenbedingungen, Annahmen und Parametern sektoral und sektorenübergreifend betrachtet und überschlägig gewichtet. Das Ergebnis dieser Einordnung ist in Abbildung 41 dargelegt. Eine eigene quantitative Rechnung, um die gefundene qualitative Einschätzung abzustützen, wurde vom Expertenrat im Rahmen des Gutachtens nicht erstellt (siehe auch Kapitel 9).

283 Die Einschätzung des Expertenrats zum 50/50-Emissionspfad in den einzelnen Sektoren ist mit Unsicherheiten behaftet. Besonders hoch schätzt der Expertenrat die Unsicherheit in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ein. Ein wesentlicher Grund dafür sind erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Entwicklung relevanter Rahmendaten. Hierunter fällt beispielsweise die Preisentwicklung im EU-ETS 1 und EU-ETS 2 oder die zukünftige Entwicklung der Produktionsmengen in der Industrie. Die Sensitivitätsanalysen (siehe Kapitel 10.1.2) zeigen, dass Variationen dieser Rahmendaten auch zu deutlich höheren oder niedrigeren THG-Emissionen führen können. Insbesondere eine ungünstige Kombination an abweichenden Entwicklungen könnte zu höheren THG-Emissionen führen, und zwar in einer Größenordnung, die den in den Projektionsdaten ausgewiesenen Puffer von 81 Mt CO_2-Äq. deutlich überschreitet. Darüber hinaus unterliegen auch zahlreiche weitere Annahmen und Modell-Inputs Unsicherheiten, die allerdings im Rahmen dieses Gutachtens nicht quantifiziert werden können. Eine Ausnahme bilden die Emissionsfaktoren, zu deren möglicher Schwankungsbreite die Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamts bei der Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2024 einen Anhaltspunkt liefern (siehe Tabelle 4) und die ebenfalls in einer relevanten Größenordnung liegen. Auch die Dekomposition der sektorenübergreifenden historischen und projizierten THG-Emissionen (siehe Kapitel 10.1.3) gibt Hinweise auf mögliche Unschärfen in den Projektionsdaten.

284 Insgesamt gelangt der Expertenrat zum Ergebnis, dass der 50/50-Emissionspfad die in den Projektionsdaten 2025 angegebenen Emissionsmengen für die Jahre von 2021 bis 2030 leicht überschreiten würde. Das Maß der vom Expertenrat vermuteten Überschreitung liegt nach seiner Einschätzung etwa in der Größenordnung des in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Puffers. Die mit dieser Einschätzung verbundene Unsicherheit erlaubt dem Expertenrat keine eindeutige Festlegung, ob der 50/50-Emissionspfad oberhalb oder unterhalb der Zielvorgabe des Bundes-Klimaschutzgesetzes für die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen aus Anlage 2 KSG für die Jahre von 2021 bis 2030 liegt. Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG hat der Expertenrat den Auftrag, „für alle Sektoren aggregiert [festzustellen], inwieweit die Summe der THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 in den Jahren von 2021 bis einschließlich 2030 über- oder unterschreitet.“ Vor dem Hintergrund der Unsicherheit **stellt der Expertenrat im Sinne seines Auftrags fest, dass die Summe der THG-Emissionen gemäß der durch den Expertenrat erfolgten Prüfung und Bewertung der Projektionsdaten 2025 die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren von 2021 bis einschließlich 2030 weder über- noch unterschreitet. Das bedeutet, dass der Expertenrat keine Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen für diese Jahre im Sinne von § 8 Abs. 1 KSG feststellt.**

285 Gemäß dieser Feststellung kommt der Auslösemechanismus gemäß § 8 Abs. 1 Satz 1 KSG nicht zur Anwendung. Die Bundesregierung ist mithin nicht gemäß § 8 Abs. 2 KSG verpflichtet, bis zum Ende des Jahres 2025 zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen zu beschließen. Aufgrund der hohen Unsicherheit hinsichtlich der Feststellung empfiehlt der Expertenrat allerdings, dass dennoch zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen ergriffen werden. Dies könnte im Rahmen des Klimaschutzprogramms geschehen, denn ungeachtet dessen muss die neue Bundesregierung gemäß § 9 Abs. 1 KSG spätestens zwölf Kalendermonate nach Beginn der Legislaturperiode, also bis Ende März 2026 ein Klimaschutzprogramm beschließen (siehe Kapitel 13).

286 **Weiterhin stellt der Expertenrat fest, dass das übergeordnete Ziel aus § 3 Abs. 1, nämlich die Minderung der jährlichen THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 % im Vergleich zum Jahr 1990, auf Basis der erfolgten Prüfung und Bewertung weder vom 50/50-Emissionspfad noch von den Projektionsdaten 2025 eingehalten würde.**

287 In Bezug auf die einzelnen Sektoren und deren Entwicklung im Vergleich zu den Jahresemissionsmengen stellt der Expertenrat fest, dass laut den Projektionsdaten 2025 die Sektoren Gebäude und Verkehr die Summe der Jahresemissionsmengen nach Anlage 2a in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren von 2021 bis einschließlich 2030 überschreiten. Unter Anwendung eines 50/50-Emissionspfads sieht der Expertenrat in seiner Prüfung und Bewertung beim Gebäudesektor Anzeichen für eine noch deutlichere Überschreitung als in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesen. Die anderen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges) würden die Jahresemissionsmengen nach Anlage 2a in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030 unterschreiten, wobei der Expertenrat beim Sektor Energiewirtschaft die in den Projektionsdaten 2025 ausgewiesenen Emissionen für eher unterschätzt und beim Sektor Industrie in der Tendenz ebenfalls für eher unterschätzt hält.

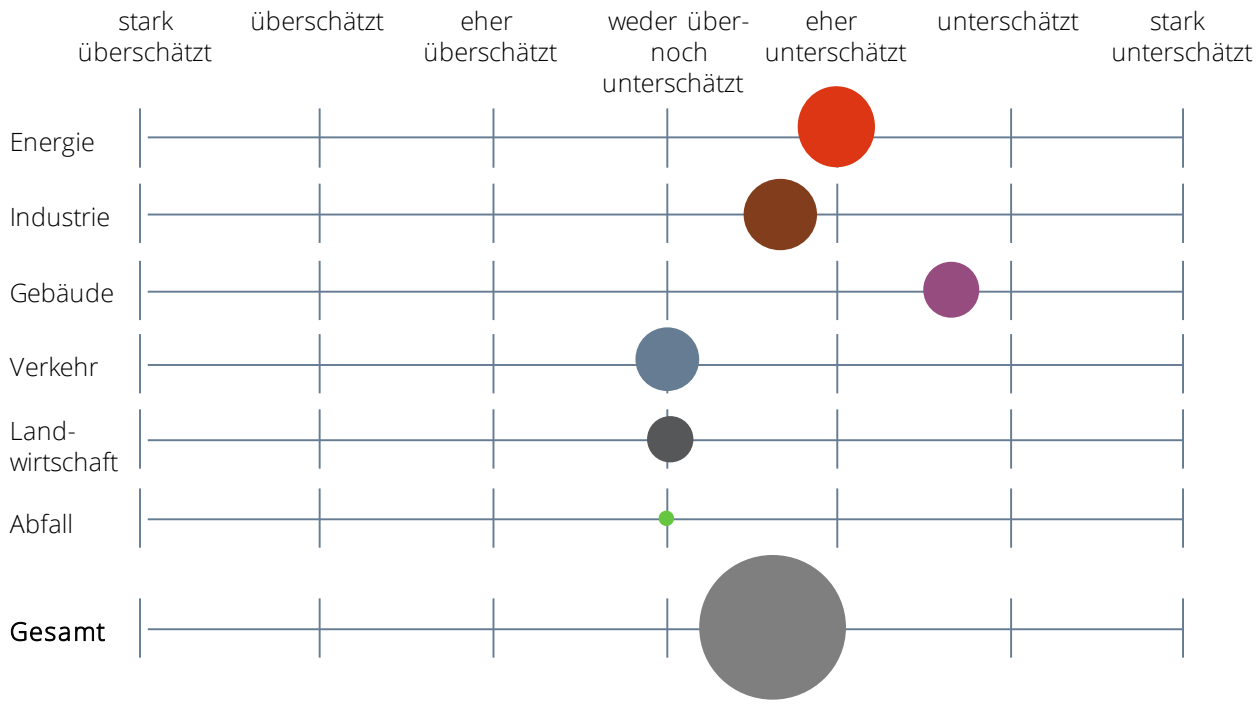
288 Zudem stellt der Expertenrat fest, dass gemäß den Emissions- und Projektionsdaten 2025 die Summe der Emissionsanteile der Sektoren, die der Europäischen Lastenteilung unterliegen, die für die Jahre von 2021 bis 2030 in der Europäischen Lastenteilung für Deutschland festgelegten Zuweisungen in Summe überschreitet. Unter dem vom Expertenrat unterstellten 50/50-Emissionspfad würde die entsprechende Verfehlung vermutlich noch höher ausfallen.

289 Die hier getroffene Feststellung einer ebenso wahrscheinlichen wie unwahrscheinlichen ungefähren Punktlandung beim Zielbudget, verbunden mit der Feststellung substanzieller Unsicherheiten sowie einer deutlichen Verfehlung der Zielvorgabe für das Jahr 2030, unterstreicht die vom Expertenrat bereits früher formulierte Forderung (siehe ERK 2024a) einer Präzisierung und Verschärfung des Auslösemechanismus für die Sektoren ohne LULUCF. Zudem zeigt die projizierte Nicht-Erreichung des übergeordneten Ziels von 65 % Minderung im Jahr 2030, dass der Puffer des Emissionsbudgets bis Ende des Jahrzehnts aufgebraucht und eine frühzeitige Nachsteuerung notwendig ist, um das langfristige Ziel der THG-Neutralität nicht zu gefährden. Darüber hinaus schlägt der Expertenrat im weiteren Verlauf dieses Gutachtens weitere Anpassungen am Auslösemechanismus vor (siehe Kapitel 12.4).

290 In der Einschätzung des Expertenrats fällt die Abweichung der Projektionsdaten gegenüber einem 50/50-Emissionspfad in den einzelnen Sektoren und in Summe über alle Sektoren (ohne LULUCF) geringer aus als im letzten Jahr (siehe Abbildung 41 und ERK (2024a)). Der Expertenrat begrüßt, dass bei der Erstellung der Projektionsdaten 2025 einige Anregungen aus dem letzten Jahr zum methodischen Vorgehen und zu getroffenen Annahmen adressiert wurden. Darüber hinaus wurden auch die vom Expertenrat in (Kapitel 5 ERK 2024a) genannten Anforderungen an den Prozess zur Erstellung der Projektionsdaten teilweise aufgegriffen und umgesetzt.[99]

[99] Darunter fällt beispielsweise die Transparenz, die durch eine umfangreiche Modelldokumentation deutlich erhöht wurde oder die Endogenisierung von ökonomischen Rahmendaten. Zudem wurde in diesem Jahr für die Sektoren Gebäude und Verkehr eine Zweitmodellierung als methodische Sensitivität zur Verfügung gestellt. Andere Anforderungen, wie beispielsweise die Behandlung von Unsicherheit, wurden nicht adressiert. Dies ist laut Umweltbundesamt auf das begrenzte zeitliche und finanzielle Budget bei der Erstellung der Projektionsdaten zurückzuführen. Auch bei der Modellierung wären weiterhin Verbesserungen wünschenswert, beispielsweise zur endogenen Berücksichtigung von Netzengpässen in der Stromnetzmodellierung und zur endogenen Modellierung der Preisentwicklungen im EU-ETS 1 und EU-ETS 2 (siehe Kapitel 10.2.1 und Kapitel 11.1).

Abbildung 41: Ergebnis der Einschätzung des Expertenrats des THG-Emissionspfads der Projektionsdaten 2025 gegenüber einem 50/50-Emissionspfad auf einer Likert-Skala



Eigene Darstellung. Bewertung des Emissionspfads gemäß den Projektionsdaten 2025 im Vergleich zu einem 50/50-Emissionspfad in Summe über die Jahre von 2025 bis 2030. Die Größe der Kreisflächen orientiert sich an den Anteilen der Sektoren an der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen der Jahre von 2021 bis 2030.

10.5 Einordnung der Feststellung unter Berücksichtigung der Vereinbarungen im Koalitionsvertrag

291 Der Koalitionsvertrag der am 6.5.2025 ins Amt getretenen neuen Bundesregierung wurde am 5.5.2025 durch die Koalitionspartner unterschrieben. Dieser Koalitionsvertrag ist eine Absichtserklärung mit möglicherweise erheblicher Relevanz für den zukünftigen Klimaschutz in Deutschland. Allerdings sind die Maßnahmen zur rechtlichen Umsetzung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Vorhaben dort noch nicht konkret ausgestaltet. Auch die konkrete Nutzung der durch die Änderung des Grundgesetzes erweiterten Verschuldungsmöglichkeiten des Haushaltsgesetzgebers (siehe Art. 110.1 Grundgesetz und 143 h.1.1 Grundgesetz) ist noch nicht näher spezifiziert worden. Zudem stehen alle Vorhaben der zukünftigen Regierung unter einem allgemeinem Finanzierungsvorbehalt (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 1627).

292 Vor diesem Hintergrund hat der Expertenrat die Feststellung zur Zielerreichung gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 KSG (siehe Kapitel 10.4) ohne Bezugnahme auf die Vereinbarungen des Koalitionsvertrags getroffen. Nachfolgend erörtert der Expertenrat wichtige klimaschutzrelevante Elemente des Koalitionsvertrags in Verbindung mit den erweiterten Verschuldungsmöglichkeiten. Dabei bewertet der Expertenrat nicht die Sinnhaftigkeit der jeweiligen Maßnahmen oder Vorhaben, sondern ordnet diese mit Blick auf die mögliche Emissionswirkung ein. Auch auf die Wechselwirkung mit anderen

Politikfeldern, wie der Wirtschafts-, Finanz- oder Sozialpolitik wird an dieser Stelle nicht eingegangen (ERK 2025, Kapitel 5).

293 Der Koalitionsvertrag strebt als wichtiges Ziel eine **„wachsende Volkswirtschaft"** an (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 34). Aus diesem Ziel werden eine Vielzahl von Maßnahmen abgeleitet, unter anderem steuerliche Begünstigungen von Investitionen, eine schuldenfinanzierte Erhöhung der Ausgaben für Verkehrsinfrastruktur oder staatliche Unterstützungsmaßnahmen zur Senkung des Strompreises. Sollten derartige Maßnahmen tatsächlich umgesetzt werden und den gewünschten Effekt auf das BIP haben, wären die vom Expertenrat vorgebrachten Vorbehalte gegen die als optimistisch eingeschätzten BIP-Annahmen in den Projektionsdaten zumindest teilweise obsolet. Diese Vorbehalte haben die Expertenschätzung zur Feststellung (siehe Kapitel 10.4) maßgeblich, und zwar im Sinne einer Dämpfung des Emissionsgeschehens, beeinflusst. Fielen die Vorbehalte weg oder geringer aus, würde der Expertenrat seine Einschätzung des 50/50-Pfads nach oben korrigieren müssen, vermittelt über erhöhte Aktivitäten v. a. in den Bereichen Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft. Auch die allgemeine Belebung des Wohnungsbaus (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 706) würde die Emissionen bei Gebäude und Industrie gegenüber den Projektionsdaten 2025 erhöhen, sofern es sich um zusätzliche Neubauprojekte handeln würde.

294 Neben der allgemeinen Wirkung auf die mögliche Stärkung des Wirtschaftsgeschehens kann die zusätzlich eingerichtete **Verschuldungskapazität** auch weitere klimaschutzpolitische Relevanz im Vergleich zu den in den Projektionsdaten 2025 im Mit-Maßnahmen-Szenario berücksichtigten Maßnahmen entfalten. Dies betrifft vor allem die Bereiche Verkehrsinfrastruktur (Sondervermögen Infrastruktur) und Finanzierung von Förderprogrammen inkl. möglicher Zuschüsse zur Senkung von Energiepreisen in allen Sektoren, u. a. über den KTF. Je nach Ausgestaltung des Infrastrukturausbaus (Straße vs. Schiene) könnten die projizierten Emissionen in einem Mit-Maßnahmen-Szenario für den Verkehrssektor höher oder niedriger ausfallen als in den Projektionsdaten 2025. Durch eine Erhöhung der Fördermittel für die energetische Transformation der Verbrauchssektoren (v. a. Klimaschutzverträge, BEG, Förderung BEV) könnte sich die Elektrifizierung im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario 2025 beschleunigen und damit zu einer Minderung gegenüber den projizierten Emissionen führen.[100] Darüber hinaus kann die erweiterte Schuldenkapazität der Länder unterstützend wirken, vor allem in der Verkehrs- und Wärmeinfrastruktur.

295 Wie alle anderen Maßnahmen auch stehen Maßnahmen, die durch die Aufnahme neuer Schulden hinterlegt werden sollen, im Koalitionsvertrag unter einem allgemeinen Finanzierungsvorbehalt. Schuldenaufnahme, die nicht zu einer Erhöhung der volkswirtschaftlichen Produktivität (und damit mittelbar der Steuereinnahmen) führt, erweitert die Ausgabemöglichkeiten nur kurzfristig und verengt diese in der Zukunft durch Zins und Tilgung. Weitere Einschränkungen der Ausweitung von staatlichen Ausgaben trotz Lockerung der nationalen Schuldenbremse ergeben sich aus den EU-Fiskalregeln, siehe bspw. Steinbach und Zettelmeyer (2025). Der Expertenrat hatte in seinem Zweijahresgutachten (ERK 2025) auf die **volkswirtschaftliche Herausforderung der Finanzierung des Transformationsprozesses** hingewiesen und sieht die Gefahr, dass sich die Zwänge der übergreifenden, mehrjährigen Haushaltsplanung dämpfend auf rein klimaschutzpolitisch motivierte Investitionen auswirken könnten. Allerdings sieht der Expertenrat auch die Chance, klimaschutzpolitische Maßnahmen mit dem

[100] „Fiskalische Maßnahmen auf nationaler Ebene zur Förderung des Aufbaus eines neuen, nicht-fossilen Kapitalstocks weisen verschiedene Defizite auf. Hierzu zählen eine teilweise geringe Fördereffizienz, die hohe Abhängigkeit der Maßnahmen von öffentlichen Haushaltsmitteln bzw. dem KTF, ihre nicht durchgängig auf die beste Klimaschutzwirkung abzielende Ausgestaltung, sowie ihre teilweise regressive Verteilungswirkung." (ERK 2025)

Sondervermögen anzustoßen, die auch eine wirtschaftspolitische Weichenstellung zur Stärkung der deutschen Wirtschaft auslösen könnten, beispielsweise durch die Entwicklung von neuen Technologien zur Erreichung der THG-Neutralität.

296 Als Maßnahme mit potenziell sektorenübergreifenden Auswirkungen ist auch die angekündigte Strompreissenkung zu sehen. Schon in der letzten Legislaturperiode wurden die im europaweiten Vergleich hohen Strompreise in Deutschland als strukturelles Hemmnis für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und die Transformation mittels Elektrifizierung in der Industrie sowie im Gebäude- und Verkehrssektor identifiziert. Mit der zeitlich befristeten Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes und der Umfinanzierung der EEG-Umlage wurden erste Schritte in Richtung einer Verringerung der Strompreise gemacht. Im Koalitionsvertrag ist nun eine dauerhafte Entlastung für Unternehmen und private Haushalte um mindestens 5 ct/kWh vorgesehen. Diese soll durch ein Maßnahmenpaket erreicht werden, das unter anderem die Senkung der Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen auf das europäische Mindestmaß sowie eine Reduzierung von Umlagen und Netzentgelten beinhaltet. Eine solche dauerhafte Strompreissenkung dürfte – zumindest mittel- und langfristig – sowohl in der Industrie als auch in den Sektoren Gebäude und Verkehr gegenüber den Projektionsdaten 2025 einerseits emissionssenkend wirken, da sie die Wirtschaftlichkeit von strombasierten Technologien gegenüber fossilen erhöht.[101] Dabei müsste allerdings gegeben sein, dass die Investoren hohes Vertrauen in die Dauerhaftigkeit der Strompreissubvention haben, was eine zumindest zweifelhafte Annahme darstellt. Andererseits kann ein niedrigerer Strompreis auch zu höheren Aktivitäten führen, sowohl in der Industrie als auch bei Gebäuden. Dieser Effekt ist bei der Einschätzung der Maßnahmenwirkung zu berücksichtigen und könnte insbesondere in der kurzen Frist überwiegen. Insofern kann die summarische Wirkung auf die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf der vorhandenen Datenlage nicht abschließend bewertet werden. Inwieweit zumindest in längerer Frist der emissionsmindernde Effekt des Umbaus des Kapitalstocks in Richtung einer stärkeren Elektrifizierung überwiegt, ist aus heutiger Sicht auch schwierig einzuschätzen.

297 Laut Koalitionsvertrag (CDU&CSU und SPD 2025, Kapitel 1.3) soll das GEG nicht in seiner jetzigen Form bestehen bleiben, wobei die zukünftige Ausgestaltung jedoch nicht konkretisiert, sondern lediglich die Abschaffung des Heizungsgesetzes genannt wird. Ein „Heizungsgesetz" gibt es allerdings nicht, der Begriff wurde aber während der Novellierung des GEG in den Medien genutzt. Insofern ist es naheliegend, dass die Gesetzesänderung aus dem Jahr 2023 und damit vor allem § 71 GEG mit der 65-%-Regel für erneuerbare Energieträger gemeint ist, die möglicherweise abgeschwächt werden soll. Es könnte auch eine offenere Ausgestaltung der Regel gemeint sein. Darauf deutet der Satz hin: „Das neue GEG machen wir technologieoffener, flexibler und einfacher". Gleichzeitig soll die Heizungsförderung bestehen bleiben und die Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung verbessert werden. Die Wirkung der angekündigten GEG-Novellierung auf die Entwicklung der THG-Emissionen kann ohne Kenntnis der konkreten Ausgestaltung nicht abschließend bewertet werden. Es ist sowohl möglich, dass durch eine verbesserte Ausgestaltung in Verbindung mit der Sicherstellung der Förderung das Vertrauen der Gebäudebesitzer in die Rahmenbedingungen gestärkt und ein gegenüber den Projektionsdaten 2025 emissionsmindernder Effekt eintritt. Andererseits kann eine erneute Debatte um die künftige Ausgestaltung des GEG zu Unsicherheit bei potenziellen Investoren und Kaufzurückhaltung beim Einbau nicht-fossiler Heizungen führen (IKND 2025). Da das GEG inklusive der

[101] Für die Industrie zeigt dies auch die Sensitivität „S5. Niedriger Industriestrompreis" in den Projektionsdaten 2025. Ein im Vergleich zum MMS um 20 % reduzierter Wert würde bis 2030 zu etwa 13 Mt CO_2-Äq. weniger Emissionen führen (UBA 2025p).

65-%-Regel laut Projektionsdaten 2025, neben dem BEG und der kommunalen Wärmeplanung, eine der wichtigsten und potenziell wirksamsten Maßnahmen im Gebäudesektor darstellt, erscheint es wichtig, dass die Regierung schnell Klarheit bezüglich der GEG-Änderungen schafft.

298 Ebenfalls eine gegenüber den Projektionsdaten 2025 potenziell emissionssteigernde Wirkung könnten Ankündigungen im Koalitionsvertrag bezüglich der Umsetzung **zentraler EU-Richtlinien** haben, die insbesondere den Gebäude- und Industriesektor betreffen. Denn während sich die Koalitionspartner zum Festhalten am Emissionshandel als zentralen Baustein im Instrumentenmix bekennen, sollen bei der Europäischen Gebäuderichtlinie (Europäische Kommission 2024c), im Folgenden EPBD, die Spielräume bei der Umsetzung ausgeschöpft und eine Verlängerung der Umsetzungsfristen angestrebt werden. Dies betrifft auch die nationale Umsetzung der Vorgaben der EPBD im Rahmen des GEG, die noch aussteht und die nach bisheriger Regelung bis Mitte 2026 fällig wäre. Das neue, am 18. November 2023 in Kraft getretene Energieeffizienzgesetz (EnEfG), mit dem auch Regelungen der 2023 novellierten Energieeffizienzrichtlinie (Europäische Kommission 2023c), im Folgenden EED, umgesetzt wurden, soll laut Koalitionsvertrag „novelliert und vereinfacht und auf EU-Recht zurückgeführt" werden. Eine solche begleitende Instrumentierung des EU-ETS 2 ist wichtig, um spezifische Hemmnisse z. B. im Bereich der Infrastruktur oder zur Vermeidung von Lock-in-Effekten zu adressieren. Eine schwächere Ausgestaltung oder verzögerte Umsetzung könnte diese flankierenden Effekte abschwächen. Unter Wechselwirkung mit dem EU-ETS 2 könnten sich im Ergebnis die in den Projektionsdaten 2025 ermittelten Strom- und Brennstoffeinsparungen reduzieren und damit tendenziell zu höheren Emissionen als dort berechnet führen.

299 Der Koalitionsvertrag stellt **Kaufanreize für Elektromobilität** in Aussicht. Die zusätzliche THG-Minderungswirkung ist dabei maßgeblich von der jeweiligen Ausgestaltung abhängig. Hierfür ist insbesondere relevant, inwiefern fossile Pkw und deren Fahrleistung durch neue BEV ersetzt werden. Auch könnten Kaufanreize dazu führen, dass verstärkt große und schwere BEV gefördert bzw. gekauft werden, die einen höheren, in der Energiewirtschaft bilanzierten, Stromverbrauch aufweisen und auch mit weiteren negativen Externalitäten verbunden sind (siehe auch ERK 2025). Dies wäre bspw. im Falle einer Anhebung des maximalen Bruttolistenpreises bei der steuerlichen Begünstigung von elektrischen Dienstwagen[102] sowie einer möglichen Förderung von Plug-in Hybriden (PHEV) gegeben. Eine Erhöhung der **Pendlerpauschale** würde Anreize zum Fernpendeln verstärken und somit zusätzlichen Verkehr induzieren (UBA 2021b). Unabhängig von der Antriebsart würde die Verkehrsnachfrage im motorisierten Individualverkehr und somit der Energieverbrauch im Personenstraßenverkehr erhöht werden. Eine Fortsetzung des **Deutschlandtickets** über 2025 hinaus würde die Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und eine Verlagerung von Straße auf Schiene (Modal Shift) begünstigen, was im Vergleich zu einem wie in den Projektionsdaten 2025 hinterlegten Auslaufen des Tickets emissionsmindernd wirken würde (Koch et al. 2025).[103] Die angekündigte Beibehaltung der aktuellen Ticketpreise dürfte sich zudem positiv auf die Nachfrage nach dem Deutschlandticket auswirken. Die

[102] Dies ist jedoch auch bei der derzeitigen Ausgestaltung der Dienstwagenbesteuerung für fossile Pkw der Fall, die keine Differenzierung nach Preisklassen bzw. Effizienz vorsieht. Darüber hinaus existiert keine Preisobergrenze für Plug-In Hybride (BEV aktuell 70.000 Euro, bis Ende 2023 60.000 Euro), was ein erklärender Faktor für den hohen Absatz an Hybriden sein könnte. Teure BEV, die derzeit oberhalb der Preisobergrenzen liegen, haben daher denselben steuerlichen Vorteil wie PHEV. Dadurch wird es aufgrund von Nutzerpräferenzen, wie bspw. Komfortaspekten sowie häufig gewährten Tankvorteilen durch die Unternehmen, wahrscheinlicher, dass PHEV als Dienstwagen gewählt werden. Somit mindern fehlende Preisobergrenzen für PHEV die Wirkung der gewährten Förderung.

[103] In den Projektionsdaten 2025 ist eine emissionsmindernde Wirkung des Deutschlandtickets nur bis zum Jahr 2025 hinterlegt.

Projektionsdaten 2025 zeigen, insbesondere durch die methodische Sensitivität als Zweitmodellierung, dass die Zunahme des Radverkehrs und die Förderung des Ausbaus der Radinfrastruktur zu einer bedeutsamen Emissionsminderung führen würden. So könnten THG-Emissionen bis 2030 kumuliert in Höhe von 15,6 Mt CO_2-Äq. eingespart werden, wenn die Pro-Kopf-Investitionen gemäß dem Zielwert des Nationalen Radverkehrsplans von 11 auf 30 Euro und der Bundeszuschuss für den ÖPNV um 1 Mio. Euro steigen würden (siehe auch Kapitel 10.1.2). Aktuell kommt der Förderung des Rad- und Fußverkehrs im Koalitionsvertrag eine untergeordnete und wenig konkrete Rolle zu. Die im Koalitionsvertrag angekündigte Reduktion der luftverkehrsspezifischen Steuern, Gebühren und Abgaben und die Rücknahme der Erhöhung der Luftverkehrsteuer würden für Deutschland kurzfristig emissionssteigernd im Vergleich zu den Projektionsdaten wirken.[104]

300 Zusammenfassend kündigt der Koalitionsvertrag eine Vielzahl von klimaschutzpolitisch relevanten Maßnahmen an. Teilweise würde die Umsetzung dieser Maßnahmen die projizierten Emissionen gegenüber den Projektionsdaten 2025 senken, teilweise erhöhen, wobei die Maßnahmen komplexen Wechselwirkungen unterliegen. Diese Ambivalenz gilt auch für jene Maßnahmen, die sich unmittelbar auf die Nutzung der durch die Grundgesetzänderung erhöhten Verschuldungsspielräume (Sondervermögen) beziehen. In vielen Fällen ist die Wirkung der möglichen Veränderung auf die Emissionsentwicklung aufgrund der noch unklaren Ausgestaltung der jeweiligen Maßnahme noch nicht abschätzbar (beispielsweise bei der geplanten Änderung des GEG) oder die Richtung der Wirkung nicht eindeutig abzusehen (beispielsweise bei den geplanten Strompreissenkungen). Zu den im Vergleich zu den Projektionsdaten 2025 emissionsreduzierenden Faktoren gehören insbesondere die Beibehaltung der Heizungsförderung sowie die neue Förderung für Elektromobilität und die Beibehaltung des Deutschlandtickets. Demgegenüber wirken Maßnahmen zur Erhöhung der Wirtschaftsleistung, die angekündigten Abschwächungen des EnEfG und der Umsetzung der europäischen Richtlinien (EPBD, EED) sowie einige Maßnahmen im Verkehr (Erhöhung der Pendlerpauschale, Rücknahme der Erhöhung der Luftverkehrsteuer, Dienstwagenbesteuerung) potenziell emissionssteigernd im Vergleich zu den Projektionsdaten. Die mit dem Sondervermögen geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der Infrastruktur können sowohl der Transformation zur Klimaneutralität einen Schub geben als auch die Gefahr einer gegenüber den Projektionsdaten 2025 emissionssteigernden Wirkung bergen, wenn dadurch gegenüber dem ansonsten erreichten Pfad die fossile Verkehrsleistung erhöht und die Elektrifizierung im Gebäudesektor vermindert werden würde. In der Summe geht der Expertenrat davon aus, dass von den Ankündigungen im Koalitionsvertrag je nach Ausgestaltung kein signifikanter bis leicht emissionssteigernd wirkender Effekt im Vergleich zu der hier getroffenen Feststellung zu den Projektionsdaten 2025 ausgeht. Weiterhin ist festzustellen, dass vom Koalitionsvertrag kein nennenswerter positiver Impuls für die Zielerreichung im Jahr 2030 ausgeht. Wie dies für die Zielerreichung über 2030 hinaus und für das Erreichen der ESR-Ziele einzuschätzen ist, wird in Kapitel 11 behandelt.

[104] Die zusätzlich emittierten THG-Emissionen werden durch den EU-ETS 1 erfasst, weshalb diese Maßnahmen auf gesamteuropäischer Ebene bei Einhaltung der Emissionsobergrenze sowie der Berücksichtigung von Nicht-CO_2-Effekten des Luftverkehrs keine Mehremissionen verursachen sollten. Jedoch könnten die Emissionen zeitlich nach vorne sowie von europäischem Ausland nach Deutschland verlagert werden.

Abschnitt B, Teil II: Weiterführende Betrachtungen

11 Einhaltung weiterer Klimaschutzziele gemäß Projektionsdaten 2025

301 Der Zweck des Bundes-Klimaschutzgesetzes ist es nach § 1 KSG, „zum Schutz vor Auswirkungen des weltweiten Klimawandels die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten“. Dabei bestimmen das Bundes-Klimaschutzgesetz sowie die Europäische Lastenteilung die folgenden Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen.

302 § 3 Abs. 1 KSG definiert als Nationale Klimaschutzziele eine Reduktion der THG-Emissionen **bis 2030 um minus 65 %** und **bis 2040 um minus 88 %** gegenüber dem Jahr 1990 (ohne LULUCF). Zudem werden im Bundes-Klimaschutzgesetz sektorenübergreifende Jahresemissionsgesamtmengen für die Jahre 2020 bis 2030 (Anlage 2 KSG) und die Jahre 2031 bis 2040 (Anlage 3 KSG) festgelegt. Die Einhaltung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen ist maßgeblich für die Maßnahmen, die in einem Klimaschutzprogramm nach § 9 festgelegt werden und für die Auslösung eines Maßnahmenprogramms nach § 8 Abs. 1 KSG bei Feststellung einer zweimaligen Zielverfehlung nach § 12 Abs. 1 KSG.

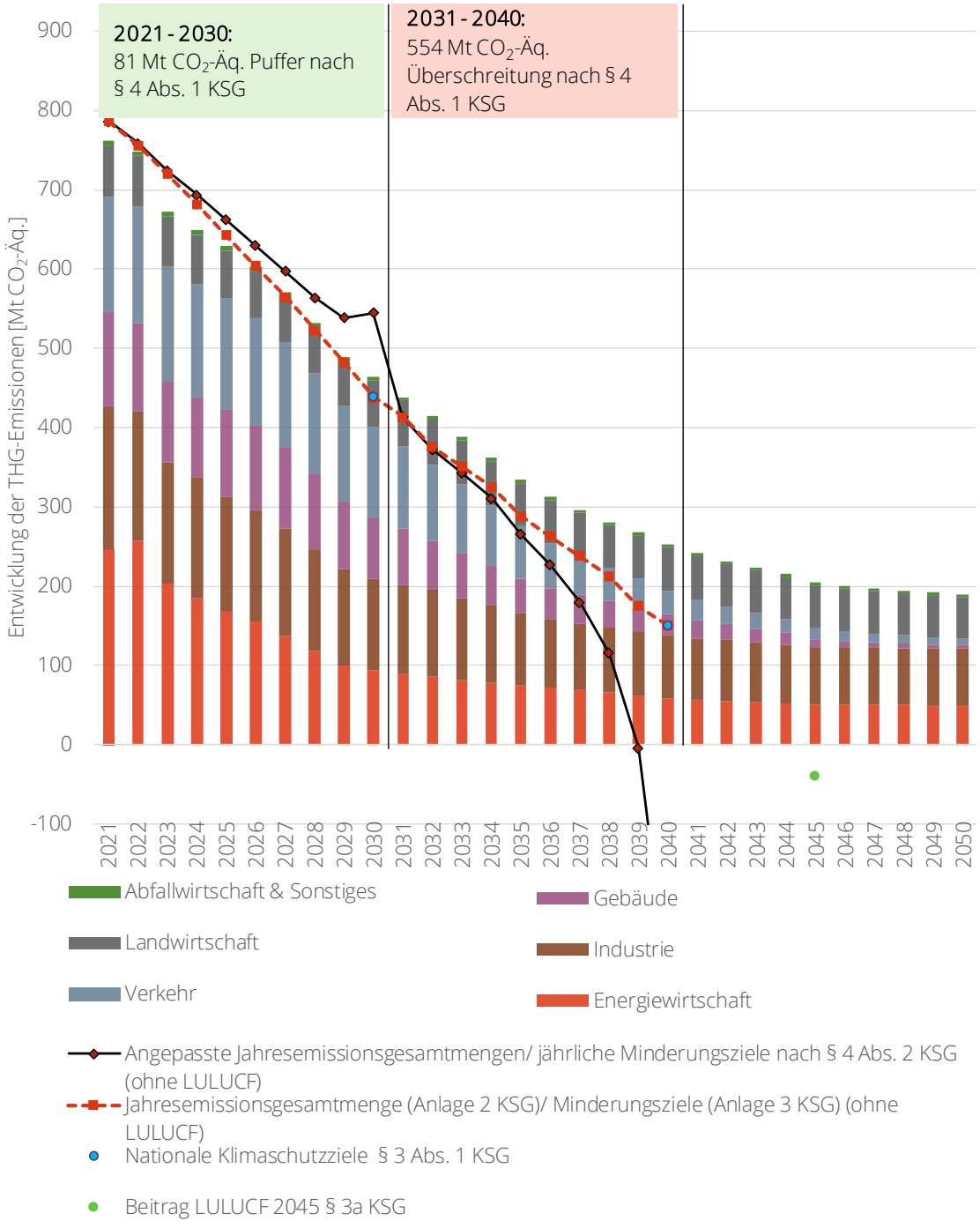
303 Zudem sollen die THG-Emissionen so weit gemindert werden, dass bis zum Jahr **2045 Netto-THG-Neutralität** und nach dem Jahr **2050 negative THG-Emissionen** erreicht werden (§ 3 Abs. 2 KSG) (unter Berücksichtigung der angestrebten Senkenwirkung des Sektors LULUCF § 2 Abs. 8 KSG).[105]

304 In § 3a Abs. 1 definiert das Bundes-Klimaschutzgesetz den Beitrag des Sektors **LULUCF**. Demnach soll der Mittelwert der jährlichen Emissionsbilanz des jeweiligen Zieljahres und der drei vorherigen Kalenderjahre folgendermaßen verbessert werden: mindestens −25 Mt CO_2-Äq. bis zum Jahr 2030, mindestens −35 Mt CO_2-Äq. bis zum Jahr 2040 und mindestens −40 Mt CO_2-Äq. bis zum Jahr 2045. Die EU-Richtlinien (EU) 2018/841 und (EU) 2023/839) legen zudem fest, dass im Jahr 2030 der Sektor LULUCF EU-weit eine Senke von −310 Mt CO_2-Äq. bilden soll. In Deutschland soll demnach die Senkenleistung bei −30 Mt CO_2-Äq. liegen, also eine stärkere Senkenleistung als vom Bundes-Klimaschutzgesetz gefordert.

305 Der Beitrag **technischer Senken** ist in § 3b KSG geregelt. Diese sollen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KSG für die Jahre 2035, 2040 und 2045 unter Berücksichtigung der besonderen Bedeutung des Beitrags des Sektors LULUCF von der Bundesregierung festgelegt werden. Zudem „gibt sich [die Bundesregierung] eine Langfriststrategie zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen, die Grundlage für die Festlegung (…) ist” (§ 3b Satz 5 KSG). Diese Langfriststrategie befindet sich derzeit in Bearbeitung; der Beteiligungsprozess wurde im März 2025 abgeschlossen (BMWK 2025c). Ziele gemäß § 3b Satz 1 KSG wurden bislang noch nicht festgelegt. Zudem sind wichtige Fragen für die Bilanzierung von Negativemissionen noch ungeklärt (siehe hierzu Öko-Institut 2025).

[105] Die Europäische Union hat im EU-Klimagesetz das Ziel festgelegt, die THG-Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 zu senken und bis zum Jahr 2050 THG-Neutralität zu erreichen. Ein Zwischenziel im Jahr 2040 ist bisher nicht verabschiedet.

Abbildung 42: Historische und projizierte Entwicklung der THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Vergleich zu den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) und den jährlichen Minderungszielen (Anlage 3 KSG)



Eigene Darstellung. Basierend auf dem Bundes-Klimaschutzgesetz, auf den historischen Emissionsdaten (UBA 2025h) und den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g).

306 In Abbildung 42 sind die THG-Emissionen gemäß den Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2050 dargestellt. Zusätzlich sind die Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 KSG sowie die jährlichen Minderungsziele nach Anlage 3 KSG abgebildet. Die Abbildung zeigt zum einen den Verlauf der Jahresemissionsgesamtmengen ohne die Anwendung des Ausgleichmechanismus nach § 4 Abs. 2 KSG (gestrichelte Linie) und zum anderen nach der Anpassung durch den Ausgleichsmechanismus in der schwarzen durchgezogenen Linie.[106] Zudem sind die nationalen THG-Minderungsziele in den Jahren 2030 und 2040 (ohne LULUCF) sowie das LULUCF-Ziel im Jahr 2045 dargestellt. Die Feststellungen zur Erreichung der nationalen Ziele bis 2030 hat der Expertenrat für Klimafragen nach Prüfung der entsprechenden Projektionsdaten 2025 vorgenommen (siehe Kapitel 10.4). Eine vertiefende Prüfung der Projektionsdaten 2025 jenseits von 2030 ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, mit Ausnahme der Daten für den Sektor LULUCF (siehe Kapitel 11.3). Die für das Bundes-Klimaschutzgesetz maßgeblichen europäischen Ziele sind die Vorgaben der Europäischen Lastenteilung bis zum Jahr 2030.[107] Im Folgenden wird die Einhaltung der jeweiligen Klimaschutzziele durch die Projektionsdaten 2025 dargestellt und diskutiert.

11.1 Einhaltung der Klimaschutzziele (ohne LULUCF) bis 2040 (§ 3 Abs. 1 und § 4 Abs. 1 KSG)

307 In der Periode von 2031 bis zum Jahr 2040 führt die Summe der THG-Emissionen der Projektionsdaten 2025 (ohne LULUCF) von 2 793 Mt CO_2-Äq. zu einer **Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen gemäß Anlage 3 KSG** um 554 Mt CO_2-Äq. (20 %). Selbst unter einer möglichen Anrechnung des projizierten Puffers aus der Periode von 2021 bis 2030,[108] zeigt sich demnach eine deutliche Zielverfehlung. Gemäß der Projektionsdaten 2025 emittieren die Sektoren (ohne LULUCF) im Jahr 2040 253 Mt CO_2-Äq., was einer Minderung im Jahr 2040 von 80 % im Vergleich zu 1990 entspricht. Der KSG-Zielwert im Jahr 2040 von −88 % im Vergleich zu 1990 (150 Mt CO_2-Äq.) wird laut der Projektionsdaten 2025 somit um ca. 8 Prozentpunkte (bzw. ca. 102 Mt CO_2-Äq.) verfehlt.

308 Im Jahr 2040 verbleiben gemäß den Projektionsdaten 2025 im Sektor Energiewirtschaft THG-Emissionen in Höhe von 58,1 Mt CO_2-Äq. (23 % der THG-Emissionen in 2040), im Sektor Industrie 79,6 Mt CO_2-Äq. (32 %), im Sektor Gebäude 26,2 Mt CO_2-Äq. (10 %), im Sektor Verkehr 30,7 Mt CO_2-Äq. (12 %), im Sektor Landwirtschaft 54,4 Mt CO_2-Äq. (22 %) und im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges 3,6 Mt CO_2-Äq. (1 %).

[106] Der Ausgleichsmechanismus regelt, dass Über- und Unterschreitungen gleichmäßig auf die Folgejahre bis zum folgenden Zieljahr (2030, bzw. 2040) angerechnet werden (KSG, § 4 Abs. 2).

[107] Die verbindliche Emissionszuweisung der ESR (auch Annual Emission Allocations, AEA) für Deutschland für das Jahr 2030 beträgt minus 50 % gegenüber den THG-Emissionen vom Jahr 2005 (Europäische Kommission 2023e). Dies entspricht THG-Emissionen von höchstens 242 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 für die erfassten Bereiche. Diese Ziele sollen laut Bundes-Klimaschutzgesetz über die nationalen Ziele angesteuert werden, die bei Verfehlung der europäischen Zielvorgaben gegebenenfalls nachgesteuert werden müssen, aber immer nur in Richtung einer Absenkung (§ 3 Abs. 4 KSG). Bei Feststellung einer Verfehlung der europäischen Zielvorgaben in den Projektionsdaten hat die Bundesregierung den Deutschen Bundestag "darüber zu unterrichten und zu den möglichen Auswirkungen nach § 8 der Europäischen Lastenteilung Stellung zu nehmen" (§ 7 Abs. 4 KSG).

[108] Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht keine Regelung vor, wie im Falle der Unter- oder Überschreitung der Jahresemissionsgesamtmenge von der Periode 2021 bis 2030 auf die Periode 2031 bis 2040 (siehe auch der Hinweis darauf in ERK (2024a) Kapitel 4.1) umgegangen wird. Das führt auf Basis der Projektionsdaten 2025 zu einer sprunghaften Verringerung der jährlichen Minderungsziele vom Jahr 2030 auf das Jahr 2031 unter Anpassung des Ausgleichsmechanismus (schwarze Linie, Abbildung 42). Der Sprung entspricht dann dem projizierten, aber gemäß der aktuellen Vorgabe des Bundes-Klimaschutzgesetzes nicht in die Folgeperiode übertragenem Puffer aus der Periode von 2021 bis 2030 (81 Mt CO_2-Äq.).

309 Damit machen die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie mit 137,7 Mt CO_2-Äq. über die Hälfte der verbleibenden THG-Emissionen (ohne LULUCF) im Jahr 2040 aus. Die THG-Emissionen beider Sektoren fallen zum Großteil unter den **EU-ETS 1**. Die THG-Emissionen sind dabei vor allem auf die Emissionen von Gas- und sonstigen Kraftwerken zurückzuführen. Im März 2023 wurde auf europäischer Ebene im Rahmen der EU-ETS-Richtlinie eine Emissionsobergrenze bis 2030 definiert, dessen linearer Reduktionsfaktor von 4,4 % auch nach dem Jahr 2030 gilt, solange keine Änderung der Richtline beschlossen wird (Europäische Kommission 2023b). Bei Fortführung des Reduktionsfaktors würde die Emissionsobergrenze für den stationären Bereich (alles außer Luftverkehr) im EU-ETS 1 im Jahr 2039 Null erreichen. Verbleibende THG-Emissionen im EU-ETS 1 könnten dann nur noch über nicht genutzte Zertifikate oder die Marktstabilitätsreserve gedeckt werden (UBA 2023a). Vor diesem Hintergrund scheint die Projektion der verbleibenden Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie in Höhe von 137 Mt CO_2-Äq. bemerkenswert hoch. Es zeigt sich die bereits in RZ 187 angemerkte Inkonsistenz innerhalb der Modellierung der Projektionsdaten 2025. Anstatt die beiden Europäischen Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und EU-ETS 2 inklusive deren Preisbildung unter Berücksichtigung der Emissionsobergrenzen in einer integrierten europäischen Modellierung abzubilden, werden vereinfacht exogene Preisentwicklungen angenommen. Daher gilt es zu prüfen, ob die nationalen Treibhausgas-Projektionen der europäischen Länder mit den Preisannahmen zum EU-ETS 1 und EU-ETS 2 konsistent sind. Folgende Beobachtungen weisen auf eine mögliche Inkonsistenz der exogenen Preisannahmen im EU-ETS 1 hin: 1) Die aktuellen Future-Preise des EU-ETS 1 für das Jahr 2030 liegen niedriger als in den Projektionsdaten 2025 angenommen (siehe RZ 192). 2) Die hohen verbleibenden Restemissionen in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie weisen darauf hin, dass in der längeren Frist der EU-ETS 1-Preis höher sein müsste, da die Restemissionen in Deutschland durch geringere Emissionen in anderen europäischen Ländern ausgeglichen werden müssten. Die höheren Preise müssten sich demnach in einem höheren Preispfad in der mittleren bis langen Frist auswirken.

310 Der MMS-Pfad der Projektionsdaten 2025 zeigt eine **deutliche Verfehlung der nationalen Klimaziele nach § 3 Abs. 1 KSG im Jahr 2040 sowie der jährlichen Minderungsziele für die Jahre 2031 bis 2040 gemäß Anlage 3 KSG.** Da die Prüfung der Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2030 durch den Expertenrat Hinweise auf eine Unterschätzung der Emissionen im Jahr 2030 geliefert hat (siehe Kapitel 10.4) und sich gezeigt hat, dass ohne den in den Jahren von 2021 bis 2024 aufgrund von u. a. der Covid-19-Pandemie und schwacher Wirtschaft aufgebauten Puffer eine merkliche Verfehlung im Budget der Jahre 2021 bis 2030 mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten wäre, liegt die Vermutung nahe, dass die Projektionsdaten 2025 auch nach dem Jahre 2030 eher unter- als überschätzt sind. Das Problem der Zielverfehlungen nach dem Jahr 2030 würde sich in diesem Sinne verschärfen. Zu berücksichtigen ist hier jedoch, dass die Emissionsobergrenzen der beiden Europäischen Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und EU-ETS 2 durch die exogene Annahme der jeweiligen Preise im Rahmen der Modellierung nicht angemessen berücksichtigt sind. Unter deren Berücksichtigung müssten die THG-Emissionen, die unter den EU-ETS 1 fallen im Jahr 2039, die des EU-ETS 2 im Jahr 2043 mit Ausnahme unvermeidlicher Restemissionen auf Null reduziert sein. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die EU-Kommission derzeit prüft, wie sich negative Emissionen in den EU-ETS 1 einbinden lassen könnten, was sich auf die Menge der verbleibenden Restemissionen auswirken würde. Aus den projizierten Überschreitungen für den Zeitraum von 2031 bis 2040 ergibt sich im Bundes-Klimaschutzgesetz zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Handlungsfolge.

11.2 Ziele unter der Europäischen Lastenteilung und Wechselwirkungen mit dem EU-ETS 2

311 **Die Projektionsdaten 2025 zeigen eine Lücke von 224 Mt CO_2-Äq. unter der Europäischen Lastenteilung (Effort-Sharing-Regulation, ESR) für den Zeitraum 2021 bis 2030.** Ab dem Jahr 2024 werden die jährlichen Ziele gemäß den Projektionsdaten 2025 verfehlt (siehe Kapitel 10.4).

312 Die **Überprüfung der Erfüllung der Ziele (Compliance) erfolgt in zwei Zeiträumen**. In den Jahren 2027 bis 2028 wird die Zielerreichung für die Jahre 2021 bis 2025 überprüft, 2032 bis 2033 für die Jahre 2026 bis 2030. Für mehr Informationen und eine genaue Beschreibung des Prozesses siehe Öko-Institut (2024). Zudem bewertet die Europäische Kommission jährlich die nationale Zieleinhaltung unter der ESR. Kommt ein Mitgliedsstaat seinen jährlichen Verpflichtungen nicht nach, muss der Staat innerhalb von drei Monaten einen Maßnahmenplan, Corrective Action Plan, vorlegen (Europäische Kommission 2023e, Artikel 8). Das könnte für Deutschland das erste Mal im Herbst 2025 der Fall sein.

313 **Zur Erreichung der ESR-Ziele bestehen drei Flexibilitätsoptionen innerhalb der ESR** (Europäische Kommission 2023e, Artikel 5–7): Erstens können bei einer Übererfüllung der ESR-Ziele die THG-Emissionen auf nachfolgende Jahre übertragen werden. In begrenztem Umfang können auch THG-Emissionen aus dem folgenden Jahr vorweggenommen werden, sodass jährliche Schwankungen ausgeglichen werden können. Diese Flexibilität ändert nicht die Menge der Emissionszuweisungen (Annual Emission Allocation). Zweitens können in einem begrenzten Umfang Gutschriften aus dem LULUCF-Sektor verrechnet werden, wenn dieser eine stärkere Senke darstellt als mit den europäischen Zielen erforderlich ist.[109] Gemäß den aktuellen Projektionsdaten 2025 stellt der LULUCF Sektor jedoch sowohl aktuell als auch langfristig keine Senke dar (siehe Ausführungen in Kapitel 11.3). Die dritte Flexibilität ist der Handel von Emissionszertifikaten mit anderen europäischen Ländern. Unsicher ist jedoch der Handelspreis zwischen zwei Staaten und ob andere Staaten entsprechende Zielunterschreitungen in hinreichendem Umfang erreichen. Aktuell wird eine hohe europaweite Überschreitung von 348 Mt CO_2-Äq. projiziert (EEA 2025), allerdings sind in der Analyse teilweise aktuelle Projektionen und die Wirkungen des EU-ETS 2 nicht erhalten. In welchem Umfang und zu welchem Preis Deutschland Gebrauch von dieser dritten Flexibilitätsoption wird machen können, erscheint dem Expertenrat zum jetzigen Zeitpunkt spekulativ. Sollte die Bundesrepublik Deutschland eine Zielverfehlung im Bereich der ESR nicht vollständig durch die genannten Flexibilitätsoptionen kompensieren können, droht ein Vertragsverletzungsverfahren vor dem Europäischen Gerichtshof (EuGH).

314 **Zur Erfüllung der Ziele im Gebäude- und Verkehrsbereich als Teil des Green Deals wird 2027 ein zweiter europaweiter Emissionshandel (EU-ETS 2) eingeführt. Die Emissionsobergrenze des Handels orientiert sich an den europäischen ESR-Zielen für diese Bereiche (42 % gegenüber 2005)** (siehe eine ausführliche Diskussion dazu in ERK 2025). Daher besteht eine starke Wechselwirkung zwischen dem Zertifikatpreis im EU-ETS 2, den nationalen emissionsmindernden Maßnahmen und der Erreichung der nationalen ESR-Ziele. Diese Wechselwirkung wird in den Projektionsdaten 2025 nicht abgebildet. Der Preis im EU-ETS 2 wird nicht als Handel modelliert, sondern folgt einem exogen angenommenen linearen

[109] Diese Flexibilität ist für Deutschland auf maximal 22,3 Mio. LULUCF-Gutschriften über den 10-jährigen Zeitraum begrenzt und zwar hälftig aufgeteilt für die Zeiträume von 2021 bis 2025 und von 2026 bis 2030 (ESR-Richtlinie Art. 7 sowie Annex III). Andersherum können bei einer Verfehlung der europäischen Ziele für das Jahr 2030 des LULUCF Sektors das Defizit durch Emissionszuweisungen im ESR-Bereich ausgeglichen werden.

Preispfad mit einer Steigerung um 15 $Euro_{nom}$ pro Tonne CO_2-Äq. pro Jahr. Im Jahr 2030 wird so ein EU-ETS 2-Preis von rund 102 $Euro_{2023}$ pro Tonne CO_2-Äq. postuliert. Wie in Kapitel 10.2.2 beschrieben, liegt dieser Wert eher im unteren Bereich der Bandbreite verschiedener Preisprognosen.

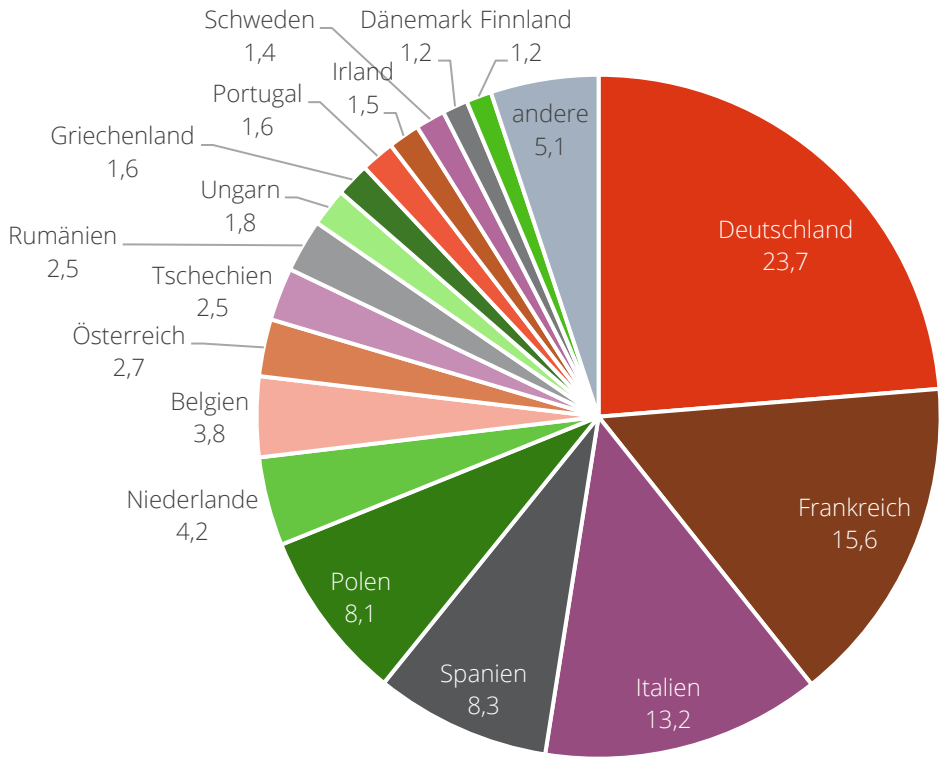
315 Graichen und Ludig (2024) analysiert die Auswirkungen des EU-ETS 2 auf die ESR-Zielerreichung in der EU unter der Annahme, dass der EU-ETS 2 wie beschlossen umgesetzt wird. **Würden die Projektionen der Mitgliedsländer angepasst werden, sodass europaweit die Mengenbegrenzung unter dem EU-ETS 2 erreicht wird, kommt es zu einer europaweiten Zielerreichung unter der ESR.** Allerdings bedeutet das nicht, dass die nationalen Ziele für die einzelnen Mitgliedsländer erreicht werden. Eine geringere Kaufkraft könnte zu stärkeren Verhaltensänderungen führen, in reicheren Ländern wie in Deutschland wären die Verhaltensänderungen und damit auch die Emissionsminderungen geringer. Unter Berücksichtigung dieses Differenzierungseffekts könnte laut der Studie des Öko-Instituts Deutschland seine ESR-Ziele noch deutlich höher verfehlen als in den Projektionsdaten 2025 projiziert wird. Ein nationaler Mindestpreis für Deutschland könnte diesem Effekt entgegenwirken (siehe dazu ERK 2025). Wenn durch das Einhalten der Emissionsobergrenze im EU-ETS 2 das europaweite Ziel erfüllt wird, wären insgesamt theoretisch europaweit ausreichend Zertifikate verfügbar, so dass Deutschland Zertifikate aus anderen Ländern hinzukaufen könnte.

316 **Deutschland hat mit knapp 24 % den größten Anteil an EU-ETS 2 Emissionen in der EU** (Wert von 2019, siehe Abbildung 43). Über 50 % der Emissionen im EU-ETS 2 fallen in Deutschland, Frankreich und Italien an. Damit hat jede weitere emissionsmindernde Klimaschutzpolitik in den ESR-Sektoren in diesen Ländern einen großen Einfluss auf die europaweite Höhe des Preises im Emissionshandelssystem. Jede nationale emissionsmindernde Maßnahme wirkt preisdämpfend. Andersherum erhöht eine Verfehlung der nationalen ESR-Ziele in Deutschland den europaweiten Preis. Im Gegensatz dazu haben kleinere Mitgliedstaaten mit geringen Emissionen kaum Einfluss auf die Preisbildung im EU-ETS 2, selbst wenn sie eine ambitionierte Klimaschutzpolitik betreiben.

317 Hohe Preise im EU-ETS 2 erhöhen den politischen Druck, das Instrument des Emissionshandels zu schwächen oder verzögert einzuführen. **Deutschland kommt damit eine besondere Verantwortung zu, ob der EU-ETS 2 erhalten bleibt und so umgesetzt wird, wie er beschlossen wurde.** Zudem hat Deutschland eine gewichtige Stimme im Europäischen Rat. Aktuell gibt es Vorstöße von Mitgliedsländern, aus Sorge vor hohen Preisen den Start des EU-ETS 2 zu verschieben (u. a. Tschechien und Polen) oder die Marktstabilitätsreserve anzupassen (Vorstoß Frankreich Februar 2025). Neben hohen Preisen ist auch die soziale Flankierung von großer Bedeutung. Hierfür wurde auf europäischer Ebene der Klimasozialfonds beschlossen. Dieser startet im Jahr 2026 und soll Haushalte, Verkehrsteilnehmende und Kleinstunternehmen unterstützen, die besonders von der CO_2-Bepreisung betroffen sind (siehe ERK 2025).

318 **Der Expertenrat sieht vor dem Hintergrund der zu erwartenden Überschreitungen der Emissionen in den ESR-Sektoren Handlungsbedarf im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Maßnahmen, insbesondere in den Sektoren Verkehr und Gebäude** (siehe auch Kapitel 13). Ebenfalls sieht er Handlungsbedarf auf europäischer Ebene im Hinblick auf den Umgang mit der momentan EU-weit erwarteten ESR-Zielverfehlung, und dies insbesondere auch im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des EU-ETS 2.

Abbildung 43: Anteil der EU-ETS 2 Emissionen der EU-Mitgliedsländer im Jahr 2019 in Prozent



Eigene Darstellung basierend auf Graichen et al. (2024). Werte in Prozent. Die Länder mit einem Emissionsanteil unter 1 % sind zusammengefasst. Sie umfassen mit absteigenden Emissionsanteilen: Slowakei, Bulgarien, Kroatien, Luxembourg, Litauen, Slowenien, Lettland, Estland, Zypern und Malta.

11.3 Beitrag des Sektors LULUCF und Zieleinhaltung (§ 3a Abs. 1 KSG)

319 Für den Sektor LULUCF ergibt sich aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz eine Sonderstellung (§ 2 Abs. 8 KSG). Für den Sektor sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz kein Budget und keine Jahresemissionsmengen vor, sondern einen Anstieg der Senkenleistung, um im Jahr 2045 unvermeidbare Restemissionen, insbesondere aus den Sektoren Industrie, Landwirtschaft und Energiewirtschaft, auszugleichen und so THG-Neutralität und danach netto-negative THG-Emissionen zu erreichen. Die Senkenleistung des Sektors soll gemäß § 3a KSG von −25 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030, über −35 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2040, auf −40 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2045 wachsen. Diese Ziele sind bis 2040 unabhängig von den anderen Sektoren sowie deren Minderungszielen und es besteht bei Nichterreichung der genannten Ziele keine gesetzliche Verpflichtung für zusätzliche Maßnahmen. Insbesondere greift bei einer Zielverfehlung im Sektor LULUCF kein Nachsteuerungsmechanismus nach § 8 KSG, da der Sektor nicht in die Betrachtung der Jahresemissionsgesamtmengen nach § 4 KSG eingeht (siehe § 2 Abs. 8 KSG). Gemäß § 2 Nr. 9 KSG wird der Sektor LULUCF bei der Bestimmung von THG-Neutralität mit den anderen Sektoren verrechnet. Spätestens bis zum Jahr 2045 soll gemäß § 3 Abs. 2 KSG THG-Neutralität erreicht werden, d. h. die Summe der verrechneten Emissionen höchstens Null betragen.

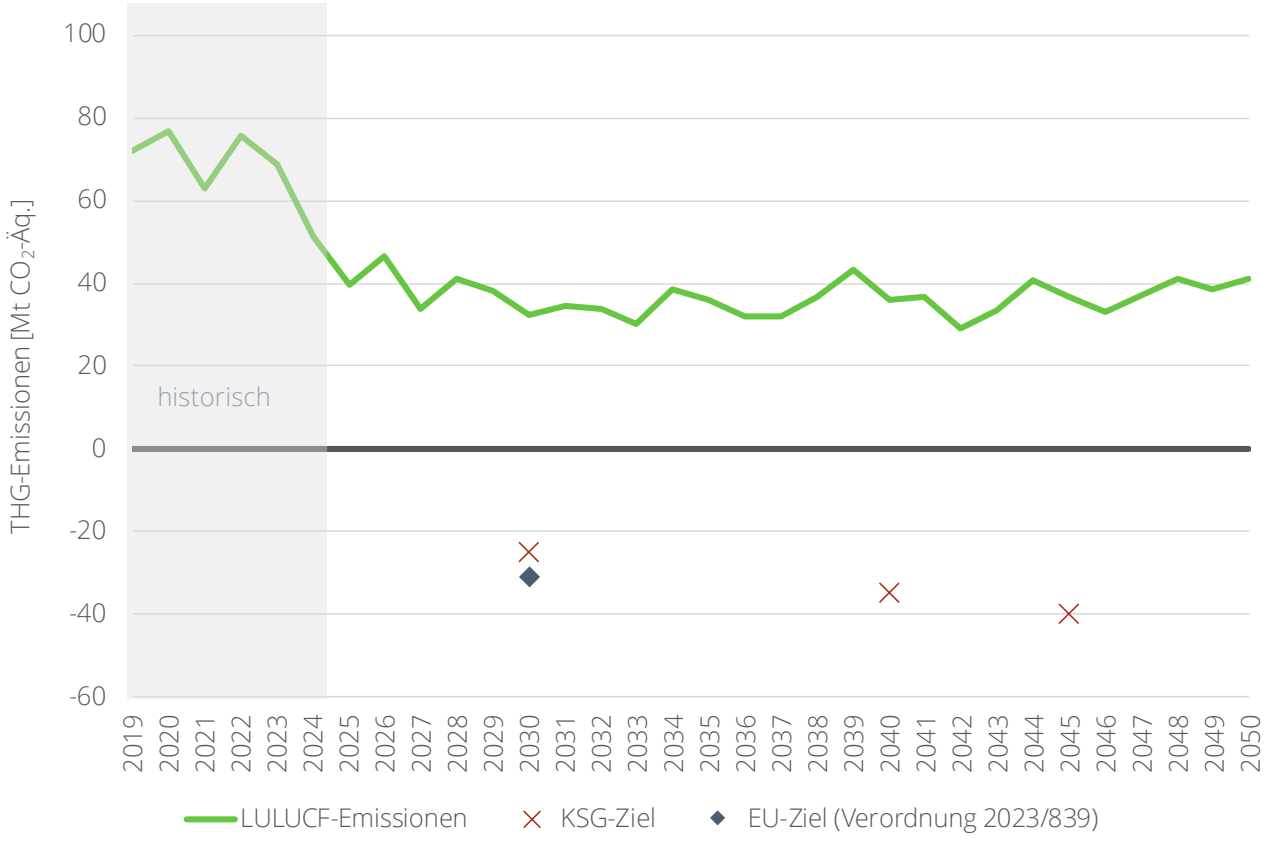
320 Bei der intertemporalen Verrechnung müssten auch die Verpflichtungen und Wechselwirkungen im Kontext der europäischen Klimaschutzpolitik und der ESR berücksichtigt werden. Denn im Rahmen der Flexibilitäten zum Erreichen der Ziele unter der ESR können in begrenztem Umfang Gutschriften aus dem LULUCF-Sektor verrechnet werden. Dies ist möglich, sofern der LULUCF-Sektor eine stärkere Senke darstellt, als nach den europäischen Zielen für das Jahr 2030 erforderlich ist (Böttcher et al. 2019). Wenn der Sektor keine Netto-THG-Senke mehr ist, kann kein Kompensationspotenzial für die ESR genutzt werden. Auch für das Erreichen des europäischen Ziels für den LULUCF-Sektor können als Flexibilitätsoption Emissionszuweisungen unter der ESR verwendet werden. Allerdings werden die deutschen Ziele unter der ESR gemäß den Projektionsdaten 2025 deutlich verfehlt. Eine doppelte Zielverfehlung sowohl der ESR als auch der europäischen LULUCF-Ziele erhöht das Risiko für Kosten von Zukäufen von Emissionszuweisungen aus anderen Ländern (siehe Kapitel 11.2).

321 Im Sektor LULUCF würden laut Projektionsdaten 2025 die THG-Emissionen von 63 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2021 auf 32,3 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 und somit um 49 % sinken. Laut den Projektionsdaten 2025 würden die Zielwerte damit weit verfehlt werden: Im Mittelwert über die Jahre 2027 bis 2030 (gemäß § 3a Abs. 1 KSG) weisen die Projektionsdaten 2025 eine Quellenfunktion des Sektors in Höhe von 36,3 Mt CO_2-Äq. aus. Damit würde der Zielwert für das Jahr 2030 in Höhe von −25 Mt CO_2-Äq. weit verfehlt werden. Auch für die weiteren Zieljahre weisen die Projektionsdaten 2025 Zielverfehlungen aus, nämlich 36,9 Mt CO_2-Äq. statt −35 Mt CO_2-Äq. für das Jahr 2040 und 34,9 Mt CO_2-Äq. statt −40 Mt CO_2-Äq. für das Jahr 2045 (siehe Abbildung 44). Der LULUCF-Sektor wäre laut den Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2045 somit durchgängig eine THG-Quelle statt wie vorgesehen eine Senke. Auch zur Mitte des Jahrhunderts, wenn negative Emissionen erreicht werden sollen, würde der Sektor immer noch eine THG-Quelle darstellen. Somit könnte der Sektor dann auch keinen Beitrag zum Ausgleich der Restemissionen leisten (siehe Kapitel 11.1), sondern würde im Gegenteil die Restemissionen noch erhöhen. Der Hauptgrund für diese Entwicklung ist, dass der Wald vor allem wegen klimawandelbedingten Störungen wie Dürren oder Schädlingsbefall zu einer deutlichen Netto-THG-Quelle geworden ist (Riedel et al. 2024).

322 Erstmalig wurden für die Simulation der Waldentwicklung drei Sensitivitäten im Rahmen der Projektionsdatenerstellung 2025 gerechnet. Diese basieren auf den Entwicklungen in drei Perioden zwischen 2012 und 2022, die so gewählt wurden, dass sie i) keine Extremwetterereignisse, ii) häufige Extremwetterereignisse und iii) gelegentliche Extremwetterereignisse abbilden (UBA 2025r). Laut dieser Sensitivitäten bliebe der Sektor LULUCF selbst bei dem optimistischen Szenario mit keinen Extremwetterereignissen und resultierenden Störungen bis zum Jahr 2050 eine Netto-THG-Quelle. Damit würden in keiner der betrachteten Sensitivitäten die im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele erreicht werden.

323 Weitere verbindliche Ziele für den LULUCF-Sektor ergeben sich aus der LULUCF-Verordnung ((EU) 2018/841 und (EU) 2023/839): Im Jahr 2030 soll der LULUCF-Sektor EU-weit eine Senke von −310 Mt CO_2-Äq. bilden. In Deutschland soll die Senkenwirkung −30 Mt CO_2-Äq. betragen (siehe Abbildung 44). Im Rahmen der LULUCF-Verordnung sind, wie auch in § 3a KSG, Flexibilitäten zur Sicherstellung der Zielerreichung vorgesehen (siehe Kapitel 12.2). Laut den Projektionsdaten 2025 würde Deutschland für den ersten relevanten Zeitraum von 2021 bis 2025 die No-debit-rule (Art. 4, Abs. 1 LULUCF-Verordnung) nicht einhalten, da der Sektor LULUCF durchgängig als Netto-THG-Quelle wirken würde. Auch das Ziel für das Jahr 2030 würde verfehlt werden (siehe Abbildung 44). Die Zielüberschreitung lässt sich jedoch erst im Jahr 2032 abschließend feststellen.

Abbildung 44: Historische und projizierte THG-Emissionen im Sektor LULUCF sowie politische Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetz und der LULUCF-Verordnung



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h) und UBA (2025g).

324 Im Folgenden werden die Methoden und Annahmen, die den Projektionsdaten im Sektor LULUCF zugrunde liegen, näher betrachtet. Die Modellierung des LULUCF-Sektors erfolgt über das Modell LULUCFmod (UBA 2025n) analog zur Nationalen Inventarberichterstattung (alle Kohlenstoff-Pools und Landnutzungskategorien). Abweichungen gegenüber dem Vorgehen bei der Inventarberichterstattung sind, dass bei den Projektionsdaten Eingangsdaten fortgeschrieben oder zur Abbildung von Maßnahmen angepasst werden, und Landnutzungsänderungen anhand von historischen Daten abgeleitet werden. Das Modell erfasst die Landnutzung auf einem Raster mit einer Auflösung von 100 m*100 m. Die Abbildung von Maßnahmen erfolgt über angepasste Emissionsfaktoren oder vorgegebene Landnutzungsänderungen.

325 Im Modellverbund wird die Flächennutzung als Ergebnis des LULUCF-Sektormodells auf die Landwirtschaft übertragen. Flächenrelevante Maßnahmen, wie der Ausbau der Freiflächen-PV, werden ebenfalls konsistent anhand des Zubaus in der Energiewirtschaft abgebildet. Da Landnutzungsänderungen über konstante historische Raten vorgegeben werden, ist interne Konsistenz allerdings nur bedingt gegeben. Zudem werden etwaige Flächennutzungsansprüche, die sich aus Modellen der anderen Sektoren ergeben und die teilweise auch zu gegenläufigen Entwicklungen führen können, nicht abgebildet. Extern wirkende Dynamiken, wie zum Beispiel Preise für Roh- und Brennstoffe sowie Boden, werden ebenfalls nicht abgebildet. Auch die Verfügbarkeit von Biomasse wird nicht mit den anderen Sektoren verrechnet.

326 Für die Projektionsdaten 2025 wurden einige Verbesserungen in Daten und Methoden umgesetzt. Bei den Daten hat besonders die Verwendung der Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2022 (Riedel et al. 2024) die Güte der Projektionen deutlich erhöht. Als Ergebnis fielen die THG-Emissionen rechnerisch deutlich höher aus als im Vorjahr. Im Bereich der Methoden wurden u. a. die THG-Emissionen aus organischen Böden erstmals in Abhängigkeit vom Wasserstand modelliert, und die Emissionsfaktoren auf das IPCC Refinement 2019 umgestellt.

327 Die nachfolgende Einschätzung bezieht sich vorwiegend auf den Zeitraum bis zum Jahr 2030. Die abgebildeten Maßnahmen haben laut UBA (2025o) eine eher geringe Wirkung.[110] Neue Instrumente, die seit der Erstellung der Projektionsdaten 2025 nennenswerte zusätzliche THG-Minderungswirkung böten, sind nicht bekannt. Zusätzlich bestehen einige Unsicherheiten, die weder einer Über- noch einer Unterschätzung eindeutig zugeordnet werden können. So ist die Entwicklung der Neuinanspruchnahme von Flächen[111] unsicher, und Verzerrungen durch die konstant gehaltenen Übergangswahrscheinlichkeiten bei Landnutzungsänderungen sind möglich. Hierzu wurden im Rahmen des Gutachtens keine Analysen durchgeführt. Die Größenordnung und die Richtung der Effekte lassen sich daher nicht zuverlässig bestimmen. Der Realisierung des projizierten Emissionspfads stehen weitere Hemmnisse entgegen. Diese umfassen unter anderem den Fachkräftemangel bei Prozessen rund um die Wiedervernässung von Moorböden, die fehlende Akzeptanz für Maßnahmen mit potenziellen finanziellen Einbußen und das Auftreten von Schadensereignissen und Klimawandelfolgen.

Gesamteinordnung hinsichtlich des Emissionspfads

328 Die THG-Projektionen im Sektor LULUCF weisen hohe Unsicherheiten auf (siehe Tabelle 4). Diese sind zum einen datenbezogen, da wichtige Eingangsdaten wie der Zustand des Waldes nur alle fünf bis zehn Jahre im Rahmen der Bundeswaldinventur und Kohlenstoffinventur erfasst werden. Zum anderen ergeben sich die Unsicherheiten aus der starken Witterungsabhängigkeit des Sektors. Die durch den Klimawandel zu erwartenden steigenden Volatilitäten bei den Witterungseinflüssen werden in der längerfristigen Modellierung ebenso wenig berücksichtigt, wie das für die Zielerreichung benötigte Ambitionsniveau (siehe Kapitel 12.2).

329 Vor dem Hintergrund der deutlichen Zielverfehlung des Sektors sowie seiner Bedeutung im Zusammenhang mit dem Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 (siehe Kapitel 11.4) sollte der Sektor im Klimaschutzprogramm, das nach § 9 KSG von der neuen Bundesregierung vorzulegen ist (siehe Kapitel 13), priorisiert werden. Ohne weitere Maßnahmen werden die KSG-Ziele für den Sektor LULUCF in den Jahren 2030, 2040 und 2045 mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt werden.

[110] Kumulative Wirkung klimaschutzpolitische Instrumente/Aktivitäten zwischen den Jahren 2021 und 2030: Verringerung der Neuinanspruchnahme von Flächen: −6,6 Mt CO_2-Äq.; Moorbodenschutz und Reduzierung der Torfverwendung: −9 Mt CO_2-Äq.; Waldmanagement und Schutz alter Buchenwälder: −3,2 Mt CO_2-Äq. (Thünen-Institut 2025).

[111] Nur schwach negativer Trend in naher Vergangenheit (Destatis 2024a) und Flächen- bzw. Nutzungskonkurrenzen durch interagierende oder gegenläufige Programme und Strategien (z. B. Ausbau Freiflächen-PV, Wohnungsbau-Initiative und Flächenziele der Nachhaltigkeitsstrategie UBA 2024g; Osterburg et al. 2023).

11.4 Treibhausgasneutralität unter Berücksichtigung der Entwicklung von LULUCF (§ 3 Abs. 2 KSG)

330 Das Ziel der Netto-THG-Neutralität bis zum Jahr 2045 sowie negativer THG-Emissionen nach 2050 betrifft alle Sektoren, einschließlich LULUCF (§ 3 Abs. 2 KSG in Verbindung mit § 2 Nr. 8 und Nr. 9 KSG). Beide in § 3 Abs. 2 KSG genannten Ziele würden laut Projektionsdaten 2025 sehr deutlich verfehlt werden (siehe Tabelle 15). Gemäß der Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g) würden in allen Sektoren außer LULUCF im Jahr 2045 noch 204 Mt CO_2-Äq. und im Jahr 2050 noch 189,8 Mt CO_2-Äq. emittiert werden. Zusätzlich weisen die Projektionsdaten 2025 für den Sektor LULUCF im Mittelwert über den Zeitraum 2042 bis 2045 (gemäß § 3a Abs. 1 KSG) THG-Emissionen von 34,9 Mt CO_2-Äq. aus. Für den Zeitraum 2047 bis 2050 weisen sie einen Mittelwert von 39,5 Mt CO_2-Äq. aus (EU (2025d), siehe hierzu auch Kapitel 11.3). Somit stellt der Expertenrat fest, dass die Restemissionen in den Sektoren ohne LULUCF im Jahr 2045 gemäß den Projektionsdaten 2025 204 Mt CO_2-Äq. betragen und damit deutlich über den in der Gesetzesbegründung zu den LULUCF-Zielen aus § 3a KSG benannten Restemissionen in Höhe von 37,5 Mt CO_2-Äq. liegen (siehe S. 19, Deutscher Bundestag 2021).

Tabelle 15: Zielerreichung im Jahr 2045 und 2050

	THG-Emissionen im Jahr 2045 laut Projektionsdaten 2025 [Mt CO_2-Äq.]	THG-Emissionen im Jahr 2050 laut Projektionsdaten 2025 [Mt CO_2-Äq.]
Sektor Energiewirtschaft	50,4	48,9
Sektor Industrie	72,9	72,3
Sektor Gebäude	9,0	4,3
Sektor Verkehr	14,7	8,2
Sektor Landwirtschaft	53,5	52,7
Sektor Abfall und Sonstiges	3,5	3,4
Summe (ohne LULUCF)	204,0	189,8
Sektor LULUCF[112]	34,9	39,5
Technische Senken (nach § 3b KSG)	-	-
Summe (inkl. LULUCF und technische Senken)	238,9	229,3
Differenz zum Ziel laut KSG § 3 Abs. 1 (2)	238,9	> 229,3

Eigene Darstellung. Aus Basis von UBA (2025g).

[112] Für den Sektor LULUCF liegt das Ziel gemäß § 3a KSG für das Jahr 2045 bei −40 Mt CO_2-Äq. Die hier angegebenen THG-Emissionen entsprechen den Mittelwerten (gemäß § 3a Abs. 1 KSG) für die Jahre 2042 bis 2045 bzw. 2047 bis 2050.

331 Negative Emissionstechnologien werden in den Projektionsdaten 2025 mit Null ausgewiesen. Demnach würde das Klimaschutzziel im Jahr 2045 gemäß den Projektionsdaten 2025 um 238,9 Mt CO_2-Äq. verfehlt. Auch das Klimaschutzziel negativer THG-Emissionen im Jahr 2050 würde mit verbleibenden THG-Emissionen von 229,3 Mt CO_2-Äq. verfehlt werden.

332 In der Summe aus den substanziellen projizierten Restemissionen der anderen Sektoren (siehe Kapitel 11.1) sowie der erheblichen Quellenwirkung des Sektors LULUCF wird daher insgesamt sowohl das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 KSG), als auch das Ziel negativer Emissionen nach dem Jahr 2050 (§ 3 Abs. 1 Nr. 2 KSG) laut den Projektionsdaten 2025 weit verfehlt werden.

12 Perspektive Zielerreichung Treibhausgasneutralität

333 Gemäß den Projektionsdaten 2025 würde das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 und das Erreichen negativer THG-Emissionen im Jahr 2050 deutlich verfehlt. Der IPCC (2022) definiert THG-Neutralität als einen Zustand, in dem die Gesamtmenge der THG-Emissionen (Quellen) durch die Gesamtmenge der THG-Entnahmen (Senken) innerhalb eines bestimmten Zeitraums - in der Regel eines Jahres - ausgeglichen ist. Im Folgenden werden daher die drei relevanten Bereiche zum Erreichen von THG-Neutralität vertieft betrachtet: Die THG-Quellen, also alle Sektoren (ohne LULUCF) sowie die natürlichen und technischen Senken. Zudem wird das Zusammenspiel von THG-Quellen und Senken diskutiert.

12.1 Treibhausgasquellen (ohne LULUCF)

334 Die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstige stellen THG-Quellen dar, sofern technische Senken nicht berücksichtigt werden (siehe Kapitel 12.3). Grundsätzlich kann zwischen vermeidbaren THG-Emissionen und unvermeidbaren THG-Emissionen in diesen Sektoren unterschieden werden. Vermeidbare Emissionen sind solche, die entweder durch einen Brennstoffwechsel von fossilen zu CO_2-neutralen Energieträgern und einem damit verbunden Technologiewechsel, durch Effizienz oder durch eine Reduktion von Aktivitäten vermieden werden können (siehe RZ 16 ERK 2025). Zu schwer oder nicht vermeidbaren Emissionen zählen vor allem THG-Emissionen aus der Landwirtschaft und prozessbedinge Emissionen im Industriesektor wie beispielsweise im Rahmen der Zementherstellung. Was genau zu schwer oder nicht vermeidbaren Emissionen zu rechnen ist, ist allerdings nicht eindeutig definiert. Weitere Quellen enthält der Sektor LULUCF, der aber auch Anteile von Senken enthält und im Bundes-Klimaschutzgesetz getrennt behandelt wird (siehe Kapitel 12.2).

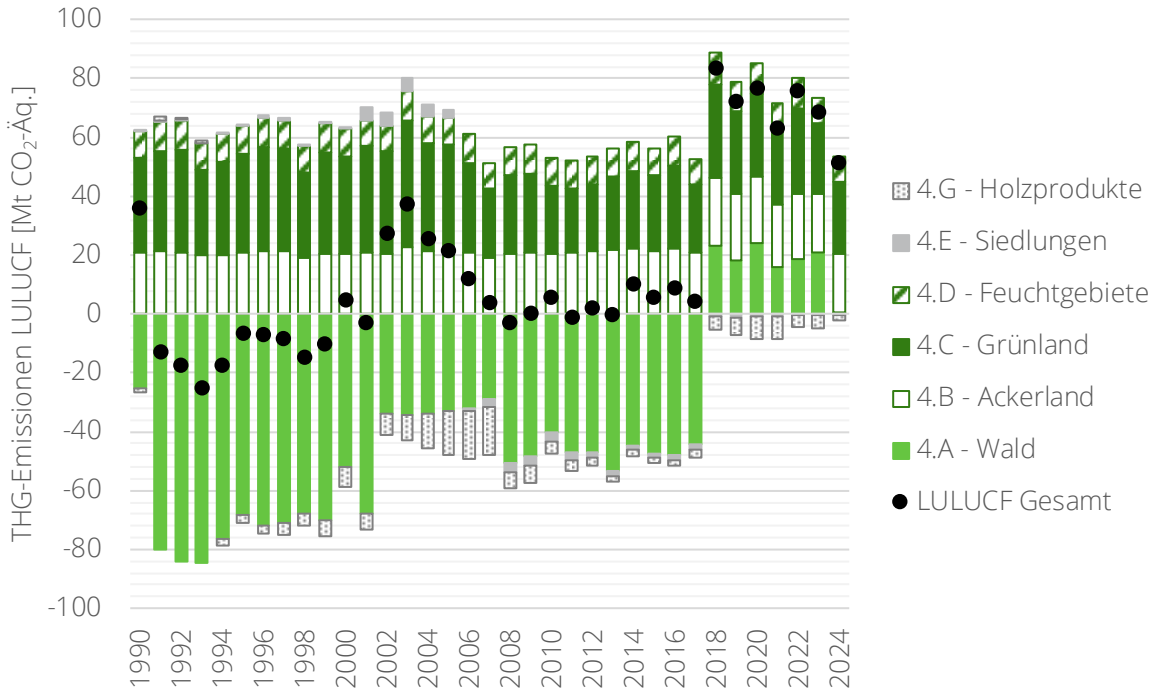
335 Laut den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g) verbleiben in den Sektoren (ohne LULUCF) noch 204,7 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2045. Technische Senken werden im Projektionsbericht nicht berücksichtigt, so dass der ausgewiesene Wert die Brutto- wie Nettoquelle bezeichnet. Mit 72,9 Mt CO_2-Äq. ist der Industriesektor der Sektor mit den höchsten verbleibenden THG-Emissionen, gefolgt von der Landwirtschaft mit 53,5 Mt CO_2-Äq. sowie dem Energiewirtschaftssektor mit 50,4 Mt CO_2-Äq. Auch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) der Projektionsdaten 2025 verbleiben THG-Emissionen im Jahr 2045 in Höhe von 184,2 Mt CO_2-Äq. Welcher Anteil der in den Projektionsdaten ausgewiesenen THG-Quellen (ohne LULUCF) als schwer und nicht vermeidbar eingestuft werden kann, ist offen. Eine vom BMWK veröffentlichte Meta-Studie geht davon aus, dass THG-Emissionen in Höhe von 37 bis 76 Mt CO_2-Äq. schwer oder nicht vermeidbar seien (BMWK 2024e). Um dieses niedrige Niveau an verbleibenden THG-Emissionen tatsächlich bis zum Jahr 2045 zu erreichen, sind im Vergleich zu den in den Projektionsdaten 2025 verwendeten Szenarien sehr ambitionierte zusätzliche Maßnahmen erforderlich.

336 Um das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen, je nachdem in welcher Höhe die THG-Quellen in Zukunft verbleiben, derartige verbleibende, schwer oder nicht vermeidbare THG-Emissionen durch die natürliche Senkenleistung des Sektors LULUCF und technische Senken kompensiert werden.

12.2 LULUCF

337 Abbildung 45 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen des Sektors LULUCF nach Landnutzungskategorien. Durch das Ergebnis der neuen Bundeswaldinventur (Riedel et al. 2024) wird der Sektor seit dem Jahr 2014 durchgängig als Netto-THG-Quelle ausgewiesen (UBA 2025h). Seit dem Dürrejahr 2018 fällt diese Netto-THG-Quelle besonders stark aus. Die Landnutzungskategorien Ackerland, Grünland und Feuchtgebiete sowie seit dem Jahr 2018 auch der Wald stellen THG-Quellen dar. Eine THG-Senke stellen vor allem Holzprodukte dar. Während Feuchtgebiete das Potenzial aufweisen, die THG-Emissionen im Sektor LULUCF zu mindern, hat der Wald das Potenzial, die Senkenleistung zu erhöhen.

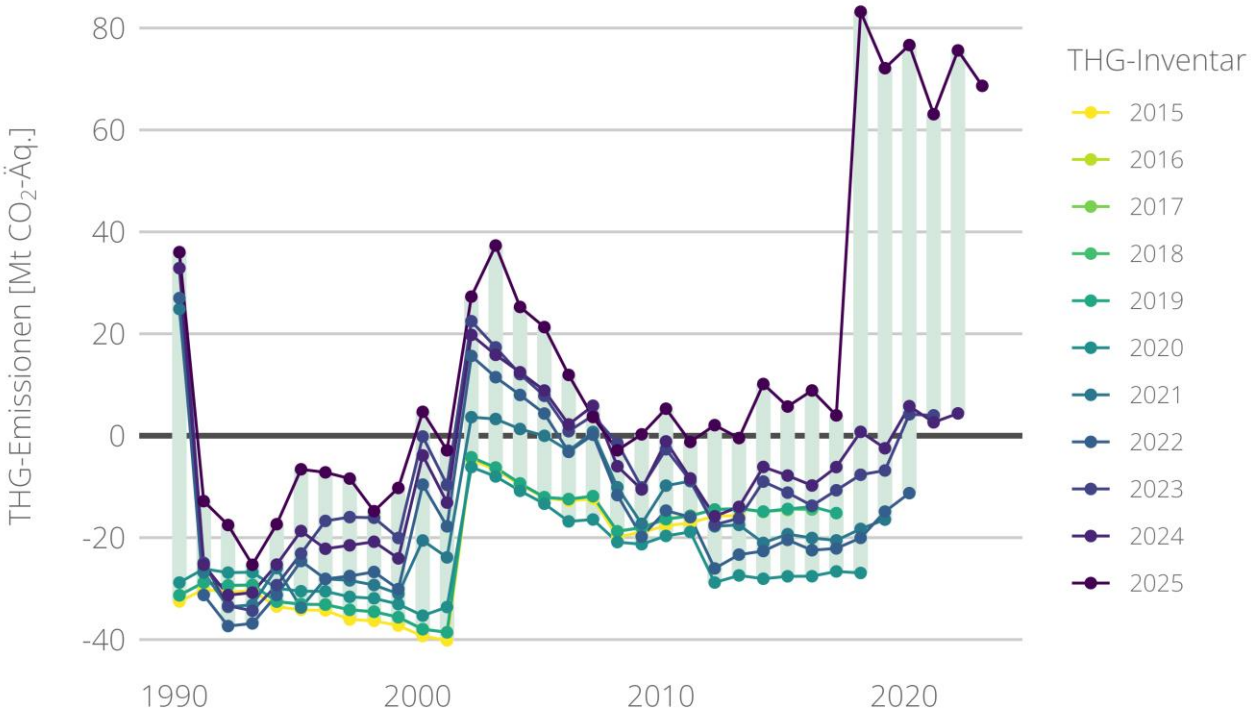
Abbildung 45: Entwicklung der THG-Emissionen des Sektors LULUCF im Zeitraum 1990 - 2024



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025h).

338 Dem Sektor LULUCF mit seinen potenziellen natürlichen THG-Senken, wie Wäldern oder intakten Mooren, wird im Bundes-Klimaschutzgesetz eine besondere Bedeutung eingeräumt (§ 3a Abs. 1 KSG). Die natürlichen Senken sind charakterisiert von einer großen Trägheit natürlicher Ökosysteme, von spezifischen Wachstums- und Reaktionszeiten, sowie möglichen Störereignissen (wie Extremwetterereignissen oder Schädlingsbefall), die eine hohe Unsicherheit in Bezug auf die Senkenleistung des Sektors bedingen. Daher weist die Kohlenstoffdynamik im Sektor eine hohe Variabilität und Vulnerabilität auf. In Deutschland hat sich der Wald seit dem Start der Dürrejahre im Jahr 2018 durch großflächiges Absterben von Bäumen von einer Senke zu einer deutlichen Netto-THG-Quelle entwickelt (siehe RZ 339).

Abbildung 46: Zeitreihen der THG-Emissionen des LULUCF-Sektors in aufeinander folgenden nationalen THG-Inventaren von 2015 bis 2025



Eigene Darstellung basierend auf den Submissionen der THG-Inventare an die UNFCCC für 2015 bis 2024, abrufbar auf www.unfccc.int, sowie UBA (2025h). Die grauen Balken stellen die Spannbreite der THG-Emissionen für jedes Kalenderjahr zwischen den THG-Inventaren dar.

339 Die Ursache für diese Netto-THG-Emissionen im Wald liegt dabei vornehmlich in naturfernen Beständen, in denen die Fichte dominiert. Insbesondere Monokulturen an ungünstigen Standorten waren wenig resilient. Hier sind ca. 461 000 kha Fichte abgestorben (Riedel et al. 2024). Andere Nadelbäume sowie Laubbäume waren weiterhin Senken, auch wenn einige andere Hauptbaumarten wie die Buche und Eiche zunehmend Vitalitätseinbußen aufwiesen (Bundesregierung 2024a; BMEL 2024a). Zwar wird das Absterben der Fichten durch Naturverjüngung und Wiederaufforstung ausgeglichen, eine nennenswerte Senkenleistung wird jedoch erst nach etwa 20 Jahren erreicht. Durch den Klimawandel ist aber u. a. wegen Dürreereignissen und Kalamitäten ein geringerer Zuwachs zu verzeichnen (Riedel et al. 2024). Das führt dazu, dass die Senkenleistung tendenziell abnimmt und zusätzlich durch Störungen gefährdet ist (Hennenberg et al. 2024). Die Betrachtung der Zeitreihen der THG-Emissionen des LULUCF-Sektors von 2015 bis 2024 zeigt deutlich diese zwischenjährige Variabilität des Sektors (siehe Abbildung 46). Die Verschiebung zwischen den Zeitreihen resultiert aus Anpassungen in Daten und Methoden zwischen den Inventaren (UBA (2025h; 2025a); siehe auch Tabelle 4).

340 Laut Bundes-Klimaschutzgesetz soll der Sektor LULUCF im Jahr 2045 eine THG-Senkenleistung von −40 Mt CO_2-Äq. aufweisen. Zu der zentralen Frage, ob die Senkenziele noch erreicht werden können, gibt es in der wissenschaftlichen Debatte unterschiedliche Einschätzungen. So geht etwa das Thünen-Institut auf Basis der Projektionsdaten 2025 von einer Zielverfehlung aus. Nach dieser Einschätzung wäre eine Zielerreichung nur in Verbindung mit einer drastischen Einschränkung der Holznutzung möglich. Aufgrund der daraus entstehenden Konsequenzen für die Forstwirtschaft fordern etwa Bolte

und Osterburg (2024) die Änderung der LULUCF-Ziele im Bundes-Klimaschutzgesetz, um den Sektor zu entlasten.

341 Demgegenüber kommt UBA (2025q) mit einem anderen Modellierungs- und Maßnahmenansatz zu einem abweichenden Ergebnis. In dieser Studie werden seltenere Extremwetterereignisse zugrunde gelegt, nämlich nur in 25 % aller Jahre bis 2045. Die Projektionsdaten 2025 gehen hingegen von Extremwetterereignissen in 50 % der Jahre bis 2045 aus. Darüber hinaus geht UBA (2025q) von ambitionierteren Maßnahmen in den Bereichen Moorbodenschutz, Waldklimaschutz und Agroforst aus als die Projektionsdaten 2025. Damit sieht UBA (2025q) die Möglichkeit, durch schnelles Handeln und ambitionierte Maßnahmen in den Bereichen Moorbodenschutz, Agroforst und Waldklimaschutz, die Ziele für den Sektor LULUCF in den Jahren 2040 und 2045 zu erreichen und die Senkenleistung des LULUCF-Sektors wiederherzustellen. Demnach ließen sich z. B. durch Wiedervernässung von rund 83 % der drainierten Flächen bis zum Jahr 2045 bereits rund 26 Mt CO_2-Äq. einsparen (UBA 2025q). Durch Verringerung der Laubholzentnahme um rund 4 Mio. m^3, könnten im selben Zeitraum 5,8 Mt CO_2-Äq. Minderungen erreicht werden. Die Umsetzung solcher und anderer Maßnahmen für noch höhere Minderungswirkungen könnten UBA (2025q) zur Folge über stärkere Förderung und Zuschüsse erreicht werden.

342 Der Expertenrat konnte die Ansätze der unterschiedlichen Herangehensweisen nicht umfassend prüfen. Es besteht demnach Unklarheit, ob – und wenn ja in welchem Umfang – der Sektor LULUCF sich wieder zu einer THG-Senke entwickeln wird und inwieweit er insofern zur Kompensation unvermeidbarer Restemissionen der anderen Sektoren zur Verfügung stehen wird. Sollte sich in Summe kein Ausgleich aus Restemissionen und Senkenleistung des Sektors LULUCF ergeben, so wäre dieser Ausfall durch technische Senken zu erbringen, um das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen.

12.3 Technische Senken

343 Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht seit dem Jahr 2024 Ziele für technische Senken vor (§ 3b KSG), welche von der Bundesregierung für die Jahre 2030, 2040 und 2045 festzulegen sind (§ 3b Satz 2 KSG) (siehe Kapitel 12.3). Dabei ist der Begriff „technische Senke“ nicht explizit definiert; ausweislich der Gesetzesbegründung aus dem Jahr 2024 beschreibt er eine Teilmenge von CO_2-Entnahmen, nämlich Entnahmen "wie Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (BECCS) oder direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft und anschließender Speicherung (DACCS)“,[113] also vor allem die technische Bindung von Kohlendioxid in untertägigen Speicherstätten. Die Gesetzesbegründung zu § 3b Satz 3 KSG legt nahe, dass technische Senken diejenigen CO_2-Entnahmen bezeichnet, welche nicht im Sektor LULUCF bilanziert werden.[114] Daneben gibt es weitere Formen der CO_2-Entnahme durch natürliche Bindung, aber mit teilweise vorgelagerten technischen Prozessen, wie beispielsweise Pflanzenkohle oder beschleunigte Verwitterung. Die Entwicklung einer langfristigen Strategie für den Ausbau von CO_2-Entnahmen (einschließlich technischer Senken) befindet sich aktuell in Bearbeitung („Langfriststrategie

113 (Deutscher Bundestag 2023, S. 20)

114 (Deutscher Bundestag 2023, S. 20): „Ebenso bleibt der Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft nach § 3a unberührt; eine Verrechnung zwischen Beiträgen nach § 3a und nach § 3b findet nicht statt.

Negativemissionen")[115]. Der Expertenrat regt an, dass die Bundesregierung in diesem Zusammenhang den Begriff „technischen Senke" aus § 3b KSG präzisiert.

344 Technische Senken nutzen Technologien, die zu einer Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre führen.[116] Der Entwicklungsstatus der einzelnen negativen Emissionstechnologien hängt vom jeweils erreichten Stand der technologischen Umsetzung ab, (siehe zum technischen Stand z. B. Smith et al. (2024)). Dabei erreichen DACCS Technologien einen Technology Readiness Level (TRL) von 7–8 (Sievert et al. 2024), BECCS-Technologien einen TRL 8 (DBFZ 2025) und die Pyrolyse von Biomasse zu Pflanzenkohle von 9 (DBFZ 2025). Neben dem technologischen Entwicklungsstand sind weitere Herausforderungen für den Markteintritt der Technologien der geltende Rechtsrahmen (BMWK 2022; London Protocol 2006) die fehlende CO_2-Infrastruktur und die Kosten für die CO_2-Entnahme und dessen dauerhafte Speicherung bzw. Bindung.

345 Die Bundesregierung hat Eckpunkte für die Carbon Management Strategie (BMWK 2024a) festgelegt, die technische CO_2-Abscheidung, CO_2-Transport und CO_2-Speicherung betrifft. Im aktuellem Rechtsrahmen ist ein Aufbau einer CO_2-Infrastruktur und Errichtung von CO_2-Speichern de facto nicht möglich, da die Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) vom 27.02.2025 ausschließlich die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten (§ 1 KSpG) regelt und ein Export zu ausländischen Offshore-Speichern durch das London Protocol Artikel 6 (London Protocol 2006) ausgeschlossen wird (BMWK 2022, Abschnitt 3.2.4). Ein darüber hinaus gehender Änderungsentwurf für das KSpG (Bundesregierung 2022), der einen rechtlichen Rahmen für CO_2-Transport und Speicherung schaffen sollte, wurde in der Form nicht verabschiedet. In Bezug auf die Ermöglichung eines CO_2-Transports und einer CO_2-Speicherung nennt der aktuelle Koalitionsvertrag (CDU&CSU und SPD 2025) keine negativen Emissionstechnologien, sondern die THG-Minderungsoption CO_2-Abscheidung an Punktquellen fossiler Restemissionen: Der Koalitionsvertrag sieht ein Gesetzespaket vor, das „Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors und für Gaskraftwerke ermöglicht" (siehe RZ 373).

346 Vor dem Hintergrund der in Kapitel 11.1 gemachten Ausführungen zur Emissionsentwicklung bis 2045 sowie den in Kapitel 11.3 dargestellten Herausforderungen im Sektor LULUCF scheinen technische Senken notwendig, um das Ziel der THG-Neutralität zu erreichen. Die Höhe des notwendigen Beitrags richtet sich dabei an den verbleibenden THG-Emissionen aus allen dann noch verbliebenen Quellen sowie der zukünftigen Senkenleistung des Sektors LULUCF. Insgesamt sollte zeitnah ein verlässlicher rechtlicher Rahmen und eine Zielsetzung im Hinblick auf die zukünftige Nutzung technischer Senken erarbeitet werden, um für die Entwickler und Investoren entsprechender Technologien Planungssicherheit im Hinblick auf die Rahmenbedingungen zu schaffen. Dabei sind Fragestellungen des Wettbewerbs zu anderen Nutzungsoptionen von Biomasse bei BECCS sowie Fragen der Landnutzung und des Energieverbrauchs für alle in Frage stehenden Technologien ebenso

[115] Im Februar 2024 hat das BMWK ein Eckpunktepapier „Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe)" vorgelegt (BMWK 2024c).

[116] In diesem Zusammenhang wird oft CCS an Punktquellen fossiler, schwer- oder nicht-vermeidbarer Restemissionen diskutiert. Diese Technologien sind nicht als Senke zu betrachten, da sie fossile THG-Emissionen abscheiden und damit Emissionen lediglich mindern, nicht aber netto-negativ werden können. Gleichzeitig bauen diese Technologie-Optionen auf vergleichbaren technologischen Konzepten wie DACCS und BECCS auf und sind genauso wie diese technischen Senken auf eine CO_2-Infrastruktur für Transport und Speicherung angewiesen. Teilweise betreffen die im Folgenden genannten Herausforderungen und Zielkonflikte deshalb neben den technischen Senken auch die Option zu THG-Emissionsminderung durch CCS an Punktquellen fossiler, schwer- oder nicht-vermeidbarer Restemissionen.

miteinzubeziehen wie die mit den Technologien verbundenen THG-Emissionen im Prozess bis zur Entnahme. Zugleich spielt die Planung und Finanzierung der notwendigen CO_2-Infrastruktur für diejenigen Negative-Emissions-Technologien eine zentrale Rolle, die eines großvolumigen Transports von CO_2 bedürfen, also insbesondere diejenigen, die eine dauerhafte Speicherung von CO_2 im Untergrund beinhalten.

12.4 Zielarchitektur

347 Um das KSG-Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen, braucht es aus Sicht des Expertenrats eine konsistente Klärung und Ergänzung des klimaschutzpolitischen Rahmens. Unter dem Eindruck der in den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g) festgestellten Zielverfehlungen spätestens ab dem Jahr 2030 (Kapitel 11) sowie insbesondere der deutlich projizierten Verfehlung des THG-Neutralitätsziels (Kapitel 12), weist der Expertenrat zunächst auf die unvollständige Formulierung von Zielen bis zum Jahr 2045 hin, also bis zu dem Jahr, in welchem THG-Neutralität erreicht werden soll. Tabelle 16 zeigt eine Übersicht über die aktuelle Zielarchitektur des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

348 Der Expertenrat weist darauf hin, dass seiner Kenntnis nach die Bundesregierung ihren Verpflichtungen aus § 4 Abs. 4 Satz 1 KSG zur Überführung der Minderungsziele aus Anlage 3 in Jahresemissionsgesamtmengen sowie aus § 5 Abs. 8 Satz 1 KSG für die Festlegung von sektorenscharfen Zielen für die Sektoren ohne LULUCF für den Zeitraum von 2031 bis 2040 bislang nicht nachgekommen ist. Beide Verpflichtungen hätten im Jahr 2024 erledigt werden müssen. Gegen dieses Versäumnis hat die Deutsche Umwelthilfe geklagt (DUH 2025a).

349 Der Pflicht zur Setzung von Zielen für die technischen Senken gemäß § 3b Satz 2 KSG) ist die Bundesregierung vor dem Hintergrund der noch nicht abgeschlossenen Langfriststrategie Negativemissionen bislang nicht nachgekommen, wobei das Gesetz in diesem Fall keine Frist setzt. Allerdings hat die Gesetzesbegründung diese Festlegung für das Jahr 2024 auf Grundlage der für dieses Jahr vorgesehenen „Langfriststrategie der Bundesregierung zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen“ angekündigt (Deutscher Bundestag 2023, S. 20). In diesem Sinne ist die Bundesregierung auch in diesem Aspekt in Verzug.

350 Die gesamten deutschen THG-Emissionen ergeben sich nach der Inventarlogik aus der Summe der THG-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges sowie des Sektors LULUCF. CO_2-Entnahmen würden in der Inventarlogik teilweise bei LULUCF, teilweise in den anderen Sektoren bilanziert werden;[117] sie stellen daher (derzeit) keine zusätzliche Kategorie der Berichterstattung gemäß UNFCCC-Standard dar. Allerdings bestehen noch erhebliche Unsicherheiten auf globaler Ebene bezüglich deren Bilanzierung.[118] Das Erreichen von Zielen für CO_2-Entnahmen (einschließlich technischer Senken) hat also eine Wechselwirkung mit der Erreichung von Zielen für die anderen Sektoren. Dabei werden im Bundes-Klimaschutzgesetz die unter

[117] Siehe z. B. (dena 2024) Tabelle 1.
[118] siehe z. B. Jörß und Moosmann (2024).

§ 3b KSG erreichten Minderungen als strikt zusätzlich zu den Minderungen unter § 3a KSG angesehen, eine Verrechnung findet nicht statt.[119]

351 Für den Saldo aller Sektoren nennt das Bundes-Klimaschutzgesetz bislang nur Ziele für die Jahre 2045 und 2050 (§ 3 Abs. 2 KSG) und ohne technische Senken[120]. Während für die Jahre 2030 und 2040 jeweils Ziele für die Sektoren ohne LULUCF sowie für LULUCF definiert sind, fehlt bislang für diese beiden Jahre eine ausdrückliche Festlegung für die Höhe der Summe der Emissionen aus allen Sektoren des Inventars, einschließlich entsprechend bilanzierter CO_2-Entnahmen in technischen und natürlichen Senken. Der Expertenrat würde eine diesbezügliche Klarstellung begrüßen.

Tabelle 16: Zielarchitektur im Bundes-Klimaschutzgesetz für den Zeitraum von 2021 bis 2045 mit offenen Zuständigkeiten der Bundesregierung

	Jahresscharfe Ziele			Budgetziele		
Zeitpunkt/ -raum	2030	2040	2045	2021–2030	2031–2040	2041–2045
Sektoren ohne LULUCF	§ 3 Abs. 1 Nr. 1	§ 3 Abs. 1 Nr. 2	BReg, offen[c]	Anlage 2	Anlage 3e	BReg, offen[c]
Darin: Sektoren-scharfe Ziele	*Anlage 2a*	*BReg, überfällig[a]*	*BReg, offen[d]*	*Anlage 2a*	*BReg, überfällig[a]*	*BReg, offen[d]*
Darin: ESR-Ziele	*EU-Vorgabe (siehe § 7 KSG)*			*EU-Vorgabe (siehe § 7 KSG)*		
LULUCF	§ 3a Abs. 1 Nr. 1	§ 3a Abs. Nr. 2	§ 3a Abs. Nr. 3			
Gesamt-emissionen	(*)	(*)	§ 3 Abs. 2 Nr. 1			
Darin: Technische Senken	*BReg, überfällig[b]*	*BReg, überfällig[b]*	*BReg, überfällig[b]*			

(*) Die Gesamtemissionen dürfen höchstens so hoch sein wie die Summe der Zielvorgaben für alle Sektoren. Theoretisch wäre auch eine geringere Zielvorgabe für die Summe der Sektoren als die Summe der Sektorenziele denkbar; hierzu macht das KSG derzeit keine Ausführungen.
a: Gemäß § 5 Abs. 8 Satz 1 KSG hätte die Bundesregierung diese Ziele im Jahr 2024 festlegen müssen. Dieser Pflicht ist die Bundesregierung nicht nachgekommen.
b: § 3b Satz 2 KSG verpflichtet die Bundesregierung zur Festlegung von Zielen. Festlegung von Zielen. Dieser Pflicht ist die Bundesregierung trotz der entsprechenden Selbstverpflichtung aus der Gesetzesbegründung zur Festlegung im Jahr 2024 noch nicht nachgekommen.
c: Gemäß § 5 Abs. 8 Satz 1 KSG legt die Bundesregierung diese Ziele im Jahr 2034 fest.
d: Gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 KSG legt die Bundesregierung diese Ziele im Jahr 2034 fest.
e: Anlage 3 KSG enthält aktuell prozentuale Minderungsziele für die Jahre von 2031 bis 2040. Diese hätten gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 KSG von der Bundesregierung im Jahr 2024 in Jahresemissionsmengen überführt werden müssen. Dieser Pflicht ist die Bundesregierung nach Kenntnisstand des Expertenrats noch nicht nachgekommen.

Eigene Darstellung.

[119] Siehe auch dena (2024), S. 13: „Für die Zielsetzung nach § 3b KSG … dürfen in einem inventarbasierten Verständnis nur diejenigen Entnahmemethoden als technische Senken kategorisiert werden, die nicht bereits in der LULUCF-Sektorbilanz berücksichtigt sind, um eine Doppelanrechnung aus fas LULUCF-Ziel und das Technische-Senken-Ziel zu vermeiden."

[120] Die Ziele aus § 3 Abs. 1 Nr. 1 und 2 KSG umfassen gemäß § 2 Nr. 8 KSG nicht die Emissionen des Sektors LULUCF und gemäß § 3b Satz 6 KSG nicht die technischen Senken.

352 Das Bundes-Klimaschutzgesetz definiert THG-Neutralität im Einklang mit internationalen Vorgaben als ein „Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ (§ 2 Nr. 9 KSG). Ausweislich der Gesetzesbegründung für die KSG-Novellierung aus dem Jahr 2021 betrachtet die Bundesregierung die Erreichung dieses Ziels als Saldo von bislang nicht im Gesetz verankerten „Restemissionen“ von höchstens 37,5 Mt CO_2-Äq. und dem in § 3a Abs. 1 Nr. 3 KSG genannten Ziel für den Sektor LULUCF in Höhe von −40 Mt CO_2-Äq.

353 Dem Bundes-Klimaschutzgesetz fehlt derzeit sowohl eine eindeutige Definition als auch ein ausdrückliches Ziel für die maximale Höhe der Restemissionen.

i) Gedanklich müssten diese Restemissionen gemäß der Konstruktion des Bundes-Klimaschutz sowie seiner diversen Gesetzesbegründungen den THG-Emissionen der Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG im Jahr 2045 entsprechen, welche durch den in § 3a KSG angestrebten negativen Beitrag des Sektors LULUCF „neutralisiert“ werden.[121] Undeutlich ist nach Einschätzung des Expertenrats, inwieweit der Beitrag technischer Senken sowie der technischen Prozesse im Zusammenhang mit natürlichen CO_2-Entnahmen dabei mitgedacht ist oder nicht. Laut der Gesetzesbegründung aus dem Jahr 2021 bezeichnet die Bundesregierung mit „Restemissionen“ diejenigen Emissionen, die sich nach Nutzung von „technischen und sonstigen THG-Vermeidungsoptionen“ ergeben;[122] fraglich ist mithin insbesondere, ob der Gesetzgeber die in § 3b KSG normierten technischen Senken als „technische Vermeidungsoptionen“ ansieht oder nicht. Der Verweis auf dieselben Restemissionen in der Gesetzesbegründung zu § 3b KSG aus dem Jahr 2024 legt zwar nahe, dass „Restemissionen“ keinen Beitrag von technischen Senken enthalten. Der Expertenrat würde dennoch eine ausdrückliche Klarstellung des Begriffs begrüßen.

ii) Gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 KSG soll die Bundesregierung ein Ziel für die THG-Emissionen der Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG im Jahr 2045 erst im Jahr 2034 festlegen.[123] Angesichts der hohen Unsicherheit im Sektor LULUCF und den derzeit noch ungewissen Potenzialen im Bereich der CO_2-Entnahmen, erscheint dem Expertenrat dieser späte Zeitpunkt der Festlegung problematisch, und er empfiehlt eine zeitnahe Befassung mit dieser Verpflichtung. Zudem regt der Expertenrat an, dass die Bundesregierung im Rahmen sowohl der Langfriststrategie Negativemissionen als auch im anstehenden Klimaschutzprogramm präzisiert, welchen Beitrag diese Negativemissionen leisten sollen, und zwar sowohl bezüglich der technischen Senken zur Erreichung des Summenziels der Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG im Jahr 2045 als auch bezüglich der natürlichen CO_2-Entnahmen bei der Erreichung des Sektorenziels für LULUCF.

354 In diesem Zusammenhang betont der Expertenrat die Gefahren einer Strategie, die das Ziel der THG-Neutralität in nennenswertem Umfang von der Realisierung von Negativemissionen abhängig machen würde: denn die darunter fallenden Technologien sind von der Umsetzungsreife teils noch weit entfernt, so dass zum jetzigen Zeitpunkt insbesondere völlig unklar ist, in welchem Umfang technische Senken

121 „Restemissionen“ bezeichnen laut der Gesetzesbegründung der Bundesregierung die verbleibenden Emissionen in allen Sektoren außer LULUCF, so dass zur Kompensation die „bis dahin mindestens zu erreichende negative Emissionsbilanz des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft sollte dann mindestens in dieser Größenordnung liegen“ soll (Deutscher Bundestag 2021, S. 19). Auch die Einführung der Ziele für technische Senken in § 3b KSG im Jahr 2024 wurde von der Bundesregierung mit Verweis auf diese Restemissionen begründet (Deutscher Bundestag 2023, S. 20).

122 (Deutscher Bundestag 2021, S. 19).

123 Die Definition von THG-Neutralität (§ 2 Nr. 9 KSG) impliziert, dass die Restemissionen im Jahr 2045 nicht höher ausfallen dürfen als an Null gespiegelte Wert der Emissionen von LULUCF. Damit ergibt sich ein implizites Ziel für die Restemissionen aus der Vorgabe der THG-Neutralität, welches aber abhängig von den tatsächlich realisierten, und derzeit sehr unsicheren negativen oder positiven Emissionen im Sektor LULUCF ist.

tatsächlich zur Verfügung stehen werden (siehe Kapitel 12.3), und inwieweit der Sektor LULUCF in Summe zu einer Senke entwickelt werden kann (siehe Kapitel 12.2). Daher muss nach Ansicht des Expertenrats, und unbeschadet der oben angesprochenen Präzisierung des Begriffs „Restemissionen", mindestens im Rahmen der Gesetzesbegründung klargestellt werden, welche Höchstmenge sich die Bundesregierung für die THG-Emissionen der Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG vor Anrechnung von technischen Senken und technischen Prozessen in Verbindung mit natürlichen CO_2-Entnahmen (s. o.) zum Ziel setzt.

355 Angesichts der mit dem Potenzial der Negativemissionen verbundenen Unsicherheit wäre es aus Sicht des Expertenrats eine Option, die Zielerreichung bei den Negativemissionen höchstens teilweise zur Zielerreichung gemäß Inventarlogik anzurechnen und den Rest als eine Art „unverplanten Puffer" zu behandeln. Die Summe aus den Quellen der Sektoren einschließlich LULUCF und den angestrebten Negativemissionen würde dann eine geringere THG-Emissionsmenge ausweisen als die im Bundes-Klimaschutzgesetz verankerten Ziele. Insbesondere würde das bedeuten, dass diese Summe für das Zieljahr der THG-Neutralität 2045 negativ wäre. Der genaue Umfang dieser Unterschreitung der Null bleibt der politischen Beurteilung vorbehalten. Ähnliche Erwägungen müssten auch bei einer möglicherweise eingeplanten Anrechnung internationaler Emissionsminderungen zum Tragen kommen.[124]

356 Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht derzeit kein eigenes Ziel für Negativemissionen vor, sondern teilt diese Zielsetzung auf das explizite Ziel für technische Senken (§ 3b KSG) und das in der Vorgabe für LULUCF implizit enthaltene Ziel für natürliche Entnahmen (§ 3a Abs. 1 KSG) auf. Hieraus ergeben sich Abgrenzungsfragen, welche unter Umständen die Steuerungsgüte des Bundes-Klimaschutzgesetzes beeinträchtigen können. Eine Möglichkeit zur Präzisierung von Zielen für das Erreichen von THG-Neutralität im Rahmen einer weitergehenden Überarbeitung des Bundes-Klimaschutzgesetzes wäre die konsequente Unterscheidung nach Quellen und Senken, mit entsprechenden Zielvorgaben für die Quellen für jeden der Sektoren aus Anlage 1 KSG, sowie für die Senken der Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1−6 KSG (technische CO_2-Entnahmen) sowie für die Senken in LULUCF (natürliche CO_2-Entnahmen), verbunden mit ausdrücklichen Zielvorgaben sowohl für die Quellen als auch für die Senken.

357 Obwohl das Bundesverfassungsgericht in seinem Beschluss aus dem Jahr 2021 die Verwendung des Budgetansatzes im Grundsatz zur Maxime seiner Bewertung der klimaschutzpolitischen Verpflichtung Deutschlands gemacht hat,[125] lassen sich Vorgaben für ein konkretes THG-Budget über den Zeitraum von 2021 bis 2045, und damit für den Beitrag Deutschlands zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung, auch nach der erneuten Novelle des Jahres 2024 nicht aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz ableiten.[126] Teilweise verwendet das Gesetz zwar das Budgetprinzip, nämlich für die Sektoren ohne LULUCF und für die Zeiträume von 2021 bis 2030 (Anlage 2 KSG) und von 2031 bis 2040 (Anlage 3 KSG), aber eben nicht konsequent über alle Sektoren, und auch nicht über den gesamten Zeitraum bis zum Erreichen der THG-Neutralität. In diesem Zusammenhang erscheint dem Expertenrat insbesondere wenig nachvollziehbar, dass der LULUCF Sektor bisher nur zu Stichjahren und nicht

124 Siehe CDU&CSU und SPD (2025) Zeilennummer 905–906, sowie Kapitel 13.

125 siehe BVerfG (2021) 1 BvR 2656/18;1 BvR 78/20;1 BvR 96/20; 1 BvR 288/20, Rn. 215 ff., insb. Rn. 229 S.1: „Obwohl die konkrete Quantifizierung des Restbudgets durch den Sachverständigenrat nicht unerhebliche Unsicherheiten enthält, müssen ihm die gesetzlichen Reduktionsmaßgaben Rechnung tragen."

126 siehe auch BVerfG (2021), Rn. 217, S. 1 und S. 2: „Zwar hat die Bundesregierung in diesem Verfahren bekundet, nicht mit nationalen CO_2-Budgets zu rechnen. Der prinzipiellen Aussagekraft des Budget-Ansatzes hat sie aber nicht widersprochen."

kumuliert, wie die anderen Sektoren, betrachtet wird, zumal sowohl das EU-Klimaschutzrecht (EU-LULUCF-Verordnung) als auch inhaltliche Aspekte[127] für eine mehrjährig integrierte Betrachtung dieses Sektors sprechen.[128] Vor diesem Hintergrund empfiehlt der Expertenrat der Bundesregierung, möglichst kurzfristig ein Budget für die Sektoren ohne LULUCF für die Jahre 2041 bis 2045 und ein Budget für den Sektor LULUCF für den Zeitraum von 2020 bis 2045 zu definieren. Dabei müsste analog zu dem jahresscharfen Ziel für die THG-Neutralität (s. o. RZ 307) jeweils ausdrücklich erklärt werden, bis zu welchem Umfang die Ziele für technische Senken aus § 3b KSG bei den jeweiligen Zielfestlegungen angerechnet oder alternativ als unverplanter Puffer betrachtet werden sollen.[129]

358 Offen ist in der Nutzung des Budgetansatzes durch das Bundes-Klimaschutzgesetz die Verrechnung von Über- oder Unterschreitungen am Ende eines Referenzzeitraums in den nächsten, also von 2021 bis 2030 auf 2031 bis 2040 und von 2031 bis 2040 auf 2041 bis 2045 (siehe Fußnote 108). Sachlogisch wäre nach Dafürhalten des Expertenrats eine vollständige Verrechnung zwischen den Perioden. Aus Sicht des Klimaschutzes müssten vor allem Überschreitungen fortgeschrieben werden, während die Fortschreibung von Unterschreitungen möglicherweise langfristig erforderliche Anpassungsmaßnahmen bremsen könnte. Der Expertenrat empfiehlt der Bundesregierung, diese Übergänge im Einklang mit den entsprechenden Regelungen in der EU-Governanceverordnung zu präzisieren.

359 Neben den unvollständigen Zielfestlegungen weist der Expertenrat angesichts der Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 auch auf die eingeschränkte Nutzung von Auslösemechanismen im Bundes-Klimaschutzgesetz hin. Der Nachsteuerungsmechanismus aus § 8 KSG bezieht sich ausschließlich auf die Sektoren ohne LULUCF, und kommt derzeit nur für die Emissionen dieser Sektoren im Zeitraum von 2021 bis 2030 zur Anwendung (§ 8 Abs. 1 Satz 1 KSG). Damit fehlen Auslöseregeln für Verfehlungen sowohl i) im Teilbereich der Europäischen Lastenteilung (2021–2030) als auch ii) nach dem Jahr 2030.

i) Für Verfehlungen der deutschen ESR-Ziele (Kapitel 11.2) sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz eine Berichtspflicht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag vor (§ 7 Abs. 4 KSG) vor. Der Expertenrat hält es darüber hinaus für sinnvoll, einen zu § 8 KSG analogen Mechanismus auch für Verfehlungen der ESR einzuführen. Wäre eine solche Regel bereits in Kraft, so hätte der Expertenrat in diesem Jahr die abermalige Verfehlung des ESR-Ziels für den Zeitraum von 2021 bis 2030 festgestellt (Kapitel 11.2), so dass die Bundesregierung verpflichtet worden wäre, bis Jahresende ein entsprechendes Maßnahmenprogramm vorzulegen. Auch wenn das Bundes-Klimaschutzgesetz diese Vorgabe noch nicht kennt, empfiehlt der Expertenrat, dass sich die Bundesregierung dennoch entsprechend verhält. Dabei kann in der Ausnahmesituation des Jahres 2025 (Klimaschutzprogramm

127 Durch eine intertemporale Verrechnung der Ziele mittels eines Budgetansatzes könnten u. a. natürliche Schwankungen, die Auswirkungen von Störereignissen (z. B. durch Dürrejahre wie im Jahr 2018 oder Schädlingsbefall in Wäldern), oder klimawandelbedingten Prozessen (Veränderung der Niederschlagsverteilung, Temperatur) im LULUCF Sektor besser abgebildet und bei der Bilanzierung berücksichtigt werden. Dieser Ansatz könnte den Sektor entlasten und insbesondere einen möglichen Waldumbau hin zu einem resilienten und klimawandelangepassten Wald erleichtern. Die Waldverjüngung kann aber durch den erhöhten Einschlag kurzfristig Speicherleistung kosten. Holzentnahme im Wald wird immer als CO_2-Emission berichtet; diese Reduktion der Senkenleistung könnte und müsste auch langfristig wieder erheblich gesteigert werden, um THG-Neutralität zu erreichen. Bei fixem Gesamt-THG-Budget müsste ein solcher Waldumbau durch Minderung in anderen Sektoren, technische Senkenleistungen oder durch eine noch stärkere spätere Senkenleistung im Sektor LULUCF kompensiert werden.

128 Zum Teil ist Mehrjährigkeit bereits in der Mittelwertbildung über vier Jahre (§ 3a Abs. 1 Satz 2 KSG) sowie in § 3a Abs. 3 KSG für natürliche Störungen vorgesehen, diese Anwendung aber nicht hinreichend im Gesetz definiert. Insbesondere ist unklar, auf welcher Basis und mithilfe welcher Kriterien die Anpassungen oder Zielabsenkungen festgesetzt werden, und in welcher Höhe sie ausfallen können.

129 S. o. und siehe Jörß und Moosmann (2024).

zu Beginn einer Legislaturperiode, (siehe Kapitel 13) von der etwas längeren Frist (Ende März 2026 statt Ende Dezember 2025) Gebrauch gemacht werden und die ESR-bezogenen Maßnahmen in das ohnehin zu erstellende Klimaschutzprogramm eingebettet werden.

ii) Prinzipiell sind zwar im KSG die Voraussetzungen geschaffen worden, auch für spätere Zeiträume bereits frühzeitig eine vorausschauende Steuerung zu betreiben. Dennoch sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz die Berichterstattung von jahresscharfen Projektionsdaten für diesen Zeitraum erst ab dem Jahr 2029 vor (§ 5a KSG), und entsprechende Maßnahmen sollen erst ab dem Jahr 2030 für den Zeitraum von 2031 bis 2040 beschlossen werden (§ 8 Abs. 4 KSG). Ebenso wird bei einer festgestellten projizierten Verfehlung des Ziels der THG-Neutralität im Jahr 2045 bislang keine auslösende Wirkung im Bundes-Klimaschutzgesetz zugewiesen. Dem Expertenrat erschließt sich nicht, vor allem auch angesichts der Ergebnisse der Projektionsdaten 2025, warum so lange mit vorausschauender klimaschutzpolitischer Steuerung abgewartet werden soll. Daher empfiehlt der Expertenrat das Vorziehen des Auslösezeitraums aus § 8 Abs. 4 KSG, beispielsweise von 2030 auf 2025, sowie die Einführung eines zusätzlichen Auslösetatbestands, beispielsweise ab dem Jahr 2030, für den Fall, dass die Projektionsdaten das Ziel der THG-Neutralität im Jahr 2045 verfehlen. Daneben ist für die Zielerreichung in den Bereichen LULUCF und technische Senken bislang kein Nachsteuerungsmechanismus für absehbare Zielverfehlungen etabliert worden.[130] In diesem Sinne empfiehlt der Expertenrat eine Erweiterung der Auslösetatbestände. Darüber hinaus sollte auch der Anspruch von Klimaschutzprogrammen im Bundes-Klimaschutzgesetz auch auf die Einhaltung des Ziels der THG-Neutralität erweitert werden.[131]

360 Der Expertenrat empfiehlt eine angemessene Behandlung der festgestellten Zielverfehlungen im nächsten Klimaschutzprogramm, vor allem auch über das Jahr 2030 hinaus (siehe Kapitel 13). Dabei sollte insbesondere auch die Zielverfehlung bei der THG-Neutralität (§ 3 Abs. 2 KSG) in den Blick genommen werden, obwohl § 9 Abs. 1 KSG dies nicht ausdrücklich vorsieht. Diese Zielverfehlung liegt gemäß der Projektionsdaten 2025 bei +241 Mt CO_2-Äq. über alle Sektoren und ist damit substanziell. Hiervon entfallen +204 Mt CO_2-Äq. auf die Quellen aus den Sektoren aus Anlage 1 Nr. 1–6 KSG; potenzielle technische Senken sind in den Projektionsdaten 2025 nicht berücksichtigt worden. Die übrigen +37 Mt CO_2-Äq. entfallen auf den LULUCF-Sektor, da gemäß Projektionsdaten 2025 die natürlichen Quellen die natürliche CO_2-Entnahme um diesen Betrag übersteigen.

361 Aus diesem Befund folgt für die im Klimaschutzprogramm zusätzlich zu beschreibenden Maßnahmen eine mehrfache Herausforderung: i) verstärkte Maßnahmen zur Minderung der Quellen in den Sektoren Energie, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges; ii) eine schlüssige Strategie für die natürlichen Quellen im Sektor LULUCF, insbesondere für die Gestaltung des Waldumbaus im Zeitablauf (siehe Kapitel 12.2); sowie iii) eine ambitionierte Langfriststrategie für die Negativemissionen einschließlich technischer Senken. Das folgende Kapitel konkretisiert diese Herausforderungen und ordnet den Koalitionsvertrag mit Blick darauf ein.

[130] Allerdings kommt es unabhängig von festgestellten Zielverfehlungen in jeder Legislaturperiode mindestens einmal zur Nachsteuerung, weil § 9 Satz 1 KSG entsprechende Vorgaben für die Erstellung eines Klimaschutzprogramms macht (siehe Kapitel 13).

[131] Gemäß § 9 Abs. 1 Satz 2 und Satz 3 KSG sind die Ziele bezüglich der THG-Neutralität aus § 3 Abs. 2 KSG derzeit nicht maßgeblich für die Erstellung eines Klimaschutzprogramms.

13 Wichtige Handlungsfelder für das Klimaschutzprogramm und Abgleich mit dem Koalitionsvertrag

362 Die Prüfung der Projektionsdaten 2025 durch den Expertenrat hat gezeigt, dass die Summe der THG-Emissionen gemäß der durch den Expertenrat erfolgten Prüfung und Bewertung der Projektionsdaten 2025 die Summe der Jahresemissionsgesamtmengen nach Anlage 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 KSG in den Jahren von 2021 bis einschließlich 2030 weder über- noch unterschreitet. Das bedeutet, dass der Expertenrat keine Überschreitung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen für diese Jahre im Sinne von § 8 Abs. 1 KSG feststellt (siehe Kapitel 10.4). Daraus leitet sich ab, dass kein Maßnahmenprogramm bis Ende des Jahres nach § 8 Abs. 2 KSG vorgelegt werden muss. Dennoch ist die Bundesregierung nach § 9 Abs. 1 KSG verpflichtet, spätestens zwölf Monate nach Beginn einer Legislatur, also bis Ende März 2026, ein Klimaschutzprogramm zu beschließen. Gemäß § 9 Abs. 1 Satz 3 KSG geht der Anspruch eines Klimaschutzprogramms über die Einhaltung der Summe der Jahresemissionsgesamtmengen von 2021 bis 2030 gemäß Anlage 2 KSG hinaus und umfasst zudem die Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2040 gemäß § 3 Abs. 1 KSG sowie der Ziele für die natürlichen Senken im LULUCF Sektor und für technischen Senken nach §§ 3a und 3b KSG, nicht aber die Einhaltung des Ziels der THG-Neutralität im Jahr 2045 gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 1 KSG.

363 Bei seiner Prüfung hat der Expertenrat die folgenden Zielverfehlungen festgestellt, die im Klimaschutzprogramm adressiert werden sollten (siehe Tabelle 17):

i) die nur knappe Zieleinhaltung der Jahresemissionsgesamtmengen 2021–2030, die Verfehlung des Ziels im Jahr 2030, sowie die weitgehende oder vollständige Kompensation des in den Jahren 2021 bis 2024 aufgebauten Puffers durch die Emissionen der Jahre 2025 bis 2030,

ii) die wiederholte Zielverfehlung der Sektoren Gebäude und Verkehr sowohl ex-post als auch ex-ante bis zum Jahr 2030,

iii) die dadurch maßgeblich zur klaren Verfehlung der ESR-Ziele ab dem Jahr 2024 bis 2030 beiträgt,

iv) die deutliche Zielverfehlung bis zum Jahr 2040,

v) die Verfehlung der Ziele des Sektors LULUCF sowie

vi) die Verfehlung des Ziels der THG-Neutralität bis 2045.

Tabelle 17: Zielerreichungen (grün) und Zielverfehlungen (rot) für den Zeitraum von 2021 bis 2045

	Jahresscharfe Ziele			Budgetziele		
Zeitpunkt/ -raum	2030	2040	2045	2021–2030	2031–2040	2041–2045
Sektoren (ohne LULUCF)			nicht definiert			nicht definiert
Energiewirtschaft		nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert*	nicht definiert	nicht definiert
Industrie		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Gebäude		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Verkehr		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Landwirtschaft		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
Abfallwirtschaft und Sonstige		nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
ESR	Zielverfehlung ab 2024	nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert
LULUCF				nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert
Gesamtemissionen (inkl. LULUCF)	nicht definiert	nicht definiert		nicht definiert	nicht definiert	nicht definiert

Eigene Darstellung basierend auf den Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g), den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes sowie den Zielen der Europäischen Lastenteilung (ESR). *Für den Sektor Energiewirtschaft definiert das KSG keine jährlichen Jahresemissionsmengen. Für die Aussage in der Tabelle wurden die Jahresemissionsmengen implizit als Differenz zwischen den Jahresemissionsmengen der übrigen Sektoren (Anlage 2a KSG) und den Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2 KSG) berechnet.

364 Gemäß dem Wortlaut von § 9 Abs. 1 KSG muss das Klimaschutzprogramm zwar nicht zwingend die projizierten Zielverfehlung des THG-Neutralitätsziels im Jahr 2045 adressieren. Der Expertenrat weist aber ausdrücklich darauf hin, dass er hierin eine wichtige Regelungslücke des Bundes-Klimaschutzgesetzes sieht (siehe Kapitel 12.4). Zwar bekennt sich der Koalitionsvertrag ausdrücklich zum Ziel der THG-Neutralität (bzw. zur „Klimaneutralität") 2045. Allerdings bleiben die konkreten Umsetzungsschritte offen, vor allem, was den Umgang mit der großen Ziellücke für 2045 angeht, die der Expertenrat schon bei der Prüfung des letzten Projektionsberichts festgestellt hatte (ERK 2024a). Angesichts des Ausmaßes der projizierten Zielverfehlung und der Kürze des Zeitraums bis 2045 empfiehlt er vor diesem Hintergrund, im Klimaschutzprogramm der neuen Bundesregierung trotz der fehlenden Vorgabe im Gesetz auch Maßnahmen zur Erreichung der THG-Neutralität im Jahr 2045 zu benennen.

365 Der Expertenrat hat sich bereits in seinem letzten Zweijahresgutachten im Rahmen der Formulierung von Anforderungen an eine künftige Klimaschutzpolitik auch mit den daraus resultierenden Anforderungen an künftige Klimaschutzprogramme befasst (Kapitel 5.3 ERK 2025). Dort lag der Schwerpunkt auf dem Zusammenspiel der Klimaschutzpolitik mit weiteren Politikfeldern und deren Einbeziehung in die Erstellung von Klimaschutzprogrammen. Im Folgenden werden diese Überlegungen insbesondere mit Blick auf die Sozial- und Industriepolitik wieder aufgegriffen und ergänzt um die

Herausforderungen, die sich aus den oben genannten Zielverfehlungen für die Erstellung des anstehenden Klimaschutzprogramms ergeben. Dabei geht es auch um einen Abgleich, ob diese Punkte bereits im Koalitionsvertrag berücksichtigt wurden. Der Expertenrat empfiehlt vor dem Hintergrund der aufgeführten Zielverfehlungen, dass folgende **Handlungsfelder** eine besondere Bedeutung im Klimaschutzprogramm erhalten sollten:

i) Maßnahmen in den Sektoren Gebäude und Verkehr, auch zur Sicherstellung der Zielerreichung der ESR-Ziele,

ii) die herausgehobene Rolle des EU-ETS 2 und der komplementären Instrumente, sowie des Übergangs vom BEHG auf EU-ETS 2 zur Schließung dieser Lücken zur Zielerreichung in den Sektoren Gebäude und Verkehr,

iii) die Ausgestaltung der sozialen und industriepolitischen Flankierung,

iv) der Umgang mit der Zielverfehlung über 2030 hinaus und in dem Zusammenhang die mögliche Anrechenbarkeit von Emissionsminderungen im Ausland,

v) der Umgang mit dem geänderten Beitrag des Sektors LULUCF,

vi) der Umgang mit technischen Senken sowie

vii) im Zusammenhang mit der Zielverfehlung der THG-Neutralität bis 2045 insbesondere der Umgang mit Restemissionen aus den Sektoren Energie und Industrie, sowie das Zusammenspiel mit dem Sektor LULUCF und den technischen Senken.

366 Die mehrfache Zielverfehlung der Sektoren Verkehr und Gebäude und die daraus resultierende deutliche **Verfehlung der nationalen Ziele unter der Europäischen Lastenteilung ESR** für den Zeitraum von 2021 bis 2030 machen weitere Maßnahmen in diesen beiden Sektoren notwendig. Der mögliche Einfluss des Koalitionsvertrags auf die Zeit bis zum Jahr 2030 wurde bereits in Kapitel 10.5 diskutiert. Dabei geht der Expertenrat davon aus, dass von den Ankündigungen im Koalitionsvertrag je nach Ausgestaltung kein signifikanter bis leicht emissionssteigernd wirkender Effekt gegenüber der erfolgten Feststellung und kein nennenswerter Impuls für die Zielerreichung im Jahr 2030 ausgeht. Für das Klimaschutzprogramm leitet sich daraus ab, dass es einen Fokus auf emissionsmindernde Maßnahmen im Bereich der ESR-relevanten Sektoren legen sollte, um das Risiko einer Zielverfehlung zu verringern und so auch das Risiko von Kosten für den Zukauf von Emissionszuweisungen oder gar möglichen Vertragsverletzungsverfahren zu vermeiden.

367 Ein zentrales Instrument, um die Ziele in den für die ESR relevanten Sektoren zu erreichen, ist das BEHG und perspektivisch der **EU-ETS 2.** Zur Erreichung der Ziele ist es daher wichtig, dass Deutschland sich auf der europäischen Ebene für die geplante Einführung des Instruments im Jahr 2027 einsetzt und national den Übergang vom BEHG auf den EU-ETS 2 gut gestaltet (Infokasten 8 ERK 2025). Im Koalitionsvertrag findet sich zum einen ein Bekenntnis der Koalition zum EU-ETS 2 und zu einer „fließenden" Gestaltung dieses Übergangs (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 922 ff.)[132]. Dabei will sich die zukünftige Koalition „für Instrumente einsetzen, die CO_2-Preissprünge für Verbraucherinnen und Verbraucher und Unternehmen vermeiden." Was das genau für die Umsetzung bedeutet, wird im Text nicht konkretisiert, könnte aber bedeuten, dass in den Mechanismus eingegriffen werden soll und

[132] „Wir unterstützen die Einführung des EU-ETS 2, um europaweit gleiche Bedingungen zu schaffen. Dabei wollen wir einen fließenden Übergang des deutschen BEHG in das ab 2027 europäisch wirkende Emissionshandelssystem (EU-ETS 2) gewährleisten."

die Preise nach oben gedeckelt werden und damit weniger marktbasiert wirken. Ob eine harte Preisobergrenze europäisch umgesetzt werden kann, ist fraglich, da dies als eine CO_2-Preis-Steuer interpretiert werden könnte, was eine Einstimmigkeit der Mitgliedsländer voraussetzen würde. National ist es nicht möglich, eine Preisobergrenze einzuführen. Es gäbe die Möglichkeit über eine Mengensteuerung in der Marktstabilitätsreserve die Preise zu dämpfen. Das ist auch aktuell schon vorgesehen, indem sowohl Zertifikate ins Jahr 2027 vorgezogen werden als auch weitere Zertifikate auf den Markt kommen sollen, wenn der Preis stark steigt. Weitere Änderungen in der Marktstabilitätsreserve zur Preisdämpfung wurden von Frankreich vorgeschlagen. Eine Möglichkeit, Preissprünge nach unten bei der Einführung des EU-ETS 2 für Deutschland zu vermeiden, wäre ein nationaler Mindestpreis (siehe hierzu die Ausführungen in ERK (2025) und Agora Energiewende (2025b)). Damit könnte gewährleistet werden, dass der Preis im Jahr 2027 nicht unter den BEHG-Preis im Jahr 2026 (55–65 Euro pro Tonne CO_2) fällt, sondern zum Beispiel linear weiter ansteigt. Dies würde auch den Preis insgesamt europaweit stabilisieren und so das Risiko für Preissprünge im EU-ETS 2 nach oben reduzieren.

368 Vor dem Hintergrund hoher und möglicherweise weiter steigende Preise sowie der Belastungen aus dem Ordnungsrecht, die sich aus den Klimazielen ergeben, ist es vor allem wichtig, eine **effektive soziale Flankierung der Transformation** für die privaten Haushalte vorzubereiten. Im Zweijahresgutachten des Expertenrats (Kapitel 3.4 ERK 2025) wurden hier vier Bausteine als beispielsweise denkbare Optionen genannt: i) Ausbau von und Investitionen in Infrastruktur, ii) Kompensation bei hohen CO_2-Preisen, iii) zielgerichtete Förderpolitik und iv) regulatorische Instrumente. Im Koalitionsvertrag werden jedoch außer einem Hinweis auf die Nutzung des Europäischen Klimasozialfonds keine weiteren konkreten klimaschutzpolitischen Maßnahmen zur sozialen Flankierung eines hohen CO_2-Preises genannt. Die Umsetzung des Klimasozialfonds ist zwar ein wichtiger Schritt zur sozialen Flankierung der CO_2-Bepreisung, sie wird aber aller Voraussicht nach nicht ausreichen. Hinzu kommt, dass einige der im Koalitionsvertrag genannten Maßnahmen insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr je nach Ausgestaltung regressiv bzw. zusätzlich finanziell belastend für Haushalte mit kleinen und mittleren Einkommen wirken könnten. So dürften die in Aussicht gestellten Kaufanreize für Elektromobilität nach den Erfahrungen mit dem Umweltbonus (Fraunhofer ISI und Technopolis 2024) eher zu einer Ungleichverteilung zugunsten von Haushalten mit hohen Einkommen führen, wenn nicht aktiv gegengesteuert wird. Hier ist allerdings hervorzuheben, dass laut Koalitionsvertrag „sozial gestaffelte Entlastungen und Förderungen beim Wohnen und bei der Mobilität auf den Weg [gebracht]“ werden sollen. Vor diesem Hintergrund ist nochmals darauf hinzuweisen, dass – wie der Expertenrat bereits in seinem Zweijahresgutachten konstatiert hat (RZ 252 ERK 2025) – nahezu alle klimaschutzpolitischen Maßnahmen unmittelbare oder zumindest mittelbare Auswirkungen auf Verteilungsfragen haben und ein Klimaschutzprogramm deshalb Antworten darauf liefern muss, wie die Teilhabe aller an der Transformation ermöglicht werden kann.

369 Wie im Zweijahresgutachten ausführlich dargelegt, haben die klimaschutzpolitischen Maßnahmen, insbesondere die beiden Emissionshandelssysteme und das BEHG, erhebliche Wechselwirkungen mit der allgemeinen Wirtschaftspolitik sowie der Industriepolitik (siehe v. a. RZ 183, RZ 236 und Tabelle 22 ERK 2025). Insbesondere ergeben sich **Herausforderungen auf die Wettbewerbsfähigkeit und damit das Wachstumspotenzial der Industrie**, und hier insbesondere der energieintensiven Branchen. In einem umfassenden Sinne stellt sich die Frage nach einem Strukturwandel hin zu Branchen mit einer hohen Endenergieproduktivität (siehe RZ 29 ff ERK 2025). Der Koalitionsvertrag adressiert diesen Themenkomplex ausführlich, tut dies allerdings weitgehend aus einer strukturkonservativen Perspektive. Insbesondere sollen bestehende Industriestrukturen kurzfristig durch Entlastungen beim Strompreis geschützt werden (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 136–137 sowie Zeilennummer

956 ff.) und langfristig mit Hilfe von Fördermaßnahmen wie Klimaschutzverträgen ertüchtigt werden, zukünftig mit anderen als fossilen Energieträgern produzieren zu können (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 165–167). Beide Maßnahmen würden erhebliche staatliche Mittel beanspruchen und stehen daher insbesondere unter dem allgemeinen Finanzierungsvorbehalt (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 1627). Der Expertenrat hat bereits früher darauf hingewiesen, dass aufgrund der offensichtlichen Zielkonflikte eine umfassende Einbettung der Klimaschutzpolitik in eine übergreifende Strategie unter Einbeziehung industriestrukturpolitischer Fragen notwendig erscheint (siehe Kapitel 5.3 i. V. m. RZ 236 ERK 2025).

370 Die Projektionsdaten 2025 zeigen für das Jahr 2040 eine deutliche Verfehlung des KSG-Zielwertes (- 88 % im Vergleich zu 1990) um rund 8 Prozentpunkte sowie eine Verfehlung des Ziels der THG-Neutralität im Jahr 2045 um 240,7 Mt CO_2-Äq. (siehe Tabelle 15). Für das anstehende Klimaschutzprogramm folgt daraus, dass neben dem Fokus auf den ESR-Zielen ein weiterer Schwerpunkt auf dem Schließen der festgestellten Lücken zum KSG-Zielwert für 2040 und 2045 liegen muss. Der Koalitionsvertrag enthält ein grundsätzliches Bekenntnis sowohl zum Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 900) als auch zu den deutschen und möglichen europäischen Klimazielen für 2040 (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 907 ff.), allerdings mit einigen Einschränkungen dahingehend, dass die für Deutschland vorgesehene Reduktion auf europäischer Ebene nicht über dem nationalen Ziel liegt und dass in begrenztem Umfang auch „permanente und nachhaltige negative Emissionen" sowie zu einem gewissen Umfang auch eine „glaubwürdige CO_2-Reduzierung durch hochqualifizierte, zertifizierte und permanente Projekte" in außereuropäischen Partnerländern anrechenbar sind. Das zentrale Instrument zur Erreichung der nationalen und europäischen THG-Minderungsziele für das Jahr 2040 ist wiederum die CO_2-Bepreisung. Außer einem grundsätzlichen Bekenntnis zu diesem Instrument und dessen Weiterentwicklung auf europäischer und internationaler Ebene[133] findet sich im Koalitionsvertrag jedoch kein konkreter Hinweis, wie die in den Projektionsdaten konstatierte Lücke zur Zielerreichung bis zum Jahr 2040 geschlossen werden kann, ebenso wenig für das Erreichen von THG-Neutralität fünf Jahre später. Hinzu kommt, dass einige der im Koalitionsvertrag genannten Maßnahmen in den Bereichen Verkehr und Infrastruktur sowie Bauen und Wohnen (beispielweise die Abschwächung der Umsetzung von europäischen Richtlinien, die Pendlerpauschale oder die Rücknahme der Erhöhung der Luftverkehrsteuer) nicht nur die Zielerreichung bis zum Jahr 2030 gefährden könnten (siehe Kapitel 10.5), sondern auch längerfristige Pfadabhängigkeiten bedeuten könnten, die in der Periode 2031 bis 2040 nicht mehr durch überdurchschnittliche Emissionsminderungen im Sektor Energiewirtschaft ausgeglichen werden können.

371 Eine Anrechnung von Emissionsreduktionen im Ausland über internationale CO_2-Zertifikate wäre nach Ansicht des Expertenrats mit mehreren Herausforderungen behaftet. Kritisch einzuschätzen ist hier vor allem die oftmals fehlende Qualität und die mangelnde Verfügbarkeit der Klimaschutzzertifikate (Kreibich und Schenuit 2025). Eine jüngste Meta-Studie (Probst, B. S. et al. 2024) zeigt, dass die Klimawirkung von Kompensationszertifikaten erheblich überbewertet wird und eine erste Analyse von Projekten im Rahmen von Artikel 6.4. des Paris-Abkommens kommt zu dem Schluss, dass nur eines von 27 Projekten tatsächlich zu Emissionsminderungen geführt hat (Carbon Market Watch 2025). Zudem entspricht die Anrechenbarkeit auch nicht dem Vorschlag für das EU-Ziel für 2040 von 90 % Minderung.

[133] „Wir halten am System der CO_2-Bepreisung als zentralem Baustein in einem Instrumentenmix fest. Wir treiben den Emissionshandel europäisch und international voran und gewinnen weitere Länder für eine CO_2-Bepreisung". (CDU&CSU und SPD 2025, Zeilennummer 918 f.).

Der Europäische Klimarat (European Scientific Advisory Board on Climate Change, ESABCC) hat betont, dass der „faire Anteil" bei 90–95 % liegt und Minderungen in außereuropäischen Ländern nur zusätzlich zu betrachten sind (ESABCC 2023). Darüber hinaus könnte die Anrechenbarkeit international als ein Abschwächen des Ambitionsniveaus verstanden werden.

372 Der Sektor LULUCF, der nach der Bundeswaldinventur 2022 keine Senkenfunktion mehr einnimmt und diese Senkenfunktion laut den Projektionsdaten bis zum Jahr 2045 auch nicht mehr einnehmen wird, wird im Koalitionsvertrag nicht explizit erwähnt. Entsprechend unspezifisch sind die Ausführungen mit Bezug auf die klimaschutzpolitischen Entwicklungsperspektiven des Sektors LULUCF. So wird im Koalitionsvertrag die Verstetigung der Moorschutz- und der Waldstrategie (CDU&CSU und SPD 2025, S. 38 f.) im Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK) (BMUV 2023) vereinbart. Das Aktionsprogramm legt dabei den klimaschutzpolitischen Fokus zur Reduktion der THG-Emissionen auf fortschreitende Vernässung von Mooren sowie eine nachhaltige Waldbewirtschaftung. Die festgeschriebene Verstetigung des ANK im Koalitionsvertrag könnte zu einer Reduktion der THG-Emissionen im Sektor LULUCF führen, auch wenn die starke Betonung der „Freiwilligkeit" darauf setzt, dass auch die Waldbesitzenden klimaschutzpolitische über ökonomische Ziele der Bewirtschaftung stellen. Gleichzeitig wird im Koalitionsvertrag aber auch aus wirtschaftlichen Gründen und zur regulatorischen Vereinfachung die Durchsetzung einer Null-Risiko-Variante im Rahmen der Europäischen Entwaldungsverordnung (EUDR) vereinbart (CDU&CSU und SPD 2025, S. 62). Die EU-Entwaldungsverordnung wurde im Juni 2023 verabschiedet und sollte Ende 2024 in Kraft treten. Dieser Starttermin wurde im November 2024 vom Europäischen Parlament auf den Starttermin zum 30. Dezember 2025 verschoben. Ziel der EU-Entwaldungsverordnung ist die Einführung einer Risikoanalyse auch für Produkte, die dem LULUCF zu zuordnen sind. Im Rahmen der Risikoanalyse soll geprüft werden, ob bei den betrachteten Produkten eine legale bzw. nachhaltige Waldbewirtschaftung vorliegt. Mit der Forderung nach Einführung einer Null-Risiko-Variante sollen vor allem Mitgliedsländer der Europäischen Union von der Risikoanalyse ausgenommen und per se als unbedenklich eingestuft werden (Uhlig 2025). Damit würde die nachhaltige Waldbewirtschaftung in diesen Ländern nicht mehr zum Gegenstand der Risikoanalyse. Die Null-Risiko-Variante war schon in der Vergangenheit Gegenstand von politischen Diskussionen (WWF 2024). Sollte die Null-Risiko-Variante eingeführt werden, würde für Deutschland eine Risikoanalyse mit unklaren Konsequenzen für die THG-Emissionen im Sektor entfallen. Dies birgt die Gefahr, dass aufgrund ökonomischer Zwänge klimaschutzpolitische Maßnahmen unterbleiben, die die Senkenfunktion des Sektors LULUCF stärken. Eine grundsätzliche Überarbeitung der LULUCF-Strategie und der Ziele für die natürlichen Senken (siehe Kapitel 11.3), insbesondere vor dem Hintergrund des an den Klimawandel angepassten Waldumbaus, ist im Koalitionsvertrag nicht vorgesehen.

373 Auf die vom Expertenrat als wichtig identifizierten technischen Senken zur Erreichung der THG-Neutralität geht der Koalitionsvertrag nicht explizit ein. Genannt wird zwar ein Gesetzespaket, um Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von CO_2 „insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors und für Gaskraftwerke" zu ermöglichen. Bei der Nutzung von CCS in Verbindung mit Gaskraftwerken oder in der Industrie würden allerdings keine negativen Emissionen entstehen, sondern nur Emissionen reduziert. Der Aufbau einer CCS-Infrastruktur ist allerdings ein wichtiger Baustein für die Minderung der Restemissionen in den Sektoren ohne LULUCF sowie die Nutzung von negativen Emissionstechnologien (siehe Kapitel 12.3). Um den notwendigen Hochlauf dieser Technologien zu forcieren, wäre es wichtig, Ziele für den Beitrag der technischen Senken nach § 3b KSG zu definieren (siehe Kapitel 12.4). In diesem Zusammenhang müsste dann auch die Anrechenbarkeit von negativen Emissionen im EU-ETS geklärt werden, unter Sicherstellung der Permanenz der angerechneten negativen Emissionen.

374 Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich der Koalitionsvertrag zwar zu den bisherigen klimaschutzpolitischen Zielen bekennt, die vom Expertenrat identifizierten Herausforderungen in Bezug auf die Verfehlung der ESR-Ziele, die deutliche Verfehlung des 2040-Ziels und der THG-Neutralität aber weder explizit adressiert noch mit ausreichenden Maßnahmen hinterlegt. Zudem fehlt bei den genannten Maßnahmen häufig eine hinreichende Konkretisierung. Auch findet das anstehende Klimaschutzprogramm keine Erwähnung, obwohl schon innerhalb der ersten 6 Monate nach Beginn der Legislatur, also bis Ende September 2025, Maßnahmenvorschläge aus den Ministerien vorliegen müssen (§ 9 Abs. 2 KSG). Wie schon in Kapitel 10.5 festgestellt, geht zudem vom Koalitionsvertrag kein nennenswerter positiver Impuls für die Zielerreichung im Jahr 2030 aus. Damit besteht die Gefahr, dass sowohl die Ziele 2030 nicht erreicht werden als auch das Ziel der Klimaneutralität 2045 außer Reichweite gelangt. Der Expertenrat empfiehlt daher, das anstehende Klimaschutzprogramm neben der Sicherstellung der Zielerreichung für das Jahr 2030 auch explizit auf die hier identifizierten Problembereiche und die langfristige Erreichbarkeit der THG-Neutralität auszurichten.

375 Wie schon in ERK (2025) dargelegt, sollte nach Auffassung des Expertenrats angesichts der erheblich veränderten Rahmenbedingungen und der starken Wechselwirkung mit anderen Politikfeldern Klimaschutzpolitik breiter gedacht und umfassend eingebettet werden. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund der enormen Herausforderungen, die sich für die Erreichung des Ziels der THG-Neutralität ergeben. Vor dem Hintergrund, dass zudem die Zuständigkeit für die Themen Klimaschutz und Energie nun auf verschiedene Ministerien fällt, kommt es nach Auffassung des Expertenrats umso mehr auf einen zentralen Koordinierungsmechanismus innerhalb der Regierung an. Der Expertenrat erneuert damit seine Empfehlung der Wiedereinführung des Klimakabinetts, zur besseren Integration verschiedener Politikfelder.

14 Anhang

A.1 Datengrundlage der Emissionsberichtserstattung

A.1.1 Daten für die Berechnung der Emissionsdaten durch das Umweltbundesamt

Tabelle A 1: Zusammenfassung aller wesentlichen vom Umweltbundesamtverwendeten Datensätze für die Berichterstattung der Treibhausgasemissionsdaten in den Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Herausgeber	Datenquelle	Kurzbeschreibung der genutzten Daten aus diesem Datensatz	Datenstand	Verwendung in Sektor
AGEB	Energiebilanz 2023	Aufkommen, Umwandlung und Verwendung von Energieträgern nach Energieträgergruppen für Kalenderjahr x – 2	07.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude
AGEB	Frühschätzung der Energiebilanz 2024	Aufkommen, Umwandlung und Verwendung von Energieträgern nach Energieträgergruppen für Kalenderjahr x – 1 (Daten sind vorläufig und teilweise geschätzt)	15.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude
AGEB	Auswertungs-tabellen zur Energiebilanz Deutschland	Energieverbrauch Bau-, Land- und Forstwirtschaft nach Energieträgern in Zeitreihen (Tab. 6.5; Daten für 2024 sind vorläufig)	15.02.2025	Gebäude, Landwirtschaft
AGEB	Zusatztabelle zur Aufteilung der EBZ 12	Zusatztabelle zur Aufteilung der Industriewärmekraftwerke für den UBA-internen Gebrauch, welche erstmals 2024 zusammen mit der Frühschätzung der Energiebilanz zur Verfügung gestellt wird	15.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie
AGEB	Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) (Deutschland insgesamt)	Prozentuale Entwicklung der Stein- und Braunkohleverstromung	20.02.2025	Energiewirtschaft
BAFA	Sonderauswertung der (vorläufigen) Amtlichen Mineralöldaten	Jahreskumulationen 1. Inlandsablieferungen Diesel/Ottokraftstoff/Flugturbinenkraftstoff schwer, Flugbenzin; 2. internationale Hochseebunker, 3. Lieferungen "an das Militär" und 4. Biokraftstoff- Beimischungen 5. Raffinerieeigenverbrauch 6. Inlandsablieferungen Schmierstoffen	27.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr

Herausgeber	Datenquelle	Kurzbeschreibung der genutzten Daten aus diesem Datensatz	Datenstand	Verwendung in Sektor
Bundesamt für Güterverkehr (BAG)	Mautstatistik 2024	Verkehrsmengen Schwerlastverkehr Autobahnen und Bundestraßen	01.03.2025	Verkehr
Bundesamt für Kartographie und Geodäsie	Basis-Digitales Landschaftsmodell	Landnutzungsveränderung	2023	LULUCF
Bundesamt für Kartographie und Geodäsie	Digitales Landbedeckungsmodell zum Zeitpunkt 2012	Landnutzung	2012	LULUCF
Bundesamt für Straßenwesen	Verkehrsbarometer 2024	(vorläufige) Verkehrszählungsdaten	-	Verkehr
Copernicus	Corine Land Cover	Landnutzung, Landnutzungsänderung	-	LULUCF
Destatis	Monatserhebung über die Gasversorgung in Deutschland	Gewinnung, Netzeinspeisung, Eigenverbrauch, Speicherstand von Gas	-	Energiewirtschaft
Destatis	Güterverzeichnis Produktionsstatistiken (GP 19)	Produktionsstatistiken zu Zementklinker- und Branntkalkherstellung, Petrochemie und Produktanwendungen	15.02.2025	Industrie
Destatis	FS3, R 3 .2.2	diverse Jahrgänge	-	LULUCF
Destatis	FS 3, R 3.3.1	Nationale Holzeinschlagstatistik, Mittel der Jahre 2020–2023	2025	LULUCF
Destatis	FS 4, R 3.1	Produktionsmengen für Torf aus industriellem Torfabbau	-	LULUCF
Destatis	Fachserie 3 Reihe 4.1	Tierzahlen für Rinder, Schweine, Schafe	03.11.2024	Landwirtschaft
Destatis	Fachserie 4 Reihe 8.2	Daten zur Düngemittelversorgung	11.02.2025	Landwirtschaft
Destatis	Fachserie 3 Reihe 3.2.1	Statistiken zu Anbaufläche und Ernte der Feldfrüchte (bei den vorläufigen Statistiken fehlen Angaben zu Körnermais und Zuckerrüben, Daten aus 2023 verwendet)	-	Landwirtschaft, LULUCF
Destatis	Verkehrsleistungsstatistik im Luftverkehr	-	01.03.2025	Verkehr
Destatis	Statistischer Bericht – Luftverkehr auf Hauptverkehrsflughäfen - 2024	Nachweisung des Personen-, Güter- und Postverkehrs mit Luftfahrzeugen sowie Starts und Landungen nach Flughäfen.	31.01.2025	Verkehr
Destatis	Güterverkehrsstatistik der Eisenbahnen Personenverkehr	Transportleistung 2005–2024 Verkehrsleistung Quartale 1–3 2024 und Vorjahre	-	Verkehr

Herausgeber	Datenquelle	Kurzbeschreibung der genutzten Daten aus diesem Datensatz	Datenstand	Verwendung in Sektor
	mit Bussen und Bahnen			
Destatis	Güterverkehr in der Schifffahrt	Beförderungsleistung Binnenschifffahrt und Beförderungsleistung insgesamt 2024	-	Verkehr
Destatis	Statistischer Bericht Abfallbilanz	Abfallmengen, diverse	-	Abfallwirtschaft
Destatis	Statistischer Bericht Abfallentsorgung	Siedlungsabfälle, Input von Abfallentsorgungsanlagen, Sonstige biologische Behandlungsanlagen, Verwendung Biogas, Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlagen	-	Abfallwirtschaft
Destatis	direkte Datenüber-mittlung an UBA-Experten	Abfallentsorgung: Biologische Behandlungsanlagen	-	Abfallwirtschaft
Destatis	Fortschreibung des Bevölkerungs-standes	Ergebnisse des Zensus 2022 - Bevölkerung Stichtag 15. Mai 2022 - Regionaltabelle	Zensus 2022	Abfallwirtschaft
Destatis	Fachserie 19, Reihe 2.1.2	Abwassermengen	-	Abfallwirtschaft
Destatis	Fachserie 19, Reihe 2.1.3	Kleinkläranlagen, abflusslose Gruben	-	Abfallwirtschaft
Destatis	direkte Datenübermittlung	Abfallentsorgung: Mechanisch-biologische Behandlungsanlagen	-	Abfallwirtschaft
Deutsche Ver-einigung für Wasserwirt-schaft, Abwas-ser und Abfall (DWA)	Leistungsnachweis kommunaler Kläranlagen	Mittlere Zu- und Ablaufwerte, Abbaugrade und Kennzahlen	-	Abfallwirtschaft
Hersteller, diverse	Vorläufige Daten von Produzenten auf Anfrage	Vorläufige Emissionen: Daten von Herstellern für Teilbereiche der chemischen Industrie, diverse Produkte	15.02.2025	Industrie
Kraftfahrt-bundesamt (KBA)	Neuzulassungs-daten	Fahrzeugneuzulassungen 2024	01.03.2025	Verkehr
Statistik der Kohlen-wirtschaft e.V.	Produktionsbericht Braunkohle	Produktionszahlen des Braunkohlenbergbaus in Deutschland	07.02.2025	Energiewirtschaft
UBA	Aktualisierte Energiedaten der THG-Berichterstattung 2023	Datenquellen der Inventare sind der Inventarbeschreibung zu entnehmen.	15.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie Gebäude, Landwirtschaft

Herausgeber	Datenquelle	Kurzbeschreibung der genutzten Daten aus diesem Datensatz	Datenstand	Verwendung in Sektor
UBA	Aufteilungsfaktoren	Interne Berechnung zur Disaggregation der Energiebilanz	15.02.2025	Energiewirtschaft, Industrie Gebäude, Landwirtschaft
Verband der chemischen Industrie (VCI)	Bericht des VCI für das Gesamtjahr 2024 - Wirtschaftliche Kennzahlen	Produktionsentwicklung der Sparten im Gesamtjahr 2024	13.12.2024	Industrie
Verband der chemischen Industrie (VCI)	Bericht des VCI für das Gesamtjahr 2024 - Wirtschaftliche Kennzahlen	Produktionsentwicklung der Sparten im Vergleich zum Vorjahr als prozentuale Angabe	-	Industrie
Verband der deutschen Lack- und Druckfarben industrie e.V.	Statistiken für die Lack- und Druckfarben-industrie	Statistiken zu Bautenfarben, Industrielacken und Druckfarben	13.02.2025	Industrie

Darstellung auf Basis von Informationen des Umweltbundesamtes.

A.1.2 Daten für die Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz

376 Die Frühschätzung der Energiebilanz greift auf diverse Datensätze zurück. Generell kann sich die zeitliche Abdeckung der Daten von Jahr zu Jahr ändern. Wichtige Änderungen werden im Prüfbericht (ERK 2024b, Kapitel 2) beschrieben. Die folgenden Datensätze werden für die Bestimmung des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung verwendet:

- Förderung von Braunkohle und Erzeugung von Braunkohleprodukten (Statistik der Kohlenwirtschaft)
- Braunkohle u. Braunkohlenprodukte (Statistik der Kohlenwirtschaft)
- Braunkohle, Braunkohlebriketts, Staub- und Trockenkohle, Braunkohlenkoks (Aufkommen und Verwendung von Braunkohle, Braunkohlenbriketts, Staub- und Trockenkohle, Braunkohlenkoks)
- Rohöl, Mineralölprodukte (Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland)
- Erdgas, Erdölgas (Monatserhebung über die Gasversorgung)
- Fossile Energieträger (Aus- und Einfuhr (Deutschland) Außenhandel)
- Monatserhebung über die Einfuhr von Kohle
- Strom und Wärme (Monatserhebung über die Elektrizität- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung)

377 Zudem greift die AGEB auf folgende wichtige Daten exogener Variablen zurück, die für die Fortschreibung im Rahmen des Energiebilanzprognosemodells verwendet werden:

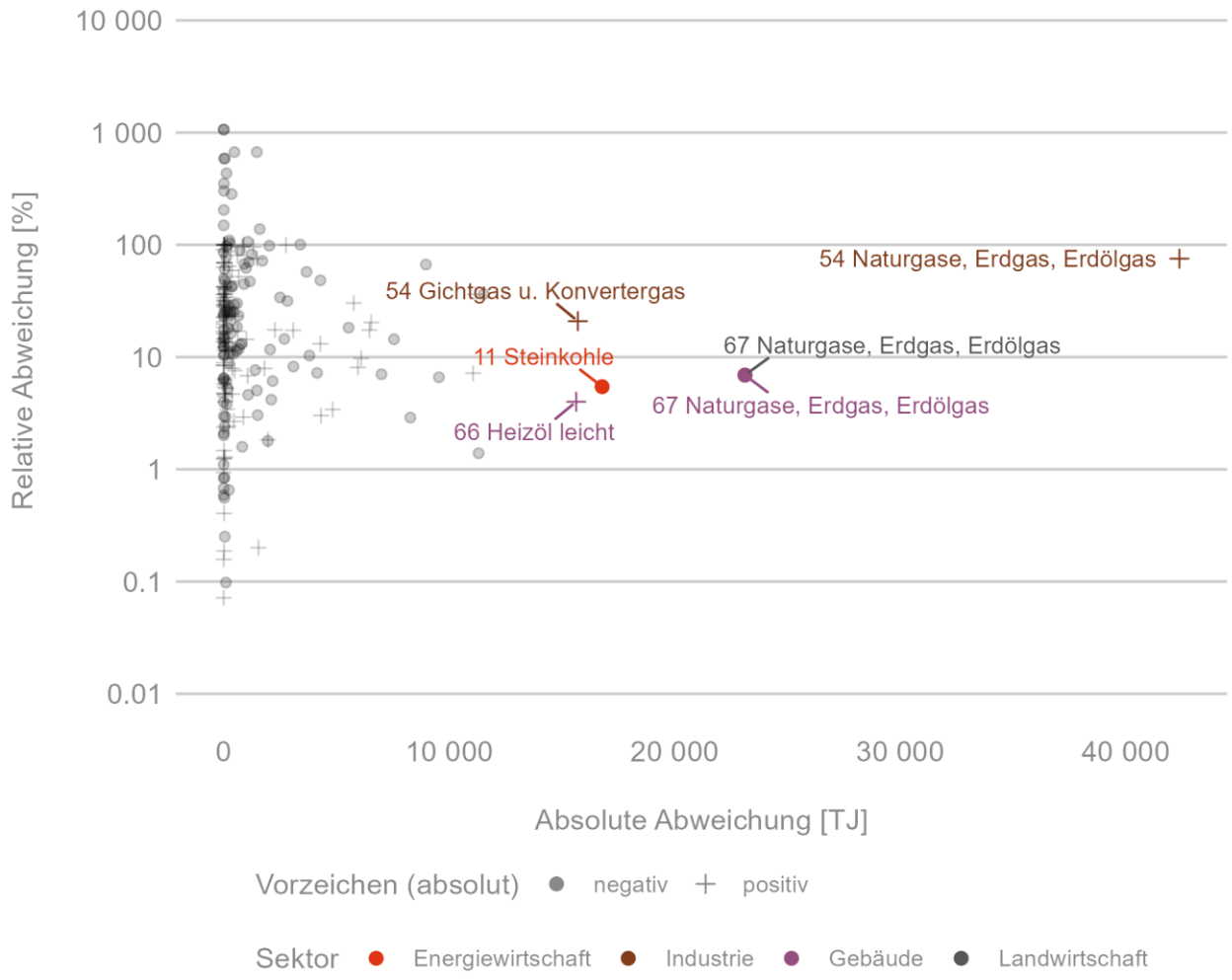
- Stahlproduktion in Deutschland
- Verein Deutscher Zementwerke (VDZ), Umweltdaten der deutschen Zementindustrie

- Wirtschaftsvereinigung Stahl, Brennstoff- Gas- und Stromwirtschaft der Hochofen-, Stahl- und Walzwerke sowie Schmiede-, Preß- und Hammerwerke einschließlich der örtlich verbundenen sonstigen Betriebe (ohne eigene Kokerei)
- Bundesverband Sekundärrohstoffe und Entsorgung, Schrott (bvse)
- Die Papierindustrie, Papier – Ein Leistungsbericht sowie Statistiken zum Leistungsbericht Papier
- FEhS-Report, Produktion und Nutzung von Eisenhüttenschlacken in Deutschland
- Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe: Deutschland
- Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes
- Erzeugerpreisindex
- Erzeugerpreise, Lange Reihen zu ausgewählten Mineralölprodukten
- Gradtagzahlen
- HEL-Tank-Füllstände Privater Haushalte
- Luftverkehr
- Lkw-Maut-Fahrleistungsindex
- Wohnen in Deutschland
- Kraftstoffpreis-Datenbank
- ENTSO-E
- Diverse Statistiken zur Ermittlung der Energiepreise (z.T. auf sektoraler Basis)

A.2 Prüfung Emissionsdaten

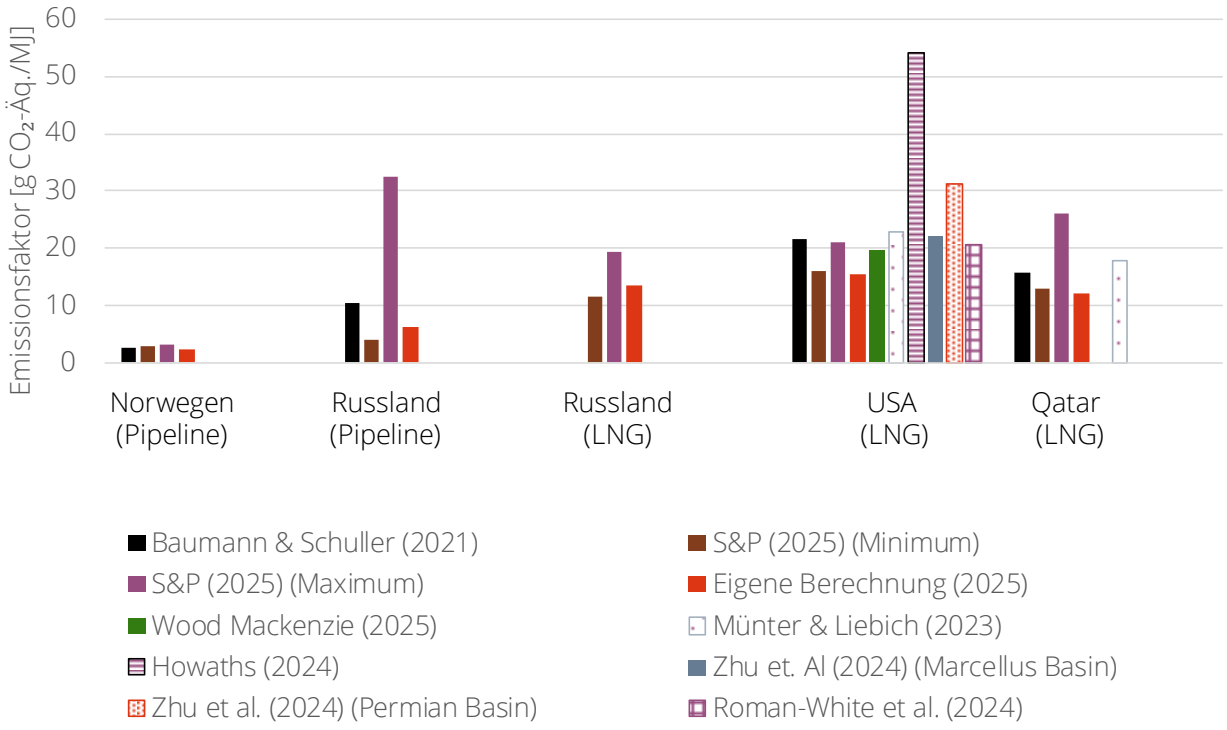
A.2.1 Abbildungen Prüfung

Abbildung A 1: Absolute und relative Abweichungen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023



Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2025c) und AGEB (2024b). Für alle fossilen Brennstoffe der EBZ 11, 12, 14, 15, 16, 33 – 39, 41, 46 – 59, 66 und 67 werden die absoluten (X-Achse) und die relativen (Y-Achse) Abweichungen dargestellt. Für die fünf größten absoluten Abweichungen werden die mit der Energiebilanzzeile zusammenhängenden Sektoren farblich gekennzeichnet. Der Punkt 67 Naturgase, Erdgas, Erdölgas fließt sowohl in den Gebäudesektor als auch in den Landwirtschaftssektor ein. Zusätzlich verdeutlichen Punkte eine negative Differenz und Kreuze eine positive Differenz zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz für das Jahr 2023 und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2023. Die relativen Abweichungen werden pro Zelle durch folgende Gleichung berechnet: Relative Abweichung = (Frühschätzung der Energiebilanz − endgültige Energiebilanz) / Endgültige Energiebilanz * 100.

Abbildung A 2: Studienvergleich der Vorkettenemissionen von Gasimporten



Eigene Darstellung. Es wird der 100 Jahreswert des THG-Potenzials aus dem IPCC AR6 verwendet.

A.2.2 Prüftabellen Emissionsdaten

Tabelle A 2: Definition der Prüfkriterien

Beschreibung	Ergebnis
CRT-Kategorie	• Zu prüfende CRT-Kategorie.
Prüfgegenstand (vom UBA zur Verfügung gestellt bzw. erläutert)	• Durch das UBA übermittelte Dokumente und Daten. • Vorgehen des UBA bei der Berechnung der Emissionsdaten.
Prüfmethodik des ERK	• Nachvollziehen mit Hilfe von UBA und AGEB. • Plausibilisierung des zugrundeliegenden Prozesses. • Schriftliche Klärung verbliebener Fragen.
Daten	• Zu prüfende Dokumente, Tabellen und Übermittlungen.
Nachvollziehbarkeit (wurde richtig gerechnet?)	• Die Berechnung der THG-Emissionen auf Basis der Frühschätzung und entsprechender Emissionsfaktoren konnte vollständig nachvollzogen werden (im Sinne von nachgerechnet). • Die Berechnung der THG-Emissionen auf Basis der Frühschätzung und entsprechender Emissionsfaktoren konnte nicht vollständig nachvollzogen werden (im Sinne von nachgerechnet).
Sinnhaftigkeit (wurde das Richtige gerechnet?)	• Die angewendeten Methoden sind als adäquat und sinnvoll einzuschätzen. Es wurden die richtigen Emissionsfaktoren verwendet. • Die angewendeten Methoden sind als weitestgehend adäquat und sinnvoll einzuschätzen. Es wurden die richtigen Emissionsfaktoren verwendet. • Die angewendeten Methoden sind nicht als adäquat und sinnvoll einzuschätzen. Es wurden nicht die richtigen Emissionsfaktoren verwendet.
Alternative Methoden (die zu anderen Ergebnissen führen könnten)	• Keine bekannt. • Option für bekannte Alternativen nennen.
Kritische Punkte	• Keine bekannt. • Option für kritische Punkte.
Gesamtfazit	• Insgesamt kann bestätigt/kann nicht bestätigt werden, dass richtig gerechnet wurde. Die Datengrundlage für die Aktivitätsdaten ist plausibel/nicht plausibel. Die Berechnung der THG-Emissionen ist nachvollziehbar/nicht nachvollziehbar und plausibel/nicht plausibel.

Eigene Darstellung.

Tabelle A 3: Zusammenfassung der Prüfung des Vergleichs der Frühschätzung der Energiebilanz mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023

Beschreibung	Ergebnis
CRT-Kategorie	• Betrifft die CRT-Kategorien 1.A.1, 1.A.3.e, 1.B, 1.A.2, 1.A.4, 1.A.5, deren THG-Emissionen auf Basis der Daten aus der Frühschätzung der Energiebilanz berechnet werden.
Prüfgegenstand (vom UBA zur Verfügung gestellt bzw. erläutert)	• Güte der Frühschätzung der Energiebilanz des Jahres 2023. • Plausibilisierung der Begründung der AGEB zur Weiterentwicklung der Methodik zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz.
Prüfmethodik des ERK	• Darstellung der absoluten und relativen Abgleichungen der Frühschätzung der Energiebilanz mit der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023. • Vergleich der Ergebnisse mit der letztjährigen Analyse für das Jahr 2022. • Überschlagsrechnung zu der quantitativen Bedeutung in CO_2-Äq. der fünf größten, absoluten Abweichungen des Jahres 2023. • Eigene Einschätzungen der Weiterentwicklung der Methode der Frühschätzung der Energiebilanz im Hinblick auf die Industriebranche der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung“.
Daten	• Frühschätzung der Energiebilanz der AGEB für die Jahre 2022 und 2023. • Endgültige Energiebilanzen der AGEB für die Jahre 2022 und 2023. • Dokumentation zum Pilotprojekt zur Frühschätzung der Energiebilanz 2020 (UBA 2023c). • Weiterentwicklungen der Methodik zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz (Buttermann et al. 2024). • Schriftliche Antworten der AGEB.
Nachvollziehbarkeit (wurde richtig gerechnet?)	• Die Methode zur Berechnung der Frühschätzung der Energiebilanz konnte für alle geprüften Abschnitte nachvollzogen werden.
Sinnhaftigkeit (wurde das Richtige gerechnet?)	• Allgemein wird die Methodik zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz vom Expertenrat als sinnhaft erachtet. Güte der Frühschätzung der Energiebilanz des Jahres 2023 • Die fünf größten Werte der absoluten Abweichung im Jahr 2023 sind deutlich kleiner als im Jahr 2022. Auch die Summe des quadratischen Fehlers über alle für die Emissionsberechnung relevanten Energiebilanzzeilen und Brennstoffe ist im Jahr 2022 ca. vier Mal größer als im Jahr 2023. Hauptursache dafür ist laut der AGEB die Datenrevision der Energiebilanzzeitreihe (2003–2021), die im Sommer 2023 durchgeführt wurde. • Die beiden großen absoluten Abweichungen im Jahr 2023, die dem Sektor Industrie zugeordnet werden, treten beide in der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung” auf („Naturgase – Erdgas Erdölgas” und „Gichtgas Konvertergas“). Insgesamt wird für die Energiebilanzzeile „Metallerzeugung” die gesamte Energiemenge in der ersten Stufe des Modells um 44 558 TJ zu niedrig geschätzt. Dies beeinflusst auf der zweiten Stufe den Wert des Energieträgers Erdgas, der mittels einer Resterechnung ermittelt wird und in der Frühschätzung der Energiebilanz des Jahres 2023 um 42 379 TJ zu niedrig geschätzt wurde. Addiert man die mit den beiden größten Abweichungen verbundenen Emissionswerte von „Naturgase – Erdgas Erdölgas“ und „Gichtgas Konvertergas” des Wirtschaftszweigs „Metallerzeugung”, ergeben sich insgesamt Mehremissionen von 5,2 Mt CO_2-Äq.

Beschreibung	Ergebnis
	• Für den Energiesektor ergeben sich Minderemissionen von 1,6 Mt CO_2-Äq. durch die Differenz in „EBZ 11 – Wärmekraftwerke der allgemeinen Versorgung"/„Steinkohlen – Kohle". • In den EBZ 66 und EBZ 67, welche die Verbräuche des Gebäudesektor plus die Verbräuche der stationären Feuerungsanlagen der Landwirtschaft umfassen, gibt es beim Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2023 bei drei Energieträgern größere Abweichungen: leichtes Heizöl, Erdgas und Flüssiggas. Die Addition der absoluten Abweichungen der beiden Energiebilanzzeilen und der drei Energieträger ergibt eine Korrektur der THG-Emissionen von 3,7 Mt CO_2-Äq. Werden für die drei Energieträger nicht die absoluten Abweichungen addiert, sondern die vorzeichenbehaftete Änderung, ergeben sich Minderemissionen von 0,5 Mt CO_2-Äq. Einschätzung der Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung • Der Expertenrat kann größere Prognoseungenauigkeiten insbesondere für den energieintensiven Wirtschaftszweig der Energiebilanzzeile „Metallerzeugung" bestätigen. • Die Erforderlichkeit einer Verbesserung der Schätzung des Energieträgermix wird durch die letztjährige Analyse des Expertenrats zu der Frühschätzung und der endgültigen Energiebilanz 2022 unterstützt und der Expertenrat befürwortet eine diesbezügliche Weiterentwicklung der Methodik. Der diesjährige Vergleich der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz des Jahrs 2023 weist jedoch auch auf die Notwendigkeit einer Verbesserung der ersten Modell-Stufe hin.
Alternative Methoden (die zu anderen Ergebnissen führen könnten)	• Seit dem Berichtsjahr 2022 wird die Frühschätzung der Energiebilanz zur Berechnung der energiebedingten Emissionen für den Industrie- und Gebäudesektor genutzt. Zuvor erfolgte die Bestimmung der Emissionen aus dem Einsatz von leichtem Heizöl an die Industrie und den Gebäudesektor auf Basis des berichteten Absatzes von leichtem Heizöl „An Sonstige" aus der amtlichen Mineralölstatistik. Die Berechnungsmethode für die Bestimmung des Absatzes an die beiden Sektoren überträgt die Änderungsrate des Gesamtabsatzes „An Sonstige" zwischen dem Vorjahr und dem aktuellen Jahr auf die Emissionswerte des Vorjahres. Für diese Berechnung wird die amtliche Mineralölstatistik bis einschließlich Dezember genutzt, welche dem UBA ab Ende Februar vorlag und im Verkehrssektor durch das UBA auch genutzt wurde. Ein quantitativer Vergleich der beiden Methoden wurde dieses Jahr nicht durchgeführt.
Kritische Punkte	• Kritische Punkte aus dem letztjährigen Prüfbericht zur Datenverfügbarkeit haben immer noch Gültigkeit (siehe dazu Tabelle 14 ERK 2024c). • Kritische Punkte hinsichtlich des Lagereffektes von leichtem Heizöl im Gebäudesektor können Tabelle A 4 entnommen werden.
Gesamtfazit	• Der Expertenrat bewertet die Weiterentwicklung der Schätzmethodik in der Industrie als sinnvoll. • Der Expertenrat empfiehlt der AGEB und dem UBA weiterhin jedes Jahr eine strukturierte Auswertung der Abweichungen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und endgültiger Bilanz vorzunehmen, um die Schwachpunkte des Energiebilanzprognosemodells zu identifizieren und gegebenenfalls die Modelle anzupassen.

Eigene Darstellung.

Tabelle A 4: Zusammenfassung der Prüfung der Lagereffekte von leichtem Heizöl im Gebäudesektor

Beschreibung	Ergebnis
CRT-Kategorie	• 1.A.4
Prüfgegenstand (vom UBA zur Verfügung gestellt bzw. erläutert)	• Lagerbestandsänderungen in Haushalten und GHD als Teilsektoren von Gebäude.
Prüfmethodik des ERK	• Gemeinsamer Nachvollzug mit der AGEB. • Berechnung des Einflusses auf die Emissionen durch den ERK.
Daten	• Lagerbestandsdaten der AGEB. • Frühschätzung der Energiebilanz 2023 und 2024. • Endgültige Energiebilanz 2023.
Nachvollziehbarkeit (wurde richtig gerechnet?)	• Da das Modell zur Berechnung der Lagereffekte selbst nicht geprüft wird, sondern lediglich die Ergebnisse und die sich dadurch ergebende Unsicherheit, kann über das Modell selbst keine Aussage getroffen werden.
Sinnhaftigkeit (wurde das Richtige gerechnet?)	• Sowohl die AGEB als auch der Expertenrat bewerten das eingesetzte Lagerbestandsmodell aufgrund seiner veralteten Datenbasis (2004–2015) als große Unsicherheit in der Berechnung. Zudem sieht der Expertenrat den Ansatz kritisch, Verbräuche und Lagerbestandsänderungen jeweils mit einem Modellansatz zu bestimmen und dann zu verrechnen, weil sich dadurch die Fehler beider Modelle addieren und die Unsicherheit der Berechnung weiter steigt. Dies wird durch stichprobenartige Betrachtung der Ergebnisse des Jahres 2022 bestätigt: Das Lagerbestandsmodell hat zum Beispiel den Lagereffekt für das Jahr 2022 schlecht geschätzt. Das ist einer der Gründe, warum sich nachträglich hohe Korrekturen bei der endgültigen Energiebilanz gegenüber der Frühschätzung ergeben haben. Für das Jahr 2024 werden Lagerbestandserhöhungen von etwa 96 PJ angenommen, was ca. 7,1 Mt CO_2-Äq. entspricht. Die Unsicherheiten in der Berechnung der Absätze über das Lagerbestandsmodell können nicht genau beziffert werden, Abweichungen in der Größenordnung mehrerer Mt CO_2-Äq. sind aber möglich und nicht auszuschließen. • Der Lagerbestandsaufbau macht im Jahr 2024 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 7,1 Mt CO_2-Äq. bzw. 18 % der THG-Emissionen durch leichtes Heizöl aus. Auch die vertiefende Überprüfung der Frühschätzung der Energiebilanz 2022 und 2023 bestätigt damit die Vorbehalte gegen die derzeit verwendete Methode aus Absatz und Lagerbestandsmodell.
Alternative Methoden (die zu anderen Ergebnissen führen könnten)	• Aus der Primärenergiebilanz und den Mineralöldaten des BAFA ist der gesamte Absatz an Heizöl bekannt und könnte so wie vor Einführung der Frühschätzung der Energiebilanz direkt genutzt werden. Laut UBA und AGEB sind jedoch durch Umstellungen bei der BAFA aktuell die Mineralöldaten mit größeren Fehlern als früher behaftet, so dass hier auch eine verhältnismäßig große Unsicherheit über die Gesamtmenge gegeben ist. Zudem muss eine Aufteilung des Gesamtabsatz es auf die Sektoren erfolgen, wodurch ebenfalls weitere Unsicherheiten entstehen.

Kritische Punkte	• Lagerbestandsberechnungsmodell, welches auf veralteter Datenbasis beruht (siehe Prüfpunkt Sinnhaftigkeit).
Gesamtfazit	• Die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für den Gebäudesektor ist gerade für leichtes Heizöl mit großen Unsicherheiten behaftet, die in Jahren mit knapper Zielverfehlung dazu führen können, dass die Unsicherheit mindestens in der Höhe der Zielverfehlung liegt. Dies trifft sowohl auf das Jahr 2023 als auch auf das Jahr 2024 zu.

Eigene Darstellung.

Tabelle A 5: Zusammenfassung der Prüfung der Aufteilungsraten der EBZ 12 der Frühschätzung der Energiebilanz auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie

Beschreibung	Ergebnis
CRT-Kategorie	• 1.A.1 und 1.A.2
Prüfgegenstand (vom UBA zur Verfügung gestellt bzw. erläutert)	• Aufteilungsraten verschiedener Energieträger der EBZ 12.
Prüfmethodik des ERK	• Berechnung der größten Abweichungen bei der Aufteilungsrate für Rohbraunkohle der EBZ 12. • Berechnung des Autokorrelations-Koeffizienten erster Ordnung der Aufteilungsraten für Rohbraunkohle der EBZ 12.
Daten	• Aufteilungsraten verschiedener Energieträger der EBZ 12 auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie für die Jahre 2003 bis 2024. • Methodenbeschreibung und Antworten auf Fragelisten von AGEB und UBA zu den Verbräuchen der Landwirtschaft und der Industrie. • UBA Begleitbericht.
Nachvollziehbarkeit (wurde richtig gerechnet?)	• Die Berechnungsmethode des UBA kann hinsichtlich der Aufteilungsraten verschiedener Energieträger der EBZ 12 nachvollzogen werden.
Sinnhaftigkeit (wurde das Richtige gerechnet?)	• Die Methode der Nutzung der Aufteilungsraten des Vorjahres zur Zuordnung der Emissionen auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie für den Brennstoff Rohbraunkohle der EBZ 12 wird als ein sinnhaftes Vorgehen eingeschätzt, da zum Zeitpunkt der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres keine gesicherten Daten zur Berechnung der Zuordnung vorhanden sind. • In der Vergangenheit waren Verschiebungen von Emissionen zwischen den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft von bis zu 1,2 Mt CO_2-Äq. zu beobachten. Dieser Wert trat 2010 für den Energieträger Rohbraunkohle in der EBZ 12 auf. • Die Autokorrelation erster Ordnung der Zeitreihe der Aufteilungsraten bei der Rohbraunkohle ist mit 0,5 lediglich moderat.
Alternative Methoden (die zu anderen Ergebnissen führen könnten)	• Für die Energieträger Mineralölprodukte und Erdgas der EBZ 12 werden die Energieträgereinätze hinsichtlich der Aufteilung auf Industrie und Energiewirtschaft für das Jahr 2024 basierend auf Daten der AGEB zu den Energieträgereinsätzen im Jahr 2023 und Daten zur Produktionsentwicklung abgeschätzt. • Ob diese Methode zu einer besseren Schätzung führt, kann erst in ein paar Jahren gesagt werden, wenn eine gewisse Datengrundlage vorhanden ist.
Kritische Punkte	• Bei der Übernahme der Aufteilungsraten aus dem Vorjahr kann es zu Verschiebungen der Emissionen zwischen den jeweiligen Sektoren kommen, insbesondere, wenn sich die Aufteilungsraten zwischen den Jahren stark ändern.

Beschreibung	Ergebnis
Gesamtfazit	• Die moderate Autokorrelation wirft die Frage auf, ob die Übernahme der Aufteilungsrate des Vorjahres ein geeignetes Vorgehen für Rohbraunkohle ist. • Die Unsicherheit in den Emissionen der Sektoren Industrie und Energiewirtschaft wird durch das Vorgehen der Übernahme der Aufteilungsraten erhöht. • Der Expertenrat erkennt allerdings an, dass für ein alternatives Vorgehen eine geeignete Datenbasis vorhanden sein müsste.

Eigene Darstellung.

Tabelle A 6: Zusammenfassung der Prüfung der Emissionsfaktoren

Beschreibung	Ergebnis
CRT-Kategorie	• 1.B.1.a.ii
Prüfgegenstand (vom UBA zur Verfügung gestellt bzw. erläutert)	• Emissionsfaktor der Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland.
Prüfmethodik des ERK	• Darstellung und Einschätzung der Kritik bezüglich des Emissionsfaktors der Methanemissionen des Braunkohlebergbaus in Deutschland.
Daten	• Kritik hinsichtlich der Verwendung des vom UBA benutzen Emissionsfaktors für Methanemissionen des Braunkohlebergbaus in Deutschland (Assan 2024). • Mail-Verlauf zwischen UBA, Ember und DEBRIV. • Antworten des UBA auf Fragelisten des ERK.
Nachvollziehbarkeit (wurde richtig gerechnet?)	• Es konnte nachvollzogen werden, wie das UBA die Methanemissionen aus dem Braunkohlebergbau berechnet. Dabei verwendet das UBA für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau einen Emissionsfaktor in Höhe von 0,011 Kilogramm Methan je Tonne Braunkohle, welcher auf einer Studie von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989 basiert.
Sinnhaftigkeit (wurde das Richtige gerechnet?)	• Die Berechnung der Methanemissionen aus dem deutschen Braunkohlebergbau ist sinnvoll. • Dies liegt daran, dass der vom UBA verwendetet Emissionsfaktor einerseits den einzigen veröffentlichten Emissionsfaktor für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland darstellt und andererseits in mehreren Review-Prozessen durch das UNFCCC und die EU zugelassen wurde.
Alternative Methoden (die zu anderen Ergebnissen führen könnten)	• Bis zum 5. August 2025 müssen die Braunkohlebergbau-Betreiber nach Artikel 20 Abs. 3 laut der Methan-Verordnung einen revierspezifischen Bericht vorlegen. Dabei müssen auch umgebende Sichten mit einbezogen werden. • In Zukunft wird das UBA auf die im Rahmen der Methan-Verordnung ermittelten Werte für die Bestimmung der Methanemissionen im Braunkohlebergbau zurückgreifen.
Kritische Punkte	• Ember merkt drei Kritikpunkte zu dem vom UBA verwendeten Emissionsfaktor der Methanemissionen im Braunkohlebergbau an. Diese Punkte sind: 1) Dass ein einzelner Emissionsfaktor nicht ausreiche, um die Emissionen aus Tagebau-Kohleminen zu bestimmen, da die Methanemissionen beispielsweise durch Faktoren wie den Standort der Minen oder ihre Tiefe beeinflusst würden. Der aktuelle Emissionsfaktor, der nur auf Proben aus dem Rheinbecken basiere, sei möglicherweise nicht repräsentativ für die gesamte deutsche Kohle.

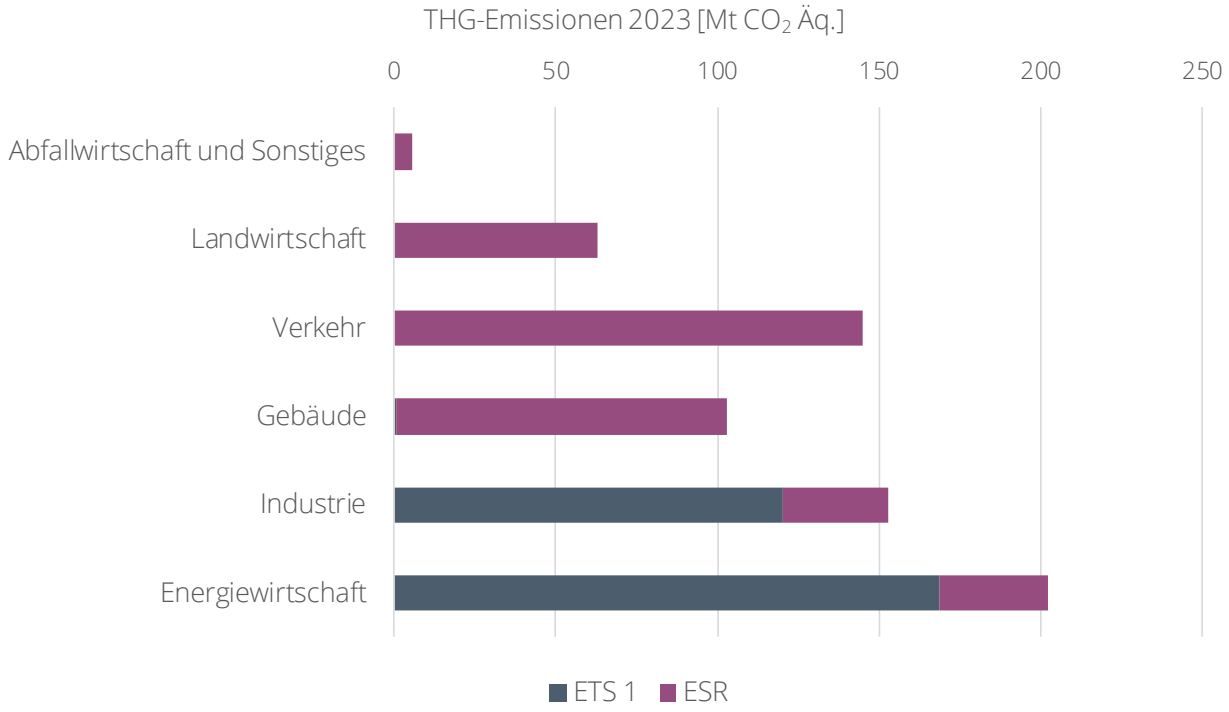
Beschreibung	Ergebnis
	2) Dass bei Ausgrabung von Kohle in einem Tagebau auch Methan in den umliegenden (nicht abgebauten) Gesteinsschichten freigesetzt würde. Dies würde in Deutschland nicht einbezogen. 3) Dass die im NID 2024 (UBA 2024b) angegebenen Sekundär-Quellen den vom UBA angenommenen Emissionsfaktor nicht zusätzlich unterstützen würden und Informationen zur Messmethodik nicht öffentlich zugänglich seien.
Gesamtfazit	• Der Expertenrat bemängelt die weiterhin unzureichende Datenbasis bezüglich geeigneter Emissionsfaktoren für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in den deutschen Revieren. • Der Expertenrat kann die Begründung des UBA zur bisherigen Verwendung des Werts von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989 für die Bestimmung der Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland nachvollziehen. • Dies liegt daran, dass dieser Wert einerseits den einzigen veröffentlichten Emissionsfaktor für die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Deutschland darstellt und andererseits in mehreren Review-Prozessen durch das UNFCCC und die EU zugelassen wurde. • Die neue Schätzung von lagerstättenspezifische Methanemissionsfaktoren im Rahmen der Europäischen Methanverordnung, die vierteljährlich und unter Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten bestimmt werden sollen, schätzt der Expertenrat als wichtig ein, um die Methanemissionen im Braunkohlebergbau in Zukunft differenziert abzubilden.

Eigene Darstellung.

A.3 Prüfung der Projektionsdaten ohne LULUCF für den Zeitraum von 2021 bis 2030

A.3.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Abbildung A 3: Aufteilung der THG-Emissionen für das Jahr 2023 in den KSG-Sektoren, die unter den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) und die Europäische Lastenteilung (ESR) fallen



Eigene Darstellung. THG-Emissionen für das Jahr 2023. Basierend auf UBA (2025h).

A.3.2 Sensitivitäten

Tabelle A 7: Annahmen in den Sensitivitätsanalysen im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario

Sensitivität	Sektor	Annahmen in den Sensitivitätsanalysen gegenüber dem MMS
Höhere Industrieproduktion	Industrie	• Höhere Entwicklung der Produktionsmengen gegenüber dem MMS mit Auswirkungen auf den Güterverkehr und die Stromnachfrage. • Industrieprodukten steigt in den Jahren 2026 bis einschließlich 2028 um 3,3 Prozentpunkte pro Jahr und im Anschluss um 0,5 Prozentpunkte.
Verzögerter Infrastrukturausbau	Gebäude	• Gleichbleibende Verfügbarkeit von Biomethan. • Verlangsamter Ausbau der Fernwärmenetze.
	Industrie	• Das Wasserstoffkernnetz wird fünf Jahre später bereitgestellt. Dies drückt sich in steigenden Wasserstoffpreisen gegenüber dem MMS aus. Die Preise steigen dabei nichtlinear von einem Plus in Höhe von 1 % in 2026 bis 41 % in 2030. • Die verzögerte Bereitstellung wirkt sich auf die Umstellung auf Wasserstoff-Direkt-Eisenreduktionsanlagen aus und führt zur weiteren Nutzung fossiler Anlagen.
	Verkehr	• Das Wasserstoffkernnetz wird fünf Jahre später bereitgestellt. Das drückt sich in einer harten Begrenzung der Infrastruktur und einem verspäteten Preisverfall für Wasserstoff aus. Die Preisdifferenz steigt bis 2030 auf ca. 21 %. • Reduzierte Bereitstellung der Ladeinfrastruktur um ca. 15 % und damit verbundene 15 % höhere öffentliche Ladepreis für Lkw. • Verlangsamter Ausbau der Schieneninfrastruktur und eine verspätete Umsetzung des Deutschlandtakts erst in 2070 durch eine niedrigere relative Reduktion in der Reisezeit.
Niedrigere Fördergelder	Energiewirtschaft	• Für die Energiewirtschaft ändern sich erst ab 2030 die Annahmen. Hier werden Großwärmepumpen nicht weiter fortgesetzt, entsprechend ist der Effekt bis 2030 bei null.
	Gebäude	• Förderung für alternative Wärmeerzeugung im Rahmen des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze (BEW) läuft 2028 aus. Die Fördergelder werden ab 2026 gekürzt und es stehen gegenüber dem MMS nur die Hälfte der Mittel zur Verfügung.
	Industrie	• Die Mittel der BEG werden in der Industrie ab 2026 um 30 % gekürzt.
Höhere Fördergelder	Verkehr	• Pro-Kopf-Investitionen in den Radverkehr steigen von 11 auf 30 Euro wie im nationalen Radverkehrsplan als Zielwert festgelegt. Damit sind die Fördergelder ca. 170 % höher gegenüber dem MMS. • Bundeszuschuss für den ÖPNV wird um 1 Mio. Euro erhöht.
Niedrigere Industriestrompreis	Industrie	• 20 % reduzierter Industriestrompreis im Vergleich zum MMS.

Sensitivität	Sektor	Annahmen in den Sensitivitätsanalysen gegenüber dem MMS
Höherer Industriestrompreis	Industrie	• 20 % höherer Industriestrompreis im Vergleich zum MMS.
Niedrigere Wärmepumpenstrompreis	Gebäude	• 20 % niedrigerer Strompreis für Wärmepumpen im Vergleich zum MMS.
Höherer Wärmepumpenstrompreis	Gebäude	• 20 % höherer Strompreis für Wärmepumpen im Vergleich zum MMS.

Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2025p) und EU (2025e).

A.4 Prüftabellen Projektionsdaten 2025

A.4.1 Sektorenübergreifende Rahmendaten

Tabelle A 8: Einschätzung der Annahmen zu zentralen sektorenübergreifenden Rahmendaten

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt […] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	• Gesamtzeitraum: Bestimmt durch VIEW-Modell der Prognos AG, basierend auf Input-Output-Tabellen und Zeitreihen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamts • Bis 2026: Kalibrierung des Modells durch Annäherung der Wachstumsraten an die Herbstprojektion 2024 der Bundesregierung (BMWK 2024g) (2024: −0,2 %, 2025: 1,1 %, 2026: 1,6 %) • 2027–2030: VIEW-Modellergebnisse (2027: 1 %, 2028–2030: 0,8 %)	• In der Tendenz – insbesondere für die nahe Zukunft – höher als die Bandbreite aus der Literatur und insbesondere auch aktueller Prognosen, siehe Abbildung 23. • Die für die Kalibrierung des VIEW-Modells benutzen Wachstumsraten der Herbstprojektion 2024 werden durch die Frühjahrsprojektion vom BMWK (2025a), den Jahreswirtschaftsbericht vom BMWK (2025b) und der Frühjahrsprojektion der Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2025) für die kurze Frist deutlich nach unten korrigiert (2025 deutlich und 2026 leichter). • Für 2028/2029 liegen die Projektionsdaten 2025 leicht unter der Herbstprojektion 2024 (BMWK 2024g), der Jahresprojektion 2025 (BMWK 2025b), sowie der aktuellen	⇩ …niedriger… • Sensitivität aus Projektionsdaten 2024: Niedrigeres BIP um 1,3 % im Jahr 2025 und um ca. 0,3 % jährlich in den Jahren von 2025 bis 2030 führt zu −15 Mt CO_2-Äq. bis 2030. Auswirkung in den Sektoren: • Verkehr • Industrie • Energiewirtschaft

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt […] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		Frühjahrsprojektion 2025 (BMWK 2025a). • Insgesamt erscheint die hier angenommene Entwicklung des BIP über den gesamten Zeitraum bis 2030 tendenziell überschätzt.	
Bevölkerung	• Basiert auf 15. Bevölkerungsvorrausberechnung des statistischen Bundesamtes (Destatis 2022a) der Variante einer moderaten Geburtenhäufigkeit, Lebenserwartung und Zuwanderung mit einer Niveaukorrektur auf Basis des Zensus 2022 (Destatis 2022b); skaliert auf den Bevölkerungsstand 2023 • Netto-Zuwanderung in Höhe von 250 000 Personen pro Jahr	• Die Bevölkerungsannahme liegt am mittleren bis unteren Rand aktueller Prognosen (siehe Destatis (2025n), Europäische Kommission (2024a) und Vereinte Nationen (2024)): • Grund dafür ist jedoch die Berücksichtigung der Niveaukorrektur durch den Zensus 2022, die in den anderen aktuellen Prognosen nicht berücksichtigt werden konnte. • Insgesamt kann die Bevölkerungsannahme als plausibel eingeschätzt werden.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung Auswirkung in den Sektoren: • Alle Sektoren
EU-ETS 1-Preis	• Bis 2030 linearer Verlauf bis zu den Werten der Preispfade With Existing Measures (WEM) und With Additional Measures (WAM) der Europäische Kommission (2024b). Diese haben bis 2030 die gleichen Werte Preis 2025: 70,1 $Euro_{2023}$/t CO_2 Preis 2030: 95,0 $Euro_{2023}$/t CO_2	• Anfang des Jahres 2025 lag der durchschnittliche EU-ETS 1-Preis bei rund 68 $Euro_{2023}$/t CO_2 und damit etwa auf dem Niveau der Projektionsdaten 2025 (Fraunhofer ISE 2025a). • Aktuelle EU-ETS 1 Futures hingegen erreichen bis 2030 mit einem Preis von 81,9 $Euro_{2023}$/t CO_2 einen deutlich niedrigeren Preis als in den Projektionsdaten 2025 angenommen (Barchart 2025c). Der EU-ETS 1-Preis könnte daher überschätzt sein. • Grundsätzlich existiert große Unsicherheit über die Preisentwicklung, die sich in einer großen Spannbreite aktueller Prognosen widerspiegelt (siehe Europäische	⇩ …niedriger… Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt […] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		Kommission (2024b), IEA (2024c) und Carbon Pulse (2024)).	
Großhandelspreis Rohöl	• Annahmen für Rohöl basieren auf Future-Preisen bis zum Jahr 2030 und danach auf Preisen aus dem WEO-AP-Szenario 2024 (IEA 2024c). Preis 2025: 40,6 $Euro_{2023}$/MWh Preis 2030: 38,5 $Euro_{2023}$/MWh	• Aktuelle Preise und Futures sind bis 2030 leicht unterhalb der angenommenen Preise (von 2025–2030 ca. 3 $Euro_{2023}$/MWh Differenz) (siehe Abbildung A 6). • Der angenommene Preispfad könnte bis 2030 demnach leicht überschätzt sein.	⇩ … niedriger … Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie • Gebäude • Verkehr
Großhandelspreis Erdgas	• Annahmen für Erdgas basieren auf Future-Preisen bis zum Jahr 2027 und danach auf Preisen aus dem WEO-AP-Szenario 2024 (IEA 2024c). Preis 2025: 42,4 $Euro_{2023}$/MWh Preis 2030: 20,6 $Euro_{2023}$/MWh	• Der aktuelle Erdgaspreis und Futures bis 2028 liegen unterhalb der angenommenen Preise (siehe EEX (2025b), EEX (2025a) (siehe Abbildung A 4). • Allerdings sind die angenommenen Preise im Jahr 2030 geringer als aktuelle Futures (EEX 2025a), sowie die projizierten Preise der niedrigen Version der Schätzungen der Europäische Kommission (2024a) und der Schätzung von EWI (2025b). • Bis 2028 ist von einer Überschätzung der Preise und danach tendenziell von einer Unterschätzung auszugehen. Über den gesamten Zeitraum bis 2030 insgesamt jedoch eher von einer Überschätzung.	⇩ … niedriger … Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie
Großhandelspreis Steinkohle	• Annahmen für Steinkohle basieren auf Future-Preisen bis zum Jahr 2026 und danach auf Preisen aus dem WEO-AP-Szenario 2024 (IEA 2024c). Preis 2025: 15,4 $Euro_{2023}$/MWh; Preis 2030: 7,2 $Euro_{2023}$/MWh	• In den Projektionsdaten 2025 ist im Jahr 2025/2026 ein deutlicher Preisanstieg zu sehen. In aktuellen Futures ist ein solcher Preisanstieg nicht mehr zu beobachten, weshalb die Preise bis 2027 überschätzt scheinen (siehe Abbildung A 5). • Ab 2028 allerdings deuten aktuelle Future-Preise sowie Zahlen der Europäische	⇩ … niedriger … Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt [...] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		Kommission (2024a) darauf hin, dass die angenommenen Steinkohlepreise unterschätzt sein könnten. • Auch aktuelle Steinkohlepreise für das Jahr 2025 deuten mit Preisen von ca. 10,7 $Euro_{2023}$/MWh auf eine Überschätzung hin. • Die Überschätzung der Steinkohlepreise bis 2027 scheint größer als die darauffolgende Unterschätzung im Zeitraum von 2028 bis 2030.	
Großhandelsstrompreise	• Übernahme der Annahmen zu Großhandelsstrompreisen aus den Modellergebnissen der Projektionsdaten 2024, korrigiert um den Einfluss der Erdgas- und CO_2-Preisenentwicklungen (UBA 2025m). • Die auf diese Weise ex-ante modellierten Großhandelsstrompreise liegen im Jahr 2030 bei 72 $Euro_{2023}$/MWh.	• Die im Sektor Energiewirtschaft berechneten ex-post Großhandelsstrompreise sind deutlich niedriger als die für die Modellierung in den Verbrauchssektoren genutzten ex-ante Großhandelsstrompreise (siehe Kapitel 10.2.2). • Die ex-ante Großhandelsstrompreise, die als Modellinput in den Verbrauchssektoren genutzt wurden, liegen teilweise oberhalb des hochpreisigen Szenarios von EWI (2024b). • Die ex-post Großhandelsstrompreise erreichen hingegen im Jahr 2029 das Niveau des Basisszenarios der Mittelfristprognose und sind lediglich in den Jahren davor zwischen dem Basis- und Hochpreisszenario der Mittelfristprognose (EWI 2024b). • Future-Preise verlaufen niedriger als die im Sektor Energiewirtschaft ermittelten ex-post Großhandelsstrompreise und erreichen erst im Jahr 2029 ein ähnliches Niveau.	⇩ ... niedriger ... Auswirkung in den Sektoren: • Industrie • Gebäude • Verkehr

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt [...] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
BEHG/EU-ETS 2-Preise	• Für 2025 aktueller Preispfad nach Haushaltsfinanzierungsgesetz, für 2026 oberes Ende der Preisspanne, ab 2027 (EU-ETS 2) steigend um 15 EUR/t nominal 2025: 50,8 $Euro_{2023}$/t CO_2; 2030: 102,2 $Euro_{2023}$/t CO_2	• Ab dem Jahr 2027 (Start EU-ETS 2) herrschen große Unsicherheit über die Preisentwicklung. • Marktanalysten wie Veyt (2024) (ca. 110 Euro/EUA) und Clear Blue Markets (2024) (105 Euro/EUA) schätzen Preissteigerungen bis 2030 eher stärker ein. • Im Mittel erscheint der Preispfad in der Tendenz am unteren Ende der angegebenen Bandbreite aus der Literatur von 51 – 380 Euro/EUA (siehe Günther et al. (2024) und Gerlach-Günsch und Seeliger (2024)).	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung. Auswirkung insbesondere in den Sektoren: • Verkehr • Gebäude
Netzentgelte Strom	• Netzentgelte ergeben sich aus Kosten des Bestandsnetzes (gemäß BNetzA und BKartA 2024), Entwicklung zukünftiger Netzkosten (Auswertung bestehender Netzentwicklungspläne) sowie Kosten für Systemdienstleistungen (Annahme von 2 % Steigerung ab 2023). • Annahme steigender Netzentgelte für Ausbau des Stromnetzes bis 2030/35, danach leicht rückläufig. • Netzentgelte liegen bei 145 $Euro_{2023}$/MWh im Jahr 2030.	• Die Entwicklung der Netzentgelte für Haushalte liegen auf dem Niveau der niedrigen Sensitivität aus Probst, F. et al. (2024) und deutlich unter den Schätzungen von McKinsey & Company (2024a). • Die hier angenommenen Netzentgelte für Haushalte liegen im Vergleich zum Basisszenario von Probst, F. et al. (2024) im Jahr 2030 um rund 6 $Euro_{2023}$/MWh niedriger, während sie im Jahr 2025 noch von einem ähnlichen Niveau ausgehen. • Auch für große und kleine Industriebetriebe sind die Netzentgelte deutlich unter allen Projektionen aus Probst, F. et al. (2024). • Für Industriebetriebe ist die Differenz zu den Ergebnissen von Probst, F. et al. (2024) größer als für die Haushalte. • Insgesamt scheinen die Netzentgelte eher unterschätzt.	⇧ ... höher ... Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie • Gebäude • Verkehr

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt [...] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Endverbraucherstrompreise	Steuern und Abgaben: • Steuersatz für Nicht-Haushalte: 0,5 Euro/MWh, der mit Inflation real absinkt • Real konstante Konzessionsabgabe, ab 2035 neue Abgabe für Finanzierung von Wasserstoffkraftwerken. Preise nach Verbrauchstyp: • Haushalte (2 500 – 5 000 kWh): 2025: 346 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 356 $Euro_{2023}$/MWh • Wärmepumpen-Tarif: 2025: 259 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 273 $Euro_{2023}$/MWh • Industrie (20–500 MWh): 2025: 159 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 141 $Euro_{2023}$/MWh • Industrie (70 – 150 GWh): 2025: 98 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 74 $Euro_{2023}$/MWh	• Ariadne-Modellierungen auf Basis der Kostenschätzungen des NEP sprechen für höhere Endverbraucherstrompreise für Haushalte in den Jahren von 2025 bis 2030 in einem durchschnittlichen Umfang von ca. 25 $Euro_{2023}$/MWh Luderer et al. (2025). Für Industriekunden ist die Differenz zu den Ariadne-Projektionen noch größer. • In McKinsey & Company (2024a) liegen die Haushaltspreise in diesem Zeitraum um rund 10 % höher. • Für Haushalte sind die Effekte der beiden Faktoren (Überschätzung der Großhandelsstrompreise und Unterschätzung der Netzentgelte) klein und heben sich in ihrer Größenordnung ungefähr gegenseitig auf. Für kleine Industriebetriebe überwiegt der Effekt der unterschätzten Netzentgelte, ist aber eher gering einzuordnen (siehe Kapitel 10.2.2). Für große Industriebetriebe machen Netzentgelte nur einen geringen Teil der Endverbrauchsstrompreise aus, sodass der Effekt überschätzter Großhandelsstrompreise mit durchschnittlich 8 $Euro_{2023}$/MWh in den Jahren von 2025 bis 2030 überwiegt und hier die Endverbrauchsstrompreise überschätzt sein könnten. • Bezüglich einer abschließenden Einordnung gibt es Hinweise in beide Richtungen, daher kann nicht eindeutig auf eine Über- oder Unterschätzung geschlossen werden.	 ... nicht eindeutig höher oder niedriger... Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie • Gebäude • Verkehr

Rahmendaten	Annahmen in den Projektionsdaten 2025	Einordnung des Verlaufs unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass Annahme/Aspekt [...] liegt als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Sonstige Endverbraucherpreise	Erdölprodukte: • Annahme gleichbleibender nominaler Energiesteuer Erdgas: • Anstieg der Netzentgelte um Faktor 1,7 bis 2030 und Faktor 3 bis 2045 • Nominal konstante Fortschreibung von Steuern und Umlagen Biomasse (fest und gasförmig): • Kopplung an Endverbrauchspreise für Erdgas (Haushalte) inkl. steigender CO_2-Preise und Netzentgelte Fernwärme: • Bis 2035: Kopplung an Endverbrauchspreise für Erdgas (Haushalte) inkl. steigender CO_2-Preise und Netzentgelte • Ab 2035: Kopplung an Entwicklung des Wärmepreises aus Wärmepumpen	• Transparente und nachvollziehbare Aufschlüsselung der Endverbraucherpreise. • Für detaillierte Einordnung der jeweiligen Preisreihen siehe entsprechende Sektorenkapitel.	Enthalten in den entsprechenden sektoralen Betrachtungen Auswirkung in den Sektoren: • Energiewirtschaft • Industrie • Gebäude • Verkehr

Eigene Darstellung.

A.4.2 Industrie

Tabelle A 9: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Industrie

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen [...] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Produktions-mengen energieintensive Industrie	• Basieren im Allgemeinen auf Ergebnissen des VIEW-Modells. • Insgesamt schwache Erholung von 91 % des 2015er Werts im Jahr 2024 auf 94 % bis zum Jahr 2030. • Heterogene Entwicklung (Produktionsindex 2030 gegenüber 2015) auf Branchenebene zwischen 2024 und 2030 (siehe Abbildung A 22). **Gesonderte Annahmen zur Entwicklung für einzelne energieintensive Produkte:** **Rohstahl** • Primärstahl: Durch Transformation Rückgang der Primärstahlproduktion bis 2035 um 20 % bezogen auf 2018. Reduzierte Nachfrage ab 2035 aufgrund steigender Materialeffizienz um 0,25 % pro Jahr. • Sekundärstahl: von 2026 bis 2040 linearer Anstieg um 40 %, aufgrund weiterentwickelter Recyclingverfahren und damit einhergehender Schrottmenge. **Zementklinker** • 2023/24: Rückgang von 1,5 % angenommen. • 2025: 1 % mehr Bauaktivität. • Bis 2040: steigende Produktionsmenge Zement, da (i) mittelfristig Erholung Bauwirtschaft durch sinkende Zinsen, (ii) Abbau Investitionsstaus und (iii) langfristig	• Geringere Produktionsmengen würden gemäß Modelllogik zu geringeren THG-Emissionen führen (und vice-versa). • Für die auf dem VIEW-Modell basierenden Produktionsmengen ist analog zur Überschätzung des BIP für die Jahre 2025 und 2026 von einer Überschätzung auszugehen (siehe 10.2.2). **Aktualität und Plausibilität der gesonderten Annahmen:** **Rohstahl** • Aktueller Rand 2024: 37,2 Mt Rohstahl im Jahr 2024 (WV Stahl 2025b). Damit ein ähnliches Produktionsniveau wie in den Projektionsdaten 2025 mit 37 Mt für das Jahr 2024. • Aktueller Rand 2025: Für das erste Quartal des Jahres 2025 berichtet WV Stahl (2025a) eine Verringerung der Rohstahlproduktion um –12,5 % zum Vorjahreszeitraum. Für diese ersten Monate weicht die Produktions-entwicklung leicht von der der Projektionsdaten 2025 ab, die für das gesamte Jahr 2025 eine leicht höhere Menge Rohstahl als für das Jahr 2024 annehmen. • Standortnachteil und Importdruck führen zur Kapazitäten-Reduktionen z. B.: Reduzierung der installierten Produktionskapazitäten von Thyssenkrupp Steel von 11,5 Mt auf etwa 8,7 bis 9 Mt (VDI 2024). • Aktuelle politische Entwicklungen mit möglicherweise gegenläufigen Effekten: Zoll-Politik erhöht die Unsicherheit. Europäische Vorhaben wie 'A European	⇩ ... niedriger...

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	Nachfrageimpulse durch Infrastrukturmodernisierung. • Ab 2040: Stagnation Produktionsmengen Zement, da (i) sich reduzierende Investitionsstaus (ii) alternative Baumaterialien (iii) schrumpfende Bevölkerung. • Fachkräftemangel und begrenzte öffentliche Mittel verzögern kurz- bis mittelfristige Erholung. Ammoniak • Annahmen identisch zu Harthan et al. (2024) (keine Erholung, keine weiteren Reduktionen). • Langfristiger Trend an Entwicklung BWS angepasst. • Hinweis der Modellierenden auf hohe Unsicherheiten der gewählten Produktionsmenge.	Steel and Metals Action Plan' und 'Clean Industrial Deal' mit dem Ziel Abwanderung zu verhindern und Transformation in kompetitivem Umfeld zu ermöglichen. • Verpoort et al. (2024) diskutieren potenzielle Abwanderung von grünem Stahl ins Ausland. • Einschätzung insgesamt: kein Anhaltspunkt für andere Einschätzung. Zementklinker • Aktueller Rand 2024: Tatsächlicher Rückgang der Gesamtproduktion 2023/24: 6,4 % (Destatis 2025i); Rückgang Bauwirtschaft 2023/24 ca. 3,6 % (Destatis 2025b). • Aktueller Rand 2025: Leichter Anstieg von Baugenehmigungen (2,1 %) in den Monaten Januar und Februar des Jahres 2025 im Vergleich zur Vorjahresperiode (Destatis 2025a). • Perspektivisch verhaltene Prognosen (ZDB 2024). • Einschätzung insgesamt: kein Anhaltspunkt für andere Einschätzung. Ammoniak • Aktueller Rand 2024: Die Produktionsmengen sind mit 2,2 Mt in den Projektionsdaten und 2 Mt aus der amtlichen Statistik in einer ähnlichen Größenordnung (Destatis 2025i). • Aktueller Rand 2025: Anfang 2025 Produktionsdrosselung bei SKW Piesteritz (eine von zwei Anlagen auf unbestimmte Zeit abgestellt) (Handelsblatt 2025). • (Verpoort et al. 2024) diskutieren potenzielle Abwanderung. • Einschätzung insgesamt: eher überschätzt. • Sensitivität: stärkere und schnellere Erholung der Produktionsmengen (105 % des Basiswertes von 2015 im Jahr 2030 anstelle von 94 %) führen kumuliert zwischen 2025 und 2030 zu 48,7 Mt CO_2-Äq. Mehremissionen	

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		(10,3 Mt CO_2-Äq. Mehremissionen im Jahr 2030). Die Sensitivität deckt also nur ein Szenario höherer und nicht niedrigerer Produktionsmengen ab.	
Energiepreise (Endverbraucher-preise)	• Exogene Preiszeitreihen. • Beeinflussen Umstellungs-investitionen und Transformationsgeschwindigkeit. **Strompreis** • Industrie (20–500 MWh): 2025: 159 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 141 $Euro_{2023}$/MWh • Industrie (70 – 150 GWh): 2025: 98 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 74 $Euro_{2023}$/MWh • Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindestsatz auch für die Zukunft angenommen **Erdgas** • Industrie I3 (10 000 – 100 000 GJ) 2025: 82 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 69 $Euro_{2023}$/MWh • Industrie I5 (1 000 000 – 4 000 000 GJ) 2025: 55 $Euro_{2023}$/MWh, 2030: 31 $Euro_{2023}$/MWh • Anstieg der Netzentgelte um Faktor 1,7 bis 2030 und Faktor 3 bis 2045. • Nominal konstante Fortschreibung von Steuern und Umlagen.	• Bei Industriestrompreisen großer Industriebetriebe wird eher von einer Überschätzung ausgegangen (siehe RZ 206), was gegenläufige Effekte hat: Einerseits würde ein niedrigerer Strompreis zu einer schnelleren Elektrifizierung und damit einhergehend einer Überschätzung der THG-Emissionen führen. Die Elektrifizierung ist allerdings bereits als überschätzt einzustufen (siehe Zeile Transformationsgeschwindigkeit). Andererseits kann ein niedrigerer Strompreis in Realität allerdings auch steigernd auf die Produktionsmengen wirken, was mit einer Unterschätzung der THG-Emissionen einherginge. • Sensitivität: Industriestrompreis (+/−20 %): kumuliert zwischen 2025 und 2030 +10,1 bzw. −12,8 Mt CO_2-Äq. (+2,4 bzw. −2,5 Mt CO_2-Äq. Emissionen im Jahr 2030). • Analog zur sektorenübergreifenden Einschätzung werden die Preise für fossile Energieträger als eher überschätzt beurteilt (siehe RZ 201). Lediglich bei Erdgas kommt es nach dem Jahr 2028 eher zu einer Unterschätzung der Preise. Eine solche Überschätzung der Energiepreise für fossile Energieträger unterstützt die Einschätzung, dass die im Rahmen der Modellierung ermittelten Transformationsgeschwindigkeit als zu hoch einzuordnen ist (siehe Zeile Transformationsgeschwindigkeit). Dies würde zu einer Unterschätzung der THG-Emissionen führen. Zudem könnten niedrigere fossile Energiepreise aktivitätssteigernd wirken, was die Unterschätzung der THG-Emissionen nochmals verstärken würde	⇧ … höher…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		• Hohe Unsicherheiten für die zusätzlichen Bestandteile der Endverbraucherpreise, v. a. durch aktuelle politische Entwicklung.	
EU-ETS-Preispfad	• Exogene Preiszeitreihe. • Beeinflusst Umstellungs-investitionen und Transformations-geschwindigkeit.	• Eher überschätzt; für allgemeine Einordnung siehe Kapitel 10.2.2. • Im Rahmen der Projektionsdaten 2025 wurde keine Sensitivitätsrechnung für den Preis des EU-ETS 1 durchgeführt. Eine Sensitivität mit niedrigeren Preisen im EU-ETS 1 wurde jedoch im Rahmen der Projektionsdaten 2024 berechnet (siehe ERK 2024a). Dazu wurde ein Preis von 60,9 $Euro_{2022}$/t CO_2 im Mittel über die Jahre 2024 bis 2030 angenommen, der deutlich unter dem Preis im MMS mit im Mittel 102,3 $Euro_{2022}$/t CO_2 lag. Dieser niedrigere EU-ETS-Preis würde laut Sensitivitätsanalyse der Projektionsdaten 2024 kumuliert über den Zeitraum von 2024 bis 2030 zu ca. 28 Mt CO_2-Äq. höheren THG-Emissionen in der Industrie führen. In den Projektionsdaten 2025 liegt der EU-ETS-Preis über die Jahre 2025 bis 2030 im Mittel bei 82,5 $Euro_{2023}$/t CO_2.	⇧ … höher…
Kriterium: Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Transformations-geschwindigkeit (Elektrifizierungs-grad und Wasserstoff-hochlauf)	• Modellendogenes Ergebnis. • Beeinflussung durch externe Rahmendaten (EU-ETS-Preis, Energieträgerpreise) sowie Maßnahmenwirkungen. • Ergebnis: Umstellung von 9 Mio. Tonnen Hochofenkapazität auf Direktreduktionsanlagen (Betrieb 2030 mit etwa 80 % Erdgas und 20 % Wasserstoff)	• Mögliche Überschätzung des EU-ETS-Preises sowie Unsicherheiten bei Maßnahmenwirkungen und Energiepreisen. Höhere Preise im EU-ETS und für fossile Energieträger wirken sich steigernd auf den Elektrifizierungsgrad und den Wasserstoffhochlauf aus (und vice versa). Höhere Preise für Strom und Wasserstoff wirken sich mindernd auf eine den Elektrifizierungsgrad und den Wasserstoffhochlauf aus (und vice versa). • Deswegen ist Einordung im Hinblick auf THG-Emissionen auch anteilig enthalten in Einschätzung zu ETS-Preispfad sowie Maßnahmenwirkung und Energiepreise. • Gegenüber historischen Daten ambitionierte Entwicklung des Elektrifizierungsgrads sowohl	⇧ … höher…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		branchenübergreifend als auch für einzelne Branchen (siehe Abbildung 27). • Elektrifizierungsgeschwindigkeit überschätzt. Im Rahmen des Modells würde eine niedrigerer Elektrifizierungsgrad zu höheren THG-Emissionen führen, da ein größerer Anteil der exogen vorgegebenen Produktionsmenge mit fossilen Anlagen produziert werden müsste. Außerhalb des Modellrahmens könnte es jedoch auch stattdessen zu einer Verlagerung von Produktion ins Ausland kommen (siehe dazu Diskussion in Zeile Investitionen). • Eine geringere Elektrifizierung bedeutet zudem auch eine geringere Stromnachfrage der Industrie, was sich mindernd auf die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft auswirken würde. • Hochlauf Wasserstoff deutlich langsamer als in Harthan et al. (2024) (siehe Abbildung A 23). • Größenordnung projizierte Produktionsmenge grüner Stahl 2030 plausibel gegenüber Projektankündigungen (siehe Abbildung A 24). • Sensitivität: Bereitstellung des Wasserstoffnetzes erst 5 Jahre später: kumuliert zwischen 2025 und 2030 +5,9 Mt CO_2-Äq. (3,3 Mt CO_2-Äq. Mehremissionen im Jahr 2030). • Zusätzliche Sensitivitäten-Korridor-Rechnung zeigt: Im „ungünstigen" Fall Umkippen der Metallerzeugung – wasserstoffbasierte Direktreduktion nur noch eingeschränkt finanzierbar und langfristig unattraktiv (siehe Abbildung A 21).	
Einsatz Biomasse	• Einsatz von Biomasse modellendogen über Preisannahmen bestimmt (Verwendung der Preisreihe für Pellets).	• Laut Modellierer*innen ist der resultierende Biomassebedarf bis 2030 durch Reststoffe gedeckt.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	• Keine Begrenzung der Biomassenutzung.	• Es existiert kein Instrument, um die Biomassenutzung auf nachhaltige Quellen zu begrenzen. • Ein geringer Biomassepreis kann jedoch schnell zu einem Anstieg der Biomasse-Nutzung führen. Die Komplexität der Lieferkette würde in einem solchen Fall wahrscheinlich unterschätzt werden. • Enthalten in extra zur Verfügung gestellter Korridor-Sensitivitäten-Rechnung in der Industrie (günstiger Fall: geringe Preissteigerung bei Biomasse (Kopplung an Erdgaspreis) vs. ungünstiger Fall: Biomasseeinsatz begrenzt auf industrieinterne Reststoffe): Spanne durch veränderte Biomassenutzung gegenüber MMS im Jahr 2030: +/−1 Mt CO_2-Äq.	
Keine gesetzlich abgesicherte Perspektive für CCS	• Prozessbedingte (schwer vermeidbare) Emissionen werden langfristig emittiert.	• Bis zum Jahr 2030 von untergeordneter Relevanz; bis zum Jahr 2045 wichtig insbesondere im Hinblick auf schwer vermeidbare, prozessbedingte Emissionen. • Gesetzesentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von CO_2. Hierdurch evtl. stärkerer Einsatz von CCS als in den Projektionsdaten 2025 hinterlegt.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Kriterium: Instrumentenausgestaltung und -finanzierung			
Maßnahmen-wirkung	• Ausgestaltung, Wirkung und Finanzierung von Maßnahmen basieren auf Informationen zum Zeitpunkt Erstellung der Projektionsdaten 2025. • Annahme Förderprogramme: effektive Mittelverwendung.	• Geringere Förderbudgets hinterlegt als in Harthan et al. (2024) (−2 Mrd. Euro in Summe für die Jahre von 2020 bis 2030 und −10 Mrd. Euro in Summe für die Jahre von 2031 bis 2045), geringere Instrumentenwirkung nach 2030 (nur für Klimaschutzverträge und EU-Innovationsfonds sind Mittel bis 2040 hinterlegt), Für die EEW (Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft) sowie die BIK (Bundesförderung Industrie und Klimaschutz, Modul 1) bis 2034, ansonsten nur bis 2030).	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		• Sensitivität: geringere Fördergelder (−30 %): kumuliert zwischen den Jahren von 2025 bis 2030 9,1 Mt CO_2-Äq. (2,7 Mt CO_2-Äq. Mehremissionen im Jahr 2030). • Unsicherheiten bei der Fortführung/ zukünftigen Ausgestaltung der Maßnahmen aufgrund des Regierungswechsels. • Annahme effektive Mittelverwendung unsicher: Minderungswirkungen der fiskalischen Instrumente können geringer ausfallen, wenn Akteure diese nicht effektiv verwenden. • Einschätzung der Wirkung neuer Maßnahmen aufgrund fehlender vergleichbarer Programme schwierig.	
Kriterium: Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen			
Investitionen	• Verbleib der Industrie in Deutschland inklusive entsprechender Investitionen für die Transformation. • Die Entwicklung der über CO_2-arme/-freie Technologien hergestellten Produktionsmengen für Ammoniak, Ethylen, Kalksteinreduzierte Bindemittel, Eisenschwamm und elektrische Glasschmelze finden sich in Abbildung A 25 und Abbildung A 26.	• Produktion grüner Stahl und Ammoniak sowie grünes Methanol/Naphtha laut anderen Studien potenziell eher mit Verlagerung ins Ausland (Verpoort et al. 2024). • Investitionen tendenziell rückläufig (Destatis 2025m). • Mögliche Abwanderungen/Verlagerungen würden zu niedrigeren Emissionen führen. • In der Modell-Rechnung wird nicht die Möglichkeit evaluiert, dass Unternehmen mit alten, fossilen Produktionsanlagen weiterproduzieren, obwohl die reguläre Laufzeit schon überschritten ist (Asset-Sweating). Unternehmen könnten aber aufgrund von Standortnachteilen, einem hohen internationalen Wettbewerb und einer unsicheren politischen Lage auf eine solche Strategie zurückgreifen, statt neue Investitionen zu tätigen. Dies würde dazu führen, dass auch in Zukunft zu einem höheren Anteil mit alten, fossilen Produktionsanlagen produziert werden würde. Dies würde zu höheren THG-Emissionen führen.	⇕ … nicht eindeutig höher oder niedriger…

Eigene Darstellung.

A.4.3 Gebäude

Tabelle A 10: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Gebäude

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen [...] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Klimaeffekt	• Mit geringen Schwankungen stetig abnehmende Anzahl an Heizgradtagen: 2025: 3187 2030: 3145 • Kühlgradtage mit leichten Schwankungen stetig zunehmend (T > 22 °C) 2025: 80 2030: 82	• Ggf. Über- oder Unterschätzung der THG-Emissionen durch unzureichende Berücksichtigung von klimatischen Schwankungen zwischen den Jahren. • Schwankungen könnten sich gerade in einem kurzen Zeitraum (bis 2030) deutlich auf Emissionshöhe und Zielerreichung auswirken.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Strompreise/ Vorteilhaftigkeit Wärmepumpen	• Wärmepumpenstrom-Tarif für Haushalte in EUR_{2023}/MWh 2023: 290 2025: 259 2030: 273.	• Der Strompreis scheint eher konservativ angenommen zu sein. • Sensitivitäten: Bei einem erhöhten Wärmepumpenstrompreis werden ähnlich viele Wärmepumpen eingebaut, d. h. es kommt zu keiner Reduzierung der THG-Emissionen. Bei einem geringeren Wärmepumpenstrompreis (um etwa 5 ct/kWh) würden bis 2030 kumuliert ca. 2,5 Mt CO_2-Äq. eingespart.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Wohnfläche	• Zunehmende Wohnfläche pro Kopf [m²/Einwohner*in]: 2018: 46,7 2020: 47,4 2030: 48,1	• Keine bedeutsamen Auswirkungen auf den Emissionspfad erwartet. • In der Zweitmodellierung zeigen sich durch Veränderungen des Flächenbedarfs nur geringe Auswirkungen auf die Emissionsentwicklung.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Kriterium: Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Sanierungsrate	• Sanierungsrate bis 2030 von 1,54 % für Wohngebäude und von 0,67 % für Nichtwohngebäude. • Vollumfängliche Sanierungen und Teilsanierungen berücksichtigt.	• Die Sanierungsrate lag 2024 bei 0,69 % (2022: 0,88 %, 2023: 0,7 %) (BuVEG 2024). • Ein entsprechender Anstieg ist unsicher durch Hemmnisse wie: Fachkräftemangel, Mangel an finanziellen Mitteln bzw.	⇧ ... höher...

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	• Die Sanierungsrate ergibt sich aus dem Alter der Gebäude und den in Zukunft steigenden Energiepreisen; perfekte Voraussicht wird nicht angenommen.	Rücklagen, Vermieter-Mieter-Dilemma, Informationsdefizite und hohe Baukosten. • Steigerung der Sanierungsrate durch serielle Sanierung möglich, dies kann jedoch die große Differenz zur historischen Entwicklung nicht vollständig erklären.	
Austausch Heizsysteme	• Installationszahlen Wärmepumpen in Neubau und Bestand: 2025: 321 173 2026: 426 093 (siehe Abbildung 29)	• Angenommene Installationszahlen an Wärmepumpen erscheinen etwas hoch, insbesondere im Vergleich zum geringen Absatz mit 193 000 Wärmepumpen (BDH 2025) im Jahr 2024. Aufgrund politischer Unsicherheiten in 2022–2024, könnten diese Jahre jedoch als Ausreißer betrachtet werden. • Die Installation von Wärmepumpen in den Jahren 2025–2030 hat nur geringe Auswirkungen auf die kumulierte Minderungswirkung bis 2030.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Ausbau Fernwärme/ Netzanschlüsse (Gebäude)	• Modellierte Anschlüsse an Wärmenetze [Anzahl Gebäude]: 2025: 78 303 2026: 60 942 2027: 60 485 2028: 103 387 2029: 148 146 2030: 196 275 (siehe Abbildung 30).	• Die Modellierung der Wärmepotenzialgebiete im Modell WInfra von Prognos scheint realistisch und damit eine gute Grundlage für die Berechnung. • Die starke Zunahme an Wärmenetzen insbesondere bis 2030 könnte überschätzt sein. Zum einen könnte der Anteil der Gebäude in den Nachverdichtungsgebieten überschätzt sein, zum anderen könnte der Ausbau aufgrund von politischen Unsicherheiten deutlich langsamer starten. Somit könnte der Ausbau auch ab 2028, wenn die Wärmenetzgebiete spätestens ausgewiesen sein müssen, deutlich langsamer vorangehen, da diese Ausweisung nicht mit dem Bau von Wärmenetzen gleichbedeutend ist.	⇧ … höher…
Einsatz Biomasse	• Der Einsatz von Biomasse wird basierend auf räumlicher Verfügbarkeit durch Kopplung an Wärmenetzpotenzialgebiete in der Modellierung berücksichtigt.	• Die Annahme einer räumlichen Biomasseverfügbarkeit erscheint realistisch. • Es gibt bisher keine sektorenübergreifende Betrachtung. In einer solchen könnte die Verfügbarkeit von Biomasse ein Problem darstellen.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	• Kein Einsatz von Biomasse in Wärmenetzgebieten/städtischen Gebieten.	• Biomasse kann auch zur Herstellung von Biomethan verwendet werden, welches für die Erfüllung der 65-%-Regel benötigt wird.	
Kriterium: Instrumentenausgestaltung und -finanzierung			
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	• Fördervolumen für Neuzusagen der BEG: 10,1 Mrd. Euro (2023), 7,5 Mrd. Euro (2024–2025), 10,3 Mrd. Euro (ab 2026) • Mittelausschöpfung der BEG von 100 %. • Es werden geringere Förderbudgets als im Projektionsbericht 2024 angenommen. Ab 2026 wird jedoch wieder ein höheres Förderbudget angenommen, das dann stabil bei 10,3 Mrd. Euro pro Jahr bleibt	• Höhe der langfristigen Finanzierung über den KTF noch unsicher. • Minderungswirkung der BEG ist möglicherweise überschätzt, da die Mittelabrufquote in den vergangenen Jahren unter 100 % lag. • Sensitivität: Bei halbiertem Förderbudget lägen die THG-Emissionen kumuliert bis 2030 um ca. 5 Mt CO_2-Äq. höher. • Dies könnte darauf hinweisen, dass das GEG auch bei geringeren Förderbudgets greift.	⇧ … höher…
Implementierung 65-%-Regel	• Implementierung der 65-%-Regel gemäß GEG-Novelle 2024 (UBA 2024g). • Es wird angenommen, dass die Investitionsentscheidung basierend auf Preisen und Situation zum Zeitpunkt der Entscheidung getroffen wird, statt wie noch bei den Projektionsdaten 2024 basierend auf einer Vorausschau bzgl. Preisen und Energieträgerverfügbarkeit. • Für definierte Anzahl an Gebäuden in Wasserstoff-Ausbaugebieten Möglichkeit der Erdgasnutzung bis 2044. • Begrenzte Grüngasverfügbarkeit/ Verfügbarkeit erneuerbarer Brennstoffe angenommen. Details liegen noch nicht vor (werden erst in den Projektionsdaten 2025 veröffentlicht).	• Die 65-%-Regel erscheint angemessen im Modell berücksichtigt, die konservativere Annahme bzgl. der Voraussicht bei der Investitionsentscheidung scheint plausibel. • Unsicherheiten bestehen jedoch bei der Umsetzung der Anforderungen, insbesondere hinsichtlich Verschneidungen mit kommunaler Wärmeplanung. • Die Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit von erneuerbaren Brennstoffen konnten mangels Datenverfügbarkeit nicht überprüft werden. Zudem findet kein Abgleich über die Sektoren hinweg statt.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Steuerliche Förderung	• Geringeres Volumen als in den Vorjahren angenommen. • Aufwendungen: 430 Mio. Euro (2020, historisch) 585 Mio. Euro (2021, historisch) 0,6 Mrd. Euro (ab 2022, geschätzt)	• Erstmals basierend auf Daten berücksichtigt statt im Verhältnis zur BEG abgeschätzt.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Eigene Darstellung.

A.4.4 Verkehr

Tabelle A 11: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Verkehr

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
BIP	• Siehe Tabelle A 8	• Es besteht ein enger Zusammenhang zwischen Wirtschaftsleistung und Güterverkehrsleistung. Besonders eine Zunahme im produzierenden Gewerbe geht mit einer Zunahme der Verkehrsleistung einher. • Die Wachstumsrate liegt in der Tendenz – insbesondere für die nahe Zukunft – am oberen Ende der angegebenen Bandbreite (siehe Tabelle A 8) und ist gegebenenfalls überschätzt. • US-Zölle auf Importe aus der EU (sowie mögliche Gegenzölle) generieren Handelshemmnisse und vermindern das BIP. Die Zölle und damit verbundenen Auswirkungen auf das produzierende Gewerbe vermindern ggf. die Güterverkehrsleistung.	⇩ … leicht niedriger
Bevölkerung	• Siehe Tabelle A 8	• Eine stärkere Bevölkerungsentwicklung geht mit einer Zunahme der Personenverkehrsleistung einher, die sich in höheren Emissionen ausdrückt. • Insgesamt kann die Bevölkerungsannahme als plausibel eingeschätzt werden.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Strompreis	• Siehe Tabelle A 8	• Der Strompreis ist direkt relevant für das private Laden von Pkw und Lkw (Depot). Indirekt stellt er die Basis für den Preisaufschlag des öffentlichen Ladens dar. • Während der Großhandelsstrompreis als zu hoch eingeschätzt wird, werden die Netzentgelte als zu niedrig eingeschätzt. In Summe ist die Auswirkung auf den Strompreis unklar.	⇳ … nicht eindeutig höher oder niedriger…
Ladestrom-preise Pkw	Ladestrom Annahmen: • Pkw öffentliches Laden: Aufschlag von 27 % auf den Haushaltsstrompreis, der sich bis 2030 auf 17 % verringert und ab dann konstant bleibt.	• Der Preis für das Laden an öffentlichen Ladesäulen ist empirisch höher als angenommen; laut Lichtblick (2024) lag dieser zu Jahresbeginn 2024 bei durchschnittlich 54ct/kWh an Normalladepunkten (AC) und 64ct/kWh an Schnellladepunkten (DC) und	⇧ … höher…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		deutlich mehr als die angenommenen 27 % über dem Haushaltsstrompreis. Hierbei ist insbesondere der Strombezug an Schnellladesäulen (50kW–400kW) teurer. • Hohe Ladepreise verschlechtern die Wirtschaftlichkeit gegenüber Verbrennern und wirken dämpfend auf den Absatz von BEV; durch höhere Ladepreise könnten THG-Emissionen daher höher ausfallen als modelliert. • Es bestehen jedoch Hinweise darauf, dass die Preise perspektivisch günstiger werden könnten, u. a. aufgrund von zunehmendem Wettbewerb unter Stromlieferanten bzw. Anbietern von Ladesäulen. Einen Überblick über aktuelle Ladepreise bietet (Verivox 2025). Für das erste Quartal 2025 liegen die Preise jedoch in einer ähnlichen Größenordnung wie im Jahr 2024. • Insgesamt ist eine Bandbreite an Entwicklungen möglich, tendenziell ist die Annahme jedoch optimistisch.	
Ladestrom-preise Lkw	• Lkw: Für Depotladen GHD-Strompreis plus 5 %-iger Aufschlag für Infrastruktur und Netzanschluss. • Laden über Nacht 25 % Aufschlag gegenüber Depotladen • Bei Laden mit Ladeleistungen von 350 kW liegt der Preisaufschlag bei 75 % gegenüber Depotladen und beim Laden mit 1 MW liegt der Preisaufschlag bei bis zu 100 %.	• Bisher existieren keine Erfahrungswerte für Endverbrauchspreise. Die Preisaufschläge gegenüber den GHD-Preisen für Strom erscheinen im Vergleich zu realen Preisaufschlägen im Bereich Pkw jedoch gering, insbesondere für Megawatt-Charging. • Ladepreise wirken sich modellseitig auf die Antriebswahl bei Fahrzeugkauf sowie die Verkehrsnachfrage aus; höhere Ladepreise verlangsamen daher tendenziell den Antriebswechsel von fossilen auf E-Lkw; in der Sensitivität zu verlangsamtem Infrastrukturausbau wird jedoch darauf hingewiesen, dass in diesem Fall verstärkt Biokraftstoffe eingesetzt und die Emissionsminderung sogar höher ausfallen würde. • Bandbreite an Entwicklungen möglich, tendenziell optimistische Annahme.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Kraftstoff-preise Benzin, Diesel	• Rohölpreise orientieren sich bis 2030 an Futures. • Kraftstoffpreis für Benzin (Endverbraucherpreise) in Höhe von	• Bandbreite an Entwicklungen möglich, tendenziell konservative Annahme. • Erscheint nach aktuellen Daten (1. Quartal 2025) realistisch; langfristig v. a. von der Entwicklung	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	1,8 EUR_{2023} sowohl im Jahr 2023 als auch im Jahr 2030; nur minimale Schwankungen in Preisen, realer Höchstpreis liegt sowohl im Jahr 2040 als auch 2045 bei 1,9 EUR_{2023}. • Kraftstoffpreis für Diesel (Endverbraucherpreise) in Höhe von 1,8 EUR_{2023} im Jahr 2023, 1,7 EUR_{2023} in 2030; 1,8 EUR_{2023} im Jahr 2045. • Preisanstiege fallen trotz CO_2-Bepreisung nur gering aus, da durch Inflation die reale Energiesteuer sinkt. • Vorgelegte Preise enthalten nicht den Effekt der THG-Quote.	des EU-ETS 2-Preises abhängig, dessen Preisentwicklung unsicher ist. • Da laut Konsortium keine Abschätzungen zur langfristigen Preisentwicklung von Beschaffung und Vertrieb (z. B. für Aufrechterhaltung der Infrastruktur für Benzin und Diesel) existieren, wenn nur noch wenige fossile Pkw im Bestand sind, wurde hierfür keine zusätzliche Annahme getroffen.	
Verfügbarkeit Biokraftstoffe	• Der Einsatz von Biokraftstoffen ist übergreifend unlimitiert. • Bei mangelnder Verfügbarkeit von Wasserstoff (Sensitivität Infrastruktur) wird die THG-Quote durch den Einsatz größerer Mengen an Biokraftstoffen erfüllt. • Die Nutzung von Biokraftstoffen aus Futter- und Nahrungsmitteln sowie Biokraftstoffen aus Altspeiseölen erfolgt bis zu ihren Anrechnungsgrenzen. Die Ziele der THG-Quote werden stark über fortschrittliche Biokraftstoffe erfüllt (UBA 2025r).	• Ein unlimitierter Einsatz von Biokraftstoffen erscheint hinsichtlich des nachhaltig verfügbaren (inländischen) Biomassepotenzials kritisch. Jedoch wird ein Großteil der verwendeten Biokraftstoffe derzeit importiert, in Summe jedoch mehr Biokraftstoff aus Deutschland exportiert (BLE 2024). • Es bestehen hohe Nutzungskonkurrenzen für die zukünftige Verwendung von Biomasse zwischen Sektoren, aber auch innerhalb des Sektors Verkehr (Luftfahrt, Schifffahrt, Straßen(güter)verkehr).	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Neuzu-lassungen Pkw	• Steigende Neuzulassungen von BEV; 33 % der Neuzulassungen im Jahr 2025, 37 % im Jahr 2027, 65 % in 2030 (für Zahlen zu den Neuzulassungen siehe Abbildung A 33) • Sinkende Neuzulassungen von konventionellen Pkw. • Ab 2035 100 % BEV bei Neuzulassungen.	• Modellergebnisse scheinen unter Berücksichtigung der aktuellen Zulassungszahlen optimistisch. • Zwar sind aktuell (Datenstand: 1. Quartal 2025) wieder steigende Anteile der BEV an Neuzulassungen gegenüber 2024 erkennbar, der Verband der Automobilindustrie rechnet jedoch lediglich mit einem Anteil von BEV an den Neuzulassungen von 23 %. • Den Großteil der Neuzulassungen machen weiterhin Verbrenner, HEV und PHEV aus.	⇧ … höher…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		• Verzögerte Neuzulassungen von BEV im Jahr 2025 könnten im Zeitraum von 2025 bis 2030 (kumuliert) zu höheren THG-Emissionen im mittleren einstelligen Bereich an Mt CO_2-Äq. führen.	
Neuzulass-ungen E-Lkw	• E-Lkw Anteil von 16 % an den Neuzulassungen im Jahr 2025. • Anstieg auf Anteil an Neuzulassungen in Höhe von 38 % im Jahr 2030.	• Kurzfristig optimistisch, da der Anteil an E-LKW im Jahr 2024 bei 5 % lag, in den ersten Monaten 2025 bei 6 %, was im Vergleich der Vorjahresmonate der höchste Anteil ist. • Die Annahme ist bzgl. der mittel- bis langfristigen Entwicklung denkbar, aber unsicher und abhängig von Infrastruktur. • Pilotprojekte weisen auf mögliche Überschätzung des theoretischen Potenzials von E-Lkw hin. • Größenordnung des kumulierten Effekts verzögerter Neuzulassungen von E-Lkw von 2025 bis 2030 in Mt CO_2-Äq. unklar, insbesondere aufgrund des möglichen Einsatzes von Biokraftstoffen.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Instrumentenausgestaltung und -finanzierung			
Flottenziel-werte für Pkw	• Flottenzielwerte von 93,6 g CO_2-Äq./km (−15 % gegenüber 2021) in 2025 bis 49,5 g CO_2-Äq./km (−55 % gegenüber 2021) im Jahr 2030 nach WLTP[134] im Mittel eingehalten; im Unterschied zu den Projektionsdaten 2024 wird kein lineares Absinken angenommen. • Für die Zwischenjahre von 2025 bis 2029 wird angenommen, dass mind. 6 %, 12 %, 20 %, 48 % der erforderlichen Minderung bis zum neuen Zielwert erreicht werden. • Eine Definition von E-Fuel-Only-Fahrzeugen über einen delegierten Rechtsakt der EU-Kommission ist noch ausstehend, daher Annahme	• Mittel- bis langfristig ist die Annahme realistisch. • Aktuell wird diskutiert, zusätzliche Flexibilität bei der Einhaltung der Grenzwerte zu bieten. Die herstellerspezifischen Zielvorgaben könnten dann statt einer jährlichen Erfüllung über einen Zeitraum von 3 Jahren (2025–2027) eingehalten werden. Defizite in einem Jahr können somit durch eine Übererfüllung der Ziele in anderen Jahren ausgeglichen werden. • Dies führt kurzfristig vermutlich dazu, dass weniger BEV und mehr fossile Pkw gekauft werden (T&E 2025a). • Dadurch könnte die Produktionssteigerung von E-Autos in Europa verzögert und der Druck auf die Industrie verringert werden, 2025 kostengünstigere Modelle auf den Markt zu bringen (T&E 2025a).	⇧ … leicht höher …

[134] Die WLTP (Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure, deutsch etwa weltweit einheitliches Leichtfahrzeuge-Testverfahren) ersetzt den NEFZ (Neuer Europäische Fahrzyklus). Die WLTP beruht auf einem dynamischeren Fahrzyklus und deutlich genauer definierten, realistischeren Testbedingungen (BMU 2020).

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	von 100 % emissionsfreien Pkw bei Neuzulassungen.	• Es gibt noch Unklarheiten bzgl. der Definition von E-Fuel-Only-Fahrzeugen, daher könnte die Annahme von 100 % BEV im an Neuzulassungen im Jahr 2030 ggf. überschätzt sein.	
Flottenziel-werte für Lkw	• Mit der Novelle der Flottenzielwerte für neue schwere Nutzfahrzeuge (Europäische Kommission 2024d) steigen die Minderungsanforderungen für Neufahrzeuge für alle regulierten Lkw- und Fernbus-Gruppen auf eine Minderung von 45 %, 65 % bzw. 90 % für die Jahre 2030, 2035 bzw. 2040. • Zudem wurde der Geltungsbereich der Verordnung auf zusätzliche Fahrzeuggruppen erweitert. • Modellierung: In 5-Jahresperioden wird jeweils zunächst eine geringe Steigerung der Emissionsminderung angenommen, welche sich vor Erreichen des Zielwertes beschleunigt.	• Bisher sind keine empirischen Daten bzgl. Wirkung vorhanden. • Laut Konsortium werden Ziele im Jahr 2030 übererfüllt in der Modellierung, v. a. durch die Ausgestaltung der Lkw-Maut; auch andere Studien weisen auf einen zu unambitionierten Zielwert für 2030 hin, da Pläne der Industrie ambitionierter seien (T&E 2023).	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen			
Akzeptanz von BEV bzw. Fahrzeug-segmenten (Kaufent-scheidung)	• Die Kaufentscheidung wird anhand von 2 400 Nutzerprofilen simuliert. • Parametrisierung der Präferenzen bei Kaufentscheidung nach Mobilität in Deutschland (2017) (infas 2019) und dem Deutschen Mobilitätspanel (KIT 2023), dabei werden Trends berücksichtigt.	• Ein relevanter Teil der deutschen Bevölkerung scheint SUV/Geländewagen gegenüber Kleinwagen zu präferieren, dieser Trend scheint sich zu verstärken. Während 2017 ca. 15 % der neuzugelassenen Fahrzeuge SUVs waren, stieg der Anteil auf ca. 30 % in 2023 (KBA 2025); daher ist fraglich, ob je nach Preisentwicklung BEV, eher E-Kleinwagen oder fossile SUV in der Realität gewählt werden. • Dies ist auch vom Gebrauchtwagenmarkt und somit von den Fahrzeugsegmenten gewerblich neuzugelassener Pkw abhängig. • Die Entwicklung der Fahrzeugwahl ist eher unsicher. • Allgemein führt jedoch die Tendenz zu größeren und schwereren Fahrzeugen zu einem höheren Energieverbrauch.	⇧ … leicht höher …

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Ladeinfra-struktur	• Bedarfsgerechter Ausbau der Strom-Ladeinfrastruktur. • Sensitivität S2: Verzögerter Infrastrukturausbau beinhaltet spätere Fertigstellung des Wasserstoffkernnetze für Industrie und Verkehr um 5 Jahre, einen verzögerten Ausbau der LKW-Ladeinfrastruktur, einen verlangsamten Ausbau der Schieneninfrastruktur und eine verspätete Umsetzung des Deutschlandtakts erst in 2070.	• Die Ladeinfrastruktur für E-Lkw ist noch nicht vorhanden und die Entwicklung ist möglicherweise zu optimistisch angenommen, daher gibt es ggf. eine Verzögerung des Hochlaufs an E-Lkw. • Sensitivität S2: Die mangelnde Verfügbarkeit von Wasserstoff zur Erfüllung der THG-Quote wird durch den Einsatz größerer Mengen Biokraftstoffe kompensiert, was sogar zu sinkenden Emissionen führt. • Die Größenordnung des kumulierten Effekts von 2025 bis 2030 in Mt CO_2-Äq. ist unklar; durch verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen könnten Emissionen kumuliert um 2,2 Mt CO_2-Äq. sinken.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Finanzierung ÖPNV und Rad-infrastruktur	• Im Modell ist das gesetzliche Mindestmaß an Förderung des ÖPNV durch den Bund hinterlegt. • Die folgenden Haushaltsmittel stehen für den Ausbau der Radinfrastruktur gegenüber der Referenz zur Verfügung (in Mio. Euro): 2025: 407,5 2026: 414,2 2027: 408,2 2028: 393,2 2029: 42,8 2030: 37,1 • Hinzu kommen aktualisierte und ergänzte Finanzmittel, die basierend auf den Verpflichtungserklärungen für 2029 und 2030 aktualisiert wurden.	• S4 (höhere Fördergelder): Die Sensitivität zur verstärkten Finanzierung klimafreundlicher Infrastruktur zeigt, dass bis 2030 kumuliert THG-Emissionen in Höhe von 15,6 Mt CO_2-Äq. eingespart werden könnten, wenn die Pro-Kopf-Investitionen gemäß dem Zielwert des Nationalen Radverkehrsplans von 11 auf 30 Euro und der Bundeszuschuss für den ÖPNV um 1 Mio. Euro steigen würden (siehe auch Kapitel 10.1.2).	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.

Eigene Darstellung.

A.4.5 Landwirtschaft

Tabelle A 12: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Landwirtschaft

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen [...] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Stickstoffdünger-einsatz (siehe Abbildung 35)	• Leichter Rückgang des Stickstoffdüngereinsatzes bis 2030, danach nahezu Stagnation. • Wirkung von CBAM auf die Düngemittelpreise wird berücksichtigt.	• Realistisch, dass sich der steile Rückgang um rund 6 % pro Jahr zwischen 2015 und 2022 nicht fortsetzt, der Einsatz aber auf dem jetzigen niedrigen Niveau bleibt.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Ökolandbau	• Ausbau des Ökolandbaus von 10,9 % (2021) auf 15 % (2030) der landwirtschaftlich genutzten Fläche basierend auf dem derzeit zur Verfügung stehenden Budget und gleichbleibender Prämienhöhe.	• Anstieg des Flächenanteils für Ökolandbau auf 15 % denkbar, da der nötige Flächenzuwachs etwas unter dem durchschnittlichen Zuwachs seit dem Jahr 2017 liegt. • Keine Literatur vorhanden.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Kriterium: Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Rinderbestand (siehe Abbildung 36)	• Konservative Fortschreibung der sinkenden Trends. • Rinder und Milchkühe: Rückgang um 9 % zwischen 2021 und 2030.	• Unsicher, wie weit die Tierbestände reduziert werden. Es gibt keine politische Zielsetzung. • Agora Think Tanks (2024) rechnet bezogen auf Großvieheinheiten[135] bei Rindern und Kühen mit einem Rückgang um 6,3 % zwischen 2021 und 2030.	Kein Hinweis für eine andere Einschätzung.
Energieverbrauch für stationäre und mobile Feuerung (siehe Abbildung 37)	• Sinken des Energieverbrauchs bis 2030.	• Unsicher, ob der Grad der Elektrifizierung und der Verwendung von Wasserstoff wie projiziert ansteigen wird.	⇧ ... höher...
Schweinebestand (siehe Abbildung A 38)	• Konservative Fortschreibung der sinkenden Trends.	• Unsicher, wie sich die Schweinebestände entwickeln, wenn das Exportverbot nach China aufgehoben werden sollte. • Es gibt keine politische Zielsetzung zur Reduzierung des Schweinebestandes. • Keine Literatur vorhanden.	⇳ ...nicht eindeutig höher oder niedriger...

[135] Das Maß Großvieheinheit dient als Umrechnungsschlüssel mit dem verschiedene Nutztierarten miteinander verglichen werden können. Sie basiert auf dem Lebendgewicht der Tiere und entspricht 500 kg.

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen [...] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Instrumentenausgestaltung und -finanzierung			
Keine Angaben			
Kriterium: Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen			
Politische Rahmen-bedingungen (EU und Deutschland)	• Politische Rahmenbedingungen sind stabil.	• Regierungswechsel: Überarbeitung von Gesetzen, Regelungen und Fördermöglichkeiten wahrscheinlich.	⇕ ...nicht eindeutig höher oder niedriger...
Umwelt-bedingungen	• Stabile klimatische Bedingungen.	• Extremwetterereignisse nicht berücksichtigt. • Witterungsbedingte Variabilität nicht berücksichtigt.	⇕ ...nicht eindeutig höher oder niedriger...

Eigene Darstellung.

A.4.6 Energiewirtschaft

Tabelle A 13: Einordnung wesentlicher Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten 2025 im Sektor Energiewirtschaft

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen [...] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
Kriterium: Modellexogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
EU-ETS 1-Preis	• Siehe Kapitel 10.2.2.	• Siehe Kapitel 10.2.2. • Ein niedrigerer EU-ETS 1-Preis würde dazu führen, dass die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft unterschätzt wären. • Aktuelle Future-Preise von 2025 bis 2030 sind rund 9 $Euro_{2023}$/EUA niedriger als in den Projektionsdaten 2025 angenommen (siehe Abbildung 24). Auf Basis der Sensitivitätsrechnung eines niedrigeren EU-ETS 1-Preispfad im Rahmen der Projektionsdaten 2024 würden EU-ETS 1-	⇑ ...höher...

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		Preise auf dem Niveau aktueller Future-Preise zu höheren THG-Emissionen im niedrigen bis mittleren zweistelligen Mt Bereich im Zeitraum 2025 bis 2030 führen. • Durchschnittlich entspräche dies ca. 0,4 Mt CO_2 höhere THG-Emissionen pro $Euro_{2023}$ reduziertem EU-ETS 1-Preis für diesen Zeitraum.	
Gas-Kohle-Spread	• Siehe Annahmen zu Brennstoffpreisen in Kapitel 10.2.2 und Abbildung 40. • Die Grenzkosten der Verstromung von Erdgas sind ab dem Jahr 2027 günstiger als die Grenzkosten der Steinkohleverstromung.	• Der eher überschätze EU-ETS 1-Preispfad zusammen mit der größeren Überschätzung des Großhandelspreises von Steinkohle gegenüber der Überschätzung des Preises von Erdgas führen dazu, dass der Gas-Kohle-Spread unterschätzt sein könnte. • Ein größerer Gas-Kohle-Spread würde einen späteren Fuel-Switch von Kohle zu Gas als hier angenommen begünstigen (siehe Abbildung 40) • Die in diesem Fall länger genutzte Kohleverstromung würde zu höheren THG-Emissionen führen. • Unter der vereinfachenden Annahme, dass der prozentuale Rückgang in den Steinkohlepreisen im Zeitraum von 2025 bis 2027 einen gleichförmigen Anstieg in der Kohleverstromung induziert, lassen sich mithilfe des Emissionsfaktors für Steinkohle Mehremissionen in einem niedrigen einstelligen Mt Bereich berechnen.	⇧ …höher…
Ausbau Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger	• Basierend auf den im EEG 2023 festgelegten Ausbaupfaden. • Wind an Land: EEG-Ausbauziel von 115 GW wird mit 104 GW im Jahr 2030 nicht erreicht (siehe Abbildung A 13) • Wind auf See: Ausbauziel von 30 GW nach WindSeeG (2024) wird mit 27 GW nicht erreicht (siehe Abbildung A 14).	• Große Spannweite in den Projektionen des NEPs (Übertragungsnetzbetreiber 2025) sowie von EWI (2024b) und der IEA (2024b) reflektiert die große Unsicherheit der Ausbaupfade. • Zeitliche Differenz zwischen Installation und Netzanschluss nicht berücksichtigt (besonders relevant für Photovoltaik und Änderungen der Einspeisekonditionen durch Solarspitzengesetz). Wind an Land	⇧ …höher…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	• Photovoltaik: Ausbauziel des EEG von 215 GW bis 2030 wird erreicht (siehe Abbildung A 15). • Biomasse: Nicht mehr als flexible Kraftwerke modelliert, sondern als Grundlasterzeugung exogen vorgegeben mit Berücksichtigung von (lokalen) Restriktion. Ausbauziel des EEG von 8,4 GW wird in Summe erreicht.	• Ausbaupfad scheint eher ambitioniert. Die projizierte installierte Leistung liegt gegenüber den Projektionen von EWI (2024b) bis 2029 im Schnitt um 8 GW höher, gegenüber IEA (2024b) um 1,4 GW und 1,1 GW über der Projektion der Fachagentur Wind und Solar (2025) für das Jahr 2025. • Brutto-Zubau betrug im Jahr 2024 nur 3,2 GW und müsste deutlich steigen, um den Ausbaupfad der Projektionsdaten 2025 zu erreichen. Wind auf See • Ausbaupfad liegt innerhalb der in der Literatur angegebenen Bandbreite. Der hier angenommene Pfad liegt im Schnitt um 0,5 GW über den Projektionen von EWI (2024b) und um 1,8 GW über den der IEA (2024b), allerdings um 4,1 GW unter den von BWE (2025). Photovoltaik • Leichte Unterschätzung des Ausbaupfads gegenüber EWI (2024b) mit durchschnittlich 1,6 GW und gegenüber IEA (2024b) mit rund 1,9 GW. Gesamteinordnung • Auf Basis der Instrumentenwirkung des EEG würde die insgesamt leichte Überschätzung des Ausbaupfades im Vergleich zu den Projektionen der IEA (2024b) und von EWI (2024b) mit einer leichten Erhöhung der THG-Emissionen im niedrigen einstelligen Bereich einhergehen (0,1 Mt CO_2-Äq. bis 2030 gegenüber IEA (2024b) und rund 3 Mt CO_2-Äq. bis 2029 gegenüber EWI (2024b)). Anlagen unter PPAs • Unter der Annahme, dass in Stunden mit negativen Preisen anstatt auf EE-Anlagen mit PPAs auf fossile Energieträger zurückgegriffen werden muss, lassen sich die Mehremissionen auf Basis einer Reduktion der in den Projektionsdaten	

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		2025 bestimmten Emissionseinsparungen der Instrumentenwirkung des EEG berechnen. • Bis 2030 könnten die hieraus entstehenden Mehremissionen in einem kleinen einstelligen Mt Bereich geschätzt werden.	
Kohlestilllegungs-pfad	• Stilllegungsreihenfolge gemäß Anlage 2 KVBG, nicht marktgetrieben. • Installierte Leistung von Kohlekraftwerken beträgt im Jahr 2030 etwa 12 GW (siehe Abbildung A 10).	• Braunkohlekraftwerke als Netzreserve • Installierte Kapazität von Stein- und Braunkohlekraftwerken für den Zeitraum von 2025 bis 2029 etwas höher als in EWI (2024b). • Insgesamt scheint der Rückgang der installierten Leistung von Kohlekraftwerken nach dem KVBG plausibel.	Keinen Hinweis für eine andere Einschätzung
Stromnachfrage	• Die Stromnachfrage ergibt sich aus den Modellierungen in den Verbrauchssektoren. • Deutlich niedriger als in Projektionsdaten 2024. • Stromverbrauch über den betrachteten Zeitraum ansteigend • Bruttostromverbrauch 2024: 543,1 TWh; 2030: 704,1 TWh	• Der in den Projektionsdaten 2025 angenommene Bruttostromverbrauch liegt am unteren Ende aller drei Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber in den Jahren 2037 und 2045 Übertragungsnetzbetreiber (2025). Im Jahr 2030 liegen die Projektionsdaten 2025 mit 653 TWh ca. 100 TWh unter den Annahmen zum Stromverbrauch des EEG 2023 (EEG 2023) und näher am oberen Szenario aus McKinsey & Company (2024b). Insgesamt liegt der in den Projektionsdaten 2025 angenommene Pfad am unteren Ende der Bandbreite in der Literatur. • In den Verbrauchssektoren ist allerdings von einer leichten Überschätzung der Stromnachfrage auszugehen (siehe Kapitel 10.3.6). • Demgegenüber liegt der um durchschnittlich rund 8 $Euro_{2023}$/MWh höhere ex-ante Großhandelsstrompreise, welcher in den Verbrauchssektoren zur Ermittlung der Stromnachfrage genutzt wird, als der ex-post Großhandelsstrompreis, der im Sektor Energiewirtschaft ermittelt wurde. Dies	⇩ …niedriger… Quantifizierung erfolgt auf Basis der Bewertungen in den Verbrauchssektoren **Verkehr:** 1,7 Mt THG-Emissionen weniger im Zeitraum von 2025 bis 2030 durch eine Reduktion der Stromnachfrage um ca. 8,6 TWh aufgrund geringerer BEV **Gebäude:** Einschätzung plausibel **Industrie:** Tendenziell leichte Überschätzung bis

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		würde für eine Unterschätzung der Stromnachfrage sprechen. • Allerdings sind auch die tendenziell unterschätzten Stromnetzentgelte zu berücksichtigen, die für eine Überschätzung der Stromnachfrage sprächen. • Überschätzung der Elektrolyseleistung in den Projektionsdaten 2025 ergäbe einen geringeren Strombedarf in diesem Bereich.	2030, nicht quantifizierbar.
Redispatch	• THG-Emissionen durch Redispatch und dem Einsatz von Netzreservekraftwerken werden nachträglich berechnet. • Lineare Fortschreibung des negativen Redispatch auf rund 28,5 TWh im Jahr 2030 basierend auf Szenario B der Langfristanalyse von 50 Hertz Transmission et al. (2023) (siehe Abbildung A 17).	• Bis 2030 liegt der angenommene Redispatchbedarf und die damit einhergehenden THG-Emissionen ungefähr auf einer Höhe wie in EWI (2024b).	Keinen Hinweis für eine andere Einschätzung
Batterien und Flexibilität	• Ausbau Batteriespeicher korreliert mit dem Ausbau erneuerbarer Energien. • Auswahl des Korrelationsfaktors, sodass Ausbaupfad von Großbatterien in Szenario B des NEP 2037/45 erreicht wird. • Zubau von Großbatterien gemäß Korrelationsfaktor von 10 % mit Entwicklung von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land. • Speicherkapazität beträgt das 1,5-fache der Batterieleistung und 25 % der Leistung werden in das Vorhalten von Regelleistung eingebunden. • Dadurch verfügbare installierte Leistung von rund 9 GW und verfügbare Speicherkapazität von 13 GWh. • PV-Heimspeicher werden zur Maximierung des Eigenverbrauchs	Großbatterien • Großbatterieausbau ungefähr auf dem Niveau der Ausbauziele des Szenario A der (Übertragungsnetzbetreiber 2025), aber deutlich weniger ambitioniert als Szenarien B und C. • Da Szenario A von einer verzögerten Systemtransformation mit hohen Wasserstoffanteilen ausgeht, während Szenarien B und C höhere Elektrifizierungsgrade annehmen, sind die letzteren Szenarien für den Batterieausbau als wahrscheinlicher einzuschätzen, sodass der Ausbaupfad von Großbatterien in der Tendenz unterschätzt scheint. • Frontier Economics (2023) prognostiziert mithilfe von Marktsimulationen des Day-Ahead-Markts 15 GW Leistung in 2030 (exkl. Regelleistung) gegenüber 9 GW in den Projektionsdaten 2025. PV-Heimspeicher	⇩ …niedriger…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
	genutzt und nur mit Strom aus der PV-Dachanlage geladen.	• Verglichen mit den EEG 2023 (EEG 2023) Ausbauzielen für PV-Dachmodule für den Zeitraum von 2025 bis 2030 (Faktor 3,7) ist der Anstieg in PV-Heimspeichern bis 2030 (Faktor 2,5) relativ gering. Dieser Umstand weist auf eine mögliche Unterschätzung des Ausbaus von PV-Heimspeichern hin. • Im Vergleich zum Marktstammdatenregister (2025) passen die Projektionsdaten 2025 bis zum Jahr 2030 aber relativ gut zum Ausbautrend der letzten Jahre, inklusive dem bisherigen Zubau im Jahr 2025.	
Fernwärme-erzeugung	• Der geförderte Zubau an Wärmeerzeugungstechnologien ergibt sich aus dem Fördervolumen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG) (UBA 2025r). • Bis 2028 umfassen BEW und WPG jährlich ein Fördervolumen von rund 1 Mrd. Euro, ab 2028 wird angenommen, dass dieses Fördervolumen konstant fortgeschrieben wird. • Daraus ergibt sich in den Projektionsdaten 2025 im Jahr 2030 eine installierte Leistung erneuerbarer Fernwärmeerzeugungskapazität von rund 8,5 GW.	• Aufgrund der im Kapitel 10.3.2 beschriebenen politischen Unsicherheit im Zusammenhang mit dem Fernwärmeausbau und möglichen Verzögerungen, könnte der hier angenommene Ausbaupfad ambitioniert sein. • Für eine abschließende Einordnung der Annahme fehlen allerdings belastbare Studien zu Ausbaupfaden der Fernwärmeerzeugungskapazitäten außerhalb von Klimaneutralitätsszenarien.	Keinen Hinweis für eine andere Einschätzung
Nationale Wasserstoff-strategie (NWS)	• Ausbaupfad der Elektrolyseure basierend auf Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie mit Korrektur gemäß der Verzögerung des Ausbaus am aktuellen Rand. • Die angenommene installierte Elektrolyseurleistung im Jahr 2030 liegt mit 7,6 GW unterhalb des Zielwerts der NWS (BMWK 2023a).	• Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISI (2025) projizieren lediglich 2,8 GW Elektrolyseurleistung im Jahr 2030 und nehmen an, dass bis 2025 eine Fertigstellung aller Projekte erfolgt, bei denen es eine finale Investitionsentscheidung gibt oder die im Bau sind. Im Vergleich hierzu scheint die in den Projektionsdaten 2025 angenommene Kapazität bis 2030 eher optimistisch.	⇩ …niedriger…

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		• Eine Kapazität von 10 GW würde laut Datenbank von EWI (2024a) zwar im Jahr 2030 erreicht werden, allerdings mit 96 % der Kapazität basierend auf Projekten, die Stand Februar 2024 lediglich „in Planung" waren, bei denen aber noch keine finale Investitionsentscheidung kommuniziert worden ist. Weiterhin stagnierte die installierte Kapazität in den letzten Jahren bei lediglich 0,1 GW (EWI 2024a). Somit scheint auch hier die angenommene Kapazität von 7,6 GW im Jahr 2030 eher überschätzt. • Zusätzlich sind erste Ausschreibungen von wasserstofffähigen Gaskraftwerken, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie für Anfang 2025 geplant waren, noch nicht erfolgt, was auf eine Verzögerung hindeuten könnte. • Mithilfe der in den Projektionsdaten 2025 angegebenen Emissionswirkung des Ausbaus von Elektrolyseuren lassen sich die Emissionseinsparungen berechnen, wenn der Ausbau eher auf dem Pfad von Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISI (2025) liegen würde. • Hieraus ergibt sich eine Emissionseinsparung im mittleren einstelligen Mt Bereich.	
Stromnachfrage, Erzeugungs- und Austausch-kapazitäten der europäischen Nachbarländer	• Annahmen basieren auf dem Szenario „National Trends" des TYNDP-2022 von ENTSO-E und ENTSOG (2022).	• Im Vergleich zum aktualisierten TYNDP-2024 von ENTSO-E und ENTSOG (2025) erscheinen die hier getroffenen Annahmen bis 2030 bezüglich der ausländischen Stromnachfrage, Gaskraft- und Übertragungskapazitäten eher unterschätzt.	Wirkt sich auf den grenzüberschreiten den Stromhandel aus
Kriterium: Modellendogene Rahmendaten und sonstige Parameter			
Grenzüber-schreitender Stromhandel	• Die Projektionsdaten 2025 projizieren zwischen 2025 und 2030 einen ausgeglichenen Stromhandelssaldo (siehe Abbildung A 9).	• Der grenzüberschreitende Stromhandel hängt stark von den exogenen Annahmen bezüglich der Stromnachfrage, Erzeugungs- und Austauschkapazitäten der europäischen Nachbarländer ab. • Inwiefern sich die Unterschätzung dieser Annahmen auf das Stromhandelssaldo	Keinen Hinweis für eine andere Einschätzung

Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		und somit auf die THG-Emissionen auswirkt, kann basierend auf den vorhandenen Informationen nicht abschließend bestimmt werden. Veränderungen im Stromhandelssaldo können allerdings größere Effekte auf die THG-Emissionen haben (siehe ERK 2024b).	
Kriterium: Instrumentenausgestaltung und -finanzierung			
Kosten EEG	• Im Rahmen der Projektionsdaten 2025 wird angenommen, dass die Kosten des EEG vollständig vom Staat getragen werden.	• Sollten sich aktuelle Future-Preise für Strom realisieren, erhöht sich der Finanzierungsbedarf (siehe EEX 2025b). • Es besteht die Gefahr, dass das EEG-Konto nicht das ganze Jahr über ausgeglichen bleibt. • Einerseits könnten die nicht gedeckten Kosten auf die Verbraucher umgewälzt werden und so zu höheren Strompreisen führen, wodurch die THG-Emissionen möglicherweise reduziert werden würden. • Andererseits könnte dies zu einem reduzierten EEG-finanzierten Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern führen, was die THG-Emissionen wiederum erhöhen könnte.	⇕ … nicht eindeutig höher oder niedriger…
Kriterium: Implizite Annahmen und Umsetzungsvoraussetzungen			
Investitionen	• Annahme, dass Finanzmittel in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen um notwendige Investitionen für den Ausbau der Infrastruktur sowie den Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern zu tätigen.	• Die Auswirkungen auf das BIP werden nur implizit über eine höhere Kapitalintensität abgebildet.	Keinen Hinweis für eine andere Einschätzung
Netzausbau	• Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes wird nicht berücksichtigt. Es wird ein engpassfreies Stromnetz angenommen (Kupferplatte). • Weder das Erdgasnetz noch das Wasserstoffnetz werden modelliert.	• Es ist fraglich, ob der Netzausbau in ausreichendem Maße mit dem EE-Ausbau wächst. • Der Netzausbau liegt rund 7 Jahre hinter der Planung zurück gemäß der Einschätzung vom Bundesrechnungshof (2024).	⇧ …höher…

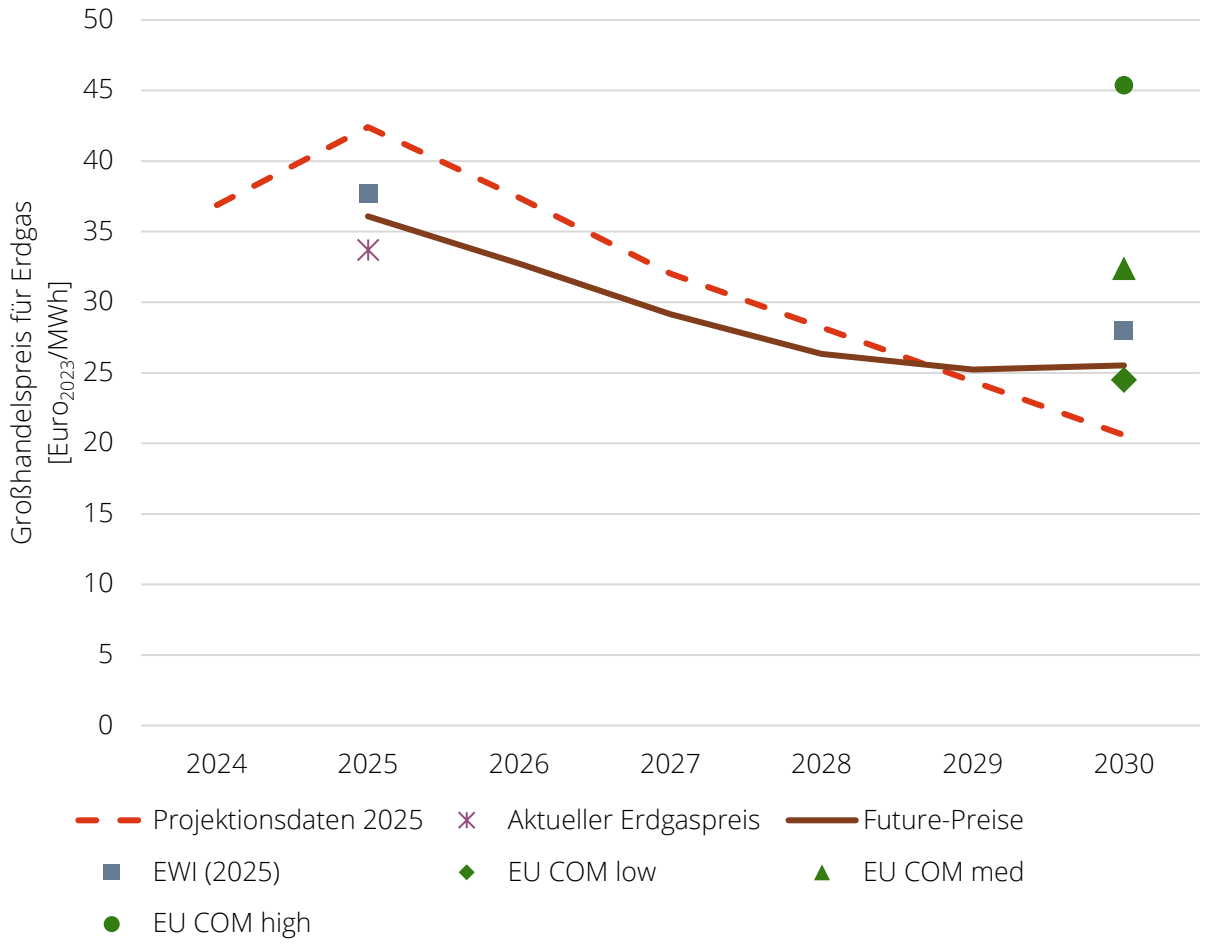
Aspekt	Annahme in den Projektionsdaten 2025	Einordnung	Gemäß Einordnung wäre zu erwarten, dass die THG-Emissionen […] liegen als in den Projektionsdaten 2025 angenommen
		• Ausreichender Strom- und Wasserstoffnetzausbau kann zu möglicher Überschätzung der Wasserstoffverfügbarkeit, Überschätzung des Anschlusses von Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger sowie eine geringere Nutzung von Flexibilitätsoptionen führen, sodass THG-Emissionen unterschätzt sein könnten.	

Eigene Darstellung.

A.5 Entwicklung ausgewählter Indikatoren (ex-post und ex-ante)

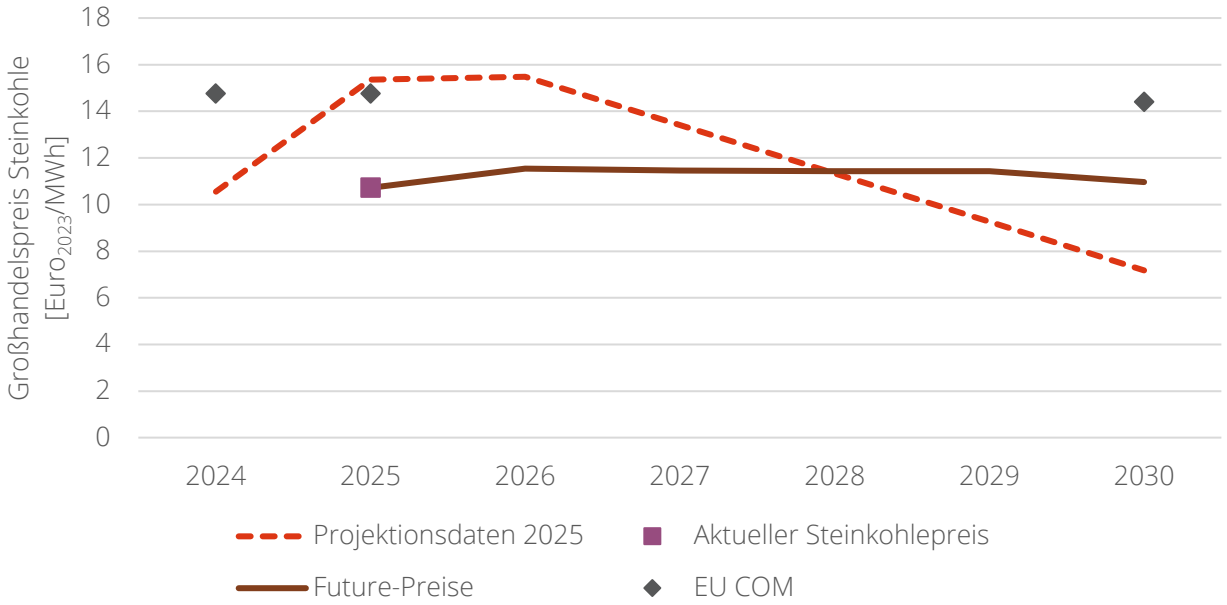
A.5.1 Sektorenübergreifend

Abbildung A 4: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Erdgas mit aktuellen Future-Preisen und anderen Projektionen



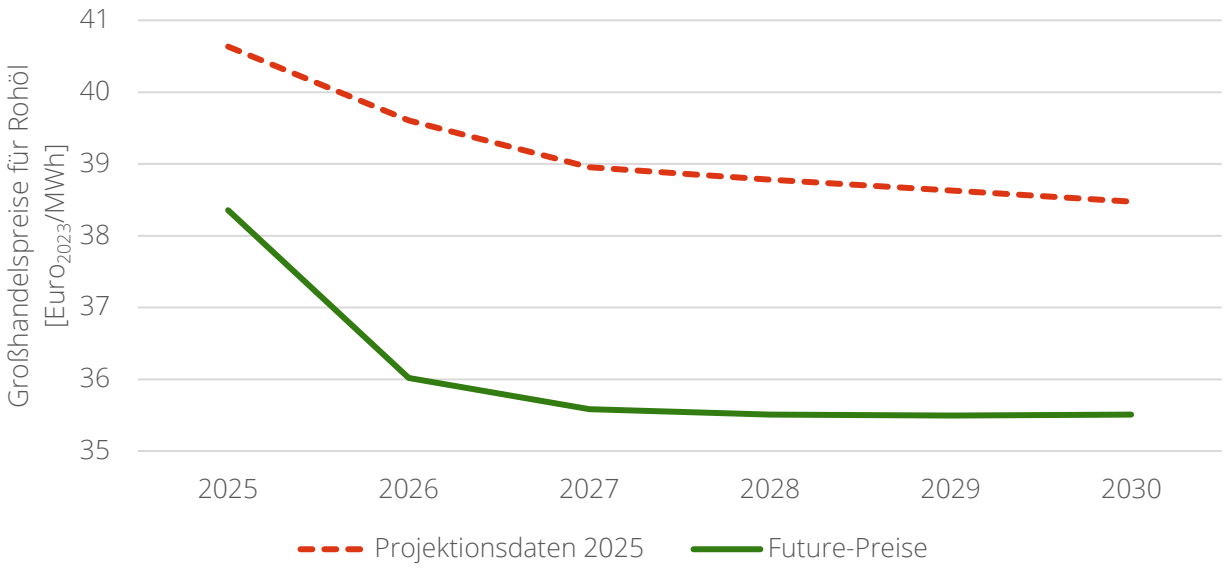
Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025g), EEX (2025b), EEX (2025a), Europäische Kommission (2024a) und EWI (2025b).

Abbildung A 5: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Steinkohle mit aktuellen Future-Preisen und anderen Projektionen



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025g), Barchart (2025d) und Europäische Kommission (2024a).

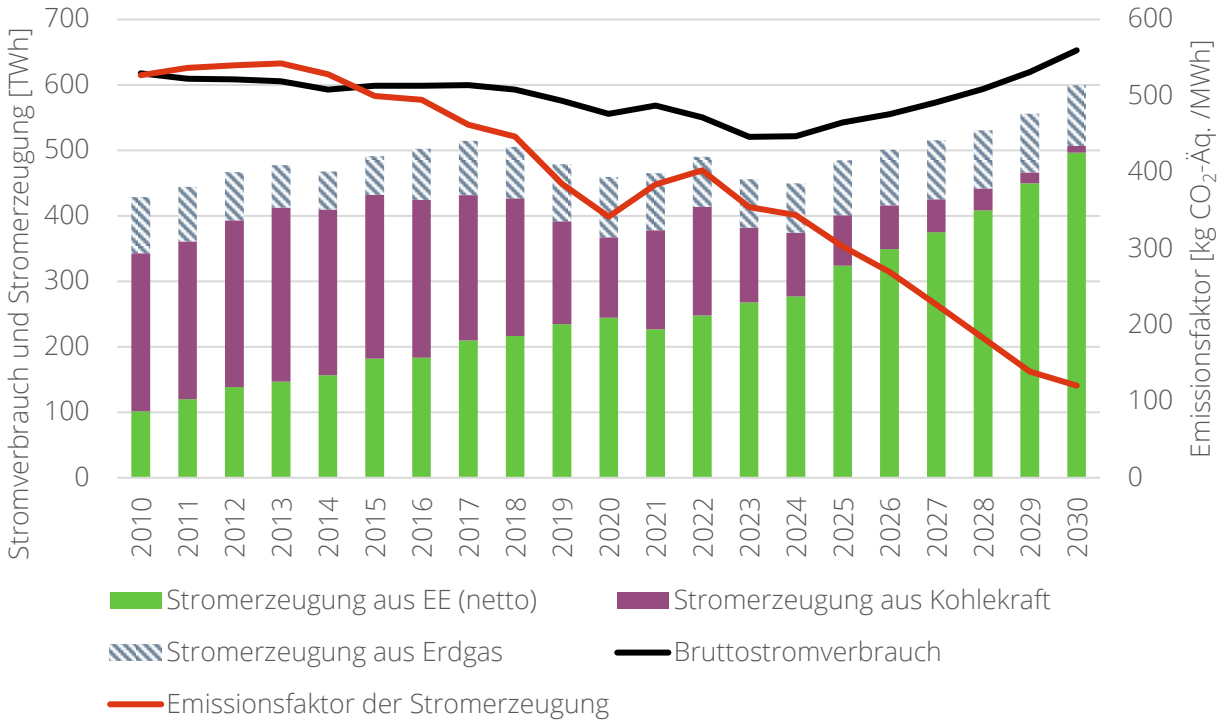
Abbildung A 6: Vergleich der projizierten Großhandelspreise für Rohöl mit aktuellen Future-Preisen



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2025g) und Barchart (2025a).

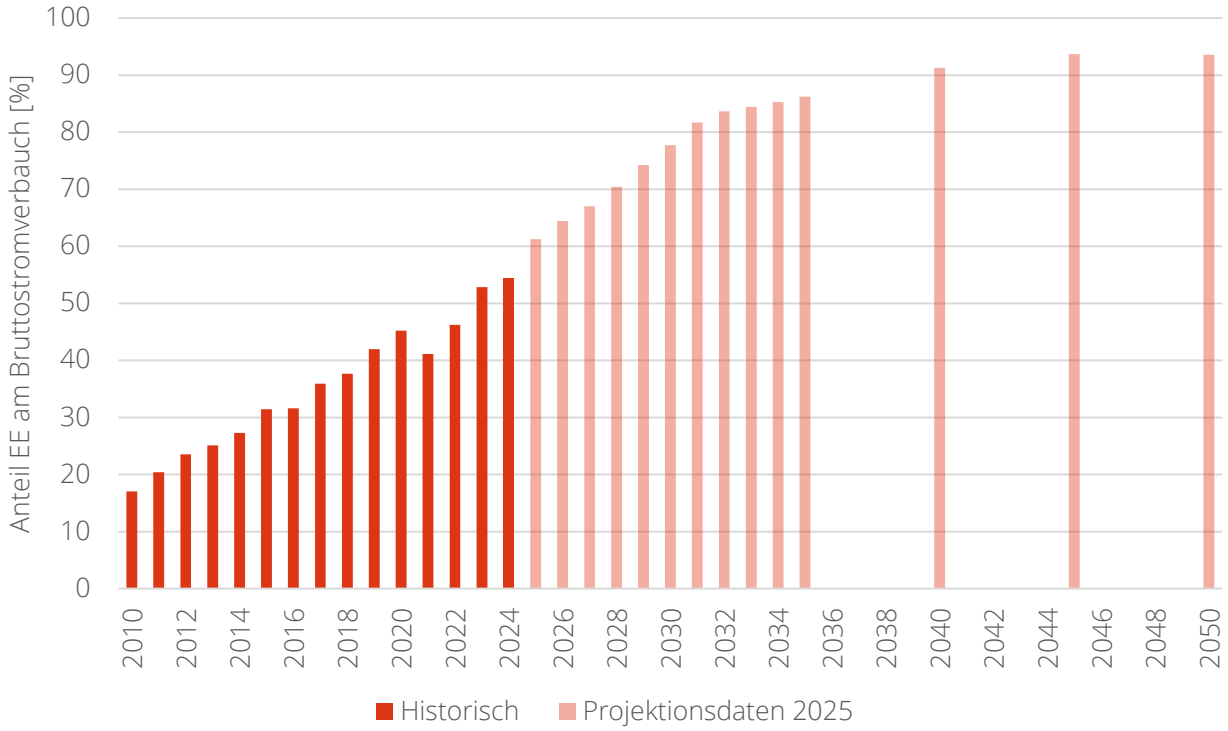
A.5.2 Energiewirtschaft

Abbildung A 7: Bruttostromverbrauch, Stromerzeugungsmix und Emissionsfaktor der Stromerzeugung im Zeitverlauf



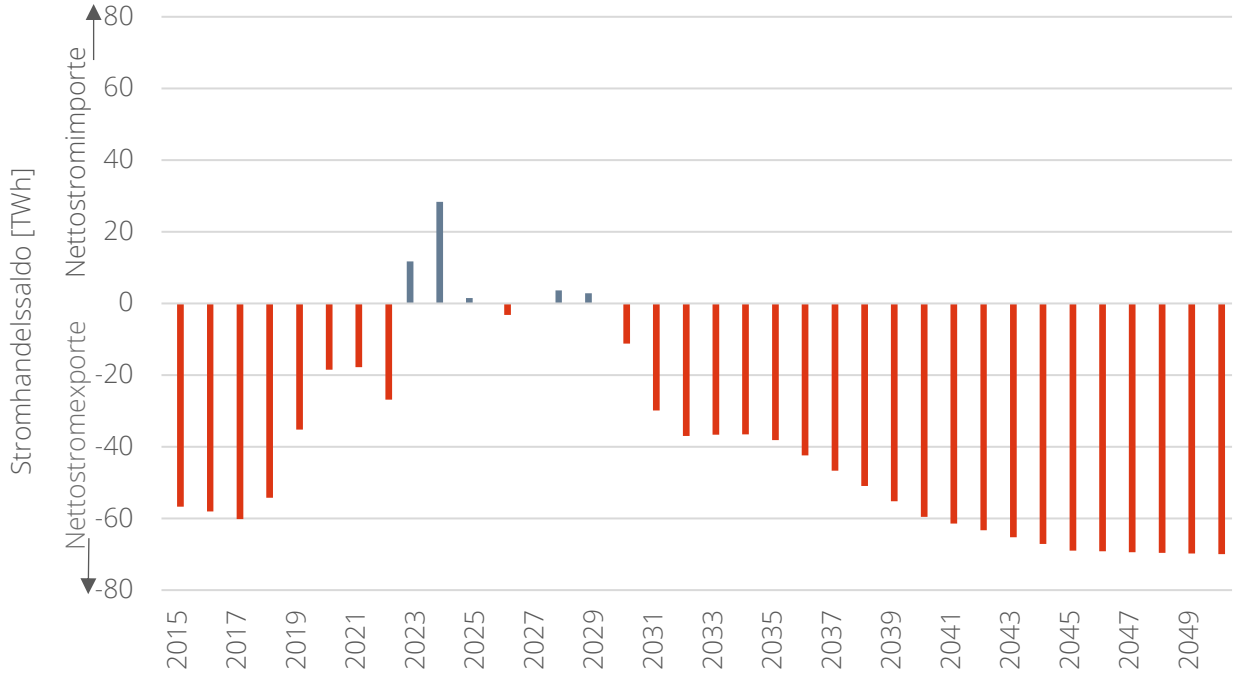
Eigene Darstellung. Daten basierend auf UBA (2025g), AGEB (2025b), Icha und Lauf (2024) und Statista (2025).

Abbildung A 8: Entwicklung des Verhältnisses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zum Bruttostromverbrauch und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



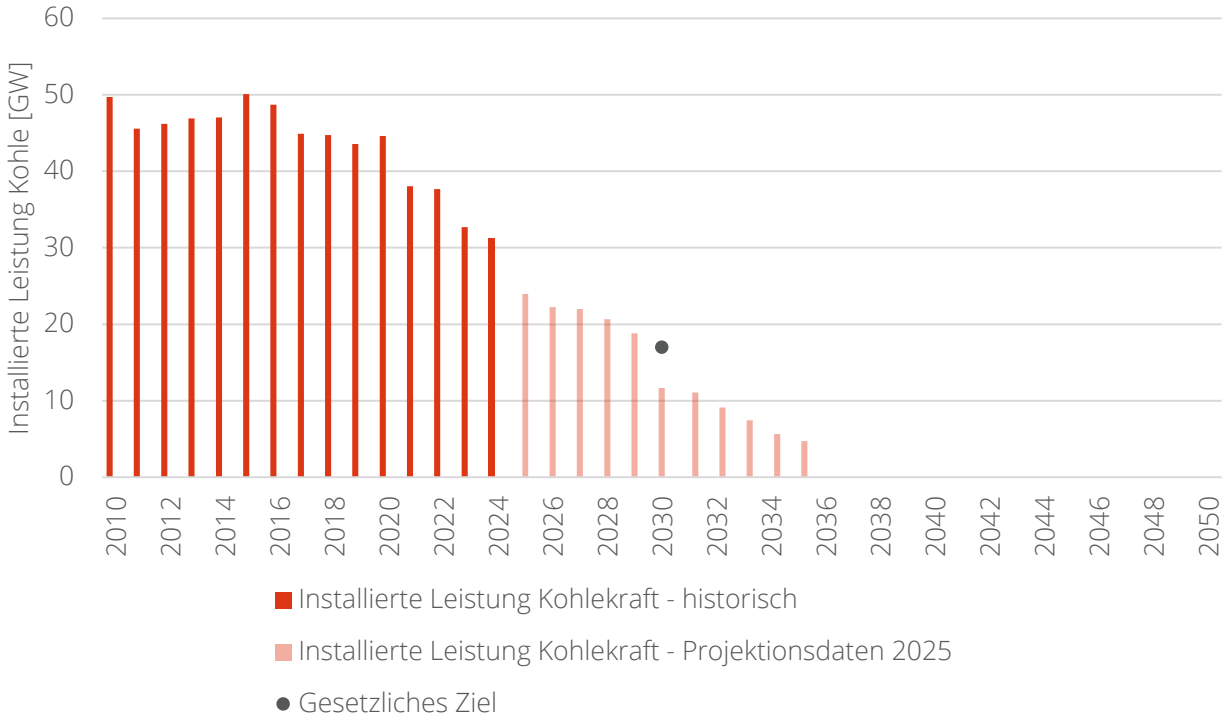
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g).

Abbildung A 9: Historische und projizierte Entwicklung des Stromhandelssaldos im Zeitverlauf



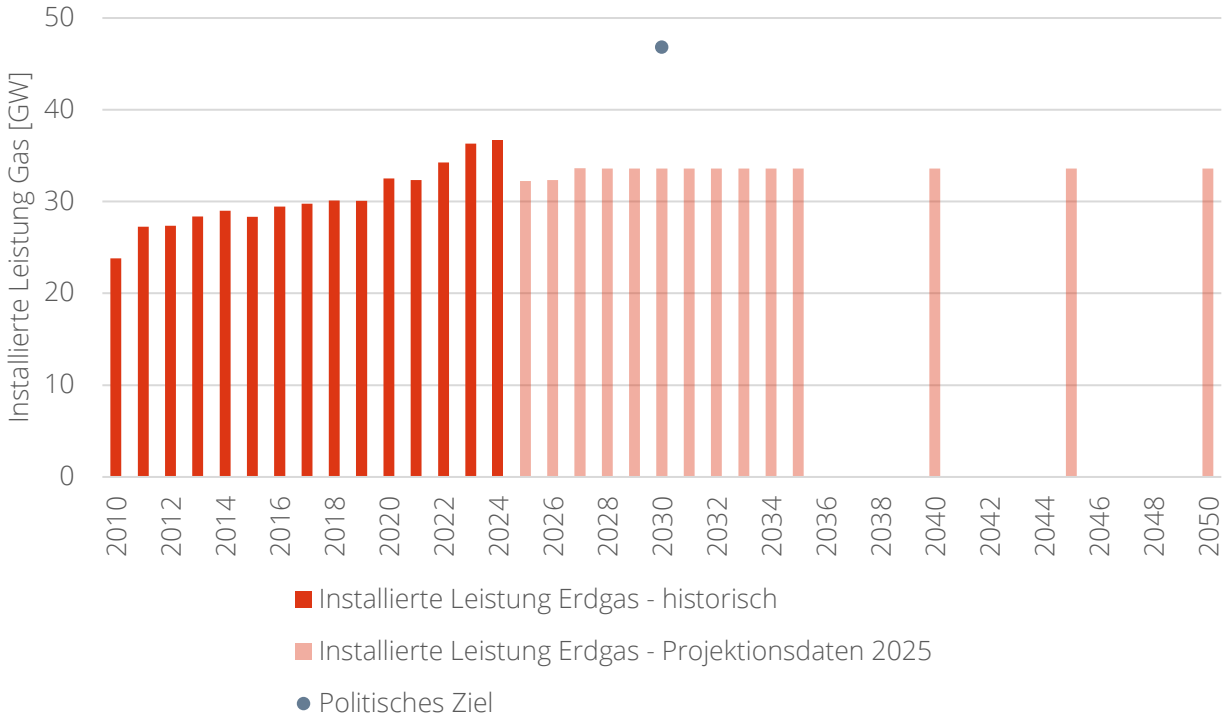
Eigene Darstellung. Historische Daten basieren auf Fraunhofer ISE (2025b). Daten ab dem Jahr 2025 basieren auf UBA (2025g).

Abbildung A 10: Entwicklung der installierten Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die gesetzliche Zielsetzung und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



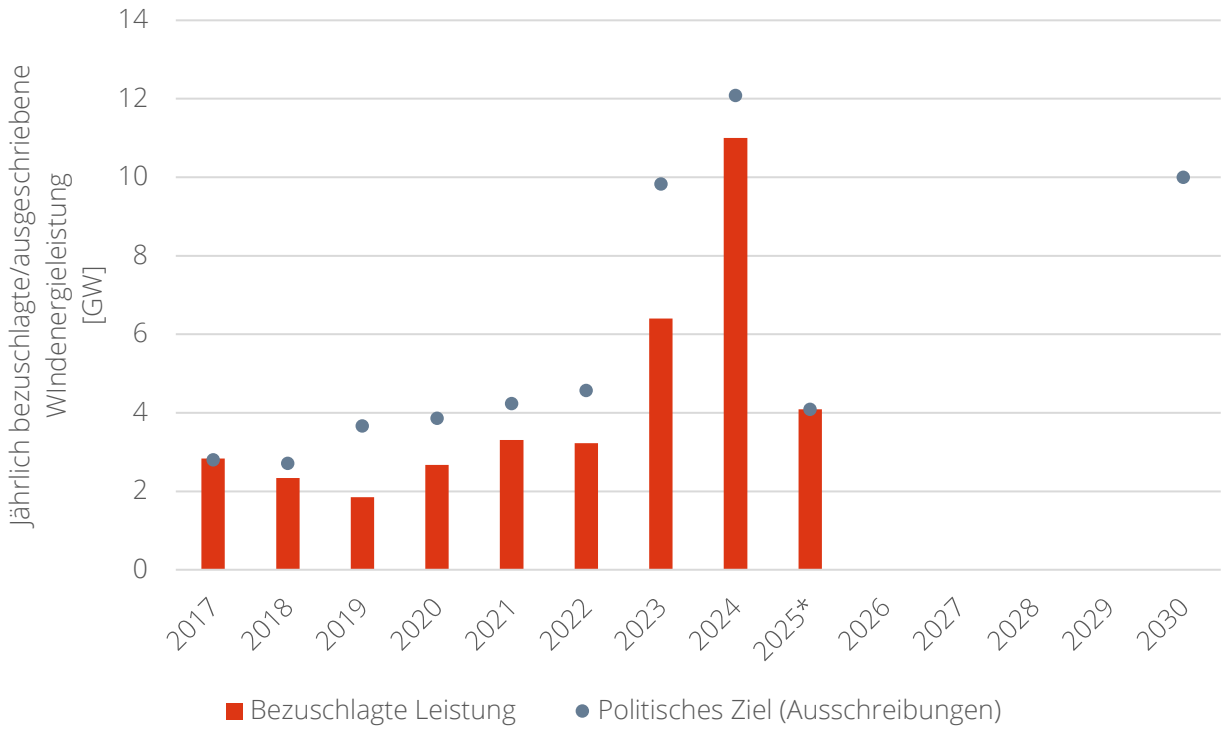
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und Fraunhofer ISE (2025a). Das gesetzliche Ziel von 17 GW wurde dem KVBG entnommen.

Abbildung A 11: Entwicklung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken, die politische Zielsetzung und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



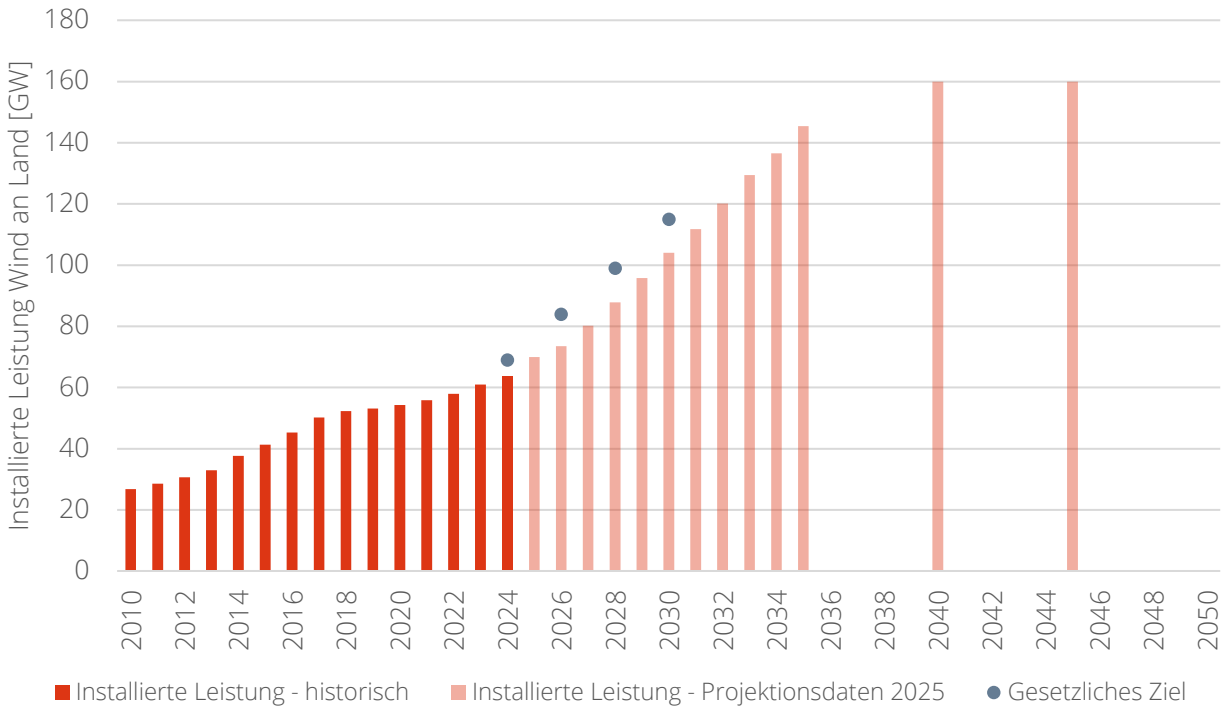
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und Fraunhofer ISE (2025a).

Abbildung A 12: Entwicklung der bezuschlagten Leistung von Windenergie an Land und das politische Ziel (Ausschreibungen)



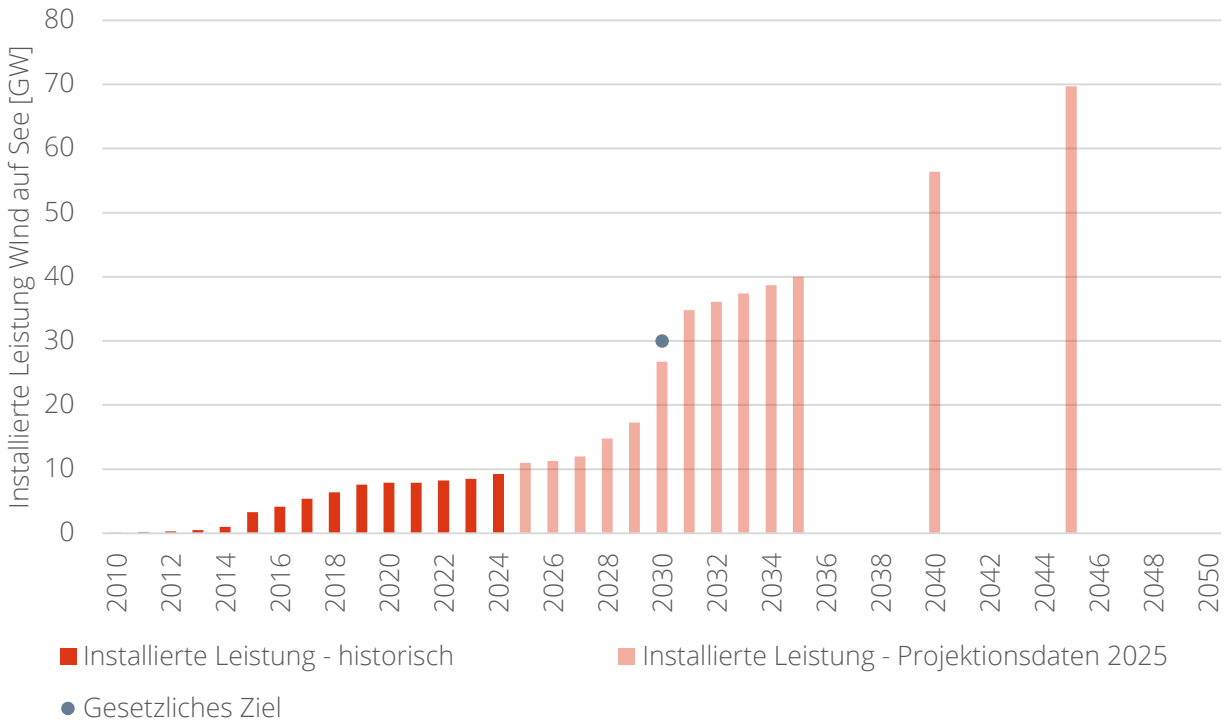
Eigene Darstellung auf Basis von Schill et al. (2022). Werte im Jahr 2025 repräsentieren den Stand zum 01.02.2025.

Abbildung A 13: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind an Land und die gesetzliche Zielsetzung



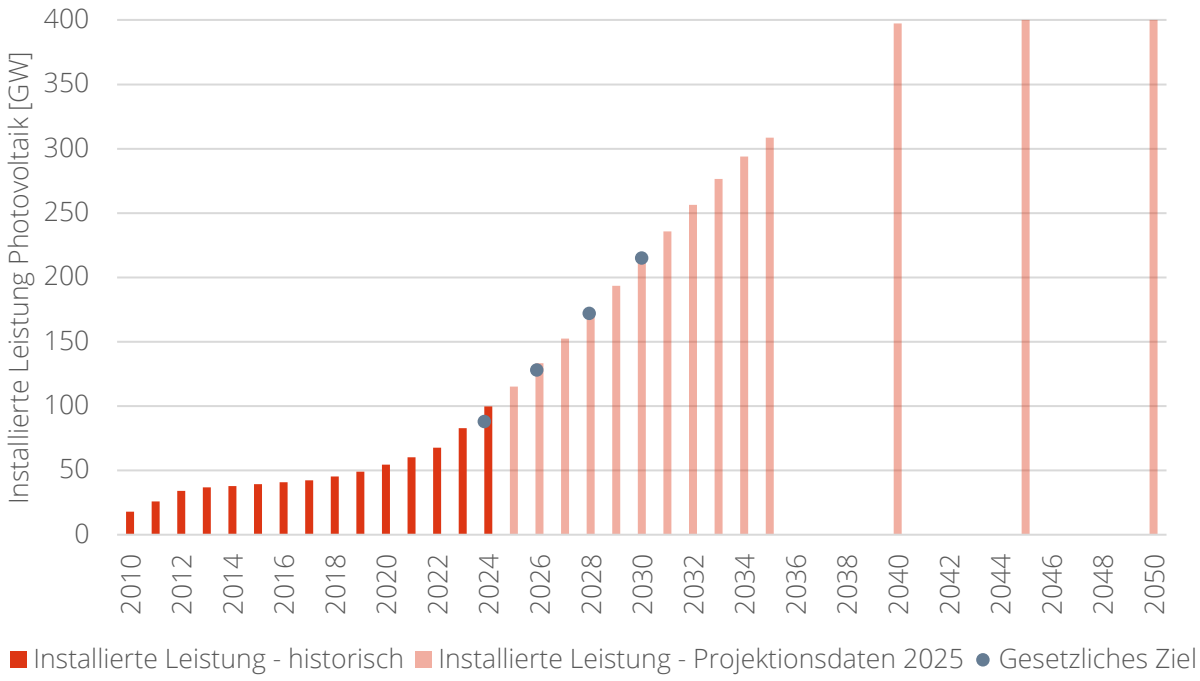
Eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat (2025) und UBA (2025r). Die gesetzlichen Ziele wurden dem EEG entnommen.

Abbildung A 14: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind auf See und die gesetzliche Zielsetzung



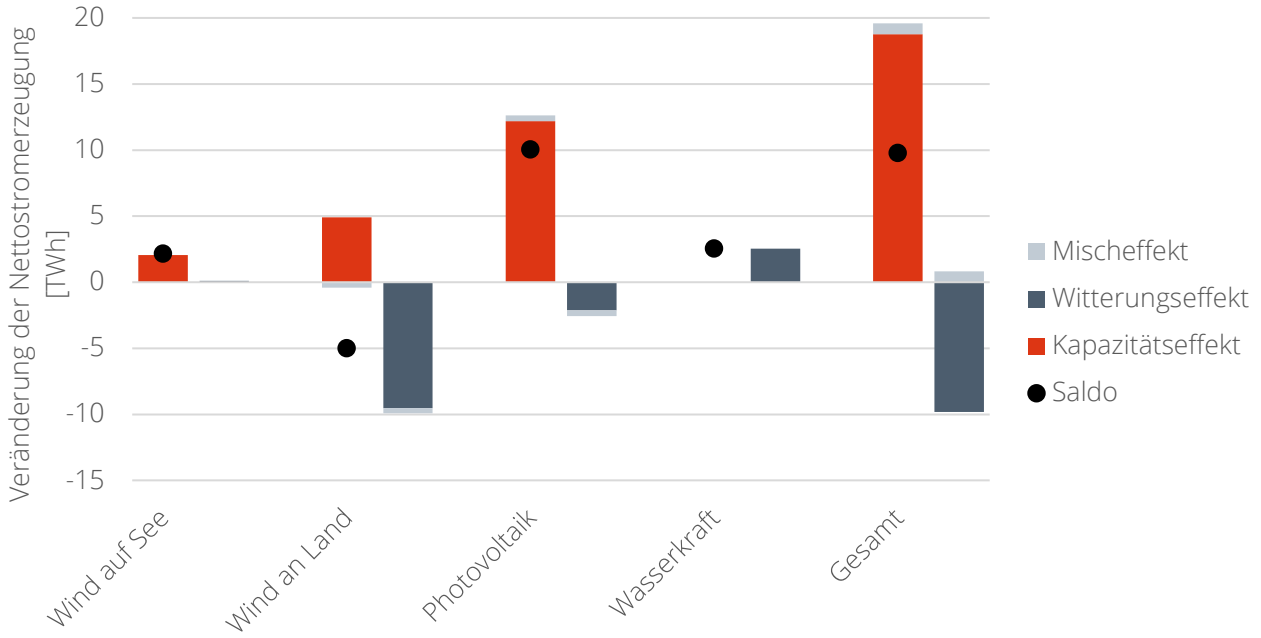
Eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat (2025) und UBA (2025r). Die gesetzlichen Ziele wurden dem WindSeeG (2024) entnommen.

Abbildung A 15: Historische und projizierte Entwicklung der installierten Leistung der Photovoltaik und die gesetzliche Zielsetzung



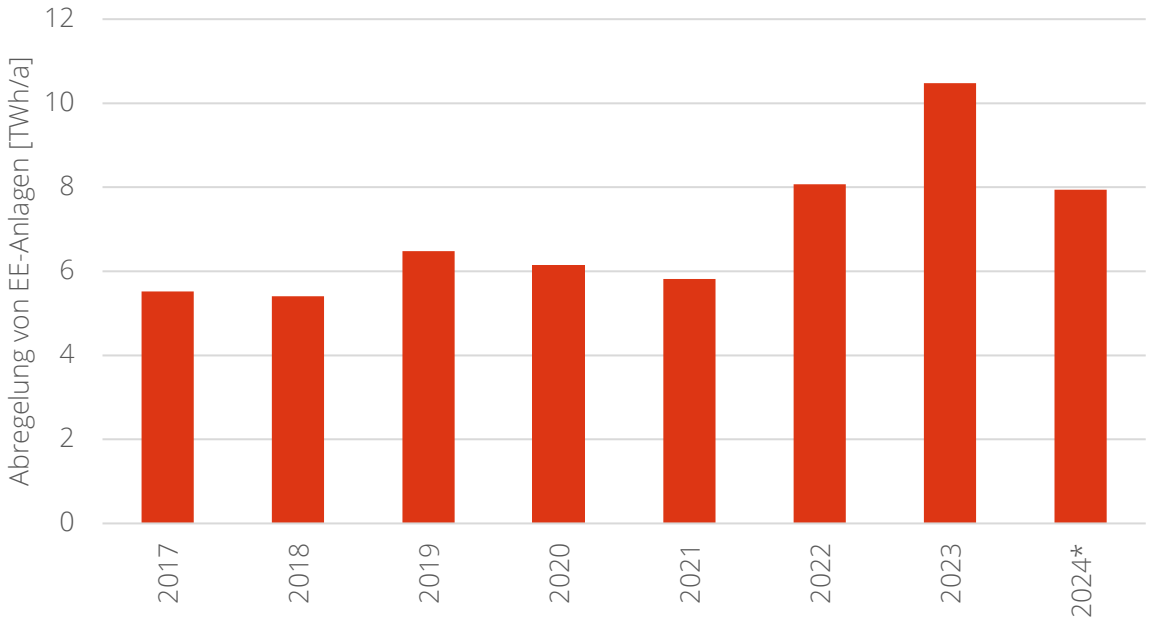
Eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat (2025) und UBA (2025r). Die gesetzlichen Ziele wurden dem EEG entnommen.

Abbildung A 16: Veränderung der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr



Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEE-Stat (2025). Enthält keinen Eigenverbrauch von Photovoltaik. Der Witterungseffekt berechnet sich aus der installierten Leistung im Jahr 2023 multipliziert mit der Veränderung der Auslastung im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr. Der Kapazitätseffekt ergibt sich aus der Multiplikation des Zubaus oder Rückbaus der installierten Leistung und der Auslastung im Jahr 2023. Der Mischeffekt beinhaltet sowohl den Kapazitätseffekt als auch den Witterungseffekt. Dieser ist das Produkt aus dem Zubau bzw. Rückbau der installierten Leistung und der Veränderung der Auslastung im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr. Die Berechnung stellt eine Abschätzung dar, die die unterjährige Verteilung des Zubaus an installierter Leistung nicht berücksichtigt. Zudem wird angenommen, dass die Veränderung der Auslastung vollständig auf die Witterung zurückgeführt werden kann.

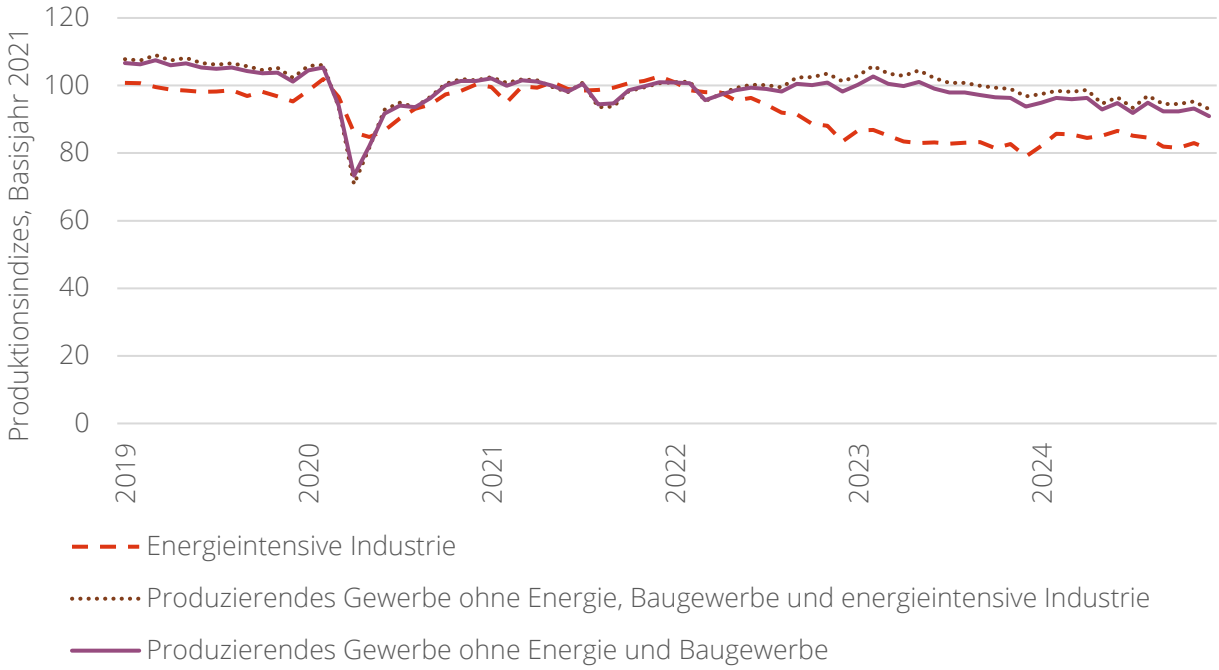
Abbildung A 17:Historische Abregelung von erneuerbaren Energieträgern von 2017 bis 2024



Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2025a) und BNetzA (2025b). * Daten für das Jahr 2024 waren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Gutachtens nur bis Ende November 2024 verfügbar und enthalten daher keine Informationen für den Monat Dezember 2024.

A.5.3 Industrie

Abbildung A 18: Produktionsindizes des produzierenden Gewerbes und der energieintensiven Industrie



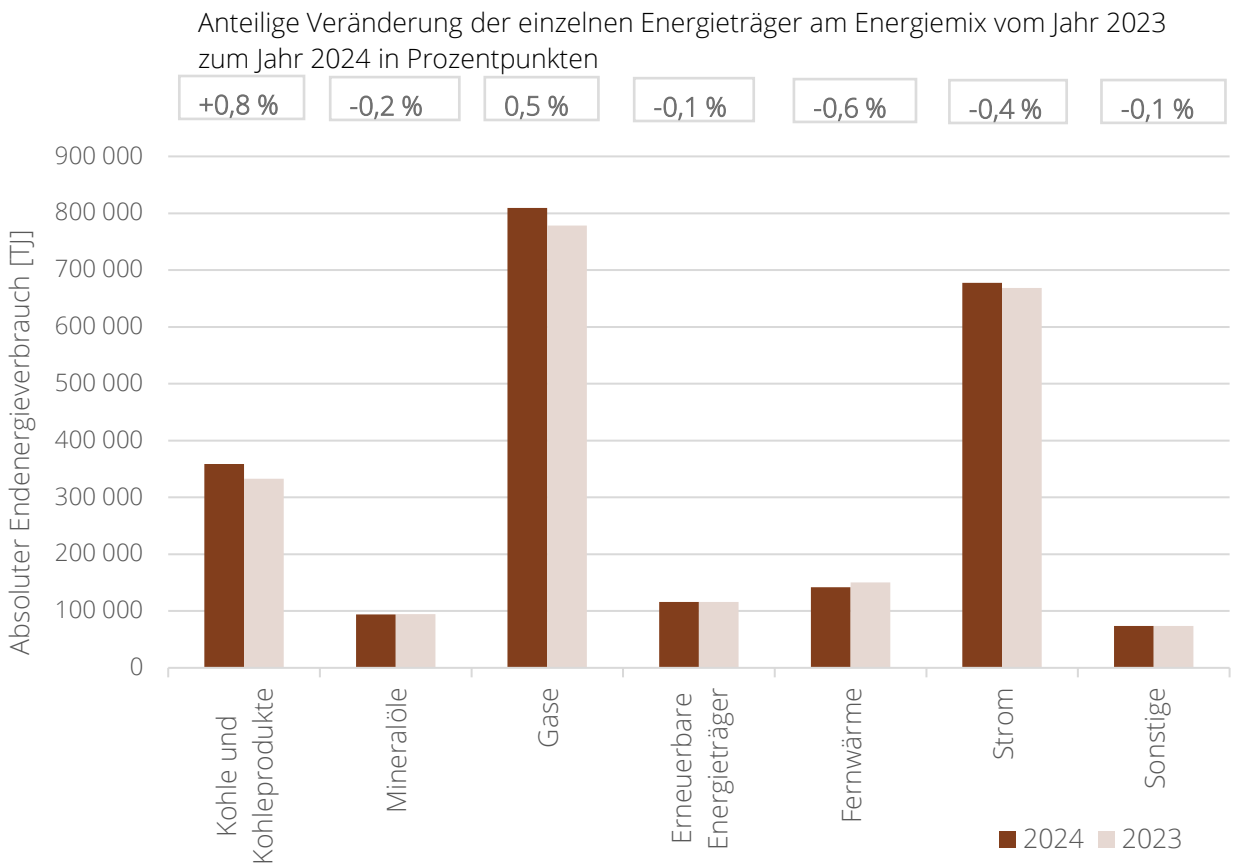
Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2024 basierend auf Destatis (2025j), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt.

Tabelle A 14: Veränderung von Endenergieverbrauch, Brennstoffeinsatz, Erdgaseinsatz und Produktion im Industriesektor im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr

Veränderung von / EBZ	Energie-intensität (bezogen auf die Brennstoffe)	Produktions-index	EEV	Brennstoffe (Endenergie ohne Strom, Erneuerbare, und Fernwärme)	Erdgas
EBZ 46 – Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	5,0 %	−1,8 %	2,9 %	3,1 %	6,7 %
EBZ 47 – Ernährung und Tabak	−0,7 %	0,8 %	−0,7 %	0,1 %	0,6 %
EBZ 48 – Papiergewerbe	0,9 %	0,1 %	−0,9 %	1,0 %	3,4 %
EBZ 49 – Grundstoffchemie	10,1 %	6,3 %	11,5 %	17,1 %	24,6 %
EBZ 50 – Sonstige chemische Industrie	−0,5 %	−2,1 %	−0,7 %	−2,5 %	−3,2 %
EBZ 51 – Gummi- u. Kunststoffwaren	7,6 %	−4,3 %	−2,3 %	3,0 %	3,4 %
EBZ 52 – Glas u. Keramik	−0,6 %	−2,1 %	−2,7 %	−2,7 %	−4,7 %
EBZ 53 – Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,3 %	−6,0 %	−3,8 %	−5,8 %	−0,2 %
EBZ 54 – Metallerzeugung	0,6 %	4,5 %	5,4 %	5,1 %	−26,7 %
EBZ 55 – NE-Metalle, -gießereien	4,0 %	−3,9 %	0,0 %	0,0 %	0,4 %
EBZ 56 – Metallbearbeitung	3,2 %	−6,3 %	−4,5 %	−3,3 %	−0,8 %
EBZ 57 – Maschinenbau	−4,7 %	−7,9 %	−8,3 %	−12,2 %	−10,9 %
EBZ 58 – Fahrzeugbau	5,8 %	−5,7 %	−1,4 %	−0,2 %	0,0 %
EBZ 59 – Sonstige Wirtschaftszweige	22,0 %	−5,8 %	0,8 %	15,0 %	18,2 %
Gesamt EBZ 60 – Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe	9,6 %	−4,7 %	2,5 %	4,4 %	3,9 %

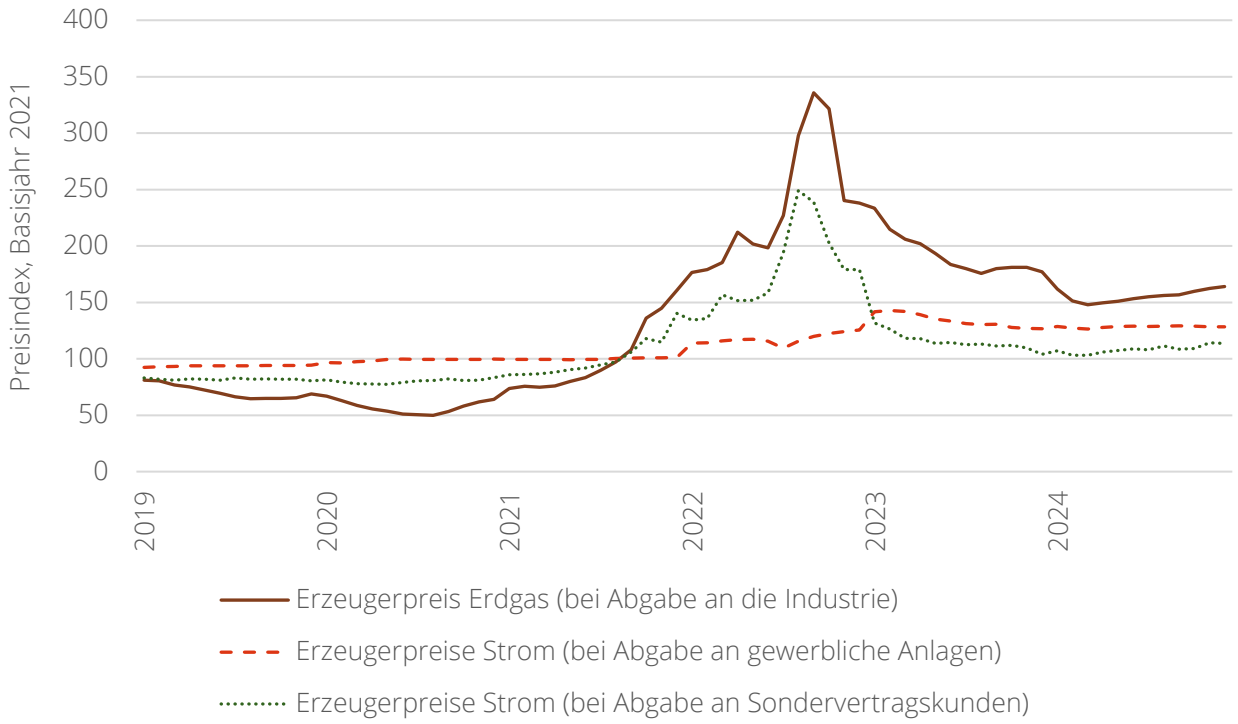
Eigene Darstellung. Daten basieren auf auf AGEB (2025c), AGEB (2025d) und Destatis (2025k), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt. Die Tabelle ist entsprechend der Energiebilanzzeilen (EBZ) 46 bis 60 sortiert. Die Energieintensität ist definiert als Brennstoffverbrauch bezogen auf den Produktionsindex.

Abbildung A 19: Vergleich der absoluten Veränderung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor in den Jahren 2023 und 2024 und die anteilige Veränderung im Energiemix in Prozentpunkten



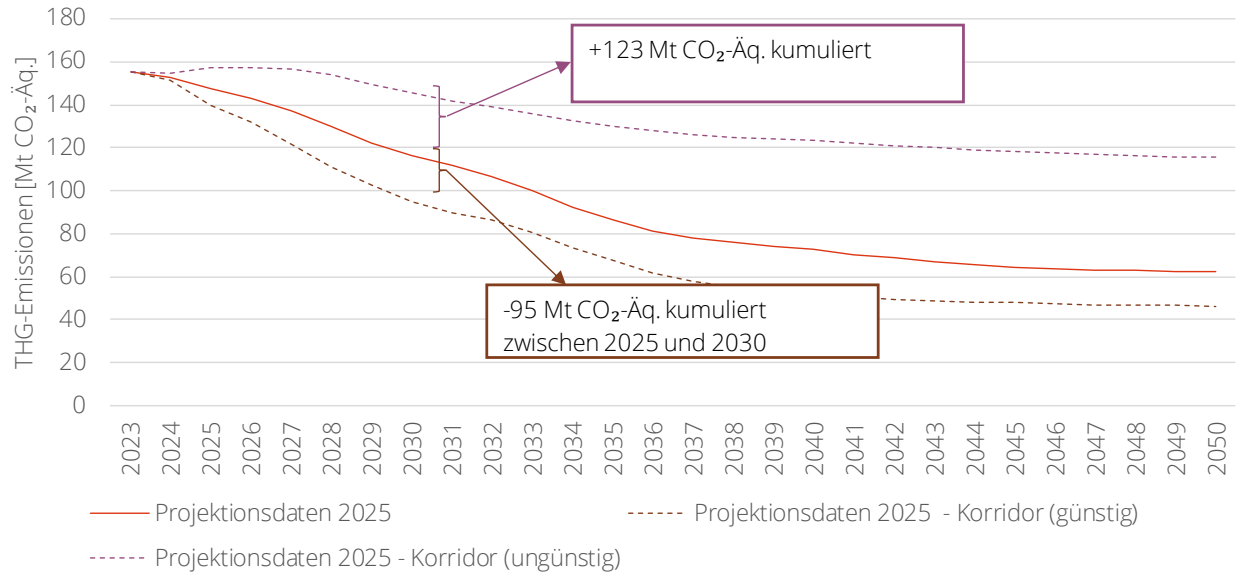
Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEB (2025c) und AGEB (2025d).

Abbildung A 20: Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas und Strom bei Abgabe an Industrie und Gewerbe von 2019 bis 2024



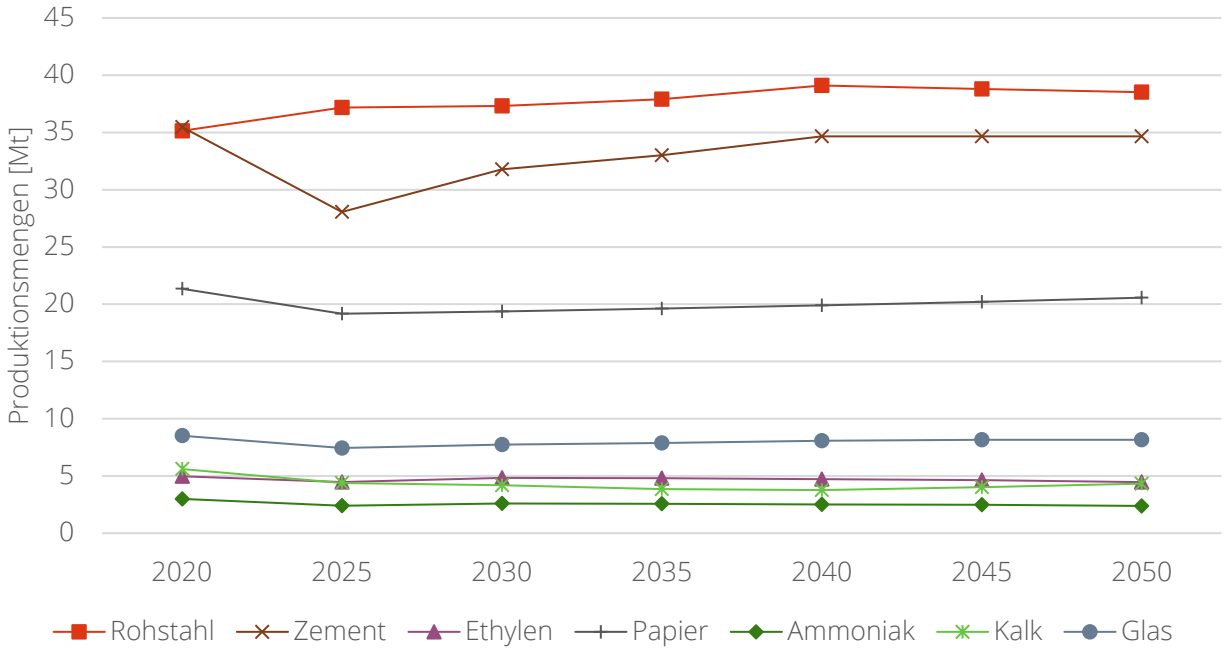
Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2024, basierend auf Destatis (2025e).

Abbildung A 21: Übergreifende Korridorrechnung Industrie



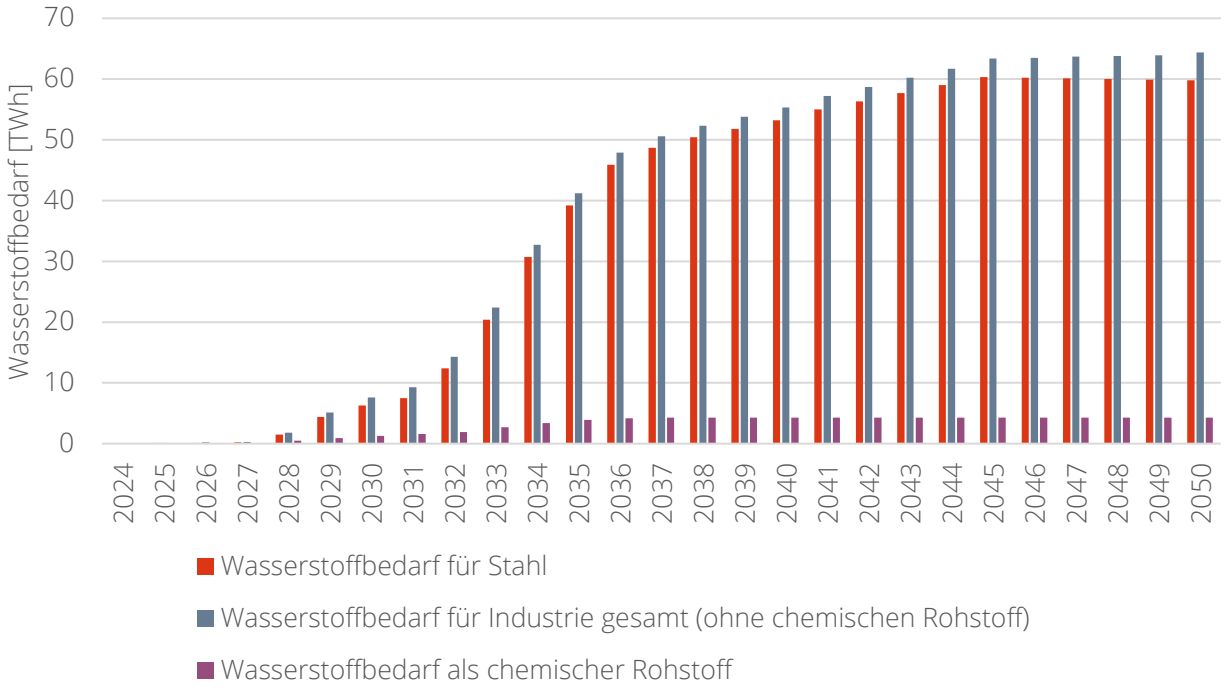
Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2025f).

Abbildung A 22: Produktionsmengen für die energieintensiven Produkte Rohstahl, Zement, Ethylen, Papier, Ammoniak, Kalk und Glas



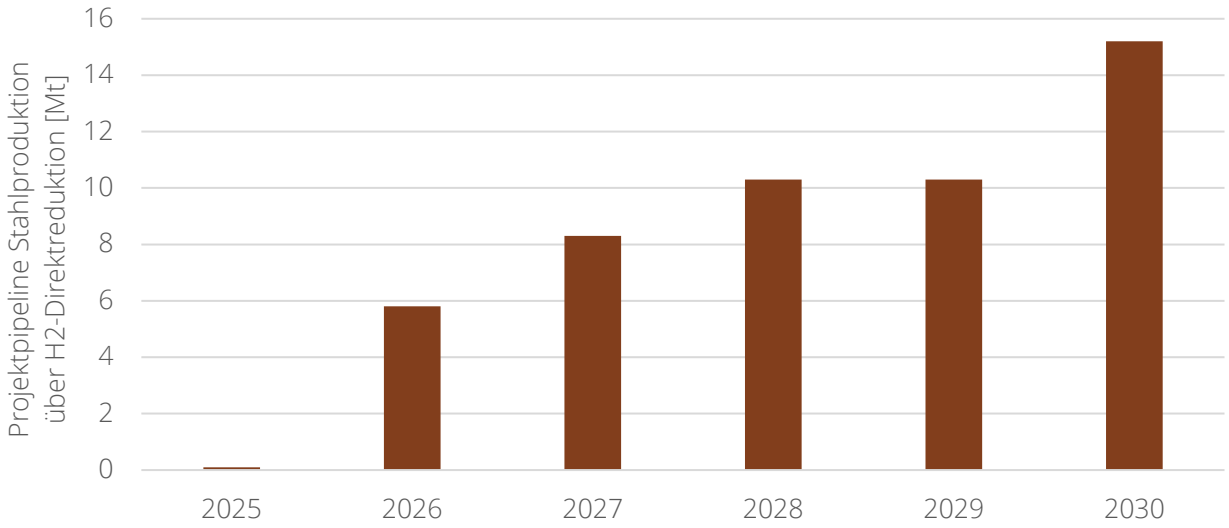
Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2025r).

Abbildung A 23: Hochlauf Wasserstoffbedarf in der Industrie



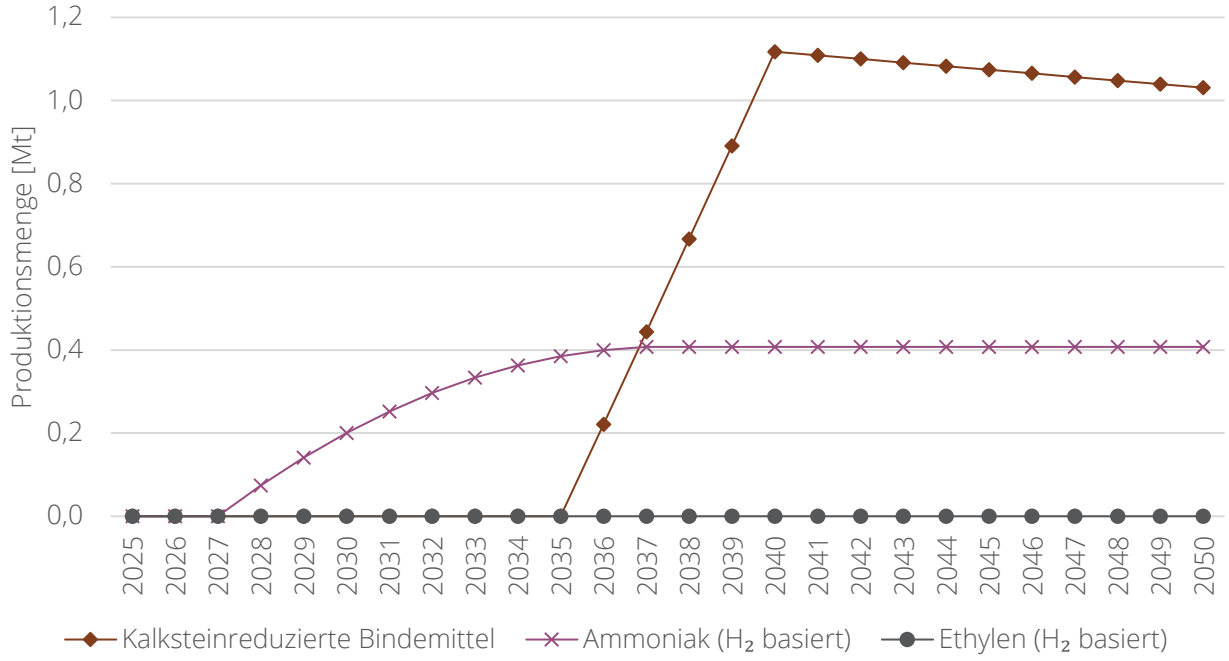
Eigene Darstellung. Basierend auf UBA (2025g).

Abbildung A 24: Entwicklung der Projektpipeline für Stahlproduktion über Wasserstoff-Direktreduktion



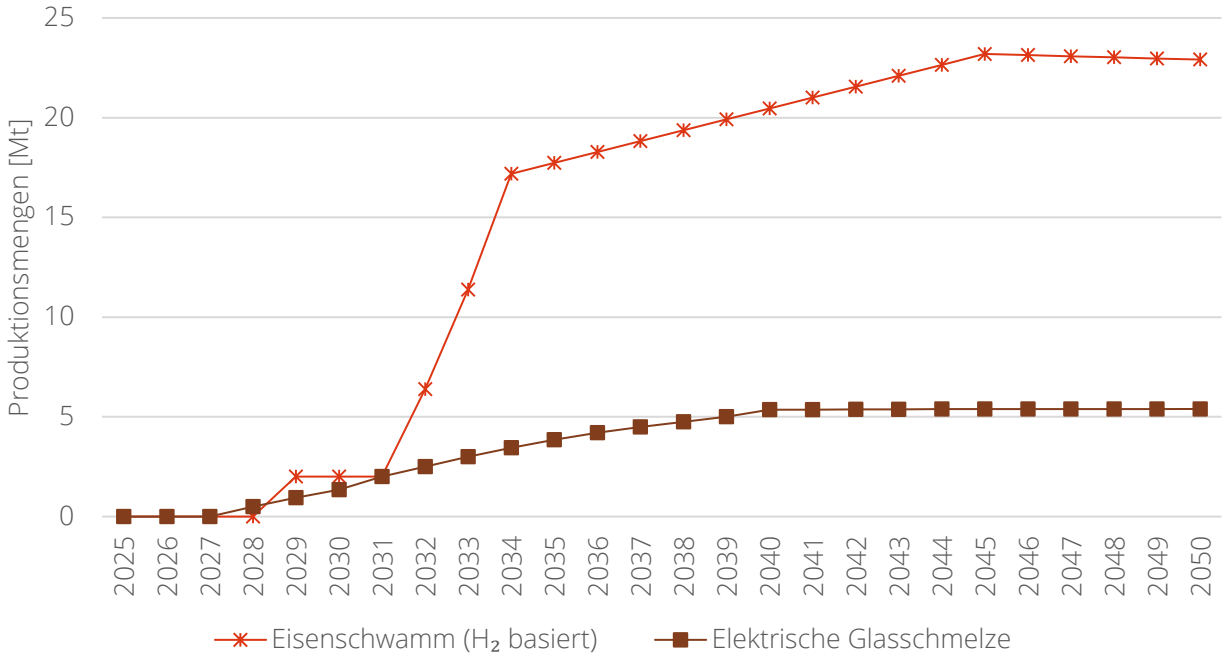
Eigene Darstellung. Daten basieren auf eigener Recherchen nach Thyssenkrupp (2024a), Thyssenkrupp (2024c), Thyssenkrupp (2024b), ArcelorMittal (2024), BMWK (2024h), BMWK (2023b), Salzgitter AG (2024), Salzgitter AG (2022), stahleisen.de (2021), Saarstahl (2024), Saarstahl (2023). H2: Wasserstoff

Abbildung A 25: Produktionsmengen CO_2-arme/-freie Technologien Ammoniak, Ethylen und Kalksteinreduzierte Bindemittel



Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2025g).

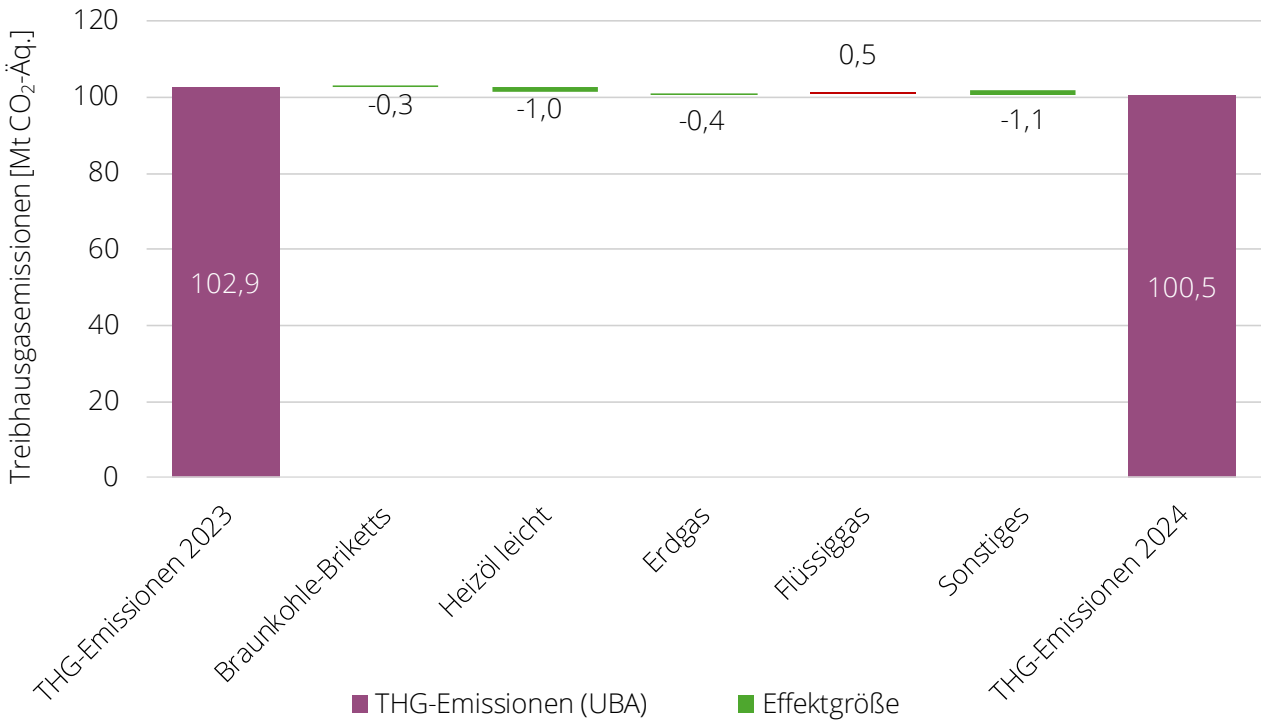
Abbildung A 26: Produktionsmengen CO_2-arme/-freie Technologien Eisenschwamm und elektrische Glasschmelze



Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2025g).

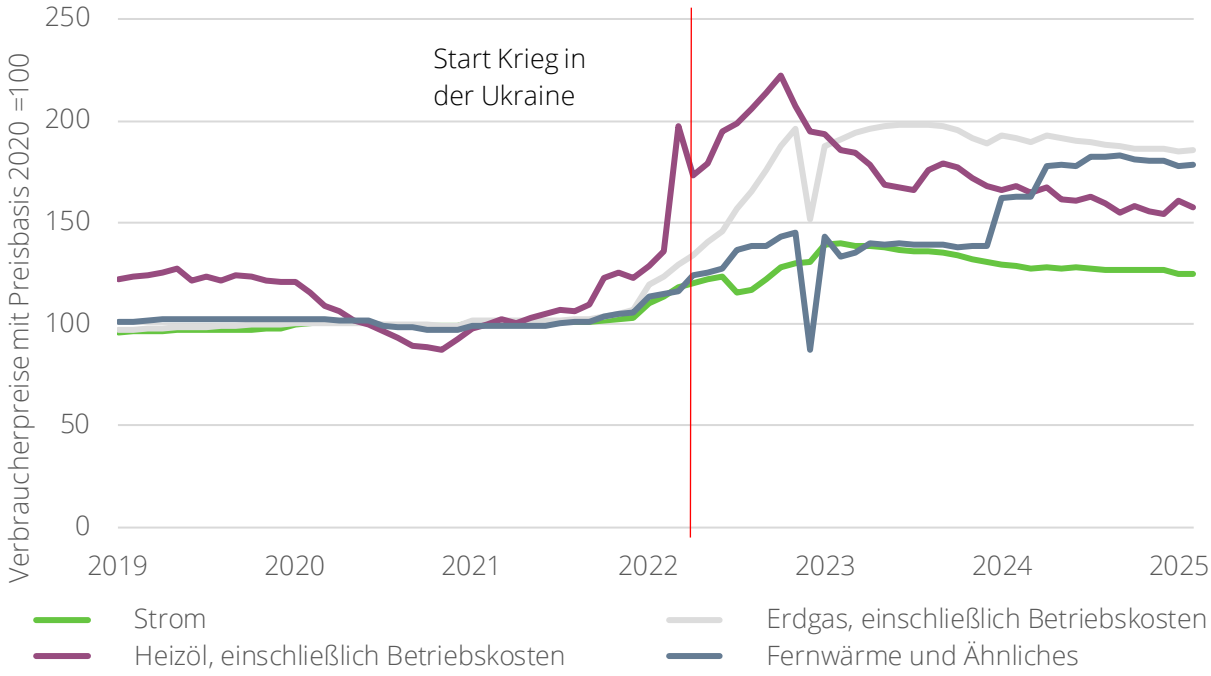
A.5.4 Gebäude

Abbildung A 27: Minderungswirkungen einzelner Energieträger im Gebäudesektor



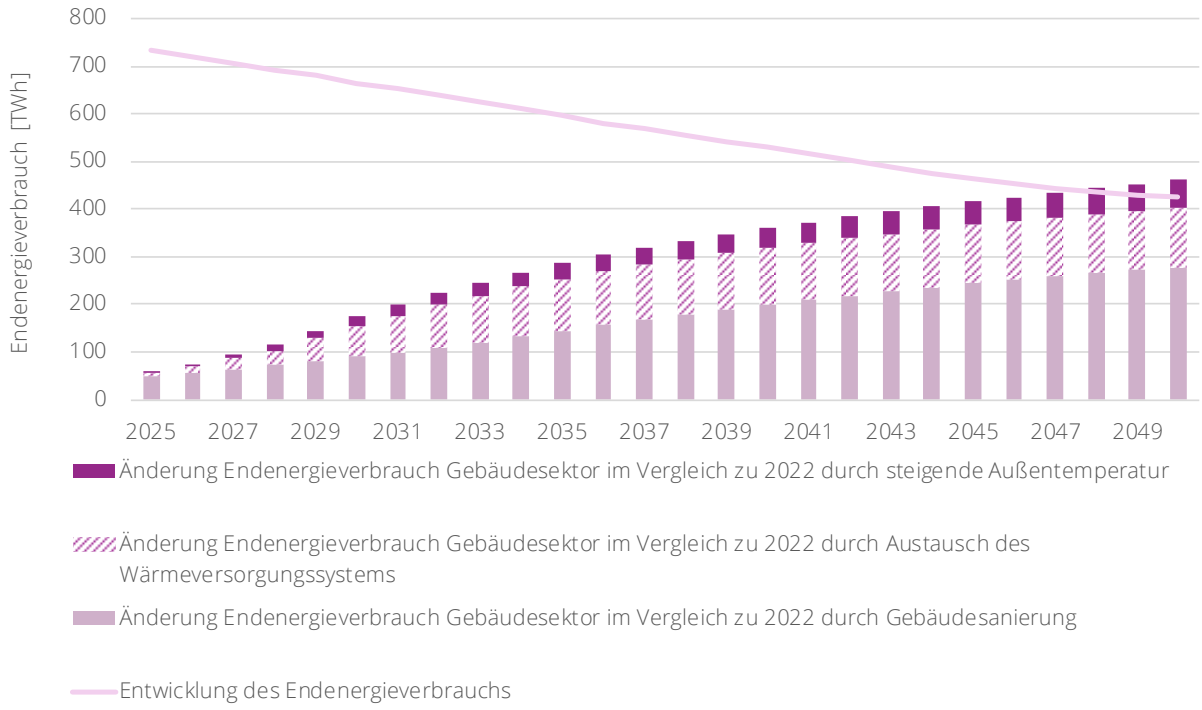
Eigene Darstellung basierend auf AGEB (2025c) und AGEB (2025d) und UBA (2025a).

Abbildung A 28:Verbraucherpreise fossiler Energieträger



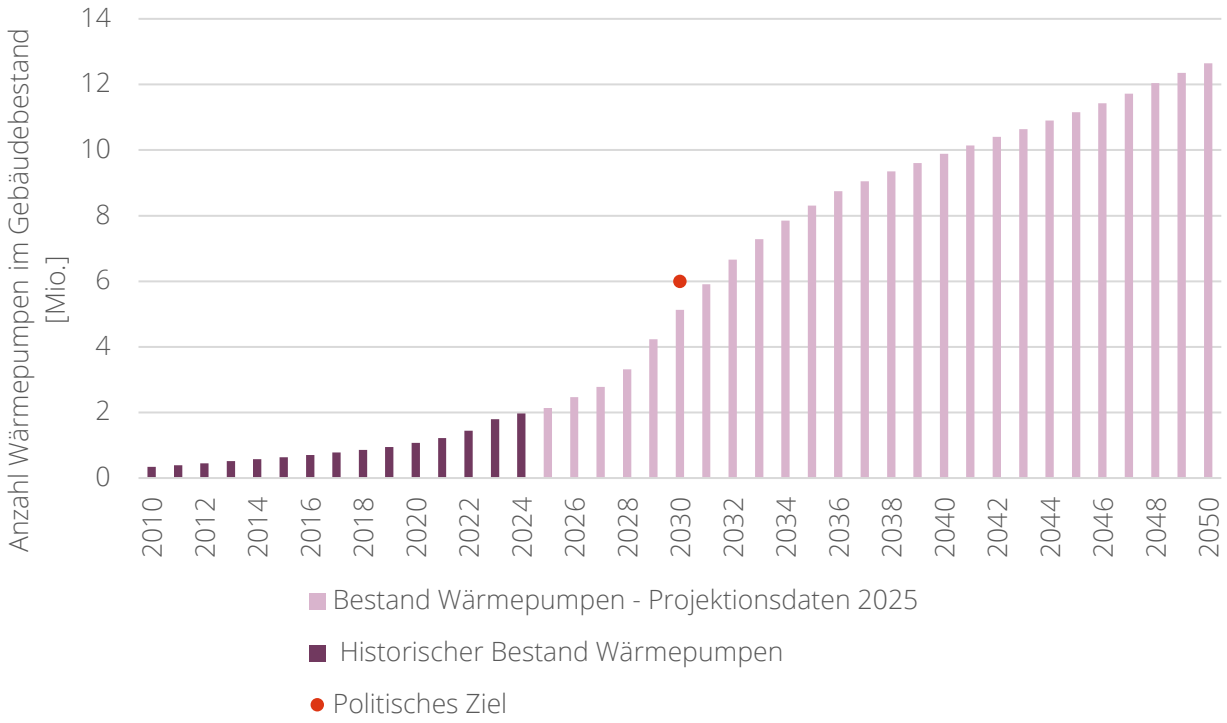
Eigene Darstellung basierend auf Destatis (2024c).

Abbildung A 29:Änderungen des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor gegenüber 2022



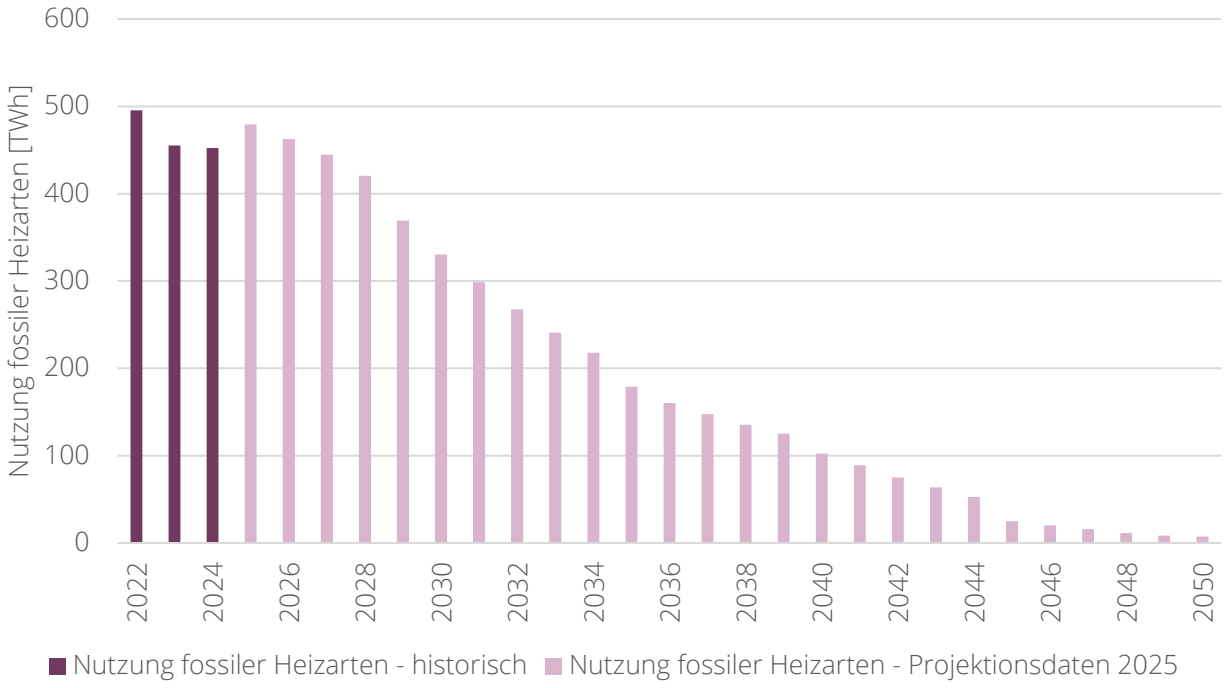
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g).

Abbildung A 30:Historische und projizierte Entwicklung des Wärmepumpenbestands in Gebäuden



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und BWP (2025a).

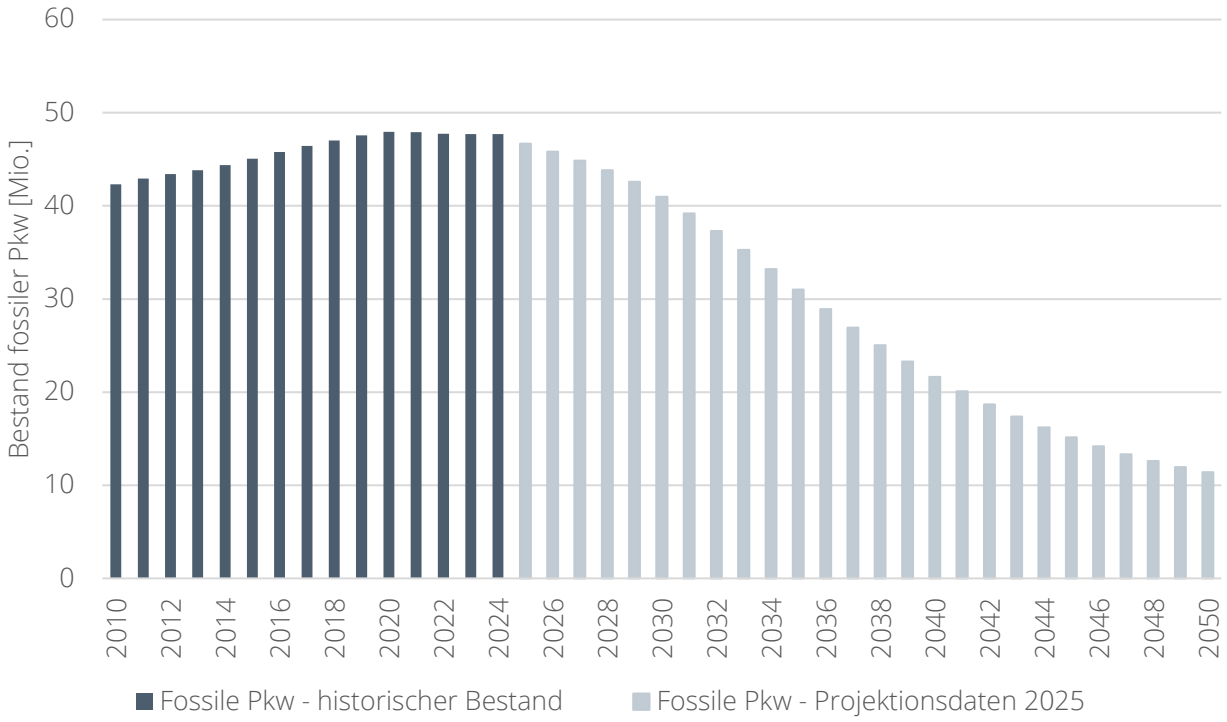
Abbildung A 31:Nutzung fossiler Heizträger (Erdgas, Kohle, Heizöl)



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025g) und AGEB (2025a).

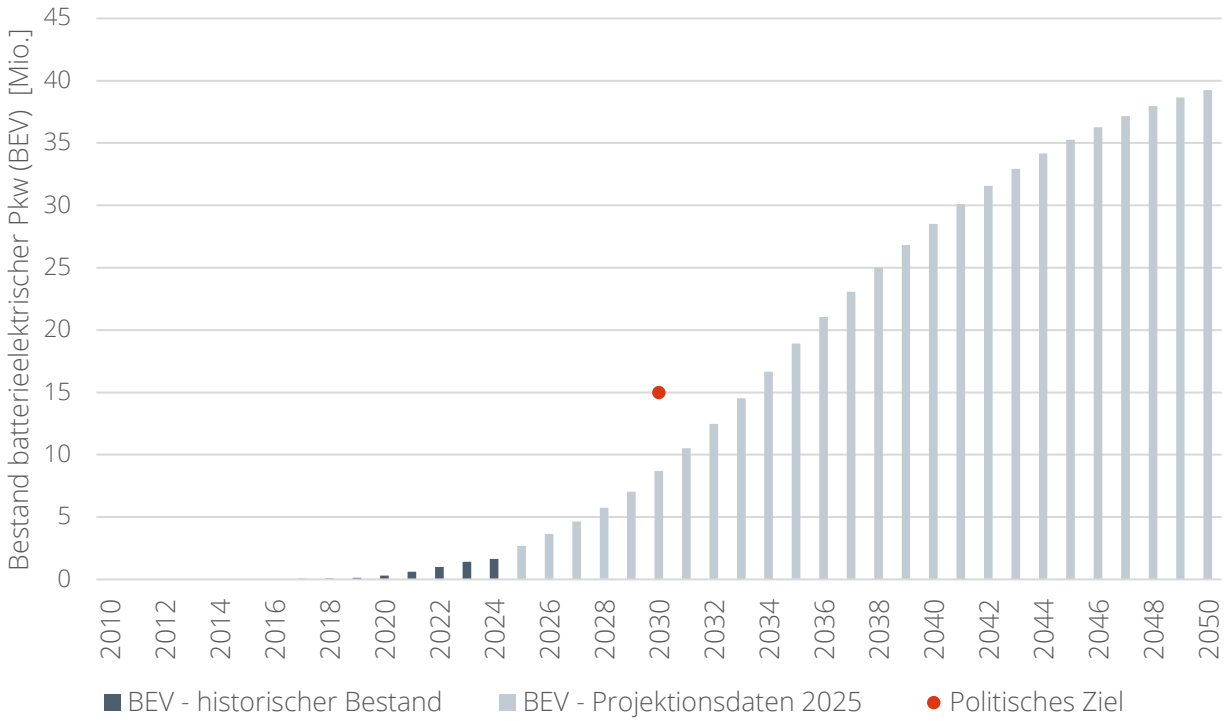
A.5.5 Verkehr

Abbildung A 32: Historischer Bestand fossiler Pkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



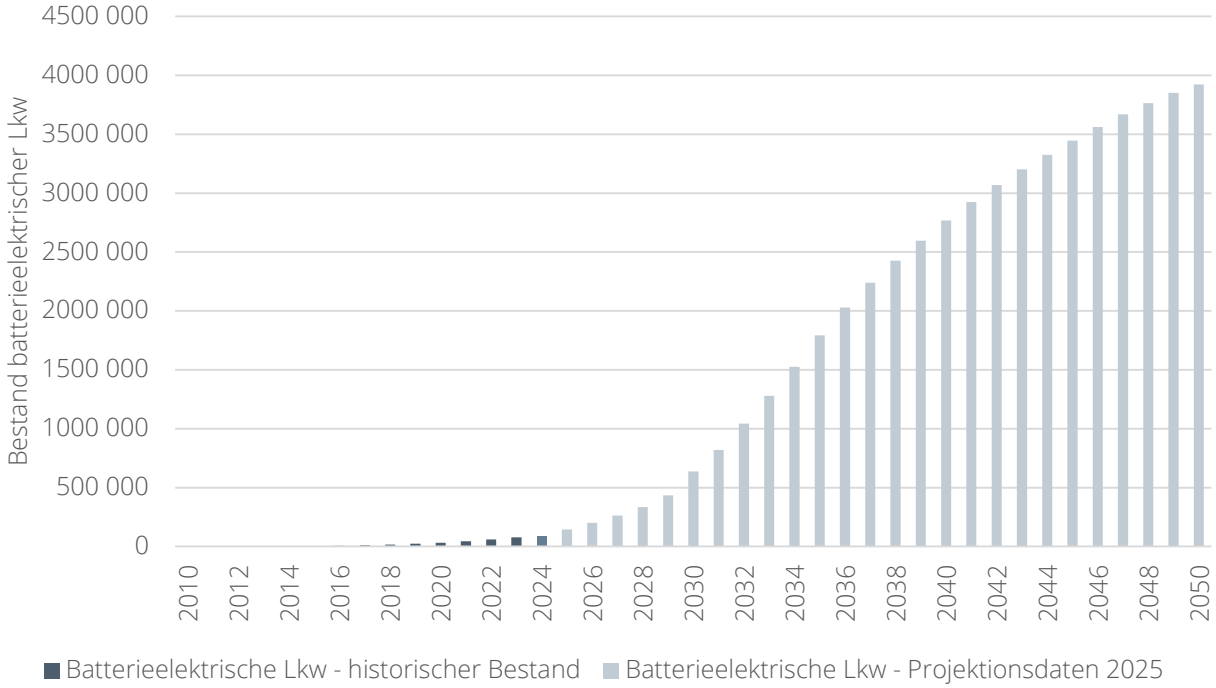
Eigene Darstellung basierend auf KBA (2024a) und UBA (2025g).

Abbildung A 33: Historischer Bestand batterieelektrischer Pkw (BEV) und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



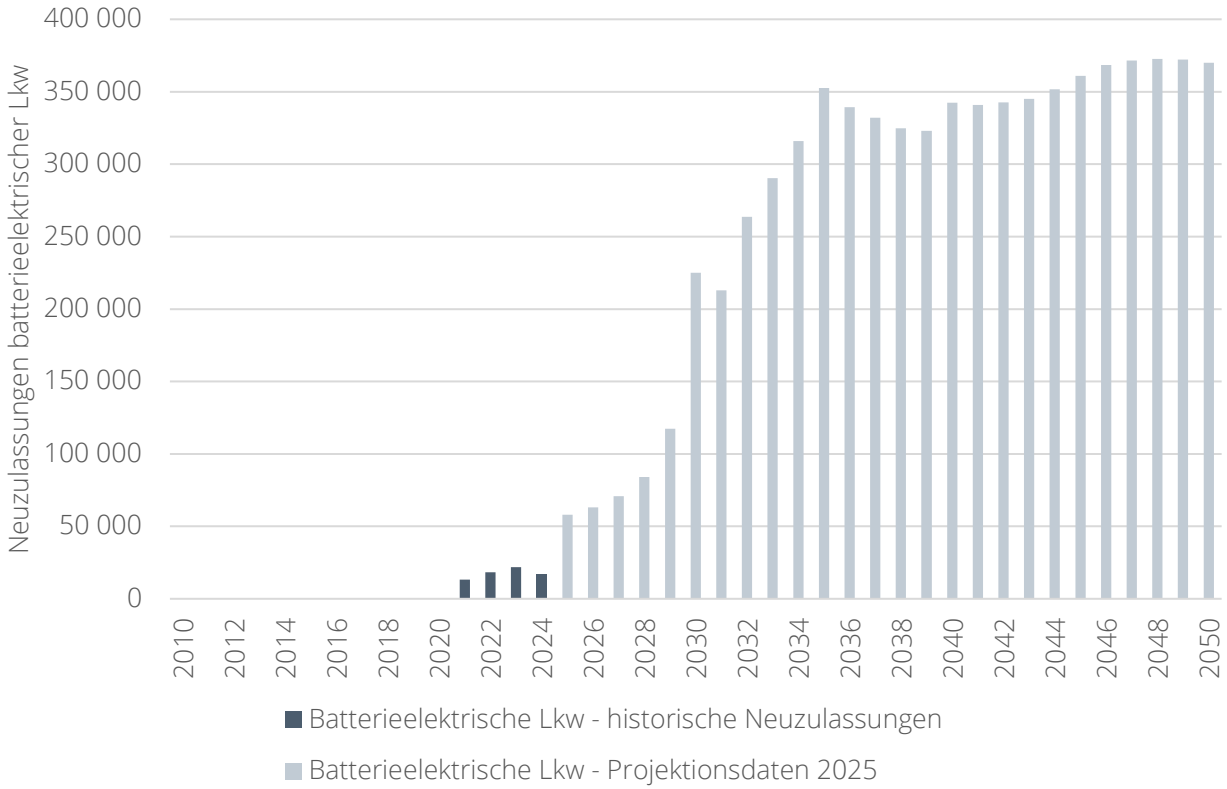
Eigene Darstellung basierend auf KBA (2024a) und UBA (2025g).

Abbildung A 34: Historischer Bestand batterieelektrischer Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



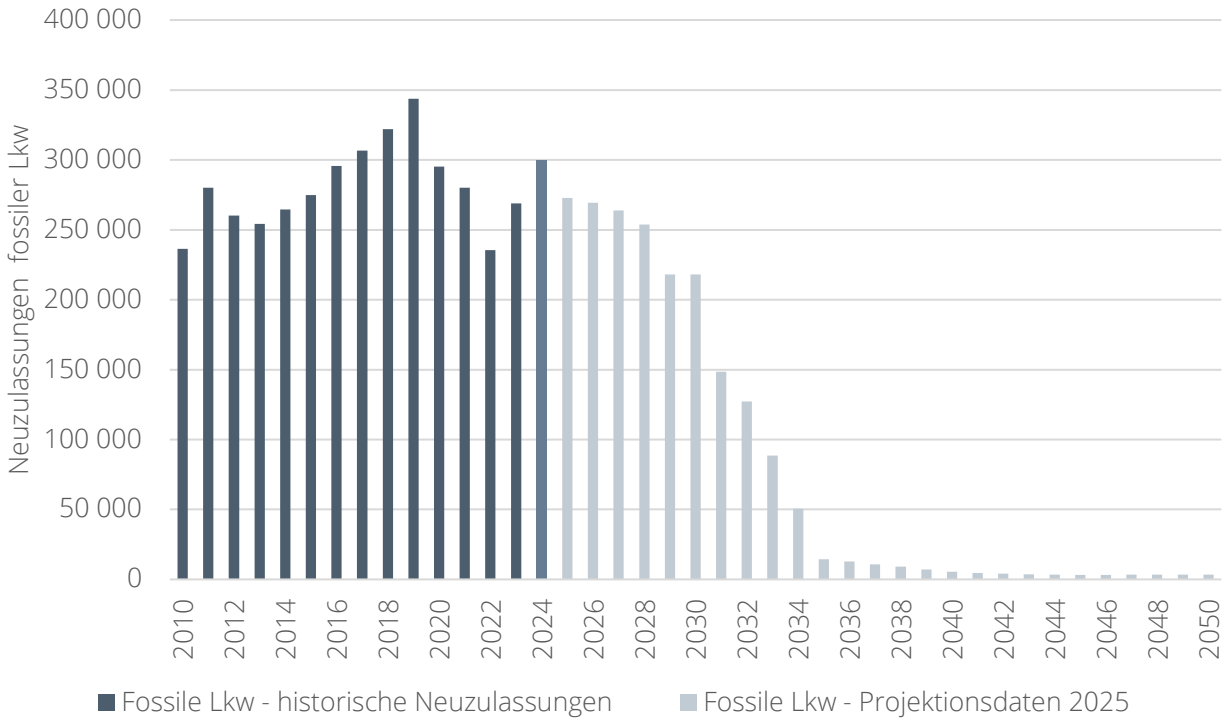
Eigene Darstellung basierend auf KBA (2024a) und UBA (2025g).

Abbildung A 35: Historische Neuzulassungen batterieelektrischer Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



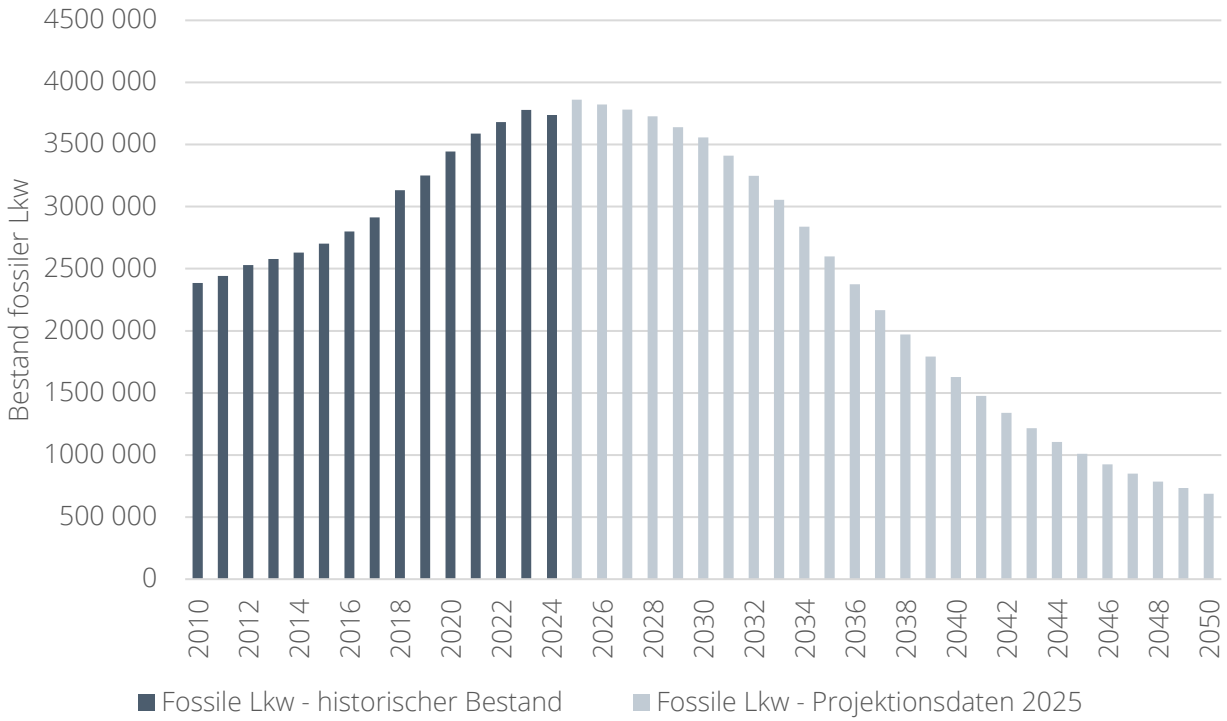
Eigene Darstellung basierend auf KBA (2025) und UBA (2025g).

Abbildung A 36: Historische Neuzulassungen fossiler Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



Eigene Darstellung basierend auf KBA (2025) und UBA (2025g).

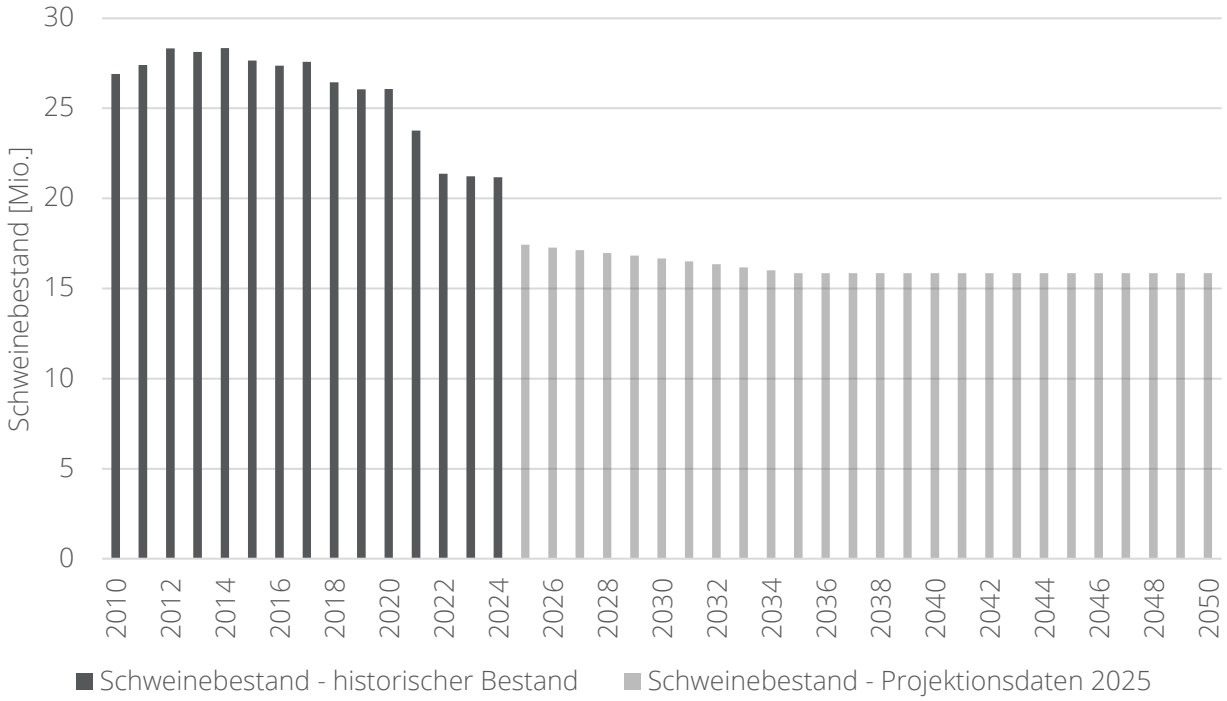
Abbildung A 37: Historischer Bestand fossiler Lkw und die projizierte Entwicklung in den Projektionsdaten 2025



Eigene Darstellung basierend auf KBA (2024a) und UBA (2025g).

A.5.6 Landwirtschaft

Abbildung A 38: Entwicklung des Schweinebestandes in der Vergangenheit und Projektion bis 2050



Eigene Darstellung. Historische Daten: (Destatis 2025h). Ab 2025: Projektionsdaten 2025 (UBA 2025g). Die Projektionsdaten enthalten keine Saugferkel.

15 Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2023): Langfristanalyse 2030 (V2022). Executive Summary. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf (05.05.2025).

AGEB (2025a): Auswertungstabellen 1990-2023. Stand: Februar 2025 (endgültige Daten 2023). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB). Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/ (17.04.2025).

AGEB (2025b): Daten, Tabelle. Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. Stand: Februar 2025 Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB). Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/Strerz-Abgabe-2025-02.pdf (23.04.2025).

AGEB (2025c): Daten. Energiebilanz Deutschland 2023. Stand: 31.01.2025 (endgültige Daten). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEB (2025d): Energiebilanz Deutschland 2024. Schätzbilanz. Stand: 03.04.2025. Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEB (2024a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2023. Stand: September 2024 (endgültige Ergebnisse bis 2022, vorläufige Daten für 2023). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB). Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/awt_2023_d.xlsx (04.11.2024).

AGEB (2024b): Frühschätzung der Energiebilanz der Bundesrepublik 2023 (unveröffentlicht). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEE-Stat (2025): Tabellen. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)(Stand: März 2025). Hg. v. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren (22.04.2025).

Agora Energiewende (2025a): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025. Analyse. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024#downloads (21.01.2025).

Agora Energiewende (2025b): Why early action by five countries is key to ETS 2 success. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.org/news-events/why-early-action-by-five-countries-is-key-to-ets-2-success (02.05.2025).

Agora Think Tanks (2024): Studie. Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Hg. v. Agora Think Tanks. Online verfügbar unter: https://www.prognos.com/sites/default/files/2024-10/2023-30_DE_KNDE_Umsetzung_Studie_final.pdf (28.10.2024).

ArcelorMittal (2024): Internetseite. Auf dem Weg zum grünen Stahl: Unsere Strategie. Hg. v. ArcelorMittal Germany Holding GmbH (ArcelorMittal). Online verfügbar unter: https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp?uMen=582f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3&uCon=bbd463e5-b391-6714-d297-3e40f2a4a10b&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000011 (20.01.2025).

Assan, S. (2024): Brief: Urgency to update Germany's coal mine methane emission factor. Hg. v. Ember. Online verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/Methan/Embargoed_Public_of_Ember_Brief__Urgency_to_update_methane_emission_factors_from_Germany%E2%80%99s_coal_mining_sector.pdf (11.04.2024).

BAFA (2024): EEW-Förderprogramm wird novelliert. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Online verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Energie/2024_02_eew.html (03.04.2025).

BAFA (2021): Informationsblatt CO2-Faktoren. Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss. Version 1.1, Stand: 15.11.2021. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Online verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (29.05.2024).

Barchart (2025a): Crude Oil Brent Jun '25 (BM25). Hg. v. Barchart. Online verfügbar unter: https://www.barchart.com/futures/quotes/CB*0/futures-prices?viewName=main (29.04.2025).

Barchart (2025b): German Power Base May '25 (X1K25). Hg. v. Barchart. Online verfügbar unter: https://www.barchart.com/futures/quotes/X1K25/futures-prices?viewName=movingAverages (05.05.2025).

Barchart (2025c): ICE EUA Futures. Moving Averages. Hg. v. Barchart. Online verfügbar unter: https://www.barchart.com/futures/quotes/CK*0/futures-prices?viewName=movingAverages (06.05.2025).

Barchart (2025d): ICE Rotterdam Coal May '25 (LUK25). Hg. v. Barchart. Online verfügbar unter: https://www.barchart.com/futures/quotes/LU*0/futures-prices (29.04.2025).

BDEW (2024): Die Energieversorgung 2024. – Jahresbericht –. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2024_12_18_Die_Energieversorgung_2024_Final.pdf (20.01.2025).

BDH (2025): Absatzentwicklung Deutschland 2024. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V. (BDH). Online verfügbar unter: https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/heizungen-absatz-2024-um-die-haelfte-eingebrochen (07.05.2025).

BEHG (2019): Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG). Hg. v. Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister der Justiz und Bundesamt für Justiz (BfJ). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html (31.10.2024).

BImSchG (2024): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG).

BLE (2024): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2023. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Online verfügbar unter: https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (05.05.2025).

BMDV (2025): Verkehr in Zahlen 2024/2025. 53. Jahrgang. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMDV), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Verkehrsforschung und Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Online verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen24-25-pdf.pdf?__blob=publicationFile (30.04.2025).

BMEL (2024a): Ergebnisse der Waldzustandserhebung 2023. Hg. v. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Online verfügbar unter: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/waldzustandserhebung-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (23.04.2025).

BMEL (2024b): Erntebericht 2024. Menge und Preise. Stand: August 2024. Hg. v. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Online verfügbar unter: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/erntebericht-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (28.10.2024).

BMF (2024): Monatsbericht April 2024. Wachstumschancengesetz – mit neuen Wachstumsimpulsen zu mehr Wettbewerbsfähigkeit. Hg. v. Bundesministerium der Finanzen (BMF). Online verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/Ausgabe/2024/04/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-4-wachstumschancengesetz.html (03.04.2025).

BMU (2020): Das System der CO_2-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Online verfügbar unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/zusammenfassung_co2_flottengrenzwerte.pdf (27.10.2022).

BMUV (2023): Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV). Online verfügbar unter: https://www.bmuv.de/publikation/aktionsprogramm-natuerlicher-klimaschutz (10.05.2025).

BMWK (2025a): Eckwerte der Frühjahrsprojektion 2025. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckwerte-fruejahrsprojektion-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (05.05.2025).

BMWK (2025b): Jahreswirtschaftsbericht 2025. Für eine neue wirtschaftliche Dynamik. Stand: Januar 2025. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/jahreswirtschaftsbericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=57 (02.05.2025).

BMWK (2025c): Negative Emissionen. CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/negativemissionen.html (07.05.2025).

BMWK (2025d): Tabellen. Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten. Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Stand: Jahresprojektion der Bundesregierung vom 29. Januar 2025. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-jahresprojektion-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (23.04.2025).

BMWK (2024a): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (10.05.2025).

BMWK (2024b): Habeck überreicht Klimaschutzverträge. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.klimaschutzvertraege.info/news/habeck_ueberreicht_klimaschutzvertraege (03.04.2025).

BMWK (2024c): Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe). - Eckpunktepapier -. Stand: Februar 2024. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (04.12.2024).

BMWK (2024d): Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (03.04.2024).

BMWK (2024e): Meta-Analyse zu Restemissionen und CO2-Entnahmepotenzialen in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/Negativemissionen-Dokumente/240829-l-ne-1-plenum-beratungsunterlage-metaanalyse.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (10.05.2025).

BMWK (2024f): Neue Förderrichtlinie für die Dekarbonisierung des Mittelstands. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/08/20240823-neue-foerderrichtlinie-dekarbonisierung-mittelstand.html (03.04.2025).

BMWK (2024g): Online-Version. Belebung der Wirtschaft im kommenden Jahr – Herbstprojektion der Bundesregierung. Schlaglichter der Wirtschaftspolitik. Monatsbericht (11 / November 2024), S. 09-16.

BMWK (2024h): Pressemitteilung. Grünes Licht für Grünen Stahl. Europäische Kommission genehmigt Dekarbonisierungsprojekt von ArcelorMittal in Bremen und Eisenhüttenstadt. Datum: 23.02.2024. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240223-gruenes-licht-fuer-gruenen-stahl.html (20.01.2025).

BMWK (2023a): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023 (Stand: Juli 2023). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (29.05.2024).

BMWK (2023b): Pressemitteilung. Habeck und Weil übergeben Förderbescheid: Knapp eine Milliarde Euro für CO2-arme und wasserstoffbasierte Stahlproduktion im Rahmen des SALCOS-Projekts. Datum: 18.04.2023. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Land Niedersachsen. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/04/230418-habeck-und-weil-ubergeben-forderbescheid.html (20.01.2025).

BMWK (2022): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (10.05.2025).

BNetzA (2025a): Netzengpassmanagement. Berichte zum Netzengpassmanagement. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html (23.04.2025).

BNetzA (2025b): Redispatch mit Erneuerbaren. Mengen von Redispatch mit Erneuerbaren seit Juli 2022. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter: https://www.smard.de/page/home/topic-article/211816/213298 (23.04.2025).

BNetzA, BKartA (2024): Monitoringbericht 2024. Stand: 28.02.2025. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA). Online verfügbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf (05.05.2025).

Bolte, A., Osterburg, B. (2024): Klimaschutzgesetze ändern. Jetzt! Warum unsere Wälder vom Klimaschutz entlastet werden müssen. S. 16. Ausgabe 2024/2. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut). Online verfügbar unter: https://www.thuenen.de/media/publikationen/wissenschaft-erleben/2024-11-26_WE-2024-02_DIGITAL.pdf (30.04.2025).

Böttcher, H., Zell-Ziegler, C., Herold, A., Siemons, A. (2019): EU LULUCF Regulation explained. Summary of core provisions and expected effects. Hg. v. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Analysis-of-LULUCF-Regulation.pdf (05.05.2025).

Braungardt, S., Keimeyer, F., Loschke, C. (2024): Is the "heating hammer" hitting energy efficiency policy? Learnings from the debate around the German Buildings Energy Act. In: Summer Study proceedings (eceee Summer Study proceedings) 2024, 3-028-24. Hg. v. European Council for an Energy Efficient Economy (eceee). Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/publikation/is-the-heating-hammer-hitting-energy-efficiency-policy-learnings-from-the-debate-around-the-german-buildings-energy-act/ (21.01.2025).

Bundesrechnungshof (2024): Energiewende nicht auf Kurs: Deutschland hinkt seinen ambitionierten Zielen hinterher. Hg. v. Bundesrechnungshof (BRH). Online verfügbar unter: https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/energiewende.html (30.04.2025).

Bundesregierung (2024a): Klimaschutzbericht 2023. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Drucksache 20/11660, 03.06.2024. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/116/2011660.pdf (23.04.2025).

Bundesregierung (2024b): Strompreispaket für energieintensive Unternehmen. Energie bezahlbar halten Hg. v. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (BPA). Online verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-energieintensive-unternehmen-2235760 (03.04.2025).

Bundesregierung (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetze. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/119/2011900.pdf (10.05.2025).

Buttermann, H.-G., Baten, T., Nieder, T. (2024): Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung der Energiebilanz (Endbericht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA), Energy Environment Forecast Analysis EEFA GmbH & Co.KG, Münster und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/167_2024_texte_0.pdf (09.04.2025).

BuVEG (2024): Internetseite. Sanierungsquote. Hg. v. Bundesverbands energieeffiziente Gebäudehülle e.V (BuVEG). Online verfügbar unter: https://buveg.de/sanierungsquote/ (05.11.2024).

BVerfG (2021): Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021. 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270. Hg. v. Bundesverfassungsgericht (BVerfG). Online verfügbar unter: https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2021/03/rs20210324_1bvr265618.html (14.05.2025) (08.04.2022).

BWE (2025): Ausbau der Offshore-Windenergie 2024 Neue Regierung muss handeln: Branche braucht mehr Planbarkeit!: Hg. v. Bundesverband WindEnergie (BWE). Online verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/ausbau-der-offshore-windenergie-2024-neue-regierung-muss-handeln-branche-braucht-mehr-planbarkeit/#:~:text=In%20Summe%20waren%20in%20Deutschland,GW%20voraussichtlich%202031%20erreicht%20wird. (05.05.2025).

BWP (2025a): Internetseite. Absatzzahlen und Marktanteile. Hg. v. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. Online verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/ (06.11.2024).

BWP (2025b): Zufriedene Kunden und gute Marktzahlen: Wärmepumpen-Absatz steigt um 35 Prozent. Hg. v. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. Online verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/presse/news/details/zufriedene-kunden-und-gute-marktzahlen-waermepumpen-absatz-steigt-um-35-prozent/ (06.05.2025).

Carbon Market Watch (2025): First wave of Article 6 carbon credits misfire spectacularly. Hg. v. Carbon Market Watch. Online verfügbar unter: https://carbonmarketwatch.org/2025/04/10/first-wave-of-article-6-carbon-credits-misfire-spectacularly/ (10.05.2025).

Carbon Pulse (2024): Poll: Analysts slash EU carbon price forecasts as bearish factors continue to dominate. Hg. v. Carbon Market Pulse Limited. Online verfügbar unter: https://carbon-pulse.com/331777/ (24.04.2025).

CDU&CSU, SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Hg. v. Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU), Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU), Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD). Online verfügbar unter: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf (05.05.2025).

Clear Blue Markets (2024): Special Market Report: EU ETS 2. Hg. v. Clear Blue Markets. Online verfügbar unter: https://www.clearbluemarkets.com/news/montel-news-covers-clearblues-special-report-on-eu-ets-2 (30.04.2025).

DBFZ (2025): Biobasierte CO_2-Entnahmeverfahren. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ). Online verfügbar unter: https://datalab.dbfz.de/bionet/home?lang=de (10.05.2025).

Deichnik, K. (2019): Aktualisierung und Revision des Modells zur Berechnung der spezifischen Verbräuche und Emissionen des von Deutschland ausgehenden Seeverkehrs. Hg. v. Bundesamt für Schifffahrt und, Hydrographie.

dena (2024): Zielsetzung und Anrechenbarkeit der CO_2-Entnahme: Bestehender Rechtsrahmen, Herausforderungen und Kategorisierung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/Negativemissionen-Dokumente/240829-I-ne-1-plenum-beratungsunterlage-rechtsrahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (12.05.2025).

Destatis (2025a): Baugenehmigungen für Wohnungen im Februar 2025: -2,3 % zum Vorjahresmonat. Pressemitteilung Nr. 148 (17.04.2025) Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/04/PD25_148_3111.html (05.05.2025).

Destatis (2025b): Konjunkturindikatoren Bruttowertschöpfung im Baugewerbe. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis).

Destatis (2025c): Pressemitteilung Nr. 030 vom 23. Januar 2025. Bevölkerung im Jahr 2024 um 100 000 Menschen gewachsen. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_030_124.html (24.04.2025).

Destatis (2025d): Pressemitteilung. Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2024 um 0,2 % gesunken. Deutsche Wirtschaft schrumpft im zweiten Jahr in Folge. Pressemitteilung Nr. 019 vom 15. Januar 2025. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_019_811.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Das%20preisbereinigte%20Bruttoinlandsprodukt%20(BIP,Deutschland%20ebenfalls%200%2C2%20%25 (20.01.2025).

Destatis (2025e): Statistischer Bericht Energiepreisentwicklung. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html (03.04.2025).

Destatis (2025f): Tabelle. 12411-0001. Bevölkerung: Deutschland, Stichtag. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/12411-0001/chart/line/table-toolbar (24.04.2025).

Destatis (2025g): Tabelle. 41312-0001. Haltungen mit Rindern: Deutschland, Stichmonat, Rinderkategorien. Stand: 08.01.2025. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/url/ecfe9169 (20.01.2025) (heruntergeladen am 09.01.2025).

Destatis (2025h): Tabelle. 41313-0001. Betriebe mit Schweinehaltung: Deutschland, Stichmonat, Schweinekategorien. Stand: 08.01.2025. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/url/bb464487 (20.01.2025).

Destatis (2025i): Tabelle. 42131-0002. Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Quartale, Güterverzeichnis (9-Steller). Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/url/eb12b6fb (30.04.2025).

Destatis (2025j): Tabelle. 42153-0001. Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe: Deutschland, Monate, Original- und bereinigte Daten, Wirtschaftszweige (Hauptgruppen und Aggregate). Stand: 09.01.2025. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/42153/table/42153-0001/search/s/cHJvZHVrdGlvbnNpbmRleA== (20.01.2025) (heruntergeladen am 10.01.2025).

Destatis (2025k): Tabelle. 42153-0003. Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe: Deutschland, Monate, Original- und bereinigte Daten, Wirtschaftszweige (2-4-Steller Hierarchie). Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/42153-0003/search/s/NDIxNTMtMDAwMw== (08.04.2025).

Destatis (2025l): Tabelle. 81000-0001. VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre (Stand 2025). Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/81000-0001/table-toolbar (24.04.2025).

Destatis (2025m): VGR-Monitor Deutschland - Investitionen. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://service.destatis.de/DE/vgr-monitor-deutschland/investitionen.html (05.05.2025).

Destatis (2025n): Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung. Verfügbarer Zeitraum: 31.12.2022 - 31.12.2070. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/12421/table/12421-0001 (24.04.2025).

Destatis (2024a): Erläuterungen zum Indikator „Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche". Nachhaltigkeitsindikator über die Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke 2022. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Flaechennutzung/Methoden/anstieg-suv.pdf?__blob=publicationFile (24.05.2024).

Destatis (2024b): Internetseite. Statistik. 42321. Düngemittelstatistik. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=statistic&levelindex=&levelid=&code=42321&option=table#abreadcrumb (22.03.2024).

Destatis (2024c): Tabelle. 61111-0004. Verbraucherpreisindex: Deutschland, Monate, Klassifikation der Verwendungszwecke des Individualkonsums (COICOP 2-5-Steller Hierarchie). Stand: 01.12.2024. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/61111-0004/search/s/NjExMTEtMDAwNA== (04.12.2024).

Destatis (2022a): Internetseite. 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Annahmen und Ergebnisse. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html (27.05.2024).

Destatis (2022b): Zensus 2022. Ergebnisse des Zensus. Bevölkerung kompakt (Gebietsstand 15.05.2022). Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online/statistic/1000A/details (09.04.2025).

Deutscher Bundestag (2024): UER-Nachweise. Expertenstreit um falsche Klima-Zertifikate. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1033036 (30.04.2025).

Deutscher Bundestag (2023): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Drucksache 20/8290. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/082/2008290.pdf (18.10.2024).

Deutscher Bundestag (2021): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Drucksache 19/30230. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/19/302/1930230.pdf (10.05.2025).

DUH (2025a): Klage wegen Erlass einer Verordnung zur Festlegung von Jahresemissionsgesamtmengen für den Zeitraum 2031 bis 2040 gemäß § 4 Absatz 4 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Hg. v. Deutsche Umwelthilfe (DUH). Online verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Verkehr/Klimaklagen/2025_01_20_KS_Verordnung4KSG.pdf (10.05.2025).

DUH (2025b): Methan-Lecks an Biogasanlagen und Klärwerken: Neue Messungen der Deutschen Umwelthilfe belegen unkontrolliertes Ausweichen von extrem schädlichem Klimagas. Hg. v. Deutsche Umwelthilfe (DUH). Online verfügbar unter: https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/methan-lecks-an-biogasanlagen-und-klaerwerken-neue-messungen-der-deutschen-umwelthilfe-belegen-unkon/ (06.05.2025).

DWD (2024): Pressemitteilung: Deutschlandwetter im Jahr 2024. Hg. v. Deutscher Wetterdienst. Online verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2024/20241230_deutschlandwetter_jahr_2024_news.html#:~:text=Im%20Jahr%202024%20fielen%20nach,%2C%20NRW%20und%20Sachsen%2DAnhalt (09.04.2025).

EEA (2025): Interaktive Infografik. Effort sharing legislation. Hg. v. European Environment Agency (EEA). Online verfügbar unter: https://climate-energy.eea.europa.eu/topics/climate-change-mitigation/effort-sharing-emissions/data (10.05.2025).

EEG (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023). Hg. v. Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister der Justiz und Bundesamt für Justiz (BfJ). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html (12.04.2023).

EEX (2025a): THE Natural Gas Futures. Hg. v. European Energy Exchange (EEX). Online verfügbar unter: https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/natural-gas/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22264%22%7D (29.04.2025).

EEX (2025b): THE Natural Gas Spot. Hg. v. European Energy Exchange (EEX). Online verfügbar unter: https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/natural-gas/spot (29.04.2025).

EnergieStG (2024): Energiesteuergesetz (EnergieStG) § 57 Steuerentlastung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft. Hg. v. Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister der Justiz und Bundesamt für Justiz (BfJ). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/__57.html (22.04.2025).

ENTSO-E, ENTSOG (2025): TYNDP 2024 Scenarios Report. Hg. v. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Online verfügbar unter: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Report_FInal_Version_250128_web.pdf (05.05.2025).

ENTSO-E, ENTSOG (2022): TYNDP 2022 Scenario Report. Hg. v. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Online verfügbar unter: https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf (02.05.2025).

EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Hg. v. Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister der Justiz und Bundesamt für Justiz (BfJ). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html (31.10.2024).

ERK (2025): Zweijahresgutachten 2024. Gutachten zu bisherigen Entwicklungen der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsgesamtmengen und Jahresemissionsmengen sowie Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz). Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK). Online verfügbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2025/03/ERK2025_Zweijahresgutachten-2024.pdf (03.04.2025).

ERK (2024a): Gutachten zur Prüfung der Treibhausgas-Projektionsdaten 2024. Sondergutachten gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2024b): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2024c): Technisches Begleitdokument zum Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2023a): Prüfbericht zur Emissionsberechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022 Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2023b): Technisches Begleitdokument zum Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2022): Prüfbericht zur Emissionsberechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2021 - Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK). Online verfügbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/05/ERK2022_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2021.pdf (19.08.2022).

ERK (2021): Bericht zur Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2020. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK). Online verfügbar unter: https://www.expertenrat-klima.de/publikationen/ (14.05.2025) (08.04.2022).

ESABCC (2023): Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050. Hg. v. European Scientific Advisory Board on Climate
Change (ESABCC). Online verfügbar unter: https://climate-advisory-board.europa.eu/reports-and-publications/scientific-advice-for-the-determination-of-an-eu-wide-2040/scientific-advice-for-the-determination-of-an-eu-wide-2040-climate-target-and-a-greenhouse-gas-budget-for-2030-2050.pdf/@@display-file/file (10.05.2025).

EU (2025a): Article 38 Reporting on national projections - table 2. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://reportnet.europa.eu/public/country/DE (17.04.2025).

EU (2025b): Article 38 Reporting on national projections - table 3. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://reportnet.europa.eu/public/country/DE (17.04.2025).

EU (2025c): Article 38 Reporting on national projections - table 4. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://reportnet.europa.eu/public/country/DE (17.04.2025).

EU (2025d): Article 38 Reporting on national projections - tables 1a, 1b, 5a and 5b. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://reportnet.europa.eu/public/country/DE (17.04.2025).

EU (2025e): Article 38 Reporting on national projections - tables 6 ,7. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://reportnet.europa.eu/public/country/DE (17.04.2025).

Europäische Kommission (2025): Verordnung (EU) 2019/631 zur Gewährung zusätzlicher Flexibilität bei der Berechnung der Einhaltung der CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und neue leichte Nutzfahrzeuge durch die Hersteller für die Kalenderjahre 2025 bis 2027. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025PC0136 (06.05.2025).

Europäische Kommission (2024a): 2024 ageing report – Economic & budgetary projections for the EU Member States (2022-2070). Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/cf87a9bf-02c2-11ef-a251-01aa75ed71a1/language-en (24.04.2025).

Europäische Kommission (2024b): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2025. Hg. v. Europäische Union (EU).

Europäische Kommission (2024c): Richtlinie (EU) 2024/1275 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. April 2024 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR). PE/102/2023/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32024L1275 (01.11.2024).

Europäische Kommission (2024d): Verordnung (EU) 2024/1610 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Mai 2024 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 im Hinblick auf die Verschärfung der CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und die Einbeziehung von Meldepflichten, zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/858 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) 2018/956 (Text von Bedeutung für den EWR). PE/29/2024/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32024R1610 (04.12.2024).

Europäische Kommission (2024e): Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (Text von Bedeutung für den EWR). PE/86/2023/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401787 (04.12.2024).

Europäische Kommission (2023a): Durchführungsbeschluss (EU) 2023/1319 der Kommission vom 28. Juni 2023 zur Änderung des Durchführungsbeschlusses (EU) 2020/2126 zur Überarbeitung der jährlichen Emissionszuweisungen an die Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2023 bis 2030. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023D1319 (24.05.2024).

Europäische Kommission (2023b): Richtlinie (EU) 2023/959 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union (Text von Bedeutung für den EWR). PE/9/2023/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959 (28.05.2024).

Europäische Kommission (2023c): Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR). PE/15/2023/INIT. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023L1791 (22.10.2024).

Europäische Kommission (2023d): Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. PE/36/2023/REV/2. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413 (01.11.2024).

Europäische Kommission (2023e): 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. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0857 (24.05.2024).

Europäische Kommission (2023f): Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO2-Grenzausgleichssystems (Text von Bedeutung für den EWR). PE/7/2023/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R0956&qid=1685455175202 (05.11.2024).

Europäische Kommission (2021): Impact assessment report. Accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the energy performance of buildings. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Energy-efficiency-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive_en (17.08.2022)

Europäische Kommission (2020): DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2020/1208 DER KOMMISSION vom 7. August 2020 über die Struktur, das Format, die Verfahren für die Vorlage und die Überprüfung der von den Mitgliedstaaten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates gemeldeten Informationen und zur Aufhebung der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 749/2014 der Kommission. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R1208&from=DE (26.10.2022).

Europäische Kommission (2018): Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73,/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (Text von Bedeutung für den EWR.). PE/55/2018/REV/1. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018R1999 (08.11.2024).

Eurostat (2025): Importe von Erdgas nach Herkunftsland - monatliche Daten. Hg. v. Europäische Union (EU). Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gasm/default/table?category=nrg.nrg_quant.nrg_quantm.nrg_t_m.nrg_ti_m (06.05.2025).

EWI (2025a): Auswirkungen und Preispfade des EU ETS2. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/04/EU-ETS2_Endbericht.pdf (02.05.2025).

EWI (2025b): Untersuchung der Resilienz der Erdgasversorgung. Abschlussbericht. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/01/20250128_Resilienz_der_Erdgasversorgung.pdf (24.04.2025).

EWI (2024a): Datengrundlage für die H2-Bilanz 2024 1. Halbjahr. Gutachten. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2024-1-halbjahr/ (06.05.2025).

EWI (2024b): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029. EWI-Gutachten. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/10/240927_EEG_Mittelfristprognose_2024_sent.pdf (06.11.2024).

Fachagentur Wind und Solar (2025): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Jahr 2024. Hg. v. Fachagentur Wind und Solar e. V. Online verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20250115_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2024.pdf (02.05.2025).

Fischer, C., Huneke, F., Müller, S., Nesselhauf, L., Münnich, P. (2024): Präsentation. Von der Klimaschutzlücke zur Zielerreichung?. Webinar zur Einordnung der Projektionsdaten 2024. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/Praesentation_Von_der_Klimaschutzluecke_zur_Zielerreichung_16042024.pdf (27.05.2024).

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. Energy strategy reviews 22, S. 237-254.

Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI (2025): Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz. Hg. v. Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Online verfügbar unter: https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/29abeba8-6422-44ff-8f43-6f94f31e5f59/content (05.05.2025).

Fraunhofer ISE (2025a): Energy-Charts. Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE). Online verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&year=-1&legendItems=4x0s1q (23.04.2025).

Fraunhofer ISE (2025b): Internetseite. Energy-Charts. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) vertreten durch Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V. (Fraunhofer-Gesellschaft). Online verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE (12.04.2023).

Fraunhofer ISE (2025c): Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2024. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE). Online verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2024.pdf (23.04.2025).

Fraunhofer ISI, Technopolis (2024): Evaluation der "Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus)" (unveröffentlicht).

Frontier Economics (2023): Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem. Hg. v. Frontier Economics Ltd. Online verfügbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf (05.05.2025).

GEG (2024): Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG).

Gerlach-Günsch, M., Seeliger, A. (2024): EU-ETS 2. Ein wirkungsvolles, kosteneffizientes und sozial gerechtes EU-weites Emissionshandelssystem für den Gebäude- und Verkehrssektor?: Hg. v. SWK E² Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Hochschule Niederrhein. Online verfügbar unter: https://www.hs-niederrhein.de/fileadmin/dateien/Institute_und_Kompetenzzentren/SWK_E2/SWK_E2_Working_Paper_Nr_2_2024.pdf (30.04.2025).

Graichen, J., Graichen, V., Wiegmann, K., Scheffler, M. (2024): Next stop climate neutrality - Key questions for the 2040 climate target governance. Hg. v. Öko-Institut e. V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/publikation/next-stop-climate-neutrality/ (30.04.2025).

Graichen, J., Ludig, S. (2024): Auswirkung des ETS-2 auf die ESR-Zielerreichung in der EU. Hg. v. Öko-Institut e. V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/publikation/auswirkung-des-ets-2-auf-die-esr-zielerreichung-in-der-eu/ (30.04.2025).

Günther, C., Pahle, M., Govorukha, K., Osorio, S., Fotiou, T. (2024): Carbon prices on the rise? Shedding light on the emerging EU ETS2. Hg. v. Elsevier Inc., Social Science Research Network (SSRN). Online verfügbar unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4808605 (11.10.2024).

Handelsblatt (2025): Energie. Deutschlands größter Ammoniakhersteller drosselt Produktion. Hg. v. Handelsblatt. Online verfügbar unter: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie-deutschlands-groesster-ammoniakhersteller-drosselt-produktion-01/100100352.html (30.04.2025).

Harthan, R. O., Förster, H., Borkowski, K., Böttcher, H., Braungardt, S., Bürger, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jansen, L. L., Jörß, W., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Repenning, J., Scheffler, M., Steinbach, I., Bei der Wieden, M., Wiegmann, K., Brugger, H., Fleiter, T., Mandel, T., Rehfeldt, M., Rohde, C., Yu, S., Steinbach, J., Deurer, J., Fuß, R., Rock, J., Osterburg, B., Rüter, S., Adam, S., Dunger, K., Rösemann, C., Stümer, W., Tiemeyer, B., Vos, C. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland. 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. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland (29.05.2024).

Harthan, R. O., Förster, H., Borkowski, K., Braungardt, S., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jansen, L. L., Jörß, W., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Repenning, J., Scheffler, M., Bei der Wieden, M., Wiegmann, K., Brugger, H., Fleiter, T., Mandel, T., Rehfeldt, M., Rohde, C., Fritz, M., Yu, S., Deurer, J., Steinbach, J., Osterburg, B., Fuß, R., Rock, J., Rüter, S., Adam, S., Dunger, K., Gensior, A., Rösemann, C., Stümer, W., Tiemeyer, B., Vos, C. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf (01.11.2024).

Haß, M., Banse, M., Eysholdt, M., Gocht, A., Laquai, V., Offermann, F., Pelikan, J., Rieger, J., Stepanyan, D., Sturm, V., Zinnbauer, M. (2024): Thünen-Baseline 2024 – 2034: Agrarökonomische Projektionen für Deutschland. Thünen Report 117. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut). Online verfügbar unter: https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_117.pdf (09.04.2025).

Hennenberg, K., Pfeiffer, M., Böttcher, H., Reise, J. (2024): Kurzstudie zur Modellierung der THG-Bilanz der lebenden Bäume im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/kurzstudie-zur-modellierung-der-thg-bilanz-der (30.04.2025).

Howarth, R. W. (2024): The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. Energy Science & Engineering 12 (11).

HWWI (2025): Konjunkturprognose Deutschland Frühjahr 2025. NR. 1/2025. Hg. v. Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI). Online verfügbar unter: https://www.hwwi.org/wp-content/uploads/2025/03/HWWI_Konjunkturprognose_1_2025.pdf (30.04.2025).

ICE (2025): EUA Futures. Hg. v. Intercontinental Exchange, Inc (ICE). Online verfügbar unter: https://www.ice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=6880282&span=1 (05.05.2025).

Icha, P., Lauf, T. (2024): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf (21.01.2025).

IEA (2024a): Global Methane Tracker 2024. Hg. v. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024 (06.05.2025).

IEA (2024b): Renewable Energy Progress Tracker. Hg. v. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker (05.05.2025).

IEA (2024c): World Energy Outlook 2024. Hg. v. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024 (09.04.2025).

IEEFA (2025): European LNG Tracker. Hg. v. Institute for Energy Economics & Financial Analysis (IEEFA). Online verfügbar unter: https://ieefa.org/european-lng-tracker#figure8 (06.05.2025).

ifo-Institut (2025): ifo Konjunkturprognose Frühjahr 2025: Deutsche Wirtschaft steckt fest. Hg. v. Institut für Wirtschaftsforschung (ifo Institut). Online verfügbar unter: https://www.ifo.de/fakten/2025-03-17/ifo-konjunkturprognose-fruehjahr-2025-deutsche-wirtschaft-steckt-fest#:~:text=Alles%20in%20allem%20wird%20die,h%C3%B6her%20liegen%20als%20im%20Vorjahr (30.04.2025).

IHK (2024): Immissionsschutzgesetz novelliert. Genehmigungsverfahren werden optimiert. Hg. v. Industrie- und Handelskammer Hannover (IHK). Online verfügbar unter: https://www.ihk.de/hannover/hauptnavigation/innovation/umwelt/umweltrecht/bimschg-6234312 (03.04.2025).

IKND (2025): Politik-Chaos bremst energetische Sanierungen aus. Hg. v. Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND). Online verfügbar unter: https://initiative-klimaneutral.de/presse/politik-chaos-bremst-energetische-sanierungen-aus (10.05.2025).

infas (2019): Internetseite. Mobilität in Deutschland. Publikationen zur Erhebungswelle 2017. Hg. v. Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH (infas). Online verfügbar unter: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/publikationen2017.html (26.10.2022).

IPCC (2022): Annex I: Glossary. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Sixth Assessment Report. Hg. v. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. Online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/ (07.05.2025).

IPCC (2019): Kapitel. Glossary. In: 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Sammelwerk, S. G1-G19. Hg. v. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/12/19R_V0_02_Glossary.pdf (03.01.2025).

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hg. v. Simon Eggelston, Leandro Buendia, Kyoko Miwa, Todd Ngara, Kiyoto Tanabe. Veröffentlicht vom Institute for Global Environmental Strategies (IGES). Online verfügbar unter: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/ (14.05.2025).

ista (2025): Heiz-O-Meter. Hg. v. ista SE. Online verfügbar unter: https://heiz-o-meter.de/ (09.04.2025).

Johansen, B. G., Munk-Nielsen, A. (2022): Portfolio Complementarities and Electric Vehicle Adoption. Working Paper. Online verfügbar unter: https://andersmunkn.netlify.app/pdf/two-car.pdf (05.05.2025).

Jörß, W., Moosmann, L. (2024): Coverage of novel CDR and CCUS in GHG inventories – needs for IPCC guidance. Hg. v. Öko-Institut e. V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/en/publications/coverage-of-novel-cdr-and-ccus-in-ghg-inventories-needs-for-ipcc-guidance/ (10.05.2025).

Jost, P., Mack, M., Hillje, J. (2024): Studie. Aufgeheizte Debatte?. Eine Analyse der Berichterstattung über das Heizungsgesetz- und was wir politisch daraus lernen können. Hg. v. Das Progressive Zentrum e. V (Das Progressive Zentrum, DPZ). Online verfügbar unter: https://www.progressives-zentrum.org/wp-content/uploads/2024/04/240418_DPZ_Studie_Aufgeheizte-Debatte.pdf (22.10.2024).

KBA (2025): Internetseite. Monatliche Neuzulassungen. Kraftfahrzeuge mit alternativem Antrieb (FZ 28). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz28/fz28_gentab.html (14.03.2024).

KBA (2024a): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen (FZ 27). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html (28.10.2024).

KBA (2024b): Daten. Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2024 (FZ 13). Stand: Mai 2024. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13_b_uebersicht.html (03.12.2024).

KfW (2023): Der Unternehmensfuhrpark – ein wichtiger Hebel für die Klimaneutralität. Hg. v. KfW Bankengruppe (KfW). Online verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2023/Fokus-Nr.-437-August-2023-Emobilitaet-Unternehmen.pdf (05.05.2025).

Khutal, H., Kirchner-Ortiz, K., Blackhurst, M., Willems, N., Matthews, S. H., Rai, S., Gabrielle, Y., Chivukula, K., Priyadarshini, Hoffman, H., Carr, S., Jamieson, M. B., Skone, T. B. (2024): Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation: U.S. 2020 Emissions Profile. Technical Report. Hg. v. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information (osti.gov). Online verfügbar unter: https://www.osti.gov/biblio/2481535 (06.05.2025).

KIT (2023): Deutsches Mobilitätspanel (MOP). Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2022/2023: Alltagsmobilität und Fahrleistung. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Institut für Verkehrswesen. Online verfügbar unter: https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/downloads/Bericht_MOP_22_23.pdf (10.05.2025).

Koch, N., Amberg, M., Krämer, A., Wilger, G., Bongaerts, R. (2025): Internetseite. Faktencheck Deutschlandticket: Eine Bestandsaufnahme der empirischen Evidenz. Kopernikus-Projekt Ariadne und Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK). Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/publikation/report-faktencheck-deutschlandticket-eine-bestandsaufnahme-der-empirischen-evidenz/ (12.05.2025).

Köllner, C. (2024): Das müssen Sie zur Diesel-Alternative HVO wissen. Springer Professional. Online verfügbar unter: https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/diesel/das-muessen-sie-zur-diesel-alternative-hvo-wissen/23641558 (05.05.2025).

Kreibich, N., Schenuit, F. (2025): Große Hoffnung, begrenzter Nutzen. Klimaschutz mit Hilfe von internationalen CO2-Zertifikaten. Hg. v. Verlag Der Tagesspiegel GmbH (Tagesspiegel). Online verfügbar unter: https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/grosse-hoffnung-begrenzter-nutzen-klimaschutz-mit-hilfe-von-internationalen-co2-zertifikaten (10.05.2025).

KSG (2024): Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 17.05.2024.

KSG (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html (14.05.2025).

Lichtblick (2024): Ladesäulencheck 2024: Laden unterwegs teurer als Tanken. Hg. v. Lichtblick. Online verfügbar unter: https://www.lichtblick.de/ladesaeulencheck/ (06.05.2025).

London Protocol (2006): Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter. Hg. v. London Protocol. Online verfügbar unter: https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf (10.05.2025).

Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., Aulich, C., Benke, F., Fleiter, T., Frank, F., Ganal, H., Geis, J., Gerhardt, N., Gnann, T., Gunnemann, A., Hasse, R., Herbst, A., Herkel, S., Hoppe, J., Kost, C., Krail, M., Lindner, M., Neuwirth, M., Nolte, H., Pietzcker, R., Plötz, P., Rehfeldt, M., Schreyer, F., Seibold, T., Senkpiel, C., Sörgel, D., Speth, D., Steffen, B., Verpoort, P. C. (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne. Hg. v. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Technische Universität Berlin (TUB), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fhg-ISI), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fhg-ISE), Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fhg-IEE), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH). Online verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2025/03/Ariadne-Report_Szenarien2025_Maerz2025_highres.pdf (05.05.2025).

Marktstammdatenregister (2025): Erweiterte Einheitenübersicht. Stromerzeugungseinheiten. Hg. v. Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht?filter=Betriebs-Status~eq~%2735%27~and~Energietr%C3%A4ger~eq~%272496%27~and~Inbetriebnahmedatum%20der%20EEG-Anlage~lt~%2701.04.2024%27~and~Inbetriebnahmedatum%20der%20EEG-Anlage~gt~%2731.12.2023%27 (06.05.2025).

Mastrandrea, M. D., Field, C. B., Stocker, T. F., Edenhofer, O., Ebi, K. L., Frame, D. J., Held, H., Kriegler, E., Mach, K. J., Matschoss, P. R., Plattner, G. K., Yohe, G. W., Zwiers, F. W. (2010): Guidance Note for Lead Authors of the IPCC Fifth Assessment Report on Consistent Treatment of Uncertainties.

Mathivanan, G. P., Eysholdt, M., Zinnbauer, M., Rösemann, C., Fuß, R. (2021): New N2O emission factors for crop residues and fertiliser inputs to agricultural soils in Germany. Agriculture, Ecosystems & Environment 322, S. 107640.

McKinsey & Company (2024a): Studie. Zukunftspfad Stromversorgung. Hg. v. McKinsey & Company, Inc. Online verfügbar unter: https://www.mckinsey.de/news/presse/2024-01-19-zukunftspfad-stromversorgung (03.04.2024).

McKinsey & Company (2024b): Zukunftspfad Stromnachfrage. Perspektiven zu Veränderungen der Energiebedarfe und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Hg. v. McKinsey & Company, Inc. Online verfügbar unter: https://www.mckinsey.de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf (05.05.2025).

Mellwig, P., Blauert, M., Kohen, J., Pehnt, M., Schütze, F., Stede, J. (2022): Klimaschutz im Gebäudebereich: Erklärungen für stagnierende CO_2-Emissionen trotz erfolgreicher Sanierungsmaßnahmen. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Ifeu, Technopolis, DIW Berlin. . Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Ifeu, Technopolis, DIW Berlin. Im Erscheinen. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaschutz-im-gebaeudebereich-erklaerungen-fuer-stagnierende-co2-emissionen-trotz-erfolgreicher-sanierungsmassnahmen (28.04.2025).

Münter, D., Liebich, A. (2023): Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland. Forschungsbericht. Hg. v. Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu gGmbH). Online verfügbar unter: https://www.ifeu.de/publikation/analyse-der-treibhausgasintensitaeten-von-lng-importen-nach-deutschland (06.05.2025).

Novirdoust, A. A., Willers, P., Bocklet, J. (2022): CO2-Bepreisung im Wohngebäudesektor: Kurz- und langfristige Effekte für die Dekarbonisierung und deren soziale Implikationen. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/06/Policy_Brief_CO2Preis-3.pdf (10.05.2025).

Öko-Institut (2025): Optionen für die Definition des Beitrags technischer Senken im Bundes-Klimaschutzgesetz und zugehöriger Ziele. Working Paper 2/2025. Hg. v. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/publikation/optionen-fuer-die-definition-des-beitrags-technischer-senken-im-bundes-klimaschutzgesetz-und-zugehoeriger-ziele/ (07.05.2025).

Öko-Institut (2024): Compliance unter der EU-Klimaschutzverordnung. 12.08.2024. Hg. v. Öko-Institut e. V. Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/publikation/compliance-unter-der-eu-klimaschutzverordnung-1/ (23.04.2025).

Öko-Institut, F. I., IREES, Thünen-Institut (2023): Projektionsbericht 2023 Modellierungsergebnisse. unveröffentlicht.

Osborne Clarke (2025): Aktuelles aus dem Energierecht im Januar. Gesetzentwurf für Netzkostenzuschuss 2025, KRITIS-Dachgesetz, CO2-Export-Ermöglichungsgesetz uvm. Hg. v. Osborne Clarke Verein (OCV). Online verfügbar unter: https://www.osborneclarke.com/de/insights/aktuelles-aus-dem-energierecht-im-januar-2025 (22.04.2025).

Osterburg, B., Ackermann, A., Böhm, J., Bösch, M., Dauber, J., de Witte, T., Elsasser, P., Erasmi, S., Gocht, A., Hansen, H., Heidecke, C., Klimek, S., Krämer, C., Kuhnert, H., Moldovan, A., Nieberg, H., Pahmeyer, C., Plaas, E., Rock, J., Röder, N., Söder, M., Tetteh, G., Tiemeyer, B., Tietz, A., Wegmann, J., Zinnbauer, M. (2023): Flächennutzung und Flächennutzungsansprüche in Deutschland. Thünen Working Paper 224. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut). Online verfügbar unter: https://econpapers.repec.org/paper/agsjhimwp/338736.htm (27.05.2024).

OVG Berlin-Brandenburg (2023): Urteil: Oberverwaltungsgericht (OVG) Berlin-Brandenburg in der Verwaltungsstreitsache OVG 11 A 1/23, 30.11.2023. Hg. v. Baumann Rechtsanwälte. Online verfügbar unter: https://www.baumann-rechtsanwaelte.de/wp-content/uploads/2024/02/11-A-1_23-Urteil-OVG-Berlin-Brandenburg-30_11_2023-geschwaerzt-2.pdf (29.05.2024).

Probst, B. S., Toetzke, M., Kontoleon, A., Anadón, L. D., Minx, J. C., Haya, B. K., Schneider, L., Trotter, P. A., West, T. A. P., Gill-Wiehl, A., Hoffmann, V. H. (2024): Systematic assessment of the achieved emission reductions of carbon crediting projects. Hg. v. Nature Communications. Online verfügbar unter: https://www.nature.com/articles/s41467-024-53645-z#citeas (10.05.2025).

Probst, F., Wagner, C., Greve, M., Novirdourst, A. A., Willers, P., Reinecke, A., Kienscherf, P. A. (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Studie der ef.Ruhr GmbH, im Unterauftrag unterstützt durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Hg. v. ef.Ruhr GmbH. Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf (29.05.2024).

Prognos, ifeu (2024): Präsentation. Gutachten THG-Projektionen 2024. Überprüfung der Methoden und Daten. Hg. v. Prognos AG (Prognos). Online verfügbar unter: https://www.prognos.com/sites/default/files/2024-05/Prognos%20ifeu_Gutachten%20Projektionen%202024_24-05-2024.pdf (30.05.2024).

Prognos AG, UBA (2025): Weltwirtschaftsmodell VIEW. THG-Projektionen 2025 für Deutschland. Daten- und Modelldokumentation. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter: https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/view/#dokumentation (05.05.2025).

Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2025): Gemeinschaftsdiagnose #1-2025. Frühjar 2025. Geopolitischer Umbruch verschärft Krise - Strukturreformen noch dringlicher. Hg. v. Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW Berlin), ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO), Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH), RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für Höhere Studien Wien (IHS)). Online verfügbar unter: https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2025/04/IfW_Kiel_GD_1_2025_RZ4_korrigiert_web.pdf (02.05.2025).

Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2024): Gemeinschaftsdiagnose #1-2024. Frühjahr 2024. Deutsche Wirtschaft kränkelt – Reform der Schuldenbremse kein Allheilmittel. Hg. v. Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose. Online verfügbar unter: https://www.ifw-kiel.de/de/publikationen/deutsche-wirtschaft-kraenkelt-reform-der-schuldenbremse-kein-allheilmittel-32707/

R2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16. Erster Projektbericht. Hg. v. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWK). Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (29.05.2024).

Rentz, O., Karl, U., Peter, H. (2002): Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010.

Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH (1989): Methan-Emissionen bei Gewinnung, Veredelung und Verwendung Rheinischer Braunkohle - Zusammenfassung neuer Untersuchungen und Analyseergebnisse, Rheinische Braunkohlenwerke, Abt. B4, VK 1, Köln. Hg. v. Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH.

Riedel, T., Bender, S., Hennig, P., Kroiher, F., Schnell, S., Schwitzgebel, F., Stauber, T., Stahlmann, J. K., Kühling, M. (2024): Der Wald in Deutschland. Ausgewählte Ergebnisse der vierten Bundeswaldinventur Hg. v. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Online verfügbar unter: https://www.bundeswaldinventur.de/fileadmin/Projekte/2024/bundeswaldinventur/Downloads/BWI-2022_Broschuere_bf-neu_01.pdf (01.11.2024).

RWI (2025): Frühjahr 2025: Deutsche Wirtschaft weiter im Leerlauf. Hg. v. Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). Online verfügbar unter: https://www.rwi-essen.de/fileadmin/user_upload/RWI/Publikationen/Konjunkturberichte/rwi-kb_1-2025.pdf (30.04.2025).

Rystad Energy (2025): Emissions Solution. Gain a deeper understanding of the environmental performance of the oil and gas industry, at both a global and regional level. Hg. v. Rystad Energy. Online verfügbar unter: https://www.rystadenergy.com/services/emissions-solution (06.05.2025).

S&P Global (2025): Major New US Industry at a Crossroads: A US LNG Impact Study. Phase 2. Hg. v. S&P Global Inc. Online verfügbar unter: https://www.spglobal.com/en/research-insights/special-reports/major-new-us-industry-at-a-crossroads-us-lng-impact-study-phase-2#contributors (06.05.2025).

Saarstahl (2024): Pressemitteilung. Nächster Schritt zur Transformation: Zentrale Anlagen für größtes europäisches Dekarbonisierungsprojekt Power4Steel bestellt. Datum: 11. Oktober 2024. Hg. v. Saarstahl AG (Sahrstahl). Online verfügbar unter: https://www.saarstahl.com/aktuelles/pressemitteilungen/nachster-schritt-zur-transformation-zentrale-anlagen-fur-grosstes-europaisches-dekarbonisierungsprojekt-power4steel-bestellt/?id=17507 (21.01.2025).

Saarstahl (2023): Pressemitteilung. Zustimmung der EU-Kommission zur Förderung unseres Dekarbonisierungsprojekts. Datum: 19. Dezember 2023. Hg. v. Saarstahl AG (Sahrstahl). Online verfügbar unter: https://www.saarstahl.com/aktuelles/news/zustimmung-der-eu-kommission-zur-forderung-unseres-dekarbonisierungsprojekts/?id=14636 (21.01.2025).

Salzgitter AG (2024): Internetseite. Das Konzept für eine nachhaltige Zukunft: Unser Programm SALCOS®. Hg. v. Salzgitter Aktiengesellschaft (Salzgitter AG). Online verfügbar unter: https://salcos.salzgitter-ag.com/de/salcos.html (20.01.2025).

Salzgitter AG (2022): Pressemitteilung. Starkes Signal für Transformationsprogramm SALCOS® der Salzgitter AG. Datum: 15.09.2022. Hg. v. Salzgitter Aktiengesellschaft (Salzgitter AG). Online verfügbar unter: https://www.salzgitter-flachstahl.de/de/news/details/starkes-signal-fuer-transformationsprogramm-salcosr-der-salzgitter-ag-20105.html (20.01.2025).

Schill, W.-P., Aichner, N., Felder, L., Roth, A. (2022): Internetseite. Open Energy Tracker. Elektromobilität. Hg. v. Adeline Guéret, Alexander Roth, Felix Schmidt, Wolf-Peter Schill (Open Energy Tracker). Online verfügbar unter: https://openenergytracker.org/docs/germany/emobility/ (12.11.2024).

Sievert, K., Schmidt, T. S., Steffen, B. (2024): Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture. Joule 8 (4), S. 979-999.

Smith, S., Geden, O., Gidden, M., Lamb, W., Nemet, G., Minx, J., Buck, H., Burke, J., Cox, E., Edwards, M. (2024): The state of carbon dioxide removal. Hg. v. University of Oxford's Smith School of Enterprise and the Environment Online verfügbar unter: https://static1.squarespace.com/static/633458017a1ae214f3772c76/t/665ed1e2b9d34b2bf8e17c63/1717490167773/The-State-of-Carbon-Dioxide-Removal-2Edition.pdf (10.05.2025).

stahleisen.de (2021): Artikel. Salzgitter AG startet Bau von Eisenzerz-Direktreduktionsanlage. Stand: 19.05.2021. Hg. v. Maenken Kommunikation GmbH. Online verfügbar unter: https://www.stahleisen.de/2021/05/19/salzgitter-ag-startet-bau-von-eisenzerz-direktreduktionsanlage/ (21.01.2025).

Statista (2025): Entwicklung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung in Deutschland und Frankreich im Zeitraum 2000 bis 2024. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1421117/umfrage/emissionen-strom-deutschland-und-frankreich/#:~:text=In%20Deutschland%20lag%20der%20Emissionsfaktor,Thema%20Energiewende%20finden%20Sie%20hier. (23.04.2025).

Steinbach, A., Zettelmeyer, J. (2025): Germany's fiscal rules dilemma. Without further reform, European Union fiscal rules could stop Germany from using the new fiscal space it has freed up for itself. Hg. v. Bruegel AISBL. Online verfügbar unter: https://www.bruegel.org/analysis/germanys-fiscal-rules-dilemma (10.05.2025).

Steinbach, J. (2016): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Online verfügbar unter: https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/6cc9411e-c0f8-4b58-bed7-bb65ec0ddc4e/content (11.08.2023).

SVR Wirtschaft (2024): Versäumnisse angehen, entschlossen modernisieren. Jahresgutachten 2024/25. Hg. v. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR Wirtschaft). Online verfügbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202425/JG202425_Gesamtausgabe.pdf (03.12.2024).

T&E (2025a): EU Auto Plan is a major concession to industry – it must be the last. Hg. v. Transport & Environment Deutschland gGmbH (T&E). Online verfügbar unter: https://www.transportenvironment.org/articles/eu-auto-plan-is-a-major-concession-to-industry-but-will-it-be-the-last (02.05.2025).

T&E (2025b): Palm oil in disguise?: Hg. v. Transport & Environment Deutschland gGmbH (T&E). Online verfügbar unter: https://www.transportenvironment.org/uploads/files/202504_POME_fraud_Report.pdf (30.04.2025).

T&E (2023): Truck CO2: Europe's chance to lead. Hg. v. Transport & Environment Deutschland gGmbH (T&E). Online verfügbar unter: https://www.transportenvironment.org/articles/truck-co2-europes-chance-to-lead (07.05.2025).

Thünen-Institut (2025): Projektionsdaten 2025 (MMS) für die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF (unveröffentlicht). Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut).

Thyssenkrupp (2024a): Internetseite. tkH2Steel®: mit Wasserstoff zur klimaneutralen Stahlproduktion. Hg. v. thyssenkrupp Steel Europe AG (Thyssenkrupp). Online verfügbar unter: https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/klimastrategie.html (20.01.2025).

Thyssenkrupp (2024b): Pressemitteilung. thyssenkrupp Steel stellt wesentliche Eckpunkte für industrielles Zukunftskonzept vor. Datum: 25.11.2024. Hg. v. thyssenkrupp Steel Europe AG (Thyssenkrupp). Online verfügbar unter: https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/pressedetailseite/thyssenkrupp-steel-stellt-wesentliche-eckpunkte-fur-industrielles-zukunftskonzept-vor-290356 (20.01.2025).

Thyssenkrupp (2024c): Pressemitteilung. thyssenkrupp Steel treibt Aufbau der Wasserstoffwirtschaft intensiv voran: Ausschreibung zur Wasserstoffversorgung der ersten Direktreduktionsanlage am Standort Duisburg gestartet. Tagespresse, 16.02.2024. Hg. v. thyssenkrupp Steel Europe AG (Thyssenkrupp). Online verfügbar unter: https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/ausschreibung-zur-wasserstoffversorgung-der-ersten-direktreduktionsanlage-am-standort-duisburg-gestartet.html (20.01.2025).

UBA (2025a): Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2024 gemäß Bundesklimaschutzgesetz. Begleitender Bericht.: Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Nicht veröffentlicht.

UBA (2025b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2025. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2025c): Data Cube. Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland - Datentabelle (ehemals Kernindikatoren). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df[ds]=dc-release&df[id]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_25&df[ag]=UBA&df[vs]=1.0&av=true&dq=.....&pd=2025%2C&to[TIME_PERIOD]=false&pg=0&ly[cl]=TIME_PERIOD&ly[rs]=D_INDICATOR_PROJECTION_REPORT%2CD_KSG_SECTOR&ly[rw]=D_UNIT (17.04.2025).

UBA (2025d): Datenanfrage zu Großhandelsstrompreisen (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2025e): Datenanfrage zu Projektionsdaten des Industriesektors (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2025f): Datenanfrage zur Sensitivitäten-Korridorrechung des Industriesektors (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2025g): Datentabelle zu den Treibhausgas-Projektionen 2025. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Datensatz/datentabelle/ (17.04.2025).

UBA (2025h): Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2024. Klimaziele bis 2030 erreichbar. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimaziele-bis-2030-erreichbar (09.04.2025).

UBA (2025i): Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/endverbrauchspreise-der-energietraeger-fuer-die (15.04.2025).

UBA (2025j): Instrumentenausgestaltung für die Treibhausgas-Projektionen 2025 - Excelfassung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/dokumente/projektionen-2025-datentabelle-instrumentenpapier.xlsx (17.04.2025).

UBA (2025k): Internetseite. Kraftwerke: konventionelle und erneuerbare Energieträger. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare (25.10.2022).

UBA (2025l): Internetseite. Primärenergieverbrauch. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch (26.10.2022).

UBA (2025m): Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/rahmendaten-fuer-die-treibhausgas-projektionen-2025 (09.04.2025).

UBA (2025n): THG-Projektionen für Deutschland. Daten und Modelldokumentation. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/ (16.04.2025).

UBA (2025o): THG Minderungswirkung der Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025 - Excelfassung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/dokumente/instrumentenwirkung2025.xlsx (17.04.2025).

UBA (2025p): Treibhausgas-Projektionen 2025 – Ergebnisse kompakt. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/ergebnisse_kompakt_2025_bf.pdf (09.04.2025).

UBA (2025q): Treibhausgasneutralität und die Ziele der natürlichen Kohlenstoffsenke sind noch erreichbar. Szenarienbasierte Erkenntnisse des Umweltbundesamtes. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/treibhausgasneutralitaet_und_die_ziele_der_natuerlichen_kohlenstoffsenke_sind_noch_erreichbar.pdf (05.05.2025).

UBA (2025r): Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/zentrale-sektorbezogene-annahmen-fuer-die (15.04.2025).

UBA (2024a): Berechnung der bundesdeutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023 gemäß Bundesklimaschutzgesetz (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2024b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2024. Nationales Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2022. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/38_2024_cc_berichterstattung_klimarahmenkonvention.pdf (28.10.2024).

UBA (2024c): Daten und Grafiken. Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2023. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). 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 (22.03.2024).

UBA (2024d): Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Treibhausgas-Projektionen für Deutschland Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/instrumente-fuer-die-treibhausgas-projektionen-2025 (09.04.2025).

UBA (2024e): Sozio-ökonomische Folgenabschätzung zum Projektionsbericht 2024. Treibhausgas-Projektionen für Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/sozio-oekonomische-folgenabschaetzung-0#:~:text=Energie%2C%20Wirtschaft%20%7C%20Konsum-,Sozio%2D%C3%B6konomische%20Folgenabsch%C3%A4tzung%20zum%20Projektionsbericht%202024,Investitionsbedarf%2C%20Kosteneinsparungen%20und%20gesamtwirtschaftlicher%20Auswirkungen (06.01.2025).

UBA (2024f): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2024_rahmendatenpapier.pdf (24.05.2024).

UBA (2024g): Treibhausgasprojektionen 2024 für Deutschland. Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Instrumente. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland-0 (24.05.2024).

UBA (2023a): Ausrichtung des EU-ETS-1 auf das neue EU-Klimaschutzziel für 2030 und Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR-1) Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/factsheet_cap_msr_v2.pdf (07.05.2025).

UBA (2023b): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021. Gekürzte Version zur EU-Submission. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envy8fz9q/DE_EU-NIR_2023_DE.pdf (16.03.2023).

UBA (2023c): Pilotprojekt zur Frühschätzung der Energiebilanz 2020 und Vergleich zu späteren definierten Datenständen. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_18-2023_pilotprojekt_zur_fruehschaetzung_der_energiebilanz_2020.pdf (03.02.2023).

UBA (2021a): Internetseite. Wohnfläche. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche (26.10.2022).

UBA (2021b): Klimaschutzinstrumente im Verkehr. Umgestaltung der Entfernungspauschale. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/uba-kurzpapier_entfernungspauschale_kliv.pdf (02.05.2025).

UBA (2012): Ökobilanzen ausgewählter Biotreibstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0360.pdf (07.05.2025).

Übertragungsnetzbetreiber (2025): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH,

TransnetBW GmbH). Online verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf (02.05.2025).

UFOP (2025): Biodieselausfuhren erreichen Höchstwert. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP). Online verfügbar unter: https://www.ufop.de/files/7117/4056/8978/25_09_D_Aussenhandel_Biodiesel.pdf (05.05.2025).

Uhlig, T. (2025): Koalitionsvertrag: Die Pläne für Lieferkettengesetz, EUDR und AGB-Recht. Hg. v. KPMG Law Insights. Online verfügbar unter: https://kpmg-law.de/koalitionsvertrag-die-plaene-fuer-lieferkettengesetz-eudr-und-agb-recht/ (10.05.2025).

VDA (2025): VDA-Jahrespressekonferenz 2025. Mentalitätswandel und wirtschaftspolitischer Politikwechsel notwendig, um Wachstum und Wohlstand zu erhalten und Klimaschutz zu erreichen.: Hg. v. Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA). Online verfügbar unter: https://www.vda.de/de/presse/Pressemeldungen/2025/250121_PM_Jahrespressekonferenz_2025_DE (05.05.2025).

VDI (2024): Thyssenkrupp Steel kündigt Stellenabbau an. Hg. v. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI). Online verfügbar unter: https://www.vdi-nachrichten.com/wirtschaft/unternehmen/thyssenkrupp-steel-reduziert-kapazitaeten-und-kuendigt-stellenabbau-an/ (05.05.2025).

Vereinte Nationen (2024): Weltbevölkerungsaussichten: Die 2024 Revision. Vereinte Nationen, Ministerium für Wirtschaft und Soziales, Bevölkerungsabteilung. Online verfügbar unter: https://population.un.org/dataportal/data/indicators/49/locations/276/start/2018/end/2050/table/pivotbylocation?df=eca204c2-23aa-4ba2-810f-11f2e6d0380e (24.04.2025).

Verivox (2025): Ladetarife für E-Autos: Übersicht. Hg. v. Verivox. Online verfügbar unter: https://www.verivox.de/elektromobilitaet/ladetarife/ (06.05.2025).

Verpoort, P. C., Ueckerdt, F., Beck, Y., Bietenholz, D., Dertinger, A., Fleiter, T., Grimm, A., Luderer, G., Neuwirth, M., Odenweller, A., Sach, T., Schimmel, M., Sievers, L. (2024): Transformation der energieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe. Ariadne-Report. Hg. v. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V. (PIK), Kopernikus-Projekt Ariadne. Online verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/publikation/report-transformation-der-energieintensiven-industrie/ (24.01.2025).

Veyt (2024): Starting in 2027, Europe's second big emission trading scheme will increase fossil fuel prices Hg. v. Veyt. Online verfügbar unter: https://veyt.com/press-releases/starting-in-2027-europes-second-big-emission-trading-scheme-will-increase-fossil-fuel-prices/ (30.04.2025).

WindSeeG (2024): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG). Hg. v. Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister der Justiz und Bundesamt für Justiz (BfJ). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html (29.05.2024).

Wood Mackenzie (2025): Shining a light on the "coal versus LNG emissions" debate. Hg. v. Wood Mackenzie. Online verfügbar unter: https://www.woodmac.com/reports/lng-shining-a-light-on-the-coal-versus-lng-emissions-debate-150353238/ (06.05.2025).

WV Stahl (2025a): Rohstahlerzeugung in Deutschland: Noch keine Stabilisierung erkennbar. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl). Online verfügbar unter: https://www.wvstahl.de/pressemitteilungen/rohstahlerzeugung-in-deutschland-noch-keine-stabilisierung-erkennbar/ (05.05.2025).

WV Stahl (2025b): Rohstahlproduktion in Deutschland: Auch 2024 endet auf Rezessionsniveau. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl). Online verfügbar unter: https://www.wvstahl.de/pressemitteilungen/rohstahlproduktion-in-deutschland-auch-2024-endet-auf-rezessionsniveau/#:~:text=Januar%202025%20%7C%2037%2C2%20Millionen,Grenze%20und%20damit%20auf%20Rezessionsniveau. (05.05.2025).

WWF (2024): EUDR: EU-Parlament stimmt für ungebremste Waldzerstörung. Hg. WWF Deutschland. Online verfügbar unter: https://www.wwf.de/2024/november/eudr-eu-parlament-stimmt-fuer-ungebremste-waldzerstoerung (10.05.2025).

ZDB (2024): Baukonjunktur 2024 / 2025. Hg. v. Zentralverband Deutsches Baugewerbe (ZDB). Online verfügbar unter: https://www.zdb.de/meldungen/baukonjunktur-2024-2025 (30.04.2025).

Zhu, Y., Allen, D. T., Ravikumar, A. P. (2024): Geospatial Life Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions from US Liquefied Natural Gas Supply Chains. ACS Sustainable Chemistry & Engineering 12 (49), S. 17843-17854.

Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co. KG, Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin, www.heenemann-druck.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.bundesanzeiger-verlag.de
ISSN 0722-8333