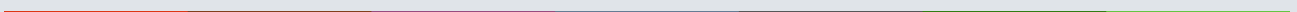


Expertenrat
für Klimafragen

Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023

Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-
Klimaschutzgesetz



15. April 2024

Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023

Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-
Klimaschutzgesetz

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 15.04.2024 | Version vom 15.04.2024

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, der Genderstern (z.B. Leser*innen) verwendet.

Zitierweise für diese Publikation: Expertenrat für Klimafragen (2024): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter: <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 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des wissenschaftlichen Stabs und der Geschäftsstelle.

Wissenschaftlicher Stab

Dr. Jakob Peter (Generalsekretär) • Dr. Charlotte Senkpiel (Projektleitung) • Jessica Berneiser • Iska Brunzema • Nicolai Hans • Dr. Alexander Hurley • Theresa Iglauer • Bruno Nemeč • Dr. Katrin Kohnert • Bruno Nemeč • Dr. Niklas Reinfandt • Simon Schnier • Dr. Franziska Schulz • Dr. Jan Stede • Dr. Annette Steingrube • Antonia Walter • Pia Willers • Marie-Louise Zeller

Geschäftsstelle

Lea Eisemann • Cynthia Schmitt

Im Laufe der Erarbeitung dieses Gutachtens hat der Expertenrat für Klimafragen und der wissenschaftliche Stab zudem mit vielen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern unterschiedlicher Institutionen zusammengearbeitet:

Mitarbeitende des Umweltbundesamtes, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, des Bundesfinanzministeriums sowie verschiedener Fachinstitute des Thünen-Instituts, Jean-Victor Alipour (ifo Institut), Holger Bär (FÖS), Tina Baten (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.), Hans-Georg Buttermann (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.), Arnd Fitschen (BAST), Marei Göbelbecker (EWI), Paul Haas (Destatis), Katharina Hartz (Agora Energiewende), Fabian Huneke (Agora Energiewende), Niklas Illenseer (MCC), Jakob Junkermann (EWI), Dr. Frank Kaspar (DWD), Henriette Nalbach (EWI), Thomas Nieder (ZSW), Dr. Alexander Roth (DIW), Erik Schleunes (KBA), Franka Sunder (Fraunhofer ISE), Lukas Vogel (Destatis), Johann Wehrmeister (Praktikum ERK).

Der Expertenrat für Klimafragen dankt für die wertvolle Zusammenarbeit.



Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	8
Zusammenfassung und Kernaussagen	9
1 Auftrag und Herangehensweise	25
Teil I: Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten des Vorjahres	29
2 Die Nationale Berichterstattung der Treibhausgasemissionen	29
2.1 Grundlagen der Emissionsberichterstattung	29
2.2 Daten und Methoden zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres	29
2.2.1 Übersicht der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres im Jahr 2023	29
2.2.2 Frühschätzung und Energiebilanzprognosemodell der AGEB	32
2.2.3 Berechnung der Aktivitätsraten und Emissionen beim Umweltbundesamt	35
2.2.4 Änderungen in Daten und Methoden der einzelnen Sektoren im Vergleich zum Vorjahr	37
3 Prüfung	39
3.1 Prüfung der Berechnung der Treibhausgasemissionen	39
3.1.1 AGEB Frühschätzung der Energiebilanz	39
3.1.2 Aufteilungsraten einzelner EBZ der Frühschätzung	46
3.1.3 Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau	47
3.1.4 Prozessbedingte Treibhausgasemissionen in der mineralischen Industrie (CRF-Kategorie 2.A)	48
3.1.5 LULUCF	49
4 Gütebetrachtung	51
4.1 Allgemeine Überlegungen	51
4.2 Korrekturbedarfe	51
4.2.1 Mehrjähriger Vergleich historischer Korrekturbedarfe	52
4.2.2 Nachträglicher Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2022	54
4.3 Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamtes zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres 2023	55
4.4 Einordnung und Vergleich von Unsicherheiten und Korrekturbedarfen	57
5 Feststellung	60
5.1 Feststellungen zur Zielerreichung der Vorjahresemissionen	60

5.2	Diskussion des Ausgleichsmechanismus (§ 4 Abs. 3 KSG) und fehlende Jahresemissionsmenge Energiewirtschaft.....	67
5.3	Rückblickende Feststellungen für die Jahre 2020 - 2022	69
5.3.1	Abgleich der korrigierten Emissionen zu den zulässigen Jahresemission der Berichtsjahre 2020 - 2022.....	69
5.3.2	Einhaltung der Ziele der europäischen Lastenteilung (ESR) in den Jahren 2021 und 2022	70
Teil II: Weiterführende Betrachtungen.....		71
6	Einordnung der Emissionsentwicklung.....	71
6.1	Sektorenübergreifende Betrachtungen.....	71
6.2	Sektorale Betrachtungen	75
6.2.1	Energiewirtschaft.....	75
6.2.2	Industrie	86
6.2.3	Gebäude.....	95
6.2.4	Verkehr	101
6.2.5	Landwirtschaft.....	107
6.3	Kontrafaktische Betrachtungen und Einordnung.....	108
7	Anmerkungen zur bisherigen Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023	113
7.1	Auswirkungen der Veränderung beim KTF auf die Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023	113
7.2	Zum Stand der Umsetzung der Sofortprogramme 2023 für Gebäude und Verkehr	117
7.2.1	Sektor Gebäude.....	117
7.2.2	Sektor Verkehr	118
8	Literaturverzeichnis.....	120

Abbildungen

Abbildung 1:	Zeitliche Abfolge des Mechanismus entsprechend Bundes-Klimaschutzgesetz	26
Abbildung 2:	Nomenklatur der CRF-Kategorien nach Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes	30
Abbildung 3:	Schematische Darstellung der Emissionsdatenerstellung	31
Abbildung 4:	Schematische Darstellung des Energiebilanzprognosemodells der AGEB zur Berechnung der Frühenergiebilanz	34
Abbildung 5:	Vorgehen des Umweltbundesamts zur Ermittlung der Emissionsdaten des Vorjahres für energiebedingte THG-Emissionen	36
Abbildung 6:	Absolute und relative Abweichungen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022	42
Abbildung 7:	Vergleich Frühschätzung der Energiebilanz mit endgültiger Energiebilanz nach Verbrauch und Lagerhaltung von leichtem Heizöl im Jahr 2022 und 2023 für private Haushalte und GHD	45
Abbildung 8:	Einordnung des Punktschätzers der Emissionsdaten des Gebäudesektors unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Korrekturen der Energiebilanz	46
Abbildung 9:	Schematische Darstellung von der zeitlichen Aufeinanderfolge diverser Veröffentlichungen	52
Abbildung 10:	Relative Korrekturbedarfe der Emissionsdaten gegenüber der jeweils vorangegangenen Emissionsschätzung der Berichtsjahre 2010 – 2022	53
Abbildung 11:	Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten (BJ+1) und dem nachfolgenden Treibhausgasinventar (BJ+2) für das Berichtsjahr 2022	54
Abbildung 12:	Gegenüberstellung der Unsicherheiten des Umweltbundesamtes mit den relativen Korrekturbedarfen im zweiten Inventarbericht gegenüber der jeweiligen Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres	58
Abbildung 13:	Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2023 mit den zulässigen sektorspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes	62
Abbildung 14:	Veränderung der Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren zwischen 2022 und 2023	72
Abbildung 15:	Dekomposition der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionen – Jährliche Veränderung seit 2019	73
Abbildung 16:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern	76
Abbildung 17:	Veränderung der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern	78
Abbildung 18:	Veränderung des Stromverbrauchs nach Verbrauchssektoren	79
Abbildung 19:	Veränderung der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	81

Abbildung 20:	Tagesmittelwerte der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise	82
Abbildung 21:	Merit-Order im Jahr 2022 und 2023	83
Abbildung 22:	Veränderung der öffentlichen Nettostromerzeugung der elektrischen Nachbarländer nach Energieträgern	84
Abbildung 23:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen durch den Stromaustauschsaldo im Jahr 2022 und 2023.....	86
Abbildung 24:	Dekompositionsanalyse des Brennstoffverbrauchs der Industrie (Endenergieverbrauch ohne Strom, Fernwärme und erneuerbare Energieträger).....	87
Abbildung 25:	Produktionsindizes der gesamten Industrie und der energieintensiven Industrie	89
Abbildung 26:	Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas und Strom bei Abgabe an Industrie und Gewerbe von 2019 bis 2023	90
Abbildung 27:	Produktionsindizes von vier ausgewählten Branchen der energieintensiven Industrie	91
Abbildung 28:	Vergleich der absoluten Veränderung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor in den Jahren 2022 und 2023 und die anteilige Veränderung im Energiemix in Prozentpunkten.....	95
Abbildung 29:	Analyse der Veränderung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor im Jahr 2023 gegenüber 2022	96
Abbildung 30:	Temperaturbereinigte Verbrauchsabweichung bei Erdgas im Jahr 2023 gegenüber 2022.....	97
Abbildung 31:	Entwicklung der Verbraucherpreise von Erdgas und leichtem Heizöl.....	98
Abbildung 32:	Gegenüberstellung der Beheizungsstruktur der Jahre 2022 und 2023	99
Abbildung 33:	Analyse der Veränderung der Treibhausgasemissionen 2023 gegenüber 2022 – Energieträger.....	101
Abbildung 34:	Veränderungen der THG-Emissionen nach Kraftstoff im Verkehrssektor	102
Abbildung 35:	Veränderungen der THG-Emissionen im Straßenverkehr 2023 gegenüber 2022	103
Abbildung 36:	Monatliche Veränderung der Güterverkehrsleistung gegenüber 2022 im Vergleich zum Produktionsindex	104
Abbildung 37:	Pkw Neuzulassungen und Bestandsveränderung im Jahr 2023 nach Antriebsart.....	106
Abbildung 38:	Veränderung der THG-Emissionen in den CRF-Kategorien der Landwirtschaft zwischen den Jahren 2022 und 2023.....	108
Abbildung 39:	Kontrafaktische THG-Emissionen im Jahr 2023	110

Tabellen

Tabelle 1:	Änderungen in den Daten und Methoden der Berechnung der Emissionsdaten 2023 gegenüber 2022	37
Tabelle 2:	Fünf größte absolute Abweichungen mit dazugehörigen relativen Abweichungen und Emissionswerten zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022	43
Tabelle 3:	Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen Emissionsdaten (BJ+1) und (BJ+2) für das Berichtsjahr 2022.....	55
Tabelle 4:	Unsicherheit der sektoralen und aggregierten Emissionsschätzungen nach Angaben des Umweltbundesamtes	57
Tabelle 5:	Vergleich der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes für das Jahr 2023 mit den angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes	61
Tabelle 6:	Angepasste zulässige Jahresemissionsmengen für die Jahre 2023–2030 (in kt CO ₂ -Äq.)....	68
Tabelle 7:	THG-Emissionen in der europäischen Lastenteilung (ESR) für die Jahre 2021 und 2022, sowie die Zielwerte für Deutschland	70
Tabelle 8:	Eingehende Variablen und Faktoren der Dekompositionsanalyse	73
Tabelle 9:	Veränderung von Endenergieverbrauch (EEV), Brennstoffeinsatz, Erdgaseinsatz und Produktion im Industriesektor im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr	93
Tabelle 10:	Eingehende Einflussgrößen der kontrafaktischen Szenarien	109
Tabelle 11:	Auswahl der Maßnahmen mit der größten projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2023, die von Mittelkürzungen im Jahr 2024 betroffen sind	115

Abkürzungen

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz (Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen)
BEV	Battery Electric Vehicle (Elektrofahrzeuge mit Batterie)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BJ	Berichtsjahr
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BVE	Berechnung der Vorjahresemissionsdaten
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CRF	Common Reporting Format der Europäischen Klimaberichtserstattung
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
EBZ	Energiebilanzzeile
EE	Erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
ERK	Expertenrat für Klimafragen
ESR	Europäische Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation)
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem/Handelssystem Emissionszertifikate (European Union Emissions Trading System)
F-Gase	fluorierte Treibhausgase
FKWs	Fluorkohlenwasserstoffe
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GV	Güterverkehr
GW	Gigawatt
IPCC	Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change)

KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSP	Klimaschutzprogramm
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kt	Kilotonne
kWh	Kilowattstunde
Lkw	Lastkraftwagen
LULUCF	Land Use Land Use Change and Forestry
Mt	Megatonne
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
N ₂ O	Lachgas
NF ₃	Stickstofffluorid
NID	Nationales Inventardokument
PEV	Primärenergieverbrauch
PFC	Perfluorcarbone
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
Py-Gas-EM	Landwirtschaftliches Emissions-Inventar-Modell
SF ₆	Schwefelhexafluorid
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TTF	Title Transfer Facility
TREMOD	Transport Emission Model
TREMOD MM	TREMOD Mobile Machinery
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen
VCI	Verband der Chemischen Industrie e. V.

Kurzzusammenfassung

Mit diesem gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) erstellten Bericht legt der Expertenrat für Klimafragen seine Prüfung der am 15. März 2024 durch das Umweltbundesamt veröffentlichten Berechnung der Treibhausgasemissionen Deutschlands im Jahr 2023 vor. In Summe hat die Prüfung ergeben, dass das Umweltbundesamt bei der Berechnung der Emissionen des Jahres 2023 zu keinen anderen Ergebnissen hätte kommen müssen, aber können. Er weist auf die erneut erhebliche Unsicherheit der Emissionsdaten für die Sektoren hin, die sich aufgrund des frühen Berechnungszeitpunktes ergibt. In Summe sind die THG-Emissionen im Jahr 2023 gegenüber 2022 um 76 Mt CO₂-Äq. und somit rund 10 % von 750 auf 674 Mt CO₂-Äq. gesunken. In seiner Prüfung auf Ebene der Sektoren bestätigt der Expertenrat, dass der Verkehrssektor die im Bundes-Klimaschutzgesetz zulässige Jahresemissionsmenge um 12,8 Mt CO₂-Äq. überschritten hat. Beim Gebäudesektor, der laut Umweltbundesamt den Zielwert für das Jahr 2023 um 1,2 Mt CO₂-Äq. überschritten hat, ergab die Prüfung, dass eine Erreichung des entsprechenden Zielwerts etwa ebenso wahrscheinlich ist wie eine Nichterreichung. Zudem führt das verwendete Schätzverfahren für die Frühschätzung der Energiebilanz in diesem Sektor zu einer besonderen Unschärfe bei der Punktwertschätzung. Diese Unschärfe ist weit größer als die im Jahr 2023 festgestellte Überschreitung. Der Expertenrat kann insofern die festgestellte knappe Überschreitung für den Gebäudesektor weder bestätigen noch verwerfen. Nach geltender Gesetzeslage müssen die für die Sektoren Verkehr und Gebäude zuständigen Ministerien innerhalb von drei Monaten Sofortprogramme vorlegen. Nach dem Wortlaut des Gesetzes gilt dies trotz der unsicheren Datenlage auch für den Gebäudesektor.

Zum Rückgang der Treibhausgasemissionen von 2022 auf 2023 hat die Energiewirtschaft mit 51,8 Mt CO₂-Äq. am stärksten beigetragen. Dies lag vor allem an einer stark gesunkenen Kohle-Verstromung. Ein wichtiger Grund hierfür war die schwächere Stromnachfrage der energieintensiven Industrie. Auf den Industriesektor entfiel ein Emissionsrückgang von 12,9 Mt CO₂-Äq. Wie bereits im Vorjahr war diese Entwicklung vorrangig auf starke Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie zurückzuführen. Dies und die generell schwache Wirtschaftsleistung trugen auch zum Rückgang der Emissionen im Verkehr um 1,8 Mt CO₂-Äq. bei, insbesondere im Straßengüterverkehr. Die Emissionen durch den Pkw-Verkehr nahmen allerdings zu. Im Gebäudesektor war eine Minderung der Emissionen von 2022 auf 2023 um 8,3 Mt CO₂-Äq. zu beobachten. Wichtigster Einflussfaktor dürfte hier erneut die Gaseinsparung durch geändertes Heizverhalten gewesen sein. Ohne die starken Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie und die erneut milde Witterung wären die Treibhausgasemissionen Deutschlands im Jahr 2023 nach einer groben Abschätzung um rund 74,3 Mt CO₂-Äq. höher ausgefallen. Sie hätten damit die zulässige Jahresemissionsmenge in Summe überschritten.

Im Sommer 2023 hat der Expertenrat zu dem durch die Bundesregierung vorgelegten Klimaschutzprogramm Stellung genommen und die Sofortprogramme der Bundesregierung für die Sektoren Gebäude und Verkehr einer ausführlichen Prüfung unterzogen. Diese waren aufgrund der Zielüberschreitung dieser beiden Sektoren im Jahr 2022 notwendig. Im vorliegenden Bericht werden die entsprechenden Einschätzungen unter Berücksichtigung der mittlerweile konkretisierten politischen Beschlüsse aktualisiert. Ein besonderes Augenmerk gilt dabei den geänderten Haushaltsansätzen nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Klima- und Transformationsfonds (KTF). Im Ergebnis wird das Erreichen der projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2023 eher noch unwahrscheinlicher. Zugleich wird vor diesem Hintergrund die im vergangenen Jahr durch den Expertenrat getroffene Aussage bekräftigt, dass die genannten Maßnahmen nicht hinreichend sind, die Ziele in den Sektoren Gebäude und Verkehr zu erfüllen. Damit verbleiben – im Verkehr erhebliche – sektorale Erfüllungslücken bis 2030.

Zusammenfassung und Kernaussagen

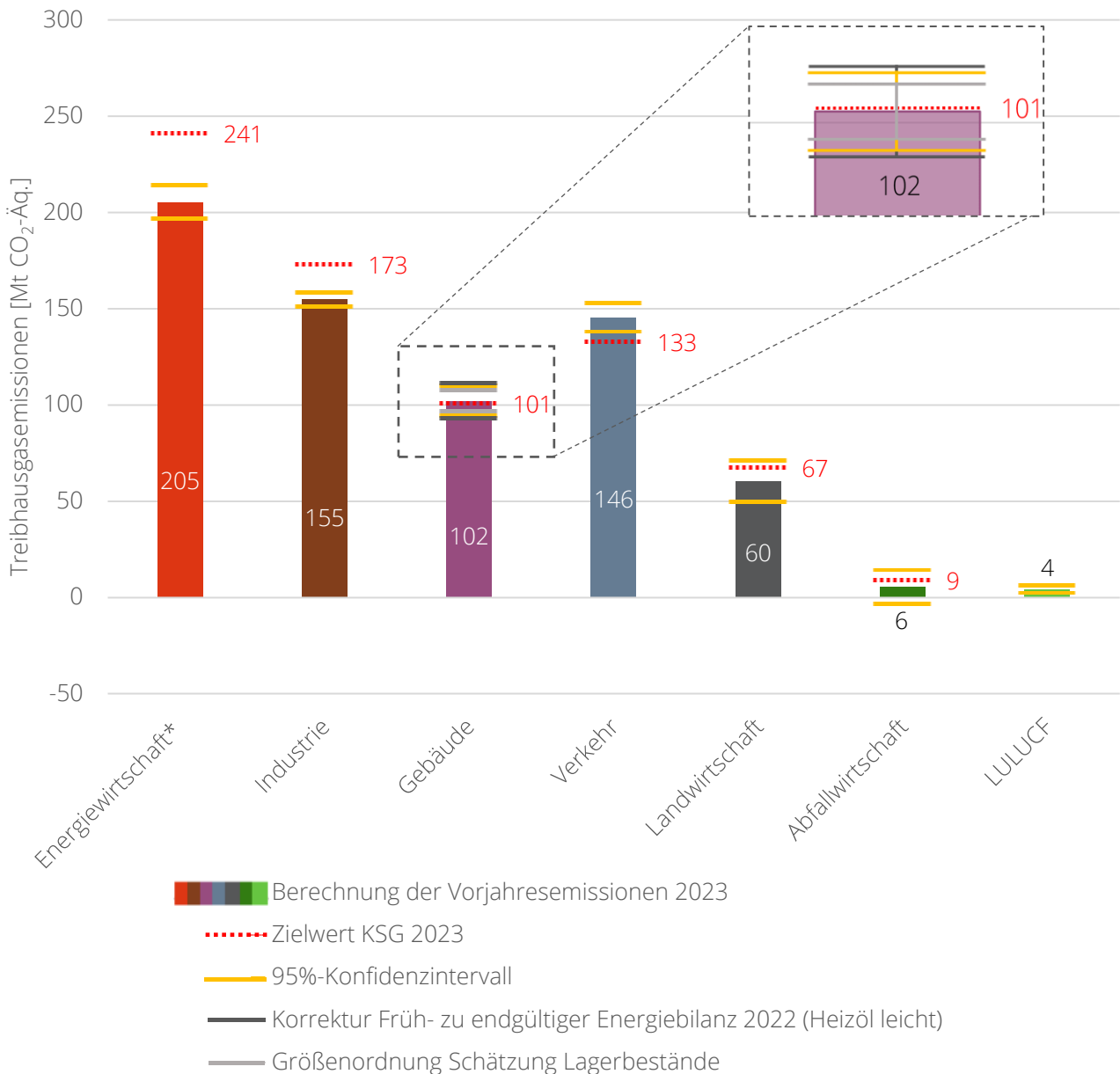
Z1 Grundlage für den vorliegenden Bericht ist die Fassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021. Er enthält die Prüfung der am 15.03.2024 veröffentlichten Emissionsdaten durch den Expertenrat entsprechend § 12 Abs. 1 KSG. Am 21.06.2023 hat das Bundeskabinett per Kabinettsbeschluss einen Gesetzesentwurf für eine Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes auf den Weg gebracht, worin auch eine zeitgleiche Veröffentlichung der Projektionsdaten und deren Prüfung durch den Expertenrat für Klimafragen vorgesehen ist. Das parlamentarische Gesetzgebungsverfahren begann im Herbst 2023 und war zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses dieses Berichts (11.04.2024) noch nicht abgeschlossen. Die zeitgleich mit den Emissionsdaten für das Jahr 2023 veröffentlichten Projektionsdaten 2024 sind nicht Gegenstand der hier vorgelegten Prüfung.

Prüfung und Bewertung der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres

Z2 Das Umweltbundesamt berichtet, dass die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) in 2023 um 76,8 Mt CO₂-Äq. gesunken sind. Die Treibhausgasemissionen der Sektoren Gebäude und Verkehr haben dabei die zulässigen Jahresemissionsmengen nach Bundes-Klimaschutzgesetz überschritten. Die anderen Sektoren, mit Ausnahme der Sektoren Energie und Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF), für die keine Zielwerte für 2023 vorliegen, haben die zulässigen Jahresemissionsmengen unterschritten. Das Umweltbundesamt berichtet die THG-Emissionen mit einer Punktwertschätzung. Die Punktwertschätzungen für die THG-Emissionswerte lagen in 2023 laut dem Umweltbundesamt für die Sektoren Industrie (155 Mt CO₂-Äq.), Landwirtschaft (60,3 Mt CO₂-Äq.) und Abfallwirtschaft und Sonstiges (5,5 Mt CO₂-Äq.) unterhalb der laut Bundes-Klimaschutzgesetz zulässigen Jahresemissionsmengen. Für die Sektoren Energie (205,4 Mt CO₂-Äq.) und LULUCF (3,6 Mt CO₂-Äq.) sind für 2023 im Bundes-Klimaschutzgesetz keine Zielwerte in der Anlage 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes festgelegt¹. Die Punktschätzwerte für die Sektoren Gebäude (102,2 Mt CO₂-Äq.) und Verkehr (145,5 Mt CO₂-Äq.) lagen laut Umweltbundesamt zum wiederholten Mal oberhalb der zulässigen Jahresemissionsmenge nach Bundes-Klimaschutzgesetz, beim Gebäudesektor allerdings nur knapp (siehe Abbildung Z 1). So hat der Verkehrssektor die zulässige Jahresemissionsmenge um 12,8 Mt CO₂-Äq. (9,6 % des Zielwerts) und der Gebäudesektor um 1,2 Mt CO₂-Äq. (1,2% des Zielwerts) überschritten. Laut Umweltbundesamt lagen die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) bei 674 Mt CO₂-Äq. und haben so den angepassten KSG-Zielwert von 724,4 Mt CO₂-Äq. um 50,3 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr unterschritten.

¹ Da es für den Sektor Energiewirtschaft für das Jahr 2023 kein Jahresemissionsziel gibt, wurde eine lineare Interpolation zwischen den Zielwerten für die Jahre 2022 und 2030 vorgenommen, um eine implizite Emissionsgrenze für 2023 zu errechnen (siehe hierzu auch Randziffer Z16). Der entsprechende Wert wurde im Weiteren auch verwendet, um ein Ziel für die Emissionen im Jahr 2023 in Summe über alle Sektoren (ohne LULUCF) anzugeben.

Abbildung Z 1: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2023 mit den zulässigen sektorspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes

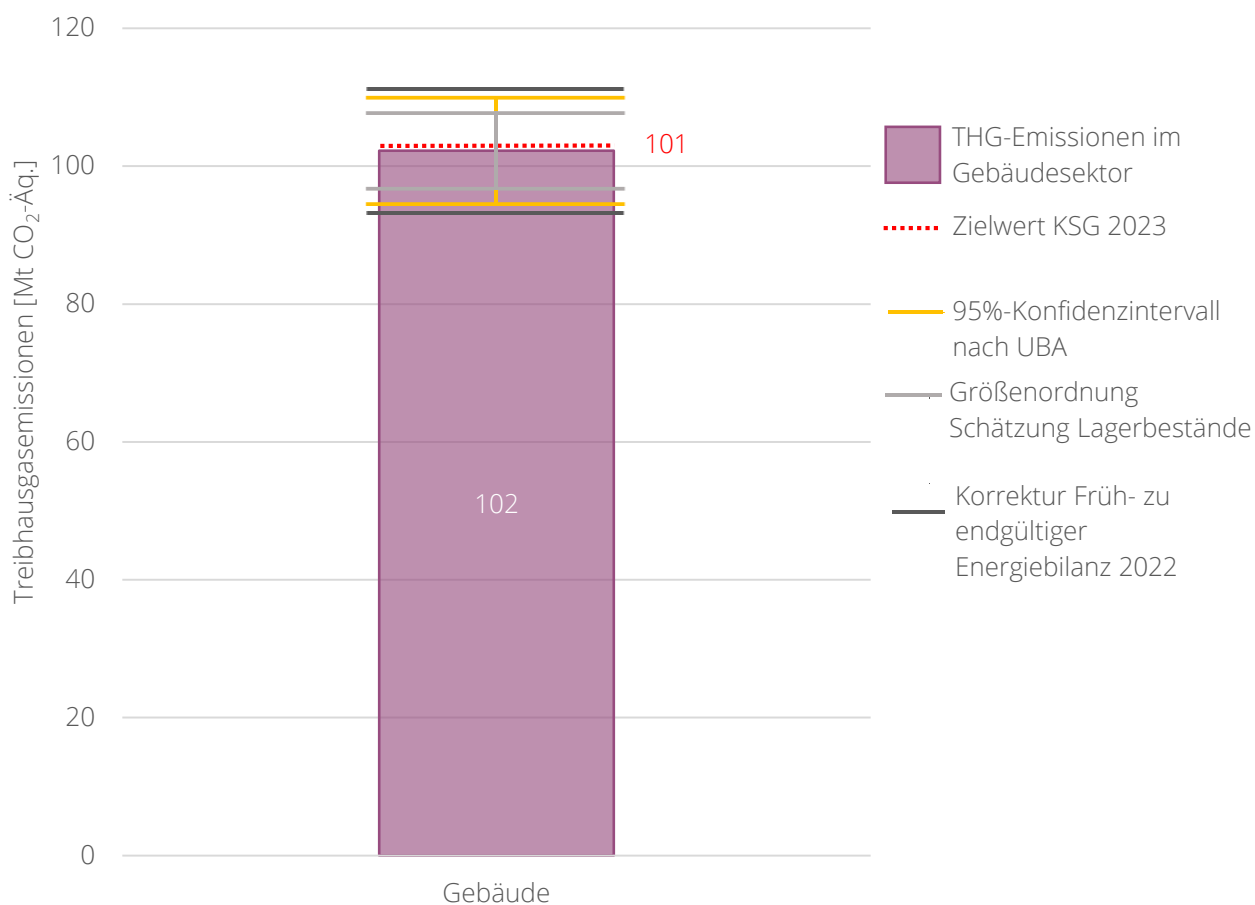


Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Jahr 2023 des Umweltbundesamtes und den ausgewiesenen Unsicherheiten und den gemäß Ausgleichsmechanismus § 4 Abs. 3 KSG angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen 2023 des Bundes-Klimaschutzgesetzes. *Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2023 keine zulässige Jahresemissionsmenge im KSG angegeben, daher wurde eine Interpolation der angepassten Zwischenziele angenommen. KSG = Bundes-Klimaschutzgesetz.

- Z3 Bei der Berechnung der Emissionsdaten des Jahres 2023 gab es im Vergleich zu den Emissionsdaten des Jahres 2022 nur wenige Änderungen in Daten und Methoden in den einzelnen Sektoren. Zum Stichtag der Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz lag die amtliche Mineralölstatistik für das Jahr 2023 nur bis einschließlich Oktober vor, sodass die Werte der Monate November und Dezember geschätzt werden mussten. Darüber hinaus können rund 20 weitere, jeweils geringfügige Änderungen identifiziert werden.
- Z4 An der begrenzten Verfügbarkeit vollständiger amtlicher Statistiken zum Zeitpunkt der Emissionsdatenerstellung hat sich grundsätzlich nichts geändert. Notwendige Schätzungen fehlender Werte erfolgen für energetisch genutzte Energieträger in den Sektoren Energie, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft durch die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) mit Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz. Weitere fehlende Datenpunkte werden durch das Umweltbundesamt geschätzt.
- Z5 Die vertiefende Prüfung des Vorgehens bei der Frühschätzung der Energiebilanz zeigt eine grundsätzlich nachvollziehbare Methodik. Herausforderungen ergeben sich aus Datenlücken aufgrund des frühen Stichtags. Der daraus resultierende Ansatz, mittels eines Verbrauchs- und Lagerbestandsmodells den Heizölabsatz im Gebäudesektor zu schätzen, ist mit Vorbehalten zu betrachten. Die Frühschätzung der Energiebilanz ist die wesentliche Datengrundlage für die Berechnung der energiebedingten THG-Emissionen. Der Expertenrat konnte das Vorgehen der AGEB nachvollziehen. Zum Stichtag der Frühschätzung fehlen teilweise Werte für die letzten Monate des Vorjahres. Der Expertenrat hat die Extrapolationsmethodik stichprobenartig geprüft. Durch die Schätzung einzelner Monate der Mineralölstatistik ergibt sich eine Ungenauigkeit. Bei relevanten Energieträgern für die Berechnung der Emissionsdaten liegt diese im Bereich von einem Promille bezogen auf die Gesamtemissionen aus diesen Energieträgern. Je nach Jahresverlauf hätte der resultierende Fehler allerdings auch größer ausfallen können, so dass das Umweltbundesamt diesen Datenpunkt zukünftig vor Veröffentlichung der Emissionsdaten des Vorjahres auf Basis der zu diesem Stichtag in der Regel vorliegenden vollständigen Mineralölstatistik für das Vorjahr prüfen und ggf. transparent und nachvollziehbar anpassen könnte. Auch die geprüften Extrapolationen im Industriesektor erweisen sich als schlüssig, führen aber in krisenhaften Jahren (wie 2023) zu höheren Unsicherheiten als in einem stabilen Umfeld. Herausfordernd ist für die AGEB die Bestimmung des Absatzes von leichtem Heizöl im Sektor Gebäude, da zum Stichtag keine Informationen über die Entwicklung der Lagerhaltung im Berichtsjahr vorliegen. Das von der AGEB zu diesem Zweck verwendete Lagerbestandsmodell beruht auf veralteten Daten und wird sowohl von der AGEB als auch vom Expertenrat als wenig verlässlich eingeschätzt. Eine grundsätzliche Neukonzeptionierung dieses Vorgehens, einschließlich der möglichen Erweiterung der Datenerhebung durch ein verbessertes Monitoring des Gebäudesektors, wird empfohlen.
- Z6 Eine rückblickende Auswertung der größten Abweichungen zwischen Frühschätzung und endgültiger Energiebilanz für das Jahr 2022 bestätigt die Vorbehalte bezüglich der Schätzmethode im Gebäudesektor. Auch im Sektor Industrie kommt es zu teils erheblichen Anpassungen. Wesentlicher Grund für den Korrekturbedarf sind die unvollständigen Ausgangsdaten zum Stichtag der Frühschätzung. So gab es im Gebäudesektor für das Jahr 2022 nachträgliche Korrekturen im Absatz von leichtem Heizöl, die im Haushaltssektor zu Mehremissionen von 4,3 Mt CO₂-Äq. und im Gewerbe-Handels und Dienstleistungssektor (GHD) zu Minderemissionen von 4,7 CO₂-Äq. führten. Betragsmäßig liegt der Fehler daher in einer Größenordnung von 9 Mt CO₂-Äq. Es zeigt sich hierdurch die Größenordnung der Unsicherheit, die mit der Schätzung des Lagerbestandsauf- bzw. -abbaus einhergeht. Da die Effekte zufällig gegenläufig waren, führte die Korrektur für den Gebäudesektor zu einer saldierten Reduktion der THG-Emissionen von 0,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2022. Der Lagerbestandsaufbau macht im Jahr 2023 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 5,5 Mt CO₂-Äq.

bzw. 20 % 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 (siehe Abbildung Z 2). Ebenfalls bestätigt wird die besondere Unsicherheit im Sektor Industrie, insbesondere bei der Differenzierung zwischen den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. Vor dem Hintergrund des hohen Korrekturbedarfs empfiehlt der Expertenrat, regelmäßig eine strukturierte Auswertung der Korrekturen zwischen Frühenergiebilanz und endgültiger Energiebilanz vorzunehmen und das Vorgehen auf dieser Grundlage zu verbessern.

Abbildung Z 2: Einordnung des Punktschätzers der Emissionsdaten des Gebäudesektors unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Korrekturen der Energiebilanz



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Jahr 2023, den ausgewiesenen Unsicherheiten des Umweltbundesamtes, den angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen 2023 des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der Größenordnung der Korrektur (absolute Korrektur von Haushalten und GHD (abzüglich Landwirtschaft)) von leichtem Heizöl zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022 sowie der Größenordnung der Lagerbestände von leichtem Heizöl.

Z7 Die Prüfung von Aufteilungsraten einzelner Energiebilanzzeilen blieb aufgrund einer begrenzten Datenlage ohne Ergebnis. Die Energiebilanzzeile (EBZ) 12 wird vom Umweltbundesamt mittels der Vorjahresrate auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie aufgeteilt. Da das Umweltbundesamt dem Expertenrat für die Zwecke der Prüfung nur eine Zeitreihe von 2020 bis 2023 zur Verfügung stellen konnte, konnte keine belastbare Einschätzung der Güte dieses Verfahrens entwickelt werden. Die größte Änderung der Aufteilungsrate der vorliegenden Daten liegt zwischen den Jahren 2021 und 2022 für die

Mineralöle vor. Hier hat sich die Aufteilungsrate um 8 Prozentpunkte geändert. Dies entspricht THG-Emissionen im dreistelligen Kilotonnenbereich.

- Z8 **Die Prüfung der prozessbedingten Treibhausgasemissionen in der mineralischen Industrie hat ergeben, dass sowohl die Datengrundlage für die Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren als auch die Berechnungsschritte nachvollziehbar und plausibel sind.** Das Umweltbundesamt ist zur Berechnung der THG-Emissionen für das Jahr 2023 dem Vorgehen der nationalen Inventarberichterstattung gefolgt. Daten, die aufgrund des frühen Berechnungszeitpunktes gefehlt haben, wurden entweder mittels amtlicher Statistiken extrapoliert oder mittels einer Expert*innenschätzung fortgeschrieben. Im Nachgang an den Prüftermin wurden die THG-Emissionen für die Zementklinkerproduktion und das Kalkbrennen rechnerisch nachvollzogen, die mit 67,1 % bzw. 23,8 % den Großteil der prozessbedingten THG-Emissionen der mineralischen Industrie ausmachen. Der Expertenrat kommt dabei zu denselben Emissionswerten und findet keinen Anlass, zu anderen Schätzwerten zu gelangen. Allerdings kann auch hier die mit diesem Vorgehen verbundene Unsicherheit in dem krisenhaften Jahr 2023 deutlich höher ausfallen als in den Vorjahren.
- Z9 **Die stichprobenartige Prüfung der Emissionsdaten im LULUCF-Sektor bestätigt erhebliche Unsicherheiten bei der Emissionsschätzung. Gleichzeitig wurden die hohen Standards und kontinuierlich vorgenommenen Verbesserungen der Schätzungen beim zuständigen Thünen-Institut deutlich.** Im Sektor LULUCF prüfte der Expertenrat die CRF-Kategorie 4.A Wald und am Rande die Holzprodukte (CRF-Kategorie 4.G). Die Prüfung erfolgte durch gemeinsames Nachvollziehen der Methoden, Daten und Unsicherheiten in einem Gespräch mit dem Thünen-Institut und dem Umweltbundesamt. Dabei haben sich die Rechenschritte als weitestgehend nachvollziehbar und gut dokumentiert erwiesen. Die Unsicherheiten bei der Modellierung sind jedoch groß und sind insbesondere der teilweise veralteten Datenlage geschuldet. So werden wichtige Waldinventuren nur alle 5 bis 14 Jahre durchgeführt. Im Falle der Holzprodukte hat das Thünen-Institut zudem auf Grund von rechtlichen Regelungen keinen Zugang zu vorhandenen Daten des Statistischen Bundesamtes.
- Z10 **Die Anpassungen durch die Neuberechnung der im Vorjahr berichteten Treibhausgasemissionen für die Jahre 2010 bis 2022 liegen im Rahmen der bislang schon beobachteten Streubreite. Somit werden die in früheren Berichten des Expertenrats ausgewiesenen Bandbreiten bestätigt.** Ebenso wird die frühere Einschätzung bestätigt, dass das Nationale Treibhausgasinventar, welches drei Jahre nach dem Berichtsjahr publiziert wird (BJ+3), als erste stabile Emissionsschätzung für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) angesehen werden kann. Die Korrekturbedarfe nehmen in der Regel ab, je weiter die berichteten Emissionsdaten und das Berichtsjahr auseinanderliegen. Entsprechend nimmt die Präzision über die Zeit zu. Ferner gibt es auch weiterhin keine Anhaltspunkte, dass die THG-Emissionen bei der frühen Schätzung des Vorjahres nach § 5 Abs. 1 Satz 2 KSG systematisch über- oder unterschätzt werden.
- Z11 **Eine detaillierte Betrachtung der Aktualisierung der Emissionsdaten der Vorjahresschätzung für das Jahr 2022 mit den neueren Daten des Nationalen Treibhausgasinventars 2024 zeigt keine Auffälligkeiten. Der Korrekturbedarf liegt bei 3,7 Mt CO₂-Äq. (entspricht 0,5 %) auf Ebene der Gesamtemissionen.** Im Rahmen der Veröffentlichung des nationalen Treibhausgasinventars 2024 kam es zu ersten Korrekturen der im letzten Jahr veröffentlichten THG-Emissionen für das Berichtsjahr 2022. Die größte sektorale Korrektur fand in der Industrie statt. So wurden die THG-Emissionen für die Industrie um 3,7 Mt CO₂-Äq. nach oben korrigiert. Die höchsten relativen Korrekturen wurden in der Abfallwirtschaft und Sonstiges durchgeführt. Wie zuvor geschildert ist noch mindestens bis einschließlich 2025 mit Korrekturen zu rechnen.

- Z12 **Auch bezüglich der Angaben des Umweltbundesamts zu den Unsicherheiten der Gesamtemissionen sowie der sektoralen THG-Emissionen ergibt die Prüfung keine neuen Erkenntnisse.** Zur Berechnung der Unsicherheiten hat das Umweltbundesamt das bisherige Verfahren fortgeführt (ERK 2022a; 2023b). Die Ergänzung der neu vorliegenden Datenpunkte bestätigt die bisherige Einschätzung, dass nur im Sektor Industrie die tatsächlichen Korrekturbedarfe mehrfach und teils deutlich außerhalb des vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Konfidenzintervalls liegt. Dies bestätigt den bereits zuvor gemachten Hinweis, dass das Umweltbundesamt die Unsicherheit für den Emissionswert des Sektors Industrie eher unterschätzt (ERK 2022a; 2023b).
- Z13 **In Summe hat die Prüfung ergeben, dass das Umweltbundesamt bei der Berechnung der Emissionen des Jahres 2023 zu keinen anderen Ergebnissen hätte kommen müssen, aber können.** Wegen der geschilderten Unsicherheiten sowohl bei der Frühschätzung der Energiebilanz als auch der Berechnung der Emissionen ist die Aussagekraft der vom Umweltbundesamt vorgenommenen Punktwertschätzung laut der Ergebnisse der Prüfung eingeschränkt. Insbesondere für den Sektor Gebäude ergibt sich aus der Prüfung, dass andere, mindestens gleichermaßen plausible Berechnungsansätze zu anderen Punktwertschätzungen hätten gelangen können. Insbesondere die Fehler bei der Schätzung der Emissionen aus der Lagerbestandsveränderung von leichtem Heizöl (gemäß dem Absatzprinzip) führten in der Vergangenheit in den auf den Prüfbericht folgende Nationale Inventardokumente regelmäßig zu einem hohen Korrekturbedarf. Im Jahr 2023 wurde dieser Wert mit 5,5 Mt CO₂-Äq. Mehremissionen geschätzt, was mehr als 5% der ausgewiesenen Jahresemissionen in diesem Sektor ausmacht. Zudem sollte die Verwendung des Emissionsfaktors von Methan im Braunkohlebergbau im Energiesektor überprüft werden.
- Z14 **Die Emissionsdaten des Umweltbundesamtes weisen aus, dass die Sektoren Industrie, Landwirtschaft sowie Abfall und Sonstiges ihre nach Bundesklimaschutzgesetz zulässigen Jahresemissionsmengen wahrscheinlich bis praktisch sicher erreicht haben.** Für den Sektor Verkehr hingegen ergibt sich, dass die Einhaltung der zulässigen Jahresemissionsmenge besonders unwahrscheinlich ist, während sie für den Gebäudesektor ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich ist. Nachrichtlich weist der Expertenrat darauf hin, dass der Sektor Energiewirtschaft seine implizite Emissionsgrenze aus linearer Interpolation sehr wahrscheinlich unterschritten hat (siehe Abbildung Z 1). Die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Punktschätzwerte für die Jahresemissionen der Sektoren Industrie, Landwirtschaft sowie Abfall und Sonstiges liegen unterhalb der im Bundes-Klimaschutzgesetz ausgewiesenen zulässigen Jahresemissionsmenge. Auch unter Berücksichtigung der Unsicherheiten in der Bewertung nach IPCC liegt eine zumindest wahrscheinliche Einhaltung der zulässigen Jahresemissionsmengen vor. Im Industriesektor zeigt die Prüfung sogar, dass das Unsicherheitsband unterhalb der zulässigen Jahresemissionsmenge des Bundes-Klimaschutzgesetzes endet, sodass von einer praktisch sicheren Einhaltung ausgegangen werden kann. Im Unterschied dazu sind die Jahresemissionswerte für den Verkehrssektor mit 145,5 Mt CO₂-Äq. zwar gegenüber 2023 um -1,8 Mt CO₂-Äq. und damit um 1,2% zurückgegangen. Dennoch ist es selbst unter Berücksichtigung des Unsicherheitsbands besonders unwahrscheinlich, dass die für den Sektor zulässige Jahresemissionsmenge von 132,7 Mt CO₂-Äq. eingehalten worden ist. Das Ergebnis für den Gebäudesektor weist in der Punktwertschätzung eine knappe Verfehlung der zulässigen Jahresemissionsmenge um 1,2 Mt CO₂-Äq. auf. Damit liegt der Punktschätzwert in einem Unsicherheitsband, das keine eindeutige Aussage zur Verfehlung der Jahresemissionsmenge zulässt. Vor diesem Hintergrund kommt der Expertenrat zu dem Schluss, dass laut der Daten des Umweltbundesamtes die Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge im Gebäudesektor als etwa ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich anzusehen ist.
- Z15 **Der Expertenrat stellt fest, dass die vom Umweltbundesamt veröffentlichten und durch die Prüfung nicht widerlegten Emissionsdaten eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen in den**

Sektoren Gebäude und Verkehr ausweisen. Allerdings kann der Expertenrat die Zielüberschreitung im Gebäudesektor nicht uneingeschränkt bestätigen. Gemäß § 8 Abs. 1 KSG (i.d.F. vom 18. August 2021) sind durch die verantwortlichen Ministerien bis zum 15. Juli 2024 Sofortprogramme vorzulegen, welche jeweils die Einhaltung der Jahresemissionsmengen der beiden Sektoren für die folgenden Jahre sicherstellen. Nach dem Wortlaut des Gesetzes gilt dies trotz der unsicheren Datenlage auch für den Gebäudesektor. Während die Überschreitung im Sektor Verkehr als praktisch sicher gelten kann, ist die Überschreitung im Gebäudesektor gemäß der vom Umweltbundesamt angegebenen Konfidenzintervalle lediglich ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich. Damit ist es ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich, dass zukünftige Aktualisierungen der Inventarberichterstattung abweichend vom aktuellen Befund eine Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge im Gebäudesektor ausweisen werden (vgl. hierzu vertiefend Z18). Zudem sind die in der Prüfung festgestellten methodischen Unschärfen bei der Punktwertschätzung in diesem Sektor weit größer als die im Jahr 2023 festgestellte Überschreitung (siehe Z6 und Unsicherheitsband Abbildung Z 1). Deshalb kann der Expertenrat nicht ausschließen, dass andere, mindestens gleichermaßen plausible Berechnungsansätze zur gegenteiligen Feststellung einer Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen im Sektor Gebäude geführt hätten. In diesem Sinne kann der Expertenrat die festgestellte Zielüberschreitung nicht uneingeschränkt bestätigen. Allerdings stellt der Wortlaut der aktuellen Fassung des Gesetzes (anders als im Referentenentwurf für eine zweite Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes) den Überschreitungstatbestand in § 8 Abs. 1 KSG nicht unter den ausdrücklichen Vorbehalt der Feststellung durch den Expertenrat. Wäre ein solcher Vorbehalt bereits heute Bestandteil des Gesetzes, würde der Expertenrat die für die Auslösung eines erneuten Sofortprogramms erforderliche Zielüberschreitung für den Sektor Verkehr bestätigen, für den Sektor Gebäude jedoch nicht bestätigen. Der Gesetzgeber berät derzeit über eine Neufassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, in der ausweislich des Referentenentwurfs (BMWK 2023) die Rolle von Feststellungen des Expertenrats für den Auslösemechanismus nach § 8 Abs. 1 KSG gestärkt werden soll. Im Lichte dieses Aspekts der Neufassung könnte die mangelnde Bestätigung einer Zielüberschreitung des Sektors Gebäude im Jahr 2023 durch den Expertenrat Anlass für ein Überdenken der gemäß der aktuellen Fassung des Gesetzes gegebenen Notwendigkeit für ein erneutes Sofortprogramm für diesen Sektor geben. Daher regt der Expertenrat den Gesetzgeber an, zu prüfen, inwieweit es ihm vor diesem Hintergrund sinnvoll erscheint, diese Notwendigkeit per Übergangsvorschrift möglicherweise außer Kraft zu setzen. Dabei sind allerdings auch die Zweifel des Expertenrats an der Erreichung der sektoralen Ziele des Gebäudesektors für die kumulierten Emissionen in den Jahren 2021-2030 (siehe Z33) angemessen zu würdigen und geeignet mit dem angestrebten Übergang zu einer sektorenübergreifenden Betrachtung in Einklang zu bringen sowie die Verpflichtungen im Rahmen der Lastenteilung (ESR) zu beachten.

Z16 Für den Energiesektor wie auch den Sektor LULUCF liegen nach Bundes-Klimaschutzgesetz keine verbindlichen Jahresemissionsmengen für das Jahr 2023 vor. Um die zulässigen Jahresemissionsmengen des Sektors Energiewirtschaft für die fehlenden Jahre zu ermitteln, folgt der Expertenrat dem Ansatz einer linearen Interpolation (ERK 2023b, RZ 203). Die Prüfung des Expertenrats ergibt, dass die Einhaltung der zulässigen Jahresemissionsmenge für diesen Sektor auf Grundlage der Emissionsdaten des Umweltbundesamts als praktisch sicher einzustufen ist. Der Sektor LULUCF ist von seiner veranschlagten Senkenfunktion im Jahr 2030 in Höhe von -25 Mt CO₂-Äq. noch deutlich entfernt. Da für den Sektor Energiewirtschaft im Bundes-Klimaschutzgesetz keine jährlichen Emissionsmengen ausgewiesen werden, hat der Expertenrat bereits in seinem letzten Prüfbericht (ERK 2023b, RZ 203) auf Folgendes hingewiesen: „Für den Fall, dass die offenen Fragen zu den zulässigen Emissionsmengen der Energiewirtschaft für die Jahre 2021 sowie 2023 bis 2029 nicht rechtzeitig geklärt werden, wird der Expertenrat in seinen Prüfungen nach § 8 Abs. 4 KSG sowie nach § 54 KVBG einen strikten Budget-

Ansatz unter Anwendung linearer Interpolation zwischen 2020 und 2022 sowie zwischen 2022 und 2030 zur Anwendung bringen und dabei den Ausgleichsmechanismus ab dem Jahr 2021 berücksichtigen“. Die Sachlage ist bisher unverändert, daher wird der beschriebene Ansatz in diesem Bericht weiterverfolgt. Daraus ist unter Anwendung des vom Expertenrat vorgeschlagenen Ausgleichsmechanismus sowie der linearen Interpolation der zulässigen Emissionsmengen im Sektor Energiewirtschaft folgendes festzustellen: Die THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft unterschritten mit 205,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023 die so berechnete zulässige Jahresemissionsmenge von 241,3 Mt CO₂-Äq. um 35,9 Mt CO₂-Äq. Die Einhaltung der impliziten Jahresemissionsmenge ist somit als praktisch sicher einzustufen. Im Sektor LULUCF wurden im Jahr 2023 3,6 Mt CO₂-Äq. emittiert. Da für den Sektor LULUCF im Bundes-Klimaschutzgesetz keine Jahresemissionsmengen vorgegeben sind, entfällt eine Prüfung, ob der Sektor solche eingehalten hat.

Z17 Im Bundes-Klimaschutzgesetz ist keine Datenbasis angegeben, wie mit Unter- oder Überschreitungen (§ 4 Abs. 3 KSG) der zulässigen Jahresemissionsmengen eines Sektors konkret für die Folgejahre umzugehen ist. Der Expertenrat sieht eine Anpassung der Berechnungsmethode des Umweltbundesamtes als zielführend an, die berücksichtigt, dass es bis zum Zeitpunkt BJ+3 zu substanziellen Korrekturen der Punktwertschätzungen der Jahresemissionsmengen kommen kann. Die vorgeschlagene Anpassung zielt darauf ab, Korrekturen der Emissionswerte aus mehreren Jahren in die Berechnung der zukünftigen zulässigen Jahresemissionsmengen aufzunehmen. Das Umweltbundesamt berechnet die zukünftig zulässige Jahresemissionsmenge eines Sektors², indem der im Berichtsjahr (BJ+1) ausgewiesene Punktwert eines Sektors um den im Treibhausinventar (BJ+2) ausgewiesenen Wert angepasst und dann um den Über- oder Unterschreitungswert (BJ+1) korrigiert wird. Damit fließt der bereinigte Wert aus dem Treibhausgasinventar (BJ+2) in die Berechnung korrigierend ein. Der Expertenrat vertritt die Auffassung, dass dieses Vorgehen nicht die besten verfügbaren Informationen für die Beurteilung einbezieht. Es sollten immer alle zur Verfügung stehenden korrigierten Emissionsdaten, also insbesondere auch die Daten aus der stabilsten Berechnung im Bericht BJ+3, in der Rückrechnung im Rahmen der Inventarberichterstattung für die Anwendung des Ausgleichsmechanismus nach § 4 Abs. 3 KSG verwendet werden. Der Expertenrat sieht es als zielführend an, dass das Umweltbundesamt die Berechnung der veröffentlichten Daten entsprechend anpasst. Der Expertenrat empfiehlt eine entsprechende Klarstellung der Methode und Anpassung der veröffentlichten Daten durch das Umweltbundesamt.

Z18 Die nachträglichen Korrekturen in den Emissionsdaten im Rahmen der Inventarberichterstattung bestätigen die Unsicherheit bezüglich der Auslösung von Sofortprogrammen bei knappen sektoralen Zielüberschreitungen. Der Industriesektor hat im Jahr 2021 auf Basis der Vorjahresschätzung (BJ+1) und des aktuellen Inventars (BJ+3) sein Ziel erreicht, auf Basis des zwischenzeitlich festgestellten Inventars (BJ+2) aber nicht. Beim Verkehrssektor wurde für das Jahr 2021 sowohl in BJ+1 als auch BJ+2 eine knappe Überschreitung festgestellt, die vom aktuellen Datenbestand (BJ+3) aufgrund eines Methodenwechsels jedoch nicht mehr bestätigt wird. Auf dieser neuesten Datengrundlage wäre im Jahr 2021 kein Sofortprogramm notwendig gewesen. Für den Sektor Energiewirtschaft führt die Aktualisierung von BJ+1 zu BJ+2 für das Jahr 2022 zu einer zuvor nicht festgestellten minimalen Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge; ein Sofortprogramm wäre mithin im vergangenen Jahr für diesen Sektor notwendig geworden. Außer für den Verkehrssektor im Jahr 2021 lautete in den geschilderten Fällen die ursprüngliche Einschätzung des Expertenrats, dass aufgrund der verbleibenden Unsicherheit die Zielüberschreitung jeweils ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich sei. Die Auswertung der Nachkorrektur stützt die Vorbehalte des Expertenrats gegen eine automatische Auslösung eines

² Für diesen Bericht die Jahre 2024 bis 2030

Sofortprogramms für den Sektor Gebäude aufgrund der festgestellten ebenso wahrscheinlichen wie unwahrscheinlichen Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge im Jahr 2023.

Z19 Die europäische Lastenteilung (ESR) erfasst die Treibhausgasemissionen, die nicht dem EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) oder dem Sektor LULUCF zu zuordnen sind. Das Ziel Deutschlands unter der ESR wurde im Jahr 2021 und 2022 auf Basis der aktuell berichteten Datengrundlage erfüllt (siehe Tabelle Z 1). In Tabelle Z 1 sind die deutschen THG-Emissionen, die unter die europäische Lastenteilung fallen, sowie die Zielwerte Deutschlands dargestellt. Das Ziel wurde für beide oben genannten Jahre erfüllt, der Puffer nahm aber vom Jahr 2021 zum Jahr 2022 ab. Die aktuellen Projektionsdaten 2024 projizieren eine Verfehlung des Zielwerts ab dem Jahr 2024 (UBA 2024g).

Tabelle Z 1: THG-Emissionen in der europäischen Lastenteilung (Effort Sharing Regulation, ESR) für die Jahre 2021 und 2022, sowie die Zielwerte für Deutschland

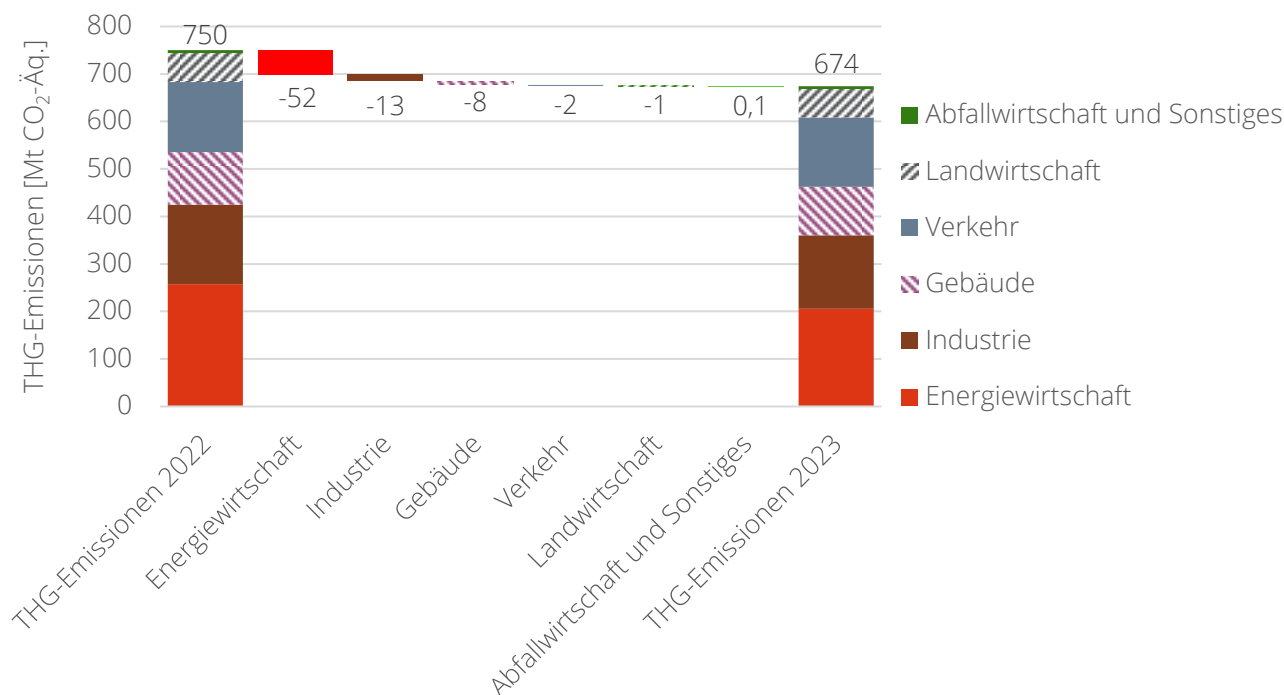
	2021 [Mt CO ₂ -Äq.]	2022 [Mt CO ₂ -Äq.]
ESR Zielwert für Deutschland	427,3	413,2
ESR THG-Emissionen (Stand 15.03.2024)	404,4*	395,9*
Differenz Ist minus Ziel	-22,9	-17,3

Eigene Darstellung auf Basis der Emissionsdaten des UBAs und des Öko-Institut et al. (2023 Tabelle 111). *Nach den berichteten Zahlen des UBAs werden keine THG-Emissionen des Verkehrs-, des Landwirtschafts- und des Abfallsektors dem EU-ETS zugeordnet, somit werden die THG-Emissionen dieser Sektoren der ESR zugerechnet.

Einordnung der Emissionsentwicklung

Z20 Im Jahr 2023 war ein Rückgang der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr um 76 Mt CO₂-Äq. (-10,1 %) zu verzeichnen (siehe Abbildung Z 3). Damit handelt es sich um den größten prozentualen Rückgang der Treibhausgasemissionen innerhalb eines Jahres, größer noch als der Rückgang im Corona-Jahr 2020 (damals -8,2% im Vergleich zu 2019 (UBA 2024d)). Den weitaus größten Anteil an der Minderung hatte mit 51,8 Mt CO₂-Äq. die Energiewirtschaft, gefolgt von der Industrie und dem Gebäudesektor. Die übrigen Sektoren trugen nur in sehr begrenztem Umfang zu dem beobachteten Emissionsrückgang bei. In einer sektorenübergreifenden Dekompositionsanalyse haben bis auf eine leicht angestiegene Bevölkerungszahl alle anderen betrachteten Faktoren eine rückläufige Entwicklung gezeigt, vor allem die Energieintensität der Volkswirtschaft (sowohl auf Ebene der Primär- als auch der Endenergie).

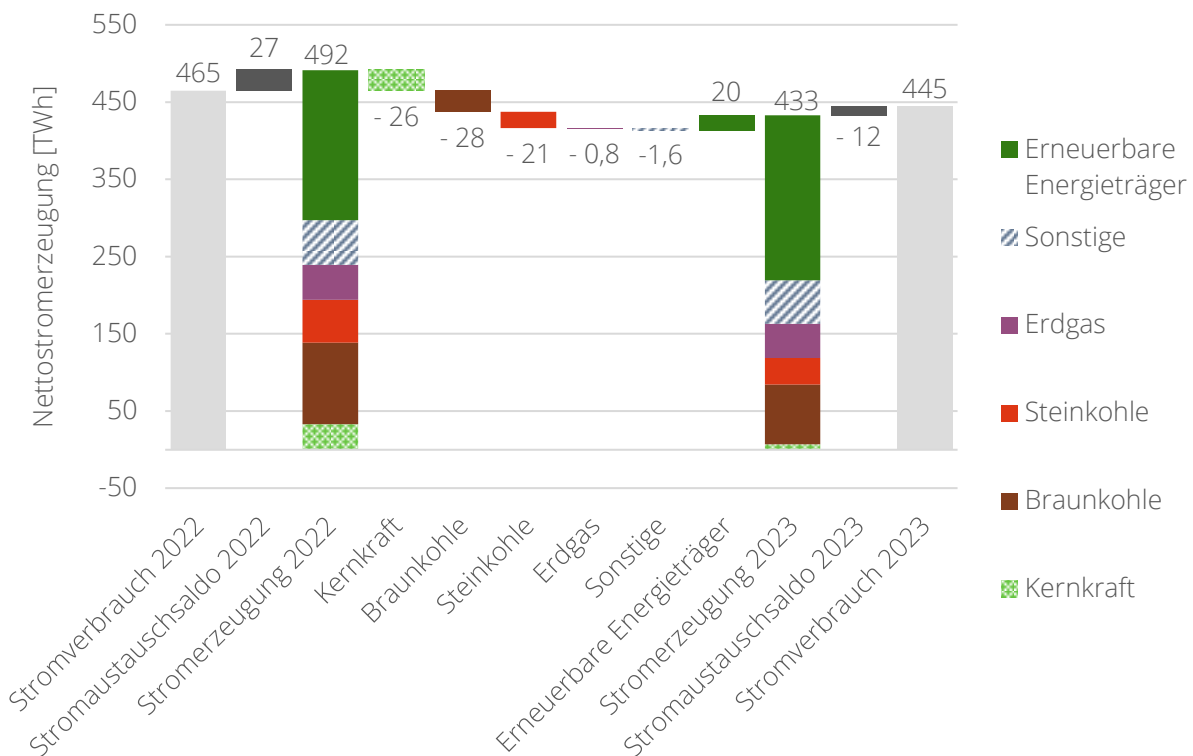
Abbildung Z 3: Veränderung der Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren zwischen 2022 und 2023



Eigene Darstellung basierend auf UBA (2024a).

Z21 Der Sektor Energiewirtschaft emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamts 205,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023 und hat die (implizite) zulässige Jahresemissionsmenge anders als im Vorjahr deutlich unterschritten. Damit sanken die Treibhausgasemissionen um 51,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 20,1 %. Auch dieser Rückgang stellt einen Rekordwert im Zeitraum seit dem Jahr 1990 dar, welcher die Rückgänge der Jahre 2019 (-16,9 %) und 2020 (-15,2 %) in den Schatten stellt (UBA 2024d). Der deutliche Rückgang der THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft lag vor allem an einer starken Verringerung der Kohleverstromung, sowohl aus Braun- als auch aus Steinkohle (siehe Abbildung Z 4). Gründe hierfür waren unter anderem ein Rückgang des Stromverbrauchs, der sich zum großen Teil auf einen Produktionsrückgang in der energieintensiven Industrie zurückführen lässt, ein deutlicher Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im In- und Ausland, die im Vergleich zum Vorjahr wieder gestiegene Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie hohe CO₂-Zertifikatspreise und gesunkene Gaspreise. Als Folge dieser Faktoren stiegen die Stromimporte, was nach eigener Abschätzung einem Rückgang der THG-Emissionen in Höhe von 33,7 Mt CO₂-Äq. entspricht. Auch ohne diesen Effekt hätte der Sektor demnach sein implizites Sektorziel im Jahr 2023 immer noch, wenngleich knapp, erreicht.

Abbildung Z 4: Veränderung der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern³

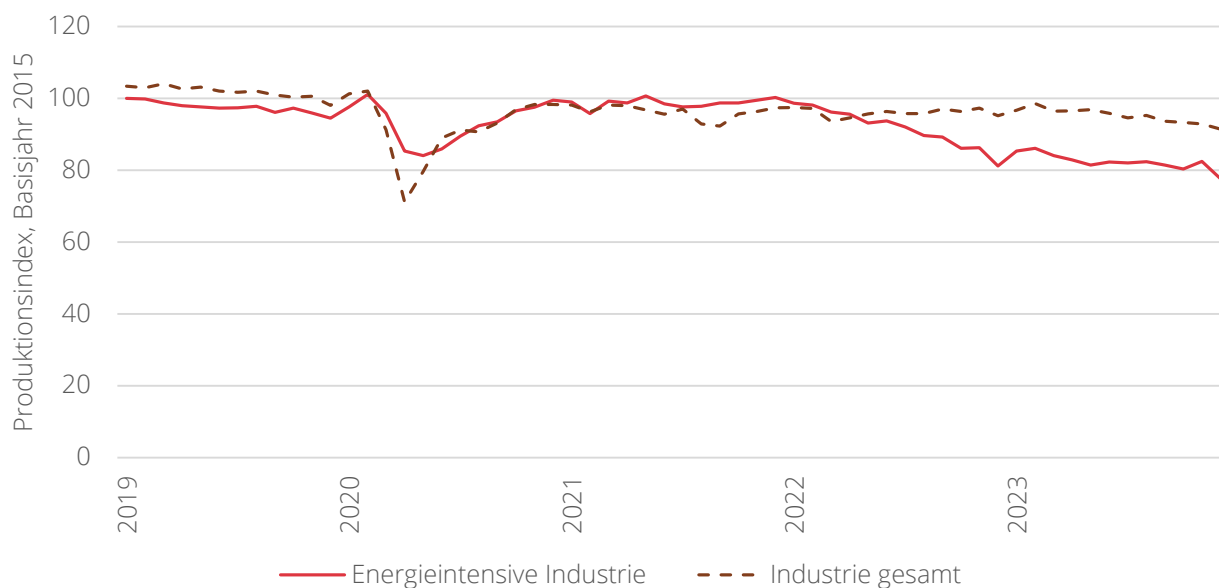


Eigene Darstellung. Daten basieren auf (Fraunhofer ISE 2024). Der Stromverbrauch ist berechnet aus der Nettostromerzeugung abzüglich Stromexporten und zuzüglich Stromimporten.

Z22 Der Industriesektor emittierte nach den Berechnungen des Umweltbundesamtes im Jahr 2023 155 Mt CO₂-Äq. und hat damit die zulässige Jahresemissionsmenge deutlich unterschritten. Prozentual betrug der Rückgang 7,7 % und fiel damit zwar erneut historisch deutlich aus, allerdings etwas geringer als im Vorjahr. Wie im Vorjahr war diese Entwicklung im Wesentlichen auf die weiterhin starken Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie zurückzuführen und könnte daher zumindest teilweise von temporärer Natur sein (siehe Abbildung Z 5). Demgegenüber war der emissionsmindernde Einfluss technisch-organisatorisch bedingter Energieeinsparungen wie im Vorjahr weiterhin gering. Gleichzeitig hatte im Jahr 2023 die Verschiebung im Energiemix von Gas und Strom hin zu größeren Anteilen an Kohle eine leicht emissionssteigernde Wirkung.

³ Gemäß des Territorialprinzips werden die THG-Emissionen dort bilanziert, wo sie entstehen (ERK 2022b). Entsprechend werden die THG-Emissionen des Stroms, der in Deutschland erzeugt, aber ins Ausland exportiert wird, in der deutschen Emissionsbilanz bilanziert. Die THG-Emissionen des Stroms, der im Ausland erzeugt und nach Deutschland importiert wird, wird dagegen in den jeweiligen Erzeugungsländern bilanziert. Ein positiver Stromausgleich führt daher bilanziell zu höheren THG-Emissionen in Deutschland, wohingegen ein negativer Stromausgleich zu bilanziell niedrigeren THG-Emissionen in Deutschland führt.

Abbildung Z 5: Entwicklung der Produktionsindizes der Industrie insgesamt und in der energieintensiven Industrie zwischen 2019 und 2023



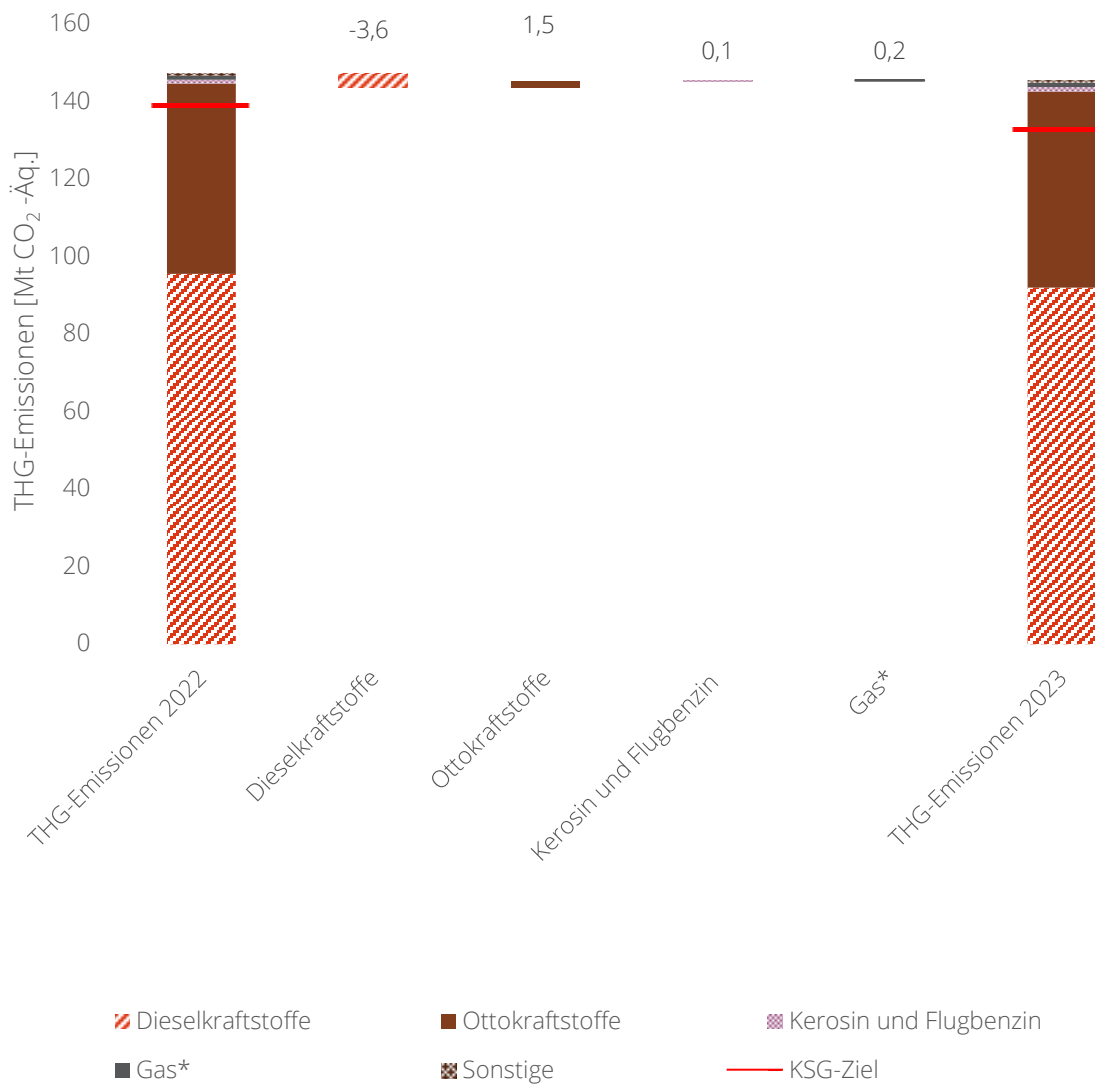
Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2023 basierend auf Destatis (2024f), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt.

Z23 Der Gebäudesektor emittierte nach den Berechnungen des Umweltbundesamtes im Jahr 2023 102,2 Mt CO₂-Äq. Trotz des deutlichen Rückgangs der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr um 8,3 Mt CO₂-Äq. (-10 %) hat der Sektor die zulässige Jahresemissionsmenge damit erneut überschritten, allerdings diesmal nur sehr knapp um 1,2 Mt CO₂-Äq. Den größten Einfluss auf den Emissionsrückgang im Gebäudesektor dürften die schon im Vorjahr beobachteten Gaseinsparungen durch geändertes Heizverhalten gehabt haben. Diese bewirkten im Jahr 2023 einen Rückgang der THG-Emissionen um rund 6 Mt CO₂-Äq. Verstärkt wurde diese Entwicklung durch den – trotz eines gegenläufig wirkenden Lagereffektes – gesunkenen Heizölverbrauch. Zudem trugen Veränderungen in der Beheizungsstruktur und die anhaltend milde Witterung zu Emissionsminderungen bei. Lediglich der Zuwachs der Wohnfläche um 0,7 % gegenüber dem Vorjahr dämpfte diese emissionsenkenden Einflüsse leicht.

Z24 Der Verkehrssektor emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes im Jahr 145,5 Mt CO₂-Äq. Trotz des leichten Rückgangs der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr um 1,8 Mt CO₂-Äq. (-1,2 %) überschritt der Sektor damit die zulässige Jahresemissionsmenge zum dritten Mal in Folge. Der leichte Emissionsrückgang im Jahr 2023 war im Wesentlichen auf eine verringerte Fahrleistung im Straßengüterverkehr zurückzuführen. Diese Entwicklung dürfte vor allem auf die im Jahr 2023 gesunkene Wirtschaftsleistung zurück gehen. Eine Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf emissionsärmere Verkehrsträger wie die Schiene fand im Jahr 2023 jedoch nicht statt. Daher ist zu erwarten, dass eine Erholung der deutschen Wirtschaft zu einem Wiederanstieg der THG-Emissionen im Güterverkehr führen würde. Beim Personenverkehr war demgegenüber im Jahr 2023 ein Anstieg der THG-Emissionen zu verzeichnen, welcher insbesondere auf die höhere Pkw-Fahrleistung gegenüber dem Vorjahr zurückzuführen war. Wesentliche strukturelle Veränderungen im Pkw-Bestand, die den fahrleistungsbedingten Emissionsanstieg dämpfen könnten, sind im Jahr 2023 nicht zu erkennen. Denn Verbrenner dominieren weiterhin sowohl den Fahrzeugbestand als auch die Neuzulassungen. Insgesamt haben sich damit die THG-Emissionen des Sektors durch die gegenläufigen Entwicklungen im

Güter- und Personenverkehr zwischen 2022 und 2023 nur in geringem Maße verändert (siehe Abbildung Z 6).

Abbildung Z 6: Veränderungen der THG-Emissionen nach Kraftstoff im Verkehrssektor



Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2024f). *Gas umfasst sowohl LPG und LNG in der Binnenschifffahrt sowie Erdgas im Straßenverkehr.

Z25 Der Landwirtschaftssektor emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes im Jahr 2023 60,3 Mt CO₂-Äq. und hat seine Emissionen somit leicht reduziert. Die THG-Emissionen sanken um 1,1 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,8 %. Das lag überwiegend daran, dass der Rinderbestand und der Absatz von Stickstoffdünger geringfügig zurückgingen. Der Rinderbestand und der Stickstoffdünger sind in der Landwirtschaft die Hauptemittenten der Treibhausgase Methan und Lachgas. Auch in den meisten anderen Bereichen

verstetigte sich der leicht rückläufige Trend der THG-Emissionen. Die einzige Ausnahme stellten die kraftstoffbedingten THG-Emissionen dar. Diese stiegen um 0,5 % gegenüber dem Vorjahr.

Z26 Der deutliche Rückgang der gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 war insbesondere durch die starken Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie und die Witterung geprägt. In einem kontrafaktischen Szenario ohne diese beiden Einflüsse wären die Treibhausgasemissionen nach einer groben Abschätzung um 74,3 Mt CO₂-Äq. höher ausgefallen und hätten damit die implizite zulässige Gesamtjahremissionsmenge überschritten. Den deutlich größeren Anteil an den höheren THG-Emissionen in diesem kontrafaktischen Szenario hat dabei die Produktion in der energieintensiven Industrie. Wäre die Produktion so hoch ausgefallen wie im Mittel der letzten Jahre⁴, wären die THG-Emissionen im Jahr 2023 um 51,6 Mt CO₂-Äq. höher ausgefallen. Aber auch der Einfluss der Witterung ist nicht zu vernachlässigen. Hätten die Temperaturen und die Bedingungen für Solar- und Windenergie im Jahr 2023 im Mittel der letzten Jahre gelegen⁵, wären die THG-Emissionen um weitere 22,7 Mt CO₂-Äq. höher ausgefallen. Auch wenn diese kontrafaktischen Berechnungen aufgrund methodischer Limitierungen lediglich eine grobe Abschätzung der Größenordnung dieser Einflüsse darstellen können, so zeigen sie dennoch, dass die im Jahr 2023 in Summe erreichte Zielunterschreitung zu einem nicht unbeträchtlichen Teil auf Entwicklungen zurückzuführen ist, deren Dauerhaftigkeit nicht sichergestellt ist, insbesondere mit Blick auf die die Produktionsentwicklung in der energieintensiven Industrie. Bei der Witterung kann infolge des Klimawandels tendenziell von steigenden Temperaturen ausgegangen werden, was sich in einem niedrigeren Heizwärmebedarf niederschlagen kann. Aber auch hier ist nicht auszuschließen, dass einzelne Jahre wieder kälter ausfallen und damit der Zielerreichung entgegenwirken.

Anmerkungen zur bisherigen Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023

Z27 Seit dem Beschluss des Klimaschutzprogramms durch die Bundesregierung im Sommer 2023 sind politische Änderungen erfolgt, die Auswirkungen auf die Umsetzung des Programms haben. Im Sommer 2023 hat die Bundesregierung ein Klimaschutzprogramm vorgelegt, welches durch den Expertenrat ausführlich begutachtet wurde. In seiner Stellungnahme zum Klimaschutzprogramm 2023 (ERK 2023c) stellte der Expertenrat fest, dass auch nach Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023 eine substantielle Lücke von deutlich mehr als 200 Mt CO₂-Äq. bei den kumulierten THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 verbleiben werde. Zudem sah er verschiedene Gründe dafür, dass die erwartete THG-Gesamtminderung vermutlich überschätzt wird (ERK 2023c). Seither haben sich verschiedene Annahmen und Aspekte des Klimaschutzprogramms konkretisiert bzw. verändert.

Z28 Kürzungen im Klima- und Transformationsfonds (KTF) führen zu Programm Kürzungen im Jahr 2024 sowie einem fast vollständigen Abschmelzen der Rücklage als Finanzierunggrundlage für die kommenden Jahre. Fast die Hälfte aller Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2023 sind fiskalische Maßnahmen. Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum zweiten Nachtragshaushalt 2021 mussten Ausgabenpläne für verschiedene Investitions- und Förderprogramme in den Jahren bis 2027 insgesamt um 41,7 Mrd. Euro gegenüber dem Klimaschutzprogramm 2023 gekürzt werden. Die Umsetzung dieser Kürzung erfolgte zum einen durch Programmkürzungen im Jahr 2024 um 4,6 Mrd. Euro. Zum anderen wurde die Rücklage im KTF fast vollständig abgeschmolzen, so dass sich der finanzielle Spielraum für die kommenden Jahre zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen stark verkleinert hat. Infolgedessen vergrößert sich die Unsicherheit hinsichtlich der Finanzierung der Transformation. Ein zusätzliches

⁴ Der betrachtete Zeitraum umfasst die Jahre 2005-2022.

⁵ Der betrachtete Zeitraum umfasst die Jahre 2002-2022.

Finanzierungsrisiko ergibt sich aus den in den vergangenen Monaten gesunkenen CO₂-Preisen im EU-ETS, die sich – bei anhaltend niedrigerem Niveau – dämpfend auf die Ausstattung des KTF auswirken.

- Z29 Geringe Mittelabrufe im Klima- und Transformationsfonds bedeuten eine Verzögerung bei der Umsetzung von Maßnahmen.** Die tatsächlichen Mittelabflüsse des KTF lagen in der Vergangenheit für einige Maßnahmen deutlich unter den geplanten, wie beispielsweise bei der „Serielle Sanierung“ mit einer Abrufquote von 6,2 % im Jahr 2023 oder „Zuschüsse zur Errichtung von Tank- und Ladeinfrastruktur“ mit 9,1 % im Jahr 2023. Das erhöht zwar teilweise den finanziellen Spielraum, bedeutet aber eine verzögerte Umsetzung und damit eine verzögerte THG-Minderungswirkung bei diesen Maßnahmen.
- Z30 Der gegenüber dem Klimaschutzprogramm leicht erhöhte CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel (BEHG) für das Jahr 2024 könnte eine geringfügige, zusätzliche THG-Minderung bewirken.** Vor dem Hintergrund fehlender Finanzmittel im KTF hat die Bundesregierung in diesem Jahr die Rückkehr auf den ursprünglich geplanten CO₂-Preis im BEHG beschlossen. Das bedeutet eine Erhöhung des CO₂-Preises von 30 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2023 auf 45 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2024. Diese wirkt sich vor allem im Verkehrs- und Gebäudesektor aus und könnte die im Klimaschutzprogramm 2023 für diese Maßnahme unterstellte THG-Minderungswirkung leicht erhöhen.
- Z31 In Summe machen die in Folge des Urteils des Bundesverfassungsgerichts geänderten Haushaltsansätze das Erreichen der projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2023 unsicherer.** Auch wenn im Rahmen dieses Berichts keine quantitative Abschätzung des Gesamteffekts gemacht werden konnte, ist insgesamt davon auszugehen, dass die Wirkung des Klimaschutzprogramms geringer ausfallen dürfte als 2023 unterstellt.
- Z32 Der Expertenrat hat sich im Rahmen des vorliegenden Prüfberichts auch mit der Umsetzung der Sofortprogramme 2023 für Verkehr und Gebäude beschäftigt.** Aufgrund der Überschreitung der jährlich zulässigen THG-Emissionsmengen in den Sektoren Gebäude und Verkehr waren die zuständigen Ministerien im Jahr 2023 angehalten, nach §8 Abs. 1 KSG Sofortprogramme vorzulegen. Diese entsprachen laut Mitteilung der Bundesregierung den im Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023 enthaltenen Maßnahmen für die Sektoren Gebäude und Verkehr. Diese wurden vom Expertenrat als solche im Jahr 2023 (siehe ERK 2023a) geprüft. Der Expertenrat hat sich im Rahmen des vorliegenden Prüfberichts mit der Frage befasst, ob es neben den Auswirkungen der finanziellen Kürzungen im KTF seit Veröffentlichung des Klimaschutzprogramms wesentliche Neuerungen im Gebäude- und Verkehrssektor gab, die sich auf die THG-Minderung des Klimaschutzprogramms auswirken.
- Z33 Im Gebäudesektor verstärken die weniger ambitionierte Umsetzung des Klimaschutzprogramms sowie die verringerten Finanzmittel für Förderprogramme die Zweifel an der Erreichbarkeit der angestrebten Minderungswirkung. Somit wird weiterhin davon ausgegangen, dass eine Lücke zur Zielerreichung im Gebäudesektor verbleibt.** Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) des Projektionsberichts 2023, das die gutachterliche Grundlage für die THG-Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms (KSP) 2023 war (ERK 2023c, RZ 9), überschreitet der Gebäudesektor zwischen 2021 und 2030 das THG-Budget um 35 Mt CO₂-Äq. In der Prüfung des THG-Minderungspfades (ERK 2023a) kam der Expertenrat zudem zu der Einschätzung, dass die Treibhausgasreduzierung unter Beachtung der weniger ambitionierten Ausgestaltung der „GEG-Novelle“ tendenziell sogar überschätzt ist. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen zur Finanzierung der fiskalischen Maßnahmen, der Verabschiedung einer in ihrer Wirkung noch weiter abgeschwächten GEG-Novelle sowie des Beschlusses der EU zur Gebäuderichtlinie, bekräftigt sich diese Aussage. Damit verringern sich nach Sicht des Expertenrats die Aussichten, mit den im Sofortprogramm Gebäude beschlossenen Maßnahmen die zulässigen Jahresemissionsmengen einzuhalten und die sektorale Zielerreichungslücke bis 2030 zu schließen.

Z34 Auch im Verkehrssektor stehen geringere Finanzmittel als im Klimaschutzprogramm unterstellt zur Verfügung, gleichzeitig zeigt sich eine Zunahme der Straßenverkehrsleistung im Personenverkehr. Somit wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Maßnahmen im Klimaschutzprogramm 2023 nicht ausreichen und weiterhin eine erhebliche Lücke zur Zielerreichung im Verkehrssektor verbleibt. Die im Klimaschutzprogramm 2023 enthaltenen Maßnahmenvorschläge für den Verkehrssektor wurden von der Bundesregierung im Jahr 2023 im Rahmen eines ressortübergreifenden Abstimmungsprozesses quantifiziert. Aufgrund unterschiedlicher Bewertungen der Minderungswirkung resultierten zwei Emissionsminderungspfade. Der KSG-Zielpfad wird dabei laut der gutachterlichen Grundlage zwischen 2021 und 2030 um 117 Mt CO₂-Äq. bis 191 Mt CO₂-Äq. überschritten. Der Pfad mit höherer Emissionsminderung bzw. geringerer Zielverfehlung erscheint mit Blick auf aktuelle Zahlen und Gutachten weiterhin überschätzt. Zwar wurde die CO₂-Differenzierung der Lkw Maut umgesetzt, aber etliche andere Entwicklungen vermindern die Maßnahmenwirkung zusätzlich. Dazu zählen beispielsweise eine Zunahme der Straßenverkehrsleistung im Personenverkehr (und damit eine geringe Wirkung der durch Homeoffice angenommenen Emissionsminderung) sowie weniger verfügbare Finanzmittel im Bundeshaushalt als ursprünglich bei der Maßnahmenbewertung vorgesehen. Letzteres könnte sich auch abträglich auf die Finanzierung des Deutschlandtickets auswirken. Somit wird die Aussage bekräftigt, dass die im Klimaschutzprogramm 2023 beschlossenen Maßnahmen bei weitem nicht hinreichend sind, die zulässigen Jahresemissionsmengen im Verkehrssektor einzuhalten, und dass eine erhebliche Erfüllungslücke bis 2030 verbleibt.

1 Auftrag und Herangehensweise

- 1 Am 12. Dezember 2019 hat der Deutsche Bundestag das Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen (siehe KSG 2019), das am 18. Dezember 2019 in Kraft trat und am 18. August 2021 novelliert wurde (KSG 2021). Grundlage für den vorliegenden Bericht ist die am 15. April 2024 geltende Fassung vom 18. August 2021. Am 21.06.2023 hat das Bundeskabinett per Kabinettsbeschluss einen Gesetzesentwurf für eine Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes auf den Weg gebracht. Das parlamentarische Gesetzgebungsverfahren begann im Herbst 2023 und ist zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses (11.04.2024) noch nicht abgeschlossen. Die zeitgleich mit den Emissionsdaten für das Jahr 2023 veröffentlichten Projektionsdaten 2024 sind nicht Gegenstand der Prüfung dieses Berichts.
- 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, 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 Um bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen, definiert das Bundes-Klimaschutzgesetz nationale Klimaziele und schafft einen gesetzlichen Rahmen, der das Erreichen dieser Ziele sicherstellen soll. Als Zwischenziel sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz für das Jahr 2030 eine Treibhausgasminde rung von insgesamt 65 % gegenüber dem Jahr 1990 vor und legt hierfür verbindliche, jährlich zulässige Emissionsmengen bis zum Jahr 2030 für die Sektoren fest. Anhang 1 KSG definiert die folgenden Sektoren: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstige sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF). Bis zum Jahr 2040 soll durch jährliche zulässige Emissionsmengen eine Treibhausgasminde rung von 88 % und im Jahr 2045 Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden (§ 3 KSG).
- 4 Das Bundes-Klimaschutzgesetz definiert des Weiteren die Aufgaben des unabhängigen Expertenrates für Klimafragen. Unter anderem prüft der Expertenrat die Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen des Vorjahres, die jährlich durch das Umweltbundesamt berichtet werden.⁶ Diese Prüfung findet im vorliegenden Bericht zum vierten Mal statt. Für die Prüfung ist ein Mechanismus mit einer genauen zeitlichen Abfolge definiert (siehe Abbildung 1):
 - i) Jeweils am 15. März eines Jahres veröffentlicht das Umweltbundesamt die Emissionsdaten des Vorjahres und übersendet sie an den Expertenrat (§ 5 Abs. 1 KSG). Das Umweltbundesamt zeigt auf Basis der sektoralen Emissionsdaten Über- oder Unterschreitungen von den im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten zulässigen Jahresemissionsmengen für betroffene Sektoren auf. Seit dem Berichtsjahr (BJ)⁷ 2021 enthält der Datensatz zusätzlich eine Auflistung der Emissionsanteile, die der Europäischen Klimaschutzverordnung unterliegen (§ 5 Abs. 2 KSG).

⁶ Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen des Vorjahres wird im Folgenden im Einklang mit § 5 Abs. 1 KSG der Begriff Emissionsdaten benutzt. In dem vorliegenden Bericht beziehen sich die Emissionsdaten auf das Jahr 2023.

⁷ Berichtsjahr meint das Jahr, aus dem die berichteten Emissionsdaten stammen. In dem vorliegenden Bericht demnach aus Jahr 2023.

- ii) Innerhalb eines Monats nach Übersendung der Emissionsdaten durch das Umweltbundesamt prüft der Expertenrat die Berechnungen und legt zum 15. April eine Bewertung vor (§ 12 Abs. 1 KSG). Bestätigt der Expertenrat die Überschreitung der zulässigen Emissionsmenge in einem oder mehreren Sektoren, greifen Punkte iii und iv.
- iii) „Weisen die Emissionsdaten eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge für einen Sektor in einem Berichtsjahr aus, so legt das [...] zuständige Bundesministerium der Bundesregierung innerhalb von drei Monaten nach der Vorlage der Bewertung der Emissionsdaten durch den Expertenrat für Klimafragen [...] ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vor, das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellt“ (§ 8 Abs. 1 KSG).
- iv) „Die Bundesregierung berät über die zu ergreifenden Maßnahmen im betroffenen Sektor oder in anderen Sektoren oder über sektorenübergreifende Maßnahmen und beschließt diese schnellstmöglich. [...] Vor Erstellung der Beschlussvorlage über die Maßnahmen sind dem Expertenrat die den Maßnahmen zugrunde gelegten Annahmen zur Treibhausgasreduktion zur Prüfung zu übermitteln. Das Prüfungsergebnis wird der Beschlussvorlage beigelegt.“ (§ 8 Abs. 2 KSG).

Abbildung 1: Zeitliche Abfolge des Mechanismus entsprechend Bundes-Klimaschutzgesetz



Eigene Darstellung.

- 5 Im vorliegenden Bericht bewertet der Expertenrat die Emissionsdaten für das Jahr 2023 (UBA 2024d). Dem Expertenrat wurden am 15. März 2024 die folgenden Unterlagen durch das Umweltbundesamt übermittelt:
 - Zeitreihen der Emissionsdaten von 1990 bis 2023, aufgeschlüsselt nach den Sektoren und Sub-Sektoren entsprechend den Quellkategorien des gemeinsamen Berichtsformats (Common Reporting Format – CRF) nach der Europäischen Klimaberichterstattungsverordnung oder entsprechend einer auf der Grundlage von Artikel 26 Absatz 7 der Europäischen Governance-

Verordnung erlassenen Nachfolgeregelung. Zusätzlich enthält diese Tabelle gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz § 5 Abs. 2 eine Auflistung der Emissionsanteile, die der Europäischen Klimaschutzverordnung unterliegen (UBA 2024d).

- Ein begleitender Bericht mit dem Titel »Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2023 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz« (nicht veröffentlicht) (UBA 2024a).
- Das Nationale Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2022 (UBA 2024d).
- Die Frühschätzung der Energiebilanz des Jahres 2023 (vertraulich) (AGEB 2024b).
- Weitere sektorspezifische Informationen, die auf Anfrage zur Verfügung gestellt wurden und zur Prüfung und Plausibilisierung genutzt wurden.

6 Der vorliegende Prüfbericht ist wie folgt aufgebaut:

- Teil I des Berichts enthält die Prüfung und Bewertung der vorgelegten Emissionsdaten durch den Expertenrat. Die vom Umweltbundesamt verwendete Datenbasis und die Vorgehensweise zur Ermittlung der Emissionsdaten wurden dafür soweit möglich nachvollzogen.
- Methodische und datenbezogene Änderungen gegenüber der letzten Berechnung der Emissionsdaten für das Jahr 2022 werden in Kapitel 2 dargestellt.
- Für die Frühschätzung der Energiebilanz der AGEB, die prozessbedingten Emissionen der mineralischen Industrie, die LULUCF Kategorie Wald und die Aufteilungsraten einzelner Energiebilanzzeilen der Frühschätzung der Energiebilanz auf mehrere Sektoren wurde zusätzlich eine Prüfung der eingesetzten Methoden durchgeführt. Zusätzlich wird eine Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau vorgenommen (Kapitel 3).
- Eine Aussage zur Güte (Kapitel 4) der Emissionsdaten des Vorjahres erfolgt folgendermaßen: Einerseits auf Basis der durch das Umweltbundesamt übermittelten Angabe zur Unsicherheit der vorgelegten Emissionsdaten. Andererseits werden die nachträglichen historischen Korrekturen der Emissionsdaten analysiert. Das grundlegende Vorgehen schließt sich dem der vergangenen Berichte an (ERK 2021; 2022a; 2023b).
- In Kapitel 5 wird unter Berücksichtigung von Unsicherheiten die Über- oder Unterschreitung der jährlich zulässigen Emissionsmengen nach Bundes-Klimaschutzgesetz gemäß § 4 Abs. 1 KSG sowie Anlage 2 KSG in den Sektoren festgestellt (Kapitel 5.1). Zudem werden die Anpassungen der jährlichen zulässigen Emissionsmengen durch den Ausgleichsmechanismus dargestellt (Kapitel 5.2). Des Weiteren wird rückblickend die Einhaltung der Jahresemissionsmengen laut Bundes-Klimaschutzgesetz im Vergleich zu den korrigierten Emissionsdaten dargestellt (Kapitel 5.3.1), sowie die Einhaltung der Effort Sharing Regulation (ESR)-Ziele der Jahre 2021 und 2022 (Kapitel 5.3.2).
- Teil II des Berichts enthält weiterführende Betrachtungen.
- Kapitel 6 ordnet die Emissionsdaten des Jahres 2023 ein und enthält drei Analyseschwerpunkte:
- Kapitel 6.1 zeigt eine Dekomposition der sektorenübergreifenden Treibhausgasemissionen in wesentlichen Faktoren, die die Entwicklung der Emissionen beeinflussen.
- In Kapitel 6.2 wird die Veränderung der Emissionen in den einzelnen Sektoren im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr analysiert. Betrachtet werden die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft.

- Abschließend wird in Kapitel 6.3 in einem kontrafaktischen Szenario abgeschätzt, wie hoch die Emissionen im Jahr 2023 gewesen wären, wenn die Witterung sowie die Produktionsmengen der energieintensiven Industrie wie im Mittel der Vorjahre ausgefallen wären.
 - Kapitel 7.1 ordnet die Auswirkungen des Urteils des Bundesverfassungsgerichtes zum zweiten Nachtragshaushalt im Jahr 2021 auf das Klimaschutzprogramm 2023 ein. Durch das Urteil mussten effektiv rund 41,7 Mrd. Euro im Klima- und Transformationsfonds (KTF) gekürzt werden. In Kapitel 7.2 folgt eine Feststellung zu den vorgelegten Sofortprogrammen der Sektoren Gebäude und Verkehr im Jahr 2023.
- 7 Als Ergänzung zu diesem Prüfbericht wird ein Technisches Begleitdokument (ERK 2023d) veröffentlicht, das weiterführende Details zu einigen Kapiteln dieses Prüfberichts enthält. An den entsprechenden Stellen in diesem Bericht wird darauf verwiesen.

Teil I: Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten des Vorjahres

2 Die Nationale Berichterstattung der Treibhausgasemissionen

2.1 Grundlagen der Emissionsberichterstattung

- 8 Deutschland ist Vertragspartner der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) und damit verpflichtet, jährliche Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen 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 wird das Treibhausgasinventar für das Jahr 2022 am 15. Januar 2024 veröffentlicht (siehe Abbildung 1). Die vom Umweltbundesamt beschriebene Methodik zur Berechnung der Nationalen Treibhausgasinventare (UBA 2023d) stellt auch die Grundlage für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres dar. Die Emissionsdaten des Vorjahres werden am 15. März veröffentlicht und im Rahmen dieses Berichtes geprüft (siehe Abbildung 1).
- 9 Die Berichterstattung umfasst die Emissionen der folgenden Treibhausgase: Kohlenstoffdioxid (CO₂), Lachgas (N₂O), Methan (CH₄) sowie die fluorierten Treibhausgase (F-Gase), Perfluorcarbone (PFCs), Fluorkohlenwasserstoffe (FKWs), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃). Die Treibhausgasemissionen werden in sogenannten Quellgruppen berichtet, die sich aus dem Common Reporting Format (CRF) ergeben⁸. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt für jede CRF-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 (UBA 2024b). 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 CO₂ 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 CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq.) umgerechnet. Die in den Treibhausgasinventaren ausgewiesenen THG-Emissionen sind also grundsätzlich keine gemessenen Größen, sondern Hochrechnungen auf Basis der Aktivitätsraten und der zugehörigen Emissionsfaktoren.

2.2 Daten und Methoden zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres

2.2.1 Übersicht der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres im Jahr 2023

- 10 Das Bundes-Klimaschutzgesetz definiert sieben Sektoren, die THG-Emissionen verursachen. Diese sind über CRF-Kategorien definiert (siehe Abbildung 2 sowie im Technischen Begleitdokument (ERK 2024),

⁸ Die CRF-Kategorien wurden im IPCC 2006 Bericht der UNFCCC etabliert und sind die gängige Systematik der Klimaberichterstattung (IPCC 2006).

Kapitel A1.1). Prinzipiell lässt sich zwischen THG-Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Brennstoffe (verbrennungs- und prozessbedingter Nutzen) und THG-Emissionen aus biologischen Prozessen unterscheiden. Die verbrennungs- und prozessbedingten THG-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 und Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF), zum Beispiel bei der Zersetzung organischen Materials aus Moorböden. Im Sektor LULUCF ist aufgrund der Absorption von CO₂ bei Pflanzenwachstum auch eine Netto-Reduktion von Treibhausgasen möglich.

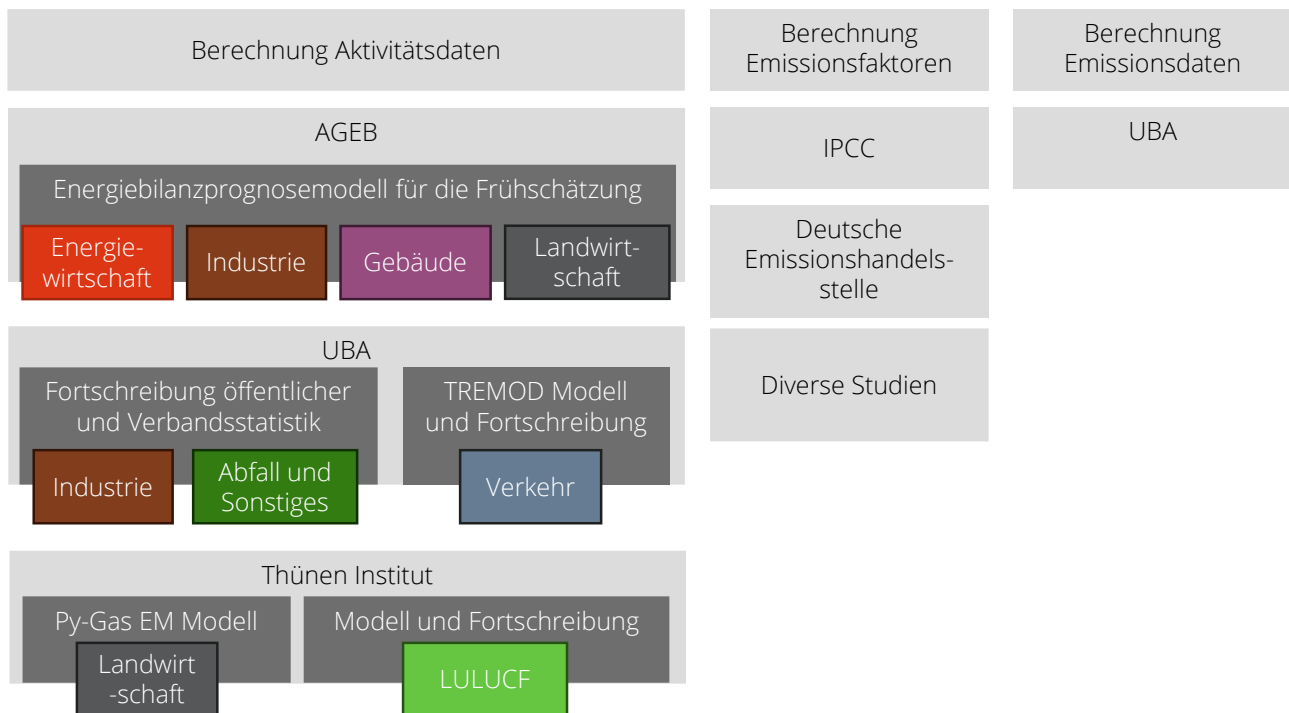
Abbildung 2: Nomenklatur der CRF-Kategorien nach Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Energiewirtschaft		Gebäude		Verkehr	
1.A.1	Energiewirtschaft	1.A.4.a/b i	Stationäre Verbraucher in Haushalten und GHD	1.A.3.a	Flugverkehr
1.A.3.e	Pipelinetransport	1.A.4 a/b ii	Mobile Verbraucher in Haushalten und GHD	1.A.3.b	Straßenverkehr
1.B	Diffuse Emissionen aus Gewinnung und Verteilung fossiler Brennstoffe	1.A.5	Militär	1.A.3.c	Schienerverkehr
				1.A.3.d	Schiffsverkehr
Industrie		Landwirtschaft		LULUCF	
1.A.2	Verarbeitendes Gewerbe/ Industrielle Feuerungen	1.A.4.c	Stationäre und mobile Feuerungsanlagen in der Landwirtschaft	4.A	Wald
2.A	Mineralische Industrie	3	Landwirtschaft	4.B	Ackerland
2.B	Chemische Industrie	Abfallwirtschaft und Sonstiges		4.C	Grünland
2.C	Metallindustrie	5.A	Abfalldeponierung	4.D	Feuchtgebiete
2.D	Emissionen aus Produktverwendungen	5.B	Biologische Abfallbehandlung	4.E	Siedlungen
2.E/F	Emissionen fluoriierter Treibhausgase	5.D	Abwasserbehandlung kommunal und industriell	4.G	Holzprodukte
2.G	Emissionen fluoriierter Treibhausgase und Lachgas	5.E.1	Mechanisch-biologische Abfallbehandlung		

Eigene Darstellung (LULUCF = Land Use, Land Use Change and Forestry; GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistung).

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Emissionsdatenerstellung



Eigene Darstellung. Die Abbildung veranschaulicht, welche Institutionen die Daten zur Emissionsdatenerstellung grundlegend bereitstellen. Die von der AGEB erstellte Fröhschätzung der Energiebilanz wird vom UBA verwendet, um die energiebedingten Aktivitätsdaten der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft zu berechnen (siehe Kapitel 2.2.3).

- 12 Die Aktivitätsdaten der CRF-Kategorien in den sieben Sektoren werden durch diverse methodische Ansätze bestimmt. Der Großteil der energiebedingten THG-Emissionen wird auf Grundlage der Fröhschätzung der Energiebilanz berechnet, die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) erstellt wird. Dazu gehören die Aktivitätsdaten einzelner oder aller CRF-Kategorien der Sektoren Energiewirtschaft (CRF-Kategorie 1.A.1, 1.A.3.e), Industrie (CRF-Kategorie 1.A.2), Gebäude (CRF-Kategorie 1.A.4.a/b i sowie 1.A.5) und Landwirtschaft (CRF-Kategorie 1.A.4.c). Die übrigen CRF-Kategorien werden nicht von der Fröhschätzung der Energiebilanz abgedeckt. Die prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie werden mittels Verbandsdaten, Bundesstatistiken, Expert*innen-Schätzungen 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 (ERK 2024, Kapitel A.1.2.3). Veränderungen in der Methodik in Bezug auf das Vorjahr werden hingegen im Folgenden sektorenweise in Kapitel 2.2.4 dargestellt.
- 13 Die Emissionsfaktoren, die für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres verwendet werden, liegen in der Datenbank des Umweltbundesamts vor. Eine detaillierte Beschreibung der Emissionsfaktoren wird im Technischen Begleitdokument (ERK 2024, Kapitel A.1.2.1) gegeben.

2.2.2 Frühschätzung und Energiebilanzprognosemodell der AGEB

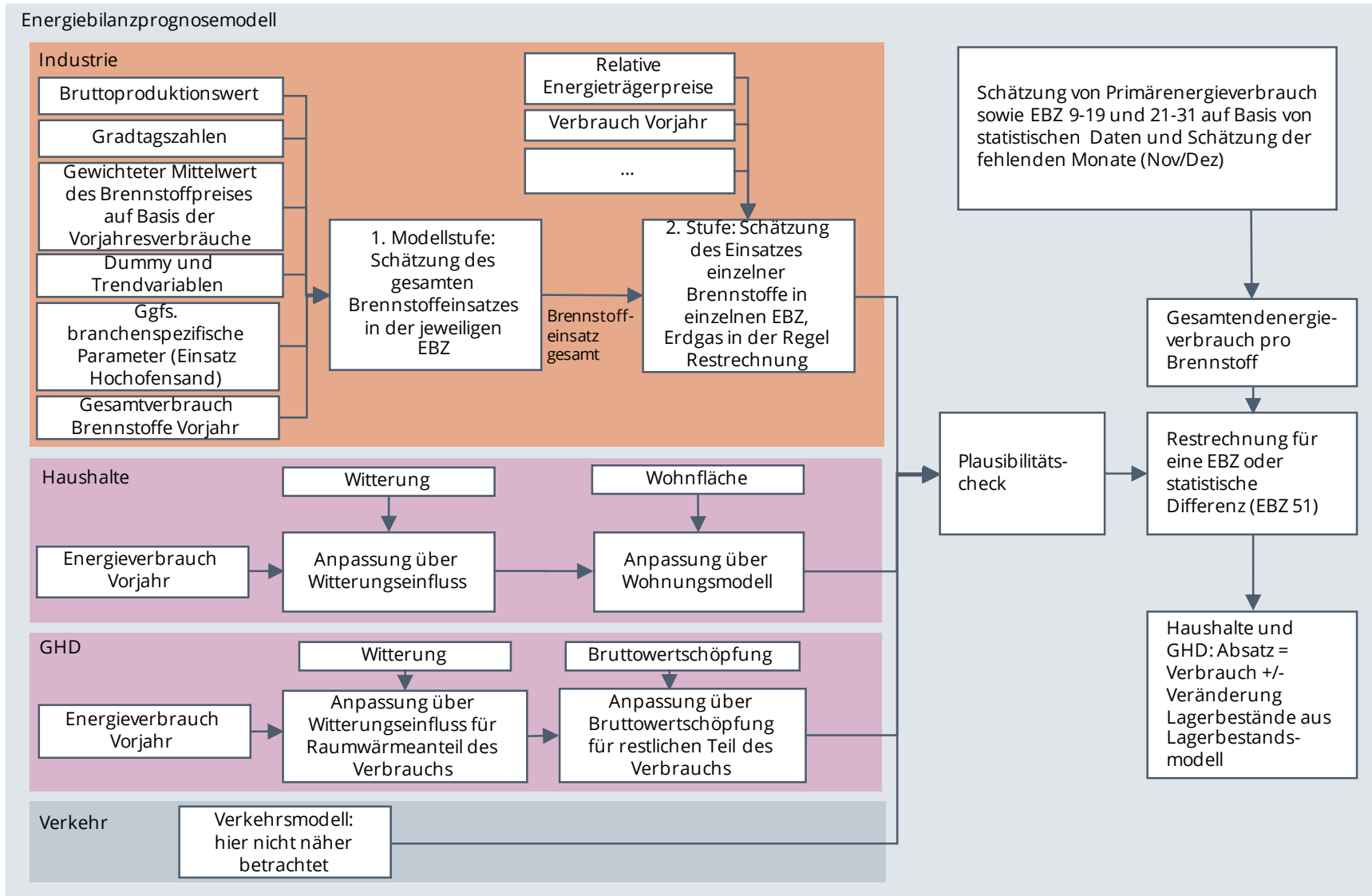
- 14 Die Frühschätzung der Energiebilanz enthält die energiebedingten Brennstoffeinsätze der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Gebäude, welche beim Umweltbundesamt genutzt werden, um die THG-Emissionen der CRF-Kategorien 1.A.1 (Energiewirtschaft) 1.A.2 (Industrie), sowie 1.A.4 a/b und 1.A.5 (beides Gebäude) zu bestimmen. Diese CRF-Kategorien machen insgesamt 61,7 % der THG-Emissionen des Jahres 2023 aus.
- 15 Die Energiebilanz der AGEB ist als Matrix konzipiert, wobei in den Spalten die verschiedenen Energieträger gelistet sind und in den Zeilen die Aufkommenseite (EBZ 1-8), der Umwandlungssektor (EBZ 9-40) sowie die Endverbrauchssektoren (EBZ 45-68). Die Aufkommenseite 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 der Sektoren Industrie, Haushalte und GHD erfasst.
- 16 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. Eine vollständige Liste ist im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) aufgeführt.
- 17 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 Berechnung erfolgen muss. Dies geschieht je nach Sektor mit verschiedenen Ansätzen. Für Haushalte (EBZ 66) und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (EBZ 67) erfolgt jeweils eine Fortschreibung. Für die Berechnung des Energieverbrauchs im Sektor 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 im Sektor GHD 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 Verbrauches, 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 EBZ der Industrie (EBZ 46 bis 59) angewendet wird. Beide Modellstufen beruhen im Kern auf ökonomischen 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 geschätzt. Als erklärende Variablen gehen je nach Branche der Bruttoproduktionswert, die Gradtagzahlen, der mit den Verbräuchen des Vorjahres gewichtete, aggregierte Brennstoffpreis des Sektors, der Verbrauch des Vorjahres, Dummy- und Trendvariablen⁹ und gegebenenfalls

⁹ 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 Schätzergebnisse verzerren würden.

produktionsspezifische Parameter (wie z.B. die Altpapiereinsatzquote usw.) in den Erklärungsansatz ein. Der gesamte Brennstoffeinsatz wird anschließend u.a auf der zweiten Modellstufe genutzt, um den Einsatz der einzelnen Brennstoffe („fuel switch“) 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.

- 18 Die Ergebnisse der Prognose mit dem skizzierten Modell werden im Anschluss für alle Branchen bzw. Wirtschaftszweige einer Plausibilitätsprüfung durch die AGEB unterzogen. Gegebenenfalls werden die Berechnungen/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 Aufkommenseite 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. Für Haushalte und GHD 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 (vgl. Kapitel 3.1 für eine Einschätzung zu der Berechnung der Lagerbestände).
- 19 Die zugrundeliegenden Daten (Aufkommen und Verwendung von Energie sowie exogene Erklärungsgrößen), die in die Prognose bzw. die Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland eingeflossen sind, sind im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) dargestellt. Am skizzierten Modell-/Prognoserahmen zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz gab es gegenüber dem letzten Jahr keine methodischen Änderungen. Lediglich die Datenlage hat sich geändert, weil die AGEB eine Revision ihrer Energiebilanzen für den Zeitraum 2003-2021 durchgeführt hat, wodurch sich Änderungen auch in den weiter zurückliegenden Bilanzen ergeben haben (AGEB 2023c). Die Amtliche Mineralölstatistik lag für die Berechnung nur bis einschließlich Oktober vor, da die Daten für November zum Zeitpunkt der Erstellung der Frühschätzung noch nicht veröffentlicht waren. Deswegen mussten die Werte für zwei Monate geschätzt werden (BAFA 2024). Die Schätzung erfolgt, indem die Veränderungsrate der bereits vorliegenden kumulierten Berichtsmonate des Jahres 2023 zu den gleichen Monaten des Jahres 2022 ermittelt und als geschätzte Veränderungsrate für das Gesamtjahr verwendet wird. 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.

Abbildung 4: Schematische Darstellung des Energiebilanzprognosemodells der AGEB zur Berechnung der Frühenergiebilanz



Eigene Darstellung basierend auf internen Gesprächen und UBA (2023e).

2.2.3 Berechnung der Aktivitätsraten und Emissionen beim Umweltbundesamt

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

In einem ersten Schritt werden die Aufteilungsraten für die EBZ aus der Frühschätzung der Energiebilanz berechnet, welche die Aktivitätsdaten mehrerer Sektoren enthalten¹⁰. Dadurch können die Brennstoffeinsätze aus der Frühschätzung der Energiebilanz dergestalt disaggregiert werden, dass die Emissionsursachen gemäß ihres Emissionsverhaltens später geeigneten spezifischen Emissionsfaktoren zugeordnet werden können. Diese disaggregierten Strukturelemente werden auf verschiedene CRF-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 2022) aktualisiert.

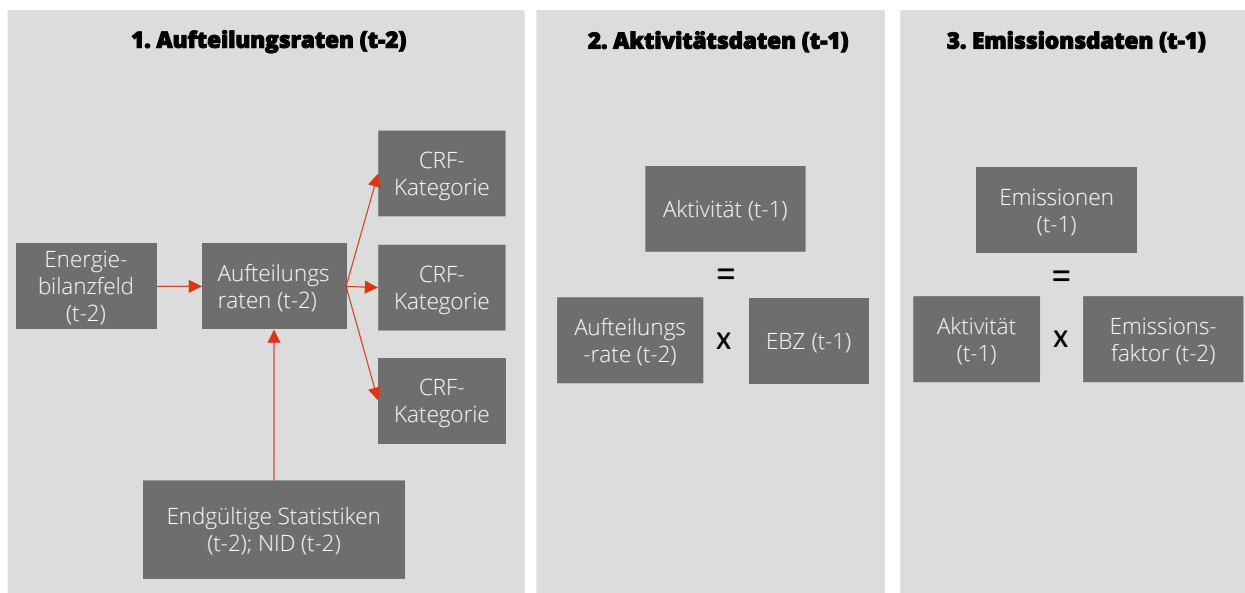
In einem zweiten Schritt werden die Aktivitätsdaten berechnet. Das geschätzte Aktivitätsdatum für das Jahr $t-1$ ergibt sich durch die Multiplikation der Aufteilungsrate aus $t-2$ mit den Energiebilanzfeldern der Frühschätzung. Implizit wird damit unterstellt, dass sich der Verbrauch eines Brennstoffs 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.

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 CRF-Kategorien werden anschließend die THG-Emissionen nach KSG-Sektoren ermittelt.

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

¹¹ Im Rahmen dieses Gutachtens wird das aktuelle Jahr der Veröffentlichung (2024) 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 bedeutet Energiebilanzzeile.

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

21 Alle Änderungen der Methoden und Daten in den einzelnen Sektoren sind in Tabelle 1 dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Methoden und aller Datensätze erfolgt im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) in Kapitel A 1.2.3.

Tabelle 1: Änderungen in den Daten und Methoden der Berechnung der Emissionsdaten 2023 gegenüber 2022

Sektor	Änderungen in der Methodik und Daten der Berechnung der Emissionsdaten 2023 im Vergleich zu 2022.
Übergreifend	<ul style="list-style-type: none"> • AGEB: Amtliche Mineralölstandards lagen nur bis einschließlich Oktober statt November vor, zwei Monate wurden geschätzt. • AGEB: Die Frühschätzung der Energiebilanz der AGEB fußt auf den revidierten Energiebilanzdaten für den Zeitraum 2003-2021. • UBA: Konsistente Verwendung von biogenen und fossilen Anteilen für die Sektoren Landwirtschaft, GHD und Verkehr auf einheitlicher Datenbasis (AMS 10/2023).
Energiewirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • UBA: Zusätzliche Plausibilisierung der Berechnungen in der CRF-Kategorie 1.A.3.e mit Hilfe einer Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes zu den Eigenverbräuchen der Fernleitungsnetzbetreiber, Speicherbetreiber und Produzenten auf Basis der Destatis-Statistik 068. • UBA: Für die Zeitreihe der Nicht-Energiebilanzwerte wurden für Raffineriegas dieses Jahr nicht die DEHSt-Daten fortgeschrieben, sondern die amtliche Mineralölstatistik benutzt.
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • UBA: Für Blei und Zink wurden dieses Jahr Vorjahreswerte statt Verbandsangaben verwendet. • UBA: Für Sekundäraluminium standen Produktionsmengen des Verbandes zur Verfügung. Diese mussten also nicht wie letztes Jahr mittels Expert*innen-Schätzungen ermittelt werden. • UBA: Es mussten keine Schmierstoffmengen geschätzt werden, da vorläufige Mineralölstandards für stationär eingesetzte Schmierstoffe vollständig verfügbar waren. • UBA: Die Absatzmenge von Kerzenwachs konnte vollständig aus der nationalen Statistik abgerufen werden, sodass keine Fortschreibung einzelner Monate notwendig war. • UBA: Für die Zeitreihe der Nicht-Energiebilanzwerte wurden für sonstige hergestellte Gase (1.A.2.g viii) dieses Jahr nicht die DEHSt-Daten fortgeschrieben, sondern die amtliche Mineralölstatistik benutzt.
Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> • Es wurden keine Änderungen an Daten und Methoden vorgenommen.
Verkehr	<ul style="list-style-type: none"> • Es wurden keine Änderungen an Daten und Methoden vorgenommen.
Landwirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • AGEB: Die Berechnung der Energieeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in der Landwirtschaft erfolgte auf Basis einer aktuellen Zusatztablette zur Schätzung des Energieverbrauchs in der Landwirtschaft der AGEB (1.A.4.c) anstatt wie bisher durch Übernahme des Anteils an EBZ 67 aus dem Vorjahr. • UBA: Die Berechnung der Verbräuche der mobilen Emittenten erfolgte mittels dem Modell TREMOD MM. Zuvor wurden die Energiemengen aus der EBZ 67 abgeleitet und die Kraftstoffmengen aus dem Vorjahr übernommen. • Thünen-Institut: Erstmals wurden die THG-Emissionen aus der Haltung von Gehegewild, Pelztieren, Straußen und Kaninchen berichtet, die zuvor in der Kategorie „Other Animals“ zusammengefasst waren.

Sektor	Änderungen in der Methodik und Daten der Berechnung der Emissionsdaten 2023 im Vergleich zu 2022.
	<ul style="list-style-type: none"> • Thünen-Institut: Erstmals wurde ein nationales Tier-3-Verfahren für die Berechnung von indirekten N₂O-Emissionen aus Auswaschung und Oberflächenabfluss, anstatt des IPCC-Default-Werts verwendet.
Abfallwirtschaft und Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> • UBA: Bei der kommunalen Abwasserbehandlung mussten aufgrund neuer Erkenntnisse (Positionspapier UBA – bisher nicht veröffentlicht) mit der Emissionsberichterstattung 2024 die Emissionsfaktoren für CH₄- und N₂O-Emissionen aus Kläranlagen überarbeitet werden. • UBA: Geringfügige Überarbeitung bei der Berechnung der N-Gesamtmenge.
LULUCF	<ul style="list-style-type: none"> • Thünen-Institut: Es wurden kleinere Fehler im Code des im Vorjahr eingeführten LULUCF-Berechnungsmodells behoben. Diese betrafen: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Die Biomasse mehrjähriger, verholzender Pflanzen ◦ Die Berechnung der THG-Emissionen aus Mineralböden des Bundeslandes Bayern • Thünen-Institut: Es wurden folgende zusätzliche Landnutzungssubkategorien eingeführt: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Schifffahrtsgewässer (unter der Landnutzungskategorie Feuchtgebiete) ◦ Bahnkörper (unter der Landnutzungskategorie Siedlungen) • Thünen-Institut: Es wurden regionalisierte Emissionsfaktoren eingeführt für: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Mineralböden der Subkategorie Terrestrische Feuchtgebiete ◦ Biomasse annueller, krautiger Acker- und Grünlandpflanzen • Thünen-Institut: Für die Mineralböden im Wald wurden die Inputdaten für die computergestützte Modellierung mit YASSO15 modifiziert. • Thünen-Institut: Erstmals wurden die THG-Emissionen aus künstlichen Gewässern berichtet. • Thünen-Institut: Die Landnutzungsmatrix wurde aktualisiert.

Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2024a).

3 Prüfung

22 Die Prüfung erfolgt dieses Jahr für ausgewählte CRF-Kategorien, für deren Berechnungsmethode bisher noch keine Prüfung erfolgte, die aber für einen nicht unerheblichen Teil der Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Dies ist zum einen CRF 2.A sowie die prozessbedingten THG-Emissionen der mineralischen Industrie, welche zum Industriesektor gehören und durch das Umweltbundesamt bestimmt werden. Zum anderen wird die CRF-Kategorie 4.A Wald, welche zum LULUCF Sektor gehört, geprüft. Zudem werden die seit letztem Jahr genutzte Frühschätzung der Energiebilanz (vgl. Kapitel 2.2.2) sowie die Aufteilung der EBZ 12 auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie vertiefend geprüft (vgl. Kapitel 2.2.3). Zusätzlich wird eine Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau vorgenommen.

3.1 Prüfung der Berechnung der Treibhausgasemissionen

3.1.1 AGEB Frühschätzung der Energiebilanz

Energiebilanzprognosemodell

23 Aufgrund der großen Bedeutung der Frühschätzung der Energiebilanz für die Berechnung der Emissionsdaten hat der Expertenrat für Klimafragen in diesem Jahr im gemeinsamen Nachvollzug mit der AGEB das genutzte Energiebilanzprognosemodell zur Bestimmung der Bilanz eingehend geprüft. Eine ausführliche Beschreibung des Modells erfolgt in Kapitel 2.2.2. Die Einfuhr, Ausfuhr, Herstellung, Umwandlung und der Gesamtabsatz der einzelnen Brennstoffe sind aus statistischen Daten bekannt, welche monatlich bis mindestens Oktober vorliegen. Die fehlenden Monate werden geschätzt (siehe RZ 27). Der Endenergieverbrauch in den Sektoren Industrie und Gebäude wird modellbasiert bestimmt, weil keine unterjährigen Daten vorliegen. Dadurch ist die Unsicherheit höher als bei den Energiebilanzzeilen, welche auf statistischen unterjährigen Daten beruhen. Der Modellansatz inkorporiert jedoch Variablen, welche monatlich vorliegen und geeignet erscheinen den Endenergieverbrauch in den Sektoren zu beschreiben: In der Industrie sind dies zum Beispiel Preise, die Bruttowertschöpfung und der Verbrauch des Vorjahres. Im Gebäudesektor sind dies die Witterung, Zu- und Abgänge von Wohnungen in den Haushalten und die Bruttowertschöpfung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Im Gebäudesektor werden die berechneten Verbräuche an leichtem Heizöl im Anschluss noch in Absätze umgerechnet, indem Lagerbestandsänderungen aus einem anderen Modell den Verbräuchen hinzugerechnet oder abgezogen werden. Im Anschluss an die modellbasierte Berechnung der Endenergieverbräuche stellt die AGEB laut eigener Aussage durch eine Plausibilisierung sicher, dass die berechneten Energiemengen in sinnvollen Größenordnungen liegen. Dazu findet ein Abgleich mit den Vorjahreswerten, bekannten Entwicklungen des jeweiligen Jahres und weiteren vorhandenen Datenquellen statt.

24 Im Rahmen der Prüfung konnte der Expertenrat die Methode zur Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz vollständig nachvollziehen.

25 Der Endenergieverbrauch in der Industrie wird von der AGEB mit einem zweistufigen Modell ermittelt. In der ersten Stufe wird der gesamte Brennstoffeinsatz einer Energiebilanzzeile bestimmt, in der zweiten Modellstufe wird dieser dann auf einzelne Brennstoffe aufgeteilt. Auf beiden Stufen erfolgt die Fortschreibung mittels Regressionsmodellen. Dabei wurden von der AGEB verschiedene Erkläransätze

ausprobiert, indem alternative Variablen geprüft wurden. Es ist allerdings anzumerken, dass bisher keine alternativen Modell-Typen oder andere funktionelle Zusammenhänge in der Modellierung getestet wurden. Zudem ist hervorzuheben, dass die zur Schätzung verwendeten Stützzeiträume teilweise nicht repräsentativ für die weitere Entwicklung der erklärenden Variablen sind. Vorhersagen anhand dieser erklärenden Variablen („out-of-sample prediction“) sind somit in krisenhaften Jahren inhärent mit höheren Unsicherheiten behaftet. Eine detaillierte Beschreibung hierzu findet sich in ERK (2023b Kapitel 2 und 3).

- 26 Sowohl die AGEb als auch der Expertenrat für Klimafragen bewerten das eingesetzte Lagerbestandsmodell aufgrund seiner veralteten Datenbasis (2004-2015) als große Unsicherheit in der Berechnung. Zudem sieht der Expertenrat für Klimafragen 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 (siehe Abbildung 7, absoluter Fehler für Haushalte und GHD beträgt 9 Mt CO₂-Äq.). Das ist einer der Gründe, warum sich nachträglich hohe Korrekturen bei der endgültigen Energiebilanz gegenüber der Frühschätzung ergeben haben (siehe dazu RZ 29ff). Für das Jahr 2023 werden Lagerbestandserhöhungen von etwa 74 PJ angenommen, was ca. 5,5 Mt CO₂-Äq. entspricht. Die Unsicherheiten in der Berechnung der Absätze über das Lagerbestandsmodell können nicht genau beziffert werden, Abweichungen in der Größenordnung mehrerer Megatonnen CO₂-Äq. sind aber möglich und nicht auszuschließen.

Eine Verbesserung des Lagerbestandsmodells könnte durch eine Kalibrierung mit aktuelleren Daten erfolgen. Laut AGEb liegen solche Daten jedoch nicht vor und auch dem Expertenrat sind keine geeigneten Daten für die Modellkalibrierung bekannt. Eine andere Möglichkeit wäre anstelle eines Modells für die Verbrauchsberechnung und einem Modell für die Lagerbestandsberechnung den Mineralölabsatz „An Sonstige“ aus der amtlichen Mineralölstatistik zu nutzen. Dieser umfasst unter anderem Industrie und Gebäude. Da diese Daten auf Vollerhebungen beruhen, ist die Qualität der Daten hoch (ERK 2021). Allerdings ist auch über die amtlichen Mineralölstatistik keine sektorspezifische Zuordnung der Absätze möglich und Annahmen müssen über die Aufteilung auf die Sektoren getroffen werden.

- 27 Durch die Auslagerung der Berechnung der Brennstoffeinsätze zur Energieumwandlung in Energiewirtschaft, Industrie und Gebäudesektor an die AGEb sind die Fristen zur Einbindung externer Datenquellen kürzer geworden, die Frühschätzung der Energiebilanz wurde Ende Januar erstellt. Dadurch stehen gegebenenfalls einzelne Monate bestimmter Statistiken nicht zur Verfügung, die bei direkter Bearbeitung am Umweltbundesamt noch eingebunden werden können. Ein Beispiel ist die amtliche Mineralölstatistik, welche für die Berechnung der THG-Emissionen im Verkehrssektor bis einschließlich Dezember vorlag (Veröffentlichung Ende Februar) und genutzt wurde, während für die Erstellung der Frühschätzung der Energiebilanz die Monate November und Dezember für das Jahr 2023 geschätzt werden mussten. Die Schätzung des Jahreswertes 2023 erfolgt, indem die Änderungsrate zwischen den vorliegenden Monaten für das Jahr 2023 und den gleichen Monaten für das Jahr 2022 auf den Jahreswert für das Jahr 2022 übertragen wird. Da die amtlichen Mineralölstatistik für November und Dezember inzwischen vorliegen, kann berechnet werden, welcher Fehler sich dadurch ergeben hat. Relevante Brennstoffe für den Energieeinsatz im Energiewirtschafts-, Industrie- und Gebäudesektor sind Heizöl leicht, Raffineriegas und Flüssiggas. Andere Mineralölprodukte werden zu größten Teilen im Verkehrssektor oder zur chemischen Weiterverarbeitung genutzt. Die Abweichungen liegen für leichtes

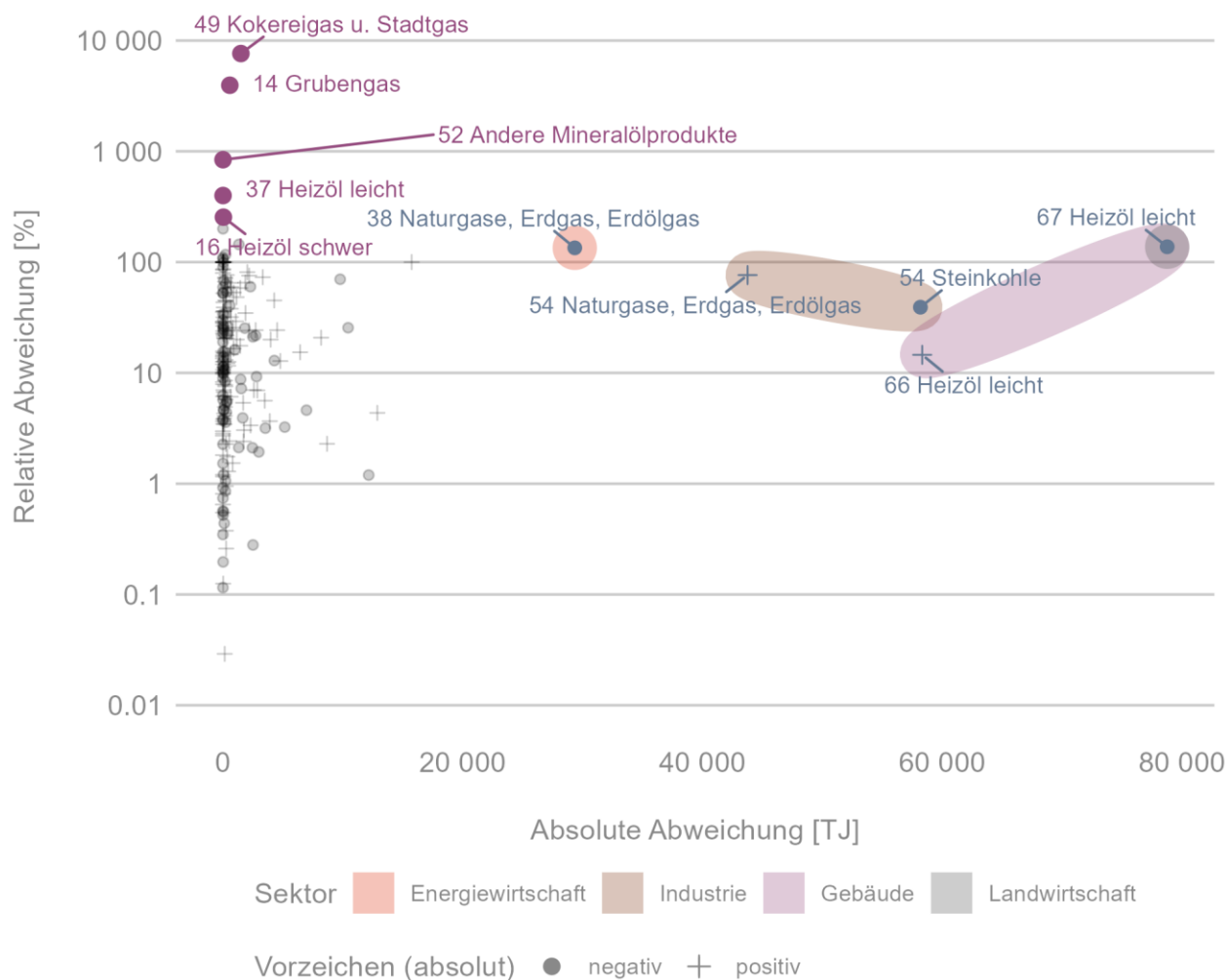
Heizöl bei 36 kt CO₂-Äq., für Flüssiggas bei 56 kt CO₂-Äq. und für Raffineriegas bei 37 kt CO₂-Äq. und damit im vernachlässigbaren Bereich. Dabei muss festgestellt werden, dass die Gradtagzahlen für die Monate November und Dezember in den Jahren 2022 und 2032 nahezu identisch waren. In Jahren, in denen die Gradtagzahlen für die zu schätzenden Monate voneinander abweichen, muss auch mit höheren Abweichungen zwischen der Schätzung der amtlichen Mineralölstatistik und den endgültigen Werten gerechnet werden.

- 28 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. Mit dieser Methode ergeben sich andere Absatzmengen an leichtem Heizöl und somit andere Emissionswerte als über die Berechnung im Rahmen der Frühschätzung der Energiebilanz. Die Differenz zwischen der Berechnung über die alte Methode und der Frühschätzung der Energiebilanz (alte Methode – Frühschätzung der Energiebilanz) beträgt für Haushalte 273,1 kt CO₂-Äq., für GHD (inkl. Landwirtschaft) 116,4 kt CO₂-Äq. und im Industriesektor -27,8 kt CO₂-Äq.

Vergleich Frühschätzung und endgültige Energiebilanz 2022

- 29 Der Vergleich zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz von 2022 und der endgültigen Energiebilanz 2022 ermöglicht erste empirische Erkenntnisse über die Güte der für die Zwecke der Frühschätzung verwendeten Methodik. Für diese Analyse wurden sowohl die relativen Abweichungen in Prozent als auch die absoluten Abweichungen in Terajoule (TJ) bestimmt. Abbildung 6 stellt diese relativen und absoluten Abweichungen für die unterschiedlichen fossilen Brennstoffe der für die Emissionsberechnung relevanten Energiebilanzzeilen dar. Sowohl relativ als auch absolut kommt es zu substantiellen Abweichungen. Die fünf größten absoluten Abweichungen und die dazugehörigen relativen Abweichungen und Umrechnungen in Emissionswerte finden sich in Tabelle 2.

Abbildung 6: Absolute und relative Abweichungen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022



Eigene Darstellung auf Basis von AGEb (2024b) und AGEb (2024a). Für alle fossilen Brennstoffe der Energiebilanzzeilen 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. Die fünf größten absoluten Abweichungen werden in blau und die fünf größten relativen Abweichungen werden in lila abgebildet. Zusätzlich verdeutlichen Punkte eine negative Differenz und Kreuze eine positive Differenz zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz 2022 und der endgültigen Energiebilanz 2022. Die rote, braune, lila und graue Fläche ordnet die Abweichung den jeweiligen Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft zu. Die relativen Abweichungen werden pro Zeile durch folgende Gleichung berechnet: $\text{Relative Abweichung} = (\text{Frühschätzung Energiebilanz} - \text{endgültige Energiebilanz}) / \text{Endgültige Energiebilanz} \cdot 100$.

Tabelle 2: Fünf größte absolute Abweichungen mit dazugehörigen relativen Abweichungen und Emissionswerten zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022

Energiebilanzzeile / Brennstoff	Absolute Abweichung [TJ]	Relative Abweichung [%]	Emissionswert [Mt CO ₂ -Äq.]
EBZ 38 – Mineralölverarbeitung / „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas“	-29 345	134,5	-1,6
EBZ 54 – Metallherzeugung / „Steinkohlen – Kohle“	-58 178	39,2	-5,5
EBZ 54 – Metallherzeugung / „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas“	43 762	76,4	2,5
EBZ 66 – Haushalte / „Mineralöle – Heizöl leicht“	58 327	14,6	4,3
EBZ 67 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen / „Mineralöle – Heizöl leicht“	-78 762	137,5	-5,8

Eigene Darstellung. Die Energiebilanzzeile 38 ist der Energiewirtschaft, die Energiebilanzzeile 54 ist der Industrie und die Energiebilanzzeilen 66 und 67 sind dem Gebäudesektor zugeordnet. Bei der Umrechnung in Emissionswerte wird aus Gründen der einfachen Umsetzbarkeit nur CO₂ als Treibhausgas berücksichtigt. UBA (2024a) zeigt diesbezüglich, dass die übrigen Treibhausgase bei den energiebedingten 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.

- 30 Die beiden großen absoluten Abweichungen, die dem Sektor Industrie zugeordnet werden, treten beide in der Industriebranche Metallherzeugung auf. Das zweistufige Modell (siehe Kapitel 2.2.2) schätzt dabei auf der ersten Stufe die gesamte Energiemenge für die Metallherzeugung. Auf der zweiten Stufe wird die Aufteilung der gesamten Energiemenge auf die einzelnen Brennstoffe modelliert. Die Differenzen legen nahe, dass das Modell bei der Aufteilung auf die einzelnen Energieträger in der Metallherzeugung insbesondere die Steinkohle-Nutzung zu hoch und dadurch die Erdgas-Nutzung zu niedrig vorhergesagt hat. Dies begründet sich darin, dass die Erdgas-Nutzung auf der zweiten Stufe mittels einer Restrechnung bestimmt wird, nachdem die Nutzung aller anderen Energieträger bestimmt wurde. Wenn die gesamte zusätzliche Erdgas-Menge statt Steinkohle eingesetzt wurde, ergäben sich daraus Minderemissionen von 1,7 Mt CO₂-Äq. Für den Energiesektor ergeben sich Minderemissionen von 1,6 Mt CO₂-Äq. durch die Differenz in Energiebilanzzeile 38 / „Gase – Naturgase – Erdgas Erdölgas“¹².
- 31 Die beiden Korrekturen des Absatzes an leichtem Heizöl für den Gebäudesektor (Haushalte: EBZ 66 und GHD: Teile von EBZ 67) zwischen Frühenergiebilanz und endgültiger Energiebilanz sowie der Anteil der Lagerbestandsveränderungen in der Frühenergiebilanz sind in Abbildung 7 dargestellt. Für die endgültige Energiebilanz kann keine Aussage zur Höhe des Lagereffektes getroffen werden, da

¹² Tabelle 3 stellt die Korrekturen der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten und dem Inventarbericht für das Berichtsjahr 2022 dar. Die in diesem Abschnitt berechneten Abweichungen fließen zwar in die Korrekturwerte von Tabelle 3 ein. Allerdings gibt es weitere Quellen für Verschiebungen in den Emissionen zwischen der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten und dem Inventar. Somit finden sich die Höhe und die Richtung der Korrekturen nicht zwingend in der Tabelle wieder. Beispiel für weitere Quellen, die die Korrekturen der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Vorjahresemissionsdaten und dem Inventarbericht beeinflussen, sind Änderungen in Emissionen aus anderen Brennstoffen und anderen Branchen, Änderungen in Datensätzen, die zusätzlich zur Energiebilanz verwendet werden oder Änderungen in den prozessbedingten Emissionen.

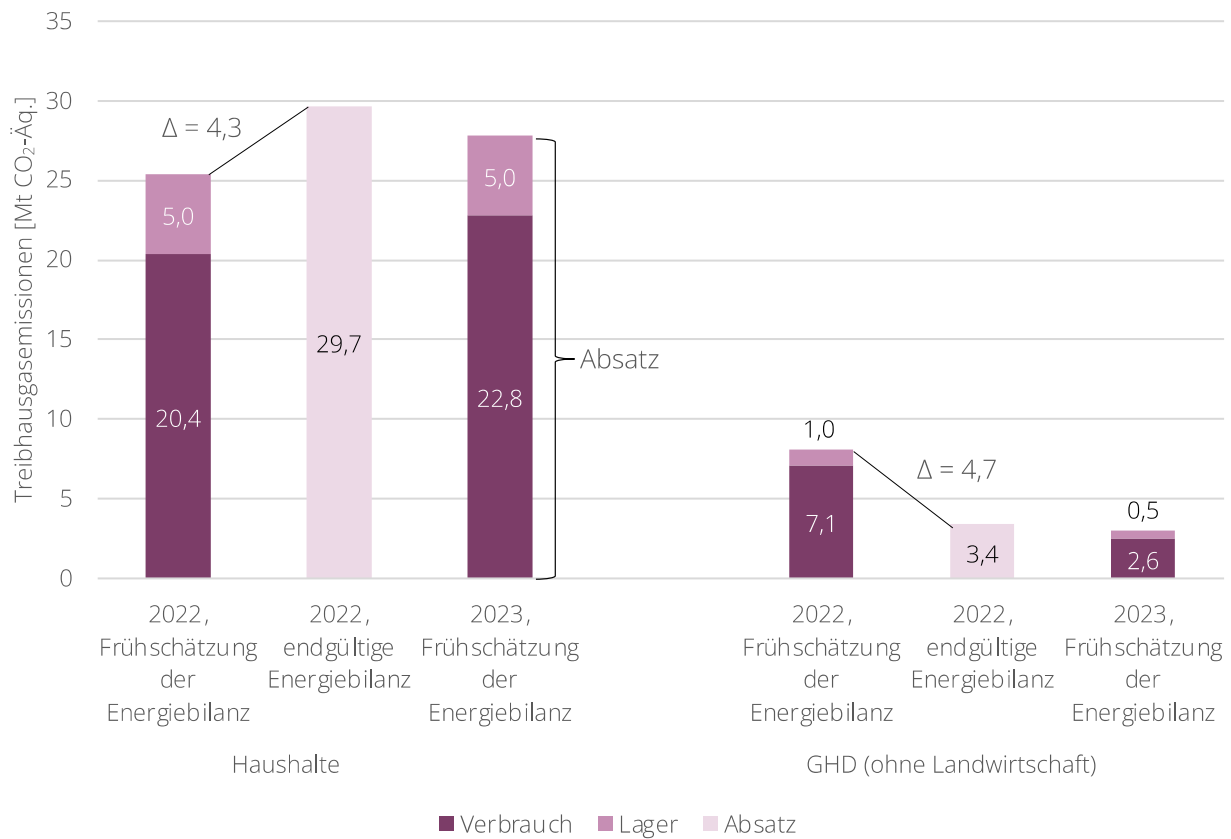
Brennstoffverbräuche im Gebäudesektor auch nach Vorliegen aller statistischer Daten nicht bekannt sind, sondern in der endgültigen Energiebilanz lediglich die Absatzmengen an Brennstoffen an den Gebäudesektor als Restgrößen¹³ berechnet werden.

- 32 Die Korrekturen führten zu Mehremissionen von 4,3 Mt CO₂-Äq. in Haushalten und zu 4,7 Mt CO₂-Äq. Minderemissionen im Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor¹⁴ (GHD) (siehe Abbildung 8). Der absolute Fehler liegt daher in einer Größenordnung von 9 Mt CO₂-Äq. Da die Effekte zufällig gegenläufig waren, führte die Korrektur für den Gebäudesektor zu einer saldierten Reduktion der THG-Emissionen von 0,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2022. Da die Berechnungen der Brennstoffabsätze für die Frühenergiebilanz für GHD und Haushalte unabhängig voneinander auf Basis unverbundener Modellrechnungen erfolgen, ist das Ausgleichen der Mehremissionen in den Haushalten durch die Minderemissionen in GHD nicht zwangsläufig und eine Addition des Fehlers in Haushalten und GHD kann auch zu höheren Abweichungen zwischen Frühenergiebilanz und endgültiger Energiebilanz führen. Durch dieses Beispiel zeigt sich die Größenordnung der Unsicherheit, die mit der Schätzung des Lagerbestandsauf- bzw. -abbaus einhergeht.
- 33 Der Lagerbestandsaufbau macht im Jahr 2023 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 5,5 Mt CO₂-Äq. bzw. 20 % der THG-Emissionen durch leichtes Heizöl aus. Auch die vertiefende Überprüfung der Frühbilanz 2022 bestätigt damit die Vorbehalte gegen die derzeit verwendete Methode aus Absatz und Lagerbestandsmodell. Es empfiehlt sich deswegen zu prüfen, wie die Berechnung des Lagerbestandes mit höherer Sicherheit erfolgen könnte (siehe RZ 26 zum Lagerbestandsmodell).

¹³ Insbesondere liegt die Vollerhebung der Absätze von lagerfähigen Energieträgern an die Industrie zum Zeitpunkt der Erstellung der Energiebilanz vor, sodass der Gebäudesektor dann als Restrechnung in die Energiebilanz eingeht.

¹⁴ Hierbei wurden die Werte des GHD-Sektors um die Energiemengen des Landwirtschaftssektors bereinigt.

Abbildung 7: Vergleich Frühschätzung der Energiebilanz mit endgültiger Energiebilanz nach Verbrauch und Lagerhaltung von leichtem Heizöl im Jahr 2022 und 2023 für private Haushalte und GHD



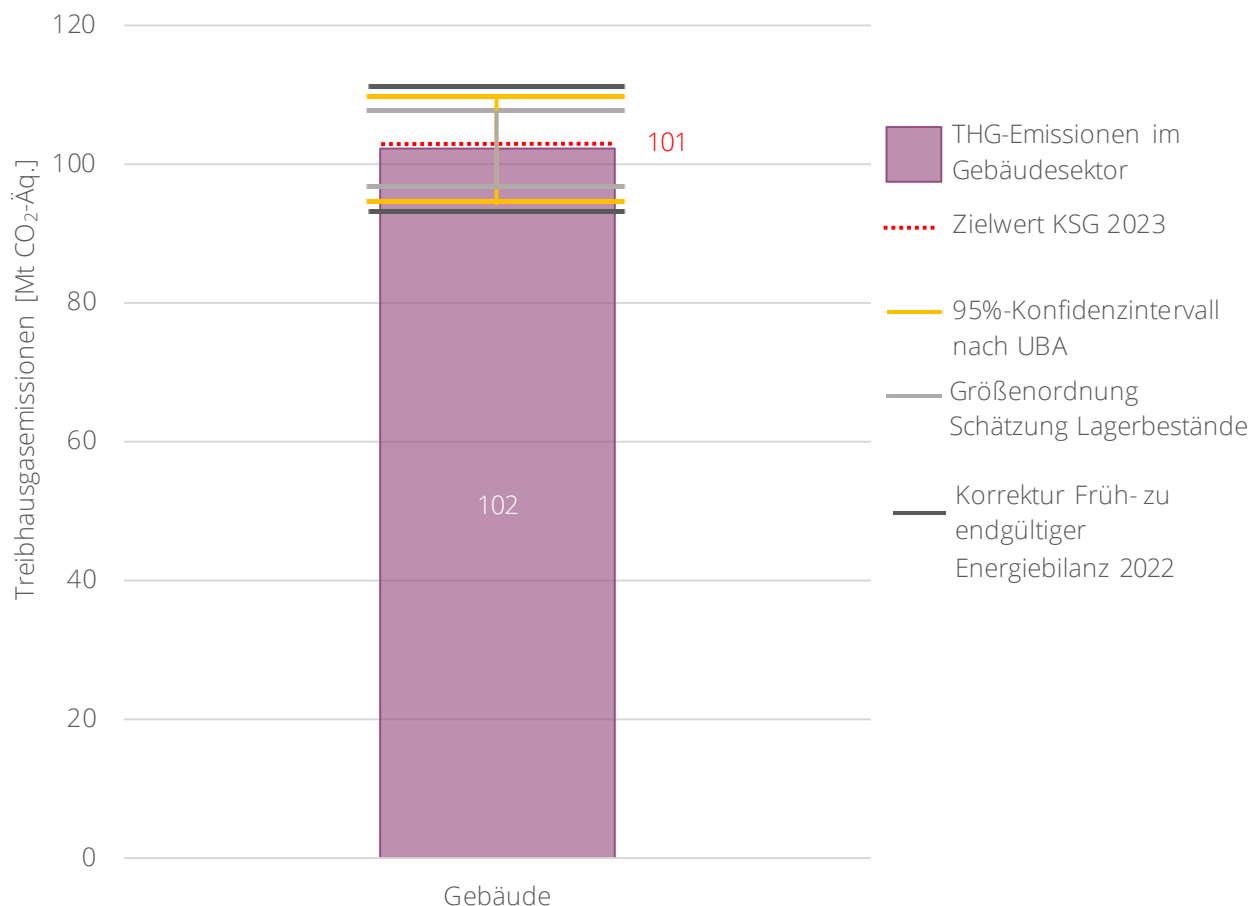
Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen. Die Berechnung der Verbräuche von leichtem Heizöl basiert auf AGEB (2023a), AGEB (2024a) und AGEB (2024b), sowie den Angaben zu Lagerbeständen der AGEB¹⁵. Im Jahr 2022 wurden Expert*innenschätzungen der AGEB für die Lagerbestände verwendet, sonst ein Regressionsmodell der AGEB.

34 Die Korrekturen zwischen vorläufiger und endgültiger Energiebilanz 2022 erweitern somit das Band der Unsicherheiten, wie sie durch das Umweltbundesamt berichtet werden¹⁶ (siehe Abbildung 8). Die Schätzung der Lagereffekte macht dabei am konkreten Beispiel des Jahres 2022 5,5 Mt CO₂-Äq. aus, während die absolute addierte Korrektur bei 9 Mt CO₂-Äq. liegt.

¹⁵ Die Aufteilungsrate der EBZ 67 (GHD) auf die Sektoren Gebäude und Landwirtschaft lagen für die endgültige Energiebilanz 2022 und die Frühschätzung der Energiebilanz 2023 vor. Für die Frühschätzung der Energiebilanz 2022 wurde vereinfachend die Aufteilungsrate der endgültigen Energiebilanz 2022 angenommen.

¹⁶ Das Umweltbundesamt weist Unsicherheiten im Gebäudesektor von 8 Mt CO₂-Äq. aus (siehe Tabelle 4).

Abbildung 8: Einordnung des Punktschätzers der Emissionsdaten des Gebäudesektors unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Korrekturen der Energiebilanz



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Jahr 2023, den ausgewiesenen Unsicherheiten des Umweltbundesamtes, den angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen 2023 des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der Größenordnung der Korrektur von leichtem Heizöl zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz für das Jahr 2022 sowie der Größenordnung der Lagerbestände von leichtem Heizöl.

35 Der Expertenrat empfiehlt der AGEB und dem Umweltbundesamt jedes Jahr eine strukturierte Auswertung der Abweichungen zwischen Frühenergiebilanz und endgültiger Bilanz vorzunehmen, um die Schwachpunkte des Energiebilanzprognosemodells zu identifizieren und gegebenenfalls die Modelle anzupassen.

3.1.2 Aufteilungsraten einzelner EBZ der Frühschätzung

36 Sowohl die EBZ 12 (Energiewirtschaft und Industrie) als auch die EBZ 67 (Gebäude und Landwirtschaft) erfassen Aktivitätsdaten aus mehr als einem Sektor und müssen daher jeweils aufgeteilt werden. Für die Aufteilung der EBZ 67 liegen gesonderte Daten der AGEB vor, die durch das Umweltbundesamt ab diesem Jahr auch für die Berechnung der Emissionsdaten genutzt werden. Für die EBZ 12 wird im Rahmen der Frühschätzung die Aufteilungsrate des Vorjahres aus dem Inventar übernommen, da zum

Zeitpunkt der Erstellung der Frühschätzung keine Daten zur Berechnung dieser sektorspezifischen Aufteilung vorhanden sind.

- 37 Das Umweltbundesamt hat auf Anfrage eine Zeitreihe der Aufteilungsraten für die EBZ 12 für die Jahre 2020-2023 zur Verfügung gestellt. Die Anfrage nach einer deutlich längeren Zeitreihe, um die historischen Schwankungsbreiten bewerten zu können, wurde dabei nicht erfüllt. Das Umweltbundesamt hat zugesagt, eine solche Zeitreihe im Anschluss an eine gerade stattfindende Revision mit dem Expertenrat zu teilen.
- 38 Auf Basis der vorliegenden vier Werte kann keine umfassende Untersuchung der Aufteilungsraten erfolgen. Die größte Änderung der Aufteilungsrate der vorliegenden Daten liegt für die Mineralöle vom Jahr 2021 auf das Jahr 2022 vor. Hier hat sich die Aufteilungsrate um 8 Prozentpunkte geändert. Dies entspricht Emissionen in der Höhe von 196,5 kt CO₂-Äq. Eine abschließende Bewertung kann aufgrund der begrenzten Datenlage nicht erfolgen.

3.1.3 Einordnung des Emissionsfaktors der Methanemissionen im Braunkohlebergbau

- 39 Die Methanemissionen, die beim Braunkohlebergbau entstehen, werden laut Inventarberichterstattung in der CRF-Kategorie 1.B.1.a.ii ausgewiesen. Laut aktuellem NID 2024 lagen diese in 2022 bei 0,04 Mt CO₂-Äq. (UBA 2024b). Der Emissionsfaktor für diese Emissionen ist mit Unsicherheit behaftet. Der derzeitige in der deutschen Emissionsberichterstattung verwendete Emissionsfaktor in Höhe von 0,011 Kilogramm Methan je Tonne Braunkohle basiert auf einer Studie von der Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH aus dem Jahr 1989 (Rheinbraun Verkaufsgesellschaft mbH 1989). Der NID verweist zur Begründung des bisher verwendeten Emissionsfaktors unter anderem auf die Ähnlichkeit der geförderten Braunkohle, hinsichtlich Inkohlungsgrad und Methangehalt, zwischen Deutschland und Polen (UBA 2024b). Polen allerdings hat im Jahr 2015 aufgrund unzureichender Datenlage seinen Emissionsfaktor im NID (MCE 2015) an den Wert des IPCCs (IPCC 2006) angepasst. Dieser liegt mit 0,804 Kilogramm Methan je Tonne Braunkohle deutlich über dem deutschen Wert (73-mal höher). Eine aktuelle Studie von Ember und der Deutschen Umwelthilfe (Stand: 10.4.2024) schließlich berichtet ebenfalls unter Bezugnahme auf Messergebnisse, dass die Methanemissionen, die beim Braunkohlebergbau entstehen, sogar um bis zu 184-mal höher sein könnten als bisher angegeben (Assan 2024).
- 40 Dem Expertenrat ist es aufgrund der kurzen Zeit nicht möglich gewesen, eine Einschätzung hinsichtlich der Plausibilität der von Assan (2024) genannten 184-fachen Emissionshöhe von Methan zu entwickeln. Bei Anwendung dieses sehr viel höheren Emissionsfaktors, lägen die Emissionen in der Energiewirtschaft 2022 um 7,4 Mt CO₂-Äq. über dem vom Umweltbundesamt aktuell berichteten Wert. Würde man die beim Braunkohlebergbau entstehenden Methanemissionen mit demselben Emissionsfaktor wie Polen und nach IPCC (2006) berechnen, lägen die Emissionen im Jahr 2022 um 2,9 Mt CO₂-Äq. höher als berichtet. Eine rückwirkende Anwendung dieses Emissionsfaktors ab dem Jahr 2021 bis 2022 würde zusätzliche Emissionen im Sektor Energiewirtschaft in Höhe von 5,8 Mt CO₂-Äq. bedeuten, die bisher in der Emissionsberichterstattung nicht berücksichtigt wurden. Dies hätte auch Implikationen für das verbleibende THG-Budget zur Erfüllung der KSG-Ziele.
- 41 Der Expertenrat empfiehlt eine Überprüfung des Emissionsfaktors mit unabhängigen Messungen der Methanemissionen in der Braunkohleförderung durch das Umweltbundesamt für die nächste Inventarberichterstattung. Laut einem internen Gespräch mit dem Umweltbundesamt sind erste Schritte einer Überprüfung bereits angestoßen. Dies begrüßt der Expertenrat.

3.1.4 Prozessbedingte Treibhausgasemissionen in der mineralischen Industrie (CRF-Kategorie 2.A)

- 42 Die prozessbedingten THG-Emissionen der mineralischen Industrie machen ca. 10 % der Gesamtemissionen der Industrie aus. Der Prüfgegenstand ist die Berechnungsgrundlage des Umweltbundesamts zu den Sub-Kategorien Zementklinkerproduktion (2.A.1), Kalkbrennen (2.A.2), Glasherstellung (2.A.3), Keramikproduktion (2.A.4.a) und Sodaverwendung (2.A.4.b). Die Prüfung fand im Rahmen eines gemeinsamen Prüftermins statt, in dem das Umweltbundesamt die verwendeten Daten und Methoden vorgestellt hat. Im Nachgang wurden die THG-Emissionen für die CRF-Kategorien Zementklinkerproduktion und Kalkbrennen nachgerechnet, die mit jeweils 67,1 % und 23,8 % den Großteil der prozessbedingten THG-Emissionen der mineralischen Industrie ausmachen.
- 43 Das Umweltbundesamt hat für alle CRF-Kategorien der mineralischen Industrie detailliert beschrieben, wie die Berechnung der prozessbedingten THG-Emissionen erfolgt. Für die Kategorien 2.A.1 und 2.A.2 wird eine Fortschreibung des letztjährigen Produktionswertes auf Basis von amtlichen Statistiken vorgenommen. Für die Kategorien 2.A.3, 2.A.4.a und 2.A.4.b werden aufgrund einer schlechteren Datenlage Expertenschätzungen durchgeführt. Je nach Datenstand wird eine Fortschreibung, die Übernahme des Vorjahreswerts oder der Durchschnitt der Produktionswerte früherer Jahre verwendet. Für die zwei Kategorien Zementklinkerproduktion und Kalkbrennen bestätigt der Expertenrat, dass die Daten korrekt aus den Primärquellen übernommen wurden und die Fortschreibung korrekt durchgeführt wurde. Der Expertenrat kommt beim Nachrechnen mit derselben Methode zu denselben Emissionswerten.
- 44 Für die Zementklinkerproduktion und das Kalkbrennen wird die Berechnung der prozessbedingten THG-Emissionen vom Expertenrat zudem als schlüssig eingeschätzt, da auf die Standard-Methodik des Inventars und auf aktuelle Daten zurückgegriffen wird. Lediglich die Fortschreibung auf Basis amtlicher Statistiken unterscheidet sich aufgrund fehlender Verbandsdaten vom Vorgehen des NID. Das für die Extrapolation der fehlenden Werte gewählte Vorgehen ist jedoch gegeben der verfügbaren Daten plausibel. Aus denselben Gründen erscheint die Berechnung der THG-Emissionen aus der Glasherstellung, der Keramikproduktion und der Sodaverwendung schlüssig. Es existieren mögliche alternative Fortschreibungs-Methoden für fehlende Datenpunkte der Aktivitätsdaten, die teilweise im Prüftermin besprochen wurden. Zur Plausibilisierung der Aktivitätsdaten-Fortschreibung könnten weitere Datenquellen herangezogen werden, wie beispielsweise die Produktionsindizes der Zement- und Kalkherstellung.

Zudem wurde vom Umweltbundesamt für alle Kategorien eine Plausibilisierung der Ergebnisse mittels Pressemitteilungen der Verbände und Destatis durchgeführt. Auf Anfrage des Expertenrats wurde außerdem eine Tabelle zur Verfügung gestellt, die die historischen Abweichungen der Schätzung von den Inventar-Werten für das Zementklinkerbrennen darstellt. Diese betragen durchschnittlich ca. einen Prozentpunkt (entspricht etwa 130 kt CO₂-Äq.). Ebenso ist in diesem Zeitraum eine jährliche Veränderung der Aktivitätsrate im einstelligen Prozentpunktbereich zu beobachten. Allerdings liegt der beobachtete Rückgang der Jahresdaten Q1-Q3 2023 zu Q1-Q3 2022 mit -15,3 % deutlich über der in der historischen Zeitreihe beobachteten Veränderungsrate (höchste betragsmäßige Abweichung im Jahr 2021 zu 2022 mit -8,1 %). Allerdings liegt der beobachtete Rückgang der Jahresdaten Q1-Q3 2023 zu Q1-Q3 2022 mit -15,3 % deutlich über der in der historischen Zeitreihe beobachteten Veränderungsrate (höchste betragsmäßige Abweichung im Jahr 2021 zu 2022 mit 8,1 %). Daher kann der Schätzfehler der Extrapolationsmethode im Betrachtungsjahr 2023 deutlich höher ausfallen als zuvor beobachtet.

45 Insgesamt kann für die gezogene Stichprobe bestätigt werden, dass das Umweltbundesamt richtig gerechnet hat. Sowohl die Datengrundlage für die Aktivitätsdaten als auch die Berechnung der THG-Emissionen sind nachvollziehbar und plausibel. Auch werden die Ergebnisse des Umweltbundesamts durch einen Vergleich mit den Entwicklungen der Produktionsindizes in den betroffenen Branchen unterstützt (siehe Abbildung 27). Eine Übersichtstabelle zur Prüfung ist im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) in Kapitel A.4 zu finden.

3.1.5 LULUCF

46 Die stichprobenhafte Prüfung im Sektor LULUCF konzentrierte sich auf die größte CO₂-Senke im Sektor LULUCF, nämlich die CRF-Kategorie 4.A Wald. Zusätzlich wird auch die Datengrundlage der Berechnungen in CRF-Kategorie 4.G Holzproduktespeicher diskutiert. Diese erwies sich während der Prüfung wegen rechtlicher Hürden beim Datenzugang als kritisch.

47 Der Wald trägt rund 85 % zur CO₂-Senkenleistung des Sektors bei. Die verbleibenden 15 % entfallen auf die CRF-Kategorie 4.G Holzprodukte. Im Berichtsjahr 2023 reichte die Senkenleistung nicht aus, um die THG-Emissionen der anderen CRF-Kategorien des Sektors zu kompensieren. Dadurch war der LULUCF-Sektor eine Netto-Treibhausgasquelle.

48 Die Modellierung der flächenbezogenen THG-Emissionen durch das Thünen-Institut erfolgt im Sektor LULUCF, wie auch in anderen Sektoren, über die Verrechnung von Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren. Erstere bestehen aus hoch aufgelösten räumlichen Daten, die in einer Landnutzungsmatrix (100 m x 100 m Parzellen) ganz Deutschland abdecken und jedes Jahr aktualisiert zur Verfügung stehen. Die Emissionsfaktoren berücksichtigen die jeweilige Landnutzung und deren Entwicklung und werden über Messkampagnen, Kohlenstoffinventuren und über Modelle erhoben bzw. ermittelt. Für den Holzproduktespeicher werden, basierend auf der Lebensdauer einzelner Produkttypen und deren Produktionsmengen, die THG-Emissionsmengen abgeschätzt. Es ist festzustellen, dass die Eingangsdaten überwiegend öffentlich zugängliche Statistiken, Karten und teils Default-Werte der IPCC-Richtlinien (IPCC 2014) sind.

49 Die Ergebnisse der Modellierung werden für die Berichterstattung über die Vorjahresemissionen an das Umweltbundesamt übergeben. Für die Prüfung lagen dem Expertenrat die vom Umweltbundesamt und Thünen-Institut bereitgestellten Dokumente (UBA 2024b; 2024d; 2024a; Thünen-Institut 2024) vor. Das übergreifende Landnutzungsmodell des Thünen-Instituts ist nicht öffentlich. Der Expertenrat hat die verwendeten Modelle nicht geprüft. Das Vorgehen deckt sich jedoch mit der Nationalen Inventarberichterstattung, ausgenommen der Aktualität weniger Eingangsdaten, weshalb interpoliert wird (siehe RZ 51). Es ist somit als plausibel zu bewerten. Die zentralen Rechenschritte und deren Abhängigkeiten sind im NID dokumentiert. Allerdings sind nicht alle Modelle und die darin abgebildeten Prozesse öffentlich zugänglich. Die Berechnungen sind also nur weitestgehend nachvollziehbar.

50 In einem Prüftermin beantworteten die Mitarbeitenden des Thünen-Instituts und des Umweltbundesamts die Fragen des Expertenrats. Die Fragen deckten (alternative) Methoden, Datensätze, Qualitätsmanagement und -kontrolle, Unsicherheiten und geplante Änderungen ab. Deutlich erkennbar wurden dabei die hohen Standards und die stetige Verbesserung der Inventarberichterstattung. Diese spiegelt sich auch in der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres wider.

51 Die Unsicherheiten in der Modellierung der THG-Emissionen des LULUCF-Sektors sind jedoch groß. Das wird vom Thünen-Institut und Umweltbundesamt klar kommuniziert (UBA 2024a; 2024d) und ist der

derzeitigen Datenverfügbarkeit geschuldet. So wurden relevante Waldinventuren in Abständen von 4 bis 15 Jahren durchgeführt. Auf diesen beruhen die Emissionsfaktoren der Waldbiomasse sowie zum Teil auch die der mineralischen Waldböden. Andere zentrale Datensätze, wie die Statistiken zum Holzeinschlag und der Holzproduktion, die auch für die Holzproduktspeicher relevant sind, liegen nicht rechtzeitig für die Berechnung der Vorjahresemissionen vor und müssen interpoliert werden.

- 52 Die Prüfung zeigte zudem rechtliche Hürden für die Berechnung der Emissionsdaten für den Holzproduktspeicher (CRF 4.G). So darf die Produktionsstatistik für Holzprodukte des Statistischen Bundesamtes nicht an das Thünen-Institut weitergegeben werden. Der Grund hierfür liegt in der Geheimhaltung einzelner Meldenummern der Produktionsstatistik laut § 16 des Bundesstatistikgesetzes. Stattdessen muss für die Aktivitätsdaten auf Daten der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen zurückgegriffen werden, die weniger aktuell und zum Teil weniger detailliert sind. Eine Berechnung mit spezifischeren, nationalen Aktivitätsdaten, wie der IPCC es vorsieht (IPCC 2019), sowie mit bereits vorliegenden, zugehörigen Umrechnungsfaktoren, ist also nicht möglich. Dies mündet laut internen Gesprächen mit dem Thünen-Institut in deutlich höheren Unsicherheiten; der Effekt auf die geschätzten Emissionsdaten lässt sich wegen der Geheimhaltung bislang noch nicht abschätzen.
- 53 Dem Sektor LULUCF und somit auch dem Holzproduktspeicher wird in Zukunft politisch eine größere Rolle zuteil, z. B. durch die Holzbauintiative oder aufgrund der KSG-Ziele für die nächsten Jahre. Daher wertet der Expertenrat den Umstand als kritisch, dass die Senkenleistung des Subsektors derzeit nicht mit den bestmöglichen Daten beschrieben wird. Eine generelle Überprüfung der rechtlichen Grundlage der Datenzugänge und -flüsse ist daher vom Gesetzgeber in Betracht zu ziehen. So könnte beispielsweise § 5 KSG angepasst werden, damit nicht nur dem Umweltbundesamt, sondern allen Bundesbehörden, die an den Emissionsberechnungen beteiligt sind, Zugang zu relevanten Daten gewährt würde. Alternativ könnten auch Rechtsverordnungen über § 5 KSG Absätze 3 und 4 als Instrument in Betracht gezogen werden. Die anstehende Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes scheint hier eine zielführende Option.
- 54 Die Prüfung im Sektor LULUCF zeigt insgesamt, dass das Vorgehen bei den Berechnungen der Emissionsdaten plausibel und weitestgehend nachvollziehbar ist. Eine Übersichtstabelle zur Prüfung ist im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) in Kapitel A.4 zu finden.

4 Gütebetrachtung

4.1 Allgemeine Überlegungen

- 55 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).
- 56 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 2023 vorliegen? und (2) wie präzise trifft die Berechnung der Emissionsdaten den wahren, nicht beobachtbaren Emissionswert? Kapitel 4.2 thematisiert die erste Frage. Zunächst werden die bisherigen Korrekturbedarfe der Emissionsdaten über den Zeitraum von 2010-2022 aufgezeigt. Des Weiteren werden die Korrekturen zwischen den Emissionsdaten des Vorjahres und den nachfolgenden Emissionsdaten (Treibhausgasinventar) für das Berichtsjahr 2022 analysiert. Zusätzlich werden die Berichtsjahre 2020, 2021 und 2022 hinsichtlich späterer Korrekturen und des Über- bzw. Unterschreitens der zulässigen jährlichen Emissionsmengen betrachtet. Für die Beantwortung der zweiten Frage erfolgt eine Diskussion der Angaben zu sektorspezifischen und sektorenübergreifenden Unsicherheiten der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes (siehe Kapitel 4.3). Die Plausibilität der Unsicherheiten des Umweltbundesamtes wird in Kapitel 4.4 auf Basis eines Vergleichs mit den bisherigen Korrekturbedarfen bewertet.

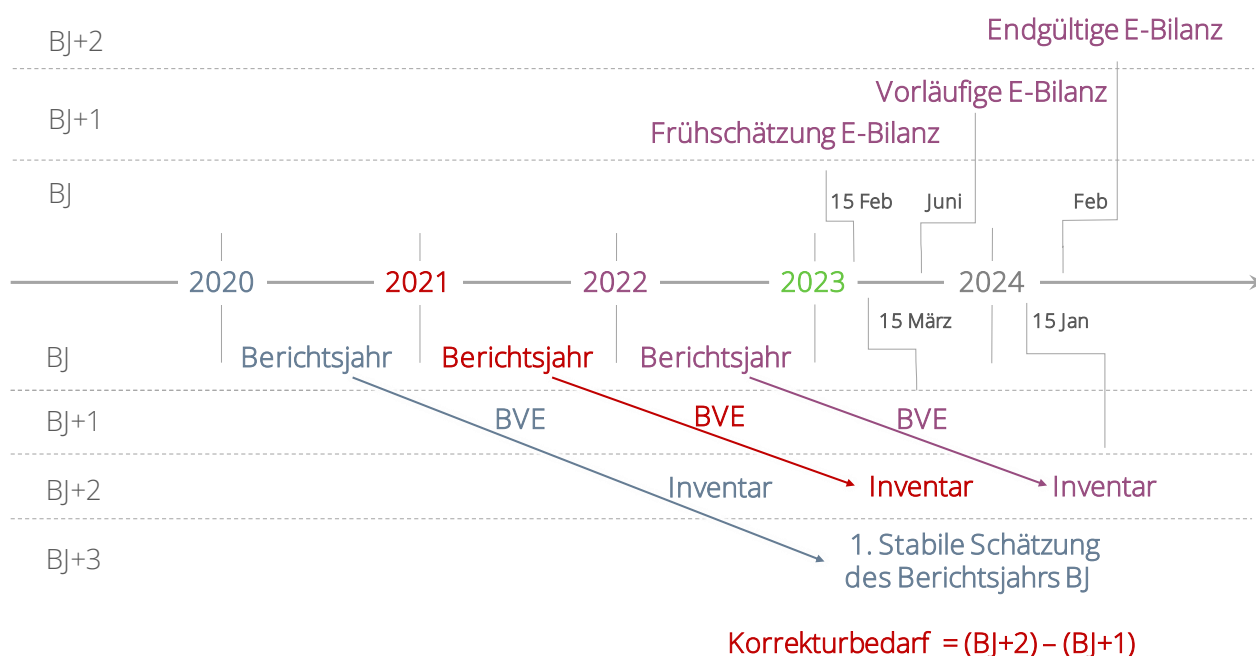
4.2 Korrekturbedarfe

- 57 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 2023d, 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.

58 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 den aktuellen Bericht wurde eine Aktualisierung und Ergänzung um das Berichtsjahr 2022 vorgenommen (siehe ERK 2024, 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.

4.2.1 Mehrjähriger Vergleich historischer Korrekturbedarfe

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.

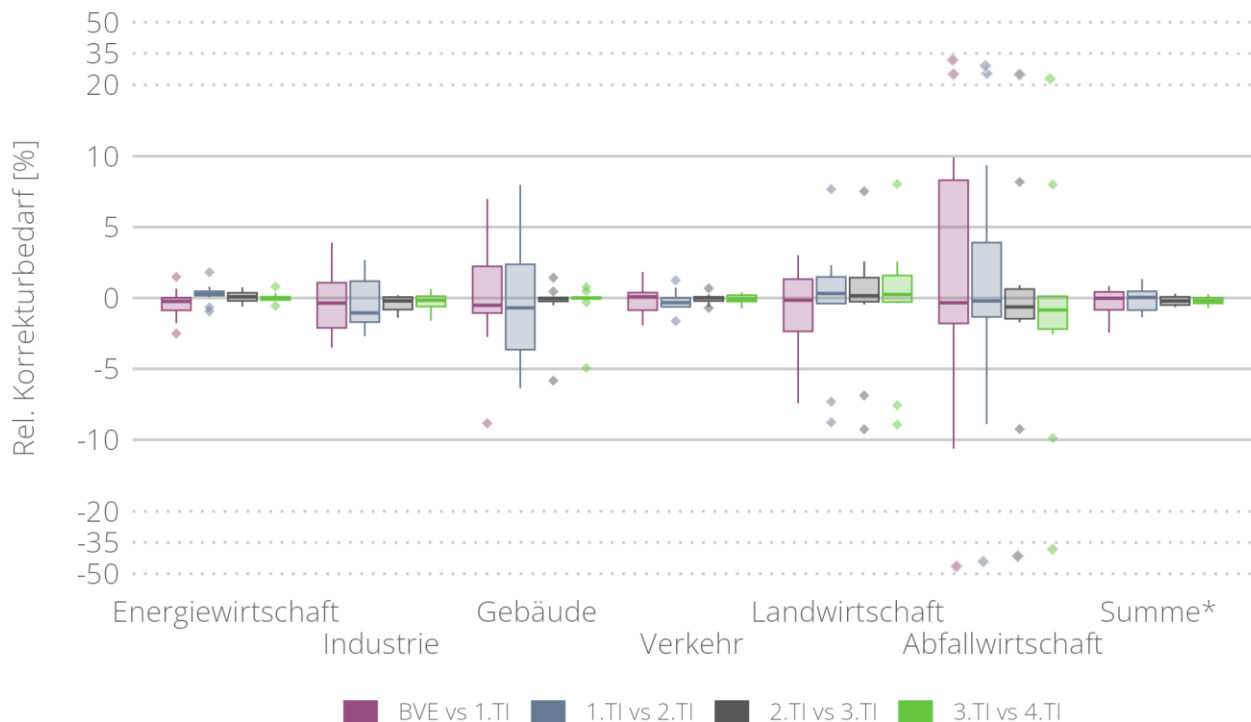
59 Wie bereits in vergangenen Prüfberichten (ERK 2021; 2022a; 2023b) festgestellt, lässt sich aus (unmittelbar) nachfolgenden Korrekturen durch die Inventarberichterstattung keine systematische Über- oder Unterschätzung bei der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres feststellen (siehe Abbildung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

60 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 2,7 % und 8,2 % (ERK 2024). Daher ist festzustellen, dass die Präzision der berichteten THG-Emissionen im Zeitverlauf zunimmt.

- 61 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-CO₂-Emissionen (CH₄, N₂O-Emissionen) sowie eine zum Teil mit großer Verzögerung berichtete Datenlage (Destatis 2018; 2019; 2021). Es kann daher gerade in diesen Sektoren auch nach dem zweiten nachfolgenden Nationalen Treibhausgasinventar (BJ+i mit i ≥ 3) zu substantziellen Korrekturen der Nicht-CO₂-Emissionen und somit auch der CO₂-äquivalenten Emissionen kommen.
- 62 In Anbetracht der vorläufigen, maßgeblichen Ausgangsdaten sollten alle früher berichteten Emissionsdaten entsprechend bewertet werden. Diese Erkenntnis gilt auch für die Emissionsdaten des Berichtsjahrs 2023 (BJ+1 UBA 2024d). Entsprechend ist mindestens bis zum zweiten nachfolgenden Nationalen Treibhausgasinventar (BJ+3) für das Berichtsjahr 2023 mit Korrekturen auf sektoraler Ebene zu rechnen. Dieses wird im Jahr 2026 zur Verfügung stehen.

Abbildung 10: Relative Korrekturbedarfe der Emissionsdaten gegenüber der jeweils vorangegangenen Emissionsschätzung der Berichtsjahre 2010 – 2022



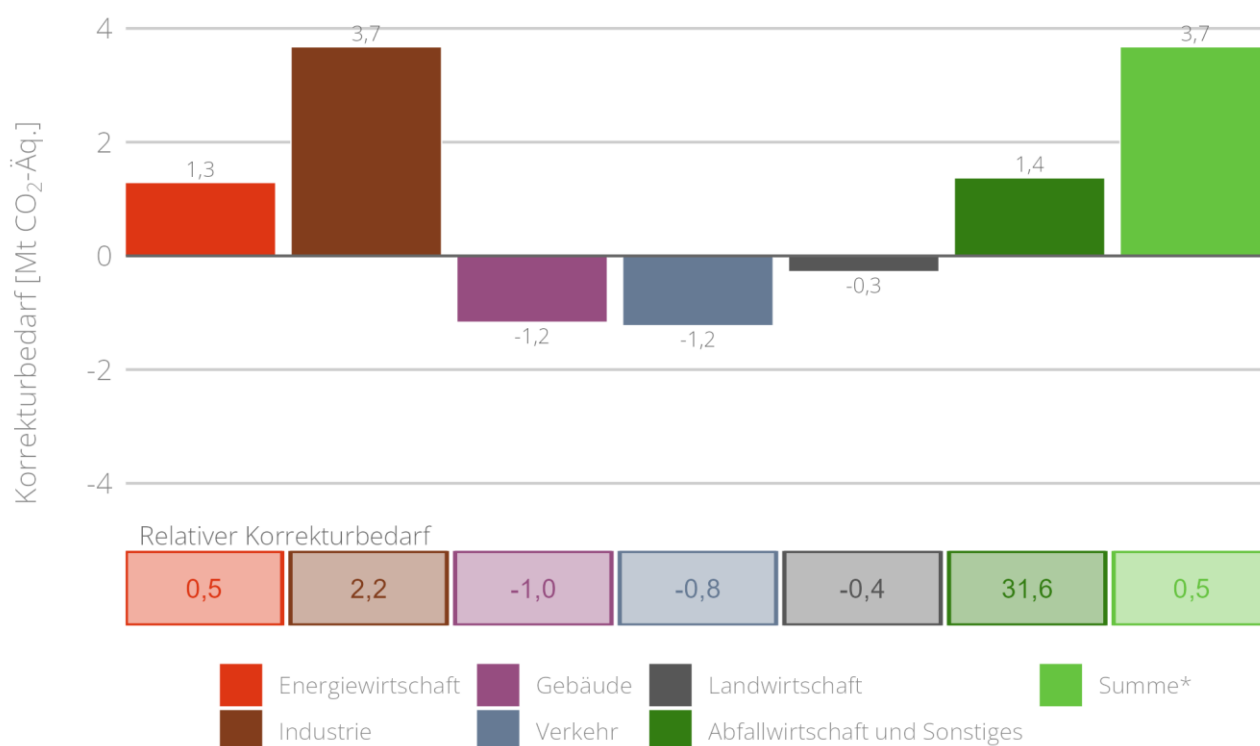
Eigene Darstellung nach eigenen Berechnungen auf Basis der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten des Vorjahres (BVE) und der Treibhausgasinventare (TI) des Umweltbundesamtes der Berichtsjahre 2010–2022. Jeder Kasten beschreibt zwischen Unter- und Oberkante das 25. bis 75. Perzentil und die Mittelbande den Median. Die maximale Länge der Antennen ist gleich 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 Treibhausgasemissionen des Sektors LULUCF.

4.2.2 Nachträglicher Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2022

- 63 Der nachträgliche Korrekturbedarf für das Berichtsjahr 2022 zwischen Emissionsdaten (BJ+1) und dem Treibhausgasinventar (BJ+2) ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) wurden um 3,7 Mt CO₂-Äq. nach oben korrigiert. In den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Abfallwirtschaft und Sonstige wurden die THG-Emissionen nach oben korrigiert (siehe Tabelle 3). Im Gebäudesektor, Verkehrssektor und der Landwirtschaft wurden die THG-Emissionen nach unten korrigiert.
- 64 Während die absoluten Korrekturen für die einzelnen Sektoren in einem ähnlichen Ausmaß liegen, unterscheiden sich die relativen Korrekturen deutlich. Diese Unterschiede sind auf die variierenden Anteile der Sektoren an den Gesamtemissionen zurückzuführen. Während die relativen Korrekturen in der Energiewirtschaft, dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und Landwirtschaft bei maximal 1 % lagen, sind die Korrekturen in der Industrie mit 2,2 % und in der Abfallwirtschaft und Sonstige mit 31,6 % deutlich höher (siehe Abbildung 11).

Abbildung 11: Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten (BJ+1) und dem nachfolgenden Treibhausgasinventar (BJ+2) für das Berichtsjahr 2022



Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2024d), UBA (2023c) sowie eigenen Berechnungen.

* ohne Treibhausgasemissionen des Sektors LULUCF.

- 65 Grundsätzlich basiert die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres auf teilweise vorläufigen Statistiken. Deswegen kommt es regelmäßig zu Korrekturen, beispielsweise durch das Vorliegen der endgültigen Energiebilanz. Zu Korrekturen führen neben endgültigen Statistiken auch methodische

Änderungen und die damit verbundenen Rückrechnungen der gesamten Zeitreihe. Die Korrekturen in Abbildung 11 lassen sich ausnahmslos auf methodische Rückrechnungen (siehe Böttcher 2022) und endgültige Statistiken zurückführen. Daher wird an dieser Stelle nicht explizit auf die Gründe der Korrektur eingegangen. Exemplarisch gehen RZ 29ff. auf weitere Gründe für Korrekturen ein.

Tabelle 3: Absolute und relative Korrektur der Emissionsdaten zwischen Emissionsdaten (BJ+1) und (BJ+2) für das Berichtsjahr 2022

	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
Energie- wirtschaft	257	255,9	257,2	1,3	0,5 %
Industrie	176,9	164,2	167,9	3,7	2,2 %
Gebäude	107,4	111,7	110,5	-1,2	-1 %
Verkehr	138,8	148,5	147,3	-1,2	-0,8 %
Landwirtschaft	67,6	61,7	61,4	-0,3	-0,4 %
Abfallwirtschaft und Sonstiges	8,5	4,3	5,7	1,4	31,6 %
Gesamt- emissionen (ohne LULUCF)	-	746,3	750	3,7	0,5 %

Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen zu der Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten des Vorjahres (BVE) für 2022 und des Nationalen Treibhausgasinventars 2024 des Umweltbundesamtes (UBA 2023c; 2024d). Etwaige Diskrepanzen bei Korrekturen ergeben sich aus Rundungen. Die hier aufgeführten zulässigen Jahresemissionsmengen entsprechen den Werten aus UBA (2024a), Tabelle 6 zeigt zusätzlich zulässige Jahresemissionsmengen unter Anwendung eines alternativen Ausgleichsmechanismus.

4.3 Unsicherheitsangaben des Umweltbundesamtes zur Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres 2023

66 Zusätzlich zu den Emissionsdaten weist das Umweltbundesamt sektorspezifische und sektorenübergreifende Unsicherheitsbereiche der Treibhausgasemissionen aus. Diese beruhen auf Unsicherheitsschätzungen aller Quellgruppen und Senken im Rahmen der Nationalen Inventarberichterstattung (UBA 2024b). 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 sektorspezifischen Unsicherheiten dargestellt, aufgeteilt nach Unsicherheiten bei den Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und auf Ebene der (sektoralen) Gesamtemissionen.

- 67 Die relativen Unsicherheiten bezogen auf die THG-Emissionen der Sektoren unterscheiden sich deutlich. Bedingt durch die verschiedenen Größenordnungen der sektoralen THG-Emissionen, fallen die Unsicherheiten absolut zusätzlich 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. Die Aktivitätsdaten sind durch die Methodik und Frequenz der Datenerhebung, sowie der Datenbereitstellung betroffen. Die Emissionsfaktoren sind betroffen, wenn keine Daten oder Modelle verfügbar sind, die Prozesse und/oder Regionen spezifisch abdecken können.
- 68 So ist die Unsicherheit in Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges mit 154,4 % am höchsten. Dieser Wert ist zwar verglichen mit dem Vorjahr nur noch halb so groß, was an aktualisierten Emissionsfaktoren liegt (UBA 2024d); dennoch sorgt die lückenhafte Datenlage für große Unschärfen bei den Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren (UBA 2023d, S. 123). Bei LULUCF mit 45,7 % und der Landwirtschaft mit 17,5 %, bedingen ebenfalls die Datenlage sowie insbesondere der Wissensstand bei Prozessen bzw. Emissionsfaktoren größere Unsicherheiten. Zu nennen ist hier zum einen, dass zum Zeitpunkt der Berechnungen die Statistiken für den Holzeinschlag und die Produktion von Holzhalbwaren nicht aktuell verfügbar sind, und mit einem Dreijahresmittel fortgeschrieben werden. Zum anderen sind die Prozesse um N₂O-Emissionen aus den CRF-Kategorien 3.B Düngermanagement und 3.D landwirtschaftliche Böden noch immer mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten behaftet (UBA 2023d, S. 124). Diese Lage spiegelt sich auch in den Korrekturbedarfen wider, die in Kap. 4.2.1 berichtet werden.
- 69 Vergleichsweise niedrige relative Unsicherheiten finden sich in den übrigen Sektoren, Industrie (2,4 %), Energiewirtschaft (3,6 %), Verkehr (5,1 %) und Gebäude (7,8 %). Dies ist bedingt durch bessere Wissensstände bei den Aktivitätsdaten und auch bei den Emissionsfaktoren. Für den Industriesektor lässt sich dies laut Umweltbundesamt mit der hohen Korrelation zwischen verfügbaren Produktionsdaten und dem Brennstoffeinsatz erklären, in der Energiewirtschaft durch die frühere Verfügbarkeit zuverlässiger Daten (UBA 2023a). Dennoch sei hier darauf hingewiesen, dass der Industriesektor in der Vergangenheit hohen nachträglichen Korrekturen unterlag (siehe Kap. 4.2.1).
- 70 Die Angaben des Umweltbundesamtes zu den sektorspezifischen Unsicherheiten konnten mithilfe der IPCC-Richtlinien aus dem Jahr 2006 (IPCC 2006) bereits in ERK (2022a) 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 außer für den Sektor Verkehr, der von 1,1 auf 1,03 reduziert wurde, denen des Vorjahres. Die Reduktion ist laut Umweltbundesamt in einer vollständigen Angleichung der Berechnungsmethodik an die Inventarberichterstattung begründet.
- 71 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: Unsicherheit der sektoralen und aggregierten Emissionsschätzungen nach Angaben des Umweltbundesamtes

Sektor nach Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)	Emissionsschätzung [Mt CO ₂ -Äq.]	Unsicherheiten			
		Aktivitätsdaten [%]	Emissionsfaktoren [%]	THG-Emissionen [±Mt CO ₂ -Äq.]	THG-Emissionen [%]
Energiewirtschaft	205,4	2,6	2,4	7,3	3,6
Industrie	155	1,6	1,8	3,7	2,4
Gebäude	102,2	4,7	6,3	8	7,8
Verkehr	145,5	2,3	4,5	7,4	5,1
Landwirtschaft	60,3	3,8	17,1	10,5	17,5
Abfallwirtschaft und Sonstiges	5,5	33,2	150,8	8,5	154,4
LULUCF	3,6	11,5	44,2	1,7	45,7
Gesamtemissionen (ohne LULUCF)	674,0			19,2	2,8

Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2023c).

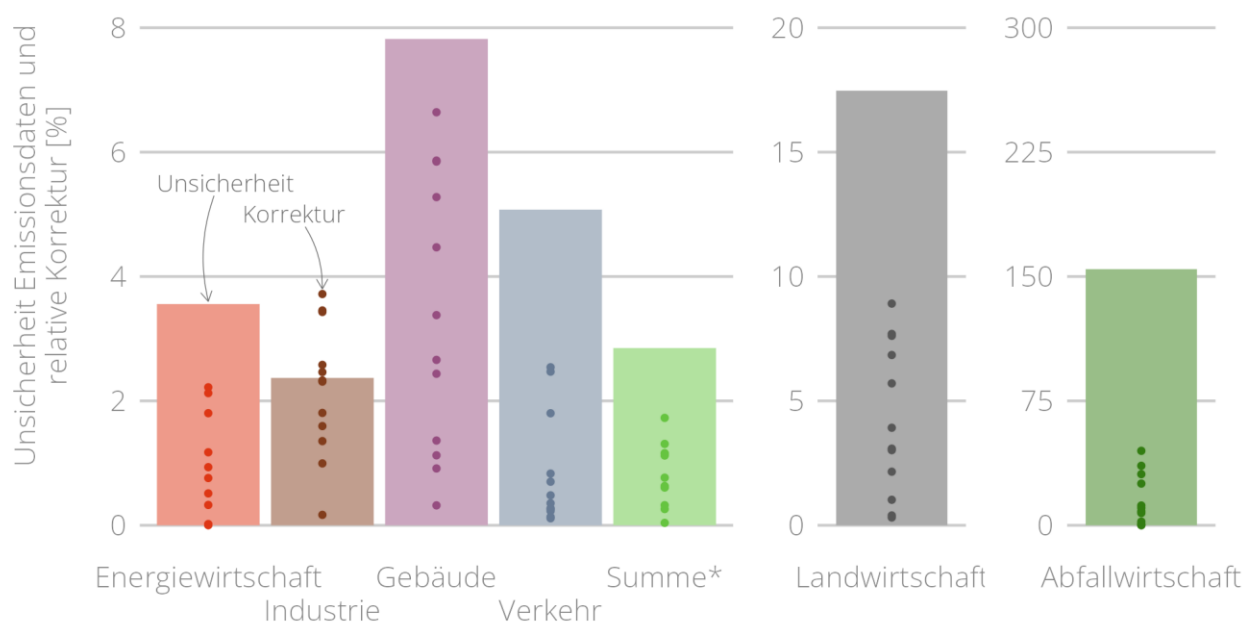
4.4 Einordnung und Vergleich von Unsicherheiten und Korrekturbedarfen

- 72 Die Emissionsdaten, die das Umweltbundesamt ausweist, sind statistisch gesehen eine Annäherung an tatsächliche Werte. Aus diesem Grund werden zusätzlich die Schätzfehler als Verteilungsfunktion angegeben, die wegen dieser Annäherung durch eine sogenannte Punktschätzung entstehen. Hierfür verwendet das Umweltbundesamt ein 95 % Konfidenzintervall. Ob diese Verteilungsfunktion zutreffend geschätzt wird, lässt sich empirisch nicht ohne weiteres überprüfen, weswegen der Expertenrat sich diesbezüglich auf die Prüfung des Prozesses der Ermittlung der Unsicherheitsbänder beschränkt (siehe Kapitel 4.3).
- 73 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 2021 ergeben. Dieser berechnet tatsächliche Anpassungen an die Schätzungen im Zeitverlauf (siehe Kapitel 4.2.1) 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 Schätzung¹⁷ bestätigen (siehe Kapitel 4.2.1).
- 74 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 12 Datenpunkten zu historischen Korrekturen weniger als 1 Datenpunkt außerhalb des 95 % Konfidenzintervalls liegt. Liegen mehr Datenpunkte außerhalb des Konfidenzintervalls, hieße das, dass die Streuung der Korrekturbedarfe, und somit ihre

¹⁷ 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 4.2.1, insb. Abbildung 10).

Varianz, in der Vergangenheit größer war als die Unsicherheit, die das Umweltbundesamt aktuell für die Zukunft unterstellt.

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



Eigene Darstellung auf Basis der Vorjahresschätzungen und Treibhausgasinventar des Umweltbundesamtes der Berichtsjahre 2010–2021 sowie ergänzende Informationen des Umweltbundesamtes zu UBA (2024d). *ohne Treibhausgasemissionen des Sektors LULUCF.

- 75 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. Es gibt hinsichtlich dieser Sektoren also keinen Hinweis darauf, dass das Umweltbundesamt eine besondere Begründung vorbringen müsste, warum die für die Zukunft angegebenen (hypothetischen) Unsicherheitsbänder geringer sind als die tatsächlichen Streubreiten historischer Korrekturbedarfe.
- 76 Für den Sektor Industrie liegen allerdings fünf der historischen Korrekturbedarfe außerhalb des Konfidenzintervalls. Dies ist ein Hinweis darauf, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Verteilung (Fehler von 2,4 %) die Unsicherheit für den Emissionswert dieses Sektors eher unterschätzt – oder es müsste gesondert begründet werden, warum in diesem Sektor die Unsicherheit heute strukturell

geringer ausfällt als in der Vergangenheit.¹⁸ Da allerdings bislang keine zeitliche Struktur bei den historischen Korrekturbedarfen der Industrie deutlich erkennbar ist, können Methodenbrüche in der Vergangenheit die mehrfache Überschreitung des Konfidenzintervalls kaum hinreichend erklären. Es ist jedoch anzumerken, dass die relative Korrektur für 2021 (aktueller Vergleich) die mit Abstand geringste ist, und die nächsten Jahre zeigen müssen, ob dies einen neuen Trend darstellt. Mit den Größenordnungen der relevanten Korrekturen (BJ+3) der Emissionsdaten aus der Vorjahresschätzung, die sich aus der methodischen Umstellung im Jahr 2023 ergeben, kann erstmalig im Jahr 2025 gerechnet werden. Dann nämlich liegt das erste stabile Inventar für das Berichtsjahr 2022 vor. Es bestätigen sich somit insgesamt noch immer die Einschätzungen des Expertenrats aus den letzten Jahren (ERK 2021; 2023b), dass die Unsicherheitsangabe in der Industrie im Vergleich zu den historischen Korrekturbedarfen in der Tendenz zu niedrig angesetzt wird.¹⁹

- 77 Allgemein bleibt aus Sicht des Expertenrats noch immer abzuwarten, wie sich die Umstellung der Methode für die Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres (siehe Kapitel 2.2.2 und ERK (2023b)) auf die Korrekturbedarfe (und damit die Unsicherheit) auswirken wird. Die Prüfung der Berechnungen hat einige Hinweise auf Unsicherheitsquellen gegeben, die unter Umständen in der Vergangenheit durch Ad-hoc-Korrekturen abgemildert worden sind. Zu nennen sind hier insbesondere die Aufteilung der Energiebilanzzeilen in der Industrie, sowie das Lagerbestandsmodell im Gebäudesektor (siehe Kapitel 3.1.1). Gegenläufig könnten allerdings auch fortwährende Verbesserungen in der Schätzgenauigkeit bei der im Jahr 2023 eingeführten, neuen Erstellungsmethode der Frühschätzung der Energiebilanz wirken.

¹⁸ ERK (2022a) zeigt auf, dass bei tiefgreifenden Änderungen der Datenbasis oder der Schätzmethodik der Vergleich historischer Korrekturbedarfe mit vorwärtsschauenden Unsicherheitsbändern möglicherweise an Aussagekraft verliert.

¹⁹ In ERK (2022a) wurde gezeigt, dass die historischen Korrekturen auch statistisch signifikant größer sind als die Unsicherheitsangabe des Umweltbundesamts.

5 Feststellung

5.1 Feststellungen zur Zielerreichung der Vorjahresemissionen

- 78 Das Umweltbundesamt hat seinen Bericht zur Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten 2023 fristgerecht vorgelegt. Dabei hat das Umweltbundesamt auch die zulässigen Jahresemissionsmengen gemäß dem Ausgleichsmechanismus nach § 4 Abs. 3 KSG angepasst (Tabelle 7 in UBA (2024d)). Die Anwendung des Ausgleichsmechanismus lässt jedoch Spielraum, wie in Kapitel 5.2 dargestellt. Dieses Kapitel bezieht sich jedoch auf die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen angepassten Jahresemissionsmengen. Die Über- oder Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen wird für die im Bundes-Klimaschutzgesetz definierten Sektoren festgestellt und überprüft. Die Überschreitung eines Sektors stellt die Grundlage für den im Bundes-Klimaschutzgesetz angelegten Mechanismus zur Einleitung eines Sofortprogramms (§ 8 Abs. 1 KSG) dar. Tabelle 5 zeigt die vom Umweltbundesamt angepassten²⁰ zulässigen Jahresemissionsmengen des Jahres 2023.
- 79 Unter der Annahme, dass (1) die vom Umweltbundesamt vorgenommene Punktschätzung den Erwartungswert trifft und (2) die Fehler normalverteilt sind und (3) 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 zulässige Jahresemissionsmenge für das Jahr 2023 über- oder unterschritten haben (siehe Tabelle 5).²¹
- 80 Gemäß der Berechnung der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes haben der Industriesektor, die Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges die angepassten zulässige Jahresemissionsmenge unterschritten. Für die Sektoren Energiewirtschaft²² und LULUCF sind keine zulässige Jahresemissionsmengen für das Jahr 2023 im Bundes- Klimaschutzgesetz angegeben.
- 81 Der Gebäudesektor sowie der Verkehrssektor überschreiten zum wiederholten Mal im Jahr 2023 die zulässige Jahresemissionsmenge; der Gebäudesektor allerdings nur knapp. Gemäß § 8 Abs. 1 KSG (i.d.F. vom 18. August 2021) sind durch die verantwortlichen Ministerien bis zum 15. Juli 2024 Sofortprogramme vorzulegen, welche jeweils die Einhaltung der Jahresemissionsmengen der beiden Sektoren für die folgenden Jahre sicherstellen. Nach dem Wortlaut des Gesetzes gilt dies trotz der unsicheren Datenlage auch für den Gebäudesektor. Während die Überschreitung im Sektor Verkehr als praktisch sicher gelten kann, ist die Überschreitung im Gebäudesektor gemäß der vom Umweltbundesamt angegebenen Konfidenzintervalle lediglich ebenso wahrscheinlich wie unwahrscheinlich.

²⁰ Im Folgenden bezieht sich die jährlich zulässige Emissionsmenge immer auf die angepassten Werte gemäß Ausgleichsmechanismus.

²¹ 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).

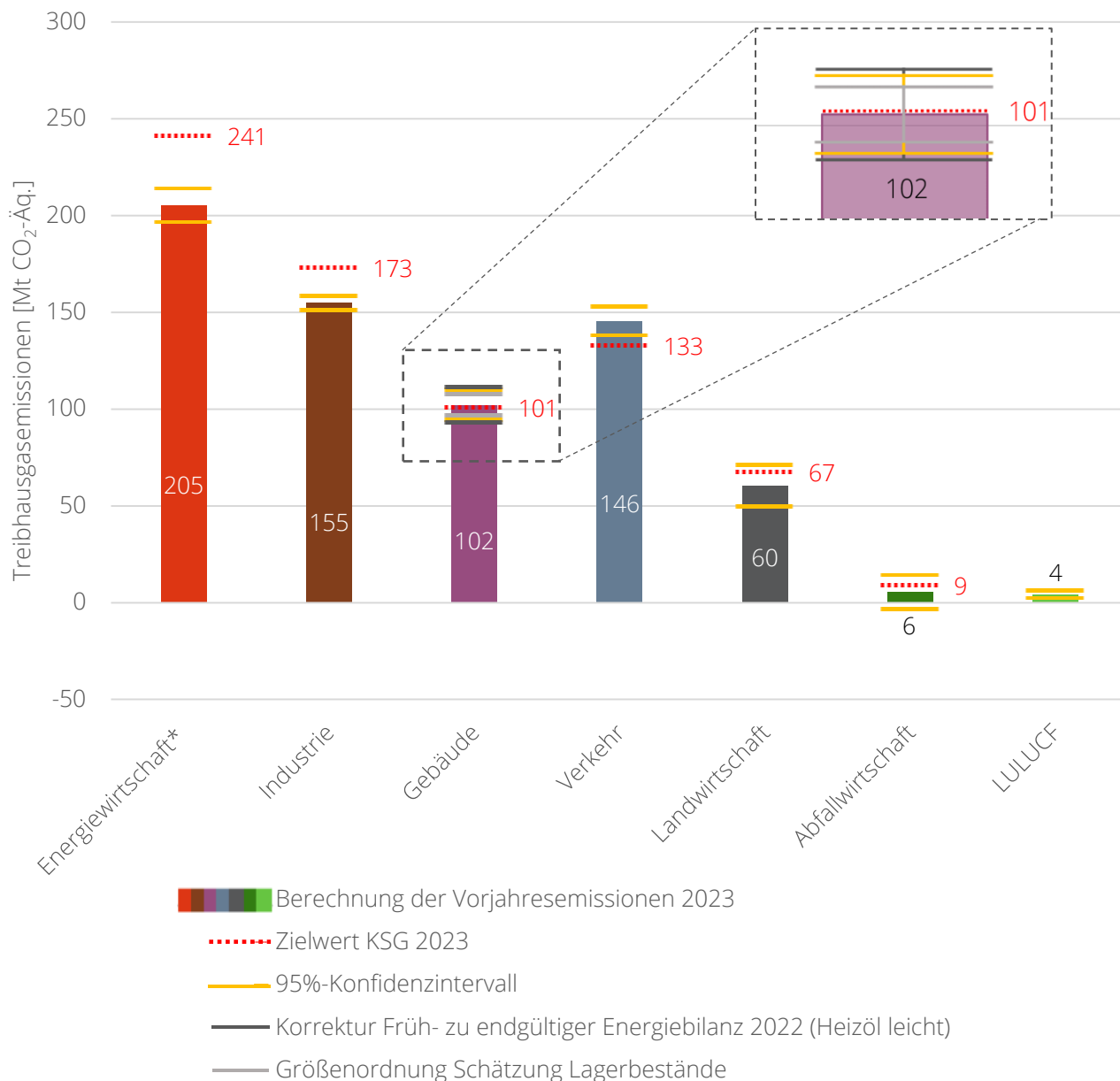
²² Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2023 keine zulässige Jahresemissionsmenge im KSG angegeben, daher wurde eine Interpolation der angepassten Zwischenziele angenommen.

Tabelle 5: Vergleich der Emissionsdaten des Umweltbundesamtes für das Jahr 2023 mit den angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Sektor	Vom UBA angepasste zulässige Jahres-emissions-menge KSG 2023 [Mt CO ₂ -Äq.]	Berechnung Emissions-daten UBA 2023 [Mt CO ₂ -Äq.]	Änderung Emissions-daten in 2023 gegenüber 2022 [Mt CO ₂ -Äq.]	KSG-Zielüber/-unterschreitung: Differenz BVE minus angepasster zulässiger Jahres-emissionsmenge [Mt CO ₂ -Äq.]	Unsicherheit der BVE (95 %-Intervall) [Mt CO ₂ -Äq.]	Wahrscheinlichkeit für das Erreichen der zulässigen Jahres-emissionsmenge auf Basis der IPCC-Skala (Siehe Fußnote 21)
Energie-wirtschaft*	241,3*	205,4	-51,8	-35,9*	198-213	praktisch sicher*
Industrie	173	155	-12,9	-18	151-159	praktisch sicher
Gebäude	101,1	102,2	-8,3	+1,2	94-110	etwa ebenso wahrscheinlich wie nicht
Verkehr	132,7	145,5	-1,8	+12,8	138-153	besonders unwahrscheinlich
Landwirtschaft	67,4	60,3	-1,1	-7,1	50-71	sehr wahrscheinlich
Abfallwirtschaft und Sonstiges	8,9	5,5	-0,1	-3,3	(-3)-14	wahrscheinlich
LULUCF	-	3,6	-0,8	-	2-5	-
Gesamt (ohne LULUCF)	-	674	-76,8	-	655-693	-

Eigene Darstellung basierend auf UBA (2024d) und eigenen Berechnungen. BVE: Berechnung der Vorjahresemissionsdaten, UBA: Umweltbundesamt, KSG: Bundes-Klimaschutzgesetz. Mögliche Abweichungen können durch Rundungsdifferenzen entstehen. Daten basierend auf Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Berichtsjahr 2023 und den vom Umweltbundesamt angegebenen Unsicherheiten der Schätzung. *Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2023 keine zulässige Jahresemissionsmenge im KSG angegeben.

Abbildung 13: Vergleich der Emissionswerte für das Jahr 2023 mit den zulässigen sektorspezifischen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes



Eigene Darstellung basierend auf der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres für das Jahr 2023 des Umweltbundesamtes und den ausgewiesenen Unsicherheiten und den gemäß Ausgleichsmechanismus § 4 Abs. 3 KSG angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen 2023 des Bundes-Klimaschutzgesetzes. *Für den Sektor Energiewirtschaft wird im Jahr 2023 keine zulässige Jahresemissionsmenge im KSG angegeben, daher wurde eine Interpolation der angepassten Zwischenziele angenommen. KSG = Bundes-Klimaschutzgesetz.

- 82 Der Sektor **Energiewirtschaft** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 205,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 51,8 Mt CO₂-Äq. Für das Jahr 2023 weist das KSG keine zulässige Jahresemissionsmenge aus.²³
- 83 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten in der Energiewirtschaft hat sich, wie in Kapitel 2.2.4 dargestellt keine wesentliche Änderung gegenüber dem Jahr 2022 ergeben. Wie in Kapitel 3.1.3 dargestellt, berichtet eine neue Studie von Ember und der Deutschen Umwelthilfe vom 10. April 2024, dass die Methanemissionen, die beim Braunkohlebergbau entstehen, um das 184-fache höher sein könnten als bisher vom Umweltbundesamt ausgewiesen (Assan 2024). Bei Berechnung der beim Braunkohlebergbau entstehenden Methanemissionen mit dem vom IPCC (2006) veranschlagten Emissionsfaktor, lägen die Emissionen im Jahr 2022 um 2,9 Mt CO₂-Äq. höher als ausgewiesen. Auch Polen, dessen Braunkohle hinsichtlich des Methangehalts ähnlich zu Deutschland ist (UBA 2024b), verwendet in seinem Inventar diesen Emissionsfaktor. Eine rückwirkende Anwendung des Emissionsfaktors nach IPCC (2006) ab dem Jahr 2021 würde zusätzliche Emissionen im Sektor Energiewirtschaft in Höhe von 5,8 Mt CO₂-Äq. bedeuten, die bisher in der Emissionsberichterstattung nicht berücksichtigt wurden. Dies hätte auch Implikationen für das verbleibende THG-Budget zur Erfüllung der KSG-Ziele. Der Expertenrat empfiehlt eine Überprüfung des Emissionsfaktors mit unabhängigen Messungen der Methanemissionen im Braunkohlebergbau durch das Umweltbundesamt für die nächste Inventarberichterstattung. Laut einem internen Gespräch mit dem Umweltbundesamt sind erste Schritte einer Überprüfung bereits angestoßen. Dies begrüßt der Expertenrat.
- 84 Der **Industriesektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 155 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 12,9 Mt CO₂ Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 7,7 %. Die zulässige Jahresemissionsmenge von 173 Mt CO₂-Äq. wurde um 18 Mt CO₂-Äq. unterschritten. Die Zielerreichung im Industriesektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *praktisch sicher* einzustufen.
- Die Datengrundlage ist im Industriesektor sehr heterogen und für die verschiedenen Branchen von unterschiedlicher Qualität. In einzelnen CRF-Kategorien haben sich Änderungen ergeben, deren Auswirkungen auf die Gesamtemissionen aber als gering einzuschätzen sind (siehe dazu Tabelle 1). Hierdurch kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteeinschätzung der Industrie vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe²⁴ eher unterschätzt ist.
- 85 Der **Gebäudesektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 102,2 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 8,3 Mt CO₂ Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 7,5 %. Die zulässige Jahresemissionsmenge von 101 Mt CO₂-Äq. wurde dennoch um 1,2 Mt CO₂-Äq. überschritten. Der Sektor verfehlt damit zum vierten Mal in Folge die zulässige Jahresemissionsmenge. Die Zielerreichung im Gebäudesektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *etwa ebenso wahrscheinlich wie nicht* einzustufen.
- 86 An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten hat sich, wie in Kapitel 2.2.4, keine wesentliche Änderung gegenüber dem Jahr 2022 ergeben. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass im Gebäudesektor eine hohe Unsicherheit in den Aktivitätsdaten aufgrund einer mangelnden

²³ Siehe RZ 94 für die Feststellung der Energiewirtschaft hinsichtlich der Zielerreichung des impliziten Zielwerts.

²⁴ Diese Analyse beruht auf den in Kapitel 4.3 getroffenen Annahmen zu denen unter anderem zählt, dass sich die Unsicherheiten, d.h. deren Struktur und Größenordnung, nicht gegenüber den Vorjahren wesentlich verändern.

Datenverfügbarkeit vorliegt. Das Umweltbundesamt weist auf eine höhere Unsicherheit im Gebäudesektor als in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie hin. Dies liegt insbesondere an der Konstruktion der Energiebilanz, die im Gebäudesektor auf Modellberechnungen basiert. Diese unterliegen generell einer höheren Unsicherheit als statistische Daten. Hinzu kommen unvollständige Erfassungen bei stationären Feuerungen sowie der Diskrepanz zwischen Verbrauch und Absatz bei leichtem Heizöl. Wie aus Tabelle 2 und Abbildung 7 hervorgeht und in Kapitel 3.1.1 diskutiert, zeigten sich im Jahr 2022 deutliche Korrekturen vom leichten Heizöl zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz. So gab es im Gebäudesektor für das Jahr 2022 nachträgliche Korrekturen im Absatz von leichtem Heizöl, die im Haushaltssektor zu Mehrmissionen von 4,3 Mt CO₂-Äq. und im Gewerbe-Handel und Dienstleistungssektor (GHD) zu Mindermissionen von 4,7 Mt CO₂-Äq. führten. Der absolute Fehler liegt daher in einer Größenordnung von 9 Mt CO₂-Äq. Es zeigt sich hierdurch die Größenordnung der Unsicherheit, die mit der Schätzung des Lagerbestandsauf- bzw. -abbaus einhergeht. Da die Effekte zufällig gegenläufig waren, führte die Korrektur für den Gebäudesektor zu einer saldierten Reduktion der THG-Emissionen von 0,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2022. Der Lagerbestandsaufbau macht im Jahr 2023 laut Frühschätzung der Energiebilanz rund 5,5 Mt CO₂-Äq. bzw. 20 % 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 zulässige Jahresemissionsmenge im Jahr 2023 bei Betrachtung der Verbräuche anstatt der Absätze nicht überschritten. Durch diese Abweichungen zwischen Frühschätzung und endgültiger Energiebilanz für das Jahr 2022 kommt der Expertenrat zu der Einschätzung, dass es die Vorbehalte bezüglich der Schätzmethode im Gebäudesektor gibt. RZ 98 zeigt am Beispiel der Industrie, dass mit den nachträglichen Korrekturen der Treibhausgasemissionsdaten in diesem Sektor die Zielerreichung von unterschritten zu überschritten pendelt. Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Emissionsschätzung, die in der IPCC-Skala zu der Einschätzung „etwa ebenso wahrscheinlich wie nicht“ kann der Expertenrat die Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge im Gebäudesektor daher nicht uneingeschränkt bestätigen.

- 87 Die in der Prüfung festgestellten methodische Unschärfen bei der Punktwertschätzung in diesem Sektor sind weit größer als die im Jahr 2023 festgestellte Überschreitung (siehe Kapitel 3.1.1 und Abbildung 8). Deshalb kann der Expertenrat nicht ausschließen, dass andere, mindestens gleichermaßen plausible Berechnungsansätze zur gegenteiligen Feststellung einer Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmengen im Sektor Gebäude geführt hätten. In diesem Sinne kann der Expertenrat die festgestellte Zielüberschreitung nicht uneingeschränkt bestätigen. Allerdings stellt der Wortlaut der aktuellen Fassung des Gesetzes (anders als der Referentenentwurf für eine zweite Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes) den Überschreitungstatbestand in § 8 Abs. 1 KSG nicht unter den ausdrücklichen Vorbehalt der Feststellung durch den Expertenrat. Wäre ein solcher Vorbehalt bereits heute Bestandteil des Gesetzes, würde der Expertenrat die für die Auslösung eines erneuten Sofortprogramms erforderliche Zielüberschreitung für den Sektor Verkehr bestätigen, für den Sektor Gebäude jedoch nicht bestätigen. Der Gesetzgeber berät derzeit über eine Neufassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, in der ausweislich des Referentenentwurfs (BMWK 2023) die Rolle von Feststellungen des Expertenrats für den Auslösemechanismus nach § 8 Abs. 1 KSG gestärkt werden soll. Im Lichte dieses Aspekts der Neufassung könnte die mangelnde Bestätigung einer Zielüberschreitung des Sektors Gebäude im Jahr 2023 durch den Expertenrat Anlass für ein Überdenken der gemäß der aktuellen Fassung des Gesetzes gegebene Notwendigkeit für ein erneutes Sofortprogramm für diesen Sektor geben. Daher regt der Expertenrat den Gesetzgeber an, zu prüfen, inwieweit es ihm vor diesem Hintergrund sinnvoll erscheint, diese Notwendigkeit per Übergangsvorschrift möglicherweise außer Kraft zu setzen. Dabei sind allerdings auch die Zweifel des Expertenrats an der Erreichung der sektoralen

Ziele des Gebäudesektors für die kumulierten Emissionen in den Jahren 2021-2030 (siehe auch Kapitel 7.2.1) angemessen zu würdigen und geeignet mit dem angestrebten Übergang zu einer sektorenübergreifenden Betrachtung in Einklang zu bringen sowie die Verpflichtungen im Rahmen der Lastenteilung (ESR) zu beachten.

- 88 Der **Verkehrssektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 145,5 Mt CO₂-Äq im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 1,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,2 %. Die zulässige Jahresemissionsmenge von 132,7 Mt CO₂-Äq. wurde dennoch um 12,8 Mt CO₂-Äq überschritten. Der Sektor verfehlt damit zum dritten Mal in Folge die zulässige Jahresemissionsmenge. Die Zielerreichung im Verkehrssektor ist auf Basis der IPCC-Skala als *besonders unwahrscheinlich* einzustufen.

An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten hat sich, wie in Kapitel 2.2.4 dargestellt, keine wesentliche Änderung gegenüber dem Jahr 2022 ergeben. Hierdurch kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe insgesamt plausibel sind.

- 89 Der **Landwirtschaftssektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 60,3 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 1,1 Mt CO₂ Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,8 %. Die zulässige Jahresemissionsmenge von 67,4 Mt CO₂-Äq. wurde damit eingehalten. Die Zielerreichung im Sektor Landwirtschaft ist auf Basis der IPCC-Skala als *sehr wahrscheinlich* einzustufen. Allerdings fiel die Übererfüllung des KSG-Ziels so deutlich aus, weil es ab dem Berichtsjahr 2021 eine Methodenänderung bei der Berechnung der direkten Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden gab (Mathivanan et al. 2021). Dadurch sind die THG-Emissionen im Landwirtschaftssektor rechnerisch in etwa 5 Mt CO₂-Äq. pro Jahr niedriger als zuvor. Die im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegte jährlich zulässige Jahresemissionsmenge wurde jedoch nicht entsprechend verringert. Ohne die rechnerische Reduzierung der THG-Emissionen durch diese Methodenänderung würde sich die Einschätzung zur Zielerreichung von *sehr wahrscheinlich* auf *wahrscheinlich* ändern.

Im Sektor Landwirtschaft liegen teilweise vorläufige Aktivitätsdaten vor, welche in ein Berechnungsmodell zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen einfließen. Dadurch können sich noch Änderungen in den Daten Mitte des Jahres ergeben, die aber in der Vergangenheit eher klein ausfielen. An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten haben sich, wie in Kapitel 2.2.4 dargestellt, nur geringfügige Verbesserungen gegenüber dem Jahr 2022 ergeben. Hierdurch kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe insgesamt plausibel erscheint.

- 90 Der Sektor **Abfallwirtschaft und Sonstiges** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 5,5 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 0,1 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 2,5 %. Die zulässige Jahresemissionsmenge von 8,9 Mt CO₂-Äq. wurde mit einem Puffer von 3,3 Mt CO₂-Äq. eingehalten. Die Zielerreichung im Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges ist auf Basis der IPCC-Skala als *wahrscheinlich* einzustufen.

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 CRF-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 des Vorjahres 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. Auch dieses Jahr kam es zu einer Anpassung von Emissionsfaktoren in diesem Sektor (CRF-Kategorie 5.D), wie in Kapitel 2.2.4 dargestellt. Jedoch kommt der Expertenrat wiederholt zu der Einschätzung, dass die vom Umweltbundesamt angegebene Güteeinschätzung vor dem Hintergrund der historischen Korrekturbedarfe insgesamt plausibel erscheint.

- 91 Der Sektor **LULUCF** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 3,6 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 0,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 17 %. Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht keine jährlichen Minderungsziele vor. Im Jahr 2030 soll der Sektor jedoch eine Senkenfunktion von -25 Mt CO₂-Äq. erzielen. Stattdessen stellte der Sektor im Jahr 2023 jedoch eine Emissionsquelle dar.

An den Daten und Methoden für die Berechnung der Emissionsdaten im Sektor LULUCF haben sich, wie in Kapitel 2.2.4 dargestellt einige geringfügige Verbesserungen gegenüber dem Jahr 2023 ergeben. Die Emissionsdaten des Sektors sind weiterhin vergleichsweise unsicher (45 % in UBA (2024d), siehe auch Kapitel 3.1.5 zur Einordnung). Insbesondere ist davon auszugehen, dass bei der nächsten Aktualisierung die zugehörigen Zeitreihen stark korrigiert werden müssen, da rezente Waldschäden bislang noch nicht vollständig in den Daten abgebildet wurden. Eine Einschätzung zur Datengüte bzw. Unsicherheit, die vom Umweltbundesamt angegeben wird, hat der Expertenrat für Klimafragen noch nicht durchgeführt. Der vergleichsweise hohe Wert für die Bandbreite der Unsicherheiten erscheint aber angesichts der Datenlage zunächst und mit Vorbehalt als plausibel.

- 92 Die **Gesamtemissionen** (ohne LULUCF) lagen laut der Angaben des Umweltbundesamts im Jahr 2023 bei 674 Mt CO₂-Äq. Damit sanken die THG-Emissionen um 76,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 10,1 %.

5.2 Diskussion des Ausgleichsmechanismus (§ 4 Abs. 3 KSG) und fehlende Jahresemissionsmenge Energiewirtschaft

93 Mit der Setzung zulässiger Jahresemissionsmengen im Bundes-Klimaschutzgesetz geht der sogenannte Ausgleichsmechanismus einher (§ 4 Abs. 3 KSG). Dieser greift bei Über- und Unterschreitung ab dem Jahr 2021. Auch im Jahr 2023 kommt dieser Mechanismus zum Tragen. Unter- und Überschreitungen der im Bundes-Klimaschutzgesetz ausgewiesenen zulässigen Jahresemissionsmengen in einem Sektor sind ohne Verrechnung mit anderen Sektoren gleichmäßig sektorspezifisch auf den verbleibenden Zeitraum bis zum Zieljahr 2030 anzurechnen. Entsprechend erhöhen oder reduzieren sich in den Folgejahren die zulässigen Jahresemissionsmengen eines jeden betroffenen Sektors für den Zeitraum bis 2030. Die Anpassungen haben Konsequenzen für die Zielwerte, aus denen sich die mögliche Notwendigkeit für die Erstellung von Sofortprogrammen bei Zielwertüberschreitung (§ 8 KSG) ergibt.

Tabelle 6 zeigt in Schwarz die vom Umweltbundesamt ausgewiesenen angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen für die Jahre 2024 bis 2030. Bei der Anpassung der zulässigen Jahresemissionsmengen geht das Umweltbundesamt wie folgt vor. Erst wird die letztjährlich berichtete Tabelle der angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen für die Jahre 2023 bis 2030 mithilfe des Treibhausgasinventars (BJ+2) korrigiert. Somit trägt das Umweltbundesamt den Unsicherheiten in BJ+1 Rechnung. Diese aktualisierte Tabelle wird in einem zweiten Schritt um die Über- oder Unterschreitungen der zulässigen Emissionsmenge aus dem Jahr 2023 angepasst und resultiert in den Werten der Tabelle.

Tabelle 6 zeigt in Rot die Werte auf Basis eines alternativen Ausgleichsmechanismus. Da im Bundes-Klimaschutzgesetz keine Datenbasis für die angepassten zulässigen Jahresemissionsmengen festgelegt ist, kann alternativ das aktuelle Treibhausgasinventar die für die **gesamte** historische Zeitreihe statt nur für das Jahr 2022 verwendet werden. Dieser alternative Ansatz berücksichtigt die Erkenntnis aus Kapitel 4.2, dass es bis zum Zeitpunkt BJ+3 zu substantziellen Korrekturen kommen kann. Neue Erkenntnisse über z. B. Emissionsfaktoren für Ottokraftstoffe wirken sich mit diesem Ansatz auf die ganze Zeitreihe aus und werden nicht wie beim Ansatz des Umweltbundesamtes, nur für das vergangene Jahr berücksichtigt. Während der Einfluss auf das gesamte Budget mit knapp 0,9 Mt CO₂-Äq. gering ist, variiert er über die einzelnen Sektoren. Unter Berücksichtigung des besten verfügbaren Datenstandes ist das verbleibende Budget im Verkehrssektor knapp 2,9 Mt CO₂-Äq. und in der Industrie 2 Mt CO₂-Äq. höher. Im Gebäudesektor und Abfallwirtschaft und Sonstiges ist wiederum das Budget je 1,6 Mt CO₂-Äq. niedriger als in dem vom Umweltbundesamt angewandten Berechnungsverfahren.

94 Da für den Sektor Energiewirtschaft im Bundes-Klimaschutzgesetz keine jährlichen Emissionsmengen ausgewiesen werden, hat der Expertenrat in seinem letzten Prüfbericht (ERK 2023b, RZ 203) auf Folgendes hingewiesen: „Für den Fall, dass die offenen Fragen zu den zulässigen Emissionsmengen der Energiewirtschaft für die Jahre 2021 sowie 2023 bis 2029 nicht rechtzeitig geklärt werden, wird der Expertenrat in seinen Prüfungen nach § 8 Abs. 4 KSG sowie nach § 54 KVBG einen strikten Budget-Ansatz unter Anwendung linearer Interpolation zwischen 2020 und 2022 sowie zwischen 2022 und 2030 zur Anwendung bringen und dabei den Ausgleichsmechanismus ab dem Jahr 2021 berücksichtigen“. Da die Sachlage unverändert ist, kommt im Folgenden der beschriebene Ansatz zum Tragen.

Tabelle 6: Angepasste zulässige Jahresemissionsmengen für die Jahre 2023–2030 (in kt CO₂-Äq.)

Sektor nach Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Summe der Abweichung 2023-2030
Energiewirtschaft*	241 273 241 163	227 770 227 643	209 145 209 018	190 520 190 393	171 895 171 768	153 270 153 143	134 645 134 518	116 020 115 893	1 094
Industrie	172 985 173 192	168 559 168 795	160 559 160 795	152 559 152 795	143 559 143 795	135 559 135 795	128 559 128 795	121 559 121 795	-2 042
Gebäude	101 054 100 888	95 887 95 698	90 887 90 698	85 887 85 698	80 887 80 698	75 887 75 698	70 887 70 698	65 887 65 698	1 642
Verkehr	132 741 133 040	124 916 125 257	119 916 120 257	113 916 114 257	108 916 109 257	101 916 102 257	92 916 93 257	81 916 82 257	-2 949
Landwirtschaft	67 362 67 393	67 371 67 405	65 371 65 405	64 371 64 405	63 371 63 405	61 371 61 405	59 371 59 405	58 371 58 405	- 300
Abfallwirtschaft und Sonstiges	8 856 8 692	8 333 8 146	8 333 8 146	7 333 7 146	7 333 7 146	6 333 6 146	6 333 6 146	5 333 5 146	1 618
Summe Jahresemissionsmenge, angepasst 2023	724 272 724 367	692 836 692 944	654 211 654 319	614 586 614 694	575 961 576 069	534 336 534 444	492 711 492 819	449 086 449 194	-0,937

Tabelle 6 in UBA (2024a), eigene Berechnungen auf Basis von UBA (2024d). In Schwarz: durch das UBA ausgewiesene Werte; in Rot eigene Berechnung unter Anwendung der aktuellen Inventardaten. *Die Werte für die Energiewirtschaft wurden wie oben beschrieben für beide Ausgleichsmechanismen interpoliert.

- 95 Unter Anwendung des Ausgleichsmechanismus mit aktuell verfügbaren Zahlen sowie der linearen Interpolation der zulässigen Emissionsmengen im Sektor Energiewirtschaft ist Folgendes festzustellen:
- i) Die THG-Emissionen im Sektor **Energiewirtschaft** unterschritten mit 205 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023 die zulässige Jahresemissionsmenge von 241,3 Mt CO₂ um 35,8 Mt CO₂. Die Zielerreichung der Energiewirtschaft ist unter Berücksichtigung der vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Unsicherheiten auf Basis der IPCC-Skala *als praktisch sicher* einzustufen.
 - ii) Die **Gesamtemissionen** (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2023 mit 674 Mt CO₂-Äq. um 50,4 Mt CO₂-Äq. unter dem angepassten KSG-Zielwert von 724,4 Mt CO₂-Äq. Unter Berücksichtigung der vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Unsicherheit hat Deutschland das Ziel für die Gesamtemissionen (ohne LULUCF) daher *praktisch sicher* erreicht.

5.3 Rückblickende Feststellungen für die Jahre 2020 - 2022

5.3.1 Abgleich der korrigierten Emissionen zu den zulässigen Jahresemission der Berichtsjahre 2020 - 2022

- 96 Der Expertenrat hat in seinen früheren Prüfberichten (ERK 2021; 2022a; 2023b) keinen Anhaltspunkt gefunden, dass das Umweltbundesamt bei den veröffentlichten Punktwertschätzungen für die THG-Emissionen der Jahre 2020 bis 2022 (Uba 2021b; 2022a; 2023b) zu anderen Ergebnissen hätte kommen müssen.
- 97 Gemeinsam mit dem Bericht zur Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2023 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (UBA 2024a) hat das Umweltbundesamt am 15. März 2024 auch den nationalen Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar für die Jahre 1990–2022 vorgelegt (UBA 2024b). In diesem Bericht aktualisiert das Umweltbundesamt seine Hochrechnungen für die deutschen Treibhausgasemissionen auf Grundlage einer gegenüber den früheren Schätzungen verbesserten Datenbasis. Diese Rückrechnung führt je nach Höhe und Richtung der Korrektur zu einer rückblickenden Veränderung der Feststellung. Hierfür wird zunächst das Berichtsjahr 2021 und im Anschluss das Jahr 2022 betrachtet.
- 98 Im Berichtsjahr 2021 lag die zulässige Jahresemissionsmenge in dem Industriesektor bei 182 Mt CO₂-Äq. Im Folgejahr (BJ+1) wurden von Seiten des Umweltbundesamtes THG-Emissionen in Höhe von 181,3 Mt CO₂-Äq. berichtet (UBA 2022b). Somit wurde in ERK (2022a) eine Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge festgestellt und kein Sofortprogramm ausgelöst. Dieser Wert wurde jedoch durch das erste darauffolgende Treibhausgasinventar (BJ+2) nach oben korrigiert, auf einen Wert von 183,3 Mt CO₂-Äq. Durch diese Korrektur kam der Expertenrat für Klimafragen zu der Einschätzung, dass ein Sofortprogramm notwendig gewesen wäre (ERK 2023b). Der Emissionswert für das Berichtsjahr 2021 wurde im aktuellen Inventar (BJ+3) nach unten korrigiert (181,6 Mt CO₂-Äq). Somit hat der Industriesektor nach aktuellem Stand im Berichtsjahr 2021 die zulässige Jahresemissionsmenge eingehalten und ein Sofortprogramm wäre auch bei Kenntnis der aktuell bekannten Daten nicht notwendig gewesen. Die Einschätzung in ERK (2022a), dass die Industrie das Ziel ebenso wahrscheinlich wie nicht wahrscheinlich erreicht hat, bestätigt diese erneute Veränderung in der Feststellung.
- 99 Im Berichtsjahr 2021 lag die zulässige Jahresemissionsmenge im Verkehrssektor bei 145 Mt CO₂-Äq. Im Folgejahr (BJ+1) wurden von Seiten des Umweltbundesamtes THG-Emissionen in Höhe von 148,1 Mt CO₂-Äq. berichtet (UBA 2022b). Somit wurde in ERK (2022a) eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge festgestellt und ein Sofortprogramm ausgelöst. Diese Einschätzung wurde durch das erste Inventar (BJ+2) bestätigt. Im aktuellen Inventar (BJ+3) wurde aufgrund einer Revision des Emissionsfaktors für Ottokraftstoff die Zeitreihe nach unten korrigiert. Nach aktuellen Inventardaten (BJ+3) hat der Verkehrssektor im Berichtsjahr 2021 mit 144,4 Mt CO₂-Äq. die zulässige Jahresemissionsmenge unterschritten und somit wäre, anders als in ERK (2022a) festgestellt, kein Sofortprogramm notwendig geworden.
- 100 Im Berichtsjahr 2022 hatte die Energiewirtschaft laut Umweltbundesamt eine zulässige Jahresemissionsmenge von 257 Mt CO₂-Äq. Im Folgejahr (BJ+1) wurden von Seiten des Umweltbundesamtes THG-Emissionen in Höhe von 255,9 Mt CO₂-Äq. berichtet (UBA 2023c). Somit wurde in ERK (2023b) eine Unterschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge festgestellt und kein Sofortprogramm ausgelöst. Jedoch kam ERK (2023b) zur Einschätzung, dass das Ziel ebenso wahrscheinlich wie nicht wahrscheinlich erreicht wurde. Durch das aktuelle Inventar (BJ+2) wurde der

Wert nach oben korrigiert und liegt nun bei 257,2 Mt CO₂-Äq. Somit wäre, anders als in ERK (2023b) festgestellt, ein Sofortprogramm notwendig geworden. Diese Betrachtung hat jedoch nur Bestand unter der Voraussetzung, dass sich das fehlende Ziel in der Energiewirtschaft im Jahr 2021 nicht auf die zulässigen Jahresemissionsmenge der verbleibenden Jahre auswirkt.

Unter Anwendung der in RZ 94 beschriebenen Interpolation für die fehlenden Jahresemissionsmengen der Energiewirtschaft, liegt die zulässige Jahresemissionsmenge für das Jahr 2022 bei 259,5 Mt CO₂-Äq. Dieser Wert ergibt sich aus der deutlichen Unterschreitung im Jahr 2021 in Höhe von 22,5 Mt CO₂-Äq. Somit hat die Energiewirtschaft, bei konsequenter Anwendung des Ausgleichsmechanismus, auch unter rückblickender Betrachtung die zulässige Jahresemissionsmenge unterschritten.

5.3.2 Einhaltung der Ziele der europäischen Lastenteilung (ESR) in den Jahren 2021 und 2022

101 Seit dem Berichtsjahr 2022 werden die THG-Emissionen, die unter den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) fallen, berichtet. Dies geschieht immer mit einem Jahr Verzug. Im Jahr 2024 liegen daher die Daten für die Jahre bis einschließlich 2022 vor. Neben den nationalen Zielen hat Deutschland auch europäisch verpflichtende Ziele nach der europäischen Lastenteilungsverordnung (ESR). Diese umfassen die THG-Emissionen, die nicht dem EU-ETS oder LULUCF zuzuordnen sind. Das betrifft vor allem die THG-Emissionen des Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektors, aber auch Teile des Energiewirtschafts- und Industriesektors (siehe ERK 2022a, Abbildung 9).

102 In Tabelle 7 sind die deutschen THG-Emissionen, die unter die europäische Lastenteilung fallen sowie die Zielwerte Deutschlands dargestellt. Das Ziel wurde für beide Jahre erfüllt, der Puffer nahm aber vom Jahr 2021 zum Jahr 2022 ab. Die aktuellen Projektionsdaten 2024 projizieren eine Verfehlung des Zielwerts ab dem Jahr 2024 (UBA 2024g).

Tabelle 7: THG-Emissionen in der europäischen Lastenteilung (ESR) für die Jahre 2021 und 2022, sowie die Zielwerte für Deutschland

	2021 [Mt CO ₂ -Äq.]	2022 [Mt CO ₂ -Äq.]
ESR Zielwert für Deutschland	427,3	413,2
ESR Emissionen (Stand 15.03.2024)	404,4*	395,9*
Differenz Ist - Ziel	-22,9	-17,3

Eigene Darstellung auf Basis der Emissionsdaten des UBAs und des Öko-Institut et al. (2023, Tabelle 111). *Nach den berichteten Zahlen des UBAs werden keine THG-Emissionen des Verkehrs-, des Landwirtschafts- und des Abfallsektors dem EU-ETS zugeordnet, somit werden die THG-Emissionen dieser Sektoren der ESR zugerechnet.

Teil II: Weiterführende Betrachtungen

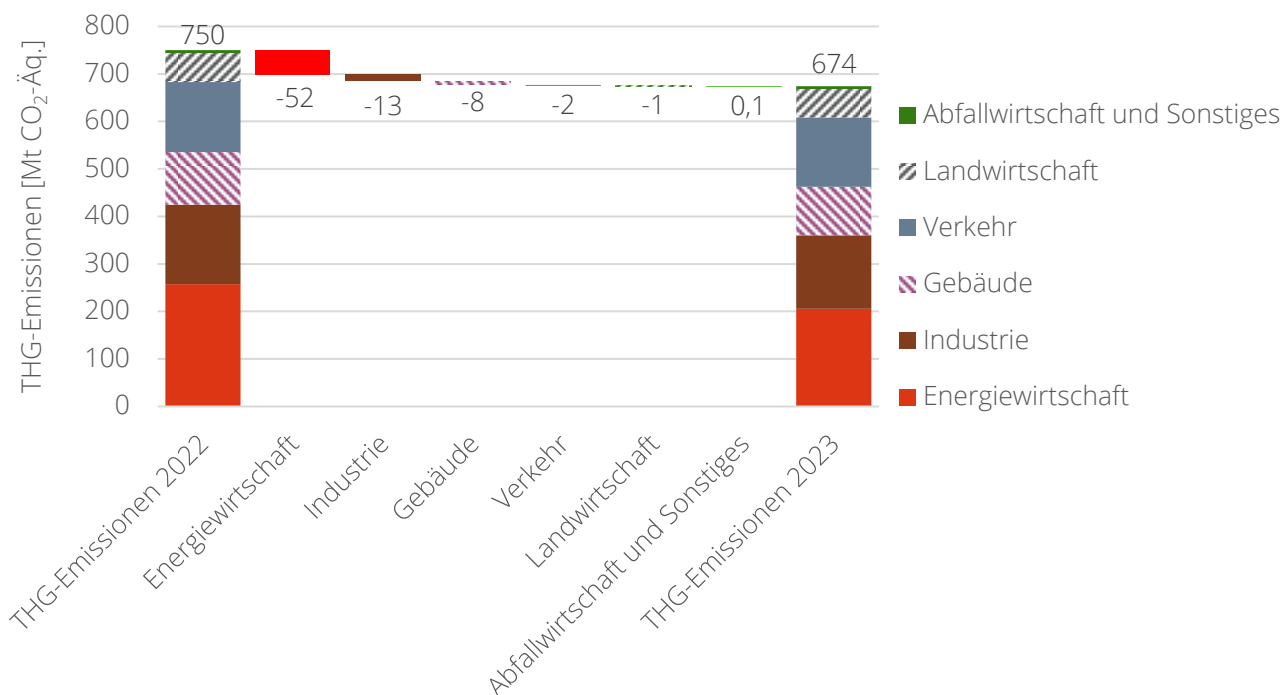
6 Einordnung der Emissionsentwicklung

103 Teil II dieses Berichts enthält weiterführende Betrachtungen, die der Einordnung der vorgelegten Emissionsdaten dienen. Ziel ist es, die Haupteffekte zu identifizieren, die die Emissionsentwicklung im Jahr 2023 beeinflusst haben und die Größenordnung ihres Einflusses abzuschätzen. Dafür wird zunächst eine Dekomposition der aggregierten, sektorenübergreifenden Emissionsdaten in wesentliche Faktoren vorgenommen (Kapitel 6.1). Anschließend werden in Kapitel 6.2 die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft vertiefend betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf der Veränderung der THG-Emissionen zwischen den Jahren 2022 und 2023. In Kapitel 6.3 wird in einem kontrafaktischen Szenario abgeschätzt, wie hoch die THG-Emissionen ohne die Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie und die milde Witterung gewesen wären.

6.1 Sektorenübergreifende Betrachtungen

104 Insgesamt sind die THG-Emissionen im Jahr 2023 um 76 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr gesunken (siehe Abbildung 14). Dies entspricht einem Rückgang von 10,1 %. Damit handelt es sich um den größten prozentualen Rückgang der Emissionen innerhalb eines Jahres, größer noch als der Rückgang im Corona-Jahr 2020 (damals -8,2 % im Vergleich zu 2019 (UBA 2024d)). Den mit Abstand größten Beitrag zu diesem Rückgang leistete mit -51,8 Mt CO₂-Äq. der Sektor Energiewirtschaft. Auch in den Sektoren Industrie und Gebäude sind die THG-Emissionen deutlich gesunken. In den anderen Sektoren wurden dagegen nur leichte THG-Minderungen erzielt.

Abbildung 14: Veränderung der Treibhausgasemissionen nach KSG-Sektoren zwischen 2022 und 2023



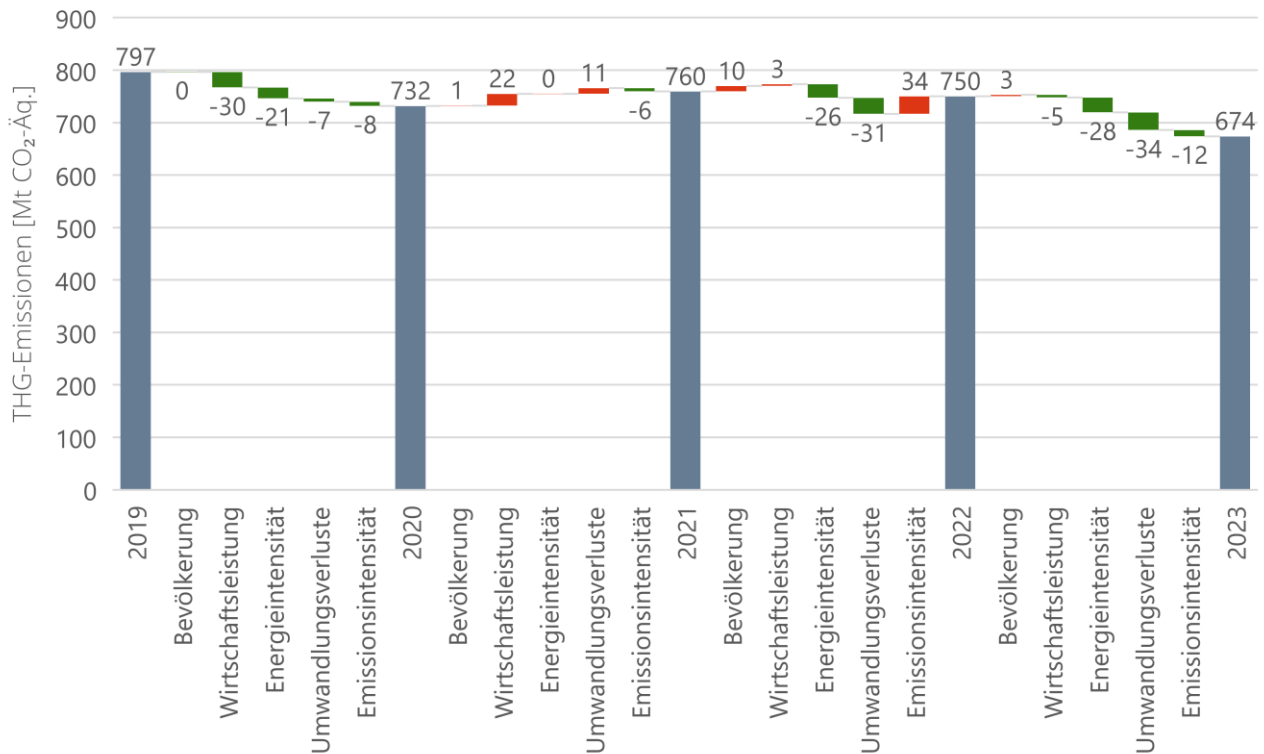
Eigene Darstellung basierend auf UBA (2024a).

105 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 zugeordnet²⁵ (siehe Abbildung 15):

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

²⁵ Eine Beschreibung der Methodik findet sich im Technischen Begleitdokument (ERK 2024).

Abbildung 15: Dekomposition der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionen – Jährliche Veränderung seit 2019



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

106 Im Jahr 2023 waren bis auf die Bevölkerungsentwicklung alle Faktoren rückläufig. Dadurch wird ihnen rechnerisch ein mindernder Effekt auf die THG-Emissionen zugeschrieben. Ein Überblick über die Entwicklung der Variablen, aus denen die Faktoren berechnet werden, sowie der Faktoren selbst ist in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Eingehende Variablen und Faktoren der Dekompositionsanalyse

Eingehende Variablen/ Komponenten	2019	2020	2021	2022	2023	Veränderung 2023 gegenüber 2022 [%]
THG-Emissionen sektorenübergreifend [Mt CO ₂ -Äq.]	797	732	760	750	674	-10,1
Bevölkerung [Mio]	83,12	83,16	83,24	84,36	84,70	+0,4
BIP [2015=100]	107,14	103,04	106,30	108,22	107,89	-0,3
Primärenergieverbrauch [PJ]	12808	11887	12443	11750	10735	-8,6
Endenergieverbrauch [PJ]	8973	8400	8667	8525	8168	-4,2

Eingehende Variablen/ Komponenten	2019	2020	2021	2022	2023	Veränderung 2023 gegenüber 2022 [%]
Wirtschaftsleistung	1,29	1,24	1,28	1,29	1,27	-0,7
Energieintensität	83,75	81,52	81,53	78,78	75,71	-3,9
Umwandlungsverluste	1,43	1,42	1,44	1,38	1,31	-4,6
Emissionsintensität	62,21	61,56	61,05	63,83	62,78	-1,6

Eigene Darstellung. Die Datenquellen sind im Technischen Begleitdokument gelistet (ERK 2024).

Den größten prozentualen Rückgang gegenüber dem Jahr 2022 gab es bei den Umwandlungsverlusten. Dieser Rückgang spiegelt zum einen eine Verschiebung im Energiemix wider, von Energieträgern mit niedrigem Wirkungsgrad²⁶ zu Energieträgern mit höherem Wirkungsgrad. Hier spielt vor allem der Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle und der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern eine große Rolle (siehe auch Kapitel 6.2.1). Zum anderen repräsentiert der Rückgang der Umwandlungsverluste den Anstieg der Stromimporte, für die statistisch ein Wirkungsgrad von 100 % angesetzt wird.

Der Rückgang der Energieintensität reflektiert, dass der Endenergieverbrauch stärker zurückgegangen ist als das Bruttoinlandsprodukt. Dies kann vor allem auf den Rückgang der energieintensiven Industrie zurückgeführt werden (siehe Kapitel 6.2.2). Dadurch haben sich die Anteile der verschiedenen Wirtschaftszweige innerhalb der Industrie von energieintensiver Industrie hin zu sonstiger Industrie verschoben. Somit stellt der Rückgang der Energieintensität vor allem einen Struktureffekt dar. Neben dem Struktureffekt führten auch technische Verbesserungen der Energieeffizienz und verhaltensbedingte Energieeinsparungen, wie der reduzierte Gasverbrauch im Gebäudesektor, zu einem Rückgang der Energieintensität.

Der Rückgang der Emissionsintensität zeigt, dass pro Einheit Primärenergie die Menge emittierter Treibhausgase abgenommen hat. Die THG-Emissionen pro Einheit Primärenergieverbrauch unterscheiden sich je nach Energieträger²⁷ und sind im Mittel für Kohle höher als für Erdgas und erneuerbare Energieträger. Der Rückgang der Emissionsintensität reflektiert daher, wie auch der Rückgang der Umwandlungsverluste, die Verschiebung im Energiemix weg von Kohle hin zu Erdgas und erneuerbaren Energieträgern. Einen gegenläufigen Effekt dazu hatte der Atomausstieg. Der Anstieg der Stromimporte reduzierte ebenfalls die Emissionsintensität, da die THG-Emissionen von Stromimporten nach dem Territorialprinzip im Ausland bilanziert werden.

²⁶ Der PEV wird über das Wirkungsgradprinzip ermittelt, welches jedem Energieträger einen eigenständigen Wirkungsgrad zuweist. Für Energieträger, die verfeuert werden, ergibt sich der Wirkungsgrad aus der eingesetzten Menge des Energieträgers und dem entsprechenden Heizwert. Der Wirkungsgrad von Braunkohle lag im Jahr 2022 im Durchschnitt bei 40,2 %, der Wirkungsgrad von Steinkohle bei 43,5 % und der Wirkungsgrad von Erdgas bei 49,2 % (UBA 2022c). Die Wirkungsgrade für Strom aus Kernenergie (33 %), Geothermie (10 %) sowie für Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft (erneuerbare Energieträger: 100 %) und Stromimporte (100 %) werden festgesetzt und führen dazu, dass für erneuerbare Energieträger ein erheblich niedrigerer PEV errechnet wird als für fossile oder nukleare Brennstoffe (UBA 2022d).

²⁷ Die für die Emissionsberichterstattung verwendeten Emissionsfaktoren nach Brennstoff sind im Nationalen Inventarbericht ausgewiesen (UBA 2023d).

Die Wirtschaftsleistung, gemessen als BIP pro Kopf, ist im Jahr 2023 im Vergleich zu den anderen Komponenten nur leicht gesunken. Dies spiegelt ebenfalls die Entwicklungen im Sektor Industrie wider: Die energieintensive Industrie ist zwar für einen großen Teil des Endenergieverbrauchs der Industrie verantwortlich, hat aber nur einen kleinen Anteil an der Bruttowertschöpfung der Industrie (siehe auch Kapitel 6.2.2). Dadurch ist, trotz deutlichen Produktionsrückgängen der energieintensiven Industrie, die Wirtschaftsleistung insgesamt nur leicht gesunken. Indirekte Effekte, wie ein Rückgang des Energieverbrauchs aufgrund von Einsparverhalten, die teilweise auch auf die wirtschaftliche Entwicklung zurückgeführt werden können, werden in der Dekompositionsanalyse der Komponente Energieintensität zugeordnet.

Die Bevölkerungszahl ist im Jahr 2023 nur leicht gestiegen. Somit werden sowohl der Wirtschafts- als auch der Bevölkerungsentwicklung nur ein jeweils geringer Effekt auf die Veränderung der THG-Emissionen zugeordnet. Zu beachten ist allerdings, dass die Struktureffekte wie beschrieben teilweise im Faktor Energieintensität enthalten sind. Um beide Effekte voneinander zu trennen, wird in Kapitel 6.2.2 eine Dekompositionsanalyse des Endenergieverbrauchs der Industrie durchgeführt.

107 Insbesondere der Rückgang der Umwandlungsverluste und der Emissionsintensität geben Hinweise auf strukturelle Verschiebungen hin zu klimaschonenderen Energieträgern. Allerdings lässt erst eine tiefere Betrachtung der Effekte in den einzelnen Sektoren zuverlässigere Aussagen zu, inwieweit tatsächlich derartige Entwicklungen maßgeblich für den beobachteten Rückgang der THG-Emissionen waren.

6.2 Sektorale Betrachtungen

108 In diesem Kapitel wird die Entwicklung der THG-Emissionen der fünf emissionsstarken Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft vertiefend betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf der Veränderung im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022. Die fünf betrachteten Sektoren waren im Jahr 2023 für 99,3 % der THG-Emissionen verantwortlich. Der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges verursachte mit 6 Mt CO₂-Äq. anteilig nur geringe THG-Emissionen, die aber gleichzeitig mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind (95 % Konfidenzintervall: +/- 154 %). Der Sektor LULUCF unterliegt ebenfalls sehr hohen Unsicherheiten (95 % Konfidenzintervall: +/- 46 %) und stellt zusätzlich einen Sonderfall dar: Für diesen Sektor werden im Bundes-Klimaschutzgesetz keine zulässigen Jahresemissionsmengen festgelegt.

6.2.1 Energiewirtschaft

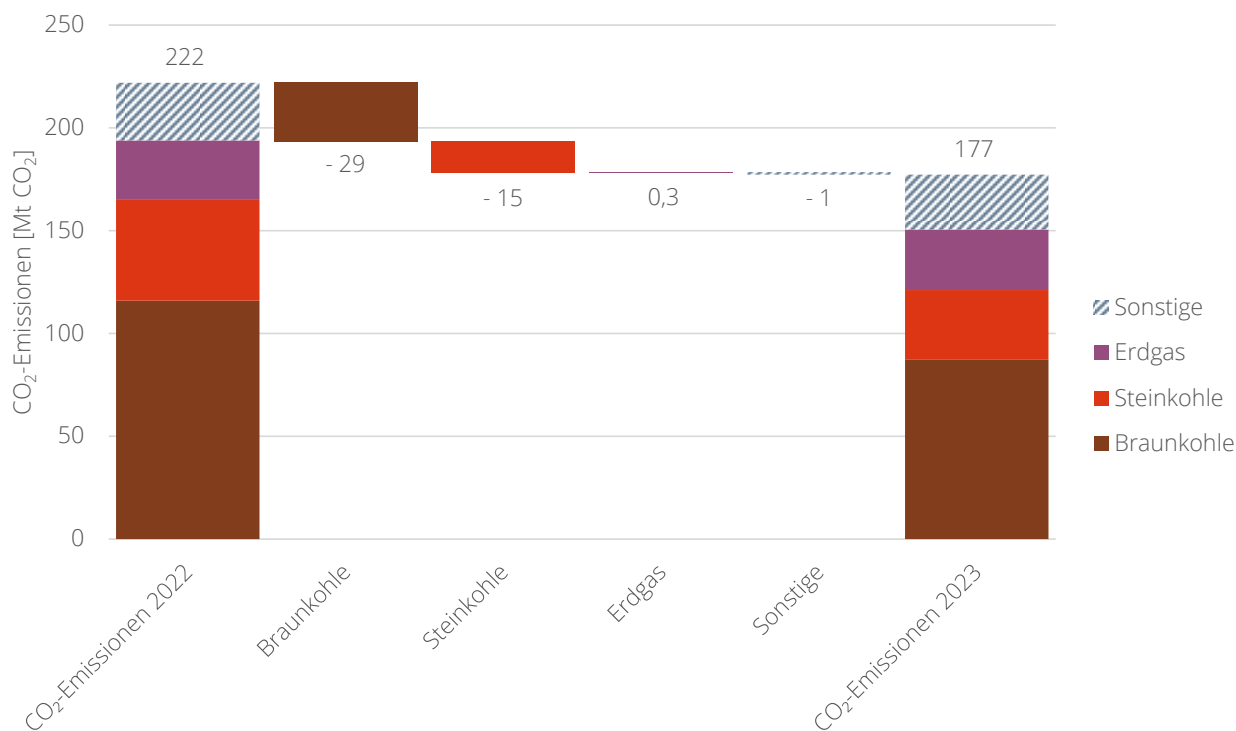
109 Der Sektor Energiewirtschaft emittierte 205,4 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 51,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 20,1 %. Dieser Rückgang stellt einen Rekordwert im Zeitraum seit dem Jahr 1990 dar, welcher die Rückgänge der Jahre 2019 (-16,9 %) und 2020 (-15,2 %) in den Schatten stellt (UBA 2024d).

Die deutliche Verminderung der THG-Emissionen gegenüber dem Vorjahr ist vor allem auf den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle zurückzuführen.²⁸ Wie in Abbildung 16 deutlich wird, sind durch den Rückgang der Kohleverstromung die CO₂-Emissionen um insgesamt

²⁸ Da die öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung etwa 86 % der THG-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft verursacht (ERK 2022b), liegt im Folgenden der Fokus auf der Stromwirtschaft.

44,7 Mt CO₂ gesunken. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus Erdgas sind dagegen weitestgehend konstant geblieben.

Abbildung 16: Veränderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern



Eigene Darstellung auf Basis von Agora Energiewende (2023).

110 Die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken sank im Jahr 2023 insgesamt um 49,5 Terawattstunden (TWh) gegenüber dem Vorjahr. Die Stromerzeugung aus Steinkohle ging um 30,8 % zurück, die Stromerzeugung aus Braunkohle um 25,7 % (AGEB 2023b). Die Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken war gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert. Der Rückgang der Kohleverstromung hing mit den folgenden Entwicklungen im Inland und am europäischen Strommarkt zusammen:

- Rückgang des Stromverbrauchs²⁹ um 20,3 TWh.
- Gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um 19,6 TWh.
- Atomausstieg zum 15.4.2023 (gegenläufig): Dadurch wurden im Vergleich zum Vorjahr 26,1 TWh weniger Strom aus Kernkraftwerken erzeugt.
- EU-ETS-Effekt: Aufgrund von hohen CO₂-Zertifikatspreisen in Kombination mit der Entwicklung der Brennstoffpreise ordneten sich Gaskraftwerke in der Einsatzreihenfolge vor weniger effiziente Kohlekraftwerke ein.

²⁹ Mit Stromverbrauch ist im Folgenden der Nettostromverbrauch gemeint. Der Nettostromverbrauch ist der Bruttostromverbrauch abzüglich der Netzverluste und des Kraftwerkseigenverbrauchs.

- Gestiegene Verfügbarkeit von Strom aus Kernkraft und erneuerbaren Energieträgern bei gleichzeitig gesunkener Nachfrage im europäischen Ausland.

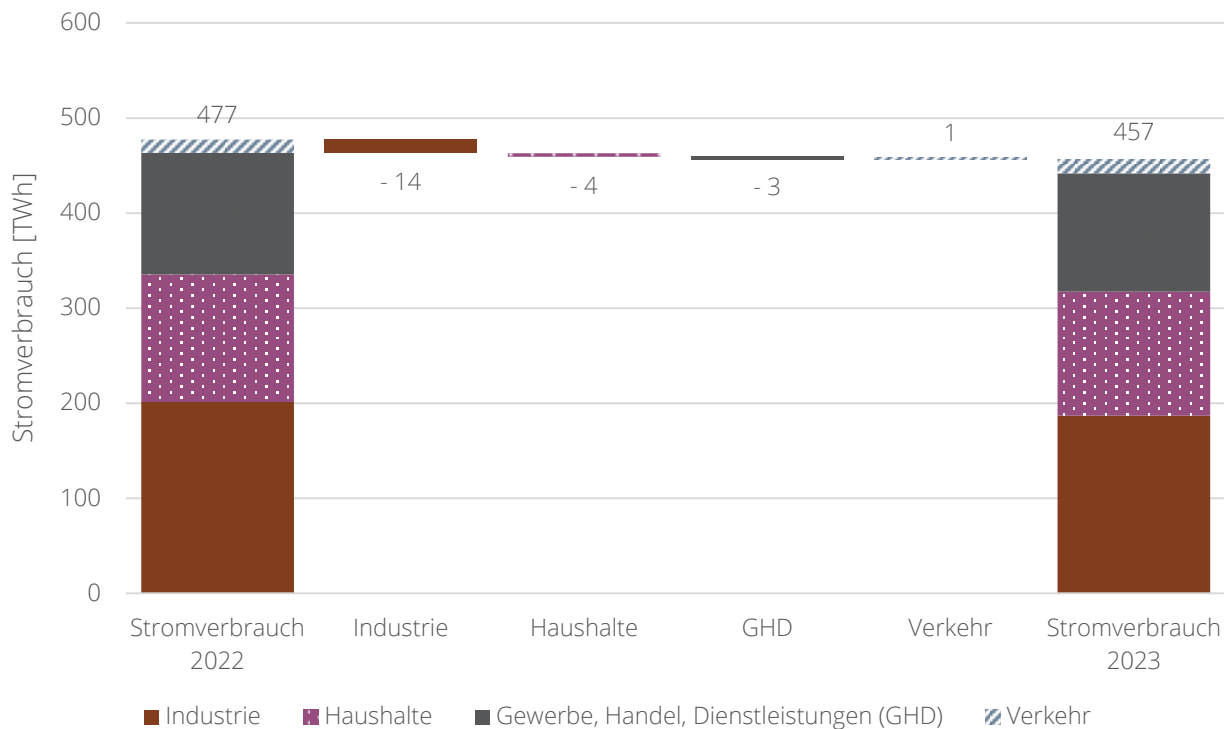
Als Folge der Entwicklungen im Inland und am europäischen Strommarkt hat es im Jahr 2023 höhere Stromimporte und geringere Stromexporte als im Vorjahr gegeben, sodass ein Vorzeichenwechsel im Stromaustauschsaldo³⁰ zu verzeichnen war.

Abbildung 17 zeigt die Veränderung im Strommix sowie den Stromverbrauch und den Stromaustauschsaldo für die Jahre 2022 und 2023. Der Wechsel von einem positiven zu einem negativen Stromaustauschsaldo, die erhöhte Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger und der Rückgang des Stromverbrauchs gingen einher mit einer Senkung der Strommenge, die im Inland aus fossilen Kraftwerken erzeugt wurde. Einen gegenläufigen, d.h. erhöhenden Effekt, hatte der Atomausstieg. Die weggefallenen Erzeugungskapazitäten der Kernkraftwerke mussten durch andere Erzeugungskapazitäten kompensiert werden.

Im Folgenden werden die einzelnen Entwicklungen näher betrachtet. Dabei muss berücksichtigt werden, dass diese nicht unabhängig voneinander sind: Der Stromverbrauch hängt beispielsweise auch von den Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise ab. Diese hängen wiederum von den verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im In- und Ausland ab.

³⁰ Der Stromaustauschsaldo ist die Differenz aus dem Stromexport und -import. Ein positiver Stromaustauschsaldo bedeutet, dass mehr Strom exportiert als importiert wurde.

Abbildung 18: Veränderung des Stromverbrauchs nach Verbrauchssektoren



Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEb (2024b) der Energiebilanz und AGEb (2024a). Die Sektoren entsprechen der Definition der Energiebilanz, die nicht identisch mit der Definition nach Bundes-Klimaschutzgesetz ist. Industrie umfasst Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe. Durch das der Emissionsberichterstattung zugrunde liegende Quellprinzip ergeben sich zwischen den KSG-Sektoren sogenannte Verlagerungseffekte. Die THG-Emissionen werden dabei dem Sektor angerechnet, in dem sie ursprünglich anfallen. Beispielsweise werden der Energiewirtschaft sämtliche THG-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion oder von Strom für den Betrieb von Wärmepumpen zugerechnet (ERK 2022b).

Der starke Rückgang des Stromverbrauchs in der Industrie lässt sich vor allem auf Produktionsrückgänge in der energieintensiven Industrie zurückführen. Diese wurden unter anderem durch hohe Strompreise und eine angespannte konjunkturelle Situation verursacht (siehe Kapitel 6.2.2 für eine vertiefte Betrachtung der Entwicklungen). Bei dem Rückgang des Stromverbrauchs der Haushalte könnte ebenfalls der Strompreis eine wichtige Rolle gespielt haben, der mit durchschnittlich 45,7 ct/kWh³² um ca. 20,6 % über dem durchschnittlichen Strompreis des Vorjahres lag (BDEW 2024). Dies dürfte durch die Strompreisbremse weiter unterstützt worden sein, die durch ihre Ausgestaltung zwar einerseits eine Entlastung bei den Kosten darstellte, gleichzeitig aber auch einen Anreiz zum Stromsparen bot. Zum aktuellen Zeitpunkt liegt noch keine Quantifizierung der Wirkung der Strompreisbremse vor.³³ Beim Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen dürfte sich neben den hohen Preisen auch die wirtschaftliche Lage mit einem Rückgang des Wirtschaftswachstums von -0,3 % auf den Stromverbrauch ausgewirkt haben. Im Stromverbrauch des Verkehrs spiegelt sich die ausbleibende Trendwende des Sektors wider: Die Elektrifizierung des Sektors geht nur langsam voran. Verbrenner

³² Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet.

³³ Eine erste Evaluierung durch die Bundesregierung ist bereits erfolgt (siehe BReg 2023, S. 883). Aufgrund der mangelnden Datenlage zum Zeitpunkt der Erstellung erhält diese Evaluation allerdings noch keine Quantifizierung der Wirkung.

dominieren bei Pkw weiterhin sowohl den Fahrzeugbestand als auch die Neuzulassungen (siehe auch 6.2.4).

- 112 Die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist insgesamt um 7,4 % auf 260 TWh gestiegen (Fraunhofer ISE 2024). Damit lag der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern an der Nettostromerzeugung in Deutschland erstmals bei über 50 %. Die Höhe der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hing sowohl vom Kapazitätsausbau als auch von den Witterungsbedingungen ab.

Abbildung 19 zeigt die Veränderung der Stromerzeugung von Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und Wasserkraft gegenüber dem Vorjahr, aufgeteilt in einen Kapazitäts-, einen Witterungs- und einen Mischeffekt. Der Kapazitätseffekt bildet den Anstieg der Stromerzeugung ab, der auf den Zubau erneuerbarer Energieträger zurückgeführt werden kann. Der Witterungseffekt zeigt die Veränderung der Stromerzeugung aufgrund von veränderten Witterungsbedingungen. Die Veränderung, die durch die Interaktion von Witterung und Zubau entstand, ist unter dem Mischeffekt zusammengefasst.³⁴

Über alle betrachteten Energieträger hinweg war vor allem der Kapazitätseffekt ausschlaggebend für den Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Der Witterungseffekt dagegen hat sich für die einzelnen Energieträger in unterschiedliche Richtungen ausgewirkt, wodurch er sich in Summe weitestgehend aufgehoben hat.

Für Wind an Land waren die Witterungsbedingungen im Vergleich zum Vorjahr günstig, sodass ein deutlicher Anstieg der Stromerzeugung zu verzeichnen war. Insgesamt nahm die Stromerzeugung von Wind an Land um 18,2 TWh zu (AGEE-Stat 2024).

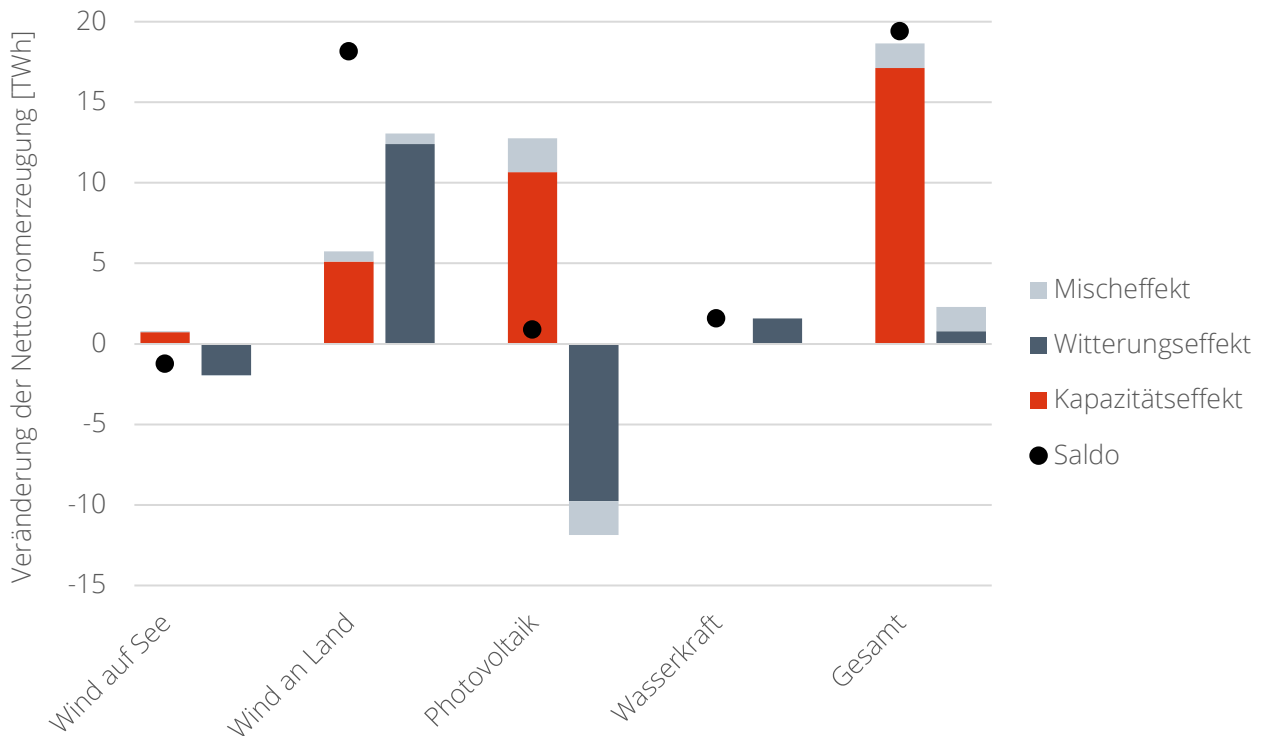
Bei Photovoltaik waren die Witterungsbedingungen dagegen schlechter als im Vorjahr. Daher konnte pro Einheit installierter Kapazität deutlich weniger Strom aus Photovoltaik erzeugt werden. Allerdings kompensierte der starke Zubau an installierter Leistung in Höhe von 14,6 Gigawatt (GW) die schlechten Witterungsbedingungen. Dadurch blieb die Stromerzeugung aus Photovoltaik insgesamt weitestgehend unverändert gegenüber dem Vorjahr (+0,9 TWh). (AGEE-Stat 2024).

Bei Wind auf See waren die Witterungsbedingungen ebenfalls schlechter als im Vorjahr. Zusätzlich gab es nur einen geringen Zubau an installierter Leistung in Höhe von 0,3 TWh. Insgesamt wurden 1,2 TWh weniger Strom aus Wind auf See erzeugt als im Vorjahr (AGEE-Stat 2024).

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft war im Jahr 2022 aufgrund der Trockenheit stark zurückgegangen. Dies hat sich im Jahr 2023 wieder normalisiert, sodass die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Vergleich zum Vorjahr gestiegen ist. Der Zubau installierter Leistung war mit 0,3 GW vernachlässigbar. Die Zunahme der Stromerzeugung in Höhe von 1,6 TWh lässt sich daher hauptsächlich dem Witterungseffekt zuschreiben.

³⁴ Der Witterungseffekt berechnet sich aus der installierten Leistung im Jahr 2022 multipliziert mit der Veränderung der Auslastung im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr. Der Kapazitätseffekt ergibt sich aus der Multiplikation des Zubaus oder Rückbaus der installierten Leistung und der Auslastung im Jahr 2022. 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 19: Veränderung der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern



Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEE-Stat (2024). Enthält keinen Eigenverbrauch von Photovoltaik.

113 Zum 15.4.2023 wurden die letzten drei verbliebenen Kernkraftwerke endgültig abgeschaltet. Diese hatten bis dahin im Jahr 2023 noch 6,7 TWh Strom erzeugt. Im Jahr 2022 lag die Stromerzeugung aus Kernkraft bei 32,8 TWh (Fraunhofer ISE 2024). Somit wurden im Jahr 2023 26,1 TWh weniger Strom aus Kernkraft erzeugt als im Vorjahr.

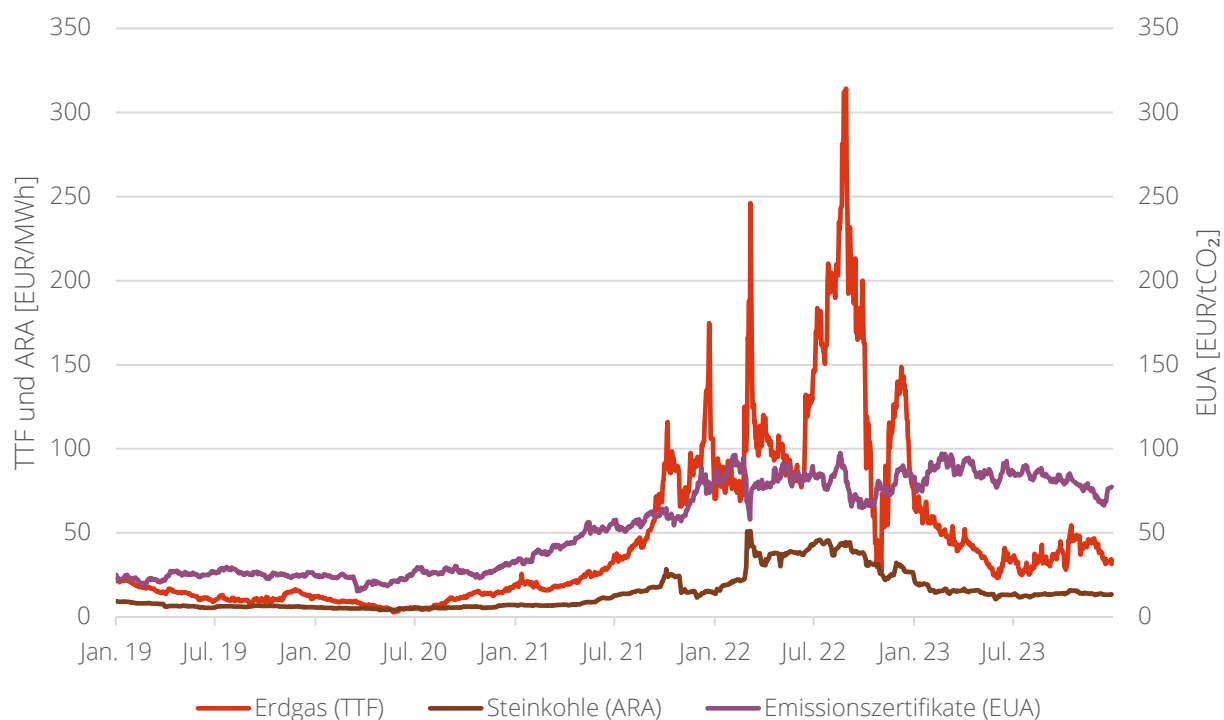
114 Neben dem Stromverbrauch und den Kraftwerkskapazitäten im Inland ist der Rückgang der Kohleverstromung auch auf die Entwicklungen im europäischen Strommarkt zurückzuführen. Dies beinhaltet die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise sowie der Brennstoffpreise und den Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Kernkraftwerken der elektrischen Nachbarn³⁵.

115 Der durchschnittliche CO₂-Zertifikatspreis stieg im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr an. Im Durchschnitt lag der Preis bei rund 83,5 Euro pro Tonne CO₂. Der Durchschnitt im Jahr 2022 betrug 80,8 Euro pro Tonne CO₂. Nach einem anfänglichen Anstieg sank der CO₂-Zertifikatspreis im Jahresverlauf 2023. Dies geht auf die sinkende Produktion von emissionsintensiven Gütern (Agora Energiewende 2024) sowie vermutlich auch auf veränderte Markterwartungen zurück. Der starke Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise über die letzten Jahre hinweg wurde durch die EU-ETS-Reform aus dem Jahr 2017 bewirkt und unter anderem mit der Löschung von überschüssigen Emissionszertifikaten ausgelöst (Agora Energiewende 2024).

³⁵ Als elektrische Nachbarn werden hier die Länder bezeichnet, zu denen Grenzkuppelstellen bestehen. Deutschland hat elf elektrische Nachbarländer: Dänemark, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen sowie über Seekabel Schweden und Norwegen.

Der CO₂-Zertifikatspreis verteuert den Einsatz fossiler Kraftwerke. Der höhere Wirkungsgrad von Erdgas bei der Verstromung führt zu weniger THG-Emissionen pro Kilowattstunde Strom im Vergleich zu Kohle. Infolgedessen wirkt sich der CO₂-Zertifikatspreis stärker auf Kohle als auf Erdgas aus. Der CO₂-Zertifikatspreis erhöhte die Kosten für die Nutzung von Steinkohle um durchschnittlich 28,1 EUR/MWh und für Braunkohle um durchschnittlich 33,7 EUR/MWh. Die Kosten der Nutzung von Erdgas stiegen durch den CO₂-Zertifikatspreis dagegen nur um durchschnittlich 16,8 EUR/MWh.

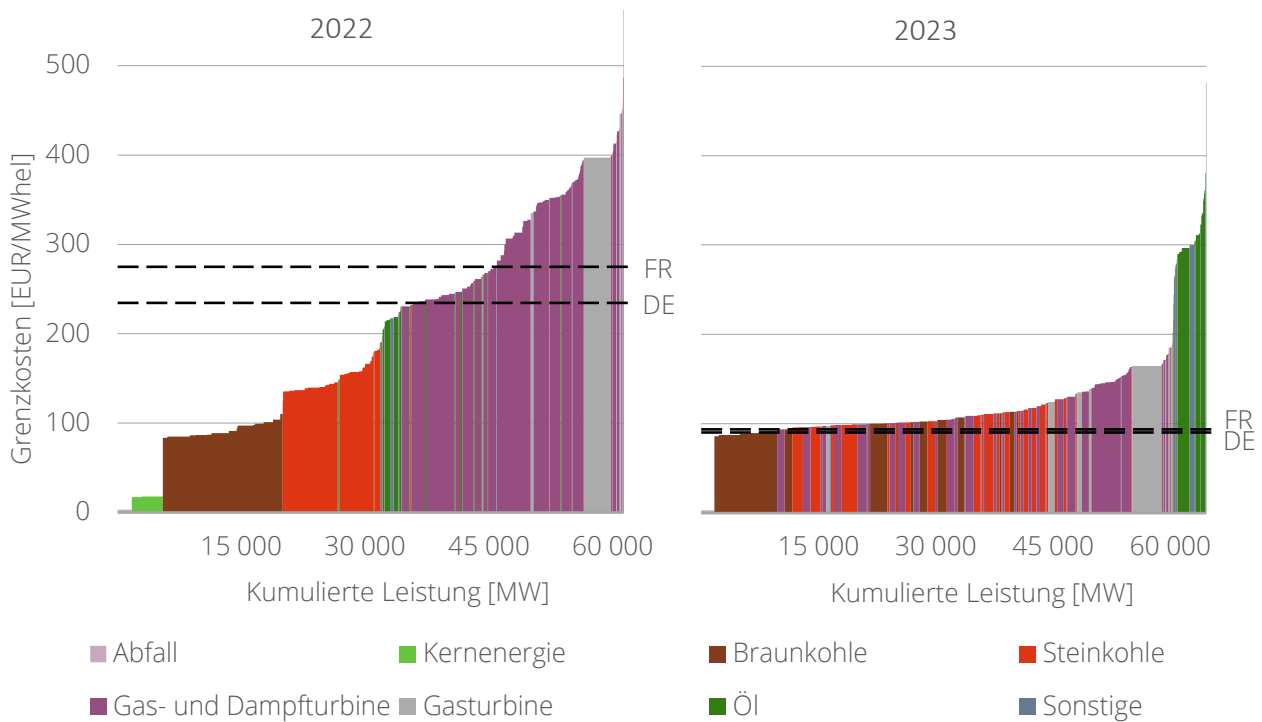
Abbildung 20: Tagesmittelwerte der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise



Eigene Darstellung. Daten basieren auf International Carbon Action Partnership (ICAP) (2023) und investing.com (2024). Die Title Transfer Facility (TTF) ist ein virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz und aufgrund des hohen Handelsvolumens von Erdgas eines der wichtigsten Handelspunkte europaweit. Der Preis für Steinkohle entspricht den Preisen für den Handel mit Steinkohle in den Regionen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA), die als wichtige Handelshäfen für den Steinkohletransport dienen. Emissionszertifikate, auch EU-Allowances (EUA) genannt, sind innerhalb der am Emissionshandel teilnehmenden Staaten handelbar. Ein Emissionszertifikat entspricht einer Tonne CO₂. Braunkohle wird nicht auf Märkten gehandelt, sodass hierfür keine Marktpreise vorliegen. Zudem wird Braunkohle meist in der Nähe der Fördergruben verstromt und die spezifischen Brennstoffkosten variieren je nach Tagebau.

Steinkohle- und Erdgaspreise sind gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgegangen. Der Erdgaspreis im Jahr 2023 betrug im Durchschnitt 40,6 EUR/MWh und damit nur rund ein Drittel des Erdgaspreises im Jahr 2022. Steinkohle hatte im Jahr 2023 einen durchschnittlichen Preis von 14,4 EUR/MWh. Im Vergleich zum Vorjahr mit einem durchschnittlichen Preis von 33,8 EUR/MWh sind auch die Preise für Steinkohle deutlich gesunken. Trotzdem verblieben die Preise noch auf einem höheren Niveau im Vergleich zu dem Jahr 2020 und früher.

Abbildung 21: Merit-Order im Jahr 2022 und 2023



Eigene Darstellung. Daten basieren auf Arnold et al. (2022), Arnold et al. (2024), International Carbon Action Partnership (ICAP) (2023), investing.com (2024) und Fraunhofer ISE (2024). Die Grenzkosten der erneuerbaren Energieträger sind hier nicht abgebildet, da diese nahe Null sind. Somit stehen erneuerbare Energieträger am Anfang der Merit-Order. Die beiden eingezeichneten Linien zeigen den durchschnittlichen Großhandelsstrompreis für Frankreich (FR) und Deutschland (DE) in den Jahren 2022 und 2023.

Wie Abbildung 20 zeigt, ist die Differenz aus den Erdgas- und Steinkohlepreisen im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgegangen. Während im Jahr 2022 Erdgas im Durchschnitt 90,2 EUR/MWh teurer war als Steinkohle, waren es im Jahr 2023 im Durchschnitt nur 26,2 EUR/MWh.

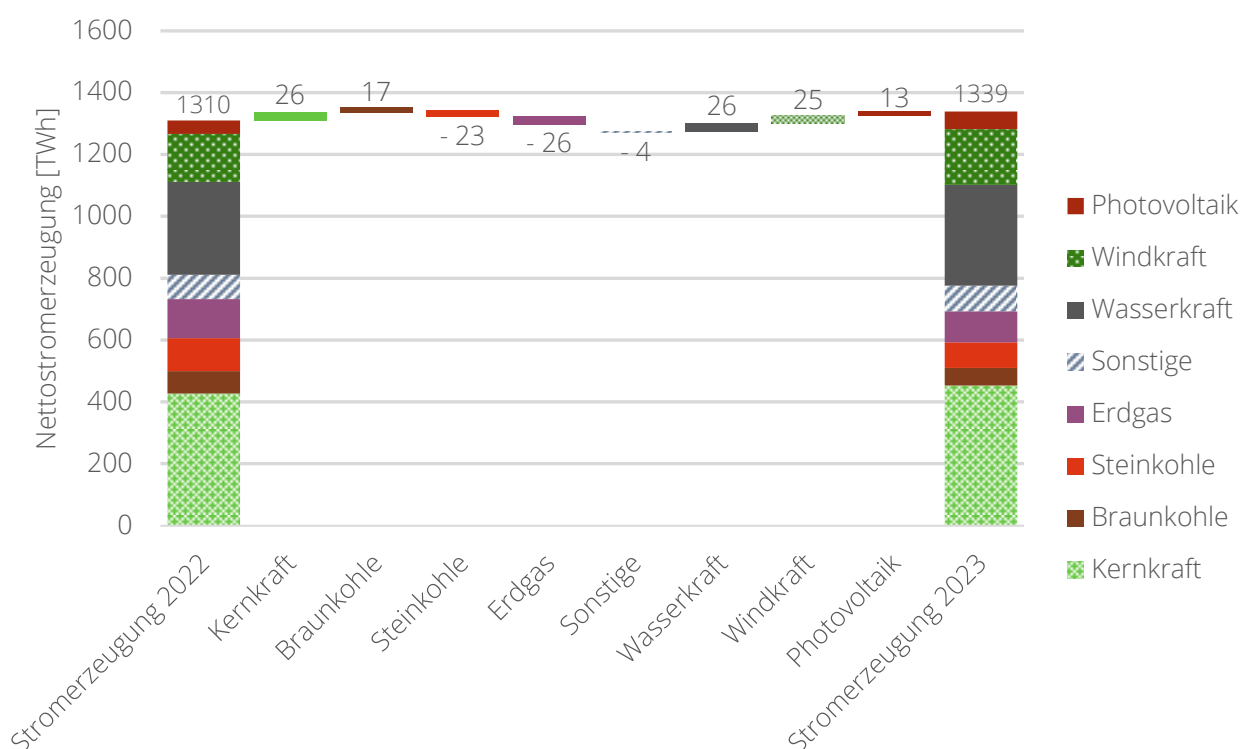
Die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise beeinflussen die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und damit die Einsatzreihenfolge am Strommarkt, die sogenannte Merit-Order³⁶. Abbildung 21 zeigt die Merit-Order für die Jahre 2022 und 2023. Im Jahr 2022 hatten nach den Kernkraftwerken, Braun- und Steinkohlekraftwerke die geringsten Grenzkosten. Erst danach folgten Gaskraftwerke. Die hohen Erdgaspreise führten dazu, dass die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle trotz hoher CO₂-Zertifikatspreise günstiger war als aus Erdgas. Dieses Verhältnis drehte sich im Jahr 2023 aufgrund der

³⁶ Als Merit-Order wird in der Energiewirtschaft die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke bezeichnet, welche sich an den Grenzkosten der bietenden Kraftwerke orientiert. In der Merit-Order werden die Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge sortiert, sodass das teuerste Kraftwerk, welches zur Deckung der Stromnachfrage benötigt wird, den Preis bestimmt. Die Merit-Order ist daher unabhängig von den Fixkosten einer Stromerzeugungstechnologie. Kraftwerke, die fortläufig den preisgünstigen Strom produzieren, bekommen so als Erstes einen Zuschlag zur Einspeisung. Danach werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten hinzugenommen, bis die Stromnachfrage gedeckt ist (FFE 2022). Die Grenzkosten eines Kraftwerks berechnen sich aus den durchschnittlichen Brennstoffpreisen (inkl. Transportkosten) dividiert durch die Effizienz des Kraftwerks. Dazu addieren sich die Kosten für Emissionszertifikate. Diese ergeben sich aus dem durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreis, den spezifischen Emissionen des Kraftwerks und der Effizienz des Kraftwerks. Dazu kommen sonstige variable Betriebskosten des jeweiligen Kraftwerks (EWI 2024).

veränderten Brennstoffpreise in Kombination mit den weiterhin hohen CO₂-Zertifikatspreisen teilweise wieder um. Dadurch rutschten Gaskraftwerke vor ineffiziente Kohlekraftwerke. Zudem fiel die Erzeugungskapazität aus Kernkraft nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke weg.

116 Abbildung 22 zeigt, dass die Stromerzeugung der elektrischen Nachbarn im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr angestiegen ist. Dies ist insbesondere auf einen Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Kernkraftwerken zurückzuführen. Im Jahr 2023 kehrten die Kernkraftwerke in Frankreich an das Netz zurück, nachdem die Stromerzeugung von Kernkraftwerken im Jahr 2022 aufgrund von Wartungs- und Sanierungsarbeiten sowie der Trockenheit stark zurückgegangen war (ERK 2023b). Dies hatte im Jahr 2022 in Frankreich zu einem Anstieg des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises geführt (siehe Abbildung 21). Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis lag um 40,4 EUR/MWh über dem von Deutschland. Dadurch wurde vermehrt Strom nach Frankreich exportiert. Die Erzeugung aus Wasserkraft konnte sich nach dem Dürrejahr 2022 wieder normalisieren. Zudem stieg die Erzeugung aus Windkraft um 26 TWh und aus Photovoltaik um 13 TWh an. Dem gegenüber stand ein Rückgang der Erzeugung durch Steinkohle und Erdgas. Gleichzeitig sank die Last³⁷ der elektrischen Nachbarn gegenüber dem Vorjahr um 2,2 %.

Abbildung 22: Veränderung der öffentlichen Nettostromerzeugung der elektrischen Nachbarländer nach Energieträgern



Eigene Darstellung. Daten basieren auf Fraunhofer ISE (2024).

³⁷ Die Last entspricht dem Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste.

117 Infolge der beschriebenen Entwicklungen im Inland und im europäischen Strommarkt veränderte sich das Verhältnis zwischen den Strompreisen der elektrischen Nachbarn von Deutschland und den Grenzkosten der verfügbaren Erzeugungskapazitäten im Inland. Dies führte dazu, dass es im Jahr 2023 höhere Stromimporte und geringere Stromexporte als im Vorjahr gab. Dadurch verzeichnete der Stromaustauschsaldo einen Vorzeichenwechsel. Im Jahr 2022 belief sich der Stromaustauschsaldo auf 26,8 TWh, es wurde also mehr Strom exportiert als importiert. Im Jahr 2023 drehte sich dieses Verhältnis um: Es wurde mehr Strom importiert als exportiert, sodass der Stromaustauschsaldo mit 11,7 TWh negativ war³⁸ (Fraunhofer ISE 2024).

Nach eigenen Abschätzungen kann eine Reduktion der THG-Emissionen in Höhe von 33,7 Mt CO₂ gegenüber dem Jahr 2022 darauf zurückgeführt werden, dass Deutschland im Jahr 2023 mehr Strom importiert und weniger Strom exportiert hat (siehe Abbildung 23). Die Abschätzung beruht auf einem Vergleich der CO₂-Emissionen, die durch den Stromaustausch im Jahr 2022 und 2023 bilanziell hätten entstehen bzw. vermieden werden können. Die Mehremissionen im Jahr 2022 sind auf die hohen Stromexporte zurückzuführen. Dem gegenüber stehen die Minderemissionen durch hohe Stromimporte im Jahr 2023³⁹.

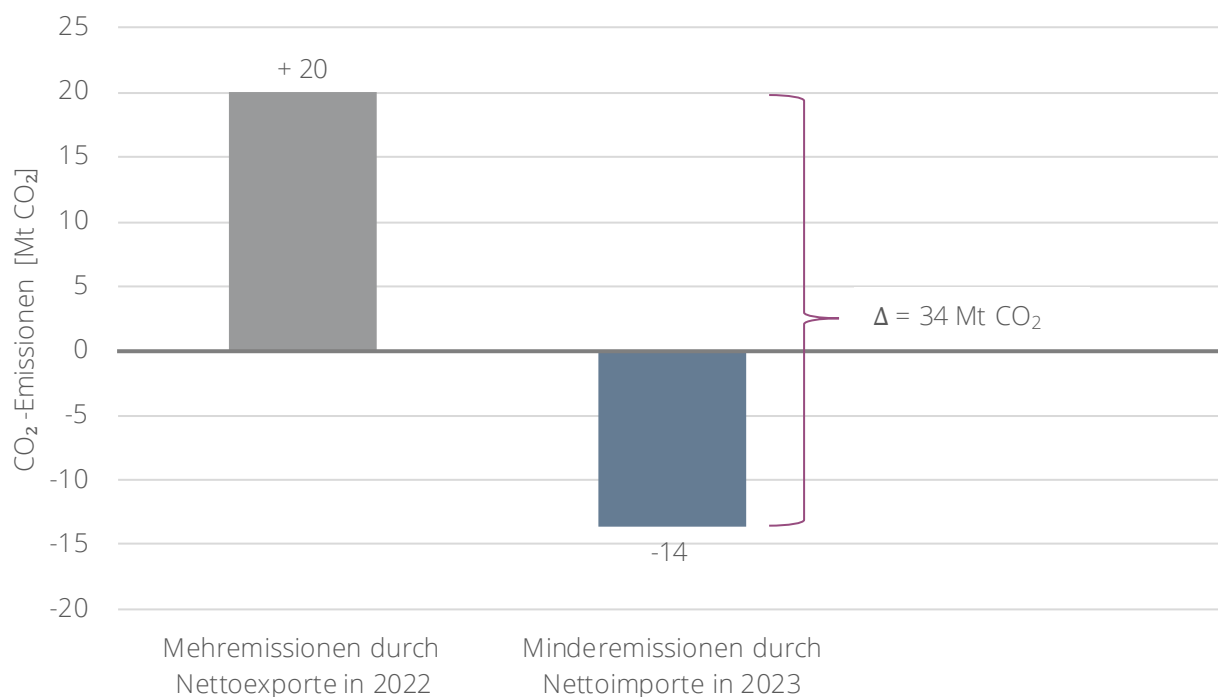
118 Somit kann ein großer Teil des Emissionsrückgangs in der Energiewirtschaft dem Wechsel Deutschlands von einem Nettostromexporteur hin zu einem Nettostromimporteuer zugeschrieben werden. Dieser Wechsel stellt vor allem eine Verlagerung der THG-Emissionen ins Ausland dar. Laut Agora Energiewende (2024) stammt allerdings der importierte Strom zu einem Anteil von etwa 49 % aus erneuerbaren Energieträgern und zu weiteren 24 % aus Kernkraft.⁴⁰ Basierend darauf sind durch den Stromimport die THG-Emissionen insgesamt geringer ausgefallen, als wenn der Strom durch Gas- oder Kohlekraftwerke in Deutschland erzeugt worden wäre.

³⁸ In den Sommermonaten wird tendenziell mehr Strom importiert und weniger Strom exportiert. In den Wintermonaten ist es dagegen andersherum. Ein Grund für den saisonalen Verlauf ist der erhöhte Strombedarf Frankreichs während der Wintermonate: In Frankreich wird überwiegend mit Strom geheizt, sodass häufig Strom importiert wird, wenn französische Kraftwerkskapazitäten teurer sind als die Stromerzeugung im europäischen Ausland (Agora Energiewende 2024). Zudem ist die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft im Winter geringer als im Sommer. Dadurch wird in den Wintermonaten mehr Strom exportiert, um die fehlenden Kapazitäten im europäischen Ausland auszugleichen. Dieser saisonale Verlauf bestand auch im Jahr 2023, allerdings wurde während des Sommers deutlich mehr und über einen längeren Zeitraum importiert als in den Vorjahren.

³⁹ Bei der Berechnung handelt es sich um eine Abschätzung. Die CO₂-Emissionen werden durch die Multiplikation des Emissionsfaktors für den Energieträger des dazugehörigen marginalen Kraftwerks jeder Stunde und der Import- bzw. Exportmengen in den Jahren 2022 und 2023 berechnet. Eine Beschreibung zur Bestimmung des marginalen Kraftwerks anhand der Merit Order ist im Technischen Begleitdokument (ERK 2024) zu finden. Basierend auf der Abschätzung sind auf der einen Seite im Jahr 2022 Mehremissionen durch hohe Stromexporte entstanden, die ohne den Stromaustausch nicht entstanden wären. Denen gegenüber stehen im Jahr 2023 Minderemissionen durch hohe Stromimporte, die sonst durch inländische Stromproduktion ausgeglichen werden müssten. Ohne den europäischen Stromaustausch wären so in den beiden Jahren insgesamt 33,7 Mt CO₂ weniger entstanden.

⁴⁰ Dies wurde mittels der Gewichtung der stündlichen Stromerzeugung der Exportländer und Deutschland berechnet.

Abbildung 23: Veränderung der CO₂-Emissionen durch den Stromaustauschsaldo im Jahr 2022 und 2023



Eigene Darstellung. Daten basieren auf Arnold et al. (2022), Arnold et al. (2024), Fraunhofer ISE (2024), BNetzA (2024) und UBA (2024c).

6.2.2 Industrie

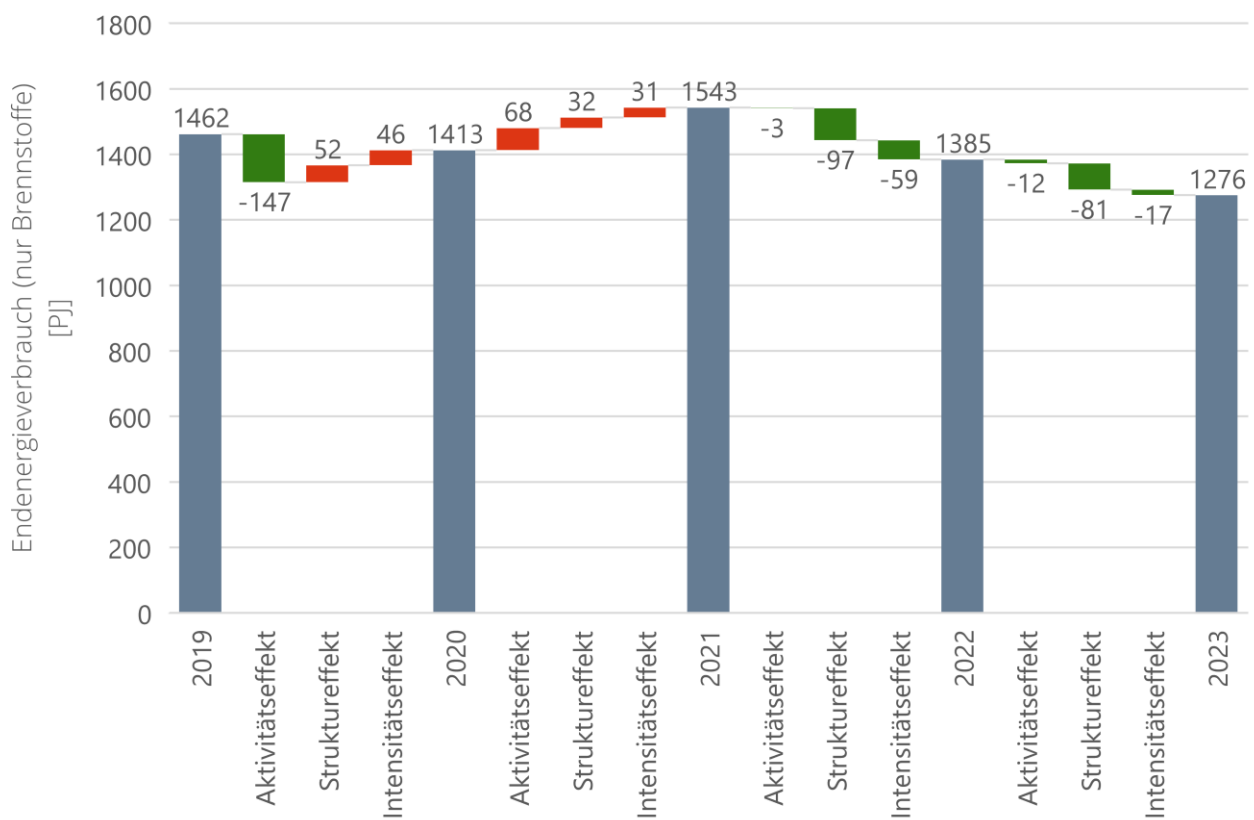
119 Der Industriesektor emittierte 155 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 12,9 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 7,7 %. Damit handelt es sich um den drittstärksten prozentualen Rückgang seit dem Jahr 2000 nach den beiden Krisenjahren 2009 (-12,7 %) und 2022 (-10,4 %) (UBA 2024d).

120 Um das Emissionsgeschehen des Jahres 2023 vertiefend zu analysieren und wichtige Effekte zu identifizieren, wurde eine Dekompositionsanalyse durchgeführt (siehe Abbildung 24). Die Datenverfügbarkeit erlaubt hierbei lediglich eine Dekomposition auf Endenergieebene. Die Dekomposition wird dabei auf den Brennstoffanteil der Endenergie bezogen, um eine möglichst hohe Aussagekraft zum Emissionsgeschehen in der Industrie zu erhalten. Die eingehende Größe entspricht somit dem Endenergieverbrauch der Industrie abzüglich Strom, Fernwärme und erneuerbaren Energieträgern.⁴¹ Diese Größe wird in die drei Faktoren i) Aktivitätseffekt (ausgedrückt durch den Produktionsindex der gesamten Industrie), ii) Struktureffekt (Abweichung der Entwicklung der Produktionsindizes der einzelnen Wirtschaftszweige innerhalb der Industrie von der Gesamtentwicklung der Industrie) und iii) Intensitätseffekt (Endenergieeinsatz in Relation zur Produktion) zerlegt. Hierbei ist wichtig festzuhalten, dass es sich bei dem Struktureffekt rechnerisch um gewichtete Aktivitätseffekte auf Ebene der einzelnen Branchen handelt. Die Aufteilung zwischen Struktur- und Aktivitätseffekt hängt daher stark von der Wahl der Gewichte bei der Aggregation der einzelnen Produktionsindizes zum Produktionsindex der Gesamtindustrie ab, sodass die Trennung zwischen diesen beiden Effekten

⁴¹ Strom und Fernwärme werden im Sektor Energiewirtschaft bilanziert und daher in der Industrie rausgerechnet.

gewissen Limitierungen unterliegt und mit Vorsicht interpretiert werden sollte.⁴² Durch die Berechnung des Intensitätseffekts auf Branchenebene wird dieser jedoch um mögliche aktivitätsbedingte intraindustrielle Strukturverschiebungen bereinigt und so sinnvoll vom Aktivitäts- bzw. Struktureffekt separiert. Dies erlaubt einen realistischeren Blick auf den möglichen Einfluss verschiedener effizienzsteigernder bzw. intensitätsverringender Einflüsse, wie zum Beispiel hierauf abzielende politische Maßnahmen (siehe RZ 123). Der Einfluss der Emissionsintensität auf das Emissionsgeschehen sowie ihr Zusammenhang mit den anderen Faktoren wird separat zur Dekomposition in RZ 124 diskutiert.

Abbildung 24: Dekompositionsanalyse des Brennstoffverbrauchs der Industrie (Endenergieverbrauch ohne Strom, Fernwärme und erneuerbare Energieträger)



Eigene Darstellung. Details zur Dekompositionsgleichung und den verwendeten Daten finden sich im Technischen Begleitdokument. Die Produktionsindizes der Wirtschaftszweige laut AGEb (2015) werden basierend auf Vogel et al. (2023) berechnet. Die Gewichte wurden von Destatis zur Verfügung gestellt und stellen die wirtschaftliche Struktur von 2015 dar.

121 Der Verlauf der Dekompositionsfaktoren Aktivitätseffekt und Struktureffekt (vgl. Abbildung 24) zeigt im Saldo Rückgänge in den Jahren 2020, 2022 und 2023 bei einem Anstieg im Jahr 2021. Dabei war in den Jahren 2020 und 2021 der allgemeine Aktivitätseffekt ausgeprägter, in den Jahren 2022 und 2023 jedoch der auf strukturelle Verschiebungen deutende Struktureffekt. Diese unterschiedliche

⁴² Eine detaillierte Beschreibung der Methodik sowie der verwendeten Faktoren und Daten findet sich im Technischen Begleitdokument.

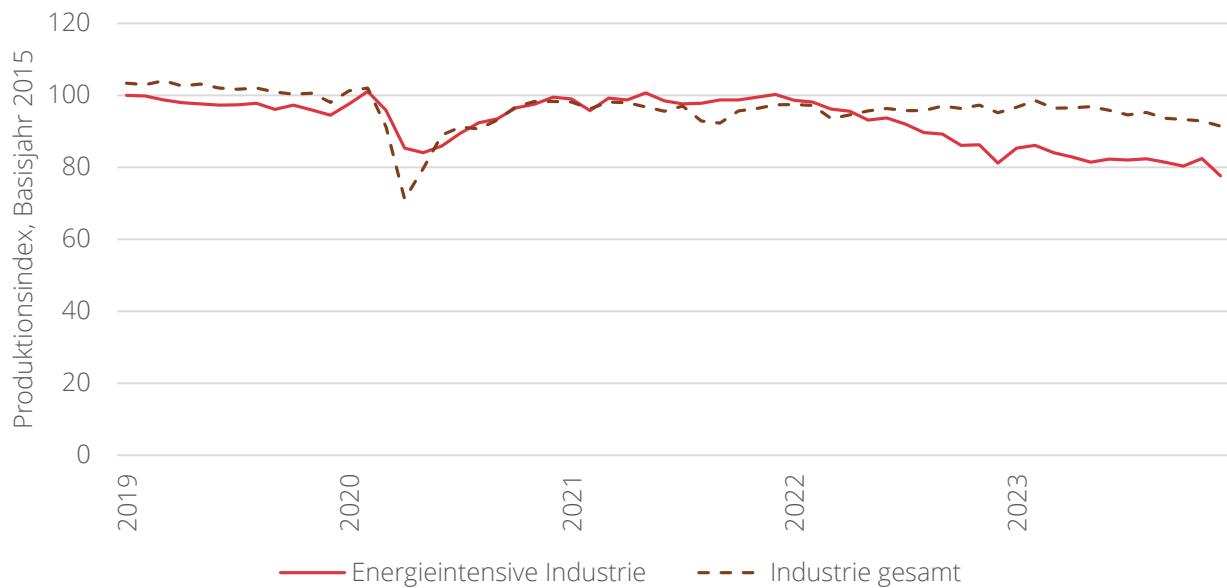
Zusammensetzung der beiden Effekte im Zeitverlauf lässt sich durch genauere Betrachtung der Entwicklung der Produktionsindizes des gesamten Industriesektors und der energieintensiven Industrie erklären (siehe Abbildung 25 und Tabelle 9).⁴³ Der Index der energieintensiven Industrie sinkt während der Covid-19-Pandemie weniger stark als der entsprechende Index der gesamten Industrie. In den Jahren 2022 und 2023 hingegen geht die Produktion in der energieintensiven Industrie deutlich zurück, während die Industrie als Ganzes einen nahezu konstanten Verlauf aufweist. Dies liegt darin begründet, dass die Produktionsindizes der einzelnen Industriezweige bei der Aggregation zum Produktionsindex der Gesamtindustrie mittels der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten gewichtet werden und die energieintensiven Industriezweige einen im Vergleich deutlich geringeren Anteil an der Bruttowertschöpfung haben. Als Folge zeigt auch der Faktor des Aktivitätseffektes in der Dekomposition nur einen geringen Beitrag zur Entwicklung des Brennstoffverbrauchs in den Jahren 2022 und 2023. Im Gegensatz hierzu weisen die energieintensiven Industriezweige einen hohen Anteil am Brennstoffverbrauch auf. Dementsprechend wird wegen des absoluten Produktionsrückgangs in diesen Zweigen dem Struktureffekt in den Jahren 2022 und 2023 ein deutlich verbrauchsmindernder Beitrag zugewiesen. Wie bereits zuvor angesprochen kann sich diese Aufteilung je nach Wahl der Gewichte in der Aggregation der Produktionsindizes zum Produktionsindex der Gesamtindustrie verschieben und sollte dementsprechend nicht überinterpretiert werden.⁴⁴

- 122 Als zugrundeliegende und zentrale emissionsmindernde Entwicklung lässt sich somit bereits im zweiten Jahr in Folge der überproportionale Rückgang in den Aktivitäten der energieintensiven Industriezweige identifizieren (siehe auch Tabelle 9). Ursächlich hierfür erscheinen vor allem die nach wie vor hohen Energiepreise (i) und die Auftragslage bzw. Nachfrage in den entsprechenden Industriezweigen (ii) (SVR 2023; Agora Energiewende 2024).

⁴³ Der gesamte Industriesektor umfasst alle Industriebranchen im Verarbeitenden Gewerbe und Bergbau. Die energieintensive Industrie beinhaltet die folgenden Industriezweige: die Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Metallherzeugung und -bearbeitung, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Glas-, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, siehe hierzu auch ERK (2022b).

⁴⁴ Würde man beispielsweise als Gewichtung bei der Aggregation des Produktionsindex der gesamten Industrie aus denen der einzelnen Wirtschaftszweige anstelle der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten den Brennstoffbedarf wählen, würde die Entwicklung der energieintensiven Wirtschaftszweige sich deutlich stärker auf den Verlauf des aggregierten Index auswirken. Als Folge würde dem Aktivitätseffekt ein bedeutend größerer, und dem Struktureffekt ein kleiner Anteil in der Minderungswirkung zugeschrieben, sodass der Aktivitätseffekt den größten Einfluss hätte.

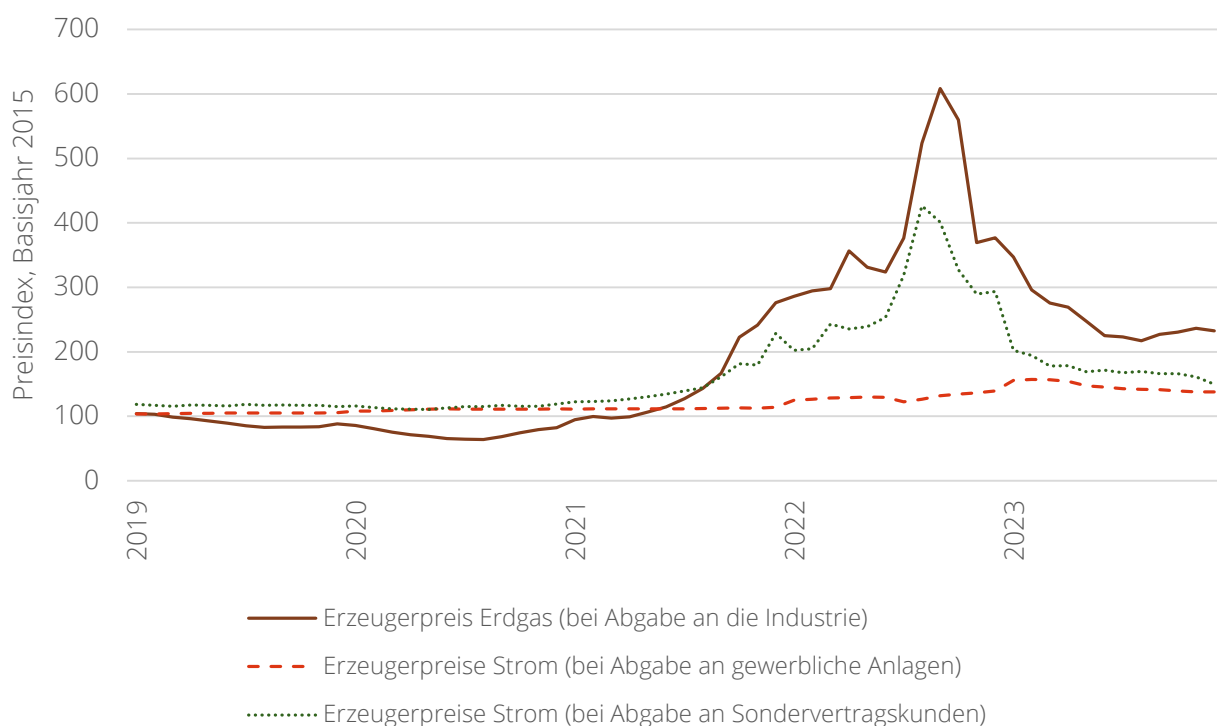
Abbildung 25: Produktionsindizes der gesamten Industrie und der energieintensiven Industrie



Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2023 basierend auf Destatis (2024f), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt.

- i) Die Energiepreise sind im Vergleich zu 2022 wieder deutlich zurückgegangen, hatten jedoch bis Ende 2023 noch nicht das Niveau aus den Jahren 2020/21, vor Beginn der Energiekrise, erreicht (siehe Abbildung 26). Dies gilt insbesondere für die Erdgaspreise. Von den hohen Preisniveaus sind vor allem die Metallerzeugung, die chemische Industrie und die Papierindustrie betroffen (Die Papierindustrie 2024; VCI 2023; WV Stahl 2024). Neben Produktionsrückgängen können die hohen Preise allerdings auch verstärkende Effekte auf die Ergreifung verschiedener Effizienzmaßnahmen oder andere energieeinsparende Schritte und somit die Energieintensität haben (siehe RZ 123).

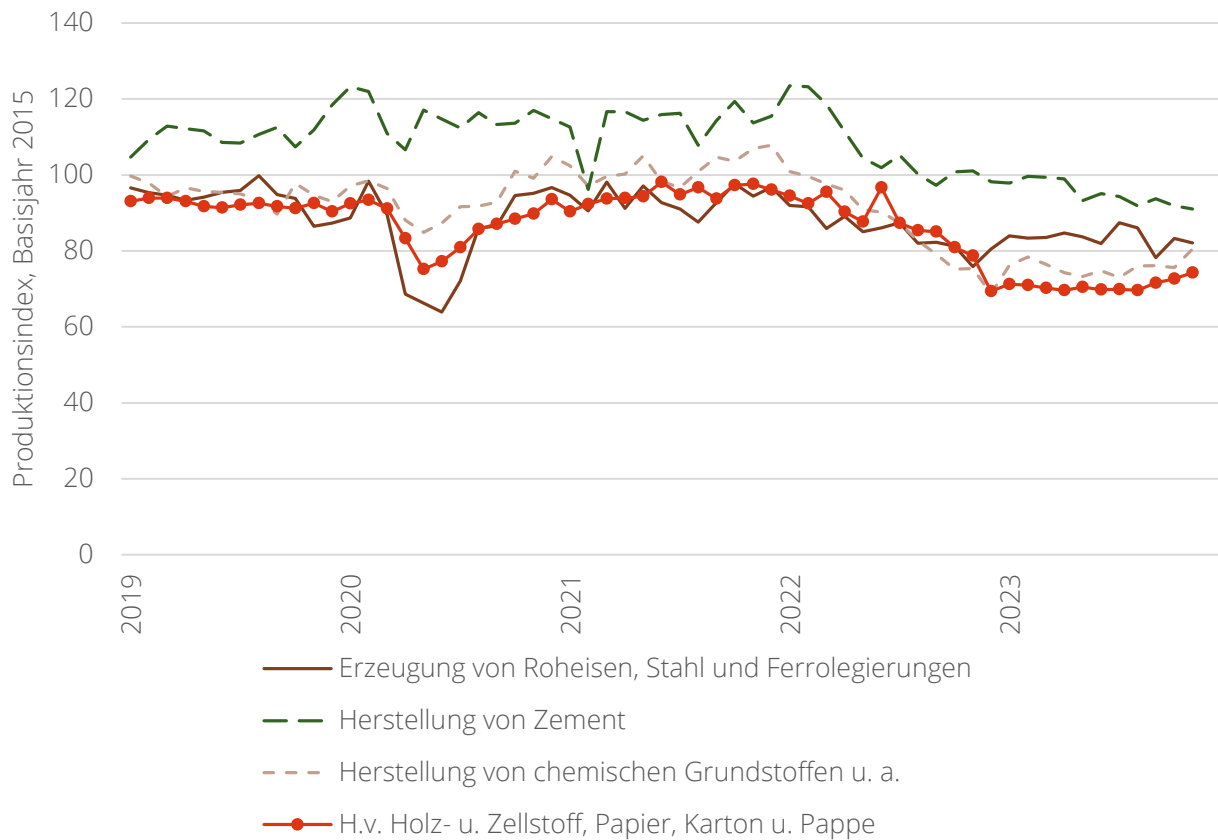
Abbildung 26: Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas und Strom bei Abgabe an Industrie und Gewerbe von 2019 bis 2023



Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2023, basierend auf Destatis (2024a).

- ii) Neben den hohen Energiepreisen tragen auch die weiterhin deutlich erhöhte Kerninflation sowie ein getrübtetes außenwirtschaftliches Umfeld zur schwierigen Lage vieler Industrieunternehmen bei (SVR 2023). Konjunktur bedingte Nachfragerückgänge – zum Beispiel in Folge der schwachen Baukonjunktur – haben vor allem die Produktion in der Zement-, Stahl- und Papierindustrie beeinflusst (VDZ 2023; Die Papierindustrie 2024; WV Stahl 2024). Einen Überblick über den Verlauf der Produktionsindizes der Industriezweige, die von den in dieser RZ besprochenen Ursachen der hohen Preise sowie der Marktlage besonders betroffen waren, findet sich in Abbildung 27. Weitere Details zur Entwicklung der Produktionsindizes lassen sich zudem Tabelle 9 entnehmen.

Abbildung 27: Produktionsindizes von vier ausgewählten Branchen der energieintensiven Industrie



Eigene Darstellung. Daten bis Dezember 2023, basierend auf Destatis (2024f), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt.

123 Dem Intensitätseffekt bzw. der hierbei betrachteten brennstoffbezogenen Energieintensität weist die Dekomposition für das Jahr 2023 im zweiten Jahr in Folge einen verbrauchsmindernden Beitrag zur Veränderung des Brennstoffbedarfs zu, wenn auch im Vergleich zum Vorjahr in verringertem Umfang. Im Intensitätseffekt finden sich mehrere verschiedene Komponenten wieder. Hierzu zählen verhaltens- bzw. organisatorisch bedingte Endenergieeinsparungen (zum Beispiel in Folge der hohen Energiepreise) sowie investiv bedingte Steigerungen der (technischen) Energieeffizienz, die autonom oder preis- bzw. maßnahmeninduziert erfolgen können. Auf Ebene der in der Dekomposition betrachteten Endenergie bzw. Brennstoffeinsätze können zudem auch effizienzbeeinflussende Effekte der Energieträgersubstitution (dauerhaft oder temporär) sowie strukturelle Verschiebungen innerhalb der jeweils betrachteten Branchen oder innerhalb verschiedener Produktgruppen eine Rolle spielen. Bei Betrachtung des Intensitätseffektes über den kompletten in der Dekomposition betrachteten Zeitraum von 2019 bis 2023 wird zudem deutlich, dass sich dieser insgesamt zu annähernd null aufaddiert und erst mit Einsetzen der starken Energiepreiserhöhungen negativ wird. Dies weist darauf hin, dass ein nicht unbeträchtlicher Teil des Effektes preisinduziert sein könnte und bei sinkenden Energiepreisen wieder nachlassen könnte. Eine abschließende quantitative Abgrenzung der verschiedenen möglichen Bestandteile des Intensitätseffektes im Jahr 2023 ist mit der aktuellen Datenlage allerdings nicht möglich. Eine detaillierte Betrachtung der Energieintensität in den verschiedenen Industriezweigen verdeutlicht, dass der Rückgang der Energieintensität im Intensitätseffekt der Dekomposition maßgeblich von wenigen Branchen verursacht wird (siehe Tabelle 9). Während es bei Papiergewerbe (-4,2 %),

Metallerzeugung (-10,4 %), Nichteisenmetalle/Gießereien (-1,4 %) und Sonstige (-12 %) zu einem Rückgang der brennstoffbedingten Energieintensität gekommen ist, kann bei allen anderen Branchen eine Zunahme beobachtet werden. Betrachtet man hingegen die Energieintensität der gesamten Industrie, so hat diese nach einem Rückgang von über 10 % von 2021 auf 2022 (ERK 2023b) im Jahr 2023 nochmals um 7,1 % nachgegeben. Dies ist deutlich stärker, als es die Entwicklungen auf Ebene der einzelnen Industriezweige vermuten lassen und resultiert daraus, dass in dieser übergreifenden Betrachtungsweise auch die Auswirkungen des Struktureffekts inkludiert sind. Dementsprechend ist der Rückgang in der Energieintensität der Gesamtindustrie ohne diese aktivitäts- bzw. strukturbedingten Einflüsse als deutlich geringer anzunehmen.

Tabelle 9: Veränderung von Endenergieverbrauch (EEV), Brennstoffeinsatz, Erdgaseinsatz und Produktion im Industriesektor im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr

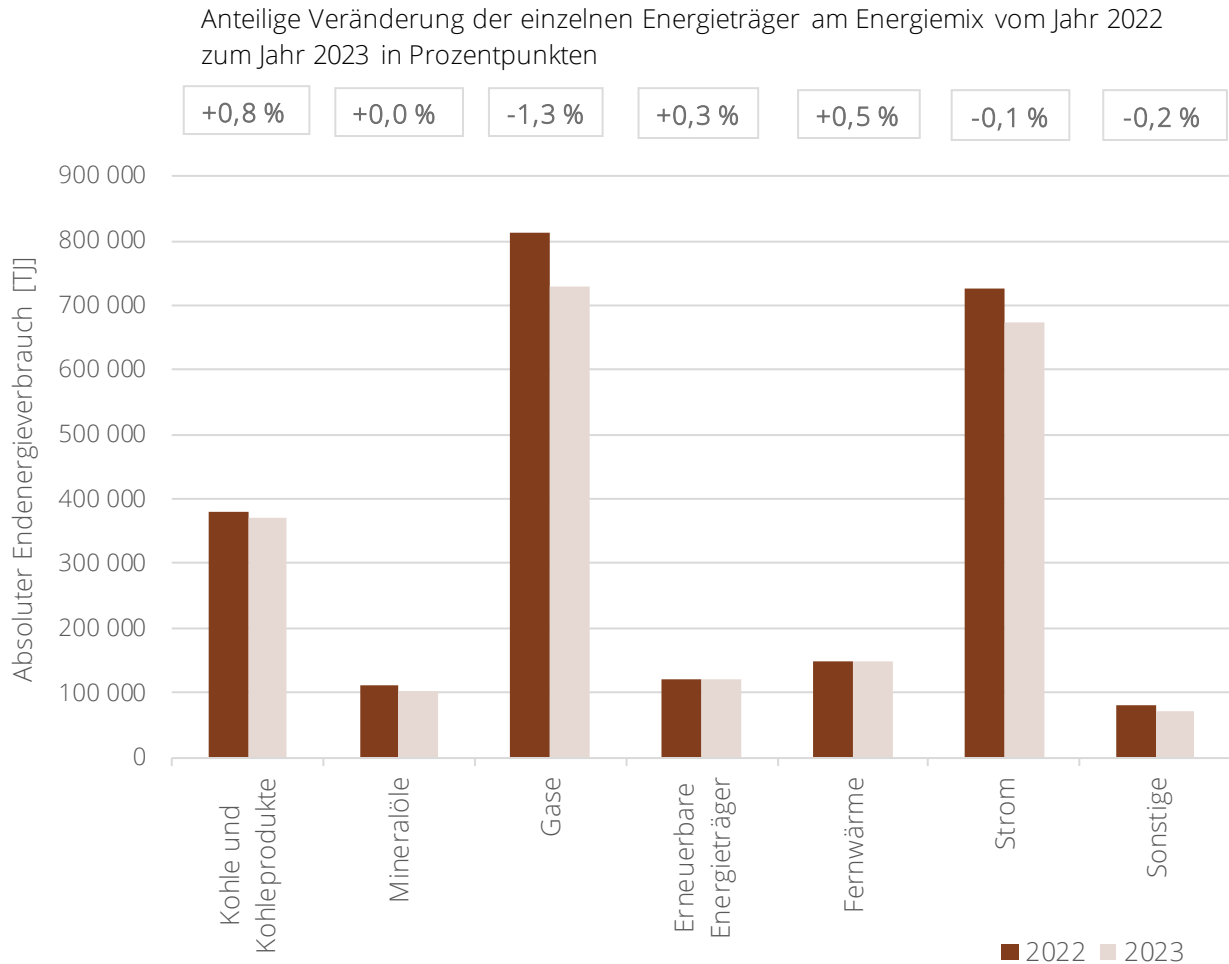
Veränderung von EBZ	Energieintensität (bezogen auf die Brennstoffe)	Produktionsindex	EEV	Brennstoffe (Endenergie ohne Strom, Erneuerbare, und Fernwärme)	Erdgas
EBZ 46 – Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	3,5 %	-11,8 %	-7,6 %	-8,7 %	-8,7 %
EBZ 47 – Ernährung und Tabak	2,9 %	-2,7 %	0,1 %	0,1 %	0 %
EBZ 48 – Papiergewerbe	-4,2 %	-12,6 %	-14,5 %	-16,3 %	-17,6 %
EBZ 49 – Grundstoffchemie	3 %	-12,9 %	-11,6 %	-10,2 %	-10,1 %
EBZ 50 – Sonstige chemische Industrie	2,2 %	-4,5 %	-4,7 %	-2,4 %	-2,2 %
EBZ 51 – Gummi- u. Kunststoffwaren	1,2 %	-5,4 %	-5,5 %	-4,2 %	-4,2 %
EBZ 52 – Glas u. Keramik	7,3 %	-11,3 %	-4,7 %	-4,8 %	-3,5 %
EBZ 53 – Verarbeitung v. Steine u. Erden	9,9 %	-15,6 %	-6,8 %	-7,3 %	-8,9 %
EBZ 54 – Metallherzeugung	-10,4 %	-2,4 %	-11,1 %	-12,6 %	-75,7 %
EBZ 55 – NE-Metalle, -gießereien	-1,4 %	-4,4 %	-6,2 %	-5,7 %	-5,8 %
EBZ 56 – Metallbearbeitung	1,7 %	-3,1 %	-3,9 %	-1,4 %	-1,4 %
EBZ 57 – Maschinenbau	1,5 %	-0,7 %	-1 %	0,8 %	0,8 %
EBZ 58 – Fahrzeugbau	11,4 %	10,9 %	10 %	23,6 %	29 %
EBZ 59 – Sonstige Wirtschaftszweige	-12 %	-0,5 %	-4,6 %	-12,4 %	-12,3 %
Gesamt					
EBZ 60 – Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe	-7,1 %	-0,9 %	-7,3 %	-7,9 %	-10,6 %

Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEb (2024a), (AGEb 2024b) und Destatis (2024f), 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.

124 In der zuvor betrachteten Dekomposition auf Endenergieebene sind mögliche Effekte von Energieträgerwechseln in der Industrie Bestandteil des Intensitätseffekts. Aus solchen Effekten resultieren in der Regel auch Veränderungen der Emissionsintensität, definiert als die auf den Energieverbrauch bezogenen THG-Emissionen. In der Vergangenheit hat sich diese Größe zumeist leicht verringert (Wechsel zu emissionsärmeren Energieträgern), sodass ihr in entsprechenden Dekompositionen ein leicht emissionsmindernden Effekt zugewiesen wird (ERK 2022b). Analysiert man den Energieträgermix in der Industrie in den Jahren 2022 und 2023 (vgl. Abbildung 28), zeigen sich deutliche Rückgänge in der Summe (-6,8 %) sowie insbesondere bei Strom (-11,3 %) und Erdgas (-10,6 %) (siehe Abbildung 28 und Tabelle 9). Erdgas dürfte aufgrund der zwischenzeitlichen Preisspannen zumindest teilweise durch die Energieträger Heizöl (-7,4 %) und Kohle (-2,2 %) substituiert oder verdrängt worden sein. Allerdings ist auch deren Verbrauch gegenüber 2022 merklich zurückgegangen (siehe Abbildung 28). So ist zum Beispiel in der Metallerzeugung der Erdgaseinsatz um 75,7 % zurückgegangen, während der Einsatz von Kohle und Kohleprodukten trotz Produktionsrückgang nahezu konstant blieb (-1,3 %) bzw. der Bedarf an Steinkohle sogar leicht gestiegen ist (+3,7 %). Der Anteil von Kohle und Kohleprodukten im Endenergiebedarf des Industriesektors ist im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 1,8 Prozentpunkte gestiegen. Im Gegensatz hierzu ist der Anteil von Gas um 1,3 Prozentpunkte gesunken. Basierend auf der Verschiebung im Energiemix der im Industriesektor eingesetzten Brennstoffe lässt sich somit ein leicht emissionssteigernder Effekt vermuten.⁴⁵

⁴⁵ Betrachtet man für die Emissionsintensität die gesamte eingesetzte Endenergie, so relativiert sich dieser Effekt, da auch die Anteile an erneuerbaren Energieträgern sowie Fernwärme angestiegen sind.

Abbildung 28: Vergleich der absoluten Veränderung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor in den Jahren 2022 und 2023 und die anteilige Veränderung im Energiemix in Prozentpunkten



Eigene Darstellung. Daten basieren auf AGEb (2024a), AGEb (2024b) der AGEb-Energiebilanz 2022, der AGEb-Frühbilanz 2023 und Destatis (2024f), X13 JDemetra+ kalender- und saisonbereinigt.

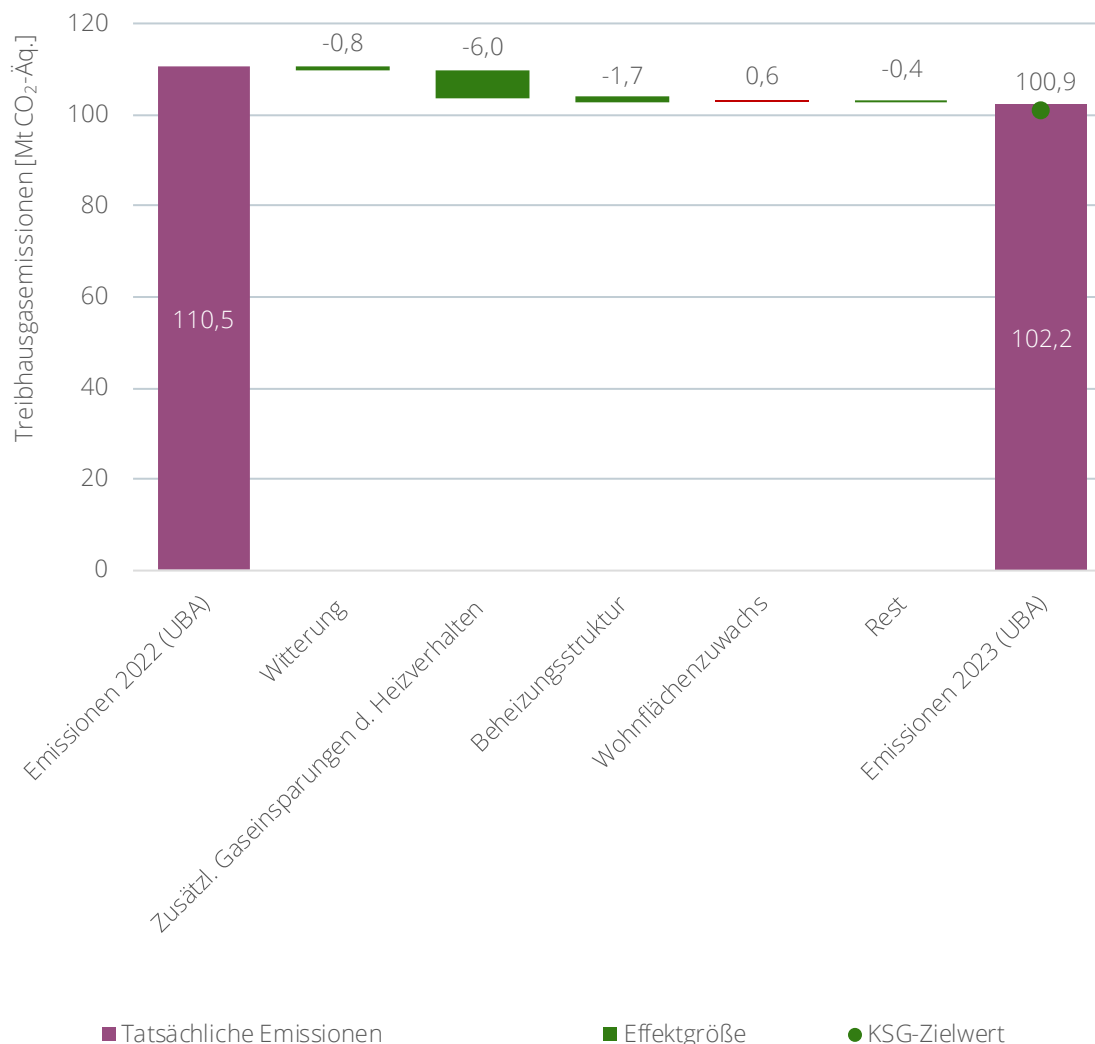
6.2.3 Gebäude

125 Der **Gebäudesektor** emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 102,2 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 8,3 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 7,5 %.

Eigene Abschätzungen kommen zu dem Ergebnis, dass ein anhaltendes Gaseinsparverhalten, die Änderung der Beheizungsstruktur und eine mildere Witterung im Vergleich zu 2022 zu Emissionseinsparungen führten. Der Zuwachs der Wohnfläche hingegen dämpfte die emissionssenkenden Veränderungen.

126 Abbildung 29 zeigt eine Abschätzung der Veränderung der Treibhausgasemissionen zwischen den Jahren 2022 und 2023. Dafür wurden temperaturbereinigte Gaseinsparungseffekte auf Basis von Roth und Schmidt (2023) um die Veränderungen der Beheizungsstruktur in Bezug auf Gas korrigiert, die auf Daten von BDEW (2023a) und BDEW (2023b) beruhen.

Abbildung 29: Analyse der Veränderung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor im Jahr 2023 gegenüber 2022



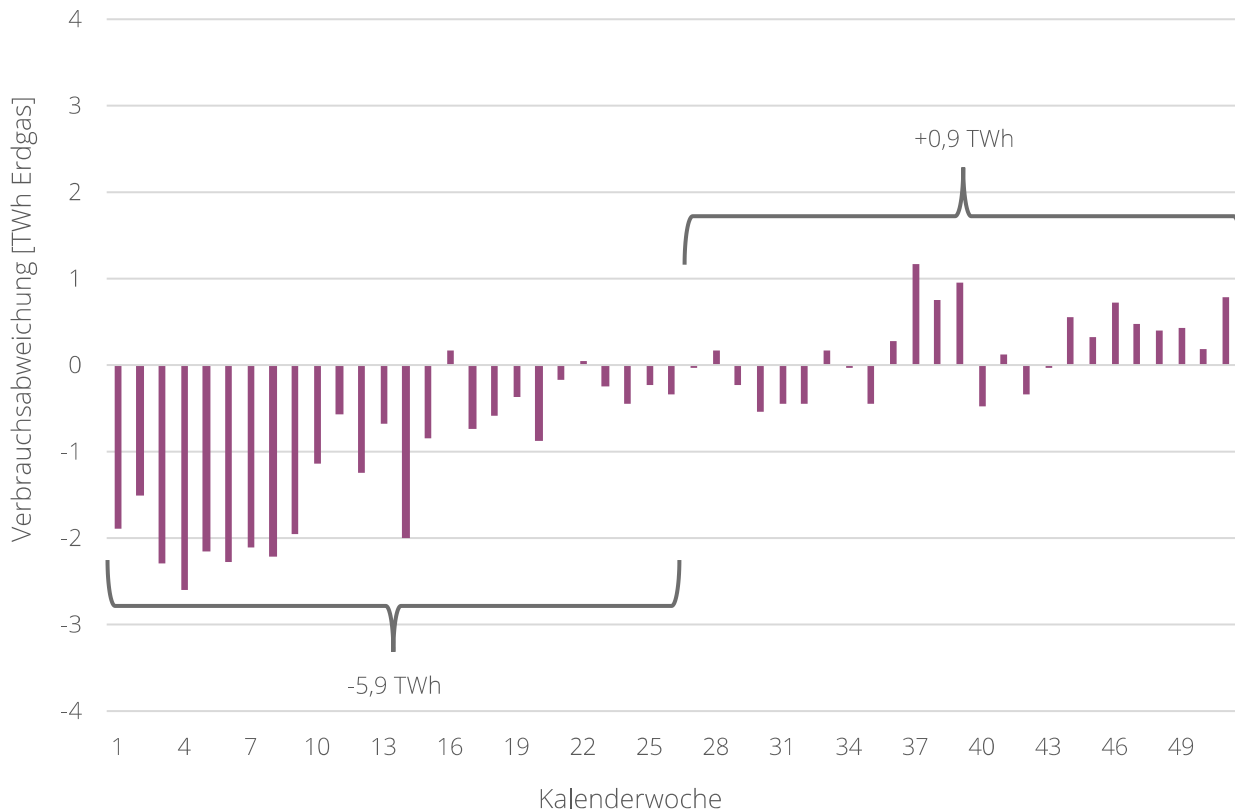
Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen. Die Daten zu den THG-Emissionen 2022 und 2023 basieren auf UBA (2024f). Die Abschätzung der Gaseinsparungen durch Heizverhalten basiert auf Roth und Schmidt (2023). Zur Emissionsschätzung zum Einfluss der veränderten Heizungsstruktur wurden BDEW (2023a) und BDEW (2023b) herangezogen. Dabei wurden allerdings keine Effizienzsteigerungen von neuen fossilen Heizungen im Vergleich zum alten Bestand berücksichtigt. Ebenso wird der emissionssteigernde Einfluss des Wohnflächenzuwachs hier separat ausgewiesen und beruht auf den Daten von Destatis (2022).

127 Die temperaturbereinigte Einsparung des Gasverbrauchs betrug nach eigenen Abschätzungen im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022 29,7 TWh und damit Minderemissionen von 6 Mt CO₂-Äq. (eigene Berechnungen auf Basis von Roth und Schmidt (2023)).⁴⁶ Es fällt auf, dass Einsparungen vor allem in der ersten Jahreshälfte auftraten, die zur Heizperiode 2022/23 gehörte (siehe Abbildung 30). Die Befürchtungen um eine Gasmangellage sowie Energiesparkampagnen dürften bis ins erste Quartal

⁴⁶ Annahme zum Emissionsfaktor für Erdgas: 0,202 t CO₂/MWh. Der temperaturbereinigte Gaseinsparungseffekt auf Basis von Roth und Schmidt (2023) wurde um die Veränderungen der Beheizungsstruktur in Bezug auf Gas korrigiert, die auf Daten von BDEW (2023a) und BDEW (2023b) beruhen.

2023 hinein Einfluss auf das Heizverhalten genommen haben (Behr et al. 2023). In der zweiten Jahreshälfte gingen die temperaturbereinigten Einsparungen jedoch wieder zurück.

Abbildung 30: Temperaturbereinigte Verbrauchsabweichung bei Erdgas im Jahr 2023 gegenüber 2022

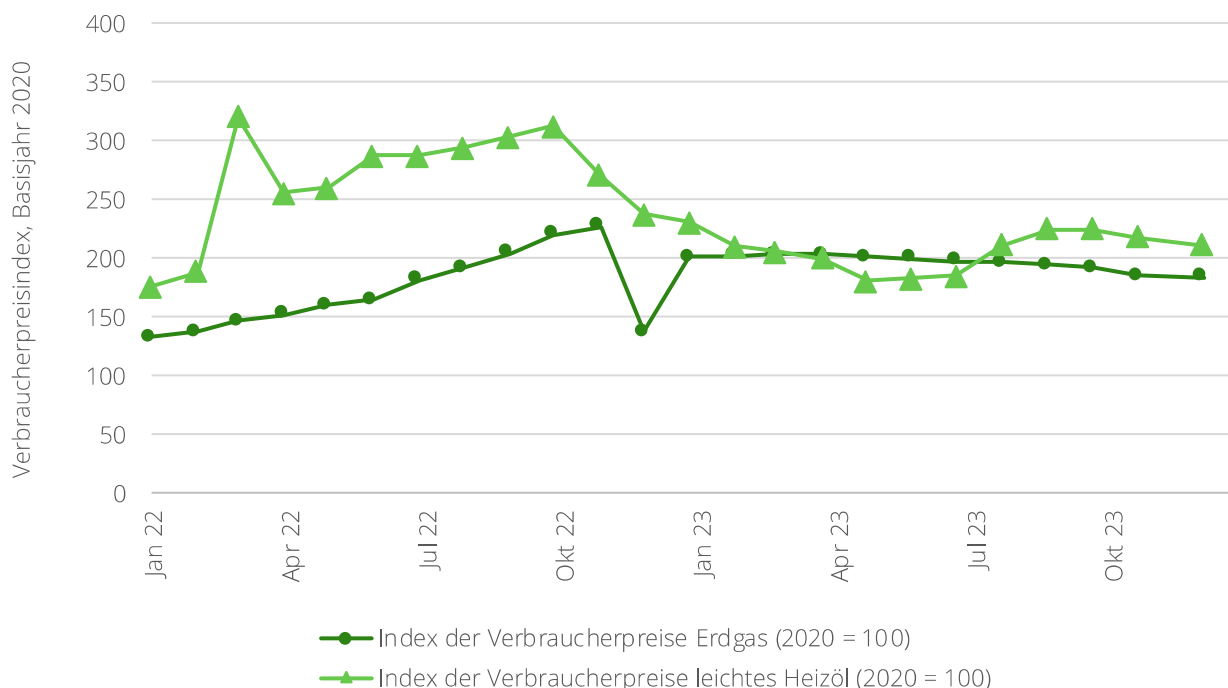


Eigene Darstellung. Daten basieren auf Roth und Schmidt (2023).⁴⁷ Verbrauchsabweichung nach Kalenderwoche in violett, kumulierte halbjährliche Verbrauchsabweichung werden durch die grauen Klammern dargestellt.

128 In der zweiten Jahreshälfte 2023 sind die Verbraucherpreise deutlich zurückgegangen und damit auch die Anreize zum Energiesparen. Im September 2023 lagen die Verbraucherpreise um 14,5 % niedriger als noch im November 2022 (siehe Abbildung 31) (Destatis 2023a). Damit sind auch die Anreize gesunken, den Gasverbrauch zu reduzieren.

⁴⁷ Datengrundlage ist der Open Energy Tracker (OET) (Roth und Schmidt 2023). Dieser weist keine einzelnen Einflussfaktoren auf, sondern subsummiert alle nicht-witterungsbedingten Einsparungen als verhaltensbedingt (auch strukturelle Veränderungen des Heizungsbestands, die zu einer Verringerung des Gasverbrauchs führen). Der OET bezieht Einsparungen auf einen erwarteten Verbrauch, der auf einem Machine-Learning-Modell beruht. Dessen Trainingsdaten umfasst als Baseline die Jahre 2018 bis 2021. Daher wurde für die Berechnung der Verbrauchsabweichung von 2023 gegenüber 2022 die Baseline auf den Verbrauch des Jahres 2022 verschoben. Zusätzlich werden Veränderungen im Gas-Heizungsbestand einbezogen, basierend auf BDEW (2023a) und BDEW (2023b).

Abbildung 31: Entwicklung der Verbraucherpreise von Erdgas und leichtem Heizöl



Eigene Darstellung. Energiepreisindex für leichtes Heizöl aus Destatis (2024e), Energiepreisindex für Erdgas aus Destatis (2023a).

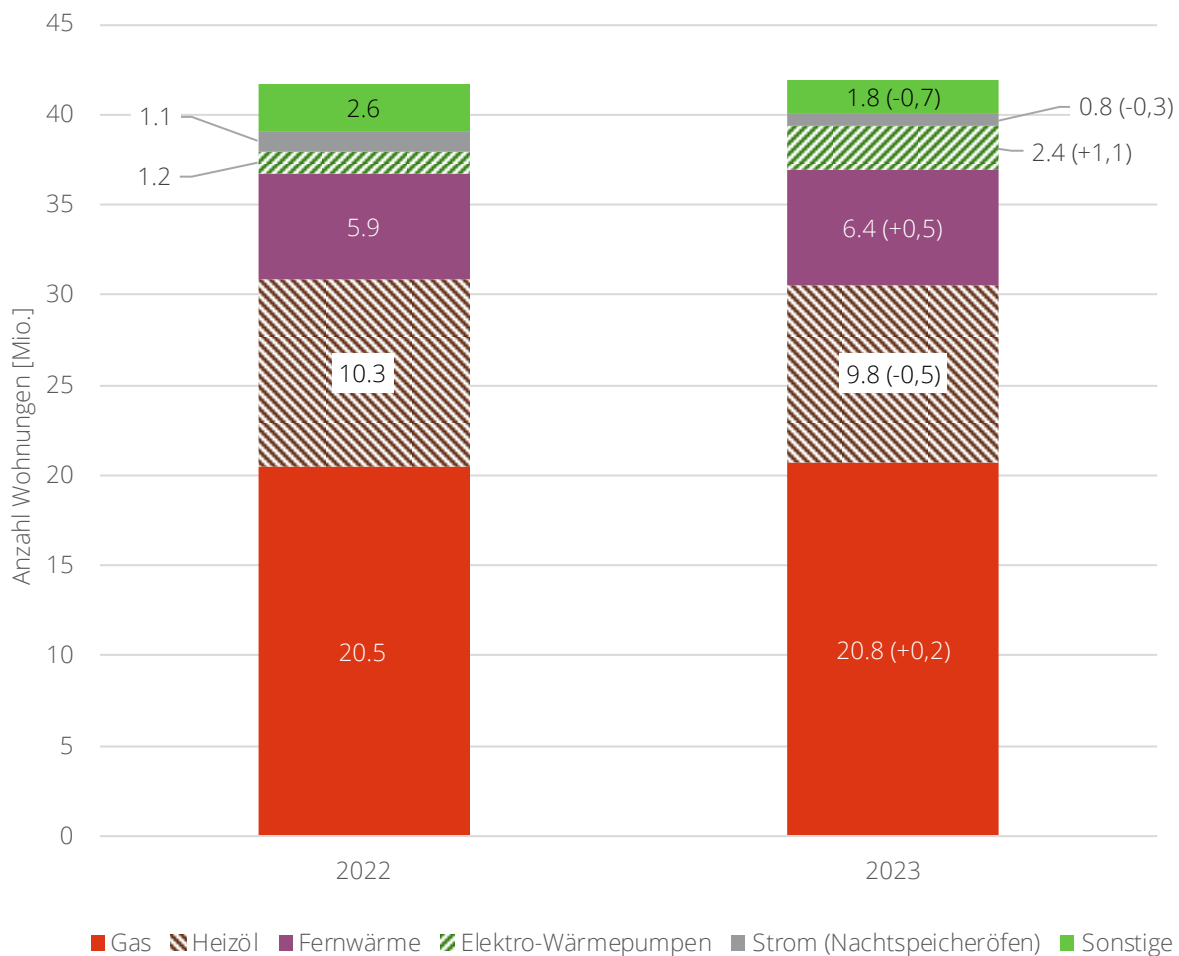
129 Hinsichtlich der Beheizungsstruktur konnten sowohl emissionsenkende i) als auch emissionssteigernde ii) Effekte registriert werden. Insgesamt führten strukturelle Veränderungen nach eigenen Abschätzungen zu einem Rückgang der THG-Emissionen um 1,7 Mt CO₂-Äq.⁴⁸

- i) Im Jahr 2023 führten diverse Veränderungen in der Beheizungsstruktur zu einer Verringerung der THG-Emissionen im Gebäudesektor. Zum einen wurden rund 356 000 Wärmepumpen verkauft (BDH 2024). Der Anteil von Wärmepumpen am Gesamtwohnungsbestand verdoppelte sich in der Folge auf 5,7 % (2,4 Mio. Wohneinheiten, siehe Abbildung 32). Zum anderen stieg der Anteil der Wohnungen mit Fernwärme auf 15,2 % (6,37 Mio. Wohneinheiten).⁴⁹ Parallel dazu ging der Ölheizungsbestand absolut und relativ zurück, um 1,3 % auf 23,4 % (9,8 Mio. Wohneinheiten) (BDEW 2023a). Insgesamt sank der Anteil fossiler Heizsysteme (Öl- und Gasheizungen) am Wohnungsbestand im Jahr 2023 leicht auf 72,9 % (30,6 Mio. Wohneinheiten; siehe Abbildung 32) (BDEW 2023b).

⁴⁸ Die Ermittlung der Emissionen erfolgte durch eigene Berechnungen auf Grundlage der Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes, die BDEW (2023b) und BDEW (2023a) zu entnehmen sind. Die Anteile wurden auf die Zahl der Wohneinheiten zu den Stichtagen 31.12.2021 (für die Berechnung des Jahres 2022) sowie 31.12.2022 (für 2023) bezogen. Zur Quantifizierung der emissionsenkenden bzw. -steigernden Effekte wurde vereinfacht von einem durchschnittlichen Wärmebedarf pro Wohneinheit von 12.216 kWh ausgegangen (siehe Destatis 2024b).

⁴⁹ Da die Emissionen der Fernwärme in der Energiewirtschaft bilanziert werden, senkt dies bilanziell die Emissionen im Gebäudesektor.

Abbildung 32: Gegenüberstellung der Beheizungsstruktur der Jahre 2022 und 2023



Eigene Darstellung. Daten für 2022 basieren auf BDEW (2023b). Für das Jahr 2023 basieren die Daten auf BDEW (2023a). Gegenübergestellt ist die absolute Zahl der Wohnungen in den Jahren 2022 und 2023, differenziert nach den Heizsystemen, welche diese zur Deckung ihres Wärmebedarfs nutzen.

- ii) Auch wenn insgesamt der Anteil fossiler Heizsysteme sank, verzeichnete der Heizungsmarkt im Jahr 2023 mit rund 903 000 verkauften Einheiten den höchsten je ermittelten Absatz von fossilen Wärmeerzeugern (BDH 2024). Insbesondere stieg der Anteil von Gasheizungen am Wohnungsbestand um 0,2 % auf 49,5 % (BDEW 2023a). Dies entspricht einer Erhöhung von 20,5 auf 20,8 Mio. Wohneinheiten (Abbildung 32). Diese zusätzlichen Gasheizungen führten zu Mehremissionen von etwa 0,2 Mt CO₂-Äq. Zwar ist davon auszugehen, dass ein Teil der neuen Erdgas- und Ölheizungen alte, ineffizientere Heizungen ersetzte,⁵⁰ was kurzfristig eine emissionsenkende Wirkung haben kann. Es besteht jedoch das Risiko eines fossilen Lock-in-Effekts, da Heizanlagen eine durchschnittliche Betriebsdauer von in der Regel mindestens 20 Jahren aufweisen.

⁵⁰ Hierfür spricht zum einen der der Gesamtrückgang fossiler Heizsysteme (insbesondere getrieben durch den Rückgang an Ölheizungen). Gleichzeitig sank das Durchschnittsalter der Heizanlagen in Wohngebäuden von etwa 16 Jahren im Jahr 2019 auf etwa 14 Jahre im Jahr 2023 (BDEW 2023a).

- 130 Anhaltend milde Temperaturen führten weiterhin zu einem leichten Emissionsrückgang. Die Gradtagzahlen⁵¹ waren im Jahr 2023 mit 3125 um 1 % niedriger als im Jahr 2022 mit 3152 (BDEW 2023c). Damit ist nach eigenen Abschätzungen ein Emissionsrückgang von 0,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber 2022 auf mildere Temperaturen zurückzuführen (Abbildung 29). Dies ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem der Effekt im Bereich von 10,5 bis 11,8 Mt CO₂-Äq. lag, ein vergleichsweise kleiner THG-Minderungseffekt (ERK 2023b).
- 131 Die im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte Analyse kommt zu einem vergleichbaren Gesamtergebnis wie die auf Basis der Energiebilanzen AGEB (2024b) und AGEB (2024a) erstellte Abschätzung⁵² in Abbildung 33. Die Änderung der Energieträgermengen zwischen endgültiger Energiebilanz 2022 und der Frühschätzung der Energiebilanz 2023 zeigt, dass der Rückgang der THG-Emissionen im Gebäudesektor vor allem auf die starke Reduktion des Gasverbrauchs zurückzuführen ist. Durch den Rückgang bei Erdgas und Flüssiggas sind die THG-Emissionen um insgesamt 5,9 Mt CO₂-Äq. gesunken. Wie in Abbildung 33 dargestellt, wirkte sich auch der gesunkene Heizölverbrauch emissionsenkend aus. Trotz emissionssteigernder Lagereffekte konnten durch die Reduktion des Heizölverbrauchs THG-Emissionen von 2,2 Mt CO₂-Äq. eingespart werden. Aufgrund der Unsicherheiten bei der Ermittlung der Lagereffekte ist die genaue Höhe dieser THG-Reduktion unsicher. Für eine vertiefte Diskussion der Unsicherheiten des von der AGEB eingesetzten Lagerbestandsmodells siehe RZ 26.

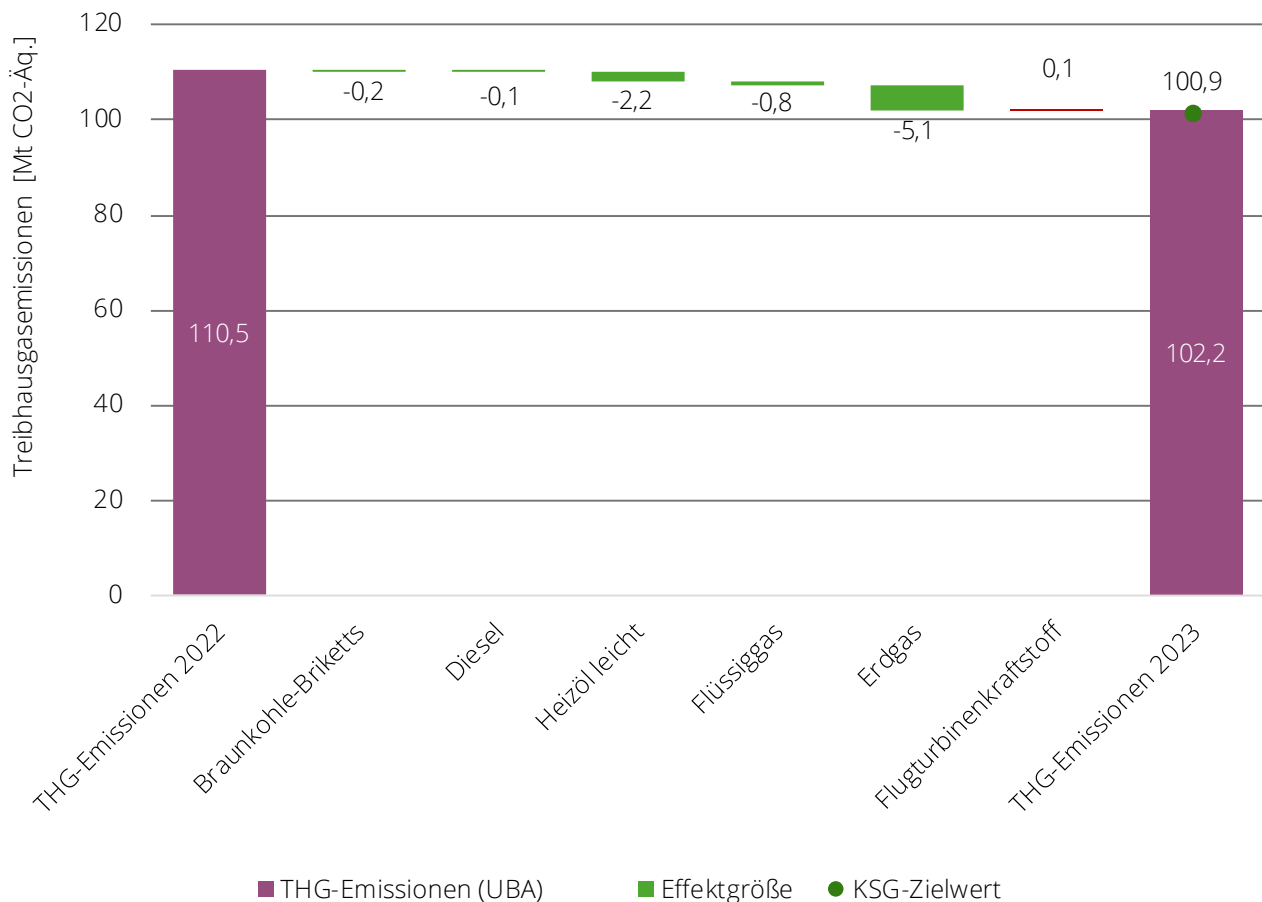
Darüber hinaus führte ein gesunkener Verbrauch von Kohle zu Heizzwecken zu einer leichten Emissionsreduktion. Auch der gesunkene Dieserverbrauch führte zu leichten Emissionsminderungen. Von dem im Gebäudesektor bilanzierten fossilen Brennstoffen wirkte sich nur Flugturbinenkraftstoff emissionssteigernd aus.⁵³

⁵¹ 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).

⁵² Diese stellt die Grundlage der Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres dar. Die Korrekturen zwischen der Frühschätzung der Energiebilanz und der endgültigen Energiebilanz des Jahres 2022 sind in Kapitel 3.1.1 beschrieben, wodurch sich die Unsicherheiten in der Berechnung der Emissionen des Gebäudesektors zeigen.

⁵³ Flugturbinenkraftstoff ist im Gebäudesektor relevant, da mit der CRF-Kategorie 1.A.5 neben den privaten Haushalten und Teilen von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) auch die THG-Emissionen des Militärs in diesem Gebäudesektor bilanziert werden (siehe UBA 2024b). Der Dieserverbrauch im Gebäudesektor ist neben militärischen auch auf andere mobile Quellen in GHD zurückzuführen.

Abbildung 33: Analyse der Veränderung der Treibhausgasemissionen 2023 gegenüber 2022 – Energieträger



Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen. Die Berechnung der THG-Einsparungen basiert auf AGEb (2024b) und AGEb (2024a). Die Daten zu den THG-Emissionen 2022 und 2023 basieren auf UBA (2024f).⁵⁴

6.2.4 Verkehr

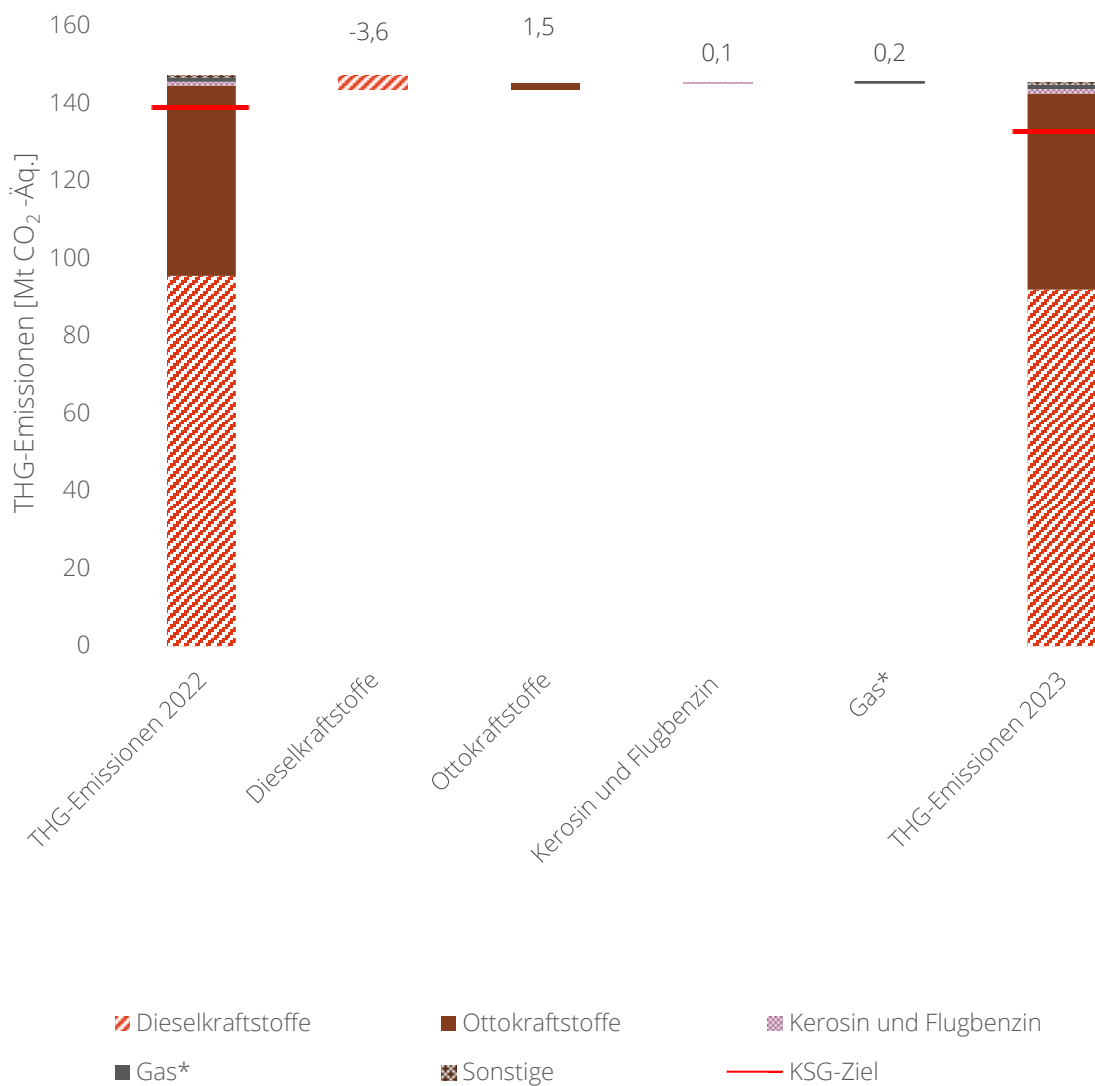
132 Der Verkehrssektor emittierte nach Berechnungen des Umweltbundesamtes 145,5 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 1,8 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,2 %.

Der größte Anteil der THG-Emissionen im Verkehrssektor entfällt auf die Verbrennung von Diesel- und Ottokraftstoffen im Straßenverkehr. Abbildung 34 zeigt die Veränderungen in den THG-Emissionen von 2023 gegenüber 2022 nach Kraftstoffart. Die Emissionsentwicklung spiegelt die Veränderung des Kraftstoffabsatzes wider. Im Jahr 2023 sank der Absatz von Dieselmotorkraftstoffen in Deutschland gegenüber 2022 um 4 %, was zu einer Abnahme der THG-Emissionen durch Dieselmotorkraftstoffe um 3,5 Mt CO₂ Äq.

⁵⁴ Der im Industriesektor verbuchte bauliche Verkehr, welcher auch in der EBZ 67 bilanziert wird, wurde für diese Analyse nicht abgezogen.

führte. Der Absatz von Ottokraftstoffen nahm hingegen um 2,7 % zu (BAFA 2024). Dadurch stiegen die THG-Emissionen um 1,5 Mt CO₂-Äq.

Abbildung 34: Veränderungen der THG-Emissionen nach Kraftstoff im Verkehrssektor

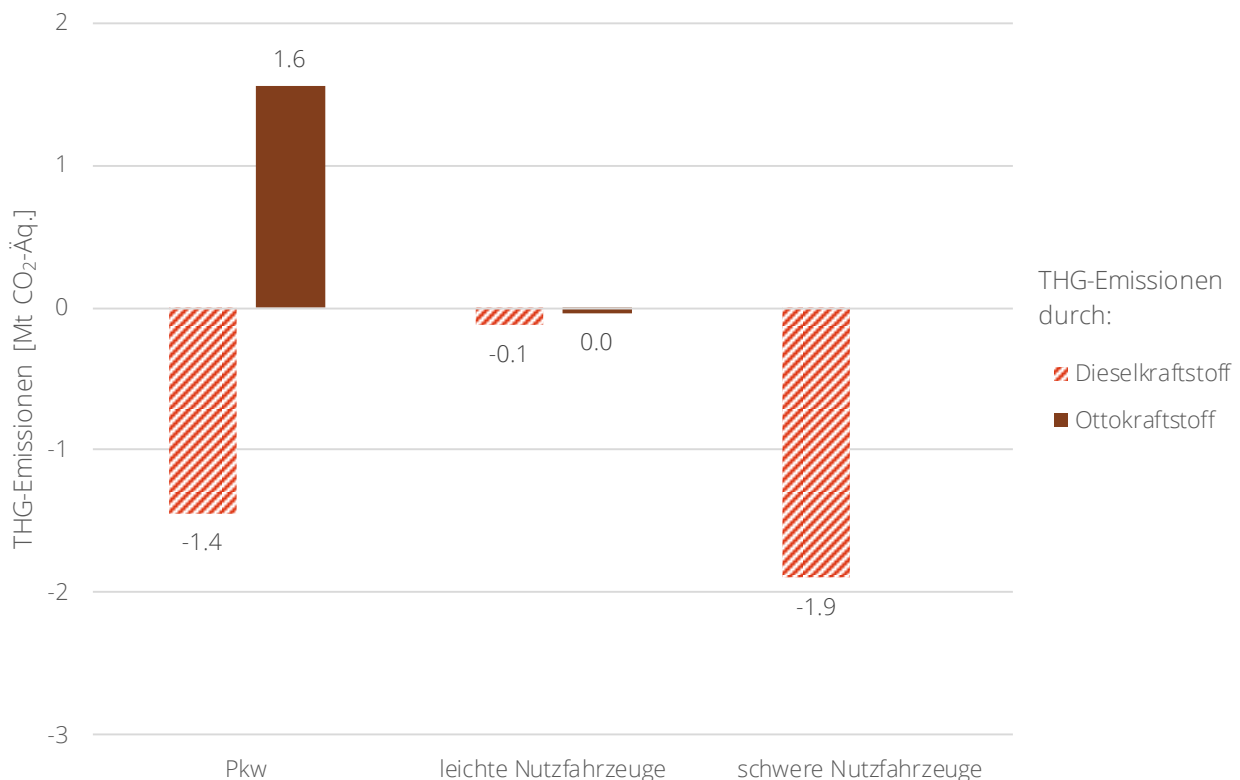


Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2024f). *Gas umfasst sowohl LPG und LNG in der Binnenschifffahrt sowie Erdgas im Straßenverkehr.

133 Sowohl der Güter- als auch der Personenverkehr verwenden Otto- und Dieselmkraftstoffe im Straßenverkehr, der größten Quellkategorie im Verkehrssektor. Der Straßenverkehr umfasst 98 % aller im Verkehrssektor bilanzierten Emissionen. Im Folgenden werden deshalb die Kraftstoffabsätze im Straßenverkehr detaillierter analysiert, um deren Entwicklung dem Personen- oder Güterverkehr zuzuordnen. Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der Kraftstoffabsätze für Pkw, leichte Nutzfahrzeuge

sowie schwere Nutzfahrzeuge⁵⁵. Die gesunkenen THG-Emissionen durch Dieselkraftstoff sind sowohl den schweren Nutzfahrzeugen als auch den Pkws zuzuschreiben. Der Anstieg der THG-Emissionen durch Ottokraftstoff ist hingegen alleinig den Pkws zuzuordnen. Zusammenfassend ist einerseits eine Abnahme der THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen zu erkennen, andererseits eine leichte Zunahme der THG-Emissionen bei Pkw. Grundlegend gibt es zwei Bereiche, die Einfluss auf die Emissionsentwicklung nehmen könnten: Veränderungen in i) der Fahrleistung und ii) der Antriebsart und Effizienz der Fahrzeuge. Diese Bereiche werden im Folgenden separat für den Güterverkehr, der primär schwere Nutzfahrzeuge umfasst, sowie den Personenverkehr betrachtet.

Abbildung 35: Veränderungen der THG-Emissionen im Straßenverkehr 2023 gegenüber 2022



Eigene Darstellung. Daten basieren auf UBA (2024e).

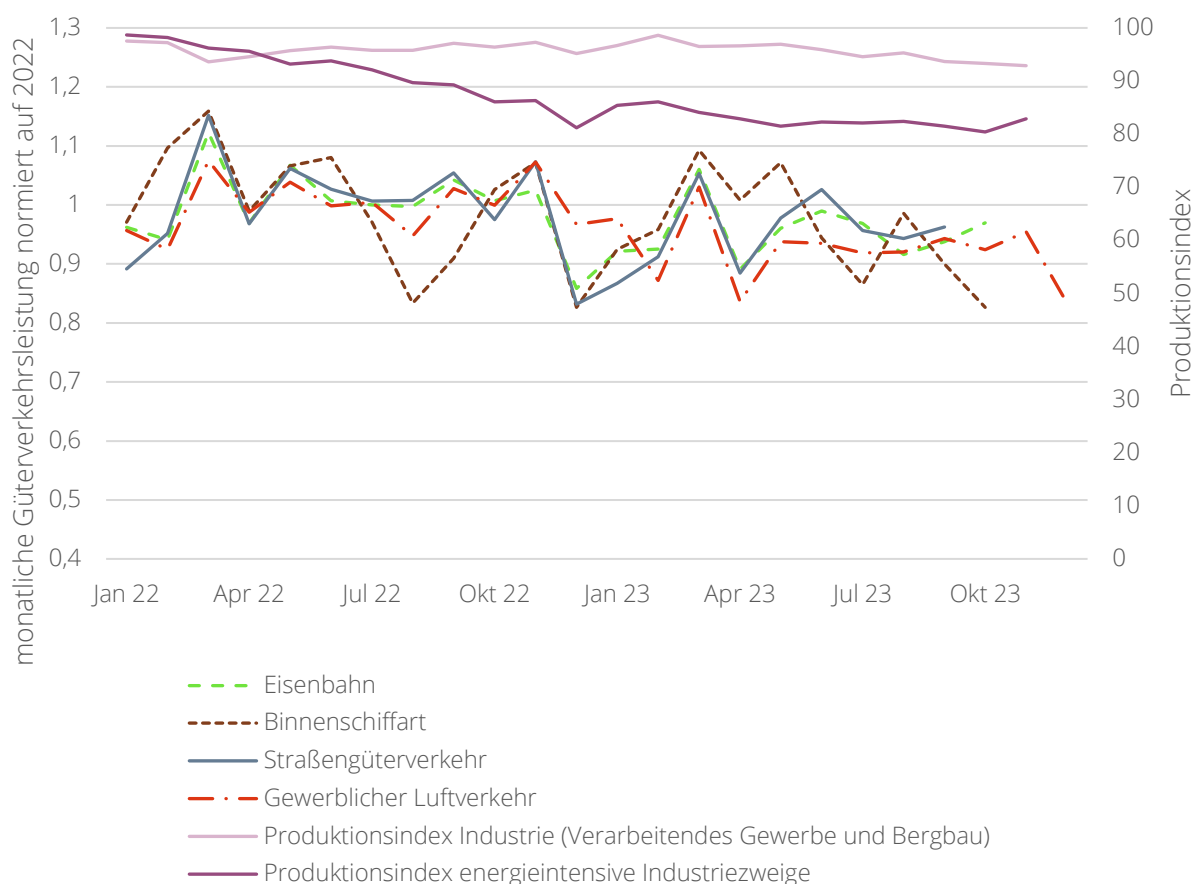
134 Die gesunkenen THG-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen resultieren weitestgehend aus einer verringerten Fahrleistung⁵⁶ im Straßengüterverkehr. Diese sank bei schweren Nutzfahrzeugen um 3 % gegenüber dem Vorjahr (BAST 2024). Abbildung 36 zeigt die Güterverkehrsleistung normiert auf die durchschnittliche Verkehrsleistung im Jahr 2022 für die Verkehrsträger Straße, Binnenschifffahrt, Schiene und den innerdeutschen gewerblichen Flugverkehr. Darüber hinaus zeigt die Abbildung die Produktionsindizes für das verarbeitende Gewerbe und energieintensive Industriezweige. Es fällt auf, dass die Güterverkehrsleistung bei allen Verkehrsträgern gegenüber dem Vorjahr gesunken ist. Für die

⁵⁵ In der CRF-Kategorie 1.a.3.b.iii sind schwere Nutzfahrzeuge und Busse zusammengefasst.

⁵⁶ Unter Fahrleistung versteht man die zurückgelegte Strecke in Kilometern, wohingegen die Verkehrsleistung die transportierte Menge in Tonnenkilometer betrachtet. Tonnenkilometer entsprechen dem Produkt aus Strecke und Masse $t\text{km} = t \cdot \text{km}$.

THG-Emissionen im Güterverkehr ist daher insbesondere der Rückgang der Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs und damit des Dieselabsatzes ausschlaggebend. Die Verkehrsträger Binnenschifffahrt, Schiene und der innerdeutsche gewerbliche Flugverkehr haben im Vergleich nur eine geringe Auswirkung auf die THG-Emissionen im Verkehrssektor.

Abbildung 36: Monatliche Veränderung der Güterverkehrsleistung gegenüber 2022 im Vergleich zum Produktionsindex



Eigene Darstellung. Daten basieren auf Destatis (2024g), Destatis (2024i), Destatis (2024h) und Destatis (2024c).

135 Der Rückgang des Güterverkehrs dürfte vor allem auf eine gesunkene Wirtschaftsleistung im Jahr 2023 zurückzuführen sein. Dies wird durch folgende drei Beobachtungen gestützt: Erstens ist das Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2023 gegenüber 2022 gesunken. Damit verbunden ist auch der Produktionsindex der energieintensiven Industrie zurückgegangen, wie in Abbildung 36 ersichtlich (Kapitel 6.2.2). Der allgemeine Zusammenhang zwischen Wirtschaftsleistung und THG-Emissionen im Güterverkehr wird zudem in ERK (2022b, RZ131) beschrieben. Zweitens erfolgte die Abnahme der Güterverkehrsleistung trotz gesunkener Dieselpreise, welche durchschnittlich um 16,7 % (nominal) niedriger waren als im Jahr 2022. Drittens liegt keine bedeutsame strukturelle Veränderung der Antriebsart im Straßengüterverkehr vor (KBA 2024c). Darüber hinaus dürfte keine bedeutsame strukturelle Verschiebung zwischen den Verkehrsträgern erfolgt sein. Die Güterverkehrsleistung auf der Schiene, Straße und in der Binnenschifffahrt sank im gleichen Maße um ~4,5 %. Dieser Rückgang könnte

darauf hindeuten, dass es zu keiner Verlagerung von emissionsintensiven auf emissionsärmere Verkehrsmittel kam. Die Erholung der deutschen Wirtschaft könnte daher mit einem Wiederanstieg der THG-Emissionen im Güterverkehr verbunden sein.

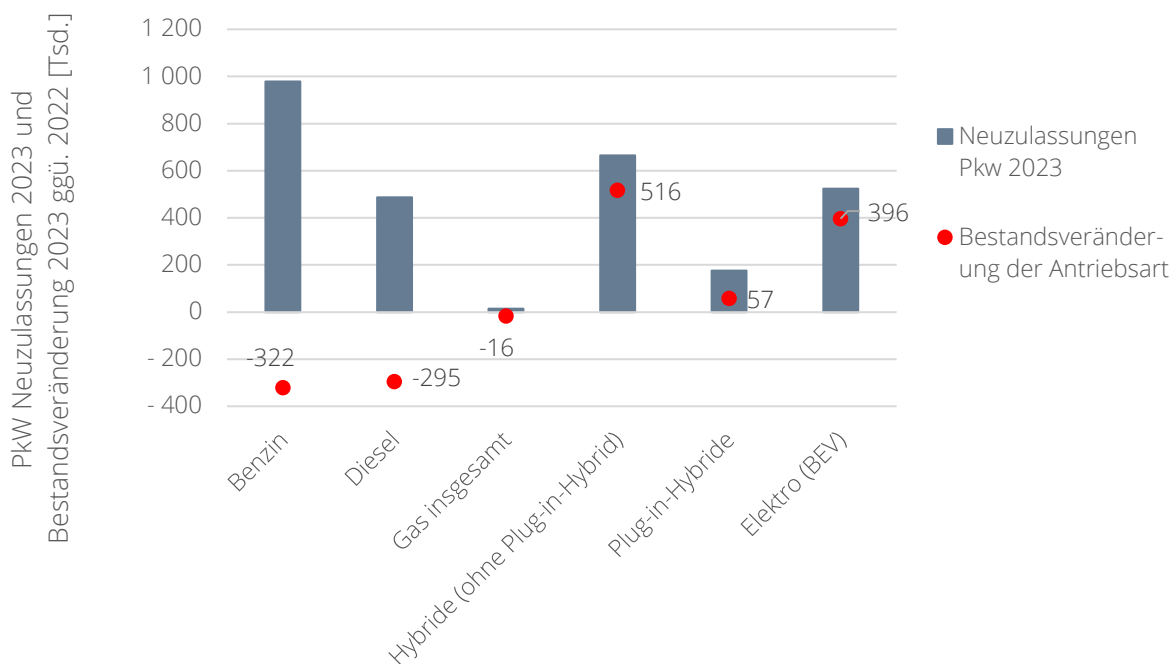
- 136 Der verringerten Fahrleistung im Güterverkehr steht eine gestiegene Verkehrsleistung⁵⁷ im Personenverkehr entgegen. Während im Jahr 2022 die Mobilität im Personenverkehr von hohen Kraftstoffpreisen und Covid-19-Maßnahmen, wie verstärktem Homeoffice, geprägt war, begünstigten gesunkene Kraftstoffpreise und das Auslaufen der Covid-19-Maßnahmen im Jahr 2023 eine höhere Mobilität. Insgesamt stieg die Verkehrsleistung des Leichtverkehrs⁵⁸ um 5,4 % auf Bundesautobahnen und Bundesstraßen (BASt 2024). Die höhere Mobilität führte unter anderem zu dem bereits genannten Anstieg in der Ottokraftstoffnachfrage und der entsprechenden Zunahme der THG-Emissionen. Der Pkw-Verkehr verbraucht insgesamt rund 96 % des gesamten Ottokraftstoffs. Die gestiegene Pkw-Verkehrsleistung führte damit zu zusätzlichen THG-Emissionen in Höhe von 0,1 Mt CO₂-Äq. gegenüber 2022 im Bereich des Personenverkehrs.
- 137 Neben der Fahrleistung ist für die Höhe der THG-Emissionen auch entscheidend, mit welcher Antriebsart die Fahrleistung erbracht wird und wie effizient die Fahrzeuge sind. Insgesamt stieg der Pkw-Bestand um 0,6 % von 48,8 auf 49,1 Mio. Im Jahr 2023 wurden knapp 1,5 Mio. neue Diesel und Benzin sowie 840 Tsd. Hybride und Plug-in-Hybride zugelassen (KBA 2024b). Zudem wurden knapp 525 Tsd. reine Elektrofahrzeuge (BEV) neu zugelassen (KBA 2024b). Der Anteil an reinen Elektrofahrzeugen lag bei privaten Neuzulassungen bei einem Drittel aller Neuzulassungen, wohingegen der Anteil von BEV bei gewerblichen Zulassungen mit 19 % deutlich niedriger ist (KBA 2024d). Unter Berücksichtigung aller Neuzulassungen und Abmeldungen reduzierte sich der Bestand an reinen Verbrennern (Diesel, Benzin und Gas) um knapp 633 Tsd. Fahrzeuge. Durch den Zuwachs um 573 Tsd. Hybriden reduzierte sich der fossile Bestand jedoch um lediglich 0,1 %.⁵⁹ Der Bestand an reinen Elektrofahrzeugen stieg um knapp 396 Tsd., was eine Steigerung um 39 % gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Insgesamt führten die Veränderungen im Bestand jedoch zu keiner deutlichen strukturellen Veränderung. Zusätzlich lagen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der neu zugelassenen Pkw um 4,9 g/km höher als noch im Vorjahr (KBA 2024c).

⁵⁷ Unter Fahrleistung versteht man die zurückgelegte Strecke in Kilometern, wohingegen die Verkehrsleistung die transportierte Menge in Tonnenkilometer betrachtet. Tonnenkilometer entsprechen dem Produkt aus Strecke und Masse $t\text{km} = t \cdot \text{km}$.

⁵⁸ Der Leichtverkehr ist in Absprache mit der BASt als Gesamtverkehr abzüglich Schwerverkehr definiert und umfasst somit alle Kfz abzüglich der Fahrleistung von Bussen, Lkw ohne Anhänger; Lkw mit Anhänger und Sattelzüge.

⁵⁹ Hybride stellen eine Kombination aus Verbrenner und Elektroauto dar. Aufgrund des empirisch festgestellten geringen Anteils an rein elektrischer Fahrleistung werden Hybride in diesem Bericht als Verbrenner gezählt (Plötz et al. 2022).

Abbildung 37: Pkw Neuzulassungen und Bestandsveränderung im Jahr 2023 nach Antriebsart



Eigene Darstellung. Daten basieren auf KBA (2024b) und KBA (2024a).

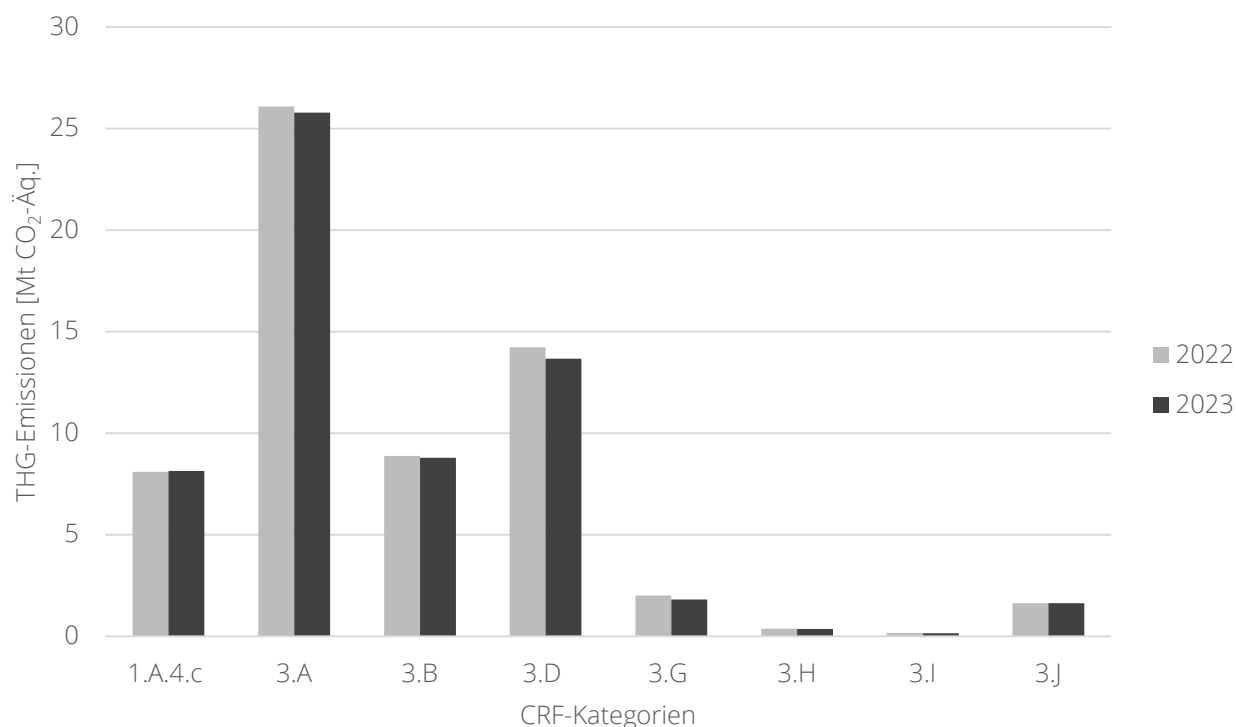
6.2.5 Landwirtschaft

138 Der Landwirtschaftssektor emittierte 60,3 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2023. Damit sanken die THG-Emissionen um 1,1 Mt CO₂-Äq. gegenüber dem Vorjahr. Prozentual entspricht dies einem Rückgang von 1,8 %.

Der leichte Rückgang der THG-Emissionen im Jahr 2023 begründet sich überwiegend mit i) dem Rückgang der Rinderbestände (Destatis 2023b) und ii) einem rückläufigen Absatz von Stickstoffdünger (Destatis 2023c). Auch in den übrigen CRF-Kategorien sanken die THG-Emissionen leicht im Vergleich zum Vorjahr (siehe Abbildung 38). Die Ausnahme stellen die THG-Emissionen aus dem Kraftstoffverbrauch dar, die um 0,5 % anstiegen (UBA 2024a). Im Folgenden werden die beiden größten THG-mindernden Effekte erläutert.

- i) Der Rinderbestand ging zwischen November 2022 und November 2023 um 1,5 % zurück (Destatis 2023b). Damit sank die Zahl der Rinder auf einen neuen Tiefstand von 10,8 Millionen Rindern. Der Rückgang ist die Hauptursache für die gesunkenen THG-Emissionen in den CRF-Kategorien 3.A „Fermentation“ (THG-Emissionen aus der Verdauung der Tiere) und 3.B „Düngerwirtschaft“ (THG-Emissionen aus Wirtschaftsdünger) (siehe Abbildung 38). Die THG-Emissionen aus diesen beiden CRF-Kategorien gingen gegenüber dem Jahr 2022 jeweils um 1,2 % bzw. 1 % zurück.
- ii) Der Absatz von Stickstoffdünger sank im Wirtschaftsjahr 2022/2023 gegenüber dem Vorjahr um rund 8 % (Destatis 2023c) und folgte damit dem Trend der Vorjahre. Der Absatz von Stickstoffdünger fließt zusammen mit anderen Faktoren in die Berechnung der THG-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (CRF-Kategorie 3.D) ein. Diese gingen gegenüber dem Jahr 2022 um rund 3,9 % zurück. Das entspricht mit 0,6 Mt CO₂-Äq. dem größten absoluten Rückgang in den CRF-Kategorien der Landwirtschaft.

Abbildung 38: Veränderung der THG-Emissionen in den CRF-Kategorien der Landwirtschaft zwischen den Jahren 2022 und 2023



Eigene Darstellung. Daten: UBA (2024d). Die CRF-Kategorien lauten: 1.A.4.c: Stationäre und mobile Feuerung, 3.A: Fermentation, 3.B: Düngewirtschaft; 3.D: Landwirtschaftliche Böden, 3.G: Kalkung, 3.H: Harnstoffanwendung, 3.I: Andere kohlenstoffhaltige Düngemittel, 3.J: Andere.

6.3 Kontrafaktische Betrachtungen und Einordnung

139 Die sektoralen Betrachtungen zeigen, dass es im Jahr 2023 einige strukturelle Veränderungen gab, von denen erwartet werden kann, dass sie zu anhaltenden Emissionsminderungen führen. Dazu gehören beispielsweise der Kapazitätsausbau von erneuerbaren Energieträgern, die (sehr langsamen) Veränderungen im Heizungsbestand hin zu mehr nicht-fossilen Heizsystemen und der leichte Rückgang der Anzahl von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor.

Gleichzeitig haben (i) die Witterung und (ii) der Rückgang der energieintensiven Industrie zu einer Minderung der THG-Emissionen beigetragen. Sowohl die Witterung als auch die Produktionsmengen der energieintensiven Industrie sind im Jahr 2023 deutlich von ihrem langjährigen Mittel abgewichen. Diese Veränderungen sind nicht notwendigerweise anhaltend.

Hätte es die Abweichungen dieser beiden Einflussgrößen von ihrem langjährigen Mittel nicht gegeben, wären die THG-Emissionen höher ausgefallen. Um eine Größenordnung des Unterschieds abzuschätzen, wird im Folgenden ein kontrafaktisches Szenario entwickelt. Das kontrafaktische Szenario liefert eine Abschätzung, wie hoch die THG-Emissionen gewesen wären, wenn die Witterung und die Produktionsmengen der energieintensiven Industrie wie im langjährigen Mittel gewesen wären. Bei der Interpretation muss berücksichtigt werden, dass das kontrafaktische Szenario eine „was wäre, wenn“ Fragestellung beantwortet und keine Prognose realer Entwicklungen darstellt. Zudem unterliegt die

Abschätzung diversen Unsicherheitsfaktoren und hängt von den zugrundeliegenden Annahmen ab (siehe auch ERK (2024) für eine Beschreibung der Annahmen).

140 Um das kontrafaktische Szenario zu berechnen, wird betrachtet, wie sich Veränderungen der Witterung und der Produktionsmengen der energieintensiven Industrie auf die THG-Emissionen der einzelnen Sektoren auswirken. Der Rückgang der energieintensiven Industrie hat vor allem den Endenergieverbrauch der Industrie und damit auch die Stromnachfrage beeinflusst. Daher wird der Einfluss der Produktionsmengen der energieintensiven Industrie auf die THG-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie abgeschätzt.

Tabelle 10: Eingehende Einflussgrößen der kontrafaktischen Szenarien

Eingehende Variablen	Langjähriges Mittel*	2023	Veränderung 2023 gegenüber langjährigem Mittel [%]
Gradtagzahlen [°C]	3456	3125	-9,6
Volllaststunden ⁶⁰ Photovoltaik [h]	791	730	-7,7
Volllaststunden Wind an Land [h]	1615	1900	+17,6
Volllaststunden Wind auf See [h]	2611	2782	+6,6
Volllaststunden Wasserkraft [h]	3619	3388	-6,4
Produktionsindex der energieintensiven Industrie (2015=100)	99,4	82,4	-17,1
Stromverbrauch der energieintensiven Industrie [PJ]	517	402	-22,2

Eigene Darstellung. Die Datenquellen sind im Technischen Begleitdokument gelistet (ERK 2024). *Das langjährige Mittel bezieht sich für die Gradtagzahlen und die Volllaststunden von Photovoltaik, Wind an Land und Wasserkraft jeweils auf den Zeitraum von 2003 bis 2022. Da bis zum Jahr 2008 keine installierte elektrische Leistung von Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss besteht, beginnt der Bezugszeitraum hier erst ab dem Jahr 2009. Das langjährige Mittel des Produktionsindex und des Stromverbrauchs der energieintensiven Industrie wird aufgrund der Datenverfügbarkeit über den Zeitraum von 2005-2022 ermittelt.

Die Witterung beeinflusst vor allem die THG-Emissionen der Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft. Im Gebäudesektor spielt dabei vor allem der Raumwärmebedarf⁶¹ eine Rolle, der von der Außentemperatur abhängt. Im Sektor Energiewirtschaft ist Stromerzeugung von erneuerbaren Energieträgern⁶² von der Witterung abhängig. Daher liegt beim Witterungseffekt der Fokus auf diesen beiden Sektoren.

⁶⁰ Volllaststunden sind ein Maß der Auslastung einer Anlage. Sie beschreibt wieviel Strom bezogen auf die installierte Leistung jährlich erzeugt wird. Sie werden berechnet als Quotient aus der Nettostromerzeugung und der installierten Leistung einer Anlage.

⁶¹ Im Gebäudesektor hatte die milde Witterung im Jahr 2023 einen mindernden Effekt auf den Gasverbrauch für Raumwärme. Im Vergleich zum Vorjahr machte die Witterung im Jahr 2023 eine Treibhausgasminderung von rund 0,8 Mt CO₂-Äq. aus (siehe Kapitel 6.2.3). Im Jahr 2022 hatte die milde Witterung bereits zu einer Treibhausgasminderung gegenüber dem Vorjahr in Höhe von 10,5-11,5 Mt CO₂ Äq. geführt.

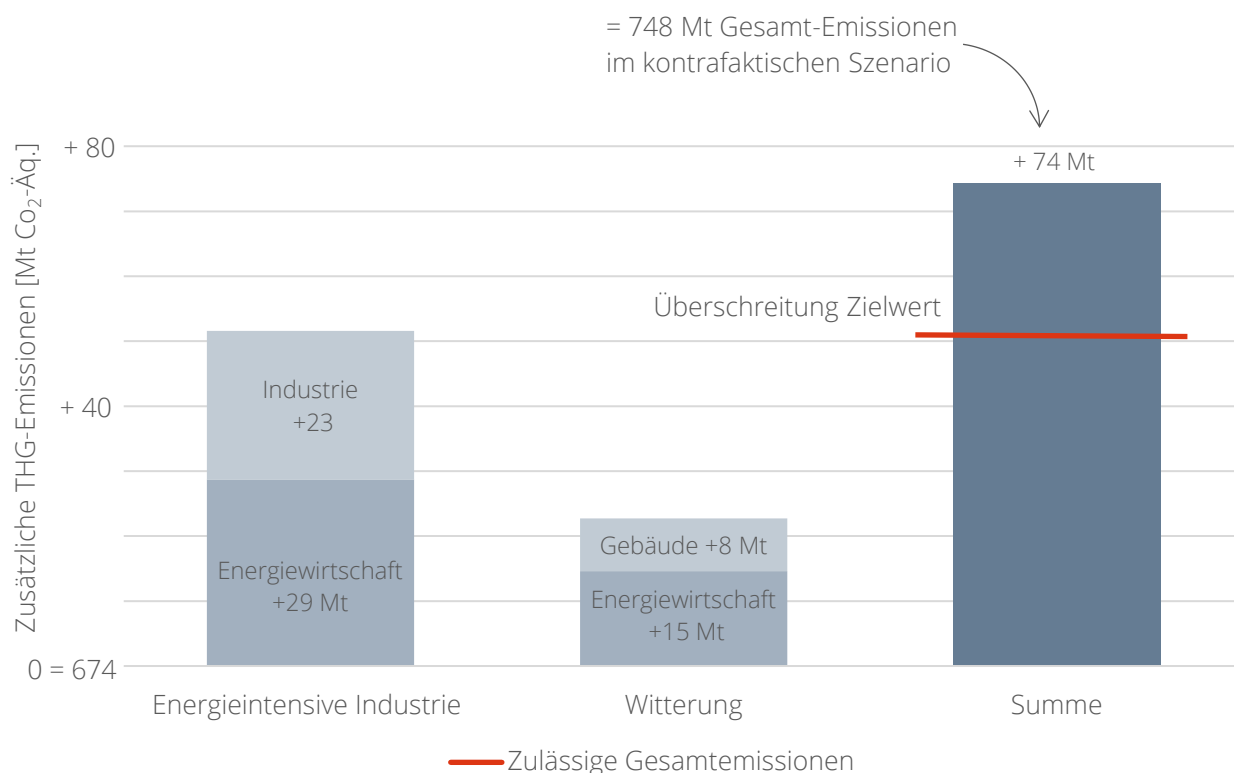
⁶² Für die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind verschiedene Parameter, wie die Solareinstrahlung, Windgeschwindigkeiten, Niederschlag und Temperatur relevant.

Für eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Methoden siehe Technisches Begleitdokument (ERK 2024). Ein Überblick der Einflussgrößen, auf deren Basis die Veränderungen in der Witterung und in der energieintensiven Industrie quantifiziert werden, ist in Tabelle 10 gegeben.

Die Witterung und der Rückgang der energieintensiven Industrie wirkten sich auch auf andere Sektoren aus. So hatte beispielsweise der Rückgang der energieintensiven Industrie auch einen Einfluss auf die Güterverkehrsleistung und somit die THG-Emissionen des Verkehrssektors. Da die Größenordnung der Auswirkungen auf die anderen Sektoren allerdings als gering eingeschätzt wird, werden sie an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

- 141 Im kontrafaktischen Szenario wären die THG-Emissionen um 74,3 Mt CO₂-Äq. höher ausgefallen. Davon entfallen 43,3 Mt. CO₂-Äq. auf den Sektor Energiewirtschaft, 22,9 Mt CO₂-Äq. auf den Sektor Industrie und 8,1 Mt CO₂-Äq. auf den Gebäudesektor. Damit liegen die THG-Emissionen im kontrafaktischen Szenario auch für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie über den jeweiligen zulässigen Jahresemissionsmengen und auch die zulässigen Gesamtemissionen werden überschritten. Den größten Anteil hat dabei die Produktionsmenge der energieintensiven Industrie, aber auch der Beitrag der Witterung ist nicht zu vernachlässigen (siehe Abbildung 39).

Abbildung 39: Kontrafaktische THG-Emissionen im Jahr 2023



Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen. Für eine detaillierte Beschreibung der zugrundeliegenden Methodik siehe Technisches Begleitdokument (ERK 2024). Die zulässigen Gesamtemissionen berücksichtigen eine interpolierte zulässige Jahresemissionsmenge der Energiewirtschaft von 241,2 Mt CO₂-Äq. für das Jahr 2023 unter Anwendung der aktuellen Inventare (siehe Kapitel 5.2).

- 142 In den kontrafaktischen Szenarien wird das langjährige Mittel der Einflussgrößen als Referenz verwendet. Inwieweit das langjährige Mittel eine geeignete Referenz für die zukünftige Entwicklung darstellt, wird im Folgenden eingeordnet.

In der Tendenz der letzten Jahre zeigt sich ein abnehmender Trend der Gradtagzahlen. Prognos AG (2022) geht davon aus, dass die Gradtagzahl als Folge des Klimawandels im Mittel um 0,2 % pro Jahr sinkt. Für das Jahr 2030 wird von einer Gradtagzahl in Höhe von 3327 ausgegangen, was unter dem langjährigen Mittel liegt, aber über der Gradtagzahl des Jahres 2023. Es wird gleichzeitig darauf hingewiesen, dass durch höhere Temperaturen zwar der Raumwärmebedarf sinkt, aber dafür der Bedarf nach Klimakälte im Sommer steigt. Öko-Institut et al. (2023) geht ebenfalls von einem Rückgang der Gradtagzahl aus und nimmt für das Jahr 2023 eine Gradtagzahl in Höhe von 3220 an.

Die Abnahme der Gradtagzahl lässt absehen, dass der emissionsmindernde Effekt der milden Witterung auf den Gebäudesektor auch in Zukunft erwartet werden kann, wenn auch nicht in gleicher Höhe wie in den letzten beiden Jahren. Weiterhin sind jährliche Schwankungen bzw. kalte Winter möglich, wie beispielsweise in den Jahren 2010 oder 2021 (BDEW (2023c), siehe ERK (2022a)).

- 143 Die Volllaststunden im Jahr 2023 haben sich für die einzelnen erneuerbaren Energieträger unterschiedlich im Vergleich zum langjährigen Mittel verhalten. Die Zeitreihe der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe, die für die Erzeugung aus Windkraft einen wichtigen meteorologischen Parameter darstellt, zeigt über die letzten Jahre keinen eindeutigen Trend (Bär und Kaspar 2024). Szenarien über die Entwicklung der Windgeschwindigkeit in den nächsten Jahren zeigen im Mittel weitestgehend konstante Windverhältnisse und auch keine Zunahme von besonders hohen Windgeschwindigkeiten (Brienen et al. 2020).

Bei der Globalstrahlung, die für die Erzeugung aus Photovoltaik relevant ist, zeigt die Zeitreihe der letzten Jahre in der Tendenz einen steigenden Trend (Bär und Kaspar 2024). Allerdings kann dieser Trend nicht eindeutig dem Klimawandel zugeschrieben werden. Es könnten auch andere Ursachen, wie eine bessere Luftqualität aufgrund von Luftreinhaltungsmaßnahmen, beigetragen haben. Daher lässt sich aus der historischen Zeitreihe nicht unbedingt ein Trend für die Zukunft ableiten (Gespräch mit Herrn Dr. Kaspar vom DWD am 02.04.2024).

Entsprechend werden auch in UBA (2021a) für die Entwicklung der beiden Parameter Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung für die nächsten Jahre nur geringe Änderungen erwartet. Diese sind insbesondere bei der Windstärke mit großen Unsicherheiten behaftet. Hier kann das langjährige Mittel einen Anhaltspunkt für die zukünftige Entwicklung bieten.

- 144 Für die Produktion der energieintensiven Industrie zeichnet sich laut SVR Wirtschaft (2023) keine vollständige Erholung ab. Als Begründung werden die hohen Terminpreise für Energie genannt, die die Erwartung der Marktteilnehmer nach auch langfristig hohen Energiepreisen reflektieren. Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2024) sieht aufgrund der hohen Preise und des damit verbundenen Wettbewerbsnachteils Verlagerungen von Produktionskapazitäten der energieintensiven Industrie ins Ausland. Zusätzlich wird auch auf den Fachkräftemangel hingewiesen, der langfristig eine Begrenzung der Produktionskapazitäten darstellen kann. Nichtsdestotrotz wird mit der Erholung der Außenwirtschaft von leicht steigenden Produktionszahlen ausgegangen. Der emissionsmindernde Effekt, den der Rückgang der energieintensiven Industrie im Jahr 2023 hatte, könnte sich vor diesem Hintergrund zumindest teilweise verstetigen.

- 145 Im Jahr 2023 gab es weitere emissionsmindernde Entwicklungen, von denen die langfristige Wirkung noch unklar ist. Hier ist beispielsweise der Rückgang der fossilen Stromerzeugung in Deutschland zu

nennen, der einen deutlichen Beitrag zum Rückgang der THG-Emissionen in der Energiewirtschaft im Jahr 2023 geleistet hat. Die Entwicklung der fossilen Stromerzeugung in Deutschland ist allerdings stark von den Entwicklungen im europäischen Strommarkt abhängig, da diese die Höhe der Stromimporte und -exporte beeinflussen. Insbesondere die Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energieträgern und die Verfügbarkeit von Kernkraft in Frankreich sind dabei wichtige Faktoren. Daher wird diese Entwicklung in den kontrafaktischen Szenarien nicht betrachtet. McKinsey & Company (2024) geht davon aus, dass auch in Zukunft Stromimporte die Stromexporte übersteigen werden, was die fossile Stromerzeugung in Deutschland auch weiterhin reduzieren könnte. Independent Commodity Intelligence Services (ICIS) (2024) erwarten im Jahr 2024 sogar noch eine deutliche Zunahme der Stromimporte gegenüber dem Jahr 2023 als Folge des Atomausstiegs und der Abschaltung weiterer Kohlekraftwerke. Grundlage bildet die Annahme von einer nochmals steigenden Verfügbarkeit französischer Kernkraft. In den Projektionsdaten 2024 (UBA 2024g) wird davon ausgegangen, dass Deutschland bis etwa 2030 Stromimporteur bleibt und danach wieder zu einem Stromexporteur wird.

7 Anmerkungen zur bisherigen Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023

146 Im Sommer 2023 hat die Bundesregierung ein Klimaschutzprogramm vorgelegt, welches durch den Expertenrat ausführlich begutachtet wurde. In seiner Stellungnahme 2023 (ERK 2023c) hat der Expertenrat darauf hingewiesen, dass ein systematisches Umsetzungsmonitoring des Klimaschutzprogramms erforderlich wäre. Bisher ist dem Expertenrat ein solches nicht bekannt. Das folgende Kapitel enthält daher erste Anmerkungen zur bisherigen Umsetzung des Programms und knüpft an die Stellungnahme des Expertenrats (ERK 2023c) an. Der Fokus liegt dabei auf den wesentlichen politischen Entwicklungen seit Sommer 2023. Der erste Teil des folgenden Kapitels betrachtet dabei die Auswirkungen der Veränderungen beim Klima- und Transformationsfonds (KTF) auf die Umsetzung des Klimaschutzprogramms durch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum zweiten Nachtragshaushalt 2021 vom Herbst des Jahres 2023. In dem Zusammenhang wird auch auf den veränderten CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel (BEHG) eingegangen. Der zweite Teil befasst sich mit dem Stand zur Umsetzung der Sofortprogramme für Verkehr und Gebäude. Die Notwendigkeit für die Sofortprogramme folgte aus der Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge in den beiden Sektoren im Jahr 2022.

7.1 Auswirkungen der Veränderung beim KTF auf die Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023

147 In seiner Stellungnahme zum Klimaschutzprogramm 2023 (ERK 2023c) stellte der Expertenrat fest, dass auch nach Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2023 eine substanzielle Lücke von deutlich mehr als 200 Mt CO₂-Äq. bei den kumulierten THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 verbleiben wird. Zudem sah er verschiedene Gründe dafür, dass die erwartete THG-Gesamtminderung vermutlich überschätzt wird (ERK 2023c). Seit der Veröffentlichung der Stellungnahme im August 2023 kam es zu Veränderungen beim KTF in Folge des Urteils des Bundesverfassungsgerichtes zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 (BVerfG 2023). Diese wirken sich auf die Umsetzung und die bislang angenommene THG-Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms bzw. der jeweiligen Maßnahmen aus: Zum einen, da die daraus resultierende Mittelkürzung direkt die Finanzierung etlicher Klimaschutzmaßnahmen betreffen; zum anderen wegen der Erhöhung des CO₂-Preises im BEHG zur Generierung zusätzlicher Einnahmen für den KTF.

148 Das folgende Kapitel widmet sich den Auswirkungen der Haushaltsaufstellung in Folge des Bundesverfassungsgerichtsurteils auf die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms und der Erhöhung des CO₂-Preises und ordnet ein, inwiefern dadurch die angenommene Emissionsminderung wahrscheinlicher oder weniger wahrscheinlich geworden ist. Darüber hinaus wurden in Folge des Urteils auch Mittel von mehreren anderen Maßnahmen aus dem KTF gekürzt, die nicht Teil des Klimaschutzprogramms sind. Ein Beispiel ist die vorzeitige Beendigung zum Jahr 2024 des sogenannten Umweltbonus zur Förderung von E-Autos. Diese wurden hier nicht betrachtet, können aber dennoch Auswirkungen auf den angenommenen THG-Minderungspfad haben.

149 Die Bundesregierung hatte mit dem zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 ungenutzte Corona-Notkredite in Höhe von 60 Mrd. Euro in den KTF verschoben, um sie ab dem Jahr 2024 zur Finanzierung verschiedener Programme und Maßnahmen in diesem Bereich zu nutzen. Das

Bundesverfassungsgericht erklärte mit seinem Urteil vom 15. November 2023 das Zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021 der Bundesregierung für nicht verfassungskonform (BVerfG 2023). In Folge dieser Entscheidung reduzierten sich die Gelder im KTF um den ursprünglich verschobenen Betrag. Durch Minderausgaben im Jahr 2023 (15,8 Mrd. Euro) und Mehreinnahmen (2,5 Mrd. Euro) mussten effektiv rund 41,7 Mrd. Euro gekürzt werden, die ursprünglich für verschiedene Investitions- und Förderprogramme in den Jahren bis 2027 eingeplant waren.

- 150 Als Reaktion auf diese Mittelkürzung erfolgte sowohl eine Anpassung der Programmausgaben im KTF zur Minderung der Ausgabenseite als auch die Rückkehr auf den ursprünglich vorgesehenen CO₂-Preis im BEHG auf 45 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2024 zur Stärkung der Einnahmenseite. Weitere 4 Mrd. Euro, die für Investitionen in die Eisenbahninfrastruktur des Bundes veranschlagt waren, wurden aus dem KTF gestrichen (Deutscher Bundestag 2024a), sollen aber anderweitig durch eine Kapitalerhöhung der Deutschen Bahn mobilisiert werden. Für das Finanztableau des KTFs 2024 resultierten daher effektive Ausgabenkürzungen in Höhe von etwa 4,6 Mrd. Euro im Jahr 2024. Gleichzeitig sind fast die Hälfte aller Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2023 fiskalische Maßnahmen (62 von 138 Maßnahmen) (ERK 2023c). Diese sollen zu großen Teilen aus dem KTF finanziert werden. Einige dieser Maßnahmen sind von den Kürzungen im KTF betroffen.
- 151 Die Änderungen in der Finanzierung können sich zum einen i) durch Programmkürzungen im Jahr 2024 negativ auf die THG-Reduktion auswirken. Zum anderen hat sich ii) durch das fast vollständige Abschmelzen der Rücklage der finanzielle Spielraum für die kommenden Jahre zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen stark verkleinert. Infolgedessen vergrößert sich die Unsicherheit hinsichtlich der Finanzierung der Transformation (Knopf und Illenseer 2023). Diese zwei Aspekte werden im Folgenden detaillierter analysiert und anhand von Beispielen erläutert.
- 152 In welchem Umfang die Finanzierung der einzelnen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms vor dem Hintergrund des Bundesverfassungsgerichtsurteils gekürzt wurde, kann vom Expertenrat nicht exakt bestimmt werden. Ein genauer Abgleich ist mit öffentlichen Quellen nicht möglich, da sich nicht alle Maßnahmen mit einer Finanzierung im Haushalt wiederfinden und einige Maßnahmen des Klimaschutzprogramms nicht eindeutig Titeln im Haushalt zugeordnet werden können. Dennoch werden im Folgenden die Auswirkungen auf die Maßnahmen mit der größten projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms eingeordnet.

i) Mittelkürzungen im Jahr 2024 bei Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2023

Tabelle 11 zeigt eine Auswahl der Maßnahmen mit der größten projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms, die in Folge des KTF-Urteils über verminderte finanzielle Mittel verfügen. Dabei wurden die Mittelkürzungen im Haushalt für das Jahr 2024 vor und nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts betrachtet (Beschluss zum Haushalt 2024 (Deutscher Bundestag 2024b) gegenüber Regierungsentwurf zum Haushalt 2024 (Deutscher Bundestag 2023)).

Ein Beispiel ist die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) im Gebäudesektor, der eine Minderungswirkung von 72 Mt CO₂-Äq. bis zum Jahr 2030 zugeschrieben wird. Die Mittel für das Jahr 2024 wurden um 2 Mrd. Euro (von 18,7 auf 16,7 Mrd. Euro) gekürzt. Das entspricht rund 10 % der Programmsumme in diesem Jahr.

Tabelle 11: Auswahl der Maßnahmen mit der größten projizierten Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2023, die von Mittelkürzungen im Jahr 2024 betroffen sind

Sektor	Maßnahme des KSP 2023	CO ₂ -Minderungswirkung 2020-2030 laut KSP-Gutachten	Änderung 2024 (Absolut und in Prozent)
Industrie	Dekarbonisierung in der Industrie, inklusive Klimaschutzverträge	-21,1 Mt CO ₂ -Äq.	-266 Mio. Euro gegenüber Haushaltsentwurf 2024 (-29 %, ursprünglich ~925 Mio. Euro)
Gebäude ⁶³	Bundesförderung effiziente Gebäude	- 72 Mt CO ₂ -Äq.	-2 Mrd. Euro (-10 %) gegenüber Haushaltsentwurf 2024
Verkehr ⁶⁴	Förderung der Ladeinfrastruktur	Flankierende Maßnahme	-401 Mio. Euro (-18 %) gegenüber Haushaltsentwurf 2024
	Stärkung Schienengüterverkehr	-6,6 Mt CO ₂ -Äq.	-240 Mio. Euro (-28 %) absolute Kürzung der Förderung des Schienengüterverkehrs gegenüber Haushaltsentwurf 2024
	Ausbauinitiative Radverkehrsinfrastruktur (umfasst mehrere Maßnahmen)	-4,4 Mt CO ₂ -Äq.	-44 Mio. Euro (-17 %) für die Unterstützung der Förderung des Rad- und Fußverkehrs allgemein gegenüber Haushaltsentwurf 2024; zusätzlich -19 Mio. Euro (-65 %) für die Förderung sicheres Fahrradparken gegenüber Haushaltsentwurf 2024
Landwirtschaft	Energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger und Wirtschaftsdüngermanagement	- 3 Mt CO ₂ -Äq.	-23 Mio. Euro (-65 %) gegenüber Haushaltsentwurf 2024
LULUCF	Honorierung der Ökosystemdienstleistungen des Waldes: Temporärer Nutzungsverzicht in Laubholzbeständen	-2,1 Mt CO ₂ -Äq.	-200 Mio. Euro (-100 %) gegenüber Haushaltsentwurf 2024

Eigene Darstellung auf Basis von Deutscher Bundestag (2023), Deutscher Bundestag (2024b), Deutscher Bundestag (2024c) und ERK (2023c).

Zusätzlich wurden viele Maßnahmen mit kleinerem Mittelumfang zu einem großen Anteil gekürzt, wie die Maßnahmen im Verkehrssektor zeigen. Einige Programme wurden komplett gestrichen. Hier ist die Maßnahme der „Honorierung der Ökosystemdienstleistungen des Waldes“ als Beispiel zu nennen, für die im Klimaschutzprogramm für den Sektor LULUCF eine Minderungswirkung von 2,1 Mt CO₂-Äq. projiziert wird.

In Folge der Reaktion auf das Urteil des Bundesverfassungsgerichts wurde die Rücklage des KTFs fast vollständig aufgebraucht. Laut dem Regierungsentwurf aus dem Sommer 2023 wies die Rücklage einen Betrag von 41,5 Mrd. Euro auf (Deutscher Bundestag 2023). Laut Haushaltsbeschluss vom Januar 2024 soll die Rücklage im Jahr 2024 nur noch bei 0,3 Mrd. Euro liegen (Deutscher Bundestag

⁶³ Zudem wurden die Mittel weiterer Maßnahmen, die jedoch im Rahmen des Projektionsberichtes als flankierende Maßnahmen ausgewiesen wurden, also ohne direkte, quantifizierte Minderungswirkung im Klimaschutzprogramm, um 160,6 Mio. Euro im Jahr 2024 gekürzt. Hierzu zählen: „Serielle Sanierung“ (-115 Mio. Euro), „Sanierung kommunaler Einrichtungen in den Bereichen Sport, Jugend und Kultur“ (-12,6 Mio. Euro) und „Energetische Stadtsanierung“ (-33 Mio. Euro). „Finanzhilfen des Bundes an die Länder zur Förderung von Maßnahmen zur kommunalen Wärmeplanung“ wurden um -100 Mio. Euro gekürzt.

⁶⁴ Im Verkehrssektor kam es zudem zu einer Verringerung der Finanzmittel für weitere, oftmals flankierende Maßnahmen. So wurde für das Jahr 2024 bspw. die „Erweiterung der Lkw-Förderung“ um 76 Mio. Euro gekürzt. Zudem sind die Maßnahmen „Modellprojekte im ÖPNV“ um 14 Mio. Euro sowie „klimafreundliche Flughäfen“ um 34 Mio. Euro von Mittelkürzungen betroffen.

2024b). Es bestehen gleichzeitig bereits viele Verpflichtungen, wie Zusagen zu Förderungen, aus vorherigen Jahren für die zukünftigen Jahre, die bedient werden müssen.

- ii) Zusätzlich war der Mittelabruf aus dem KTF in der Vergangenheit sehr unterschiedlich, häufig wurden viele zur Verfügung stehenden Mittel nicht abgerufen. Im Gebäudesektor lag beispielsweise die Abrufquote für die im Klimaschutzprogramm enthaltene Fördermaßnahme „Serielle Sanierung“ für das Jahr 2023 bei 6,2 % (BMF 2024). Bei der BEG gab es in den vergangenen Jahren eine der höchsten Abrufquoten im Gebäudesektor (65,5 %). Die IST-Zahlen, also der Mittelabruf, lagen mit 3,9; 6,5 und 11,1 Milliarden Euro trotzdem deutlich unter den angenommenen Finanzmitteln im Klimaschutzprogramm (BMF 2024). Für die Minderungswirkung der BEG im Klimaschutzprogramm 2023 wurden für die Jahre 2021 bis 2023 18, 30 und 13 Milliarden Euro angenommen (Öko-Institut et al. 2023). Im Verkehr ging beim „Förderprogramm für Zuschüsse zur Errichtung von Tank- und Ladeinfrastruktur die Abrufquote von 33,0 % (2022) (Bär und Collmer 2024) auf 9,1 % (2023) zurück. Die Mittel für das „Förderprogramm Fahrradparkhäuser an Bahnhöfen“ wurden gar nicht abgerufen (BMF 2024). Niedrige Abrufquoten deuten unter anderem auf Probleme beim Design der Fördermaßnahmen hin und darauf, dass eine Maßnahme nur teilweise umgesetzt wird. Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (Bär und Collmer 2024) analysiert dabei unterschiedliche Gründe: Bei einigen Programmen wurden Förderbedingungen und Unterlagen verspätet veröffentlicht, bei anderen werden komplizierte Antragsverfahren erwähnt, bei manchen Projekten fehlten wiederum EU-rechtliche Beihilfegenehmigungen.

153 Vor dem Hintergrund fehlender Finanzmittel im KTF hat die Bundesregierung in diesem Jahr die Rückkehr auf den ursprünglich geplanten CO₂-Preis im BEHG beschlossen. Das bedeutet eine Erhöhung des CO₂-Preises von 30 Euro im Jahr 2023 auf 45 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2024 und damit zusätzliche Mittel in Höhe von 1,3 Mrd. Euro. Andererseits sind die Preise im EU-ETS gesunken und werden zu verminderten Einnahmen führen.

154 Als Reaktion auf das Urteil des Bundesverfassungsgerichts wurden effektiv 4,6 Mrd. Euro im Jahr 2024 bei den Programmen im KTF durch die Bundesregierung gekürzt. Neben einer größeren Kürzung von 2 Mrd. Euro bei der BEG, kam es zu vielen kleineren absoluten Kürzungen bei etlichen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms. Anteilig fielen in manchen Fällen große Teile der Finanzierung weg, vereinzelt wurden Programme komplett gestrichen. Die Mittelkürzungen verringern die Wahrscheinlichkeit, dass die angenommene Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms tatsächlich stattfindet. Auf mittlere Sicht ist der Spielraum für neue Programmausgaben und zusätzliche Investitionen in den kommenden Jahren sehr gering. Dies vergrößert die Unsicherheit der Finanzierung der Maßnahmen und verringert damit die Realisierungswahrscheinlichkeit der ihnen zugeschriebenen THG-Minderung. Ein zusätzliches Finanzierungsrisiko ergibt sich aus den in den vergangenen Monaten gesunkenen CO₂-Preisen im EU-ETS, die sich – bei anhaltend niedrigerem Niveau – dämpfend auf die Einnahmen des KTFs auswirken. Bei vielen Programmen wurden geringere Mittel abgerufen als geplant. Das hat, auch bei hinreichender vorgesehener Finanzierung, Auswirkungen auf die im Klimaschutzprogramm unterstellte THG-Minderungswirkung. Diese kann auf jeden Fall nicht mehr im damals angegebenen Zeitrahmen und nicht mehr in vollem Umfang erwartet werden. Der leicht erhöhte CO₂-Preis im BEHG könnte dagegen bei Gebäude und Verkehr eine leicht höhere THG-Minderung für das Jahr 2024 bedeuten als im Projektionsbericht 2023 dargestellt⁶⁵. Auch wenn im Rahmen dieses Berichts keine quantitative

⁶⁵ Im Projektionsbericht 2023 (Öko-Institut et al. 2023) machte die Minderungswirkung des BEHG-Preises im Jahr 2030 im Gebäudesektor 0,4 Mt CO₂-Äq., im Verkehrssektor 5,26 Mt CO₂-Äq. aus.

Abschätzung des Gesamteffekts gemacht werden konnte, ist insgesamt davon auszugehen, dass die Wirkung des Klimaschutzprogramms geringer ausfallen wird als 2023 unterstellt.

7.2 Zum Stand der Umsetzung der Sofortprogramme 2023 für Gebäude und Verkehr

155 Der Expertenrat hat in seinem Prüfbericht des Berichtjahres 2022 (ERK 2023b) Zielüberschreitungen der Sektoren Gebäude (Überschreitung des Zielwerts um 4,3 Mt CO₂-Äq.) und Verkehr (Überschreitung des Zielwerts um 9,7 Mt CO₂-Äq.) festgestellt. Hieraus hat sich gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz die Notwendigkeit von Sofortprogrammen ergeben. Laut Mitteilung der Bundesregierung entsprechen die im Klimaschutzprogramm 2023 enthaltenen Maßnahmen für die Sektoren Gebäude und Verkehr den von den zuständigen Ministerien vorzulegenden Maßnahmen im Sinne des § 8 Abs. 1 KSG. Diese wurden im Jahr 2023 vom Expertenrat als solche geprüft (siehe ERK 2023a). Im Folgenden wird auf den Stand der Umsetzung eingegangen.

7.2.1 Sektor Gebäude

156 Der **Gebäudesektor** hat im Jahr 2023 die zulässige Jahresemissionsmenge zum vierten Mal überschritten (siehe Kapitel 5). Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) des Projektionsberichts 2023, das die gutachterliche Grundlage für die THG-Minderungswirkung des Klimaschutzprogramms (KSP) 2023 war (ERK 2023c, RZ 9), überschreitet der Gebäudesektor zwischen 2021 und 2030 sein THG-Budget um 35 Mt CO₂-Äq. Im Prüfbericht der Sektoren Gebäude und Verkehr (ERK 2023a) kam der Expertenrat zu der Einschätzung, dass „die Treibhausgasminderung des MWMS [im Gebäudesektor] unter Beachtung der weniger ambitionierten Ausgestaltung der „GEG-Novelle“ [(Gebäudeenergiegesetz)] tendenziell überschätzt ist.“ Aufgrund verschiedener politischer Entscheidungen seit der Veröffentlichung des Klimaschutzprogramms, ist eine verringerte THG-Minderung als dort festgestellt zu erwarten, trotz der Erhöhung des BEHG-Preises (siehe vorheriger Abschnitt). Somit verbleibt in der Tendenz eine noch größere Lücke zur Erreichung der KSG-Ziele im Gebäudesektor als im Vorjahr festgestellt. Diese Aussage stützt sich auf folgende Punkte:

- i) Die Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) und weitere kleinere Maßnahmen sind von Mittelkürzungen betroffen (siehe Ausführungen in Kapitel 7.1).
- ii) Eine hinsichtlich der Ausgestaltung passgenaue Wirkabschätzung zur GEG-Novelle, wie sie zum 01.01.2024 in Kraft trat, war zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Stellungnahme des Expertenrats zum KSP nicht verfügbar. Mit einer THG-Minderungswirkung der **65 %-Regel** von 54,2 Mt CO₂-Äq. stellte die Dekarbonisierung der Heiztechnologien im Rahmen der GEG-Novelle nach der BEG jedoch die Maßnahme mit der zweitgrößten Minderungswirkung im Gebäudesektor dar. Eine neue gutachterliche Abschätzung der 65 %-Regel betrachtet unterschiedliche Szenarien (Braungardt et al. 2023). Die Studie kommt zu einer THG-Minderung von 10,8 Mt im „Worst-case“ und 39,2 Mt CO₂-Äq.

kumuliert bis zum Jahr 2030 im „Szenario 1“⁶⁶. Dies entspricht einer Verringerung der Minderungswirkung um mindestens 15 Mt CO₂-Äq.⁶⁷

- iii) Die Anforderungen an energetische Standards waren im Projektionsbericht 2023 mit einer kumulierten Minderungswirkung von ca. 11 Mt CO₂-Äq. bis zum Jahr 2030 ausgewiesen. Hierbei wurde der der EH40-Standard für Neubaugebäude ab dem Jahr 2025 angenommen sowie Bauteilanforderungen gemäß EH70-Standard für Bestandsgebäude im MWMS. Die europäische Gebäuderichtlinie wurde am 12.03.2024 vom EU-Parlament beschlossen. Darin wurde das Ziel der Klimaneutralität für alle Gebäude der EU bis 2050 beschlossen. Des Weiteren sollen die EU-Mitgliedstaaten den durchschnittlichen Primärenergieverbrauch von Wohngebäuden bis zum Jahr 2030 um mindestens 16 % senken, bis 2035 um 20 bis 22 % (Tagesschau 2024). Eine Sanierungspflicht für Bestandsgebäude ist demnach auf europäischer Ebene vorerst nicht vorgesehen. Wie die EU-Richtlinie in nationales Recht übertragen wird, ist noch abzuwarten. Daher sind die damit verbundenen THG-Einsparungen, wie sie im Rahmen des Projektionsberichts 2023 angenommen wurden, nach wie vor mit Unsicherheiten verbunden. Auch die Anforderungen an Neubauten gemäß EH40-Standard ab dem Jahr 2025 wurde nicht im Rahmen der GEG-Novelle umgesetzt.
- iv) Die Erhöhung des BEHG-Preises wirkt zwar gegenläufig, da dieser insgesamt jedoch eher einen geringfügigen Beitrag zur THG-Minderung ausmacht (0,5 Mt CO₂-Äq. Im Jahr 2030) im Projektionsbericht 2023 (Öko-Institut et al. 2023), führt dies nur zu einer Teilkompensation.

157 In Summe wird daher eine abgeschwächte Wirkung der Maßnahmen im Klimaschutzprogramm 2023 für den Gebäudesektor erwartet, so dass eine Erfüllungslücke bis zum Jahr 2030 verbleibt.

7.2.2 Sektor Verkehr

158 Der **Verkehrssektor** hat im Jahr 2023 das Sektorenziel zum dritten Mal in Folge überschritten (siehe Kapitel 5), in diesem Fall um 13 Mt CO₂-Äq.

159 Die im Klimaschutzprogramm 2023 enthaltenen Maßnahmenvorschläge für den Verkehrssektor wurden im Rahmen eines ressortübergreifenden Abstimmungsprozesses quantifiziert. Die beiden ausgewiesenen Emissionsminderungspfade überschritten den KSG-Zielpfad von 2021-2030 dabei deutlich, nämlich kumuliert um 191 Mt CO₂-Äq. (BMWK) bzw. 117 Mt CO₂-Äq. (BMDV).

- i) Der Großteil der jeweils ausgewiesenen Minderungswirkungen war auf fünf Maßnahmen zurückzuführen: 1) „CO₂-Aufschlag Lkw Maut“ (17,9 - 22,5 Mt CO₂-Äq.), 2) „Einführung Deutschlandticket“ (4,2 - 22,6 Mt CO₂-Äq.), 3) „Forschung zur Anwendung von KI-Methoden/Effizienzsteigerungen durch automatisiertes und vernetztes Fahren“ (7,1 - 14,1 Mt CO₂-Äq.), 4) „Stärkung Schienengüterverkehr“ (6,6 Mt CO₂-Äq.) sowie 5) die „Vermeidung beruflicher Wege durch Digitalisierung“ (28,8 Mt CO₂-Äq.). Die teils variierenden Abschätzungen bzw. ausgewiesenen Spannbreiten sind auf unterschiedliche Einschätzungen der Gutachten zurückzuführen. Schon im

⁶⁶ Definition Szenario 1: „Günstige Rahmenbedingungen (Gebäudeeigentümer*innen werden erfolgreich über die Regelungen inkl. der zukünftigen EE-Mindestquoten bei fossilen Heizungen informiert, Zusammenspiel mit Geschwindigkeitsbonus in der Förderung) – 70% der betroffenen Gebäudeeigentümer*innen, die laut den modellierten Annahmen einen fossilen Heizungseinbau bzw. -austausch vornehmen würden, entscheidet sich auch bereits vor dem 1. Juli 2026/2028 für GEG-konforme Heizungen.“ (Braungardt et al. 2023).

⁶⁷ Die Projektionsdaten 2024 des Gebäudesektors berücksichtigen die in der GEG-Novelle verankerte 65%-Regel. Die Wirkabschätzung der Einzelmaßnahme liegt jedoch nur für das Jahr 2030 (13 Mt CO₂-Äq.) vor (UBA 2024g).

Prüfbericht der Sektoren Gebäude und Verkehr stellte der Expertenrat fest, dass die Erreichung der ausgewiesenen Minderung als nur teilweise wahrscheinlich eingeschätzt wird (ERK 2023a). Bei Betrachtung aktueller Zahlen sowie der oben dargelegten Finanzierungsunsicherheiten erscheint die angenommene Minderungswirkung bei Verwendung der jeweils höheren Werte auch im Rückblick deutlich überschätzt.

- ii) Zum 01.12.2023 wurde die Maßnahme (1) CO₂-Differenzierung der Lkw Maut für Fahrzeuge des Güterverkehrs mit einer technisch zulässigen Gesamtmasse von mindestens 7,5 Tonnen eingeführt. Eine Ausweitung auf Fahrzeuge mit mehr als 3,5 Tonnen technisch zulässiger Gesamtmasse soll zum 01.07.2024 erfolgen (BMDV 2024). Die im Bündel mit der CO₂-Differenzierung quantifizierte „Erweiterung der Lkw-Förderung“ wurde für das Jahr 2024 jedoch um 76 Mio. Euro gekürzt. Die Minderungswirkung des (2) Deutschlandtickets wurde im Projektionsbericht 2023 mit 4,2 Mt CO₂-Äq. quantifiziert, im vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) vorgelegten Gutachten mit 22,6 Mt CO₂-Äq. Die Höhe der tatsächlichen Minderungswirkung des Deutschlandtickets ist weiterhin unklar. Nach ersten Zwischenevaluationen scheinen die Fahrgastzahlen im ÖPNV zwar im Vergleich zum Vorjahr zuzunehmen (NWL 2023; Destatis 2024d), eine deutliche Verkehrsverlagerung vom Auto auf den ÖPNV findet bisher jedoch nicht statt. Auch liegt das Fahrgastaufkommen weiterhin unter dem Wert des Vor-Corona-Jahres 2019 (Destatis 2024d). Bei der Finanzierung des Deutschlandtickets und den Geldern zur (4) Stärkung des Schienengüterverkehrs kam es zu keiner Änderung, die Finanzierung des Deutschlandtickets war bislang jedoch ohnehin nur bis zum Jahr 2025 gesichert (Deutscher Bundestag 2023). Eine Weiterfinanzierung und damit auch die Planbarkeit und Verlässlichkeit für Verkehrsteilnehmer*innen ist vor dem Hintergrund der angespannten Haushaltslage nicht wahrscheinlicher geworden. Die Maßnahme (5) „Vermeidung beruflicher Wege durch Digitalisierung“ wurde vom Expertenrat als Sondermaßnahme klassifiziert, da nicht deutlich wurde, wie eine Ausweitung von Homeoffice durch die beschriebene Maßnahme ermöglicht bzw. angereizt würde (ERK 2023a). Zwar konnte eine Verstetigung von Homeoffice im Jahr 2023 beobachtet werden (Alipour 2023), dies erfolgte jedoch vermutlich auch unabhängig von der im Klimaschutzprogramm 2023 ausgewiesenen Maßnahme. Eine daraus resultierende THG-Minderungswirkung wird daher weiterhin einer autonomen Entwicklung und nicht der Maßnahme zugeschrieben. Zudem nahm die Straßenverkehrsleistung im Personenverkehr im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022 sogar zu (Kapitel 6.2.4). Mögliche Einsparungen durch Homeoffice wurden durch höhere Pkw-Mobilität an anderer Stelle konterkariert. Eine leichte Treibhausgas-minderung wird hingegen durch die erfolgte Erhöhung des BEHG-Preises erwartet.

160 In Summe wird daher eine abgeschwächte Wirkung der Maßnahmen im Klimaschutzprogramm 2023 für den Verkehrssektor erwartet, so dass eine erhebliche Erfüllungslücke bis zum Jahr 2030 verbleibt.

8 Literaturverzeichnis

AGEB (2024a): Energiebilanz der Bundesrepublik 2022 (unveröffentlicht). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEB (2024b): Frühschätzung der Energiebilanz der Bundesrepublik 2023 (unveröffentlicht). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEB (2023a): Frühschätzung der Energiebilanz der Bundesrepublik 2022 (unveröffentlicht). Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB).

AGEB (2023b): Tabellen. Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt. Hg. v. AG Energiebilanzen e. V. (AGEB). Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/STRERZ_Abgabe-12-2023.pdf (08.03.2024).

AGEB (2023c): Umfassende Revision der Energiebilanzen 2003 bis 2021 abgeschlossen. Nur geringe Differenzen festgestellt / Revidierte Daten online. infoplus (3).

AGEB (2015): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Hg. v. AG Energiebilanzen e.V. (AGEB). Online verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/vorwort.pdf> (30.03.2023).

AGEE-Stat (2024): Tabellen. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2024). Hg. v. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren> (11.03.2024)

Agora Energiewende (2024): Analyse. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024.: Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-35_DE_JAW23/A-EW_317_JAW23_WEB.pdf (11.03.2024).

Agora Energiewende (2023): Interseite. Agorameter. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/chart/today/power_generation/19.02.2024/22.02.2024/hourly (11.03.2024).

Alipour, J.-V. (2023): Kein Homeoffice ist auch keine Lösung. ifo Schnelldienst 76 (10), S. 35-38.

Arnold, F., Junkermann, J., Lange, M. (2024): EWI Merit-Order Tool 2023. Hg. v. Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-merit-order-tool-2023/> (22.03.2024).

Arnold, F., Schlund, D., Çam, E., Gruber, K., Junkermann, J., Kienscherf, P. (2022): EWI Merit-Order Tool 2022 Update. Hg. v. Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-merit-order-tool-2022-update/> (14.03.2024).

- 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): Amtliche Mineralölkosten für die Bundesrepublik Deutschland – Dezember 2023. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
- Bär, F., Kaspar, F. (2024): Energiewetter im Jahr 2023: Meteorologischer Jahresrückblick auf energierelevante Wetterelemente. Hg. v. Deutscher Wetterdienst (DWD) / BMDV-Expertenetzwerk. Online verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressekonferenzen/DE/2024/PK_2024_03_26/energiewetter_2023.pdf;jsessionid=3348077FE922021021AF094A9E97F685.live21063?_blob=publicationFile&v=2 (03.04.2024).
- Bär, H., Collmer, F. (2024): Klif Policy Brief. Planen ist Silber, Ausgeben ist Gold: Warum weniger Geld für Klimaschutz fließt als wir denken. Hg. v. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Online verfügbar unter: https://foes.de/publikationen/2024/FOES_2024_KTF_Soll-Ist_Analyse.pdf (09.04.2024).
- BAST (2024): Daten. Verkehrsentwicklung auf Bundesfernstraßen. Hg. v. Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST). Online verfügbar unter: https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszahlung/zaehl_node.html (14.03.2024).
- BDEW (2024): Artikel. BDEW-Strompreisanalyse Februar 2024. Die BDEW-Strompreisanalyse zeigt die aktuelle Entwicklung der Strompreise in Deutschland. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (11.03.2024).
- BDEW (2023a): Artikel. Studie: Wie heizt Deutschland 2023?. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/> (11.03.2024).
- BDEW (2023b): Internetseite. Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland. Anteile der genutzten Energieträger. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/> (11.03.2024).
- BDEW (2023c): Präsentation. Foliensatz zur Publikation. Die Energieversorgung 2023. Jahresbericht. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_Foliensatz_final_18Dez2023_V2.pdf (11.03.2024).
- BDH (2024): Präsentation. Marktentwicklung Wärmemarkt 2023. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V. (BDH). Online verfügbar unter: https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Absatzzahlen_Waermemarkt_Deutschland_2023-12.pdf (14.03.2024).
- Behr, S. M., Köveker, T., Küçük, M. (2023): Wärmemonitor 2022: Private Haushalte sparen fünf Prozent Heizenergie und CO₂-Emissionen ein. DIW Wochenbericht 90 (39), S. 529-539.

BMDV (2024): Internetseite. Lkw-Maut (Stand: 13.03.2024). Hg. v. Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV). Online verfügbar unter:
<https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/StV/Strassenverkehr/lkw-maut.html> (04.04.2024).

BMF (2024): KTF-Bericht (unveröffentlicht). Hg. v. Bundesfinanzministerium (BMF).

BMWK (2023): Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. (Lesefassung; Stand: 13.06.23, 10:45 Uhr).

BNetzA (2024): Daten. SMARD Marktdaten. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter:
<https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> (15.03.2024).

Böttcher, C. (2022): Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung. Gegenüberstellung der bisherigen Methoden unter der Treibhausgasberichterstattung mit neuen Erkenntnissen aus Emissionsmessungen in Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_159-2022_aktualisierung_der_emissionsfaktoren_fuer_methan_fuer_die_erdgasbereitstellung.pdf (23.03.2023).

Braungardt, S., Bürger, V., Steinbach, J., Popovski, E. (2023): Abschätzung der Minderungswirkung der 65%-Anforderung im GEG-Entwurf. Hg. v. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter:
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Quantifizierung_GEG.pdf (11.03.2024).

BReg (2023): Bericht der Bundesregierung zur Wirkung der Preisbremsen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/20230816-bericht-wirkung-preisbremsen.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (15.03.2024).

Brienen, S., Walter, A., Brendel, C., Fleischer, C., Ganske, A., Haller, M., Helms, M., Höpp, S., Jensen, C., Jochumsen, K., Möller, J., Krähenmann, S., Nilson, E., Rauthe, M., Razafimaharo, C., Rudolph, E., Rybka, H., Schade, N., Stanley, K. (2020): Abschlussbericht. Klimawandelbedingte Änderungen in Atmosphäre und Hydrosphäre. Schlussbericht des Schwerpunktthemas Szenarienbildung (SP-101) im Themenfeld 1 des BMVI-Expertennetzwerks.: Hg. v. BMVI-Expertennetzwerk. Online verfügbar unter: https://www.bmdv-expertennetzwerk.bund.de/DE/Publikationen/TFSPTBerichte/SPT101.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (04.04.2024).

BVerfG (2023): Urteil des Zweiten Senats vom 15. November 2023. 2 BvF 1/22, Rn. 1-231. Hg. v. Bundesverfassungsgericht (BVerfG). Online verfügbar unter:
https://www.bverfg.de/e/fs20231115_2bvf000122.html (08.03.2024).

Destatis (2024a): Daten. Statistischer Bericht. Daten zur Energiepreisentwicklung Dezember 2023. EVAS-Nummer 61241, 61411, 61421, 61111, 61231. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter:
https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.destatis.de%2FDE%2FThemen%2FWirtschaft%2Fpreise%2FPublikationen%2FEnergiepreise%2Fstatistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001231125.xlsx%3F__blob%3DpublicationFile&wdOrigin=BROWSELINK (08.03.2024).

Destatis (2024b): Daten. Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Energieverbrauch der privaten Haushalte für Wohnen. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/energieverbrauch-haushalte.html> (11.03.2024).

Destatis (2024c): Gewerblicher Luftverkehr, Flugzeugbezogene Daten (Flight Stage), Verkehr innerhalb Deutschlands Verkehrsleistungen - Liefertabelle (unveröffentlicht).

Destatis (2024d): Pressemitteilung. Fahrgastzahl im Linienverkehr mit Bussen und Bahnen 2023 um 7 % gestiegen. Pressemitteilung Nr. 142 vom 8. April 2024. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/04/PD24_142_461.html (09.04.2024).

Destatis (2024e): Statistischer Bericht. Indizes der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) Dezember 2023. EVAS-Nummer 61241. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/Downloads-Erzeugerpreise/statistischer-bericht-erzeugerpreise-2170200231125.html> (11.03.2024).

Destatis (2024f): Tabelle. 42153-0001. Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe: Deutschland, Monate, Original- und bereinigte Daten, Wirtschaftszweige (Hauptgruppen und Aggregate). Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=42153-0001&bypass=true&levelindex=1&levelid=1677161208080#abreadcrumb> (08.03.2024).

Destatis (2024g): Tabelle. 46131-0002. Beförderte Güter, Beförderungsleistung (Eisenbahngüterverkehr): Deutschland, Monate. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=46131-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1710106289691#abreadcrumb> (11.03.2024).

Destatis (2024h): Tabelle. 46231-0002. Beförderte Gütermenge und Beförderungsleistung (Straßengüterverkehr): Deutschland, Monate, Verkehrswege. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=46231-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1710106990352#abreadcrumb> (11.03.2024).

Destatis (2024i): Tabelle. 46321-0002. Beförderte Güter, Beförderungsleistung (Binnenschifffahrt): Deutschland, Monate, Hauptverkehrsbeziehungen. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=46321-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1710106822414#abreadcrumb> (11.03.2024).

Destatis (2023a): Pressemitteilung. Haushaltsenergie: Preise trotz Rückgängen weiterhin deutlich höher als 2020. Pressemitteilung Nr. N 058 vom 27. Oktober 2023. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/10/PD23_N058_61.html (11.03.2024).

Destatis (2023b): Tabelle. 41312-0001. Haltungen mit Rindern: Deutschland, Stichmonat, Rinderkategorien. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www->

[genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=41312-0001&bypass=true&levelindex=0&levelid=1709929415619#abreadcrumb](https://www.genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=41312-0001&bypass=true&levelindex=0&levelid=1709929415619#abreadcrumb) (08.03.2024).

Destatis (2023c): Tabelle. 42321-0001. Inlandsabsatz von Düngemitteln: Deutschland, Wirtschaftsjahr, Düngemittelsorten. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=42321-0001&bypass=true&levelindex=1&levelid=1707383333520#abreadcrumb> (08.03.2024).

Destatis (2022): Tabellen. Wohngebäude, Wohnungen, Wohnfläche: Deutschland, Stichtag, Anzahl der Wohnungen. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online#astructurehttps://www-genesis.destatis.de/genesis/online#astructure> (26.10.2022).

Destatis (2021): Fachserie 3 Reihe 4.1 – Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Viehbestand. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Tiere-Tierische-Erzeugung/Publikationen/Downloads-Tiere-und-tierische-Erzeugung/viehbestand-2030410215324.html> (08.04.2022).

Destatis (2019): Fachserie 19 Reihe 1 – Umwelt. Abfallentsorgung. 2017. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Publikationen/Downloads-Abfallwirtschaft/abfallentsorgung-2190100177004.pdf?_blob=publicationFile.

Destatis (2018): Öffentliche Wasserversorgung und öffentliche Abwasserentsorgung. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Publikationen/Downloads-Wasserwirtschaft/wasserwirtschaft-2190213169005.xlsx;jsessionid=FF50F4C24CADA03595121E45A009CEB4.live742?_blob=publicationFile (08.04.2022).

Deutscher Bundestag (2024a): Beschlussempfehlung des Haushaltsausschusses (8. Ausschuss) zu dem Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2024 (Haushaltsgesetz 2024 – HG 2024). Drucksachen 20/7800, 20/7802. Einzelplan 60 Allgemeine Finanzverwaltung. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/086/2008660.pdf> (14.03.2024).

Deutscher Bundestag (2024b): Beschlussempfehlung des Haushaltsausschusses (8. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung - Drucksachen 20/7800, 20/7802, 20/8962 Nr. 1 -. Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2024 (Haushaltsgesetz 2024 – HG 2024). Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/086/2008662.pdf> (04.04.2024).

Deutscher Bundestag (2024c): Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2024 (Haushaltsgesetz 2024 – HG 2024). Vom 10. Februar 2024 BGBl 2024 I Nr. 38, Nr. 65. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: <https://www.bundeshaushalt.de/static/daten/2024/soll/Bundeshaushalt-2024.pdf> (05.04.2024).

Deutscher Bundestag (2023): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2024 (Haushaltsgesetz 2024 - HG 2024). Drucksache 20/7800. Hg. v. Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/078/2007800.pdf> (11.03.2024).

Die Papierindustrie (2024): Pressemitteilung. Papierindustrie 2023: Deutlicher Rückgang nach Aufholjagd. Hg. v. Die Papierindustrie e. V. (Die Papierindustrie). Online verfügbar unter: https://www.papierindustrie.de/presse/presseedetails?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=5863&cHash=3a14dc431c6947908c1ce2b7cb141444 (22.03.2024).

ERK (2024): Technisches Begleitdokument zum Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK).

ERK (2023a): Prüfbericht zu den Sofortprogrammen 2023 für den Gebäude- und Verkehrssektor. Prüfung der den Maßnahmen zugrundeliegenden Annahmen gemäß § 12 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz.

ERK (2023b): 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 (2023c): Stellungnahme zum Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023. Stellungnahme zu den zugrunde liegenden Annahmen der Treibhausgasreduktion des Klimaschutzprogramms nach § 12 Abs. 3 (3).

ERK (2023d): 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 (2022a): 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 (2022b): Zweijahresgutachten 2022. Gutachten zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsmengen und zur Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz). Hg. v. Expertenrat für Klimafragen (ERK). Online verfügbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/11/ERK2022_Zweijahresgutachten.pdf (07.03.2023).

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/> (08.04.2022).

EWI (2024): EWI Merit-Order Tool 2023 - Dokumentation. v2023.0. Hg. v. Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/Dokumentation_EWI_Merit_Order_Tool_v2023.pdf (22.03.2024).

FfE (2022): Internetseite. Veränderungen der Merit Order und deren Auswirkungen auf den Strompreis. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Online verfügbar unter:

<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/veraenderungen-der-merit-order-und-deren-auswirkungen-auf-den-strompreis/> (28.10.2022).

Fraunhofer ISE (2024): 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?!=de&c=DE> (12.04.2023).

Independent Commodity Intelligence Services (ICIS) (2024): The slow road to recovery: 2024 outlook for European gas, power, and carbon markets. Hg. v. LexisNexis Risk Solutions. Online verfügbar unter: <https://www.icis.com/explore/resources/icis-exclusive-eworld-2024/> (04.04.2024).

International Carbon Action Partnership (ICAP) (2023): Interaktive Grafik. ICAP Allowance Price Explorer. Hg. v. adelphi consult GmbH (adelphi). Online verfügbar unter: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (14.03.2024).

investing.com (2024): Interaktive Grafik. Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures - (MTFc1). Hg. v. Fusion Media Limited. Online verfügbar unter: [https://www.investing.com/commodities/coal-\(api2\)-cif-ara-futures-streaming-chart](https://www.investing.com/commodities/coal-(api2)-cif-ara-futures-streaming-chart) (14.03.2024).

IPCC (2019): 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hg. v. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Online verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/> (04.04.2024).

IPCC (2014): 2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Wetlands. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Schweiz: Hg. v. Hiraishi, T., Krug, T., Tanabe, K., Srivastava, N., Baasansuren, J., Fukuda, M. and Troxler, T.G.

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hg. v. Simon Eggleston, Leandro Buendia, Kyoko Miwa, Todd Ngara, Kiyoto Tanabe. Veröffentlicht vom Institute for Global Environmental Strategies (IGES).

KBA (2024a): Internetseite. Bestand. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach ausgewählten Merkmalen (Bundesländern und Fahrzeugklassen), vierteljährlich (FZ 27). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html (14.03.2024).

KBA (2024b): 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 (2024c): Internetseite. Monatliche Neuzulassungen. Kraftfahrzeuge und Kraftfahrzeuganhänger - Monatsergebnisse (FZ 8). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz8/fz8_gentab.html (14.03.2024).

KBA (2024d): Neuzulassungen von Personenkraftwagen im Jahr 2023 nach ausgewählten Haltergruppen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten bzw. Energiequellen (unveröffentlicht). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).

Knopf, B., Illenseer, N. (2023): Die Finanzierung der Transformation: Klimafonds, Klimageld und Kernhaushalt. Hg. v. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change gGmbH (MCC). Online verfügbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_Die_Finanzierung_der_Transformation.pdf (08.03.2024).

KSG (2021): Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021.

KSG (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513).

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.

MCE (2015): Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2015. National Inventory Report for the Polish Greenhouse Gas Inventory 1988 - 2013. Hg. v. Polish Ministry of Climate and Environment (MCE).

McKinsey & Company (2024): 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).

Mellwig, P., Blauert, M., Kohen, J., Pehnt, M., Schütze, F., Stede, J. (2022): Klimaschutz im Gebäudebereich: Erklärungen für stagnierende CO₂-Emissionen trotz erfolgreicher Sanierungsmaßnahmen. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Ifeu, Technopolis, DIW Berlin. Im Erscheinen.: Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Ifeu, Technopolis, DIW Berlin. Im Erscheinen.

NWL (2023): Präsentation. Das Deutschlandticket. Zahlen, Daten, Fakten. Hg. v. Zweckverband Nahverkehr Westfalen-Lippe (NWL). Online verfügbar unter: https://www.nwl-info.de/fileadmin/NWL/Downloads/MaFo_NWL_09-23_Deutschlandticket.pdf (22.03.2024).

Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut (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. (unveröffentlichter Entwurf).

Öko-Institut, IREES (2024): Daten. Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten (Datentabelle). Excelfassung der zentralen Rahmendaten. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar

unter:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/deutscher_projektionsbericht2024_rahmendaten.xlsx (04.04.2024).

Plötz, P., Link, S., Ringelschwendner, H., Keller, M., Moll, C., Bieke, G., Dornoff, J., Mock, P. (2022): Real-world usage of plug-in hybrid vehicles in Europe. A 2022 update on fuel consumption, electric driving, and CO₂ emissions. Hg. v. International Council on Clean Transportation Europe (ICCT). Online verfügbar unter: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/06/real-world-phev-use-jun22-1.pdf> (22.03.2024).

Prognos AG (2022): Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045. Hg. v. Prognos AG. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/gebaeudestrategie-klimaneutralitaet-2045.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (03.04.2024).

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/>

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.

Roth, A., Schmidt, F. (2023): Internetseite. Aktueller Erdgasverbrauch und Einsparungen von Haushalten und Gewerbe. Hg. v. OpenEnergyTracker.org. Online verfügbar unter: <https://openenergytracker.org/de/docs/germany/naturalgas/> (11.03.2024).

SVR (2023): Wachstumsschwäche überwinden - In die Zukunft investieren. Jahresgutachten 2023/24. Hg. v. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR). Online verfügbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202324/JG202324_Gesamtausgabe.pdf (11.03.2024).

SVR Wirtschaft (2023): Aktualisierte Konjunkturprognose 2023 und 2024. 22. März 2023. Hg. v. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR Wirtschaft). Online verfügbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Konjunkturprognosen/2023/KJ2023_Gesamtausgabe.pdf (03.04.2024).

Tagesschau (2024): Artikel. Maßnahme zum Klimaschutz. EU-Parlament billigt Sanierungsvorgaben für Gebäude. Stand: 12.03.2024. Hg. v. ARD-aktuell / tagesschau.de. Online verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/eu-gesetz-sanierungsvorgaben-100.html> (09.04.2024).

Thünen-Institut (2024): Zeitreihenvergleich Holzprodukte im Treibhausgasinventar und in der Vorjahresschätzung der THG-Emissionen zwischen 2022 und 2024 (unveröffentlicht). Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut).

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 (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2024c): CO₂-Emissionen [Mio. t] der Stromerzeugung gemäß Datenbank ZSE-Datenstand und Randjahr geschätzt (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2024d): 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 (2024e): Daten. VJS2023_ZSE-Ergebnis_1.A.3.b i-iv_nach_Kraftstoff.xlsx (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2024f): Daten. VJS 2022_Herleitung_Energiemengen_mobile_Emittenten_final.xlsx (unveröffentlicht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2024g): Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt> (03.04.2024).

UBA (2023a): Berechnung der Emissionsdaten des Vorjahres gemäß Klimaschutzgesetz, allgemeiner Methodenband. Unveröffentlicht.: Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2023b): Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz. Begleitender Bericht.: Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

UBA (2023c): Internetseite. Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes 1990 - 2022. Stand: 15.03.2023.: Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen> (23.03.2023).

UBA (2023d): 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 (2023e): 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 (2022a): Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2021 gemäß Bundesklimaschutzgesetz. Begleitender Bericht. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/220310_vjs_2021_-_begleitender_bericht_-_sauber_vbs_korr_kurzfassung.pdf.

UBA (2022b): Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2021 nach KSG. 2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter:

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, heruntergeladen 24.03.2022.

UBA (2022c): 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 (2022d): Internetseite. Primärenergieverbrauch. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch> (26.10.2022).

UBA (2021a): Klimawirkungs- und Risikoanalyse für Deutschland 2021. Teilbericht 4: Klimarisiken im Cluster Infrastruktur. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/KWRA-Teil-4-Cluster-Infrastruktur> (03.04.2024).

Uba (2021b): Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen 2020.

VCI (2023): Pressemitteilung. Jahresbilanz 2023. Stürmische Zeiten für die Branche. Hg. v. Verband der chemischen Industrie (VCI). Online verfügbar unter: <https://www.vci.de/presse/pressemitteilungen/stuermische-zeiten-fuer-die-branche.jsp> (22.03.2024).

VDZ (2023): Zementindustrie im Überblick 2023/2024. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). Online verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/zementindustrie-im-ueberblick-2023-2024#:~:text=Das%20kompakte%20Branchenportrait%20%E2%80%9EZementindustrie%20im,%2C%20Energieeffizienz%2C%20Klimaschutz%20und%20Ressourcenschonung> (22.03.2024).

Vogel, L., Neumann, M., Linz, S. (2023): Berechnung und Entwicklung des neuen Produktionsindex für energieintensive Industriezweige. WISTA – Wirtschaft und Statistik (02), S. 39-48.

WV Stahl (2024): Pressemitteilung. Jahresbilanz 2023: Stahlproduktion sinkt 2023 auf historisch niedriges Niveau. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl). Online verfügbar unter: <https://www.stahl-online.de/medieninformationen/jahresbilanz-2023-stahlproduktion-sinkt-2023-auf-historisch-niedriges-niveau/> (22.03.2024).

Expertenrat für Klimafragen (ERK)

Seydelstr. 15

10117 Berlin

www.expertenrat-klima.de
